

то збільшуємо витрату газу через нагнітачі першої компресорної станції і знову розраховуємо методом ітерацій розгалужену газотранспортну систему.

Після досягнення необхідної точності обчислень розрахунки завершують. У результаті одержуємо пропускну здатність кожного елемента газотранспортної системи і режимні параметри роботи компресорних станцій для певного варіанта підключення відгалужень і відводів з урахуванням сезонних умов перекачування.

Описаний обчислювальний алгоритм реалізований нами у програмі VEGA. З метою апробації методики та програмного забезпечення визначимо пропускну здатність елемента газотранспортної системи, схема якого наведена на рисунку 1. Розрахунки виконуємо для зимових умов перекачування, яким відповідає температура ґрунту на глибині укладання трубопроводів $T_{gp} = 276$ К і розрахункова температура повітря $T_{пов} = 273$ К. Коефіцієнт гідравлічної ефективності приймаємо для ділянок магістрального газопроводу $E = 0,97$; для ділянок відгалужень і відводів $E = 0,95$.

Приймаємо, що компресорні станції магістрального газопроводу оснащені газоперекачувальними агрегатами ГТК-10І. На кожній КС працюють паралельно 5 ГПА зазначеного типу.

Результати розрахунку пропускну здатності елемента розгалуженої газотранспортної системи за програмою VEGA наведені у таблиці 1.

Аналіз даних таблиці 1 свідчить, що залежно від схеми підключення відгалужень і відводів помітно змінюється кількість газу, що транспортується магістральним газопроводом, і частка газу, яка надходить до того чи іншого шляхового споживача. Таким чином, запропонована методика і програмне забезпечення дають змогу для газотранспортних систем із розгалуженою структурою достовірно прогнозувати обсяги транзитного перекачування газу магістральними газопроводами, а також обсяги надходження газу до шляхових споживачів для різних варіантів їх підключення із врахуванням сезонних змін умов роботи.

Література

1 Середюк М.Д., Лісафін Д.В. Визначення пропускну здатності складних газотранспортних систем // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – № 3(9). – С.69-78.

2. Середюк М.Д., Ксеніч А.І., Фик М.І. Визначення пропускну здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006. – № 1(13). – С.75-82.

УДК 622.691.24

РОЗРАХУНОК ЗБІЛЬШЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕНОГО ПОРОВОГО ОБ'ЄМУ ПСГ ЗА РАХУНОК ОСУШЕННЯ ПОКЛАДІВ

О.М.Сусак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166
e-mail tzng@nung.edu.ua

Представлены результаты теоретических исследований процесса осушки пластов ПХГ от остаточной воды. Исходя из зависимостей подземной гидравлики разработаны математические модели для расчета изменения остаточной водонасыщенности. Представлены результаты апробации полученных зависимостей на примере одного из ПХГ Украины.

The results of theoretical calculation of dewatering of pore space are represented. The mathematical model of dewatering of pore space was elaborated for calculation of changing of pore volume of underground gas storage based on theoretical dependences of reservoir hydraulics.

Режими роботи пластової системи підземних сховищ газу визначаються характером протікання газогідродинамічних процесів у пористому середовищі, а тому вивчення впливу властивостей пористого середовища на характер фільтрації газу має вирішальне значення під час розв'язання задач із прогнозування режимів роботи ПСГ. Вивчення параметрів роботи ПСГ, що створені у виснажених газових родовищах та працюють у газовому режимі роботи, дало

змогу встановити розбіжності між проектним та фактичними значеннями активного газонасиченого порового об'єму покладів. Було встановлено, що на етапі проектування та експлуатації ПСГ не враховувався факт наявності залишкової водонасиченості в покладах сховищ газу. Результати численних досліджень структури та кількості залишкової води в покладах колишніх газових родовищ дали змогу встановити, що на початковій стадії розробки на ви-

снаження покладів газових родовищ залишкова водонасиченість коливалася в межах від 10 до 30%.

