

УЛУЧШЕНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ НА УСТАНОВКЕ ОЗНА-VX

Веревкин А.П., Красильникова А.Д.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

Ключевые слова: многофазный расходомер, временные ряды, водонефтяная эмульсия, критерий Хёрста, корреляционный анализ, PhaseWatcher Vx, ОЗНА-Vx.

Аннотация. В статье рассматриваются пути и методы улучшения обработки временных рядов для оценки состава многофазного потока на установке ОЗНА-Vx, где в качестве фракциомера используется PhaseWatcher Vx. Анализируются ограничения существующих подходов, связанные с нестационарностью характеристик, что приводит к появлению физически некорректных значений в результатах измерений. Исследованы возможности методов построения регрессионных моделей для расчета объемных долей нефти, воды и газа. Результаты исследования показали, что регрессионные модели обеспечивают достаточно точную аппроксимацию, однако требуют адаптации к конкретным условиям эксплуатации скважин.

IMPROVEMENT OF TIME SERIES PROCESSING METHODS FOR THE OZNA-VX FACILITY

Verevkin A.P. Krasilnikova A.D.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Keywords: multiphase flowmeter, time series, water-oil emulsion, Hurst exponent, correlation analysis, PhaseWatcher Vx, OZNA-Vx.

Abstract. This paper explores approaches and methods for improving time series processing to evaluate the composition of a multiphase flow in the OZNA-Vx system, where PhaseWatcher Vx is used as a fraction meter. The limitations of existing methods are analyzed, particularly those related to non-stationary characteristics, which lead to physically incorrect values in measurement results. The study investigates regression modeling techniques for calculating the volume fractions of oil, water, and gas. The results demonstrate that regression models provide reasonably accurate approximations but require adaptation to specific well operating conditions.

В нефтяной промышленности точность оценки состава водонефтяной эмульсии является критически важным параметром для эффективного управления процессом добычи нефти. Современные методы измерения позволяют проводить непрерывный мониторинг состава эмульсии, однако их точность ограничена из-за сложности обработки данных, особенно в условиях нестационарных временных рядов. В данной статье рассматриваются методы расчета объемных долей нефти, газа и воды в многофазном потоке.

Эффективность процесса добычи нефти напрямую зависит от точности оценки состава водонефтяной эмульсии. Современные измерительные установки, такие как ОЗНА-Vx, позволяют измерять массу и массовый расход сырой нефти, однако их точность ограничена из-за высокой доли воды и газа в эмульсии. Относительная погрешность измерений может достигать 15%, что снижает эффективность управления технологическим процессом и повышает риск аварийных ситуаций.

Расходомер типа PhaseWatcher Vx, установленный на установке ОЗНА-Vx, комбинирует трубу Вентури и гамма-детектор с двойной энергией излучателя (рис. 1) [1]. В данном расходомере труба Вентури используется для надежного измерения общего массового расхода. Радиоизотопный измеритель с двумя уровнями энергии используется для измерения компонентного состава потока (нефть, вода, газ). Расходы компонентов потока вычисляются по полученным показаниям.

Для определения состава многофазного потока устройство использует единый радиоактивный химический источник, который излучает гамма-лучи на двух энергетических уровнях. Сцинтилляционный счетчик, расположенный с противоположной стороны трубы, регистрирует гамма-лучи, ослабленные многофазной контролируемой смесью. Фотоумножитель конвертирует световые импульсы в электрические сигналы. Детектор регистрирует энергетический уровень каждого фотона и строит энергетический спектр сигнала от радиоактивного источника, прошедшего через контролируемый поток. Радиоактивный источник специально подобран таким образом, чтобы иметь естественный энергетический пик в требуемом диапазоне. Ослабление гамма-излучения контролируемым многофазным потоком измеряется на двух уровнях энергии. Обработка данных по двум уровням энергии позволяет определить доли нефти, воды и газа в потоке. Ослабления смесью компонентов на двух уровнях энергии сравнивают с эталонными ослаблениями от чистой нефти, воды и газа [2].

