УДК 681.518+532.57
О.В. Ермолкин, *д.т.н., профессор, заведующий кафедрой информационно-измерительных систем, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия), e-mail: ove@gubkin.ru;* ***И.Ю. Храбров***, *к.т.н., декан факультета автоматики и вычислительной техники, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия), e-mail: khrabrov@gubkin.ru;* ***Д.Н. Великанов***, *к.т.н., доцент кафедры автоматизации технологических процессов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия), e-mail: velikanov@gubkin.ru*

Современные информационно-измерительные технологии контроля продукции газовых и газоконденсатных скважин

Статья посвящена решению проблемы оперативного получения необходимых исходных данных, определяющих режим работы газовых и газоконденсатных скважин в осложненных условиях, а именно – при наличии в продукции жидких и твердых примесей (воды и песка).
В статье проводится анализ современных информационно-измерительных систем и технологий, которые используются для измерения и контроля компонентного состава продукции газовых и газоконденсатных скважин. Оцениваются зарубежные средства измерений расхода многофазных потоков и описаны измерительные технологии, заложенные в основу их работы. Указаны факторы, ограничивающие использование зарубежных многофазных расходомеров в реальных условиях эксплуатации российских месторождений. Показана актуальность информационно-измерительных систем серии «Поток», разработанных учеными факультета автоматики и вычислительной техники Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Приведено описание оригинального спектрометрического метода измерения расхода фаз в потоке смеси без предварительной сепарации продукции скважины. Представлены удобные для практического применения информационные модели расчета расхода жидкости и газа в смеси, а также выноса жидких и твердых примесей. Описана уникальная методика проведения экспресс-градуировки информационно-измерительных систем серии «Поток» по потерям давления. Приведены результаты промысловых исследований систем серии «Поток» на газовых и газоконденсатных скважинах Уренгойского ГНКМ, показывающие адекватность информационных моделей. Применение информационно-измерительных систем серии «Поток» в промысловых условиях позволяет эффективно устанавливать и поддерживать оптимальный безаварийный режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. В заключение намечены перспективы модернизации информационно-измерительных систем серии «Поток» с целью внедрения малолюдных технологий контроля и управления разработкой месторождений.

Ключевые слова: измерение расхода, спектрометрический метод, многофазные расходомеры, дебит скважин.

O.V. Ermolkin, *Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia), Doctor of Science (Engineering), Professor, Head of Information Measuring Systems Department, e-mail: ove@gubkin.ru;* ***I.Yu. Khrabrov***, *Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia), Candidate of Science (Engineering), Dean of Faculty of Automatic and Computing Machinery, e-mail: khrabrov@gubkin.ru;* ***D.N. Velikanov***, *Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia), Candidate of Science (Engineering), Assistant Professor, Department of Process Automation, e-mail: velikanov@gubkin.ru*

Modern information and measuring technologies of gas and gas condensate wells production control

The article deals with solving the problem of prompt receiving of the necessary input data defining the mode of gas and gas condensate wells operation in complicated environment, namely, in presence of liquid and solid inclusions (water and sand).

Ссылка для цитирования (for references):
Ермолкин О.В., Храбров И.Ю., Великанов Д.Н. Современные информационно-измерительные технологии контроля продукции газовых и газоконденсатных скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 3. – С. 53–61.
Yermolkin O.V., Khrabrov I.Yu., Velikanov D.N. Sovremennye informacionno-izmeritel'nye tehnologii kontrolja produkcii gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin [Modern information and measuring technologies of gas and gas condensate wells production control]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No 3. P. 53–61.

The article gives the analysis of modern information and measuring systems and technologies used for measuring and control of compositional contents of oil and gas wells production. Multiphase flow meters foreign equipment is evaluated, the technologies formed the basis of their work are described. Factors limiting the use of foreign multiphase flow meters in actual environment of Russian fields operation are indicated. Relevance of information and measuring systems of Potok («Flow») series, developed by the scientists of Automatic and Computing machinery of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The description of original spectrometric method of the phases flow rate measuring in the mixed flow without a preliminary separation of the well production is provided. Information models, convenient for practical use, of mixed liquid and gas flow rate, as well as of liquid and solid inclusions flowback are presented. A unique method of express calibration of information and measuring systems of Potok («Flow») series on pressure loss is described. The results of Potok series system field research at gas and gas condensate wells of Urengoy oil and gas condensate field, showing the adequateness of information models. Application of Potok series system in field conditions makes it possible to effectively establish and maintain optimal incident-free mode of gas and gas condensate wells operation. In conclusion the prospects of Potok information and measuring systems aiming at introducing limited manning supervision and field development planning are outlined.

