

УДК 622.692.4:620.193.152

МРНТИ 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935)

Получена: 04.11.2025.

Одобрена: 09.04.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Практическая реализация интегрированной системы коррозионного мониторинга на месторождениях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна с применением трёх независимых методов измерения

П.А. Калымова, С.Е. Тұрмағанбет, Ю.В. Чечина, С.Е. Байменов, А.Ж. Бердыев, Т.С. Джаксылыков, А.С. Марданов

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Проблема внутренней коррозии трубопроводов нефтегазовой отрасли остаётся одной из ключевых при обеспечении промышленной безопасности и надёжности эксплуатации. Традиционные методы контроля, такие как гравиметрический и электрохимический, позволяют оценивать усреднённые показатели, но не учитывают локальные очаги ускоренного износа и влияние эрозионного фактора. В этой связи актуальным направлением является внедрение комплексных систем коррозионного мониторинга с использованием нескольких независимых методов.

Цель. Целью исследования является апробация технологии «Система коррозионного мониторинга» в промысловых условиях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна с одновременным применением трёх методов: электрического сопротивления (далее – ЭС), ультразвуковой (далее – УЗ) толщинометрии и гравиметрического контроля (далее – ОСК).

Материалы и методы. Испытания проводились на коллекторах цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) месторождения А и установки подготовки нефти (далее – УПН) месторождения Б, эксплуатируемых в условиях транспорта газожидкостной смеси с абразивными включениями. Для мониторинга применялись стационарные системы ЭС и УЗ, а также образцы-свидетели. Регистрация сигналов основана на изменении физических параметров чувствительных элементов (сопротивление сенсора, время прохождения УЗ-волны или масса образца), что позволяет фиксировать динамику потери металла в реальном времени.

Результаты. На ЦППН «А» скорости коррозии составили больше 0,5 мм/г, на УПН «Б» – 0,2 мм/г. Сходимость ЭС и ОСК достигала 8,73% и 0,68%, что соответствует диапазону воспроизводимости ($\leq 10\%$). Анализ УЗ-метода, чувствительного к локальным зонам, недоступным для усреднённых методов, выявил неравномерность износа на сечение трубы: максимальная потеря наблюдалась в нижней зоне («б ч»), где накапливались вода и абразивные частицы, тогда как в боковых частях скорость износа была ниже.

Заключение. Совместное использование трёх методов обеспечивает комплексную оценку состояния трубопроводов – от средних скоростей коррозии до диагностики локальных очагов эрозионно-коррозионного износа. Практическая значимость работы заключается в возможности оптимизации дозировок ингибиторов, снижения риска аварий и повышения надёжности эксплуатации.

Ключевые слова: *коррозия, мониторинг, электрическое сопротивление, ультразвуковая толщинометрия, гравиметрический контроль, трубопровод.*

Как цитировать:

Калымова П.А., Тұрмағанбет С.Е., Чечина Ю.В., и др. Практическая реализация интегрированной системы коррозионного мониторинга на месторождениях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна с применением трёх независимых методов измерения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 36–47. DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935).

UDC 622.692.4:620.193.152

CSCSTI 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935)

Received: 04.11.2025.

Accepted: 09.04.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Practical Implementation of An Integrated Corrosion Monitoring System at The Fields of The South Torgay Turgay Oil and Gas Fields Three Independent Measurement Methods

Perizat A. Kalymova, Sagat Ye. Turmaganbet, Yuliya V. Chechina, Sanzhar Ye. Baimenov, Arslanbek Zh. Berdyev, Talgat S. Jaxylykov, Altynbek S. Mardanov

Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The problem of internal corrosion in oil and gas pipelines remains one of the key challenges in ensuring industrial safety and reliable operation. Conventional monitoring methods, such as gravimetric and electrochemical techniques, provide only average corrosion rates and do not account for localized areas of accelerated metal loss or the influence of erosion. Therefore, the implementation of integrated corrosion monitoring systems combining several independent measurement techniques is an important and timely direction.

Aim: The aim of this study is to evaluate the “Corrosion Monitoring System” technology under field conditions in the South Turgay Oil and Gas Basin employing three complementary methods simultaneously – Electrical Resistance (ER), Ultrasonic Thickness Measurement (UT), and Gravimetric Control (Coupon Testing).

Materials and methods: The trials were conducted on the collectors of the Oil Processing and Pumping Shop (OPPS) “A” and the Oil Treatment Plant (OTP) “B”, operating under gas-liquid multiphase flow conditions with abrasive inclusions. Monitoring was carried out using stationary electrical resistance (ER) and ultrasonic thickness (UT) systems, as well as witness coupons. Signal acquisition was based on changes in the physical parameters of the sensors (electrical resistance, ultrasonic wave travel time, or mass loss), allowing real-time assessment of metal loss dynamics.

Results: Corrosion rates were greater than 0.5 mm/year at CPPN “A” and reached 0.2 mm/year at UPN “B”. The agreement between ER and coupon testing reached 8.73% and 0.68%, respectively, which falls within the reproducibility range ($\leq 10\%$). Ultrasonic analysis revealed non-uniform wear across the pipe cross-section: the highest metal loss occurred in the lower section (“6 o’clock” position), where water and solid particles accumulated, while the side sections exhibited lower corrosion rates. This confirmed the sensitivity of the UT method to localized erosion–corrosion zones sensitive to localized areas not captured by averaged methods.

Conclusion: The combined use of three methods enables a comprehensive assessment of pipeline integrity – from overall corrosion rates to identification of local erosion–corrosion areas. The practical significance of this work lies in the potential to optimize inhibitor dosages, reduce the risk of pipeline failures, and improve operational reliability.

Keywords: *corrosion; monitoring; electrical resistance; ultrasonic thickness measurement; gravimetric control; pipeline integrity.*

To cite this article:

Kalymova PA, Turmaganbet SY, Chechina YV, et al. Practical Implementation of An Integrated Corrosion Monitoring System at The Fields of The South Torgay Oil and Gas Fields Using Three Independent Measurement Methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2026;8(2):36–47. DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935).

ӨОЖ 622.692.4:620.193.152

FTAХР 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935)

Қабылданды: 04.11.2025.

