УДК 622.279:620.197.3 doi: 10.20998/2220-4784.2019.21.11

С. В. НЕСТЕРЕНКО, Д. Ф. ДОНСЬКИЙ, А. НЕМАХ

МОДЕЛЮВАННЯ АНТИКОРОЗІЙНОГО ЗАХИСТУ МАТЕРІАЛУ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ В ЛАБОРАТОРНИХ УМОВАХ

Розглядаються умови функціонування обладнання родовища в умовах водонапірного режиму вилучення нафти. Факторами корозійного руйнування нафтопромислового обладнання є температура ,агресивні іони пластової води та супутні кислі гази CO_2 і H_2S. Показана можливість використання удосконаленого потенціостатичного методу для дослідження захисної дії цементного каменю, отриманого із суміші тампонажних матеріалів, для підвищення корозійної стійкості конструкційних сталей в складних умовах експлуатації. Показано, що добавки коксохімічних продуктів до складу композиції тампонажних розчинів можуть підвищувати захисні властивості цементного каменю при тампонажі свердловин, які експлуатуються в складних гірсько-геологічних умовах..

Ключові слова: корозія, пластова вода, тампонажні розчини, мінералізація, корозійна активність, інгібітори корозії, вольтамперограма, пітінг, репасивація

С. В. НЕСТЕРЕНКО, Д. Ф. ДОНСЬКИЙ, А. НЕМАХ

МОДЕЛИРОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ МАТЕРИАЛА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Рассматриваются условия функционирования оборудования месторождения в условиях водонапорного режима извлечения нефти. Факторами коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования является температура, агрессивные ионы пластовой воды и сопутствующие кислые газы CO_2 и H_2S. Показана возможность использования усовершенствованного потенциостатического метода для исследования защитного действия цементного камня, полученного из смеси тампонажных материалов для повышения коррозионной стойкости конструкционных сталей в сложных условиях эксплуатации. Показано, что добавки коксохимических продуктов в состав композиции тампонажных растворов могут повышать защитные свойства цементного камня при тампонаже скважин, эксплуатируемых в сложных горно-геологических условиях.

Ключевые слова: коррозия, пластовая вода, тампонажные растворы, минерализация, коррозионная активность, ингибиторы коррозии, вольтамперограмм, питтинг, репассивация

S. V. NESTERENKO, D. F. DONSKY, A. NEMAH

SIMULATION OF ANTI-CORROSION PROTECTION OF COVERING MATERIAL IN LABORATORY CONDITIONS

The materials are presented simulation of anti-corrosion protection of covering material in laboratory conditions. The conditions of operation of the equipment of the field under the conditions of water pressure regime of oil extraction are considered. Factors of corrosion destruction of oilfield equipment are temperature, aggressive formation ions and associated acid gases CO2 and H2S. The possibility of using advanced potentiostatic method to study the protective action of cement stone obtained from a mixture of cemented materials in order to increase the corrosion resistance of the structures is demonstrated. It has been shown that additives of coke-chemical products to the composition of the cementations mortar composition can increase the protective properties of cement stone during tamping of wells, which are operated in difficult mountain-geological conditions.

Keywords: corrosion, formation water, tamping solutions, mineralization, corrosion activity, corrosion inhibitors, voltamperogramma, pitting, repassivation

Вступ. Практика експлуатації нафтових родовищ із застосуванням заводнення пов'язана з відбором значних обсягів попутної пластової води, яка як правило, має високу мінералізацію. Це вимагає відповідних експлуатаційних витрат, викликаних катастрофічним корозійним зносом промислового обладнання, внаслідок чого експлуатація багатьох видобувних свердловин і цілих ділянок родовищ на пізній стадії експлуатації родовища стає економічно малоефективною або збитковою.

Перспектива видобування нафти в світі, зокрема в Іраку, є такою, що до розробки постійно залучаються або високосірчані поклади, або поклади, що супроводжуються присутністю сірководневого газу. Дуже часто нафтові поклади вміщають також двоокис вуглецю. На фоні складних геологічних умов і підвищення глибини нафтових свердловин це створює додаткові ускладнення при видобуванні нафти, при яких спостерігається спільний вплив агресивних корозійних реагентів CO_2 і H_2S, які підсилюють дію один одного, особливо, в жорстких температурних умовах та при наявності високої мінералізації супутніх пластових вод. Тому дослідження факторів впливу на процеси корозії, зокрема її локальних видів та пошук нових корозійностійких матеріалів є достатньо актуальною проблемою.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими та практичними завданнями. Пошук шляхів захисту підземного нафтового обладнання, яким є обсадна колона в таких умовах і підвищення безремонтного

© Нестеренко С.В., Донской Д.Ф., Немах А., 2019

періоду її експлуатації є актуальною проблемою, яка пов'язана, як з економікою нафтового виробництва, так і з екологією нафтовидобувних регіонів внаслідок можливих перетоків пластових флюїдів при руйнуванні обсадної колони. Одним з таких захистів є розробка високотемпературних тампонажних композицій, які використовують при будівництві нових свердловин, а також при капітальному ремонті зношених.

