

процесса транспорта газа (табл.), x_j . Для каждой выборки вычисляли выборочное среднее, m , и стандартное отклонение выборки параметров мониторинга, d . Затем проводили расчет автошкалированных значений параметров мониторинга, x'_j , по формуле:

$$x'_j = (x_j - m) / d,$$

которые наносили на карту (рис. 1).

Результаты и их обсуждение

Из данных карты (рис.) видно, что две точки (в 2460 мин и 2520 мин) по абсолютному давлению вышли за предел 2σ (σ – стандартное отклонение) и согласно правилам статистического контроля на них необходимо обратить внимание. Остальные параметры находятся в статически управляемом состоянии.

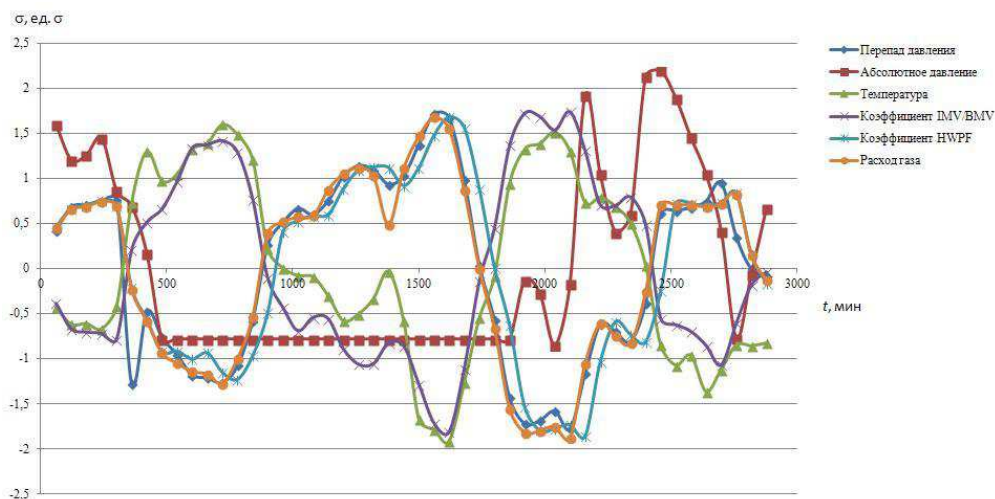


Рис. Контрольная карта Шухарта

Выводы

Таким образом, в работе установлено, что при помощи автошкалирования данных возможно приведение нескольких показателей к одной шкале и осуществление мониторинга разнопараметрового технологического процесса на одной карте Шухарта.

Литература

1. Bakshi B. Multiscale PCA with application to multivariate statistical process monitoring // AIChE Journal. – 1998. – 44. – P. 1596-1610.
2. Harrou F. Statistical fault detection using PCA-based GLR hypothesis testing / F. Harrou, M.N. Nounou, H.N. Nounou, M. Madakyaru // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2013. – 26. – P. 129-139.
3. ГОСТ Р 50779.42-99 Статистические методы. Контрольные карты Шухарта. [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.
4. ГОСТ Р 51814.3-2001. Методы статистического управления процессами. [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.
5. Громаков Е.И. Техническое обслуживание и ремонт по состоянию оборудования с использованием карт Шухарта / Е.И. Громаков, Т.В. Александрова, А.В. Рудаченко, А.М. Малышенко // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – № 5, Т. 317. – С. 112-117.
6. Родионова О.Е. Интервальный метод обработки результатов многоканальных экспериментов: дисс. докт. физ.-мат. наук. – Москва, 2008. – 272 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ КРИТЕРИЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА НА УЧАСТКЕ НЕФТЕПРОВОДА

А.Г. Зарубин, Л.Х. Тюлькин

Научный руководитель доцент, А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема определения оперативного и достоверного изменения гидравлического режима в нефтепроводе в настоящее время становится все более актуальной [1]. В настоящей работе рассматривается новый статистический критерий, который позволяет определить изменение гидравлического режима на участке нефтепровода. Отличие предлагаемого критерия от существующих состоит в том, что он пригоден как для стационарных, так и для нестационарных режимов работы нефтепровода. Данный критерий относится к статистическим и функционирует на основе использования данных о параметрах работы нефтепровода, поступающих в систему диспетчерского контроля, в совокупности с модифицированными алгоритмами

математической обработки для принятия решения о наличии или отсутствии изменения гидравлического режима.

