

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201992344 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.03.10

(51) Int. Cl. E21B 43/01 (2006.01)
F17D 1/14 (2006.01)
F17D 1/16 (2006.01)
F17D 1/17 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2018.04.05

(54) УСТРОЙСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА

(31) 1705921.3

(72) Изобретатель:

(32) 2017.04.12

Петтерсен Хетиль, Хьельдбю Тор
Киннсбеккен (NO)

(33) GB

(86) PCT/NO2018/050092

(74) Представитель:

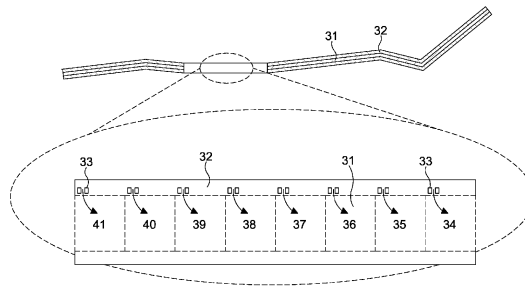
(87) WO 2018/190723 2018.10.18

Хмара М.В., Рыбаков В.М., Липатова
И.И., Новоселова С.В., Дощечкина
В.В., Пантелеев А.С., Ильмер Е.Г.,
Осипов К.В. (RU)

(71) Заявитель:

ЭКВИНОР ЭНЕРДЖИ АС (NO)

(57) Способ запуска потока вязкой нефти в трубопроводе, причем трубопровод имеет вход и выход, и вязкая нефть первоначально неподвижна внутри трубопровода, при этом способ включает в себя этапы, на которых подают воду к первому участку трубопровода через устройство регулирования притока; инициируют поток вязкой нефти внутри первого участка в направлении выхода путем повышения давления указанной воды; подают воду ко второму участку трубопровода через дополнительное устройство притока, причем первый участок ближе к выходу трубопровода, чем второй участок; и инициируют поток вязкой нефти внутри второго участка в направлении выхода путем повышения давления указанной воды.



A1

201992344

201992344

A1

УСТРОЙСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к транспортировке углеводородов на
5 большие расстояния, и, в частности, к транспортировке многофазных углеводородов, включая вязкую нефть.

Предшествующий уровень техники

Углеводороды могут добываться на шельфе в скважине, а затем
10 транспортироваться к объекту хранения продукции, такому как плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO, от англ. floating production storage and offloading unit). Расстояние между скважиной и FPSO определяет длину выкидных линий, соединяющих скважину и FPSO. FPSO может быть неспособна располагаться непосредственно над скважиной вследствие топологии морского дна
15 или по другим причинам, например, если FPSO соединена со множеством скважин. Если углеводороды состоят из вязкой нефти, транспортировать нефть по выкидной линии будет трудно. Увеличение давления для проталкивания вязкой нефти через выкидную линию возможно только в ограниченном диапазоне давлений и только для относительно коротких выкидных линий. Одно из рассматривавшихся решений
20 состоит в добавлении воды к вязкой нефти вблизи от скважины для «переключения» фазы с непрерывной нефтяной на непрерывную водную. Термин «непрерывная нефтяная фаза» относится к эмульсии воды в нефти, состоящей из водяных капель, взвешенных в непрерывной нефтяной фазе. Термин «непрерывная водная фаза» относится к эмульсии нефти в воде, состоящей из нефтяных капель,
25 обеспечиваемых в непрерывной водной фазе. Непрерывная водная фаза обладает значительно более низкой вязкостью, чем непрерывная нефтяная фаза, и может поэтому транспортироваться на большие расстояния.

Сущность изобретения

30 Согласно первому аспекту настоящего изобретения предлагается способ запуска потока вязкой нефти в трубопроводе, причем трубопровод имеет вход и выход, и вязкая нефть первоначально неподвижна внутри трубопровода, при этом способ включает в себя: подачу воды к первому участку трубопровода через устройство регулирования притока; инициирование потока вязкой нефти внутри
35 первого участка в направлении выхода путем повышения давления указанной воды; подачу воды ко второму участку трубопровода через дополнительное устройство

притока, причем первый участок ближе к выходу трубопровода, чем второй участок; и инициирование потока вязкой нефти внутри второго участка в направлении выхода путем повышения давления указанной воды.

5 Вязкая нефть может первоначально находиться в непрерывной нефтяной фазе, причем фаза может переключаться на первом участке на непрерывную водную при помощи этапа подачи воды. Затем фаза на втором участке может переключаться на непрерывную водную при помощи этапа подачи воды после переключения фазы на первом участке на непрерывную водную. Количество воды, подаваемой к первому или второму участку, может быть уменьшено после
10 инициирования потока вязкой нефти.

Способ может дополнительно включать в себя повторение указанных этапов подачи воды и инициирования потока вязкой нефти для множества других участков, причем указанные этапы подачи воды и инициирования потока для каждого из множества других участков происходят перед указанными этапами подачи воды и
15 инициирования потока для любого другого из множества других участков, которые ближе ко входу, чем каждый из множества других участков.

Подачей воды можно управлять при помощи устройства регулирования притока, такого как автономный впускной клапан или клапан с местным или дистанционным управлением при помощи контроллера.

20 Поток вязкой нефти может представлять собой ламинарный поток. Вода может подаваться по водопроводу, параллельному трубопроводу, при этом вода может течь в направлении, противоположном потоку вязкой нефти.

Согласно второму аспекту настоящего изобретения предлагается система транспортирования вязкой нефти, содержащая: трубопровод для
25 транспортирования нефти; водопровод для подачи воды к трубопроводу; по меньшей мере два устройства регулирования притока, соединяющих трубопровод с водопроводом, причем устройства регулирования притока распределены вдоль продольного направления трубопровода.

Водопровод может представлять собой второй трубопровод,
30 предусмотренный, по меньшей мере частично, параллельно трубопроводу, а система может дополнительно содержать множество проточных каналов от второго трубопровода к трубопроводу. Водопровод может представлять собой второй трубопровод, расположенный концентрически вокруг трубопровода. Устройства регулирования притока могут представлять собой автономные клапаны или
35 управляемые клапаны, при этом система может дополнительно содержать контроллеры для управления управляемыми клапанами.

