

# ТУДА-ОБРАТНО

Российский расходомер нам продадут иностранцы



**Новаторы из Ульяновска Владимир и Сергей Шумилины разработали и создали очень нужный для нефтяников прибор — акустический многофазный расходомер, позволяющий получать в режиме реального времени и с высокой степенью точности данные по составу скважинной жидкости. Такая информация дает возможность, например, оптимизировать работу глубинных насосов, продлевать им жизнь и экономить электроэнергию. В принципе, современные многофазные расходомеры с online передачей данных в диспетчерский центр имеет практический смысл установить на каждой скважине. Но останавливает цена — зарубежные приборы обходятся в \$200–400 тыс., а то и больше. Российский расходомер в разы дешевле, что открывает перед ним вдохновляющие перспективы. Достаточно сказать, что в мире только 0,3% из миллиона действующих нефтяных скважин оснащены многофазными расходомерами и расходомерами жирного газа.**

**Прибор успешно прошел испытания в России, однако коммерческого успеха в нашей стране это не принесло. При этом, надо сказать, интерес к его внедрению проявили во многих странах, а канадская фирма RTS заключила с российскими разработчиками контракт на производство и продажу прибора по всему миру...**

**Н**а конкурсе инновационных технологических решений Skolkovo Petroleum Challenge 2016 второе место заняла компания ООО «Петролеум Технолджи» с проектом «Многофазный расходомер DIP». Компанией создан уникальный акустический многофазный расходомер, позволяющий получать данные по составу скважинной жидкости с большой точностью и в режиме реального времени. Новинкой заинтересовались во многих нефтедобывающих странах. Но не в России.

## Нестандартное решение

Идея использовать акустические волны для замера расхода жидкости, протекающих в трубе, далеко не нова. Однако реализовать ее в практической плоскости оказалось не просто.

Стандартный подход исследователей таков: обвешать трубу всеми известными науке датчиками и затем попытаться вывести эмпирически зависимости состава разных фаз и их расхода от показаний при-

**АЛЕКСЕЙ ЧЕСНОКОВ**  
«Нефтегазовая Вертикаль»

боров. Но добиться результатов таким способом пока никому так и не удалось, хотя некоторые известные компании потратили на это значительные средства.

Владимир и Сергей Шумилины из Ульяновска пошли, как и их именитый земляк, «другим путем». Сначала они разработали математические модели физических, акустических процессов течения жидкости в трубопроводе. Математику переписали в программу, которую вложили в «железо». Первые испытания расходомера были проведены в собственном гараже.

Проект предусматривал разработку многофазного расходомера на основе частного решения уравнений Навье-Стокса для осесимметричного течения с использованием дополнительных условий — виброакустических сигналов, генерируемых движущейся жидкостью.

Аналоговый виброакустический сигнал преобразуется в цифровой и обрабатывается в пакете DASYLab с целью получения характеристик потока. В результате математических преобразований получается объемный расход — дебит по каждой фазе многофазной жидкости и суммарный дебит.

## Как это работает

Для расчета объемного расхода многофазной эмульсии нужно определить следующие физические параметры: давление в трубопроводе; температуру измеряемой среды; плотность и вязкость нефти, пластовой воды и газа; скорость звука в измеряемой среде; диаметр трубопровода; процентное соотношение составляющих поток жидкостей.

## Сравнительный анализ технико-экономических параметров различных МФРМ

Технико-экономические параметры приборов	Schlumberger — Vx	Emerson / Roxar MPFM 2600	AGAR - MPFM-50 SERIES	Российский прибор — многофазный расходомер DIP
Описание технологии	Стационарное оборудование для многофазного исследования скважин. Основа измерений VX — труба Вентури и прохождение гамма-луча сквозь нее. Отметим, что в соответствии с ГОСТ 8.586.1-2005 (ИСО 5167-1:2003) использование сужающих устройств типа трубок Вентури для измерения расхода разрешено только для однофазных и однородных жидкостей	Этот расходомер использует измерение электрического сопротивления и гамма-излучение, чтобы установить доли нефти, газа и воды. Затем используется кросс-корреляция сигналов, чтобы измерить расход отдельных составляющих	Этот многофазный расходомер использует измерение объема и два счетчика импульсов, чтобы определить скорость жидкости и газа. Микроволновое устройство используется, чтобы определить долю воды в жидкости. Центральный компьютер обрабатывает сигналы и вычисляет объемы воды, нефти и газа. Объем газа в потоке не должен превышать 80%	Расходомер основан на анализе виброакустических колебаний поверхности трубопровода, генерируемых многофазным потоком, проходящим через известное сечение
Способ установки	Врезка в трубопровод	Врезка в трубопровод	Врезка в трубопровод	Накладной датчик
Погрешность	±2,5% (при измерениях массы и среднего массового расхода сырой нефти); ±5% (при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях)	±3%	Предел допускаемой погрешности по воде и по нефти 2%, по газу 5%	±2%
Давление	до 34 Мпа	до 69 Мпа	до 600 бар	Ограничено свойствами трубопровода
Масса	1700 кг	110 кг	200 кг	25 кг
Стоимость	\$300–400 тыс.; с сервисным обслуживанием \$20–30 тыс./мес.	\$200 тыс.	\$100–\$350 тыс.	от \$30 тыс.

