

РУБРИКА: РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ и ПХГ

Результаты опытно-промышленных испытаний отечественных устьевых датчиков с интеллектуальной системой распознавания механических примесей в условиях эксплуатации газовых скважин с большим отходом от вертикали

И.Ф. Шарифуллин, Р.Д. Валеев, Т.И. Соловьев, И.Н. Андреев, М.А. Кобелев (ООО «РусГазАльянс»), А.А. Арбузов., Ю.С. Масленникова (ООО «НЕОВЭЛЛ»)

Аннотация

В данной работе рассматривается проблематика потенциального выноса механических примесей и методов определения в устьевых условиях и режиме реального времени на примере скважин на одном из месторождений в Западной Сибири в условиях залегания сеноманских отложений. Авторы работы рассматривают результаты предварительных лабораторных исследований и фактических результатов опытно-промышленных работ в промысловых условиях. В ходе работ удалось существенно усовершенствовать отечественные устьевые датчики песка и подтвердить качество результатов согласно фактическим устьевым пробам механических примесей. Авторами проанализировано влияние изменения эксплуатационных режимов газовых скважин на качество записи и получаемые результаты. Результаты работ позволили определить вынос механических примесей в режиме реального времени что потенциально помогает определить правильность выбранных проектных решений и эксплуатировать месторождения.

Ключевые слова

Устьевые акустические датчики песка, скважины с большим отходом от вертикали, вынос механических примесей, слабоконсолидированный песчаник, сеноманская залежь, режимы эксплуатации, контроль за разработкой

Results of pilot-scale tests of domestic wellhead sensors with an intelligent system for sanding evaluation in extended reach drilling (ERD) gas wells

I.F.Sharifullin, R.D.Valeev, T.I.Soloviev, I.N.Andreev, M.A.Kobelev (RusGasAlliance JSC), A.A.Arbuzov, Y.S.Maslennikova (NEOWELL JSC)

Abstract

This paper deals with the problem of potential sanding process and methods of determination in wellhead conditions and real-time mode on the example of gas ERD wells at one of the fields in Western Siberia under the conditions of Cenomanian unconsolidated reservoir. The authors of the paper consider the results of preliminary laboratory studies and actual results of pilot works in field conditions. In the course of the work, it was possible to significantly improve domestic wellhead sand sensors and confirm the quality of results according to actual wellhead samples of mechanical impurities. The authors analyzed the influence of changes in operating modes of gas wells on the quality of recording and the results obtained. The results of the work allowed to determine the sand production in real time, which potentially helps to determine the correctness of the selected technical decision and production program.

Key words

Wellhead acoustic sand sensors, wells with a large vertical offset, sand production, unconsolidated sandstone, cenomanian reservoir, well operating parameters, reservoir management

Объект исследования

Семаковское месторождение по геологическому строению относится к сложным, по величине извлекаемых запасов газа – к уникальным. Основная часть запасов сухого газа приурочена к сеноманской залежи которая представлена слабоконсолидированным песчаником и его глинистыми разностями. Уникальной особенностью месторождения является сосредоточение основного объема запасов газа в акватории Обско-Тазовской губы на значительном удалении от берега. Как правило для освоения морских и прибрежно-морских запасов необходимо строительство морских ледостойких сооружений, однако зачастую подобные решения являются экономически нерентабельными за счет больших капитальных затрат. В этой связи единственный целесообразный вариант разработки месторождения это строительство ERD скважин с суши в сторону морской части залежей для освоения отдаленных запасов газа. При этом небольшие глубины залежи и рекордные для этих глубин отходы ERD скважин требуют внедрения комплекса мер для решения задач по геологии и разработки, в частности контроль за механическими примесями на устье скважин для подтверждения принятых проектных решений по части режима эксплуатации скважин и выбранного оборудования заканчивания скважин, а также определение и снижение рисков повреждения наземной инфраструктуры и оборудования

Введение

В процессе добычи и хранения газа, газоконденсата и нефти недропользователи по всему миру сталкиваются с проблемой выноса песка из скважин, так как достаточно часто структура геологического пласта в области месторождения ценных ископаемых представляет собой один или несколько песчаных слоев со слабоцементированными коллекторами, и в ходе работы можно легко повредить ствол скважины и спровоцировать тем самым вынос песка, который приводит к поломке оборудования, падению производительности скважин и увеличению операционных расходов.

Данная проблема остро стоит в нефтегазовой отрасли как в добывающих скважинах, так и в подземных хранилищах газа. На данный момент существуют различные датчики, которые призваны решить поставленную проблему (рис. 1)



Рисунок 1. Классификация датчиков регистрации механических примесей

Имеющиеся на рынке датчики механических примесей можно классифицировать на два основных типа (Рисунок 1): 1) бесконтактные, принцип действия которых основан на регистрации акустического сигнала, возникающего в результате движения и удара механических примесей; 2) инвазивные, внедряемые в поток движущихся частиц и регистрирующие или изменение геометрии и массы материала датчика различными физическими методами, или импульс от удара частиц о поверхность датчика. Основными недостатками инвазивных датчиков считаются высокая стоимость их приобретения и

обслуживания, сложность их монтажа и необходимость изменения конструкции исследуемого участка. Также показания инвазивных датчиков сильно зависят от структуры многофазного потока, массы и размера твердых частиц.

