

# Сравнение результатов аппроксимации нейронной сетью наборов входных факторов в задаче расчета запаса газа в магистральном газопроводе

А. К. Петрова

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет  
«ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)  
akpetrova@etu.ru

**Аннотация.** Важным элементом системы управления балансом газа является запас газа, откладываемый в магистральном газопроводе газотранспортной системы. Для его расчета используются аналитические выражения, описывающие зависимость запаса газа от нелинейно меняющихся физических величин давления, температуры, плотности и состава газа. В настоящее время для аппроксимации многомерных нелинейных зависимостей исследуется применение алгоритмов машинного обучения, и в частности нейронных сетей. В данной статье рассматривается сравнение результатов аппроксимации нейронной сетью двух наборов входных факторов, для расчета запаса газа: набора, определенного на основе аналитических выражений, и набора, выявленного Toolbox Diagnostic Feature designer

**Ключевые слова:** газотранспортная система, запас газа, алгоритмы машинного обучения, LSTM нейронные сети, наиболее значимые признаки

## I. ПОДСИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЗАПАСОМ ГАЗА КАК АБСТРАКТНЫЙ УПРАВЛЯЕМЫЙ ОБЪЕКТ

### A. Запас газа в системе управления балансом газа в газотранспортной системе

Запас газа, откладываемый в магистральном газопроводе газотранспортной системы (ГТС), является важным элементом системы управления балансом газа [1–9]. Он определяется расчетным путем, на основе результатов измерения параметров технологического процесса учета расхода газа на участке ГТС. Важным является также знак получившейся расчетной величины запаса газа, так как он свидетельствует о том, происходит ли отбор или наоборот, подкачка газа в магистральный газопровод, что может говорить о наличии каких-либо аномалий в технологических режимах. Для удобства контроля и управления запасом газа, поскольку это расчетная величина, предложено применять виртуальный датчик. На рис. 1 представлена подсистема управления запасом газа в МГ на основе виртуального датчика ВД.

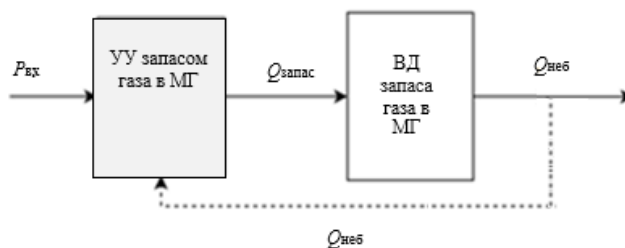


Рис. 1. Подсистема управления запасом газа в ГТС

Основными документами, регулирующими запас газа в магистральном газопроводе (МГ) являются нормативные документы [10–21]. Согласно этим документам, вычисление мгновенных значений запаса газа и изменения запаса газа магистрального газопровода требует последовательного расчета средних значений давления  $P_{cp}$ , МПа, температуры  $T_{cp}$ , К, и коэффициента сжимаемости в газопроводе  $Z_{cp}$ :

$$Q_{зап} = V \frac{P T_c}{Z T P_c} \quad (1)$$

$$Q_{запасj} = \sum_{i=1}^n \frac{V_i \cdot P_{icp} \cdot 293.15}{1.033 \cdot z_{icp} \cdot 10^6 (T_{icp} + 273.15)} \quad (2)$$

где  $V_i$  – геометрический объем нитки газопровода,  $m^3$ ;  $P_{cp}$  – среднее давление нитки газопровода,  $кгс/см^2$ ;  $n$  – число ниток магистрального газопровода;  $z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости нитки газопровода;  $T_{cp}$  – средняя температура газа нитки газопровода,  $^{\circ}C$ .

Геометрический объем трубы на участке вычисляется по формуле:

$$V_i = \frac{\pi D_{вн}^2 \cdot L}{4} \quad (3)$$

где  $L$ ,  $D_{вн}$  – соответственно длина и внутренний диаметр нитки магистрального газопровода.

Среднее давление нитки магистрального газопровода,  $P_{cp}$ , кгс/см<sup>2</sup>, определяется выражением:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left( P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) \quad (4)$$

где  $P_n$  – абсолютное давление газа в начале участка газопровода, кгс/см<sup>2</sup>;  $P_k$  – абсолютное давление газа в конце участка газопровода, кгс/см<sup>2</sup>.

Средняя температура нитки магистрального газопровода,  $T_{cp}$ , °С, определяется по формуле, согласно документу [10]:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_n - T_0}{\alpha L} (1 - e^{\alpha L}) - D \frac{P_n^2 - P_k^2}{2\alpha L P_{cp}} \left( 1 - \frac{(1 - e^{\alpha L})}{\alpha L} \right) \quad (5)$$

где  $T_n$  – температура газа в начале нитки газопровода, °С;

Выбор расчетной температуры окружающей среды  $T_0$  и коэффициента теплопередачи  $K_{cp}$  производится в зависимости от способа прокладки газопровода – подземного, надземного, наземного.

