Международный научно-исследовательский журнал
«Прогрессивная экономика»
№ 9 / 2026 https://progressive-economy.ru/vypusk_1/risk-orientirovannyj-czifrovoj-dvojnik-truboprovodnoj-logistiki-nefti-i-gaza-prediktivnoe-obsluzhivanie-obnaruzhenie-utechek-i-optimizacziya-potokov/
Научная статья / Original article
Шифр научной специальности ВАК: 5.2.6
УДК 338.47:622.692.4:004.94
DOI: 10.54861/27131211_2026_9_309



РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ТРУБОПРОВОДНОЙ ЛОГИСТИКИ НЕФТИ И ГАЗА: ПРЕДИКТИВНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК И ОПТИМИЗАЦИЯ ПОТОКОВ

Сомов А.Г., *кандидат экономических наук, доцент Высшей школы производственного менеджмента Института промышленного менеджмента, экономики и торговли, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия*
195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29
ORCID: https://orcid.org/0009-0004-2592-9198
e-mail: somovspb@yandex.ru

Жуков В.В., *генеральный директор, АО «Аврора Логистика», г. Мурманск, Россия*
e-mail: Zhukov-vitaly@mail.ru

Скворцов А.В., *заместитель генерального директора по экономике и финансам, АО «Аврора Логистика», г. Мурманск, Россия*
e-mail: i@skvortsovav.ru

Аннотация. Трубопроводный транспорт нефти и газа управляется, как правило, раздельными контурами: диагностика и ремонт, системы обнаружения утечек и диспетчерское распределение потоков опираются на разные данные и разные критерии, хотя решение в одном контуре меняет риск в другом. Цель статьи – разработать риск-ориентированную модель цифрового двойника трубопроводной логистики, в которой прогноз аварий, обнаружение утечек и оптимизация потоков связаны единой мерой ожидаемых денежных потерь. Научная новизна состоит в модели TRIDENT, объединяющей три контура через общий вектор риска сегмента, и в двух эмпирических оценках, редко применяемых в экономике трубопроводного транспорта: фактической кривой вероятности обнаружения утечек штатными системами и эластичности частоты отказов по загрузке давлением, полученной методом квазииндуцированной экспозиции. Информационная база – открытые данные регулятора США PHMSA: 5661 авария на нефте- и продуктопроводах за январь 2010 – май 2025 г., инциденты на газопроводах и

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

протяжённость сетей по годам укладки. Применены пуассоновская регрессия и градиентный бустинг со скользящей проверкой, логистическая регрессия и оптимизация потоков в сети из трёх коридоров. Модель прогноза при диагностике 20% протяжённости охватывает 47,7% будущих отказов против 30,4% при отборе по возрасту. Штатные системы выявили 10,4% аварий на линейной части; вероятность обнаружения утечки объёмом 100 барр. составляет около 15%. Рост загрузки с 50 до 90% допустимого давления повышает частоту отказов по целостности примерно на 44%. При равном бюджете совместное управление снижает ожидаемые потери на 10,6% относительно последовательного и позволяет увеличить прокачку на 3,7% без роста риска. Практическая значимость связана с обоснованием приоритетов диагностики и модернизации систем обнаружения утечек; перспективы – с калибровкой модели на данных российских операторов.

Ключевые слова: цифровой двойник, трубопроводный транспорт, предиктивное обслуживание, обнаружение утечек, оптимизация потоков, риск-ориентированное управление, нефтегазовая логистика.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Сомов А.Г., Жуков В.В., Скворцов А.В. Риск-ориентированный цифровой двойник трубопроводной логистики нефти и газа: предиктивное обслуживание, обнаружение утечек и оптимизация потоков // Прогрессивная экономика. 2026. № 9. С. 309–332. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_9_309.

Статья поступила в редакцию: 09.08.2026 г. Одобрена после рецензирования: 16.09.2026 г. Принята к публикации: 21.09.2026 г.

RISK-AWARE DIGITAL TWIN OF OIL AND GAS PIPELINE LOGISTICS: PREDICTIVE MAINTENANCE, LEAK DETECTION AND FLOW OPTIMIZATION

Somov A.G., *Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Higher School of Industrial Management, Institute of Industrial Management, Economics and Trade, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,*
St. Petersburg, Russia
195251, St. Petersburg, Politechnicheskaya str., 29
ORCID: https://orcid.org/0009-0004-2592-9198
e-mail: somovspb@yandex.ru

Zhukov V.V., *General Director, "Aurora Logistics" JSC, Murmansk, Russia*
e-mail: Zhukov-vitaly@mail.ru

Skvortsov A.V., *Deputy General Director for Economics and Finance, "Aurora Logistics" JSC, Murmansk, Russia*
e-mail: i@skvortsovav.ru

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Abstract. Oil and gas pipelines are usually managed through separate loops: integrity management, leak detection and dispatch rely on different data and criteria, although a decision in one loop changes the risk in the others. The aim of the article is to develop a risk-aware digital twin of pipeline logistics that links failure prediction, leak detection and flow optimization through a single measure of expected monetary loss. The novelty lies in the TRIDENT model, which connects the three loops through a common segment risk vector, and in two empirical estimates rarely used in pipeline economics: the field probability-of-detection curve of installed leak detection systems and the elasticity of failure frequency with respect to pressure utilization obtained by the quasi-induced exposure method. The data are open PHMSA (USA) records: 5,661 hazardous liquid accidents from January 2010 to May 2025, gas transmission incidents and network mileage by installation decade. Poisson regression and gradient boosting with walk-forward validation, logistic regression and flow optimization on a three-corridor network are applied. Inspecting 20% of the network ranked by the model captures 47.7% of future failures against 30.4% for age-based selection. Installed systems identified 10.4% of line-pipe accidents; the probability of detecting a 100-barrel leak is about 15%. Raising utilization from 50 to 90% of the maximum operating pressure increases integrity failure frequency by about 44%. With an equal budget, integrated control reduces expected losses by 10.6% compared with sequential control and allows a 3.7% throughput increase without additional risk. The results support prioritization of inspections and leak detection upgrades; further research concerns calibration on Russian operator data.

Keywords: digital twin, pipeline transport, predictive maintenance, leak detection, flow optimization, risk-aware management, oil and gas logistics.

JEL classification: L95, Q35, D81, C53.

Conflict of interest. The authors declare no conflict of interest.

For citation: Somov A.G., Zhukov V.V., Skvortsov A.V. (2026). Risk-orientirovannyi tsifrovoi dvoinik truboprovodnoi logistiki nefti i gaza: prediktivnoe obsluzhivanie, obnaruzhenie utechek i optimizatsiya potokov [Risk-aware digital twin of oil and gas pipeline logistics: predictive maintenance, leak detection and flow optimization]. Progressivnaya ekonomika [Progressive Economy], 9, 309–332. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_9_309. (In Russ., abstract in Eng.)

The article was submitted to the editorial office: 09/08/2026. Approved after review: 16/09/2026. Accepted for publication: 21/09/2026.

Введение

Трубопроводный транспорт остаётся несущей конструкцией нефтегазовой логистики. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 г. связывает развитие профильного транспорта с реализацией экспортного потенциала топливно-энергетического комплекса [1]. Протяжённость системы ПАО «Транснефть» превышает 67 тыс. км, через неё транспортируется более 84% добываемой в стране нефти [2]. В условиях переориентации экспорта на восточное направление значение имеет не только наращивание мощностей, но и эффективная доступность уже построенной

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

сети: каждая авария означает прямой ущерб и, что для логистики не менее важно, остановку потока [3].

Цифровой двойник трубопровода – синхронизируемая с объектом модель, обновляемая по данным телеметрии и диагностики, – в последние годы превратился из концепции в предмет прикладных разработок. Обзор 2026 г. фиксирует три наиболее активных направления: предиктивное обслуживание, обнаружение утечек и оптимизацию гидравлических режимов [4]. При этом во всех трёх направлениях двойник, как правило, строится для одной задачи. Служба диагностики ранжирует участки по техническому состоянию, служба обнаружения утечек настраивает пороги по частоте ложных срабатываний, диспетчер распределяет объёмы по энергозатратам. Между тем эти решения взаимосвязаны: повышение давления увеличивает вероятность отказа, чувствительность системы обнаружения определяет ущерб от уже случившейся утечки, а наличие резерва в параллельных коридорах – потери от простоя.

