

## МЕТОД БОРОТЬБИ З ЯВИЩАМИ, ЩО УСКЛАДНЮЮТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЮ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

М.О. Псюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

*Проаналізовано дані про комплексні інгібітори для боротьби з ускладненнями, що виникають за різних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на пізній стадії розробки родовищ. Наведено склад комплексного інгібітора для умов вуглекислотної корозії, солевідкладень, гідратоутворення та обводнення газових і газоконденсатних свердловин. Запропоновано технологію застосування комплексного інгібітора. Наведені результати промислових випробувань технології. В результаті використання комплексного інгібітора підвищилась продуктивність газових і газоконденсатних свердловин.*

Ключові слова: комплексний інгібітор, газ, конденсат, поверхнево-активна речовина, вуглекислотна корозія, солевідкладення, гідратоутворення, обводнення газових і газоконденсатних свердловин.

*Проанализированы данные о комплексных ингибиторах для борьбы с осложнениями, возникающими в различных условиях эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений. Приведен состав комплексного ингибитора для условий углекислотной коррозии, солеотложения, гидратообразования и обводнения газовых и газоконденсатных скважин. Предложена технология применения комплексного ингибитора. Приведены результаты промышленных испытаний технологии. В результате использования предложенного комплексного ингибитора повысилась продуктивность газовых и газоконденсатных скважин.*

Ключевые слова: комплексный ингибитор, газ, конденсат, поверхностно-активное вещество, углекислотная коррозия, солеотложения, гидратообразование, обводнение газовых и газоконденсатных скважин.

*The data about complex inhibitors for fighting different complications during exploitation of gas and gas condensate wells under different conditions at the late stage of the field development have been analyzed. The composition of complex inhibitor for conditions of carbon dioxide acid corrosion, scales and hydrate formation and water encroachment of gas and gas condensate wells has been given. The technology of the use of the complex inhibitor has been proposed. The results of the field tests of the technology have been given. The use of the proposed complex inhibitor has been resulted in the increase of gas and gas condensate wells productivity.*

Keywords: the complex inhibitor, gas, condensate, surfactant, carbon dioxide acid corrosion, scales, hydrate formation, water encroachment of gas and gas condensate wells.

**Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями.** У процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ на пізній стадії експлуатації свердловин ускладнюється їх обводненням, гідратоутворенням, відкладенням солей і асфальтосмолопарафінових речовин (АСПР) та корозією свердловинного обладнання.

Вибір того чи іншого методу боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації свердловин на пізній стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ є індивідуальний для кожного ускладнення, зокрема і для різних умов експлуатації свердловин: температура, тиск, вміст в продукції свердловини корозійно агресивних компонентів –  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$ , наявність умов для гідратоутворення та солевідкладення, характер та ступінь обводнення свердловин, що визначається значенням водяного фактора. Фактично, майже для всіх газових і газоконденсатних родовищ України на пізній стадії їх розробки найбільшій характерним є обводнення свердловин, що може призвести до їх самоглушіння, та, меншою мірою, всі інші види ускладнень під час їх експлуатації. Всі ускладнення, що виникають на пізній стадії розробки родо-

вищ, призводять до суттєвого зниження дебіту свердловин. Тому боротьба з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на пізній стадії розробки та забезпечення стабільної експлуатації свердловин є надзвичайно важливою проблемою в умовах енергетичної кризи в Україні.

З-поміж усіх відомих методів боротьби з вказаними вище ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на пізній стадії розробки одним з найбільш поширених є хімічний метод (тобто використання різних хімічних реагентів), найперспективнішим напрямком в якому є розроблення і впровадження комплексних інгібіторів.

На теперішній час запропонована велика кількість інгібіторів комплексної дії, які запобігають негативній дії двох-трьох, а іноді навіть всіх чотирьох видів ускладнень. До складу цих інгібіторів переважно входять побічні продукти виробництва і недефіцитні хімічні реагенти.

