

УДК 622.276.22

О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, В.Н. Рябухина
(ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация)

ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТОВ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

O.R. Latypov, D.E. Bugai, V.N. Ryabukhina
(FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological University», Ufa, Russian
Federation)

INFLUENCE OF COMPONENTS PRODUCED WATER ON THE RATE OF CORROSION OF OIL EQUIPMENT

Введение

Причиной преждевременного выхода нефтепромыслового оборудования из эксплуатации являются, как правило, коррозионные процессы, протекающие на его поверхности. Разрушение оборудования тесно связано с высокой коррозионной активностью рабочих сред, постоянно присутствующих внутри нефтепромыслового оборудования. Коррозионная активность среды вызвана присутствием в ней механических примесей, растворенных кислых газов, ионов солей, анаэробных и аэробных микроорганизмов, которые участвуют в процессах деполяризации или растворении металла. Одним из эффективных методов снижения скорости коррозии является подготовка рабочей среды с целью снижения ее агрессивности. Это может быть достигнуто путем удаления коррозионных агентов из среды или снижения их способности взаимодействовать с металлом оборудования.

Цели и задачи

Для уменьшения скорости коррозии металла оборудования, находящегося в контакте с пластовой водой, необходимо выявить основные факторы, влияющие на этот процесс. Чтобы определить наиболее значимые факторы, влияющие на скорость коррозии, следует провести анализ компонентов пластовой воды.

Методы

В качестве основного метода испытаний применяли метод снятия поляризационных кривых. Параметры поляризационных кривых обрабатывали с целью определения скорости коррозии металлических образцов. При проведении лабораторных испытаний использовали специально подготовленную модель пластовой воды. Измерения электродного потенциала поверхности металла осуществляли относительно хлорсеребряного электрода сравнения.

Результаты

Исследования показали, что наиболее значимым фактором, влияющим на скорость коррозии металла, является содержание в пластовой

Background

The premature failure of oilfield equipment is caused, as a rule, by its surface corrosion. The destruction of the equipment is closely associated with high corrosiveness of working media that are constantly present in the oilfield equipment. Corrosiveness of the medium is due to solid impurities, dissolved acid gases, salt ions, and anaerobic and aerobic microorganisms involved in metal depolarization or dissolution. Treatment of the working medium to reduce its aggressiveness is one of the most effective ways to reduce the rate of corrosion. This can be achieved by removing corrosive agents from the medium, or weakening their ability to interact with the metal of the equipment.

Aims and Objectives

To reduce the rate of corrosion of metal equipment in contact with formation water, it is necessary to identify main factors that exert effect on corrosion. For this purpose, the components of formation water shall be tested.

Methods

Reading polarization curves was used as the basic test method. Parameters of polarization curves were processed to determine the rate of corrosion of metal coupons. Specially prepared model of formation water was used for lab testing. Electrolytic potential of the metal surface was measured against silver chloride reference electrode.

Results

Studies showed that the most important factor affecting the rate of metal corrosion is the concentration of chlorides in the formation water. It was stated that the concentration of 353 mg/dm³ was critical, and the rate of corrosion of steel 20 in the model formation water sharply increases at higher concentrations.

воде хлоридов. Установлено, что концентрация хлоридов 353 мг/дм^3 является критической, выше которой происходит резкое увеличение скорости коррозии стали 20 в модели пластовой воды.

Ключевые слова: скорость коррозии, пластовая вода, поляризационные кривые, статистический анализ, нефтепромысловое оборудование, компоненты раствора

Key words: corrosion rate, formation water, polarization curves, statistical analysis, oil field equipment, solution components

В настоящее время в связи с интенсификацией добычи нефти продукция обладает той или иной степенью обводненности, поэтому в рабочей среде нефтепромыслового оборудования почти всегда присутствует вода. Практика эксплуатации показывает, что наличие воды, находящейся в любом агрегатном состоянии, способствует развитию коррозионных процессов, приводящих к снижению рабочего периода и надежности нефтепромыслового оборудования [1, 2, 3].

Обычно вода на месторождении находится в тех же пластах, что и добываемые нефть и газ [4, 5]. При этом в пласте происходит естественное разделение фаз по плотности: самое высокое положение занимает газ, под газом нефть, снизу вода. Выше или ниже залежи в разрезах нефтяных и газовых месторождений могут находиться и самостоятельные водоносные горизонты [6, 7, 8]. В зависимости от расположения относительно нефтеносных или газоносных горизонтов подземные воды подразделяются на:

1) Пластовые. Они залегают в одном пласте с нефтью и извлекаются при добыче вместе с ней на поверхность. Пластовые воды также можно классифицировать как:

а) нижние краевые или контурные воды, залегающие в пониженных частях нефтяного пласта и «подпирающие» нефтяную залежь;

б) подошвенные воды, заполняющие поры коллектора под залежью;

с) промежуточные воды, которые относятся к водоносным пластам, залегающим в самом нефтеносном пласте;

2) Верхние и нижние воды, которые относятся к водоносным пластам и залегают выше или ниже нефтеносного пласта;

Currently, as the oil production is intensified, the well stream is watered to one or another extent, therefore water is almost always present in the working medium of the oilfield equipment [1, 2, 3]. Operating experience shows that presence of water in any aggregate state promotes corrosion processes that result in shortened service life and lower safety of the oilfield equipment.