Целью статьи является разработка риск-ориентированной модели цифрового двойника трубопроводной логистики, в которой прогноз аварий, обнаружение утечек и оптимизация потоков связаны единой экономической мерой – ожидаемыми денежными потерями, и её количественная апробация на открытых отраслевых данных. Для достижения цели решаются задачи: построить и проверить на отложенных данных модель интенсивности отказов сегментов сети; оценить фактическую вероятность обнаружения утечек штатными системами и эластичность ущерба по объёму разлива; оценить зависимость частоты отказов от загрузки по давлению; сопоставить раздельное, последовательное и совместное управление на модели сети из трёх коридоров.

Обзор литературы

Понятие цифрового двойника восходит к работам М. Гривса и Дж. Викерса, трактовавших двойник как виртуальный эквивалент физической системы, сопровождающий её на всём жизненном цикле [5]. В. Крицингер с соавторами разграничили цифровую модель, цифровую тень и собственно двойник по степени автоматизации обмена данными между объектом и моделью [6]. Эта классификация важна для отрасли: обзор Х. Азими, Р. Шоги и Х. Шири показывает, что значительная часть работ, называющих себя «двойниками трубопровода», соответствует уровню модели или тени, а полевая проверка результатов приводится лишь примерно в пятой части исследований [4].

Наиболее насыщенное направление – обнаружение утечек. В. Аль-Аммари с соавторами предложили двойник газопровода, объединяющий гидравлическую модель и методы машинного обучения, и на промысловом объекте получили определение размера и места утечки с относительной погрешностью менее 3,2% [7]. Д. Ван с соавторами построили двойник по

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

сигналам давления с классификатором на основе метода опорных векторов; точность распознавания составила около 95% на расчётных и 90,5% на стендовых данных [8]. В работах 2026 г. развиваются редуцированные модели, позволяющие вести расчёт в реальном времени по данным датчиков давления на концах участка, и когнитивные архитектуры, объединяющие обнаружение утечек, сетевой обмен и интерфейс оператора [4; 10]. Б. Ку с соавторами применили потоковое динамическое модовое разложение для оперативного управления газовой инфраструктурой [9]. Общая черта этих работ – инженерная постановка: качество оценивается точностью классификации, а не экономическим результатом, и практически все они опираются на стендовые или синтетические данные.

Российские исследования рассматривают цифровые двойники преимущественно как инструмент повышения пропускной способности и надёжности. Н.Р. Строк предложил методологию построения двойника магистрального трубопровода, включающую имитационную модель гидравлики и прогноз технического состояния, и показал его роль в выявлении узких мест экспортных коридоров [11]. Ф.Г. Савин, анализируя воспроизводство экспортной инфраструктуры, ввёл условный коэффициент эффективности, отражающий доступность мощности с учётом ремонтов и сбоев, и показал чувствительность экспортного потока к этому коэффициенту [3]. Однако в обеих работах связь между техническим состоянием, режимом эксплуатации и потоком задаётся экспертно, без эмпирической оценки.

Статистическая линия исследований опирается на базу отчётов об авариях регулятора США PHMSA. Ч. Лам и В. Чжоу по данным о газопроводах оценили частоту разрывов и выделили внешнюю коррозию как ведущую причину [12]. Я. Шэнь и В. Чжоу сопоставили статистику аварий в Канаде и США и показали, что годовая частота аварий на нефтепроводах имеет порядок 10^{-3} на километр [13]. П. Кумари с соавторами построили модель прогноза коррозионных аварий на основе нейронной сети и байесовского анализа [14]. Э. Вари, В. Чжу и Г. Лим сформулировали задачу оптимизации обслуживания трубопроводов как частично наблюдаемый марковский процесс [15]. Э. Рамезанпур и А. Хейнен в 2026 г. по тем же данным PHMSA оценили вероятность и продолжительность остановок нефтепроводов после аварий [16], тем самым связав безопасность с логистикой. В российском регулировании риск-ориентированный подход закреплён в руководствах Ростехнадзора по анализу опасностей и по установлению допустимого риска аварий на объектах нефтегазового комплекса [17; 18].

Анализ литературы позволяет выделить три пробела. Во-первых, три задачи цифрового двойника решаются раздельно, и выигрыш от их совместного решения не оценивался. Во-вторых, модели обнаружения утечек сравниваются по точности на стенде, тогда как фактическая чувствительность

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

эксплуатируемых систем в сети остаётся неизвестной. В-третьих, зависимость частоты отказов от режима эксплуатации, необходимая для оптимизации потоков с учётом риска, эмпирически почти не оценивалась: базы аварий не содержат данных о режиме участков, где аварий не было. На эти пробелы и направлена предлагаемая модель.

Материалы и методы

Информационную базу составляют официальные открытые данные PHMSA: отчёты операторов об авариях на нефте- и продуктопроводах по форме F 7000-1 и об инцидентах на газопроводах по форме F 7100.2 [19], а также годовые отчёты операторов о протяжённости сетей по десятилетиям укладки [20] (табл. 1). Данные PHMSA выбраны потому, что это единственный доступный массив, в котором аварии описаны на уровне отдельного события (причина, год укладки трубы, давление, канал обнаружения, объём разлива, ущерб, время остановки и пуска) и одновременно известна подверженность риску – протяжённость сети по возрасту. Стоимостные показатели приведены к ценам 2024 г. по индексу потребительских цен США [24].

Из массива аварий выделена линейная часть – участки трубопровода с крановыми узлами, где отказал сам трубный элемент (тело трубы или сварной шов); аварии на насосных станциях и в резервуарных парках исключены, поскольку для них нет данных о подверженности. Причины сгруппированы в отказы по целостности (коррозия, дефекты трубы и сварных швов) и прочие (внешнее, в том числе земляные работы, природное воздействие, эксплуатационные ошибки). Для панельного анализа аварии 2010–2020 гг. сопоставлены с ячейками протяжённости по оператору, штату, продукту и десятилетию укладки; на уровне ячейки сопоставлено 86,7% аварий, на уровне оператора – 98,7%.

Таблица 1

Информационная база исследования

Table 1

Research data

Массив	Период	Объём	Использование
Аварии на нефте- и продуктопроводах (F 7000-1)	01.2010–05.2025	5661 авария; 1076 на линейной части	Контуры P, L, F
Инциденты на газопроводах (F 7100.2)	01.2010–2025	1902 инцидента; 566 на линейной части в 2010–2020 гг.	Контур P (сравнение)
Протяжённость нефте- и продуктопроводов по десятилетиям укладки	2010–2020	41 555 ячеек «оператор – штат – продукт – десятилетие – год»; 3,63 млн км·лет	Контур P
Протяжённость газопроводов по десятилетиям укладки	2010–2020	около 5,4 млн км·лет	Контур P (сравнение)

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Источник: составлено авторами по данным [19; 20]
Source: compiled by the authors based on [19; 20]

Предлагаемая модель названа TRIDENT (Triple Risk-Integrated Digital twin for ENergy Transport) и включает слой данных, слой состояния и три контура решений, объединённых интегратором (рис. 1). Центральным объектом является вектор риска сегмента s: частота аварий λ_s (на 1000 км в год), средний прямой ущерб C_s, ожидаемая продолжительность простоя T_s, загрузка по давлению r_s и невосполнимый дефицит потока при отказе S_s. Ожидаемые денежные потери сегмента определяются по формуле (1):

$$R_s = \lambda_s(r_s) \cdot L_s \cdot [\, C_s + P_{ост} \cdot T_s \cdot v \cdot S_s \,], \quad (1)$$

где L_s – протяжённость, тыс. км; $P_{ост}$ – вероятность остановки перекачки после аварии; v – ценность непоставленной тонны; S_s – поток, который нельзя перераспределить на другие коридоры на время простоя. Каждый контур изменяет один или несколько элементов вектора, поэтому их решения сопоставимы в единой денежной мере.



