

Анализ влияния содержания сероводорода и его парциального давления в нефтесодержащей продукции скважины на отказы ГНО по причине коррозионной агрессивности

Уханов Н.С.¹, Суходеев С.В.¹, Хафизов В.М.¹, Суходеев А.В.¹, Смородин А.В.¹, Должиков А.С.²

¹АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия; ²ООО «СамарНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

dolzhiikovas@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Статья рассматривает актуальную проблему коррозии в насосно-компрессорных трубах, глубинно-насосном оборудовании и трубопроводах системы сбора. Целью статьи является обобщение накопившихся сведений и аналитический срез данных о коррозионной агрессивности на осложненных фондах скважин пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского и Северо-Каменского месторождений. Проанализированы первостепенные причины коррозии в насосно-компрессорных трубах и глубинно-насосном оборудовании. Рассмотрена зависимость между характеристиками газа в составе добываемой продукции и распространением коррозии на нефтепромысловом оборудовании. Перечислены эффективные методы борьбы с коррозионной агрессивностью.

Материалы и методы

Сбор статистических данных об отказах глубинно-насосного оборудования (ГНО) и насосно-компрессорных труб (НКТ) на скважинах, сравнительный анализ частоты отказов и причин отказов, исследование геолого-физических характеристик пласта, проведение измерений содержания сероводорода и давления в линии системы сбора, определение коррозионной активности в системе сбора, использование программного обеспечения RosPump

для моделирования процесса подъема жидкости и анализа влияния линейного давления на коррозионную агрессивность.

Ключевые слова

коррозия, насосно-компрессорные трубы, глубинно-насосное оборудование, трубопроводы системы сбора, влияние газа, скважина, осложненный фонд

Для цитирования

Уханов Н.С., Суходеев С.В., Хафизов В.М., Суходеев А.В., Смородин А.В., Должиков А.С. Анализ влияния содержания сероводорода и его парциального давления в нефтесодержащей продукции скважины на отказы ГНО по причине коррозионной агрессивности // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 92–96. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-92-96

Поступила в редакцию: 30.07.2024

CORROSION

UDC 622.276 | Original Paper

Analysis of the impact of hydrogen sulfide content and its partial pressure in oil-containing well production on ESP failures due to corrosive aggressiveness

Ukhanov N.S.¹, Sukhodeev S.V.¹, Khafizov V.M.¹, Sukhodeev A.V.¹, Smorodin A.V.¹, Dolzhikov A.S.²

¹“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia; ²“SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

dolzhiikovas@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The article addresses the pressing issue of corrosion in tubing, electric submersible pump (ESP) equipment, and gathering system pipelines. The objective of the study is to summarize the accumulated information and provide an analytical overview of corrosion aggressiveness in problematic well conditions in the B2(C1) formation of the Belozersko-Chubovsky and Severo-Kamenskoye fields. The primary causes of corrosion in tubing and ESP equipment are analyzed. The relationship between the characteristics of the gas in the produced fluids and the spread of corrosion in oilfield equipment is examined. Effective methods for combating corrosion aggressiveness are listed.

Materials and methods

Collection of statistical data on electric submersible pump (ESP) and tubing failures in wells, comparative analysis of failure frequency and causes, study of the geological and physical characteristics of the reservoir, measurement of hydrogen sulfide content and pressure in the gathering system, determination of corrosion activity in the gathering system, and the use of “RosPump” software for modeling the fluid

lifting process and analyzing the impact of line pressure on corrosion aggressiveness.

Keywords

corrosion, tubing, electric submersible pump (ESP) equipment, gathering system pipelines, gas impact, well, problematic conditions

For citation

Ukhanov N.S., Sukhodeev S.V., Khafizov V.M., Sukhodeev A.V., Smorodin A.V., Dolzhikov A.S. Analysis of the impact of hydrogen sulfide content and its partial pressure in oil-containing well production on ESP failures due to corrosive aggressiveness. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 92–96. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-92-96

