

Opremanje utisnih bušotina za EOR projekt na polju Ivanić

Gospodnetić, Toni

Master's thesis / Diplomski rad

2018

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

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:688921>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-30**



Repository / Repozitorij:

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



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

**OPREMANJE UTISNIH BUŠOTINA ZA EOR
PROJEKT NA POLJU IVANIĆ**

Diplomski rad

Toni Gospodnetić

N-230

Zagreb, 2018.

OPREMANJE UTISNIH BUŠOTINA ZA EOR PROJEKT NA POLJU IVANIĆ

TONI GOSPODNETIĆ

Diplomski rad izrađen na: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

EOR metode (engl. *Enhanced Oil Recovery*) kao tercijarne metode pridobivanja nafte su metode koje pridonose dodatnom iscrpku ležišta i produženju proizvodnog vijeka istog. U ovom diplomskom radu su objašnjeni razlozi primjene takvih projekata te su nabrojane EOR metode kao i način njihova odabira. Poblize je opisana WAG (engl. *Water Alternating Gas*) metoda. Prikazana je povijest proizvodnje nafte na polju Ivanić, kao i karakteristike ležišta tog polja. Također su objašnjeni zahtjevi kod opremanja utisnih bušotina s gledišta radova dozacijevljenja (engl. *relining*). Spomenuti su i korozivni uvjeti sredine u kojoj se odvijaju radovi kao i načini zaštite od korozije. Razrađena su dva slučaja opremanja utisnih bušotina na polju Ivanić. Navedene su specifičnosti spomenutog opremanja.

Ključne riječi: EOR metode pridobivanja nafte, WAG metoda, opremanje utisnih bušotina, dozacijevljenje bušotine

Završni rad sadrži: 53 stranice, 14 tablica, 28 slika, 31 referencu.

Jezik izvornika: Hrvatski

Pohrana rada: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta,
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF

Ocjenjivači: Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF

Dr. sc. Borivoje Pašić, docent RGNF

Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNF

Datum obrane: 11.7.2018., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagreb

WELL COMPLETION OF INJECTOR WELLS FOR EOR PROJECT ON THE IVANIĆ
FIELD

TONI GOSPODNETIĆ

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

EOR (Enhanced Oil Recovery) methods (or tertiary methods) are used to increase crude oil production of wells and to lengthen the oil field's lifespan. In this master's thesis, reasons for the development of such projects are discussed and EOR methods as well as method selection are mentioned. WAG (Water Alternating Gas) method is described in detail. History of production as well as field and reservoir characteristics of oil field Ivanić is presented and certain demands regarding well completion from the point of relining operations are described. Methods of corrosion protection and corrosive environment are also mentioned. The thesis is based on two cases of well completion of injector wells on the Ivanić field and specific situations and operations regarding those cases are shown.

Keywords: EOR methods, WAG method, well completion of injector wells, well relining

Thesis contains: 53 pages, 14 tables, 28 figures, 31 references.

Original in: Croatian

Archived at: Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD

Reviewers: Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD

Assistant Professor Borivoje Pašić, PhD

Full Professor Zdenko Krištafor, PhD

Defence date: July 11, 2018, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
University of Zagreb

Na početku htio bih se zahvaliti svojim roditeljima Filki i Marku na pruženoj ljubavi te bezuvjetnoj moralnoj i financijskoj potpori, ne samo tijekom školovanja, nego i tokom cijelog mog života.

Veliko hvala mom mentoru i prijatelju Vladislavu Brkiću na kritikama s kojima mi je pomogao kod izrade diplomskog rada. Također hvala zaposlenicima INA Grupe Edi Kršu, Karlu Petroviću, Ivanu Bručiću i Mladenu Biškupu na ustupljenim materijalima bez kojih bi bilo nemoguće napisati ovaj diplomski rad.

Zahvalio bih se i bratu Pavi čiji su me uspjesi na profesionalnom i privatnom polju motivirali tokom akademskog života.

Također bih se zahvalio svim svojim prijateljima i kolegama s kojima sam provodio svoje studentske dane.

I najveće hvala mojoj Andrei.

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	I
POPIS TABLICA	II
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA	III
POPIS KORIŠTENIH KRATICA	IV
1. UVOD	1
2. EOR METODE POVEĆANJA ISCRPKA UGLJIKOVODIKA	3
2.1. Postojeće EOR metode i njihov odabir	4
2.2. WAG metoda.....	6
3. NAFTNO POLJE IVANIĆ	11
3.1. Geološki opis polja Ivanić	11
3.2. Karakteristike ležišta i ležišnog fluida	12
3.3. Povijest proizvodnje nafte i plina na polju Ivanić	17
3.4. Povijest proizvodnje nafte i plina na polju Ivanić u okviru pilot projekta	18
4. TEHNIČKO STANJE UTISNIH BUŠOTINA	20
4.1. Karakteristike utisne opreme i dozacjevljenje.....	20
4.2. Zaštita od korozije na utisnim bušotinama	21
5. OPREMANJE UTISNIH BUŠOTINA NA POLJU IVANIĆ	24
5.1. Rudarski radovi provedeni s ciljem modifikacije konstrukcije bušotine A (dozacjevljenje).....	24
5.1.1. Osnovni geološki podaci za bušotinu A	24
5.1.2. Ležišta raskrivena bušotinom A	25
5.1.3. Osnovni podaci o bušotini A	26
5.1.4. Dosadašnji remontni radovi na bušotini A	26
5.1.5. Prijedlog remontnih radova na bušotini A	28
5.1.6. Slijed rudarskih radova na bušotini A.....	28
5.1.6.1. Pripremni radovi na bušotini A.....	28
5.1.6.2. Ugradnja i cementacija proizvodne kolone promjera 101,6 mm – dozacjevljenje na bušotini A.....	30
5.1.6.3. Radovi u koloni zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm na bušotini A	32
5.1.6.4. Ugradnja utisne opreme u bušotinu A	32
5.1.6.5. Završni radovi na bušotini A	35

