
**ПРИБОРЫ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ
МАТЕРИАЛОВ, ИЗДЕЛИЙ, ВЕЩЕСТВ И ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ**

**INSTRUMENTS AND METHODS FOR MONITORING AND DIAGNOSING
MATERIALS, PRODUCTS, SUBSTANCES AND THE NATURAL ENVIRONMENT**

УДК 681.2.084
DOI: 10.17586/0021-3454-2023-66-9-750-762

**МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ
НА ОБЪЕКТАХ ШЕЛЬФОВОЙ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ**

Т. О. УШКОВА*, Ю. Д. БОРИСОВА, В. А. ШПЕНСТ, А. М. ЩИПАЧЁВ

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия
**ushkovataisiya@mail.ru*

Аннотация. Рассмотрена возможность применения многофункциональной системы бесконтактного измерения параметров многофазного потока на шельфовых месторождениях, основанной на технологии радиоизотопного излучения. Проанализировано текущее оснащение шельфовой добычи датчиками, системами анализа данных и автоматического управления, выявлено недостаточное количество измеряемых параметров. Исследована возможность совершенствования данной многофункциональной системы путем ее модернизации на базе анализа рисков и сложностей шельфовой добычи в арктической зоне.

Ключевые слова: шельф, измерение, нефть, добыча, транспорт, Арктика, состав, радиоизотопный, оптоволокно

Ссылка для цитирования: Ушкова Т. О., Борисова Ю. Д., Шпенст В. А., Щипачёв А. М. Многопараметрический контроль многофазных потоков на объектах шельфовой добычи в условиях Арктики // Изв. вузов. Приборостроение. 2023. Т. 66, № 9. С. 750—762. DOI: 10.17586/0021-3454-2023-66-9-750-762.

**MULTIPARAMETER MONITORING OF MULTIPHASE FLOWS
AT OFFSHORE PRODUCTION FACILITIES IN THE ARCTIC**

T. O. Ushkova*, Yu. D. Borisova, V. A. Shpenst, A. M. Shchipachev

St. Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia
**ushkovataisiya@mail.ru*

Abstract. The possibility of using a multifunctional system for non-contact measurement of multiphase flow parameters in offshore fields, based on radioisotope radiation technology, is considered. The current equipment of offshore production with sensors, data analysis and automatic control systems is analyzed, and an insufficient number of measured parameters is revealed. The possibility of improving this multifunctional system by upgrading it based on an analysis of the risks and difficulties of offshore production in the Arctic zone is studied.

Keywords: shelf, measurement, oil, production, transport, Arctic, composition, radioisotope, fiber optic

For citation: Ushkova T. O., Borisova Yu. D., Shpenst V. A., Shchipachev A. M. Multiparameter monitoring of multiphase flows at offshore production facilities in the Arctic. *Journal of Instrument Engineering*. 2023. Vol. 66, N 9. P. 750—762 (in Russian). DOI: 10.17586/0021-3454-2023-66-9-750-762.

Введение. В мире становится все более заметен рост потребности в углеводородном сырье. Однако имеющаяся ресурсная база на многих традиционных месторождениях суши постепенно истощается. Анализ текущей базы [1], в которую входят уже разрабатываемые

месторождения, новые и готовящиеся к вводу проекты, показывает, что стабильно высокая добыча может быть обеспечена до 2024 г. После 2024 г. понадобится активное расширение ресурсной базы. Это будет возможно благодаря поиску новых технологических решений и освоению сектора морской нефтегазодобычи.

Континентальный шельф Мирового океана обладает огромным ресурсным потенциалом, который оценивается на уровне около 264 млрд тонн нефтяного эквивалента. Объемы морской добычи постоянно растут и на данный момент обеспечивают около 30 % общемировой добычи нефти и газа [2]. Особый интерес представляет углеводородный потенциал Арктического региона. Арктическая и дальневосточная зоны шельфа являются стратегической ресурсной базой для нашей страны. Россия обладает самым обширным континентальным шельфом (20 % площади шельфа Мирового океана) и самым большим углеводородным потенциалом, сосредоточенным в его недрах [3]. Освоение ресурсов арктического шельфа обеспечивает сохранение устойчивой позиции Российской Федерации на мировых рынках углеводородного сырья, поэтому развитие сектора морской нефтегазодобычи является актуальной задачей [4, 5]. Однако освоение всех этих ресурсов требует внедрения новейшего технологического оборудования в сфере приборостроения, нефтегазодобычи и транспорта, которое способно функционировать в осложненных условиях и решать специфические задачи.

Одной из главных задач в процессе добычи является измерение и контроль различных параметров нефтегазового потока. На измерительном оборудовании строится система автоматизированного управления, которая обеспечивает наличие ключевых данных о текущем процессе нефтегазодобычи и служит информационным источником для специалистов при дальнейшем принятии решений. Шельфовые измерительные узлы и приборы должны удовлетворять определенным требованиям: иметь компактный размер и минимальный вес, обладать коррозионной стойкостью. Также должна быть обеспечена возможность проведения поверки на месте. Все это позволит с максимальной эффективностью использовать оборудование для бесперебойной работы в сложных морских условиях [6]. Получаемые в ходе различных измерений данные используются для отслеживания объема запасов, учета нефти с целью предотвращения потерь, оптимизации процесса добычи и планирования разработки месторождения [7]. Также точность и качество измерений напрямую влияют на прибыль нефтяных компаний и величину взимаемых налогов.

Цель настоящей статьи — исследование возможности совершенствования многофункциональной системы бесконтактного измерения параметров многофазного потока на шельфовых месторождениях, основанной на технологии радиоизотопного излучения при ее дальнейшей модернизации на базе анализа рисков и сложностей шельфовой добычи в арктической зоне.

Текущая ситуация в области измерений. Измерение различных параметров добываемого продукта является одной из основных задач при осуществлении непрерывного контроля за разработкой месторождения и процессом добычи. Для возможности измерения всех параметров производится оснащение оборудования разнообразными датчиками и приборами. В стандартный набор датчиков для измерения многофазного потока входят внутрискважинные и устьевые датчики давления и температуры, датчики измерения перепада давления. Дополнительно используется акустический датчик выноса песка, предназначенный для осуществления контроля за выносом песка из скважины и минимизации его объема, что в дальнейшем позволяет предотвратить повреждение оборудования. Также устьевое оборудование оснащают датчиком положения дроссельной заслонки [8]. Благодаря проводимым измерениям можно вычислить большое количество параметров: массовый и объемный расход, фазовые доли компонентов (нефть, газ, вода), определить обводненность и газосодержание, а также плотность смеси компонентов [8, 9].