Рис. 1. Архитектура риск-ориентированного цифрового двойника TRIDENT

Источник: составлено авторами

Fig. 1. Architecture of the TRIDENT risk-aware digital twin

Source: compiled by the authors

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Контур P: прогноз интенсивности отказов

Число отказов по целостности N_{it} в ячейке i в году t описывается пуассоновской моделью с экспозицией – протяжённостью m_{it}:

$$N_{it} \sim Poisson(\mu_{it}), \quad \mu_{it} = m_{it} \cdot exp(\, f(x_{it}) \,), \qquad (2)$$

где x_{it} включает десятилетие укладки, продукт, штат, размер оператора и две характеристики истории аварий, рассчитанные только по прошлым годам. История сглаживается эмпирическим байесовским методом [22], чтобы короткая история малого оператора не давала крайних оценок (3):

$$\rho_{op,t} = (\, n_{op,t-3..t-1} + a \,) \, / \, (\, (\, m_{op,t-3..t-1} + a \, / \, \bar{\lambda}) \cdot \bar{\lambda}), \qquad (3)$$

где n и m – число аварий и протяжённость оператора за три предыдущих года, $\bar{\lambda}$ – средняя интенсивность по сети, a = 2 – сила сглаживания. Аналогично рассчитывается история самой ячейки. Сравниваются четыре спецификации: M0 – одинаковая интенсивность на километр; M1 – только десятилетие укладки (отбор по возрасту, типичный для практики); M2 – пуассоновская обобщённая линейная модель со всеми признаками; M3 – градиентный бустинг деревьев [21] с пуассоновской функцией потерь. Проверка выполнена скользящим окном: модель обучается на 2011…t–1 гг. и прогнозирует год t для t = 2015…2020. Экономически значимой метрикой служит доля охвата CAP(x) – доля будущих аварий, приходящихся на x% протяжённости с наибольшей прогнозной интенсивностью: именно столько отказов может предотвратить программа диагностики заданного объёма.

Контур L: обнаружение утечек

Фактическая чувствительность штатных систем оценивается по авариям на участках, где система расчётного мониторинга (СОУ) была установлена. Вероятность того, что аварию выявили СОУ, данные SCADA или диспетчер, описывается логистической моделью от объёма разлива V и типа нарушения:

$$POD(V) = 1 \, / \, (\, 1 + exp(\, -(b_0 + b_1 \cdot lg \, V + b_2 \cdot Разрыв) \,) \,). \qquad (4)$$

Эластичность прямого ущерба по объёму η оценивается регрессией $\ln C = \alpha + \eta \cdot \ln V$ с контролем типа нарушения, продукта, причины, года и попадания продукта в зону повышенных последствий. Если бы система обнаруживала медленную утечку при объёме h, её объём не превысил бы h, а ущерб сократился бы пропорционально $(h / V)^{\eta}$. Средний предотвращаемый ущерб в расчёте на одну аварию равен

$$A(h) = (1/N) \cdot \Sigma_{i:\, утечка,\, V_fi \,>\, h\}} \, C_i \cdot [\, 1 - (h / V_i)^{\eta} \,], \qquad (5)$$

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

а годовая ценность повышения чувствительности до уровня h для сегмента с интенсивностью λ_s – $WTP_s(h) = \lambda_s \cdot A(h)$. Эта величина задаёт предельные затраты на модернизацию и ложные срабатывания, при которых модернизация окупается, и зависит от интенсивности отказов, оцениваемой в контуре P.

Контур F: оптимизация потоков с учётом риска

Базы аварий содержат давление в момент аварии, но не содержат режима участков, где аварий не было, поэтому прямая оценка зависимости частоты отказов от давления невозможна. Для её получения применён метод квазииндуцированной экспозиции, разработанный в безопасности дорожного движения [23]: в качестве контрольной группы используются аварии, вероятность которых от давления практически не зависит, – механические повреждения при земляных работах и иные внешние воздействия. Если распределение загрузки r (отношение давления к максимально допустимому) в контрольной группе отражает распределение режимов в сети, то коэффициент β логистической модели «отказ по целостности против внешнего повреждения» оценивает эластичность частоты отказов по целостности: $\lambda_{цел}(r) \propto \exp(\beta \cdot r)$. Поскольку давление по длине перегона снижается от нагнетания к всасыванию, средний по длине множитель при загрузке на нагнетании $r_н$ равен

$$\varphi(r_н) = [\, \exp(\beta \cdot r_н) - 1 \,] / (\, \beta \cdot r_н \cdot M \,), \quad M = E_{контр}[\, \exp(\beta \cdot r) \,], \qquad (6)$$

где нормировка M обеспечивает совпадение с наблюдаемой средней интенсивностью. Гидравлика коридора описывается формулой Дарси – Вейсбаха с коэффициентом трения по Суами – Джейну; мощность насосов $N_c = Q_c \cdot \Delta p_c / \eta_н$, загрузка $r_c = \Delta p_c(Q_c) / \Delta p_c(Q_c^{max})$. При отказе коридора с поток перераспределяется на другие коридоры в пределах их резерва, а невосполнимый дефицит равен

$$S_c = max(\, 0;\, Q_c - \Sigma_{j \neq c} \,(\, Q_j^{max} - Q_j \,)\,) \qquad (7)$$

Задача интегратора – минимизация суммы затрат на электроэнергию и ожидаемых потерь (1) при заданной суммарной прокачке D:

$$min\ \Sigma_c \,[\, p_{эл} \cdot 8760 \cdot N_c + R_c \,], \quad \Sigma_c\, Q_c = D, \quad 0 \le Q_c \le Q_c^{max}, \qquad (8)$$

где $\lambda_c = \lambda_{цел,c} \cdot \varphi(r_c) \cdot (1 - \varepsilon \cdot d_c) + \lambda_{проч,c}$; $d_c \in \{0; 1\}$ – проведение адресной диагностики и ремонта в коридоре с с долей предотвращаемых отказов ε; $C_c = \bar{C} - \ell_c \cdot A(h)$ – ущерб с учётом модернизации СОУ ($\ell_c \in \{0; 1\}$). Сравниваются четыре режима управления: S0 – раздельный (потоки по минимуму энергозатрат, без диагностики и модернизации); S1 – потоки с учётом риска; S2 – последовательный (потоки как в S0, диагностика и

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

модернизация СОУ в самом старом коридоре); S3 – совместный (места диагностики, модернизации и потоки выбираются одновременно при том же бюджете: один коридор для диагностики и один для модернизации СОУ). Расчёты выполнены на языке Python с использованием библиотек statsmodels и scikit-learn.

Интенсивность отказов и прогноз (контур Р)

За 2010–2020 гг. на линейной части нефте- и продуктопроводов произошло 829 аварий, из них 574 (69,2%) – отказы по целостности. Средняя интенсивность составила 0,158 отказа по целостности и 0,229 аварии всех причин на 1000 км в год. Это ниже порядка 10^{-3} на километр, приводимого в [13] для всех аварий нефтепроводов, поскольку в выборку включена только линейная часть: на насосные станции, терминалы и резервуарные парки приходится 81% аварий массива. Интенсивность монотонно снижается с годом укладки трубы (табл. 2): трубы 1950–1960-х гг. отказывают в 3,5 раза чаще труб 2000-х гг. Исключение составляют трубы 2010-х гг.: их интенсивность (0,083) выше, чем у предыдущего десятилетия, что соответствует известному эффекту приработочных отказов – дефектов строительства и изготовления, проявляющихся в первые годы службы. Для двойника это означает, что возраст не является достаточным признаком риска.

Таблица 2

Интенсивность аварий на линейной части нефте- и продуктопроводов по десятилетиям укладки, 2010–2020 гг.

Table 2

Line-pipe accident rates of hazardous liquid pipelines by installation decade, 2010–2020