1. Аналіз останніх досліджень і публікацій Пластові води нафтових свердловин містять, як правило, до 200–500мг/л сірководню, що може викликати корозію трубопроводів, по яких вони транспортуються [1].

Дослідження показали [2], що вміст сірководню в підземних водах країн Середнього Сходу може коливатися в широкому діапазоні: 900–1300 $см^3/дм^3$ для пермських відкладень; 2000–3000 $см^3/дм^3$ для кам'яновугільних [3]. У водах девонских і додевонских порід сірководень не розпізнаний. У водах підсолевих відкладень Прикаспійської западини, за даними [4, 5], вміст сірководню досягає 17–500 $см^3/дм^3$.

Як правило, зони залягання високо сірчаного газу або безпосередньо присвячені зонам найбільш глибокого залягання верхнєюрских сульфатно-карбонатних відкладень і (або) зонам підвищеної тектонічної активності на новітньому етапі, або структурно з ними пов'язані. На Туранській плиті й в суміжних районах основні перспективи приросту запасів сірчаних газів пов'язані з Південно-Туркменської Крайової системою новітнього прогинання. До теперішнього часу тут виявлено 22 родовища сірководневих газу: 12 на території Туркменістану, три – Ірану и сім – Афганістану, 5 – на території Іраку [6].

Сьогодні Ірак займає друге місце в світі за запасами вуглеводневої сировини, поступаючись лише Саудівській Аравії. Доведені запаси нафти в Іраку 10% світових ресурсів нафти. Структури родовищ півдня Іраку є антиклінальними в напрямку з півночі на південь, характеризуються близьким розташуванням один до одного, в результаті впливу Альбанського орогенезу і впливу потужної соляної товщі Ормуз.

Родовища півдня Іраку характеризуються багатопластовістю і розчленованістю. Свита Мішріф, що складається з карбонатних та рифових порід, поширюється регіонально і простежується на всіх родовищах півдня Іраку. Вторинним методом видобутку на нафтових родовищах півдня Іраку є заводнення. В останні роки виникли проблеми обводнення при видобутку нафти з родовища Мішріф, а також на родовищах, де використовують закачування води. Схожі проблеми спостерігаються при освоєнні родовища Зубейр. Практично, кожне родовище характеризується присутністю як сірководневих, так і вуглекислотних компонентів у широких інтервалах, на фоні присутності соляних штоків, що створює найбільш небезпечне середовище для труб, гирлового і наземного устаткування [7–12].

При наявності CO_2 і H_2S корозія може проявитися при низьких концентраціях сірководню (0,1 мг/л) в газі, воді і низькому парціальному його тиску (10^{-4} МПа), яке визначають за формулою $P_{H2S} = P\ C/100$, де С – об'ємна частка H_2S в газі, %.

Особливістю сірководню є залежність його розчинення у воді від її pH. Сірководень інтенсивно розчиняється в воді при pH<7, утворюючи сірководневу кислоту H_2S, при pH >7 – гідросульфід-іони HS^- і деяку кількість S^{2-}, при pH>11 – сульфід-іони [13, 14]. Слід також зауважити, що розчинність обох газів у пластовій воді має досить складну залежність від її солевмісту і температури.

Загалом стійкість вуглецевих і низьколегованих сталей в середовищах, що містять сірководень та діоксид вуглецю, визначається комплексною взаємодією різних параметрів та ускладнюючих факторів [14, 15].

Як відомо, найбільш схильні до ускладнень наступні технологічні ділянки трьох основних систем: в системі видобутку нафти – призабійна зона пласта, насосно компресорні труби (НКТ), глибинні насоси, гирлова арматура; в системі внутрішньо-промислового збору і передачі нафти – вимірювальні пристрої, запірна арматура, викидні лінії; в системі підготовки нафти і утилізації стічних вод – печі підігріву водо-нафтових емульсій, вимірювальні пристрої, перекачуючи насоси, водоводи.

2. Визначення основних критеріїв дослідження. Очевидним є той факт, що забезпечення надійного ізоляційного комплексу свердловин з наявністю в продукції сірководню представляє певні труднощі через його надзвичайно агресивний вплив, як на цементний камінь, так і метал обсадних труб, з поверхнею яких газ взаємодіє з-за неякісного цементування або проникнення в результаті капілярно-пористої структури цементного кільця.

