

УСЛОВИЯ ПРОТЕКАНИЯ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

УДК 622.279+620.193+661.7+543.6

А.Ю. Корякин, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, РФ), referent@gd-urengoy.gazprom.ru

В.Ф. Кобычев, ООО «Газпром добыча Уренгой», v.f.kobychew@gd-urengoy.gazprom.ru

И.В. Колинченко, ООО «Газпром добыча Уренгой», i.v.kolinchenko@gd-urengoy.gazprom.ru

А.Д. Юсупов, ООО «Газпром добыча Уренгой», a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

В статье проведен анализ условий протекания углекислотной коррозии на объектах добычи и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассмотрен мировой опыт добычи и транспортировки газа, содержащего CO_2 . Представлены зависимости плотности и растворимости углекислого газа от термобарических параметров характерных участков системы сбора газа. Определены фазовые состояния компонентов добываемого флюида: углекислого газа, углеводородов и воды в условиях изменения температуры и давления по ходу движения флюида от забоя скважины до установки комплексной подготовки газа. Представлены результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора газа. Описаны методы контроля и прогнозирования коррозии, применяемые в ООО «Газпром добыча Уренгой», в частности приведены результаты измерений скорости коррозии методом электрического сопротивления. В ходе анализа результатов измерений получена зависимость скорости коррозии от температуры добываемого флюида. Представлен результат прогнозирования протекания процессов коррозии в одном из газосборных коллекторов по всей длине с учетом профиля трубопровода.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УГЛЕКИСЛОТНАЯ КОРРОЗИЯ, УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ, АЧИМОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ, УРЕНГОЙСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ.

Углекислому газу (CO_2 , диоксид углерода, ангидрид угольной кислоты) как коррозионному компоненту среды в процессе добычи газа ранее отводили не слишком значительную роль по сравнению с сероводородом (H_2S). Проблема углекислотной коррозии стала приобретать все большее значение с началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных месторождений с пластовыми температурами более 80°C , давлениями свыше 30 МПа и содержанием CO_2 в газе более 1 % об. В России разработка таких залежей началась в 1965–1970 гг. в Краснодарском и Ставропольском краях. Именно тогда отечественные специалисты впервые столкнулись с катастрофическими последствиями воздействия CO_2 . Глубина проникновения локальной коррозии в насосно-компрессорные трубы (НКТ)

достигала 7–8 мм/год, шлейфовые трубопроводы корродировали по нижней образующей на глубину 3–5 мм/год. В 1978–1980 гг. были отмечены первые факты интенсивной коррозии трубопроводов в системах сбора нефти Самотлорского и ряда других нефтяных месторождений Западной Сибири. Несмотря на низкое (0,08–2,0 %) содержание углекислого газа в нефти и попутном газе, скорость коррозии составляла 3–4 мм/год, а в отдельных случаях достигала 6–8 мм/год [1].

В 2008 г. ПАО «Газпром» начало разработку ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ). Совместным российско-немецким предприятием АО «Ачимгаз» введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа № 31 (ГКП-31) для разработки

первого лицензионного участка. В октябре 2009 г. в эксплуатацию запущен газоконденсатный промысел № 22 (ГКП-22), разрабатывающий второй участок. Разработка и обустройство ачимовских отложений на всех лицензионных участках являются одним из основных направлений развития ПАО «Газпром» в ближайшие годы.

В составе пластового газа ачимовских отложений УНГКМ CO_2 присутствует в количестве 0,7–1,0 % моль, или 1,0–1,4 % масс.

По данным газоконденсатных исследований скважин (рис. 1), содержание CO_2 в добываемом пластовом газе составляет:

- по скважинам ГКП-31 – 0,69–0,86 % моль, среднее значение – 0,8 %;
- по скважинам ГКП-22 – 0,84–0,95 % моль, среднее значение – 0,9 %.

