

# Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволоконна в системе «СКМС-онлайн»

Соловьева В.В.<sup>1</sup>, Гуляев Д.Н.<sup>1</sup>, Коваленко К.В.<sup>1</sup>, Прилуцкий А.А.<sup>1</sup>, Лазуткина Н.Е.<sup>2</sup>, Жуйков Г.О.<sup>3</sup>, Круппа З.П.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; <sup>2</sup>Некоммерческое партнерство «ГНПЦНГГ», Москва, Россия;

<sup>3</sup>ООО «ОптоМониторинг», Москва, Россия

gulyaev.d@gubkin.ru

## Аннотация

Добыча газа горизонтальными скважинами из коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами значительно растет темпами. Такие объекты обладают сложным геологическим строением. Существует множество методов контроля разработки для определения темпов отбора запасов и оценки потенциала повышения добычи. Важная часть мониторинга — определение профиля притока. Использование оптоволоконных датчиков позволяет не только локализовать работающие толщины пласта, но и оценить их изменение в процессе разработки в режиме реального времени. В статье показаны результаты онлайн-мониторинга, наглядно показывающего информативность применения оптоволоконна.

## Материалы и методы

Алгоритмы онлайн-мониторинга профиля притока с помощью распределенных оптоволоконных датчиков, математическое определение профиля притока с помощью коэффициента относительной температуры.

## Ключевые слова

оптоволоконно, онлайн-мониторинг, горизонтальные скважины, термометрия, профиль притока, газ

## Для цитирования

Соловьева В.В., Гуляев Д.Н., Коваленко К.В., Прилуцкий А.А., Лазуткина Н.Е., Жуйков Г.О., Круппа З.П. Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволоконна в системе «СКМС-онлайн» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 24–27.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-24-27

Поступила в редакцию: 05.06.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.362 | Original Paper

## Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by “SKMS-online” system

Solovyova V.V.<sup>1</sup>, Gulyaev D.N.<sup>1</sup>, Kovalenko K.V.<sup>1</sup>, Prilutsky A.A.<sup>1</sup>, Lazutkina N.E.<sup>2</sup>, Zhuikov G.O.<sup>3</sup>, Kruppa Z.P.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Non-profit partnership “GNPTSNGG”, Moscow, Russia;

<sup>3</sup>“OptoMonitoring” LLC, Moscow, Russia

gulyaev.d@gubkin.ru

## Abstract

Gas production by horizontal wells from reservoirs with hard-to-recover reserves is significantly growing. Such objects have a complex geology; there are many development control methods to determine the rate of reserve withdrawal and find the potential for production increase. An important part of monitoring is determining the inflow profile. The use of fiber optic sensors allows not only to localize producing intervals in the field, but also to evaluate changes of production inflow profile in real time. The paper shows the results of online monitoring, clearly showing the information content of fiber optics.

## Materials and methods

Algorithms for online monitoring of the inflow profile using distributed fiber optic sensors, mathematical determination of the inflow profile using the relative temperature coefficient.

## Keywords

fiber optics, online monitoring, horizontal wells, temperature logging, inflow profile, gas

## For citation

Solovyova V.V., Gulyaev D.N., Kovalenko K.V., Prilutsky A.A., Lazutkina N.E., Zhuikov G.O., Kruppa Z.P. Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by “SKMS-online” system. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 24–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-24-27

Received: 05.06.2024

Прогресс в технологиях позволяет расширять арсенал инструментов и методик для анализа и оценки профиля притока в скважинах. Несмотря на обилие данных, иногда бывает сложно точно определить изменения

в профиле с течением времени. В таких случаях полезно обращаться не только к широко применяемым датчикам, но и к оптоволоконным исследованиям, которые эффективно справляются с поставленными задачами.

Использование оптоволоконных датчиков позволяет определить рабочие толщины, количественно оценить профиль притока и отслеживать изменения в работе интервалов по стволу скважины [1–3].

Однако возникает вопрос обработки и визуализации данных, полученных от датчиков. В настоящее время активно разрабатываются новые методы интерпретации данных скважин и совершенствуются средства визуализации. С использованием полуавтоматического портала «СКМС-онлайн» (системы комплексного мониторинга скважин) можно просматривать данные по глубине за всю историю эксплуатации скважины, а также отслеживать изменения температуры во времени, что значительно упрощает анализ полученной информации.

Новые технологические возможности оптоволоконных систем (ОВС) открывают перспективы для улучшения подходов к интерпретации нестационарной оптоволоконной термометрии. Классический метод, который включает выбор наиболее информативных и репрезентативных профилей изменения температуры вдоль ствола скважины с последующим анализом по традиционной схеме, является одним из наиболее очевидных способов использования измерений этим датчиком.