Асортимент корозійно-стійких в сірководневих середовищах цементів і тампонажних розчинів невеликий, вичерпується кількома видами. При цьому підвищення сірко-водне-стійкості цементного каменю шляхом введення кольматуючих добавок і зниження за рахунок цього його проникності не вирішує проблеми якісного кріплення свердловин, оскільки згодом цементний камінь під дією сірководню руйнується , і особливо швидко при його високому вмісті в газі. У зв'язку з цим питання розробки корозійно стійких тампонажних матеріалів залишається досить актуальним [20].

Застосування корозійно-стійких тампонажних матеріалів при цементуванні свердловин є лише частиною вирішення проблеми підвищення

надійності кріплення, так як корозійно-стійкий цементний камінь, представлений низькоосновними продуктами твердіння має знижене значення pH порової рідини, не забезпечує повною мірою стійкого стану металоконструкцій при дії сірководню.

Тому особливу актуальність має комплексне рішення задачі: отримання цементного кільця підвищеної корозійної стійкості і одночасне забезпечення ефективного захисту поверхні обсадних труб від сірководневої корозії. Відсутність надійних методів корозійних випробувань цементного каменю в сірководневих середовищах вимагає розробки пристроїв і способів оцінки його стійкості з урахуванням термобаричних умов свердловин.

Метою цієї роботи було розробка критеріїв оцінювання, як тампонажного матеріалу, так і отриманого на його основі цементного каменю, а також розробка удосконаленої лабораторної експрес-методики оцінки захисної дії тампонажної композиції після її закачування та твердіння проти корозійного руйнування матеріалу обсадної колони в лабораторних умовах і проведення попередньої оцінки впливу різних чинників корозії на матеріал цементного каменю та сталеву поверхню, що застосовуються для будівництва і облаштування нафтових і газових свердловин, а також створення такої композиції тампонажного розчину, яка б після твердіння мала високу захисну властивість проти впливу високомінералізованої пластової води, насиченої сірководнем та двоокисом вуглецю при підвищених температурах, моделюючих виробничі умови.

Корозійну активність пластової води по відношенню до зразка сталі, що покритий цементним шаром, пропонується визначати потенціометричним методом, на базі потенціостату ЕР-20 А, автоматично керованого програмою за допомогою комп'ютера [16–19]. Для більш правильного виміру потенціалу в ході проведення експерименту були внесені деякі удосконалення, як у спосіб отримання цементних балок, так і спосіб виміру [20, 21].

3. Виклад основного матеріалу дослідження. Сучасні електрохімічні методи встановлюють способи прискореного визначення та критерії оцінки захисної дії цементного каменю, виготовленого з тампонажного розчину по відношенню до сталевої поверхні. Метод визначення заснований на оцінці пасивуючої дії цементного кільця по відношенню до сталевої поверхні і отриманні залежності щільності струму від поляризуючої напруги (потенціодинамічний метод).

Електрохімічний метод застосовували для: оцінки здатності цементного каменю до пасивації сталевої поверхні в будь-який момент твердіння тампонажного матеріалу; оцінки впливу різних видів цементів і добавок до тампонажної суміші на захисну дію отриманого цементного каменю по відношенню до сталевої поверхні колони.

Тампонажну суміш для зразків готують згідно з заданою рецептурою і технології досліджуваного цементного каменю. Якщо цементна суміш містить зерна заповнювача розміром більше 1–10 мм, то їх відокремлюють з суміші на ситі з розміром осередків 1 мм. Виготовляють сталеві стрижні (матеріал повинен відповідати матеріалу колони) довжиною 120 мм, діаметром 3,6 мм. Поверхню стрижнів, включаючи торці, шліфують абразивною шкіркою до 7-го класу чистоти і перед закладенням в бетон знежирюють ацетоном. З тампонажної суміші формують зразки розмірами 40×40×160 мм. Виготовляють дев'ять зразків зі стрижнями із сталі К55 і три неармованих зразка. Стрижні укладають паралельно поздовжньої осі симетрії зразків з бетону так, щоб захисний шар бетону по всій довжині стрижнів дорівнював (10 ± 3) мм.

В умовах лабораторії була визначена швидкість корозії сталі К55 під шаром тампонажних бетонів з різними антикорозійними добавками в пластовій воді складу (табл. 1 і 2). Склад агресивних газів в пластовій воді (моль/л) при проведенні експерименту: вміст CO_2 та сірководню (склад газової суміші 80% CO_2+20%H_2S) – 0,005/0,0066, температура 25 ºС.