Питання впливу залишкової водонасиченості на характер фільтрації газу вивчалось детально науковцями світу, такими як Щелкачев В.Н. [1], Чарний І.А. [2], Хейн А.Л. [3] та ін. Однак питанню цього впливу циклічної експлуатації на параметри покладів практично не приділялося уваги. Детально процес осушення пористого середовища під час розробки на виснаження газового родовища вивчав Ширковський А.І. [4] та прийшов до висновку, що протягом усього періоду розробки на виснаження осушується лише привибійна зона свердловини, а пласт загалом не зазнає змін у залишковій водонасиченості. Однак в його праці не розглядався режим нагнітання не насиченого вологою природного газу в обсязі, що прирівнюється до початкових запасів родовища. Тому доцільно детально розглянути процес осушення порового простору під час циклічної експлуатації покладів ПСГ, крім того, слід урахувати особливості геологічної будови сховищ, наявність застійних зон та зон із пониженою фільтрацією.

Як вихідні рівняння для розробки математичної моделі процесу осушення пористого середовища використовувалися такі залежності: залежність для визначення вологовмісту природного газу в стані повного насичення (формула Бюкачека); закон збереження маси газу в покладах; рівняння нерозривності потоку газу при ізотермічній фільтрації газу.

$$W = \left(B(t) + \frac{A(t)}{P} \right) \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (1)$$

де: $B(t)$, $A(t)$ – коефіцієнти, що визначаються в залежності від температури газу;

k_1 , k_2 – відповідно коефіцієнти, що враховують склад газу та мінералізацію води,

$$\operatorname{div} \bar{V} + m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \right) = 0; \quad (2)$$

$$\operatorname{div}(W \cdot \bar{V}) + m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(S + \frac{(1-S) \cdot \rho \cdot W}{f \cdot \rho_0} \right) = 0, \quad (3)$$

де: f – коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму газової фази внаслідок вмісту в природному газі водяних парів ($f = 1$);

S – водонасиченість порового простору.

Під час проведення розрахунків було прийнято такі припущення: за рахунок осушення фазова проникність покладів змінюється за лінійним законом; динамічна в'язкість газу, коефіцієнт стисливості природного газу визначалися за значенням середньозваженого пластового тиску та пластової температури; пластова температура – величина незмінна впродовж циклічної експлуатації сховищ газу.

Залишкова водонасиченість покладів у початковому стані визначалася аналітичним методом. Такі залежності в своїх роботах приводять Гімматудинов Ш.К., Коротаєв Ю.П., Ширковський А.І. [5], [6]. Ці залежності отримані

ними на основі аналізу результатів випробовувань кернів порід. Найбільш поширені залежності наводить Ширковський А.І. [1]:

$$S_n = 0,337 - 0,155 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (4)$$

$$S_{nc} = 0,182 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (5)$$

де: S_n , S_{nc} – відповідно залишкова водонасиченість для пісків та пісковиків, частки од.;

k_0 – абсолютна проникність, Дс;

m_0 – відкрита пористість, частки од.

За залежністю (4) було визначено залишкову водонасиченість покладів одного з ПСГ України. Так, початкова залишкова водонасиченість покладів знаходиться у межах від 15 до 24% при абсолютній проникності покладів $k = 225 \div 1335$ мД·с та пористості 24-25%. Відповідно до фактичних даних мінімальна залишкова водонасиченість покладів приймалася в межах 8-10%.

Спільний розв'язок залежностей (1)-(3) за умови плоскорадіальної фільтрації реального газу в покладі дав можливість отримати залежність для визначення зміни водонасиченості на контурі живлення за період відбору газу:

$$S_{кін} = S_{поч} - \frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 \cdot m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{поч}^2 - P_{кін}^2)} \times \left(\frac{P_{кін}}{\sqrt{2 \cdot P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} - \frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right) - \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right), \quad (6)$$

де: $S_{кін}$ – кінцева водонасиченість, частки од.;

$S_{поч}$ – початкова водонасиченість, частки од.;

A' – коефіцієнт із формули Бюкачека для визначення вологовмісту природного газу, що визначається залежністю $A' = A(t) \cdot k_1 \cdot k_2$;

k_1 та k_2 – коефіцієнти, що враховують відповідно склад газу та мінералізацію води;

