Системы оперативного контроля производительности нефтегазовых скважин

Олег Ермолкин, Михаил Гавшин, Евгений Андреев

В статье рассматриваются разработанные ООО «ГАНГ-Нефтегазавтоматика» промышленные информационно-измерительные системы семейства «Поток», реализующие новые принципы оперативного контроля производительности нефтегазовых скважин.

Проблема контроля производительности скважин

В нефтегазодобыче одной из наиболее сложных и требующей приоритетного решения является проблема оперативного контроля производительности скважин (измерения расхода жидкости и газа) и управления режимом их эксплуатации.

Основной объем нефтегазодобычи в России приходится на месторождения Крайнего Севера, разработка и эксплуатация которых производятся в труднодоступных районах со сложными климатическими и геолого-техническими условиями (рис. 1). При этом используемые традиционные методы и средства контроля производительности скважин (для нефтяных и газоконденсатных скважин — громоздкие и металлоёмкие сепарационные установки, для газовых скважин — оборудование, реализующее специальные методы газодинамических исследований с выбросом газа в атмосферу) оказываются малоэффективными. Они не удовлетворяют современным потребностям отрасли по оперативности и достоверности информации, используемой для управления режимом эксплуатации скважин, и не отвечают требованиям экологически безопасной разработки месторождений.

Эффективность добычи может быть существенно повышена за счёт внедрения современных методов и технических средств автоматизированного контроля и управления режимом эксплуатации скважин, создания многоуровневых систем информационного обеспечения технологических процессов.

Продукция скважин представляет собой сложную и изменяющуюся по составу смесь газовой, жидкой (вода, нефть, конденсат) и твёрдой (песок и другие механические примеси) фаз, отличается многообразием структурных форм и режимов движения. Измерение расхода фаз такого потока без предварительной сепарации представляется сложной научно-технической проблемой. Особые сложности возникают при измерении высокоскоростных потоков с высоким газовым фактором, когда даже сепарационные измерительные средства оказываются малоэффективны. Именно таковы особенности эксплуатации подавляющего большинства скважин нефтегазоконденсатных месторождений северных регионов России.

Спектрометрический метод измерения расхода

Наши многолетние исследования в области расходометрии позволили предложить путь решения данной проблемы. Основой послужил разработанный нами и запатентованный новый спектрометрический метод измерения производительности скважин, эффективный в условиях высокоскоростных потоков с высоким газовым фактором. Этот метод базируется на использова-





Рис. 1. Эксплуатационная скважина на промысле Нового Уренгоя

© 2001, СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 232-1653 http://www.cta.ru

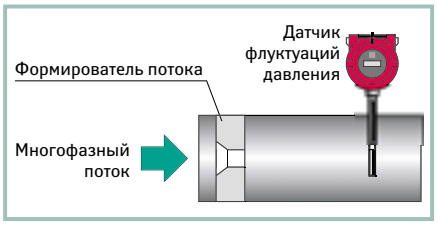


Рис. 2. Измерительный преобразователь потока

нии спектральных характеристик флуктуационного процесса (флуктуаций давления) в трубопроводной системе сбора продукции в качестве источника информации о расходе фаз в потоке.

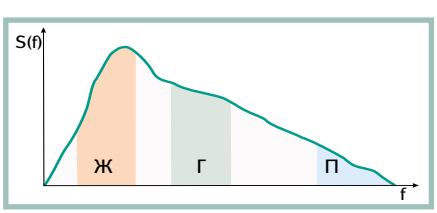
Основная идея спектрометрического метода заключается в том, чтобы расход фаз вычислять по частотным компонентам спектра мощности флуктуационного процесса в многофазном потоке. Измерение флуктуаций давления производится специальным измерительным преобразователем потока (рис. 2).

Основными элементами измерительного преобразователя являются формирователь потока в виде сужающего устройства специальной конструкции и датчик флуктуаций давления. Сужающее устройство позволяет:

- сформировать на выходе устройства поток определённой регулярной структуры в широком диапазоне изменения расхода фаз;
- возбудить в гидродинамической системе флуктуационный процесс с заданными информационными свойствами частотного спектра мощности.

