

Методика фильтрации данных о потерях давления в стволе газовой скважины

Эдуард Игоревич Нарыгин[✉], Иван Павлович Гончаров

Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

E-mail для переписки: einarygin@tnnc.rosneft.ru[✉]

Аннотация. В статье рассматривается задача анализа фильтрации данных о потерях давления в стволах газовых скважин. Предложен безразмерный параметр, включающий в себя результаты газодинамических исследований скважин и полученный на основе формулы Адамова. Использование параметра позволяет выстроить кондиционные замеры в квадратичную зависимость от дебита газа в стандартных условиях. Методика применима для скважин со сложной геометрией, с замерами давления, полученными на разной глубине и при наличии жидкости в потоке.

На основании вычислительных экспериментов и существующей погрешности измерительных приборов определен доверительный коридор. Ширина коридора не зависит от дебита газа. Если замер попадает вне доверительного коридора, то он считается некондиционным.

Проведено сравнение результатов работы методики как на синтетических, так и на реальных данных. Методика показала высокое качество выделения некондиционных замеров, даже если их доля существенная.

Методика позволила сократить время на подготовку данных потерь давления по стволу газовой скважины.

Ключевые слова: фильтрация данных, потери давления, газовая скважина, сухой газ, формула Адамова, метод наименьших квадратов

Цитирование: Нарыгин Э. И., Гончаров И. П. 2025. Методика фильтрации данных о потерях давления в стволе газовой скважины // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 3 (43). С. 112–129. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-3-112-129>

Поступила 22.08.2025; одобрена 12.09.2025; принята 19.09.2025

Methodology for filtering data on pressure drop in a gas well

Eduard I. Narygin✉, Ivan P. Goncharov

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
Corresponding author: einarygin@tnnc.rosneft.ru✉

Abstract. The article discusses the problem of analyzing filtering data on pressure drop in gas wellbores. A dimensionless parameter is proposed, which includes the results of gas dynamic studies of wells and is obtained on the basis of the Adamov formula. When using the parameter, the conditioned measurements are arranged in a quadratic dependence on the gas flow rate under standard conditions. The technique is applicable for wells with complex geometries, with pressure measurements obtained at different depths and in the presence of liquid in the flow.

Based on computational experiments and the existing error of measuring instruments, a confidence band has been determined. The width of the band does not depend on the gas flow rate. If the measurement falls outside the confidence band, it is considered substandard.

A comparison of the results of the methodology based on both synthetic and real data is carried out. The technique has shown a high quality of identifying substandard measurements, even if their proportion is significant.

The technique has made it possible to reduce the time required to prepare pressure loss data for the gas wellbore.

Keywords: data filtration, pressure drop, gas well, dry gas, Adamov's formula, least squares

Citation: Narygin, E. I., & Goncharov, I. P. (2025). Methodology for filtering data on pressure drop in a gas well. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(3), 112–129. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-3-112-129>

Received Aug. 22, 2025; Reviewed Sep. 12, 2025; Accepted Sep. 19, 2025

Введение

В процессе эксплуатации газовых скважин важно знать потери давления в стволе как для оперативного управления добычей, так и для настройки модели скважин. Качество настройки моделей скважин влияет на точность прогнозных расчетов.

Для повышения точности определения потерь давления в стволе математическая модель адаптируется на фактические данные. Существует несколько источников информа-

ции, но наиболее представительными являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС), так как данные поступают напрямую с измерительных приборов. Малый шаг записи результатов позволяет согласовать данные по времени для всех приборов.

Данные, полученные в ходе ГДИС, могут содержать некондиционные значения. Обычно под некондиционными значениями или выбросами понимаются резко отличающиеся признаки объектов или наблюдений в наборе данных [Лютикова, Шогенов, 2019]. Данное определение справедливо только для статических данных, и в случае потерь давления не подходит. Изменение потерь давления по стволу скважины может быть вызвано протекающим физическим процессом. Например, с ростом дебита газа потери давления могут существенно увеличиваться, что не делает эти замеры некондиционными. Замер потерь давления будем считать некондиционным, если его отличия от остальных значений в выборке нельзя объяснить протекающим физическим процессом.

Существует много причин попадания выбросов в итоговую выборку. Приведем наиболее актуальные для рассматриваемого случая:

1. Ошибки измерения. Систематическая ошибка возникает при некорректной работе измерительного оборудования.
2. Техническая ошибка. Ошибки возникают вследствие человеческого фактора.
3. Естественная изменчивость. Замеры и значения, характеризующие редкие или непродолжительные процессы.

Попадание в выборку некондиционных замеров снижает качество модели и достоверность прогнозных расчетов. Это может привести к принятию ошибочных решений и экономическим потерям. Поэтому перед началом адаптации модели необходимо провести предварительную подготовку исходных данных.

Существует множество различных методик фильтрации данных. Наиболее популярными являются фильтр Калмана [Kalman, 1960; Босов, Юропин, 2025], вейвлет-анализ [Grossmann, Morlet, 1984; Комаров, Потехин, 2024] и фильтры на основе машинного обучения, такие как DBSCAN [Campello et al., 2013; Митин, Панов, 2023]. Существенным недостатком данных методик фильтрации является отсутствие учета протекающего физического процесса. Из методик обнаружения некондиционных значений с учетом особенностей протекающего процесса можно выделить методику, основанную на сравнении фактических данных с настроенной математической моделью [Козлов и др., 2023; Занин, Бушмелева, 2017]. В случае увеличения ошибки между фактическим и предсказанным значениями параметра принимается решение о некондиционности замера. Недостатком данной методики является обязательное наличие настроенной модели. Кроме того, часто для расчетов требуются параметры, которые определяются с высокой погрешностью и при этом существенно влияют на результат. Например, для определения потерь давления в стволе скважины таким параметром выступает коэффициент шероховатости ϵ .

При проведении ГДИС наибольший интерес представляют данные с глубинного манометра, потому что они позволяют получить информацию о фильтрационно-емкостных свойствах пласта [Асалхузина и др., 2020; Коваленко, 2023]. Поэтому большинство

работ ограничено фильтрацией данных забойного давления [Шенгелия и др., 2024; Шенгелия, Захарова, 2024]. В настоящее время нет работ, посвященных фильтрации данных потерь давления в газовой скважине.

Перепад давления при движении газа по стволу скважины зависит от многих факторов, таких как давление и температура на забое, скорость и состав потока. Если нанести результаты исследований на график «потери давления – дебит газа», то, как правило, получается «облако» точек, в котором определить некондиционные исследования достаточно сложно. Поэтому фильтрация данных ГДИС является нетривиальной задачей.

