

Pokušaj predviđanja kvarova u plinskom sustavu

Lojen, Barbara

Master's thesis / Diplomski rad

2018

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:235:346991>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-19**

Repository / Repozitorij:

[Repository of Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Barbara Lojen

Zagreb, 2018. godina.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Mentori:

Doc. dr. sc. Mislav Čehil

Student:

Barbara Lojen

Zagreb, 2018. godina.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradila samostalno koristeći znanja stečena tijekom studija i navedenu literaturu.

Zahvaljujem se svom mentoru, doc. dr. sc. Mislavu Čehilu na stručnim savjetima i pomoći prilikom pisanja diplomskog rada. Zahvaljujem se tvrtci Plinacro d.o.o. i dipl. ing. Vladi Belačiću te dipl. ing. Dariju Nohi na ukazanom povjerenju i pristupu informacijama potrebnim za izradu samog rada.

Posebna zahvala mojoj obitelji i prijateljima koji su mi bili podrška tijekom cijelog studiranja, bez vas bi taj put prošao puno teže.

Barbara Lojen



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE



Središnje povjerenstvo za završne i diplomske ispite
 Povjerenstvo za diplomske ispite studija strojarstva za smjerove:
 procesno-energetski, konstrukcijski, brodostrojarški i inženjersko modeliranje i računalne simulacije

Sveučilište u Zagrebu	
Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum	Prilog
Klasa:	
Ur. broj:	

DIPLOMSKI ZADATAK

Student: **Barbara Lojen** Mat. br.: 0035193711

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Pokušaj predviđanja kvarova u plinskom sustavu**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Attempt to predict failures in the gas system**

Opis zadatka:

U Republici Hrvatskoj postoji razgranata plinska mreža za opskrbu potrošača prirodnim plinom. Zbog svoje veličine, a dijelom i zbog starosti, sustav je sklon nepredviđenim kvarovima koji mogu rezultirati problemima u opskrbi potrošača plinom. Kako bi se spriječili problemi s opskrbom plina, komponente se često mijenjaju preventivno, što direktno povećava troškove održavanja sustava.

U radu je potrebno:

1. Opisati sustav plinovoda u Republici Hrvatskoj.
2. Prikupiti i analizirati podatke dobivene od operatera plinskog transportnog sustava vezane uz inspekcije plinovoda, stanja katodne zaštite, prethodne popravke te kritična mjesta.
3. Pokušati odrediti relevantne parametre koji će ukazivati na potrebu za pravovremenom zamjenom dotrajalih dijelova sustava kako bi se izbjegla s jedne strane prerana zamjena, prije kraja životnog vijeka komponente, kao i prekasna zamjena kada već dođe do kvara komponente.

U radu je potrebno navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.

Zadatak zadan:

27. rujna 2018.

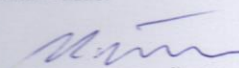
Datum predaje rada:

29. studenog 2018.

Predviđeni datum obrane:

5., 6. i 7. prosinca 2018.

Zadatak zadao:


 Doc. dr. sc. Mislav Čehil

Predsjednica Povjerenstva:


 Prof. dr. sc. Tanja Jurčević Lulić

SADRŽAJ

SADRŽAJ	II
POPIS SLIKA	III
POPIS TABLICA.....	V
POPIS OZNAKA	VI
SAŽETAK.....	VII
SUMMARY	VIII
1. UVOD.....	1
2. OPIS PLINOVODA U REPUBLICI HRVATSKOJ	2
2.1. Plinski transportni sustav	2
3. POSTOJEĆE ODRŽAVANJE PLINOVODA.....	6
3.1. In-line inspekcija.....	6
3.1.1. Magnetska metoda rasipanja magnetskog toka.....	9
3.1.2. Uređaji za utvrđivanje promjene geometrije plinovoda.....	10
3.2. Izvještaj in-line inspekcije	12
4. PREDVIĐANJE KVAROVA	16
4.1. Prediktivno održavanje [14].....	16
4.2. Pokušaj predviđanja kvarova	16
4.3. Prednosti i izazovi predviđanja kvarova	17
5. PODACI IN-LINE INSPEKCIJE.....	19
6. ANALIZA PODATAKA.....	21
6.1. Dionica I.....	21
6.2. Dionica II	36
6.3. Dionica III.....	41
7. Zaključak	46
LITERATURA.....	48
PRILOZI.....	50

POPIS SLIKA

Slika 1. Plinski transportni sustav RH [3]	3
Slika 2. Starosna struktura plinovoda.....	5
Slika 3. Smart pig uređaj [5]	7
Slika 4. Dijelovi smart pig uređaja [6]	8
Slika 5. Rasipanje magnetskog toka [8]	9
Slika 6. Ispitivanje MFL metodom	10
Slika 7. Elektromehanički uređaj [11].....	11
Slika 8. Princip rada vrtložnih struja [12]	12
Slika 9. Podaci o lokaciji anomalije dobivenih in-line inspekcijom [13]	15
Slika 10. Prikaz podataka dobivenih in-line inspekcijom I. dionice plinovoda iz 2008. godine	19
Slika 11. Zabilježbe in-line inspekcije po duljini I. dionice plinovoda, prema podacima iz 2008. godine	22
Slika 12. Broj zabilježbi obujmica po duljini I. dionice plinovoda [m].....	23
Slika 13. Broj zabilježbi priključaka po duljini I. dionice plinovoda [m].....	23
Slika 14. Broj zabilježbi prirubnica po duljini I. dionice plinovoda [m]	23
Slika 15. Broj zabilježbi anomalija u zavaru nastalih prilikom izgradnje plinovoda po duljini I. dionice plinovoda [m]	23
Slika 16. Broj zabilježbi gubitaka metala nastalih prilikom izgradnje plinovoda po duljini I. dionice plinovoda [m]	23
Slika 17. Broj zabilježbi korozije po duljini I. dionice plinovoda [m].....	24
Slika 18. Broj zabilježbi gubitaka metala nastalih prilikom proizvodnje cijevi po duljini I. dionice plinovoda [m]	24
Slika 19. Broj zabilježbi oblika cijevi nastalih prilikom proizvodnje cijevi po duljini I. dionice plinovoda [m]	24
Slika 20. Broj zabilježbi držača razmaka po duljini I. dionice plinovoda [m].....	24
Slika 21. Broj zabilježbi indikatora prolaska čistača po duljini I. dionice plinovoda [m]	25
Slika 22. Broj zabilježbi nosača po duljini I. dionice plinovoda [m].....	25
Slika 23. Broj zabilježbi uboda na plinovodu po duljini.....	25
Slika 24. Broj zabilježbi slavina po duljini I. dionice plinovoda [m]	26
Slika 25. Broj zabilježbi T-spojeva cijevi po duljini I. dionice.....	26
Slika 26. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za koroziju obzirom na lokaciju na I. dionici plinovoda.....	27
Slika 27. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu korozije obzirom na lokaciju na I. dionici plinovoda	28
Slika 28. Usporedba jednakih mjernih mjesta korozije prema podacima iz 2014. i 2008. godine na I. dionici	29
Slika 29. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za klastere obzirom na lokaciju na I. dionici plinovoda.....	32
Slika 30. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu klastera obzirom na njihovu lokaciju na I. dionici plinovoda	34
Slika 31. Usporedba ukupnih prosječnih dubina klastera I. dionice	35
Slika 32. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za koroziju obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda.....	36

Slika 33. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu korozije obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda.....	37
Slika 34. Usporedba jednakih mjernih mjesta korozije prema podacima iz 2014. i 2008. godine na II. dionici.....	38
Slika 35. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za klastere obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda.....	38
Slika 36. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu klastera obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda	40
Slika 37. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za koroziju obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda.....	41
Slika 38. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu korozije obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda	42
Slika 39. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za klaster obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda.....	43
Slika 40. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu klastera obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda	45

POPIS TABLICA

Tablica 1. Starosna struktura plinovoda RH	4
Tablica 2. Identifikacija lokacija na kojima je došlo do smanjenja stijenke.....	13
Tablica 3. Broj zabilježbi in-line inspekcije za I., II. I III. dionicu plinovoda.....	20
Tablica 4. Podaci o koroziji iz 2014. godine.....	30
Tablica 5. Podaci o koroziji iz 2008. godine.....	31
Tablica 6. Zabilježbe popravaka na I. dionici plinovoda, 2014. godina	33
Tablica 7. Zabilježbe popravaka na II. dionici plinovoda, 2014. godina.....	39
Tablica 8. Zabilježbe popravaka na III. dionici plinovoda, 2014. godina.....	44

POPIS OZNAKA

ERF B31G	Procijenjeni faktor popravka (eng. Estimated Repair Factor)
HERA	Hrvatska energetska regulatorna agencija
MFL	Magnetska metoda rasipanja (eng. Magnetic Flux Leakage)
MRS	Mjerno-redukcijske stanice
PTS	Plinski transportni sustav
RH	Republika Hrvatska

SAŽETAK

U ovom radu određeni su relevantni parametri za predviđanje kvarova u plinskom transportnom sustavu.

Teorijski dio objašnjava plinski transportni sustav u Republici Hrvatskoj, njegovo postojeće održavanje i način prikazivanja podataka dobivenih in-line inspekcijom.

Praktični dio obuhvatio je prikupljanje i analizu podataka dobivenih od operatora plinskog transportnog sustava (Plinacro d.o.o.), za plinovod podijeljen na tri dionice, od kojih je detaljnije analizirana korozija.

Analizom podataka in-line inspekcije iz 2008. i 2014. godine doneseni su zaključci o relevantnim parametrima potrebnim za predviđanje kvarova u plinskom transportnom sustavu.

Ključne riječi: *predviđanje kvarova, analiza podataka, plinski transportni sustav, korozija*

SUMMARY

In this paper, relevant parameters for predicting failures in the gas transmission system have been identified.

The theoretical part explains the gas transmission system of the Republic of Croatia, its existing maintenance and the way of displaying data obtained through in-line inspection.

The practical part included collecting and analyzing data obtained from the Gas Transmission System Operator (Plinacro d.o.o.), for one gas pipeline divided into three sections, of which corrosion was analyzed in more detail.

By analyzing the in-line inspection data from 2008 and 2014, conclusions on the relevant parameters required for predicting failures in the gas transport system were made.

Key words: failure prediction, data analysis, gas transmission system, corrosion

1. UVOD

Sigurnost i pouzdanost rada plinskog transportnog sustava postiže se redovitim i temeljitim održavanjem plinovoda i njegovih dijelova. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske čini razgranata mreža plinovoda i objekata koje je potrebno održavati kako bi se osigurala sigurna isporuka plina krajnjima kupcima, bez incidenata i prekida isporuke, nastalih uslijed nepravilnog održavanja njegovih komponenata. Preventivnim održavanjem komponente plinovoda često se zamjenjuju, što direktno utječe na povećanje troškova održavanja, unatoč tome što bi pojedine komponente mogle pouzdano raditi određeni vremenski period. Javlja se potreba za uvođenjem prediktivnog održavanja, odnosno izbjegavanje prerane zamjene komponenata, prije kraja životnog vijeka, kao i prekasne zamjene, kada već u određenom dijelu plinovoda dođe do kvara. Zbog velikog broja komponenata i kompleksnosti plinskog transportnog sustava u radu će se analizirati isključivo stanje cijevi. Na temelju podataka snimljenih in-line inspekcijom, dobivenih od Plinacra d.o.o., operatora plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske, analizirat će se postojeće stanje jednog plinovoda podijeljenog na tri dionice te će se pokušati odrediti relevantni parametri pomoću kojih će se pokušati predvidjeti mogući kvarovi plinskog transportnog sustava uzrokovani korozijom na cjevovodima.

2. OPIS PLINOVODA U REPUBLICI HRVATSKOJ

U poglavlju 2. Opis plinovoda u Republici Hrvatskoj prikazan je postojeći plinski transportni sustav kao i njegova starosna struktura. Navedeno poglavlje opisuje izgrađenost mreže plinovoda i potvrđuje potrebu za pravilnom održavanjem plinovoda.

2.1. Plinski transportni sustav

Operator transportnog sustava energetske je subjekt koji obavlja energetske djelatnosti transporta plina i odgovoran je za rad, održavanje i razvoj transportnog sustava na određenom području i gdje je izvodivo, njegovo povezivanje s drugim sustavima te za osiguranje dugoročne sposobnosti sustava da zadovoljava razumne potrebe za transportom plina. [1]

Transportni sustav Republike Hrvatske (dalje u tekstu: RH) sastoji se od međunarodnih, magistralnih, odvojnih i spojnih plinovoda i objekata na plinovodu te mjerno-redukcijskih stanica (dalje u tekstu: MRS). U Republici Hrvatskoj dozvole za obavljanje energetske djelatnosti transporta plina izdaje Hrvatska energetska regulatorna agencija (dalje u tekstu: HERA) koja se izdaje odnosno produžuje na predmetno razdoblje od 15 godina. [2]

U RH Plinacro d.o.o. jedini je operator transportnog sustava te je odgovoran prema Zakonu o tržišta plina iz 2017. godine ispunjavati ranije navedene uvjete. Slika 1 prikazuje plinski transportni sustav RH, na dan 31. prosinca 2016. godine.



Slika 1. Plinski transportni sustav RH [3]

Plinski transportni sustav (dalje u tekstu: PTS) prema podacima iz Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava broji ukupno 32 plinovoda, čiji promjer iznosi između DN 300 do DN 800. Ukupna duljina plinovoda transportnog sustava iznosi 2.693 km, od čega je 1.741 km plinovoda radnog tlaka 50 bar, a 952 km plinovoda radnog tlaka 75 bar. PTS u RH sastoji se od međunarodnih, magistralnih, regionalnih i odvojenih plinovoda i objekata na plinovodu, mjernih redukcijskih stanica različitih kapaciteta te ostalih objekata i sustava koji omogućavaju pouzdan i siguran rad transportnog sustava.

Kompleksnost i izgrađenost PTS-a očituje se i u tome što je pored navedene mreže plinovoda, do kraja 2016. godine izgrađeno 157 MRS-a zajedno s 282 mjerne linije, 81 čistačkom stanicom i 137 blokadnih stanica.

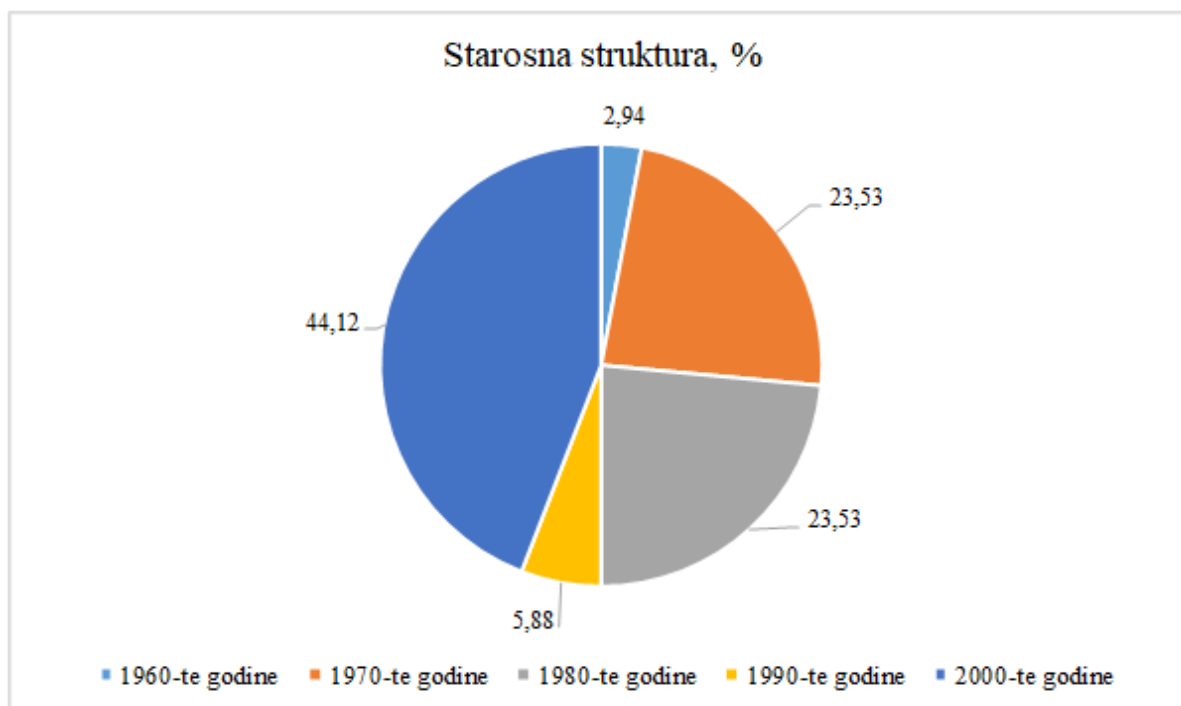
Starosna struktura plinovoda prikazana je Tablicom 1. Najstariji plinovod Budrovac-Ivanić aktiviran je u razdoblju od 1968. do 1970. godine, dok su najnoviji plinovodi, III. i IV. dio sustava Bosiljevo - Split, aktivirani 2013. godine.