Мақұлданды: 09.04.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Үш тәуелсіз өлшеу әдісін қолдана отырып, Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің кен орындарында коррозиялық мониторингтің интеграцияланған жүйесін практикалық тұрғыда іске асыру

П.А. Қалымова, С.Е. Тұрмағанбет, Ю.В. Чечина, С.Е. Байменов, А.Ж. Бердыев, Т.С. Жақсылықов, А.С. Марданов

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Мұнай газ саласы құбырларының ішкі коррозия проблемасы өнеркәсіптік қауіпсіздік пен пайдалану сенімділігін қамтамасыз етудегі басты мәселелердің бірі болып қала береді. Гравиметриялық және электрлі химиялық сияқты дәстүрлі бақылау әдістері орташа көрсеткіштерді бағалауға мүмкіндік береді, бірақ жеделдетілген тозудың жергілікті ошақтарын және эрозия факторының әсерін ескермейді. Осыған байланысты бірнеше тәуелсіз әдістерді пайдалана отырып, коррозиялық мониторингтің кешенді жүйелерін енгізу өзекті бағыт болып табылады.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің өндірістік жағдайларында «Коррозиялық мониторинг жүйесі» технологиясын сынақтан өткізу болып табылады, ол бір мезгілде үш әдісті қолданады: электр кедергісі (бұдан әрі – ЭК), ультрадыбыстық (бұдан әрі – УД) қалыңдық өлшегіш және гравиметриялық бақылау (бұдан әрі – ОСК).

Материалдар мен әдістер. Сынақтар А кен орнының мұнайды дайындау және айдау цехының (бұдан әрі – МДАЦ) коллекторларында және абразивті қосындылары бар газ – сұйық қоспаны тасымалдау жағдайында пайдаланылатын Б кен орнының мұнайды дайындау қондырғысында (бұдан әрі – МДҚ) жүргізілді. Мониторинг үшін стационарлық ЭК және УД жүйелері, сондай-ақ куәгер-үлгілер қолданылды. Сигналдарды тіркеу сезімтал элементтердің физикалық параметрлерінің өзгеруіне негізделген (сенсордың кедергісі, УД толқынының өту уақыты немесе үлгінің массасы), бұл металды жоғалту динамикасын нақты уақытта түсіруге мүмкіндік береді.

Нәтижелері. МДАЦ-да А-ның коррозия жылдамдығы 0,5 мм/Г-ден жоғары, МДҚ-да «Б» 0,2 мм/Г құрады. ЭК және ОСК әдістерінің сәйкестігі 8,73% және 0,68%-ға жетті, бұл қайталанғыштық диапазонына ($\leq 10\%$) сәйкес келеді. Орташа әдістер үшін қол жетімді емес жергілікті аймақтарға сезімтал ультрадыбыстық әдісті талдау құбырдың көлденең қимасы бойынша тозудың біркелкі еместігін анықтады: ең жоғары жоғалу төменгі аймақта («6 сағат»), онда су мен абразивті бөлшектер жиналған, ал бүйір бөліктерде тозу жылдамдығы төмен болды.

Қорытынды. Үш әдісті бірлесіп қолдану құбырлардың жай-күйін кешенді бағалауды қамтамасыз етеді-коррозияның орташа жылдамдығынан бастап эрозиялық-коррозиялық тозудың жергілікті ошақтарын диагностикалауға дейін. Жұмыстың практикалық маңыздылығы ингибиторлардың дозаларын оңтайландыру, апаттар қаупін азайту және пайдалану сенімділігін арттыру мүмкіндігі болып табылады.

Негізгі сөздер: коррозия, мониторинг, электрлік кедергі, ультрадыбыстық қалыңдық өлшеу, гравиметриялық бақылау, құбыр.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қалымова П.А., Тұрмағанбет С.Е., Чечина Ю.В., және б. Үш тәуелсіз өлшеу әдісін қолдана отырып, Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің кен орындарында коррозиялық мониторингтің интеграцияланған жүйесін практикалық тұрғыда іске асыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 36–47 б. DOI: [10.54859/kjogi108935](https://doi.org/10.54859/kjogi108935).

Введение

Коррозия трубопроводов и оборудования нефтегазовой промышленности остаётся одной из наиболее значимых проблем, влияющих на надёжность и безопасность производственных объектов. По оценкам, ежегодные потери металла вследствие коррозионного износа достигают 10% от мирового производства стали [1]. Для Казахстана эта проблема особенно актуальна, т.к. на территории страны эксплуатируется более 15000 км газопроводов и около 8000 км нефтепроводов. Масштабные коррозионные повреждения несут не только экономические, но и экологические риски, проявляющиеся в утечках углеводородов и загрязнении окружающей среды. Несмотря на остроту проблемы, исследования в области мониторинга коррозии в реальных условиях отечественных месторождений остаются ограниченными.

Контроль внутренней коррозии осложнён недоступностью внутренних поверхностей трубопроводов при плановом обслуживании. С точки зрения термодинамики, процессы коррозии неизбежны, однако их развитие может быть замедлено посредством химических и технических методов защиты. Для этого в мировой практике широко применяются различные методы и датчики, регистрирующие как фоновые процессы, так и ускоренные формы разрушения металла [2]. Наиболее распространённым и традиционно используемым является гравиметрический метод, основанный на применении образцов-свидетелей. Его преимущества – простота и надёжность, что подтверждено практикой внедрения на объектах добычи и подготовки газа [2]. Однако метод фиксирует лишь усреднённые показатели за длительный период, что ограничивает его информативность.

В последние десятилетия получили развитие методы ЭС и линейной поляризационной сопротивляемости (далее – LPR, *англ.* Linear Polarization Resistance), позволяющие в режиме реального времени отслеживать изменение характеристик металлического элемента при воздействии агрессивной среды [3]. Применение комбинации различных методов обеспечивает более полное представление о динамике коррозионного износа. Мировая практика демонстрирует эффективность комплексных решений. Так, на объектах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения была внедрена система, включающая гравиметрию, ЭС-датчики, УЗ и физико-химический анализ флюидов. Результаты показали снижение скорости углекислотной коррозии после подачи ингибитора, что подтвердило эффективность интеграции мониторинга и методов химической защиты [4]. Однако исследования указывают, что отдельные методы не учитывают эрозионный фактор, искажая реальную картину процессов разрушения металла. Особое внимание уделяется коррозии при высоких парциальных давлениях CO_2 . В ачимовских отложениях зафиксированы скорости разрушения, превышающие проектные

значения (0,1 мм/г.), при которых ингибиторные технологии обеспечивают лишь частичное снижение агрессивности среды [5]. Это подтверждает необходимость внедрения систем непрерывного мониторинга, способных выявлять локальные очаги ускоренной коррозии.