Регистрация флуктуационного процесса осуществляется датчиком с пьезокерамическим чувствительным элементом.

При использовании разработанного нами измерительного преобразователя



Условные обозначения: Ж, Г, П, — области, в которых мощность спектральных составляющих определяется, соответственно, жидкостью, газом, твёрдыми примесями в смеси;
S (f) — спектральная плотность мощности сигнала; f — частота сигнала.

Рис. 3. Характерный частотный спектр сигнала датчика измерительного преобразователя

выходной электрический сигнал датчика имеет характерный частотный спектр (рис. 3), в котором могут быть выделены области влияния расхода различных фаз.

Так, можно выделить область, в которой мощность спектральных составляющих в основном зависит от расхода жидкости (Ж) в смеси. Аналогично можно выделить области преобладающего влияния газа (Г) и преобладающего влияния твёрдых примесей (П). По мощности спектральных составляющих в таких частотных областях на основе разработанных информационных моделей можно вычислить соответствующие расходы фаз.

Обобщённая схема информационно-измерительной системы

Обобщённая структурная схема информационно-измерительной системы (ИИС), реализующей спектрометрический метод, приведена на рис. 4. Она включает скважинный измерительный модуль (СИМ), датчик температуры (ДТ), датчик давления (ДД), линию связи (ЛС) и информационно-вычислительное устройство (ИВУ).

СИМ предназначен для преобразования флуктуационных параметров газожидкостного потока в выходной электрический сигнал. ИВУ обеспечивает приём сигналов от модуля СИМ и датчиков давления и температуры, их обработку по заданному алгоритму, хранение полученных результатов и обмен информацией с внешними устройствами. В качестве датчиков давления и температуры в системе используются датчики, серийно выпускаемые промышленностью и отвечающие установленным требованиям по выходному сигналу (4-20 мА), точности и исполнению.

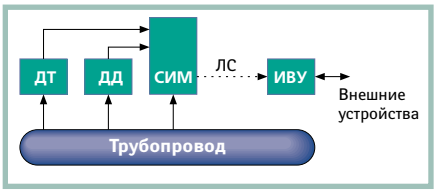
Созданы и эксплуатируются системы двух типов:

- стационарные ИИС «Поток-3М»;
- мобильные ИИС «Поток-4».

Стационарная система «Поток-3М»

Стационарные ИИС применяются на электрифицированных кустах эксплуатационных скважин и предназначены для непрерывного контроля дебита скважин по жидкости и газу (раздельно). Измерения выполняются автоматически по заданной программе.

Система «Поток-3М» состоит из скважинных измерительных модулей



Условные обозначения:
ДТ — датчик температуры; ДД — датчик давления; СИМ — скважинный измерительный модуль; ЛС — линия связи; ИВУ — информационно-вычислительное устройство.

Рис. 4. Обобщённая структура ИИС контроля режима эксплуатации скважин

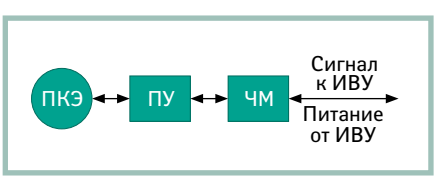
(до 8 модулей), устанавливаемых стационарно на скважинах. Модули СИМ соединены кабелем с информационно-вычислительным устройством, установленным в помещении блок-бокса во взрывобезопасной зоне (рис. 5). Кроме того, предусмотрена возможность подключения к системе до четырёх датчиков давления и температуры.

В состав датчика флуктуаций давления СИМ стационарных систем входят (рис. 6) один пьезокерамический элемент (ПКЭ), полосовой усилитель (ПУ) с широким динамическим диапазоном и частотный модулятор (ЧМ), позволяющий увеличить длину линии связи СИМ — ИВУ, так как крайние скважины куста могут находиться на расстоянии до 500 м от блок-бокса.

