

## ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИБОРУ ІНГІБИТОРА ДЛЯ БОРОТЬБИ ІЗ СОЛЕВІДКЛАДЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

*Р.М.Кондрат, О.Р.Кондрат, Я.Д.Климишин*

*ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

*Приведена методика и результаты лабораторных исследований эффективности применения ингибиторов СНПХ-5314, коразол-1, полиакрилата натрия, савенала SWP и КТИ-С для предотвращения выпадения с перенасыщенных водных растворов карбоната кальция. Обосновано применение для борьбы с отложениями солей ингибитора СНПХ-5314.*

*The methods and results of laboratory investigations of effective application of SNPH-5314 inhibitor, corasol-1, polyacrylate natrium, savenol NWP and KTI-S for prevention of calcium carbonate settling-out from aqueous solution have been presented. The application of SNPH-5314 inhibitor for scales control has been proved.*

Експлуатація обводнених газових і газоконденсатних свердловин часто ускладнюється солевідкладеннями у привибійній зоні пласта, в насосно-компресорних трубах (НКТ) та експлуатаційній колоні нижче башмака НКТ. Солевідкладення, зокрема, мають місце у газоконденсатних свердловинах верхньовізейських покладів Рудівсько-Червонозаводського, Луценківського, Свиридівського та Андріяшівського родовищ НГВУ „Полтаванафтогаз”.

За результатами аналізу відкладень солей із свердловин 101, 102, 103, 105, 109 Рудівсько-Червонозаводського родовища, виконаних лабораторією НГВУ „Полтаванафтогаз”, вони мають такий усереднений склад, % мас.:  $\text{FeCO}_3$  – 3,18;  $\text{CaCO}_3$  – 40,52;  $\text{CaSO}_4$  – 55,35, тобто представлені в основному карбонатом і сульфатом кальцію. Сольові відкладення у технічній воді температурою 70°C розчиняються слабо, а у метанолі та розчині хлористого кальцію взагалі не розчиняються. У 5%-ній фосфорній кислоті розчиняється 57,03% сольових відкладень, а у 10%-ній – 62,83%. У 4%-ному розчині соляної кислоти сольові відкладення розчиняються повністю через 2 години, у 6%-ному розчині – через 0,5 години, у 8%-ному та 12%-ному розчинах сольові відкладення розчиняються практично моментально.

Основними причинами солевідкладень є дегазація води з переходом двооксиду вуглецю з води в газову фазу при зниженні тиску; зміна термобаричних умов вздовж шляху руху газорідного потоку, випаровування води під час змішування пластової води з газом, який недонасичений вологою [1-13]. Іншими причинами солевідкладень можуть бути: змішування у видобувних свердловинах пластових вод різного складу з різних горизонтів; змішування пластової води з метанолом; змішування пластової води з деякими синтезованими хімічними з'єднаннями, що використовуються під час оброблень свердловин. Для умов верхньовізейських покладів родовищ НГВУ „Полтаванафтогаз” однією з причин солевідкладень може бути

розчинення у пластових водах карбонатних складових породи. Згідно з результатами дослідження зразка шламу з породовловлювача свердловини 105 Рудівсько-Червонозаводського родовища (інтервал перфорації 4767-4775 м), зразок складений в основному з уламків вапняку, алевроліту, кварцу та азбесту.

Основним методом боротьби із солевідкладеннями, який часто застосовується на нафтогазовидобувних підприємствах, є ліквідація відкладень солей у привибійній зоні пласта, експлуатаційній колоні і НКТ з допомогою хімічних реагентів. В умовах переважаючого вмісту в солях карбонату кальцію використовуються метод розчинення солевідкладень кислотними розчинами.

Ліквідація сольових відкладень кислотними розчинами вимагає залучення значних коштів, є трудомісткою операцією, супроводжується корозією обладнання, призводить до втрат у видобутку газу і вуглеводневого конденсату та не запобігає солевідкладенням. Через певний період часу потрібно проводити повторні кислотні обробки свердловин.

Ефективнішим напрямом боротьби із солевідкладеннями є попередження відкладання з води солей на поверхні породи, стінках експлуатаційної колоні та НКТ. Як свідчить промисловий досвід, відкладення солей простіше і дешевше попередити, ніж потім видаляти.

