

Передовые методы автоматизации для многофазных расходомеров на нефтяных и газовых станциях

П. В. Соколов, Х. С. Г. Алмлаташи✉

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина), Санкт-Петербург, Россия

✉ humam.almltashi.81@gmail.com

Аннотация. Рассматриваются современные тенденции в области технологий многофазных расходомеров (MPFM), ключевые исследовательские задачи, а также вопросы автоматизации и адаптивного управления. Анализируются технические ограничения MPFM при работе в сложных режимах потока (пробковый, кольцевой) с высокой газовой фракцией и обводненностью. Рассматриваются различные методы измерения: емкостные датчики, ультразвуковые расходомеры, гамма-денситометрия, а также их применение в распределенных системах управления (DCS) и программируемых логических контроллерах (PLC). Особое внимание уделяется применению алгоритмов машинного обучения для повышения точности измерений и адаптивного управления в реальном времени. Представлены результаты внедрения автоматизированных систем MPFM на морских и наземных объектах. Работа может служить справочным материалом как для начинающих исследователей, так и для опытных инженеров, занятых разработкой и внедрением MPFM.

Ключевые слова: MPFM, управление резервуарами, поток влажного пара, гамма-лучи, GVF, радиационная безопасность, условия потока, автоматизация, адаптивное управление, задачи НИОКР.

Для цитирования: Соколов П. В., Алмлаташи Х. С. Г. Передовые методы автоматизации для многофазных расходомеров на нефтяных и газовых станциях // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». 2026. Т. 19, № 1. С. 35–51. doi: 110.32603/2071-8985-2026-19-1-35-51.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Review article

Advanced Automation Methods for Multiphase Flow Meters in Oil and Gas Stations

P. V. Sokolov, H. S. G. Almlatashi✉

Saint Petersburg Electrotechnical University, Saint Petersburg, Russia

✉ humam.almltashi.81@gmail.com

Abstract. Current trends in multiphase flow meter (MPFM) technology, key research challenges, and issues related to automation and adaptive control. It analyzes the technical limitations of MPFMs when operating in complex flow regimes (plug flow, annular flow) with high gas fractions and water cut. Various measurement methods are considered: capacitive sensors, ultrasonic flowmeters, gamma densitometry, as well as their application in distributed control systems (DCS) and programmable logic controllers (PLC). Particular attention is paid to the use of machine learning algorithms to improve measurement accuracy and adaptive control in real time. The results of the implementation of automated MPFM systems at offshore and onshore facilities are presented. The work can serve as a reference for both novice researchers and experienced engineers involved in the development and implementation of MPFM.

Keywords: MPFM, tank control, wet steam flow, MPFM gamma rays, GVF, radiation safety, flow conditions, automation, adaptive control, R&D tasks.

For citation: Sokolov P. V., Almlatashi H. S. G. Advanced Automation Methods for Multiphase Flow Meters in Oil and Gas Stations // LETI Transactions on Electrical Engineering & Computer Science. 2026. Vol. 19, no. 1. P. 35–51. doi: 10.32603/2071-8985-2026-19-1-35-51.

Conflict of interest. The authors declare no conflicts of interest.

Введение. Большинство современных скважин находятся в стадии истощения и требуют применения методов закачки для увеличения добычи, что приводит к образованию сложных потоков, содержащих воду, газ и нефть [1]. При этом растворение газа в нефти под высоким давлением создает серьезные трудности для однофазных расходомеров, особенно в тех случаях, когда требуется соблюдение стандартов коммерческого учета [2].

Многофазные расходомеры (Multiphase Flow Meters, MPFM) играют ключевую роль в нефтяной и газовой промышленности. Они необходимы для эффективного управления резервуарами на месторождениях, контроля качества продукции на перерабатывающих заводах, а также при производстве электроэнергии, где точная оценка расхода влажного пара имеет критическое значение: его избыток способен привести к повреждению лопаток турбин.

До недавнего времени наибольшее распространение получили MPFM, основанные на применении гамма-излучения, благодаря их высокой надежности, особенно в условиях с преобладанием пустого газа (GVF – газовая объемная доля). Однако требования радиационной безопасности стимулировали поиск альтернативных решений. Несмотря на наличие эффективных разработок, применимых как в контролируемых системах, так и в полевых условиях, их широкое внедрение ограничено высокой стоимостью и техническими трудностями при работе с потоками различной природы.

Многофазные расходомеры становятся незаменимыми в таких установках, как многофазные насосы и компрессоры, где необходимо поддерживать строгое соотношение между газом и жидкостью. Они также помогают избежать проблем при транспортировке газа по трубопроводам, возникающих из-за конденсации водяного пара [3], [4]. Кроме того, MPFM находят применение в геотермальной энергетике, позволяя точно оценивать вырабатываемую энергию [5].

Начиная с конца 1990-х гг. усилия в области разработки MPFM были направлены на создание приборов, способных работать в различных режимах потока, включая пробковые и кольцевые, а также в условиях высокой газовой фракции и обводненности. Однако добиться оптимального ба-

ланса между точностью измерений, компактностью, безопасностью и экономичностью все еще представляет собой значительную задачу [6], [7].

Ограничения различаются в зависимости от условий применения. Так, морские установки требуют от MPFM способности выдерживать пробковые потоки без повреждений, а также предъявляют дополнительные требования к габаритам и весу оборудования. Подводные расходомеры, как правило, оснащаются системой резервирования для предотвращения дрейфа датчиков, однако это существенно увеличивает стоимость.

Среди других подходов рассматриваются однофазные разделители потока, которые используют естественное разделение фаз для упрощения измерений. Однако такие факторы, как наличие эмульсионных слоев, прохождение пробок и высокая обводненность, могут серьезно затруднить работу устройств [8]. В ходе полевых испытаний возникали проблемы, например загрязнение парафином, которое приводило к остановке процессов и увеличению затрат. В этих условиях портативные приборы для отбора проб становятся практичным решением для скважин без сепараторов, хотя они и не подходят для постоянного мониторинга.

MPFM позволяют измерять как массовый, так и объемный расход. Массовый расход особенно важен при наличии свободного газа, в то время как объемный показатель предпочтителен в ситуациях с растворенным газом [9].

Несмотря на технологический прогресс, по-прежнему остаются нерешенными задачи, связанные с управлением потоком в сложных условиях, высокой стоимостью оборудования и его интеграцией с устаревшими системами. Предполагается, что дальнейшие исследования в области автоматизации и адаптивного управления позволят преодолеть эти ограничения.

В данной статье проводится критический анализ достигнутых результатов в разработке MPFM, рассматриваются концептуальные решения и коммерчески доступные приборы, их достоинства и недостатки, а также представлен обновленный обзор текущего состояния исследований в этой области.

Постановка задачи. Обзор публикаций о разработках и внедрении многофазных расходомеров, проведенный во введении, выявил ряд

устойчивых проблем, сдерживающих их широкое и эффективное применение. Среди них:

- технические ограничения: необходимость обеспечения высокой точности измерений в сложных и переменчивых режимах потока (пробковый, кольцевой), при высокой фракции газовых пустот (GVF) и обводненности;

- эксплуатационные и экономические трудности: высокая стоимость оборудования, сложности интеграции с существующей инфраструктурой, требования к компактности (особенно на морских и подводных платформах) и необходимость минимизации эксплуатационных расходов;

- поиск альтернатив: сохраняющаяся зависимость от надежных, но проблемных с точки зрения радиационной безопасности гамма-методов, что стимулирует поиск и совершенствование альтернативных способов измерения (емкостные, ультразвуковые);

- потенциал автоматизации: несмотря на активное развитие технологий, вопросы комплексной автоматизации, адаптивного управления и применения алгоритмов искусственного интеллекта для MPFM раскрыты не в полной мере.

На основании анализа этих проблем целью статьи является проведение критического анализа и систематизация современных подходов к автоматизации многофазных расходомеров, с акцентом на методы управления и алгоритмы обработки данных, направленные на преодоление указанных ограничений.

Описание многофазного течения и его составляющих (газ, нефть, вода). Одновременный поток двух или более различных фаз в системе известен как многофазный поток, который представляет собой нормальное явление в естественных и промышленных процессах. Многофазный поток имеет решающее значение в нефтегазовой технике, химических процессах и экологических исследованиях, поскольку он включает в себя существование нескольких фаз в среде, комбинацию концепций механики жидкости, термодинамики и явлений переноса [10], [11].

Многофазный поток – это сосуществование и взаимодействие двух или более фаз вещества, в первую очередь газов, жидкостей и твердых тел с различной геометрией.

Примерами могут служить потоки из газа в твердые вещества (например, кипящие слои), потоки из жидкости в твердые вещества (например, шламы) и потоки из газа в жидкость (например, при добыче нефти и газа).

Цель многофазного потока – определить, как фазы взаимодействуют и влияют на эффективность разделения, перепад давления и поведение потока.

Состав многофазного потока включает три основные фазы, каждая из которых по-своему влияет на поведение и характеристики потока. Газ, как наиболее легкая составляющая, определяет такие явления, как образование пузырей и перепады давления в системе. Жидкая фаза – нефть – взаимодействует как с газом, так и с водой, а ее вязкость и плотность существенно влияют на гидродинамику потока. Вода, как правило, поступает в виде пластовой и может изменять текучесть среды, образуя эмульсии или разделяясь на самостоятельные слои, что значительно усложняет процессы разделения [12], [13].

Принципы измерения многофазного расхода. Многофазный расходомер – это сложное устройство, используемое в основном в нефтегазовой промышленности для измерения одновременного расхода нефти, газа и воды в трубопроводе или скважине. Принцип работы MPFM включает в себя несколько ключевых процессов, включая определение фазы, измерение расхода и анализ данных.