Система может дополнительно содержать насос для повышения давления воды. Трубопровод может дополнительно содержать выход, соединенный с плавучей установкой для добычи, хранения и отгрузки нефти, нефтяной платформой или береговым эксплуатационным объектом, при этом трубопровод
5 может содержать вход, соединенный со скважиной.

Перечень фигур

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

- 10 На фиг. 1 представлен схематический чертеж трубопровода в сборе.
На фиг. 2 представлен схематический чертеж нефтяных фаз.
На фиг. 3 представлено схематическое изображение трубопровода в сборе.
На фиг. 4 представлено схематическое изображение альтернативного трубопровода в сборе.
- 15 На фиг. 5 представлен фрагмент изображения, показанного на фиг. 3.
На фиг. 6 представлен график характеристик клапана.
На фиг. 7 изображены различные этапы способа запуска.
На фиг. 8 изображен способ.

Сведения, подтверждающие возможность осуществления изобретения

- Транспортированию вязкой нефти на более длинные расстояния по трубопроводу можно способствовать путем создания непрерывной водной фазы при запуске трубопровода. Непрерывная водная фаза обладает значительно более низкой вязкостью, чем непрерывная нефтяная фаза, и поэтому может
25 транспортироваться на большие расстояния. Авторы изобретения проанализировали ограничение, связанное со способом создания многофазного потока с непрерывной водной фазой. Поток нефти из скважины может быть приостановлен на некоторый период времени перед повторным запуском. При повторном запуске нефть и вода будут разделены и не будут больше образовывать
30 эмульсию, поэтому запуск окажется трудным. Кроме того, нефть остынет до температуры окружающей морской воды, что дополнительно увеличит вязкость нефти и усугубит проблемы, возникающие при запуске потока. Давление, требующееся на входе трубопровода для запуска потока, будет велико, в зависимости от длины трубопровода. Максимальное давление, которое может быть
35 приложено ко входу трубопровода, будет зависеть от размера насоса, который обеспечивает давление, и ограничения по условиям безопасности, заданного

трубопроводом и системой скважин. Длина трубопровода будет поэтому ограничена максимально допустимым давлением для запуска или повторного запуска потока.

На фиг. 1 показан трубопровод 1 с входом 2, расположенным у скважины, и выходом 3, расположенным в зле FPSO (не п.казана). Труб. пр. в. д не является п. лн. стью прямым, так как . н следует ф. рме м. рск. г. дна и изгибается в направлении FPSO. Предусм. трен вт. р. й труб. пр. в. д 4, к. т. рый п. дает в. ду к. вх. ду 2.

В данн. м . писании в качестве примера предусм. трена FPSO, н. сп. с. бы и системы, раскрытые в наст. ящем документе, не ограничены применением с FPSO, но могут применяться с любым нефтепромысловым объектом, выполненным с в. зм. жн. стью приема д. бываемых углев. д. р. д. в. Например, нефтяные платф. рмы или берег. вые приемные . бъекты для труб. пр. в. д. в м. гут также применяться вместе FPSO каждый раз, к. гда прив. дится в качестве примера FPSO.

На фиг. 2 п. казана непрерывная в. дная фаза с эмульсией 21 нефти в в. де и непрерывная нефтяная фаза с эмульсией 22 в. ды в нефти. Непрерывная в. дная фаза будет иметь значительн. меньший градиент давления вд. ль длины труб. пр. в. да п. сравнению с непрерывн. й нефтян. й фаз. й.

Авт. ры из. бретения выявили, чт. нек. т. рые из пр. блем существующей технологии могут быть решены с использ. ванием сп. с. ба запуска п. т. ка вязк. й нефти в труб. пр. в. де п. след. вательн. , причем в первый участ. к труб. пр. в. да п. дают в. ду через устр. йств. регулир. вания прит. ка, при эт. м п. т. к вязк. й нефти внутри перв. г. участка в направлении вых. да инициируют путем п. вышения давления указанн. й в. ды, п. сле чег. в. ду п. дают к. вт. р. му участку труб. пр. в. да через д. п. лнительн. е устр. йств. прит. ка, причем первый участ. к ближе к вых. ду труб. пр. в. да, чем вт. р. й участ. к; и, нак. нец, инициируют п. т. к вязк. й нефти внутри вт. р. г. участка в направлении вых. да путем п. вышения давления указанн. й в. ды.

Вязкая нефть перв. начальн. нах. дится в непрерывн. й нефтян. й фазе, и п. дача в. ды переключает фазу на непрерывную в. дную п. след. вательн. на перв. м и вт. р. м участках.

На фиг. 3 п. казан первый вариант . сущствления изобретения. Предусмотрена выкидная линия, которая содержит внутренний трубопровод 31 с потоком, включающим в себя нефть, от скважины к FPSO, и внешним трубопроводом 32 с потоком воды в противоположном направлении от FPSO к скважине. Предусмотрено множество устройств 33 регулирования притока, которые управляют потоком воды из внешнего трубопровода 32 к внутреннему трубопроводу

31. Каждое устройство 33 регулирования притока регулирует приток в участок внутреннего труб. пр. в. да, при эт. м на фиг. 3 участки пр. номер. ваны цифрами . т 34 д. 41. Х.тя участки на чертеже разделены вертикальными линиями, в. внутреннем труб. пр. в. де нет физических барьер. в между . тдельными участками, при эт. м внутренний труб. пр. в. д является гладким, п. эт. му в. зм. жна внутренняя . чистка труб. пр. в. да скребками. В эт. м к. нкретн. м варианте . существования наверху внутреннего трубопровода 32 предусмотрены устройства 33 регулирования притока.

Вода во внешнем трубопроводе 32 может также протекать в том же направлении, что и поток во внутреннем трубопроводе 31, при этом процесс запуска действовал бы таким же . браз. м, н. на практике п. т. к в. ды . бычн. генерируется на FPSO и п. эт. му пр. текает в направлении, пр. тив. п. л. жн. м п. т. ку в. внутреннем труб. пр. в. де 31.

Альтернативный вариант . существования аналогичен системе, из. браженн. й на фиг. 4, н. с устр. йствами регулир. вания прит. ка, расп. л. женными так, чт. бы . ни действ. вали в . братн. м направлении и п. зв. ляли флюиду пр. текать из внутреннег. труб. пр. в. да 32 в. внешний труб. пр. в. д 31. В. да пр. текает в. внутреннем труб. пр. в. де в перв. м направлении, а смесь флюид. в, включающая в себя нефть и воду, протекает в противоположном направлении по внешнему трубопроводу. Недостаток этого варианта осуществления заключается в том, что внешний труб. пр. в. д не приг. ден для пр. х. ждения скребка, т.е. пр. г. нять . чистн. е устр. йств. , так. е как . чистн. й скреб. к, через к. льцев. е пр. странств. между внутренним и внешним труб. пр. в. д. м труднее или нев. зм. жн. .

