

Rad i održavanje magistralnog plinovoda

Prica, Vedran

Master's thesis / Diplomski rad

2016

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://um.nsk.hr/um:nbn:hr:169:898750>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-23**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij naftnog rudarstva

RAD I ODRŽAVANJE MAGISTRALNOG PLINOVODA

Diplomski rad

Vedran Prica

N - 184

Zagreb, 2016.

RAD I ODRŽAVANJE MAGISTRALNOG PLINOVODA

VEDRAN PRICA

Diplomski rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Zavod za naftno inženjerstvo

Pierottijeva 6, 10 002 Zagreb

Sažetak

U diplomskom radu opisan je rad i održavanje plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske pod upravljanjem tvrtke Plinacro d.o.o. U uvodnom dijelu opisuju se opće karakteristike prirodnog plina i smjer razvoja plinskog transportnog sustava. Slijedi detaljan opis mjerno-redukcijskih stanica, blokadnih uređaja i čimbenika koji najčešće utječu na smanjenje radnog vijeka plinovoda. U nastavku su opisane metode utvrđivanja stanja plinovoda, vanjski popravci plinovoda te radovi redovnog održavanja.

Ključne riječi: prirodni plin, plinovod, održavanje transportnog sustava, kontrola stanja plinovoda, popravak plinovoda

Diplomski rad sadrži: 48 stranica, 31 slika, 7 tablica, 22 referenci

Jezik izvornika: Hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Voditelj: Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF

Ocjenjivači : 1. Dr.sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF
2. Dr.sc. Lidia Hrnčević, izvanredna profesorica RGNF
3. Dr.sc. Vladislav Brkić, docent RGNF

Datum obrane: 4. studeni 2016.

Rudarsko-geološko-naftni fakultet,
Sveučilište u Zagrebu

OPERATION AND MAINTENANCE OF A GAS TRANSMISSION PIPELINE

VEDRAN PRICA

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 002 Zagreb

Abstract

This master's thesis deals with operation and maintenance of Croatian gas transmission system operated by Plinacro Ltd. Introductory part defines natural gas properties and gas transmission system development direction. Following is a detailed description of gas metering stations, block valve equipment and factors that most frequently reduce gas pipeline operating time. The next section describes methods of assessment of gas pipeline conditions, outer gas pipeline repairs and regular maintenance performance.

Key words: natural gas, gas pipeline, transmission system maintenance, gas pipeline control, gas pipeline repair

Thesis contains: 48 pages, 31 figures, 7 tables, 22 references

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of the Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Full Professor Katarina Simon, PhD

Reviewers: 1. Full Professor Katarina Simon, PhD
2. Associate Professor Lidia Hrnčević, PhD
3. Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD

Date of defense: November 4th, 2016

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

SADRŽAJ

1. UVOD.....	1
2. PRIRODNI PLIN	2
2.1. Standardna kvaliteta tržišnog plina.....	3
2.2. Uzorkovanje prirodnog plina	4
3. TRANSPORTNI PLINSKI SUSTAV RH	6
3.1. Dužnosti i prava operatora transporta plina.....	6
4. MJERNO-REDUKCIJSKA STANICA	10
4.1. Održavanje mjerno-redukcijske stanice.....	13
5. BLOKADNI UREĐAJ	15
5.1. Princip rada pneumatskog LBC uređaja (pLBC).....	16
5.2. Princip rada elektroničkog LBC uređaja (eLBC)	17
5.3. Način rada LBC-a	18
6. KONTROLA STANJA PLINOVODA	21
6.1. Detektor plina	25
6.2. Utvrđivanje stanja plinovoda	26
6.2.1. "In – line" metode određivanja mjesta oštećenja plinovoda	27
6.2.1.1. Tehnologije za utvrđivanje gubitka materijala	28
6.2.1.2. Tehnologije za utvrđivanje promjene geometrije.....	32
7. METODE VANJSKIH POPRAVAKA PLINOVODA	33
7.1. Zaobilaženje oštećenog intervala plinovoda (<i>engl. Hot tapping</i>).....	33
7.2. Brušenje	34
7.3. Zavarivanje	34
7.4. Ugradnja obujmica.....	35
7.4.1. Čelične obujmice	35
7.4.2. Kompozitne obujmice	36
7.5. Izrezivanje i zamjena cijevi	38
8. PRIKAZ RADOVA REDOVNOG ODRŽAVANJA PLINOVODA NA PRIMJERU IZ PRAKSE	39
8.1. Zamjena izolacije.....	39
8.2. Polaganje plinovoda i zamjena ilegalnog priključka	41
9. ZAKLJUČAK.....	46
10. LITERATURA.....	47

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Sastav ležišnog fluida iz plinskih i plinsko-kondenzatnih polja u RH.....	2
Tablica 2-2. Tržišne specifikacije kvalitete prirodnog plina, u RH, za obujam od 1m ³ , pri apsolutnom tlaku plina 101.325 Pa (1.01325 bar) i temperaturi plina 288,15K	3
Tablica 2-3. Kvaliteta plina s točke uzorkovanja MRS Zagreb istok u 2015. godini	5
Tablica 3-1. Osnovni podaci o transportnom sustavu prirodnog plina.....	8
Tablica 4-1. Shema učestalosti održavanja pojedinih dijelova mjerno-redukcijskih stanica	13
Tablica 6-1. Učestalost primarnih kvarova na plinovodima.....	21
Tablica 6-2. Vjerojatnost pojave određene vrste korozije na plinovodima u razdoblju od 1970-2013. godine.....	22

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Boca za uzorkovanje prirodnog plina.....	5
Slika 3-1. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske.....	9
Slika 4-1. Mjerno-redukcijska stanica	10
Slika 4-2. Shematski prikaz redukcijskih linija na ulazu u mjerno-redukcijsku stanicu	11
Slika 4-3. Radna i rezervna linija na MRS Narta.....	12
Slika 5-1. Komponente blokadnog uređaja.....	15
Slika 5-2. Nadzemni dio blokadnog uređaja s jedinicom za ručno pokretanje.....	16
Slika 5-3. Shema pneumatskog LBC uređaja	17
Slika 5-4. Shema elektroničkog LBC uređaja.....	18
Slika 5-5. Kretanje gradijenta pada tlaka nakon puknuća plinovoda.....	19
Slika 6-1. Ozraka trase (trasirka) i kontrolna cijev (lula)	23
Slika 6-2. Sigurnosne zone oko plinovoda.....	24
Slika 6-3. Detektor propuštanja plina " <i>Autofim</i> ".....	25
Slika 6-4. Područja osjetljivosti detektora propuštanja plina.....	26
Slika 6-5. Čistač s kalibar pločom prije i poslije prolaska kroz plinovod.....	27
Slika 6-6. Izvješće " <i>in-line</i> " inspekcije plinovoda.....	28
Slika 6-7. Princip rada uređaja za praćenje promjena magnetskog toka.....	29
Slika 6-8. Uređaj za detekciju promjena debljine stijenke plinovoda praćenjem promjena magnetskog toka.....	30
Slika 6-9. Uređaj za detekciju promjena debljine stijenke plinovoda na principu ultrazvučnih valova	31
Slika 6-10. Princip rada vrtložnih struja	32
Slika 7-1. " <i>Hot tapping</i> ".....	34
Slika 7-2. Čelična obujmica Tip B.....	36
Slika 7-3. " <i>Clock Spring</i> " obujmica	37
Slika 7-4. " <i>Weldwrap</i> " obujmica	37
Slika 8-1. Plinovod nakon nanošenja temeljnog premaza	39
Slika 8-2. Ispitivanje propuštanja izolacije nakon namatanja nove izolacije.....	40
Slika 8-3. Blokadno-ispuhivačka stanica Čazma.....	41
Slika 8-4. Shema trase plinovoda DN 300 Budrovac – Ivanić, DN 200 Bjelovar – Daruvar, DN 300 Bjelovar – Sv.I.Žabno, DN150 Žabno – Vrbovec – Dubrava, DN 150 Bjelovar – Križevci	43

Slika 8-5. Stari i novi plinovod u mjestu Vagovina	44
Slika 8-6. Ilegalni priključak u mjestu Štefanje	44
Slika 8-7. Zavarivanje plinovoda u mjestu Vagovina	45

POPIS KORIŠTENIH POJMOVA

BIS	Blokadno-ispuhivačka stanica
DGE	Donja granica eksplozivnosti
DN	Diameter Nominal
eLBC	Elektronički Line Break Control
LBC	Line break control
MRČ	Mjerno-redukcijski čvor
MRS	Mjerno-redukcijska stanica
OPČS	Odašiljačko-prihvatna čistačka stanica
PCM	Pipeline Current Mapper
pLBC	Pneumatski Line Break Control
PSP	Podzemno skladište plina
UMS	Ulazna-mjerna stanica

1. UVOD

Razvoj transporta nafte i plina usko je povezan s razvojem naftno-plinske industrije, odnosno, s pronalaskom i razradom novih izdašnih naftnih i plinskih ležišta. Prvi cjevovodi su se izrađivali i spajali navojem, od 1920. godine cijevi se spajaju oksiacetilenskim zavarivanjem, a sredinom 20-ih godina prošlog stoljeća se uvodi elektro zavarivanje (Zelić 2002). Razvojem takve tehnologije spajanja cijevi omogućena je kvalitetnija montaža cjevovoda većih promjera. Kao i u svijetu, tako i u Hrvatskoj, transportni sustavi za plin razvijali su se otkrićima novih ležišta nafte i plina. Godine 1958. godine u Hrvatskoj je izgrađen prvi magistralni plinovod, koji povezuje plinsko polje Janja Lipa sa Zagrebom. Pod magistralnim plinovodima se podrazumijevaju cjevovodi relativno velikog promjera koji služe za transport plina na relativno velike udaljenosti.

Način transportiranja plina ovisi o više činitelja, kao što su (Zelić, 2002):

- količina fluida za transport,
- fizikalno-kemijska svojstva fluida,
- udaljenost na koju se plin transportira i
- troškovi transporta

Članak 6. Zakona o tržištu plina definira transport plina kao energetska djelatnost koja se obavlja kao javna usluga (Zakon o tržištu plina, NN 28/13, 14/14). Operator transporta plina u RH je tvrtka Plinacro d.o.o. Redovito i kvalitetno održavanje plinskog transportnog sustava je od kritične važnosti za sigurnu i neprekinutu opskrbu prirodnog plina magistralnim plinovodima. Održavanje uključuje otkrivanje propuštanja plina iz plinovoda i objekata plinskog transportnog sustava te njihove popravke. "In – line" snimanje plinovoda s ciljem određivanja promjena geometrije cijevi, oštećenja izolacije i smanjenja debljine stijenke cijevi potrebno je da ne bi došlo do propuštanja plinovoda i mogućih nesreća na trasi plinovoda. U slučaju oštećenja plinovoda najčešće se radi zamjena dotrajale izolacije, sanacija plinovoda obujmicama te, ukoliko se pokaže potreba, izrezivanje dijela cijevi i zamjena novom. Osim samog plinovoda, operator plinskog transportnog sustava u RH, Plinacro d.o.o. zadužen je i za kontrolu mjerno-redukcijskih stanica, sustava katodne zaštite, pregled i provjeru rada aktuatora i uređaja za praćenje tlakova i zatvaranje plinovoda (*engl. Line Break Control - LBC*), te pregled procesnih računala i daljinskih stanica.

2. PRIRODNI PLIN

Prirodni plin predstavlja smjesu ugljikovodika koja se najvećim dijelom sastoji od metana (CH₄). Pri atmosferskom tlaku i sobnoj temperaturi je u plinovitom agregatnom stanju. Ovisno o ležištu iz kojeg se crpio u sastavu prirodnog plina su, u većem ili manjem udjelu, prisutni ostali ugljikovodici, etan, propan, i viši ugljikovodici, te plinovi poput ugljičnog dioksida (CO₂), sumporovodika (H₂S) i dušika (N₂), a mogu biti prisutni helij, argon, živa, te druge tvari u tragovima. Porijeklo, vrsta i udio primjesa u prirodnom plinu ovise o vrsti matičnih stijena, utjecaju magmatskih, odnosno hidrotermičkih procesa u litosferi i procesima migracije prirodnog plina. Sastav prirodnog plina (tablica 2-1) mijenja se ovisno o tipu ležišta iz kojeg se crpi, a određuje se plinskom kromatografijom (Simon, 2010).

Klasifikacija prirodnog plina prema načinu pojavljivanja (Sečen, 2002):

- Slobodni plin: prirodni plin koji nije u kontaktu s naftom;
- Vezani plin: Prirodni plin koji je u kontaktu s naftom, u obliku plinske kape ili je otopljen u nafti, pri tlaku ležišta iznad tlaka zasićenja

Klasifikacija prirodnog plina prema sadržaju ugljikovodika težih od metana je (Sečen, 2002):

- Mokri plin: prirodni plin koji sadrži ugljikovodike teže od metana u količinama koje se mogu ili moraju odvajati iz smjese radi pripreme prirodnog plina za transport;
- Suhi plin: prirodni plin koji sadrži premale količine ugljikovodika težih od metana, koje bi omogućile njihovo komercijalno odvajanje ili zahtijevalo njihovo odvajanje prije transporta prirodnog plina.

Tablica 2-1. Sastav ležišnog fluida iz plinskih i plinsko-kondenzatnih polja u RH (Simon, 2002)

Sastojak	Plinsko ili plinsko-kondenzatno ležište				
	Kalinovac	Gola duboka	Katarina	Marica	Vesna
Metan	69,97 %	41,04 %	98,95 %	99,46 %	99,46 %
Etan	6,76 %	1,76 %	0,03 %	0,02 %	
Propan	2,35 %	0,66 %		0,1 %	
Izo-butan	0,63 %	0,17 %			
n-butan	0,75 %	0,18 %			
izo-pentan	0,39 %	0,05 %			
n-pentan	0,34 %	0,08 %			
Heksan i viši ugljikovodici	5,26 %	0,02			
Dušik	1,3 %	2,38 %	0,99 %	0,2 %	0,54 %
Ugljični dioksid	12,17 %	53,64 %	0,03 %		zanemarivo
Sumporovodik	100 ppm	900 ppm			zanemarivo
Živa	1000 do 1500 µg/m ³	1000 do 1500 µg/m ³			
Merkaptani	20 do 30 mg/m ³	20 do 30 mg/m ³			

2.1. Standardna kvaliteta tržišnog plina

Prirodni plin izgara plavim plamenom, bez štetnih produkata izgaranja, čađe, pepela i s vrlo malim količinama ugljičnog monoksida i sumpornog dioksida čime se svrstava među ekološki najčistije energente. U Republici Hrvatskoj se u proračunima energetske vrijednosti plina uzima da je donja ogrjevna vrijednost tržišnog prirodnog plina 33,338 MJ/m³ (www.nn.hr, 2016). U tablici 2-2. je prikazan standardni sastav tržišnog prirodnog plina pri referentnoj temperaturi i tlaku.

