



АО «СИГМА-ОПТИК»

**ДАТЧИК-СИГНАЛИЗАТОР ТВЕРДЫХ  
ВКЛЮЧЕНИЙ И КАПЕЛЬНОЙ ВЛАГИ  
В ПОТОКЕ ГАЗА ДСП-А**

Для эффективной работы газовых месторождений важными информационными параметрами, наряду с устьевым давлением, температурой и расходом (дебитом) газа, являются сведения о наличии в газовом потоке жидких включений (пластовой воды) и твердых механических примесей.

Из-за отсутствия оперативной и достоверной информации о содержании примесей в потоке продукции скважин и непринятия своевременных мер по изменению режима их эксплуатации происходит преждевременный износ подземного и устьевого технологического оборудования, возникают аварийные ситуации, что приводит к потере добываемой продукции, загрязнению окружающей среды, остановке и простоем скважин.

Для решения указанных задач в практике эксплуатации объектов добычи и хранения газа используются средства контроля указанных параметров, такие как детекторы и датчики-сигнализаторы (ДС) выноса песка и влаги (ВПВ).

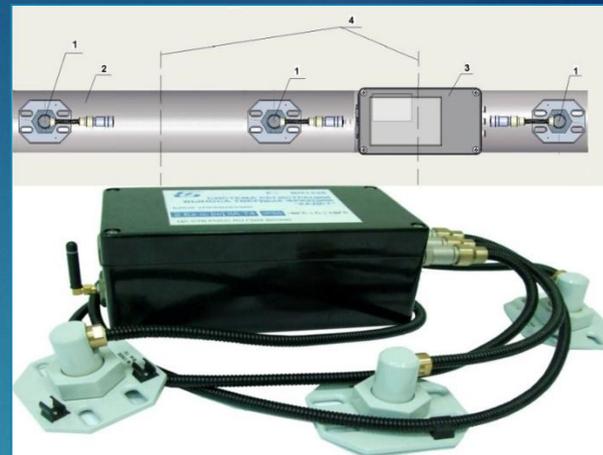
Из отечественных средств в настоящее время широко используются акустические ДС твёрдых включений и капельной влаги типа «ДСП-А», производства АО «Сигма-Оптик». «ДСП-А» разработаны по техническому заданию ПАО «Газпром» и в настоящее время в виде различных модификаций поставляются на предприятия добычи и хранения газа.

Межведомственные испытания (МВИ) данных изделий проведены в 2004 году. За период с 2003 г. по настоящее время на различные объекты ПАО «Газпром» поставлено более 2 000 комплектов ДС типа «ДСП-А» различных модификаций.

На слайде 4 представлены существующие конструкции отечественных и зарубежных датчиков-сигнализаторов, применяемых в газовой промышленности.



«СПЕКТР-М»



«КАДЕТ»



«ROXAR»



«ДСП-А»



«CLAMPON»

**ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ ДС**

В таблице (слайд 6) приведены характеристики известных отечественных и зарубежных ДС в сравнении с датчиком типа «ДСП-А».

Из приведенных характеристик следует, что «ДСП-А» уступает некоторым аналогам в предельной рабочей температуре. Но при этом, в отличие от других аналогов «ДСП-А», обладает функцией самодиагностики чувствительности и не нуждается в поверке. В остальном «ДСП-А» не уступает аналогам, а по возможности одновременного контроля твёрдых включений и капельной влаги превосходит их.

## ХАРАКТЕРИСТИКИ АКУСТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ-СИГНАЛИЗАТОРОВ ВЫНОСА ПЕСКА И ВОДЫ (ВПВ)

Параметры изделий	Спектр-М ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»	Кадет АО «Объединение Бинар»	«Roxar»	«ClampOn»	«ДСП-А» АО «Сигма-Оптик»
Контролируемая фаза потока	Песок	Песок	Песок	Песок	Песок + вода
Заявленная температура	-40 ÷ +60 °С	-40 ÷ +80 °С	-40 ÷ +80 °С	-40 ÷ +80 °С	-55 ÷ +60 °С
Требуется дополнительный ввод данных по скважине в программное обеспечение прибора	Да	Да	Да	Да	Не требуется
Влияет ли качество прижима (установки) на трубопроводе на работу прибора	Нет	Да	Да	Да	Нет
Заявленный статус прибора	Сигнализатор	Сигнализатор	Измеритель	Измеритель	Датчик-сигнализатор
Протокол Modbus (связь)	Нет	Да	Да	Да	Да
Необходимость вызова специалиста для отладки программного обеспечения	Не требуется	Требуется	Требуется	Требуется	Не требуется
Наличие функции самодиагностики	Нет	Нет	Нет	Нет	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	Порядка 2 000 комплектов
Наличие государственной поверочной схемы	Нет	Нет	Нет	Нет	Не требуется

Акустические датчики-сигнализаторы превышения уровней содержания твердых включений и капельной влаги в потоке газа в трубопроводе (ДСП-А)

7



**Принцип действия** основан на выделении из акустического фона стенки газопровода акустического сигнала, обусловленного наличием твёрдых включений и капельной влаги в потоке газа.

