

УДК 681.586.4

**ПРИМЕНЕНИЕ ДАТЧИКОВ-СИГНАЛИЗАТОРОВ ВЫНОСА
ПЕСКА И КАПЕЛЬНОЙ ВЛАГИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА РЕЖИМОВ
РАБОТЫ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА**

**APPLICATION OF SENSORS-SIGNALER SAND AND DRIP
MOISTURE TO THE MONITORING MODE OF THE WELLS
UNDERGROUND GAS STORAGE**

Костиков С. Л., Парфенов К. В.

ПАО «Газпром», г. Москва, Российская Федерация

Магомедов З. А., Назаров С. И.

АО «Сигма-Оптик», г. Москва, Зеленоград, Российская Федерация

Тябликов А. В., Токарев Е. Ф., Новичков К. В.

**ФГУП «ВНИИФТРИ», п. Менделеево, Московская область,
Российская Федерация**

S. L. Kostikov, K. V. Parfenov

PJSC «Gazprom», Moscow, the Russian Federation

Z. A. Magomedov, S. I. Nazarov

JSC «Sigma-Optic», Moscow, Zelenograd, the Russian Federation

A. V. Tyablikov, E. F. Tokarev, K. V. Novichkov

FSUE «VNIIFTRI», s. Mendeleevo, Moscow region, the Russian Federation

e-mail: admin@sigma-optic.ru

Аннотация. В статье показана актуальность контроля выноса твердых примесей и капельной влаги в продукции скважин подземных хранилищ газа (ПХГ), газовых и газоконденсатных месторождений. Приведены сравнительные характеристики применяемых отечественных и зарубежных средств акустического контроля фаз в потоке газа. Особое внимание уделено вопросу одновременного контроля содержания песка и капельной влаги датчиками-сигнализаторами, не требующими дорогостоящих поверочных схем и позволяющих достоверно оценивать динамику процессов на устье скважин и газосборных пунктов. Приведены результаты эксплуатации комбинированного датчика-сигнализатора ДСП-АКЭ-2 на двух крупнейших отечественных ПХГ. Установлена необходимость прямой тарировки акустических датчиков-сигнализаторов на технологических объектах разной конфигурации. Показано, что используемые в настоящее время усовершенствованные модификации устройств типа ДСП-А производства АО «Сигма-Оптик» по своим эксплуатационным характеристикам не уступают зарубежным аналогам при осуществлении оперативного мониторинга параметров работы скважин. Устройства позволяют своевременно предупреждать обводнение, образование глинисто-песчаных пробок, а также снизить риски абразивного разрушения газопромыслового оборудования. Анализ существующих конструкций детекторов и датчиков-сигнализаторов показал, что датчик в исполнении ДСП-АКЭ-2 не уступают ни отечественным, ни зарубежным аналогам, а по возможности одновременного контроля песка и капельной влаги превосходят их и могут являться объектом импортозамещения. С их помощью можно прогнозировать разрушение пласта-коллектора, образование глинисто-песчаных пробок, снизить эрозионно-коррозионный износ газопромыслового оборудования и минимизировать затраты на очистку и подготовку газа к транспорту.

Abstract. The article shows the relevance of monitoring the removal of particulate matter and condensed moisture in the product UGS wells, gas and gas condensate fields. Comparative characteristics of used domestic and foreign acoustic control in the gas flow phases is given. Particular attention is paid to the simultaneous control of the content of sand and condensed moisture alarms sensors that do not require expensive verification schemes and allow reliable assessment of the dynamics of the processes at the wellhead and gas gathering points. The results of operation of the combined alarm sensor DSS-AKE-2 on the two largest domestic UGS. The necessity of a direct calibration of acoustic sensors on the technological objects of different configurations is set. It is shown that the currently used in advanced devices such as DSS-A modification and the production of "Sigma-Optic" in performance is not inferior to foreign analogues in the implementation of operational monitoring wells operating parameters. The devices allow a timely manner to prevent flooding, the formation of clay-sand plugs, as well as reduce the risks of abrasive destruction of gas production equipment. The analysis of existing designs of detectors and alarms sensors showed that the sensor performance DSP-AKE-2 is not inferior to any domestic or foreign analogues, and for the simultaneous control of sand and condensed moisture superior to them and may be subject to import substitution. They can be used to predict the destruction of the reservoir, the formation of clay-sand plugs, reduce erosion-corrosion wear of gas production equipment and to minimize the costs of cleaning and preparation to transport gas.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, скважина, акустические датчики-сигнализаторы, дебит, давление, температура, режимы эксплуатации.

Key words: underground gas storage wells, acoustic alarm sensors, flow rates, pressure, temperature, operating modes.

Введение

Работа скважин ПХГ характеризуется некоторыми специфическими особенностями:

- циклической сменой направления фильтрации при закачке и отборе газа;
- пиковыми темпами отбора газа в короткий промежуток времени
- (5 ÷ 10 сут) на максимально возможной производительности;
- значительным диапазоном изменения пластового давления относительно гидростатики и широким спектром термобарических условий;
- выносом жидкости и пластового песка, более интенсивным абразивным разрушением наземного и подземного оборудования;
- образованием глинисто-песчаных пробок в интервале перфорации и в стволе насосно-компрессорной трубы (НКТ);
- образованием гидратов в скважинах и на различных участках газосборной сети.

В таких условиях большое значение приобретает осуществление непрерывного мониторинга содержания твердых механических примесей, пластовой и конденсационной жидкости (далее ВПВ) с помощью датчиков-сигнализаторов (далее ДС) непосредственно в потоке газа, а также прогнозирование условий гидратообразования и своевременной подачи ингибитора. Целями такого мониторинга являются:

- контроль ВПВ при переменных режимах эксплуатации скважин;
- привязка показаний ДС к количеству выноса песка и капельной влаги в диапазонах изменений дебита, давления и температуры газа;
- контроль показаний ДС в условиях гидратообразования;
- интегрирование данных в систему АСУ ТП для оптимизации режимов эксплуатации скважин.