Received: 30.07.2024

В процессе активной и длительной эксплуатации нефтепромысловое оборудование подвергается постоянному воздействию различных видов нагрузок и факторов агрессивной среды, что способствует неминуемому возникновению эрозионных и коррозионных разрушений. Коррозия представляет собой одну из главных причин ухудшающегося технического состояния оборудования и приводит к таким последствиям, как аварийные ситуации, внеплановые остановки скважин, экологический ущерб, дефицит добычи сырья и увеличение стоимости добычи сырья, поскольку затраты на устранение негативных последствий из-за коррозионных процессов могут составлять до 30 % от всех затрат на добычу сырья [1]. Существенное негативное влияние коррозии подтверждает и анализ осложненного фонда скважин, где преобладающая доля ущерба оборудованию наносится коррозией. Выделяют общую и локальную коррозии, которые отличаются между собой площадью и характером распространения разрушения, а также скоростью. Для общей коррозии характерно поражение всей поверхности металла или какой-то части, скорость коррозии составляет от 0,1 до 0,5 мм/год. При локальной коррозии разрушительные процессы направлены внутрь металла и скорость коррозии составляет от 1 до 10 мм/год, соответственно, могут появляться борозды, пятна, нежелательные отверстия в металле и т. д. [3]

Особенно уязвимы перед коррозионными процессами насосно-компрессорные трубы (НКТ) и УЭЦН [2], что обусловлено коррозионной активностью водной и газовой среды, в частности, углекислотной коррозией и сероводородным растрескиванием. Большое влияние на разрушение оказывает и тот факт, что достижение высокой скорости отбора нефтепродуктов обуславливает увеличение скорости потоков за счет эксплуатации высокопроизводительных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и, как следствие, приводит к разрушению внутренней поверхности НКТ.

В данной работе рассмотрена эксплуатация пласта Б2(С1) при сравнении двух месторождений: Белозерско-Чубовского и Северо-Каменского, осложненных коррозионной агрессивностью. В административном отношении Белозерско-Чубовское нефтяное месторождение расположено на территории Красноярского административного района Самарской области, на расстоянии 45 км к северо-востоку от областного центра г. Самара. В пределах месторождения и вблизи него находится ряд населенных пунктов: села Красный Яр (районный центр), Водный, Ветлянка, Шилан, Чубовка, Подлесный, Новосемейкино и др. В 5 км северо-западнее месторождения находится поселок Мирный. Северо-Каменское месторождение в административном отношении расположено на территории Красноярского района Самарской области в 55 км к северу от г. Самара и в 24 км к северу от райцентра с. Красный Яр. Территория района месторождения густонаселена. В непосредственной близости от месторождения находятся населенные пункты: п.п. Большая Каменка, Малая Каменка, Большая Раковка, Русская Селитьба, Коммунарский, Старый Буян и др.

Геолого-физические характеристики пласта Б2(С1) сравниваемых месторождений существенного различия не имеют, за исключением преобладающего значения

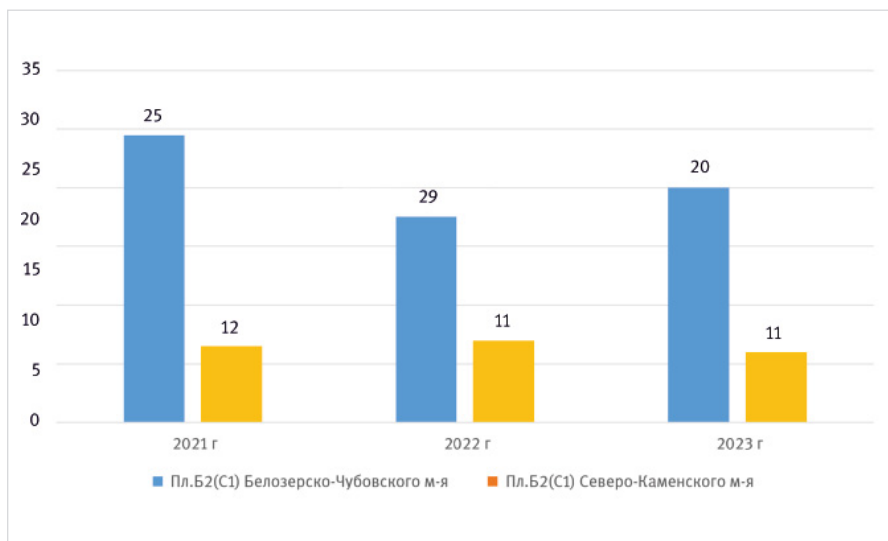


Рис. 1. Количество скважин, отказавших по причине коррозионной агрессивности пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского и Северо-Каменского месторождений в разрезе 2021–2023 гг.

