

# Экспериментальное исследование динамических возмущений давления в цилиндрических трубах, заполненных жидкостью

Рим Рамазанович Уликанов<sup>1✉</sup>, Виктор Николаевич Киреев<sup>2</sup>,  
Лиана Ароновна Ковалева<sup>2</sup>

<sup>1</sup> НИИ Транснефть, Москва, Россия

<sup>2</sup> Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
Контакт для переписки: [ulikanovrr@niitnn.transneft.ru](mailto:ulikanovrr@niitnn.transneft.ru)<sup>✉</sup>

**Аннотация.** Диагностика состояния магистральных трубопроводов является важной задачей обеспечения безопасной эксплуатации объектов топливно-энергетического комплекса.

Многие технологические процессы, в том числе аварийные, вызывают возмущение потока перекачиваемой жидкости, вследствие чего возникают распространяющиеся по трубопроводу динамические возмущения. С помощью приборов измерения давления фиксируются параметры волны, анализируя которые возможно определить местоположение источника и причину, вызывающую данное возмущение.

В данной работе исследованы динамические возмущения давления, распространяющиеся по трубопроводу лабораторной установки «Стенд с изменяемым профилем для исследования нестационарных процессов, возникающих в мультифазных углеводородных потоках», созданной в «НИИ Транснефть».

Динамические возмущения сформированы за счет отбора части перекачиваемой жидкости в резервуар. Полученные в ходе эксперимента данные с датчиков давления и расхода обрабатывались по предложенной авторами оригинальной методике с целью определения местоположения источника возмущения. Также проведена серия экспериментов для оценки точности локализации источника возмущения в зависимости от величины амплитуды волны давления.

**Ключевые слова:** гидродинамика, трубопровод, волна давления, утечка жидкости, гидравлический удар, нестационарный процесс, лабораторная установка, блок нестационарных процессов

**Цитирование:** Уликанов Р. Р., Киреев В. Н., Ковалева Л. А. 2024. Экспериментальное исследование динамических возмущений давления в цилиндрических трубах, заполненных жидкостью // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 1 (37). С. 88–103. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-88-103>

Поступила 24.11.2023; одобрена 26.01.2024; принята 22.03.2024

## Experimental study of dynamic pressure disturbances in cylindrical pipes filled with liquid

Rim R. Ulikanov<sup>1</sup>✉, Viktor N. Kireev<sup>2</sup>, Liana A. Kovaleva<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Transneft R&D, Moscow, Russia

<sup>2</sup> Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

Corresponding author: [ulikanovrr@niitn.transneft.ru](mailto:ulikanovrr@niitn.transneft.ru)✉

**Abstract.** Diagnostics of the condition of main pipelines is an important task to ensure the safe operation of fuel and energy complex facilities.

Many technological processes, including emergency ones, cause disturbances in the flow of the pumped liquid, resulting in dynamic disturbances propagating through the pipeline. Using pressure measuring instruments, wave parameters are recorded, by analyzing which it is possible to determine the location of the source and the reason causing this disturbance.

In this work, dynamic pressure disturbances propagating through the pipeline of the laboratory installation “Stand with a variable profile for the study of non-stationary processes arising in multiphase hydrocarbon flows” created at Transneft R&D were investigated.

Dynamic disturbances are formed due to the selection of part of the pumped liquid into the reservoir. The data obtained during the experiment, from pressure and flow sensors, were processed according to the original method proposed by the authors in order to determine the location of the source of disturbance. A series of experiments was also carried out to assess the accuracy of localization of the disturbance source depending on the amplitude of the pressure wave.

**Keywords:** hydrodynamics, pipeline, pressure wave, fluid leakage, hydraulic shock, non-stationary process, laboratory installation, non-stationary process unit

**Citation:** Ulikanov, R. R., Kireev, V. N., & Kovaleva, L. A. (2024). Experimental study of dynamic pressure disturbances in cylindrical pipes filled with liquid. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(1), 88–103. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-88-103>

Received Nov. 24, 2023; Reviewed Jan. 26, 2024; Accepted Mar. 22, 2024

## Введение

Для непрерывного развития техники и технологий, используемых при транспортировке жидких углеводородов по магистральным трубопроводам, требуется фундаментальное понимание возникающих в трубопроводном транспорте физических явлений, таких как смесеобразование разнородных жидкостей, накопление, миграция, вынос водных и газовых скоплений, формирование самотечных участков, распространение волн давления, утечки жидкости, гидравлический удар, движение очистных и диагностических устройств и др. [Лурье и др., 2018]. Из перечисленных явлений многие представляют собой источники возмущения давления, которые распространяются вдоль оси трубопровода. По результатам анализа образующихся возмущений можно судить о протекании тех или иных процессов и, таким образом, дистанционно проводить диагностику состояния магистрального трубопровода, в связи с чем изучение распространения динамических возмущений в магистральном трубопроводе является важной прикладной задачей.