Koryakin A.Yu., Gazprom добыча Urengoy LLC (Novy Urengoy, Russian Federation),

referent@gd-urengoy.gazprom.ru

Kobychev V.F., Gazprom добыча Urengoy LLC, v.f.kobychev@gd-urengoy.gazprom.ru

Kolinchenko I.V., Gazprom добыча Urengoy LLC, i.v.kolinchenko@gd-urengoy.gazprom.ru

Yusupov A.D., Gazprom добыча Urengoy LLC, a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

Conditions of the carbon dioxide corrosion on the production facilities of Achimovskie deposits, methods of monitoring and forecasting

The article analyzes the conditions of carbon dioxide corrosion at the gas and gas condensate production and treatment facilities at the Achimovskie deposits of the Urengoy oil and gas condensate field. The global experience of extraction and transportation of gas containing CO₂ is reviewed. Dependences of the density and solubility of carbon dioxide on the thermobaric parameters of the characteristic sections of the gas collection system are presented. The phase states of the components of the extracted fluid are determined: carbon dioxide, hydrocarbons and water under conditions of temperature and pressure change along the flow of the fluid from the bottom of the well to the complex gas treatment unit. The results of hydraulic calculation of pipelines design of the gas gathering system are presented. The methods of corrosion monitoring and forecast used in Gazprom добыча Urengoy LLC are described, in particular, the results of measurements of corrosion rate by the method of electrical resistance. During the analysis of the measurement results, the dependence of the corrosion rate on the temperature of the produced fluid was obtained. The result of the forecast of the occurrence of corrosion processes in one of the gas gathering headers along the entire length, taking into account the profile of the pipeline is presented.

KEYWORDS: CARBON DIOXIDE CORROSION, CARBON DIOXIDE, ACHIMOVSKIE DEPOSITS, URENGOYSKOE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD, PHASE STATE.

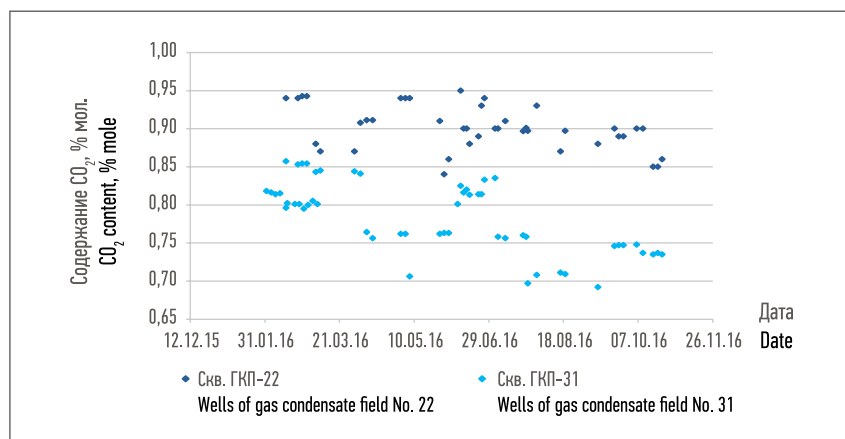


Рис 1. Содержание CO₂ в пластовом газе действующих скважин ГКП-22 и ГКП-31 по результатам газоконденсатных исследований
Fig. 1. The CO₂ content in the reservoir gas of the operating wells of gas condensate field No. 22 and gas condensate field No. 31 according to the results of gas condensate research

Как известно, одним из факторов, влияющих на скорость протекания углекислотной коррозии, является парциальное давление CO₂. Парциальное давление – давление отдельно взятого компонента газовой смеси. Общее давление газовой смеси является суммой парциальных давлений ее компонентов. Парциальное давление для типичных условий устья скважин ачимовских отложений было рассчитано на примере скв. 2114 при мольном

содержании CO₂ 0,9 % и рабочем давлении 23 МПа:

$$P_{\text{парц}} = \frac{0,9 \cdot 23}{100} = 0,21 \text{ МПа.}$$

Диапазон парциальных давлений углекислого газа для условий забоя составляет 0,2–0,4 МПа. В соответствии с нормативной документацией ПАО «Газпром» ачимовский газ по степени агрессивности является высокоагрессивным [2]. Наличие минерализованной воды и высокая

температура усиливают коррозионную агрессивность.