Tablica 1. Starosna struktura plinovoda RH

DN	PN (bar)	Plinovod	God. akt.
DN 800			
800	75	Slobodnica - Donji Miholjac, 75 bar	2010
DN 700			
700	75	Karlovac (Draganić) - Lučko - Ivanja Reka	2000
DN 600			
600	75	Dravaszherdahely - Donji Miholjac, 75 bar	2010
600	75	Ivanja Reka – Kutina	2006
600	75	Kutina - S. Brod	2006
DN 500			
500	50	Virovitica – Kutina	1989
500	50	Zabok – Ludbreg	1978
500	50	Ivanić – Kutina	1983
500	50	Rogatec – Zabok	1978
500	50	Ivanić - Zagreb (odn. Ivanja Reka - Ivanić)	1981
500	50	Zabok - Ivanja Reka	1978
500	50	Ludbreg - Koprivnica (OPČS u Novigradu)	1980
500	50	Koprivnica (OPČS u Molve) - Budrovac	1980
500	50	Kozarac (Popovača) – Sisak	1981
500	50	PSP Okoli - Čvor Okoli	1987
500	75	Pula - Karlovac, dionica IV	2006
nema uvjeta za pigiranje			
500	75	Pula - Karlovac, dionica I	2006
500	75	Pula - Karlovac, dionica II	2006
500	75	Pula - Karlovac, dionica III	2006
500	75	Bosiljevo - Split, I dio sustava	2010
500	75	Bosiljevo - Split, II dio sustava	2011
500	75	Bosiljevo - Split, III dio sustava	2013
500	75	Bosiljevo - Split, IV dio sustava	2013
DN 450			
450	50	Budrovac - D.Miholjac	1975-1980
DN 400			
400	50	Slobodnica – Negoslavci	1971
400	50	Belišće - Osijek DN 400	2007

DN	PN (bar)	Plinovod	God. akt.
DN 300			
300	50	D.Miholjac – Osijek	Nema podatka
300	50	Beničanci – Belišće	1975
300	50	Budrovac – Ivanić	1968-1970
300	50	Budrovac – Ludbreg	1971
		Ludbreg - Varaždin I	1972
300	50	Donji Miholjac - Beničanci - Našice	1991
		Našice - S. Brod	1994
300	50	Požega - Nova Kapela	2010

Starosna struktura plinovoda iskazana je u postocima na Slici 2. 44,1 % plinovoda aktivirano je nakon 2000-te godine, a 50% plinovoda staro je više od 28 godina. Očekivani životni vijek plinovoda je 50 godina i temeljem podataka prikazanih na slici niže, većinski udio plinovoda RH nalazi se u drugoj polovici preostalog životnog vijek, koji im se pravilnim održavanjem može produžiti. Održavanje plinovoda temelj je sigurnog i pouzdanog rada plinskog transportnog sustava te je u idućem poglavlju opisano postojeće održavanje koje je Plinacro d.o.o. dužan provoditi prema Zakonu o tržištu plina iz 2017. godine.



Slika 2. Starosna struktura plinovoda

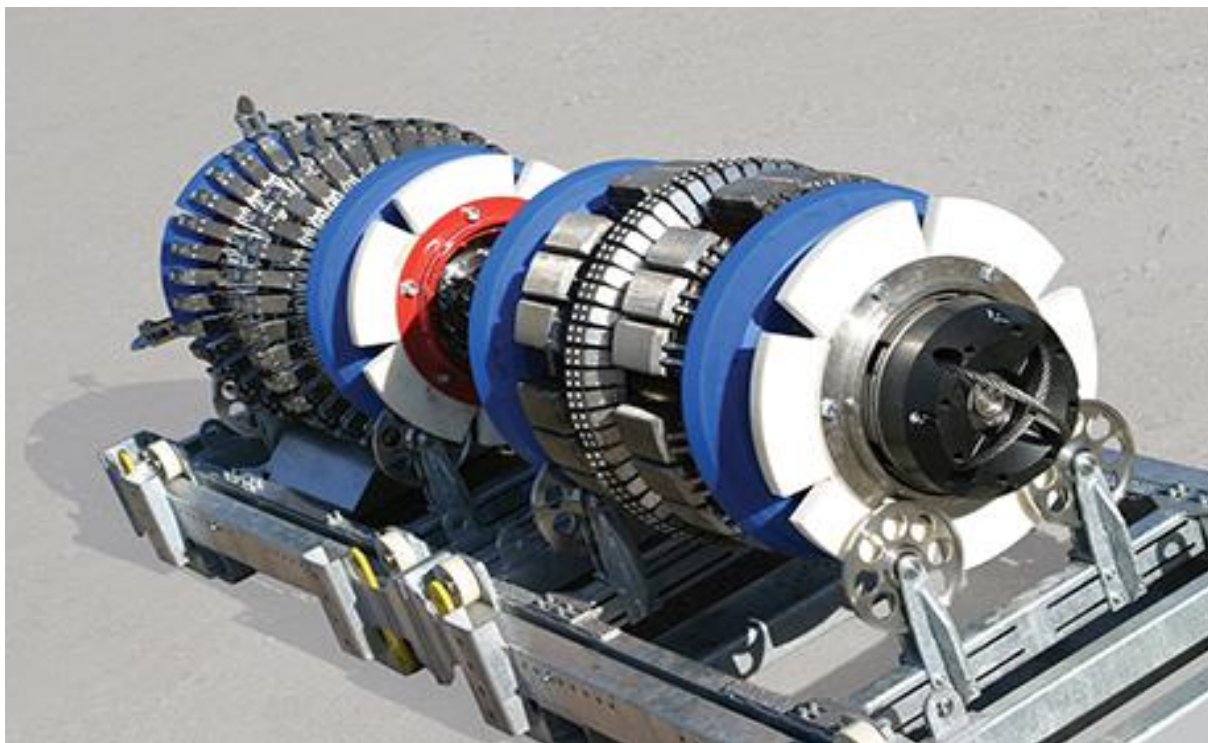
3. POSTOJEĆE ODRŽAVANJE PLINOVODA

U poglavlju 3. Postojeće održavanje plinovoda opisuje se in-line inspekcija, odnosno postojeće održavanje plinovoda transportnog sustava, metode za detektiranje anomalija i gubitka materijala te izvještaj nakon provedbe in-line inspekcije o stanju stijenki plinovoda.

3.1. In-line inspekcija

Snimanje stanja stijenki plinovoda za siguran i pouzdan rad plinskog transportnog sustava odvija se putem in-line inspekcije. Praćenjem stanja plinovoda na temelju snimljenih podataka sprječava se mogućnost nastanka oštećenja i istjecanje plina iz cjevovoda, uslijed kojih može doći do ekoloških katastrofa, opasnosti od oštećivanja vlastite i tuđe imovine kao i ugrožavanja ljudske sigurnosti. Nepravilno održavanje cijevi posljedično može uzrokovati visoke troškove popravaka i zamjene oštećenih dijelova plinovoda. In-line inspekcija radi se u periodu od 5 do 10 godina, ovisno o stanju pojedinog plinovoda. Oni kritični snimaju se u kraćem vremenskom razmaku, no najveći postotak plinovoda snima u periodu od 7 godina između dvije in-line inspekcije.

Uređaj za snimanje stanja stijenki plinovoda naziva se "pig" te se polaže unutar cijevi i struji kroz nju, vođen protokom od početne do završne kompresijske stanice. Postoje dvije teorije oko porijekla samog naziva uređaja. Prema prvoj teoriji, izraz je kratica za engleski naziv uređaja za intervenciju u cjevovodu (eng. Pipeline Intervention Gadget - PIG), dok druga teorija tvrdi kako su prvotni uređaji za ispitivanje cjevovoda, zbog kožne presvlake kojom su bili presvučeni, cičali tijekom prolaska kroz plinovod i otada se počeo koristiti taj izraz [4]. Daljnjim napretkom tehnologije razvili su se sofisticirani uređaji, zvani "smart pig", koji su svojim oblikom i veličinom prilagođeni za kretanje kroz cijevi plinovoda, ali i naftnih cjevovoda, niskotlačnih ili cijevi s velikom debljinom stijenke. "Smart pig" uređaj prikuplja podatke temeljem kojih se utvrđuje stanje plinovoda i planira iduće održavanje, a prikazan je na Slici 3.

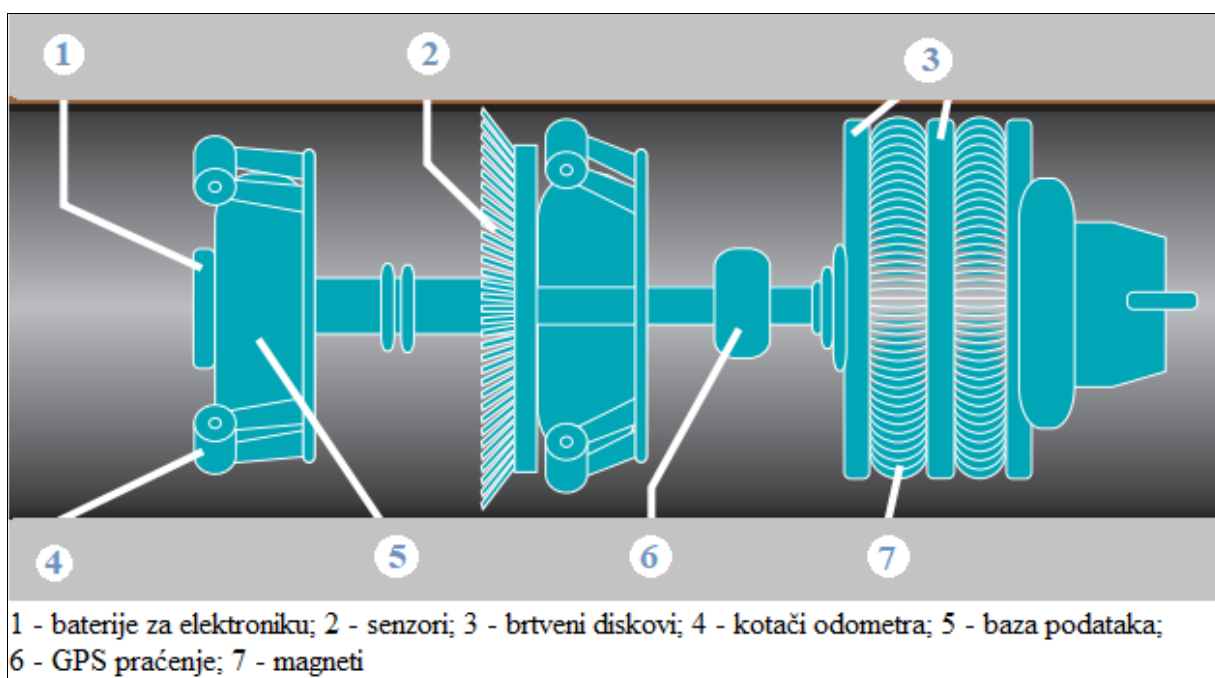


Slika 3. Smart pig uređaj [5]

Preciznost uređaja očituje se u tome što se za svaku stavku plinovoda snimljenu in-line inspekcijom može odrediti udaljenost od početka snimanja, vrsta anomalije (npr. korozija, anomalija u zavaru nastala tijekom izgradnje plinovoda), pojavljuje li se unutar ili izvan cijevi, dimenziju (širina, dubina, duljina) i geografski položaj.

Svaki dio "smart pig" uređaja ima svoju ulogu, a dijelovi su označeni brojevima od 1 do 7 na Slici 4. Baterije za elektroniku označene brojem 1 napajaju svu elektroniku uređaja zaduženu za prikupljanje podataka snimljenih in-line inspekcijom. Senzori označeni brojem 2 detektiraju anomalije i deformacije plinovoda, a određenim tehnologijama, koje će biti objašnjene u potpoglavlju 3.1.1., mogu odrediti nalazi li se anomalija na ili unutar same cijevi. Brtveni diskovi označeni brojem 3 omogućuju sigurno kretanje smart pig uređaja vođenog protokom plina kroz plinovod, sprječavajući njegovo prebrzo kretanje kroz cijev. Postižu maksimalne brzine od 3 do 5 m/sekundi, prikupljajući dovoljno dobre količine i vrste podataka. Kotači odometra označeni brojem 4 pozicioniraju smart pig uređaj u središte presjeka cijevi, učitavaju brzinu i ukupno prijeđenu udaljenost uređaja u plinovodu, mjerenu od početne točke snimanja. Baza podataka označena brojem 5 pohranjuje snimljene podatke,

dobivene prolaskom uređaja kroz plinovod, potrebne za kasniju analizu stanja plinovoda. GPS praćenje označeno brojem 6 omogućuje uređaju točno lociranje detektiranih anomalija, omogućujući operatoru plinskog transportnog sustava jednostavnu pronalazak i potencijalan popravak tog dijela plinovoda. Magneti označeni brojem 7 stvaraju jako magnetsko polje prolaskom smart pig uređaja kroz plinovod. Stvaranjem magnetskog polja, pri nailasku na gubitak materijala, primjerice uslijed korozije, magnetske silnice "iskaču" u smjeru gubitka materijala, a senzor zatim detektira točnu lokaciju na cijevi. [6]



Slika 4. Dijelovi smart pig uređaja [6]

Prednosti ispitivanja plinovoda smart pig uređaja su sljedeće:

- Plinovod tijekom ispitivanja neometano radi i ne mora biti isključen tijekom ispitivanja zbog kretanja smart pig uređaja pomoću protoka plina u cijevima,
- Mogućnost snimanja velikog broja različitih podataka plinovoda i karakteristika samog uređaja, poput brzine strujanja i njegove lokacije u plinovodu,
- Precizno i pouzdano snimanje podataka,
- Istraživanje i razvoj senzora, baterija i softvera omogućuju napredno praćenje stanja plinovoda, s ciljem njegovog pouzdanog i sigurnog rada.

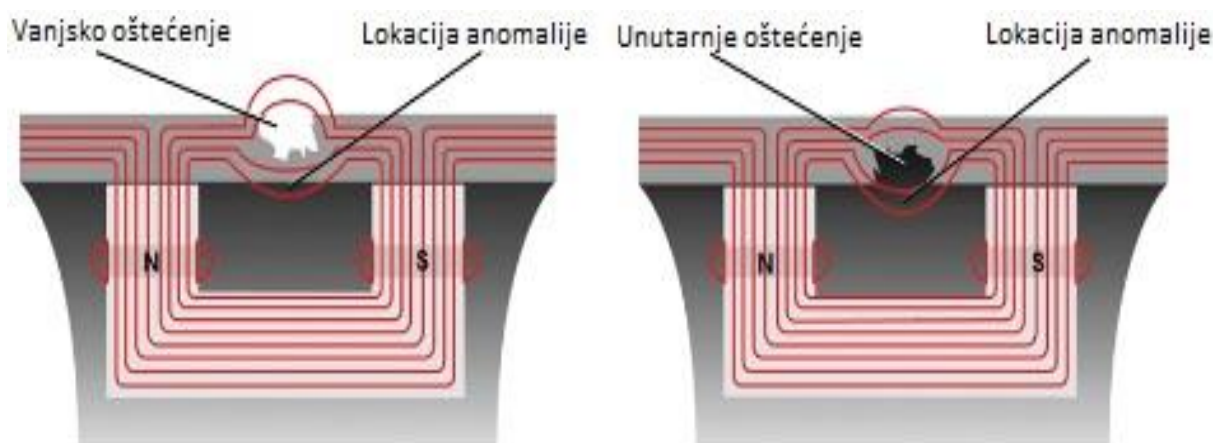
Suvremeni smart pig uređaji koriste kombinaciju tehnologija za detektiranje anomalija u jednom uređaju, skraćujući i pojednostavljujući snimanje plinovoda PTS-a.

Magnetska metoda rasipanja magnetskog toka i uređaji za utvrđivanje promjene geometrije plinovoda koriste se u sklopu in-line inspekcije, a njihov princip rada opisan je u potpoglavljima 3.1.1. i 3.1.2.

3.1.1. Magnetska metoda rasipanja magnetskog toka

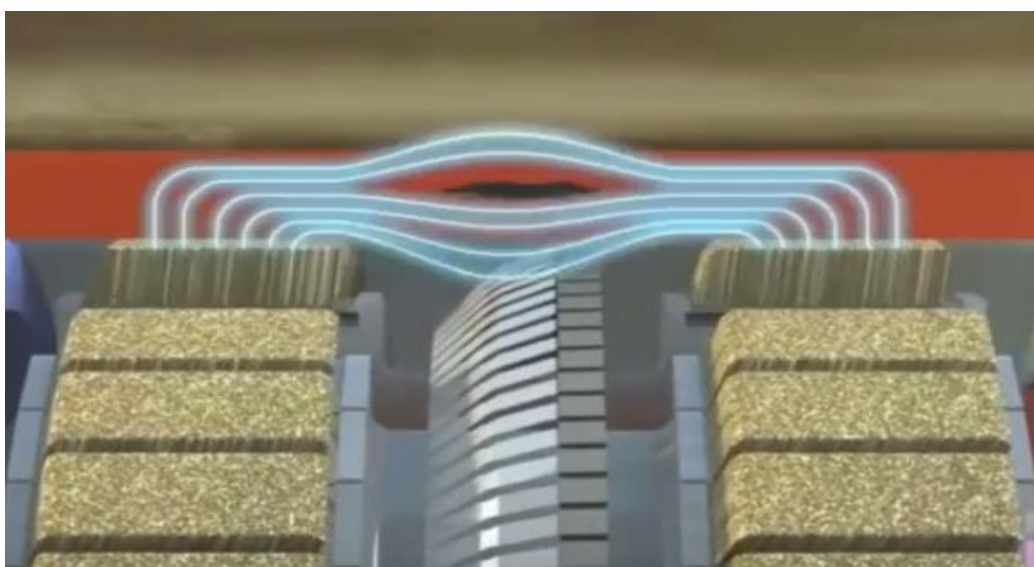
Magnetska metoda rasipanja magnetskog toka (eng. Magnetic Flux Leakage, MFL) najčešće se koristi kod in-line inspekcije, a navedenu metodu za održavanje vlastitih plinovoda koristi i Plinacro.