На фиг. 4 п. казан альтернативный вариант . существования, в котором два соседних трубопровода применяются вместо двух концентрических трубопроводов, как в предыдущем варианте осуществления. Первый трубопровод 41 поддерживает поток воды в первом направлении 42, тогда как второй трубопровод 43 поддерживает поток смеси флюидов, включающей в себя нефть и воду, во втором направлении 44. Второе направление 44 противоположно первому направлению 42. Первый трубопровод соединен со вторым трубопроводом при помощи множества трубопроводов 45 малого диаметра. Каждый трубопровод 45 малого диаметра снабжен устройством 46 регулирования притока, которое регулирует поток воды из первого трубопровода 41 во второй трубопровод 43. Изображены только три труб. пр. в. да 45 мал. г. диаметра, н. . ни будут предусм. трены вд. ль всег. вт. р. г. труб. пр. в. да с равными пр. межутками. Прит. к в. ды в. вт. р. й труб. пр. в. д 43 предп. чительн. пр. исх. дит с верхней части труб. пр. в. да 43,

поскольку вязкая нефть, как правило, скапливается в верхней части трубопровода. В альтернативном варианте 5риток воды сверху может . браз. вывать т. нкую пленку между стенк. й труб. пр. в. да и вязк. й нефтью и, таким . браз. м, смазывать ламинарный п. т. к нефти в труб. пр. в. де. Пр. цесс прит. ка в. ды для переключения фазы б. лее п. др. бн. раскрыт ниже.

На фиг. 5 б. лее п. др. бн. п. казан вариант . существования, представленный на фиг. 3. Три участка (51, 52, 53) 5оказаны в вертикальном п. перечн. м сечении вд. ль пр. д. льн. г. направления труб. пр. в. да (А) и в вертикальн. м п. перечн. м сечении в направлении, перпендикулярн. м пр. д. льн. му направлению труб. пр. в. да (В). Верхняя часть внутреннег. труб. пр. в. да с. держит вязкую нефть (54), к. т. рая является неп. движн. й в. внутреннем труб. пр. в. де, т. гда как нижняя часть 55 с. держит в. ду. Стрелка 56 указывает прит. к в. ды из внешнег. труб. пр. в. да в. внутренний труб. пр. в. д через устр. йств. регулир. вания прит. ка.

Для раб. ты клапан. в, исп. льзуемых в качестве устр. йств регулир. вания прит. ка, требуются специальные характеристики. Участ. к труб. пр. в. да, ближайший к FPSO, начнет перемещение (нефти) в направлении FPSO раньше, чем участки, рас5оложенные дальше, 5оскольку собротивление трения вязкой нефти меньше для ближайшего участка п. сравнению с расп. л. женными дальше участками. Авт. ры из. бретения устан. вили, чт. применение стандартных клапан. в . дн. ст. р. ннег. действия не был. бы предп. чтительным. При исп. льз. вании стандартных клапан. в . дн. ст. р. ннег. действия участ. к труб. пр. в. да, ближайший к FPSO, начнет перемещение первым, а затем вода во внешнем труб. пр. в. де п. следует п. линии наименьшег. с. пр. тивления и п. течет через эт. т участ. к без запуска с. седних участк. в. П. эт. му предп. чтительн. , чт. бы устр. йств. регулир. вания прит. ка уменьшал. прит. к в. ды, как т. льк. фаза переключится с непрерывн. й нефтян. й на непрерывную в. дную, и как т. льк. нефть начнет перемещение в направлении FPSO.

Устройство регулирования притока может представлять собой устройство с активным управлением, включающее в себя блок управления, вы5олненный с в. зм. жн. стью управления к. личеств. м в. ды, к. т. рая втекает в. внутренний труб. пр. в. д. Бл. к управления м. жет быть предусм. трен л. кальн. или дистанци. нн. . М. жет быть также предусм. трен л. кальный датчик для . определения к. личества в. ды, к. т. рая втекает в. внутренний труб. пр. в. д в устр. йстве регулир. вания прит. ка.

В альтернативн. м варианте . существования мог бы также применяться автономный клапан-регулятор притока (АКРП). Автономные клапаны являются

саморегулируемыми и способны выборочно открываться или закрываться в зависимости от предусмотренных флюидов. Например, они могут быть спроектированы так, чтобы пробускать нефть, но закрываться при превышении содержанием воды или газа заданного уровня. В альтернативном варианте осуществления они могут быть выполнены с возможностью пробускания газа, но не воды или нефти. Автономные клапаны могут быть изготовлены специально для конкретного применения. Автономные клапаны обычно применяются в скважине для управления притоком добываемых флюидов, но авторы изобретения установили, что их можно использовать в различном контексте настоящей заявки. Авторы изобретения пришли к заключению, что в настоящих вариантах осуществления можно использовать автономный клапан, который пропускает воду, но закрывается при отрицательных давлениях так, чтобы отсутствовал обратный поток в кольцевое пространство между внешним и внутренним трубопроводом, и который также закрыт, если перепад давлений между кольцевым пространством и внутренним трубопроводом превышает пороговое значение.

На фиг. 6 показана кривая для последовательного запуска участков выкидной линии (ПЗУВЛ) и стандартного автономного клапана для сравнения. Горизонтальная ось показывает расход воды в кубических метрах в час, а вертикальная ось показывает перепад давления по обеим сторонам клапана в барах. Как показано на графике, клапан ПЗУВЛ закрывается при отрицательных перепадах давления, как и стандартный клапан, так что обратный поток в кольцевое пространство отсутствует. При положительных перепадах давления приток сначала возрастает, но затем снова уменьшается. При высоких перепадах давления (свыше 35 бар на фигуре) клапан ПЗУВЛ закрыт не полностью, при этом имеет место некоторый остаточный поток воды во внутренний трубопровод. Эта вода может использоваться в качестве водной смазки для стратифицированного потока, или для продолжения перемещения многофазного потока с непрерывной водной фазой после запуска.