Сертификат соответствия № **TC RU C-RU.ГБ06.В.00002**, соответствующий требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", действующий с 02.07.2013 по 01.07.2018.

Сертификат соответствия распространяется на акустический датчик-сигнализатор превышения уровней содержания твердых включений и капельной влаги в потоке газа в трубопроводе (ДСП-А) следующих модификаций: ДСП-А0, ДСП-АК, ДСП-АКЭ.

Модификация ДСП-АКЭ имеет три исполнения: **ДСП-АКЭ (базовое), ДСП-АКЭ-1, ДСП-АКЭ-2.**

ДСП-АКЭ (см. слайд 10). Пятиуровневый акустический датчик-сигнализатор твердых включений и капельной влаги в потоке газа в трубопроводе ДСП-АКЭ предназначен для телеметрического контроля режимов работы сеноманских скважин. Устанавливается на манифольдах однотипной конфигурации в теплозащитном кожухе. На трубопроводе прижимными устройствами устанавливаются моноблок с чувствительным элементом, блок управления питанием и выносной блок автономного питания. Клеммная соединительная коробка для подключения датчика размещается на внешних конструкциях скважины. Датчик прижимного типа с возможностью автоматического перехода при отключении питания в автономный режим с внутренней записью зарегистрированных превышений тарированных уровней дебитов песка и капельной влаги. Допустимый объем записи в собственной памяти составляет до одного года с периодом измерений 1 минута. Моноблок устанавливается вблизи колена газопровода и передает сигналы превышения пиковых и средних значений уровней дебита твердых включений и капельной влаги кустовой системе телеметрического контроля по согласованному протоколу обмена (см. таблицу слайд 9).

**ЗНАЧЕНИЯ ПЯТИ УСТАНОВЛЕННЫХ УРОВНЕЙ ДЕБИТА ТВЁРДЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ И  
КАПЕЛЬНОЙ ВЛАГИ ДСП-АКЭ**

<b>Уровень</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Песок, г/мин</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>1,0</b>	<b>2,5</b>	<b>5,0</b>
<b>Влага, л/мин</b>	<b>0,05</b>	<b>0,15</b>	<b>0,5</b>	<b>1,5</b>	<b>5,0</b>



## СОСТАВ ДСП-АКЭ

ДСП-АКЭ-1 (см. слайд 12). Пятиуровневый акустический датчик-сигнализатор твердых включений и капельной влаги в потоке газа в трубопроводе предназначен для телеметрического контроля режимов работы газовых скважин с использованием интерфейса RS485. В теплозащитном кожухе на трубопроводе прижимными устройствами устанавливаются моноблок чувствительного элемента и блок управления. Клеммная коробка для подключения датчика размещается на внешних конструкциях скважины. Датчик прижимного типа с постоянным сетевым питанием +24В. Допустимый объем записи в собственной памяти составляет до одного года с периодом измерений 1 минута. Моноблок устанавливается вблизи колена газопровода и передает сигналы превышения пиковых и средних значений уровней дебита твердых включений и капельной влаги кустовой системе телеметрического контроля по протоколу обмена Modbus RTU.



**СОСТАВ ДСП-АКЭ-1**

ДСП-АКЭ-2 (см. слайд 14). Модификация ДСП-АКЭ-2 осуществляет контроль семи дискретных уровней превышения дебита песка и капельной влаги, обладает возможностями автономного режима работы, статистической обработки полученных данных и самодиагностики основных параметров датчика, включая его чувствительность.

Рассчитан на работу как на закрытых, так и на открытых площадках. В условиях открытой площадки при температуре от  $-55^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$  и влажности до 90 %, осуществляет одновременный контроль дебита песка и капельной влаги в потоке газа. Источниками питания являются сеть постоянного тока с напряжением +24 В, гальванически развязанная от сети переменного тока. Предусмотрена возможность подключения автономного источника питания, обеспечивающего работу датчика в отсутствии сети в течение сезона отбора газа. Накопленные в автономном режиме данные скачиваются без подключения компьютера на флэш-устройство. Потребляемый от сети ток – не более 30 мА в активном состоянии (режим измерения в течение 7 с) и не более 15 мА в пассивном режиме. Периодичность измерений – 1 раз в 15 с или в минуту. Результаты измерений накапливаются в буфере процессора в виде пиковых и средних значений превышения установленных семи уровней дебита песка и капельной влаги до запроса внешней телемеханической системы. Диапазон контролируемого дебита: - капельной влаги от 3-5 до 3500 л/час; - песка от 0,003 до 35 л/час. Обмен между датчиком и системой верхнего уровня происходит по протоколу **Modbus RTU**.



