

## ВПЛИВ ГАЗОГІДРАТІВ НА РОБОТОЗДАТНІСТЬ ВИКИДНИХ ЛІНІЙ СВЕРДЛОВИН

А.В. Грицанчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 44277,  
e-mail: kindix@i.ua

*Розвиток нафтогазової промисловості призводить до необхідності розв'язку 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.*

*Закупорювання газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування.*

*В 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: концентратор, напруження, розподіл температури, внутрішньотрубна корозія.

*Развитие нефтегазовой промышленности приводит к необходимости решения проблемы охраны окружающей среды, поскольку почва, вода, воздух, выступающих непосредственными факторами технологического процесса, испытывают неблагоприятную трансформацию, и только снижение или устранение негативных последствий гарантирует экологическую и экономическую безопасность.*

*Закупорка газовыми гидратами промышленных газопроводов в осенне-зимний период всегда сопровождается благоприятными термодинамическими условиями среды, высоким давлением и низкой температурой транспортировки.*

*В работе 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: концентратор, напряжения, распределение температуры, внутритрубная коррозия.

*The development of the oil and gas industry leads to the need to consider the problem of environmental protection, since soil, water, air, acting as direct factors in the technological process, experience unfavorable transformations. Only reducing or eliminating negative consequences ensures environmental and economic security.*

*The blockage of industrial gas pipelines by gas hydrates in the autumn-winter period is always accompanied by favorable thermodynamic conditions of the environment, high pressure and low temperature of transportation.*

*The work has scientifically proved the choice of a range of load levels for fatigue tests with allowance for stress concentration. It is shown that hydrate corrosion can significantly reduce the service time of pipe material.*

Key words: concentrator, stresses, temperature distribution, in-tube corrosion.

**Вступ.** Одночасно з розвитком нафтогазової промисловості необхідно розв'язувати 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 доквілля в межах зон впливу гірничопромислових компонентів.

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 газотранспортна система – її стержень, яка вирішує два найголовніші завдання: забезпечення

природним газом промислових і побутових споживачів та населення, нарощування 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.

**Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень.** Проблемою перекачування продукції є ряд негативних чинників, одним з яких є перекриття перерізу трубопроводу газогідратними утвореннями, що спричиняє до фінансових затрат та зменшення видобутку газу [1, 2].

Закупорювання газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. Газові гідрати відносяться до нестехіо-

метричних клатратних сполук, в яких один компонент («господар» – рідина) утворює структуру, що містить у своїх порожнинах інший компонент («гість»-газ) [3]. Здатність утворювати гідрати мають багато газів, леткі органічні рідини, а також їх подвійні і багатокомпонентні суміші.

Газові гідрати утворюються при високому тиску і низькій температурі в результаті 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.

Корозія внутрішньої стінки газопроводу пришвидшується через присутність значних парціальних тисків  $\text{CO}_2$  та/чи  $\text{H}_2\text{S}$  [1]. Це відбувається тоді, коли стінка труби зазнає впливу води та забруднювачів в газі, таких як кисень ( $\text{O}_2$ ), водень сульфід ( $\text{H}_2\text{S}$ ), карбон (IV) оксид ( $\text{CO}_2$ ) чи хлорид-іон ( $\text{Cl}^-$ ). З точки зору вагового проценту чи масової частки,  $\text{O}_2$  розчиняється більше у відношенні до звичайної сталі порівняно з  $\text{CO}_2$  чи  $\text{H}_2\text{S}$ . Хоча ймовірність присутності значних концентрацій  $\text{O}_2$  всередині газопостачального трубопроводу є досить низькою, навіть маленький парціальний тиск  $\text{O}_2$  може ставати причиною високої швидкості розвитку корозії в сталевих трубах.

Корозія, зазвичай, класифікується трьома основними категоріями. До першої групи відносять ті, які легко ідентифікуються при візуальній перевірці (рівномірна корозія, локалізована корозія та електрохімічна корозія). До другої групи належать ті види корозії, для ідентифікації яких потрібне подальше вивчення (ерозійна корозія, кавітаційна корозія, міжкристалітна корозія та безсплавна корозія). До третьої групи належать корозійне розтріскування та корозія, що виникає під дією високої температури.

Однією з найменш досліджених є корозія під дією газових гідратів.

Утворення гідратів починається з маленьких частинок, які скупчуються та утворюють більші шматки [3], які з часом твердіють в лініях транспортування, що спричинить часткове або повне закупорювання внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко його не видалити, то це приведе до зростання тиску всередині труби і до можливої аварії.

Гідрати можуть ініціювати певні види внутрішньої корозії газопроводів. Дана корозія відноситься до точкової корозії, яка часто спостерігається як в нейтральному, так і в кислому середовищах. Цю корозію дуже складно виявити, передбачити чи попередити на стадії конструювання трубопроводу. В процесі її проходження продукти корозії покривають порожнини, таким чином, дуже легко не помітити маленьку вузьку точку. Однак ця маленька точка може зруйнувати структуру цілого трубопроводу.

Дана проблема є різнобічною через фізичні і хімічні процеси, які залежать від розміру утвореного гідрату, стадії та періоду його кон-

такту з трубопроводом, внаслідок якого відбувається руйнування захисних плівок на поверхні. Кислотні гази, такі як  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , які є компонентами при утворенні газогідратів, взаємодіючи з водою сприяють пришвидшенню внутрішньої корозії газопроводів.

Існує висока ймовірність, що наявні газові гідрати встигають спричинити розвиток корозії у трубопроводах ще до моменту їх вилучення.

В даний час приймаються різноманітні заходи для профілактики утворення пробок гідратами в системі трубопроводів. Вони включають в себе підтримку температури і тиску, які виключають умови утворення гідратів та введення антифризів (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ)). МЕГ вводиться у газ в якості антифризу, і він проходить з газом по трубопроводній системі, щоб змінити його теплову енергію за рахунок теплопередачі, таким чином запобігаючи його замерзанню.

Але в той же час дані інгібітори (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ), диетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ)) є екологічно небезпечними та з великою ймовірністю можуть завдати шкоди навколишньому середовищу [4].

Однак, всі типи інгібіторів можуть значною мірою зменшити температуру гідратуутворення, але повністю запобігти утворенню вони не здатні. Гідрати все одно утворюються, оскільки температура в газопроводі продовжує падати. Це неминуче в холодних регіонах та морських трубопроводах, де температура морської води коливається в межах від  $-1^\circ\text{C}$  до  $+6^\circ\text{C}$ .

В цілому питанню утворення газогідратів у промислових трубопроводах, що є великою проблемою експлуатації промислових газопроводів, потрібно приділити значну увагу, щоб виключити аварійні ситуації. Зараз розпочато роботу по фізичному та математичному моделюванню процесів гідратуутворення у трубопроводах.

Вивчення проблеми газових гідратів пояснюється такими причинами: а) намаганням зменшити експлуатаційні витрати на попередження гідратуутворення у свердловинах і газопромислових системах за рахунок переходу на нові енергоресурсоощадні та екологічно чисті технології; б) освоєнням родовищ вуглеводнів, розташованих у складних природних умовах (глибоководний шельф, полярні регіони), де проблема техногенного гідратуутворення різко загострюється; в) активізацією пошуків альтернативних джерел вуглеводневої сировини, особливо в країнах, бідних ресурсами енергоносіїв (газові гідрати відносяться до так званих нетрадиційних джерел вуглеводнів); г) необхідністю оцінки ролі газових гідратів у приповерхневих шарах геосфери у зв'язку з їх можливим впливом на глобальні кліматичні зміни.

