

TECHNICAL SCIENCES

AUTOMATIC GAS WELL FLOW CONTROL SYSTEM BASED ON EXPRESS ASSESSMENT OF THEIR CONDITION

Krasnov A.

cand. of tech. sci., associate professor of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Prakhova M.

associate professor of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Kalashnik Yu.

senior lector of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕБИТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКЕ ИХ СОСТОЯНИЯ

Краснов А.Н.

канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Прахова М.Ю.

доцент кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Калашник Ю.В.

ст. преподаватель кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

DOI: 10.24412/3453-9875-2021-73-1-53-59

Abstract

The aim of the study is a system for automatic control of the flow rate of a gas well based on an express assessment of the degree of its water cut and sand production. It is proposed to estimate the water cut based on the dynamics of the temperature and pressure values at the wellhead, and the sand production rate - according to the readings of the DSP-AKE sensor additionally installed at the wellhead. The system makes it possible to regulate the flow rate in real time, and in the case of its blowdown, it can be carried out in automatic mode.

Аннотация

Целью исследования является система автоматического регулирования дебита газовой скважины по экспресс-оценке степени ее обводненности и выноса песка. Предложено обводненность оценивать по динамике значений температуры и давления на устье скважины, а интенсивность выноса песка – по показаниям дополнительно установленного на устье датчика ДСП-АКЭ. Система позволяет в реальном масштабе времени регулировать дебит, а в случае необходимости продувки проводить ее в автоматическом режиме.

Keywords: gas well, water cut, sand production, flow rate control

Ключевые слова: газовая скважина, обводненность, пескопроявление, регулирование дебита

Технологический режим эксплуатации как всего газового промысла, так и отдельных скважин определяется большим количеством взаимосвязанных параметров, таких как расход газа и содержащейся в нём жидкости, термобарические условия в скважине (давление и температура потока), близость эксплуатационного режима к зоне гидратообразования, наличие абразивных примесей и т.п. Главный режимный параметр каждой газовой скважины – это ее дебит. Именно дебит определяет технологическую и экономическую эффективность эксплуатации промысла [1].

К основным факторам, ограничивающим дебит газовой скважины, относятся вынос частиц породы из пласта в скважину; образование водяного

конуса; образование конденсата в пласте или скважине; чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования ледяных пробок и гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т.д.

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение – это поступление жидкой фазы (воды или конденсата). В этом случае необходимо определение минимального дебита газовой скважины, при котором еще не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки. Однако при выборе значения дебита необходимо учитывать еще одно возможное осложнение – так называемое пескопроявление, вынос потоком газа частиц песка, что при-

водит к разрушению призабойной зоны. Соответственно, кроме минимального значения дебита, необходимо также определение некоторого максимального значения, при превышении которого начинается разрушение пласта.

Водо- и пескопроявление справедливо относят к серьезным осложнениям процесса добычи газа [2]. Оба этих явления, если их не контролировать, могут привести к серьезным последствиям, поэтому исследованию обоих осложняющих факторов посвящено большое количество работ [3–8]. Так, обводненность скважины резко уменьшает дебит вплоть до её полного задавливания. Неконтролируемый вынос песка не только разрушает забой, что опять-таки влечет за собой рост обводненности из-за приближения газовой контактной (ГВК), но и приводит к абразивному износу скважинной арматуры, что чревато серьезными авариями.

Анализ влияния на оба этих явления создаваемой в процессе эксплуатации депрессии на пласт осложнен тем, что механизм их взаимосвязи на сегодняшний день изучен недостаточно [9], что не позволяет прогнозировать возможные осложнения по одному из этих параметров.

Поэтому в качестве показателей качества состояния газовой скважины должны быть приняты оба качественных показателя газового потока: содержание в нем капельной жидкости и частичек песка.

Кроме того, необходимо учитывать, что газовые скважины образуют кусты из нескольких скважин, которые подключаются к общему шлейфу. Соответственно высока вероятность несовпадения условий устойчивой (с точки зрения выноса жидкости) и безопасной (с точки зрения неразрушаемости пород призабойной зоны) работы разных скважин [10].

Таким образом, исследования, связанные с регулированием дебита скважин по их качественному состоянию (обводненность и состояние призабойной зоны), являются актуальной научно-практической задачей.

