

УДК 622.376.6

DOI: 10.17122/ngdelo-2021-1-24-32

## ПРОГНОЗ РИСКОВ И ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С КОРРОЗИОННЫМ РАЗРУШЕНИЕМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

CORROSION RISK PREDICTION AND THE CHOICE OF CORROSION PREVENTION TECHNOLOGY OF OILFIELD EQUIPMENT DURING THE EXTRACTION OF OIL THE BAZHENOV SUITE IN WEST SIBERIA

**А. С. Огнева****Aleksandra S. Ogneva**ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation**А. И. Волошин****Aleksandr I. Voloshin**ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation**Е. Ф. Смолянец****Evgeniy F. Smolyanec**ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation**М. С. Антонов****Maksim S. Antonov**ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa State Petroleum Technological  
University, Ufa, Russian Federation**А. Ф. Калимуллин****Aidar F. Kalimullin**ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation**Н. Г. Беленкова****Natalya G. Belenkova**ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

Сложные геологические условия добычи нефти баженовской свиты, разнообразие свойств пластовых флюидов, высокое содержание  $\text{CO}_2$  в добываемом газе и нефти, наличие в добываемой продукции воды обуславливают особенности её разработки, в частности необходимость проведения превентивных мероприятий по борьбе с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования.

Рассмотрены и оценены риски коррозии в процессе добычи и ремонта скважин, факторы, влияющие на развитие коррозионных процессов, методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и основные технологии применения ингибиторов коррозии.

Приведены результаты количественного определения в добываемой скважинной продукции растворённых коррозионно-агрессивных газов, оценки степени коррозионной агрессивности добываемой пластовой жидкости с учётом использования пресной, водозаборной воды для технологических процессов глушения скважин и проведения операций гидравлического разрыва пласта (ГРП). Представлены результаты определения коррозионной агрессивности жидкостей глушения (ЖГ), в том числе тяжёлых. Показано, что применение ЖГ на основе формиата калия ( $\text{HCOOK}$ ) при ремонте скважин снижает скорость коррозии до нормативных значений ( $0,1$  мм/год) и не потребует применения антикоррозионных мер защиты, в частности ингибиторов коррозии. Приведены результаты оценки коррозионной агрессивности добываемой пластовой жидкости с учётом использования пресной воды для технологических процессов проведения операций ГРП. Проведена оценка скорости коррозии в скважине с использованием модели де Ваарда-Лотца-Дагстада с учётом вариации содержания  $\text{CO}_2$  в добываемом газе.

### Ключевые слова

осложнения в добыче нефти; коррозия; нефтепромысловое оборудование; разработка месторождения; нетрадиционная нефть; добыча; жидкость глушения; ингибиторы коррозии

© Огнева А. С., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф., Антонов М.С., Калимуллин А.Ф., Беленкова Н.Г., 2021

Приведены результаты лабораторных исследований по определению скорости коррозии на модельных средах в условиях повышенного содержания углекислоты в водной фазе.

Предложены рекомендации по предотвращению коррозии нефтепромыслового оборудования скважин, эксплуатирующих месторождения баженовской свиты Западной Сибири, критерии их применимости с технико-экономической оценкой эффективности рекомендуемых технологий.

The complex geological conditions of oil production in the Bazhenov suite, the variety of properties of reservoir fluids, the high content of CO<sub>2</sub> in the produced gas, the presence of water in the extracted products determine the features of its development, in particular, the need to take special measures to prevent corrosion destruction of oilfield equipment.

The risks of corrosion in the process of production and well repair, factors affecting the development of corrosion processes, methods of anti-corrosion protection of oilfield equipment and the main technologies for the use of corrosion inhibitors are considered and evaluated.

The results of quantitative determination of dissolved corrosive gases in the produced well products, assessment of the degree of corrosion aggressiveness of the produced reservoir fluid, taking into account the use of fresh water, intake (jurassic) water for technological processes of well killing and hydraulic fracturing operations are presented. The results of determining the corrosion aggressiveness of killing liquids (KL), including heavy ones, are presented. It is shown that the use of KL based on potassium formate (HCOOK) reduces the corrosion rate to standard values (0.1 mm/year) and does not require the use of anti-corrosion protection measures, in particular, corrosion inhibitors. The assessment of the corrosion aggressiveness of the produced reservoir fluid was carried out, taking into account the use of fresh water for technological processes of hydraulic fracturing operations. The corrosion rate in the well was estimated using the de Waard-Lotz-Dagstad model, taking into account the variation of the CO<sub>2</sub> content in the produced gas. The results of laboratory studies to determine the corrosion rate on model media under conditions of high carbon dioxide content in the aqueous phase are presented.

