



УДК 622.276.05:620.197.3

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

## ВЛИЯНИЕ АНИОННОГО СОСТАВА И СОДЕРЖАНИЯ КИСЛЫХ ГАЗОВ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

А.Н. Ладыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, д. 29)

## INFLUENCE OF ANIONIC COMPOSITION AND ACID GAS CONTENT IN FORMATION WATERS OF PERM KRAY FIELDS ON CORROSION INHIBITORS EFFICIENCY

Aleksandr N. Ladygin

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolsky av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 25.12.2019. Принята / Accepted: 15.04.2020. Опубликовано / Published: 15.06.2020

### Ключевые слова:

питтинговая коррозия, скважина, сероводород, хлориды, сульфаты, бикарбонаты, диоксид углерода, двойной электрический слой, пассивация, потенциал питтингообразования, вольтамперметрия, импедансная спектроскопия, анионы, катионы, ингибитор коррозии.

### Key words:

pitting corrosion, well, hydrogen sulphide, chlorides, sulphates, bicarbonates, carbon dioxide, double electric layer, passivation, pitting potential, voltammetry, impedance spectroscopy, anions, cations, corrosion inhibitor.

При разработке залежей углеводородов в скважины со временем начинают поступать пластовые воды. Повышение объемов попутно добываемых вод негативно сказывается не только на экономических показателях разработки месторождений, но и приводит к другим опасным последствиям, к таким, например, как коррозия оборудования. Наибольший экономический ущерб приносит коррозия скважинного оборудования, так как аварии на скважинах обуславливают необходимость проведения дорогостоящих ремонтных операций. В связи с этим предотвращение коррозии оборудования является актуальной задачей. Рассматриваются основные свойства и состав пластовых вод. На основании открытых литературных источников анализируется влияние содержащихся в пластовых водах анионов  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  на кинетику протекания коррозионных процессов на поверхности раздела фаз металла (электрода) и воды (электролита). Также приведены данные исследований влияния наличия растворенных кислых газов ( $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ ) на механизм и скорость протекания коррозии. Рассматривается влияние водородного показателя на скорость коррозии. Содержание различных солей в пластовых водах обуславливает сложность коррозионных процессов, происходящих в реальных условиях. Наличие агрессивных сред в некоторых случаях способствует ускорению коррозии, но иногда и ее замедлению, это также сказывается на эффективности ингибиторной защиты.

На основе данных лабораторных исследований проведена оценка эффективности применения ингибиторов коррозии в пластовых водах с различными составами и свойствами. Установлено, что содержание в пластовой воде смеси агрессивных компонентов – хлорид ионов и сероводорода – приводит к угнетению сероводородной коррозии, при этом скорость хлоридной коррозии тоже снижается. Наличие ионов растворенных солей и кислых газов в пластовых водах способствует повышению эффективности применения ингибиторов коррозии благодаря образованию прочных пассивных пленок на поверхности стального оборудования.

The development of hydrocarbon deposits involves inflow of formation waters into wells over time. The increase in produced water volumes affects adversely economic performance of field development and entails a range of other harmful effects, including equipment corrosion. The corrosion of downhole equipment causes the maximum economic damage, since well accidents require costly repair operations. Therefore, the prevention of equipment corrosion is a crucial task. The key properties and composition of formation waters are considered. The influence of  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  anions contained in formation water on kinetics of corrosion processes at the metal (electrode) / water (electrolyte) interface is analysed from open literature sources. Furthermore, the research data on the influence of presence of dissolved acid gases ( $\text{H}_2\text{S}$  and  $\text{CO}_2$ ) on the mechanism and rate of corrosion process are presented. The impact of hydrogen index on corrosion rate is reviewed. The content of various salts in formation water determines the complexity of corrosion processes that take place under actual operation conditions. The presence of aggressive media in some cases accelerates corrosion, yet sometimes slows it down, which also affects the efficiency of inhibitor protection.

Based on laboratory data, the effectiveness of corrosion inhibitors in formation waters with different compositions and properties has been assessed. As it has been established, the presence of a mixture of aggressive components – chloride ions and hydrogen sulfide – in formation water results in the inhibition of hydrogen-sulfide corrosion, while the rate of chloride corrosion process also declines. The presence of ions of dissolved salts and acid gases in formation water increases the efficiency of corrosion inhibitors due to strong passive films formed on the surface of steel equipment.

Ладыгин Александр Николаевич – аспирант кафедры «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 342 219 82 50, e-mail: ladygin@pstu.ru).

Aleksandr N. Ladygin – PhD student at the department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 50, e-mail: ladygin@pstu.ru).

## Введение

В процессе эксплуатации добывающих скважин происходит снижение дебитов нефти и увеличение объемов попутно добываемой пластовой воды. Воздействие пластовой воды на скважинное оборудование приводит к его интенсивному коррозионному износу. На коррозию оборудования также оказывают влияние наличие в добываемой нефти кислых газов (сероводород и углекислый газ). Коррозия сокращает наработку на отказ скважинного оборудования для добычи нефти и приводит к высоким экономическим и экологическим потерям. На сегодняшний день распространены химические способы защиты оборудования, которые основаны на регулировании электрохимического равновесия в жидких средах или на создании защитных пленок на металлических поверхностях оборудования. При высокой обводненности скважинной продукции химическая защита при помощи ингибиторов коррозии становится затратной.

## Состав пластовых вод

Пластовые воды месторождений углеводородов представляют собой равновесные термодинамические системы и являются растворами различных солей и газов. Ионный состав попутно добываемых вод месторождений углеводородов Пермского края в основном представлен катионами ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ) и анионами ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ). В зависимости от генезиса пластовых вод количественное содержание каждого иона может отличаться. Для пластовых вод месторождений углеводородов характерно высокое содержание ионов хлора  $\text{Cl}^-$  – до 300 г/л, происхождение хлорид ионов – растворы солей  $\text{KCl}$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$  и т.д. Содержание сульфатов и бикарбонатов обусловлено растворением карбонатных пород ( $\text{CaCO}_3$  и  $\text{MgCO}_3$ ) и гипса ( $\text{CaSO}_4$ ), содержание этих анионов изменяется в зависимости от типа пластовых вод и обычно не превышает 3 г/л.

