

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,
2022

С.С. Иванов*, А.Г. Перекупка, Д.Е. Багин

ПАО «Гипротюменнефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Ivanov@gtngru

Введение. В статье проанализированы причины высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа месторождений Западной Сибири, вызывающего преждевременный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов, стенок и элементов сепарационного оборудования, и предложены рекомендации (технические решения) по их устранению.

Цель. Для повышения надежности трубопроводов и оборудования компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, необходимо выявить причины коррозионной агрессивности газа и разработать рекомендации (технические решения) по их устранению.

Материалы и методы. Для анализа, оценки и определения причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа необходимы промышленные и лабораторные исследования:

- анализ попутного нефтяного газа и отделяемой жидкости на входе/выходе из каждого сосуда и аппарата, включенных в технологический процесс;
- анализ потока газа в сепараторах и оценить его воздействие на стенки аппаратов и трубопроводов;
- исследования участков трубопроводов с коррозионными повреждениями.

Результаты. Выявлено, что коррозия трубопроводов и оборудования компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, возникает в местах конденсации попутно добываемой воды и образования водных пленок на поверхности металла, а также в линиях дренажа газовых сепараторов и других местах скопления воды, и протекает по механизму углекислотной и сероводородной коррозии.

Заключение. Для уменьшения интенсивности коррозионных процессов и предотвращения последующих порывов технологических трубопроводов рекомендуется применять способы защиты от коррозии и организовать систему мониторинга скорости коррозии.

Ключевые слова: проектирование и разработка месторождений, проектирование обустройства месторождений, коррозия, попутный нефтяной газ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Иванов С.С., Перекупка А.Г., Багин Д.Е. Анализ причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа месторождений Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):110–117. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-110-117>

Статья поступила в редакцию 19.11.2021

Принята к публикации 11.01.2022

Опубликована 30.03.2022

ANALYSIS OF THE CAUSES OF HIGH CORROSIVE AGGRESSIVENESS OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS FROM WESTERN SIBERIA FIELDS

Sergei S. Ivanov*, Alexander G. Perekupka, Dmitry E. Bagin

PJSC Giprotiumenneftegaz, RF, Tyumen

E-mail: Ivanov@gtngru

Background. The article analyzes the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas from Western Siberia fields, causing premature wear of the internal surfaces of technological pipelines, walls and elements of separation equipment and offers recommendations (technical solutions) for their elimination.

Aim. In order to improve the reliability of pipelines and equipment of compressor stations, gas treatment plants that receive crude associated petroleum gas, it is necessary to identify the causes of gas corrosion aggressiveness and develop recommendations (technical solutions) to eliminate them.

Materials and methods. Field and laboratory studies are required to analyze, evaluate and determine the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas: 1) analysis of associated petroleum gas and separated liquid at the inlet/outlet of each vessel and apparatus included in the technological process; 2) analysis of gas flow in separators and its effect on the walls of apparatuses and pipelines; 3) studies of pipeline sections with corrosion damage.

Results. It has been revealed that corrosion of pipelines and equipment of compressor stations, gas treatment plants, to which crude associated petroleum gas enters, occurs in places of condensation of the produced water

and the formation of water films on the metal surface, as well as in the drainage lines of gas separators and other places of accumulations of precipitated water and proceeds by the mechanism of carbon dioxide and hydrogen sulfide corrosion.

Conclusions. In order to reduce the intensity of corrosion processes and prevent subsequent gusts of technological pipelines, it is recommended to use corrosion protection methods and organize a corrosion rate monitoring system.

Keywords: field design and development, field development planning, corrosion, associated petroleum gas

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ivanov S.S., Perekupka A.G., Bagin D.E. Analysis of the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas from Western Siberia fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):110–117. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-110-117>

Manuscript received 19.11.2021

Accepted 11.01.2022

Published 30.03.2022

При эксплуатации компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ (ПНГ), наблюдается повышенный коррозионный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов и конструктивных элементов емкостного оборудования с выносом продуктов коррозии в полости компрессоров, колонное оборудование (абсорберы и адсорберы), что приводит к нарушению режима работы технологического оборудования, аварийным

остановкам и росту эксплуатационных затрат, вызванных необходимостью проведения внеплановых ремонтов оборудования.

Для анализа, оценки и определения причин повышенной коррозионной активности ПНГ необходимо провести промышленные и лабораторные исследования, комплекс необходимых испытаний приведен в табл. 1.

