



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2015157386/03, 30.12.2015

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
30.12.2015

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 30.12.2015

(45) Опубликовано: 10.11.2016

Адрес для переписки:

423450, Респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул.
Ленина, 35, НГДУ "Альметьевнефть", Рук.
СНТИ ТО

(72) Автор(ы):

Джафаров Мирзахан Атакиши Оглы (RU),
Ожередов Евгений Витальевич (RU),
Матвеев Дмитрий Валерьевич (RU),
Нурутдинов Ильсур Анурович (RU),
Абсалимов Руслан Шамилевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Публичное акционерное общество
"Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU)

(54) УСТАНОВКА ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ВОДЫ ИЗ ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

(57) Реферат:

Предлагаемая полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин в качестве скважин-доноров (водозаборных) при межскважинной перекачке воды с целью поддержания пластового давления, а также водозаборных скважин, в продукции которых содержит попутную нефть.

Сущность полезной модели:

В установке для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины, включающей колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом в герметизирующем кожухе, спущенную в эксплуатационную колонну скважины и устьевую арматуру, соединенную с водяной линией, входное устройство, состоящее из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями в один ряд и стаканами, выполняющими функции впуска разделившийся воды во входное устройство, затрубное пространство над герметизирующим кожухом для накопления отсепарированной нефти. Для подъема отсепарированной нефти из затрубного пространства скважины на поверхность, колонна насосно-компрессорных труб выполнена большего диаметра и в ней

концентрично размещена колонна насосно-компрессорных труб меньшего диаметра с трубным штанговым насосом, работающим от привода станок-качалки, причем верхняя часть колонны насосно-компрессорных труб меньшего диаметра в устьевой арматуре соединена с сальниковым устройством нефтяной линии, а нижняя часть при помощи штангового насоса герметично соединена с коммутатором, установленным в колонне насосно-компрессорных труб большего диаметра на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине, который обеспечивает раздельное истечение перекрестных потоков жидкости, при этом коммутатор снабжен периферийными вертикальными каналами для прохождения восходящего потока воды, цилиндрической камерой для манжетного крепления цилиндра штангового насоса и боковыми каналами, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством скважины.

Установка повышает надежность добычи накопленной отсепарированной нефти и обеспечивает при поглощении пласта (при низком пластовом давлении) подъем на поверхность нефти из затрубного пространства без остановки работы электропогружного насоса, что исключает простой скважины. Также

использование установки позволяет экономически целесообразное применение в высокообводненных нефтяных скважинах по степени обводненности 97%-99% в качестве скважин-доноров (водозаборных) с учетом их территориально-рационального расположения

на месторождении, где требуется поддержание пластового давления путем межскважинной перекачки воды, что позволит существенно сократить протяженность водопроводных линий к нагнетательным скважинам. 4 ил.

RU 165961 U1

RU 165961 U1

Предлагаемая полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использована для эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин в качестве скважин-доноров (водозаборных) при межскважинной перекачке воды с целью поддержания пластового давления, а также водозаборных скважин, в продукции которых содержится попутную нефть.

Известна «Установка для эксплуатации скважины» (патент RU №2335625, E21B 43/14, опубл. Бюл. №28 от 10.10.208 г), предназначенная для перекачки части добываемой воды из водяного пласта через выкидную линию в нагнетательные скважины, а другой части воды - в вышележащий нефтяной пласт. Установка содержит пакер в промежутке между пластами, колонну насосно-компрессорных труб с радиальными отверстиями для сообщения с затрубным пространством, электроцентробежный насос, снабженный наружным герметизирующим кожухом, приемный часть которого сообщена с подпакерным пластом, а нагнетательная - с полостью колонны насосно-компрессорных труб.

Недостатком установки является то, что при использовании ее для эксплуатации водозаборных скважин с нефтесодержащей продукцией или высокообводненных нефтяных скважин в качестве скважин-доноров, может происходить попадание нефти в нагнетательные скважины и принимающей пласт, поскольку в установке не предусмотрена сепарация воды и нефти.

Наиболее близкой по сущности и достигаемому результату является «Установка для внутрискважинного разделения нефти от воды» (Патент RU №2531976, E21B 43/38, опубл. 27.10.2014 г.), включающая колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом и промывочно-обратным клапаном, спущенным в эксплуатационную колонну скважины. Электроцентробежный насос снабжен наружным герметизирующим кожухом, выполненным с возможностью гидравлического сообщения приема электроцентробежного насоса с входным устройством, состоящим из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями. На уровне каждого впускного отверстия хвостовик снабжен стаканом, выполняющим функции впуска разделившийся воды во входное устройство и гидрозатвора для нефтяных капель. При этом впускные отверстия располагаются в один ряд вдоль хвостовика и выполнены с уменьшающимся диаметром в каждой последующей секции по направлению вверх, а в качестве проходного канала для нефтяных капель служит зазор между кожухом и эксплуатационной колонной скважины.