Recommendations for preventing corrosion of oilfield equipment of wells operating the Bazhenov suite fields in Western Siberia, criteria for their applicability with a technical and economic assessment of the effectiveness of the recommended technologies are proposed.

### Введение

В настоящее время разработка месторождений баженовской свиты Западной Сибири является одним из перспективных источников добычи нефти в стране. Сложные геологические условия добычи нефти баженовской свиты обуславливают особенности её разработки, в частности необходимость проведения превентивных мероприятий по борьбе с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования. Наличие в добываемой продукции газонасыщенной воды требует особого внимания к защите оборудования скважин и трубопроводов от коррозии, поскольку содержание CO<sub>2</sub> в добываемом нефтяном газе баженовской свиты варьируется в широких пределах, вплоть до 11 % [1]. Учитывая столь высокое возможное содержание CO<sub>2</sub> и изменение его содержания в нефтяном газе, необходим строгий контроль коррозионного состояния нефтепромыслового оборудования, тщатель-

### Key words

complications in oil production; corrosion; oilfield equipment; field development; unconventional oil; killing fluid; production; corrosion inhibitors.

ный подбор ингибиторов коррозии и технологий их применения [2].

Развитие коррозии внутрискважинного оборудования зависит от совместного влияния множества факторов: гидродинамических (скорости потока добываемой жидкости, режима её течения); химических (ионного состава воды, её минерализации, показателя pH); наличия растворённых в воде газов — CO<sub>2</sub>; микробиологических, эрозийных, кавитационных, а также напряжённо-деформированного состояния металла. В таких условиях коррозия может наблюдаться в любом интервале подвески насосно-компрессорных труб (НКТ) от забоя до устья скважины. Факторы, влияющие на коррозию, взаимосвязаны, и нельзя «вычленить» долю каждого из них в общем коррозионном процессе. На месторождениях нефти и газа Западной Сибири основным видом коррозионного разрушения на всех этапах добычи углеводородов является

электрохимическая CO<sub>2</sub>-коррозия, причём зачастую осложняющаяся минеральными отложениями (CaCO<sub>3</sub>, FeCO<sub>3</sub>) и абразивным износом металлического оборудования при высокой скорости потока [2–4].

Учитывая актуальность разработки баженновской свиты, рассмотрены и систематизированы возможные риски коррозии скважинного оборудования в процессе освоения скважин, добычи и транспорта продукции по трубопроводной системе нефтесборных коллекторов.

**Характеристика добываемых флюидов пласта месторождения баженновской свиты Западной Сибири, материалы и методы исследования**

В настоящее время баженновская свита разрабатывается системой горизонтальных скважин, приток к которым интенсифицируется гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Добываемая продукция скважин на некоторых месторождениях обводнена, содержание воды составляет от 20 % до 40 %. Источником обводнения, очевидно, является техническая вода или прорыв воды с других горизонтов при интенсификации с ГРП, поскольку пласт

содержит лишь физически связанную воду, доля свободной воды мала [5].

Основными породообразующими компонентами минеральной части баженновской свиты являются кварц, халцедон, альбит, кальцит, доломит, иллит, смешанно-слоистые образования, каолинит, пирит, сидерит. Неминеральная часть включает в себя кероген. Водонасыщенность породы составляет 2–4 %. Минерализация и состав поровой воды породы баженновской свиты формируется за счёт ионного обмена с минералами породы и варьируется в широких пределах (12,5–111,2 г/л). Предполагается, что она недонасыщена по основным минералам баженновской свиты [5]. Поровая вода в основном представляет собой раствор NaCl с относительно небольшим содержанием катионов Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Fe<sup>2+</sup> и анионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> в пределах 30–300 мг/л. В пластовых условиях CO<sub>2</sub> растворён в органической фазе и в поровой воде, что и определяет его содержание в газе и воде в условиях добычи нефти. Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой воды на месторождении приведён в таблице 1. Состав нефтяного газа приведён в таблице 2.