Первый шаг в работе расходомера состоит в обнаружении различных фаз, присутствующих в потоке. В MPFM используются различные методы для различения газа, нефти и воды.

К числу распространенных методов идентификации фаз в многофазном потоке относится измерение емкости. Этот подход основан на различии диэлектрических свойств компонентов потока. Изменения емкости позволяют определить состав среды, поскольку каждая фаза – газ, нефть или вода – обладает характерными диэлектрическими показателями, что делает возможным их различение.

Емкостный датчик, входящий в состав MPFM, основан на том, что емкость и проводимость фаз, составляющих многофазный поток, могут быть различными, как это наблюдается в случае водной, нефтяной и газовой фаз на нефтяных месторождениях. Измеритель состоит из кольца электродов, которые могут быть сконфигурированы для работы в качестве емкостного и/или проводящего устройства для измерения фракций фаз. Сопротивление R_m и емкость C_m многофазной жидкости могут быть определены с помощью уравнения [14]

$$R_e = \frac{1 + \omega^2 R_m^2 (C_m + C_p)^2}{\omega^2 R_m C_p^2},$$

где R_e – измеренное сопротивление; ω – частота возбуждения сигнала; R_m – сопротивление многофазной жидкости; C_p – емкость стенки трубопровода.

Радиоактивный источник испускает гамма-лучи, и затухание этих лучей в различных жидкостях помогает определить состав среды [15]. Один из методов определения фазовых долей (таких как вода и нефть) в многофазном потоке внутри трубопроводов – однолучевая гамма-денситометрия. Детектор измеряет затухание излучения, испускаемого источником гамма-излучения через поток (рис. 1). Плотность и состав жидкостей влияют на затухание, что позволяет рассчитать объемные доли нефти и воды в многофазном потоке. На рис. 1 обозначение Z_e – это входной импеданс системы, характеризующий совокупное сопротивление среды и измерительных электродов, учитывая комбинированное влияние фаз на интенсивность прошедшего излучения. Этот метод хорошо действует для потока нефти и воды в горизонтальных и слегка наклонных трубах, неинвазивен и работает в режиме реального времени.

Уравнения, описывающие процесс гамма-затухания в многофазном потоке, вытекают из фундаментального закона поглощения излучения (аналогичного закону Бера–Ламберта), адаптированного для нефтегазовых условий. Они связывают измеренную интенсивность прошедшего гамма-излучения I с исходной интенсивностью I_0 , эффективным коэффициентом затухания Z_e и

длиной пути луча через трубопровод L , позволяя на основе этих параметров рассчитывать пропорции нефти и воды (объемные доли α_o и α_w). Такой подход обеспечивает неинвазивную оценку состава потока в реальном времени, минимизируя влияние газовой фракции.

Закон 1-гамма-затухания выглядит так:

$$I = I_0 e^{-\mu L}.$$

Эффективный коэффициент затухания для потока нефть-вода определяется по формуле

$$\mu = \alpha \mu_o + 1.$$

В рамках однолучевой гамма-денситометрии, используемой для определения объемных долей фаз в многофазном потоке нефть-вода, переменная I обозначает измеренную (прошедшую) интенсивность гамма-излучения на выходе из детектора. Это значение отражает количество фотонов, зарегистрированных после прохождения луча через трубопровод с потоком, и зависит от затухания, вызванного плотностью и составом жидкостей (нефть, вода, газ). I – это ключевой экспериментальный параметр, полученный в реальном времени и используемый для расчета эффективного коэффициента затухания Z_e , который, в свою очередь, входит в формулу для вычисления объемной доли нефти α_o .

Объемная доля нефти α_o в многофазном потоке определяется с использованием измеренной и эталонной интенсивностей гамма-излучения по формуле

$$\alpha_o = \frac{(I_0/I) \mu_w L}{(\mu_o \mu_w)}.$$

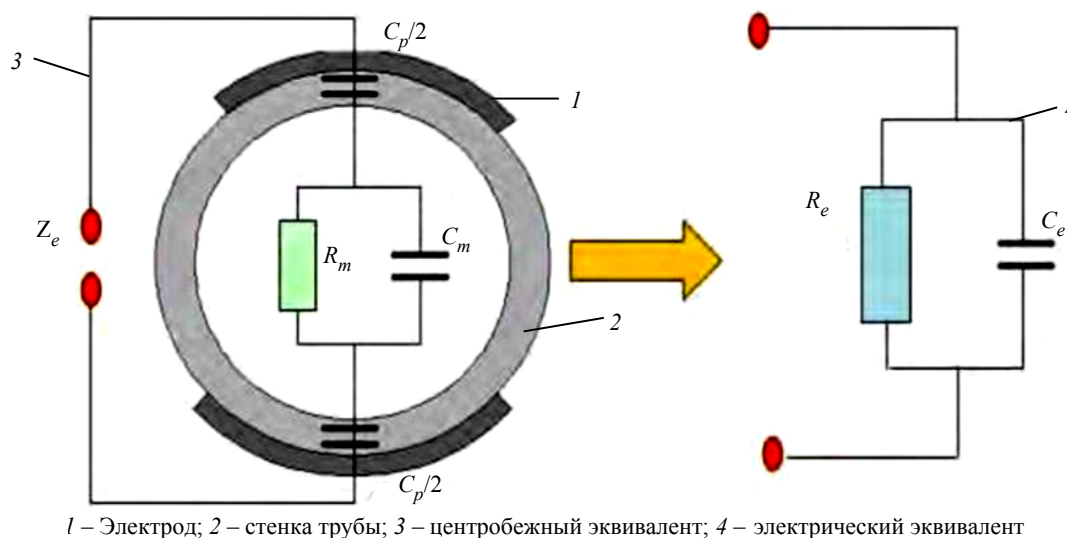


Рис. 1. Принцип измерения импеданса в MPFM-сенсор
Fig. 1. Principle of impedance measurement in MPFM sensor

В этой формуле l – это измеренная интенсивность гамма-излучения, прошедшего через поток; l_0 – это исходная (эталонная) интенсивность излучения, измеренная в условиях, когда трубопровод заполнен средой с известными свойствами (например, воздухом или водой), служит базовой линией для сравнения; μ_o – линейный коэффициент ослабления нефти; характеризует способность нефти ослаблять гамма-излучение; μ_w – линейный коэффициент ослабления воды; L – внутренний диаметр трубопровода (длина пути, который проходит излучение через поток).

Таким образом, формула связывает измеренное ослабление гамма-лучей с объемными долями фаз, используя их уникальные свойства ослабления излучения.

Ультразвуковые или оптические датчики (рис. 2) измеряют время пролета звуковых или световых импульсов через жидкости, что позволяет оценить характеристики жидкости [16].



Рис. 2. MPFM γ -на основе лучей
 Fig. 2. MPFM γ -based beams

В данной статье представлена многофазная система измерения расхода на основе ультразвуковой технологии для измерения обводненности и фракции газовых пустот в трубах. Чтобы оптимизировать отражение волн для точных измерений, она использует вихревой каркас для создания гладкой границы раздела «воздух–жидкость». Используя отраженные ультразвуковые волны, полукруглая матрица из 64 пьезоэлектрических датчиков, работающих на частоте 5 МГц, собирает данные в режиме реального времени. Оргстекло применяется при теплоизоляции системы для обеспечения долговечности, в то время как PVDF (поливинилиденфторид) рекомендуется для более сложных условий на нефтяных месторождениях. Для промышленного применения это новое устройство обеспечивает надежный, неинвазивный мониторинг состава потока.

Обводненность многофазного потока (w_c) определяется с помощью следующего уравнения:

$$T_{echol} = 1 / \left(\{ (v_w + w_c) + [v_0 (1 - w_c)] \} / [(d + d_m) + v_m / 2d_m] \right),$$

где технологический коэффициент T_{echol} характеризует калибровку датчика и особенности измерительной системы, влияющие на точность полученных данных; d обозначает фактическое расстояние, которое проходит ультразвуковой импульс через многофазную смесь, тогда как d_m представляет собой среднее или эталонное расстояние прохождения импульса, обычно измеренное в однофазной жидкости, например в чистой воде; w_c выражает обводненность потока, т. е. объемную долю воды в общей массе многофазного потока; v_0 соответствует скорости распространения ультразвукового импульса в эталонной среде (как правило, в воде); v_w характеризует скорость ультразвука непосредственно в водной фазе смеси; v_m определяет скорость прохождения ультразвукового импульса через всю многофазную смесь в целом, учитывая взаимодействие всех ее компонентов – нефти, воды и газа.

Это уравнение позволяет с высокой точностью и в реальном времени определять долю воды в многофазных потоках, что особенно важно при эксплуатации промышленных систем добычи нефти и газа.

Используя концепции, аналогичные применяемым в однофазных расходомерах, система решает определенные уравнения для расчета GVF. Сначала определяется w_c . После предварительного расчета w_c транзмиттер определяет GVF, используя известные плотности воды и нефти, а также температуру процесса. Усредненные значения w_c и GVF со всех датчиков, несколько ультразвуковых компонентов контролируют слой жидкости и предоставляют точные данные:

$$T_{echol} = 1 / \left(\{ (v_w + w_c) + [v_0 (1 - w_c) d_L] \} / [(d + d_m) + v_m / 2d_m] \right),$$

где d_L обозначает эффективную длину пути ультразвукового импульса через многофазный поток с учетом геометрии измерительного участка и пространственного распределения фаз.