Природні газові гідрати можуть утворювати накопичення (аж до формування газогідратних покладів у надрах суходолу і під дном моря), які мають у перспективі промислове значення, а також перебувати в розсіяному стані.

Ідентифіковано новий тип розсіяних газових гідратів у зоні вічномерзлих порід – реліктові газові гідрати, які збереглися завдяки ефекту самоконсервації – ефекту повільного розкладання (аж до повної зупинки) гідратів метану та інших газів за температур нижче  $-2^{\circ}\text{C}$  при зниженні тиску газу-гідратоутворювача нижче від тиску 3-фазової рівноваги системи газ - лід - гідрат і покривання поверхневою плівкою (кожухом) льоду, яка запобігає або різко сповільнює подальше його розкладання. У результаті цього взірця газового гідрату тривало зберігається в метастабільному (від грец. *μετα*... – префікс, що означає проміжне становище, зміну, перетворення; обмежено стійкий) стані. У ряді випадків природні газові гідрати розглядаються як серйозна ускладнювальна обставина, що призводить до технологічних труднощів при бурінні і експлуатації свердловин на нафту і газ, при спорудженні плавучих платформ тощо. Ряд природних катаклізмів і так званих загадкових явищ знаходить „газогідратне пояснення” (наприклад, Бермудський трикутник, підводні зсуви та обвали тощо) [3].

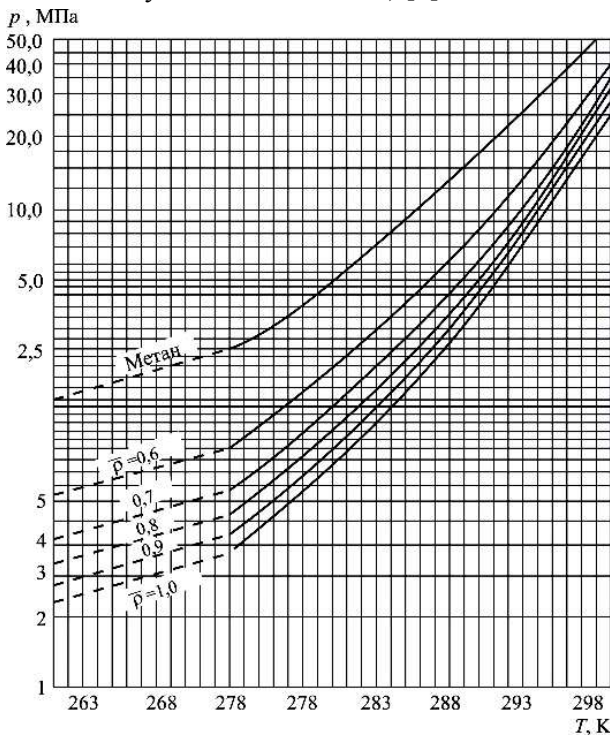


Рисунок 1 – Рівноважні криві утворення гідратів природних газів у залежності від температури  $T$  і тиску  $P$  для метану та природного газу з різною відносною густиною  $\bar{\rho}$

Гідратоутворення підсилюється під впливом турбулентності (швидкість та змішування), центрів утворення зародків та незв'язаної води. Зазвичай газ транспортується на високій швидкості, що спричиняє перемішування по всій довжині трубопроводу через режим потоку. В кінці шляху газ проходить через звуження на дроселях, де відбувається перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона (розширення газу при його охолодженні), як наслідок, відбувається гідратоутворення. Найявніші зварних точок (патрубоків, трійників і т.д.), бруду, лусок, щілин та піщинок також може слугувати центрами утворення зародків, а незв'язана вода виступає в ролі посилюючого агента, оскільки область контакту газу та води є гарною точкою утворення зародків гідратів. В літературі знаходимо достатньо різноманітні підходи до моделювання внутрішньотрубної корозії, які, однак, не враховують роль газогідратів.

Вологий природний газ із заданим компонентним складом транспортується в горизонтальному каналі, на внутрішніх стінках якого утворюються газові гідрати. Вода, що міститься в газовому потоці, може знаходитися в двох агрегатних станах: у вигляді пари і у вигляді крапельок рідини. Фазові переходи вологи відбуваються в рівноважному режимі. Основні лінійні характеристики труби:  $L$  - довжина розглянутого трубопроводу,  $a_0$  і  $a_1$  - внутрішній і зовнішній радіус,  $a_2$  - радіус трубопроводу при наявності теплоізоляції. Гідрати утворюють на внутрішніх стінках труби радіально-симетричний шар відкладень товщиною  $\delta$  (рис. 2);  $a = a_0 - \delta$ .

Втрати газу на утворення гідратів нехтуємо, тому його витрата по довжині труби залишається постійною; швидкість течії газу набагато менше швидкості звуку; рух газу в трубі розглядається в гідравлічній постановці; значення тиску і температури потоку приймаються середніми по перетину труби; температура для кожного перетину каналу однакова для обох фаз (газу та рідини); газ вважається ідеальним. Вісь  $Z$  направимо за течією газу, її початок збігається з вхідним перерізом трубопроводу.

Наведені вище допущення дозволяють для опису руху газу використовувати стаціонарні рівняння неізотермічного плинну газу в каналі у квазіодномірних наближенні [5]:

$$m_g \frac{dw_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f, \quad (1)$$

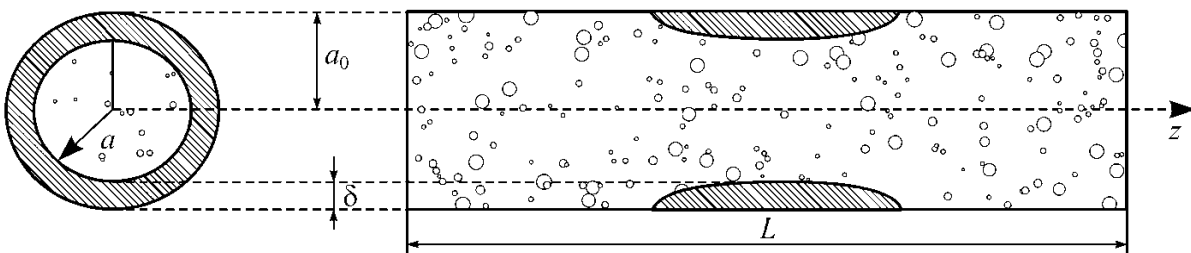


Рисунок 2 – Схема трубопроводу з газогідратними утвореннями на внутрішніх стінках

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{g\sigma}, \quad (2)$$

де  $f = 2\pi\alpha\tau$ ,

$$\tau = 0,125\lambda\rho_g w_g^2,$$

$$\lambda = \{1,8 \lg(\text{Re}) - 1,5\}^{-0,5},$$

$$\text{Re} = 2\alpha\rho_g w_g / \mu_g,$$

$$Q_{g\sigma} = 2\pi\alpha q_{g\sigma},$$

$m_g, w_g, \rho_g, c_g, \mu_g$  масова витрата, швидкість, густина, питома теплоємність та коефіцієнт динамічної в'язкості відповідно,

$p$  – тиск газу,

$f$  і  $\lambda$  – сила та коефіцієнт гідравлічного опору,

$S$  – площа поперечного перерізу каналу,

$T_g$  – температура газу,

$l_w$  – прихована теплота пароутворення води,

$Q_{g\sigma}$  – інтенсивність відведення тепла, віднесена до одиниці довжини трубопроводу.

