

# Direktne metode utvrđivanja stanja cjevovoda

---

Rudan, Karlo

Undergraduate thesis / Završni rad

2021

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:169:542162>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2025-03-21**



Repository / Repozitorij:

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



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

**DIREKTNE METODE UTVRĐIVANJA STANJA CJEVOVODA**

Završni rad

Karlo Rudan

N4343

Zagreb, 2021.

DIREKTNE METODE UTVRĐIVANJA STANJA CJEVOVODA  
KARLO RUDAN

Završni rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu  
Rudarsko-geološko-naftni fakultet  
Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku  
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

**Sažetak**

Direktne metode se koriste za utvrđivanje stanja cjevovoda uslijed korozije i drugih mogućih anomalija. U direktne metode spadaju: direktna metoda određivanja vanjske i unutarnje korozije i direktna metoda određivanja pukotina uslijed korozije. Svaka od tih metoda je postupak koji uključuje četiri koraka: prethodnu procjenu, indirektan pregled, direktan pregled i naknadnu procjenu. U koraku prethodne procjene sakupljaju se relevantni podaci o cjevovodu i odlučuje se o izvedivosti metode. Indirektan pregled podrazumijeva površinska mjerenja na trasi i pomaže pri otkrivanju mogućih anomalija pomoću mjerenja kao što su: intervalno mjerenje bliskog potencijala, te mjerenje gradijenta istosmjerne i izmjenične struje. Direktan pregled podrazumijeva obradu podataka indirektnog pregleda i zahtijeva iskopavanje dijela cjevovoda te detaljan pregled površine cijevi za koji se sumnja da je zahvaćen korozijom. Prilikom tog pregleda moguće je uočiti i druge anomalije koje treba zabilježiti. U posljednjem koraku, naknadnoj procjeni, analiziraju se svi podaci kako bi se utvrdio uzrok otkrivenih anomalija i donijela odluka o načinu tretiranja istih.

Ključne riječi: direktna metoda, korozija, cjevovod, direktan pregled, prethodna procjena, naknadna procjena, indirektan pregled

Završni rad sadrži: 20 stranica, 5 slika, 1 tablicu i 10 referenci

Jezik izvornika: hrvatski

Završni rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološkog-naftnog fakulteta  
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNF-a  
Dr. sc. Lidia Hrnčević, izvanredna profesorica RGNF-a  
Dr. sc. Karolina Novak Mavar, docentica RGNF-a

Datum obrane: 21.09.2021., Rudarsko-geološko-naftni fakultet,  
Sveučilište u Zagrebu

## SADRŽAJ

<b>POPIS SLIKA</b> .....	I
<b>POPIS TABLICA</b> .....	II
<b>1. UVOD</b> .....	1
<b>2. DIREKTNA METODA UTVRĐIVANJA VANJSKE KOROZIJE</b> .....	2
2.1. Intervalno ispitivanje bliskog potencijala .....	4
2.2. Mjerenje gradijenta napona istosmjerne i izmjenične struje.....	5
2.3. Prednosti i nedostaci direktne metode utvrđivanja vanjske korozije .....	6
<b>3. DIREKTNA METODA UTVRĐIVANJA PUKOTINA USLIJED KOROZIJE</b> .....	7
3.1. Prednosti i nedostaci direktne metode utvrđivanja pukotina uslijed korozije .....	8
3.2. Elektrokemijski potencijal i temperature klasičnih pukotina .....	8
3.3. Premazivanje i površinski uvjeti .....	9
3.4. Utjecaj starosti cjevovoda na stvaranje klasičnih pukotina .....	10
3.5. Elektrokemijski potencijal i temperature kod približno pH neutralnih pukotina.....	10
3.6. Poveznica između obloga i približno pH neutralnih pukotina .....	10
3.7. Utjecaj starosti cjevovoda na približno pH neutralne pukotine uslijed korozije.....	11
<b>4. DIREKTNA METODA UTVRĐIVANJA UNUTARNJE KOROZIJE</b> .....	12
4.1. Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka „suhog“ plina .....	13
4.2. Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka „mokrog“ plina .....	14
4.3. Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka tekućih ugljikovodika .....	15
4.4. Prednosti i nedostaci direktnih metoda utvrđivanja unutarnje korozije .....	17
<b>5. PRIMJENA DIREKTNE METODE ZA ODREĐIVANJE UNUTARNJE KOROZIJE</b> .....	18
<b>6. ZAKLJUČAK</b> .....	19
<b>7. LITERATURA</b> .....	20

## **POPIS SLIKA**

<b>Slika 2-1.</b> Radna skupina s pripadajućim alatom za mjerenja .....	3
<b>Slika 2-2.</b> Direktna pregled stanja jednog dijela cjevovoda .....	4
<b>Slika 2-3.</b> Shema opreme za mjerenje potencijala .....	5
<b>Slika 2-4.</b> Nepostojanje premaza lociranog mjerenjem gradijenta napona istosmjerne struje .....	6
<b>Slika 3-1.</b> Serija pukotina uslijed korozije .....	8

**POPIS TABLICA**

**Tablica 3-1.** Odnos starosti cjevovoda i kvarova uslijed približno pH neutralnih pukotina .....11

## 1. UVOD

Cjevovod se u naftnoj industriji koristi za transport ugljikovodika, ali zbog djelovanja fluida koji se njima transportira na unutrašnje stijenke, s vremenom može doći do narušavanja njegovog mehaničkog integriteta. Iz tih razloga cjevovod je potrebno održavati tijekom čitavog njegovog radnog vijeka. Za utvrđivanje stanja cjevovoda obično se koriste tri metode: linijska inspekcija („pametni“ čistači), hidrostatsko ispitivanje i direktna metoda. Linijska inspekcija podrazumijeva alate kojima se mogu prikupiti podaci o stanju vanjske i unutrašnje stijenke cjevovoda. Prednost linijske metode nad hidrostatskom je to što se njome mogu utvrditi teže uočljive nepravilnosti. Međutim, cjevovod mora biti prilagođen ovoj metodi što znači da treba imati stanice za odašiljanje i prihvat čistača. Uz to, mora biti pogodan za primjenu čistača jer, npr. različiti promjeri ili velik kut zakrivljenosti isključuju tu metodu utvrđivanja stanja. Za hidrostatsko ispitivanje cjevovoda koristi se voda koja se utiskuje pod tlakom većim od maksimalnog dopuštenog radnog tlaka cjevovoda. Nedostaci te metode su: mogući nedostatak vode u suhim klimatskim područjima, smrzavanje vode zimi i na mjestima hladne klime te negativan utjecaj vode na koroziju u smislu pojave unutarnje korozije cjevovoda. Zbog navedenih nedostataka razvijena je direktna metoda utvrđivanja stanja čiji su se elementi dosad koristili u kombinaciji s linijskom i hidrostatskom metodom. Sama metoda podrazumijeva četiri koraka: prethodnu procjenu, indirektan pregled, direktan pregled i naknadnu procjenu.