Известное устройство имеет следующие недостатки:

- для подъема накопленной нефти на поверхность требуется дополнительно насосный агрегат и резервная вода для промывки через промывочно-обратный клапан;
- при низких пластовых давлениях устройство не позволяет поднимать на поверхность накопленную нефть из затрубного пространства из-за наличия поглощения пласта. Кроме этого, для промывки накопленной нефти из затрубного пространства приходится остановить работу электропогружного насоса, что приводит к простоя скважины;
- невысокая надежность промывочно-обратного клапана из-за наличия мехпримесей и солей в добываемой продукции скважины.

В предложенной полезной модели решается задача повышения надежности внутрискважинного оборудования с обеспечением подъема накопленной нефти к устью скважины при низком пластовом давлении без остановки эксплуатации скважины.

Поставленная задача решается тем, что в установке для отдельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины, включающей колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом в герметизирующем кожухе,

спущенную в эксплуатационную колонну скважины, и устьевую арматуру, соединенную с водяной линией, входное устройство, состоящее из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями в один ряд и стаканами, выполняющими функции впуска разделившейся воды во входное устройство, затрубное пространство над герметизирующим кожухом для накопления отсепарированной нефти, согласно полезной модели колонна насосно-компрессорных труб выполнена большего диаметра и в ней концентрично размещена колонна насосно-компрессорных труб меньшего диаметра с трубным штанговым насосом, работающим от привода станок-качалки, причем верхняя часть колонны насосно-компрессорных труб меньшего диаметра в устьевой арматуре соединена с сальниковым устройством нефтяной линии, а нижняя часть при помощи штангового насоса герметично соединена с коммутатором, установленным в колонне насосно-компрессорных труб большего диаметра на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине, который обеспечивает раздельное истечение перекрестных потоков жидкости, при этом коммутатор снабжен периферийными вертикальными каналами для прохождения восходящего потока воды, цилиндрической камерой для манжетного крепления цилиндра штангового насоса и боковыми каналами, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством скважины.

На фиг. 1 схематично представлена заявленная установка; на фиг. 2 - нижняя часть входного устройства; на фиг. 3 - коммутатор в продольном разрезе с цилиндрической камерой; на фиг. 4 - поперечный разрез А-А.

Установка для эксплуатации скважины, содержит подвеску колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) большого диаметра 1 с электроцентробежным насосом 2, которые спущены в эксплуатационную колонну скважины 3. Погружной электродвигатель (ПЭД) 4 и приемная часть (входной модуль) 5 электроцентробежного насоса 2 с наружной стороны от затрубного пространства 6 и разделительной камеры 7 герметизированы кожухом 8. В колонне НКТ большого диаметра 1 концентрично размещена колонна НКТ меньшего диаметра 9 с трубным штанговым насосом 10, работающим от привода СК (на фиг. не показано). Верхняя часть колонны НКТ 9 в устьевой арматуре типа АУДК 50×14 (используется при ОРЭ двух пластов) соединена с сальниковым устройством нефтяной линии 11, а нижняя часть при помощи штангового насоса 10 герметично соединена с коммутатором 12, установленным в колонне НКТ большого диаметра 1 на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине. Коммутатор 12, обеспечивающий раздельное истечения перекрестных потоков жидкости, снабжен цилиндрической камерой 13 для манжетного крепления (от вставных насосов) цилиндра трубного насоса 10, боковыми каналами 14, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством 6 и вертикальными периферийными каналами 15 для прохода прокачиваемой воды электроцентробежным насосом 2. К патрубку кожуха 8 подсоединен хвостовик 16 входного устройства, расположенного в разделительной камере 7, образованной из кольцевого пространства, заключенного между эксплуатационной колонной 3 и корпусом входного устройства. Зазор между кожухом 8 и эксплуатационной колонной 3 обеспечивает впуск нефтяных капель, и накопление их в верхней части затрубного пространства 6. Заглушенным с нижним концом хвостовик 16 снабжен по всей длине вдоль корпуса одним рядом впускных отверстий 17 и стаканами 18, выполняющими функцию гидрозатвора для нефтяных капель. Входное устройство состоит из нескольких секций с уменьшающимся диаметром впускных отверстий 17 в каждой последующей секции по направлению вверх. В устьевой арматуре скважины колонна НКТ большого диаметра 1 обвязана водопроводом 19.

Подвеска колонны штанг 20 насоса 10 на устье скважины связана головкой балансира станка качалки (не показано).