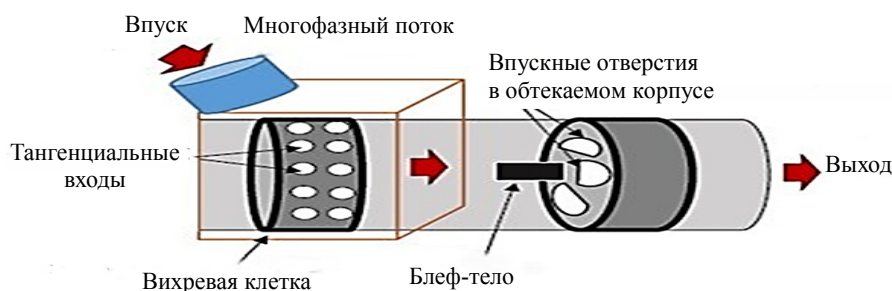


Рис. 3. Аппаратная структурная схема предлагаемого устройства
Fig. 3. Hardware structural diagram of the proposed device

Структура системы основывается на аппаратной реализации с четким разграничением функциональных модулей (рис. 3).

Используя несколько ультразвуковых компонентов в виде пьезоэлектрических датчиков, расположенных в полукруглой матрице, можно точно контролировать слой жидкости и, как следствие, обеспечить точное измерение значений обводненности и GVF, усредняя все вычисленные W_C и GVF по формуле

$$W_{C_{av}} = \sum_{i=1}^N \frac{w_{c_i}}{N},$$

где $W_{C_{av}}$ – средняя обводненность многофазного потока, рассчитанная усреднением измерений со всех ультразвуковых датчиков в матрице; w_{c_i} – обводненность, измеренная i -м ультразвуковым датчиком, $i = 1, 2, 3, \dots, N$ (каждый датчик в полукруглой матрице регистрирует локальное значение обводненности в своей измерительной точке), N – общее количество активных ультразвуковых датчиков в измерительной системе (согласно тексту статьи, используется полукруглая матрица из 64 пьезоэлектрических датчиков).

Средний коэффициент отражения для эхо-сигналов типа 1 (горизонтальные эхо-сигналы, не выровненные по газовой фазе) α_{av} рассчитывается по формуле

$$\alpha_{av} = \sum_{i=1}^M \frac{\alpha_{1_i}}{M},$$

где α_{1_i} – это коэффициент отражения (или амплитуда) i -го горизонтального эхо-сигнала типа 1 (не выровненного по газовой фазе), полученного конкретным датчиком; N и M – количества успешных эхо-сигналов, аналогичные эхо-сигналам типов 1 и 2 соответственно, т. е. эхо-1 соответ-

ствует горизонтальным эхо-сигналам, не выровненным по газовой фазе, а эхо-2 – горизонтальным эхо-сигналам, выровненным по газовой фазе.

Горизонтальные эхо-сигналы, которые делятся на эхо-1 и эхо-2, обнаруживаются различными ультразвуковыми датчиками. Эхо-2 выравнивается по газовой фазе и помогает с точным вычислением РВЧ (расход водной части) посредством усреднения, в то время как эхо-1 соответствует сигналам, которые не выровнены с газовой фазой. Например, датчик 3 обнаруживает жидкость в том же горизонтальном положении (эхо-2), что и датчик 1, который обнаруживает жидкость в более низком положении (эхо-3). Отражения сигнала увеличиваются с GVF из-за граничных вариаций кольцевого потока и пузырьков газа в слое жидкости. Интенсивность эха прогнозируется по значениям акустического давления (например, 0.45 для оргстекла, 0.3 для жидкости и $6.5 \cdot 10^{-6}$ для воздуха), которые рассчитываются с использованием определенных коэффициентов (рис. 4).

Для анализа отражений ультразвуковой волны в измерительной ячейке необходимо вычислить коэффициенты отражения на границах раздела сред (вода–оргстекло и оргстекло–вода). Эти коэффициенты позволяют оценить изменение акустического давления при переходе волны из одной среды в другую и тем самым определить долю звуковой энергии, возвращающейся в виде эхо-сигнала. Полученные значения используются для уточнения характеристик отраженной волны и повышения точности РВЧ в многофазном потоке.

Расчет коэффициентов отражения проводится по формуле

$$AP = \prod_{k=1}^3 (1 - R_K),$$

где R_K – коэффициенты отражения ультразвукового оргстекла, $K = 1, 2, 3$.

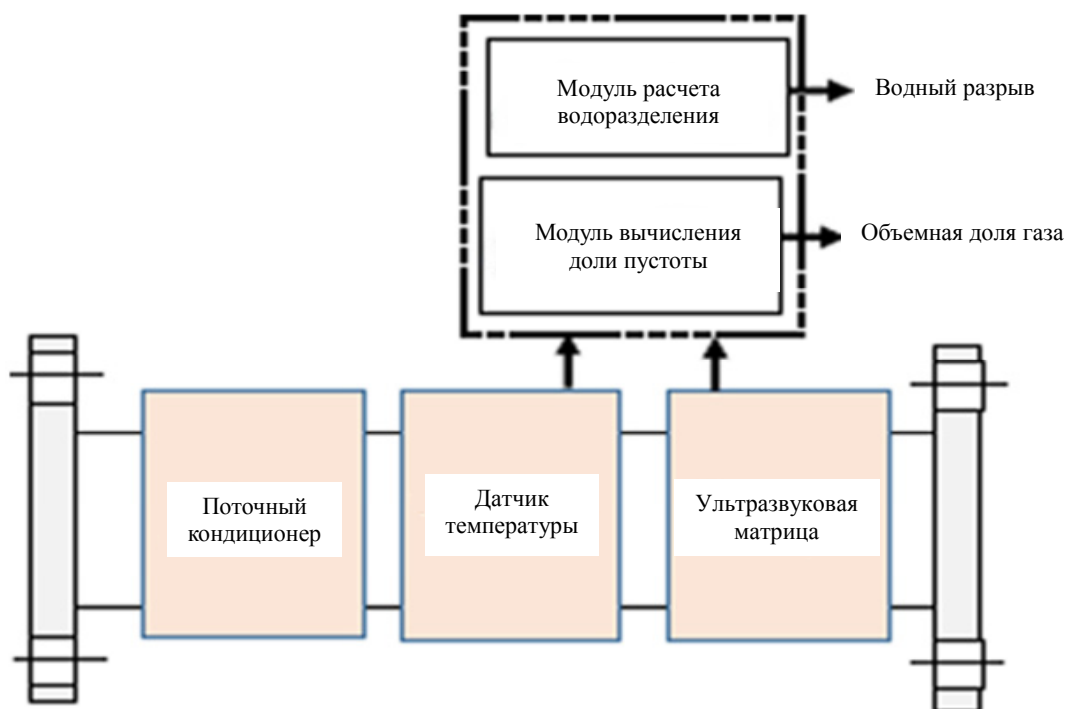


Рис. 4. Вид в поперечном сечении ультразвуковой визуализации
 Fig. 4. Cross-sectional view of ultrasound imaging

Отражения идут от разных границ:

R_1 – коэффициент отражения на границе вода→оргстекло (первый интерфейс);

R_2 – коэффициент отражения на границе оргстекло→вода (второй интерфейс);

R_3 – может обозначать уже следующее отражение внутри материала (например, от дальней границы оргстекла).

В одном случае среда – вода, в другом – оргстекло. Т. е. коэффициенты отражения зависят от перехода «среда 1→среда 2»: если ультразвук идет из воды в оргстекло – один коэффициент, если наоборот (из оргстекла в воду) – другой.

Определим долю звуковой волны, отражающейся при переходе из одной среды в другую, что важно для работы ультразвуковых датчиков в измерении газожидкостных смесей, по формуле

$$R_i = \frac{Z_i - Z_j}{Z_i + Z_j} : i = 1 \text{ to } 3 : N_j = N_{i+1},$$

где Z_i обозначает акустическое сопротивление слоя i , а Z_j – сопротивление соседнего слоя j . Параметр $N_j = N_{i+1}$ показывает, что слой j следует за слоем i ; 1 to 3 указывает на направление распространения ультразвуковой волны – от первого слоя к третьему через промежуточный второй слой.

Традиционные системы учета и многофазные расходомеры существенно различаются по ряду ключевых параметров. Один из них – особенно-

сти установки и связанные с этим затраты. MPFM требуют минимальной площади и не нуждаются в развитой инфраструктуре, благодаря чему представляют более экономичное решение для новых объектов. В отличие от них, традиционные системы часто предполагают использование испытательных сепараторов и громоздкого оборудования, что значительно увеличивает как стоимость установки, так и ее сложность [17].

Традиционные системы учета и многофазные расходомеры заметно различаются по ряду ключевых характеристик, определяющих их применение в различных условиях нефтегазовой отрасли.

Одно из таких отличий – занимаемая площадь. MPFM обладают компактными размерами, что позволяет эффективно использовать их в ограниченном пространстве, включая удаленные и прибрежные зоны [18], в то время как традиционные системы требуют значительно больше пространства, что усложняет их установку в условиях ограниченной площади [19], [20].

Важный аспект представляют обслуживание и эксплуатация. MPFM способны работать автономно и, как правило, требуют минимального вмешательства со стороны обслуживающего персонала, что снижает эксплуатационные расходы. Традиционные установки, напротив, нуждаются в регулярном обслуживании, постоянном контроле и участии операторов, что увеличивает затраты на эксплуатацию и усложняет управление [21].

Существенные различия касаются также точности измерений и качества данных. MPFM предоставляют данные в режиме реального времени, исключая необходимость в ручном отборе проб. Они обеспечивают непрерывный мониторинг с высокой степенью точности [22]. Традиционные системы в этом плане менее надежны, так как опираются на эпизодические измерения и анализ проб, отобранных вручную, что может привести к менее стабильным и точным результатам [23].