## 2. DIREKTNA METODA UTVRĐIVANJA VANJSKE KOROZIJE

Vanjska korozija predstavlja prijetnju koja ako se ne otkrije može dovesti do narušavanja integriteta čeličnog cjevovoda. Istraživanje provedeno u Sjedinjenim Američkim Državama je utvrdilo da su troškovi uzrokovani korozijom iznosili 5,4-8,6 milijardi američkih dolara godišnje (Revie, 2015). Direktna metoda utvrđivanja vanjske korozije je razvijena kako bi se olakšala procjena oštećenja cjevovoda nastalog zbog vanjske korozije. Ona uključuje povezivanje informacija o fizičkim karakteristikama i povijesti rada cjevovoda s podacima koji su već dostupni o cjevovodima s drugih trasa. Takvim načinom dobije se detaljniji uvid u mehaničko stanje cjevovoda s obzirom na utjecaj vanjske korozije.

Direktna metoda utvrđivanja vanjske korozije uključuje četiri koraka: prethodnu procjenu, indirektan pregled, direktan pregled i naknadnu procjenu. Ciljevi prethodne procjene su: utvrditi je li direktna metoda isplativa, odabrati odgovarajuće alate za indirektan pregled, označiti lokaciju trase cjevovoda i pripadajuće objekte i otkriti zone vanjske korozije. U ovom kontekstu, zona vanjske korozije obuhvaća mjesta cjevovoda koja imaju slične karakteristike i sličnu podložnost koroziji. Isplativost metode može ovisiti o dostupnim podacima, uvjetima pri kojima nije moguće obaviti indirektnu inspekciju ili dijelovima cjevovoda gdje nije moguće obaviti vizualnu procjenu. Indirektan pregled obuhvaća provjeru dijela cjevovoda iznad zemlje i pomaže pri preciznom određivanju područja na kojima je došlo do anomalija odnosno gdje je započeo proces korozije. Alati za indirektan pregled podrazumijevaju sljedeća mjerenja: intervalno mjerenje bliskog potencijala, gradijent napona istosmjerne struje, gradijent napona izmjenične struje i električnu otpornost tla. Slika 2-1. prikazuje skupinu radnika s pripadajućim alatima za navedena mjerenja. Za pregled zone vanjske korozije koriste se najmanje dva komplementarna alata jer više alata znače i točniji podatci za različite uvjete na trasi cjevovoda. Nakon završetka mjerenja, prikupljeni podaci se uspoređuju i klasificiraju s obzirom na ozbiljnost anomalije koje mogu biti ozbiljne, umjereno ozbiljne i manje ozbiljne. Sljedeći korak (direktan pregled) odnosi se na određivanje najozbiljnije anomalije iz prethodnog koraka, a podrazumijeva iskopavanje segmenta cjevovoda na kojem je ona utvrđena kako bi se mogla provesti mjerenja na površini stijenke i okolini. Bez obzira na rezultate indirektnog pregleda i prethodne procjene potrebno je minimalno jednom izvršiti direktan pregled zona vanjske korozije da bi se utvrdio: broj anomalija tijekom vremena, početak nastanka i brzina širenja korozije, veličina anomalije i kritičnu dubinu i mogućnost nastanka kritičnih greški po kilometru zone vanjske



korozije. Slika 2-2. prikazuje direktan pregled jednog dijela cjevovoda. U zadnjem koraku (naknadna procjena) analiziraju se prikupljeni podaci iz prethodnih koraka na temelju kojih se donosi zaključak o uzrocima i posljedicama vanjske korozije na površini metala, a ujedno se određuju intervali koji bi trebali još jednu procjenu. Izračuni koji se koriste u zadnjem koraku sastoje se od računanja mogućnosti nastanka kvara po kilometru uslijed vanjske korozije na temelju direktnog i indirektnog pregleda, zatim, ovisno o izračunatoj vrijednosti kvara po kilometru cjevovoda računa se i vremenski interval do sljedećeg direktnog pregleda. Kad se na istom cjevovodu provedu nova nadzemna istraživanja, cjevovod će biti subjekt novog direktnog pregleda, ali će rezultati prethodnog pregleda biti dostupni za korak indirektnog pregleda.



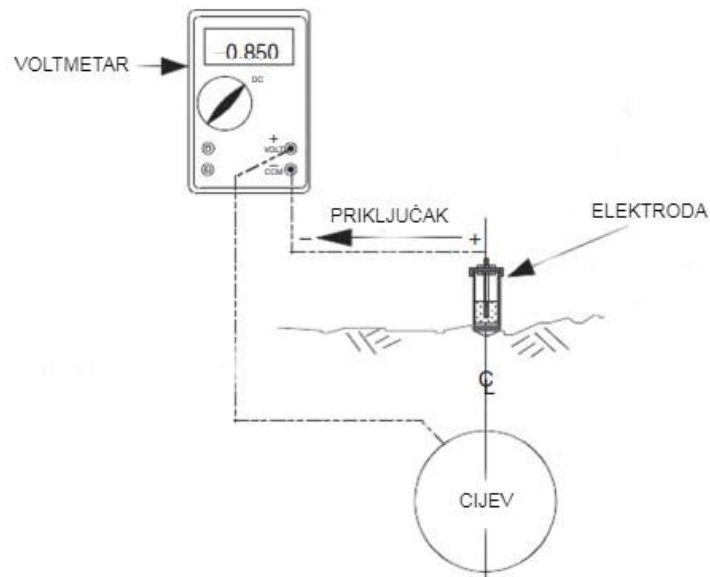
**Slika 2-1.** Radna skupina s pripadajućim alatom za mjerenja (van Os i van Mastrigt, 2006)