Углекислотная коррозия обусловлена влиянием растворенного в воде CO₂ на процессы анодного растворения железа. Углекислый газ в водном растворе может находиться в различных формах: в растворенной, в виде недиссоциированных молекул угольной кислоты, бикарбонат-ионов (HCO₃⁻) и карбонат-ионов (CO₃²⁻). В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми четырьмя формами. Соотношение между формами CO₂, HCO₃⁻ и CO₃²⁻ зависит от водородного показателя pH.

С увеличением pH растет содержание ионов HCO₃⁻. При pH = 8,4 в воде присутствуют бикарбонат-ионы, а при pH = 12 – карбонат-ионы.

Одновременное присутствие перечисленных ионов в добываемом продукте обуславливает возможность образования различных труднорастворимых соединений, часть которых образует пленку на поверхности металла. Такие пленки при определенных условиях могут выступать в роли защитных, предотвращая попадание агрессивной среды на оголен-

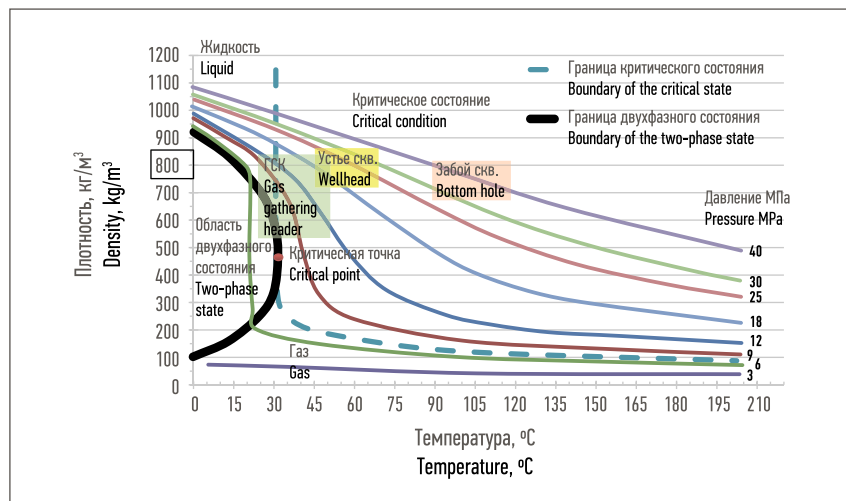


Рис. 2. Диаграмма зависимости плотности от температуры диоксида углерода
Fig. 2. Diagram of the dependence of the density from the temperature of the carbon dioxide

ный металл. Как правило, пленки, обладающие хорошими защитными свойствами (состоящие преимущественно из $FeCO_3$), начинают образовываться при температурах от 75 °С и парциальном давлении CO_2 выше 0,8 МПа. Параметры сред при добыче газа ачимовских отложений УНГКМ значительно ниже, соответственно, образование полноценных защитных пленок маловероятно.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

В настоящее время достаточно хорошо изучено и описано воздействие CO_2 на различные сплавы металлов, определены классические зависимости растворения CO_2 в воде и протекающие при этом электрохимические процессы. Однако эти данные получены в лабораторных условиях, которые не имитируют фактические условия из-за ограничений технического и методического плана. Так, в автоклавных установках не создается соответствующий динамический режим течения, используются чистые среды, парциальное давление создается за счет увеличения концентрации CO_2 и т. д. Однако многокомпонентные среды при высоких давлениях, воздействии

значительного количества факторов, изменении условий многофазного течения ведут себя несколько иначе, чем модели в лабораторных условиях. Кроме того, различные участки внутренней поверхности трубопровода находятся под воздействием как жидкой, так и газообразной фазы CO_2 , углеводородов и воды.

