

### 3. ТЕХНОЛОГІЯ ТА УСТАТКУВАННЯ



Науковий вісник НЛТУ України  
Scientific Bulletin of UNFU

<http://nv.ntu.edu.ua>

<https://doi.org/10.15421/40270424>

Article received 19.05.2017 p.

Article accepted 24.05.2017 p.

УДК 621.643

ISSN 1994-7836 (print)

ISSN 2519-2477 (online)

@ ✉ Correspondence author

A. V. Hrytsanchuk

kindix@i.ua

*Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук*

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна*

#### ВИНИКНЕННЯ ПОЗАШТАТНИХ СИТУАЦІЙ У ШЛЕЙФАХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ВНАСЛІДОК ГІДРАТОУТВОРЕННЯ

Розвиток нафтогазової промисловості призводить до нагальної потреби вирішення проблеми охорони навколишнього середовища, оскільки ґрунт, вода, повітря, які виступають безпосередніми факторами технологічного процесу, зазнають несприятливої трансформації, і тільки зниження або усунення негативних наслідків гарантує екологічну та економічну безпеку. Проблемою перекачування продукції є низка негативних чинників, одним з яких є перекриття перерізу трубопроводу газогідратними утвореннями, що призводить до фінансових затрат та зменшення видобутку газу. Закупорення газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. Проведено аналіз температурного розподілу по регіону загалом та встановлено, що найтеплішою областю у східному регіоні є Луганська обл., а найхолоднішою – Сумська. Побудовано розподіл температури ґрунту для Східного нафтогазового регіону України. Сумарне напруження у внутрішній стінці пошкодженого трубопроводу в кілька разів перевищує номінально-розрахункові, що дає змогу стверджувати про істотний негативний вплив локальних корозійних уражень. У роботі науково обґрунтовано вибір діапазону рівнів навантажень для втомних випробовувань з урахуванням концентрації напружень та показано, що внаслідок гідратної корозії довговічність матеріалу труб може істотно зменшуватися.

**Ключові слова:** концентрація напружень; розподіл температури; внутрішньотрубна корозія, локалізація корозійних уражень.

**Вступ.** Одним з основних завдань нафтогазопромислової галузі під час транспортування продукції є забезпечення безперебійності її подачі.

Одночасно з розвитком нафтогазової промисловості потрібно вирішувати проблеми охорони навколишнього середовища, оскільки ґрунт, вода, повітря, які виступають безпосередніми факторами технологічного процесу, зазнають несприятливої трансформації, і тільки зниження або усунення негативних наслідків гарантує екологічну та економічну безпеку. Отже, тільки шляхом екологізації виробничих процесів можна забезпечити техногенно-екологічну безпеку довкілля в межах зон впливу гірничопромислових компонентів.

Проблему гідратоутворення досліджували відомі вітчизняні та закордонні вчені як у СРСР, так і в новітній час. Основні дослідження стосуються термодинамічних умов гідратоутворення та їх теоретичного опису. Головно дослідження зосереджені на оцінюванні можливості гідратоутворення під час транспортування вуглеводнів дном моря. Автори розглядають можливість утворення гідратних корків на різних глибинах залежно від режимів перекачування транспортованого продукту та оптимізацію вибору інгібіторів гідратоутворення. Особливо активно такі дослідження проводять фахівці з Японії, Австралії та Китаю (Babu, Kumar &

Linga, 2014; Obanijesu, et al., 2014; Obanijesu, Pareek & Tade, 2014).

Інший напрямок досліджень, пов'язаних із гідратоутворенням, лежить у сфері використання газогідратів як джерела отримання вуглеводнів (Taladay & Gregory, 2015; Li, Bo, et al., 2014; Zhao, Jiafei, et al., 2013). На сьогодні промисловий видобуток газу із гідратних відкладів не набув значного поширення через високу собівартість, однак існує тенденція до швидкого зменшення собівартості видобутку, і можливо, нас чекає "газогідратна революція" на зразок "сланцевої".

Також розглянуто використання газогідратів як своєрідного контейнера для зберігання та транспортування природного газу (Veluswamy, et al., 2017; Kondo, et al., 2013). В Україні під керівництвом академіка В. І. Бондаренка триває реалізація проекту з використання процесу гідратоутворення для вилучення метану із шахтного газу, запобігаючи таким чином вибухонебезпечним явищам у місцях його скупчення (Ovchynnikov, Natushevych & Say, 2014).