Таблиця 1 – Характеристика дослідного зразка сталі, %

Марка	C	S	P	Mn	Si	V	N
Сталь К55*	<0,14	<0,006	<0,02	<1,7	<0,6	<0,06	<0,01

*Вміст Mo, Ni, Cr – відсутній, Nb-< 0.1%

Таблиця 2 – Характеристика пластової води (густина 1,1370 г/л; pH 6,29; загальна мінералізація 151280 мг/л)

Показник	Значення показника, мг/л					Підсумок
Катіони, мг/л	K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Fe^{2+}	Fe^{3+}	Σ
	43347	10821	2736	100	2	57006
Аніони, мг/л	HCO_3^-	Cl^-	I^-	Br^-	SO_4^{2-}	Σ
	109	94013	17	120	15	94274

Виміри проводили після набору бетоном міцності через 1 місяць і проведення випробувань в режимі змінного насичення пластової водою, що містить сірководень і вуглекислий газ і висушування (160 циклів). При вимірі використовували три паралельних зразка. На кожному зразку проводять тільки один вимір. Перед вимірюванням відколюють бетон у торця зразка так, щоб сталевий стрижень був оголений на довжині (20 ± 10) мм. Прилеглу до оголеного стрижня поверхню бетону шириною (10 ± 5) мм і виступаючу з бетону поверхню сталевого стрижня шириною (10 ± 5) мм покривають лакофарбовим матеріалом або мастикою, що мають високий хімічний опір.

Режим насичення і висушування встановлювали на неармованих зразках. Зразки зважують,

поміщають в пластову воду і періодично (один раз на добу), витягуючи з води, зважують. Насичення зразків водою продовжують до тих пір, поки маса зразків не перестане збільшуватися більш ніж на 0,1% початкової. Цей період приймають як тривалість насичення основних армованих зразків. Потім зразки поміщають в сушильну шафу при температурі 60 °С і, періодично зважуючи (один раз на добу), висушують до початкової маси. Цей період приймають як тривалість висушування основних армованих зразків. Підготовлений зразок встановлюють в ємність з пластової водою так, щоб його верх виступав над водою на 2–3 мм. Вимірювання електрохімічних характеристик отриманих зразків проводили при температурі пластової води (25 ± 5) °С.

Для проведення вимірювань потенціодинамічним методом застосовують потенціостат ЕР-20 А, автоматично керований програмою за допомогою комп'ютера. Прилад складається з блоку живлення (± 5V, + 3.3V), плати з мікроконтролером EFM8LB12F64 (Silicon Labs) з інтегрованим 14-разрядним аналого-цифровим перетворювачем (ADC), який забезпечує вимірювання напруги і струмів, 16-разряднім ЦАП (DAC8581), операційними підсилювачами узгодження рівнів, а також адаптера COM-USB для обміну даними з комп'ютером.

Вимірювання проводили в скляній трьох електродній комірці з розділеними електродами при вільному доступі кисню. Значення електродних потенціалів вимірювалися за насиченістю хлорид-срібного електрода. Площа робочої поверхні сталевого стрижня, що стикається з цементним каменем – S, см^2, розраховували за формулою (1):

$$S = \pi Dl + \pi D^2/4 \quad (1)$$

де: D – діаметр сталевого стрижня, см; l – довжина сталевого стрижня, см, покритого цементним каменем.

Щільність корозійного струму пропорційна швидкості корозії металу в досліджуваному середовищі, яку визначали екстраполяцією Тафелевських ділянок на отримані поляризаційні криві до значення потенціалу вільної корозії. Зразком для випробування є бетонний зразок зі стрижнем зі сталі К55. Електрична схема для вимірювання потенціодинамічним методом показана на рис. 1 (1 – електрод порівняння; 2 – електролітичний ключ; 3 – зразок; 4 – допоміжний електрод; 5 – мікроамперметр; 6 – потенціостат; 7 – капіляр з електропровідним гелем).

