

TVEGANJE ZA POSAMEZNIKA NA SISTEMU PRENOSNIH CEVOVODOV ZA ZEMELJSKI PLIN

Individual risk in the system of natural gas transmission pipelines

Tom Bajcar*, Franc Cimerman**, Brane Širok*** UDK 614.8:622.691.4

Povzetek Abstract

Plinovodna infrastruktura predstavlja ob poškodbi ali puščanju tudi morebitno nevarnost za okolico.

Kljub zelo majhni verjetnosti, da bi do takega dogodka lahko prišlo, je naloga operaterja, da obvladuje vse mogoče nevarnosti, ki se še lahko zgodijo ob izrednem dogodku loma ali poškodbe plinovodne cevi. Zato je treba zagotoviti, da je tveganje, ki ga predstavlja takšen cevovod na poseljenih območjih, dovolj nizko oziroma v mejah, ki so določene skladno z zakonodajo ali s posebnimi zahtevami upravljavca cevovoda. Oceno tveganja je mogoče dobiti s pomočjo ustreznih analitičnih modelov, ki na podlagi fizikalnih relacij, statističnih baz podatkov, mehanističnih in probabilističnih pristopov ter numeričnih simulacij omogočajo kvantitativno vrednotenje posledic dogodkov na plinovodih in njihovo predvideno pogostost.

Pri tem je pomemben nenehen razvoj novih pristopov in metodologij ocenjevanja tveganja, ki temeljijo na lokalnih značilnostih cevovodov in lokalnih izkušnjah ter predstavljajo nenehno nadgrajevanje obstoječega modela. Skladno z boljšo vključenostjo modela v lokalne razmere se večja tudi zanesljivost ocene tveganja. Na podlagi rezultatov takšnih analiz je mogoče presoditi, ali je tveganje na izbranem odseku plinovodne trase znotraj predpisanih dopustnih vrednosti ali ne. Treba je ugotoviti tudi vzroke povišanega tveganja in predvideti ter uvesti dodatne zaščitne ukrepe, pri katerih stopnja tveganja na izbranem odseku cevovoda ne presega več dovoljenih vrednosti. Vrste zaščitnih ukrepov za zmanjševanje tveganja so splošno znane in se široko uporabljajo glede na mogoči vzrok poškodbe cevovoda.

In the event of damage or leakage, pipeline infrastructure presents a potential threat to the environment. Despite an extremely low probability of such an event, pipeline operators must control all potential hazards that may occur in the event of an incident fracture or damage to a gas pipeline. It is therefore necessary to ensure that the risk presented by such a pipeline in populated areas is low or within the limits prescribed by law or specific requirements of the pipeline operator. Risk assessment can be obtained using appropriate analytical models which, based on physical relations, existing statistical databases, mechanistic and probabilistic approaches, and numerical simulations, allow quantitative assessment of the consequences of pipeline incidents and their estimated frequency. With regard to this it is important to ensure continued development of new approaches and risk assessment methodologies which must be based on local experience and pipeline characteristics, and represent constant upgrading of the existing model. Better integration of the model into local conditions increases the reliability of risk assessment. Based on analysis results it is then possible to determine whether the risk in a selected section of a pipeline route falls within the permissible values. If the risk is too high, it is necessary to identify the causes for this, and introduce additional protective measures to ensure that the level of risk in a selected pipeline section no longer exceeds the permissible values. Types of protective measures for the reduction of risks are widely known and used depending on the possible cause of pipeline damage.

* dr., Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, Aškerčeva 6, Ljubljana, tom.bajcar@fs.uni-lj.si

** Plinovodi, d. o. o., Cesta Ljubljanske brigade 11 b, Ljubljana, franc.cimerman@plinovodi.si

*** dr., Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, Aškerčeva 6, Ljubljana, brane.sirok@fs.uni-lj.si

Uvod

Prenosni cevovodi z zemeljskim plinom pogosto potekajo po ozemlju, kjer je precejšnja gostota poseljenosti in prometa. Zato za ljudi, ki živijo na ozemlju blizu cevovoda, takšni cevovodi kljub visoki zanesljivosti obratovanja

pomenijo določeno stopnjo tveganja. Verjetnost pojava poškodb na cevovodu (ali na njegovih posameznih delih) in njihovih posledic je zajeta v oceni tveganja.

Tveganje je na splošno definirano kot merilo za pogostost in resnost poškodb zaradi nevarnosti. Nevarnost je označena s prisotnostjo nevarne substance – zemeljskega plina, ki ima eksplozivne oziroma gorljive lastnosti in lahko povzroči poškodbe na ljudeh, lastnini in okolju.