Например, инвазивные датчики, одной из разновидностей, которых являются ER (erosion rate) датчики, фиксируют прямой износ материала датчика, его показания не могут однозначно характеризовать ни количество или концентрацию частиц в потоке, ни износ материала трубы в месте, где установлен такой датчик.

Поэтому наибольший интерес представляют бесконтактные датчики регистрации механических примесей, которые в силу своей несложной конструкции, низкой стоимости и простого монтажа имеют наибольшее распространение в нефтегазодобывающей отрасли.

Кроме того, в некоторых исследованиях [1] анализ акустических полей успешно используется для параметризации многофазного потока, что свидетельствует о большем потенциале данного метода. Поэтому для определения применимости существующих на рынке датчиков-регистраторов механических примесей, а также для более глубокого изучения данного метода были выбраны приборы, принцип работы которых основан на преобразовании акустических сигналов [1].

Таблица 1 Сравнение характеристик датчиков мониторинга твердых частиц

Параметры	Аналог 1	Аналог 2	Аналог 3	НЕОВЭЛЛ
Заявленная температура	– 40 °С ... + 80 °С	– 40 °С ... + 80 °С	– 55 °С ... + 60 °С	– 60 °С ... + 85 °С
Калибровка датчика на скважине	Требуется (трудоемкая)	Требуется (трудоемкая)	Требуется (трудоемкая)	Не требуется
Динамический диапазон	Не указано	Не указано	30 дБ	100 дБ
Минимально детектируемый поток песка	Не указано	36 г/час	20 г/час	3 г/час
Обработка данных	Простая, все сигналы выше порога фиксируются	Простая, все сигналы выше порога фиксируются	Простая, все сигналы выше порога фиксируются	Интеллектуальная система распознавания (нейронные сети)
Фильтры, позволяющие убрать ложные сигналы (дождь, шум от изменения состава флюида, помехи от потока газа)	Нет	Нет	Нет	Есть

При этом в условиях глобальных трендов на применение искусственного интеллекта, целесообразно усовершенствовать датчики песка по части машинной классификации и распознавания получаемых данных, что несомненно позволит обеспечить корректность и качество получаемых данных, а также повысит достоверность исследований.

Таблица 2. Характеристики устьевой системы регистрации твердых частиц и капельной влаги УДПВ-01

Характеристики УДПВ-01	Значение
Температура	От – 60 °С ... + 85 °С
Влажность	98%
Питание	12В – 24В
Установка	На горизонтальной части трубы в непосредственной близости к изгибу («колену»)
Калибровка	Не требуется
Поверка	Не требуется (имеется функция самотеста)
Тип датчика	Пьезопреобразователь в корпусе (акустический)
Количество датчиков в комплексе для одного типа исследования (скважины)	1 или 2 синхронных датчика (в зависимости от типа исследования)
Интерфейс	ModBus RTU
Режим работы	Автономный/Реального времени
Терминал вывода данных	Web панель NEO
Терминал передачи данных	ПАК NEO
Интеграция с другими системами контроля и мониторинга	Возможна, на основе стандартного интерфейса RS-485 (ModBus RTU)
Механическая прочность	В соответствии с ГОСТ Р 51330.0-99
Вибрационные и ударные нагрузки	В соответствии с ГОСТ 12997 для группы L1
Безопасность/взрывобезопасность	В соответствии с ГОСТ Р 51330.0-99, ГОСТ Р 51330.10-99

В данной статье представлен опыт промышленных испытаний устьевой системы регистрации твердых частиц и капельной влаги УДПВ-01, которая совмещает аппаратный комплекс широкополосной пассивной акустики и программный комплекс с применением методов машинного обучения.

Метод

Устьевой детектор песка и влаги (УДПВ-01) представляет собой бесконтактное контрольно-измерительное устройство, которое производит количественную оценку присутствия твердых частиц и капельной влаги в потоке из нефти, газа или смеси. Устьевой датчик песка состоит из двух сенсоров и взрывозащищенного корпуса. Сенсор включает в себя пьезокерамический датчик и крепежный корпус. В состав взрывозащищенного ящика входит блок аккумуляторов и блок электроники. Блок электроники получает сигналы от сенсоров, обрабатывает данные и производит запись во внутреннюю память.

Принцип работы устьевой датчик песка основан на пассивной акустике. При установке после колена трубопровода, согнутого под углом 90, датчик песка выявляет энергию, которая образуется твердыми частицами и капельной влагой при соударении с внутренней стенкой трубы. Во встроенных электронных блоках производится фильтрация акустического сигнала с посторонними частотами, которые в дальнейшем исключаются из обработки. Во встроенном вычислительном блоке производится распознавание данных с применением методов машинного обучения и нейронных сетей. Интеллектуальная система распознавания предварительно обучается на заранее размеченных примерах. Встроенный вычислительный блок рассчитывает количество твердых частиц/влаги и ряд акустических параметров, информация затем отправляется из поля в цифровом формате.