Геометрические размеры входного устройства по предлагаемой установке выбираются исходя из ожидаемого дебита или производительности электроцентробежного насоса 2. Длина входного устройства выбирается исходя из количества и диаметра впускных отверстий 17 для обеспечения порционного распределения потока добываемой жидкости таким образом, что скорость нисходящего потока воды в каждой порции, поступающей в стакан 18 входного устройства, меньше, чем скорость всплытия капель нефти в воде. Длина хвостовика 16, количество и диаметр впускных отверстий 17 в каждой секции выбирается в соответствии с прототипом.

Установка для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины работает следующим образом.

Опыт эксплуатации скважин-доноров с устройством для внутрискважинного разделения нефти от воды показывает, что наиболее благоприятные условия для гравитационного принципа разделения нефти от воды находятся в интервале от кровли пласта до насоса. В этом интервале, благодаря ламинарному режиму движения жидкости в эксплуатационной колонне, нефтяные капли, вышедшие из перфорационных отверстий, движутся отдельными каплями или, сливаясь (благодаря различной скорости нефтяных капель в потоке) образуют крупные капли нефти. Кроме этого, при наличии в скважине в этом интервале даже незначительной кривизны, нефтяные капли сливаются и движутся по верхней образующей внутренней поверхности эксплуатационной колонны, и в зависимости от количества нефти в добываемой воде может находиться в виде либо крупных капель, либо - тонкой струи нефти.

В процессе работы электроцентробежного насоса 2 восходящий поток воды с нефтяными каплями, поступающими из пласта, в кольцевом пространстве разделительной камеры 7, образованном между хвостовиком 16 и эксплуатационной колонной 3, движется вдоль входного устройства и перераспределяется по впускным отверстиям 17. Восходящий поток жидкости в разделительной камере 7 на пути между стаканами 18 резко снижает скорость из-за большой площади поперечного сечения кольцевого пространства, создавая условия гравитационного разделения воды от общего потока. При этом каждая разделенная порция нисходящего потока воды без захвата нефтяных капель из верхней открытой части стакана 18 и далее по впускным отверстиям 17, поступает в хвостовик 16. Скорость каждой отдельной порции нисходящего потока, имеет величину меньше, чем скорость всплытия нефтяных капель в воде, а скорость основного (восходящего) потока, движущегося дальше вдоль стакана 18, достаточно высока и обеспечивает вынос нефтяных капель, минуя стакан 18. Этому еще способствует совпадение векторов направления всплытия нефтяных капель и продолжающаяся порция восходящего потока жидкости. При этом скорость восходящего потока по мере подъема вдоль входного устройства постепенно снижается из-за порционного отбора воды в предыдущих отверстиях, а внутри хвостовика за счет поочередного поступления воды - постепенно увеличивается, поэтому диаметр впускных отверстий 17 верхней последней секции входного устройства имеет соответственно меньше, чем нижних секций. Это позволяет иметь скорость нисходящего потока воды, поступающего в стаканы 18 на верхней секции входного устройства, также меньше, чем скорость всплытия нефтяных капель в воде, что обеспечивает дальнейшее всплытие их вверх. Очищенная от нефти добываемая вода, через хвостовик 16 попадает на прием 5 электроцентробежного насоса 2, а нефть через зазор между кожухом 8 и эксплуатационной колонной 3 поднимается и далее накапливается в затрубном

пространстве 6 скважины.

В процессе работы установки добываемая вода по колонне НКТ 1 поднимается на поверхность и в устьевой арматуре по выкидной и водопроводной линии 19 закачивается в нагнетательные скважины. При этом одновременно происходит процесс накопления нефти в затрубном пространстве 6 скважины. В период остановки штангового насоса 10, что осуществляется начальной стадии работы скважины, благодаря поступлению и накоплению нефти в затрубном пространстве 6 со временем водонефтяной раздел опускается ниже коммутатора 12. После заполнения затрубного пространства 6 достаточным количеством нефти штанговый насос 10 запускается в работу. При этом нефть из затрубного пространства 6 по боковым отверстиям 14 коммутатора 12 поступает на прием штангового насоса 10 и далее по колонну НКТ 9 перекачивают в нефтепровод 11. Время заполнения затрубного пространства 6 скважины нефтью рассчитывают исходя из дебита и обводненности добываемой жидкости, или определяют опытным путем.

Эксплуатация штангового насоса, в зависимости от количества нефти в добываемой воде, может быть в постоянном или периодическом режиме, устанавливаемый опытным путем, производя последовательно отбором проба жидкости из нефтяной линии.

