



Aging Assessment of the Subsea Gas Pipeline

Diyan NIKOLOV

Technical University of Varna, Varna, Bulgaria
e-mail: nikolov.dian@gmail.com

Abstract

In this paper is presented experimental and analytical methods of aging assessment of the subsea gas pipelines. The approach used is based on the fitness in service technology with non-destructive testing. Applying the calculations, the operators of the subsea assets can evaluate the technical condition of old subsea pipelines and structures. Assessing the anticorrosion system by special underwater devices, measures can be taken for the extending the protection time and evaluating the current condition of the protection system. In addition to that by using mathematical equation, can be received data for the current tensile strength and steel plasticity, and how long the assets can be used and with what physical parameters, as a pressure, temperature or dynamic loads.

Keywords: Aging assessment of the subsea gas pipeline, current condition assessment

Оценка на експлоатационната надеждност на подводни морски газопроводи

Диян НИКОЛОВ

1. Увод

Все по-често на дневен ред пред ползвателите на тръбопроводни системи, положени на морското дъно, се поставя въпросът за техния остатъчен експлоатационен ресурс. Предвид факта, че повечето от тръбопроводите в Северно море са положени през 80те години на XX век, много от тях дори не отговарят на съвременните модерни изисквания за безопасност. Необходимо е разработването на физически методи за безразрушителен контрол по време на експлоатация, както и разработка на математически методи за оценка. Над 90% от подводните тръбопроводи са на възраст над 20 години.

По време на експлоатацията и при стриктно следване на план за мониторинг, много от параметрите, заложи предварително в проекта, могат да бъдат заменени с реални данни и проекто-животът да бъде преизчислен. Такива данни биха могли да бъдат степента на деградация на пасивната антикорозионна защита, затежнителни покрития, антикорозионни покрития и други. Експлоатационният ресурс може да бъде както увеличаван, така и намаляван.

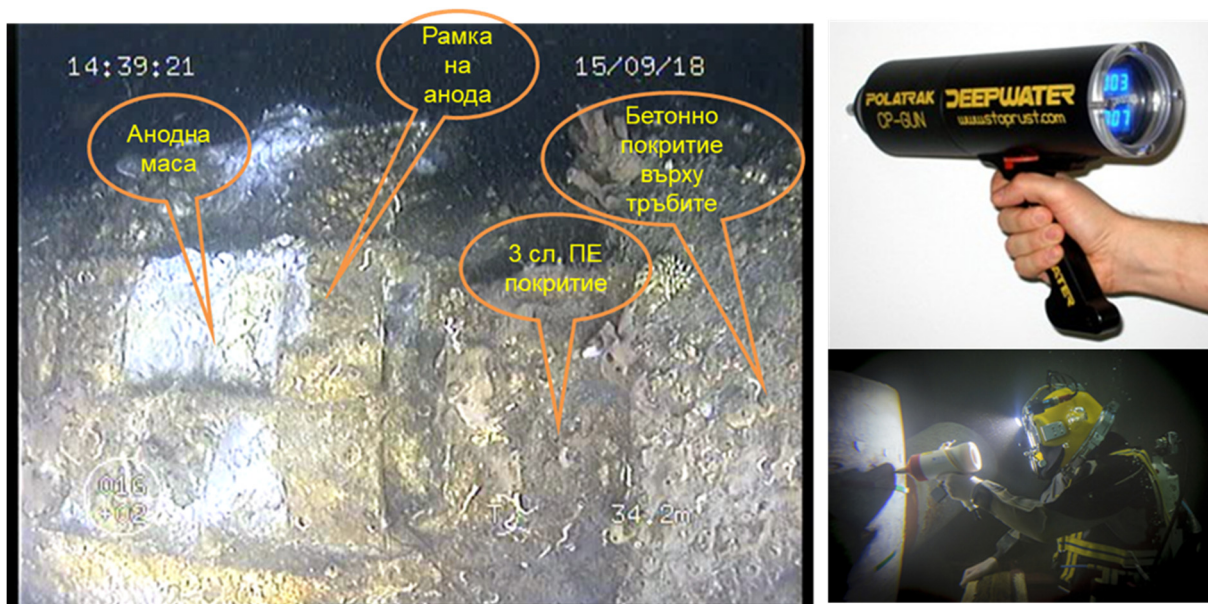
2. Оценка на остатъчния ресурс на подводни морски газопроводи по резултати на системата за пасивна антикорозионна защита

Проектирането на защитната катодна система трябва да удовлетворява следните два критерия:

- Системата трябва да има възможност да доставя максималния изискуем ток с цел да се защитават свързващите изометрии и тръбопроводът, когато и да възникне този максимум по време на експлоатационния срок, за който е проектирана системата. Това именно е изискването за осигуряването на необходимия ток.
- Системата трябва да има значителен обем от материал (под формата на консуматив), който да бъде в състояние да осигурява този ток през целия проекто-живот. Това именно е изискуемата маса на анодите, защитаващи тръбопровода и изометриите за свързката му.