Интеллектуальная система распознавания включает в себя блок сбора данных, блок извлечения признаков, ансамбль моделей машинного обучения и блок сбора результатов мониторинга (см. Рисунок 2). Для обучения системы используется база данных с предварительно размеченными данными. Сбор и подготовка данных для обучения производится в лабораторных условиях с известным составом потока флюидов и примесей [5].

Также база данных для бучения непрерывно пополняется по результатам опытно-промышленных исследований. В процессе обучения доступная база данных разделяется на обучающую, тестовую и валидационную выборки. Для распознавания и классификации акустических данных по извлеченным признакам используются различные ансамбли моделей машинного обучения: метод опорных векторов SVM, байесовские модели NBayes, к-ближайших соседей K-NN, искусственные нейронные сети ANN, дерево решений DTree, сверточные нейронные сети CNN [5].

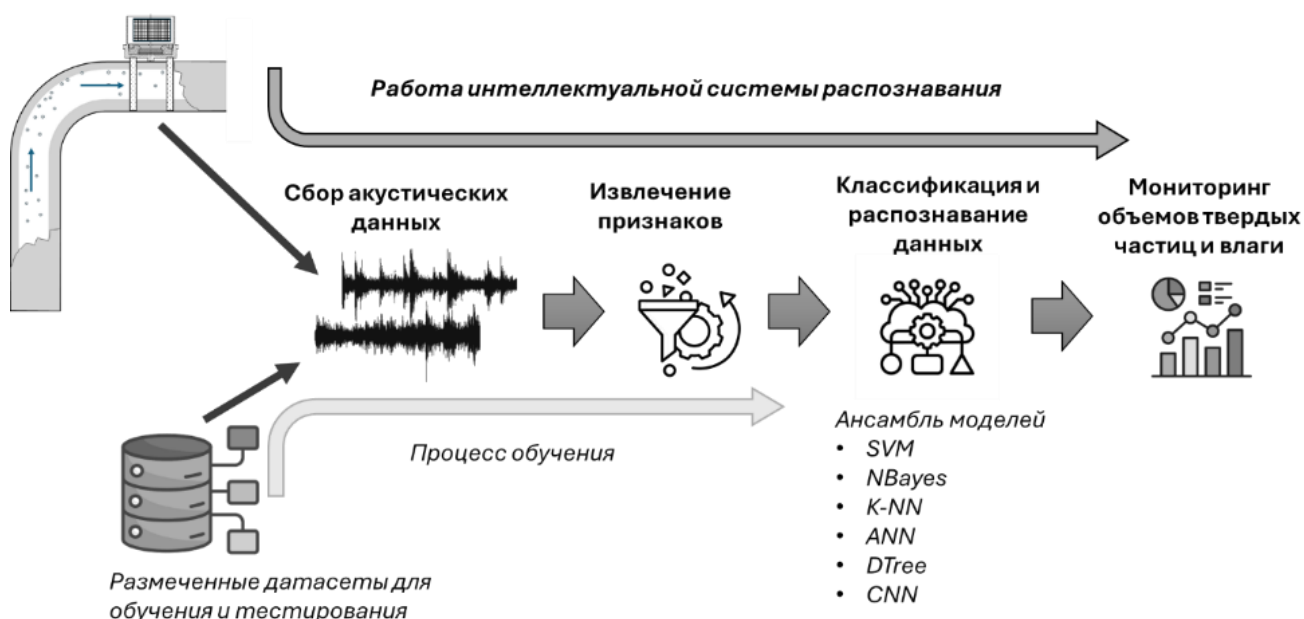


Рисунок 2. Схема работы и обучения интеллектуальной системы распознавания твердых частиц и капельной влаги

Результаты лабораторных тестов

Сбор базы данных для обучения и тестирования интеллектуальной системы распознавания твердых частиц и капельной влаги производился с использованием испытательного стенда. Общий вид испытательного стенда показан на Рисунок 4. Воздушная нагнетательная система (1) подает воздух в трубу со скоростью, которая регулируется с помощью регулятор скорости потока (2). Воздушный вентилятор установлен на виброгасители (3) во избежание вибраций, нагнетательная система изолирована акустическим глушителем (4) для устранения дополнительных шумов в линии.

Твердые частицы или капли воды подаются в поток из герметичной камеры (5) дозированными порциями с помощью мерной ложки или шприца, предварительно каждая порция твердых частиц и влаги взвешивается для контроля объемных расходов.

