



(51) МПК

- [F17D 5/02 \(2006.01\)](#)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус: действует (последнее изменение статуса: 27.12.2016)

Пошлина: учтена за 3 год с 31.12.2017 по 30.12.2018

(21)(22) Заявка: [2015156126/06](#), 30.12.2015(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
30.12.2015

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 30.12.2015

(45) Опубликовано: [27.12.2016](#) Бюл. № [36](#)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: РД 52.24.309-2011 ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РЕЖИМНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА СОСТОЯНИЕМ И ЗАГРЯЗНЕНИЕМ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД СУШИ. RU 66539 U1, 10.09.2007. RU 2154848 C1, 20.08.2000. RU 2499248 C1, 20.11.2013.

Адрес для переписки:

115551, Москва, Шипиловский пр-д, 45, к. 1, кв. 117,  
Христофорову О.Б.

(72) Автор(ы):

Авандеева Ольга  
Петровна (RU),  
Баренбойм Григорий  
Матвеевич (RU),  
Борисов Владимир  
Михайлович (RU),  
Данилов-Данильян  
Виктор Иванович (RU),  
Христофоров Олег  
Борисович (RU)

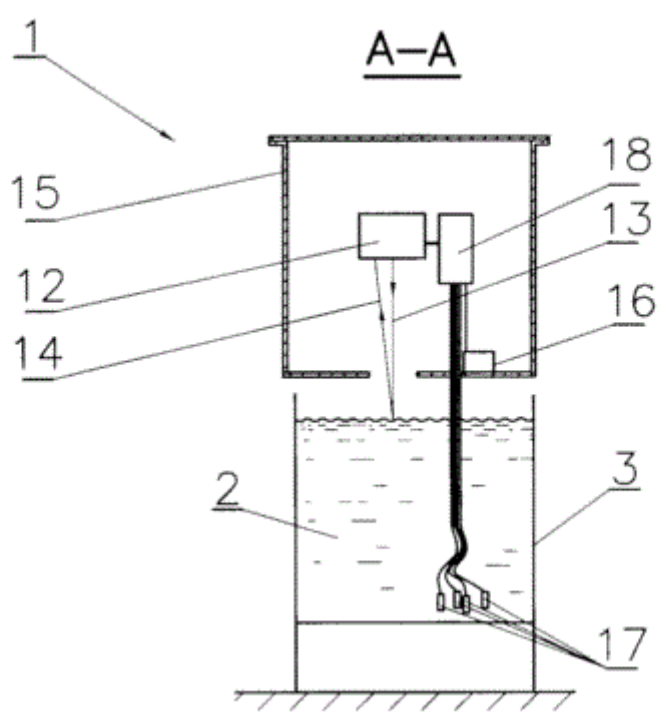
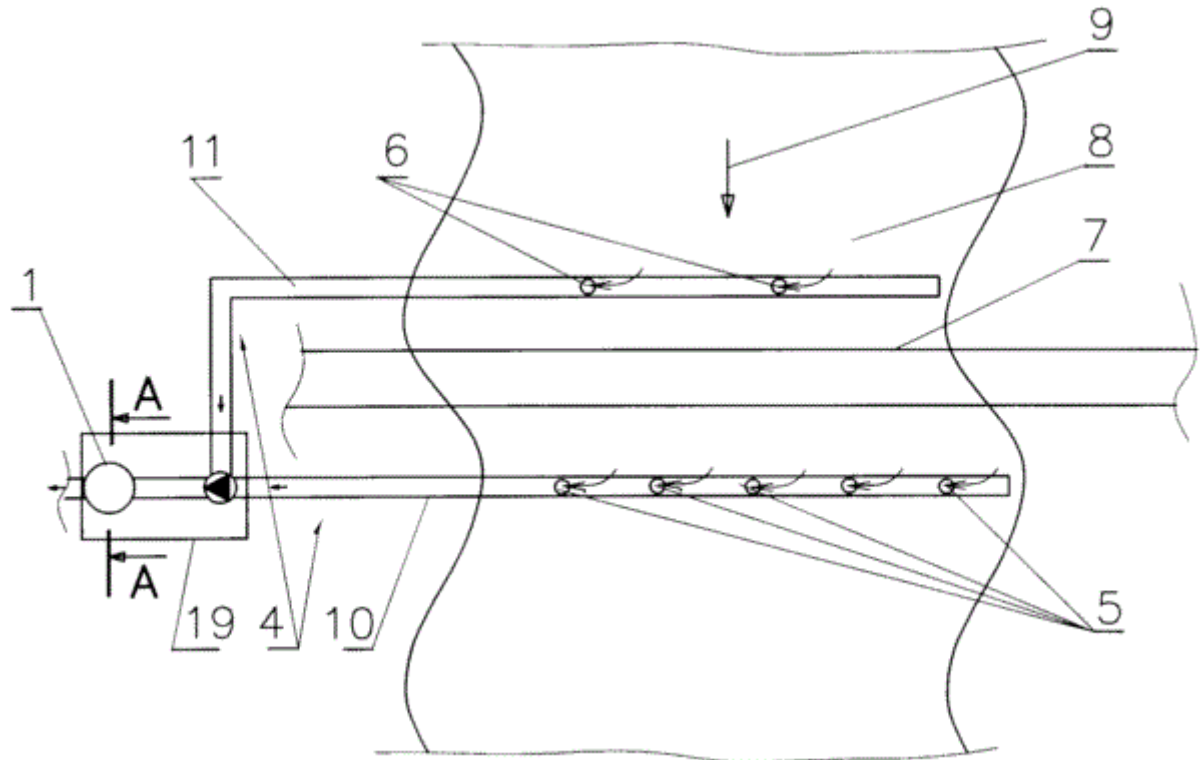
(73)

