РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ХАРАКТЕРИСТИК ДАТЧИКОВ-СИГНАЛИЗАТОРОВ ТВЁРДЫХ ПРИМЕСЕЙ И ЖИДКОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С РАЗЛИЧНЫМИ КОНСТРУКЦИЯМИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

RESEARCH OF CHARACTERISTICS OF SOLID IMPURITIES AND LIQUID SENSOR-ALARMS DURING OPERATION OF WELLS WITH DIFFERENT CONSTRUCTIONS OF PRODUCTION HORIZON TAPPING

С. В. Завьялов
Sergey V. Zavyalov

ООО «Газпром добыча
Ямбург»,
Дочернее предприятие
ПАО «Газпром»,
г. Ямбург,
Российская Федерация

Gazprom Dobycha
Yamburg LLC, Subsidiary
of Gazprom PJSC,
Yamburg,
Russian Federation

Т. В. Сопнев
Timur V. Sopnev

ООО «Газпром добыча
Ямбург»,
Дочернее предприятие
ПАО «Газпром»,
г. Ямбург,
Российская Федерация

Gazprom Dobycha
Yamburg LLC, Subsidiary
of Gazprom PJSC,
Yamburg,
Russian Federation

В. Д. Кушнирюк
Vitaliy D. Kushniryuk

ООО «Газпром добыча
Ямбург»,
Дочернее предприятие
ПАО «Газпром»,
г. Ямбург,
Российская Федерация

Gazprom Dobycha
Yamburg LLC, Subsidiary
of Gazprom PJSC,
Yamburg,
Russian Federation

С. Н. Горлов
Sergey N. Gorlov

ООО «Газпром добыча
Ямбург»,
Дочернее предприятие
ПАО «Газпром»,
г. Ямбург,
Российская Федерация

Gazprom Dobycha
Yamburg LLC, Subsidiary
of Gazprom PJSC,
Yamburg,
Russian Federation

Е. Ф. Токарев
Evgeny F. Tokarev

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

Sigma-Optic JSC, Moscow,
Russian Federation

С. И. Назаров
Sergey I. Nazarov

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

Sigma-Optic JSC, Moscow,
Russian Federation

Д. М. Леднев
Dmitry M. Lednev

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

Sigma-Optic JSC, Moscow,
Russian Federation

В. Н. Воробьев
Valery N. Vorobiev

ФГУП «ВНИИФТРИ»,
п. Менделеево,
Московская обл.,
Российская Федерация

VNIIFTRI FSUE, Mendeleevo
Village, Moscow Region,
Russian Federation

Применение датчиков-сигнализаторов АО «Сигма-Оптик», интегрированных в систему телемеханики кустов сеноманских скважин Харвутинской площади Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, осуществляется для контроля содержания твердых примесей и жидкости в потоке газа по пяти уровням в модификации ДСП-АКЭ и по семи уровням в модификации ДСП-АКЭ-2. В статье представлены результаты исследований характеристик и проведен сравнительный анализ показаний штатных и модернизированных датчиков-сигнализаторов (ДС) в рамках проведенных комплексных газодинамических исследований. В результате анализа промысловых данных за период эксплуатации штатных датчиков установлена необходимость раздельного выделения сигналов по содержанию фазовых компонентов механических примесей: песка и гидратных структур. При изучении характеристик ДС в лабораторных условиях экспериментально установлены различные формы импульсов-откликов воздействия упругопластических ударов частиц гидрата и упругих уда-

Ключевые слова

акустические сигналы,
водный фактор,
газодинамические исследования,
газосборный пункт,
датчик-сигнализатор,
подземное хранилище газа,
скважины

ров частиц песка. Основными отличиями модификации ДСП-АКЭ-2 являются: усовершенствованный алгоритм обработки сигнала, вариативная схема энергоснабжения и расширенный диапазон уровней превышения фазовых составляющих в пластовой смеси. Установлен контролируемый диапазон работы ДС по содержанию капельной жидкости в потоке газа от 6 до 100 л/ч (0,144–2,4 м³/сут). Представлены синхронная регистрация и удовлетворительные сравнительные показания ДС в условиях постоянного поступления жидкости с забоя скважины.