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

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

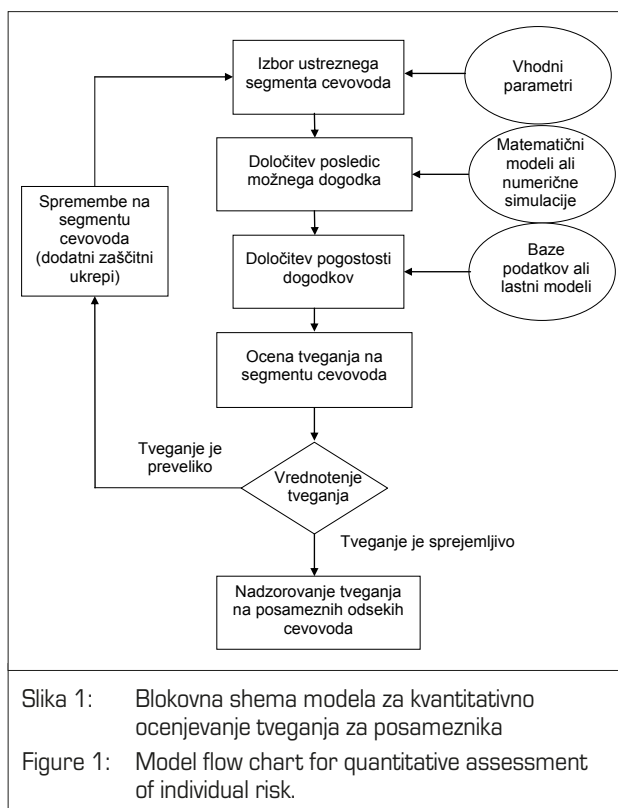
Pri tem predstavljajo posledice dogodka verjetnost umrljivosti na določeni oddaljenosti od mesta nesreče zaradi dogodka, ki se lahko zgodi kjer koli na cevovodu in ima še vpliv na mesto računanja tveganja. Pogostost dogodkov je ocenjeno število takšnih dogodkov oziroma nesreč v nekem časovnem obdobju na plinovodu ali njegovem odseku.

Ocena oziroma analiza tveganja za posameznika poteka s pomočjo posebej za obravnavani sistem prilagojenimi modeli, ki omogočajo kvantitativno vrednotenje tveganja. To pomeni, da je končen rezultat ocene številčna (kvantitativna) vrednost, ki predstavlja letno verjetnost, da oseba podleže potencialnemu neželenemu dogodku na cevovodu. Mejna še sprejemljiva vrednost tveganja za posameznika zaradi cevovodov z zemeljskim plinom je za naseljene (stanovanjske) objekte oziroma objekte, kjer se ljudje pogosto ali dalj časa zadržujejo, določena s pravilniki in v večini evropskih držav (vključno s Slovenijo) znaša $IT = 1 \cdot 10^{-6}$ /leto.

Modeli za ocenjevanje tveganja morajo slediti standardom, ki veljajo na področju kvantitativnega določanja tveganja, nanašajo pa se lahko tudi na številna priporočila.

Model za določanje kvantitativnega tveganja za posameznika na cevovodih z zemeljskim plinom

S pomočjo modela oziroma modelov je mogoče ocenjevati individualno tveganje na posameznih segmentih cevovoda, torej na delih, ki imajo skupne lastnosti (npr. enak premer cevi, enaka ali podobna tla itn.).



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

Posamezni koraki ocene tveganja so predstavljeni v nadaljevanju.

Izbor ustreznega segmenta cevovoda

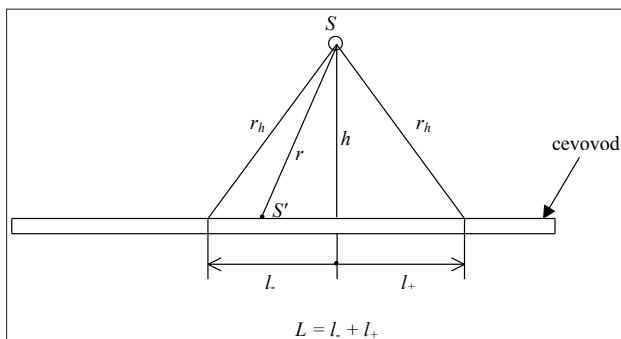
Za želeni odsek cevovoda je treba priskrbeti podatke, ki so za ta segment značilni. Ti vsebujejo konstrukcijske in delovne parametre cevovoda in značilnosti terena, na katerem je cevovod oziroma njegov odsek. Dolžina izbranega segmenta cevovoda je odvisna od nespremenljivosti njegovih parametrov. Odsek cevovoda se konča tam, kjer se vsaj eden izmed vnesenih podatkov oziroma parametrov cevovoda spremeni. Značilni parametri izbranega segmenta cevovoda so:

- notranji premer cevi segmenta cevovoda,
- debelina stene cevi segmenta cevovoda,
- delovni tlak plina v cevovodu,
- oddaljenost segmenta cevovoda od kompresorske postaje,
- globina vkopa cevovoda oziroma višina nasutja,
- uporaba dodatnih zaščitnih sredstev,
- gostota prebivalstva,
- plazovitost območja,
- starost cevovoda.