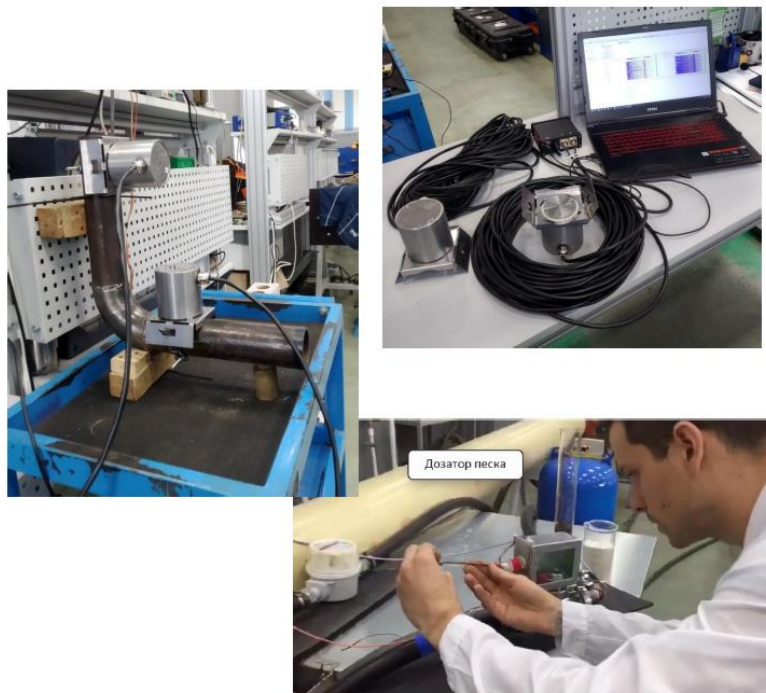


Рисунок 3. Лабораторные испытания УДПВ-01

Для испытаний используются следующие виды веществ и их размеры:

- 1) Пропант 20/40 и 30/60;
- 2) Кварцевый песок размером 15, 25, 70, 100, 125, 250, 400 микрон;
- 3) Капли воды, нефти и масла.

Регистрирующие сенсоры системы УДПВ-01 (6) устанавливаются на колено трубы (7), диаметр которой может варьироваться от 25 до 89 мм. Скорость потока в колене трубы (7) может варьироваться от 0.5 до 12 м/с.

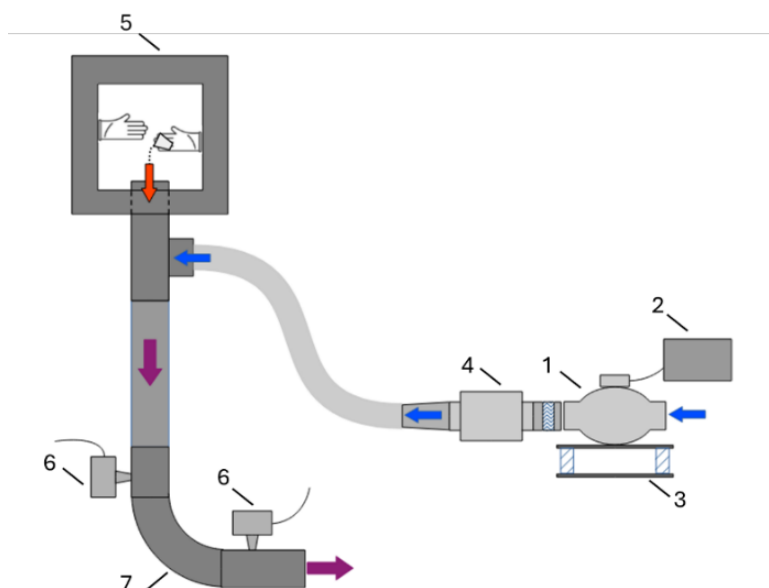


Рисунок 4. Общий вид испытательного стенда для регистрации твердых частиц и капельной влаги: (1) нагнетательная система, (2) регулятор скорости потока, (3) гаситель вибраций, (4) акустический глушитель, (5) герметичная камера для инъекции твердых частиц и капельной влаги, (6) регистрирующий сенсоры УДПВ-01, (7) колено трубы.

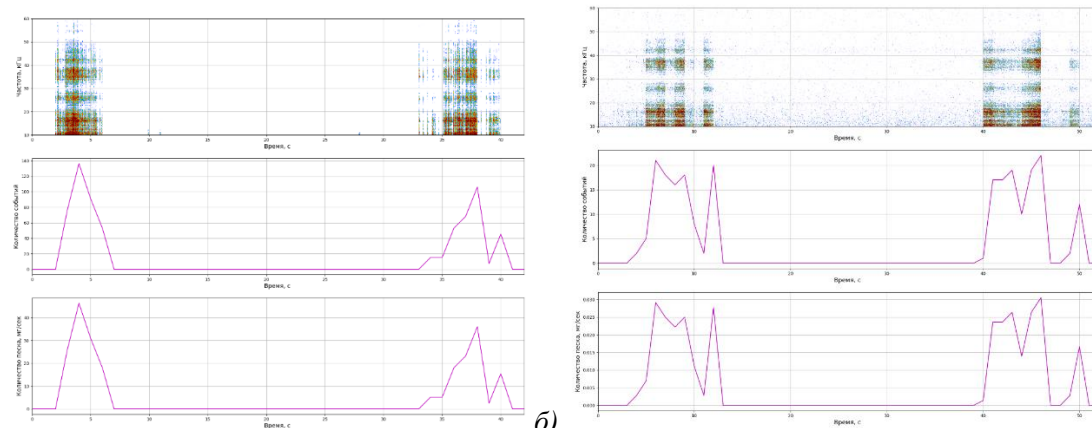


Рисунок 5. а) Результат мониторинга твердых фракции в потоке воздуха скоростью 7 м/с в ходе лабораторных замеров с пропантом размером 20/40, две порции общей массой 230 мг; б) с кварцевым песком размером 100 микрон, две порции массой 316 мг.