μ_{cp} – динамічна в'язкість природного газу за середніх умов, Па·с;

Ω_0 – початковий газонасичений поровий об'єм, м³;

T_0 – стандартна температура, К;

Q – об'єм відбору газу за стандартних умов за місяць (декаду), м³;

k_0 – початкова фазова проникність середовища, м²;

F – площа фільтрації, м²;

m_0 – початкова пористість середовища, доли од.;

T – пластова температура, К;

$P_{поч}$ – середньозважений по об'єму тиск на початку місяця (декади) відбору газу, Па;

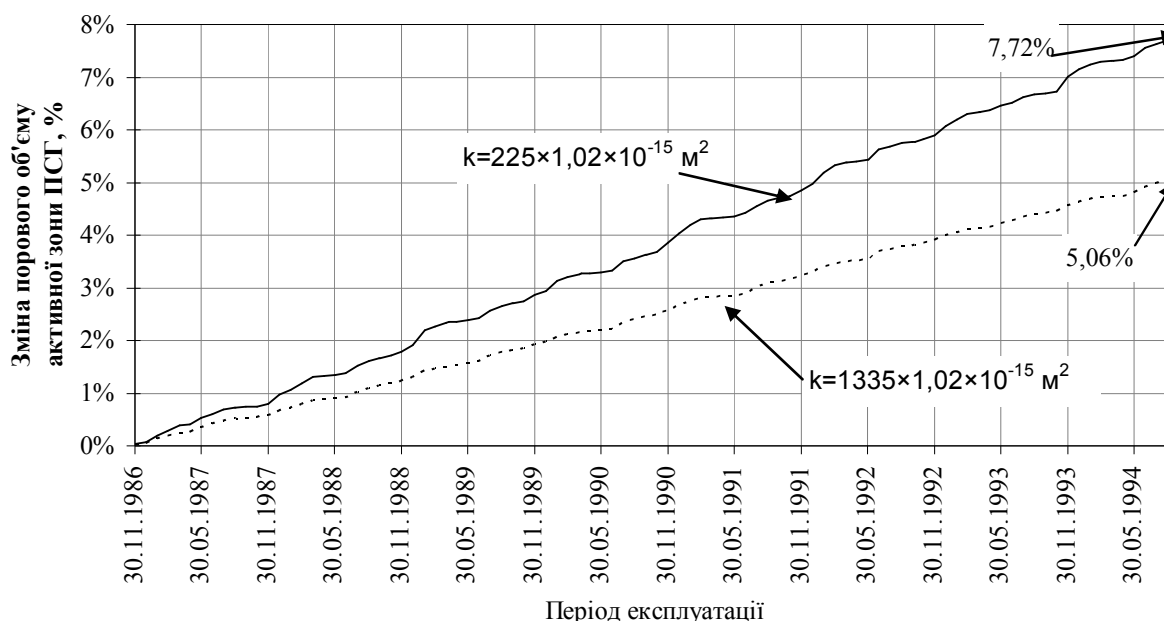


Рисунок 1 – Динаміка зміни порового об'єму активної зони сховища в період 1986–1994 рр.

$P_{кін}$ – середньозважений по об'єму тиск на кінець місяця (декади) відбору газу, Па;

$z_{сер}$ – коефіцієнт стисливості за середніх умов;

P_0 – атмосферний тиск за стандартних умов (101325 Па);

f – коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму газової фази внаслідок вмісту в природному газі водяних парів ($f = 1$), для умов ПСГ Прикарпаття.

Зміну водонасиченості на контурі в процесі нагнітання газу можна визначити за залежністю

$$S_{кін} = S_{поч} + \frac{A' \cdot \mu_{сер} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 \cdot m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{кін}^2 - P_{поч}^2)} \times \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} - \frac{P_{кін}}{\sqrt{2 \cdot P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} \right) + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{сер} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right). \quad (7)$$