Данные, получаемые в процессе разработки системы, используются при построении геолого-технологической модели, которая позволяет контролировать режим работы скважины и проводить технологический расчет, а также оперативно принимать решения по изменению этого режима [10].

В настоящее время существуют различные технологии по измерению параметров и количества добываемого продукта. Традиционным методом измерения многофазного потока считается использование гравитационных сепараторов для разделения многофазного флюида на компоненты и измерение отдельных фаз однофазными расходомерами. Обычно используют расходомеры Вентури и Кориолиса. В России на большинстве промыслов широко распространены автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) типа „Спутник“. Они используются для измерения параметров добычи для группы скважин с периодическим переключением между отдельными скважинами, что позволяет измерять поток как из всех скважин одного куста, так и поток из каждой скважины отдельно. Однако измерение параметров каждой скважины производится периодически, без постоянного мониторинга, что приводит к потере большого количества данных. Этот метод является надежным и активно применяется на суше, но имеет ряд недостатков, а его использование в условиях шельфовой добычи затруднительно. Технология с применением сепаратора является дорогостоящей, также сепаратор требует достаточно места и периодического обслуживания [9, 11]. В условиях шельфовой добычи сепарационная установка будет оказывать дополнительную нагрузку на добывающую платформу. Кроме этого, чтобы получить точные данные, требуется эффективно отделить каждую фазу. Сгустки жидкости, пенообразование и образование стабильных эмульсий осложняют или делают невозможным проведение измерений с помощью сепаратора [7, 9]. К недостаткам также следует отнести невозможность мониторинга многофазного потока в режиме реального времени, поскольку процесс разделения и замера каждой фазы слишком медленный [12, 13].

Проблема измерения параметров многофазного флюида весьма актуальна, так как получаемая информация является важным источником данных о работе скважины и необходима для оптимального управления ее функционированием. Измерение параметров на многих промыслах по-прежнему осуществляется традиционным методом, тем не менее в настоящее время внедряются новые технологии и более совершенные способы измерения. Это касается и подводных систем. На шельфовых месторождениях в основном используются многофазные расходомеры. Такие устройства применяются для измерения различных параметров потока непосредственно в трубопроводе без разделения флюида на фазы. Многофазные расходомеры могут устанавливаться как на отдельных скважинах, так и на кустовом манифольде. В первом случае будут получены данные о работе определенной скважины, во втором — данные с куста скважин. Известны типы расходомеров, применяемых в подводных добычных системах: Schlumberger/Framo Engineering AS, Roxar, Pietro Fiorentini S.p.a, Multi Phase Meters AS [9]. В состав этих многофазных расходомеров входят трубка Вентури, преобразователи температуры, давления, перепада давления, блок электроники и гамма-плотномер (состоящий из источника и детектора гамма-излучения). Комбинация трубки Вентури и преобразователей позволяет измерить скорость и общий массовый расход потока, а гамма-плотномер используется для измерения плотности смеси и определения долей нефти, воды и газа [7, 14]. Также прибор оснащается различными датчиками для контроля солености воды и других параметров. Данные расходомеры позволяют проводить непрерывный многофазный мониторинг потока и обеспечивать более высокую точность измерения.

Такое оборудование уже используется на различных шельфовых месторождениях. Одно из них — Кириновское газоконденсатное месторождение, где расходомеры применяются для измерений технологических параметров рабочей среды, оценки режимов работы скважин и контроля за проектом разработки [9]. Еще одним примером является морская буровая плат-

форма „Беркут“. Специалистами Института физико-технических проблем (ИФТП, Москва, входит в машиностроительный дивизион корпорации „Росатом“ — Атомэнергомаш) выполнены работы по монтажу блоков гамма-излучения и запуску в эксплуатацию радиоизотопных плотномеров буровых растворов. Установленные блоки гамма-излучения представляют собой устройства для безопасного направления пучка гамма-излучения в нужном направлении. Данное оборудование позволяет измерять плотность бурового раствора, выкачиваемого из скважины, и определять, какая среда протекает по трубопроводам — чистая порода, газ или нефть [15]. Применение таких технологий подтверждает необходимость и важность проводимых измерений.

Однако радиоизотопный метод измерения постоянно развивается, количество измеряемых параметров и точность растут, а адаптация радиоизотопного прибора к условиям шельфа еще несовершенна. В рамках данной статьи авторы предлагают сосредоточиться на радиоизотопном методе измерения и его модернизации применительно к условиям шельфовой добычи.

Радиоизотопный метод измерения. Измерения, проводимые радиоизотопным датчиком, основаны на принципе ослабления ионизирующего излучения нефтяным потоком, протекающим между блоком излучения и блоком детектирования. Ионизирующее излучение возникает вследствие распада радионуклида Cs 137 с выделением фотонов со средней энергией 661кэВ. Выделенные фотоны, проходя через узкое отверстие в блоке излучения, просвечивают трубопровод с нефтяным потоком, претерпевая фотоэлектронное поглощение и комптоновское рассеивание. В результате блок детектирования фиксирует меньшее число фотонов, обладающее меньшей средней энергией. Блоком детектирования вычисляется число фотонов, прошедших через трубопровод с нефтяным потоком с сохранением своей первоначальной энергии, так называемого прямого излучения. На основе этих данных микроконтроллер сначала вычисляет среднюю плотность потока, а затем с помощью специальных алгоритмов вычисляет газо- и водосодержание, скорость движения жидкой и газовой составляющих и, как следствие, точный расход нефтяного потока по нефти, газу и воде [16].

Ослабление интенсивности определяют по закону Гуго — Ламберта — Бера, характеризующему зависимость интенсивности гамма-излучения от плотности и линейного коэффициента ослабления вещества:

$$I_h = I_{h0} \cdot \exp(-\mu_{h0}d) = I_{h0} \cdot \exp(-\mu_h \rho d),$$

где I_{h0} , I_h — интенсивности излучения, начального и прошедшего через контролируемое вещество; μ_{h0} , μ_h — линейный и массовый коэффициенты ослабления излучения средой; d , ρ — ширина и плотность материала, через которые проходит гамма-луч.