Движение жидкости в трубопроводе полностью описывается гидромеханическими зависимостями, скажем, уравнениями Навье-Стокса. Частные решения этих уравнений, такие как движение жидкости в трубопроводе, применяют в прикладных программах. Например, в Matlab и Femlab.

Применение готового коммерческого пакета программ позволяет освободиться от разработки собственно программного обеспечения на любом из языков программирования, а также от необходимости определять точность вычислительного эксперимента, устойчивость решения, его корректность и сходимость, аппроксимацию. В то же время при осуществлении вычислительных экспериментов необходимо провести вспомогательные операции, общепринятые для таких расчетов.

Принимается, что перекачиваемая жидкость несжимаема. Уравнения Навье-Стокса переписывается в безразмерной форме. Величина вязких эффектов определяется безразмерным числом Рейнольдса.

Для визуализации потока в вычислительной гидродинамике обычно используют компоненты векторов скорости:  $V_x$ ,  $V_y$ , и  $V_z$  — составляющие скорости потока,  $F_x$ ,  $F_y$ , и  $F_z$  — составляющие объемной силы,  $K_x$ ,  $K_y$ , и  $K_z$  — составляющие вязкостной силы.

Как перенести объемную «картинку» на плоскость? Исходя из того, что поверхность трубы симметрична оси вращения, предложили движение потока перекачиваемой жидкости также считать осесимметричным. Тогда в любом сечении вдоль оси симметрии расчетные данные будут соответствовать реальному процессу. Физические и реологические свойства перекачиваемой жидкости задаются на основе имеющихся в литературе данных.

«Важная особенность приведенных выше зависимостей: скорость движения и давление взаимосвязаны, — поясняет В.Шумилин. — Неравномерный турбулентный характер течений с различными скоростями внутри вихрей приводит к возникновению зон повышенного и пониженного давлений. В свою очередь пе-

репад давлений приводит к возникновению вибраций трубы и акустическому шуму. Вибрации и акустические шумы могут быть смоделированы дифференциальными уравнениями вынужденных колебаний».

Создан уникальный акустический многофазный расходомер, позволяющий получать данные по составу скважинной жидкости с большой точностью и в режиме реального времени

Решение системы уравнений позволит найти массовый расход жидкостей, а затем и объемный. Следующим пунктом поставленной задачи разработки модели многофазного расходомера является выбор приборов для измерений и разработка схемы измерений с последующей реализацией в виде электронных блоков. Для измерений нужны датчики давления, термометры, виброметры-

## Преимущества многофазных расходомеров DIP



акселерометры, измерители вязкости, измерители скорости звука, усилители, блоки питания и синхронизации.

### Знания для экономии

Сейчас состав скважинной жидкости, в которую входят нефть, газ и вода, определяется так называемым сепарационным методом. Как правило, раз в неделю емкости разного размера, от бутылки до цистерны, заполняются скважинной жидкостью. Затем она отстаивается (или, говоря по-научному, сепарируется) и разделяется на газ, нефть и воду.

Оригинальность отечественной разработки подтверждена девятью патентами, в том числе американским и европейским. Процесс патентования еще не завершен

Так и определяется состав многофазной скважинной жидкости. Метод не слишком точный, к тому же порой в цистерну попадает жидкость из разных скважин, и тогда сложно определить состояние каждой конкретной скважины. Не бывает двух одинаковых скважин, а зрелые месторождения часто страдают от обводнения, которое может приближаться к 100%. Поэтому получать в режиме реального времени данные

по составу скважинной жидкости крайне важно для нефтяников.