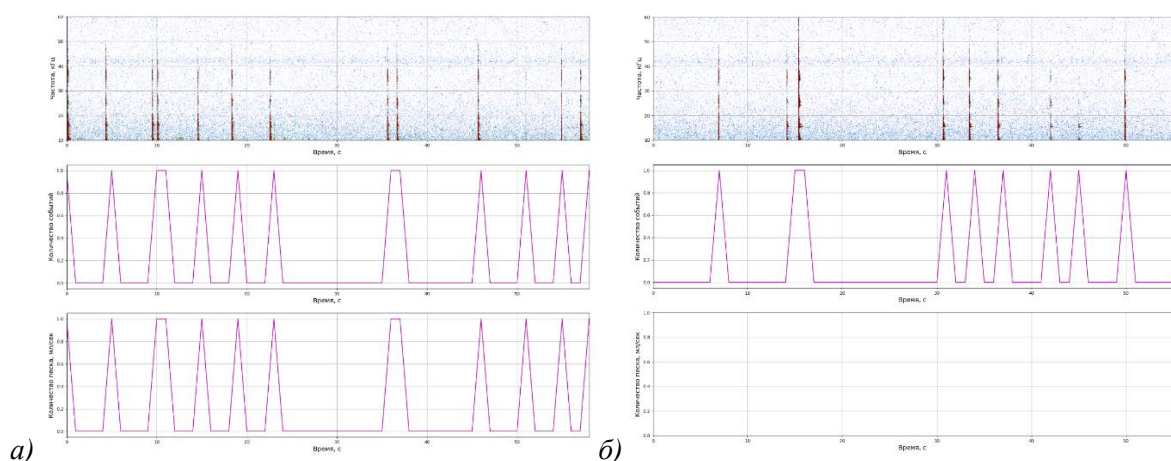


Рисунок 6. а) Результат мониторинг капельной влаги в потоке воздуха скоростью 7 м/с в ходе лабораторных замеров, 13 капель общим объемом 13 мл; б) Результат мониторинга капельной влаги и твердых частиц при внешнем воздействии капельной влаги на трубу.

Результаты опытно-промышленных испытаний

В рамках первого этапа работ были проведены опытно-промышленные испытания системы УДПВ-01 на двух на скважинах Семаковского газового месторождения.

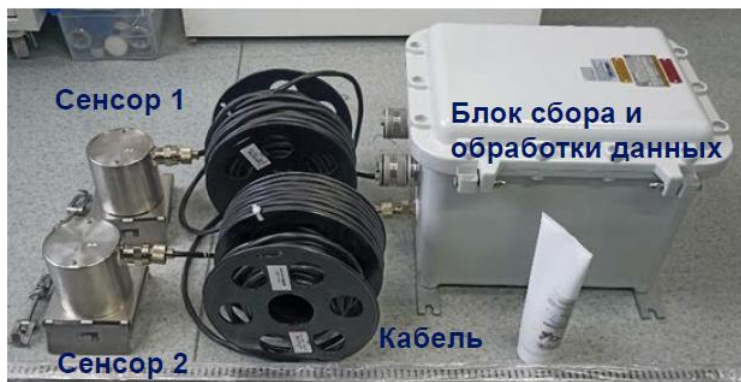


Рисунок 7. Внешний вид устьевой системы регистрации твердых частиц и капельной влаги

Монтаж сенсоров УДПВ-01 произведен на устье скважин №1 и №2 на участке колена и прямом участке после изгиба. Выполнен продолжительный замер на скважине №1 с последовательным уменьшением дебита с 760 тыс м³/сут, до 650 тыс м³/сут и затем до 530 тыс м³/сут. Для анализа качества данных и визуального представления произведен спектральный анализ данных путем применения быстрого Фурье-преобразования в скользящем окне 8 мс с перекрытием 80%. Спектрограмма фрагментов данных, записанных на разных режимах показана на Рисунок 9 слева. Оценена динамика фоновых технологических шумов на линии в зависимости от режима по уровню сигнала в частотной области и по уровню энергии (см. Рисунок 9 справа).



Рисунок 8. Монтаж устьевых датчиков мониторинга на скважинах №1 и №2

Выполнен продолжительный замер на скважине №2 с последовательным уменьшением дебита с 1015 тыс м³/сут, до 720 тыс м³/сут и затем до 590 тыс м³/сут. На скважинах №1 и №2 наблюдается увеличение уровня акустических шумов на линии, что вероятно связано с увеличением шумов в штуцерной камере. Применена адаптивная фильтрация для выделения локализованных по времени событий, уровень шумов после фильтрации не превышает 1 дБ в диапазоне частот от 10 до 60 кГц.