In the field, water is usually in the same formations as the recovered oil and gas [4, 5]. Here, phases are naturally separated by density: gas is in the highest position, oil is under gas, and water is below. Also, self-contained water-bearing horizons may be above or below pools in the section of oil and gas fields [6, 7, 8]. Depending on their position in relation to oil-bearing/gas bearing stratum the underground waters are subdivided into:

1) Formation waters. They embed in one formation with oil and are recovered together with oil. Formation waters may be also classified as:

a) bottom edge waters embedded in the lower parts of the oil stratum and «supporting» oil pool;

b) bottom waters filling reservoir pores under the pool;

c) intermediate waters related to water-bearing strata embedded in the very oil-bearing formation;

2) Top and bottom waters related to aquifers and occurring above or below oil-bearing bed;

3) Погребенные или реликтовые воды, оставшиеся со времени образования залежи нефти и газа и находящиеся прямо в продуктивных пластах нефтяной и газовой части месторождения. Эта вода обычно остается неподвижной при перемещении нефти в пласте, поэтому ее иногда называют остаточной. Остаточная вода может встречаться в виде адсорбционной, капиллярной и пленочной. При эксплуатации месторождений необходимо учитывать формы существования остаточной воды, так как это существенно влияет на нефтеотдачу пластов [9, 10, 11, 12, 13].

Химический состав пластовых вод нефтяных и газовых месторождений обычно формируется при активном воздействии нефти и газа и затрудненном водообмене. Поэтому пластовые воды отличаются широким разнообразием химических свойств. Состав пластовых вод также зависит от геологического возраста и химического состава горных пород, нефти и газа, поэтому пластовые воды могут иметь большие различия по химическому составу и концентрации растворенных в них минеральных солей, различных компонентов нефти и газа для разных нефтегазовых месторождений или даже в пределах одного. По мере разработки нефтегазового месторождения состав и свойства пластовых вод изменяются. При добыче нефти происходит снижение давления в пласте, изменение температуры, появляется контакт с пластовыми водами других горизонтов, что часто приводит к дегазации и к нарушению ионного равновесия в пластовой воде [12].

В зависимости от химического состава пластовые воды можно классифицировать по отдельным характерным признакам на четыре типа [14]: хлоридно-кальциевые, хлоридно-магниевые, гидрокарбонатно-натриевые, сульфатно-натриевые.

Принадлежность пластовой воды к какому-либо из предложенных типов можно установить химическим анализом в зависимости от соотношения количеств отдельных ионов (в мг-экв.) Каждый тип воды, в свою очередь, подразделяется в зависимости от преобладания аниона на три группы: сульфатные, хлоридные и гидрокарбонатные.

3) Connate, or relict, waters that have remained since the time when oil and gas deposit was formed, and that are found exactly in the producing formations of the oil and gas part of the field. This water usually holds immobile during oil travel within formation, therefore, it is sometimes called interstitial water. Interstitial water may occur in the form of adsorbed, capillary or film water. The forms of interstitial water are essential for the development of oilfields as they exert substantial effect on the oil recovery [9, 10, 11, 12, 13].

Chemical composition of formation waters in the oil and gas fields is usually formed under active influence of oil and gas, and hampered water exchange. Therefore, formation waters have wide variety of their chemical properties. The composition of formation waters depends also on the geological age and chemical composition of rocks, oil and gas, so within different oil and gas fields, and even within one field, formation waters may differ greatly in their chemical composition, concentration of dissolved mineral salts and different oil and gas components. The composition and properties of formation waters change as the oil and gas field is being developed. During oil recovery the formation pressure is lowered, the temperature changes, and the contact with formation waters of other horizons is formed, which often leads to degassing and disturbance of ionic balance of the formation water [12].

Depending on their chemical composition, formation waters may be classified into four types by certain typical criteria [14]: calcium-chloride, magnesium-chloride, sodium-bicarbonate, and sodium-sulfate.

Formation water may be attributed to one of these types by testing chemically the proportion of quantities of separate ions (in mg-eq.). Each water type is in turn subdivided into three groups, de-

Каждая из этих групп обычно включает в себя три подгруппы, подразделяющиеся по преобладанию катиона: кальциевые, натриевые и магниевые [15].

Среди вод нефтяных месторождений чаще всего встречаются гидрокарбонатно-натриевые и хлоридно-кальциевые воды. Хлоридно-кальциевые воды обычно характеризуются высокой минерализацией, а их плотность изменяется в широких пределах и может достигать 1.2 г/см^3 . В них содержится весьма значительное количество ионов Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} и Cl и не очень много CO_3^{2-} , HCO_3^- . На отдельных месторождениях в этих водах присутствует большое количество ионов железа (до 300 мг/л).

Гидрокарбонатно-натриевые воды обладают несколько меньшей минерализацией, и их плотность редко превышает 1.07 г/см^3 . В состав основных компонентов гидрокарбонатно-натриевых вод входят ионы Na^+ и Cl , также они содержат незначительное количество ионов Ca^{2+} .