**Огляд останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми.** Досить ефективними комплексними інгібіторами та інгібіторами корозії багатofunkціональної дії є такі хімреагенти, як ИКИПГ,

ДИК – 1, И – 25 – ДМ, КАЗ – И. Як вказується в [1], інгібітори ИКИПГ і КАЗ – И в суміші з ПАР можуть бути використані як комплексні інгібітори, а за деякими технологічними властивостями вони є кращими за імпортований інгібітор Додіфлю 3421.

Перспективним є використання фосфор- і азотвмісних інгібіторів комплексної дії, таких як “Амфікор”, реагентів комплексної дії, що містять карбамід, та інших. Зокрема, Харківським політехнічним інститутом розроблено комплексний інгібітор, до складу якого входять спінювач АО, карбамід (сечовина) та інгібітор гідратуутворення – хлористий кальцій [2].

Високу ефективність продемонстрував також інгібітор, розроблений для винесення води із свердловин та боротьби із солевідкладеннями [3], що може бути використаний на пізній стадії розробки нафтових і газових родовищ, що має підвищені піноутворюючі і солейінгібуючі властивості. Його отримують простим змішуванням компонентів у такому кількісному співвідношенні їх масових часток: триетаноламінові солі первинних жирних спиртів фракції  $C_{10} - C_{13}$  (сіль А) 20 – 50, триетаноламінові солі первинних жирних спиртів фракції  $C_6 - C_9$  (сіль Б) 10 – 20, вода – решта. На одну масову частку солі Б беруть п'ять масових часток солі А. Наявність у складі солі Б запобігає утворенню нерозчинних алкілсульфатів кальцію в солі А і зберігає її піноутворюючі властивості.

Прикладами ефективних комплексних інгібіторів є такі реагенти: “КИНГ” – комплексний інгібітор корозії і гідратуутворення [4], розроблений інститутом УкрНДГаз, ИКИПГ, И – 25 – Д та інші. Комплексний інгібітор “КИНГ”, а також інгібітори корозії, розроблені УкрНДГаз – “И1” (водорозчинний інгібітор, що містить до 95% активної речовини), “И2 – И11” (інгібітори, що володіють захисними властивостями, за концентрації 1–1,5 мг/л), “1 НКО” (водоливорозчинний інгібітор) в комбінації з поверхнево-активними речовинами (ПАР) та розчинниками ефективно захищають свердловини та їх шлейфи від корозії, гідратуутворень і твердих малодисперсних забруднень. Всі вказані реагенти недорогі, нетоксичні, негорючі, нелеткі і відповідають кращим світовим аналогам.

Про високу ефективність комплексного інгібітора ИКИПГ згадується також в [5], а в роботі [6] наведені результати лабораторних випробувань протикорозійних і технологічних характеристик інгібітора корозії багатофункціональної дії И – 25 – Д та підтверджено його високу ефективність (не поступається кращим світовим аналогам – інгібіторам Додікор V32423-2, Додікор V3314). Після додавання до нього ПАР, він може бути використаний також для боротьби із солевідкладеннями та обводненням свердловин.

Перспективними є також композиції, що містять 0,7...0,8 % ПАР неолола і мікродози інгібіторів солевідкладення біфункціональної дії, що володіють комплексними властивостями – мають високу поверхневу активність та

інгібують корозійну активність. Композиції ПАР з інгібіторами солевідкладення стабільні за різних термобаричних умов та економічні.

Крім того, для боротьби з гідратами і солевідкладеннями запропоновано ряд сумішей, які є побічними продуктами основних хімічних виробництв. Так, для зниження витрат на боротьбу з гідратами і солевідкладеннями запропоновано використовувати інгібітор на основі гліколів, що складається з ДЕГу (70 – 85 мас. %) і пропіленгліколя (15 – 30 мас. %). Вартість запропонованого інгібітора приблизно утричі менша від вартості ДЕГу. Ще два перспективні інгібітори гідратуутворення комплексної дії – етилкарбітол (ЕК), який є побічним продуктом виробництва ефірів гліколей, та ефіро-альдегідна фракція (ЕАФ), яка є побічним продуктом виробництва синтетичного етилового спирту з етилену. Ці склади знижують і запобігають відкладенню гідратів, неорганічних солей і розчиняють тверді слабкодисперсні забруднення.