**СОСТАВ ДСП-АКЭ-2**

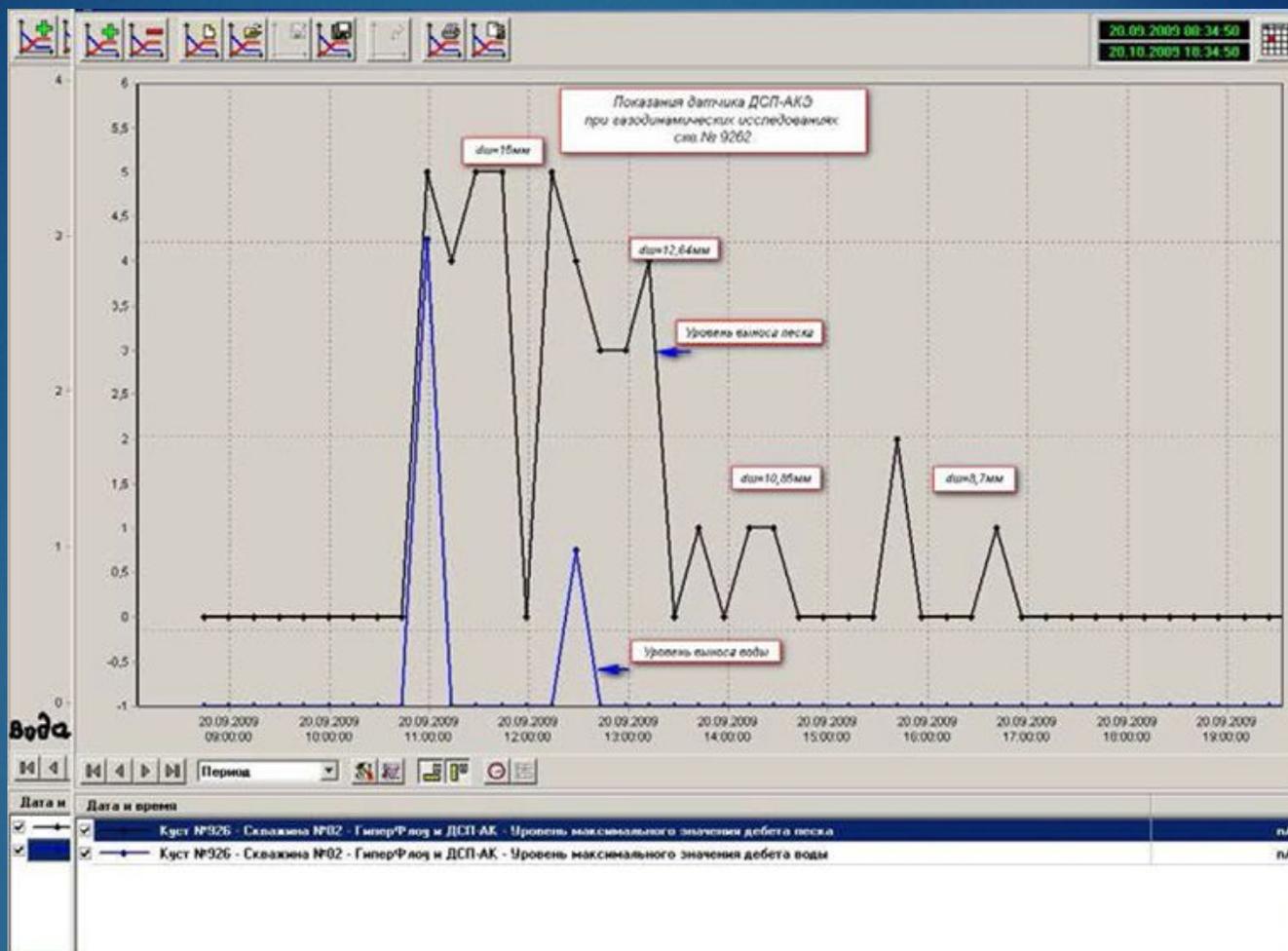
## ПРИМЕНЕНИЕ ДС ТИПА «ДСП-А» НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (НГКМ)

