

# Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

**А.Ю. Корякин**

генеральный директор  
referent@gd-urengoy.gazprom.ru

**Д.В. Дикамов**

к.т.н., главный инженер — первый заместитель  
генерального директора  
d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru

**В.Ф. Кобычев**

начальник технического отдела  
v.f.kobychhev@gd-urengoy.gazprom.ru

**И.В. Колинченко**

заместитель начальника Инженерно-технического  
центра по производству  
i.v.kolinchchenko@gd-urengoy.gazprom.ru

**А.Д. Юсупов**

ведущий инженер — руководитель группы защиты  
от коррозии и защитных покрытий Инженерно-  
технического центра  
a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой,  
Россия

**С проблемой углекислотной коррозии сталкивается большое количество компаний, разрабатывающих новые газоконденсатные месторождения. Эта проблема была выявлена и на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Ввиду отсутствия проектных решений в части противокоррозионных мероприятий, специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана такая система, включающая несколько методов контроля коррозионных процессов. В статье представлена разработанная схема мониторинга объектов, подверженных влиянию углекислотной коррозии. Описаны все внедренные методы, приведены результаты контроля.**

## Материалы и методы

Гравиметрический метод измерения скорости коррозии, метод измерения скорости коррозии путем измерения электрического сопротивления

## Ключевые слова

коррозионный мониторинг, система коррозионного мониторинга, углекислотная коррозия, узел контроля коррозии, ачимовские отложения

Проблема коррозии в нефтегазовом секторе является актуальной, и в настоящее время ей уделяется особое внимание. Это связано, в первую очередь, с разработкой новых месторождений, содержащих в составе добываемого продукта различные коррозионно-агрессивные компоненты. Помимо прочего, повсеместно в производство внедряется концепция бережливого производства, что подразумевает исключение всех видов потерь, в том числе и по причине коррозионных процессов.

В ООО «Газпром добыча Уренгой» в связи с началом разработки ачимовской нефтегазоконденсатной залежи, расположенной на глубине 3550–4000 метров, были выявлены интенсивные коррозионные процессы внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, транспортирующих добываемый продукт (рис. 1). В составе флюида присутствует углекислый газ, который в купе с водой интенсифицирует процессы коррозии. Высокая температура и давление дополнительно усиливают скорость протекания коррозии. Таким образом, создаются благоприятные условия для протекания углекислотной коррозии на объектах добычи газа ачимовских отложений [1, 2].

Так как в проекте разработки мероприятия по противокоррозионной защите не предусмотрены, необходимо было самостоятельно, в сжатые сроки, разработать систему коррозионного мониторинга применительно к объектам, подверженным воздействию углекислотной коррозии. Коррозионный мониторинг — это система



*Рис. 1 — Характерные для углекислотной коррозии повреждения внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин (скв. 2А151)*

*Fig. 1 — Characteristics of carbon dioxide corrosion damage of pipeline inner surface of wells connections (well 2A151).*

наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о его возможных коррозионных отказах [3]. Система коррозионного мониторинга является эффективным способом оценки коррозионного состояния оборудования и трубопроводов и, как правило, состоит из нескольких методов контроля. Чаще всего используются следующие методы: визуальный осмотр, осмотр труднодоступных участков при помощи телеметрических систем, определение технологических свойств коррозионной



*Рис. 2 — Концептуальная схема системы коррозионного мониторинга объектов ООО «Газпром добыча Уренгой», подверженных воздействию углекислотной коррозии*  
*Fig. 2 - Conceptual diagram of the corrosion monitoring system of Gazprom добыча Urengoy's facilities exposed to carbon dioxide corrosion.*