У рівнянні збереження імпульсів (1) враховано гідравлічний опір стінок трубопроводу, в рівнянні збереження енергії (2) – теплові ефекти конденсації пари і відведення тепла до внутрішньої стінки каналу.

Вода, що міститься в потоці, буде витрачатися на освіту газогідратів, тому закон збереження маси для води можемо записати в такому вигляді:

$$m_g \frac{dk_g}{dz} = -J_w, J_w = 2\pi\alpha j_w, \quad (3)$$

де  $J_w$  – інтенсивність витрати води на гідратоутворення.

Прийmemo, що волога, яка міститься в газовому потоці з масовою концентрацією  $k_w$  може знаходитися в двох агрегатних станах – у вигляді рідких крапельок з концентрацією  $k_l$  та у вигляді пари в газовій фазі з масовою концентрацією  $k_v$ . Масовий вміст води  $k_w$  пов'язаний з  $k_l$  та  $k_v$  таким співвідношенням:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v. \quad (4)$$

Рівняння (1) – (4) замикаються умовою сталості масової витрати газу:

$$m_g = m_{g0} = \text{const}, \quad (5)$$

де  $m_g = \rho_g w_g S$ ,  $S = \pi a^2$ ,

рівняння для розподілу рівноважної концентрації водяної пари вздовж трубопроводу

$$k_v = \frac{p_v^* R_g}{p R_v} \exp\left(-\frac{T_v^*}{T_g}\right), \quad (6)$$

умова термодинамічної рівноваги для гідрату [5, 6]

$$T_s(p) = T_h^* \ln(p/p_{s0}) + T_{s0}, \quad (7)$$

рівняння стану газу  $p_g = \rho_g R_g T_g$ .

Тут  $T_s(p)$  – рівноважна температура гідратоутворення,  $p_v^*$ ,  $T_v^*$  та  $T_h^*$  – емпіричні параметри,  $R_g$  та  $R_v$  – приведені газові сталі для природного газу та водяної пари.

Крім того, для однозначного вирішення зазначеної системи рівнянь необхідно записати співвідношення, що визначає поточне положення границі «газовий потік-газогідрат»

$$\partial\delta / \partial t = j_h / \rho_h, \quad (8)$$

де  $j_h$  – інтенсивність гідратоутворення,

$\rho_h$  – густина гідрату,

$t$  – час.

Прийmemo, що відкладення газових гідратів починається в перетині каналу  $z = z_s$ , де на стінках конденсується вода і виконується умова  $T_\sigma < T_s(p)$  ( $T_\sigma$  – температура внутрішньої поверхні каналу). При цьому відкладення може відбуватися в двох режимах, а саме: теплового балансу і дефіциту води.

Перший режим реалізується в тих ділянках труби, на яких вода в газовому потоці міститься в достатній кількості. У цьому випадку інтенсивність утворення газогідратів лімітується відведенням тепла від внутрішньої поверхні труби і визначається з умови теплового балансу на межі розділу газ-гідрат

$$l_h j_h = q_{g\sigma} - q_{g\sigma} \quad (9)$$

з урахуванням співвідношення, що визначає інтенсивність тепловіддачі від потоку до внутрішньої стінки каналу:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma} (T_g - T_\sigma),$$

$$\alpha_{g\sigma} = \lambda_g \text{Nu}(2a)^{-1}, \quad (10)$$

$$\text{Nu} = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43},$$

$$\text{Pr} = \mu_g c_g / \lambda_g,$$

$l_h$  – питома теплота гідратоутворення, динамічна в'язкість  $\mu_\beta$  теплоємність  $c_g$  і коефіцієнт теплопровідності газу  $\lambda$ , визначені при середній температурі потоку.

Інтенсивність теплопередачі між стінкою трубопроводу та ґрунтом прийmemo у вигляді [5, 7]:

$$q_{\sigma G} = \alpha_{\sigma G} (T_\sigma - T_G), \quad (11)$$

$$\alpha_{\sigma G} = \frac{1}{a} \left\{ \frac{1}{\lambda_h} \ln \frac{a_0}{a} + \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{a_i}{a_{i-1}} + \right.$$

$$\left. + \frac{2}{\lambda_G} \ln \left[ \frac{h}{a_2} + \sqrt{\left(\frac{h}{a_2}\right)^2 - 1} \right] \right\}^{-1}.$$

Через утворення твердих відкладень відбувається збіднення потоку вологою, і внаслідок цього, починаючи з деякого перерізу трубопроводу, його покривання гідратною кіркою відбувається в другому режимі. Для розрахунку інтенсивності  $J_h$ , беручи до уваги стехіометричну умову  $J_w = (1 - k_{gh}) J_h$ , запишемо наступні вирази:

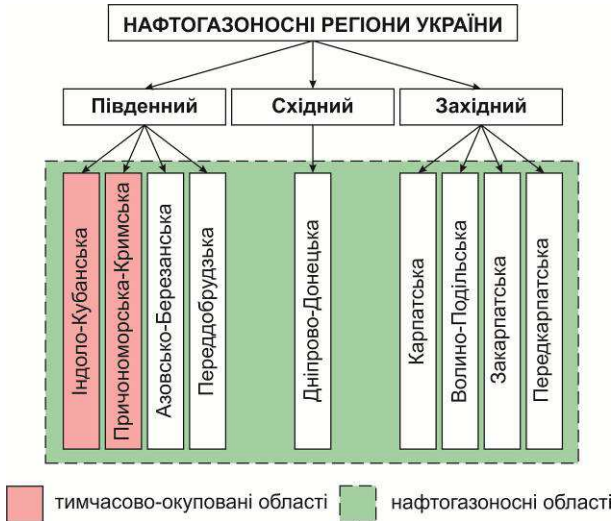
$$J_w = \rho_g v^{(D)} \text{Sh} k_w,$$

$$\text{Sh} = 0,021 \text{Re}^{0,8} (\text{Pr}^{(D)})^{0,43},$$

$$\text{Pr}^{(D)} = \nu / \nu^{(D)},$$

Тут  $k_{gh}$  – масовий вміст газу в гідраті,  $\nu^d$  – коефіцієнт дифузії молекул води до поверхні розділу «газ-гідрат»,  $\nu$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу,  $Sh$  – число Шервуда,  $Pr^{(D)}$  – дифузійне число Прандтля.

**Матеріали та методи.** В загальному структурі розподілу родовищ поділена на три нафтогазові регіони: східний, західний та південний (рис 3.)



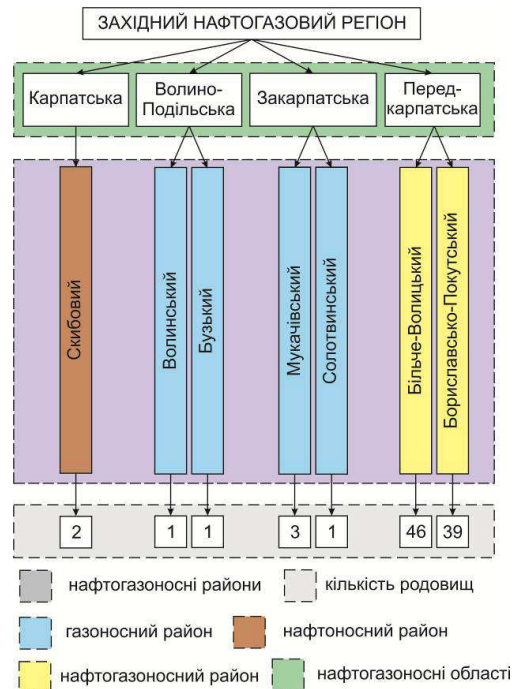
**Рисунок 3 – Структура нафтогазових регіонів**

Загалом нами проаналізовано дані про понад 300 родовищ, які були надані експлуатуючими організаціями. Розглянемо кожен регіон більш детально.