15

**Анализ результатов работы ДСП-АКЭ в режиме ГДИ на примере скважины № 9262 Ямбургского НГКМ (ООО «Газпром добыча Ямбург»)**

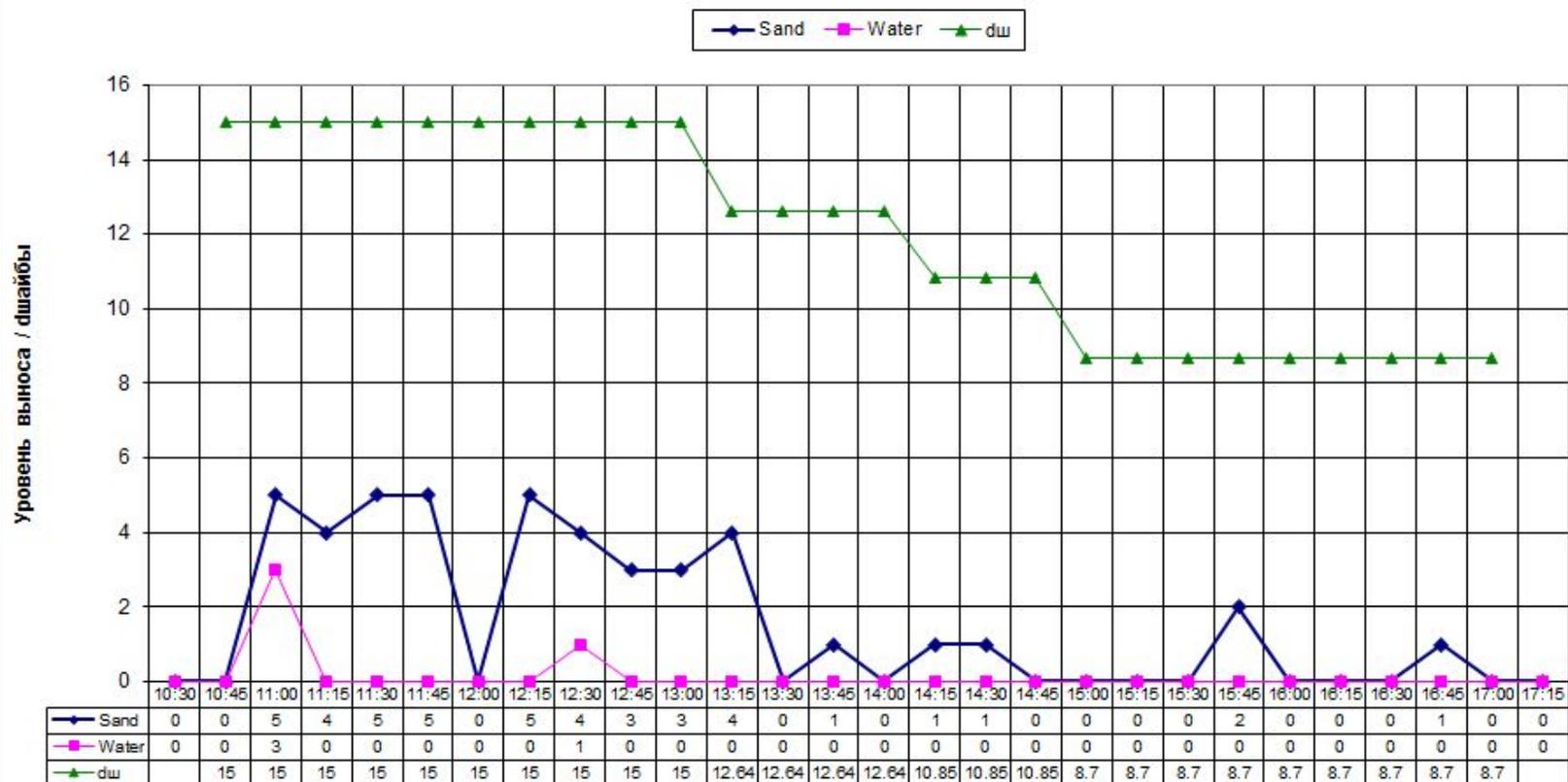
На **слайде 16** приведен снимок экрана диспетчерского графического интерфейса принятых показаний датчика ДСП-АКЭ, полученных в процессе проведения ГДИ на четырех режимах скважины №9262.

На **слайде 17** приведены результаты обработки полученных показаний с указанием времени получения каждого уровня превышения и диаметра диафрагм на четырех режимах. Результаты ГДИ **скважины № 9262 Ямбургского НГКМ** приведены в **таблице на слайде 18**.