Для понимания процессов воздействия диоксида углерода на поверхность трубопроводов необходимо определить и учесть условия, при которых происходит это воздействие в процессе добычи углеводородов.

Исходя из справочной информации [3], углекислый газ имеет критическую температуру 31,2 °С и давление 7,36 МПа. При температуре выше критической CO_2 перейдет в сверхкритическое состояние. При давлении в части трубопроводов обвязки скважин и в газосборных коллекторах (ГСК), равном 12–13 МПа, т. е. превышающем критическое значение для CO_2 , только температура определяет фазовое состояние CO_2 – жидкое или сверхкритическое.

Важной особенностью эксплуатации трубопроводов обвязки скважин и ГСК УКПГ-22 является их температурный режим, который находится как выше, так и ниже критической температуры

31,2 °С. Температура на данных участках, от регулятора давления на площадке куста скважин до здания переключающей арматуры (ЗПА), снижается от 40 до 28 °С, переходя критическую точку, что приводит к возникновению жидкой фазы CO_2 .

Определим плотность диоксида углерода при существующих термобарических условиях от забоя до ЗПА. Из диаграммы (рис. 2) получаем, что плотность CO_2 для условий забоя скважины (100–106 °С, 40 МПа), устья (50 °С, 21 МПа) и ГСК в ЗПА (28 °С, 12 МПа) практически одинакова: 780–830 кг/м³. При этом CO_2 на различных участках находится как в сверхкритическом, так и в жидком состоянии.

С использованием справочных данных о растворимости чистого CO_2 в воде была определена растворимость CO_2 для характерных участков газосборной системы (рис. 3). Несмотря на различные температуры и давления, растворимость имеет схожие значения для всех характерных участков: 5,5–6,5 % масс.

Таким образом, можно говорить о том, что в процессе добычи пластовой продукции часть CO_2 растворена в жидкой фазе воды, объем которой увеличивается по мере снижения температуры, а другая часть находится в сверхкритическом состоянии, а затем переходит в жидкую фазу с плотностью ниже плотности воды. Поскольку наличие свободной воды является основной причиной коррозии в углекислотной среде, оценим ее объем и соотношение с жидкой и газовой фазой углеводородов по участкам.

ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВОДЫ В СИСТЕМЕ «ЗАБОЙ – УСТЬЕ – ГСК»

Оценим количество воды в жидкой фазе в потоке флюида. Общее количество воды со всех скважин ГКП-22 составляет 1200–1500 м³/мес (40–50 т/сут). Удельное содержание воды в газе сепарации составляет 7 г/м³.

Определим количество CO_2 , поступающее с добываемым продуктом в систему ГСК. При текущей добыче товарного газа со скважин поступает 8,2 тыс. т/сут пластовой продукции. Количество CO_2 при содержании 1,4 % масс. составит 115 т/сут. Таким образом, массовое соотношение воды и CO_2 составляет 1:2,5.

Для определения фазового состояния пластового флюида в качестве исходных данных используем результаты газоконденсатных исследований эксплуатационной скв. 2131: потенциальное содержание $C_{5+в}$ в пластовом и «сухом» газе – соответственно, 277 и 292 г/м³. Дебит газоконденсатной смеси $Q_{гк}$ смеси = 211 тыс. м³/сут, дебит воды $Q_v = 0,7$ м³/сут.

На рис. 4 представлены фазовая диаграмма и границы термобарических параметров, в которых вода выпадает в свободную фазу (область левее фиолетовой линии) или отсутствует в виде свободной фазы (область правее фиолетовой линии).

В жидкой фазе вода может появиться уже на забое при условии $P_{заб} > 40$ МПа ($T_{заб} = 106$ °С) и однозначно конденсируется при снижении температуры в процессе подъема по НКТ.