На начальном этапе освоения месторождения свойства коллекторов, безусловно, учитываются в геолого-математических моделях разработки месторождений. Однако по мере выработки месторождения происходит перераспределение пластового давления, изменяется граница газовой контактной, происходит накопление жидкости на забое, разрушение призабойной зоны и вынос песка с образованием в ряде случаев глинисто-песчаных пробок. Существующая коррекция технологических режимов на основе газодинамических исследований (ГДИ), проводимых с периодичностью раз в полгода, не позволяет оперативно реагировать на возникающие осложнения, что приводит к остановке (самозадавлению) некоторых скважин.

Поэтому для повышения эффективности эксплуатации газового промысла необходимо в автоматическом режиме регулировать дебит скважин

по прямым показателям их состояния (обводненность и пескопроявление) в реальном масштабе времени.

Для оперативного регулирования дебита на скважине должны присутствовать средства измерения обводненности и количества песка, выносимого потоком газа из скважины. Однако тут необходимо отметить, что на многих газовых промыслах, в частности, на Уренгойском газоконденсатном месторождении (УГКМ), скважины не имеют постоянных источников электроэнергии. В качестве стационарно установленных средств измерения практически везде установлены регистраторы технологических параметров РТП-04М [11], измеряющие и передающие по радиоканалу значения температуры и давления в реальном масштабе времени. Эти показатели термобарического режима на устье скважины позволяют косвенным методом определять обводненность газового потока [12, 13], поэтому установка влагомера не требуется. Для контроля выноса твердых фракций на устье скважины устанавливается датчик содержания песка ДСП-АКЭ [14].

Автоматическое регулирование дебита по выбранным показателям качества осложняется следующим обстоятельством. Оба упомянутых выше фактора, влияющих на выбор режима работы скважины, – водо- и пескопроявление, – тесно связаны между собой, хотя физическая природа этой взаимосвязи до сих пор однозначно не установлена. При этом для устранения вызываемых ими осложнений изменение режима эксплуатации должно быть различным [15]. Так, для обеспечения своевременного выноса жидкости с забоя дебит необходимо поддерживать не ниже некоторого минимального необходимого значения $Q_{мнд}$, при котором еще обеспечиваются скорости фильтрации и потока, позволяющие выносить воду и песок с забоя скважины, а также сохраняется оптимальный температурный режим ее работы.

Состояние забоя газовой скважины при различных дебитах представлено на рисунке 1. В то же время существует максимально допустимый дебит $Q_{мдд}$ скважины – максимальный дебит, при котором еще соблюдаются условия избранного оптимального технологического режима эксплуатации скважины, т.е. при котором еще не наступает разрушение призабойной зоны пласта, подтягивание подошвенных вод, гидратный режим работы скважин и т.д.

Оптимальным режимом эксплуатации скважины будет режим, при котором дебит будет удерживаться в указанных пределах. При этом значение дебита также зависит от термобарических условий в скважине, влияющих на вероятность гидратообразования. Таким образом, регулирование значения дебита должно проводиться с учетом всех перечисленных параметров

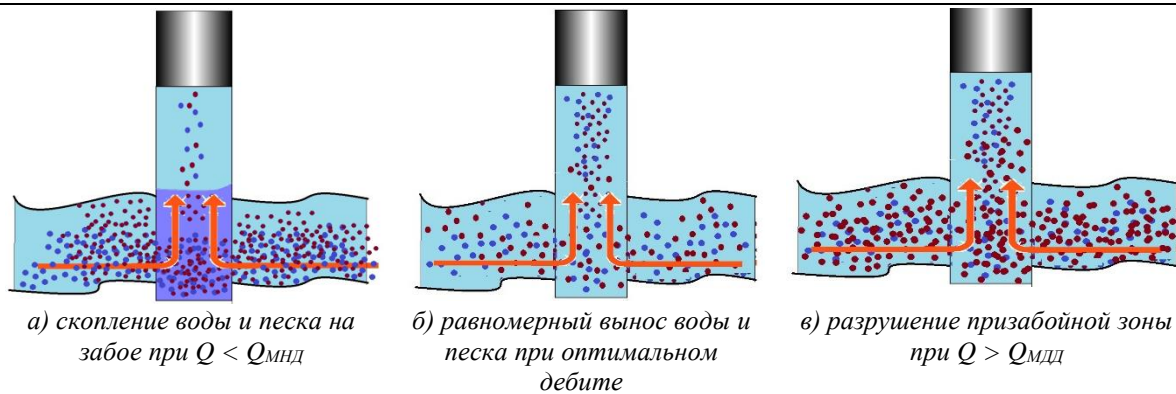


Рисунок 1 - Состояние забоя газовой скважины при различных дебитах

Структурная схема автоматической системы регулирования дебита (АСРД) газовых скважин по экспресс-оценке их состояния приведена на рисунке 2. Эта система входит в основную АСУ ТП газового промысла в качестве подсистемы.