Tablica 2-2. Tržišne specifikacije kvalitete prirodnog plina, u RH, za obujam od 1m³, pri apsolutnom tlaku plina 101.325 Pa (1.01325 bar) i temperaturi plina 288,15K (15°C) (www.nn.hr, 2016)

PRIRODNI PLIN		
A. Kemijski sastav, mol %		
Metan (CH ₄)	minimalno	85
Etan (C ₂ H ₆)	maksimalno	7
Propan (C ₃ H ₈) i viši ugljikovodici	maksimalno	6
Dušik (N ₂)	maksimalno	3
Ugljični dioksid (CO ₂)	maksimalno	2,5
Kisik (O ₂)	maksimalno	0,001
B. Sadržaj sumpora, mg/m³		
Sumpor ukupni (S)	maksimalno	30
Sumporovodik i karbonil sulfid ukupno (H ₂ S+COS)	maksimalno	5
Meraptani (RSH)	maksimalno	6
C. Gornja ogrjevna vrijednost Hg, kWh/m³		
	minimalno	10,28
	maksimalno	12,75
D. Donja ogrjevna vrijednost Hd, kWh/m³		
	minimalno	9,25
	maksimalno	11,47
E. Gornji Wobbe – indeks Wg, kWh/m³		
	minimalno	12,75
	maksimalno	15,81
F. Donji Wobbe – indeks Wd, kWh/m³		
	minimalno	11,48
	maksimalno	14,23
G. Relativna gustoća d		
	minimalno	0,56
	maksimalno	0,70
H. Točka rosišta, °C pri tlaku od 70 bar		
vode		-8
ugljikovodika		-2
I. Plin neodoriziran (osim plina u distribucijskom sustavu), bez mehaničkih primjesa, smola ili spojeva koji tvore smolu		

Prema odredbama Pravilnika o organizaciji tržišta prirodnog plina („Narodne novine“, broj 126/10 i 128/11) od 1. siječnja 2012. godine primjenjuje se obračun energije prirodnog plina u mjernoj jedinici kWh, umjesto prije korištene mjerne jedinice m³.

Pretvorba energije prirodnog plina iz kWh u MJ dobiva se korištenjem jednadžbe za snagu, koja predstavlja utrošenu energiju u jedinici vremena, $P(W) = \frac{W(J)}{t(s)}$. Prema toj pretvorbi

1kWh = 3,6 MJ (www.gpz-opskrba.hr, 2016).

Kako bi se proračunala energija dobivena iz 1 m³ prirodnog plina potrebno je poznavati donju ogrjevnu vrijednost plina koja varira ovisno o sastavu plina. Donja ogrjevna vrijednost plina (H_d) predstavlja količinu topline koja se oslobodi izgaranjem 1 m³ plina bez iskorištavanja topline kondenzacije vodene pare. Pretvorba donje ogrjevne vrijednosti iskazane u mjernoj jedinici MJ/m³ u mjernu jedinicu kWh/m³ dobije se dijeljenjem s 3,6.

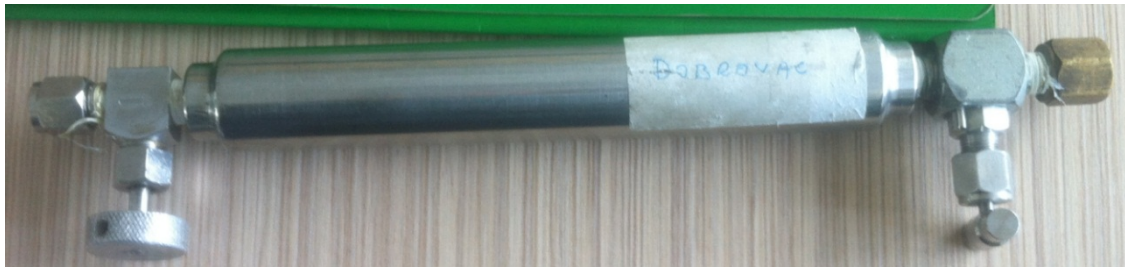
2.2. Uzorkovanje prirodnog plina

Uzimanje uzorka prirodnog plina izrazito je bitno radi ispitivanja kvalitete plina koji mora zadovoljiti točno propisane uvjete. Uzorak plina uzima operator transporta plina na manometarskom ventilu na plinovodu. Prije samog uzimanja uzorka, operator je dužan obaviti pregled ispravnosti boce koja služi za uzorkovanje, provjeriti funkcionalnost ventila na boci te se uvjeriti da boca ima ispravno i vidljivo označenu lokaciju na kojoj će se uzeti uzorak (slika 2-1).

Postupak uzimanja uzorka prirodnog plina je sljedeći (Plinacro, 2013):

- zatvaranje manometarskog ventila na plinovodu,
- skidanje manometra,
- otvaranje manometarskog ventila, te kontroliranje prisustva plina ispuhivanjem u zrak, minimalno trajanje 5 sekundi, zatvaranje ventila,
- ugradnja boce za uzimanje uzorka plina na manometarski ventil pri čemu ventili na boci moraju biti u otvorenom položaju,
- otvaranje manometarskog ventila, ispuštanje plina u zrak kroz bocu za uzimanje uzorka, minimalno trajanje 5 sekundi,
- zatvaranje gornjeg ventila na boci za uzimanje uzorka plina,
- zatvaranje donjeg ventila na boci za uzimanje uzorka plina i
- skidanje boce za uzimanje uzorka plina s manometarskog ventila.

Boca za uzorkovanje se nakon toga odvozi u ovlaštenu laboratorij za ispitivanje kvalitete plina pri čemu treba paziti da ne dođe do oštećenja boce (Plinacro d.o.o., 2013)



Slika 2-1. Boca za uzorkovanje prirodnog plina

Uzorak prirodnog plina uzima se dva puta mjesečno nakon čega ovlaštenu laboratorij odredi kvalitetu plina za svaku specifičnu točku u transportnog sustavu što podrazumijeva veće mjerno-redukcijske stanice, plinske čvorove i sl. Neke od vrijednosti koje se dobiju nakon analize su gornja i donja ogrjevna vrijednost, pri čemu je donja ogrjevna vrijednost bitnija s obzirom da se uz pomoć te vrijednosti izračunava energija prirodnog plina, te udio komponenti ugljikovodika i neugljikovodičnih primjesa u plinu. Detaljni pregled sastava uzorka plina uzetog na mjernom mjestu Zagreb istok (Žitnjak) može se vidjeti u tablici 2-3. Na većim mjerno-redukcijskim stanicama (MRS), plinskim čvorovima (PČ) se konstantno mjeri kvaliteta prirodnog plina kromatografima.

Tablica 2-3. Kvaliteta plina s točke uzorkovanja MRS Zagreb istok u 2015. godini (www.plinacro.hr, 2016)

Razdoblje/ Period	Sastav prirodnog plina / Gas composition							Svojstva prirodnog plina / Gas properties						
	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	Hg	Hd	Wi	ρ	d	M	R
								MI/m ³ @15°C	MI/m ³ @15°C	MI/m ³ @15°C	kg/m ³ @15°C	zrak=1	kg/kmol	J/kgK
	(mol%)													
01.01. - 15.01.	0,74	0,12	97,59	1,16	0,30	0,03	0,04	38,04	34,27	50,43	0,6973	0,5691	16,454	505,31
16.01. - 31.01.	0,74	0,12	97,59	1,16	0,30	0,03	0,04	38,04	34,27	50,43	0,6973	0,5691	16,454	505,31
01.02. - 15.02.	0,80	0,13	97,41	1,24	0,31	0,04	0,05	38,06	34,29	50,40	0,6987	0,5702	16,487	504,30
16.02. - 28.02.	0,79	0,12	97,44	1,24	0,32	0,03	0,05	38,05	34,28	50,41	0,6982	0,5697	16,474	504,70
01.03. - 15.03.	0,75	0,15	97,06	1,52	0,40	0,04	0,06	38,21	34,43	50,50	0,7016	0,5726	16,555	502,23
16.03. - 31.03.	0,80	0,03	99,16	0,01	0,00	0,00	0,00	37,47	33,74	50,14	0,6843	0,5584	16,149	514,86
01.04. - 15.04.	0,75	0,08	98,16	0,74	0,21	0,02	0,03	37,85	34,09	50,35	0,6927	0,5652	16,345	508,68
16.04. - 30.04.	0,60	0,15	97,01	1,71	0,38	0,06	0,06	38,34	34,55	50,64	0,7024	0,5732	16,572	501,71
01.05. - 15.05.	0,53	0,18	95,70	2,52	0,77	0,13	0,12	38,94	35,11	50,99	0,7147	0,5832	16,861	493,11
16.05. - 31.05.	0,53	0,21	95,17	2,88	0,86	0,14	0,14	39,13	35,29	51,07	0,7193	0,5870	16,970	489,95
01.06. - 15.06.	0,56	0,21	95,66	2,58	0,72	0,11	0,11	38,88	35,05	50,92	0,7144	0,5830	16,856	493,26
16.06. - 30.06.	0,49	0,26	94,91	3,19	0,83	0,14	0,13	39,17	35,32	51,08	0,7205	0,5880	16,999	489,11

Hg - Gornja ogrjevna vrijednost/ Superior calorific value	ρ - Gustoća/ Density
Hd - Donja ogrjevna vrijednost/ Inferior calorific value	d - Relativna gustoća/ Relative density
Wi - Wobbe indeks/ Wobbe indeks	R - Specifična plinska konstanta/ Molar gas constant
M - Molarna masa/ Molar mass	

3. TRANSPORTNI PLINSKI SUSTAV RH

Transportni plinski sustav je definiran kao niz cjevovoda kojim se prirodni plin transportira od proizvođača (INA Industrija nafte d.d.) do većih potrošača koji su direktno spojeni na transportni sustav, do podzemnog skladišta plina (Podzemno skladište plina d.o.o.), te distributera i interkonekcija s drugim državama (Slovenija i Mađarska).

Transportni sustav Republike Hrvatske kojim upravlja tvrtka Plinacro d.o.o. sastoji se od (Plinacro, 2016):

- međunarodnih plinovoda
- magistralni plinovoda,
- regionalnih plinovoda,
- odvojnih plinovoda,
- spojnih plinovoda,
- plinskih čvorišta (PČ),
- odašiljačko-prihvatne čistačke stanice (OPČS)
- ulaznih mjernih stanica (UMS) i
- mjerno-redukcijskih stanica (MRS).

Karakteristike magistralnih plinovoda u RH su (Plinacro, 2016):

- maksimalni radni tlak 75 bar, promjera od DN 200 do DN 800 mm, 952 kilometra,
- maksimalni radni tlak 50 bar, promjera od DN 80 do DN 500 mm, 1741 kilometar.

3.1. Dužnosti i prava operatora transporta plina

Operater plinskog transportnog sustava u Republici Hrvatskoj je tvrtka Plinacro d.o.o.

Zakon o tržištu plina (NN 28/17, 14/14) propisuje da su dužnosti operatora transportnog plinskog sustava:

- Vođenje, održavanje i razvijanje sigurnog, pouzdanog i učinkovitog transportnog sustava, osiguravanje tehničkih preduvjeta za transport prirodnog plina u ekonomski optimalnim uvjetima;
- Nabavljanje plina za potrebe vođenja sustava na transparentan i nediskriminirajući način te na tržišnim principima;
- Izgradnja međudržavnih spojnih plinovoda ili po potrebi povećavanje raspoloživog kapacitet postojećih međunarodnih spojnih plinovoda radi integracije s transportnim

sustavom država članica Europske unije i trećih država, uvažavajući sigurnost opskrbe plinom;

- Transport plina na temelju sklopljenih ugovora, uspostava i osiguravanje rada dispečerskog centra za vođenje transportnog sustava, sustava za mjerenje i sustava za praćenje parametara kvalitete plina i pouzdanosti isporuke plina te uravnoteženje transportnog sustava.

Operator je dužan prilikom donošenja desetogodišnjeg plana razvoja transportnog sustava definirati ciljeve i terminski plan provedbe mjera za povećanje energetske učinkovitosti plinskog transportnog sustava, što uključuje planiranje iznosa godišnje energetske uštede, te surađivati i razmjenjivati informacije s institucijama uspostavljenim u Europskoj uniji, koje na temelju međunarodnog ugovora imaju pravo i obvezu praćenja planova razvoja transportnog sustava, korištenja i razvoja međunarodnih spojnih plinovoda i suradnje unutar jedne ili više regija.

Jedno od prava operatora transportnog sustava je odbijanje pristupa transportnom sustavu u slučaju nedostatka kapaciteta, kada bi ga pristup sustavu onemogućio u izvršavanju obveze javne usluge i kada bi pristup sustavu mogao izazvati ozbiljne financijske i gospodarske poteškoće energetsom subjektu, s obzirom na ugovore tipa “uzmi ili plati” sklopljene prije podnošenja zahtjeva za odobrenjem pristupa (www.zakon.hr, 2016).

Operativno upravljanje infrastrukturom Plinacro-a obavlja se kroz pet regija transporta plina (Plinacro, 2016):

- Regija transporta plina Središnja Hrvatska (sa sjedištem u Ivanić Gradu),
- Regija transporta plina Sjeverna Hrvatska (sa sjedištem u Zaboku),
- Regija transporta plina Istočna Hrvatska (sa sjedištem u Donjem Miholjcu),
- Regija transporta plina Zapadna Hrvatska (sa sjedištem u Rijeci),
- Regija transporta plina Južna Hrvatska (sa sjedištem u Benkovcu)

Glavni propisi i norme kod projektiranja magistralnih plinovoda su (www.hkis.hr):

- Pravilnik o tehničkim uvjetima i normama za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport (SL 26/1985).
- HRN EN 14161: Industrija nafte i prirodnog plina – Sustav transporta cjevovodima
- ANSI/ASME B31.8: *Gas transmission and distribution piping system.*

U tablici 3-1. su osnovni podaci o transportnom sustavu prirodnog plina u RH kao što su ukupna duljina plinske mreže, interkonekcije, ulazi iz proizvodnje, broj priključaka za krajnje kupce itd.