Путем пропускания радиоизотопного излучения через участок трубопровода с нефтяным потоком отмечают его ослабление. По степени ослабления излучения и характеру пульсаций сигнала в характерном для каждого источника энергетическом спектре можно оценить измеряемый параметр среды [17].

Модернизация радиоизотопного метода. Континентальный шельф является зоной, характеризующейся различными неблагоприятными факторами окружающей среды, которые могут оказывать существенное влияние при эксплуатации месторождений, в частности, на рассматриваемый радиоизотопный прибор (РИП). Все факторы должны быть учтены при разработке решений для шельфовых месторождений, чтобы обеспечить безопасную работу морского комплекса и избежать серьезных непредвиденных последствий. На рис. 1 представлены факторы шельфовой добычи, риски и сложности, связанные с ними, а также существующие и новые, предложенные авторами решения.

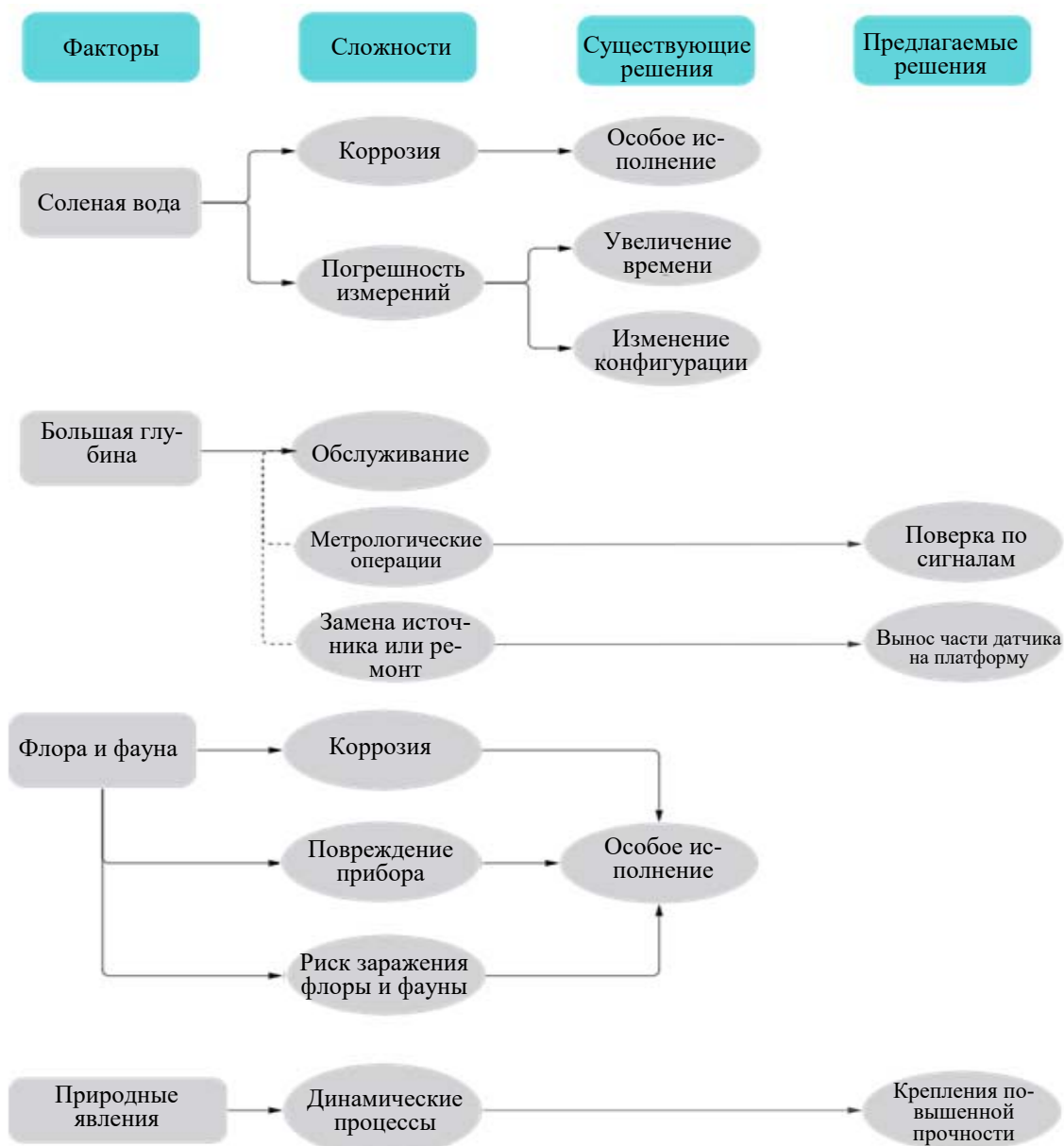


Рис. 1

Адаптация прибора к особенностям морской воды. Первым фактором, усложняющим работу радиоизотопного прибора, является минерализация морской воды. Для добычи нефти на шельфе в пласт закачивается морская вода — электролит с высокой электропроводностью, обусловленной наличием солей от 1 до 4 %, а средняя соленость морей и океанов составляет около 35 % [18]. Вследствие колебания минерализации происходит колебание коэффициента ослабления гамма-излучения, что в дальнейшем негативно влияет на точность измерений и повышает погрешность прибора [19]. В [20] представлен однолучевой гамма-плотномер с погрешностью измерений 0,97 %. Для повышения точности прибора авторы работы [20] предлагают увеличить время измерения и расположить радиоактивный источник в центре трубы. В таком случае погрешность может быть уменьшена до 0,53 %.

Другим недостатком соленой воды является ее высокая коррозионная активность, что впоследствии может привести к повреждению оборудования. Механизм коррозии металлов в морской воде является электрохимическим, так как процесс разрушения металла происходит в электропроводящей среде. При взаимодействии с электролитами металлы самопроизвольно растворяются, переходя в более устойчивое окисленное ионное состояние. Растворенные в

воде соли способствуют ускорению коррозионных процессов, поскольку увеличивают ее электропроводность [21].