Določitev posledic mogočega dogodka

Dogodek na cevovodu z zemeljskim plinom je 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 tveganja za ljudi.

Slika 2 shematsko prikazuje izpostavljenost osebe, ki je v času nesreče na cevovodu 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 oziroma predpisane v različnih dokumentih in priporočilih [2, 3]. Na oddaljenostih $r > r_h$ nesreča nima več bistvenega vpliva na osebo, ki je na mestu S .



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

Figure 2: Influence area of pipeline event consequences on location S .

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

Določevanje posledic mogočega dogodka je sestavljeno iz:

- ocene verjetnosti smrtnosti P : na tem mestu je treba prek 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 s pomočjo empiričnih formul (Probit funkcije, [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]:

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

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. Ob termičnem učinku gorečega curka je ta vrednost [3]:

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

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 $I = 9,84 \text{ kW/m}^2$ pri trajanju $t_e = 20 \text{ s}$ verjetnost smrtnosti $P = 0,01$ [3]. Sevalni toplotni tok se v poenostavljeni obliki določi s pomočjo naslednje enačbe [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.

Poškodbe so običajno dovolj natančno aproksimirane z luknjami okrogle oblike z ostrimi robovi različnih velikosti, npr.:

- majhne poškodbe (t. i. pinhole): premer luknje je manjši od 2 cm;
- srednje poškodbe: premer luknje je večji od 2 cm in manjši od premera cevovoda;
- lom oziroma pretrganje cevovoda: premer luknje je velikosti premera cevovoda ali večji.

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 [4]:

$$Q_z = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot \alpha}{4} \sqrt{\kappa \cdot \rho_o \cdot p_o \left[\frac{2}{\kappa + 1} \right]^{\frac{\kappa + 1}{\kappa - 1}}}, \quad (5)$$

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. Ob lomu oziroma pretrganju cevovoda je treba upoštevati polni iztok iz obeh delov pretrganega cevovoda, vrednost α pa je v tem primeru (konservativno) enaka 1.

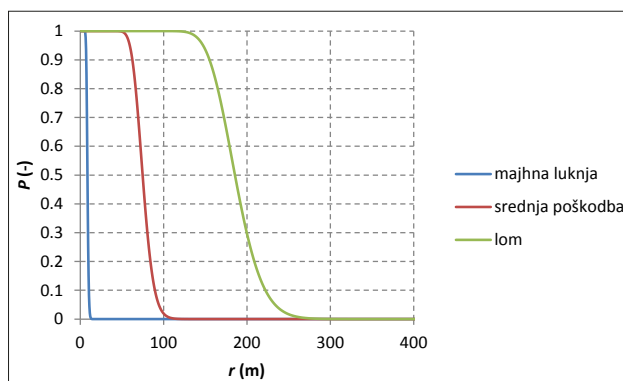
Efektivni masni tok plina Q iz poškodbe na cevovodu je odvisen od natančno določenega časa vžiga, kar je

pomembno za določitev smrtnosti. V tem primeru se lahko smrtnost oceni na podlagi upoštevanja konstantnega masnega toka plina, pri čemer je upoštevana kratka zakasnitev vžiga od trenutka izpusta plina. Na splošno velja za učinkoviti 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 s pomočjo enačbe 4 rešiti enačbo 3 in s pomočjo zakona porazdelitve smrtnosti (enačba 2) določiti odvisnost verjetnosti smrtnega izida P od oddaljenosti r od mesta izpusta (slika 3).



Slika 3: Verjetnost smrtnega izida P zaradi gorečega curka zemeljskega plina glede na oddaljenost r od mesta izpusta

Figure 3: Death probability P due to flammable jet of natural gas per distance r from the leak point.

Določitev pogostosti nesreč

Frekvenca oziroma pogostost nesreč predstavlja drugo stopnjo določanja tveganja za posameznika (enačba 1). Osnovo predstavljajo baze podatkov o že izvršenih dogodkih. Ti podatki temeljijo na statistični obdelavi nesreč, ki so bile ugotovljene v več desetletjih. Ob premajhnem številu lokalnih dogodkov se je mogoče v začetni fazi opreti predvsem na znane (in dostopne) baze podatkov iz podobnih okolij. Takšne baze so na primer podatki, ki jih zbira in obdeluje European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG [5]. V njej so zbrani dogodki (neželen izpust plina iz cevododa) od leta 1970 za cevodove z zemeljskim plinom, ki so na kopnem in imajo tlak plina nad 15 bar, ki so izdelani iz jekla in potekajo zunaj plinskih objektov oziroma instalacij.