Установка повышает надежность добычи накопленной отсепарированной нефти и обеспечивает при поглощении пласта (при низком пластовом давлении) подъем на поверхность нефти из затрубного пространства без остановки работы электропогружного насоса, что исключает простой скважины. Также использование установки позволяет экономически целесообразное применение в высокообводненных нефтяных скважинах по степени обводненности 97%-99% в качестве скважин-доноров (водозаборных) с учетом их территориально-рационального расположения на месторождении, где требуется поддержание пластового давления путем межскважинной перекачки воды, что позволит существенно сократить протяженность водопроводных линий к нагнетательным скважинам.

Формула полезной модели

Установка для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины, включающая колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом в герметизирующем кожухе, спущенную в эксплуатационную колонну скважины, устьевую арматуру, соединенную с водяной линией, входное устройство, состоящее из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями в один ряд и стаканами, выполняющими функции впуска разделившийся воды во входное устройство, затрубное пространство над герметизирующим кожухом для накопления отсепарированной нефти, отличающаяся тем, что колонна насосно-компрессорных труб выполнена большего диаметра и в ней концентрично размещена колонна насосно-компрессорных труб меньшего диаметра с трубным штанговым насосом, работающим от привода станка-качалки, причем верхняя часть колонны насосно-компрессорных труб меньшего диаметра в устьевой арматуре соединена с сальниковым устройством нефтяной линии, а нижняя часть при помощи штангового насоса герметично соединена с коммутатором, установленным в колонне насосно-компрессорных труб большего диаметра на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине, который обеспечивает раздельное истечение перекрестных потоков жидкости, при этом коммутатор снабжен периферийными вертикальными каналами для прохождения восходящего потока воды, цилиндрической камерой для манжетного крепления цилиндра штангового насоса и

боковыми каналами, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством скважины.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

Реферат

Установка для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины

Предлагаемая полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин в качестве скважин-доноров (водозаборных) при межскважинной перекачке воды с целью поддержания пластового давления, а также водозаборных скважин, в продукции которых содержит попутную нефть.

Сущность полезной модели:

В установке для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины, включающей колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом в герметизирующем кожухе, спущенную в эксплуатационную колонну скважины и устьевую арматуру, соединенную с водяной линией, входное устройство, состоящее из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями в один ряд и стаканами, выполняющими функции впуска разделившейся воды во входное устройство, затрубное пространство над герметизирующим кожухом для накопления отсепарированной нефти. Для подъема отсепарированной нефти из затрубного пространства скважины на поверхность, колонна насосно-компрессорных труб выполнена большего диаметра и в ней концентрично размещена колонна насосно-компрессорных труб меньшего диаметра с трубным штанговым насосом, работающим от привода станок-качалки, причем верхняя часть колонны насосно-компрессорных труб меньшего диаметра в устьевой арматуре соединена с сальниковым устройством нефтяной линии, а нижняя часть при помощи штангового насоса герметично соединена с коммутатором, установленным в колонне насосно-компрессорных труб большего диаметра на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине, который обеспечивает раздельное истечение перекрестных потоков жидкости, при этом коммутатор снабжен периферийными вертикальными каналами для прохождения восходящего потока воды, цилиндрической камерой для манжетного крепления цилиндра штангового насоса и боковыми каналами, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством скважины.

Установка повышает надежность добычи накопленной отсепарированной нефти и обеспечивает при поглощении пласта (при низком пластовом давлении) подъем на поверхность нефти из затрубного пространства без остановки работы электропогружного насоса, что исключает простой скважины. Также использование установки позволяет

экономически целесообразное применение в высокообводненных нефтяных скважинах по степени обводненности 97% – 99% в качестве скважин-доноров (водозаборных) с учетом их территориально-рационального расположения на месторождении, где требуется поддержание пластового давления путем межскважинной перекачки воды, что позволит существенно сократить протяжённость водопроводных линий к нагнетательным скважинам.

4 ил.



**Установка для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной
нефтяной скважины.**

Предлагаемая полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использована для эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин в качестве скважин-доноров (водозаборных) при межскважинной перекачке воды с целью поддержания пластового давления, а также водозаборных скважин, в продукции которых содержится попутную нефть.

Известна «Установка для эксплуатации скважины» (патент RU№2335625, E21 В 43/14, опубл. Бюл.№28 от 10.10.2008г), предназначенная для перекачки части добываемой воды из водяного пласта через выкидную линию в нагнетательные скважины, а другой части воды – в вышележащий нефтяной пласт. Установка содержит пакер в промежутке между пластами, колонну насосно-компрессорных труб с радиальными отверстиями для сообщения с затрубным пространством, электроцентробежный насос, снабженный наружным герметизирующим кожухом, приемный часть которого сообщена с подпакерным пластом, а нагнетательная – с полостью колонны насосно-компрессорных труб.