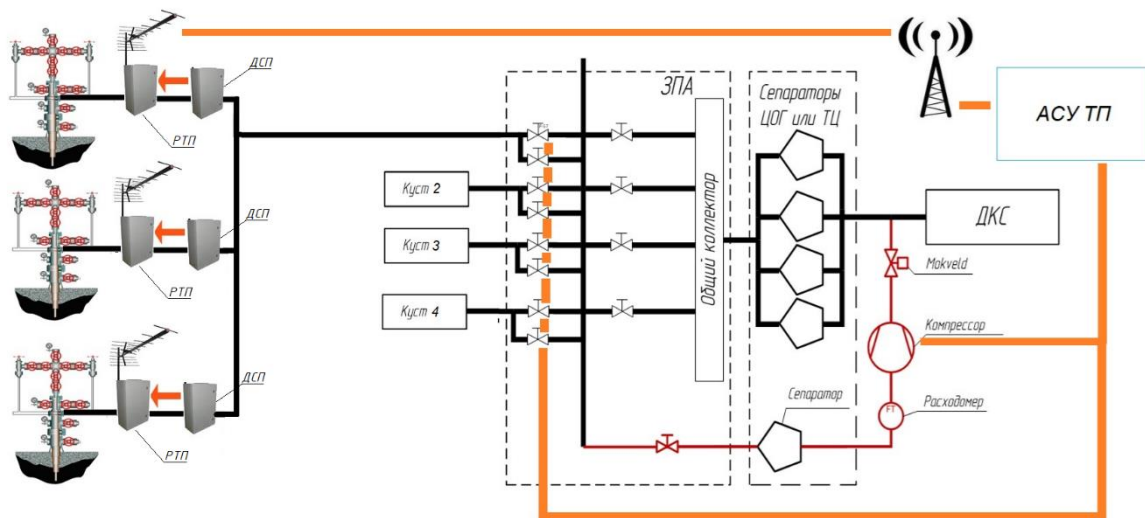


Рисунок 2 - Автоматическая система регулирования дебита газовых скважин по экспресс-оценке их состояния

Основными компонентами системы являются штатно установленные на скважине преобразователи температуры и давления на устье скважины (регистратор РТП-4) и датчик содержания песка и капельной влаги ДСП-АКЭ-2. Принцип действия этого датчика основан на выделении из акустического фона стенки газопровода акустического сигнала, обусловленного наличием твердых включений и капельной влаги в потоке газа. Идентификация песка (сухого и влажного) и капельной влаги основана на различии частотных спектров ударов этих частиц о стенку: для влаги частотный диапазон составляет десятки килогерц, а для песка – единицы мегагерц. Результаты измерений в датчике представляются в виде семи уровней. Конкретное количественное значение для каждого уровня устанавливается в процессе калибровки датчика. Указанная модификация выбрана главным образом из-за того, что допускает смешанное питание: как от сети, так и от аккумуляторной батареи, что делает возможным ее использование на скважинах месторождений, не имеющих источников постоянного питания, например, УГКМ. Протокол обмена, кроме текущего уровня выноса песка и капельной

влаги, также содержит данные самодиагностики датчика: чувствительность пьезопреобразователя, состояние питания и температура внутри моноблока. Периодичность измерений – 1 раз в 10 с или в одну минуту. Результаты измерений передаются на верхний уровень по запросу и архивируются в памяти датчика. Передача осуществляется через регистратора РТП-4, имеющий радиоканал для передачи данных.

Таким образом, АСРД в реальном масштабе времени контролирует давление и температуру на устье скважины, а также вынос песка и капельной влаги. При уменьшении давления, что соответствует уменьшению дебита, система анализирует вынос капельной влаги и при его уменьшении или отсутствии передает информацию в АСУ ТП. Управляющим воздействием является увеличение дебита за счет перераспределения производительности других скважин, подключенных к этому же кусту.