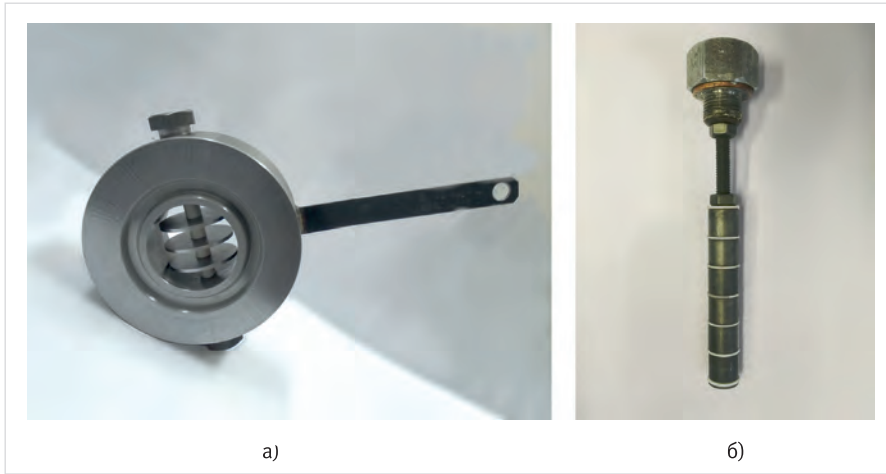


Рис. 3 — а) межфланцевый узел контроля скорости коррозии; б) гравиметрическая кассета

Fig. 3 — a) Interflanged corrosion-rate control unit; b) gravimetric cassette

среды (окислительно-восстановительного потенциала, наличия продуктов растворения элементов металлической конструкции, изменения концентрации коррозионно-активных агентов и др.), определение потенциала металла, определение скорости коррозии посредством установки образцов-свидетелей коррозии различного исполнения, различные виды дефектоскопии. В разработанную специалистами систему коррозионного мониторинга входят большинство из приведенных выше методов. На рис. 2 приведена концептуальная схема разработанной системы.

#### Гравиметрические измерения скорости коррозии

В первую очередь, при разработке системы коррозионного мониторинга был сделан упор на обоснованный подбор метода определения скоростей коррозии на различных

участках систем сбора и подготовки газа. Рассматривались различные методы, такие как ER-метод (метод, работающий на принципе измерения электрического сопротивления), LPR-метод (метод, работающий на принципе измерения линейного поляризационного сопротивления), гравиметрический метод (метод, основанный на измерении потери массы образцов-свидетелей коррозии), прямые методы измерения потерь толщины стенки оборудования и трубопроводов и другие методы. Ввиду простоты методики, возможности изготовления оборудования собственными силами и достаточной достоверности в качестве первоочередного метода был выбран гравиметрический метод измерения скорости коррозии и сформулированы следующие требования к гравиметрическим устройствам:

— в одно устройство должно монтироваться не менее 3-х образцов в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007 [4];

— при монтаже устройств не должны проводиться сварочные работы и любые другие виды работ, влекущие за собой изменение конструкции трубопроводов и оборудования;

— для устройств должны быть проведены расчеты на прочность для рабочих давлений в трубопроводах, в которые планировалась установка устройств. Максимальное давление составляет 40 МПа;

— на устройства должны быть оформлены паспорта технических устройств;

— до монтажа устройств в трубопровод, должна предусматриваться возможность проведения их гидравлических испытаний.

Выпускаемые заводские гравиметрические устройства под вышеуказанные требования не подходили. Поэтому встала задача по разработке собственных узлов контроля скорости коррозии 2 типов, удовлетворяющих всем заявленным требованиям. Проведенные промышленные испытания устройств показали их эффективность, надежность и возможность использования в рамках системы коррозионного мониторинга. В первом варианте использовалось межфланцевое устройство с установленными 3-мя образцами-свидетелями коррозии, выполненными в форме дисков (рис. 3а). Во втором варианте была разработана гравиметрическая кассета с 6-ю образцами-свидетелями коррозии (рис. 3б). Данная кассета устанавливается в существующие резервные бобышки, предназначенные для термокарманов или манометров. Материальное исполнение образцов-свидетелей коррозии для всех устройств — сталь марки 09Г2С. На разработанные устройства получены патенты на изобретение и полезную модель [5, 6].