Недостатком установки является то, что при использовании ее для эксплуатации водозаборных скважин с нефтесодержащей продукцией или высокообводненных нефтяных скважин в качестве скважин-доноров, может происходить попадание нефти в нагнетательные скважины и принимающей пласт, поскольку в установке не предусмотрена сепарация воды и нефти.

Наиболее близкой по сущности и достигаемому результату является «Установка для внутрискважинного разделения нефти от воды» (Патент RU № 2531976, E21 В 43/38, опубл. 27.10.2014г.), включающая колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом и промывочно-обратным клапаном, спущенным в эксплуатационную колонну скважины. Электроцентробежный насос снабжен наружным герметизирующим кожухом, выполненным с возможностью гидравлического сообщения приема электроцентробежного насоса с входным устройством, состоящим из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями. На уровне каждого впускного отверстия хвостовик снабжен стаканом, выполняющим функции впуска разделившейся воды во входное устройство и гидрозатвора для нефтяных капель. При этом впускные отверстия располагаются в один ряд вдоль хвостовика и выполнены с уменьшающимся диаметром в каждой последующей

секции по направлению вверх, а в качестве проходного канала для нефтяных капель служит зазор между кожухом и эксплуатационной колонной скважины.

Известное устройство имеет следующие недостатки:

- для подъема накопленной нефти на поверхность требуется дополнительно насосный агрегат и резервная вода для промывки через промывочно-обратный клапан;
- при низких пластовых давлениях устройство не позволяет поднимать на поверхность накопленную нефть из затрубного пространства из-за наличия поглощения пласта. Кроме этого, для промывки накопленной нефти из затрубного пространства приходится остановить работу электропогружного насоса, что приводит к простоя скважины;
- невысокая надежность промывочно-обратного клапана из-за наличия мехпримесей и солей в добываемой продукции скважины.

В предложенной полезной модели решается задача повышения надежности внутрискважинного оборудования с обеспечением подъема накопленной нефти к устью скважины при низком пластовом давлении без остановки эксплуатации скважины.

Поставленная задача решается тем, что в установке для отдельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины, включающей колонну насосно-компрессорных труб с электроцентробежным насосом в герметизирующем кожухе, спущенную в эксплуатационную колонну скважины, и устьевую арматуру, соединенную с водяной линией, входное устройство, состоящее из заглушенного с нижнего конца хвостовика, поделенного на секции с впускными отверстиями в один ряд и стаканами, выполняющими функции впуска разделившейся воды во входное устройство, затрубное пространство над герметизирующим кожухом для накопления отсепарированной нефти, согласно полезной модели колонна насосно-компрессорных труб выполнена большего диаметра и в ней концентрично размещена колонна насосно-компрессорных труб меньшего диаметра с трубным штанговым насосом, работающим от привода станок-качалки, причем верхняя часть колонны насосно-компрессорных труб меньшего диаметра в устьевой арматуре соединена с сальниковым устройством нефтяной линии, а нижняя часть при помощи штангового насоса герметично соединена с коммутатором, установленным в колонне насосно-компрессорных труб большего диаметра на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине, который обеспечивает отдельное истечение перекрестных потоков жидкости, при этом коммутатор снабжен периферийными вертикальными каналами для прохождения восходящего потока воды, цилиндрической камерой для манжетного крепления цилиндра штангового насоса и

боковыми каналами, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством скважины.

На фиг.1 схематично представлена заявленная установка; на фиг.2 – нижняя часть входного устройства; на фиг.3 – коммутатор в продольном разрезе с цилиндрической камерой; на фиг.4 – поперечный разрез А-А.