Keywords: Flow rate metering, spectrometric method, multiphase flow meters, wells flow rates.

Современные информационно-измерительные технологии в нефтегазодобыче призваны обеспечить получение достоверной информации о режиме эксплуатации скважин с целью принятия обоснованных решений по управлению и оптимизации их работы, а также эффективности эксплуатации месторождения в целом.

Важное место в решении этих задач отводится средствам измерения и контроля дебита скважин. Эксплуатационная скважина является основным продуктосоздающим объектом отрасли, и информация о ее производительности (дебит по газу и жидкости, содержание включений воды и песка) является определяющей среди прочих технологических параметров. Однако применяемые в настоящее время в большинстве случаев на промыслах традиционные схемы кустового сбора продукции мало ориентированы на непосредственный индивидуальный контроль дебита скважин. Такой контроль осуществляется косвенными методами по устьевому давлению с учетом некогда выполненных газодинамических исследований скважин.

Измерения и контроль выноса примесей в виде воды и песка либо вообще не осуществляются, либо проводятся крайне редко ввиду трудоемкости исследований, ориентированных на применение громоздких сепарационных установок. В целом можно констатировать, что информативность и достоверность традиционных методов контроля оказываются крайне низкими, особенно в условиях изменения обводненности и состава продукции.

Решение перечисленных проблем с контролем продукции в нефтегазодобыче связывают с разработкой, созданием и внедрением новых измерительных средств (многофазных расходомеров), способных осуществлять индивидуальный контроль дебита скважин без применения громоздких сепарационных установок. Именно это направление нефтегазового приборостроения последнее время получило активное развитие за рубежом.

Последние годы предложено немало новых технических решений и средств измерения дебита нефтегазовых скважин, прежде всего предполагающих применение наиболее привлекательных бессепарационных способов определения расхода фаз в сложном многофазном потоке. Среди прочих можно выделить разработки таких фирм, как Agar, Schlumberger, Roxar, Framo, Pietro Fiorientini.

Пионером среди производителей бессепарационных многофазных расходомеров можно считать фирму Agar, продукция которой уже более 25 лет представлена на рынке. Этой фирме удалось наладить промышленное производство многофазных расходомеров, построенных на основе комплексного использования однофазных расходомеров – расходомеров переменного перепада давления различного типа, установленных последовательно. Дополнительно используется поточный влагомер. Заметим, что сама идея использования последовательно установленных однофазных расходомеров для измерения многофазного потока была предложена и апробирована почти 40 лет назад учеными Грозненского нефтяного института – В.Н. Медведевым и А.И. Гужовым.

Расходомеры фирмы Agar используются за рубежом на ряде месторождений для измерения расхода продукции нефтяных скважин. Они позволяют измерить расход нефти, газа и воды. Имеется некоторый опыт их эксплуатации в России, в частности на нефтяных скважинах Оренбургского месторождения. Однако широкого распространения они не получили. Основные причины, сдерживающие их применение, – громоздкость, низкая надежность работы в суровых климатических условиях и высокая стоимость (несколько сотен тысяч долларов США). Дополнительно можно заметить, что расходомеры фирмы Agar пригодны для измерения расхода фаз многофазных потоков с ограниченным газовым фактором и не могут быть использованы для измерения потоков продукции газоконденсатных и газовых скважин [1].