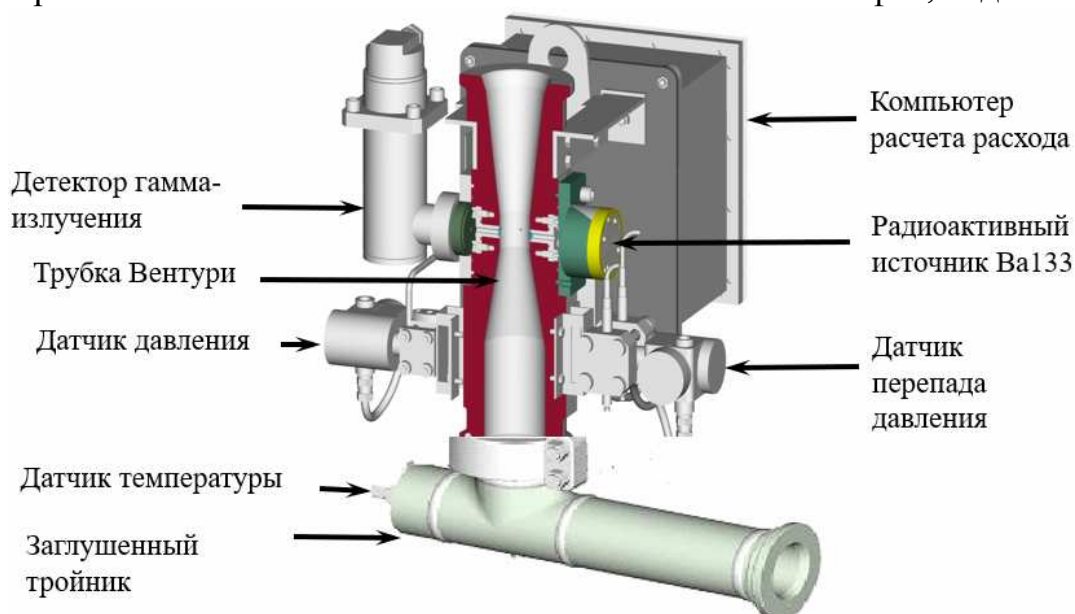


Рис. 1. Схема многофазного расходомера PhaseWatcher Vx

Для вычисления обводненности обработка информации осуществляется с помощью вычислительного комплекса расходомера PhaseWatcher Vx, в котором для вычисления пропорции фаз решается система уравнений, определяющая объемные доли нефти, воды и газа [1]:

$$a_o + a_w + a_g = 100, \quad (1)$$

$$N^{le} = N_0^{le} e^{-D(\mu_o^{le} \rho_o a_o + \mu_w^{le} \rho_w a_w + \mu_g^{le} \rho_g a_g)}, \quad (2)$$

$$N^{he} = N_0^{he} e^{-D(\mu_o^{he} \rho_o a_o + \mu_w^{he} \rho_w a_w + \mu_g^{he} \rho_g a_g)}, \quad (3)$$

где a_o, a_w, a_g – объемные доли нефти, воды и газа; N^{le}, N^{he} – измеренные количества фотонов низкой и высокой энергии; N_0^{le}, N_0^{he} – исходные количества фотонов (без поглощения); $\mu_o^{le}, \mu_w^{le}, \mu_g^{le}$ – коэффициенты поглощения низкой энергии для нефти, воды, газа; $\mu_o^{he}, \mu_w^{he}, \mu_g^{he}$ – коэффициенты поглощения высокой энергии для нефти, воды, газа; ρ_o, ρ_w, ρ_g – плотности нефти, воды, газа, кг/м³;

D – толщина слоя флюида, через который проходят фотоны, м².