Ефективна боротьба із солевідкладеннями можлива за умови детального вивчення в кожному конкретному випадку причин утворення відкладень солей і застосування радикальних методів з їх попередження. Відомі безреагентні і реагентні методи попередження солевідкладень. Безреагентні методи в основному застосовуються в теплоенергетиці для попередження солевідкладень на теплопередавальних поверхнях труб теплообмінних апаратів і парових котлів [14]. Із безреагентних фізичних методів попередження солевідкладень застосовуються магнітогідродинамічний і ультразвуковий, а також метод струмів високої частоти. У вітчиз-

няній і зарубіжній енергетиці найбільше поширені магнітогідродинамічний та ультразвуковий методи. За дослідними даними після накладання магнітного поля концентрація у воді розчинених солей практично не змінюється, а замість твердого осаду на стінках труб відкладаються солі жорсткості у вигляді тонкодисперсного шламу, який легко видаляється. Проте, до цього часу не повністю розкрито фізичну суть впливу магнітного поля на солевідкладення, спостерігається недостатнє відтворення результатів оброблення води магнітним полем, відсутні надійні та оперативні методи контролю та оцінки ефективності процесу. У випадку з використанням високочастотних механічних (ультразвукових) коливань для боротьби із солевідкладеннями отримують більш однозначні відтворені результати. Формування в металічних конструкціях теплоагрегатів високочастотних механічних імпульсів призводить до руйнування шару сольових відкладень на поверхні труб і сприяє попередженню нових. Особливістю імпульсно-хвильової технології попередження солевідкладень є створення мікротурбулентних потоків рідини біля стінок труби. Ультразвукова установка „Імпульс” для попередження солевідкладень в теплообмінних апаратах впроваджена на родовищах природних газів північних районів Російської Федерації [14].

Безреагентні методи попередження солевідкладень вимагають наявності відповідного устаткування та його постійного обслуговування і не можуть бути використані для боротьби із солевідкладеннями в привибійній зоні пласта і НКТ. Більш ефективним і простим в реалізації є реагентний метод попередження солевідкладень у свердловинах за допомогою інгібіторів солевідкладень. Багаторічний вітчизняний і світовий досвід використання хімічних реагентів-інгібіторів для попередження відкладання неорганічних солей свідчить про його економічну доцільність. Перевага реагентного методу боротьби із солевідкладеннями полягає ще і в тому, що у разі необхідності інгібітори солевідкладень можна вводити в свердловину чи одночасно з інгібіторами корозії, гідратуутворення та спінювачем пластової рідини, або застосовувати окремі хімічні реагенти-інгібітори, що володіють багатофункціональними властивостями. Тим самим комплексно вирішується проблема боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації свердловин.

Аналіз сольових відкладень і продуктів корозії, що утворюються у свердловинах на родовищах ВО „Юганскнефть”, свідчить, що процеси солевідкладень і корозії під час експлуатації обводнених свердловин взаємопов'язані [15].

Варто зауважити, що як солезахисними, так і корозійнозахисними властивостями володіє багато хімічних реагентів, які самі по собі не є інгібіторами і використовуються в інших областях нафтогазовидобування. Але, у разі їх поєднання в композитну систему проявляється синергетичний ефект і висока інгібіторна здатність.

При правильному виборі інгібітора і відповідній технології його застосування можна забезпечити технологічно повне попередження відкладень неорганічних солей на всьому шляху руху продукції свердловин – від вибою до установок комплексного підготовляння газу.

В результаті застосування інгібіторів солевідкладень можна не тільки попередити, а, в окремих випадках, навіть ліквідувати відкладень солей.

Вітчизняними і зарубіжними підприємствами випускається велика кількість інгібіторів солевідкладень різних марок: АЗОЛ 1001, 1014, 1015, 1016, 1019, 3010, 3020, 5010, А, Б; СНПХ – 5301 М; 5311; 5312; ПАФ-13А; ХПС-001; ХПС-005; НТФ; ОЭДФ; ИС 2139; КТИ-С; ІСБ; ДПФ; ІСТ-1; поліакрилат натрію; CY-GUARD 382, 294, 269; CRODAX AW-80; CRODAX-IN 300, 320; SERVO UCA 314, 367; DANOX SGAL-1С, 3С, 4С, 5С; Нарлекс Д-54, Нарлекс ЛД-54 та інші. Для боротьби із солевідкладеннями потрібно вибирати інгібітори, які були б дешевими, доступними і характерні зувались високими захисними властивостями.

