

А. Немах¹, С.В. Нестеренко², Д.Ф. Донський¹, Ю.М. Скрипій³

¹Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Україна

²Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, Україна

³Приватне акціонерне товариство «Дніпровський коксохімічний завод», Україна

ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ СІРКОВОДНЕВОЇ КОРОЗІЇ МЕТАЛУ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ ПІД ШАРОМ МОДИФІКОВАНОГО БЕТОНУ

Розглянуто питання захисту проблемних ділянок обсадних колон нафтових свердловин, які експлуатуються в агресивних середовищах пластових флюїдів Іраку, що містять сірководень, вуглекислоту і хлориди. Запропоновано зменшити вплив агресивних факторів шляхом використання модифікованих цементних композицій. Досліджено хімічний склад тампонажних портландцементів та модифікованих композицій на їх основі, отримані дослідні зразки цементного каменю та проведені їх випробування в модельованому агресивному середовищі (80% CO₂ та 20% H₂S) при температурі 105 °С на протязі 1200 годин.

Проаналізовано динаміку розвитку корозії в сталі 45 під цементним шаром. Показано, що швидкість циліндричної корозії металу обсадної колони (сталь 45), захищеною модифікованим бетоном, отриманого на основі тампонажного портландцементу марки G значно менше (в 5-6 разів) відносно захисту немодифікованим бетоном, а захисна дія модифікованого цементного каменю збільшується з часом. Зроблено висновок щодо позитивного впливу модифікації на захисні властивості цементного каменю.

Ключові слова: обсадна колона, пластові флюїди, сірководень, двоокис вуглецю, хлориди, корозія, портландцемент, тампонажні матеріали, захисні властивості.

Постановка проблеми

Для повноцінного використання нафтовидобувного потенціалу Іраку та прилягаючого регіону постає необхідність забезпечення безаварійної роботи свердловин з можливістю мобільного регулювання видобутком. Традиційно існуючі чинники деформації та руйнування обсадних колон в інтервалах залягання нестійких відкладів [1-3], до яких належать змінання гірничим тиском, що передається на обсадну колону у разі відсутності надійного ізоляційного екрану; порушення колони нерівномірним тиском, що передається на труби при деформаціях відкладів, при однобічному розташуванні цементного каменю, чи у незцементованій ділянці у жолобах та кавернах; змінання надлишковим тиском рідини, защемленої в ізольованих кавернах; деформування колони внаслідок однобічної дії гірничого тиску на ділянках підвищеної кавернозності залежать, на наш погляд, як від вибору матеріалу обсадної колони, так і якості проведеного цементування свердловини.

Особливістю експлуатації нафтових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах Іраку є наявність у складі флюїдів в пластах-колекторах високих концентрацій сірководню, вуглекислоти та хлорид-іонів [4]. При цьому температурні інтервали експлуатації колон та цементного каменю знаходяться в межах 80-120 °С. Це ускладнює експлуатацію нафтогазового обладнання та створює додатко-

ві умови для деформації та руйнування проблемних ділянок обсадних колон внаслідок активного протікання корозійних процесів як в колонні так і в цементному кільці.

При цьому швидкість корозії на поверхні обсадної колони залежить від різних факторів і може різко змінюватися. Основними факторами, які активізують корозійні процеси зовнішньої поверхні обсадної колони, є [5]: контакт обсадних труб з промивальним, буферними і цементними розчинами, які залишаються в позаколоному просторі при заканчуванні свердловин; витіснення розчинів з за трубного простору, руйнування цементного кільця і контакт обсадних труб безпосередньо з пластовими флюїдами; потрапляння технологічних рідин в позаколонний простір через негерметичність різьбових з'єднань, порушення герметичності самих обсадних труб.

Наявність вуглекислоти і сірководню, що міститься в пластових флюїдах також обумовлюють високі швидкості корозії обсадних колон. Залежно від того, з якими електролітами обсадна колона знаходиться в контакті, електрохімічна корозія може протікати як з кисневою (в разі контакту з буровими розчинами), так і з водневою деполаризацією (при контакті з пластовими водами, насиченими кислими газами, наприклад сірководнем) [6]. Найбільш істотним фактором, який впливає на швидкість корозійних процесів, є агресивна дія безпосередньо сірководню, причому процеси сірководневої корозії про-

тікають інтенсивніше при наявності в рідині іонів і розчиненого вуглекислого газу. Для захисту обсадних колон свердловин від зовнішньої корозії авторами [5, 7] рекомендується виконувати певні технологічні заходи: підйом цементного розчину до гирла, який дозволяє використовувати захисні властивості цементного каменю, запобігає збереженню надр і водних джерел від забруднення закачувати і пластовими водами; герметизацію різьбових з'єднань; встановлення катодного захисту.