Диспетчерский интерфейс

## Исследования скважины № 926.2



20.09.2009г.

**ДИНАМИКА ПОКАЗАНИЙ ДАТЧИКА В ПРОДУВКАХ С РАЗЛИЧНЫМ ДИАМЕТРОМ ПОДПОРНОЙ ШАЙБЫ (ММ)**

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЦИКЛА ГАЗО-ДИНАМИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ НА СКВАЖИНЕ № 9262 ЯМБУРГСКОГО НГКМ  
(ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»)**

№ режима	Диаметр диафрагмы, мм	Дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Q воды, л	Q песка, гр.	W воды, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> «ДСП-А»	W песка, мг/м <sup>3</sup> «ДСП-А»
1	8.7	126	2.10	149	0.400	28.38
2	10.85	192	3.50	148.4	0.438	18.55
3	12.64	250	12.00	222.6	1.152	21.36
4	15	344	24.00	296.7	1.674	20.70

## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ ДСП-АКЭ В РЕЖИМЕ ГДИ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ №9262 ЯМБУРГСКОГО НГКМ (ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»)

Из анализа приведенных данных видно:

1. Датчик зарегистрировал воду на диафрагмах 15 и 12,64 мм превышением четвертого и первого уровня, соответственно. Соответствующие показания при ГДИ составили 24 и 12 л. за час.

2. Датчик зарегистрировал песок во всех четырех режимах. На четвертом режиме - превышениями 5-4-го уровней. На третьем режиме – превышениями 4-2-го уровней. На втором и на первом режимах – превышениями первого уровня.

Таким образом, данные ГДИ, показали, что уровень чувствительности датчика ДСП-АКЭ позволяет регистрировать выявленные в продувках уровни дебитов воды и песка и, в качестве многоуровневого индикатора, отобразить их динамику.

**КОЛИЧЕСТВО ДАТЧИКОВ «ДСП-А» РАЗЛИЧНЫХ МОДИФИКАЦИЙ,  
ПОСТАВЛЕННЫХ НА ОБЪЕКТЫ ДОБЫЧИ ГАЗА И НЕФТИ ПО  
СОСТОЯНИЮ НА АПРЕЛЬ 2016 г.**

20

№ п/п	Организация	Количество поставленных датчиков	Тип датчика
1	ООО «Газпром добыча Надым» Юбилейное НГКМ	74	ДСП-АКЭ-1
2	ООО «Газпром добыча Надым» Медвежье НГКМ	7	ДСП-АКЭ
3	ООО "Газпром добыча Ямбург"	295	ДСП-АКЭ
4	ООО "Газпром добыча Ямбург"	84	ДСП-АК
5	ООО "Газпром добыча Ноябрьск"	13	ДСП-АКЭ-1
6	ООО "Газпром добыча Ноябрьск"	9	ДСП-АК
7	ОАО "Газпромнефть" Муравленковское месторождение	4	ДСП-АКЭ-1
8	ОАО «Муравленковскнефть»	20	ДСП-АКЭ-1
9	ООО "Севернефтегазпром" Южно-Русское НГМ	1	ДСП-АКЭ-2
10	ООО "Ванкорнефть"	4	ДСП-АКЭ-1
11	ООО "Ванкорнефть"	5	ДСП-АКЭ-2
12	ООО «Газпром добыча Надым» Ямсовейское НГКМ	4	ДСП-АКЭ
13	ООО «Газпром добыча Надым» Ямсовейское НГКМ	7	ДСП-АКЭ-1
14	ООО «Газпром добыча Надым» Бованенковское НГКМ	42	ДСП-АКЭ-1
15	ОАО «Самотлорнефтегаз»	396	ДСП-АКЭ-1
		6	ДСП-АКЭ-3Н

