

Kvantitativno ocenjevanje tveganja na slovenskem prenosnem plinovodnem sistemu – splošne in specifične značilnosti

Tom BAJCAR, Brane ŠIROK, Franc CIMERMAN, Matjaž EBERLINC

Izvleček: Mreža prenosnih cevovodov za zemeljski plin predstavlja v primeru poškodbe ali puščanja tudi potencialno nevarnost za okolico. Kljub izredno nizkim verjetnostim takega dogodka je naloga operaterja, da obvladuje vse možne potencialne nevarnosti, ki se še lahko pojavijo v primeru izrednega dogodka loma ali poškodbe plinovodne cevi. Zato je potrebno zagotoviti, da je tveganje, ki ga predstavlja takšen cevovod na poseljenih območjih, dovolj nizko oz. v mejah, ki so določene v skladu z zakonodajo ali s specifičnimi zahtevami upravljalca cevovoda. Kvantitativno oceno tveganja je mogoče dobiti s pomočjo ustreznih analitičnih modelov, ki na osnovi fizikalnih relacij, obstoječih statističnih baz podatkov, mehanističnih in probabilističnih pristopov ter tudi numeričnih simulacij omogočajo kvantitativno vrednotenje posledic dogodkov na plinovodih in njihovo predvideno pogostost. Pri tem je pomemben predvsem stalen razvoj novih pristopov in metodologij ocenjevanja tveganja, ki temeljijo na lokalnih značilnostih cevovodov in lokalnih izkušnjah ter predstavljajo nenehno nadgrajevanje obstoječega modela. Rezultat nadgradnje modela pa se kaže v večji zanesljivosti napovedi.

Ključne besede: zemeljski plin, plinovodi, kvantitativno ocenjevanje tveganja,

■ 1 Uvod

Tveganje oz. rizik je na splošno definiran kot merilo za pogostost in resnost poškodb zaradi nevarnosti. V tem primeru je nevarnost označena s prisotnostjo nevarne substance – zemeljskega plina, ki ima eksplozivne oz. gorljive lastnosti in lahko po-

vzroči poškodbe na ljudeh, lastnini in okolju.

Individualno tveganje dogodka (IT) predstavlja verjetnost, da lahko oseba v bližini objekta umre zaradi možnih dogodkov na tem objektu. Splošno in primerno merilo individualnega tveganja zaradi specifičnega dogodka na plinovodu se izračuna s pomočjo enačbe [1, 2]:

$$\text{individualno tveganje (IT)} = \text{posledica dogodka (II)} \times \text{pogostost dogodka } (\varphi) \quad (1)$$

pri čemer predstavljajo posledice dogodka verjetnost umrljivosti na določeni oddaljenosti od mesta nesreče zaradi dogodka, ki se lahko zgodi kjerkoli na dolžini cevovoda in ima še

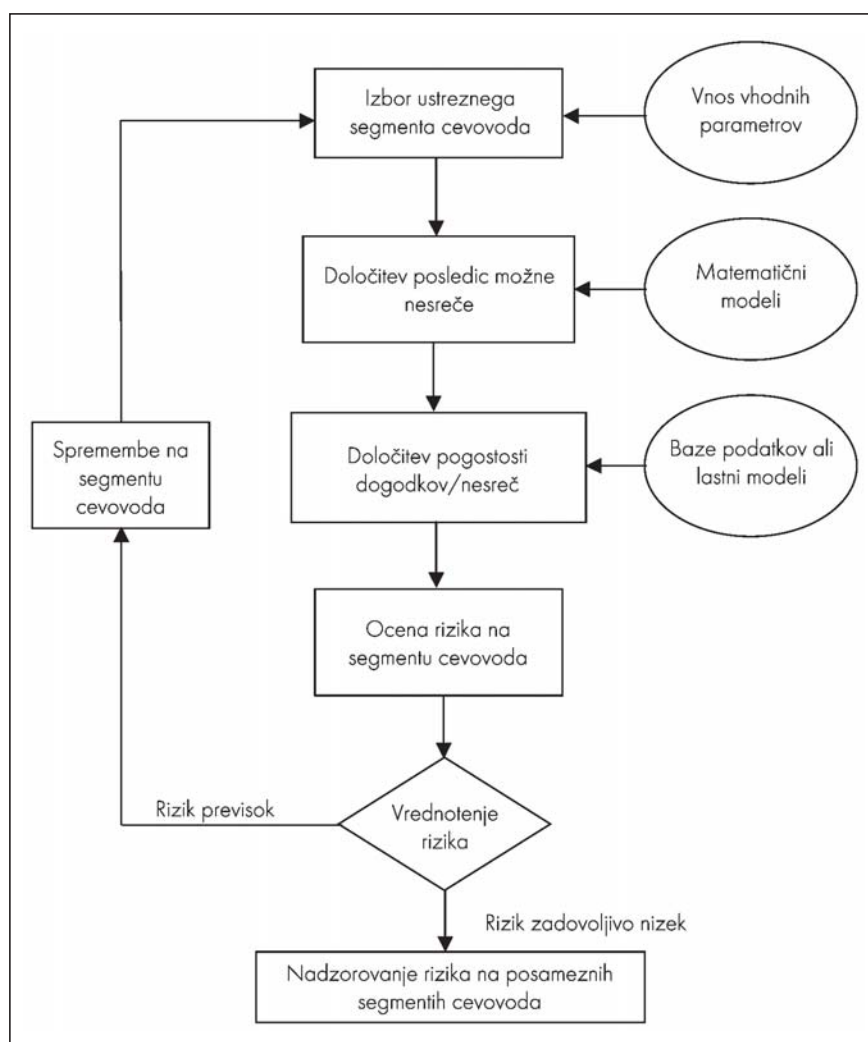
vpliv na mesto računanja rizika. Pogostost dogodkov je ocenjeno število takšnih dogodkov oz. nesreč v nekem časovnem obdobju na plinovodu oz. njegovem odseku.