Відомий також склад для інгібування газогідратів і солевідкладень, у разі використання якого зменшується утворення газових гідратів і відкладення солей в газових свердловинах він запомповується у свердловину і у зв'язані з нею пристрої, труби у суміші з іншими складовими флюїда-носія і алкоголю (наприклад, гліцеролу або його похідних). Запропонований спосіб інгібування застосовується переважно під час ремонту свердловин. Процес ґрунтується на запомповуванні носія (наприклад, промивальної рідини) та інгібіторної речовини-алкоголю (наприклад, гліцеролу). Як алкоголь для інгібування пропонується ациклічний поліоль, моноациклікполіоль або циклацетон-поліоль.

В.С. Воробйова та ін. запропонували використовувати на Оренбурзькому родовищі комплексний інгібітор гідратуутворення і корозії (КІПК). Як інгібітор гідратуутворення використовується метанол, а як інгібітор сірководневої корозії – И-25-Д, Донбас – 1 або Visco-904. Як інгібітор солевідкладення використовується нітрилотриметилфосфонова кислота НТФ (додакове ускладнення – солевідкладення – виникло у зв'язку зі збільшенням винесення пластової мінералізованої води).

Для одночасного інгібування корозії, запобігання відкладенню солей і асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) під час експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин запропоновано такий склад [7] (мас. %) : інгібітор солевідкладення 1 – 4; інгібітор АСПВ твердого стану 29 – 36; інгібітор корозії твердого стану 12 – 18; кубовий залишок виробництва первинних амінів  $C_{17} - C_{20}$  – решта. Як інгібітор солевідкладення можна використовувати оксіетилідендіфосфонову кислоту або нітрилотриметил-фосфонову кислоту; як інгібітор АСПВ – ИПП-2 сополімер на основі вінілацетату або ИПП-3 сополімер на основі акриламідю; як інгібітори корозії – ИКБ-4 або ИКБ-2 (ИКБ-6В). Отриманий склад ділиться на шматки і опускається в зону перфорації видобувних свердловин. Склад забезпечує високий рівень захисту від АСПВ, солевідкладень і

корозії обладнання свердловини протягом тривалого часу за різної обводненості пластових флюїдів. Запропонований склад здатний розчинятися одночасно як в газовому конденсаті (нафті), так і у воді, тобто після його подавання в свердловину він працює однаково ефективно, захищаючи нафтопромислове обладнання від солевідкладень, АСПВ, корозії і запобігає утворенню стійких дисперсних систем в умовах постійно змінної обводненості продукції свердловини.

Високоєфективним є застосування інгібуючих композицій у складі азотвмісних пін для захисту обладнання свердловини від корозії і відкладення солей [8]. При цьому тривалість захисного ефекту при проведенні обробок газоконденсатної або нафтової свердловини в 2,3 – 2,9 рази більша, ніж після оброблення звичайними інгібіторами корозії.

В публікації [9] описується ефективний комплексний інгібітор гідратуутворення та корозії на основі бішофіту.

В роботі [10] запропонований комплексний інгібітор для винесення пластової води, боротьби з сірководневою корозією, гідратуутвореннями та солевідкладеннями для умов Оренбурзького ГКР.

Склад для боротьби з гідратуутворенням і корозією запропонований в роботі [11]. Він складається з метанолу і розчинених у ньому в кількості до 4 % мас. гомологів піридину.

Таким чином, огляд хімірегентів комплексної дії підтверджує міркування про те, що необхідним є підбір таких хімічних реагентів-складових, щоб в результаті можна було отримати комплексний інгібітор для боротьби з гідратуутворенням, солевідкладеннями та корозією в умовах різної обводненості свердловини та різного вмісту конденсату в продукції конкретної експлуатаційної свердловини.

**Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми та постановка завдання.** В зв'язку з тим, що для пізньої стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ Полтавської області (НГВУ "Полтаванафтогаз") характерні такі суттєві ускладнення, як вуглекислота корозія, гідратуутворення, солевідкладення та обводнення свердловин в умовах високих температур (90 – 120 °С) і тисків (5 – 40 МПа), то виникла необхідність у розробленні комплексного інгібітора для ефективної боротьби з вищенаведеними ускладненнями в конкретних умовах експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, що розробляються НГВУ "Полтава-нафтогаз" (високі температура, тиск, вміст CO<sub>2</sub> в продукції свердловин, ступінь обводнення свердловин, що характеризується водяним фактором та ін.).

**Викладення основного матеріалу дослідження з обґрунтуванням одержаних наукових результатів.** У лабораторії підвищення газоконденсатовилучення із пластів (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) були проведені дослідження

з вибору найбільш ефективних реагентів з метою створення комплексного інгібітору для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на пізній стадії розробки і з підбору їх відсоткового співвідношення. У ході досліджень використовувалися такі хімічні речовини: спінюючі ПАР неонол АФ 09-10, неонол АФ 09-12, сульфенол, циклімід, савенол SWP, савенол NWP, препарат ОС-20, піноутворювачі ПО-1, ПО-3А і ПО-6К, синтанолі DS-10, ACSE-12, синтанол АЛМ-2, "Коразол-1", "Сольпен", "ТЕАС-М"; інгібітори корозії СТ-2, тарін, "Нафтохім – 1", "Нафтохім – 3", КМА, катапін А, етаноламін, карбозолін СД, ТАЛ-3, "Коразол-1"; інгібітори солевідкладення КТІ-С, поліакрилат натрію, СНПХ-5314 та інгібітор гідратуутворення – метанол. Досліди проводилися з мінералізованою водою із вмістом NaCl 100 г/л. Спочатку за результатами лабораторних досліджень спінюючих властивостей ПАР, ступеня захисту від корозії і ступеня зменшення інтенсивності солевідкладень, а також досліджень із вивчення загального впливу ПАР на наведені характеристики було підібрано 8 композицій комплексного інгібітора, що характеризуються найвищою ефективністю. З-поміж них композиціями з найкращими піно-утворюючими і інгібуючими властивостями та з економічно найбільш раціональною концентрацією компонентів є композиції з таким масовим вмістом окремих компонентів:

№ 1 – 0,05 % "Коразол-1" + 0,5 % савенолу SWP + 20 % метанолу;

№ 2 – 0,5 % "Нафтохім-3" + 0,1 % савенолу SWP + 10 % метанолу;

№ 3 – 0,2 % етаноламіну + 0,25 % савенолу SWP + 10 % метанолу;

№ 4 – 0,5 % карбозоліну СД + 0,5 % неонолу АФ-09-10 + 0,75 % поліакрилату натрію + 20 % метанолу;

№ 5 – 0,15 % ТАЛ-3 + 0,25 % неонолу АФ-09-10 + 0,5 % КТІ-С + 20 % метанолу.

На підставі експериментальних даних і критеріїв вибору компонентів та раціональної концентрації комплексного інгібітора (високі значення піноутворюючих властивостей – кратності і стійкості піни; високе значення ступеня захисту від корозії; високе значення ступеня зменшення інтенсивності солевідкладень; найменші концентрації окремих складників комплексного інгібітора з метою його здешевлення за умови високої технологічної ефективності) підібрано комплексний інгібітор (КІ), що є розчином савенолу SWP, "Коразолу-1" і метанолу в технічній воді. Масовий вміст окремих його компонентів в продукції свердловини складає [12]:

- ПАР савенол SWP – 0,5 % (5 кг/м<sup>3</sup>) із розрахунку на суміш пластової рідини (пластової води і вуглеводневого конденсату) і робочого розчину (суміші технічної води і метанолу);