Сейчас как никогда необходимо повышать эффективность нефтедобычи, снижать затраты. На сегодняшний день доля энергозатрат в себестоимости нефтедобычи доходит до 40%. Большая часть (до 60%) электроэнергии, потребляемой в нефтяной промышленности, расходуется на подъем нефти из скважин.

Глубина, с которой поднимается трехфазная нефтегазовая эмульсия, порой достигает 2–3 км. А находящаяся в эмульсии вода после отделения снова закачивается в скважину для поддержания пластового давления. На обеспечение работы системы поддержания пластового давления приходится около 30% общего потребления энергии, тогда как на подготовку и промышленный транспорт нефти всего 5–10% от общих затрат энергии.

Для того чтобы сэкономить на энергии, применяется периодическое выключение глубинных насосов, чтобы затем, после включения, откачать эмульсию с большим содержанием нефти. Плотность нефти на 15% ниже плотности воды, поэтому она поднимается в верхний слой пласта.

Как раз для эффективного применения такого переменного включения насосов необходим online мониторинг состава нефтегазовой смеси, который позволяет правильно выбирать время включения и выключения насосов. Как показывают расчеты, только в компании «Татнефть» экономический эффект от такого способа добычи может достигать нескольких десятков миллиардов рублей в год.

«В идеале нефтяники хотели бы иметь на каждой скважине современные многофазные расходомеры с online передачей данных в диспетчерский центр. Но при цене на западные образцы таких расходомеров \$200–400 тыс. и выше это невозможно», — говорит В.Шумилин.

Не следует также забывать, что к внедрению многофазных расходомеров нефтяников подталкивает ГОСТ Р 8.615 2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа», который обязывает нефтегазодобывающие компании вести учет дебита на постоянной основе на каждой скважине. Если же говорить о комплексной автоматизации добычи по проекту Smart Well или Smart Field, то современный много-

фазный расходомер является необходимым звеном такой системы.

### Кто сделает дешевле?

Многофазные расходомеры предназначены для одновременного бессепарационного измерения потока трехфазной водогазо-нефтяной эмульсии, добываемой из нефтяных скважин. Прибор, созданный россиянами, имеет некоторые преимущества перед его западными конкурентами.

Главные козыри — это точность измерения каждой фазы, меньшая стоимость самого прибора, и его обслуживания, значительно меньший вес и габариты. Оригинальные отечественной разработки подтверждены девятью патентами, в том числе американским и европейским. И процесс патентования еще не завершен.

Многие известные компании, такие как Schlumberger, General Electric, AGAR, занимаются разработкой всевозможных конструкций многофазных расходомеров (МФРМ). Наш прибор на их фоне выглядит вполне достойно (см. «Сравнительный анализ...»).

Одним из главных конкурентных преимуществ российской системы сбора и обработки информации в реальном времени для нефтегазодобывающего предприятия на основе данных многофазных расходомеров DIP является малая стоимость. МФРМ будет экономически целесообразно устанавливать на большинстве скважин, если их стоимость будет находиться в интервале \$40–60 тыс.

Также преимуществом отечественной разработки является высокая точность прибора. Существующие МФРМ и автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) не удовлетворяют требованиям компаний, а также ГОСТ Р 8.615 2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».

К недостаткам импортных МФРМ следует отнести то, что они требуют связанного программного обеспечения, специального обучения персонала, да и техническая поддержка не всегда оказывается в нужное время.

Существующие аналоги российского прибора имеют следующие негативные особенности: они могут содержать радиоактивный элемент, все западные образцы требуют врезки в трубопровод, имеют ограничения по свойствам и скорости потока. Как правило, такие приборы требуют

также постоянного доступа к специальной лаборатории и постоянного присутствия специалиста компании-поставщика.

## Потенциальный рынок МФРМ

В настоящее время в мире существует около 1 млн нефтегазодобывающих скважин, из которых только 0,3% оснащены многофазными расходомерами и расходомерами жидкого газа, что обусловлено недостаточной точностью и высокой стоимостью данного оборудования (\$100–500 тыс. за единицу).

Но, несмотря на это, рынок МФРМ продолжает развиваться. Данная тенденция обусловлена тем, что запасы традиционной легкодоступной сырой нефти постепенно иссякают и освоение трудноизвлекаемых запасов является вынужденной необходимостью.