**Slika 1-2.** Direktno pregled stanja jednog dijela cjevovoda (Revie, 2015)

### 2.1. Intervalno ispitivanje bliskog potencijala

Navedena metoda je jedina učinkovita metoda određivanja razine katodne zaštite na podzemnim i podvodnim cjevovodima. Sve ostale metode utvrđuju integritet premaza koji ne ukazuje na razinu katodne zaštite cjevovoda. Intervalno ispitivanje je mjerenje potencijala uključenja ispravljača i trenutnog isključenja duž cjevovoda zaštićenog katodnim sustavom utisnute struje ili mjerenje polariziranog potencijala. Mjeri se razlika potencijala između površine cjevovoda i tla u odnosu na potencijal između elektrode i tla. Slika 2-3. prikazuje shemu opreme za mjerenje koja uključuje elektrodu, voltmetar i električne priključke. Intervalno ispitivanje potencijala otkriva pravi polarizirani potencijal cjevovoda s katodnom tehnologijom i sve nedostatke u sustavu katodne zaštite. U normalnim uvjetima, mjereni potencijal ima negativnu vrijednost kad je elektroda spojena na negativni pol, a površina čelika na pozitivni. Negativan potencijal od 850 mV i više označava kvalitetnu razinu zaštite (Kowalski, 2014). Cilj ovog ispitivanja kad se provodi kod cjevovoda bez katodne zaštite je identificirati područja koja su tako zvane „vruće točke“ odnosno mjesta koja bi mogla korodirati.



**Slika 2-3.** Shema opreme za mjerenje potencijala (Kowalski, 2014)

## 2.2. Mjerenje gradijenta napona istosmjerne i izmjenične struje

Mjerenje gradijenta napona istosmjerne struje provodi se instrumentom koji pojačava istosmjerni napon između dvije polu-ćelije u dodiru s tlom i prikazuje gradijent napona u milivoltima na analognom mjerачu. Magnituda gradijenta određena je Ohmovim zakonom,  $E=I \cdot R$ , gdje je  $E$  gradijent napona,  $I$  je jakost struje između mjernih elektroda, a  $R$  je otpor tla između mjernih elektroda. Izloženi dio cijevi (nepostojanje premaza) proporcionalan je gradijentu napona. Mjerenje gradijenta napona se ne može koristiti za određivanje razine katodne zaštite cjevovoda. Slika 2-4. prikazuje dio cjevovoda bez premaza lociranog mjerenjem gradijenta napona.

Mjerenje gradijenta napona izmjenične struje je slično mjerenju gradijenta istosmjerne struje s tom razlikom da se za mjerenje gradijenta napona koristi izolirani izvor izmjenične struje. Mjesta nepostojanja premaza cjevovoda obično se označavaju zastavicama. Ova se metoda ne koristi za mjerenje razine katodne zaštite cjevovoda.



**Slika 2-4.** Nepostojanje premaza locirano mjerenjem gradijenta napona istosmjerne struje (Nicholson, 2006)

### 2.3. Prednosti i nedostaci direktne metode utvrđivanja vanjske korozije

Pomoću ove metode može se otkriti pravi uzrok potrošnje metala uslijed korozije. Metoda je alternativa u slučaju da se ne može izvršiti pregled linijskim alatom, a ujedno se može koristiti kao dodatak linijskoj i hidrostatskoj metodi kako bi se povećala sigurnost u točnost rezultata. Točnost i izvedivost metode utvrđivanja vanjske korozije ovisi o dostupnim podacima. Ako količina raspoloživih podataka nije dovoljna neće biti praktično iskopavati cjevovod da bi se primijenila direktna metoda. Također, izvedivost je složenija ako su uz iskopavanje potrebne i druge aktivnosti kao što je bušenje.

### **3. DIREKTNNA METODA UTVRĐIVANJA PUKOTINA USLIJED KOROZIJE**

Pukotine uslijed korozije mogu biti različitih oblika pa se tako klasičnim pukotinama uslijed korozije (visoki pH) naziva forma u kojoj pukotine prate granicu zrna u metalu, odnosno to su najčešće pukotine usporedne s osi cijevi. „pH“ je vrijednost koja određuje kiselost tvari za brojeve veće od 7 odnosno lužnatost tvari za brojeve manje od 7. Stoga se ova klasična forma pukotina naziva i visoki pH jer je pH vrijednost elektrolita u tim pukotinama između vrijednosti 8 i 9. Druga forma je opisana kao približno pH neutralna pukotina jer je vrijednost elektrolita u takvim pukotinama na pH skali između 5,5 i 7,5. Karakteristika ove forme je da pukotine prolaze kroz zrna u metalu. Sve pukotine su obično uzdužno orijentirane, ali mogu biti različito orijentirane ovisno o tipu naprezanja i koroziji na cjevovodu. Pukotine uslijed korozije mogu dovesti do anomalija kao što su propuštanja ili čak puknuća cjevovoda.