Установка для эксплуатации скважины, содержит подвеску колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) большого диаметра 1 с электроцентробежным насосом 2, которые спущены в эксплуатационную колонну скважины 3. Погружной электродвигатель (ПЭД) 4 и приемная часть (входной модуль) 5 электроцентробежного насоса 2 с наружной стороны от затрубного пространства 6 и разделительной камеры 7 герметизированы кожухом 8. В колонне НКТ большого диаметра 1 концентрично размещена колонна НКТ меньшего диаметра 9 с трубным штанговым насосом 10, работающим от привода СК (на фиг. не показано). Верхняя часть колонны НКТ 9 в устьевой арматуре типа АУДК 50х14 (используется при ОПЭ двух пластов) соединена с сальниковым устройством нефтяной линии 11, а нижняя часть при помощи штангового насоса 10 герметично соединена с коммутатором 12, установленным в колонне НКТ большого диаметра 1 на глубине ниже динамического уровня жидкости в скважине. Коммутатор 12, обеспечивающий раздельное истечения перекрестных потоков жидкости, снабжен цилиндрической камерой 13 для манжетного крепления (от вставных насосов) цилиндра трубного насоса 10, боковыми каналами 14, гидравлически сообщающими цилиндрическую камеру с затрубным пространством 6 и вертикальными периферийными каналами 15 для прохода прокачиваемой воды электроцентробежным насосом 2. К патрубку кожуха 8 подсоединен хвостовик 16 входного устройства, расположенного в разделительной камере 7, образованной из кольцевого пространства, заключенного между эксплуатационной колонной 3 и корпусом входного устройства. Зазор между кожухом 8 и эксплуатационной колонной 3 обеспечивает впуск нефтяных капель, и накопление их в верхней части затрубного пространства 6. Заглушенным с нижним концом хвостовик 16 снабжен по всей длине вдоль корпуса одним рядом впускных отверстий 17 и стаканами 18, выполняющими функцию гидрозатвора для нефтяных капель. Входное устройство состоит из нескольких секций с уменьшающимся диаметром впускных отверстий 17 в каждой последующей секции по направлению вверх. В устьевой арматуре скважины колонна НКТ большого диаметра 1 обвязана водопроводом 19. Подвеска колонны штанг 20 насоса 10 на устье скважины связана головкой балансира станка качалки (не показано).

Геометрические размеры входного устройства по предлагаемой установке выбираются исходя из ожидаемого дебита или производительности электроцентробежного насоса 2. Длина входного устройства выбирается исходя из количества и диаметра впускных отверстий 17 для обеспечения порционного распределения потока добываемой жидкости таким образом, что скорость нисходящего потока воды в каждой порции, поступающей в стакан 18 входного устройства, меньше, чем скорость всплытия капель нефти в воде. Длина хвостовика 16, количество и диаметр впускных отверстий 17 в каждой секции выбирается в соответствии с прототипом.

Установка для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины работает следующим образом.

Опыт эксплуатации скважин-доноров с устройством для внутрискважинного разделения нефти от воды показывает, что наиболее благоприятные условия для гравитационного принципа разделения нефти от воды находятся в интервале от кровли пласта до насоса. В этом интервале, благодаря ламинарному режиму движения жидкости в эксплуатационной колонне, нефтяные капли, вышедшие из перфорационных отверстий, движутся отдельными каплями или, сливаясь (благодаря различной скорости нефтяных капель в потоке) образуют крупные капли нефти. Кроме этого, при наличии в скважине в этом интервале даже незначительной кривизны, нефтяные капли сливаются и движутся по верхней образующей внутренней поверхности эксплуатационной колонны, и в зависимости от количества нефти в добываемой воде может находиться в виде либо крупных капель, либо - тонкой струи нефти.

В процессе работы электроцентробежного насоса 2 восходящий поток воды с нефтяными каплями, поступающими из пласта, в кольцевом пространстве разделительной камеры 7, образованном между хвостовиком 16 и эксплуатационной колонной 3, движется вдоль входного устройства и перераспределяется по впускным отверстиям 17. Восходящий поток жидкости в разделительной камере 7 на пути между стаканами 18 резко снижает скорость из-за большой площади поперечного сечения кольцевого пространства, создавая условия гравитационного разделения воды от общего потока. При этом каждая разделенная порция нисходящего потока воды без захвата нефтяных капель из верхней открытой части стакана 18 и далее по впускным отверстиям 17, поступает в хвостовик 16. Скорость каждой отдельной порции нисходящего потока, имеет величину меньше, чем скорость всплытия нефтяных капель в воде, а скорость основного (восходящего) потока, движущегося дальше вдоль стакана 18, достаточно высока и обеспечивает вынос нефтяных капель, минуя стакан 18. Этому еще способствует

совпадение векторов направления всплытия нефтяных капель и продолжающаяся порция восходящего потока жидкости. При этом скорость восходящего потока по мере подъема вдоль входного устройства постепенно снижается из-за порционного отбора воды в предыдущих отверстиях, а внутри хвостовика за счет поочередного поступления воды - постепенно увеличивается, поэтому диаметр впускных отверстий 17 верхней последней секции входного устройства имеет соответственно меньше, чем нижних секций. Это позволяет иметь скорость нисходящего потока воды, поступающего в стаканы 18 на верхней секции входного устройства, также меньше, чем скорость всплытия нефтяных капель в воде, что обеспечивает дальнейшее всплытие их вверх. Очищенная от нефти добываемая вода, через хвостовик 16 попадает на прием 5 электроцентробежного насоса 2, а нефть через зазор между кожухом 8 и эксплуатационной колонной 3 поднимается и далее накапливается в затрубном пространстве 6 скважины.