Основными теоретическими исследованиями в рассматриваемой области являются труды Н. Е. Жуковского [1899] и А. И. Чарного [1975]. Наиболее значимые исследования динамических возмущений на лабораторных установках выполнялись в МГУ им. М. В. Ломоносова и НИИ ВОДГЕО [Смирнов, Зубов, 1975]. Исследования на промышленных объектах были описаны в работе Н. Е. Жуковского [1899] и статьях современных исследователей: С. А. Барабанова, Б. Ф. Гликмана [2009], И. О. Золотова и др. [2011], Э. В. Галиакбаров, В. Ф. Галиакбарова [2012].

Выполненные теоретические и лабораторные исследования и проведенные промышленные испытания были направлены в основном на изучение гидравлического удара и утечки жидкости.

В настоящее время с целью оперативного реагирования разработаны и внедрены системы обнаружения утечек, базирующиеся на различных принципах механики движения жидкости в трубопроводе. Обзор существующих систем обнаружения утечек представлен в работах Д. В. Бондаря с соавторами [2021]. Классификация систем и методов обнаружения утечек рассмотрена в нормативном документе API 1130 [2002]. Анализ различных методов обнаружения утечек приводится в работах А. А. Гольянова [2002], Б. К. Кумара [2011], Е. Н. Кораблева и др. [2012], Р. И. Низамутдинова, Р. М. Проскуркова [2015], Р. Г. Султанова и др. [2016], Н. Х. Абдрахманова и др. [2017].

Вопросы же исследования диагностики состояния трубопровода, основанного на анализе структуры волны давления, практически не выполнялись. Теоретические исследования способа диагностики трубопровода по результатам анализа фронта волны давления были ранее представлены в работе Р. Р. Уликанова и соавторов [2023а].

Целью данной работы является экспериментальное изучение динамических возмущений, распространяющихся по трубопроводу лабораторной установки, и апробация разработанной авторами методики идентификации места расположения источника возмущения.

## Материалы и методы

Экспериментальные исследования выполнялись на созданном в «НИИ Транснефть» стенде для исследования течения жидкости в трубопроводе [Чужинов и др., 2019].

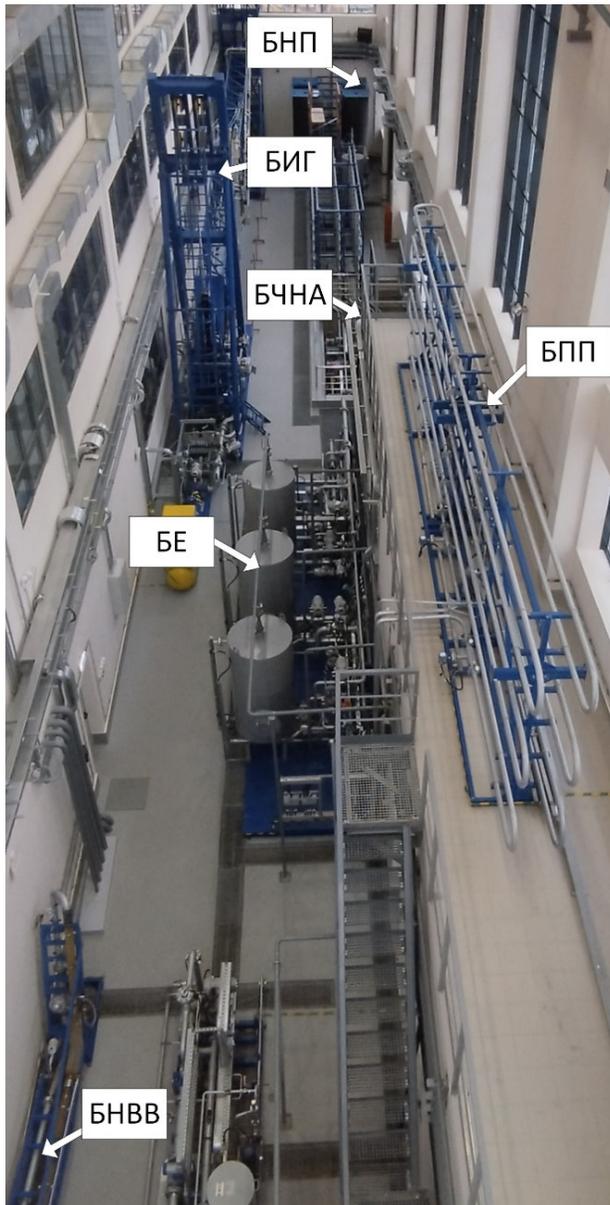
В составе размещенного в одном помещении стенда (рис. 1) предусмотрено несколько блоков, каждый из которых предназначен для определенной цели:

- 1) блок с изменяемой геометрией (БИГ) — для моделирования процессов самотечного течения жидкости, вытеснения жидкости сжатым воздухом или инертным газом, а также выноса газа при различных углах наклона трубопровода;
- 2) блок накопления и выноса воды (БНВВ) — для исследования процессов накопления и выноса воды при различных углах наклона трубопровода;
- 3) блок нестационарных процессов (БНП) — для моделирования утечек жидкости из трубопровода и исследования методов их обнаружения, моделирования и исследования движения волн давления по трубопроводам (гидравлического удара);
- 4) блок четырех насосных агрегатов (БЧНА) — для моделирования режимов работы трубопровода с различными вариантами подключения насосных агрегатов;
- 5) блок последовательной перекачки (БПП) — для исследования процессов смесеобразования при последовательной перекачке различных жидкостей, в том числе и процессов дополнительного смесеобразования при остановке последовательной перекачки и влияния тупиковых отводов;
- 6) блок емкостей (БЕ) — для приема, хранения и отпуска модельных жидкостей.

Для исследования динамических возмущений давления, рассматриваемых в данной работе, наиболее подходящим является БНП (рис. 2, сверху).

БНП представляет собой отдельно стоящий конструктивно заверченный исследовательский модуль. Для выполнения исследований была собрана конфигурация стенда, моделирующая работу трубопровода с отводом (рис. 2, снизу).

Данная конфигурация стенда включает в себя емкость объемом 1 000 л, циркуляционный центробежный насос, регулятор расхода, исследовательскую секцию — полиэтиленовый трубопровод длиной 1 139 м, диаметром 32 мм с отводом диаметром 25 мм для сброса части жидкости в емкость, преобразователи давления с допускаемой основной приведенной погрешностью  $\pm 0,25\%$  и периодом опроса данных 0,000 5 с, преобразователи расхода с пределом допускаемой погрешности  $\pm 0,5\%$ , массовый расходомер с допускаемой относительной погрешностью  $\pm 0,1\%$ . Открытие линии сброса осуществляется с помощью электромагнитного клапана с параметром времени открытия/закрытия затвора 0,02 с. В качестве модельной жидкости при проведении исследовательских работ использовалась деаэрированная водопроводная вода.



**Рис. 1.** Общий вид стенда «НИИ Транснефть»

БНП — блок нестационарных процессов; БИГ — блок с изменяемой геометрией; БЧНА — блок четырех насосных агрегатов; БПП — блок последовательной перекачки; БЕ — блок емкостей; БНВВ — блок накопления и выноса воды.

**Fig. 1.** General view of the stand of Transneft R&D

БНП — the block of non-stationary processes; БИГ — the block with a variable geometry; БЧНА — the block of four pumping units; БПП — sequential transfer unit; БЕ — tank block; БНВВ — water storage and removal unit.



Перед проведением основных испытаний для создания различных по амплитуде возмущений давления была произведена ручная калибровка положения регулятора расхода. Параметры работы трубопровода и рассматриваемых возмущений для трех положений регулятора расхода показаны в таблице 1.

**Таблица 1.** Параметры волн давления для рассматриваемых случаев

**Table 1.** Parameters of pressure waves for the considered cases

Амплитуда ( $\Delta P^*$ ), МПа	Производительность сброса жидкости в емкость, м <sup>3</sup> /час	Производительность*, %	Количество повторных испытаний, раз
0,01	0,1	5	6
0,04	0,5	25	6
0,12	1,0	50	6

\* Производительность сброса жидкости в емкость, выраженная в % от производительности работы трубопровода без сброса.

\* The discharge capacity of the liquid into the container, expressed as % of the pipeline's performance without discharge.

Перед началом испытаний электромагнитный клапан закрывается, модельная жидкость циркулирует по контуру на стационарном режиме с расходом 2 м<sup>3</sup>/ч (скорость течения жидкости 1 м/с,  $Re = 27\,700$ , направление течения жидкости указано сплошными стрелками на рис. 2, снизу). Затем регулятор расхода устанавливается в одно из трех положений, и на электромагнитный клапан подается команда на открытие. В результате часть потока по отводящему трубопроводу сбрасывается в емкость (направление течения жидкости указано пунктирными стрелками на рис. 2, снизу). Таким образом, формируется волна пониженного давления, распространяющаяся по трубопроводу в обе стороны от места установки отвода. Параметры волны давления фиксировались с помощью преобразователей давления.

