



(51) МПК
F04D 13/10 (2006.01)
F04D 15/00 (2006.01)
F04F 5/54 (2006.01)
E21B 43/14 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

F04D 13/10 (2019.05); *F04D 15/0066* (2019.05); *F04F 5/54* (2019.05); *E21B 43/14* (2019.05); *E21B 43/124* (2019.05)

(21)(22) Заявка: **2018123729, 29.06.2018**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
29.06.2018

Дата регистрации:
01.07.2019

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **29.06.2018**

(45) Опубликовано: **01.07.2019** Бюл. № 19

Адрес для переписки:

**119333, Москва, ул. Губкина, 3, ИПНГ РАН,
 Тупысеву М.К.**

(72) Автор(ы):

**Дмитриевский Анатолий Николаевич (RU),
 Сазонов Юрий Апполоньевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Федеральное государственное бюджетное
 учреждение науки Институт проблем нефти
 и газа РАН (ИПНГ РАН) (RU)**

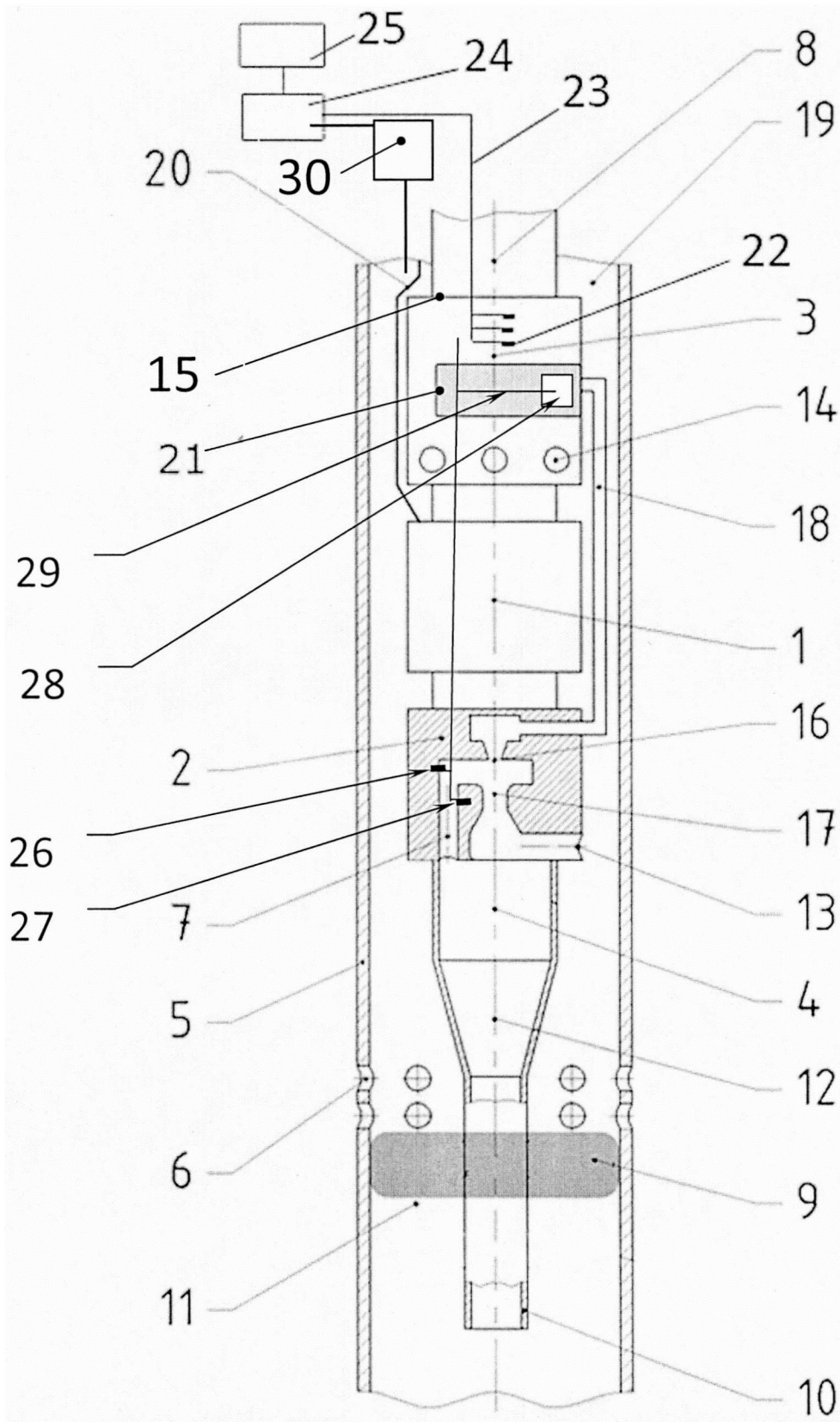
(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: **RU 135709 U1, 20.12.2013. RU
 125250 U1, 27.02.2013. RU 2282759 C1,
 27.08.2006. SU 174578 A2, 07.09.1965. RU
 2550613 C2, 10.05.2015. CN 102071916 A,
 25.05.2011.**

