

Мирослав МАЗУР

ВТОМА ТА КОРОЗІЙНА ВТОМА МАТЕРІАЛУ ГАЗОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019. E-mail: myroslav.mazur@gmail.com*

Myroslav MAZUR

FATIGUE AND CORROSION FATIGUE OF GAS PIPELINE MATERIAL CONSIDERING HYDRATE FORMATION

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
15, Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. E-mail: myroslav.mazur@gmail.com*

ABSTARCT

Today Ukraine is energodeficit state, so the problem of increasing domestic production raises very serious. One way to solve - restoration work preserved, the use of existing and construction of new low debitwells. The aim of this work was to study the effect of gas hydrates on nuclear and corrosion fatigue characteristics of the material of the pipeline. The material for the study selected one of the most common currently 17HS pipeline steel. Samples for laboratory testing were cut from the pipe wall, then control experiment performed in air and corrosive environment, and then under the same conditions tested samples that previously were kept in hydrates during 7 days. A laboratory simulation and the influence of gas hydrates to fatigue and corrosion fatigue behavior of steel pipelines. Tests carried out in air and in the corrosive environment with pure bending load. It was shown that their effect on the metal pipeline leads to increased surface defects and activates the development of fatigue and corrosion fatigue damage. A long interaction with the corrosive environment not affect the overall kinetics of deformation and fracture. There is a three-stage process kinetics. It should explore more mechanisms of formation and development of surface damage of pipeline steel under the influence of gas hydrate, especially given on that inner surface of the tube is not protected by means of active and passive corrosion protection.

KEY WORDS: *hydrate formation, main pipelinescorrosion, low debit wells, wet naturalgas, ecology safe inhibitors.*

Гідратоутворення у промислових газопроводах в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. За наявності цих умов малопарафінистий гомологічний склад природного газу (C₁-C₄) та/чи наявність домішок у газі (H₂S, CO₂ тощо) змішується з водяною парою, і на поверхні розділу фаз під дією слабких сил Ван-дер-Ваальса утворюються гідрати. Якщо їх швидко не видалити, гідрат розростається по трубі та зменшує внутрішній переріз труби, що призводить до підвищення тиску в трубопроводі та небезпеки розриву [1]. Газ, який іде від місця видобутку у промисловий трубопровід, часто містить значну кількість домішок і вологи [2]. Тому проблема дослідження впливу гідратів на матеріал трубопроводу і розроблення у подальшому нових екологічно-безпечних інгібувальних композицій є доволі актуальною.

Метою даної роботи було вивчити вплив газогідратів на втомні та корозійно втомні характеристики матеріалу газопроводу.

Матеріалом для досліджень обрано сталь 17ГС. Зразки для лабораторних досліджень вирізалися зі стінки труби, після чого проводився контрольний експеримент на повітрі та в корозивному середовищі, а далі за тих же умов випробовувалися зразки, які попередньо витримувалися у газогідраті упродовж 7 днів [3]. У процесі експозиції зразків у газогідраті постійно підтримувалася температура +2,5 °C та тиск 45 бар. Втомні випробовування проводилися на розроблені раніше в ІФНТУНГ комп'ютеризованій установці МВ-1К. Випробовування проводили на повітрі та в корозивному середовищі (0,05 моль/л NaCl + 0.05 моль/л Na₂SO₄) при

навантаженні чистим згином з частотою 0,8 Гц та постійною фіксацією деформації в режимі реального часу. Для кращого аналізу стадійності процесу кінетичні криві (рис. 1) представлено у відносних координатах.