Газонасичений поровий об'єм в кінці місяця (декади) відбору або нагнітання газу можна визначити за залежністю

$$\Omega = \frac{\Omega_0}{1 - (S_{поч} - S_{кін})}. \quad (8)$$

Апробація отриманих залежностей була проведена на прикладі фактичних даних експлуатації одного з ПСГ Західного комплексу підземного зберігання газу. Внаслідок складної геологічної будови сховища розрахунок проводився по зонах фільтрації: активній, перехідній та застійній. Як вихідні дані використовувалися фактичні дані експлуатації сховища, а саме: середньозважений початковий та кінцевий пластовий тиск станом на кінець кожного місяця

відбору (нагнітання) газу, початковий газонасичений поровий об'єм, пластова температура, абсолютна проникність покладу в зоні фільтрації, пористість покладу, площа фільтрації. Під час проведення розрахунку визначалося значення водонасиченості, зміни водонасиченості у відсотках, значення порового об'єму та зміни порового об'єму у відсотках. Розрахунки проводилися для різних значень проникності, а саме: $k = 225, 450, 750, 1335$ мД-с.

За результатами розрахунків були побудовані графічні залежності зміни газонасиченого порового об'єму активної зони сховища впродовж перших десяти років циклічної експлуатації сховища. Результати розрахунку зміни газонасиченого порового об'єму активної зони сховища представлені на рис. 1.

Перехідна та застійна зона сховища також зазнають ефекту осушення порового простору, хоч і значно меншою мірою. Розрахунок процесу осушення перехідної зони проводився за фактичними даними експлуатації сховища; як вихідні дані приймалися значення пластового тиску по двох спостережних свердловинах, що розташовані у перехідній зоні сховища. Результати розрахунку зміни газонасиченого порового простору перехідної зони сховища представлені на рис. 2.

Застійна зона сховища характеризується значно меншими змінами пластового тиску; як вихідні дані використовувалися фактичні значення пластового тиску по контрольній свердловині застійної зони. Результати розрахунку зміни газонасиченого порового об'єму застійної зони сховища представлені на рис. 3.

На основі закономірностей фільтрації газу в пористому середовищі створено і реалізовано математичну модель осушення продуктивного горизонту сховища, що дало можливість прогнозувати збільшення газонасиченого порового простору в період циклів „нагнітання–відбір”.