В том, что касается применения MPFM демонстрируют большую универсальность и подходят для разнообразных условий добычи, включая экстремальные среды или объекты с ограниченным

доступом [22]. Традиционные системы, как правило, эффективны в стабильных и хорошо освоенных условиях, где требования к гибкости и компоновке оборудования не столь критичны [23].

Таким образом, многофазные расходомеры предоставляют ряд преимуществ, включая повышение эффективности, сокращение затрат и гибкость в эксплуатации, что делает их предпочтительным решением для многих современных задач в нефтегазовой отрасли, несмотря на устойчивую надежность традиционных систем.

Сравнительный анализ обычных и автоматизированных многофазных систем измерения расхода по ключевым параметрам приведен в табл. 1.

Табл. 1. Сравнительный анализ традиционных и автоматизированных многофазных систем измерения расхода по ключевым эксплуатационным параметрам

Tab. 1. Comparative analysis of traditional and automated multiphase flow measurement systems by key operational parameters

Параметр	Характеристика	
	Традиционные системы	Автоматизированные системы
Стоимость установки	Высокая (требуется обширная инфраструктура)	От умеренного до высокого (первоначальные инвестиции в технологии)
Требования к пространству	Большие (за счет сепараторов и вспомогательного оборудования)	Компактность (встроенные датчики и минимальное оборудование)
Техническое обслуживание	Частое (механические части подвержены износу)	Низкое (самокалибровка и удаленный мониторинг)
Точность измерений	Умеренная (под влиянием изменения режима потока)	Высокая (обработка данных в реальном времени и адаптивные алгоритмы)

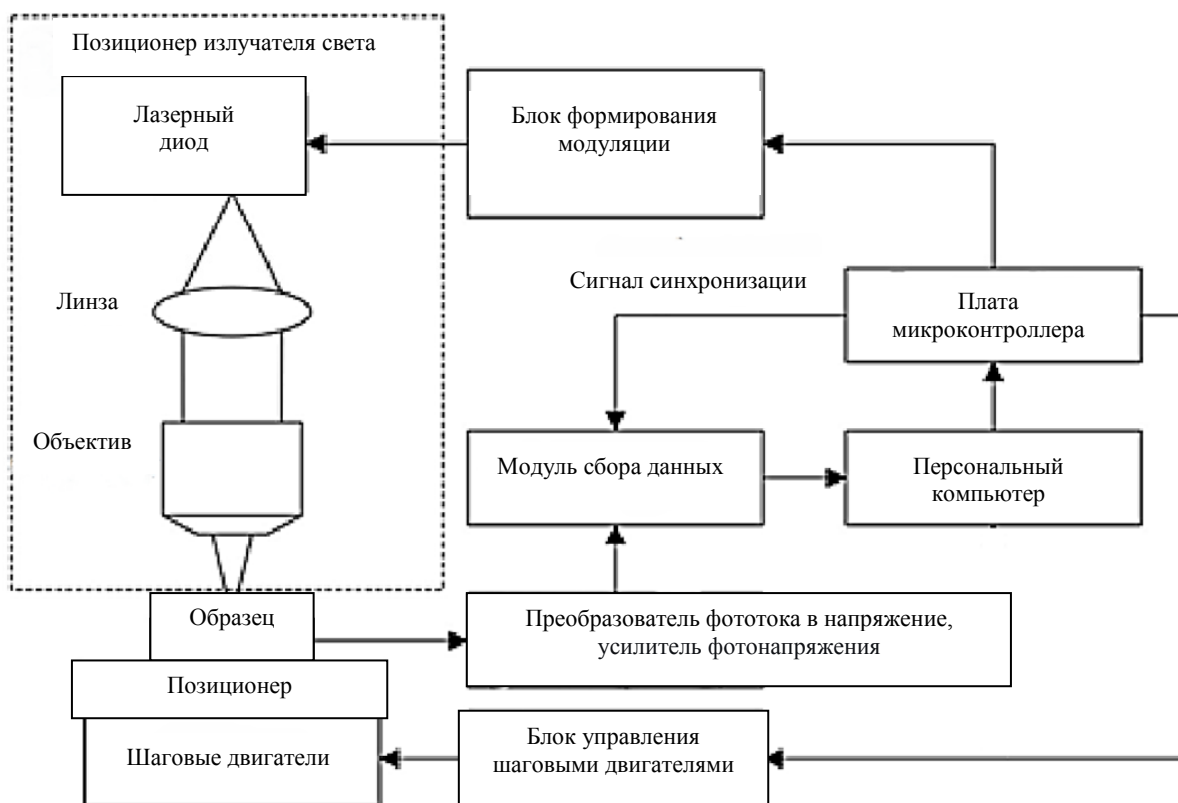


Рис. 5. Структурная схема автоматизированного измерительного комплекса
Fig. 5. The block diagram of the automated measuring complex

Технологии автоматизации в многофазном измерении расхода. Важнейшим компонентом нефтегазового сектора является MPFM, где точное измерение смесей нефти, воды и газа необходимо для оптимизации производства, распределения затрат и соблюдения экологических норм. MPFM были преобразованы технологиями автоматизации, которые повысили эффективность, точность и надежность. Пример использования автоматизированных систем измерения расхода на газонефтяных станциях приведен на рис. 5 [23].

Автоматизация устраняет необходимость в разделении фаз, позволяя напрямую измерять смесь жидкостей. Это достигается за счет неинтрузивных датчиков – ультразвуковых расходомеров, емкостных датчиков и гамма-денситометров, которые предоставляют данные о фазовых фракциях и расходах в режиме реального времени [15], [16].

Автоматизация MPFM основана на таких контроллерах, как распределенные системы управления (Distributed Control System, DCS) и программируемые логические контроллеры. Эти контроллеры обрабатывают данные датчиков и регулируют параметры системы для поддержания оптимальных условий потока. Системы сбора данных (Data Acquisition System, DCS) используются для сбора, хранения и анализа данных с нескольких датчиков, обеспечивая всестороннее понимание динамики потока. Интеграция этих компонентов в единую систему обеспечивает непрерывный мониторинг и управление, сокращая погрешности измерений и сводя к минимуму потребность в ручном вмешательстве, например модели контролируемого обучения – такие, как линейная регрессия, могут быть обучены на исторических данных датчиков для прогнозирования дебитов в режиме реального времени, повышая точность измерений на нефтяных месторождениях. Такой подход повышает способность системы адаптироваться к изменяющимся условиям расхода и еще больше снижает зависимость от ручной калибровки [17], [18].

Распределенные системы управления (PCU) представляют собой архитектуру, широко применяемую в нефтегазовой промышленности, для автоматизации и надежного управления процессами и т. п. На рис. 5 показана структура такой системы, включающая ключевые компоненты, обеспечивающие ее функционирование.

Инженерная станция отвечает за конфигурацию, программирование и техническое обслужи-

вание системы. Через нее осуществляется разработка и оптимизация алгоритмов управления, что позволяет адаптировать систему под конкретные технологические требования.

Рабочее место оператора служит основным интерфейсом взаимодействия с системой. Оно позволяет в режиме реального времени контролировать процессы, отображать текущие параметры, реагировать на сигналы тревоги и управлять отдельными участками установки.

Контроллеры выполняют роль центральных узлов обработки, реализующих алгоритмы управления и обеспечивающих связь между инженерной станцией и полевыми приборами. Они отвечают за точное выполнение заданных параметров и корректную работу всей системы.

Полевые приборы включают датчики и исполнительные механизмы, подключенные к PCU. Эти устройства собирают информацию о состоянии технологического процесса – например, о расходе, давлении и температуре – и обеспечивают выполнение управляющих воздействий в соответствии с полученными командами [19], [20].

Использование сложного программного обеспечения и алгоритмов значительно повышает точность MPFM-систем. В частности, алгоритмы машинного обучения (ML) стали мощным инструментом для повышения точности измерений. Большие объемы таких датчиков могут быть проанализированы алгоритмами машинного обучения, которые затем могут выявить закономерности, которые операторы могли бы пропустить. Например, фазовые доли и скорости потока могут быть точно спрогнозированы с помощью контролируемых систем обучения, которые были обучены на предыдущих данных. Аномалии в данных потока могут быть обнаружены с помощью методов неконтролируемого обучения, таких как кластеризация, что может указывать на отказы оборудования или изменения в условиях потока [21], [23].

Контролируемое обучение применяется в многофазных расходомерных системах для прогнозирования параметров потока на основе обучающих данных. Линейная регрессия используется для предсказания непрерывных величин, таких как скорость потока, на основе известных входных признаков.