В работе рассматривается методика фильтрации данных, основанная на аналитической зависимости изменения давления в стволе скважины.

Методика подготовки данных

Рассмотрим стационарное течение газа в наклонно-направленной скважине длины L , с углом наклона от вертикали α , коэффициентом трения f и внутренним диаметром d . Режим течения — турбулентный. Размерности всех переменных приведены в Международной системе единиц (СИ). В качестве уравнения состояния используется обобщенное уравнение Менделеева–Клапейрона.

Пренебрегая инерционной составляющей потерь давления, уравнение для градиента давления можно записать в виде [Брилл, Мукерджи, 2006]:

$$\frac{dp}{dl} = \rho_g g \cos(\alpha) + \frac{f \rho_g v_g^2}{2d}, \quad (1)$$

где p — давление, l — пространственная координата вдоль ствола скважины, ρ_g — плотность газа при давлении p , g — ускорение свободного падения, v_g — скорость газа.

С учетом, что

$$\rho_g = \frac{\rho_{g(SC)}}{B_g}; v_g = \frac{4q_{(SC)}B_g}{\pi d^2}; z = B_g \frac{p T_{(SC)}}{T p_{(SC)}},$$

уравнение (1) перепишется в виде:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho_{g(SC)} T_{(SC)}}{z T p_{(SC)}} g \cos(\alpha) p + \frac{8f}{d^5 \pi^2} \frac{\rho_{g(SC)} p_{(SC)}}{T_{(SC)}} q_{(SC)}^2 z T \frac{1}{p}, \quad (2)$$

где $\rho_{g(SC)}$ — плотность газа в поверхностных условиях, $T_{(SC)}$ — температура в поверхностных условиях, $p_{(SC)}$ — давление в поверхностных условиях, $q_{(SC)}$ — дебит газа в поверхностных условиях, T — температура, z — коэффициент сверхсжимаемости, B_g — объемный коэффициент газа.

Используется граничное условие

$$l = 0: p = p_{wh}. \quad (3)$$

Если произведение zT вдоль ствола скважины меняется незначительно, то оно может быть заменено средним значением $Z_{avg} T_{avg}$. В данном случае дифференциальное уравнение (2) с граничным условием (3) имеет аналитическое решение (4). Данное решение

называется формулой Г. А. Адамова [Адамов, 1951] и описывает изменение давления при движении по стволу скважины «сухого газа».

$$p^2 = p_{wh}^2 e^s + (e^s - 1) z_{avg}^2 T_{avg}^2 \left(\frac{p_{(SC)}^2}{T_{(SC)}^2} \right) \Theta q_{(SC)}^2, \quad (4)$$

где $s = 2 \frac{\rho g_{(SC)} T_{(SC)}}{p_{(SC)} z_{avg} T_{avg}} g \cos(\alpha) l$, $\Theta = \frac{8f}{d^5 \pi^2 g \cos(\alpha)}$.

При проведении гидродинамических исследований имеются замеры температуры и давления на устье и на глубине спуска манометра. Глубина спуска прибора — известная величина. Если эти данные подставить в уравнение (4), то в идеальном случае должно получиться равенство. Реальные данные содержат погрешность, связанную с измерительными приборами, поэтому идеального совпадения на фактических данных достичь не удастся, но невязка должна быть минимальной. Идея методики фильтрации состоит в том, что если большинство фактических режимов имеют малую невязку, а единичные замеры большую, то это сигнал, что эти замеры некорректны. Полученные таким способом замеры должны быть детально проанализированы и исключены в случае подтверждения их некондиционности.

Работать с невязками неудобно, и они сложно поддаются графическому представлению. Перенесем в уравнении (4) все члены, зависящие от давления и температуры в левую часть, а от дебита газа — в правую. Если обозначить левую часть уравнения (5) за новый параметр Ψ , то для случая $\Theta = \text{const}$ получится $\Psi \sim q_{(SC)}^2$.

$$\frac{p_{wf}^2 - p_{wh}^2 e^s}{(e^s - 1) z_{avg}^2 T_{avg}^2} \frac{T_{(SC)}^2}{p_{(SC)}^2} = \Theta q_{(SC)}^2, \quad (5)$$

где p_{wh} — давление на устье скважины, p_{wf} — давление на глубине спуска манометра.

При нанесении результатов исследования потерь давления на график в координатах $\Psi, q_{(SC)}$, если фактические потери совпадают с рассчитанными по формуле (4), то данные будут выстраиваться в квадратичную зависимость. Поэтому данные с большим отклонением от квадратичной зависимости будем считать некондиционными. Методика имеет наглядное графическое представление и позволяет даже визуально отделить кондиционные значения от некондиционных.

В общем случае Θ не является константой, так как коэффициент трения зависит от режима течения. Коулбрук [Colebrook et al., 1939] получил эмпирическую зависимость коэффициента трения f от значения числа Рейнольдса Re и шероховатости ε , представленную уравнением (6). Для газовых скважин характерны высокие значения числа Re , поэтому значение коэффициента трения можно считать постоянным.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \lg \left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18,7}{Re \sqrt{f}} \right). \quad (6)$$

Преимуществом методики является то, что для сравнения не нужно приводить значения давления и температуры к одной глубине. Фактическая глубина замера учитывается в Ψ через e^s . Для работы методики в большинстве случаев не нужно знать коэффициент шероховатости ε , который определяется со значительной погрешностью.

Учет жидкости в потоке газа

Выкладки, полученные ранее, справедливы для однофазного потока газа. На практике будет наблюдаться многофазное течение, включающее газ, воду и конденсат. Для этого случая формула (5) будет давать существенную погрешность и не позволит выделить некондиционные значения. Для учета жидкости в потоке перейдем к квазигомогенной модели [Алиев и др., 1980; Чиглинцева и др., 2023]. В ней предполагается заменить многофазный поток однофазным с псевдохарактеристиками, полученными на основе данных о реальном составе потока. Методика имеет ряд ограничений, которые подробно изложены в работах [Бузинов и др., 2011; Николаев, Соколов, 2016; Изюмченко и др., 2013].

Основными псевдохарактеристиками являются дебит $q_{mix(SC)}$ и плотность $\rho_{mix(SC)}$ газожидкостной смеси. Для приблизительной оценки $q_{mix(SC)}$ может быть использована формула:

$$q_{mix(SC)} = q_{g(SC)} + q_{w(SC)} + q_{c(SC)}, \quad (7)$$

где $q_{g(SC)}$ — дебит газа, $q_{w(SC)}$ — дебит воды, $q_{c(SC)}$ — дебит конденсата.

