

EVALUAREA STĂRII TEHNICE A UNEI CONDUCTE SUB PRESIUNE DIN PETROCHIMIE, ÎN SCOPUL PRELUNGIRII DURATEI DE VIAȚĂ

ASSESSMENT OF TECHNICAL CONDITION OF AN UNDER PRESSURE PIPELINE FROM PETROCHEMICAL INDUSTRY, IN ORDER TO EXTEND ITS OPERATING TIME

Conf. univ. dr. ing. Viorel NICOLAE¹

¹Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Bd. București, nr. 39, Ploiești, Prahova, Romania
e-mail: nicolae_viorel@upg-ploiesti.ro

Rezumat. În cadrul lucrării se propune cu caracter original o metodologie de evaluare a stării tehnice a unei conducte sub presiune, în scopul prelungirii duratei de viață. Totodată, sunt prezentate rezultatele calculului pentru principalele elemente ale unei conducte care transportă reziduu de vid în cadrul unei instalații D.A.V. prin intermediul programului CAESAR II.

Cuvinte cheie: conductă sub presiune, durată de viață, calcul numeric

Abstract. This paper presents in an original way a methodology of assessment of technical condition of an under pressure pipeline from petrochemical industry, in order to extend its operating time. There are, also, presented the results of the calculus for the main elements of a pipeline which is carrying vacuum residue within a AVD plant using CAESAR II application.

Keywords: under pressure pipeline, operating time, calculus

1. GENERALITĂȚI

Având în vedere vechimea echipamentelor și a sistemelor de conducte aflate în stare de regim în instalațiile petrochimice din țara noastră, se poate pune un semn de întrebare referitor la posibilitatea funcționării în continuare în condiții de siguranță a acestora.

Conceptul modern de mentenanță a echipamentelor și a sistemelor de conducte îl reprezintă mentenanța orientată pe starea componențului. Principalele avantaje ale acestei metode în comparație cu metodele tradiționale sunt:

- reducerea la minimum a volumului și a duratei inspecției, avându-se în vedere doar investigarea zonelor critice ale componentelor și a zonelor care sunt supuse la solicitările cele mai puternice în timpul funcționării;
- se aplică cu preponderență metode nedistructive de evaluare a nivelului de degradare a componentelor prin investigarea degradării microstructurale a materialului;
- metoda de mentenanță ia în considerare alternativa reparării componentelor degradate și/sau înlocuirea acestora.

Prin reabilitarea sistemelor de conducte și suporturi se poate asigura o funcționare sigură și de durată, cu costuri și timpi diminuați de reparare, față de metoda utilizată în prezent, de înlocuire totală a întregului sistem.

2. PROGRAMUL DE INSPECȚIE

Programul de inspecție a conductelor va cuprinde:

- analiza și evaluarea preliminară a stării conductei;
- examinarea nedistructivă a conductei și a elementelor acesteia;
- analiza stării conductei bazată pe o abordare științifică constând din:
 - recalcularea tensiunilor rezultate din presiunea internă de regim static;
 - recalcularea tensiunilor produse de solicitări variabile; oboseala oligociclică;
 - analiza compoziției chimice a materialului;
 - calculul concentrării tensiunii la limita îmbinării sudate;
 - estimarea diferențelor între nivelele de degradare la fluaj în componente, în scopul stabilirii componentei cu durata de viață remanentă cea mai mică;
 - prelevarea de material pentru încercări mecanice distructive;
 - calculul sau estimarea nivelului de degradare la fluaj sau a modificărilor microstructurale pe baza rezultatelor examinărilor metalografice, efectuate în zonele critice (cu solicitări puternice);
 - calculul duratei de inițiere a fisurii;
 - recomandări privind repararea, înlocuirea, menținerea în funcționare a componentelor sistemelor de conducte.

Evaluarea preliminară a stării conductei constă din inspecția vizuală și efectuarea de măsurători ale diametrelor, circumferințelor precum și ale grosimilor pereților cu U. S.