Пошкодження колон в процесі їх експлуатації може бути пов'язано з ненадійною конструкцією свердловинного обладнання, закладеної ще на стадії проектування, а також з невиконанням проектних рішень в процесі будівництва свердловин. У цих випадках доводиться проводити великий обсяг ремонтно-відновлювальних робіт, які, однак, не дозволяють відновити первісну надійність кріплення. Цементування свердловини до гирла дозволяє зменшити частоту відмов в її роботі в порівнянні із свердловинами, цементування яких проводилося без підйому цементного розчину до гирла. Різка зниження відмов в інтервалі цементування (2-3%), тобто в 98 випадках з 100, свідчить про захисну дію цементного кільця в запобіганні руйнування металу обсадних колон від корозії. Застосування тампонажних матеріалів, що не володіють достатньою стійкістю до впливу агресивних середовищ і не забезпечують надійної ізоляції металокопункції, може бути ще однією причиною порушення герметичності кріплення свердловин. Підвищення корозійної стійкості тампонажних матеріалів може бути досягнуто різними способами, в тому числі за рахунок використання різних корозійностійких цементів. Однак розробка хімічно стійких тампонажних матеріалів для кріплення свердловин в умовах сірководневої агресії є складним завданням. Тому застосовується комплекс заходів, спрямованих на уповільнення процесів корозії, до яких відносяться: ретельна підготовка стовбура свердловини, вибір цементу з відповідним мінералогічним складом клінкеру, хімічне інгібування [8]. З метою захисту зовнішньої поверхні обсадної труби від впливу сірководню можливе застосування способу введення модифікуючих домішок в тампонажні розчини, який широко використовується в будівельній практиці - з метою захисту сталевих арматур від корозії інгібітори вводять в бетонні розчини [9-13]. При цьому необхідно виконання умов: добавки повинні сприяти підвищенню корозійної стійкості тампонажного матеріалу, при цьому не повинні погіршувати основні фізико-механічні властивості розчину і цементного каменю.

Наявність указаних факторів потребує комплексного підходу до організації протикорозійного захисту проблемних ділянок обсадних труб. Наряду

з використанням сучасних конструкційних матеріалів для будівництва обсадної колони, якими є аустенітно-феритні сталі, існує додатковий ресурс для поліпшення антикорозійних властивостей проблемних відрізків обсадних колон за рахунок захисту металевої поверхні модифікованими тампонажними матеріалами.

Тому **метою даної роботи** було вивчення можливості модифікування існуючих тампонажних сумішей без погіршення їх технологічних властивостей та оцінка їх ефективності з точки зору антикорозійного захисту металевої поверхні для агресивних середовищ пластових флюїдів. Для проведення дослідження були використані зразки тампонажних сумішей, які традиційно використовуються на нафтопромислах Іраку (портландцемент марки G) в порівнянні з шлакопортландцементом. В якості домішок використовувались побічні продукти коксохімічного виробництва.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

При цементуванні свердловин на бурових підприємствах Іраку використовують переважно стандартний тампонажний портландцемент марки G [14]. Хімічний склад цементу марки G та його аналогів (ПЦТІ-100 та ШПЦС-120) наведений в таблиці 1.

Для забезпечення довготривалої експлуатації свердловини при її проектуванні і будівництві треба провести ретельну оцінку по можливості всіх негативних факторів впливу на процеси деформації та руйнування обсадних колон. Результатом будівництва є штучно створена система обсадна колона - цементний камінь - гірнична порода. На цілісність цієї системи впливає ряд факторів [1-3].

