

# Наука — виробництву

УДК 622.276.6

## ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОМІНЕРАЛІЗОВАНИХ ПЛАСТОВИХ ВОД ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ В ПРОЦЕСІ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ НА СВЕРДЛОВИНАХ ВИДОБУВНОГО ФОНДУ

В.І. Дмитренко<sup>1</sup>, І.Г. Зезекало<sup>2</sup>, В.М. Орловський<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Полтавський університет економіки і торгівлі; 36014, м. Полтава, вул. Ковалю, 3; тел. (05322) 21687; e-mail: puskuchem@mail.ru

<sup>2</sup>Спілка наукових та інженерно-технічних фахівців «Прометей»; 36003, м. Полтава, пл. Незалежності, 20; тел. (0532) 508385

<sup>3</sup>Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка; 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24

Проаналізовано дані про інгібітори гідратування з ускладненнями, які виникають внаслідок їх використання. Розглянуто можливість використання високомінералізованих пластових вод для попередження гідратування на газоконденсатних родовищах. Викладено результати розрахунку антигідратних властивостей пластової води Західно-Радченківського газоконденсатного родовища. За результатами промислових випробувань показано ефективність використання пластових вод для попередження гідратування в системі підготовки газу на Західно-Радченківському газоконденсатному родовищі. Результати промислових випробувань підтвердили ефективність застосування пластової води родовища для попередження утворення гідратів.

Ключові слова: гідратування, інгібітор, інгібіторний захист, природний газ, пластова вода, газові гідрати.

Проанализированы данные по ингибиторам гидратообразования с осложнениями, возникающими при их использовании. Рассмотрена возможность использования высокоминерализованных пластовых вод с целью предупреждения гидратообразования на газоконденсатных месторождениях. Изложены результаты расчета антигидратных свойств пластовой воды Западно-Радченковского газоконденсатного месторождения. По результатам промышленных испытаний показана эффективность использования пластовых вод для предупреждения гидратообразования в системе подготовки газа на Западно-Радченковском газоконденсатном месторождении. Результаты промышленных испытаний подтвердили эффективность применения пластовой воды месторождения для предупреждения образования гидратов.

Ключевые слова: гидратообразования, ингибитор, ингибиторная защита, природный газ, пластовая вода, газовые гидраты.

The article analyzes the data on hydrate formation inhibitors with complications that arise as a result of their utilization. The possibility of utilizing the highly mineralized formation waters for prevention of hydrate formation in the gas and gas-condensate fields is considered. The results of calculation of the formation water anti-hydrate properties of the Zakhidno-Radchenkivske gas-condensate field are provided. The efficiency of formation water utilization for prevention of hydrate formation in the gas treatment system in the Zakhidno-Radchenkivske gas-condensate field is shown on the basis of the field tests results. The efficiency of the field formation water utilization for prevention of hydrate formation is confirmed by the field tests results.

Key words: hydrate formation, inhibitor, inhibitor protection, natural gas, formation water, gas hydrates.

**Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями.** З проблемою гідратування у процесах видобування та

підготовки вуглеводневої сировини стикаються нафтові і газові компанії в різних регіонах світу, у тому числі і в умовах Східного нафтогазопромислового регіону України [1, 2, 6].

Гідратоутворення призводить до різних ускладнень, пов'язаних з випаданням у трубопроводах твердих кристалічних речовин, які перешкоджають рухові газу. Проведення робіт з ліквідації цих ускладнень різко збільшує вартість вуглеводневої сировини та знижує ефективність робіт [1, 2, 6]. Найнеприємніша властивість гідратів – їх здатність утворюватися при температурі, що значно перевищує нуль градусів. Гідрати утворюються на всьому шляху газу – від вибою свердловини до пунктів збирання газу. При цьому утворюються гідратні пробки, які частково або повністю перекривають переріз труб і викликають серйозні ускладнення під час видобування та транспортування газу. Навіть незначні порушення термобаричного режиму в трубопроводі можуть призвести до тампонування його гідратами [1, 2]. Тому проблема розроблення ефективних методів попередження процесів гідратоутворення в газопромисловому обладнанні є актуальною.