В рассматриваемой работе основное внимание уделено вопросам мониторинга режимов работы скважин ПХГ в условиях обводнения с последующим выносом пелитовых и алевролитовых фракций, возможным разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП) с использованием ДС ВПВ.

Существующие конструкции ДС ВПВ

На рисунке 1 представлены существующие конструкции отечественных и зарубежных датчиков-сигнализаторов ВПВ, применяемых в газовой промышленности.

Устройства «Спектр-М» контактного (чувствительные элементы находятся в потоке газа) и бесконтактного (чувствительные элементы прижимного действия) типов разработаны в 90-х годах в ОАО «Газпром ВНИИГАЗ» [1-3]. Основными их недостатками являются малые чувствительность и информативность, а также резонирование вблизи сужающих диафрагм при дебитах газа свыше 300 тыс. м³/сут.

Отличительной особенностью и преимуществом трехточечных детекторов типа «Кадет» АО «Объединение Бинар» [4] является возможность регистрации твердых частиц, движущихся по нижней стенке газопровода при малых скоростях потока природного газа. Алгоритм обработки полезного сигнала построен таким образом, что исключается повторное срабатывание регистратора от вторичного удара одних и тех же частиц песка. Мобильный вариант ДС с беспроводной системой связи может успешно эксплуатироваться в составе системы АСОИ «Скважина» [5]. Однако в настоящее время изготовлены единичные экземпляры [4], которые проходят опытные испытания. Датчики данного типа не позволяют контролировать содержание жидкости.

Аналогичными недостатками обладают и зарубежные аналоги ДС норвежских фирм «Rohar» и «Clamron». Они заявлены как измерители, однако не обеспечены поверочной схемой и методикой тарировки. Известны и другие разработки зарубежных фирм Geoinform (Венгрия), Exxon, Schlumberger (США), GazdeFrance (Франция), CorrOcean (Норвегия), Milltronics (Великобритания), связанные с созданием различного типа детекторов выноса песка. Однако эти средства также не позволяют контролировать вынос жидких примесей в продукции газовых скважин.

<p style="text-align: center;">«Спектр-М»</p> 	<p style="text-align: center;">«Кадет» трехточечный</p> 	<p style="text-align: center;">«Rohag»</p> 
<p style="text-align: center;">«Clamron»</p> 	<p style="text-align: center;">ДСП-АКЭ-2 на технологических нитках газосборных пунктов ПХГ</p> 	<p style="text-align: center;">ДСП-АКЭ в защитном кожухе на кустовой скважине газоконденсатного месторождения</p> 

Рисунок 1. Существующие конструкции детекторов и датчиков-сигнализаторов ВПВ

Таблица 1. Сравнительные данные известных отечественных и зарубежных детекторов и датчиков-сигнализаторов ВПВ

Параметры изделий	Спектр-М ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»	Кадет АО «Объединение Бинар»	Roxar SAM 400 TC	ClampOn ClampOn DSP Pig Detector	АО «Сигма-Оптик» ДСП-А			
					ДСП-А0	ДСП-АКЭ	ДСП-АКЭ-1	ДСП-АКЭ-2
Контролируемая фаза	ПЕСОК	ПЕСОК	ПЕСОК	ПЕСОК	ПЕСОК	ПЕСОК+ВОДА		
Заявленная температура	-40 ÷ +60 °С	-40 ÷ +80 °С	-40 ÷ +80 °С	-40 ÷ +80 °С	-40 ÷ +60 °С	-55 ÷ +50 °С	-55 ÷ +60 °С	-55 ÷ +60 °С
Требуется дополнительный ввод данных по скважине (расход и т.д.) в ПО прибора	ДА	ДА	ДА	ДА	НЕ ТРЕБУЕТСЯ			
Качество прижима (установки) на трубопроводе влияет на работу прибора	НЕТ	ДА	ДА	ДА	НЕТ			
Заявленный статус прибора	СИГНАЛИЗАТОР	СИГНАЛИЗАТОР	ИЗМЕРИТЕЛЬ	ИЗМЕРИТЕЛЬ	ДАТЧИКИ - СИГНАЛИЗАТОРЫ			
Протокол Modbus (связь)	НЕТ	ДА	ДА	ДА	НЕТ	НЕТ	ДА	
Необходимость вызова специалиста для отладки программного обеспечения*	НЕ ТРЕБУЕТСЯ	ТРЕБУЕТСЯ	ТРЕБУЕТСЯ	ТРЕБУЕТСЯ	НЕ ТРЕБУЕТСЯ			
Наличие функции самодиагностики	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ДА	ДА	ДА	ДА
Проверка ежегодная	ТРЕБУЕТСЯ	ТРЕБУЕТСЯ	ТРЕБУЕТСЯ	ТРЕБУЕТСЯ	НЕ ТРЕБУЕТСЯ			
Опыт эксплуатации на объектах ПХГ и нефтедобывающих компаний ПАО «Газпром»	Более 300 комплектов	Испытание опытных образцов	Единичные экземпляры	Единичные экземпляры	314 комплектов	301 комплект	384 комплекта	686 комплектов
Наличие Государственной поверочной схемы	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕ ТРЕБУЕТСЯ	НЕ ТРЕБУЕТСЯ	НЕ ТРЕБУЕТСЯ	НЕ ТРЕБУЕТСЯ
					Всего более 1600 комплектов (1685)			

*) Вызов специалиста зарубежной фирмы-поставщика связан со значительными затратами

В таблице 1 приведены характеристики известных отечественных и зарубежных ДС в сравнении с тремя модификациями датчиков типа ДСП-АКЭ АО «Сигма Оптик». Из приведенных характеристик датчики ДСП-АКЭ [6] уступают некоторым аналогам в предельной положительной рабочей температуре. Но при этом в отличие от других аналогов ДСП-АКЭ обладают функцией самодиагностики чувствительности и не нуждаются в Госповерке. Во всех остальных позициях таблицы ДС ДСП-АКЭ не уступают аналогам, а по возможности одновременного контроля песка и капельной влаги превосходят их.