Помимо солей в пластовых водах в растворимом состоянии могут находиться кислые газы –  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ , наличие которых обусловлено совместным залеганием углеводородов с пластовыми водами. Свойства пластовых вод также определяются водородным показателем – pH, значения которого в естественных условиях залегания нефтяных и газовых пластов могут изменяться от 5 до 8. Наличие каждого компонента в пластовых водах обуславливает ее тип и агрессивность по отношению к металлам. Рассмотрим влияние состава пластовых вод на скорость коррозии металла более детально.

## Влияние ионного состава пластовых вод на скорость коррозии стали

Коррозия металлов в жидких средах, содержащих в себе растворенные соли, протекает по электрохимическому механизму на поверхности раздела металла (электрод) и электролита (пластовой воды). При этом на поверхности металлов образуются адсорбционные пленки – двойные электрические слои (ДЭС), представленные в основном анионами растворенных в электролитах солей. Двойной электрический слой на границе раздела «электрод – электролит» имеет электрическое сопротивление и обладает определенной емкостью, соответствующими его молекулярной толщине. Электрические свойства ДЭС характеризуют активность химического взаимодействия электрода и электролита и используются для определения скорости коррозии металлов такими методами, как, например, импедансная спектроскопия и вольтамперометрия. Сущность методов импедансной спектроскопии состоит в подаче возмущающего синусоидального сигнала малой амплитуды на исследуемую систему и изучении вызванного им сигнала-отклика на выходе [1]. Вольтамперометрия представляет собой метод, в котором фиксируется изменение во времени тока, протекающего через изучаемую систему при наложении на нее напряжения [2]. Чем более электропроводен ДЭС, тем быстрее протекают поверхностные химические реакции, в том числе коррозия металлов. Чем больше толщина ДЭС и чем он менее электропроводен, тем толще и прочнее пассивирующая пленка и ниже скорость коррозии.

Наиболее опасным видом коррозии стального оборудования нефтяных и газовых скважин является питтинговая коррозия. В результате питтинговой коррозии образуются локальные углубления в металле, что может привести к преждевременному отказу оборудования, при этом основная часть металлической поверхности может быть не затронута процессами коррозии.

Появление и развитие питтинговой коррозии на поверхностях металла в электролитах происходит при превышении критического потенциала образования питтинговой коррозии. Наличие в электролитах агрессивных анионов, как правило, хлоридов, способствует уменьшению критического потенциала образования питтинговой коррозии и ускорению коррозионных процессов [3]. В отсутствие хлорид ионов оксидная пленка нержавеющей стали 304 остается пассивной до значений потенциала выделения кислорода (+1,2 В), в растворе  $\text{NaCl}$  с концентрацией 0,1 моль питтинги начинают образовываться при потенциале +0,35 В (рис. 1). При этом в растворе  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  с концентрацией 1 моль образования питтингов не происходит, что подтверждает факт того, что питтинговая коррозия обусловлена в основном наличием хлорид ионов [4].

С увеличением содержания хлорид ионов в электролитах потенциал образования питтинговой коррозии снижается значительно, что способствует ускорению коррозии стали (рис. 2) [5].

Существует множество механизмов, описывающих появление питтинга, для которых характерны общие положения [6–12]:

1) на первоначальном этапе анионы из электролитов концентрируются на поверхности пассивной пленки;

2) далее под действием анионов происходит разрушение или растворение пассивной пленки;

3) после инициации в месте роста питтинга значительно увеличивается плотность тока благодаря относительно малым размерам питтинга по сравнению с остальной поверхностью металла, не тронутой коррозией.

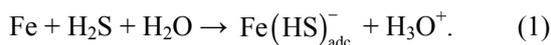
По мере роста увеличивается питтинг и объем, а катионы растворенного металла находятся внутри его и не диффундируют наружу из пористых продуктов коррозии. В результате накопленные катионы металлов подвергаются гидролизу, и внутри питтинга возрастает кислотность (рис. 3, а). Кроме того, потенциал электрода над питтингом более активен, чем на прилегающей поверхности (рис. 3, б) [13].

Таким образом, появление питтинговой коррозии включает образование кислого коррозионно-активного внутреннего электролита. Образованная система является устойчивой и обеспечивает постоянный дальнейший рост питтинга.

Наличие сульфат ионов увеличивает потенциал образования питтинговой коррозии, что приводит к ее замедлению [14–17] (рис. 4).

Анион  $\text{HCO}_3^-$  способствует замедлению коррозионных процессов, взаимодействуя с катионами кальция, образует бикарбонат кальция  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ . Бикарбонат кальция является самым дешевым катодным экранирующим ингибитором коррозии сталей и, благодаря образованию нерастворимого карбоната кальция, осаждающегося на поверхности металлов, применяется в системах водоснабжения.

Сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  является агрессивным газом, растворяясь в воде, образует слабую кислоту, вызывающую коррозию металлов с образованием сульфидов, которые по отношению к железу играют роль катода и образуют с ним гальваническую пару, что приводит к быстрому разрушению металлических конструкций [18, 19]. Сероводород ускоряет анодную реакцию ионизации железа:



При совместном присутствии в растворе сероводорода и кислот происходит резкое усиление агрессивности обоих компонентов [20, 21]. Скорость коррозии в 1Н растворе  $\text{HCl}$  резко возрастает с повышением температуры. Сероводород ускоряет в большей степени анодный процесс коррозии, чем катодный [22], что объясняется образованием поверх-

ностного соединения  $(\text{FeHS})_{\text{adc}}^-$ , являющегося катализатором анодной реакции ионизации металла [23–28].

