Utvrđivanje rizika od propuštanja naftovoda i razvoj sustava za upravljanje cjevovodima u Republici Hrvatskoj

Kaličanin, Ivana

Doctoral thesis / Disertacija

2012

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:218022

Rights / Prava: Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International/Imenovanje-Nekomercijalno-Bez prerada 4.0 međunarodna

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-28**



Repository / Repozitorij:

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb







UNIVERSITY OF ZAGREB
FACULTY OF MINING, GEOLOGY
AND PETROLEUM ENGINEERING

Ivana Kaličanin

PIPELINE LEAKAGE RISK ASSESSMENT AND THE DEVELOPMENT OF PIPELINE MANAGEMENT SYSTEM IN CROATIA

DOCTORAL THESIS

Zagreb, 2012.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

IVANA KALIČANIN

UTVRĐIVANJE RIZIKA OD PROPUŠTANJA NAFTOVODA I RAZVOJ SUSTAVA ZA UPRAVLJANJE CJEVOVODIMA U REPUBLICI HRVATSKOJ

DOKTORSKI RAD

Mentori:
Prof.dr.sc. Katarina Simon
Doc.dr.sc. Gojko Marić

Zagreb, 2012.

Doktorska disertacija izrađena je na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu Sveučilišta u Zagrebu.

Mentori: **Prof. dr. sc. Katarina Simon, red. Prof. RGN Sveučilišta u Zagrebu**
Doc. dr. sc. Gojko Marić, doc. FSB Sveučilišta u Zagrebu

Disertacija sadrži:

Broj stranica teksta: 199
Broj slika u tekstu: 51
Broj tablica u tekstu: 67
Broj literarnih citata: 112
Broj priloga: 1

ZAHVALA

Ovaj znanstveni rad napisan je na temelju višegodišnjeg rada - istraživanja i proučavanja transportnih cjevovodnih sustava, a posvećen je dragom ocu **Stanislavu Kordiću**, prvoj osobi koja me usmjerila prema naftnom rudarstvu.

Zahvaljujem se mentorici prof. dr. sc. **Katarini Simon**, mentoru doc. dr. sc. **Gojku Mariću** i ostalim profesorima i kolegama što su mi nesebično pomagali te su zaslužni za uobličavanje mojeg znanja i terenskog iskustva u prihvatljiv znanstveni rad.

Također se zahvaljujem kolegama iz KZ Projekta, posebno gosp. **B. Papiću** na pomoći u provedenim terenskim mjerenjima. Zahvaljujem se također kolegi **I. Cvitanoviću** na svesrdnoj pomoći oko kreiranja baze podataka o propuštanjima magistralnih naftovoda u RH kao i dobroj volji i utrošenom vremenu u kojem je podijelio svoje bogato iskustvo o radu naftnih cjevovodnih sustava.

Zahvaljujem se kolegama i prijateljima, a posebno **R. Pilji** što me svojom psihološkom podrškom dizao u trenucima nedoumica, a prijateljici **D. Vidošević** što je u svakom trenutku bila dostupna za osvježavajući razgovor. Također se zahvaljujem široj obitelji što me podržavala, pomagala oko prevođenja i jezičnih korekcija te stručnim komentarima usmjerila kada je bilo najpotrebnije.

Na kraju se zahvaljujem svojoj obitelji što je strpljivo podnosila sva moja raspoloženja, dijelila moje strahove i bodrila me u trenucima slabosti.

SAŽETAK

Upravljanje rizikom od zagađenja okoliša smatra se važnom zadaćom svake naftne kompanije. Pritom je upravljanje cjelovitošću magistralnih cjevovoda jedan od najvažnijih elemenata. Na temelju opsežnog istraživanja dostupne literature i svjetskih, a posebice europskih iskustava i propisa te analize relevantnih značajki raznih metoda procjene rizika i utvrđivanjem rizika od propuštanja naftovoda, postavljena je metodologija procjene rizika od propuštanja naftovoda primjenjiva na sustave magistralnih naftovoda u Hrvatskoj.

U radu je prikazana baza podataka o propuštanjima magistralnih naftovoda u Hrvatskoj, u koju su uključeni podaci za magistralne naftovode kompanija INA i JANAF. Podaci su analizirani i uspoređeni s podacima baze podataka o propuštanjima europskih magistralnih naftovoda CONCAWE. Pri tome je izračunata učestalost propuštanja, kao i vjerojatnost propuštanja za odabrane naftovode kompanije INA.

Cilj istraživanja provedenog u okviru ovog doktorskog rada je definiranje metodologije procjene rizika od propuštanja naftovoda primjenjive na naftovode u Hrvatskoj, a zasnovane na podacima o propuštanjima magistralnih naftovoda u Hrvatskoj u razdoblju od deset godina, rezultatima provedenih laboratorijskih ispitivanja i terenskih ispitivanja odabranih magistralnih naftovoda, te njihovu modeliranju.

Predložena metodologija procjene rizika od propuštanja naftovoda, temeljena na svim prethodno definiranim elementima istraživanja, operativno je jednostavnija, što znači da njezino provođenje zahtijeva manje vremena, nisu potrebne dodatne specijalističke izobrazbe,te je samim time i financijski povoljna. Propisani postupak njezinog provođenja prikazan je na primjeru magistralnog naftovoda Otpremna stanica Graberje – Otpremna stanica Stružec. Primjena metodologije na postojeće sustave magistralnih naftovoda u Republici Hrvatskoj smanjit će rizik od propuštanja magistralnih naftovoda, a time i negativan utjecaj takvih događaja na okoliš.

U doktorskog radu također su analizirani propisi, preporuke i smjernice u području zaštite okoliša i rizika od onečišćenja okoliša u naftnoj industriji, te su ugrađeni u preporučeni sustav za upravljanje cjelovitošću naftovoda.

Ključne riječi: magistralni naftovod, propuštanje naftovoda, procjena rizika, upravljanje cjelovitošću naftovoda

EXTENDED ABSTRACT

Environmental risk management is considered to be an important task for each and every oil company. In so doing, pipeline integrity management is one of the most important elements. This thesis establishes a methodology of risk assessment applicable to main pipelines systems in Croatia. It is based on an extensive research of available literature and on global, and particularly European, experience and regulations, as well as on an analysis of relevant characteristics of various methods of risk assessment.

The thesis contains main Croatian pipelines' leakage data base, which includes the data for main pipelines owned by INA and JANAF companies. The data have been analyzed and compared to those from the European pipelines' leakage data base, CONCAWE. Moreover, leak frequency and probability have been calculated for selected pipelines that belong to INA Oil Company.

The aim of the research conducted in this doctoral thesis is to define a methodology of risk assessment applicable to pipelines in Croatia. The methodology is based on main Croatian pipelines' leakage data in the period of ten years, on the results of conducted laboratory tests, on field research of selected pipelines, and on simulation thereof.

Recommended pipeline leakage risk assessment methodology, based on all previously defined research elements, is operatively simpler, which means that its implementation requires less time, does not demand additional training, and is, therefore, financially favourable. Prescribed procedure of its implementation is demonstrated by the example of pipeline from Graberje gathering station to Stružec gathering station. Application of this methodology to existing main pipeline systems in the Republic of Croatia will reduce the risk of pipeline leakage, and subsequently the negative consequences of such incidents on the environment.

The thesis also analyzes regulations, recommendations and guidelines in environment protection and environmental risk management in the oil industry, and incorporates them into recommended pipeline integrity management system.

Key words: main pipeline, pipeline leakage, risk assessment, pipeline integrity management

SADRŽAJ

1. UVOD……1

2. METODE PROCJENE RIZIKA ……...….6

2.1. Analiza vrste kvarova – FMEA……...……15

2.2. Analiza sheme pogrešaka / analiza sheme događaja……...…….18

2.3. Studija opasnosti i djelovanja – HAZOP…….19

2.4. Vjerojatnosna procjena rizika (QRA / PRA)……..…….22

2.5. Ostale analize……...……23

3. UZROCI PROPUŠTANJA CJEVOVODA……..……25

3.1. Pokazatelji oštećenja izazvani utjecajem treće strane……..27

3.2. Pokazatelji korozivnosti……...……30

3.3. Pokazatelji projektiranja i izgradnje objekta……38

3.4. Pokazatelji nepravilnog rukovanja……...……40

3.5. Dodatni pokazatelji koji utječu na propuštanje ……..…….42

4. PREGLED I ANALIZA BAZA PODATAKA O PROPUŠTANJIMA MAGISTRALNIH NAFTOVODA U EU I REPUBLICI HRVATSKOJ……..43

4.1. Analiza baze podataka o propuštanjima europskih naftovoda – CONCAWE.....44

4.1.1. Analiza podataka o propuštanjima……...……49

4.2. Podaci o propuštanjima u INA d.d…….……..58

4.3 Podaci o propuštanjima magistralnih naftovoda u vlasništvu kompanije Jadranski naftovod d.d. (JANAF d.d.)…….…..71

4.4. Analiza propuštanja magistralnih naftovoda u RH za razdoblje 2001. – 2010. godine…….76

5. PREPORUČENA METODOLOGIJA PROCJENE RIZIKA OD PROPUŠTANJA NAFTOVODA …….……80

5.1. Procjena rizika propuštanja prema preporučenoj metodologiji na primjeru magistralnog naftovoda Graberje – Stružec…….……102

5.1.1. Magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec…….…….102

5.1.2. Podaci o ispitivanjima stanja naftovoda ……...103

5.1.2.1. Direktna ispitivanja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec u skladu s normom NACE RP0502-2002 ……...103
5.1.2.2. Provedena ispitivanja stanja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec neizravnim metodama ……117
5.1.3. Kontrolna lista sukladnosti sa zakonskom i ostalom regulativom ……144
5.1.4. Procjena rizika propuštanja naftovoda OS Graberje – OS Stružec po Muhlbauerovoj metodi…….….147
5.1.5. Analiza podataka provedene procjene rizika do propuštanja…163
6. PROPISI, PREPORUKE I SMJERNICE U PODRUČJU ZAŠTITE OKOLIŠA I RIZIKA OD ONEČIŠĆENJA OKOLIŠA U NAFTNOJ INDUSTRIJI……..…164
7. SUSTAV ZA UPRAVLJANJE CJELOVITOŠĆU NAFTOVODA U HRVATSKOJ……171
8. DISKUSIJA REZULTATA…….177
9. ZAKLJUČAK……184
10. LITERATURA……..187
PRILOG I…….……..195
ŽIVOTOPIS…….……..198
POPIS OBJAVLJENIH RADOVA…….199

POPIS SLIKA:

Slika 1-1. Matrica opasnost – posljedice ……..…….3
Slika 2-1. Općeniti pristup metodama procjene rizika…….……..8
Slika 2-2. Dijagram tijeka analize rizika……9
Slika 2.3. Upravljanje rizikom…….…..……...10
Slika 2-4. Zaštitne razine kod analize rizika industrijskih procesa (IEC 61511)…….13
Slika 2-5. Shema FMEA analize……..18
Slika 2-6. Shema analize pogrešaka produktovoda……..19
Slika 3-1. Uzroci propuštanja cjevovoda u razdoblju od 1971. do 2010. godine …...…….28
Slika 3-2. Točnost baze podataka o koroziji u odnosu na količinu faktora i vrijeme……...37
Slika 4-1. Magistralni naftovodni sustavi u Europi…….....44
Slika 4-2. Distribucija starosti cjevovoda po bazi podataka CONCAWE……..…..46
Slika 4-3. Podjela cjevovoda prema vrsti medija koji se transportira…….…..47
Slika 4-4. Promjeri iz baze CONCAWE izraženi u inčima (in=0,0254 m).....……..48
Slika 4-5. Podaci o uzrocima propuštanja naftovoda koje obuhvaća baza CONCAWE u postocima u razdoblju 2000. - 2010.godine…….…….54
Slika 4-6. Transportni sustav magistralnih naftovoda kompanije INA d.d……..59
Slika 4-7. Uzroci propuštanja magistralnog naftovoda u vlasništvu kompaniji INA d.d.…..…66
Slika 4-8. Izgled ispitnog uzorka naftovoda OS Stružec – RN Sisak……...68
Slika 4-9. Metalografski uzorak presjeka uzorka naftovoda OS Stružec – RN Sisak……..69
Slika 4-10. Naslage koje upućuju na prisutnost sulfida i klorida na površini uzorka naftovoda…….69
Slika 4-11. Transportni sustav kompanije JANAF (situacija 2009. godina)……...…….72
Slika 4-12. Uzroci propuštanja magistralnih naftovoda u RH……..……76
Slika 5-1. Dijagram tijeka programa upravljanja cjelovitošću cjevovoda……..……..80
Slika 5-2. Dijagram tijeka procjene rizika propuštanja naftovoda…….……..…….82
Slika 5-3. Tehnike za procjenu stanja cjevovoda……..85
Slika 5-4. Ultrazvučni alat *UltraScan* DN 500, GE Oil & Gas, PII, Germany……...……..87
Slika 5-5. *MagneScan* DN 500 alat, GE Oil & Gas, PII, Njemačka……...……..88
Slika 5-6. Shematski prikaz mjesta oštećenja cjevovoda……..90
Slika 5-7. Usporedba metoda procjene veličine oštećenja……...….90
Slika 5-8. Raspodjela pogreške pri mjerenju MFL uređajem……...……92
Slika 5-9. Shema procjene rizika prema Muhlbauerovoj metodi…….94

Slika 5-10. Dijagram tijeka procjene kronične opasnosti prema CERCLA……..……...97
Slika 5-11. Elementi izračuna faktora utjecaja propuštanja…….……98
Slika 5-12. Shema analize pogrešaka cjevovoda – I dio…….…….99
Slika 5-13. Shema analize pogrešaka cjevovoda – II dio…….…….100
Slika 5-14. Podaci mjerenja potencijala na dijelu magistralnog naftovoda
OS Graberje – OS Stružec…….…...106
Slika 5-15. Shematski prikaz oštećenja izolacije uzduž naftovoda
OS Graberje – OS Stružec……109
Slika 5-16. Lokacija križanja naftovoda OS Graberje – OS Stružec s plinovodom
kompanije Plinacro d.o.o. na udaljenosti od OS Graberje 4020 m……..110
Slika 5-17. Distribucija dubine točaka gubitka metala u odnosu na veličinu oštećenja…….122
Slika 5-18. Distribucija točaka nagnječenja uzduž naftovoda……123
Slika 5-19. Distribucija točaka korozije uzduž cjevovoda prema ERF faktoru……..125
Slika 5-20. Brzina kretanja MFL uređaja uzduž magistralnog naftovoda
OS Graberje – OS Stružec……128
Slika 5-21. Distribucija točaka oštećenja po dubini (% debljine stijenke) – vanjska
oštećenja ……...131
Slika 5-22. Distribucija točaka oštećenja po dubini (% debljine stijenke) – unutarnja
oštećenja ……...131
Slika 5-23. Distribucija točaka oštećenja po dubini (% debljine stijenke) – unutarnja
oštećenja veća od 30% debljine stijenke……..….132
Slika 5-24. Distribucija točaka korozije uzduž cjevovoda prema ERF …….133
Slika 5-25. Analiza rezultata mjerenja MFL uređajem, prosinac 2011……..…135
Slika 5-26. Dijagram tijeka procesa preklapanja podataka…….137
Slika 5-27. Shematski prikaz određivanja broja zavara u odnosu na duljinu sekcije
između dva zavara…….138
Slika 5-28: Brzina rasta korozije u odnosu na debljinu stijenke……...…..143
Slika 5-29: Rezultati izračuna vjerojatnosti propuštanja u odnosu na broj propuštanja
za magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec……..……144
Slika 8-1: Distribucija vjerojatnosti propuštanja magistralnih naftovoda u odnosu
na broj propuštanja na godinu……..…….182

POPIS TABLICA

Tablica 2-1: Mjere smanjenja rizika…….……11
Tablica 2-2: Klasifikacija opasnosti…….…….12
Tablica 2-3. Ključni elementi sustava kvalitete…….…..……16
Tablica 2-4. Odstupanja u HAZOP metodi……..…….20
Tablica 2-5. Definicija ključnih riječi- odstupanje u HAZOP metodi……..20
Tablica 3-1. Međustupnjevi korozijskih procesa i karakter korozijskih šteta ……..31
Tablica 4-1. Kategorije uzroka propuštanja……..49
Tablica 4-2. Podaci o količinama transportiranog fluida. koje obuhvaća baza CONCAWE u razdoblju 2006.-2010. godine……51
Tablica 4-3. Podaci o uzrocima propuštanja fluida koje obuhvaća baza CONCAWE u razdoblju 2001.-2010. godine……..……..53
Tablica 4-4. Podaci o utjecaju propuštanja fluida koje obuhvaća baza CONCAWE na okoliš u razdoblju 2006. - 2010. g.– I dio…….……55
Tablica 4-5. Podaci o utjecaju propuštanja fluida koje obuhvaća baza CONCAWE na okoliš u razdoblju 2006. - 2010. g.– II dio……..……..56
Tablica 4-6. Magistralni naftovodi u RH…….…….58
Tablica 4-7. Sustav magistralnih naftovoda kompanije INA d.d…….……60
Tablica 4-8. Tehnički podaci o magistralnom naftovodu OS Stružec – RN Sisak…..……61
Tablica 4-9. Tehnički podaci o magistralnom naftovodu OS Šandrovac – OS Graberje…....61
Tablica 4-10. Propuštanja naftovoda OS Stružec –RN Sisak I dio……...62
Tablica 4-11. Propuštanja naftovoda OS Stružec – RN Sisak II dio……..…..63
Tablica 4-12. Propuštanja naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje I dio ……...……64
Tablica 4-13. Propuštanja naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje II dio ……..65
Tablica 4-14. Magistralni sustav naftovoda u vlasništvu kompanije JANAF d.d……....73
Tablica 4-15. Propuštanja magistralnih naftovoda u vlasništvu kompanije JANAF d.d……..74
Tablica 4-16. Usporedba podataka o uzrocima propuštanja magistralnih naftovoda u RH u razdoblju od 2001. – 2010. godine……..…….77
Tablica 4-17. Usporedba podataka o volumenu propuštanja magistralnih naftovoda u RH u razdoblju 2001. – 2010. godine……78
Tablica 5-1. Tehnički podaci magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec……103
Tablica 5-2. Lokacije saniranih oštećenja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec, proljeće 2000. godine…….……109
Tablica 5-3. Klasifikacija zemljišta ……...……111

Tablica 5-4. Korozivnost tla u odnosu na specifični otpor……..…112
Tablica 5-5. Rezultati mjerenja otpora na lokacijama oštećenja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec – 1.dio……..114
Tablica 5-6. Rezultati mjerenja otpora na lokacijama oštećenja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec – 2.dio…….…..…115
Tablica 5-7. Rezultati mjerenja zaštitnih potencijala…….…….117
Tablica 5-8. Karakteristike UltraScan WM uređaja s najmanje 95% pouzdanosti…….…....120
Tablica 5-9. Distribucija kritičnih točaka smanjenja debljine stijenke …….……121
Tablica 5-10. Karakteristike MFL uređaja s najmanje 90% pouzdanosti…….…..…129
Tablica 5-11. Distribucija anomalija u odnosu na vrstu gubitka metala ……...….130
Tablici 5-12. Distribucija točaka oštećenja smanjenja debljine stijenke ……...130
Tablica 5-13. Usporedba podataka dobivenih mjerenjem debljine stijenke magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec UZ i MFL uređajem 2004. i 2011. godine …….134
Tablica 5-14. Opis oštećenja i obavljeni radovi sanacije……..…..136
Tablica 5-15. Podaci o preklapanjima mjerenja ultrazvučnim uređajem 2004. i MFL uređajem 2011. – I dio……..……140
Tablica 5-16. Podaci o preklapanjima mjerenja ultrazvučnim uređajem 2004. i MFL uređajem 2011. – II dio…….141
Tablica 5-17. Podaci o preklapanjima mjerenja ultrazvučnim uređajem 2004. i MFL uređajem 2011. – III dio……..……..142
Tablica 5-18. Kontrolna lista (podaci za kompaniju INA d.d.)…….….146
Tablica 5-19. Rezultati izračuna pokazatelja oštećenja izazvanog utjecajem treće strane….148
Tablica 5-20. Rezultati izračuna pokazatelja korozivnosti……..…151
Tablica 5-21. Pomoćna tablica za izračun utjecaja……...…..152
Tablica 5-22. Pomoćna tablica za izračun vrste atmosferskih prilika……..…152
Tablica 5-23. Pomoćna tablica za izračun kvalitete izolacije i inspekcije……..152
Tablica 5-24. Pomoćna tablica za izračun efekata mehaničke korozije…….….152
Tablica 5-25. Rezultati izračuna pokazatelja projektiranja……...…..155
Tablica 5-26. Pomoćna tablica za izračun zamora materijala…….155
Tablica 5-27. Rezultati izračuna pokazatelja nepravilnog rukovanja…….....157
Tablica 5-28. Pomoćna tablica za izračun pojma „trening“…….…..…….158
Tablica 5-29. Rezultati izračuna faktora utjecaja propuštanja…….……..…..161
Tablica 5-30. Pomoćna tablica za izračun zapaljivosti…….…….….161

Tablica 5-31. Pomoćna tablica za izračun reaktivnosti……..……..161
Tablica 5-32. Pomoćna tablica za izračun propuštanja plina…….……162
Tablica 5-33. Pomoćna tablica za izračun propuštanja tekućine u okoliš…….….162
Tablica 5-34. Pomoćna tablica za izračun propusnosti tla……..…162
Tablica 6.1. Pokrivenost zakonskom regulativom članica EU i tri članice kandidata i jedne članice EFTA, prosinac 2011. I dio……..…….167
Tablica 6.2. Pokrivenost zakonskom regulativom članica EU i tri članice kandidata i jedne članice EFTA, prosinac 2011. II dio……...……..168
Tablica 7-1. Matrica zadataka – I dio……..…173
Tablica 7-2. Matrica zadataka – II dio…….……...174
Tablica 7-3. Matrica zadataka – III dio……...…175
Tablica 7-4. Matrica zadataka – IV dio……...175
Tablica 8-1: Usporedba podataka o uzrocima propuštanjima za baze podataka CONCAWE, RH, INA i JANAF……..…..178
Tablica 8-2: Vjerojatnost propuštanja za broj propuštanja naftovoda na temelju učestalosti propuštanja odabranih naftovoda……..…182

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA

A –	površina oštećenja, m^2
A_o –	površina neoštećenog dijela cijevi, m^2
A_s -	faktor sigurnosti
D –	vanjski promjer cijevi, m
d_{max} –	maksimalna dubina oštećenja, mm
d, d_d -	dubina oštećenja, mm
$(d/t)_{meas}$ -	izmjerena (relativna) dubina oštećenja, mm
f –	srednja vrijednost učestalosti propuštanja, broj propuštanja/god/km
$f(m)$ -	pojava događaja m
h_y -	higroskopnost
K_A -	vezivni broj
L_d, l_d-	duljina oštećenja, mm
L_{exp} –	duljina promatranog cjevovoda, km
$N(T_{exp})$ –	ukupni broj propuštanja u zadanom razdoblju
$P(X)SPILL$ –	vjerojatnost X propuštanja
p –	tlak propuštanja cjevovoda, Pa
p_{MAOP}	maksimalni dozvoljeni radni tlak (engl. *Maximum Allowable Operating Pressure*)
p_{corr} -	dozvoljeni tlak cjevovoda s jednim uzdužnim oštećenjem, MPa (N/mm^2)
p_{local} -	tlak na mjestu oštećenja stijenke cjevovoda, MPa, (N/mm^2)
p_R -	reducirani tlak, Pa
p_{seg} –	projektirani tlak, Pa
$SMTS$ –	minimalna dozvoljena vlačna naprezanja, MPa (N/mm^2)
$StD[d/t]$ –	standardna devijacija [d/t]
T_{exp} –	vremensko promatrano razdoblje, godina
T -	vrijeme, godina
WT_{ref} –	nominalna debljina stijenke, mm
WT_{seg} –	debljina stijenke lokalna, mm

X – broj propuštanja za koji se računa vjerojatnost propuštanja promatranog cjevovoda

Q – faktor korekcije dužine

$(d/t)_{meas}$ - izmjerena (relativna) dubina oštećenja, mm

γ_d - parcijalni sigurnosni faktor za dubinu korozije

γ_m - parcijalni sigurnosni faktor za uzdužni model procjene korozije

ε_d - faktor koji definira djelomičnu vrijednost za dubinu korozije

σ_{flow} – naprezanje cjevovoda do granice elastičnosti, Pa (N/m^2)

θ - proporcija pogreške

POPIS KRATICA

APET -	shema događaja progresije akcidenata
ANSI -	Američki nacionalni institut za standarde (engl. *American National Standards Institute*)
API -	Američki naftni institut (engl. *American Petroleum Institute*)
BP -	točka ključanja, °C
BPS -	Baltički naftovodni sustav, (engl. *Baltic Pipeline System*)
CERCLA -	Zakon o sveobuhvatnoj ekološkoj reakciji, odšteti i odgovornosti, (engl. *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act*)
CLH -	španjolski naftovodni sustav, (španj. *Compañia Logistica de Hidrocarburos*)
COF -	posljedice oštećenja / kvara (engl. *Consequence of Failure)*
DN –	promjer cjevovoda, mm
EIA -	procjena utjecaja na okoliš
ERF -	procijenjeni faktor popravka (engl. *Estimated Repair Factor*)
F -	učestalost propuštanja, propuštanja/god/km
FMEA -	analiza vrste kvarova i posljedica (engl. *Failure Mode and Effects Analysis*)
FMECA -	analiza vrste kvarova, posljedica i kritičnosti
FP -	plamište, °C
FPS -	Forties naftovodni sustav, (engl. *Forties Pipeline System*)
HAZID -	metoda identifikacije rizika
HAZOP -	studija opasnosti i djelovanja
IACC -	metoda kruga narinute izmjenične struje
IMU -	mjerni uređaj za utvrđivanje inercije (engl. *Inertial Measurement Unit*)
M –	Folias faktor ispupčenja (engl. *Folias bulging factor*) f(L,D,t)
MAOP -	maksimalni dozvoljeni radni tlak
MFL -	alat za mjerenje debljine stijenke cjevovoda metodom promjene magnetskog toka
MOC -	metoda upravljanja promjenama
MOS -	mjerno otpremna stanica
NACE -	međunarodna organizacija koja se bavi istraživanjem korozije

NCP - Nacionalni plan o nepredviđenim situacijama, (engl. *National Contingency Plan*)

NDT - neinvazivni alati mjerenja debljine stjenke

OPMG - Grupa za upravljanje naftovodima, (engl. *Oil Pipeline Management Group)*

OS – otpremna stanica

PCM - strujna metoda provjere stanja izolacije cjevovoda ((engl. *Pipeline Current Mapper)*

PE - polietilenska

POF - vjerojatnost oštećenja / kvara (engl. *Probability of Failure)*

PRA - vjerojatnosna procjena rizika

RE - referentna elektroda

RN - rafinerija nafte

RPN - veličina rizika (engl. *Risk Priority Number*)

RQ - kronična opasnost

SCADA - program alarmiranja, zaustavljanja i blokiranja

UKOPA - Britanska asocijacija kopnenih operatera cjevovoda, (engl. *United Kingdom Onshore Pipeline Operator's Association)*

US - utovarna stanica

UVPG - Njemački zakon o procjeni utjecaja na okoliš,

QRA - kvantitativna procjena rizika

1. UVOD

Upravljanje rizikom od zagađenja okoliša postalo je važan element upravljanju kompanijama, pogotovo u kompanijama koje proizvode, koriste ili transportiraju tvari opasne za okoliš. To uključuje naftnu industriju, pogotovo transport sirove nafte, naftnih derivata i plina. Uobičajeno je da se transport sirove nafte kopnom obavlja cjevovodima - naftovodima. Cjevovod je po definiciji „*funkcionalno spojeni niz cijevi koje su postavljene u konačan položaj s potrebnom armaturom i opremom. Naftovod je po definiciji cjevovod opremljen potrebnim dijelovima i uređajima za transport nafte*“ (Službeni list, 1985, preuzeto Narodne novine, 1991).

Magistralni naftovod je po definiciji „*naftovod za transport sirove nafte od prirubnice na istakališnom uređaju u luci do ulazne prirubnice spremnišnog prostora rafinerije odnosno potrošača, ili od otpremnih stanica na naftonosim poljima do spremnišnog prostora rafinerije*“ (Službeni list, 1985, preuzeto Narodne novine, 1991).

Povijesni dokazi potvrđuju da su Kinezi davne, 900 godine prije Krista upotrebljavali bambusove cijevi za transport plina na veće udaljenosti.

Razvoj transportnog sustava usko je povezan s razvojem naftno - plinske industrije. Prvi magistralni naftovod izgrađen je u Sjedinjenim Američkim Državama, u Pensilvaniji krajem 19. stoljeća, a povezivao je gradove Bradford i Allentown. Nekoliko godina kasnije izgrađen je i prvi magistralni plinovod promjera 0,203 metara i dužine 140 kilometara koji je povezivao mjesto Kane u Pensilvaniji i Buffalo u državi New York (Zelić, 2002).

Prvi su se cjevovodi spajali navojnim spojem, a tek je 1920. godine uvedeno u praksu spajanje cijevi oksi - acetilenskim zavarivanjem, te nekoliko godina kasnije i električnim zavarivanjem. Početkom 20. stoljeća izgrađen je prvi magistralni cjevovod i to u Rusiji, vanjskog promjera 0,203 m i duljine 883 km koji je bio namijenjen za transport kerozina od Bakua do Batumija na obali Crnog mora. Intenzivniji razvoj izgradnje magistralnih cjevovoda slijedi tek nakon Drugog svjetskog rata, kada je u SAD izgrađeno preko 6000 kilometara magistralnih cjevovoda raznih promjera, a nekoliko godina kasnije širi se mreža cjevovoda i u Europi. (Zelić, 2002)

U Hrvatskoj je 1958. godine izgrađen prvi magistralni plinovod vanjskog promjera 0,168 m i duljine 98 kilometara koji je povezivao plinsko polje Janja Lipa sa Zagrebom. Neke dionice ovog plinovoda još se koriste za transport plina.

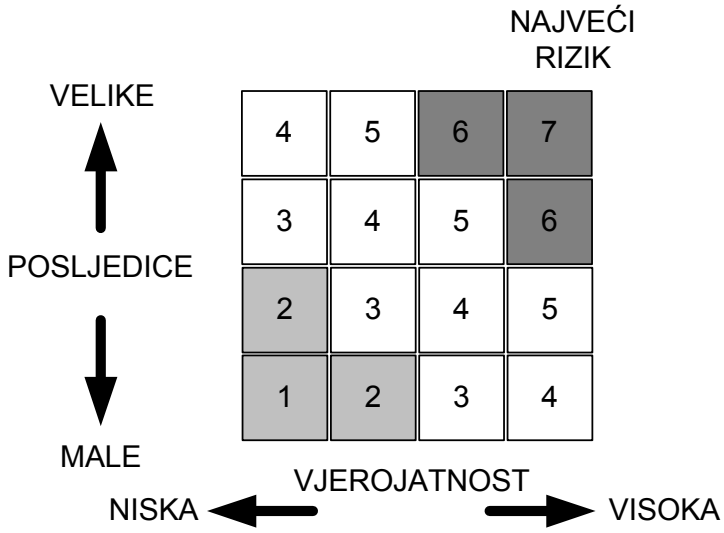
Prvi magistralni naftovod u Hrvatskoj izgrađen je 1960. godine. Duljina mu je bila 14 km, a vanjski promjer 0,273 m i povezivao je otpremnu stanicu Stružec s Rafinerijom nafte Sisak. Ovaj se naftovod više ne koristi jer je nakon nekoliko velikih propuštanja 1980. godine zamijenjen novoizgrađenim magistralnim naftovodom vanjskog promjera 0,502 m (Zelić, 2002).

Najveći hrvatski magistralni sustav naftovoda - „Jadranski naftovod“ ili skraćeno JANAF građen je u više faza u razdoblju od 1974. do 1979. godine. Naftovod je izgrađen kao međunarodni sustav za transport nafte od Luke i Terminala Omišalj do rafinerije u Sisku te nekoliko inozemnih rafinerija u istočnoj i središnjoj Europi (Zelić, 2002).

Kada se govori o magistralnim naftovodima moraju se spomenuti i rizici od njihovog propuštanja. Utvrđivanje rizika podrazumijeva pažljivo razmatranje mogućih događaja koji mogu, najčešće negativno utjecati na neku promatranu aktivnost. To mogu biti rizici povezani sa sigurnošću i cjelovitošću fizičkih objekata, rizici koji proizlaze iz okoliša u kojem se promatrana aktivnost odvija i financijski rizici vezani uz različitost donošenja odluka.

Ako se govori o opasnosti (engl. *hazard*), ona se definira kao potencijalni uzročnik ozljede ili oštećenja, dok rizik (eng. *risk*) predstavlja kombinaciju nekoliko utjecaja te vjerojatnost da će se događaj i dogoditi. Čak i najjednostavnije metode procjene, kao što su jednostavne provjere rada sustava daju vidljive rezultate koje dovode do povećanja sigurnosti. Postupak utvrđivanja rizika najčešće se provodi u nekoliko sljedećih koraka: prepoznavanje ili utvrđivanje rizika, utvrđivanje tko može biti ozlijeđen ili što može biti ugroženo, procjena (vrednovanje) rizika i odluka o mjerama predostrožnosti da se vjerojatnost pojave smanji, zapis o utvrđenom stanju i uključivanje novih spoznaja u postojeći sustav te preispitivanje i ponavljanje postupka u slučaju potrebe.

Matrica rizika se može prikazati i kao jednostavna matrica opasnosti – posljedice gdje je procjena opasnosti u funkciji ozbiljnosti rizika i posljedice kao i vjerojatnosti da se događaj dogodi.



Slika 1-1. Matrica opasnost – posljedice (Muhlbauer, 1996)

Iz slike 1-1. je vidljivo da su najveći rizici oni s većom učestalošću pojavljivanja i/ili većom vjerojatnošću pojavljivanja.

U ovom doktorskom radu se nastoji znanstveno istražiti i analizirati sve relevantne pokazatelje koji utječu na upravljanje magistralnim naftovodima, kao i metode koje se koriste u izračunu procjene opasnosti od propuštanja.

Dosadašnjim istraživanjima došlo se do spoznaja da procjena rizika predstavlja temelj za donošenje odluka u različitim situacijama, kao i za predviđanje posljedica takvih odluka. Industrijska procjena rizika je pažljivo ispitivanje svih potencijalnih izvora opasnosti koji mogu utjecati na operaciju ili sustav u jednostavnom ili kompleksnom obliku. Preporuke različitih agencija i implementiranost procjene rizika u standarde europskih i svjetskih državnih institucija su slične. One se uglavnom temelje na statističkim podacima akcidentnih slučajeva po pojedinim regijama. Mnoge su zemlje uvidjele tehničke koristi od uvođenja metodologija procjene rizika od propuštanja kao integriranih dijelova programa procjene rizika u naftnim kompanijama.

Problematika utvrđivanja rizika od propuštanja cjevovoda na transportnim sustavima u Republici Hrvatskoj nije dovoljno istražena. Na naftovodima, od kojih je većina starija od četrdeset godina, istraživanja su najčešće provođena nakon puknuća cjevovoda i zagađenja okoliša i uglavnom su vezana uz utjecaj korozije na stanje magistralnih naftovoda.

Cilj istraživanja je definiranje metodologije procjene rizika od propuštanja naftovoda zasnovane na sakupljenim podacima o propuštanjima magistralnih naftovoda u Hrvatskoj u razdoblju od deset godina, rezultatima laboratorijskih ispitivanja i ispitivanja na terenu odabranih magistralnih naftovoda i modeliranju dostupnih podataka o naftovodima.

Naime, uočene su bitne razlike općeg stanja naftovoda koje karakteriziraju isti parametri pa se uvažavajući složenost i sveobuhvatnost istraživanja postavlja temeljna znanstvena hipoteza:

Uključivanje što većeg broja ulaznih parametara u model procjene rizika od propuštanja naftovoda nužno rezultira smanjenjem rizika ili će razmatranje utjecaja transportiranog fluida i odabranih vanjskih čimbenika omogućiti pojednostavljenje modela uz isti konačni rezultat – smanjenje rizika od propuštanja.

Istraživanje koje je provedeno tijekom izrade ovog doktorskog rada obuhvatilo je analizu postojećih metoda procjene rizika koje se primjenjuju u naftnoj industriji te pregled i analizu postojećih baza podataka o propuštanjima kopnenih magistralnih naftovoda u Europi (CONCAWE). Također su sakupljeni i objedinjeni podaci o propuštanjima magistralnih naftovoda u Republici Hrvatskoj za razdoblje 2001. – 2010. godina, te su analizirani uzroci propuštanja kao i postojeće stanje naftovoda.

Podaci o propuštanjima u kompanijama INA – Industrija nafte d.d. i JANAF d.d. su objedinjeni u zajedničku bazu podataka, te su analizirani dostupni podaci o svakom pojedinom propuštanju.

Na temelju gore navedenih istraživanja, analize pokazatelja koji mogu utjecati na propuštanje cjevovoda te analize postojećih zakonskih propisa, preporuka i smjernica iz promatranog područja predložena je metodologija procjene rizika od propuštanja naftovoda temeljena na spoznajama i podacima analiza o propuštanjima primjenjiva na sustavu magistralnih naftovoda u Hrvatskoj. Primjenjivost predložene metodologije dokazana je na primjeru

procjene rizika od propuštanja magistralnog naftovoda Otpremna stanica (OS) Graberje – Otpremna stanica (OS) Stružec.

Također se na temelju istraživanja i uvažavajući dobru praksu u višegodišnjem radu u području upravljanja i održavanja transportnih sustava u kompaniji INA došlo do prijedloga sustava za upravljanje cjevovodima. Predloženi sustav se može smatrati poboljšanjem upravljanja cjelovitošću naftovoda te je kao takav primjenjiv u svakodnevnom radu.

2. METODE PROCJENE RIZIKA

Rizik, kao pojam, predstavlja kombinaciju vjerojatnosti nekog događaja i utjecaja, odnosno posljedice tog događaja u slučaju realizacije prijetnji koje su posljedica neke od ranjivosti ili slabosti sustava (Dhillon, 2003):

U slučaju kada se razmatraju rizici vezani uz razna postrojenja, može se govoriti o pouzdanosti koja predstavlja vjerojatnost da neće doći do zastoja, koji se može izraziti kraticom POF (engl. *Probability of Failure*) i posljedice oštećenja, koji se može izraziti kraticom COF (engl. *Consequence of Failure*) (Muhlbauer, 2004).

$$\text{Pouzdanost} = \text{POF} \times \text{COF} \tag{2-1}$$

Matematički se vjerojatnost pouzdanosti da neće doći do kvara odnosno zastoja definira prema jednadžbi 2-2. (Dhillon, 2003):

$$P(A) = \lim_{n \to \infty} \left[\frac{N}{n} \right] \tag{2-2}$$

Gdje je: $P(A)$ – vjerojatnost pojave događaja A
N – broj događaja A koji se ponavlja u n pokušaja

Pri tome su osnovna svojstva vjerojatnosti pojave događaja A (Dhillon, 2003):

$$0 \leq P(A) \leq 1 \tag{2-3}$$

Zbroj vjerojatnosti pojave događaja i ne pojave događaja jednak je jedan.

U računanju procjena rizika koriste se razne matematičke distribucije ovisno o svakom pojedinom slučaju. Tako se distribucija poznata kao Bernoullieva distribucija koristi u slučajevima kada postoji zabrinutost za vjerojatnost ishoda totalnog broj pogrešaka/kvarova u slijedu od n pokušaja. Navedena distribucija se bazira na činjenici da svaki pokušaj rezultira uspjehom ili neuspjehom (pogreškom) te da vjerojatnost svakog pokušaja rezultira konstantom.

Ako se promatraju situacije gdje se pojavljuju istovjetni događaji (na primjer propuštanje naftovoda) koristi se Poissonova distribucija (Alfonso et al. 2008, Muhlbauer, 2004). Pojava događaja predstavljena je točkom na vremenskoj skali, te u vjerojatnosti svakog događaja označava pad sustava.

Distribucija gustoće funkcije definira se jednadžbom (Dhillon, 2007):

$$f(m) = \frac{(\theta t)^m e^{-\theta \cdot t}}{m!}, \qquad m=0,1,2,\ldots \tag{2-4}$$

Gdje je: $f(m)$ = pojava događaja m

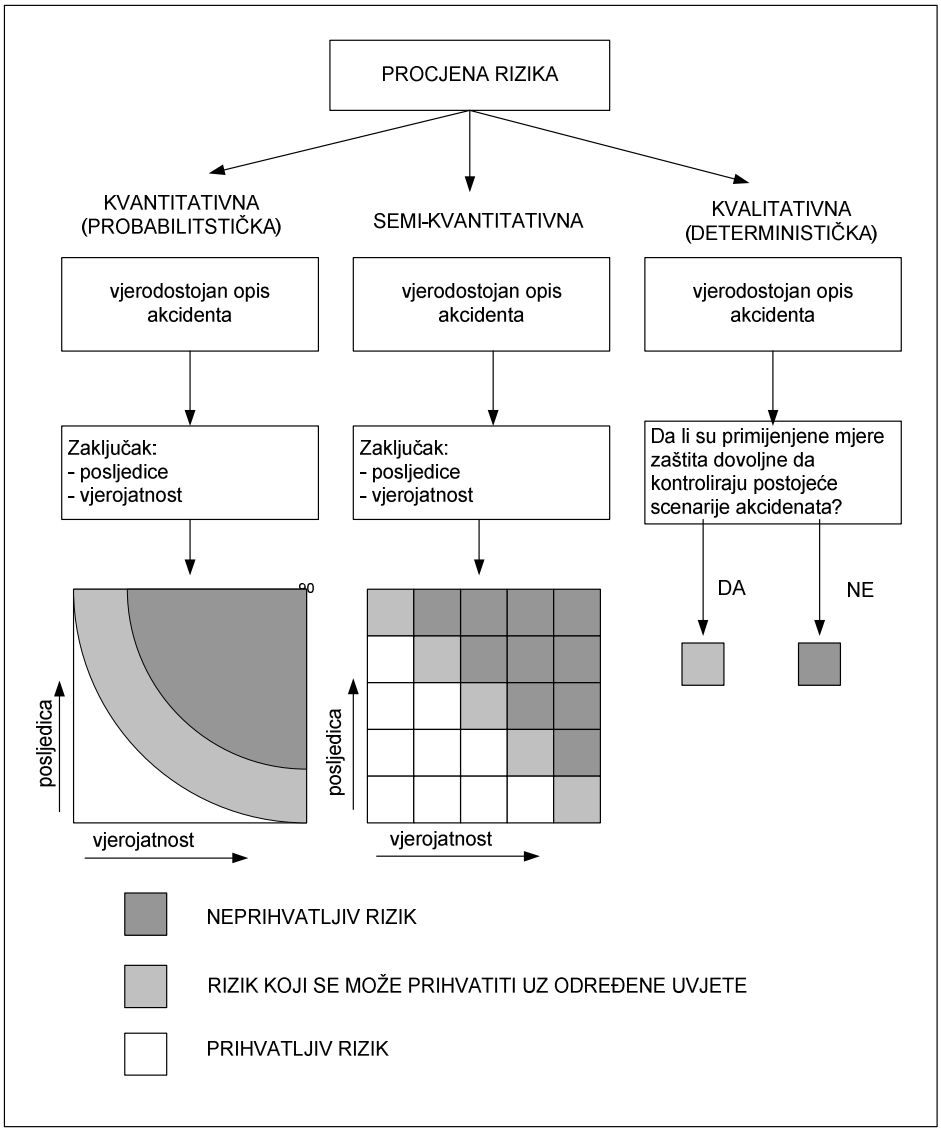
θ = proporcija pogreške

t = vrijeme

Osim prikazane jednadžbe koja opisuje matematičku distribuciju podataka koja se koristi u analizama rizika, a posebno u procjeni vjerojatnosti propuštanja cjevovoda, mogu se još spomenuti i eksponencijalna distribucija, normalna distribucija poznatija kao Gaussova distribucija, Rayleighova distribucija, Weibullova distribucija i dr.

U posljednjih je 30 i više godina razvijen veliki broj metoda procjene rizika. Postoji više od sto poznatih tehnika i metoda procjene rizika i sigurnosti. Različita područja primjene zahtijevaju različite pristupe procjenama. U osnovi postoje dvije vrste pristupa procjeni rizika: kvantitativni i kvalitativni pristup (Šimić at al., 2007).

Razmatrajući procjene rizika magistralnih cjevovoda, neki autori smatraju da se procjene rizika mogu podijeliti na kvantitativne, semi-kvantitativne i kvalitativne. Pristup ovom načinu podjele procjena rizika prikazan je na slici 2-1.



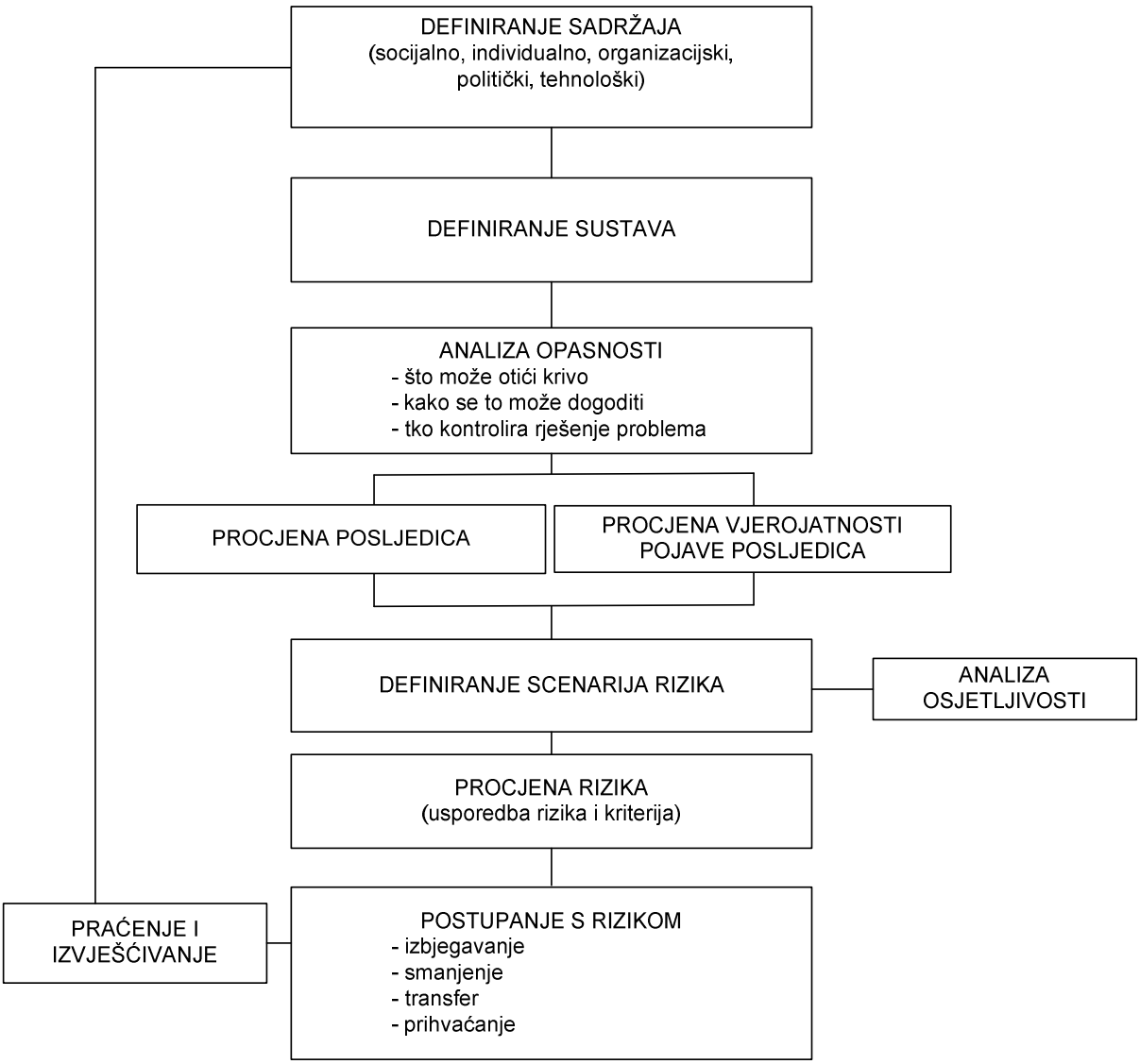
Slika 2-1. Općeniti pristup metodama procjene rizika, (Dziubinski et al, 2006)

Kvantitativni pristup temelji se na korištenju egzaktnih numeričkih vrijednosti. U tom se slučaju parametrima potrebnim za izračun rizika nastoje odrediti točne vrijednosti. Za razliku od kvantitativnog pristupa, kvalitativan pristup ne koristi apsolutne vrijednosti, već obračunava njihov utjecaj na ukupni rizik. Procjena se provodi kvalitativno, no zbog lakše interpretacije rezultata kod kvalitativne procjene rizika parametri se, isto kao i procijenjeni rizik, kvalificiraju. Za razliku od kvantitativnog pristupa, u ovom slučaju tako dobivene numeričke vrijednosti nisu apsolutne, već relativne.

Postoji veći broj pristupa kvalitativnoj procjeni rizika. U naftnoj industriji se također koriste kvalitativne procjene rizika ili procjene pouzdanosti. Može se spomenuti matrica predefiniranih vrijednosti (Šegutović, 2006), koja se često koristi u godišnjim izvješćima o

sigurnosti naftnih postrojenja kao na primjer „*Izvješće o sigurnosti – Terminal JANAF*“ (JANAF, 2011) i „*Izvješće o sigurnosti Rafinerije nafte Sisak*“ (INA Industrija nafte, 2011).

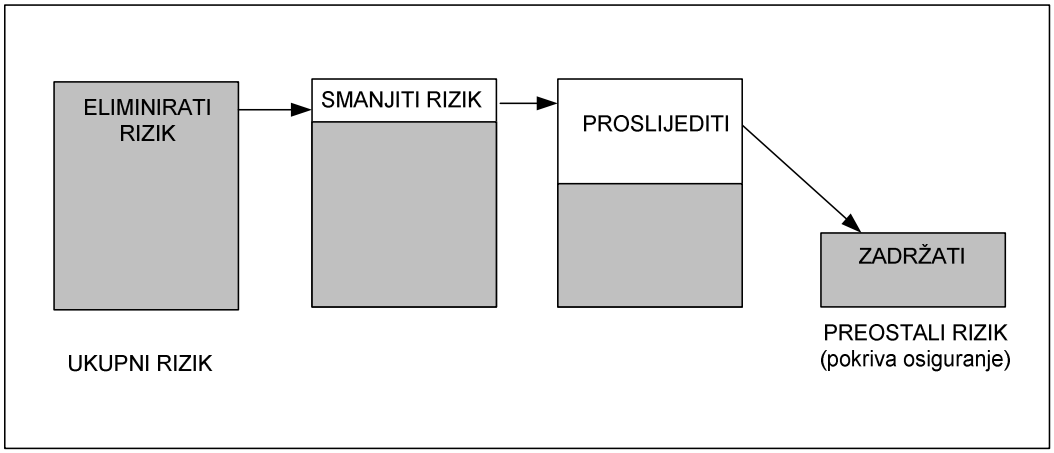
Procjena rizika može se definirati kroz nekoliko faza kao što je prikazano na dijagramu tijeka na slici 2-2.



Slika 2-2. Dijagram tijeka analize rizika (Stewart, Melchers 1997)

Navedeni dijagram tijeka analize rizika temeljen je na Australskim standardima AS/NZS 4360, koji su u potpunosti prihvaćeni kao međunarodni standardi upravljanja rizicima ISO 31000:2009 (ISO 31000:2009, 2009). Također, opće je mišljenje da su Standardi Australije i Novog Zelanda na najbolji način prilagođeni upravljanju okolišnim rizicima i svim drugim rizicima po ljudsko zdravlje (Mihaljević, Mihalinčić, 2009).

Kada se govori o rizicima općenito, osnovno bi načelo procjena rizika bilo da se smanjenjem rizika direktno štiti ljudski život, što je temelj svih analiza rizika. Ovo se načelo obično izražava u obliku r^2p^2 - kao skraćenica od „Smanjiti rizike, zaštititi ljude“ (engl. *Reducing risks, protecting people*), (Health and Safety Executive, 2001). Izraz definira rizik kao mogućnost da netko ili nešto što je vrijedno bude ugroženo. Pri tome dolazi se do novog pojma – upravljanje rizikom kako bi se isti mogao prepoznati i eventualno smanjiti. Sljedećim se dijagramom može prikazati slijed kontrole rizika.



Slika 2.3. Upravljanje rizikom, (Stamatis, 2003)

Upravljanje rizikom (engl. *risk management*) je proces odlučivanja u okviru kojeg se identificiraju i rangiraju mjere za kontrolu, odnosno smanjenje rizika (Toth, Škanata, 2009). Smanjenje rizika može se promatrati kroz postupke povećanja pouzdanosti sustava. Tipični primjeri mjera koje se mogu primijeniti u svrhu smanjena rizika u svim granama industrije prikazani su u tablici 2-1.

Tablica 2-1. Mjere smanjenja rizika, (Kumamoto, 2007).

	ŠTO JE POTREBNO UČINITI	ZAŠTITNE MJERE
1	ublažiti opasnost	niskonaponski uređaji, sigurnija otapala
2	spriječiti nakupljanje	detektori plina, kontrole, otpusni ventili
3	smanjenje/olakšanje	prigušivači, sigurnosti pojas, zračni jastuci
4	separacija/razdvajanje	uzemljenje žica, kontrola ulaza,
5	zadržavanje na mjestu nastanka	zatvorenost, izolacija, zvučna izolacija
6	međuzaštita	požarna vrata
7	zaštita na mjestu akcidenta	kaciga, maska s kisikom
8	povećanje otpornosti	odabir (selekcija), adaptacija
9	tretiranje i oporavak	tuš za hitne intervencije, prva pomoć

Upravljanje rizikom kod procjena industrijskih postrojenja može se opisati kao pažljivo ispitivanje svih potencijalnih izvora opasnosti koji mogu utjecati na operaciju ili sustav. Šire gledano, cjevovodi su također dio sustava jer povezuju dva ili više industrijska postrojenja – naftna polja do otpremnih naftnih terminala ili rafinerija nafte. Pri tome je potrebno poznavati kriterije prihvatljivosti rizika za pojedine slučajeve. Usporedbom procijenjenih rizika s kriterijima prihvatljivosti razlučuju se prihvatljivi rizici od neprihvatljivih. Neprihvatljive rizike potrebno je izdvojiti po prioritetima, a potom odabrati najučinkovitije mjere sigurnosti i zaštite koje će se primijeniti.

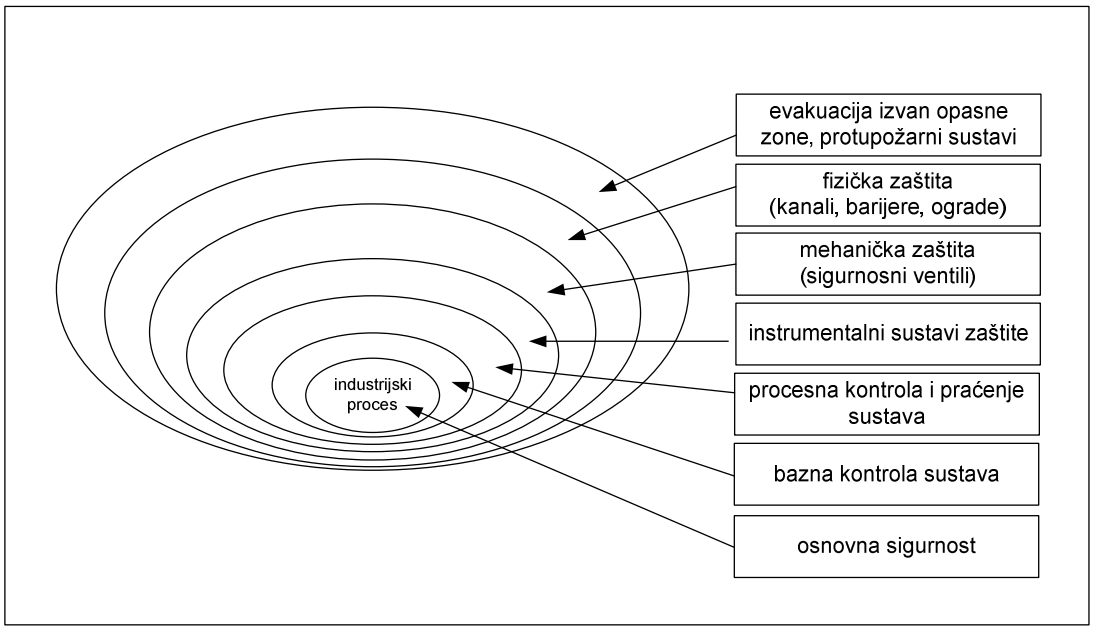
Nadalje, dolazi se do pojma opasnosti koji se može klasificirati prema vrsti, izvoru te šteti koja pri tome nastaje. U tablici 2-2. prikazana je klasifikacija opasnosti u industrijskim postrojenjima.

Tablica 2-2. Klasifikacija opasnosti, (Kumatoto, 2007).