Вплив додаткових агресивних чинників, якими є вміст сірководню, двоокису вуглецю, хлорид-іонів призводить спочатку до руйнівних процесів в цементному камені, потім руйнує систему цементний камінь-метал обсадної колони, а згодом, і саму колону. Операція по проведенню цементування «металевого стрижня» - обсадної колони потрібна для протидії руйнівним силам, що створюються гірничим тиском. Передчасна руйнація цементного каменю, з одного боку призводить до збільшення динамічних навантажень на металеві конструкції, а з іншого - створює умови для стрімкого протікання корозії внаслідок виникнення додаткового напруження за рахунок щільних процесів. Все це несе за собою певні ризики передчасної аварійної деформації, а згодом, руйнування обсадної колони.

Крім того, руйнація цементного кільця призводить до небажаних екологічних наслідків внаслідок можливого меж пластового перетоку флюїдів. Тому, на наш погляд, вивчення методів поліпшення структури цементного каменю є актуальним.

Таблиця 1

Хімічний склад використаних цементів, тампонажних композицій та цементного каменю (верхній шар) після випробування в агресивному середовищі, % мас.

Зразок	Хімічний склад золи, % мас.									Σ оксидів
	Fe ₂ O ₃	Na ₂ O	K ₂ O	MgO	CaO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	SO ₃	P ₂ O ₅	
ПЦТ100	3,72	0,52	0,64	0,74	66,4	5,02	20,43	1,79	0,14	99,36
ШПЦС120	1,54	0,27	0,27	3,22	33,5	3,71	55,85	1,34	0,02	99,69
ПЦ марки G	5,8	0,65	0,17	2,14	60,9	4,046	23,29	2,56	0,07	
ЦК ² з ШПЦС120 модифікований	0,71	1,41	0,36	2,38	27,98	3,08	50,31	1,20	0,02	87,48
ЦК з ПЦТІ-100 модифікований	1,67	1,12	0,36	0,82	54,99	2,63	29,41	2,25	0,03	93,31
ЦК з ПЦТ-100 не модифікований	3,95	0,79	0,12	0,94	36,36	5,06	33,13	10,45	0,05	90,92
ЦК з ПЦТІ-100 модифікований	2,68	0,74	0,15	1,04	37,39	5,28	36,68	8,01	0,05	92,08
ЦК з ШПЦС120 модифікований	1,6	0,705	0,16	2,30	19,33	3,54	55,83	8,76	0,02	92,27

¹ Склад газу (H₂S+CO₂ 20/80мас.%, температура 105° С) тривалість 1200 годин

² ЦК-цементний камінь

Поліпшення антикорозійних властивостей цементного каменю може бути досягнуто за рахунок введення домішок, спектр яких є досить різноманітний. Інгібітори повинні відповідати ряду вимог: мати високий ступень захисту металу в цементному камені при дії сірководневого агресивного середовища; мати високу адсорбцію на поверхні гідратних новоутворень цементного каменю і отримання захисної плівки, ізолюючої їх від впливу агресивних агентів, яка змінюється зі складом порової рідини; здатність збереження захисних властивостей в термобаричних умовах свердловин протягом тривалого періоду часу. Досліджено ряд інгібіторів сірководневої корозії. Найбільшою мірою зазначеним вимогам відповідає інгібітор, що містить амінові сполуки. В той же час існує ряд обмежень для використання цементних композицій в виробничих умовах Іраку, де перевага надається застосуванню портландцементу марки G, властивості якого суттєво обмежують пластичність тампонажної суміші та термічної стійкості отриманого цементного каменю.

Враховуючи вищезазначені умови, нами було запропоновано внесення водорозчинних сполук, що містять амінові основи, які є проміжним продуктом коксохімічного виробництва.

Виклад основного матеріалу

В якості порівняльних технічних характеристик, що на наш погляд, можуть бути використані для прогнозування належного захисту від корозії при використанні традиційних та дослідних тампонажних композицій є наступні: - висока механічна міцність цементного каменю - яка визначає придатність тампонажного матеріалу для розмежування пластів і є інтегральною характеристикою;

- підвищені адгезійні властивості цементного каменю до металевої поверхні – для запобігання виникнення процесів щілинної корозії;

- проникність тампонажного каменю для рідин і газів - характеризує ізолюючі властивості матеріалу;

- корозійна стійкість металу під шаром цементного покриття - характеризує інгібіторні властивості матеріалу.

