УДК 621.644.8:504.06

Горошко Сергей Дмитриевич, магистрант
Голубева Алина Константиновна, магистрант
Коробейников Илья Алексеевич, магистрант
Куличков Сергей Владимирович, к.т.н., преподаватель
(ДВФУ, г. Владивосток)
Абрецова Елена Сергеевна, магистрант
(КузГТУ, г. Кемерово)
Sergey Dmitrievich Goroshko, Master's student
Alina Konstantinovna Golubeva, Master's student
Ilya Alekseyevich Korobeynikov, Master's student
Sergey Vladimirovich Kulichkov, Candidate of Technical Sciences, lecturer
(FEFU, Vladivostok)
Elena Sergeyevna Abretsova, Master's student
(Kuzbass State Technical University, Kemerovo)

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПУТЕМ СОКРАЩЕНИЯ ВРЕМЕНИ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ

IMPROVING THE ENVIRONMENTAL SAFETY OF MAIN OIL PIPELINES BY REDUCING OIL LEAK DETECTION TIME

Аннотация. Рассмотрено влияние времени обнаружения утечки на расчетный объем выхода нефти. Для условного дефекта сопоставлены три сценария реагирования; рассчитаны объем и масса нефти, оценено влияние диаметра отверстия и перепада давления. Обозначены ограничения модели.

Abstract. The study evaluates how leak-detection time affects the calculated oil release from a trunk pipeline. Three response scenarios for a hypothetical defect are compared; the released oil volume and mass and the effects of defect diameter and pressure differential are assessed. Model limitations are outlined.

Введение

Магистральные нефтепроводы обеспечивают транспортировку значительных объемов нефти на большие расстояния. Разгерметизация линейной части может привести к загрязнению почв, поверхностных и подземных вод [3], а также потребовать аварийно-восстановительных и рекультивационных работ. Масштаб последствий определяется не только параметрами

повреждения, но и временем, в течение которого нефть продолжает выходить через дефект.

При эксплуатации магистральных нефтепроводов, в том числе объектов организаций системы ПАО «Транснефть», важна вся последовательность действий: выявление признаков утечки, передача достоверного аварийного сообщения диспетчеру и выполнение технологических операций по локализации поврежденного участка. ГОСТ 34182–2017 содержит положения об обеспечении экологической безопасности и организации реагирования на аварии при эксплуатации магистральных нефтепроводов [1]. ГОСТ 35390–2026 определяет систему обнаружения утечек (СОУ) как комплекс программно-технических средств, контролирующий герметичность участка магистрального трубопровода в режиме реального времени [2].

Цель работы – оценить, как сокращение времени обнаружения влияет на расчетный объем выхода нефти, и определить меры, способные повысить оперативность мониторинга и локализации повреждения. Объект исследования – модельный участок магистрального нефтепровода с локальным дефектом стенки. Предмет исследования – зависимость расчетного объема выхода нефти от продолжительности обнаружения и последующей локализации утечки. Для решения поставленной задачи проанализированы методы контроля герметичности, построена упрощенная гидравлическая модель и проведен сравнительный вычислительный эксперимент.

Существующие подходы к обнаружению утечек

Методы контроля герметичности нефтепроводов можно разделить на две группы. Параметрические методы основаны на измерении давления и расхода, расчете материального баланса и анализе гидравлических переходных процессов. Внешние методы фиксируют физические признаки выхода продукта; к ним относятся акустические, волоконно-оптические и другие средства мониторинга. Эти решения различаются чувствительностью к малым утечкам, скоростью формирования сигнала, вероятностью ложных тревог, требованиями к датчикам и устойчивостью при нестационарных режимах. Исследования по определению местоположения утечек показывают, насколько важно учитывать фактические изменения гидравлических характеристик трубопровода [4].

API RP 1130 посвящена вычислительному мониторингу трубопроводов, транспортирующих жидкие продукты, и распознаванию аномалий по технологическим измерениям [5]. API RP 1175 рассматривает управление программами обнаружения утечек и предлагает основу для выбора технологий и организации программы, ориентированной на быстрое и достоверное выявление утечек и последующее прекращение перекачки [6]. В настоящей работе эти документы используются как методические ориентиры, а не как обязательные нормативные требования для российских объектов.