З метою вибору ефективного інгібітора солевідкладень для попередження випадання з водних розчинів карбонату кальцію стосовно до умов експлуатації газоконденсатних свердловин верхньовізейських покладів родовищ НГВУ „Полтаванафтогаз” в ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень з різними інгібіторами солевідкладень.

Досліді проводились з перенасиченими водними розчинами карбонату кальцію в дистильованій воді за такою методикою.

Насипають у колбу негашене вапно (СаО), доливають дистильованої води і дають відстоятися. Через вапняну воду пропускають вуглекислий газ (СО<sub>2</sub>). В результаті реакції отримують карбонат кальцію (СаСО<sub>3</sub>) – мутний розчин. При подальшому пропусканні через розчин вуглекислого газу отримують гідрокарбонат кальцію (Са(НСО<sub>3</sub>)<sub>2</sub>) – прозорий розчин. Отриманий розчин заливають у пробірки й опускають в них зразки із сітки з нержавіючої сталі 18хН9Т з коміркою 47 мкм. Зразки виготовляють у вигляді пластинок прямокутної форми 50х12х0,15 мм, які скручують у трубочки. Визначають площу поверхні зразків та їх масу до досліді. Витримують зразки в пробірках з розчином у печі за температури 80°С впродовж 24 годин. Під час підвищення температури гідрокарбонат кальцію розкладається з утворенням карбонату кальцію, який випадає в осад, в тому числі і на зразки із сітки. Наприкінці досліді обережно виймають зразки з пробірок, промивають, висушують їх і повторно зважують.

Для оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень у пробірки з робочим розчином додають різні кількості досліджуваного інгібітора.

Ефективність інгібітора солевідкладень оцінюють за ступенем захисту від солевідкладень  $Z_c$ , який визначають за формулою

$$Z_c = \frac{V_{Co} - V_{Ci}}{V_{Co}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

де:  $V_{Co}$  – швидкість відкладання солей на зразках в неінгібованому середовищі, г/(м<sup>2</sup> год);

$V_{Ci}$  – швидкість відкладання солей на зразках в інгібованому середовищі, г/(м<sup>2</sup> год).

Швидкість відкладання солей на зразках визначають за формулою

$$V_c = \frac{m_2 - m_1}{s \cdot \tau}, \quad (2)$$

де:  $m_1, m_2$  – маса зразка відповідно до і після проведення досліду, г;

$s$  – площа поверхні зразка, м<sup>2</sup>;

$\tau$  – тривалість проведення досліду, год.

Досліди проводились з неінгібованим робочим розчином і з додаванням до робочого розчину таких реагентів: СНПХ-5314, коразол-1, поліакрилат натрію, савенол SWP, КТІ-С.

Інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 призначений для попередження відкладання у привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин оксидів та гідрооксидів заліза і карбонатів кальцію. За зовнішнім виглядом він являє собою однорідну рідину зеленувато-коричневого чи коричневого кольору. Температура застигання не перевищує мінус 35<sup>0</sup>С, водневий показник рН змінюється в межах 5,5-8. Інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 попереджує зародження і ріст кристалів солей і, тим самим, накопичення їх на твердій поверхні. Інгібітор СНПХ-5314 вибухобезпечний, важкогорючий, добре розчиняється у воді, стабільний, не впливає негативно на якість нафтопродуктів у процесі їх видобування, транспортування і переробки. Випускається ВАТ „НИИ НЕФТЕПРОМХИМ” (Російська Федерація, Татарстан, м. Казань).

Реагенти коразол-1, савенол SWP, поліакрилат натрію, випускаються Івано-Франківським ВАТ „Барва”.

Інгібітор кислотної корозії коразол-1 є одночасно інгібітором солевідкладень і спінювачем пластової рідини. Він містить поверхнево-активну речовину (ПАР), регулятор розчинності і воду, добре розчиняється у воді. Завдяки адсорбції поверхнево-активної речовини, що входить до складу інгібітора на поверхні металу утворюється гідрофобний шар, який перешкоджає взаємодії агресивних компонентів свердловинної продукції з металом.

Савенол SWP – це суміш гідратованих неіоногенних ПАР, поєднується з аніоно-активними, катіоно-активними та амфотерними ПАР, добре розчиняється у воді, не розчиняється у вуглеводневих рідинах, характеризується високим ступенем адсорбції на твердій поверхні, може використовуватись як спінювач пластової рідини (води і конденсатоводяних емульсій).