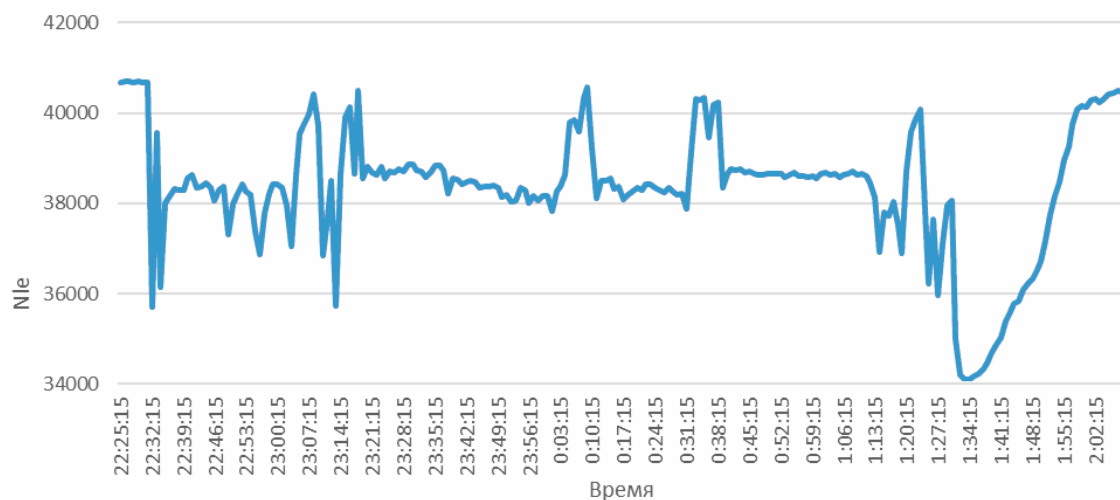
Для решения уравнений 1-3 измеряются N^{le}, N^{he} с помощью гамма-детектора. $N_0^{le}, N_0^{he}, \mu_o^{le}, \mu_w^{le}, \mu_g^{le}, \mu_o^{he}, \mu_w^{he}, \mu_g^{he}, \rho_o, \rho_w, \rho_g$ являются калибровочными значениями. Таким образом, для вычисления состава многофазного потока необходимо знать плотности всех компонентов, исходное количество фотонов и коэффициенты поглощения.

Для расчета используется большое число констант и коэффициентов, которые необходимо определять для каждой нефтяной скважины. Например, значение плотности нефти для одной скважины может изменяться на 5-15% в процессе эксплуатации. Для повышения точности необходимо постоянно делать лабораторные анализы многофазного потока и актуализировать значения констант.

Толщина слоя флюида также может изменяться в зависимости от состояния трубы и газового фактора (например, например, отложения смол, солей и т.д.). Для сохранения точности измерения необходимо постоянно очищать трубопровод от загрязнений.

Для анализа используем временные ряды для количества фотонов низкой и высокой частоты, объемные доли нефти воды и газа, которые были получены с расходомера PhaseWatcher Vx (рис. 2).

Из графиков видно, что результаты расчета долей составляющих газоводонефтяной смеси содержат в себе отрицательные значения воды и нефти. В тоже время объемная доля газа превышает 100%, что является методическим недостатком метода.