5.2. Rudarski radovi provedeni s ciljem modifikacije konstrukcije bušotine B (dozacjevljenje)	36
5.2.1. Osnovni geološki podaci za bušotinu B.....	36
5.2.2. Ležišta raskrivena bušotinom B.....	37
5.2.3. Osnovni podaci o bušotini B.....	38
5.2.4. Dosadašnji remontni radovi na bušotini B.....	39
5.2.5. Prijedlog remontnih radova na bušotini B	39
5.2.6. Slijed rudarskih radova na bušotini B.....	40
5.2.6.1. <i>Pripremni radovi na bušotini B</i>	40
5.2.6.2. <i>Ugradnja i cementacija proizvodne kolone promjera 101,6 mm – dozacjevljenje na bušotini B</i>	42
5.2.6.3. <i>Radovi u koloni zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm na bušotini B</i>	44
5.2.6.4. <i>Ugradnja utisne opreme u bušotinu B</i>	44
5.2.6.5. <i>Završni radovi na bušotini B</i>	46
6. IZAZOVI KOD OPREMANJA	48
6.1. Izazovi kod opremanja utisne bušotine A	48
6.2. Izazovi kod opremanja utisne bušotine B	49
7. ZAKLJUČAK	50
8. LITERATURA	51

POPIS SLIKA

Slika 1-1. Dosadašnja i buduća proizvodnja nafte na polju Ivanić	1
Slika 2-1. Metode pridobivanja ugljikovodika.....	3
Slika 2-2. Broj EOR projekata određene metode obzirom na tip stijene	4
Slika 2-3. Princip djelovanja WAG metode	6
Slika 2-4. Broj WAG projekata od 1957. godine u svijetu	6
Slika 2-5. Tipovi i udio korištenja pojedinih WAG plinova	7
Slika 2-6. Zastupljenost WAG metode u različitim tipovima ležišnih stijena	8
Slika 2-7. Zastupljenost pojedinog WAG procesa	9
Slika 2-8. Konusiranje plina	10
Slika 3-1. Geološki profil naftnih ležišta na polju Ivanić.....	12
Slika 3-2. Karta efektivnih debljina intervala gama 3	13
Slika 3-3. Karta efektivnih debljina intervala gama 2/2.....	15
Slika 4-1. Kamenac unutar kolone zaštitnih cijevi	21
Slika 4-2. Rupičasta korozija.....	22
Slika 5-1. Povijest proizvodnje bušotine A	27
Slika 5-2. Povijest utiskivanja u bušotini A	28
Slika 5-3. Shematski prikaz opreme u bušotini A prije dozacjevljenja.....	29
Slika 5-4. Shematski prikaz opreme u bušotini A nakon dozacjevljenja	31
Slika 5-5. FH-NA paker	32
Slika 5-6. Shematski prikaz utisne opreme u bušotini A.....	34
Slika 5-7. Stanje bušotinske glave i erupcijskog uređaja bušotine A nakon dozacjevljenja	35
Slika 5-8. Povijest proizvodnje bušotine B	39
Slika 5-9. Shematski prikaz opreme u bušotini B prije dozacjevljenja.....	41
Slika 5-10. Shematski prikaz opreme u bušotini B nakon dozacjevljenja	43
Slika 5-11. Shematski prikaz utisne opreme u bušotini B.....	45
Slika 5-12. Prikaz bušotinske glave i erupcijskog uređaja bušotine B nakon dozacjevljenja	46
Slika 6-1. Alatka za vanjsko hvatanje - overšot	48
Slika 6-2. Prirubnica zaštitnih cijevi	49

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Kriteriji za odabir odgovarajuće EOR metode	5
Tablica 3-1. Prosječne vrijednosti fizikalnih svojstava nafte s polja Ivanić	16
Tablica 3-2. Prosječni komponentni sastav nafte na polju Ivanić	16
Tablica 3-3. Podudarnost kriterija odabira EOR metode i odabranog primjera	17
Tablica 5-1. Utvrđene rezerve ležišta raskrivenih bušotinom A	24
Tablica 5-2. Karakteristike bušotine A i raskrivenih ležišta	25
Tablica 5-3. Tehničke karakteristike bušotine A	25
Tablica 5-4. Raskrivena ležišta u koja se utiskuje voda u bušotinu A	25
Tablica 5-5. Ležišta predložena za reperforaciju i raskrivanje	26
Tablica 5-6. Utvrđene rezerve u ležištima raskrivenih bušotinom B	37
Tablica 5-7. Karakteristike bušotine B i raskrivenih ležišta	37
Tablica 5-8. Tehničke karakteristike bušotine B	37
Tablica 5-9. Raskriveno ležište	38
Tablica 5-10. Predložena ležišta za reperforaciju i raskrivanje	38

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA

Oznaka	Jedinica	Opis
E_h	-	horizontalni obuhvat
E_m	-	mikroskopski obuhvat
E_v	-	vertikalni obuhvat
g	m/s^2	ubrzanje (sile teže)
GOR	m^3/m^3	proizvodni plinski faktor (engl. <i>Gas Oil Ratio</i>)
h	m	debljina zone utiskivanja
h_{ef}	m	efektivna debljina ležišta
i_w	m^3/dan	količina utisnute vode po danu
k	m^2	propusnost za ležišni fluid
k_{rg}	-	relativna propusnost za plin
k_{ro}	-	relativna propusnost za naftu
L	m	udaljenost među bušotinama
M	-	omjer mobilnosti
N_p	m^3	ukupna proizvodnja nafte na polju Ivanić
q_o	m^3/dan	proizvodnja nafte
$R_{o/g}$	-	omjer viskoznosti i gravitacije
S	m^2	početna geometrijska površina
S_{wi}	%	prosječno početno zasićenje vodom
\bar{v}_{kor}	$\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{dan}$	prosječna brzina korozije
W_i	m^3	ukupna količina utisnute vode
Δm	g	gubitak mase
Δt	dan	vremenski interval
$\Delta \rho$	kg/m^3	razlika gustoća vode i nafte
μ_g	$\text{Pa} \cdot \text{s}$	viskoznost plina
μ_o	$\text{Pa} \cdot \text{s}$	viskoznost nafte
v	m/s	Darcyjeva brzina (fluks)
Φ	mm	vanjski promjer kolone zaštitnih cijevi
φ	%	prosječna šupljikavost ležišta

POPIS KORIŠTENIH KRATICA

CBL/GR/CCL (engl. *Cement Bond Log/Gamma Ray/Casing Collar Locator*) – karotaža kvalitete cementne veze uz lociranje spojnice kolone zaštitnih cijevi i gama karotaža

DST (engl. *Drill Stem Test*) – iskušavanje (testiranje bušotine kroz bušaću šipku)

EKM – elektrokarotažno mjerenje

EL (engl. *Electric Logging*) – elektrokarotaža

EOB (engl. *Enhanced Oil Recovery*) – metode dodatnog iscrpka nafte

FAWAG (engl. *Foam And Water Alternating Gas*) – izmjenično injektiranje vode i plina s pjenom

GRE-LND (engl. *Glass Reinforced Epoxy-Lined*) – ugljični i niskolegirani čelik zaštićen oblogama od stakloplastike