Поліакрилат натрію і КТІ-С є інгібіторами солевідкладень.

На рис. 1 зображено узагальнюючу залежність ступеня захисту від солевідкладень від масового вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314. Вона отримана за результатами численних повторних дослідів за описаною методикою. Згідно з дослідними даними за масового вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 понад 0,1% ступінь захисту від со-

левідкладень перевищує 70%, а за вмісту інгібітора понад 0,5% мас. – перевищує 90%, а у разі подальшого збільшення вмісту інгібітора СНПХ-5314 в робочому розчині ступінь захисту від солевідкладень змінюється мало.

Інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 характеризується найкращими захисними властивостями від випадання з води солей карбонату кальцію порівняно з іншими дослідженими хімічними речовинами (рис. 2). В порядку зменшення ступеня захисту від солевідкладень досліджені інгібітори розташовуються в такому порядку: СНПХ-5314, КТІ-С, коразол-1, савенол SWP і поліакрилат натрію. СНПХ-5314 і КТІ-С мають близькі значення ступеня захисту від солевідкладень, дещо нижчі – в коразолу-1, найменші – в савенолу SWP і поліакрилату натрію. За концентрації в робочому розчині до 0,25% мас. савенол SWP володіє кращими солезакхисними властивостями порівняно з поліакрилатом натрію, а за вищих концентрацій вони забезпечують практично однакову ступінь захисту від солевідкладень.

Таким чином, найкращими захисними властивостями від солевідкладень володіє інгібітор СНПХ-5314. Інгібітори солевідкладень марки СНПХ успішно використовуються на нафтогазовидобувних підприємствах Урало-Поволжжя, Західного Сибіру, Ставропольського краю Російської Федерації [8, 16, 17].

Варто зазначити, що вибрана методика досліджень дає якісні результати і дає можливість вибрати найкращий інгібітор солевідкладень з досліджених та оцінити вплив на процес солевідкладень різних чинників. За результатами виконаних досліджень оптимальна концентрація інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у воді, що виноситься із свердловин, становить 0,25-0,5% мас. Наведене значення оптимальної концентрації інгібітора СНПХ-5314 вимагає уточнення за результатами промислових випробувань, оскільки в лабораторних дослідженнях не повністю моделювались реальні геолого-промислові умови.

### Література

- 1 Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
- 2 Ахметов А.Н., Гриценко А.И., Гафаров Н.А. Методы борьбы с солеотложениями на Оренбургском месторождении // Обзорн. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, вып. 2. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – 43 с.
- 3 Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. – М.: Недра, 1991. – 384 с.
- 4 Исследование минерального состава и причин отложения солей в нефтепромысловом оборудовании / Р.Г.Галеев, Р.Н.Дияшев, Ф.М.Саттарова, С.С.Потапова // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №6. – С.44-45.