Патентообладатель(и):  
Авандеева Ольга  
Петровна (RU),  
Баренбойм Григорий  
Матвеевич (RU),  
Борисов Владимир  
Михайлович (RU),  
Данилов-Данильян  
Виктор Иванович (RU),  
Христофоров Олег  
Борисович (RU)(54) СИСТЕМА И СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ ТЕЧИ ПОДВОДНОГО  
НЕФТЕПРОВОДА

(57) Реферат:

Задача изобретения - контроль водной среды вдоль трассы подводного нефтепровода или нефтепродуктопровода посредством надежного и относительно недорого стационарного комплекса мониторинга, способного функционировать при высоком уровне фоновых загрязнений. Для решения поставленной задачи система обнаружения течи подводного нефтепровода или нефтепродуктопровода содержит комплекс мониторинга (КМ), предназначенный для обнаружения и контроля нефтяных загрязнений проб воды в установленной на берегу кювете, выборочно заполняемой из областей водного объекта, расположенных либо вверх по течению, либо вниз по течению от подводной части нефтепровода. Предпочтительно КМ выполнен с возможностью определения течи подводной части нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей

загрязнения проб воды из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода. Предпочтительно КМ содержит дистанционный детектор нефтяных загрязнений и набор контактирующих с водой датчиков. Технический результат - непрерывное слежение за герметичностью нефтепровода, раннее обнаружение протечек и снижение затрат на мониторинг подводных частей нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в местах пересечения ими водных преград. 2 н. и 10 з.п. ф-лы, 1 ил.



## ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

Изобретение относится к устройствам для мониторинга подводных частей нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в местах пересечения ими водных преград: рек, водохранилищ, озер и других водных объектов суши с целью раннего обнаружения и установления местоположения утечек из подводной части нефтепровода; также может применяться для мониторинга морских нефтепроводов вблизи их выхода на сушу с той же целью.

## ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

К методам и устройствам обнаружения аварии подводного нефтепровода или нефтепродуктопровода относятся средства мониторинга водной среды вдоль трассы подводного трубопровода. Из [1], в варианте реализации по п. 7, известна система обнаружения течи подводного морского нефтепровода с установленными вдоль нефтепровода автоматическими комплексами мониторинга (КМ), содержащими набор контактирующих с водой датчиков и находящихся в плавающем или в погружном, в частности, в подледном положении. Однако данная система мониторинга достаточно дорога для эксплуатации в местах пересечения нефтепродуктопроводов с водными преградами, количество которых в России составляет несколько тысяч.

Частично этого недостатка лишены стационарные посты дистанционного мониторинга, устанавливаемые на берегу, мостах, причалах и других сооружениях и использующие для регистрации нефтяных загрязнений отражение видимого или ИК излучения от водной поверхности [2], либо УФ-индуцированную флуоресценцию приповерхностного слоя вод [3]. Дистанционные детекторы нефтяных загрязнений надежны, относительно дешевы, характеризуются компактностью и достаточно низкой стоимостью эксплуатации. Однако расстояние зондирования обычно не превышает 10 м, что ограничивает возможности их применения для обнаружения течи на протяженных объектах, таких как подводные нефтепроводы.

Мониторинг на протяженных акваториях возможен при использовании в качестве носителей плавучей платформы [4]. Размещаемый на ней комплекс экологического мониторинга, включающий помимо дистанционного детектора загрязнений погружной модуль с набором контактирующих с водой датчиков, позволяет автоматически получать и обрабатывать широкий набор данных о качестве поверхностных вод. Однако плавучие платформы с комплексом мониторинга не предназначены для использования в ледовых условиях.