GRN (engl. *Gamma Ray Neutron*) – neutronska i gama karotaža

KRO – kapitalni remont opreme

LL (engl. *Laterolog*) – bočna karotaža

MCL (engl. *Multi-finger Caliper*) – kavernometrija s višepolužnim kaliperom

NL-SP (engl. *Neutron Log – Spontaneous Potential*) – neutronska karotaža–spontani potencijal

REC (engl. *recovery*) – dodatni iscrpak (nafte)

SWAG (engl. *Simultaneous Water And Gas*) – istovremeno utiskivanje vode i plina

T/dT/GR (engl. *Temperature/differential Temperature/Gamma Ray*) – kontinuirana karotaža temperature

TVD (engl. *True Vertical Depth*) – stvarna (vertikalna) dubina (bušotine)

WAF (engl. *Water Alternating Foam*) – naizmjenično utiskivanje vode i pjene

WAG (engl. *Water Alternating Gas*) – naizmjenično utiskivanje vode i plina

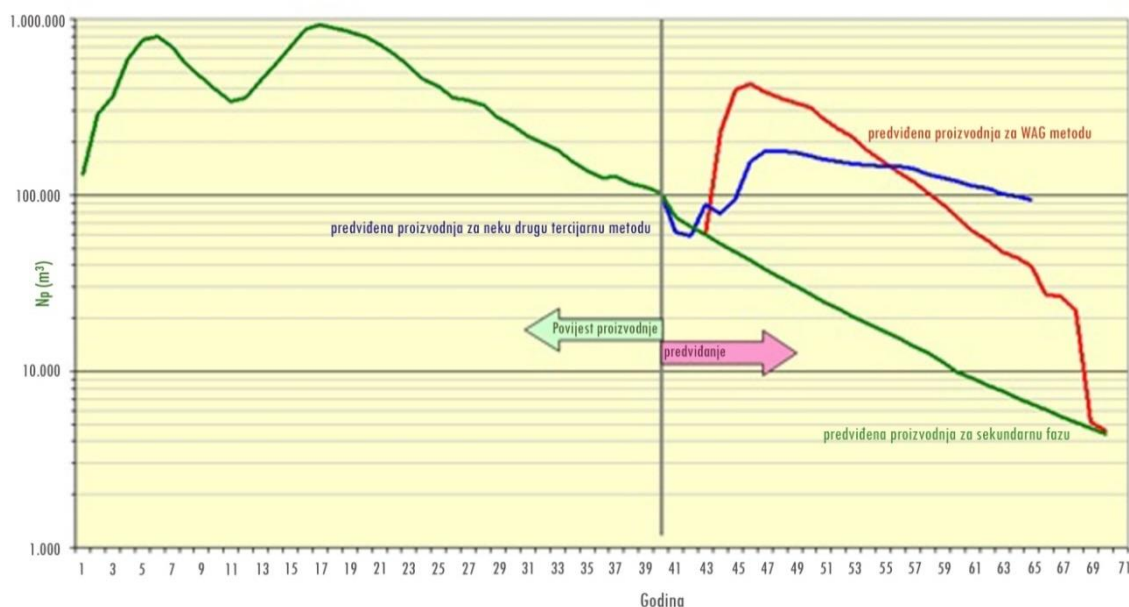
1. UVOD

Unatoč promjenjivim cijenama nafte na naftnom tržištu, jedan od dalje primjenjivanih zahvata na starim naftnim poljima su EOR projekti (engl. *Enhanced Oil Recovery*). U takvim je uvjetima potrebno optimirati rudarske zahvate kako bi projekt ostao isplativ.

U Republici Hrvatskoj (RH) proizvodna polja su stara preko 50 godina, te se na tim poljima događa prirodan pad proizvodnje (INA d.d., 2011a). To je jedan od bitnih razloga što se u kompaniji INA d.d. odlučilo implementirati EOR projekt na svoje staro naftno polje Ivanić.

U proteklih šezdesetak godina na području RH otkriveno je, opremljeno i u proizvodnju pušteno 45 naftnih i 30 plinskih polja, te je izrađeno oko 4500 bušotina, od čega je danas aktivno oko 1200 (INA d.d., 2017). Ovi podaci dovode do još jednog zaključka zbog kojeg se intenzivno radi na EOR projektima: manja je vjerojatnost za otkrivanje novog i značajnog nalazišta ugljikovodika u Hrvatskoj (INA d.d., 2011a).

Na spomenutom polju Ivanić korištena je WAG (engl. *Water Alternating Gas*) metoda, tj. izmjenično utiskivanje vode i plina (u ovom slučaju ugljikovog dioksida). Na slici 1-1. prikazana je proizvodnja nafte od početka eksploatacije te proizvodnja koja je predviđena nakon uvođenja EOR metode.



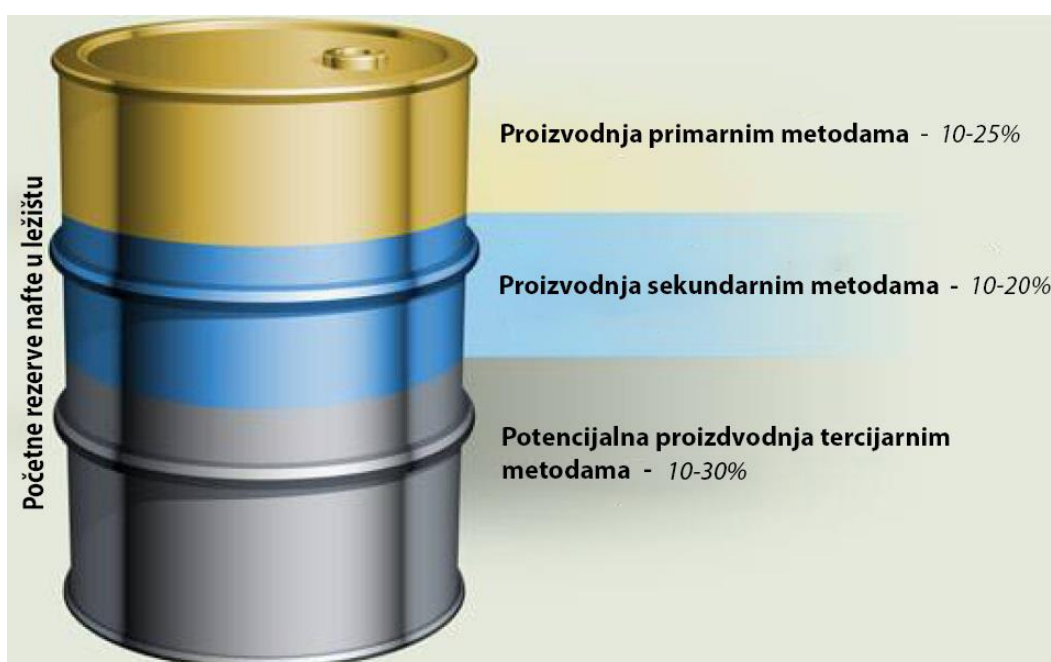
Slika 1-1. Dosadašnja i buduća proizvodnja nafte na polju Ivanić (INA d.d., 2011b)