Оборудование, находящееся в морских водах, также подвержено распространению биокоррозии. В процессе биокоррозии различные живые организмы образуют на поверхности металла слизеобразные колонии. Некоторые из них получают энергию в результате окисления ионов двухвалентного железа до трехвалентного. Развитие таких микроорганизмов ускоряет процесс биокоррозии [22]. Для предотвращения коррозионных процессов следует провести выбор конструкционных материалов с учетом условий среды, а также произвести технологическую обработку материала.

При реализации РИП в агрессивной морской среде целесообразно использовать аустенитную нержавеющую сталь в корпусе прибора. Такая сталь характеризуется высокой прочностью, пластичностью и обладает хорошей коррозионной стойкостью. Также следует рассмотреть новые решения по улучшению характеристик данной стали посредством, например, уменьшения содержания никеля и увеличения содержания азота. В этом случае сталь становится более устойчивой к питтинговой коррозии, улучшаются механические свойства, а также снижается ее стоимость [23, 24].

Технологическая обработка конструкционного материала заключается в нанесении на оборудование антикоррозионного покрытия. Одним из распространенных методов защиты металлических изделий от коррозии в морской среде является использование лакокрасочных материалов. Процедура нанесения таких материалов достаточно проста, а при добавлении различных компонентов можно получить дополнительную защиту. Для защиты оборудования от биокоррозии применяют лакокрасочные материалы с биоцидными добавками. Также распространены металлические покрытия. Одним из самых используемых является цинковое покрытие, его можно использовать в качестве основы под покраску или как самостоятельное защитное покрытие.

Представленные методы защиты могут быть применены для рассматриваемого радиоизотопного оборудования.

Реализация обслуживания и ремонт. Следующим фактором, усложняющим эксплуатацию и обслуживание рассматриваемого прибора, является большая глубина. С этим фактором сопряжено большое количество сложностей: затрудняется обслуживание, ремонт оборудования в случае поломки и проведение различных метрологических операций (калибровка, поверка, юстировка).

Радиоизотопная система состоит из двух частей — блока излучения и блока детектирования. В общем виде блок детектирования содержит сцинтиллятор, фотоумножитель и цепь обработки сигнала. Работа сцинтилляционных счетчиков основана на регистрации вспышек света, возникающих в результате взаимодействия различных типов излучения с веществами-люминофорами. Вспышки света регистрируются с помощью светочувствительных сенсоров. В рассматриваемом случае применяется фотоэлектронный умножитель (ФЭУ). При использовании данного оборудования для измерения многофазного потока происходит следующее: на одной стороне трубы располагается источник радиоактивного излучения, на противоположной стороне — сцинтилляционный счетчик. Гамма-излучение, проходя через трубу с многофазным флюидом, ослабляется. Лучи, которые не были поглощены смесью, регистрирует сцинтиллятор. Фотоумножитель преобразовывает световые импульсы в электрические сигналы, которые в дальнейшем переводятся в цифровой вид. Ослабление гамма-излучения многофазным потоком измеряется на двух уровнях энергии, что позволяет по обработанным данным определить доли нефти, воды и газа в потоке. Благодаря этим измерениям вычисляется большое количество параметров: доли компонентов, водожидкостный фактор, плотность смеси компонентов [9].

В случае поломки какой-либо части блока детектирования его придется полностью извлекать и проводить ремонт. Такие манипуляции приведут к большим экономическим расходам, поэтому предлагаются следующие решения.

1. *Уменьшение числа деталей, расположенных под водой.* Средние сроки службы составных элементов РИП представлены в таблице, из которой видно, что быстрее всего из эксплуатации выходят сцинтилляторы и ФЭУ. Однако при соблюдении определенных условий сцинтилляторы могут прослужить более 20 лет, тогда как срок эксплуатации ФЭУ в оптимальных условиях составляет 2—3 тыс. рабочих часов. Таким образом, для обеспечения максимального срока службы прибора в условиях чрезвычайно трудозатратного ремонта и замены предлагается: 1) обеспечить оптимальные условия для функционирования блока излучения и сцинтиллятора под водой, 2) вынести остальные компоненты измерительной системы на поверхность, 3) передачу сигнала (фотоны) от сцинтиллятора обеспечить с помощью оптоволоконного кабеля для дальнейшего усиления и анализа на суше. Эти операции позволят уменьшить количество элементов, расположенных под водой, что повысит надежность измерительной системы и снизит себестоимость компонентов и эксплуатации.

| Элемент РИП | Срок службы |
|---|------------------------|
| Оптоволокно | 25—45 лет |
| Шлангокабель | 20 лет |
| Провод электрический высоковольтный (для питания) | 25—30 лет |
| Cs 137 | 30 лет |
| Сцинтиллятор исходный NaI | 6 лет |
| ФЭУ | 800—1000 рабочих часов |

Для того чтобы сцинтиллятор проработал более 20 лет, необходимо учитывать следующие моменты:

— хранение: необходимо хранить сцинтиллятор при температуре от -20 до $+20$ °C и обеспечивать его защиту от воздействия влаги;

— эксплуатация: необходимо избегать попадания на сцинтиллятор прямого солнечного света, а также избегать механических повреждений;

— очистка: очищать поверхность сцинтиллятора рекомендуется с помощью мягкой ткани (не рекомендуется использовать абразивные материалы и растворы во избежание повреждения поверхности детектора).

— электроника: необходимо обеспечивать правильную работу электроники, используемой вместе с детектором, следить за ее состоянием и проводить своевременный ремонт.

Применение сцинтиллятора под водой гарантирует отсутствие воздействия солнечных лучей и постоянство температуры в заданном диапазоне. Для исключения попадания влаги и загрязнения поверхности блок излучения и сцинтиллятор необходимо выполнять полностью герметичными. Предложенная модернизация позволяет обеспечить легкий контроль за состоянием электроники и своевременный ремонт, и, таким образом, все факторы эксплуатации реализуются и их исполнение гарантирует срок службы сцинтиллятора более 20 лет.

Предложенная авторами научная гипотеза заключается в том, что фотоны, выходящие из сцинтиллятора, можно транспортировать на поверхность по оптоволокну и анализировать на поверхности. В рамках данной статьи авторами ставится задача исследования теоретической возможности такой модернизации, а также подбора компонентов усовершенствованной конструкции РИП, наиболее соответствующих специфике шельфовой добычи и технически реализуемых при современном уровне развития технологий.