Современные тенденции связаны с переходом от периодических инспекций к непрерывному контролю состояния оборудования. Если ранее преобладали ручные методы УЗ-контроля и радиографические исследования, то сегодня активно внедряются цифровые сенсорные системы, обеспечивающие высокочастотные и статистически достоверные данные [6].

Постоянно установленные УЗ-датчики позволяют фиксировать толщину стенок трубопроводов в реальном времени, исключая субъективный фактор оператора и увеличивая точность мониторинга [7].

Исследования подтверждают высокую чувствительность ЭС- и УЗ-датчиков при работе в газожидкостных потоках, однако комплексных апробаций этих методов именно в условиях Южно-Тургайского нефтегазового бассейна практически нет, что и определяет научную новизну данного исследования.

Таким образом, развитие технологий мониторинга коррозии характеризуется цифровизацией, интеграцией методов ЭС и УЗ, а также их связью с системами предиктивного управления. В условиях Казахстана подобные работы единичны. Настоящее исследование восполняет данный пробел и направлено на оценку эффективности комплексной технологии «Система коррозионного мониторинга» в промышленных условиях месторождений А и Б с одновременным применением двух независимых методов – ЭС и УЗ.

Материалы и методы

В качестве объектов опытно-промышленных испытаний технологии «Система коррозионного мониторинга» были выбраны участки промышленных трубопроводов месторождений А и Б:

- коллектор автоматизированной замерной установки (далее – АГЗУ-3) на ЦППН «А»;
- коллектор дожимной насосной станции «Север» УПН «Б».

Оба трубопровода эксплуатируются в условиях транспорта газожидкостной смеси, содержащей коррозионно-активные компоненты и абразивные частицы, что повышает риск развития эрозионно-коррозионных процессов.

Химический состав пластовых вод ЦППН «А» и УПН «Б» был определён на основе результатов лабораторных анализов и характеризуется значительной минерализацией и преобладанием хлорид-ионов. Для ЦППН «А» значения pH варьировались в диапазоне 5,1–8,7, при этом основным типом воды являлся хлоридно-кальциевый, в отдельных пробах зафиксированы гидрокарбонатно-натриевые воды. Концентрация хлорид-ионов достигала 120–145 г/дм³, общая минера-

лизация изменялась от 215 до 235 г/дм³, а общая жёсткость – от 550 до 700 мг-экв/дм³, что указывает на высокую ионную насыщенность среды.

Для УПН «Б» характерны схожие гидрохимические условия: значения pH находились преимущественно в диапазоне 6,4–7,5 при доминировании хлоридно-кальциевого типа воды по классификации Сулина. Концентрация хлорид-ионов составляла, как правило, 35–55 г/дм³, при общей минерализации порядка 58–88 г/дм³ и жёсткости 260–390 мг-экв/дм³. Наличие высокоминерализованных хлоридных вод с повышенным содержанием ионов кальция и магния формирует потенциально коррозионно-активную среду, что было учтено при интерпретации результатов коррозионного мониторинга и анализе скорости утонения металла трубопроводов.

Фоновая скорость коррозии до начала испытаний составила больше 0,1 мм/г, что превышает нормативные значения для подобных объектов и подтверждает необходимость комплексного контроля. Выбор именно коллекторов «А» и «Б» обусловлен различиями в их гидродинамических режимах, что позволило не только исследовать применимость различных методов мониторинга, но и оценить влияние эрозионного фактора на скорость деградации металла.

На обоих объектах были установлены системы ЭС и УЗ, а также образцы-свидетели для ОСК. Программа мониторинга включала:

- регистрацию фоновой скорости коррозии;
- оценку эффективности постоянного дозирования ингибитора;
- серию испытаний с варьированием дозровок реагента;
- сопоставление результатов трёх независимых методов контроля.

Применение данной методики позволило выполнить комплексную оценку динамики коррозионного износа и определить возможности ин-

теграции ЭС и УЗ методов для оптимизации антикоррозионной защиты трубопроводных систем.

С физической точки зрения, процесс коррозионного износа трубопроводов может быть описан через изменение толщины стенки ($h(t)$) во времени в соответствии с выражением (1):

$$h(t) = h_0 - \int_0^t v_{corr}(\tau) d\tau \quad (1)$$

где h_0 – начальная толщина стенки, мм; v_{corr} – скорость коррозии, определяемая методами ЭС, УЗ и ОСК, мм/г; τ – переменная интегрирования, год; t – время эксплуатации, г.

При условии квазистационарного режима данное выражение упрощается до линейной зависимости (2):

$$h(t) = h_0 - v_{corr} \cdot t \quad (2)$$

Таким образом, непрерывная регистрация скорости коррозии позволяет количественно описывать динамику утонения металла и формирует физически обоснованную основу для последующей оценки остаточного ресурса трубопроводов. В рамках настоящей работы указанный подход рассматривается как предпосылка для развития предиктивных методов управления коррозионными рисками без реализации полноценных прогнозных алгоритмов.