В пресных водах чаще всего встречаются ионы HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} . При увеличении общей минерализации воды растет концентрация ионов SO_4^{2-} , Cl , Na^+ , Mg^{2+} , K^+ . В высокоминерализованных водах в большом количестве содержатся ионы Cl , Na^+ , реже встречаются ионы Mg^{2+} и очень редко Ca^{2+} . В воде концентрация одного из главных анионов и одного из главных катионов всегда преобладает над концентрацией других ионов, поэтому природные воды по химическому составу классифицируют в зависимости от преобладающих в ней анионов и катионов. Наличие солей в закачиваемых пластовых водах может стать причиной образования коррозионно-активных компонентов. Например, при взаимодействии сульфатов кальция CaSO_4 с метаном может образовываться H_2S , способствующий развитию локальных коррозионных процессов [6].

В качестве испытуемой коррозионно-активной жидкости использовали модель пластовой воды (МПВ) в соответствии с ГОСТ 9.502-82, состав № 3.

pending on anion predominance: sulfate, chloride, and bicarbonate. Each of these groups usually includes three sub-groups subdivided according to cation predominance: calcium, sodium, and magnesium [15].

Sodium-bicarbonate and calcium-chloride waters are most common for oil deposits. Calcium chloride waters are usually characterized by high salinity, and their density varies widely and can reach 1.2 g/cm^3 . They contain a very large amount of Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} and Cl , and not too much CO_3^{2-} , HCO_3^- . In some fields these waters contain a large amount of iron ions (up to 300 mg/l).

Sodium-bicarbonate waters have somewhat lower salinity, and their density rarely exceeds 1.07 g/cm^3 . The composition of the main components of sodium bicarbonate water includes Na^+ и Cl ions, and they also contain a small amount of Ca^{2+} ions.

Most often found in fresh waters are HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} ions. With increase in the total salinity of water the concentration of SO_4^{2-} , Cl , Na^+ , Mg^{2+} , K^+ ions increases. Highly mineralized waters contain large quantities of Cl , Na^+ ions, rarer Mg^{2+} ions, and very rarely Ca^{2+} ions. In water, the concentration of one of the main anions and one of the main cations always prevails over the concentration of other ions, so the natural waters are classified by chemical composition, depending on the anions and cations prevailing therein. The presence of salts in the injected formation water can cause the formation of corrosive components. For example, the reaction of calcium sulfate CaSO_4 with methane may form H_2S , contributing to the development of local corrosion processes [6].

The model of formation water (MFW) in accordance with GOST 9.502-82, composition No. 3 was used as a test corrosive liquid.

Методами планирования эксперимента определили, как влияют основные ионы солей, входящие в состав модели пластовой воды, на скорость коррозии материала. В качестве материала для испытаний была выбрана сталь 20. Составили матрицу планирования, представленную в таблице 1 (исходное содержание ионов показано в строке МПВ № 1).

How the main ions of salts being the part of the formation water model influenced the corrosion rate of the material was determined by the methods of design of experiment. Steel 20 was selected for testing. Matrix of design shown in Table 1 was made (initial ion content is given in the line MFW No.1).

Таблица 1 - Составы моделей пластовых вод (матрица планирования)
Table 1 - Compositions of formation water models (matrix of design)

№ МПВ / No. MFW	Массовая концентрация компонента, мг/дм ³ / Component concentration by mass, mg/dm ³		
	<i>Na₂SO₄</i>	<i>NaHCO₃</i>	<i>CaCl₂</i>
1	213.0	138.0	333.0
2	320.0	138.0	333.0
3	213.0	207.0	333.0
4	320.0	207.0	333.0
5	213.0	138.0	500.0
6	320.0	138.0	500.0
7	213.0	207.0	500.0
8	320.0	207.0	500.0

Вольтамперометрические характеристики образцов из стали 20 в модели пластовой воды различного состава регистрировали с помощью потенциостата «IPC Pro-M» методом линейной поляризации. Поляризационная развертка строилась в интервале от минус 300 до плюс 300 мВ от стационарного потенциала со скоростью 100 мВ/с. Далее рассчитали скорости коррозии образцов в компонентах модели пластовой воды (таблица 2).

Voltammetric characteristics of the coupons of steel 20 in the model formation water of different composition were recorded by linear polarization method using a potentiostat «IPC Pro-M». Polarization scan was built in the range from minus 300 to plus 300 mV of steady potential at 100 mV/s. Next, the rate of corrosion of coupons in components of model formation water was calculated (Table 2).

Таблица 2 - Результаты электрохимических испытаний стали 20 в модели пластовой воды различного состава

Table 2 - Results of electrochemical testing of steel 20 in the model formation water of different composition

№ МПВ / No. MFW	Массовая концентрация компонента, мг/дм ³ / Component concentration by mass, mg/dm ³			Скорость коррозии стали 20, мм/год
	<i>Na₂SO₄</i>	<i>NaHCO₃</i>	<i>CaCl₂</i>	/ Rate of corrosion of steel 20, mm/year
1	213.0	138.0	333.0	0.593
2	320.0	138.0	333.0	0.318
3	213.0	207.0	333.0	0.273
4	320.0	207.0	333.0	0.350
5	213.0	138.0	500.0	0.365
6	320.0	138.0	500.0	0.380
7	213.0	207.0	500.0	0.400
8	320.0	207.0	500.0	0.450

Из таблицы 2 видно, что МПВ № 8 обладает наибольшей коррозионной активностью по отношению к стали 20.