The use of sensor-alarms (SA) of Sigma-Optic JSC integrated into the remote control system of the Cenomanian boreholes of the Kharvutinskaya area Yamburgskoye oil and gas condensate field is carried out to control the content of solid impurities and liquid in the gas flow at five levels in the DSP-EAC-2 modification and seven levels in the modification of DSP-EAC-2. The article presents the results of research on characteristics and a comparative analysis of indications of regular and upgraded SA in the frame of complex gas dynamic studies. Analysis of field data for the period of standard sensors operation has shown the need for separate signals extraction for the content of the phase components of mechanical impurities: sand and hydrate structures. When studying the SA characteristics in laboratory conditions, different forms of pulses-responses of the action of elastoplastic impacts of hydrate particles and elastic impacts of sand particles were experimentally established. The main differences between the modifications of DSP-EAC-2 are as follows: an improved signal processing algorithm, a variable power supply scheme and an extended range of levels of excess phase components in the formation mixture. A controlled range of SA operation is established for the content of the dropping liquid in the gas flow from 6 to 100 liters per hour (0.144–2.4 m³ per day). Synchronous registration and satisfactory comparative readings of SA are shown in conditions of constant fluid flow from the bottom of the well.

Введение

На Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНГКМ) осуществляется телеметрический мониторинг режимов эксплуатации скважин, в том числе осложненных выносом песка и жидкости, с использованием датчиков-сигнализаторов ДСП-А. Как показано в работах [1, 2], большинство скважин оборудовано штатными датчиками-сигнализаторами (ДС) модели ДСП-АКЭ. В то же время на Харвутинской площади ЯНГКМ и ряда подземных хранилищ газа (ПХГ) применяется новая модификация энергосберегающих ДС по контролю капельной влаги и твердых включений — ДСП-АКЭ-2 [2, 3] производства АО «Сигма-Оптик» [2]. В разработке усовершенствованной модели учтен опыт продолжительной эксплуатации датчиков на газовых промыслах Крайнего Севера. Основными отличиями новой модификации датчиков являются: усовершенствованный алгоритм обработки сигнала, вариативная схема энергоснабжения и расширенный диапазон уровней превышения фазовых составляющих в пластовой смеси.

В статье представлены результаты исследований характеристик и проведен сравни-

Key words

acoustic signals, water factor, gas dynamic studies, gas gathering point, sensor-alarm, underground gas storage, wells

тельный анализ показаний штатных и модернизированных ДС в рамках проведенных комплексных газодинамических исследований (ГДИ) с применением коллектора «Надым-1». Исследования были проведены в соответствии с планом работ геологической службы для определения продуктивных характеристик сеноманских скважин, осложненных выносом воды и песка [3–5]. Исследуемые скважины имели различные конструкции ствола: скважина № 936-1 с вертикальным стволом; скважины №№ 919-1, 938-2 имеют наклонный профиль; скважина № 921-1 построена с субгоризонтальным стволом.

Некоторые особенности акустических датчиков-сигнализаторов

Применение ДС, интегрированных в систему телемеханики кустов газовых скважин [1, 2], осуществляется для определения содержания твердых примесей и жидкости (выноса песка (ВП), воды (ВВ) в потоке газа, по пяти уровням контроля в модификации ДСП-АКЭ (таблица 1) и по семи уровням в новой модификации — ДСП-АКЭ-2 [2, 5] (таблица 2).

Как видно из данных таблиц 1 и 2, тарифированные уровни контроля выноса пластового

песка в ДСП-АКЭ-2 несколько расширены по верхнему пределу. Уровни по выносу жидкости в новой модификации ДС заглублены по нижнему и верхнему пределам. Следует отметить, что тарирование акустических ДС в промысловых условиях [2, 4] с использованием коллектора «Надым-1» (таблица 1) и замерных сепараторов [3–5] на ПХГ (таблица 2) достаточно условно. Применяемые установки «Надым-1» и сепараторы на замерных линиях показывают интегральный результат анализа проб за время проведения ГДИ, в то время как акустические ДС регистрируют наличие или отсутствие твердых и жидких примесей в потоке газа, а также динамику изменения их уровней в режиме реального времени. В ДСП-АКЭ-2 запрограммирована периодичность измерений — 1 раз в 10 с или в 1 мин. Результаты измерений накапливаются в оперативной памяти процессора датчика в виде пиковых и средних значений превышения установленных семи уровней содержания свободного песка, связанного песка и капельной влаги до запроса внешней телеметрической системы. Полученные данные аналогичным с ДСП-АКЭ образом выводятся на диспетчерский интерфейс оператора в виде хронограмм зарегистрированных уровней, которые сравнивались с результатами анализа проб ГДИ. Замер объемов жидкости и механических примесей при одновременном применении датчи-

ков ДСП-АКЭ производился по содержимому контейнеров коллектора «Надым-1».