У процесі дослідження технологічних властивостей тампонажного каменю його формування здійснювалось при умовах, максимально наближених до пластових. Дослідні зразки отримували в автоклаві АУ-1-71ІЕ. Визначення границь міцності каменю при стисненні проводилось на пресі ПСУ-10. Міцність контакту зразків каменю з обмежува-

льною металеву поверхню (адгезія) оцінювали за методикою [15].

Визначення газопроникності зразків каменю, склад якого наведений в таблиці 2 здійснювалось на установці ГК-5. Випробування проводилося при температурі 105°C. Склад газу відповідав умовам родовища Іраку (80% CO₂ та 20% H₂S). Результати випробувань наведені в таблиці 3. Ці умови забезпечували інтенсивне проникнення сірководню та вуглекислого газу в поровий простір каменю при надмірному тиску. Це забезпечує високу розчинність H₂S в поровому просторі середовища цементного каменю, що прискорює реакційні процеси, що протікають по глибині досліджуваного зразка цементного каменю, і забезпечують більш

інтенсивне просування фронту корозії з утворенням сульфатних і сульфідних сполук. Вони визначені нами хімічним аналізом цементного каменю навіть в останньому торцевому шарі досліджуваних зразків.

Корозійну стійкість оцінювалась за методикою [14]. Вольтамперограми дослідних зразків наведені на рис.1. Процес руйнування цементного каменю та розвиток корозійного процесу в обсадній колоні взаємопов'язані внаслідок широковідомого процесу щільної корозії між металом та цементним каменем, який протікає з підвищеною швидкістю [16].

Для виключення неконтрольованого протікання процесів щільної корозії під час проведення вимірювання нами запропоновано внести удосконалення в методику [16].

Таблиця 2

Властивості тампонажних розчинів з добавкою інгібітору корозії

Склад суміші, мас. част., %				В/С	Розтічність, м	Густина, кг/м ³
Портланд цемент G	ПЦТІ-100	ШПЦС-120	Інгібітор			
100	-	-	-	0,5	0,190	1870
98	-	-	2	0,5	0,195	1850
	100	-	-	0,5	0,190	1870
	98	-	2	0,5	0,195	1850
	-	100	-	0,49	0,200	1760
	-	98	2	0,49	0,205	1750

Таблиця 3

Міцність, адгезія і газопроникність тампонажного каменю з антикорозійними домішками

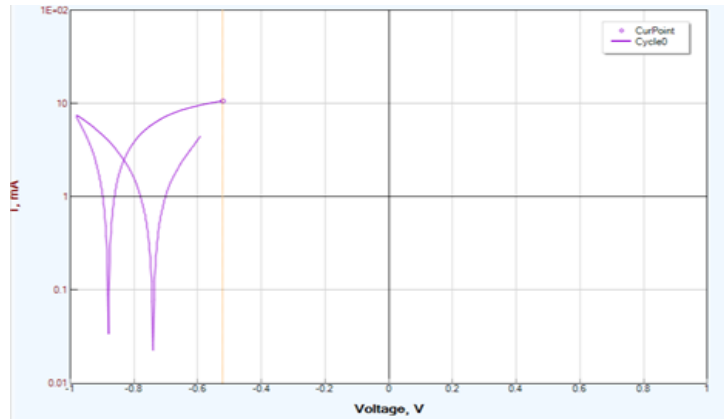
Склад суміші, мас. част., %			Міцність, МПа		Адгезія, МПа		Газопроникність, мкм ² ×10 ⁻³	
ПЦТІ 100 (ПЦмаркиG)	ШПЦС-120	Інгібітор	t=80° C	t=100° C	t=80° C P=0.1 МПа	t=100° C P=40 МПа	t=80° C P=0.1 МПа	t=100° C P=40 МПа
100	-	-	12,5	20,2	2,8	2,9	1,0	0,9
98	-	2	13,7	25,5	4,5	4,7	0,9	0,8
	100	-	8,7	12,8	1,3	1,5	1,3	1,5
	98	2	8,0	12,0	2,9	3,7	0,9	1,0

На зразках немодифікованого цементного каменю після випробувань в агресивному середовищі (80% CO₂ та 20% H₂S) виявлено наявність тріщин та значно більшу втрату ваги після випробувань. Відмічено, що з плином часу в портландцементному камені відбувається накопичення продуктів корозії (табл. 1.) у вигляді сульфідних і сульфатних сполук (голчасті кристали етгрінгіта), а поверхня гідратних новоутворень модифікованого каменю покрита плівкою утворюючою речовиною (амінними сполуками), що запобігає їх взаємодії з поровою рідиною, насиченою сірководнем. Електрохімічні випробування зразків модифікованого каменю по методиці [14] показують (рис.1), що потенціал вільної корозії