Регулирование дебита является сложным процессом, поэтому не исключена ситуация, когда дебит не восстанавливается и скважину необходимо

остановить на продувку. В этом случае датчик выполняет роль сигнализатора окончания этого процесса.

Основное назначение предложенной АСРД состоит в дополнении периодически проводимых гидродинамических исследований (ГДИ) скважины контролем выноса песка и капельной влаги в масштабе реального времени, позволяющим оперативно изменять режим работы скважины с минимальными потерями.

Промысловые испытания АСРД проводились на скважине № 503 УКПГ-5 УГКМ с целью оценки достоверности показаний датчика ДСП-АКЭ на различных режимах эксплуатации скважины и адекватности его использования для определения продолжительности продувки скважины.

Схема размещения используемых при испытаниях СИ показана на рисунке 3.

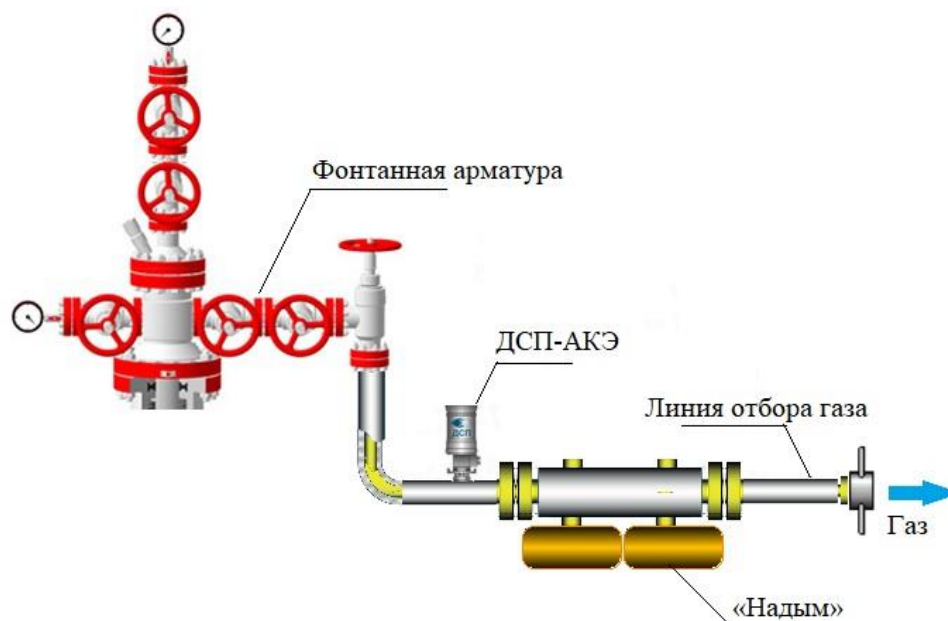


Рисунок 3 - Схема размещения используемых средств измерений

Оценка достоверности показаний проводилась путем сравнения показаний установленного на скважине датчика с результатами ГДИ, выполняемых посредством передвижной установки

«Надым». Пересчет уровневых показаний датчика в количественные показатели выполнен с помощью калибровочных таблиц датчика. Результаты проведенных испытаний приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты оценки достоверности датчика ДСП-АКЭ в ходе гидродинамических исследований

Показатель	Номер режима						
	1	2	3	4	5	6	7
Диаметр шайбы, мм	9	10	11	12	13	14	15
Время работы на режиме, мин	60	60	60	60	60	60	60
Дебит, тыс. м ³	112,00	145,00	178,00	202,00	226,00	273,50	321,00
Масса песка, г	70,80	106,90	143,00	178,75	214,50	252,10	289,70
Объем воды, л	1,90	2,70	3,50	9,75	16,00	25,20	34,40
Масса песка в единицу времени, г/мин	1,18	1,78	2,38	2,98	3,58	4,21	4,83
Объем воды в единицу времени, л/мин	0,03	0,04	0,06	0,16	0,27	0,43	0,58
Уровень датчика по песку	3,00	3,50	4,00	4,00	4,00	4,50	5,00
Уровень датчика по капельной влаге	0,00	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
Перевод уровня по песку в количественный показатель, г/мин	1,00	1,75	2,50	3,13	3,75	4,38	5,00
Перевод уровня по капельной влаге в количественный показатель, л/мин	0,00	0,03	0,05	0,19	0,33	0,41	0,50
Погрешность датчика по песку, г/мин	0,18	0,03	-0,12	-0,15	-0,17	-0,17	-0,17
Погрешность датчика по капельной влаге, л/мин	0,03	0,02	0,01	-0,02	-0,06	0,01	0,08

На рисунке 4 представлены зависимости показаний датчика ДСП-АКЭ по песку и капельной влаге при различных дебитах.