- інгібітор корозії "Коразол-1" комплексної дії (окрім антикорозійних властивостей може використовуватися також для боротьби із солевідкладеннями) – 0,05 % (0,5 кг/м<sup>3</sup>) з розрахунку

**Таблиця 1 – Порівняльні результати лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту від корозії для оптимальної композиції комплексного інгібітора КІ в середовищі дистильованої та мінералізованої води на зразках-свідках із сталі Р-110 (при вмісті метанолу 10, 15 і 20 % мас.)**

Склад комплексного інгібітора, % мас.	Ступінь захисту від корозії, %	
	Дистильована вода	Мінералізована вода
Композиція № 1а (0,05 % Коразол-1 + 0,5 % савенолу SWP + 10 % метанолу)	86,38	82,27
Композиція № 1б (0,05 % Коразол-1 + 0,5 % савенолу SWP + 15 % метанолу)	84,25	80,69
Композиція № 1в (0,05 % Коразол-1 + 0,5 % савенолу SWP + 20 % метанолу)	81,84	78,23

**Таблиця 2 – Результати лабораторних досліджень з визначення ступеня зменшення інтенсивності солевідкладення у середовищі солевого розчину NaCl з мінералізацією 100 г/л, в якому присутній комплексний інгібітор КІ (оптимальна композиція комплексного інгібітора), на зразках-свідках із сталі Р-110 (за вмісту метанолу 10, 15 і 20 % мас.)**

Склад комплексного інгібітора, % мас.	Ступінь зменшення інтенсивності солевідкладення $Z_{ic}$ , %	
	Сталь Ст. 20	Сталь Р-110
Композиція № 1а (0,05 % Коразол-1 + 0,5 % савенолу SWP + 10 % метанолу)	84,57	86,7
Композиція № 1б (0,05 % Коразол-1 + 0,5 % савенолу SWP + 15 % метанолу)	81,9	83,42
Композиція № 1в (0,05 % Коразол-1 + 0,5 % савенолу SWP + 20 % метанолу)	79,78	81,6

ку на суміш пластової води і робочого розчину (суміші технічної води і метанолу);

- інгібітор гідратуутворення – метанол – вибирається для кожної свердловини індивідуально залежно від вмісту в газорідинному потоці вільної води (пластової або технічної), термодинамічних характеристик газорідинного потоку (тиск і температура) в кінцевих точках (якими є глибина залягання пласта і сепаратор першого ступеня сепарації), складу газу і характеристик робочого розчину;

- технічна вода – решта.

В результаті проведення досліджень з визначення кратності та стійкості піни, отриманої при спінюванні розчину комплексного інгібітора КІ оптимальної концентрації (“Коразол-1” + савенол SWP + метанол) в мінералізованій воді отримано такі результати: кратність піни за температури 20°C – 25,2 с/м<sup>3</sup>; за температури 80°C – 14,6 с/м<sup>3</sup>; стійкість піни за температури 20°C – 21,8·10<sup>6</sup> с/м<sup>3</sup>, за температури 80°C – 13,5·10<sup>6</sup> с/м<sup>3</sup>.

Результати порівняльних лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту від корозії для оптимальної композиції комплексного

інгібітора КІ в середовищі дистильованої та мінералізованої води на зразках-свідках із сталі Р-110 наведено в табл. 1.

Результати лабораторних досліджень з визначення ступеня зменшення інтенсивності солевідкладення у середовищі солевого розчину з мінералізацією 100 г/л, в якому присутній комплексний інгібітор КІ (ефективна композиція комплексного інгібітора), на зразках-свідках із сталі Р-110 вказані в табл. 2.

Технологія застосування КІ полягає в очищенні вибою свердловини від механічних частинок і рідини продуванням свердловини через ємність-сепаратор на амбар; витримувати свердловини закрито протягом часу, необхідного для відновлення тиску на гирлі до статичного тиску і запомпуюванні водного розчину КІ в свердловину. Можливі два способи запомпуювання робочого розчину КІ в свердловину. За наявності інгібіторопроводу водний розчин КІ подають ним з УКПГ в затрубний простір свердловини за допомогою дозуючих насосів. За відсутності інгібіторопроводу заданий об'єм водного розчину КІ закачують в НКТ за допо-

могому насосного агрегата. Водний розчин КІ витримують в НКТ не менше 5 годин.