Результаты и обсуждение

ЦППН «А»

Мониторинг методом ЭС

Согласно данным системы ЭС, средняя скорость коррозии коллектора АГЗУ-3 ЦППН «А» составила 0,6677 мм/г. При этом непрерывная регистрация (рис. 1) выявила колебания скорости износа, обусловленные влиянием эрозион-

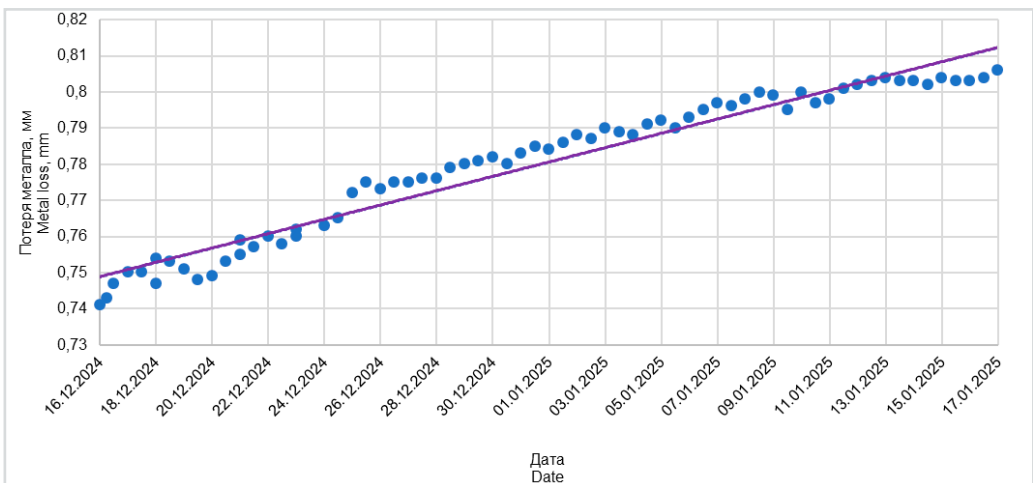


Рисунок 1. Тренд потери металла ЭС-системы на ЦППН «А»
Figure 1. Metal Loss Trend of the ER System at OPPS "A"

Таблица 1. Данные по потере металла в месте установки УЗ-датчиков на ЦППН «А»
Table 1. Metal loss data at the UT sensor installation locations at OPSS “A”

№ датчика Sensor No.	Начальная толщина (19.12.2024 г.), мм Initial Thickness (19.12.2024), mm	Конечная толщина (18.01.2025 г.), мм Final Thickness (18.01.2025), mm	Утонение металла, мм Metal Loss, mm
УЗ-1 (№2632), «5 ч» UT-1 (No. 2632), “5 o'clock”	9,091	9,086	0,005
УЗ-2 (№2515), «6 ч» UT-1 (No. 2632), “6 o'clock”	9,065	9,055	0,01
УЗ-3 (№2509), «7 ч» UT-1 (No. 2632), “7 o'clock”	9,373	9,369	0,004

ного фактора в газожидкостном потоке. Сигнал формируется за счёт изменения электрического сопротивления чувствительного элемента: при потере металла его сечение уменьшается, что фиксируется системой в виде тренда скорости коррозии. Эти данные демонстрируют ключевое преимущество ЭС-метода – возможность фиксировать динамику коррозионного процесса в реальном времени, что недоступно при традиционных периодических способах контроля.

Мониторинг методом УЗ

Для дополнительного контроля применялась система УЗ с тремя стационарными УЗ-датчиками,

установленными в позициях «5 ч», «6 ч» и «7 ч», с частотой измерений 4 раза в сутки. Результаты показали существенные различия в скорости потери металла по зонам трубы (табл. 1). На позиции «6 ч» зафиксированы максимальные скорости коррозии, что связано с направлением потока и эрозийным износом нижней части трубы, где концентрируются твёрдые частицы и водная фаза. Тренды изменения скорости коррозии по каждому датчику приведены на рис. 2–4. УЗ-система продемонстрировала высокую чувствительность к локальным условиям эксплуатации.

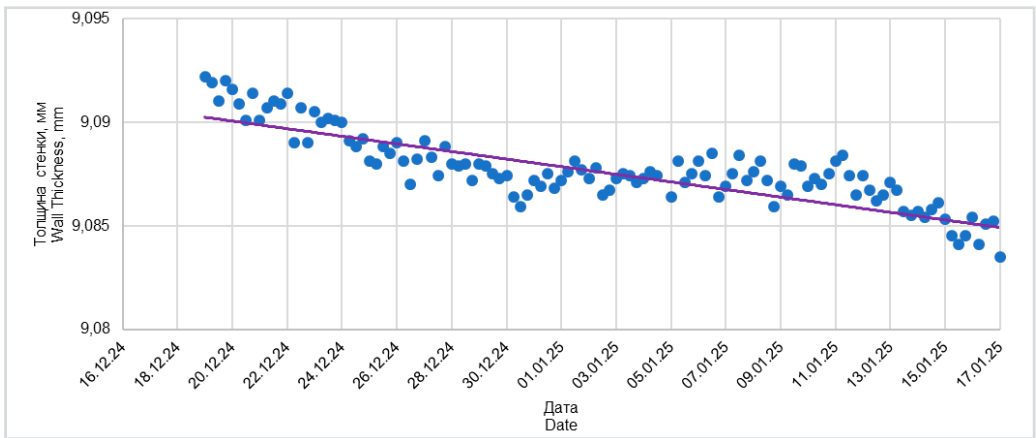


Рисунок 2. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-1 на ЦППН «А»
Figure 2. Metal Loss Trend Based on UT-1 Sensor Data at OPSS “A”

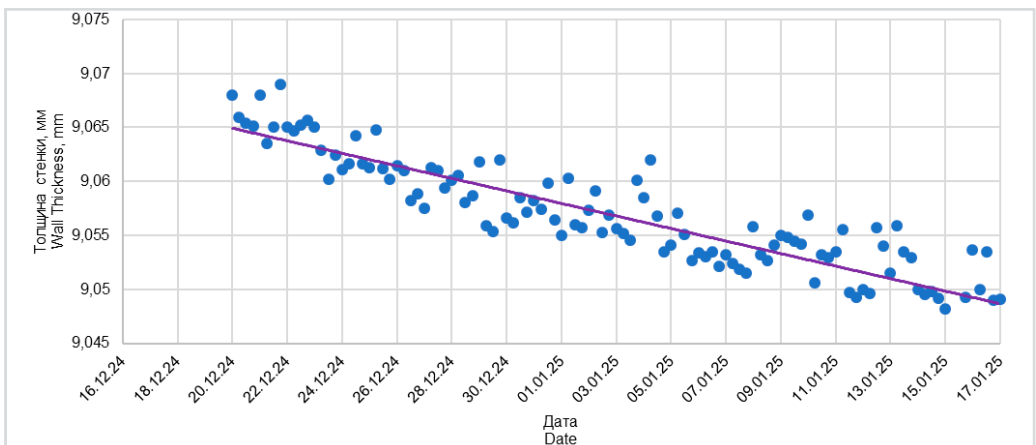


Рисунок 3. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-2 на ЦППН «А»
Figure 3. Metal Loss Trend Based on UT-2 Sensor Data at OPSS “A”