С помощью разработанных устройств проводилось измерение скорости коррозии трубопроводов обвязки ачимовских скважин, а также отслеживалась скорость коррозии в газосборных коллекторах и технологических трубопроводах УКПГ. На рис. 4 приведены результаты опытно-промышленных испытаний

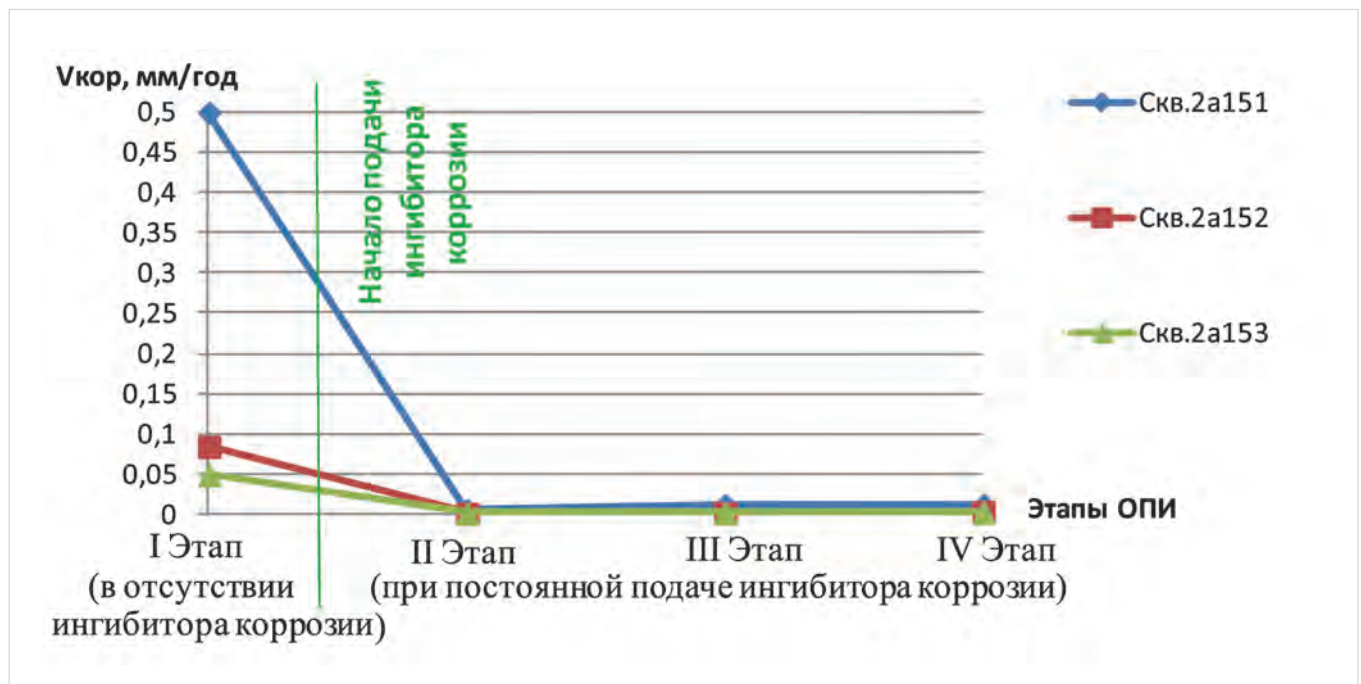


Рис. 4 — Полученные скорости коррозии с помощью разработанных устройств  
Fig. 4 — The corrosion rates obtained with the help of the developed devices