(54) **Погружная насосная установка**

(57) Реферат:

Изобретение относится к установкам для добычи нефти из скважин погружными насосами одновременно из нескольких продуктивных пластов. Погружная насосная установка включает электродвигатель (1), центробежный насос (3) и подпорный струйный насос (2). Сопло (16) насоса (2) через патрубок сообщено с верхней высоконапорной частью насоса (3). Прием (7) насоса (2) соединен со спущенным в эксплуатационную колонну (5) хвостовиком (4), внутренний канал которого сообщен с входом камеры (17) смещения насоса (2), выход (13) которой сообщен с кольцевым каналом (19) между колонной (5) и насосно-компрессорными трубами (8). Хвостовик (4) оснащен уплотнительным устройством (9), перекрывающим канал между колонной (5) и хвостовиком (4). В верхней части насоса (3) размещен газожидкостный сепаратор (21), выход которого по воде сообщен через патрубок (18) с соплом (16). По длине насоса (3) установлены

датчики (22) давления для измерения распределения давления по его длине, которые связаны каналом (23) связи и управления с размещенной на устье скважины системой (24) контроля и управления. Установка оснащена дополнительными датчиками (26 и 27) давления, установленными на приеме (7) и в камере (17) смещения насоса (2), связанными каналом (23) с системой (24). На патрубке (18), сообщающем сопло (16) насоса (2) с насосом (3), установлено дистанционно управляемое запорное устройство (28). Изобретение направлено на повышение эффективности работы погружной насосной установки в осложненных условиях при интенсивном поступлении газа в зону работы насосного оборудования путем обеспечения согласованного регулирования работы центробежного и струйного насосов за счет раздельной регулировки средней подачи каждого насоса. 1 ил.





FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
F04D 13/10 (2006.01)
F04D 15/00 (2006.01)
F04F 5/54 (2006.01)
E21B 43/14 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

F04D 13/10 (2019.05); *F04D 15/0066* (2019.05); *F04F 5/54* (2019.05); *E21B 43/14* (2019.05); *E21B 43/124* (2019.05)

(21)(22) Application: **2018123729, 29.06.2018**(24) Effective date for property rights:
29.06.2018Registration date:
01.07.2019

Priority:

(22) Date of filing: **29.06.2018**(45) Date of publication: **01.07.2019** Bull. № 19

Mail address:

**119333, Moskva, ul. Gubkina, 3, IPNG RAN,
Tupysevu M.K.**

(72) Inventor(s):

**Dmitrievskij Anatolij Nikolaevich (RU),
Sazonov Yuriy Appolonevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Federalnoe gosudarstvennoe byudzhetnoe
uchrezhdenie nauki Institut problem nefti i gaza
RAN (IPNG RAN) (RU)**

(54) SUBMERSIBLE PUMPING UNIT

(57) Abstract:

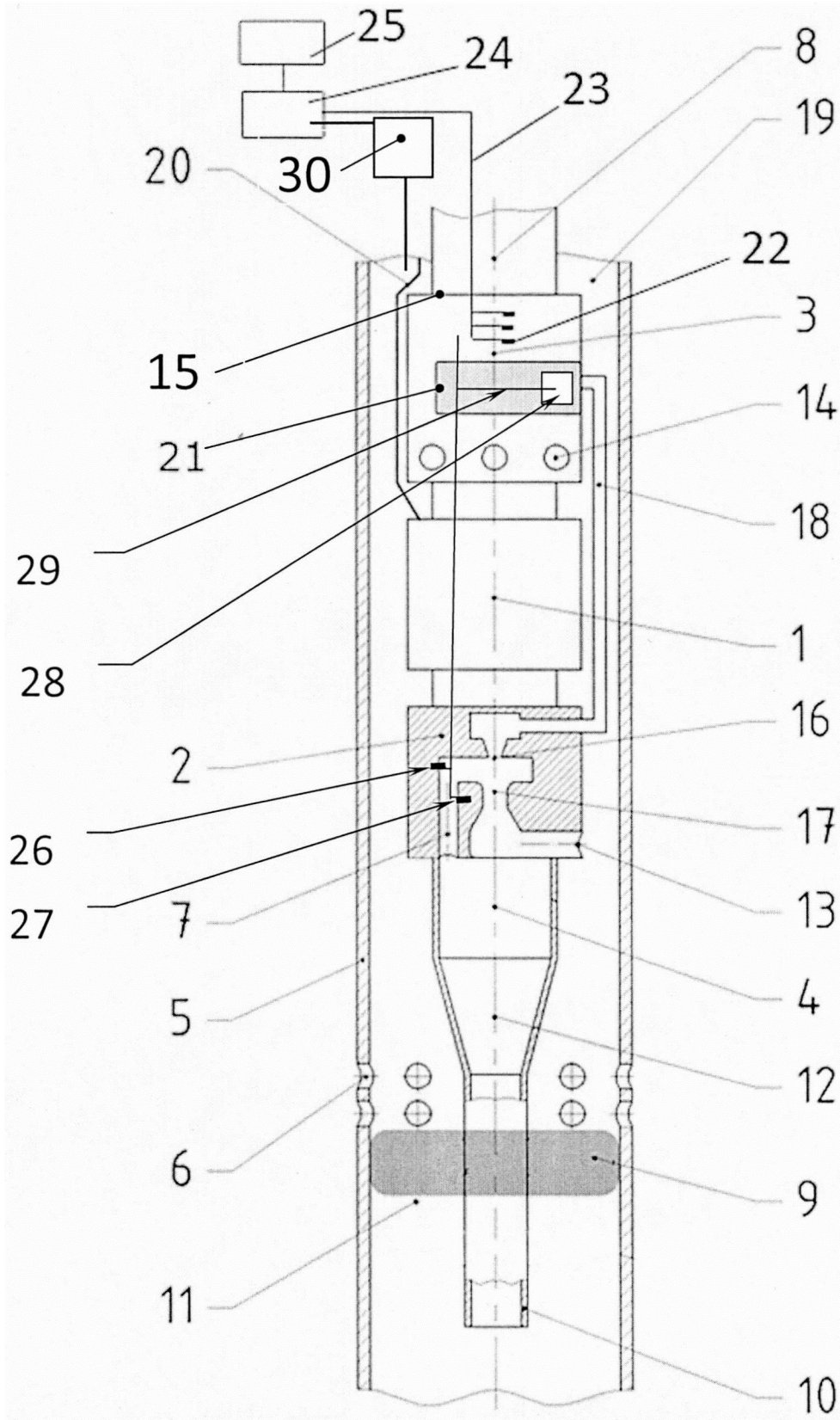
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to installations for oil production from wells by submersible pumps simultaneously from several productive formations. Submersible pumping unit includes electric motor (1), centrifugal pump (3) and pressure jet pump (2). Nozzle (16) of pump (2) is communicated via pipe with upper high-pressure part of pump (3). Receiving (7) of pump (2) is connected to shank (4) lowered into production string (5), internal channel of which is connected to inlet of mixing chamber (17) of pump (2), outlet (13) of which is connected to annular channel (19) between column (5) and tubing string (8). Shank (4) is equipped with sealing device (9) covering channel between column (5) and shank (4). In the upper part of pump (3) there is gas-liquid separator (21), the outlet of which along the water is communicated via pipe (18) with