Ocena oz. izračun rizika poteka s pomočjo posebej za obravnavani sistem prilagojenih modelov. Modeli za izračun rizika morajo slediti standardom, ki veljajo na področju računanja rizika, opirajo pa se lahko tudi na številna priporočila.

■ 2 Model za določanje kvantitativnega individualnega tveganja za cevovode z zemeljskim plinom – splošne značilnosti

S pomočjo modela je mogoče ocenjevati individualno tveganje na po-

Dr. Tom Bajcar, univ. dipl. inž., Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, prof. dr. Brane Širok, univ. dipl. inž., Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, dr. Franc Cimerman, univ. dipl. inž., Geoplin plinovodi, d. o. o., Ljubljana; Matjaž Eberlinc, univ. dipl. inž., Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo



Slika 1. Blokovna shema modela za izračunavanje individualnega tveganja

sameznih segmentih cevovoda, torej na delih, ki imajo določene skupne lastnosti (npr. enak premer cevi, enaka ali podobna tla itd.).

Postopek ocene individualnega tveganja v modelu poteka v skladu s predpisi in priporočili [2, 3]. Ta postopek je shematsko predstavljen na sliki 1.

Posamezni koraki izračuna tveganja v modelu (slika 1) so predstavljeni v nadaljevanju.

2.1 Izbor ustreznega segmenta cevovoda

Za želeni odsek cevovoda je potrebno vnesti v model podatke, ki so za ta segment značilni. Ti podatki vsebujejo konstrukcijske in delovne parametre cevovoda kot tudi značilnosti terena, na katerem se cevovod oz. njegov odsek nahaja. Dolžina

izbranega segmenta cevovoda je pogojena z nespremenljivostjo njegovih parametrov. Odsek cevovoda se konča tam, kjer se vsaj eden izmed vnesenih podatkov oz. parametrov cevovoda spremeni. Parametri oz. podatki izbranega segmenta cevovoda, ki vstopajo v model, so:

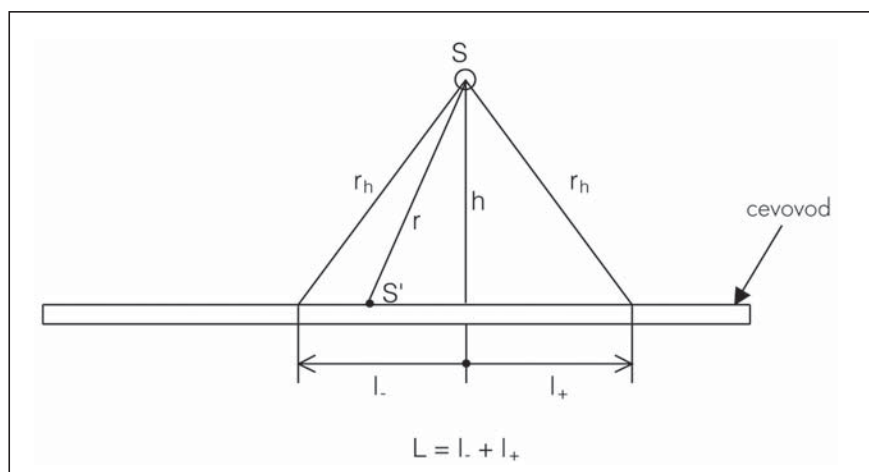
- notranji premer cevi segmenta cevovoda,
- debelina stene cevi segmenta cevovoda,
- delovni tlak,
- oddaljenost segmenta cevovoda od kompresorske postaje,
- globina vkopa cevovoda oz. višina nasutja,
- uporaba dodatnih zaščitnih sredstev,
- območje poseljenosti – gostota prebivalstva (3 območja),
- plazovitost območja,
- leto izdelave cevovoda.

Vhodni parametri vstopajo v model v obliki tekstovnih datotek, ki so izdelane neposredno preko geografskega informacijskega sistema (GIS) in so poslone na računalnik oz. sistem, na katerem deluje model za izračun tveganja.

2.2 Določitev posledic možnega dogodka

Dogodek na cevovodu z zemeljskim plinom je v danem primeru obravnavan kot neželen izpust plina iz cevovoda skozi poškodbo na cevovodu ter vžig uhajajočega plina, posledice takšnega dogodka pa so poškodbe na ljudeh in objektih zaradi toplotnega sevanja gorečega plinskega curka ter ekonomska in gospodarska škoda na večji oddaljenosti od cevovoda, kjer je prišlo do poškodbe. Model se bo omejil na določanje individualnega rizika za ljudi.