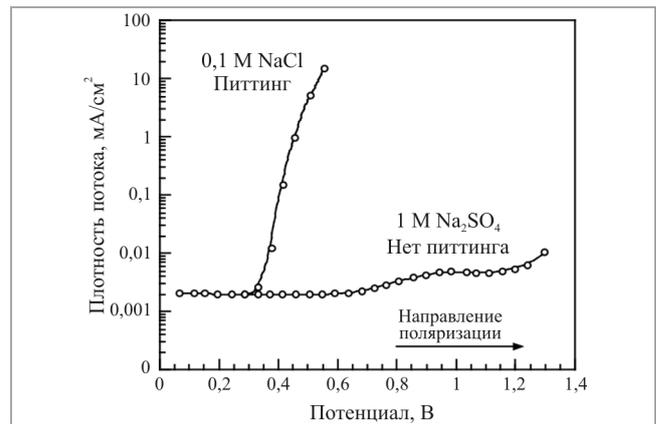


Рис. 1. Поляризационные кривые для нержавеющей стали в растворах 0,1 моль  $\text{NaCl}$  и 1 моль  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  [4]

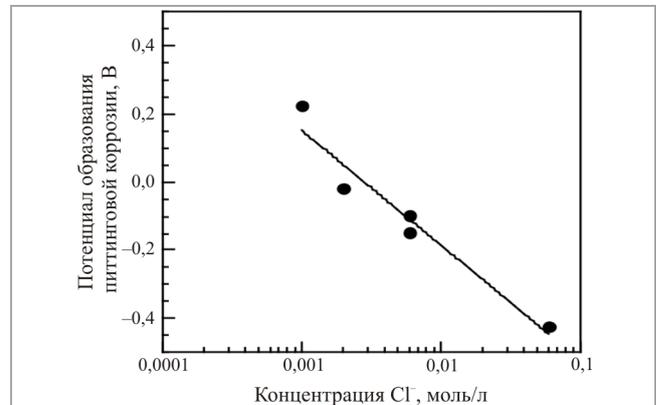


Рис. 2. Влияние содержания хлорид ионов на потенциал образования питтинговой коррозии [5]

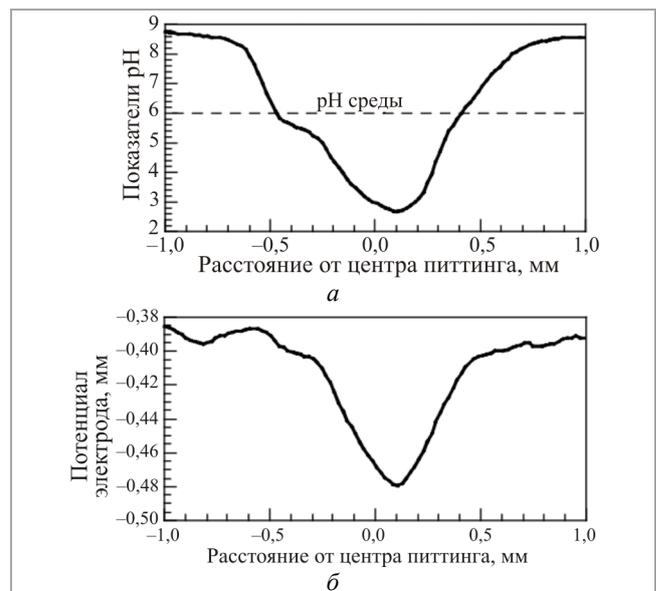
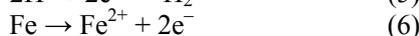
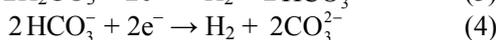
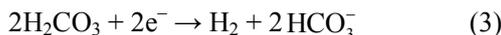


Рис. 3. Изменение pH (а) и потенциала электрода (б) поперек растущего питтинга на поверхности стали в слабом растворе  $\text{NaCl}$  [13]

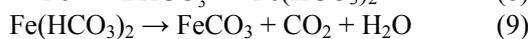
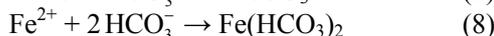
Углеродистые и низколегированные стали, наиболее часто используемые при строительстве нефте- и газопроводов, подвержены коррозии в средах, содержащих  $\text{CO}_2$ . Раствор диоксида углерода в водной фазе образует угольную кислоту, вызывающую коррозию стали:



Механизм растворения железа в угольной кислоте [29] представлен катодными (3), (4), (5) и анодной (6) реакциями. При pH среды, равном 6, происходит разложение  $\text{H}_2\text{CO}_3$  (2) и  $\text{HCO}_3^-$  (3).



В результате этих процессов на поверхности стали образуется коррозионный слой. Свойства этого слоя влияют на скорость коррозии сталей в водных растворах  $\text{CO}_2$ . В некоторых исследованиях говорится о том, что малорастворимый осадок карбоната железа,  $\text{FeCO}_3$ , может формировать защитные слои [29–34], что объясняется уравнениями (7), (8) и (9) [35, 36]:



Однако защитный слой, образованный осадком  $\text{FeCO}_3$ , является пористым и непрочным и способствует незначительному снижению скорости коррозии благодаря уменьшению массообмена между коррозионной средой и чистой поверхностью стали [37].

Если на поверхности стали формируется защитная пленка  $\text{FeCO}_3$ , то ожидается появление второй емкостной дуги на графике Найквиста или второй постоянной времени на графике Бодье [37]. Однако этого не наблюдается на графиках импеданса (рис. 5) [38]. Это связано с образованием пористого тонкого слоя  $\text{FeCO}_3$  с сопротивлением, намного меньшим, чем сопротивление переноса заряда [39, 40].

Увеличение значений емкости со временем (увеличение диаметра петли) связано с увеличением площади отложений карбоната железа на поверхности образцов, что сопровождается повышением сопротивления переноса заряда [41].

Влияние водородного показателя среды изучено в работе [42], где показано, что при уменьшении pH среды с 8 до 2 происходит снижение сопротивления переноса заряда ( $R_{ct}$ ) более чем в два раза, что свидетельствует об увеличении скорости коррозии в кислых средах (рис. 6).