Калкулациите, определящи оптималните размери, тегло, количество и разстояния между анодите, с цел удовлетворяване на катодната защита на металните тръбопроводи и съпътстващите ги изометрии, в повечето случаи се правят чрез използване на компютърни програми. Това анодно оразмеряване всъщност се свежда до пресмятане на площта, масата на анодите и разстоянията между тях.

Процесът по проектиране на система за електрохимична защита ангажира пресмятането на необходимия ток за три главни етапа от живота на конструкцията – начален, работен и краен. Различни фактори оказват влияние за формиране на стойностите на необходимия ток. Температура, турбулентност, съпротивление, ниво на хлорините в развора и дълбочина са едни от най-главните фактори, които оказват съществено влияние върху изискуемия ток за поляризацията и неговото поддържане през целия проектен живот на конструкциите. Влиянието на тези важни фактори се изяснява чрез калкулации, таблици, графики и други.



Фигура 1. Фактическо състояние на анод защитаващ тръбопровод след 17 години експлоатация, както и уред за измерване на анодния потенциал.

Исискуем ток

За тръбопроводи с антикорозионно покритие – например епоксидни, ПЕ или ППР, е необходимо най-високите стойности на тока да се емитира на края на проектния живот, поради простата причина, че към края се предполага покритията да са най-компрометирани в сравнение с началото на експлоатацията.

В тази връзка, за да се осигури адекватна защита, осигурявана през целия проектно-живот, токът, генериран за катодна защита, се изчислява по формулата:

$$I_f = A \cdot B_f \cdot J_f$$

където:

I_f [A] – токът, необходим за защита на тръбопровода на края на проектния му живот;

B_f – фактор на загуби на изолационното покритие на края на проектния живот;

J_f [A/m²] – крайно значение на плътността на тока на тръбопровод без покритие на края на проектния живот;

A [m²] – площ на тръбопровода, която се защитава (външната площ).

Тази площ се изчислява по формулата:

$$A = \pi \cdot D_o \cdot L_p$$

където:

D_o [m] – външният диаметър на тръбата;

L_p [m] – дължина на тръбопроводът (или частта от него).

Необходимата маса на анодния материал.

Цялото количество на анодната маса, необходимо за да се осигури катодната защита през целия проектен живот, се изчислява по формула, в която участва стойността на тока I_m , необходим за целия тръбопровод:

$$W = \frac{I_m \cdot Y \cdot 8760}{u \cdot E}$$

където:

$I_m = A \cdot B_m \cdot J_m$;

A [m²] – площ на тръбопровода, която се защитава (външната площ);

Y [години] – проектен живот;

u – утилизационен фактор $u=0,8$;

E [Ah/kg] – темп на износване на анодния материал;

B_m – степен на повреда на изолационното покритие по време на работния етап;

J_m [A/m²] – плътност на тока през работния етап за непокрита с изолационен материал тръба;

ε [Ah/kg] – ефективност на анодния материал; (Al – 2000÷2500 Ah/kg, Zn – 700÷750 Ah/kg).

Брой на анодите.

За интервала, през който анодите се монтират (S_m) по протежението на газопровода, цялата бройка на анодите (N), необходима да покрие тръбопровода през целия му живот се намира чрез формулата:

$$N = \frac{L_p}{S_m}$$

където: L_p [m] – дължината на тръбопровода.

Масата на всеки анод, монтиран през разстояние (S_m) е равна на:

$$m = \frac{W}{N}$$

където: m [kg] – масата на всеки отделен анод.

За сегментен (Bracelet) анод теглото се намира по формулата:

$$m = \frac{\pi}{4} [(D_i + 2t)^2 - D_i^2] \cdot I_a \cdot d$$

където:

D_i [m] – вътрешен диаметър на анода;

t [m] – първоначална дебелина на анода;

I_a [m] – дължина на анода;

g [m] – разстояние между сегментите на анодите (half shell gap);

d [kg/m³] – плътност на анода.