U diplomskom radu detaljno će se opisati polje Ivanić s aspekta geologije, povijesti proizvodnje i EOR projekta na polju. Obradit će se opremanje dvije utisne bušotine na polju Ivanić: bušotina A koja je na početku bila proizvodna pa vodno-utisna te koju je

potrebno opremiti za primjenu WAG metode i bušotina B koja je proizvodna te koju je također potrebno opremiti za primjenu WAG metode. Kod obje bušotine objasniti će se razlozi radova dozacjevljenja te će se spomenuti specifične situacije koje su se dogodile kod opremanja temeljem izvještaja. Također će se u svrhu boljeg razumijevanja načina djelovanja i mehanizma odabira određene EOR metode prikazati kratak pregled svih EOR metoda s posebnim naglaskom na spomenutu WAG metodu.

2. EOR METODE POVEĆANJA ISCRPKA UGLJIKOVODIKA

Proizvodnja ugljikovodika temelji se na kretanju nafte i (ili) plina kroz ležište raskriveno proizvodnom bušotinom prema površini zbog razlike u tlaku između ležišta i same bušotine. Proizvodnja nafte iz ležišta moguće je temeljem tri različite metode: primarne, sekundarne i tercijarne (EOR metode). Primarni način proizvodnje se pojavljuje na početku proizvodnog vijeka polja, kada se koristi prirodna energija ležišta. Sekundarne metode podrazumijevaju utiskivanje vode kako bi se podržao ležišni tlak. EOR metode se koriste kada sekundarne više nisu učinkovite ili isplative kako bi se pridobio dodatni iscrpak i produžio proizvodni vijek polja (slika 2-1.).



Slika 2-1. Metode pridobivanja ugljikovodika (Mid-Con Energy Partners LP, 2015)

Prema slici 2-1. proizvodnjom primarnim metodama moguće je proizvesti 10-25% početnih rezervi nafte u ležištu, dok se sekundarnim metodama iscrpi još 10-20% početnih rezervi nafte u ležištu (Mid-Con Energy Partners LP, 2014). Primjenom tercijarnih metoda može se proizvesti još dodatnih 10-30% od početnih rezervi nafte u ležištu (Rigzone, 2018).

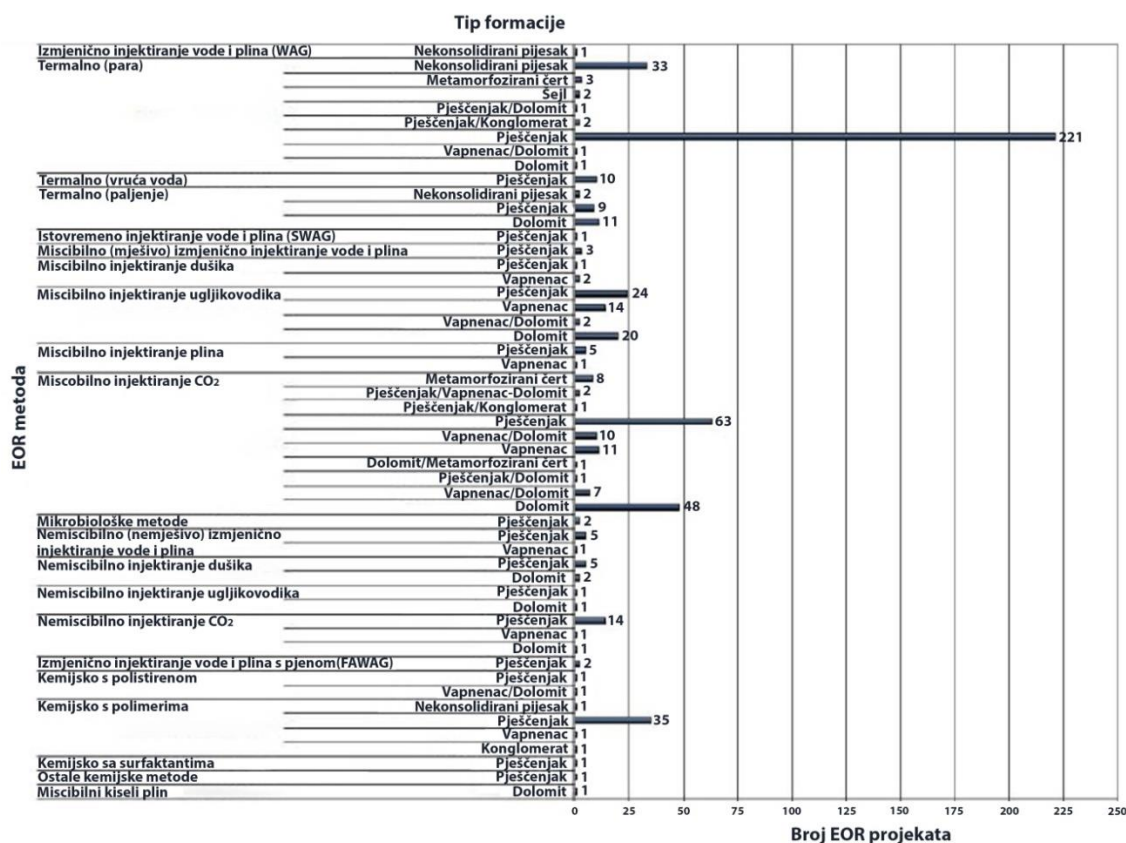
Kao što je već u uvodu spomenuto, primjenjivost EOR projekata uvjetovana je fizikalnim svojstvima starih iscrpljenih ležišta, cijenama nafte na tržištu, ali i stalnom

potrebom za povećanjem proizvodnje energije zbog rasta globalne populacije i industrijalizacije (Manrique et al., 2010).

Jedno od glavnih pitanja je kada započeti s EOR projektom. Ta odluka ovisi o više parametara od kojih su najvažniji dodatni iscrpak (engl. *incremental tertiary oil*), početna ulaganja, cijena obrade voda, cijena površinske i podzemne opreme, cijena održavanja, cijena operativnih troškova (kemikalije, voda) te cijena izrade utisnih bušotina (Pwaga et al., 2010).