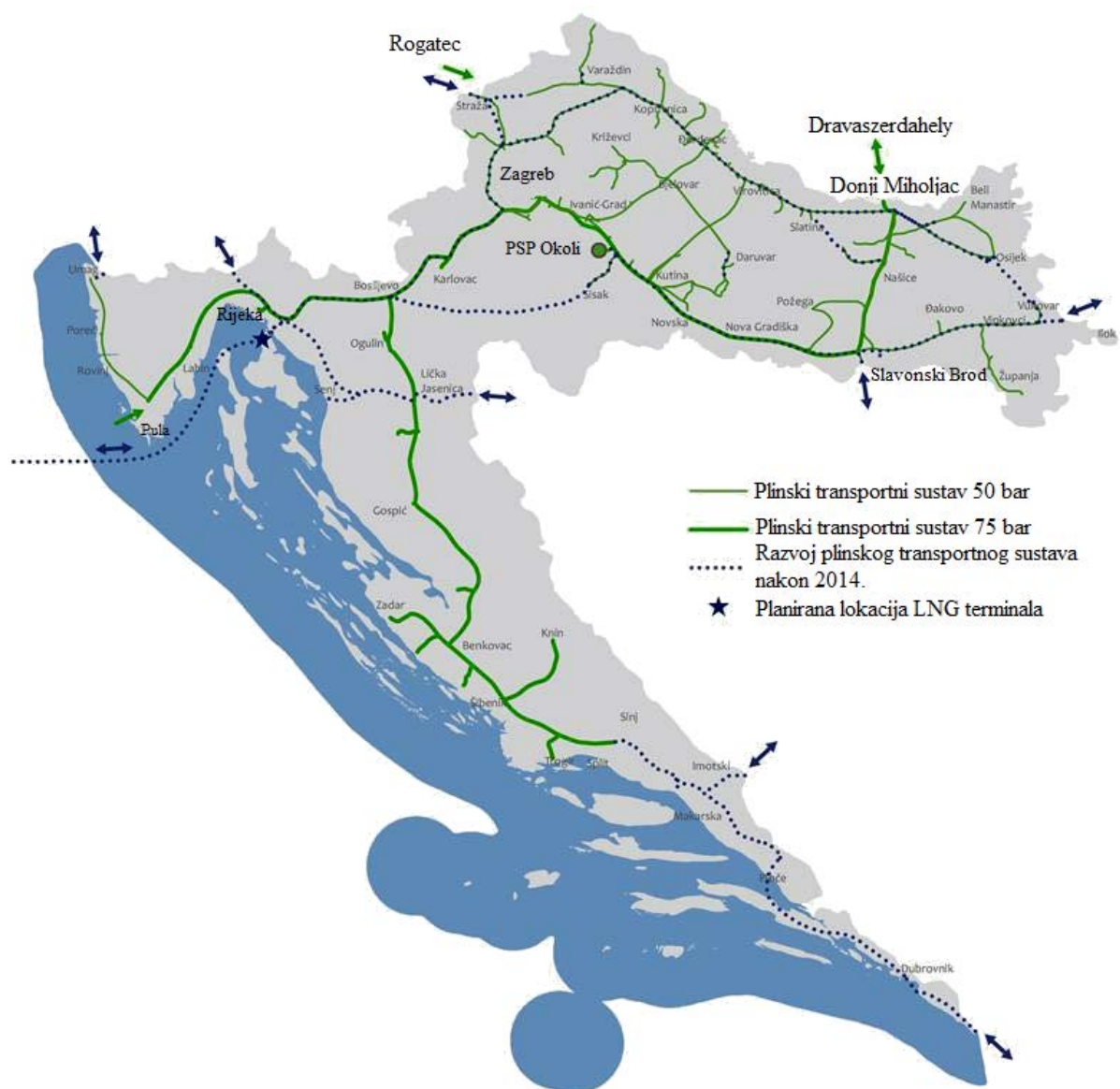
Tablica 3-1. Osnovni podaci o transportnom sustavu prirodnog plina (www.plinacro.hr, 2016)

Operator transportnog sustava:	Plinacro d.o.o.
Ukupna duljina plinovoda plinskog transportnog sustava:	2693 km
Interkonekcije:	Rogatec / Plinovodi d.o.o. (SLO) Drávaszerdahely / FGSZ Ltd. (HU)
Ulaz iz proizvodnje:	UMS Molve UMS Etan UMS Gola UMS Hampovica UMS Fedinandovac UMS Terminal Pula
Podzemno skladište plina	Okoli / Podzemno skladište plina (PSP) d.o.o.
Mjerno-redukcijske stanice	157
Krajnji kupac plina na transportnom sustavu	24
Broj priključaka za krajnje kupce priključene na transportni sustav:	34
Broj priključaka za distribucijske sustave:	Broj priključaka: 153
Broj operatora distribucijskih sustava:	Broj operatora: 37
Broj zona uravnoteženja	1

Za Republiku Hrvatsku je od velike važnosti povezivanje plinskog transportnog sustava sa susjednim državama. Hrvatska je već povezana sa Slovenijom i Mađarskom, preko kojih uvozi prirodni plin, a budući cilj u tom smislu je izgradnja kompresorskih stanica koje će omogućiti transport prirodnog plina u drugom pravcu, tj. prema Europi. Osim toga, predviđeno je i povezivanje s bosanskohercegovačkim i srbijanskim plinskim sustavima, što geostrateški položaj Republike Hrvatske omogućava. Bitne sastavnice plana budućeg

razvoja plinskog transportnog sustava su diversifikacija dobavnih pravaca i dvosmjerni protok na interkonekcijama koji će osigurati kompresorske stanice.

U planu je izgradnja prve kopnene kompresorske stanice MRS Ludina (PSP Okoli) do 2018. godine (Plinacro, 2016). Na slici 3-1 su vidljivi glavni magistralni plinovodi i plan izgradnje, odnosno povezivanje plinskog transportnog sustava sa plinskim sustavom susjednih državama. Zbog smanjenja potrošnje prirodnog plina uzrokovanog zatvaranjem većih potrošača, Republika Hrvatska je u mogućnosti pokrivati veći dio potreba za tim energentom iz domaće proizvodnje.



Slika 3-1. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske (www.plinacro.hr, 2016)

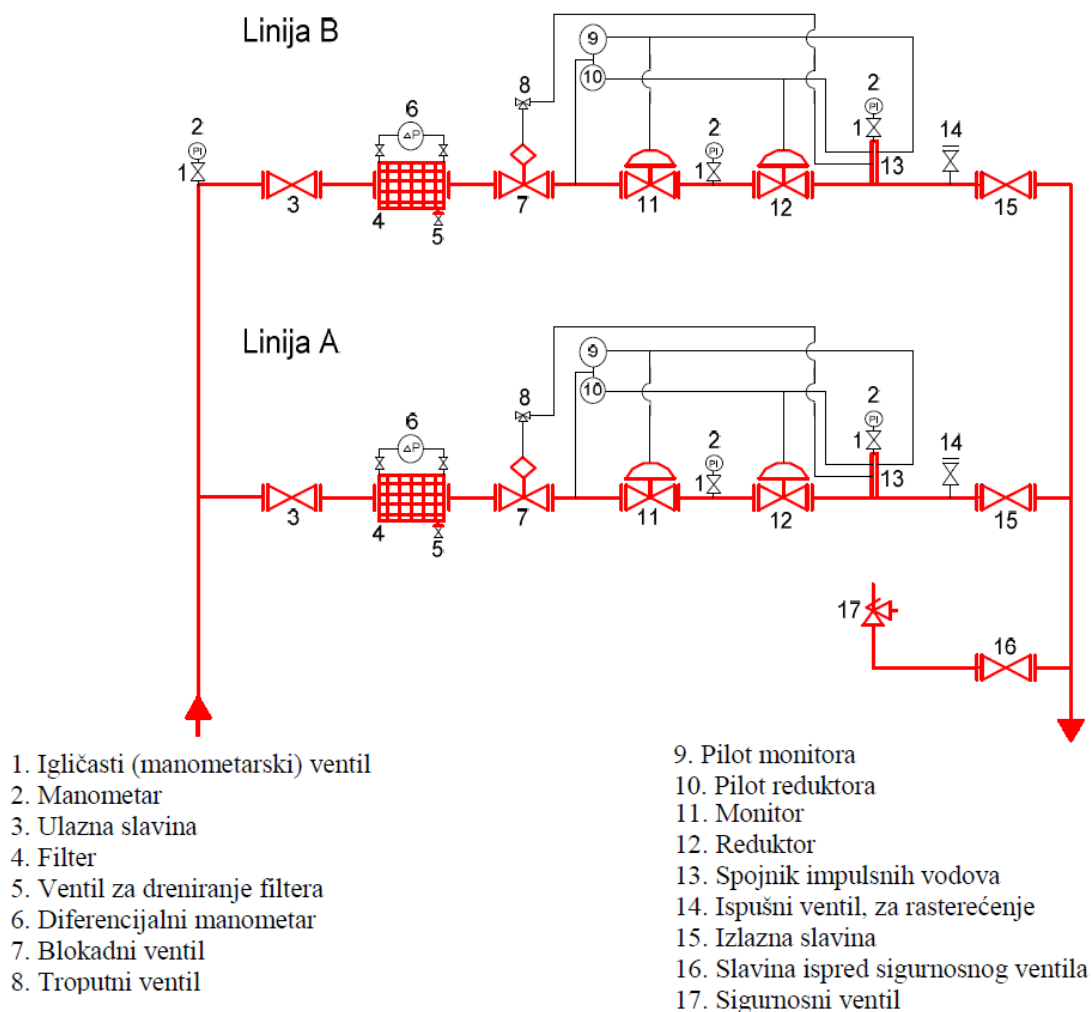
4. MJERNO-REDUKCIJSKA STANICA

Mjerno-redukcijska stanica (MRS), prikazana na slici 4-1, je objekt u kojem se izvodi smanjenje tlaka i mjerenje protočnih količina prirodnog plina. Sastavni je i ključni dio plinskog transportnog koja povezuje visokotlačni plinski transportni sustav s distributivnim mrežama nižeg tlaka. Svaki od distributera prirodnog plina zahtijeva određenu redukciju tlaka ovisno o vrsti distributivne mreže i korisnicima koji su spojeni na nju. Neke od zadaća mjerno-redukcijske stanice su čišćenje (filtriranje) plina, predgrijavanje, reduciranje tlaka, mjerenje i reguliranje protočnih količina plina i dr. (Plinacro d.o.o., 2012)



Slika 4-1. Mjerno-redukcijska stanica (www.plinacro.hr, 2016)

Na slici 4-2 prikazane su linije za smanjenje tlaka plina tzv. reduksijske linije plinovoda na ulazu u mjerno-redukcijsku stanicu (MRS).



Slika 4-2. Shematski prikaz reduksijskih linija na ulazu u mjerno-redukcijsku stanicu (Plinacro d.o.o., 2012)

Plin ulazi u MRS preko ulazne slavine nakon čega prolazi kroz filter gdje se izdvaja tekuća faza i krute čestice koje se skupljaju u rezervoaru kondenzata, jer bi nečistoće mogle dovesti do oštećenja ili blokiranja regulirajuće, zaporne i mjerne opreme. Prilikom smanjenja tlaka plina dolazi do njegovog hlađenja (Joule-Thomson efekt) koje može prouzročiti smrzavanje i oštećenje opreme, brojila plina te prekid opskrbe, posebno ako je u plinu prisutna vlaga, zbog čega se plin prije smanjenja tlaka mora zagrijati. Zagrijavanje plina provodi se cijevnim grijačem s antifrizom zagrijanim na 70 °C. Nakon zagrijavanja plin dolazi na reduksijsku liniju koja je tehnološki sklop koju čine reduktor tlaka, monitor, sigurnosni i blokadni ventil. Tlak se smanjuje na reduktoru, a u slučaju kvara funkciju redukcije tlaka preuzima uređaj za redukciju tlaka tzv. monitor. Reduktor i monitor čine serijski spoj dva reduktora tlaka. Kod

neispravnosti rada reduktora i monitora aktivira se sigurnosni ventil koji sprječava povećanje izlaznog tlaka iznad dopuštene razine ispuštanjem plina u atmosferu, uz neprekinutu isporuku plina. U slučaju daljnjeg povećanja tlaka plina iznad određene vrijednosti aktivira se blokadni ventil koji prekida isporuku prirodnog plina. Prilikom redukcije tlaka plina svaki od sigurnosnih uređaja je baždaren na 5% veću vrijednost redukcije u odnosu na prijašnju sigurnosnu barijeru (Plinacro d.o.o., 2012).

U slučaju kvara i potrebnih radova na radnoj redukcijskoj liniji, te po potrebi za vrijeme ljeta i manje potrošnje, tok plina se usmjerava na rezervnu redukcijsku liniju koja je u većini slučajeva opremljena na isti način kao i radna linija (slika 4-3). Nakon smanjenja tlaka, plin odlazi na mjernu liniju, gdje se obavlja kontinuirano mjerenje i reguliranje protočnih količina plina. Mjerna linija sastoji se od zapornih organa, filtara, brojila s korektorom tlaka i temperature i zaobilaznog voda (*engl. bypass*) koji omogućuje servisiranje i baždarenje brojila bez obustave protoka plina. Na MRS-u se uglavnom koriste turbinski mjerači protoka (Plinacro d.o.o., 2012).



Slika 4-3. Radna i rezervna linija na MRS Narta

4.1. Održavanje mjerno-redukcijske stanice

Održavanje mjerno-redukcijske stanice obuhvaća vizualnu kontrolu, inspekciju, funkcionalno ispitivanje, servisiranje i popravak opreme. Operateri zaduženi za kontrolu i održavanje MRS-a nakon određenog vremenskog razdoblja rada stanice obavljaju nadzor kako bi se utvrdilo opće stanje postrojenja te donijela odluka o korektivnom održavanju i servisiranju uređaja ili dijelova postrojenja. Učestalost održavanja pojedinih dijelova MRS-a vidljiva je u tablici 4-1.

Tablica 4-1. Shema učestalosti održavanja pojedinih dijelova mjerno-redukcijskih stanica (Plinacro d.o.o., 2012)

MJERNO REDUKCIJSKA STANICA		VRSTA RADA			
OPIS	OZNAKA	NAZIV	OZNAKA	UČESTALOST	ODRŽAVANJE
Zaporni organi	ZO	Vizualna kontrola	ZO 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Funkcionalno ispitivanje	ZO 02	1 x godišnje	
		Servisiranje	ZO 03	1 x godišnje	S
Filtar	FI	Vizualna kontrola	FI 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Inspekcija	FI 02	4 x godišnje	
		Servisiranje	FI 03	1 x godišnje	S
Predgrijač plina	PP	Vizualna kontrola	PP 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Inspekcija	PP 02	1 x mjesečno	
Sigurnosni ventil	SV	Vizualna kontrola	SV 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Servisiranje	SV 02	1 x godišnje	S
Redukcijska linija	RL	Vizualna kontrola	RL 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Inspekcija	RL 02	4 x godišnje	
		Funkcionalno ispitivanje	RL 03	2 x godišnje	
		Servisiranje	RL 04	1 x 4 godine	
Kotlovnica	KO	Vizualna kontrola	KO 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Servisiranje	KO 02	1 x godišnje	
Električni uređaji i instalacije	EO	Vizualna kontrola	EO 01	Prilikom nadzora objekta	N
Instrumentacija	IO	Vizualna kontrola	IO 01	Prilikom nadzora objekta	N
		Inspekcija	IO 02	4 x godišnje	
			IO 03 IO 04	2 x godišnje 1 x godišnje	
Servisiranje	IO 05	1 x godišnje	S		

Legenda:

N- Nadzor, S- Servisiranje

Prvo se obavlja vizualna kontrola kako bi se uočila eventualna oštećenja koja su, uglavnom, izazvana vanjskim utjecajima. Sljedeći korak je inspekcija koja obuhvaća pregled rada i toka funkcija, te ispituje pogonsku spremnost i način rada pojedinih uređaja. Nakon toga slijedi ispitivanje funkcionalnosti pojedinih elemenata mjerno-redukcijske stanice.

Ispitivanje se izvodi uz ispuštanje manjih količina plina u atmosferu. U slučaju utvrđivanja istrošenosti i dotrajalosti dijelova, te potrebe za manjim zahvatima (podmazivanje, čišćenje i zamjena uložaka filtra, zamjena ulja i drugo) izvodi se servisiranje. Zadnji korak održavanja mjerno-redukcijske stanice je popravak koji uključuje obnavljanje, zamjenu ili popravljivanje oštećenog dijela i njegovo dovođenje u funkcionalno stanje (Plinacro d.o.o., 2012).

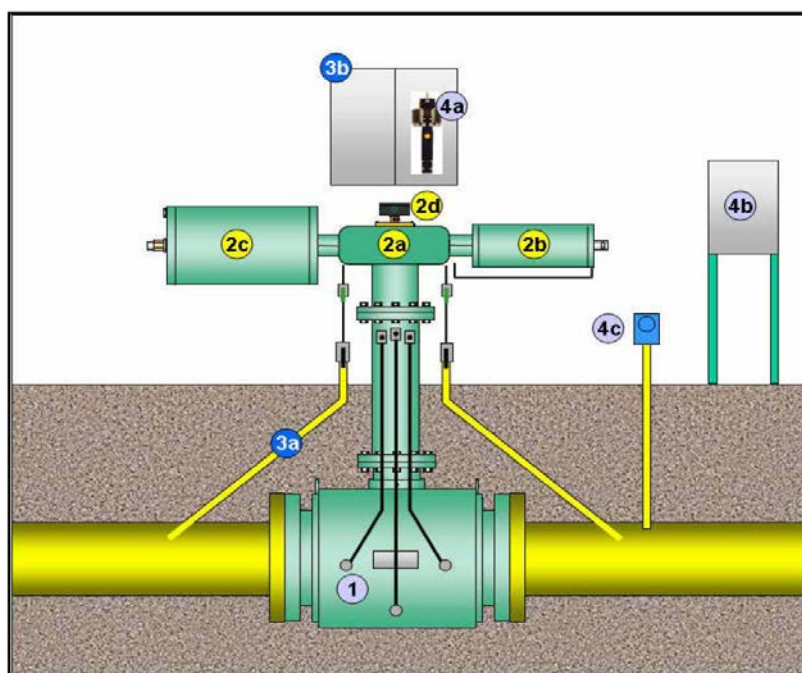
Stanje filtra utvrđuje se provjerom vrijednosti diferencijalnog tlaka. U slučaju da razlika tlaka prelazi granicu koju je propisao proizvođač ($\Delta P > 0.6$ bar), ili jednom godišnje, potrebno je zamijeniti uložak filtra. Ako je filter opremljen vodokaznim staklom provjerava se razina tekuće faze .