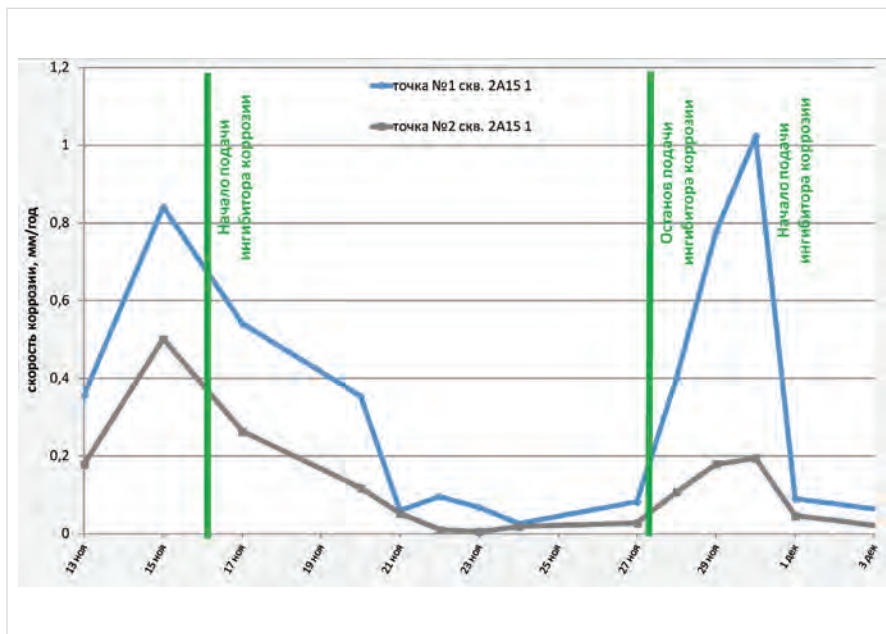


Рис. 5 — Полученные скорости коррозии с помощью ER-датчиков  
 Fig. 5 — The corrosion rates obtained using ER-sensors

ингибитора коррозии. Данный пример наглядно показывает эффективность гравиметрического метода измерения скорости коррозии, как одного из методов коррозионного мониторинга. Наблюдается значительное снижение скорости коррозии после начала подачи ингибитора коррозии.

#### Измерения скорости коррозии ER-методом

Метод измерения скорости коррозии посредством измерения электрического сопротивления контактного элемента, установленного в трубопровод (ER-метод) зарекомендовал себя с положительной стороны в нефтедобывающей сфере. Однако опыт использования данного метода в условиях углекислотной коррозии при добыче конденсатосодержащего газа отсутствует. Учитывая возможности данного метода, принято решение о его апробации и включении в систему коррозионного мониторинга.

В рамках данной работы было приобретено оборудование, состоящее из датчиков коррозии, монтируемых в трубопровод, и коррозиметра — устройства, преобразующего значения электрического сопротивления в значения глубины проникновения коррозии и скорость коррозии. На рис. 5 представлены полученные результаты по одной из скважин, на которой проводились исследования по определению защитного эффекта пленки ингибитора коррозии. На графике видно, что при начале подачи ингибитора коррозии, фиксируемая скорость коррозии резко уменьшается. Обратный эффект наблюдается при прекращении подачи ингибитора коррозии и удалении защитной пленки — скорость коррозии возрастает.

Таким образом, можно утверждать, что в условиях неравномерного, локального характера протекания углекислотной коррозии, данный метод позволяет оперативно отслеживать изменение коррозионной агрессивности среды исключительно в качестве относительного показателя [7]. В качестве абсолютного показателя скорости углекислотной коррозии предпочтительно использовать

гравиметрический метод. Также существенным недостатком данного ER оборудования является отсутствие системы удаленного получения данных. На текущий момент для получения оперативной информации необходимо непосредственное подключение к каждому датчику с максимально возможной периодичностью и последующей обработкой полученных значений, что, в конечном итоге, увеличивает время отклика данного метода на изменения коррозионной агрессивности в системе.

#### Контроль содержания коррозионно-активных компонентов и технологических параметров

В качестве одного из мероприятий коррозионного мониторинга проводится отбор проб флюида с каждой скважины в рамках газоконденсатных исследований с последующим определением содержания углекислого газа в составе добываемого продукта, содержания воды, химического состава воды. Любое изменение каждого из параметров может повлиять на фактическую скорость коррозии, как в положительную, так и в отрицательную сторону.