	OPASNOST	IZVOR	POSLJEDICA
1	kretanje	vozila, rotacijski elementi, projektili	sudar
		vibracijsko postolje, pumpe	zahvaćenost
2	visina	viseći objekti	pad, sudar
3	naprezanje	navojni mehanizmi, teret	ubod, sudar
4	tlak	tlak u spremniku, visok, nizak, nagle promjene	razaranje, smrt
5	temperatura	peć, hladnjak, visoke, niske, nagle promjene	zapaljenje, smrt
6	vlažnost	voda, suhoća, nagle promjene	električni udar, plijesan
7	elektricitet	baterije, kondenzator, statički elektricitet	električni udar
		ionizator, generator	buka
8	magnetizam	elektromagnetsko polje, magnet	poluvodički kvar
9	eksplozija	pogon, detonator, barut	eksplozija, vatra
10	zapaljenje	gorivo, zapaljive smjese	vatra
11	korozivnost	kiseline, lužine	istjecanje
12	reaktivnost	elektroliza	strane supstance
13	vrućina	grijači, infracrveni elementi	vatra
14	svjetlo	laser	bolesti oka
15	zvuk	izvor zvuka	problemi sa sluhom
16	zračenje	X-zrake, ultraljubičaste zrake	karcinom kože
17	patogenost	hrana, medicinski preparati	trovanje hranom
18	kancerogenost	sirovi materijali, aditivi, plin, aerosol	karcinom
19	gušenje	dušik, ugljični dioksid	smrt
20	trovanje	otrov, otpadni plin, otpadne vode, otpad	bolest
21	zagađenje	nafta, radioaktivne tvari	zagađenje
22	oštri predmeti	nož, rubovi	ozljeda
23	prašina	pelud, puder, ugljena prašina	plućne bolesti
24	ljudski faktor	greška, sabotaža	pad sustava

Sustav će se srušiti u trenutku kada ne može ispuniti određene prihvaćene ili prije postavljene granice izvedbe. Pri tome će sustav osloboditi skrivenu energiju, prekinuti proizvodni proces ili reagirati na način različit od projektiranog. U praksi se sustavi obično ruše zbog kombinacije različitih kvarova, te uslijed kvarova jedne ili više komponenti koje su neophodne za rad cjelokupnog sustava.

Termin „zaštitne razine“ upotrebljava se u procesnoj industriji i predstavlja tzv. koncept obrane u dubinu. Na slici 2-4. predstavljeno je sedam zaštitnih razina (Kumamoto, 2007).



Slika 2-4. Zaštitne razine kod analize rizika industrijskih procesa, (Kumamoto, 2007)

Zaštitne razine osmišljene su kao obrana sustava od pojave pada sustava odabirom određene opreme ili administrativnim kontrolama koje funkcioniraju u dogovoru sa sustavima u ostalim razinama zaštite, a sve u svrhu prevencije i ublažavanja rizika u procesu. Zaštitne razine su sastavni dio tehničkog standarda IEC (engl. *International Electrotechnical Commission*) broj 61511. U Hrvatskoj se također koriste kao standard o kvaliteti instrumentacijske opreme koja se ugrađuje u zonama opasnosti od požara i eksplozija, pa tako i u objekte koji su sastavni dio sustava magistralnih cjevovoda kao usvojena norma „*Funkcionalna sigurnost – Sigurnosni instrumentacijski sustavi za sektor procesne industrije*“ (HZN, 2008).

Svaka promjena u radu sustava predstavlja nesigurnost te je rizik od pada sustava potrebno smanjiti na prihvatljivi minimum. Te su analize često opširne i zahtjevne. Prepoznavanje važnosti upravljanja rizikom važno je za svaku dobro organiziranu kompaniju. Kontrola,

eventualno potpuno uklanjanje ili smanjenje rizika trebalo bi biti cilj u svim segmentima kompanije, a ne samo, kako je to najčešći slučaj, inženjerskog odjela.

Postoje razne metode procjene rizika. Svaka od njih ima svoje nedostatke i često uključuje pretpostavke koje nisu znanstveno utemeljene te ne daju jasne odgovore.

Razmatrajući dalje analizu rizika mogu se spomenuti „*Smjernice za postupak procjene opasnosti*“, (engl. *Guidelines for Hazard Evaluation Procedure*), (AIChE, 2008). Smjernice je postavio Američki institut kemijskih inženjera. U navedenim smjernicama je identificirano jedanaest postupaka analize rizika koje se koriste u kemijskoj industriji. To su ujedno analize koje se djelomično ili u određenim kombinacijama koriste u procjenama rizika od propuštanja magistralnih cjevovoda.

Te analize su (AIChE, 2008):

- Izvješće o sigurnosti (engl. S*afety Review*)
- Rangiranje razmatranih parametara prema njihovom vrednovanju na temelju njihovog međusobnog odnosa (engl. R*elative Ranking*)
- Preliminarna analiza opasnosti (engl. R*eliminary Hazard Analysis*)
- „Što ako“ analiza (engl. W*hat If Analysis*)
- Studija opasnosti i djelovanja (engl. *Hazard and Operability Study – HAZOP*)
- Analize vrste kvarova, posljedica i kritičnosti (engl. *Failures Modes,Effects and Criticality Analyses* - *FMECA*)
- Analiza sheme pogrešaka (engl. *Fault Tree Analysis*)
- Analiza sheme događaja (engl. *Event Tree Analysis*)
- Uzročno- posljedična analiza (engl. *Cause - Consequence Analysis*)
- Analiza ljudske pogreške (engl. *Human Error Analysis*)

Primjer analize rangiranja parametara prema njihovom vrednovanju na temelju njihovog međusobnog odnosa je projekt RAP (engl. *Risk Assessment Pipeline*), izrađen u talijanskom institutu FEEM (tal. *Fondazione Eni Enrico Mattei*) (Mazzucchelli et al., 2002). Projekt se temelji na statističkoj korelaciji između propuštanja naftovoda i podataka o lokaciji na kojoj se dogodilo propuštanje. U trenutku dobivanja korelacije, prikupljeni su podaci o cjelokupnoj dužini naftovoda, te su uspoređeni. Na ovaj se način može odrediti rizik propuštanja cjevovoda, a da se pri tome ne koristi niti jedna subjektivna metoda.

Kako bi se sustavno pratili podaci o svim incidentima, uključujući i propuštanja naftovoda, organiziraju se sustavi izvješćivanja, analiziranja i provođenja mjera koje sprečavaju ili umanjuju neki sljedeći incident. U tu je svrhu u kompaniji INA unutar sustava upravljanja zaštitom zdravlja, sigurnosti i zaštitom okoliša postavljen sustav istraživanja i izvješćivanja o incidentima – IRIS (INA, 2011).

U nastavku će biti objašnjene najčešće korištene metode procjene rizika kao i metode procjene rizika koje se koriste u naftnoj industriji. To su Analiza vrste kvarova i posljedica, Analiza sheme pogrešaka/Analiza sheme događaja, Studija opasnosti i djelovanja i Vjerojatnosna procjena rizika.

2.1.Analiza vrste kvarova i posljedica – FMEA

Analiza vrste kvarova i posljedica (engl. *Failure Mode and Effects Analysis – FMEA*) se pojavila sredinom 60-ih godina prošlog stoljeća kao analiza razvijena za potrebe povećanja sigurnosti u američkoj avioindustriji. Daljnji razvoj analize vezan je uz američku autoindustriju i implementaciju američkog standarda QS 9000. Standard QS 9000 zahtijeva kvalitetu proizvoda koja je provjerena FMEA analizom na način da se smanji moguća loša kvaliteta materijala koji se koristi u proizvodnji određenog proizvoda.

FMEA je sustavna analiza mogućih kvarova s naglaskom na prevenciji. Idealan trenutak primjene analize je u fazi projektiranja procesa ili proizvoda. Rezultat su preventivne radnje prije same implementacije novih ili promjene postojećih procesa ili proizvoda.

U tablici 2-3. prikazano je dvanaest ključnih elementa FMEA analize.

Tablica 2-3. Ključni elementi sustava kvalitete, (McDermontt, 2009)

ELEMENTI SUSTAVA KVALITETE	ULOGA U FMEA PROCESU
Vodstvo	provjera da li je tim dobio potrebne alate, resurse i vrijeme za rad
Strateško planiranje	upotreba rezultata analize kao pomoć u direktnim budućim aktivnostima poboljšanja
Procesna i poslovna mjerila	mjerenje i praćenje rezultata FMEA analize kroz kvalitetu proizvoda i poslovnih rezultata.
Efektivna upotreba podataka i informacija	osiguravanje podataka i činjenica koje potvrđuju FMEA analizu i rezultate FMEA procesa
Kontrola procesa (kompanije i dobavljača)	osiguravanje postojanja procesa i proizvoda od početka FMEA analize, te statističko praćenje poboljšanja nastalih kroz FMEA proces
Ljudski resursi	osiguravanje potrebnih treninga koje povećavaju kvalitetu rada FMEA tima
Trening	osiguravanje osnovnih vještina potrebnih za rad u FMEA timu, identificiranje mogućih probleme te iznalaženje rješenja
Dokumentiran plan kvalitete	identificiranje metode kao dijela sveukupne strategije kvalitete kompanije, definiranje tko i kada smije upotrijebiti rezultate FMEA te definiranje dokumenata koje se koriste u analizi
Dokumentirana procedura	osiguravanje korištenja dosljednih operativnih metoda kako bi se smanjile nepotrebne varijacije u procesu i proizvodu
Kontrola projektiranja	osiguravanje dosljednosti u procesu dizajniranja
Kupac	osiguravanje informacija FMEA timu o tome što je važno kupcu, kako bi se uključile u FMEA analizu
Povratne informacije od kupca	osiguravanje povratne informacije FMEA timu od strane kupca u vrijeme FMEA procesa.

Za razliku od mnogih drugih metoda, FMEA ne zahtijeva skupu i obimnu statističku obradu, no ipak, rezultati FMEA analize mogu doprinijeti znatnim uštedama u ukupnom poslovanju kompanije. Za kvalitetan početak rada potreban je odabir kvalitetnog tima koji će sudjelovati u izradi analize.

Predmet FMEA analize je pronalaženje svih uzroka zaustavljanja procesa, odnosno pojave kvara jer i najjednostavniji procesi imaju više različitih mogućnosti kvarova. Pri tome se identificiraju zahtijevane korektivne radnje kako bi se spriječio kvar prije nego proizvod dođe do kupca uz nastojanje zadržavanja kvalitete, maksimalnog vijeka trajanja i pouzdanosti u radu.

Relativni rizik pojave kvara i učinka kvara može se odrediti pomoću tri faktora (McDermontt, 2009):

1. Ozbiljnost – posljedica kvara u trenutku događaja,
2. Pojavnost – vjerojatnost ili učestalost da se kvar dogodi,
3. Utvrđivanje – vjerojatnost da se kvar detektira prije nastanka posljedica.

Vrijednost umnoška učestalosti pojave kvara, ozbiljnosti i utvrđivanja kvara prije nastanka posljedica izražava se brojem - veličinom rizika, (engl. *Risk Priority Number – RPN).*

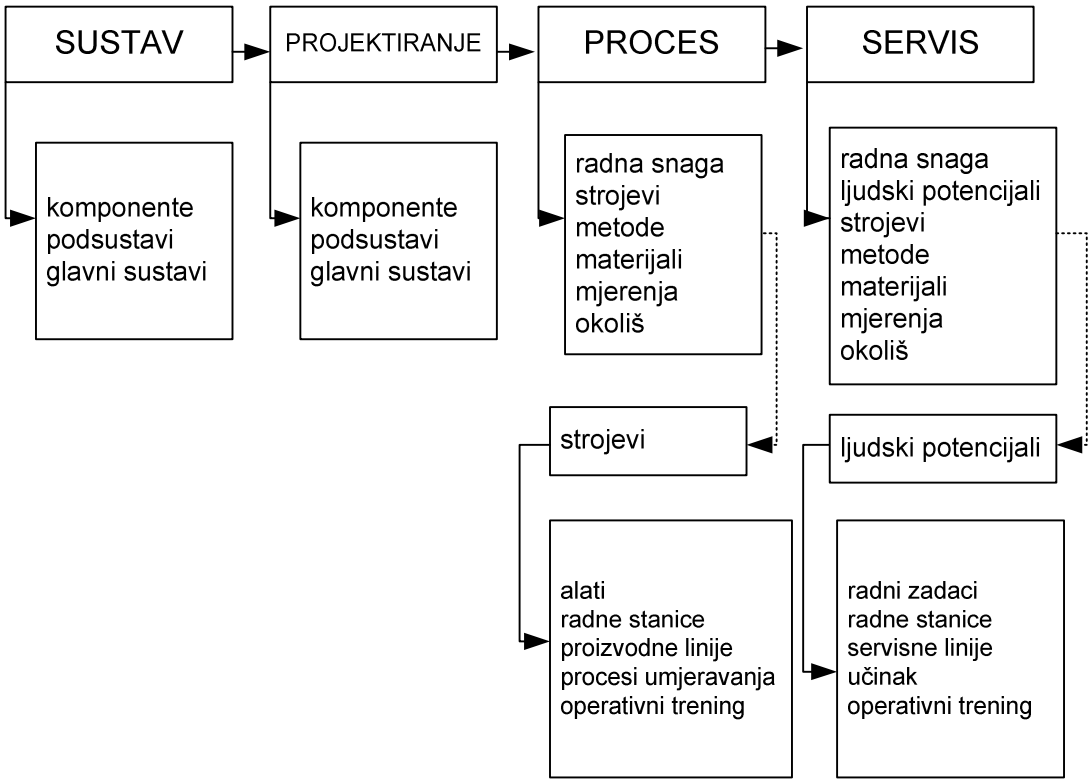
Dobra FMEA analiza sadrži sljedeće elemente (McDermontt, 2009):

- prepoznavanje poznatih i mogućih kvarova,
- prepoznavanje posljedica i učinaka efekata svakog pojedinog eventualnog kvara,
- određivanje prioriteta kvarova prema veličini RPN,
- rezultat analize iz kojeg proizlazi lista korektivnih radnji.

Postoje četiri vrste FMEA analize – sustavna, projektna, procesna i servisna (Stamatis, 2003).
Sustavna FMEA (zvana i koncept) analiza služi za analizu rizika u ranim fazama koncepta ili dizajna nekog proizvoda, a fokusira se na moguće pogreške između funkcija uzrokovanih manjkavošću sustava.
Projektna FMEA se primjenjuje za analizu proizvoda prije početka proizvodnje. Fokusira se na kvarove uzrokovane konstrukcijom proizvoda.

Procesna FMEA analizira procese proizvodnje i procese nastanka proizvoda, fokusira se na greške u proizvodnji, te greške tijekom sastavljanja proizvoda.
Servisna FMEA služi za analizu i prepoznavanje servisnih radnji prije nego proizvod stigne do kupca.

Povezanost FMEA analize prikazana je na slici 2-5.

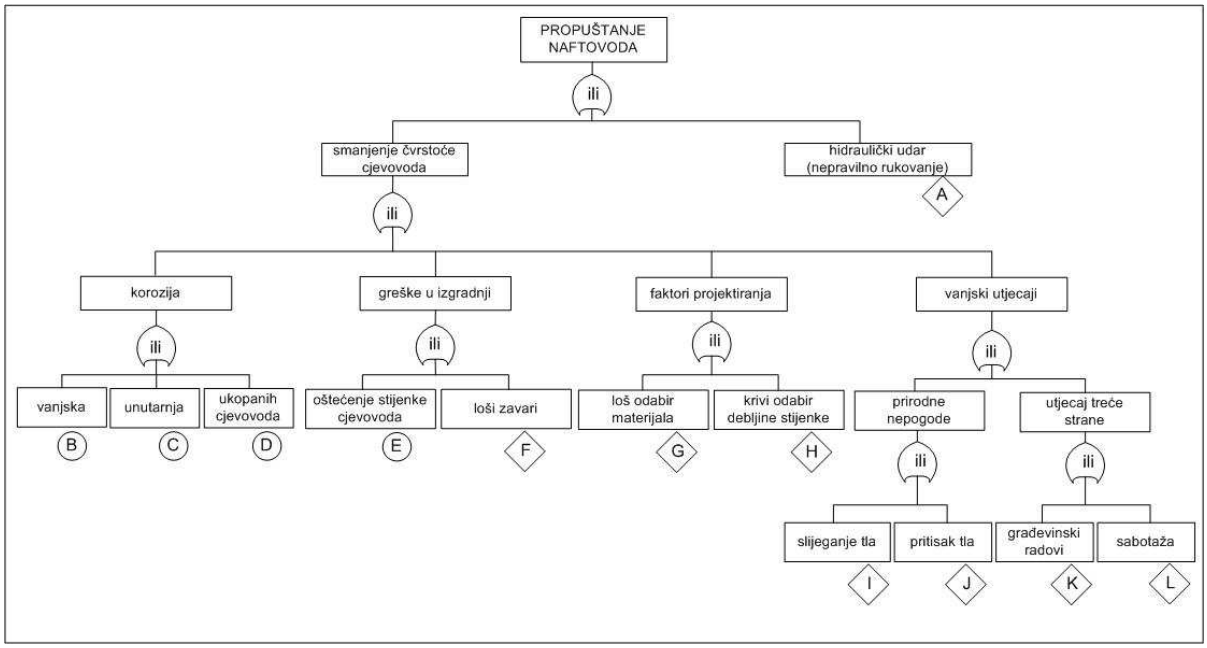


Slika 2-5. Shema FMEA analize (Stamatis, 2003)

2.2. Analiza sheme pogrešaka / analiza sheme događaja

Analiza sheme pogrešaka, odnosno analiza sheme događaja (engl. *Fault tree* / *Event tree analysis*) temelji se na povijesnom praćenju događanja i akcidenata izradom dijagrama pogrešaka. Kod analize događaja prate se svi događaji te se popisuju moguće pogreške koje mogu nastati. Obično je ova metoda dio nekih drugih tehnika procjene rizika (Clifton, 2005).

Na temelju statističkih podataka o propuštanjima u određenom promatranom području može se postaviti shema analize pogrešaka propuštanja cjevovoda kao što je vidljiva na primjeru produktovoda benzina u središnjoj Poljskoj, slika 2-6 (Dziubinski et al, 2006).



Slika 2-6. Shema analize pogrešaka produktovoda (Dziubinski et al, 2006)

Analiza sheme pogrešaka na temelju metode u obliku dijagrama na logičan način određuje vjerojatnost događaja nekog kvara odnosno propuštanja. Neočekivan događaj, u ovom slučaju propuštanje cjevovoda, smatra se najvažnijim događajem, pa se nalazi na vrhu dijagrama. Logički znakovi, „I“ ili „ILI“ predstavljaju poveznicu između različitih događaja. Ova se tehnika u posljednje vrijeme sve češće koristi kod procjena sigurnosti cjevovoda.

2.3. Studija opasnosti i djelovanja - HAZOP

Studija opasnosti i djelovanja, HAZOP (engl. *Hazard and Operability Study*) je jedna od semi-kvantitativnih metoda u kojoj se provjeravanjem mogućih pogrešaka korištenjem ključnih riječi obuhvaćaju kritične situacije koje bi mogle dovesti do havarije. Upotrebljava se u kemijskoj i procesnoj industriji za identifikaciju opasnosti i operativnih problema na novim i postojećim postrojenjima. HAZOP je podvrsta FMEA analize primjenjiva na sustave bazirane na protoku (cjevovodima) i procesnim jedinicama (Stewart, 1997).

To je metoda koja razmatra svaki element procesa, npr. ventil, cjevovod, mjerni instrument i drugo, te kroz dijagram toka razmatra svaki pojedinačni problem koji bi mogao nastati u slučaju promjene parametara, kvara ili bilo kojeg drugog odstupanja u procesu.

Smatra se da studija opasnosti i djelovanja omogućava veću slobodu razmišljanja od drugih metoda procjene jer se želi obuhvatili svaki mogući scenarij pojave opasnosti. Timskim radom svi članovi tima pozitivno djeluju jedan na drugoga međusobno razmjenjujući i zajednički analizirajući ideje. Naravno, smatra se da i kod drugih metoda dolazi do istih ili sličnih rezultata, no kod ove metode se očekuje izniman timski rad.

Pri tome se koriste ključne riječi kao što su definirane u tablici 2-4.

Tablica 2-4. Odstupanja u HAZOP metodi, (Kletz, 1999)

VODEĆA RIJEČ	ODSTUPANJE
NE ili BEZ (od engl. *NONE*)	nema protoka na mjestu gdje bi ga trebalo biti
VIŠE OD (od engl. *MORE OF*)	više od zadane fizikalne veličine
MANJE OD (od engl. *LESS OF*)	manje od zadane fizikalne veličine
DIO OD (od engl. *PART OF*)	promjena različita od zadane
VIŠE OD (od engl. *MORE THAN*)	pojavljivanje više komponenti od zadanih
OSIM (engl. *OTHER THAN*)	što se još može desiti mimo zadanih normalnih operacija

Rezultati HAZOP analize obično se nalaze u obliku tabličnih prikaza (engl. *Tabular Worksheet Form*) koji sadrže elemente kao što su prikazani u tablici 2-5.

Tablica 2-5. Definicija ključnih riječi u HAZOP metodi, (Stewart, 1997.).

RIJEČ	DEFINICIJA
JEDINICA (engl. *Item*)	pojedina komponenta / element
ODSTUPANJE (engl. *Deviation*)	identifikacija što može poći po zlu
UZROCI (engl. *Causes*)	uzroci pojedinog odstupanja
POSLJEDICE (engl. *Consequences*)	identifikacija efekata na pojedinu komponentu ili opasnost vezanu uz svako odstupanje
AKCIJA (engl. *Action*)	mjera ili akcija kojom se smanjuje buduće odstupanje ili smanjuje posljedica

Kao što je već napomenuto, HAZOP analizu izrađuje tim stručnjaka u kojem se obično nalaze (Stewart, 1997):

- inženjer projektant (obično strojarske struke) - osoba koja je zadužena da vodi brigu o troškovima koji mogu nastati kao rezultat analize,
- procesni inženjer, obično kemijske struke, izrađuje dijagrame tijeka,
- voditelj proizvodnje ili upravitelj, obično kemijski inženjer koji će biti zadužen za pokretanje postrojenja,
- inženjer – stručnjak za elektroniku, obično zadužen za instrumentaciju,
- kemičar – istraživački inženjer, ako se radi o novim tehnologijama,
- samostalni vođa tima, stručnjak za HAZOP analizu, biti će zadužen za praćenje rada tima na način da se poštuju sve zadane procedure, potrebna je osoba sa vještinama u vođenju grupe čiji pojedinci nisu direktno odgovorni vođi tima.

Uz pozitivne strane postoje i nedostaci ove analize kao što su:

- izvođenje ove metode zahtjeva mnogo vremena,
- ova metoda ne razmatra posljedicu slijeda događaja,
- ova metoda razmatra jedan izolirani događaj koji uzrokuje devijaciju.

Procjena rizika o propuštanjima cjevovoda koristeći HAZOP metodu može se vidjeti u primjeru rada naftne kompanije Golf of Suez Petroleum Company - GUPCO. Nakon niza propuštanja magistralnih naftovoda okupljen je tim stručnjaka koji su pomoću HAZOP analize, te nekih drugih analiza uspjeli smanjiti broj propuštanja (Kandil, 2001). Okupljeni tim zadužen za provedbu projekta sakupio je podatke o cjevovodima kompanije. Naime, cjevovodi izgrađeni prije 25 i više godina su pretrpjeli razne modifikacije uključujući u ponekim situacijama i promjene u radu, no ti se podaci nisu pohranjivali i objedinjavali. Nakon provedenih mjerenja koji su doveli do saznanja o trenutnom stanju svakog pojedinog cjevovoda pristupilo se HAZOP analizi. Rezultat projekta bio je niz procedura o radu i održavanju koji su u konačnici doveli do smanjenja broja propuštanja.

Bez obzira na nedostatak informacija o pojedinim propuštanjima, radnih uputa i procedura, ovim se projektom pokušala pronaći sistemska greška. U tu su svrhu, osim HAZOP-a korištene i sljedeće metode – upravljanje promjenama, MOC (engl. *Management of Change*), identifikacija rizika, HAZID (engl. *Hazard Identification*) i procjene utjecaja na okoliš, EIA (engl. E*nvironmental Impact Assessment*).

2.4. Vjerojatnosna procjena rizika (QRA / PRA)

Kvantitativna procjena rizika ili Vjerojatnosna procjena rizika u literaturi je poznata pod skraćenicama **QRA ili PRA** koje proizlaze iz engleskih naziva metoda *Quantitative Risk Assessment (QRA) ili Probabilistic Risk Assessment (PRA).* To je matematička i statistička tehnika numeričkog određivanja apsolutne učestalosti havarija obrađene u analizi.

PRA analiza je sustavna i opsežna metodologija koja procjenjuje rizik koji se može pojaviti u složenoj tehnološkoj cjelini. Intenzivno se koristi u nuklearnoj i avio industriji, a sve više i u procesnoj industriji. U industrijama gdje je potrebno odrediti veličinu određenog rizika upotrebljava se jednostavna varijanta PRA analize.

S druge strane, samo određivanje veličine rizika bez PRA analize je netočno te će se u bližoj budućnosti upotrebljavati neki od oblika PRA analize u svim industrijama gdje postoji određeni rizik.

PRA analiza se ne ograničava samo na postrojenja s opasnim materijalima. Može se primijeniti na sve sustave i postrojenja sa ili bez opasnih materijala, s tim da je u drugom slučaju pristup analizi jednostavniji. Konačni broj mogućih akcidenata je dobiven povezivanjem svih mogućih individualnih događaja. Detaljna PRA analiza je jedna od najskupljih metoda. Svaki je početak analize dobar ako se uoči na vrijeme. Tako se u PRA analizi takav početak naziva inicijalni događaj (engl. *initiating event*) ili indikator akcidenta.

PRA analiza se uglavnom razmatra kroz učestalost akcidenata. U prvoj fazi rada analiziraju se situacije, odnosno inicijalni događaji koji se mogu razviti u akcidentnu situaciju. Taj dio PRA analize se naziva analiza učestalosti akcidenata. Doduše, definicija akcidenta se različito tretira u različitim primjenama, tako da se ponekad uzima u obzir i više različitih akcidenata odjedanput. U prvoj fazi PRA analize razvijaju se sljedeće aktivnosti: analiza inicijalnih događaja, konstrukcija sheme događaja, konstrukcija sheme pogrešaka, snimanje elemenata akcidenta (engl. *Accident Sequence Screening*), prebrojavanje (kvantifikacija) elemenata akcidenta, grupiranje elemenata i analiza nesigurnosti (engl. *uncertainty*).

Na drugoj razini PRA analize razmatraju se fizički parametri svake grupe elemenata akcidenta koji su definirani u analizi frekvencije akcidenata. Osnovni alat za ovu analizu je izrada

sheme događaja progresije akcidenta zvana i APET (engl. *Accident - Progression Event Tree*) analiza. Rezultat APET-a je lista različitih mogućnosti progresije akcidenta. U slučaju kada se u akcidentu pojavljuju i opasne tvari, izlazni podaci APET-a grupiraju se u grupe progresije akcidenata.

Treća razina PRA analize – analiza posljedica na okolinu (engl. *Offsite - Consequence Analysis)* razmatra cijeli spektar posljedica nastalih širenjem opasnih tvari u okoliš. Pri tome se svakoj grupi akcidenata pridružuje vrijednost mjerenja, koji su u slučaju gore navedenog američkog standarda sljedeći: smrtnost, latentna smrtnost od karcinoma i ukupni broj ugrožene populacije u promjeru 80 km (50 milja) i ukupni broj ugrožene populacije (Kumamoto, 2007).

Završni dio procjene je izračun profila rizika nastao objedinjavanjem svih izračunatih parametara PRA analize na sve tri razine. Kao što je već i prije navedeno, za izračun PRA analize potrebno je vrijeme, veliki broj podataka i dobro uigran tim stručnjaka, tako da se smatra da je to jedna od najskupljih metoda što joj je i najveći nedostatak.

2.5. Ostale analize

Ostale analize koje se koriste u procjenama rizika su analiza rizika na temelju različitih scenarija događaja, procjena sustavom bodovanja i subjektivna analiza.

Analiza rizika na temelju različitih scenarija događaja (engl. *Scenario Based Analysis*) sadrži popis svih najvjerojatnijih ili svih, obzirom na posljedice, najtežih propuštanja cjevovoda.

Procjena sustavom bodovanja (engl. *Indexing System*) je djelomično subjektivna metoda u kojoj se opasni elementi boduju, te se ovisno o zbroju bodova dobije veći ili manji rizik. Prednost ove metode leži u intuitivnoj prirodi. U ranoj fazi zahtijeva subjektivne elemente. Jedna od često korištenih procjena sustavom bodovanja je metoda po autoru Muhlbaueru (Muhlbauer, 1996).

Muhlbauerova metoda je kombinacija više metoda procjene rizika s time da djelomično može ući i u kategoriju subjektivnih metoda. U određenom se trenutku dolazi do subjektivne

procjene koja rezultira određenim brojem sakupljenih bodova. Dio je preporučene metodologije procjene rizika i biti će opširnije objašnjena u nastavku rada.

Subjektivna procjena rizika je posebna kategorija procjene rizika. Ona se primjenjuje gotovo svakodnevno. Upotrebljava se u trenutku kada nisu dostupni numerički podaci, već se procjena temelji na intuiciji, iskustvu i ostalim nemjerljivim izvorima podataka.

3. UZROCI PROPUŠTANJA CJEVOVODA

Unatoč svim mjerama koje se poduzimaju u svrhu sačuvanja cjelovitosti cjevovoda (naftovoda, plinovoda) doći će do propuštanja, a time i većeg ili manjeg onečišćenja okoliša. Pri tome uzrok propuštanja u većoj ili manjoj mjeri utječe na veličinu propuštanja. Nije svejedno da li je propuštanje naftovoda uzrokovano rupičastom korozijom milimetarskog promjera ili relativno velikom ruputurom u čijem slučaju dolazi do naglog ispuštanja velikih količina nafte u okoliš. Uzroci propuštanja su jedan od važnih parametara koji se analiziraju u bazama podataka o propuštanjima.

Položaj mjesta propuštanja također je važan element kod procjene utjecaja propuštanja na okoliš. U slučaju propuštanja u području nepropusnog tla doći će do manjeg utjecaja na okoliš nego u slučaju propuštanja u vodotok. U bazi podataka o propuštanjima magistralnih naftovoda u kompaniji INA.u slučaju sanacija propuštanja u području vodotokova trošak sanacije se višestruko povećava u odnosu na sanaciju propuštanja u tlu.

U svrhu učinkovite sanacije ispuštene nafte, vrlo je važno dobro poznavanje načina širenja nafte i otopljenih sastojaka, hlapljenje, biorazgradnja, razrjeđivanje, ponašanje nafte u heterogenom tlu, te učinke nafte u tlu i podzemnim vodama.(Bobić, 2005).

U razmatranju problematike propuštanja naftovoda jedan od ključnih pokazatelja sigurnosti sustava je izračun učestalosti propuštanja (engl. *failure rate*). Učestalost propuštanja (F) ovisi o duljini cjevovoda te broju propuštanja u godini dana i može se izraziti jednadžbom (Alfonso et al., 2008):

$$F = \frac{N\left(T_{\exp}\right)}{L_{\exp} T_{\exp}} \tag{3-1}$$

Gdje je:

F – učestalost propuštanja, 1/godina km

$N(T_{exp})$ – ukupni broj propuštanja u zadanom razdoblju

T_{exp} – vremensko promatrano razdoblje, godina

L_{exp} – duljina promatranog cjevovoda, km

Rezultat se izražava u broju propuštanja na godinu po kilometru ili po 1000 kilometara cjevovoda.

S obzirom da je učestalost propuštanja konstantna i neovisna o vremenu, može se modelirati upotrebom homogene ili nehomogene Poissonove raspodjele (Alfonso et al., 2008).

Kod veoma niskih vrijednosti učestalosti propuštanja, vjerojatnost propuštanja će biti numerički jednaka učestalosti. Međutim, stvarni odnos učestalosti propuštanja i vjerojatnosti da do propuštanja dođe se obično modelira uz pretpostavku Poissonove raspodjele stvarnih učestalosti (Muhlbauer, 2004).

Poissonova jednadžba koja povezuje vjerojatnost propuštanja i učestalost propuštanja za cjevovodne sustave glasi (Muhlbauer, 2004):

$$P(X)SPILL = [(f \cdot T)X / X!]^{x} \exp(- f \cdot T) \qquad (3\text{-}2)$$

Gdje je:

P(X)SPILL – vjerojatnost *X* propuštanja

f – srednja vrijednost učestalosti propuštanja za promatrani cjevovod, broj propuštanja/god

X – broj propuštanja za koji je računata vjerojatnost propuštanja za promatrani cjevovod

T – vrijeme, godina

Rezultat vjerojatnosti propuštanja je realan broj između 0 (nemogući događaj) i 1 (propuštanje).

Na temelju statističkih podataka o propuštanjima cjevovoda (Concawe, 2009) i analizi dostupne literature mogu se definirati sljedeći pokazatelji koji utječu na propuštanja:

- oštećenja izazvana utjecajem treće strane,
- korozija,
- projektiranje i izgradnja cjevovoda,

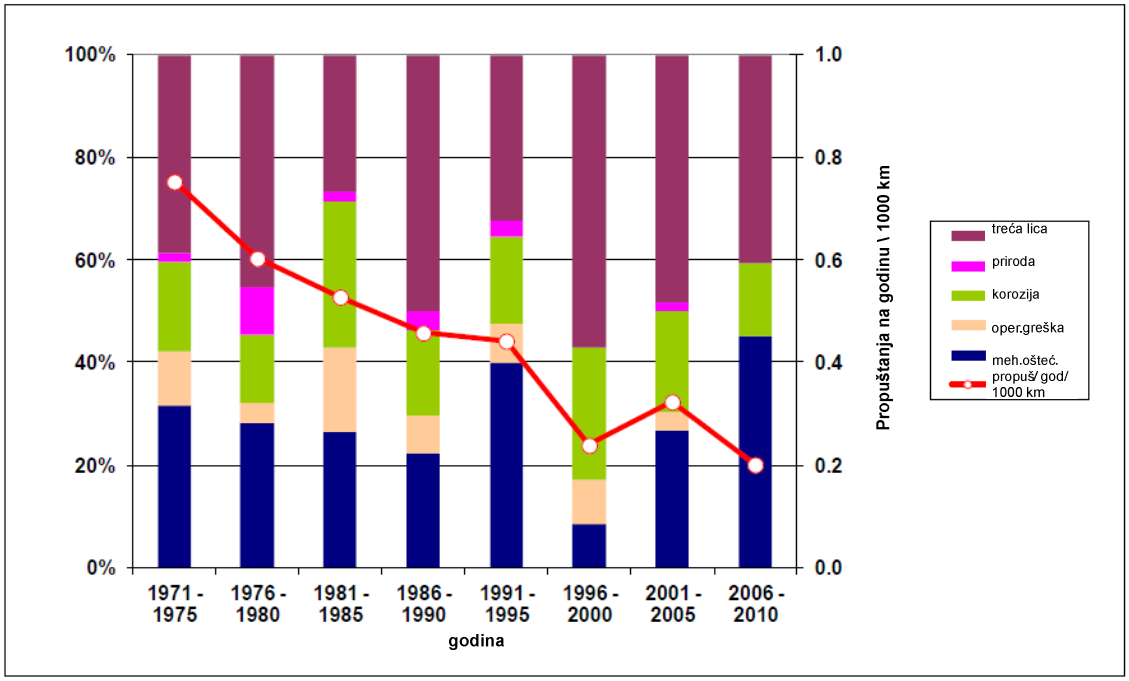
- nepravilno rukovanje,
- dodatni činitelji koji utječu na propuštanje.

3.1. Pokazatelji oštećenja nastali utjecajem treće strane

Oštećenja nastala utjecajem treće strane (engl. *third party damage*) su oštećenja cjevovoda izazvana radovima u blizini cjevovoda koji se izvode bez znanja operatora ili vlasnika cjevovoda. Čest je slučaj da se takva oštećenja ne prijavljuju te predstavljaju potencijalnu opasnost od propuštanja cjevovoda.

To mogu biti slučajna oštećenja izazvana građevinskim ili poljoprivrednim radovima u koridorima cjevovoda koja mogu rezultirati trenutnim propuštanjem cjevovoda, ali i u slučaju kad se takva vrsta oštećenja ne prijavi vlasniku propuštanjem u kasnijem razdoblju. U toj se skupini nalaze i oštećenja izazvana namjernim bušenjem cjevovoda zbog krađe fluida koji se transportira.

Najveći broj oštećenja europskih magistralnih naftovoda obuhvaćen bazom podataka Concawe dogodio se upravo zbog utjecaja treće strane. U razdoblju od 1971. do 2006. godine to je bio najčešći uzrok propuštanja, dok je u razdoblju od 2006. do 2010. godine s ukupno 17 propuštanja na drugom mjestu. Kao što je vidljivo na slici 3-1 ukupan broj propuštanja na godinu kroz razdoblje sakupljanja podataka je u opadanju (crvena krivulja).



Slika 3-1. Uzroci propuštanja cjevovoda u razdoblju od 1971. do 2010. godine (CONCAWE, 2011)

Prema naputcima Britanske agencije za sigurnost (Health and Safety Executive, 2000) donešene su osnovne smjernice pri radovima iskopa u blizini koridora električnih kablova, telekomunikacijskih kablova, cjevovoda (vodovoda, plinovoda i naftovoda) kako bi se smanjio rizik od nastanka akcidenta. Prvenstveno se utvrđuju svi subjekti u koridoru, te se u zahtjevanim dozvolama (građevinska prvenstveno) navode uvjeti izvođenja radova. Uobičajena je praksa ručni iskop i utvrđivanje položaja instalacija u odnosu na budući izgrađeni objekt.

U slučaju izgradnje novih objekata u Hrvatskoj, poštuje se slijedeća procedura – uvjeti za dobivanje lokacijske dozvole uključuju sve subjekte odnosno vlasnike instalacija u projektiranom području. Problemi se pojavljuju kod radova održavanja već postojećih objekata u vlasništvu tvrtke Hrvatske vode (čišćenje i produbljivanje odvodnih kanala), tvrtke HEP d.d., tvtke Hrvatske šume d.o.o. (vožnja teških strojeva preko koridora cjevovoda na mjestima gdje ne postoji šumski put), kao i privatnih subjekata (izgradnja nelegalnih objekata u blizini ili na samom koridoru cjevovoda).

Pokazatelji oštećenja izazvani utjecajem treće strane mogu se definirati kroz nekoliko elemenata, a njihova veličina više ili manje utječe na rizik od propuštanja. Ti se elementi mogu podijeliti na (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- minimalnu dubinu ukopanosti cjevovoda,
- razinu aktivnosti u blizini koridora,
- postojanje površinske infrastrukture (čistačke stanice, blokadne stanice i sl.),
- prisutnost telefonskog broja za pozive u slučaju sumnje na akcidente vezane uz cjevovod,
- educiranost javnosti,
- uvjeti prava prolaza u koridorima,
- učestalost obilaska koridora cjevovoda i dr.

Vjerojatnost oštećenja izazvana utjecajem treće strane ovisi i o (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- prirodi mogućeg nedopuštenog ulaska u zonu cjevovoda i nadzemne opreme,
- lakoći kojom treća strana može nedopušteno ući u zonu cjevovoda i nadzemne opreme,
- razini aktivnosti na području koridora cjevovoda,
- naseljenosti (područja guste, srednje ili male naseljenosti) i dr.

Elementi koji utječu na rizik od ovakve vrste oštećenja su (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- dubina dopuštenog otkopa u koridoru cjevovoda,
- vrsta terena (zemlja, kamen, beton, asfalt) na mjestu nedopuštenog otkopavanja,
- barijere koje su rezultat aktivnosti čovjeka (ograde, barikade, otkopi),
- prirodne barijere (drveće, rijeke, kamenje),
- prisutnost pokazivača trase cjevovoda,
- uvjeti prava prolaza,
- učestalost obilaska trasa,
- vrijeme odgovora na prijavu o mogućem oštećenju ili neprijavljenim radovima u koridoru cjevovoda.

Razina aktivnosti koja rezultira utjecajem treće strane se procjenjuje s obzirom na (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- gustoću naseljenosti,
- aktivnost gradnje u blizini koridora cjevovoda,
- gustoću i količinu željezničkog i cestovnog prometa,
- upotrebu telefonskog broja poznatog široj javnosti za pozive u slučaju neželjenog događaja (u Hrvatskoj broj 112)
- broj podzemnih objekata u području koridora cjevovoda.

S ciljem otkrivanja i sprječavanja utjecaja treće strane na siguran rad cjevovoda razvijeni su programi monitoringa cjevovoda pomoću algoritama proračuna brzine zvuka (Seung-Mok et al., 2003). Objavljena je i studija financirana od strane američke vlade (US Department of Energy, 2003) u kojoj se daje detaljan prikaz preporučene metode monitoringa cjevovoda - IACC, tzv. ciklički narinute izmjenične struje (engl. *Impressed Alternating Cycle Current*). Metoda je jednostavna za primjenu ako na odabranim naftovodima postoji ugrađena instalacija za katodnu zaštitu. Preko izlaza mjernih mjesta katodne zaštite postavlja se relativno jednostavna električna i instrumentalna oprema potrebna za ovu metodu.

3.2. Pokazatelji korozivnosti

Korozija cjevovoda jedan je od tri najčešća uzroka propuštanja. Prema statistici baze podataka o propuštanjima europskih naftovoda u 19% slučajeva propuštanja uzrok je korozija (Concawe, 2010).

Definicija korozije prema normi HRN EN ISO 8044 (HZN, 2001) glasi: „*korozija je fizikalno kemijsko međudjelovanje metala i njegova okoliša koje uzrokuje promjenu uporabnih svojstava metala te može dovesti do oštećenja funkcije metala, okoliša ili tehničkog sustava koji oni čine*“.

Pojam korozija podrazumijeva oštećenje koje nastaje kao posljedica interakcije konstrukcijskog materijala i okoline. Korozija je kemijski proces koji se odvija na granici okoline i materijala. U zavisnosti od reakcijskih komponenti koje mogu biti ionski odnosno elektronski provodnici, ove reakcije se u užem smislu mogu smatrati reakcijama kemijske odnosno elektrokemijske prirode.

Međustupnjevi korozijskih procesa i karakter korozijskih šteta mogu se prikazati na način prikazan u tablici 3-1.

Tablica 3-1. Međustupnjevi korozijskih procesa i karakter korozijskih šteta (Sebenji, Hakl, 1980)

	SREDINA	GRANICA FAZA	OPIS
korozivni procesi	difuzijski procesi i sekundarne reakcije	kemijske reakcije, anodne i katodne reakcije, adsorbcijski procesi	fizički i kemijski procesi na granicama faza
posljedice korozivnih procesa	stvaranje i pretvorba površinskih slojeva	lokalna i opća oksidacija metala	interkristalna, transkristalna i naponska korozija, oštećenje strukture materijala

Elektrokemijska korozija metala javlja se u električki vodljivim sredinama (elektrolitima). Primarni korozijski produkt je metalni kation. Proces se sastoji od procesa ionizacije (oksidacije metala) i procesa depolarizacije (redukcije depolarizatora). Ionizacija i deporarizacija se zbivaju na različitim mjestima metalne površine tj. na lokalnim anodama i katodama korozijskih galvanskih članaka. Prema tome, može se reći da je proces korozije metala elektrokemijska reakcija, koju se može podijeliti u dva procesa: u anodni i katodni.

Identifikacija oblika korozije pomaže kod pronalaženja njezina uzroka i pruža način za ublažavanje njezina djelovanja. Iz tog je razloga veoma važno prepoznati oblik korozije. Temeljno ispitivanje obično će ukazati na opći oblik ili vrstu korozije, makar nisu rijetki slučajevi da se istovremeno pojavljuje nekoliko oblika korozije, iako je obično jedan oblik dominantan.

S obzirom da je područje korozije široko i raznovrsno, postoji više različitih podjela korozije. Svima je zajednički gubitak metala koji može ugroziti integritet cjevovoda što za posljedicu može imati propuštanje transportiranog fluida u okoliš. Prema obliku korozijskog napada korozija može biti (Stupnišek-Lisac, 2007):

- jednolika (opća) korozija,
- pjegasta korozija,

- jamasta korozija,
- točkasta ili igličasta korozija,
- interkristalna korozija,
- transkristalna korozija.

Jednolika (opća) korozija definira jednoliko razaranje, odnosno gubitak metala bez dodatne lokalizirane akcije kao što su točkasta (engl. *pitting*), pukotinska (engl. c*racking)* ili erozijska korozija. Može biti rezultat direktne kemijske reakcije ili kombinacije korodiranja metala u plinovima odnosno elektrokemijske reakcije u slučaju korodiranja metala u tekućini.
Praktično svi metalni materijali koji se koriste u industriji dovoljno su heterogeni da proizvedu kontakt u obliku kratkotrajnog anodnog i katodnog područja na svojoj površini, te kao takvi stvore uvjete za nastanak korozije. Heterogenost metala i konstantna elektro-kemijska reakcija uzrokuju stalnu promjenu anodne i katodne površine u eksponiranom području tako da to daje izgled jednolične korozije.

Pojava i učestalost ovakve vrste korozije ovisi o vrsti i kvaliteti materijala. U toku ravnomjernog napada korozije metal podjednako korodira. Napad može biti brzi ili spori, a metal može ostati čist ili pokriven proizvodima korozije. U kiselim otopinama i kiselinama korozija može biti brza i ravnomjerna, a površina metala ostati čista. Debele, ravnomjerne naslage proizvoda korozije i hrđe, kao one koje se stvaraju pri oksidaciji na visokim temperaturama obično ukazuju na ravnomjernu koroziju.

Mjere u kojima se iskazuje ovakva vrsta korozije su miligrami na kvadratni decimetar po danu (engl. *miligrams per square decimeter per day- mdd*), palac na godinu (engl. *inches per year - ipy*), *milima* na godinu dana (engl. *mils per year - mpy),* jedinica brzine korozije kupona ili druge prigodne jedinice. Opća korozija vjerojatno uzrokuje najviše štete na metalima.

Pjegasta korozija zahvaća plitko samo anodna mjesta na metalnoj površini i ostavlja karakteristične pjege na površini metala.

Jamasta korozija je po vanjskom izgledu vrlo slična pjegastoj koroziji ali prodire dublje u metal pa je stoga štetnija.

Točkasta ili igličasta korozija može biti u obliku točaka ili iglica (engl. p*itt*). Rezultat je korozije elektrokemijske prirode, no gubitak materijala se pojavljuje na manjoj lokaliziranoj anodnoj površini. U slučaju točkaste korozije anodna površina u obliku točkica rezultat je lokaliziranog pucanja filma koji štiti površinu ili predstavlja mehanički odnosno kemijski proces. U mnogim slučajevima oštećenja su nepravilna, većeg ili manjeg promjera, tako da njihov broj, dubina i veličina u velikoj mjeri variraju.

Točkasta korozija jedna je od najozbiljnijih lokaliziranih tipova korozije jer može nastati veoma brzo, brzo se proširiti te kao takva ostati neotkrivena do trenutka nastanka akcidenta. Može se pojaviti na bilo kojem metalu ali je najčešća na aluminijskim i čeličnim legurama u vodenim okruženjima koji sadrže kloride čija je mala količina dovoljna da uzrokuje koroziju.

S obzirom da se u transportnim naftovodnim sustavima pojavljuju kloridi, točkasta korozija nije iznimka već česta pojava. Kloridi se pojavljuju u pridobivenom fluidu na naftnim poljima, te se u malim količinama transportiraju kroz magistralne naftovode u minimalnim postocima tzv. vezane vode. Mjeri se mikrometrom koji ima prikladno oblikovan vrh ili pomoću kalibriranog mikroskopa usmjerenog na površinu, odnosno na dno oštećenja. Kvalitativna mjerenja mogu se obaviti ispitivanjem na odgovarajući način pripremljenih mjesta ili pomoću X - zraka. Mjerenje gubitka težine ne daje dovoljno dobre rezultate, dok probe na kidanje mogu dovesti do pogrešnih zaključaka. Ovaj destruktivni oblik korozije teško se procjenjuje.

Izraz koeficijent nagrizanja upotrebljava se kao izraz odnosa dubine najdubljeg oštećenja, ili u nekim slučajevima srednje vrijednosti dubine nekoliko oštećenja, i prosječne penetracije izračunate na osnovu gubitka težine. Brzina povećanja dubine oštećenja obično se smanjuje s vremenom (LaQue, Copson, 1963). Točkasta korozija česta je pojava kod naftovoda (Kaličanin, Ličko, 2003; Muvrin, Kaličanin, 2004).

U slučaju korozije u procjepu (engl. *crevice corrosion*) anodna površina se pojavljuje na mjestu razlike u sastavu elektrolita u području pukotine ili štićene površine u odnosu na okolni elektrolit. Također se smatra vrstom lokalizirane korozije, gdje se anodna površina pojavljuje kao razlika u sastavu elektrolita u području pukotine ili štićene površine u odnosu na okolni elektrolit. Ovaj oblik korozije visoko je lokaliziran, te se opća korozija u pravilu ne pojavljuje.

Interkristalna korozija (engl. *intergranular corrosion*) je oblik lokaliziranog elektrokemijskog napada koji se dešava na granicama kristalita i vrlo je opasan oblik korozije jer može dugo ostati neprimijećena, a naglo smanjuje čvrstoću i žilavost materijala. Mnoge legure su u određenim uvjetima osjetljive na ovakve napade, no najčešće se ovakva vrsta korozija dešava kod legura nehrđajućeg čelika, legura s velikim udjelom nikla, te aluminijskih legura.
Srodna ovoj koroziji je **vodikova bolest ili krhkost** (engl. *hydrogen blistering and cracking, embrittelment*), a očituje se oštećenjem metala u obliku mikropukotina uz smanjenje elastičnosti materijala koju izaziva ulazak i difuzija atoma vodika u strukturu metala. Ovaj tip korozije najčešće se susreće kod čeličnih elemenata uronjenih u otopinu u kojoj se nalazi sumporovodik..

Transkristalna korozija je također opasna jer zahvaća poput presjeka veći broj kristalita metala. Nastaje najčešće u visokolegiranim čelicima u prisustvu kloridnih iona i sumporovodika.

Prema korozivnim sredinama razlikuju se atmosferska korozija, korozija u tlu, korozija u suhim plinovima, korozija u neelektričnim tekućinama, korozija u elektrolitima, kontaktna korozija, korozija zbog lutajućih struja, korozija uz naprezanje, biokorozija i druge (Stupnišek-Lisac, 2007). U nastavku su opisane pojedine vrste korozije koje se pojavljuju na naftovodima.

Napetosna korozija (engl. *stress corrrosion*) često se može detektirati u transportnim cjevovodnim sustavima, a pogotovo plinovodima. Pukotine nastaju kao rezultat kemijskih reakcija bez vidljivog gubitka metala. Ovo je podmukli oblik korozije jer se pojavljuje iznenada, a kad jednom počne, brzo napreduje i obično se ne detektira do trenutka havarije odnosno propuštanja cjevovoda. Teško se otkriva čak i sofisticiranim uređajima kao što su ultrazvučni uređaji za utvrđivanje stanja cjevovoda (Pitkanen et al., 2006). Početak korozije nastaje oblikovanjem točke koja u sredini ima pukotinu. Vrijeme potrebno za razvoj pukotine od inicijalne izloženosti do punog oblika može biti od nekoliko minuta do nekoliko godina. Javlja se u gotovo svim metalima i legurama, no uz specifične uvjete okoline koji su uzrok razvoja.

Korozijsko raspucavanje se u ponekim slučajevima može izbjeći izbjegavanjem naprezanja. Tvornička naprezanja, uključujući zavare, su najčešći izvor nastanka ovog tipa korozije. Kako bi se smanjio rizik od nastanka korozije potrebno je metodama olakšavanja naprezanja materijala smanjiti naprezanja.

Temperatura medija i koncentracija klorida u mediju su također važni faktori. Općenito gledano, kloridi ne uzrokuju koroziju u obliku napuklina kod legura nehrđajućeg čelika u slučajevima kada je temperatura metala ispod 50˚C, osim ako se ne radi o ekstremnim koncentracijama klorida. Međutim, primjeri u praksi su pokazali da u slučaju viših temperatura metala nastati će pukotine u malim koncentraciji klorida, odnosno promilima (Green, Parry 2008).

Korozijski umor (engl. *corrosion fatigue)* je vrsta korozije u dinamičkim ili naizmjeničnim uvjetima naprezanja u korozivnoj sredini.

Galvanska korozija (engl. *galvanic corrosion*) se koristi u naftnoj industriji kao zaštita od korozije kod ukopanih čeličnih cjevovoda. Zaštita se temelji na kemijskoj reakciji gdje se dešava elektrokemijski napad na manje plemenit metal od dva metala u kontaktu i uronjena u elektrolit. Dobar primjer ove vrste zaštite od korozije je primjena cinka u očuvanju elemenata od čelika. Cink, kao anoda, odnosno manje plemenit metal od čelika, korodira u većini vodenih i atmosferskih uvjeta. Ozbiljnost galvanske korozije ne ovisi samo o razlici potencijala dvaju metala već i o relativnoj površini obuhvaćenog područja. Tipični primjer galvanizacije u praksi je korištenje magnezijskih i cinkovih anoda u zaštiti ukopanih čeličnih cjevovoda, što se u literaturi najčešće definira pojmom katodne zaštite.

Selektivna korozija je nestajanje jednog od sastavnih dijelova legure bez vidljivog gubitka volumena, ali s ozbiljnim gubitkom čvrstoće. Primjer ovakve vrste korozije je gubitak udjela cinka u legurama (engl. *dezincification*). Pritom se cink selektivno izvlači iz mesinga ostavljajući bakar kao mekani metal u leguri originalnog oblika i volumena bez vidljivih znakova korozije.

Drugi oblik korozije je grafitna korozija lijevanog željeza (engl. *graphitic corrosion*) gdje se galvanska korozija pojavljuje između grafita i željeza. Pri tome se kao rezultat korozije stvara spužvasta masa korodiranih produkata. Ova vrsta korozije se relativno često javlja kod

ukopanih cjevovoda od lijevanog željeza, pogotovo kada je tlo u koje se ukopava vlažno i blago kiselo.

Erozijska korozija se pojavljuje u trenutku nestajanja zaštitnog filma koji sprječava nastanak korozije. Obično se to dešava kada se u fluidu koji se transportira nalaze krute čestice. Na ovu vrstu korozije posebno su osjetljivi zaporni dijelovi transportnih sustava, kao što su koljena, prijelazi i tzv. „T“ komadi. U slučaju kada je moguće smanjiti brzinu protoka fluida, može se smanjiti ili prekinuti djelovanje erozijske korozije.

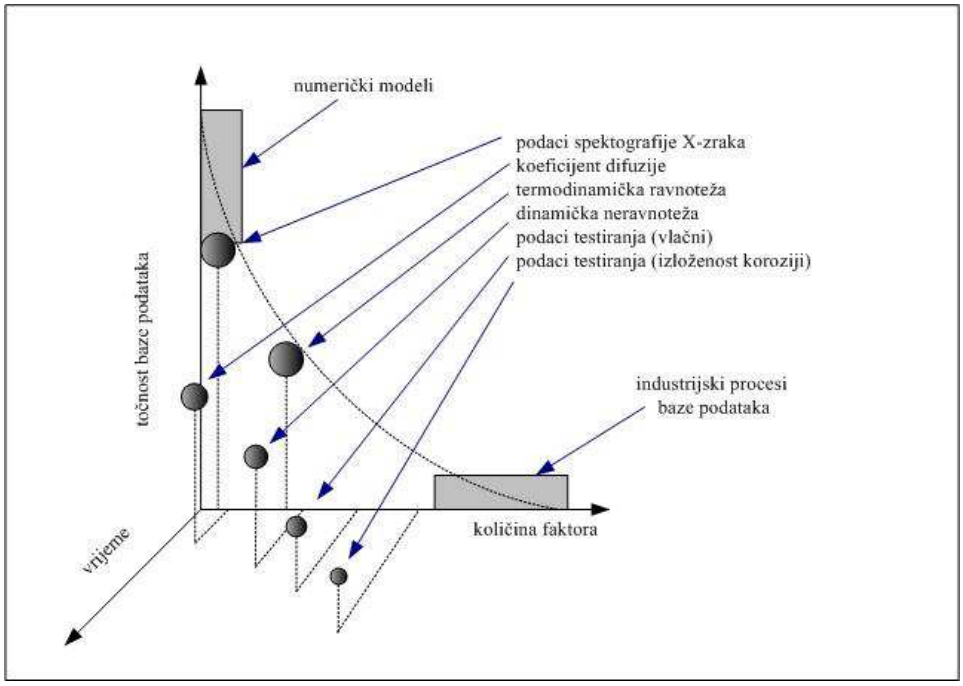
Mikrobiološka korozija je oštećenje čelika ili željeza koji je direktno ili indirektno rezultat metaboličke aktivnosti mikroorganizama. U literaturi se pojavljuje i kao bakteriološki potaknuta korozija. U doktorskom radu „“Mikrobiološki poticana korozija zavarenih spojeva nehrđajućih čelika u vodi“ razmatraju se između ostalog slučajevi iznenadnog i neočekivanog mikrobiološki poticanog oštećenja na raznim postrojenjima (Šimunović, 2012).

Uloga mikroorganizama u korozijskom procesu je dvojaka: oni djeluju na tok korozije preko kemijske aktivnosti (metabolizam s jedne, a mikrobiološki rast i reprodukcija s druge strane). U mikroorganizme spadaju razne fungalne forme (gljive i plijesni), protozoe, bakterije, jednostanične alge i virusi. Relativno su nestabilni jer ovise o hranjivim podlogama, temperaturi, svjetlosnim uvjetima, te kiselosti i vlažnosti tla. Osim virusa koji su paraziti, odnosno patogeni organizmi, ostali se mikroorganizmi mogu nalaziti u velikim količinama u tlima i vodama.

U literaturi su obrađeni razni pristupi problematici procjene rizika vezanih uz koroziju cjevovoda, kao na primjer procjene po determinističkim i probabilističkim metodama (Lawson, 2005).

Brzina korozije (engl. *corrosion rate*) jedan je od važnih parametara procjene rizika. Podaci o brzini korozije dostupni u literaturi teško se mogu koristiti u procjeni brzine korozije određenog cjevovoda. Laboratorijski pak podaci testiranja ne moraju pokazati stvarnu sliku stanja na terenu jer i mala nečistoća u samom materijalu ili testiranom okolišu može dovesti do krivih podataka.

Točnost podataka u odnosu na vrijeme testiranja i broj faktora prikazana je na dijagramu (slika 3-2) te prikazuje stvarnu ozbiljnost problematike kreiranja realnog modela brzine korozije u stvarnim uvjetima.



Slika 3-2. Točnost baze podataka o koroziji u odnosu na količinu faktora i vrijeme, (Roberge, 2008)

Razmatrajući dalje problematiku mogu se izdvojiti sljedeći faktori koji utječu na pokazatelje korozivnosti (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- stanje katodne zaštite,
- stanje izolacije cjevovoda,
- korozivnost tla,
- starost sustava,
- učestalost inspekcije cjevovoda i dr.