Для определения наиболее агрессивного компонента коррозионной среды проводили статистический анализ. Использовали двухфакторный центральный композиционный план (модуль планирования эксперимента *Design of Experiment (DOE)*) для более тщательного изучения области экспериментальных значений. Были определены интервалы варьирования скорости коррозии стали 20 от 0.2 до 0.4 мм/год. Исследовали следующие факторы: количество в МПВ сульфатов, гидрокарбонатов и хлоридов. Для анализа определили нижние и верхние уровни количества компонентов солей в модели пластовой воды: сульфаты - 213...320 мг/дм³, гидрокарбонаты - 138...207 мг/дм³, хлориды - 333...500 мг/дм³. Далее провели выбор модели и составили матрицу планирования.

На рисунке 1 показан выбор модели - модели квадратичного типа. На рисунке 2 показана матрица планирования.

It is clear from the table 2 that MFW No. 8 has the highest corrosiveness in relation to steel 20.

Statistic analysis was conducted to determine the most aggressive component of the corrosive medium. Two-factor central composite design (*Design of Experiment Module Experiment (DOE)*) was used for a more thorough study of the area of the experimental values. Intervals of varying the rate of corrosion of steel 20 were determined from 0.2 to 0.4 mm/year. The following factors were studied: the number of sulfates, chlorides and bicarbonates in the MFW. The lower and upper levels of the amount of salt components in the model formation water were determined for the test purposes: sulfates - 213...320 mg/dm³, bicarbonates - 138...207 mg/dm³, chlorides - 333...500 mg/dm³. After that the model was chosen, and the matrix of design was made.

Figure 1 demonstrates the selection of the model - quadratic type. Figure 2 shows the matrix of design.