В отдельный класс можно выделить многофазные расходомеры, в основу работы которых положены смешанные измерительные технологии, при

Comita
ГРУППА КОМПАНИЙ

РЕПУТАЦИЯ | ОПЫТ | ИННОВАЦИИ

Группа Компаний Comita **комплексные инновационные решения для нефтегазовой отрасли:**

- Технологическая и административная связь
- Диспетчерская связь и системы оповещения
- Автоматизация технологических процессов (АСУ ТП)
- Энергообеспечение
- Проектирование и строительство технологических объектов, в т.ч. ж/д инфраструктуры
- Быстрый и дешевый ремонт трубопроводов
- Энергосберегающая осветительная техника

40 ЛЕТ Успешной работы на российском рынке

30 ЛЕТ Сотрудничества с ОАО «Газпром»

Участие в крупнейших проектах:

- «Голубой поток»
- Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток» на территории РФ
- «Уренгой-Помары-Ужгород»
- «Майкоп-Самурская-Сочи»
- «Ямбург-Тула»
- «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»
- «Бованенково-Ухта»
- «Джубга-Лазаревское-Сочи»
- «Уренгой-Надым-Югорск»
- «Северо-европейский газопровод»
- Объекты ОАО «Газпром» на Красной поляне

Активный участник программы импортозамещения:

- Налажено производство в России современного поколения ЦАТС SI3000
- Освоено производство оборудования цифровых магистральных радиорелейных линий SDR3500LH
- Все системы АСУ ТП более 20 лет разрабатываются и производятся российской компанией ООО внедренческая фирма «ЭЛНА» (входит в ГК Comita)

Собственное производство

123290, Россия, Москва, 1-й Магистральный тупик, д. 5А
БЦ «Магистраль плаза» Блок С, 4 этаж, офис 402

www. comitagroup.com

Таблица 1. Результаты испытаний системы «Поток» на газоконденсатной скважине
Table 1. Results of Potok system testing at a gas condensate well

№ режима mode No.	Дата Date	ГДИ Flow test		Измерения системы «Поток» Potok system measurements			
		$Q_{г.с.}$, тыс. м^3/сут. $Q_{g.f.}$, ths. m^3/day	$Q_{к.ст.}$, т/сут. $Q_{c.st.}$, t/days	$Q_г$, тыс. м^3/сут. Q_g, ths. m^3/day	$Q_{к.ст.}$, т/сут. $Q_{c.st.}$, t/days	$\gamma_г$, % γ_g, %	$\gamma_{к.ст.}$, % $\gamma_{c.st.}$, %
ГСК*	21.07	–	–	183,1*	8,78*	–	–
1	19.07	184,0	9,01	185,9	8,90	**1,03**	**-1,14**
2	20.07	119,7	5,90	115,4	6,05	**-3,56**	**2,49**
3	20.07	236,8	11,41	243,6	11,35	**2,88**	**-0,54**
4	21.07	185,9	9,08	186,5	8,91	**0,29**	**-1,88**

$Q_{г.с.}$ *– расход газа сепарации,* $Q_{к.ст.}$ *– расход стабильного конденсата,*
$Q_{g.f.}$ *– separator gas flow rate,* $Q_{c.st.}$ *– stable condensate consumption flow rate*