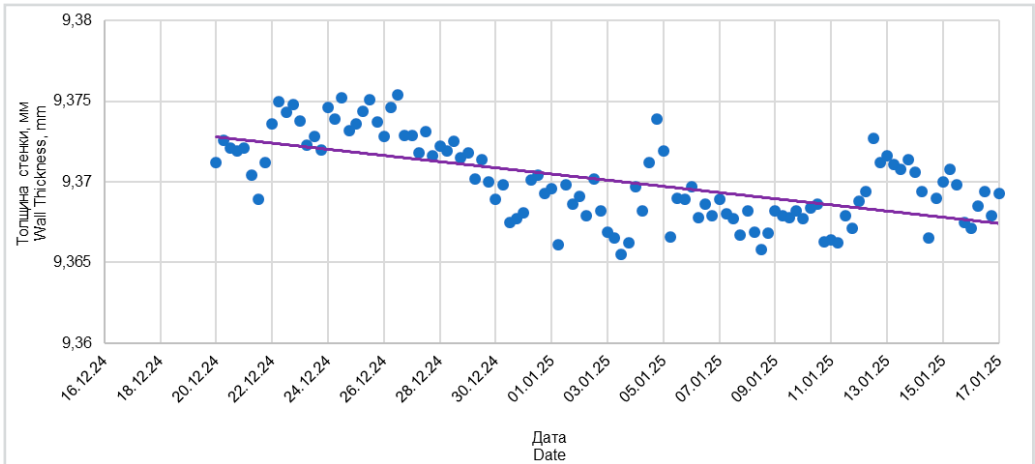


Рисунок 4. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-3 на ЦППН «А»
Figure 4. Metal Loss Trend Based on UT-3 Sensor Data at OPPS “A”

Мониторинг методом ОСК

ОСК проводился с использованием образцов-свидетелей, экспонированных в течение 32 сут. Анализ потери массы показал среднюю скорость коррозии 0,7260 мм/г. (табл. 2). Это значение сопоставимо с результатами

ЭС-системы (0,6677 мм/г.); расхождение между ОСК и ЭС-методами составило 8,73%, что укладывается в диапазон воспроизводимости ($\leq 10\%$). Внешний вид образцов до и после экспозиции представлен на рис. 5.



Рисунок 5. Внешний вид ОСК до и после установки на ЦППН «А»
Figure 5. Appearance of corrosion coupons before and after installation at OPPS “A”
 а) до испытания / before testing; б) после испытания / after testing

Таблица 2. Расчётная скорость фоновой коррозии, зафиксированная на ОСК на ЦППН «А»
Table 2. Calculated baseline corrosion rate determined by coupon testing at OPPS “A”

Параметр Parameter	Номер образца ОСК / Corrosion Coupon No.	
	№ 171	№ 172
Начальная масса, г / Initial mass, g	10,9910	10,9317
Масса образца после экспозиции, г / Mass after exposure, g	9,8466	9,9777
Потеря массы, г / Mass loss, g	1,1444	0,9540
Площадь образца, мм ² / Sample area, mm ²	2097,1	2097,1
Время экспозиции, дней / Exposure time, days	32	32
Плотность материала образца, г/см ³ / Sample material density, g/cm ³	7,86	7,86
Средняя скорость коррозии, мм/г. / Average corrosion rate, mm/g	0,7260	

По результатам мониторинга на ЦППН «А» средняя скорость коррозии, определённая методом ЭС, составила 0,6677 мм/г, тогда как по данным ОСК – 0,7260 мм/г. Расхождение между двумя методами достигло 8,73%, что соответствует диапазону воспроизводимости ($\leq 10\%$) и подтверждает воспроизводимость результатов. УЗ-контроль позволил дополнительно оценить локальное состояние стенки трубопровода: измеренная толщина составила 9,086 мм, тогда как при ручном контроле получено значение 9,34 мм.

УПН «Б»

На коллекторе УПН «Б» средняя скорость коррозии по данным ЭС-метода составила 0,2607 мм/г. (рис. 6). Полученные результаты свидетельствуют о значительном влиянии эксплуатационных параметров на интенсивность коррозионных процессов и подтверждают необходимость их учёта при разработке программ антикоррозионной защиты.

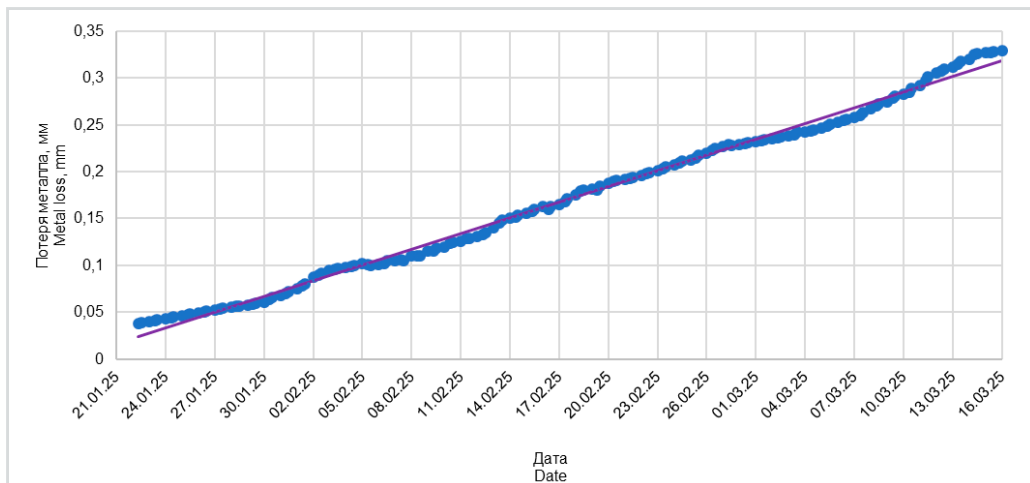


Рисунок 6. Тренд потери металла ЭС-системы на УПН «Б»
Figure 6. Metal Loss Trend of the ER System at UPH "B"

По данным УЗ-системы (табл. 3) установлена выраженная неоднородность коррозионного износа по сечению трубопровода, при этом наибольшие значения наблюдаются в нижней зоне («6 ч»). В верхней и боковой частях трубы («3 ч» и «9 ч») коррозия развивалась значительно медленнее. Тренды по каждому датчику (рис. 7–9)

подтверждают локальный характер эрозионно-коррозионного износа. В отличие от методов ЭС и ОСК, УЗ-мониторинг позволяет выявлять критические зоны ускоренного разрушения металла, что имеет практическое значение при разработке программ антикоррозионной защиты.