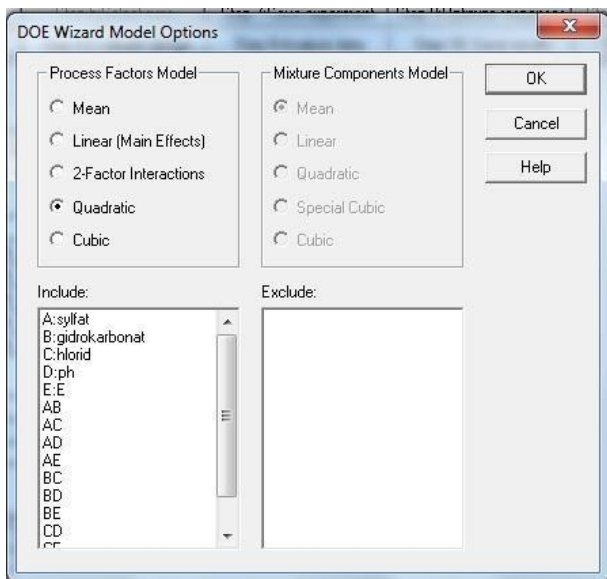


Рисунок 1 - Выбор типа модели

Figure1 - Selection of the type of model

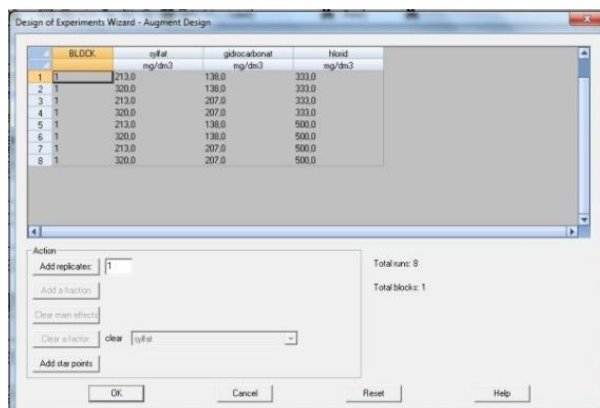


Рисунок 2 - Матрица планирования

Figure 2 - Matrix of design

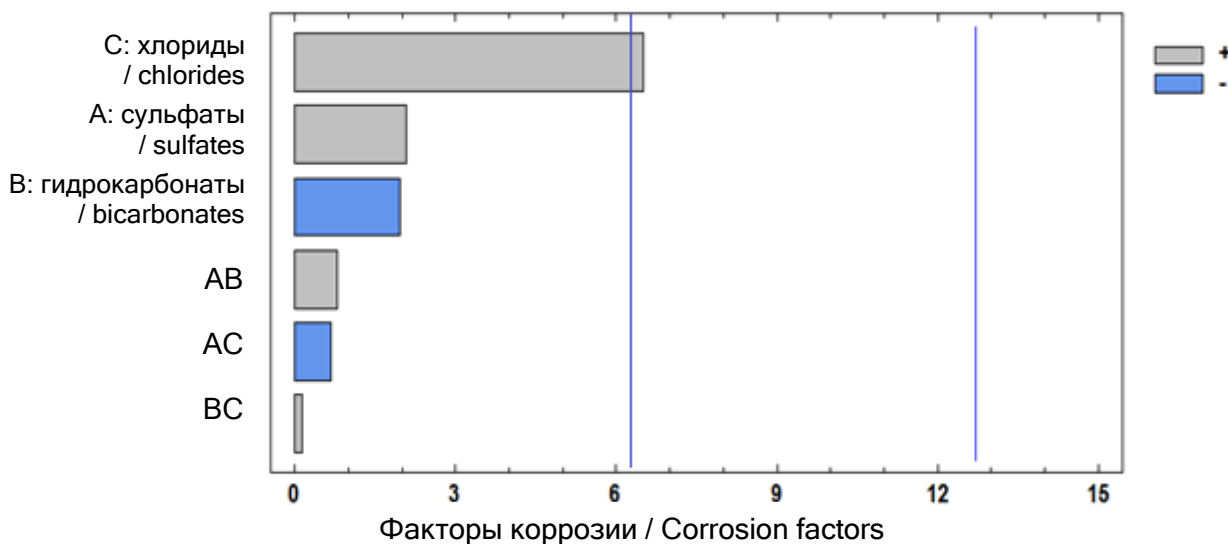


Рисунок 3 - Стандартизированная Парето-карта для скорости коррозии

Figure 3 - Standardized Pareto chart for corrosion rate

Для определения наиболее существенного влияния солей на скорость коррозии стали 20 в компонентах модели пластовой воды удобно использовать отображение стандартизованной Парето-карты (рисунок 3).

На карте Парето хорошо видно, что хлориды имеют статистически значимые эффекты. На это указывает то, что соответствующие столбцы пересекают вертикальную линию, которая представляет собой до 95 % значимости проведенного анализа. График отображения отклонений факторов коррозии от нормального распределения также подтверждает этот вывод (рисунок 4).

To determine the most significant salt influence on the corrosion rate of the steel 20 in the components of the model formation water, it is convenient to use a standardized Pareto charts (Figure 3).

Pareto chart clearly shows that the chlorides exert statistically significant effects. This is demonstrated by that the respective columns intersect the vertical line which represents up to 95 % of significance of the test. The plot of corrosion factors deviation from the normal distribution also supports this conclusion (Figure 4).

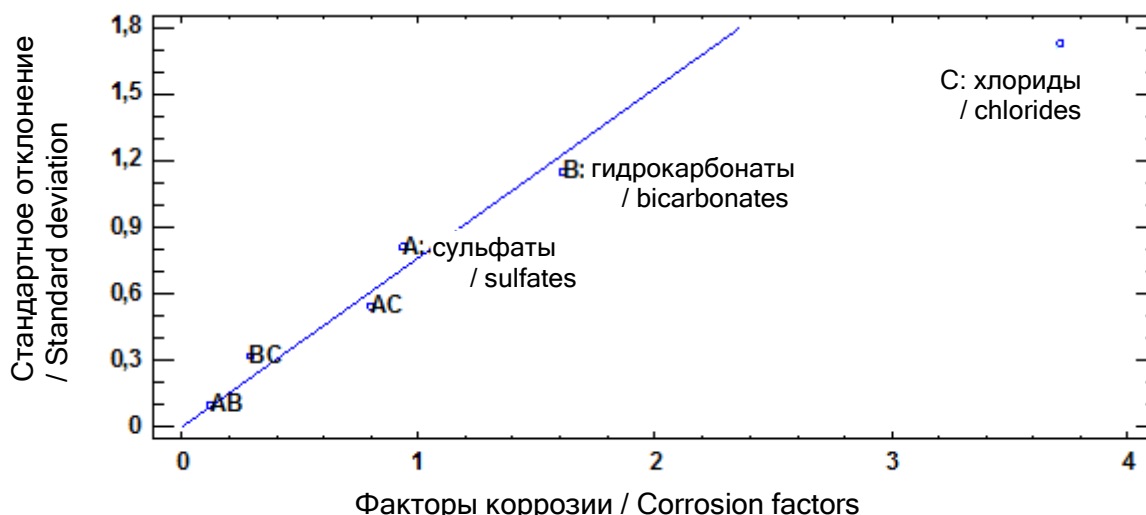


Рисунок 4 - Отображение отклонений факторов коррозии от нормального распределения

Figure 4 - Corrosion factor deviations from the normal distribution

Из рисунка 4 видно, что хлориды находятся в стороне от линии нормального распределения, что указывает на статистическую значимость их влияния на отклик, то есть на скорость коррозии.

На рисунке 5 показан график поверхности отклика.

It is clear from figure 4 that chlorides are away from the line of normal distribution, indicating the statistic significance of their effect on the response, i.e., the rate of corrosion.

Figure 5 shows the plot of the surface of response.