Для учета реальной плотности потока вводится параметр ρ , который является отношением плотности газожидкостной смеси к плотности газа в рабочих условиях. В данном случае в качестве рабочих условий будем рассматривать средние арифметические значения давления и температуры между забоем и устьем скважины. Величина ρ зависит от газосодержания потока φ и может быть определена по формуле:

$$\rho = \frac{\varphi \rho_g + (1 - \varphi) \rho_l}{\rho_g}, \quad (8)$$

где $\varphi = q_g / (q_g + q_l)$, $q_l = q_w + q_c$, $\rho_l = (q_w \rho_w + q_c \rho_c) / q_l$.

Множитель, получаемый по формуле (8), позволяет описывать потери для водогазового фактора, не превышающего $10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

С учетом введенных псевдохарактеристик (7) и (8) формула для расчета давления (4) перепишется в виде:

$$p^2 = p_{wh}^2 e^s + (e^s - 1) \frac{z_{avg}^2 T_{avg}^2}{\rho} \left(\frac{p_{(SC)}^2}{T_{(SC)}^2} \right) \Theta q_{mix(SC)}^2, \quad (9)$$

где $s = 2 \frac{\rho_{g(SC)} T_{(SC)} \rho}{\rho_{(SC)} z_{avg} T_{avg}} g \cos(\alpha) l$, $\Theta = \frac{8f}{d^5 \pi^2 g \cos(\alpha)}$.

Данная формула не учитывает фазовые переходы и режим потока, поэтому ее точность будет ниже, чем у многофазных корреляций. Несмотря на все ограничения, данная методика позволяет воспроизводить потери давления для двухфазного потока при глубине залегания до 2 км и при содержании метана более 95% с достаточной точностью [Толпаев и др., 2016].

При наличии в потоке жидкости в комбинированный параметр Ψ добавляется поправочный множитель на плотность ρ смеси, который также учитывается при расчете S . С учетом поправочного множителя выражение для Ψ запишется в виде:

$$\Psi = \rho \frac{p_{wf}^2 - p_{wh}^2 e^s}{(e^s - 1) z_{avg}^2 T_{avg}^2} \frac{T_{(SC)}^2}{p_{(SC)}^2}. \quad (10)$$

Модификация методики для случая горизонтальной скважины

Ранее был рассмотрен самый простой случай для наклонно-направленной скважины. В связи с ухудшением ресурсной базы все больше новых скважин являются горизонтальными. Данный тип скважин может иметь сложную траекторию ствола. Для модификации методики и возможности применения к горизонтальным скважинам разобъем скважину на N сегментов. Каждый сегмент должен быть таким, чтобы его траектория могла быть аппроксимирована прямой линией. Нумерация ведется от устья скважины $p_1 = p_{wh}$, $p_{N+1} = p_{wf}$. Уравнение (9) для i участка трубы запишется в виде:

$$p_{i+1}^2 = p_i^2 e^{s_i} + (e^{s_i} - 1) \frac{z_{avg}^2 T_{avg}^2}{\rho} \left(\frac{p_{(SC)}^2}{T_{(SC)}^2} \right) \Theta_i q_{mix(SC)}^2, i = \overline{1, N}. \quad (11)$$

Если произведение zT и ρ на каждом участке заменить средними значениями, то система уравнений может быть разрешена относительно p_{wh} и p_{wf} . Исключая последовательно из системы (11) давления, получим итоговую формулу расчета забойного давления для горизонтальной скважины:

$$p_{wh}^2 = p_{wf}^2 e^{-\sum_{i=1}^N s_i} - \sum_{j=1}^N (e^{s_j} - 1) e^{-\sum_{i=1}^j s_i} \frac{z_{avg}^2 T_{avg}^2}{\rho} \left(\frac{p_{(SC)}^2}{T_{(SC)}^2} \right) \Theta_j q_{mix(SC)}^2. \quad (12)$$

Если положить в (12) $N = 1$, мы получим формулу для наклонно-направленной скважины (9).

В данном случае величина Θ_j может отличаться для разных участков скважины. Рассмотрим общий случай, когда разным участкам скважины соответствуют разные внутренние диаметры, коэффициенты шероховатости и углы наклона. Представим Θ_j в виде произведения изменяемой и неизменяемой частей:

$$\Theta_j = \frac{f_j}{d_j^5 \cos(\alpha_j)} \tilde{\Theta}, \quad (13)$$

где $\tilde{\Theta} = \frac{8}{g\pi^2}$.

Для горизонтальной скважины с комбинированной НКТ с учетом (12) и (13) комбинированный параметр Ψ запишется в виде:

$$\Psi = \rho \frac{p_{wf}^2 e^{-\sum_{i=1}^N s_i} - p_{wh}^2}{\sum_{j=1}^N (e^{s_j} - 1) \frac{f_j}{d_j^5 \cos(\alpha_j)} e^{-\sum_{i=1}^j s_i}} \frac{T_{(SC)}^2}{z_{avg}^2 T_{avg}^2 p_{(SC)}^2}. \quad (14)$$

Для использования формулы необходимо проводить дополнительные расчеты по определению коэффициента трения для каждого участка. В большинстве практичес-

ских примеров такой необходимости нет. Наиболее вероятные ситуации использования формулы (14) — это наличие в скважине ступенчатого НКТ, или если в охваченном исследованием периоде наблюдается деградация внутренней поверхности НКТ вследствие эрозии. В табл. 1 в зависимости от предпосылок приведены рекомендуемые способы определения параметра Ψ .