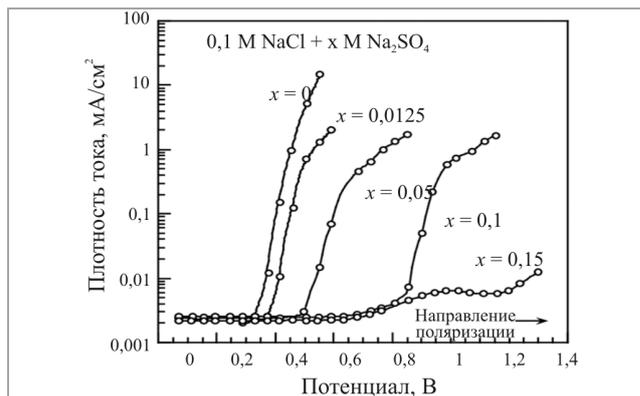


Рис. 4. Влияние концентрации сульфата натрия на потенциал образования питтинговой коррозии нержавеющей стали 304 в растворе NaCl [17]

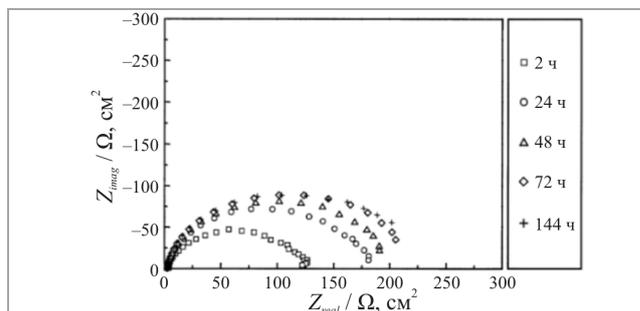


Рис. 5. Импедансная диаграмма для стали, находившейся в растворе  $\text{CO}_2$  в течение 2, 24, 48, 72 и 144 ч [38]

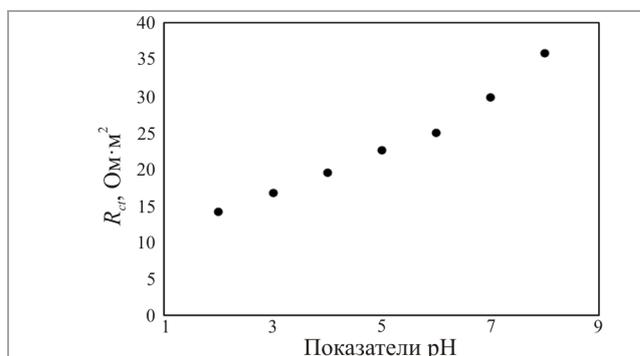


Рис. 6. Влияние pH среды на сопротивление переноса заряда  $R_{ct}$  на поверхности стали в 1N растворе HCl

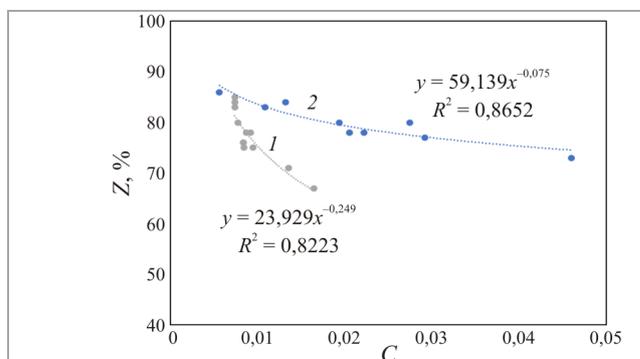


Рис. 7. Влияние содержания анионов на эффективность ингибиторов коррозии: 1 – содержание  $\text{Cl}^-$  – более 60 000 мг/л; 2 – содержание  $\text{Cl}^-$  – менее 60 000 мг/л

Содержание различных солей в пластовых водах обуславливает сложность коррозионных процессов, происходящих в реальных условиях. Наличие агрессивных сред в некоторых случаях способствует ускорению коррозии, но иногда и ее замедлению. Проведенные исследования коррозии стали в модели пластовой воды с различными содержаниями хлорид и сульфат ионов и сероводорода позволили сделать следующие выводы [43]:

– содержание сульфат ионов в электролитах способствует пассивации поверхности стали, при этом содержание сероводорода до концентраций 150 мг/л способствует лучшей пассивации, что обусловлено образованием двух разных продуктов пассивации (оксидов и сульфидов железа), тормозящих анодное окисление стали;

– при содержании хлорид ионов в воде от 1 до 40 г/л и сероводорода – до 150 мг/л скорость коррозии не снижается;

– при содержании хлорид ионов в воде от 160 г/л наличие сероводорода не вносит вклада в развитие коррозии, что обусловлено доминированием хлорид ионов в коррозионных реакциях.

#### Анализ лабораторных данных

Применения ингибиторов коррозии способствует замедлению электрохимических реакций на стальных поверхностях. Эффективность применения ингибитора коррозии в основном зависит от состава электролита. В некоторых случаях наличие ионов растворенных солей способствует повышению эффективности применения ингибиторов благодаря

образованию прочных пассивных пленок на поверхности стального оборудования [44, 45].

Эффективность имидазолинового ингибитора коррозии, применяемого на месторождениях Пермского края, определялась в лабораторных условиях по методу цикловольтамперометрии (ЦВА). В пластовую воду с месторождений Пермского края ингибитор коррозии добавлялся в концентрации 100 г/м<sup>3</sup>. Результаты исследований и состав пластовой воды представлены в таблице (таблица). По содержанию хлорид ионов в пластовых водах данные исследований разбиты на две группы.

Эффективность ингибитора коррозии ( $Z$ ) определялась по следующему соотношению:

$$Z = \frac{I_o + I_{in}}{I_o}, \quad (10)$$

где  $I_o$  и  $I_{in}$  – максимальные плотности анодного тока до и после добавления ингибитора соответственно.

Лабораторные исследования показали, что на эффективность применения имидазолинового ингибитора коррозии в основном оказывает влияние соотношение содержание анионов ( $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Cl}^-$ ) в пластовой воде (рис. 7):

$$C = \frac{C_{\text{HCO}_3^-} + C_{\text{SO}_4^{2-}}}{C_{\text{Cl}^-}}, \quad (11)$$

где  $C_{\text{HCO}_3^-}$ ,  $C_{\text{SO}_4^{2-}}$ ,  $C_{\text{Cl}^-}$  – массовое содержание в пластовой воде бикарбонат ионов, сульфат ионов и хлорид ионов соответственно.