В західному регіоні відкрито 93 родовищ. З них шість відносяться до великих, вісім – до середніх і 77 – до дрібних. Найбільше родовищ у Більче-Волицькому (46) та Бориславсько-Покутському (39) нафтогазоносному районах. У Закарпатській газоносній області відомо чотири газових родовища, в Карпатській – два нафтових і Волино-Подільській – два газових родовища. Структурну схему Західного нафтогазоносного регіону наведено на рис. 4.

У Волино-Подільській НГО відкрито лише два газових родовища по одному в кожному регіоні. Є підстави вважати, що при подальшому вивченні кількість їх збільшиться за рахунок розширення стратиграфічного діапазону. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^\circ\text{C}$  на даній території 105 діб, промерзання ґрунту 0,7 – 1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,7  $^\circ\text{C}$ . У Більче-Волицькому НГР з 46 родовищ: 39 газові, 5 газоконденсатні і тільки два нафтові. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^\circ\text{C}$  на даній території 105 доби, промерзання ґрунту 0,7 – 1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,8  $^\circ\text{C}$ . Бориславсько-Покутський НГР є переважно нафтоносним: з 39 відкритих тут родовищ 27 нафтові, 4 нафтогазові та 5 нафтогазоконденсатні і лише два - газоконденсатні. Тривалість періоду з середньодобовою температурою

$< 0^\circ\text{C}$  на даній території 103 доби, промерзання ґрунту 0,7 – 1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,6  $^\circ\text{C}$ .



**Рисунок 4 – Схема Західного нафтогазоносного регіону**

У Скибовому районі Карпатської НГО відомі лише два невеликі нафтові родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^\circ\text{C}$  на даній території 106 доби, промерзання ґрунту 0,6 – 0,9 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 1,1  $^\circ\text{C}$ . З чотирьох газових родовищ, пов'язаних з Закарпатською ГО, три припадає на Мукачівський і одне - на Солотвинський ГР. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^\circ\text{C}$  на даній території 70 діб, промерзання ґрунту 0,4 – 0,8 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 0,9  $^\circ\text{C}$ .

Всього по західному нафтогазовому регіону: 31 нафтові, 4 нафтогазові, 6 нафтогазоконденсатні, 44 газові та 6 газоконденсатні родовища.

Стосовно Східного нафтогазового регіону, найбільше родовищ у Талалаївсько-Рибальському – 46, Глинсько-Солохівському – 50 та Руденківсько-Пролетарському – 31 нафтогазоносному районах. У Антонівсько-Білоцерківському нафтогазоносному районі відомо два родовища, північного борту – 20. В газоносних районах: Рябухинсько-Північно-Голубівський – 15, Машівсько-Шебелинський – 18, Співаківський – 2, Кальміус-Бахмутський – 1, Красноріцький – 7 родовищ. На Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 родовищ. Структурну схему Східного нафтогазоносного регіону наведено на рис. 5.

У Талалаївсько-Рибальському НГР є переважно нафтоносним: з 46 відкритих тут родовищ 11 нафтових, 19 нафтогазоконденсатних і лише два – газові. Трива-

лість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 128 діб, промерзання ґрунту 0,9–1,5 м. У Глинсько-Солохівському НГР: з 50 відкритих родовищ 3 нафтових, 2 нафтогазових, 13 нафтогазоконденсатних 32 газоконденсатних і лише одне – газове. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,7 – 1,3 м.

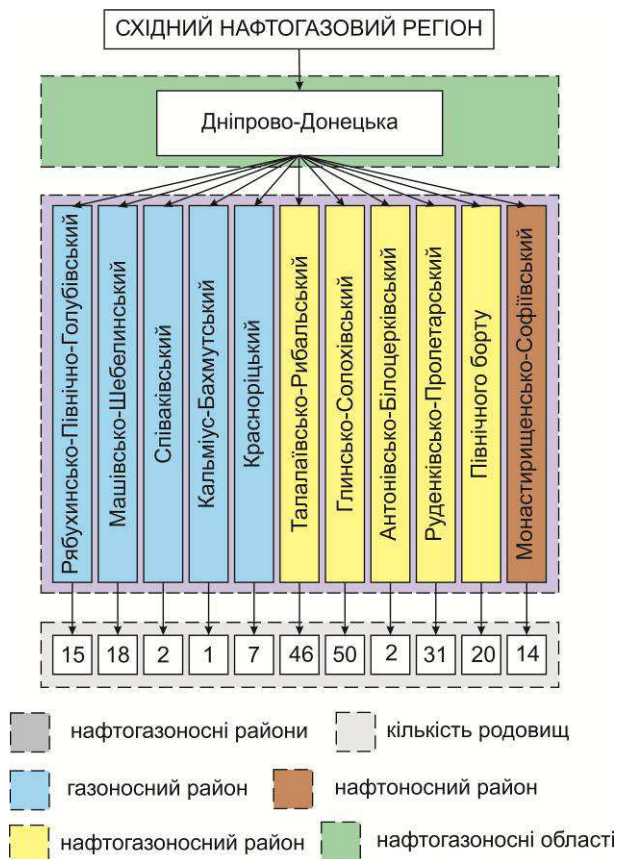


Рисунок 5 – Схема Східного нафтогазоносного регіону

У Руденківсько-Пролетарському НГР: з 31 відкритих родовищ 2 нафтогазових, 9 нафтогазоконденсатних 19 газоконденсатних і лише одне – газове. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 120 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 3,9  $^{\circ}\text{C}$ . У Антонівсько-Білоцерківському НГР: з 2 відкритих родовищ 1 нафтогазове, 1 нафтове. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 124 діб, промерзання ґрунту 0,7–1,3 м.

У НГР північного борту: з 20 відкритих родовищ 4 нафтогазоконденсатних, 11 газоконденсатних, 3 газових. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 5,1  $^{\circ}\text{C}$ . У Рябухінсько-Північно-Голубівському ГР – 15 газоконденсатних родовищ. Тривалість періоду з середньодобовою

температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 126 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м.

У Машівсько-Шебелинському ГР – 16 газоконденсатних 1 – нафтогазоконденсатне, 1 – газове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м.

У Співаківському ГР – 2 газоконденсатних, 1 – газове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 5  $^{\circ}\text{C}$ . У Кальміусь-Бахмутському ГР–1 – газове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 122 діб, промерзання ґрунту 0,7–1,3 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 4,5  $^{\circ}\text{C}$ . У Красноріцькому ГР–5 газоконденсатних, 2 – газових родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 117 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м. У Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 нафтових родовищ. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 126 діб, промерзання ґрунту 0,7–1,2 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 4,6  $^{\circ}\text{C}$ .