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

Povprečno se plin vžge le v okoli 4,5 odstotka neželenih izpustov, verjetnost vžiga pa je odvisna tudi od velikosti poškodbe (preglednica 2) [5].

Vzrok poškodbe	Delež vseh poškodb [%]
Posegi tretjih oseb	48,4
Konstruksijske napake/ napake v materialu	16,7
Korozija	16,1
Premiki tal	7,4
Napačni priključki na cevovodu	4,8
Drugo	6,6
Skupaj	100

Preglednica 1: Podatki o dogodkih na cevododih za transport zemeljskega plina na ozemlju srednje in zahodne Evrope med letoma 1970 in 2010 (vir: EGIG [5])

Table 1: Incident data for natural gas transmission pipelines in Central and Western Europe between 1970 and 2010 (Source: EGIG [5]).

Vrsta poškodbe	Verjetnost vžiga plina [%]
Poškodba 1	4
Poškodba 2	2
Poškodba 3 (notranji premer cevi ≤ 406 mm)	10
Poškodba 3 (notranji premer cevi > 406 mm)	33

Preglednica 2: Verjetnost vžiga izhajajočega plina glede na vrsto poškodbe cevododa (vir: EGIG [5])

Table 2: Probability of ignition of leaking gas per type of pipeline damage (Source: EGIG [5]).

Na končno vrednost tveganja za posameznika vplivajo vsi dogodki, vendar imajo bistven vpliv le tisti, pri katerih pride do značilnega deleža poškodb v obliki pretrganja (loma) cevododa. V takšnem primeru je količina iztečenega plina (in s tem tudi gostota toplotnega sevanja) bistveno večja od tiste pri majhnih ali srednjih poškodbah cevododa.

Ocena in vrednotenje tveganja

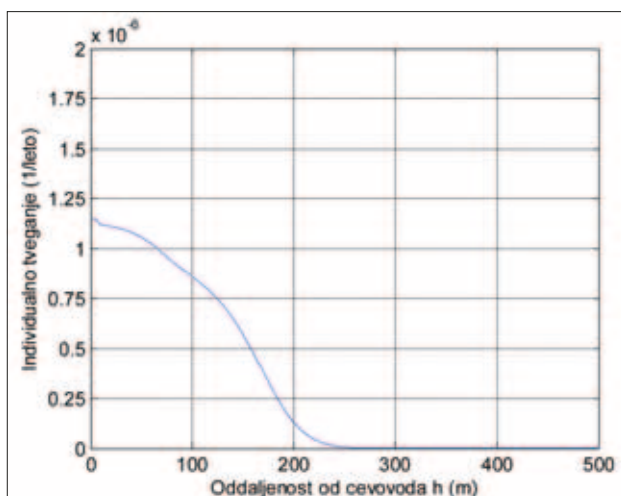
Ocena tveganja poteka skladno z enačbo 1, potem ko so določene posledice in pogostosti dogodkov. Če so tri različne velikosti poškodb, dobi enačba 1 obliko:

$$IT = \sum_{i=1}^3 \Pi_i \cdot \varphi_i \quad (7)$$

Slika 4 predstavlja rezultat modela – porazdelitev vrednosti tveganja z odmikom od cevododa.

Dobljeni rezultati metode oziroma modela za oceno tveganja se primerjajo z zahtevami po vrednostih individualnega tveganja na predpisanih oddaljenostih od cevododa, ki jih predpisujeta zakonodaja [6] ali upravljavec cevododa.

Če pride do previsoke vrednosti individualnega tveganja na izbranem mestu ob cevododih, je mogoče vrednosti



Slika 4: Primer porazdelitve individualnega tveganja z oddaljenostjo h od cevovoda z zemeljskim plinom

Figure 4: Example of the distribution of individual risk with distance h from a natural gas pipeline.

tveganja znižati s pomočjo uporabe dodatnih zaščitnih ukrepov. Ti so predvideni za omejevanje vpliva posameznih dejavnikov tveganja, ki povzročajo poškodbe na cevovodu. Dodatni zaščitni ukrepi povzročijo spremembe na izbranem segmentu cevovoda, zato se celoten postopek kvantitativnega ocenjevanja tveganja ponovi.