Результаты исследований эффективности ингибитора коррозии и свойства пластовых вод месторождений Пермского края

№ п/п	Скв.	Эфф-ть, %	H <sub>2</sub> S, мг/л	CO <sub>2</sub> , мг/л	pH	ρ, г/см <sup>3</sup>	Общая мин-я, г/л	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/л	Cl <sup>-</sup> , мг/л	Ca <sup>2+</sup> , мг/л	Mg <sup>2+</sup> , мг/л	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup> , мг/л	C
<b>Группа 1</b>														
1	934	75	151,60	35	6,71	1,098	143,80	210	625	88300	10200	2580	41885	0,0095
2	2606	78	112,30	38	6,56	1,105	155,65	190	690	96000	10200	2700	45873	0,0092
3	1299	80	356,80	30	6,19	1,095	145,80	183	509	89900	9900	2260	43003	0,0077
4	797	83	118,50	30	6,19	1,115	165,04	170	580	102000	10800	2950	48544	0,0074
5	868	84	98,50	30	6,46	1,114	165,04	170	580	102000	10800	2950	48544	0,0074
6	922	85	138,00	33	7,00	1,075	108,80	270	230	67600	6830	2300	31906	0,0074
7	193	76	132,00	35	6,11	1,070	103,90	305	230	64230	6140	2078	30900	0,0083
8	905	67	206,30	35	6,23	1,108	156,40	140	1440	96000	10200	2950	45740	0,0165
9	498	71	132,40	50	6,58	1,115	165,00	170	580	102000	10800	2950	48544	0,0074
10	241	75	58,70	30	6,21	1,131	193,20	122	888	120000	14700	3040	54228	0,0084
11	193	76	132,00	35	6,11	1,070	103,90	305	230	64230	6140	2078	30900	0,0083
<b>Группа 2</b>														
1	953	73	98,00	35	7,32	1,057	84,02	390	1950	50900	6060	1500	23220	0,0460
2	2264	77	164,10	30	6,54	1,058	77,02	390	950	45900	5060	1500	23216	0,0292
3	229	80	4,30	35	7,00	1,049	73,33	545	290	43100	5083	1220	24216	0,0194
4	335	78	0,00	50	6,58	1,021	35,60	240	298	24283	2050	450	8240	0,0222
5	542	78	53,00	15	7,06	1,046	68,30	250	594	41122	4609	1093	20556	0,0205
6	508	83	57,00	27	7,19	1,060	95,30	162	458	57105	6679	1516	29126	0,0109
7	563	84	137,80	45	7,18	1,067	96,60	200	589	59900	6500	1700	27711	0,0132
8	859	86	67,80	35	7,36	1,066	95,90	210	123	59600	6570	1800	27883	0,0056
9	1026	80	75,90	47	6,45	1,062	97,40	326	1290	58900	4610	1580	30676	0,0274

На основании результатов лабораторных исследований установлено, что при высоком содержании хлорид ионов эффективность применения имидазолинового ингибитора коррозии в наибольшей степени зависит от содержания бикарбонат и сульфат ионов (рис. 7, кривая 1). При этом не прослеживается влияние содержания сероводорода на эффективность ингибитора, что может быть вызвано доминированием хлорид ионов. Для второй группы, с меньшим содержанием хлорид ионов, зависимость эффективности ингибитора от  $C$  более пологая, влияние сероводорода также не прослеживается.

### Заключение

Коррозионная активность пластовых вод месторождений Пермского края обусловлена содержанием в ней агрессивных веществ ( $Cl^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $H_2S$  и  $CO_2$ ), каждое из которых по отдельности способствует ускорению коррозии. Содержание в пластовой воде месторождений Пермского края смеси агрессивных компонентов – хлорид ионов и сероводорода – приводит к угнетению сероводородной коррозии, при этом скорость хлоридной коррозии тоже снижается.

Наличие анионов растворенных солей ( $Cl^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ) и кислых газов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) в пластовых водах способствует повышению эффективности применения имидазолинового ингибитора коррозии на месторождениях Пермского края благодаря образованию прочных пассивных пленок на поверхности стального оборудования.

### Благодарность

Автор выражает благодарность своему научному руководителю доценту М.С. Турбакову за наставления и поддержку.