Ova metoda predstavlja kontinuirani postupak koji u konačnici pomaže operatorima da na temelju procjene opsega pukotina uslijed korozije kod podzemnih cjevovoda poboljšaju razinu sigurnosti smanjenjem utjecaja korozije na integritet cjevovoda. Postupak uključuje: prethodnu procjenu, indirektan pregled, direktan pregled i naknadnu procjenu. U prvom koraku se prikupljaju već postojeći podaci o cjevovodu koji će poslužiti kao informacija o podložnosti cjevovoda stvaranju pukotina uslijed korozije, a samim time i izdvajanje najosjetljivijih segmenata te ujedno odabir mogućih mjesta iskopa cjevovoda. Drugi korak (indirektan pregled) podrazumijeva provođenje nadzemnih i drugih vrste mjerenja kao npr. intervalno mjerenje bliskog potencijala, utvrđivanje kvalitete premaza i prikupljanje geoloških rezultata. U trećem koraku (direktan pregled) vrši se procjena prisutnosti, veličine, vrste i ozbiljnosti pukotina nastalih uslijed korozije. Pri tom se prikupljaju i drugi podaci kao što su: stanje premaza, podaci o tlu ili sastav elektrolita. U naknadnoj procjeni se na temelju prikupljenih podataka donosi odluka koje su mjere sanacije prijeko potrebne za različite segmente cjevovoda. Nadalje, kod klasičnih pukotina uslijed korozije (visoki pH) istraživanja su pokazala da će se takva forma pojaviti kod cijevi starijih od 10 godina koje su unutar udaljenosti 38 km od kompresorske ili pumpne stanice, izložene temperaturama od 38° do 43°C, premazane katranom ili zaštićene namotanom trakom. Postoje iznimke za manje promjere, dok su kod približno pH neutralne pukotine isključeni kriteriji vezani za temperaturu i udaljenost (Beavers i Bubenik, 2017). Slika 3-1. prikazuje seriju pukotina uslijed korozije utvrđenih tijekom direktnog pregleda (treći korak direktne metode).



**Slika 3-1.** Serija pukotina uslijed korozije (Tomar et al., 2008)

### 3.1. Prednosti i nedostaci direktne metode utvrđivanja pukotina uslijed korozije

Direktna metoda utvrđivanja pukotina uslijed korozije može poslužiti kao temelj drugim metodama (hidrostatskoj i linijskoj) jer će na početku eliminirati područja na kojima nema pukotina tako da se pozornost obrati na segmente gdje postoji taj rizik. Ova metoda prethodi linijskoj inspekciji jer će se na temelju dobivenih podataka odlučivati o daljnjim postupcima ispitivanja cjevovoda. Za kompleksne cjevovode pa čak i segmente cjevovoda nije pouzdana za pronalazak mjesta s najopasnijim pukotinama nastalih zbog korozije. Zbog navedenih razloga metoda više služi kao pomoć pri procjeni mogućih prijetnji kod cjevovoda nego kao jedini alat za određivanje njegovog stanja.

### 3.2. Elektrokemijski potencijal i temperature klasičnih pukotina

Raspon potencijala kod klasičnih pukotina je između  $-650$  mV što odgovara izvornom potencijalu čelika bez katodne zaštite i  $-850$  mV što je uobičajeni mjereni potencijal čelika s katodnom zaštitom. Katodna zaštita se ostvaruje vanjskim izvorima struje koja se injektira na površinu metala u svrhu izazivanja katodne reakcije, koja uspostavlja zaštitni potencijal

prema okolnom mediju. Temperatura može utjecati na: brzinu rasta pukotina, raspon potencijala, pogoršanje premaza, dodirne točke okoliša s cjevovodom i sadržaj vlage u tlu u blizini cjevovoda. Sa smanjenjem temperature smanjuje se raspon potencijala, a time i brzina širenja pukotina. Na temperaturama manjim od 43° C, raspon potencijala je uzak, a brzina širenja pukotina jako mala (blizu nule). Klasične pukotine obično se javljaju ispod razdvojenih premaza, a potencijal ispod premaza može se značajno razlikovati od onog izmjerenog na razini tla. Okolina s visokim pH (iznad 9) zahtjeva katodnu zaštitu potencijala negativnijeg od -850 mV. S druge strane, raspon potencijala pukotina nalazi se između inicijalnog potencijala većine cjevovoda i odgovarajuće zaštite. Naime, okoliš i potencijal variraju na sezonskoj osnovi, pa se klasične pukotine (visoki pH) javljaju samo tijekom razdoblja u godini kad su istovremeno prisutni i veći utjecaj okoline i neodgovarajuća katodna zaštita. Ograničena temperatura, pH i raspon potencijala daju moguće objašnjenje za rijetku pojavu klasičnih pukotina na većini cjevovoda.

### 3.3. Premazivanje i površinski uvjeti

Klasične pukotine uslijed korozije zbog visokog pH najčešće se povezuju s cjevovodima s katraskim premazom, ali se također mogu nalaziti na i cijevima s: trakama, voskom, epoksidnim premazom i na cjevovodima bez premaza. Na cjevovodima s premazom od katrana utvrđeno je četiri do pet puta više pukotina uslijed korozije u odnosu na cjevovode obložene trakama (Beavers i Bubenik, 2017). Uobičajeno je da se svi premazi osim epoksidnog fuzijskog smatraju osjetljivim na pucanje uslijed korozije. Čimbenici povezani s premazom koji imaju bitnu ulogu u ponašanju pukotine uslijed korozije uključuju: otpornost na pomicanje, djelovanje katodne zaštite i pripremu površine. Netaknuti premaz koji sprječava kontakt podzemne vode (elektrolita) s čeličnom površinom ublažit će vanjsku koroziju i pukotine uslijed iste. Priprema površine stijenke varira o vrsti premaza i može kasnije utjecati na ponašanje pukotina uslijed korozije. Prevlake od katrana, asfalta i traka obično se nanose preko brušenih površina, dok epoksidni fuzijski premazi zahtijevaju bijelu pjeskarenu površinu za pravilno prijanjanje. Pjeskarenje ima niz korisnih učinaka: poboljšava otpornost premaza na odvajanje, uvodi deformirani sloj koji iskrivljuje međuzrnatni prostor za stvaranje pukotina i uvodi tlačna naprezanja ili naprezanja u površinskom sloju.

### 3.4. Utjecaj starosti cjevovoda na stvaranje klasičnih pukotina

Najranije uočavanje pukotina uslijed korozije na trakom obloženom cjevovodu bilo je nakon 6 godina (18 godina za cjevovod premazan katranom), ali se većina pukotina javlja 20 do 30 godina nakon instalacije (Beavers i Bubenik, 2017). Općenito, cjevovodi stariji od 10 godina smatraju se osjetljivim na pukotine uslijed korozije, a posljedica toga može biti neuspjeli hidrostatski test u vremenskom periodu 50 godina od instalacije.