Частично от этого недостатка свободны устройство и способ [5] для определения нефтяных загрязнений воды вблизи подводного нефтепровода посредством измерения оптических и гидрологических характеристик морской среды с помощью флуориметра и акустического доплеровского профилографа течений, размещенных на беспилотном подводном аппарате. В процессе мониторинга измеряют акустические характеристики донных осадков и при их нетипичном для данной акватории характере выполняют маневрирование подводного аппарата и проводят флуориметром контрольные измерения содержания нефтехимических примесей в придонном слое в месте расположения нефтепровода. Техническим результатом является возможность повысить надежность обнаружения слабоинтенсивных утечек из подводного морского нефтепровода.

Однако указанные устройство и способ дороги и малоэффективны для применения в местах пересечения нефте- и продуктопроводов с водными преградами в виде рек, водохранилищ и озер, характеризующихся, в частности, малой прозрачностью и большим,

по сравнению с морской водой, содержанием растворенных органических веществ и других фоновых загрязнений особенно в периоды паводков, ливней, «цветения» воды и пр.

## РАСКРЫТИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

В основу изобретения положена задача контроля водной среды вдоль трассы подводного нефтепровода или нефтепродуктопровода посредством надежного и относительно недорогого стационарного комплекса мониторинга, способного функционировать при высоком уровне фоновых загрязнений.

Выполнение поставленной задачи реализуется с помощью предлагаемой системы обнаружения течи подводного нефтепровода, включающей в себя комплекс мониторинга (КМ), предназначенный для обнаружения и контроля нефтяных загрязнений проб воды в установленной на берегу кювете, выполненной с возможностью автоматического обновления пробы воды посредством устройства забора воды, имеющего входные порты, расположенные вдоль подводной части нефтепровода, причем первая часть входных портов расположена вверх по течению от подводной части нефтепровода, а вторая часть входных портов размещена вниз по течению от подводной части нефтепровода, при этом устройство забора воды выполнено с возможностью выборочного заполнения кюветы пробой воды из областей водного объекта, расположенных либо вверх по течению, либо вниз по течению от подводной части нефтепровода.

Предпочтительно КМ выполнен с возможностью определения течи подводного нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, взятых из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода.

Предпочтительно устройство забора воды имеет два или более входных порта, расположенных вдоль подводной части нефтепровода вниз по течению от него.

Предпочтительно КМ выполнен с возможностью определения местоположения течи нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, взятых из различных областей, расположенных вдоль подводного нефтепровода.

Предпочтительно КМ содержит дистанционный детектор нефтяных загрязнений.

Предпочтительно КМ содержит дистанционный детектор нефтяных загрязнений в виде флуоресцентного лидара и/или ИК лидара, зондирующего поверхность воды в кювете.

Предпочтительно, что лидар расположен на малом, не превышающем 1,5 метра расстоянии от водной поверхности в кювете.

Предпочтительно КМ содержит датчик радиоактивности, характеризующей, в частности, содержание в пробе воды радионуклидов нефтегенного происхождения.

В вариантах реализации изобретения КМ содержит, по меньшей мере, один контактирующий с водой детектор нефтяных загрязнений.

Предпочтительно КМ выполнен с функциями сбора, обработки, хранения и отображения данных, их передачи на удаленные интерфейсы КМ, а также с функциями определения превышения установленных порогов загрязнения и сигнализации о них.

Предпочтительно КМ, кювета и часть устройства забора воды размещены в обогреваемом контейнере или помещении, оснащенный устройством термоконтроля.

В другом аспекте изобретение относится к способу обнаружения течи подводного нефтепровода, включающему измерения посредством комплекса мониторинга параметров нефтяных загрязнений проб воды в расположенной на берегу кювете, при котором кювету попеременно заполняют пробами воды из областей водного объекта вверх по течению от подводной части нефтепровода, определяя показатели фонового загрязнения вод водного объекта, и пробами воды из областей водного объекта вниз по течению от подводной части нефтепровода, и определяют отсутствие или наличие течи подводной части нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей нефтяного загрязнения проб воды из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода.

В вариантах реализации способа местоположение течи подводной части нефтепровода определяют на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, которые попеременно берут из различных областей водного объекта, расположенных вдоль подводной части нефтепровода вниз по течению от него.

Техническим результатом изобретения являются непрерывное или с оптимальной периодичностью слежение за герметичностью нефтепровода, раннее обнаружение протечек и снижение затрат на мониторинг подводных частей нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в местах пересечения ими водных преград.