Таблица 1. Варианты расчета комбинированного параметра**Table 1.** Options for calculating the combined parameter

№	Предпосылки	Ψ
1	Проводка и конструкция произвольная. Наличие жидкости	$\rho \frac{p_{wf}^2 e^{-\sum_{i=1}^N s_i} - p_{wh}^2}{\sum_{j=1}^N (e^{sj} - 1) \frac{f_j}{d_j^5 \cos(\alpha_j)}} e^{-\sum_{i=1}^j s_i} z_{avg}^2 T_{avg}^2 p_{(SC)}^2$
2	Проводка и конструкция произвольная. Коэффициент шероховатости постоянен. Наличие жидкости	$\rho \frac{p_{wf}^2 e^{-\sum_{i=1}^N s_i} - p_{wh}^2}{\sum_{j=1}^N (e^{sj} - 1) \frac{1}{d_j^5 \cos(\alpha_j)}} e^{-\sum_{i=1}^j s_i} z_{avg}^2 T_{avg}^2 p_{(SC)}^2$
3	Проводка произвольная. Коэффициент шероховатости и внутренний диаметр постоянны. Наличие жидкости	$\rho \frac{p_{wf}^2 e^{-\sum_{i=1}^N s_i} - p_{wh}^2}{\sum_{j=1}^N (e^{sj} - 1) \frac{1}{\cos(\alpha_j)}} e^{-\sum_{i=1}^j s_i} z_{avg}^2 T_{avg}^2 p_{(SC)}^2$
4	Скважина наклонно-направленная. Коэффициент шероховатости и внутренний диаметр постоянны. Наличие жидкости	$\rho \frac{p_{wf}^2 - p_{wh}^2 e^s}{(e^s - 1) z_{avg}^2 T_{avg}^2} \frac{T_{(SC)}^2}{p_{(SC)}^2}$
5	Скважина наклонно-направленная. Коэффициент шероховатости и внутренний диаметр скважины постоянны. Сухой газ	$\frac{p_{wf}^2 - p_{wh}^2 e^s}{(e^s - 1) z_{avg}^2 T_{avg}^2} \frac{T_{(SC)}^2}{p_{(SC)}^2}$

Тестирование методики

Для проверки работоспособности методики выполнена серия тестовых расчетов. Для тестирования использовались как синтетические данные, полученные с помощью ПО PROSPER, так и фактические данные проведенных гидродинамических исследований. Тестирование проводилось с использованием формулы № 3 из табл. 1.

Синтетические данные

Рассмотрим потери давления в вертикальной скважине, полученные с помощью эмпирической корреляции Mukherjee и Brill [Mukherjee, Brill, 1985]. Данная корреляция часто используется для расчета потерь в скважинах с сухим газом.

Для первого теста рассмотрим результаты с настроичными коэффициентами (1; 1). Первый параметр является множителем на градиент потерь давления вследствие перехода высот, второй — множитель на коэффициент трения.

Для получения данных была выполнена серия расчетов. Варьировались устьевое давление от 30 до 80 бар, дебит газа от 50 по 500 тыс. м³/сут, водогазовый фактор (ВГФ) от 0 до 10⁻⁴ м³/м³, глубина спуска манометра от 900 до 1100 м. Остальные параметры оставались без изменений. На рис. 1а представлены результаты расчетов в координатах ($\Delta P, q_{mix(SC)}$), где $\Delta P = p_{wf} - p_{wh}$. При одном и том же дебите газа, но при различных p_{wh} разница в потерях давления может достигать 15 бар. С таким разбросом значений выделение некондиционных замеров является затруднительным. На рис. 1б те же данные представлены в координатах ($\Psi, q_{mix(SC)}$). Все значения выстраиваются в квадратичную зависимость от дебита водогазовой смеси вне зависимости от дебита, давления, температуры и глубины замера. В таких условиях некорректные значения можно легко выделить. С увеличением дебита газа разброс увеличивается, но намного меньше, чем при использовании ΔP . Данная методика себя хорошо показывает при ВГФ $\leq 10^{-4}$ м³/м³.

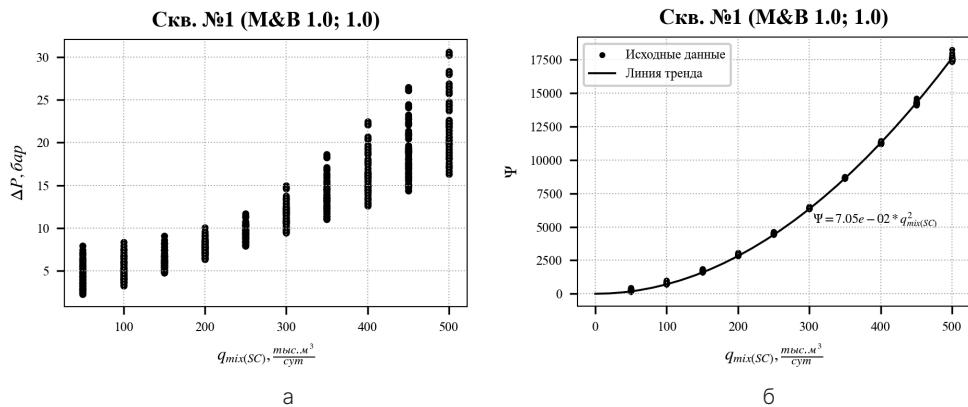


Рис. 1. Данные потерь давления по скважине № 1: а — в координатах ($\Delta P, q_{mix(SC)}$); б — в координатах ($\Psi, q_{mix(SC)}$)

Fig. 1. Pressure drop data for well no. 1: a — in coordinates ($\Delta P, q_{mix(SC)}$); б — in coordinates ($\Psi, q_{mix(SC)}$)

Фактические потери давления могут отличаться от модельных. Для оценки чувствительности Ψ к отклонениям от модельных потерь в ПО PROSPER были сформированы выборки, для расчета которых использовались различные настроичные коэффициенты. Настроичные коэффициенты варьировались в диапазоне 20%. Результаты расчетов представлены на рис. 2. С увеличением множителя на трение (рис. 2а) разброс значений не увеличивается. С увеличением гидростатических потерь (рис. 2б) наблюдается увеличение разброса. Величина разброса не зависит от дебита газа. На рис. 2в представлен случай при одновременном увеличении множителей на 20%. Разброс значений соответствует предыдущему варианту. Методика является чувствительной к определению плотности смеси в рабочих условиях. В случае уменьшения настроичных коэффициентов результаты будут аналогичные.