### 3.5. Elektrokemijski potencijal i temperature kod približno pH neutralnih pukotina

Istraživanja su pokazala da je pojava pukotina relativno neovisna o temperaturi. Naime, povišena temperatura može ubrzati razgradnju premaza čime neizravno utječe na mjesta gdje se javljaju približno pH neutralne pukotine. Javljaju se tamo gdje katodna zaštita ne prodire u premaz kako bi dosegla čeličnu površinu. Raspon potencijala za ovu formu pukotina negativniji je od inicijalnog potencijala čelika bez katodne zaštite: između -670 i -790 mV. Raspon potencijala ne ovisi o temperaturi.

### 3.6. Poveznica između obloga i približno pH neutralnih pukotina

Oblaganje cijevi polietilenskim trakama ima nedostatke: slab otpor pri odvajanju i priprema cjevovoda za nanošenje obloga od polietilenske trake (žičano četkanje) čini cjevovod vrlo osjetljivim na stvaranje pukotina uslijed korozije. Kod cjevovoda s dvostruko zavarenim dugim šavovima, oblaganje trakom može oblikovati „šator“ na vrhu vara koji se lako napuni podzemnom vodom. Nadalje, nedostatak poliolefinskih prevlaka je da su propusne za ugljikov dioksid pa će lako doći do difuzije kroz oblog do razdijeljenog područja na površini cijevi. Dokazano je da su svi oblozi osim epoksidnog fuzijskog osjetljivi na približno neutralne pH pukotine uslijed korozije.



### 3.7. Utjecaj starosti cjevovoda na približno pH neutralne pukotine uslijed korozije

Tijekom rada ili hidrostatskog ispitivanja cjevovoda zbog ovog tipa pukotina prijavljen je vrlo mali broj problema. Iz tablice 3-1. se može zaključiti da su najraniji kvarovi nastali kod cjevovoda obloženih trakama u rasponu od 10 do 20 godina i da su cjevovodi premazani voskom i katranom otporniji na stvaranje ove forme pukotina uslijed korozije. Kod cjevovoda premazanih asfaltom veći broj kvarova nastaje u rasponu od 30-40 godina rada.

**Tablica 3-1.** Odnos starosti cjevovoda i kvarova uslijed približno pH neutralnih pukotina (Beavers i Bubenik, 2017)

	Broj nepravilnosti cjevovoda tijekom rada i tijekom hidrostatskog testa							
	Omotani trakom		Premaz asfaltom		Premaz voskom		Premaz katranom	
Starost cjevovoda (godine)	Tijekom rada	Hidrostatski test	Tijekom rada	Hidrostatski test	Tijekom rada	Hidrostatski test	Tijekom rada	Hidrostatski test
0-10	0	0	0	0	0	0	0	0
10-20	4	4	1	0	0	0	0	0
20-30	3	6	3	1	0	0	0	0
30-40	0	4	5	21	1	0	0	1
40-50	0	0	2	15	0	0	0	0
>50	0	0	0	0	0	0	0	0

#### 4. DIREKTNA METODA UTVRĐIVANJA UNUTARNJE KOROZIJE

Cjevovodni sustav podložan je unutarnjoj koroziji neovisno protječe li njime kapljevina ili plin. Koncept direktne metode utvrđivanja unutarnje korozije se pojavio 2002. godine i razvijen je pomoću postojećih tehnologija, naročito modeliranja, za procjenu i utvrđivanje unutarnje korozije (Revie, 2015). Osnovna je ideja metode da se kod plinovoda pregledaju dionice kod kojih postoji sumnja na akumulaciju vode i da se na osnovu toga donesu zaključci o drugim segmentima.

Metoda se provodi kroz četiri koraka: prethodna procjena, indirektan pregled, direktan pregled i naknadna procjena. Prethodna procjena podrazumijeva prikupljanje, analizu i integraciju postojećih podataka. Obično prikupljeni podaci uključuju zemljopisne informacije, povijesne i trenutno dostupne podatke koji se odnose na fizička svojstva cjevovoda, a to su: vrsta materijala, debljina stijenke i premaz. Također, uključuju i radne uvjete: temperatura, tlak, radni fluid, protok i povijest kvarova. Uz to, prikupljaju se relevantne informacije za praćenje, kontrolu, ublažavanje korozije i sakupljaju se podaci o korištenim inhibitorima i evidencije o održavanju cjevovoda. U mnogim slučajevima potrebno je uzorkovanje tekućine da bi se mogla provesti laboratorijska analiza za određivanje veličine čvrstih čestica i identifikaciju elemenata. Prethodna procjena donosi zaključak o izvedivosti same direktne metode. Drugi korak (indirektan pregled) procjenjuje mogućnosti pojave i ozbiljnost unutarnje korozije duž cjevovoda. Općenito drugi korak podrazumijeva: razvoj profila nagiba cjevovoda, provođenje višefaznog modeliranja protoka radi određivanja različitih režima protoka, predviđanje varijacija tlaka, padova temperature, brzine napretka korozije, identificiranje mjesta nakupljanja vode, taloženja krutih tvari, ulaska kisika i djelovanje bakterija. Detaljna i tehnički ispravna metodologija se mora razvijati i stalno mijenjati kako bi se točno otkrile lokacije s najvećim rizikom od unutarnje korozije. Za provođenje direktnog pregleda preporučuju se mjesta iskopavanja s najvećom vjerojatnošću unutarnje korozije. Broj mjesta procjene ovisi o ukupnoj kumulativnoj duljini mreže cjevovoda i o modelu korozije koji se koristi tijekom indirektnog pregleda, a on definira minimalni broj potencijalnih mjesta iskopa ili procjene potrebne za utvrđivanje stanja cjevovoda. Direktan pregled uključuje korištenje alata za karakteriziranje unutarnjih anomalija (nedostataka) ili gubitka debljine stijenki. Alati su: ručno ultrazvučno ispitivanje, automatizirano ultrazvučno smično ispitivanje, ultrazvučno ispitivanje dugog dometa, a osim navedenog mogu se koristiti i drugi alati linijske inspekcije. U nekim slučajevima