Для транспорта наиболее всего подходит одномодовое волокно, так как оно транспортирует фотоны на большее, чем многомодовое волокно, расстояние с меньшими потерями. Существуют кварцевые оптоволоконные, стеклянные и полимерные волокна. Они имеют уни-

кальные характеристики и применяются в различных областях, таких как телекоммуникации, медицина, наука и индустрия. Однако кварцевые оптоволоконные кабели имеют более высокую производительность и стабильность по сравнению с другими видами оптоволоконных кабелей и широко используются в современной оптике и связи. Именно поэтому для условий шельфа выбрано кварцевое оптоволоконное.

Существует множество различных сцинтилляторов, которые характеризуются разными параметрами. Наиболее важным параметром в рамках данного исследования является длина волны. Минимальное затухание претерпевают фотоны с длиной волны 1500 нм, также небольшое затухание обеспечивается на длинах волн 1300 и 850 нм. В исходном датчике использован сцинтиллятор NaJ(Ta) с выходной длиной волны 415 нм, такой датчик выбран благодаря хорошему согласованию со спектральной чувствительностью ФЭУ. Для адаптации к разным системам добычи на шельфе предлагается производить разные манипуляции.

В случае добычи наклонными скважинами и стационарными платформами, где глубина до 40 м, предлагается использовать сцинтиллятор CsJ(Tl) с максимумом спектра излучения в 550 нм, что идеально согласуется с окном прозрачности (окном минимального затухания) полимерного оптоволоконного. Именно такие оптоволоконные предлагается использовать при длине оптоволоконного в несколько десятков метров.

Существуют и другие системы добычи в море, а именно плавучие платформы, полупогружные платформы и буровые суда, используемые для глубин более 40, 80 и 200 м соответственно. При таких системах добычи необходимо применение кварцевого оптоволоконного и обеспечение трансформации гамма-лучей, образующихся в результате распада Cs 137, в фотоны с длиной волны 1500, 1300 или 850 нм. Этого можно достичь несколькими методами. В долгосрочной перспективе представляет интерес создание нового материала для сцинтиллятора с пиком излучения, совпадающим с одним из окон прозрачности кварцевого оптоволоконного. Но в краткосрочной перспективе можно прибегнуть к методам трансформации длины волны фотонов, выходящих из существующего сцинтиллятора, в длину волны, оптимальную для транспорта по оптоволоконному.

Принципиальные схемы радиоизотопного прибора до и после модернизации представлены на рис. 2, а, б соответственно, где на рис. 2, а: 1 — компьютер, 2 — платформа, 3 — трубопровод с многофазным потоком, 4 — поверхность воды, 5 — устьевое оборудование скважины, 6 — манифольд (сборный пункт), 7 — блок излучения, 8 — источник излучения, 9 — сцинтиллятор, 10 — ФЭУ, 11 — эмиттерный повторитель, 12 — спектрометрический усилитель, 13 — аналого-цифровой преобразователь (АЦП), 14 — шлангокабель; на рис. 2, б: 1 — стабильный высоковольтный источник, обеспечивающий постоянное напряжение на электродах ФЭУ, 2 — ФЭУ, 3 — эмиттерный повторитель, 4 — спектрометрический усилитель, 5 — АЦП, 6 — компьютер, 7 — сцинтиллятор, 8 — источник, 9 — блок излучения.

Взаимодействие подводного оборудования с поверхностью осуществляется через шлангокабель, комплекс электрических и волоконно-оптических кабелей и шлангов, заключенных в общую оболочку. Основной шлангокабель проложен по дну моря и соединяет манифольд с площадкой управления подводным добычным комплексом. По шлангокабелю передаются команды управления от операторной на подводное оборудование месторождения, сигналы связи, электрическая и гидравлическая энергия, а также химические реагенты [25].

До модернизации — датчик через шлангокабель запитывается энергией, необходимой для работы ФЭУ, и передает полученную информацию на поверхность. Модернизация исключает потребность в энергообеспечении датчика, так как для работы источника излучения и сцинтиллятора не требуется электрическая энергия. В этом случае по оптоволоконному в шлангокабеле датчик передает фотоны для дальнейшей обработки на поверхности.