Определение содержания и состава капельной жидкости проводится для оценки эффективности работы сепарационного

Таблица 1. Комплекс исследований, необходимых для анализа, оценки и определения причин коррозионной активности газа
Table 1. A set of studies necessary for the analysis, assessment and determination of the causes of gas corrosion activity

Комплекс исследований	Комплекс промышленных исследований	Комплекс лабораторных исследований
Сбор исходных данных	Обследование и сбор информации по технологической схеме сбора, очистки, осушки и компримирования ПНГ, применяемому технологическому оборудованию и режимам ведения процесса; сбор информации по применяемым химическим реагентам, технологическим жидкостям, расходным материалам в процессах сбора, очистки, осушки и компримирования ПНГ; сбор информации по элементам трубопроводов и оборудования с выявленными коррозионными разрушениями, по наиболее подверженным коррозии участкам трубопроводов и аппаратов, а также по условиям их эксплуатации, по проведению диагностики трубопроводов и аппаратов	
Анализ ПНГ и отделяемой жидкости на входе/выходе из каждого сосуда и аппарата, включенных в технологический процесс	Отбор проб ПНГ на определение содержания капельной жидкости, механических примесей, дисперсного состава капельной жидкости и механических примесей, влагосодержания газа, компонентного состава и физико-химических свойств газа по ступеням технологического процесса отбор проб жидкости по ступеням технологического процесса	Определение компонентного состава и физико-химических свойств ПНГ, в т.ч. содержание агрессивных компонентов: O ₂ , CO ₂ , серосодержащих соединений (H ₂ S, метил-, этилмеркаптаны); определение физико-химических характеристик нефтепромышленной сточной воды (рН, плотность, содержание и дисперсный состав механических примесей, концентрация растворенных агрессивных газов: O ₂ , CO ₂ , H ₂ S) и количественный химический анализ ее ионного состава, расчет коэффициента коррозионной агрессивности; посев отобранных сред с целью определения степени микробиологической зараженности воды
Анализ потока газа в сепараторах и оценка его воздействия на стенки аппаратов и трубопроводов		
Исследование фрагмента (катушки) участков трубопроводов с коррозионными повреждениями	Отбор элементов трубопроводов и оборудования с коррозионными разрушениями; отбор проб продуктов коррозии и отложений с внутренней поверхности трубопроводов, оборудования	Определение химического состава продуктов коррозии внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования; определение химического состава отложений на внутренних стенках трубопроводов и оборудования; определение вида коррозии трубопроводов и оборудования, выявление причин появления и развития коррозионных разрушений

оборудования и определения содержания свободной воды, которая вызывает коррозию в потоке газа. Замеры содержания капельной жидкости в потоке газа рекомендуется проводить согласно РД 39-0147103-352-89 [1]. Определение содержания механических примесей, и их состава проводится для оценки эффективности работы сепарационного оборудования и оценки содержания продуктов коррозии и примесей, вызывающих абразивный износ, в потоке газа. Определение влажности газа необходимо для оценки его коррозионной активности и моделирования технологических процессов — определения мест конденсации воды из газа, т. е. наиболее уязвимых участков коррозии. Относительную влажность газа и температуру точки росы по воде можно измерять с помощью переносного прибора — термогигрометра. Исследования состава попутного нефтяного газа [2, 3] и определение его физико-химических свойств [4] проводятся для оценки коррозионной агрессивности газа. Коррозионная агрессивность попутного нефтяного газа обусловлена наличием в его составе свободной водной фазы и растворенного в нем углекислого газа и сероводорода, что приводит к протеканию интенсивной углекислотной [5] и сероводородной коррозии [6] с образованием локальных коррозионных поражений в виде язв и питтингов. В попутном нефтяном газе месторождений Западной Сибири (в котором реликтовый сероводород отсутствует) наблюдаются



Рис. 1. Фото сегмента газопровода после первой ступени компримирования с отложениями. Фото авторов
Fig. 1. Photo of the gas pipeline segment after the first stage of compression with deposits. Photo of the authors