ugrađuju se i nadzorni uređaju za otkrivanje unutarnje korozije. Precizno ispitivanje bez razaranja služi za utvrđivanje debljine stijenke i postotka gubitka iste. U skladu s tim, uspoređuju se predviđeni podaci s mjerenima. Naknadna procjena uključuje tumačenje svih podataka prikupljenih u prethodnim koracima, što obuhvaća: usporedbu, normalizaciju, integraciju i analizu podataka za procjenu učinkovitosti direktne metode utvrđivanja stanja unutarnje korozije, izračunavanje vijeka trajanja segmenata cjevovoda, određivanje intervala ponovne procjene, predviđanje čvrstoće stijenke i pruža analizu uzroka i detaljnog plana sprječavanja širenja i ublažavanja korozije. Učinkovitost metode može se ocijeniti kroz korelaciju između podataka dobivenih direktnim pregledom i pretpostavljenih modela korozije iz koraka indirektno inspekcije. Ako postoji jaka unutarnja korozija u područjima za koje se predviđa da nisu ozbiljno zahvaćena ili obrnuto, tada proces direktne metode nije bio učinkovit i operateri se moraju poslužiti drugim metodama za utvrđivanje stanja cjevovoda uslijed unutarnje korozije. Preostali vijek korištenja cjevovoda može se utvrditi s obzirom na veličinu anomalija i brzinu širenja korozije, a na osnovu tog podatka o preostalom vijeku mogu se odrediti intervali koji zahtijevaju ponovnu procjenu. Na kraju, provest će se analiza uzroka na temelju otkrivenih područja s potencijalnom prijetnjom i uspostaviti će se strategija za praćenje, ublažavanje, kontrolu i održavanje korozije.

#### 4.1. Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka „suhog“ plina

Ova metoda se temelji na pretpostavci da je uz određivanje najudaljenijeg mjesta akumulacije kapljica vode koje se izdvoje iz suhog plina pri njegovom protjecanju cjevovodom, moguće utvrditi stanje unutrašnjosti preostalog dijela cjevovoda. U indirektnom pregledu se provodi modeliranje protoka da bi se odredio kritični nagib pri kojem će doći do zaostajanja kapljica vode. Kod nagiba manjeg od kritičnog, sila koja djeluje na kapljice vode u struji plina veća je od sile gravitacije koja povlači kapljice na dno, pa neće doći do zaostajanja kapljica. Kad sila gravitacije nadvlada silu nastalu zbog strujanja plina doći će do povlačenja kapljica vode na donju stijenku cjevovoda. Za odabir najudaljenijeg mjesta na kojem bi se mogle naći kapljice vode koristi se najveća brzina plina izmjerena u cjevovodu. Od te se točke provjeravaju nizvodno još dva mjesta kao potvrda da nakon točke gdje se potencijalno može naći voda nema korozije. Ako je prisutna unutarnja korozija nizvodno od početnog predviđenog mjesta, znači da ili je brzina bila veća od one korištene za proračun ili je cjevovod korišten unutar „mokrog“ okruženja. S obzirom da postoje i

razdoblja kada cjevovodom protječu i manje količine fluida (plina), provode se pregledi i uzvodno. Ipak, ova metoda nije dovoljna za pregled cjevovoda kod kojih je unutarnja korozija zahvatila veliki dio cjevovoda.

#### 4.2. Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka „mokrog“ plina

Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka „suhog“ plina nije primjenjiva na protok „mokrog“ iz nekoliko razloga. Osnovni je taj što je u „mokrom“ plinu voda prisutna cijelo vrijeme tijekom njegovog protjecanja uzduž cijelog cjevovoda. Za sustav s konstantnom brzinom plina i malim količinama kapljevine, mjesta akumulacije mogu se predvidjeti direktnom metodom za protok „suhog“ plina koristeći se konceptom izračuna kritičnog kuta. Međutim, kod protjecanja „mokrog“ plina voda će se nakupljati u svim dijelovima cjevovoda koji imaju nagib veći od kritičnog. Zbog toga nije moguće niti isplativo iskopavati čitav cjevovod. Osim toga, voda putuje duž cjevovoda između točaka akumulacije, a režimi protoka se ne uzimaju u obzir. Metoda utvrđivanja korozije kod protoka „suhog“ plina ne uzima obzir niz čimbenika koji obično utječu na raspodjelu korozije u sustavu cjevovoda za transport „mokrog“ plina kao što je npr. inhibicija. Posljedica toga je da nije moguće odrediti točne lokacije nastanka korozije. Kod određivanja stanja cjevovoda odnosno njegovih mehaničkih svojstava, model brzine širenja korozije ima ograničenu primjenu jer nije određeno točno mjesto nastanka korozije, a ne uzimaju se u obzir ni ostali čimbenici koji utječu na raspodjelu korozije. Ako se pretpostavi da je korozija jednolika duž određenog segmenta cjevovoda, jedna kontrolna točka bilo gdje duž tog segmenta bila bi reprezentativna za cijelu duljinu. Cilj direktne metode određivanja unutarnje korozije kod protoka „mokrog“ plina je ustanoviti mjesta najvećih oštećenja uslijed korozije, a modeli brzine širenja korozije se uklapaju u cjelokupni postupak služeći kao alat za predviđanje buduće brzine širenja. Direktna metoda određivanja korozije pri protoku „mokrog“ plina također se provodi kroz četiri koraka. U prvom koraku (prethodna procjena) prikupljaju se bitni povijesni i trenutni operativni podatci o cjevovodu relevantni za raspodjelu korozije. Utvrđuje se je li metoda izvediva, a zatim se definiraju zone za primjenu direktne metode utvrđivanja stanja. Potrebni podaci obično su dostupni u zapisima o projektiranju i izgradnji, povijesti rada i održavanja, zapisima o koroziji, izvješćima o analizi plina i kapljevine te izvješćima o inspekcijama iz prethodnih utvrđivanja stanja. U drugom koraku (indirektan pregled) određuju se zone prioriteta s obzirom na zahvaćenost

korozijom. Uz to se razmatraju režimi protoka, predviđa se model širenja korozije i drugi čimbenici koji utječu na raspodjelu oštećenja uzrokovano korozijom. Treći korak (direktan pregled) podrazumijeva iskopavanje i detaljan pregled cijevi kako bi se utvrdilo je li došlo do gubitka stijenke uslijed korozije. U četvrtom koraku (naknadna procjena) analiziraju se podaci prikupljeni iz prethodnih koraka kako bi se procijenila učinkovitost direktne metode i odredili intervali ponovne procjene.