У Південному регіоні відкрито 42 родовища, з них 10 нафтових, 12 газоконденсатних і 20 газових. 10 родовищ розміщено в акваторіях Чорного та Азовського морів. Найбільша кількість родовищ – 20 (13 на суші і 7 на акваторії) приурочена до Чорноморсько-Північно-Кримського району, дещо менше – 14 (13 на суші і 1 на акваторії) – до Індоло-Кубанської області. У Переддобруджі відомо 2 нафтових родовища, у Центральноазовському районі – 2 газових і у межах Таврійського – 1 газове.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області – 2 нафтових, 12 – газових, 10 – газоконденсатних родовищ. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 55 діб, промерзання ґрунту 0,3–0,6 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 0,8  $^{\circ}\text{C}$ . В Індоло-Кубанській нафтогазоносній області – 6 нафтових, 5 – газових, 2 – газоконденсатних, 1 - нафтогазове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 16 діб. Середня температура повітря в холодний період року плюс 0,5  $^{\circ}\text{C}$ . У Переддобрудзькій нафтогазоносній області – 2 нафтових родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 78 діб, промерзання ґрунту 0,4–0,5 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 1,4  $^{\circ}\text{C}$ . В Азово-Березанській газозонній області – 2 газових родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на даній території 94 діб, промерзання ґрунту 0,6–0,9 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,8  $^{\circ}\text{C}$ . Структурну схему Південного нафтогазоносного регіону наведено на рис. 6.

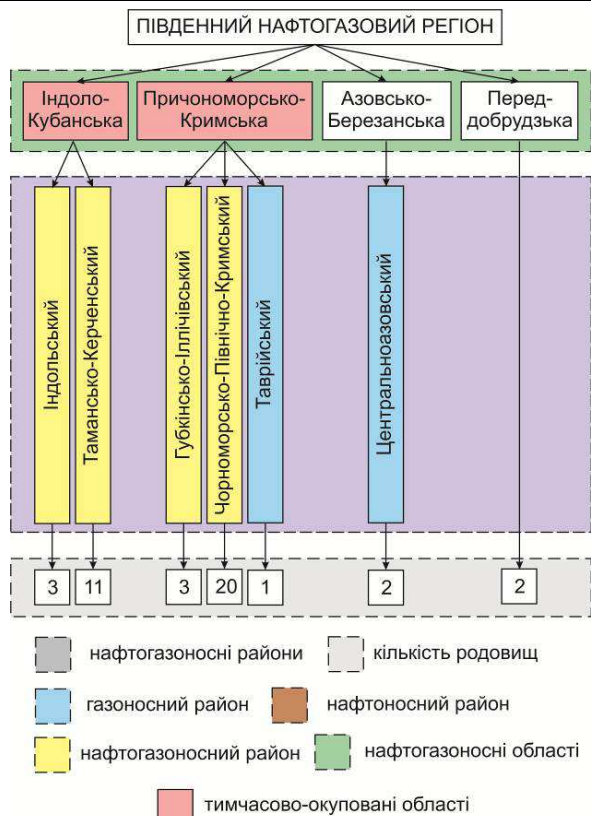


Рисунок 6 – Схема Південного нафтогазоносного регіону

Таблиця 1 – Характеристики викидних ліній нафтогазоносних регіонів України

Регіон	Область	Район	Кількість холодних днів, діб	Середня температура холодного періоду, °С	Сумарна довжина труб / газові родовища, км
Східний	Дніпроводо-Донецька	Рябухінсько-Північно-Голубівський	126	-5,2	134,6 / 0
		Машівсько-Шебелинський	125	-5,1	952,5 / 42,0
		Глинсько-Солохівський	125	-4,8	564,9 / 11,8
		Талалаївсько-Рибальський	128	-4,4	336,6 / 21,6
		Руденківсько-Пролетарський	120	-3,9	524,6 / 14,7
		Красноріцький	117	-4,2	242,3 / 27,8
		Північного борту	125	-5,1	743,6 / 113,8
		Співаківський	125	-5	7,7 / 3,8
		Кальміус-Бахмутський	122	-4,5	5,2 / 5,2
		Антонівсько-Білоцерківський	124	-4,8	2,6 / 0
Західний	Передкарпатська	Більче-Волицький	105	-2,8	284,7 / 236,2
		Бориславсько-Покутський	103	-2,6	77,7 / 13,5
	Закарпатська	Солотвинський	70	-0,9	1,4 / 1,4
		Мукачівський			5,3 / 5,3
	Волино-Подільська	Бузький	105	-2,7	3,5 / 3,5
		Волинський			1,7 / 1,7

Проаналізувавши зведені дані по родовищах для нафтогазових регіонів (виключаючи південний регіон оскільки більшість родовищ знаходяться на тимчасово окупованій території України) (табл. 1) можна зробити висновок, що визначальною для оцінки небезпеки виникнення гідратних корків буде сумарна довжина трубопроводу та глибина промерзання, оскільки тривалість холодної пори року за областями відрізняється незначно.

На основі проведеного аналізу, для більш детального вивчення було вибрано Східний нафтогазовий регіон, оскільки тут зосереджено найбільше газових свердловин, викидні лінії яких є в зоні потенційної небезпеки утворення газових гідратів.

Газотранспортна система викидних ліній свердловин Східного нафтогазопромислового регіону складає 3,5 тис. км [8]. З отриманих даних випливає про найвищі ризики розвитку процесів гідратуутворення на родовищах Машівсько-Шебелинського, північного борту та Глинсько-Солохівського нафтогазоносних районів, що включає в себе приблизно 200 км викидних ліній газових свердловин.

Нами проведено аналіз температурного розподілу по регіону в цілому, та встановлено, що найтеплішою областю в східному регіоні виступає Луганська обл., а найхолоднішою – Сумська. З урахуванням кількості родовищ по всіх областях було підраховано усереднену

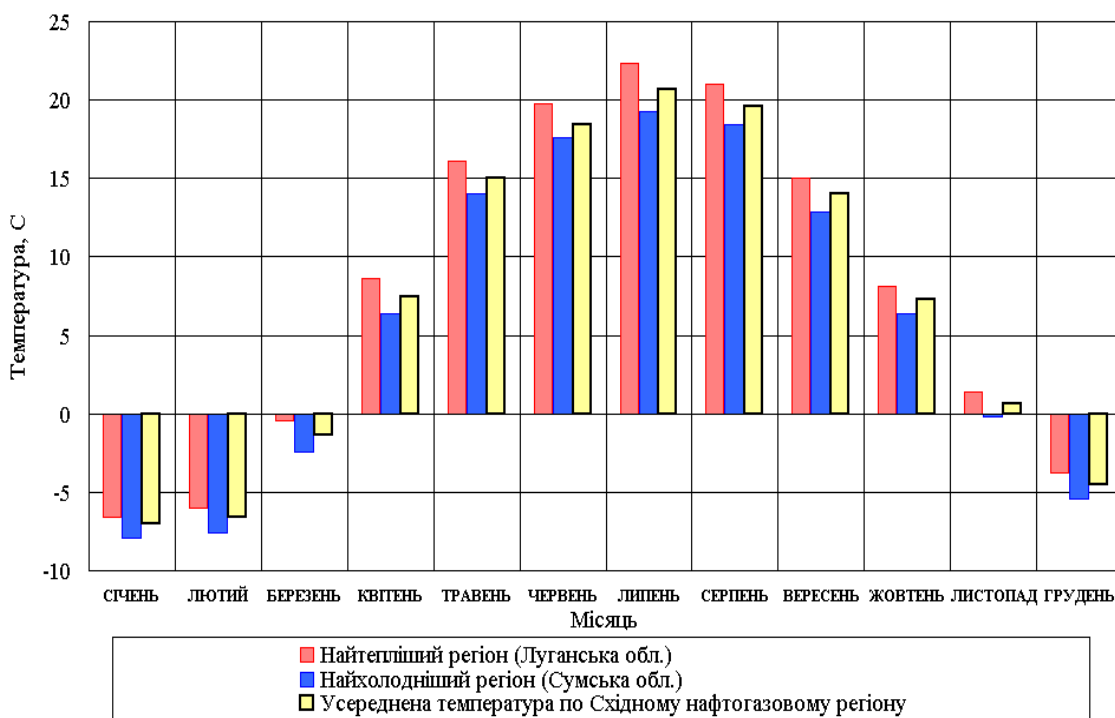


Рисунок 7 – Розподіл температури повітря по Східному нафтогазовому регіону [9]