Для оценки количества углеводородов в жидкой фазе в потоке флюида были выполнены расчеты фазового состояния для условий забоя скважины, устья и ГСК. На рис. 5 представлено изменение объемного содержания жидкой фазы (углеводородный конденсат и вода) в пластовой смеси ГСК 213.

Полученные объемы жидкой фазы углеводородов и воды позволяют говорить о течении двухфазного потока в ГСК с разделением жидкой фазы на воду и газовый конденсат. Данный расчет не учитывает динамические процессы накопления и выноса жидкой фазы.

Таким образом, скважинный флюид транспортируется по ГСК в виде трехфазной смеси: газ, углеводородный конденсат и

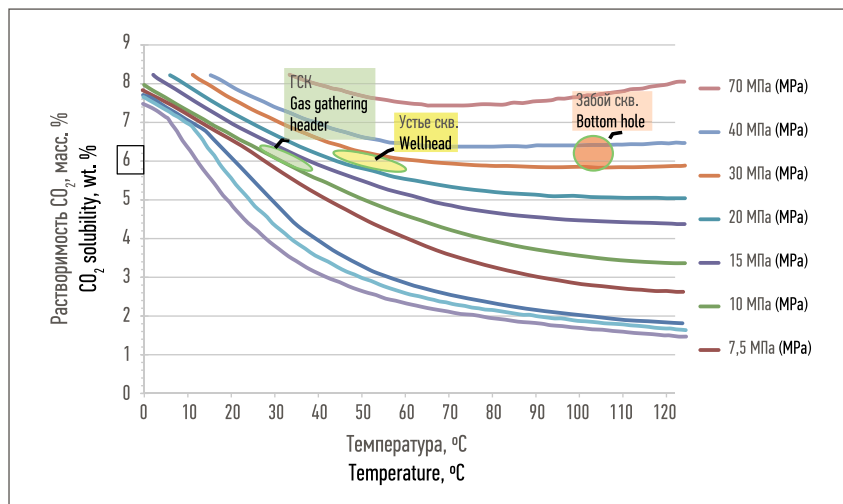


Рис. 3. Растворимость CO_2 в воде [4]
Fig. 3. Water solubility of CO_2 [4]

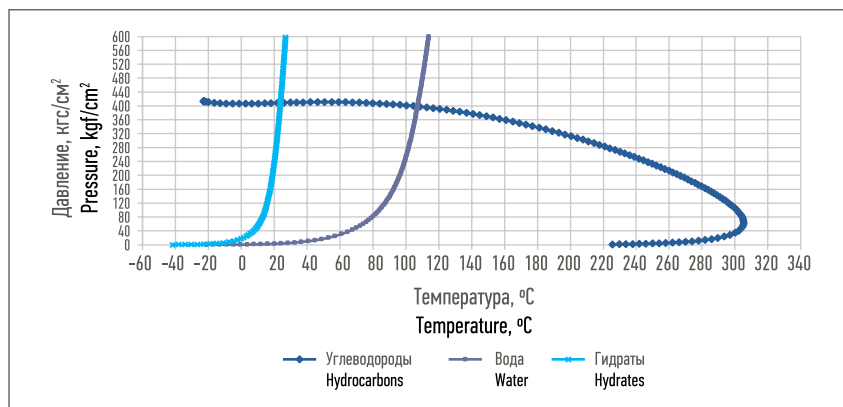


Рис. 4. Фазовая диаграмма основных компонентов пластовой смеси
Fig. 4. Phase diagram of the main components of the formation fluid