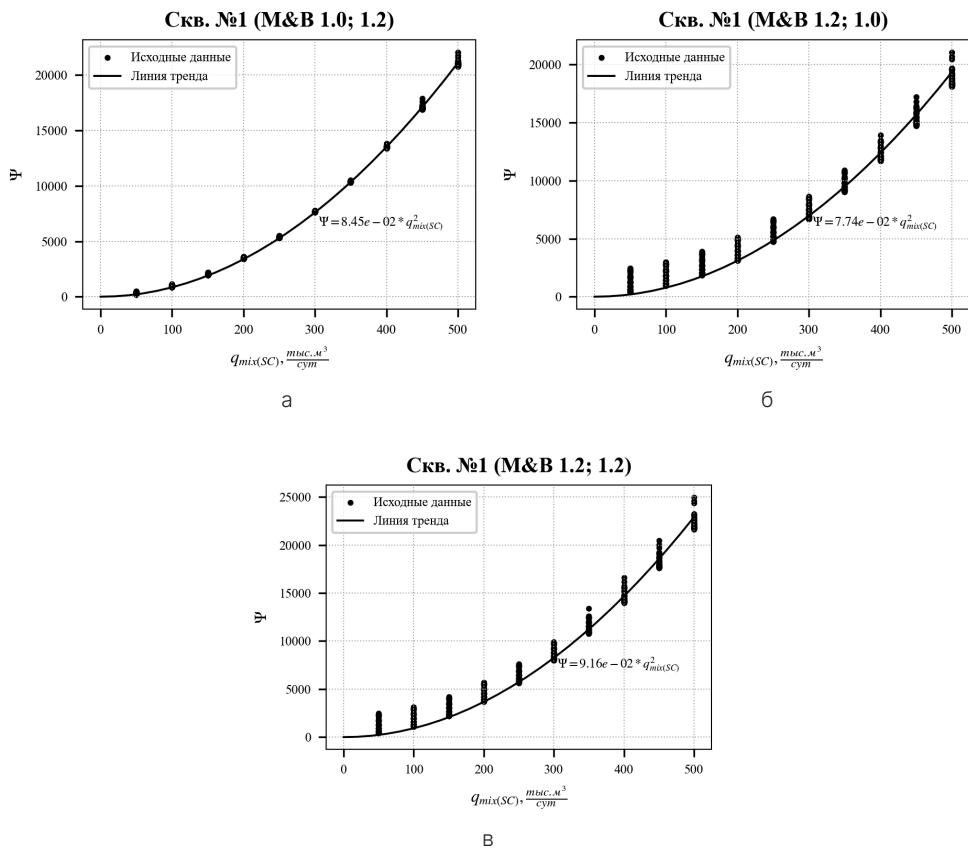


Рис. 2. Данные потерь давления по скважине в координатах (Ψ , $q_{mix(SC)}$) для настроек коэффициентов: а — (1,0; 1,2); б — (1,2; 1,0); в — (1,2; 1,2)

Fig. 2. Pressure drop data for the well in coordinates (Ψ , $q_{mix(SC)}^{SC}$) for tuning coefficients: a — (1.0; 1.2); б — (1.2; 1.0); в — (1.2; 1.2)

Тестирование на скважинных данных

Для оценки работоспособности методики на реальных данных рассмотрим результаты гидродинамических исследований на горизонтальной скважине. Замеры забойного давления получены на разной глубине в зависимости от исследования. Разница в абсолютных высотах достигает 120 м. Во всех исследованиях манометр не спускался ниже НКТ.

На рис. За нанесены данные четырех исследований в координатах (ΔP , $q_{mix(SC)}$). При одинаковом диапазоне дебитов наблюдается существенное изменение потерь давления по стволу скважины. Для фиксированного дебита газа изменения потерь давления по стволу достигают 6 бар. Визуально выделить некондиционные замеры не представляется возможным.

Рассмотрим данные исследований в координатах (Ψ , $q_{mix(SC)}$), представленные на рис. 3б. Разброс значений значительно уменьшился. Наблюдаются сгущение точек, ле-

жащих над линией тренда. В данных координатах можно явно выделить один некондиционный замер, для которого $\Psi < 0$, и еще четыре замера как возможно некондиционные.

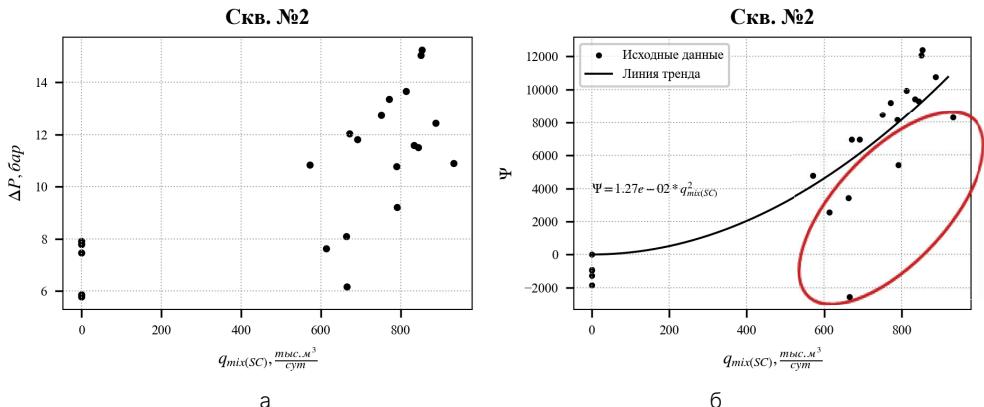


Рис. 3. Данные потерь давления по скважине № 2: а — в координатах ($\Delta P, q_{mix(SC)}$); б — в координатах ($\Psi, q_{mix(SC)}$)

Fig. 3. Pressure drop data for well no. 2: a — in coordinates ($\Delta P, q_{mix(SC)}$);
б — in coordinates ($\Psi, q_{mix(SC)}$)

Обоснование доверительного коридора

Данные, полученные с манометра, будут содержать ошибку измерения. Для того чтобы выделить некондиционные значения, нужно определиться с доверительным коридором, обусловленным ошибкой измерения. Под доверительным коридором будем понимать область вокруг линии тренда, при попадании в которую замер будет считаться кондиционным.

Современные глубинные манометры, применяющиеся для проведения исследования на скважинах, имеют высокую точность замеров. Для большинства устройств класса точности равен 0,15 или выше. В случае если верхний предел измерения равен 400 бар, максимальная погрешность давления будет равна 0,6 бар. Погрешность в определении температуры обычно не превышает 0,5 °С. Ошибка в определении дебита газа обычно не превышает 2%.

Для определения доверительного коридора [Sun, Loader, 1994] в синтетические данные добавим шум, имитирующий погрешность измерения. Предположим, что шум — это случайная величина с нормальным распределением $N(0, \sigma^2)$. Систематической ошибки в манометре нет, поэтому среднее значение случайной величины будет равно 0. В 99,7% случаев ошибка будет находиться в диапазоне от -3σ до $+3\sigma$. Учитывая максимальную ошибку измерительного прибора по температуре и давлению, получим, что среднеквадратическое отклонение будет равно для давления $\sigma_p = 0,2$ бар, для температуры $\sigma_T = 0,17$ °С. Величина ошибки измерения дебита газа зависит от абсолютного значения дебита газа, поэтому $\sigma_{q_g} = 0,007 \cdot q_g$. Информации по ошибке измерения

дебита воды и о том, как изменяется ошибка для дебита газа при наличии воды в потоке, нет, поэтому в работе данные эффекты не учитываются.