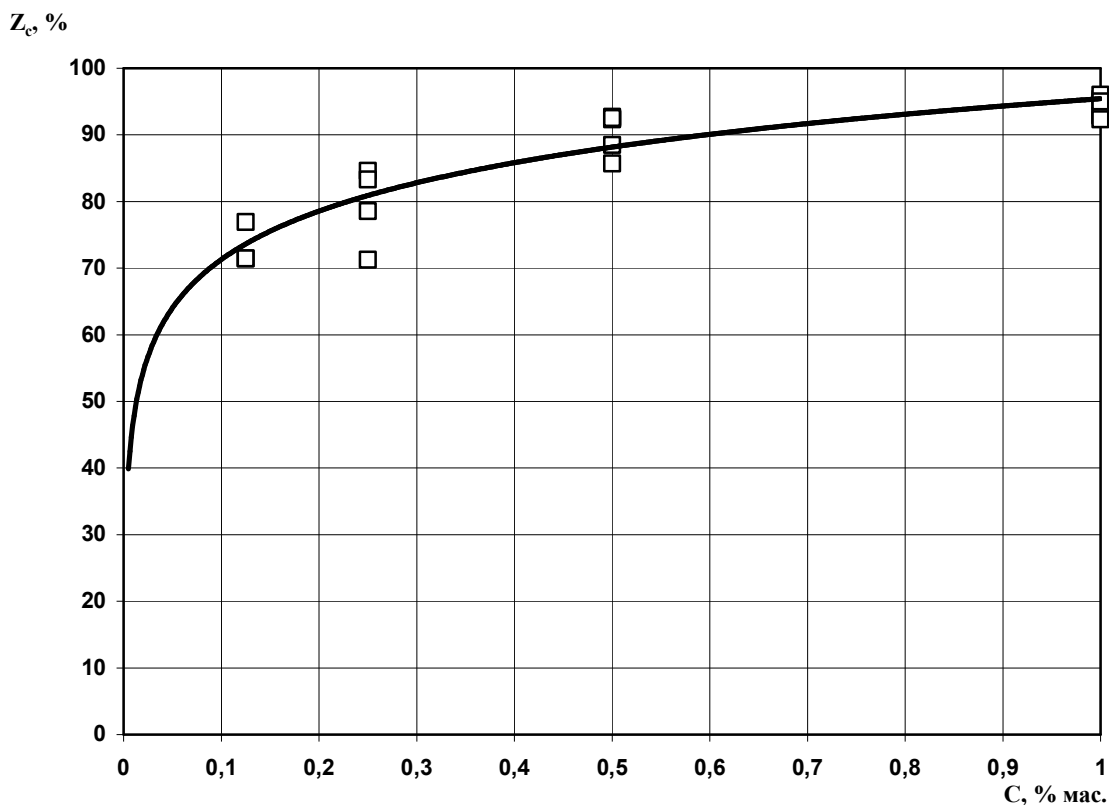


Рисунок 1 — Залежність ступеня захисту від солевідкладень від масового вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314

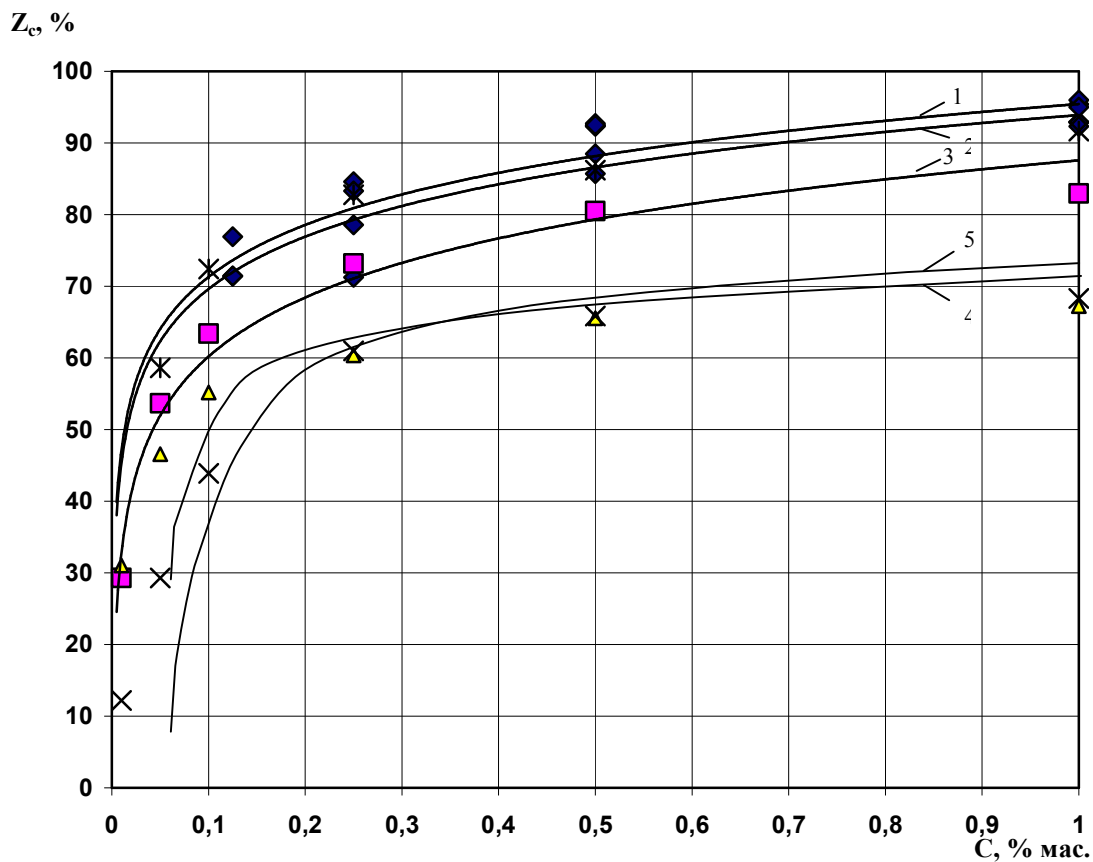


Рисунок 2 — Залежність ступеня захисту від солевідкладень від масового вмісту в робочому розчині реагентів СНПХ-5314 (1), КТІ-С (2), Коразолу (3), савенолу SWP (4), поліакрилату натрію (5)

5 Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие. – М.: Изд-во „Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2001. – 134 с.