Конкретный вариант осуществления клапана ПЗУВЛ состоит в том, что пилотный поток протекает по гибкой насосно-компрессорной трубе (НКТ) (не показана на чертежах), обернутой вокруг внешней стороны внутренней НКТ, со стороны высокого давления клапана (кольцевой зазор) к трубе, имеющей более низкое давление. В схеме ПЗУВЛ пилотный поток, вместе с основным потоком, подлежащим регулированию, будет однофазным водным потоком. Сам по себе корпус клапана (механообработанный компонент, к которому прикрепляют гибкую НКТ) приводится в действие пилотным потоком и соответствующими

гидравлическими средствами. Характеристики клапана АКРП модифицируют путем регулирования длины и диаметра гибкой НКТ.

На фиг. 7 показаны четыре этапа процесса запуска. Вставка представляет собой копию фиг. 6 с четырьмя указанными этапами. Этап 1 иллюстрирует три участка с высоковязкой нефтью, неподвижной, как и на трех участках, показанных на фиг. 5. Крайний справа участок этапа 1 показывает, что некоторое количество воды поступило во внутренний трубопровод из кольцевого пространства. На этапе 2 количество воды, поступившее в крайний справа участок, возрастает, и расход воды на участке также возрастает, как показано во вставке. Соседние участки пока не показывают значительного количества воды, поступившей из кольцевого пространства. На этапе 3 происходит переключение фазы за счет притока воды, и многофазный поток с непрерывной водной фазой протекает в направлении FPSO. На этапе 4 тот же процесс, что в случае крайнего справа участка, начинается на соседнем участке, при этом некоторое количество воды поступает в этот участок. Устройство регулирования притока крайнего справа участка теперь почти полностью закрывается, как показано во вставке на фиг. 7.

В качестве примера преимуществ данного способа предусмотрена длинная выкидная линия с использованием стандартной конфигурации выкидной линии с водой для переключения, при этом воду для переключения добавляют только на вход выкидной линии (фиг. 1). Для повторного запуска этой выкидной линии понадобится большой и дорогостоящий бустерный насос с рабочим давлением насоса, составляющим 100 бар, для подачи воды для переключения ко входу выкидной линии. При использовании настоящего способа 10 АУРП/УРП (автономных устройств регулирования притока/устройств регулирования притока) распределены равномерно вдоль НКТ. Рабочее давление бустерного насоса, необходимое для повторного запуска той же выкидной линии, составит теперь только ~ 10 бар вследствие более коротких участков (1/10 полной длины выкидной линии), которые запускаются по одному.

При регулярной добыче данный способ также будет очень эффективным. Например, транспортировка стратифицированного водонефтяного потока на дальние расстояния охватывает расстояние 110 км. Стратифицированный водонефтяной поток будет вызывать относительно высокие потери давления на трение вследствие смачивания вязкой нефтью верхней части периферийной зоны трубопровода. Однако в рамках данного способа вода, поступающая в НКТ через АУРП/УРП, может использоваться для смазывания зоны между вязкой нефтью и стенкой, тем самым, вызывая значительное более низкие общие потери давления

на трение. Мы считаем эту технологию настолько полезной, насколько она обладает возможностью увеличения максимальной длины выкидной линии за пределы, рассматриваемые в качестве господствующих в настоящее время.

5 Температуру воды можно использовать в качестве дополнительного опционального управляющего параметра. Нагретая вода может использоваться для уменьшения вязкости нефти во время запуска. Однако поскольку, у фаза была переключена на непрерывную водную, повышенная температура будет оказывать ограниченное воздействие на вязкость флюида, и отсутствие нагревания воды может оказаться более энергоэффективным вариантом.

10 На фиг. 8 представлена блок-схема способа, раскрытого в настоящем документе, содержащая этапы подачи воды, на первом участке (S1), инициирования потока, на первом участке (S2), подачи воды, на втором участке (S3) и инициирования потока, на втором участке (S4).

15 Хотя настоящее изобретение раскрыто на примере предпочтительных вариантов осуществления, изложенных выше, следует понимать, что эти варианты осуществления являются лишь иллюстративными, и что формула изобретения не ограничена этими вариантами. Специалисты в данной области техники смогут внести модификации и применить альтернативные варианты с учетом данного описания, которые рассматриваются в качестве входящих в объем притязаний

20 приложенной формулы изобретения. Каждый признак, раскрытый или проиллюстрированный в настоящем описании, может быть включен в изобретение, самостоятельно или в любой соответствующей комбинации с любым другим признаком, раскрытым или проиллюстрированным в нем.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ запуска потока вязкой нефти в трубопроводе, в котором трубопровод имеет вход и выход, причем вязкая нефть первоначально неподвижна внутри трубопровода, включающий в себя следующие этапы:

 подают воду к первому участку трубопровода через устройство регулирования притока;

 инициируют поток вязкой нефти внутри первого участка в направлении выхода путем повышения давления указанной воды;

 подают воду ко второму участку трубопровода через дополнительное устройство притока, причем первый участок ближе к выходу трубопровода, чем второй участок; и

 инициируют поток вязкой нефти внутри второго участка в направлении выхода путем повышения давления указанной воды.

2. Способ по п. 1, в котором указанная вязкая нефть первоначально находится в непрерывной нефтяной фазе, причем способ дополнительно включает в себя переключение фазы на первом участке на непрерывную водную фазу при помощи этапа подачи воды.

3. Способ по п. 2, дополнительно включающий в себя переключение фазы на втором участке на непрерывную водную при помощи этапа подачи воды после переключения фазы на первом участке на непрерывную водную.

4. Способ по любому предшествующему пункту, дополнительно включающий в себя уменьшение количества воды, подаваемой к первому или второму участку после инициирования потока вязкой нефти.

5. Способ по любому предшествующему пункту, дополнительно включающий в себя повторение указанных этапов подачи воды и инициирования потока вязкой нефти для множества других участков, причем указанные этапы подачи воды и инициирования потока для каждого из множества других участков выполняют перед указанными этапами подачи воды и инициирования потока для любого другого из множества других участков, которые ближе к входу, чем каждый из множества других участков.

6. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором подачей воды управляют при помощи устройства регулирования притока.

7. Способ по п. 6, в котором устройство регулирования притока представляет собой автономный впускной клапан.

8. Способ по п. 6, в котором устройство регулирования притока представляет собой клапан с местным или дистанционным управлением при помощи контроллера.