Таблица 3. Данные по потере металла в месте установки УЗ-датчиков на УПН «Б»
Table 3. Metal loss data at the UT sensor installation locations at UPH "B"

№ датчика Sensor No.	Начальная толщина (21.01.2025 г.), мм Initial thickness (21.01.2025), mm	Конечная толщина (18.03.2025 г.), мм Final thickness (18.03.2025), mm	Утонение металла, мм Metal thinning, mm
УЗ-1 (№2632), «3 ч» UT-1 (No. 2632), "3 o'clock"	6,723	6,671	0,052
УЗ-2 (№2515), «6 ч» UT-2 (No. 2515), "6 o'clock"	6,704	6,651	0,053
УЗ-3 (№2509), «9 ч» UT-3 (No. 2509), "9 o'clock"	6,418	6,401	0,017

Таблица 4. Расчётная скорость фоновой коррозии, зафиксированная на ОСК на УПН «Б»
Table 4. Calculated baseline corrosion rate determined by coupon testing at UPH "B"

Параметр Parameter	Номер образца ОСК / ...Corrosion Coupon No.	
	№ 164	№ 169
Начальная масса, г / Initial mass, g	11,0764	10,9769
Масса образца после экспозиции, г / Mass after exposure, g	10,4661	10,2591
Потеря массы, г / Mass loss, g	0,6103	0,7178
Площадь образца, мм² / Coupon area, mm²	2097,1	2097,1
Время экспозиции, дней / Exposure time, days	56	56
Плотность материала образца, г/см³ / Coupon material density, g/cm³	7,86	7,86
Средняя скорость коррозии, мм/г. / Average corrosion rate, mm/year	0,2626	

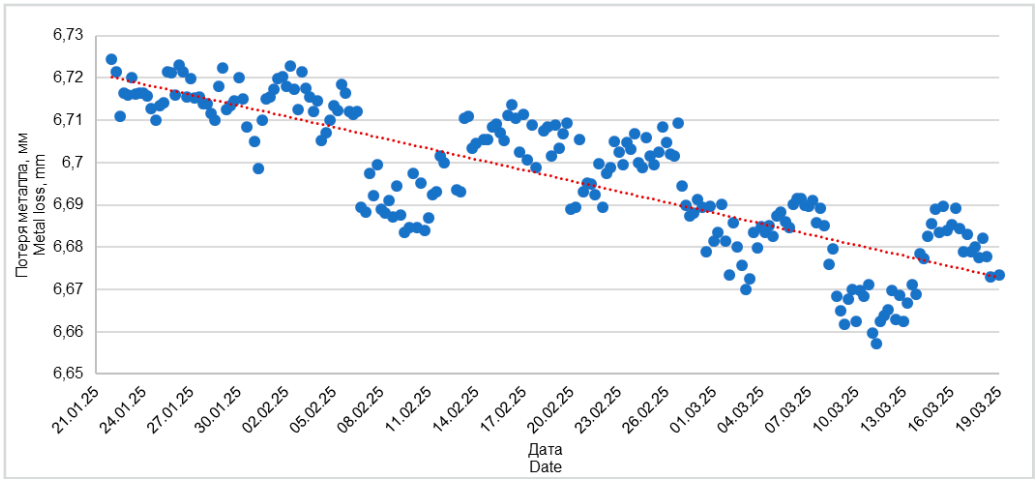


Рисунок 7. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-1 на УПН «Б»
Figure 7. Metal Loss Trend Based on UT-1 Sensor Data at OTP “B”

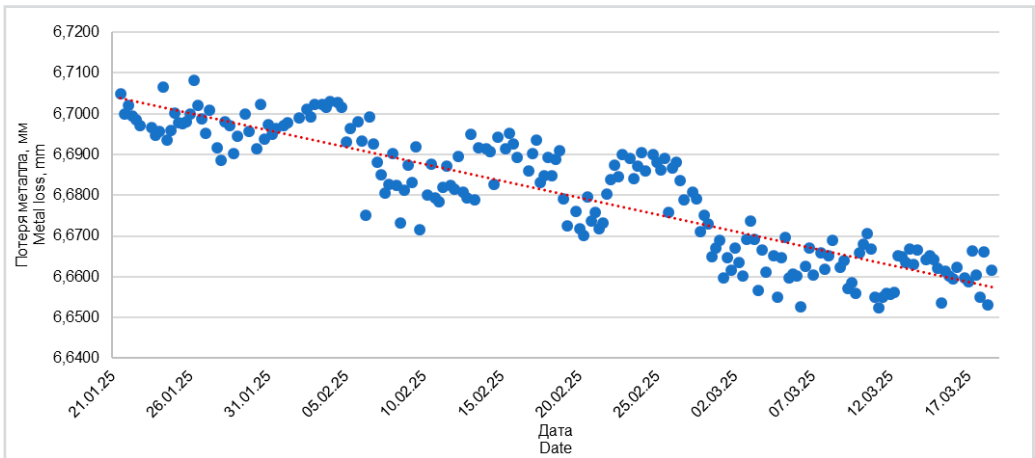


Рисунок 8. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-2 на УПН «Б»
Figure 8. Metal Loss Trend Based on UT-2 Sensor Data at OTP “B”