Результаты адаптации зарубежных ДС

На скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» в 2010 году проведены испытания ДС песка «Rohar». Определение количества механических примесей данным устройством осуществляется с применением встраиваемого многофазного расходомера – громоздкого, сложного и дорогого устройства. Испытания проведены при стандартных газодинамических исследованиях скважин (ГДИС) на факельную линию при псевдо установившихся режимах с использованием фильтра-сепаратора «Надым-1». Методом сепарации получены удовлетворительные данные выноса пластовой жидкости в зависимости от режима работы скважин (рисунок 2).

Из анализа приведенных данных следует, что при часовом расходе газа 15 тыс. м³ водный фактор составил порядка 5л/час. При этом средний вынос песка достигал (10 ÷ 15) г/с, т.е. (30 ÷ 45) кг/час. Такие объемы содержания песка при малом значении водного фактора представляются маловероятными и требуют проведения прямой тарировки ДС по месту его установки. Из представленных данных видно, что диапазон полученных значений количества песка составил от десятых долей г/с до 30 г/с при увеличении дебита газа от 42 тыс. м³/час до 58 тыс. м³/час. Наблюдается также корреляция показаний ДС по песку с содержимым контейнеров

установки «Надым-1» (рисунок 3). Однако в отчетной документации отмечается, что фоновое значение амплитуды сигнала сейсмической активности восходящего потока (скорость газа более 20 м/с) в несколько раз превышает расчетное значение амплитуды полезного сигнала, характеризующего вынос механических примесей.



Рисунок 2. Мониторинг дебита воды многофазным расходомером «Rohag» на скважине ООО «Газпром добыча Уренгой»

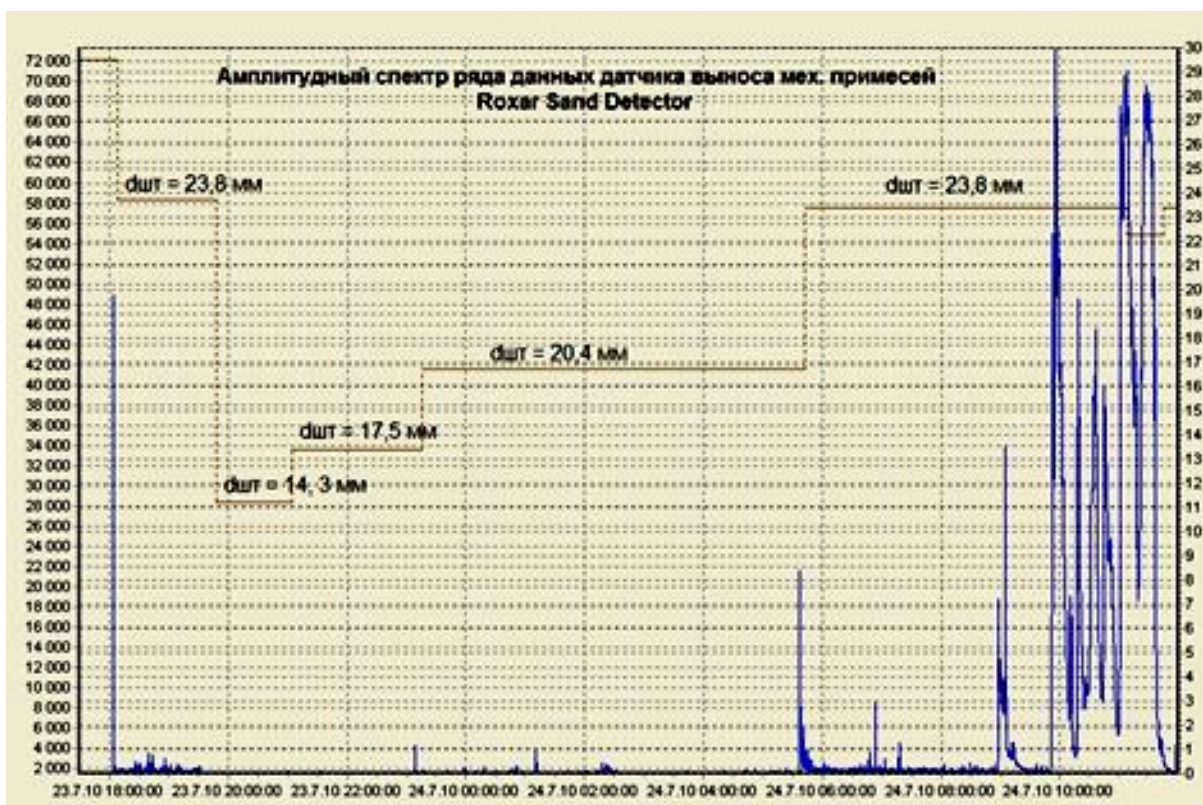


Рисунок 3. Диаграмма регистрации выноса песка ДС «Рохар» на скважине № 311 Уренгойского ГКМ

Пример мониторинга выноса песка с применением ДС фирмы «Clamron» представлен на рисунке 4. При суточном расходе газа 427 тыс. м³ среднее значение выноса песка не превышало 0,1 г/с. Зарегистрированные пиковые показания в этом случае составили 0,8 и 1,1 г/с. На рисунке 4 представлена формула расчета выноса песка детектором ClampOn DSP-06, особенностью которой является учет нулевого (фонового) уровня акустического сигнала.