которых задействованы принципы однофазной расходометрии в сочетании с новыми измерительными методами. Такие технологии положены в основу работы многофазных расходомеров фирм Framo, Schlumberger, Roxar, Pietro Fiorientini и др. Например, в многофазных расходомерах фирмы Schlumberger используется однофазный расходомер переменного перепада давления (трубка Вентури) в сочетании с гамма-лучевым устройством определения долей фаз. Эти расходомеры применяются для измерения продукции нефтяных скважин, позволяют определить расход нефти, газа и воды. Однако эффективность их работы существенно снижается при высоких газовых факторах, особенно при измерении расхода жидкой фазы [1]. Об этом свидетельствуют результаты экспериментальных исследований расходомера Phase Tester Vx фирмы Schlumberger, проведенные на газоконденсатных скважинах ООО «Газпром добыча Ямбург». Погрешности измерения расхода газового конденсата в продукции газоконденсатных скважин оказались весьма значительными (результаты измерений могли в разы отличаться от фактических значений, определенных с помощью контрольной сепарационной установки). Подобные недостатки присущи многофазным расходомерам и других вышеперечисленных зарубежных фирм. Кроме того, эти расходомеры, как и расходомеры фирмы Agar, характеризуются громоздкостью конструкции, невысокой надежностью работы в суровых климатических условиях (при отрицательных температурах окружающей среды) и весьма высокой стоимостью. Об их широком применении на месторождениях России вряд ли возможно говорить в настоящее время.
В целом, оценивая перспективы использования зарубежных многофазных расходомеров известных фирм, следует также иметь в виду, что подавляющее большинство из них предназначено для измерения потоков с ограниченным сверху газовым фактором. Расходомеры, способные измерять расходы фаз потоков с высокими газовыми факторами, на мировом рынке практически не представлены. Вместе с тем, в таких условиях работает подавляющее большинство газовых и газоконденсатных скважин месторождений России.
В этой связи особую актуальность и значимость приобретают исследования и разработки ученых факультета автоматики и вычислительной техники РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, направленные на создание метода и технических средств измерения расхода фаз высокоскоростных потоков с высокими газовыми факторами.
За последние годы создана целая гамма принципиально новых информационно-измерительных систем серии «Поток», которые по совокупности технико-экономических показателей превышают известные мировые достижения в области измерения расхода многофазных потоков. Важной отличительной особенностью систем «Поток» является то, что они наиболее эффективны для измерения расхода фаз газожидкостных потоков с высокими газовыми факторами. Кроме того, в отличие от других известных многофазных расходомеров системы серии «Поток» весьма компактны (размером немногим более технологического манометра и весом не более 5 кг), способны работать в суровых климатических условиях Крайнего Севера без использования теплоизолирующих кожухов и без электрообогрева, имеют умеренную стоимость (на порядок ниже зарубежных расходомеров).
На рисунке представлена информационно-измерительная систем «Поток-5» на газоконденсатной скважине Ен-Яхинского месторождения. Здесь «Поток-5» работает в составе оборудования контролируемого пункта куста скважин совместно с программно-аппаратным комплексом телемеханики СТН-3000 (разработчик – АО «АтлантикТрансгазСистема»). Обмен информацией между «Поток-5» и СТН-3000 на кусте осуществляется по кабельным линиям связи по протоколу Modbus RTU (интерфейс RS-485). Передача данных на УКГП в АРМ оператора осуществляется автоматически по радиоканалу [2].
При создании систем «Поток» применены оригинальные измерительные технологии, позволяющие не устанавливать в потоке движущиеся элементы, например турбинки и т.п., отказаться от применения расходомеров переменного перепада давления, чтобы не увязнуть в решении проблем измерения дифференциального давления и борьбы с гидратообразованием в импульсных трубках, не применять радиоактивные источники излучения.
В основу работы систем «Поток» положен запатентованный спектрометрический метод измерения расхода фаз в потоке смеси [3] с использованием

Рис. Информационно-измерительная система «Поток-5» на газоконденсатной скважине Ен-Яхинского месторождения
Fig. Information and measuring system Potok-5 at gas condensate well of Yen-Yakhinkoye field

оригинального многопараметрического измерительного преобразователя.

Измерительный преобразователь систем «Поток» включает сужающее устройство специальной формы и расположенный на фиксированном расстоянии после него датчик флуктуаций давления с пьезокерамическим чувствительным элементом. Датчик регистрирует флуктуации турбулентности, вызванные движением высокоскоростного потока газожидкостной смеси через сужающее устройство, а также флуктуации, вызванные ударным воздействием капель воды и твердых частиц на тело датчика, выступающего в поток.

Многопараметричность измерительного преобразователя достигается тем, что расходы отдельных фаз вычисляются по частотным компонентам спектра мощности флуктуаций давления.

Свойство информативности спектра мощности флуктуаций давления и зависимость частотных компонент от расхода фаз становятся понятными, если принять во внимание следующее. При больших скоростях потока перед внезапными сужениями образуются значительные по размерам вихревые зоны. В силу большой инертности жидкости и преимущественного движения ее вдоль стенок канала в этих зонах концентрируются значительные массы жидкости. Под воздействием газового протока происходят периодические выбросы порций жидкости в основное ядро потока, способные даже кратковременно перекрывать узкое сечение сужения. Это приводит к импульсному характеру движения с чередованием порций газа и порций газожидкостной смеси через сужение и к появлению мощных флуктуаций перепада давления.