а

Рис. 2. Временные ряды для: а) количества фотонов низкой энергии

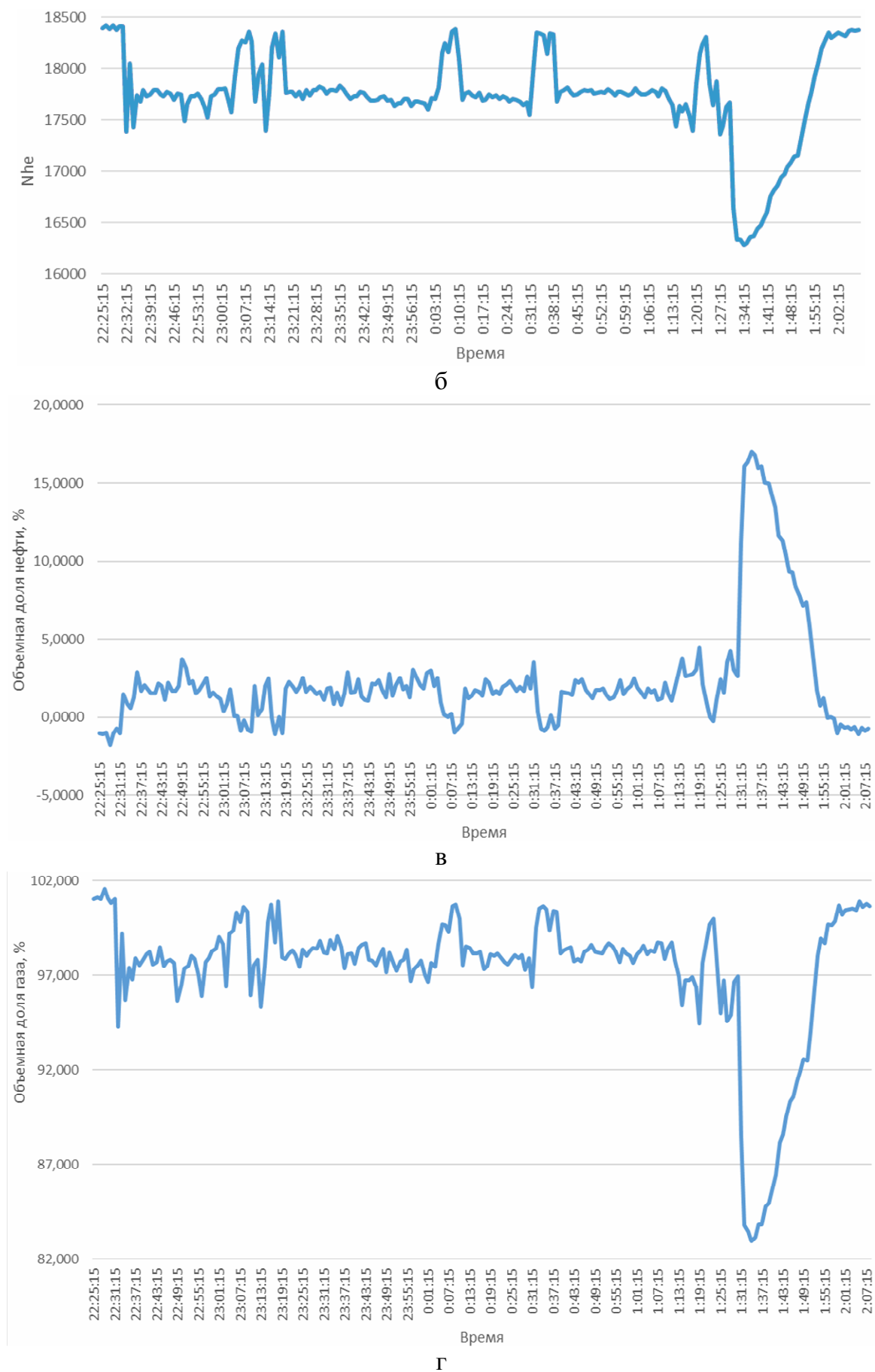


Рис. 2. Временные ряды для: б) количества фотонов высокой энергии; в) объемная доля нефти; г) объемная доля газа