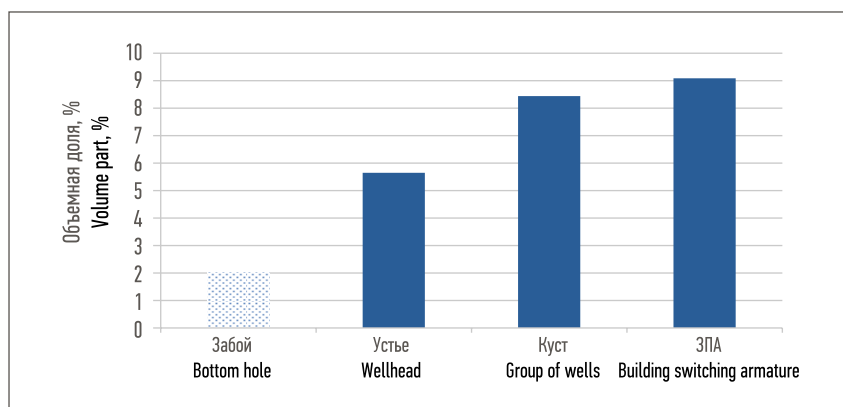


Рис. 5. Объемная доля жидкой фазы в продукции скважин куста 213
Fig. 5. Volume fraction of the liquid phase in the production of the group of wells 213

вода. Соотношение объема фаз по различным ГСК зависит от термобарических параметров и составляет: газ – 86–92 %, УВ-конденсат – 8–14 % и вода – менее 1 %.

При дальнейшем снижении температуры в процессе разработки произойдет увеличение доли жидкой фазы. Установлено, что конденсационная и пластовая

вода, насыщенная углекислым газом, накапливается в трубопроводе, и соответственно, возникают условия для протекания электрохимической коррозии по нижней образующей трубы.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА ГКП22

Проведены гидродинамические расчеты скважины, обвязки скважины и системы сбора газа ГКП22. Скорости газа в ГСК составляют 0,7–2,2 м/с.

В условиях недостаточно высокой скорости потока формируется расслоенная структура течения газожидкостной смеси (ГЖС). Происходит образование пробок в местах изменения рельефа, что приводит к развитию общей и локальной коррозии не только в зоне нижней образующей трубы, но и в зоне выше 3–9 ч.

В таблице приведены участки ГСК 2А15, где, согласно проведенному расчету, течение носит пробковый характер. С одной стороны, такой режим обеспечивает более интенсивный вынос воды вместе с конденсатом, с другой – возможно смачивание водой верхней образующей трубы.

Увеличение скорости свыше 1,6 м/с позволяет обеспечить кольцевой режим, кроме приведенных участков. Повышение скорости до 10–13 м/с не исключает возникновения пробкового режима течения на данных участках. Кроме того, увеличение скорости потока, широко применяемое при транспорте нефти для снижения коррозии, не приведет к образованию эмульсии, так как газовый конденсат, в отличие от нефти, не образует стойких эмульсий с водой.

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОРРОЗИИ

Рассмотренные факторы являются лишь частью множества параметров, влияющих на коррозию, и не позволяют рассчитать достоверную скорость коррозии. Наиболее распространенным методом контроля коррозии в

Характеристика потока ГСК 2А15
Characteristics of the flow of the gas gathering header 2A15

Участок, м–м Area, m–m	Частота прохождения, 1/с Frequency of the penetration, 1/s	Длина пробки, м Length of the block, m	Длина пузыря, м Length of the air bubble, m	Скорость, м/с Rate, m/s
241–320	0,0080	37,29	198,5	2,0
1747–1745	0,0400	17,50	25,9	1,8
2270–2331	0,0014	6,80	1405,0	2,0
4069–4072	0,0400	17,53	25,9	1,88
4388–4432	0,0100	35,12	156,6	2,0