Указанный технический результат, обеспечиваемый приведенной совокупностью признаков заявляемого объекта, реализуется за счет следующих факторов:

- проведение мониторинга подводного нефтепровода одним стационарным КМ за счет забора проб воды из нескольких областей вдоль него, в том числе в ледовых условиях,
- раннее обнаружение течи подводного нефтепровода при малой прозрачности вод с большим содержанием фоновых загрязнений за счет дифференциальных измерений, то есть измерений разницы показателей загрязнения проб воды из областей вниз по течению от подводной части нефтепровода и показателей фонового загрязнения проб воды из областей вверх по течению от подводной части нефтепровода,
- возможность достаточно точного определения местоположения течи подводного нефтепровода за счет дифференциальных измерений загрязнения проб воды из различных областей водного объекта, расположенных вдоль подводной части нефтепровода вниз по течению от него,
- обеспечение автономной долгосрочной стабильной работы устройства, практически не требующей обслуживания, в том числе благодаря использованию не подверженных загрязнению дистанционных детекторов в виде компактного лидара и/или датчика, измеряющего радиоактивность, характеризующую содержание в пробе воды радионуклидов нефтяного происхождения,
- обеспечение при малой мощности излучателя компактного лидара его высокой чувствительности, поскольку излучатель и система регистрации обратного излучения лидара расположены предельно близко к зондируемому объекту-поверхности воды в кювете, а фоновая засветка зоны зондирования и приемного канала дистанционного детектора нефтяных загрязнений сведена к минимуму,

- обеспечение высокой чувствительности датчика, измеряющего радиоактивность, благодаря возможности его расположения оптимально близко к пробе воды при отсутствии преград, ослабляющих радиоактивное излучение,
- надежность комплексного обнаружения и измерения нефтегенных загрязнений комплексом мониторинга, включающим дистанционные детекторы и контактные датчики,
- оповещение в случае превышения установленных порогов загрязнений персонала контролируемых объектов для принятия им оперативных решений, позволяющих минимизировать выброс нефти в окружающую среду на начальной стадии аварийной ситуации.

Вышеупомянутые и другие объекты, особенности и преимущества изобретения станут более очевидными из последующего описания и формулы изобретения.

### КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Существо изобретения поясняется прилагаемым чертежом, на котором представлено схематичное изображение системы обнаружения течи подводного нефтепровода в соответствии с настоящим изобретением,

Данный чертеж не охватывает и, тем более, не ограничивает весь объем вариантов реализации данного технического решения, а является лишь иллюстрирующим материалом частных случаев его выполнения.

### ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Данное описание служит для иллюстрации осуществления изобретения и ни в коей мере не характеризует объем настоящего изобретения.

В соответствии с примером осуществления изобретения система обнаружения течи подводного нефтепровода или нефтепродуктопровода включает в себя комплекс мониторинга (КМ) 1, предназначенный для обнаружения нефтяных загрязнений проб воды 2 в установленной на берегу кювете 3, выполненной с возможностью автоматического обновления пробы воды 2 посредством устройства 4 забора воды, имеющего входные порты 5, 6, расположенные вдоль подводной части нефтепровода 7. Первая часть входных портов 5 расположена вниз по течению от подводной части нефтепровода 7. На чертеже направление течения водного объекта 8 обозначено стрелкой 9. Вторая часть входных портов 6 размещена вверх по течению от подводной части нефтепровода 7. Устройство 4 забора воды выполнено с возможностью выборочного заполнения кюветы 3 пробой воды 2 из областей водного объекта, расположенных либо вверх по течению, либо вниз по течению от подводной части нефтепровода 7. При этом КМ 1 выполнен с возможностью определения течи на основе дифференциальных измерений загрязнения проб воды 2, взятых из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода 7. Дифференциальные измерения означают определение разницы показателей загрязнения проб воды из областей вниз по течению от подводной части нефтепровода и показателей фонового, в том числе, не являющегося нефтегенным загрязнения проб воды из областей вверх по течению от подводной части нефтепровода. За счет дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды из областей вверх и вниз по течению от нефтепровода такая система обеспечивает надежное раннее обнаружение течи подводного нефтепровода даже при малой прозрачности вод и больших уровнях фоновой загрязненности, например в условиях «цветения», паводков, ливневых

или других стоков в водный объект. При этом использование стационарного КМ снижает затраты на мониторинг.

В предпочтительных вариантах изобретения устройство забора воды 4 имеет два или более входных порта 5, расположенных вдоль подводной части нефтепровода 7 вниз по течению от него, что повышает надежность обнаружения течи нефтепровода. При этом КМ 1 может быть выполнен с возможностью определения местоположения течи на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, взятых из различных областей, расположенных вдоль подводной части нефтепровода 7. В этих вариантах реализации изобретения устройство 4 забора воды предпочтительно выполнено с возможностью заполнения кюветы 3 из любого входного порта 5, 6, либо из любого количества входных портов 5, либо 6, для чего каждый входной порт 5, 6 снабжен управляемым электромагнитным клапаном. Все это дает возможность определения местоположения течи подводного нефтепровода.