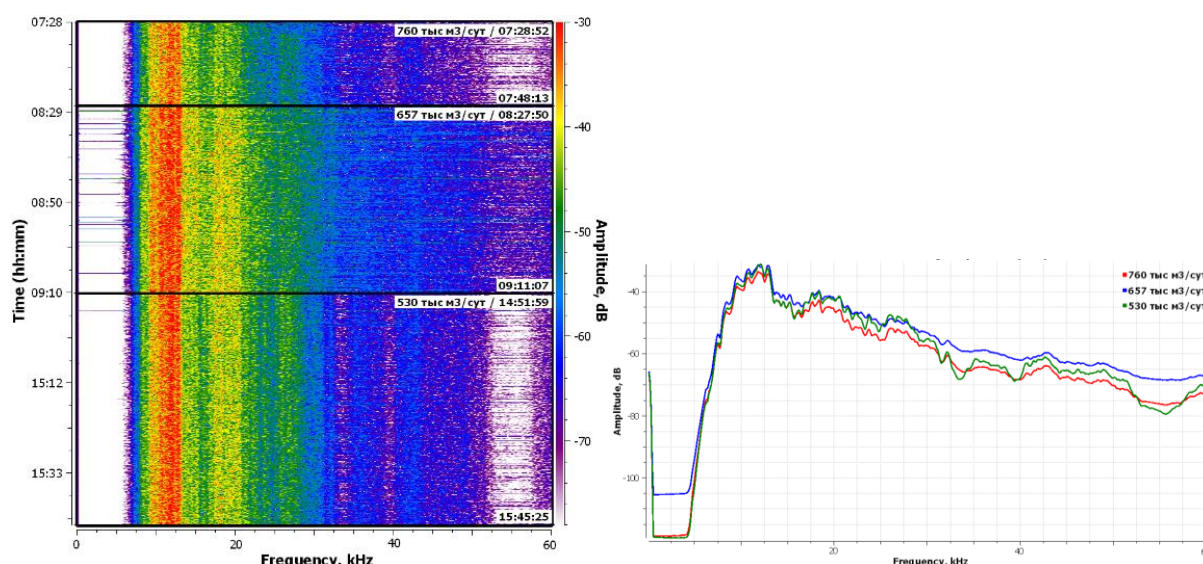


Рисунок 9. (слева) спектрограмма фрагментов данных скв. №1, записанных на 3-х режимах работы скважины (760, 657, 530 тыс.м³/сут), (справа) средний уровень шумов во время каждого из режимов

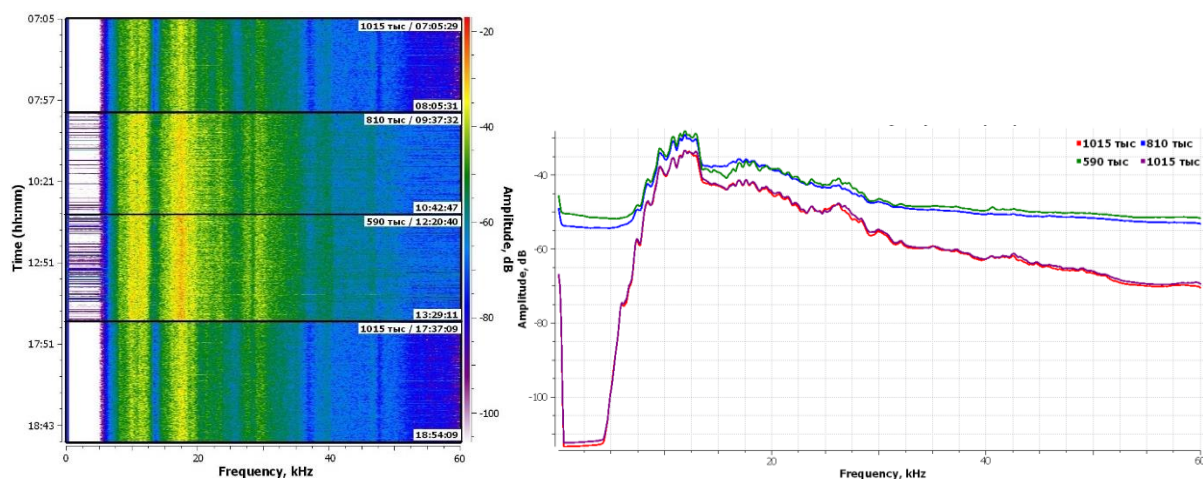


Рисунок 10. (слева) спектрограмма фрагментов данных скв.№2, записанных на 4-х режимах работы скважины (1015, 810, 590 и 1015 тыс.м³/сут), (справа) средний уровень шумов во время каждого из режимов

Также на скважинах №1 и №2 в течение всего времени мониторинга наблюдались локализованные по времени события «микроудары» длительностью менее 0.05 мсек с откликом в диапазоне частот выше 50 кГц. Число таких событий в секунду варьировалось от 10 до 30. Акустические отклики этих событий не совпал с примерами твердых частиц и капельной влаги. Подобное поведение может наблюдаться, если в потоке газа присутствуют частицы металла. Данное предположение требует дополнительной проверки.