Значення природного газу для економіки України важко переоцінити. Частка газу в структурі споживання первинних енергоносіїв (45 %) приблизно вдвічі перевищує середньоєвропейські та середньосвітові показники. Газова промисловість України сьогодні – провідна галузь паливно-енергетичного комплексу, а газотран-

**Цитування за ДСТУ:** Побережний Л. Я., Грицанчук А. В. Виникнення позаштатних ситуацій у шлейфах газових свердловин внаслідок гідратоутворення. Науковий вісник НЛТУ України. 2017. Вип. 27(4). С. 108–112.

**Citation APA:** Poberezhny, L. Ya, & Hrytsanchuk, A. V. (2017). Origin of Emergency Situations in the Gas Well Flowline as Hydrate Formation Result. Scientific Bulletin of UNFU, 27(4), 108–112. <https://doi.org/10.15421/40270424>

спортна система – її стрижень, яка вирішує два найголовніші завдання: забезпечення природним газом промислових і побутових споживачів та населення, нарощення видобутку залишкових запасів (з основних за запасами родовищ видобуток перевищує 85 %), ці родовища ще мають значні запаси і забезпечують основний видобуток газу в Україні та відкриття нових родовищ (покладів) природного газу.

Проблемою перекачування продукції є низка негативних чинників, одним з яких є перекриття перерізу трубопроводу газогідратними утвореннями, що призводить до фінансових затрат та зменшення видобутку газу (Obanijesu, et al., 2010; 2011)

Закупорення газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. Газові гідрати належать до нестехіометричних клатратних сполук, в яких один компонент ("господар" – рідина) утворює структуру, що містить у своїх порожнинах інший компонент ("гість" – газ) (Makogon, 1997). Здатність утворювати гідрати мають багато газів, леткі органічні рідини, а також їх подвійні і багатокомпонентні суміші.

Газові гідрати утворюються за високого тиску і низької температури внаслідок фізичного поєднання молекул води і деяких малих молекул рідких вуглеводнів, таких як метан, етан, пропан та мають льодоподібну форму з кристалічною решіткою, характерною для твердих речовин. Експериментальних робіт із вивчення взаємодії газових гідратів із матеріалом труб практично не проводили.

**Матеріали та методи дослідження.** Об'єктом досліджень обрано викидні лінії газових свердловин.

Газотранспортна система викидних ліній Східного нафтогазопромислового регіону становить 3,5 тис. км (Poberezhnyu & Hrytsanchuk, 2017). З отриманих даних впливає про найвищі ризики розвитку процесів гідратоутворення на родовищах Машівсько-Шебелинського, північного борту та Глинсько-Солохівського нафтогазоносних районів, що містить приблизно 200 км викидних ліній газових свердловин.

Проведено аналіз температурного розподілу для регіону загалом та встановлено, що найтеплішою областю у східному регіоні є Луганська обл., а найхолоднішою – Сумська. З урахуванням кількості родовищ по всіх областях підраховано усереднену температуру повітря в році (рис. 1) для нафтогазових регіонів з найвищими ризиками утворення гідратних корків.

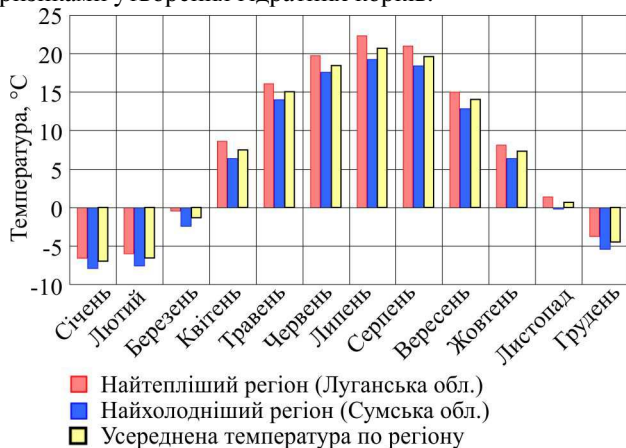


Рис. 1. Розподіл температури повітря по Східному нафтогазовому регіону (за даними <http://meteo.gov.ua/>)

**Результати дослідження.** Для прогнозування температури повітря використаємо відому аналітичну залежність визначення розподілу температури ґрунту з її глибиною (Nofziger, 2003).