Princip rada temelji se na indukciji magnetskog polja u cijevnoj stijenci između dva pola magneta. Anomalije se prepoznaju rasipanjem magnetskog toka u stijenci. Što je veličina anomalije veća, to je i rasipanje magnetskog toka veće. Senzori "pig" uređaja prikupljaju i analiziraju snimljene podatke prepoznajući uzrok rasipanja magnetskog toka, odnosno koroziju, zavare i ostale pojave na koje može naići tijekom prolaska kroz plinovod [7]. Rasipanje magnetskog toka kod vanjskog i unutarnjeg oštećenja prikazano je na Slici 5.



Slika 5. Rasipanje magnetskog toka [8]

Magnetske silnice pravilno su raspoređene ako prolaze uz stijenku plinovoda bez oštećenja. Pig uređaj preko čeličnih četkica smještenih na permanentnim magnetima dotiče i magnetizira stijenku cijevi kao što je prikazano na Slici 6 [9]. Senzor smješten između dva pola magneta detektira anomaliju u trenutku "iskakanja" magnetskih silnica u smjeru oštećenja, generirajući električni signal proporcionalan vrijednosti rasipanja magnetskog toka. Magnetske silnice rasipaju se jače u smjeru detektiranog oštećenja stijenke, odnosno u slučaju vanjskog oštećenja izraženije je rasipanje magnetskog toka na vanjskoj, a u slučaju unutarnjeg na unutarnjoj strani stijenke, što uređaj prepoznaje i pohranjuje u bazu podataka. Većina prikupljenih podataka obrađuje se nakon in-line inspekcije. Rasipanje magnetskog polja ovisi o stupnju magnetizacije stijenke, materijalu plinovoda, čeličnim četkicama, udaljenosti između dva pola magneta, brzini kretanja uređaja kroz plinovod i ostalim faktorima.

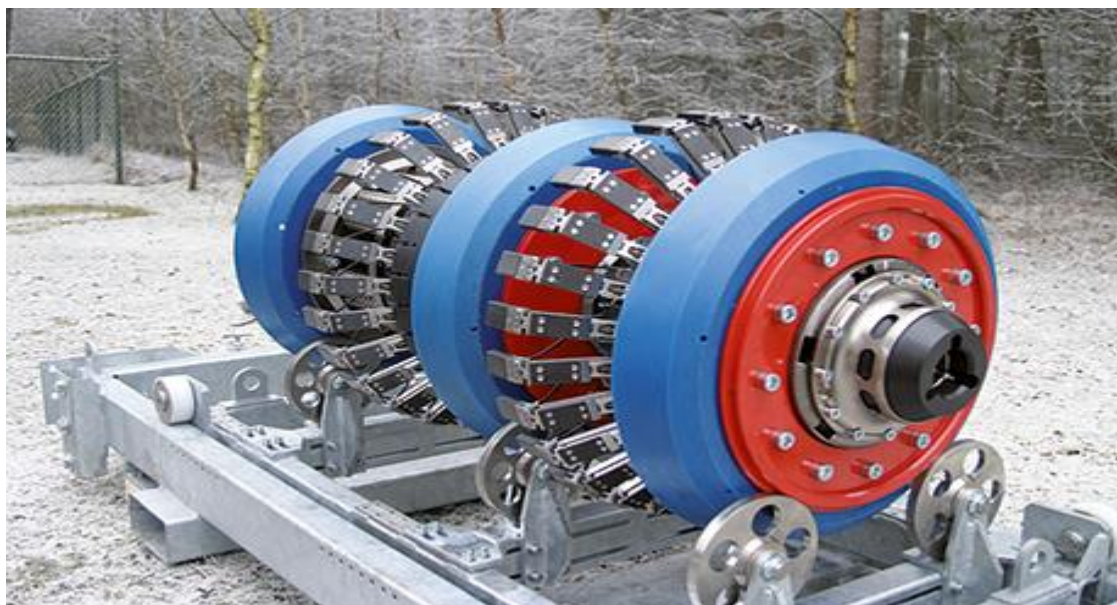


Slika 6. Ispitivanje MFL metodom

3.1.2. Uređaji za utvrđivanje promjene geometrije plinovoda

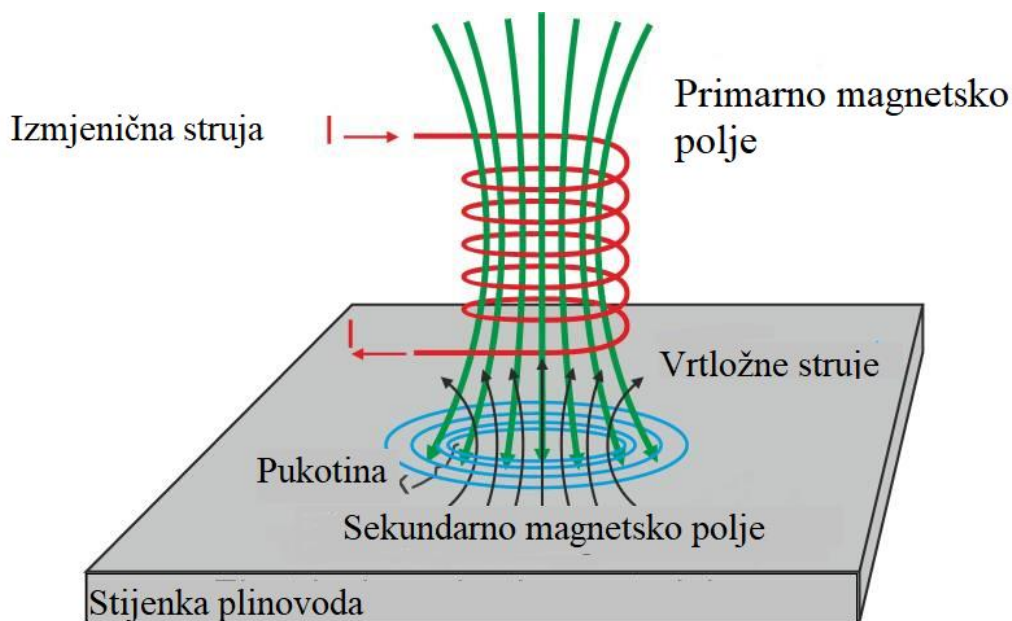
Uz MFL metodu koja se koristi za utvrđivanje gubitka materijala stijenke plinovoda, za utvrđivanje promjene geometrije plinovoda koriste se elektro-mehanički uređaji te uređaji s vrtložnim strujama. Navedenim uređajima lociraju se anomalije, odnosno mjesto promjene promjera plinovoda.

Elektro-mehanički uređaji mjere unutrašnje promjene profila cijevi i prikladni su za identifikaciju udubina, ovalnosti i mehaničkih oštećenja. Mehaničkim sensorima uređaj je stalno u kontaktu s unutarnjom stijenkom plinovoda, bilježeći podatke u obliku električnog signala. Električni signal sadrži informacije o lokaciji, tipu i veličini anomalije na koju naiđe u kontaktu s unutarnjom stijenkom plinovoda i pohranjuje podatke u računalnu bazu koja se nalazi u sklopu samog uređaja prikazanog na Slici 7 [10].



Slika 7. Elektromehanički uređaj [11]

Uređaji s vrtložnim strujama prikladni su za identifikaciju površinskih i unutarnjih anomalija. Izmjenična struja protječe kroz zavojnicu, stvarajući primarno magnetsko polje oko zavojnice. Promjenjivo magnetsko polje stijenke plinovoda (isključivo električni vodljivi materijal) inducira vrtložne struje prikazane na Slici 8. Primarno magnetsko polje zavojnice suprotnog je smjera naspram sekundarnog magnetskog polja stijenke plinovoda. Ukupni magnetski tok slabi zbog međudjelovanja primarnog i sekundarnog magnetskog polja, uzrokujući smanjenje impedancije zavojnice. Pukotina u blizini zavojnice uzrokovat će smanjenje ili prekid toka vrtložne struje, odnosno pad napona na zavojnici i povećanje impedancije. Anomalije u stijenci plinovoda mogu se otkriti mjerenjem impedancije ili napona zavojnice. [12]



Slika 8. Princip rada vrtložnih struja [12]

3.2. Izvještaj in-line inspekcije

Izvještaj o stanju plinovoda dobiva se nakon završetka in-line inspekcije, zajedno sa svim snimljenim podacima tijekom prolaska "pig" uređaja kroz plinovod.

Svaki izvještaj in-line inspekcije sadrži sljedeće stavke:

1. Osnovne podatke o plinovodu

- Naziv plinovoda
- Lokacija na kojoj započinje ispitivanje
- Promjer
- Materijal
- Duljina
- Debljina stijenke
- Podaci o tlakovima
- Lokacija na kojoj završava ispitivanje

2. Snimanje i kvaliteta podataka

- Karakteristike snimanja (smjer snimanja, namjena snimanja, tlak)
- Snimljeni podaci (početna i završna pozicija snimanja, stupanj magnetizacije, brzina)

3. Opće podatke o stanju plinovoda

- Navodi se stupanj gubitka materijala stijenke (neprihvatljivo ako je iznos $\geq 50\%$)

4. Značaj gubitka materijala

Neprihvatljivo smanjenje stijenke iskazano je u postocima u Tablici 2. Za sve sekcije cjevovoda vrši se ručna validacija indikatora gubitaka metala, koji se početno računaju smanjenjem stijenke $\geq 50\%$ za lokacije poput zavora, lokacija u blizini zavora te spojeve. Na primjeru Tablice 2. prikazana je identifikacija lokacije na kojoj je došlo do smanjenja stijenke. Uređaj identificira anomaliju na primjer na lokaciji 1 (lokacija može biti na samom zavaru ili njegovoj neposrednoj blizini te spoj cijevi) i bilježi se postotak smanjenja stijenke. Takav prikaz podataka jednostavno daje uvid u broj detektiranih anomalija kao i gubitak stijenke, nakon čega se svaka anomalija u daljnjem koraku izvještaja in-line inspekcije detaljno obrađuje.

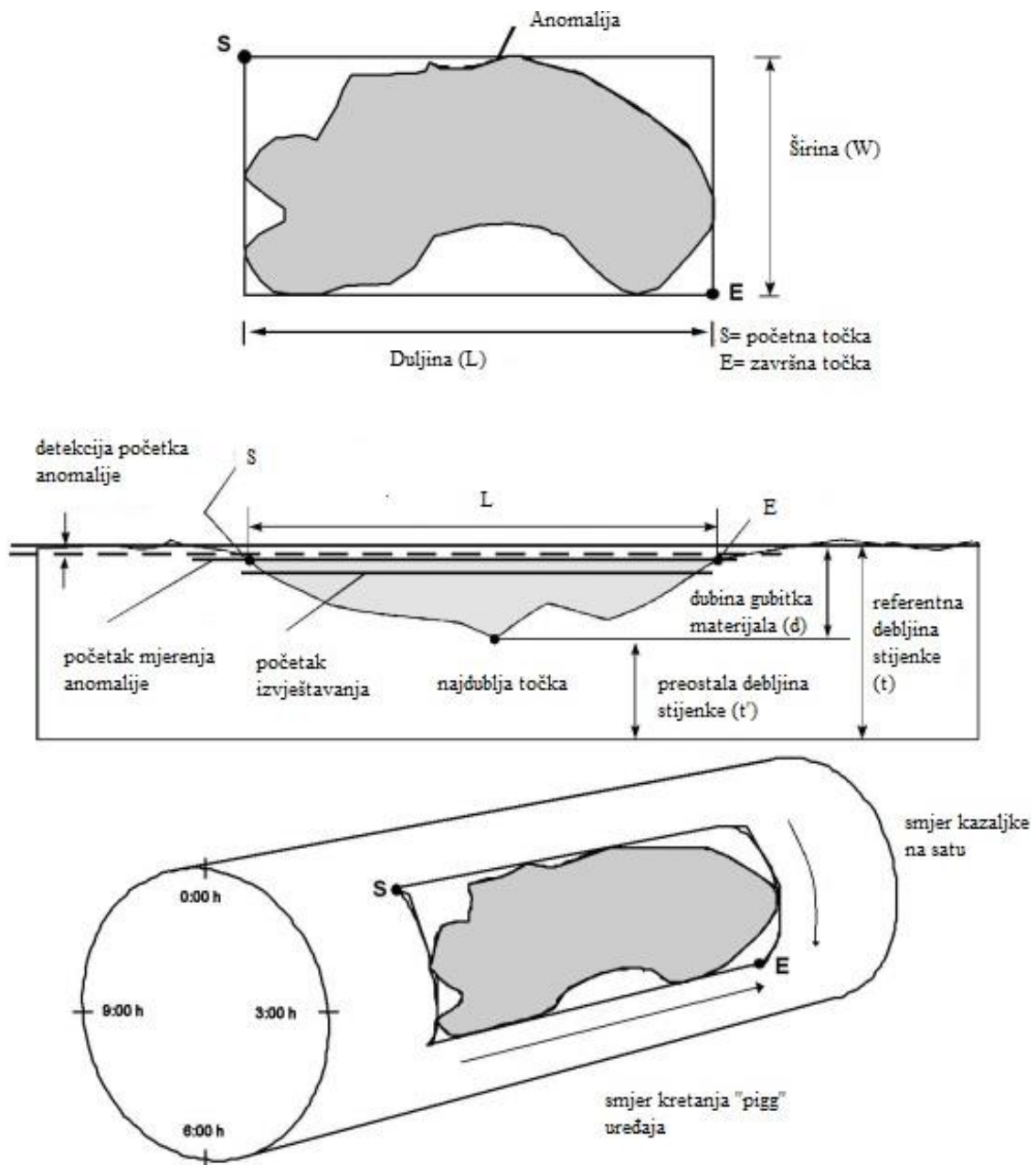
Tablica 2. Identifikacija lokacija na kojima je došlo do smanjenja stijenke

Smanjenje stijenke [%]	Klasifikacija lokacije		Maksimalno smanjenje stijenke [%]
	Lokacija 1	Lokacija 2	
≥ 80	nema	Nema	-
$\geq 70 - 79$	nema	Nema	-
$\geq 60 - 69$	nema	Nema	-
$\geq 50 - 59$	1	Nema	50

5. Detaljan opis detektiranih anomalija

U ovom dijelu za sve lokacije na kojima dolazi do smanjenja stijenke $\geq 50\%$ daje se detaljan opis anomalija (korozije i slično) s ciljem otklanjanja iste.

Ostali podaci dobiveni in-line inspekcijom nalaze se u Excel tablicama i koriste se za planiranje održavanja plinovoda i praćenje stanja stijenki. Na Slici 9 prikazan je primjer na kojem će se objasniti obrada podataka o otkrivenim anomalijama. Na određenoj lokaciji plinovoda nalazi se anomalija (in-line inspekcijom otkriva se i točna vrsta), nastala uslijed gubitka materijala na površini stijenke. Za svaku anomaliju, dobivaju se podaci o njezinoj lokaciji, odnosno geografske koordinate, kako bi se u što kraćem roku otklonila i kako bi plinovod nastavio pouzdano transportirati plin. Početna točka i završna točka vršne su točke anomalije mjerene u smjeru kretanja "pig" uređaja, a širina anomalije mjeri se u smjeru sjever-jug te također predstavlja vršne točke anomalije. Dobiva se podatak i o dubini anomalije, koja predstavlja najdublju točku širenja anomalije u stijenku plinovoda. Kako bi se znala točna lokacija anomalije na cijevi, koristi se sljedeće pravilo: poprečni presjek cijevi promatra se kao sat. Anomalija na slici niže nalazi se između 1,5 i 4 sata te se tako jednostavnije locira na cijevi.



Slika 9. Podaci o lokaciji anomalije dobivenih in-line inspekcijom [13]

Na temelju povijesnih podataka dobivenih in-line inspekcijom, umjesto uobičajenog preventivnog održavanja, pokušat će se predvidjeti buduće održavanje plinovoda.

Koraci kod predviđanja kvarova objasnit će se u sljedećem poglavlju, a koji će se primijeniti u praktičnom dijelu diplomskog rada.

4. PREDVIĐANJE KVAROVA

U poglavlju 4. Predviđanje kvarova objasnit će se pojam prediktivnog održavanja i koraci potrebni za predviđanje kvarova za odabrani plinovod.

4.1. Prediktivno održavanje [14]

Prediktivno održavanje odnosno održavanje po potrebi izvodi se kada relevantni parametri sustava ukazuju na moguću pojavu kvara, potrebu za zamjenom dotrajalih dijelova ili kada performanse sustava nisu na zadovoljavajućoj visini. Glavne zadaće prediktivnog održavanja su predviđanje kvara sustava i pravilnim održavanjem spriječiti mogućnost nastanka kvara. Za razliku od preventivnog održavanja, kod kojeg se komponente pregledavaju čak i kada sustav ne detektira kvar, prediktivno održavanje stalno prati stanje sustava i temeljem snimljenih podataka planira iduće održavanje samo kada je ono potrebno. Prelaskom s tradicionalnog pristupa održavanju i uvođenjem novih tehnologija temeljenih na praćenju stvarnog stanja sustava, povećava se pouzdanost i sigurnost rada sustava.

Pomoću povijesnih podataka pokušat će se predvidjeti prirast korozije i odrediti buduće zamjene pojedinih dijelova dionice, a koraci potrebni za pokušaj predviđanja kvarova bit će objašnjeni u potpoglavlju 4.2.

4.2. Pokušaj predviđanja kvarova

Potrebno je odrediti strukturu predviđanja kvarova za uspješnu implementaciju prediktivnog održavanja. Bez ispravnog pristupa, predviđanje kvarova neće biti pouzdano i postoji mogućnost izostavljanja ključnih koraka.