## Результаты и обсуждение

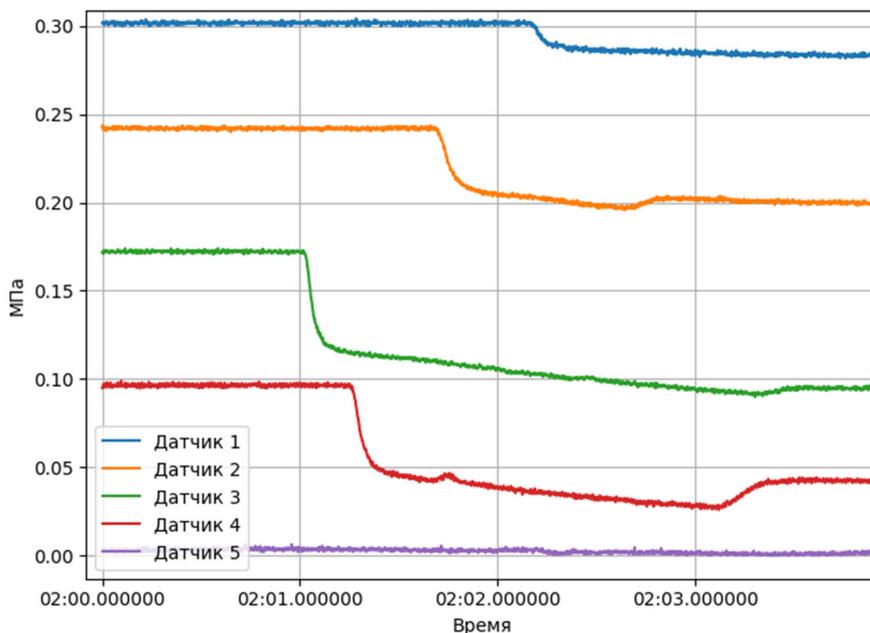
В результате проведенных испытаний получены временные зависимости давления на датчиках РТГ1–РТГ5. На рис. 3 показаны кривые изменения давления для третьего положения регулятора расхода, соответствующего амплитуде возмущения 0,12 МПа.

На рис. 3 также отчетливо наблюдается характерный для утечки жидкости фронт волны пониженного давления. Результаты измерений величины возмущения давления представлены в таблице 2.

Анализируя полученные экспериментальные данные, можно сделать следующие выводы:

- 1) утечка жидкости формирует фронт волны пониженного давления;
- 2) фронт волны давления распространяется в обе стороны трубопровода от места его возникновения, интенсивность которого убывает и несущественно зависит от направления течения жидкости;

- 3) амплитуда возмущения уменьшается по мере удаления фронта волны давления от места его возникновения;
- 4) ближайший датчик давления к источнику возмущения всегда первым фиксирует возмущение с максимальной амплитудой.



**Рис. 3.** Результаты измерения давления для возмущения с амплитудой давления в месте возмущений  $\Delta P^* = 0,12$  МПа

**Fig. 3.** Pressure measurement results for a disturbance with an amplitude of  $\Delta P^* = 0.12$  MPa

**Таблица 2.** Параметры возмущения давления

**Table 2.** Pressure disturbance parameters

Датчик давления	Дистанция ( $x_i$ ), м	Расстояние от места возмущения, м	Время фиксации волны давления, с	Амплитуда возмущения* ( $\Delta P_i$ ), МПа
PTG1	0,00	570,47	2,160	0,016 3
PTG2	196,02	374,45	1,691	0,034 6
PTG3	473,97	96,50	1,011	0,056 4
PTG4	766,98	196,51	1,251	0,050 9
PTG5	1 139,00	568,53	2,192	0,002 1

\* Амплитуда определена между двумя точками: первая — точка излома графика давления, вторая — время первой точки плюс 200 мс.

\* The amplitude is determined between two points: the first is the break point of the pressure graph, the second is the time of the first point plus 200 ms.

На рис. 4 точками показаны амплитуды возмущения давления, зафиксированные датчиками для различных интенсивностей утечки в трех сериях испытаний по шесть повторений. Точки большего размера соответствуют среднему арифметическому значению.

Из полученных графиков на рис. 4 видно, что чем больше амплитуда волны давления в месте утечки, тем меньше разброс давлений, зафиксированных датчиками в разных испытаниях, и отклонение от среднеарифметического значения становится меньшим.

Для определения местоположения источника возмущения использован способ, описанный в работе Р. Р. Уликанова и др. [2023a]. В качестве исходных данных приняты среднеарифметические результаты, полученные с датчиков давления РТГ2, РТГ3, РТГ4.

Известно, что уменьшение амплитуды волны давления может быть описано следующей экспоненциальной функцией [Красильников, Крылов, 1984]:

$$\Delta p(x) = \Delta p^* e^{-\gamma|x-x^*|}, \quad (1)$$

где  $\gamma$  — коэффициент поглощения, который показывает на каком расстоянии от места утечки амплитуда волны давления уменьшится в  $e$  раз;  $x^*$  — координата места возмущения давления;  $\Delta p^*$  — первоначальная амплитуда возмущения давления;  $x$  — дистанция расположения датчика давления;  $\Delta p(x)$  — значение амплитуды возмущения на дистанции  $x$ .