Загальний вигляд формули температури залежно від глибини та дня року

$$T(z,t) = T_s + A_0 \cdot e^{-\frac{z}{d}} \cdot \sin\left[\frac{2\pi(t-t_0)}{365} - \frac{z}{d} - \frac{\pi}{2}\right], \quad (1)$$

де:  $t$  – день року, доба;  $z$  – глибина ґрунту, м;  $T_s$  – середньорічна температура повітря, °C;  $A_0$  – річна амплітуда коливань температури, °C;  $t_0$  – початковий час до виникнення мінімальної температури в році, доба;  $d$  – глибина демпфірування, м;

$$d = \sqrt{\frac{2 \cdot D_h}{w}}, \quad (2)$$

де:  $D_h$  – коефіцієнт температуропровідності ґрунту,  $m^2/s$ ;  $w$  – визначається за формулою

$$w = \frac{2 \cdot \pi}{365}. \quad (3)$$

Змінні рівняння (1) визначають вплив клімату заданого регіону ( $T_s, A_0$ ) і теплові властивості типового ґрунтового покриття ( $D_h$ ).

За  $z = 0$  (поверхня ґрунту), рівняння розподілу температури (1) набуде вигляду

$$T(t) = T_s + A_0 \cdot \sin\left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (t-t_0)}{365} - \frac{\pi}{2}\right]. \quad (4)$$

Для конкретного Східного нафтогазового регіону: середня температуропровідність ґрунту  $D_h = 0,256 m^2/s$  (Chudnovskyy, 1962), середньорічна температура на поверхні ґрунту  $T_s = 7^\circ C$ , річна амплітуда коливань температури  $A_0 = 13,5^\circ C$ .

З порівняльного аналізу даних фактичного та теоретичного розподілу температури навколишнього середовища випливає, що обраний варіант математичного опису є достатньо коректним, оскільки обидві лінії пролягають з невеликим відхиленням одна від одної. Отже, рівняння для розподілу температури будемо використовувати для подальших розрахунків.



Рис. 2. Розподіл температури повітря по Східному нафтогазовому регіону

В основному промерзання ґрунтів цього регіону здійснюється в межах 0,7-1,5 м від поверхні ґрунту. За нормативними правилами глибина прокладання викидних ліній становить 0,8-1 м, в окремих випадках дають змогу 0,6 м, якщо над трубопроводом немає проїзду транспорту. Отже, основну увагу треба звернути на пониження температур на таких глибинах.

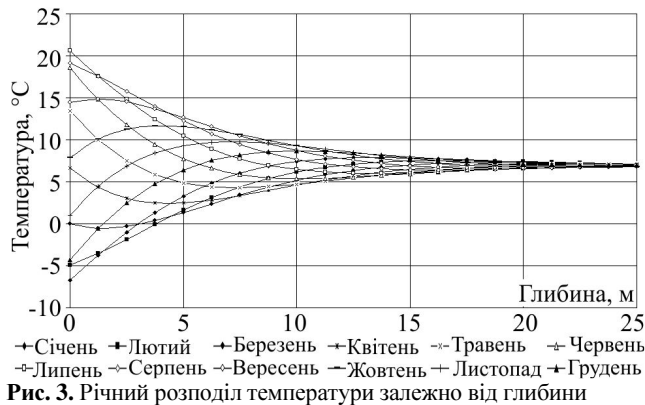


Рис. 3. Річний розподіл температури залежно від глибини

Побудуємо річний розподіл температури ґрунту формулою (1) для Східного нафтогазового регіону України (рис. 3). З цього рисунку випливає, що в зимовий (холодний) період (для регіону загалом становить близько 120 діб) температура ґрунту по глибині зростає порівняно з температурою навколишнього середовища, що є неістотним для глибин залягання викидних ліній газових свердловин, а в періоди із плюсовою температурою навколишнього середовища, температура ґрунту незначно знижується.