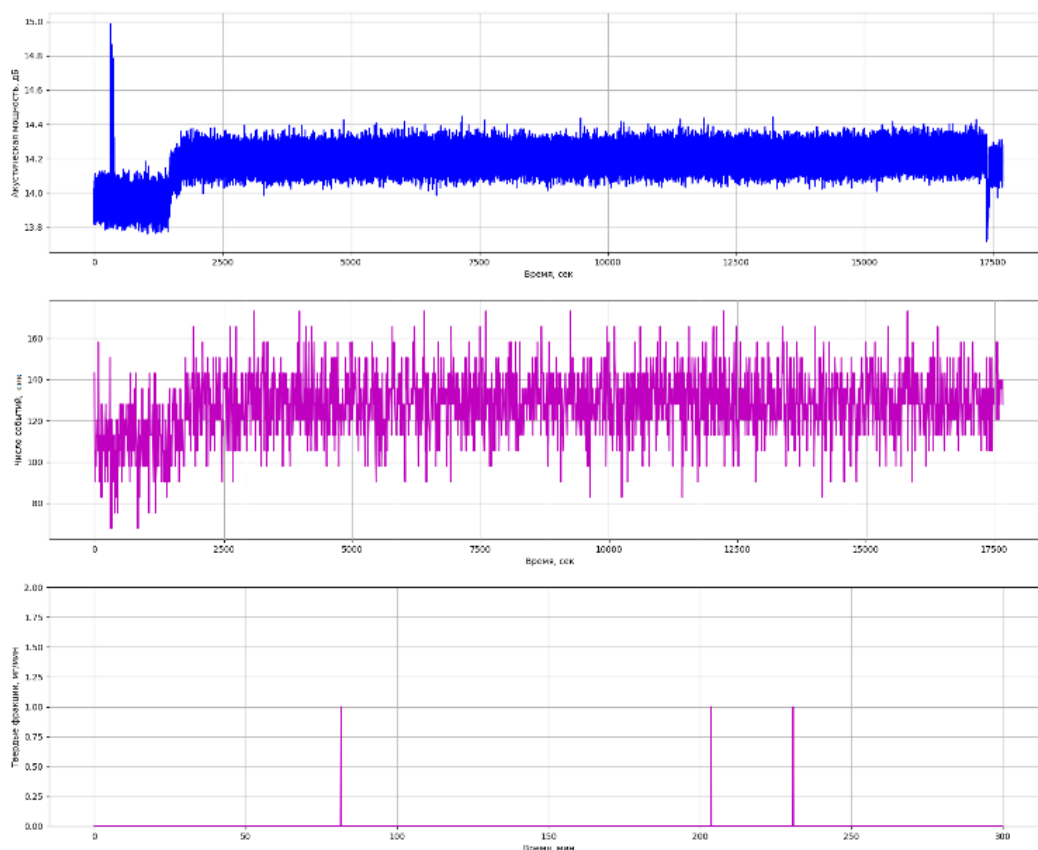


Рисунок 11. Фрагмент результатов мониторинга в течение 5 часов на скважине №1 (дебит ~760 тыс м³/сут)

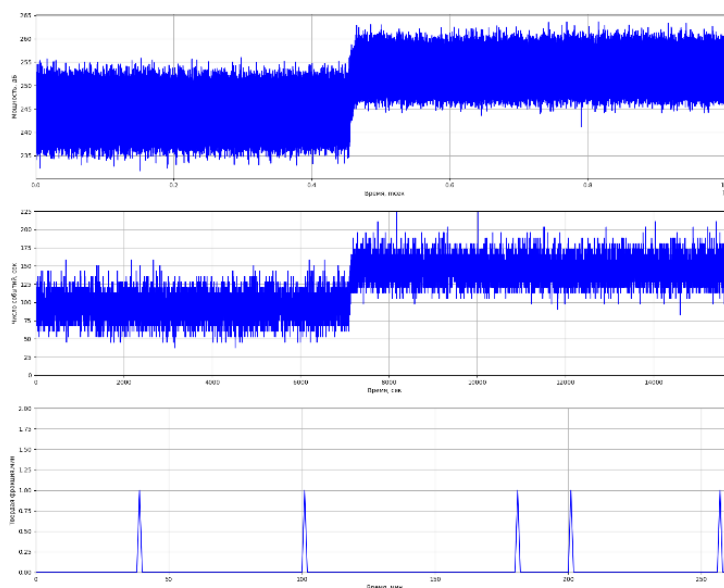


Рисунок 12. Фрагмент результатов мониторинга в течение 5 часов на скважине №2 (смена дебита с ~1015 тыс. м³/сут до ~810 тыс. м³/сут)

Таблица 3 Результаты мониторинга выноса твердых частиц на скважине №1

Интервал замера, ч	Q Дебит, тыс. м ³ /сут	Q метанол, кг/сут	Ртруб-Рлин, Мпа	Мощность шума, дБ	Среднее число событий/сек	Вынос твердых частиц, г/сут
10	760	77	0.34	75	110	0.03
4.3	650	73	0.48	78	130	<0.02
7	530	73 (56)	0.66	79	130	<0.02
13	760	56 (100)	0.35	75	105	0.03