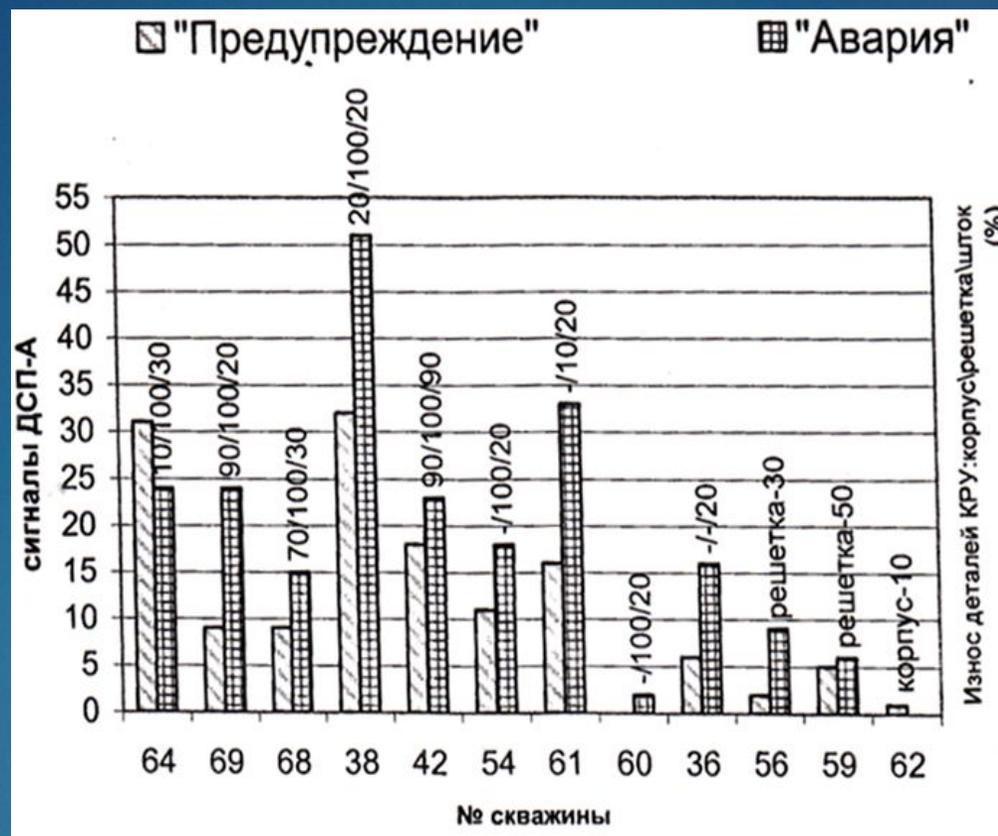
**Датчиков поставлено в модификации: ДСП-АК – 93 комплекта;  
ДСП-АКЭ – 308 комплекта; ДСП-АКЭ-1 – 502 комплекта; ДСП-АКЭ-2 – 5 комплектов;  
ДСП-АКЭ-3Н – 6 комплектов.**

**ВСЕГО ПОСТАВЛЕНО: 914 комплектов**

## ПРИМЕНЕНИЕ ДС ТИПА ДСП-А НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА (ПХГ)

Первые результаты опытно-промышленной эксплуатации ДС типа «ДСП-А» были получены в 2001-2003 гг. на Касимовском ПХГ.

На гистограмме (см. слайд 22) сопоставлены число зарегистрированных в сезоне отбора 2002-2003г. показаний датчиков по наличию песка в потоке газа и степень абразивного износа кранового распределительного устройства (КРУ) на обводненных скважинах. Корреляция вполне очевидная – чем больше число зарегистрированных показаний, тем больше степень износа КРУ.