**Таблица 1.** Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой вод\*

Вода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	pH	Содержание ионов, мг/л					Минерализация, мг/л
			HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	
Попутно-добываемая вода	1,030	7,0	3770	19200	4990	720	7447	37127
	1,020	6,8	3315	15035	1360	240	9189	29439
	1,040	7,4	3965	31600	4400	660	16281	59606
	1,011	7,1	3660	6125	2300	120	2599	14704
Закачиваемая в пласт вода с технологическими жидкостями	1,003	7,1	1678	2947	110	6,1	2407	7148

Примечание.

\* — содержание CO<sub>2</sub> в минерализованной воде при давлении 1 атм и температуре 20 °С изменяется от 40 до 90 мг/л в зависимости от его мольной доли в газе.

**Таблица 2.** Компонентный состав нефтяного газа

Компоненты нефтяного газа	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6+</sub>
Мольное содержание*, %	2,47	0,22	55,2	17,7	14,2	1,58	1,64	1,14	1,64	0,61

Примечание.

\* — среднее по пласту. Изменение содержания диоксида углерода до 11 %.

Коррозионную агрессивность составов, используемых при проведении операций ГРП, кислотных составов для обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин определяли гравиметрическим методом в рабочих растворах в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007 «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы

коррозионных испытаний. Общие требования». Образцы испытуемых металлов готовились согласно ГОСТ 9.502-82. Скорость коррозионного растворения (г/м<sup>2</sup>·ч) определяли по уравнению:

$$V_p = \frac{m_1 - m_2}{S\tau}, \quad (1)$$

где  $m_1$  — масса образца до испытания, г;  
 $m_2$  — масса образца после испытания, г;  
 $S$  — площадь поверхности образца, м<sup>2</sup>;  
 $\tau$  — время испытания, ч.

Скорость коррозии (CR) в мм/год вычисляли по формуле:

$$CR = 8,76 \frac{V_p}{\rho}, \quad (2)$$

где 8,76 — коэффициент пересчёта;

$\rho$  — плотность металла, г/см<sup>3</sup>.

Жидкости глушения заданной плотности готовили растворением соответствующей соли в пресной воде. В качестве солей использовали HCOOK (CAS № 590-29-4), CaCl<sub>2</sub> (ГОСТ 450-77), CaNO<sub>3</sub> (нитрат кальция, марка «Премиум», ТУ 2143-017-77381580), NaCl (ТУ 2111-003-00352816).

Модельные растворы пластовой воды (МПВ) готовили растворением соответствующих навесок солей NaCl, MgCl<sub>2</sub> и NaHCO<sub>3</sub>. Растворы насыщались диоксидом углерода для предотвращения выпадения CaCO<sub>3</sub>. Коррозионную агрессивность пластовой воды определяли с использованием образцов стали Ст08СП при постоянном барботировании CO<sub>2</sub> («babble test»). Концентрацию диоксида углерода определяли с помощью тест-комплекта Carbon Dioxide CHEMets® Kit K-1920. В МПВ плотностью 1,04 г/см<sup>3</sup> при 20 °С концентрация CO<sub>2</sub> составила 180 мг/л.

Для расчёта прогнозной скорости CO<sub>2</sub>-коррозии в скважине использовалась методика, основанная на модели де Ваарда-Лотца-Дагстада [6]. На основе имеющейся исходной информации (ионный состав добываемой воды, давление, температура, физико-химические свойства пластовых флюидов, газосодержание, содержание CO<sub>2</sub> в нефтяном газе) методика позволяет предсказывать линейную скорость коррозии обсадной трубы скважины от забоя до

приёма насоса, корпуса погружного электродвигателя (ПЭД) установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и внутренней поверхности НКТ от выкида насоса до устья.