Katodna zaštita je prema hrvatskom zakonodavstvu (Službeni list br. 64/73, 1973. preuzeto Narodne novine RH br. 53/91, 1991) obavezan dio magistralnih sustava plinovoda i naftovoda. Postoje preporuke o frekvenciji provjere rada katodne zaštite te se smatra da je jednom godišnje do najduže 15 mjeseci vremenski interval u kojem bi se trebala obaviti mjerenja kvalitete katodne zaštite.

Uobičajena je praksa da se **provjera stanja izolacije** cjevovoda izvodi na cjevovodima kod kojih češće dolazi do propuštanja. Postoji više metoda provjere koji će biti pobliže objašnjene u poglavlju 6.

Korozivnost tla se obavezno razmatra u vrijeme projektiranja novih cjevovoda. Jedan od uvjeta u projektiranju katodne zaštite je i korozivnost tla. Doduše, ponovnom analizom korozivnosti tla u kasnijem vijeku rada cjevovoda moglo bi se doći do objašnjenja povećane korozivnosti cjevovoda u pojedinom ograničenom području što nažalost nije uobičajena praksa.

Starost sustava, odnosno starost svakog pojedinačnog cjevovoda jedan je od faktora koji bitno utječu na veličinu pokazatelja korozivnosti. Što je cjevovod stariji, veća je vjerojatnost da bude zahvaćen korozijom, te samim time da dođe do propuštanja.

Procjenom koja obuhvaća analizu upotrebe inhibitora korozije, mikrobiološku analizu, mjerenja količina sumporovodika i njihovo pojavljivanje, mjerenje debljine stijenke neinvazivnim metodama koje uključuju primjenu alatima nošenih strujom fluida, te kvalitetnom strategijom preventivnih pregleda i korektivnih radnji mogu se dobiti zadovoljavajući rezultat (Marsh, Ounnas, 2008).

Inspekcija cjevovoda podrazumijeva mjerenja debljine stijenke te detekciju oštećenja cjevovoda. Postoje razne metode i alati kojima se obavljaju mjerenja. Mnogi autori bave se problematikom utvrđivanja stanja cjevovoda, ((Palmer-Jones, 2006), (Paisley et al., 1999), (Palmer-Jones et al., 2005), (Westwood, 2004)), mjerenjima ultrazvučnim, MFL i drugim srodnim alatima ((Nestleroth, 2006), (Jaarah et al., 2007), (Pople, 2003), (Kaličanin, 2008)), interpretacijom dobivenih rezultata ((Westwood et al., 2004), (Westwood, 2004)).

3.3. Pokazatelji projektiranja i izgradnja cjevovoda

Sljedeći važan element u procjeni rizika je odnos između projektiranih parametara i stvarnih uvjeta rada cjevovoda.

Pokazatelji se sastoje od sljedećih elemenata procjene (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- procjena faktora sigurnosti sustava,
- procjena zamora materijala,
- procjena pojave pulzirajućeg protoka,
- hidrostatski test,
- kretanje tla.

Faktor sigurnosti sustava može se definirati kao razlika između maksimalno dozvoljenog radnog tlaka (engl. *Maximum Allowable Operating Pressure - MAOP*) i trenutnog radnog tlaka cjevovoda, a direktno ovisi o debljini stijenke. Element s najnižim dozvoljenim maksimalnim tlakom je najslabija karika u sustavu.

Zamor materijala se smatra jednim od najčešćih samostalnih uzroka lomova metalnih konstrukcija (Muhlbauer, 1996). Zamor se definira kao oslabljenje materijala zbog cikličkih ponavljanja naprezanja materijala. Teško je predvidjeti trenutak kada će doći do loma, a time i do propuštanja cjevovoda.

Pojava pulzirajućeg protoka, poznata i kao hidraulički udar nastaje u cjevovodu u trenutku naglog zatvaranja zapornih elemenata, može dovesti do propuštanja cjevovoda zbog naglog povećanju tlaka u cjevovodu, ponekad i iznad maksimalnog dozvoljenog radnog tlaka.

Hidrostatski test se obično obavlja neposredno nakon izgradnje cjevovoda, a prije puštanja u rad. Minimalni ispitni tlak naftovoda u RH mora biti veći od maksimalnog radnog tlaka i to 25% odnosno 50% veći od maksimalnog radnog tlaka, ovisno o koeficijentu sigurnosti, kao što je navedeno u „*Pravilniku o tehničkim normativima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport*“ (Narodne novine RH 53/91, 1991, Službeni list br. 26/85, 1985). U slučaju hidrostatskog testa maksimalni tlak za ispitivanje čvrstoće cjevovoda ne smije izazvati rubna naprezanja veća od minimalne granice tečenja materijala cijevi.

Kretanje tla je važan element projektiranja trase cjevovoda, pogotovo u brdskim ili trusnim područjima.

Bez obzira što sam naziv pokazatelja upućuje na to da bi radni uvjeti u cjevovodu morali biti što je moguće bliži projektiranima, u realnim uvjetima se oni obično razlikuju, pa je ovaj dio procjene dosta važan za konačnu procjenu rizika od propuštanja.

3.4. Pokazatelji nepravilnog rukovanja

Jedan od najvažnijih aspekata procjene rizika je opasnost od ljudske pogreške. Nažalost, to je i jedan od aspekata koji je najteže ocijeniti, a ponekad i razumjeti.

Ljudska pogreška uzrok je oko 62% od svih vrsta akcidenata koji su u Sjedinjenim Američkim Državama rezultirali materijalnom štetom u posljednjih nekoliko desetljeća (Muhlbauer, 2004; Muhlbauer 1996). Uz to je javnost posebno osjetljiva na havarije uzrokovane ljudskom nepažnjom ili pogreškom.

Ako se promatra područje transporta, tada je transport cjevovodima manje osjetljiv na ljudsku pogrešku nego na primjer cestovni ili transport željeznicom.

Procjena pokazatelja nepravilnog rukovanja sastoji se od sljedećih elemenata procjene (Yuhua, Datao, 2005; Muhlbauer, 1996):

- projektiranje,
- konstrukcija,
- radni uvjeti,
- održavanje.

Projektiranje, kao i planiranje procesa, obično nije do kraja definirano, pa postoji više varijabli koje je u tom slučaju teško procijeniti. U ovom se dijelu procjene analiziraju vrste opasnosti, definiraju se mogućnosti da tlak u cjevovodu dosegne maksimalni dozvoljeni radni tlak, identificira se sustav zaštite od maksimalnog dozvoljenog radnog tlaka, odabire materijal od kojeg su proizvedene cijevi u skladu sa zahtjevima tlaka i protoka i provjera rada sustava.

Pojam „**konstrukcija**“ obuhvaća radnje koje se provode u svrhu kvalitetnog nadzora nad izvođenjem izgradnje cjevovoda, uključujući i nadzor nad ugradnjom zadanih projektiranih elemenata, kvalitetom varova, kvalitetom izrade vanjske izolacije i nadzor nad rukovanjem cijevima kod polaganja u zemlju.

Radni uvjeti su treći važan čimbenik koji je sa strane ljudske pogreške možda i najvažniji. U slučaju da se desi ljudska pogreška velika je vjerojatnost da će doći do pada sustava odnosno akcidentne situacije.

Razvojem tehnologije pojavljuju se i sofisticirani programi utvrđivanja propuštanja naftovoda. Pri tome se osjetljivost programa može izraziti sljedećom jednadžbom (API Publ 1149, 1993):

Osjetljivost utvrđivanja propuštanja = nesigurnost u stacionarnom stanju + nesigurnost u prijelaznom području

(3-5)

Osnovni zahtjevi svakog sustava detekcije propuštanja su osjetljivost, sigurnost, točnost i robusnost.

Smatra se da su dobri zaštitni programi alarmiranja, zaustavljanja i blokiranja, npr. SCADA sustav (engl. *Supervisory Control and Data Acquisition*) i profesionalizam operatera ključni pokazatelj sigurnosti sustava.

Rad naftovoda kontroliran SCADA sustavom praćenja temelji se na sakupljanju podataka mjerenja tlaka, temperature i protoka fluida u realnom vremenu. Na svim hrvatskim magistralnim naftovodima postavljen je SCADA sustav monitoringa cjevovoda s mjerenjima tlaka, temperature i protoka. Pojedine dionice opremljene su i daljinski vođenim sustavima zatvaranja zapornih elemenata (kuglastih slavina, ventila). Također je na magistralnom naftovodu Otpremna stanica Stružec – Rafinerija nafte Sisak postavljen sustav detekcije propuštanja naftovoda Atmos Pipe kompanije Atmos International (Kaličanin, 2011). Osim ovog sustava na tržištu postoje i drugi programi praćenja, kao na primjer PC&S, Corrpro i dr.

Nesigurnost raznih elemenata cjevovoda, te njihov utjecaj na kvalitetu utvrđivanja propuštanja opisuje API publikacija 1149 (API 1149, 1993). Temelji se na jednadžbi materijalnog balansa, te graničnih vrijednosti detekcije propuštanja koje ovise o nesigurnosti mjerenja i karakteristikama samog cjevovoda.

Na tržištu se nalaze programi bazirani na statističkoj metodi neuravnoteženja, programi bazirani na usporedbi mjerenja tlaka, temperature i protoka u realnom vremenu u odnosu na

simulirani model koji se temelji na sakupljenim podacima rada naftovoda u prijašnjem vremenskom razdoblju i programi bazirani na jednadžbi materijalnog uravnoteženja (API 1130, 2002).

3.5. Dodatni pokazatelji koji utječu na propuštanje

Pokazatelji koji utječu na posljedice propuštanja cjevovoda su fizikalno-kemijska svojstva fluida u cjevovodu, te karakteristike okoliša u području propuštanja.

Kod razmatranja ovih pokazatelja može se postaviti slijedeće pitanje: *„Koji su pri tom mogući utjecaji na okoliš?“*.

Pokazatelj utjecaja propuštanja se sastoji od dva parametra – akutne i kronične opasnosti vezane uz karakteristike fluida u cjevovodu (engl. *product hazard*) u odnosu na faktor raspršivanja ili širenja fluida u trenutku propuštanja cjevovoda.

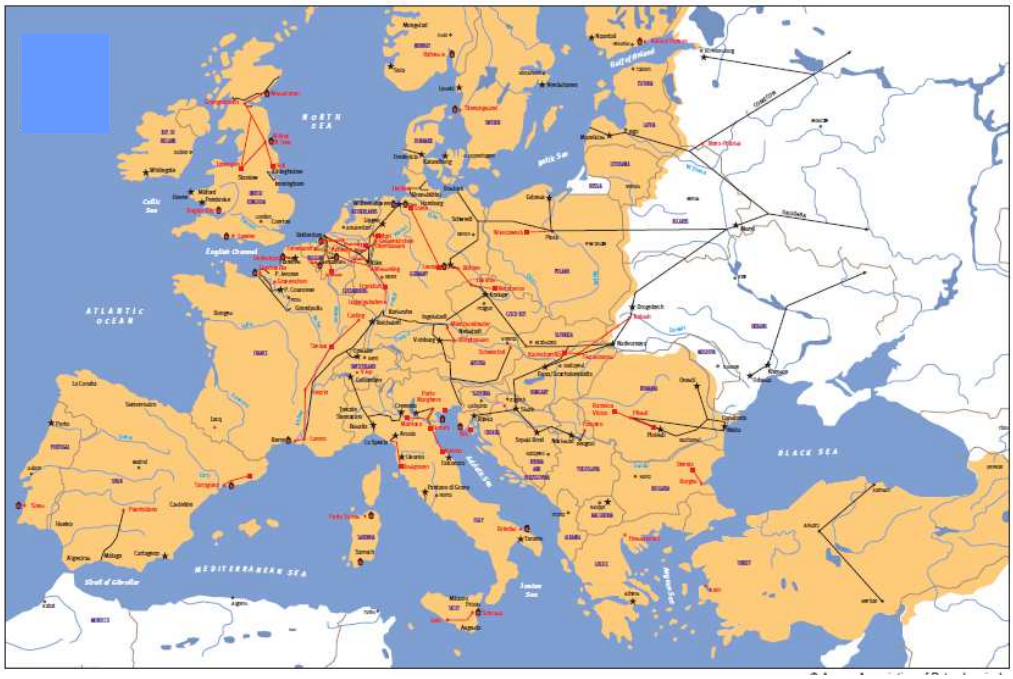
4. PREGLED I ANALIZA BAZA PODATAKA O PROPUŠTANJIMA MAGISTRALNIH NAFTOVODA U EU I REPUBLICI HRVATSKOJ

Magistralni naftovodni sustavi u Europi mogu se podijelili na kopnene i podvodne naftovode, iako neki od njih imaju i kopnene i podvodne dionice.

To su sljedeći naftovodi (APPE, 2011; CONCAWE 2011):

- Baltički naftovodni sustav (engl. *Baltic Pipeline System, BPS*) - sustav naftovoda koji povezuje ruska naftna polja s naftnim terminalom u finskom zaljevu,
- Brent naftovodni sustav - 148 kilometara dugačak podmorski sustav naftovoda koji povezuje 20 naftnih polja u Sjevernom moru s Velikom Britanijom,
- CLH (španj. *Compañia Logistica de Hidrocarburos*) je 4006 km dugačak naftovodni sustav kojim se opskrbljuju 8 španjolskih rafinerija nafte i cjevovodni sustav koji povezuje rafinerije sa skladišnim prostorima koji su smješteni u blizini potrošača,
- Družba naftovod - najveći naftovodni sustav na svijetu, dužine preko 5000 kilometara, a povezuje nafta polja u istočnoj Rusiji, prolazi kroz više zemalja na području bivšeg Sovjetskog saveza (Ukrajina, Bjelorusija), preko istočne Europe (Poljska, Mađarska, Slovačka, Češka) do rafinerija nafte u Njemačkoj,
- Forties naftovodni sustav (engl. *Forties Pipeline System, FPS*) je podmorski sustav naftovoda dužine 169 kilometara i vanjskog promjera 0,91 m (36“) koji povezuje naftna polja na Sjevernom moru i škotsku obalu,
- Grozni – Tuapse naftovod - prvi europski naftovod izgrađen 1928. godine, a povezivao je naftna polja u blizini Groznog s lukom Tuapse na Crnom moru. U međuvremenu je pretvoren u produktovod;
- Ninian naftovod - 175 km dugačak podmorski naftovod vanjskog promjera 0,91 m (36“) koji povezuje Ninian centralnu naftnu platformu u Sjevernom moru i naftni terminal na škotskoj obali,
- Odessa – Brodi naftovod, poznat i kao Sarmatia naftovod - povezuje ukrajinski grad Odessu na obali Crnog mora s poljsko ukrajinskom granicom,
- Transalpine naftovod - povezuje jadransku luku Trst u Italiji s kopnenim dijelom Europe. Naftovod je u dijelu od Trsta do Ingolstadta vanjskog promjera 1,02 m (40“), te služi za snabdijevanje austrijskih i čeških rafinerija nafte,
- Južnoeuropski naftovod (engl. *South European Pipeline*), poznat i kao Lavera – Karlsruhe naftovod - 769 km dugačak naftovod vanjskog promjera 0,86 m (34“) koji povezuje francusku luku Lavera s njemačkim rafinerijama nafte u Karsruheu.

Europski kopneni sustavi naftovoda prikazani su na slici 4 -1.



Slika 4 -1. Magistralni naftovodni sustavi u Europi, (APPE, 2011)

Kada se govori o hrvatskim magistralnim naftovodima potrebno je spomenuti Jadranski naftovod – JANAF kao i magistralne sustave u vlasništvu kompanije INA koji povezuju hrvatska naftna polja s rafinerijom nafte Sisak.

4.1. Analiza baze podataka o propuštanjima europskih naftovoda – CONCAWE

Udruženje CONCAWE (engl. *Conservation of Clean Air and Water in Europe*) utemeljila je grupa europskih naftnih kompanija 1963. godine s ciljem istraživanja iz područja zaštite okoliša. S vremenom je to udruženje preraslo u respektabilno neprofitno udruženje čiji vlasnici posjeduju većinu europskih rafinerijskih i naftnih transportnih kapaciteta.

Djelovanje udruženja usmjereno je na sakupljanje podataka te razvoj relevantnih znanstvenih, tehničkih, ekonomskih i regulatornih mehanizama koji će dovesti do poboljšanja u područjima zaštite okoliša, zdravlja i sigurnosti u rafinerijskim postrojenjima i transportu sirove nafte.

CONCAWE trenutno okuplja 77 punopravnih članica, naftnih kompanija, a među njima je i kompanija INA (CONCAWE, 2011.). U području transporta sirove nafte ono provodi svoje aktivnosti kroz rad grupe za upravljanje naftovodima (engl. *Oil Pipeline Management Group - OPMG*). Grupa za upavljanje naftovodima obuhvaća vlasništvo nad mrežom naftovoda u ukupnoj dužini od 35000 km i preko 250 raznih cjevovodnih linija unutar rafinerijskih postrojenja. Podaci se od 1971. godine periodički objedinjuju i objavljuju u obliku godišnjih izvještaja te zbirnih statističkih podataka o propuštanjima (CONCAWE, 2011.).

Između ostalog, CONCAWE prati zakonodavstvo Europske unije iz područja problematike transportnih sustava cjevovoda, zatim razvoj standarda iz istog područja, razmjenjuje informacije o incidentnim događanjima i tzv. „dobru praksu“ prezentira sakupljena znanja na simpozijima kojie organizira svake četiri godine.

Statistički podaci o propuštanjima magistralnih naftovoda koji su objedinjeni u CONCAWE bazi podataka odnose se na cjevovode koji:

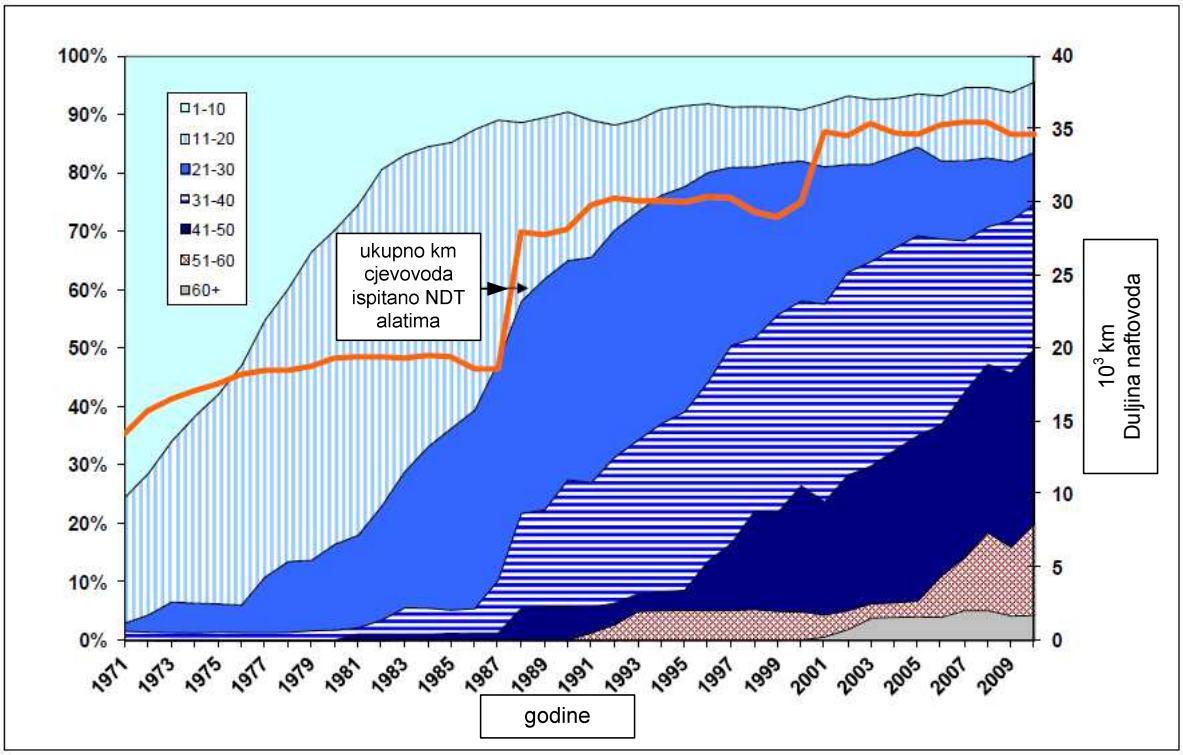
- služe za transport sirove nafte ili petrokemijskih proizvoda,
- su dužine 2000 metara i više, te prolaze javnom površinom,
- prolaze kopnom, uključujući kratke prelaze estuarija i riječnih korita, (podmorski cjevovodi nisu uključeni u bazu podataka).

Prepumpne stanice i skladišni prostori, osim početnih i završnih točaka cjevovoda s pripadajućim skladišnim prostorima nisu uključeni u podatke o propuštanjima.

U bazu podataka su uvrštene prijavljene količine sadržaja ispuštenog u okoliš od minimalno 1 m^3, osim u slučajevima većih sigurnosnih posljedica ili onečišćenja okoliša. U tom se slučaju uzimaju u obzir i manje količine.

Podaci objedinjeni za razdoblje od 1971. do 1987. godine obuhvaćaju cjevovode u vlasništvu naftnih kompanija, dok su novijim podacima obuhvaćeni i podaci o propuštanjima cjevovoda u vlasništvu nekomercijalnih kompanija, prvenstveno Organizacije sjeverno-atlantskog ugovora – NATO-a. Ujedinjenjem Njemačke u bazu podataka su od 1991. godine uvršteni i podaci o propuštanjima cjevovoda na teritoriju Republike Njemačke.

U prvom CONCAWE izvještaju iz 1971. godine **starost sustava** nije predstavljala problem. U više od 70% slučajeva radilo se o cjevovodima starosti 10 godina ili manje, (slika 4-2).



Slika 4-2. Distribucija starosti cjevovoda po bazi podataka CONCAWE, (CONCAWE, 2011)

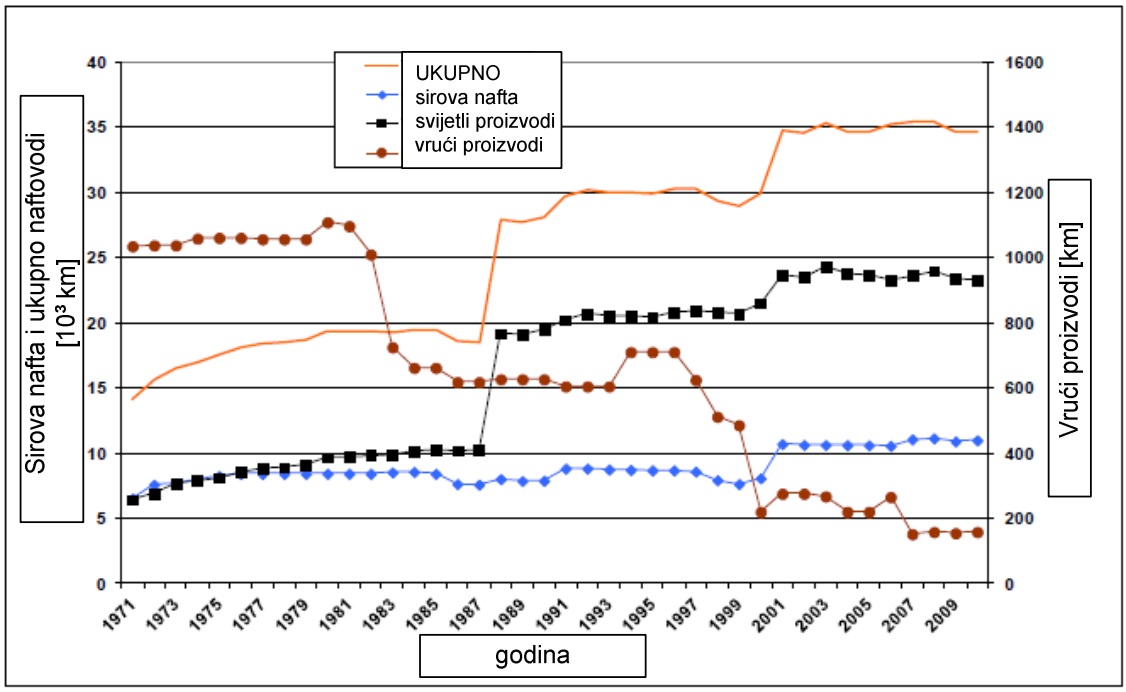
Međutim, do 2008. godine samo je 1890 kilometara, odnosno naftovoda obuhvaćenih bazom podataka) 5% ukupne dužine bilo staro 10 godina i manje, dok je 16820 kilometara, odnosno 47% ukupne dužine bilo starije od 40 godina (CONCAWE, 2010).

Prema posljednjem izvještaju (CONCAWE, 2011) samo je 1520 kilometara, odnosno 4,4% ukupne dužine naftovoda staro 10 i manje godina, dok je 17300 kilometara, odnosno 50% ukupne dužine starije od 40 godina (CONCAWE, 2011).

Tijekom godina obnavljale su se cijele dionice ili pojedini dijelovi naftovoda, dok su neki dijelovi naftovoda stavljeni izvan funkcije, a u bazu podataka uvrštene su i te promjene.

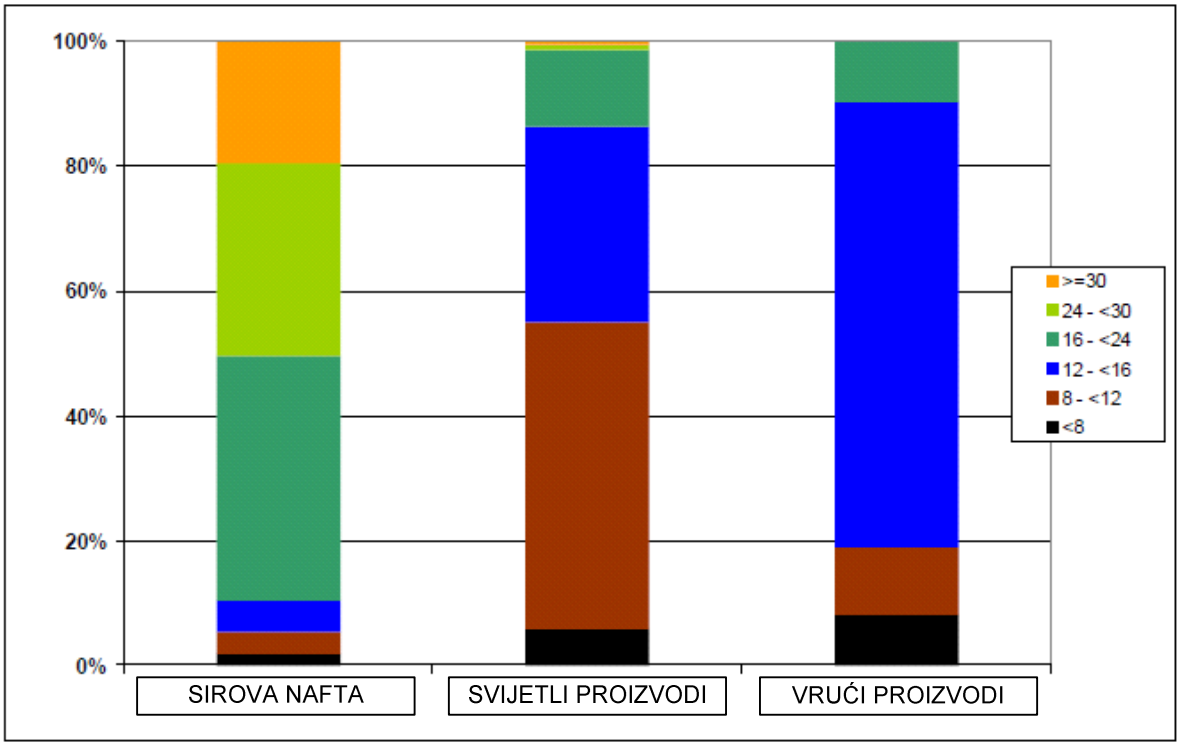
Postojećim je podacima obuhvaćeno 160 sustava cjevovoda duljine 34645 kilometara. S obzirom na transportirani fluid navedeni sustavi su podijeljeni na cjevovode za tzv. svijetle

proizvode (proizvodi rafinerijske prerade, cjevovodi za sirovu naftu) i tzv. „vruće“ cjevovode kojima se transportira grijana sirova nafta (slika 4-3).



Slika 4-3. Podjela cjevovoda prema vrsti medija koji se transportira (CONCAWE, 2011).

Na slici 4-4. prikazani su promjeri cjevovoda (naftovoda i produktovoda) koji su objedinjeni u bazi CONCAWE.



Slika 4-4. Promjeri iz baze CONCAWE izraženi u inčima (in=0,0254 m) (CONCAWE, 2011)

Promjeri magistralnih naftovoda, kao što je vidljivo na slici 4-4. nalaze se u rasponu standardiziranog nominalnog promjera (engl. *diameter nominal - DN*) DN 400 do maksimalno DN 1200, dok su cjevovodi za svijetle proizvode i tzv. vrući cjevovodi promjera manjeg od DN 400, s time da postoji manji broj cjevovoda promjera DN 150 do najmanje DN 75. Oznaka DN predstavlja vanjski promjer cjevovoda u milimetrima.

Promjeri magistralnih naftovodnih sustava u RH kreću se u rasponu od DN 250 do DN 900, a njima se transportira isključivo sirova nafta.

U svakom pojedinačnom izvještaju prikazani su podaci kao što su dužina, promjer, starost cjevovoda kao i transportirane količine fluida, detalji vezani uz propuštanja kao što su veličina propuštanja, uzrok, broj izazvanih ozljeda i smrtnih slučajeva te broj i razmjer požara.

Uzroci propuštanja naftovoda prema CONCAWE bazi podataka dijele se na osnovne i sekundarne, (tablici 4-1).

Tablica 4-1. Kategorije uzroka propuštanja, (Concawe, 2011)

UZROCI PROPUTŠANJA CJEVOVODA			
OSNOVNI	SEKUNDARNI		
	a	b	c
A mehanička oštećenja	dizajn i/ili materijal	konstrukcija	
B operativna greška	sustava	ljudski faktor	
C korozija	vanjska	unutarnja	korozija u obliku pukotina
D prirodne nepogode	pomicanje tla	ostalo	
E utjecaj treće strane	slučajno oštećenje	namjerno oštećenje	usputno oštećenje

U bazi podataka CONCAWE objedinjeni su svi podaci o propuštanjima prema navedenim kategorijama iz tablice 4-1.

4.1.1. Analiza podataka o propuštanjima

U vremenskom razdoblju od 40 godina koliko je obuhvaćeno CONCAWE bazom podataka prijavljeno je 14 smrtnih slučajeva koji su se desili u pet odvojenih akcidenata - 1975.; 1979., 1989., 1996. i 1999. godine., od čega se u 13 slučajeva radilo se o fatalnim posljedicama požara koji su nastali nakon propuštanja cjevovoda (naftovoda i produktovoda). Jedini smrtni slučaj koji nije vezan uz nastanak požara desio se kod sudjelovanja u krađi fluida iz cjevovoda, gdje se jedna osoba utopila u iskopanoj jami jer nije mogla izaći na vrijeme izvan dosega propuštanja.

U bazu podataka prijavljene su tri ozljede, od toga po jedna 1988. i 1989. godine koje su bile posljedica udisanja para nastalih u požaru nakon propuštanja cjevovoda te jedna, 2006. godine kao posljedica utjecaja treće strane.

U izvještajima za 2008. i 2010. godinu nije zabilježen niti jedan smrtni slučaj niti ozljeda vezana uz propuštanje cjevovoda (naftovoda i produktovoda).

U posljednjem izvještaju za 2010. godinu ukupno su prijavljena 4 propuštanja. Prosječno propuštanje fluida u razdoblju 2005. do 2010. godine bilo je 8,4 propuštanja/god, odnosno 12,0 propuštanja/god za raspon od posljednjih 40 godina, tako da je podatak o propuštanjima za 2010. godinu jako dobar. Uzrok dvaju propuštanja u 2010. godini bio je mehanički kvar u

krugu prepumpnih stanica, jedan je bio vezan uz vanjsku koroziju, a jedan uz utjecaj treće strane (slučajno oštećenje). U navedena četiri propuštanja u 2010. godini prijavljena količina ispuštenog fluida je 336 m^3, što je drugi najniži podatak u ovoj bazi podataka.

U tablici 4-2. prikazani su podaci o ukupnoj dužini naftovodnih sustava u razdoblju od 2006. do 2010. godina, godišnji protok fluida i ukupne količine transportiranih fluida na godinu.

Tablica 4-2. Podaci o količinama transportiranog fluida u razdoblju 2006.-2010. godine koje obuhvaća baza CONCAWE, (CONCAWE, 2011.)

	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2006. – 2010.
Ukupna duljina naftovoda 10^3 km	35,3	35,5	35,5	34,6	34,6	35,1
Ukupni protok na godinu 10^6 m^3	805	763	780	872	790	802
Ukupni volumen transportiranog fluida 10^9 m^3 × km	130	129	130	125	125	128

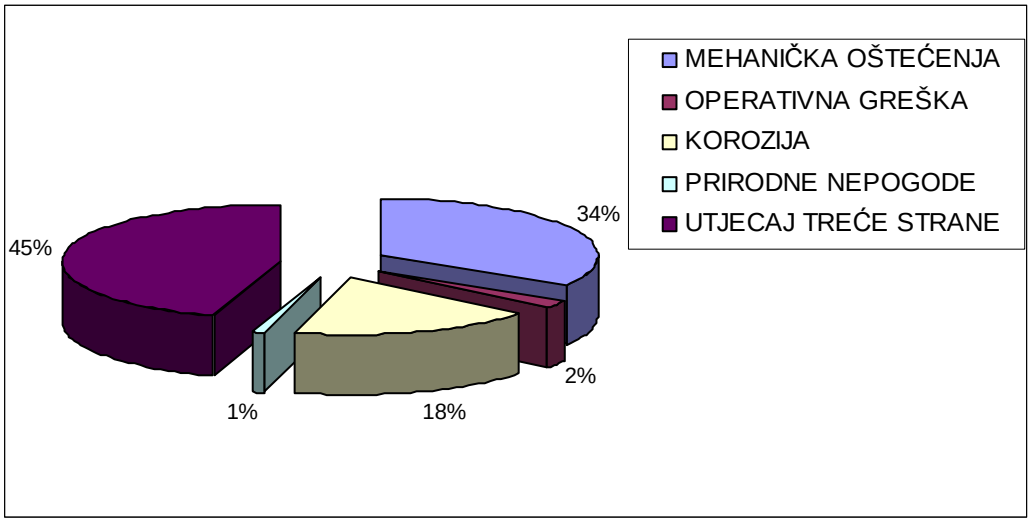
S obzirom da se velike količine suhe nafte i rafinerijskih produkata transportiraju kroz više od jednog magistralnog cjevovoda (naftovoda, produktovoda), a jedno od pravila je da se pokuša u bazu podataka objediniti količina transportiranog fluida koje se ne ponavlja, teško je procijeniti stvarne transportirane količine. Određeni broj cjevovoda ima mogućnost rada u oba smjera što još više otežava procjenu stvarnih transportiranih količina fluida.

U tablici 4-3. prikazani su podaci o uzrocima propuštanja fluida u razdoblju od 2001. do 2010. godina koje obuhvaća baza CONCAWE.

Tablica 4-3. Podaci o uzrocima propuštanja fluida koje obuhvaća baza CONCAWE u razdoblju 2001. - 2010. godine, (CONCAWE, 2011)

UZROCI PROPUŠTANJA	2001.	2002.	2003.	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2001. – 2010. ukupno
MEHANIČKA OŠTEĆENJA											
konstrukcija	3	1		1	3	2		2	1		13
materijal	2		1	2	2	4		5	3	2	21
OPERATIVNA GREŠKA											
operativna greška sustava											0
ljudski faktor					2						2
KOROZIJA											
vanjska	2	5	1		1		1	1		1	12
unutarnja	1				1	2	1				5
korozija u obliku pukotina		1									1
PRIRODNE NEPOGODE											
slijeganje tla		1									1
poplava											0
ostalo											0
UTJECAJ TREĆE STRANE											
slučajna oštećenja	3	4	4	2	1	2	4	4		1	25
namjerna oštećenja	4	1	4			2	2				13
usputna oštećenja		1	2		1		1		1		6
UKUPNO	15	14	12	5	11	12	9	12	5	4	99

Na slici 4-5 nalaze se podaci o uzrocima propuštanja naftovoda koje obuhvaća baza podataka CONCAWE.



Slika 4-5. Podaci o uzrocima propuštanja naftovoda koje obuhvaća baza CONCAWE u postocima u razdoblju 2006. - 2010. godine, (CONCAWE, 2011).

Kao što je vidljivo u podacima o uzrocima propuštanja u tablici 4-3 i slici 4-5 od ukupno 99 propuštanja, zabilježenih u razdoblju od 2001. do 2010. godine, mehanička oštećenja su uzrok 34% propuštanja, utjecaj treće strane je uzrok 45% propuštanja, a korozija 18% propuštanja. Prirodne nepogode su uzrok 1% propuštanja, a operativna greška 2% propuštanja. u zadanom razdoblju.

U izvještaju baze podataka CONCAWE se navodi učestalost propuštanja u 2010. godini koja je $0{,}12 \times 10^{-3}$ propuštanja/god/kilometru naftovoda. Ovaj je podatak višestruko manji od učestalosti propuštanja za ukupno razdoblje od 1971. godine za koje je izračunata učestalost jednaka $0{,}52 \times 10^{-3}$ propuštanja/god/kilometru naftovoda.

Utjecaj propuštanja na okoliš može se prikazati kroz volumen propuštanja i procijenjeni gubitak fluida koji primjerenim metodama sanacije onečišćenja nastalog propuštanjem naftovoda, nije bilo moguće sakupiti. U tablicama 4-4 i 4-5 se nalaze podaci o volumenima ispuštenog fluida i veličini propuštanja s obzirom na uzrok propuštanja kao i podaci o utjecaju propuštanja na okoliš u razdoblju od 2006. do 2010. godine.

Tablica 4-4. Podaci o utjecaju propuštanja fluida koje obuhvaća baza CONCAWE na okoliš u razdoblju 2006. - 2010. g.– I dio, (CONCAWE, 2011)

VOLUMEN PROPUŠTANJA [m^3]	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2006. – 2010. srednja vrijednost
Ispušteni fluid	651	984	968	5476	336	1683
Neto gubitak fluida	9	466	167	833	1	295
Srednja vrijednost po incidentu	54	109	81	1095	84	285
Srednja vrijednost neto gubitka fluida na incidentu	1	52	14	167	0	47
Srednja vrijednost na 1000 km	18	28	27	158	10	29
Srednja vrijednost neto gubitka fluida na 1000 km	0	13	5	24	0	11
Volumen propuštanja/ukupni protok, [ppm]	0,8	1,3	1,2	6,3	0,4	2
Volumen propuštanja po uzrocima [m^3]						srednja vrijednost
Mehanička oštećenja	132	0	562	5466	135	1259
Operativna greška	0	0	0	0	0	0
Korozija	12	195	1	10	1	44
Prirodne nepogode	0	0	0	0	0	0
Utjecaj treće strane	507	793	406	0	200	381
Neto gubitak fluida [m^3]						ukupno propuštanja
<10	12	4	9	2	2	29
11 – 100		3	2	2	1	8
101 – 1000		2	1	1	1	5
>1000						0

Tablica 4-5. Podaci o utjecaju propuštanja fluida koje obuhvaća baza CONCAWE na okoliš u razdoblju 2006. - 2010. g.– II dio, (CONCAWE, 2011)

UTJECAJ NA OKOLIŠ – broj propuštanja	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2006. – 2010. ukupno
NEMA UTJECAJA	4		2		1	7
TLO						
<1000 m^2	12	6	7	1	3	29
>1000 m^2		3	5	1	1	10
UTJECAJ NA VODE						
Površinska voda	1	2		1	2	6
Podzemne vode	4	1		2	1	8
PITKA VODA						0
UKUPNO	21	12	14	5	8	60

Kao što je vidljivo iz podataka u tablici 4-4 prosječna godišnja količina ispuštenog fluida u okoliš u razdoblju 2006. – 2010. godine bila je 1683 m³, s time da je 2009. godina bila kritična s 5476 m³ ispuštenog fluida. Iste je godine bio i najveći neto gubitak fluida (razlika između ukupne procijenjene ispuštene količine i količine koja se sakupila tijekom sanacije nakon propuštanja) od 833 m³ fluida.

Razmatrajući navedene podatke može se doći do zaključka kako su četiri mehanička oštećenja i jedno oštećenje od posljedica utjecaja treće strane uzrokovali propuštanja koja su po veličini i utjecaju na okoliš (gledajući veličinu neto gubitka fluida) bila najveća.

Podaci o utjecaju na vode pokazuju da nije bilo onečišćenja izvora pitke vode, dok je svake godine, osim 2008. bilo utjecaja na površinske i podzemne vode. Ukupno je bilo 29 propuštanja koja su uzrokovala onečišćenje tla površine manjeg od 1000 m^2 i 10 propuštanja koja su uzrokovala onečišćenja tla površine većeg od 1000 m^2.

Iz gore navedenih podataka može se zaključiti da su bez obzira na starost naftovoda ulaganja u održavanje, provjeru stanja naftovoda s obzirom na zahvaćenost korozijom te sve ostale parametre koji utječu na propuštanje rezultirala smanjenjem broja akcidenata. Istovremeno, boljom organizacijom spašavanja u trenutku sanacije na područjima koja su zahvaćena propuštanjem cjevovoda te detaljno definiranim postupcima tijekom sanacije onečišćenja na predmetnim lokacijama mogla bi se spriječiti pojava požara na početku ili tijekom sanacije i tako smanjiti ili čak izbjeći ozljede i smrtne slučajeve.

4.2. Podaci o propuštanjima u Republici Hrvatskoj

Sakupljeni podaci o propuštanjima magistralnih naftovoda u RH se odnose na propuštanja magistralnih naftovoda u vlasništvu kompanija INA – Industrija nafte d.d. i Jadranski naftovod d.d..

Magistralni naftovodi u Republici Hrvatskoj ukupne su dužine 907,5 kilometara i nominalnog su promjera u rasponu od DN 250 do DN 900 (10“ do 36“) (tablica 4-6).

Tablica 4-6. Magistralni naftovodi u RH (Tehnička dokumentacija INA, www.janaf.hr)

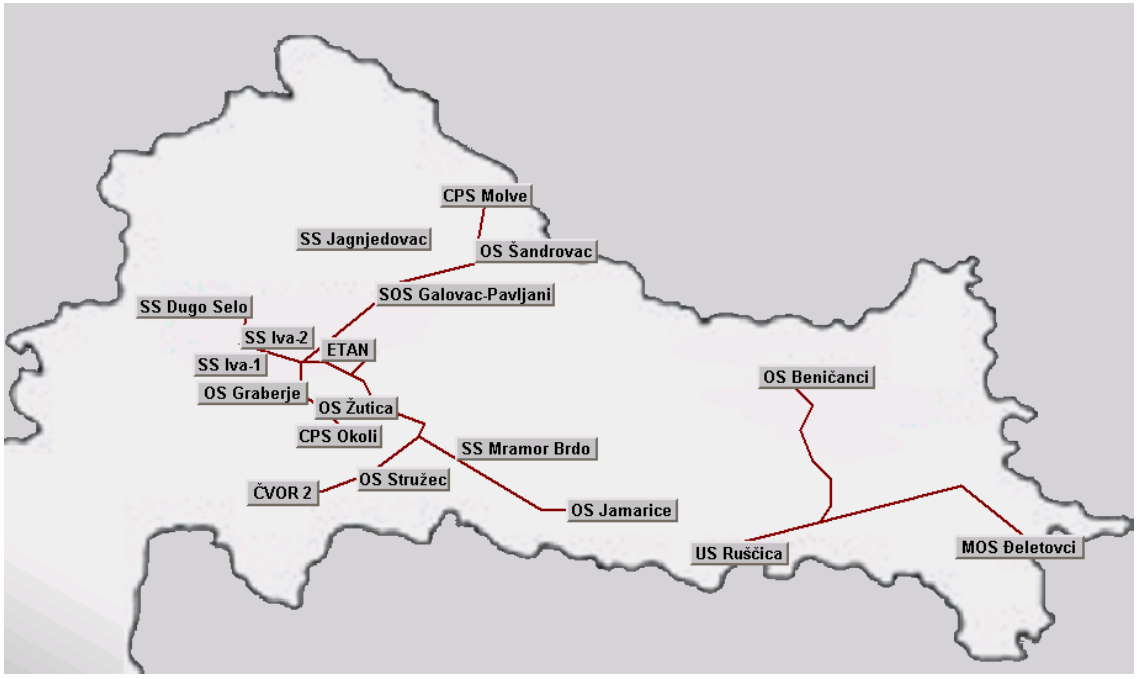
PROMJER NAFTOVODA [DN]	DUŽINA NAFTOVODA [km]
250	28
300	202
500	52
650	85
700	280
900	180

S obzirom na to da je većina naftovoda u Hrvatskoj izgrađena u razdoblju od 1974. do 1979. godine (u to je vrijeme građen JANAF) te da su pojedine dionice naftovoda izgrađene davne 1965. godine, može se zaključiti da je sustav magistralnih naftovoda Republike Hrvatske star.

U bazi podataka ovog doktorskog rada nalaze se podaci o propuštanjima naftovoda u razdoblju od 2001. do 2010. godine.

4.2. Podaci o propuštanjima u kompaniji INA

Transportni sustav kompanije INA obuhvaća magistralne naftovode promjera od DN 250 do DN 500 u ukupnoj dužini od 282,3 km koji su smješteni u području sjeverne i istočne Hrvatske. Na slici 4-6 prikazan je geografski smještaj magistralnih naftovoda kompanije INA, (INA Tehnička dokumentacija, 2012).



Slika 4-6. Transportni sustav magistralnih naftovoda kompanije INA d.d. (Tehnička dokumentacija INA, 2004)

Navedeni transportni sustav uključuje sljedeće magistralne naftovode (Tehnička dokumentacija INA, 2012):

- otpremna stanica (OS) Šandrovac – OS Graberje,
- OS Graberje – OS Stružec,
- OS Žutica – spoj na magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec,
- OS Jamarice – OS Stružec,
- OS Stružec – Rafinerija nafte Sisak,
- OS Beničanci – Utovarna stanica Ruščica,
- mjerno otpremna stanica (MOS) Đeletovci – Utovarna stanica (US) Ruščica.

Navedenim transportnim sustavom se otprema nafta pridobivena na naftnim i naftno - plinskim poljima na području Moslavine i Bilogore te prirodni benzin i kondenzat pridobiven na plinsko-kondenzatnim poljima na području Podravine. Sva pridobivena nafta se transportira u Rafineriju nafte Sisak.

Nafta pridobivena na naftno - plinskim poljima na području Slavonije, se, nakon transporta magistralnim naftovodima, utovaruje u teglenice u Utovarnoj stanici Ruščica kod Slavonskog

Broda te se dalje rijekom Savom otprema do Siska, dok se dio pridobivene nafte autocisternama otprema s otpremnih stanica Beničanci i Đeletovci do otpremne stanice Jamarice, odakle se magistralnim naftovodom Stružec - Sisak otprema do Rafinerije nafte Sisak.

U tablici 4-7 nalaze se podaci o promjeru, duljini i godini izgradnje svakog pojedinačnog naftovoda u vlasništvu kompanije INA d.d.

Tablica 4-7. Sustav magistralnih naftovoda kompanije INA d.d. (INA, Tehnička dokumentacija, 2012)

TRASA NAFTOVODA	VANJSKI PROMJER NAFTOVODA [DN]	DULJINA [km]	GODINA IZGRADNJE
OS Šandrovac – OS Graberje	300	49,1	1967.
OS Graberje – OS Stružec	250	22,8	1965.
OS Žutica – spoj s naftovodom OS Graberje - OS Stružec	250	5,2	1966.
OS Jamarice – OS Stružec	500	36,0	1984.
OS Stružec – RN Sisak	500/300/500	16,2	1980.
OS Beničanci – US Ruščica	300	69,1	1972.
MOS Đeletovci – US Ruščica	300	84,0	1984.

Kao što je navedeno u tablici 4-7, naftovodi su vanjskog promjera od 250 mm (10“) do 500 mm (20“), prosječne dužine 40,3 km. Najstariji naftovod je magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec izgrađen 1965. godine koji je još uvijek u radu bez većih zahvata u smislu rekonstrukcije.

U razdoblju od 2001. – 2010. godine dogodilo se 12 propuštanja magistralnih naftovoda od čega šest propuštanja na magistralnom naftovodu OS Stružec – RN Sisak, a šest propuštanja na naftovodu OS Šandrovac – OS Graberje. Osnovne karakteristike ovih navednih naftovoda su prikazane u tablicama 4-8 i 4-9.

Tablica 4-8. Tehnički podaci o magistralnom naftovodu OS Stružec – RN Sisak, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

MAGISTRALNI NAFTOVOD OS STRUŽEC – RN SISAK		
Vanjski promjer naftovoda	[mm]	508/309,6/508
Duljina cjevovoda	[km]	16,2
Nominalna debljina stijenke	[mm]	6,4 – 12,0
Kvaliteta čelika cijevi		X-52 Std API-5LX
Pušten u rad		1980.
Maksimalni dozvoljeni radni tlak	[bar]	50
Trenutni radni tlak	[bar]	2-3
Sustav nadzora naftovoda		SCADA, AtmosPipe
Inspekcija naftovoda		2004. i 2007. djelomično – dionica dužine 2 km

Tablica 4-9. Tehnički podaci o magistralnom naftovodu OS Šandrovac – OS Graberje, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

MAGISTRALNI NAFTOVOD OS ŠANDROVAC – OS GRABERJE		
Vanjski promjer naftovoda	[mm]	309,6
Duljina cjevovoda	[km]	49,1
Nominalna debljina stijenke	[mm]	7,1
Kvaliteta čelika cijevi		API 5L Grade B
Maksimalni dozvoljeni radni tlak	[bar]	50
Trenutni radni tlak	[bar]	10
Sustav nadzora naftovoda		SCADA
Inspekcija naftovoda		2004. djelomično – dionica dužine 10 km

U tablicama 4-10 i 4-11 nalaze se podaci o propuštanjima naftovoda OS Stružec – RN Sisak u vremenskom slijedu u razdoblju od 2001. do 2010. godine.. U tablicama 4-12 i 4-13 nalaze se podaci o propuštanjima naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje.

Tablica 4-10. Propuštanja naftovoda OS Stružec – RN Sisak I dio (Tehnička dokumentacija INA, 2011)

	MAGISTRALNI NAFTOVOD OS STRUŽEC – RN SISAK		
Datum propuštanja	11.11. 2001.	2.12. 2002.	6.04.2005
Lokacija	livada	vodotok (odvodni kanal)	šuma, vodotok (odvodni kanal)
Uzrok	unutarnja korozija donjeg dijela cijevi	unutarnja korozija donjeg dijela cijevi	unutarnja korozija gornjeg dijela cijevi
Način dojave propuštanja	lokalno stanovništvo	lokalno stanovništvo	lokalno stanovništvo
Način sanacije	zamjena dijela cjevovoda	zamjena dijela cjevovoda	zamjena dijela cjevovoda
Onečišćenje (procjena)	0,1 m³ sirove nafte	0,2 m³ sirove nafte	0,2 m³ sirove nafte
Troškovi sanacije *	nepoznata	nepoznata	971.947,02 kn
Požar	ne	ne	ne
Ozljede	ne	ne	ne
Napomena		čišćenje kanala upijajućim sredstvima za sanaciju	Obavljeno čišćenje kanala upijajućim sredstvima za sanaciju. Tijekom sanacije je sakupljeno 750 m³ onečišćene (zauljene) vode + 5 m³ onečišćenog tla i raslinja.

* - Troškovi sanacije odnose se na troškove sakupljanja ispuštenog fluida, sanacije onečišćenog tla i građevinski radovi na sanaciji terena.

Tablica 4-11. Propuštanja naftovoda OS Stružec –RN Sisak II dio (Tehnička dokumentacija INA, 2011)

	MAGISTRALNI NAFTOVOD OS STRUŽEC – RN SISAK		
Datum propuštanja	3.05.2005.	25.05.2005.	4.04.2006.
Lokacija	poljoprivredno zemljište, vodotok (odvodni kanal)	poljoprivredno zemljište, vodotok (odvodni kanal)	poljoprivredno zemljište, vodotok (odvodni kanal)
Uzrok	unutarnja korozija u blizini zavara	unutarnja korozija donjeg dijela naftovoda	unutarnja korozija donjeg dijela naftovoda
Način dojave propuštanja	lokalno stanovništvo – vlasnik zemljišta	operater u obilasku trase naftovoda	lokalno stanovništvo – vlasnik zemljišta
Način sanacije	zavarivanje obujmice	zavarivanje obujmice	zavarivanje obujmice
Onečišćenje (procjena)	0,2 m^3 sirove nafte	0,2 m^3 sirove nafte	0,2 m^3 sirove nafte
Troškovi sanacije *	846.872,82 kn	264.542,64 kn	137.613,82 kn
Požar	ne	ne	ne
Ozljede	ne	ne	ne
Napomena		Obavljeno čišćenje kanala upijajućim sredstvima za sanaciju. Tijekom sanacije je sakupljeno 318 m^3 onečišćene (zauljene) vode + 2 m^3 onečišćenog tla i raslinja.	Tijekom sanacije je sakupljeno 148 m^3 onečišćene (zauljene) vode + 25 m^3 onečišćenog tla i raslinja.

* - Troškovi sanacije odnose se na troškove sakupljanja ispuštenog fluida, sanacije onečišćenog tla i građevinski radovi na sanaciji terena.

Tablica 4-12. Propuštanja naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje I dio

	MAGISTRALNI NAFTOVOD OS STRUŽEC – RN SISAK		
Datum propuštanja	24.11. 2005.	26.11.2005.	26.11. 2005.
Lokacija	vodotok (odvodni kanal)	vodotok (odvodni kanal)	vodotok (oborinski kanal)
Uzrok	treća strana – ilegalni priključak	treća strana – ilegalni priključak	treća strana – ilegalni priključak
Način dojave propuštanja	obilazak trase nakon pronalaska ilegalnog priključka	obilazak operatera Plinacro-a (zajednički koridor cjevovoda)	obilazak trase nakon pronalaska ilegalnog priključka
Način sanacije	obavljeno skidanje postojeće ilegalne obujmice i zavarivanje čelične zakrpe	obavljeno skidanje postojećeg ilegalnog priključka i zavarivanje obujmice	obavljeno skidanje postojeće ilegalne obujmice i zavarivanje čelične zakrpe
Onečišćenje (procjena)	3-5 m^3 kondenzata	3 m^3 kondenzata i sirove nafte	4 m^3 kondenzata
Troškovi sanacije *	410.000,00 kn	228.235,29 kn	401.156,23 kn
Požar	ne	ne	ne
Ozljede	ne	ne	ne
Napomena	Propuštanje uzrokovano propuštanjem ilegalnih priključaka nakon povećanja radnog tlaka uslijed zaglave čistača cjevovoda.	Propuštanje uzrokovano propuštanjem ilegalnih priključaka nakon povećanja radnog tlaka uslijed zaglave čistača cjevovoda.	Propuštanje uzrokovano propuštanjem ilegalnih priključaka nakon povećanja radnog tlaka uslijed zaglave čistača cjevovoda.

* - Troškovi sanacije odnose se na troškove sakupljanja ispuštenog fluida, sanacije onečišćenog tla i građevinski radovi na sanaciji terena.

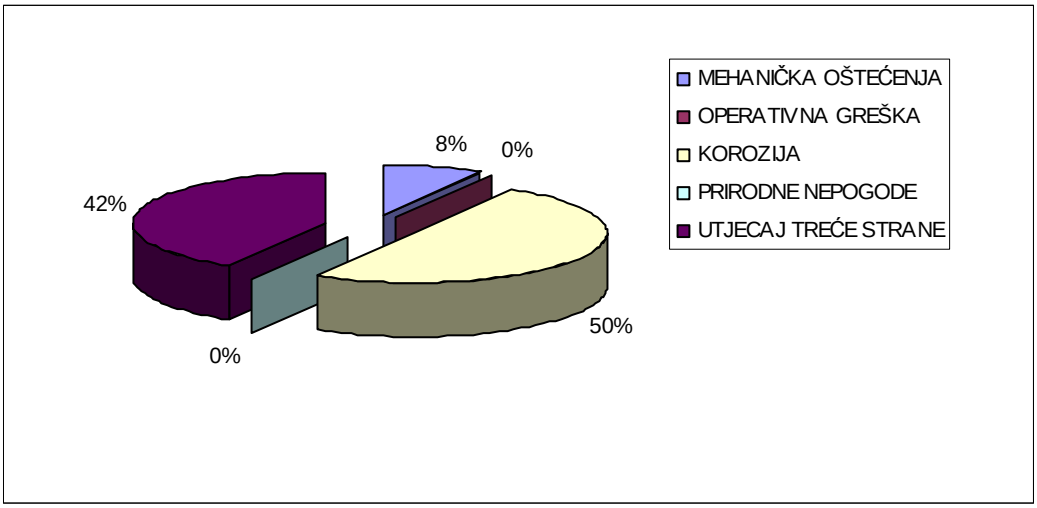
Tablica 4-13. Propuštanja naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje II dio

	MAGISTRALNI NAFTOVOD OS STRUŽEC – RN SISAK		
Datum propuštanja	26.11. 2005.	26.11. 2005.	7.1. 2010.
Lokacija	vodotok (potok Glogovnica, rijeka Česma)	vodotok (oborinski kanal)	cijevni čvor OS Šandrovac, vodotok (kanal oborinskih voda)
Uzrok	treća strana – ilegalni priključak	treća strana – ilegalni priključak	mehaničko oštećenje
Način dojave propuštanja	obilazak trase nakon pronalaska ilegalnog priključka	obilazak trase nakon pronalaska ilegalnog priključka	operater u redovitom obilasku
Način sanacije	skidanje ilegalne obujmice, zavarivanje čelične zakrpe	skidanje ilegalne obujmice, zavarivanje čelične zakrpe	obujmica (do rekonstrukcije čvora)
Onečišćenje (procjena)	5 m^3 kondenzata	4 m^3 kondenzata	1,5 m^3 sirove nafte
Troškovi sanacije *	1.529.611,26 kn	398.523,72 kn	319.130,05 kn
Požar	ne	ne	ne
Ozljede	ne	ne	ne
Napomena	Propuštanje uzrokovano propuštanjem ilegalnih priključaka nakon povećanja radnog tlaka uslijed zaglave čistača cjevovoda.	Propuštanje uzrokovano propuštanjem ilegalnih priključaka nakon povećanja radnog tlaka uslijed zaglave čistača cjevovoda.	Tijekom sanacije je sakupljeno 174 m^3 onečišćene (zauljene) vode + 1 m^3 raslinja.