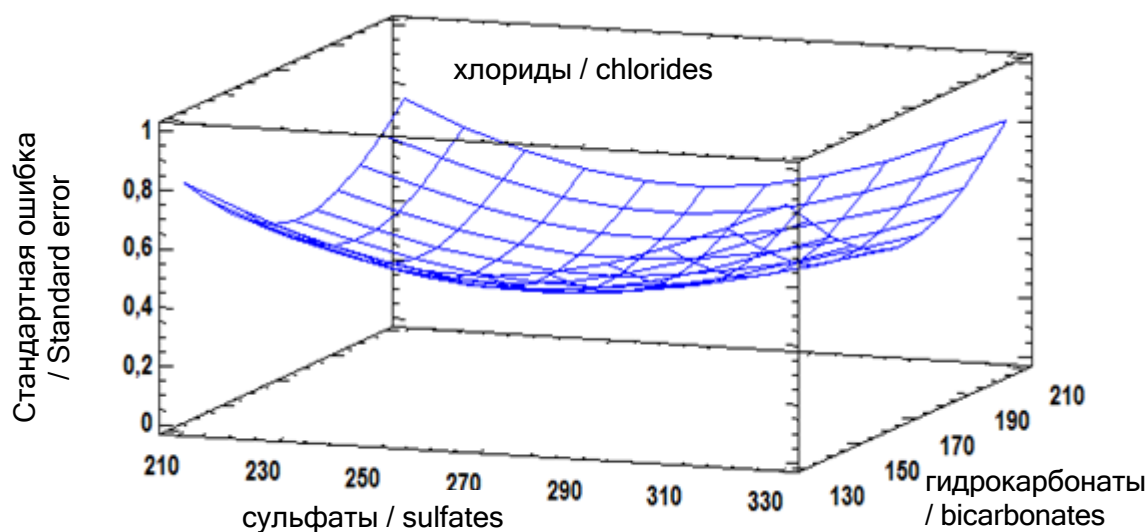


Рисунок 5 - График поверхности отклика для факторов коррозии стали 20 в модели пластовой воды

Figure 5 - The plot of the surface of response for the rate of corrosion of steel 20 in the model formation water

Этот трехмерный график имеет вогнутость с вершинами: для фактора «сульфаты» - 207 мг/дм³, для фактора «гидрокарбонаты» - 159 мг/дм³ и для фактора «хлориды» - 353 мг/дм³. График показывает состав пластовой воды, при котором достигается минимальная скорость коррозии - 0.276 мм/год. Дальнейшее увеличение количества хлоридов в пластовой воде способствует резкому увеличению скорости коррозии.

Таким образом, с помощью программного комплекса STATGRAPHICS Centurion XVI.I установили, что хлориды в составе компонентов модели пластовой воды имеют статистически значимые эффекты, то есть оказывают наибольшее влияние на скорость коррозии стали 20, также определено количество компонентов модели пластовой воды, способствующее развитию максимальной скорости коррозии. Снижение количества наиболее значимых компонентов (хлоридов) приводит к снижению скорости коррозии нефтепромыслового оборудования.

This 3D plot has a concavity with peaks: for “sulfates” factor 207 mg/dm³; for “bicarbonates” factor 159 mg/dm³; and for “chlorides” factor 353 mg/dm³. The plot shows the composition of formation water at which the minimal rate of corrosion 0.276 mm/year is achieved. Further increase in chlorides in the formation water contributes to sharp acceleration of corrosion.

Thus, using the program complex STATGRAPHICS Centurion XVI.I it was stated that chlorides as components of the model formation water exerted statistically significant effect, i.e. they had the greatest influence on the rate of corrosion of steel 20. Moreover, the amount of MFW components contributing to maximum rate of corrosion was determined. Reduction in the amount of the most significant components (chlorides) results in slower corrosion of the oilfield equipment.

Выводы

В результате проведенных исследований установлено, что наиболее значимыми факторами, определяющими кинетику коррозионных процессов на поверхности нефтепромыслового оборудования, являются состав пластовой воды и концентрация ионов солей, таких как сульфаты, карбонаты и хлориды. Определены скорости коррозии образцов из стали 20 при различном содержании указанных ионов. Методами планирования эксперимента выявлено, что основным фактором, способствующим высокой скорости коррозии оборудования, является значительная концентрация хлоридов (до 95 % значимости). Увеличение количества хлоридов в пластовой воде способствует резкому росту скорости коррозии. При их содержании в составе пластовой воды свыше 353 мг/дм³ скорость коррозии стали 20 превышает 0.276 мм/год.

Таким образом, применение высокоэффективных методов уменьшения концентрации активных ионов хлора, например, путем использования комплексообразующих ингибиторов солеотложения способствует снижению скорости коррозии нефтепромыслового оборудования в пластовой воде.

Литература

1. Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учебн. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. 232 с.
2. Латыпов О.Р., Черепашкин С.Е., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е. Лабораторная установка для изучения выпадения солей из растворов в магнитном поле // Матер. 56-ой научн.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. С. 93.
3. Латыпов О.Р., Васильева Н.Н. Использование безреагентных методов обработки технологических сред для снижения образования солеотложений на металлической поверхности оборудования нефтепромыслов // Актуальные проблемы науки и техники: матер. V Междунар. заочн. научн.-практ. конф. молодых ученых. Уфа: Нефтегазовое дело, 2012. С. 262-263.
4. Ахияров Р.Ж., Ибрагимов И.Г., Лаптев А.Б., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Алаев А.А. Оценка экономической эффективности комплексной подготовки воды на предприятиях нефтедобычи // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. Вып. 2 (76). С. 58-64.
5. Латыпов О.Р. Повышение безопасности эксплуатации технологических объектов водооборотных систем нефтехимических предприятий // Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах: матер. V научн.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. С. 99-101.