Na gotovo svim mjerno-redukcijskim stanicama koriste se cijevni predgrijači plina s antifrizom čija se kontrola izvodi utvrđivanjem stvarnog pogonskog stanja i eventualnog odstupanja postignute temperature od propisanih vrijednosti. Jednom mjesečno se provjerava odgovara li izlazna temperatura plina postavljenoj vrijednosti, a u slučaju odstupanja temperature od zadane, vrijednost se podešava na uređaju za regulaciju.

Rad kotlovnice je, u normalnim uvjetima, automatski, te se rukovanje kotlovnicom svodi na stavljanje u pogon, praćenje radnih parametara i intervenciju u slučaju kvara. Provjera rada kotlovnice se obavlja najmanje jednom tjedno ili prilikom obilaska mjerno-redukcijske stanice. Provjera uključuje vizualnu kontrolu kotlovnice, kontrolu tlaka vode u sustavu, kontrolu temperature vode (antifriza) na polaznom i kontrolnom vodu, te provjeru ispravnosti rada napajanja cirkulacijskih pumpi. Jednom godišnje se obavlja pregled i kontrola plinske ložišne instalacije, dimnjaka i čišćenje dimovodnih kanala, te provjera stanja plamenica (Plinacro d.o.o., 2012).

5. BLOKADNI UREĐAJ

Blokadni uređaj (slike 5-1 i 5-2) je zaporni element unutar blokadne stanice čija je uloga utvrđivanje oštećenja cjevovoda i odvajanje pojedinih dionica plinovoda. Sastoji se od slavine, aktuatora, upravljačkog uređaja i uređaja za praćenje tlakova i zatvaranje plinovoda (engl. *Line Break Control - LBC*) čija je osnovna zadaća detekcija puknuća i pokretanje postupka zatvaranja određene dionice plinovoda. LBC može biti pneumatski ili elektronički. (Plinacro d.o.o., 2012).



Slika 5-1. Komponente blokadnog uređaja (Plinacro d.o.o., 2012)

Legenda:

1. Slavina
2. Aktuator
 - 2a. Kućišta s pretvornikom gibanja
 - 2b. Glavni cilindar
 - 2c. Pomoćni cilindar
 - 2d. Krajnji prekidač
3. Upravljački uređaj
 - 3a. Impulsni vodovi
 - 3b. Upravljački uređaj
4. LBC
 - 4a. pLBC (pneumatski LBC)
 - 4b. eLBC (elektronički LBC)
 - 4c. Transmitter tlaka
5. Jedinica za ručno pokretanje

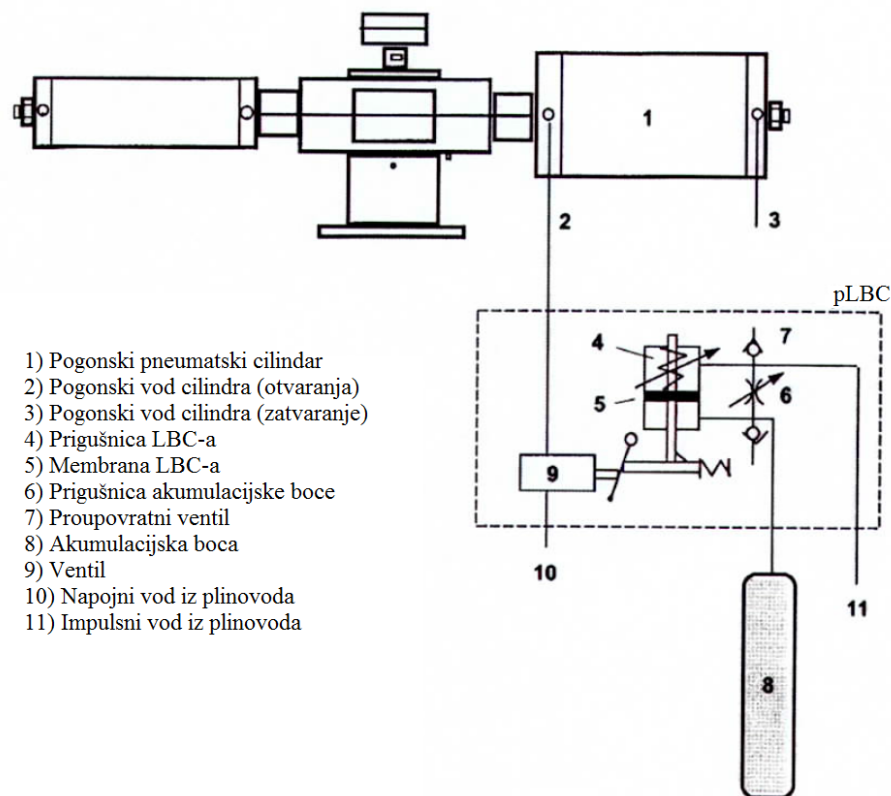
Osim navedenih komponenti blokadnog uređaja (slika 5-1) vrlo bitna komponenta uređaja je i jedinica za ručno pokretanje, vidljiva na slici 5-2, koja se ugrađuje pokraj upravljačkog uređaja, iza upravljačkog uređaja na sam aktuator, a ponekad i unutar upravljačkog uređaja.



Slika 5-2. Nadzemni dio blokadnog uređaja s jedinicom za ručno pokretanje

5.1. Princip rada pneumatskog LBC uređaja (pLBC)

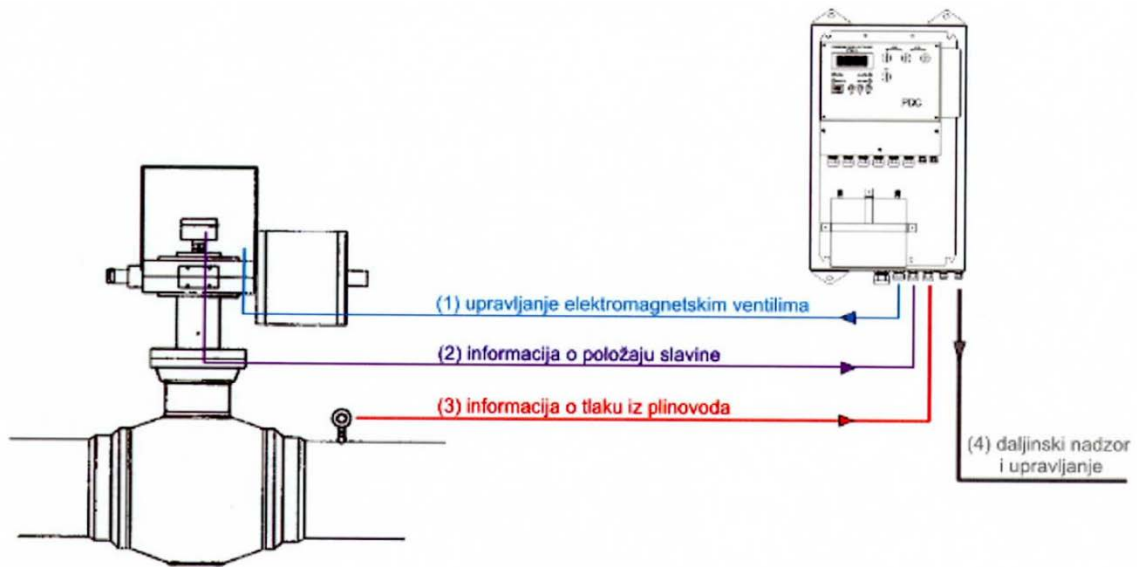
Dio blokadnog uređaja je i akumulacijska boca koja se u normalnom radu puni i prazni kroz prigušni ventil. Tlak u akumulacijskoj boci prati porast ili pad tlaka u plinovodu, odnosno tlak u boci jednak je tlaku plinovoda prije određenog vremena, na primjer 1 minute. Glavni dio LBC-a je membrana koja se pomiče ovisno o razlici tlaka u plinovodu i akumulacijskoj boci (slika 5-3). U slučaju dovoljno brzog pada tlaka membrana se pomiče u krajnji položaj uslijed čega se pomiče sustav poluga, otvara ventil pomoću kojeg se puni pogonski cilindar i omogućuje zatvaranje slavine. Gradijent i brzina reakcije pLBC uređaja podešava se preko prigušnica. Pneumatski LBC ugrađen je unutar upravljačkog uređaja (Plinacro d.o.o., 2012).



Slika 5-3. Shema pneumatskog LBC uređaja (Plinacro d.o.o., 2012)

5.2. Princip rada elektroničkog LBC uređaja (eLBC)

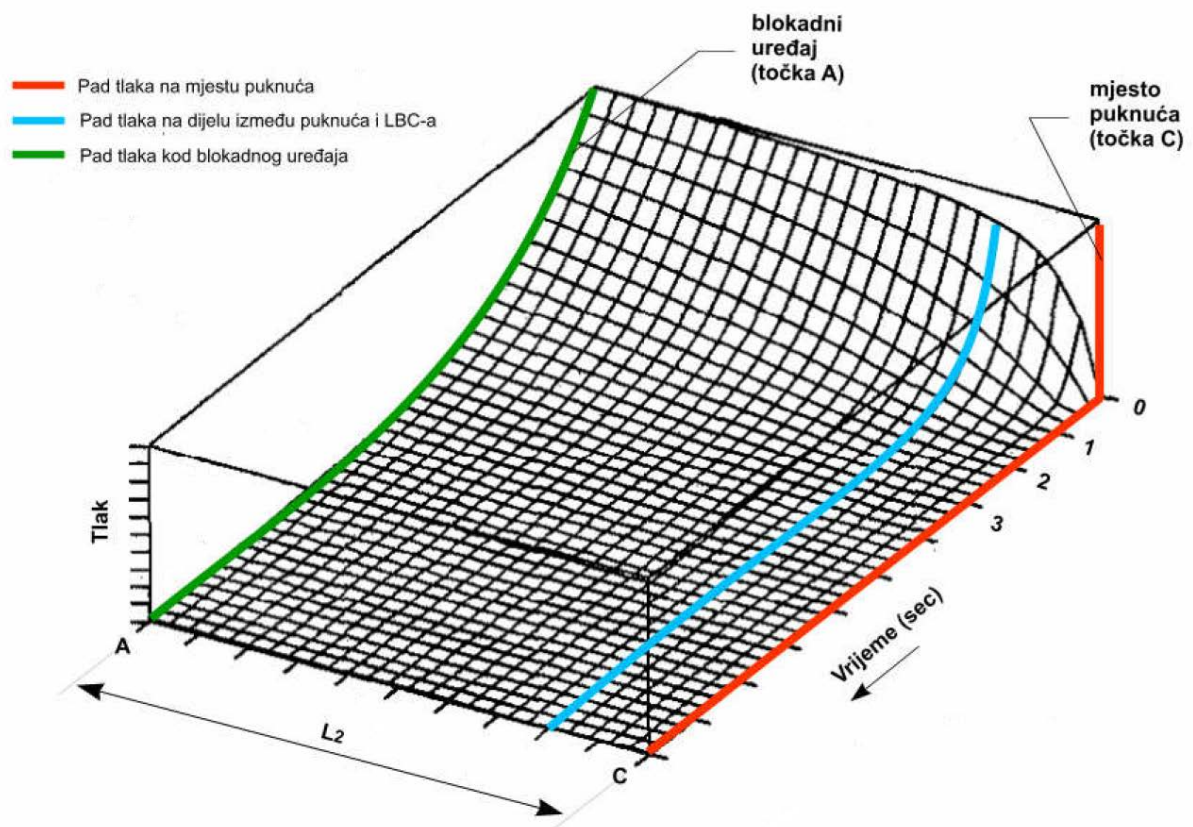
Elektronički LBC uređaj prikazan je na slici 5-4. Tlak u plinovodu nadgleda se preko elektroničkog LBC-a, a informacija o tlaku se pohranjuje u privremenu memoriju. Koristeći pohranjene podatke računalo LBC-a prati promjene kretanja tlaka u plinovodu. U slučaju pada tlaka, koji je veći od podešenog, računalo preko elektromagnetskih ventila pokreće akciju zatvaranja slavine i odvajanja dijela plinovoda. Sve informacije o stanju slavine, tlakovima i kvarovima se mogu slati u Nacionalni dispečerski centar. Nužan element rada eLBC-a je pretvornik tlaka koji mu daje informaciju (signal) o tlaku u plinovodu. Elektronički LBC nalazi se u ormariću izvan zone opasnosti. Zbog niza prednosti kao što je veća pouzdanost, neosjetljivost na vremenske prilike i radni tlak plinovoda, mogućnost daljinskog upravljanja, privremenog deaktiviranja i blokiranja sa zadržkom, pri izgradnji novih dionica plinovoda ugrađuju se isključivo elektronički LBC uređaji (Plinacro d.o.o., 2012).



Slika 5-4. Shema elektroničkog LBC uređaja (Plinacro d.o.o., 2012)

5.3. Način rada LBC-a

LBC prati kretanje tlaka u plinovodu i u slučaju pada tlaka brzinom većom od dopuštene, u određenom vremenskom intervalu (najčešće je to 1 minuta), pokreće postupak zatvaranja plinovoda. Nakon puknuća plinovoda, tlačni poremećaj se brzo širi uzvodno i nizvodno od mjesta puknuća cijevi, te u trenutku registriranja gradijenta pada tlaka na blokadnom uređaju, LBC zatvara slavine i time izolira oštećenu dionicu plinovoda. Na slici 5-5 je vidljivo da je detektirani gradijent pada tlaka nešto blaži ako je puknuće udaljenije od blokadnog uređaja.



Slika 5-5. Kretanje gradijenta pada tlaka nakon puknuća plinovoda (Plinacro d.o.o., 2012)

Reakcija LBC-a na puknuće plinovoda i posljedični pad tlaka u plinovodu ovisit će o više parametara: veličini i obliku puknuća, materijalu kojim je plinovod prekriven, dubini na kojoj se plinovod nalazi, udaljenosti mjesta puknuća od blokadnog uređaja, početnom radnom tlaku plinovoda, brzini kretanja plina prije puknuća plinovoda, položaju puknuća u odnosu na LBC (uzvodno/nizvodno) i drugim (Plinacro d.o.o., 2012).

Blokadni uređaji se postavljaju na određenim razmacima s obzirom na (Plinacro, 2012):

- radni tlak plinovoda,
- promjer plinovoda,
- gustoću naseljenosti područja kroz koji plinovod prolazi i
- vremena koje je potrebno kako bi se došlo do blokadne stanice.

Što je veći razmak između blokadnih uređaja to će gradijent pada tlaka biti manji i bit će ga teže detektirati, pa je najveći preporučeni razmak između blokadnih stanica oko 15 km (Plinacro, 2012).