В варианте изобретения устройство 4 забора проб воды содержит трубки 10, 11 соответственно с входными портами 5, 6 и не показанные на чертеже для упрощения насос или насосную станцию, систему клапанов и автоматический блок управления. Клапаны предназначены для отключения подачи воды при наполнении кюветы 3 до заданного уровня и для ее автоматического слива перед напуском очередной пробы воды 2. Подводные части трубок 10, 11 с входными портами 5, 6 могут крепиться ко дну рядом с подводной частью нефтепровода 7 или на прижимной плите подводной части нефтепровода, если таковая имеется, либо на стойках крепления подводной части нефтепровода. При этом входные порты 5, 6 на трубках 10, 11 могут быть разного диаметра, увеличивающегося с удалением от кюветы 3 для равномерного забора проб воды из различных входных портов.

КМ 1 предпочтительно содержит дистанционный оптический детектор 12 нефтяных загрязнений в виде флуоресцентного лидара и/или ИК лидара, зондирующего поверхность воды 2 в кювете 3 лучом 13 и регистрирующего сигнал обратного излучения 14. Благодаря использованию не подверженного загрязнению дистанционного оптического датчика обеспечивается автономная долгосрочная стабильная работа КМ, практически не требующая обслуживания.

В предпочтительных вариантах реализации изобретения КМ 1 выполнен сводящим к минимуму фоновую засветку зоны зондирования и приемного канала дистанционного оптического детектора 12 нефтяных загрязнений, например, за счет размещения в светонепроницаемом кожухе 15 с окном для вывода зондирующего луча 13 и приема обратного излучения 14. Также предпочтительно, чтобы дистанционный оптический детектор 12 нефтяных загрязнений был расположен на малом, желательном не превышающем 1,5 метра расстоянии от поверхности пробы воды 2 в кювете 3. Все это обеспечивает возможность применения дистанционного оптического детектора простой и дешевой конструкции.

Для повышения достоверности обнаружения нефтяных загрязнений дистанционными средствами КМ предпочтительно содержит датчик 16 радиоактивности, характеризующей, в частности, содержание в пробе воды радионуклидов нефтегенного происхождения. Датчик 16, измеряющий радиоактивность, может быть расположен снаружи кюветы 3 вблизи поверхности пробы воды 2 при отсутствии преград, которые могут ослаблять радиоактивное излучение. С этой целью датчик 16, измеряющий радиоактивность, может сообщаться с поверхностью пробы воды 2 через отверстие в корпусе 15 КМ 1. В предпочтительных вариантах реализации изобретения датчик 16

радиоактивности выполнен с возможностью измерения интенсивности гамма излучения в энергетических диапазонах, характерных для естественных радионуклидов нефти.

В вариантах реализации изобретения КМ содержит, по меньшей мере, один контактирующий с водой детектор 17 нефтяных загрязнений, например флуоресцентный погружной датчик и/или флуориметр. Кроме этого, КМ 1 может быть оснащен датчиками для измерения других параметров воды, таких как рН, Eh, O<sub>2</sub>, t°C, мутность и др. При этом за счет комплексных измерений как дистанционными детекторами, так и контактными датчиками обеспечивается надежность обнаружения нефтегенных загрязнений в пробах воды.

Для работы в автоматическом режиме и минимизации последствий аварийной ситуации КМ 1 выполнен с функциями сбора, обработки, хранения и отображения данных, а также с функциями определения превышения установленных порогов загрязнения и сигнализации о них с помощью беспроводной передачи данных. С этой целью КМ 1 оснащен программируемым контроллером 18, который также обеспечивает синхронизацию работы КМ 1 с устройством 4 забора воды.

Предпочтительно, чтобы КМ 1 и часть устройства 4 забора воды были размещены в отапливаемом контейнере 19 либо помещении, оснащенном устройством термоконтроля для обеспечения температуры в заданном диапазоне, например не ниже 0°C.

В вариантах реализации изобретения кювета 3 может быть выполнена с непрерывным протоком пробы воды 2. В частности, кювета 3 может быть выполнена герметичной, имеющей, по меньшей мере, часть стенки, прозрачную для зондирующего излучения дистанционного детектора нефтяных загрязнений и регистрируемого им обратного излучения.

В вариантах реализации изобретения предусматривается замена или чистка кюветы, а также замена или выполнение устройства забора воды с возможностью прогона в обратном направлении промывочной жидкости для его чистки после принятия мер по ликвидации разлива нефти на его ранней стадии, о которых сигнализировал КМ.