Изходният ток, необходим **от всеки анод** за третия етап от проектния живот на тръбопровода, i_{af} се изразява с формулата:

$$i_{af} = \frac{I_f}{N}$$

Изразено по-горното чрез Закона на Ом има вида:

$$i_{af} = \frac{\Delta V}{R_{af}}$$

където:

ΔV – driving voltage/потенциал $\Delta V = V_p - V_a$;

V_p – потенциал, необходим за защита на тръбопровода (за морска вода – 800mV, за тиня – 900mV);

V_a – анодния потенциал (за морска вода – 1050mV, за тиня – 950mV);

R_{af} – съпротивлението на всеки един анод в края на жизнения цикъл на системата.

За сегментен/bracelet анод R_{af} се изразява с формулата на Маккой, а именно:

$$R_{af} = \frac{0,315 \cdot \zeta}{\sqrt{A_{af}}}$$

където:

A_{af} [m²] – активната площ на анода на края на проекто-живота;

ζ – специфично съпротивление на средата (resistivity);

- морска вода $\zeta = 30 \Omega \cdot cm$

- мека глина $\zeta = 60 \div 75 \Omega \cdot cm$

- глина $\zeta = 75 \div 110 \Omega \cdot cm$

- пясък/плътна глина $\zeta = 110 \div 150 \Omega \cdot cm$

Площта на сегментен анод A_{af} , изложена на средата, в която се намира тръбопроводът в крайния етап от живота си, се получава съгласно формулата:

$$A_{af} = (\pi \cdot [(D_i + 2(1 - u) \cdot t)] - 2 \cdot g) \cdot I_a$$

При заместване в изчисления, за параметрите на системата за катодна защита, лесно през определени периоди могат да се сравняват необходимите стойности чрез измервания. Необходимите изследвания на пасивната електрохимична защита, състояща се от жертвени аноди, се състои в измерване на анодния потенциал, размерите на анодите (дебелина и дължина), както и визуален оглед на изолационното покритие, връзките на анодите с тръбата, общото закопаване от течения и други.

Оценка на остатъчния ресурс на 14” подводен морски газопровод по резултати на системата за катодна защита.

Формулата за изчисление на остатъчния живот на анодите се намира по формулата:

$$t_{ост} = \frac{M \cdot u \cdot \varepsilon}{I \cdot 8760}$$

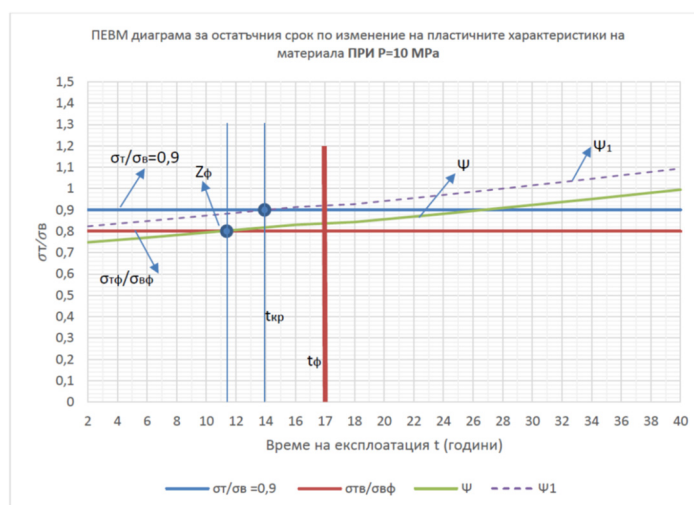
където: I [A] – измереният ток, генериран от анода в работно положение.

3. Резултати от диагностициране на техническото състояние и изменение на пластичността на стоманата.