содержания сероводорода в количестве 1–3 мг/м³ как продукта жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий. Степень коррозионной агрессивности сред преимущественно зависит от содержания CO₂ и H₂S. По содержанию CO₂ и H₂S коррозионно-активными считаются влажные газы (при наличии свободной водной фазы) и жидкости, где парциальное давление CO₂ и H₂S превышает 50 кПа и 0,3 кПа, соответственно [5, 6]. При этом агрессивность среды увеличивается с повышением парциального давления CO₂ и H₂S, и температуры. Отбор проб жидкостей по ступеням технологического процесса необходим для определения физико-химических характеристик нефтепромысловой сточной воды, в том числе концентрации растворенных агрессивных газов и содержания сульфатвосстанавливающих бактерий, расчета коэффициента коррозионной агрессивности воды. Химический анализ ионного состава попутно добываемой воды для оценки всех коррозионных факторов необходимо выполнять не менее чем по 12 показателям (Cl⁻, HCO₃⁻, SO₄²⁻, Fe²⁺ и Fe³⁺ суммарно, Ca²⁺, Na⁺ и K⁺ суммарно, Mg²⁺, pH, O₂, CO₂, H₂S, сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ)). На основании ионного состава воды вычисляется минерализация и выполняется расчет коррозионной агрессивности по методике [7]. Коррозионная агрессивность воды, отделяемой в сепараторах компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ (ПНГ), по данным выполненных в ПАО «Гипротюменнефтегаз» ряда исследований, оценивается в размере 0,7–0,8 мм/год. Качественный и количественный анализ проб твердых отложений с поверхности стенок трубопроводов и оборудования и механических примесей, отделенных из сбрасываемой сточной воды, проводится для определения природы загрязнений. Для анализа причин разрушения трубопроводов (если такие имеются) с целью определения механизма и причин интенсивной коррозии проводятся: определение химического состава продуктов коррозии на внутренней поверхности трубопровода и макроанализ зоны разрушения металла. Качественный и количественный анализ проб твердых отложений проводится на наличие минеральных солей, механических примесей и продуктов коррозии с целью определения их природы и механизма коррозии. На **рис. 1** в качестве примера приведен снимок сегмента внутренней поверхности газопровода компрессорной станции одного из месторождений Западной Сибири

с коррозионными поражениями под слоем отложений.

На **рис. 1** видно, что на поверхности трубопровода присутствуют отложения от темно-серого до коричнево-рыжего цвета с толщиной 0,5–2,2 мм. По своей структуре отложения неоднородные, местами достаточно плотные, хорошо сцеплены с металлом. После удаления отложений на внутренней поверхности сегмента трубопровода выявлены многочисленные коррозионные поражения (**рис. 2**).

Коррозионные повреждения расположены под слоем отложений по всей окружности трубы и имеют форму язв с хорошо выраженными краями. Язвы имеют различные размеры: длиной от 3 до 30 мм и шириной от 3 до 10 мм, по форме круглые и овальные. По диагонали снимка расположено коррозионное повреждение большого размера, кромка которого, видимо, является краем водного скопления, где протекала интенсивная коррозия металла.

Средняя скорость локальной коррозии в язвах составляет 0,4–0,5 мм/год. Максимальная скорость коррозии в сквозных повреждениях достигает 1,4–1,6 мм/год. Отложения в полостях коррозионных язв рыхлые и легко отделяются от поверхности. Отложения состоят в основном из оксидов и гидроксидов железа и мехпримесей, а также из сульфитов, сульфатов и сульфидов железа, содержание которых на порядок меньше, чем оксидов и гидроксидов железа. Характер коррозионных повреждений в виде язв и состав продуктов коррозии позволяют сделать вывод, что коррозионные процессы протекают в основном по углекислотному механизму с вкладом процессов сероводородного механизма коррозии.

При эксплуатации компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, повышенный коррозионный износ на месторождениях Западной Сибири в основном определяется следующими причинами. Попутный нефтяной газ содержит в своем составе до 2,0 % мольн. углекислого газа и до 3,0 мг/м³ сероводорода и является среднеагрессивным в коррозионном отношении со скоростью коррозии 0,1–0,3 мм/год [8]. Общая минерализация воды в трубопроводах и аппаратах достигает 300 мг/дм³ (соответствует минерализации пресной воды). Ее наличие вызвано конденсацией паров воды из газа на стенках аппаратов и трубопроводов. Вода содержит растворенные коррозионно-агрессивные газы — углекислый газ и сероводород. Содержание углекислого газа



