

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТОВОЛОКОННОГО СЕНСИНГА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

И.Б. Тажибаев

Ферганский государственный технический университет

Томский политехнический университет.

Автор для корреспонденции, e-mail: konars6989@gmail.com

<https://orcid.org/0009-0005-5443-9152>

<https://doi.org/10.5281/zenodo.21108368>

Аннотация. В работе проведен сравнительный анализ двух основных подходов оптоволоконного сенсинга для контроля целостности газовых трубопроводов: точечного (FBG) и распределенного (DTS). Рассмотрены физические принципы работы каждого метода, основные технические характеристики и области применения. Показано, что FBG-датчики обеспечивают высокую точность измерений в отдельных точках, в то время как DTS-системы обеспечивают непрерывное распределенное измерение температуры по всей длине трубопровода. Приведены таблицы сравнения и обсуждены преимущества комбинированного использования обеих технологий.

Ключевые слова: оптоволоконный сенсинг, брэгговская решетка, распределенное измерение температуры, газопровод, контроль целостности, эффект Джоуля-Томсона.

GAZ QUVURLARINING BUTUNLIGINI NAZORAT QILISH UCHUN OPTIK TOLALI SEYINÇXNİ USULLARINI TAQQOSLASH TAHLILI

Annotatsiya. Ishda gaz quvurlarining butunligini nazorat qilish uchun optik tolali seyinçxning ikkita asosiy usuli: nuqtaiy (FBG) va taqsimlangan (DTS) usullarining taqqoslash tahlili o'tkazildi. Har bir usulning fizik ish prinsiplari, asosiy texnik xususiyatlari va qo'llash sohalari ko'rib chiqildi. FBG-datiiklari alohida nuqtalarda yuqori aniqlikdagi ölçönlarni ta'minlashi, DTS-tizimlari esa quvurning butun uzunligi bo'ylab uzluksiz taqsimlangan harorat ölçözini ta'minlashi ko'rsatildi. Taqqoslash jadvallari keltirildi va ikkala texnologiyaning kombinatsiyadan foydalanishning afzalliklari muhokama qilindi.

Kalit so'zlar: optik tolali seyinçx, Brogg rojntuasi, taqsimlangan harorat ölçüsü, gaz quvuri, butunlikni nazorat qilish, Joule-Thomson effekti.

COMPARATIVE ANALYSIS OF FIBER OPTIC SENSING METHODS FOR PIPELINE INTEGRITY MONITORING

Abstract. This paper presents a comparative analysis of two main approaches to fiber optic sensing for gas pipeline integrity monitoring: point sensing (FBG) and distributed sensing (DTS). The physical principles of each method, main technical characteristics and application areas are considered. It is shown that FBG sensors provide high measurement accuracy at individual points, while DTS systems provide continuous distributed temperature measurement along the entire pipeline length. Comparison tables are provided and the advantages of combined use of both technologies are discussed.

Keywords: fiber optic sensing, fiber Bragg grating, distributed temperature sensing, gas pipeline, integrity monitoring, Joule-Thomson effect.

1. Введение

Магистральные газопроводы являются критической инфраструктурой энергетической отрасли, и обеспечение их безопасной эксплуатации требует эффективных систем мониторинга [1-3].

Традиционные методы контроля, основанные на точечных датчиках, имеют существенные ограничения: ограниченное пространственное покрытие, восприимчивость к электромагнитным помехам и необходимость электропитания каждого датчика [4,5].

Оптоволоконные технологии сенсинга предлагают принципиально новое решение данной проблемы, обеспечивая непрерывный мониторинг параметров по всей длине оптоволоконна [6,7]. В зависимости от принципа измерения различают точечный подход, реализуемый на базе брэгговских решеток (FBG), и распределенный подход, основанный на анализе обратно рассеянного излучения (DTS, DAS) [8,9].

2. Основные принципы оптоволоконного сенсинга

2.1. Точечный подход: брэгговские решетки (FBG)

Брэгговская решетка (Fiber Bragg Grating, FBG) представляет собой участок оптического волокна с периодическим изменением показателя преломления в сердцевине [10]. Каждая решетка отражает свет на определенной брэгговской длине волны, определяемой уравнением:

$$\lambda_c = 2n_{eff} \cdot \Lambda$$

где λ_c — брэгговская длина волны, n_{eff} — эффективный показатель преломления, Λ — период решетки. При воздействии температуры или деформации происходит сдвиг брэгговской длины волны, который регистрируется интеррогаторной системой.

Чувствительность FBG-датчика к температуре описывается выражением [11]:

$$\Delta\lambda_c/\lambda_c = (\alpha_l + \alpha_n) \cdot \Delta T$$

где $\alpha_l = 0,55 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ — коэффициент термического расширения кварца, $\alpha_n = 8,6 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ — термо-оптический коэффициент. Типичная чувствительность FBG-датчика к температуре составляет $\sim 10 \text{ пм}/^\circ\text{C}$ [12].