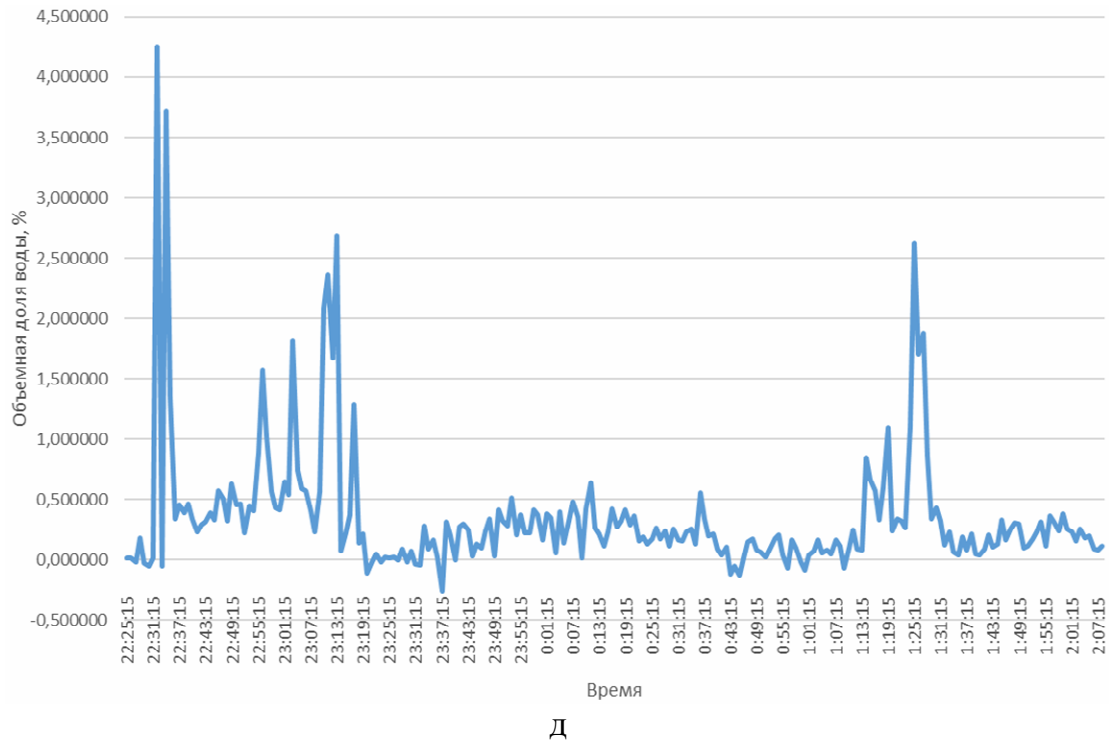


Рис. 2. Временные ряды для: д) объемная доля воды

Таким образом, можно сделать вывод, что метод, применяемый для анализа получаемых данных, требует доработки и дополнительных исследований, в частности, оценки чувствительностью к изменению параметров плотности и толщины слоя флюида.

Для предварительного анализа свойств временных рядов проведен анализ по критерию Хёрста [5] с целью выделения участков с персистентными данными анализа. Выделим по времени проведения замеров участки:

- участок 1: с 22:29 до 22:37;
- участок 2: с 22:37 до 22:53;
- участок 3: с 23:33 до 00:35;
- участок 4: с 01:14 до 01:31.

Результаты по вычислению критерия Хёрста для каждого из участков и в целом для всего ряда представлены в таблице 1 [3, 5].

Из таблицы видно, что все выбранные участки и сам ряд являются персистентными – ряд показывает трендовое поведение и характеризуется наличием устойчивых закономерностей. Данные не нуждаются в процедуре фильтрации шумовой составляющей сигнала.

Для оценки связи между количества фотонов низкой и высокой энергии и объемными долями нефти воды и газа проведены расчеты коэффициентов корреляции (табл. 2) [3].

Анализ коэффициентов корреляции выявил значительную связь между низкой и высокой энергией, что обуславливает появление проблемы мультиколлинеарности и, как следствие, не грубости моделей оценки качества водонефтяной эмульсии.

Для каждого из параметров выполним построение регрессионного уравнения по полученным корреляционным зависимостям на основе обучающей выборки [4].