Также специалистами контролируются технологические параметры работы скважин, а именно рабочее давление, температура и дебит. В ходе мониторинга была получена прямая зависимость влияния температуры на скорость коррозии. На рис. 6 представлена диаграмма измерения скорости коррозии ER-датчиком с параллельным отслеживанием температуры на данном участке. Наблюдается рост скорости коррозии при повышении температуры, и наоборот, при уменьшении температуры возрастает скорость коррозии. Помимо температуры на скорость коррозии влияет парциальное давление  $CO_2$ , зависящее от рабочего давления и содержания  $CO_2$  в газе. Однако ввиду узкого диапазона возможных парциальных давлений, вклад данного параметра в скорость коррозии для условий ачимовских отложений меньше, чем вклад температуры.

Таким образом, имея массив данных по каждой скважине и получая новые данные

по отдельной скважине, делаются выводы о снижении, либо увеличении коррозионной агрессивности среды. После чего разрабатываются точечные мероприятия по противодействию коррозионной защите для каждой скважины.

#### Физико-химический контроль при ингибиторной защите

В рамках коррозионного мониторинга регулярно отбираются пробы воды с сепарационного и разделительного оборудования каждой технологической нитки УКПГ для отслеживания изменения остаточного содержания ингибитора коррозии в конце защищаемого участка и количества ионов железа, растворенного в воде. Остаточное содержание ингибитора коррозии указывает на достаточность ингибиторной защиты и позволяет выявлять факты скрытой остановки подачи ингибитора коррозии. Количество ионов железа, растворенного в воде, является косвенным показателем, характеризующим интенсивность протекания процесса коррозии. Имея низкое количество растворенного железа в воде, нельзя с высокой степенью уверенности говорить о том, что процессы коррозии протекают медленно, так как большая часть ионов железа может выпадать в осадок в виде соединений. Но, с другой стороны, резкое увеличение количества растворенного железа в воде говорит об однозначном увеличении скорости коррозии. Соответственно, два данных метода дополняют друг друга, позволяя в целом отслеживать изменения коррозионной ситуации на объекте, защищаемом ингибитором коррозии.

#### Проведение внутритрубной диагностики

Для отслеживания коррозионной обстановки внутренней поверхности газосборных коллекторов проводится внутритрубная диагностика (далее — ВТД). Полученные результаты позволяют довольно точно определять места и глубину коррозионных поражений. Таким образом, используя данные по повреждениям, разнесенные по времени, можно выявить динамику развития коррозионных процессов за период между проведенными ВТД. На текущий момент получены данные по коррозионным повреждениям 3-х газосборных коллекторов. Подрядная организация, выполняющая ВТД, не обладает собственными техническими ресурсами для выполнения ВТД участков газопроводов с крутоизогнутыми отводами и сужениями до 80% от проходного сечения. Такие характерные участки имеются на оставшихся коллекторах. В ближайшее время, после определения подрядной организации, имеющей оборудование для проведения ВТД на данных коллекторах, будут проведены их первичные обследования. После проведения повторных ВТД, будет осуществлено сравнение дефектов, определена динамика их развития, вычислены скорости коррозии, оценена эффективность ингибиторной защиты.