Структура PCU, применяемой в нефтегазовой промышленности, представлена на рис. 6. Она включает инженерную станцию, рабочее место оператора, контроллеры и полевые устройства, объединенные в единую сеть для обеспечения

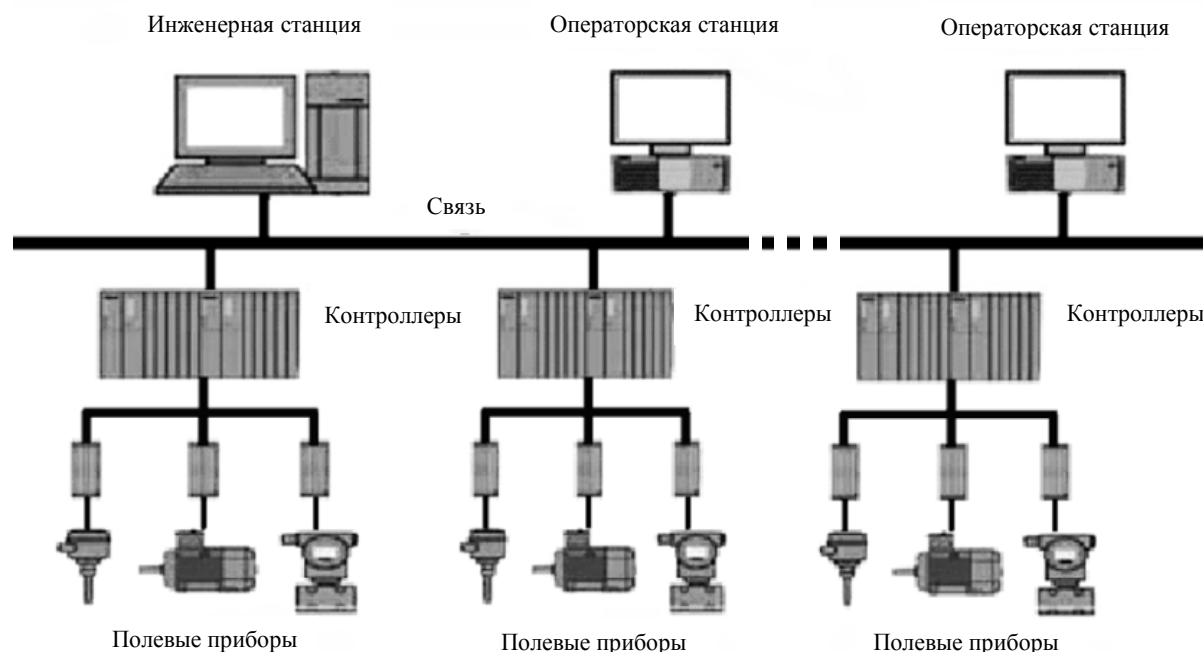


Рис. 6. Распределенные системы управления в нефтегазовой отрасли
Fig. 6. Distributed control systems in the oil and gas industry

надежного мониторинга и регулирования технологических процессов.

Этот метод позволяет устанавливать зависимости между измеряемыми параметрами и выходными характеристиками, улучшая точность измерений и адаптацию системы к изменяющимся условиям:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_n x_n + \varepsilon,$$

где ε – это случайная величина, представляющая разницу между наблюдаемым значением зависимой переменной y и ее предсказанным (теоретическим) значением, рассчитанным по модели.

В контексте моделирования измерения многофазного потока прогнозируемый выход y (например, расход) может быть выражен в виде линейной комбинации входных признаков x_1, x_2, \dots, x_n , где β_0 представляет пересечение, а $\beta_1, \beta_2, \beta_n$ – коэффициенты, соответствующие каждому входному признаку.

Метод опорных векторов (Support Vector Machine, SVM) используется для классификации режимов многофазного течения (например, стратифицированного, кольцевого, дисперсного). Цель вычислений состоит в том, чтобы определить разделяющую гиперплоскость, которая наилучшим образом разделяет данные разных классов в пространстве признаков. Для этого используется функция решения, выражающая зависимость между входными параметрами потока и присвоенным им классом режима течения.

Математическое уравнение используется для определения принадлежности исследуемой точки данных (набора параметров потока) одному из заранее обученных режимов течения, что позволяет автоматизировать идентификацию состояния многофазного потока в системах MPFM:

$$f(x) = \sin g \left(\sum_{i=1}^n \alpha_i y_i (x_i, x) + b \right),$$

где g – это произвольная функция, которая обрабатывает взвешенную сумму входных сигналов перед тем, как она попадает в синус; n – количество обучающих выборок; α_i – множители Лагранжа, вычисляемые в процессе обучения с целью максимизации разделяющей маржи между классами; y_i – метка класса (обычно принимает значения +1 или -1); x_i – конкретные примеры из прошлого опыта (обучающей выборки), с которыми система сравнивает новую ситуацию (x), чтобы принять решение; b – свободный член (смещение), сдвигающий аргумент синуса и влияющий на фазу и амплитуду выходного сигнала.

В контексте применения метода опорных векторов к задачам классификации функция решения $f(x)$ используется для определения класса, которому принадлежит заданное входное значение x . Эта функция представляется в виде

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \alpha_i y_i K(x_i, x) + b,$$

где $K(x_i, x)$ – ядерная функция, отображающая входные данные в пространство более высокой размерности. Метки классов y_i , как правило, принимают значения +1 или –1, что характерно для задач двоичной классификации. Ядерная функция $K(x_i, x)$ имеет ключевое значение, поскольку она позволяет отображать входные данные в пространство более высокой размерности, в котором становится возможным линейное разделение даже для изначально нелинейно разделимых данных [12], [15]. Среди наиболее распространенных ядер – линейное, полиномиальное и радиальное базисное (RBF). Смещающий параметр b служит для корректировки положения разделяющей гиперплоскости, обеспечивая точное разделение классов. Совокупность этих элементов позволяет методу SVM эффективно справляться с классификацией сложных и многомерных наборов данных [10], [13].

Кластеризация K -средних используется для выявления закономерностей или аномалий в данных потока путем группировки похожих точек данных:

$$\arg \min \sum_{i=1}^k \sum_{x \in S_i} x - \mu_i^2.$$

В контексте алгоритмов кластеризации – таких, как k -средние, цель состоит в том, чтобы разделить набор данных на набор кластеров $S = \{S_1, S_2, \dots, S_k\}$, где каждый кластер S_i – это группа похожих точек данных. Среднее μ_i точек в кластере S_i служит центроидом, т. е. средним положением всех точек в этом кластере. Каждая точка данных x присваивается кластеру, центр которого μ_i находится ближе всего к нему; обычно измеряется с помощью метрики расстояния, например евклидова расстояния. Этот процесс итеративно обновляет центроиды и переназначает точки данных кластерам до тех пор, пока они не сойдутся, стремясь свести к минимуму дисперсию внутри кластера и достичь оптимальной группировки данных [7], [9]. Данная структура служит основой для многих методов кластеризации, используемых в анализе данных и распознавании образов.

Метод главных компонент (Principal Component Analysis, PCA) используется для уменьшения размерности, помогая определить наиболее важные признаки в данных:

$$Z = XW.$$

В методах уменьшения размерности, например в PCA, преобразованная матрица данных Z получается проецированием исходной матрицы

данных X на новый набор осей, определенных собственными векторами в матрице W , где W содержит собственные векторы, представляющие направления максимальной дисперсии. Этот процесс уменьшает размерность, сохраняя ключевые шаблоны данных, что делает его полезным для сжатия, визуализации и извлечения признаков [1], [11].

Q -обучение используется для оптимизации стратегий управления в динамических средах, таких как регулировка параметров потока в режиме реального времени:

$$Q(s, a) \leftarrow Q(s, a) + \alpha [r + \gamma \max_{a'} Q(s', a')].$$

В обучении с подкреплением Q -значение $Q(s, a)$ оценивает ожидаемое кумулятивное вознаграждение за выполнение действия a в состоянии s , где α – скорость обучения, r – непосредственное вознаграждение, γ – фактор дисконтирования, а также « s' » и « a' » представляют собой следующие состояние и действие. Этот процесс помогает агенту выработать оптимальную политику для максимизации долгосрочных вознаграждений [15], [16].

Благодаря использованию исторических данных, распознаванию образов и оптимизации стратегии управления эти алгоритмы могут значительно повысить точность измерений при реализации в системах MPFM. Они могут быть реализованы в программных комплексах, используемых в нефтегазовой отрасли, благодаря математическим формулировкам.

Эффективное внедрение автоматизированных систем многофазных расходомеров на газовых и нефтяных станциях продемонстрировано в нескольких тематических исследованиях. Например, крупная нефтяная компания в Северном море внедрила автоматизированную систему MPFM, оснащенную емкостными датчиками и гамма-денситометрами для измерения расхода газа, воды и нефти. Система была интегрирована с DCS, которая использовала алгоритмы машинного обучения для анализа данных датчиков и корректировки параметров потока в режиме реального времени. Это привело к повышению точности измерений на 20 % и значительному снижению эксплуатационных расходов [18], [9]. Тем не менее, мы столкнулись с такими проблемами, как дрейф датчика в условиях высокой объемной доли газа. Для ее решения были применены адаптивные стратегии управления, которые динамически настраивали алгоритмы калибровки датчиков и обработки данных для поддержания точности при изменяющихся условиях потока [19].

В другом тематическом исследовании автоматизированная система MPFM была развернута на наземном нефтяном месторождении на Ближнем Востоке. В системе использовались ультразвуковые расходомеры и система управления на основе программируемого PLC для мониторинга многофазного потока жидкости. Чтобы преодолеть эту проблему, система была оснащена механизмами самоочистки и прочными материалами датчиков, обеспечивающими долгосрочную надежность и стабильную производительность [20].

Обсуждение результатов. Методы управления многофазными расходомерами.

1. MPFM имеют решающее значение в таких отраслях, как нефтегазовая промышленность, где точное измерение и контроль расхода и состава потока имеют важное значение. Эффективные методы управления обеспечивают оптимальную производительность, стабильность и эффективность управления многофазными потоками. В этом разделе обсуждаются ключевые стратегии управления, включая системы управления с обратной связью и прямой связью, передовые методы – такие, как модельное предиктивное управление (Model Predictive Control, MPC), и оценку их эффективности (рис. 7).