**Аналіз останніх досліджень, у яких започатковано вирішення проблеми.** Серед існуючих способів попередження утворення газових гідратів застосування хімічних реагентів є технологічно і економічно виправданим.

В останні роки проведено чимало досліджень інгібіторів гідратоутворення низького дозування (ІГНД) [2, 3, 4, 6] для попередження гідратоутворення: кінетичні та антиагломератні інгібітори. Як кінетичні інгібітори гідратоутворення низького дозування використовують полімери, серед яких найбільш широко досліджені сполуки, подібні до полівінілпіролідону, полівінілкапролактаму, поліетиленоксиду. Нині проводяться дослідження добавок, які б виявляли синергетичну дію з кінетичними інгібіторами [14]. Механізм інгібуючої дії цих речовин дотепер залишається до кінця не вивченим [6, 7]. За даними [5], кінетичні інгібітори гідратоутворення затримують зародження і ріст гідратів протягом певного часу, впливають на рівноважні умови гідратоутворення і створюють зону гідратної стабільності.

За даними Fu S.B. і співавторів, застосування цих інгібіторів дає змогу знизити температуру гідратоутворення на 11 °С при масовій частці інгібітору менше 0,3 %. Однак, деякі компанії, такі як «Ексон-Налко» (Exxon-Nalco), проводили експерименти з інгібіторами цього типу в експлуатаційних умовах і досі не знайшли їх ніякого практичного застосування в газовій промисловості [7].

Альтернативою кінетичних інгібіторів є антиагломератні агенти – поверхнево-активні речовини (сурфоктанти) [8, 9]. Дані дослідників [8-10] свідчать, що добавки ПАР у концентраціях 0,1 % не змінюють рівноважні умови утворення гідратів. Але в їх присутності в сотні разів зростає швидкість росту гідратів на стадії масової кристалізації та утворюються пористі гідрати.

За даними [6], кінетичні інгібітори та їх комплексні суміші не достатньо активні для

широкого використання. В інших роботах зазначається, що інгібітори низького дозування успішно застосовуються в нафтогазовій галузі [8].

Перевагою ІГНД є те, що використовуються їх розчини з масовою часткою інгібітору 0,3-0,5 % порівняно з 10-60 % концентраціями, необхідними для звичайних термодинамічних інгібіторів. Проте промислове застосування ІГНЗ в Україні обмежує їх висока вартість і сумнівна ефективність.

Термодинамічні інгібітори гідратоутворення є досить важливими та крупнотонажними реагентами нафтогазової промисловості. За темпами використання вони продовжують посідати одне з провідних місць серед інших інгібіторів гідратоутворення. Дія інгібіторів ґрунтується на тому, що при їх використанні відбувається зміна структурних параметрів води, зниження тиску пари води, що спричиняє зміну умов гідратоутворення, сприяє попередженню утворення та руйнуванню гідратних відкладів.

Під час промислового видобування та підготовки газу до транспортування як термодинамічні інгібітори гідратоутворення здебільшого використовуються спирти, гліколі та електроліти [1, 6, 11]. Розглянемо їх основні переваги та недоліки.

Широке використання метанолу як інгібітора гідратоутворення пояснюється такими причинами: метанол має високу антигідратну активність, низьку температуру замерзання, малу в'язкість, малорозчинність у нестабільному конденсаті. Основним недоліком метанолу є його висока токсичність, вибухо- і пожежонебезпечність. Крім того, низька температура кипіння і велика леткість призводить до значних втрат метанолу в системі промислового підготовки газу до транспортування. Використання метанолу є джерелом забруднення довілля [1, 2, 12].

В умовах промислового оброблення газу як осушувач та інгібітор гідратоутворення також застосовують гліколі: етиленгліколь (ЕГ), діетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ), поліпропіленгліколь (ППГ). Основні властивості гліколів розглянуті в роботах [1, 13]. Позитивною їх властивістю є невелика розчинність у газовій фазі, детально розроблені системи регенерації відпрацьованого розчину.

Недоліками гліколів порівняно з метанолом та кальцій хлоридом є те, що вони менш ефективно знижують температуру гідратоутворення, досить вартісні, викликають технологічні труднощі під час розділення емульсії гліколів із нестабільним конденсатом, мають високу в'язкість і порівняно високу температуру кристалізації. При великій швидкості газу гліколі іноді утворюють піну й емульсії [11, 13].