Отже, на глибинах, де пролягають викидні лінії газових свердловин в зимовий (холодний) період зростає імовірність гідратуотворення, що, своєю чергою, призводить до інтенсифікації внутрішньотрубної виразкової корозії, що спричиняє негативні наслідки та збільшення локальних напружень у трубі внаслідок концентрації у місцях глибоких дефектів.

На основі проведених розрахунків вибрано діапазон напружень для проведення втомних випробовувань. Для конструкцій нафтогазової промисловості циклічне навантаження здійснюється за напружень, що нижчі за границю текучості матеріалу. У цьому разі, наявність концентрації напружень призводить до сильного збільшення локальних напружень циклу, рівень яких і визначає втому довговічність трубопроводу (Shukaev, et al., 2012).

Теоретичні та експериментальні дослідження показують, що в зоні різкої зміни форми пружного тіла (концентратора), тобто за наявності механічних пошкоджень (каверни, тріщини, виточки, корозійні ураження), виникають підвищені напруження. Наявність концентраторів напруження істотно впливає на процес втомного руйнування (Andryusyak, 2008).

Кількісною характеристикою концентрації напруження є теоретичний коефіцієнт концентрації напружень  $\alpha_\sigma$  (Peterson, 1977)

$$\alpha_\sigma = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\text{ном}}}, \quad (5)$$

де:  $\sigma_{\max}$  – найбільші місцеві напруження;  $\sigma_{\text{ном}}$  – номінальні напруження.

Для оцінювання впливу концентрації на міцність матеріалу вводять ефективний коефіцієнт концентрації  $K_\sigma$ , який дорівнює відношенню руйнівного навантаження зразка без концентратора до руйнівного навантаження зразка з таким самим перерізом з концентрато- ром напружень

$$K_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1k}}, \quad (6)$$

де:  $\sigma_{-1}$  – границя витривалості зразків без концентрації напружень, а  $\sigma_{-1k}$  – границя витривалості зразків з кон-

центрацією напружень, які підраховані як номінальні напруження для гладкого зразка з таким самим попе- речним перерізом.

На рис. 4, 5 зображено корозійні ушкодження внут- рішньої поверхні трубопроводу.



Рис. 4. Загальний вигляд внутрішньої стінки труби

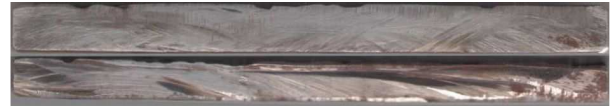


Рис. 5. Профілограма внутрішньої стінки викидної лінії

Для приблизного підрахунку ефективного коефі- цієнта концентрації  $K_\sigma$ , скористаємося (GOST 25.504- 82, 1982), отримаємо

$$K_\sigma = 1 + q_\sigma(\alpha_\sigma - 1), \quad (7)$$

де  $q_\sigma$  – коефіцієнт чутливості до концентрації напру- жень, для Ст20  $q_\sigma = 0,75$ .

Для розрахунку теоретичного коефіцієнта концен- трації скористаємося залежностями від довжини (с) ши- рини (d), глибини (b) (Ovchunnikov, Hanushevych & Say, 2014), отримані результати зводимо у табл. 1.

Для окремої каверни (лункоподібної раковини) ре- комендуємо застосувати формулу

$$\alpha_\sigma = 1 + 3,75 \cdot \frac{b}{d} \cdot \frac{1,12 - 0,9 \cdot \frac{b}{c}}{1 - \frac{b}{h \cdot (1 - 1,5 \cdot (b/c))}}. \quad (8)$$

Для механічних пошкоджень типу вм'ятини і для умов  $0,1 \leq \frac{d}{D} \leq 0,3$  та  $0 \leq \frac{b}{\delta} \leq 2$ ,  $D$  – зовнішній діаметр трубопроводу, м;  $\delta$  – середня товщина стінки, м

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \cdot \frac{b}{h} + 0,475 \cdot \left(\frac{b}{d}\right)^2 - \frac{b}{D} \cdot \left(5 - \frac{b}{h} - 0,75 \cdot \left(\frac{b}{h}\right)^2\right). \quad (9)$$

Спрощена залежність для розрахунку теоретичного коефіцієнта концентрації

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \cdot \frac{a}{b}, \quad (10)$$

де  $a, b$  – відповідно пів осі еліптичного дефекту.