Время обнаружения $t_{обн}$ – период от возникновения дефекта до

формирования аварийного сообщения, пригодного для обработки. Время локализации $t_{из}$ – период от обнаружения до прекращения истечения. Поэтому оценка должна учитывать оба интервала: быстрое выявление не даст ожидаемого эффекта, если остановка перекачки и закрытие арматуры задерживаются.

Методика расчетного исследования

Расчет выполнен для гипотетического сквозного дефекта круглой формы на участке трубопровода, транспортирующем однофазную нефть. Для оценки расхода использована упрощенная зависимость истечения жидкости через отверстие. В руководстве CPR 14E массовый расход жидкости через отверстие выражен через коэффициент расхода, площадь отверстия, перепад давления и плотность жидкости [7]. После деления массового расхода на плотность и подстановки площади круглого отверстия получаем используемую далее зависимость объемного расхода. В модели приняты постоянными плотность нефти, коэффициент расхода и перепад давления на протяжении всего времени до локализации утечки. При этом не учитываются гидроудар, снижение давления после отключения насосов, самотечное опорожнение изолированной секции и изменение эффективной площади дефекта. По этой причине результаты подходят для сравнения сценариев реагирования, но не для прогноза параметров конкретной аварии.

Объемный расход нефти через условный дефект, м³/с, рассчитывали по следующей зависимости:

$$Q_{\text{у}} = C_{\text{д}} \cdot \left(\frac{\pi d^2}{4}\right) \cdot \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} \qquad (1)$$

Здесь Сд – безразмерный коэффициент расхода; d – эффективный диаметр дефекта, м; Δp – перепад давления между нефтью внутри трубопровода и окружающей средой, Па; ρ – плотность нефти, кг/м³. Для условного отверстия с острой кромкой принято Сд = 0,62 – рекомендуемое значение для sharp orifices в CPR 14E [7]. В демонстрационном расчете коэффициент Сд принят постоянным. При анализе конкретного повреждения его значение необходимо обосновывать с учетом формы кромок дефекта и условий истечения.

Полная продолжительность истечения складывается из времени обнаружения и времени локализации:

$$t\Sigma = t\text{обн} + t\text{из} \qquad (2)$$

Расчетный объем выхода нефти за этот период определяют по выражению:

$$Vу = 60 \cdot Qу \cdot (tобн + tиз) \quad (3)$$

Множитель 60 в формуле (3) переводит минуты в секунды, поскольку Qу выражен в м³/с. tобн – время от возникновения дефекта до формирования аварийного сообщения; tиз – время от обнаружения до прекращения истечения. Во всех сценариях tиз = 5 мин. Это расчетное допущение, а не норматив или фактическая характеристика автоматизации ПАО «Транснефть». Время обнаружения 5, 15 и 30 мин выбрано условно для сравнения сценариев. Выражения (2)–(5) получены авторами для принятой расчетной модели на основе определений временных интервалов, допущения о постоянстве расхода и сопоставления двух сценариев реагирования.

Таблица 1 - Исходные параметры расчетной модели

Параметр	**Принятое значение**
Плотность нефти ρ	850 кг/м³
Перепад давления Δp	2,0 МПа
Диаметр дефекта d	15 мм
Коэффициент расхода Сд	0,62
Время локализации tиз	5 мин
Время обнаружения tобн	5; 15; 30 мин

Результаты и их обсуждение

При выбранных параметрах площадь отверстия диаметром 15 мм составляет $1{,}767 \cdot 10^{-4}$ м², а расчетный расход – $7{,}516 \cdot 10^{-3}$ м³/с, или 0,451 м³/мин. Следовательно, каждая дополнительная минута истечения увеличивает потенциальный выход нефти примерно на 0,451 м³. Результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2 - Сравнение сценариев обнаружения и локализации утечки

Показатель	**Быстрый**	**Средний**	**Поздний**
Время обнаружения, мин	5	15	30
Время локализации, мин	5	5	5
Суммарное время, мин	10	20	35

Показатель	Быстрый	Средний	Поздний
Объем утечки, м³	4,51	9,02	15,78
Масса нефти, т	3,83	7,67	13,42

Сопоставление позднего (30 мин) и быстрого (5 мин) сценариев позволяет определить условно предотвращенный объем выхода нефти:

$$\Delta V = 60 \cdot Q\text{у} \cdot (t\text{б} - t\text{п}) \quad (4)$$

В формуле (4) tб – время обнаружения в базовом сценарии, а tп – в ускоренном; оба значения выражены в минутах. В расчетном примере ΔV = 11,27 м³, или около 9,58 т нефти. Относительное снижение расчетного объема определяется следующим образом:

$$\eta = \frac{(V\text{б} - V\text{п})}{V\text{б}} \cdot 100\,\% = 71{,}4\,\% \quad (5)$$

При сокращении времени обнаружения с 30 до 5 мин и неизменном времени локализации 5 мин расчетный объем выхода нефти уменьшается с 15,78 до 4,51 м³. Разница составляет 11,27 м³, или около 9,58 т. Это условно предотвращенный объем в рамках модели, а не показатель эффективности действующей СОУ: расчет основан на постоянном расходе и фиксированных параметрах.