#### Проведение комплекса неразрушающего контроля в коррозионно-опасных местах

Также в качестве мероприятия по коррозионному мониторингу предусмотрено периодическое проведение ультразвуковой толщинометрии (далее — УЗТ) стенок трубопроводов. В местах возможного развития коррозионных процессов отмечены участки для проведения УЗТ и с периодичностью



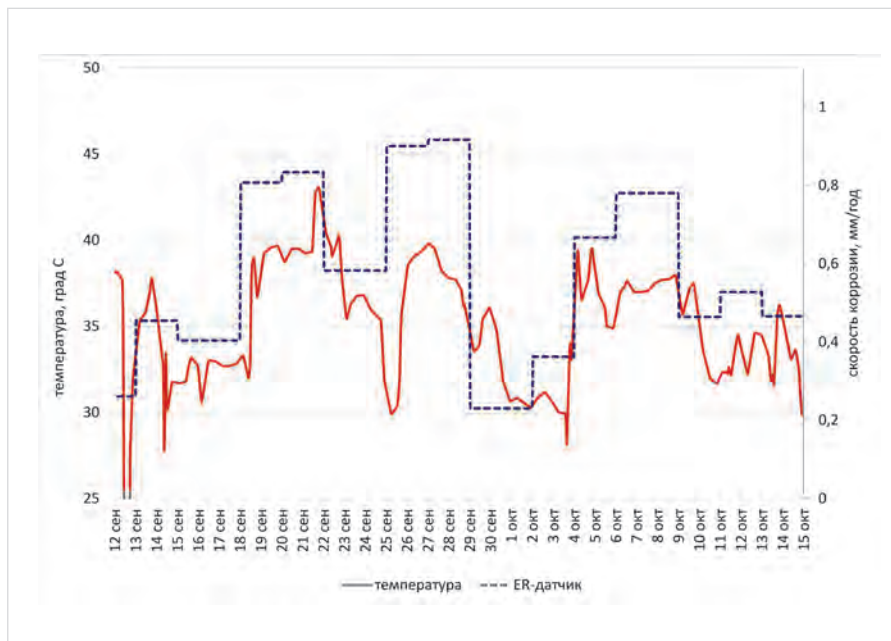


Рис. 6 — Зависимость скорости коррозии от температуры на скважине 2A151  
Fig. 6 – Relationship between corrosion rate and well temperature 2A151

один раз в месяц проводится измерение толщины стенки, после чего показания сравниваются с предыдущими замерами и анализируется динамика изменения толщины стенки для последующего принятия решения по противокоррозионным мероприятиям.

Недостатком УЗТ при коррозионном мониторинге оборудования, подверженного углекислотной коррозии, является отслеживание коррозионной картины локально — лишь в области одной точки. Учитывая локальный характер проявления углекислотной коррозии нельзя исключать вероятность, что рядом с местом проведения УЗТ не окажется критического точечного участка коррозии, который при проведении УЗТ не будет идентифицирован. Для исключения такого варианта развития ситуации, для коррозионно-опасных мест трубопроводов, имеющих максимальную скорость коррозии, проводится следующий комплекс мероприятий. В первую очередь, проводится рентгеновский контроль, который, используя ионизирующее излучение, проходящее через исследуемый участок трубопровода, показывает дефекты и примерные места их расположения на пленке. При наличии локальных повреждений, отображенных на пленке в виде темных пятен, проводится УЗТ в обозначенных местах. По результатам УЗТ принимается решение о замене участка трубопровода, либо дальнейшей эксплуатации с увеличенной частотой проведения диагностического контроля.

В качестве альтернативы рентгеновскому контролю на линейных участках трубопровода используется ультразвуковая система комплексной диагностики трубопроводов. Данная система скринингового сканирования труб позволяет выполнять комплексную инспекцию участков трубопроводов при помощи одного кольца с преобразователями, в обе стороны от которого распространяются направленные ультразвуковые волны, позволяющие с помощью эхо-сигнала получить наглядную информацию о коррозионных дефектах.

#### Проведение ревизий трубопроводов и оборудования, подверженного воздействию углекислотной коррозии

Одним из основных мероприятий коррозионного мониторинга, применяемых на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой», является визуальный осмотр внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, который проводится в рамках запланированных ревизий. При планировании ревизии учитывается ранжирование участков по интенсивности протекания коррозии с учетом скоростей коррозии, получаемых посредством образцов-свидетелей коррозии. Визуальный осмотр позволяет наглядно определить характер протекания процесса коррозии, выявить характерные места, подверженные максимальной коррозии, своевременно определить критические места воздействия коррозии.