Рис. 2. Фото сегмента газопровода после первой ступени компримирования, очищенного от отложений. Фото авторов
Fig. 2. Photo of the segment of the gas pipeline after the first stage of compression, cleared of deposits. Photo of the authors

высокое и может составлять до 500 мг/дм³. Содержание сероводорода менее значимое, до 2 мг/дм³. Вода имеет слабокислую реакцию (pH до 6,0). Причиной является, видимо, наличие растворенных в воде агрессивных углекислого газа и сероводорода. Если содержание ионов железа в воде, конденсирующейся в газопроводах, очень высокое и на порядок превышает содержание в пластовой воде, то это свидетельствует об интенсивной коррозии внутренней поверхности газопроводов и аппаратов.

ОСНОВНАЯ ПРИЧИНА КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ И АППАРАТОВ — УНОС КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

В воде присутствует много факторов, которые способствуют активным коррозионным процессам, главный из которых — содержание углекислого газа и сероводорода. Коэффициент коррозионной агрессивности воды K_к составляет 0,7–0,8 мм/год, что свидетельствует о высокой коррозионной агрессивности воды [8] и необходимости, согласно РД 39-0147323-339-89Р [7], применения средств защиты от коррозии (при K_к ≥ 0,25 мм/год). Для защиты от внутренней коррозии трубопроводов и емкостного оборудования, контактирующего сырым газом, конденсатом и водой, возможны несколько решений, выбор которых определяется технологией

применения и технико-экономическими расчетами:

- нанесение на внутреннюю поверхность оборудования защитного покрытия;
- подача ингибитора коррозии, которая позволит контролировать эффективность антикоррозионной защиты на протяжении всего срока эксплуатации технологического оборудования. Ингибитор коррозии (ИК) следует подавать в постоянном режиме с помощью стационарно установленного блока дозирования реагента.

Для сохранения высокой эксплуатационной надежности трубопроводов в процессе эксплуатации необходимо производить:

- коррозионный мониторинг;
- диагностические обследования трубопроводов;
- контроль состояния защитных покрытий.

Расчет по технико-экономическому обоснованию вариантов защиты проводится по методике «Временная инструкция по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред» [9] на протяженность газопровода в 1 и 10 км. Для примера приведены результаты экономических расчетов для газопроводов протяженностью 10 км и диаметром 168 мм в табл. 2 и для газопроводов протяженно-

стью 1 км — в табл. 3. В расчетах дозировка ингибитора принята 20 г/м³.

По результатам технико-экономического расчета для газопровода протяженностью 10 км (табл. 2) применение трубопроводов из стали 17Г1С и 17ГС с ингибированием имеет дисконтированных затрат на 3,27% меньше, чем для 09Г2С без дополнительной защиты, что является несущественным отклонением. При протяженности трубопроводов 1 км экономически выгодным вариантом становится сталь 09Г2С без дополнительной защиты (табл. 3).

На основании расчетов рекомендуется выбирать оптимальный вариант защиты от коррозии и марку стали трубопроводов.

В составе технологии компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, устанавливаются сепараторы, на которых в большинстве случаев наблюдается повышенный унос капельной жидкости.

Для снижения коррозии трубопроводов и аппаратов необходимо обеспечить удаление свободной воды из потока газа, т.е. максимально снизить унос капельной жидкости из сепарационного оборудования. Для этого необходимо установить высокоэффективные внутренние каплеотбойные элементы сепараторов.

Таблица 2. Результаты технико-экономического расчета для газопровода протяженностью 10 км
Table 2. Results of the technical and economic calculation for a gas pipeline with a length of 10 km

Марка стали	Всего затрат (за весь период), тыс. руб.					
	без дисконтирования			с дисконтированием		
	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты
09ГСФ	171 130	123 793	231 572	53 150	45 559	72 713
17ГС, 17Г1С	59 463	124 210	255 238	33 564	53 755	48 746
13ХФА	91 647	259 565	165 672	41 691	56 059	59 504
09Г2С	124 535	207 906	146 726	50 855	47 105	34 662
Ст. 20	107 557	202 168	291 979	36 183	80 489	63 928
Ст. 20А	120 654	122 624	127 644	48 832	47 017	38 174
Ст. 20ФА	120 147	73 170	139 604	52 692	41 238	57 077
Ст. 20С	130 254	91 540	185 282	48 912	45 457	45 541
08ХМФБЧА, 08ХМФЧА, 08ХМФА	67 492	71 727	68 089	37 929	40 425	32 826
Оптимальные варианты						
Рейтинг	Вариант материального исполнения газопровода и защиты от коррозии			Изменение затрат относительно наиболее экономичного варианта, %		
I	17ГС, 17Г1С с ингибированием					
II	09Г2С без доп. антикор. защиты			3,27		
III	Ст. 20 с ингибированием			7,80		
IV	Ст. 20А без доп. антикор. защиты			13,73		