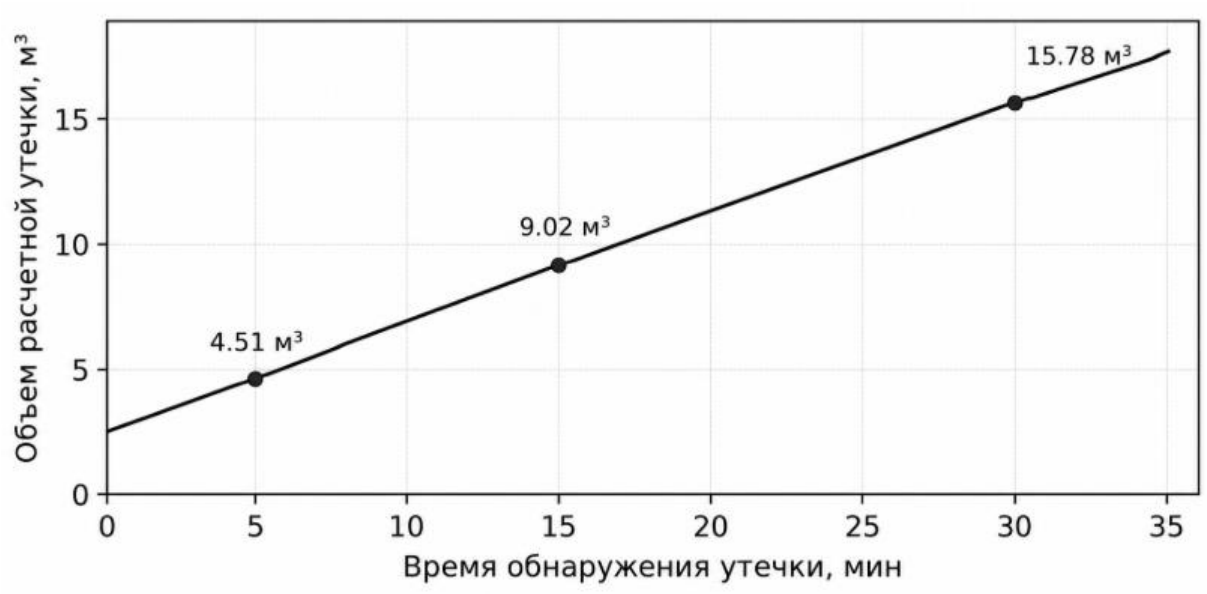

Рисунок 1 - Зависимость расчетного объема выхода нефти от времени обнаружения при $t_{из}$ = 5 мин

Дополнительно проверено, насколько меняется условно предотвращенный объем ΔV при других размерах дефекта и перепадах давления. Для

расчета приняты диаметры отверстия 10, 15 и 20 мм и перепады давления 1, 2 и 3 МПа. В каждой комбинации сопоставлялись сценарии с временем обнаружения 30 и 5 мин; продолжительность локализации оставалась одинаковой.

Таблица 3 - Снижение объема утечки ΔV, м³, при ускорении обнаружения на 25 мин

Δp, МПа	**d = 10 мм**	**d = 15 мм**	**d = 20 мм**
1,0	3,54	7,97	14,17
2,0	5,01	11,27	20,04
3,0	6,14	13,81	24,55

При прочих равных расход через отверстие пропорционален квадрату диаметра дефекта и квадратному корню из перепада давления. Поэтому абсолютный эффект сокращения времени обнаружения выше при большем отверстии и давлении. Относительное снижение во всех рассмотренных сочетаниях равно 71,4 %, поскольку меняется только время обнаружения. В реальных условиях результат зависит также от нестационарных гидравлических процессов, рельефа трассы, состояния арматуры и характеристик грунта.