Табл. 1. Оценка временных рядов по критерию Хёрста

Оцениваемый параметр	Значение
Участок 1	
Nle	0,9900
Nhe	0,9028
Объемная доля нефти	0,9823
Объемная доля газа	0,8470
Объемная доля воды	0,8137
Участок 2	
Nle	0,7931
Nhe	0,8912
Объемная доля нефти	0,6938
Объемная доля газа	0,8747
Объемная доля воды	0,8817
Участок 3	
Nle	0,9900
Nhe	0,9900
Объемная доля нефти	0,9801
Объемная доля газа	0,9899
Объемная доля воды	0,8361
Участок 4	
Nle	0,9763
Nhe	0,9418
Объемная доля нефти	0,8345
Объемная доля газа	0,8819
Объемная доля воды	0,8512
Весь ряд	
Nle	0,7995
Nhe	0,7934
Объемная доля нефти	0,8142
Объемная доля газа	0,8181
Объемная доля воды	0,9107

Табл. 2. Коэффициенты корреляции для количества фотонов низкой и высокой энергии и объемных долей нефти воды и газа

Коэффициенты корреляции	Значение
R (Nle; Nhe)	0,9682
R (Nle; объемная доля нефти)	-0,8815
R (Nle; объемная доля газа)	0,9284
R (Nle; объемная доля воды)	-0,2920
R (Nhe; объемная доля нефти)	-0,9431
R (Nhe; объемная доля газа)	0,9536
R (Nhe; объемная доля воды)	-0,0582

Для объемной доли нефти и газа коэффициенты корреляция с количеством фотонов низкой и высокой частоты значительная, следовательно, для расчетов можно использовать только один параметр – количество фотонов высокой энергии:

$$a_o = -0,00782N^{he} + 141,0878; \quad (4)$$

$$a_g = 0,0078N^{he} + 42,77168. \quad (5)$$

Для обводненности коэффициенты корреляции низкие, поэтому для получения удовлетворительной модели необходимо задействовать оба входных фактора:

$$a_w = -0,001513N^{le} + 0,004637N^{he} - 23,8903. \quad (6)$$

По результатам проведенных расчетов построены графики (рис. 3) распределения объемных долей воды, нефти и газа для тестовой выборки. Представлены значения, полученные с помощью регрессионных уравнений и с расходомера PhaseWatcher Vx.