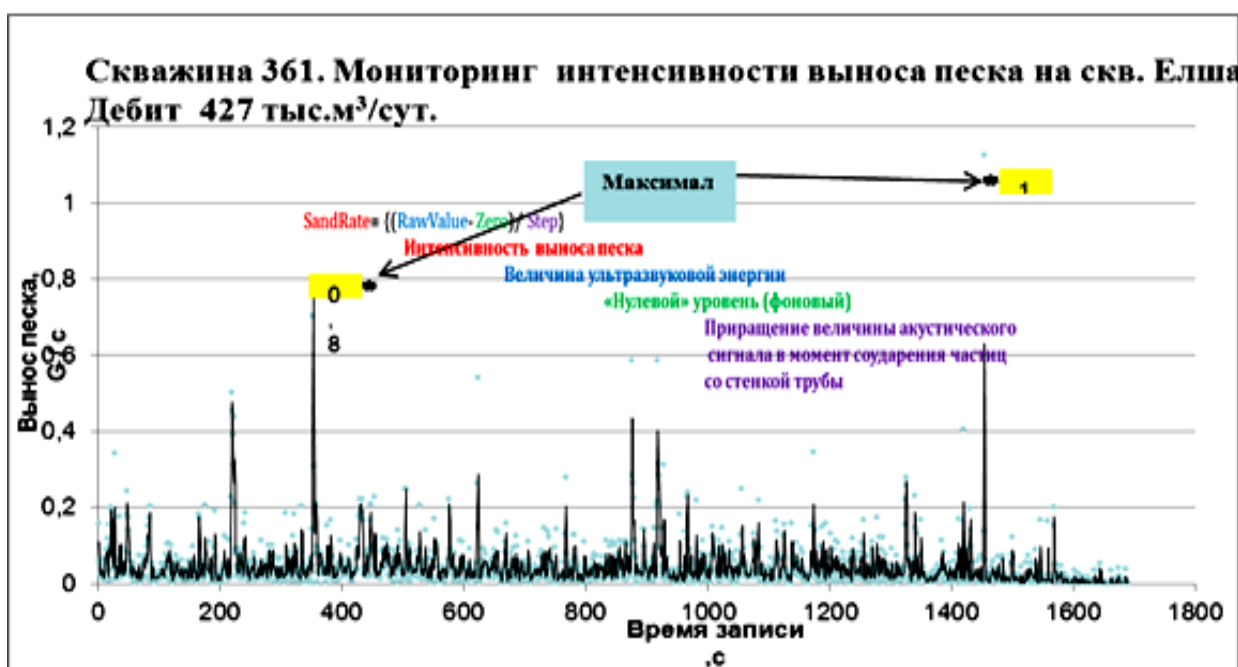


Рисунок 4. Мониторинг выноса песка детектором ClampOn DSP-06 на эксплуатационной скважине №361 Елшано-Курдюмского ПХГ

Для газового потока в трубопроводе фоновый уровень определяется его скоростью и давлением при отсутствии в газе песка. Использовать данную формулу на технологических замерных нитках ПХГ с регулятором расхода газа типа КРУ (кран регулирующий управляемый) не вполне корректно. Целесообразнее в этом случае применять прямую тарировку ДС при сравнительно одинаковых условиях эксплуатации. Аналогичная величина сигнала нулевого фона газового потока (без примесей) задается в исходных данных для расчета дебита песка и в ДС «Rohar».

Применение ДС типа ДСП-А0 и ДСП-АКЭ-2 АО «Сигма-Оптик» ДС типа ДСП-А0

Первые результаты опытно-промышленных испытаний отечественных ДС типа ДСП-А были получены в 2001-2003 гг. на эксплуатационных скважинах Касимовского ПХГ. Как и зарубежные образцы оборудования (таблица 1) ДС ДСП-А0 с требуемой чувствительностью регистрировал удары твердых частиц. Однако в отличие от аналогов ДС одновременно выполнял функцию аварийного предупреждения превышения второго уровня частоты ударов частиц песка и передавал верхней системе АСУ ТП два сигнала типа «сухой контакт». На гистограмме (рисунок 5) представлено сопоставление количества дней с индикацией зарегистрированных в сезоне отбора газа 2002-2003 г. показаний ДС по наличию песка и степень абразивного износа КРУ на обводненных скважинах на ГСП 1 Касимовского УПХГ.