Koraci potrebni za predviđanje kvarova su sljedeći:

1. Prikupljanje podataka i klasifikacija

Prvi korak potreban za predviđanje kvarova jest prikupljanje podataka. Podaci prikupljeni in-line inspekcijom dobiveni su snimanjem plinovoda, za 2008. i 2014. godinu, temeljem kojih se planira iduće održavanje. Plinovod je podijeljen na tri dionice te se one mogu promatrati kao tri zasebna plinovoda. Idući korak jest klasifikacija dobivenih podataka u programskom paketu Excel te određivanje onih pojava koje dovode do kritičnog stanja plinovoda, odnosno do mogućeg curenja plina i pucanja stijenke cijevi.

2. Analiza podataka

Pri analizi podataka potrebno je pronaći međusobnu korelaciju podataka te odrediti relevantne podatke za predviđanje kvarova. Ostali podaci neće se detaljno obrađivati (npr. detekcija ventila, slavina i ostalih nerelevantnih podataka). Zbog velike količine podataka analizirat će se detaljno jedna od dionica, uključujući sve zabilježbe in-line inspekcije, pomoću kojih će se odrediti koji su relevantni podaci za daljnju analizu plinovoda. Kod ostalih dionica analizirat će se samo relevantni podaci, određeni pri analizi I. dionice.

3. Predviđanje budućeg kvara na plinovodu

U ovom dijelu temeljem relevantnih podataka predviđaju se budući popravci. Jednaka mjerna mjesta usporedit će se za 2008. i 2014. godinu kako bi se odredio prirast određene zabilježbe, primjerice korozije. Usporedit će se promjena površine svih zabilježbi obzirom na njihovu lokaciju na dionici, promjena površine jednakih zabilježbi (ista zabilježba detektirana na istoj poziciji u obje godine in-line inspekcije) obzirom na njihovu lokaciju na dionici i prirast broja svih zabilježbi po duljini dionici. Predviđanje kvarova će biti prikazano u poglavlju 6. Analiza podataka.

4. Zaključak analize

Zaključkom provedene analize odredit će se relevantni parametri i njihov utjecaj na pouzdan i siguran rad svake dionice, kritična mjesta i uzrok pojave anomalija na određenim lokacijama. Praćenjem svih navedenih koraka omogućit će se predviđanje stanja cijelog plinovoda.

4.3. Prednosti i izazovi predviđanja kvarova

Predviđanje kvarova, odnosno uvođenje prediktivnog održavanja svakako ima svoje prednosti, najviše u području smanjenja troškova održavanja. Preduvjet za predviđanje kvarova jest dostupnost i relevantnost povijesnih podataka koji često nisu digitalizirani ili su nepotpuni pa se otežava proces uvođenja prediktivnog održavanja.

Prednosti i izazovi predviđanja kvarova navedeni su u nastavku.

Prednosti predviđanja kvarova:

- Bolja organizacija radne snage,
- Predviđanje utjecaja vanjskih čimbenika,

- Smanjenje vremena utrošenog na održavanje,
- Smanjenje troškova održavanja i
- Bolje planiranje održavanja.

Izazovi predviđanja kvarova:

- Ovisnost točnosti predviđanja o dostupnim povijesnom podacima,
- Visoka ulaganja u tehnologiju potrebnu za uvođenje prediktivnog održavanja,
- Pouzdanost povijesnih podataka,
- Sigurnost i privatnost dostupnih podataka i
- Stručnost osoblja.

5. PODACI IN-LINE INSPEKCIJE

Podaci in-line inspekcije dobiveni su od operatora plinskog transportnog sustava za jedan plinovod RH. Plinovod je podijeljen na tri dionice, a svaka dionica ima zabilježbe podataka za dvije in-line inspekcije, iz 2008. i 2014. godine. Podaci su dobiveni u obliku excel dokumenata, za svaku dionicu i godinu zasebno. Detaljan prikaz svakog podatka vidi se na Slici 10. Dodana je prva ćelija "Number" kako bi se pratio broj zabilježbi svake dionice plinovoda. Svaka zabilježba u tablici sadrži sljedeće podatke: udaljenost od početne točke snimanja, geografske koordinate, vrstu zabilježbe, redni broj spoja na kojem je detektirana zabilježba, duljinu spoja, anomaliju na zavaru, satnu poziciju, maksimalnu dubinu (ako primjenjivo, debljinu stijenke, duljinu i širinu zabilježbe i lokaciju na cijevi (unutar ili izvan cijevi). Zbog povjerljivosti podataka zamagljen je geografski položaj dionice na Slici 10.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
	Number	log distance [m]	easting [m]	northing [m]	heighting [m]	event/comment	joint number	joint length [m]	wt [mm]	feature to weld [m]	o'clock orient.	max depth [%]	ERF B31G	length [mm]	width [mm]	at int. Pipewall
1																
2	1	-21.07	661521.297	506721.077	149.719	Area Start Launcher			9,52							
3	2	-18,42	661521.277	506721.176	149.719	Tap					12,00					
4	3	-18,02	661521.277	506721.276	149.719	Attachment					12,00					
5	4	-16,79	661521.277	506721.312	149.719	Tap					3,00					
6	5	-15,45	661521.277	506721.344	149.719	PigSignal					12,00					
7	6	-15,18	661521.277	506721.497	149.719	Attachment					12,00					
8	7	-12,14	661521.277	506721.960	149.719	Tap					9,00					
9	8	-1,66	661521.277	506721.713	149.719	Tap					12,00					
10	9	0,00	661521.277	506721.222	149.719	Valve										
11	10	0,76	661521.277	506721.432	149.719	Tap					12,00					
12	11	1,23	661521.277	506721.377	149.719	Tee					3,00					
13	12	1,38	661521.277	506721.000	149.719	Tap					12,00					
14	13	2,62	661521.277	506721.437	149.719	Flange	10	2,36	9,52							
15	14	4,98	661521.277	506721.208	149.719	Area End Launcher / Area Start Long Seam	20	4,65	7,14			2,34				
16	15	9,63	661521.277	506721.041	149.719	Girth Weld	30	4,02	7,14			8,30				
17	16	13,65	661521.277	506721.055	149.719	Girth Weld	40	6,56	7,14			10,00				
18	17	15,95	661521.277	506721.836	149.719	metal loss-milling feature				-2,29		6,25	5	11	17	YES
19	18	20,21	661521.277	506721.248	149.719	Girth Weld	50	7,51	9,52			4,56				
20	19	25,95	661521.277	506721.199	149.719	Area Start Casing						9,52				
21	20	27,72	661521.277	506721.937	149.719	Girth Weld	60	11,53	9,52			5,02				
22	21	28,10	661521.277	506721.683	149.719	Spacer										
23	22	29,77	661521.277	506721.712	149.719	AGM / No.1										
24	23	30,45	661521.277	506721.743	149.719	Spacer										
25	24	32,64	661521.277	506721.719	149.719	Spacer										
26	25	35,27	661521.277	506721.688	149.719	Spacer										
27	26	37,98	661521.277	506721.200	149.719	Spacer										
28	27	38,51	661521.277	506721.434	149.719	metal loss-corrosion				-10,79		7,30	6	30	26	NO
29	28	38,67	661521.277	506721.325	149.719	Area End Casing			7,92							

Slika 10. Prikaz podataka dobivenih in-line inspekcijom I. dionice plinovoda iz 2008. godine

Prikaz podataka dobivenih in-line inspekcijom I. dionice plinovoda iz 2014. godine detaljniji je naspram prikaza iz 2008. godine. Uz navedene podatke za 2008. godinu, zabilježbe iz 2014. godine dodatno sadrže informacije o srednjoj dubini zabilježbe (ako primjenjivo), dubini udubine, opis zabilježbe (radi li se o popravku, zavaru, anomaliji i slično), ali i veći broj zabilježbi. Tablicom 3 prikazan je broj zabilježbi za pojedinu dionicu prema godini in-line inspekcije. In-line inspekcija bilježi porast broja zabilježbi, iako je duljina svake dionice ostala jednaka. Jedan od razloga je unaprjeđenje tehnologije i detaljnije snimanje stanja dionica, ali i prirast korozije, gubitka materijala, zabilježbe novih popravaka i ostalih pojava u plinovodu koje će detaljnije biti analizirane u poglavlju 5. Analiza podataka.

Tablica 3. Broj zabilježbi in-line inspekcije za I., II. I III. dionicu plinovoda

Broj dionice plinovoda	Duljina dionice [km]	Broj zabilježbi in-line inspekcije	
		2008. godina	2014. godina
I. dionica	24	3331	4512
II. dionica	16,356	2464	3421
III. dionica	54,891	8814	10000

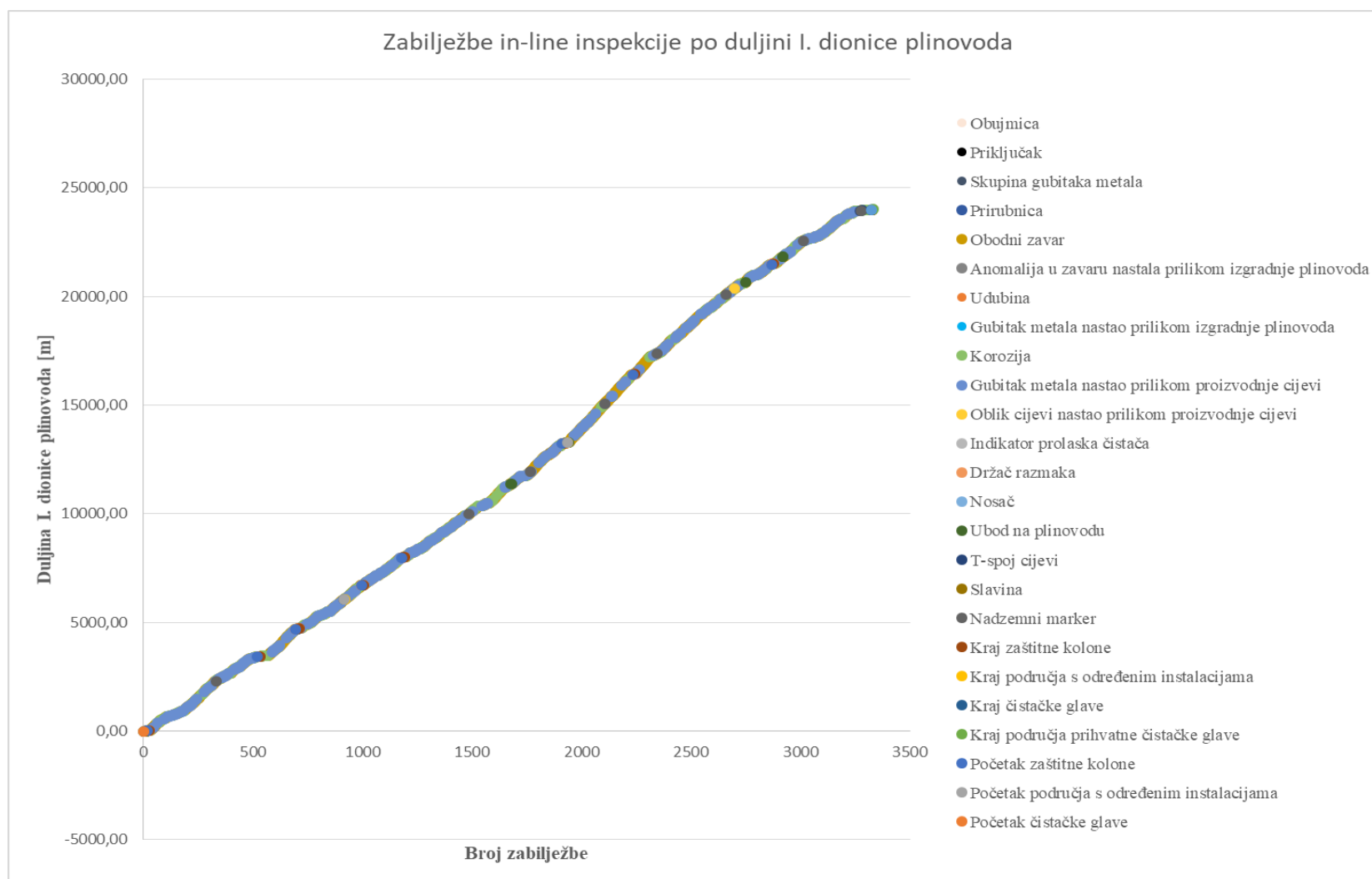
6. ANALIZA PODATAKA

U poglavlju 6. Analiza podataka analizirat će se podaci dobiveni in-line inspekcijom, iz 2008 i 2009. godine, za jedan plinovod (zbog povjerljivosti podataka, naziv plinovoda neće biti javno spomenut) podijeljen na tri dionice. Za početak potrebno je identificirati vrste podataka i učestalost pojavljivanja npr. korozije po duljini plinovoda. Potom je potrebno odrediti koje pojave utječu na sigurnost i pouzdanost rada plinovoda te će se one detaljnije obraditi.

6.1. Dionica I

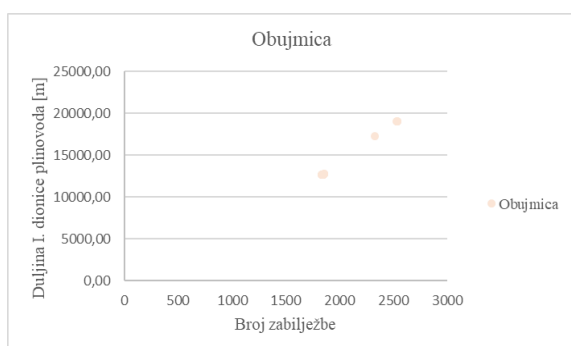
Dionica I služi kao polazište identifikacije podataka relevantnih za siguran i pouzdan rad plinovoda. Temeljem analize svih pojava na I. dionici donijet će se zaključak o podacima relevantnim za siguran i pouzdan rad plinovoda te će se samo takvi podaci analizirati kod II. I III. dionice plinovoda.

Slika 11 prikazuje sve zabilježbe in-line inspekcije po duljini I. dionice plinovoda prema podacima iz 2008. godine. Prolaskom čistača (pig uređaj) bilježe se sve pojave na koje nailazi tijekom kretanja kroz plinovod, poput anomalija, ali i sastavnih dijelova plinovoda. Sastavni dijelovi plinovoda su obujmice, priključci, prirubnice, držači razmaka, nosači cijevi, ubod na plinovodu, T-spoj cijevi, slavine i ostalo. Detektirane anomalije su udubine, skupine gubitaka metala, anomalije na zavaru i gubici metala nastalih prilikom izgradnje plinovoda, gubici metala nastalih prilikom proizvodnje cijevi i korozija. Zbog velikog broja podataka, nejasno je odrediti učestalost zabilježbi po dionici plinovoda, stoga će određene zabilježbe in-line inspekcije biti prikazane pojedinačno te će se utvrditi njihov utjecaj na sigurnost dionice.

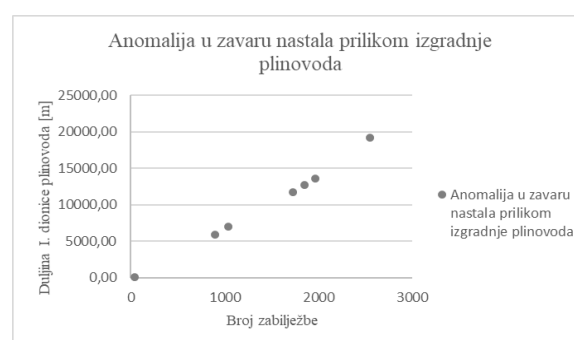


Slika 11. Zabilježbe in-line inspekcije po duljini I. dionice plinovoda, prema podacima iz 2008. godine

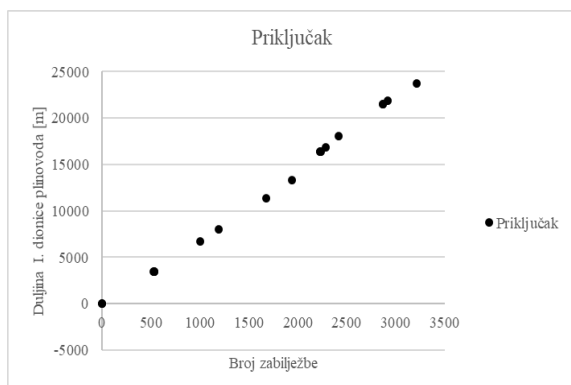
Slike 12 - 16 prikazuju podatke koji nisu relevantni za sigurnost i pouzdanost rada plinovoda. Obujmice prikazane Slikom 12 koriste se za popravak oštećenja plinovoda, te je vidljivo kako na I. dionici plinovoda nije zabilježen značajan broj popravaka. Često tijekom izgradnje plinovoda, odnosno instalacije dijelova i cijevi dolazi do površinskih gubitaka materijala koji su uobičajena pojava i u pravilu ne utječu na neometan rad PTS-a.