Slika 2 shematsko prikazuje izpostavljenost osebe, ki se v času nesreče



Slika 2. Območje vpliva posledic nesreče na cevovodu na lokaciji S

na cevovodu nahaja na mestu S na oddaljenosti h od cevovoda. Mesto dogodka je označeno s točko S' . L označuje dolžino dela cevovoda, na kateri ima nesreča še vpliv na osebo na mestu S ; domet posledic dogodka je označen z mejno oddaljenostjo (r_h) in je določen z mejno (tj. še sprejemljivo) gostoto toplotnega toka, ki deluje na človeka. Te vrednosti so priporočene oz. predpisane v različnih dokumentih in priporočilih [2, 3]. Na oddaljenostih $r > r_h$ nesreča nima več bistvenega vpliva na osebo, ki se nahaja na mestu S .

Za določitev posledic dogodka je potrebno poleg ocene smrtnosti upoštevati tudi dolžino L cevovoda oz. njegovega odseka, kjer dogodek še lahko vpliva na osebo na mestu S .

Določevanje posledic možnega dogodka je sestavljeno iz:

- ocene verjetnosti smrtnosti P : na tem mestu je potrebno preko matematičnega modeliranja fizikalnih pojavov ter statističnih metod izračunati količino iztečenega plina iz poškodbe v časovnem intervalu (običajno 20–30 s), gostoto toplotnega sevanja [4] zaradi gorenja tega plina ter preko empiričnih formul (funkcije Probit, [3]) določiti verjetnost smrtnosti za posameznika;
- integracije izračunane verjetnosti smrtnosti P vzdolž vplivne dolžine cevovoda L .

Verjetnost smrtnosti P ima porazdelitev, ki se lahko oceni s pomočjo naslednje enačbe [3, 5]:

$$P = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \int_{-\infty}^{\text{Pr}-5} e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad (2)$$

kjer je x je enak $(\text{Pr}-5)/\sigma$ s standardno deviacijo $\sigma = 1$, argument Pr pa je verjetnostna enota (= probability unit – PROBIT), ki predstavlja zvezo med količino obremenitve (npr. tlaka, toplote ali toksičnosti) in posledicami na sprejemnikih te obremenitve. Vrednosti Pr so empirično določene; v primeru termičnega učinka gorečega curka je ta vrednost [3]:

$$\text{Pr} = -36,38 + 2,56 \cdot \ln(t^{4/3} \cdot t_e) \quad (3)$$

kjer je t_e čas izpostavljenosti, I pa je sevalni toplotni tok na izbrani lokaciji S . Pri enačbi 3 je upoštevan dogovor, da je pri izpostavljenosti toplotnemu toku $I = 9,84 \text{ kW/m}^2$ v trajanju $t_e = 20 \text{ s}$ verjetnost smrtnosti $P = 0,01$ [3]. Sevalni toplotni tok se v poenostavljeni obliki določi s pomočjo enačbe 4 [4]:

$$I = \frac{\eta \cdot \tau_a \cdot Q \cdot H_k}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \quad (4)$$

kjer je η razmerje med sevalno toploto in celotno toploto, ki se sprosti pri gorenju, τ_a je prepustnost atmosfere za sevanje, Q je masni tok izpuščenega plina, H_k predstavlja kurilnost plina, r pa je oddaljenost izbrane lokacije S od izvora toplote.

Model za izračun rizika upošteva 3 vrste poškodb cevovoda v skladu s klasifikacijo EGIG [6]. Pri tem so poškodbe aproksimirane z luknjami okrogle oblike z ostrimi robovi, in sicer:

1. poškodbe 1: (t. i. »pinhole«): premer luknje je manjši od 2 cm,
2. poškodbe 2: premer luknje je večji od 2 cm in manjši od premera cevovoda,
3. Poškodbe 3: premer luknje je velikosti premera cevovoda ali večji (pretrganje cevovoda).

Poleg odvisnosti od velikosti poškodbe pa se masni tok plina skozi poškodbo s časom spreminja (pada); največji je na začetku. Začetni masni tok Q_z je mogoče oceniti s predpostavko zvočnega toka skozi odprtino [7]

$$Q_z = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot \alpha}{4} \quad (5)$$

$$\cdot \sqrt{\kappa \cdot \rho_o \cdot p_o \left[\frac{2}{\kappa + 1} \right]^{\frac{\kappa + 1}{\kappa - 1}}}$$

kjer je d premer cevi, κ je razmerje specifičnih toplot plina, ρ_o je gostota plina pri obratovalnih pogojih v cevovodu, p_o zastojni tlak pri istih pogojih, α pa predstavlja razmerje med efektivno površino poškodbe in površino prečnega prereza cevi.

Efektivni masni tok plina Q iz poškodbe na cevovodu je odvisen od natančno določenega časa vžiga, kar je pomembno za določitev smrtnosti. V tem primeru se lahko smrtnost oceni na podlagi upoštevanja konstantnega masnega toka plina, kjer je upoštevana kratka zakasnitev vžiga od trenutka izpusta plina. V splošnem velja za efektivni masni tok plina Q_e predpostavka [4]:

$$Q_e = C \cdot Q_z, \quad (6)$$

kjer je koeficient upadanja C odvisen od velikosti cevi, tlaka v cevi v času nesreče, predpostavljenega časa vžiga in časa, ki je potreben za povzročitev poškodb na ljudeh.