Системы управления с обратной связью широко используются в MPFM для поддержания требуемых скоростей потока и составов. Эти системы основаны на измерениях переменных процесса (например, расхода, давления и фазовых долей) в режиме реального времени для динамической корректировки входных данных управления. Например, если измеренный расход отклоняется от заданного значения, контроллер регулирует клапаны или насосы для коррекции отклоне-

ния. Управление с обратной связью надежно и эффективно справляется с возмущениями, но может страдать от задержек реагирования из-за времени, необходимого для измерения и обработки данных [21].

Полное управляющее действие

$$U = G_{ff}D + G_{fb}(R - Y),$$

где G_{ff} – усиление контроллера с прямой связью; D – возмущение; G_{fb} – усиление регулятора с обратной связью; R – уставка опорного значения; Y – выход системы. Термин прямой связи $G_{ff}D$ проактивно компенсирует возмущения, в то время как член обратной связи $G_{fb}(R - Y)$ регулирует управляющее действие на основе погрешности между желаемым заданным и фактическим выходным значениями [22], [23]. Вместе эти компоненты гарантируют, что система сводит к минимуму ошибки и помехи, достигая оптимальной производительности и стабильности.

Системный выход

$$Y = GP(U + D),$$

где GP – модель, описывающая, как система (многофазный поток) реагирует на все внешние воздействия. Точность этой модели напрямую влияет на эффективность системы управления, особенно таких передовых методов, как MPC.

С другой стороны, упреждающее управление прогнозирует возмущения с помощью прогностических моделей или внешних измерений. Например, при обнаружении изменения давления на входе контроллер прямой связи проактивно корректирует систему, чтобы смягчить его воздействие. Такой подход снижает зависимость от циклов обратной связи и может сократить время

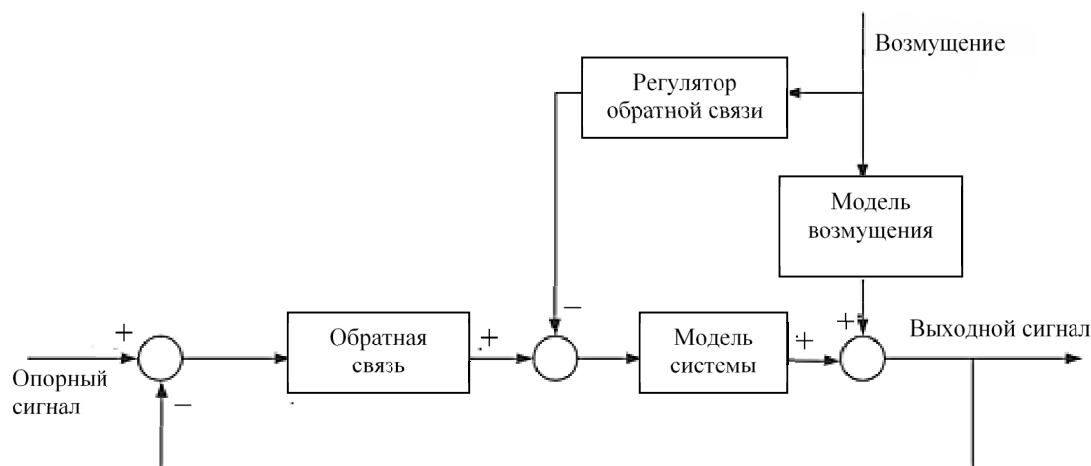


Рис. 7. Структурная схема системы управления с прямой и обратной связью
Fig. 7. Structural diagram of the feed forward and feedback control system

отклика. Однако его эффективность зависит от точности прогностических моделей и доступности измерений возмущений [23].

МРС – это усовершенствованная стратегия управления, широко применяемая в приложениях с многофазными потоками благодаря своей способности работать со сложными, нелинейными и многопараметрическими системами. МРС использует динамическую модель процесса для прогнозирования будущего поведения системы и оптимизации управляющих действий на конечном временном горизонте. Он явно учитывает ограничения на такие переменные, как расход, давление и положение клапанов, обеспечивая безопасную и эффективную работу. Это делает МРС особенно эффективным для управления сложной динамикой многофазных потоков. Однако, несмотря на свои преимущества, МРС требует значительных вычислительных ресурсов и точных моделей процессов, что может быть трудно разработать для сложных многофазных систем потока (рис. 8) [23]. На рис. 8 ось y отражает системные переменные (выходов и управляющих входов), ось x – дискретные временные шаги ($k, k+1, k+2, \dots$) и горизонт прогнозирования

В модельном предиктивном управлении используются:

- внутренняя динамическая модель процесса;
- стоимостная функция J за удаляющийся горизонт;
- алгоритм оптимизации, минимизирующий функцию стоимости J с использованием управляющего входа u .

Пример квадратичной функции стоимости для оптимизации [11, с. 468]:

$$J = \sum_{i=1}^N \omega_{xi} (r_i - x_i)^2 + \sum_{i=1}^M \omega_{ui} u_i^2.$$

В системах управления цель состоит в том, чтобы регулировать i -ю контролируемую переменную x_i (например, измеряемую температуру) в соответствии с i -й опорной переменной r_i (например, требуемой температурой) без нарушения ограничений. Это достигается за счет регулировки i -го регулируемого пользовательского интерфейса (например, управляющего клапана). Процесс уравнивает относительную важность x_i с помощью весового коэффициента ω_{xi} и наказывает большие изменения в u_i с помощью весового коэффициента ω_{ui} , обеспечивая стабильный и эффективный контроль.

Выводы. Одно из ключевых преимуществ МРС – его способность решать такие задачи, как максимизация производства при минимизации энергопотребления. Кроме того, МРС может адаптироваться к изменяющимся условиям процесса, обновляя модель в режиме реального времени, повышая ее надежность. Тем не менее, реализация МРС требует значительных вычислительных ресурсов и точных моделей процессов, разработка которых может быть очень сложна [22].

Эффективность механизмов управления в MPFM оценивается на основе их способности поддерживать требуемые скорости потока и со-

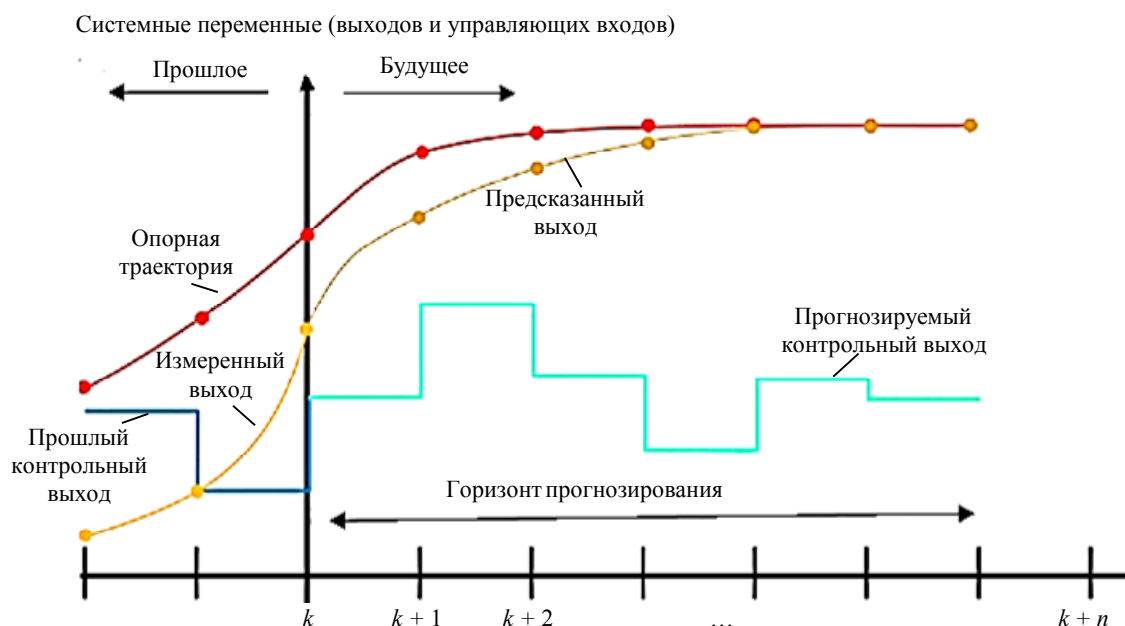


Рис. 8. Дискретная схема МРС
Fig. 8. Discrete MPC circuit

ставы при изменяющихся условиях эксплуатации. Ключевые показатели производительности включают точность отслеживания заданных значений, подавление помех и стабильность. Например, системы управления с обратной связью оцениваются на основе их времени отклика и установившейся ошибки, в то время как системы прямой связи оцениваются по их способности предупреждать смягчать помехи [23].

Такие продвинутые стратегии, как MPC, оцениваются на предмет возможностей их оптимизации и адаптивности к изменяющимся условиям. Имитационные исследования и полевые испытания обычно используются для сравнения эффективности различных методов управления. Например, исследования показали, что MPC превосходит традиционные ПИД-регуляторы в управлении нелинейной динамикой многофазных потоков, особенно в сценариях с частыми возмущениями [22], [23].

В заключение следует отметить, что выбор метода управления для MPFM зависит от конкретного применения и эксплуатационных требований. Системы обратной связи и прямого управления обеспечивают надежные и простые решения, в то время как передовые стратегии, такие как MPC, обеспечивают повышенную производительность для сложных и динамичных систем. Текущие исследования и технологические достижения продолжают повышать эффективность этих механизмов управления в управлении многофазными потоками.