3. ELEMENTE SPECIFICE DE CALCUL PENTRU DETERMINAREA DURATEI DE VIAȚĂ A CONDUCTEI ANALIZATE

Parametrii de lucru ai conductei sunt:

- simbol conductă: RV-200;
- presiunea de regim: 1,8 MPa;
- temperatura maximă de lucru: 420⁰C;
- diametrul nominal al conductei: DN200;
- fluidul vehiculat: reziduu de vid.

Evaluarea stării tehnice a unei conducte sub presiune din petrochimie, în scopul prelungirii duratei de viață

Determinarea grosimii peretelui conductei

Conform [1], pentru $D_e/D_i \leq 1,1$, grosimea minimă de rezistență rezultată numai la presiunea interioară pentru porțiuni drepte de conductă se calculează cu relația:

$$s_1 = \frac{p_c \cdot D_e}{2\sigma_a^t \cdot z + p_c}$$

unde: s_1 – grosimea minimă de rezistență, fără adaosuri;
 p_c – 1,8 MPa, presiunea interioară de calcul;
 D_e – 219,1 mm, diametrul exterior al tubulaturii;
 z – 0,85, coeficientul de rezistență al îmbinării sudate;
 σ_a^t – valoarea tensiunii admisibile a materialului la temperatura maximă de regim în MPa.

Materialul conductei este 14MoCr10, iar caracteristicile mecanice ale acestui material conform standardelor actuale sunt:

- limita convențională (tehnică) de curgere la temperatura de 20°C, $\sigma_c^{20} = 290$ MPa;
- rezistența minimă de rupere la tracțiune la temperatura de 20°C: $\sigma_r^{20} = 490$ MPa;
- limita convențională (tehnică) de curgere la temperatura maximă de regim: $\sigma_c^{420} = 186$ MPa;
- tensiunea admisibilă a materialului la temperatura de 20°C, $\sigma_a^{20} = 179,167$ MPa;
- tensiunea admisibilă a materialului la temperatura maximă de regim, $\sigma_a^{420} = 124$ MPa;
- $R = 2,5$ DN = 500 mm – raza coturilor.
Pentru coturi grosimea de perete se calculează cu relațiile:
- pentru intrados:

$$s_1^i = s_1 \cdot \frac{\frac{R}{D_e} - 0,25}{\frac{R}{D_e} - 0,5}$$

- pentru extradados:

$$s_1^e = s_1 \cdot \frac{\frac{R}{D_e} + 0,25}{\frac{R}{D_e} + 0,5}$$

Aplicând relațiile de mai sus rezultă: $s_l = 1,86$ mm, $s_1^i = 2,12$ mm, $s_1^e = 1,69$ mm.