nozzle (16). Pressure transducers (22) are arranged along the length of pump (3) to measure pressure distribution along its length and are connected via communication channel (23) with control system (24) arranged at well mouth. Plant is equipped with additional pressure sensors (26 and 27) installed at intake (7) and in mixing chamber (17) of pump (2) connected by channel (23) with system (24). On pipe (18) communicating nozzle (16) of pump (2) with pump (3), remotely controlled locking device (28) is installed.

EFFECT: invention is aimed at improving operating efficiency of submersible pumping unit in complicated conditions with intensive gas supply to operation zone of pumping equipment by provision of coordinated control of centrifugal and jet pumps operation due to separate control of average supply of each pump.

1 cl, 1 dwg



Изобретение относится к установкам для добычи жидкости из скважин погружными насосами и может быть использовано для добычи нефти одновременно из нескольких продуктивных пластов, включая варианты согласованной работы нескольких нефтяных скважин в рамках «интеллектуального» месторождения.

5 Известна скважинная насосная установка, содержащая погружной насос, погружной электродвигатель, пропущенный вдоль колонны труб электрический силовой кабель, подключенный на поверхности к станции управления, и погружной приборный модуль с датчиками параметров состояния скважины и устройствами преобразования сигналов датчиков (RU 2285155, 2005).

10 Недостатком известного устройства является относительно низкая эффективность его работы в условиях добычи нефти одновременно из нескольких продуктивных пластов, что обусловлено отсутствием возможности регулирования режима отбора продукции из каждого пласта.

Из известных технических решений наиболее близким к предлагаемому по
15 технической сущности и достигаемому результату является погружная насосная установка, состоящая из электродвигателя, подпорного струйного насоса с соплом и основного центробежного насоса, хвостовика, спущенного в эксплуатационную колонну и соединенного с приемом подпорного струйного насоса, колонны насосно-
20 компрессорных труб, сопло струйного насоса через дополнительный патрубок сообщено с верхней высоконапорной частью основного центробежного насоса, вход в камеру смешения струйного насоса сообщен с внутренним каналом хвостовика, а выход из
камеры смешения струйного насоса сообщен с кольцевым каналом между
эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами, хвостовик оснащен
25 уплотнительным устройством, перекрывающим кольцевой канал между эксплуатационной колонной и хвостовиком, при этом по длине основного
центробежного насоса установлены датчики давления для измерения распределения
внутреннего давления по длине основного центробежного насоса, подключенные к
блоку обработки информации (RU 135709, 2013).

Известное устройство на базе информации о давлении позволяет определять режим
30 работы каждой насосной ступени центробежного насоса с учетом изменения плотности перекачиваемой газожидкостной смеси и по результатам обработки полученной информации оценивать эффективность работы насоса в целом.

Недостатком известного устройства является относительно низкая эффективность
35 его работы в условиях добычи нефти, осложненных высоким содержанием газа в зоне работы насосного оборудования, что обусловлено отсутствием информации о режимах работы струйного насоса и отсутствием рекомендаций по изменению режима работы насосной установки в целом.

Технической задачей изобретения является повышение эффективности работы
погружной насосной установки в осложненных условиях при интенсивном поступлении
40 газа в зону работы насосного оборудования.

Достижимый технический результат заключается в обеспечении согласованного регулирования работы центробежного и подпорного струйного насосов за счет
раздельной регулировки средней подачи каждого насоса.