Однако потенциал оптоволоконного датчика гораздо шире. Для количественной оценки параметров скважины и пласта можно применять интерпретацию, основанную на анализе особенностей быстро протекающих динамических процессов. Эти процессы более полно отражают динамику работы системы «скважина — пласт» при использовании сложных систем заканчивания, таких как зоны естественной и искусственной трещиноватости, коллекторы в зоне вскрытия трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) и авто-ГРП или горизонтальные стволы и прочее.

Общая методика интерпретации данных оптоволоконка представлена на рисунке 1.

Для интерпретации данных оптоволоконной термометрии их начальными данными являются профили температуры вдоль ствола скважины, записанные в непрерывном режиме на протяжении длительного времени. Однако из-за возможных деформаций оптоволоконка и высокой дискретности данных, получаемых с помощью оптоволоконных датчиков, термограммы могут содержать значительный уровень шума. Для нивелирования этого шума необходимо учитывать флуктуации времени прихода отраженного сигнала.

Следующим этапом интерпретации является совместный анализ поведения температурного поля и изменений режимов работы скважины. Этот анализ включает несколько этапов. На первом этапе изучается синхронность температурных аномалий

по времени с поведением скважины на различных глубинах. Затем происходит выделение температурных аномалий, связанных с особенностями проведения измерений (например, изменениями режимов работы или остановками скважины), и их сравнение с параметрами работы скважины, такими как кривые изменения давления и компонентных расходов.

Для качественной и количественной интерпретации термометрических данных одиночные импульсы, полученные от оптоволоконных датчиков, должны быть предварительно обработаны с использованием алгоритмов интеллектуального сглаживания. Эти алгоритмы основаны на различных способах усреднения данных по времени и по глубине датчика.

После выбора наиболее информативных временных интервалов и определения базовых термических эффектов, таких как дроссельный, адиабатический, теплообмен и калориметрическое смешивание, требуется выбрать метод их количественной обработки. На рисунке 2 приведены основные методы обработки данных, полученных с помощью оптоволоконных систем.

СКМС представляет собой программно-аппаратный комплекс, объединяющий комплекс приборов, датчиков и блоков опроса, расположенных на месторождении. Его основная функция заключается в телеметрии скважины в режиме реального времени.

Этот комплекс включает в себя наземное оборудование, логический модуль, установленный в блок-боксе, внутрискважинное оборудование и программное обеспечение для обработки и интерпретации результатов измерений.

Программно-аппаратный комплекс «СКМС-онлайн» осуществляет запись виброакустических и температурных данных на протяжении всего ствола скважины, а также забойного давления на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Он также позволяет добавлять и обрабатывать любую полученную информацию на каждом этапе жизни скважины. «СКМС-онлайн» способен функционировать как на базе собственного оборудования, так и подключаться к уже существующему на скважине оборудованию.

На начальной странице веб-интерфейса можно увидеть сводную статистику по всем подключенным скважинам и последние изменения в их работе. Также здесь представлены все имеющиеся подключенные объекты в интуитивно понятном «дереве скважин», что изображено на рисунке 3.

Это решение обеспечивает оперативный доступ к обновленным данным по всем доступным объектам, что позволяет эксперту быстро перейти к анализу конкретной скважины. Пакетный комплекс предоставляет возможность просмотра данных как на текущий момент времени (или на последнюю доступную дату при прекращении работы оборудования), так и всех ранее полученных оптоволоконных данных.

Раздел «История», представленная на рисунке 4, позволяет воспроизводить данные акустического сигнала и температуры. Несмотря на то, что в контексте анализа теплового поля скважины воспроизведение температуры при данном методологическом подходе может оказаться малоинформативным, для акустического сигнала это имеет большое значение [4]. Эта страница обеспечивает возможность динамического наблюдения за изменениями в акустическом сигнале, что способствует более глубокому пониманию процессов формирования и проявления потока. Для полного раскрытия потенциала акустической информации на данной странице необходимо добавить функцию масштабирования частотного диапазона. Это небольшое дополнение дает пользователю возможность регулировать частотный диапазон и анализировать высокочастотные и низкочастотные аномалии как вместе, так и по отдельности.

Для анализа термограмм скважин присутствует специальный раздел «Интерпретация». На этой странице все полученные термические данные отображаются на тепловой карте (рис. 5). Следует отметить, что данная функция существенно сокращает время, необходимое для визуализации данных, а также обеспечивает возможность просмотра данных в полном объеме или по отдельным интервалам записи.