При подземной прокладке газопровода значение  $T_0$  должно приниматься равным среднему за рассматриваемый период значению температуры грунта  $T_{гр}$  на глубине заложения оси трубопровода в естественном тепловом состоянии; естественная температура грунта на глубине  $h_0$ , К, определяют экспериментально или в соответствии со справочниками по климату РФ;  $D_i$  – среднее на участке значение коэффициента Джоуля–Томсона, К/МПа;  $\alpha$  – расчетный коэффициент.

$$\alpha = \frac{255,5 \cdot K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (6)$$

где  $d_n$  – наружный диаметр газопровода, мм;  $K_{cp}$  – средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/м<sup>2</sup>·К;  $C_p$  – средняя изобарная теплоемкость газа, кДж/кг·К;  $C_p$  и  $K_{cp}$  определяются по [11], в формулах присутствуют приведенное давление и приведенная температура;  $q$  – пропускная способность газопровода, млн.м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху.

Коэффициент сжимаемости природных газов при давлениях до 15 МПа и температурах 250 – 400 К,  $Z$ , вычисляют следующим образом:

$$Z = 1 + A_1 \cdot P_{пр} + A_2 \cdot P_{пр}^2 \quad (7)$$

где 
$$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{пр}} - \frac{3,16}{T_{пр}^2} + \frac{1,09}{T_{пр}^3} \quad (8)$$

$$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{пр}} + \frac{0,2124}{T_{пр}^2} \quad (9)$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}} - \text{приведенное давление;}$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}} - \text{приведенная температура;}$$

$T_{пк}$ ,  $P_{пк}$  – псевдокритические значения давления и температуры  $i$ -го компонента газовой смеси, определяемые по [12].

$$P_{пк} = 2.9585 (1.608 - 0.05994\rho_{ст} + \mu_{ху} - 0.392\mu_{ха});$$

$T_{пк} = 88.25 (0.9915 + 1.759 \rho_{ст} - \mu_{ху} - 1.681\mu_{ха});$   
псевдокритическая температура

$\mu_{ха} = 28.0135$ ; молярная доля азота кг/моль, определяемая по ГОСТ 30319.1;

$\mu_{ху} = 44.010$ ; % молярная доля диоксида углерода кг/моль, определяемая по ГОСТ 30319.1;

$\rho_{ст}$  – плотность природного газа, транспортируемого по МГ,  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>, при стандартных условиях ( $P_c = 0,1013$  МПа и  $T_c = 293,15$  К).

Анализ выражений показывает, что величина запаса газа в магистральном газопроводе нелинейно зависит от совокупности таких физических величин, как давление, температура, плотность и состав газа, а также линейных характеристик трубопровода:

$$Q_{запас} = F(P, T, \rho_{ст}, \mu_{ху}, \mu_{ха}, L, d) \quad (10)$$

Аналитическое выражение описывает законы физики. В настоящее время для расчета физических величин, нелинейно зависящих от большого количества входных факторов, применяются алгоритмы машинного обучения, и в частности, нейронные сети [22, 23]. Отличие использования нейронных сетей состоит в отсутствии этапа алгоритмизации, который заменяется этапом обучения. Моделирование на основе нейронных сетей рассматривает объект в качестве «черного ящика», у которого известны входы и выходы.

В аналитическом описании используется уравнение, в котором настраиваются значения параметров конкретного объекта. У нейросетевой модели шаблоном является структура, в которой требуется настроить весовые коэффициенты межнейронных связей.

### В. Анализ наиболее значимых признаков

Следующим этапом, при помощи Toolbox Diagnostic Feature designer среды Matlab [24] была осуществлена диагностика наиболее значимых признаков для определения величины запаса газа в магистральном газопроводе.

Таковыми факторами оказались (рис. 2):

- температура газа на выходе газоизмерительной станции;
- температура газа на выходе компрессорной станции (КС);
- расход газа на участке QфактАСТРА;
- число оборотов нагнетателя на компрессорной станции;
- степень сжатия газа.

АСТРА – программный комплекс, аккумулирующий измерительную информацию.