Как видно из графиков на рисунке 4, датчик выноса песка достаточно корректно определяет

содержание в газовом потоке и песка, и влаги. Это позволяет оценивать как общий тренд изменения обводненности скважины (по показаниям РТП), так и текущее значение по показаниям ДСП.

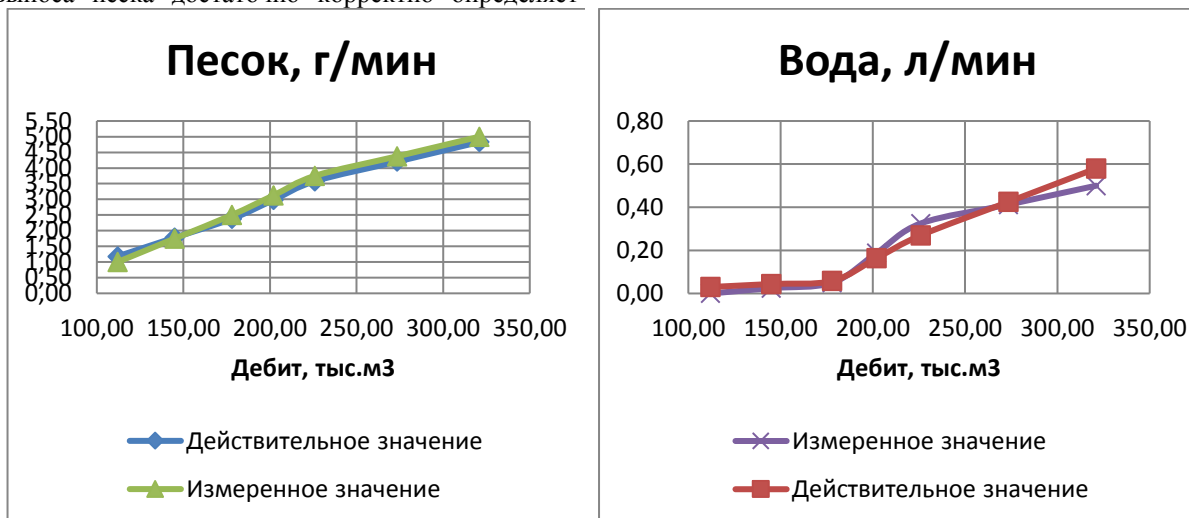


Рисунок 4 – График зависимости показаний датчика ДСП-АКЭ по песку и капельной влаге при различных дебитах

Для количественной оценки достоверности показаний использовано среднеквадратичное отклонение (0,16 по песку и 0,05 по воде), что позволяет считать результаты измерений достоверными. В [16] отмечается, что тарировка ДСП по водному фактору может считаться удовлетворительной, если его показания с данными замерного сепаратора расходятся не более чем в два раза. При этом необходимо отметить некоторую особенность такой оценки, т.к. передвижная установка «Надым» показывает интегральный результат анализа потока

газа за время проведения ГДИ, а датчик ДСП-АКЭ регистрирует уровень примесей песка и капельной влаги в реальном масштабе времени. В качестве уровневого показания на каждом режиме использовано среднее значение уровня за время ГДИ, накопленное в оперативной памяти процессора датчика.

Следующее испытание ДСП-АКЭ было проведено во время продувки скважины, в ходе которого регистрировались его показания через определенные промежутки времени. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

Уровневые показания выноса песка и капельной влаги во время продувки скважины

Время	Давление на устье, ата	Температура на устье, °С	Показания ДСП-АКЭ		Примечание
			Уровень выноса песка	Уровень выноса влаги	
14:00	82	12,6	0	0	Скважина стоит
14:10	82,1	12,61	0	0	
14:20	72,6	12,41	5	1	Начало продувки
14:30	72,58	12,23	5	4	Продувка
14:40	72,57	11,87	4	5	Продувка
14:50	72,55	11,45	0	4	Продувка
15:00	81,2	11,2	1	0	Конец продувки