Таблица 4 Результаты мониторинга твердых частиц на скважине №2

Интервал замера, ч	Q Дебит, тыс. м ³ /сут	Q метанол, кг/сут	Ртруб-Рлин, Мпа	Мощность шума, дБ	Среднее число событий/сек	Вынос твердых частиц, г/сут
2	1015	95	0.31	75	115	0.03
4	810	95	0.57	82	140	0.03
4	590	95	0.77	83	150	<0.02
7	1015	95	0.32	75	75	<0.02
12	1020	-	0.31	75	120	0.04

Выводы

Проведены опытно-промышленные испытания системы на работоспособность в условиях технологических помех на устье скважин №1 и №2. В ходе уменьшения дебита скважины №1 с 760 тыс. м³/сут до 520 тыс.м³/сут и для скважины №2 с 1015 тыс. м³/сут до 590 тыс.м³/сут наблюдается увеличение уровня акустических шумов на линии, что вероятно связано с увеличением шумов в штуцерной камере. Мониторинг в течение длительного времени (10 часов и более) на скважинах №1 и №2 показал, что вынос твердых частиц происходит в объеме менее 0.05 гр/сут.

Значительного изменения объемов выноса твердых частиц при смене режимов работы скважин не происходит. Проверка качества данных подтверждает высокую достоверность полученных результатов мониторинга.

Благодарности

Компания НЕОВЭЛЛ выражает признательность и благодарность компании РусГазАльянс за возможность проведения опытно-промышленных испытаний на уникальных в стране скважинах с большим отходом от вертикали и предоставление обратной связи для улучшения качества данных и оборудования.

Список литературы

1. Абрашов В. Н. Результаты промысловых исследований акустических датчиков механических примесей на нефтегазоконденсатном месторождении / В. Н. Абрашов, М. А. Скоробогач, К. В. Литвиненко, В. С. Вербицкий, К. А. Горидько, О. С. Кобзарь / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 1 (141). С. 61-78.
2. Соловьев Т.И. Новые подходы и опыт разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами газа в акватории Обско-Тазовской губы с применением ERD-скважин / Соловьев Т.И., Андреев И.Н., Шарифуллин И.Ф., Валеев Р.Д. // В книге: Тюмень 2024. Актуальные тренды научно-технологического и операционного развития нефтегазовой отрасли. Сборник материалов 8-й научно-практической конференции. Москва, 2024. С. 223-226.
3. Хусейн А. Наблюдение и оптимизация добычи на зрелых нефтяных месторождениях с использованием наблюдения за потоком с помощью гидролокатора с зажимом / Хусейн А., Алькассаб М., Сирдхар С. и др. // Международная нефтяная выставка и конференция в Абу-Даби, 11–14 ноября 2019 г. 2019. SPE-197543-MS. <https://doi.org/10.2118/197543-MS>.
4. Аппалонов, А. Расширенный метод распознавания данных для систем мониторинга песка в реальном времени // Аппалонов, А., Масленникова, Ю., Хасанов, А. // В: van der Aalst, W.M.P., et al. Анализ изображений, социальных сетей и текстов. AIST 2020. Lecture Notes in Computer Science, т. 12602. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72610-2_24
5. Флах, П. Машинное обучение. Наука и искусство построения алгоритмов, которые извлекают знания из данных: учебник / П. Флах. - 2-е изд. - Москва.: ДМК Пресс, 2023. - 401 с. - ISBN 978-5-89818-300-4.

References

1. Abrashov V.N. Results of field research of acoustic sensors of mechanical impurities at an oil and gas condensate field / V. N. Abrashov, M. A. Skorobogach, K. V. Litvinenko, V. S. Verbitsky, K. A. Goridko, O. S. Kobzar // Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products. 2023. Issue 1 (141). P. 61-78.
2. Soloviev T.I. New approaches and experience in developing a field with hard-to-recover gas shelf reserves using ERD wells / Soloviev T.I., Andreev I.N., Sharifullin I.F., Valeev R.D. // In the book: Tyumen 2024. Current trends in scientific, technological and operational development of the oil and gas industry. Collection of materials of the 8th scientific and practical conference. Moscow, 2024. pp. 223-226.
3. Hussein A. Mature Oilfield Production Surveillance and Optimization Using Clamp-On Sonarflow Surveillance // Hussein A., Alqassab M., Sirdhar S. e.a. // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, November 11–14, 2019. 2019. SPE-197543-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/197543-MS>.
4. Appalov, A. Advanced Data Recognition Technique for Real-Time Sand Monitoring Systems // Appalov, A., Maslennikova, Y., Khasanov, A. // In: van der Aalst, W.M.P., et al. Analysis of Images, Social Networks and Texts. AIST 2020. Lecture Notes in Computer Science, vol 12602. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72610-2_24
5. Flach, P. Machine learning. The science and art of building algorithms that extract knowledge from data: textbook / P. Flach. - 2nd ed. - Moscow: DMK Press, 2023. - 401 p. - ISBN 978-5-89818-300-4.