Neki od uzroka puknuća plinovoda su (Plinacro 2007):

- korozija (koja uzrokuje smanjenje debljine stijenke plinovoda),
- tvornička greška prilikom izrade cijevi,
- greška prilikom izgradnje sustava,
- potresi i klizanje tla te
- utjecaj trećih osoba (mehanička oštećenja, ilegalni priključci).

Pravilnikom o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport, predviđeno je podešavanje pada tlaka zatvaranja u plinovodu na vrijednost od 3,5 bar/min. Neki se blokadni uređaji ne mogu podesiti na tako velike iznose, već je vrijednost pada tlaka u području od 0,5 do 2,5 bar/min koje je sigurnije kod detekcije puknuća plinovoda. Kod plinovoda, koji nemaju velike oscilacije u radu, blokadne uređaje je moguće podesiti na manje granične gradijente pada tlaka kako bi LBC mogao registrirati puknuće plinovoda. S druge strane premale vrijednosti detekcije gradijenta pada tlaka, kod plinovoda koji imaju veće oscilacije radnih tlakova, mogu izazvati nepotrebna zatvaranja plinovoda (Plinacro d.o.o., 2007).

6. KONTROLA STANJA PLINOVODA

Čimbenici koji najčešće utječu na smanjenje radnog vijeka plinovoda su korozija i vanjski utjecaji (mehanička oštećenja), konstrukcijske pogreške, te pogreške kod popravaka. Za prikaz učestalosti oštećenja korišteni su podaci za plinovode Europske unije preuzeti od strane udruženja koje je izradilo Europsku bazu podataka incidenata na plinovodima (*engl. European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG*). Cilj pokretanja takvog projekta bio je osnutak baze podataka o oštećenjima plinovoda, te njihova sistematizacija koja bi pomogla smanjiti broj incidenata kod transporta plina. Podaci koji se nalaze u tablici 6-1 preuzeti su iz devetog EGIG izvješća iz 2015. godine.

Tablica 6-1. Učestalost primarnih kvarova na plinovodima (EGIG, 2015)

Razlog oštećenja	Učestalost oštećenja (na 1000 km / god)		
	1970-2013.	2004-2013.	2009-2013.
Vanjski utjecaji	0,156	0,055	0,044
Korozija	0,0055	0,038	0,042
Konstrukcijske pogreške	0,055	0,025	0,026
Pogreške kod popravaka	0,015	0,006	0,009
Utjecaj tektonike	0,026	0,020	0,024

U tablici 6-1 mogu se vidjeti najčešći razlozi oštećenja plinovoda, kroz tri vremenska intervala, od 1970 – 2013. godine, od 2004 – 2013. godine i od 2009 – 2013. godine. Očito je da iz godine u godinu plinovodi postaju sve sigurniji, jer se učestalost oštećenja smanjuje. Iako su vanjski utjecaji, odnosno mehanička djelovanja na plinovod, najčešći uzrok oštećenja, više se pažnje posvećuje koroziji, s obzirom da je mehanička oštećenja teže spriječiti. U tablici 6-2 može se vidjeti da je najčešće zastupljeni tip korozije bila vanjska korozija koja je bila prisutna u 84 % slučajeva u odnosu na sve tipove korozije uočene na plinovodima u razdoblju od 1970 – 2013. godine. Promjena tektonike tla, jedan od najučestalijih primarnih kvarova plinovoda, dijeli se na klizanje tla, poplave, utjecaj rijeka, rudarenje, te eroziju tla, dok je klizanje tla daleko najčešći uzrok oštećenja plinovoda prouzročen tektonikom.

Tablica 6-2. Vjerojatnost pojave određene vrste korozije na plinovodima u razdoblju od 1970-2013. godine (EGIG, 2015)

Vrsta korozije	Udio vrste korozije (%)
Vanjska korozija	84
Unutarnja korozija	12
Nepoznato	4

Za kontrolu stanja plinovoda i nadzor ispravnosti rada magistralnih, regionalnih i spojnih plinovoda, objekata na plinovodu, te mjerno-redukcijskih stanica zaduženi su operateri koji obilaze trasu i detektiraju propuštanje plinovoda jednom u dvije godine. Trasa plinovoda podrazumijeva prostor iznad osi plinovoda širok po 5 metara s obje strane. Plinovodi i objekti na plinovodima koji prolaze kroz urbana područja, ili su višeg stupnja ugroženosti zbog općeg stanja plinovoda ili građevinskih zahvata u zoni plinovoda, kontroliraju se jednom godišnje, dok se nadzemni objekti plinovoda i na njima ugrađene kontrolne cijevi na zaštitnim kolonama (lule) (slika 6-1), na prijelazima ispod prometnica ili željezničkih pruga, ispituju na propuštanje dva puta godišnje. Detekcija propuštanja plina i ispitivanje na nepropusnost spojeva opreme i instalacija u mjerno-redukcijskim stanicama, kotlovnica i krugovima MRS-a obavljaju se jednom godišnje (Plinacro d.o.o., 2012).

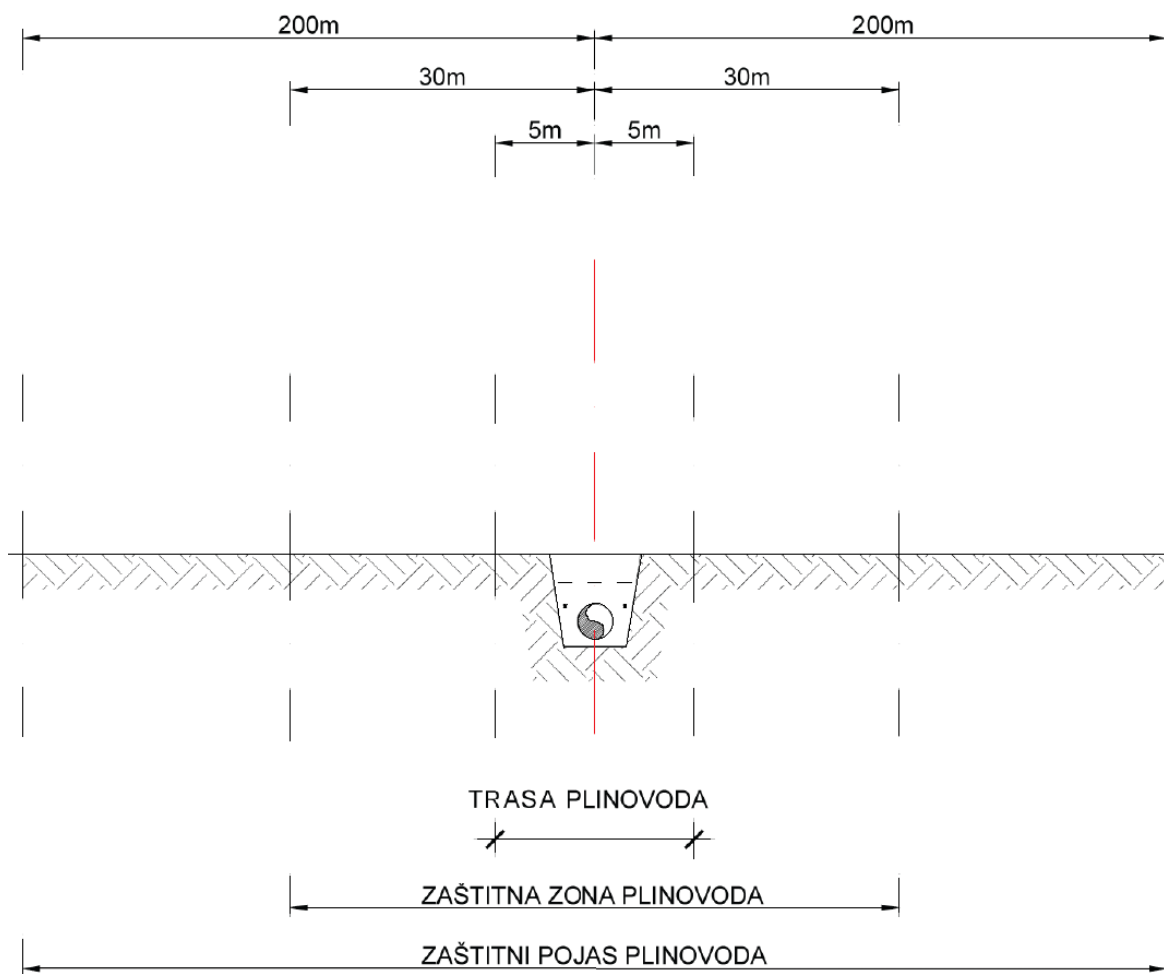
Trasa plinovoda mora biti pravovaljano označena oznakama trase, trasirkama (slika 6-1), koje se postavljaju duž cijele dionice plinovoda. Razmak postavljana je 1000 metara. Trasirke se postavljaju i na početku, tjemenu i kraju zavoja, s obje strane vodotoka, kanala, prometnica i željezničkih pruga, dok se u odnosu na os plinovoda postavljaju 0,8 metara udesno.

Kako bi se izbjegla mehanička oštećenja plinovoda, uslijed obrađivanja zemlje, u pojasu širine 5 metara, s obje strane osi plinovoda, odnosno unutar trase plinovoda, zabranjeno je saditi biljke čije korijenje raste dublje od 1 metra ili za koje je potrebo obrađivati zemlju dublje od 0,5 metara (Narodne novine 53/1991).



Slika 6-1. Ozraka trase (trasirka) i kontrolna cijev (lula) (www.mzoip.hr, 2015)

Objekte namijenjene boravku ljudi zabranjeno je graditi u pojasu širine 30 metara, odnosno unutar zaštitne zone, s obje strane osi plinovoda, dok je prostor širine 200 metara, s obje strane plinovoda, u kojem drugi objekti utječu na sigurnost plinovoda zaštitni pojas plinovoda (slika 6-2) (Službeni list 26/1985 i Narodne novine 53/1991: Pravilnik o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport).



Slika 6-2. Sigurnosne zone oko plinovoda (Križ, 2016)

U obilasku trase plinovoda sudjeluju dvojica operatera. Prvi određuje točan smjer pružanja plinovoda ravnajući se prema trasirkama, te ako je potrebno, koristeći uređaj za detekciju plinovoda (detektor metala) na način da se spoji na stupić katodne zaštite, pomoću kojega se određuje položaj i dubina zalijeganja plinovoda. Ukoliko na lokaciji postoji više plinovoda, odnosno cjevovoda, uređaj će detektirati cijev većeg promjera. Takva informacija je od iznimne važnosti za vrijeme otkopavanja plinovoda kako ne bi došlo do oštećenja pliće postavljene cijevi. Drugi operater hoda iza prvog, po točno utvrđenoj trasi plinovoda, te detektira eventualno propuštanje plina.

Trasa plinovoda koja prolazi kroz nenaseljeno područje ispituje se na propuštanje u širini od do 0,5 metara od osi plinovoda, dok se trasa koja prolazi urbanim područjem ispituje u širini oko 5 metara sa svake strane plinovoda. Šahte, kanali i pukotine u tlu potencijalna su mjesta lakšeg izlaska plina na površinu te ih također treba uzeti u obzir. Mjesto uočavanja propuštanja plina potrebno je ograditi trakom, a ako isto nije unutar ograde objekta

transportnog sustava plinovoda treba postaviti znakove sigurnosti, te poduzeti korake uklanjanja ili smanjivanja propuštanja. Za ručno određivanje stanja izolacije plinovoda koristi se PCM uređaj (*engl. Pipeline Current Mapper*) (Plinacro, 2016).

6.1. Detektor plina

Detektor plina se koristi za detektiranje izlaznih emisija prirodnog plina iz transportnog sustava, a radi na principu mjerenja ionizacije plamena. Uređaj koristi plamen vodika koji izgara s pretičkom zraka i okružen elektrostatskim poljem, uz predviđenu mogućnost uvođenja uzorka analiziranog plina ili pare u plamen. U odsutnosti organskih tvari provodljivost plamena je slaba i to zbog male koncentracije elektrona i iona koje proizvodi vodik u izgaranju. U elektrostatskom polju primjećuje se tek slabo strujanje elektriciteta. Provodljivost se značajno povećava u prisutnosti organskih tvari i to zbog povećanog generiranja elektrona i ugljičnih iona. U takvom se slučaju primjećuje povećanje elektriciteta proporcionalno povećanju intenziteta uvođenja uzorka i koncentraciji uzorka. Na slici 6-3 prikazan je detektor plina "Autofim" (Plinacro d.o.o., 2012).



Slika 6-3. Detektor propuštanja plina "Autofim"

Za kalibriranje uređaja koristi se metan, te u slučajevima kada instrument reagira na nepoznatu tvar, određena mjerna vrijednost predstavlja koncentraciju metana koja je ekvivalentna koncentraciji nepoznate tvari.

Instrument ima tri područja osjetljivost (A, B i C), a koncentracija se očitava na analognom semilogaritamskom mjerilu. Mjerna područja skale A su: 0 - 100, skale B: 0 - 1000 i skale C: od 0 - 10000 ppm koncentracije metana kod punog otklona kazaljke (slika 6-4). Područje mjerenja skale A je najosjetljivije, odnosno baždareno je za detekciju najniže koncentracije metana. Rezultat mjerenja je također dostupan i u obliku analognog naponskog izlaza, te kao akustični signal (ton) čija se visina mijenja ovisno o registriranoj koncentraciji plina.

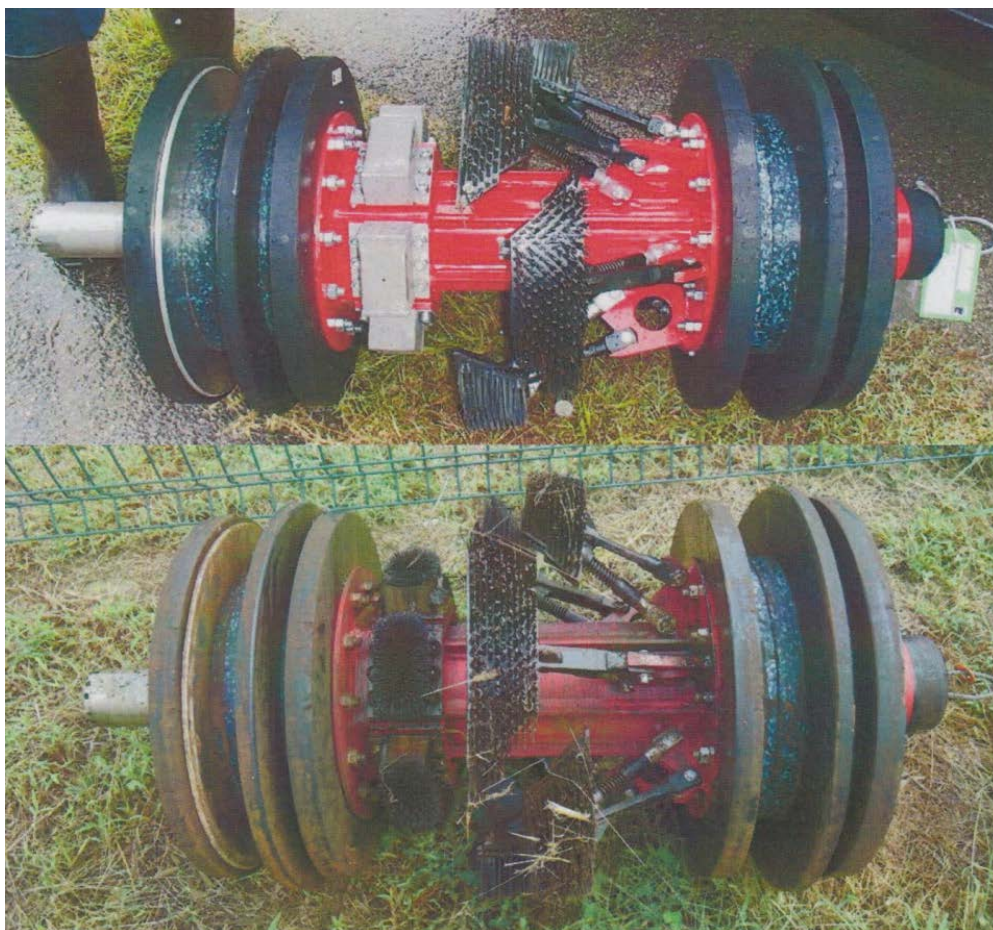
Instrument se koristi za detekciju propuštanja plina iz plinovoda, plinskih instalacija i opreme na način da se ujednačeno prelazi teleskopskom sondom iznad trase plinovoda, kao i iznad opreme i instalacija te se prati otklon kazaljke na skali i pojačavanje zvuka koji upozorava na povećanje koncentracije ugljikovodika. Baždarenje instrumenta se obavlja svakih 6 mjeseci, a u slučaju ekstremnih uvjeta, korištenja ili skladištenja, i češće.