При добавлении в данные ошибки измерения разброс значительно увеличился (рис. 4). Не наблюдается значительного увеличения ошибки с ростом дебита газа. Наибольшее влияние на разброс оказывает ошибка в измерении давления. Для рассмотренных дебитов газа можно определить величину доверительного коридора в ± 1250 от линии тренда. Данный коридор содержит $>99\%$ значений. В зависимости от используемого оборудования предельно допустимая ошибка может быть изменена как в большую, так и меньшую сторону.

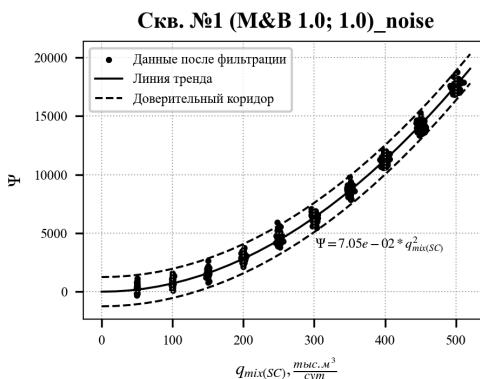


Рис. 4. Доверительный коридор

Fig. 4. Confidence band

Алгоритм подготовки данных

В случае большого количества скважин, анализ каждой из них в отдельности занимает много времени. Поэтому необходим алгоритм, который предварительно сможет выделить некондиционные данные, а уже пользователю нужно будет подтвердить или скорректировать их.

Рассмотрим алгоритм выделения некондиционных замеров на основании линии тренда и абсолютной ошибки. Линия тренда представлена в виде квадратичной корреляции $\Psi = \omega \cdot q^2$. Максимальная допустимая ошибка определяется доверительным коридором и составляет ± 1250 .

Алгоритм подготовки данных:

1. Расчет комбинированного параметра Ψ для каждого замера. Все замеры предполагаются кондиционными.
2. По кондиционным замерам методом наименьших квадратов определить весовой коэффициент ω . Аналитическое выражение для ω может быть представлено в виде:

$$\omega = \frac{\sum_i \Psi_i q_i^2}{\sum_i q_i^4}.$$

3. Рассчитать абсолютную ошибку относительно линии тренда:

$$\delta_i = |\Psi_i - \omega \cdot q_i^2|.$$

4. Поиск максимальной ошибки:

$$\delta^{max} = \max_i \delta_i.$$

5. Если $\delta^{max} \leq 1250$, расчет заканчивается. В противном случае замер, которому соответствует максимальная ошибка δ^{max} , помечается как некондиционный, и возвращаемся к пункту 2.

Изучим применение методики фильтрации данных на примере трех скважин. В качестве первого примера рассмотрим скважину № 2 (рис. 5a). Линия тренда хорошо согласуется с данными. Все полученные по первоначальной оценке замеры лежат вне доверительного коридора. Кроме того, добавились два замера, которые не были выявлены при визуальной оценке.

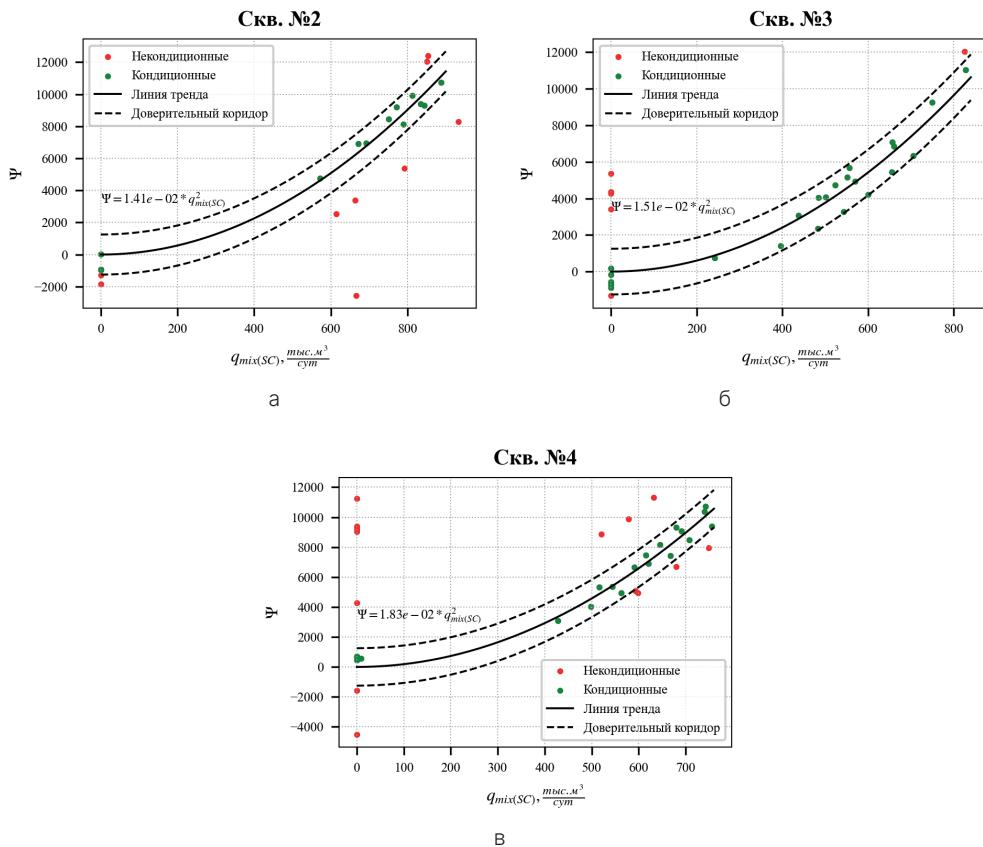


Рис. 5. Результаты применения методики подготовки данных: а — скв. № 2; б — скв. № 3; в — скв. № 4

Fig. 5. Results of applying the data preparation methodology: a — well no. 2; б — well no. 3; в — well no. 4

На рис. 5б представлен пример скважины с высоким качеством исходных данных. Все потери давления на режимах, кроме одного, лежат внутри доверительного коридора. Для данной скважины стоит дополнительно проанализировать замеры, лежащие на нижней границе допустимого коридора. Это выглядит как системная ошибка, а не погрешность измерения. Для скважины № 4 наблюдается большая доля некондиционных замеров (рис. 5в). Это не помешало выделить основной тренд в данных.

Для всех отмеченных некондиционных значений необходимо провести анализ причин высокого отклонения потерь давлений от основного тренда.