### Коррозионная агрессивность попутно-добываемой воды и жидкостей глушения

Существующие элементы коррозионного менеджмента рекомендуют относить скважины в осложнённый фонд по причине «коррозионная агрессивность» по следующим условиям:

— коррозионная агрессивность скважинной жидкости CR более 0,1 мм/год;

— скважины, эксплуатируемые в присутствии одного или более коррозионно-агрессивных факторов (таблица 3), даже при отсутствии отказов глубинно-насосного оборудования по причине «коррозия»;

— расчёт скорости коррозионного растворения металла с использованием модельных уравнений (де Варда-Мильямса, стандарта NORSOK [7], на основании результатов лабораторных физико-химических исследований попутно-добываемых вод и растворённых агрессивных газов, указывает на повышенную коррозионную агрессивность пластовых вод;

— все скважины со схожими способами эксплуатации на объекте разработки (месторождение, пласт, ячейка разработки), из которых 50 % и более скважин отнесены к осложнённому фонду.

Коррозионная агрессивность добываемой пластовой воды, насыщенной диоксидом углерода, приведена в таблице 4. При проведении экспериментов в испытываемой среде наблюдалось выпадение осадка CaCO<sub>3</sub>, особенно при повышенных температурах (выше 40 °С). Индекс насыщенности МПВ при температуре 50–105 °С много выше 0, т.е. пластовая вода сильно пересыщена по содержанию карбоната кальция [8].

**Таблица 3.** Коррозионно-агрессивные факторы

Показатели	Сильноагрессивная коррозионная среда
Концентрация водородных ионов (рН)	от 5 и ниже
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерии (клеток/см <sup>3</sup> )	более 10
Содержание в добываемой жидкости сероводорода (мг/дм <sup>3</sup> )	свыше 50
Содержание в добываемой жидкости диоксида углерода (мг/дм <sup>3</sup> )	свыше 50
Содержание в добываемой жидкости кислорода (мг/дм <sup>3</sup> )	от 1 и выше

**Таблица 4.** Скорость коррозии стали Ст08СП в модельной воде объекта

Температура, °С	20	40	60	80	90
Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> ·ч (мм/год)	0,244 (0,273)	0,265 (0,297)	0,307 (0,344)	0,320 (0,358)	0,328 (0,367)
Расчётная скорость коррозии (модель де Ваарда-Мильямса, 1993), мм/год	0,34	0,86	1,93	3,99	5,57

Как видно из данных, представленных в таблице 4, скорость коррозии стали Ст08СП в МПВ сравнима с расчётной лишь при температуре 20 °С, при её возрастании разница многократно возрастает; так, при 90 °С отношение  $CR_{экc}/CR_{расч}$  равно 0,066. Очевидно, столь низкие значения скорости коррозии связаны с образованием защитного барьера из карбоната кальция, затрудняющего диффузию  $CO_2$  к поверхности металла [9]. Вместе с тем, попутно-добываемая вода относится к сильноагрессивной, и существенно превышает нормативное значение. Очевидно, что скважины, разрабатываемые баженовскую свиту, должны быть отнесены к «осложнённому фонду».

На месторождении баженовской свиты применяются жидкости глушения (ЖГ) различной плотности. Для препятствия их про-

никновения в пласт используют блокирующие пакки на основе полисахаридных гелей или углеводородных эмульсий [10]. Коррозионная агрессивность ЖГ на основе водных растворов солей регулируется добавлением ингибиторов коррозии (ИК), а для снижения рисков солеобразования и деградации глинистых минералов породы используют ингибиторы солеотложения (ИС) и гидрофобизаторы (ГФ). С целью расширения номенклатуры ЖГ, не оказывающих негативного влияния на фильтрационно-емкостные свойства породы пласта, были рассмотрены ЖГ на основе формиата калия. На основе растворов  $HCOOK$  можно создать плотность ЖГ до 1,6 г/см<sup>3</sup>. Результаты определения коррозионной агрессивности ЖГ по отношению к Ст3, представлены в таблице 5.

**Таблица 5.** Коррозионная агрессивность растворов глушения\*

Раствор жидкости глушения + добавки, г/м <sup>3</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коррозионная агрессивность**, г/м <sup>2</sup> ·ч	
		20 °С	90 °С
На основе хлорида кальция	1,35	0,052	0,071
На основе хлорида натрия	1,18	0,040	0,047
На основе нитрата кальция	1,48	0,054	0,170
На основе формиата калия без добавок*	1,25	0,010	0,060
	1,40	0,010	0,070
	1,55	0,010	0,090

Примечания:

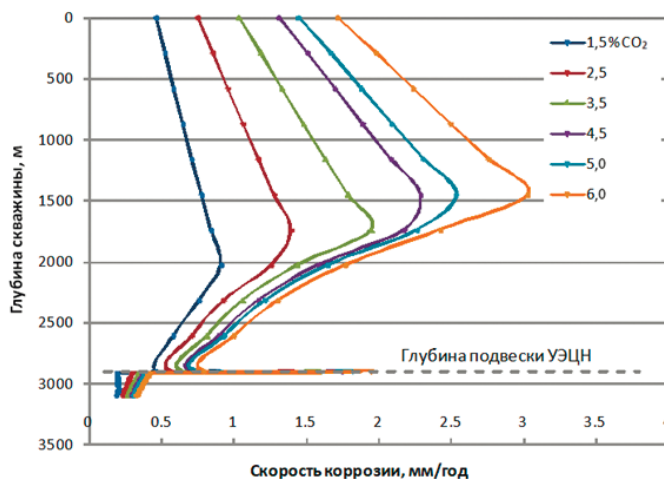
\* — время экспозиции 8 и 24 ч при 90 °С и 20 °С соответственно;

\*\* — средняя относительная погрешность измерения составляла 7 %.

**Расчёт скорости коррозии по стволу нефтедобывающей скважины**

Для прогнозирования скорости коррозии по стволу нефтедобывающей скважины была использована модель де Ваарда-Лотца-

Дакстада (ДВЛД), учитывающая влияние скорости газожидкостного потока на  $CO_2$ -коррозию, изменение температуры и давления по стволу скважины [6]. Результаты расчёта приведены на рисунке 1.



**Рисунок 1.** Скорость коррозии в зависимости от глубины скважины

Как видно из данных, представленных на рисунке 1, величина расчётной скорости коррозии весьма чувствительна к содержанию в попутно-добываемом газе  $\text{CO}_2$ . В этой связи контроль содержания в попутно-добываемом газе  $\text{CO}_2$  является параметром, позволяющим оценить развитие коррозионных процессов в скважине. Следует отметить, что в заданных условиях модельной скважины: дебит жидкости  $43 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводнённость добываемой продукции  $40 \%$ , содержание  $\text{CO}_2$  в нефтяном газе  $1,5\text{--}6,0 \%$ , скорость коррозии превышает нормативный предел ( $0,1 \text{ мм/год}$ ) по всей глубине скважины: в НКТ, на УЭЦН и в интервале забой — УЭЦН.

#### **Методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования**

В процессах нефтедобычи используется широкий ряд методов противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования: технологические, направленные на корректировку технологии добычи, подготовки и транспортирования водонефтяной эмульсии с целью сохранения первоначально низкой коррозионной агрессивности добываемой продукции; методы, связанные с изменением агрессивных свойств среды или удалением из неё компонентов, вызывающих коррозию металла; применение ингибиторов коррозии, бактерицидов, защитных покрытий, неметаллических материалов, коррозионностойких металлов и сплавов, электрохимической защиты (катодной, протекторной).

Наиболее распространённым способом защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии является химический метод — ингибиторная защита. Достоинствами метода являются высокая эффективность, возможность применения без изменения технологии процессов добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, простое аппаратное обеспечение [11]. Большинство ингибиторов, используемых в нефтедобывающей промышленности, относятся к производным азот-, серу-, кислород- и фосфорсодержащих высокомолекулярных веществ сложной структуры. Наибольшее распространение среди них получили азотсодержащие соединения с длинными углеводородными цепями, производные алифатических жирных кислот, имидазолины и их производные [12], четвертичные аммониевые основания и их производные, в частности четвертичные аммониевые соли предельных и непредельных жирных кислот, произво-

дные пиридина [13]. В нефтедобывающей промышленности нашли применение фосфорсодержащие высокомолекулярные ингибиторы коррозии, в частности соли и амиды фосфорной, фосфоновой кислот [13].

Наиболее широкое распространение получили три способа введения ингибиторов коррозии в агрессивные среды: однократная обработка металлической поверхности оборудования; постоянное либо периодическое дозирование реагента в добываемую или перекачиваемую среду; закачка в призабойную зону нефтяных скважин. Конкретный выбор технологии ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования определяется исходя из конструктивных особенностей защищаемых объектов, составом и свойствами коррозионной среды, технологическими характеристиками ингибитора и должен быть обоснован технико-экономическим анализом, лабораторными и опытно-промысловыми испытаниями [14].