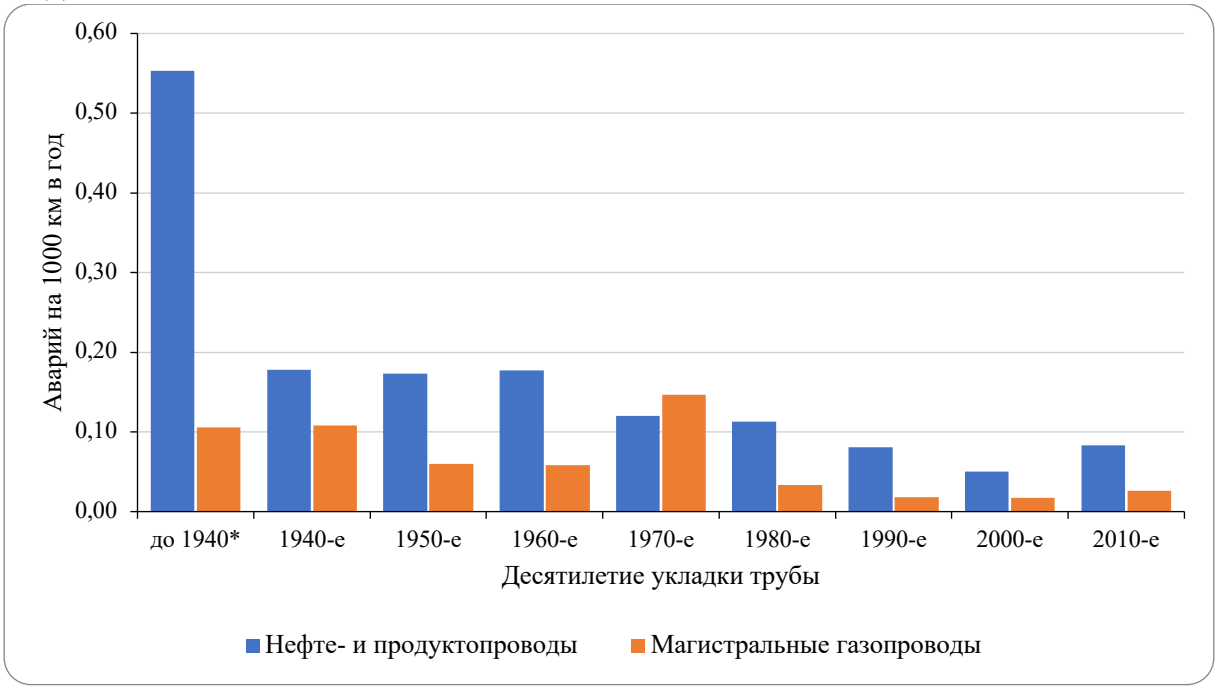
Десятилетие укладки	Экспозиция, тыс. км·лет	Отказов по целостности	Интенсивность по целостности, на 1000 км·год [95% ДИ]	Интенсивность, все причины
До 1920 г. и неизвестно	120,3	102	0,848 [0,692; 1,030]	1,131
1920-е	42,6	16	0,376 [0,215; 0,610]	0,422
1930-е	86,9	20	0,230 [0,141; 0,355]	0,311
1940-е	269,4	48	0,178 [0,131; 0,236]	0,275
1950-е	606,0	105	0,173 [0,142; 0,210]	0,276
1960-е	603,0	107	0,177 [0,145; 0,214]	0,255
1970-е	533,1	64	0,120 [0,092; 0,153]	0,180
1980-е	310,0	35	0,113 [0,079; 0,157]	0,139
1990-е	334,9	27	0,081 [0,053; 0,117]	0,110
2000-е	300,1	15	0,050 [0,028; 0,082]	0,087
2010-е (с 2020 г.)	421,5	35	0,083 [0,058; 0,115]	0,121
Сеть в целом	3627,7	574	0,158	0,229

Источник: расчёты авторов по данным [19; 20]; доверительные интервалы – точные пуассоновские

Source: authors' calculations based on [19; 20]; exact Poisson confidence intervals

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для магистральных газопроводов средняя интенсивность отказов по целостности в 2,6 раза ниже (0,062 на 1000 км в год по 330 отказам), но профиль по возрасту иной (рис. 2): вместо плавного снижения наблюдается выраженный пик у труб 1970-х гг. (0,147), тогда как трубы 1950–1960-х гг. отказывают реже (0,058–0,060). Следовательно, возрастные правила ранжирования, перенесённые с нефтепроводов на газопроводы, дадут систематическую ошибку, а двойник должен калиброваться отдельно для каждого класса сетей.



* включая трубы с неизвестным годом укладки
* including pipe with unknown installation year

Рис. 2. Интенсивность отказов по целостности на линейной части по десятилетиям укладки, 2010–2020 гг.

Источник: расчёты авторов по данным [19; 20]

Fig. 2. Integrity failure rates of line pipe by installation decade, 2010–2020

Source: authors' calculations based on [19; 20]

Результаты скользящей проверки приведены в табл. 3. Отбор по возрасту (М1) почти не улучшает прогноз по сравнению с одинаковой интенсивностью: доля объяснённого отклонения близка к нулю, а при диагностике 20% протяжённости охватывается 30,4% будущих отказов. Градиентный бустинг (М3) снижает пуассоновское отклонение на 8,5% и охватывает 47,7% отказов при том же объёме диагностики. Бутстреп по операторам (500 повторений) даёт для М3 95%-ный интервал охвата 39,6–56,6%, а для разности М3 и М1 – 8,8–28,3 п.п.; во всех шести годах проверки М3 превосходит М1 (42–58% против 25–34%). Модель слегка завышает общее

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

число отказов (285 против 260), что объясняется снижением аварийности во времени.

Таблица 3

Качество прогноза отказов по целостности на отложенных данных, 2015–2020 гг.

Table 3

Out-of-sample performance of integrity failure prediction, 2015–2020

Модель	Снижение отклонения D^2, %	Охват при 10% протяжённости, %	Охват при 20% протяжённости, %	Коэффициент Джини
M0 – одинаковая интенсивность	0,0	10,0	20,0	0,00
M1 – десятилетие укладки	–0,1	17,3	30,4	0,18
M2 – пуассоновская GLM	2,9	28,5	36,9	0,24
M3 – градиентный бустинг	8,5	33,9	47,7	0,38

24 680 ячеек и 260 отказов в годы проверки; для M0 охват соответствует случайному отбору
24,680 cells and 260 failures in test years; for M0 capture equals random selection

Источник: расчёты авторов
Source: authors' calculations

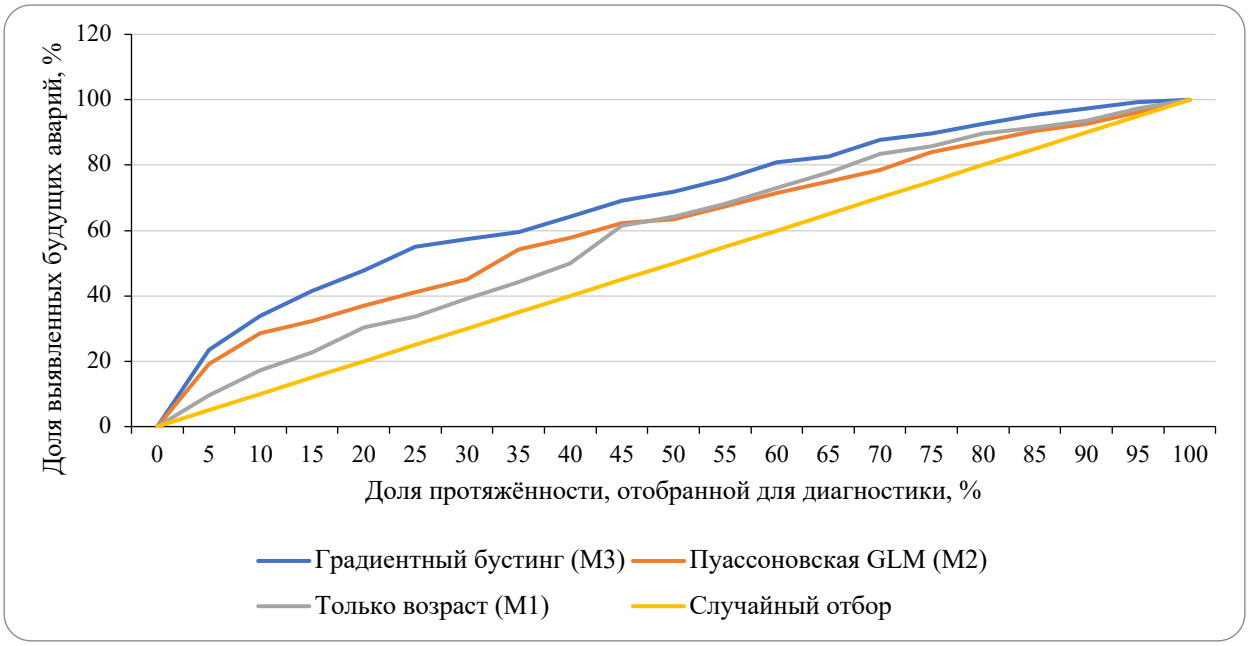


Рис. 3. Кривые охвата будущих отказов при адресной диагностике

Источник: расчёты авторов по данным [19; 20]

Fig. 3. Capture curves of future failures under targeted inspection

Source: authors' calculations based on [19; 20]

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Наиболее сильными признаками оказались сглаженная история аварий оператора и самой ячейки. В пуассоновской модели по всей выборке эластичность интенсивности по относительной аварийности оператора составила 0,75 (стандартная ошибка 0,13), по истории ячейки – 1,12 (0,24); при прочих равных интенсивность снижалась на 5,1% в год (p = 0,005). Отказы, таким образом, «наследуются»: участки, где уже случались аварии, остаются источником повышенного риска и после ремонта. Экономический смысл результата (рис. 3) виден при переводе в денежную форму. При средней интенсивности 0,158 и среднем ущербе 4,07 млн долл. отбор 20% протяжённости по модели M3 концентрирует отказы с плотностью в 2,4 раза выше средней. Если адресные диагностика и ремонт предотвращают половину отказов на обследованных участках, ожидаемый предотвращённый ущерб составляет около 0,77 млн долл. на 1000 км в год против 0,49 млн долл. при отборе по возрасту и 0,32 млн долл. при случайном отборе. Разница задаёт предельную годовую стоимость диагностики, при которой её переход с возрастного правила на модельное окупается.