Fig. 1. The number of wells that failed due to corrosive aggressiveness in the B2(C1) formation at the Belozersko-Chubovskoye and Severo-Kamenskoye fields for the period 2021–2023

Табл. 1. Геолого-физические характеристики пласта Б2(С1) Северо-Каменского месторождения

Tab. 1. Geological and physical characteristics of the B2(C1) formation at the Severo-Kamenskoye field

Параметры	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Средняя длина залегания в кровле, м	1 645...1 658	1 660
Начальная пластовая температура, °С	31...33	32
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,02...4,09	3,5
Газосодержание, м ³ /т	4,48...7,73	6,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	53,40...62,67	58
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,893...0,939	0,916
Содержание парафина в нефти, %	2,98...5,04	4,01
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³	1,001...1,300	1,15
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,27...1,32	1,29
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1,143...1,166	1,154
Компонентный состав нефти и растворенного газа		
Метан, %	3,26	3,26
Этан, %	3,64	3,64
Пропан, %	4,15	4,15
Бутан, %	4,77	4,77
H ₂ S, %	0,8	0,8
CO ₂ , %	1,34	1,34
N ₂ +редкие, %	1,13	1,13
Относительная плотность газа, кг/м ³	1,027	1,027
Газовый фактор, м ³ /т	3,79	3,79
Плотность сепарированной нефти, м ³ /т	942	942

Табл. 2. Геолого-физические характеристики пласта B2(C1) Белозерско-Чубовского месторождения

Tab. 2. Geological and physical characteristics of the B2(C1) formation at the Belozersko-Chubovsky field

Параметры	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Средняя длина залегания в кровле, м	1 612...1761	1 687
Начальная пластовая температура, °С	32,1...33	32,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,20...3,60	3,40
Газосодержание, м³/т	20,20...23,20	21,70
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,1...4,7	4,4
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³	0,823...0,825	0,824
Содержание парафина в нефти, %	5,2...7,1	6,15
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м³	1,57...1,72	1,64
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,36...1,43	1,39
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м³	1,162...1,171	1,166
Компонентный состав нефти и растворенного газа		
Метан, %	4,69	4,69
Этан, %	5,76	5,76
Пропан, %	6,34	6,34
Бутан, %	5,30	5,30
H ₂ S, %	6,3	6,3
CO ₂ , %	1,63	1,63
N ₂ +редкие, %	1,18	1,18
Относительная плотность газа, кг/м³	1,48	1,48
Газовый фактор, м³/т	3,61	3,61
Плотность сепарированной нефти, м³/т	859	859

сероводорода Белозерско-Чубовского месторождения на 5,5 % больше относительно Северо-Каменского месторождения.

Проведен анализ отказов эксплуатационного фонда скважин, глубинно-насосное оборудование которых отказало по причине коррозионной агрессивности в разрезе 3 лет, с 2021 года по 2023 год (рис. 1).

Среднегодовой действующий фонд скважин, работающих в постоянном режиме, по Белозерско-Чубовскому месторождению составляет 65 единиц, по Северо-Каменскому месторождению составляет 51 единица. На Белозерско-Чубовском месторождении скважин, осложненных коррозионной агрессивностью — больше, чем на Северо-Каменском месторождении.

Ежегодно количество отказов скважин Белозерско-Чубовского месторождения по причине коррозионной агрессивности почти в 2 раза больше таких же отказов на фонде скважин Северо-Каменского месторождения. Сопряженным внешним фактором, влияющим на коррозионное повреждение глубинно-насосного оборудования, насосно-компрессорных труб и промысловых трубопроводов помимо самого количества H₂S, является парциальное давление сероводорода — P_{H_2S} , определяемое в МПа, по формуле (1):

$$P_{H_2S} = \frac{P \times X_{H_2S}}{100 \%}, \quad (1)$$

где: P — абсолютное давление в системе, выраженное в Мпа; X_{H_2S} — мольная доля сероводорода в газе, выраженная в %.