Таблица 3. Результаты технико-экономического расчета для газопровода на протяженность 1 км
Table 3. Results of technical and economic calculation for a gas pipeline with a length of 1 km

Марка стали	Всего затрат (за весь период), тыс. руб.					
	без дисконтирования			с дисконтированием		
	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты
09ГСФ	14 153	7 606	8 873	7 560	3 900	3 655
17ГС, 17Г1С	12 121	7 382	8 933	7 113	3 901	3 119
13ХФА	12 883	9 776	7 819	7 377	4 068	3 444
09Г2С	12 975	8 547	6 960	7 288	3 697	2 779
Ст. 20	12 395	8 166	8 883	6 885	4 068	3 055
Ст. 20А	13 656	7 876	7 610	7 660	4 086	3 295
Ст. 20ФА	13 895	7 317	8 119	7 856	4 124	3 751
Ст. 20С	13 871	7 437	8 610	7 694	4 094	3 451
08ХМФБЧА, 08ХМФЧА, 08ХМФА	12 924	7 173	6 809	7 549	4 043	3 283
Оптимальные варианты						
Рейтинг	Вариант материального исполнения газопровода и защиты от коррозии			Изменение затрат относительно наиболее экономичного варианта, %		
I	09Г2С без доп. антикор. защиты					
II	Ст. 20 без доп. антикор. защиты			9,93%		
III	17ГС, 17Г1С без доп. антикор. защиты			12,24%		
IV	Ст. 20А без доп. антикор. защиты			18,58%		

Рекомендуемые требования к каплеотбойным элементам:

- унос капельной жидкости не более 0,05 г/м³ (для входных сепараторов) и не более 0,005 г/м³ (для промежуточных сепараторов) по технологии;
- подтверждение работоспособности гидродинамическими расчетами во всем диапазоне работы сепараторов;
- подтверждение работоспособности смонтированных элементов замерами уноса капельной жидкости.

Тип каплеотбойных элементов выбирается в зависимости от конструкции сепаратора и входных параметров потока газа. Для равномерной нагрузки каплеотбойных элементов сепаратора также рекомендуется установка распределителя потока.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Коррозия трубопроводов и оборудования компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, возникает в местах конденсации попутно добываемой воды и образования водных пленок, а также в линиях дренажа газовых сепараторов и других местах скопления выпавшей воды, и протекает по механизму углекислотной и сероводородной коррозии.

2. Для уменьшения интенсивности коррозионных процессов и предотвращения последующих порывов технологических трубопроводов рекомендуется:

- применять трубопроводы, изготовленные из более коррозионно-стойкой стали без применения дополнительных средств защиты от коррозии;
- применять трубопроводы, изготовленные из менее дорогой стали, с применением ингибиторной защиты (по технологии постоянной подачи с дозировкой, определенной по результатам опытно-промышленных испытаний, которая позволит уменьшить скорость коррозии до 0,05 мм/год);
- применять трубопроводы, изготовленные из менее дорогой стали с внутренним защитным покрытием.

3. Выбор способа защиты зависит от протяженности защищаемых трубопроводов и определяется на основании технико-экономических расчетов.

4. Для контроля коррозионной агрессивности перекачиваемых сред и эффективности ингибиторной защиты рекомендуется организовать систему мониторинга скорости коррозии.

5. Для снижения коррозии трубопроводов и аппаратов необходимо максимально снизить унос капельной жидкости из сепарационного оборудования.

Список литературы

1. РД 39-0147103-352-89. Методическое руководство по исследованию сепарационных установок.
2. ГОСТ 31371.7-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов.
3. ГОСТ Р 53367-2009. Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом.
4. ГОСТ 31369-2008. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава.
5. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромышленного оборудования. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.
6. Гоник А.А. Сероводородная коррозия и меры ее предупреждения. — М.: Недра, 1966.
7. РД 39-0147323-339-88-Р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1989.
8. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
9. Временная инструкция по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред, АО «ВНИКТИнефтехимоборудование»-2018 г.