температуру повітря в році (рис. 7) для нафтогазових регіонів з найвищими ризиками утворення гідратних корків.

Для прогнозування температури повітря використовуємо відому аналітичну залежність визначення розподілу температури ґрунту з її глибиною [10].

Загальний вигляд формули температури в залежності від глибини та дня року:

$$T(z,t) = T_s + A_0 \cdot e^{-\frac{z}{d}} \cdot \sin\left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (t - t_0)}{365} - \frac{z}{d} - \frac{\pi}{2}\right], \quad (12)$$

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;

$$d = \sqrt{\frac{2 \cdot D_h}{w}}, \quad (13)$$

де  $D_h$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту,  $m^2/s$

$$w = \frac{2 \cdot \pi}{365}. \quad (14)$$

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

При  $z = 0$  (поверхня ґрунту), рівняння розподілу температури (12) набуде вигляду:

$$T(t) = T_s + A_0 \cdot \sin\left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (t - t_0)}{365} - \frac{\pi}{2}\right]. \quad (15)$$

Для конкретного Східного нафтогазового регіону: середня температуропровідність ґрунту  $D_h = 0,256 m^2 / s$  [11], 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.

В основному промерзання ґрунтів даного регіону коливається в 0,7–1,5 м від поверхні ґрунту. За нормативними правилами глибина прокладання викидних ліній 0,8–1 м, в окремих випадках дозволяється 0,6 м, якщо над трубопроводом немає проїзду транспорту. Таким чином основну увагу слід звернути на пониження температур на таких глибинах.

Побудуємо річний розподіл температури ґрунту за формулою (12) для Східного нафтогазового регіону України (рис. 9).

З рисунку 9 випливає, що в зимовий (холодний) період (для регіону в цілому складає біля 120 діб) температура ґрунту по глибині зростає в порівнянні з температурою навколишнього середовища, що є не істотним для глибин залягання викидних ліній газових свердловин, а в періоди з плюсовою температурою навколишнього середовища, температура ґрунту незначно знижується.