Slika 6-4. Područja osjetljivosti detektora propuštanja plina

6.2. Utvrđivanje stanja plinovoda

Prije kontrole stanja unutrašnjosti plinovoda (*engl. "in-line"*), plinovod se čisti i provjerava se prolaznost korištenjem čistača s kalibar pločom koji se kroz plinovod protiskuje strujom prirodnog plina (*engl. pigging*) (slika 6-5).

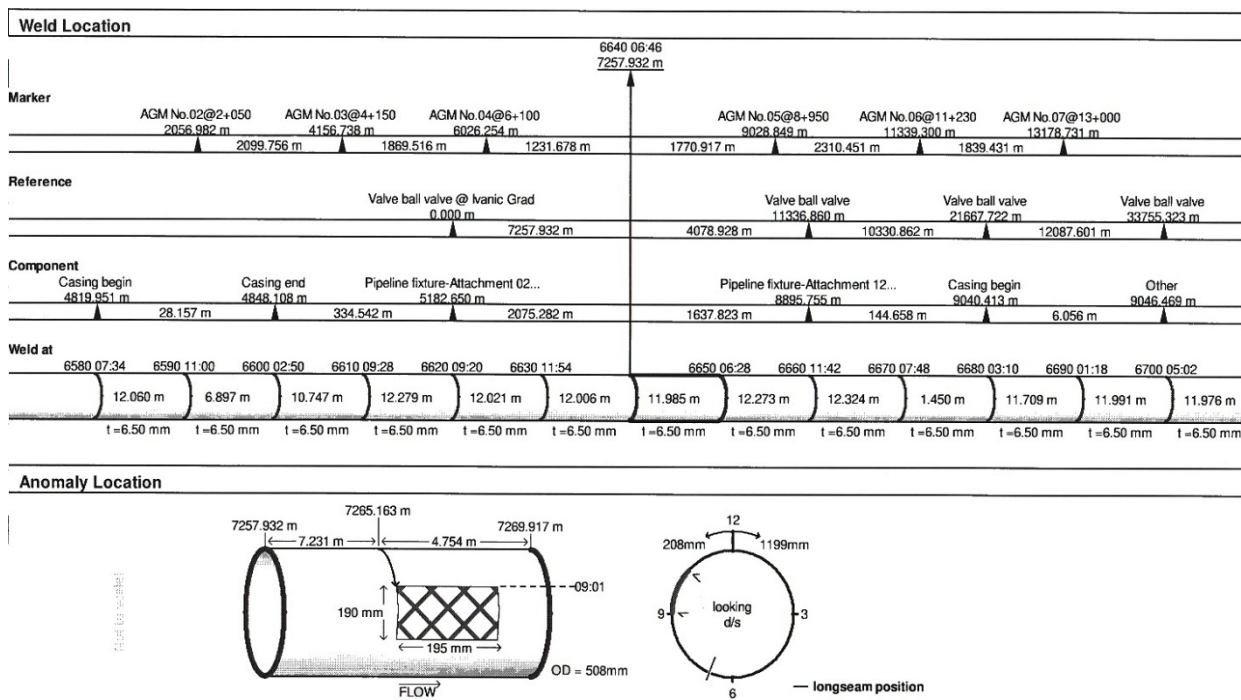


Slika 6-5. Čistač s kalibar pločom prije i poslije prolaska kroz plinovod (Rosen, 2013)

6.2.1. "In – line" metode određivanja mjesta oštećenja plinovoda

Za vrijeme "in–line" inspekcije koriste se "pametni čistači" (engl. *Intelligent pigs*) koji pružaju informacije o stanju plinovoda ili dijelova plinovoda. Većina uređaja, koji se koriste, određuju vrstu, poziciju i veličinu oštećenja, ovisno o samoj namjeni.

"In – line" inspekcija se počela primjenjivati 1965. godine kada je kompanija "Tuboscope" predstavila "Linalog", uređaj za određivanje mjesta gubitka metala stijenke plinovoda. Ubrzo nakon toga predstavljen je "Kaliper log" T. D. Williamsona, uređaj za određivanje promjene u geometriji plinovoda. Iako postoje brojne konstrukcijske verzije uređaja za snimanje stjenki plinovoda, najčešće se koriste za detekciju gubitka metala plinovoda uzrokovanog korozijom, te određivanje geometrije plinovoda. Neke od ostalih namjena su detekcija puknuća plinovoda i mjesta propuštanja, prikupljanje uzorka transportiranog fluida, snimanje unutrašnjosti kamerom i dr. (Cordell et al., 2003).



Slika 6-6. Izvješće "in-line" inspekcije plinovoda (Rosen, 2013)

Jedan od načina prikaza rezultata "in-line" inspekcije je i izvješće pojedinačno mjenjenih odstupanja (*engl. Individually Sentenced Anomaly Reports – ISARs*) vidljiv na slici 6-6. Prikazani su zavari i oštećenje, te njihova lokacija na plinovodu. Lokacija oštećenja određuje se pomoću GPS-a (*engl. Global Positioning System*) i referentnog zavora, a precizan položaj oštećenja na cijevi prikazuje se upotrebom satnih oznaka.

6.2.1.1. Tehnologije za utvrđivanje gubitka materijala

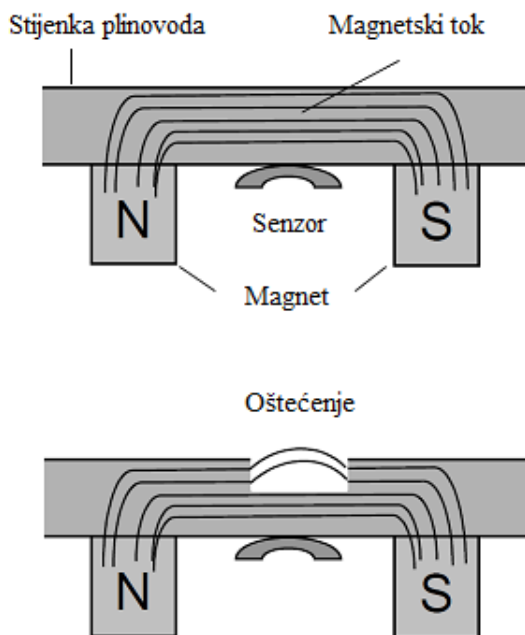
Tehnologije za utvrđivanje gubitka materijala plinovoda su (Cordell et al., 2003):

- promjena magnetskog toka,
- ultrazvučna mjerenja i
- mjerenje uz primjenu vrtložnih struja.

- Promjena magnetskog toka

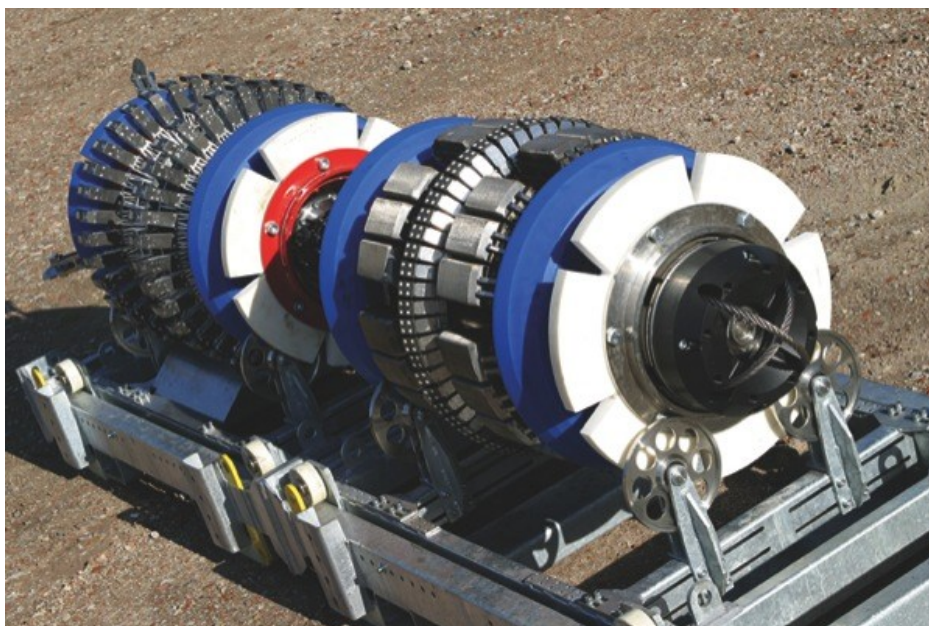
"In-line" uređaj za detekciju gubitka metala plinovoda koji radi na principu promjene magnetskog toka, detektira promjene u debljini stijenke na način da se stijenka plinovoda magnetizira vrlo jakim magnetima. Bilo koji gubitak metala će promijeniti inducirani magnetski tok. Promjena u debljini stijenke plinovoda detektira se senzorom koji je postavljen između dva magneta suprotnog pola (slika 6-7). Dio podataka se analizira u samom uređaju, dok se većina podataka obrađuje nakon mjerenja. Ograničavajući faktor može biti veličina magneta u doticaju sa stijenkom plinovoda potrebnih za stvaranje odgovarajućeg magnetskog toka i maksimalna debljina stijenke od oko 0,036 metara (1,5"). Kako bi uređaj mogao detektirati promjene na stijenci plinovoda brzina kretanja čistaća treba biti oko 4 m/s, a opada s povećanjem debljine stijenke (Cordell J., et al., 2003).

Na slici 6-8 prikazan je uređaj za detekciju promjena debljine stijenke plinovoda praćenjem promjena magnetskog toka.



Slika 6-7. Princip rada uređaja za praćenje promjena magnetskog toka

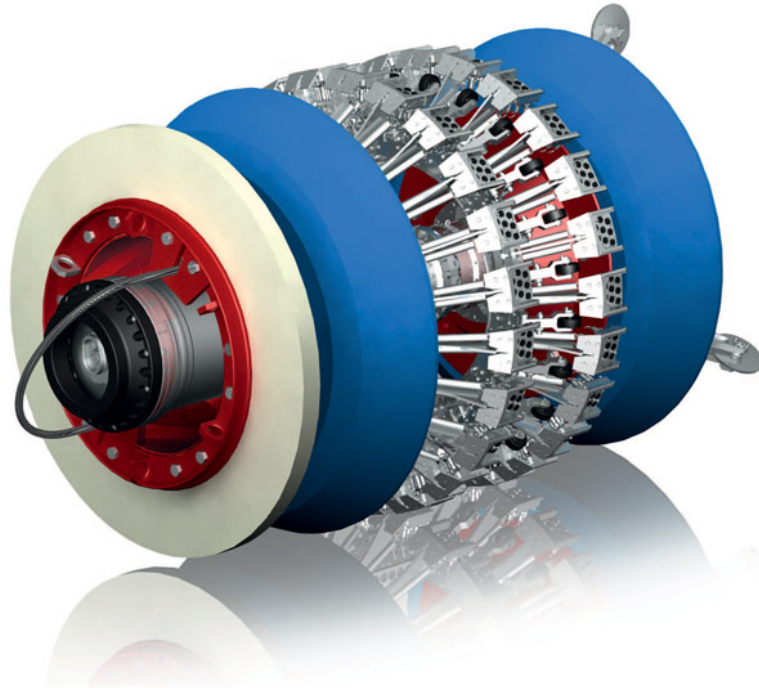
(www.penspen.com, 2016)



Slika 6-8. Uređaj za detekciju promjena debljine stijenke plinovoda praćenjem promjena magnetskog toka (www.rosen-group.com, 2016)

- Ultrazvučna mjerenja

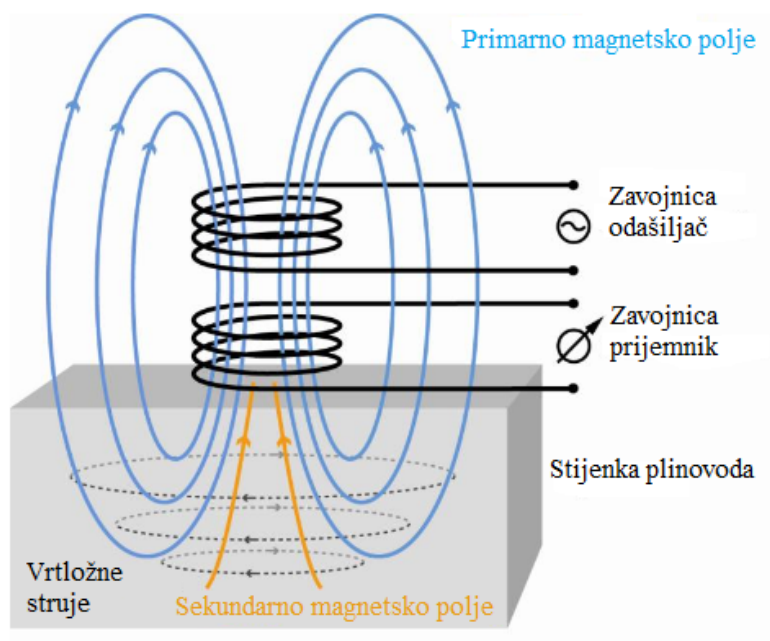
"*In-line*" uređaj za detekciju gubitka metala plinovoda koji radi na principu ultrazvučnih valova (slika 6-9), detektira promjene u debljini stijenke na način da se ultrazvučni val poznate brzine odašilje okomito na stjenku plinovoda, nakon čega se valovi reflektiraju od unutarnje i vanjske stijenke. Reflektirane valove detektira prijemnik smješten blizu odašiljača, dok se debljina stijenke plinovoda određuje interpretacijom vremena potrebnog za povratak valova do prijemnika. Prednost ultrazvučnog mjerenja je mogućnost određivanja debljine stijenke kod plinovoda većih promjera u odnosu na metodu koja koristi magnetski tok, dok je ograničavajući faktor minimalna debljina stijenke koja iznosi oko 0,005 m (0,2"). Kako bi se pokrila cijela površina plinovoda brzina kretanja uređaja mora biti oko 1 m/s. Negativna strana ovog tipa "*in-line*" uređaja je ograničenost na rad u homogenom mediju što plin često nije, s obzirom da mjehurići u plinu i promjene u količini krutih čestica mogu utjecati na rezultat mjerenja (Cordell et al., 2003).