Conclusion

The studies found that the most significant factors in determining the kinetics of corrosion processes on the surface of oil-field equipment are composition of formation water and the concentration of salt ions such as sulfates, carbonates and chlorides. The corrosion rate of the steel 20 coupons at different content of these ions was determined. By means of design-of-experiment methods it was stated that the main factor contributing to the high rate of corrosion of equipment was a significant concentration of chlorides (up to 95 % significance). Increasing the amount of chlorides in the formation water contributes to a dramatic increase in corrosion rate. When their content in the formation water is in excess of 353 mg/dm³, the corrosion rate of steel 20 exceeds 0.276 mm/year.

Thus, the use of highly efficient methods to reduce the concentration of active chlorine ions, for example, by the use of complexing scale inhibitors, reduces the rate of corrosion of oilfield equipment in the formation water.

References

1. Zeigman Yu.V. *Ekspluatatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenii: uchebn. posobie* [Operation of Reservoir Pressure Maintenance Systems in the Development of Oil Fields: a Tutorial]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2007. 232 p. (in Russ.).
2. Latypov O.R., Cherepashkin S.E., Laptev A.B., Bugai D.E. *Laboratornaya ustanovka dlya izucheniya vypadeniya solei iz rastvorov v magnitnom pole* [The Laboratory Setup for Studying the Loss of Salts from Solutions in a Magnetic Field]. *Materialy 56 nauchno-tekhnicheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* [Proceedings of 56 Scientific and Technical Conference of Students, Graduate Students and Young Scientists]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2005, pp. 93. (in Russ.).
3. Latypov O.R., Vasil'eva N.N. *Ispol'zovanie bezreagentnykh metodov obrabotki tekhnologicheskikh sred dlya snizheniya obrazovaniya soleotlozhenii na metallicheskoj poverkhnosti oborudovaniya neftepromyslov* [The Use of Reagent-Free Methods for Processing Technology Environments to Reduce the Formation of Scale Deposits on the Metal Surface of the Oil Fields Equipment]. *Materialy V Mezhdunarodnoi zaochnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii i molodykh uchenykh «Aktualnye problem nauki i tekhniki»* [Proceedings of the V International Correspondence Scientific-Practical Conference of Young Scientists «Actual Problems of Science and Technology»]. Ufa, Neftegazovoe delo, 2012, pp. 262-263. (in Russ.).