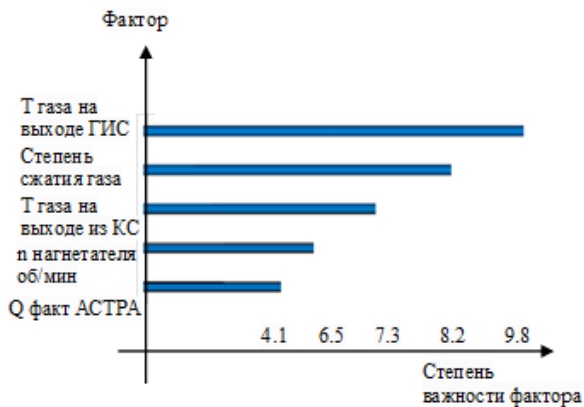


Рис. 2. Наиболее важные компоненты для расчета величины запаса газа в МГ, количество использований входных параметров

В ходе вычислительного эксперимента осуществлено сравнение результатов аппроксимации нейронной сетью двух наборов входных факторов, для расчета запаса газа: набора, определенного на основе аналитических выражений, и набора, выявленного Toolbox Diagnostic Feature designer.

Для аппроксимации применялись LSTM нейронные сети, наиболее эффективные для аппроксимации многомерных временных зависимостей нелинейных величин [25, 26]. Для проверки работы регрессионной модели основе LSTM сети были использованы фактические значения временных рядов. Для определения каждого прогнозного значения предсказывался следующий временной шаг, с использованием наблюдаемого значения предыдущего временного шага.

По двум наборам входных характеристик были синтезированы LSTM нейронные сети для прогнозирования величины запаса газа в магистральном газопроводе. В качестве выходной переменной были принята величина запаса газа. Нейросети были обучены в среде Matlab на основе статистических данных по температуре, давлению, расходу и запасу газа на Калининградском участке Северо-Западной ГТС.

### С. Архитектура LSTM нейронной сети:

- Два рабочих слоя, один рекуррентный с модулями LSTM, один полносвязный слой прямого распространения.
- Число нейронов в LSTM модуле – 128.
- Алгоритм обучения – адаптивная оценка момента ADAM.
- Функции активации LSTM модулей – сигмоида, гиперболический тангенс.
- Начальная скорость обучения (Initial learning rate) равна 0.01.

Табл. 1 представляет сравнение результатов предсказания нейросетевой модели для двух наборов входных факторов. Критерием сравнения является среднеквадратическая ошибка предсказаний RMSE (Root Mean Square Error), которая вычисляется по формуле:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n}}, \quad (11)$$

где  $y_i$  – значение тестовой выборки;  $\hat{y}_i$  – значение, предсказанное нейросетью;  $n$  – количество сравниваемых значений,  $i \in [1, n]$ .

ТАБЛИЦА 1. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ НЕЙРОСЕТЕВОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ДВУХ НАБОРОВ ВХОДНЫХ АФРНЛНД

RMSE	На основе набора, определенного аналитическими выражениями	На основе набора, выявленного Toolbox Diagnostic Feature designer
RMSE	0,16	0,084

График сравнения тестовых результатов при обучении нейронной сети на основе обоих наборов входных факторов показан на рис. 3 (звездочками показаны результаты модели на основе значимых факторов), разница тестовых результатов – на рис. 4.

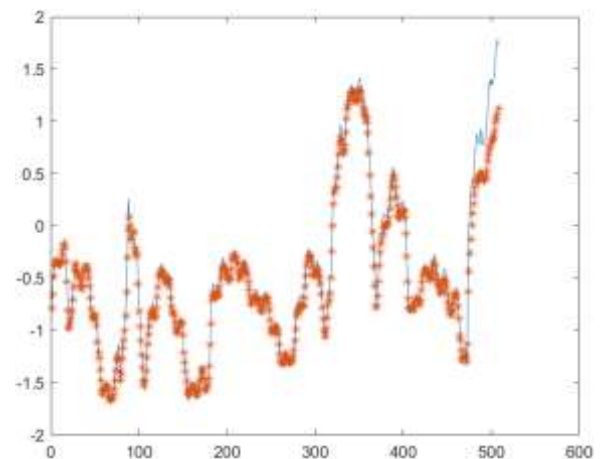


Рис. 3. Сравнение тестовых результатов при обучении нейронной сети на основе двух наборов входных факторов

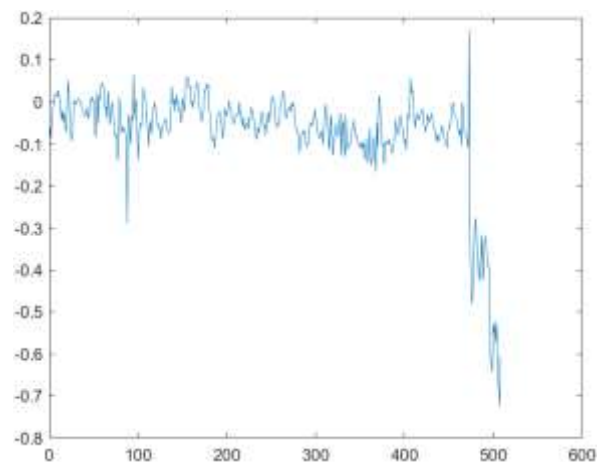


Рис. 4. Разница тестовых результатов при обучении нейронной сети на основе двух наборов входных факторов

Сравнение показывает, что среднеквадратическая ошибка предсказаний RMSE меньше у нейронной сети, обученной на входных параметрах, определенных Diagnostic Feature designer.