Разработанная методика позволяет быстро анализировать большое количество скважин. Это сократит время, необходимое на фильтрацию данных, и увеличит качество моделей.

С увеличением в выборке доли некондиционных замеров эффективность методики будет снижаться. Это связано с плохим первым приближением для линии тренда. Возможным решением данной проблемы является использование, вместо метода наименьших квадратов, оценочной функции Тейла–Сена [Theil, 1950], которая устойчива к наличию некондиционных замеров.

Заключение

В статье представлена методика фильтрации данных о потерях давления в стволе газовой скважины. На основании аналитического решения получен комплексный параметр Ψ , учитывающий термобарические условия в скважине и фактическую глубину проведения замера. Параметр получен разделением слагаемых в формуле Адамова и является безразмерным.

Параметр Ψ имеет квадратичную зависимость от дебита газа, приведенного к стандартным условиям, поэтому корректные результаты исследований в координатах $(\Psi, q_{mix(SC)})$ будут выстраиваться в параболическую зависимость.

Способ определения параметра Ψ может меняться в зависимости от конструкции скважины и наличия жидкости в потоке. Предложены различные способы определения Ψ для всех основных конструкций скважин, включая комбинированные НКТ и разный коэффициент шероховатости для разных участков. Методика подходит для горизонтальных скважин с комбинированной НКТ и наличием жидкости в потоке.

Для тестирования комплексного параметра использовались синтетические и реальные данные. Параметр позволяет анализировать потери давления с учетом водогазового фактора $\leq 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3$. С увеличением количества жидкости в потоке качество анализа будет снижаться. Наблюдается высокая чувствительность параметра к гидростатической составляющей потерь давления, характеризующейся плотностью смеси.

На основании параметра Ψ предложена методика фильтрации данных. При фильтрации данных ГДИС на рассмотренных примерах наблюдается высокое качество выделения некондиционных замеров. Использование методики позволило существенно сократить время на подготовку данных о потерях давления, которые применяются для настройки моделей скважин.

Список источников

- Адамов Г. А. 1951. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях // Сборник трудов ВНИИГАЗа «Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов». М.-Л.: ГТТИ. С. 30–68.
- Алиев З. С., Абрамов Е. С., Андреев С. А. и др. 1980. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра. 301 с.
- Асалхузина Г. Ф., Давлетбаев А. Я., Хабибуллин И. Л., Ахметова Р. Р. 2020. К вопросу выбора длительности режимов при гидродинамических исследованиях скважин на установившихся режимах закачки в низкопроницаемых коллекторах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 6. № 1(21). С. 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149>
- Босов А. В., Урюпин И. В. 2025. Модифицированный вариант расширенного фильтра Калмана по методу линейных псевдонаблюдений // Информатика и ее применения. Том 19. № 2. С. 17–26.
- Брилл Д., Мукерджи Х. 2006. Многофазный поток в скважинах // пер. с англ. Ю. В. Русских; под ред. М. Н. Кравченко. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 384 с.
- Бузинов С. Н. и др. 2011. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. № 12. С. 18–21.
- Занин А. С., Бушмелева К. И. 2017. Автоматизация процесса достоверизации телеметрии диспетчерского центра электроэнергетики // Вестник кибернетики. № 4(28). С. 139–145.
- Изюмченко Д. В., Николаев О. В., Шулепин С. А. 2013. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Вести газовой науки. № 4(15). С. 36–45.
- Коваленко И. В. 2023. Гидродинамическое моделирование горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта с учетом потерь давлений на конвергенцию линий тока // Нефтепромысловое дело. № 2(650). С. 26–28. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-2\(650\)-26-28](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-2(650)-26-28)
- Козлов В. В., Харитонов А. Н., Стрекалов А. В. 2023. Методика проверки достоверности данных телеметрии газовых и газоконденсатных промыслов // Естественные и технические науки. Том 12. № 187. С. 282–288.
- Комаров П. В., Потехин Д. С. 2024. Исследование динамически меняющегося сигнала с применением вейвлет-преобразований // Computational Nanotechnology. Том 11. № 3. С. 34–42.
- Лютикова Л. А., Шогенов М. А. 2019. Метод обнаружения выбросов в данных на основе многозначной логики предикатов // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. № 6(92). С. 67—74. <https://doi.org/10.35330/1991-6639-2019-6-92-67-74>
- Митин Г. В., Панов А. В. 2023. Модификация алгоритма DBSCAN с использованием гибридных подходов к определению границ кластеров для обработки потоковых данных // ИТ-Стандарт. № 4. С. 36–57.

- Николаев О. В., Соколов В. А. 2016. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость // Вестник газовой науки. № 2(26). С. 84–90.
- Толпаев В. А. и др. 2016. Математические модели численного расчета давления на забое работающей скважины // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. № 10. С. 27–31.
- Чиглинцева А. С., Овчинников М. В., Ямалов И. Р. 2023. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. № 7. С. 55–60.
- Шенгелия Д. Ю., Захарова И. Г. 2024. Анализ характеристик разброса в данных гидродинамических исследований скважин сложной конструкции // Математическое и информационное моделирование: материалы Всероссийской конференции молодых ученых. Вып. 22. Тюмень: ТюмГУ-Press. С. 9–15.
- Шенгелия Д. Ю., Коваленко И. В., Захарова И. Г. 2024. Сравнительный анализ методов фильтрации замеров данных скважин сложной конструкции // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 2(38). С. 104–120.
- Campello R. J. G. B., Moulavi D., Sander J. 2013. Density-based clustering based on hierarchical density estimates // Pacific-Asia Conference on Knowledge Discovery and Data Mining. Berlin-Heidelberg: Springer Berlin-Heidelberg. Pp. 160–172.
- Colebrook C. F., et al. 1939. Correspondence. Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws (includes plates) // Journal of the Institution of Civil Engineers. Vol. 12. No. 8. Pp. 393–422.
- Grossmann A., Morlet J. 1984. Decomposition of Hardy functions into square integrable wavelets of constant shape // SIAM Journal on Mathematical Analysis. Vol. 15. No. 4. Pp. 723–736.
- Kalman R. E. 1960. A new approach to linear filtering and prediction problems // Transactions of the ASME — Journal of Basic Engineering. Vol. 82(D). Pp. 35–45.
- Mukherjee H., Brill J. P. 1985. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow // Journal of Energy Resources Technology. Vol. 107. Pp. 549–554.
- Sun J., Loader C. R. 1994. Simultaneous confidence bands for linear regression and smoothing // The Annals of Statistics. Vol. 22. No. 3. Pp. 1328–1345.
- Theil H. 1950. A rank-invariant method of linear and polynomial regression analysis // Indagationes Mathematicae. Vol. 12. No. 85. P. 173.