Обнаружение утечек (контур L)

Каналы обнаружения аварий на линейной части приведены в табл. 4. Штатные системы – СОУ и данные SCADA – выявили лишь 10,4% аварий, ещё 3,0% – диспетчер. Большую часть аварий обнаружили население и сторонние организации (33,4%), персонал оператора (27,0%) и обходы и облёты трассы (12,0%). Структура объёмов показывает причину: медианный разлив при обнаружении системой составляет 934 барр., а 39,3% таких аварий – разрывы, тогда как утечки, найденные населением, в медиане составляют 31 барр., обходами – 9 барр. Системы видят крупные события, а мелкие и средние утечки остаются на человеческом контуре.

Таблица 4

Каналы обнаружения аварий на линейной части нефте- и продуктопроводов, 2010–05.2025

Table 4

Detection channels of line-pipe accidents, 2010–05.2025

Канал обнаружения	Аварий	Доля, %	Медианный объём, барр.	Медианный ущерб, тыс. долл. 2024 г.	Доля разрывов, %
СОУ и данные SCADA	112	10,4	934	1361	39,3
Диспетчер	32	3,0	327	1461	34,4
Население, сторонние организации, аварийные службы	359	33,4	31	358	3,3

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Персонал оператора и подрядчиков	290	27,0	3,9	172	4,1
Обходы и облёты трассы	129	12,0	8,8	133	1,6
Прочие каналы	94	8,7	7,5	280	5,3
Не указан	60	5,6	1,0	28	0,0

Источник: расчёты авторов по данным [19]
Source: authors' calculations based on [19]

Логистическая модель (4), оценённая по 610 авариям на участках с установленной СОУ (115 выявлены системой или диспетчером), даёт b_1 = 0,887 (стандартная ошибка 0,125) на порядок объёма и b_2 = 2,15 (0,39) для разрывов; площадь под ROC-кривой – 0,87. Для утечек вероятность обнаружения при объёме 10 барр. составляет 6,8%, при 100 барр. – 15,0%, при 1000 барр. – 30,0%; для разрывов – 38,6, 60,4 и 78,7% соответственно (рис. 4). Иными словами, эксплуатируемые системы в среднем достигают 50%-ной вероятности обнаружения разрыва уже при 33 барр., тогда как для медленных утечек этот уровень лежит за пределами основной массы наблюдений. Это эмпирически подтверждает вывод обзора [4] о разрыве между стендовой точностью методов и их полевой эффективностью.

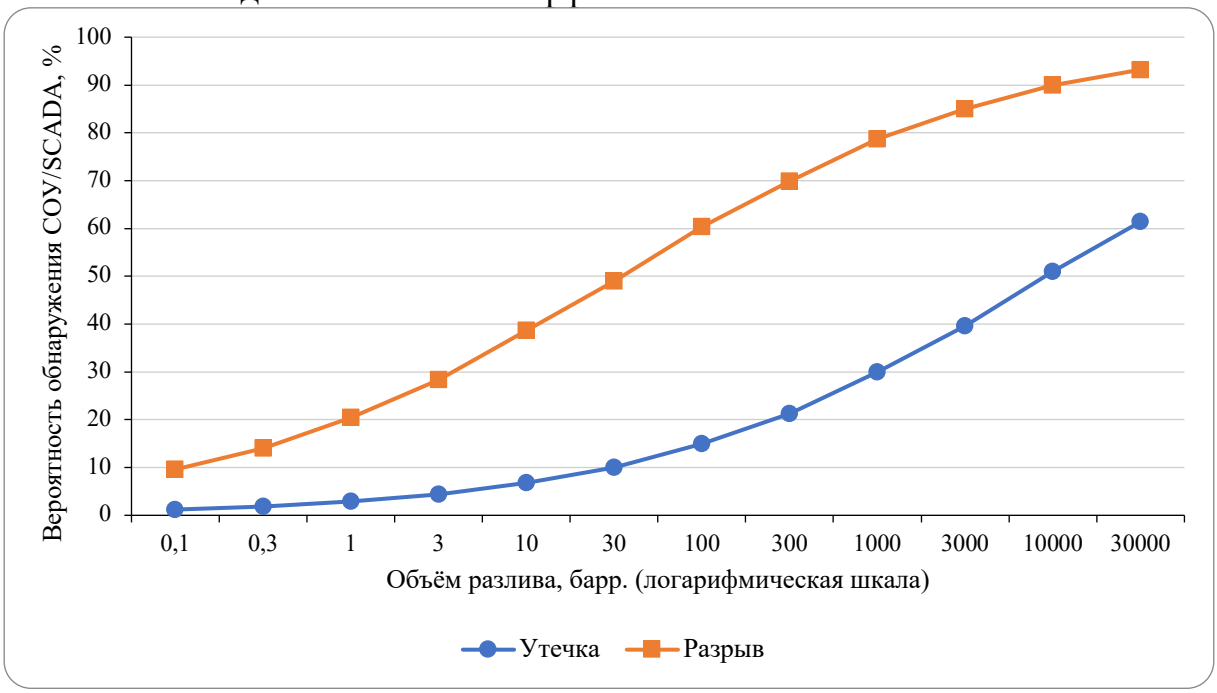


Рис. 4. Фактическая вероятность обнаружения аварии системами СОУ/SCADA в зависимости от объёма разлива

Источник: расчёты авторов по данным [19]

Fig. 4. Field probability of accident detection by CPM/SCADA systems versus release volume

Source: authors' calculations based on [19]

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Эластичность прямого ущерба по объёму разлива составила η = 0,344 (0,019; n = 1066; R^2 = 0,45): удвоение объёма повышает ущерб примерно на 27%; попадание продукта в зону повышенных последствий увеличивает ущерб в 1,8 раза. Средний ущерб одной аварии – 4,07 млн долл. при медиане 0,26 млн долл., что указывает на тяжёлый хвост распределения. Предотвращаемый ущерб (5) при повышении чувствительности до обнаружения утечки объёмом 10 барр. равен 0,78 млн долл. на аварию (19,2% среднего ущерба), 50 барр. – 0,61 млн долл. (15,0%), 100 барр. – 0,53 млн долл. (12,9%), 500 барр. – 0,33 млн долл. (8,1%). Оценка является верхней границей, поскольку не учитывает объём, вытекающий между обнаружением и отсечением участка.

Годовая ценность модернизации СОУ сильно различается по сегментам (табл. 5): для труб 1950-х гг. при чувствительности 50 барр. она составляет 168 тыс. долл. на 1000 км в год, для труб 2000-х гг. – 53 тыс. долл., для участков с неизвестным годом укладки – 691 тыс. долл. Равномерная по сети модернизация поэтому неэффективна: если модернизировать 20% протяжённости в порядке убывания прогнозного риска по модели M3, на эти участки приходится 47,7% будущих аварий, а при выборе по возрасту – 30,4%. Именно здесь контур L использует выход контура P.

Таблица 5

Годовая ценность повышения чувствительности СОУ по классам сегментов, тыс. долл. на 1000 км в год

Table 5

Annual value of leak detection sensitivity upgrade by segment class, USD thousand per 1000 km per year

Десятилетие укладки	Аварий (все причины) на 1000 км·год	h = 10 барр.	h = 50 барр.	h = 100 барр.	h = 500 барр.
До 1920 г. и неизвестно	1,131	882	691	594	374
1950-е	0,276	215	168	145	91
1960-е	0,255	199	156	134	85
1970-е	0,180	141	110	95	60
1980-е	0,139	108	85	73	46
1990-е	0,110	86	67	58	37
2000-е	0,087	68	53	46	29
2010-е	0,121	94	74	64	40

Источник: расчёты авторов по формуле (5) и данным табл. 2
Source: authors' calculations using equation (5) and Table 2

Режим, простой и распределение потоков (контур F)

Оценка методом квазииндуцированной экспозиции по 866 авариям (659 отказов по целостности и 207 внешних повреждений) дала β = 0,91 (стандартная ошибка 0,30; p = 0,003; бутстреп-интервал 0,35–1,53). С контролем возраста трубы и продукта (n = 786) β = 0,82 (0,33; p = 0,014).