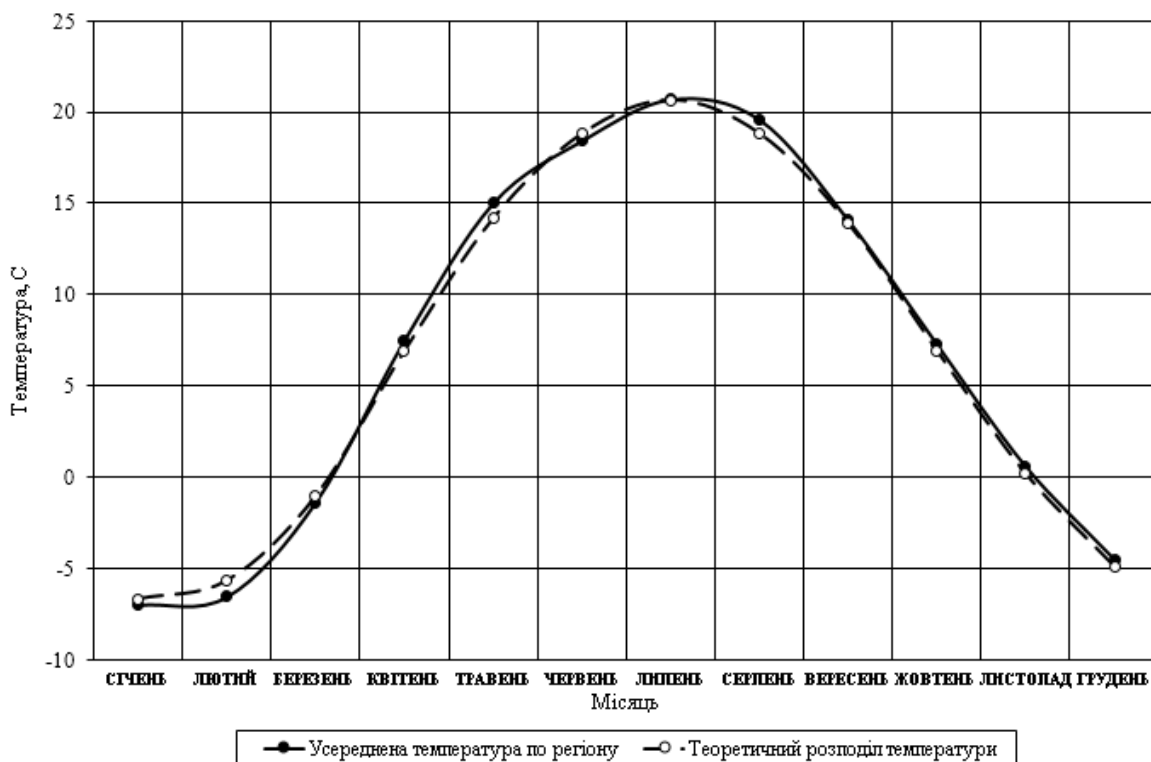


Рисунок 8 – Розподіл температури повітря по Східному нафтогазовому регіону

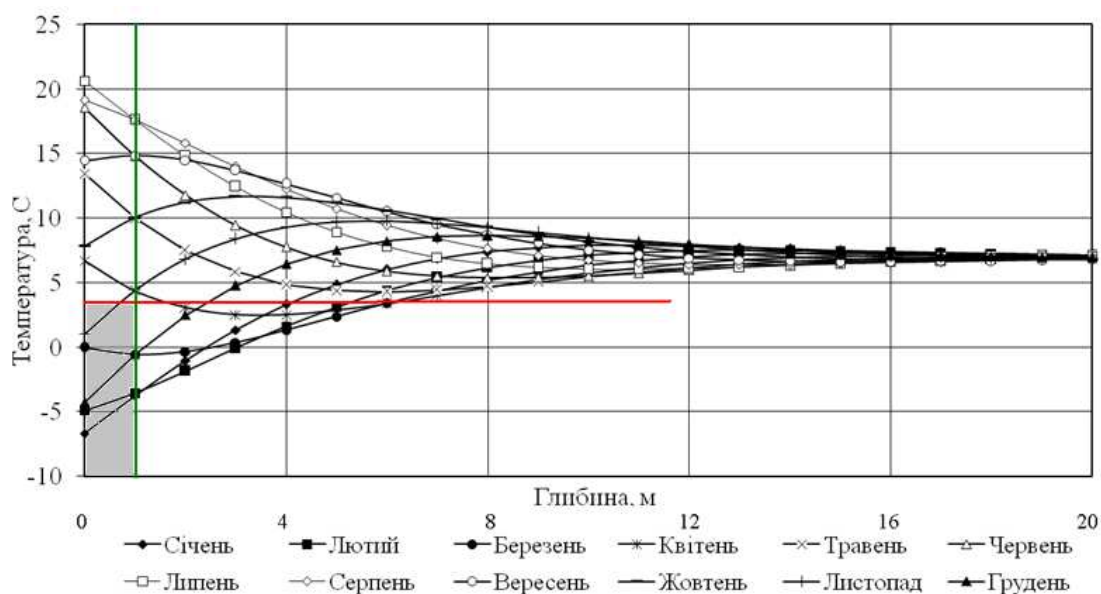


Рисунок 9 – Річний розподіл температури залежно від глибини

Таким чином, на глибинах, де пролягають викидні лінії газових свердловин в зимовий (холодний) період зростає імовірність гідратування, що в свою чергу призводить до інтенсифікації внутрішньотрубною виразкової корозії, що тягне за собою негативні наслідки та до збільшення локальних напружень в трубі внаслідок концентрації у місцях глибоких дефектів.

На основі проведених розрахунків вибрано діапазон напружень для проведення втомних випробувань. Для конструкцій нафтогазової промисловості циклічне навантаження здійснюється за напружень, що нижчі за границю

плинності матеріалу. В цьому випадку, наявність концентрації напружень приводить до сильного збільшення локальних напружень циклу, рівень яких і визначає втомну довговічність трубопроводу [12].

Теоретичні і експериментальні дослідження свідчать, 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 суттєво впливає на процес втомного руйнування [13].



Рисунок 10 – Загальний вигляд внутрішньої стінки труби

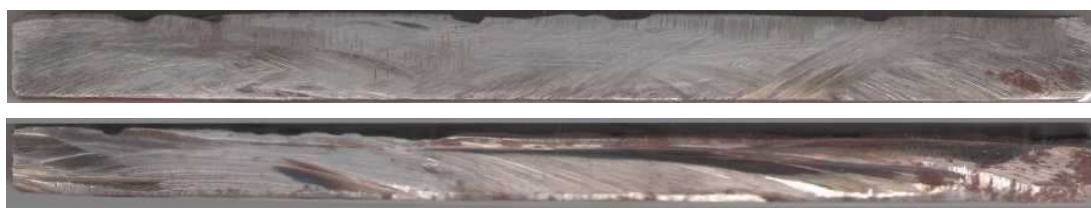


Рисунок 11 – Профілеграма внутрішньої стінки викидної лінії

Кількісною характеристикою концентрації напруження є теоретичний коефіцієнт концентрації напружень  $\alpha_\sigma$  [14].

$$\alpha_\sigma = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\text{ном}}}, \quad (16)$$

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

Для оцінки впливу концентрації на міцність матеріалу вводиться ефективний коефіцієнт концентрації  $K_\sigma$ , який дорівнює відношенню руйнівного навантаження зразка без концентратора до руйнівного навантаження зразка з таким же перерізом з концентратором напружень.

$$K_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1k}}, \quad (17)$$

де  $\sigma_{-1}$  – границя витривалості зразків без концентрації напружень,

$\sigma_{-1k}$  – границя витривалості зразків з концентрацією напружень, які підраховані як номінальні напруження для гладкого зразка з таким же поперечним перерізом.

На рисунках 10, 11 зображено корозійні ушкодження внутрішньої поверхні трубопроводу.

Для приблизного підрахунку ефективного коефіцієнта концентрації  $K_\sigma$ , скористаємося [15] отримаємо:

$$K_\sigma = 1 + q_\sigma (\alpha_\sigma - 1), \quad (18)$$

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

Для розрахунку теоретичного коефіцієнта концентрації скористаємося залежностями, які залежать від довжини (с), ширини (d), глибини (b) [13].

Для окремої каверни (лункоподібної раковини) рекомендується застосувати формулу:

$$\alpha_\sigma = \frac{1 + 3,75 \cdot \frac{b}{d} \cdot \left(1,12 - 0,9 \cdot \frac{b}{c}\right)}{1 - \frac{b}{h \cdot \left(1 - 1,5 \cdot \left(\frac{b}{c}\right)\right)}}. \quad (19)$$

Для механічних пошкоджень типу вм'ятина та 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.

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \cdot \frac{b}{h} + 0,475 \cdot \left(\frac{b}{d}\right)^2 - \frac{b}{D} \cdot \left(5 - \frac{b}{h} - 0,75 \cdot \left(\frac{b}{h}\right)^2\right). \quad (20)$$

Спрощена залежність для розрахунку теоретичного коефіцієнта концентрації.

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \cdot \frac{a}{b}, \quad (21)$$

Таблиця 2 – Результати розрахунку ефективного коефіцієнта концентрації

Геометричні розміри дефекту			Теоретичний коефіцієнт концентрації			Ефективний коефіцієнт концентрації		
c, мм	d, мм	b, мм	за формулою 19	за формулою 20	за формулою 21	за формулою 19	за формулою 20	за формулою 21
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

Таблиця 3 – Номінальні локальні напруження в стінці трубопроводу

Нафтогазовий регіон	Робочий тиск, максимальний середній, МПа	Номінальне напруження в 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

де  $a, b$  – відповідно напівосі еліптичного дефекту.

Отримані дані зводимо у таблицю 2.

З даних таблиці 2 випливає, що ефективний коефіцієнт концентрації для різних видів каверн суттєво залежить від їх форми. Таким чином, сумарне напруження у внутрішній стінці пошкодженого трубопроводу буде більше в 1,243–3,696 рази для дефекту з великими поздовжніми розмірами і малою глибиною та дефекту з великою глибиною ураження відповідно, що дає змогу впевнено говорити про істотний негативний вплив локальних корозійних уражень (табл. 3).

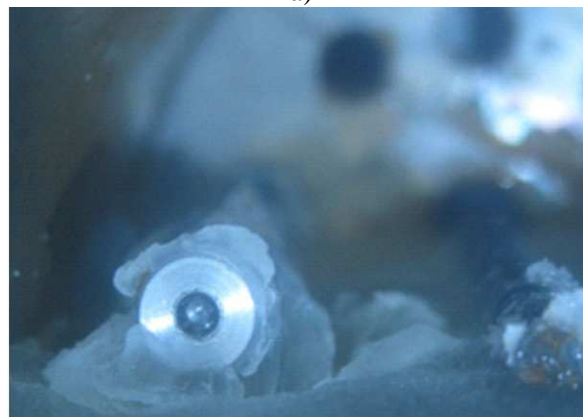
Отже, з отриманих результатів розрахунку коефіцієнтів концентрації напружень випливає, що реальні напруження в трубі з дефектами в декілька разів перевищують номінально-розрахункові, що вказує на необхідність збільшення діапазону рівнів навантажень для механічних та корозійно-механічних випробувань.

Сконструйовано та експериментально перевірено роботу дослідного реактора за температури  $+2.5\text{ }^{\circ}\text{C}$  та тиску 45 atm протягом 170 годин (рис. 12. а), синтезовано газові гідрати метану (рис. 12. б) та оптимізовано термобаричні умови їх одержання з врахуванням експлуатаційних тисків та температур. У ньому зразки матеріалу трубопроводу витримуються за різними схемами для точнішого моделювання експлуатаційних умов.