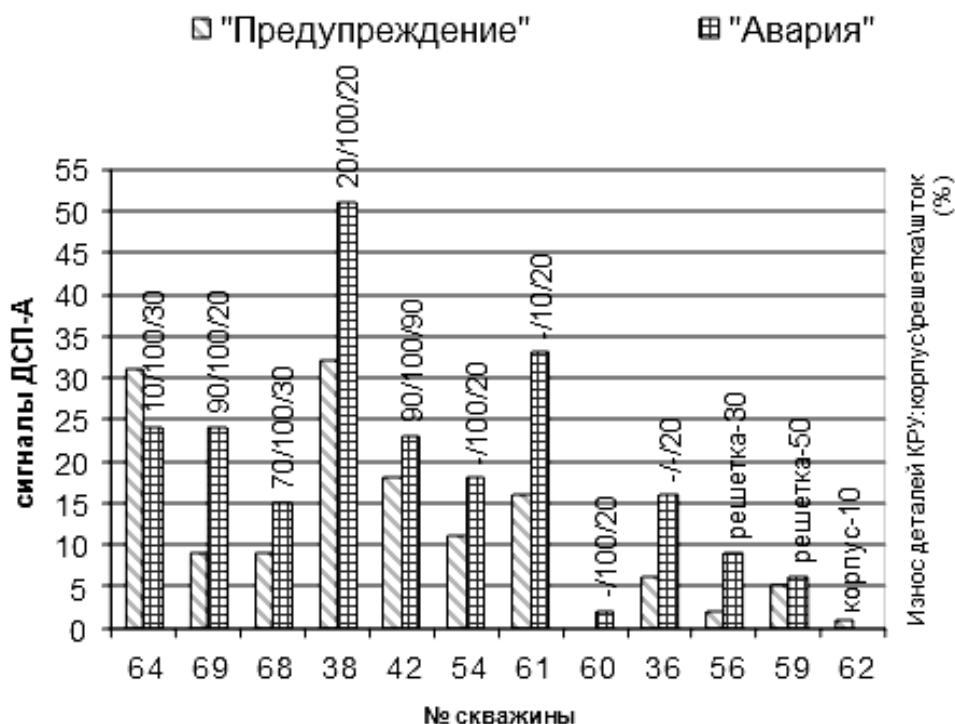


Рисунок 5. Гистограмма показаний ДСП-А по количеству зарегистрированных дней появления индикации в системе «Ерго» в сравнении со степенью абразивного износа деталей КРУ в сезоне отбора газа 2002-2003 гг.

Из приведенных на гистограмме данных видно, что чем больше число зарегистрированных показаний ВПВ, тем больше степень износа КРУ. Таким наглядным образом была показана эффективность использования датчиков ДСП-А0 в предупреждении абразивного износа технологического оборудования на ГСП ПХГ и тем самым получена рекомендация по внедрению их на предприятиях ПАО Газпром.

ДС модификации ДСП-АКЭ-2

В 2010 г. на Касимовском ПХГ были проведены первые тарировки комбинированных датчиков модификации ДСП-АКЭ-2 с одновременным контролем превышений семи заданных уровней дебита песка и капельной влаги [7]. Полученные данные передаются внешней системе АСУ ТП ПХГ по протоколу Modbus и параллельно записываются в собственной памяти датчика, включая результаты его самодиагностики.

Модификация ДСП-АКЭ-2 (таблица 1) разработана для скважин ПХГ. В настоящее время изделия поставляются потребителю в стационарном исполнении для работы на ГСП и мобильном – с автономным источником питания для проведения ГДИС на устьях газовых скважин. Устьевой вариант системы ДСП-АКЭ-2 [7] состоит из моноблока акустического приемника, блока управления питанием и выносного блока автономного питания, которые установлены внутри защитного кожуха на линии подачи газа от скважины.

Промысловые испытания штатного комплекта датчика ДСП-АКЭ-2 проводились на скважинах Увязовского, Касимовского, Северо-Ставропольского и других ПХГ.

При этом отрабатывались следующие эксплуатационные показатели:

- определение оптимального места монтажа ДС;
- возможность вывода аварийного сигнала по ВПВ на пульт АСУ ТП ПХГ;
- возможность построения тренда ВПВ по архиву данных;

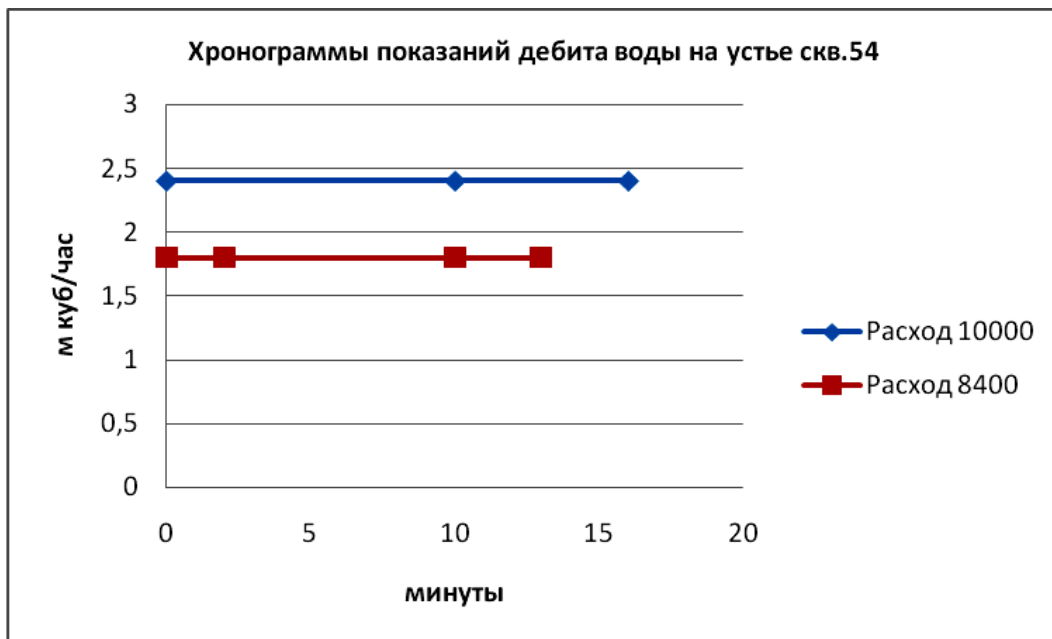
- оптимизация добычи в допустимых пределах содержания ВПВ;
- тарировка количественных показателей ДС при перемене места его установки на скважине;
- разработка рекомендаций по расчету количества выносимого песка и жидкости;
- согласование со службами добычи газа максимально допустимых уровней ВПВ;
- предупреждение разрушения пласта-коллектора, повреждения скважины, эрозионно-коррозионного износа газопромыслового оборудования и минимизация затрат на очистку и подготовку газа к транспорту.