Анализ промысловых данных за период эксплуатации штатных датчиков показал необходимость отдельного выделения сигналов по содержанию фазовых компонентов механической примеси: песка и гидратных структур [6, 7]. При изучении характеристик ДС в лабораторных условиях экспериментально использовался способ моделирования ударных импульсов частиц гидрата гранулами силикагеля (специально обработанных и близких по физическим свойствам к гидратным структурам). Акустическое взаимодействие гранул силикагеля определенного фракционного состава со стенкой трубопровода исследовалось на гравитационном стенде. Смоделированный процесс заложен в усовершенствованный алгоритм обработки сигнала новой модификации ДСП-АКЭ-2 для контроля уровней присутствия гидратных структур в потоке газа [7]. Установлен также характер отличия импульсов-откликов воздействия упругопластических ударов частиц гидрата и упругих ударов частиц песка. На рисунке 1 приведены фрагменты хронограмм ударов силикагеля (гидрата) и ударов частиц песка о металлическую стенку трубопровода (синим цветом на частоте 200 кГц, красным — на частоте 640 кГц соответственно). По оси

Таблица 1. Тарированные в ДСП-АКЭ уровни регистрации превышений содержания ВПВ в потоке газа сеноманских скважин

Уровень ВПВ	1	2	3	4	5
Влажный осадок твердых примесей (ВП), л/ч	0,006	0,018	0,06	0,15	0,3
Жидкость (ВВ), л/ч	3	9	30	90	300

Таблица 2. Тарированные в ДСП-АКЭ-2 уровни регистрации превышений содержания ВПВ в потоке газа с учетом аналогичного их использования на скважинах подземных хранилищ газа

Уровень ВПВ	1	2	3	4	5	6	7
Влажный осадок твердых примесей (ВП), л/ч	0,02	0,05	0,01	0,2	0,4	0,8	1,6
Жидкость (ВВ), л/ч	10	24	60	90	130	170	200

а)

б)

Рисунок 1. Хронограммы импульсов-откликов: частиц силикагеля (гидрата) (а); частиц песка (б)

Х — отложено время, с, а по оси Y — уровень сигнала, дБ.

Анализ многочисленных хронограмм показал, что задний фронт импульсов от ударов частиц силикагеля имеет более пологий характер, чем от ударов частиц кварцевого песка. Практически каждый удар частиц песка является упругим, т. к. имеет отклик на обеих частотах, в то время как упругопластические удары силикагеля (гидратных структур) имеют отклик чаще только на более низкой частоте. Сравнительная статистика амплитудно-частотных характеристик откликов на двух частотах по новому алгоритму позволяет выделить импульсы-отклики от упругопластических ударов частиц гидратных структур о стенку трубопровода в потоке газа на устье скважины.

Анализ работы датчиков-сигнализаторов при проведении комплексных газодинамических исследований

В настоящей работе приведен анализ обработки телеметрических данных при исследовании скважин №№ 936-1, 919-1 с целью сравнения рабочих характеристик ДС обеих модификаций и выбора оптимального дебита эксплуатации скважин. Монтаж ДСП-АКЭ-2 выполнялся на линии отбора газа скважины в непосредственной близости от штатного датчика (рисунок 2). Синхронная регистрация сигналов с каждого датчика осуществлялась на отдельном ПК. Параллельно сигналы штатного датчика передавались по каналу телеме-

трии на пульт оператора по добыче газа для анализа и архивирования данных.

Сеноманские скважины с вертикальным стволом в кусте являются опорными для изучения и наблюдения за процессом разработки месторождения. По результатам совместных комплексных ГДИ скважины № 936-1 (07.09.2016) с одновременным замером глубинных параметров $P_{ст.затр} = 85,06$ ата, $P_{пл} = 92,60$ ата. Расчетное уравнение притока газа имело вид: $P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,1095Q + 0,4713Q^2$, где Q — расчетный или измеренный дебит скважины (тыс. м³/сут). Уровень жидкости на период проведения находился на отметке 196,7 м (текущий забой — 1206,4 м, открытый интервал фильтра — 1176–1207 м). При проведении ГДИ на диафрагмах $\varnothing = 13,05$ мм; 17,07 мм; 22,30 мм отмечался вынос жидкости. Незначительный вынос механических примесей на уровне фонового сигнала, как будет продемонстрировано ниже, имел место только на диафрагме $\varnothing = 22,30$ мм. Тип жидкости — пластовая минерализованная вода. Рабочие параметры, предшествующие ГДИ: $P_{тр} = 84,02$ ата, $P_{затр} = 84,92$ ата, $T = +18,6$ °С. Из представленного выше уравнения притока следует, что величина линейного коэффициента фильтрации «а» в удаленной зоне пласта соответствует проектным значениям. Величина коэффициента «в» в развитой зоне турбулентности (зона перфорации) свидетельствует о сравнительно чистой призабойной зоне пласта (ПЗП). Рабочий дебит

Рисунок 2. Схема подключения датчиков-сигнализаторов при проведении исследований

скважины составлял около 280 тыс. м³/сут. В таблице 3 представлены сводные данные газодинамических исследований скважины № 936-1.