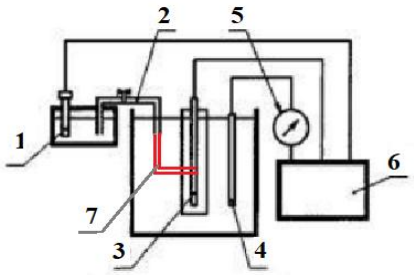
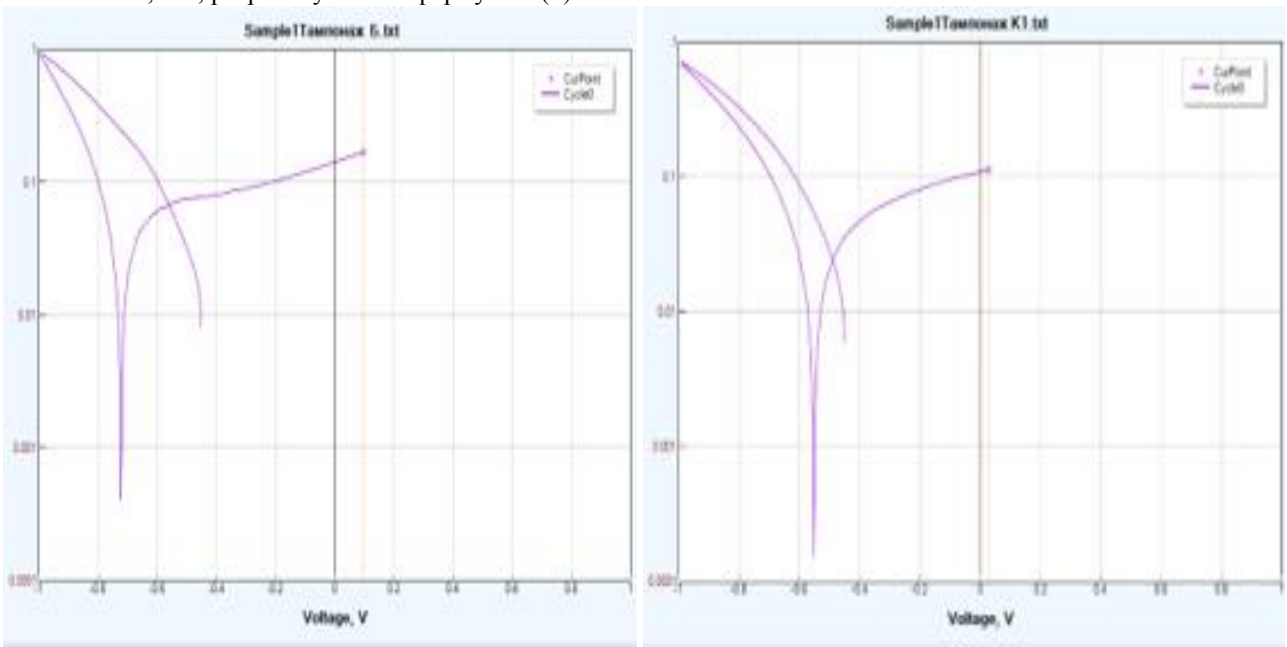


Рис. 1. Електрична схема вимірювання швидкості корозії під шаром цементного каменю, отриманого з тампонажного розчину

Типові циклічні поляризаційні криві стали К55 під шаром цементного каменю приготованого з тампонажного розчину на основі портландцементу ПЦТ-1-100 наведені на рис. 2.



А – базовий варіант (без антикорозійних добавок)

Б – бетон з добавками інгібіторів корозії

Рис. 2. Вольтамперограми сталі К55 в пластовій воді з продувкою агресивними газами 80% CO_2 + 20% H_2S під шаром цементного каменю

Аналіз вольтамперних кривих показує, що додавання інгібіторів значно гальмує корозійні процеси, як в катодного так і анодних областях вольтампепрограми. В якості інгібіторів були використані продукти амінного очищення коксового газу. Щільність корозійного струму пропорційна швидкості корозії металу в середовищі, яке досліджувалося, визначали екстраполяцією Тафелівських ділянок на отриманих поляризаційних кривих до значення потенціалу вільної корозії. Швидкість корозії металу в розчині, який досліджувався, визначали за формулою:

$$K_m\left[г/м^2 \cdot год\right] = (i \cdot a)/(n \cdot 2{,}68 \cdot 10^{-2}) \qquad (2)$$

де А – атомна маса заліза; n – число електронів, що беруть участь в електрохімічної реакції; і – щільність струму корозії, А/см^2.

На основі певних швидкостей корозії визначали захисну дію тампонажного каменю по формулі:

$$Z = ((K_m - K_{тінг})/K_m) \cdot 100\% \qquad (3)$$

де, K_m – швидкість корозії металу під цементним каменем без інгібіторів корозії; $K_{тінг}$ – швидкість корозії металу під цементним каменем з добавкою інгібіторів корозії.

Результати випробувань зразків тампонажних розчинів і отверділих зразків у вигляді балок після експозиції в пластовій воді, що містить сірководень і вуглекислий газ при температурі 25 °С приведені в табл. 4.