References

- Adamov, G. A. (1951). Movement of real gases through vertical pipes at high pressures. In *Proceedings of VNIIGAZ "Issues of Extraction, Transport and Processing of Natural Gases"*. Gostoptekhizdat. Pp. 30–68. [In Russian]
- Aliev, Z. S., Abramov, E. S., Andreev, S. A., et al. (1980). *Instructions for the Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Reservoirs and Wells*. Nedra. [In Russian]
- Asalkhuzina, G. F., Davletbaev, A. Ya., Khabibullin, I. L., & Akhmetova, R. R. (2020). On the selection of suitable operate durations for injection tests in low permeability reservoirs. *Tyumen*

- State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(1), 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149> [In Russian]
- Bosov, A. V., & Uryupin, I. V. (2025). A modified extended Kalman filter by the linear pseudomeasurement method. *Informatics and Applications*, 19(2), 17–26. [In Russian]
- Brill, J. P., & Mukherjee, H. (2006). *Multiphase Flow in Wells*. Transl. from English by Yu. V. Russikh, ed. by M. N. Kravchenko. Institute of Computer Research. [In Russian]
- Buzinov, S. N., et al. (2011). Calculation of pressure losses in gas wells at a late stage of field development. *Gas Industry*, 12, 18–21. [In Russian]
- Zanin, A. S., & Bushmeleva, K. I. (2017). Automation of telemetry verification process of the electric power industry dispatching center. *Proceedings in Cybernetics*, 4(28), 139–145. [In Russian]
- Izymchenko, D. V., Nikolaev, O. V., Shulepin, S. A. (2013). Gas-liquid flows in vertical pipes: paradoxes of hydrodynamics. *Vesti gazovoi nauki = Proceedings of the Gas Industry*, 4(15), 36–45. [In Russian]
- Kovalenko, I. V. (2023). Hydrodynamic simulation of horizontal wells by multi-stage hydraulic fracturing of a formation taking into account pressure losses due to streamline convergence. *Oilfield Engineering*, 2(650), 26–28. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-2\(650\)-26-28](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-2(650)-26-28) [In Russian]
- Kozlov, V. V., Haritonov, A. N., & Strekalov, A. V. (2023). Methodology for verifying the reliability of telemetry data from gas and gas condensate fields. *Natural and Technical Sciences*, 12(187), 282–288. [In Russian]
- Komarov, P. V., & Potekhin, D. S. (2024). Investigation of a dynamically changing signal using wavelet transformations. *Computational Nanotechnology*, 11(3), 34–42. [In Russian]
- Lyutikova, L. A., & Shogenov, M. A. (2019). Outliers detection method for data based on multi-valued predicate logic. *News of the Kabardino-Balkarian Scientific Center of the RAS*, 6(92), 67–74. <https://doi.org/10.35330/1991-6639-2019-6-92-67-74> [In Russian]]
- Mitin, G. V., & Panov, A. V. Modification of DBSCAN algorithm using hybrid methods for clusters border detection to process streaming data. *IT-Standard*, 4, 36–57. [In Russian]
- Nikolaev, O. V., & Sokolov, V. A. (2016). Methodology for calculating the technological parameters of vertical gas wells, the products of which contain liquid. *Vesti gazovoi nauki = Proceedings of the Gas Industry*, 2(26), 84–90. [In Russian]
- Tolpaev, V. A., et al. (2016). Mathematical models of pressure numerical calculation at the bottom area of an operating well. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 10, 27–31. [In Russian]
- Chiglinceva, A. S., Ovchinnikov, M. V., & Yamalov, I. R. (2023). Approbation of methods for recalculating pressure along the trunk of a gas well the production of which contains liquid in the “RN-VEGA” software. Part 1. *Exposition Oil Gas*, 7, 55–60. [In Russian]
- Shengeliya, D. Yu., & Zaharova, I. G. (2024). Analysis of the spread characteristics in the data of hydrodynamic studies of wells of complex design. In *Proceedings of the All-Russian Conference of Young Scientists “Mathematical and Information Modeling”*. Vol. 22. Pp. 9–15. UT-MN-Press. [In Russian]
- Shengeliya, D. Yu., Kovalenko, I. V., & Zakharova, I. G. (2024). Comparative analysis of filtering methods for measurement data from complex well configurations. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(1), 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149> [In Russian]

- Herald. *Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(2), 104–120. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-104-120>
- Campello, R. J. G. B., Moulavi, D., & Sander, J. (2013). Density-based clustering based on hierarchical density estimates. In *Pacific-Asia Conference on Knowledge Discovery and Data Mining* (pp. 160–172). Springer Berlin-Heidelberg.
- Colebrook, C. F., et al. (1939). Correspondence. Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws (includes plates). *Journal of the Institution of Civil Engineers*, 12(8), 393–422.
- Grossmann, A., & Morlet, J. (1984). Decomposition of Hardy functions into square integrable wavelets of constant shape. *SIAM journal on Mathematical Analysis*, 15(4), 723–736.
- Kalman, R. E. (1960). A new approach to linear filtering and prediction problems. *Transactions of the ASME — Journal of Basic Engineering*, 82(D), 35–45.
- Mukherjee, H., Brill, J. P. (1985). Pressure drop correlations for inclined two-phase flow. *Journal of Energy Resources Technology*, 107, 549–554.
- Sun, J., & Loader, C. R. (1994). Simultaneous confidence bands for linear regression and smoothing. *The Annals of Statistics*, 22(3), 1328–1345.
- Theil, H. (1950). A rank-invariant method of linear and polynomial regression analysis. *Indagationes Mathematicae*, 12(85), 173.

Информация об авторах

Эдуард Игоревич Нарыгин, главный специалист, управление по геологии и разработке месторождений востока ЯНАО, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
einarygin@tnnc.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0296-2038>

Иван Павлович Гончаров, специалист, управление по геологии и разработке месторождений востока ЯНАО, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
IP_Goncharov@tnnc.rosneft.ru

Information about the authors

Eduard I. Narygin, Chief Specialist, Department of Geology and Field Development of the East of the Yamalo-Nenets Autonomous District, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
einarygin@tnnc.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0296-2038>

Ivan P. Goncharov, Specialist, Department of Geology and Field Development of the East of the Yamalo-Nenets Autonomous District, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
IP_Goncharov@tnnc.rosneft.ru