Функция (1) имеет точку излома с координатами  $(x^*; \Delta p^*)$ , соответствующую месту возникновения возмущения давления, причем  $p^* \geq p(x)$  на интервале  $x \in [0; L]$ , что позволит однозначно идентифицировать местоположение источника возмущения давления в жидкости. Данный принцип лежит в основе предлагаемого метода по определению местоположения утечек жидкости.

Поскольку коэффициент поглощения  $\gamma$  в жидкостях мал, т. е. относительное уменьшение амплитуды давления мало на расстояниях порядка длины волны, то он может быть вычислен по формуле [Красильников, Крылов, 1984]:

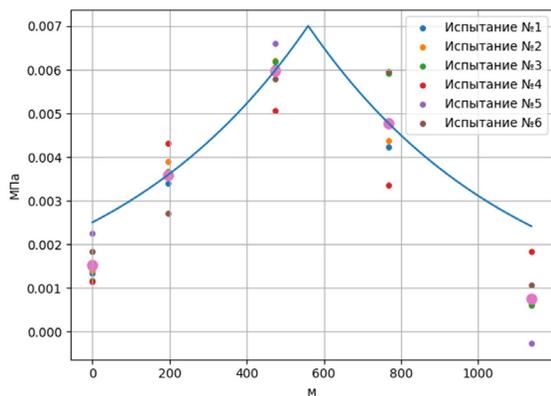
$$\gamma = \frac{\omega}{2\rho c^3} \left[ \frac{4}{3}\eta + \zeta + \chi \left( \frac{1}{c_v} - \frac{1}{c_p} \right) \right], \quad (2)$$

где  $c$  — скорость распространения возмущения в жидкости (скорость звука);  $\omega$  — угловая частота;  $\rho$  — плотность жидкости;  $\eta$  и  $\zeta$  — динамическая и объемная вязкости;  $\chi$  — коэффициент теплопроводности;  $c_v$  и  $c_p$  — коэффициенты теплоемкости при постоянном объеме и давлении.

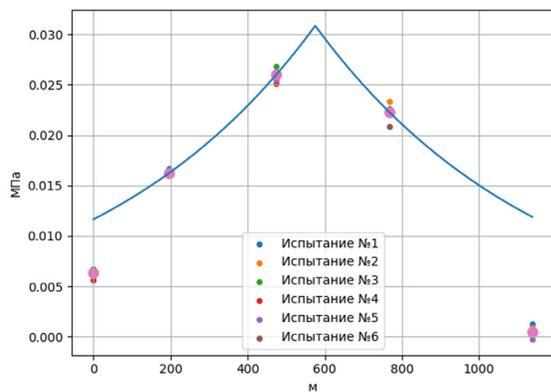
На скорость распространения возмущений в трубопроводе влияют не только свойства перекачиваемой жидкости, но и свойства материала и толщина стенок трубопровода, а также внутренний диаметр трубопровода [Лурье, 2012]:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{K} + \frac{\rho d(1-v^2)}{E\delta}}}, \quad (3)$$

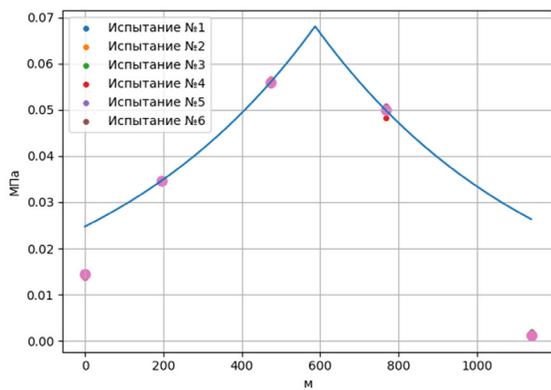
где  $K$  — модуль упругости жидкости;  $E$  и  $\nu$  — модуль Юнга и коэффициент Пуассона материала трубопровода;  $d$  и  $\delta$  — внутренний диаметр и толщина стенки трубопровода.



а



б



в

**Рис. 4.** Результаты трех серий испытаний. Амплитуда волны: а — 0,01 МПа; б — 0,04 МПа; в — 0,12 МПа

**Fig. 4.** Results of three series of tests. Wave amplitude: а — 0.01 MPa; б — 0.04 MPa; в — 0.12 MPa

В случае, если все параметры, входящие в формулы (2) и (3), достоверно известны, можно вычислить коэффициент поглощения  $\gamma$  и определить координату места источника возмущения, а также величину падения давления с помощью двух датчиков в соответствии с формулами:

$$x^* = \frac{1}{2} \left( x_1 + x_2 + \operatorname{sgn}(x_1 - x_2) \frac{\ln(\Delta p_1 / \Delta p_2)}{\gamma} \right),$$

$$\Delta p^* = \Delta p_1 e^{\gamma|x_1 - x^*|} = \Delta p_2 e^{\gamma|x_2 - x^*|}, \quad (4)$$

где  $\Delta p_1$  и  $\Delta p_2$  — амплитуды уменьшения давления, зафиксированные двумя датчиками, расположенными в точках с координатами  $x_1$  и  $x_2$ ; функция  $\operatorname{sgn}(x)$  возвращает знак аргумента  $x$ .