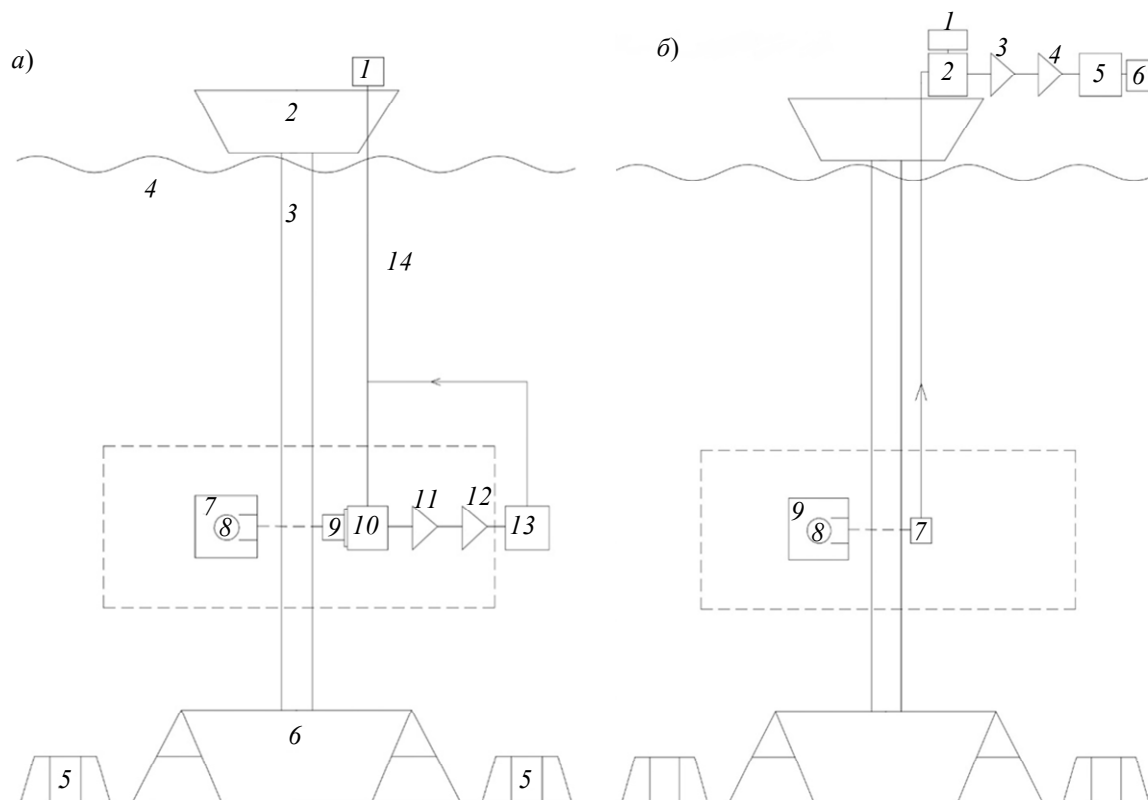


Рис. 2

2. Выбор оптимального варианта размещения прибора. Возможны два варианта расположения и комплектации измерительного прибора:

1) для контроля параметров общего потока на выходе из манифольда: один блок излучения и один блок измерения располагаются в корпусе манифольда на выходящем общем трубопроводе;

2) для контроля параметров нефтяных потоков, выходящих из каждой скважины: один многолучевой блок излучения располагается в блоке манифольда между всеми входящими в него трубопроводами со скважин; сцинтилляторы, количество которых совпадает с количеством скважин, располагаются на каждом трубопроводе с противоположных сторон от блока излучения.

Вследствие того, что стоимость замены измерительного прибора на новый в условиях континентального шельфа превышает стоимость самого прибора, рациональнее разместить резервный прибор во время монтирования основного. При первом варианте размещения оптимальным является добавление второго узкого пучка гамма-излучения, выходящего из блока детектирования, и расположение второго сцинтиллятора напротив этого пучка. При втором варианте расположения резервирование каждого сцинтиллятора было бы слишком дорогим, поэтому предлагается разместить резервирующий сцинтиллятор на выходе из манифольда, как описано в первом варианте, чтобы в случае выхода из строя любого из сцинтилляторов параметры трубы, которая осталась без контроля, можно было определить путем вычитания параметров всех оставшихся труб из параметров общего потока.

Проведение метрологических операций. Особая сложность работы датчиков в условиях шельфа заключается в необходимости их ежегодной поверки. Компания, производящая добычу, вправе выбрать между созданием собственной поверочной службы и задействованием сторонних сотрудников. В обоих случаях стандартные методы поверки, которые используются на суше и требуют либо замера параметров потока в месте работы поверяемого прибора с помощью второго более точного датчика, либо анализа корректности работы поверяемого прибора путем оценки пропускания жидкости с заданными параметрами, в условиях

шельфа, когда прибор находится на глубине, очень дорогостоящи или невозможны. Необходимо создание новых методов поверки, ориентированных на условия шельфовой добычи. Суть метода, предлагаемого в данной статье, заключается в том, что более точный и корректно функционирующий прибор на время поверки будет располагаться на поверхности (в удобном для расположения месте), на том же трубопроводе, но находящемся ниже по течению по сравнению с поверяемым прибором. С помощью специального алгоритма сигналы от двух приборов будут сравниваться и приводиться к одному моменту времени и фазовому составу с учетом временной задержки и скольжения фаз внутри трубопровода. Далее будет происходить корректировка работы поверяемого прибора посредством юстировки для обеспечения необходимой точности измерений.

Предотвращение контакта с флорой и фауной. Существует ряд рисков, вызванных размещением прибора в зоне морской жизни. Необходимо продумать особое шельфовое исполнение датчика. Для этого проанализируем существующие риски. Первым риском является повреждение прибора вследствие возможного внешнего силового воздействия со стороны крупных животных. При случайном взаимодействии с животным базовая конструкция радиоизотопного прибора может быть повреждена или вовсе „сбита“ с места установки. В таком случае потребуются огромные финансовые затраты для восстановления оборудования или установки нового. Также следует сказать о рисках воздействия прибора на флору и фауну. Повреждение блока детектирования не повлечет серьезных последствий для окружающей среды, но повреждение блока излучения может повлечь за собой крайне негативные последствия в виде радиационного воздействия на окружающую среду в течение многих лет. Также опасность представляет ослабленный гамма-луч, выходящий из сцинтиллятора. Опасность вызвана тем, что часть гамма-фотонов, проходя через трубопровод и сцинтиллятор, поглощаются и рассеиваются, тогда как другая часть сохраняет первоначальную энергию, такие фотоны, выходя из сцинтиллятора, могут ионизировать воду и вредить микроорганизмам.

Для исключения указанных рисков базовую конструкцию прибора необходимо разместить в герметичном контейнере с усиленной стенкой в месте выхода ослабленного гамма-луча и жестко закрепить этот контейнер к корпусу манифольда.

Защита от природных явлений. Континентальный шельф является областью океана, где существуют различные виды гидродинамических и иных нагрузок, влияющих на нефтегазовые сооружения. К ним можно отнести нагрузки, вызванные волнами и течениями, штормы, сейсмическую активность, а также вибрационные и температурные воздействия. Последние весьма опасны для металлических конструкций: источниками воздействий могут быть вибрации от волновой нагрузки, механического оборудования и других видов резонансных вибраций, а вследствие колебания температуры оборудование испытывает циклические колебания напряжений [26]. Защита от этих явлений реализуется исполнением прибора, описанным выше.

Экономическое обоснование и перспективы внедрения инноваций. Модернизации, предложенные в данной статье, снижают стоимость исполнения и эксплуатации применяемого на скважинах измерительного оборудования. Экономическая выгода достигается путем анализа существующих в условиях шельфа рисков и их предотвращения, а также выносом большей части измерительного датчика на поверхность. Оборудование, расположенное на поверхности, возможно легко заменить, поэтому можно использовать недорогие составляющие, для которых не нужно шельфовое исполнение, увеличивающее стоимость в 5—7 раз; оборудование, расположенное на поверхности, легче и, как следствие, его дешевле поверять. Внедрение радиоизотопного метода измерения и дальнейшие исследования в этой сфере позволят измерять помимо компонентного состава и другие параметры: парафинизацию трубопроводов и вязкость жидкой фазы. Результаты измерения этих параметров и управление

параметрами добычи и режимами транспорта позволят снизить себестоимость добычи углеводородов в условиях шельфа.