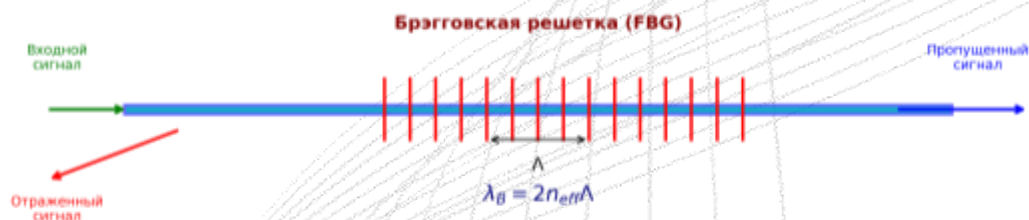


Рис. 1. Принцип работы брэгговской решетки (FBG)

Для мультиплексирования нескольких FBG-датчиков на одном волокне используется метод волнового мультиплексирования (WDM), при котором каждый датчик имеет уникальную брэгговскую длину волны [13].

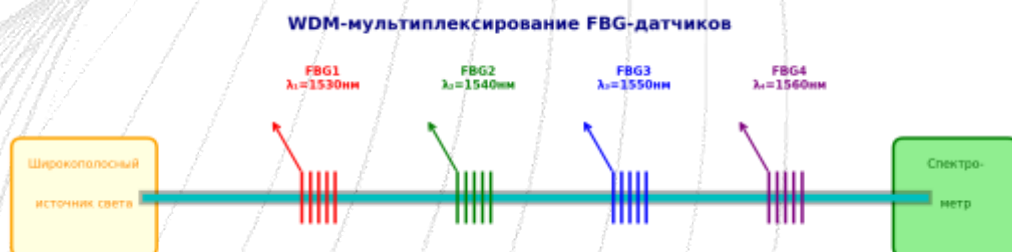


Рис. 2. Схема WDM-мультиплексирования FBG-датчиков

2.2. Распределенный подход: распределенное измерение температуры (DTS)

Технология DTS (Distributed Temperature Sensing) основана на анализе интенсивности рамановского обратно рассеянного излучения в оптическом волокне [14].

При прохождении лазерного импульса через волокно происходит неупругое рассеяние, в результате которого появляются две компоненты: Стоксовская (Stokes) и анти-стоксовская (anti-Stokes).

Температура в каждой точке волокна определяется по отношению интенсивностей этих компонент [15]:

$$T(z) = \gamma / \ln(I_{as}(z)/I_s(z)) + \Delta\alpha \cdot z + \ln K$$

где $\gamma = h\Delta\nu/k$ — постоянная, зависящая от материала волокна, I_{as} и I_s — интенсивности anti-Stokes и Stokes компонент, $\Delta\alpha$ — разница коэффициентов затухания.



Рис. 3. Принцип работы DTS-системы

2.3. Бриллюэновский сенсинг (BOTDA/BOTDR)

Бриллюэновское рассеяние обусловлено взаимодействием световых волн с акустическими фоновыми в оптическом волокне [16]. Основное преимущество бриллюэновских систем — возможность одновременного измерения и температуры, и деформации. Сдвиг бриллюэновской частоты описывается выражением [17]:

$$\Delta f_a = C_T \cdot \Delta T + C_\epsilon \cdot \Delta \epsilon$$

где $C_T \approx 1$ МГц/°С и $C_\epsilon \approx 0,05$ МГц/мкстр — коэффициенты чувствительности по температуре и деформации соответственно.

3. Сравнительный анализ методов

Таблица 1 представляет совокупное сравнение основных технических характеристик рассмотренных методов.

Параметр	FBG (точечный)	DTS (распределенный)
Принцип	Брэгговское отражение	Рамановское рассеяние
Тип измерения	Точечное / квази-распр.	Непрерывное распределенное
Дальность	До 20-50 км	До 30-50 км (до 100 км BOTDA)
Простр. разрешение	1-10 мм	0,3-3 м
Темп. точность	$\pm 0,5...2^\circ\text{C}$	$\pm 1...2^\circ\text{C}$
Темп. диапазон	-40...300°C (до 1000°C)	-40...300°C (до 700°C)
Измеряемые парам.	Температура, деформация	Температура (DTS), акустика (DAS)
Скорость опроса	~1 КГц/точка	5-60 с
Стоимость	Высокая (датчики)	Умеренная (кабель)
Мультиплексирование	WDM, TDM, SDM	Не требуется

Табл. 1. Сравнение технических характеристик FBG и DTS

Из таблицы видно, что FBG-датчики обеспечивают более высокую точность ($\pm 0,5^\circ\text{C}$) и пространственное разрешение (1-10 мм), но ограничены по длине (до 20-50 км). DTS-системы, наоборот, обеспечивают непрерывное покрытие до 30-50 км с пространственным разрешением 1-3 м [18].