Практика применения датчиков-сигнализаторов ДСП-АКЭ-2 на ПХГ показала, что с помощью данных устройств успешно решаются вышеперечисленные задачи.

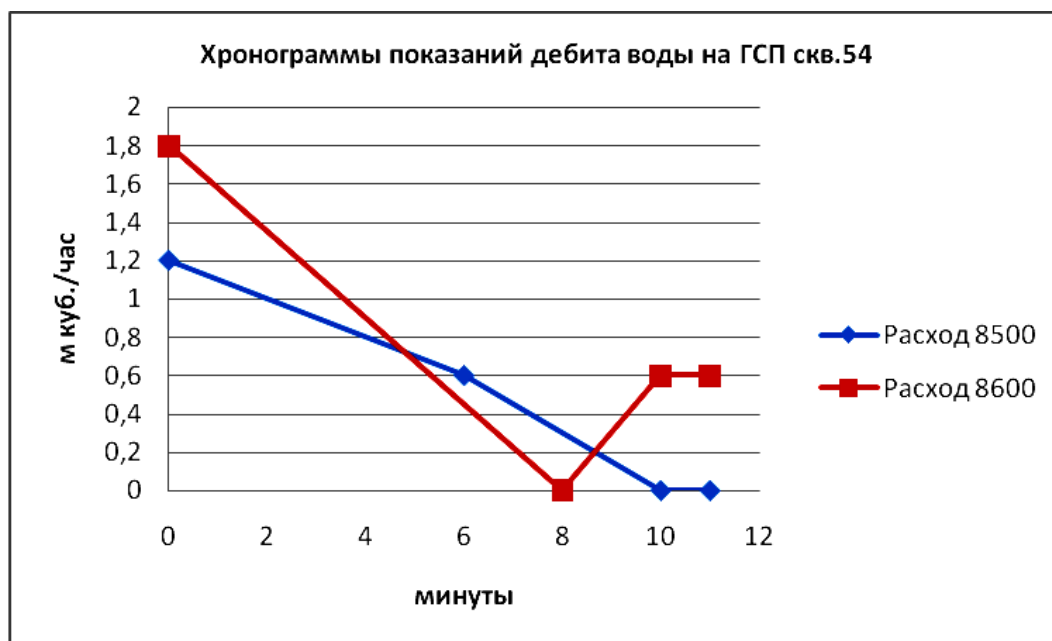
Фрагменты синхронного мониторинга режимов при исследовании скважины № 54 Касимовского УПХГ датчиками, установленными на устье и на технологической нитке, представлены на рисунке 6. Как видно из приведенных хронограмм, вынос жидкости на устье равномерный, в то время как на газосборном пункте (ГСП) он имеет волнообразную динамику, обусловленную сепарацией жидкости в шлейфе по мере прохождения потока от устья до ГСП.

На рисунке 7 приведен фрагмент скрина интерфейса текущих показаний датчика ДСП-АКЭ-2, полученный в процессе ГДИ скважины 357 Ставропольского ПХГ (2014 г). На этом фрагменте голубыми и синими точками даны пиковые и средние значения зарегистрированных превышений уровня присутствия капельной влаги, коричневыми и розовыми точками представлены показания по связанному капельной влагой песку, бурыми и желтыми точками даны показания по песку в паузах между выбросами капельной фракции (т.е. по несвязанному песку).

Периодичность измерений составляет 15 с. Диапазон шкалы по водному фактору составляет 100 л/час, по песку 2,5 л/час.



а)



б)

Рисунок 6. Хронограммы выноса жидкости на устье скважины №54 (а) и замерной нитке (б) газосборного пункта Касимовского УПХГ при разных значениях дебита скважины