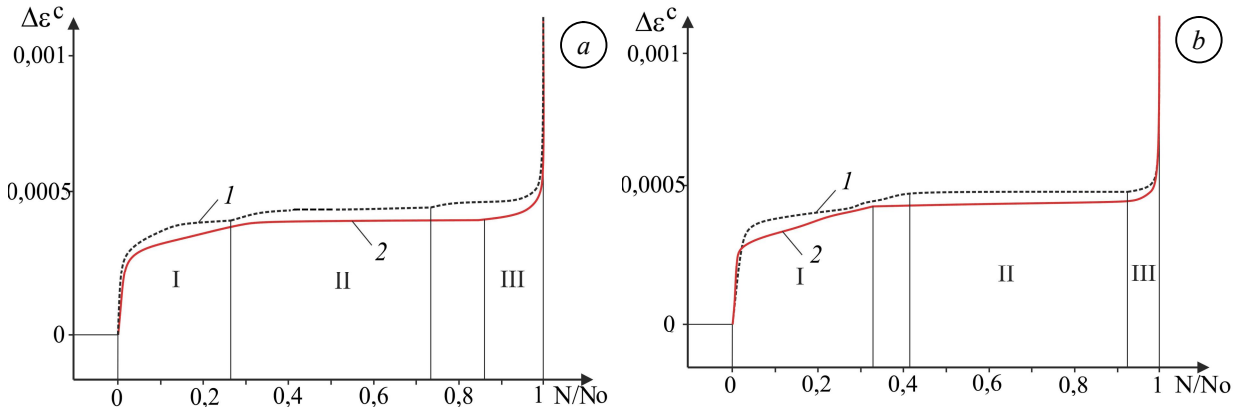


Рис. 1. Кінетика деформації зразка після витримки в гідраті (1) та контрольного (2) (340 МПа) на повітрі (а) та в корозивному середовищі (б).

Fig. 1. Kinetic of specimen deformation after hydrate exposition (1) and control specimen (2) (340 MPa) in air (a) and in corrosive environment (b).



Рис. 2. Втомні злами зразків на повітрі та в корозивному середовищі: контрольний (а, с), витриманий у гідраті (б, д), 340 МПа.

Fig. 2. Fatigue fractures specimens in air and in corrosive environments: reference (a, c), after hydrate exposition (b, d), 340 MPa.

І на повітрі, і в корозивному середовищі спостерігаємо тристадійну кінетику процесу деформації та руйнування. Для зразків, витриманих у газогідраті, показники приросту циклічної деформації вищі на 5...7%. Така деформаційна поведінка може бути пов'язана із підвищенням пошкодженості поверхні внаслідок дії газогідрату. На користь такої гіпотези свідчить збільшення тривалості третьої стадії втомних зламів на повітрі. Корозійні дефекти виступають концентраторами напружень і, як наслідок, точками зародження мікротріщин. Даний висновок підтверджується виглядом поверхонь руйнування (рис. 2). Злам витриманого у гідраті зразка свідчить про паралельний ріст двох тріщин. На втомних зламах у корозивному середовищі фіксуємо гладший рельєф для витриманого у гідраті зразка, що дає змогу говорити про вищу швидкість поширення втомної тріщини. Однак на відміну від зламів на повітрі, тут не фіксуємо значних відмінностей будови, що може бути пов'язано із недостатнім часом дії корозивного середовища.

Тому для поглибленого вивчення впливу газогідратів на корозійно-втомну поведінку сталі трубопроводу було проведено випробовування за амплітуди номінальних напружень, близької до границі плинності (280 МПа). Більш тривалий час взаємодії із корозивним середовищем не позначився на загальній кінетиці деформації та руйнування. Знову спостерігаємо тристадійну кінетику, однак тривалість останньої стадії зростає в 1,8 рази проти 340 МПа. Така поведінка може бути пояснена паралельним ростом кількох конкуруючих корозійних тріщин. На користь такого припущення говорить і кінетика деформації, де для зразка, витриманого у

газовому гідраті, практично відсутня ділянка плато на II стадії розвитку деформації, у той час, як при 340 МПа її можна виділити між 40 і 60 % довговічності. У нас же спостерігається лише невелика ділянка між 25 та 35 % довговічності, а далі фіксуємо монотонне зростання циклічної деформації. Для перевірки такого припущення скористаємося аналізом поверхонь руйнування (рис. 4).