Предложения по снижению экологических последствий

Сокращение времени обнаружения уменьшает расчетный объем выхода нефти, однако итоговый результат зависит и от продолжительности локализации. Поэтому совершенствование мониторинга необходимо увязывать с организацией последующих технологических действий. Для магистральных нефтепроводов можно выделить следующие направления.

Первое направление – совместная обработка признаков утечки: отклонений баланса расходов, изменений давления и данных независимых систем мониторинга. Такой подход может повысить устойчивость обнаружения к помехам, но требует настройки порогов и проверки частоты ложных срабатываний на реальных режимах.

Отдельно следует оценивать экологически чувствительные участки: переходы через водотоки, поймы и территории с близким залеганием грунтовых вод. При выборе средств контроля важны не только паспортное время выдачи тревоги, но и возможность размещения датчиков, их обслуживания и передачи данных.

Необходимо регламентировать цепочку «диагностический сигнал – подтверждение – диспетчерское решение – остановка перекачки – управление запорной арматурой». Регистрация времени каждого этапа позволит определить, где возникают основные задержки.

Эффективность мер следует проверять на имитированных событиях и при моделировании эксплуатационных режимов. Оценивать нужно время обнаружения, минимально идентифицируемый расход утечки, частоту ложных тревог и время локализации. Ускорение выдачи сигнала не означает улучшения, если растет число ложных срабатываний [5, 6].

Расчетный объем выхода нефти нельзя отождествлять с фактическим загрязнением окружающей среды. Последнее зависит от удержания продукта в грунте, направления поверхностного стока, времени прибытия аварийных подразделений, близости водоохранных зон и эффективности сбора нефти. Модель не определяет площадь нефтяного пятна, концентрации загрязняющих веществ или стоимость рекультивации. Для этого нужны модели миграции загрязнения и данные конкретной трассы.

Заключение

При диаметре дефекта 15 мм, перепаде давления 2 МПа и времени локализации 5 мин сокращение времени обнаружения с 30 до 5 мин уменьшает расчетный объем выхода нефти с 15,78 до 4,51 м³. Условно предотвращенный объем составляет 11,27 м³, или 71,4 % от значения для позднего сценария.

Абсолютный объем условно предотвращенного выхода нефти увеличивается с ростом диаметра дефекта и перепада давления. Эффективность СОУ следует оценивать не только по скорости формирования сигнала, но и по времени последующих операций, чувствительности и устойчивости к ложным тревогам. Для применения результатов на конкретном объекте необходимы проверка исходных параметров, моделирование переходных режимов и учет остаточного истечения после отсечения поврежденной секции.

Список литературы

1. ГОСТ 34182–2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 2017. – URL: https://protect.gost.ru/gost/details/c4f4b5f2-0f28-46ab-b062-9af0c75c8b29 (дата обращения: 17.11.2026).

2. ГОСТ 35390–2026. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Основные понятия. Термины и определения. – Введ. 2026-10-01. – URL: https://protect.gost.ru/gost/details/eef956f0-5919-4ce6-88c7-7eddcf31abcf (дата обращения: 17.11.2026).

3. Ossai I. C., Ahmed A., Hassan A., Hamid F. S. Remediation of soil and water contaminated with petroleum hydrocarbon: A review // Environmental Technology & Innovation. – 2020. – Vol. 17. – Art. 100526. – DOI: 10.1016/j.eti.2019.100526.

4. Дульченко А. А., Шестаков Р. А., Матвеева Ю. С. Методика определения местоположения утечек и несанкционированных врезок на нефтепроводах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335, № 6. – С. 26–36. – DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4325.

5. API RP 1130. Computational Pipeline Monitoring for Liquids. – 2nd ed. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 2022. – URL: https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1130 (accessed: 17.11.2026).

6. API RP 1175. Pipeline Leak Detection – Program Management. – 2nd ed. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 2022. – URL: https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1175 (accessed: 17.11.2026).

7. Methods for the calculation of physical effects due to releases of hazardous materials (liquids and gases) / eds. C. J. H. van den Bosch, R. A. P. M. Weterings. – 3rd ed., 2nd rev. print. – The Hague: Committee for the Prevention of Disasters, 2005. – CPR 14E (PGS 2). – Ch. 2, § 2.5.4.2, p. 2.121. – URL: https://publicatiereeksgevaarlijkestoffen.nl/documents/81474/1664357409-pgs2-1997-v0-1-physical-effects.pdf (accessed: 17.11.2026).