На рисунке 5 наглядно представлены значения уровневых показаний выноса песка и капельной влаги датчика ДСП-АКЭ во время продувки скважины. При открытии факельной линии вначале происходит резкий выброс накопившегося на забое песка. Затем выносятся вода вместе с песком, причем по мере продувки соотношение этих фаз в газовом потоке меняется в сторону уменьшения содержания песка до полного исчезновения (временная

отметка 14:50 на диаграмме). После выноса скопившейся воды, поскольку значение депрессии на пласт по-прежнему велико, снова начинается вынос «свежего» песка (временная отметка 15:00). Это означает, что продувку необходимо заканчивать, чтобы не провоцировать разрушение забоя.

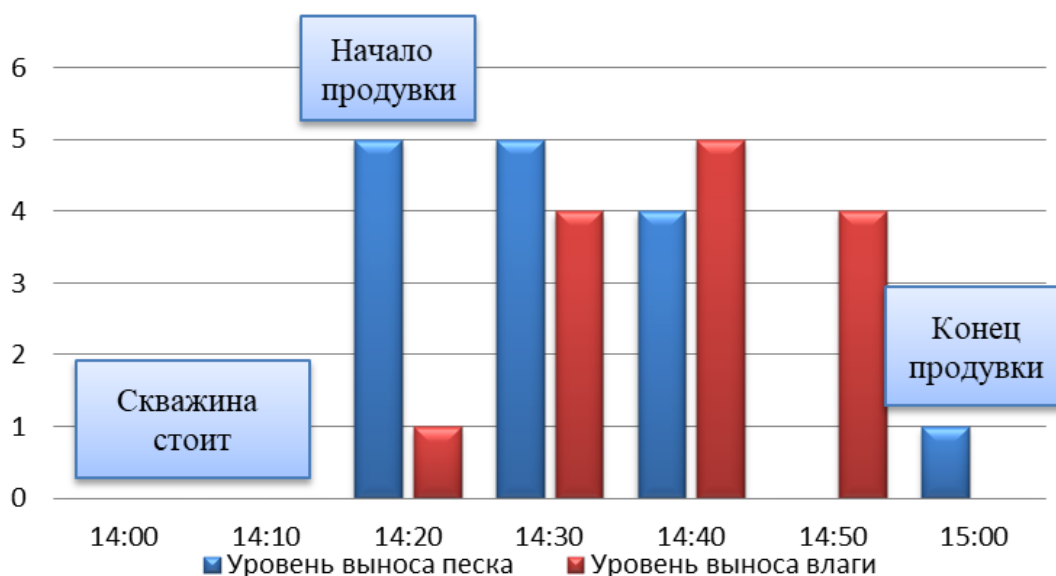


Рисунок 5 – Диаграмма значений уровневых показаний выноса песка и капельной влаги датчика ДСП-АКЭ во время продувки скважины

Необходимо также отметить, что тарировка датчика ДСП-АКЭ должна производиться на каждой скважине, т.к. акустический фон у каждой из них индивидуален и определяется состоянием трубы, близостью установки запорной и регулирующей арматуры и т.п.