Периоду следования газового потока через сужение будет соответствовать широкий спектр турбулентности (в силу турбулизации на сужении, на стенках датчика, выступающего в поток). При этом мощность спектра во всей полосе будет зависеть от расхода газа, т.к. интенсивность турбулентности связана со скоростью потока.

В моменты инжекций порций жидкости в системе появляется дополнительный импульсный сигнал перепада давления на сужении. Так как спектр импульсного сигнала имеет характерный максимум в низкочастотной области, то можно полагать, что суммарный спектр сигнала флуктуаций давления в большей степени изменится (возрастет) в низкочастотной области. Очевидно, что большие порции жидкости будут приводить к большему увеличению мощности спектра в низкочастотной области.

Естественно предположить, что по интенсивности спектральных составляющих в низкочастотной области спектра турбулентности можно судить о расходе жидкости в смеси, а по интенсивности сигнала в более высокочастотной области – о расходе газа в смеси.

Такое характерное изменение спектра будет соответствовать потокам газо-

Таблица 2. Результаты испытаний системы «Поток» на газовой скважине
Table 2. Results of Potok system testing at a gas well

№ режима mode No.	Дата Date	ДИКТ Orifice critical flow meter	«Поток» Potok	
		$Q_г$, тыс. м³/сут. Q_g, ths. m³/day	$Q_г$ экспр., тыс. м³/сут. Q_g expr., ths m³/days	γ экспр. % γ expr. %
ГСК* Gas exploder*	22.07.2011	–	246,0*	–
1-й реж. 1st mode		250,8	259,4	**3,40**
2-й реж. 2nd mode		127,3	125,5	**-1,38**
3-й реж. 3d mode		174,5	175,1	**0,37**
4-й реж. 4th mode		218,1	226,1	**3,70**
ГСК Gas exploder	23.07.2011	–	260,2	**–**
1-й реж. 1st mode		218,6	225,1	**3,01**
2-й реж. 2nd mode		271,3	287,5	**5,96**
3-й реж. 3d mode		330,1	340,2	**3,08**
4-й реж. 4th mode		370,7	372,7	**0,54**

** Опорный режим для расчета по экспресс-градуировке*
** Reference state for calculation per express-calibration*

жидкостных смесей со свободной жидкостью (например, потоки нефтяных и газоконденсатных скважин). При малых содержаниях жидкости, когда она находится в газовом потоке в мелкодисперсном аэрозольном состоянии (например, потоки газовых скважин), физические закономерности движения смеси через сужение изменяются. В этих условиях в диапазоне звуковых частот, соответствующих спектру турбулентности, не удается выделить зоны различного влияния жидкости и газа. Однако такое разделение возможно в ультразвуковом диапазоне частот. Как показали исследования, в ультразвуковом диапазоне не проявляется турбулентность газового потока. Вместе с тем влияние мелкодисперсных капель жидкости высокозначимо. Объясняется это следующими причинами. Мелкодисперсные капли жидкости, разгоняясь в сужении, воздействуют на датчик, выступающий в поток. Результат такого воздействия – короткие ударные импульсы, которые имеют широкополосный спектр. Ввиду малой интенсивности такого воздействия по сравнению с интенсивностью турбулентности в низкочастотной области спектра это не сказывается. В высокочастотном ультразвуковом диапазоне, где турбулентность не проявляется, сигналы ударного воздействия мелких капель жидкости, напротив, эффективно могут быть выделены.

Аналогичным образом проявляется ударное воздействие песчинок. В этом случае с учетом остроты кромок частиц песка следует ожидать более коротких ударных импульсов и с большей амплитудой, чем при воздействии мелкодисперсных капель жидкости. Спектр таких импульсов будет еще более широкополосным, поэтому воздействие частиц песка может быть выделено на фоне других ударных воздействий в более высокочастотном ультразвуковом диапазоне.