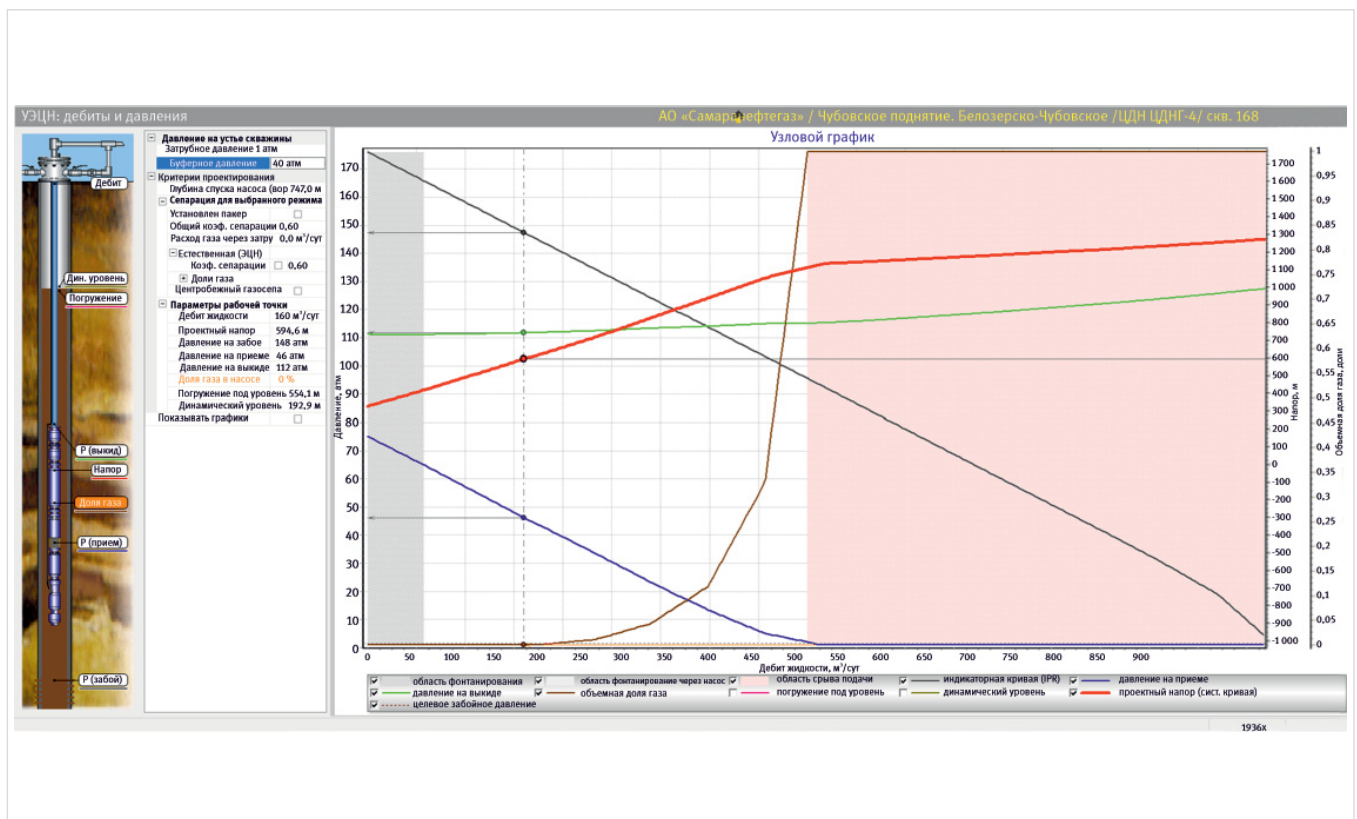


Рис. 2. Узловой график проектного расчета скважины Белозерско-Чубовского месторождения иллюстрирует рабочие точки в проектном режиме для визуального представления влияния характеристик глубинно-насосного оборудования на характеристики гидродинамической модели пласта с учетом ее физико-химических свойств

Fig. 2. The node diagram of the well design calculation for the Belozersko-Chubovsky field illustrates the operating points in the design mode, providing a visual representation of the impact of electric submersible pump (ESP) characteristics on the hydrodynamic model of the reservoir, taking into account its physical and chemical properties