#### **Экономическая оценка технологий противокоррозионной защиты**

На примере эксплуатации скв. X месторождения Западной Сибири представлены критерии применимости рекомендованных мероприятий для предотвращения коррозионных процессов, возникающих при эксплуатации скважин в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности.

Для условий эксплуатации скважин баженовской свиты Западной Сибири (на примере скв. X баженовской свиты) рекомендованы варианты: «А» — без защиты; «Б» — УЭЦН в коррозионностойком исполнении; «В» — УЭЦН в коррозионностойком исполнении и НКТ, вся подвеска, патрубки, переводники с содержанием в покрытии оборудования до  $13 \%$  хрома.

Значение чистого дисконтированного дохода (NPV) для варианта «Б» (установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) в коррозионностойком исполнении (в комплекте) — максимально при равных значениях срока наработки УЭЦН на отказ (СНО). Срок окупаемости технологий не превышает — 2 мес.

Для каждого из условий рассчитаны экономические параметры при использовании технологий защиты от коррозии при максимальном дебите  $8 \text{ т/сут}$  и минимальной обводнённости добываемой скважинной продукции  $12 \%$ .

Значение NPV для варианта «Б» (УЭЦН в коррозионностойком исполнении) максимально, при равных значениях СНО. Срок

окупаемости технологий не превышает 3 мес. при чистом доходе. Вариант «В» подразумевает значительные первичные затраты, при этом NPV значительно ниже, срок же окупаемости достигает 18 мес.

Высокие пластовые температуры (100 °С и более) при эксплуатации скважин баженновской свиты налагают ограничения на применяемые технологии защиты от коррозии. В частности, не приемлемы ингибиторы коррозии, защищающие нефтепромысловое оборудование до температуры 90 °С. Нецелесообразно применение покрытий нефтепромыслового оборудования на основе полиуретана, защищающего его до температуры 30 °С, эпоксидных смол (до 60 °С) и стеклопластика (до 90 °С).

#### Выводы

1. Приведены результаты количественного определения в добываемой скважинной продукции месторождений баженновской свиты Западной Сибири растворённых коррозионно-агрессивных газов, оценки степени коррозионной агрессивности добываемой пластовой жидкости с учётом использования пресной, водозаборной (юрской) воды для технологических процессов глушения скважин и проведения операций ГРП. Представлены результаты определения коррозионной агрессивности ЖГ, в том числе ТЖГ. Показано, что

применение ЖГ на основе формиата калия не будет сопровождаться коррозионными процессами и не потребует применения антикоррозионных мер защиты.

2. Показано, что скорость коррозии стали Ст08СП в модельной воде, содержащей в своём составе диоксид углерода, при увеличении температуры закономерно возрастает с разной степенью интенсивности, отличающейся от предсказываемой по модели де Ваарда-Мильямса. Расхождение эксперимента и расчёта значений скорости коррозии связано с образованием защитного барьера из  $\text{CaCO}_3$ .

3. Представлены результаты оценки коррозионной агрессивности технологических жидкостей для глушения скважин различной плотности на основе  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ ,  $\text{HCOOK}$ . Показано, что растворы формиата калия имеют коррозионную агрессивность ниже нормативной при температуре 20 °С и 90 °С. Для снижения коррозионной агрессивности ЖГ на основе других солей требуется использование ингибиторов коррозии.