Заключение. По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Лучшим и активно внедряемым видом измерительного оборудования для континентального шельфа на сегодняшний день является радиоизотопный измерительный прибор. Радиоизотопный метод измерения постоянно развивается, количество измеряемых параметров и точность растут, а адаптация радиоизотопного прибора к условиям шельфа еще несовершенна.

2. Измерительное оборудование, применяемое на континентальном шельфе, подвержено ряду рисков. Соленость морской воды ускоряет коррозию материалов, а изменение солености воды, используемой для добычи, приводит к увеличению погрешности измерений. Расположение оборудования на глубине делает крайне дорогостоящими или невозможными его замену, обслуживание, ремонт и стандартные методы поверки. Специфическая, по сравнению с сушей, флора и фауна вызывают ускорение коррозии, увеличивают риск механического повреждения прибора и загрязнения подводных организмов радиоизотопным излучением и продуктами ионизации воды. Природные явления ведут к динамическим колебаниям прибора, повышению риска его поломки и смещения относительно измеряемого потока.

3. Радиоизотопный метод контроля фазового состава может быть модернизирован путем добавления в его состав оптоволоконного кабеля. Такая модернизация позволит упростить эксплуатацию и обслуживание датчиков компонентного состава, в результате чего снизится стоимость оборудования и выполняемых работ. Поверку датчиков, расположенных в труднодоступных участках, к которым также относятся подводные участки шельфа, следует производить по анализу поступающих с них сигналов. Для предотвращения необходимости замены и ремонта поврежденного оборудования рекомендуется его резервирование: дополнительным сцинтиллятором в случае контроля общего потока, поднимаемого на платформу, или одним РИП на выходе из манифольда в случае контроля всех добычных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / Под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН — Московская школа управления Сколково, 2019.
2. Пономарев А. С., Поздняков А. С. Современные тренды развития мирового сектора морской добычи углеводородов // Территория „НЕФТЕГАЗ“. 2018. № 11. С. 40—50.
3. Арчагов В. Б., Нефедов Ю. В. Стратегия нефтегазопроисловых работ в оценке топливно-энергетического потенциала шельфа арктических морей России // Записки Горного института. 2015. Т. 212. С. 6—13.
4. Череповицын А. Е. Социально-экономический потенциал крупномасштабных проектов освоения нефтегазового шельфа: риски и ожидания заинтересованных сторон // Записки Горного института. 2015. Т. 215. С. 140.
5. Васильцова В. М. Проблемы освоения шельфовых месторождений нефти и газа // Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 345.
6. ODS Metering systems [Электронный ресурс]: <<https://ods-metering-systems.com/en/flow-metering-solutions/>>, 20.02.2023.
7. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией / Э. Тоски, Эм. Окузбайе и др. // Нефтегазовое обозрение. 2003.
8. Bai Y., Bai Q. Subsea Engineering Handbook. Oxford, UK: Gulf Professional Publ., 2018.
9. Гречко А. Г., Новиков А. И. Обзор подводных многофазных расходомеров // Газовая промышленность. 2019. № 1 (782). С. 71—78.

10. Петренко В. Е., Нуриев М. Ф., Шевелев М. Б., Шологин Р. А., Мотовилов В. Ю. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом // Газовая промышленность. 2018. № 11 (777). С. 8—13.
11. Hansen L. S., Pedersen S., Durdevic P. Multi-Phase Flow Metering in Offshore Oil and Gas Transportation Pipelines: Trends and Perspectives // Sensors. 2019. Vol. 19, N 9. P. 2184.
12. Corneliussen S., Couput J. P., Dahl E., Dykestee E., Frøysa K. E., Malde E., Moestue H., Moksnes P. O., Scheers L., Tunheim H. Handbook of Multiphase Flow Metering / Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM). Oslo, Norway, 2005.
13. Pat. 14/716,323 U.S. Multiphase Flow Meter / W. Z. Liu. 2016.
14. Свид. об утверждении типа средств измерений NO.E.29.006.A № 43528. Расходомеры многофазные МРМ [Электронный ресурс]: <<http://www.kip-guide.ru/docs/47474-11.pdf>>, 10.03.2023.
15. Атомэнергомаш. Актуальные новости [Электронный ресурс]: <<https://aem-group.ru/mediacenter/news/oao-%C2%ABiftp%C2%BB-postavilo-radioizotopnoe-oborudovanie-dlya-burovoj-platformyi-proekta-%C2%ABsaxalin-1%C2%BB.html>>, 10.02.2023.
16. Войтюк И. Н. Анализ и синтез системы коммерческого учета нефти с использованием радиоизотопного измерителя плотности // Записки Горного института. 2010. Т. 186. С. 112.
17. Проскуряков Р. М., Контева А. В. Неразрушающие методы контроля качества и количества нефтяных потоков // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 564.
18. Сидняев Н. И., Бережнова М. А. Исследование влияния морской воды на деструкцию погружных морских конструкций // Инженерный журн.: наука и инновации. 2019. Вып. 10.
19. Wylie S., Shaw A., Al-Shamma 'a A. RF sensor for multiphase flow measurement through an oil pipeline // Meas. Sci. Technol. 2006. N 17. P. 2141.
20. Kumara W., Halvorsen B., Melaen M. Single-beam gamma densitometry measurements of oil-water flow in horizontal and slightly inclined pipes // Intern. J. Multiph. Flow. 2010. N 36. P. 467—480.
21. Лазуткина О. Р. Химическое сопротивление и защита от коррозии: Учеб. пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. 140 с.
22. Кузнецов М. В., Кузнецов А. М. Коррозия и защита нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования: Учеб. пособие. Уфа, 2004. 109 с.
23. Cheng H. et al. Electrochemical corrosion and passive behavior of a new high-nitrogen austenitic stainless steel in chloride environment // Materials Chemistry and Physics. 2022. Vol. 292. P. 126837.
24. Lang Y. et al. Research Progress and Development Tendency of Nitrogen-alloyed Austenitic Stainless Steels // Intern. Journal of Iron and Steel Research, 2015. Vol. 22, N 2. P. 91—98.
25. Подводный добычной комплекс [Электронный ресурс]: <<https://sahalin-shelf-dobycha.gazprom.ru/about/technologies/pdk/>>, 10.02.2023.
26. Староконь И. В. Основы теории и практики образования усталостных трещин на морских нефтегазовых сооружениях // Современные проблемы науки и образования. 2012. № 4.