Vplivanje na vrednosti tveganja s pomočjo dodatnih zaščitnih ukrepov

Namen dodatnih zaščitnih ukrepov je zmanjšanje tveganja za posameznika v primerih, ko vrednosti tega tveganja presegajo dovoljeno stopnjo. Običajno se z dodatnimi zaščitnimi ukrepi zmanjšuje pogostost neželenih dogodkov na cevovodu, s čimer se (pri nespremenjenih posledicah) zmanjša tudi celotno tveganje. V preglednici 1 so bili prikazani dejavniki, ki vplivajo na pojav neželenih dogodkov na cevovodih z zemeljskim plinom. Dodatni zaščitni ukrepi so zato prilagojeni posamezni skupini dejavnikov, pri katerih so najpomembnejši prvi štirje (posegi tretjih oseb na območju cevovodov, konstrukcijske napake oziroma napake v materialu, korozija in premiki tal). V nadaljevanju bodo predstavljeni dodatni zaščitni ukrepi in kvantifikacija njihovega učinka glede na preprečevanje oziroma omejitev vpliva posameznega dejavnika.

Zaščitni ukrepi proti posegom tretjih oseb

Statistično največji vpliv na tveganje imajo posegi tretjih oseb na območju cevovoda. Za občutno zmanjšanje tveganja je zato treba najprej zmanjšati vpliv te skupine. V praksi se to dosega na različne načine z vpeljevanjem zaščitnih ukrepov, od katerih so najpogostejši:

- spreminjanje obratovalnih parametrov (zmanjšanje tlaka plina v cevovodu),
- spreminjanje konstrukcijskih parametrov (povečanje debeline stene cevi),
- povečanje števila pregledov trase s plinovodi (iz zraka ali s tal),
- povečanje globine vkopa cevovoda (manjša dosegljivost cevovoda s površine),
- povečanje opozorilnosti (markerji, opozorilni trakovi),
- povečanje neposredne zaščite cevovoda (zaščitne plošče in kinete, zaščitne cevi).

Medtem ko je prvi zaščitni ukrep zelo malokrat uporabljen (gre za manjšanje posledic dogodka), se preostali načini uporabljajo pogosteje. Pomembno vlogo imajo zadnji trije zaščitni ukrepi, ki se koristno uporabljajo tako na obstoječih cevovodih kot pri načrtovanju novih.

Povečanje globine vkopa cevovoda

Globina vkopa cevovoda – tj. oddaljenost zgornjega temena cevi cevovoda od površine zemlje – ima pomembno vlogo pri varovanju cevovoda pred poškodbami tretjih oseb. Večja globina vkopa namreč otežuje dostop do cevovoda gradbenim ali kmetijskim strojem, ki so omejeni s svojimi dimenzijami oziroma gabariti. Na podlagi statističnih podatkov [7] je bila ugotovljena funkcijska oblika vpliva globine vkopa cevovoda na zmanjšanje poškodb cevovoda od tretjih oseb:

$$k_{gv} = c \cdot e^{-2,4 \cdot b - 3,5}, \quad (1)$$

kjer je k_{gv} koeficient globine vkopa oziroma utežnostni faktor, ki predstavlja kvantitativno spremembo pogostosti dogodkov na cevovodu zaradi vpliva tretjih oseb. b predstavlja globino vkopa cevovoda, c pa je konstanta modela po enačbi 1, ki upošteva, da se pogostost dogodkov ne spremeni pri globini vkopa cevovoda 1,0 m ($k_{gv} = 1$) [8].

Funkcijska zveza po enačbi 1 pomeni, da se frekvenca dogodkov na cevovodu zaradi posegov tretjih oseb zmanjša za približno 10-krat za vsak meter dodatne globine vkopa.

Vpliv opozorilnosti

Za opozarjanje na bližino cevovoda se uporabljajo opozorilni trak in opozorilni markerji.

Opozorilni trak je vkopan v zemljo nad cevovodom. Na bližino cevovoda opozarja, če izkop oziroma gradbena dela, ki jih opravljajo tretje osebe, že potekajo neposredno nad cevovodom – gradbeni stroj (npr. bager) med delom izkoplje opozorilni trak, ki tako postane viden. Glede na statistične podatke [9] opozorilni trak zmanjša tveganje zaradi posegov tretjih oseb za približno 40 odstotkov.

Nekoliko težje je kvantificirati vpliv zmanjšanja tveganja zaradi opozorilnih markerjev. Opozorilni markerji imajo podobno kot opozorilni trak vlogo vizualnega opozarjanja

na bližino cevovoda. V primerjavi z opozorilnim trakom pa se markerji postavljajo nad zemljo in niso vedno postavljeni neposredno nad cevovod. Poleg tega so postavljeni intervalno, pri čemer se dolžine intervalov lahko močno razlikujejo med seboj. Zaradi teh značilnosti ter zaradi nezadostnih ali nejasnih statističnih baz podatkov o prisotnosti markerjev ob morebitnih poškodbah oziroma dogodkih na cevovodu je kvantifikacija vpliva markerjev zelo otežena. Zato je bil na podlagi lokalnih značilnosti slovenskega plinovodnega sistema razvit poseben model določanja vpliva markerjev na tveganje [10], ki temelji na vidljivosti oziroma prepoznavanju markerjev v okolici plinovodne trase.