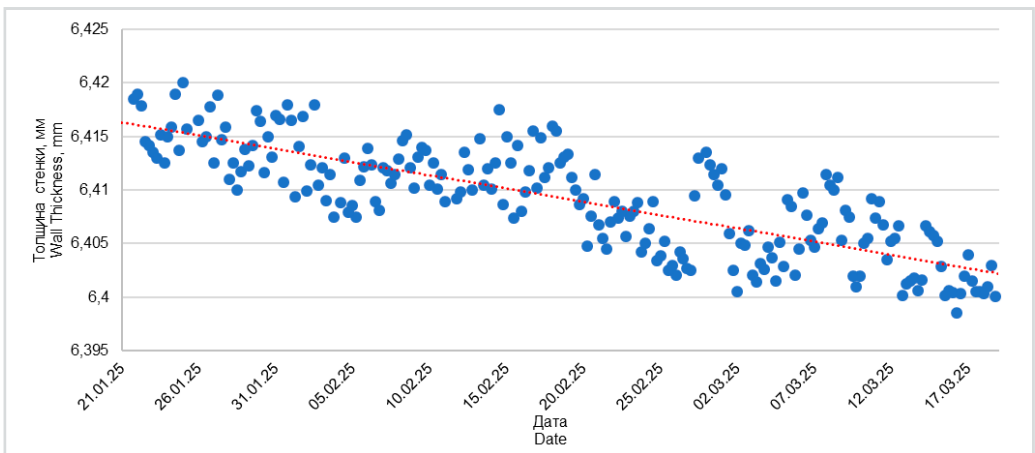


Рисунок 9. Тренд потери металла по данным датчика УЗ-3 на УПН «Б»
Figure 9. Metal Loss Trend Based on UT-3 Sensor Data at OTP “B”

ОСК-метод подтвердил данные электрического сопротивления: средняя скорость коррозии по образцам-свидетелям составила 0,2626 мм/г. (табл. 4). Визуальное состояние купонов до и после экспозиции отражено на рис. 10 и демонстрирует характер поверхностного износа.



а) б)
Рисунок 10. Внешний вид ОСК до и после установки на УПН «Б»
Figure 10. Corrosion coupons before and after installation at OTR «B»

а) до испытания / before testing; б) после испытания / after testing

На УПН «Б» зафиксирована высокая сходимость результатов: средняя скорость коррозии по данным метода электрического сопротивления составила 0,2607 мм/г., по гравиметрическому методу – 0,2626 мм/г. Разница между ними не превысила 0,68% (табл. 5). УЗ-система позволила выявить неравномерный характер износа: максимальная потеря металла зафиксирована в нижней части трубы («6 ч»), где происходит накопление водной фазы и абразивных частиц, тогда как в боковых зонах («3 ч» и «9 ч») толщина стенки снижалась менее интенсивно. УЗ-монито-

ринг обеспечивает более детальную диагностику за счёт возможности непрерывного контроля распределения износа по сечению трубы и выявления локальных зон ускоренной коррозии, недоступных усреднённым методам (ЭС и ОСК). Таким образом, совмещение ЭС и УЗ-методов обеспечивает комплексную оценку состояния трубопровода: от усреднённых значений скорости коррозии до выявления локальных очагов износа. Это создаёт основу для корректировки дозровок ингибиторов и снижения риска аварийных отказов.

Таблица 5. Результаты ОПИ на ЦППН «А» и УПН «Б»
Table 5. Results of pilot industrial trials at OTRP «A» and OTR «B»

Метод проведения испытания Test method	ЦППН «А» / OPSS «A»		УПН «Б» / OTR «B»	
	скорость коррозии, мм/г. corrosion rate, mm/year	разница между показаниями, % difference between readings, %	скорость коррозии, мм/г. corrosion rate, mm/year	разница между показаниями, % difference between readings, %
ЭС система ER system	0,6677	8,73	0,2607	0,68
Гравиметрический метод Gravimetric method	0,7260		0,2626	

Заключение

Впервые в условиях Южно-Тургайского нефтегазового бассейна проведены опытно-промышленные испытания технологии «Система коррозионного мониторинга» с одновременным применением методов ЭС, УЗ и ОСК.

На ЦППН «А» зафиксированы скорости коррозии 0,6677–0,7260 мм/г., тогда как на УПН «Б» – всего 0,2607–0,2625 мм/г.

Разница результатов ЭС и ОСК составила 8,73% на ЦППН «А» и 0,68% на УПН «Б»,

что укладывается в диапазон воспроизводимости ($\leq 10\%$) и подтверждает достоверность измерений. Вместе с тем данные УЗ-контроля показали, что метод обладает большей чувствительностью к локальным зонам: например, на позиции «6 ч» фиксировалась максимальная потеря металла из-за накопления водной фазы и твёрдых частиц, тогда как в других зонах толщина стенки снижалась значительно медленнее. УЗ-мониторинг позволяет детально отслеживать неравномерность

износа по сечению трубы и выявлять очаги ускоренной коррозии.

Полученные результаты подтверждают, что только их совместное использование обеспечивает всестороннюю оценку – от усреднённых значений скорости коррозии до локальных проявлений эрозийного износа.

Мировая практика внедрения систем непрерывного коррозионного мониторинга показывает, что их основное назначение связано прежде всего с повышением промышленной и экологической безопасности за счёт раннего выявления локальных зон ускоренного коррозионного и эрозийно-коррозионного износа и предотвращения аварийных отказов трубопроводных систем. Одновременно такие системы демонстрируют экономическую эффективность: переход от пе-

риодических инспекций к непрерывному контролю позволяет снизить внеплановые простои и затраты на аварийные ремонты, увеличить межремонтные интервалы и продлить ресурс трубопроводов. Таким образом, интегрированный коррозионный мониторинг следует рассматривать как элемент обеспечения надёжной и устойчивой эксплуатации нефтегазовых объектов, где экономический эффект является следствием повышения уровня безопасности.