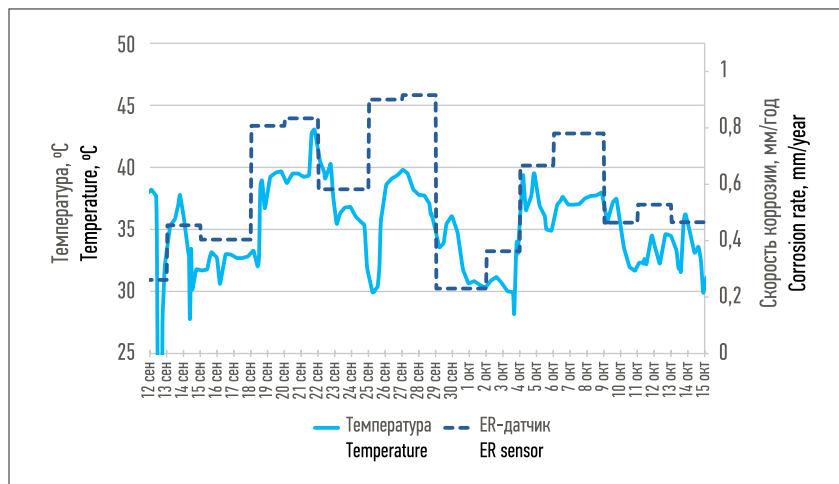


Рис. 6. Зависимость скорости коррозии от температуры на участке трубопровода обвязки скважины 2А15 после регулятора давления
Fig. 6. Dependence of the corrosion rate from the temperature in the section of the pipeline of the hookup of well 2A15 after the pressure regulator

промышленных условиях является гравиметрический способ – основное мероприятие коррозионного мониторинга в Обществе [5]. Однако данный способ очень инертен и растянут во времени, что не позволяет использовать его в полной мере для анализа влияния различных ранее рассмотренных факторов. Для оперативного мониторинга изменения скоростей коррозии были использованы ER-датчики, измеряющие электрическое сопротивление. Параллельное применение гравиметрического и ER-метода позволяет повысить достоверность оценки коррозионной агрессивности среды.

По результатам замеров ER-датчиками, установленными на трубопроводах кустовой площадки 2А15, были выявлены зависимо-

сти скорости коррозии от температуры добываемого продукта. На графике (рис. 6) прослеживается рост скорости коррозии до 0,7–0,9 мм/год при увеличении температуры более чем на 5 °С. При отслеживании скорости коррозии гравиметрическим способом выявить такую зависимость не представляется возможным.

Для прогнозирования протекания процессов коррозии в ГСК использовалась математическая модель в программном комплексе AspenONE Engineering. Расчетная скорость коррозии по профилю трубопровода ГСК куста 2А15 (рис. 7) составляет в среднем 1,15 мм/год и снижается с 1,2 мм/год в начале ГСК до 1,1 мм/год по мере приближения к ЗПА, предположительно ввиду понижения температуры по ходу движения среды.

Рассчитанные скорости несколько выше величины, полученной гравиметрическим способом и по данным ER-датчиков. Непосредственное сопоставление численных значений скорости коррозии, полученных различными методами, не имеет практического смысла, так как CO_2 -коррозия по причинам, описанным в настоящей работе, носит локальный характер, с очагами в виде язв и питтингов. Глубина проникновения коррозии даже на одном участке трубы с одинаковыми условиями может различаться на порядок.

ВЫВОДЫ

1. Ачимовские отложения УНГKM характеризуются высокой коррозионной агрессивностью.

2. Образование плотных защитных пленок из продуктов коррозии на поверхности металла в условиях добычи газа ачимовских отложений УНГKM маловероятно.

3. Углекислый газ в условиях добычи газа ачимовских отложений УНГKM может находиться как в сверхкритическом, так и в жидком состоянии, а также в растворенном виде с водой и газовым конденсатом. Решающее значение оказывает температура среды.

4. Плотность и растворимость CO_2 практически не изменяются по ходу движения среды от забоя скважины до конечной точки ГСК в здании переключающей арматуры.