Z znanimi vrednostmi Q_e je mogoče preko enačbe 4 rešiti enačbo 3 in s pomočjo zakona porazdelitve verjetnosti smrtnosti (enačba 2) določiti odvisnost verjetnosti smrtnega izida P od oddaljenosti od mesta izpusta r .

Ocena vplivne dolžine izbranega segmenta cevovoda oz. integracija smrtnosti vzdolž cevovoda poteka v modelu s pomočjo numeričnega izračuna. Potek vrednosti izračunane verjetnosti umrljivosti je razdeljen na n odsekov od $P = 0,01$ do $P = 1$. Posledice nesreče (Π) zaradi poškodbe i se nato lahko ocenijo z vsoto zmnožkov vseh povprečnih smrtnosti $\tilde{P}_{i,n}$ na posameznem odseku in njim ustreznih vplivnih dolžin cevovoda L_n :

$$\Pi_i = \int_0^L P_i dL \approx \sum_n \tilde{P}_{i,n} L_{i,n}, \quad (7)$$

$i = 1, 2, 3$

Natančnost ocene utežne dolžine (enačba 7) narašča z naraščanjem števila odsekov n .

2.3 Določitev pogostosti dogodkov

Frekvenca oz. pogostost nesreč predstavlja drugo stopnjo določevanja individualnega rizika (enačba 1). Model se v prvi fazi opira predvsem na obstoječe evropske baze podatkov. Ti podatki temeljijo na statistični obdelavi nesreč, ki so bile zabeležene v

več desetletjih. Pogostost nesreč je v največji meri določena glede na bazo podatkov, ki jih zbira in obdeluje European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG [6]. Zaradi obsežne zgodovine in zaradi obravnavanja razmer v evropskem prostoru je bila ta baza izbrana za osnovo pri določanju pogostosti nesreč v modelu za izračun individualnega rizika.

Tabela 1. Podatki o dogodkih na cevovodih za transport zemeljskega plina na ozemlju srednje in zahodne Evrope med leti 1970 in 2004 (vir: EGIG, [6])

Vzrok poškodbe	Delež vseh poškodb [%]
Posegi tretjih oseb	49,7
Konstruktivski defekti	16,7
Korozija	15,1
Premiki tal	7,1
Napačni priključki na cevovodu	4,6
Drugo	6,7
Skupaj	100

Tabela 2. Verjetnost vžiga izhajajočega plina glede na vrsto poškodbe cevovoda (vir: EGIG, [6])

Vrsta poškodbe	Verjetnost vžiga plina (%)
Poškodba 1	3
Poškodba 2	2
Poškodba 3 (notranji premer cevi ≤ 406 mm)	9
Poškodba 3 (notranji premer cevi > 406 mm)	30

Tabela 1 prikazuje delež vseh nesreč po klasifikaciji EGIG, ki odpade na posameznega povzročitelja.

Na končno vrednost individualnega rizika vplivajo vsi dogodki, vendar imajo bistven vpliv le tisti, pri katerih pride do značilnega deleža poškodb v obliki pretrganja cevovoda. To pa so po tabeli 1 dogodki, katerih vzrok so predvsem posegi tretjih oseb. Vsi ostali vzroki imajo splošno gledano manjši vpliv na tveganje, vendar se lahko v specifičnih (lokalnih) razmerah njihov vpliv močno poveča.

V povprečju se plin vžge le v okoli 4 % neželenih izpustov [6], verjetnost vžiga pa je pogojena tudi z velikostjo poškodbe (tabela 2).

2.4 Ocena tveganja

Ocena tveganja poteka v skladu z enačbo 1 po tem, ko so določene posledice in pogostosti dogodkov. V pri-

meru treh različnih velikosti poškodb dobi enačba 1 obliko:

$$IT = \sum_{i=1}^3 \Pi_i \cdot \varphi_i \quad (8)$$

Pri tem je v frekvenci dogodkov že upoštevana ustrezna verjetnost vžiga plina po tabeli 2. Slika 3 predstavlja primer videza rezultata modela

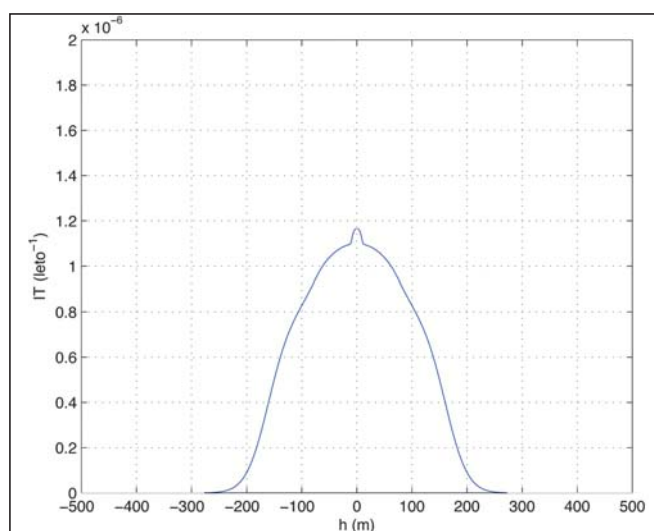
na predpisanih oddaljenostih od cevovoda s strani zakonodaje [8] ali pa s strani upravljalca cevovoda.