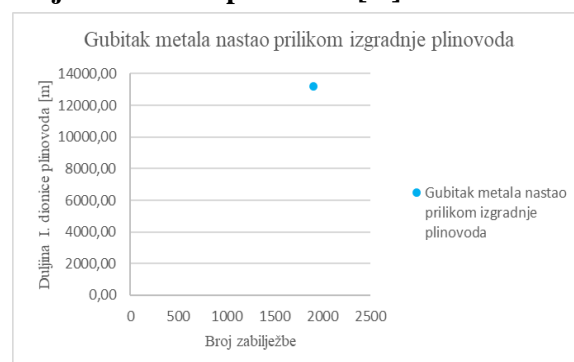
Slika 12. Broj zabilježbi obujmica po duljini I. dionice plinovoda [m]



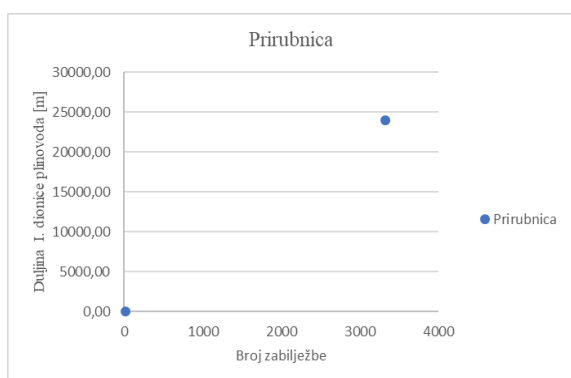
Slika 15. Broj zabilježbi anomalija u zavaru nastalih prilikom izgradnje plinovoda po duljini I. dionice plinovoda [m]



Slika 13. Broj zabilježbi priključaka po duljini I. dionice plinovoda [m]

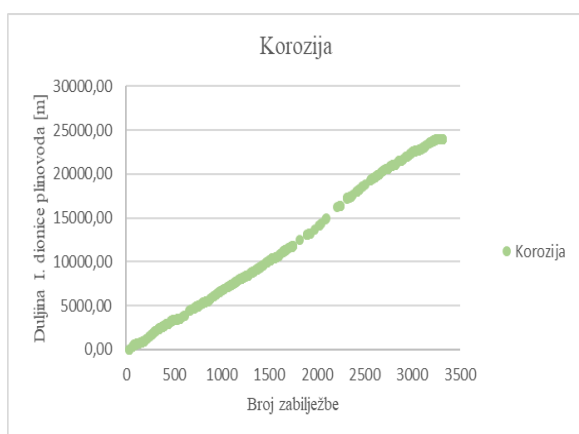


Slika 16. Broj zabilježbi gubitaka metala nastalih prilikom izgradnje plinovoda po duljini I. dionice plinovoda [m]



Slika 14. Broj zabilježbi prirubnica po duljini I. dionice plinovoda [m]

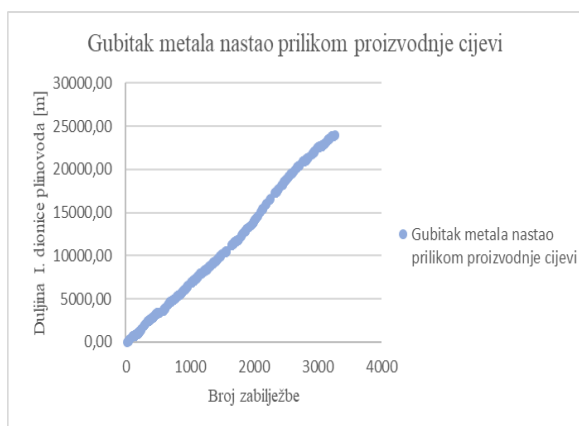
Korozija prikazana na Slici 17 predstavlja anomaliju koja može narušiti sigurnost PTS-a. Korozija je sveprisutna u I. dionici plinovoda, predstavljajući moguću opasnost, obzirom da se porastom korozije smanjuje debljina stijenke i povećava vjerojatnost njezina puknuća. Detaljnije će se obraditi korozija niže u radu. Slike 18 – 22 prikazuju zabilježbe koje se neće detaljno analizirati u nastavku diplomskog rada, obzirom da se na njima prikazuju uobičajeni dijelovi plinovoda (držač razmaka, nosač, itd.), a oblici nastali prilikom proizvodnje cijevi ne utječu na njezinu sigurnost.



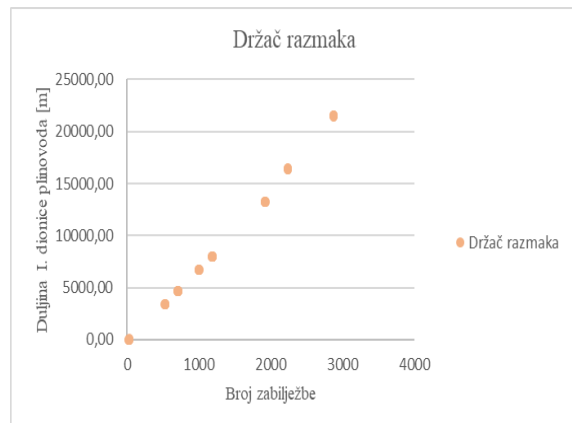
Slika 17. Broj zabilježbi korozije po duljini I. dionice plinovoda [m]



Slika 19. Broj zabilježbi oblika cijevi nastalih prilikom proizvodnje cijevi po duljini I. dionice plinovoda [m]



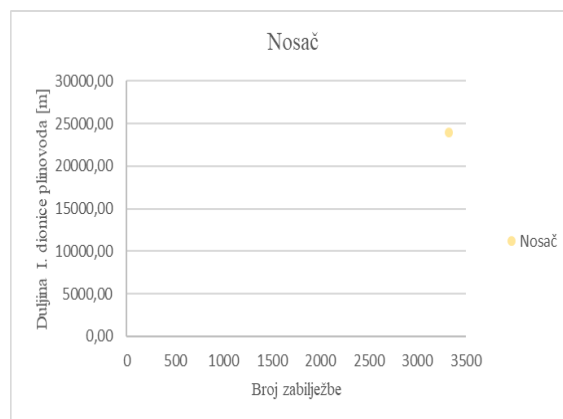
Slika 18. Broj zabilježbi gubitaka metala nastalih prilikom proizvodnje cijevi po duljini I. dionice plinovoda [m]



Slika 20. Broj zabilježbi držača razmaka po duljini I. dionice plinovoda [m]

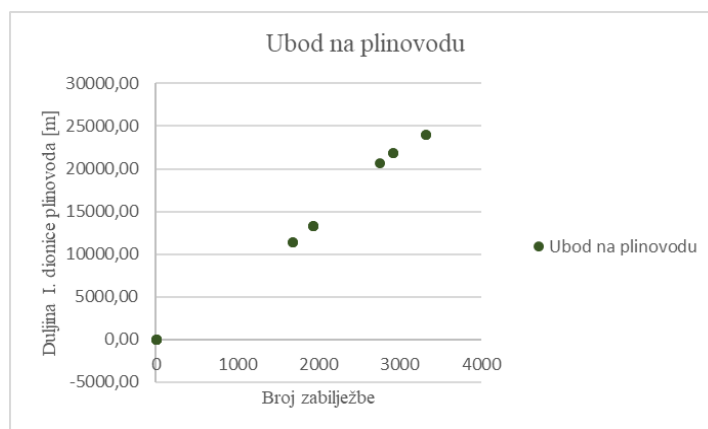


Slika 21. Broj zabilježbi indikatora prolaska čistača po duljini I. dionice plinovoda [m]

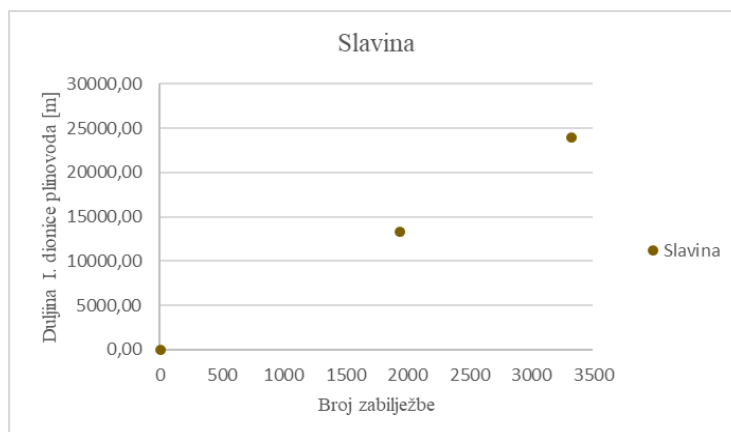


Slika 22. Broj zabilježbi nosača po duljini I. dionice plinovoda [m]

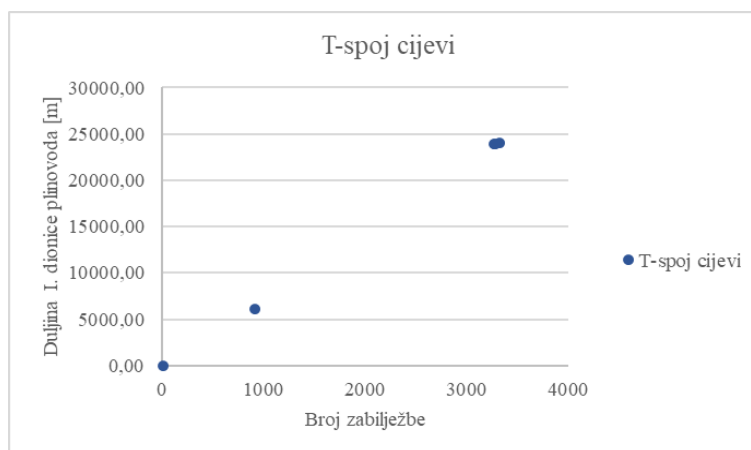
Na Slikama 23. – 25. prikazane su preostale zabilježbe in-line inspekcije i potvrđuje se prednost snimanja plinovoda navedenom tehnologijom, odnosno mogućnost snimanja velikog broja i vrsti podataka, s točno određenim pozicijama na plinovodu.



Slika 23. Broj zabilježbi uboda na plinovodu po duljini I. dionice plinovoda



Slika 24. Broj zabilježbi slavina po duljini I. dionice plinovoda [m]

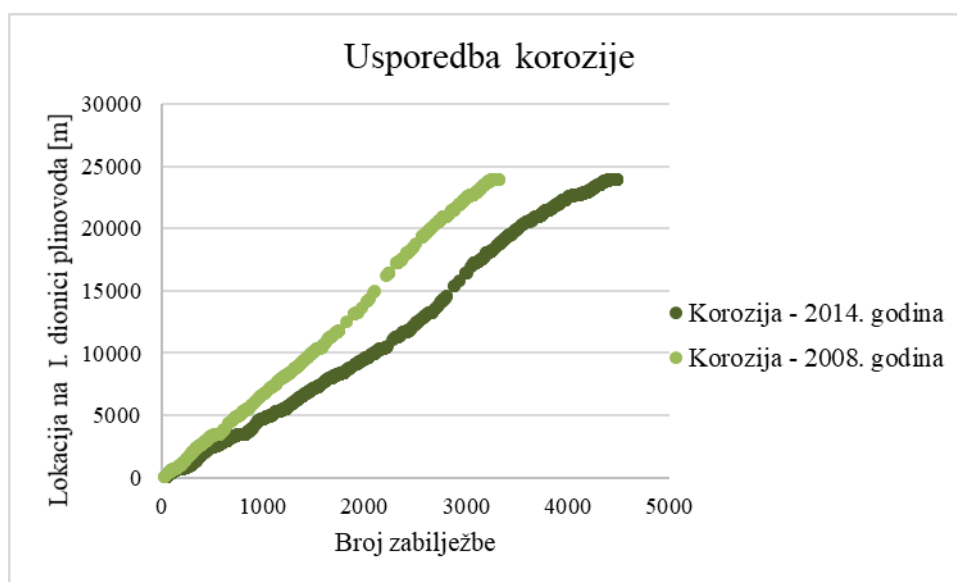


Slika 25. Broj zabilježbi T-spojeva cijevi po duljini I. dionice plinovoda [m]

Analizom svih podataka I. dionice plinovoda utvrđuje se sljedeće:

- Prolaskom čistača, snima se velik broj i vrsta podataka, koji uključuju dijelove plinovoda i anomalije.
- Podaci poput obujmica, držača razmaka, odnosno dijelovi plinovoda, kao i gubici materijala na cijevi prilikom proizvodnje i izgradnje plinovoda neće se analizirati za ostale dionice plinovoda, obzirom da nemaju gotovo nikakav utjecaj na pouzdanost i sigurnost PTS-a.
- Korozija i korozijske nakupine (eng. Corrosion cluster) analizirat će se detaljnije za sve dionice plinovoda, obzirom da njihovim prirastom može doći do propadanja određenih dijelova dionica, zbog smanjenja debljine stijenke.

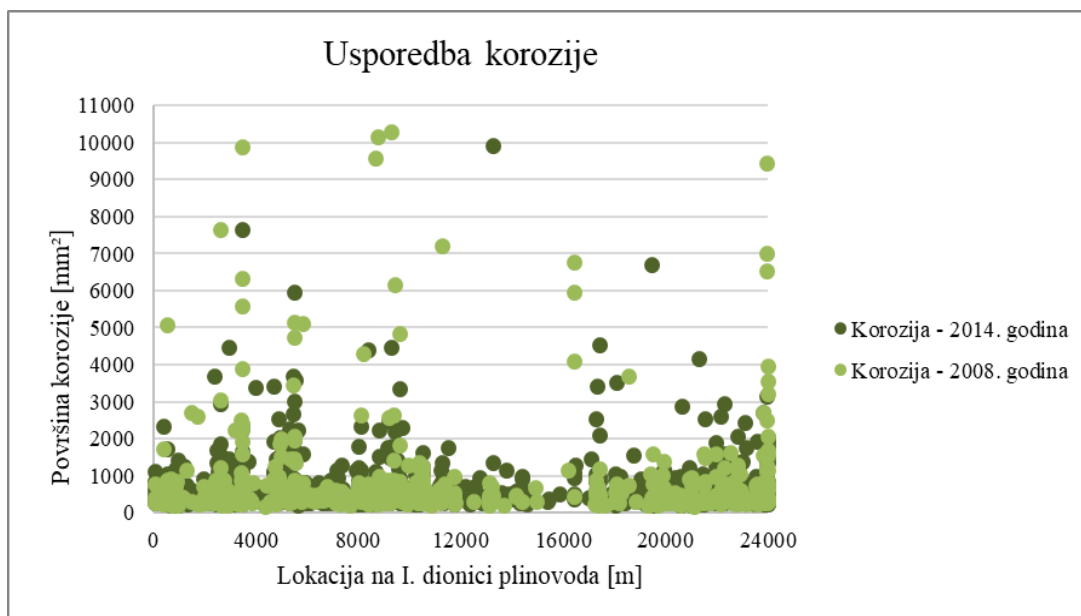
Slika 26 prikazuje prirast korozije u I. dionici plinovoda prema podacima iz 2014. i 2008. godine. Krivulja korozije za 2014. godinu više je položena u odnosu na krivulju za 2008. godinu, što ukazuje na veći broj korodiranih lokacija na stijenkama I. dionice plinovoda. U 2008. godini ukupno ima 672, a u 2014. godini 1682 zabilježbe korozije, odnosno u periodu između dvije in-line inspekcija korozija bilježi porast od 2,5 puta. Kritična mjesta uočena su na 15. kilometru I. dionice, gdje je krivulja gotovo neprekinuta u odnosu na podatke prethodne in-line inspekcije, odnosno između 20. i 25 kilometra, s vidljivim prirastom broja zabilježbi korozije za otprilike 30%. Razlog većeg broja zabilježbi je prirast korozije, ali i veća rezolucija snimanja pig uređajem te blizina zavara cijevi.



Slika 26. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za koroziju obzirom na lokaciju na I. dionici plinovoda

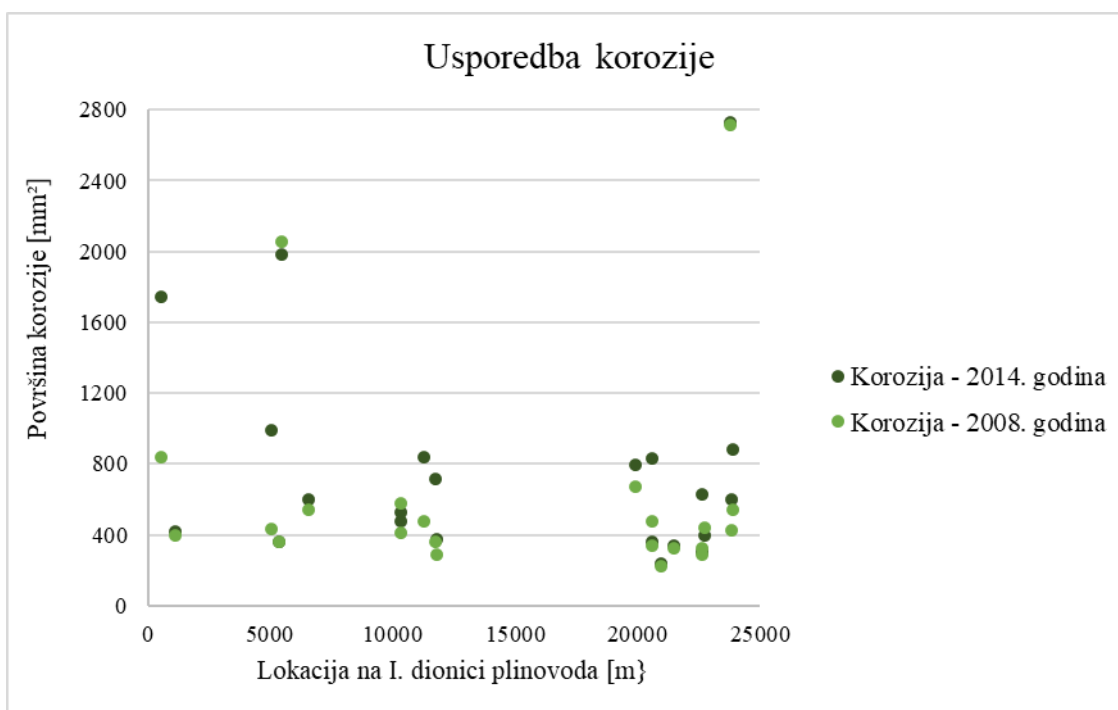
Usporedbom površine korozije prema lokaciji na I. dionici plinovoda prikazanim Slikom 27, zamijećena su kritična mjesta na 6., 9. i 23. kilometru I. dionice, odnosno na lokacijama promjene debljine stijenke sa 7.14 na 7.92 mm. Blizina zavara povećava sklonost oksidaciji metala na zavaru, pri čemu nastaju prevlake termičkih oksida, odnosno potencijal nastanka korozije povećava se na takvim lokacijama. Prirast korozije ovisi o kvaliteti katodne zaštite, smanjujući utjecaj oksida na samoj cijevi. Zaključuje se dobro stanje katodne zaštite, obzirom da su površine korozije neznatne veličine te prema podacima in-line inspekcija,

dubine korozije ne dostižu kritičnu vrijednost, odnosno maksimalna zabilježena dubina korozije prema podacima iz 2008. godine iznosi 23%, a prema podacima iz 2014. godine 29%.