Рис. 4. Сравнительная оценка методов оптоволоконного сенсинга

4. Применение для контроля газопроводов

4.1. Обнаружение утечек по температурной аномалии

При утечке газа из трубопровода происходит адиабатное расширение газа, сопровождающееся эффектом Джоуля-Томсона — падением температуры [19,20]. Для природного газа (основной компонент — метан) коэффициент Джоуля-Томсона положителен, и при перепаде давления на 689 кПа температура понижается примерно на $3,3\text{-}4,4^\circ\text{C}$ [21].

Это температурное изменение регистрируется DTS-системой, что позволяет обнаружить утечку и определить её местоположение с точностью до 1-3 м [22].

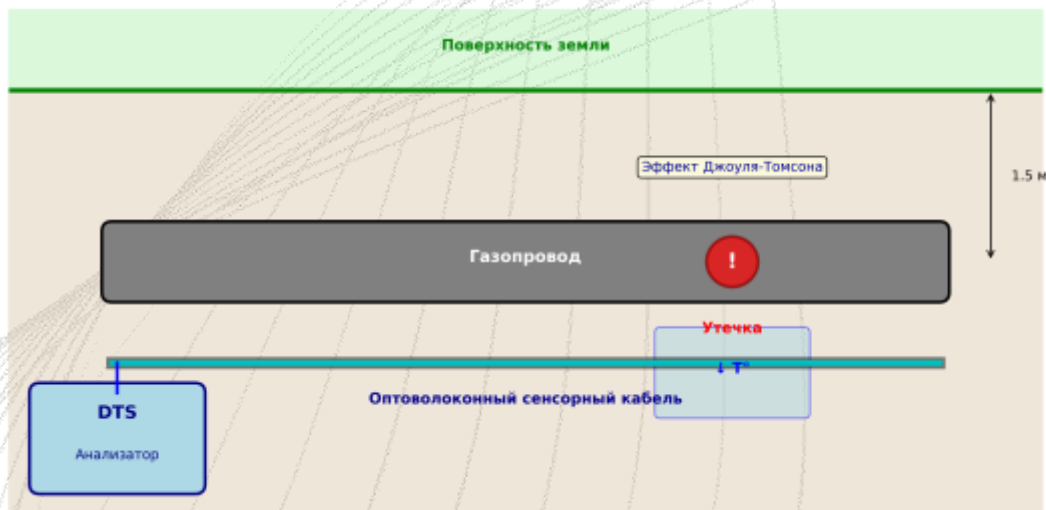


Рис. 5. Схема установки оптоволоконного сенсора для мониторинга газопровода

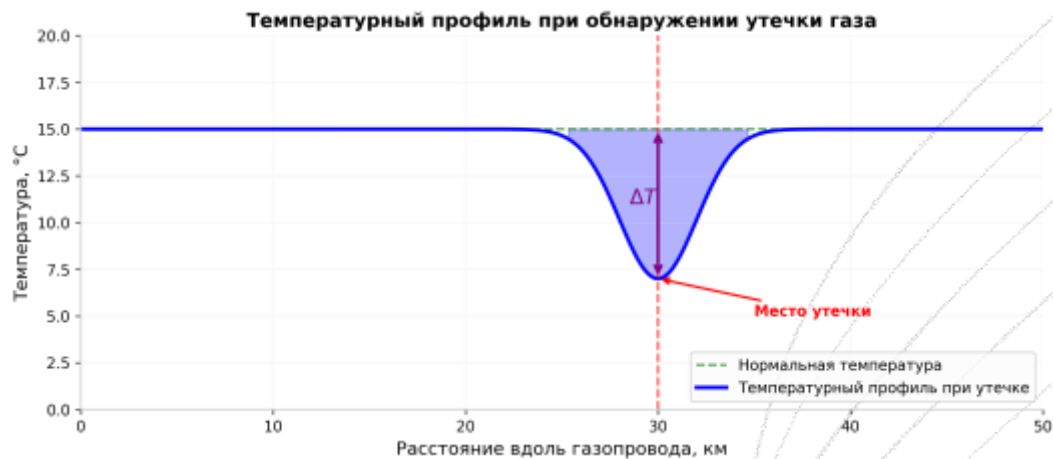


Рис. 6. Температурный профиль при обнаружении утечки газа

4.2. Сравнение эффективности для газопроводов

Для магистральных газопроводов протяженностью десятки и сотни километров DTS-системы предпочтительнее FBG-датчиков, так как обеспечивают непрерывное покрытие без промежутков [23]. Однако FBG-датчики могут быть эффективно использованы в критических точках — например, на компрессорных станциях, где требуется высокоточное измерение температуры [24].