### Библиографический список

1. Импедансная спектроскопия: теория и применение : учеб. пособие / Ю.В. Емельянова, М.В. Морозова, З.А. Михайловская, Е.С. Буянова; под общ. ред. Е.С. Буяновой; Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 156 с.
2. Каплан Б.Я., Пац Р.Г., Салихджанова Р.М.-Ф. Вольтамперометрия переменного тока. – М., 1985. – 264 с.
3. Passivity of metals / H.J. Engell, R.P. Frankenthal, J. Kruger // Proc. of the fourth international symposium on passivity. The Corrosion monograph series. The Electrochemical Society, Inc. Princeton. – New Jersey, 1978. – 285 p.
4. Leckie H.P., Uhlig H.H. Environmental factors affecting critical potential for pitting in 18-8 stainless steel // J. Electrochem. Soc. – 1966. – Vol. 113. – P. 1262–1267.
5. McCafferty E. A Competitive Adsorption Model for the Inhibition of Crevice Corrosion and Pitting // J. Electrochem. Soc. – 1990. – Vol. 137. – P. 3731–3737.
6. Parkins R.N. Fundamental Aspects of Stress Corrosion Cracking / R.W. Staehle, A.J. Forty, D. van Rooyen, eds. – NACE, Houston, TX, 1969. – P. 361.
7. Sandoz G. Stress-corrosion cracking in high strength steels and in titanium and titanium alloys / B.F. Brown, ed. – U.S. Government Printing Office, Washington, DC, 1972. – P. 79.
8. Beck T.R. The Theory of stress-corrosion cracking in alloys / J.C. Scully, ed. – NATO, Brussels, Belgium, 1971. – P. 64.
9. Fujii C.T., Metzbow E.A. Stress-corrosion cracking in the HY-130 System / NRL Memorandum Report 2814, Naval Research Laboratory. – Washington, DC, 1974.
10. Blackburn M.J., Smyrl W.H., Feeny J.A. Stress-corrosion cracking in high strength steels and in titanium and titanium alloys / B.F. Brown, ed. – U.S. Government Printing Office, Washington, DC, 1972. – P. 245.
11. Beavers J.A. Stress-corrosion cracking / R.H. Jones, ed. – ASM International, Materials Park, OH, 1992. – P. 211.
12. Uhlig H.H., Revie R.W. Corrosion and corrosion control. Chapter 7. John Wiley. – New York, NY, 1985.
13. Bockris J.O'M., Reddy A.K.N. Modern electrochemistry. – New York, NY: Plenum Press, 1979. – Vol. 2. – P. 1233.
14. Hyatt M.V., Speidel M.O. Stress-corrosion cracking in high strength steels and in titanium and titanium alloys / B.F. Brown, ed. – U. S. Government Printing Office, Washington, DC, 1972. – P. 147.
15. Sprawls D.O., Brown R.H. Fundamental aspects of stress corrosion cracking / R.W. Staehle, A.J. Forty, D. van Rooyen, eds. – NACE, Houston, TX, 1969. – P. 466.
16. Ciaraldi S.W. Stress-corrosion cracking / R.H. Jones, ed. – ASM International, Materials Park, OH, 1992. – P. 41.
17. Pugh E.N., Craig J.V., Sedriks A.J. Fundamental aspects of stress corrosion cracking / R.W. Staehle, A.J. Forty, D. van Rooyen, eds. – NACE, Houston, TX, 1969. – P. 118.
18. Zheng Yougui, Bruce Brown, Srdjan Nešić. Electrochemical study and modeling of  $H_2S$  corrosion of mild Steel // Corrosion. – 2014. – Vol. 70, № 4. – P. 351–365.
19. Electrochemical growth of iron sulfide films in  $H_2S$ -saturated chloride media / H. Vedage [et al.] // Corrosion. – 1993. – Vol. 49, № 2. – P. 114–121.
20. Stern M. The effect of alloying elements in iron on hydrogen over-voltage and corrosion rate in acid

environments // *Journal of the Electrochemical Society*. – 1955. – Vol. 102, № 12. – P. 663–668.

21. Wranglen G. Review article on the influence of sulfide inclusions on the corrodibility of Fe and steel // *Corrosion Science*. – 1969, № 9. – P. 585–602.

22. Панасенко В.Ф., Антропов Л.И. Защита металлов. – М., 1969. – 709 с.

23. Heusler K.E., Cartledge G.H. The Influence of iodide ions and carbon monoxide on the anodic dissolution of active iron // *Journal of the Electrochemical Society*. – 1961. – Vol. 108, № 8. – P. 732–741.

24. Kabanov B.N., Burstein R.H., Frumkin A.N. Kinetics of electrode processes on the iron electrode // *Discussions of the Faraday Society*. – 1947. – № 1. – P. 259–269.

25. Кабанов Б., Лейкис Д.И. Растворение и пассивация железа в растворах щелочи // *Доклады АН СССР*. – 1947. – Т. 58, № 8. – С. 1685–1688.

26. Йофа З.А., Вэй Бао-Мин. Влияние pH среды на скорость коррозии и анодное растворение кобальта // *Журнал физической химии*. – 1962. – Т. 36, № 11. – С. 2558–2667.

27. Bockris J.O.M., Drazic D. The kinetics of deposition and dissolution of iron: effect of alloying impurities // *Electrochimica Acta*. – 1962. – Vol. 7, № 3. – P. 293–313.

28. Лоренц В., Эйхкорн Т. Влияние границ субзерен и дефектов в кристаллической решетке на механизм анодного растворения железа // *Труды III Международного конгресса по коррозии металлов, Москва, 1966. – М., 1968. – Т. 1. – 184 с.*

29. Ogundele G.I., White W.E. Some observations on corrosion of carbon steel in aqueous environments containing carbon dioxide // *Corrosion*. – 1986. – Vol. 42, № 2. – P. 71–78.

30. Proceedings of NACE Corrosion/2001 / S. Netic, M. Nordsveen, R. Nyborg, A. Stangeland. – NACE, Houston, TX, 2001. – P. 1040.

31. Videm K., Dugstad A. Corrosion of carbon steel in an aqueous carbon dioxide environment, Part 1. Solution effects // *MP*. – 1989. – Vol. 28, № 3.

32. The influence of carbon steel microstructure on corrosion layers. An XPS and SEM characterization / D.A. Lopez, W.H. Schreiner, S.R. Sanchez de, S.N. Simison // *Applied Surface Science*. – 2003. – Vol. 207. – P. 69–85.

33. Johnson M., Tomson M. Proceedings of NACE Corrosion. – NACE, Houston, TX, 1991. – № 268.

34. Xia Z., Chou C., Smialowska Z.S. Pitting Corrosion of Carbon Steel in CO<sub>2</sub>. – Containing NaCl Brine // *Corrosion*. – 1989. – Vol. 45, № 8. – 636 p.

35. Heuer J.K., Stubbings J.F. An XPS characterization of FeCO<sub>3</sub> films from CO<sub>2</sub> corrosion // *Corrosion Science*. – 1999. – Vol. 41. – P. 1231–1243.

36. Lide D.R. Handbook of Chemistry and Physics. – 79th ed., 1998. CRC Press, Boca Raton, 1999.

37. CO<sub>2</sub> corrosion prediction in pipe flow under FeCO<sub>3</sub> scale-forming conditions / F.D. Moraes de, J.R. Shadley, J. Chen, E. Rybicki // *Proceedings of NACE. Corrosion. NACE*. – Orlando, FL, 2000. – 30 p.

38. López D., Simison S., de Sánchez S. The influence of steel microstructure on CO<sub>2</sub> corrosion. EIS studies on the inhibition efficiency of benzimidazole // *Electrochimica acta*. – 2003. – Vol. 48, № 7. – P. 845–854.