Таким образом, с учетом отмеченных физических закономерностей движения многофазных смесей можно сделать вывод о перспективности идеи спектрометрического анализа флуктуационного процесса при решении задач измерения и контроля расходных параметров потока продукции эксплуатационных скважин. Наши многолетние исследования подтверждают такой вывод.

В результате проведения большого объема специальных лабораторных и промысловых исследований на газовых и газоконденсатных скважинах, обработки и анализа экспериментальных данных нам удалось получить удобные для практического применения информационные модели расхода газа и жидкости в смеси:

$$Q_г=a_г\cdot D^{0.5}\cdot[U_г-0,5\cdot U_ж]^{0,5}\cdot\left[\frac{P}{T}\right]^{0.5}, \qquad (1)$$

$$Q_ж=a_ж\cdot D^{0.5}\cdot[U_ж-0,5\cdot U_г]^{0,5}\cdot\left[\frac{P}{T}\right]^{0.5}, \qquad (2)$$

где $Q_г$ – дебит газа;
$Q_ж$ – дебит жидкости (газового конденсата);
D – диаметр сужающего устройства;
$U_г$ – интенсивность сигнала флуктуаций давления в диапазоне частот преобладающего влияния расхода газовой фазы (в высокочастотной области спектра турбулентности);

СДЕЛАНО В РОССИИ

GEA

Refrigeration Technologies

ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.

• проектирование • поставка • монтаж • пусконаладка • сервисное обслуживание

ООО «ГЕА РЕФРИЖЕРЕЙШН РУС»

Москва
105094, ул. Семеновский Вал, 6А
Тел.: (495) 787-20-11, факс: (495) 787-20-12

Санкт-Петербург
190031, ул. Гороховая, 53, лит. А, пом. 6Н
Тел/факс: (812) 310-38-49

Екатеринбург
620028, ул. Фролова, 31, офис 31
Тел/факс: (343) 287-37-30

Владивосток
690091, ул. Набережная, 9
Тел/факс: (4234) 65-02-80

energy.grasso@gea.com • www.geaenergy.ru

Таблица 3. Определение расхода воды по предложенной информационной модели
Table 3. Defining water consumption based on proposed information model

№ режима mode No.	Дата Date	Давление в линии P, кгс/см^2 Pressure in line P, kgf/cm^2	Расход воды измеренный, т/сут. Measured water consumption, t/days	Расход воды, рассчитанный по модели, т/сут. Water consumption calculated per model, t/days	Приведенная погрешность γ^0, % Percentage error γ^0, %
1	19.07	50,95	0,88*	0,8800*	0*
2	20.07	55,35	0,30	0,2678	2,66
3	20.07	45,93	1,51	1,4997	0,85
4	21.07	51,20	1,04	0,9481	7,60

** Опорный режим градуировки*

** Reference state of calibration*

$U_ж$ – интенсивность сигнала флуктуаций давления в диапазоне частот преобладающего влияния расхода жидкой фазы (в низкочастотной области спектра турбулентности);
P, T – абсолютные значения давления и температуры в линии после измерительного сужения;
$a_г$, $a_ж$ – постоянные градуировочные коэффициенты.

Информационные модели (1) и (2) содержат всего по одному градуировочному коэффициенту, для вычисления которых предложена следующая методика. На стационарном рабочем режиме работы скважины на основе измерения потерь давления на измерительном участке или измерения перепада давления на сужающем устройстве, измерения давления P и температуры T, а также с учетом известного диаметра сужающего устройства D вычисляют дебит газа $Q_г$ и дебит газового конденсата $Q_ж$ (для газоконденсатной скважины). Для этого нами разработана специальная программа применительно к газовым и газоконденсатным скважинам. При вычислении дебита газового конденсата дополнительно используются сведения об удельном выходе газового конденсата и мольной доле газа сепарации.

Одновременно в этом же стационарном режиме с помощью системы серии «Поток» измеряют параметры $U_г$ и $U_ж$. Весь массив измеренных и вычисленных параметров используется для определения градуировочных коэффициентов $a_г$ и $a_ж$ информационных моделей (1) и (2) с использованием методов регрессионного анализа. Полученные значения градуировочных коэффициентов $a_г$ и $a_ж$ сохраняются в памяти вычислительного устройства системы «Поток» и используются в дальнейшем для вычисления дебита скважины на различных режимах работы. Описанная выше методика градуировки получила название экспресс-градуировки по потерям давления.