Сценарий	Рекомендуемая технология	Обоснование
Мониторинг 50+ км	DTS/BOTDA	Непрерывное покрытие
Контроль компресс. станций	FBG	Высокая точность
Обнаружение утечек	DTS + DAS	Тепл. + акустич. аномалии
Защита от вторжений	DAS	Обнаружение вибраций
Комплексное решение	DTS + FBG + DAS	Полное покрытие

Табл. 2. Рекомендуемый выбор технологии для различных сценариев

5. Обсуждение

Анализ показывает, что наиболее эффективным решением для контроля целостности газопроводов является комбинированное использование DTS-и FBG-технологий [25]. DTS-система обеспечивает широкополосную непрерывную защиту от утечек и вторжений, в то время как FBG-датчики обеспечивают высокоточный контроль в ключевых точках. Такое гибридное решение позволяет достичь вероятности обнаружения утечек >95% при частоте ложных тревог <1% [26].

6. Заключение

Проведенный сравнительный анализ показал, что оба метода оптоволоконного сенсинга имеют важные преимущества для контроля целостности газопроводов. FBG-датчики обеспечивают высокую точность в отдельных точках, а DTS-системы обеспечивают непрерывный мониторинг по всей длине трубопровода. Наиболее эффективное решение — комбинированное использование обеих технологий, что позволяет обеспечить как широкополосное покрытие, так и высокую точность в критических зонах.

Список литературы

1. Никитин Н.А., Румановский И.Г. Мониторинг магистральных газопроводов с применением оптоволоконной технологии // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2023. № 4. С. 78-85.
2. Bao X., Chen L. Recent progress in distributed fiber optic sensors // Sensors. 2012. Vol. 12. P. 8601-8639.
3. Аватек Корп. Новая технология обнаружения утечек и мониторинга для обеспечения безопасности трубопроводов. 2020.
4. Ukil A., Braendle H., Krippner P. Distributed temperature sensing: Review of technology and applications // IEEE Sensors Journal. 2012. Vol. 12. P. 885-892.
5. Measures R.M. Smart Structures with Nerves of Glass // Reviews of Progress in Aerospace Science. 1989. Vol. 26. P. 289-351.
6. Тапанес Е.Е. Dual-Purpose Fibre Optic System Providing Simultaneous, Real-Time Communications and Distributed Vibration Sensing for Pipelines // ASME International Pipeline Conference. 1998. P. 103-109.
7. Fibre optic sensing solutions for real-time pipeline integrity monitoring // Academia.edu. 2021.
8. DeLarue V. Leak Detection and Location for Gas Transmission Pipelines // ASME International Pipeline Conference. 1996. P. 1109-1115.
9. Silixa. Principles of Distributed Temperature Sensing. 2024.
10. Breglio G. FBG Fiber Optic Sensors. University of Padova. 2018.
11. Strain Measurement with Fiber Bragg Grating Sensors. METU. 2005.
12. Nguyen T.A. et al. Determination of wavelength shift of fiber Bragg grating. VAST. 2019.
13. Long-Distance FBG Sensor Networks Multiplexed in Asymmetric Tree Topology // MDPI Sensors. 2025. Vol. 25. P. 4158.
14. A Novel Distributed Optical Fiber Temperature Sensor Based on Raman anti-Stokes Scattering // Applied Sciences. 2023. Vol. 13. P. 11214.
15. Simplex coded raman OTDR-based distributed temperature sensing. Bilkent University.
16. Oz Optics. Fiber Optic Distributed Strain and Temperature Sensors. Technical note.
17. Lalam N. et al. Analysis of Brillouin Frequency Shift in Distributed Optical Fiber Sensor // SciTePress. 2016.
18. Fuzhou Innovation. Fiber Optic Pipeline Monitoring System. 2025.
19. Numerical Study of the Soil Temperature Field Affected by Natural Gas Pipeline Leakage // Processes. 2024. Vol. 13. P. 36.
20. An experimental study on the Joule-Thomson cooling effect. NCSU. 2015.
21. How the Joule-Thomson effect impacts valve function. Ramen Valves. 2025.
22. Enhancing Pipeline Monitoring with Fiber Optic Sensing Technology. Viavi Solutions. 2024.
23. Pipeline Leak Detection Using Distributed Fibre Optic Sensing. WRC. 2015.
24. DNV. Leak detection using Distributed Fibre-Optic Sensing (DFOS). 2024.
25. Blog Viavi. Enhancing Pipeline Monitoring with Fiber Optic Sensing. 2024.
26. Fuzhou Innovation. Fiber Optic Pipeline Monitoring System DTS DAS. 2025.