Таблиця 4 – Результати випробувань зразків тампонажних розчинів і отверділих зразків

Зразок цементного каменю	Щільність, кг/м^3	Розтічність, м	Міцність при вигині, МПа, через 2 доби тужавіння			Водовідділення, мл	В/Ц	Захисна дія для методів, %	
			50 °С, 20 МПа	75 °С, 30 МПа	100 °С, 40 МПа			Електрохімічний	Гравіметричний
без домішок	1,25	0,19	0,9	1,1	1,9	5,5	0,80	–	–
з інгібітором	1,23	0,19	0,9	1,0	2,0	5,5	0,95	85	68

* Гравіметричні виміри проводили на неармованих зразках. Захисну дію визначали по різниці маси зразків.

Розрахована швидкість корозії сталі К55 в пластовій воді з продувкою агресивними газами 80% CO_2 + 20% H_2S під шаром цементного каменю без антикорозійних добавок становить – 0,5 г/м$^2 \cdot$год.

Аналогічно швидкість корозії сталі К55 в пластовій воді з продувкою агресивними газами 80% CO_2+20% H_2S під шаром цементного каменю з антикорозійними добавками становить 0,09 г/м$^2 \cdot$год. Захисна дія цементного каменю становить – 85%. Комплексна захисна дія запропонованої композиції обумовлена двома факторами. З одного боку це зменшення проникнення пластової води, яка містить іони солей, які викликають корозію, з другого – це нейтралізація кислих сполук (сірководень та вуглекислий газ) з утворенням на зовнішній поверхні цементного каменю захисної плівки, яка стає перепоною для подальшого проникнення водного розчину в структуру цементного каменю і тим самим запобігає його руйнуванню.

Висновки та перспективи подальшого розвитку даного напрямку.

Таким чином, розроблений метод прискореного визначення критеріїв оцінки захисної дії цементного каменю по відношенню до сталевої поверхні колони дозволяє ефективно оцінювати якість тампонажних розчинів, використаних в складних гірничо-геологічних умовах для захисту матеріалу обсадних колон нафтових і газових свердловин.

1. Запропоновані критерії оцінки захисної дії тампонажного бетону по відношенню до сталевої поверхні обсадної колони та розроблено метод її прискореного визначення.

2. Показано, що добавки інгібіторів корозії до тампонажного розчину ефективно гальмують корозійні процеси, як самого цементного каменю, так і матеріалу обсадної колони

Список літератури

1. Гульянц Г.М. Противикидне обладнання свердловин, стійке до сірководню: Довідковий посібник. М.: Надра, 1991. 348 с.
2. Чистовский А.И. Определение минерализации погребенных вод нефтяных месторождений Среднего Поволжья. Геология нефти и газа, 1973. №9, с.73–76
3. Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах. Материалы межд. симпозиума / Под ред. В.Н. Катаева, Д.Р. Золотарева, С.В. Щербакова, А.В. Шиловой. Перм. гос нац. исслед. ун-т. Пермь, 2015. 367 с.
4. Ушивцева Л.Ф. Влияние инженерно-геологических особенностей солярных массивов на формирование техногенеза в недрах Астраханского свода: монография. М.: Изд-во ООО ИРЦ Газпром, ОАО «Газпром», 2005. 68 с.
5. Ушивцева Л.Ф., Серебряков О.И., Серебряков А.О. Геохимические методы поисков и эксплуатации месторождений нефти и газа: монография. Астрахань: ИД «Астраханский университет», 2019. 266 с.
6. Соловьев Н.Н., Кузьминов В.А., Салина Л.С. Перспективы поисков скоплений газа в южных районах Туранской плиты. Геология нефти и газа, 1996, №9, с. 17–23.
7. Beydoun Z.R. Геологія і потенційні запаси вуглеводнів Аравійської плити в світлі тектоніки плит. Американська асоціація геологів-нафтовиків. Геологічні дослідження. 1991. Вип. 33. 77 с.
8. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies R.B., Hall S.H, Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Стратиграфія розрізу Аравійської плит // «ГеоАравія», Спец., № 2. Бахрейн: Галф Петролинк, 2001. 371 с.
9. Konert G., Al-Afifi A.M., Al-Hajri S.A. Стратиграфія палеозою і локалізація вуглеводнів Аравійської плити. 2001. Т.6, № 3, с. 407–442.
10. Al-Naqib K.M. Геологія Аравійського півострова. Південний Ірак. Геологічна служба США. Спец. вид. 560-G. 1967. 54 с.
11. Murris R.J. Середній Схід: Стратиграфическая еволюція і локалізація нафти // Бюлетень Американської асоціації геологів-нафтовиків. 1980. Т. 64, с. 597–618.
12. Al-Husseini M.I. Стратиграфія юрських відкладень західної і східної частини Аравійського затоки // «ГеоАравія». 1997. Т. 2, № 4, с. 361–382.