Данные ГДИ приведены в таблице 3 с соблюдением последовательности проведения режимов исследований. Из таблицы 3 видно, что вынос жидкости зафиксирован в диапазоне дебитов газа от 212 до 562 тыс. м³/сут. При этом просматривается достаточно большая амплитуда значений объемов отсепарированной жидкости от 0,7 до 21 л в контейнерах коллектора «Надым-1» с резко возрастающим значением водного фактора при переходе с 3-го на 4-й режим. При увеличении рабочего дебита на 290 тыс. м³/сут (выход на режим продувки) датчики синхронно регистрировали начало выноса забойной пачки жидкости с максимальным значением сигнала по 2-му уровню превышения (ДСП-АКЭ) и по 4-му уровню превышения (ДСП-АКЭ-2). Далее наблюдается такая же синхронная динамика снижения уровня ВВ до 1-го уровня с выносом отдельных пачек жидкости. При этом отмечается более высокая чувствительность штатного датчика (ДСП-АКЭ) по регистрации

сигналов минимального уровня превышения капельной влаги. По результатам продувки вынос жидкости составил 21 л, или в пересчете — 0,5 м³/сут, режимные исследования продолжены (07.09.2016 г.). При этом скважина запущена в шлейф с дебитом 290 тыс. м³/сут. Повторный режим исследований проводился на диафрагме 22,30 мм (режим № 4, таблица 3) и по дебиту газа близко соответствовал режиму продувки. Анализ телеметрических данных показал, что на режиме ГДИ начальный период работы скважины (рисунок 3) сопровождался синхронной регистрацией выноса забойной пачки жидкости с сигналом по 4-му (ДСП-АКЭ) и 7-му (ДСП-АКЭ-2) уровням превышения капельной влаги. После пятиминутного отсутствия показаний датчики регистрируют резкое увеличение влагосодержания газа с выносом плотной газожидкостной пачки в течение 50 мин. Штатный датчик отражает более равномерный вынос жидкости по 2-му уровню, а датчик ДСП-АКЭ-2 демонстрирует скачкообразное снижение сигнала с 4-го до 1-го уровня. Необходимо заметить, что различные показания ДС обусловлены различными алго-

Таблица 3. Данные ГДИ с применением ДС и коллектора «Надым-1» по скважине № 936-1

№	Время исслед., мин	Диам. диафр., мм	Р _{труб ата}	Р _{дикт ата}	Р _{затр ата}	Т _{труб} , °С	Р _{зав ата}	Депр., ата	Дебит, тыс. м ³ /сут	Q воды, л	Q песка, г	W воды, см ³ /м ³	W песка, мг/м ³
1	60	9,27	84,61	84,57	84,98	16,30	92,91	0,09	108,0	0,0	0	0,000	0,000
2	60	13,05	83,93	83,82	84,90	17,70	92,76	0,24	212,0	0,7	0	0,079	0,000
3	60	17,07	82,29	82,27	84,80	18,60	92,45	0,55	355,0	4,0	0	0,270	0,000
4	60	22,30	77,57	76,29	84,59	18,30	91,88	1,12	562,0	21,0	79	0,897	3,374
5	60	22,30	77,82	76,78	84,55	20,00	92,49	0,51	562,0	21,0	0	0,897	0

Рисунок 3. Сравнительные данные уровней показаний датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 по скважине № 936-1

ритмами работы ДС по регистрации уровней объемного содержания жидкости в потоке газа. Апробирование различных алгоритмов и настройки датчика необходимо для получения более корректной привязки уровней превышения ВВ к количественным показателям. Вынос воды по результатам исследований на режиме с диафрагмой 22,3 мм составил тот же 21 л, что и при продувке скважины на факельную линию. При этом зафиксировано незначительное количество песка в контейнере коллектора «Надым-1», около 79 г. На режимах ГДИ скважины с диафрагмами 13,05 и 17,07 мм показания датчиков отсутствовали. Результат исследований на этих режимах показывает вынос воды в объемах 0,7 и 4,0 л соответственно. Отсутствие показаний ДС по наличию механической примеси объясняется их незначительным количеством в виде следов мелкодисперсной песчано-алевролитовой фракции.

Рассматривая результаты ГДИ и работу датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 по контролю уровней превышения капельной влаги в потоке газа, можно отметить достоверную и синхронную регистрацию выноса пачек жидкости. Показания ДС по анализу результатов исследований могут учитываться при выборе оптимально-допустимых режимов эксплуатации скважин на основании совмещенного графического отображения показаний ДС по выносу жидкости и значениям депрессии на пласт (рисунок 3).

