

УДК 622.279.5

РОЗРОБКА КОМПЛЕКСНОГО ІНГІБІТОРА ДЛЯ БОРОТЬБИ З УСКЛАДНЕННЯМИ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М.Кондрат, М.О.Псюк, Я.Д.Климишин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42139
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

І.В.Копач, С.В.Мацюк

НГВУ "Полтаванафтогаз", 36020, м. Полтава, вул. Монастирська, 12, тел. (05322) 74591

Проанализированы данные об осложнениях, возникающих при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин НГДУ "Полтавананфтогаз". Подобраны 8 композиций комплексного ингибитора с наилучшими пенообразующими и ингибирующими свойствами. Среди подобранных композиций в качестве комплексного ингибитора выбрано состав с оптимальными свойствами и концентрациями компонентов.

The data about complications during exploitation of gas and gas condensate wells of oil and gas production enterprise "Poltavananfotogaz" have been analyzed. 8 compositions of complex inhibitor with the best foam generating and inhibiting qualities have been selected. As complex inhibitor among selected compositions the one with optimum qualities and concentrations of the components has been chosen.

Видобування газу і вуглеводневого конденсату з родовищ НГВУ "Полтаванафтогаз" здебільшого ускладнюється гідратуутворенням і солевідкладеннями в насосно-компресорних трубах (НКТ) та шлейфах свердловин, обводненням свердловин пластовими водами та корозією газопромислового обладнання. Так, за даними за жовтень 2001 р. фактично весь діючий фонд свердловин охоплений обробками інгібіторами корозії. На багатьох свердловинах має місце гідратуутворення в НКТ (№№ 2, 105, 106 Рудівського, №№ 2, 4, 5, 7, 9 Червонозаводського, № 12 Свиридівського, № 50, 63 Харківцівського родовищ та ін.). На свердловинах Глинсько-Розбишівського, Червонолуцького, Червонозаводського, Клиньсько-Краснознаменського, Харківцівського та Свиридівського родовищ гідрати утворюються в шлейфах. Більшість газових і газоконденсатних свердловин НГВУ "Полтаванафтогаз" мають дебіти газу, що є меншими від мінімально необхідного дебіту для стійкого винесення рідини з вибою. На свердловинах Рудівського родовища (№№ 103, 105, 106, 111 та ін.) мають місце солевідкладення. Як свідчить промислова практика, серед відомих методів боротьби з ускладненнями найбільше розповсюджені хімічні методи, які полягають у використанні різних хімічних речовин та їх сумішей. Одним із шляхів вирішення проблеми підвищення продуктивності газових і газоконденсатних свердловин в умовах одночасного прояву декількох ускладнень на одній свердловині є застосування комплексного інгібітору з властивостями інгібіторів корозії, гідратуутворення, солевідкладення і спінювача пластової рідини.

З метою розробки комплексного інгібітору проведені лабораторні дослідження з метою визначення піноутворюючих характеристик різних поверхнево-активних речовин (ПАР),

ступеня захисту інгібіторів корозії та солевідкладення, визначення взаємного впливу інгібіторів корозії, солевідкладення, гідратуутворення і ПАР на їх характеристики та підбору складників комплексного інгібітору.

В лабораторних дослідженнях використовувались такі хімічні речовини: спінюючі ПАР пінол, неонол АФ 09-10, неонол АФ 09-12, пропінол Б-400, савенол SWP, савенол NWP, препарат ОС-20, "Полонина-2", 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 проводились з мінералізованою водою з вмістом NaCl 100 г/л.

За результатами лабораторних досліджень підібрано 8 можливих композицій комплексного інгібітору, які характеризуються найкращими піноутворюючими і інгібуючими властивостями і мають такий масовий вміст 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;

№ 6 — 0,25% савенолу SWP + 0,2% СНПХ-5314 + 15% метанолу;

№ 7 — 0,5% таріну + 0,1% пінолу + 0,1% "Коразол-1" + 20% метанолу;

№ 8 — 0,7% катапіну А + 0,25% пінолу + 0,2% поліакрилату натрію + 15% метанолу.