В процессе работы установки добываемая вода по колонне НКТ 1 поднимается на поверхность и в устьевой арматуре по выкидной и водопроводной линии 19 закачивается в нагнетательные скважины. При этом одновременно происходит процесс накопления нефти в затрубном пространстве 6 скважины. В период остановки штангового насоса 10, что осуществляется начальной стадии работы скважины, благодаря поступлению и накоплению нефти в затрубном пространстве 6 со временем водонефтяной раздел опускается ниже коммутатора 12. После заполнения затрубного пространства 6 достаточным количеством нефти штанговый насос 10 запускается в работу. При этом нефть из затрубного пространства 6 по боковым отверстиям 14 коммутатора 12 поступает на прием штангового насоса 10 и далее по колонну НКТ 9 перекачивают в нефтепровод 11. Время заполнения затрубного пространства 6 скважины нефтью рассчитывают исходя из дебита и обводненности добываемой жидкости, или определяют опытным путем.

Эксплуатация штангового насоса, в зависимости от количества нефти в добываемой воде, может быть в постоянном или периодическом режиме, устанавливаемый опытным путем, производя последовательно отбором проба жидкости из нефтяной линии.

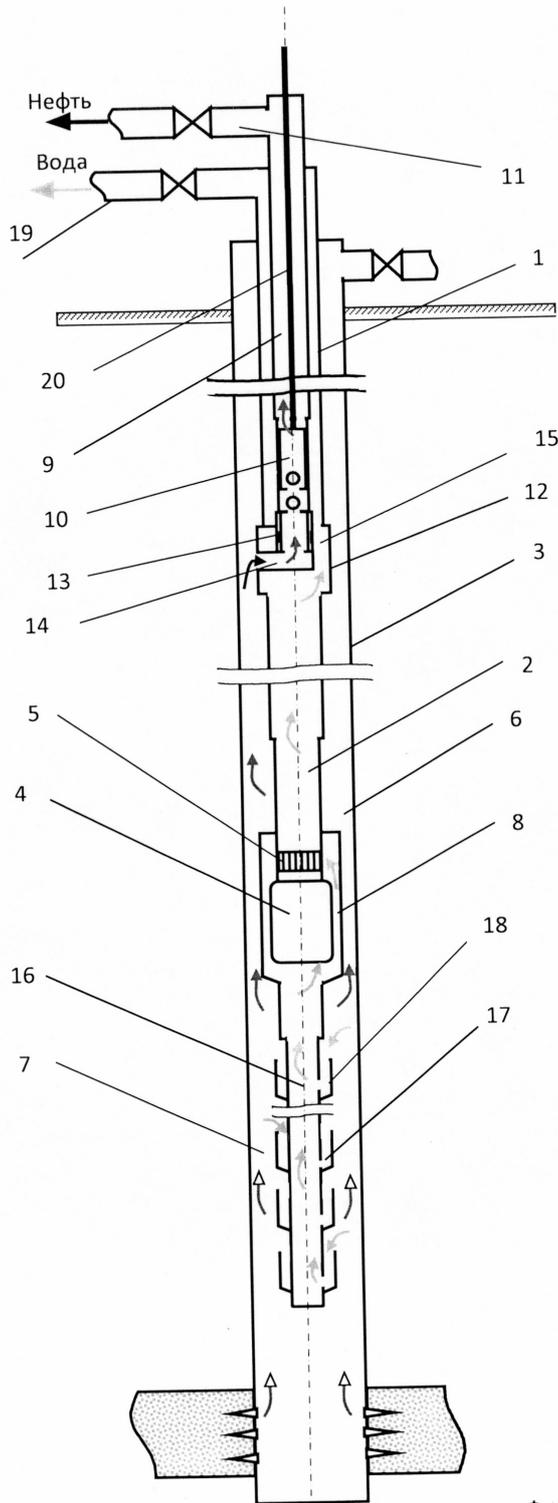
Установка повышает надежность добычи накопленной отсепарированной нефти и обеспечивает при поглощении пласта (при низком пластовом давлении) подъем на поверхность нефти из затрубного пространства без остановки работы электропогружного насоса, что исключает простой скважины. Также использование установки позволяет экономически целесообразное применение в высокообводненных нефтяных скважинах по степени обводненности 97% – 99% в качестве скважин-доноров (водозаборных) с учетом их территориально-рационального расположения на месторождении, где требуется

поддержание пластового давления путем межскважинной перекачки воды, что позволит существенно сократить протяжённость водопроводных линий к нагнетательным скважинам.