2.1. Postojeće EOR metode i njihov odabir

Na slici 2-2. prikazan je ukupan broj projekata na svijetu određene EOR metode obzirom na vrstu stijene u 2012. godini.



Slika 2-2. Broj EOR projekata određene metode obzirom na tip stijene (Aladasani, 2012)

Kao što je prikazano na slici 2-2. odabir adekvatne EOR metode ovisi i o vrsti ležišne stijene. Iako se svako ležište, tj. svaki se EOR projekt promatra kao zaseban slučaj, postoje određeni kriteriji kojima se može determinirati primjena odgovarajuće metode. U sljedećoj

tablici 2-1. je prikazano kako svojstva ležišnog fluida i samo ležište može utjecati na odabir određene EOR metode.

Tablica 2-1. Kriteriji za odabir odgovarajuće EOR metode (Abu El Ela et al., 2014)

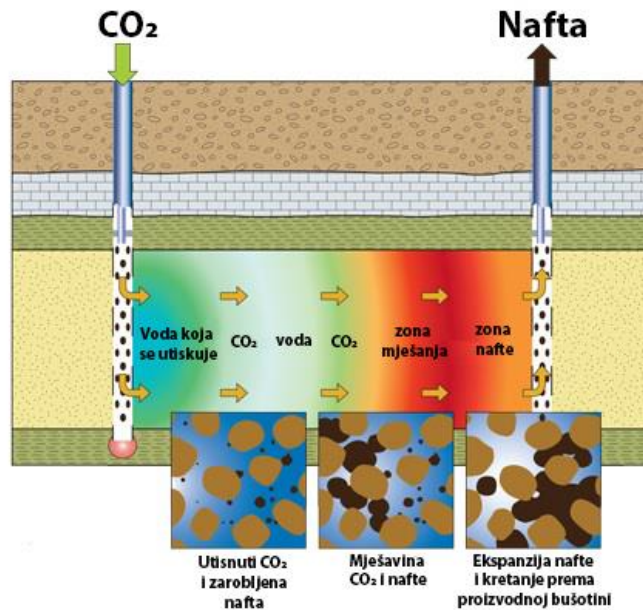
Svojstva ležišnog fluida				Svojstva ležišta					
EOR metoda	Gustoća (kg/m ³)	Viskoznost (mPa·s)	Sastav	Zasićenje naftom (%PV)	Vrsta formacija	Debljina ležišta (m)	Prosječna propusnost (m ²)	Dubina (m)	Temperatura (°C)
Dušik i ispušni plinovi	<800 (850)	<0,4 (0,2)	Visok udio C1 do C7	>40 (75)	Pješčenjak, karbonat	Mala, ako nije strmo	Ne utječe	>1800	Ne utječe
Ugljikovodici	<800 (900)	<3 (0,5)	Visok udio C2 do C7	>30 (80)	Pješčenjak, karbonat	Mala, ako nije strmo	Ne utječe	>1200	Ne utječe
Ugljikov dioksid	<850 (900)	>10 (1,5)	Visok udio C5 do C12	>20 (55)	Pješčenjak, karbonat	Širok spektar	Ne utječe	>800	Ne utječe
Nemješivi plinovi	<1000	<600	Ne utječe	>35 (70)	Ne utječe	Ne utječe, ako je strmo	Ne utječe	>500	Ne utječe
Polimeri, alkali, surfaktant	<850 (950)	<35 (10)	Slabe organske kiseline	>35 (53)	Pješčenjak najčešće	Ne utječe	>10 ⁻¹⁴ (4,5 - 10 ⁻¹³)	>3000 (1000)	>90 (30)
Polimeri	<950	10-150	Ne utječe	>50 (80)	Pješčenjak najčešće	Ne utječe	>10 ⁻¹⁴ (8 - 10 ⁻¹³)	<3000	>90 (50)
Spaljivanje	<950 (1000)	1200-5000	Asfalteni	>50 (72)	Visoko-šupljikav pijesak/pješčenjak	>3	>5 - 10 ⁻¹⁴	<3500 (1100)	>40 (60)
Vruća para	950 - 1000	4700-200000	Ne utječe	>40 (66)	Visoko-šupljikav pijesak/pješčenjak	>6	>2 - 10 ⁻¹³ (2,5 - 10 ⁻¹²)	<1400 (500)	Ne utječe

Valja spomenuti da određena EOR metoda u tablici obuhvaća i kombinaciju te metode s vodom (tako npr. zahtjevi treće metode – ugljikovog dioksida vrijede i za kombinaciju vode i ugljikovog dioksida – WAG).

Odabir se također određuje obzirom na koeficijent obuhvata (engl. *sweep efficiency*), omjer pornog volumena koji je pod utjecajem injektiranja i ukupnog pornog volumena ležišta ili koeficijent istiskivanja. Nizak koeficijent obuhvata rezultat je heterogenosti ležišta i malog omjera mobilnosti. Na potonji (a tako i na faktor heterogenosti) može se utjecati smanjenjem mobilnosti injektiranog fluida (upotreba polimera) ili povećanjem mobilnosti ugljikovodika u ležištu (termalne metode). Koeficijent istiskivanja ovisi o kapilarnim silama koje drže naftu u porama. Taj utjecaj smanjuju sve kemijske metode, kao i metode utiskivanja CO₂ i inertnih plinova (Hite et al., 2004). Zaključno, razvijene su softverske platforme (Petrel P&T, ECLIPSE) koje daju modele ležišta i pomoću kojih je moguće s velikom preciznošću odabrati odgovarajuću EOR metodu (Schlumberger, 2017a).

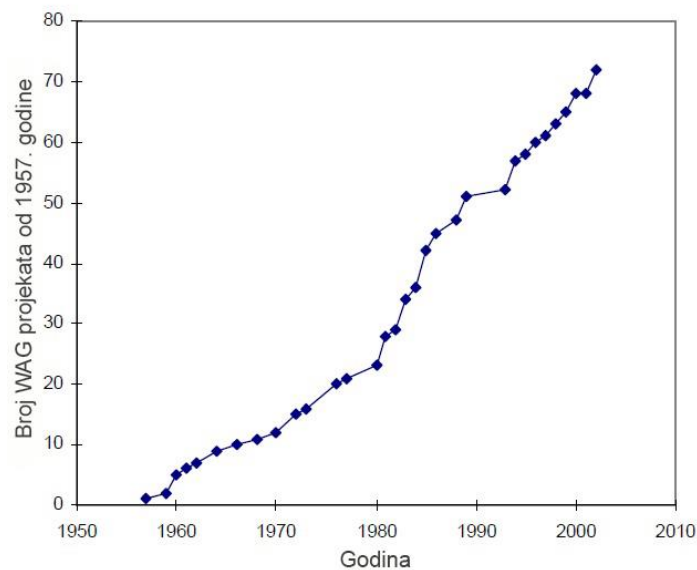
2.2. WAG metoda

WAG je EOR metoda koja se razmatra u ovom radu. Na slici 2-3. prikazan je princip djelovanja metode te je u daljnjem tekstu opisana.