Slika 6-9. Uređaj za detekciju promjena debljine stijenke plinovoda na principu ultrazvučnih valova (www.marathonpipeline.com, 2016)

- Mjerenje uz primjenu vrtložnih struja

Jednostavnost tehnologije korištena kod ovog tipa "*in – line*" uređaja rezultira njegovim manjim dimenzijama i težinom u usporedbi s ostalim uređajima za detekciju smanjenja debljine stijenke plinovoda pa, je samim time metoda iskoristiva kod plinovoda manjih poprečnih presjeka, pogotovo veće debljine stijenke, te podvodnih plinovoda i rafinerijskih cjevovoda. Zbog propuštanja električne energije kroz stijenku plinovoda, dolazi do stvaranja vrtložnih struja i izmjeničnog magnetskog polja (slika 6-10). Bilo kakva promjena karakteristike materijala ili oblika stijenke plinovoda dovodi do promjene vrtložnih struja koja se očitava preko senzora i šalje na daljnju obradu. Tehnologija vrtložnih struja najčešće se koristi za utvrđivanje unutarnje korozije plinovoda (Cordell et al., 2003).



Slika 6-10. Princip rada vrtložnih struja (www.ppsa-online.com, 2016)

6.2.1.2. Tehnologije za utvrđivanje promjene geometrije

Tehnologije za utvrđivanje promjene geometrije plinovoda su (Cordell et al., 2003):

- elektro – mehanički uređaj i
- uređaj s vrtložnim strujama

Zadaća uređaja za utvrđivanje promjene geometrije plinovoda je određivanje mjesta pojava udubljenja, nabora, odnosno odstupanje stvarnog promjera plinovoda od nominalnog.

- Elektro – mehanički uređaji

Većina uređaja za određivanje geometrije plinovoda koristi ovu tehnologiju. Promjena unutarnjeg promjera plinovoda bit će detektirana elementima uređaja koji su u stalnom kontaktu s unutarnjom stijenkom i u obliku električnog signala šalju informaciju o mjestu, vrsti i veličini oštećenja u računalo koje se nalazi u sklopu uređaja. Kako bi se znalo na kojoj se lokaciji nalazi oštećenje koristi se mjerac prijeđenog puta, odnosno odometar.

- Uređaj s vrtložnim strujama

Propuštanje električne energije kroz stijenku plinovoda dovodi do formiranja vrtložnih struja i izmjeničnog magnetskog polja. Bilo kakva promjena geometrije plinovoda utječe na vrtložne struje, bilježi se u računalo i naknadno obrađuje (Cordell et al., 2003).

7. METODE VANJSKIH POPRAVAKA PLINOVODA

Potrebno je poznavati niz parametara kako bi se mogla donijeti odluka o odgovarajućoj metodi sanacije plinovoda. Neki od njih su geometrija i materijal plinovoda, operativne karakteristike, konfiguracija i lokacija plinovoda, te priroda i opseg oštećenja.

- Geometrija i materijal plinovoda

Kod odabira obujmica za sanaciju plinovoda potrebno je poznavati promjer, dok su debljina stijenke plinovoda i kvaliteta čelika odlučujući faktor, kod primjene zavarivanja.

- Operativne karakteristike

Sanirani dio plinovoda mora biti sposoban podnijeti maksimalni dozvoljeni radni tlak kao i oscilacije u tlakovima, te promjene temperature.

- Konfiguracija i lokacija plinovoda

Duboko ukopani plinovod ili plinovod pod nagibom izložen je dodatnim naprezanjima, osim naprezanja uslijed transporta plina, dok postojanje lukova i koljena također utječe na metodu sanacije. Odlučujući faktor je i lokacija, odnosno nemogućnost iskopa u slučaju prolaska plinovoda gusto naseljenim područjem.

- Priroda, orijentacija i opseg oštećenja

Kod odabira odgovarajuće metode potrebno je poznavati prirodu oštećenja (vanjska ili unutarnja korozija, udubljenje, tvorničko oštećenje, mehaničko oštećenje izazvano vanjskim utjecajem i drugo), orijentaciju (položaj na cijevi i udaljenost od referentnog vara), te opseg oštećenja (dubina i duljina) (Pluvinage i Elwany, 2008).

7.1. Zaobilaženje oštećenog intervala plinovoda (*engl. Hot tapping*)

Primjena ove metode podrazumijeva zaobilaženje oštećenog intervala cjevovoda na način da se paralelno sa starom zavari nova dionica (slika 7-1). Plin se preusmjeri u novu cijev, dok se oštećeni dio rastereti ispuštanjem plina u atmosferu kako bi se interval mogao izrezati i zamijeniti. Paralelna cijev mora izdržati radni tlak plinovoda.

Prednost ove metode je mogućnost zamjene oštećenog intervala bez prekida opskrbe.



Slika 7-1. "Hot tapping" (www.hottap.com, 2016)

7.2. Brušenje

Brušenje se koristi za popravak površinskih oštećenja cijevi pri čemu mora biti zadovoljen uvjet da tlak u plinovodu za vrijeme operacije brušenja iznosi 80% od maksimalnog dozvoljenog radnog tlaka. Cilj korištenja ove metode je priprema cijevi za primjenu neke druge metode popravka kao što su čelične ili kompozitne obujmice. Prema ASME B31G kriteriju brušenjem se ne preporuča odstranjivanje više od 40% nominalne debljine stijenke plinovoda.

7.3. Zavarivanje

Metoda sanacije plinovoda zavarivanjem može se primijeniti za potpun popravak debljine stijenke nakon gubitka metala zbog korozije, udubljenja ili brušenja. Zavarivanje je iznimno korisno kod koljena, lukova ili drugih zakrivljenih dijelova plinovoda gdje se ne mogu koristiti obujmice. Prednost ove metode popravka je i kraće vrijeme potrebno za sanaciju te

niža cijena nego kod metode popravka korištenjem obujmica. Ova metoda se ne može primijeniti na plinovodima s malom debljinom stijenke koja uslijed zavarivanja ne može izdržati radni tlak plinovoda. Uz to postoji i rizik od stvaranja pukotina na cijevi uslijed osjetljivosti čelika na vodik za vrijeme zavarivanja i vlačnih naprezanja koje djeluju na zavar (Pluvinage i Elwany, 2008).

7.4. Ugradnja obujmica

S obzirom na način ugradnje i materijale postoje sljedeći tipovi obujmica (Pluvinage, Elwany, 2008):

- Čelične
 - Tip A obujmice (međusobno zavareni polucilindri)
 - Tip B obujmice (polucilindri zavareni na plinovod)
- Kompozitne
 - "Clock Spring" obujmice
 - "Weldwrap" obujmice
 - Hibridne obujmice uz korištenje epoksidnih materijala (*engl. Epoxy Sleeve Repair - EPS*)

7.4.1. Čelične obujmice

Postoje dvije vrste čeličnih obujmica, tip A i tip B. Ugradnja obujmica tipa A se izvodi bez zavarivanja na sam plinovod. Dva polucilindra se postavljaju oko plinovoda, na mjesto oštećenja, te se međusobno uzdužno zavaruju. Kod kraćih oštećenja debljina stijenke obujmice može biti umanjena na dvije trećine debljine stijenke cijevi plinovoda pod pretpostavkom da je obujmica jednake ili veće čvrstoće nego sam plinovod, dok kod dužih oštećenja debljina stijenke obujmice mora biti jednaka, ili veća od debljine stijenke plinovoda. Obujmice tipa A ne podnose poprečna naprezanja i ne mogu se koristiti u slučaju propuštanja plinovoda s obzirom da ne mogu podnijeti potrebni tlak.



Slika 7-2. Čelična obujmica Tip B (www.pipeserv.gr, 2016)

Čelične obujmice tipa B (slika 7-2) podnose maksimalni dopušteni radni tlak plinovoda kao i uzdužna naprezanja te se stoga se mogu koristiti kod saniranja propuštanja plinovoda. Obujmica se sastoji od dva uzdužno zavarena polucilindra koji se na rubovima zavaruje na samu cijev plinovoda. Nakon saniranja oštećenja potrebno je provesti ispitivanje zavara.

7.4.2. Kompozitne obujmice

Nakon ugradnje kompozitne obujmice plinovod može izdržati ista naprezanja kao i prije oštećenja istovremeno povećavajući čvrstoću sanirane dionice. Negativna strana korištenja takve vrste obujmica je opadanje mehaničkih svojstava obujmice s vremenom.

"Clock Spring" obujmicu čini poliesterska matrica sa staklenim vlaknima namotana u spiralu s osam slojeva koja se povezuje s plinovodom posebnom smjesom za vezivanje koja se nanosi na svaki sloj obujmice (slika 7-3). Ne može se koristiti za popravak zakrivljenih dijelova plinovoda i ne daje poprečno ojačanje oštećenom dijelu plinovodu.



Slika 7-3. "Clock Spring" obujmica (www.pipeserv.gr, 2016)

"Weldwrap" obujmice razlikuju se od "Clock Spring" obujmica po tome što sadrže metal u sastavu kompozitnog materijala koji omogućuje korištenje uređaja za detekciju promjena magnetskog toka za praćenje stanja ugrađenih obujmica (slika 7-4).



Slika 7-4. "Weldwrap" obujmica (www.wrapmasterinc.com, 2016)

Kod primjene hibridnih obujmica koriste se dva polucilindra većeg poprečnog presjeka od poprečnog presjeka plinovoda koji se sanira, a povezuju se vijcima ili međusobnim zavarivanjem. Između obujmice i plinovoda ostaje prstenasti prostor koji se na krajevima veže za plinovod brzovežućim materijalom. Kroz perforacije na obujmici, pri niskom tlaku, utiskuje se epoksidna smjesa koja stvara čvrstu vezu između obujmice i plinovoda. Korištenjem ove metode mogu se sanirati sva oštećenja plinovoda koja ne uključuju propuštanje (Pluvinage i Elwany, 2008).

7.5. Izrezivanje i zamjena cijevi

Kada se procijeni da se pri popravku plinovoda ne može primijeniti niti jedna od opisanih metoda pristupa se zamjeni segmenta oštećenog plinovoda. Prekida se transport plina, jer se dio plinovoda mora odvojiti zatvaranjem blokadnih uređaja. Tlak u plinovodu se smanji uslijed potrošnje, radi uštede plina, te ispuštanjem preostalih količina plina u atmosferu nakon čega se plinovod inertizira, te se izrezuje i postavlja novi segment cijevi. Ovaj način sanacije je najskuplja opcija zbog gubitaka ispuštenog plina i korisnika koji ostaju bez opskrbe prirodnim plinom za vrijeme sanacije plinovoda (Pluvinage i Elwany, 2008).

8. PRIKAZ RADOVA REDOVNOG ODRŽAVANJA PLINOVODA NA PRIMJERU IZ PRAKSE

U ovom poglavlju prikazani su neki radovi koji se izvode u okviru redovitog održavanja plinskog transportnog sustava, a obavljani su u 2015. godini. Ti radovi su uključivali zamjenu dotrajale izolacije na plinovodu DN 300 (12") Budrovac – Kloštar Ivanić i polaganje istog plinovoda radi plitke ukopanosti u mjestu Vagovina te sanaciju ilegalnog priključka u mjestu Štefanje (Plinacro, 2015).

8.1. Zamjena izolacije

Nakon obavljenog snimanja stanja plinovoda i na temelju mjerenja odlučeno je da se na plinovodu DN 300 Budrovac – Kloštar Ivanić mijenja dotrajala izolacija. Na lokaciji 17 (stacionaža 62 kilometara + 254 metara od Budrovca prema Kloštar Ivaniću) plinovod se nalazi na dubini od 1,3 metara, dok je oštećenje trase iznosilo 3 metra. Prije pristupanja radovima se pomoću uređaja za detekciju plinovoda određuje točan položaj, a po potrebi i dubina plinovoda, te se crvenim kolcima označi početna i krajnja pozicija oštećenja. Nakon dolaska na lokaciju iskopan je rov duljine 2 metra dulji od označene početne i krajnje točne oštećenja, te širine 2 metra. Dubina iskopa varira od 0,5 do 0,7 metara ispod dubine plinovoda. Za vrijeme iskapanja treba paziti da ne dođe do oštećenja plinovoda, pogotovo što stariji plinovodi mogu biti pliće ukopani. Iskapanje se izvodi ručno u kombinaciji sa strojnim. Plinovod se nalazi na dubini od 1,3 metara (Plinacro, 2015).



Slika 8-1. Plinovod nakon nanošenja temeljnog premaza

Sljedeći korak je čišćenje stare izolacije s plinovoda, te priprema cijevi za nanošenje temeljnog premaza (*engl. primer*) i izolacije. Staru izolaciju treba ukloniti u što kraćem roku. U slučaju da je trasa dulja, raskriva se do maksimalno 20 metara cijevi, a ostatak se zatrpava prije raskrivanja sljedećeg intervala da ne bi došlo do izdizanja plinovoda. U ovom slučaju se iznad plinovoda nalazi produktovod vanjskog promjera 76,2 mm (3") (slika 8-1) kojeg je potrebno zadići kako bi se namotala nova izolacija. Nakon nanošenja temeljnog premaza treba pričekati kako bi se smola vezala, ali ne i osušila. Na smolu se prvo nanosi mekana, antikorozivna traka crne boje koja se namata preko 50% površine prijašnjeg namota. Na antikorozivnu traku nanosi se zaštitna traka bijele boje koja štiti plinovod od mehaničkih oštećenja (Plinacro, 2015).



Slika 8-2. Ispitivanje propuštanja izolacije nakon namatanja nove izolacije

Po završetku namatanja izvodi se ispitivanje neprekidnosti izolacije (slika 8-2). U slučaju neispravnosti izolacije, detektor će zvukovno upozoriti, te u tom slučaju treba iznova nanijeti izolaciju. Nakon završenih radova teren se vraća u prvobitno stanje, a sva iskopana zemlja se mora iskoristiti ili sanirati. Pri sanaciji lokacije 17 utrošena je jedna litra temeljnog premaza, dvije antikorozivne trake i dvije zaštitne trake.

8.2. Polaganje plinovoda i zamjena ilegalnog priključka

Zbog plitko ukopanog plinovoda DN 300 Budrovac – Ivanić potrebno je obaviti polaganje nove dionice plinovoda (cijev API 5L Grade B, debljine stijenke 7,1 milimetara s tvorničkom polietilenskom izolacijom) na lokaciji Vagovina, te obaviti sanaciju ilegalnog priključka na lokaciji Štefanje.

- Dužina zahvata na lokaciji polaganja plinovoda u Vagovini iznosi 85 metara
- Dužina zahvata na lokaciji ilegalnog priključka u Štefanju iznosi 1,5 metar

Lokacije polaganja plinovoda i saniranja ilegalnog priključka nalaze se između blokadno-ispuhivačkih stanica (BIS) Čazma (slika 8-3) i Narta.