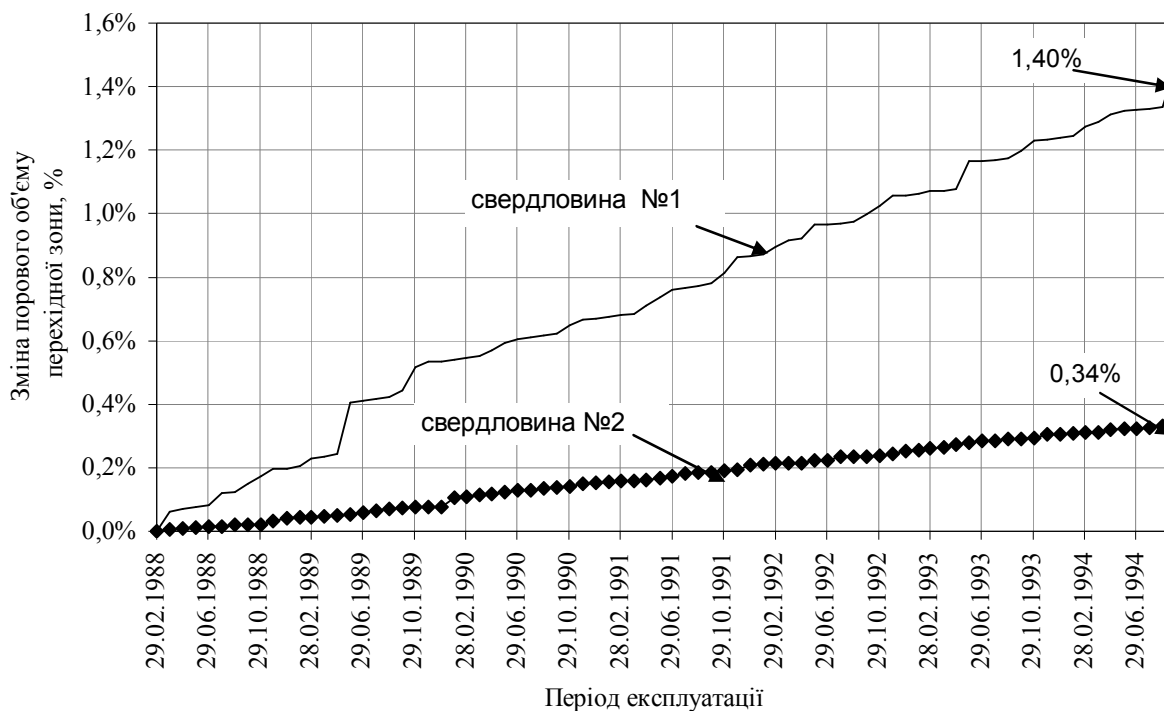


Рисунок 2 — Динаміка зміни газонасиченого порового об'єму перехідної зони сховища

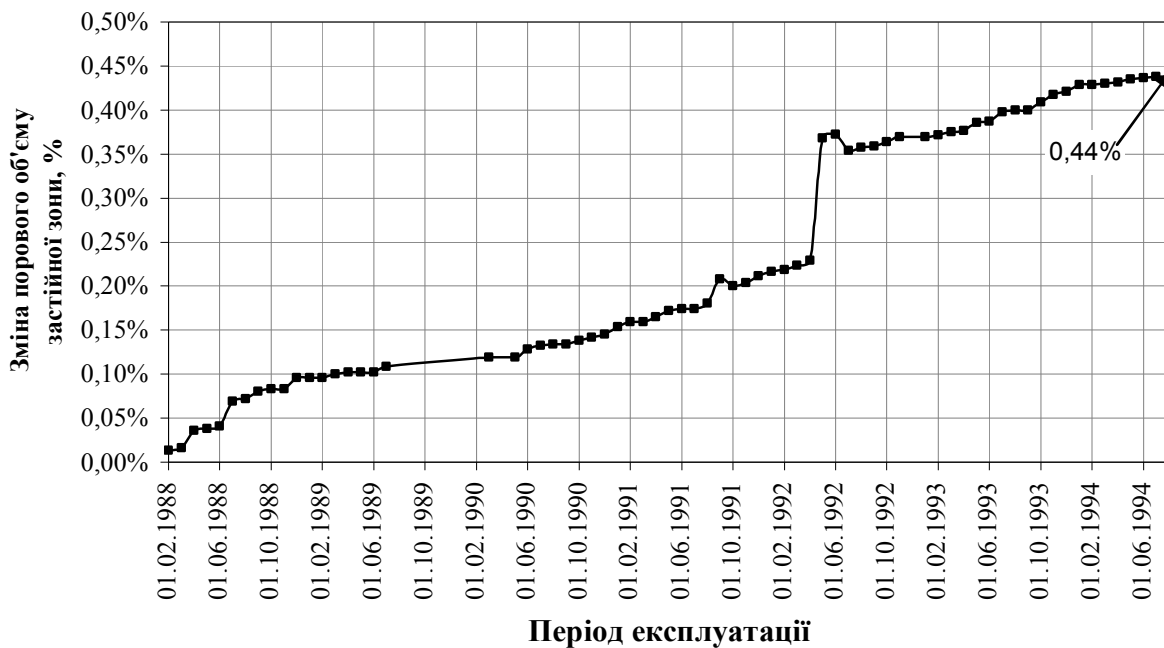


Рисунок 3 — Динаміка зміни газонасиченого порового об'єму застійної зони сховища

Результати аналітичного розрахунку процесу осушення порового простору сховища від залишкової пластової води показують, що осушення порового простору активної зони сховища відбувається протягом перших 6-8 років циклічної експлуатації, за рахунок чого активно працюючий поровий простір збільшується на 5-7,7%. Зони пониженої фільтрації та застійні зони також відчувають вплив ефекту осушення покладу хоч і значно меншою мірою. Так, поровий простір перехідної зони збільшується лише на 1%, а поровий простір застійної зони –

на 0,44%, тобто таким збільшенням можна знехтувати.