**Обговорення отриманих результатів.** З даних табл. 1 випливає, що ефективний коефіцієнт концен- трації для різних видів каверн істотно залежить від їх форми. Отже, сумарне напруження у внутрішній стінці пошкодженого трубопроводу буде більшим у 1,243- 3,696 раза для дефекту з великими повздовжніми розмі- рами і малою глибиною та дефекту з великою глиби- ною ураження відповідно, що дає змогу стверджувати про істотний негативний вплив локальних корозійних уражень (табл. 2).

Отже, з отриманих результатів розрахунку коефі- цієнтів концентрації напружень випливає, що реальні напруження у трубі з дефектами в кілька разів переви- шують номінально-розрахункові, що свідчить про пот- ребу збільшення діапазону рівнів навантажень для ме- ханічних та корозійно-механічних випробовувань.

**Табл. 1. Результати розрахунку ефективного коефіцієнта концентрації**

Геометричні розміри дефекту			Теоретичний коефіцієнт концентрації			Ефективний коефіцієнт концентрації		
c, мм	d, мм	b, мм	за формулою 8	за формулою 9	за формулою 10	за формулою 8	за формулою 9	за формулою 10
3,837	3,439	1,348	2,55	1,598	2,793	2,162	1,523	2,344
3,407	1,786	1,191	3,545	1,71	2,048	2,909	1,607	1,786
18,19	9,525	0,711	1,324	1,421	2,047	1,243	1,391	1,785
14,354	10,517	1,158	1,486	1,499	2,465	1,364	1,449	2,099
13,758	4,366	1,455	2,496	1,595	1,635	2,122	1,521	1,476
4,696	1,389	1,25	4,595	1,893	1,592	3,696	1,745	1,444
6,747	6,218	1,235	1,829	1,525	2,843	1,622	1,468	2,382

**Табл. 2. Номінальні локальні напруження у стінці трубопроводу**

Нафтогазовий регіон	Робочий тиск, максимальний середній, МПа	Номінальне напруження у стінці трубопроводу максимальне середнє, МПа	Номінальне напруження з концентратором максимальне середнє, МПа
Машівсько-Шебелинського	9,8 4,8	141,2 132,1	175,5-521,8 164,1-488,0
Глинсько-Солохівського	12,8 8,1	147,9 137,8	183,8-546,5 171,3-509,3
Північного борту	7,0 5,4	135,7 133,0	168,7-501,7 165,3-491,6

За результатами втомних та корозійно-втомних випробовувань зразків трубної сталі 20, встановлено зменшення довговічності під час випробовування на повітрі до 25 %, у корозивному середовищі – до 15 % (табл. 3).

**Табл. 3. Результати втомних та корозійно-втомних випробовувань**

Вид випробовувань	Різновид зразків	Кількість циклів	
		$\sigma_a = 240$ МПа	$\sigma_a = 400$ МПа
Втомні	контрольний	190000	1904
	після витримки в газовому гідраті	153000	1835
Корозійно-втомні	контрольний	104000	1790
	після витримки в газовому гідраті	92000	1730

Отже, отримані результати підтверджують негативний вплив гідратоутворення на працездатність матеріалу шлейфів. У подальшому потрібно розширити асортимент досліджуваній сталей та вивчити вплив тривалого напруження на гідратну корозію трубних сталей.

**Висновки:**

1. Проаналізовано структуру Східного нафтогазоносного регіону та побудовано теоретичний і фактичний розподіл температури навколишнього середовища та розподіл температури ґрунту зі зміною глибини.
2. На основі режимів роботи шлейфів Східного нафтогазоносного регіону вибрано діапазон рівнів навантажень для втомних випробовувань з урахуванням концентрації напружень.
3. Показано, що внаслідок гідратної корозії довговічність матеріалу труб може зменшуватися до 20 %.

**Перелік використаних джерел**

Andryusyak, A. V. (2008). Metody vyznachennya vplyvu poshkodzhen' na pratsezdatsnist' naftoprovodu. *Fyzyko-tekhnichni problemy transportu ta zberihannya enerhonosiyiv*, 13(5), 23–25. [in Ukrainian].