Автоматизация многофазных расходомеров сопряжена с рядом проблем, несмотря на их важную роль в таких отраслях, как нефтегазовая. Одной из основных проблем видится интеграция с существующими системами, поскольку многие объекты полагаются на устаревшую инфраструктуру, которая может быть несовместима с современными MPFM [22], [23]. Для этого часто требуются дорогостоящие обновления или индивидуальные решения. Калибровка представляет собой еще одну серьезную проблему, поскольку MPFM должны быть высокоточными при различных условиях потока, которых может быть трудно достичь и поддерживать в течение долгого времени. Кроме того, факторы окружающей среды – температура, давление и состав жидкости, могут влиять на производительность, что требует надежных конструкций и адаптивных стратегий управления.

В будущем тенденции в автоматизации MPFM, скорее всего, сосредоточатся на передовых технологиях управления и подходах, основанных на данных. Интеграция искусственного

интеллекта и машинного обучения открывает многообещающие возможности для повышения точности и надежности. Искусственный интеллект может улучшить процесс принятия решений в режиме реального времени, анализируя огромные объемы данных с датчиков, чтобы прогнозировать поведение потока и обнаруживать аномалии. Кроме того, внедрение цифровых двойников, виртуальных копий физических систем, может обеспечить лучшее моделирование, оптимизацию и профилактическое обслуживание. Ожидается, что новые технологии – такие, как периферийные вычисления и IoT (интернет вещей), также станут играть ключевую роль в автоматизации MPFM. Например, периферийные вычисления могут обеспечить обработку данных в режиме реального времени на удаленных нефтяных месторождениях, в то время как устройства IoT обеспечат непрерывный мониторинг условий многофазного потока. Тем не менее, такие проблемы, как безопасность данных, требования к вычислительным ресурсам и потребность в квалифицированном персонале, должны быть решены для полной реализации потенциала MPFM.

Заключение. Многофазные расходомеры играют жизненно важную роль в нефтегазовой отрасли, обеспечивая измерения в режиме реального времени, занимают меньше места и имеют повышенную точность по сравнению с традиционными испытательными сепараторами. Несмотря на то, что MPFM на основе гамма-лучей оказались надежными, проблемы безопасности и необходимость адаптации стимулировали исследования альтернатив: измерение емкости, ультразвуковые датчики и машинное обучение. Эти технологии многообещающе справляются со сложными условиями потока, но сталкиваются с проблемами стоимости, калибровки и адаптации к окружающей среде.

Автоматизация, включая распределенные системы управления и машинное обучение, повысила эффективность и точность MPFM, о чем свидетельствуют успешные тематические исследования. Тем не менее, интеграция с устаревшими системами и проблемы с калибровкой остаются препятствиями. Будущие достижения в области предиктивного управления моделями, искусственного интеллекта и интернета вещей открывают потенциал для дальнейшего совершенствования мониторинга и профилактического обслуживания в режиме реального времени. Будущие исследования должны быть сосредоточены

на интеграции технологий искусственного интеллекта и интернета вещей для дальнейшего повышения точности и надежности МРФМ, прокладывая путь к более эффективной и устойчивой добыче нефти и газа.

Непрерывные исследования и разработки имеют решающее значение для преодоления этих

проблем и раскрытия всего потенциала МРФМ. Инвестируя в эти технологии, отрасль может достичь большей эффективности, экономии средств и устойчивости, обеспечивая оптимизированное производство в будущем.

Список литературы

1. Leak detection systems in oil and gas fields: present trends and future prospects / M. Meribout, L. Khez-zar, A. Azzi, N. Ghendour // *Flow Measurement and Instrumentation*. 2020. Vol. 75. 101772. doi: 10.1016/j.flowmeasinst.2020.101772.
2. Gas/oil/water flow measurement using electrical capacitance tomography / Y. Li, W. Yang, C. Xie, S. Huang, Z. Wu, D. Tsamakis, C. Lenn // *Measurement Sci. and Technol.* 2013. Vol. 24, no. 7. 074001. doi: 10.1088/0957-0233/24/7/074001.
3. US Pat. 9,909,911. Sheila-Vadde A. C., Sharma P., Mithal M. K. K., Melapudi V. R. Multiphase flow measurement using electromagnetic sensors. Iss. March 6, 2018.
4. Applications of equations of state in the oil and gas industry / I. Ashour, N. Al-Rawahi, A. Fatemi, G. Vakili-Nezhaad // *Thermodynamics-Kinetics of Dynamic Syst.* 2011. Vol. 1. P. 165–178.
5. Influence of design parameters of upstream Venturi pipeline on multiphase flow measurement / A. Moitra, C.-G. Xie, W. L. Lo, J.-J. Shu // *Engin. Appl. of Computational Fluid Mechan.* 2023. Vol. 17, no. 1. P. 2182831. doi: 10.1080/19942060.2023.2182831.
6. Two-phase oil/water flow measurement using an Earth's field nuclear magnetic resonance flow meter / P. L. Stanwix, E. O. Fridjonsson, M. L. Johns, K. T. O'Neill, L. Brancato // *Chem. Engin. Sci.* 2019. Vol. 202. P. 222–237. <https://research-repository.uwa.edu.au/en/publications/two-phase-oilwater-flow-measurement-using-an-earths-field-nuclear> (дата обращения: 18.04.2025).
7. Flow boiling characteristics and flow pattern visualization of refrigerant/lubricant oil mixtures / B. E. Filho, L. Cheng, J. R. Thome // *Intern. J. of Refrigeration*. 2009. Vol. 32, no. 2. P. 185–202.
8. Retnanto A., Azim A. Monitoring well performance using multiphase flow meter // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conf. and Exhibition*. 2001. SPE-68718. doi: 10.2118/68718-MS. URL: <https://www.sci-hub.ru/10.2118/68718-MS?ysclid=mj0c3ecg2d106512206> (дата обращения: 11.43.2025).
9. Gas turbine degradation in the techno-economic, environmental and risk analysis of flare gas utilization in Nigeria / I. Allison, K. Ramsden, P. Pilidis, A. Rupa // *Conf.: ASME Turbo Expo 2013*. URL: https://www.researchgate.net/publication/267504241_Gas_Turbine_Degradation_in_the_Techno-Economic_Environmental_and_Risk_Analysis_of_Flare_Gas_Utilization_in_Nigeria (дата обращения: 05.04.2025).
10. Non-intrusive three-component ratio measurement using an impedance sensor / E. Dykesteen, A. Hal-langer E. Hammer, E. Samnøy, R. Thorn // *J. of Phys. E: Scientific Instruments*. 1985. Vol. 18, no. 6. P. 540. URL: https://www.researchgate.net/publication/231060764_Non-intrusive_three-component_ratio_measurement_using_an_impedance_sensor (дата обращения: 18.04.2025).
11. Single-beam gamma densitometric measurements of oil-water flows in horizontal and slightly inclined pipes / W. A. S. Kumara, B. M. Halvorsen, M. C. Melaaen // *Intern. J. of Multiphase Flow*. 2010. Vol. 36, no. 6. P. 467–480. doi: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2010.02.003.
12. Modeling well performance in shale-gas reservoirs / C. L. Cipolla, E. P. Lolon, J. C. Erdle, V. Tathed // *SPE Ann. Techn. Conf. and Exhibition*. 2009. SPE-12 5532-MS. URL: https://www.researchgate.net/publication/341014977_Modeling_Well_Performance_in_Shale-Gas_Reservoirs (дата обращения: 22.03.2025).
13. Mukherjee H., Economides M. J. A parametric comparison of horizontal and vertical well performance // *SPE Formation Evaluation*. 1991. Vol. 6, no. 2. P. 209–216.
14. Rev. of machine learning for hydrodynamics, transport, and reactions in multiphase flows and reactors / L. Zhu, S. Chen, B. Ouyang, W.-C. Yan, H. Lei, Z. Chen, Z.-H. Luo // *Industrial & Engin. Chem. Research*. 2022. Vol. 61, no. 28. P. 9453–9477. doi: 10.1021/acs.iecr.2c01036.
15. Frank T. Advances in computational fluid dynamics (CFD) of 3-dimensional gas-liquid multiphase flows // *NAFEMS Seminar: Modelling of Complex Flows (CFD) Appl. and Trends*. Germany, Wiesbaden 2005. P. 1–18. URL: https://www.researchgate.net/publication/291026181_Advances_in_computational_fluid_dynamics_CFD_of_3-dimensional_gas-liquid_multiphase_flows (дата обращения: 19.04.2025).
16. Al-Safran E. M., Brill J. P. Applied multiphase flow in pipes and flow assurance: Oil and gas production. USA: Richardson, TX, Society of Petroleum Engineers, 2017. 486 p.
17. Industrial predictive control technology: a review / L. Liu, S. Tian, D. Xue, T. Zhang, Y. Chen // *J. of Intelligent Manufacturing*. 2019. Vol. 30. P. 2819–2833. doi: 10.1007/s10845-017-1346-2.
18. Latest advances of model predictive control in electrical drives. Part II: Applications and benchmarking with classical control methods / J. Rodriguez, C. Garcia, A. Mora, S. A. Davari, J. Rodas, D. F. Valencia Garcia, M. F. Elmorshedy, F. Wang, K. Zuo, L. Tarisciotti, F. Flores-Bahamonde, W. Xu, Z. Zhang, Y. Zhang, M. Norambuena, A. Emadi, T. Geyer, R. Kennel, T. Dragicevic, D. A. Khaburi,

Z. Zhang, M. Abdelrahman, N. Mijatovic // IEEE Transactions on Power Electron. 2022. Vol. 37, no. 5. P. 5047–5061. doi: 10.1109/TPEL.2021.3121589

19. Iterative learning control for multiphase batch processes with asynchronous switching. / L. Wang, R. Yu, J. Zhang, P. Li, F. Gao // IEEE Transactions on Syst., Man, and Cybernetics: Syst. 2021. Vol. 51, no. 4. P. 2536–2549. doi: 10.1109/TSMC.2019.2916006

20. Evaluating development of empirical estimates using two top-down methods at midstream natural gas facilities / J. A. Brown, M. R. Harrison, T. Rufael, S. A. Roman-White, G. B. Ross, F. K. George, D. Zimmerle // Atmosphere. 2024. Vol. 15, no. 4. P. 447. doi: 10.3390/atmos15040447.