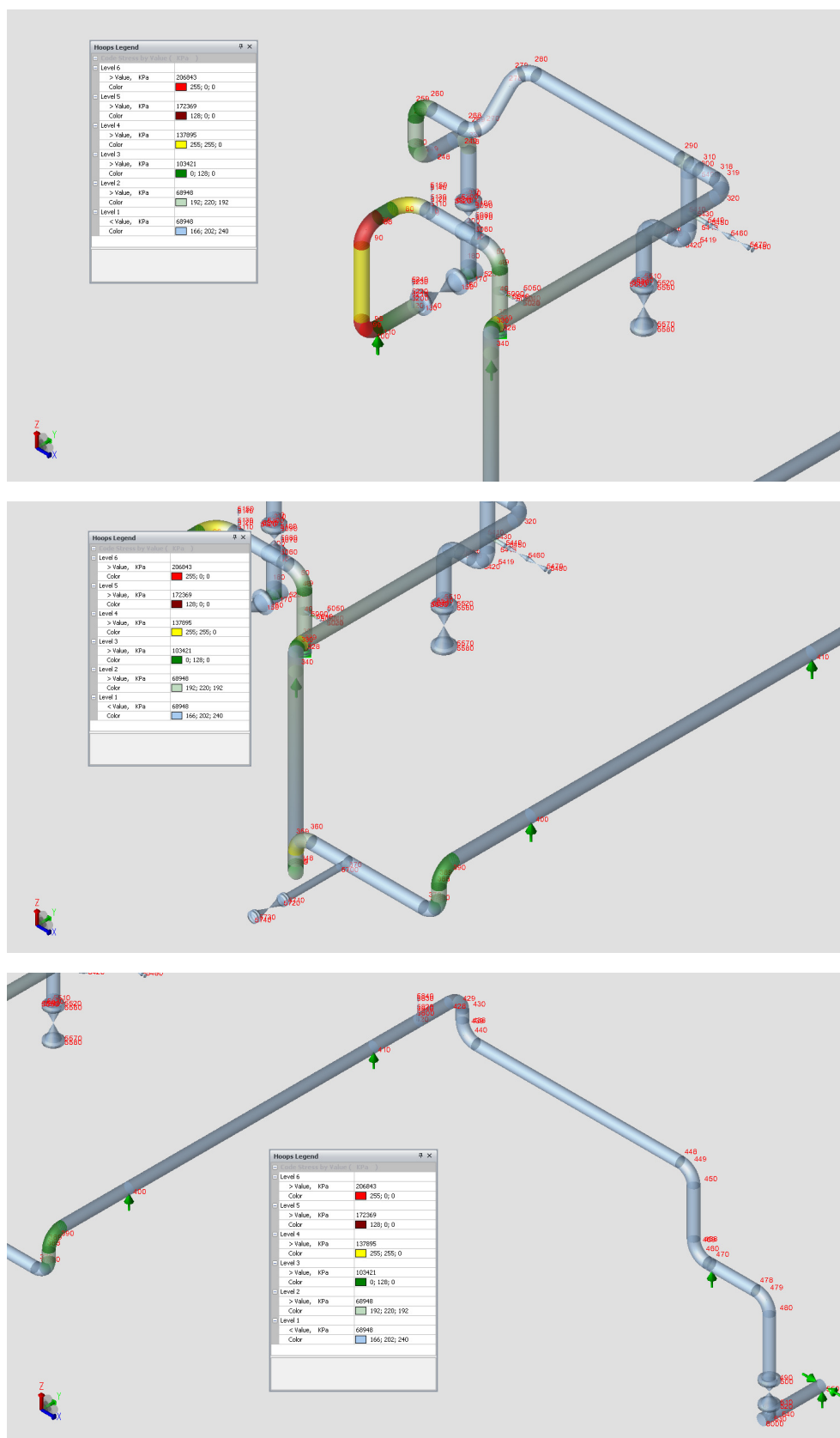


Fig. 1 – Nivelul tensiunilor (eforturilor) primare

Evaluarea stării tehnice a unei conducte sub presiune din petrochimie, în scopul prelungirii duratei de viață