V primeru previsoke vrednosti individualnega rizika na izbranem mestu ob cevovodu je mogoče z modelom spremeniti vrednost rizika s spremembo vhodnih parametrov. Pri tem sta najpomembnejša globina vkopa cevovoda in dodatna zaščita cevovoda v obliki opozorilnih trakov, betonskih plošč ali kinet. Na velikost tveganja je mogoče vplivati tudi s spremembo ostalih parametrov, ki pa so v glavnem le teoretične narave (območje poseljenosti, starost cevovoda) ali pa so za upravljalca izvedbeno kot tudi ekonomsko večinoma neupravičljivi (spremembe konstrukcijskih ali obratovalnih parametrov, kot so notranji premer cevovoda, debelina stene cevi, delovni tlak v cevovodu).

3 Prilagoditev ocene tveganja lokalnim pogojem – specifične značilnosti

Značilnost zgoraj opisanega modela za ocenjevanje tveganja je konzervativnost napovedi, ki je značilna za začetno stopnjo razvoja modela. Konzervativnost omogoča določeno stopnjo varnosti, ki se odraža v pretirani napovedi tveganja, hkrati pa večja tudi negotovost ocene tveganja. Zaradi tega takšne napovedi pogosto niso dovolj natančne oz. opravičljive za konkreten primer, predvsem s stališča lokalne rabe prostora ter varnosti in z njo povezanih omejitev za lokalno prebivalstvo.

Cilj razvoja modela je zato nenehno nadgrajevanje z izboljšanimi metodami ocenjevanja tveganja z manjšimi negotovostmi, kar je v praksi zaželeno tako z ekonomskega kot tudi z varnostnega vidika. Poglavitni vzroki negotovosti ocene izvirajo predvsem iz:



Slika 3. Porazdelitev individualnega tveganja IT z oddaljenostjo h od cevovoda z zemeljskim plinom

- poenostavitev računanja, ki so vpeljane tako, da večajo konzervativnost ocene tveganja,
- nepopolnosti obstoječih podatkovnih baz,
- labe statistične popisanosti dogodkov,
- posplošenosti informacij oz. podatkov.

Bistven dejavnik, ki omogoča izboljšanje ocene tveganja, je predvsem prehod od splošnega k specifičnemu obravnavanju problema oz. prehod od globalnih k lokalnim razmeram. To pomeni, da je potrebno modificirati oz. razviti ter vpeljati v model takšne metode, ki omogočajo boljšo prilagojenost dejanskim razmeram na obravnavanem odseku cevovoda. Pri tem ima velik pomen tudi gradnja in uporaba lastnih podatkovnih baz z močno lokalno naravnostjo.

Izboljšava modela s ciljem izboljšati oceno tveganja poteka tako na dveh nivojih:

- izboljšava analize posledic dogodkov,
- izboljšava analize pogostosti dogodkov.

Pri analizi posledic dogodkov gre predvsem za natančnejše določanje toplotnega sevanja plina. Uporabljenim analitičnim metodam pri tem predstavljajo alternativo numerične metode, ki so v zadnjih desetletjih doživele močan razvoj. Rezultati numeričnih metod služijo za oblikovanje multiregresijskih fenomenoloških relacij med sevanjem in ostalimi bistvenimi parametri cevovoda in poškodb, ki jih uporabljene analitične metode ne zajemajo v celoti.

Pomembno področje izboljšave napovedi tveganja pa predstavlja analiza pogostosti dogodkov, ki vključuje predvsem vrednotenje uporabe zaščitnih ukrepov ter vpliva okolice cevovoda na tveganje. Pri tem je upoštevanje lokalnih razmer na cevovodu praktično neizogibno, osnove za analizo pogostosti dogodkov pa ne predstavljajo več samo statistične baze podatkov, pač pa se vpeljujejo tako mehanistični kot tudi probabilistični pristopi k reševanju proble-

ma. Dva primera takšnih izboljšav, izdelanih predvsem z namenom upoštevanja lokalnih specifičnih razmer na slovenskem plinovodnem omrežju, bosta v kratkem orisu predstavljena v nadaljevanju.