21. Brennen C. E. Fundamentals of multiphase flow. Cambridge University Press, 2005. 290 p.

22. Falcone G. Multiphase flow metering principles. URL: <https://shop.elsevier.com/books/multiphase-flow-metering/falcone/978-0-444-52991-6> (дата обращения: 18.04.2025).

23. A case study on field F multiphase flow meter: how is it better than a conventional test separator? / L. S. Chang, F. Claire, F. Johing, Y. C. Wong, N. M. B. M. Fauzi, A. M. B. Mohamad, K. C. Chiu, K. T. Cho // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conf. and Exhibition. 2021. SPE-205557-MS. doi: 10.2118/205557-MS.

Информация об авторах

Алмлташи Хумам Саадун Гувах – аспирант кафедры систем автоматического управления СПбГЭТУ «ЛЭТИ».

E-mail: humam.almltashi.81@gmail.com

Петр Владимирович Соколов – канд. техн. наук, доцент кафедры систем автоматического управления СПбГЭТУ «ЛЭТИ».

E-mail: petr_sokolov_resume@mail.ru

References

1. Leak detection systems in oil and gas fields: present trends and future prospects / M. Meribout, L. Khez-zar, A. Azzi, N. Ghendour // Flow Measurement and Instrumentation. 2020. Vol. 75. 101772. doi: 10.1016/j.flowmeasinst.2020.101772.

2. Gas/oil/water flow measurement using electrical capacitance tomography / Y. Li, W. Yang, C. Xie, S. Huang, Z. Wu, D. Tsamakis, C. Lenn // Measurement Sci. and Technol. 2013. Vol. 24, no. 7. 074001. doi: 10.1088/0957-0233/24/7/074001.

3. US Pat. 9,909,911. Sheila-Vadde A. C., Sharma P., Mithal M. K. K., Melapudi V. R. Multiphase flow measurement using electromagnetic sensors. Iss. March 6, 2018.

4. Applications of equations of state in the oil and gas industry / I. Ashour, N. Al-Rawahi, A. Fatemi, G. Vakili-Nezhaad // Thermodynamics-Kinetics of Dynamic Syst. 2011. Vol. 1. P. 165–178.

5. Influence of design parameters of upstream Venturi pipeline on multiphase flow measurement / A. Moitra, C.-G. Xie, W. L. Lo, J.-J. Shu // Engin. Appl. of Computational Fluid Mech. 2023. Vol. 17, no. 1. P. 2182831. doi: 10.1080/19942060.2023.2182831.

6. Two-phase oil/water flow measurement using an Earth's field nuclear magnetic resonance flow meter / P. L. Stanwix, E. O. Fridjonsson, M. L. Johns, K. T. O'Neill, L. Brancato // Chem. Engin. Sci. 2019. Vol. 202. P. 222–237. <https://research-repository.uwa.edu.au/en/publications/two-phase-oilwater-flow-measurement-using-an-earth-field-nuclear> (data obrashhenija: 18.04.2025).

7. Flow boiling characteristics and flow pattern visualization of refrigerant/lubricant oil mixtures / B. E. Filho, L. Cheng, J. R. Thome // Intern. J. of Refrigeration. 2009. Vol. 32, no. 2. P. 185–202.

8. Retnanto A., Azim A. Monitoring well performance using multiphase flow meter // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conf. and Exhibition. 2001. SPE-68718. doi: 10.2118/68718-MS. URL: <https://www.sci-hub.ru/10.2118/68718-ms?ysclid=mj0c3ecg2d106512206> (data obrashhenija: 11.43.2025).

9. Gas turbine degradation in the techno-economic, environmental and risk analysis of flare gas utilization in Nigeria / I. Allison, K. Ramsden, P. Pilidis, A. Rupa // Conf.: ASME Turbo Expo 2013. URL: https://www.researchgate.net/publication/267504241_Gas_Turbine_Degradation_in_the_Techno-Economic_Environmental_and_Risk_Analysis_of_Flare_Gas_Utilization_in_Nigeria (data obrashhenija: 05.04.2025).

10. Non-intrusive three-component ratio measurement using an impedance sensor / E. Dykesteen, A. Hallanger E. Hammer, E. Samnøy, R. Thorn // J. of Phys. E: Scientific Instruments. 1985. Vol. 18, no. 6. P. 540. URL: https://www.researchgate.net/publication/231060764_Non-intrusive_three-component_ratio_measurement_using_an_impedance_sensor (data obrashhenija: 18.04.2025).

11. Single-beam gamma densitometric measurements of oil-water flows in horizontal and slightly inclined pipes / W. A. S. Kumara, B. M. Halvorsen, M. C. Melaaen // Intern. J. of Multiphase Flow. 2010. Vol. 36, no. 6. P. 467–480. doi: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2010.02.003.

12. Modeling well performance in shale-gas reservoirs / C. L. Cipolla, E. P. Lolon, J. C. Erdle, V. Tathed // SPE Ann. Techn. Conf. and Exhibition. 2009. SPE-12 5532-MS. URL: https://www.researchgate.net/publication/341014977_Modeling_Well_Performance_in_Shale-Gas_Reservoirs (data obrashhenija: 22.03.2025).

13. Mukherjee H., Economides M. J. A parametric comparison of horizontal and vertical well performance // SPE Formation Evaluation. 1991. Vol. 6, no. 2. P. 209–216.
14. Rev. of machine learning for hydrodynamics, transport, and reactions in multiphase flows and reactors / L. Zhu, S. Chen, B. Ouyang, W.-C. Yan, H. Lei, Z. Chen, Z.-H. Luo // Industrial & Engin. Chem. Research. 2022. Vol. 61, no. 28. P. 9453–9477. doi: 10.1021/acs.iecr.2c01036.
15. Frank T. Advances in computational fluid dynamics (CFD) of 3-dimensional gas-liquid multiphase flows // NAFEMS Seminar: Modelling of Complex Flows (CFD) Appl. and Trends. Germany, Wiesbaden 2005. P. 1–18. URL: https://www.researchgate.net/publication/291026181_Advances_in_computational_fluid_dynamics_CFD_of_3-dimensional_gas-liquid_multiphase_flows (data obrashhenija: 19.04.2025).
16. Al-Safran E. M., Brill J. P. Applied multiphase flow in pipes and flow assurance: Oil and gas production. USA: Richardson, TX, Society of Petroleum Engineers, 2017. 486 p.
17. Industrial predictive control technology: a review / L. Liu, S. Tian, D. Xue, T. Zhang, Y. Chen // J. of Intelligent Manufacturing. 2019. Vol. 30. P. 2819–2833. doi: 10.1007/s10845-017-1346-2.
18. Latest advances of model predictive control in electrical drives. Part II: Applications and benchmarking with classical control methods / J. Rodriguez, C. Garcia, A. Mora, S. A. Davari, J. Rodas, D. F. Valencia Garcia, M. F. Elmorshedy, F. Wang, K. Zuo, L. Tarisciotti, F. Flores-Bahamonde, W. Xu, Z. Zhang, Y. Zhang, M. Norambuena, A. Emadi, T. Geyer, R. Kennel, T. Dragicevic, D. A. Khaburi, Z. Zhang, M. Abdelrahem, N. Mijatovic // IEEE Transactions on Power Electron. 2022. Vol. 37, no. 5. P. 5047–5061. doi: 10.1109/TPEL.2021.3121589
19. Iterative learning control for multiphase batch processes with asynchronous switching. / L. Wang, R. Yu, J. Zhang, P. Li, F. Gao // IEEE Transactions on Syst., Man, and Cybernetics: Syst. 2021. Vol. 51, no. 4. P. 2536–2549. doi: 10.1109/TSMC.2019.2916006
20. Evaluating development of empirical estimates using two top-down methods at midstream natural gas facilities / J. A. Brown, M. R. Harrison, T. Rufael, S. A. Roman-White, G. B. Ross, F. K. George, D. Zimmerle // Atmosphere. 2024. Vol. 15, no. 4. P. 447. doi: 10.3390/atmos15040447.
21. Brennen C. E. Fundamentals of multiphase flow. Cambridge University Press, 2005. 290 p.
22. Falcone G. Multiphase flow metering principles. URL: <https://shop.elsevier.com/books/multiphase-flow-metering/falcone/978-0-444-52991-6> (data obrashhenija: 18.04.2025).
23. A case study on field F multiphase flow meter: how is it better than a conventional test separator? / L. S. Chang, F. Claire, F. Johing, Y. C. Wong, N. M. B. M. Fauzi, A. M. B. Mohamad, K. C. Chiu, K. T. Cho // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conf. and Exhibition. 2021. SPE-205557-MS. doi: 10.2118/205557-MS.

Information about the authors

Humam S. G. Almlatashi – Postgraduate student of the Department of Automatic Control Systems, Saint Petersburg Electrotechnical University.
E-mail: humam.almltashi.81@gmail.com

Peter V. Sokolov – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Automatic Control Systems, Saint Petersburg Electrotechnical University.
E-mail: petr_sokolov_resume@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22.04.2025; принята к публикации после рецензирования 27.11.2025; опубликована онлайн 29.01.2026.

Submitted 22.04.2025; accepted 27.11.2025; published online 29.01.2026.