## II. ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В статье исследуется подход к управлению запасом газа как части системы контроля баланса газа в ГТС на основе применения LSTM нейронных сетей.

Сравниваются результаты аппроксимации нейронной сетью двух наборов входных факторов: набора, определенного на основе аналитических выражений, и набора, выявленного Toolbox Diagnostic Feature designer. Среднеквадратическая ошибка предсказаний RMSE оказалась меньше у нейронной сети, обученной на основе набора, выявленного Toolbox Diagnostic Feature designer.

В дальнейшем предполагается построение нейронных сетей для решения дифференциальных уравнений динамики запаса газа.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. В 67: Справочник работника газовой промышленности 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1989. 286 с.: ил. ISBN 5-247-00735-2
- [2] Слободчиков К.Ю. Метод формирования расчетных примеров для диспетчерских задач транспорта газа, // Газовая Промышленность 2018; 3:78-86
- [3] Хворов Г.А., Козлов С.И., Аكوпова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2013. № 12. С. 66–69.
- [4] Горбунов С.С., Констандян А.В., Дубинин В.А., Констандян В.А. Построение системы идентификации источников и причин небаланса газа в газотранспортной системе // Газовая Промышленность 2019; 2:68-76
- [5] Крымский В.Г., Жалбеков И.М., Имильбаев Р.Р., Юнусов А.Р. Автоматизация управления технологическими процессами в газораспределительных сетях: проблемы, тенденции и перспективы // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013; 9(2):70-79
- [6] Бренц А.Д. Организация, планирование и управление на предприятиях транспорта и хранения нефти и газа : учебник для вузов / [и др.] М. : Недра, 1980.
- [7] Методика определения запаса газа газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» от 15.09.1999 (устар).
- [8] Перчик, А.И. Краткий словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности. Изд. 2-е, перераб. и доп. М. : Недра, 1976.
- [9] Хайкин С. Нейронные сети. Полный курс. Вильямс, 2018.
- [10] СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
- [11] ГОСТ 30319.0–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.
- [12] ГОСТ 30319.1–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.
- [13] ГОСТ 30319.2–96 Газ природный. Методы расчета природных свойств. Определение коэффициента сжимаемости.
- [14] Правила учета газа, Министерство Энергетики Российской Федерации, Приказ от 30 декабря 2013 года N 961 «Об утверждении Правил учета газа» (с изменениями на 26 декабря 2014 года).
- [15] ПР 50. Количество природного газа. Типовая методика выполнения измерений объемов природного газа в реальных условиях эксплуатации при взаимных расчетах между поставщиком и потребителями, ФГУП ВНИИМС, Москва 2003.
- [16] РД 153-39.4-079-01 «Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа» (утв. Приказом Минэнерго России от 01.08.2001 №231.
- [17] СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем.
- [18] СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. Госстрой России. М.: ГУП ЦПП, 2005. 52 с.
- [19] Строительная климатология/НИИ строит, физики. М.: Стройиздат, 1990, 86 с.: ил. (Справ. пособие к СНиП.)
- [20] ГОСТ Р 56227-2014 Трубы и фасонные изделия стальные в пенополимерминеральной изоляции
- [21] ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.
- [22] Дьяконов В.П., Круглов В.В. MATLAB 6.5 SP1/7/7 SP1/7 SP2 + Simulink 5/6. Инструменты искусственного интеллекта и биоинформации. М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2006.
- [23] Vladimir N. Vapnik. *The Nature of Statistical. Learning Theory*. Second Edition. Springer Verlag NY, 2005.
- [24] Хайкин С. Нейронные сети. Полный курс. Вильямс, 2018.
- [25] Дьяконов В.П., Круглов В.В. MATLAB 6.5 SP1/7/7 SP1/7 SP2 + Simulink 5/6. Инструменты искусственного интеллекта и биоинформации. М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2006.
- [26] Петрова А.К. Детектирование аномалий в технологических процессах газотранспортной системы с использованием сетей с долгой краткосрочной памятью (LSTM) // Сборник докладов Международной конференции «Проектирование и обеспечение качества информационных процессов и систем» СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2022, с 95-98.
- [27] Петрова А.К. Применение нейросетевых алгоритмов на газоизмерительной станции // IV Международная научная конференция по проблемам управления в технических системах (ПУТС-2021). Сб. докл.. Санкт-Петербург. 21–23 сентября 2021 г. СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ». С. 92-94. URL: <https://scm.etu.ru/assets/files/2020/scm20/pages/proceedings.html>