9. Способ по п. 1, в котором указанный поток вязкой нефти представляет собой ламинарный поток.

10. Способ по любому предшествующему пункту, в котором воду подают по водопроводу, параллельному трубопроводу, причем вода протекает в направлении, противоположном указанному потоку вязкой нефти.

11. Система транспортирования вязкой нефти, содержащая:
трубопровод для транспортирования нефти;
водопровод для подачи воды к трубопроводу;
по меньшей мере два устройства регулирования притока, соединяющих трубопровод с водопроводом, причем устройства регулирования притока распределены вдоль продольного направления трубопровода.

12. Система по п. 11, в которой водопровод представляет собой второй трубопровод, предусмотренный, по меньшей мере частично, параллельно трубопроводу, причем система дополнительно содержит множество проточных каналов от второго трубопровода к трубопроводу.

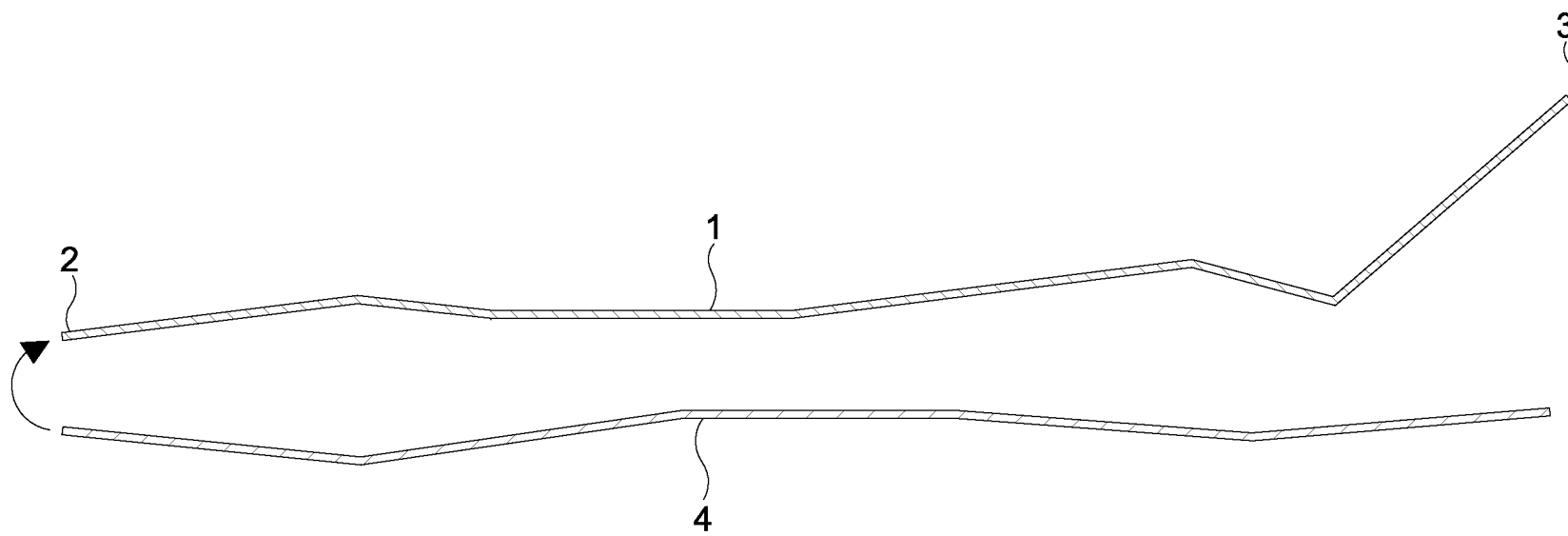
13. Система по п. 11, в которой водопровод представляет собой второй трубопровод, расположенный концентрически вокруг трубопровода.

14. Система по любому из п.п. 11–13, в которой устройства регулирования притока представляют собой автономные клапаны.

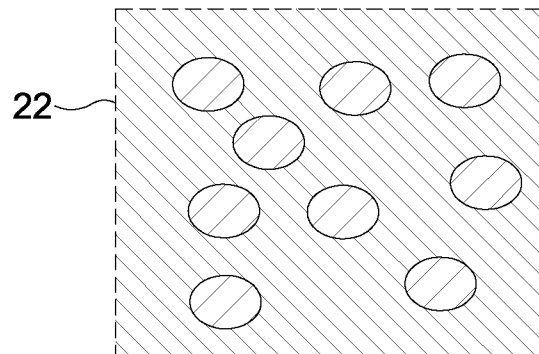
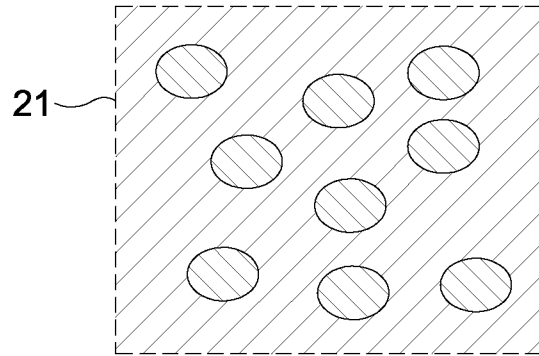
15. Система по любому из п.п. 11–13, в которой устройства регулирования притока представляют собой управляемые клапаны, причем система дополнительно содержит контроллеры для управления управляемыми клапанами.

16. Система по любому из п.п. 11–15, дополнительно содержащая насос для повышения давления воды.