Структурная схема ИВУ стационарной системы представлена на рис. 7. Информационные сигналы от СИМ через блок барьеров искробезопасности поступают в блок обработки инфор-



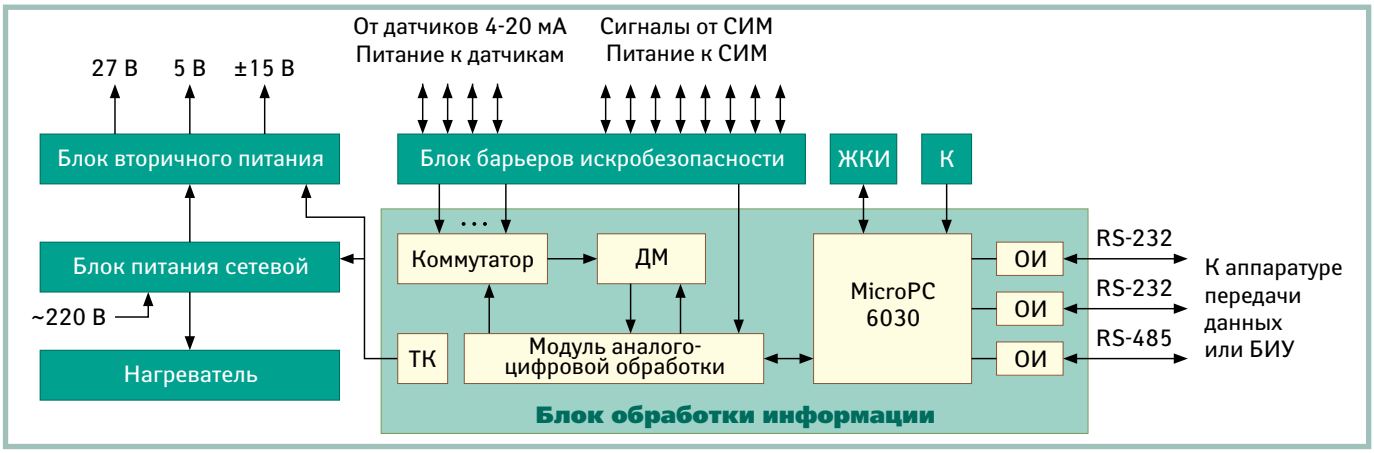
Рис. 5. ИВУ стационарной системы «Поток-3М» в блок-боксе



Условные обозначения:
ПКЭ — пьезокерамический элемент; ПУ — полосовой усилитель; ЧМ — частотный модулятор.

Рис. 6. Функциональная схема СИМ системы «Поток-3М»

© 2001, СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 232-1653 http://www.cta.ru



Условные обозначения:

ТК — температурный контроллер; ДМ — демодулятор; ЖКИ — жидкокристаллический индикатор; К — пылевлагозащищённая клавиатура; ОИ — оптоизоляторы; БИУ — буферное информационное устройство.

Рис. 7. Структурная схема информационно-вычислительного устройства стационарной системы

мации, включающий коммутатор, демодулятор (ДМ), модуль аналого-цифровой обработки и управляющий контроллер MicroPC 6030 фирмы Octagon Systems. Коммутатор осуществляет выборку одного из восьми каналов измерения. Восстановленный в блоке ДМ аналоговый сигнал поступает в модуль аналого-цифровой обработки (разработка ООО «ГАНГ-Нефтегазавтоматика»), основным элементом которого является сигнальный процессор фирмы Analog Devices (рис. 8). Сигнальный процессор вычисляет средние квадратические значения сигналов в информативных частотных областях и осуществляет предварительную обработку информации, которая затем передается в управляющий контроллер MicroPC 6030 для вычисления значений расходов потока продукции по жидкой и газовой фазам в именованных единицах.

Информация о расходах выводится на жидкокристаллический дисплей (ЖКИ). Пылевлагозащищённая клавиатура (К) предназначена для ввода команд и параметров управления системой. Интерфейсы RS-232/RS-485 снабжены оптоизоляторами (ОИ). Сетевой блок питания обеспечивает выработку базового напряжения для всех узлов ИВУ. Для повышения достоверности измерений в ИВУ предусмотрена система термостатирования, включающая температурный контроллер (ТК) и нагреватель. ТК управляет работой нагревателя и отключает питание при температуре внутри корпуса ИВУ выше 70°С или ниже –5°С.