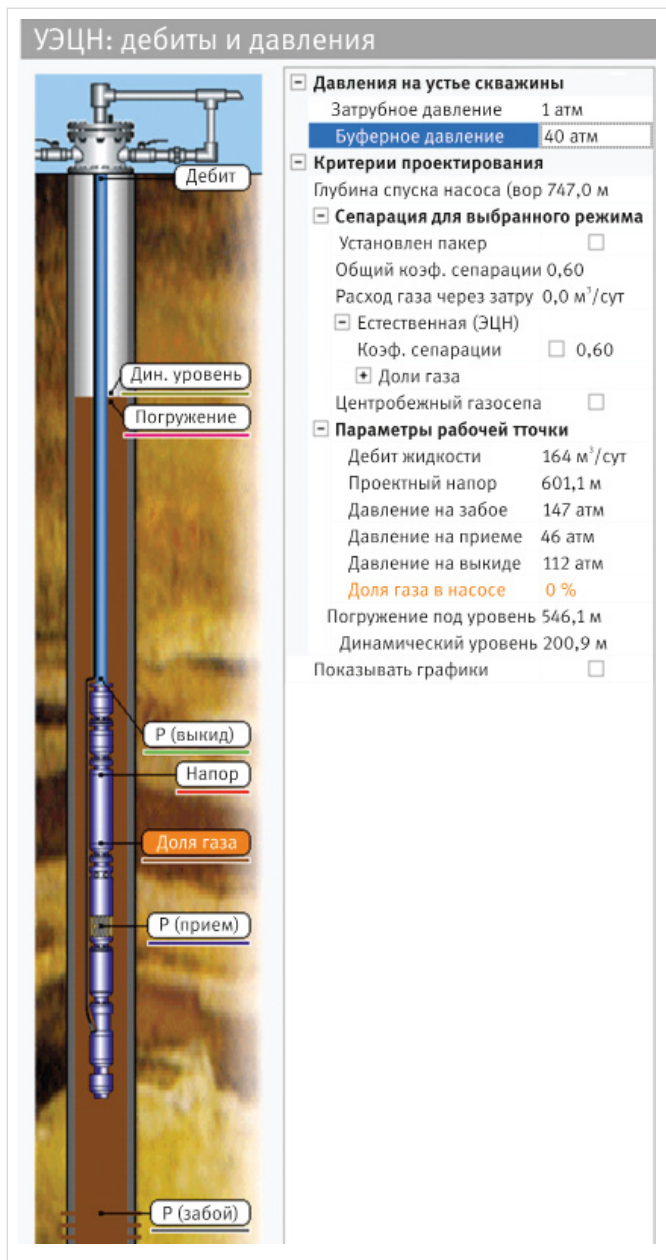


Рис. 3. Количество газа на приеме насоса при буферном давлении 4 МПа = 0 %
 Fig. 3. The gas quantity at the pump intake at a buffer pressure of 4 MPa = 0 %



Рис. 4. Количество газа на приеме насоса при буферном давлении 2,9 МПа = 6 %
 Fig. 4. The gas quantity at the pump intake at a buffer pressure of 2,9 MPa = 6 %

В 2023 году в системе сбора пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского месторождения среднесуточное давление, в связи с увеличением объемов добываемой нефтегазоводонасыщенной жидкости, составляло 4 МПа, доля H_2S составляет 6,3 %, парциальное давление сероводорода равно 2,5 МПа. P_{H_2S} исследуемого пласта Северо-Каменского месторождения составляет 0,15 МПа.

Влияние давления в линии системы сбора на текущие параметры глубинно-насосного оборудования дополнительно рассмотрено в библиотеке программного обеспечения RosPump, где просматривается зависимость: при давлении в линии 40 атм на скважинах Белозерско-Чубовского месторождения уменьшается, в процентном соотношении, количество газа на приеме установок электроцентробежного насоса (рис. 2–4).

Приведенный сравнительный анализ ГФХ существенно не отличающихся пластов

показал, что более высокое содержание сероводорода (на 5,5 %) на одном из них оказывает существенное влияние на количество отказов ГНО по причине коррозионной агрессивности. Согласно проведенному анализу отказов ГНО зафиксировано, что в среднем за 3 года по скважинам, работающим на пласте с более высоким содержанием сероводорода, количество отказов больше в 2 раза а(с учетом приведения к одинаковому количеству скважин по двум пластам). Также осложняющим фактором помимо самого содержания сероводорода является его парциальное давление в добываемой жидкости. Расчеты показали существенную разницу парциальных давлений сероводорода в продукции исследуемых пластов (2,5 Мпа и 0,15 Мпа).

Моделирование процесса подъема жидкости в RosPump, показало, что при более высоком линейном давлении количество коррозионно агрессивного газа на приеме УЭЦН значительно уменьшается, благодаря чему,

в 2023 по скважинам пласта Б2 (С1) Белозерско-Чубовского месторождения количество отказов, фактически и косвенно связанных с влиянием коррозии в глубинно-насосном оборудовании снизилось, относительно 2021 г. и 2022 г., на 35 %.

Таким образом, для снижения влияния коррозионной агрессивности на ГНО требуется комплексный подход, включающий в себя ряд мероприятий по минимизации негативного влияния осложняющего фактора. На данный момент это мероприятия по периодическому и постоянному дозированию на прием насоса и пробковой закачке ингибитора коррозии, по применению НКТ и ЭЦН с антикоррозионным покрытием, по применению полимерных рабочих колес ЭЦН, УЗПНО, а также мероприятия по равнопрочной защите всех узлов глубинно-насосного оборудования.