В таблицах 1 и 2 приведены результаты применения предложенных информационных моделей расхода (1) и (2) на газоконденсатной и газовой скважинах Уренгойского ГНКМ.

В таблице 1 представлены результаты испытаний системы «Поток» на газоконденсатной скважине № 2302. В качестве опорного для градуировки системы был выбран естественный режим работы скважины в газосборный коллектор. Контрольные измерения дебита проводились в процессе выполнения специальных газодинамических исследований (ГДИ) на нескольких режимах с использованием сепаратора и диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ).

Из таблицы 1 видно, что результаты контрольных измерений дебита газа и стабильного конденсата с помощью системы «Поток» по информационным моделям (1) и (2) и по данным ГДИ близки. Расхождения не превышают величины погрешностей контрольных измерительных средств.

В таблице 2 приведены результаты испытаний системы «Поток» на газовой скважине № 322. В качестве опорного для калибровки системы был выбран режим работы скважины в газосборный коллектор. Затем проведены контрольные измерения дебита в процессе выполнения газодинамических исследований через ДИКТ.

По данным таблицы 2 можно заключить о хорошей сходимости результатов расчета дебита по ДИКТ и с помощью системы «Поток». Расхождения в показаниях также не превышают погрешностей контрольных измерительных средств.

В ходе промысловых экспериментальных исследований была проведена оценка работоспособности каналов регистрации примесей систем «Поток». Для этого использованы информационные модели расхода воды и песка, полученные в результате лабораторных исследований на водо-воздушных и песко-воздушных установках [4] и уточненные в результате промысловых испытаний систем «Поток».

Они имеют следующий вид:

$$Q_в = \frac{b_в \cdot U_в{}^2}{[Q_г{}^0/(P \cdot D^2)]^{P_{0/P}}}, \quad (3)$$

$$S_п = b_п \frac{(D^2 \cdot P \cdot U_п)^{1,4}}{(Q_г{}^0)^{2,4}}, \quad (4)$$

где $Q_в$ – расход воды;
$S_п$ – удельное содержание песка;
$Q_г{}^0$ – дебит газа, приведенный к нормальным условиям;
$U_в$ – интенсивность сигнала в ультразвуковом диапазоне частот преобладающего влияния примесей воды;
$U_п$ – интенсивность сигнала в ультразвуковом диапазоне частот преобладающего влияния твердых примесей (песка);
$b_в$, $b_п$ – градуировочные коэффициенты.

В таблице 3 приведены результаты применения системы «Поток» и модели (3) для оценки выноса воды на газоконденсатной скважине № 2302. В качестве контрольного измерительного средства использовался сепаратор. Представленные данные свидетельствуют о хорошей

Таблица 4. Результаты измерений и расчета удельного выноса песка
Table 4. The results of measurements and calculation of specific sand recovery

№ скважины Well No.	Диаметр сужающего устройства D, мм Restrictive flow orifice device D diameter, mm	Давление в линии P, кгс/см^2 Pressure in line P, kgf/cm^2	Расход газа, тыс. нм^3/сут. Gas flow rate, ths. nm^3/days	Показания канала регистрации интенсивности выноса песка $U_п$, мВ Sand recovery intensity recording line readings U_p, mV	Удельный вынос песка $S_п$, г/тыс. нм^3 Specific sand recovery S_p, g/ths. nm^3
322	39,0	18,65	127,3	15,0	1,82
		13,88	370,7	697	19,98
325	26,0	11,02	133,3	10,0	0,14
		9,03	140,9	760	40,45