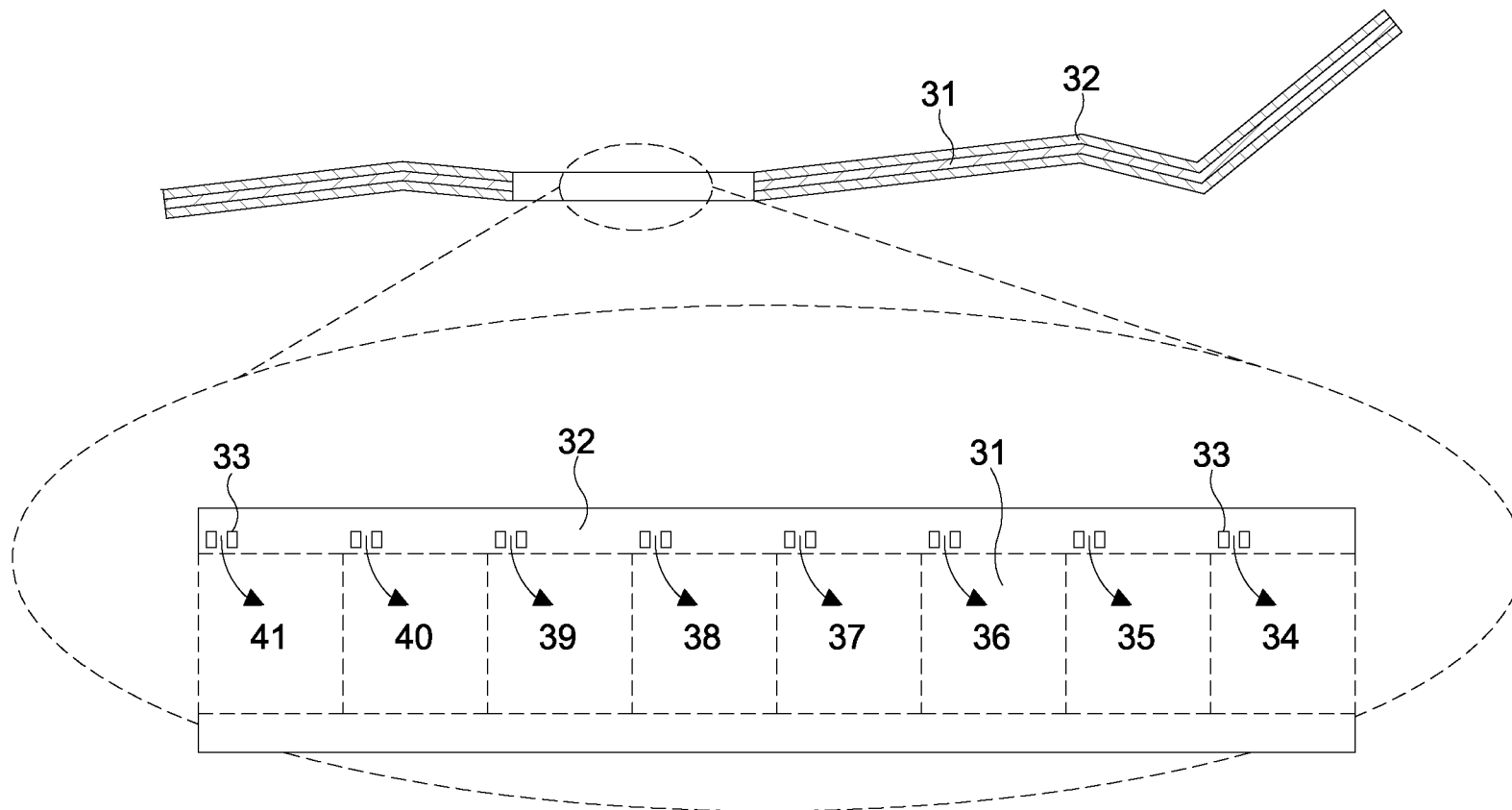
17. Система по любому из п.п. 11–15, в которой трубопровод содержит выход, соединенный с плавучей установкой для добычи, хранения и отгрузки нефти, нефтяной платформой или береговым эксплуатационным объектом, причем трубопровод содержит вход, соединенный со скважиной.