39. Hong T., Sun Y.H., Jepson W.P. Study on corrosion inhibitor in large pipelines under multiphase flow using EIS // *Corrosion Science*. – 2002. – Vol. 44. – P. 101–112.

40. Walter G.W. A review of impedance plot methods used for corrosion performance analysis of painted metals // *Corrosion Science*. – 1986. – Vol. 26, № 9. – P. 681–703.

41. Frequency Dispersion of the interfacial impedance at mild steel corrosion in acid media in the Presence of Benzimidazole Derivatives / A. Popova, S. Raicheva, E. Sokolava, M. Christov // *Langmuir*. – 1996. – Vol. 12, № 8. – P. 2083–2089.

42. The inhibition of low carbon steel corrosion in hydrochloric acid solutions by succinic acid / M. Amin, S. Abd El-Rehim, E. El-Sherbini, R. Bayoumi // *Electrochimica Acta*. – 2007. – Vol. 52, № 11. – P. 3588–3600.

43. Быстрова О.Н. Влияние сероводорода на анодное поведение углеродистой стали в солевых растворах // *Вестник Казанского Технологического Университета*. – 2011. – № 2. – С. 98–103.

44. Veloz M.A., González I. Electrochemical study of carbon steel corrosion in buffered acetic acid solutions with chlorides and H<sub>2</sub>S // *Electrochimica Acta*. – 2002. – Vol. 48, № 2. – С. 135–144.

45. Choi Y., Netic S., Ling S. Effect of H<sub>2</sub>S on the CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in acidic solutions // *Electrochimica Acta*. – 2011. – Vol. 56, № 4. – P. 1752–1760.

## References

1. Emel'ianova Iu.V., Morozova M.V., Mikhailovskaia Z.A., Buianova E.S. Impedansnaia spektroskopii: teoriia i primeneniie [Impedance spectroscopy: theory and application]. Ed. E.S. Buianova. Ekaterinburg: Ural'skii federal'nyi universitet imeni pervogo Prezidenta Rossii B.N. El'tsina, 2017, 156 p.

2. Kaplan B.Ia., Pats R.G., Salikhdzhanova R.M.-F. Vol'tamperometriia peremennogo toka [Voltammetry of alternating current]. Moscow, 1985, 264 p.

3. Engell, H.J., Frankenthal R.P., Kruger J. Passivity of Metals. (*Proc. of the Fourth International*

*Symposium on Passivity*). *The Corrosion Monograph Series. The Electrochemical Society, Inc.* Princeton, New Jersey, 1978, 285 p.

4. Leckie H.P., Uhlig H.H. Environmental factors affecting critical potential for pitting in 18–8 stainless steel. *J. Electrochem. Soc.*, 1966, vol. 113, pp. 1262–1267.

5. McCafferty E. A Competitive Adsorption Model for the Inhibition of Crevice Corrosion and Pitting. *J. Electrochem. Soc.*, 1990, vol. 137, pp. 3731–3737.

6. Parkins R.N. Fundamental Aspects of Stress Corrosion Cracking. Eds. R.W. Staehle, A.J. Forty, D. van Rooyen. NACE, Houston, TX, 1969, 361 p.

7. Sandoz G. Stress-Corrosion Cracking in High Strength Steels and in Titanium and Titanium Alloys. Ed. B.F. Brown. U.S. Government Printing Office, Washington, DC, 1972, 79 p.

8. Beck T.R. The Theory of Stress Corrosion Cracking in Alloys. Ed. J.C. Scully. NATO, Brussels, Belgium, 1971. 64 p.

9. Fujii C.T., Metzbowler E.A. Stress-Corrosion Cracking in the HY-130 System. *NRL Memorandum Report 2814*, Naval Research Laboratory. Washington, DC, 1974.

10. Blackburn M.J., Smyrl W.H., Feeny J.A. Stress-Corrosion Cracking in High Strength Steels and in Titanium and Titanium Alloys. Ed. B.F. Brown. U.S. Government Printing Office, Washington, DC, 1972, 245 p.

11. Beavers J.A. Stress-Corrosion Cracking. Ed. R.H. Jones. *ASM International, Materials Park, OH*, 1992, 211 p.

12. Uhlig H.H., Revie R.W. Corrosion and Corrosion Control. Chapter 7. John Wiley. New York, NY, 1985.

13. Bockris J.O'M., Reddy A.K.N. Modern Electrochemistry. New York, NY: Plenum Press, 1979, vol. 2, 1233 p.

14. Hyatt M.V., Speidel M.O. Stress-Corrosion Cracking in High Strength Steels and in Titanium and Titanium Alloys. Ed. B.F. Brown, U. S. Government Printing Office, Washington, DC, 1972, 147 p.

15. Sprawls D.O., Brown R.H. Fundamental Aspects of Stress Corrosion Cracking. Eds. R.W. Staehle, A.J. Forty, D. van Rooyen. NACE, Houston, TX, 1969, 466 p.

16. Ciaraldi S.W. Stress-Corrosion Cracking. Ed. R.H. Jones. *ASM International, Materials Park, OH*, 1992, 41 p.

17. Pugh E.N., Craig J.V., Sedriks A.J. Fundamental aspects of stress corrosion cracking. Eds. R.W. Staehle, A.J. Forty, D. van Rooyen. NACE, Houston, TX, 1969, 118 p.

18. Zheng Yougui, Bruce Brown, and Srdjan Nešić. Electrochemical Study and Modeling of H<sub>2</sub>S Corrosion of Mild Steel. *Corrosion*, 2014, vol. 70, no. 4, pp. 351–365.

19. Vedage H. et al. Electrochemical growth of iron sulfide films in H<sub>2</sub>S-saturated chloride media. *Corrosion*, 1993, vol. 49, no. 2, pp. 114–121.

20. Stern M. The effect of alloying elements in iron on hydrogen over-voltage and corrosion rate in acid environments. *Journal of the Electrochemical Society*, 1955, vol. 102, no. 12, pp. 663–668.

21. Wranglen G. Review article on the influence of sulfide inclusions on the corrodibility of Fe and steel. *Corrosion Science*, 1969, no. 9, pp. 585–602.