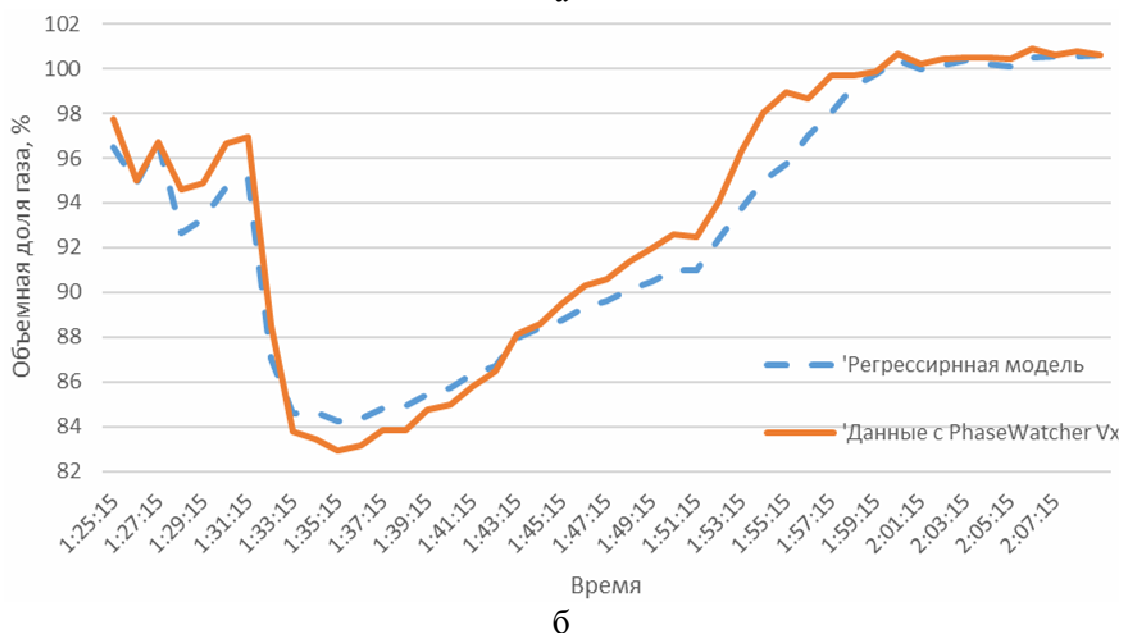
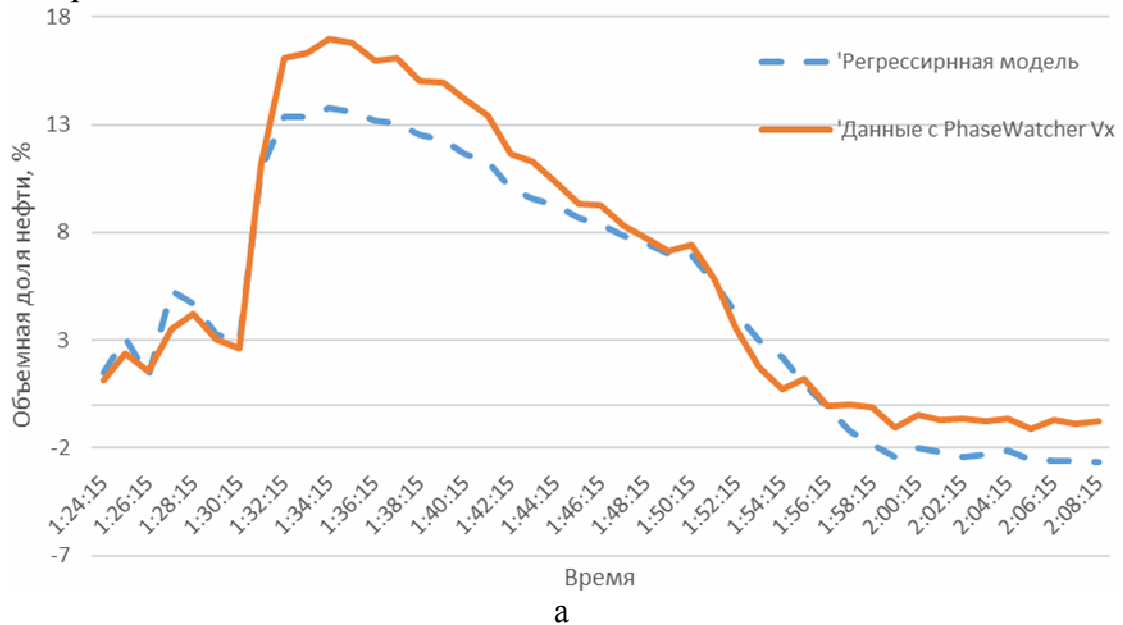