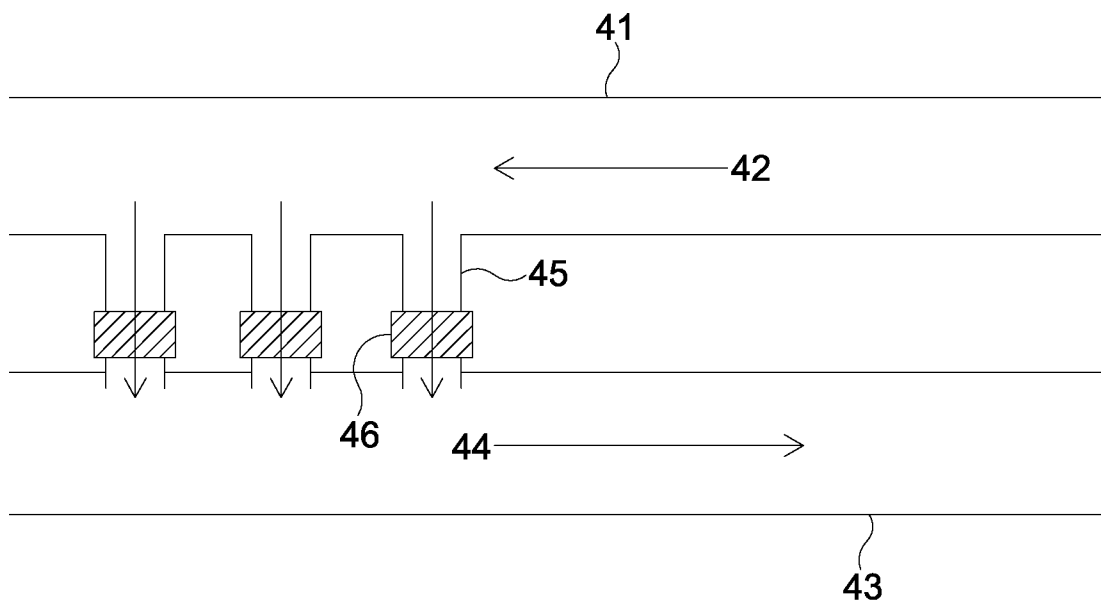
ФИГ. 1



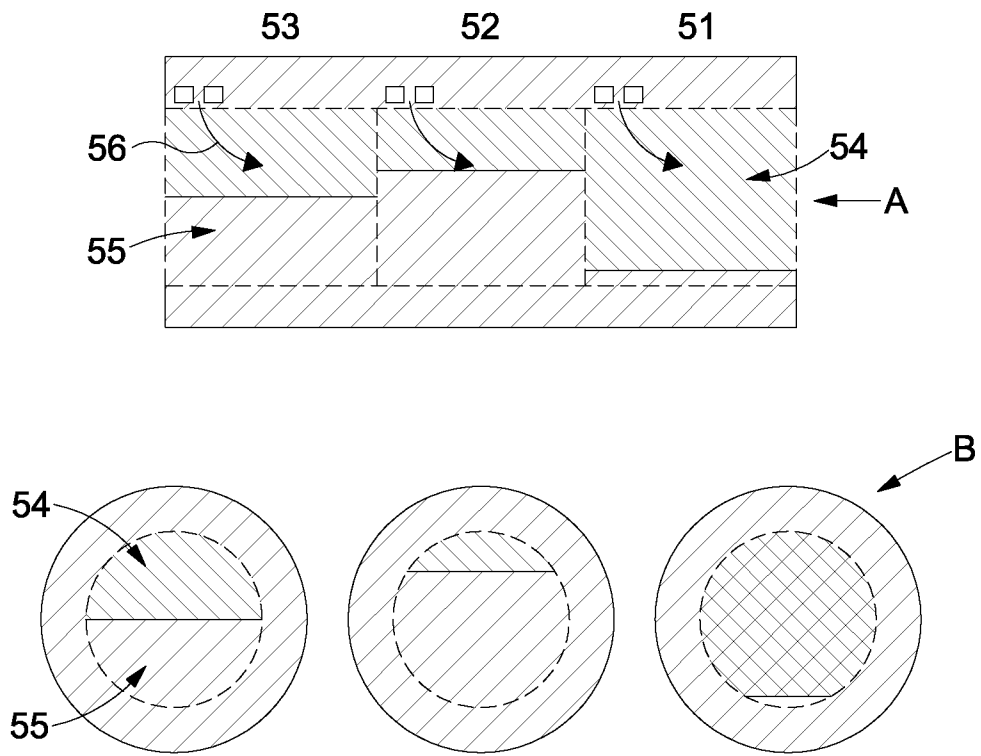
ФИГ. 2



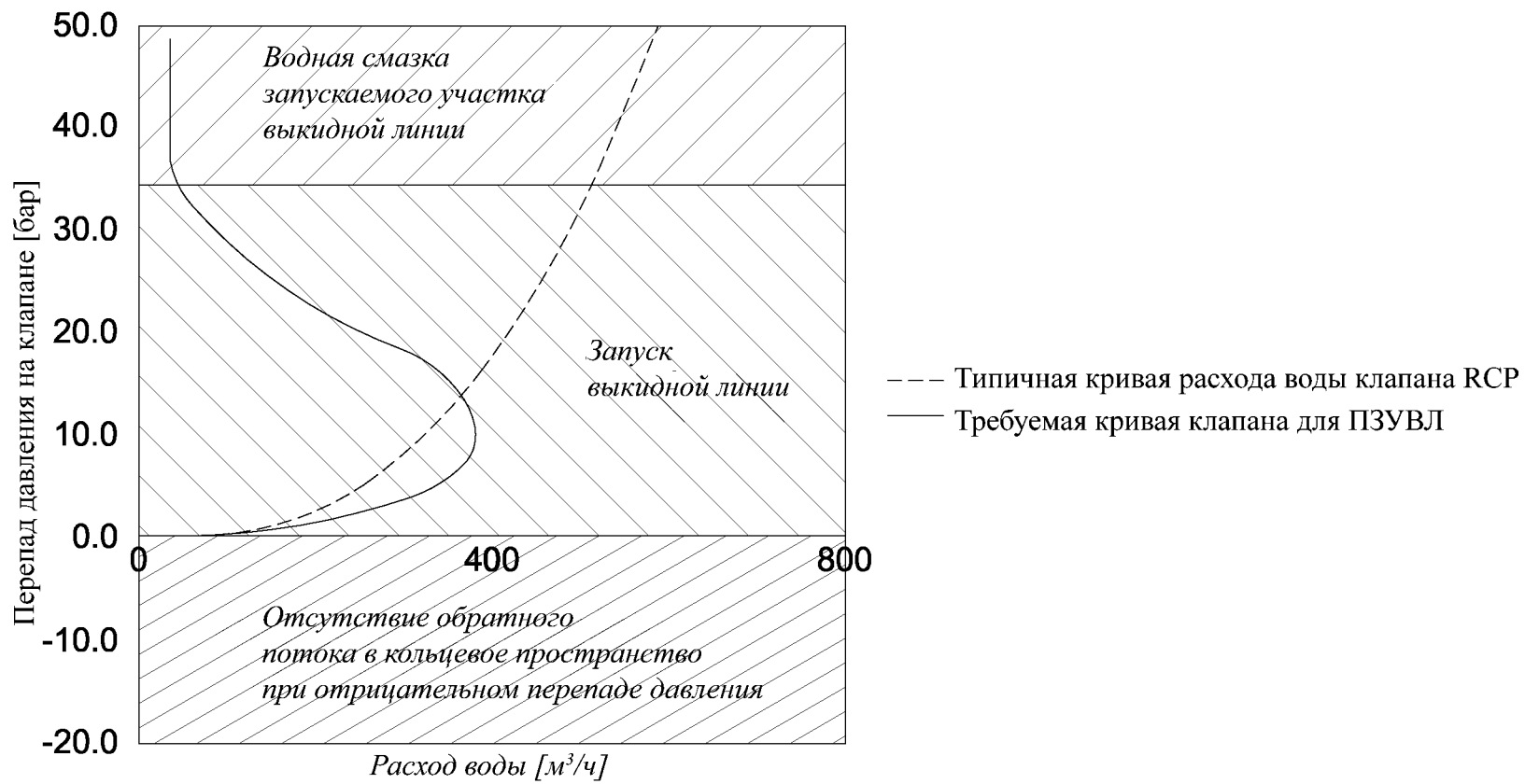
ФИГ. 3



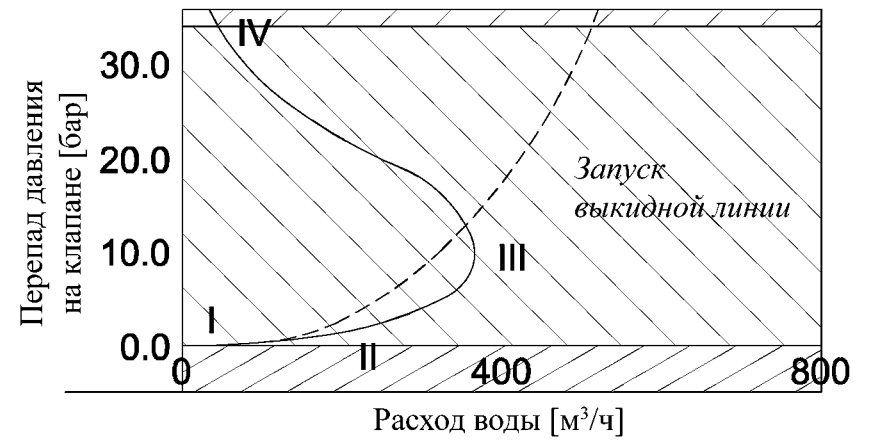
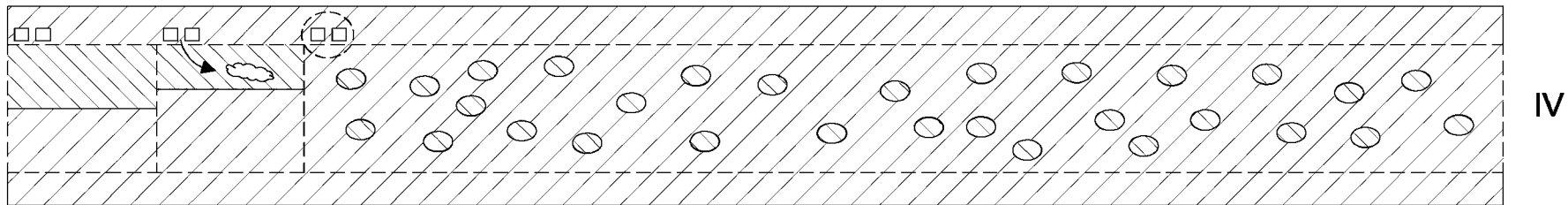