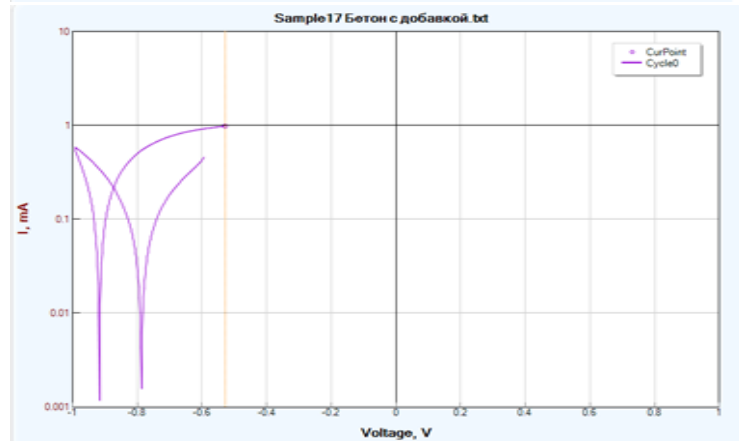
металу зміщується в позитивну область, швидкість щільної корозії металу обсадної колоні (сталь 45) значно менше (в 5-6 раз) відносно захисту немодифікованим каменем, а захисна дія модифікованого цементного каменю збільшується (рис.2) з часом випробувань.

Таким чином процес обробки тампонажного розчину амінними добавками значно збільшує захисну дію цементного каменю і гальмує процес його руйнування, що приведе до збільшення терміну експлуатації обсадної колоні в складних гірничо-геологічних умовах на геологорозвідувальних площах і промислових родовищах Іраку.

1



2



А

Б

Рис. 1 А- Фотографії отриманих дослідних зразків цементного каменю після випробування в сірководневому середовищі (80% CO₂ та 20% H₂S). Час випробування 1200 годин. Температура випробування 105°С.

Б- вольтамперограми зразків сталі 45 під шаром цементного каменю після випробування в агресивному середовищі: 2-бетон на основі цементу ПЦТІ 100 (аналог ПЦ марки G), модифікований інгібітором корозії; 1- бетон на тій же основі без модифікації.