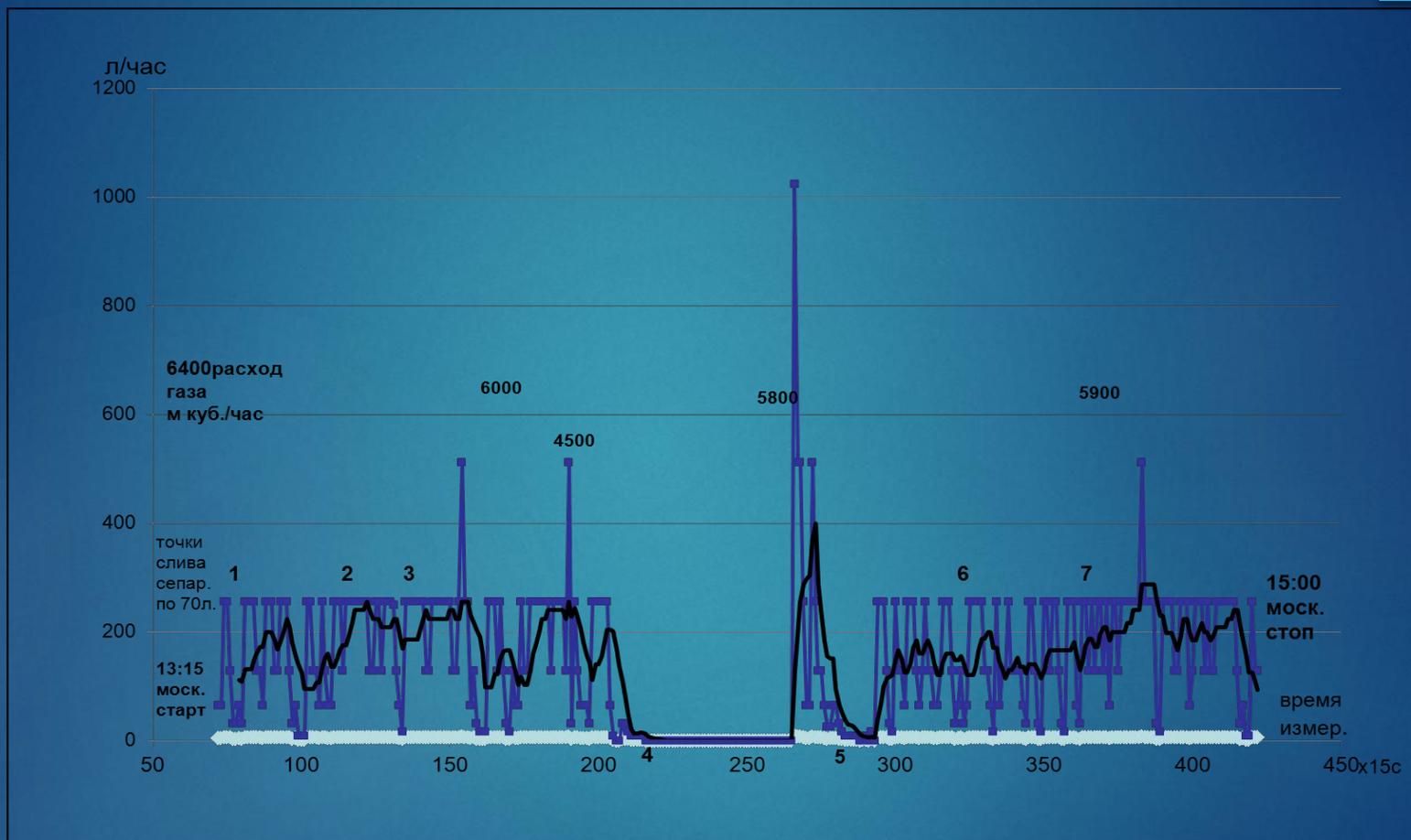


**ГИСТОГРАММА ПОКАЗАНИЙ «ДСП-А» ПО КОЛИЧЕСТВУ ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ ДНЕЙ ПОЯВЛЕНИЯ ИНДИКАЦИИ В СИСТЕМЕ «ELPRO» В СРАВНЕНИИ СО СТЕПЕНЬЮ АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА ДЕТАЛЕЙ КРУ В СЕЗОНЕ ОТБОРА ГАЗА 2002-2003 гг.**

В 2010г. на **Касимовском ПХГ** были проведены первые тарировки комбинированных датчиков модификации ДСП-АКЭ-2.

В 2013г. на скважине № 46 **Увязовской площадки Касимовского ПХГ** была проведена проверка тарировки ДСП-АКЭ-2 по капельной влаге с использованием замерного сепаратора. На первой стадии до уменьшения расхода газа с **6 000 до 4 500 м<sup>3</sup>/час** было слито **210 л воды**, накопленных в течение получаса. При этом среднее значение дебита воды по показаниям датчика составило порядка **200 л/час** без учета расходного множителя, который на верхнем уровне учитывает текущее значение расхода газа. Для расхода газа **6400 м<sup>3</sup>/час** его значение составляет **2,4** и, таким образом, скорректированное значение среднего дебита воды составило за первые **30 минут 480 л/час** или всего по объему **240 л**. Разница с объемом слива из сепаратора не превышает **15%**. Интересно отметить динамику дебита воды после повышения расхода газа с **4 500 до 5 800 м<sup>3</sup>/час**. Выброс воды с нуля был столь значителен, что заполнил сепаратор за **20 с** (см. слайд 24, точки измерений с 250 по 300). Пиковое значение дебита в этом выбросе достигало более **1 000 л/час**.

Таким образом, датчик ДСП-АКЭ-2 прошел проверку тарировки по дебиту капельной влаги на **Касимовском ПХГ**.



**МОНИТОРИНГ ДЕБИТА ВОДЫ ДАТЧИКОМ ДСП-АКЭ-2 НА СКВАЖИНЕ № 46  
УВЯЗОВСКОЙ ПЛОЩАДКИ КАСИМОВСКОГО ПХГ (2013Г.)**

## ОБЪЁМЫ ВНЕДРЕНИЯ ДАТЧИКОВ ДСП-А НА ПХГ

В таблице приведены сведения по реализованным на конец 2015г. поставкам ДС типа «ДСП-А» на различные ПХГ.