Вышеописанный раздел также позволяет выбирать необходимое количество кривых для дальнейшего анализа данных. Пользователь может просматривать кривые как в зависимости от глубины, так и по времени, что помогает в определении интересующего интервала для дальнейшей интерпретации (рис. 6). Портал является полуавтоматическим и предоставляет пользователю возможность выбирать не только интересующие его кривые, но и один из предложенных вариантов интерпретации, разработанных авторами и представленных на портале.

Количественная оценка рабочего интервала газовой скважины, рассчитанная с применением коэффициента относительной температуры, представлена на рисунке 7.



Рис. 1. Методика интерпретации оптоволоконных данных  
Fig. 1. Methodology for interpreting fiber optic data

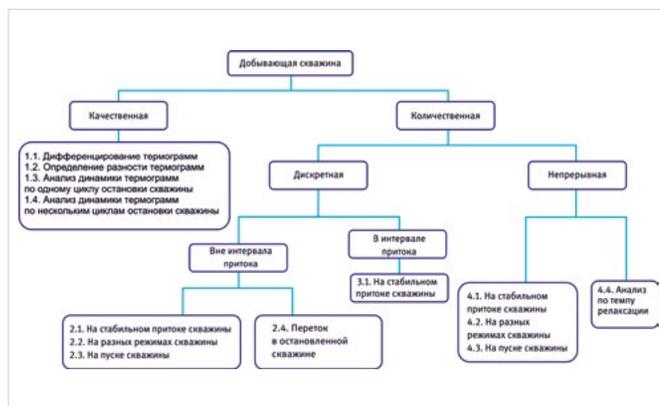


Рис. 2. Способы обработки данных волоконно-оптических датчиков  
Fig. 2. Methods for processing fiber optic sensor data

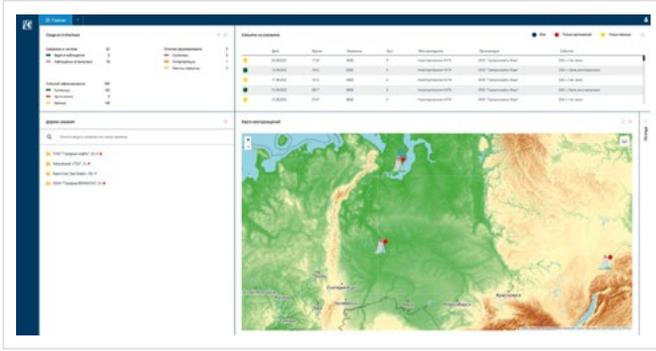


Рис. 3. Начальная страница веб-интерфейса  
Fig. 3. Home page of the web interface



Рис. 4. Раздел «История» (представлена одна из тестовых скважин веб-интерфейса)  
Fig. 4. Section “History” (one of the test wells of the web interface is presented)

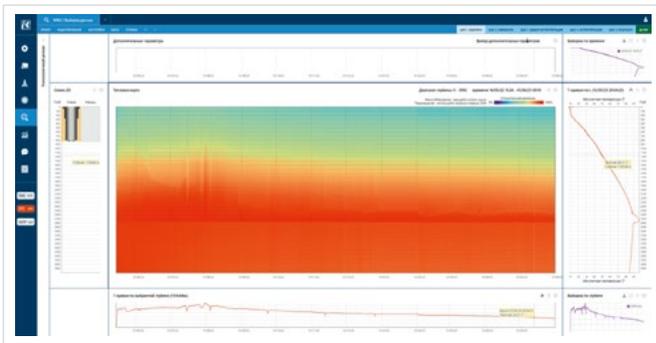


Рис. 5. Раздел «Интерпретация»  
Fig. 5. Section “Interpretation”

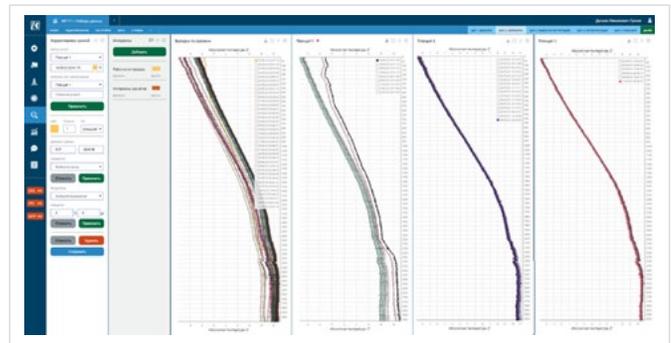


Рис. 6. Визуализация выбранных данных  
Fig. 6. Visualization of selected data

Видно, что в начальный период работы скважины в работу вовлечена практически вся эффективная длина горизонтального ствола.