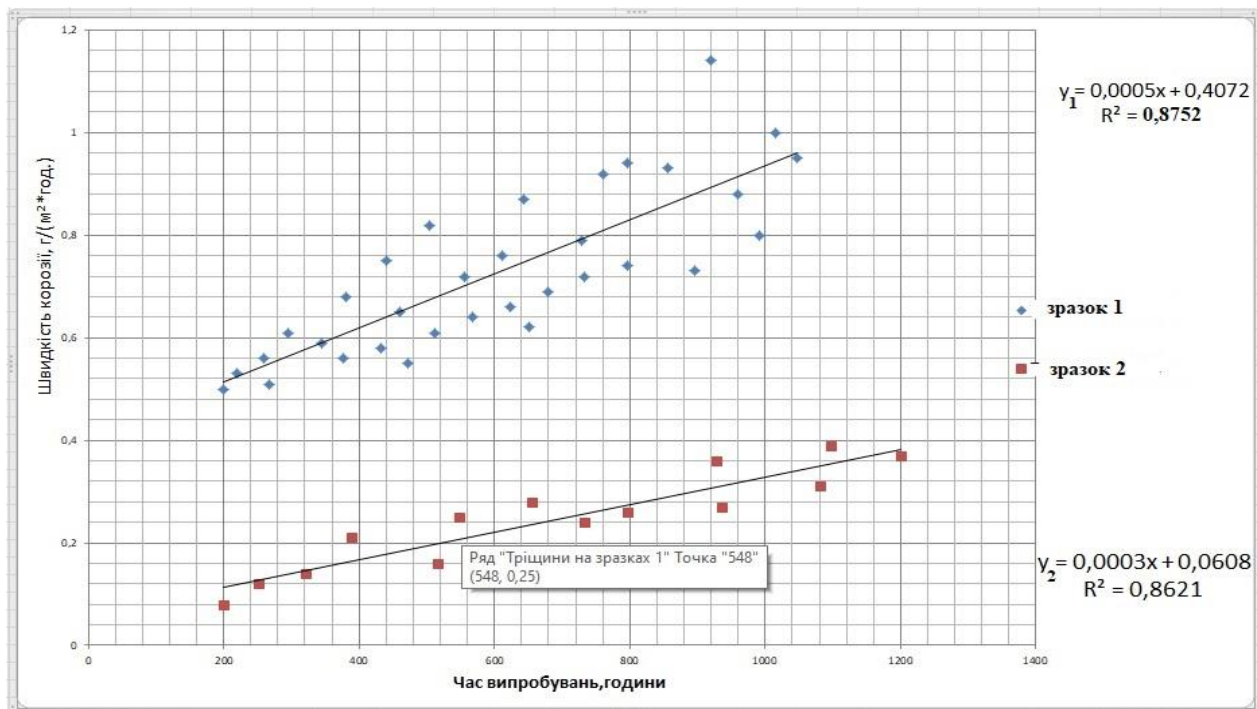


Рис.2 Розвиток щілинної корозії сталі 45 під шаром цементного каменю під час випробування в середовищі H₂S і CO₂ (80% CO₂ та 20% H₂S). при 105°С: 1-без модифікації, 2-модифікований інгібітором корозії.

Висновки

1. У процесі дослідження нових тампонажних матеріалів, що мають поліпшені антикорозійні властивості проведено підбір оптимальних рецептур розроблених композицій, вивчено залежність міцнісних характеристик, адгезії й газопроникності каменю, а також його антикорозійні властивості в залежності від співвідношення компонентів у тампонажній суміші.

2. Проведено співставлення впливу додавання аміновмісних домішок на захисні антикорозійні показники отриманих тампонажних композицій після твердіння, що пов'язане зі структурними змінами. В цьому полягає наукова цінність запропонованої розробки.

3. Застосування нових тампонажних матеріалів з поліпшеними інгібіторними властивостями допоможе знизити ризики передчасної деформації глибинних ділянок обсадної колони внаслідок корозійного руйнування її зовнішньої поверхні, а також підвищить якість розмежування пластів у нафтових і газових свердловинах з агресивними флюїдами, що містять сірководень, вуглекислий газ та значну кількість розчинених у пластовій воді хлорид-іонів, що має практичну цінність.

4. Результати роботи мають перспективу практичного застосування при кріпленні глибоких свердловин, в тому числі, похило спрямованих, в складних гірничо-геологічних умовах на геологорозвідувальних площах і промислових нафтових родовищах Іраку.

Література

1. Похилко, А.М. Аналіз причин ускладнень при бурінні та кріпленні обсадних колон свердловин [Текст] / А.М. Похилко, Ю.С. Міщук // Дніпровсько-Донецької Западни. Нафтогазова інженерія. (2017). Число 2. 103-109.
2. Сучасний стан і перспективи розвитку виробництва тампонажних матеріалів в Україні [Текст] / В.Ф. Горський, П.В. Горський, Ю.Ф. Шевчук та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 5. – С. 19 – 20.
3. Булатов, А.И. Тампонажные материалы [Текст] / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
4. ИРАК. Геологическое строение, нефтегазоносность и состояние нефтегазовой промышленности, обработка и интерпретация сейсмических материалов по лицензионным блокам в южной и центральной частях Западной Пустыни, оценка прогнозных ресурсов нефти и газа [Текст] / ООО «Совгеоинфо», 2009, 158 с.
5. Загиров, М.М. Борьба с коррозией промышленного оборудования [Текст] М.М. Загиров, И.Г. Юсупов, Р.А. Максупов // Обз.инф. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. - М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - 38 с.
6. Коррозионная стойкость тампонажных материалов, применяемых при цементовании скважин [Текст] /М.М. Загиров, А.В. Перов, А.С. Губарева, И.Г. Юсупов. // Обз.инф. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. - М.: ВНИИОЭНГ, 1981. - 42 с.