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Средняя загрузка в момент аварии составила 0,435 для отказов по целостности и 0,370 для внешних повреждений; доля аварий при загрузке выше 70% – 21,2 и 10,6% соответственно. Рост загрузки с 50 до 90% допустимого давления повышает частоту отказов по целостности в $\exp(0{,}91 \cdot 0{,}4) \approx 1{,}44$ раза. Оценка, вероятно, консервативна: если вероятность выхода продукта при механическом повреждении тоже растёт с давлением, истинная эластичность выше.

Остановка перекачки последовала за 81,2% аварий на линейной части. Продолжительность простоя по 777 авариям имеет медиану 72,5 ч, среднее 360,9 ч и 90-й перцентиль 644 ч; для природных воздействий медиана достигает 427 ч. Ожидаемые 293 ч простоя на аварию означают, что для загруженного коридора потери от непоставки сопоставимы с прямым ущербом или превышают его, если поток нельзя перераспределить. Этот результат согласуется с выводами [16] о значимости длительности остановок.

Контур F апробирован на условной сети из трёх параллельных коридоров протяжённостью по 1000 км, различающихся возрастом и диаметром (табл. 6). Интенсивности отказов коридоров взяты из табл. 2, эластичность β и параметры простоя – из приведённых выше оценок; гидравлические параметры рассчитаны для нефти плотностью 860 кг/м³ и вязкостью 10 сСт. Сеть условна: она служит для сопоставления режимов управления при реальных эмпирических параметрах риска, а не для описания конкретного объекта.

Таблица 6

Параметры условной сети из трёх коридоров

Table 6

Parameters of the stylized three-corridor network

Параметр	Коридор A	Коридор B	Коридор C
Годы укладки труб	1950–1960-е	1970–1980-е	2000–2010-е
Внутренний диаметр, м	0,8	1,0	1,0
Пропускная способность, млн т/год	30	45	45
Отказы по целостности, на 1000 км·год	0,175	0,117	0,069
Прочие аварии, на 1000 км·год	0,090	0,047	0,037
Удельный расход энергии при полной загрузке, кВт·ч на 1000 т·км	17,8	12,6	12,6
Общие параметры	D = 90 млн т/год; $p_{эл}$ = 0,08 долл./кВт·ч; КПД насосов 0,8; v = 15 долл./т; $\bar{C}$ = 4,07 млн долл.; $P_{ост}$ = 0,81; $\bar{T}$ = 361 ч; ε = 0,5; h = 50 барр.; β = 0,91; протяжённость каждого коридора 1000 км		

Источник: интенсивности, β, $P_{ост}$, $\bar{T}$, $\bar{C}$ и A(h) – расчёты авторов по данным [19; 20]; $p_{эл}$, v, ε – допущения, проверяемые анализом чувствительности

Source: rates, β, P_{sd}, $\bar{T}$, $\bar{C}$ and A(h) – authors' estimates based on [19; 20]; p_{el}, v, ε – assumptions tested in the sensitivity analysis

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Результаты сравнения режимов управления приведены в табл. 7. Первый результат оказался неожиданным: учёт риска в распределении потоков сам по себе (S1) почти ничего не даёт – выигрыш составляет около 0,2 тыс. долл. в год при затратах на энергию 57,9 млн долл. При загрузке сети 75% предельные затраты на энергию на два порядка превышают предельный риск, а энергетически оптимальное распределение уже оставляет резерв для перераспределения потока при отказе самого старого коридора. Это важный для практики вывод: риск-ориентированная диспетчеризация в условиях умеренной загрузки не является источником значимого эффекта, и ожидать его от «умного» управления потоками без изменения технического состояния сети не следует.

Таблица 7

Сравнение режимов управления сетью при прокачке 90 млн т/год, млн долл. в год

Table 7

Comparison of network control modes at 90 Mt/year throughput, USD million per year

Показатель	S0 раздельный	S1 потоки с учётом риска	S2 последова-тельный	S3 совместный (TRIDENT)	S3 к S2, %
Распределение потока A / B / C, млн т/год	19,5 / 35,3 / 35,3	19,5 / 35,2 / 35,3	19,5 / 35,3 / 35,3	19,5 / 35,3 / 35,3	–
Диагностика / модернизация СОУ	– / –	– / –	A / A	B / A	–
Ожидаемое число аварий, в год	0,502	0,502	0,427	0,447	+4,7
Прямой ущерб	2,044	2,044	1,635	1,671	+2,2
Потери от простоя	1,965	1,964	1,965	1,548	–21,2
Ожидаемые потери, всего	4,009	4,009	3,600	3,219	–10,6
Затраты на энергию	57,88	57,88	57,88	57,88	0,0
Предельная прокачка без роста риска относительно S0, млн т/год	90,0	90,0	–	93,3	–

Источник: расчёты авторов
Source: authors' calculations

Второй результат касается выбора места диагностики. Последовательный режим S2 направляет диагностику в самый старый коридор A с наибольшей интенсивностью отказов и снижает ожидаемые потери на 10,2%. Совместный режим S3 выбирает коридор B, хотя его интенсивность ниже, и снижает потери на 19,7% относительно S0 и на 10,6% относительно S2 при том же бюджете. Причина – в логистической стоимости отказа: при текущем распределении поток коридора A при его остановке полностью перераспределяется на B и C, и простой A не вызывает недопоставки, тогда как остановка B оставляет невосполнимый дефицит 15 млн т/год. Ожидаемых

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

аварий в S3 больше, чем в S2 (0,447 против 0,427), но их последствия для поставок меньше. Модернизация СОУ при этом остаётся в коридоре А: она снижает прямой ущерб, который зависит от частоты аварий, а не от роли коридора в потоке. Контуры P и L, таким образом, должны использовать разные критерии приоритета, и именно общий вектор риска двойника позволяет их согласовать.

Третий результат – ценность совместного управления в терминах пропускной способности. Ожидаемые потери растут с прокачкой нелинейно: при раздельном управлении – от 1,9 млн долл. при 70 млн т/год до 11,5 млн долл. при 115 млн т/год, поскольку одновременно растут загрузка по давлению и невосполнимый дефицит при отказе (рис. 5). Совместный режим сдвигает эту зависимость вниз на 15–20% и позволяет увеличить прокачку с 90 до 93,3 млн т/год (на 3,7%), не превышая уровня ожидаемых потерь раздельного режима. В терминах подхода [3] это эквивалентно повышению коэффициента эффективной доступности сети без капитального строительства.