#### Итоги

В программном комплексе «СКМС-онлайн» была выполнена количественная интерпретация результатов мониторинга работы газовой скважины со щелевым фильтром. Для количественной интерпретации авторами был выбран интервал запуска скважины и оценен профиль притока газа в скважину.

Для анализа данных была усовершенствована одна из стандартных методик интерпретации, основанная на скорости релаксации температурных аномалий, образовавшихся в процессе работы скважины. В данном исследовании, при анализе запуска скважины, специалисты исходили из динамики появления аномалий, что позволило провести количественный анализ профиля притока. Важно отметить, что в начальный период запуска скважины профиль притока распределялся равномерно по всему стволу. Однако через несколько месяцев наблюдались

изменения, и при повторном анализе было установлено, что носочная и пяточная части пласта стали функционировать значительно лучше, чем середина горизонтального ствола.

#### Выводы

Разработанное программное обеспечение предоставляет возможности для оперативного получения и визуализации данных систем распределенного акустического (DAS) и температурного (DTS) мониторинга. На основе виброакустических измерений можно визуально определить наиболее интенсивно работающие интервалы и интервалы поступления газа в ствол скважины.

Температурный мониторинг позволяет проводить количественную оценку профиля притока. Наиболее часто используемые методики, основанные на нормированном коэффициенте теплоотдачи и скорости релаксации температурных аномалий, полностью интегрированы в программное обеспечение и удобны для применения.

Программная часть системы находится в стадии активного развития. В настоящее время реализована возможность выгрузки выбранных для интерпретации кривых в стандартном формате для дальнейшей интерпретации в любом другом программном обеспечении. Запланировано расширение спектра методик интерпретации динамики теплового поля и их интеграция в рамках расширения возможностей системы.

В будущем планируется добавление алгоритмов для автоматического выделения проблемных интервалов, что позволит привлекать внимание интерпретатора к потенциальным проблемам в процессе эксплуатации скважин и оперативно принимать решение о необходимости ремонта скважины в случае

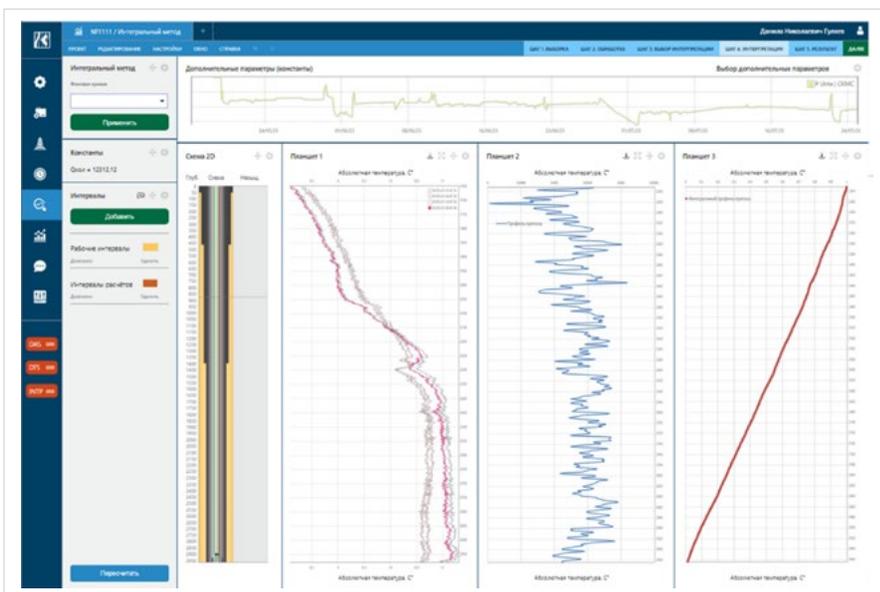


Рис. 7. Количественная оценка рабочего интервала газовой скважины  
Fig. 7. Quantitative assessment of the working interval of a gas well

обводнения скважин при заколонном перетоке или отдельных интервалах работы ствола.

## Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 3. С. 55–64.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 780 с.
3. Определение сложного многофазного профиля притока в скважине. URL: [https://www.slb.ru/services/wireline/production\\_logging/flow\\_scanner/](https://www.slb.ru/services/wireline/production_logging/flow_scanner/) (дата обращения 05.06.2024) // Schlumberger. Flow Scanner 2019.
4. Ипатов А.И., Андриановский А.В., Воронкевич А.В., Гилемзянов Р.М. и др. Изучение сейсмоакустических эффектов в эксплуатационной горизонтальной скважине на основе оптоволоконного кабель-сенсора DAS // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021. № 2. С. 52–59.

## ENGLISH

### Results

In the SKMS software suite, a quantitative interpretation of temperature data in a gas well with a slotted filter was performed. During the study, the time of well production start was selected and the gas inflow profile into the well was assessed.

For data analysis, one of the standard interpretation methods based on anomaly relaxation was improved. In this study, when analyzing the start-up of a well, engineers proceeded from the dynamics of the appearance of anomalies, which made it possible to conduct a quantitative analysis of the inflow profile.

It is important to note that during the initial period of well production, the inflow profile was evenly distributed along the entire wellbore. However, after several months, changes were observed, and upon re-analysis, it was found that the toe and heel sections of the formation began to perform significantly better than the middle of the wellbore.

### Conclusions

The developed software provides capabilities for the prompt acquisition and visualization of distributed acoustic sensing (DAS) and distributed

temperature sensing (DTS) data. Based on vibroacoustic measurements, it is possible to visually identify the most actively operating intervals and gas inflow intervals into the wellbore.

Temperature monitoring enables quantitative assessment of the inflow profile. The most commonly used methods, based on the normalized heat transfer coefficient and temperature relaxation rate are fully integrated into the software and is convenient to use.

The software is in an active development stage. Currently, it supports exporting selected curves for interpretation in a standard format, allowing for further interpretation in any other software. Other interpretation methods are in the process of integration.

In the future, it is planned to add algorithms for automatically highlighting problematic intervals, which will help draw the interpreter's attention to potential issues during well operation to perform workovers and isolate sources of water inflow in future for cases of behind the casing inflow or water breakthrough in few parts of the reservoir.

### References

1. Ipatov A.I., Kremensky M.I., Kaeshkov I.S., Buyanov A.V. Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company Gazprom Neft. PRONEFT. Professionally about oil, 2017, issue 3, P. 55–64. (In Russ).
2. Kremensky M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimizing the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of hydrodynamic and geophysical monitoring in field development management. Izhevsk: Institute of computer research, 2020, 780 p. (In Russ).
3. Determination of a complex multiphase inflow profile in a well. URL: [https://www.slb.ru/services/wireline/production\\_logging/flow\\_scanner/](https://www.slb.ru/services/wireline/production_logging/flow_scanner/) (accessed 05.06.2024). Schlumberger. Flow Scanner 2019. (In Russ).
4. Ipatov A.I., Andrianovsky A.V., Voronkevich A.V., Gilemyanov R.M., et al. Study of seismoacoustic effects in a producing oil horizontal well based on a fiber-optic cable sensor DAS. PRONEFT. Professionally about oil, 2021, issue 2, P. 52–59. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Соловьева Виктория Витальевна**, аспирант, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

**Гуляев Данила Николаевич**, кандидат технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

Для контактов: [gulyaev.d@gubkin.ru](mailto:gulyaev.d@gubkin.ru)

**Коваленко Казимир Викторович**, д.г.-м.н., профессор, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

**Прилуцкий Александр Александрович**, аспирант, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

**Лазуткина Наталья Евгеньевна**, кандидат технических наук, директор, Некоммерческое партнерство «ГНПЦНГГ», Москва, Россия

**Жуйков Георгий Олегович**, руководитель департамента, ООО «ОптоМониторинг», Москва, Россия

**Крупна Захар Петрович**, инженер, ООО «ОптоМониторинг», Москва, Россия

**Solovyova Victoria Vitalievna**, postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Gulyaev Danila Nikolaevich**, ph.d. of engineering sciences, assistant professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Corresponding author: [gulyaev.d@gubkin.ru](mailto:gulyaev.d@gubkin.ru)

**Kovalenko Kazimir Viktorovich**, dr. of geologo-mineralogical sciences, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Prilutsky Alexander Alexandrovich**, postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Lazutkina Natalia Evgenievna**, ph.d. of engineering sciences, director, Non-profit partnership “GNPCTNGG”, Moscow, Russia

**Zhuikov Georgy Olegovich**, head of department, “OptoMonitoring” LLC, Moscow, Russia

**Kruppa Zakhar Petrovich**, engineer, “OptoMonitoring” LLC, Moscow, Russia