Техническая задача решается за счет того, что в погружной насосной установке,
45 состоящей из электродвигателя, центробежного насоса, подпорного струйного насоса, сопло которого через патрубок сообщается с верхней высоконапорной частью центробежного насоса, а его прием соединен со спущенным в эксплуатационную колонну хвостовиком, внутренний канал которого сообщается с входом камеры смешения

струйного насоса, выход которой сообщается с кольцевым каналом между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами, при этом хвостовик оснащен уплотнительным устройством, перекрывающим кольцевой канал между эксплуатационной колонной и хвостовиком, в верхней высоконапорной части

5 центробежного насоса размещен газожидкостной сепаратор, выход которого по воде сообщается с дополнительным патрубком, по длине центробежного насоса установлена система датчиков давления для измерения распределения внутреннего давления по его длине, которые связаны посредством канала связи и управления с размещенной на устье скважины системой контроля и управления, установка оснащена дополнительными

10 датчиками давления, установленными на приеме и в камере смешения подпорного струйного насоса, связанными посредством канала связи и управления с системой контроля и управления, а на патрубке, сообщающем сопло струйного насоса с верхней высоконапорной частью центробежного насоса, установлено дистанционно управляемое запорное устройство.

15 Сущность изобретения поясняется чертежом, на котором представлена схема предлагаемой погружной насосной установки для добычи жидкости из скважины.

Погружная насосная установка состоит из электродвигателя 1, подпорного струйного насоса 2 и основного центробежного насоса 3, хвостовика 4, спущенного в эксплуатационную колонну 5. Эксплуатационная колонна 5 может иметь несколько

20 интервалов перфорации 6. Хвостовик 4 соединен с приемом 7 подпорного струйного насоса 2. Насосное оборудование спущено на колонне насосно-компрессорных труб 8. Хвостовик 4 оснащен уплотнительным устройством 9, перекрывающим кольцевой канал между эксплуатационной колонной 5 и хвостовиком 4. Нижняя часть 10 хвостовика 4, за счет уплотнительного устройства 9, расположена в зоне 11, которая

25 изолирована от интервала перфорации 6. Зона перфорации связывает верхний продуктивный пласт с полостью эксплуатационной колонны 5. Зона 11 и внутренний канал нижней части 10 хвостовика 4 сообщаются с нижним продуктивным пластом, например, через боковой ствол малого диаметра, который может быть выполнен ниже уплотнительного устройства 9 (нижний продуктивный пласт и боковой ствол на схеме

30 не показаны). Хвостовик может быть выполнен секционным. Секции, из труб различного диаметра, соединены через переводник 12. Выход 13 из подпорного струйного насоса 2 сообщается с входом 14 основного центробежного насоса 3. Выход 15 основного центробежного насоса 3 соединен с колонной насосно-компрессорных труб 8. Струйный насос 2 имеет сопло 16 и камеру смешения 17. Сопло 16 струйного насоса 2 через

35 дополнительный патрубок 18 сообщается с верхней высоконапорной частью основного центробежного насоса 3. Вход 7 в камеру смешения 17 струйного насоса 2 сообщается с внутренним каналом хвостовика 4, а выход 13 из камеры смешения 17 струйного насоса 2 сообщается с кольцевым каналом 19, который образован между эксплуатационной колонной 5 и насосно-компрессорными трубами 8. Энергию к

40 электродвигателю 1 подают через кабель 20. В верхней высоконапорной части основного центробежного насоса 3 размещен газожидкостной сепаратор 21, обеспечивающий отделение воды из водонефтегазовой смеси. Сепаратор может иметь различные известные исполнения. К примеру, сепаратор может иметь вращающиеся детали, расположенные на валу насоса 3. Сепаратор может быть и циклонного типа, и не иметь

45 подвижных деталей. На схеме сепаратор 21 показан условным значком, без пояснений принципа работы. Воду из сепаратора 21 подают в дополнительный патрубок 18, сообщающийся с соплом 16 подпорного струйного насоса 2. Насосная установка оснащена телеметрической системой для измерения распределения давления по насосным

ступеням основного центробежного насоса 3. Погружная насосная установка содержит датчики давления 22, установленные вдоль основного центробежного насоса 3, канал связи и управления 23, систему контроля и управления 24 и систему обмена информацией 25. Система обмена информации 25 обеспечивает возможность для использования результатов измерения распределения давления, по насосным ступеням основного центробежного насоса 3, для согласованной работы нескольких погружных насосных установок, в рамках «интеллектуального» месторождения. Насосная установка оснащена дополнительными датчиками давления 26 и 27, подключенными к приему 7 подпорного струйного насоса, и к камере смешения 17 подпорного струйного насоса 2, а на дополнительном патрубке 18, сообщающем сопло 16 струйного насоса 2 с верхней высоконапорной частью центробежного насоса 3 установлено дистанционно управляемое запорное устройство 28, связанное с системой контроля и управления 24 через канал связи и управления 23 и через его ответвление 29. Дистанционно управляемое запорное устройство 28 может быть выполнено, к примеру, в виде электромагнитного клапана.