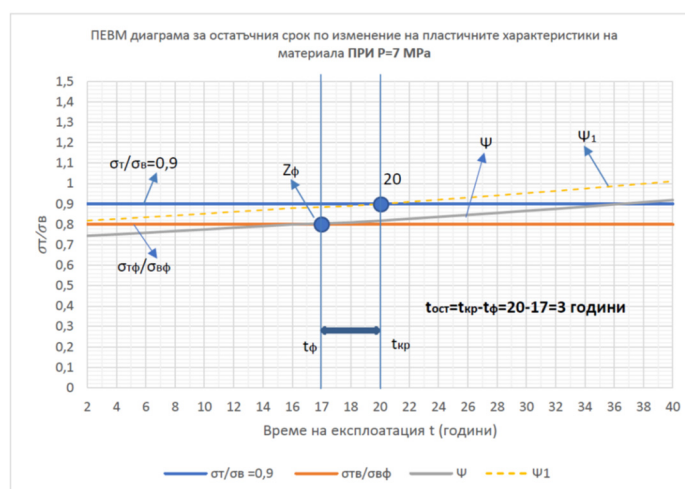
Намаляването на пластичността на металните тръби в резултат на стареенето, т.е. зависимостта на основните механични характеристики (σ_B , σ_T) от времето за експлоатация на газопровода, може да се представи във вид на функция, стойността на която се определя по формулата:

$$\Psi = \frac{\sigma_T}{\sigma_B} = \frac{\sigma_{T0} + c \cdot t + e \cdot t^2}{\sigma_{B0} + a \cdot t + b \cdot t^2} + k_1 + k_2$$

Построява се графика на функцията Ψ по формулата с точност 10% във вид с две криви Ψ и Ψ_1 , където $\Psi_1 = \Psi + 0,1$. $\Psi = 0,841 + 0,1 \cdot 0,841 = 0,9251$ и три прави (Фигура 2 и 3):



Фигура 2. ПЕВМ диаграма при изчисления, показващи фактическото стареене и намаляване на пластичността при проектно МАОР 10 МРа. Видно е, че при тези стойности експлоатационният срок по оценка на пластичността е достигнат и следва вътрешното налягане да се преизчисли и намали.



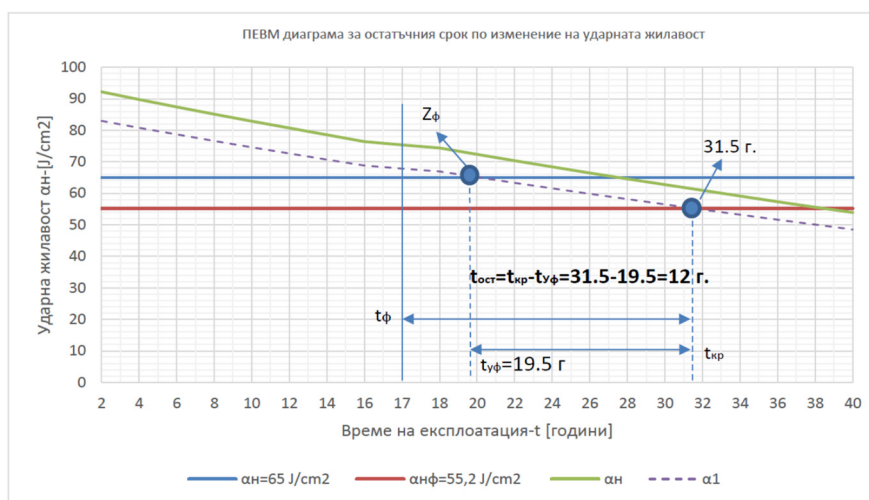
Фигура 3. ПЕВМ диаграма при изчисления при занижено максимално работно вътрешно налягане от 7,0 МРа.

4. Диагностициране на резултатите на ударна жилавост следствие стареенето.

Понижението на ударната жилавост на металните тръби в резултат на стареенето, а именно зависимостта на ударната жилавост α_n от времето на експлоатация на газопровода може да се представи във вида:

$$\alpha_n = \begin{cases} \gamma \cdot t^2 + \eta \cdot t + \alpha_{n0}, & 0 \leq t < 5 \\ \mu \exp(-(\lambda \cdot t + \beta \cdot t^3)), & t \geq 5 \end{cases}$$

Построява се графика на функцията α_n съгласно решението на формула във вид с две криви α_n и $\alpha_1 = \alpha_n - 0,1\alpha_n$ (или -10% от α_n) и три прави образувани от $\alpha_n = 60 \text{ J/cm}^2$, $\alpha_n = \alpha_{nf} = 55,2 \text{ J/cm}^2$ (фактическо значение на ударната жилавост) и $t = t_\phi = 17 \text{ г.}$ (фактическата възраст на газопровода)



Фигура 4. ПЕВМ диаграма, показваща графичното изображение на резултатите за статъчния срок на експлоатация на морския газопровод по ударна жилавост или 12 години още до достигане на крайния живот по този параметър.