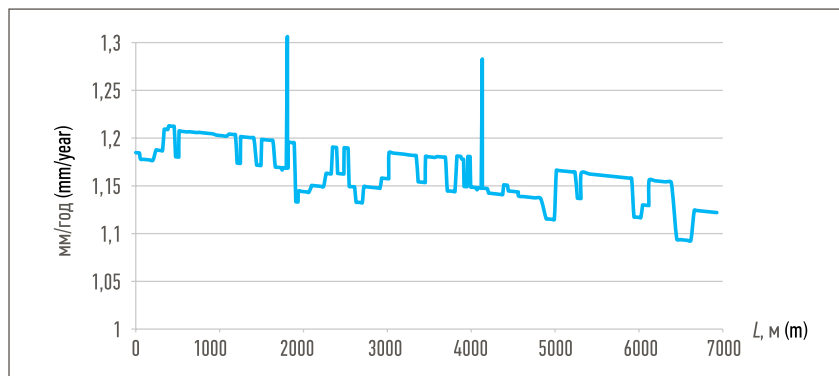


Рис. 7. Скорость коррозии по профилю трубопровода
Fig. 7. Corrosion rate in the pipeline profile

5. Процесс конденсации воды происходит на всем протяжении движения пластовой смеси, начиная от забоя скважины. Присутствие CO_2 в количестве, значительно превышающем количество воды, приводит к появлению коррозионно-агрессивной воды на всех участках движения пластовой смеси.

6. Скважинный флюид транспортируется по ГСК в виде трехфазной смеси (газ, углеводородный конденсат и вода). Соотношение объема фаз по ГСК составляет: газ – 86–92 %, УВ-конденсат – 8–14 % и вода – менее 1 %.

7. В ГСК имеются участки, на которых формируется пробковый режим течения продукта, что переносит область протекания коррозии с нижней образующей в непрогнозируемые места по всей поверхности тела трубы. Однако значительная доля жидкой фазы не исключает пробкового режима

течения на отдельных участках даже при скорости более 10 м/с.

8. По результатам измерения скорости коррозии методом электрического сопротивления (ER-метод) выявлена явная зависимость скорости коррозии от температуры.

9. Невозможно с большой долей достоверности смоделировать и спрогнозировать процессы углекислотной коррозии ввиду их локального характера. Углекислотная коррозия имеет большое количество вариантов протекания в зависимости от химического состава среды, внешних и внутренних условий. На развитие коррозии влияет не только состав транспортируемых сред, но и режим течения газожидкостной смеси, термобарические параметры, pH среды, материальное исполнение трубопровода, микроструктура стали, механические свойства материала труб. ■

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO_2 -коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 188 с.
- 2 СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования. М.: Газпром экспо, 2011. 34 с.
- 3 IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.ipcc.ch/report/srccs/ (дата обращения: 14.12.2017).
- 4 Kohl A., Nielsen R. Gas Purification. Houston, Gulf Pub. Co., Book Division, 1985, 900 p.
- 5 Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Дикамов Д.В. и др. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. Спецвып. № 2. С. 74–78.

REFERENCES

- 1 Markin A.N., Nizamov R.E. The CO_2 Corrosion of Oilfield Equipment. Moscow, All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry, 2003, 188 p. (In Russian)
- 2 Company Standard STO Gazprom 9.3-011-2011. Inhibitory Protection against Corrosion of Field Objects and Pipelines. Primary Requirements. Moscow, Gazprom expo, 2011, 34 p. (In Russian)
- 3 IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [Electronic source]. Access mode: www.ipcc.ch/report/srccs/ (Access date: December 14, 2017).
- 4 Kohl A., Nielsen R. Gas Purification. Houston, Gulf Pub. Co., Book Division, 1985, 900 p.
- 5 Artemenkov V.Yu., Koryakin A.Yu., Dikamov D.V., et al. Organization of Corrosion Monitoring at the Objects of the Second Area of the Achimovskie Deposits of the Urengoykoe Oil and Gas Condensate Field. Gasovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2017, Special Issue No. 2, P. 74–78. (In Russian)