Способ обнаружения течи подводного нефтепровода реализуют следующим образом. Посредством комплекса мониторинга (КМ) 1 измеряют показатели нефтяных загрязнений проб воды 2 в расположенной на берегу кювете 3, попеременно заполняя ее пробами воды 2 из областей водного объекта 8 вверх по течению от подводной части нефтепровода 7, определяя показатели фонового загрязнения вод водного объекта, и пробами воды из областей вниз по течению от него. С помощью КМ 1 определяют отсутствие или наличие течи подводной части нефтепровода 7 на основе дифференциальных измерений показателей нефтяного загрязнения проб воды 2 из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода 7. При таких дифференциальных измерениях определяют разницу показателей загрязнения проб воды из областей вниз по течению от подводной части нефтепровода и показателей фонового, преимущественно не являющегося нефтегенным, загрязнения проб воды из областей вверх по течению от подводной части нефтепровода. В процессе функционирования системы попеременное заполнение кюветы 3 пробами воды 2 из входных портов 5 либо входных портов 6 автоматически осуществляют в программируемом режиме посредством устройства 4 забора воды, содержащего насос или насосную станцию, входные порты 5, 6 и систему клапанов.

Пробы воды 2 из областей водного объекта 8 вверх по течению от подводной части нефтепровода 7 подают через входные порты 6, расположенные, в частности, на



подводной части трубки 11, определяя фоновые показатели загрязнения вод водного объекта. Затем определяют показатели загрязнения пробы воды 2, взятой через входные порты 5 на трубке 10 из областей, расположенных вдоль подводной части нефтепровода 7 вниз по течению от него. Отсутствие или наличие нефтяных загрязнений вблизи подводной части нефтепровода 7 определяют, в том числе, на основе дифференциальных измерений, то есть на основе разницы измеренных показателей загрязнения проб воды из областей вниз и вверх по течению от подводной части нефтепровода или нефтепродуктопровода 7. Это обеспечивает возможность раннего обнаружения течи подводного нефтепровода при малой прозрачности вод и больших уровнях загрязненности.

В вариантах реализации изобретения кювету 3 в программируемом режиме заполняют из любого входного порта 5 или из любого количества входных портов 5, количество которых два или более. В этом варианте каждый входной порт 5, 6 снабжен управляемым электромагнитным клапаном. При этом каждый входной порт 5, 6 может быть снабжен отдельной трубкой для забора воды с управляемым электромагнитным клапаном.

В этих вариантах изобретения при наличии течи подводной части нефтепровода ее местоположение определяют на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды 2, которые попеременно берут из различных областей водного объекта, расположенных вдоль подводной части нефтепровода 7 вниз по течению от него.

Удаленность от нефтепровода 7 входных портов 5, расположенных, в частности, на общей трубке 10, их количество и частота расположения и выбираются оптимально малыми для определения утечки нефти или нефтепродукта из любого места подводной части нефтепровода 7. В предпочтительных вариантах изобретения количество  $n$  входных портов 5, расположенных вдоль подводной части нефтепровода 7 длиной  $L$  на расстоянии  $d$  от него, удовлетворяет соотношению:  $n \leq L/d$ . Входные порты 5, 6 на трубках 10, 11 могут быть разного диаметра, увеличивающегося с удалением от кюветы 3, для равномерного забора проб воды из различных портов, расположенных вдоль нефтепровода.

С помощью КМ 1, оснащенного программируемым контроллером 18, в автоматическом режиме производят измерения качества пробы воды 2, осуществляют сбор, обработку и хранение полученных данных, периодически передаваемых на удаленные интерфейсы КМ 1. Повторяют циклы работы системы. В случае превышения установленных порогов нефтяного загрязнения в пробе воды сигнализирует о них, предоставляя информацию для принятия управленческих решений, направленных на минимизацию экологических рисков.

Обнаружение нефтяных загрязнений в пробах воды 2 предпочтительно осуществляют с помощью не подверженного загрязнению дистанционного оптического детектора 12 нефтяных загрязнений, выполненного, например, в виде компактного флуоресцентного лидара и/или ИК лидара, что обеспечивает автономную долгосрочную стабильную работу КМ 1. В качестве излучателя, предпочтительно УФ диапазона, генерирующего импульсное излучение для зондирования поверхности пробы воды 2 в кювете 3, может использоваться компактный твердотельный лазер с генерацией высшей гармоники, или лазерный диод, светодиод, или импульсная, в частности ксеноновая, лампа с оптическим УФ фильтром. Направленный в воду пучок 13 УФ излучения вызывает обратное излучение (ОИ) 14. В зависимости от типа устройства регистрации ОИ, количество приемных каналов дистанционного оптического детектора 12 нефтяных загрязнений может быть от двух до нескольких сотен.

При зондировании УФ излучением для большей точности измерений непосредственно перед зондированием или сразу после него производится измерение сигнала фонового излучения (при отсутствии зондирующего импульса). Сигнал фонового излучения вычитается из сигнала обратного излучения, вызванного зондирующим импульсом. Предпочтительно производится нормировка измеряемого сигнала реперным сигналом, предпочтительно сигналом ОИ на длине волны комбинационного рассеяния воды. При этом нормированный спектр ОИ не зависит от вариации мощности зондирующего излучения. Для зондирования предпочтительно используют поляризованное излучение, что облегчает выделение реперного сигнала при очень больших фоновых загрязнениях воды растворенными органическими веществами, не относящимися к нефтегенным, Регистрацию обратного излучения предпочтительно производят для двух различных поляризаций, что позволяет, в частности, избирательно, по сравнению с другими флуоресцирующими веществами, обнаруживать тяжелые нефтяные фракции, индуцированное флуоресцентное излучение которых также поляризовано, благодаря высокой вязкости. Все это обеспечивает регистрацию нефтяных загрязнений, например эмульгированной нефти и/или ее растворенной фракции или пленочной фракции по спектру флуоресценции.