Slika 27. Usporedba podataka iz 2014. i 2008. godine za površinu korozije obzirom na lokaciju na I. dionici plinovoda

Kako bi se pratio prirast korozije na određenom mjernom mjestu, identificirane su zabilježe korozije na jednakim lokacijama za 2008. i 2014. godinu. Ukupno su pronađene 22 identične lokacije korozije na I. dionici plinovoda i njezin prirast prikazan je promjenom površine anomalije obzirom na njezinu lokaciju na Slici 28. Analizirane su u ovom slučaju samo takve lokacije, zbog velikog broja zabilježbi i odstupanja zbog rezolucije uređaja nisu uzeta zbog toga u obzir. Na Slici 28 vidljiv je prirast površine korozije u odnosu na 2008. godinu. Na lokaciji I. dionice plinovoda od 6573,33 m površina zabilježene korozije narasla je sa 540 na 600 mm², odnosno povećala se 10%. Osim površine, za kritičnost podatka potrebno je pratiti i promjenu debljine stijenke, odnosno postotak dubinu zahvaćenosti stijenke korozijom. Sva mjesta kod kojih je debljina stijenke zahvaćena korozijom većom ili jednakom od 50%, moraju se popraviti ili zamijeniti zbog sigurnosti plinovoda.



Slika 28. Usporedba jednakih mjernih mjesta korozije prema podacima iz 2014. i 2008. godine na I. dionici

U Tablicama 4 i 5 prikazani su podaci o koroziji za 22 identična mjerna mjesta iz izvještaja in-line inspekcije, temeljem kojih se može odrediti prirast površine i dubine korozije u razdoblju od 6 godine za određeno mjerno mjesto. Primjerice površina korozije na poziciji 1141,9 m porasla je 1,1%, a dubina za svega 3%. Na 520,95 m površina je porasla više od 2 puta, no dubina korozije se smanjila za 13%. Razlog je rezolucija uređaja, obzirom da je ista zabilježba snimljena na istoj poziciji, za istu površinsku lokaciju i značajku zavara. Popravci zabilježeni 2014. godine jedan su od razloga smanjenja površine i dubine korozije.

Tablica 4. Podaci o koroziiji iz 2014. godine

Pozicija [m]	Značajka zavara [m]	Tip podatka	Satna pozicija na presjeku cijevi	Duljina [mm]	Širina [mm]	Dubina [%]	Površinska lokacija
2014. godina							
520,95	-9,60	Korozija	0,270833	26	67	9	INT
1141,9	-3,44	Korozija	0,197917	20	21	12	EXT
5023,25	-1,10	Korozija	0,317361	26	38	5	EXT
5338,63	-7,85	Korozija	0,369444	19	19	14	EXT
5487,57	-11,275	Korozija	0,458333	30	66	8	EXT
6573,33	-5,35	Korozija	0,188889	24	25	10	EXT
10340,05	-11,559	Korozija	0,366667	24	20	8	EXT
10344,88	-4,098	Korozija	0,368056	17	31	23	EXT
11275,03	-3,665	Korozija	0,249306	20	42	5	EXT
11730,87	-11,226	Korozija	0,170833	23	31	5	EXT
11778,32	-1,007	Korozija	0,240972	21	18	8	EXT
19898	-8,839	Korozija	0,363889	24	33	7	EXT
20583,38	-1,463	Korozija	0,150694	20	18	7	EXT
20585,72	-3,803	Korozija	0,145833	23	36	5	EXT
20988,73	-0,238	Korozija	0,311111	13	18	5	INT
21478,75	-0,286	Korozija	0,30625	18	19	6	EXT
22658,9	-7,335	Korozija	0,204861	17	18	8	EXT
22663,92	-0,098	Korozija	0,271528	21	30	8	EXT
22724,6	-12,208	Korozija	0,323611	19	21	15	EXT
23812,7	-0,524	Korozija	0,500694	22	124	7	EXT
23830,17	-5,876	Korozija	0,101389	25	24	6	EXT
23926,75	-5,362	Korozija	0,148611	21	42	6	EXT

Tablica 5. Podaci o koroziji iz 2008. godine

Pozicija [m]	Značajka zavara [m]	Tip podatka	Satna pozicija na presjeku cijevi	Duljina [mm]	Širina [mm]	Dubina [%]	Površinska lokacija
2008. godina							
520,95	-9,6	Korozija	0,359028	21	40	22	INT
1141,9	-3,44	Korozija	0,199306	18	22	9	EXT
5023,25	-1,1	Korozija	0,334028	24	18	6	EXT
5338,63	-7,85	Korozija	0,369444	18	20	10	EXT
5487,57	-11,27	Korozija	0,472222	26	79	5	EXT
6573,33	-5,35	Korozija	0,195833	20	27	8	EXT
10340,05	-11,56	Korozija	0,365278	25	23	5	EXT
10344,88	-4,1	Korozija	0,372222	18	23	20	EXT
11275,03	-3,66	Korozija	0,266667	20	24	9	EXT
11730,87	-11,23	Korozija	0,177778	20	18	7	EXT
11778,32	-1,01	Korozija	0,241667	17	17	6	EXT
19898	-8,84	Korozija	0,36875	25	27	6	EXT
20583,38	-1,46	Korozija	0,156944	20	17	5	EXT
20585,72	-3,81	Korozija	0,161111	24	20	5	EXT
20988,73	-0,24	Korozija	0,313194	13	17	6	INT
21478,75	-0,29	Korozija	0,310417	19	17	6	EXT
22658,9	-7,33	Korozija	0,205556	17	17	5	EXT
22663,92	-0,1	Korozija	0,282639	19	17	10	EXT
22724,6	-12,2	Korozija	0,327778	20	22	7	EXT
23812,7	-0,52	Korozija	0,527083	23	118	5	EXT
23830,17	-5,87	Korozija	0,110417	25	17	6	EXT
23926,75	-5,37	Korozija	0,159028	20	27	10	EXT

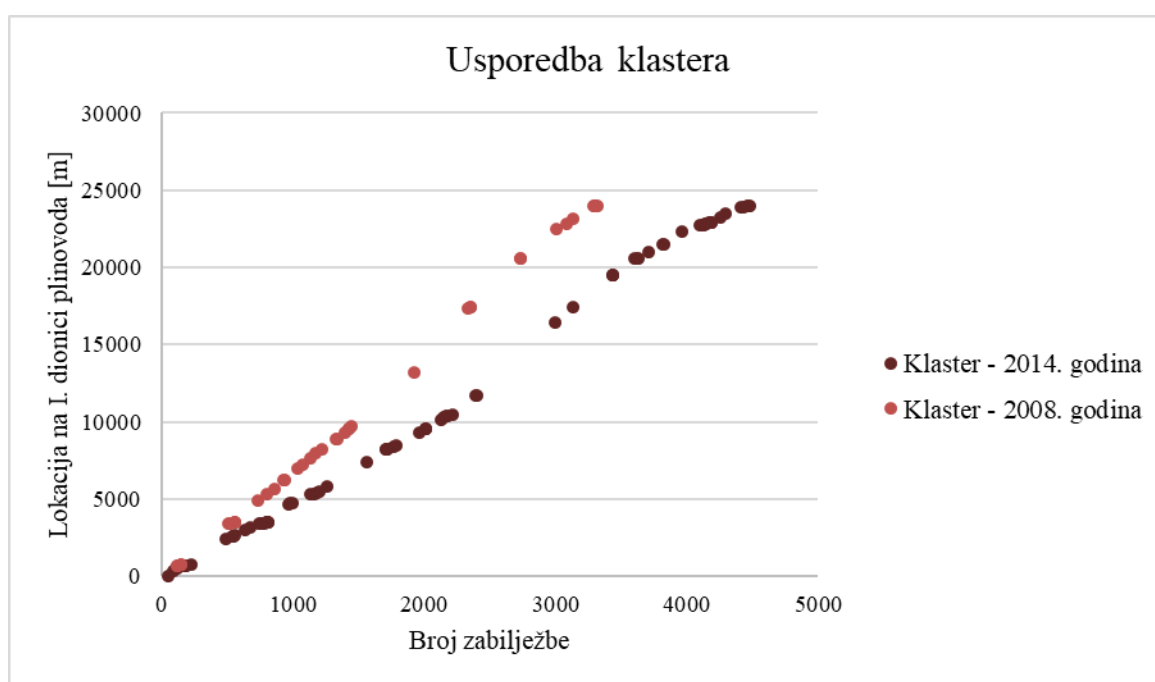
Prosječan prirast korozije računao se na sljedeći način:

$$Pp = \sum_1^N \frac{P_N}{N} \quad (1)$$

,gdje je P_p - prosječni postotak prirasta korozije, N – broj mjernih mjesta s jednakim pozicijama korozije, a P_N postotak prirasta korozije za jedno mjerno mjesto.

Prosječni prirast korozije iznosi 19,9%, u razdoblju između dvije in-line inspekcije, a osim površine potrebno je pratiti i postotak zahvaćenosti stijenke korozijom. Prema podacima in-line inspekcije, nijedna lokacija sa zabilježenom korozijom neće u idućoj in-line inspekciji zabilježiti značajan prirast, a usporedbom prirasta dubina, vodeći se istom jednadžbom, primijenjenu za prirast dubine, prosječno se pukotina za identičnu lokaciju produbljuje 14%.

Na Slici 29 prikazan je prirast nakupina korozije (dalje u tekstu: klaster) u razdoblju od 2008. do 2014. godine. 2008. godine zabilježeno je ukupno 39 klastera, dok je 2014. godine zabilježeno 76, odnosno prirast klastera iznosio 50%. Povećanje broja zabilježbi klastera izraženo je osobito u posljednjem dijelu I. dionice plinovoda, između 20. i 25. kilometra, gdje je gušće raspoređen. Između 5. i 10. km zabilježbe klastera raspoređene su rjeđe za 2014. godinu.



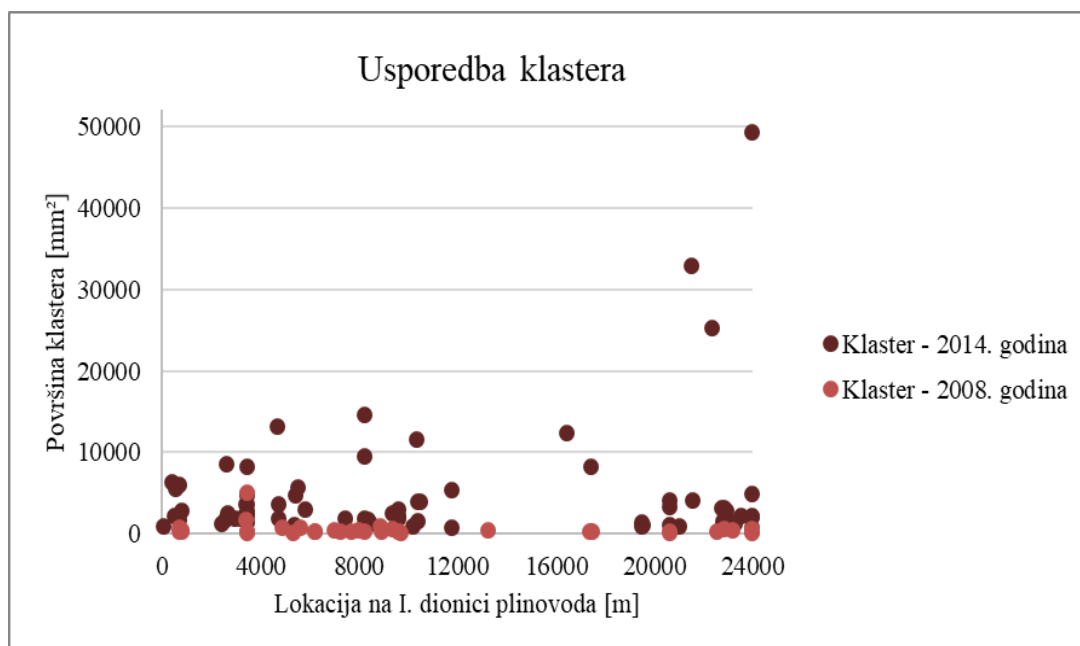
Slika 29. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za klasterne obzirom na lokaciju na I. dionici plinovoda

Mogući razlog manjeg broja zabilježbi između 5. i 10 kilometra I. dionice jest nepreciznost uređaja, odnosno veća rezolucija snimanja. Popravci, odnosno ugradnja obujmica na tom dijelu dionice nisu razlog manjeg broja zabilježbi obzirom da su zabilježbe obujmica prema podacima in-line inspekcije gotovo jednake za 2008. i 2014. godinu. Ukupno je zabilježeno 18 obujmica prema podacima iz 2008. godini, a 17 prema podacima iz 2014. godine za istu poziciju na plinovodu. U Tablici 6 prikazane su zabilježbe popravaka u 2014. godini, koji se razlikuju samo u početnoj poziciji -18,02 m zabilježenoj u 2008. godini.

Tablica 6. Zabilježbe popravaka na I. dionici plinovoda, 2014. godina

Pozicija [m]	Tip podatka	Vrsta
-15,004	Popravak plinovoda	Obujmica
3429,384	Popravak plinovoda	Obujmica
3429,385	Popravak plinovoda	Obujmica
3437,381	Popravak plinovoda	Obujmica
6737,948	Popravak plinovoda	Obujmica
7998,965	Popravak plinovoda	Obujmica
11372,493	Popravak plinovoda	Obujmica
13286,279	Popravak plinovoda	Obujmica
16398,214	Popravak plinovoda	Obujmica
16399,554	Popravak plinovoda	Obujmica
16404,043	Popravak plinovoda	Obujmica
16843,585	Popravak plinovoda	Obujmica
18024,934	Popravak plinovoda	Obujmica
21480,114	Popravak plinovoda	Obujmica
21480,157	Popravak plinovoda	Obujmica
21830,152	Popravak plinovoda	Obujmica
23733,062	Popravak plinovoda	Obujmica

Na Slici 30 vidi se zamjetno povećanje ukupne površine klastera do 2014. godine. Ukupna površina klastera iznosila je 159.363,00 mm² 2008. godine, dok se 2014. godine više od dvostruko povećala, odnosno 363.856,00 mm². Razlog je "udruživanje" susjednih pojedinačnih korozija u jednu zajedničku. Kritične lokacije zamijećene su na 4., 8. i 24. kilometru dionice.



Slika 30. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu klastera obzirom na njihovu lokaciju na I. dionici plinovoda

Prema podacima u in-line inspekcije maksimalne dubine klastera iznose 22% debljine stijenke za 2008. i 2014. godinu. Prosječna dubina svih klastera za obje godine gotovo je jednaka i iznosi 9% prema obradi podataka u Excelu na Slici 31.

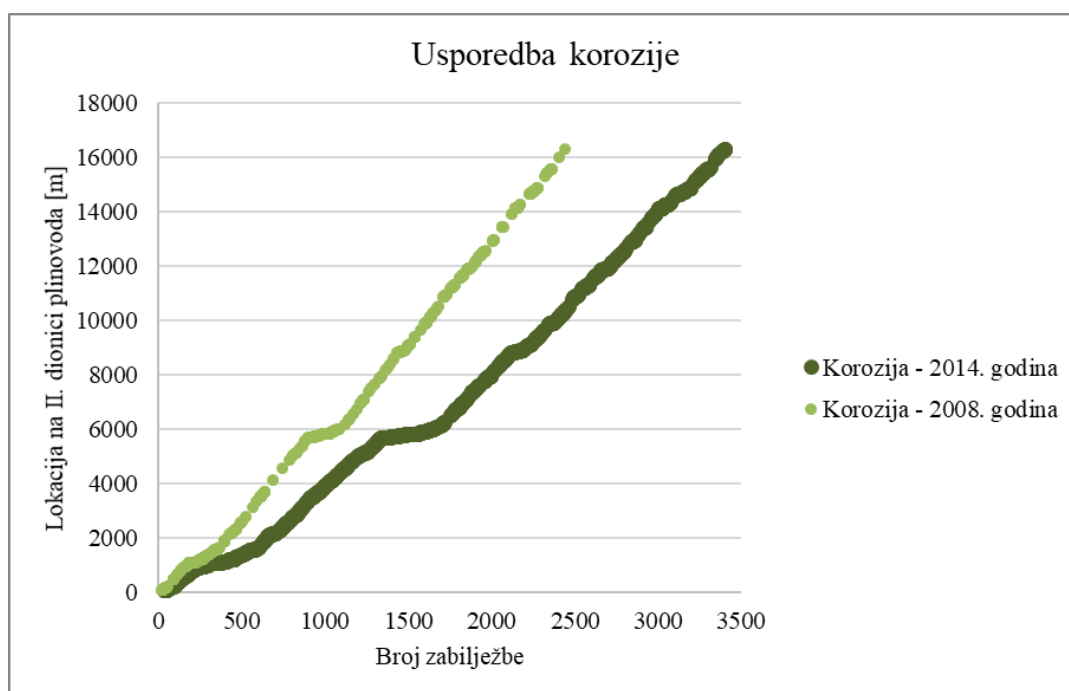
	A	B	C	D	E
1	depth [%] 2014	Average		max depth [%] 2008	Average
2	8	9		23	8,87179
3	6			10	
4	6			5	
5	24			7	
6	13			7	
7	10			6	
8	6			15	
9	5			8	
10	13			11	
11	7			13	
12	5			6	
13	19			7	
14	8			8	
15	7			9	
16	7			7	
17	6			10	
18	9			6	
19	7			6	
20	9			15	
21	10			17	
22	9			9	

Slika 31. Usporedba ukupnih prosječnih dubina klastera I. dionice

Analizom podataka I. dionice utvrđeni su relevantni podaci za daljnju analizu II. i III. dionice, kod kojih će se analizirati samo podaci vezani za koroziju i njezine klasterne.