Нині спостерігається тенденція повернення до використання як інгібіторів гідратоутворення розчинів електролітів [14].

Ф.К. Андрущенко, В.П. Васильченко, В.І. Шагайденко дають оцінку електроліту з точки зору антигідратної ефективності, що базується на порівнянні міцності зв'язування його

іонів і молекул води з міцністю кристалогідратів [15].

Ю.Ф. Макогон прогнозує антигідратні властивості електролітів, виходячи з їх висолоюючої активності [1]. Максимальну висолоюючу властивість повинен мати іон алюмінію; висолоююча активність останніх іонів зменшується в ряду:  $Al > Mg > Ca > Na > K$ . Використання катіонів інших металів для інгібування процесу гідратоутворення недоцільне, оскільки серед багатозарядних катіонів із малим радіусом не знайдеться такого, який би поєднував у собі низьку вартість із хорошою розчинністю у воді і високим ступенем дисоціації.

Нітрати кальцію, магнію і алюмінію можна використовувати на рівні з їх хлоридами. Недоліком нітратів є їх досить висока вартість і окисна дія. Натрій нітрат, крім того, досить гігроскопічний [1]. Основним недоліком алюміній хлориду як інгібітора гідратоутворення є те, що він легко гідролізується і тому корозійно-небезпечний. Калій хлорид дорожчий, ніж кальцій хлорид і натрій хлорид, висолоююча активність яких вища [15].

Серед індивідуальних електролітів розчин кальцій хлориду є одним із найпоширеніших антигідратних реагентів. Він не токсичний, виробляється у значних кількостях, нелеткий, тому використання нагрітого до 60-80 °С кальцій хлориду дає додаткові переваги при ліквідації гідратних бляшок у свердловинах гарячим промиванням [15]. Порівняння даних зниження рівноважної температури гідратоутворення в присутності розчинів кальцій хлориду, метанолу, ЕГ, ДЕГ свідчать, що розчини з масовою часткою кальцій хлориду до 40 % набагато ефективніші, ніж розчини гліколів [13, 16].

Основним недоліком кальцій хлориду є те, що його розчини в присутності кисню кородують сталь, тому при використанні необхідно забезпечувати зниження його корозійної активності [1]. Іншим недоліком є те, що при взаємодії кальцій хлориду з вуглекислим газом, який завжди міститься у природному газі, утворюються карбонати у вигляді осаду. Крім того, він може давати осади з мінералізованими пластовими водами [15], тому при практичному використанні розчинів кальцій хлориду слід звертати особливу увагу на дотримання технології приготування розчину в промислових умовах і зниження його корозійної активності.

Антигідратна активність магній хлориду вища, ніж кальцій хлориду на 20-30 %, а корозійна активність значно нижча. Незважаючи на це, використання як інгібітора гідратоутворення індивідуальної речовини  $MgCl_2$  не знайшло широкого застосування через відсутність промислового способу виробництва.

Багато авторів пропонують використовувати антигідратну активність природних мінеральних солей.

В.І. Сьомін дослідив антигідратну активність бішофіту, основним компонентом якого є магній хлорид із домішками кальцій хлориду та інших солей [17].

М.Ш. Мірзаєв, С.В. Козлов, А.А. Комаровських проаналізували можливість використання антигідратної активності високомінералізованих пластових вод на родовищах Пермської області [18]. За даними В.А. Хорошилова пластові води, які знижують рівноважну температуру гідратоутворення на  $\approx 11$  °С, можуть бути використані як інгібітори гідратоутворення в літній період [16, 18, 19]. Як мінералізовані пластові води прийнятними є стічні води хімічних виробництв, приміром, відходи виробництва епоксидних смол [16].

З однієї сторони, високомінералізовані пластові розсоли можуть забезпечити безгідратну експлуатацію газових свердловин. З іншої, природні розсоли здійснюють мінімально негативний вплив на природне середовище і значно здешевлюють видобуток сировини. Тому в ряді випадків доцільніше з економічної точки зору використовувати високомінералізовані пластові води свердловини, антигідратні властивості яких не поступаються вартісним відомим інгібіторам.