Анализ данных телеметрических хронограмм режимов 4 и 5 (таблица 3) показал, что по показаниям датчика ДСП-АКЭ-2 суммарное количество песка составило 0,008 и 0,007 г соответственно. Столь незначительное количество твердых мелкодисперсных примесей по данным таблицы 2 находится в границах первого уровня и не представляет никакой опасности для эксплуатации скважины. Очевидно, что в режиме продувки вынос воды представляется как очистка забоя скважины при увеличении дебита с 280 до 570 тыс. м³/сут. Повторное увеличение дебита до 562 тыс. м³/сут (07.09.2016 г.) показало двукратное увеличение величины депрессии на пласт. Аналогичным образом отреагировали ДС, показав двукратное увеличение значений сигнала по превышению уровня капельной влаги при выносе первой пачки. Показания штатного датчика ДСП-АКЭ на протяжении всего режима де-

монстрировали превышение значений уровня в два раза по сравнению с аналогичным режимом продувки. Однако результаты ГДИ и анализ телеметрических данных ДС свидетельствуют о том, что дебит 570 тыс. м³/сут при депрессии 1,1 кгс/см² не является опасным для ее эксплуатации при существующем пластовом давлении. Скважина № 936-1 работает в режиме самоочистки ПЗП.

По аналогичной методике проведены ГДИ скважины № 919-1 с наклонным стволом (дата исследования 05.09.2016 г.). Пластовое давление в сравнении с вышеприведенным примером было зафиксировано на шесть атмосфер ниже ($P_{пл.} = 86,52$ ата, $T = 32,20^\circ$ на СПИ — замер САМТ на отметке 1280 м). При этом расчетное уравнение притока газа имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,8649Q + 2,2473Q^2.$$

Рабочие параметры скважины 04.08.2016 г. до остановки на ГП отмечались следующими значениями: $P_{тр.} = 72,9$ ата, $P_{затр.} = 76,6$ ата, $T = +20,1^\circ\text{C}$, $P_{м/к} = 0$ ата, $P_{тр.} = 84,02$ ата, $P_{затр.} = 84,92$ ата, $T = +18,6^\circ\text{C}$.

По представленному уравнению притока следует, что величина линейного коэффициента фильтрации газа «а» в зоне контура питания пласта имеет повышенное значение, так же как и величина коэффициента «в» в развитой зоне турбулентности (зона открытой части фильтра), что свидетельствует о загрязнённой ПЗП. Результат шаблонирования показал, что около 3 м нижней части интервала фильтра заилено.

На рисунке 4 представлена синхронизированная диаграмма показаний датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 при проведении ГДИ скважины № 919-1.

Из рисунка 4 видно, что оба ДС синхронно регистрируют повторяющуюся динамику значений сигналов по уровню превышения выноса жидкости при последовательном уменьшении дебита газа в процессе ГДИ. В то же время, сравнивая графические отображения показаний ДС, наблюдаются различия по значениям среднего и максимального уровней превышения капельной влаги. Рассмотрим графические отображения показаний датчиков отдельно по каждому режиму исследований. Количественные показатели объемов воды и время исследования на этих режимах свидетельствуют о постоянном водопитоке из продуктивного пласта на забой скважины.

На режиме 1 (381 тыс. м³/сут) штатный датчик регистрирует последовательный рост ам-

Рисунок 4. Сравнительные данные уровней показаний датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 по скважине № 919-1

плитудных значений сигнала от 1-го до 4-го, максимального, уровня. Это вполне объясняется постепенно изменяющимися свойствами газовой среды, т. е. увеличением водного фактора. В интервале времени с 12:33 до 12:50 резкое и продолжительное изменение свойств газового потока регистрируется ДС как постоянный сигнал по 3-му уровню превышения капельной влаги со скачком значений до 4-го уровня. Такое отображение сигнала характерно для выноса значительной пачки жидкости, что и подтверждается результатами исследований. В то же время ДСП-АКЭ-2 регистрирует вынос пачки жидкости как скачкообразное возникновение чередующихся сигналов по 5-му и 6-му уровням превышения капельной влаги с достижением максимального 7-го уровня в том же интервале времени с 12:33 до 12:50. Синхронное отображение данных с максимальными значениями уровней превышения капельной влаги свидетельствуют о возможности уверенной регистрации обоими датчиками значительных объемов поступающей жидкости. Пересчет результатов исследований по объему вынесенной жидкости показывает ее объем около 2,4 м³/сут.