22. Zashchita metallov [Metal protection]. Moscow, 1969, 709 p.

23. Heusler K.E., Cartledge G.H. The Influence of Iodide Ions and Carbon Monoxide on the Anodic Dissolution of Active Iron. *Journal of the Electrochemical Society*, 1961, vol. 108, no. 8, pp. 732–741.

24. Kabanov B.N., Burstein R.H., Frumkin A.N. Kinetics of electrode processes on the iron electrode. *Discussions of the Faraday Society*, 1947, no. 1, pp. 259–269.

25. Kabanov B., Leikis D. Rastvorenie i passivatsiia zheleza v rastvorakh shchelochi [Dissolution and passivation of iron in alkali solutions]. *Doklady AN SSSR*, 1947, vol. 58, no. 8, pp. 1685–1688.

26. Iofa 3.A., Vei Bao-Min. Vliianie pH sredy na skorost' korrozii i anodnoe rastvorenie kobal'ta [Influence of pH on corrosion rate and anode dissolution of cobalt]. *Zhurnal fizicheskoi khimii*, 1962, vol. 36, no. 11, pp. 2558–2667.

27. Bockris J.O.M., Drazic D. The kinetics of deposition and dissolution of iron: Effect of alloying impurities. *Electrochimica Acta*, 1962, vol. 7, no. 3, pp. 293–313.

28. Lorents V., Eikhkorn G. Vliianie granits subzeren i defektov v kristallicheskoj reshetke na mekhanizm anodnogo rastvoreniia zheleza [The effect of subgrain boundaries and defects in the crystal lattice on the mechanism of anodic dissolution of iron]. *Trudy III Mezhdunarodnogo kongressa po korrozii metallov*. Moscow: Mir, 1968, vol. 1, pp. 184–187.

29. Ogundele G.I., White W.E. Some observations on corrosion of carbon steel in aqueous environments containing carbon dioxide. *Corrosion*, 1986, vol. 42, no. 2, pp. 71–78.

30. Nesic S., Nordsveen M., Nyborg R., Stangeland A. A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films. Part 1. Theory and Verification. *Proceedings of NACE Corrosion 2001*. NACE, Houston, TX, 2001, 1040 p.

31. Videm K., Dugstad A. Corrosion of carbon steel in an aqueous carbon dioxide environment, Part 1. Solution effects. *MP*, 1989, vol. 28, no. 3.

32. Lopez D.A., Schreiner W.H., Sanchez de S.R., Simison S.N. The influence of carbon steel microstructure on corrosion layers. An XPS and SEM characterization. *Applied Surface Science*, 2003, vol. 207, pp. 69-85.
33. Johnson M.L., Tomson M.B. Ferrous Carbonate Precipitation Kinetics and Its Impact on CO<sub>2</sub> Corrosion. *Corrosion*. NACE: Houston, 1991, vol. 91, 268 p.
34. Xia Z., Chou C., Smialowska Z.S. Pitting Corrosion of Carbon Steel in CO<sub>2</sub>. – Containing NaCl Brine. *Corrosion*, 1989, vol. 45, no. 8, 636 p.
35. Heuer J.K., Stubbings J.F. An XPS characterization of FeCO<sub>3</sub> films from CO<sub>2</sub> corrosion. *Corrosion Science*, 1999, vol. 41, pp. 1231-1243.
36. Lide D.R. Handbook of Chemistry and Physics. 79th ed., 1998. CRC Press, Boca Raton, 1999.
37. Moraes de F.D., Shadley J.R., Chen J., Rybicki E. CO<sub>2</sub> Corrosion Prediction in Pipe Flow Under FeCO<sub>3</sub> Scale-Forming Conditions. *Proceedings of NACE. Corrosion*. NACE 2000, Orlando, FL, 2000, 30 p.
38. López D., Simison S., de Sánchez S. The influence of steel microstructure on CO<sub>2</sub> corrosion. EIS studies on the inhibition efficiency of benzimidazole. *Electrochimica Acta*, 2003, vol. 48, no. 7, pp. 845-854.
39. Hong T., Sun Y.H., Jepson W.P. Study on corrosion inhibitor in large pipelines under multiphase flow using EIS. *Corrosion Science*, 2002, vol. 44, pp. 101-112.
40. Walter G.W. A review of impedance plot methods used for corrosion performance analysis of painted metals. *Corrosion Science*, 1986, vol. 26, no. 9, pp. 681-703.
41. Popova A., Raicheva S., Sokolava E., Christov M. Frequency Dispersion of the Interfacial Impedance at Mild Steel Corrosion in Acid Media in the Presence of Benzimidazole Derivatives. *Langmuir*, 1996, vol. 12, no. 8, pp. 2083-2089.
42. Amin M., El-Rehim Abd S., El-Sherbini E., Bayoumi R. The inhibition of low carbon steel corrosion in hydrochloric acid solutions by succinic acid. *Electrochimica Acta*, 2007, vol. 52, no. 11, pp. 3588-3600.
43. Bystrova O.N. Vliianie serovodoroda na anodnoe povedenie uglerodistoi stali v solevykh rastvorakh [The effect of hydrogen sulfide on the anode behavior of carbon steel in saline solutions]. *Vestnik Kazanskogo technologicheskogo universiteta*, 2011, no. 2, pp. 98-103.
44. Veloz M.A., González I. Electrochemical study of carbon steel corrosion in buffered acetic acid solutions with chlorides and H<sub>2</sub>S. *Electrochimica Acta*, 2002, vol. 48(2), pp. 135-144.
45. Choi Y., Nescic S., Ling S. Effect of H<sub>2</sub>S on the CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in acidic solutions. *Electrochimica Acta*, 2011, vol. 56, no. 4, pp. 1752-1760.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Ладыгин А.Н. Влияние анионного состава и содержания кислых газов в пластовых водах месторождений Пермского края на эффективность ингибиторов коррозии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №2. – С.292–300. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.9

Please cite this article in English as:

Ladygin A.N. Influence of anionic composition and acid gas content in formation waters of Perm Kray fields on corrosion inhibitors efficiency. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.2, pp.292-300. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.9