Omenjeni model 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. Zato je bila izdelana študija vidljivosti posameznih oblik markerjev, ki so na območju plinovodnih tras v Sloveniji. Rezultati so bili nato povezani z že znanimi statističnimi ugotovitvami, kar je omogočilo oceno vpliva markerjev ob upoštevanju njihove pogostosti na posameznem (obnavanem) območju cevovodov.

Model vsebuje naslednje korake:

- Določitev oddaljenosti, s katere je črn marker znane velikosti še opazen na belem ozadju. Dimenzije markerjev (slika 5) so znane.
- Določitev dejanskih barv markerja in okolice. Barve markerjev so znane, pri določitvi barv okolice so upoštevane letne povprečene lokalne značilnosti okolice plinovodne trase.
- Določitev koeficienta vidljivosti kv, ki predstavlja razmerje vidljivosti med dejansko barvno kombinacijo marker-okolica ter kombinacijo črno-belo.
- Izračun dejanske oddaljenosti, s katere so markerji v okolici vidni.
- Navezava na znane statistične baze podatkov z upoštevanjem povprečne gostote postavitve markerjev ob trasi plinovoda. Pri tem je bilo predpostavljeno, da so pri dogodkih/poškodbah, ob katerih ni bila zapisana/ugotovljena prisotnost markerjev, markerji dejansko bili prisotni, a niso bili vidni (prepoznavni).
- Določitev koeficienta vpliva markerjev na tveganje.



Slika 5: Markerji plinovodne trase: a) zračni marker, b) talni marker

Figure 5: Line markers on a natural gas pipeline route: a) - aerial marker; b) - ground marker.

Končni rezultati so pokazali, da pri dovolj pogosti postavitvi markerjev (tj. z vsake točke na trasi cevovoda je viden vsaj en marker) ti lahko zmanjšajo tveganje zaradi posegov tretjih oseb do približno 10 odstotkov v primerjavi s tveganjem na trasi s povprečno pogostostjo markerjev [10].

Vpliv markerjev na tveganje je sicer manjši od vpliva opozorilnega traku, vendar predstavlja precej cenejšo rešitev in manjše posege v okolje.

Vpliv mehanske zaščite cevovoda

Mehanska zaščita cevovoda v obliki armiranobetonskih ali jeklenih plošč, betonskih cevi ipd. mehansko omejuje možnost dostopa gradbeni mehanizaciji k cevovodu in tako zmanjšuje tveganje za poškodbo na cevovodu. Statistično [9] zmanjšajo armiranobetonske plošče tveganje zaradi posegov tretjih oseb za približno 80 odstotkov, kombinacija zaščitnih plošč z opozorilnim trakom pa za 30-krat oziroma za skoraj 97 odstotkov. Zaščita cevovoda s ploščami, še posebno v kombinaciji z opozorilnim trakom, je zelo učinkovita rešitev za zmanjševanje tveganja, žal pa pomeni tudi visoke stroške. Zaščitne plošče se zato postavljajo le na mestih, kjer je pričakovana višja pogostost posegov tretjih oseb oziroma če to zahtevajo rezultati analize tveganja.

Zaščitni ukrepi za omejevanje vpliva konstrukcijskih in materialnih napak

Materialne in konstrukcijske napake se kažejo predvsem kot lokalni primanjkljaj materiala, lokalno spremenjene lastnosti materiala ali deformacija osnovne oblike, ki nastanejo v procesu izdelave elementov cevovoda ter med njegovo vgradnjo pred začetkom rednega obratovanja. Takšne nepravilnosti lokalno zmanjšujejo trdnost materiala oziroma konstrukcije ter lahko zaradi tlaka v cevovodu in pogostih tlačnih nihanj pripeljejo do poškodbe, ki v najslabšem primeru povzroči tudi lom cevovoda z vsemi posledicami za okolico. Zgodovinske baze podatkov po navadi vsebujejo tudi delež neželenih dogodkov zaradi vpliva te skupine dejavnikov [5]. Odkrivanje materialnih in konstrukcijskih napak že vkopanega cevovoda je povezano z metodo notranjih pregledov cevovoda (t. i. In-Line Inspection – ILI), ki so izvedeni s pomočjo t. i. inteligentnih prašičev – merilnih sistemov, ki potujejo znotraj cevovoda in odkrivajo nepravilnosti v cevovodu oziroma njegovi steni. Težava nastopi predvsem pri kvantifikaciji vpliva notranjih pregledov in ustrezne spremembe pogostosti neželenih dogodkov v primerjavi z vrednostmi iz zgodovinskih baz podatkov.