ИВУ может подключаться через стандартные интерфейсы RS-232 и RS-485 к аппаратуре передачи данных, имеющейся на объекте. В случае отсутствия таковой в системе предусмотрено буферное информационное устройство (его можно увидеть на рис. 5 в руке у оператора). Оно предназначено для периодического считывания данных из стационарного ИВУ, их временного хранения и переноса в компьютер верхнего уровня.

Все компоненты ИВУ размещены в корпусе Schroff со степенью защиты IP54. Внешний вид комплекта аппаратуры ИИС «Поток-3М» показан на рис. 9.

Мобильная система «Поток-4»

Мобильные ИИС (рис. 10) предназначены для планового контроля режима эксплуатации неэлектрифицированных газовых и газоконденсатных скважин. Измерения выполняются при участии оператора. Уникальность мобильной системы «Поток-4» заключается в том, что наряду с расходом по

© 2001, СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 232-1653 http://www.cta.ru



Рис. 8. Модуль аналого-цифровой обработки

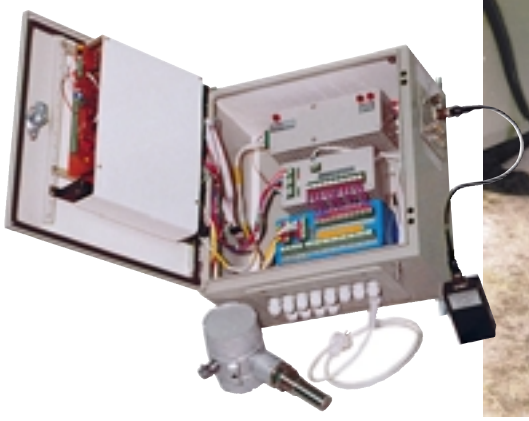


Рис. 9. Комплект аппаратуры ИИС «Поток-3М»



Рис. 10. Мобильная система «Поток-4» в полевых условиях

жидкой и газовой фазам она позволяет контролировать вынос песка и водоглинопесчаной смеси (ВГПС). Присутствие в потоке газа значительного количества этих примесей приводит к серьёзным осложнениям в работе газопромыслового оборудования и его разрушению. Кроме перечисленных параметров, эта ИИС осуществляет контроль давления и температуры продукции с использованием серийных датчиков.

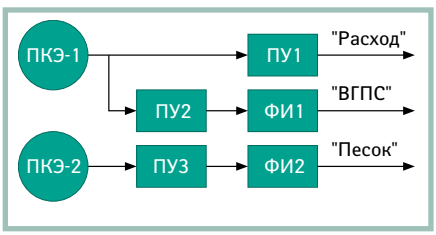
Система «Поток-4» включает СИМ, стационарно устанавливаемый на скважине, переносное портативное ИВУ, комплект соединительных кабелей и адаптер питания ~220/=27 В для работы ИВУ вне зоны технологического объекта. ИВУ эксплуатируется с большим количеством СИМ, но единовременно может быть подключено только к одному блоку СИМ.

Датчик СИМ системы «Поток-4» снабжён двумя пьезокерамическими элементами (рис. 11). Выходной сигнал первого пьезокерамического элемента (ПКЭ-1) используется для формирования двух информационных каналов: «Расход» и «ВГПС». Частотные диапазоны этих каналов отличаются существенно, поэтому информационные сигналы могут быть эффективно выделены. Из выходного сигнала второго пьезокерамического элемента (ПКЭ-2) формируется информационный канал «Песок», предназначенный для контроля выноса песка из скважины.

Информативный сигнал канала «Расход» формируется полосовым усилителем (ПУ1) с широким динамическим диапазоном и программируемым коэффициентом усиления. Для формирования сигналов каналов «ВГПС» и «Песок» использованы, соответственно, полосовые усилители ПУ2 и ПУ3. При подключении к датчику СИМ переносного прибора ИВУ информативные сигналы этих трех каналов считываются в память для дальнейшей обработки.