Многими специалистами отрасли признается необходимость установки МФРМ на каждую скважину, и нефтегазодобывающие компании готовы к их массовой установке на каждую скважину в случае снижения цены до \$20–60 за единицу. Таким образом, емкость мирового рынка составит \$20–60 млрд.

Ключевыми регионами для массового внедрения МФРМ являются

США, Западная Европа, Россия и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В России находится около 18% мирового фонда добывающих скважин. Большое количество установленных на них измерительных устройств (ИУ) уже выработало свой ресурс и требует обновления.

Расходы нефтегазодобывающих компаний на приобретение и установку одного ИУ на одну скважину в настоящее время составляют около \$100 тыс. Согласно таким расчетам, емкость рынка МФРМ в России должна быть от \$3,5–11 млрд.

## Перспективы внедрения

В России эти перспективы не слишком радужные. Несмотря на то, что российский многофазный расходомер успешно прошел испытания как средство измерения на Государственном первичном специальном эталоне единицы массового расхода газо-жидкостных смесей ГЭТ 195-2011 во ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» в г. Казани, а также испытания в производственных условиях на добывающих и разведочных нефтяных скважинах Ватьеганского месторождения, на сегодняшний день компаниями в нашей стране приобретен только один(!) такой прибор.

Это можно объяснить лишь традиционным консерватизмом отечественных нефтяных и газовых генералов. Они лучше подождут лет пять-десять, а потом купят этот же прибор за границей в несколько раз дороже.

Релокация российского интеллектуального продукта за океан, где он будет успешно развиваться как международный проект, может случиться уже в нынешнем году

И это не шутка, а реальная перспектива, поскольку компания-разработчик многофазного расходомера уже заключила контракт с канадской фирмой RTS на производство и продажу запатентованного ими прибора. Большой интерес к внедрению российского МФРМ проявляют нефтегазовые компании многих стран, в частности есть предварительные запросы из Малайзии, Мексики, США и Канады. Релокация российского интеллектуального продукта за океан, где он будет успешно развиваться как международный проект, может случиться уже в нынешнем году. □

## Конкурс нефтехимических стартапов IQ-SNet

В рамках Skolkovo Startup Village 2017 состоялся финал международного конкурса нефтехимических стартапов IQ-SNet.

Тематики конкурса охватывали различные направления нефтехимической отрасли: «современное оборудование и технологические решения для повышения операционной эффективности химико-технологических процессов», «технологии и продукты в области производства базовых мономеров, получения и применения специальных химикатов», «технологии и продукты в области переработки и транспортировки газа» и «технологии и продукты в области производства и применения новых пластиков и эластомеров».

Экспертное жюри конкурса оценивало заявленные идеи с точки зрения актуальности и технической новизны, экономической привлекательности и рыночных возможностей.

По сообщению пресс-службы СИБУРа, победителями конкурса стали:

1-е место: Ryouwave (Канада) — переработка пластиков микроволновым излучением;

2-е место: Compact Membrane Systems (США) — инновационные мембраны для разделения олефинов и парафинов; New Sky Energy (США) — высокоэффективные технологии очистки углеводородов от сернистых соединений

3-е место: Rebel Inc (США/Россия) — новые синтетические материалы на основе метакрилатных волокон; Qpinch (Бельгия) — технология утилизации остаточного тепла для энергосбережения. Также 3-е место занял совместный российско-швейцарский проект по технологии прямого получения метанола из метана.

Дмитрий Конов, председатель правления СИБУРа, выразил надежду, что созданная в 2017 году международная платформа нефтехимических стартапов IQ-SNet позволит внести вклад в развитие взаимодействия между стартапами и корпорациями, направленного на совершенствование технологических процессов в отрасли. «Активная поддержка конкурса нашими партнерами — мировыми игроками нефтехимического рынка, а также количество и качество поданных заявок от стартапов демонстрируют интерес к сотрудничеству обеих сторон. Конкурс IQ-SNet может стать тем механизмом, который позволит выстраивать эффективные международные технологические партнерства по всему миру, реализовывать прорывные решения для совершенствования нефтехимических производств, создавать новые продукты и разрабатывать новые высокотехнологичные процессы».

Всего в международном конкурсе IQ-SNet приняла участие 251 команда из 27 стран мира. Наибольшее количество заявок было представлено командами из России, Индии, Канады, Нидерландов и США.