5. Резултати от действието на обща корозия.

Остатъчният срок на експлоатация $t_{ост}$ с отчитане на общата корозия и действащата среда има следния вид:

$$t_{ост} = t_0 \cdot \exp\left(-K_n \cdot 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц\phi}}{\sigma_{кцр}}\right)^{0,5} \cdot \sigma_{кцр}\right) - t_\phi$$

където: t_0 е максималното време до разрушаване на ненапрегнатия елемент от газопровода в години. Получава се по формулата:

$$t_0 = \frac{h_0}{V_k} \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{кц0}}{\sigma_{кцр}}\right)$$

където:

$\sigma_{кц\phi}$ – фактическото действащо кръгово напрежение в МРа, с отчитане изтъняването на стената при твърда корозия.

$$\sigma_{\text{кцф}} = \frac{P \cdot (D - 2h_0)}{2 \cdot h_T}$$

$\sigma_{\text{кц0}}$ – началното кръгово напрежение в МПа:

$$\sigma_{\text{кц0}} = \frac{P \cdot (D - 2h_0)}{2 \cdot h_0}$$

V_k – средната скорост на корозията в mm/год.

$$V_k = \frac{h_0 - h_t}{t_\phi}$$

K_n – константа на работната среда в МПа⁻¹

$$K_n = \frac{V}{RT}$$

където:

V [cm³/mol] – моларен обем на стоманата $V=7$ cm³/mol;

R [J/mol. K] – универсална газова константа $R=8,31$ J/mol. K;

T [K] – $T=T_\phi$ (K), при $20^\circ\text{C}=293$ K.

След заместване за t_0 се получава:

$$t_0 = \frac{h_0}{V_k} \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{\text{кц0}}}{\sigma_{\text{кцф}}} \right) = 12,5 \text{ години}$$

Съгласно решението на горната формула за остатъчния ресурс на газопровода по резултати от действието на обща корозия получаваме $t_{\text{ост}}=12,5$ години.



Фигура 5. Снимка от провеждане на подводна ултразвукова дебелометрия на подводните съоръжения.

6. Заключение

Проблемите за дълговечност и надеждност се идентифицират още в етапите на проектиране, но, бидейки изложени на тежките условия на дъното и под него, ресурсът им и състоянието им би трябвало да са обект на изследвания ежегодно. Според статистика, публикувана от API, над 60% от тръбопроводите под водата са на възраст над 20 години. Множеството аварии, както и дългият период на тяхната експлоатация налага все повече международни и държавни организации да въвеждат регулации и

методики за оценка на техническото състояние и остатъчния ресурс на тръбопроводите. Повечето американски публикации за оценка на остатъчния ресурс са на база теория на вероятностите и статистически методи, описващи текущото състояние и оставащия ресурс със сложни математически модели, които рядко са на база реално събирани данни и параметри. Тук се използват реално събрани данни за оценка на състоянието и ресурса по обща корозия и антикорозионно покритие и защита. Във връзка с пластичността и ударната жилавост данните за стареенето са взети от публикации, в които са изследвани образци от същата стомана, подложени на стареене.

Литература

1. API 5L – Line pipe specification;
2. ISO 3183:2012 (E) – Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems;
3. BS EN ISO 13174:2012 – Cathodic protection of harbour installations;
4. DNV-RP-B401 – Cathodic protection design;
5. DNV-RP-F103 – Cathodic protection of submarine pipelines by galvanic anodes;
6. DNV-OS-F101 Submarine pipeline system;
7. Хидроремонт ИГ – REPORT FOR UNDERWATER WORKS ANNUAL UNDERWATER INSPECTION OF GALATA PLATFORM;
8. ISIS – Guidelines for Subsea Pipeline Cathodic Protection Survey;
9. International Journal of Technology (2016) 3:500-508/ISSN 2086-9614 – Kinetics of strain aging behavior of API 5L X65 and API 5L B steel types on long-term operations
10. 10Thomas Eiken, Werner Thale – 19th World conference of Non-Destructive Testing 2016 – A novel NDT technology for pipe grade determination and MAOP/Design pressure validation of operating pipelines;
11. Госгортехнадзора России – РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов;
12. БДС EN 14161:2011+A1:2015 – Нефтена и газова промишленост. Тръбопроводни транспортни системи (ISO 13623:2009, с промени);