Кабель 20 связан с частотным преобразователем 30, с возможностью изменения частоты тока при регулировании частоты вращения ротора электродвигателя 1 и ротора насоса 3, соответственно. Частотный преобразователь подключен к сети переменного тока, эта сеть на фигуре не показана. При этом частотный преобразователь 30 связан с системой контроля и управления 24.

Описываемая погружная насосная установка работает следующим образом.

Пластовая жидкость, смесь нефти и воды, вместе с пузырьками попутного газа, поступает внутрь эксплуатационной колонны 5 через перфорационные отверстия 6 из верхнего продуктивного пласта, и внутрь хвостовика 4 из нижнего пласта. Верхний и нижний, продуктивные пласты изолированы друг от друга в колонне 5 уплотнительным устройством 9.

Энергию к электродвигателю 1 подают через кабель 20, который связан с частотным преобразователем 30, с возможностью изменения частоты тока при регулировании частоты вращения ротора насоса 3. Электрическая энергия преобразуется в двигателе 1 в механическую энергию. Механическая энергия в насосе 3 преобразуется в гидравлическую энергию, создается поток перекачиваемой среды в направлении от входа 14 к выходу 15 и далее вверх по каналу внутри насосно-компрессорных труб 8.

Подпорный струйный насос 2 откачивает продукцию нижнего продуктивного пласта, через каналы хвостовика 4, 12 и 10. В струйном насосе повышается давление за счет энергии струи жидкости, истекающей через сопло 16. Известно, что струйный насос устойчиво работает и перекачивает и жидкости, и газ, и газожидкостные смеси. Но необходимо соблюдать условие, в жидкости, проходящей через сопло 16 не должен присутствовать газ в значительном количестве (по литературным данным до 10% по объему). Для соблюдения этого условия необходимо подавать в сопло 16 пластовую воду, с минимальным присутствием газа и нефти в потоке, поскольку и в нефти имеется растворенный газ, который переходит в свободное состояние при снижении давления на выходе сопла 16. Как и в известных решениях, возможно использование сепаратора 21, который обеспечивает отделение пластовой воды. Вода через патрубок 18 подается в сопло 16 струйного насоса 2, обеспечивая эффективную перекачку водонефтегазовой смеси, поступающей из нижнего продуктивного пласта в зону 11 и далее через канал 7 и струйный насос 2, на выход 13. Подпорный струйный насос 2 в полном объеме перекачивает газ, поступающий с жидкостью из нижнего пласта.