В рассматриваемом методе, измеряемой величиной нефтепровода является манометрическое давление на фиксированных участках (пункты контроля управления), находящиеся на определённом расстоянии друг от друга. Номер пункта соответствует длине нефтепровода в километрах. С помощью средств телемеханики происходит регистрация давлений через определённые промежутки времени, и данные поступают на компьютер оператору пульта, который в свою очередь производит параметрическую обработку данных для определения гидравлического режима в нефтепроводе.

Для каждого промежутка времени вычисляется тангенс угла наклона b с последующим нахождением среднего значения, $mean$, и стандартного отклонения, std , рассматриваемого параметра. Также необходимо определить предельно допустимую погрешность для параметра b . На рисунке 1 приведён пример данного расчёта.

Время 7:00 ПКУ	Число месяца декабрь 2013 года									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	5,90	6,80	6,40	5,45	5,60	5,80	5,80	5,45	5,55	6,00
11	6,55	6,45	7,10	6,15	6,25	6,50	6,50	6,42	6,37	6,20
18	6,90	6,90	7,65	7,00	6,70	7,05	7,00	6,90	7,00	6,35
24	6,65	6,50	7,20	6,20	6,20	6,55	6,50	6,40	6,50	5,85
33	7,00	6,90	7,60	6,45	6,57	6,85	6,75	6,70	7,00	6,45
45	7,50	7,40	8,15	7,10	7,20	7,45	7,40	7,30	7,35	7,40
50	7,40	7,20	8,00	6,90	7,00	7,20	7,30	7,20	6,62	6,60
b	0,028808	0,014049	0,030436	0,025604	0,026807	0,026418	0,027075	0,030383	0,02323	0,020299
	исключаем из выборки									
	0,028808	0,030436	0,025604	0,026807	0,026418	0,027075	0,030383	0,02323	0,020299	
mean	0,027221									
std	0,002555									
$\Delta = mean \pm (2 * std)$	0,27 \pm 0,05									

Рис. 1. Параметрическая обработка данных в программе MS Excel

На рисунке видно, что параметр b во второй день не входит в промежуток выборки. Это свидетельствует о том, что в этот интервал времени произошло изменение гидравлического режима на участке нефтепровода и критерием его изменения является выход значения b (тангенс угла наклона характеристики). Для того чтобы наглядно убедиться в проделанных расчётах, производим графическую обработку данных (рис. 2).

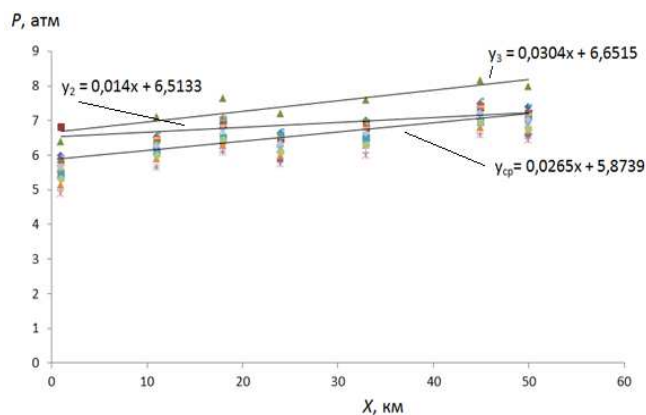


Рис. 2. График изменения гидравлического режима

Для построения графика используется функция $y = a + bx$, в котором за ось y берётся давление в нефтепроводе, за x – его длина. На графике видно, что функция y_2 значительно отличается от функции y_{cp} и в какой-то момент наблюдается пересечение прямых.

Данную методику предлагается использовать в качестве системы обнаружения утечек, основанную на принципе обнаружения утечек жидкости путем измерения давлений и дальнейшей математической обработки данных контролируемого участка. Место локации утечки предположительно определяется в точке пересечения прямых, в случае значительного наклона графиков функций [3]. Также стоит отметить экономическую значимость предлагаемого метода, поскольку затраты на его реализацию незначительны.