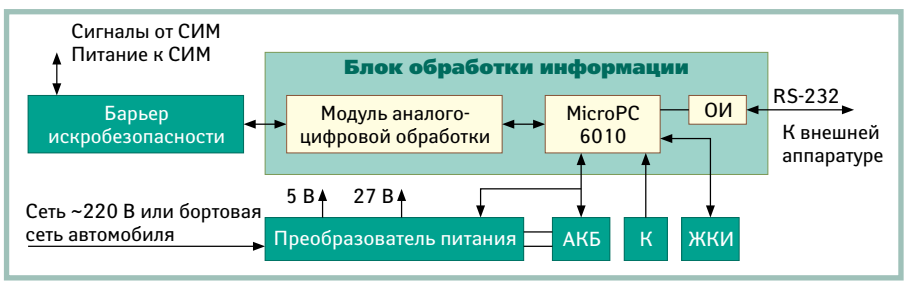
ИВУ служит для обработки сигналов с датчика СИМ по заданному алгоритму, представления результатов замеров на алфавитно-цифровом жидкокристаллическом дисплее, временного хранения измерительной информации и передачи её в IBM PC совместимый компьютер.

Структурная схема ИВУ мобильной системы «Поток-4» представлена на рис. 12. Сигнал от датчика СИМ по десятижильному кабелю поступает через барьер искробезопасности в модуль аналого-цифровой обработки. Это типовой модуль, аналогичный используемому в системе «Поток-3». Он включает в себя АЦП, ЦАП, флэш-память и цифровой сигнальный процессор фирмы Analog Devices. После соответствующей обработки информация передаётся в управляющий контроллер MicroPC 6010 фирмы Octagon Systems. Информация о параметрах



Условные обозначения:
ПКЭ — пьезокерамический элемент;
ПУ — полосовые усилители;
ФИ — формирователь импульсов.

Рис. 11. Функциональная схема СИМ системы «Поток-4»



Условные обозначения:
АКБ — аккумуляторная батарея; К — пылевлагозащищённая клавиатура;
ЖКИ — жидкокристаллический индикатор; ОИ — оптоизолятор.

Рис. 12. Структурная схема ИВУ мобильной системы «Поток-4»

© 2001, СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 232-1653 http://www.cta.ru

продукции скважины выводится на жидкокристаллический дисплей. Подключение к ИВУ внешней аппаратуры реализуется через порт RS-232 с оптоизолятором. Питание ИВУ может осуществляться от встроенной батареи, от источника постоянного тока 10-30 В (как правило, это бортовая сеть автомобиля) или от источника 220 В переменного тока через адаптер. Корпус ИВУ изготовлен в виде пылевлагозащищённого чемодана. В нём предусмотрена система термостатирования чемодана, отключающая питание при температуре внутри чемодана выше 70°С или ниже –5°С. Внешний вид комплекта аппаратуры мобильной системы «Поток-4» представлен на рис. 13.



Рис. 13. Комплект аппаратуры мобильной ИИС «Поток-4»

Передача информации на верхний уровень производится периодически считыванием из переносного прибора накопленной в энергонезависимом запоминающем устройстве информации в компьютер верхнего уровня. На рис. 14 показан экран дисплея оператора верхнего уровня с графическим представлением информации о производительности конкретной скважины в виде гистограммы. На оси абсцисс отмечены даты произведенных замеров. Высота гистограммы (ось ординат) определяет значения производительности скважины ($м^3$/сутки) по газовой и жидкостной фазам.

Модификация, сертификация, внедрение

При построении систем использован модульный принцип, что позволяет обеспечить переход к более сложной модели или её модификации простым наращиванием унифицированных модулей с сохранением базовых конструктивных и схемотехнических решений основных узлов. В соответствии с этим принципом разработаны и запущены в производство различные модификации рассмотренных систем: стационарная ИИС «Поток-3» имеет две модификации, мобильная ИИС «Поток-4» — 6 модификаций. Модификации этих систем могут эксплуатироваться на нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах и отличаются набором контролируемых параметров.