4. Предложены рекомендации по предотвращению коррозии нефтепромыслового оборудования скважин, эксплуатирующих месторождения баженновской свиты Западной Сибири, критерии их применимости с технико-экономической оценкой эффективности.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соболева Е.В. Формирование состава нефтей пласта Ю0 баженновской свиты Салымского месторождения // Георесурсы. 2017. № 8. Спецвыпуск. С. 144–154. DOI: 10.18599/grs.19.15.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э.  $\text{CO}_2$ -коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИОЭНГ, 2003. 188 с.
3. Ткачёва В.Э., Маркин А.Н., Пресняков А.Ю., Волошин А.И., Дресвянников А.Ф. Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах // Вестник технологического университета. 2020. Т. 23. № 12. С. 65–75.
4. Колпаков В.В., Спиридонов Д.А., Шайхутдинова Г.Х., Саэтгалеев Я.Х., Койнова Н.А., Галиев Т.Р. Нефтеносность и геологическое строение нормального и аномального разрезов баженновской свиты Когалымского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 5–17.
5. Казак Е.С., Харитоновна Н.А., Казак А.В. Минерализация и макрокомпонентный состав поровых вод пород баженновской, ачимовской и георгиевской свит (по данным водных вытяжек) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2018. № 5. С. 100–110.
6. de Waard C., Lotz U., Dugstad A. Influence of Liquid Flow Velocity on  $\text{CO}_2$  Corrosion: A Semi-Empirical Model // Materials of NACE International CORROSION/95 Conference. Houston, Texas, USA. 1995. Paper No. 128.
7. NORSOK Standard M-506.  $\text{CO}_2$  Corrosion Rate Calculation Model. Lysaker: Standards Norway, 2005. 15 p.
8. Огнева А.С., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф., Антонов М.С., Калимуллин А.Ф. Прогноз и борьба с отложением неорганических солей при добыче нефти баженновской свиты Приобского месторождения // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 5. С. 61–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-5-61-71.
9. Mansoori H., Young D., Brown B., Singer M. Influence of Calcium and Magnesium Ions on  $\text{CO}_2$  Corrosion of Carbon Steel in Oil and Gas Production Systems — A Review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2018. Vol. 59. P. 287–296. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.08.025.
10. Краевский Н.Н., Исламов Р.А., Линд Ю.Б. Выбор технологии глушения скважин для сложных геолого-технологических условий // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 16–26. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-16-26.
11. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.

12. Askari M., Aliofkhaezai M., Ghaffari S., Hajizadeh A., Film Former Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Pipelines — A Technical Review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2018. Vol. 58. P. 92–114. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.025.

13. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли. СПб.: Профессия, 2015. 607 с.

14. Кузнецов Н.П. Совершенствование технологий предупреждения парафино-солевых отложений и коррозии в нефтепромысловом оборудовании (на примере ООО «Юганскнефтегаз»): дис. ... канд. техн. наук. Уфа: БашНИПИнефть, 1999. 149 с.

## REFERENCES

1. Soboleva E.V. Formirovanie sostava neftei plasta Yu0 bazhenovskoi svity Salymnogo mestorozhdeniya [Formation of the Oil Composition of the Yu0 Bazhenov Formation, Salym Oil Field]. *Georesursy – Georesursy*, 2017, No. 5, Special Issue, pp. 144–154. DOI: 10.18599/grs.19.15. [in Russian].

2. Markin A.N., Nizamov R.E. *SO<sub>2</sub> — korroziya neftepromyslovo oborudovaniya* [CO<sub>2</sub>-Corrosion of Oilfield Equipment]. Moscow, VNIOENG Publ., 2003. 188 p. [in Russian].

3. Tkacheva V.E., Markin A.N., Presnyakov A.Yu., Voloshin A.I., Dresvyannikov A.F. Lokal'naya uglekislota korroziya uglerodistykh i nizkolegirovannykh staley v neftepromyslovykh sistemakh [Localized Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Corrosion of the Carbon and Low-Alloyed Steels in Oilfield Systems]. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta — Herald of Technological University*, 2020, Vol. 23, No. 12, pp. 65–75. [in Russian].

4. Kolpakov V.V., Spiridonov D.A., Shaikhutdinova G.Kh., Saetgaleev Ya.Kh., Koinova N.A., Galiev T.R. Neftenosnost' i geologicheskoe stroenie normal'nogo i anomal'nogo razrezov bazhenovskoi svity Kogalymnogo regiona [Oil Content and Geological Structure of the Normal and Anomalous Sections of Bazhenov Suite in Kogalym Region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2016, No. 11, pp. 5–17. [in Russian].

5. Kazak E.S., Kharitonova N.A., Kazak A.V. Mineralizatsiya i makrokomponentnyi sostav porovykh vod porod bazhenovskoi, achimovskoi i georgievskoi svit (po dannym vodnykh vytyazhek) [Composition of Pore Solutions. A Study Using the Indirect Method of Water Extracts]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya — Moscow University Geology Bulletin*, 2018, No. 5, pp. 100–110. [in Russian].