* - Troškovi sanacije odnose se na troškove sakupljanja ispuštenog fluida, sanacije onečišćenog tla i građevinski radovi na sanaciji terena.

Kada se razmatraju uzroci propuštanja naftovoda (slika 4-7) može se zaključiti kako je u 50% slučajeva uzrok propuštanja korozija cjevovoda, u 42% uzrok utjecaj treće strane, odnosno ilegalni priključci zbog krađe sadržaja naftovoda, a u svega 8% mehaničko oštećenje. U Concawe bazi podataka navode se podaci o utjecaju trećih strana s 45% ukupnih propuštanja, mehanička oštećenja s 34% i korozija 18%.

Ovi se podaci mogu objasniti činjenicom da su dionice magistralnog naftovoda, kojima je uzrok bila korozija, sanirane ili su naftovodi djelomično ili u cjelosti zamijenjeni, pa u posljednjih pet godina, osim jednog propuštanja kojemu je uzrok mehaničko oštećenje, nije bilo propuštanja.



Slika 4-7. Uzroci propuštanja magistralnog naftovoda u vlasništvu kompaniji INA d.d. (Tehnička dokumentacija INA, 2011)

Pri svim evidentiranim slučajevima propuštanja nije se desila ni jedna ozljeda niti smrtni slučaj. Isto tako, tijekom propuštanja ili kao posljedica propuštanja nije došlo do požara.

Iz prikupljenih podataka za razdoblje od 10 godina može se izračunati učestalost propuštanja, koja je relativno visoka i iznosi $4{,}25 \times 10^{-3}$ propuštanja/god po kilometru naftovoda. Prema CONCAWE bazi podataka učestalost propuštanja za cjevovode u Europi je $0{,}52 \times 10^{-3}$ propuštanja/god/km za razmatrano razdoblje od 1971. do 2010. godine. Ovi se podaci mogu objasniti činjenicom da se u RH radi o transportnim magistralnim sustavima koji povezuju naftna i plinsko-kondenzatna polja s Rafinerijom nafte Sisak u kojima se ponekad transportira sirova nafta sa sadržajem vode većim od uobičajenih 1%. Na ovaj rezultat utječe i činjenica

da se dijelom sustava otprema kondenzat koji je zanimljiv kao roba na tzv. crnom tržištu. Isto tako, ukupna prijavljena količina fluida isteklog u okoliš u razdoblju od 2001. do 2010. godine je bila 22,6 m³ nafte (Tehnička dokumentacija INA, 2011).

S obzirom na to da su se u posljednjih 5 godina desila samo dva propuštanja, učestalost propuštanja magistralnih naftovoda u RH u promatranom razdoblju od 5 godina iznosi 0,44 × 10^{-3} propuštanja/god/km što se može smatrati zadovoljavajućim podatkom u odnosu na ostale baze podataka o propuštanjima – kao na primjer CONCAWE (CONCAWE, 2011).

Promatrajući propuštanja sa stanovišta onečišćenja okoliša samo dva propuštanja nisu bila vezana uz onečišćenje vodotokova (oborinskih kanala, potoka) te u jednom slučaju i same rijeke.

Kao što je vidljivo iz tablica 4-10 do 4-11 većina propuštanja se dogodila u blizini vodotokova te su iz tog razloga troškovi sanacija bili visoki. Troškovi sanacije propuštanja u blizini rijeke Česme, koja je također bila onečišćena, bila je preko 1,5 milijuna kuna (Tehnička dokumentacija INA, 2011). Sanacije vodotokova zahtijevaju dugotrajnu angažiranost radne snage i strojeva, pa su i najskuplje.

Kada se razmatraju uzroci propuštanja na magistralnom naftovodu OS Stružec – Rafinerija nafte Sisak može se uočiti da su sva propuštanja uzrokovana korozijom cjevovoda. Prvo propuštanje naftovoda dogodilo se 1998. godine. S obzirom na to da je propuštanje bilo nedaleko otpremne stanice, a sanacija je obavljena postavljanjem obujmice, smatralo se da je uzrok propuštanja tvornička greška materijala.

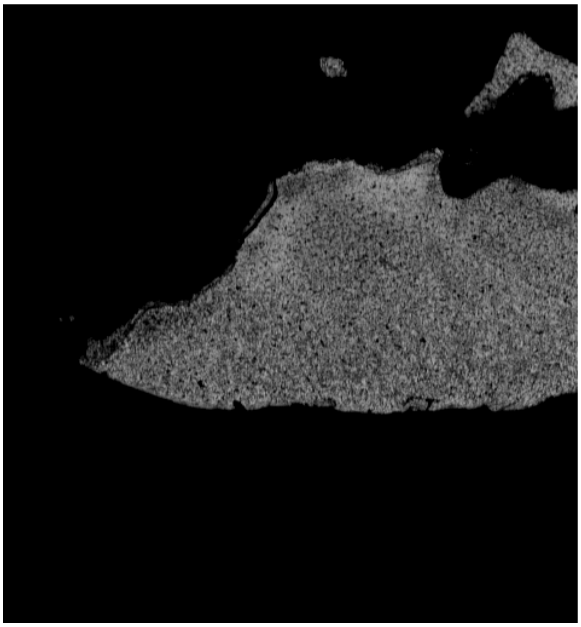
Nakon sljedećeg propuštanja, u studenom 2001. godine na lokaciji nedaleko prvog propuštanja, obavljena je zamjena cjevovoda u dužini 20 metara, te je utvrđeno da je uzrok propuštanja točkasta korozija (slika 4-8). Uzorci cjevovoda izvađeni tokom sanacije proslijeđeni su na Katedru za materijale i tribologiju Fakulteta strojarstva i brodogradnje na ispitivanje.



Slika 4-8. Izgled ispitnog uzorka naftovoda OS Stružec – RN Sisak

Na temelju laboratorijskih ispitivanja dijela cjevovoda magistralnog naftovoda OS Stružec – RN Sisak provedenih na Katedri za materijale i tribologiju Fakulteta strojarstva i brodogradnje došlo se do sljedećih zaključaka:

- prema kemijskom sastavu i vlačnoj čvrstoći materijal cijevi odgovara deklariranom materijalu X52.
- metalografskim pregledom (slika 4-9) nisu uočene pogreške u materijalu koje bi se mogle povezati s nastalim oštećenjima, pa se može zaključiti da su oštećenja nastala djelovanjem transportiranog medija koji se je duže zadržavao na mjestu propuštanja.
- djelovanjem sulfida i klorida iz medija (što je dokazano analizom naslage, slika 4-10 u blizini oštećenja) došlo je do početnih rupičastih oštećenja koja su zatim napredovala u dubinu zbog velikog omjera površina katode (neoštećeni dio cijevi) i anode (rupičasta oštećenja). Tako lokalizirano odnošenje materijala dovelo je konačno do probijanja cijevi i istjecanja medija.



Slika 4-9. Metalografski uzorak presjeka uzorka naftovoda OS Stružec – RN Sisak



Slika 4-10. Naslage koje upućuju na prisutnost sulfida i klorida na površini uzorka naftovoda

Povećani broj propuštanja naftovoda u prvoj polovici 2005. godine upućuje na promjenu režima rada ili povećanje brzine korozije. U tom je razdoblju uočeno da je uvođenje daljinskog zatvaranja slavina DN 500 na čistačkim stanicama u sklopu rada novopostavljenog SCADA sustava nadzora naftovoda dovelo do pojavljivanja hidrauličkih udara u cjevovodu.

Uslijed hidrauličkih udara došlo je do propuštanja na dijelu površine oslabljene točkastom korozijom. Promjenom režima rada cjevovoda ugradnjom daljinski upravljanih zapornih elemenata manjeg promjera s mogućnošću sporijeg zatvaranja na udaljenim točkama cjevovoda broj propuštanja je smanjen na minimum.

Nakon propuštanja magistralnog naftovoda u vodotoku kanala Obžev u prosincu 2002. godine obavljena je zamjena 800 metara cjevovoda te je odlučeno da se u plan višegodišnjeg ulaganja kao prioritet postavi zamjena ovog strateškog naftovoda za kompaniju INA u cjelokupnoj dužini, jer se neinvazivnim mjerenjima debljine stijenke ultrazvučnim alatom i mjerenja MFL (engl. *Magnetic Flux Leakage*) alatom došlo do podataka o oštećenjima koja su zahtijevala sanaciju.. Ovaj opsežni investicijski projekt će biti završen zamjenom dijela naftovoda u konstrukciji mosta preko rijeke Save u jesen 2012. godine.

Kada se razmatraju uzroci propuštanja na magistralnom naftovodu OS Šandrovac – OS Graberje (tablice 4-12 i 4-13), većina propuštanja je uzrokovana utjecajem treće strane i to zbog krađe transportiranog fluida. Razlog tome je što se naftovodom transportira sirova nafta i kondenzat pridobiven na podravskim plinsko-kondenzatnim poljima.

Postavljanjem ilegalnih priključaka koji nisu izvedeni dovoljno stručno u slučajevima kad se uobičajeni radni tlak povisi (npr. kod zaglave čistača parafina) dolazi do nekontroliranog propuštanja, kao što se desilo u studenom 2005. godine. Do propuštanja magistralnog naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje došlo je nakon mehaničkog kvara – zaglave čistača cjevovoda koji je uzrokovao povećanje radnog tlaka s nominalnih 10 bara na 16,8 bara (mjereno na OS Šandrovac) pri čemu su nastalim hidrauličkim udarom razbijeni ventili koji se osim što su nestručno postavljeni, smiju upotrebljavati samo za kućnu upotrebu, a ne za rad na visokotlačnim cjevovodnim sustavima. Nakon otkrića prvog propuštanja, obiđena je trasa naftovoda te su pronađene još četiri lokacije ilegalnih priključaka kod kojih je također došlo do propuštanja nafte i kondenzata u okoliš.

Nažalost, mjesta ilegalnih priključaka redovito su dobro sakrivena tako da uobičajenim metodama obilaska terena nije moguće uočiti lokacije otuđenja.

U svrhu poboljšanja nadzora naftovoda 2005. godine je obavljena ugradnja mjerila tlaka s prijenosom podataka na otpremnu stanicu i daljinskog vođenja upravljanja ventilima na dvije

čistačke stanice. Novim internim uputama o održavanju naftovoda povećana je i učestalost obilaska koridora (Tehnička dokumentacija INA, 2011).

Na temelju sakupljenih podataka o propuštanjima magistralnog naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje moguće je izračunati učestalost propuštanja koja iznosi 0,0122 propuštanja/god/km naftovoda.

S obzirom na to da se vjerojatnost propuštanja može izračunati iz Poissonove jednadžbe (3-2) na temelju podataka o učestalosti propuštanja, vjerojatnost propuštanja magistralnog naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje iznosi 0,3290714. Nije bilo potrebe za izračunom učestalosti propuštanja magistralnog naftovoda OS Stružec – RN Sisak zato što je opsežnim investicijskim radovima došlo do zamjene naftovoda novim.

4.3. Podaci o propuštanjima magistralnih naftovoda u vlasništvu kompanije Jadranski naftovod d.d. (JANAF d.d.)

Jadranski naftovod d.d., skraćeno JANAF je dioničko društvo u mješovitom vlasništvu s većinskim udjelom Republike Hrvatske, koje se kao osnovnom djelatnošću bavi domaćim i međunarodnim transportom nafte i naftnih derivata, skladištenjem te prekrcajem tekućeg tereta.

Sustav kompanije JANAF izgrađen je kao međunarodni sustav transporta nafte od Luke i Terminala Omišalj do domaćih i inozemnih rafinerija u istočnoj i središnjoj Europi (rafinerije u Austriji, Češkoj, Slovačkoj i Mađarskoj). Naftovodni sustav kompanije JANAF koristi se za uvoz nafte koja se doprema tankerima u morski terminal Omišalj, transport nafte cjevovodom do rafinerija u Rijeci i Sisku, kao i za potrebe rafinerija u Bosni i Hercegovini, Srbiji i Mađarskoj. Ovaj se sustav može koristiti i za uvoz nafte kopnenim putem, kao što je prikazano na slici 4-11.



Slika 4-11. Transportni sustav kompanije JANAF (situacija 2009. godina) (JANAF, 2012.)

Sustav kompanije JANAF sastoji se od:

- prihvatno – otpremnog Terminala Omišalj na otoku Krku sa skladišnim prostorom od 760.000 m³ te pripadajućim pumpnim i mjernim stanicama i Luke Omišalj
- naftovodnog sustava duljine 625,2 kilometara s dionicama
    - Omišalj – Sisak,
    - Sisak – Virje – Gola,
    - Virje – Lendava,
    - Sisak – Slavonski Brod,
    - Slavonski Brod – Bosanski Brod (Bosna i Hercegovina),
    - Slavonski Brod – Sotin,
- prihvatno – otpremnog terminala u Sisku, Virju i Slavonskom Brodu sa skladišnim prostorom od ukupno 140.000 m³ te pripadajućih pumpnih i mjernih stanica,
- podmorskog naftovoda Omišalj – Urinj koji povezuje Terminal Omišalj i INA Rafineriju nafte Rijeka,

- terminala naftnih derivata JANAF - Žitnjak u Zagrebu, ukupnog skladišnog prostora 40.000 m³ .

U tablici 4-14 se nalaze podaci o duljini, promjeru i godini izgradnje svakog pojedinačnog dijela sustava (JANAF, 2012). Naftovodni sustav cjevovoda kompanije JANAF izgrađen je u razdoblju od 1974. do 1979. godine. Projektirani maksimalni radni tlak je 50 bara, a debljina stijenke naftovoda između 7,14 i 11,91 mm.

Tablica 4-14. Magistralni sustav naftovoda u vlasništvu kompanije JANAF d.d., (JANAF, 2012.)

TRASA NAFTOVODA	VANJSKI PROMJER DN	DULJINA [km]	GODINA IZGRADNJE
Omišalj - Sisak	900	180	1974-79.
Omišalj - Urinj	500	7,2	1974-79.
Sisak – Virje – Gola (hrvatsko-mađarska granica)	700	109	1974-79.
Virje - Lendava	300	73	1974-79.
Sisak – Slavonski Brod	700	157	1974-79.
Slavonski Brod – Bosanski Brod (BiH)	700	14	1974-79.
Slavonski Brod – Sotin (hrvatsko-srpska granica)	650	85	1974-79.

Projektirani kapacitet cjevovoda iznosi 34 milijuna tona nafte godišnje, a instalirani 20 milijuna tona (JANAF, 2012).

U proizvodnom vijeku ovih magistralnih naftovoda ukupno je transportirano 180 milijuna tona nafte i prekrcano više od 2300 tankera bez ijednog akcidenta. Ugradnjom i instalacijom SCADA sustava za upravljanje i nadzor omogućeno je automatsko i daljinski upravljanje transportnim sustavom. Svi terminali, pumpne stanice i sustav daljinsko vođenih blokadnih zapornih elemenata umreženi su u SCADA sustav te se njima upravlja s lokacija Terminala Sisak i Terminala Omišalj. Osim toga, dodatnim funkcijama detekcije propuštanja povećana je sigurnost i učinkovitost rada ovog transportnog sustava (JANAF, 2012).

U razdoblju od 2001. do 2010. godine dogodilo se 5 propuštanja naftovoda sustava JANAF-a, kao što je prikazano u tablici 4-15.

Tablica 4-15. Propuštanja magistralnih naftovoda u vlasništvu kompanije JANAF d.d. (JANAF, 2012)

	Brodski Stupnik	Piljenice	Slobodnica	Brodski Stupnik	Strizivojna (Vražje Blato)
Datum propuštanja	studeni 2004.	prosinac 2004.	ožujak 2005.	ožujak 2005.	travanj 2005.
Lokacija	oranica	neobrađeno zemljište, vodotok	oranica	oranica	šuma
Uzrok	vanjska korozija	vanjska korozija	vanjska korozija	vanjska korozija	vanjska korozija
Način dojave propuštanja	vanjska dojava (djelatnici HAC-a)	dojava treće strane	dojava operatera JANAF-a	dojava operatera JANAF-a	dojava operatera JANAF-a
Način sanacije	obujmica	obujmica	obujmica	obujmica	obujmica
Onečišćenje (procjena)	5 m^3 sirove nafte	3-4 m^3 sirove nafte	1 m^3 sirove nafte	0,2 m^3 sirove nafte	15 m^3 sirove nafte
Troškovi sanacije	388.946,00 kn	638.293,00 kn	309.658,66 kn	344.284,16 kn	1.263.413,50 kn
Požar	ne	ne	ne	ne	ne
Ozljede	ne	ne	ne	ne	ne

Prilikom propuštanja magistralnih naftovoda kompanije JANAF nije došlo do požara, a nije se desila ni jedna ozljeda niti smrti slučaj.

Promatrajući propuštanja sa stanovišta onečišćenja okoliša samo je u jednom slučaju bio ugrožen vodotok. Očito je da je u svih 5 propuštanja uzrok bila korozija cjevovoda.

Zanimljivo je da je do navedenih propuštanja došlo u vrijeme intenzivnijeg čišćenja cjevovoda tijekom pripreme za mjerenje debljine stijenke cjevovoda alatima nošenim strujom fluida.

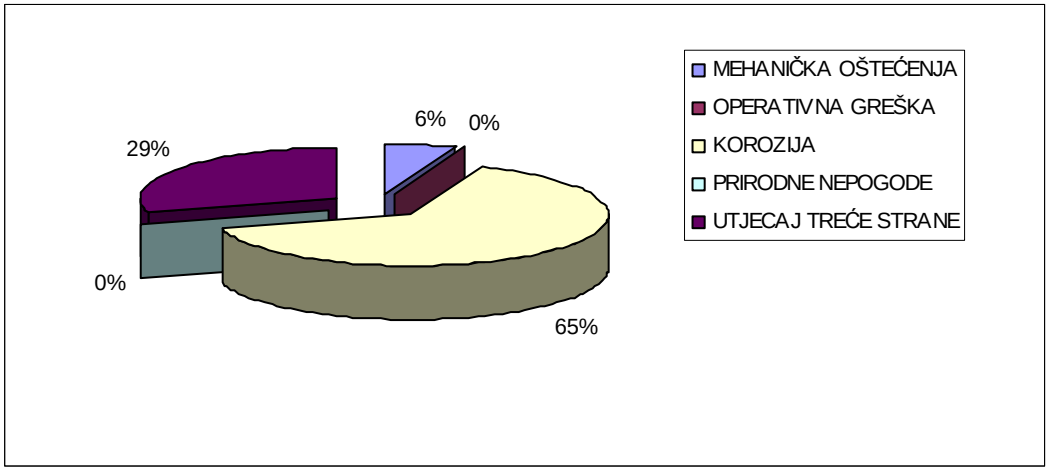
S obzirom na prikupljene podatke izračunata učestalost propuštanja jednaka je $0{,}79 \times 10^{-3}$ propuštanja/god/km naftovoda. Ukupna prijavljena količina propuštanja bila je 21,7 m^3. Iz ovih je podataka vidljivo da je učestalost propuštanja naftovoda kompanije JANAF približno jednaka prosječnoj vrijednosti dobivenoj iz CONCAWE baze, a koja iznosi $0{,}52 \cdot \times 10^{-3}$ propuštanja/god/ km naftovoda (CONCAWE, 2011). Ovi se podaci mogu objasniti činjenicom da se u slučaju kompanije JANAF radi o transportnim magistralnim naftovodima kojima se transportira sirova nafta s manje od 1% vode. Istovremeno je ukupna količina propuštene nafte magistralni naftovoda JANAF u promatranom desetogodišnjem razdoblju, približno jednaka ukupnoj količini propuštene nafte iz magistralnih naftovoda u vlasništvu kompanije INA d.d.

U prvoj polovici 2005. godine obavljeno je mjerenje debljine stijenke na dionici Omišalj – Sisak, Sisak – Virje – Gola, Sisak – Slavonski Brod, Slavonski Brod – Sotin (Vujasinović-Paulović, 2005), tijekom iste godine provedena je i sanacija kritičnih mjesta dobivenih mjerenjima. U svibnju i lipnju 2009. godine na dionici Omišalj – Sisak je ponovljeno mjerenje debljine stijenke.

Nakon dobivenih rezultata mjerenja debljine stijenke obavljena je analiza prijašnjih i novih podataka tzv. preklapanjem podataka po kritičnim mjestima oštećenja. Također je obavljeno utvrđivanje oštećenja po vrstama korozije, određene su lokacije kritičnih mjesta oštećenja te je na kraju izračunata brzina korozije. Na taj je način definirana strategija upravljanja korozijom planiranjem budućih radova na održavanju i zaštiti od korozije. U slučajevima kada postoje mjerenja debljine stijenke koja su obavljena s razmakom od nekoliko godina, može se na temelju mjerenja utvrditi brzina napredovanja korozije.

4.4. Analiza propuštanja magistralnih naftovoda u RH za razdoblje 2001. – 2010. godine

Sakupljeni podaci o propuštanjima magistralnih naftovoda u Republici Hrvatskoj pokazuju da je u promatranom desetogodišnjem razdoblju (2001. – 2010.) zabilježeno 17 propuštanja magistralnih naftovoda, za razliku od podataka baze CONCAWE gdje je u istom razdoblju zabilježeno 99 propuštanja.



Slika 4-12. Uzroci propuštanja magistralnih naftovoda u RH (INA Industrija nafte, 2012; JANAF, 2012)

Pritom je (slika 4-12) jedno propuštanje bilo uzrokovano mehaničkim oštećenjem, u 11 propuštanja uzrok je bila korozija, a u 5 propuštanja uzrok je bio utjecaj treće strane(krađa fluida iz naftovoda).

U razmatranom desetogodišnjem razdoblju u ukupno 17 odvojenih akcidenata propuštanja magistralnih naftovoda došlo je do ispuštanja ukupne količine od oko 44 m^3 sirove nafte. Pri tome je najviše propuštanja bilo 2005. godine s ukupnom količinom od 36,6 m^3 sirove nafte, što iznosi 3,32 m^3 sirove nafte po akcidentu. U tablici 4-16 su prikazani podaci o uzrocima, a u tablici 4-17 o volumenu propuštanja magistralnih naftovoda u Hrvatskoj za promatrano desetogodišnje razdoblje.

Tablica 4-16. Usporedba podataka o uzrocima propuštanja magistralnih naftovoda u RH u razdoblju od 2001. – 2010. godine

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Ukupno za razdoblje 2001-2010
UZROCI PROPUŠTANJA											
MEHANIČKA OŠTEĆENJA											
konstrukcija											
materijal										1	1
OPERATIVNA GREŠKA											
sustava											
ljudski faktor											
KOROZIJA											
vanjska				2	3						5
unutarnja	1	1			3	1					6
PRIRODNE NEPOGODE											
slijeganje tla											
poplava											
ostalo											
UTJECAJ TREĆE STRANE											
slučajna oštećenja											
namjerna oštećenja					5						5
usputna oštećenja											
UKUPNO	**1**	**1**	**0**	**2**	**11**	**1**	**0**	**0**	**0**	**1**	**17**

Tablica 4-17. Usporedba podataka o volumenu propuštanja magistralnih naftovoda u RH u razdoblju 2001. – 2010. godine

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Ukupno za razdoblje 2001-2010
Volumen propuštanja [m³]	0,1	0,2		5,5	36,6	0,2				1,5	44,1
Srednja vrijednost volumena propuštanja/akcidentu [m³]	0,1	0,2		2,75	3,32	0,2				1,5	

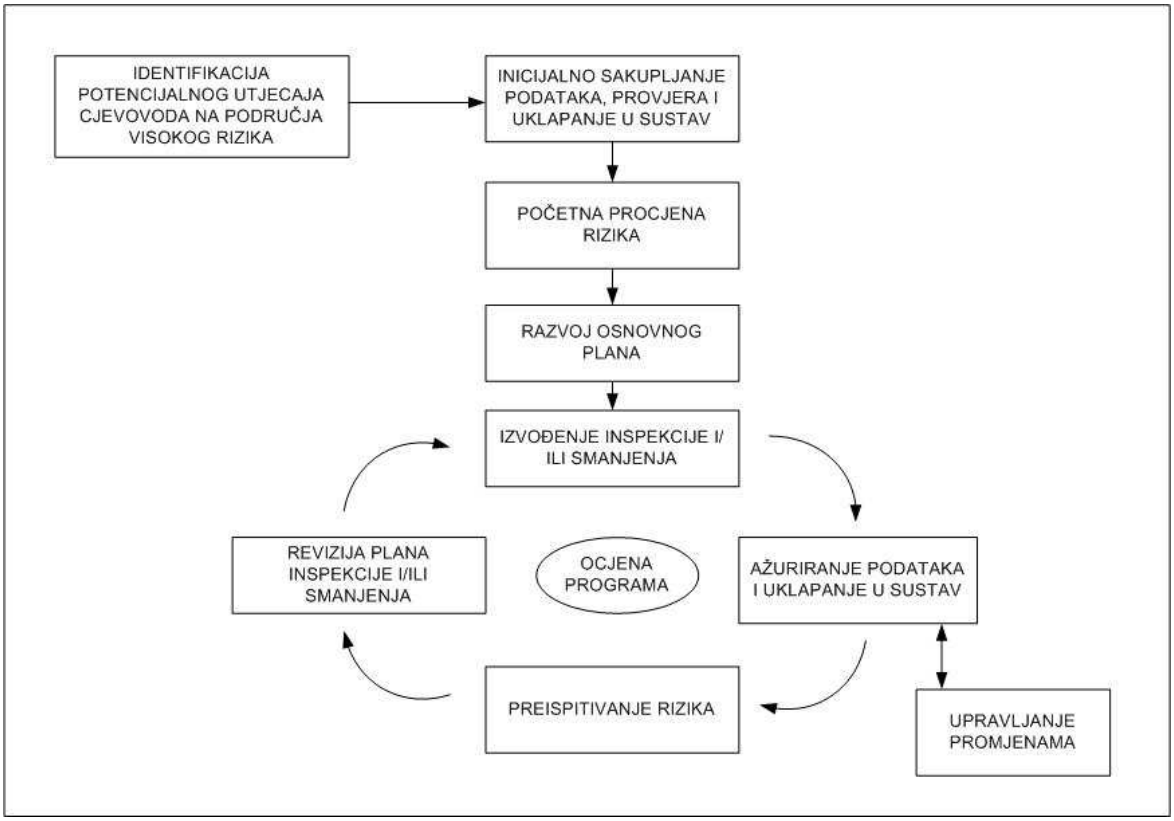
Ukupna prijavljena količina propuštanja u promatranom razdoblju je bila 44,1 m³. Osim propuštanja naftovoda 2010. godine koji je bio mehaničke prirode, posljednjih pet godina nije se desilo niti jedno propuštanje.

S obzirom na sakupljene podatke može se izračunati učestalost propuštanja, magistralnih naftovoda u RH koja je jednaka $1{,}87 \times 10^{-3}$ propuštanja/god/km naftovoda, što je znatno više od vrijednosti učestalosti propuštanja europskih magistralnih naftovoda. Naime, prema podacima iz CONCAWE baze učestalost propuštanja magistralnih naftovoda u Europi za razdoblje 2001. – 2010. godina iznosi $0{,}52 \times 10^{-3}$ propuštanja/god/km naftovoda.

5. PREPORUČENA METODOLOGIJA PROCJENE RIZIKA OD PROPUŠTANJA NAFTOVODA

Upravljanje cjelovitošću naftovoda smatra se važnim zadatkom za svaku kompaniju koja se bavi transportom nafte i plina kao primarnom zadaćom ili kao segmentom djelatnosti.

Američki naftni institut – API (engl. *American Petroleum Institute*) u svojoj publikaciji API 1160 Upravljanje cjelovitošću sustava cjevovoda za opasne tekućine (engl. *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*) preporuča smjernice upravljanja cjelovitošću naftovoda, kao što je prikazano u dijagramom toka na slici 5-1.



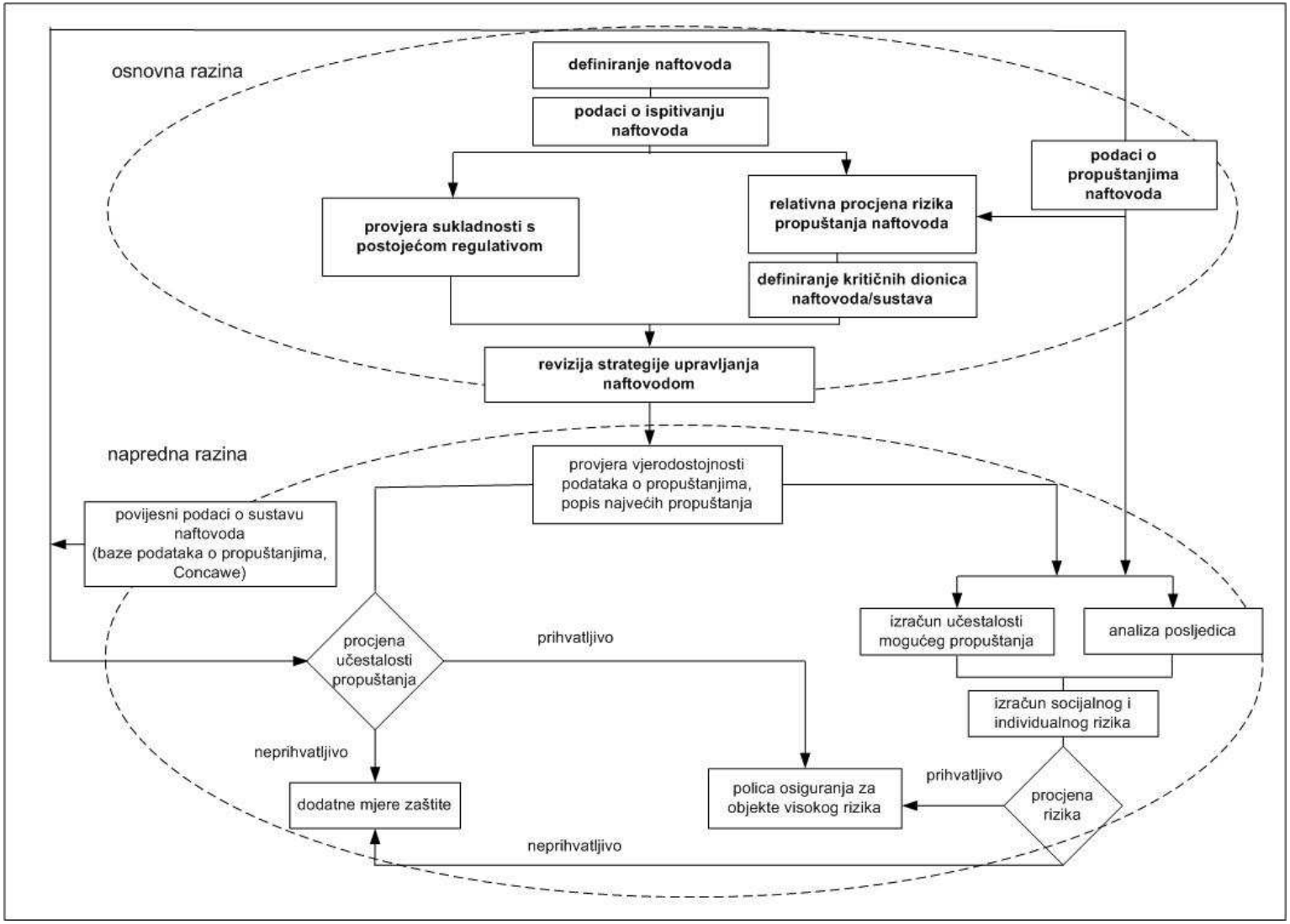
Slika 5-1. Dijagram tijeka programa upravljanja cjelovitošću cjevovoda, (API Std 1160, 2001)

Program upravljanja cjelovitošću cjevovoda uključuje identifikaciju potencijalnih utjecaja cjevovoda na područja visokog rizika, sakupljanje podataka, provjeru i uklapanje u sustav, početnu procjenu rizika, razvoj osnovnog plana smanjenja rizika te izvođenje inspekcije i/ili smanjenje rizika nakon provedenih promjena. Nakon ažuriranja podataka i uklapanja u sustav, preispitivanja rizika te revizije plana inspekcije i/ili smanjenja rizika zatvorena je ocjena

programa. Svaki pojedini element dijagrama toka predstavlja pojedino poglavlje standarda API 1160.

Upravljanje cjelovitošću magistralnih naftovoda u Hrvatskoj se također u određenoj mjeri obavlja po preporučenom programu, no uočava se potreba za objedinjenim preporukama o upravljanju cjelovitošću cjevovoda koje bi s vremenom postale uobičajena praksa.

Na temelju dostupne literature, istraživanja i sakupljenih podataka o magistralnim naftovodima te propuštanjima u Hrvatskoj i Europi postavljena je metodologija procjene rizika propuštanja naftovoda primjenjiva na sustave magistralnih naftovoda u Hrvatskoj ista je prikazana u nastavku. Dijagram toka preporučene metodologije prikazan je na slici 5-2.



5-2. Dijagram toka procjene rizika propuštanja naftovoda

Preporučena metodologija je kombinacija kvalitativnih i kvantitativnih procjena rizika propuštanja magistralnih naftovoda uz preporučenu praksu učestalosti preventivnih mjerenja i korektivnih radnji koje dovode do poboljšanja upravljanja magistralnim naftovodima.

Procjena rizika propuštanja magistralnih naftovoda uključuje dvije razine procjene: osnovnu i naprednu. Osnovna razina se sastoji od raznih preporučenih postupaka i analiza koji se zbog relativne jednostavnosti mogu koristiti u svakodnevnom upravljanju cjelovitošću magistralnih naftovoda.

Osnovna razina se sastoji od sljedećih elemenata:

- Definiranje magistralnog naftovoda na temelju dostupnih tehničkih podataka o projektiranju, izgradnji, održavanju naftovoda i podacima mjerenja provedenih u proteklom razdoblju;
- Dostupni podaci o propuštanjima magistralnog naftovoda;
- Dostupni podaci o ispitivanjima (izravnim, neizravnim) magistralnog naftovoda;
- Relativna procjena rizika propuštanja sustavom bodovanja kao bazna procjena na temelju koje se definiraju kritične dionice magistralnog naftovoda, predlaže se Muhlbauer metoda (Muhlbauer, 1996) kao često korištena, dostupna i relativno jednostavna metoda procjene rizika;
- Provjera sukladnosti sa postojećim zakonskom i ostalom regulativom;
- Revizija strategije upravljanja magistralnim naftovodom.

Na temelju provedene analize mogla bi se većom sigurnošću obaviti revizija plana održavanja, promjena operativnih uputa za rad ili eventualni prijedlozi o većim ili manjim ulaganjima u zamjenu dijela magistralnih naftovoda ili pojedinih njihovih dionica ili opreme. To je ujedno bio jedan od ciljeva istraživanja ovog doktorskog rada.

Napredna razina preporučene metodologije sastoji se od kvalitativnih metoda uključujući analizu sheme pogrešaka, analizu sheme događaja i procjenu frekvencije neželjenih događaja – propuštanja magistralnog naftovoda. Uobičajena je praksa da se ove metode koriste kao dio studija utjecaja na okoliš (JANAF, 2004) ili određivanja razina pouzdanosti sigurnosnih sustava sukladno međunarodnim standardima u području elektronike i instrumentacije u zonama opasnosti od eksplozije i požara - IEC 61511 i IEC 61508 (IEC, 2000; IEC, 1998).

Napredna razina se sastoji od sljedećih elemenata:

- Povijesni podaci o propuštanjima naftovoda u zadanom području (npr. baza podataka CONCAWE za Europu) kao podloga za usporedbu;
- Provjera vjerodostojnosti podataka o propuštanjima, popis najvećih propuštanja magistralnih naftovoda;
- Izračun vjerojatnosti mogućeg propuštanja na temelju modela pouzdanosti koristeći se analizom sheme pogrešaka i analizom sheme događaja;
- Analiza posljedica propuštanja koja se sastoji od prepoznavanja svih fizičkih aspekata u opasnoj zoni, a koji mogu ugroziti ljudski život, materijalna dobra ili okoliš;
- Izračun socijalnog i individualnog rizika u slučaju propuštanja naftovoda;
- Procjena učestalosti propuštanja.

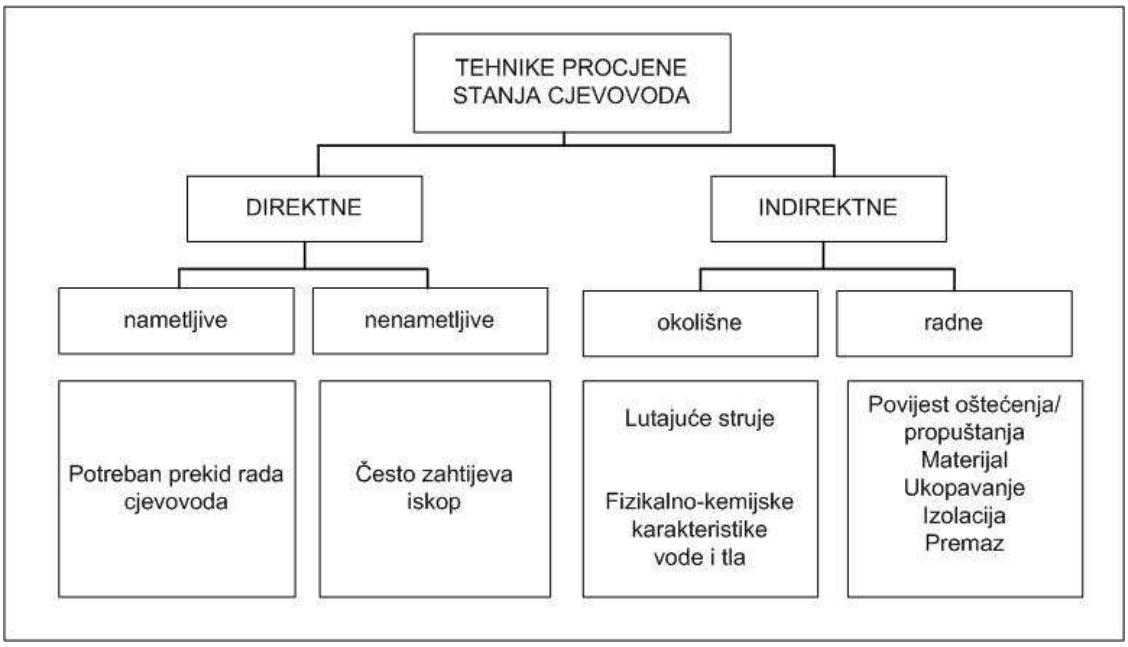
Metode preporučene na naprednoj razini zahtijevaju znanja i vještine koje su izvan opsega svakodnevnog upravljanja cjelovitošću naftovoda, stoga ih izrađuju specijalizirane agencije i tvrtke koje se bave isključivo procjenama rizika.

Uvažavajući dostupnu literaturu i dugogodišnje iskustvo u održavanju cjelovitosti magistralnih naftovoda, preporučena bi se praksa sastojala od obavljanja procjene rizika napredne razine svakih deset do petnaest godina radnog vijeka naftovoda.

Rezultati navedenih analiza pridonijeli bi boljem sagledavanju svih pokazatelja koji utječu na propuštanje magistralnog naftovoda te bi se s većom sigurnošću prikazali mogući ekonomski modeli ulaganja u cjevovodne sustave, kao i olakšale strateške odluke više upravljačke razine svake pojedine kompanije.

U kategoriji definiranja magistralnog naftovoda uključeni su svi podaci o projektiranju, izgradnji, održavanju i cjelovitosti cjevovoda. Cjelovitost cjevovoda predstavlja skup podataka o stanju cjevovoda koji uključuje podatke o debljini stijenke, kvaliteti izolacije cjevovoda, zahvaćenosti cjevovoda korozijom i drugo. U svijetu se pri tome koriste jednostavne, obično prihvatljivije indirektne i skuplje direktne tehnike kako što su mjerenje debljine stijenke uređajima nošenima strujom fluida.

Podjela tehnika za procjenu stanja cjevovoda s osnovnim karakteristikama prikazana je na slici 5-3.



Slika 5-3. Tehnike za procjenu stanja cjevovoda, (Vickridge, Lau, 2006.)

Direktne tehnike su tehnike koje se upotrebljavaju za mjerenje ili procjenu parametara direktno vezanih uz stanje cijevi, a osnovna je vizualni pregled.

U svrhu izravnog mjerenja potrebno je ostvariti pristup unutrašnjoj površini cijevi, takozvani nametljiv pristup ili vanjskoj površini cijevi odnosno nenametljiv pristup. Pristup cijevi zahtjeva iskopavanje tla u slučaju vanjskog pristupa, te prekid rada u slučaju da se mjerenje provodi unutar cjevovoda što izravne tehnike čini skupima.

U direktne tehnike se također svrstavaju i metode inspekcije cjevovoda koje se mogu podijeliti na mjerenja debljine stijenke ultrazvučnim uređajem s direktnim dodirom na vanjskim ili dijelovima cjevovoda koji se prethodno otkopaju te uređaje koji nošeni strujom fluida prolaze kroz cjevovod mjereći debljinu stijenke metodom ultrazvučnih valova i metodom promjene magnetskog toka. U literaturi (Zelić, 2002) takvi se uređaji nazivaju još i «inteligentni» senzorski grebači. Obično imaju oblik čistača cjevovoda, pa se zbog toga u kolokvijalnom govoru nazivaju i „pametni“ čistači.

Uređaji za mjerenje debljine stijenke nošeni strujom fluida mogu se podijeliti na (Zelić, 2002):

- uređaje na principu mjerenja ultrazvučnih valova, (engl. *UltraScan*),
- uređaje na principu mjerenja promjene magnetskog toka – MFL uređaji (engl. *Magnetic Flux Leakage*).

Uređaji za direktno mjerenje debljine stijenke cjevovoda (npr. *Panametrics*) su ručni ultrazvučni mjerači debljine stijenke prvenstveno namijenjeni mjerenjima korodiranih metalnih površina. Mjerač koristi dvostruke elemente pretvornika za mjerenje debljine korodiranog, točkastog ili granularnog smanjenja debljine materijala samo s jedne strane cijevi. Može izmjeriti debljinu materijala od 0,50 do 500 mm (0,02" – 20") u uvjetima temperture -20˚C do +500˚C. Mjerni instrument je opremljen mikroprocesorom koji omogućava brzo, kvalitetno i selektivno mjerenje uz kontinuirano umjeravanje što ga čini pouzdanim aparatom za mjerenje debljine stijenke. Nedostaci takvog instrumenta su što je za takvu vrstu mjerenja potrebno otkopati i osloboditi cijev od izolacije te što se s više točaka mjerenja uglavnom pokrivaju manje površine cjevovoda.

Uređaji za mjerenje debljine stijenke nošeni strujom fluida daju podatke o vrsti korozije i njenom mjestu na obodu stijenke cjevovoda (bilo s unutarnje ili vanjske strane), promjeni debljine stijenke, udubljenjima i nagnječenjima na priključnim zapornim elementima, koljenima i „T“ komadima na samom cjevovodu, kao i podatke o eventualnim ilegalnim priključcima na cjevovodu.

Na slici 5-4 prikazan je ultrazvučni alat *UltraScan* promjera 500 milimetara neposredno prije ugradnje u čistačku glavu magistralnog naftovoda Otpremna stanica Stružec – Rafinerija nafte Sisak.



Slika 5-4. Ultrazvučni alat *UltraScan* DN 500, GE Oil & Gas, PII, Germany

S obzirom na to da je za prolaz ultrazvučnih valova potreban medij – tekućina, ovi uređaji se uglavnom koriste kod kontrole debljine stijenke naftovoda i produktovoda s tekućim fazama (rafinerijski finalni proizvodi), a rjeđe kod mjerenja stanja stijenke plinovoda. U slučaju njihove primjene kod plinovoda uređaj prolazi u tamponu vode kroz cjevovod.

MFL metoda mjerenja debljine stijenke cjevovoda smatra se jednom od najstarijih metoda mjerenja prolazom uređaja u struji fluida. U početku se koristila kao metoda mjerenja debljine stijenke plinovoda, ali je daljnjim razvojem postala uobičajena metoda mjerenja i ostalih cjevovoda.

Kod ove metode veoma je važna analiza podataka dobivenih mjerenjem. To je proces u kojem se procjenjuje oblik oštećenja cijevi iz podataka o promjeni magnetskog toka. Kvaliteta i uspješnost analize ovise o karakteristikama samog uređaja za mjerenje, ali također i o operativnim uvjetima u cjevovodu. To su brzina prolaza uređaja, promjene tlaka u cjevovodu, promjene kvalitete čelika, potrebna minimalna magnetizacija cjevovoda i drugo.

Na slici 5-5 je prikazan MFL uređaj promjera 500 mm, korišten za mjerenje debljine stijenke magistralnog naftovoda OS Stružec – Rafinerija nafte Sisak.



Slika 5-5. *MagneScan* DN 500 alat, GE Oil & Gas, PII, Njemačka

Interpretacija dobivenih rezultata ispitivanja bazira se na više procjena oštećenja stijenke naftovoda. To su (Cvitanović, Zovko, 2004):

- ASME B31.G (ASME B31G, 1991),
- RTSTRENG 0.85dL (Kiefner, Vieth, 1989),
- RTSTRENG efektivna površina,
- DNV vodič RP F-101 (DNV-RP-F101, 1999),
- drugi standardi (britanski, Shell-ov i dr.).

Prema naputcima Hrvatskog zavoda za norme koriste se i kod nas, uz njemačke standarde DIN Njemačkog instituta za normizaciju (njem. *Deutsches Institut für Nörmung*) i američke standarde API.

Sve navedene metode određivanja oštećenja stijenke cjevovoda zasnivaju se na pretpostavkama da čvrstoća oštećene cijevi ovisi o (Cvitanović, Zovko, 2004):

- svojstvima materijala od koje su cijevi napravljene,
- duljini oštećenja,
- maksimalnoj dubini oštećenja,
- promjeru cijevi,
- debljini stijenke cjevovoda.

Battelle je ranih 70-ih razvio polu - iskustvenu jednadžbu izračuna čvrstoće cijevi zahvaćenih korozijom (Kiefner, Duffy 1971):

$$p = \frac{\sigma_{flow} \cdot 2 \cdot t}{D} = \left[\frac{1 - \frac{A}{A_o}}{1 - \frac{A}{A_o} \cdot \frac{1}{M}} \right] \tag{5-1}$$

Pri čemu je: p – tlak propuštanja cjevovoda, Pa

σ_{flow} – naprezanje cjevovoda do granice elastičnosti, Pa (N/m^2)

t – nominalna debljina stijenke cijevi, mm

D – vanjski promjer cijevi, mm

A – površina oštećenja, m^2

A_o – površina zdrave cijevi, m^2

M – Folias faktor izbočenja (eng. *Folias bulging factor*) f(L,D,t)

Foliasov faktor izbočenja predstavlja korekciju za uzdužne pukotine u posudama pod tlakom, a može se izraziti sljedećom jednadžbom (Bjornoj, Marley, 2001):

$$M = \sqrt{1 + \frac{2{,}51(L/2)^2}{D \cdot t} - \frac{0{,}54(L/2)^4}{(D \cdot t)^2}} \tag{5-2}$$

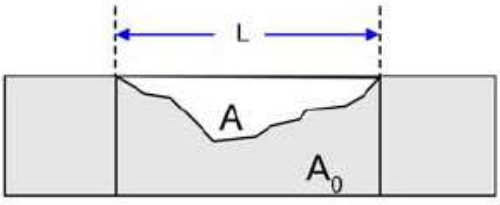
Pri čemu je:

L – duljina oštećenja, mm

D – vanjski promjer cijevi, mm

t – nominalna debljina stijenke cijevi, mm

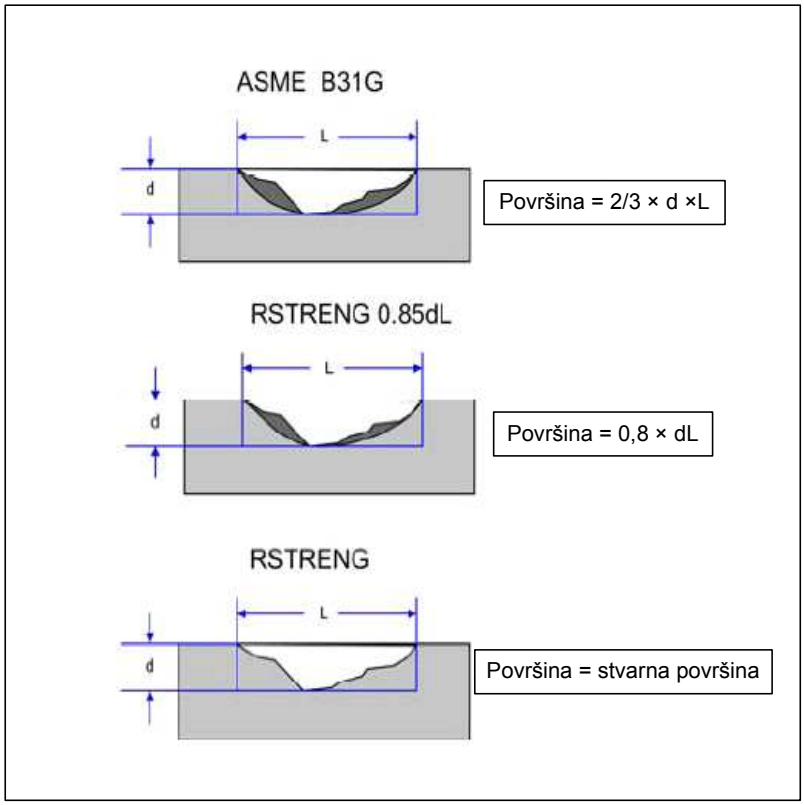
Procjena preostale čvrstoće cjevovoda (Standard ASME B31G) aproksimira oštećenja cjevovoda koja imaju parabolični oblik koji ovisi o duljini pukotine (L), površini oštećenja (A) i površini preostale debljine stijenke cjevovoda (A_0), kao što je prikazano na slici 5-6.



Slika 5-6. Shematski prikaz mjesta oštećenja cjevovoda (Cvitanović, Zovko, 2004)

Osim metode B31G razvijene su još neke metode izračuna preostale čvrstoće na mjestu oštećenja cjevovoda. Jedna od njih je i metoda RSTRENG.

Metodom RSTRENG se nastoji što točnije aproksimirati površina koju oštećenje zauzima. Ova se metoda razvila u dva oblika – RSTRENG metoda kojom se nastoji uzeti točnija površina oštećenja i RSTRENG 0.85, koja je izračunom nešto između B31G i RSTRENG metode. Usporedba metoda vidljiva je na slici 5-7 (Cvitanović, Zovko, 2004).



Slika 5-7. Usporedba metoda procjene veličine oštećenja (Cvitanović, Zovko, 2004)

Od spomenutih metoda za procjenu oštećenja jedino kriterij DNV RP F101 (DNV RP F101, 1999) uzima u obzir pogrešku geometrijske veličine oštećenja, tako da se svakoj procjeni tlaka propuštanja može pridodati određena pouzdanost.

Uvažavajući raznolikost određivanja oštećenja izračunava se tlak propuštanja cjevovoda na mjestima oštećenja u odnosu na maksimalni dozvoljeni radni tlak te se dobivaju kritične točke oštećenja koje zahtijevaju popravak.

Tako je dobivena jednadžba maksimalnog dozvoljenog radnog tlaka za cjevovod s korozijskim oštećenjem u koju je uračunat i faktor pouzdanosti koja glasi (DNV RP F101, 1999):

$$p_{corr} = \gamma_m \frac{2tSMTS\left(1-\gamma_d\left(d/t\right)^*\right)}{\left(D-t\right)\left(1-\frac{\gamma_d\left(d/t\right)^*}{Q}\right)} \tag{5-3}$$

Gdje je:

$$(d/t)^* = (d/t)_{meas} + \varepsilon_d \cdot StD[d/t] \tag{5-4}$$

Pri čemu je:

p_{corr} - dozvoljeni tlak cjevovoda s jednim uzdužnim oštećenjem, MPa (N/mm²)

γ_m - parcijalni sigurnosni faktor za uzdužni model procjene korozije

SMTS – minimalna dozvoljena vlačna naprezanja, MPa (N/mm²)

γ_d - parcijalni sigurnosni faktor za dubinu korozije

$\left(d/t\right)_{meas}$ - izmjerena (relativna) dubina oštećenja, mm

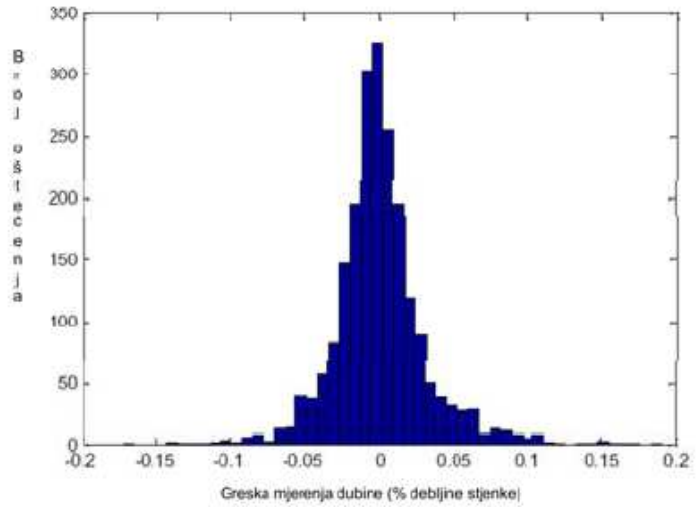
Q – faktor korekcije dužine

ε_d - faktor koji definira djelomičnu vrijednost za dubinu korozije

StD[d/t] – standardna devijacija [*d/t*]

Kod procjene broja kritičnih točaka koje je potrebno sanirati važnu ulogu ima pouzdanost mjerenja, ali i točnost i pouzdanost interpretacije dobivenih podataka mjerenja. Kao što je prikazano na slici 5-8 raspodjela pogreške pri mjerenju MFL alatom za 2000 slučajeva (Westwood, Hopkins, 2004) dobivena je u normalnoj razdiobi, tako da je jednostavno povezati pogrešku mjerenja sa standardnom devijacijom (Westwood, Hopkins, 2004).

.



Slika 5-8. Raspodjela pogreške pri mjerenju MFL uređajem (Westwood, Hopkins, 2004)

Prema svemu navedenom može se zaključiti da se primjenom različitih metoda procjene oštećenja dobiva različiti broj točaka oštećenja cjevovoda koje zahtijevaju popravak, što za sobom povlači i različite financijske odluke. Po broju kritičnih točaka koje je potrebno sanirati ASME B31G je najkonzervativnija metoda. S druge strane metode DNV i RSTRENG zahtijevaju točan geometrijski profil oštećenja, a to je moguće postići samo alatima visoke točnosti mjerenja.

U ostale uređaje za dobivanje podataka o debljini stijenke cjevovoda ubrajaju se uređaji koji se mogu sami pokretati kroz cjevovod. To su uređaji na kojima se nalazi kamera, a koriste se kod provjere stanja unutrašnjosti cjevovoda u situacijama gdje ne postoje odašiljačka i prihvatna čistačka glava kao integralni dijelovi cjevovoda. Obično se koriste u inspekciji kanalizacijskih i vodovodnih mreža u urbanim sredinama (Jaarah et al. 2007).

Neizravne tehnike također daju dobre rezultate kojima se procjenjuje stanje cjevovoda, a to su mjerenja lutajućih strujnih smetnji, mjerenje potencijala cjevovoda (tlo), te određivanje fizikalno kemijskih karakteristika tla. Prikupljanjem podataka o propuštanjima cjevovoda u prošlosti, kvaliteti materijala od kojeg je izrađen cjevovod, vrsti premaza i kvaliteti izolacije cjevovoda također se na neizravan način određuje stanje cjevovoda.
U literaturi se navode primjeri određivanja stanja cjevovoda na unaprijed određenim kritičnim mjestima kao što su križanja cjevovoda sa željezničkim koridorom ili u urbanim područjima utjecaj cestovnog prometa (npr. prijevoz tramvajima) (Ivanković et al., 2011).

Metodologija direktne procjene vanjske korozije cjevovoda – ANSI/NACE RP0502-2002 (NACE, 2002) je opisana preporučena praksa procjene. Preporuke Američkog nacionalnog instituta za standarde - ANSI (engl. *American National Standards Institut*e), između ostalog i zbog nedostatka ili manjkavosti nacionalnih programa u području naftne industrije, a time i cjevovodnih sustava, općeprihvaćene su u mnogim zemljama, a koriste se i u Hrvatskoj. S obzirom da je NACE međunarodna organizacije koja se bavi istraživanjem korozije te donošenjem preporuka u područjima gdje se pojavljuje korozija prepoznata od strane instituta ANSI, tako su i njezine preporuke odobrene od strane ANSI-a. Ova se metoda primjenjuje u radu Fakulteta kemijskog inženjerstva i tehnologije, Sveučilišta u Zagrebu (Fakultet kemijskog inženjerstva, 2008), te je uspješno korištena u kompaniji JANAF (JANAF, 2007).