Література

- Щелкачев В.Н. Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.
- Чарный И.А. и др. Динамика осушки водоносных пластов при создании подземных газохранилищ // Газовая промышленность. –1962. – №1. – С.15-18.

3 Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. Экспериментальное исследование процесса двухстадийной осушки водоносного пласта газом. // Вопросы подземного хранения газа в водоносных структурах: Труды ВНИИГАЗ. – 1961. – Вып. 11(19). – С. 296-345.

4 Ширковский А.И. Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных место-

рождений. // ВНИИЭгазпром. Серия: Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1971. – С. 49.

5 Гимматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 312 с.

6 Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 487 с.

УДК 621.643

ЖИВУЧІСТЬ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Л.Я.Побережний

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail poberezhny@nuing.edu.ua*

На основани анализ результатов усталостных испытаний определены области низкочастотной усталости для стали морских нефтегазопроводов. Предложен способ прогнозирования их живучести в нештатных ситуациях.

On the basis of fatigue tests results analysis the areas of low-frequency fatigue are obtained for marine pipelines steel. The method of its survivability prognosis in nonpermanent situations is offered.

Найекономічнішим за енерговитратами видом транспорту продукції морських родовищ є трубопровідний [1]. Незважаючи на те, що капіталовкладення в об'єкти транспорту нафти і газу на морі дуже великі, рівень техніки та технології в цій області дає змогу промислово розвинути країнам з достатньою ефективністю експлуатувати трубопровідні системи великої протяжності (понад 500 км) та продуктивності.

Витікання нафти з морських нафтопроводів є вкрай небезпечним в екологічному плані, а збирання розлитої в морі нафти є складною, великовартісною операцією, що потребує використання спеціальних технічних засобів.

На сьогодні найпоширенішими в світі є сталеві нафтогазопроводи, хоча ведуться інтенсивні пошуки нових матеріалів для підводних трубопроводів.

Світовий досвід проектування, будівництва та експлуатації морських трубопроводів показав, що такі достатньо складні інженерні споруди можуть успішно створюватися та удосконалюватися лише при всебічному вивченні умов їх роботи та проведенні наукового пошуку, зокрема, досліджень, що стосуються глобальної проблеми міцності матеріалу трубопроводу в робочих (технологічних) середовищах.

Аналіз причин аварій морських трубопроводів свідчить, що приблизно 75% всіх пошкоджень відбувається внаслідок впливу на трубопровід хвиль та течій. Цей вплив є не лише одним з найнебезпечніших та найпоширеніших, але й найменш прогнозованим. Так, трубопровід, укладений в траншею та засипаний піском, під час шторму може вийти на поверхню ґрунту та піддаватися активному впливу хвиль і течій,

в результаті чого може утворитися ділянка, що провисає та здійснює коливання. Це, в свою чергу, спричинює деформацію (згин трубопроводу), призводить до розтріскування залізобетонної оболонки та розриву ізоляційного покриття, проникнення морської води до металу трубопроводу, утворення вторинних концентраторів напружень, що в комплексі викликає передчасне руйнування.

Сьогодні визнається, що найнебезпечнішим є низькочастотне втомне та корозійно-втомне руйнування несучих елементів морських трубопроводів, яке важко діагностувати. Це пов'язано як з умовами експлуатації, так і зі специфікою прояву низькочастотного навантаження, особливо якщо врахувати, що вплив середовища та змінних напружень носить часову залежність.

Специфічні умови спорудження та експлуатації морських трубопровідних систем визначаються, перш за все, глибиною акваторії, параметрами морських чи океанських хвиль, наявністю сильних підводних течій, топографією дна та його стійкістю до переформування (глибиною розмивання), корозійним та температурним факторами. Навантаження статичного та динамічного характеру, викликані складними умовами експлуатації, можуть одночасно діяти на лінійну частину трубопроводу в найрізноманітніших комбінаціях та змінюватися за величиною, напрямком, частотою та інтенсивністю в широкому діапазоні. Деякі навантаження визначаються з точністю, достатньою для інженерних розрахунків, але безумовно більшість з них обчислюється надто наближено. Особливо складно врахувати навантаження, спричинені дією навколишнього середовища, тим більше,