Несложный анализ формулы (4) при различных положениях датчиков и возможного места утечки показывает, что для получения однозначного результата необходимо, чтобы датчики давления, показания которых используются, были расположены по разные стороны от места возникновения утечки. Это условие всегда будет выполняться, если использовать показания датчиков давления, находящихся в начале и конце рассматриваемого участка трубопровода, что, как правило, характерно для реальных трубопроводных систем.

Однако использование формулы (4) для определения точного места положения источника возмущения в реальных трубопроводах осложняется недостаточно достоверным определением величины коэффициента поглощения  $\gamma$ . Это связано с тем, что, во-первых, реологические свойства перекачиваемой жидкости меняются, т. к. зависят от состава, температуры и давления. Во-вторых, на внутренней стенке трубопровода происходит рост отложений, в результате чего уменьшается его внутренний диаметр. Кроме того, текущие характеристики насосов и механические свойства стенки трубопровода не являются постоянными величинами.

Для определения местоположения утечки при неизвестном коэффициенте затухания предлагается использовать алгоритм, основанный на показаниях минимум трех датчиков давления.

$$\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{\gamma(x_1 - x^*)}, \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{\gamma(x_2 - x^*)}, \\ \Delta P_3 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_3 - x^*)}, \end{cases} \quad (5)$$

где  $x^*$  — координата места утечки, причем  $x_1 < x_2 \leq x^* \leq x_3$ .

Значение амплитуд волны давления соответствует условию:  $\Delta P^* \geq \Delta P_2 > \Delta P_3 > \Delta P_1$ .

Решение системы уравнений:

$$\begin{cases} \gamma = \frac{\ln \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}}{x_2 - x_1} = 0,002 \frac{1}{\text{м}}, \\ x^* = 0,5 \left( x_1 + x_3 + (x_2 - x_1) \frac{\ln \Delta P_3 - \ln \Delta P_1}{\ln \Delta P_2 - \ln \Delta P_1} \right) = 587 \text{ м}, \\ \Delta P^* = \frac{\Delta P_1}{e^{\gamma(x_1 - x^*)}} = 0,068 \text{ МПа}. \end{cases} \quad (6)$$

В соответствии с решением системы уравнений (6) запишем функцию изменения амплитуды возмущения для рассматриваемого случая:  $\Delta P(x) = 0,068e^{-0,002|x - 587|}$ . График данной функции изображен на рис. 4в сплошной линией, точка перелома данной функции — место возникновения возмущения  $x^* = 587$  м. График полученной функции удовлетворительно описывает экспериментальные точки, за исключением точек, принадлежащих датчикам давления, которые расположены на концах трубопровода (PTG1 и PTG5). Это связано с интерференцией волны давления, что накладывает ограничения на применение предлагаемого метода [Уликанов и др., 2023б].

Погрешность определения местоположения возмущения к длине трубопровода (м):  $\Delta = ((587 - 570) / 1\ 139) 100\% = 1,5\%$ . Аналогично построены графики функции на рис. 4а и 4б. Результаты обработки испытаний приведены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты испытаний

Table 3. Test results

Амплитуда, МПа	Производительность сброса жидкости в емкость, м <sup>3</sup> /ч	Расчетное местоположение места возникновения возмущения, м	Фактическое местоположение места возникновения возмущения, м	Погрешность определения места возмущения к длине трубопровода, %
0,01	0,1	559	570	1,0
0,04	0,5	575	570	0,4
0,12	1,0	587	570	1,5

По полученным данным, отображенным в таблице 3, можно сделать следующие выводы:

- 1) погрешность определения координаты возмущения зависит от значения амплитуды волны давления и чувствительности средств измерений;
- 2) погрешность возрастает с увеличением амплитуды возмущения давления;
- 3) погрешность возрастает при снижении амплитуды возмущения до уровня гидравлических пульсаций в цилиндрическом канале или порога чувствительности средств измерений.

## Заключение

1. Проведено экспериментальное изучение динамических возмущений, распространяющихся по трубопроводу лабораторной установки, принадлежащей «НИИ Транснефть».
2. На установке получены различные по амплитуде возмущения давления для каждого из трех значений амплитуд, выполнено по шесть повторяющихся испытаний.
3. Экспериментально подтверждено, что фронт волны давления распространяется в обе стороны трубопровода от места возникновения возмущения, интенсивность которого убывает и несущественно зависит от направления течения жидкости.