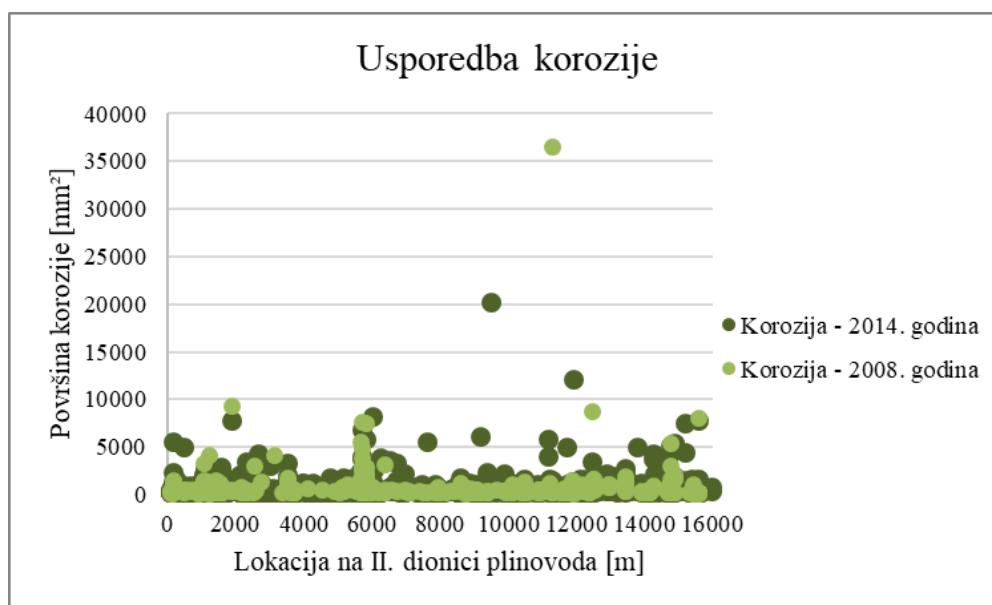
6.2. Dionica II

Slika 32 prikazuje prirast korozije u II. dionici plinovoda prema podacima iz 2014. i 2008. godine. Krivulja korozije za 2014. godinu više je položena u odnosu na krivulju za 2008. godinu, što ukazuje na veći broj korodiranih lokacija na stijenkama II. dionice plinovoda. U 2008. godini ukupno ima 472, a u 2014. godini 1521 zabilježba korozije, odnosno u periodu između dvije in-line inspekcija korozija bilježi porast od 3,2 puta. Kritična mjesta uočena su na 1. i 6. kilometru II. dionice, na prijelazu plinovoda s manje na veću debljinu stijenke (sa 7,14 na 7,94 mm), na samom zavaru. Prirastu korozije doprinosi blizina zavora zbog sklonosti oksidacije metala na zavaru, odnosno potencijal nastanka korozije povećava se na takvim lokacijama. Zaključuje se kako na pojavu korozije utječe blizina zavora i promjena debljine stijenke plinovoda. Maksimalno zabilježena dubina korozije prema podacima in-line inspekcije u 2008. godini iznosi 29% debljine stijenke, a prema podacima iz 2014. godine 59% za identičnu lokaciju nastanka korozije, na 1,032 kilometru II. dionice. Longitudinalni zavar nalazi se svega 20-tak centimetara od detektirane anomalije, koja bilježi porast dubine od 50% između dvije in-line inspekcije.



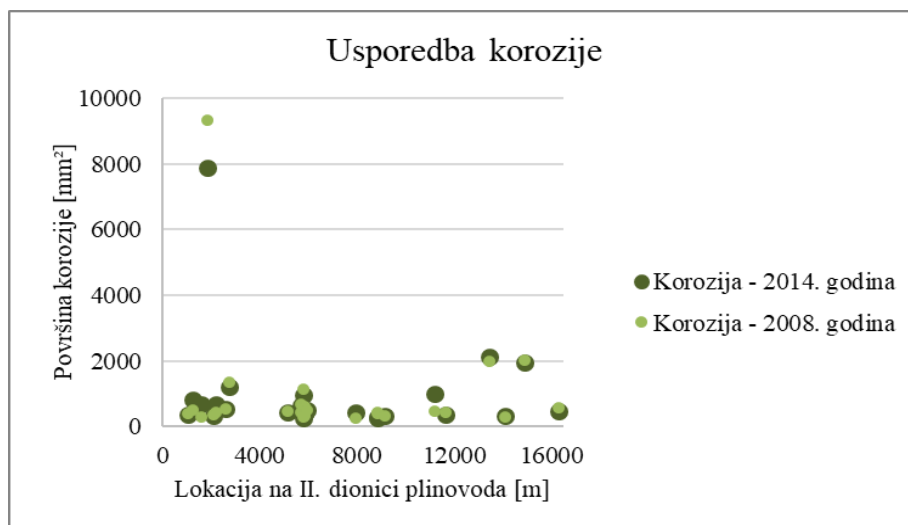
Slika 32. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za koroziju obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda

Usporedbom površine korozije prema lokaciji na II. dionici plinovoda prikazanim Slikom 33, zamijećena su kritična mjesta na 6., 3. i 15. kilometru II. dionice, odnosno na lokacijama promjene debljine stijenke sa 7,14 na 7,92 mm i na spojevima cijevi. Blizina zavora povećava sklonost oksidaciji metala na zavaru, uslijed čega je prosječna površina korozije narasla zapri čemu nastaju prevlake termičkih oksida, odnosno potencijal nastanka korozije povećava se na takvim lokacijama. Prirast korozije ovisi o kvaliteti katodne zaštite, smanjujući utjecaj oksida na samoj cijevi. Ukupna prosječna površina korozije iznosi 255 mm² prema podacima iz 2008. godine, odnosno 697 mm² prema podacima iz 2014. godine. Prosječna površina svih zabilježbi korozije narasla je 2,7 puta.



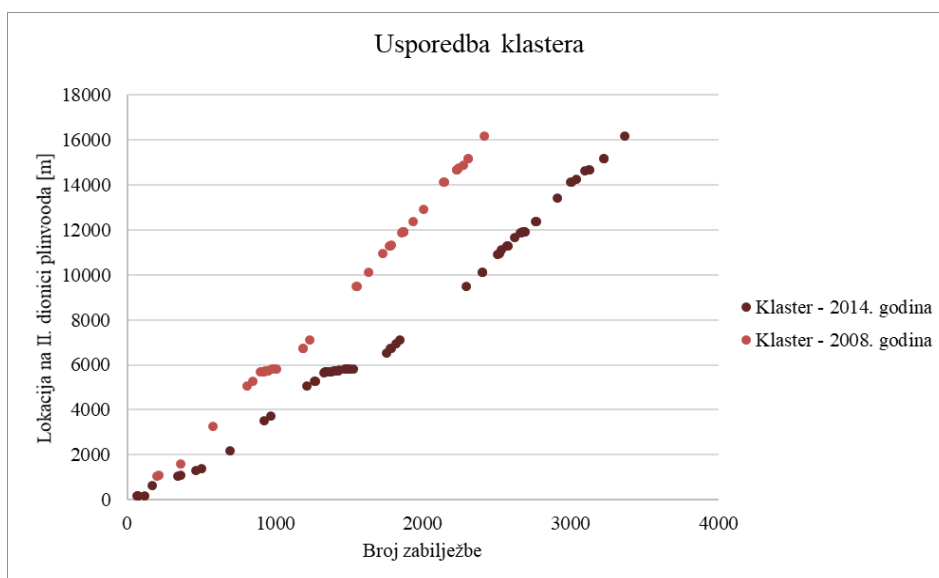
Slika 33. Usporedba podataka iz 2014. i 2008. godine za površinu korozije obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda

Kako bi se pratio prirast korozije na određenom mjernom mjestu, identificirane su zabilježe korozije na jednakim lokacijama za 2008. i 2014. godinu. Ukupno su pronađene 23 lokacije korozije na II. dionici plinovoda i njezin prirast prikazan je promjenom površine anomalije obzirom na njezinu lokaciju na Slici 34. Površine zabilježbi korozije veće su u 2014. godini. Srednja vrijednost prirasta površine korozije iznosi 23%, a najveći prirast zabilježen je u početnom dijelu II. dionice, između 1. i 2. kilometra.



Slika 34. Usporedba jednakih mjernih mjesta korozije prema podacima iz 2014. i 2008. godine na II. dionici

Na Slici 35 prikazan je prirast klastera u razdoblju od 2008. do 2014. godine na II. dionici plinovoda. 2008. godine zabilježeno je ukupno 47, dok je 2014. godine zabilježeno 70 klastera, odnosno njihov prirast iznosi 67%. Povećanje broja zabilježbi klastera izraženo je osobito u prvoj trećini II. dionice, između 5. i 6. kilometra. Na toj lokaciji nalazi se 18 zabilježbi klastera u 2008., a 24 u 2014. godini. Nastali su "udruživanjem" pojedinačnih korozija, na lokaciji promjene debljine stijenke sa 7,14 mm na 7,92 mm.



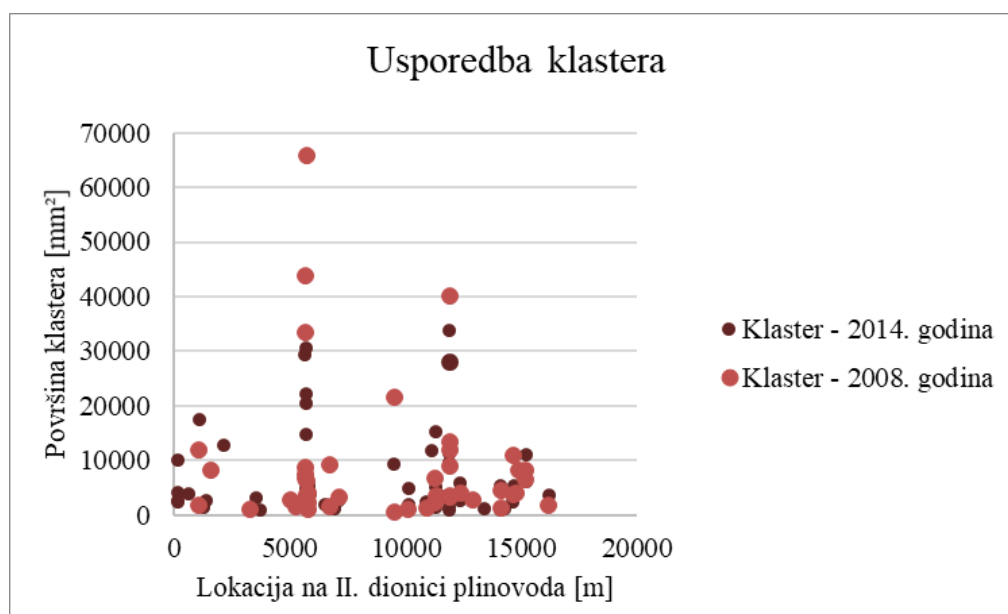
Slika 35. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za klastera obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda

U 2014. godini zabilježena su 33 popravka, 6 više nego u 2008. godini. Novi popravci detektirani su na 14,284 km na kritičnom dijelu dionice, a prikazani su Tablicom 7. Prikazani su samo popravci lokacija s najvećim brojem popravaka, između 6. i 15 kilometra.

Tablica 7. Zabilježbe popravaka na II. dionici plinovoda, 2014. godina

Pozicija [m]	Tip podatka	Vrsta
6076,549	Popravak plinovoda	Obujmica
6126,374	Popravak plinovoda	Obujmica
6129,624	Popravak plinovoda	Obujmica
6131,666	Popravak plinovoda	Obujmica
6544,071	Popravak plinovoda	Obujmica
9108,383	Popravak plinovoda	Obujmica
11963,647	Popravak plinovoda	Obujmica
12312,754	Popravak plinovoda	Obujmica
12678,501	Popravak plinovoda	Obujmica
12857,614	Popravak plinovoda	Obujmica
13128,763	Popravak plinovoda	Obujmica
14137,604	Popravak plinovoda	Obujmica
14278,688	Popravak plinovoda	Obujmica
14280,779	Popravak plinovoda	Obujmica
14281,363	Popravak plinovoda	Obujmica
14283,598	Popravak plinovoda	Obujmica
14284,013	Popravak plinovoda	Obujmica
14284,127	Popravak plinovoda	Obujmica
14284,594	Popravak plinovoda	Obujmica
14284,694	Popravak plinovoda	Obujmica
14284,866	Popravak plinovoda	Obujmica
14284,868	Popravak plinovoda	Obujmica
14285,565	Popravak plinovoda	Obujmica
14286,43	Popravak plinovoda	Obujmica
14286,631	Popravak plinovoda	Obujmica

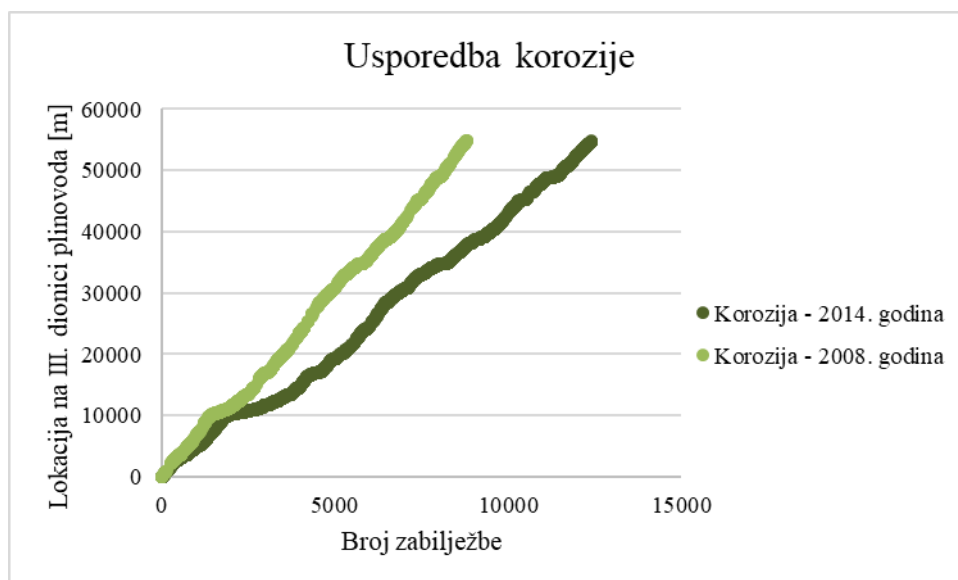
Slika 36 prikazuje površine svih zabilježbi klastera prema njihovoj lokaciji na II. dionici plinovoda. Prosječna površina klastera za 2008. godinu iznosi 6801 mm², dok za 2014. godinu iznosi 8711 mm². Unatoč povećanju broja zabilježbi klastera, prosječna površina klastera smanjila se gotovo za 2000 mm² jer je na plinovodu, prema podacima in-line inspekcije u 2014. godini zabilježen veći broj popravaka. Kritične lokacije nalaze se oko 5. i između 10 i 15. kilometra II. dionice plinovoda.