Chudnovs'kyu, A. F. (1962). *Teplofizychni kharakterystyky dyspersnykh materialiv*. Moscow: Hos. yzd. fiz.-mat. l-ry, 320 p. [in Russian].

GOST 25.504-82. (1982). *Raschety i ispytaniia na prochnost. Metody rascheta kharakteristik soprotivleniia ustalosti*. Moskva: gosudarstvennyi komitet SSSR po standartam. [in Russian].

Kondo, W., Ohtsuka, K., Ohmura, R., Takeya, S., & Yasuhiko, H. (2013). Mori, Clathrate-hydrate formation from a hydrocarbon gas

mixture: Compositional evolution of formed hydrate during an isobaric semi-batch hydrate-forming operation. *Applied Energy*, 113, 864–871. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.033>

Li, Bo, et al. (2014). Depressurization induced gas production from hydrate deposits with low gas saturation in a pilot-scale hydrate simulator. *Applied Energy*, 129(4), 274–286. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.05.018>

Makogon, Y. F. (1997). *Hydrates of Hydrocarbons*. Tulsa: Oklahoma. Pennwell publishing company, 360 p.

Nofziger, D. L. (2003). *Soil Temperature Variations With Time and Depth*. Retrieved from: <http://soilphysics.okstate.edu/software/SoilTemperature/document.pdf>

Obanijesu, E. O., Akindeju, M. K., Pareek, V., & Tade, M. O. (2011). Modeling the Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rates as a Result of Hydrate Formation. *Elsevier 21st European Symposium on Computer-Aided Process Engineering*. (Part B) (pp. 1160–1164).

Obanijesu, E. O., Pareek, V., & Tade, M. O. (2014). Modeling the Contribution of Gas Hydrate to Corrosion Rate Along the Subsea Pipelines. *Petroleum Science and Technology*, 32(21), 2538–2548. <https://doi.org/10.1080/10916466.2013.842586>

Obanijesu, E. O., Gubner, R. A., Barifcani, V., Pareek, & Tade, M. O. (2014). The influence of corrosion inhibitors on hydrate formation temperature along the subsea natural gas pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 239–252. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.025>

Obanijesu, E. O., Pareek, V., Gubner, R., & Tade, M. O. (2010). Corrosion Education as a Tool for the Survival of Natural Gas Industry. *NAFTA Journal*, 61(12), 541–554.

Ovchynnikov, M. P., Hanushevych, K. A., & Say, K. S. (2014). Utylizatsiya shakhtnoho metanu de hazatsiynikh sverdlodyn ta yoho transportuvannya u tverdomu stani. *Heotekhnichna mekhanika*, 3(4), 23–29. [in Ukrainian].

Peterson, R. E. (1977). *Kontsentratsiya Napryazhenye*. Moskva: Mir, 250 p. [in Russian].

Poberezhny, L. Ya., & Hrytsanchuk, A. V. (2017). The Assessment of Potential Hydrate Formation Risk in Well Flow Lines. *Scientific Bulletin of UNFU*, 27(1), 145–147. <https://doi.org/10.15421/40270133>

Babu, P., Kumar, R., & Linga, P. (2014). Unusual behavior of propane as a co-guest during hydrate formation in silica sand: Potential application to seawater desalination and carbon dioxide capture. *Chemical Engineering Science*, 117, 342–351. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2014.06.044>

Shukayev, S. M., Hladskyy, M. M., & Shubin, S. M. (2012). Vplyv kontsentratsiyi napruzhen na vtomnu mitsnist stali 20. *Visnyk Natsional'noho tekhnichnoho universytetu Ukrayiny "Kyivivs'kyu politekhnichnyy instytut"*, 23(4), 96–100. [in Ukrainian].

Taladay, K. B., & Gregory, F. M. (2015). Concentrated gas hydrate deposits in the Kumano Forearc Basin, Nankai Trough, Japan. *Center for Natural Gas and Oil*, 412(5), 386–7614.