В ходе проведения ГДИ на скважине № 919-1 во время продувки (с близкими параметрами к вышеописанному режиму) также был зафиксирован значительный водоприток — порядка 28 л (полные контейнеры) по за-

мерам коллектора «Надым» и 70 л по показаниям датчика ДСП-АКЭ-2 (рисунок 5). Ввиду большого количества конденсационной воды (визуально наблюдался выброс воды через факельную линию), продолжительность режима составила около 30 мин. После замены фильтр-пакета был зафиксирован практически аналогичный объем вынесенной жидкости — около 28 л. Однако ДС зафиксировал меньшее ее количество — около 12 л. Это обусловлено тем, что часть конденсационной жидкости после первого открытия скважины осталась в колонне. Другая часть жидкости предположительно осталась в трубопроводе. Это косвенно подтверждается тем, что на следующем режиме по замерам коллектора «Надым» было зафиксировано 6 л воды, а по датчику всего 0,3 л.

На режиме 2 (260 тыс. м³/сут) ДСП-АКЭ регистрирует чередующиеся сигналы до 2-го уровня превышения капельной влаги. Интерпретация сигналов ДС представляется в виде периодического выноса газожидкостных пачек различной интенсивности в условиях постоянного водопритока на забой скважины. Время исследований составило 30 мин. Объем вынесенной жидкости составил около 28 л. При этом ДСП-АКЭ-2 на начальном этапе режима и в середине его зарегистрировал сигналы с максимальными значениями до

Рисунок 5. Фрагмент хронограммы показаний датчика ДСП АКЭ-2 телеметрического мониторинга скважины №919-1 Харвутинской площади, режим 1 (шайба d19.03), дата 05.09.2016 г., продолжительность режима 30 мин (открытие скважины в 12:24, закрытие в 12:54)

3-го уровня ВВ. В целом показания ДСП-АКЭ-2 на данном режиме практически полностью коррелируют с сигналами штатного ДС. Вид графического отображения сигналов, в отличие от штатного датчика, характеризуется непрерывной линией и отсутствием нулевых значений, что характеризует постоянное поступление воды в ПЗП на этом режиме и может составить до 1,3 м³/сут.

На режиме 3 (143 тыс. м³/сут) штатный ДС зарегистрировал в течение одного часа 6 распределенных по времени сигналов 1-го и 2-го уровней (рисунок 4). Режим исследований характеризуется низкой скоростью газа и, как следствие, недостаточными условиями для выноса жидкости с забоя скважины. Единичные сигналы датчика позволяют судить о минимальном количестве капельной влаги в потоке газа. В это же время показания ДСП-АКЭ-2 представлены двумя сигналами 1-го и 3-го уровней в конечной стадии режима ГДИ. Замеренный объем поступившей воды составил около 6 л, что в пересчете на суточный ее дебит составит около 144 л/сут.

В таблице 4 приведены количественные результаты выноса жидкости, полученные путем пересчета показаний датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 в процессе ГДИ с учетом тарифных данных (таблицы 2, 3) и длительности времени фиксирования ДС сигналов определённого уровня (рисунок 5). При этом

учитывался факт ступенчатости показаний ДС, т. е. если какое-то время (Δt) датчик, например ДСП-АКЭ, показывает 3-й уровень, то, в соответствии с таблицей 2, уровень содержания капельной влаги за это время Δt будет находиться в пределах от ≥ 30 л/ч до < 90 л/ч.

Сравнивая результаты пересчета уровней сигналов ДС в соответствующие им количественные объемы вынесенной жидкости с замерами объемов жидкости контейнеров коллектора «Надым-1», можно констатировать, что замеры по «Надым-1» практически на всех режимах ГДИ попадают в диапазон показаний ДСП-АКЭ. Подобное соответствие показаний ДСП-АКЭ-2 и коллектора «Надым-1» значительно хуже, что говорит о том, что тарировка ДСП-АКЭ-2 (таблица 2), проведенная в условиях ПХГ [5], не соответствует условиям Харвутинской площади ЯНГКМ.

При анализе архивных данных ДСП-АКЭ с 2015 г. и сопоставлении с режимами текущего исследования при аналогичных режимах работы установлена синхронная зависимость показаний ДС от значений давления на устье скважины. Показано, что нисходящая динамика значений давления в газосборном коллекторе ($P_{\text{кол.}}$) синхронно отражается на значениях устьевого давления, а по тарированным уровням ВВ спрогнозировано содержание

Таблица 4. Фактические и расчетные данные объемов вынесенной каплевой влаги по скважинам №№ 936-1 и 919-1, измеренные коллектором «Надым-1» и полученные по показаниям датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2