Итоги

Статья подчеркивает значимость проблемы коррозии в насосно-компрессорных трубах, глубинно-насосном оборудовании и трубопроводах системы сбора. Коррозия является одной из главных причин ухудшения технического состояния оборудования, что ведет к аварийным ситуациям, внеплановым остановкам скважин и увеличению затрат на добычу нефти.

Анализ выявил, что основной причиной коррозии являются агрессивные свойства добываемых жидкостей, особенно высокое содержание сероводорода и его парциальное давление. Увеличение скорости потока нефти и газа также усиливает коррозионные процессы.

Моделирование с использованием программного обеспечения RosPump продемонстрировало, что при более высоком линейном давлении количество газа на приеме

насоса увеличивается, что способствует усилению коррозионных процессов. При буферном давлении 40 атм количество газа на приеме насоса составило 6 %, что указывает на значительное влияние давления на коррозионную агрессивность.

Выводы

Коррозия представляет собой значительную проблему для нефтепромыслового оборудования, особенно в условиях высокой агрессивности среды. Различия в геолого-физических характеристиках, таких как содержание сероводорода и его парциальное давление, имеют ключевое значение для оценки коррозионной агрессивности. Применение комплексного подхода к защите оборудования и мониторинг коррозионной активности помогут снизить количество отказов и уменьшить затраты на обслуживание.

Литература

1. Габова М.А. Применение композиционных материалов при добыче нефти и газа // Вестник ГУУ. 2012. № 10. С. 88–92.
2. Апасов Г.Т., Апасов Т.К., Порожняков Д.В. Протекторная защита от коррозии насосного оборудования и НКТ // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. 2015. С. 283–291.
3. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 250 с.

ENGLISH

Results

The article emphasizes the significance of corrosion issues in tubing, electric submersible pump (ESP) equipment, and gathering system pipelines. Corrosion is one of the main causes of the deterioration of equipment condition, leading to emergency situations, unscheduled well shut-downs, and increased oil extraction costs.

The analysis revealed that the primary cause of corrosion is the aggressive properties of the extracted fluids, particularly the high content of hydrogen sulfide and its partial pressure. Increased oil and gas flow rates also exacerbate corrosion processes.

Modeling using the “RosPump” software demonstrated that at higher line pressures, the amount of gas at the pump intake increases, which

contributes to enhanced corrosion processes. At a buffer pressure of 40 atm, the gas quantity at the pump intake was 6 %, indicating a significant impact of pressure on corrosion aggressiveness.

Conclusions

Corrosion is a significant issue for oilfield equipment, particularly under conditions of high environmental aggressiveness. Variations in geological and physical characteristics, such as hydrogen sulfide content and its partial pressure, are crucial for assessing corrosion aggressiveness. Implementing a comprehensive approach to equipment protection and monitoring corrosion activity will help reduce the number of failures and lower maintenance costs.

References

1. Gabova M.A. The usage of composite materials in oil and gas extraction. Bulletin of the State University of Education, 2012, issue 10, P. 88–92. (In Russ).
2. Apasov G.T., Apasov T.K., Porozhnyakov D.V. The cathodic protection against corrosion in wells with ESP. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex, 2015, P. 283–291. (In Russ).
3. Medvedeva M.L., Muradov A.V., Prygaev A.K. Corrosion and protection of main pipelines and tanks. Moscow: State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2013, 250 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Уханов Никита Сергеевич, ведущий инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия
Для контактов: ns_ukhanov@samng.rosneft.ru

Ukhanov Nikita Sergeevich, lead engineer, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia
Corresponding author: ns_ukhanov@samng.rosneft.ru

Суходеев Сергей Владимирович, оператор по добыче нефти и газа, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Sukhodeev Sergei Vladimirovich, oil and gas production operator, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Хафизов Вадим Мирхатимович, начальник управления, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Hafizov Vadim Mirkhatimovich, head of department, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Суходеев Александр Владимирович, ведущий инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Sukhodeev Alexander Vladimirovich, lead engineer, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Смородин Александр Владимирович, заместитель начальника управления, главный инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Smorodin Alexander Vladimirovich, deputy head of the department, chief engineer, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Должиков Андрей Сергеевич, ведущий инженер, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
Для контактов: dolzhikovas@samnipi.rosneft.ru

Dolzhikov Andrei Sergeevich, lead engineer, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia
Corresponding author: dolzhikovas@samnipi.rosneft.ru