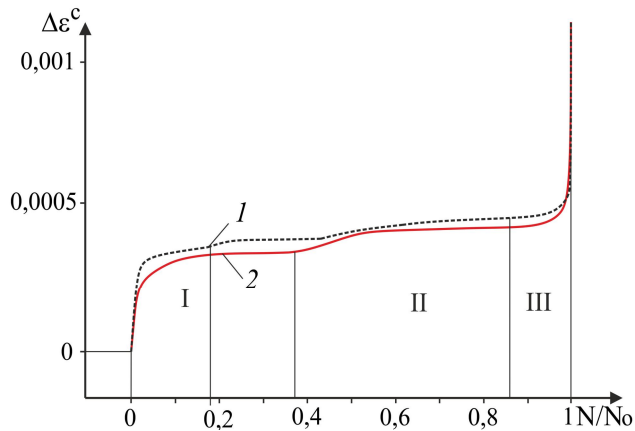


Рис. 3. Кінетика деформації зразка після витримки у гідраті (1) та контрольного (2) (280 МПа) у корозивному середовищі.

Fig. 3. Kinetic of specimen deformation after hydrate exposition (1) and reference specimen (2) (280 MPa) in corrosive environment.

На відміну від зламів зразків при вищому рівні амплітуди напружень, тут спостерігаємо значні візуальні відмінності у будові зламів контрольного зразка та зразка, витриманого у газогідраті. Для останнього очевидно є багатолопатева будова зламу з об'єднанням дрібних конкуруючих тріщин у дві магістральні. Таким чином, можна стверджувати, що поверхня зразка у місцях утворення гідрату зазнає корозійних пошкоджень, які в умовах втомного навантаження у корозивному середовищі стають центрами ініціації та росту корозійно-втомних тріщин. Таким чином, досліджено вплив газогідратів на втомну та корозійно-втомну поведінку сталі газопроводів. У подальшому потрібно докладніше дослідити механізми утворення і розвитку пошкоджень поверхні трубопровідних сталей під впливом газогідратів, особливо зважаючи на те, що внутрішня поверхня труби не захищена засобами активного та пасивного протикорозійного захисту.

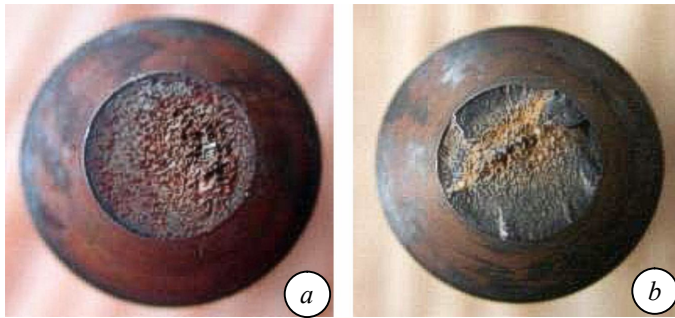


Рис. 4. Втомні злами зразків у корозивному середовищі: контрольний (a) та витриманий у гідраті (b), 280 МПа.

Fig. 4. Fatigue fractures specimens in corrosive environments: reference (a), hydrate exposition (b), 280 MPa.

ВИСНОВОК

Показано, що дія газогідратів на метал трубопроводу призводить до підвищення дефектності поверхні та активізує розвиток втомних та корозійно-втомних пошкоджень.

ЛІТЕРАТУРА

1. Obanijesu E.O., Akindeju M.K., Pareek V. and Tade M.O. Modeling the Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate as a Result of Hydrate Formation // Elsevier. 21st European Symposium on Computer-Aided Process Engineering, (Part B). – 2011. – P. 1160-1164.
2. Побережний Л.Я., Мазур М.П. Особливості корозії промислових трубопроводів під дією газогідратів // Вісник СНУ. – 2013. – № 13 (202). – С. 167-177.
3. Мазур М.П., Побережний Л.Я. Моделювання процесів гідратоутворення під час транспортування газу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 4. – С. 26-32.