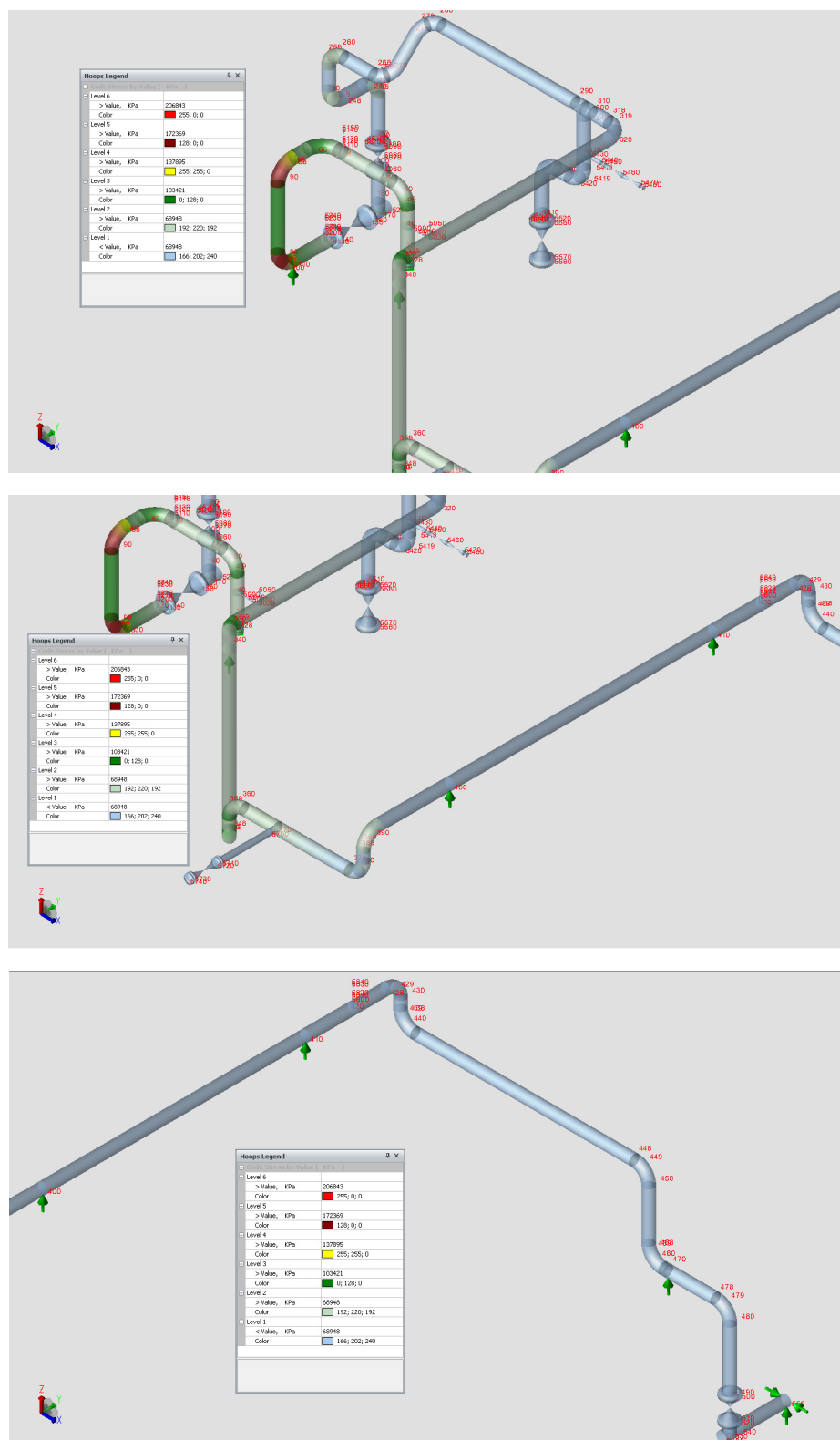


Fig. 2 – Nivelul tensiunilor (eforturilor) secundare

Pentru a determina durata de viață în condițiile conductei analizate pentru care există măsurători de grosime, a fost realizată întâi analiza de stres a acesteia utilizând programul CAESAR II.

Nivelul tensiunilor (eforturilor) pentru conductă în condiții de regim, atât cele primare care pot provoca ruperea materialului, cât și cele secundare care evită ruperea materialului, sunt evidențiate în figura 1 și figura 2, iar pentru fiecare element al acesteia sunt prezentate tensiunile efective, primare și secundare.

Prin aplicarea programului CAESAR II, cele mai mari tensiuni rezultate au fost:

- tensiunea în condiții de exploatare: 344094,5 KPa – admisibil;
- tensiunea axială: 8035,3 KPa în nodul 90;
- tensiunea de încovoiere: 340929,9 KPa în nodul 20;
- tensiunea de torsiune: 32786,4 KPa în nodul 50;
- tensiunea inelară: 16126,4 KPa în nodul 30;
- intensitatea maximă a tensiunilor: 451302,9 KPa în nodul 20.

Conform [2], au fost analizate toate zonele unde s-au efectuat măsurători de grosime și a fost determinată durata de viață remanentă pentru conducta existentă, iar rezultatele obținute pentru câteva elemente semnificative vor fi prezentate în continuare (tabelul 1) cunoscând:

- materialul: 14MoCr10;
- limita de curgere convențională (tehnică) la temperatura de 20°C: 290,000 MPa;
- limita de curgere convențională (tehnică) la temperatura de regim de 420°C: 186,000 MPa;
- tensiunea de deformare plastică la temperatura de regim de 420°C: 302,916 MPa.
- tensiunea de deformare plastică la temperatura de 20°C: 364,073 MPa;
- modulul de elasticitate la temperatura de 20°C: 1999955,000 MPa;
- presiunea interioară: 0,002 MPa;
- temperatura maximă de regim: 420°C;
- coeficientul Poisson: 0,300.