Veluswamy, H. P., Kumar, A., Kumar, R., Linga, P. (2017). An innovative approach to enhance methane hydrate formation kinetics with leucine for energy storage application. *Applied Energy*, 188(4), 190–199. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.002>

Zhao, Jiafei, et al. (2013). Numerical simulation of gas production from hydrate deposits using a single vertical well by depressurization in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai-Tibet Plateau, China. *Energy*, 52(4), 308–319. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.066>

## **ВОЗНИКНОВЕННЯ ВНЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ В ШЛЕЙФЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В РЕЗУЛЬТАТЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

Развитие нефтегазовой промышленности приводит к необходимости решения проблемы охраны окружающей среды, поскольку почва, вода, воздух, выступающие непосредственными факторами технологического процесса, испытывают неблагоприятную трансформацию, и только снижение или устранение негативных последствий гарантирует экологическую и экономическую безопасность. Проблемой перекачки продукции является ряд негативных факторов, один из них – перекрытие сечения трубопровода газогидратными образованиями, приводящее к финансовым затратам и уменьшению добычи газа. Закупорка газовых гидратов промышленных газопроводов в осенне-зимний период всегда сопровождается благоприятными термодинамическими условиями среды, высоким давлением и низкой температурой транспортировки. Проведен анализ температурного распределения по региону в целом и установлено, что теплой областью в восточном регионе является Луганская обл., а холодной – Сумская. Построено распределение температуры почвы для Восточного нефтегазового региона Украины. Суммарное напряжение во внутренней стенке поврежденного трубопровода в несколько раз превышает номинально-расчетные, что позволяет утверждать о существенном негативном влиянии локальных коррозионных поражений. В работе научно обоснован выбор диапазона уровней нагрузок для усталостных испытаний с учетом концентрации напряжений, и показано, что в результате гидратной коррозии долговечность материала труб может существенно уменьшаться.

**Ключевые слова:** концентрация напряжений; распределение температуры; внутритрубная коррозия, локализация коррозионных повреждений.

*L. Ya. Poberezhny, A. V. Hrytsanchuk*

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine*

## **ORIGIN OF EMERGENCY SITUATIONS IN THE GAS WELL FLOWLINE AS HYDRATE FORMATION RESULT**

One of the main problems in oil and gas transportation industry is to ensure continuity of supply. Ukrainian gas industry today is the leading sector of the energy sector and the gas transportation system, its core which solves two main tasks: to provide natural gas to domestic and industrial consumers and households and increasing domestic production. Gas hydrates formed at high pressures and low temperatures resulting in physical combination of water molecules and certain small molecules of liquid hydrocarbons, gas hydrates under occlusion industrial pipelines usually occurs in autumn and winter. The object of research is selected abortions line gas wells. We analyzed the temperature distribution in the whole region, and found that the warmest area in the eastern region is Lugansk region, and coldest one is Sumy region. The number of fields in all regions is calculated, averaged temperature of the year for oil and gas regions with the highest risk of hydrate cork is presented. Basically, freezing soil of this region ranges from 0.7 to 1.5 m the surface of the soil. For regulatory rules the depth of flow line is 0.8 -1 m. In some cases, 0.6 m is permitted if there is no passage of pipeline transport. Thus, the focus should be given to decreasing temperature at such depths. The structure of the Eastern oil and gas region is designed. The theoretical and actual distribution of ambient temperature and the temperature distribution of the soil with the change of depth are defined. For oil and gas structures cyclic loading is carried out by stresses below the yield strength limit of the material. In this case, the presence of stress concentration leads to a strong increase in local stress cycle and determines the level of fatigue life of the pipeline. Stress concentration factor is calculated for defects of various geometric shapes. It is shown that the stress in the wall of the pipeline in areas of deep corrosion defects more than 1.243- 3.696 times higher than in regulatory documents. Based on the data, load range for corrosion and mechanical tests is selected. The results of fatigue and corrosion fatigue test samples of steel pipe 20 recorded decrease in durability when tested in air up to 25 % in the corrosive environment up to 15 %.

**Keywords:** stress concentration; temperature distribution; in-tube corrosion; corrosion damage localization.

### **Інформація про авторів:**

**Побережний Любомир Ярославович**, д-р техн. наук, професор, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна. **Email:** lubomyrpoberezhny@gmail.com

**Грицанчук Андрій Валентинович**, аспірант, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна. **Email:** kindix@i.ua