**Постановка цілей.** Цілі статті полягають в тому, щоб вивчити антигідратні властивості пластових вод Західно-Радченківського газоконденсатного родовища та можливість їх використання для попередження гідратоутворення в системі видобування і підготовки природного газу до транспортування.

**Виклад основного матеріалу з повним обґрунтуванням отриманих наукових результатів.** З метою визначення можливості використання високомінералізованих вод для боротьби з гідратоутворенням на Західно-Радченківському газоконденсатному родовищі в системі підготовки газу застосовували пластову воду свердловини 202 Біс. Кількісний склад розчинених в ній речовин наведено в таблиці 1.

**Таблиця 1 – Склад основних солей, розчинених в пластовій воді св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища**

Компоненти мінералізації			
катіони	мг/л	аніони	мг/л
		$Cl^-$	159570
		$I^-$	19,35
$Na^+ + K^+$	85883,70967	$Br^-$	111,5
$Ca^{2+}$	14028	$B^{3-}$	1,61
$Mg^{2+}$	912	$HCO_3^-$	536,8
$Fe^{2+}$	139,6	$CO_3^{2-}$	0
$Fe^{3+}$	7,444	$SO_4^{2-}$	13,168
Густина		1,178 г/см <sup>3</sup>	
Загальна мінералізація		22,165 %	

Таблиця 2 – Значення зниження рівноважної температури гідратування  $\Delta T$  залежно від концентрації електроліту [15]

Електроліт	Концентрація електроліту (С), % мас.						
	5	10	15	20	25	30	35
LiCl	3,50	13,20	26,50	–	–	–	–
NaCl	1,80	5,00	10,00	19,00	–	–	–
MgCl <sub>2</sub>	2,90	8,70	18,00	29,00	–	–	–
CaCl <sub>2</sub>	1,50	4,00	8,00	12,50	25,00	–	–
Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	1,00	2,50	4,40	6,50	9,70	15,00	21,00

Виходячи зі складу пластової води, можна зробити припущення, що зниження температури гідратування повинно бути більшим, ніж у розчину NaCl з відповідною концентрацією, у зв'язку з наявністю хлоридів і йодидів кальцію і магнію, антигідратні властивості яких вищі; температура замерзання – нижча (таблиця 2). Вміст основних компонентів досліджуваної пластової води у % такий: NaCl становить 18,461, CaCl<sub>2</sub> – 3,305, інші <1, тому прогнозні значення  $\Delta T$  становлять не менше 19°C.

Проведено дослідження з визначення зниження рівноважної температури за наявності пластової води св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища.

В якості моделі гідратувального газу використали пропан, гідрати якого мають тип кристалічної ґратки КС-II близький до гідратів природного газу при вмісті пропану понад 0,2 %. В той же час порівняно низькі рівноважні тиски для трифазної системи вода-гідрат-пропан ( $t = -11,8^\circ\text{C}$   $p_{\text{рівн.}}=100$  кПа) дали змогу візуалізувати процес формування гідратів.

Процес гідратування досліджували у динамічних умовах на експериментальній установці. Основним елементом є реактор у формі циліндричного стакану, виготовлений із органічного скла. У реактор заливали розморожену охолоджену досліджувану рідину. Газ із балону під тиском 0,4 МПа подавали до реактору і випускали під тиском 0,35 МПа при заданій температурі, яка підтримувалась термостатом.

Експеримент закінчувався, коли вся рідина в реакторі переходила у тверду фазу, фіксували умови та час гідратування [21].

Експериментальне визначення рівноважних параметрів утворення гідратів технічного пропану для досліджуваної пластової води св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища свідчить, що значення  $\Delta T$  становить 29°C і є на 10°C є більшим порівняно з прогнозованим. Такий парадоксальний ефект можна пояснити багатокомпонентною комбінацією пластової води та, імовірно, синергетичною дією її мікро- і макрокомпонентів.

Для оцінки можливості використання пластової води на промислових установках комплексної підготовки газу проведено розрахунок температури гідратування. Для розрахунку брали промислові значення тиску в місцях імовірного гідратування.