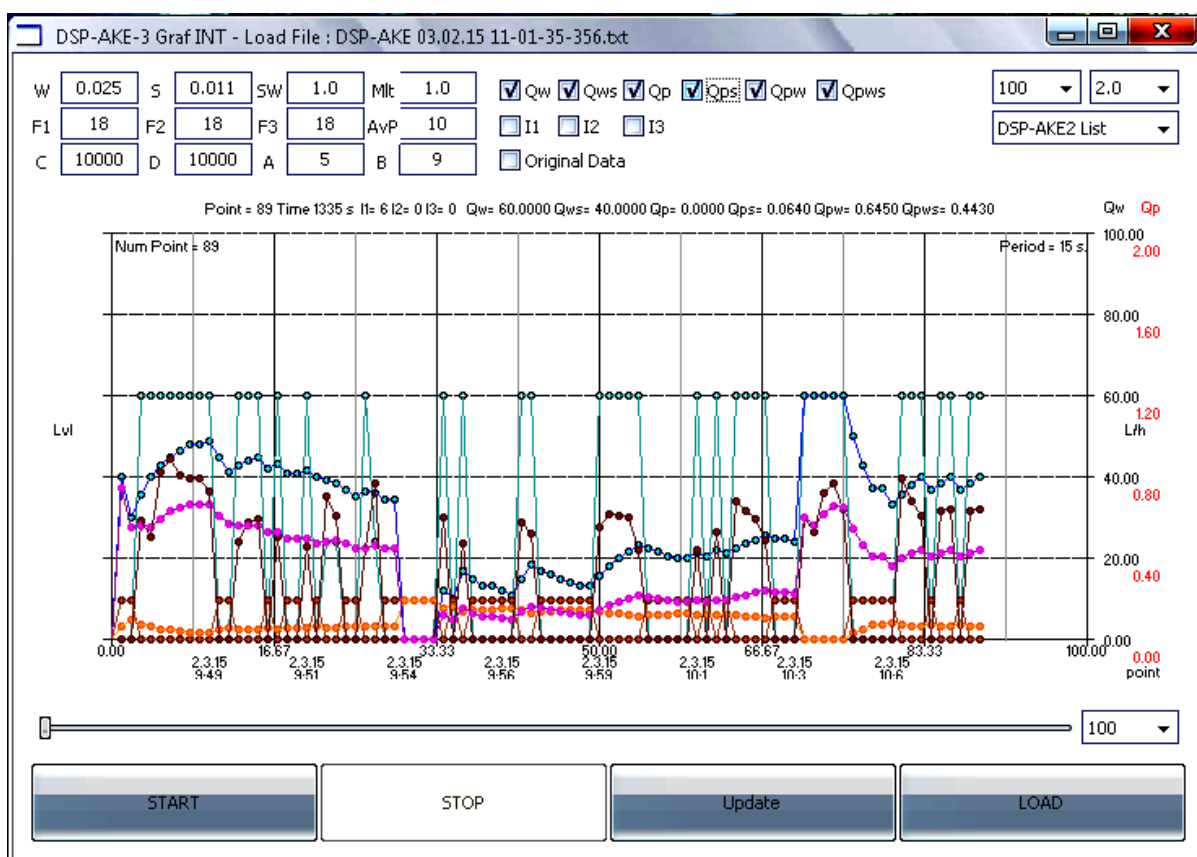


Рисунок 7. Скрин интерфейса мониторинга показаний ДСП-АКЭ-2 в процессе проведения ГДИ скв.357 Ставропольского ПХГ (2014 г.)

Фиксированная величина уровня содержания капельной влаги в последовательности наблюдаемых выбросов обусловлена дискретностью регистрируемых уровней превышения водного фактора. Из приведенных данных следует выделить синхронный и периодичный характер выбросов капельной влаги и связанного с ней песка, прошедших с потоком газа через шлейф, а также соотношение количества связанного и несвязанного капельной влагой песка, которые отличаются примерно на порядок. Волнообразная динамика средних значений содержания капельной влаги в данном случае имеет ту же причину, как и показанная на хронограмме (б) рисунка 6, т.е. в результате сепарации ее в шлейфе и распределения в его понижениях.

Объемы внедрения датчиков АО «Сигма-Оптик»

В таблице 2 приведены сведения по реализованным на конец 2015 г. поставкам ДС АО «Сигма-Оптик» на различные ПХГ. Как видно из данных таблицы 2, на ПХГ России в настоящее время применяются ДС конструкции ДСП-А0 и ДСП-АКЭ-2 фирмы АО «Сигма-Оптик» общим числом более 1000 комплектов.

Таблица 2. Объемы поставок ДС различных модификаций на ПХГ

ДСП-А0	КОЛ-ВО КОМПЛ.	ДСП-АКЭ-2	КОЛ-ВО КОМПЛ.
Касимовское ПХГ	117	Касимовское ПХГ	193
Увязовская СПХГ	95	Елшано-Кудюмское ПХГ	21
Карашурское ПХГ	25	Совхозное ПХГ	110
Степновское ПХГ	34	Северо-Ставропольское ПХГ	68
Песчано-Уметское ПХГ	43	Канчуринско-Мусинский комплекс	24
Итого:	314		30
			40
		Московское ПХГ	50
			33
		Калужское ПХГ	38
		Елшанское СПХГ	29
		Пунгинское ПХГ (поставка – ноябрь 2015 г.)	50
		Итого:	686

Для примера на рисунке 8 приведен вариант установки моноблоков ДСП-АКЭ-2 на ГСП Касимовского ПХГ.

При этом следует отметить, что АО «Сигма-Оптик» уделяет особое внимание пусконаладочным мероприятиям, так как конфигурация технологических ниток и место монтажа ДС на разных ПХГ различна. Поэтому на каждом ПХГ разработчиком проводится исходная тарировка акустических датчиков в режиме ГДИ (газодинамические исследования). Последняя модификация ДС ДСП-АКЭ-2 разработана и поставляется специально для объектов ПХГ. Она позволяет не только оперативно оценивать семь уровней ВПВ, но и достаточно подробно представлять их

динамику в режиме мониторинга при различных условиях эксплуатации скважин.



Рисунок 8. Оснащение входа технологических ниток датчиками ДСП-АКЭ-2 на ГСП ПХГ

Выводы и рекомендации

1. Производственный опыт свидетельствует о том, что для повышения надежности эксплуатации скважин ПХГ необходимо развивать и совершенствовать датчики-сигнализаторы ВПВ по количественному определению твердых механических примесей и воды в продукции скважин, а также совершенствовать методику их адаптации к объектам эксплуатации. Это позволяет в режиме реального времени корректировать производительность скважин, регулировать и оптимизировать темпы отбора газа из ПХГ при различных ситуациях.

2. Анализ существующих конструкций детекторов и датчиков-сигнализаторов ВПВ показал, что датчики в исполнении ДСП-АКЭ-2 не уступают ни отечественным, ни зарубежным аналогам, а по возможности

одновременного контроля песка и капельной влаги превосходят их и могут являться объектом импортозамещения. С их помощью можно прогнозировать разрушение пласта-коллектора, образование глинисто-песчаных пробок, снизить эрозионно-коррозионный износ газопромыслового оборудования и минимизировать затраты на очистку и подготовку газа к транспорту.

Список используемых источников

1 Назаров С. И., Солдаткин Г. И., Сибирев С. П. Индикатор наличия песка в промысловых трубопроводах действующих ПХГ // Транспорт и хранение газа. М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1981. Вып. 12. С. 18 – 22.

2 Назаров С. И., Сидоров А. П. Техника и технология контроля содержания пластового песка в потоке природного газа: сб. докл. междунар. конф. по подземному хранению газа. М., 1996. С. 75–79.