Podatki v bazah (npr. EGIG [5]) o pogostostih dogodkov, ki so posledica materialnih ali konstrukcijskih napak, predstavljajo kvantifikacijo vpliva teh napak na tveganje na cevovodih z zemeljskim plinom. Upoštevati pa je treba,

da na pogostosti, ki so vsebovane v bazah, vplivajo tudi do zdaj izvedeni notranji pregledi, ki so v bazah že ustrezno zmanjšali število dogodkov glede na delež pregledanih cevovodov in glede na zmožnost odkrivanja posamezne napake s pomočjo notranjih pregledov. Pri notranjem pregledu konkretnega cevovoda je postopek kvantifikacije vplivov notranjih pregledov oziroma postopek spreminjanja dosedanjih vrednosti v zgodovinskih bazah podatkov tak:

1. oceniti delež neželenih dogodkov na pregledanih cevovodih v izbrani bazi podatkov (če baza tega podatka ne vsebuje) – v pomoč so viri o notranjih pregledih posameznega operaterja cevovoda [11];
2. določiti povprečno zmožnost oziroma verjetnost odkritja materialnih in konstrukcijskih napak s pomočjo notranjih pregledov (tj. zmožljivost inteligentnega prašiča, ki jo posreduje proizvajalec);
3. na podlagi zgornjih dveh točk oceniti oziroma določiti pogostost dogodkov zaradi materialnih in konstrukcijskih napak v bazi podatkov, če pregledi ne bi bili izvedeni (vrednosti veljajo za še nikoli pregledani konkretni cevovod);
4. na podlagi vrednosti iz prejšnje točke oceniti oziroma določiti zmanjšanje ali spremembo pogostosti dogodkov iz baze podatkov v primeru notranje pregledanega konkretnega cevovoda.

Ocena vpliva notranjih pregledov za odkrivanje materialnih in konstrukcijskih napak na vrednosti iz baz EGIG [5] pri predpostavki deleža pregledanih cevovodov [11] pokaže, da je treba pogostost neželenih dogodkov zaradi navedenih napak v bazi v primeru nepregledanega cevovoda povečati do 35 odstotkov, pogostost pa je lahko pri pregledanem cevovodu skoraj dvakrat nižja od sedanje vrednosti v bazi.

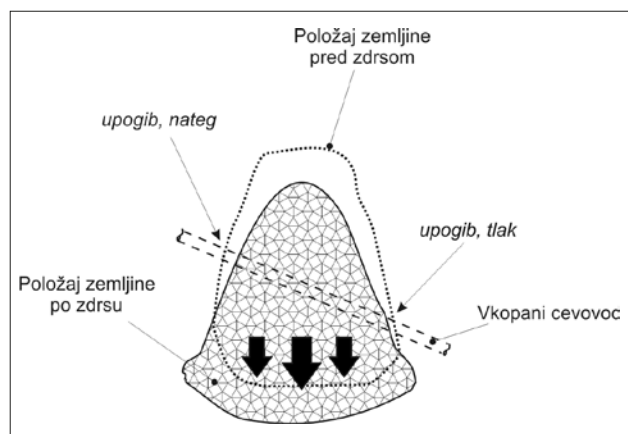
Zaščitni ukrepi za omejevanje vpliva korozije

Korozija cevovoda po preglednici 1 spada na tretje mesto po pogostosti povzročitve poškodb z uhajanjem plina na cevovodu, vendar so statistično [5] te poškodbe večinoma zelo majhne (pinhole) ali kvečjemu srednje. Iztok plina iz takšnih poškodb bistveno vpliva na zanesljivost dobave plina do končnih uporabnikov, medtem ko je vpliv na tveganje za posameznika zelo majhen (majhna poškodba pomeni manjši iztok plina z manjšo verjetnostjo vžiga – preglednica 2). Za ugotavljanje korozije se večinoma uporabljajo notranji pregledi (inteligentne sonde – prašiči), postopek kvantifikacije vpliva odkrivanja in sanacije korodiranih površin pa je analogen tistemu, ki je opisan pri odkrivanju konstrukcijskih in materialnih napak.

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 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. Veliko statističnih baz podatkov, kot npr. baze EGIG [5], posredujejo informacije o pogostosti dogodkov na cevovodih z zemeljskim plinom zaradi premikov tal, vendar te informacije veljajo le na splošno (povprečje je izračunano 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.

Metoda napovedi pogostosti dogodkov na cevovodu zaradi plazov [12] 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 in upogibne obremenitve (slika 6).



Slika 6: Obremenitve cevovoda, ki prečka plazovito območje pod poljubnim kotom

Figure 6: Load on a pipeline that traverses a landslide area at an arbitrary angle.

Velikost obremenitev je odvisna od velikosti plazovitega območja in od velikosti zemeljskih premikov na tem območju. Pri tem so upoštewane 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 oziroma 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 je zunaj območja zemeljskega zdrsa.