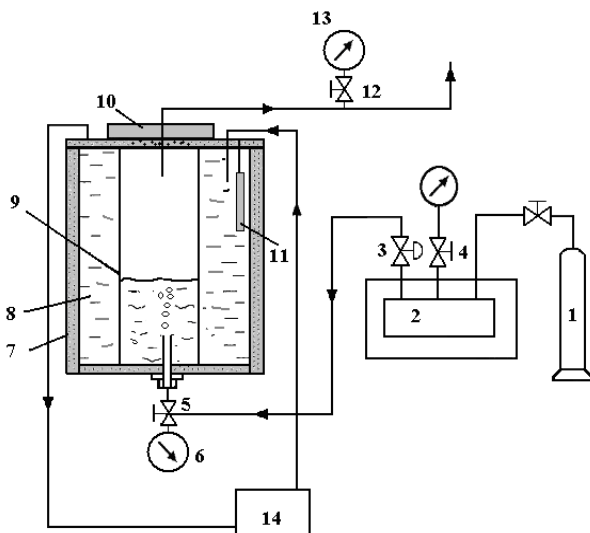
Рівноважна температура гідратування для природного газу із св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища (таблиця 3), який має густину 0,72 кг/м<sup>3</sup> була розрахована за формулою Макогона-Схаляхо [1]:

$$\lg P = \beta + \alpha(t_r + kt_r^2), \quad (1)$$

де  $P$  – тиск, бар;  
 $t_r$  – температура гідратування, °C;  
 $k = 0,03$ ;  $\alpha = 0,0497$ ;  $\beta = \lg p_{\text{см}}^0$ .

Таблиця 3 – Склад газу Західно-Радченківського газоконденсатного родовища

Компоненти природного газу	%
Метан	82,3
Етан	5,28
Пропан	2,49
ізо-Бутан	0,42
н-Бутан	0,22
Пентан+вище	0,81
N <sub>2</sub>	4,36
CO <sub>2</sub>	4,04



1 – балон із газом; 2 – буферна ємність із газом (термостатується); 3, 4 – газовий редуктор; 5 – впускний кран; 6, 13 – манометр; 7 – корпус; 8 – охолоджувальна камера; 9 – реактор; 10 – кришка; 11 – термометр; 12 – випускний кран; 14 – холодильник

Рисунок 1 – Схема експериментальної установки для досліджень процесів гідратування

За методом Dickens і Quinby-Hunt (рівняння 2) розраховано температуру гідратоутворення в присутності пластової води [2].

$$\frac{1}{T_w} - \frac{1}{T_s} = \frac{6008n}{\Delta H} \left[ \frac{1}{273,15} - \frac{1}{T_{fs}} \right], \quad (2)$$

де  $T_w$  – температура гідратоутворення без вводу інгібітора;

$T_s$  – температура гідратоутворення в присутності інгібітора;

$\Delta H$  – теплота дисоціації гідрату;

$T_{fs}$  – температура замерзання сольового розчину;

$n$  – гідратне число.

Температура замерзання сольового розчину розрахована за формулою Ранкіна (3) [20]. Як свідчить експеримент, розрахована температура замерзання досить добре відповідає практичним результатами, і становить  $-31 \pm 1^\circ\text{C}$ .

$$T = 10^7 \times \left\{ 36608 - 3279 \lg a_0 - 74302(\lg a_0)^2 - 607310(\lg a_0)^3 \right\}^{-1}. \quad (3)$$

Активність води для електролітів розрахована з моделі Enlezos Bishnoi (1988) (рівняння 4) [2].

$$\ln a_w = -\frac{18vm}{1000} \left[ 1 + z_+ z_- \theta_1 + m\theta_2 + m^2 \beta_2 \right], \quad (4)$$

де  $m$  – молярність електроліту в розчині,  
 $v$  – стехіометрична кількість іонів в одному молі солі;

$z$  – заряд кожного іону солі;

$I$  – іонна сила розчину;

$\beta_0, \beta_1, \beta_2$  – розраховані параметри моделі Pitzer;

$A_\phi$  – коефіцієнт Debye-Huckel.