Литература

1. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 335 с.

2. Lurie M.V. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.KGaA, 2008. – 214 с.
3. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов [и др.]. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. – 298 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Г. Зарубин, О.В. Носова, Е.В. Николаев

Научный руководитель доцент, А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Природный газ является основным источником электрической и тепловой энергии в промышленных регионах Республики Саха (Якутия). По некоторым оценкам разведанные запасы газа (2 500 000 000 000 м³) составляют менее 20 % от того, что скрывается в якутских недрах. Поэтому, задача переработки газового конденсата непосредственно в Якутии, попутно добывающегося с природным газом является актуальной [1].

Газовый конденсат, поставляемый бытовым и промышленным потребителям, должен соответствовать современным стандартам. Поэтому, сырой газовый конденсат необходимо стабилизировать. Стабилизация конденсата может быть реализована двумя способами: сепарацией или ректификацией. Последний способ наиболее широко используется, поскольку рационально используется энергия нестабильного конденсата, и полученный стабильный конденсат отличается низким давлением насыщенных паров. Ректификационная стабилизация газового конденсата проводится чаще всего в двух колоннах, поскольку, несмотря на более высокие финансовые затраты, она более надежна в эксплуатации и более проста при управлении процессом [2].

Ректификационная колонна состоит из вертикального цилиндра с контактными устройствами (ситчатыми тарелками) внутри, ребойлера (кипяtilьника) и конденсатора (холодильника). Подбирая число ситчатых тарелок и параметры процесса (температурный режим, давление, соотношение потоков, флегмовое число и др.), можно обеспечить любую требуемую четкость фракционирования нефтяных смесей [3].

Нахождение оптимального режима многомерного по отношению к параметрам технологического процесса возможно при помощи статистического метода анализа главных компонент (Principal component analysis или PCA) [4].

Цель данной работы – выявить зависимость работы установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент на основе исходных параметров и установить оптимальное значение температурного режима ректификационного процесса.

В соответствии с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

с изменением температуры ребойлера в ректификационной колонне зафиксировать параметры выходящего потока газового конденсата;

рассчитать значения первой и второй главной компоненты (PC1 и PC2) по параметрам выходящего потока газового конденсата и построить соответствующую зависимость в координатах PC1–PC2;

выявить функциональную зависимость в координатах PC1–PC2 и определить оптимальное значение температурного режима ректификационного процесса.

Моделирование

В качестве примера, в программном обеспечении ASPEN HYSYS была смоделирована технологическая схема установки комплексной подготовки газа Отрадинского газоконденсатного месторождения (УКПП) с введением установки стабилизации газового конденсата (рис. 1).

ASPEN HYSYS представляет собой инженерно-технологическую расчетную среду, которая может быть использована в нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности. С помощью ASPEN HYSYS можно создавать адекватные стационарные и динамические модели, предназначенные для проектирования, мониторинга, модернизации производств, усовершенствования схем управления, а также для задач оптимального планирования [5].

Моделирование процесса подготовки нестабильного конденсата позволяет подобрать режимы работы колонн, с целью получения максимального количества товарных продуктов надлежащего качества. В программе ASPEN HYSYS содержится набор заранее подготовленных моделей различных ректификационных колонн. В нашем случае была использована модель ректификационной колонны, содержащей ребойлер и конденсатор. Для начала были заданы входные и выходные потоки колонны. Количество тарелок выбрано 25 штук. Подача сырья осуществляется на 13-ю тарелку. В этой колонне вся флегма возвращается обратно в колонну, поэтому в групповой рамке «конденсатор» задан полный рефлюкс, что соответствует значению флегмового числа равному единице. После задания значений давления и температуры в ребойлере и конденсаторе, были заданы необходимые спецификации. Ректификационная колонна имеет по умолчанию 3 спецификации. Также были заданы температура ребойлера, значение флегмового числа и долю пропана. Давление насыщенных паров (ДНП) у стабильного конденсата было ограничено верхним пределом в 66,7 кПа согласно ОСТ 51.65 [6]. Исходя из указанных условий моделирования, были рассчитаны параметры технологического процесса в зависимости от изменения температуры ребойлера (табл.).