6. Черепашкин С.Е., Латыпов О.Р., Кравцов В.В. Методы коррозионных исследований: учебн. пособие. Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. 86 с.
7. Тусенков А.С., Кононов Д.В., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. Изменение коррозионной активности воды при транспорте водонефтяной смеси по футерованному трубопроводу // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 5. С. 89-95. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Tyusenkov/Tyusenkov_1.pdf.
8. Латыпов О.Р., Ахияров Р.Ж., Бугай Д.Е. Снижение солеотложений в оборудовании нефтепромыслов путем управления электрохимическими параметрами сред // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 46-51.
9. Латыпов О.Р., Степанов Д.В., Бугай Д.Е. Применение метода управления электро-химическими параметрами среды для снижения солеотложений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 69-77.
10. Латыпов О.Р. Защита поверхностей нефтепромыслового оборудования от солеотложения методом управления электрохимическими параметрами среды // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2015. № 8. С. 13-15.
11. Латыпов О.Р., Боев Е.В., Бугай Д.Е. Снижение скорости коррозии нефтегазового оборудования методом поляризации поверхности // Бултеровские сообщения. 2015. Т. 43. № 7. С. 127-134.
12. Латыпов О.Р., Черепашкин С.Е., Боев Е.В. Снижение коррозионной активности промысловой среды // SWorld: сб. научн. тр. Одесса: КУПРИЕНКО СВ, 2014. Вып. 4 (37). Т. 6. С. 84-86.
13. Latypov O.R., Bugai D.E., Boev E.V. Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids // Chemical and Petroleum Engineering. July, 2015. Vol. 51, Issue 3. P. 283-285.
14. Кононов Д.В., Латыпов О.Р., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е. Использование активированной воды в нефтедобыче // Инновационная деятельность предприятий по исследованию, обработке и получению современных материалов и сплавов: матер. Междунар. научн. конф., г. Орск. М.: Машиностроение, 2012. Т. 1. С. 474-476.
15. Latypov O.R. Reduction of Salt Deposits on the Surface of Oilfield Equipment by Management of Electrochemical Parameters of the Medium // Chemical and Petroleum Engineering. November, 2015, Vol. 51, Issue 7. P. 522-525.
4. Akhiyarov R.Zh., Ibragimov I.G., Laptev A.B., Latypov O.R., Bugai D.E., Alaev A.A. Otsenka ekonomicheskoi effektivnosti kompleksnoi podgotovki vody na predpriyatiyakh nefte dobychi [Assessment of Economic Efficiency of Complex Water Treatment at Oil Producing Enterprises]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2009, Issue 2 (76), pp. 58-64. (in Russ.).
5. Latypov O.R. Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii tekhnologicheskikh ob'ektov vodooborotnykh sistem neftekhimicheskikh predpriyatii [Increased Operational Safety of Technological Facilities of Water Circulation Systems, Petrochemical Plants]. *Materialy V nauchno-prakticheskoi konferentsii «Promyshlennaya bezopasnost' na vzyvopozharoopasnykh i khimicheskii opasnykh proizvodstvennykh ob'ektakh»* [Materials of V Scientific-Practical Conference «Industrial Safety in Explosive and Chemically Hazardous Production Facilities»]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2011, pp. 99-101. (in Russ.).
6. Cherepashkin S.E., Latypov O.R., Kravtsov V.V. Metody korrozionnykh issledovaniy: uchebn. posobie [Methods for Corrosion Studies: Textbook]. Ufa, RITs UGNTU, 2014. 86 p. (in Russ.).
7. Tyusenkov A.S., Kononov D.V., Bugai D.E., Laptev A.B. Izmenenie korrozionnoi aktivnosti vody pri transporte vodonefityanoi smesi po futerovannomu truboprovodu [Changing the Corrosiveness of Water during the Transport-Water Mixture on the Lined Pipe]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 5, pp. 89-95. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Tyusenkov/Tyusenkov_1.pdf. (in Russ.).
8. Latypov O.R., Akhiyarov R.Zh., Bugai D.E. Snizhenie soletlozhenii v oborudovanii neftepromyslov putem upravleniya elektrokhimicheskimi parametrami sred [Decrease Scaling in Oil Field Equipment by Controlling the Electrochemical Parameters of the Medium]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 3 (101), pp. 46-51. (in Russ.).
9. Latypov O.R., Stepanov D.V., Bugai D.E. Primenenie metoda upravleniya elektrokhimicheskimi parametrami sredy dlya snizheniya soletlozhenii [Application of Electrochemical Environment Control Parameters to Reduce Scaling]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 3 (101), pp. 69-77. (in Russ.).
10. Latypov O.R. Zashchita poverkhnostei neftepromyslovogo oborudovaniya ot soletlozheniya metodom upravleniya elektrokhimicheskimi parametrami sredy [Surface Protection of Oilfield Equipment from Scaling by Management Electrochemical Parameters of the Medium]. *Khimicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie - Chemical and Petroleum Engineering*, 2015, No. 8, pp. 13-15. (in Russ.).
11. Latypov O.R., Boev E.V., Bugai D.E. Snizhenie skorosti korrozii neftegazovogo oborudovaniya metodom polarizatsii poverkhnosti [Reducing the Rate of Corrosion of Oil and Gas Equipment by Surface Polarization]. *Butlerovskie soobshcheniya - Butlerov Communications*, 2015, T. 43, No. 7, pp. 127-134. (in Russ.).
12. Latypov O.R., Cherepashkin S.E., Boev E.V. Snizhenie korrozionnoi aktivnosti promyslovoi sredy [Reduced Corrosivity Commercial Environment]. *Sbornik nauchnikh trudov «SWorld»* [Collection of Scientific Works of «SWorld»]. Odessa, KUPRIENKO SV, 2014, Vyp. 4 (37), T. 6, pp. 84-86. (in Russ.).
13. Latypov O.R., Bugai D.E., Boev E.V. Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids [Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids]. *Chemical and Petroleum Engineering*. July, 2015. Vol. 51, Issue 3. P. 283-285. (in Russ.).
14. Kononov D.V., Latypov O.R., Laptev A.B., Bugai D.E. Ispol'zovanie aktivirovannoi vody v nefte dobyche [The Use of Activated Water in Oil]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Innovatsionnaya deyatel'nost'»*

predpriyatii po issledovaniyu, obrabotke i polucheniyu sovremennykh materialov i splavov», Orsk [Proceedings of the International Scientific Conference «Innovative Activity of Enterprises in the Research, Processing and Production of Advanced Materials and Alloys», Orsk]. Moscow, Mashinostroenie, 2012, T. 1, pp. 474-476. (in Russ.).

15. Latypov O.R. Reduction of Salt Deposits on the Surface of Oilfield Equipment by Management of Electrochemical Parameters of the Medium. *Chemical and Petroleum Engineering*. November, 2015, Vol. 51, Issue 7. P. 522-525. (in Russ.).

Авторы

• Латыпов Олег Ренатович, канд. техн. наук
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»
Доцент кафедры «Технология нефтяного
аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242 -08-36
e-mail: latypov83@mail.ru

• Бугай Дмитрий Ефимович, д-р техн. наук,
профессор
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»
Профессор кафедры «Технология нефтяного
аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 243 -19-35
e-mail: debugai@mail.ru

• Рябухина Вера Николаевна, канд. техн. наук
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»
Специалист по УМР ОДПМО
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 258-60-09 доб. 27-63
e-mail: vnryabukhina@yandex.ru

The Authors

• Latypov Oleg R., Candidate of Technical Sciences
FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological
University»
Assistant Professor of Petroleum Technology
Equipment Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 242-08-36
e-mail: latypov83@mail.ru

• Bugai Dmitriy E., Doctor of Technical Sciences,
Professor
FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological
University»
Professor of Petroleum Technology Equipment Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 243-19-35
e-mail: debugai@mail.ru

• Ryabukhina Vera N., Candidate of Technical
Sciences
FSBEI HPE «Ufa State Petroleum Technological
University»
EMW Specialist of PMW Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 258-60-09 add. 27-63
e-mail: vnryabukhina@yandex.ru