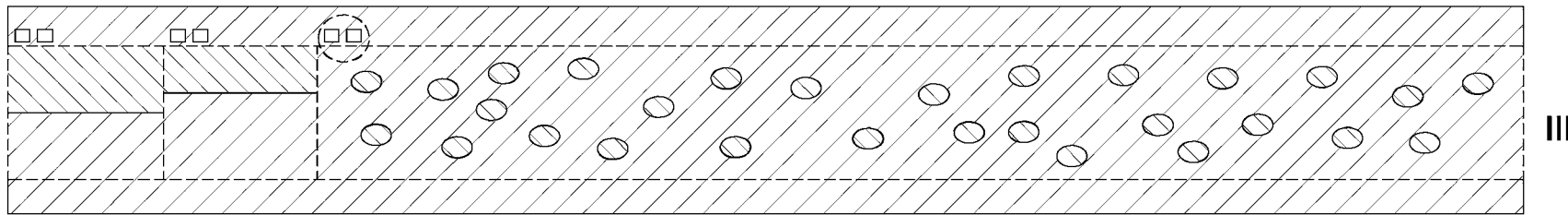
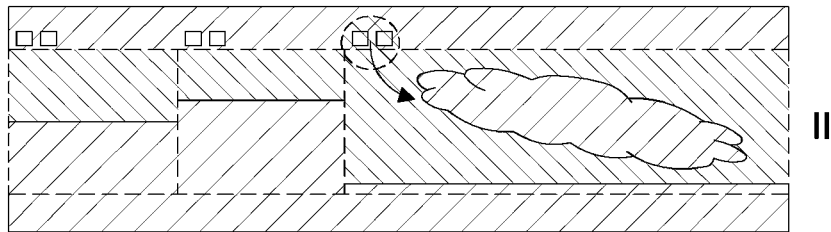
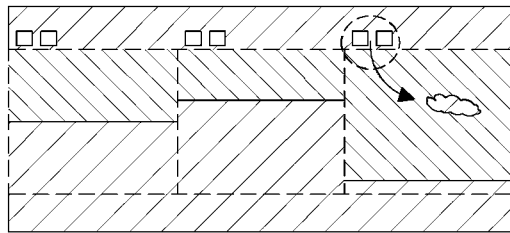
ФИГ. 4



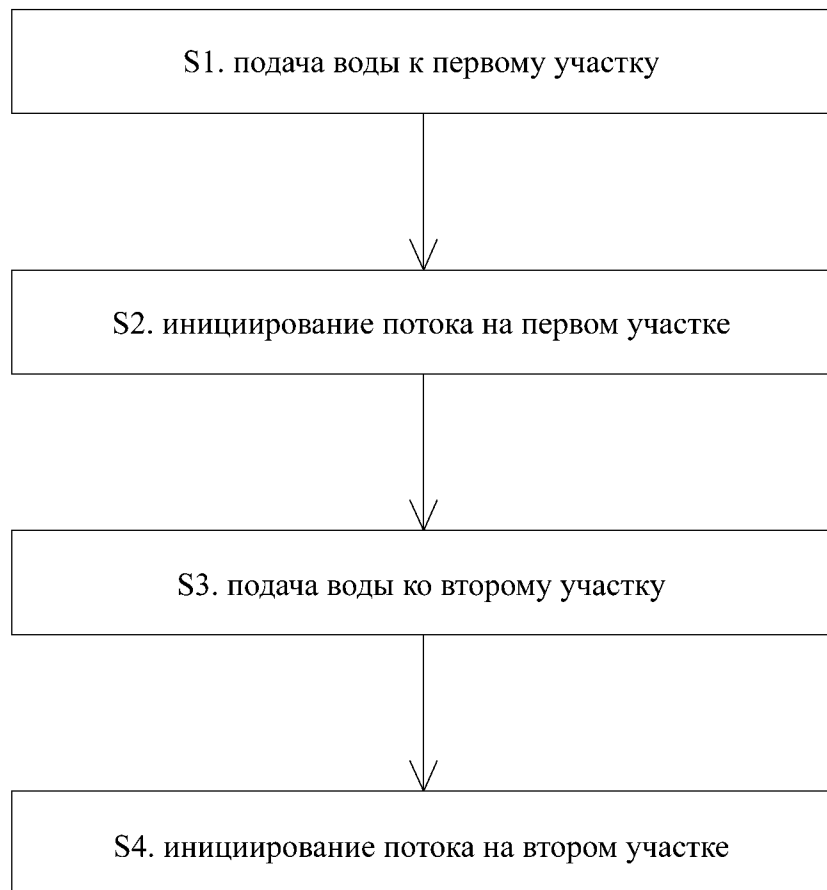
ФИГ. 5



ФИГ. 6



ФИГ. 7



ФИГ. 8