6. de Waard C., Lotz U., Dugstad A. Influence of Liquid Flow Velocity on CO<sub>2</sub> Corrosion: A Semi-Empirical Model. *Materials of NACE International CORROSION/95 Conference*. Houston, Texas, USA, 1995, Paper No. 128.

7. *NORSOK Standard M-506. CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model*. Lysaker, Standards Norway, 2005. 15 p.

8. Ogneva A.S., Voloshin A.I., Smolyanets E.F., Antonov M.S., Kalimullin A.F. Prognoz i bor'ba s otlozheniem neorganicheskikh solei pri dobyche nefti bazhenovskoi svity Priobskogo mestorozhdeniya [Predicting and Prevention Scale Deposition in Oil Production of the Bazhenov Formation of the Priobskoye Oilfield]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 5, pp. 61–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-5-61-71. [in Russian].

9. Mansoori H., Young D., Brown B., Singer M. Influence of Calcium and Magnesium Ions on CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel in Oil and Gas Production Systems — A Review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, Vol. 59, pp. 287–296. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.08.025.

10. Kraevskii N.N., Islamov R.A., Lind Yu.B. Vybor tekhnologii glusheniya skvazhin dlya slozhnykh geologotekhnologicheskikh uslovii [Selection of Well Killing Technology for Complex Geological and Technological Conditions]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 4, pp. 16–26. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-16-26. [in Russian].

11. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverkhov S.V. *Neftepromyslovaya khimiya. Prakticheskoe rukovodstvo* [Production Chemistry: Guidance Manual]. Vladivostok, Dal'nauka Publ., 2011. 288 p. [in Russian].

12. Askari M., Aliofkhaezai M., Ghaffari S., Hajizadeh A. Film Former Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Pipelines — A Technical Review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, Vol. 58, pp. 92–114. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.025.

13. Kelland M.A. *Promyslovaya khimiya v neftegazovoi otrasl'* [Production Chemicals for the Oil and Gas Industry]. Saint-Petersburg, Professiya Publ., 2015. 607 p. [in Russian].

14. Kuznetsov N.P. *Sovershenstvovanie tekhnologii preduprezhdeniya parafino-solevykh otlozhenii i korrozii v neftepromyslovom oborudovanii (na primere ООО «Yuganskneftegaz»): dis. kand. tekhn. nauk* [Improvement of Technologies for the Prevention of Paraffin-Salt Deposits and Corrosion in Oilfield Equipment (for Example, Yuganskneftegaz LLC): Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, BashNIPIneft' Publ., 1999. 149 p. [in Russian].

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

**Огнева Александра Сергеевна**, ведущий специалист отдела технологического аудита и комплаенса, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Aleksandra S. Ogneva**, Leading Specialist of the Technology Audit and Compliance Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: [OgnevaAS@bnipi.rosneft.ru](mailto:OgnevaAS@bnipi.rosneft.ru)



**Волошин Александр Иосифович**, д-р хим. наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

*Aleksandr I. Voloshin, Doctor of Chemical Sciences, Senior Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, the Russian Federation*

*e-mail: VoloshinAI@bnipi.rosneft.ru*

**Смолянец Евгений Федорович**, канд. техн. наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

*Evgeniy F. Smolyanec, Candidate of Engineering Sciences, Senior Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation*

*e-mail: Smolyanec@bnipi.rosneft.ru*

**Антонов Максим Сергеевич**, канд. техн. наук, начальник управления развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», исполняющий обязанности заведующего кафедрой «Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

*Maksim S. Antonov, Candidate of Engineering Sciences, Head of the Innovations Development and the Hard-to-Recover Oil Reserves Support Department, Acting Head of Digital Technologies in Oil and Gas Fields Development and Operation Department, USPTU, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation*

*e-mail: AntonovMS@bnipi.rosneft.ru*

**Калимуллин Айдар Фаридович**, главный технолог отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

*Aidar F. Kalimullin, Chief Technologist of the Hard-to-Recover Oil Reserves Completion Technologies Development Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation*

*e-mail: KalimullinAF@bnipi.rosneft.ru*

**Беленкова Наталья Геннадьевна**, канд. хим. наук, руководитель сектора исследования коррозионных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

*Natalya G. Belenkova, Candidate of Chemical Sciences, Head of Corrosion Research Sector, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation*

*e-mail: BelenkovaNG@bnipi.rosneft.ru*