7. Антропов, Л.И. Ингибиторы коррозии металлов. [Текст] / Л.И. Антропов, Е.М. Макушин, В.Ф. Панасенко - Киев: Техника, 1981. - 183 с.
8. Перейма, А.А. Разработка тампонажных материалов и технологических жидкостей для заканчивания и ремонта скважин в сложных горно-геологических условиях [Текст] : Дис. ... д-ра техн. наук (25.00.15). / А.А. Перейма - Ставрополь: ОАО «СевКавНИИ-газ», 2009. - 300 с.
9. А.с. 1193960 СССР, МКИЗ С 04 В 24/18. Комплексная добавка для цементно- бетонной смеси [Текст] /Т.Д. Дибров, В.Ф. Волошин, А.А. Перейма и др.
10. А.с. 1275887 СССР, МКИ4 С 04 В 24/12. Комплексная добавка для бетонной смеси [Текст] /Т.Д. Дибров, А.К. Шейнкман, А.А. Перейма и др.
11. А.с. 1469779 СССР, МКИ4 С 04 В 22/08. Комплексная добавка для бетонной смеси [Текст] /В.Ф. Волошин, А.К. Шейнкман, А.А. Перейма и др.
12. А.с. 1452063 СССР, МКИ4 С 04 В 22/08, 24/32. Комплексная добавка для бетонной смеси [Текст] /В.Ф. Волошин, А.К. Шейнкман, А.А. Перейма и др.
13. А.с. 1485625 СССР, МКИ4 С 04 В 24/04. Бетонная смесь [Текст] / В.Ф. Волошин, А.К. Шейнкман, А.А. Перейма и др.
14. Нестеренко, С.В. Моделирование антикоррозийного защиты материалу обсадной колони в лабораторных условиях. [Текст] / С.В. Нестеренко, Д.Ф. Донський, А. Немах // Вісник НТУ «ХПІ» Серія: Інноваційні дослідження у наукових роботах студентів. №21. 2019. С.69-74. doi10.20998/2220-4784.2019.21.11.
15. Орловський, В.М. Тампонажні матеріали для помірних і підвищених температур, що розширюються при твердінні. [Текст] / В.М. Орловський // Нафтогазова інженерія. (2017). Число 2. С.64-69.
11. Nesterenko, S.V.(2018). Use of new austenitic-ferritic steels for the manufacture of heat exchange equipment, Materialy 1-go mezhdunarodnogo nauchno-tehnicheskogo foruma khimicheskikh tekhnologii i pererabotki nefiti i gaza, Minsk, 27–30.11.2018 (Proc. First Int. Sci.-Tech. Forum on Chemical Technologies and Processing of Oil and Gas, Minsk, November 27–30, 2018), Minsk: Bel. Gos. Tekh. Univ., 2018, part 1.

References

1. Pokhilko, AM, Mishchuk, YS (2017). Analysis of the causes of complications during drilling and fastening of casing wells of the Dnieper-Donetsk Basin. *Oil and gas engineering*, 2, 103-109.
2. Gorsky, V.F., Gorsky, P.V., & Shevchuk, Yu.F. (2000). The current state and prospects of development of production of grouting materials in Ukraine. *Oil and gas industry*, 5, 19 - 20.
3. Bulatov, A.I., & Danyushevsky, V.S. (1987). Grouting materials. M.: Nedra, 280.
4. Sovgeoinfo LLC. (2009). IRAK. Geological structure, oil and gas potential and the state of the oil and gas industry, processing and interpretation of seismic materials for license blocks in the southern and central parts of the Western Desert, assessment of forecast oil and gas resources. 158.
5. Zagirov, M.M., Yusupov, I.G., & Maksutov, P.A. (1972). Corrosion of fishing equipment. *Obz.inf. Ser. Corrosion and protection in the oil and gas industry*. M.: VNIIOENG. 38.
6. Zagirov, M.M., Perov, A.B., Gubareva, A.C., & Yusupov, I.G. (1981). Corrosion resistance of grouting materials used in

cementing wells. Ob.inf. Ser. Corrosion and protection in the oil and gas industry. *M.: VNIIOENG*. 42.

7. Antropov, L.I., Makushin, E.M., & Panasenko V.F. (1981). Metal corrosion inhibitors. *Kiev: Technique*. 183.

8. Pereima, A.A. (2009). Development of grouting materials and process fluids for completion and repair of wells in difficult mining and geological conditions: Dis. ... Dr. tech. Sciences (25.00.15). - *Stavropol: OJSC SevKavNII-gas*. 300.