Metodologija direktne procjene vanjske korozije cjevovoda sastoji se od četiri koraka (NACE, 2002):

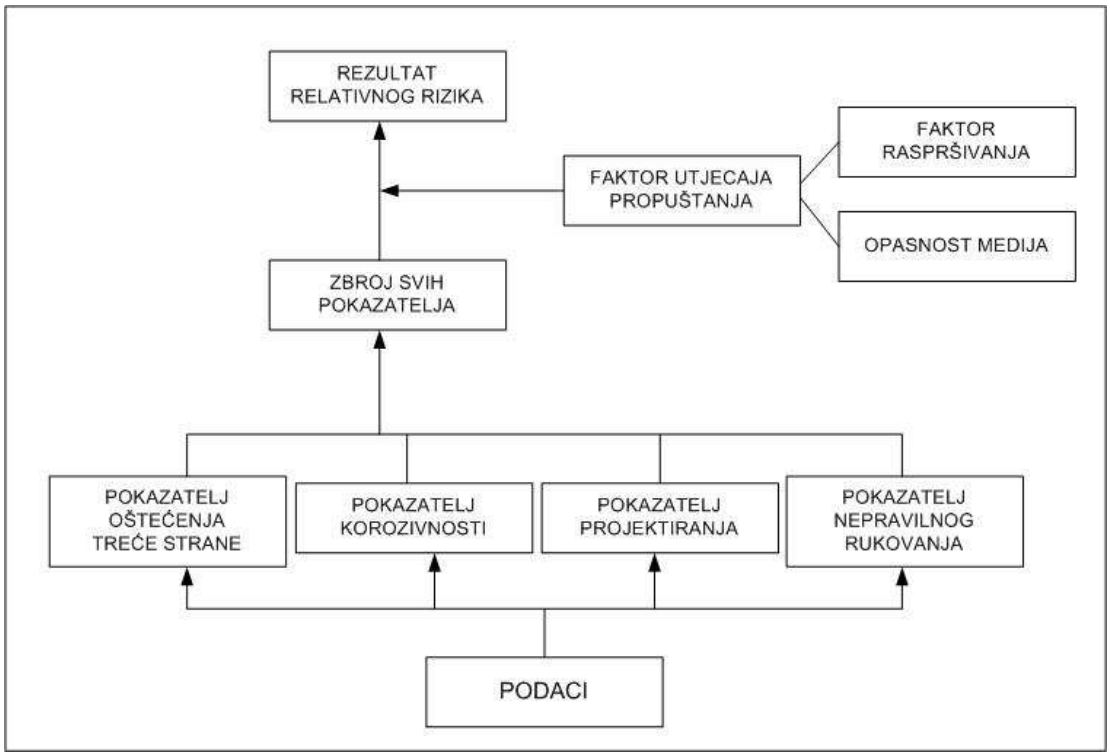
1. sakupljanje povijesnih i trenutnih podataka o stanju cjevovoda kako bi se na početku procijenilo da li je ovo metoda koja će donijeti zadovoljavajuće rezultate,
2. indirektna inspekcija podzemnim i nadzemnim tehnikama utvrđuje i definira ozbiljnost oštećenja izolacije ili neke druge anomalije, područja u kojima je moguća pojava aktivnosti korozije,
3. direktna inspekcija i analiza podataka dobivenih indirektnom inspekcijom kako bi se definirala područja otkopavanja cjevovoda,
4. završna analiza podataka prikupljenih u tri prethodna koraka na temelju koje se oblikuje procjena uspješnosti analize te određuje vrijeme za ponavljanje.

Podaci o propuštanjima naftovoda su jedan od važnih elemenata koji utječu na procjenu rizika. Oni bi morali sadržavati informacije o mjestu propuštanja, uzroku, količini ispuštenog fluida, opsegu onešićenja, načinu sanacije i eventualno ukupnim troškovima sanacije i gubitka. U slučaju da su dostupni podaci o propuštanjima razmatranog naftovoda nedostupni ili se smatra da nisu potpuni, uobičajena je praksa korištenje postojećih baza podataka o propuštanjima u zadanom području.

Sljedeći korak je **relativna procjena rizika propuštanja naftovoda** sustavom bodovanja. Preporuča se procjena rizika poznata kao Muhlbauer metoda procjene rizika cjevovoda (Muhlbauer, 1996).

Muhlbauer metoda je kombinacija više metoda procjena rizika s time da djelomično može ući i u kategoriju subjektivnih metoda. U određenom se trenutku dolazi do subjektivne procjene koja rezultira određenim brojem sakupljenih bodova.

Osnovna procjene je prikazani model s određenim podgrupama – pokazateljima, kao što je prikazano na slici 5-9.



Slika 5-9. Shema procjene rizika prema Muhlbauerovoj metodi, (Muhlbauer, 2004)

Svaka od gore navedenih podgrupa ima definiran način bodovanja s time da se suma svih pokazatelja – zbroj pokazatelja oštećenja izazvanog utjecajem treće strane, korozivnosti, projektiranja i nepropisnog rukovanja – korigira za veličinu faktora propuštanja pri čemu se dobije rezultat za određenu dionicu cjevovoda ili sustava cjevovoda.

Faktor utjecaja propuštanja služi kao korektor vrijednosti sume pokazatelja u odnosu na posljedice propuštanja cjevovoda. U njemu su izraženi elementi opasnosti utjecaja fluida na okoliš i faktora raspršivanja u trenutku propuštanja cjevovoda. Veći broj bodova ovog faktora predstavlja i veći rizik.

Izračun pokazatelja oštećenja izazvanog utjecajem treće strane računa se prema sljedećim elementima kojima se dodjeljuje navedeni broj bodova (Muhlbauer, 2004)

A Minimalna dubina ukopanosti cjevovoda	0 – 20 bodova (20%)
B Razina aktivnosti	0 – 20 bodova (20%)
C Površinska infrastruktura	0 – 10 bodova (10%)
D Telefonski broj za pozive	0 – 15 bodova (15%)
E Educiranost javnosti	0 – 15 bodova (15%)
F Uvjeti prava prolaza	0 - 5 bodova (5%)
G Učestalost obilaska	0 – 15 bodova (15%)

Ukupno se u ovom dijelu procjene može sakupiti 100 bodova.

Pokazatelji korozivnosti predstavljaju vrijednost sume bodova koja rezultira prisutnošću nekoliko vrsta korozije – atmosferske, unutarnje i korozije metala vezane uz ukopane cijevi.

Pokazatelj korozivnosti se računa prema sljedećim elementima kojima se dodjeljuje broj bodova u navedenom rasponu (Muhlbauer, 2004):

A Atmosferska korozija	0 – 20 bodova (20%)
B Unutarnja korozija	0 – 20 bodova (20%)
C Korozija metala vezana uz ukopane cijevi	0 – 60 bodova (60%)

Maksimalni broj bodova u ovom dijelu procjene može biti 100 bodova. Procjena broja bodova kod korozije metala vezana uz ukopane cijevi sadrži podskupine vezane uz katodnu zaštitu, stanje izolacije cjevovoda, korozivnost tla, starost sustava i druge.

Sljedeći element procjene rizika predstavlja odnos između projektiranih i stvarnih uvjeta rada. Iako se ovaj dio procjene čini jednostavan, on je složen i vrlo važan pri izračunu procjene rizika propuštanja cjevovoda.

Sastoji se od sljedećih elemenata procjene (Muhlbauer, 2004):

A Faktor sigurnosti cijevi	0 – 20 bodova (20%)
B Faktor sigurnosti sustava	0 – 20 bodova (20%)
C Umor materijala	0 – 15 bodova (15%)

D Potencijal pulzirajućih struja	0 – 10 bodova (10%)
E Hidrostatski test	0 – 25 bodova (25%)
F Kretanje tla	0 – 10 bodova (10%)

Ukupno se u ovom dijelu procjene može sakupiti 100 bodova.

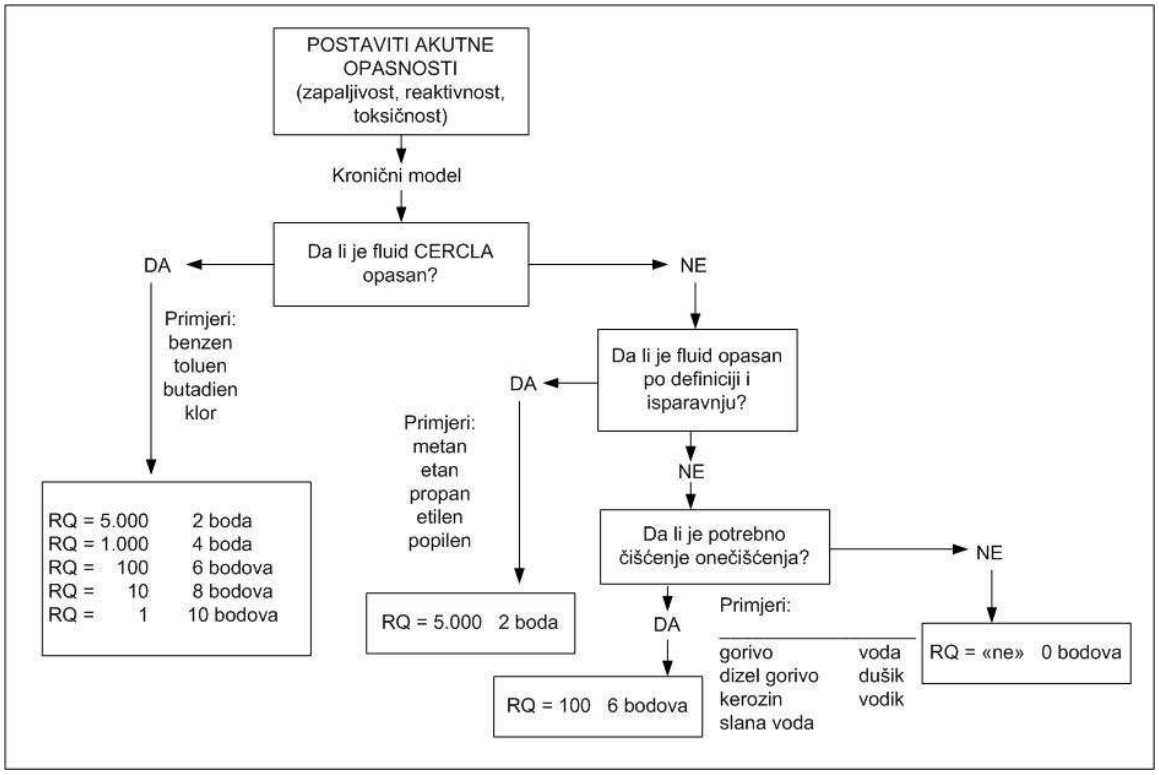
Sljedeći element koji je potrebno procijeniti je pokazatelj nepravilnog rukovanja. Sastoji se od elemenata procjene (Muhlbauer, 2004):

A Projektiranje	0 – 30 bodova (30%)
B Konstrukcija	0 – 20 bodova (20%)
C Radni uvjeti	0 – 35 bodova (35%)
D Održavanje	0 – 15 bodova (15%)

Ukupno se u ovom dijelu procjene može sakupiti 100 bodova.

Ukupna maksimalna vrijednost navedenih četiriju pokazatelja (pokazatelj oštećenja izazvanog utjecajem treće strane, pokazatelj korozivnosti, pokazatelj projektiranja i pokazatelj nepravilnog rukovanja) je 400 bodova za slučaj da cjevovod nije ugrožen odnosno da je vrijednost propuštanja jednaka nuli. Nakon što se izračunaju veličine svih pokazatelja pristupa se izračunu faktora utjecaja propuštanja. Suma pokazatelja se korigira za faktor utjecaja propuštanja, što ujedno predstavlja veličinu relativnog utjecaja propuštanja za okoliš. Pri tome je relativni utjecaj propuštanja na okoliš količnik sume pokazatelja i faktora utjecaja propuštanja. Ukupan faktor utjecaja propuštanja je količnik veličine opasnosti utjecaja fluida na okoliš u odnosu na faktor raspršivanja.

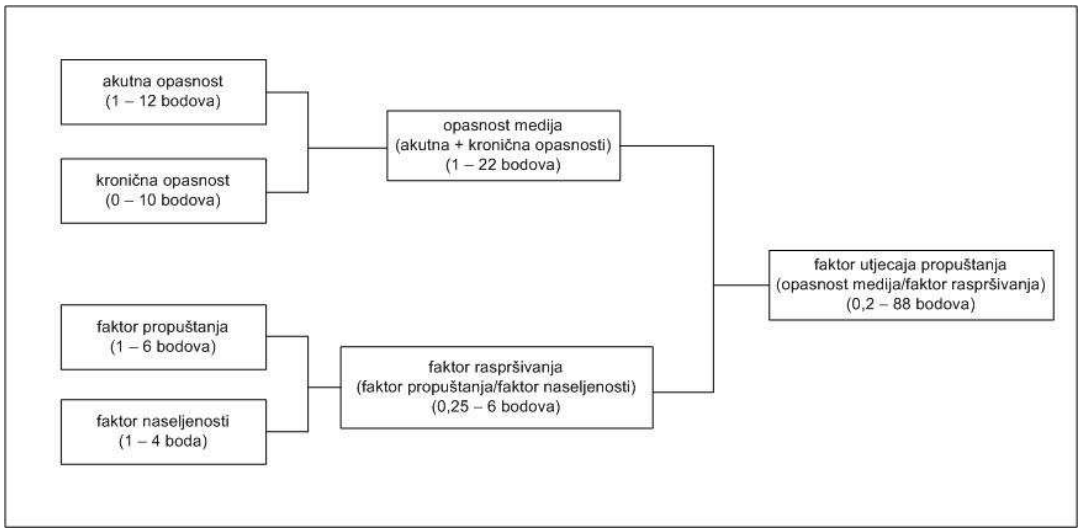
Definiraju se dva tipa opasnosti od propuštanja – akutna i kronična. Kao što je vidljivo na slici 5-10 utvrđivanje kronične opasnosti, RQ ovisi o fizikalno – kemijskim svojstvima fluida i opasnosti po ljudski život kako je propisano u američkoj regulativi „*Zakon o sveobuhvatnoj ekološkoj reakciji, odšteti i odgovornosti*“ - CERCLA (engl. *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act*), (CERCLA, 1980.). Zakon je donesen u američkom kongresu 1980. godine, te je 1986. godine proširen u „*Nacionalni plan o nepredviđenim situacijama*“ (engl. *National Contingency Plan – NCP*).



Slika 5-10. Dijagram tijeka procjene kronične opasnosti prema CERCLA, (Muhlbauer, 2004)

Pošto je maksimalna vrijednost sume akutne i kronične opasnosti jednaka 22 boda, a moguće ju je korigirati za faktor utjecaja propuštanja do maksimalno 6 bodova (kao najbolji slučaj), ukupni faktor propuštanja kao količnik gore navedenih vrijednosti može biti u rasponu od 0,2 (kao najbolji slučaj) do 88 bodova (kao najlošiji slučaj), (slika 5-11).

Što je faktor utjecaja propuštanja veći, veći je i relativni rizik od propuštanja cjevovoda. U tom se slučaju dobivena vrijednost relativnog rizika kreće u rasponu od 2000 bodova (za cjevovode bez rizika od propuštanja) do nula (kao najlošiji rezultat odnosno sigurne pojave propuštanja).



Slika 5-11. Elementi izračuna faktora utjecaja propuštanja, (Muhlbauer, 2004)

Za većinu magistralnih cjevovoda kojima se transportiraju ugljikovodici dobiveni rezultat je u rasponu od 10 do 300 bodova (Muhlbauer, 1996). Kod ovakvog načina procjene rizika propuštanja cjevovoda u proračun se ne uzima utjecaj vezan uz sigurnost ljudi. Ostavlja se procjenitelju na razmatranje da svojim znanjima i iskustvom kvalitetno pristupi analizi propuštanja cjevovoda.

Kao rezultat procjene rizika propuštanja magistralnih naftovoda i dostupnih podataka mjerenja moguće je **definirati kritične dionice cjevovoda**.

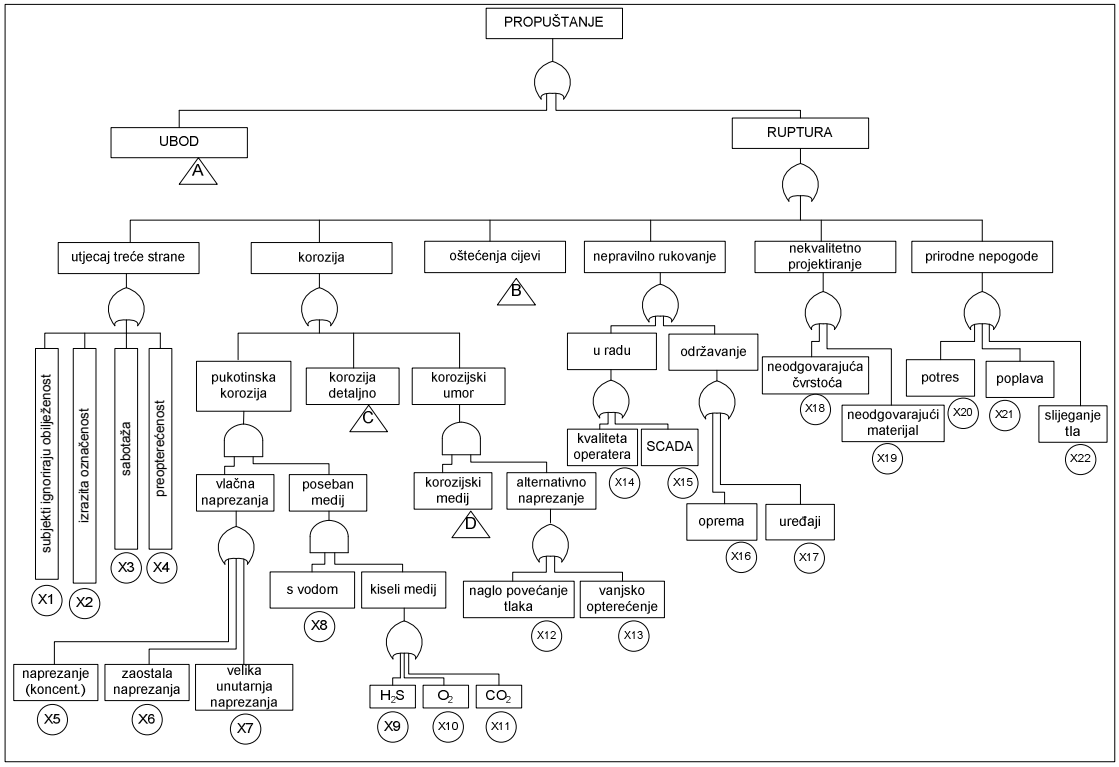
Provjera sukladnosti s postojećom regulativom predstavlja određenu kontrolnu listu - upitnik koji pokriva sve faze radnog vijeka cjevovoda. Rezultat provjere je popis sukladnosti i nesukladnosti sa zakonskom regulativom (postojećim zakonima i propisanim pravilnicima) te ostalom regulativom odnosno procedurama, uputama, i preporukama iz područja zaštite zdravlja ljudi i očuvanja okoliša.

U ovom trenutku procjene prema preporučenoj metodologiji definirana je lista glavnih izvora opasnosti i mogućih potencijalnih kritičnih mjesta propuštanja. Na temelju tih se podataka uspostavlja **strategija upravljanja magistralnim naftovodom** ili revizija postojeće strategije. Strategija obuhvaća planiranja ulaganja u poboljšanje sustava zaštite i cjelovitosti magistralnih naftovoda, revidiranje uputa u slučaju da je došlo do potrebe promjena uvjeta rada ili održavanja i provođenje mjerenja prema već prije planiranom planu ili novim saznanjima.

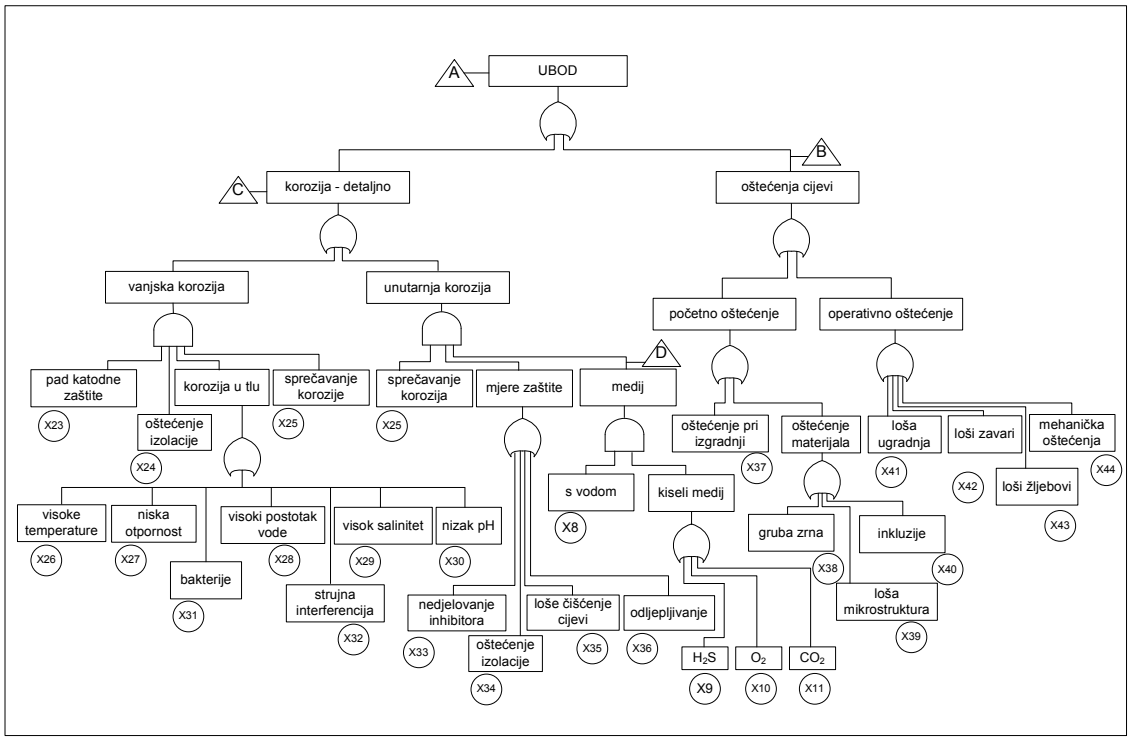
Kao što je već spomenuto, napredna razina preporučene metodologije predstavlja skup analiza iz područja procjene rizika koje zbog svoje kompleksnosti nisu uobičajena praksa u svakodnevnom radu. Provode ih stručne osobe na temelju timskog rada u koji su uključeni i vlasnici instalacija, pogotovo u dijelu prikupljanja relevantnih podataka.

Provjera vjerodostojnosti podataka je potrebna zbog mogućnosti ponavljanja istih događaja (propuštanja) u različitim listama podataka. Rezultat provjere je lista vjerodostojih podataka o propuštanjima ili lista podataka najvećih propuštanja s detaljnim opisom.

Učestalost mogućeg propuštanja izračunava se na temelju modela pouzdanosti koristeći se analizama sheme događaja i/ili analizama sheme pogrešaka, kao što je prikazano na na slikama 5-12 i 5-13 (Yuhua, Datao, 2005).



Slika 5-12. Shema analize pogrešaka cjevovoda – I dio, (Yuhua, Datao, 2005



Slika 5-13. Shema analize pogrešaka cjevovoda – II dio, (Yuhua, Datao, 2005)

Kao što je vidljivo na shemi neočekivani događaj, u ovom slučaju propuštanje cjevovoda je postavljeno na vrh dijagrama. Slijedi podjela na ubod i rupturu. U slučaju uboda smatra se da dolazi do jednoličnog propuštanja iz nepromjenjivog otvora na cjevovodu, dok se za rupturu smatra da tijekom propuštanja dolazi do povećanja promjera samog mjesta propuštanja.

Nakon što se postavi tzv. „stablo događaja“ potrebno je odrediti vjerojatnost svakog pojedinog događaja. Obično se taj podatak temelji na sakupljenim podacima o naftovodu ili podacima koji se nalaze u bazama podataka, no potrebno je dugogodišnje iskustvo u radu kako bi se kvalitetno odredio ovaj osjetljivi dio procjene.

Tako postoji već prije spomenuta baza podataka o propuštanjima europskih magistralnih naftovoda - CONCAWE (CONCAWE, 2011), baza podataka o propuštanjima cjevovoda kojima se transportiraju opasni fluidi na području Kalifornije u kojoj su objedinjeni podaci o propuštanjima cjevovoda u razdoblju 1981. do 1990. godine (*Office of State California Fire Marshal*, 1993), baza podataka o propuštanjima magistralnih naftovoda u dolini rijeke Niger (NNPC, 2007), baza podataka o propuštanjima na području Velike Britanije britanskog Udruženja operatora kopnenih cjevovoda (engl. *United Kingdom Onshore Pipeline Operator's Association* - *UKOPA*) i druge. U njima se nalaze rezultati opsežnih, često

višegodišnjih analiza i predstavljaju reprezentativne podatke za grupe naftovoda u pojedinim geografskim područjima. Osim učestalosti propuštanja, analize uzroka propuštanja i starosti sustava poneki od njih daju analizu materijala cijevi u odnosu na broj propuštanja, očekivanja seizmičkih djelovanja i slično. Sve su to podaci koji se koriste kao ulazni podaci u izračunu vjerojatnosti propuštanja.

Uobičajena je praksa u svijetu da nevladine organizacije ili udruženja, koristeći se sredstvima sponzoriranima od naftnih kompanija, istražuju, sakupljaju podatke te ih u obliku raznih baza podataka prezentiraju javnosti.

Analiza posljedica predstavlja analizu rizika fizičkih aspekata u opasnim zonama. Opasne zone se definiraju kao područja u kojima može doći do propuštanja cjevovoda, te gdje može doći do negativnog utjecaja propuštanja na ljude, stvari ili okoliš (Dziubinski et al., 2006).

Izračun socijalnog i individualnog rizika u slučaju propuštanja naftovoda sastoji se od izračuna utjecaja transportiranog fluida na stanovništvo u zoni propuštanja. Pri tome se izračunava vjerojatnost posljedica od propuštanja upotrebom kvantitativnih analiza sheme događaja (Dziubinski et al., 2006).

Procjena učestalosti propuštanja se temelji na dostupnim podacima o propuštanjima predmetnog naftovoda i dostupnim bazama podataka o propuštanjima istovjetnih magistralnih sustava.

Sakupljeni se podaci dobiveni predloženom metodologijom na osnovnoj i naprednoj razini pažljivo provjeravaju i analiziraju pa se na temelju završne procjene rizika obavlja analiza svih postupaka upravljanja cjelovitošću cjevovodnog sustava. U slučaju kada su rezultati procjene rizika neprihvatljivi, dodatnim se mjerama zaštite smanjuje predmetni rizik. Uobičajena je praksa da se nakon ovakvih opsežnih procjena rizika provjerava status police osiguranja koja se po potrebi korigira.

5.1. Procjena rizika propuštanja prema preporučenoj metodologiji na primjeru magistralnog naftovoda Graberje – Stružec

Kako bi se postavljena metodologija dokazala kao primjenjiva kao primjer za izračun odabran je magistralni naftovod Otpremna stanica Graberje – Otpremna stanica Stružec.

Ovaj je naftovod je odabran iz više razloga:

- starost naftovoda – veća od 45 godina,
- postojanje katodne zaštite od samog početka rada cjevovoda,
- kontinuirano izvođenje preventivnih i korektivnih radnji održavanja cjevovoda (mjerenje izolacije cjevovoda Pearsonovom metodom, redovita godišnja mjerenja kvalitete katodne zaštite),
- tijekom radnog vijeka navedenog naftovoda nije se desilo niti jedno propuštanje pa je neophodno utvrditi može li se očekivati propuštanje.

5.1.1. Magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec

U skladu s osnovnom razinom predloženog dijagrama toka procjene rizika propuštanja (slika 6-2) slijedi definiranje naftovoda. Magistralnim naftovodom OS Graberje – OS Stružec transportira se suha nafta s naftnih polja Ivanić Grada i Dugog Sela, nafta transportirana iz smjera OS Šandrovac te kondenzat i prirodni benzin s podravskih plinsko-kondenzatnih polja.

Naftovod je projektiran na maksimalni dozvoljeni radni tlak od 40 bara, dok trenutni radni tlak naftovoda iznosi 20 bara. Izgrađen je od bešavnih čeličnih cijevi API 5L X52 debljine stijenke 7,8 mm, duljine je 22,8 kilometara, a sastoji se od tri dionice s dvije među-čistačke stanice. U rad je pušten 1965. godine. Promatrani magistralni naftovod je strateški važan magistralni pravac sirove nafte (Podravina – Posavina – Rafinerija nafte Sisak), tako da se smatra da će ostati u radu i u narednom razdoblju od sljedećih dvadeset i više godina.

Magistralni naftovod štićen je katodnom zaštitom od početka rada. Osim redovitog čišćenja naftovoda čistačima dva puta mjesečno na istome se obavljaju i redoviti godišnji preventivni pregled katodne zaštite te korektivne radnje popravka katodne zaštite (Tehnička dokumetacija INA, 2011). Osnovni podaci o navedenom naftovodu prikazani su u tablici 5-1.

Tablica 5-1. Tehnički podaci magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec (Tehnička dokumetacija INA, 2004)

MAGISTRALNI NAFTOVOD OS GRABERJE – OS STRUŽEC		
Vanjski promjer	[mm]	250
Duljina naftovoda	[km]	22,8
Nominalna debljina stijenke	[mm]	7,8 (8,74 / 11,13 / 15,88)
Materijal		čelik kvalitete API 5L Grad B (X-52)
Početak rada		1965.
Maksimalni dozvoljeni radni tlak	[bar]	40
Trenutni radni tlak	[bar]	20
Provjera stanja naftovoda		da (2004. i 2011.)

Zbog potrebe izgradnje novog ulaza/izlaza s autoceste Zagreb – Lipovac, na lokaciji Križ u proljeće i ljeto 2007. godine obavljeni su radovi horizontalnog i vertikalnog izmještanja dijela predmetnog magistralnog naftovoda. Radovi su izvedeni u dvije faze. U prvoj fazi je izvedeno privremeno izmještanje naftovoda, a u drugoj fazi trajna ugradnja dionice naftovoda na projektiranom mjestu.

5.1.2. Podaci o ispitivanjima stanja naftovoda

5.1.2.1. Direktna ispitivanja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec u skladu s normom NACE RP0502-2002

Kada se govori o koroziji cjevovoda u funkciji procjene rizika od propuštanja obično se smatra da osnovna podjela korozije podrazumijeva podjelu na unutarnju i vanjsku koroziju no neki autori, kao na primjer Muhlbauer smatraju da je podjela na atmosfersku, unutarnju i koroziju vezanu uz ukopane cijevi primjerenija.

Već su ranije spomenuti faktori koji izravno ili neizravno utječu na pojavu korozivnosti. Najvažniji pokazatelji korozivnosti su stanje katodne zaštite, stanje izolacije cjevovoda, korozivnost tla, starost sustava i učestalost inspekcije cjevovoda.

Katodna zaštita je jedan od osnovnih načina zaštite cjevovoda. Cilj katodne zaštite je pretvaranje cijelog cjevovoda u katodu koja ne korodira. To je metoda zaštite od korozije koja se provodi dovođenjem istosmjerne električne struje na cjevovod kako bi isti postao električni

negativan. Pri tome cjevovod postaje katoda, dok drugi pol u strujnom krugu postaje električni pozitivan i predstavlja anodu. Na taj se način neutralizira korozijski učinak okoliša na mjestima mogućih oštećenja izolacije, odnosno ne dopušta se napuštanje iona metala s cjevovoda u korozijski medij.

Na površini ukopanog metalnog neštićenog cjevovoda nalazi se niz galvanskih članaka koji su posljedica nehomogenosti (tlo, nečistoća u metalu, nejednoliko naprezanja i sl.). To znači da na cjevovodu postoji velik broj galvanskih članaka s lokalnim anodnim i katodnim područjima. S dijela cjevovoda koji ima pozitivniji potencijal struja će poteći prema dijelu cjevovoda negativnijeg potencijala. Da bi se zatvorio strujni krug, struja na negativnijem dijelu cijevi odlazi u tlo i prolazi kroz njega se vraća na pozitivniji dio. Mjesto na kojem struja napušta cijev i odlazi u tlo se zove anoda i na njoj dolazi do pojave korozije, a mjesto gdje struja kroz tlo dolazi na cijev se zove katoda i na tom mjestu ne dolazi do pojave korozije.

Postoje dvije tehnike katodne zaštite: sustav katodne zaštite s galvanskim (žrtvovanim) anodama i sustav katodne zaštite s „narinutom“ strujom iz vanjskog izvora. U prvom slučaju se ukopana metalna konstrukcija (cjevovod) katodno štititi ukoliko se izravno poveže s elektro negativnijim metalom koji je uronjen u isti korozivni medij. Stvara se elektrokemijska ćelija u kojoj katodu predstavlja štićeni cjevovod, a anodu žrtvovani metal koji podliježe koroziji. Najčešće se koriste anode od magnezija, cinka ili aluminija jer su ti metali elektronegativniji od čelika.

Kod metode katodne zaštite s narinutom strujom, metalna konstrukcija koja se katodno štiti veže se na negativni pol ispravljača, a pozitivni pol spaja se na anodno ležište od inertnih anoda. Struja koja izlazi s anodnog ležišta u korozivni medij odlazi na metalnu konstrukciju, cjevovod i na taj način neutralizira korozijske struje na mjestima oštećenja izolacijske prevlake. Sustav s narinutom strujom sastoji se od uređaja katodne zaštite (transformator-ispravljač s ručnom ili automatskom regulacijom potencijala) i anodnim ležištem (inertne anode najčešće od ferosilicija u punilu od koksa).

Kroz pravilnike i norme koje su u uporabi (NACE preporuke, *Pravilnik o tehničkim normativima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport*) usvojen je kriterij da je čelična konstrukcija zaštićena od korozije ako je zaštitni

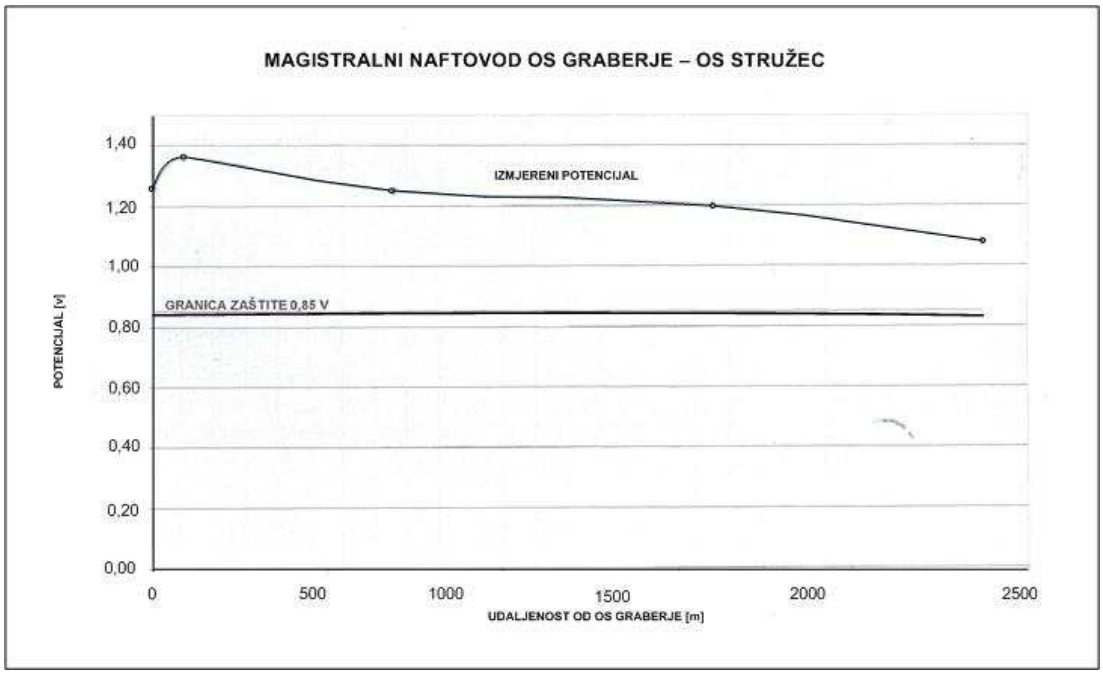
nivo potencijala katode (negativniji) minimalno -0,85 V na cijeloj površini (dionici) štićene konstrukcije (cjevovoda) u odnosu na referentnu elektrodu $Cu/CuSO_4$, uz uvjet trajnog rada sustava (NACE RP502-2002, 2002, Službeni list br. 26/85 preuzeto Narodne novine br. 53/91, 1991).

Kako bi katodna zaštita bila učinkovita, sustav mora ispravno i kontinuirano raditi, a da se to ostvari potrebno je planirati preventivno i korektivno održavanje sustava katodne zaštite.

Radovi preventivnog održavanja sastoje se od sljedećih radnji: vizualni pregled svih mjernih mjesta (uključujući uređaje, mjerne kutije i polarizacijske ćelije), mjerenja potencijala cjevovod – tlo, provjere postojanja lutajućih struja i utjecaj elektroenergetskih objekata, podešavanje i optimalizacija rada sustava zaštite te, na temelju terenskih mjerenja izrada godišnjih izvješća s izvršenim mjerenjima kvalitete katodne zaštite (Kaličanin, Šetka, 2011). Održavani sustav katodne zaštite bitan je pokazatelj integriteta naftovoda.

Vizualna provjera sustava katodne zaštite magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec obavlja se tijekom redovitih obilazaka koridora naftovoda, dok se jednom godišnje obavljaju potrebna mjerenja kao i opitimalizacija rada sustava katodne zaštite. U slučaju uočenih nedostataka u radu katodne zaštite obavljaju se korektivne radnje.

Posljednji preventivni pregled katodne zaštite predmetnog naftovoda obavljen je u prosincu 2011. godine. Prema dobivenim podacima mjerenja izmjereni potencijal koji garantira zaštitu cjevovoda od vanjske korozije je zadovoljavajući, kao što je vidljivo na dijagramu (slika 5-14) gdje je prikazan dio izmjerenih podataka u dijelu koridora naftovoda gdje se nalazi samo predmetni naftovod (Tehnička dokumentacija INA, 2012).



Slika 5-14. Podaci mjerenja potencijala na dijelu magistralnog naftovoda Graberje – Stružec, (Tehnička dokumentacija 2012)

Tijekom pregleda mjernih i napojnih stanica uočeno je nekoliko manjih oštećenja nadzemnog dijela opreme koji nisu utjecali na kvalitetu katodne zaštite. Naručenim korektivnim radnjama nedostaci su otklonjeni. Radilo se o zamjenama uništenih mjernih kutija (više lokacija) i dogradnji anodnog ležišta (jedna lokacija) (Tehnička dokumentacija 2012).

Metodama provjere stanja izolacije cjevovoda može se neizravno doći do podataka o napadu korozije i promjenama u debljini vanjske stijenke cjevovoda. To su Pearsonova metoda te tzv. strujna metoda provjere stanja izolacije cjevovoda (engl. *Pipeline Current Mapper – PCM*).

Pearsonova detekcija stanja izolacije cjevovoda nastala je 40-ih godina prošlog stoljeća no još se koristi. Ovom se metodom provjerava stanje kvalitete izolacije ukopanih cjevovoda kod sumnji u oštećenost. Pri tome može doći do oštećenja cjevovoda tijekom godina, npr. ispiranja pješčane posteljice podzemnim vodama te nalijeganje cijevi na kamenu ili drugu neravnu površinu, starenje cjevovoda, pa time i starenje izolacije ili oštećenja nastalih prilikom polaganja cjevovoda. U slučaju oštećenja manjih od 100 cm^2 ne smatra se da je površina potencijalno opasno mjesto za nastanak vanjske korozije jer takve površine pokriva katodna zaštita bez većeg utroška električne energije (Roberge, 2008, Peabody, 2001).

Princip Pearsonove metode je u tome da se odašiljačem spojenim na cjevovod, obično preko mjernih točaka katodne zaštite, šalju signali prijemniku postavljenom na određenoj udaljenosti. Na mjestima oštećenja izolacije smanjuje se otpor između cijevi i tla, koji se na prijemniku očituje kao veći otklon mjernog instrumenta. Mjerenjem se mogu razlikovati „kratke oštećene površine“ i „duge oštećene površine“ izolacije.

„Kratke oštećene površine“ su mjesta oštećenja izolacije gdje je dužina signala tokom mjerenja manja od 3 metra, dok su „duge oštećene površine“ mjesta oštećenja izolacije gdje je signal dulji od 3 metra.

S obzirom na jakost signala na Pearsonovom detektoru tj. prema otklonu na skali detektora na mjestu oštećenja izolacije, mogu se razlikovati:

- „slaba oštećenja“ (otklon na skali od 0 do 4),
- „srednja oštećenja“ (otklon na skali od 4 do 8),

„jaka oštećenja“ (otklon na skali od 8 do preko 10).

Opažanja na Pearsonovom detektoru omogućuju utvrđivanje mjesta i veličine oštećenja kao i kvalitetu izolacijske prevlake na cjelokupnoj dužini cjevovoda. Dužina oštećenja ne mora bitno utjecati na veličinu signala, jer može postojati dio malih oštećenja na većoj duljini cijevi. Preporuka je da se na mjestima označenim s „duga oštećena površina“ izvrši otkopavanje cjevovoda i popravak izolacije, no uobičajena je praksa da se na probnim lokacijama provjeri stvarno stanje izolacije, a usporedbom rezultata mjerenja sa stvarnim stanjem donese odluka o broju i lokacijama mjesta sanacije (Tehnička dokumentacija INA, 2011).

Za razliku od Pearsonove metode kod koje mjerenje obavlja pomoću istosmjerne struje, kod strujne se metode koristi izmjenična struja niske frekvencije. S obzirom da je ova metoda razvijena mnogo godina kasnije te da se u sklopu instrumenata za detekciju oštećenja izolacije nalaze i mjerni instrumenti položaja (engl. *Global Positioning System – GPS*) ova se metoda sve češće koristi u praksi.

U trenutku kada je cjevovod otkopan stanje izolacije se može provjeriti izravnim metodama kao što je npr. određivanje prionjivosti izolacije. Prionjivost izolacije određuje se prema normama ASTM D3359 (ASTM D3359, 2009) i ASTM D6677-01 (ASTM D6677, 2007).

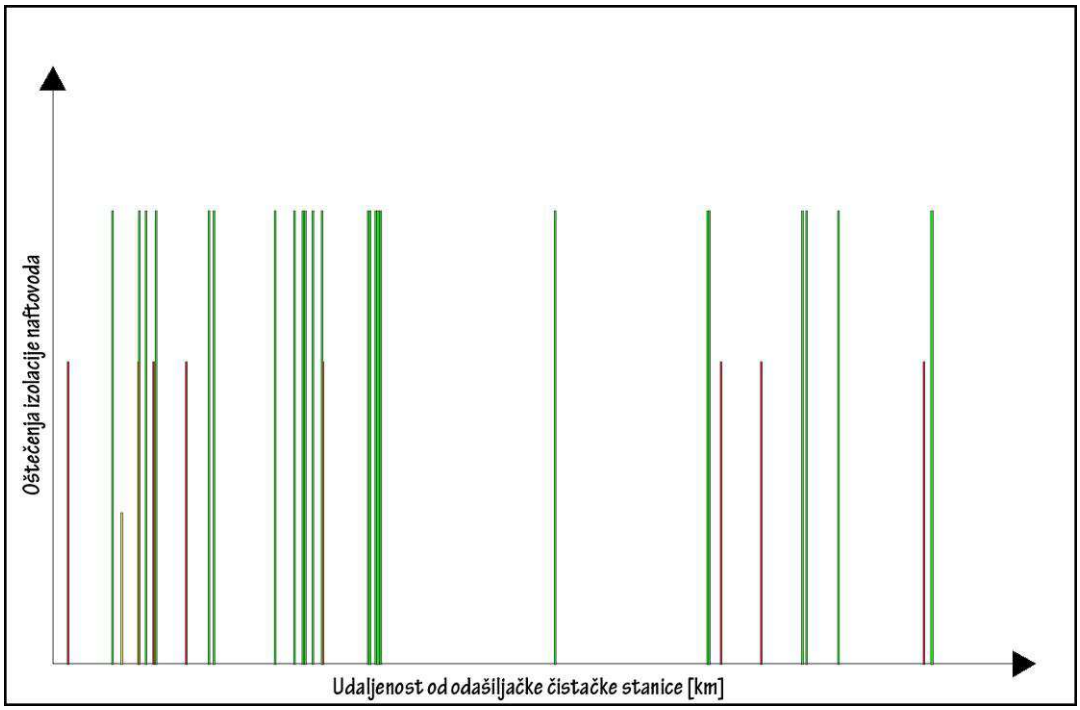
Kvaliteta izolacijske prevlake, kako je već navedeno, predstavlja važan pokazatelj moguće korozije cjevovoda. Ispitivanje kvalitete izolacijske prevlake magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec obavljeno je Pearsonovom metodom u proljeće 1999. godine. Mjerenja na terenu obavljena su alatom Pearson detektor (Model PD, Tip Mark 4) (Tehnička dokumentacija 2012).

Na predmetnom naftovodu uočeno je tijekom mjerenja ciklično pojavljivanje oštećenja u pravilnim razmacima. Ti su razmaci na pojedinim dionicama između 5 i 6 metara, odnosno 10 do 12 metara. Smatra se da je riječ o neizoliranim ili slabo izoliranim zavarima na spojevima cijevi. Dužina oštećenja na tim mjestima je oko 1 metar, a jačina signala ovisi o udaljenosti od mjesta priključka detektora. Uglavnom se radi o jakom signalu što upućuje na ozbiljna oštećenja izolacije. Iz tog je razloga bilo teško detektirati kratko oštećene površine, jer se signali s tih površina poklapaju sa signalima na mjestima oštećenja izolacije na varovima.

Mjerenjem je uočeno ukupno 35 oštećenja izolacije i to:

- 8 „dugih oštećenja površina“ „srednjeg oštećenja“,
- 27 „dugih oštećenja površina“ „jakog oštećenja“,
- više „slabih oštećenja“ uzastopno na lokaciji udaljenoj 1,78 km od odašiljačke čistačke stanice.

Raspored oštećenja uzduž cjevovoda shematski je prikazan na slici 5-15.



Slika 5-15. Shematski prikaz oštećenja izolacije uzduž naftovoda OS Graberje – OS Stružec

Nakon analize podataka dobivenih mjerenjem Pearsonovom metodom obavljeno je otkopavanje i sanacija na lokacijama izmjerenog najvećeg oštećenja izolacije. Te su lokacije ujedno bile i mjesta lošijeg rada katodne zaštite te se njihovim odabirom dobio uvid u veličinu, oblik i eventualne uzroke oštećenja. Lokacije gdje su obavljene sanacije prikazane su u tablici 5-2.

Tablica 5-2. Lokacije saniranih oštećenja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec, proljeće 2000. godine.

	UDALJENOST OD OS GRABERJE [km+m]	PROCIJENJENA DUŽINA OŠTEĆENJA [m]	NAPOMENA
1.	2+665	35	oštećenje izolacije
2.	4+020	10	križanje s plinovodom
3.	8+115	10	križanje s plinovodom – PE traka
4.	8+365 - 8+440	više dugih oštećenja	oštećenje PE trake
5.	22+620	10	oštećenje (blizina betonske jame)

Nakon građevinskih radova otkopavanja magistralnog naftovoda na predmetnim lokacijama uočena su određena oštećenja izolacije uz nekoliko lokacija gdje je došlo do kontakta

cjevovoda o cjevovod koji do tada nije bio poznat. Na mjestima križanja postavljena je mehanička barijera, popravljena izolacija na naftovodu, a lokacije naftovoda zatrpane (Tehnička dokumentacija INA, 2004).

Na slici 5-16. prikazana je jedna od saniranih lokacija - križanje naftovoda na udaljenosti 4020 m od OS Graberje.



Slika 5-16. Lokacija križanja naftovoda OS Graberje – OS Stružec s plinovodom kompanije Plinacro d.o.o. na udaljenosti od OS Graberje 4020 m (Tehnička dokumentacija INA, 2004)

Korozivnost tla također je jedan od važnih pokazatelja korozivnosti. Prema svom sastavu tlo predstavlja razdrobljenu masu, sastavljenu od mineralnih, organskih i organomineralnih čestica različitog stupnja dispergiranosti.

U praksi se koristi metoda utvrđivanja kakvoće tla na osnovu vezivnog broja K_A vrijednosti. Druga vrlo često korištena fizikalna karakteristika je higroskopnost koja ovisi o specifičnoj površini tla, a značajan je pokazatelj za kvalitativni sastav čestica. Međusobni odnos ovih podataka i fizičke vrste tla prikazan je u tablici 5-3 (Sebenji, Hakl, 1980).

Tablica 5-3. Klasifikacija zemljišta, (Sebenji, Hakl, 1980)

VRSTA TLA	SADRŽAJ ČESTITA MANJIH OD 0,02 mm %	VEZIVNI BROJ (K_A)	HIGROSKOPNOST (h_y)
grubi pijesak	0 -10	25	0 – 0,5
pješčenjaci	11 – 20	25 – 30	0,6 – 1,0
ilovasti pješčenjaci	21 – 35	31 – 37	1,1 – 2,0
ilovača	36 – 60	38 – 42	2,1 – 3,5
glina	61 – 80	43 – 60	3,6 – 6,0
teška glina	81 - 90	61 - 80	6,1

Kako bi se došlo do opće slike korozija u tlu veoma je važno ispitivanje utjecaja glinenih minerala na korozijsku agresivnost zemljišta.

Između ostalog, za proučavanje korozije važan je sadržaj kisika u tlu. Biološka aktivnost u tlu teži smanjivanju količina kisika, dok se istovremeno kroz njihovu metaboličku aktivnost povećava količina ugljičnog dioksida. Najveća biološka aktivnost opaža se na dubini od 150 mm tj. u području gdje se opaža i najveća brzina difuzije. Smanjenje difuzije uvjetovano je vlažnošću tla, tj. zasićenošću pora vodom koja dovodi do anaerobnog stanja u tlu. Znači, sljedeći važan utjecaj na koroziju ima voda.

U potpuno suhom tlu korozija ne opaža. Prisutnost vode potpomaže otapanju stvorenih oksida s površine metala, kao i ionizaciju u tlu prisutnih soli, stvarajući uvjete za tijek korozijske struje. Vlažnost zemljišta potiče od podzemnih, gravitacijskih i kapilarnih voda, te higroskopne vlage.

Jačina korozijske struje obrnuto je proporcionalna od specifičnog otpora tla. Zato će tla sa većim specifičnim otporom uz iste fizičke osobine, kao i uz istu količinu kisika imati slabije korozijske struje. Pri tome vodljivost tla u velikoj mjeri ovisi o količini otopljenih soli i vlažnosti tla i s njima je proporcionalna. Iz tog se razloga na osnovi vrijednosti specifičnog otpora tla klasificira korozijska aktivnost. Tako se prema tom kriteriju tla dijele u skupine prikazane u tablici 5-4.

Tablica 5-4. Korozivnost tla u odnosu na specifični otpor, (Peabody, 2001)

SPECIFIČNI OTPOR [Ωcm]	JAČINA KOROZIVNOSTI TLA
<500	vrlo visoka
500 – 1000	visoka
1000 – 2000	povišena
2000 – 10000	umjerena
>10000	niska

Iako specifični otpor izravno ne utječe na korozijski proces on ipak u znatnoj mjeri utječe na brzinu korozijskog procesa.

Kao što je poznato, životne uvjete mikoorganizama u tlu čine vlažnost, kisik, temperatura, organske materije i kiselost tla. U suhim rastresitim tlima vlada aerobno stanje jer je difuzija kisika neometana, dok je u vlažnim tlima relativno niske vrijednosti ukupnog poroziteta difuzija mala i vlada anaerobno stanje. Suho – vlažna alternacija povezana s aerobno – anaerobnim stanjem ima za posljedicu veliku korozivnu agresivnost.

Sljedeći važan čimbenik za određivanje korozivnosti tla je reakcija tla tj. kiselost tla i salinitet tla. Sve su to fizikalne veličine koje se mjerenjima mogu sakupiti. Njihovom se analizom može neizravno doći do spoznaja o mogućim korozijskim procesima koji su nastali, kao i njihovoj brzini.

Kako bi se dobili dodatni podaci o uzroku korozije, nakon mjerenja debljine stijenke MFL uređajem (prosinac 2011. god.) obavljena su izravna ispitivanja u skladu s normom NACE RP0502-2002 (NACE, 2002): mjerenja električne otpornosti tla, mjerenje potencijala cjevovod/tlo te provjera katodne zaštite. Mjerenja su obavljena u svibnju 2012. godine za potrebe ovog doktorskog rada.

Odabir lokacija za izravna ispitivanja naftovoda izravno je bio vezan uz rezultate mjerenja MFL uređajem. Odabrane su lokacije vezane uz lokacije najvećeg unutarnjeg oštećenja (lokacija 1), (slika 5-25), najvećeg vanjskog oštećenja (lokacija 4) i referentnih točaka bez oštećenja (lokacije 3 i 7).

Mjerenje električne otpornosti tla provedeno je prema standardu ASTM G57-95a (ASTM, 2001) Wennerovom metodom mjerenja električne otpornosti tla upotrebom četiri elektrode. To je najčešće korištena metoda mjerenja otpornosti tla. Izvodi se standardnim komercijalnim uređajima s četiri elektrode i instrumentima koji omogućavaju izravno očitanje otpora. Tijekom izvođenja mjerenja mjerne su elektrode postavljene izvan koridora ostalih cjevovoda koji se nalaze s predmetnim naftovodom u zajedničkom koridoru. Tako u provedenom mjerenju nije došlo do negativnog utjecaja ostalih cjevovoda na rezultate mjerenja.

Otpor je mjeren na tri dubine – 1, 2 i 3 metra, u tablicama 5-5. i 5-6. nalaze se rezultati mjerenja otpora za svaku pojedinu lokaciju kao i poziciju u kojoj je mjerenje obavljeno (udaljenost od naftovoda, te položaj elektroda u odnosu na cjevovod).

Mjerenja potencijala izvedena su instrumentom multimetar MCMILLER MCM LC-4.5 i prijenosnim referentnim elektrodama $Cu/CuSO_4$ (Tinker & Rasor).

Tablica 5-5. Rezultati mjerenja otpora na lokacijama oštećenja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec – 1.dio

LOKACIJA	UDALJENOST OD OS GRABERJE [km+m]	LOKACIJA MJERNOG MJESTA	UDALJENOST ELEKTRODA (dubina) [m]	OTPORNOST TLA [Ωcm]
1.	0+622	sjeverno na udaljenosti 5 m od naftovoda, paralelno sa cjevovodom	1	8100
			2	5500
			3	4300
	0+622	južno na udaljenosti 5 m od naftovoda, okomito na cjevovod	1	9400
			2	6200
			3	3900
3	4+527	sjeverno na udaljenosti 20 m od naftovoda, paralelno sa cjevovodom	1	3900
			2	3400
			3	3400
	4+527	južno na udaljenosti 15 m od naftovoda, paralelno sa cjevovodom	1	4400
			2	3500
			3	3300

Tablica 5-6. Rezultati mjerenja otpora na lokacijama oštećenja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec – 2.dio

LOKACIJA	UDALJENOST OD OS GRABERJE [km+m]	LOKACIJA MJERNOG MJESTA	UDALJENOST ELEKTRODA (dubina) [m]	OTPORNOST TLA [Ωcm]
4	10+295*	sjeverno na udaljenosti 20 m od naftovoda, okomito na cjevovod*	1	3200
			2	2700
			3	2400
	10+315**	sjeverno na udaljenosti 20 m od naftovoda, okomito na cjevovod**	1	5200
			2	4500
			3	3500
7	14+173	sjeverno na udaljenosti 20 m od naftovoda, paralelno sa cjevovodom	1	1570
			2	1500
			3	1500
	14+173	južno na udaljenosti 15 m od naftovoda, paralelno sa cjevovod	1	1380
			2	1380
			3	1300

* Obzirom da se radi o vanjskom oštećenju stijenke cjevovoda unutar kolone ispod asfaltne ceste, otpor tla je mjeren 10 m ispred prijelaza cjevovoda ispod ceste (udaljenost od OS Graberje cca 10+295).

** Iz istog je razloga otpor tla mjeren 10 m iza prijelaza cjevovoda ispod ceste (udaljenost od OS Graberje cca 10+315).

Izmjerene vrijednosti specifičnog otpora kreću se u vrijednostima 1300 do 9400 Ωcm, te se po kriterijima navedenima u tablici 5-4 mogu smatrati kao mjesta umjerene i povišene korozivnosti tla. Iz dobivenih podataka mjerenja vidljivo je da se otpornost tla smanjuje s dubinom mjerenja. Pri tome je povišena korozivnost tla izmjerena na lokaciji 7 (slika 5-25) koja je u ovom slučaju referentno mjesto – potencijalno mjesto ilegalne spojnice na cjevovodu, a ne mjesto oštećenja cjevovoda.

Na mjestima najvećih unutarnjih i vanjskih oštećenja cjevovoda izmjerenih MFL uređajem izmjerene su vrijednosti umjerene korozivnosti tla. Na temelju podataka o korozivnosti tla može se zaključiti da locirana mjesta povišene korozije naftovoda nisu nastala utjecajem korozivnosti tla.

Kako bi se za potrebe ovog rada pokazao princip preporučene metodologije obavljena su mjerenja potencijala duž cjevovoda i to u longitudinalnom i lateralnom smjeru pomoću dvije identične referentne elektrode na lokacijama 1, 3 i 7.

Svrha ovih mjerenja bio je pronalazak oštećenja izolacijske prevlake. Pri tome će razlika napona između dvije referentne elektrode prilikom mjerenja u longitudinalnom smjeru biti 0V, dok će prilikom mjerenja u lateralnom smjeru razlika napona iznad oštećenja izolacijske prevlake biti najveća. Rezultati mjerenja prikazani su na crtežima u Prilogu I. Razmak između elektroda u longitudinalnom smjeru iznosio je cca 1 m i elektroda spojena na minus (-) pol instrumenta uvijek je bila na istoj strani tj. na strani prema OS Stružec. Razmak između elektroda u lateralnom smjeru iznosio je 1,5 m, s tim da je elektroda spojena na minus (-) pol instrumenta uvijek bila iznad cjevovoda.