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

- določitev velikosti zemeljskega zdrsa oziroma 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 imajo bistveno vlogo material in gabariti cevovoda, tlak plina ter velikost območja zemeljskega zdrsa oziroma upogibna krivulja cevovoda [9]. Po določitvi kritičnega upogiba oziroma 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 je npr. T-test ali test hi-kvadrat, je mogoče neposredno določiti verjetnost za nastanek kritičnega upogiba cevovoda.

Metoda je močno lokalno naravnana, saj upošteva krajevne značilnosti posameznega odseka cevovoda, zato se vrednost pričakovane pogostosti neželenih dogodkov spreminja glede na značilnosti posameznega odseka cevovoda in njegove okolice. Uporaba splošnih baz (npr. EGIG [5]) zato v tem primeru za določitev vpliva zdrsov oziroma plazov ni več potrebna.

Sklepne misli

V prispevku je predstavljen model oziroma postopek za kvantitativno oceno tveganja za posameznika na prenosnem cevovodu za zemeljski plin na podlagi obratovalnih in konstrukcijskih parametrov cevovoda ter parametrov okolice. Postopek ocenjevanja tveganja je izveden skladno z veljavnimi mednarodnimi standardi na tem področju in ga je v splošni obliki mogoče uporabiti tako za distribucijske kot tudi za prenosne cevovode z zemeljskim plinom. Podrobneje je opisan le model za uporabo na slednjih, saj ob neželenem dogodku prenosni cevovodi zaradi višjih parametrov (premer cevi, tlak plina) ogrožajo širše območje kot distribucijski.

Postopek vključuje tako analizo posledic dogodkov na cevovodih kot tudi analizo pogostosti dogodkov. Matematično modeliranje posledic dogodkov (iztok plina, toplotno sevanje) je lahko v prvi fazi izvedeno s pomočjo enodimenzionalnega modela. Določanje pogostosti nesreč poteka na podlagi evropskih baz podatkov. Pomemben je postopen prehod s splošnih na lokalne razmere, temelječih na lastnih izkušnjah, lokalnih podatkovnih bazah in novih metodologijah obravnavanja problema. Slednje je

bistveno pri obravnavanju zaščitnih ukrepov za zmanjševanje tveganja.

Vpliv dodatnih zaščitnih ukrepov za zmanjševanje tveganja za posameznika na prenosnih cevovodih z zemeljskim plinom je predstavljen glede na vplivne dejavnike tveganja. Najvplivnejši dejavniki so posegi tretjih oseb na območju cevovodov, medtem ko ima korozija le majhen vpliv na celotno tveganje za posameznika. Vpliv zemeljskih premikov oziroma plazov je selektiven, saj je odvisen od prisotnosti drseče zemljine na območju plinovodne trase. Pri kvantifikaciji vplivov posameznih zaščitnih ukrepov so prikazane nekatere izvirne metodologije, ki so rezultat domačega znanja in izkušenj.

Viri in literatura

1. ASME, 2004. Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8:2004.
2. CSChE, 2004. Risk Assessment – Recommended Practices for Municipalities and Industry. Canadian Society for Chemical Engineering, Ottawa.
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., 2005. A method of quantitative risk assessment for transmission pipeline carrying natural gas. *Journal of Hazardous Materials A123*, 1–12.
5. EGIG, 2011. Gas Pipeline Incidents 8th Report 1970–2010.
6. Pravilnik o tehničnih pogojih za graditev, obratovanje in vzdrževanje plinovodov z delovnim tlakom nad 16 bar ter o pogojih za posege v območjih njihovih varovalnih pasov, Uradni list RS, št. 12/2010.
7. Jager, E., Kuik, R., Stallenberg, G., Zantig, J. A., 2003. Qualitative Risk Assessment of the Gastransport Services Pipeline System Network Based on GIS Data, Gasunie Research.
8. Mather, J., Blackmore, C., Petrie, A., Treves, C., 2001. 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.
9. Corder, I., 1995. The application of risk techniques to the design and operation of pipelines. *Inst Mech Eng Conf Trans.* 4, 113–126.
10. Bajcar, T., Širok, B., Cimerman, F., Eberlinc, M., 2008. Quantification of impact of line markers on risk on transmission pipelines with natural gas. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 21, 613–619.
11. Hübener, T., Watzka, H., Linke, G., Kutsch, F., Ahlers, M., Steiner, M., 2007. Inline Inspection from an Operator's Point of View. 3R International Special edition, No. 2.
12. Bajcar, T., Cimerman, F., Širok, B., Eberlinc, M., 2010. Probabilistic assessment of frequency of hazardous events on natural gas pipelines due to landslides. *Oil, gas (Hambg.)*, 36, 89–93.