13. Стандарты NACE MR-01-75. Материалы для клапанов, устойчивых к сульфидному растрескиванию при производстве и замене трубопроводов / NACE Публикация 1F166. Хьюстон, Техас, 1982–1983 гг.
14. Ляшенко А.В., Жирнов Р.А., Изюмченко Д.В. Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода. Научно-технический сборник Вести газовой науки. № 4(15), 2013. с. 28–35.
15. Sandvik, Corrosion Resistance Sandvik SAF 2507, http://www.sandvik.com
16. Нестеренко С.В. Возможность использования новых аустенитно-ферритных сталей для изготовления теплообменного оборудования.. Матеріали 1 міжн. науково-технічного форуму з хімічних технологій і нафтогазоперерабці. Мінськ, 27–30.11.2018. Мінск: БГТУ. 2018. Ч.1. 333 с. ISBN 978-985-530-723-6.
17. Поверхневе зміцнення матеріалів працюючих в умовах комплексного впливу агресивних речовин : монографія / Б.П. Середа, Л.П. Банніков, С.В. Нестеренко, І.В. Кругляк та ін. – Кам'янське : ДДТУ, 2019. – 173 с.
18. Отраслевой стандарт ОСТ 39-234-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания сероводорода. (приказ №100 Мин–ва нефтяной промышленности, 6.02.1989).
19. Немах А., Донський Д.Ф., Нестеренко С.В. Вивчення впливу CO_2, H_2S і температури пластової води нафтового родовища на розвиток пітінгової корозії. Комунальне господарство міст, 2019, т.3, вип. 149, с. 58–68, DOI 10.33042/2522-1809-2019-3-149-58-68.
20. Перейма А.А. Разработка тампонажных материалов технологических жидкостей для закачивания и ремонта скважин в сложных горно-геологических условиях. Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора техн. наук.Краснодар, 2009.
21. Зимакова Г.А. Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. Методы испытаний: методические указания к выполнению лабораторных и самостоятельных работ для студентов, обучающихся по направлению 270800 «Строительство» всех форм обучения/ Г.А. Зимакова, М.П. Зелиг. Тюмень: РИО ФГБОУ ВПО «ТюмГАСУ», 2014, 43 с.

References (transliterated)