Au fost realizate analize locale de stres ale zonelor cu cele mai mici grosimi de perete (cum reiese din raportul de măsurători) precum și pentru zonele unde tensiunea echivalentă are valoarea cea mai mare.

Se observă că pentru subțirile locale de perete evidențiate prin raportul de inspecție, nivelul tensiunilor este peste limita admisibilă conform [2] pentru cotelile D7 și D9, care ar trebui înlocuite într-un interval de cel mult 2 ani.

Pentru celelalte defecte existente pe conductă și evidențiate în raportul de măsurători de grosimi, durata minimă de viață este de peste 17 ani, iar dimensiunile critice ale defectelor se pot atinge întâi pe cotul D3.

Trebuie precizat că rezultatele calculelor sunt bazate efectiv pe măsurătorile de grosime prezentate în raportul de inspecție.

Evaluarea stării tehnice a unei conducte sub presiune din petrochimie, în scopul prelungirii duratei de viață

Tabelul 1

Rezultatele obținute conform [2] pentru coturile D1, D3, D7, D9

Mărimea calculată	U.M.	Cotul intrados			
		D1	D3	D7	D9
Tensiunea membranei locale principale în zona deteriorată	MPa	125,173	125,173	139,830	138,019
Tensiunea încovoierii locale principale din zona deteriorată	MPa	117,901	117,901	130,781	128,943
Tensiunea membranei locale secundare din zona deteriorată	MPa	74,409	100,880	112,226	111,999
Tensiunea încovoierii locale secundare în zona deteriorată	MPa	74,388	95,502	103,551	102,161
Adâncimea fisurii inițiale	mm	10,000	10,000	2,300	5,600
Jumătatea de lungime a fisurii inițiale	mm	7,500	7,500	2,000	3,500
Grosimea peretelui (componentei) la deteriorare	mm	12,500	12,500	12,500	12,500
Raza interioară a componentei la localizarea deteriorării	mm	103,550	103,550	103,550	103,550
Temperatura Carpy la ductilitate zero	°C	0,000	0,000	0,000	0,000
Probabilitatea de eroare		0,00000110	0,00000110	0,00000110	0,00000110
Tensiunea membranei datorită încărcărilor principale	MPa	135,240	135,240	140,368	139,493
Tensiunea admisibilă datorată încărcărilor principale	MPa	139,500	139,500	139,500	139,500
Tensiunea membranei principale la defectare este în limita	%	96,947	96,947	100,622	99,995
Tensiunea membranei datorită încărcărilor secundare	MPa	85,796	108,994	112,658	113,195
Tensiunea admisibilă datorită încărcărilor secundare	MPa	279,000	279,000	279,000	279,000

4. CONCLUZII

Pe baza lucrării realizate se pot evidenția și sublinia următoarele aspecte semnificative:

- au fost determinate grosimile minime de rezistență pentru toate elementele conductei 200-RV: tubulatură dreaptă și coturile, atât pe intrados cât și pe extrados și a fost realizată analiza de stres a conductei la parametrii de calcul;
- au fost realizate analize de stres pentru toate zonele cu subțieri locale de perete și au fost determinate zonele critice;
- se observă că pe traseul conductei 200 – RV, pentru defectele existente în prezent, conform [2] doar pentru coturile D7 și D9 este peste limita admisibilă, deci, acestea ar trebui înlocuite în decurs de maximum 2 ani, iar pentru celelalte elemente durata de viață remanentă este peste 17 ani. Dimensiunile critice ale defectelor se pot atinge întâi pe cotul D3.

Referințe

- [1] *** SR EN 13480/3-2002.
- [2] *** API 579 Fitness for Service Calculation.
- [3] *** ASME B31.3, Process Piping ASME code for Pressure Piping B31 an American National Standard.
- [4] **Nicolae V.**, „*Utilaje statice petrochimice și de rafinării*”, Editura Universității Petrol – Gaze din Ploiești, 2007.
- [5] **Nicolae V.**, „*Analiza flexibilității conductei de motorină dintre reactoarele R1 și R2 de la instalația de hidrocracare*”, în Sinteze de mecanică teoretică și aplicată, vol. 3(2012), nr. 2.