Razmatrajući rezultate mjerenja na sve tri lokacije može se zaključiti da nema oštećenja izolacijske prevlake, kao i to da struje katodne zaštite putuju u smjeru prema naftovodu, odnosno da je katodna zaštita u funkciji sukladno mjerenjima u prosincu 2011. godine, a naftovod katodno polariziran. Ovi su podaci potvrđeni i naknadnim iskopom na predmetnim lokacijama, a također se slažu sa rezultatima MFL mjerenja neinvazivnim uređajem provedenim u prosincu 2011. godinama.

Nakon iskopa na navedene tri lokacije obavljeno je mjerenje zaštitnih potencijala kao i mjerenje prisutnosti lutajućih izmjeničnih i istosmjernih struja. Rezultati mjerenja prikazani su u tablici 5-7.

Tablica 5-7. Rezultati mjerenja zaštitnih potencijala

LOKACIJA	POTENCIJAL (RE* na nivou tla) [V]	POTENCIJAL (RE* 5 mm iznad naftovoda) [V]	IZMJENIČNI POTENCIJAL
1	-1,22	-1,21	0,2
3	-1,01	-0,97	0,1
7	-0,98	-0,97	0,0

* RE – referentna elektroda

Prema izmjerenim vrijednostima zaštitnih potencijala može se zaključiti da je cijev naftovoda dovoljno katodno polarizirana te da je vrijednost te polarizacije dovoljno velika da zaustavi korozijski proces. Sve izmjerene vrijednosti su stabilne, nema fluktuacije vrijednosti potencijala, tako da se može potvrditi činjenica da ne postoje lutajuće struje na predmetnim lokacijama. Prema tome, može se isključiti pojavu lutajućih struja na lokaciji najvećeg oštećenja naftovoda.

5.1.2.2. Provedena ispitivanja stanja magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec neizravnim metodama

Mjerenja debljine stijenke magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec neinvazivnim uređajima obavljeno je u dva navrata – 2004. godine ultrazvučnim mjerenjem uređajem UltraScan WM i 2011. godine metodom gubitka magnetskog toka MFL uređajem.

Ultrazvučni uređaj radi na principu odašiljanja i primanja ultrazvučnih valova tako što uređaj putuje u struji fluida kroz cjevovod. Proračunom vremena povratka vala, nakon što se odbije od stijenke cjevovoda mogu se dobiti precizne mjere udaljenosti između površine reflektiranog vala i primatelja.

Ako je oštećena unutarnja stijenka cjevovoda, tada se na temelju refleksije ultrazvučnih valova očituje njena smanjena debljina, odnosno povećanje razmaka od senzora do unutarnje stijenke. U slučaju vanjskog oštećenja ne dolazi do povećanja razmaka od senzora do unutarnje stijenke. Na taj se način određuje položaj oštećenja s obzirom na unutarnju ili vanjsku stranu stijenke cjevovoda.

Ultrazvučni alati mjere (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004):

- gubitak metala
    - opću koroziju,
    - lokaliziranu koroziju – napukline,
    - vanjsku laminarnu koroziju,
    - točkastu koroziju,
    - žljebastu koroziju (engl. *gouging*),
    - tvorničke greške promjene debljine stijenke,
- oštećenja u samoj stijenci cijevi
    - laminacije,
    - koroziju u obliku bubrenja metala,
    - inkluzije,
    - vodikovu koroziju.

Ultrazvučni uređaj je oblika čistača cjevovoda, a sastavljen je od nekoliko elemenata kao što su (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004):

- nosač senzora,
- jedinica za punjenje energijom (baterija),
- jedinica za sakupljanje podataka.

U ožujku 2004. godine obavljeno je ultrazvučno mjerenje debljine stijenke magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec neinvazivnim uređajem UltraScan WM u ukupnoj dužini od 22,7 kilometara. Prolaz uređaja kroz naftovod trajao je 5 sati i 33 minute, a uređaj se kretao prosječnom brzinom od oko 0,8 m/s (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004).

Utvrđeno je 440 točaka smanjenja debljine stijenke, od čega je najveće iznosilo 59% debljine stijenke s dubinom oštećenja od 6,32 mm i pretpostavljenom preostalom debljinom stijenke od 4,34 mm. Većina oštećenja nalazi se s vanjske strane magistralnog naftovoda, ima

karakteristike korozije, a distribuirana je na poziciji satne orijentacije +/- 6:00 sati (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004). Podaci oštećenja stijenke cjevovoda navode se u obliku satne orijentacije – 1:00 do 12:00 sati. Detaljnija analiza podataka bit će prikazana u nastavku rada.

Karakteristike uređaja UltraScan kojim je obavljeno mjerenje prikazane su u tablici 5-8.

Tablica 5-8. Karakteristike UltraScan WM uređaja s najmanje 95% pouzdanosti (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004).

Detekcija točkaste korozije – minimalna veličina oštećenja	minimalni promjer bez mjerenja dubine	10,0 mm
	minimalna dubina točke korozije	1,5 mm
	minimalni promjer mjerenjem dubine	20,0 mm
	Minimalna dubina stvarnog mjerenja	1,0 mm
	detekcija unutarnja/vanjska korozija	da
Pouzdanost detekcije općeg gubitka metala – minimalna veličina oštećenja	minalno stvarnog mjerenja dubine	1,0 mm
	detekcija unutarnja/vanjska korozija	da
Udaljenost mjerenih točaka	uzdužna udaljenost uzorkovanja	3,3 mm
	periferni razmak senzora	8,0 – 10,0 mm
Određivanje dubine oštećenja kod nominalne debljine stijenke ≤ 22 mm	rezolucija mjerenja debljine stijenke	0,2 mm
	točnost mjerenja debljine stijenke	± 0,5 mm
Određivanje dubine oštećenja kod nominalne debljine stijenke ≤ 45 mm	rezolucija mjerenja debljine stijenke	0,4 mm
	točnost mjerenja debljine stijenke	± 1,0 mm
Promjene debljine stijenke kod probnog uzorkovanja	minimalno stvarnog mjerenja promjene debljine stijenke	1,0 – 1,4 mm
Debljina stijenke redukcija kod osnovne inspekcije	minimalno stvarnog mjerenja promjene debljine stijenke	0,4 mm
Točnost lociranja oštećenja	blizina referentnog zavara	± 0,2 m
Oštećenja koja nisu vezana uz gubitak metala:		
Oštećenja unutar stijenke cjevovoda	laminacije, stvarna min. duljina	50 mm
	područje inkluzija	da
Deformacije	udubljenja, minimalne visine	2,0 mm
	naprsline, minimalnog promjera	40 – 50 mm
Zavari	obujam zavara	da
	spiralni zavar	da
	uzdužni zavar	da
Prijelazi	minimalni promjera	50 mm
Koljena	tvorničko koljeno	da
	savijano koljeno	većina
Dodaci	rukavci, zakrpe	da

Nakon prolaza naftovodom uređaj je uspješno prihvaćen na prihvatnoj čistačkoj stanici na OS Stružec. Podaci prikupljeni mjerenjem prebačeni su iz memorijske jedinice uređaja u računalo, te su dorađeni i interpretirani.

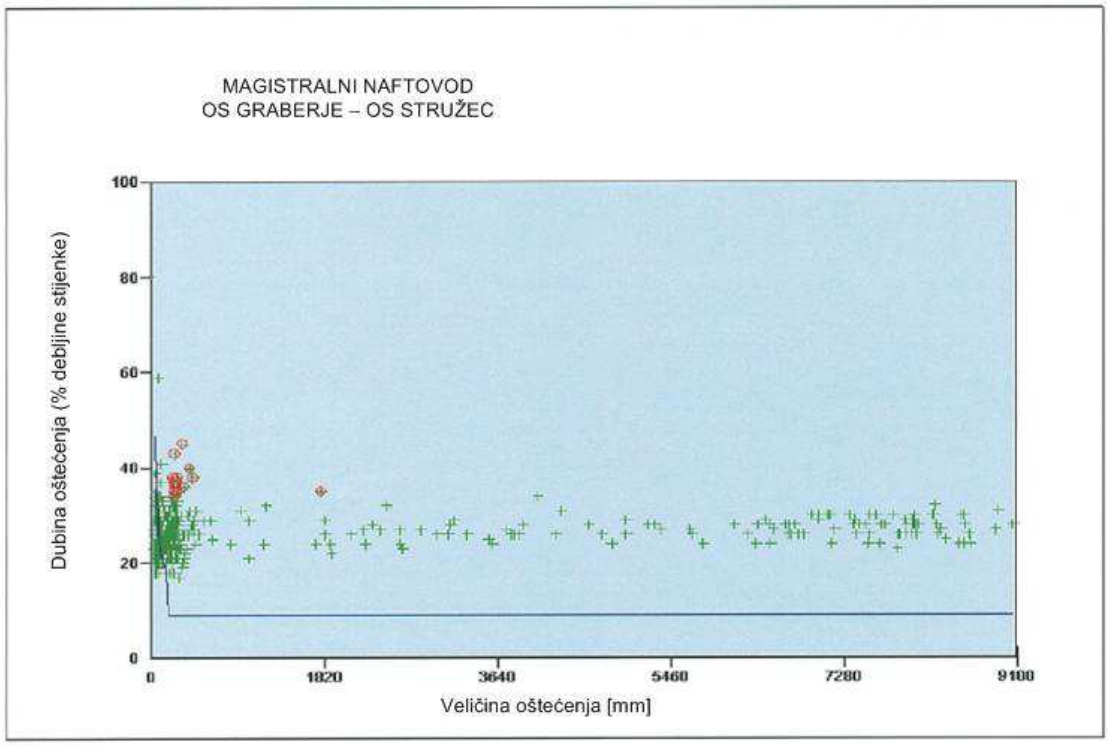
Mjerenjem je dobiveno ukupno 440 točaka oštećenja u kojima je došlo do smanjenja debljine stijenke. Distribucija točaka oštećenja u udjelu smanjenja od nominalne debljine stijenke prikazana je u tablici 5-9.

Tablica 5-9. Distribucija točaka oštećenja smanjenja debljine stijenke, (Tehnička dokumentacija INA, 2004.).

UDJEL SMANJENJA OD NOMINALNE DEBLJINE STIJENKE	BROJ TOČAKA OŠTEĆENJA
< 20%	20
< 20% > 40%	416
< 40% > 60%	4
> 60%	0

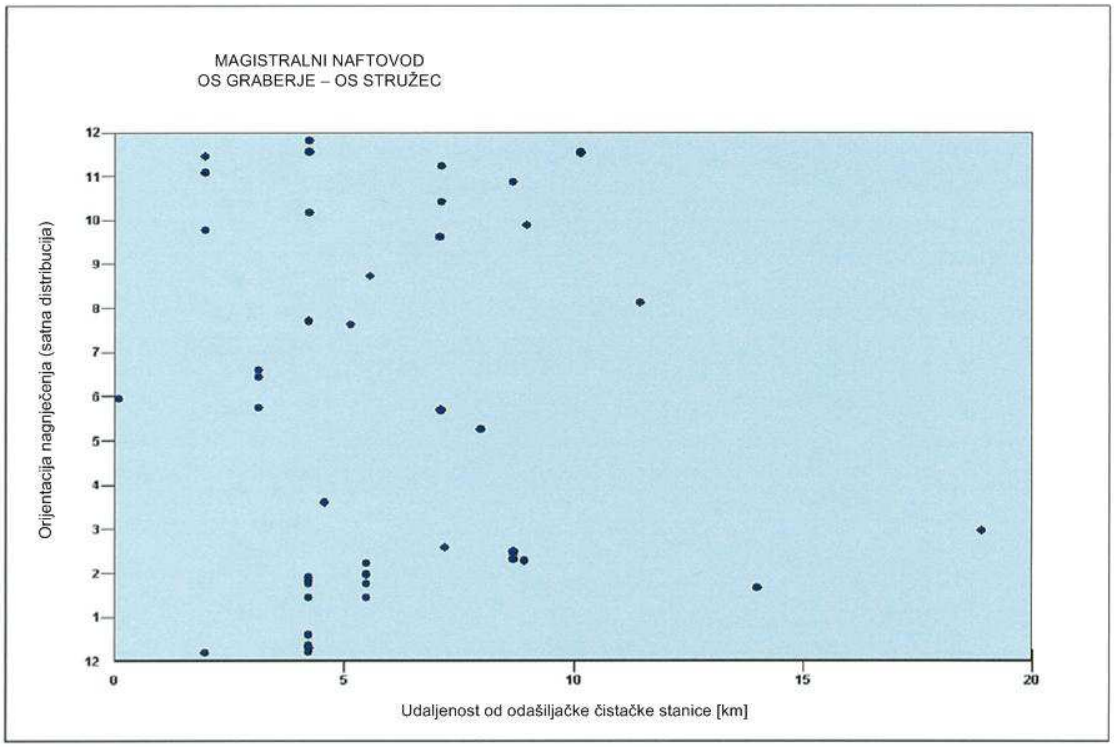
Na naftovodu je mjerenjem utvrđeno ukupno 90 točaka unutarnjeg oštećenja i 350 točaka vanjskog oštećenja koje je, prema obliku i poziciji, okarakterizirano kao korozija (Tehnička dokumentacija INA, 2004.).

Distribucija dubine točaka gubitka metala (% debljine stijenke) u odnosu na veličinu oštećenja izraženu u milimetrima te određivanje kritičnih točaka za promjer cjevovoda 254 mm, prosječnu debljinu stijenke 6,4 mm, radni tlak 40 bara, sigurnosni faktor 2,43 (prema ASME B31.G) prikazana je na sljedećem dijagramu na slici 5-17.
Kritične točke oštećenja smatraju se oštećenja jednaka i viša od 80% debljine stijenke cjevovoda. To su točke oštećenja koje je potrebno sanirati nekom od metoda rehabilitacije cjevovoda (ASME B31.G, 2009).



Slika 5-17. Distribucija dubine točaka gubitka metala u odnosu na veličinu oštećenja, (Tehnička dokumentacija INA Naftaplin, 2004.)

Mjerenjem je utvrđeno 45 nagnječenja cjevovoda. Distribucija detektiranih mjesta prikazana je na slici 5-18.



Slika 5-18. Distribucija točaka nagnječenja uzduž naftovoda, (Tehnička dokumentacija INA Naftaplin, 2004.)

U praksi se često koristi izraz procijenjeni faktor popravka (engl. *Estimated Repair Factor – ERF*) koji je izveden na temelju ASME standarda B31.G (ASME B31.G, 2009).

Procijenjeni faktor popravka - ERF je odnos procijenjenog prihvatljivog tlaka i maksimalnog dozvoljenog radnog tlaka (engl. *Maximum Allowable Operating Pressure- MAOP*) cjevovoda, a ovisan je od sljedećih varijabli (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004):

- promjeru cjevovoda,
- nominalnoj debljini stijenke cjevovoda,
- maksimalnom dozvoljenom tlaku u cjevovodu,
- projektiranom radnom tlaku cjevovoda,
- dubini oštećenja dobivenog mjerenjem,
- veličini oštećenja dobivenog mjerenjem.

ERF faktor se izračunava pomoću jednadžbi koje slijede (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004).

Tlak na mjestu oštećenja izračunava se korištenjem slijedeće jednadžbe (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004):

$$p_{local} = p_{seg} \cdot \frac{WT_{ref}}{WT_{seg}} \tag{5-1}$$

Gdje je: p_{local} – tlak na mjestu oštećenja stijenke cjevovoda

p_{seg} – projektirani tlak, Pa

WT_{ref} – referentna debljina stijenke na mjestu oštećenja, mm

WT_{seg} – debljina stijenke cjevovoda, mm

Faktor sigurnosti se izračunava prema slijedećoj jednadžbi (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004):

$$A_s = \frac{0{,}893 \cdot l_d}{\sqrt{\left(D \cdot WT_{ref}\right)}} \tag{5-2}$$

Gdje je: A_s – faktor sigurnosti

l_d - duljina oštećenja, mm

D - promjer cjevovoda, mm

Reducirani tlak, odnosno procijenjeni prihvatljiv tlak na mjestu oštećenja jednak je (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004):

$$p_R = P_{local} \cdot 1{,}1 \cdot A_s \tag{5-3}$$

Gdje je: p_R – reducirani tlak

Odnosno procijenjeni faktor popravka:

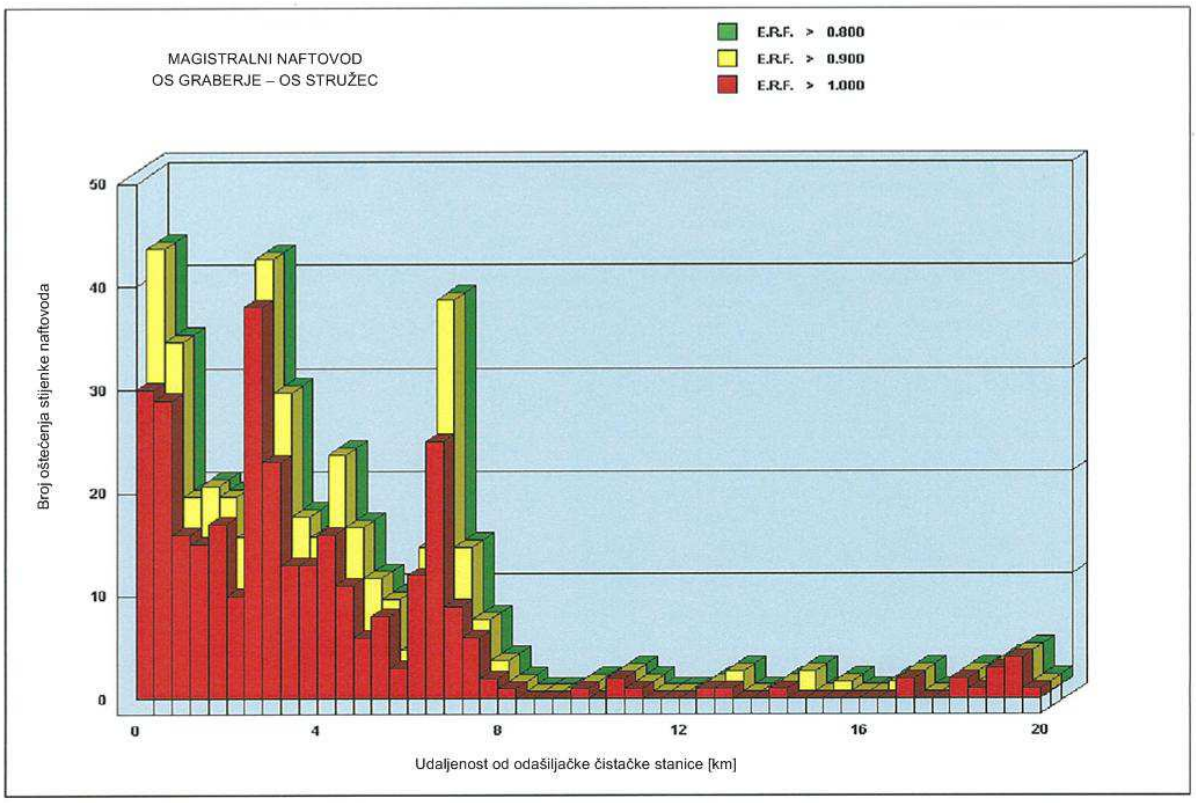
$$ERF = \frac{MAOP}{p_R} \tag{5-4}$$

$MAOP$ – maksimalni dozvoljeni radni tlak, Pa

d_d - dubina oštećenja, mm

Preporuka je kompanije koja izvodi mjerenja debljine stijenke (GE Oil & Gas), a na temelju ASME standarda B31.G (ASME B31.G, 2009) da se pristupi sanaciji svih oštećenja koja su izračunom ERF faktora veća od 1.

Na slici 5-19 prikazana je distribucija točaka korozije uzduž naftovoda izračunata prema ERF faktoru (Tehnička dokumentacija INA, 2004).



Slika 5-19. Distribucija točaka korozije uzduž cjevovoda prema ERF faktoru (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2004)

Kao što je vidljivo na slici 5-19 mjerenje nije dalo potpunu sliku stvarnog stanja cjevovoda jer je nakon prvih osam kilometara došlo do problema s nakupljanjem parafina na senzore uređaja, što je rezultiralo djelomičnim ili potpunim gubitkom podataka tijekom mjerenja drugog dijela naftovoda.

Isto tako se može uočiti podudarnost između lokacija izmjerenih većih oštećenja Pearsonovom metodom (slika 5-15) i mjesta oštećenja izračunatih prema ERF formuli (slika 5-19). Doduše, Pearsonovom metodom se ne može odrediti točna lokacija, veličina i vrsta

korozije koja je zahvatila kritičnu točku kao potencijalno mjesto propuštanja, no i na taj način se mogu odrediti kritična područja naftovoda.

Zbog zadovoljavajuće kvalitete podataka o stanju debljine stijenke u prvom dijelu magistralnog naftovoda, smatralo se da nije potrebno obaviti ponovno mjerenje debljine stijenke.

Analizirajući dostupne podatke o broju i veličini kritičnih točaka smanjenja debljine stijenke magistralnog naftovoda zaključeno je da ne postoji kritično mjesto koje bi zahtijevalo hitnu sanaciju. Doduše, distribucija točaka prema ERF pokazuje određeni broj lokacija za sanaciju, no s obzirom da je ERF izračunat za maksimalni dozvoljeni radni tlak od 40 bara, a ne trenutni radni tlak od 20 bara, te da svi rezultati mjerenja pokazuju da smanjenje debljine stijenke nije veće od 40%, (osim četiri točke smanjenja manjeg od 60% debljine stijenke), rezultati mjerenja se smatraju zadovoljavajućim. Nakon analize rezultata došlo se do zaključka da nije potrebna sanacija niti na jednoj od navedenih lokacija oštećenja.

Uspoređujući mjerenja kvalitete izolacije cjevovoda (slika 6-15) i provedenih mjerenja ultrazvučnim alatom podaci se mogu korelirati. Doduše, mjerenje kvalitete izolacije Pearsonovom metodom obavljeno 1999. godine je imalo svojih nedostataka u načinu određivanja udaljenosti oštećenja od početne točke (odašiljačke čistačke stanice) jer se istodobno s mjerenjem nije određivala stvarna točka oštećenja u prostoru odnosno, nisu se određivale tzv. GPS (engl. *Global Positioning System*) koordinate.

S obzirom na stratešku važnost predmetnog magistralnog naftovoda te uvažavajući činjenicu da se radi o naftovodu starosti više od 45 godina, kao prioritet je, tijekom 2011. godine ponovno provedeno mjerenje debljine stijenke jednim od neinvazivnih alata – metodom mjerenja gubitka magnetnog toka MFL uređajem.

Nakon čišćenja magistralnog naftovoda čistačem parafina, mjerenje je uspješno obavljeno početkom prosinca 2011. godine kombiniranim uređajem gubitka magnetskog toka (engl. *Magnetic Flux Leakage*), geometrijskim kaliperom (engl. *Calliper*) i mjernog uređaja za utvrđivanje inercije (engl. *Inertial Measurement Unit - IMU*).

MFL uređaji rade na principu indukcije magnetskog polja koji se stvara oko stijenke cjevovoda, te mjerenja promjene magnetskog toka prolazom alata u struji fluida kroz cjevovod.

Do promjene u gustoći silnica magnetskog polja dolazi u slučaju (Tehnička dokumetacija GE Oil & Gas, 2004):

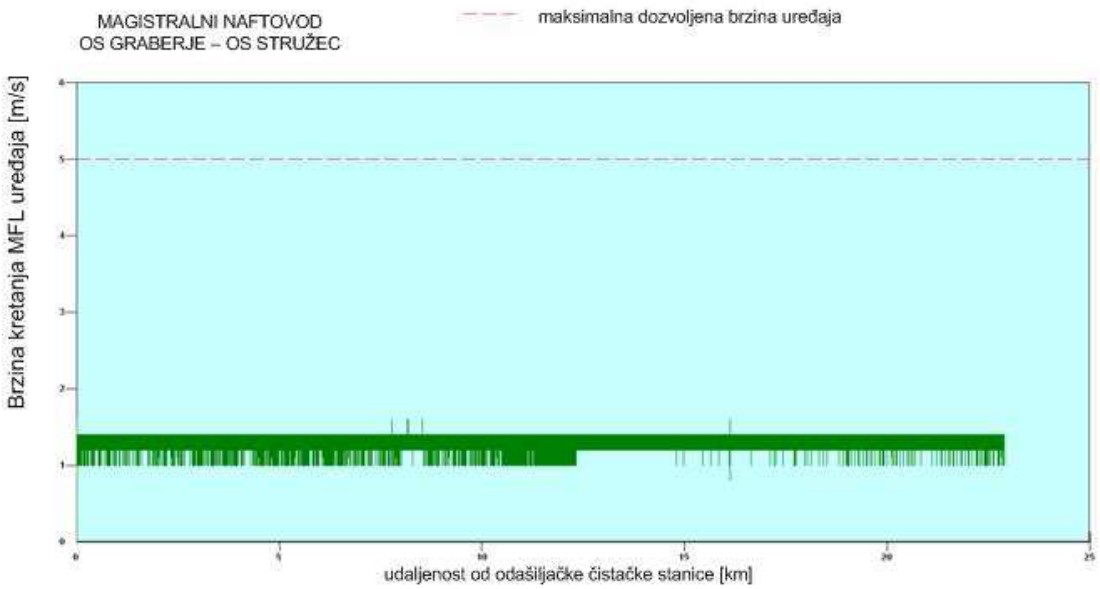
- gubitka metala na unutarnjoj stijenci cjevovoda,
- postojanja metalnog predmeta u blizini stijenke cjevovoda,
- kada se mijenjaju značajke materijala od kojeg je cjevovod izrađen.

MFL alati se sastoje od primarne i sekundarne jedinice sa senzorima. Primarni senzori utvrđuju gubitak magnetskog toka, dok sekundarni određuju lokaciju navedenog gubitka - vanjsko ili unutarnje smanjenje debljine stijenke. Osim navedenog, MFL uređaj ima jedinicu za napajanje i jedinicu za spremanje podataka.

Do promjene ili nestanka dijela magnetskog toka dolazi na mjestima oštećenja stijenke cjevovoda. Na tom mjestu silnice prolaze kroz manju površinu nego u slučaju punog profila stijenke cjevovoda.

Inspekcijom je potvrđena duljina naftovoda od 22,89 kilometara. S obzirom da je tijekom 2007. godine obavljeno vertikalno i horizontalno izmicanje dijela naftovoda na lokaciji novog ulaza/izlaza s autoputa Zagreb – Lipovac, došlo je do manje promjene dužine naftovoda u odnosu na prijašnje stanje mjerenja ultrazvučnim alatom.

Brzina prolaza MFL uređaja bila je u prosjeku 1,2 m/s, što se može smatrati optimalnom brzinom u odnosu na kvalitetu dobivenih rezultata i maksimalnu dozvoljenu brzinu od 3 m/s. Na slici 5-20 prikazan je dijagram brzine prolaza uređaja tijekom mjerenja.



Slika 5-20. Brzina kretanja MFL uređaja uzduž magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2012)

Mjerenje je obavljeno MFL uređajem čije su karakteristike prikazane u tablici 5-10.

Tablica 5-10. Karakteristike MFL uređaja s najmanje 90% pouzdanosti, (Tehnička dokumentacija, GE Oil & Gas, 2011)

	OPĆA KOROZIJA (gubitak metala)		TOČKASTA KOROZIJA		UZDUŽNI UTOR		OBODNI UTOR	
	tijelo cijevi	blizina zavara	tijelo cijevi	blizina zavara	tijelo cijevi	blizina zavara	tijelo cijevi	blizina zavara
Minimalna dubina oštećenja za 90% pouzdanosti (% debljine stijenke)	5%	9%	8%	13%	8%	13%	5%	9%
Točnost izmjerene dubine oštećenja uz 90% pouzdanostI (% debljine stijenke)	+/-10%	+/-15%	+/-10%	+/-15%	+/-15%	+/-20%	+/-10%	+/-15%
Točnost izmjerene širine oštećenja uz 90% pouzdanosti (% debljine stijenke)	+/-15 mm	+/-20 mm	+/-15 mm	+/-20 mm	+/-15 mm	+/-20 mm	+/-15 mm	+/-20 mm
Točnost izmjerene dužine oštećenja (uz 90% pouzdanostI)	+/-10 mm	+/-15 mm	+/-5 mm	+/-15 mm	+/-10 mm	+/-15 mm	+/-10 mm	+/-15 mm

Mjerenjem debljine stijenke pomoću MFL uređaja utvrđeno je ukupno 4439 anomalija, od toga 4437 točaka oštećenja vanjske i unutarnje korozije s maksimalnom dubinom oštećenja od 68% gubitka nominalne debljine stijenke i 2 oštećenja koja se smatraju tvorničkom greškom. Također je detektirano 93 nagnječenja, pri čemu je najveće nagnječenje 9,39% vanjskog promjera naftovoda (Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, 2012). U tablici 5-11. prikazana je distribucija anomalija u odnosu na vrstu gubitka metala.

Tablica 5-11. Distribucija anomalija u odnosu na vrstu gubitka metala, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

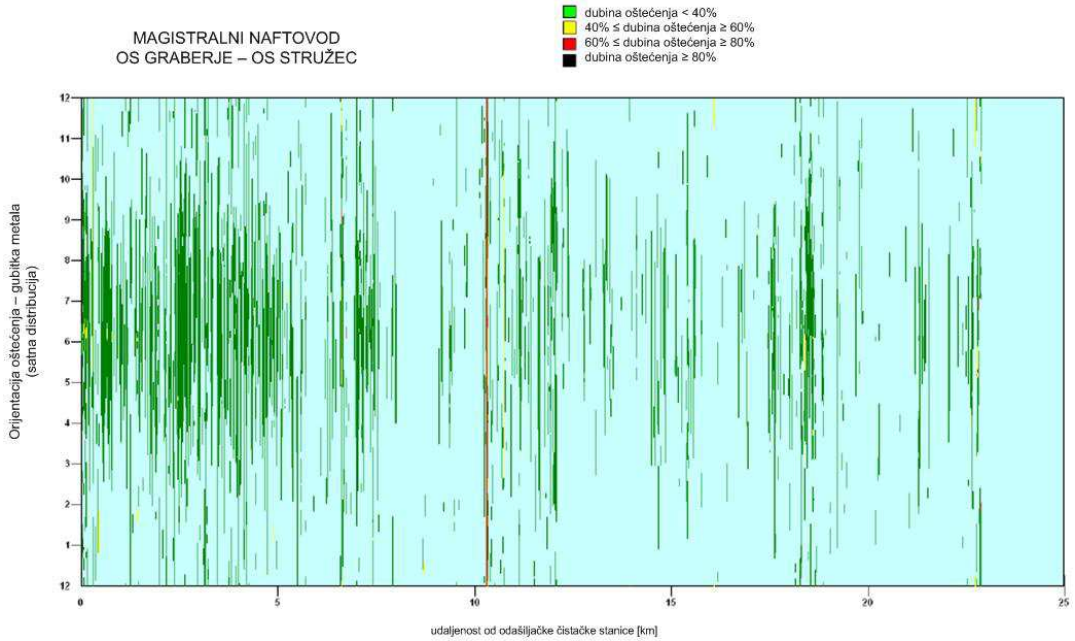
VRSTA OŠTEĆENJA	BROJ TOČAKA OŠTEĆENJA	NAJVEĆA OŠTEĆENJA % debljine stijenke naftovoda
Vanjsko oštećenje	2463	68
Unutarnje oštećenje	1974	68
Ukupno (vanjsko + unutarnje oštećenje)	4437	
Tvorničko oštećenje	2	60
UKUPNO	4439	68

Distribucija točaka oštećenja u odnosu na postotak smanjenja nominalne debljine stijenke magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec prikazana je u tablici 5-12.

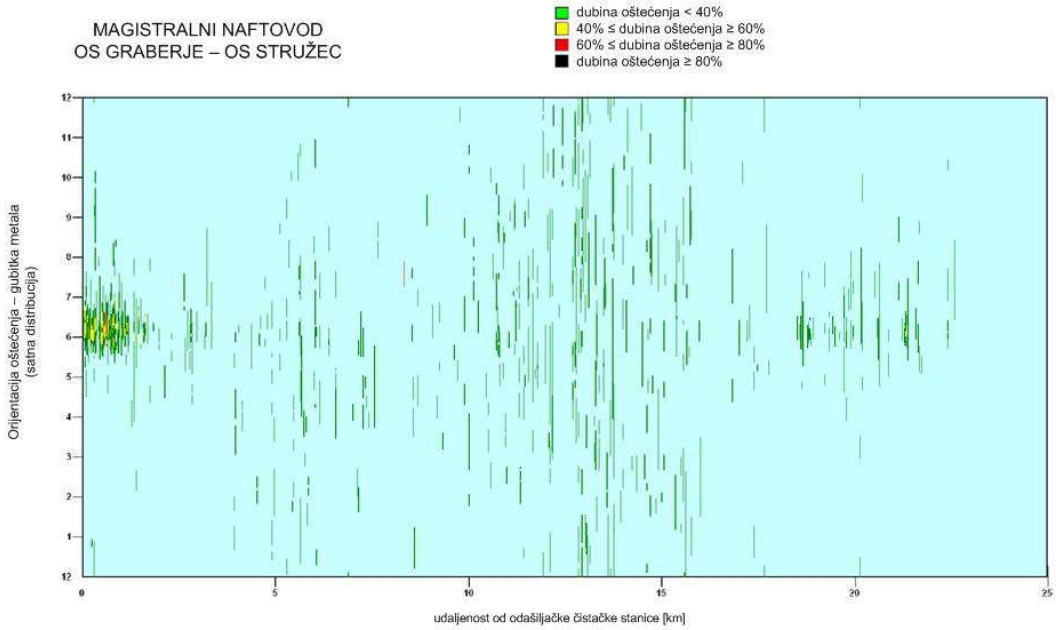
Tablica 5-12. Distribucija kritičnih točaka smanjenja debljine stijenke, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

POSTOTAK SMANJENJA OD NOMINALNE DEBLJINE STIJENKE	BROJ TOČAKA
< 20%	1215
> 20% < 40%	691
> 40% < 60%	66
> 60% - < 70%	9
> 70%	0

Na slici 5-21 može se vidjeti distribucija točaka oštećenja – smanjenja debljine stijenke (gubitka metala), a s obzirom na udjele od nominalne debljine stijenke, posebno za vanjska, a na slici 5-22. za unutarnja detektirana oštećenja. Gubitak metala je okarakteriziran kao vanjska i unutarnja korozija.

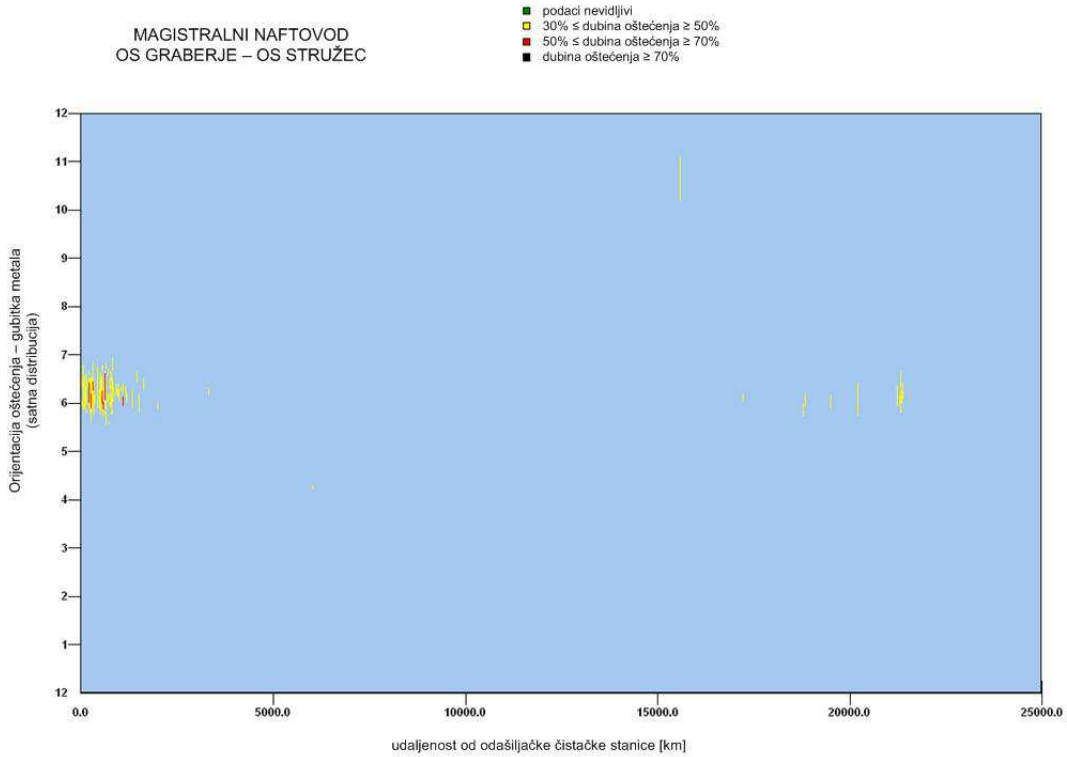


Slika 5-21. Distribucija točaka oštećenja po dubini (% debljine stijenke) – vanjska oštećenja, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)



Slika 5-22. Distribucija točaka oštećenja po dubini (% debljine stijenke) – unutarnja oštećenja, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

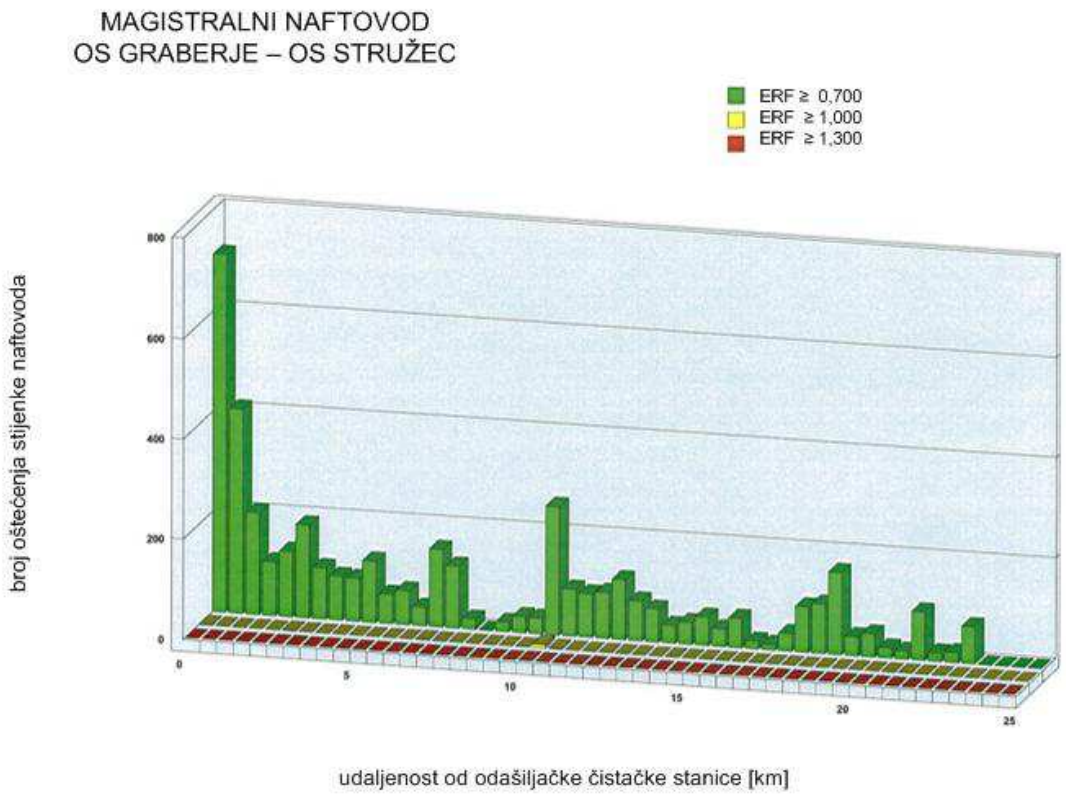
Ako se prikažu samo oštećenja veća od 30% debljine stijenke, slika 5-23 može se definirati područje povećane opasnosti od propuštanja naftovoda.



Slika 5-23. Distribucija točaka oštećenja po dubini (% debljine stijenke) – unutarnja oštećenja veća od 30% debljine stijenke, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

Iz dobivenih rezultata mjerenja debljine stijenke MFL uređajem se može zaključiti da su vanjska oštećenja do 40% debljine stijenke prisutna uzduž cijelog magistralnog naftovoda, s kritičnim mjestom oštećenja 60 – 80% debljine stijenke na 10,3 kilometru magistralnog naftovoda. Koncentracija točaka unutarnje korozije (dubina oštećenja 40 do 60% debljine stijenke i nekoliko kritičnih mjesta oštećenja većih od 60% debljine stijenke) nalaze se na prvom kilometru naftovoda i to na poziciji šest sati (podaci se bilježe po satnoj distribuciji).

Na slici 5-24 prikazana je distribucija točaka korozije odnosno gubitka materijala izračunatih po formuli za procijenjeni faktor popravka - ERF.



Slika 5-24. Distribucija točaka korozije uzduž cjevovoda prema ERF, (Tehnička dokumentacija INA, 2012)

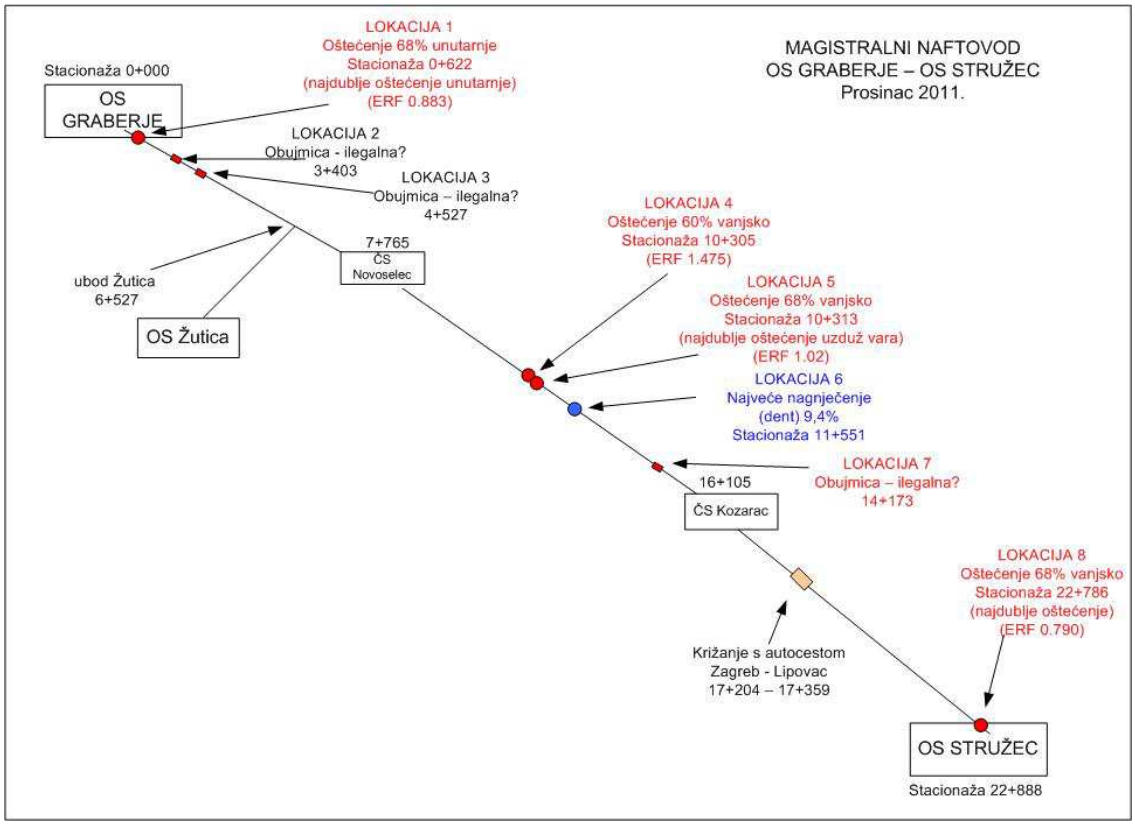
Prema podacima izračunatog procijenjenog faktora popravka jedna lokacija oštećenja zahtijeva sanaciju, a to je ujedno i kritična točka najvećeg vanjskog oštećenja stijenke promatranog magistralnog naftovoda.

Interpretacija podataka obavljena je u korelaciji s podacima dobivenim mjerenjem 2004. godine. Oba su mjerenja, bez obzira što su izvedena različitim uređajima, usporediva. Usporedba podataka mjerenja 2004. godine i 2011. godine prikazana su u tablici 5-13.

Tablica 5-13. Usporedba podataka dobivenih mjerenjem debljine stijenke magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec UZ i MFL uređajem 2004. i 2011. godine

VRSTA OŠTEĆENJA	2004.	2011.	OBJAŠNJENJE
Vanjska oštećenja stijenke	197	2463	Kod drugog mjerenja je uočen veći broj oštećenja u području izolacije zavara.
Tvornička oštećenja - vanjska	25	1	Bolja interpretacija podataka dobivenih MFL uređajem.
Unutarnja oštećenja	0	1974	Povećan broj lokacija korozije locirane u području zavara na +/- 6:00 sati.
Tvornička oštećenja - unutarnja	90	1	Prijašnja interpretacija lokacija kao tvorničke greške cijevi utvrđene su kao točke korozije.
Nagnječenja	45	93	Uređajem Calliper dobiveni su kvalitetniji podaci, te dodatno identificirana nova mjesta nagnječenja.
Metalni objekti	0	12	UZ mjerenje ne može utvrditi metalne objekte u blizini naftovoda.
Anomalije u predjelu vara	0	1	Nema spoznaje da li je 2004. postojala predmetna anomalija i vremenom prerasla u mjesto korozije ili je nastala nakon prijašnjeg mjerenja.
Ekscentričnost kolone	0	3	UZ mjerenje ne može utvrditi ovu vrstu anomalije.
Mjesta popravaka - zakrpe	1	2	Utvrđivanje druge lokacije zakrpe nije poznato. Raspoređeno u lokacije mogućih ilegalnih priključaka.

Na temelju analize dobivenih podataka odabrana su mjesta na kojima će se obaviti otkopavanje i provjera stvarne situacije na terenu, kao što je prikazano na slici 5-25.



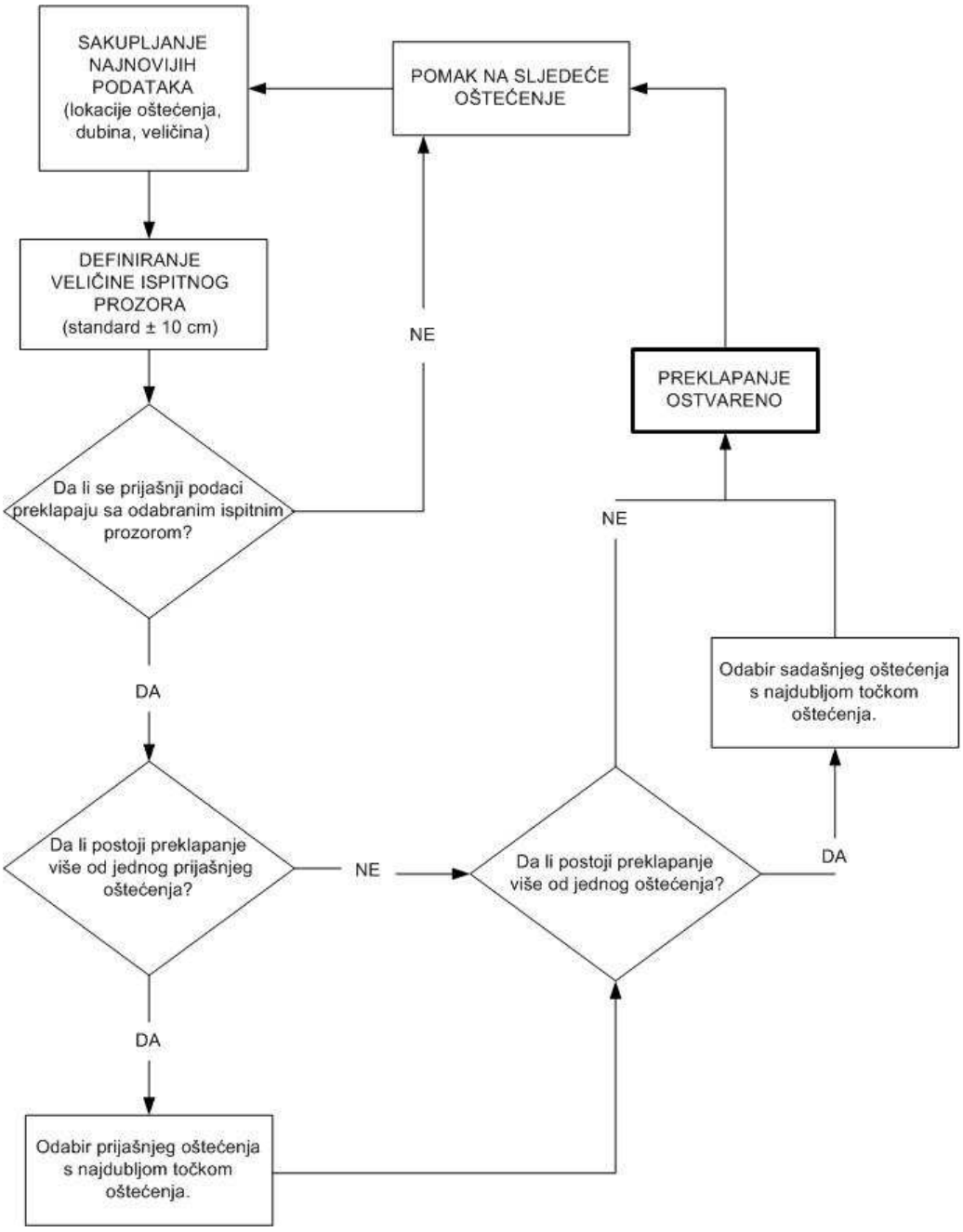
Slika 5-25. Analiza rezultata mjerenja MFL uređajem, prosinac 2011.

Nakon provjere iskopa na svakoj od navedenih lokacija došlo se do sljedećih podataka (tablica 5-14), te su, ovisno o zatečenom stanju, obavljeni radovi sanacije magistralnog naftovoda.

Tablica 5-14. Opis oštećenja i obavljeni radovi sanacije

Lokacija	OPIS OŠTEĆENJA	OBAVLJENI SLIJEDEĆI RADOVI:
1.	Unutarnje oštećenje 68% od nominalne debljine stijenke, ERF 0,833	Otkopano, locirano oštećenje UZ mjerenjem, postavljena obujmica.
2.	Lokacija zakrpe (obujmice)	Otkopano, pronađena nestručno postavljena obujmica bez priključka, sanirano novom obujmicom
3.	Mogućnost ilegalne obujmice	Nije pronađeno ništa sumnjivo. Provjera debljine stijenke UZ mjerenjem.
4.	Oštećenje 60% od nominalne debljine stijenke, vanjsko, ERF 1,475	Oštećenje locirano unutar zaštitne kolone (nadvožnjak Okešinec). U pripremi radovi sanacije.
5.	Oštećenje 67% od nominalne debljine stijenke, vanjsko, ERF 1,02	Oštećenje locirano unutar zaštitne kolone (nadvožnjak Okešinec). U pripremi radovi sanacije
6.	Najveće nagnječenje cjevovoda 9,5%	Oštećenje locirano u koritu rijeke Lonje.
7.	Mogućnost ilegalne obujmice	Otkopano, locirana betonska šahta sa spojem DN 50 kondenzatovoda na naftovod.
8.	Oštećenje 68% vanjsko, ERF 0,79	Oštećenje na površinskim instalacijama. Sanacija u tijeku.

Kako bi se dobio izračun brzine korozije na godinu pokušalo se preklapanjem podataka ultrazvučnog i MFL mjerenja doći do zadovoljavajućih rezultata. Na tržištu postoje komercijalni programi pomoću kojih se kvalitetno i brzo određuju mjesta preklapanja točaka korozije usporedbom podataka dvaju ili više mjerenja. U dijagramu toka na slici 5-26 prikazan je slijed radnji kako bi se dobilo preklapanje podataka.

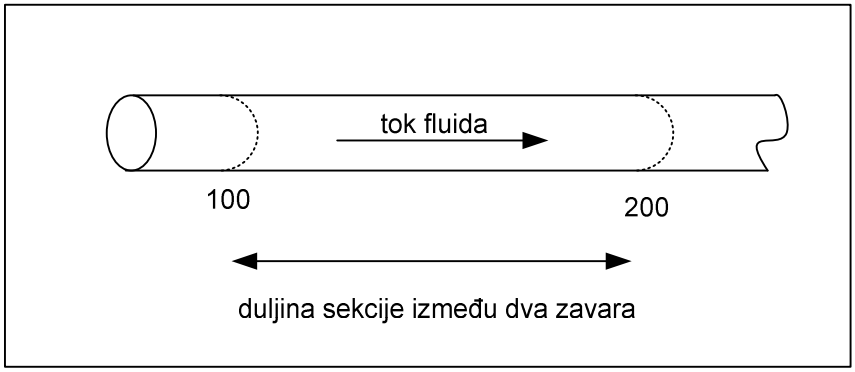


Slika 5-26. Dijagram tijeka procesa preklapanja podataka, (Cvitanović et al, 2010).

Uobičajena je praksa da ovu vrstu interpretacije podataka obavlja ista kompanija koja je odradila i sama mjerenja. Otežavajuća je okolnost što su upitni rezultati ako oba ili više mjerenja nije obavila ista kompanija.

Nakon provedenih mjerenja debljine stijenke magistralnog naftovoda kompanije JANAF, dionica Omišalj – Sisak, 2003. i 2009. godine obavljeno je uspoređivanje podataka mjerenja. Oba mjerenja je obavila kompanija Rosen Europe, te isto tako i analizu usporedbe podataka po prethodno navedenoj metodologiji. Rezultat ove analize bio je izračun brzine korozije na pojedinim kritičnim dijelovima naftovoda, te uspostavljanje strategije upravljanja korozijom (engl. *corrosion management strategy*), (Cvitanović et al. 2010).

U nedostatku navedenih programa usporedba podataka za slučaj promatranog magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec je obavljena pregledom dostupnih podataka. Za početak usporedbe obavljeno je preklapanje podataka po izmjerenim dužinama svake pojedine sekcije naftovoda između dva okomita zavara. U izvještajima mjerenja neinvazivnim uređajima jedan od parametara lociranja točaka oštećenja je broj početnog zavara u smjeru toka fluida, te udaljenost oštećenja u odnosu na numerirani zavar uz orijentaciju oštećenja, kao što je prikazano na slici 5-27.



Slika 5-27. Shematski prikaz određivanja broja zavara u odnosu na duljinu sekcije između dva zavara

Provjerom podataka izmjerenih dužina svake pojedine sekcije cjevovoda (od zavara do zavara) došlo se do sljedećih zaključaka:

- apsolutna udaljenost točke oštećenja (stacionaža) utvrđene mjerenjem debljine stijenke pomoću UZ uređaja (izvještaj o navedenom mjerenju iz 2004. godine) je za 7,56 m veća od točke oštećenja utvrđene mjerenjem debljine stijenke pomoću MFL uređaja (izvještaj mjerenja MFL uređajem iz 2011. godine.),
- brojevi varova odgovaraju istim vrijednostima u oba izvještaja i postavljeni su kao početni uvjet preklapanja podataka.

Sljedeći korak je bilo određivanje kritičnih točaka na stijenci promatranog magistralnog naftovoda i pokušaj preklapanja podataka. Problemi koji se pojavljuju kod ovakvih analiza su greške mjerenja zbog nesavršenosti uređaja koje se obično izražavaju u određenom udjelu točnosti podataka te u slučaju različitih uređaja kojima su obavljena mjerenja dodatni umanjeni udjel točnosti.

Podaci o lokacijama točaka oštećenja tijekom preklapanja rezultata mjerenja dani su u tablicama 5-15, 5-16 i 5-17.

Tablica 5-15. Podaci o preklapanjima mjerenja ultrazvučnim uređajem 2004. i MFL uređajem 2011. – I dio

MJERENJE UZ 2004. GODINE				MJERENJE MFL 2011. GODINE				
Lokacija oštećenja, broj zavara	Maksimalna dubina oštećenja [mm]	* Udjel oštećenja debljine stijenke [%]	Orijentacija oštećenja	Podaci o oštećenju (mjerenje MFL 2011.)	Maksimalna dubina oštećenja [mm]	** Udjel oštećenja debljine stijenke [%]	Orijentacija oštećenja	***Brzina korozije [mm/god}
150	2,541	33	4:05	korozijsko oštećenje (vanjsko) 36 x 36 mm	2,958	34	3:50	**0,0146**
150	2,76	35	8:30	korozijsko oštećenje (unutarnje)	2,808	36	8:30	**0,0063**
180	2,464	22	6:15	više odvojenih točaka korozije	2,808	15-36	5:50 – 6:25	**0,0454**
250	1,309	17	4:45	korozijsko oštećenje (vanjsko) 98x156 mm	1,638	17-21	3:45 – 5:05	**0,0434**
250	3,15	40	6:15	korozijsko oštećenje (unutarnje)	3,276	42	6:05	**0,0166**
510	1,386	18	6:30	korozijsko oštećenje (vanjsko) 20x25 mm	1,482	19	6:25	**0,0127**
520	2,57	34	7:45	korozijsko oštećenje (vanjsko)	2,73	35	5:00 – 12:10	**0,0211**

* Vrijednost izračunata iz mjerenja maksimalne dubine oštećenja i lokalne debljine stijenke naftovoda.