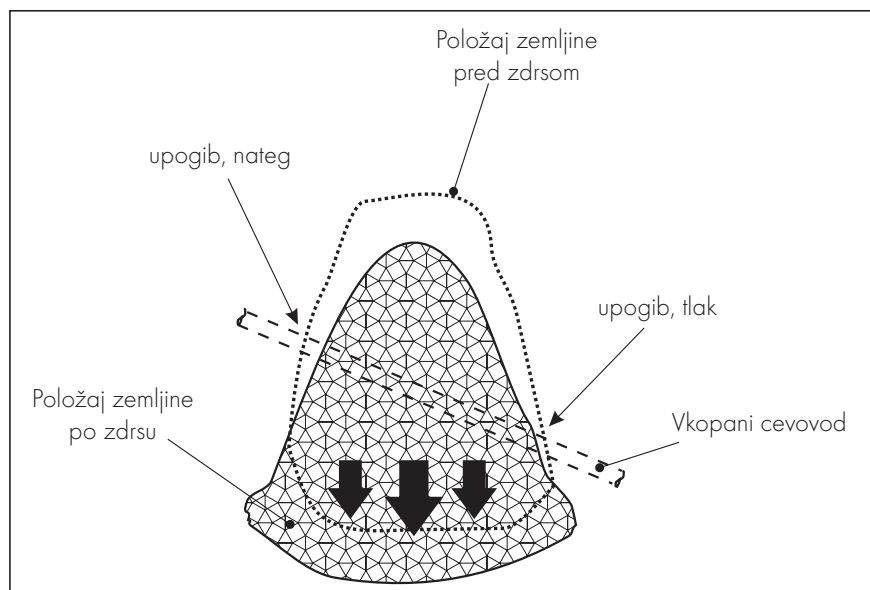
3.1 Določanje pogostosti dogodkov na cevovodu zaradi plazov

Cevovodi z zemeljskim plinom so večinoma vkopani v tla, ki so geološko stabilna. Kljub temu se je na trasi s cevovodom pogosto težko ali praktično nemogoče izogniti geološko nestabilnim tlem. Na takšnih tleh je cevovod izpostavljen zemeljskim zdrsom ali plazovom, ki lahko tako močno poškodujejo cevovod, da pride do neželenega uhajanja plina. Mnoge statistične baze podatkov, kot npr. baze EGIG [6], posredujejo informacije o pogostosti dogodkov na cevovodih z zemeljskim plinom zaradi premikov tal, vendar te informacije veljajo le na splošno (povprečene so npr. za celotno območje EU). Poleg tega tam ni javno dostopnih informacij o podrobnostih, kot so tip plazovite zemljine, geološka klasifikacija plazovitega območja, predvsem pa informacija o spremljanju premikov tal na plazoviti lokaciji. Negotovost rezultatov analize pogostosti se lahko zato na poljubnem lokalnem primeru močno poveča.

Predlagana izboljšava napovedi pogostosti dogodkov na cevovodu zaradi plazov temelji predvsem na lokalnih podatkih o večletnih premikih zemljin na izbrani lokaciji plinovodne trase. Cevovod je obravnavan kot nosilec, ki je izpostavljen silam zaradi premikajoče se zemljine, ki je v stiku s cevovodom. Na cevovodu, ki prečka plazovito območje pod poljubnim kotom, se zaradi zdrsa zemljine pojavijo natezne, tlačne ter upogibne obremenitve (slika 4).

Velikost obremenitev je odvisna od velikosti plazovitega območja in od velikosti zemeljskih premikov na tem območju. Pri tem so upoštevane naslednje predpostavke:

- periodično merjeni zemeljski premiki so neodvisni od premikov, ki so bili izmerjeni eno časovno periodo nazaj. To pomeni, da posamezni zemeljski premiki, izmerjeni ob določenem času oz. časovni periodi, predstavljajo naključno porazdeljene vrednosti znotraj vzorca, tj. znotraj celotne lokalne baze podatkov o premikih;
- premiki zemljine vzporedno z vzdolžno osjo cevovoda povečujejo vzdolžne napetosti v cevovodu;
- premiki zemljine pravokotno na vzdolžno os cevovoda povzročajo upogibanje cevovoda v tej smeri;
- vpetje cevovoda se nahaja izven območja zemeljskega zdrsa.



Slika 4. Obremenitve cevovoda, ki prečka plazovito območje pod poljubnim kotom

Ocena pogostosti plazov, ki lahko poškodujejo cevovod, tako vključuje dva koraka:

- določitev velikosti zemeljskega zdrsa oz. kritičnega premika zemljine, ki je dovolj velik, da povzroči pretrganje cevovoda na dani lokaciji;
- ugotovitev verjetnosti takšnega dogodka glede na večletno lokalno bazo podatkov o premikih zemljine na dani lokaciji.

Pri prvem koraku gre predvsem za trdnostni preračun mejnih obremenitev, ki jih cevovod še zdrži, ne da bi se pretrgal. Pri tem igrajo bistveno vlogo material in gabariti cevovoda, tlak plina ter velikost območja zemeljskega zdrsa oz. upogibna krivulja cevovoda [9]. Po določitvi kritičnega upogiba oz. kritične upogibnice cevovoda je mogoče v drugem koraku dobljeno vrednost primerjati z vrednostmi meritev zemeljskih premikov na izbranih mestih na plazovitem območju. S pomočjo statističnih testov za preverjanje hipotez, kot sta npr. T-test ali test hi-kvadrat, je mogoče neposredno določiti verjetnost za nastanek kritičnega upogiba cevovoda.

3.2 Določanje vpliva opozorilnih znamenj (markerjev) na tveganje

Uporaba dodatnih zaščitnih ukrepov na cevovodih z zemeljskim plinom zmanjšuje tveganje zaradi posegov tretjih oseb na območju trase cevovoda, ki lahko poškodujejo cevovod do te mere, da pride do nenadzorovanega izpusta plina in njegovega vžiga. Dodatna zaščita cevovodov deluje kot fizična ovira (npr. zaščitne plošče) ali pa kot opozorilo (trakovi in markerji).