4. Установлено, что ближайший датчик давления к источнику возмущения всегда первым фиксирует возмущение с максимальной амплитудой.
5. Подтверждена работоспособность предложенной авторами методики по определению координаты местоположения источника возмущения.
6. Установлено, что точность определения координаты источника возмущения зависит от значения амплитуды волны давления и чувствительности средств измерения.
7. На проведенных экспериментальных данных показана возможность построения системы диагностики состояния трубопровода по анализу структуры динамического возмущения.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Абрахманов Н. Х., Галлямов М. А., Саяхутдинов В. В., Худайбердин Р. Р., Абрахманова К. Н., Басырова А. Р. 2017. Анализ систем обнаружения утечек на магистральных нефтепродуктопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. № 3 (109). С. 154–164.
- Барабанов С. А., Гликман Б. Ф. 2009. Коэффициент затухания акустической волны, распространяющейся в турбулентном потоке протяженного трубопровода // Акустический журнал. Том 55. № 2. С. 171–179.
- Бондарь Д. В., Жолобов В. В., Надежкин О. С. 2021. Метод определения параметров утечек в трубопроводах на основе гидродинамических моделей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Том 11. № 5. С. 515–527. <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2021-11-5-515-527>
- Галиакбарова Э. В., Галиакбаров В. Ф. 2012. Импульсное сканирование нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. № 3 (89). С. 162–168.
- Гольянов А. А. 2002. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов. № 10. С. 5–14.
- Жуковский Н. Е. 1899. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах // Бюллетени Политехнического общества, состоящего при Императорском Техническом училище. Том 9. № 5. С. 255–290.
- Золотов И. О., Лосенков А. С., Стрельникова С. А. 2011. Особенности построения гидравлических моделей трубопровода с переменной толщиной стенки // Нефтегазовое дело. № 5. С. 54–65.
- Кораблев Е. Н., Ягудина Л. В., Влацкая И. В., Клейменов А. В. 2012. Современные методы и автоматизированные системы предупреждения и обнаружения незаконных врезок в продуктопроводы // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. № 1 (87). С. 88–95.
- Красильников В. А., Крылов В. В. 1984. Введение в физическую акустику. М.: Наука. 400 с.
- Кумар Б. К. 2011. Обзор традиционных методов обнаружения утечек нефти в трубопроводах // Вестник Казахстанской национальной академии естественных наук. № 4. С. 9–12.
- Лурье М. В. 2012. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 456 с.

- Лурье М. В., Мастобаев Б. Н., Ревель-Муроз П. А., Сощенко А. Е. 2018. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. М.: Недра. 586 с.
- Низамутдинов Р. И., Проскуряков Р. М. 2015. Анализ современных отечественных и зарубежных методов обнаружения утечек на нефтепроводах // *Естественные и технические науки*. № 12 (90). С. 128–130.
- Смирнов Д. Н., Зубов А. Б. 1975. Гидравлический удар в напорных водоводах. М.: Стройиздат. 125 с.
- Султанов Р. Г., Ишмуратов Т. А., Каримов Л. З., Надршин А. С., Летунов И. А., Галеева А. Д. 2016. О некоторых вопросах диагностики состояния трубопроводов // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. № 2 (104). С. 140–150.
- Уликанов Р. Р., Киреев В. Н., Ковалева А. А. 2023а. Анализ фронта волны давления для определения местоположения утечки жидкости в трубопроводе // *Вестник Башкирского университета*. Том 28. № 1. С. 4–9. <https://doi.org/10.33184/bulletin-bsu-2023.1.1>
- Уликанов Р. Р., Киреев В. Н., Ковалева А. А. 2023б. Моделирование процесса распространения возмущения в трубопроводе, вызванного утечкой перекачиваемой жидкости // *Процессы в геосредах*. № 3 (37). С. 2101–2106.
- Чарный И. А. 1975. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. М.: Недра. 296 с.
- Чужинин С. Н., Фридлянд Я. М., Лукманов М. Р., Семин С. Л., Гольянов А. И., Фастовец Д. Н., Миронов М. С., Хайбрахманов И. Р. 2019. Стенд для исследования течения жидкости в трубопроводе: пат. 2678712 РФ / патентообладатели Транснефть, Транснефть-Урал, НИИ Транснефть. № 2018111739; заявл. 02.04.2018; опубл. 31.01.2019, Бюл. № 4.
- API 1130. 2002. *Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines*. 2<sup>nd</sup> ed. American Petroleum Institute.