** Vrijednost dobivena mjerenjem MFL uređajem.

*** Vrijednost izračunata na temelju mjerenja dubine oštećenja u oba mjerenja.

Tablica 5-16. Podaci o preklapanjima mjerenja ultrazvučnim uređajem 2004. i MFL uređajem 2011. – II dio

MJERENJE UZ 2004. GODINE				MJERENJE MFL 2011. GODINE				
Lokacija oštećenja (mjerenje UZ 2004.) broj zavara	Maksimalna dubina oštećenja [mm]	Udjel oštećenja debljine stijenke [%]	Orijentacija oštećenja	Podaci o oštećenju (mjerenje MFL 2011.)	Maksimalna dubina oštećenja [mm]	Udjel oštećenja debljine stijenke [%]	Orijentacija oštećenja	Brzina korozije [mm/god}
770	1,98	28	4:30	korozijsko oštećenje (unutarnje) 17x107 mm	2,184	15-28	4:10 – 6:05	**0,0269**
810	2,77	38	5:45	korozijsko oštećenje (vanjsko) 162 x 272 mm	2,62	34	4:00 – 6:30	**0,005**
810	2,17	28	6:15					
900	2,17	27	11:15	korozijsko oštećenje (unutarnje)	2,574	33	11:15	**0,0636**
930	3,08	40	6:05	najveće unutarnje oštećenje po MFL	5,304	68	6:05	**0,2934**
1130	2,56	35	6:45	korozijsko oštećenje (vanjsko) 55 x 212 mm	2,652	34	6:30 – 6:50	**0,0121**
2020	1,38	18	5:40	korozijsko oštećenje (unutarnje)	1,404	18	5:40	**0,0032**
2580	2,17	29	8:15	korozijsko oštećenje (unutarnje)	2,262	29	8:10 – 8:20	**0,0121**

* Vrijednost izračunata iz mjerenja maksimalne dubine oštećenja i lokalne debljine stijenke naftovoda.

** Vrijednost dobivena mjerenjem MFL uređajem.

*** Vrijednost izračunata na temelju mjerenja dubine oštećenja u oba mjerenja

Tablica 5-17. Podaci o preklapanjima mjerenja ultrazvučnim uređajem 2004. i MFL uređajem 2011. – III dio

MJERENJE UZ 2004. GODINE				MJERENJE MFL 2011. GODINE				
Lokacija oštećenja (mjerenje UZ 2004.) broj zavara	Maksimalna dubina oštećenja [mm]	Udjel oštećenja debljine stijenke [%]	Orijentacija oštećenja	Podaci o oštećenju (mjerenje MFL 2011.)	Maksimalna dubina oštećenja [mm]	Udjel oštećenja debljine stijenke [%]	Orijentacija oštećenja	Brzina korozije [mm/god}
3180	1,98	26	6:05	korozijsko oštećenje (unutarnje)	2,028	26	5:25 – 6:10	**0,0063**
3770	2,695	35	6:30	korozijsko oštećenje (vanjsko) 257 x 284 mm	2,028	36	3:55- 6:40	**0,0149**
5750	1,848	24	6:15	korozijsko oštećenje (vanjsko) 137 x 196 mm	1,875	24	6:15	**0,0032**
5770	0,924	12	4:00	korozijsko oštećenje (vanjsko) 36 x 192 mm	1,17	12 - 15	3:20 – 6:40	**0,0325**
13540	1,78	24	3:45	više odvojenih točaka korozije	2,262	12-29	3:20 -3:30	**0,0636**
14500	3,16	43	10:15	korozijsko oštećenje 335 x 541 mm	3,51	45	2:40	**0,0462**
29860	2,57	34	6:00	više odvojenih točaka korozije	3,588	46	5:10 – 7:00	**0,1343**

* Vrijednost izračunata iz mjerenja maksimalne dubine oštećenja i lokalne debljine stijenke naftovoda.

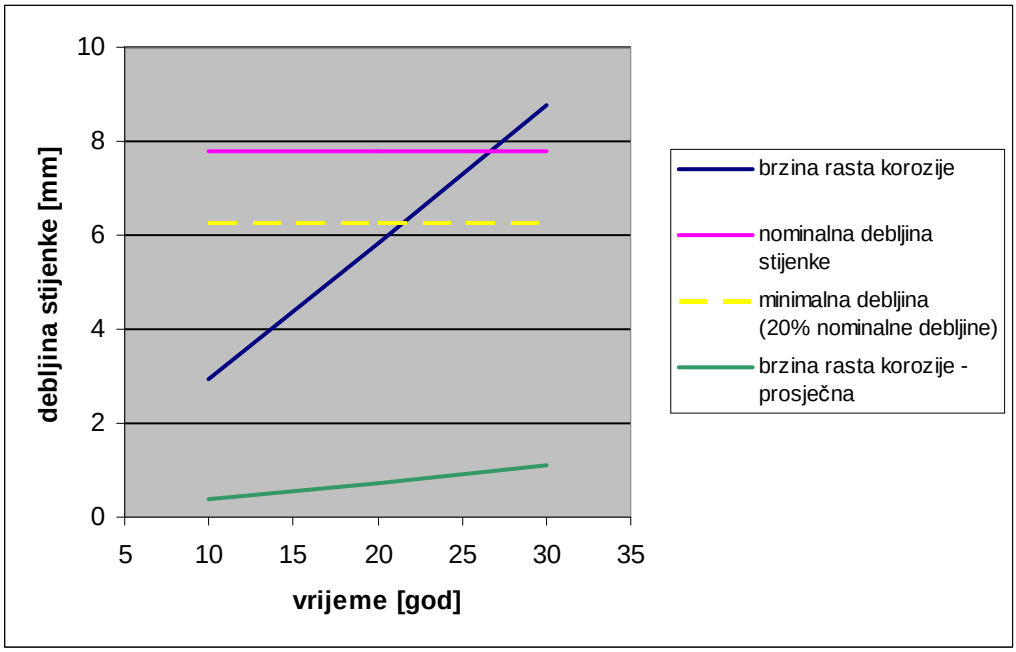
** Vrijednost dobivena mjerenjem MFL uređajem.

*** Vrijednost izračunata na temelju mjerenja dubine oštećenja u oba mjerenja

S obzirom da je prvo mjerenje obavljeno u travnju 2004. godine, a drugo u prosincu 2011. godine promatrano vremensko razdoblje je 7,58 godina. U razmatranje su odabrani podaci najvećih oštećenja stijenke magistralnog naftovoda te podaci oštećenja koji nisu bili obuhvaćeni sanacijom.

Iz dobivenih je podataka izračunata brzina korozije koja iznosi (srednja vrijednost standardne devijacije) 0,036 mm/god. Na mjestu najvećeg unutarnjeg oštećenja stijenke magistralnog naftovoda brzina korozije iznosi 0,2934 mm/god.

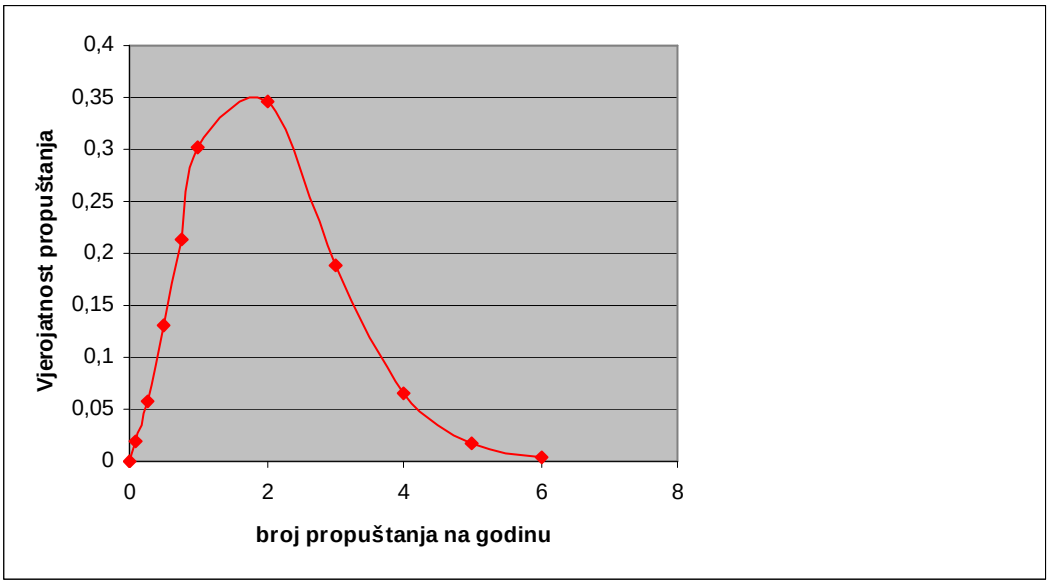
Kao što je vidljivo na dijagramu (slika 5-28) moguće je odrediti vrijeme u kojem će se dogoditi propuštanje naftovoda.



Slika 5-28: Brzina rasta korozije u odnosu na debljinu stijenke

Dijagram prikazuje dva razmatrana slučaja – brzinu rasta korozije na mjestu najvećeg oštećenja (tamno plava linija) te brzina rasta korozije koja je dobivena kao srednja vrijednost za sve podatke (zelena linija).
Iz dijagrama je vidljivo da bi do propuštanja na mjestu najvećeg oštećenja i za to mjesto izračunate brzine korozije došlo za 26,58 godina. Ako se u proračunu koristi prosječna brzina rasta korozije, iz dijagrama je vidljivo da se ne očekuje propuštanje naftovoda u sljedećih 50 godina rada.

Koristeći Poissonovu jednadžbu (3-2) koja povezuje učestalost propuštanja cjevovoda (uzeti su podaci za magistralne naftovode kompanije INA) i vjerojatnost propuštanja dobiven je sljedeći dijagram (slika 5-29).



Slika 5-29: Rezultati izračuna vjerojatnosti propuštanja u odnosu na broj propuštanja za magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec

Izračunata vjerojatnost propuštanja promatranog naftovoda je 0,3012. Kao što je već navedeno, rezultat vjerojatnosti propuštanja je broj između 0 (nemogući događaj) i 1 (siguran događaj odnosno propuštanje), pa rezultat vjerojatnosti propuštanja nije alarmantan.

5.1.3. Kontrolna lista sukladnosti sa zakonskom i ostalom regulativom

Nakon prikupljenih svih raspoloživih podataka o promatranom magistralnom naftovodu i provedenim mjerenjima prelazi se na slijedeću fazu razmatranja u skladu s preporučenoj metodologiji – procjeni sukladnosti s postojećom regulativom.

Zakonskom regulativom se smatraju zakoni i pravilnici u kojima se nalaze odredbe i naputci o projektiranju, izgradnji i radu cjevovoda za transport sirove nafte uključujući i magistralne naftovode. Zakonska regulativa u Republici Hrvatskoj obuhvaća Zakon o rudarstvu, (Narodne novine, 2009) i Pravilnik o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport (Službeni list br. 26/85, 1985, preuzeto Narodne novine br. 53/91, 1991).

Ostala regulativa podrazumijeva interne procedure i upute za rad koje se temelje na međunarodnim standardima, preporukama i smjernicama kao i dobroj praksi u radu sa magistralnim naftovodima.

U nastavku slijedi preporučena kontrolna lista kao dio metodologije temeljena na gore navedenoj regulativi. Također se preporuča kontrolnu listu osvježiti u slučaju da su postavljeni neki dodatni zahtjevi internim dokumentima kompanije (tablica 5-18).

Tablica 5-18. Kontrolna lista (podaci za kompaniju INA d.d.)

	DA	NE	RAZLOG ODSTUPANJA
postojanje procedura i uputa za rad	x		
postojanje plana održavanja magistralnih naftovoda	x		
postojanje nadzora magistralnih naftovoda (SCADA)	x		
postojanje automatskog prekida rada (PLC)	x		
provjera radnika (alkotest, test na drogu)		x	Obavlja se samo u iznimnim slučajevima.
trening i provjera znanja radnika		x	Nije uobičajena praksa.
trening i provjera znanja – vatrogasne vježbe	x		
obilazak objekata i trase naftovoda po uputama	x		
dojava nadređenom o uočenim nedostacima	x		
korektivne radnje na otklanjanju uočenih nedostataka	x		
ugradnja čistača parafina, čišćenje cjevovoda, vađenje čistača	x		
problemi u tijeku čišćenja cjevovoda i obavještavanje nadređenog rukovoditelja	x		
obavještavanje nadređenog o provedenim aktivnostima	x		
postojanje SCADA sustava	x		
provjera rada SCADA sustava	x		
provjera rada PLC sustava	x		
dojava nadređenom o rušenju sustava nadzora	x		
korektivne radnje na uklanjanju pada sustava	x		
preventivni pregled katodne zaštite	x		
analiza preventivnog pregleda katodne zaštite	x		
korektivne radnje uklanjanja nedostataka katodne zaštite	x		
pregled uređaja s povećanom opasnošću na objektima naftnog sustava	x		
analiza pregleda s planom korektivnih radnji	x		
korektivne radnje nakon pregleda	x		
pregled sustava zaštite od požara	x		
korektivne radnje na otklanjanju uočenih nedostataka	x		

5.1.4. Procjena rizika propuštanja naftovoda OS Graberje – OS Stružec po Muhlbauerovoj metodi

U nastavku slijedi izračun procjene rizika po preporučenoj relativnoj procjeni rizika. Odabrana je procjena rizika propuštanja po Muhlbauerovoj metodi sa podacima zaključno 31.12.2011. godine.

Na magistralnom naftovodu OS Graberje – OS Stružec nalaze se dvije čistačke stanice, no s obzirom da se dionice naftovoda ne razlikuju niti po jednom elementu analize, procjena je izračunata za cjelokupnu dužinu naftovoda.

Rezultati provedene analize kao i detaljnije pojašnjeno vrednovanje pojedinih pokazatelja analize prikazani su u nastavku.

Pokazatelji oštećenja izazvanog utjecajem treće strane

Rezultati analize za pokazatelj oštećenja izazvanog utjecajem treće strane su prikazani u tablici 5-19.

Tablica 5-19. Rezultati izračuna pokazatelja oštećenja treće strane

A	**Minimalna dubina pokrivenosti**	**max 20**		rezultat
	(pokrivenost [cm] x 2,54)/3			
	pokrivenost [cm]	[cm]	65	26
	betonska zaštita deblj 1" = 8" pokrivenosti	[in]	0	0
	traka upozorenja = 6" pokrivenosti		0	0
	Ukupni rezultat			**9**
B	**Razina aktivnosti**	**max 20**		
	visoka razina aktivnosti	0		
	srednja razina aktivnosti	8		
	niska razina aktivnosti	15	15	
	nema aktivnosti	20		
	Ukupni rezultat			**15**
C	**Površinska infrastruktura**	**max 10**		
	nema infrastrukture	10		
	infrastruktura +	0		
	udaljenost do prvog vozila > 61 m	+ 5	5	
	površina omeđena 1,8 m ogradom	+ 2	2	
	zaštitna kolona	+ 3	3	
	drveće, zid ili neka druga fizička barijera	+ 4	2	
	kanal	+ 3		
	oznake upozorenja	+ 1	1	
	Ukupni rezultat		13	**10**
D	**Telefonski broj za pozive**	**max 15**		
	obaveza po zakonu	4		
	dokazano korištenje	2	2	
	poznat i dobro reklamiran broj u javnosti	2	2	
	dodatni bodovi na standard ULCCA	2		
	reakcija po dojavi (obilazak objekta)	5	5	
	Ukupni rezultat			**9**
E	**Educiranost javnosti**	**max 15**		
	preko poštanskih obavjesti	2		
	sastanci sa mjesnim dužnosticima jed god	2	2	
	sastanci sa lok izvođačima radova jed god	2		
	regularna edukacija u zajednici	2		
	vrata do vrata kontakt sa vlasnicima zemlje	4		
	poštanske obavjesti lok izvođačima	2		
	reklama u novinama za izvođače radova	1		
	Ukupni rezultat			**2**
F	**Uvjeti prava prolaza**	**max 5**		
	odlični	5		
	dobri	3	3	
	prosječni	2		
	ispod prosjeka	1		
	loši	0		
	Ukupni rezultat			**3**
G	**Učestalost obilaska**	**max 15**		
	dnevni obilasci	15		
	4 x tjedno	12		
	3 x tjedno	10		
	2 x tjedno	8		
	jednom tjedno	6		
	manje od 4 x mjesečno, više od 1 x mjes	4	4	
	manje od 1 x mjesečno	2		
	nikad	0		
	Ukupni rezultat			**4**
	UKUPNO POKAZATELJ OŠTEĆENJA TREĆE STRANE	**max 100**		**52**

- A Minimalna dubina ukopanosti cjevovoda – 9 bodova (od mogućih 20) – smatra se da je dubina polaganja cjevovoda od oko 65 centimetara na pojedinim lokacijama (u procjenu se uzima najplića lokacija ukopanosti) jedan od rizika oštećenja slučajnim iskopom. S obzirom da ne postoji traka upozorenja niti betonski zaštitni sloj u tom dijelu procjene nije dodijeljen niti jedan bod.
- B Razina aktivnosti (ovisno o gustoći naseljenosti) – 15 bodova (od mogućih 20) – manji dio dionice predmetnog naftovoda prolazi kroz naseljeno područje (veća razina aktivnosti – II razred naseljenosti), a veći dio kroz poljoprivredno zemljište (niža razina aktivnosti – I razred naseljenosti). Razina aktivnosti određena je prema standardu 192 američkog Ureda za transport (engl. *Department of Transportation, DOT)* koji se podudara sa gustoćom naseljenosti po razredima prema „Pravilniku o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport“ (Službeni list br. 26/85, 1985, preuzeto Narodne novine br. 53/91, 1991).
- C Površinska infrastruktura – 10 bodova (od mogućih 10)
    - od toga za:
        - udaljenost nadzemne infrastrukture (čistačke stanice) veću od 61 m tj. 200 stopa (engl. *feet*) – 5 bodova,
        - čistačke stanice su omeđene ogradom – 2 boda,
        - magistralni naftovod se nalazi u koloni (čelična cijev većeg promjera od naftovoda koja služi kao nosilac opterećenja s prometnica) u križanjima sa prometnicama – 3 boda,
        - postojanje dodatne fizičke barijere (ograda) između čistačkih stanica i autoceste Zagreb –Lipovica – 2 boda,
        - postoje oznake upozorenja na ogradi čistačkih stanica – 1 bod.
- Iako je zbroj bodova 13, u ovom se dijelu analize dodjeljuje maksimalno 10 bodova.
- D Telefonski broj za pozive – 9 bodova (od mogućih 15)
    - od toga za:

- dokazano korištenje – 2 boda - zbog dojave vlasniku magistralnog naftovoda o mogućim ilegalnim radnjama u blizini koridora cjevovoda,
- brojevi poznati u javnosti – 2 boda - uzeto u obzir da su pozivom broja 92 ili Službe 112 prenijete informacije o mogućem propuštanju cjevovoda,
- reakcija po dojavi – 5 bodova - hitnim zatvaranjem zapornih elemenata i obilaskom trase magistralnog naftovoda pokrenuta provjera sumnjivih radnji u koridoru.

- E Educiranost javnosti – 2 boda (od mogućih 15) – uobičajeni su samo sastanci s mjesnim dužnosnicima jednom godišnje. U ovom se dijelu boduju sastanci s lokalnim izvođačima građevinskih radova, educiranost javnosti, osoban kontakt s vlasnicima zemljišta, obavijesti poštom lokalnim izvođačima te reklamiranje u novinama i putem letaka.. Sve od navedenog nije uobičajena praksa u Hrvatskoj.
- F Uvjeti prava prolaza – 3 boda (od mogućih 5) - postoje pokazivači cjevovoda, koridor je očišćen, relativno je dobra vidljivost koridora.
- G Učestalost obilaska trase – 4 bodova (od mogućih 15) - obilazak trase magistralnog naftovoda obavlja se manje od četiri puta, a više od jedan mjesečno. Dnevni obilasci bi donijeli maksimalan broj bodova, no postavlja se pitanje bi li se time smanjila opasnost od propuštanja. Istovremeno bi se uvećali troškovi radne snage iz razloga što bi bilo potrebno puno više operatera za obavljanje redovnih radnji na održavanju i svakodnevnom obilasku svih magistralnih naftovoda.

Ukupna suma bodova za pokazatelj oštećenja izazvanog utjecajem treće strane je **52 boda** (od maksimalnih 100).

Pokazatelji korozivnosti

Rezultati analize za izračun pokazatelja korozivnosti prikazani su u tablici 6-19; a pomoćne tablice za izračun utjecaja atmosferske korozije, vrste atmosferskih prilika i kvalitete izolacije i inspekcije u tablicama 5-20, 5-21 i 5-22. Tablica 5-23 je pomoćna tablica za izračun efekata mehaničke korozije.

Tablica 5-20. Rezultati izračuna pokazatelja korozivnosti

A	**Atmosferska korozija**	**max 20**		
	utjecaji	5	1	
	vrsta atmosferskih prilika	10	8	
	izolacija i inspekcija	5	1	
	Ukupni rezultat			**10**
B	**Unutarnja korozija**	**max 20**		
B.1	korozivnost medija - nije korozivan	10		
	korozivan u određenim uvjetima	7	7	
	korozivan	3		
	jako korozivan	0		
B.2	unutarnja zaštita od korozije	0 - 10		
	nema zaštite	0		
	unutarnji monitoring (kuponi ili potencijal)	2		
	upotreba inhibitora korozije	4	4	
	nije potrebna zaštita	10		
	unutarnja izolacija (plastificiranje)	5		
	operativne radnje da ne dođe do korozije	3	3	
	čišćenje cjevovoda	3	3	
	Ukupni rezultat			**17**
C	**Korozija metala vezana uz ukopane cijevi**	**max 60**		
C.1	katodna zaštita	8	8	
C.2	stanje izolacije	10	3	
	izolacija kvaliteta projekt. za određeni okoliš	0 - 3	1	
	kvaliteta radova postavljanja izolacije	0 - 3	1	
	inspekcija	0 - 3	1	
	popravak uočenih defekata	0 - 3	1	
	korekcija za skalu od 10 bodova max		**3,3**	**6,3**
C.3	korozivnost tla	4		
	niska otpornost tla <500 ohm-cm	0		
	srednja 500 - 10.000 ohm-cm	2	2	
	visoka otpornost >10.000 ohm-cm	4		
	ne zna se veličina	0		
	korekcija - spec situacije	-1 do -4		
	ukupno korozivnost			**2**
C.4	Starost sustava	max 3		
	do 3 godine starosti	3		
	5 do 10 godina starost	2		
	10 do 20 godina	1		
	više od 20 godina	0	0	
C.5	križanje sa drugim ukopanim metalima	max 4		
	nema zaštite	4		
	križanja 1 - 10 kom	2		
	križanja 11 - 25 kom	1		
	više od 25 kom	0		
	monitoring sustava (mjerenja) x 2 (do max 3)		2	
	ukupno			**2**
C.6	interferencija AC struje	max 4		
	nema dalekovoda na 300 m (1.000 ft)	4		
	dalekovod u blizini, ali uz zaštitu cjevovoda	2	2	
	dalekovod u blizini, cjevovod nema zaštitu	0		
C.7	efekti mehaničke korozije	max 5		
	faktor erozije = -2 boda		4	
C.8	mjerenje napona na cjevovodu	max 6		
	izvodi za mjerenje svakih 1,5 km	3	3	
	izvodi do 3 km udalj. Mjere se skoro sva mj.	1 - 2		
	izvodi na većoj udalj. i ne mjere se sva mje.	0		
	frekvenc.mjerenja <6 mjeseci	3		
	6 mjeseci do 1 godišnje	2	2	
	>1 godišnje	1		
	ukupno mjerenje napona			**5**
C.9	ispitivanje u gušćim intervalima	max 8		
	po formuli: 8 - godina ispitivanja = bodovi		8	
C.10	ILI ispitivanje unutarnje korozije	max 8		
	po formuli: 8 - godina od poslj ispit = bodovi		8	
	Ukupni rezultat			**45,3**
	UKUPNO POKAZATELJ KOROZIVNOSTI	**max 100**		**72,3**

Tablica 5-21. Pomoćna tablica za izračun utjecaja

UTJECAJI	bodovi
postojanje kontakta voda/zrak	0
postojanje kolone	1
izolacija vanjskih elemenata	2
nosači cijevi	2
kontakt cijevi zemlja/zrak	3
više gore navedenih utjecaja	-1

Odabire se najlošiji uvjet - broj bodova.

Tablica 5-22. Pomoćna tablica za izračun vrste atmosferskih prilika

VRSTA ATMOSFERSKIH PRILIKA	bodovi
kemijska i morska	0
kemijska i visoka vlažn. zraka	2
morska, močvarna, priobalna	4
visoka vlažnost, visoka temp	6
kemijska i niska temp	8
niska vlažnost zraka	10

Tablica 5-23. Pomoćna tablica za izračun kvalitete izolacije i inspekcije

IZOLACIJA I INSPEKCIJA	bodovi
postojanje izolacije	0 - 3
postavljanje izolacije	0 - 3
provjera kvalitete izolacije	0 - 3
popravak uočenih defekata	0 - 3

Tablica 5-24. Pomoćna tablica za izračun efekata mehaničke korozije

OKOLIŠ / % MAOP	2-20%	21-50%	51-75%	>75%
0	3	2	1	1
4	4	3	2	1
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

- A Atmosferska korozija (maksimalno 20 bodova)
    - Utjecaji: 1 bod - postojanje kolona (kod križanja s prometnicama), tablica 5-21,
    - Vrsta atmosferskih prilika (pomoćna tablica u proračunu): 8 bodova – procijenjen kao utjecaj kemijske korozije + niska vlažnost, tablica 5-22,
    - Izolacija i inspekcija: 1 bod - dokazana slaba kvaliteta izolacije - obavljena mjerenja kvalitete izolacije (proljeće 1999. godine) pokazala su da se radi o izolaciji bitumenskom trakom što je bilo uobičajeno u vrijeme izgradnje naftovoda, tablica 5-23.

Sveukupno ***10 bodova***.

- B Unutarnja korozija (maksimalno 20 bodova)
    - B1 7 bodova (od ukupno 10 bodova) - transportirani fluid u magistralnom naftovodu je sirova nafta koja se prema ovom proračunu smatra korozivnom u određenim uvjetima,
    - B2 10 bodova, od toga:
        - 4 boda - upotrebljava se inhibitor korozije,
        - 3 boda - obavljaju se radnje da ne dođe do korozije (ovdje se uzelo u obzir da se transportira suha, prije već obrađena nafta),
        - 3 boda - obavlja se redovito čišćenje cjevovoda.
    - Dodatni broj bodova se dobiva zbog mjerenja napredovanja korozije praćenjem korozije na tzv. kuponima koji se smještaju unutar cjevovoda i zbog unutarnje zaštite cjevovoda materijalima koji su otporni na koroziju (plastika, guma, keramika, kompozitne savitljive cijevi), što u ovom primjeru nije slučaj.

Sveukupno ***17 bodova***.

- C Korozija metala vezana uz ukopane cijevi (maksimalno 60 bodova)
    - C1 8 bodova od maksimalno 8 bodova - postojanje katodne zaštite,
    - C2 3 boda od maksimalno 10 bodova – izolacija postoji, no mjerenjem je ustanovljeno da se nalazi u relativno lošem stanju,
    - C3 2 boda od maksimalno 4 boda – mjerena korozivnost tla na više lokacija,
    - C4 0 bodova od maksimalno 3 boda - sustav stariji od 20 godina,
    - C5 2 boda od maksimalno 4 boda - postoje križanja s drugim ukopanim metalima na 11 – 25 mjesta, no postoji zapis o mjerenju utjecaja (provjera katodne zaštite),
    - C6 2 boda od maksimalno 4 boda - interferencija izmjenične struje - postoji križanje s dalekovodima, uz katodnu zaštitu,

- C7 Efekti mehaničke korozije od maksimalno 5 bodova - 4 boda (prema tablici 6-23),
- C8 Mjerenje napona na cjevovodu: ukupno 5 bodova od maksimalno 6 bodova, od toga
  - 3 boda – izvodi za mjerenje svakih 1,5 km
  - 2 boda - frekvencija mjerenja – 6 mjeseci do godinu dana
- C9 Ispitivanje u guščim intervalima: 8 bodova od maksimalno 8 bodova – obavljeno UZ mjerenje debljine stijenke u promatranoj godini,
- C10 NDT ispitivanje unutarnje korozije: 8 bodova od maksimalno 8 bodova - obavljeno u promatranoj godini.

Sveukupno ***45,3 boda***.

Ukupna suma bodova za pokazatelj korozivnosti je **72,3 bodova** (od maksimalnih 100).

Pokazatelji projektiranja

Rezultati analize za izračun pokazatelja projektiranja prikazani su u tablici 5-25, a u tablici 5-26 se nalazi izračuna zamora materijala.

Tablica 5-25. Rezultati izračuna pokazatelja projektiranja

A	**Faktor sigurnosti cijevi**	**max 20**		
	ili po formuli (t - 1) x 20 = bodovi		20	
B	**Faktor sigurnosti sustava**	**max 20**		
	projektirani / radni tlak = 2.0	20	20	
	1,75 - 1,99	16		
	1,50 - 1,74	12		
	1,25 - 1,49	8		
	1,10 - 1,24	5		
	1,00 - 1,10	0		
	<1.00	-10		
	ili po formuli [(proj/radni tlak) - 1] x 20 = bodovi			
C	**Zamor materijala**	**max 15**		
	izračun iz tablice 5-26		8	
D	**Potencijal pulzirajućeg strujanja**	**max 10**		
	tlak hidrostatkog udara veći za 10% MAOP			
	velika vjerojatnost	0		
	mala vjerojatnost	5	5	
	nemoguća situacija	10		
E	**Hidrostatski test**	**max 25**		
E.1	H < 1.1 (1.1 = testirani tlak 10%manji MAOP)	0		
	1,11 < H < 1,25	5	5	
	1,26 < H < 1,40	10		
	H > 1,41	15		
	ili (H - 1)×30 = broj bodova			
E.2	+ bodovi na vrijeme od posljednje hidr. probe			
	bodovi = 10 - (godina od poslije probe)	0 - 10	0	
	Ukupno hidrostatski test			**5**
F	**Kretanje tla**	**max 10**		
	visoko rizično područje	0		
	srednje rizično područje	2		
	niskorizično područje	6		
	nema kretanja tla	10	10	
	nepoznat podatak	0		
	+ monitoring najmanje 1 godišnje	+1		
	kontinuirani monitoring	+2		
	cjevovod iznad zemlje ili djelomično otkopan	+3		
	Ukupno za kretanje tla			**10**
UKUPNO POKAZATELJ PROJEKTIRANJA		**max 100**		**68**

Tablica 5-26. Pomoćna tablica za izračun zamora materijala

ŽIVOTNI KRUGOVI					
% MAOP	$<10^3$	10^3 - 10^4	10^4 - 10^5	10^5 - 10^6	$>10^6$
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

- A Faktor sigurnosti cijevi: 20 bodova od maksimalno 20 bodova,
- B Faktor sigurnosti sustava: 20 bodova od maksimalno 20 bodova – radni tlak u naftovodu je 2,5 puta manji od vrijednosti maksimalnog projektiranog radnog tlaka,
- C Zamor materijala: 8 bodova od maksimalno 15 bodova (prema tablici 6-25),
- D Mogućnost pojave pulzirajućeg protoka - 5 bodova od maksimalno 10 bodova – mala vjerojatnost da tlak hidrauličkog udara bude veći za 10% maksimalnog dozvoljenog radnog tlaka,
- E Hidrostatski test: 5 bodova od maksimalno 25 bodova,
- F Kretanje tla: 10 bodova od maksimalno 10 bodova – konfiguracija terena je takva da se ne pretpostavlja kretanje tla niti je tijekom radnog vijeka naftovoda došlo do kretanja tla.

Ukupna suma bodova za pokazatelje projektiranja je **68 bodova** (od maksimalnih 100).

Pokazatelji nepravilnog rukovanja

Rezultati analize za izračun pokazatelja nepravilnog rukovanja prikazani su u tablici 5-27; dok je pomoćna tablica za izračun pojma „trening“ u tablici 5-28.

Tablica 5-27. Rezultati izračuna pokazatelja nepravilnog rukovanja

A	**Projektiranje**	**max 30**		
A.1	Identifikacija opasnosti	max 4	4	
A.2	MAOP potencijal	max 12		
	svakodn. oper. mogu dovesti tlak do MAOP	0		
	malo vjerojatno da radni tlak dosegne MAOP	5	5	
	izrazito ne vjerojatno	10		
	nemoguće	12		
A.3	Sigurnosni sustavi	max 10		
	ne postoje	0		
	na terenu, 1 razina sigurnosti	3	3	
	na terenu, 2 i više razina sigurnosti	6		
	daljinski, samo monitoring	1	1	
	daljinski, monitoring i mogućnost zatvaranja	3		
	nije vlastiti sustav, aktivni sudionici	-2		
	nije vlastiti sustav bez vlast operatera	-3		
	sigurnosti sustav nije potreban	10		
	Ukupno sigurnosni sustavi			**4**
A.4	Nadzor nad ugradnjom projekt kvalitete čelika	max 2		
	postoji dokum i korištena je od strane nadzora	2	2	
	ne postoji	0		
A.5	provjera projekta proračunima	max 2		
	odrađenja provjera tokom projektiranja	2	2	
	nije provjereno	0		
	Ukupno Projektiranje			**17**
B	**Izgradnja objekta**	**max 20**		
	nadzor kod izgradnje cjevovoda	10	5	
	atestna dokumentacija	2	1	
	100% inspekcija zavara	2	0	
	kvalitetna posteljica i procedura građev. radova	2	0	
	rukovanje cjevima tokom izvođenja radova	2	0	
	izoliranje - kvaliteta i nadzor	2	0	
	Ukupno izgradnja objekta			**6**
C	**Operativni rad**	**max 35**		
C.1	Procedure, radne upute	0 - 7	7	
C.2	SCADA program	0 - 5	5	
C.3	Testiranje na drogu	0 - 2	2	
C.4	Naputak o sigurnosti	0 - 2	2	
C.5	Ispitivanja (izolacije, deblj stjenke, propušt..)	0 - 2	1	
C.6	Trening (tablica 5-28)	10	6,5	
C.7	Sprečavanje meh oštećenja jednostavnim metoda	7		
	troputne slavine - dupla instrumentacija	4	4	
	"ključ" kod operacija sa sigurnos. ventilima	2	1	
	program sa zaporkama kod operacija	2	1	
	prog u kojem je postavlj redosljed radnji ili blokada	2		
	važni elementi obojani u crveno (ventili, slavine)	1	1	
	Ukupno operativni rad			**30,5**
D	**Održavanje**	**max 15**		
	dokumentacija	2	2	
	dnevni, tjedni, mjesečni raspored rada	3	3	
	pisane procedure	10	10	
	Ukupno Održavanje			**15**
	UKUPNO POKAZ. NEPRAVIL. RUKOVANJA	**max 100**		**68,5**

ZBROJ SVIH POKAZATELJA	**max 400**		**260,8**

Tablica 5-28. Pomoćna tablica za izračun pojma "trening"

TRENING	bodovi
postojanje rad. uputa	2
provjera znanja operatera	2
Osnovna znanja operatera	
znanje o svojstvu fluida	0.5
znanje o materijalima	0.5
znanje o osnovama korozije	0.5
znanje o kontroli procesa	0.5
podaci o održavanju	0.5
znanje o ponaš.u opasnim sit.	0.5
procedure posla	2
ponavljanje treninga	1

- A Projektiranje (maksimalno 30 bodova)
  - A1 Identifikacija opasnosti: 4 boda od maksimalno 4 boda
  - A2 Mogućnost da radni tlak dosegne maksimalni dozvoljeni radni: tlak: 5 bodova od maksimalno 12 bodova – mala vjerojatnost,
  - A3 Sigurnosni sustavi: 4 boda od maksimalno 10 bodova, od toga
    - 3 boda – na terenu postoje zaporni elementi prve razine sigurnosti,
    - 1 bod – monitoring naftovoda uz praćenje sustava po tlaku, temperaturi i protoku, ali bez mogućnosti daljinskog zatvaranja zapornih elemenata,
  - A4 Nadzor nad ugradnjom projektirane kvalitete čelika: 2 boda od maksimalno 2 boda – postoji dokumentacija
  - A5 Provjera projekta proračunima: 2 boda od maksimalno 2 boda – postoje proračuni u projektnoj dokumentaciji

Ukupno ***17 bodova***.

- B Izgradnja objekta – cjevovoda s postojećim odašiljačkim i prihvatnim čistačkim stanicama (maksimalno 20 bodova)

- Ne postoje zapisi o nazoru nad izgradnjom cjevovoda, no s obzirom na dugovječnost naftovoda bez problema u radu: 5 bodova od maksimalnih 10 bodova,
- Ne postoji atestna dokumentacija, no isto kao prethodno: 1 bod od maksimalno 2 boda,
- Ne postoje zapisi o proceduri građenja i nadzor nad građevinskim radovima (postojanje kvalitetne posteljice od pijeska kao sigurnost zaštite vanjske izolacije cjevovoda): 0 bodova,
- Rukovanje cijevima tijekom građenja – nema zapisa: 0 bodova
- Kvaliteta izolacije je vjerojatno bila dobra u doba izgradnje, no s obzirom na sadašnje stanje izolacije: 0 bodova od maksimalnih 2 boda.

Ukupno ***6 bodova***.

- C Operativni rad (maksimalno 35 bodova)
  - C1 Postoje procedure i radne upute za rad i održavanje objekta: 7 bodova od maksimalnih 7 bodova,
  - C2 Postoji sustav nadzora SCADA: 5 bodova od maksimalnih 5 bodova,
  - C3 Ne postoji potreba za testiranje radnika na drogu: 2 boda od maksimalnih 2 boda,
  - C4 Postoji naputak o sigurnosti rada: 2 boda od maksimalnih 2 boda,
  - C5 Ispitivanja izolacije i debljine stijenke obavljaju se svakih nekoliko godina, no s obzirom da ne postoji zacrtani plan (osim održavanja katodne zaštite): 1 bod od maksimalno 2 boda,
  - C6 Trening radnika: 6,5 bodova od maksimalnih 10 bodova (bodovi dobiveni na temelju postojećih radnih uputa, obuke radnika za mjesto operatera), tablica 5-28,

- C7 Sprečavanje mehaničkih oštećenja jednostavnim metodama: 7 bodova od maksimalnih 7 bodova (bodovi dobiveni na temelju postojanja sigurnosnih ventila, „ključa“ kod operacija sa sigurnosnim ventilima, lozinke za aktiviranje važnih operacija putem računala, bojom istaknutih zapornih elemenata).

Ukupno ***30,5 bodova***.

- D Održavanje (maksimalno 15 bodova)
  - Postoji dokumentacija o održavanju: 2 boda od maksimalnih 2 boda,
  - Postoji dnevni, tjedni i mjesečni raspored rada: 3 boda od maksimalnih 3 boda,
  - Postoje pisane procedure rada: 10 bodova od maksimalnih 10 bodova

Ukupno ***15 bodova***.

Ukupna suma bodova za pokazatelj nepravilnog rukovanja je **68,5 bodova** (od maksimalnih 100 bodova).

Zbroj svih pokazatelja je 260,8 bodova (od maksimalno 400).

Faktor utjecaja propuštanja

Rezultati izračuna faktora utjecaja propuštanja nalaze se u tablici 5-29. U tablici 5-30 se nalazi pomoćni izračun zapaljivosti,u tablici 5-31 pomoćni izračun reaktivnosti, u tablici 5-32 pomoćni izračun propuštanja plina, u tablici 5-33 pomoćni izračun propuštanja tekućine u okoliš i u tablici 5-34 pomoćni izračun za određivanje propusnosti tla.

Tablica 5-30. Rezultati izračuna faktora utjecaja propuštanja

A	**Opasnost fluida (medija)**	**max 22**		
A.1	Akutna opasnost	max 12		
	Zapaljivost (N_f) (tablica 5-30)	4	3	
	Reaktivnost (N_r) (tablica 5-31)	4		
	+faktor stlačivosti (za nestlačive fluide)			
	0-7 bar	0	0	
	>7 bar (100 PSI)	1		
	+ faktor stlačivosti (za plinove)			
	0-3.5 bar (5 0PSI)	0		
	3.6 - 14 bar (51-100 PSI)	1		
	>14 bar (200 PSI)	2		
	Toksičnost (N_h)	max 4		
	nema opasnosti	0		
	moguće manje ozljede	1	1	
	hitna medicinska pomoć potrebna kod ozljede	2		
	medij izaziva ozbiljne ozljede/oštećenja	3		
	kratka izloženost izaziva smrt ili ozbilj. ozljedu	4		
	Ukupno akutni rizik			**4**
A.2	Trajna (kronična) opasnost (RQ)	max 10		
	(prema shemi procjene kroničnih opasnosti) (slika 6-10)		6	
	Ukupno opasnost fluida (min 1.0)			**10**
B	**Faktor raspršivanja**			
	Istjecanje plina ili tekuć/gustoć naseljenos.			
B.1	Istjecanje plina (tablica 5-32) ili	max 6		
B.2	istjecanje tekućine = (velič. prop. + propus tla)/2 + faktor	max 6		
	propuštanje tekućine u okoliš (tablica 5-33)		2	
	propusnost tla (tablica 5-34)		4	
	faktor korekcije (može biti do 50% vrijednosti)			
	rezultat B.2			**3**
B.3	gustoća naseljenosti	max 4	2	
	ukupno faktor raspršivanja	(0.25 - 6)		**1,5**
	UKUPNI FAKTOR UTJECAJA PROPUŠTANJA	**(0.2 - 88)**		**6,7**
	RELATIVNI RIZIK			**39**

Tablica 5-30. Pomoćna tablica za izračun zapaljivosti

ZAPALJIVOST	
nezapaljivo	0
FP > 93°C (200°F)	1
37°C<FP<93°C	2
FP < 93°C i BP<37°C (100°F)	3
FP < 22,7°C i BP<37°C (100°F)	4

FP= plamište

BP= točka ključanja

Tablica 5-31. Pomoćna tablica za izračun reaktivnosti

REAKTIVNOST	
potpuno stabilan medij	0
manja reaktiv na poviš temp i tlaku	1
jača reaktiv., čak i bez grijanja	2
moguća detonacija sa ogranič	3
moguća detonacija bez ogranič	4

Tablica 5-32. Pomoćna tablica za izračun propuštanja plina

PROPUŠTANJE PLINA (OBLAK) nakon 10 min (tonama)				
MW (molekularna težina)	0 - 2.2	2.2 - 22	22 - 220	> 220
≥ 50	4	3	2	1
28 - 49	5	4	3	2
≤ 27	6	5	4	3

Tablica 5-33. Pomoćna tablica za izračun puštanja tekućine u okoliš

A) PROPUŠTANJE TEKUĆINE U OKOLIŠ (tone u 60 min istjecanja)	
	bodovi
< 453 kg	5
453 - 4.500 kg	4
4.5 - 45 tona	3
45 - 450 t	2
> 450 t	1

Tablica 5-34. Pomoćna tablica za izračun propusnosti tla

B) PROPUSNOST TLA (u bodovima)		
opis tla	propusnost	bodovi
nepropusna barijera	0 cm/sec	5
glina, nefraktur stijena, kompak zemlja	$<10^{-7}$ cm/sec	4
mulj, muljevita glina, pješćenjak	10^{-5} - 10^{-7}	3
fini pješćenjak, muljevit pješć. frakt stijena	10^{-3} - 10^{-5}	2
pijesak, šljunak, jako frakt stjen	$>10^{-3}$	1

- A Opasnost od utjecaja fluida na okoliš (maksimalno 22 boda)
    - A1 Akutna opasnost: 4 boda od maksimalnih 12 bodova – prema proračunu u tablici 5-30 i tablici 5-31 kao i karakteristikama sirove nafte kao transportiranog fluida.
    - A2 Trajna (kronična) opasnost prema slici 6-10 - 6 bodova od maksimalnih 10 bodova – vrijednost sheme procjene kronične opasnosti

Ukupno **10** ***bodova.***

- B Faktor raspršivanja (maksimalno 10 bodova)
    - B2 mogućnost istjecanja tekućine: 3 boda od maksimalnih 6 bodova (sirova nafta) + propusnost tla (glina, nefrakturirana stijena, kompaktno tlo) (tablica 5-33, 5-34),
    - B3 Gustoća naseljenosti: 2 boda od maksimalnih 4 boda.

Ukupno ***1,5 bodova***.

Izračunati ukupni faktor utjecaja propuštanja je 6,7 bodova što znači da je relativni rizik (količnik zbroja svih pokazatelja i faktora utjecaja propuštanja) jednak vrijednosti 39 bodova. **Kao što je već prije spomenuto, rizik propuštanja magistralnog cjevovoda kojima se transportiraju ugljikovodici po Muhlbauerovoj metodi procjene rizika nalazi se u rasponu od 10 do 300 bodova pa se može zaključiti da je ovaj naftovod visoko rizičan, na što ne upućuju dosadašnji podaci o propuštanjima (nije ih bilo).**

5.1.5. Analiza podataka provedene procjene rizika od propuštanja

Razmatrajući podatke o unutarnjim oštećenjima u prvih 1500 metara naftovoda, kao što je vidljivo na slici 5-23 – distribucija unutarnjih točaka korozije većih od 30% nominalne debljine stijenke, došlo se do zaključka da je ta dionica naftovoda najkritičnija. Slijedeća je kritična dionica na lokaciji najvećeg vanjskog oštećenja stijenke naftovoda koja se nalazi u zaštitnoj koloni cestovnog prijelaza Okešinec. Na temelju analize rezultata mjerenja, osim obavljenih radova na navedenim lokacijama, u plan održavanja postavljen je o zahtjev za zamjenom 40 m cjevovoda na lokaciji Okešinec kako bi se uklonilo potencijalno mjesto propuštanja.

Po Muhlbauerovoj metodi procjene rizika, rizik propuštanja magistralnog cjevovoda kojim se transportiraju ugljikovodici nalazi se u rasponu od 10 do 300 bodova. Iz provedene analize može se zaključiti da je razmatrani naftovod visoko rizičan s obzirom na mogućnost propuštanja (260,8 bodova) iako propuštanja do sada nisu zabilježena. Ovako velik izračunati potencijalni rizik od propuštanja i izračunata vjerojatnost propuštanja od 0,3012 upućuju na potrebu pojačane kontrole stanja cjevovoda što podrazumijeva redovito provođenje postupaka navedenih u tablici 5-18 uz periodičko provođenje mjerenja debljine stijenke. Zbog navedenih razloga preporuča se da vremenski razmak između dva mjerenja iznosi maksimalno pet godina.

Kao što je već prije navedeno, napredna razina preporučene metodologije ne može se primijeniti u svakodnevnom upravljanju cjelovitošću naftovoda. Izrada analiza sheme događaja i sheme pogrešaka, sveobuhvatna analiza posljedica te procjena učestalosti propuštanja po preporučenim metodama naručuje se u slučaju potrebe za stručnim studijama ili analizama rizika u svrhu revizije osiguranja. Do sada su takve analize izrađene za procesna postrojenja kompanije INA.

6. PROPISI, PREPORUKE I SMJERNICE U PODRUČJU ZAŠTITE OKOLIŠA I RIZIKA OD ONEČIŠĆENJA OKOLIŠA U NAFTNOJ INDUSTRIJI

Bazni dokument koji regulira tehničke uvjete i normative za siguran transport magistralnih naftovoda u Republici Hrvatskoj predstavlja „*Pravilnik o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport*“ (Službeni list SFRJ, 1985.) koji je u osnovi donesen još davne 1973. godine kao „*Zakon o osnovama sigurnosti transporta nafte i plina*“ (Službeni list SFRJ br. 64/73, 1973). U zakonodavstvu RH je u cijelosti preuzet temeljem „*Zakona o preuzimanju saveznih zakona iz područja organizacije i poslovanja gospodarskih subjekata koji se u Republici Hrvatskoj primjenjuju kao republički zakoni*“ (Narodne novine RH br. 53/91, 1991) te je još uvijek krovni dokument Republike Hrvatske u području transporta nafte i plina. Isto tako je Republika Hrvatska 2000. godine ratificirala *Krovni sporazum o institucionalnom okviru za uspostavu međudržavnih sustava za transport nafte i plina* (Narodne novine br. 14/00, 2000).

Kako postoji nedostatak novih propisa iz područja transporta nafte i naftnih derivata, u praksi se koriste preporuke priznatih nacionalnih instituta.
To su:

- Američki naftni institut - API (engl. *American Petroleum Institute*),
- Američki nacionalni institut za standarde - ANSI (engl. *American National Standards Institut*e),
- Američki institut kemijskih inženjera – AIChE (engl. *American Institute of Chemical Engineers*),
- Američka udruga strojarskih inženjera – ASME (engl. American Society of Mechanical Engineers),
- Američka udruga za testiranje i materijale – ASTM (engl. *American Society for Testing and Materials*),
- NACE organizacija (engl. *National Assosiation of Corrrosion Engineers*), međunarodna udruga inženjera koji se bave korozijom metala,
- NDV organizacija (norv. *Det Norske Veritas*), norveška nezavisna fondacija s ulogom razvoja zaštite okoliša,
- Njemački institut za normizaciju – DIN (njem. *Deutsches Institut für Nörmung*),

Zaštita okoliša jedno je od 35 poglavlja pravne stečevine EU. Pravna stečevina sadrži više od 200 pravnih akata koji obuhvaćaju zakonodavstvo, kakvoću vode i zraka, gospodarenje otpadom, zaštitu prirode, kontrolu industrijskog onečišćenja i upravljanje rizicima, kemikalije, genetski modificirane organizme, buku i šumarstvo. Dokument *The Single European Act* donesen 1986. godine predstavlja osnovne smjernice zaštite okoliša, te je bio temeljni dokument nakon kojeg su se pojavili ugovori iz Maastrichta (1992).

Komisija Europskih zajednica, (engl. *Commission of the European Communities*) ili skraćeno CEC je godine 1973. objavila prvi Akcijski program o okolišu (engl. *Action Programme on the Environment*), te je od tada briga o zaštiti okoliša, uključujući zagađenja vode i zraka, odlaganje opasnog otpada, kontrolu kemikalija, buke i zaštitu divljih životinja obuhvaćena raznim zakonskim aktima u zemljama Europe (Wood, 2003).

U slučaju izvanrednih događaja – onečišćena okoliša koji nastaje kao rezultat propuštanja magistralnih naftovoda svi su postupci propisani u slijedećoj hrvatskoj regulativi: „*Zakon o zaštiti okoliša*“ (Narodne novine br. 110/07, 2007), „*Zakonu o zaštiti i spašavanju*“ (Narodne novine br. 174/04, 2004) i „*Zakonu o otpadu*“ (Narodne novine br. 178/2004). U kompaniji INA d.d. Sektoru istraživanja i proizvodnje nafte i plina je donesen interni akt kojim se propisuje postupanje u slučaju izvanrednih događaja koji uključuju onečišćenje okoliša (INA SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, 2010).

Regulativa iz područja transporta cjevovodnih sustava zemalja članica Europske unije ostavljena je svakoj pojedinoj članici na vođenje. Međutim, direkcija zaštite okoliša Europske komisije dala je izraditi procjenu zakonodavstva EU u svrhu zaštite cjevovoda i mogućeg utjecaja na tu inicijativu (European Commission, 2011).
To je dokument iz prosinca 2011. godine koji je imao sljedeće zadane ciljeve (European Commission, 2011):

- osvježiti podatke o cjevovodnim sustavima u EU kao i podatke o akcidentima kako bi se procijenio rizik,
- procjena pokrivenosti postojećeg nacionalnog zakonodavstva i identifikacija mogućih praznina u pokrivenosti,
- predlaganje ne-zakonodavnih i zakonodavnih inicijativa u području identificiranih praznina, te procjena utjecaja tih inicijativa.

U Tablicama 6.1. i 6.2. nalaze se podaci o pokrivenosti zakonskom regulativom članica EU i tri članice kandidata i jedne članice EFTA za prosinac 2011. god. (European Commission, 2011).

Tablica 6-1. Pokrivenost zakonskom regulativom članica EU i tri članice kandidata i jedne članice EFTA, prosinac 2011. I dio (European Commission, 2011)

DRŽAVA	UPRAVLJANJE SUSTAVIMA ZAŠTITE	PROCJENA RIZIKA	VANJSKI PLAN SPAŠAVANJA	PLANIRANJE KORIŠTENJA ZEMLJIŠTA	INFORIMRANJE JAVNOSTI	PROBLEMATIKA TREĆE STRANE	ZAHTJEVI TEHNIČKE SIGURNOSTI
Belgija	++	++	++	++	+	+++	++
Republika Češka	+	0	+++	++	+	+++	++
Danska	0	++	++	+	0	++	+++
Estonija	0	++	0	+	0	++	++
Finska	+++	++	++	++	+	++	+++
Francuska	+++	++	+++	++	+	+++	++
Njemačka	++	++	+++	++	+	+++	+++
Irska	+++	++	+++	0	+	+++	0
Italija	+	++	0	+	+	++	+++
Nizozemska	++	++	+++	+	+	+++	X
Poljska	+++	+	0	+	+	+	+++
Portugal	+++	++	0	+	+	+++	+++
Rumunjska	+++	++	+++	+	+	0	++

Tablica 6.2. Pokrivenost zakonskom regulativom članica EU i tri članice kandidata i jedne članice EFTA, prosinac 2011. II dio (European Commission, 2011)

DRŽAVA	UPRAVLJANJE SUSTAVIMA ZAŠTITE	PROCJENA RIZIKA	VANJSKI PLAN SPAŠAVANJA	PLANIRANJE KORIŠTENJA ZEMLJIŠTA	INFORIMRANJE JAVNOSTI	PROBLEMATIKA TREĆE STRANE	ZAHTJEVI TEHNIČKE SIGURNOSTI
Španjolska	++	++	+	+++	+	+	++
Švedska	++	0	+	0	0	+	++
Ujedinjeno Kraljevstvo	+++	++	++	++	0	+	X
Hrvatska	++	+++	++	++	+	++	+++
Turska	++	+++	+++	++	+	++	+++
Norveška	++	+++	+++	++	+	++	+++

Legenda:
0 - nema zakonske odredbe
\+ - osnovna zakonska odredba
++ - nekoliko zakonskih odredbi
+++ - više zakonskih odredbi
X - u nadležnosti zaštite

Odgovori upitnika iz Malte i Islanda su također stigli, ali kako nema cjevovodnih sustava u tim državama nema potrebe niti za zakonskom regulativom u tom području.

U Španjolskoj nema zakonske regulative koja pokriva naftovodne sustave, već samo plinovode.

Kao što je vidljivo iz podataka, postoji nekoliko praznina koje su uočene ovom procjenom:

- vanjski planovi spašavanja nisu obavezni u 4 od 16 država članica, dok njih 6 osim planova zahtijevaju testiranje i treninge,
- u području utjecaja treće strane svaka od pojedinih članica na drugačiji način rješava ovu problematiku te samo 8 članica imaju kontakte s izvođačima radova,
- različite su implementacije preporuka i specifični detaljni zahtjevi svake pojedine članice,
- niti jedna članica nema većih nepokrivenosti u zakonodavstvu, već samo manje nedostatke,
- mnoge su članice napravile reviziju ili dopunu zakonodavstva u posljednjih 10 godina, te ih redovito revidiraju,
- procjena ne upućuje na dodatno provođenje zakonodavstva od strane Europske komisije na nivou cijele EU.

Ako se razmatraju pojedine članice, može se navesti primjer Njemačke. Tamo su do 2002. godine na snazi bili samo okvirni zakoni i preporuke, bez obzira što su prvi plinovodi izgrađeni 20-ih i 30-ih godina 19 stoljeća, a prvi magistralni naftovod 60-ih godina 20. stoljeća. Izgradnja cjevovodnih sustava je od 2002. godine regulirana Zakonom o procjeni utjecaja na okoliš, skraćeno UVPG (njem. *Gespetz Uber die Umweltverträglichksprüfung*) i Federalnom propisu o cjevovodima (njem. *Rohrfernleitungsanlagen*). No, s obzirom na promjer, tlakove i fluid koji bi se trebao transportirati budućim cjevovodom različit je pristup proceduri za dobivanje građevinske dozvole (Engel, 2012.).

Godine 2003. usvojen je Zakon o tehničkim normativima za cjevovode, skraćeno TRFL (njem. *Techniche Regeln fűr Fernleitungen*) koji regulira projektiranje, izgradnju, rad i testiranje cjevovoda. Ovaj se zakon oslanja i na postojeće tehničke normative za zapaljive tekućine, skraćeno TRbF (njem. *Technishe Regeln für brennbare Flussigkeiten*). Zakonom je propisano obavezno kontinuirano praćenje rada transporta cjevovodima.

U Njemačkoj se također upotrebljava i tzv. Pravilnik AD 2000 koji je u osnovi donesen kao pravilnik koji regulira izgradnju posuda pod tlakom, no primjenjuje se i na cjevovode. Pravilnik AD 2000 sadrži detaljne normative za izračun, izgradnju, inspekciju, odabir materijala i specijalne slučajeve kao na primjer promjenjiva naprezanja materijala. (Schmidt, 2009.)

Upravljanje cjelovitošću cjevovoda definirano je standardom API 1160 *Upravljanje cjelovitošću sustava cjevovoda za opasne tekućine* (API Std. 1160, 2001). Standardom je definiran način upravlja cjevovodima koji transportiraju opasne tekućine u koje je uključena i nafta. Upravljanje se obavlja kroz identifikaciju najznačajnijih područja cjevovoda, odabir i evaluacija rizika, sakupljanje, te procjena i integriranje podataka u procjenu rizika.

Ključni dokument kojim se određuje preostala čvrstoća debljine stijenke cjevovoda u odnosu na oštećenja korozije je ASME standard B31G (ASME, 2009). Radi se o standardu koji je naslijedio standard ASME B31 *Pravilnik o cijevima pod tlakom* (engl. *Code for Pressure Piping*). Kao što je već prije napomenuto, ovaj se standard primjenjuje u radu sa magistralnim naftovodima u Hrvatskoj. Isto se tako primjenjuje, u slučajevima direktne provjere vanjske korozije cjevovoda preporučena praksa – standard ANSI/NACE RP0502-2002 *Metodologija izravne procjene vanjske korozije cjevovoda*, (NACE RP0502-2002, 2002).

Zaštita od korozije i vjerojatnost pojave korozije u tlu obuhvaćena je europskom normom „Zaštita metalnih materijala od korozije – Vjerojatnost korozije u tlu – 1. dio: Općenito“, HRN EN 12501-1 (Državni zavod za normizaciju i mjeriteljstvo, 2003) koja je na temelju članka 9. Zakona o normizaciji (Narodne novine br. 55/96, 1996) preuzeta kao hrvatska norma.