Težava nastopi predvsem pri dejanski oceni zmanjšanja tveganja zaradi posameznega zaščitnega ukrepa. Pri tem še posebno izstopajo markerji, saj se ti v skladu s standardi in priporočili pojavljajo regularno vzdolž celotne trase cevovoda in je samo na osnovi statistike zaradi tega težko določiti delež njihovega vpliva na tveganje v primerjavi z nezaščitnimi deli cevovoda. Poleg tega je na območju Slovenije količina podatkov o

poškodbah na cevovodih skopa, zato je samo statistično obravnavanje problema praktično izključeno.

Videz tipičnega markerja na slovenskem plinovodnem omrežju, ki služi tudi za opazovanje trase plinovoda iz zraka, je prikazan na *sliki 5*.



Slika 5. Videz markerja plinovodne trase (t. i. zračni marker)

Predlagana metoda ocene vpliva markerjev na tveganje na cevovodih z zemeljskim plinom izhaja iz dejstva, da marker deluje predvsem vizualno, torej je učinkovit le, kadar ga opazijo tretje osebe, ki so na trasi cevovoda.

Vizualna ostrina predstavlja zmožnost prepoznavanja predmetov na daljavo. Določena je z najmanjšim kotom, ki pokriva vidno polje človeškega očesa in omogoča prepoznavanje predmetov oz. oblik, ki jih ta kot oklepa. Statistično je velikost tega kota enaka 5 kotnim minutam, kar sovpada z zmožnostjo prepoznavanja črk, ki oklepajo tak kot, za ljudi, ki imajo 100-odstotni vid [10]. To pomeni, da je takšen kot potreben za zaznavanje ostrih oz. jasnih robov različnih oblik predmetov. Opisane značilnosti zaznavanja predmetov oz. oblik na daljavo veljajo v primeru kombinacije bele (ozadje) in črne (predmet), ki imata visoko razmerje svetlosti oz. visok svetlostni kontrast. Druge kombinacije barv bistveno prispevajo k zmožnosti prepoznavanja predmetov na daljavo. Glede na do sedaj opravljene raziskave [11, 12] prepoznavanja oblik oz. predmetov na ozadju poljubne barve je bilo ugotovljeno, da ima pri tem bistveno vlogo barvni kontrast oz. razlika v svetlosti med barvo predmeta in barvo ozadja. Svetlost barve je mogoče določiti na podlagi različnih barvnih modelov oz. prostorov (npr. CIE XYZ, CIE Lab, RGB, itd.) [13]. Na osnovi analize izdelanih raziskav na večji populaciji ljudi [14] je mogoče ugotoviti vpliv svetlostnega kontrasta barvne kombinacije predmeta in oza-

dja na vidljivost oz. zmožnost prepoznavanja predmeta. Ta zveza ima za barvni prostor CIE XYZ splošno obliko:

$$\frac{Y_{\max}}{Y} = a_0 + a_1 \cdot e^{a_2 \cdot k_v} \quad (9)$$

kjer je $Y_{\max}/Y$ razmerje svetlosti barvne kombinacije predmeta in ozadja (pri tem je v števcu vedno svetlost višje vrednosti od tiste v imenovalcu oz. $Y_{\max}/Y \geq 1$). k_v je koeficient vidnosti, ki predstavlja razmerje med prepoznavnostjo oblike v dani barvni kombinaciji in prepoznavnostjo črno-bele barvne kombinacije, kar je določljivo na osnovi empiričnih podatkov [14]. Koeficienti a_0 , a_1 ter a_2 se določijo na osnovi znanih eksperimentalno določenih oz. empiričnih vrednosti $Y_{\max}/Y$ in k_v s pomočjo aproksimativnih metod.

Celoten postopek ocene vpliva markerjev na tveganje na cevovodu poteka v naslednjih korakih:

- določitev oddaljenosti H , na kateri je marker črne barve viden oz. prepoznaven na belem ozadju (najmanjša izmera table markerja mora oklepiti kot 5" vidnega polja opazovalca s 100-odstotnim vidom);
- določitev svetlosti povprečne barve markerja;
- določitev svetlosti povprečne barve ozadja (okolice) markerja. Pri tem je potrebno upoštevati, da se barva ozadja markerja spreminja predvsem zaradi letnih časov;
- določitev koeficienta vidnosti k_v iz razmerja svetlosti markerja in ozadja (enačba 9);
- izračun dejanske oddaljenosti, na kateri je marker določene barve na povprečni barvi ozadja prepoznaven: $H_{dej} = H \cdot k_v$;
- pri poznavanju povprečne razdalje med dvema markerjema L sledi določitev deleža te razdalje, kjer je marker viden ($= 2 \cdot H_{dej}/L$);
- povezava dobljenih rezultatov s statističnimi podatkovnimi bazami o dogodkih na cevovodih.

Zadnji korak predpostavlja, da so se dogodki, ki so v bazah podatkov klasificirani kot dogodki na cevovodu brez markerjev, dejansko zgodili na cevo-

vodu, ki je bil opremljen z markerji v skladu s standardi, vendar noben izmed markerjev ni bil v času in na mestu dogodka viden.