6 Кашавцев В.Е. Компьютерное моделирование прогнозных оценок отложения солей при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №12. – С.73-75.

7 Кашавцев В.Е. Солеобразования при смешении вод в процессе разработки залежей нефти месторождений морского шельфа Вьетнама // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №1. – С.36-37.

8 Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С. Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №6. – С.82-84.

9 Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах / А.Ш.Сиртланов, Р.А.Фасхутдинов, Ф.Д.Шайдуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №4. – С.59-61.

10 Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии / А.Г.Перекупка, О.С.Елизарова, А.А.Машошина, Э.П.Мингалева // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №3. – С.84-85.

11 Опыт и перспективы ингибирования солеотложений на месторождениях ОАО „Юганскнефтегаз” / А.И.Семеновых, Д.В.Маркелов, В.В.Рагулин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №8. – С.94-97.

2 Нуршаханова Л.К., Закенов С.Т. Анализ мероприятий по борьбе с солеотложениями при эксплуатации скважин месторождения Узень // Нефтепромысловое дело. – 2004. – №5. – С.30-32.

13 Ким В.К. Прогнозирование солеобразования и коррозионной активности попутно добываемых вод // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №2. – С.20-21.

14 Болотов А.А., Лазарев Г.А., Студиев В.П. Импульсно-волновая технология предупреждения солеотложений в теплообменных аппаратах // Газовая промышленность. – 2006. – №2. – С.83-85.

15 Потапов С.С., Кузнецов Н.П. Взаимосвязь процессов солеотложения и коррозии при добыче обводненной нефти // Нефтяное хозяйство. – 1990. – №8. – С.59-60.

16 Применение ингибитора солеотложений СНПХ-5301 М / Н.В.Бикчантаева, И.В.Алешкина, Т.Н.Колтышева и др. // Нефтепромысловое оборудование. – 1998. – №6. – С.45-46.

17 Бикчантаева Н.В., Монахова Н.В., Алешкина И.В. Исследование свойств нового ингибитора солеотложений СНПХ-5312 (марок С и Т) // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С.39-40.

УДК 621.64.029

## МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ СТВОРЕНОГО ГАЗОПРОВОДОМ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В ҐРУНТІ

<sup>1</sup>Ф.І.Стоцький, <sup>1</sup>Т.Ф.Тутко, <sup>1</sup>Я.В.Грудз, <sup>2</sup>А.В.Дацюк

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,  
e-mail: kpubli@nuing.edu.ua

<sup>2</sup>ДК “Укртрансгаз”, 04053, м. Київ, Кловський узвіз, 9/1, тел. (044) 4612111  
e-mail: adatsuk.utg@naftogaz.net

*Предлагается нестационарная математическая модель распространения тепла в окружающей среде (грунте) от теплового источника газопровода.*

*The mathematical unstationary model of heat exchange of gas pipeline is developed with an environment in the 2-D spays raising, the method of its realization is offered.*

Магістральний газопровід, як складну енергетичну систему, можна представити у вигляді послідовно з'єднаних ланок: компресорних станцій, на яких газовий потік отримує природну енергію, і лінійних ділянок, на яких ця енергія витрачається для забезпечення певного обсягу перекачування газу.

Як відомо, повна енергія потоку газу складається з потенціальної, кінетичної і внутрішньої енергій. На компресорній станції газовий

потік одержує порцію потенціальної енергії, яка під час руху по лінійній ділянці перетворюється в кінетичну (лінійна швидкість газу зростає по довжині ділянки) і за рахунок роботи сил тертя переходить у внутрішню, зовнішню мірою якої є температура газу. Отже температура газу повинна б зростати по довжині лінійної ділянки. Однак за рахунок розширення газу (ефект Джоуля-Томпсона) і теплообміну із зовнішнім середовищем відбувається розсіювання