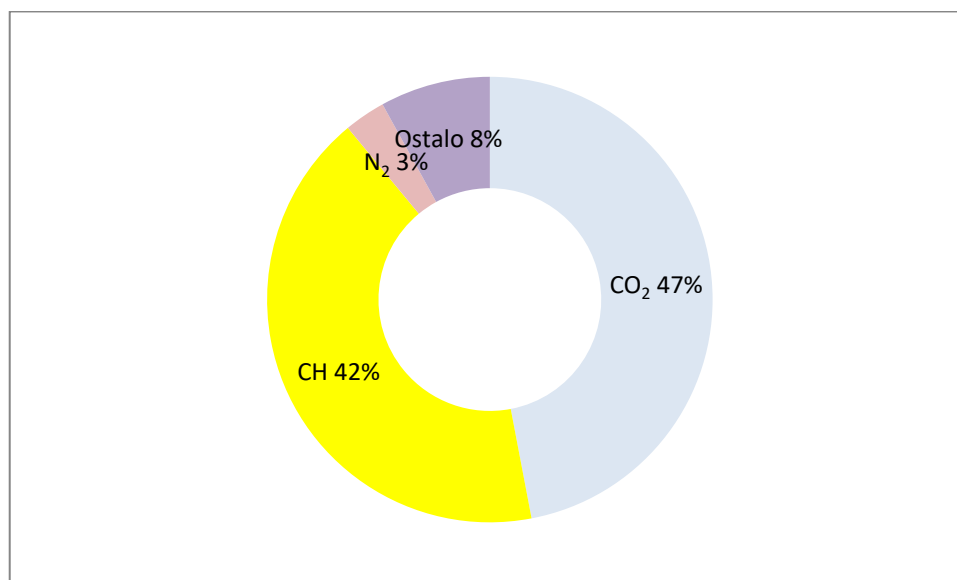
Slika 2-3. Princip djelovanja WAG metode (Muhammad, 2015)

Prema definiciji, to je metoda naizmjeničnog utiskivanja vode i plina u određenim vremenskim intervalima (Schlumberger, 2017b). Ovom metodom prosječno se iscrpi dodatnih 5 do 10% (maksimalno 20%) od početnih rezervi nafte u ležištu (Christensen et al., 2001). Na slici 2-4. je prikazan broj aktivnih WAG projekata od 1957. godine.



Slika 2-4. Broj WAG projekata od 1957. godine u svijetu (Skauge i Stensen, 2003)

Proces uključuje dva koraka: prvo se utiskuje plin te se nafti smanjuje viskoznost, te postaje mobilnija. Međupovršinska napetost između nafte i plina je manja od one između nafte i vode, što znači da će plin istisnuti naftu (Muhammad, 2015). Plin koji se koristi je ugljikov dioksid (u primjerima ovog rada), ali koriste se i drugi plinovi (metan, dušik). Na slici 2-5. je prikazana zastupljenost određenog plina u WAG projektima.



Slika 2-5. Tipovi i udio korištenja pojedinih WAG plinova (Christensen et al., 2001)

Dodatni iscrpak nafte koji se dobije ovom metodom računa se prema formuli 2-1 (Christensen et al., 2001):

$$REC = E_v \cdot E_h \cdot E_m \quad (2-1)$$

gdje su:

REC – dodatni iscrpak nafte, -

E_v – vertikalni obuhvat, -

E_h – horizontalni obuhvat, -

E_m – mikroskopski obuhvat (engl. *microscopic efficiency*), -

Dodatni se iscrpak može povećati, ukoliko se poveća bilo koji od navedena 3 faktora. Vertikalni i horizontalni obuhvat zajedno čine makroskopski obuhvat (engl. *macroscopic efficiency*) (Christensen et al., 2001). Makroskopskim obuhvatom se opisuje istiskivanje na razini volumetrijskog obuhvata (volumen ležišta koji je pod utjecajem utiskivanja), a mikroskopskim obuhvatom istiskivanje na razini pore (Muhammad, 2015). To znači da

ova metoda kombinira prednosti koje daje plin (za mikroskopski obuhvat) i prednosti koje daje voda (makroskopski obuhvat) (Christensen et al., 2001).

Horizontalni obuhvat je određen stabilnošću fronte koja se utiskuje, koju definira mobilnost fluida, dok se omjer mobilnosti M određuje prema formuli 2-2 (Christensen et al., 2001):

$$M = \frac{k_{rg} / \mu_g}{k_{ro} / \mu_o} \quad (2-2)$$

gdje su:

M – omjer mobilnosti, -

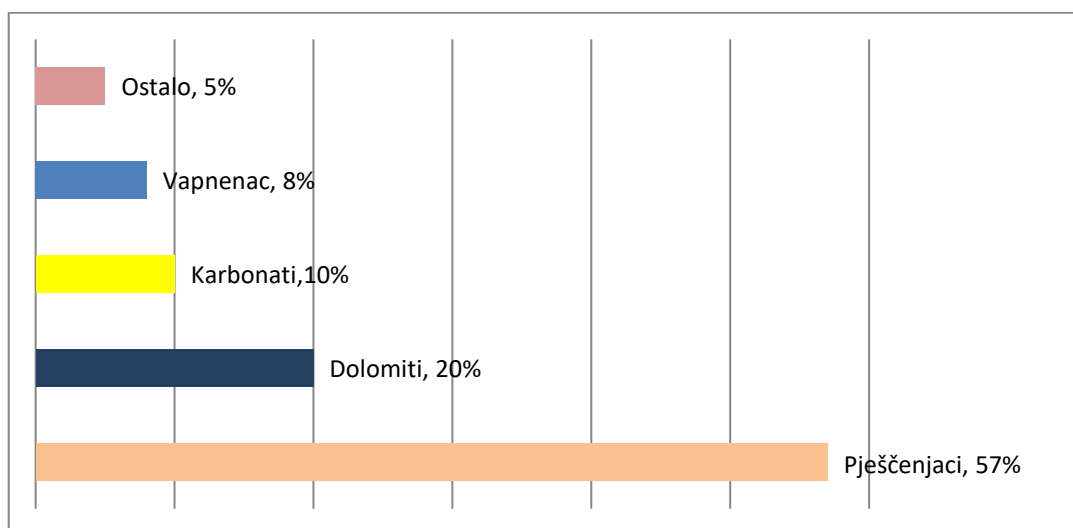
k_{rg} – relativna propusnost za plin, -