Obstoj statistične baze podatkov o dogodkih na cevovodih je tako tudi pri ocenjevanju vpliva markerjev na tveganje ključnega pomena, kar za velike operaterje ne predstavlja posebne težave. Manjši operaterji, ki takšnih baz ne posedujejo, pa lahko uporabijo baze večjih operaterjev [15] ob predpostavki podobnosti lokalnih značilnosti cevovoda s tistimi iz tuje baze podatkov.

■ 4 Zaključki

Prispevek predstavlja model za kvantitativno oceno individualnega tveganja na plinovodnem sistemu na osnovi obratovalnih in konstrukcijskih parametrov cevovoda ter parametrov okolice. Postopek ocenjevanja tveganja je izveden v skladu z veljavnimi mednarodnimi standardi na tem področju.

Model vključuje tako analizo posledic dogodkov na cevovodih kot tudi analizo pogostosti dogodkov. Matematično modeliranje posledic dogodkov (iztok plina, toplotno sevanje) je izvedeno s pomočjo enodimenzionalnega modela. Določanje pogostosti nesreč poteka na tej stopnji v modelu na osnovi evropskih baz podatkov (EGIG).

Poleg splošne zgradbe modela je predstavljena tudi nadgradnja mode-

la oz. upoštevanje lokalnih razmer na osnovi lastnih izkušenj, lokalnih podatkovnih baz in novih metodologij obravnavanja problema z namenom izboljšanja zanesljivosti ocene tveganja. Prilagojenost lokalnim razmeram predstavljata predvsem novi metodi obravnavanja vpliva tretjih oseb (markerji) in zemeljskih premikov na tveganje.

Literatura

- [1] ASME, Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8:2004, 2004.
- [2] CSChE, Risk Assessment – Recommended Practices for Municipalities and Industry, Canadian Society for Chemical Engineering, Ottawa, 2004.
- [3] CPR 18E Purple Book, Guideline for Quantitative Risk Assessment, Committee for the Prevention of Disasters, The Netherlands, 1999.
- [4] Jo, Y.-D., Ahn, B. J., A method of quantitative risk assessment for transmission pipeline carrying natural gas, *Journal of Hazardous Materials A123* (2005), str. 1–12.
- [5] Lees, F. P., Lee's loss prevention in the process industries: hazard identification, assessment and control, Elsevier/Butterworth-Heinemann, Amsterdam, 2005.
- [6] EGIG, Gas Pipeline Incidents 6th Report 1970–2004, 2005.
- [7] Yuhu, D., Huilin, G., Jing'en, Z., Yaorong, F., Mathematical modeling of gas release through holes in pipelines, *Chemical Engineering Journal*, 92 (2003), str. 237–241.
- [8] Uradni list RS, št. 60-3175/2001, Pravilnik o tehničnih pogojih za graditev, obratovanje in vzdrževanje plinovodov z delovnim tlakom nad 16 bar.
- [9] O'Rourke, M., J., Liu, X. (editors), Response of Buried Pipelines Subject to Earthquake Effects. Multidisciplinary Center for Earthquake Engineering and Research (MCEER), MCEER Monograph No-3, 1999.
- [10] Valberg, A., Light, vision, color. J. Wiley & Sons, Chichester, 2005.
- [11] Tinker, A. M., Legibility of Print, Ames, IA: Iowa State University Press, 1963.
- [12] Lin, C.-C., Effects of contrast ratio and text color on visual performance with TFT-LCD, *International Journal of Industrial Ergonomics* 31 (2003), str. 65–72.
- [13] Hunt, R. W. Measuring colour, 3rd edition, Fountain Press, 1998.
- [14] Gradišar, M., Humar, I., Turk, T., The Legibility of Colored Web Page Texts, Proceedings of the ITI 2007 29th Int. Conf. On Information Technology Interfaces, June 25–28, 2007, Cavtat.
- [15] Mather, J., Blackmore, C., Petrie, A., Treves, C., An assessment of measures in use for gas pipelines to mitigate against damage caused by third party activity, Contract Research Report 372/2001, Health and Safety Executive, 2001.

Quantitative risk assessment of the transmission gas pipeline system in Slovenia – general and specific characteristics

Abstract: The transmission pipeline network for natural-gas transportation represents a potential danger to the environment in the event of damage or gas leaks. In spite of the very low probability of such an event, the pipeline operator should be able to cope with any possible potential danger, which could occur as a consequence of a damaged pipeline. Therefore, it should be ensured that the risk due to such pipelines in populated areas is low enough, or inside boundaries, specified by the legislation or the specific requirements of the pipeline operator. A quantitative risk assessment can be executed through the appropriate analytical models based on physical relationships, statistical databases, mechanical and probabilistic approaches, as well as numerical simulations, which enable a quantitative evaluation of the event frequencies and their consequences. Of particular importance is the continuous development of new approaches and the methodologies of risk assessment, which are based on the local characteristics of pipelines as well as on local experience; it represents a continuous upgrading of the model. The results of such an upgrade are felt through the increased reliability of the risk predictions.

Keywords: natural gas; pipelines; quantitative risk assessment,