На рис. 1-3 наведені діаграми для вибору оптимальної композиції комплексного інгібітору відповідно за піноутворюючими властивостями, ступенем захисту від корозії і ступенем зменшення інтенсивності солевідкладення.

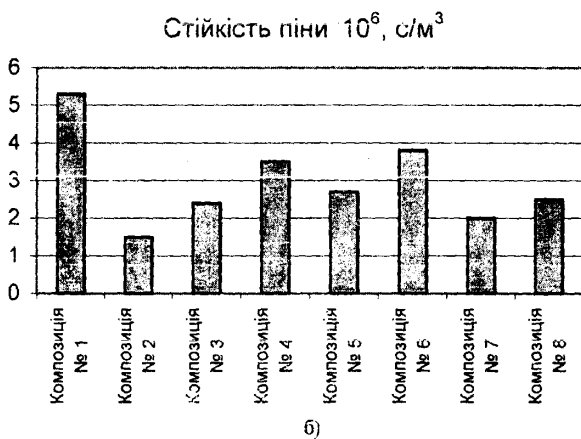
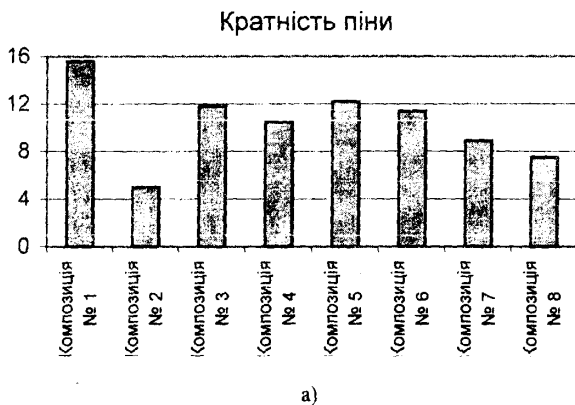


Рисунок 1 — Діаграми для вибору оптимальної композиції комплексного інгібітору, приготованого на мінералізованій воді, за піноутворюючими властивостями (кратністю (а) і стійкістю піни (б))



Рисунок 2 — Діаграма для вибору оптимальної композиції комплексного інгібітору, приготованого на мінералізованій воді, за ступенем захисту від корозії на зразках-свідках зі сталі Р-110

Ступінь зменшення інтенсивності солевідкладення, %

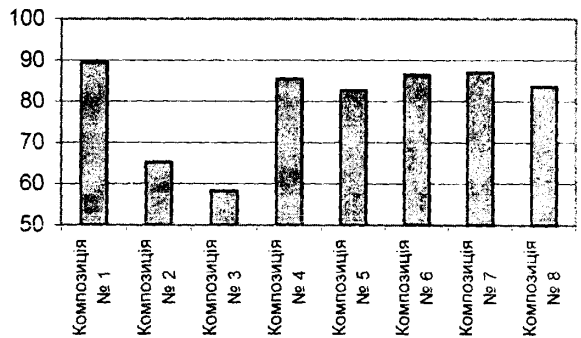


Рисунок 3 — Діаграма для вибору оптимальної композиції комплексного інгібітору, приготованого на мінералізованій воді, за ступенем зменшення інтенсивності солевідкладення

При остаточному виборі оптимальної концентрації комплексного інгібітору враховувались такі критерії:

- високі значення піноутворюючих властивостей – кратності і стійкості піни;
- високе значення ступеня захисту від корозії;
- високе значення ступеня зменшення інтенсивності солевідкладення;
- якнайменші концентрації окремих складників комплексного інгібітору з метою його здешевлення за умови високої технологічної ефективності.

На підставі цих критеріїв і експериментальних даних (рис. 1-3) зроблено висновок про те, що найкращими властивостями володіє композиція № 1 — 0,05% мас. “Коразол-1” + 0,5% мас. савенолу SWP + 20% мас. метанолу, яку і вибрано як комплексний інгібітор.