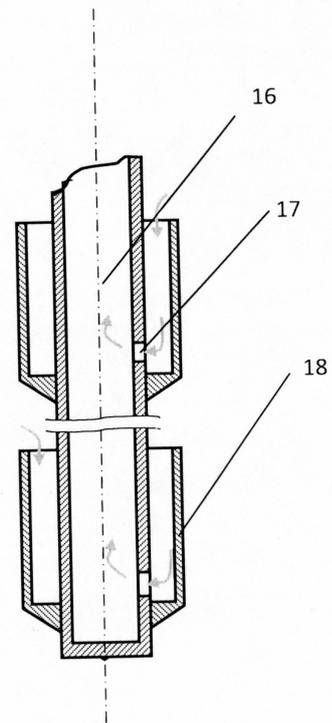
PP



Установка для раздельной добычи нефти и воды из высокообводненной нефтяной скважины.

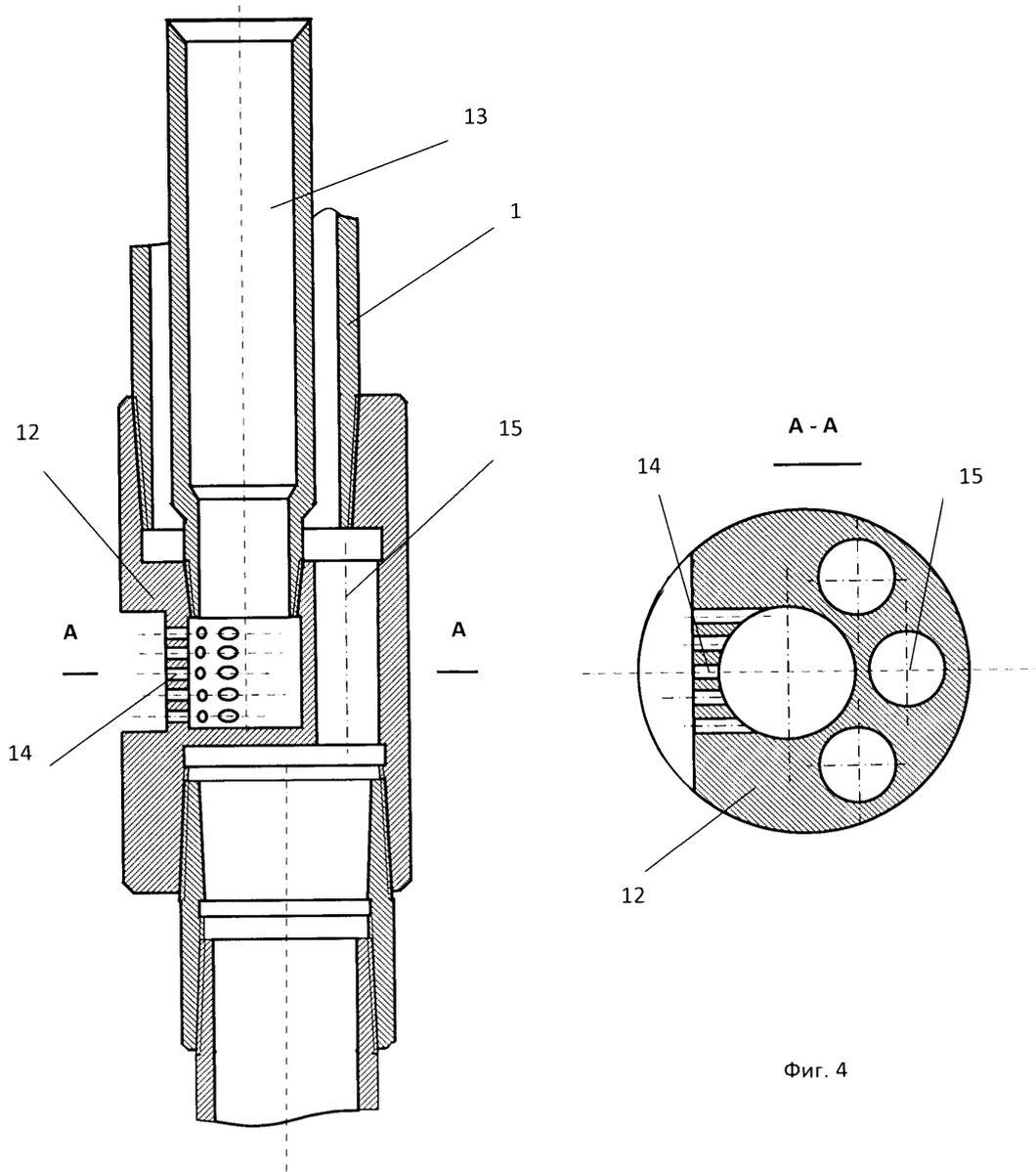


Фиг.1



Фиг.2

Установка для раздельной добычи нефти
и воды из высокообводненной нефтяной
скважины.



Фиг. 3

Фиг. 4