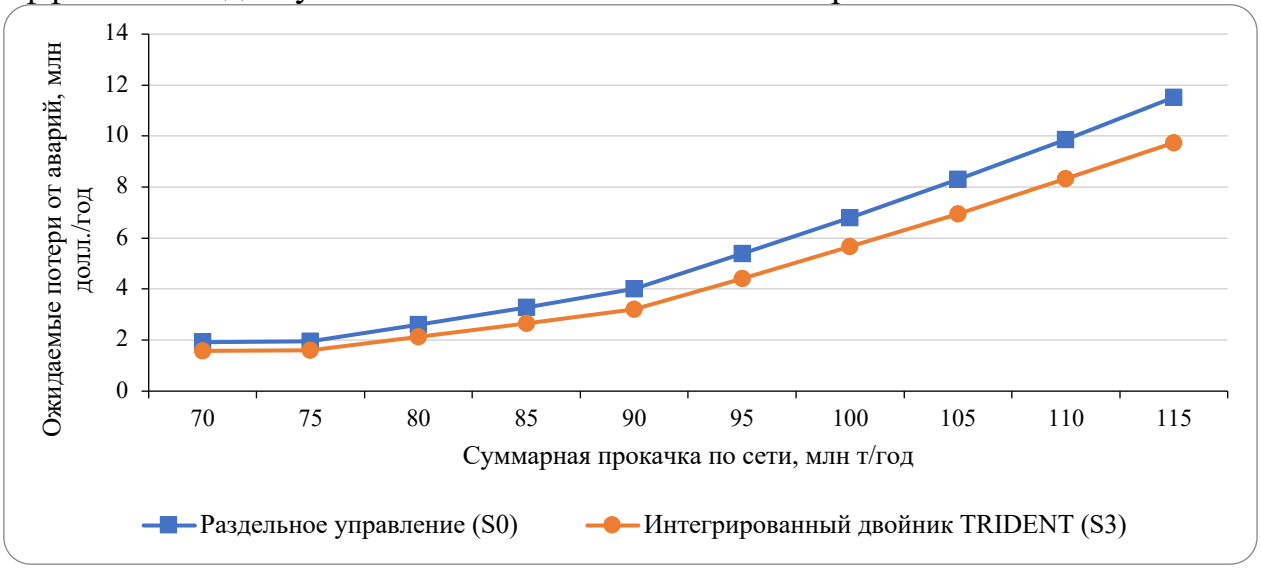


Рис. 5. Ожидаемые потери от аварий в зависимости от суммарной прокачки

Источник: расчёты авторов

Fig. 5. Expected accident losses versus total throughput

Source: authors' calculations

Анализ чувствительности охватил 12 сочетаний допущений: ценность непоставленной тонны 5, 15 и 30 долл./т, доля предотвращаемых отказов 0,3 и 0,7, медианная или средняя продолжительность простоя. Совместный режим во всех случаях не хуже последовательного; выигрыш относительно раздельного режима составил 0,30–1,63 млн долл. в год на 3000 км, относительно последовательного – от 0 до 1,12 млн долл. Диагностика направлялась в коридор B в 10 случаях из 12: в коридор A – только при минимальной ценности непоставки и коротком простое, когда логистическая составляющая риска мала. Снижение ожидаемых потерь составило 13–27%.

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Выигрыш совместного управления растёт с ценностью непоставки и продолжительностью простоя, то есть он наибольший именно для экспортных коридоров с высокой стоимостью срыва поставок.

Для российских операторов результаты имеют три следствия. Во-первых, методики допустимого риска Ростехнадзора [17; 18] ориентированы на частоту и тяжесть аварий; включение логистической составляющей – невосполнимого дефицита потока – меняет приоритеты технического обслуживания и может быть учтено при обосновании безопасности. Во-вторых, модернизацию систем обнаружения утечек целесообразно планировать по прогнозной интенсивности отказов, а не равномерно по сети. В-третьих, при планировании прироста экспорта без нового строительства эффект цифрового двойника проявляется не в диспетчеризации как таковой, а в согласовании диагностики с ролью участка в потоке. Ограничения исследования связаны с использованием данных США, отражающих американские нормы проектирования и отчётности; с условной конфигурацией сети; с допущением о доле предотвращаемых отказов; с верхнеграничным характером оценки (5) и с предпосылкой метода квазииндуцированной экспозиции о независимости контрольных аварий от давления.

Заключение

В статье предложена модель риск-ориентированного цифрового двойника трубопроводной логистики TRIDENT, в которой три контура – прогноз отказов, обнаружение утечек и оптимизация потоков – связаны общим вектором риска сегмента и единой мерой ожидаемых денежных потерь, включающей прямой ущерб и потери от простоя.

Апробация на открытых данных PHMSA дала следующие результаты. Интенсивность отказов по целостности нефтепроводов снижается с 0,17–0,18 на 1000 км в год для труб 1950–1960-х гг. до 0,05 для труб 2000-х гг., но трубы 2010-х гг. отказывают чаще за счёт приработочных дефектов, а у газопроводов пик приходится на трубы 1970-х гг. Модель градиентного бустинга с эмпирически сглаженной историей аварий при диагностике 20% протяжённости охватывает 47,7% будущих отказов против 30,4% при возрастном отборе. Эксплуатируемые системы обнаружения утечек выявили 10,4% аварий на линейной части, вероятность обнаружения утечки объёмом 100 барр. составляет около 15%; повышение чувствительности до 50 барр. снижает ожидаемый ущерб на 15% и имеет годовую ценность от 53 до 168 тыс. долл. на 1000 км в зависимости от возраста трубы. Эластичность частоты отказов по загрузке давлением $\beta = 0{,}91$ означает рост частоты на 44% при увеличении загрузки с 50 до 90%.

На условной сети из трёх коридоров показано, что учёт риска в распределении потоков без изменения технического состояния даёт пренебрежимо малый эффект, тогда как совместный выбор мест диагностики,

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

модернизации и потоков снижает ожидаемые потери на 10,6% относительно последовательного подхода при том же бюджете и позволяет увеличить прокачку на 3,7% без роста риска. Ключевой механизм – учёт роли участка в потоке: диагностику выгоднее направлять не в самый аварийный, а в наименее резервируемый коридор. Перспективы исследования связаны с калибровкой модели на данных российских операторов, заменой условной сети реальной топологией с суточными режимами, переходом от ожидаемых потерь к мерам хвостового риска с учётом тяжёлого распределения ущерба и интеграцией с потоковыми данными SCADA для оперативного обновления вектора риска.

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2025 г. № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года». URL: https://government.ru/docs/54754/.

2. ПАО «Транснефть». Годовой отчет за 2024 год. URL: https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx.

3. Савин Ф. Г. Роль мер государственной поддержки в воспроизводстве экспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса // Прогрессивная экономика. 2026. № 8. С. 389–404. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_8_389.

4. Azimi H., Shoghi R., Shiri H. Digital Twin Technology in Pipeline Engineering: A Study Review of Applications, Challenges, and Future Directions // Technologies. 2026. Vol. 14. No. 8. Article 479. https://doi.org/10.3390/technologies14080479.

5. Grieves M., Vickers J. Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems // Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems. Cham: Springer, 2017. P. 85–113. https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4.

6. Kritzinger W., Karner M., Traar G., Henjes J., Sihn W. Digital Twin in manufacturing: A categorical literature review and classification // IFAC-PapersOnLine. 2018. Vol. 51. No. 11. P. 1016–1022. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.474.

7. Al-Ammari W. A., Sleiti A. K., Rahman M. A., Rezaei-Gomari S., Hassan I., Hassan R. Digital twin for leak detection and fault diagnostics in gas pipelines: A systematic review, model development, and case study // Alexandria Engineering Journal. 2025. Vol. 123. P. 91–111. https://doi.org/10.1016/j.aej.2025.03.054.

8. Wang D., Shi S., Lu J., Hu Z., Chen J. Research on gas pipeline leakage model identification driven by digital twin // Systems Science & Control Engineering. 2023. Vol. 11. No. 1. Article 2180687. https://doi.org/10.1080/21642583.2023.2180687.

9. Koo B., Chang S., Kwon H. Digital twin for natural gas infrastructure operation and management via streaming dynamic mode decomposition with control

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

// Energy. 2023. Vol. 274. Article 127317. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127317.

10. Hadj Sassi M. S. H., Chaari Fourati L. A cognitive digital twin architecture for intelligent gas distribution systems // Systems and Soft Computing. 2026. Vol. 9. Article 200532. https://doi.org/10.1016/j.sasc.2026.200532.

11. Shi N., Li Z., Li Q., Zhang J., Li L., Sun Q., Liu S., Wang Z. Evolutionary Digital Twin for Oil and Gas Pipelines: A Cognitive Multi-Agent Framework with Continuous Feedback Learning // Sensors. 2026. Vol. 26. No. 10. Article 3219. https://doi.org/10.3390/s26103219.

12. Lam C., Zhou W. Statistical analyses of incidents on onshore gas transmission pipelines based on PHMSA database // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2016. Vol. 145. P. 29–40. https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2016.06.003.

13. Shen Y., Zhou W. A comparison of onshore oil and gas transmission pipeline incident statistics in Canada and the United States // International Journal of Critical Infrastructure Protection. 2024. Vol. 45. Article 100679. https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2024.100679.

14. Kumari P., Halim S. Z., Kwon J. S.-I., Quddus N. An integrated risk prediction model for corrosion-induced pipeline incidents using artificial neural network and Bayesian analysis // Process Safety and Environmental Protection. 2022. Vol. 167. P. 34–44. https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.07.053.

15. Wari E., Zhu W., Lim G. A Discrete Partially Observable Markov Decision Process Model for the Maintenance Optimization of Oil and Gas Pipelines // Algorithms. 2023. Vol. 16. No. 1. Article 54. https://doi.org/10.3390/a16010054.