9. Nesterenko, S.V., Donsky, D.F., & Nemakh A. (2019). Modeling of anticorrosion protection of casing material in laboratory conditions. *Bulletin of NTU "KhPI" Series: Innovative researches in scientific works of students*. 21, 69-74. doi10.20998/2220-4784.2019.21.11.

10. Orlovsky, V.M. (2017). Tampon materials for moderate and elevated temperatures, expanding during curing. *Oil and gas engineering*. 2, 64-69.

11. Nesterenko, S.V. (2018). Use of new austenitic-ferritic steels for the manufacture of heat exchange equipment, *Materialy 1-go mezhndunarodnogo nauchno-tehnicheskogo foruma khimicheskikh tekhnologii i pererabotki nefti i gaza*, Minsk, 27–30.11.2018 (Proc. First Int. Sci.-Tech. Forum on Chemical Technologies and Processing of Oil and Gas, Minsk, November 27–30, 2018), Minsk: Bel. Gos. Tekh. Univ., 2018, part 1.

Рецензент: д-р техн. наук, проф. В.Ф. Харченко, Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, Харків, Україна

Автор: АМІР Немах Аладжмін
аспірант

Національний технічний університет «Харківський Політехнічний Інститут»
E-mail - ameernema30@gmail.com
ID ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5929-7847>

Автор: НЕСТЕРЕНКО Сергій Вікторович
кандидат технічних наук, доцент
Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова
E-mail - nester.hnamg@gmail.com
ID ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-2089-6786>

Автор: ДОНСЬКИЙ Дмитро Федорович
кандидат технічних наук, доцент
Національний технічний університет «Харківський Політехнічний Інститут»
E-mail - dfdonsky@gmail.com
ID ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-3546-6110>

Автор: СКРИПІЙ Юрій Миколайович
начальник цеху
Приватне акціонерне товариство «Дніпровський коксохімічний завод»
E-mail - Yuriy.Skripiy@arcelormittal.ru

RESEARCH OF DYNAMICS OF HYDROGEN SULPHIC CORROSION OF METAL OF CASING UNDER THE LAYER OF MODIFIED CONCRETE

Amir Nemah A.¹, S. Nesterenko², D. Donsky¹, Yu. Skrypiy³

¹National Technical University "Kharkov Politechnical Institute", Ukraine

²O.M.Beketov National University of Urban Economy in Kharkov, Ukraine

³Private Joint Stock Company "Dnipro Coke Plant", Ukraine

The issue of protection of problem areas of oil well casings, which are operated in aggressive environments of formation fluids of Iraq, containing hydrogen sulfide, carbon dioxide and chlorides, is considered. It is proposed to reduce the influence of aggressive factors by using modified cement compositions. The chemical composition of Portland cements and modified compositions based on them was studied, experimental samples of cement stone were obtained and tested in a simulated aggressive environment (80% CO₂ and 20% H₂S) at a temperature of 105 °C for 1200 hours.

The dynamics of corrosion development in steel 45 under the cement layer is analyzed. It is shown that the rate of crevice corrosion of casing metal (steel 45), protected by modified concrete, obtained on the basis of Portland cement grade G is much lower (5-6 times) relative to protection by unmodified concrete, and the protective effect of modified cement stone increases over time. It is concluded that the modification has a positive effect on the protective properties of cement stone.

In the process of researching new grouting materials having improved anticorrosion properties, optimal formulations of the developed compositions were selected, the dependence of the strength characteristics, adhesion and gas permeability of the stone, as well as its anticorrosion properties on the ratio of components in grouting mixtures were studied.

The use of new grouting materials with improved inhibitory properties will help to reduce the risks of premature deformation of the deep sections of the casing string as a result of the corrosion destruction of its external surface, as well as improve the quality of formation demarcation in oil and gas wells with aggressive fluids containing hydrogen sulfide, carbon dioxide and a significant amount of dissolved in formation water of chloride ions, has practical value.

The results of the work have the prospect of practical application for fastening deep wells, including directional ones, in difficult mining and geological conditions on exploration areas and industrial oil fields of Iraq.

Keywords: casing string, formation fluids, hydrogen sulfide, carbon dioxide, chlorides, corrosion, Portland cement, grouting materials, protective properties