Датчики 22, установленные вдоль основного центробежного насоса 3, фиксируют

значения давления внутри проточной части насоса 3, что позволяет судить о распределении давления по длине насоса 3, соответственно о распределении давления по насосным ступеням внутри насоса 3. Информация, о распределении давления внутри проточной части насоса 3, и о распределении давления на приеме 7 и в камере смешения 17 струйного насоса 2, поступает по каналу связи и управления 23 в систему контроля и управления 24, где выполняется обработка информации с уточнением давления и плотности перекачиваемой среды на выходе каждой насосной ступени, в основном центробежном насосе 3. Информация о давлении также позволяет определить режим работы струйного насоса 2 и режим работы каждой насосной ступени, с учетом изменения плотности перекачиваемой газожидкостной смеси, и по результатам обработки полученной информации оценивается эффективность согласованной работы центробежного насоса 3 и струйного насоса 2. Режим работы насосной установки может подбираться в соответствии с программой разработки «интеллектуального» месторождения. Система контроля и управления 24 связана с системой обмена информацией 25. Система обмена информацией 25 (по кабельным линиям или по радиоканалу) обеспечивает возможность для использования результатов измерения при организации согласованной работы нескольких погружных насосных установок (нескольких нефтяных скважин), в рамках «интеллектуального» месторождения. При подаче управляющего сигнала через канал связи и управления 23 и через его ответвление 29, закрывается управляемое запорное устройство 28. При этом основной центробежный насос 3 откачивает жидкость только из верхнего продуктивного пласта. А частота вращения ротора центробежного насоса 3 корректируется за счет изменения частоты электрического тока следующим образом. Одновременно с закрытием дистанционно управляемого запорного устройства 28 подается команда от системы контроля и управления 24 на частотный преобразователь 30 для изменения частоты тока и для изменения режима работы насоса 3, сформированная на основе данных поступающих от датчиков давления 22, 26 и 27. Далее с учетом планируемого режима отбора жидкости из двух пластов, определяется отрезок времени, через который дается команда на открытие дистанционно управляемого запорного устройства 28. По истечении этого отрезка времени подается команда от системы контроля и управления 24 для открытия дистанционно управляемого запорного устройства 28. Одновременно с открытием дистанционно управляемого запорного устройства 28 подается команда от системы контроля и управления 24 на частотный преобразователь 30 для изменения частоты тока и для изменения режима работы насоса 3. При этом возобновляется откачка жидкости из нижнего пласта с помощью подпорного струйного насоса 2. А основной центробежный насос 3 откачивает жидкость из верхнего продуктивного пласта (интервал перфорации б), а также откачивает жидкость, прошедшую через подпорный струйный насос 2 из нижнего пласта,. Цикл повторяется и реализуется распределенный и контролируемый подвод энергии к основному центробежному насосу 3 и к подпорному струйному насосу 2 с отдельной регулировкой средней подачи каждого насоса. Средняя подача струйного насоса 2 регулируется путем включения и отключения перекачки при циклической работе за счет регулирования отрезка времени для перекачки на протяжении каждого цикла. Основной центробежный насос 3 и его средняя подача регулируется путем изменения частоты вращения ротора, в соответствии с режимом работы струйного насоса 2.

Таким образом, обеспечивается распределенный и контролируемый подвод энергии к основному центробежному насосу и подпорному струйному насосу с отдельной регулировкой средней подачи каждого насоса за счет периодической подачи рабочей

жидкости в сопло подпорного струйного насоса с одновременным изменением частоты вращения ротора основного центробежного насоса

Предлагаемая насосная установка повышает эффективность работы погружной насосной установки в осложненных условиях при интенсивном поступлении газа в зону работы насосного оборудования с обеспечением согласованной работы центробежных и подпорных струйных насосов, в том числе в группе нефтяных скважин в рамках «интеллектуального» месторождения.

(57) Формула изобретения

10 Погружная насосная установка, включающая электродвигатель, центробежный насос, подпорный струйный насос, сопло которого через патрубок сообщается с верхней высоконапорной частью центробежного насоса, а его прием соединен со спущенным в эксплуатационную колонну хвостовиком, внутренний канал которого сообщается с входом камеры смешения струйного насоса, выход которой сообщается с кольцевым каналом между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами, при 15 этом хвостовик оснащен уплотнительным устройством, перекрывающим кольцевой канал между эксплуатационной колонной и хвостовиком, в верхней высоконапорной части центробежного насоса размещен газожидкостный сепаратор, выход которого по воде сообщается с дополнительным патрубком, по длине центробежного насоса 20 установлена система датчиков давления для измерения распределения внутреннего давления по его длине, которые связаны посредством канала связи и управления с размещенной на устье скважины системой контроля и управления, отличающаяся тем, что установка оснащена дополнительными датчиками давления, установленными на приеме и в камере смешения подпорного струйного насоса, связанными посредством 25 канала связи и управления с системой контроля и управления, а на патрубке, сообщающем сопло струйного насоса с верхней высоконапорной частью центробежного насоса, установлено дистанционно управляемое запорное устройство.

30

35

40

45

Погружная насосная установка