№ скважины	Дата ГДИ	Режим работы скважины	ПОКАЗАНИЯ		
			«Надым-1» литр	ДСП-АКЭ (пересчет на литр)	ДСП-АКЭ-2 (пересчет на литр)
936-1	7.09.2016 г.	№ 1 Диафрагма Ø 22,3 мм Q = 562 тыс. м³/сут	21 (за 60 мин)	(≥12 ÷ < 41)	(≥31)
		№ 2 Диафрагма Ø 17,07 мм Q = 355 тыс. м³/сут	4 (за 60 мин)	—	—
		№ 3 Диафрагма Ø 13,05 мм Q = 212 тыс. м³/сут	1 (за 60 мин)	—	—
919-1	5.09.2016 г.	№ 1 Диафрагма Ø 22,3 мм Q = 381 тыс. м³/сут	50 (за 30 мин)	(≥13 ÷ < 40)	(≥ 42)
		№ 2 Диафрагма Ø 17,07 мм Q = 260 тыс. м³/сут	28 (за 30 мин)	(≥15 ÷ < 30)	(≥17 ÷ < 32)
		№ 3 Диафрагма Ø 13,05 мм Q = 143 тыс. м³/сут	6 (за 60 мин)	(≥2 ÷ < 7)	(≥1 ÷ < 2)

жидкости при эксплуатации скважины с 2015 г. Оценочный объем выноса жидкости в режиме эксплуатации скважины в тот период времени мог составить около 4,5 м³/сут. Также установлено, что при снижении скорости газового потока до 2,5 м/с (дебит скважины — 143 тыс. м³/сут) выноса жидкости практически не наблюдается.

Мониторинг режимов работы скважины с использованием ДС и результаты комплексных ГДИ могут являться критерием в выборе режимов исследования скважины (промежуточных точек ГДИ) для корректировки и установления более оптимального режима эксплуатации скважины.

На рисунке 6 отображен процесс регулирования дебита скважины по устьевому давлению с учетом результатов комплексных ГДИ. Последовательные изменения режима скважины со стабилизацией устьевого давления вызывают синхронный отклик по динамике уровня ВВ, отображаемый ДС. Показания ДС соответствуют уровням превышения ВВ, полученным при исследованиях на диафрагмах 19,03; 15,15 мм.

Анализ комплексных ГДИ скважин с субгоризонтальными стволами в слоисто-неоднородных терригенных и заглинизированных коллекторах требует применения специаль-

Рисунок 6. Фрагмент скрина данных оперативного контроля работы ДСП-АКЭ при выборе режима эксплуатации скважины

ных методик обработки данных, которые будут рассмотрены в дальнейших работах.

Выводы и предложения

1. На сеноманских скважинах в режиме мониторинга и циклов ГДИ проведены одно-временные испытания эксплуатационных характеристик датчиков-сигнализаторов модификаций ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2. Показана синхронная регистрация сигналов ДС в условиях постоянного поступления жидкости с забоя скважины.

2. Установлен контролируемый диапазон работы датчиков по содержанию капельной жидкости в потоке газа от 6 до 100 л/ч (0,144–2,4 м³/сут). Сравнительные показания датчиков по выносу жидкости можно считать удовлетворительными. Чувствительность ДС обеспечивает необходимую информативность по содержанию капельной влаги и твердых примесей в пластовой смеси. Настройки эксплуатационных характеристик ДСП-АКЭ-2

могут обеспечить более высокую чувствительность и селективность сигналов при самых минимальных количествах примесей, что позволяет более достоверно контролировать динамику процесса.

3. Показана синхронная регистрация сигналов датчиков ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 в условиях постоянного поступления жидкости с забоя скважины.

4. Сравнительные данные работы датчиков-сигнализаторов модификаций ДСП-АКЭ и ДСП-АКЭ-2 позволяют рекомендовать их независимое применение на сеноманских скважинах для оперативного контроля выноса жидкости в процессе эксплуатации. Для более достоверной количественной оценки эксплуатационных характеристик ДСП-АКЭ-2 требуется проведение дальнейших исследований в промысловых условиях эксплуатации сеноманских скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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. 36 с.
2. Завьялов С.В., Кушнiryuk В.Д., Горлов С.Н., Магомедов З.А., Леднев Д.М., Назаров С.И., Токарев Е.Ф., Новичков К.В., Тябликов А.В. Телеметрический мониторинг режимов эксплуатации скважин Харвутинской площади ЯНГКМ в условиях выноса песка и жидкости с использованием датчиков-сигнализаторов ДСП-А // Газовая промышленность. 2017. № 1. С. 74–85.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. 301 с.
4. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. М.: Наука, 1995. 523 с.
5. Леднев Д.М., Магомедов З.А., Назаров С.И., Токарев Е.Ф., Тябликов А.В., Костин Н.С. Адаптация акустических датчиков-сигнализаторов выноса песка и капельной влаги ДСП-АКЭ-2 на технологических нитках газосборных пунктов подземного хранилища газа // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. № 1. С.144–160. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p144-160_LednevDM_ru.pdf.
6. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. 473 с.
7. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 509 с.