$$\theta_1 = -\frac{A_\phi I^{0,5}}{I + 12I^{0,5}}, \quad (5)$$

$$\theta_2 = \beta_0 + \beta_1 \exp(-2I^{0,5}). \quad (6)$$

Активність води для суміші електролітів розрахована з використанням методу Patwardhan і Kumar (рівняння 7) [2]:

$$\ln a_w = \sum \left( \frac{m_k}{m_k^0} \right) \ln a_{w,k}^0. \quad (7)$$

Експериментально ефективність пластових вод з попередження гідратоутворення визначена на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) Західно-Радченківського родовища, де підготовка газу здійснюється методом низькотемпературної сепарації.

Результати розрахунків процесу гідратоутворення за наведеними формулами та фактичні дані наведено в таблиці 4. Результати розрахунків свідчать, що рівноважна температура гідратоутворення в присутності пластової води Західно-Радченківського родовища знижується на достатню величину, забезпечуючи безгідратний режим роботи свердловини і УКПГ.

Результати промислових випробувань підтвердили ефективність застосування пластової води родовища для попередження утворення

гідратів: гідратоутворення в свердловині і на УКПГ не виявлено. Крім того, завдяки використанню продукції свердловини, витрати на підготування газу до транспорту значно зменшились.

**Таблиця 4 – Умови гідратоутворення Західно-Радченківського газоконденсатного родовища**

Тиск в сепараторі $P_c$ , МПа	Температура гідратоутворення без інгібітора, $^\circ\text{C}$		Температура гідратоутворення з інгібітором, $^\circ\text{C}$	
	в сепараторі	розрахункова	в сепараторі	розрахункова
I ступ. - 12	+21	+21	-10	-12
II ступ. - 3	+12	+11	-20	-22,8

Слід зазначити, що таке зниження рівноважної температури гідратоутворення високомінералізовані пластові води проявляють в поодиноких випадках, що дало змогу їх використати як на свердловині, так і УКПГ. За даними В.А. Хорошилова пластові води, які знижують рівноважну температуру гідратоутворення на  $\approx 11^\circ\text{C}$ , можуть бути використані для попередження гідратоутворення стовбурах свердловин, шлейфах, внутрішньопромислових колекторах.

**Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі.** Схожі можливості зниження витрат у боротьбі з гідратами є в багатьох районах, де присутні високомінералізовані пластові води хлор-кальцієвого типу. Використання пластових вод має проводитися з урахуванням специфіки кожного родовища. Для їх застосування необхідно визначити: температуру замерзання води; склад розчинених речовин; можливість випадання осаду за умови охолодження; рівноважні умови гідратоутворення у присутності пластових вод. Цих даних цілком достатньо для розробки технології боротьби з гідратами із застосуванням пластових вод.

Перспективи подальших досліджень пов'язані з вивченням впливу мінералізації пластових вод на зниження рівноважної температури гідратоутворення на газоконденсатних родовищах України та пошук нових ефективних антигідратних композицій на їх основі.

### Література

- 1 Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Юрий Федорович Макогон. – М. : Недра, 1985. – 232с.
- 2 Sloan E. D. Clathrate hydrates of natural gases / E. Dendy Sloan. – [2-nd ed.]. – NY: Marcel Dekker, 1998. – 705 p.
- 3 Is subcooling the right driving force for testing low-dosage hydrate inhibitors? / M. Arjmandi,