сходимости результатов, достаточной для целей технологического контроля.
Испытания работы системы «Поток» при контроле выноса примесей песка проводились на газовых скважинах (скв. 322 и скв. 325). В ходе испытаний не представлялось возможным обустроить скважины контрольными измерительными средствами (например, сепаратором), регистрирующими вынос песка. Поэтому градуировочный коэффициент $b_п$ в модели (4) был оценен по данным лабораторных исследований на песко-воздушной установке.
Результаты регистрации песка на различных режимах работы скважин сведены в таблице 4, и по ним можно сделать важные выводы.
Так, на скв. 322 при изменении дебита почти в три раза вынос песка хотя и заметно увеличивается, но не столь резко, как на скв. 325. Здесь (скв. 325) небольшое увеличение дебита (порядка 5%) приводит к лавинообразному выносу песка, и этот режим эксплуатации приближается к аварийно опасному. Дальнейшее увеличение дебита на скв. 325 недопустимо.
Приведенный пример свидетельствует об эффективности и насущной потребности контроля выноса твердых примесей с помощью системы «Поток» с целью установления оптимального безаварийного режима работы газовых скважин.
В заключение отметим, что накопленный многолетний положительный опыт эксплуатации систем серии «Поток» на Уренгойском ГНКМ позволяет нам строить новые планы по дальнейшей модернизации систем с целью внедрения малолюдных технологий контроля и управления разработкой месторождений. На ближайшие годы мы перед собой поставили цель: решить проблему дистанционного контроля режима работы неэлектрифицированных скважин. Именно эти скважины составляют большую часть всего эксплуатационного фонда и обеспечивают значительный объем добычи.
Для достижения этой цели развернуты работы по технической модернизации систем «Поток» в части существенного снижения питания и энергопотребления. Активно прорабатываются вопросы, связанные с разработкой простых, надежных и эффективных способов решения проблемы энергообеспечения системы. Предварительные результаты выполненных работ свидетельствуют о перспективности избранного пути.

Литература:
1. Браго Е.Н., Ермолкин О.В. Оценка информационных свойств современных систем измерения дебита газовых и газоконденсатных скважин // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 82–85.
2. Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Ланчаков Г.А., Маринин В.А., Кошелев А.В. Инновационные технологии контроля режима работы скважин с использованием ИИС «Поток» // Газовая промышленность. – 2008. – № 8. – С. 29–34.
3. Пат. 2105145 Российской Федерации, МПК 6Е 21В 47/10 А. Способ измерения расхода фаз газожидкостного потока / Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Карташов В.Ю.; заявитель и патентообладатель – Российская государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, Браго Е.Н. – № 96114284/03; заявл. 17.07.1996; опубл. 20.02.1998. – 7 с.: 4 ил.
4. Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Ланчаков Г.А., Великанов Д.Н., Гавшин М.А. Совершенствование информационно-измерительных технологий в нефтегазодобыче // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – № 3. – С. 24–42.

References:
1. Brago Ye.N., Yermolkin O.V. Ocenka informacionnyh svojstv sovremennyh sistem izmerenija debita gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin [Information parameters evaluation of modern systems of gas and gas condensate wells flow rate measurement]. *Gazovaja promyshlennost' = Gas Industry*, 2013, No. 5. P. 82–85.
2. 2. Brago Ye.N., Yermolkin O.V., Lanchakov G.A., Marinin V.A., Koshelev A.V. Innovacionnye tehnologii kontrolja rezhima raboty skvazhin s ispol'zovaniem IIS «Potok» [Innovative technologies of well operation control with the use of Potok information measuring system]. *Gazovaja promyshlennost' = Gas Industry*, 2008, No. 8. P. 29–34.
3. 3. Brago Ye.N., O.V. Yermolkin, Kartashov V.Yu. Patent 2105145 of the Russian Federation, IPC 6E 21B 47/10 A. *Sposob izmerenija rashoda faz gazozhidkostnogo potoka* [Method of gas-liquid flow phases flow rate measuring]; Patent applicant and holder – Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Brago Ye.N. – No. 96114284/03; appl. 17.07.1996; published on 20.02.1998. 7 pp.: ill. 4
4. 4. Brago Ye.N., O.V. Yermolkin, Lanchakov G.A., Velikanov D.N., Gavshin M.A. Covershenstvovanie informacionno-izmeritel'nyh tehnologij v neftegazodobyche [Improvement of information and measuring technologies in oil and gas production]. *Trudy Rossijskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina = Works of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2012, No. 3. P. 24–42.