Окрім зазначених критеріїв вибору компонентів та раціональної концентрації комплексного інгібітора досить важливим є ще один критерій – відсутність погіршення проникності привибійної зони пласта (ПЗП) після запомповування інгібіторів корозії та солевідкладення у стовбур свердловини і подальшого потрапляння їх у ПЗП після протискування. Цей критерій також брали до уваги під час вибору компонентів та оптимальної концентрації комплексного інгібітора КІ.

Всі компоненти комплексного інгібітора випускаються вітчизняною промисловістю і надходять до споживача в розфасованому вигляді. Зокрема, інгібітор корозії “Коразол-1” і ПАР савенол SWP випускаються ВАТ “Барва” (м. Івано-Франківськ). Робочий розчин КІ готується безпосередньо на промислі з компонентів.

В результаті проведених промислових випробувань запропонованого лабораторією підвищення газоконденсатовилучення із пластів ІФНТУНГ комплексного інгібітора спільно з НГВУ “Полтаванафтогаз” на газових і газоконденсатних свердловинах зросли дебіти газу і конденсату і суттєво знизився вміст іонів заліза у воді, відібраній із свердловин. Це вказує на значне сповільнення корозії газопромислового обладнання, на винесення скупченої на вибоях свердловин води і ліквідацію гідратуутворень та солевідкладень.

**Висновки з даного дослідження і перспективи подальшої роботи у даному напрямку.** Промислові випробування ефективності запропонованого комплексного інгібітора, проведені на газових і газоконденсатних свердловинах НГВУ “Полтаванафтогаз” – 103 і 9 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища і свердловині 63 Харківцівського родовища газоконденсатних родовищ, свідчать про технологічну ефективність його використання для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації свердловин на пізній стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ (по свердловині 103 Рудівсько-Червонозаводського ГКР дебіт газу зріс на 10,3%, дебіт конденсату – на 10,3% ; по свердловині 9 Рудівсько-Червонозаводського ГКР дебіт газу зріс на 30,4%, дебіт конденсату – на 29,9% і по свердловині 63 Харківцівського ГКР дебіт газу зріс на 6,4%, а дебіт конденсату – на 1,4%). По всіх трьох свердловинах вміст іонів заліза у воді, відібраній з гирла, зменшився відповідно на 504,9 і 225,2 мг/л для свердловин 103 і 9 Рудівсько-Червонозаводського ГКР і на 60,1 мг/л для свердловини 63 Харківцівського ГКР. Перспективи подальшої роботи у даному напрямку пов’язані із розширенням асортименту складових компонентів комплексного інгібітора, дослідженням післядії як окремих компонентів комплексного інгібітора (зокрема інгібітора корозії), так і комплексного інгібітора в цілому та подальшим здешевленням КІ за умови високої його технологічної ефективності за рахунок

застосування окремих складників комплексного інгібітора з найменшими концентраціями і використанням побічних продуктів хімічного виробництва. Простота технології приготування і застосування комплексного інгібітора, дешевизна, можливість приготування робочого розчину КІ безпосередньо на промислі з компонентів і відсутність погіршення проникності ПЗП після запомповування комплексного інгібітора у свердловини вказує на те, що він може ефективно застосовуватись на пізній стадії розробки для боротьби з обводненням, гідратуутворенням, відкладенням солей та корозією обладнання свердловин газових і газоконденсатних родовищ, що експлуатуються НГВУ “Полтаванафтогаз” та іншими нафтогазовидобувними підприємствами України.