Slika 36. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu klastera obzirom na lokaciju na II. dionici plinovoda

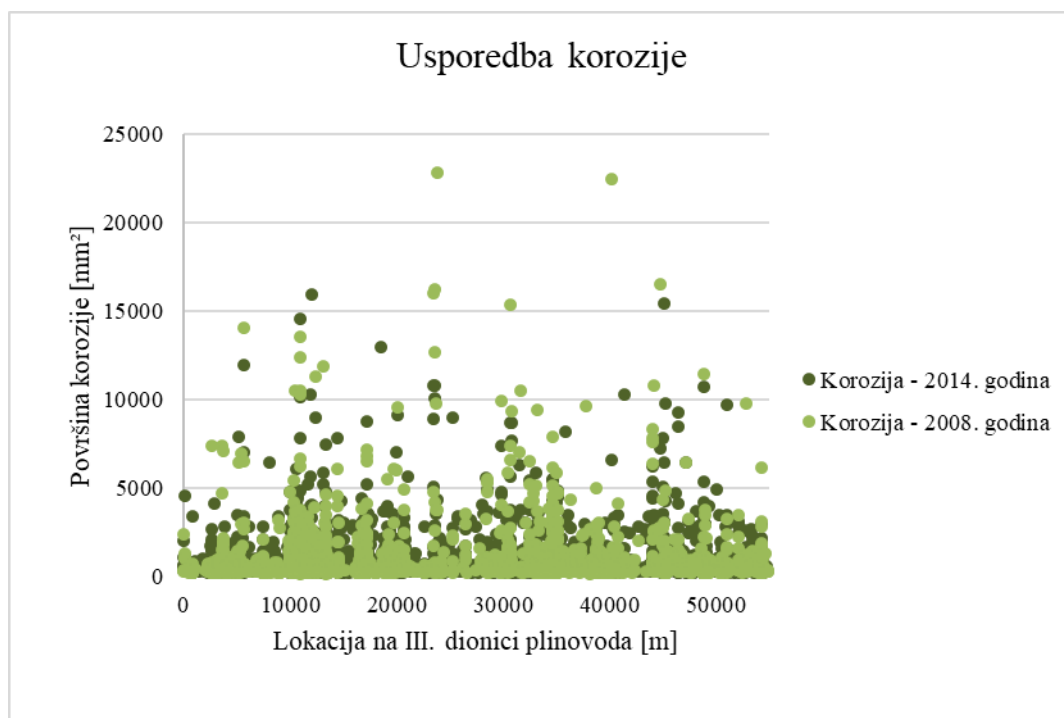
6.3. Dionica III

Posljednja dionica plinovoda najduža je i ima najveći broj zabilježbi. Slika 37 prikazuje prirast korozije u III. dionici plinovoda prema podacima iz 2014. i 2008. godine. Krivulja korozije za 2014. godinu više je položena u odnosu na krivulju za 2008. godinu, što ukazuje na veći broj korodiranih lokacija na stijenama III. dionice plinovoda. U 2008. godini ukupno ima 2833, a u 2014. godini 6302 zabilježbe korozije, odnosno u periodu između dvije in-line inspekcija korozija bilježi porast od 2,2 puta. Kritična mjesta nalaze se između 10. i 12. kilometra III. dionice, gdje je zabilježeno 978 lokacija s korozijom. Kritična mjesta javljaju se kod promjene debljine stijenke plinovoda (sa 7,14 na 7,94 mm i obrnuto) i u blizini zavara. Kao što je već utvrđeno i kod prethodno analiziranih dionica, prirastu korozije doprinosi blizina zavara blizina zavara i promjena debljine stijenke plinovoda. Maksimalno zabilježena dubina korozije prema podacima in-line inspekcije za 2008. godine iznosi 59% debljine stijenke na 9,924. km, a prema podacima iz 2014. godine 64% na 39,133 km dionice. Lokacija zabilježbe korozije iz 2008. godine nije popravljena i zabilježena je na istoj lokaciji iduće in-line inspekcije, no zbog veličine procijenjenog faktora popravka (dalje u tekstu: ERF) manjeg od 1, stijenku nije potrebno popravljati.



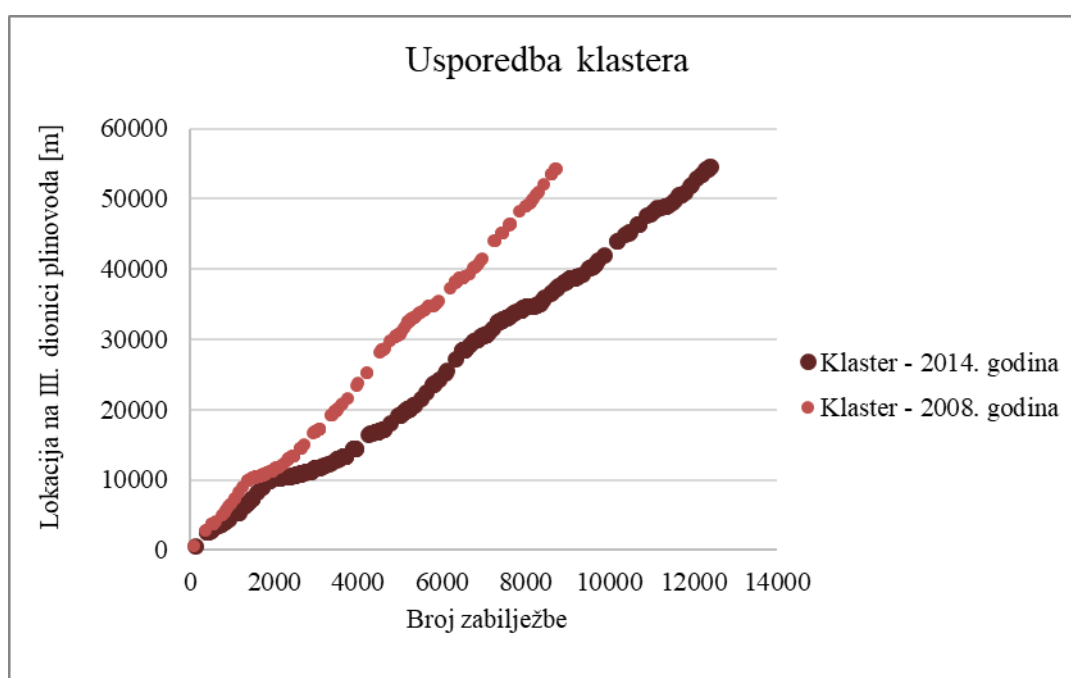
Slika 37. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za koroziju obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda

Usporedbom površina korozije obzirom na njihovu lokaciju prema Slici 38 donosi se sljedeći zaključak: korozija bilježi prirast po cijeloj dionici plinovoda, prosječni prirast korozije iznosi 22,27%, a prosječna veličina korozije iznosi 555 mm². Prema podacima iz 2008. godine detektirano je 6 lokacija na kojima gubitak stijenke na cijevima uslijed korozije iznosi između 50% i 60%, također na spojevima cijevi. Kritične lokacije nalaze se u blizini 10. km, 35. km i 39. km. Prema podacima iz 2014. godine detektirane su 4 lokacije na kojima je gubitak stijenke između 60% i 69%, sve se nalaze na spojevima cijevi, a 13 lokacija na kojima je gubitak stijenke između 50% i 59%, od toga 12 na spojevima cijevi, a 1 na zavaru., Kritične lokacije nalaze se u blizini 10. km, 12. km, 13. km i 39. km. Dubina korozije na 10. km nije rasla i iznosi 59% debljine stijenke za obje godine in-line inspekcije, dok se površina povećala s 567 mm² na 805 mm² za istu lokaciju. ERF faktor iznosi manje od 1, stoga korozija na toj lokaciji nije popravljena. Zabilježbe dubine korozije u oko 39. km prosječno su narasle za 5% debljine stijenke cijevi, dok su površine narasle prosječno za 60 mm², odnosno 7%.



Slika 38. Usporedba podataka iz 2014. i 2008 godine za površinu korozije obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda

Na Slici 39 prikazan je prirast broja zabilježbi klastera u razdoblju od 2008. do 2014. godine na III. dionici plinovoda. 2008. godine zabilježeno je ukupno 278, dok je 2014. godine zabilježeno 522 klastera, odnosno njihov prirast iznosi 46%. Povećanje broja zabilježbi klastera izraženo je osobito u prvoj trećini III. dionice, u između 10 km i 13 km. Ukupno je na toj lokaciji 2008. godine zabilježeno 85 klastera, odnosno više od 50% manje nego za istu lokaciju prema podacima iz 2014. godine. Nastali su "udruživanjem" pojedinačnih korozija, zbog promjene debljine stijenke sa 7,14 mm na 7,92 mm i obrnuto.



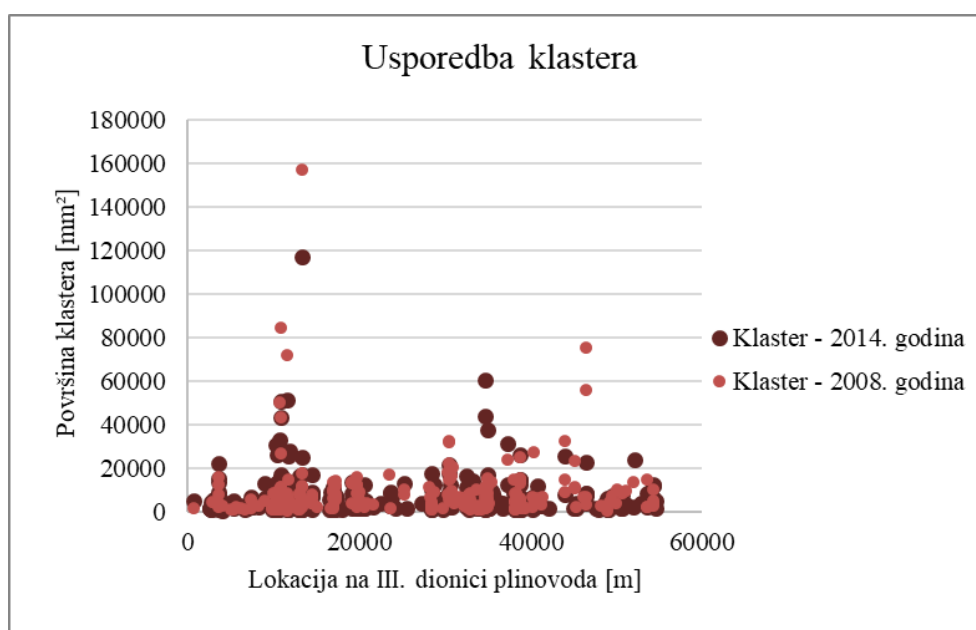
Slika 39. Usporedba podataka iz 2008. i 2014. godine za klaster obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda

U 2014. godini zabilježena su 24 popravka plinovoda, 2 više nego u 2008. godini. Novi popravci detektirani su na 10. km, na kojem je zabilježeno kritično mjesto zabilježbe korozije prema Slici 38, kada je u 2008. godini detektirana kritična dubina korozije. Novi popravci detektirani su na 30. km dionice, no ne zbog korozije već zbog zamjene slavine na toj lokaciji. Svi popravci III. dionice plinovoda prema podacima iz 2014. godine prikazani su Tablicom 8.

Tablica 8. Zabilježbe popravaka na III. dionici plinovoda, 2014. godina

Pozicija [m]	Tip podatka	Vrsta
7723,865	Popravak plinovoda	Obujmica
10895,612	Popravak plinovoda	Obujmica
14532,287	Popravak plinovoda	Obujmica
16923,684	Popravak plinovoda	Obujmica
21672,215	Popravak plinovoda	Obujmica
24124,243	Popravak plinovoda	Obujmica
24364,427	Popravak plinovoda	Obujmica
25381,629	Popravak plinovoda	Obujmica
25424,419	Popravak plinovoda	Obujmica
30534,599	Popravak plinovoda	Obujmica
37287,243	Popravak plinovoda	Obujmica
37342,617	Popravak plinovoda	Obujmica
37688,576	Popravak plinovoda	Obujmica
38765,596	Popravak plinovoda	Obujmica
39010,129	Popravak plinovoda	Obujmica
39037,071	Popravak plinovoda	Obujmica
40194,003	Popravak plinovoda	Obujmica
40262,453	Popravak plinovoda	Obujmica
42525,916	Popravak plinovoda	Obujmica
45144,336	Popravak plinovoda	Obujmica
49706,795	Popravak plinovoda	Obujmica
53578,515	Popravak plinovoda	Obujmica
54901,348	Popravak plinovoda	Obujmica
54926,929	Popravak plinovoda	Obujmica

Slika 40 prikazuje površine svih zabilježbi klastera prema njihovoj lokaciji na II. dionici plinovoda. Prosječna površina klastera za 2008. godinu iznosi 5768 mm^2 , dok za 2014. godinu iznosi 8240 mm^2 . Unatoč povećanju broja zabilježbi klastera, prosječna površina klastera smanjila se gotovo za otprilike 2500 mm^2 jer je na plinovodu, prema podacima iz Tablice zabilježen veći broj popravaka u 2014. godini. Kritične lokacije nalaze se oko 5. i između 10 i 15. kilometra II. dionice plinovoda. Površine klastera najveće su kod III. dionice, dva puta u odnosu na II. dionicu, a tri puta odnosu na I. dionicu plinovoda.



Slika 40. Usporedba podataka iz 2014. i 2008. godine za površinu klastera obzirom na lokaciju na III. dionici plinovoda

7. Zaključak

Analizom prikupljenih podataka in-line inspekcije od operatora transportnog sustava Republike Hrvatske utvrđeno je sljedeće:

- Prema podacima iz 2008. i 2014. godine, in-line inspekcija omogućuje snimanje velikog broja različitih tipova podataka, odnosno dijelova i anomalija plinovoda, s pripadajućim karakteristikama svake zabilježbe (lokacija, dimenzije, tip podatka i ostalo).
- I. dionica plinovoda u detaljno je analizirana i određeni su relevantni podaci za predviđanje kvarova, odnosno korozija i klasteri imaju najveći utjecaj na sigurnost i pouzdanost rada PTS-a, zbog čega su detaljno analizirani kod II. i III. dionice plinovoda. Kritična mjesta nalaze se na 6., 9. i 23. kilometru I. dionice, odnosno na lokacijama promjene debljine stijenke sa 7,14 na 7,92 mm, na mjestima spojeva i zavarima, sklonim oksidaciji metala i napretku korozije. Prosječni prirast površine korozije na jednakim lokacijama između dvije in-line inspekcije iznosi 19,9%, a prosječni prirast dubine iznosi 14%. Predviđa se mala vjerojatnost zamjene kritičnih dijelova plinovoda na idućoj in-line inspekciji za 6 - 7 godina, obzirom da je maksimalna dubina pukotine zabilježene 2014. godine iznosila 29%. Stanje katodne zaštite je zadovoljavajuće, obzirom da je prirast korozije relativno nizak.
- II. dionica plinovoda imaju dvije kritične lokacije zabilježene na 1. i 6. kilometru, na prijelazu plinovoda s manje na veću debljinu stijenke, odnosno u blizini spojeva cijevi i zavarima. Kritična lokacija zabilježena je na 1,023 kilometru dionice, s prirastom korozije od gotovo 30% na spoju cijevi. Prosječni prirast površine korozije na jednakim lokacijama između dvije in-line inspekcije iznosi 23%, a najveći prirast zabilježen je u početnom dijelu II. dionice, a prosječni prirast dubine iznosi 28%. Predviđa se zamjena kritičnih dijelova plinovoda na idućoj in-line inspekciji za 7 - 8 godina, obzirom da su na dionici zabilježene 4 lokacije s dubinom pukotine od 30 - 36,6% debljine stijenke, od kojih jedna ima prirast dubine pukotine od 44% između prethodne dvije in-line inspekcije. Stanje katodne zaštite je zadovoljavajuće, obzirom da je prirast korozije relativno nizak.

- III. dionica plinovoda bilježi najveći broj lokacija na kojima je dubina korozije veća od 50% debljine stijenke. Usporedbom podataka određuje se kritična lokacija III. dionice, a nalazi se oko 10. kilometra, dok se po cijelom plinovodu bilježi prirast korozije. Prosječni prirast površina korozije obzirom na njihovu lokaciju donosi se prirast korozije iznosi 22,27%. S obzirom da su na dionici zabilježene lokacije s dubinom korozije između 30% i 40% debljine stijenke, predviđa se iduća in-line inspekcija za 5 – 6 godina.
- Najveći utjecaj na pojavu i prirast korozije imaju lokacije u blizini i na samom zavaru i spojevi cijevi, a kod svih dionica kritične lokacije nalazile su se uglavnom na početku i kraju njihove duljine.
- Pravovremenom zamjenom dotrajalih dijelova i praćenjem stanja stijenki smanjuju se nepotrebni troškovi održavanja, sprječavaju se mogući incidenti i osigurava se siguran i pouzdan rad plinovoda.

Predviđanjem kvarova i detaljnom analizom podataka, kao i napretkom tehnologija održavanja unaprjeđuje se postojeće održavanje, s ciljem smanjenja troškova i boljim poslovanjem operatora transportnog sustava.

LITERATURA

- [1] Zakon o tržištu plina, 2017
- [2] HERA – Registar dozvola za obavljanje energetskih djelatnosti
- [3] Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava 2018. – 2027.
- [4] How Does Pipeline Pigging Work?
URL: https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=310, 20.11.2018.
- [5] IN-LINE COMBINED METAL LOSS AND GEOMETRY ANALYSIS, Rosen group,
URL: https://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocombo-mfl-a_xt.html, 28.10.2018.
- [6] Pig Anatomy Infographic
URL: https://www.aboutpipelines.com/wp-content/uploads/2016/07/PigAnatomy-Infographic-v4_updated.pdf, 25.11.2018.
- [7] Yan Shi, Chao Zhang, Rui Li, Maolin Cai and Guanwei Jia: "Theory and Application of Magnetic Flux Leakage Pipeline", 2015
URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC4721765/>
- [8] MAGNETIC FLUX LEAKAGE, Rosen group
URL: <https://www.rosen-group.com/global/company/explore/we-can/technologies/measurement/mfl.html>, 28.10.2018.
- [9] Smart pig pipeline inspection, Youtube
URL: <https://www.youtube.com/watch?v=jJnO8exGng>, 25.11.2018.
- [10] Yong Bai , Qiang Bai: "Subsea pipelines and risers", 2007
- [11] IN-LINE HIGH RESOLUTION GEOMETRY AND DENT ANALYSIS, Rosen group,
URL: <https://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rogeo-xt.html>, 25.11.2018.
- [12] Javier García-Martín, Jaime Gómez-Gil, Ernesto Vázquez-Sánchez: "Non-Destructive Techniques Based on Eddy Current Testing, 2011
URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3231639/>

[13] Specification and requirements for in-line inspection of pipelines, Version 2016

URL: <https://www.pipelineoperators.org/downloads-links/>

[14] Definition: What is predictive modeling

URL: <https://www.microstrategy.com/us/resources/introductory-guides/predictive-modeling-the-only-guide-you-need#maintenance> , 29.10.2018.

PRILOZI

I. CD-R disc