ДСП-А0	Кол-во комплектов	ДСП-АКЭ-2	Кол-во компл.
Касимовское ПХГ	117	Касимовское ПХГ	193
Увязовская СПХГ	95	Елшано-Курдюмское ПХГ	21
Карашурское ПХГ	25	Совхозное ПХГ	110
Степновское ПХГ	34	Ставропольское ПХГ	68
Песчано-Уметское ПХГ	43	Канчуринское ПХГ	94
	ИТОГО: 314	Московское ПХГ	83
		Калужское ПХГ	38
		Елшанское СПХГ	29
		Пунгинское ПХГ	50
			ИТОГО: 686

**ВСЕГО 1000 КОМПЛЕКТОВ**

## ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДС «CLAMPON DSP-06» И «ДСП АКЭ» НА РУССКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

### Сравнительные данные по замерам мехпримесей и воды на скважинах

№	куст	место отбора, скважина	Даты отбора	Вода, % обв.		Мехпримеси, мг/л			Соответствие показаний датчика ДСП-АКЭ по уровням в зависимости от скорости потока и дебита жидкости, мг/л						
				ДСП-АКЭ	проба ЛФХА	ДСП-АКЭ уровень	ClampOn	Проба ЛФХА	1	2	3	4	5	6	7
1	1	5Г	04-05.04.2012	0 ÷ 10	8,0	0 ÷ 1	-	410,5; 1045,1; 704,4	1000	2000	4000	8000	16000	32000	64000
2	1	3Г*	04-07.04.2012	10 ÷ 75	14,5	1 ÷ 5	-	1126,2; 2300,6; 2742,8; 126	90	180	361	722	1444	2887	5774
3	3	12Г	05-06.04.2012	0	0,6	0 ÷ 3	211; 327	359; 378,5	115	231	462	923	1846	3692	7385
4	3	10Г	06-07.04.2012	0	0,5	0 ÷ 1	121	151,2; 197,1	600	1200	2400	4800	9600	19200	38400
5	3	8Г	05-08.04.2012	0 ÷ 10	2,1	2 ÷ 3	1984	1927,6; 1766,9; 1879,6	857	1714	3429	6857	13714	27429	54857
6	4	18Г	04.04.2012	0	0,1	0 ÷ 3	-	174,5; 161,4; 135,1; 147,3	60	120	240	481	962	1924	3848

Из таблицы видно, что уровня чувствительности датчика ДСП-АКЭ достаточно для мониторинга содержания песка и обводненности. При этом полученные значения содержания песка совпадают по чувствительности с датчиком «ClampOn» и пробой лаборатории физико-химического анализа (ЛФХА). Сравнивая данные по обводненности, получаемые с датчика ДСП-АКЭ и ЛФХА, необходимо сделать поправку на возможности датчика, так как он является детектором и показывает обводненность по запрограммированным семи дискретным уровням.

Опыт эксплуатации «ДСП-А» на газодобывающих предприятиях и подземных хранилищах газа показывает, что они позволяют оперативно и без больших материальных затрат **осуществлять мониторинг параметров работы скважин по выносу твёрдых механических примесей и жидких включений (пластовой воды).**

При этом решается задача оптимизации режимов работы скважин в различные периоды их эксплуатации тем самым существенно снижая риск **преждевременного износа подземного и устьевого технологического оборудования, возникновения аварийных ситуаций, что приводит к потере добываемой продукции, загрязнению окружающей среды, остановке и простоя скважин.**

ДСП-А могут применяться как в виде самостоятельного законченного изделия, так и являться составной частью интегрированных автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Компания «Сигма-Оптик» производит шефмонтаж (установку) своего оборудования на объектах Заказчика (потребителя). На объектах газового и нефтяного комплекса шефмонтаж проводится совместно со специалистами организаций - потребителей.

Указанные работы предшествуют проведению пуско-наладочных работ и вводу оборудования в эксплуатацию.

Оборудование и приборы, поставляемые компанией потребителю, вводятся в опытную и (или) опытно-промышленную эксплуатацию по результатам проведения пуско-наладочных работ на объектах Заказчика.

Пуско-наладочные работы проводят по договорам, заключенным по итогам конкурсов со специализированными подрядными организациями. Условия выполнения работ и соответствие требованиям оговариваются в договорах. Указанные работы проводят группы аттестованных высококвалифицированных специалистов компании «Сигма-Оптик» совместно со специалистами (сотрудниками) служб эксплуатации Заказчика с разделением обязанностей, предусмотренных условиями договора и инструкциями по проведению работ.

Для всех поставляемых компанией приборов и оборудования обязательным является гарантийное обслуживание. Сроки и условия проведения такого обслуживания регламентируются техническими условиями и техническим описанием на изделие, а также условиями договора.