#### Итоги

Каждый из приведенных методов измерения и контроля различных показателей коррозионного мониторинга не является самодостаточным и универсальным для контроля углекислотной коррозии. Принцип суперпозиции позволяет расширить границы каждого из методов коррозионного мониторинга. Совокупность всех применяемых методов позволяет обеспечивать безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов, подверженных воздействию углекислотной коррозии. Разработанная и внедренная в производство система коррозионного мониторинга показала свою эффективность за три года постоянной эксплуатации и модернизации. Постоянное совершенствование методов, включенных в систему коррозионного мониторинга, позволяет непрерывно снижать возможный уровень риска возникновения аварийных ситуаций по причине коррозионных разрушений.

#### Выводы

В ходе разработки и внедрения системы коррозионного мониторинга на объектах

второго участка ачимовских отложений УНГКМ были реализованы следующие мероприятия:

1. Разработаны новые гравиметрические устройства и подобраны специальные места для их монтажа применительно к объектам инфраструктуры газоконденсатного промысла, разрабатывающего ачимовские отложения.
2. Впервые проведены испытания системы измерения скорости углекислотной коррозии в газоконденсатной среде посредством измерения электрического сопротивления контактного элемента, установленного в трубопровод (ER-метод).
3. Организован комплексный мониторинг параметров, влияющих на интенсивность углекислотной коррозии: содержание  $\text{CO}_2$ , химический состав воды, остаточное содержание ингибитора коррозии, содержание железа в воде и т.д.
4. Выявлены основные факторы, влияющие на скорость углекислотной коррозии в промышленных условиях при разработке ачимовских отложений.
5. Для коррозионно-опасных участков, подверженных максимальной коррозии, была разработана технология, использующая комплекс методов неразрушающего контроля.
6. Пересмотрена концепция проведения ревизии трубопроводов и оборудования. При планировании стала учитываться интенсивность протекания коррозии с учетом скоростей коррозии, получаемых посредством гравиметрических исследований.

#### Литература

1. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В., Юсупов А.Д. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. 2017. №12. С. 84–89.
2. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Шустов И.Н., Дикамов Д.В., Шишков Э.О., Юсупов А.Д. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. №2. С. 74–78.
3. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М.: Физматлит, 2006. 376 с.
4. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.
5. Патент № 167617. Межфланцевый узел контроля коррозии, приоритет от 15.12.2015, кл. F17D 5/00 (2006.01).
6. Патент № 2017129180. Способ установки образцов-свидетелей коррозии в трубопровод, приоритет от 15.08.2017, кл. F17D 5/00 (2006.01).
7. Блохин В.А., Манжосов А.К., Маркин А.Н. Особенности измерения параметров углекислотной коррозии в газовых средах // Коррозия территории нефтегаз. 2018. №1. С. 54–62.

## 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

**Aleksandr Y. Koryakin** — general director; [referent@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:referent@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Dmitriy V. Dikamov** — Ph.D., chief engineer — first deputy director general; [d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Vladimir F. Kobychiev** — deputy director general for production and treatment of gas condensate and oil; [v.f.kobychiev@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:v.f.kobychiev@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Igor V. Kolinchenko** — deputy production manager of engineering and technical center; [i.v.kolinchenko@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:i.v.kolinchenko@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Aleksandr D. Yusupov** — senior engineer — head of the group of corrosion protection and protective coatings of the engineering and technical center; [a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru)

Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

### Abstract

A large number of companies developing new gas condensate fields have faced the problem of carbon dioxide corrosion. The same occurs at the facilities of the second area of the Achimov deposits of Urengoy oil, gas and condensate field. Because of the lack of design solutions in terms of anticorrosive measures, specialists of Gazprom dobycha Urengoy LLC developed a system that includes several methods of corrosion monitoring. The article presents a scheme of monitoring of facilities exposed to carbon dioxide corrosion. All the implemented methods are described, and the results of the control are given.