16. Ramezanpour E., Hainen A. Statistical Modeling of the Probability and Duration of Hazardous Liquid Pipeline Shutdowns: A Hurdle Regression Approach // Infrastructures. 2026. Vol. 11. No. 5. Article 177. https://doi.org/10.3390/infrastructures11050177.

17. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 3 ноября 2022 г. № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности “Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах”» (ред. от 20.05.2025).

18. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 сентября 2023 г. № 331 «Об утверждении Руководства по безопасности “Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса”».

19. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Distribution, Transmission & Gathering, LNG, and Liquid Accident and Incident Data. URL: https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-lng-and-liquid-accident-and-incident-data.

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

20. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Gas Distribution, Gas Gathering, Gas Transmission, Hazardous Liquids, Liquefied Natural Gas (LNG), and Underground Natural Gas Storage (UNGS) Annual Report Data. URL: https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/gas-distribution-gas-gathering-gas-transmission-hazardous-liquids.

21. Friedman J. H. Greedy function approximation: A gradient boosting machine // The Annals of Statistics. 2001. Vol. 29. No. 5. P. 1189–1232. https://doi.org/10.1214/aos/1013203451.

22. Hauer E., Harwood D. W., Council F. M., Griffith M. S. Estimating safety by the empirical Bayes method: A tutorial // Transportation Research Record. 2002. Vol. 1784. No. 1. P. 126–131. https://doi.org/10.3141/1784-16.

23. Stamatiadis N., Deacon J. A. Quasi-induced exposure: Methodology and insight // Accident Analysis & Prevention. 1997. Vol. 29. No. 1. P. 37–52. https://doi.org/10.1016/S0001-4575(96)00060-7.

24. U.S. Bureau of Labor Statistics. Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U). URL: https://www.bls.gov/cpi/.

References

1. Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 12 aprelya 2025 g. No. 908-r «Ob utverzhdenii Energeticheskoi strategii Rossiiskoi Federatsii na period do 2050 goda» [Order of the Government of the Russian Federation dated April 12, 2025 No. 908-r “On Approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the Period up to 2050”]. Retrieved from: https://government.ru/docs/54754/. (In Russ.)

2. PAO «Transneft'». Godovoi otchet za 2024 god [Transneft PJSC. Annual Report 2024]. Retrieved from: https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx. (In Russ.)

3. Savin F.G. (2026). Rol' mer gosudarstvennoi podderzhki v vosproizvodstve eksportnoi infrastruktury neftegazovogo kompleksa [The role of state support measures in the reproduction of export infrastructure of the oil and gas complex]. Progressivnaya ekonomika [Progressive Economy], 8, 389–404. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_8_389. (In Russ., abstract in Eng.)

4. Azimi H., Shoghi R., Shiri H. (2026). Digital twin technology in pipeline engineering: A study review of applications, challenges, and future directions. Technologies, 14(8), 479. https://doi.org/10.3390/technologies14080479. (In Eng.)

5. Grieves M., Vickers J. (2017). Digital twin: Mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems. In: Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems. Cham: Springer, 85–113. https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4. (In Eng.)

6. Kritzinger W., Karner M., Traar G., Henjes J., Sihn W. (2018). Digital twin in manufacturing: A categorical literature review and classification. IFAC-

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

PapersOnLine, 51(11), 1016–1022. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.474. (In Eng.)

7. Al-Ammari W.A., Sleiti A.K., Rahman M.A., Rezaei-Gomari S., Hassan I., Hassan R. (2025). Digital twin for leak detection and fault diagnostics in gas pipelines: A systematic review, model development, and case study. Alexandria Engineering Journal, 123, 91–111. https://doi.org/10.1016/j.aej.2025.03.054. (In Eng.)

8. Wang D., Shi S., Lu J., Hu Z., Chen J. (2023). Research on gas pipeline leakage model identification driven by digital twin. Systems Science & Control Engineering, 11(1), 2180687. https://doi.org/10.1080/21642583.2023.2180687. (In Eng.)

9. Koo B., Chang S., Kwon H. (2023). Digital twin for natural gas infrastructure operation and management via streaming dynamic mode decomposition with control. Energy, 274, 127317. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127317. (In Eng.)

10. Hadj Sassi M.S.H., Chaari Fourati L. (2026). A cognitive digital twin architecture for intelligent gas distribution systems. Systems and Soft Computing, 9, 200532. https://doi.org/10.1016/j.sasc.2026.200532. (In Eng.)

11. Shi N., Li Z., Li Q., Zhang J., Li L., Sun Q., Liu S., Wang Z. (2026). Evolutionary digital twin for oil and gas pipelines: A cognitive multi-agent framework with continuous feedback learning. Sensors, 26(10), 3219. https://doi.org/10.3390/s26103219. (In Eng.)

12. Lam C., Zhou W. (2016). Statistical analyses of incidents on onshore gas transmission pipelines based on PHMSA database. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 145, 29–40. https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2016.06.003. (In Eng.)

13. Shen Y., Zhou W. (2024). A comparison of onshore oil and gas transmission pipeline incident statistics in Canada and the United States. International Journal of Critical Infrastructure Protection, 45, 100679. https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2024.100679. (In Eng.)

14. Kumari P., Halim S.Z., Kwon J.S.-I., Quddus N. (2022). An integrated risk prediction model for corrosion-induced pipeline incidents using artificial neural network and Bayesian analysis. Process Safety and Environmental Protection, 167, 34–44. https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.07.053. (In Eng.)

15. Wari E., Zhu W., Lim G. (2023). A discrete partially observable Markov decision process model for the maintenance optimization of oil and gas pipelines. Algorithms, 16(1), 54. https://doi.org/10.3390/a16010054. (In Eng.)

16. Ramezanpour E., Hainen A. (2026). Statistical modeling of the probability and duration of hazardous liquid pipeline shutdowns: A hurdle regression approach. Infrastructures, 11(5), 177. https://doi.org/10.3390/infrastructures11050177. (In Eng.)

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

17. Prikaz Federal'noi sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru ot 3 noyabrya 2022 g. No. 387 «Ob utverzhdenii Rukovodstva po bezopasnosti “Metodicheskie osnovy analiza opasnostei i otsenki riska avarii na opasnykh proizvodstvennykh ob"ektakh”» (red. ot 20.05.2025) [Order of the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service dated November 3, 2022 No. 387 “On Approval of the Safety Guidelines ‘Methodological Foundations for Hazard Analysis and Accident Risk Assessment at Hazardous Production Facilities’” (as amended on May 20, 2025)]. (In Russ.)

18. Prikaz Federal'noi sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru ot 12 sentyabrya 2023 g. No. 331 «Ob utverzhdenii Rukovodstva po bezopasnosti “Metodika ustanovleniya dopustimogo riska avarii pri obosnovanii bezopasnosti opasnykh proizvodstvennykh ob"ektov neftegazovogo kompleksa”» [Order of the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service dated September 12, 2023 No. 331 “On Approval of the Safety Guidelines ‘Methodology for Establishing Acceptable Accident Risk When Substantiating the Safety of Hazardous Production Facilities of the Oil and Gas Complex’”]. (In Russ.)

19. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Distribution, Transmission & Gathering, LNG, and Liquid Accident and Incident Data. Retrieved from: https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-lng-and-liquid-accident-and-incident-data. (In Eng.)

20. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Gas Distribution, Gas Gathering, Gas Transmission, Hazardous Liquids, Liquefied Natural Gas (LNG), and Underground Natural Gas Storage (UNGS) Annual Report Data. Retrieved from: https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/gas-distribution-gas-gathering-gas-transmission-hazardous-liquids. (In Eng.)

21. Friedman J.H. (2001). Greedy function approximation: A gradient boosting machine. The Annals of Statistics, 29(5), 1189–1232. https://doi.org/10.1214/aos/1013203451. (In Eng.)

22. Hauer E., Harwood D.W., Council F.M., Griffith M.S. (2002). Estimating safety by the empirical Bayes method: A tutorial. Transportation Research Record, 1784(1), 126–131. https://doi.org/10.3141/1784-16. (In Eng.)

23. Stamatiadis N., Deacon J.A. (1997). Quasi-induced exposure: Methodology and insight. Accident Analysis & Prevention, 29(1), 37–52. https://doi.org/10.1016/S0001-4575(96)00060-7. (In Eng.)

24. U.S. Bureau of Labor Statistics. Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U). Retrieved from: https://www.bls.gov/cpi/. (In Eng.)

© Сомов А.Г., Жуков В.В., Скворцов А.В., 2026

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.