Наряду с УФ излучением или вместо него может использоваться видимое или ИК зондирующее излучение. При этом сигнал ОИ на длине волны зондирующего излучения сильно зависит от наличия на воде пленки нефтепродуктов из-за резкого различия коэффициентов отражения света для нефтепродуктов и воды. Это позволяет регистрировать нефтяные загрязнения в виде пленки на поверхности пробы воды простым недорогим дистанционным оптическим детектором с одним приемным каналом.

Выполнение КМ 1, сводящим к минимуму фоновую засветку зоны зондирования и приемного канала дистанционного оптического детектора 12 нефтяных загрязнений, например, за счет размещения в светонепроницаемом кожухе 15, увеличивает отношение сигнал/шум, повышает точность измерений, позволяет упростить дистанционный оптический детектор 12 нефтяных загрязнений.

Зондирование проб воды 2 осуществляют дистанционным оптическим детектором 12 нефтяных загрязнений, расположенным на малом, предпочтительно не превышающем 1,5 метра, расстоянии от поверхности воды 2 в кювете 3. Это упрощает дистанционный детектор и удешевляет его.

Для повышения надежности обнаружения течи нефтепровода в составе КМ 1 применяют датчик, регистрирующий радиоактивность, присущую нефти или нефтепродуктам. Расположение датчика вблизи поверхности пробы воды 2 при отсутствии преград, ослабляющих радиоактивное излучение, обеспечивает высокую чувствительность датчика 16, измеряющего радиоактивность естественных радионуклидов нефти. Предпочтительно датчиком радиоактивности 16 измеряют интенсивность гамма излучения естественных радионуклидов нефти в характерных для них энергетических диапазонах.

К естественным радионуклидам нефти (ЕРН) относятся  $^{238}\text{U}$  и  $^{232}\text{Th}$ , и их дочерние продукты распада, например изотопы  $^{226}\text{Ra}$ , которые сосредоточены преимущественно в тяжелых фракциях нефти. Существуют некоторые закономерности в распределении ЕРН в различных типах нефти. Ее радиоактивность связана как с разработкой месторождения, в результате которой в процессе миграции часть радионуклидов переходит в нефть, так и с наличием некоторого количества ЕРН, изначально присутствующих в нефти. Концентрация ЕРН в последнем случае зависит от конкретного месторождения и типа нефти. ЕРН могут создавать также повышенный радиационный фон в донных отложениях

в зонах потенциального нефтегенного загрязнения. Так, например, в работе по изучению экологического состояния водных объектов Чувашии на одном из этапов работ проводился анализ содержания радионуклидов в донных отложениях на участке р. Сура до и после прохождения ветви магистральных нефтепроводов. Было показано, что концентрация и удельная радиоактивность таких ЕРН, как  $^{238}\text{U}$  и  $^{232}\text{Th}$  в донных отложениях возрастает от 2 до 3,5 раз на участках реки ниже прохождения нефтепроводов, что свидетельствует о диффузных протечках нефти и может служить индикатором нефтегенного загрязнения [6].

Это определяет эффективность предложенного применения в составе КМ 1 датчика 16 для дистанционного измерения радиоактивности, характеризующей содержание в пробе воды радионуклидов нефтегенного происхождения.

В предпочтительных вариантах изобретения одновременно с дистанционной регистрацией качества проб воды с помощью программируемого контроллера 18, регистрируются показания набора контактирующих с водой датчиков 17, предназначенных для измерения нефтяных загрязнений, а также физико-химических и гидрологических параметров воды, таких как рН, Eh,  $\text{O}_2$ ,  $t^\circ\text{C}$ , мутность и др. В результате комплексных измерений дистанционными и контактными датчиками обеспечивается надежность обнаружения нефтегенных загрязнений в пробах воды.

В автономном режиме электропитание системы обнаружения течи подводного нефтепровода осуществляется от сети и/или аккумуляторов. Управление работой системы в целом осуществляется с помощью программируемого контроллера 18.

Предпочтительно, что КМ 1 и часть устройства 4 забора воды размещают в контейнере или помещении 19, отапливаемом в ледовых условиях, что позволяет осуществлять круглогодичный мониторинг, в том числе в арктической зоне.