Da bi se provela direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod „mokrog“ plina treba uzeti u obzir efekt protoka na raspodjelu korozije duž cjevovoda. Kod cjevovoda s više režima protjecanja raspodjela korozije može biti u korelaciji s režimom protjecanja. Prisutnost kondenzirane vode na mjestima s velikim gubitkom topline smatra se dodatnim utjecajem protoka na koroziju. Razmatraju se četiri vrste dvofaznog protoka: višefazni, višefazni s kondenziranom vodom, čepoliki i prstenasto-magličasti. Iako se smatra sekundarnim učinkom, djelovanje strujanja na koroziju se razlikuje za svaku vrstu višefaznog protoka. Jedna od metoda za predviđanje režima protoka je modeliranje protoka. Poteškoću kod ovog pristupa predstavlja potreba za više podataka nego što ih je stvarno dostupno. Osim toga, informacije trebaju biti dostupne tijekom cijelog razdoblja rada cjevovoda, odnosno za korak prethodne procjene su potrebi parametri za višefazno modeliranje tijekom vijeka trajanja cjevovoda. Da bi se spriječila potreba za detaljnim modeliranjem koriste se protočne karte pomoću kojih se za odnose brzina plina i kapljevine mogu približno točno odrediti vrstu višefaznog protoka. Nažalost, takve protočne karte se koriste samo kod horizontalnih cjevovoda.

#### 4.3. Direktna metoda određivanja unutarnje korozije kod protoka tekućih ugljikovodika

Ova metoda nalikuje direktnoj metodi određivanja unutarnje korozije kod protoka „suhog“ plina jer se u postupku također određuju mjesta unutar cjevovoda gdje je moguće nakupljanje vode. Pomoću modeliranja protoka može se utvrditi hoće li doći do izdvajanja vode iz struje ugljikovodika u vlastitu strujnicu, a modelira se i protok krutih čestica iz razloga moguće akumulacije. S obzirom kako različiti čimbenici utječu na brzinu širenja korozije, za utvrđivanje točnog mjesta nastanka unutarnje korozije koristi se faktorska analiza. Modeliranje brzine širenja korozije može služiti za određivanje mjesta nastanka korozije u cjevovodu većeg prioriteta. Uz navedeno, potrebni su dodatni pregledi ako postoji unutarnja

korozija, zbog čega ova metoda nije prihvatljiva za slučaje opsežne korozije unutar cjevovoda.

Protjecanje tekućih ugljikovodika cjevovodom može smanjiti koroziju. Ako se voda rasprši u ugljikovodicima, očekuje se da će stopa korozije biti manja nego ako je ona u izravnom dodiru sa stijenkom cijevi. Ako ugljikovodici kondenziraju duž segmenta cjevovoda doći će do povećanja omjera ugljikovodici-voda što može rezultirati manjom korozijom nizvodno. To je čest slučaj kad je voda dominantna faza uzvodno. Neki ugljikovodici mogu smanjiti brzinu korozije preko mehanizma inhibiranja sličnog kao kod inhibitora korozije, a učinkovitost inhibicije ovisi o omjeru ugljikovodici-voda. Ako je voda emulgirana u nafti može doći do razbijanja emulzije tijekom protoka što će za posljedicu imati odvajanje „slobodne“ vode koja će zbog razlike u gustoći pasti na dno cjevovoda i time povećati vjerojatnost korozije. Taj efekt je manji kod čepolikog i prstenasto-magličastog protoka.

Krute čestice mogu utjecati na raspodjelu korozije na više načina. U krute čestice spadaju organski i anorganski materijali koji se prenose cjevovodom, talože iz kapljevina i/ili zaostaju na stijenci cjevovoda. Ako je volumen čvrstih čestica velik i postojan može doći do smanjena promjera cijevi, a ujedno i do promjene karakteristika protoka. Izvori čvrstih čestica uključuju proizvode korozije kao što su npr. željezni karbonati, željezovi sulfidi, kalcijev karbonat, barijev sulfat, parafini i asfalteni. Najveću prijetnju predstavljaju istaložene čestice ispod kojih se formira korozija. Utjecaj ostalih tvari također se mora uzeti u obzir, npr. glikol i metanol mogu smanjiti brzinu širenja korozije. Međutim, ako te tvari ravnomjerno protječu kroz cjevovod ili se jednoliko miješaju s vodom u cjevovodu, njihovi učinci se mogu zanemariti.

#### 4.4. Prednosti i nedostaci direktnih metoda utvrđivanja unutarnje korozije

Za duge cjevovode s ograničenim brojem ulaza, direktna metoda utvrđivanja korozije s protokom „suhog“ plina i tekućih ugljikovodika su najprikladnije za određivanje zahvaćenosti cjevovoda unutarnjom korozijom. Naime, zahtjevi za direktan pregled su postavljeni po zonama, a svaki novi ulaz predstavlja i novu zonu. Spomenute metode nisu ekonomski izvedive za sustave s više ulaza. Programi za upravljanje korozijom koriste ove tehnike direktne metode da bi se otkrili cjevovodi osjetljivi na unutarnju koroziju ili da bi se odabrala mjesta ugradnje nadzornog sustava. Uspjeh navedenih metoda ovisi o već prikupljenim podacima, a za modeliranje protoka i brzine korozije je potrebno više ulaznih podataka. Za starije cjevovode povijesni podaci nisu reprezentativni pa se u takvim slučajevima može donijeti pogrešan zaključak o stanju na temelju direktnog pregleda. Nadalje, sustav modeliranja protoka krutih čestica nije toliko razvijen pa se ne mogu s velikom točnošću utvrditi mjesta akumulacije krutih tvari. Također, ni sustav modeliranja brzine širenja korozije kao ni utjecaj mikrobiologije nisu još dovoljno razvijeni. Mikrobiološki faktori ubrzavaju širenje unutarnje korozije zbog čega predstavljaju ograničenje za spomenute direktne metode.