k_{ro} – relativna propusnost za naftu, -

μ_g – viskoznost plina, Pa·s

μ_o – viskoznost nafte, Pa·s

Ukoliko je taj omjer manji ili jednak 1, istiskivanje će biti stabilno. U suprotnom (ako je omjer veći i što dalji od 1 istiskivanje će biti nestabilno i nepoželjno (Muhammad, 2015). Dakle, u tom slučaju može doći do konusiranja plina što će smanjiti obuhvat istiskivanja. Valja spomenuti da u tom slučaju nije nužno uzrok nepovoljan omjer mobilnosti, već heterogenost ležišta i visokopropusni slojevi, tj. tip formacije (Christensen et al., 2001). Na slici 2-6. prikazan je udio WAG procesa obzirom na vrstu formacije.



Slika 2-6. Zastupljenost WAG metode u različitim tipovima ležišnih stijena (Temizel et al., 2014)

Na smanjenje omjera mobilnosti može se utjecati povećanjem viskoznosti plina ili smanjenjem relativne propusnosti fluida. Smanjenje mobilnosti plinske faze postiže se naizmjeničnim utiskivanjem vode i plina.

Na vertikalni obuhvat utječu sile uzrokovane viskoznošću fluida i gravitacijom. Omjer viskoznosti i gravitacije se može izraziti preko formule 2-3 (Christensen et al., 2001):

$$R_{v/g} = \left(\frac{v \cdot \mu_o}{k \cdot g \cdot \Delta\rho} \right) \left(\frac{L}{h} \right) \quad (2-3)$$

gdje su:

$R_{v/g}$ – omjer viskoznosti i gravitacije, -

v – Darcyjeva brzina (fluks), m/s

μ_o – viskoznost nafte, Pa·s

L – udaljenost između bušotina, m

k – propusnost za ležišni fluid, m²

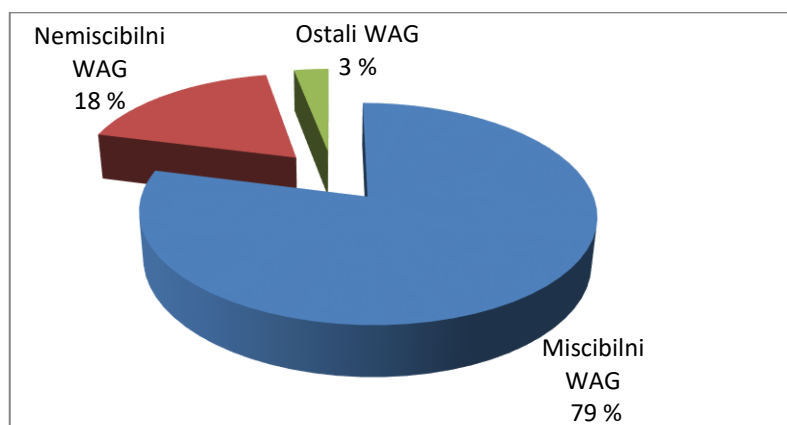
g – ubrzanje (sile teže), m/s²

$\Delta\rho$ – razlika gustoća vode i nafte, kg/m³

h – debljina zone utiskivanja, m

Svojstva ležišta koja utječu na vertikalni obuhvat su nagib sloja, različite propusnosti u ležištu i šupljikavost (Christensen et al., 2001).

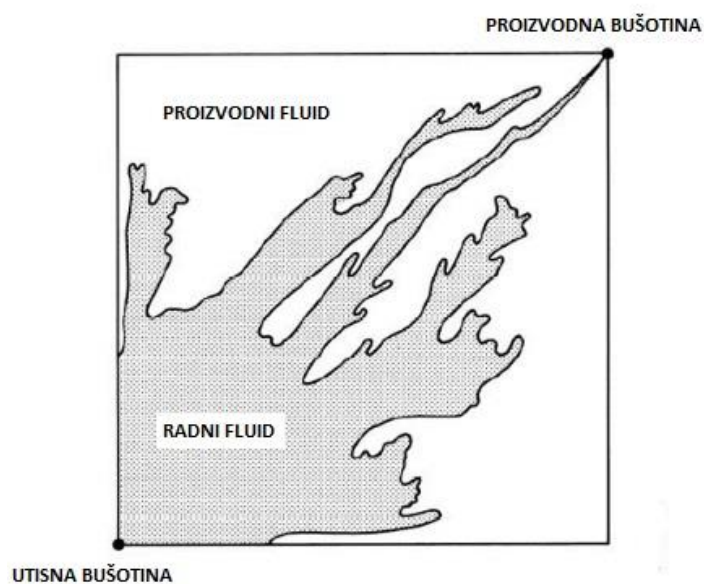
Osnovna podjela WAG metoda ovisno o reakciji između utisnog plina i nafte je na miscibilno (mješivo) i nemiscibilno (nemješivo). Postoji još nekoliko podvrsta WAG metoda obzirom na redoslijed utiskivanja (naizmjenično ili istovremeno utiskivanje) i dodanih kemikalija (pjene) (Christensen et al., 2001). Na slici 2-7. su prikazani udjeli WAG procesa.



Slika 2-7. Zastupljenost pojedinog WAG procesa (Temizel et al., 2014)

Kod mješivog WAG procesa (što je slučaj i u ovom radu), ležišni tlak se održava višim od minimalnog tlaka miješanja fluida. Ta se vrijednost definira kao najniži potrebni tlak za postizanje miješanja dva fluida. Ta se mješivost događa kada se oba fluida (nafta i plin) miješaju u svim omjerima bez površinske napetosti. Ukoliko ležišni tlak padne ispod minimalnog tlaka miješanja fluida, miješanja neće biti (Muhammad, 2015).

Postoje određeni operativni problemi s kojima se je moguće suočiti korištenjem ove metode: konusiranje plina (što uzrokuje proizvodnju plina u proizvodnim bušotinama), smanjenje injektivnosti (zbog promjene relativne propusnosti zbog trofaznog toka, zagrijavanja utisne bušotine ili prisutnosti hidrata i asfaltena u pribušotinskoj zoni), korozija, formiranje kamenca, hidrata i asfaltena. Treba naglasiti da je od iznimne važnosti poznavanje faznog ponašanja ležišne nafte i utiskujućeg plina i heterogenosti ležišta da ne bi došlo do preranog konusiranja plina (Christensen et al., 2001). Na slici 2-8. je prikazano konusiranje plina.