Внедрение комплексного мониторинга позволяет оптимизировать дозировки ингибиторов, учитывать эрозийный фактор, снизить вероятность аварийных отказов и продлить срок службы трубопроводных систем, что имеет важное значение для устойчивого развития нефтегазовой отрасли страны.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Калымова П.А. – сбор и анализ данных, проведение исследования, написание статьи; Тұрмағанбет С.Е., Бердыев А.Ж. – концепция работы, корректировка направления при проведении исследования; Чечина Ю.В. – анализ полученных результатов, участие в обсуждении и формулировке выводов; Байменов С.Е. – редактирование рукописи, предоставление консультаций; Джаксылыков Т.С. – формирование методики, проверка результатов; Марданов А.С. – контроль за выполнением работы.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Perizat A. Kalymova – collecting and analyzing data, conducting the study, writing the article; Sagat Y. Turmaganbet, Arslanbek Zh. Berdyev – conceptualization of the study, adjusting the direction when conducting the study; Yuliya V. Chechina – analysis of the obtained results, participation in the discussion and formulation of conclusion; Sanzhar Ye. Baimenov – manuscript editing, providing consultations; Talgat S. Jaksylykov – methodology development, verification of results; Altynbek S. Mardanov – supervision of the study implementation.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mazraeh A.A., Alnaimi F.B.I. Multi-diameter Pipeline Inspection Gauge for Long Distance Industrial Application // International Journal of Scientific and Engineering Research. 2015. Vol. 6, № 2. P. 646–650. doi: [10.14299/ijser.2015.02.004](https://doi.org/10.14299/ijser.2015.02.004).
2. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. Москва : Физматлит, 2006. 376 с.
3. Монахов А.Н., Кузнецов А.К., Монахова М.А. Опыт применения датчиков коррозии в системах коррозионного мониторинга // Экспозиция. Нефть. Газ. 2015. №2(41). С. 46–49.
4. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Кобычев В.Ф., и др. Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Экспозиция. Нефть. Газ. 2018. №5(65). С. 63–67.
5. Печерский М.С. Оценка коррозионных условий и решений по защите трубопроводов от внутренней коррозии // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2023. №5. С. 31–39. doi: [10.26730/1999-4125-2023-5-31-39](https://doi.org/10.26730/1999-4125-2023-5-31-39).
6. Barshinger J.N., Pellegrino B.A. Monitoring Asset Integrity Using Installed Ultrasonic Sensors. Houston : NACE International, 2015. 25 p.
7. Barshinger J.N., Lynch S., Nugent M. Deployment of Cellular-Based Ultrasonic Corrosion Measurement System for Refining & Petro-Chemical Plant Applications // CORROSION Conference; March 26–30, 2017; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onpetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR17/CORR17/NACE-2017-8925/125272.

REFERENCES

1. Mazraeh AA, Alnaimi FBI. Multi-diameter Pipeline Inspection Gauge for Long Distance Industrial Application. *International Journal of Scientific and Engineering Research*. 2015;6(2):646–650. doi: [10.14299/ijser.2015.02.004](https://doi.org/10.14299/ijser.2015.02.004).
2. Semenova IV, Florianovich GM, Khoroshilov AV. *Korroziya i zashchita ot korroziy*. Moscow: Fizmatlit; 2006. 376 p. (In Russ).
3. Monakhov AN, Kuznetsov AK, Monakhova MA. Experience of using corrosion sensors in corrosion monitoring systems. *Expozitsiya. Neft'. Gaz*. 2015;2(41):46–49. (In Russ).
4. Koryakin AY, Dikamov DV, Kobychyev VF, et al. Development of a corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field. *Expozitsiya. Neft'. Gaz*. 2018;5(65):63–67. (In Russ).
5. Pecherskiy MS. The evaluation of corrosive conditions and protection solutions pipelines from internal corrosion. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2023;5:31–39. doi: [10.26730/1999-4125-2023-5-31-39](https://doi.org/10.26730/1999-4125-2023-5-31-39).
6. Barshinger JN, Pellegrino BA. Monitoring Asset Integrity Using Installed Ultrasonic Sensors. Houston: NACE International; 2015. 25 p.
7. Barshinger JN, Lynch S, Nugent M. Deployment of Cellular-Based Ultrasonic Corrosion Measurement System for Refining & Petro-Chemical Plant Applications. CORROSION Conference; 2017 March 26–30; New Orleans, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/NACECORR/proceedings-abstract/CORR17/CORR17/NACE-2017-8925/125272.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Калымова Перизат Асқарқызы

ORCID [0009-0006-2187-1739](https://orcid.org/0009-0006-2187-1739)

e-mail: p.kalymova@kmge.kz.

Тұрмағанбет Сағат Ерланұлы

ORCID [0009-0004-5209-2127](https://orcid.org/0009-0004-5209-2127)

e-mail: s.turmaganbet@kmge.kz.

Чечина Юлия Валерьевна

ORCID [0009-0006-2654-5561](https://orcid.org/0009-0006-2654-5561)

e-mail: y.chechina@kmge.kz.

Байменов Санжар Ержанұлы

ORCID [0009-0004-7165-4180](https://orcid.org/0009-0004-7165-4180)

e-mail: s.baimenov@kmge.kz.

Бердыев Арсланбек Жарылгасынович

ORCID [0009-0000-3521-0700](https://orcid.org/0009-0000-3521-0700)

e-mail: a.berdyev@kmge.kz.

Джаксылыков Талгат Сайнович

ORCID [0000-0002-1530-3974](https://orcid.org/0000-0002-1530-3974)

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

*Perizat A. Kalyмова

ORCID [0009-0006-2187-1739](https://orcid.org/0009-0006-2187-1739)

e-mail: p.kalymova@kmge.kz.

Sagat Ye. Turmaganbet

ORCID [0009-0004-5209-2127](https://orcid.org/0009-0004-5209-2127)

e-mail: s.turmaganbet@kmge.kz.

Yuliya V. Chechina

ORCID [0009-0006-2654-5561](https://orcid.org/0009-0006-2654-5561)

e-mail: y.chechina@kmge.kz.

Sanzhar Ye. Baimenov

ORCID [0009-0004-7165-4180](https://orcid.org/0009-0004-7165-4180)

e-mail: s.baimenov@kmge.kz.

Arslanbek Zh. Berdyev

ORCID [0009-0000-3521-0700](https://orcid.org/0009-0000-3521-0700)

e-mail: a.berdyev@kmge.kz.

Talgat S. Jaxylykov

ORCID [0000-0002-1530-3974](https://orcid.org/0000-0002-1530-3974)

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Altynbek S. Mardanov

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author