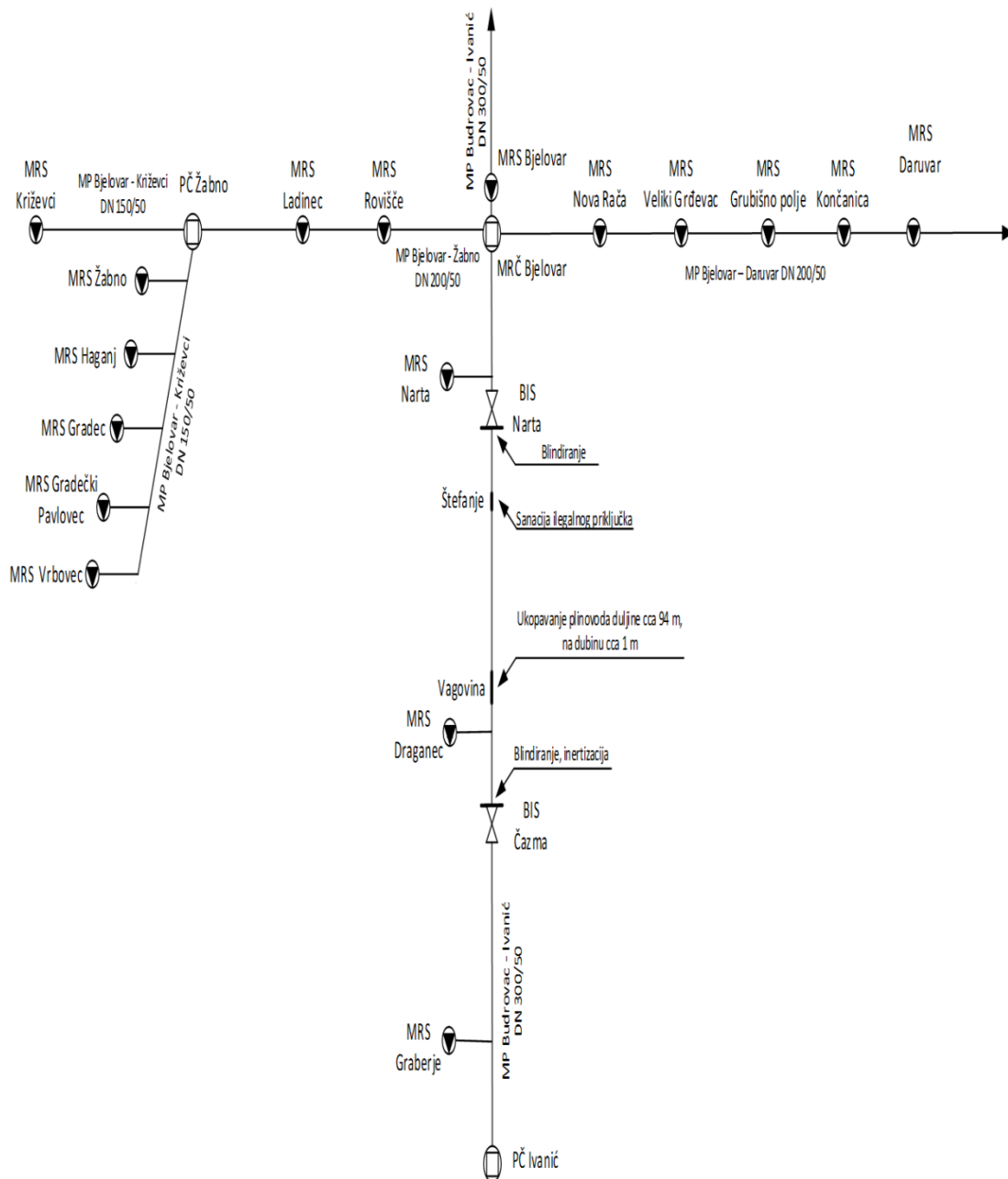
Slika 8-3. Blokadno-ispuhivačka stanica Čazma

Na početku radova potrebno je ispuhati dionicu plinovoda između BIS Čazma i BIS Narta i dionicu plinovoda od priključka Draganec do MRS Draganec te postaviti čelične ploče okruglog presjeka ("*blinda*") s ciljem dodatne zaštite u slučaju propuštanja blokadne slavine. Ploče se moraju postaviti sa strane blokadne LBC slavine gdje nema djelovanja tlaka, na BIS Čazma i BIS Narta, te treba obaviti inertizaciju dionice tekućim dušikom.

Prije izvođenja navedenih operacija obustavlja se transport prirodnog plina plinovodom DN 300 Budrovac – Ivanić na dionici od BIS Čazma do BIS Narta uz prekid opskrbe plinom na MRS Draganec. Prije prekida transporta i opskrbe plinom na toj dionici, nova dionica

plinovoda bit će ispitana na čvrstoću i nepropusnost, a zavari radiografski ispitani. Trajanje prekida transporta i opskrbe plinom je do 36 sati, dok strojarsko montažni radovi, od probnog bušenja do pozitivnih rezultata ispitivanja zavara, moraju biti obavljeni u roku od 24 sata. Prije početka radova, iz automatskog rada potrebno je isključiti sve LBC slavine na plinovodu DN 300 Budrovac – Ivanić, funkcionalno provjeriti i podmazati LBC slavine na BIS Čazma i BIS Narta, te isključiti katodnu zaštitu plinovoda (Plinacro d.o.o., 2015).

Zbog uštede ispuhanih količina plina i snižavanje tlaka na dionici od BIS Čazma do BIS Narta 29.08.2015. u 16:00 h zatvorena je dionica plinovoda DN 300 Budrovac – Ivanić (slika 8-4), radnog tlaka 33 bara, od mjerno-redukcijskog čvora (MRČ) Bjelovar do plinskog čvora (PČ) Ivanić, plinovod DN 200 Bjelovar – Daruvar, radnog tlaka 20 bara, od MRČ Bjelovar do MRS Daruvar, zatvaranjem LBC slavine na MRČ Bjelovar, te zatvaranjem slavina na MRS Daruvar. Time je omogućeno napajanje plinovoda DN 200 Bjelovar – Daruvar, DN 300 Bjelovar – Žabno, DN 150 Bjelovar – Križevci i DN 150 Žabno – Vrbovec preko MRČ Bjelovar iz dionice DN 300 Bjelovar – Ivanić. Kada tlak u plinovodu padne na oko 10 bara, potrošnjom plina koji se nalazi u plinovodu, potrebno je zatvoriti napajanje gore navedenih plinovoda iz dionice DN 300 Bjelovar – Ivanić i prebaciti napajanje tih plinovoda iz dionice DN 300 Budrovac – Bjelovar do radnog tlaka od 20 bara, zbog starosti plinovoda. Do početka radova 02.09.2015. u 6:00 preostale količine plina iz plinovoda DN 300 Bjelovar – Ivanić trošile su se preko MRS Graberje, MRS Draganec i MRS Narta (slika 8-4) (Plinacro d.o.o., 2015).



Slika 8-4. Shema trase plinovoda DN 300 Budrovac – Ivanić, DN 200 Bjelovar – Daruvar, DN 300 Bjelovar – Sv.I.Žabno, DN150 Žabno – Vrbovec – Dubrava, DN 150 Bjelovar – Križevci (Plinacro d.o.o., 2015)

Prije početka ispuhivanja na BIS Čazma i BIS Narta, otvaranjem slavina na ispuhivaču, tlak u plinovodu bio je 8 bara, a ispuhana količina plina na dionici između BIS Čazma i BIS Narta dužine 21 330 metara, iznosila je oko 12 061 m³. Po završetku ispuhivanja blindirane su LBC slavine na BIS Čazma i BIS Narta, te počinje inertizacija plinovoda tekućim dušikom. Tekući dušik utiskuje se na BIS Čazma, preko manometarskog ventila, uz

zatvorenu slavinu na ispuhivaču, dok na BIS Narta slavinu ispuhivača ostaje otvorena kako bi se prirodni plin potisnuo dušikom u atmosferu (inertizacija plinovoda). Prilikom inertizacije uređajem Draeger neprekidno se mjeri volumni udio metana u smjesi plinova, a kada volumni udio kisika u smjesi bude manji od 2%, a koncentracija metana manja od 1/10 koncentracije donje granice eksplozivnosti (DGE), zatvara se ispuhivač. U postupku inertizacije iskorišteno je oko 5,5 m³ tekućeg dušika. Sljedeći korak je probno bušenje plinovoda ručnom bušilicom na mjestu polaganja plinovoda na lokaciji u mjestu Vagovina (slika 8-5), dok na lokaciji ilegalnog priključka, vidljivog na slici 8-6, u mjestu Štefanje, probno bušenje nije potrebno jer se provjera koncentracije metana može obaviti na slavini ilegalnog priključka.



Slika 8-5. Stari i novi plinovod u mjestu Vagovina

Ako je utvrđeno da metan nije prisutan ni u jednoj kontrolnoj rupi, izdaje se odobrenje za rad s otvorenim plamenom, odnosno odobrenje za početak strojarско – montažnih radova.



Slika 8-6. Ilegalni priključak u mjestu Štefanje



Slika 8-7. Zavarivanje plinovoda u mjestu Vagovina

Nakon obavljenih radova polaganja plinovoda i zavarivanja (slika 8-7) te zamjene dionice ilegalnog priključka i uz predočenje pozitivnih nalaza kontrole zavara pristupa se pripremi za ponovnu inertizaciju plinovoda. Na BIS Narta otvara se slavina ispuhivača, dok na BIS Čazma, gdje se utiskuje dušik, slavina ispuhivača ostaje zatvorena. Uklanjaju se čelične ploče okruglog presjeka ("*blinda*") postavljene na BIS Čazma i BIS Narta, nakon čega se može započeti s punjenjem plinovoda prirodnim plinom i istiskivanjem dušika. Punjenje je obavljeno iz pravca MRČ Bjelovar preko zaobilaznog voda na BIS Narta. Dušik se istiskuje prirodnim plinom na BIS Čazma gdje se provjerava prisutnost metana. Kada koncentracija metana u plinovodu zadovolji traženu vrijednost (100% CH₄), zatvara se ispuhivač na BIS Čazma. Nakon porasta tlaka na dionici od BIS Čazma do BIS Narta, te punjenja priključnog plinovoda za MRS Draganec na magistralni tlak od 33 bara, otvaraju se LBC slavine na BIS Čazma i BIS Narta i pušta u rad MRS Draganec. Nakon izjednačavanja tlaka u dionici plinovoda DN 300 Bjelovar – Ivanić potrebno je povećati tlak u dionici plinovoda DN 300 Budrovac – Bjelovar s prijašnjih 20 bara, na 33 bara. Po završetku svih radova, a nakon uravnoteženja tlaka u sustavu, sve LBC slavine koje su prije početka radova bile isključene iz automatskog rada, ponovo se uključuju kao i katodna zaštita plinovoda.

9. ZAKLJUČAK

Za sigurnu i neprekinutu opskrbu prirodnim plinom, kako većih industrijskih potrošača, tako i kućanstava, od kritične je važnosti kontrola stanja i nadzor ispravnosti rada magistralnih, regionalnih i spojnih plinovoda, objekata na plinovodu, te mjerno-redukcijskih stanica. Trasa plinovoda se redovito obilazi, a učestalost obilazaka, s ciljem detekcije propuštanja plina, određivanja kvalitete izolacije i pronalaska drugih nepravilnosti na trasi ovisi o području kroz koje prolazi plinovod. Kako bi se utvrdilo stanje plinovoda povremeno se koristi "*in line*" inspekcija kojom se otkrivaju udubljenja i ovalnosti cijevi, gubitak metala, vanjska i unutarnja korozija, ogrebotine, laminacije, greške prilikom proizvodnje cijevi i dr. Prednost "*in line*" inspekcije je i mogućnost predviđanja budućih oštećenja vezanih uz napredak korozije. Nakon analize rezultata mjerenja i procjene oštećenih dijelova trase plinovoda izrađuje se popis lokacija koje mogu ugroziti sigurnost transporta plina plinovodom. Odabir metode popravka ovisi o vrsti i stupnju oštećenja. Rezultati "*in line*" inspekcije pokazuju kako je najčešće oštećenje na hrvatskim plinovodima uzrokovano vanjskom korozijom uslijed loše postavljene antikorozivne zaštite prilikom izgradnje plinovoda. Odstranjivanje dotrajale izolacije i postavljanje nove ne zahtijeva prekid transporta plina. U slučaju da zamjena izolacije nije dovoljna, na hrvatskim magistralnim plinovoda se najčešće kao način popravka koriste obujmice te izrezivanje i postavljanje nove dionice plinovoda. Izrezivanje je najskuplja metoda popravka, ali često i neizbježna, pogotovo na starijim plinovodima. Zbog smanjenja ispuštanja plina iz plinovoda, nekoliko dana prije samog izrezivanja cijevi, ovisno o broju potrošača, prekida se napajanje plinom i troše se preostale količine prirodnog plina u plinovodu.

10. LITERATURA

1. CORDELL J., VANZANT H., 2003. *The pipeline pigging handbook, third edition.* Houston, Texas: Clarion Technical Publishers and Scientific Surveys Ltd
2. EGIG, 2015. *9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group.* (period 1970 – 2013) Groningen: EGIG
3. KRIŽ, G., 2010. *Postupak utvrđivanja posebnih uvjeta gradnje i izdavanja suglasnosti.* Ekscentar, (12), 86-87.
4. PERIĆ, M. 2007. *Englesko-hrvatski enciklopedijski rječnik istraživanja i proizvodnje nafte i plina,* Zagreb: INA Industrija nafte d.d.
5. Plinacro d.o.o., 2007. *Uputa za redovni pregled i provjeru rada blokadnih uređaja transportnog sustava plinovoda,* Interna dokumentacija, oznaka dokumenta TT03003C
6. Plinacro d.o.o., 2012. *Uputa za kontrolu i održavanje mjerno-redukcijskih stanica,* Interna dokumentacija, oznaka dokumenta TT03017C
7. Plinacro d.o.o., 2012. *Opis blokadnih uređaja,* Interna dokumentacija, oznaka dokumenta TT03003-PRL-2
8. Plinacro d.o.o., 2012. *Uputa za nadzor zaštićene zone te detekciju propuštanja plina iz plinovoda i objekata transportnog sustava plinovoda,* Interna dokumentacija, oznaka dokumenta TT03004B
9. Plinacro d.o.o., 2013. *Uputa za uzimanje uzorka plina,* Interna dokumentacija, oznaka dokumenta TT13001A
10. Plinacro d.o.o., 2015. *Elaborat izvođenja radova spuštanja plinovoda DN 300 Budrovac – Ivanić,* Interna dokumentacija
11. PLUVINAGE G., ELWADY M. H., 2008 (eds.), *Safety, Reliability and Risks Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*
12. SEČEN, J., 2002. *Razrada ležišta ugljikovodika,* Zagreb: INA-Naftaplin
13. SIMON, K., 2010. *Predavanja iz kolegija Skladištenje i potrošnja energenata,* Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb
14. ZELIĆ, M., 2002. *Tehnologija transporta nafte i plina magistralnim cjevovodima,* INA-industrija nafte d.d., Naftaplin, Zagreb

MREŽNI IZVORI:

15. Gradska plinara Zagreb – Opskrba d.o.o.

URL: <http://www.gpz-opskrba.hr/default.aspx?id=176> (8.8.2016.)

16. Narodne Novine.

URL: <http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/dodatni/429819.pdf> (7.8.2016.)

17. Plinacro. URL: <http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=758> (7.8.2016.)

18. Plinacro. URL: <http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=162> (8.8.2016)

19. Plinacro. URL: <http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=243> (10.8.2016)

20. Pravilnik o organizaciji tržišta prirodnog plina.

URL: <http://www.propisi.hr/print.php?id=9202> (8.8.2016.)

21. Pravilnik o tehničkim uvjetima i normativima za siguran transport tekućih i plinovitih ugljikovodika magistralnim naftovodima i plinovodima te naftovodima i plinovodima za međunarodni transport.

URL: <http://digured.srce.hr/arhiva/18/18255/www.hidra.hr/hidrarad/pobirac-upload/CD-1947-2000/024383.pdf> (10.10.2016.)

22. Zakon o tržištu plina.

URL : <http://www.zakon.hr/z/374/Zakon-o-tržištu-plina> (7.8.2016.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno na temelju znanja i vještina stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu, Sveučilišta u Zagrebu, služeći se navedenom literaturom.

Vedran Prica