## **5. PRIMJENA DIREKTNE METODE ZA ODREĐIVANJE UNUTARNJE KOROZIJE**

Direktna metoda za određivanje unutarnje korozije primijenjena je na podmorskom cjevovodu koji je spojen na plutajuće pristanište 19 km od obale Puthuvypeena u Indiji. Cjevovod promjera 121,9 centimetara i duljine 18,7 km, je pušten u pogon 2006. godine, a njime se transportiraju tekući ugljikovodici (Teevens et al., 2018). Te iste godine tri hidrotesta su provedena za podmorsku dionicu u duljini od 6,4 km, a morska voda korištena za testiranje je ostala unutar cjevovoda sveukupno 293 dana. U ožujku 2015. godine započela je provedba direktne metode, provedeno je višefazno modeliranje protoka kako bi se predvidio pad tlaka, temperature, kritični kut i različiti režimi protoka duž cjevovoda. Uz pomoć toga, određena su mjesta nakupljanja vode i krutih čestica duž cjevovoda. Provedeno je i modeliranje brzine širenja korozije da bi se uz korelaciju s podacima iz modeliranja protoka odredila prioriteta mjesta nastanka korozije. U odnosu na dostupne podatke za kopneni cjevovod, predviđen je veći gubitak stijenke kod podvodnog cjevovoda što se može pripisati dugotrajnoj izloženosti morske vode nakon hidrotestiranja. Detaljnijim ispitivanjima na odabranim mjestima temeljenim na podacima direktne metode ustanovljeno je da je mala razlika između predviđenog gubitka stijenke i stvarnog izmjerenog gubitka što je dokaz točnosti direktne metode.



## 6. ZAKLJUČAK

Direktne metode utvrđivanja stanja cjevovoda su se koristile neformalno od samih početaka transporta ugljikovodika cjevovoda, a posebno je to bio slučaj u Sjedinjenim Američkim Državama. Međutim, razvojem i implementacijom hidrostatske metode i metode linijske inspekcije, direktne metode su se širom svijeta formalno počele koristiti kao dopuna tim dvjema metodama. Direktne metode podrazumijevaju utvrđivanje stanja cjevovoda uslijed vanjske i unutarnje korozije te pukotina na zonama zahvaćenim korozijom. Napredak u smislu učestalosti primjene direktne metode određivanja stanja cjevovoda uslijed vanjske korozije će vjerojatno proizaći iz inovacija u tehnologijama povezanim s mogućnošću predviđanja kao i s prevladavanjem postojećih ograničenja vezanih za katodnu zaštitu cijevi. Primjena direktnih metoda određivanja stanja cjevovoda uslijed unutarnje korozije se proširila na zemlje izvan Sjedinjenih Američkih Država, a povećanje broja korisnika će utjecati na poboljšanja metode, osobito na točnost modeliranja protoka i brzine širenja korozije što će eventualno povećati i točnost spomenute direktne metode. Sve obrađene metode imaju jasan krajnji cilj, a to je omogućiti pravilno i pravovremeno održavanje cjevovoda kako bi isti služio svrsi što je dulje moguće.

## 7. LITERATURA

1. BEAVERS, J. , BUBENIK, T., 2017. *Trend sin Oil and Gas Corrosion Research and Technologies: Production and Transmission*, 12, 295-314. Cambridge, Ma: Woodhead Publishing.
2. KOWALSKI, A., 2014. *Underground Pipeline Corrosion: The Close Interval Potential Survey (CIS/CIPS) Method for Detecting Corrosion in Underground Pipelines*, pp.227-246. Woodhead Publishing
3. MOGHISSI, O., BURWELL, D., ECKERT, R., VERA, J., SRIDHAR, N., PERRY, L., MATOCHA, G., ADAMS, D., 2004. *Internal Corrosion Direct Assessment for Pipelines Carrying Wet Gas- Methodology*. International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada.
4. NACE., 2008. *Standard Practice: Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines*, item No. 21127, Houston, Texas.
5. NICHOLSON, P., 2006. *Pipeline Rehabilitation & Maintenance: External Corrosion Direct Assessment*. Istanbul.
6. R. WINSTON REVIE, 2015. *Oil and Gas Pipelines Integrity and Safety Handbook*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc
7. TEEVENS, J.P., KHERA, A., ARUMUGAM, S., BANIAH, B., 2018. *Successful Application of Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) To Determine the Integrity of an Indian Offshore SPM Pipeline*, Paper Np. 11308, NACE international, Houston, Texas.
8. TEEVENS, J.P, KHERA, A., ZHU, Z., 2013. *Internal Corrosion Direct Assessment for Hydrocarbon Service Petroleum Pipelines*. Oil and Gas Pipeline Conference, Jaipur, India.
9. TOMAR, M., FINGERHUT, M., PORTZGEN, N., KLEIN, M., ANSARI, H., 2008. *Sizing Stress Corrosion Cracks using Laser Ultrasonics*. International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada.
10. VAN OS, M.T. , VAN MASTRIGT, P., 2006. *A Direct Assessment Module for Pipeline Integrity Managment at Gusunie*. 23rd World Gas Conference. Amsterdam.

## **IZJAVA**

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno temeljem znanja stečenog na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenim referencama.



---

Karlo Rudan



KLASA: 602-04/21-01/75  
URBROJ: 251-70-12-21-2  
U Zagrebu, 17.9.2021.

**Karlo Rudan, student**

## RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-04/21-01/75, URBROJ: 251-70-12-21-1 od 15.4.2021. priopćujemo vam temu završnog rada koja glasi:

### DIREKTNE METODE UTVRĐIVANJA STANJA CJEVOVODA

Za voditeljicu ovog završnog rada imenuje se u smislu Pravilnika o izradi i ocjeni završnog rada Prof.dr.sc. Katarina Simon nastavnik Rudarsko-geološko-naftnog-fakulteta Sveučilišta u Zagrebu

Voditeljica:

(potpis)

Prof.dr.sc. Katarina Simon

(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za  
završne i diplomske ispite:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Vladislav Brkić

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Dalibor  
Kuhinek

(titula, ime i prezime)