Предложенная система может быть рекомендована к использованию на месторождениях, находящихся на завершающем этапе эксплуатации, где использование более сложных и дорогих систем нецелесообразно. На таких месторождениях проблема обводненности скважин не всегда может быть решена простым увеличением дебита из-за состояния призабойной зоны. В этом случае АСРД позволяет регулировать дебит не в ручном режиме, на «глазок», а автоматически, по показаниям приборов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Моторин, Д.В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений / Д.В. Моторин, П.С. Кротов, В.В. Гурьянов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 10. С. 50-53.
2. Великанов Д.Н. Разработка информационно-измерительной системы контроля параметров газодобывающих скважин. Научная библиотека диссертаций и авторефератов disserCat <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-informatsionno-izmeritelnoi-sistemy-kontrolya-parametrov-gazodobyvayushchikh-skva>
3. Вопросы выноса песка в процессе эксплуатации нефтяных скважин / Султанов Б.З., Орекешев С.С. // Нефтегазовое дело. 2005. № 1. URL: <http://www.ogbus.ru>.
4. Miguel Angel. Liquid Loading Process In Gas Wells. URL: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/liquid-loading-process-gas-wells.html> (Date of access: 20.07.2015).
5. 5. Контроль выноса песка из промышленной газовой скважины /Е.В. Попов, С.С. Савастюк, С.А. Ежов, В.М. Карюк, И.В. Морозов // Экспозиция Нефть Газ. 2(55). Март-апрель 2017. С. 130 – 132. http://www.binar.ru/wp-content/uploads/2017/04/Экспозиция_2-2017.pdf.
6. Коловертнов Г.Ю., Краснов А.Н., Прахова М.Ю., Федоров С.Н., Хорошавина Е.А. Способ контроля процесса обводнения газовых скважин. Патент на изобретение RUS 2604101, выдан 20.10.2015.
7. Ермолкин О.В., Великанов Д.Н., Гавшин М.А., Попова Я.Д. Комплексный контроль параметров продукции эксплуатационных скважин // Территория «Нефтегаз». 2017. № 4. С. 12 – 19.
8. Bixenman, P.W. Design and Deployment of an Intelligent Completion with Sand Control / P.W. Bixenman, E.P. Toffanin, M.A. Salam / Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition [Электронный ресурс]. – <http://dx.doi.org/10.2118/71674-MS> (дата обращения: 20.04.2015).
9. Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз, Майк Боумен, Густаво Каввацоли, Жильда Коллен, Венсан Роде, Боб Холичек, Джордж Кинг, Крис Лойкер, Мехмет Парлар. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia07/sum07/01_RegainingSandControl.pdf.
10. Гереш Г.М. Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений / Г.М. Гереш, О.В. Николаев, С.А. Шулупин, А.М. Михайлов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.:Газпром ВНИИГАЗ, 2013 – № 4 (15). – С. 53–61.
11. Регистратор технологических параметров РТП-04М. Завод «ТИЗПРИБОР» [Электронный

ресурсы]. URL: <http://tizpribor.com/registrator-tekhnologicheskikh-parametrov-rtp-04m>.

12. Прахова, М.Ю. Способ диагностирования обводненности газовых скважин /М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 3. – С. 19-26.

13. Г.Ю. Коловертнов, А.Н. Краснов, Ю.С. Кузнецов, М.Ю. Прахова, С.Н. Федоров, Е.А. Хорошавина, Автоматизация процесса удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов, с. 70-76 № 9 сентябрь 2015 ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

14. Костиков, С.Л. Применение датчиков-сигнализаторов выноса песка и капельной влаги для мониторинга режимов работы скважин подземных хранилищ газа / С.Л. Костиков и др. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 2. – С.190-210. URL:

http://ogbus.ru/issues/2_2016/ogbus_2_2016_p190-210_KostikovSL_ru.pdf

15. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления Д.В. Изюмченко, Е.В. Мандрик, С.А. Мельников, А.А. Плосков, В.В. Моисеев, А.Н. Харитонов, С.Г. Памужак Научно-технический сборник · ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ № 1 (33) / 2018 С. 235-242

16. Леднев Д. М. Адаптация акустических датчиков-сигнализаторов выноса песка и капельной влаги ДСП-АКЭ-2 на технологических нитках газосборных пунктов подземного хранилища газа/ Леднев Д. М., Магомедов З. А., Назаров С. И., Токарев Е. Ф., Тябликов А. В., Костин Н.С. //Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. С. 144-160 №1 URL: <http://ogbus.ru>

TRANSMISSION OF INFORMATION IN CONTROL SYSTEMS AND DRILLING PROCESS CONTROL

Emets S.

can. of tech. sci., associate professor of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Krasnov A.

can. of tech. sci., associate professor of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Prakhova M.

associate professor of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Kalashnik Yu.

senior lector of the Department of Automation, Telecommunications and Metrology Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

ПЕРЕДАЧА ИНФОРМАЦИИ В СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ

Емец С.В.

канд.техн.наук, доцент кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Краснов А.Н.

канд.техн.наук, доцент кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Прахова М.Ю.

доцент кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Калашник Ю.В.

ст. преподаватель кафедры автоматизации, телекоммуникации и метрологии ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

DOI: 10.24412/3453-9875-2021-73-1-59-64

Abstract

The article provides an overview and analysis of existing technical solutions in the field of construction of downhole telemetry systems and trends in their development.

Аннотация

В статье приведен обзор и анализ существующих технических решений в области построения систем скважинной телеметрии и трендов их развития.

Keywords: Information system, communication channel, drilling.

Ключевые слова: Информационная система, канал связи, бурение.