References

1. RD 39-0147103-352-89. Methodological guide for the study of separation plants.
2. GOST 31371.7-2008. Natural gas. Determination of the composition by gas chromatography with uncertainty estimation. Part 7. Methodology for measuring the molar fraction of components
3. GOST R 53367-2009. Natural combustible gas. Determination of sulfur-containing components by chromatographic method
4. GOST 31369-2008. Natural gas. Calculation of the heat of combustion, density, relative density and Wobbe number based on the component composition
5. Markin A.N., Nizamov R.E. CO₂-corrosion of oilfield equipment. — Moscow: JSC «VNIIOENG», 2003.
6. Gonik A.A. Hydrogen sulfide corrosion and measures to prevent it. — M.: Nedra, 1966.
7. RD 39-0147323-339-89-R. "Instructions for the design and operation of anticorrosive protection of pipelines of oil and gas collection systems in the fields of Western Siberia. — Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1989.
8. RD 39-0147103-362-86. Guidelines for the application of anti-corrosion measures in the preparation of projects for the arrangement and reconstruction of oil field facilities. — Ufa: VNIISPTNEFT, 1986.
9. Temporary instructions for the selection of pipe products taking into account the physico-chemical properties of the transported media, JSC «VNIKTI Neftekhimoborudovanie»-2018.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.С. Иванов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в работах по выявлению причин повышенной коррозионной активности попутного нефтяного газа на одном из месторождений Западной Сибири, участвовал в планировании и проведении работ, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Г. Перекупка — участвовал в планировании и проведении лабораторных и полевых работ, реализовал внедрение результатов выявления причин повышенной коррозионной активности попутного нефтяного газа на одном из месторождений Западной Сибири, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Д.Е. Багин — реализовал полевую работу по выявлению причин повышенной коррозионной активности попутного нефтяного газа на одном из месторождений Западной Сибири, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Sergei S. Ivanov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the work to identify the causes of increased corrosive activity of associated petroleum gas at one of the fields of Western Siberia, participated in the planning and execution of work, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Alexander G. Perekupka — participated in planning and conducting laboratory and field work, implemented the implementation of the results of identifying the causes of increased corrosive activity of associated petroleum gas at one of the fields of Western Siberia, finally approved the published version of the article.

Dmitry E. Bagin — implemented field work to identify the causes of increased corrosive activity of associated petroleum gas at one of the fields of Western Siberia, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Сергеевич Иванов* — кандидат технических наук, директор по науке и новым технологиям, ПАО «Гипротюменнефтегаз» (ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко») 625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 62.
e-mail: ivanov@gtng.ru
SPIN-код: 3103-2652
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7827-4904>
AuthorID: 1112098

Александр Григорьевич Перекупка — кандидат технических наук, начальник лаборатории, ПАО «Гипротюменнефтегаз» (ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко») 625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 62.
e-mail: PEREKUUPKA@gtng.ru
AuthorID: 587788

Дмитрий Евгеньевич Багин — инженер 1-й категории ПАО «Гипротюменнефтегаз» (ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко») 625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 62.
e-mail: BaginDE@gtng.ru
SPIN-код: 6037-1852
AuthorID: 926747

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

Sergei S. Ivanov* — Cand. Sci. (Techn.), Director of Science and New Technologies, PJSC "Giprotyumenneftegaz" (PJSC "Tyumen V.I. Muravlenko Oil & Gas Scientific Research and Engineering Company") 62 Republic str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: ivanov@gtng.ru
SPIN-code: 3103-2652
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7827-4904>
AuthorID: 1112098

Alexander G. Perekupka — Cand. Sci. (Techn.), Head of the Laboratory, PJSC "Giprotyumenneftegaz" (PJSC "Tyumen V.I. Muravlenko Oil & Gas Scientific Research and Engineering Company") 62 Republic str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: PEREKUUPKA@gtng.ru
AuthorID: 587788

Dmitry E. Bagin — Engineer, PJSC "Giprotyumenneftegaz" (PJSC "Tyumen V.I. Muravlenko Oil & Gas Scientific Research and Engineering Company") 62 Republic str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: BaginDE@gtng.ru
SPIN-code: 6037-1852
AuthorID: 926747