### Materials and methods

Gravimetric method of corrosion rate measurement, a method of corrosion rate measurement by measuring electrical resistance

### Results

Each of the corrosion monitoring methods presented in this article separately does not cover all the relevant factors. The principle of superposition allows us to

expand the boundaries of each corrosion monitoring method. The set of all applied methods allows safety operation of hazardous production facilities exposed to carbon dioxide corrosion. The corrosion monitoring system developed and introduced into production has shown its effectiveness for three years of constant operation and modernization. Continuous improvement of the methods included in the corrosion monitoring system allows continuous reducing of possible risk level of emergencies caused by a corrosive damage.

### Conclusions

During the development and implementation of the corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field, the following activities were implemented:

1. New gravimetric devices were developed and special locations for their installation were selected for infrastructure facilities of the gas condensate treatment plant developing Achimov deposits.
2. For the first time a measurement system of

carbon dioxide corrosion rate in a gas-condensate medium by measuring the electrical resistance of the contact element installed in the pipeline (ER method) was tested at facilities of Gazprom dobycha Urengoy LLC.

3. The complex monitoring of parameters influencing the intensity of carbon dioxide corrosion is organized: CO<sub>2</sub> content, chemical composition of water, residual content of corrosion inhibitor, iron content in water, etc.
4. The main factors influencing the rate of carbon dioxide corrosion under field conditions during the development of Achimov deposits were revealed.
5. A technology using a set of nondestructive methods of testing was developed for corrosion-prone areas subjected to maximum corrosion.
6. The concept of conducting an inspection of pipelines and equipment was revised. When planning, the intensity of corrosion was taken into account with allowance for the rates of corrosion obtained by gravimetric studies.

### Keywords

corrosion monitoring, corrosion monitoring system, carbon dioxide corrosion, corrosion control unit, Achimov deposits

### References

1. Koryakin A.Yu., Kobychiev V.F., Kolinchenko I.V., Yusupov A.D. Usloviya protekaniya uglekislотноy korrozii na ob'ektakh dobychi achimovskikh otlozheniy, metody kontrolya i prognozirovaniya [The conditions of carbon dioxide corrosion at the extraction facilities of Achimov deposits, methods of control and forecasting]. Gas industry, 2017, issue 12, pp. 84–89.
2. Artemenkov V.Yu., Koryakin A.Yu., Shustov I.N., Dikamov D.V., Shishkov E.O., Yusupov A.D. Organizatsiya korrozionnogo monitoringa na ob'ektakh vtorogo uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyского neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Organization of corrosion monitoring at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field]. Gas industry, 2017. Special issue 2, pp. 74–78.
3. Semenova I.V., Florianovich G.M., Khoroshilov A.V. Korroziya i zashchita ot korrozii [Corrosion and corrosion protection]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2006, 376 p.
4. GOST P 9.905-2007. Edinaya sistema zashchity ot korrozii i stareniya. Metody korrozionnykh ispytaniy. Obshchie trebovaniya [State Standard R 9.905-2007 Unified system of protection against corrosion and aging. Methods of corrosion testing. General requirements].
5. Mezhlantsevyy uzel kontrolya korrozii [Interflanged corrosion control unit]. Patent RF, no. 167617, priority date 15.12.2015, cl. F17D 5/00 (2006.01).
6. Sposob ustanovki obraztsov-svideteley korrozii v truboprovod [The way of installation of corrosion witness samples into the pipeline]. Patent RF, no. 2017129180, priority date 15.08.2017, cl. F17D 5/00 (2006.01).
7. Blokhin V.A., Manzhosov A.K., Markin A.N. Osobennosti izmereniya parametrov uglekislотноy korrozii v gazovyykh sredakh [Measurement features of parameters of carbon dioxide corrosion in gaseous media]. Korroziya territorii neftegaz, 2018, issue 1, pp. 54–62.