- B. Tohidi, A. Danesh [et al.] // Engineering Science. – 2005. – V. 60, № 5. – P. 1313-1321.
- 4 Makogon T. Y. Mechanism of Kinetic Hydrate Inhibitors [Електронний ресурс] / T. Y. Makogon, E. D. Sloan Jr. // Norwegian Petroleum Society : Haltenbankenkonferansen: meeting, 11-12 March, 1996. – Trondheim. – P. 115-120. – Режим доступу до статті: [http://www.mines.edu/research/chs/documents/ICGHIV/12\\_icghiV\\_makogon.pdf](http://www.mines.edu/research/chs/documents/ICGHIV/12_icghiV_makogon.pdf)
- 5 Lee J. D. Cationic starches as gas hydrate kinetic inhibitors / Ju Dong Lee, Huijie Wu, Peter Englezos // Chemical Engineering Science. – 2007. – V. 62, № 23. – P. 6548-6555.
- 6 Керролл Д. Гидраты природного газа / Джон Керролл ; пер. с англ. А. Н. Золотоус, М. Я. Бучинский. – М. : ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
- 7 Fu S. B. A summary of successful field applications of a kinetic hydrate inhibitor / S. B. Fu, L. M. Cenegy, C. S. Neff // Novel Scale Removers Are Developed for Dissolving Alkaline Earth Deposits : 2001SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 13-16 feb. 2001 : paper. – Houston, TX, 2001. – paper № SPE 65022.
- 8 Studies on some zwitterionic surfactant gas hydrate anti-agglomerants / Malcolm A. Kelland, Thor M. Svartaas, Jorunn ?vsthus [et al.] // Chemical Engineering Science. – 2006. – V. 61, No 12. – P. 4048-4059.
- 9 Мельников В.И. Гидратообразование газов в присутствии добавок ПАВ / В.И. Мельников, А.Н. Нестеров, В.В. Феклисов // Химия в интересах устойчивого развития. – 1998. – Т.6, №1. – С.97-102.
- 10 Experimental determination of methane hydrate dissociation curve up to 55 MPa by using a small amount of surfactant as hydrate promoter / P. Gayet, C. Dicharry, G. Marion [et al.] // Chemical engineering science. – 2005. – V. 60, No 21. – P. 5751-5758.
- 11 Vu V. Q. Use of a predictive electrolyte equation of state for the calculation of the gas hydrate formation temperature in the case of systems with methanol and salts / V. Q. Vu, P. D. Suchaux, W. F?rst // Fluid Phase Equilibria. – 2002. – V. 194-197. – P. 361-370.
- 12 Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Бухгалтер Э. Б. – М. : Недра, 1986. – 237 с.
- 13 Абдулгасанов А. З. Разработка и внедрение нового ингибитора гидратообразования и осушителя природного газа на основе полипропиленгликоля: дис... кандидата техн. наук : 05.17.07 / Аббас Зейналабдин оглы Абдулгасанов. – Баку, 1985. – 160 с.
- 14 Masoudi R. Extension of the Valderrama-Patel-Teja Equation of State Modelling Single and Mixed Electrolyte Solutions / R. Masoudi, B. Tohidi // Chemical Engineering Science. – 2003. – V. 58, No 9. – P. 1743-1749.
- 15 Андрющенко Ф. К. Растворы электролитов как антигидратные ингибиторы / Андрющенко Ф. К., Васильченко В. П., Шагайденко В.И. – Харьков: Выща школа, 1973. – 38 с.
- 16 Истомина В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти / Истомина В. А. – М. : ВНИИГАЗ, 1990. – 214 с.
- 17 Семин В. И. Бишофит – один из ингибиторов гидратообразования / В. И. Семин // Научно-технический прогресс в технологии комплексного использования ресурсов природного газа : [научн. тр. ВНИИГаз]. – М. : ВНИИГаз, 1989. – С. 79-82.
- 18 Мирзаев М. Ш. Использование пластовой воды в качестве ингибитора гидратообразования / М. Ш. Мирзаев, С. В. Козлов, А. А. Комаровских // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 8. – С.10-12.
- 19 Хорошилов В. А. Применение электролитов в качестве антигидратных ингибиторов / В. А. Хорошилов, В. И. Семин, А. В. Демченко // Газовая промышленность. – 1967. – № 11. – С. 24-27.
- 20 Цейтлин Н.А. Из опыта аналитического статистика / Натан Абрамович Цейтлин. – М.: Солар, 2007. – 912 с.
- 21 Дмитренко В.І. Підвищення надійності експлуатації газоконденсатних родовищ в умовах вуглекислотної корозії і гідратуутворення із застосуванням комплексного інгібітору на основі бішофіту: дис... кандидата техн. наук : 05.15.06 / Вікторія Іванівна Дмитренко. – Івано-Франківськ, 2009. – 200 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
31.08.15*

*Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Зоценком М.Л.**  
(Полтавський національний технічний  
університет ім. Ю.Кондратюка, м. Полтава)*