REFERENCES

1. Nazarov S.I., Gorlov S.N., Tyablikov A.V., Alimgafarov R.I. *Metodika avtomatizirovannogo kontrolya vynosa zhidkosti i peska na senomanskikh skvazhinakh Yamburgskogo NGKM v usloviyakh padayushchei dobychi gaza*. [Technique of Automated Control of Liquid and Sand Removal at Cenomanian Wells of Yamburgskoye Oil Condensate Field under Conditions of Falling Gas Production]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ Publ., 2010. 36 p. [in Russian].
2. Zav'yalov S.V., Kushniryuk V.D., Gorlov S.N., Magomedov Z.A., Lednev D.M., Nazarov S.I., Tokarev E.F., Novichkov K.V., Tyablikov A.V. *Telemetricheskii monitoring rezhimov ekspluatatsii skvazhin Kharvutinskoi ploshchadi YaNGKM v usloviyakh vynosa peska i zhidkosti s ispol'zovaniem datchikov-signalizatorov DSP-A* [Telemetric Monitoring of Operation Regimes of the Wells of the Kharvutinsk Area of the Yamburg Gas Field in Conditions of Sand and Liquid Recovery with the Use of DSP-A Alarm Sensors]. *Gazovaya promyshlennost' — Gas Industry*, 2017, No. 1, pp. 74–85. [in Russian].
3. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin*. Pod red. G.A. Zotova, Z.S. Alieva [Instruction on a Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Reservoirs and Wells. Edited by G.A. Zotov, Z.S. Aliev]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 301 p. [in Russian].
4. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin*. [Guidelines for the Study of Wells]. Moscow, Nauka Publ., 1995 p. [in Russian].
5. Lednev D.M., Magomedov Z.A., Nazarov S.I., Tokarev E.F., Tyablikov A.V., Kostin N.S. *Adaptatsiya akusticheskikh datchikov-signalizatorov vynosa peska i kapel'noi vlagi DSP-AKE-2 na tekhnologicheskikh nitkakh*

gazosbornykh punktov podzemnogo khranilishcha gaza. [Adaptation Acoustic Sensors, Warning Devices of Sand and Condensed Moisture DSP-EAC-2 in the Technological Line Gas Collection Point Underground Gas Storage]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2017, No. 1, pp. 144-160. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p144-160_LednevDM_ru.pdf. [in Russian].

6. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kul'kov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na*

severnykh mestorozhdeniyakh Rossii [Gathering and Field Preparation of Gas in the Northern Fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 473 p. [in Russian].

7. Istomin V.A., Kvon V.G. *Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza* [Prevention and Elimination of Gas Hydrates in Gas Production Systems]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2004. 509 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Завьялов Сергей Владимирович, заместитель главного инженера, начальник производственного отдела автоматизации АИТиМ, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Ямбург, Российская Федерация

Sergey V. Zavyalov, Deputy Chief Engineer, Head of Automation Production Department AITiM, Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Yamburg, Russian Federation

Сопнев Тимур Владимирович, начальник Управления УГРиЛМ, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Ямбург, Российская Федерация

Timur V. Sopnev, Head of the Department of UGRiLM, Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Yamburg, Russian Federation

Кушнiryuk Виталий Дмитриевич, заместитель начальника Управления УГРиЛМ, начальник службы геологии, разработки и лицензирования месторождений, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Ямбург, Российская Федерация

Vitaliy D. Kushniryuk, Deputy Head of the Department of UGRiLM, Head of Geology, Development and Licensing of Deposits, Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Yamburg, Russian Federation

Горлов Сергей Николаевич, мастер по добыче нефти, газа и конденсата, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Ямбург, Российская Федерация

Sergey N. Gorlov, Master of Oil, Gas and Condensate Production, Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Yamburg, Russian Federation

Токарев Евгений Фёдорович, канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, АО «Сигма-Оптик», г. Москва, Российская Федерация

Evgeny F. Tokarev, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Leading Researcher, Sigma-Optic JSC, Moscow, Russian Federation

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

Sergey I. Nazarov, Candidate of Engineering Sciences, Leading Researcher, Sigma-Optic JSC, Moscow, Russian Federation

Леднев Дмитрий Михайлович, начальник отдела технического обслуживания, АО «Сигма-Оптик», г. Москва, Российская Федерация

Dmitry M. Lednev, Head of Technical Services, Sigma-Optic JSC, Moscow, Russian Federation
e-mail: admin@sigma-optic.ru

Воробьев Валерий Николаевич, ведущий инженер, ФГУП «ВНИИФТРИ», п. Менделеево, Московская область, Российская Федерация

Valery N. Vorobiev, Leading Engineer, FSUE VNIIFTRI, Mendeleevo Village, Moscow Region, Russian Federation