

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
МАЛА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
“ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА  
ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА”



МІНІСТЕРСТВО  
ОСВІТИ І НАУКИ  
УКРАЇНИ



United Nations  
Educational, Scientific and  
Cultural Organization

**М.А.Н.**

• Мала академія наук  
• України під егідою  
• ЮНЕСКО

# ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ XVII МІЖНАРОДНОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ “АКАДЕМІЧНА Й УНІВЕРСИТЕТСЬКА НАУКА: РЕЗУЛЬТАТИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ”



**12-13 ГРУДНЯ 2024 РОКУ**

УДК 622.276.72

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ПЛАСТОВИХ ВОД ЯК  
ІНГІБІТОРІВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ  
РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

**Дмитренко В.І., Зезекало І.Г.**

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*  
*[dmytr.v@gmail.com](mailto:dmytr.v@gmail.com)*

**Зур'ян О.В.**

*Інституту відновлюваної енергетики НАН України*  
*[alexey\\_zuryan@ukr.net](mailto:alexey_zuryan@ukr.net)*

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 [1-6]. Тому проблема розроблення ефективних методів попередження процесів гідратоутворення в газопромисловому обладнанні є актуальною.

Серед існуючих способів попередження утворення газових гідратів застосування хімічних реагентів є технологічно і економічно виправданим [1, 6].

Тому наразі безсумнівно актуальною проблемою є розроблення ефективних методів попередження процесів гідратоутворення в газопромисловому обладнанні. Досліджені та впроваджені в основному спирти, багатоатомні спирти, а також розчини електролітів [1, 4]. Нині спостерігається тенденція повернення до використання як інгібіторів гідратоутворення розчинів електролітів. Мінеральні солі також входять до складу пластових вод газоконденсатних родовищ.

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.

Експериментальне визначення рівноважних параметрів утворення гідратів технічного пропану для досліджуваної пластової води св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища показало, що значення  $\Delta T$  становить  $29^{\circ}\text{C}$  і є на  $10^{\circ}\text{C}$  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 гідратоутворення. Для розрахунку брали промислові значення тиску в місцях імовірного гідратоутворення [4].

Рівноважна температура гідратоутворення для природного газу із св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища, який має густину  $0,72 \text{ кг/м}^3$  була розрахована за формулою Макогона-Схаляхо [2]:

$$\lg P = \beta + \alpha(t_g + kt_g^2) \quad (1)$$

де,  $P$  – тиск, бар;  $t_g$  – температура гідратоутворення,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $k = 0,03$ ;  $\alpha = 0,0497$ ;  
 $\beta = \lg p_{cm}^0$ .

За методом Dickens і Quinby-Hunt (рівняння 2) розрахована температура гідратоутворення в присутності пластової води [4].

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

де  $T_w$  – температура гідратоутворення без вводу інгібітору;  $T_s$  – температура гідратоутворення в присутності інгібітору;  $\Delta H$  – теплота дисоціації гідрату;  $T_{fs}$  – температура замерзання сольового розчину;  $n$  – гідратне число.

Температура замерзання сольового розчину розрахована за формулою Ранкіна (3) [46]. Як показав експеримент, розрахована температура замерзання досить добре відповідає практичним результатами, і становить  $-31 \pm 1^{\circ}\text{C}$  [48].

$$T = \frac{10^7}{36608 - 3279 \lg a_0 - 74302(\lg a_0)^2 - 607310(\lg a_0)^3} \quad (3)$$

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

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

де  $m$  – моляльність 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 гідратуутворення визначена на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) Західно-Радченківського родовища, де підготовка газу здійснюється методом низькотемпературної сепарації.

Результати розрахунків показали, що рівноважна температура гідратуутворення 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: гідратуутворення в свердловині і на УКПГ не виявлено. Крім того завдяки використанню продукції свердловини, витрати на підготування газу до транспорту значно зменшились.

Слід зазначити, що таке зниження рівноважної температури гідратуутворення високомінералізовані пластові води проявляють в поодиноких випадках, що дало змогу їх використати як на свердловині, так і УКПГ.

**Література:**

1. Dmytrenko V. *The use of bischofite in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation* / Dmytrenko V., Zezekalo I., Vynnykov Yu. // *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* – 2022. – Vol. 1049. – Article № 012052. – 11 p. doi:10.1088/1755-1315/1049/1/012052
2. Makogon Y. F. *Hydrates of Hydrocarbons* / Makogon Y. F. – Tulsa : PennWell, 1997. – 504 p.
3. Nasrifar K. *A model for prediction of gas hydrate formation conditions in aqueous solutions containing electrolytes and/or alcohol* / Khashayar Nasrifar, Mahmood Moshfeghian // *The Journal of Chemical Thermodynamics.* – 2001. – V. 33, № 9. – P. 999–1014.
4. Sloan E. D. *Clathrate hydrates of natural gases* / E. Dendy Sloan. – [2-nd ed.]. – NY : Marcel Dekker, 1998. – 705 p.
5. Zhukov, A.Y., Stolov, M.A. & Varfolomeev, M.A. *Use of Kinetic Inhibitors of Gas Hydrate Formation in Oil and Gas Production Processes: Current State and Prospects of Development.* *Chem Technol Fuels Oils* 53, 377–381 (2017).
6. Дмитренко В.І., Зезекало І.Г., Іванків О.О. *Перспективи створення нових інгібіторів гідратуутворення на основі бішофіту* // *Нафтова і газова промисловість.* – 2008. – № 3. – С. 40-42.