### Література

- 1 Сравнительные испытания комплексных ингибиторов коррозии, наводораживания и парафиноотложений для применения на Карачаганакском ГКМ / В.Р.Везирова, В.А.Спирина, С.Т.Мустафаев // Вопр. техн. и технол. подгот. газа. – Баку, 1988. – С. 29 – 37.
- 2 Технологическая инструкция на приготовление и применение комплексного ингибитора. – ХПИ им. В.И.Ленина, 1988. – 125 с.
- 3 А.с. 1567762 СССР, МКИ<sup>4</sup> Е 21 В 43/00. Пенообразующий состав для удаления жидкостей из скважины / Балакирев Ю.А., Бернадинер М.Г., Власенко И.Г., Волошин В.С., Гнатюк А.М., Кись О.Н., Мамедов Ф.С., Ремизов Ю.В. – № 4136575 / 23 – 03 ; Заявл. 20.10.86, Опубл. 30.05.90, Бюл. № 20.
- 4 Васильченко А.А. Комплект ингибиторов коррозии / А.А.Васильченко, М.В.Боровик // Науч.-техн. сб. – 1996. – № 11 – 12. – С. 67 – 68. Сер. Геол., бурение, разраб. и эксплуат. газ. и газоконденсат. месторожд. на суше и на шельфе.
- 5 Красилов А.М. Исследование влияния ингибитора коррозии ИКИПГ на коррозию стали СТ 20 при совместном воздействии температуры, концентрации хлористого натрия и парциального давления углекислоты в двухфазных динамических средах / А.М.Красилов, В.Р.Везирова // Вопр. техн. и технол. подгот. газа. – 1988. – С. 52 – 60.
- 6 Кемхадзе Т.В. Сравнительные испытания ингибиторов коррозии применительно к условиям Карачаганакского газоконденсатного месторождения / Т.В.Кемхадзе, Н.Е.Легозин // Вопр. техн. трансп. газа. – М., 1988. – С. 160 – 168.
- 7 А.с. 1543052 СССР, МКИ<sup>4</sup> Е 21 В 37/06, С 09 К 3/00, С 23 Р 11/08. Состав для обработки обводнённых пластовых флюидов / Лялина Л.Б., Исаев М.Г., Южанинов П.М., Черкасов А.Д., Рунец С.А. ; Перм. к-и. и проект. ин-т нефт. пром-сти. – № 4298497/23-03; Заявл. 08.07.87 ; Опубл. 15.02.90, Бюл. № 6.

8 Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен / [Р.Ф.Габдуллин, Р.Р.Мусин, Ю.В.Антипин и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 102 – 105.

9 Дмитренко В.И. Комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии на основе бишофита / В.И. Дмитренко, И.Г. Зезекало, О.А. Иванкив // Тези науково-технічної конференції [“Наука, техніка і технологія в розвитку пошуків і видобутку вуглеводнів на суші і морі” GEOPETROL – 2008.]. – 2008. – (Краків, Закопане 15 – 18.09.2008 р.). – Краків. – С. 967 – 972.

10 Петришак В.С. Совершенствование технологии эксплуатации обводнённых газовых скважин в условиях солеотложений и сероводородной коррозии газопромыслового оборудования (на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения): дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. (05.15.06 – Скважинная разработка нефтегазовых месторождений). – Ивано-Франковск, 1986.

11 А.с 314822 СССР. МПК С 23f 11/16. Состав для предотвращения образования гидратов / С.Ф.Гудков, Т.В.Кемхадзе, Н.Е.Легезин, Е.В.Дергобузова, В.П.Афанасьев, В.А.Хорошилов, В.А.Швец, В.Х.Окунев и Э.Б.Бухгалтер. – № 1360719/22-3; Заявл. 15.09.69 ; Оpubл. 21.09.71, Бюл. № 28.

12 Кондрат Р.М. Розробка комплексного інгібітора для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. / [Р.М.Кондрат, М.О.Псюк, Я.Д.Климишин та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – 2002 – № 4. – С. 76 – 77.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
04.10.10  
Рекомендована до друку професором  
Р. М. Кондратом*