## References

- Abdrakhmanov, N. Kh., Gallyamov, M. A., Salyakhutdinov, V. V., Khudaiberdin, R. R., Abdrakhmanova, K. N., & Basyrova, A. R. (2017). Analysis of leak detection systems on main oil product pipelines. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, (3), 154–164. [In Russian]
- Barabanov, S. A., & Glikman, B. F. (2009). The attenuation coefficient of an acoustic wave propagating in a turbulent flow in a long pipeline. *Akusticheskij Zhurnal*, 55(2), 171–179. [In Russian]
- Bondar, D. V., Zholobov, V. V., & Nadezhkin, O. S. (2021). Method for determination of parameters of leaks in pipelines based on hydrodynamic models. *Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 11(5), 515–527. <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2021-11-5-515-527> [In Russian]
- Galiakbarova, E. V., & Galiakbarov, V. F. (2012). Impulse scanning of leakages in the oil pipelines. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, (3), 162–168. [In Russian]
- Golyanov, A. A. (2002). Analysis of methods for detecting leaks on oil pipelines. *Transport and Storage of Petroleum Products*, (10), 5–14. [In Russian]
- Joukowsky, N. E. (1904). On the hydraulic hammer in water supply pipes. *Proceeding of the American Water Works Association*, 24, 341–424.

- Zolotov, I. O., Losenkov, A. S., & Strelnikova, S. A. (2011). Some features of the hydraulic mathematical model development for pipeline with variable wall thickness. *Oil and Gas Business*, (5), 54–65. [In Russian]
- Korablev, Ye. N., Yagudina, L. V., Vlatskaya, I. V., & Kleymenov, A. V. (2012). Modern methods and computer-aided systems for prevention and detection of tie-in pipelines. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, (1), 88–95. [In Russian]
- Krasilnikov, V. A., & Krylov, V. V. (1984). *Introduction to physical acoustics*. Nauka. [In Russian]
- Kumar, B. K. (2011). Review of traditional methods for detecting oil leaks in pipelines. *Herald of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences*, (4), 9–12. [In Russian]
- Lurie, M. V. (2012). *Mathematical modeling of pipeline transportation of oil and gas*. Gubkin University. [In Russian]
- Lurie, M. V., Mastobaev, B. N., Revel-Muroz, P. A., Soshchenko, A. E. (2018). *Project and operations of oil pipelines*. Nedra. [In Russian]
- Nizamutdinov, R. I., & Proskuryakov, R. M. (2015). Analysis of modern domestic and foreign methods for detecting leaks on oil pipelines. *Natural and Technical Sciences*, (12), 128–130. [In Russian]
- Smirnov, D. N., & Zubov, L. B. (1975). *Hydraulic shock in pressure ducts*. Stroyizdat. [In Russian]
- Sultanov, R. G., Ishmuratov, T. A., Karimov, L. Z., Nadrshin, A. S., Letunov, I. A., & Galeeva, A. D. (2016). About some aspects of diagnosing pipeline condition. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, (2), 140–150. [In Russian]
- Ulikanov, R. R., Kireev, V. N., & Kovaleva, L. A. (2023a). Pressure wave front analysis to locate a leak of liquid in a pipeline. *Bulletin of the Bashkir State University*, 28(1), 4–9. <https://doi.org/10.33184/bulletin-bsu-2023.1.1> [In Russian]
- Ulikanov, R. R., Kireev, V. N., & Kovaleva, L. A. (2023b). Modeling of disturbance propagation in a pipeline caused by leakage of a pumped liquid. *Processes in Geomedia*, (3), 2101–2106. [In Russian]
- Charny, I. A. (1975). *Unsteady motion of a real fluid in pipes*. Nedra. [In Russian]
- Chuzhinov, S. N., Fridlyand, Ya. M., Lukmanov, M. R., Semin, S. L., Golyanov, A. I., Fastovets, D. N., Mironov, M. S., & Khajbrakhmanov, I. R. (2019). *Stand for study of liquid flow in pipeline* (R.F. Patent No. 2678712). Transneft, Transneft-Ural, Transneft R&D. [In Russian]
- API 1130. (2002). *Computational pipeline monitoring for liquid pipelines* (2<sup>nd</sup> ed.). American Petroleum Institute.

## Информация об авторах

Рим Рамазанович Уликанов, заведующий лабораторией математического моделирования и разработки программного обеспечения, НИИ Транснефть, Москва, Россия  
ulikanovrr@niitnn.transneft.ru, <https://orcid.org/0009-0000-2581-1182>

Виктор Николаевич Киреев, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры прикладной физики, Физико-технический институт, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
kireev@anrb.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3550-6541>

*Лиана Ароновна Ковалева*, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной физики, Физико-технический институт, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия  
liana-kovaleva@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8953-6490>

## Information about the authors

*Rim R. Ulikanov*, Head of the Laboratory of Mathematical Modeling and Software Development, Transneft R&D, Moscow, Russia  
ulikanovrr@niitnn.transneft.ru, <https://orcid.org/0009-0000-2581-1182>

*Viktor N. Kireev*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Applied Physics, Institute of Physics and Technology, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia  
kireev@anrb.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3550-6541>

*Liana A. Kovaleva*, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Head of the Department of Applied Physics, Institute of Physics and Technology, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia  
liana-kovaleva@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8953-6490>