Рис. 3. Графики объемных долей: а) нефти; б) газа

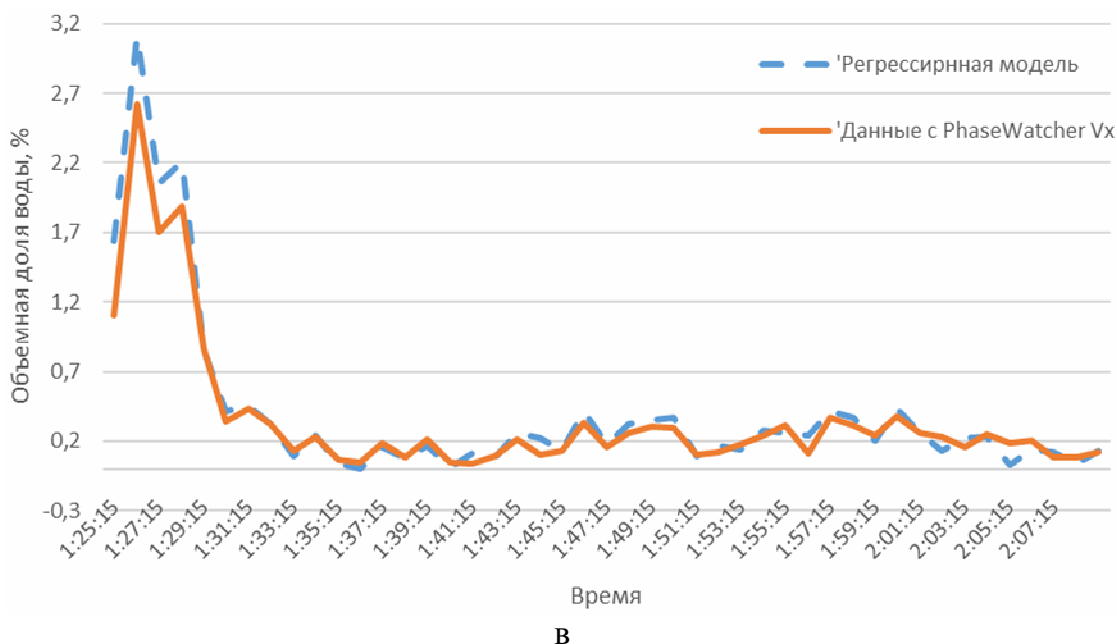


Рис. 3. Графики объемных долей: в) воды

Полученные регрессионные модели обеспечивают удовлетворительную точность аппроксимации, и дают возможность верификации вычислений, используемых в существующем методе. Однако, регрессионная модель также дает отрицательные результаты для объемных долей нефти и воды.

Для возможности исключения отрицательных значений при формировании регрессионных моделей можно применить регуляризацию [6], т.е. требование не отрицательности коэффициентов, в отличие от аналитического метода, применяемого в расходомере PhaseWatcher Vx, где такое условие установить невозможно.

В данной статье рассмотрены методы обработки временных рядов для оценки состава водонефтяной эмульсии на установке ОЗНА-Vx с использованием многофазного расходомера PhaseWatcher Vx. Проведенный анализ выявил ограничения существующего подхода, связанные с нестационарностью параметров, таких как плотность компонентов и толщина слоя флюида, что приводит к появлению физически некорректных результатов.

Для улучшения точности обработки данных возможны следующие решения:

- анализ персистентности данных с использованием критерия Хёрста для выявления устойчивости временных рядов и необходимости фильтрации шумов;
- корреляционный анализ для исключения фактора мультиколлинеарности и выявления устойчивой взаимосвязи между параметрами;
- построение регрессионных моделей для вычисления объемных долей.

Результаты исследования демонстрируют, что регрессионные модели позволяют снизить погрешность обработки данных и улучшить управление технологическим процессом добычи нефти.

Общими недостатками как существующего, так и предложенного методов является необходимость строить модель для каждой скважины или уточнять ее при изменении каких-либо параметров многофазного потока. Таким образом для дальнейшего улучшения точности рекомендуется исследовать возможность

использования адаптивных моделей, учитывающих динамические изменения параметров в реальном времени.

Список литературы

1. Измерительная установка «ОЗНА-Vx» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ozna.ru/products-services/izmerenie-produktsii-skvazhin/izmeritelnaya-ustanovka-ozna-vx/>.
2. Гречко А.Г., Новиков А.И. Обзор подводных многофазных расходомеров // Газовая промышленность. – 2019. – №1(782). – С. 71-78.
3. Shumway R.H., Stoffer D.S. Time series analysis and its applications. – LLC: Springer Science, 2011. – 606 p.
4. Газизов Д.Н. Обзор методов статистического анализа временных рядов и проблемы, возникающие при анализе нестационарных временных рядов // Научный журнал. – 2016. – №3(4). – С. 9-14.
5. Веревкин А.П., Муртазин Т.М. Модели в задачах разработки автоматизированных систем управления технологическими объектами: монография. – М.: Инфра-Инженерия, 2025. – 196 с.
6. Веревкин А.П., Муртазин Т.М. Когнитивная коррекция уравнений регрессии // Труды X Международной научной конференции "Информационные технологии интеллектуальной поддержки принятия решений". – Уфа: УГАТУ, 2024. – С. 236-241.

Сведения об авторах:

Веревкин Александр Павлович – д.т.н., профессор;

Красильникова Анастасия Дмитриевна – студент.