Схеми витримування зразків є такими.



а)



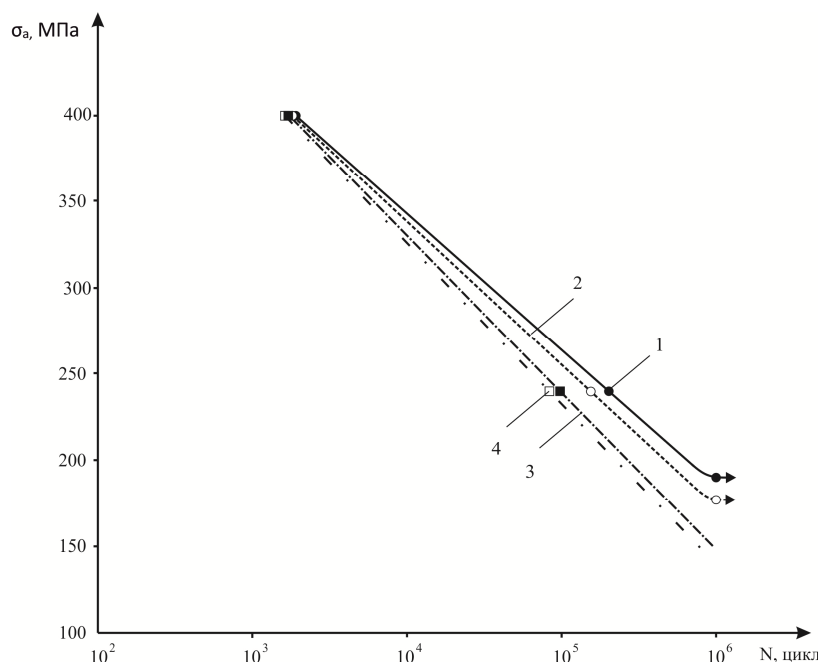
б)

Рисунок 12 – Установка для синтезу газогідратів (а), синтезований гідрат метану (б)



за схемою 1 – верхній зразок, за схемою 2 – нижній зразок.

**Рисунок 13 – Характер корозійних уражень після витримування в гідраті протягом 7 діб**



1 – контрольний зразок (дослідження на повітрі), 2 – зразок після витримування в газовому гідраті (дослідження на повітрі), 3 – контрольний зразок (дослідження в корозивному середовищі), 4 – зразок після витримування в газовому гідраті (дослідження в корозивному середовищі)

**Рисунок 14 – Ділянки кривих втоми та корозійної втоми трубопровідної сталі 20**

Зразок нерухомо закріплюється над поверхнею підтоварної води, після чого створюється робочий тиск та температура, достатня для утворення гідратів.

Аналогічно схемі 1 тільки після утворення гідрату на поверхні зрізка додатково вмикається генератор механічних коливань реактора, такий спосіб випробувань дає змогу краще оцінити вплив гідрату за наявності великої кількості підтоварної води в умовах істотної турбулентності газоподобного потоку.

Проведено дослідження впливу газогідратів на матеріал трубопроводу за двома схемами витримування. Показано, що при витримуванні за схемою 2 корозія зразка носить рівномірний характер, в той час, як при схемі 1 чітко видно локалізацію корозійних уражень в точках кристалізації і дисоціації гідрату (рис. 13). Корозійні ураження в цьому випадку набагато слабші,

однак наявність значної локалізації свідчить, що такий вид газогідратної корозії є значно небезпечніший.

На практиці внаслідок турбулентності при транспортуванні вологого газу промисловими газопроводами будемо мати поєднання двох описаних механізмів газогідратної корозії.

На даний час проведено втомні випробування на зразках виконані з сталі 20, яка була експлуатована протягом 20 років. За результатами втомних та корозійно-втомних випробувань зразків трубної сталі 20, прослідковується зменшення довговічності при випробуванні на повітрі до 25%, у корозивному середовищі до 15%, що свідчить про необхідність урахування даного ефекту при оптимізації режимів експлуатації та оцінці залишкового ресурсу промислових газопроводів (рис. 14).

Таким чином, отримані результати підтверджують негативний вплив гідратуутворення на працездатність матеріалу шлейфів. В подальшому потрібно розширити сортамент досліджуваної сталей та вивчити вплив тривалого напруження на гідратну корозію трубних сталей.

### **Висновки**

Проаналізовано структуру Східного нафтогазоносного регіону та побудовано теоретичний і фактичний розподіл температури навколишнього середовища та розподіл температури ґрунту зі зміною глибини.

Розроблено методіку моделювання роботи трубопроводу в умовах утворення газових гідратів.

Встановлено, що газогідрати викликають значну локалізацію корозійних процесів у місцях зародження їх кристалів.

На основі режимів роботи шлейфів Східного нафтогазоносного регіону вибрано діапазон рівнів навантажень для втомних випробувань з урахуванням концентрації напружень.

Показано, що внаслідок гідратної корозії довговічність матеріалу труб може зменшуватися до 20%.

### **Література**

1 Obanijesu E.O., Pareek V., Gubner R, Tade M.O. Corrosion Education as a Tool for the Survival of Natural Gas Industry // *NAFTA Journal*. – 2010, Year 61, No 12, pp. 541-554.

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

3 Makogon Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. - Tulsa, Oklahoma: Pennwell publishing company, 1997. – 477 p.

4 Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. – М., 1990, 214 с.

5 McKee. et al. Carbon Deposition and the Role of Reducing Agents in Hot-Corrosion Processes // *Chemistry and Material Science*. – 2007, 4(8): 1877-1885.

6 Brki D., Tanaskovi T.I. Systematic Approach to Natural Gas Usage for Domestic Heating in Urban Areas // *Energy*. – 2008, Vol. 33, Is. 12, pp. 1738-1753

7 Joelsson A., Gustavsson L. District Heating and Energy Efficiency in Detached Houses of Differing Size and Construction // *Applied Energy*. – 2009, Vol. 86, Is. 2, pp. 126-134.

8 Побережний Л.Я. Оцінка потенційних ризиків гідратуутворення на викидних лініях свердловин / Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук // *Науковий вісник НЛТУ України*. – 2017. – № 27. – С. 145–147.

9 Український гідрометеорологічний центр [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://meteo.gov.ua/>.

10 Soil Temperature Variations With Time and Depth [Електронний ресурс] : автор статті Nofziger D.L. – Доступ до ресурсу: <http://soilphysics.okstate.edu/software/SoilTemperature/document.pdf>.

11 Чудновский А.Ф. Теплофизические характеристики дисперсных материалов / А.Ф. Чудновский. – М.: Гос. изд. физ.-мат. л-ры, 1962. – 456 с.

12 Шукаєв С.М. Вплив концентрації напружень на втомну міцність сталі 20 / Шукаєв С.М., Гладский М.М., Шубін С.М. // *Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. – 2012. – С. 96–100.

13 Андрияк А. В. Методи визначення впливу пошкоджень на працездатність нафтопроводу / А. В. Андрияк. // *Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв*. – 2008. – С. 23–25.

14 Петерсон Р. Е. Концентрация напряжений / Р. Е. Петерсон. – Москва: Мир, 1977. – 302 с.

15 ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 54 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 08.06.17*

*Рекомендована до друку професором Кондратом О.Р. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Марущаком П.О. (ТНТУ імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)*