Представленные ИИС «Поток-3М» и «Поток-4» имеют сертификаты соответствия и разрешение на применение Госгортехнадзора РФ. Опытная эксплуатация систем началась с 1995 года («Поток-4» — с 1997 года). В последние годы налажено серийное производство ИИС «Поток-3М» и «Поток-4». Метод измерения и системотехнические решения, положенные в основу рассматриваемых ИИС, защищены десятью патентами Российской Федерации.

Перспективы развития

Для повышения оперативности принятия решения по управлению режимами эксплуатации скважин в настоя-

© 2001, СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 232-1653 http://www.cta.ru

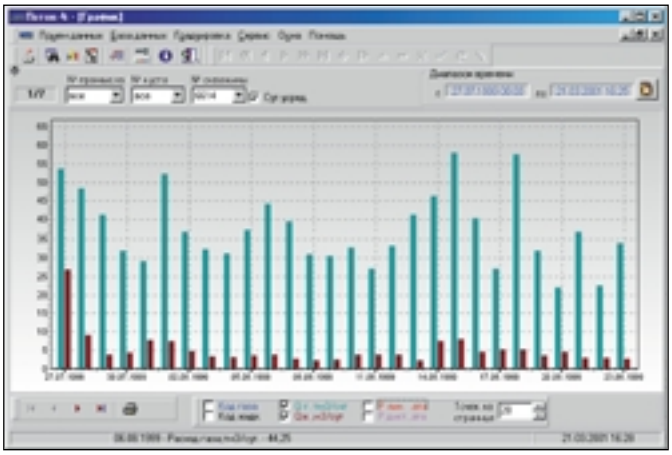


Рис. 14. Графическое представление информации о производительности скважины

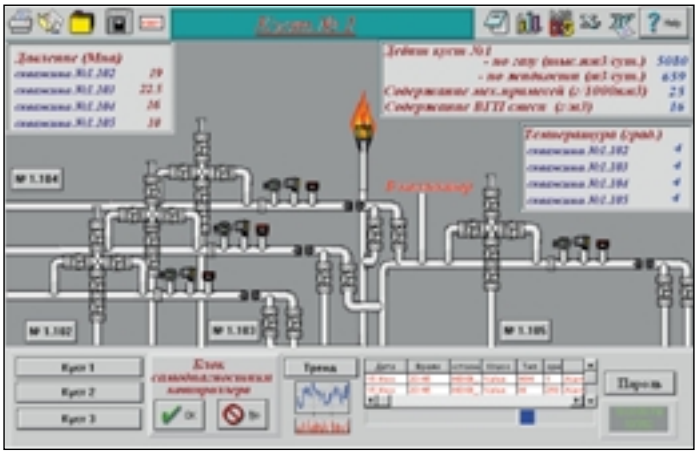


Рис. 15. Пример окна операторского интерфейса для куста скважин

щее время разрабатывается двухуровневая модель ИИС — «Поток-5». В этой системе один удаленный контроллер обслуживает куст скважин. Информация с датчиков СИМ поступает в контроллер, снабженный коммуникационными модулями и программным обеспечением для реализации передачи данных по проводному или радиоканалу. В диспетчерском пункте реализован HMI (человеко-машинный интерфейс) на базе известных SCADA-пакетов (InTouch, Trace Mode и др.). Пример окна операторского интерфейса для куста скважин приведен на рис. 15.

Заключение

Измерительные системы серии «Поток» широко внедряются на месторождениях Крайнего Севера. Так, на Уренгойском газонефтеконденсатном месторождении на сегодняшний день системы серии «Поток» применяются более чем на 200 скважинах. Внедрение этих систем способствовало существенному повышению коэффициента эксплуатации скважин. По фонду газоконденсатных скважин этот показатель вырос за 1996-1999 годы на 7%, а по нефтяным скважинам на 8,5%. Экономический эффект составил 79,0 млн. рублей. В 1998 году работа «Разработка и промышленное внедрение нового поколения измерительных комплексов серии «Поток» для контроля режима работы скважин на месторождениях Крайнего Севера» получила отраслевую премию РАО «Газпром». ●

Авторы — сотрудники ООО «ГАНГ-Нефтегазавтоматика»
Телефон: (095) 135-7596

© 2001, СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 232-1653 http://www.cta.ru