Сведения об авторах

- | | |
|----------------------------------|---|
| Таисия Олеговна Ушкова | — аспирант; Санкт-Петербургский горный университет, кафедра электроэнергетики и электромеханики; E-mail: ushkovataisiya@mail.ru |
| Юлия Денисовна Борисова | — студентка; Санкт-Петербургский горный университет, кафедра транспорта и хранения нефти и газа; E-mail: borisovajulia1999@mail.ru |
| Вадим Анатольевич Шпенст | — д-р техн. наук, профессор; Санкт-Петербургский горный университет, кафедра электроэнергетики и электромеханики; декан энергетического факультета; E-mail: shpenst@spmi.ru |
| Андрей Михайлович Шипачёв | — д-р техн. наук, профессор; Санкт-Петербургский горный университет, кафедра транспорта и хранения нефти и газа; заведующий кафедрой; E-mail: schipachev_am@pers.spmi.ru |

Поступила в редакцию 10.04.2023; одобрена после рецензирования 25.04.2023; принята к публикации 31.07.2023.

REFERENCES

1. Makarova A.A., Mitrova T.A., Kulagin V.A., ed., *Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii 2019* (Forecast for the Development of Energy in the World and Russia 2019), Moscow, 2019, 210 p. (in Russ.)
2. Ponomarev A.S., Pozdnyakov A.S. *Territoriya «NEFTEGAZ»* (Territory "NEFTEGAS"), 2018, no. 11, pp. 40–50. (in Russ.)
3. Archegov V.B. & Nefedov Yu.V. *Journal of Mining Institute*, 2015, no. 212, pp. 6–13. (in Russ.)
4. Cherepovitsyn A.E. *Journal of Mining Institute*. 2015, no. 215, pp. 140. (in Russ.)
5. Vasil'tsova V.M. *Journal of Mining Institute*, 2016, no. 218, pp. 345. (in Russ.)
6. *ODS Metering systems*, <https://ods-metering-systems.com/en/flow-metering-solutions/>.
7. Toski E., Okugbaye Em. et al. *Oil and gas review*, Schlumberger, Spring, 2003.
8. Bai Y., Bai Q. *Subsea Engineering Handbook*, Gulf Professional Publishing, Oxford, UK, 2018.
9. Grechko A.G., Novikov A.I. *Gas industry*, 2019, no. 1(782), pp. 71–78. (in Russ.)
10. Petrenko V.E., Nuriev M.F., Shevelev M.B., Shologin R.A., Motovilov V.Yu. *Gas industry*, 2018, no. 11(777), pp. 8–13. (in Russ.)
11. Hansen L.S., Pedersen S., Durdevic P. *Sensors*, 2019, no. 9(19), pp. 2184.
12. Corneliussen S., Couput J.P., Dahl E., Dykesteeen E., Frøysa K.E., Malde E., Moestue H., Moksnes P.O., Scheers L., Tunheim H. *Handbook of Multiphase Flow Metering; Revision 2; Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM)*, Oslo, Norway, 2005.
13. Patent US 14/716,323, Multiphase Flow Meter., W.Z. Liu, Priority 19 May 2016.
14. <http://www.kip-guide.ru/docs/47474-11.pdf>. (in Russ.)
15. <https://aem-group.ru/mediacenter/news/oao-%C2%ABiftp%C2%BB-postavilo-radioizotopnoe-oborudovanie-dlya-burovoj-platformy-proekta-%C2%ABSaxalin-1%C2%BB.html> (in Russ.).
16. Voytyuk I.N. *Journal of Mining Institute*, 2010, no. 186, pp. 112. (in Russ.)
17. Proskuryakov R.M., Kopteva A.V. *Journal of Mining Institute*, 2016, no. 220, pp. 564. (in Russ.)
18. Sidnyaev N.I., Berezhnova M.A. *Engineering Journal: Science and Innovation*, 2019, no. 10.
19. Wylie S., Shaw A., Al-Shamma'a A. *Meas. Sci. Technol.*, 2006, vol. 17, pp. 2141.
20. Kumara W., Halvorsen B., Melaaen M. *Int. J. Multiph. Flow*, 2010, vol. 36, pp. 467–480.
21. Lazutkina O.R. *Khimicheskoye soprotivleniye i zashchita ot korrozii* (Chemical Resistance and Corrosion Protection), Yekaterinburg, 2014, 140 p. (in Russ.)
22. Kuznetsov M.V., Kuznetsov A.M. *Korroziya i zashchita neftegazovogo i neftegazopromyslovogo oborudovaniya* (Corrosion and Protection of Oil and Gas and Oil and Gas Equipment), Ufa, 2004, 109 p. (in Russ.)
23. Cheng H. et al. *Materials Chemistry and Physics*, 2022, vol. 292, pp. 126837.
24. Lang Y. et al. *International Journal of Iron and Steel Research*, 2015, no. 2(22), pp. 91–98.
25. <https://sahalin-shelf-dobycha.gazprom.ru/about/technologies/pdk/>(in Russ.)
26. Starokon' I.V. *Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya*, 2012, no. 4. (in Russ.)

Data on authors

- | | |
|-----------------------------|---|
| Taisiya O. Ushkova | — Post-Graduate Student; St. Petersburg Mining University, Department of Electricity and Electromechanics; E-mail: ushkovataisiya@mail.ru |
| Yuliya D. Borisova | — Student; St. Petersburg Mining University, Department of Transport and Storage of Oil and Gas; E-mail: borisovajulia1999@mail.ru |
| Vadim A. Shpenst | — Dr. Sci., Professor; St. Petersburg Mining University, Department of Electricity and Electromechanics; Dean of the Energy Faculty; E-mail: shpenst@spmi.ru |
| Andrey M. Shchিপачev | — Dr. Sci., Professor; St. Petersburg Mining University, Department of Transport and Storage of Oil and Gas; Head of the Department; E-mail: schipachev_am@pers.spmi.ru |

Received 10.04.2023; approved after reviewing 25.04.2023; accepted for publication 31.07.2023.