Таким образом, предложенное изобретение обеспечивает непрерывное или с оптимальной периодичностью слежение за герметичностью нефтепровода, раннее обнаружение протечек и снижение затрат на мониторинг подводных частей нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в местах пересечения ими водных преград.

## ПРОМЫШЛЕННАЯ ПРИМЕНИМОСТЬ

Предложенное изобретение предназначено для использования в области транспортировки нефти и касается вопросов контроля состояния подводных нефтепроводов, а более конкретно раннего обнаружения утечек при их разгерметизации.

## ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

1. Патент РФ 2522821. «Система обнаружения и мониторинга загрязнений морского нефтегазового промысла». Оpubл. 14.05.2014.
2. Анучин Е.Н., Зурабян А.З., Грачев И.А., Попов А.П. «Оптический регистратор нефтяных пленок на взволнованной водной поверхности». «Оптический журнал». Том 72, 2005, №3, с. 11-13.
3. LDI Remote Oil Watcher (ROW. <http://www.ldi.ee/index.php?main=400>).

4. Патент РФ 2499248 «Комплекс экологического мониторинга водных объектов». Опубл. 20.11.2013.

5. Патент РФ 2499951. «Способ обнаружения слабоинтенсивных утечек из подводных нефтепроводов мобильным подводным измерительным комплексом». Опубл. 27.11.2013.

6. Barenboim G., Borisov V., Avandeeva O., Khristoforov O. et al. Development of a system for early detection of oil spills on water bodies with a glance to its use in the Arctic zone. Proceedings of the 36th Arctic and Marine Oil spill Program (AMOP) Technical Seminar on Environmental Contamination and Response, 2013, Canada, pp. 565-590.

#### Формула изобретения

1. Система обнаружения течи подводного нефтепровода, включающая в себя комплекс мониторинга, предназначенный для обнаружения и контроля нефтяных загрязнений проб воды в установленной на берегу кювете, выполненной с возможностью автоматического обновления пробы воды посредством устройства забора воды, имеющего входные порты, расположенные вдоль подводной части нефтепровода, причем первая часть входных портов расположена вверх по течению от подводной части нефтепровода, а вторая часть входных портов размещена вниз по течению от подводной части нефтепровода, при этом устройство забора воды выполнено с возможностью выборочного заполнения кюветы пробой воды из областей водного объекта, расположенных либо вверх по течению, либо вниз по течению от подводной части нефтепровода.

2. Система по п. 1, в котором комплекс мониторинга выполнен с возможностью определения течи подводной части нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, взятых из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода.

3. Система по п. 1, в котором устройство забора воды имеет два или более входных порта, расположенных вдоль подводной части нефтепровода вниз по течению от него.

4. Система по п. 3, в котором комплекс мониторинга выполнен с возможностью определения местоположения течи нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, взятых из различных областей, расположенных вдоль подводного нефтепровода.

5. Система по п. 1, в котором комплекс мониторинга содержит дистанционный оптический детектор нефтяных загрязнений в виде флуоресцентного лидара и/или ИК лидара, зондирующего поверхность воды в кювете.

6. Система по п. 5, в котором лидар расположен на малом, предпочтительно не превышающем 1,5 метра, расстоянии от водной поверхности в кювете.

7. Система по п. 1, в котором комплекс мониторинга содержит датчик радиоактивности, характеризующей, в частности, содержание в пробе воды радионуклидов нефтегенного происхождения.

8. Система по п. 1, в котором комплекс мониторинга содержит, по меньшей мере, один контактирующий с водой детектор нефтяных загрязнений.

9. Система по п. 1, в котором комплекс мониторинга выполнен с возможностью сбора, обработки, хранения и отображения данных, их передачи на удаленные интерфейсы комплекс мониторинга, а также с функциями определения превышения установленных порогов загрязнения и сигнализации о них.
10. Система по п. 1, в котором комплекс мониторинга, кювета и часть устройства забора воды размещены в обогреваемом контейнере или помещении, оснащенный устройством термоконтроля.
11. Способ обнаружения течи подводного нефтепровода, включающий измерения посредством комплекса мониторинга параметров нефтяных загрязнений проб воды в расположенной на берегу кювете, при котором кювету попеременно заполняют пробами воды из областей водного объекта вверх по течению от подводной части нефтепровода, определяя показатели фонового загрязнения вод водного объекта, и пробами воды из областей водного объекта вниз по течению от подводной части нефтепровода, и определяют отсутствие или наличие течи подводной части нефтепровода на основе дифференциальных измерений показателей нефтяного загрязнения проб воды из областей вверх и вниз по течению от подводной части нефтепровода.
12. Способ по п. 11, при котором местоположение течи подводной части нефтепровода определяют на основе дифференциальных измерений показателей загрязнения проб воды, которые попеременно берут из различных областей водного объекта, расположенных вдоль подводной части нефтепровода вниз по течению от него.