1. Gul'janc G.M. Protivikidne obladnannja sverdlovin, stijke do sirkovodnju: Dovidkovij posibnik. M.: Nadra, 1991. 348 p.
2. Chistovskij A.I. Opredelenie mineralizacii pogrebennyh vod neftjanyh mestorozhdenij Srednego Povolzh'ja. Geologija nefti i gaza, 1973. №9, pp.73–76
3. Jekologicheskaja bezopasnost' i stroitel'stvo v karstovih rajonah. Materialy mezhd. simpoziuma / Pod red. V.N. Kataeva, D.R. Zolotareva, S.V. Shherbakova, A.V. Shilovoj. Perm. gos nac. issled. un-t. Perm', 2015. 367 p.
4. Ushivceva L.F. Vlijanie inzhenerno-geologicheskih osobennostej soljarnyh massivov na formirovanie tehnogeneza v nedrah Astrahanskogo svoda: monografija. M.: Izd-vo OOO IRC Gazprom, OAO «Gazprom», 2005. 68 p.
5. Ushivceva L.F., Serebrjakov O.I., Serebrjakov A.O. Geohimicheskie metody poiskov i jekspluatacii mestorozhdenij nefti i gaza: monografija. Astrahan': ID «Astrahanskij universitet», 2019. 266 p.
6. Solov'ev N.N., Kuz'minov V.A., Salina L.S. Perspektivy poiskov skoplenij gaza v juzhnyh rajonah Turanskoj plity. Geologija nefti i gaza, 1996, №9, pp. 17–23.7.
7. Beydoun Z.R. Geologija i potencijni zapasi vuglevodniv Aravijs'koї pliti v svitli tektoniki plit. Amerikans'ka asociacija geologiv-naftovikiv. Geologichni doslidzhennja. 1991. Vip. 33. 77 p.
8. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies R.B., Hall S.H, Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Stratigrafija rozrizu Aravijs'koї plit // «GeoAravija», Spec., № 2. Bahrejn: Galf Petrolink, 2001. 371 p.
9. Konert G., Al-Afifi A.M., Al-Hajri S.A. Stratigrafija paleozoju i lokalizacija vuglevodniv Aravijs'koї pliti. 2001. T.6, № 3, pp. 407–442.
10. Al-Naqib K.M. Geologija Aravijs'kogo pivostrova. Pivdennij Irak. Geologichna sluzhba SShA. Spec. vid. 560-G. 1967. 54 p.
11. Murris R.J. Serednij Shid: Stratigraficheskaja evoljucija i lokalizacija nafti // Bjuleten' Amerikans'koї asociacії geologiv-naftovikiv. 1980. T. 64, pp. 597–618.
12. Al-Husseini M.I. Stratigrafija jurs'kih vidkladen' zahidnoї i shidnoї chastini Aravijs'kogo zatoki. GeoAravija. 1997. T. 2, № 4, pp. 361–382.
13. Standarty NACE MR-01-75. Materialy dlja klapanov, ustojchivyh k sul'fidnomu rastreskivaniju pri proizvodstve i zamene truboprovodov. NACE Publikacija 1F166. H'juston, Tehas, 1982/1983.
14. Ljashenko A.V., Zhirnov R.A., Izjumchenko D.V. Opyt zashhity ot korrozii skvazhin pri dobyche uglevodorodnoj produkcii s vysokim soderzhaniem serovodoroda i dioksida ugleroda. Nauchno-tehn. sb Vesti gazovoj nauki. № 4(15), 2013, pp. 28–35.
15. Sandvik, Corrosion Resistance Sandvik SAF 2507, http://www.sandvik.com
16. Nesterenko S.V. Vozmozhnost' ispol'zovanija novyh austenitno-ferritnyh stalej dlja izgotovlenija teploobmennogo oborudovanija.. Materiali 1 mizhn. naukovo-tehnichnogo forumu z himichnih tehnologij i naftogazopererabci. Mins'k, 27–30.11.2018. Minsk: BGTU. 2018. Ch.1. 333 p. ISBN 978-985-530-723-6.
17. Poverhneve zmicnennja materialiv pracjujuchih v umovah kompleksnogo vplivu agresivnih rechovin : monografija / B.P. Sereda, L.P. Bannikov, S.V. Nesterenko, I.V. Krugljak ta in. – Kam'jans'ke : DDTU, 2019. 173 p.
18. Otraslevoj standart OST 39-234-89. Voda dlja zavodnenija neftjanyh plastov. Opredelenie soderzhanija serovodoroda. (prikaz №100 Min–va neftjanoj promyshlennosti, 6.02.1989).
19. Nemah A., Dons'kij D.F., Nesterenko S.V. Vivchennja vplivu CO2, H2S i temperaturi plastovoї vodi naftovogo rodovishha na rozvitok pitingovoї korozії. Komunal'ne gospodarstvo mist, 2019, t.3, vip. 149, pp. 58–68, DOI 10.33042/2522-1809-2019-3-149-58-68.
20. Perejma A.A. Razrabotka tamponazhnyh materialov tehnologicheskih zhidkostej dlja zakachivanija i remonta skvazhin v slozhnyh gorno-geologicheskih uslovi-jah. Special'nost' 25.00.15 – Tehnologija burenija i osvoenija skvazhin. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni doktora tehn. nauk.Krasnodar, 2009.
21. Zimakova G.A. Zashhita betonnyh i zhelezobetonnyh konstrukcij ot korrozii. Metody ispytanij: metodicheskie ukazanija k vypolneniju laboratornyh i samostojatel'nyh rabot dlja studentov, obuchajushhihsja po napravleniju 270800 «Stroitel'stvo» vseh form obuchenija/ G.A. Zimakova, M.P. Zelig. Tjumen': RIO FGBOU VPO «TjumGASU», 2014, 43 p.

Надійшла (received) 23.05.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Нестеренко Сергій Вікторович (Нестеренко Сергей Викторович, Nesterenko Sergiy Viktorovych) – кандидат технічних наук, доцент кафедри хімії, Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова, м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0002-2089-6786, E-mail: nester.hnamg@gmail.com. тел. +38 0686126057

Донський Дмитро Федорович (Донской Дмитрий Федорович, Donsky Dmitry Fedorovich) – кандидат технічних наук, доцент кафедри видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет «Харківський Політехнічний Інститут», м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0003-3546-6110 E-mail: dfdonsky@gmail.com тел.+380-95-810- 4536

Амір Немах Аладжмін (Амир Немах Аладжмин, Amir Nemah Alajmin) – аспірант кафедри видобування нафти, газу та конденсату Науково-навчального інституту хімічної технології та інженерії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0001-5929-7847
E-mail: ameernema30@gmail.com тел. 0577076585