Kao što je vidljivo iz razmatranja o upravljanju cjelovitošću magistralnih naftovoda u kompanijama INA i JANAF, navedene se preporuke koriste u svakodnevnom radu. Doduše, uočen je nedostatak internih akata o sustavnom praćenju podataka o propuštanjima u jednoj sveobuhvatnoj bazi podataka o propuštanjima. Takvi bi podaci u budućnosti mogli pomoći u nekom budućem razmatranju ove problematike.

7. SUSTAV ZA UPRAVLJANJE CJELOVITOŠĆU NAFTOVODA U HRVATSKOJ

Nakon provedenih istraživanja i dostupne literature može se zaključiti da se upravljanje cjelovištću naftovoda u Hrvatskoj definitivno primjenjuje. Doduše, određene spoznaje govore o djelomičnim i više ili manje uspješnim sustavima koji ponekad ovise o sposobnosti nekolicine stručnih osoba da u datom momementu prepoznaju pokazatelje koji mogu dovesti rušenja cjelovitosti, pa čak i do samog propuštanja naftovoda.

Pri tome je jedan od najvažnijih elemenata upravljanja sustavno održavanje, što uključuje sve preventivne i korektivne radnje, te redovito obavljanje preporučenih mjerenja kao što je vidljivo na primjeru magistralnog naftovoda Graberje - Stružec. Preporuča se timska analiza mjerenja koja bi trebala rezultirati korigiranim planom ulaganja u magistralni sustav i promjenom plana održavanja uključujući korekcije uputa za rad operatera.

S obzirom da su analizirana propuštanja magistralnih naftovoda u Hrvatskoj dovela do saznanja o najvećem broju propuštanja uzorkovanih korozijom, potrebno je pristupiti upravljanju sustavom na način da se posebna pažnja posveti svim pokazateljima korozivnosti navedenim u ovom radu.

Drugi najčešći uzrok propuštanja je utjecaj treće strane s naglaskom na krađu fluida koji se transportira. Osim povećane učestalosti obilaska terena i dojave o kretanjima sumnjivih osoba što je vrlo učinkovito, ali zahtijeva cjelodnevni rad ekipe operatera, potrebno je razmotriti tehnološke postupke koji bi transportirani zbog promjene svojstava učinili manje zanimljivim i na taj način smanjili broj krađa. Pritom se prvenstveno misli na umješavanje prirodnog benzina ili kondenzata u sirovu naftu.

U slučaju da takve radnje nije moguće poduzeti, bilo bi korisno dograditi sustav nadzora na način da se poveća broj mjernih mjesta mjesta i uvede daljinsko upravljanje zapornim elementima ili dodatnim programima čija je namjena upravo zaštita naftovoda od utjecaja treće strane. Ako pri tome dolazi do promjene režima rada naftovoda potrebno je pratiti rad sustava kako ne bi došlo do nekih drugih neželjenih posljedica koje bi dovele do propuštanja naftovoda. Primjer su propuštanja magistralnog naftovoda Stružec – Rafinerija nafte Sisak

2005. godine, do kojih je došlo u trenutku uvođenja daljinskog vođenja otvaranja i zatvaranja slavina DN 500.

Definirani plan održavanja cjevovoda treba obuhvaćati redoviti obilazak trase i održavanje cjevovoda, analizu stanja cjevovoda (stanje katodne zaštite, stanje izolacije, utvrđivanje debljine stijenke), održavanje sigurnosti sustava (provjera rada nadzornog sustava, provjera stanja radnika, edukacija i provjera znanja radnika), obavještavanje javnosti i sustav komunikacije s predstavnicima zakonodavnih tijela i lokalne zajednice u slučaju bilo kakvih poremećaja u radu sustava. U svrhu poboljšanja sustava upravljanja cjelovitošću magistralnih naftovoda predlaže se matrica zadataka prikazana u tablicama 7-1., 7-2., 7-3. i 7-4.

Tablica 7-1. Matrica zadataka – I dio

	OBILAZAK TRASE I REDOVITO ODRŽAVANJE NAFTOVODA	ODMAH	DNEVNO	TJEDNO	MJESEČNO	POLU GODIŠNJE	GODIŠNJE	2 - 5 GODINA	5 I VIŠE GODINA
1.	**obilazak čistačkih stanica**		x						
	čišćenje naftovoda čistačima parafina			x	x				
	dojava o nepravilnostima	x		x					
	analiza i poboljšanje								
2.	**obilazak trase naftovoda**			x	x		x		
	prijelazi cesta, željeznica, vodotok		x						
	ostali dio koridora			x					
3.	**dojava vanjskih subjekata**								
	obilazak lokacije	x							
	analiza dojave	x				x	x		
	korektivne radnje	x							
4.	**održavanje naftovoda**				x		x		
	čišćenje naftovoda čistačima parafina			x	x				

Tablica 7-2. Matrica zadataka – II dio

	ANALIZA STANJA NAFTOVODA	ODMAH	DNEVNO	TJEDNO	MJESEČNO	POLU GODIŠNJE	GODIŠNJE	2 - 5 GODINA	5 I VIŠE GOD.
1.	**analiza korozivnosti tla**							x	
	na potencijalno krtičnim lokacijama						x		
2.	**stanje katodne zaštite**								
	vizualni pregled (operateri)				x				
	preventivni pregled					x	x		
	korektivne radnje nakon pregleda					x	x		
3.	**stanje izolacije**								
	preventivni pregled						x		
	korektivne radnje nakon pregleda						x		
4.	**stanje debljine stijenke**								
	direktna mjerenja							x	
	indirektna mjerenja							x	
	analiza i poboljšanje						x	x	
	u slučaju promjene praćenje parametara sustava		x						
	analiza i poboljšanje				x		x		

Tablica 7-3. Matrica zadataka – III dio

SIGURNOST SUSTAVA	ODMAH	DNEVNO	TJEDNO	MJESEČNO	POLU GODIŠNJE	GODIŠNJE	2 - 5 GODINA	5 I VIŠE GOD.
provjera rada SCADA sustava	x							
javljanje nadređenom u slučaju pada sustava	x							
korektivne radnje na uspostavi sustava	x							
analiza i pobošljanje				x		x		
provjera radnika (alkotest, test na drogu)				x				
trening i provjera znanja radnika						x		

Tablica 7-4. Matrica zadataka – IV dio

OBAVJEŠTAVANJE JAVNOSTI I SUSTAV KOMUNIKACIJE S PREDSTAVNICIMA ZAKONODAVNIH TIJELA I LOKALNE ZAJEDNICE	ODMAH	DNEVNO	TJEDNO	MJESEČNO	POLU GODIŠNJE	GODIŠNJE	2 - 5 GODINA	5 I VIŠE GOD.
obavještavanje javnosti u slučaju akcidenta	x							
obavještavanje predstavnika zakonodavnih tijela i lokalne zajednice	x							
sastanci s predstavnicima lokalne zajednice						x		

Upravljanje cjelovitošću naftovoda u mnogome ovisi i o dostupnosti vanjskih subjekata – izvođača specijalističkih radova i mjerenja. Ugovaranjem višegodišnjih radova održavanja sustava uspostavila bi se ravnoteža između ekonomske vrijednosti predmetnih radova i svakodnevne dostupnosti stručnih službi koje obavljaju takve radove.

8. DISKUSIJA REZULTATA

Analizirajući sakupljene podatke o propuštanjima magistralnih naftovoda u Hrvatskoj može se zaključiti da je najčešći uzrok propuštanja naftovoda u Hrvatskoj korozija, bilo vanjska ili unutarnja. U slučaju naftovoda kojima upravlja kompanije INA d.d. korozija je uzrok propuštanja u 50% slučajeva, dok je u slučaju kompanije JANAF d.d. korozija uzrokom propuštanja u čak 65% slučajeva. Utjecaj trećih lica uzrokom je propuštanja u 29% slučajeva, s tim da se najčešće radi o ilegalnim priključcima zbog krađe sadržaja iz cjevovoda, a mehanička oštećenja u 6% slučajeva.

CONCAWE baza podataka pokazuje drugačiji odnos, pa se na prvom mjestu kao uzrok propuštanja nalazi utjecaj trećih lica s 45% propuštanja, u 34% slučajeva uzrok propuštanja su mehanička oštećenja, a tek na trećem mjestu s 18% je korozija. Ovi se podaci mogu objasniti činjenicom da je samo u 2010. godini u 12300 km što je u odnosu na ukupnu dužinu od 34600 km 30%, cjevovoda obuhvaćenim bazom CONCAWE, obavljeno mjerenje debljine stijenke naftovoda neinvazivnim uređajima nošenim strujom fluida u dužini, dok su u Hrvatskoj ista mjerenja izvršena na svega 30 km magistralnih naftovoda što je u odnosu na ukupnu dužinu od 907,5 km samo 3%. Također, u Hrvatskoj se radi o transportnim magistralnim sustavima koji povezuju naftna i plinsko-kondenzatna polja s Rafinerijom nafte Sisak i tim se sustavima ponekad transportira i sirova nafta sa sadržajem vode većim od uobičajenih 1%. Na razliku između uzroka između promatranih sustava cjevovoda utječe i činjenica da se dijelom hrvatskog sustava otprema kondenzat koji je u današnje vrijeme visokih cijena naftnih derivata zanimljiv kao roba na tzv. crnom tržištu. Usporedba podataka prema uzrocima propuštanjima za baze podataka CONCAWE, RH, INA i JANAF prikazana je u tablici 8-1.
Navedene razlike ovih dvaju transportnih sustava potvrđuje i učestalost propuštanja naftovoda. S obzirom na prikupljene podatke, izračunata učestalost propuštanja za magistralne naftovode u RH za promatrano razdoblje od 2001. do 2010. godine iznosi $1{,}87\times10^{-3}$ propuštanja/god/km naftovoda, a za naftovode obuhvaćene bazom CONCAWE $0{,}52\times10^{-3}$ propuštanja/god/km naftovoda za razmatrano je razdoblje od 1971. do 2010. godine.

Tablica 8-1: Usporedba podataka o uzrocima propuštanjima za baze podataka CONCAWE, RH, INA i JANAF

UZROCI PROPUŠTANJA	2001-2010. ukupno			
	Concawe	RH	INA	JANAF
MEHANIČKA OŠTEĆENJA				
konstrukcija	13	0	1	0
materijal	21	0	0	0
OPERATIVNA GREŠKA				
operativna greška sustava	0	0	0	0
ljudski faktor	2	0	0	0
KOROZIJA				
vanjska	12	5	0	5
unutarnja	5	6	6	0
korozija u obliku pukotina	1	0	0	0
PRIRODNE NEPOGODE				
slijeganje tla	1	0	0	0
poplava	0	0	0	0
ostalo	0	0	0	0
UTJECAJ TREĆE STRANE				
slučajna oštećenja	25	0	0	0
namjerna oštećenja	13	5	5	0
usputna oštećenja	6	0	0	0
UKUPNO	**99**	**17**	**12**	**5**

Analizirajući bazu podataka o propuštanjima u kompaniji INA vidljivo je da se u razmatranom razdoblju (2001. do 2010. godine) dogodilo 12 propuštanja magistralnih naftovoda od čega šest propuštanja na magistralnom naftovodu OS Stružec – RN Sisak, a šest propuštanja na naftovodu OS Šandrovac – OS Stružec, zbog čega su ova dva naftovoda i razmatrana u smislu održavanja cjelovitosti naftovoda.

Kada se razmatraju propuštanja na magistralnom naftovodu OS Stružec – Rafinerija nafte Sisak, uočava se da su sva propuštanja uzrokovana korozijom cjevovoda. Prvo propuštanje dogodilo se 1998. godine (podatak se ne nalazi u bazi podataka o propuštanjima), nakon čega je u nadolazećim godinama uslijedilo još 6 propuštanja što je za posljedicu imalo zagađenje okoliša i troškove sanacije veće od 2,5 milijuna kuna. Zbog toga su provedena opsežna ispitivanja stanja cjevovoda koja su uključivala laboratorijska ispitivanja uzorka cijevi cjevovoda, mjerenja debljine stijenke neinvazivnim uređajima nošenih strujom fluida i mjerenja debljine stijenke direktnim metodama. Na temelju analize dobivenih podataka donešena je odluka o zamjeni magistralnog naftovoda u punoj dužini. Najveći dio cjevovoda već je zamijenjen, a u završnoj fazi je i zamjena posljednje dionice – dio naftovoda u konstrukciji mosta preko rijeke Save u Topolovcu.

Zbog važnosti ovog magistralnog naftovoda usporedo sa zamjenom provedeno je i unapređenje sustava nadzora naftovoda. S tim ciljem na dvije lokacije, čistačka stanica Čvor-1 Topolovac i prihvatna čistačka stanica u Rafineriji nafte Sisak, ugrađeni su daljinski vođeni zaporni elementi i sustav za prijenos podataka o mjerenjima protoka, temperature i tlaka na centralno mjesto – Otpremna stanica Stružec. Također je tijekom 2011. godine ugrađen sustav detekcije propuštanja naftovoda AtmosPipe.

Kada se razmatraju propuštanja na magistralnom naftovodu OS Šandrovac – OS Graberje, može se uočiti da je većina propuštanja uzrokovana utjecajem treće strane i to zbog krađe transportiranog fluida - sirove nafte i kondenzata. Na naftovodu je obavljeno je unaprjeđenje sustava nadzora naftovoda ugradnjom daljinski vođenih zapornih elemenata na više lokacija čistačkih stanica i sustava prijenosa podataka protoku, temperaturi i tlaku na centralno mjesto – Otpremna stanica Šandrovac. Isto je tako povećana učestalost obilaska operatera duž cijele dužine naftovoda, no s obzirom da su lokacije ilegalnih priključaka dobro sakrivene, nije ih lako uočiti, a time ni pravovremeno sanirati potencijalna mjesta propuštanja naftovoda.

Na temelju sakupljenih podataka o propuštanjima, izračunata učestalost propuštanja za naftovod OS Šandrovac – OS Graberje iznosi 12×10^{-3} propuštanja/god/km naftovoda. Vjerojatnost propuštanja izračunata pomoću Poissonove jednadžbe (3-2) iznosi 0,3290714. S obzirom da se rezultat vjerojatnosti propuštanja kreće od 0 (nemogući događaj) do 1 (sigurno propuštanje) i da se broj propuštanja zbog ovog uzroka može jednostavno smanjiti povećanjem nadzora nad trasom cjevovoda, dobivena vjerojatnost se, bez obzira na veliku učestalost propuštanja, može smatrati prihvatljivom. Zbog starosti cjevovoda i točnijeg utvrđivanja rizika od propuštanja, trebalo bi utvrditi stanje cjevovoda mjerenjem debljine stijenke.

U radu je na temelju istraživanja, analize sakupljenih podataka o naftovodima i propuštanjima kao i na temelju višegodišnjeg iskustva u radu na povećanju sigurnosti i cjelovitosti magistralnih naftovoda u Segmentu djelatnosti Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, a posebno na području Okruga Posavina, preporučena metodologija upravljanja naftovodnim sustavima. Preporučena metodologija podrazumijeva i procjenu rizika od propuštanja naftovoda uz preporuke preventivnih mjerenja i korektivnih radnji koji dovode do poboljšanja upravljanja naftovodima, a prikazana je na primjeru magistralnog naftovoda OS Graberje – OS Stružec.

Magistralni naftovod OS Graberje – OS Stružec odabran je za razmatranje iz više razloga:

- starost naftovoda – najstariji naftovod, izgrađen 1965. godine,
- katodna zaštita u funkciji je od samog početka rada cjevovoda,
- kontinuirano izvođenje preventivnih i korektivnih radnji održavanja cjevovoda,
- tijekom radnog vijeka nije se desio niti jedan akcident propuštanja naftovoda, pa je neophodno utvrditi da li se propuštanje može očekivati.

Analizirajući podatke o mjerenjima provedenim na odabranom naftovodu može se zaključiti da je stanje naftovoda sljedeće:

- na odabranim lokacijama vrijednosti korozivnosti tla su umjerene, tako da se ne može povezati korozivnost tla s izmjerenim najvećim oštećenjima stijenke naftovoda koji su uzrokovani korozijom,
- rezultati mjerenja potencijala na odabranim lokacijama ne upućuju na oštećenja izolacijske prevlake, koja su potvrđena nakon iskopa,

- prema izmjerenim vrijednostima zaštitnih potencijala može se zaključiti da je cijev naftovoda dovoljno katodno polarizirana, te da je vrijednost te polarizacije dovoljno velika kako bi se korozijski procesi zaustavili i da nije bilo potrebe za korektivnim radnjama.
- analizirajući podatke o broju i veličini kritičnih točaka smanjenja debljine stijenke naftovoda izmjerenih UZ metodom u travnju 2004. godine, zaključeno je da ne postoji kritično mjesto koje bi zahtijevalo hitnu sanaciju,
- analizirajući rezultate mjerenja MFL uređajem obavljena u prosincu 2011. godine može se zaključiti da su vanjska oštećenja do 40% debljine stijenke prisutna uzduž cijelog naftovoda, s kritičnim mjestom oštećenja 60 do 80% debljine stijenke na 10,3 kilometru naftovoda.
- koncentracija točaka unutarnje korozije (dubina oštećenja 40 do 60% debljine stijenke i nekoliko kritičnih mjesta oštećenja većih od 60% debljine stijenke) nalaze se na prvom kilometru naftovoda i to uglavnom na poziciji šest sati (podaci se bilježe po satnoj distribuciji).

Na temelju analiziranih podataka obavljene su korektivne radnje sanacije kritičnih točaka na više lokacija naftovoda.

Brzina korozije izračunata je na temelju korelacije podataka mjerenja o debljini stijenke UZ uređajem i mjerenja MFL uređajem. Za izračun su odabrana kritična mjesta s najmanjom debljinom stijenke utvrđena mjerenjima i kasnije sanirana, i mjesta koja bez obzira na smanjenje debljine stijenke nisu sanirana. Brzina korozije srednje vrijednosti standardne devijacije je 0,036 mm/god, dok na mjestu najvećeg unutarnjeg oštećenja stijenke naftovoda brzina korozije iznosi 0,2934 mm/god. Brzina rasta korozije na mjestu najvećeg oštećenja, u slučaju da ne dođe do sanacije uzrokovala bi propuštanje naftovoda nakon 27 godina rada, dok je prosječna brzina rasta korozije tako mala da se ne očekuje propuštanje u slijedećih 50 godina rada.

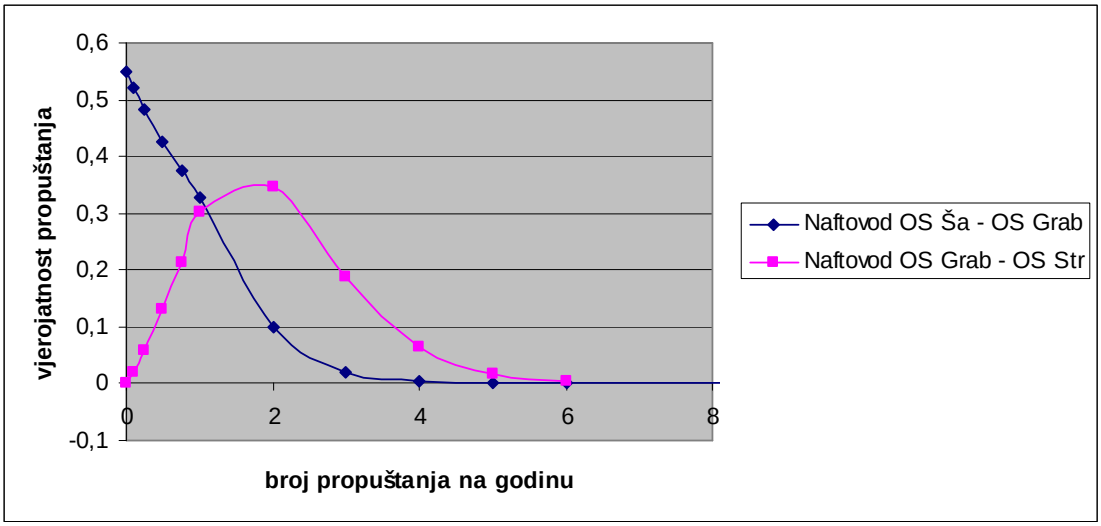
Koristeći Poissonovu jednadžbu (3-2) koja povezuje učestalost propuštanja cjevovoda (uzeti su podaci za magistralne naftovode kompanije INA) i vjerojatnost propuštanja dobivena vjerojatnost propuštanja, koja iznosi 0,30126198. Kao što je već navedeno, rezultat vjerojatnosti propuštanja je broj između 0 (nemogući događaj) i 1 (siguran događaj odnosno propuštanje), pa rezultat vjerojatnosti propuštanja nije alarmantan s obzirom na činjenicu da se radi o najstarijem naftovodu u Hrvatskoj.

Rezultati izračuna vjerojatnosti propuštanja pomoću Poissonove jednadžbe (3-2) u odnosu na broj propuštanja za odabrane magistralne naftovode OS Šandrovac – OS Graberje i OS Graberje – OS Stružec prikazani su u tablici 9-2.

Tablica 8-2: Vjerojatnost propuštanja za broj propuštanja naftovoda na temelju učestalosti propuštanja odabranih naftovoda

Broj propuštanja	Vjerojatnost propuštanja	
	Ša - Grab	Grab - Str
1	0,329071478	0,301261988
2	0,098560198	0,346005184
3	0,019679843	0,187599312
4	0,002947155	0,066232267
5	0,000353081	0,0173129
6	3,52504E-05	0,003591024
10	9,00532E-10	1,31509E-06
20	7,99007E-24	4,50571E-18

Podaci su prikazani u dijagramu distribucije vjerojatnosti propuštanja odabranih magistralnih naftovoda u odnosu na broj propuštanja na godinu, (slika 8-1).



Slika 8-1: Distribucija vjerojatnosti propuštanja magistralnih naftovoda u odnosu na broj propuštanja na godinu

Vjerojatnost propuštanja naftovoda OS Graberje – OS Stružec izračunata je na temelju podataka o propuštanjima u kompaniji INA. Iz priloženog se može uočiti da je vjerojatnost propuštanja naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje neznatno viša od vjerojatnosti

propuštanja naftovoda OS Graberje – OS Stružec. Uvažavajući činjenicu da se radi o najstarijem naftovodu koji nije propustio, ali da su vjerojatnosti propuštanja oba naftovoda približno iste, treba kontinuirano pratiti stanje naftovoda i to prvenstveno praćenjem stanja unutrašnje stijenke naftovoda. To potvrđuje i podatak o rizičnosti naftovoda dobiven primjenom Muhlbauerove metode procjene rizika. Naime, analizirajući primjenu metodologije na odabrani naftovod može se uočiti povezanost podataka o izračunatim vrijednostima vjerojatnosti propuštanja s rezultatima relativne procjene rizika propuštanja po Muhlbauer metodi. Prema navedenoj metodi dobiven je rezultat zbroja svih pokazatelja koji utječu na propuštanje od 260,8 bodova, (od maksimalno 400), te rezultat relativnog rizika 39 bodova. S obzirom da su utvrđeni rizici od propuštanja magistralnih naftovoda najčešće u rasponu 10 do 300 bodova, može se zaključiti da je ovaj naftovod visoko rizičan.

Dobiveni rezultat može se objasniti činjenicom da je Muhlbauer metoda kombinacija više metoda procjene rizika uključujući i subjektivnu metodu. Određeni podaci za izračun se subjektivno ocjenjuju, te je neke zahtijevane podatke teško jednoznačno odrediti.

9. ZAKLJUČAK

Upravljanje cjelovitošću naftovoda primarni je zadatak svake kompanije koja se bavi transportom nafte. Uzroci oštećenja koji mogu dovesti do propuštanja naftovoda su oštećenja izazvana utjecajem treće strane, korozivnost, projektiranje i izgradnja cjevovoda i nepravilno rukovanje. Propuštanje naftovoda može uzrokovati onečišćenje vode i tla, a u slučaju krađe sadržaja cjevovoda u najgorem slučaju i ljudske žrtve. Zato su redovita kontrola stanja i održavanje naftovoda primarni način smanjenja rizika od propuštanja. Utvrđivanje rizika podrazumijeva pažljivo razmatranje mogućih događaja koji mogu, najčešće negativno utjecati na neku promatranu aktivnost. Upravljanje rizikom je proces odlučivanja u okviru kojeg se identificiraju i rangiraju mjere za kontrolu, odnosno smanjenje rizika. U ovom su radu razmatrane i analizirane značajke raznih metoda procjene rizika koje se koriste u procjeni rizika propuštanja cjevovoda, a posebice naftovoda.

U okviru rada prikupljeni su podaci i stvorena baza podataka o propuštanjima magistralnih naftovoda u Hrvatskoj za razdoblje od 2001. do 2010. godine, u koju su uključeni podaci za magistralne naftovode kompanija INA i JANAF. Analizom podataka i njihovom usporedbom s podacima baze podataka o propuštanjima europskih magistralnih naftovoda CONCAWE utvrđeno je da je učestalost propuštanja magistralnih naftovoda u Hrvatskoj višestruko veća od učestalosti propuštanja naftovoda obuhvaćenih bazom podataka CONCAWE. Utvrđeno je da su najčešći uzroci propuštanja razmatranih naftovoda u Hrvatskoj korozija i utjecaj treće strane odnosno namjerno izazvana oštećenja zbog krađe sadržaja naftovoda.

S obzirom na učestalost propuštanja i starost transportnog sustava (preko 30 godina) trebalo bi s ciljem smanjenja broja propuštanja zbog korozije provoditi sljedeće:

- radi poboljšanja sustava upravljanja magistralnim cjevovodima utvrditi trenutno stanje što većeg dijela, odnosno ukoliko to troškovi dozvoljavaju, cijelog transportnog sustava (izmjereno samo 3% od ukupne duljine magistralnih naftovoda). Za utvrđivanje trenutnog stanja predlaže se obaviti mjerenja debljine stijenke neinvazivnim alatima – ultrazvučnim i MFL alatima. Mjerenja sustavno provoditi u razmacima od 2 ili 5 godina ovisno o utvrđenom stanju naftovoda.

- provesti istraživanje s ciljem utvrđivanja utjecaja transportiranog fluida na sadržaj naftovoda jer je utvrđeno da broj propuštanja zbog oštećenja unutrašnje stijenke zbog korozije često ne ovisi o starosti cjevovoda
- zbog velikog broja utvrđenih vanjskih oštećenja cijevi zbog korozije, redovito provjeravati stanje katodne zaštite, a u slučaju kada dionice naftovoda prolaze kroz zone izvorišta pitke vode ili kraška područja strogo se pridržavati „*Pravilnika o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport*“ donesen 1985. godine, (u cijelosti preuzet „*Zakonom o preuzimanju saveznih zakona iz područja organizacije i poslovanja gospodarskih subjekata koji se u Republici Hrvatskoj primjenjuju kao republički zakoni*“, (Narodne novine RH br. 53/91, 1991)), koji nalaže da u takvim slučajevima stanje katodne zaštite treba provjeravati četiri puta godišnje.
- mjeriti korozivnost tla u područjima lociranih kritičnih dionica naftovoda zahvaćenih korozijom.

Analizom podataka o propuštanjima nastalih utjecajem trećih lica, zaključeno je da treba provoditi sljedeće:

- povećati učestalost obilaska koridora cjevovoda koji su predmet napada jer se tako može smanjiti broj ili potpuno spriječiti namjerno oštećivanje cjevovoda (nakon višestrukog propuštanja magistralnog naftovoda OS Šandrovac – OS Graberje 2005. godine uzrokovanog krađom fluida radnim je uputama propisan češći obilazak koridora i od tada nema niti jednog propuštanja vezanog uz utjecaj treće strane).
- ostvariti kontinuiranu suradnju s lokalnom policijom kroz zajedničke akcije obilaska lokacija koje mogu imati prednost kod napada (šumarak, poljoprivredna područja podalje od naseljenih mjesta, odvodni kanali i sl.) i zajedničke sastanke s razmjenom informacija.
- redovito održavati trasu naftovoda (košnja, krčenje šume) zbog veće preglednosti i lakšeg uočavanja nedopuštenog kretanja neovlaštenih lica trasom naftovoda.

Iz provedenih istraživanja i analize dobivenih rezultata slijedi znanstveni doprinos:

U radu je osmišljena, preporučena i prezentirana metodologija procjene rizika od propuštanja naftovoda na temelju opsežnog pretraživanja literature, sakupljenih podataka o

karakteristikama naftovoda i propuštanjima kao i na temelju višegodišnjeg iskustva u radu na povećanju sigurnosti i cjelovitosti magistralnih naftovoda. Preporučena metodologija je kombinacija kvalitativnih i kvantitativnih procjena rizika od propuštanja naftovoda iz koje su proizašle preporuke potrebe i učestalosti izvođenja preventivnih mjerenja i korektivnih radnji koji dovode do poboljšanja upravljanja naftovodima. Smatra se da će korištenje metodologije u svakodnevnom radu dovesti do uočavanja svih parametara koji mogu utjecati na povećanje rizika od propuštanja, te da će metodologijom propisana primjena odgovarajućih mjerenja, analiza rezultata i provođenje korektivnih radnji dovesti do povećanja sigurnosti naftovoda.

Na temelju analiziranih propisa, preporuka i smjernica u području zaštite okoliša i rizika od onečišćenja okoliša u naftnoj industriji, te analizirajući podatke o propuštanjima magistralnih naftovoda u Hrvatskoj i primjene metodologije procjene rizika od propuštanja u svrhu povećanja sigurnosti od propuštanja, implementirani su zaključci u sustav za upravljanje cjelovitošću naftovoda. Pri tome je predložena matrica zadataka koja će pridonijeti jednostavnijem i sustavnijem upravljanju cjelovitošću magistralnih naftovoda u Hrvatskoj.

Jedna od preporučenih mjera u matrici zadataka je godišnji skup predstavnika lokalnih izvođača radova i lokalne zajednice s vlasnicima cjevovoda. Smatra se da bi ovakva vrsta suradnje uvelike doprinijela smanjenu rizika od utjecaja treće strane vezana uz nenamjerna oštećenja.

S obzirom na spoznaje stečene prilikom izrade ovog doktorskog rada preporuča se analiza postojeće baze podataka o propuštanjima priključnih i sabirnih naftovoda (naftovodi kojima se nafta transportira od bušotine do sabirnika ili mjerne stanice odnosno od sabirnika ili mjerne stanice do sabirne i/ili otpremne stanice). U odnosu na magistralne naftovode to su naftovodi manjeg promjera, ali jednake starosti, velike duljine, slabijeg sustava zaštite od korozije i s velikim brojem zabilježenih propuštanja. Nakon analize dostupnih podataka trebalo bi i za te naftovode utvrditi metodologiju procjene rizika od propuštanja i definirati sustav upravljanja.

10. LITERATURA

1. AIChE, The American Institute of Chemical Engineers, (2008): Guidelines for Hazard Evaluation Procedure, 3th Edition, Center for Chemical Process Safety, USA
2. Alfonso, L., Caleyo, F., Alcantara, A., Hallen, J.M. (2008): A methodology to estimate failure rates of multiple pipeline systems from historical failure data, The Journal of Pipeline Engineering, vol. 7
3. API 1130, (2002): Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines, American Petroleum Institute
4. API 1149, (1993): Pipeline Variable Uncertainties and Their Effects on Leak Detectability, American Petroleum Institute
5. API Std. 1160, (2001): Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, American Petroleum Institute
6. API Publ. 1149 (1993): Pipeline Variable Uncertainties and Their Effects on Leak Detectability, American Petroleum Institute
7. APPE, Association of Petrochemicals Producers in Europe (2011): www.petrochemistry.net
8. ASME B31.G Manual for Determing the Remaining Strength of Corroded Pipelines: (2009)
9. ASME B31.G Standard of Pressure Piping: (2008)
10. ASTM D3359 (2009): Standard Test Methods for Measuring Adhesion by Tape Test, ASTM International
11. ASTM D6677 (2007): Standard Test Methods for Evaluating Adhesion by Knife, ASTM International
12. ASTM G57-95a (2001): Standard Test Method for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method, ASTM International
13. Bjornoy, O.H., Marley, M.J. (2001): Assessment of Corroded Pipelines: Past, Present and Futur, International Offshore and Polar Engineering Conference, Norway
14. Bobić, V. (2005): Onečišćenje tla naftnim ugljikovodicima – bioobnova: mogućnosti, učinkovitost, iskustva, Goriva i maziva, 44, 1: 9-34
15. Cvitanović, I., Thuenemann, U., Argent, C., Lyons, C., Wilde, A. (2010): Development of Integrity Management Strategies for Pipelines, 5th Pipelines Technology Conference, Hannover, Germany

16. Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act, CERCLA (1980), www.epa.gow, USA Congress
17. CONCAWE (2010): Performance of European cross-country oil pipelines, Report no. 4/10, www.concawe.be , Brussels, Belgija
18. CONCAWE (2011): Performance of European cross-country oil pipelines, Report no. 8/11, www.concawe.be , Brussels, Belgija
19. CONCAWE's Oil Pipeline Management Group by D.E.Martin,(1998): Methods of prevention, detection and control of spillages in europian oil pipelines, Concawe, EU
20. CONCAWE's Oil Pipeline Management Group's Special Task Force on oil pipeline spillages,(2010): Performance of Europian cross-country oil pipelines, Statistical summary of reported spillages in 2008 and since 1971, Concawe, Brussels, EU
21. Clifton, A. H. (2005): Hazard analysis techniques for system safety, Wiley-Interscience, A John Wiley & Sons Inc. Publication, New Jersey, USA
22. Dhillon, B.S. (2007): Human Reliability and Error in Transportation Systems, Springer, London, UK
23. Dhillon, B. S. (2003): Human Reliability and Error in Medical System, World Scientific Publishing Co. Ptc. Ltd., Singapure
24. DNV-RP-F101, (1999): Recommended Practice, Corroded Pipelines, Det Norske Veritas
25. Državni zavod za mjeriteljstvo (2006): Zaštita metalnih materijala od korozije – Vjerojatnost korozije u tlu – 1. dio: Općenito
26. Dziubinski, M., Fratczak, M., Markowski, A.S. (2006): Aspects of risk analysis associated with major failures of fuel pipelines, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, no. 19, p. 399-408.
27. EGIG (2011): 8th EGIG-report, Gas Pipeline Incidents, www.egig.nl, Nederland
28. Engel, C. (2012): Approval Procedures and Technical Rules for Pipelines in Germany, 7th Pipeline Technology Conference, Hannover, Germany
29. European Commission, Direction General Environment (2011): Assessing the case for EU legislation on the possible impacts of such an initiative, Final Report, ENV.G.1/FRA/2006/0073,
30. Fakultet kemijskog inženjerstva i tehnologije (2008): Znanstveno – stručna djelatnost FKIT-a 2007 – 2008, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet kemijskog inženjerstva,

31. FSB, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Katedra za materijale i tribologiju (2002): Izvještaj o ispitivanju uzroka propuštanja cijevi naftovoda 20“za INA d.d. Sektor proizvodnje nafte i plina, Zagreb
32. Health and Safety Executive, HSE (2001): Reducing risks, protecting people, HSE's Decision-making process, HSE Books, UK
33. Health and Safety Executive, HSE (2000): Avoiding danger from underground services – HSG47, HSE's Decision-making process, HSE Books, UK
34. HZN – Hrvatski zavod za norme (2001): HRN EN ISO 8044 – Korozija i zaštita metala i legura, Osnovni nazivi i definicije
35. HSE (2000): Avoiding danger from undergorund serives, HSE Books, UK
36. HZN – Hrvatski zavod za norme (2008): Funkcionalna sigurnost – Sigurnosni instrumentacijski sustavi za sektor procesne industrije, HR EN 61511-1.2008
37. INA Industrija nafte (2011): Izvješće o tehničkoj sigurnosti Rafinerije nafte Sisak, www.mzopu.hr/doc/Zastita_okolisa
38. INA (2011): www.ina.hr
39. INA SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina (2010): Uputa o postupku u slučaju izvanrednog događaja u SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, INA SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, Zagreb
40. IEC - International Electrotechnical Commission (1998): IEC 61511 - Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector, Switzerland
41. IEC - International Electrotechnical Commission (2000): IEC 61508 - Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems, Geneva. Switzerland
42. ISO 31000:2009 (2009) Risk management – Principles and Guidelines
43. Ivanković, A., Kekez, K., Martinez, S. (2011): Detekcija štetnih učinaka statičkih i dinamičkih lutajućih struja SCM uređajem, International conference Exchanging experiences in the field of corrosion, materials and environmental protection, Tara, Srbija
44. Jaarah, M., Hermes, M., Beuker, T. (2007): Robotic Inspection Technology for Unsrapeable Pipelines, 4th Middle East NDT Conference and Exhibition, Kingdom of Bahrain
45. JANAF, (2012): www.janaf.hr
46. JANAF, (2012): Tehnička dokumentacija

47. JANAF, (2011): Izvješće o sigurnosti – Terminal Omišalj, www.mzopu.hr/doc/Zastita_okolisa
48. JANAF, (2007): Izravno ispitivanje vanjske korozije cjevovoda u skladu s normom NACE RP0502-2002 za lokaciju na dionici Omišalj – Sisak, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet kemijskog inženjerstva i tehnologije,
49. JANAF, (2004): Izvještće o studiji utjecaja na okoliš projekta Družba Adria,
50. Kaličanin, I. (2011): Pipeline Leak Detection System New Installed on the Main Pipeline Stružec – Sisak Refinery, Inter-University Centre, Petroleum Summer School, Dubrovnik
51. Kaličanin, I., Šetka, Ž. (2011): Main Pipeline Cathodic Protection with Case Studies, First Central and Eastern European International Oil and Gas Conference and Exibition, Siofok, Hungary
52. Kaličanin I., Ličko D. (2003): Ispitivanje naftovoda OS Stružec – RN Sisak, MATEST 2003. Brijuni, Pula, Hrvatska
53. Kandil, M.E. (2001): Efforts to Persevere a Risk Assessment/Integrity Assurance for its Aged Hydrocarbon, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA
54. Kiefner, J.F., Duffy, A.R. (1971): Summary of Research to Determine the Strength of Corroded Areas in Line Pipe, Public Hearing, U.S. Department of Transportation, USA
55. Kiefner, J.F., Vieth, P.H. (1989): A modified criterion for evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe, Battelle Memorial Institute
56. Kletz T. (1999) HAZOP and HAZAN, Identifying and Assessing Process Industry Hazards, 4th Edition, Institution of Chemical Engineers, Rugby, UK
57. Kumamoto, H., (2007): Satisfying Safety Goals by Probabilistic Risk Assessment, Springer, London, UK
58. LaQue, F.L., Copson H.R. (1963): Corrosion Resistance of Metal and Alloys, second edition, The Internatinal Nickel Company, Inc. New York, N.Y.
59. Lawson, K. (2005): Pipeline corrosion risk analysis – an assessment of deterministic and probabilistic methods, Anti-Corrosion Methods and Materials, Vol 52, No. 1
60. Marsh, J., Ounnas, S. (2008): Corrosion Management For Aging Pipelines – Experience From the Forties Field, SPE International Oilfield Corrosion Conference, Aberdeen, UK

61. Mazzucchelli, L., Pizzorni, D., Comini, A., Scanarotti, N. (2002): Rap Project: An Innovative Approach To The Risk Assessment Of Pipeline, SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Kuala Lumpur, Malasya
62. McDermott, R.E., Mikulak, R.J., Beauregard, M.R. (1996): The Basic of FMEA, Productivity Press. , Portland, USA
63. Mihaljević, B., Mihalinčić, M. (2009): Upravljanje okolišnim rizicima, Prva konferencija Hrvatske platforme za smanjenje rizika, Zagreb, Hrvatska
64. Muhlbauer, W.K. (2004): Pipeline Risk Management Manual, Third Edition, Ideas, Techniques, and Resources, Elsevier Inc. Oxford, UK
65. Muhlbauer, W.K. (1996): Pipeline Risk Management Manual, Second Edition, Gulf Publishing Company, USA
66. Muvrin B., Kaličanin I. (2004): Leakage from the oil pipeline between Stružec pumping station and Sisak refinery, GREEN 4 International Symposium on Geotechnics related to the Environment, Wolverhapton, UK
67. NACE RP0502-2002 (2002): Standard Recommended Practice: Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology, www.nace.org.
68. Narodne novine RH 75/09 (2009): Zakon o rudarstvu
69. Narodne novine RH 110/07 (2007): Zakon o zaštiti okoliša
70. Narodne novine RH 178/04 (2004): Zakon o otpadu
71. Narodne novine RH 174/04 (2004): Zakon o zaštiti i spašavanju
72. Narodne novine RH 55/96 (1996): Zakon o normizaciji
73. Narodne novine RH Međunarodni ugovori br. 14/00, (2000): Zakon o potvrđivanju krovnog sporazuma o institucionalnom okviru za uspostavu međunarodnih sustava za transport nafte i plina
74. Narodne novine RH 53/91 (1991): Zakon o preuzimanju saveznih zakona iz područja organizacije i poslovanja gospodarskih subjekata koji se u Republici Hrvatskoj primjenjuju kao republički zakoni
75. Nestleroth J.B. (2006): Pipeline In-line Inspection – Challenges to NDT, ECNDT, Berlin, Germany
76. NNPC – Nigerian National Petroleum Corporation (2007): Pipeline Oil Spill Prevention and Remediation in NDS, Niger
77. Office of State California Fire Marshal (1993): Hazardous Liquid Pipeline Risk Assessment, Californija, USA

78. Paisley D., Barrett N., Wilson O. (1999): Pipeline Failure: The Roles Played by Corrosion, Flow and Metallurgy, NACE Paper 99018, S. Antonio, Texas, USA
79. Palmer Jones R., Hopkings P. (2005): Managing ILI Projects to get the Results you need, Pigging Productions and Services Association, Aberdeen, UK
80. Palmer-Jones R. (2006): Understanding the Results of an Intelligent Pig Inspection, Pigging Products and Services Association, Aberdeen, UK
81. Palmer Jones R., Goncalves A., Hopkins P. (2007): Getting More from your Intelligent Pig Report Assessing Clusters, Pigging Productions and Services Association, Aberdeen, UK
82. Peabody A.W. (2001): Peabody's Control of Pipeline Corrosion, NACE International
83. Pitkanen, J., Laukkanen, Vtt, A,, Kemppainen, M., Virkkunen, I. (2006): Effect of Stress on Ultrasonic Response in Detection and Sizing of Cracks, ECNDT, Germany
84. Roberge, P.R. (2008): Corrosion Engineering, Principles and Practice, The McGraw-Hill Companies, USA
85. Schmidt, W. (2009): Impact of technical standards and results of defect assessment, 4th Pipeline Technical Conference, Hannover, Germany
86. Sebenji, F., Hakl, L. (1980): Korozija metala, Tehnička knjiga, Beograd
87. Seung-Mok, S., Jin-Ho, S., Jae-Sung, I., Sang, B. K., Hui-Ryong, Y. (2003): Development of Third-Party Damage Monitoring System for Natural Gas Pipeline, Journal of Mechanical Science and Technology, Vol. 17, Num. 10, p. 1423-1430.
88. Službeni list br. 26/85 preuzeto Narodne novine br. 53/91 (1985): Pravilnik o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport
89. Službeni list br. 64/73 (1973): Zakon o osnovama sigurnosti transporta nafte i plina
90. Soil Survey Division Staff (1993): Soil Survey Manual, US Department of Agriculture, Washington, USA
91. Stamatis, D. H. (2003): Failure Mode and Effectiv Analysis – FMEA from Theory to Execution, American Sociaty for Quality, Quality Press, Milwaukee, USA
92. Stewart, M., Melchers R (1997): Probabilistic Risk Assessment of Engineering Systems, Chapman & Hall, Australia
93. Stupnišek-Lisac, Ema (2007): Korozija i zaštita konstrukcijskih materijala, Fakultet kemijskog inženjerstva i tehnologije Sveučilišta u Zagrebu

94. Šegutović, H. (2006): Prednosti i nedostaci metoda za kvalitativnu analizu rizika, MICRO 2006, 29. Međunarodni skup za informacijsku i komunikacijsku tehnologiju, elektroniku i mikroelektroniku, Opatija, Hrvatska
95. Šimić, Z., Mikuličić, V., Vuković, I. (2007): Use of Probabilistic Safety Assessment for Infrastructure Risk Modeling, Computational Models of Risks to Infrastructure, IOS Press, Amsterdam
96. Šimunović, V. (2012): Mikrobiološki poticana korozija zavarenih spojeva nehrđajućih čelika u vodi, Doktorski rad, Fakultet strojarstva I brodogradnje, Sveučilište u Zagrebu
97. Tehnička dokumentacija INA, (2012): Izvješće o izvršenom preventivnom održavanju sustava katodne zaštite cjevovoda Sektora istraživanja i proizvodnje nafte i plina za jugoistočnu Europu, INA – INDUSTRIJA NAFTE d.d., Zagreb
98. Tehnička dokumetacija INA, (2012) INA Industrija nafte, Sektor istraživanja i proizvodnje nafte i plina za jugoistočnu Europu, Zagreb
99. Tehnička dokumentacija INA, (2011) INA Industrija nafte, Sektor istraživanja i proizvodnje nafte i plina za jugoistočnu Europu, Zagreb
100. Tehnička dokumentacija INA, (2004) INA Naftaplin, Zagreb
101. Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, (2011) GE Oil & Gas, PII, Pipeline Solutions, Germany
102. Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, (2004) GE Oil & Gas, Pipetronix, Germany
103. Tehnička dokumentacija GE Oil & Gas, (2007) GE Oil & Gas, PII, Germany,
104. Toth, I., Škanata, D. (2009): Smanjenje rizika od velikih nesreća u industrijskim postrojenjima, Prva konferencija Hrvatske platforme za smanjenje rizika, Zagreb, Hrvatska
105. US Department of Energy, National Energy Technology Lab (2003): Realtime Monitoring of Pipelines for Third-Party Contract, Southwest Research Institute, West Virginia, USA
106. Vickridge, I., Lau, T. (2006): Lessons Learnt from Pipeline Condition Assessment in Hong Kong, Singapure International Water Week, Singapure
107. Vujasinović-Paulović, S. (2005): Zašto je kontrola cjevovoda značajna za sigurnost transport i zaštitu okoliša, EGE 3/2005
108. Zelić M., (2002): Tehnologija transporta nafte i plina magistralnim cjevovodima, INA Industrija nafte d.d., Zagreb

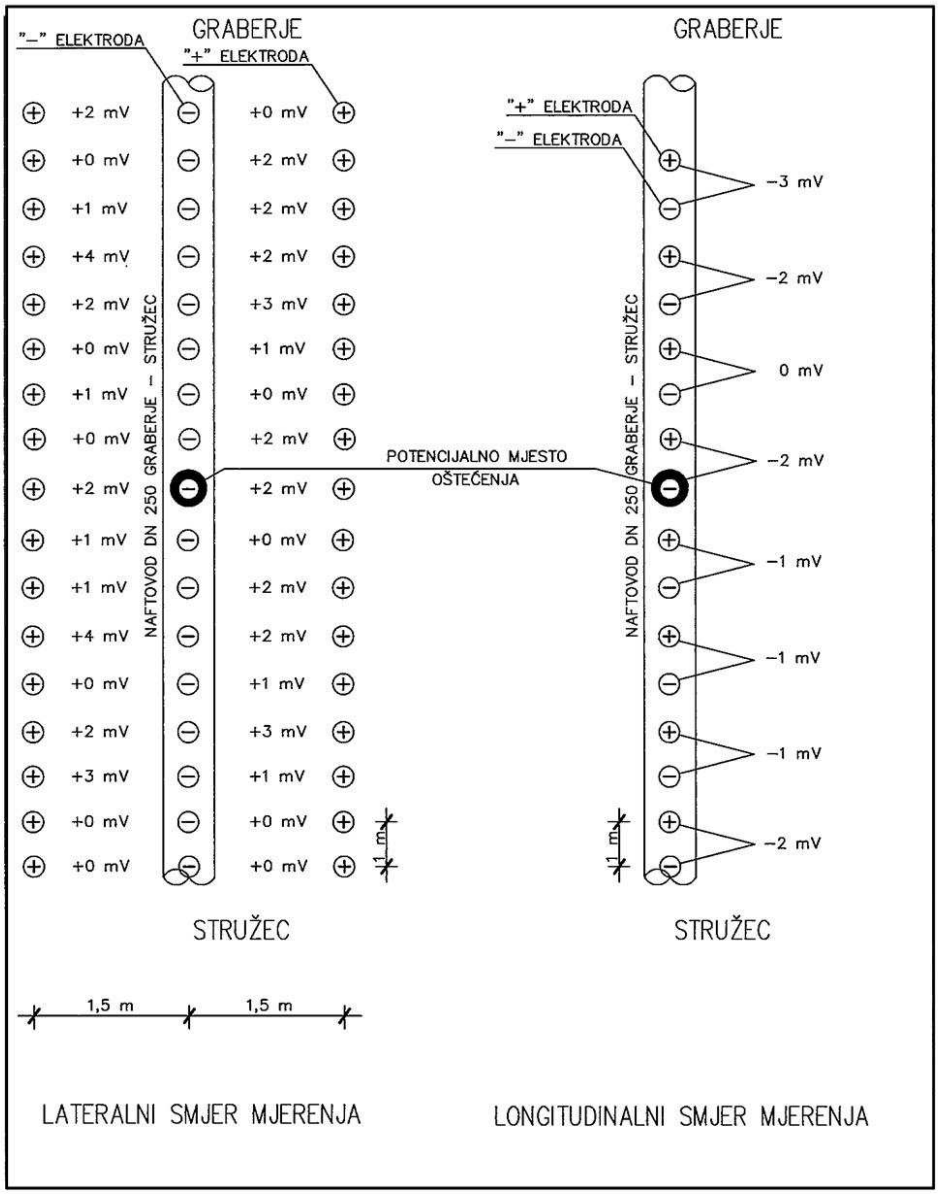
109. Westwood S. (2004): Smart Pig Defect Tolerances: Quantifying the Benefits of Standard and High Resolution Pigs, International Pipeline Conference, Calgary, Canada
110. Westwood S., Hopkins P. (2004): Smart Pigs and Defect Assessment Codes: Completing the Circle, Corrosion 2004, NACE International, USA
111. Wood, C. (2003): Environmental impact assessment, Pearson Education Limited, Second edition, England
112. Yuhua, D., Datao, Y. (2005): Estimation of failure probalility of oil and gas transmission pipelines by fuzzy fault tree analysis, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, no. 18, p 83-88.

PRILOG I

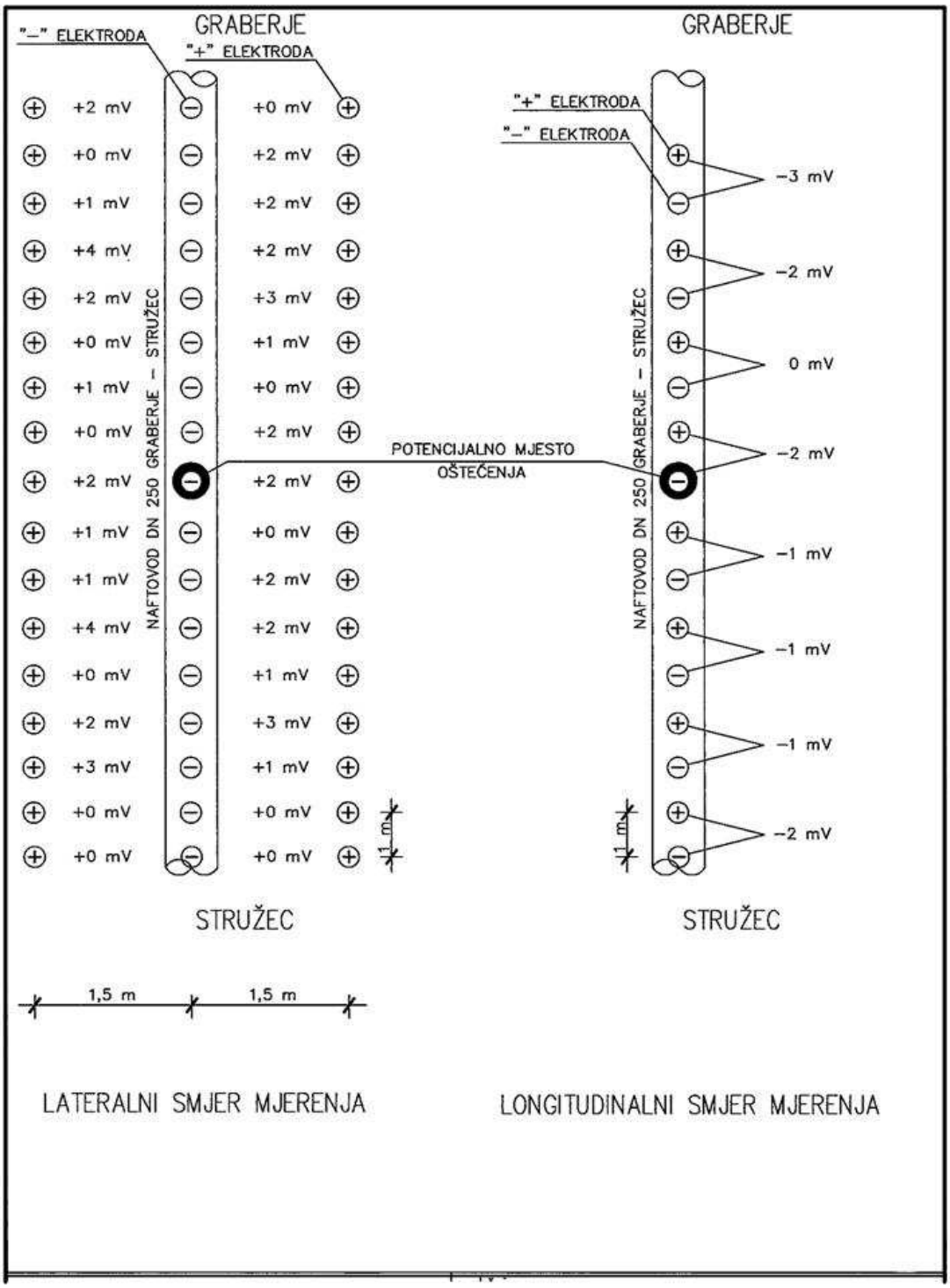
MJERENJE POTENCIJALA

NAFTOVOD OS GRABERJE – OS STRUŽEC

MJERENJE POTENCIJALA - CRTEŽ 1



MJERENJE POTENCIJALA - CRTEŽ 2



ŽIVOTOPIS

Ivana Kaličanin rođena je 26.veljače 1965. godine u Zagrebu. Nakon završenog srednjoškolskog obrazovanja (Obrazovni centar za jezike, Zagreb) 1983. godine upisuje Rudarsko geološko naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu. Godine 1988. stječe zvanje diplomiranog inženjera naftnog rudarstva. Početkom 1989. godine zapošljava se u kompaniji INA d.d. Naftaplin kao mlađi inženjer proizvodnje na Radilištu Stružec. Obavljala je razne poslove vezane za pridobivanje i proizvodnju nafte i plina, a od 1995. godine imenovana je Rukovoditeljem transporta nafte i u okviru tog radnog mjesta upravlja magistralnim sustavima za transport nafte i tehnološkim plinovodima Okruga Posavina.Rukovoditelji Tehnologije transportnih sustava i mjerenja Okruga Posavina postaje 2006. godine, a tu funkciju i dalje obavlja. Članica je Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa kao i Hrvatske stručne udruge za plin.

Kao autor i koautor objavila je preko desetak znanstvenih i stručnih radova iz područja energetike, upravljanja procesima i zaštite okoliša.

Članica je upravnog odbora udruge „Veliki za male sa šećernom bolešću“ te je autor publikacije „*Vaše dijete ima dijabetes*“ (Naklada Nika, 2009.). Osim engleskog jezika govori i francuski, te se služi njemačkim jezikom. Udana je i majka dvoje djece.

POPIS OBJAVLJENIH RADOVA

Kaličanin, I., Kuže, M. (2012): *Metode rehabilitacije cjevovoda s primjerima iz prakse*, 2. Međunarodna konferencija i izložba o naftno – plinskom gospodarstvu u središnjoj i istočnoj Europi, Šibenik, Hrvatska

Kaličanin, I. (2012): *Napadi na plinovode od trećih strana uz prikaz sanacije na tehnološkom plinovodu Kozarac* – Etan, XXVII Međunarodni znanstveno – stručni susret stručnjaka za plin, Opatija, Hrvatska

Kaličanin, I., Šetka, Ž. (2011): *Main Pipeline Cathodic Protection with Case studies*, Prva međunarodna konferencija i izložba o naftno – plinskom gospodarstvu u središnjoj i istočnoj Europi, Siofok, Mađarska

Kaličanin, I., Šetka, Ž. (2010): *Etanska postrojenja kao važan element u petrokemijskoj industriji*, 9. Međunarodno znanstveno stručno savjetovanje „Energetska i procesna postrojenja“ i 9. Međunarodni forum o obnovljivim izvorima energije, Dubrovnik, Hrvatska

Kaličanin, I., Kuže, M. (2009): *Procjena rizika cjevovoda*, 5. Međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom rudarstvu, Šibenik, Hrvatska

Kaličanin, I. (2009): *Reconstruction of the Pipeline Corridor in situations when the Investor of new Facilities is not the Owner of the Pipeline*, Petroleum engineering summer school, Dubrovnik, Croattia

Kaličanin, I. (2008): *Non Destructive Methods of Measurement of Pipe Walll Thickness in order to Environmental Protection*, GREEN 5 International Symposium, Construction for a sustinable environment, Vilnius, Lithuania

Kaličanin, I., Krklec, G. (2007): *Inspekcija cjevovoda u svrhu zaštite okoliša*, 4. Međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom rudarstvu; Zadar, Hrvatska

Kaličanin, I., Banić, K., Mandić, I. (2005): *Mjerenje debljine stijenke ultrazvučnom metodom alatom Ultrascan s osvrtom na rezultate mjerenja na magistralnom naftovodu otpremna stanica Stružec – Rafinerija nafte Sisak*, 3. Međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom rudarstvu; Zadar, Hrvatska

Muvrin, B., Kaličanin, I. (2004): *Leakage from the oil pipeline between Stružec pumping station and Sisak refinery*, GREEN 4 International Symposium on Geotechnics related to the Environment, Wolverhampton, UK

Kaličanin, I., Ličko, D. (2003): *Ispitivanje naftovoda OS Stružec – RN Sisak*, MATEST 2003. Brijuni – Pula, Hrvatska