3 Цайгер М. А., Назаров С. И. Механизм абразивной эрозии и оценка максимальной скорости абразивного потока, при которой эрозия отсутствует // Технология строительства газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. тр. /ВНИИГАЗ. М., 1991. С. 98–109.

4 Способ регистрации включений твёрдых фракций в газовом потоке/ В. Г. Диденко, С. Г. Лазарев, А. Ю. Виноградов, В. М. Карюк, С. И. Назаров: пат. № 2408868. Зарегистрировано в Гос. реестре изобретений Рос. Федерации 10.01.2011.

5 Беспроводная оперативная система сбора информации на территориально распределённых объектах / В. Е. Столяров, М. А. Балавин, А. А. Енгибарян, В. М. Карюк // Газовая промышленность. 2009. № 1 (627). С.47–51.

6 Акустический датчик-сигнализатор ДСП-А / М. А. Балавин, А. Н. Клименко, В. Н. Жогун, А. В. Тябликов, Е. Ф. Токарев, З. А. Магомедов // Газовая промышленность. 2007. № 1. С. 83 – 84.

7 Методика автоматизированного контроля выноса жидкости и песка на сеноманских скважинах Ямбургского НГКМ в условиях падающей добычи газа / С. И. Назаров, С. Н. Горлов, А. В. Тябликов, Р. И. Алимгафаров. М.: ОАО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. С. 36.

References

1 Nazarov S. I., Soldatkin G. I., Sibirev S. P. Indikator nalichija peska v promyslovyh truboprovodah dejstvujushhij PHG //Transport i hranenie gaza. M.: VNIIGAZPROM. 1981. Vyp. 12. S. 18–22. [in Russian].

2 Nazarov S. I., Sidorov A. P. Tehnika i tehnologija kontrolja sodержaniya plastovogo peska v potoke prirodnogo gaza: sb. dokl. mezhdunar. konf. po podzemnomu hraneniju gaza. M.: 1996. S. 75–79. [in Russian].

3 Cajger M. A., Nazarov S. I. Mehanizm abrazivnoj jerozii i ocenka maksimal'noj skorosti abrazivnogo potoka, pri kotoroj jerozija otsutstvuet // Tehnologija stroitel'stva gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin: sb. nauchn. tr. VNIIGAZ. M.: 1991. S. 98–109. [in Russian].

4 Sposob registracii vkljuchenij tvjordyh frakcij v gazovom potoke / V. G. Didenko, S. G. Lazarev, A. Ju. Vinogradov, V. M. Karjuk, S. I. Nazarov: pat. № 2408868. Zaregistrovano v Gos. reestre izobretenij Ros. Federacii 10.01.2011. [in Russian].

5 Besprovodnaja operativnaja sistema sbora informacii na territorial'no raspredeljonnyh ob'ektah / V. E. Stoljarov, M. A. Balavin, A. A. Engibarjan, V. M. Karjuk // Gazovaja promyshlennost'. 2009. № 1 (627). S.47–51. [in Russian].

6 Akusticheskij datchik-signalizator DSP-A / M. A. Balavin, A. N. Klimenko, V. N. Zhogun, A. V. Tjablikov, E. F. Tokarev, Z. A. Magomedov // Gazovaja promyshlennost'. 2007. № 1. S. 83–84. [in Russian].

7 Metodika avtomatizirovannogo kontrolja vynosa zhidkosti i peska na senomanskih skvazhinah Jamburgskogo NGKM v uslovijah padajushhej dobychi gaza. / S. I. Nazarov, S. N. Gorlov, A. V. Tjablikov, R. I. Alimgafarov // М.: ОАО «Газпром VNIIGAZ», 2010. S. 36. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Костиков С. Л., зам. начальника Управления подземного хранения газа
ПАО «Газпром», г. Москва, Российская Федерация

S. L. Kostikov, Deputy Head of the Administration Underground Gas
Storage, PJSC «Gazprom», Moscow, the Russian Federation

Парфёнов К. В., зам. начальника Управления подземного хранения газа
ПАО «Газпром», г. Москва, Российская Федерация

K. V. Parfenov, Deputy Head of the Administration Underground Gas
Storage, PJSC «Gazprom», Moscow, the Russian Federation

Назаров С. И., канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник
АО «Сигма-Оптик», г. Москва, Российская Федерация

S. I. Nazarov, Candidate of Engineering Sciences, Leading Researcher of
JSC «Sigma-Optic», Moscow, Zelenograd, the Russian Federation

Магомедов З. А., канд. физ.-мат. наук, генеральный директор
АО «Сигма-Оптик», г. Москва, Российская Федерация

Z. A. Magomedov, Candidate Physical and Mathematical Sciences, General
Director of JSC «Sigma-Optic», Moscow, Zelenograd, the Russian Federation

Токарев Е.Ф., канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник ФГУП «ВНИИФТРИ», п. Менделеево, Московская обл., Российская Федерация

E. F. Tokarev, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Leading Researcher of Federal State Unitary Enterprise «VNIIFTRI», s. Mendeleevo, Moscow reg., the Russian Federation

Тябликов А. В., канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник ФГУП «ВНИИФТРИ», п. Менделеево, Московская обл., Российская Федерация

A. V. Tyablikov, Candidate of Engineering Sciences, Leading Researcher of Federal State Unitary Enterprise «VNIIFTRI», s. Mendeleevo, Moscow reg., the Russian Federation

Новичков К. В., Научный сотрудник ФГУП «ВНИИФТРИ», п. Менделеево, Московская обл., Российская Федерация

K. V. Novichkov, Researcher of Federal State Unitary Enterprise «VNIIFTRI», Mendeleevo, Moscow reg., the Russian Federation

e-mail: admin@sigma-optic.ru