Slika 2-8. Konusiranje plina (Muhammad, 2015)

Jedno od važnih pitanja je kada započeti s WAG procesom. Može se započeti odmah na početku proizvodnje ili kasnije kada sama proizvodnja padne. U svakom slučaju, kao što je i ranije spomenuto, svakom se ležištu treba pristupiti kao zasebnom slučaju.

3. NAFTNO POLJE IVANIĆ

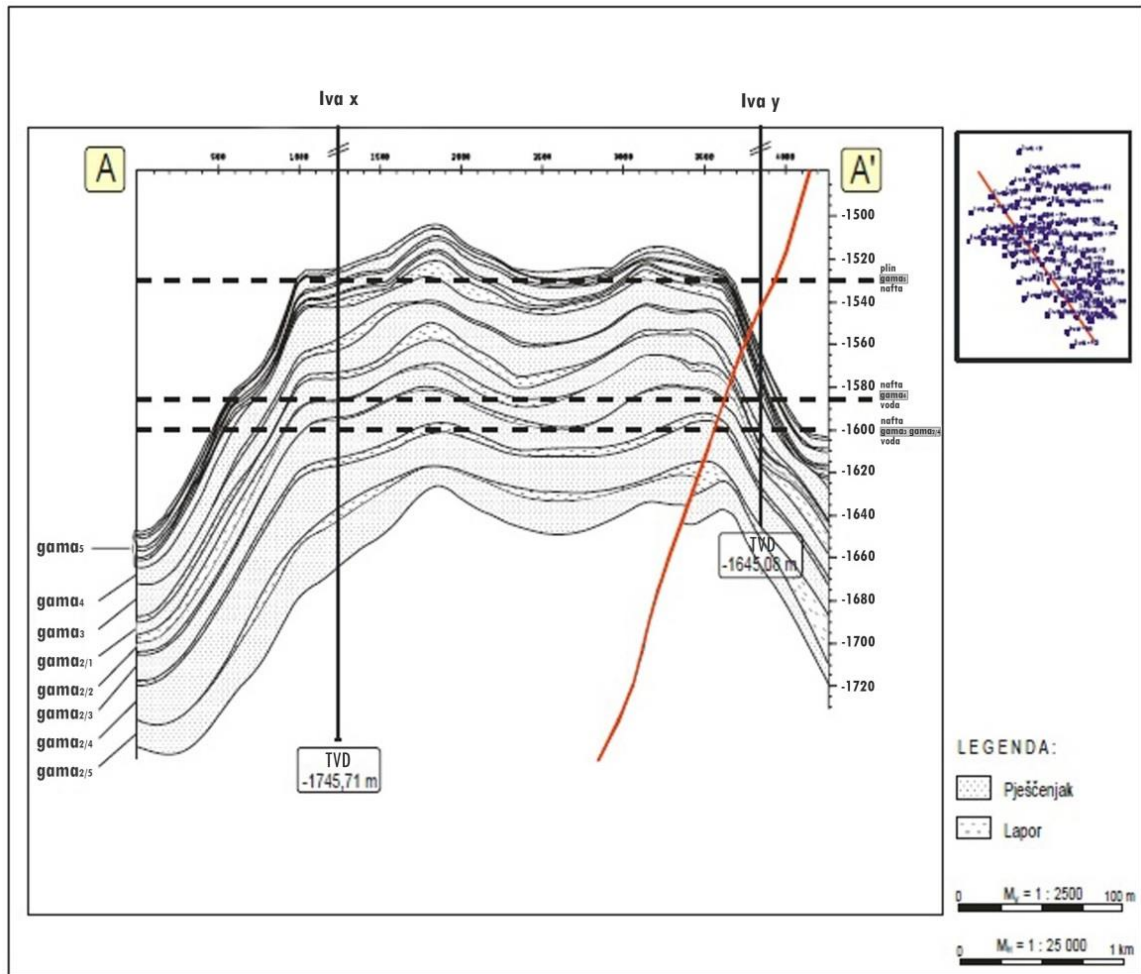
Naftno polje Ivanić ima posebno mjesto u povijesti istraživanja i proizvodnje nafte na području RH-a, a i šire. Naime, 1948. godine kod Ivanić-Grada izbušena je prva naftna bušotina na području jugoistočne Europe (INA d.d., 2018).

3.1. Geološki opis polja Ivanić

Naftno polje Ivanić nalazi se u sjeverozapadnom dijelu savske depresije, oko 35 km istočno od Zagreba. Prvi istraživači radovi na sjeveru Hrvatske započeli su 1940. godine, dok je samo polje otkriveno 1963. godine bušotinom kojom su utvrđene ekonomski značajne količine ugljikovodika u pješčenjacima "serije" gama. Polje je razrađeno s ukupno 86 kanala bušotina (INA d.d., 2013a). Dakle, radi se o proizvodnom polju u podmakloj fazi eksploatacije.

Asimetrična brahiantiklinala predstavlja strukturni oblik polja, a duža os se pruža u smjeru sjeverozapad-jugoistok s blago naglašenim tjemnom na južnom dijelu strukture. Na polju je utvrđena prisutnost normalnih i reverzних rasjeda (INA d.d., 2013a).

Nositelji ugljikovodika polja Ivanić su pješčenjaci izdvojeni kao serija "gama" koja se sastoji od dobro sortiranih, srednje vezanih sitno do srednjeznastih kvarčnih pješčenjaka i silita u izmjeni s laporima. "Serija" gama je podijeljena na osam pješčenjačkih intervala (ležišta): gama 5, gama 4, gama 3, gama 2/1, gama 2/2, gama 2/3, gama 2/4 i gama 2/5. Cijela se "serija" sastoji od dvije hidrodinamičke cjeline između kojih se nalazi sloj lapora. Prvu hidrodinamičku cjelinu čini interval gama 5 s kontaktom plin-nafta na dubini 1530 m te kontaktom nafta voda na dubini 1585 m. Druga se hidrodinamička cjelina sastoji od intervala gama 4 do gama 2/4 s kontaktom nafta-voda na dubini 1600 m. Interval gama 2/5 je zavodnjen (INA d.d., 2013a). Na slici 3-1. prikazan je geološki profil naftnih ležišta na polju Ivanić.



Slika 3-1. Geološki profil naftnih ležišta na polju Ivanić (Novosel, 2009)

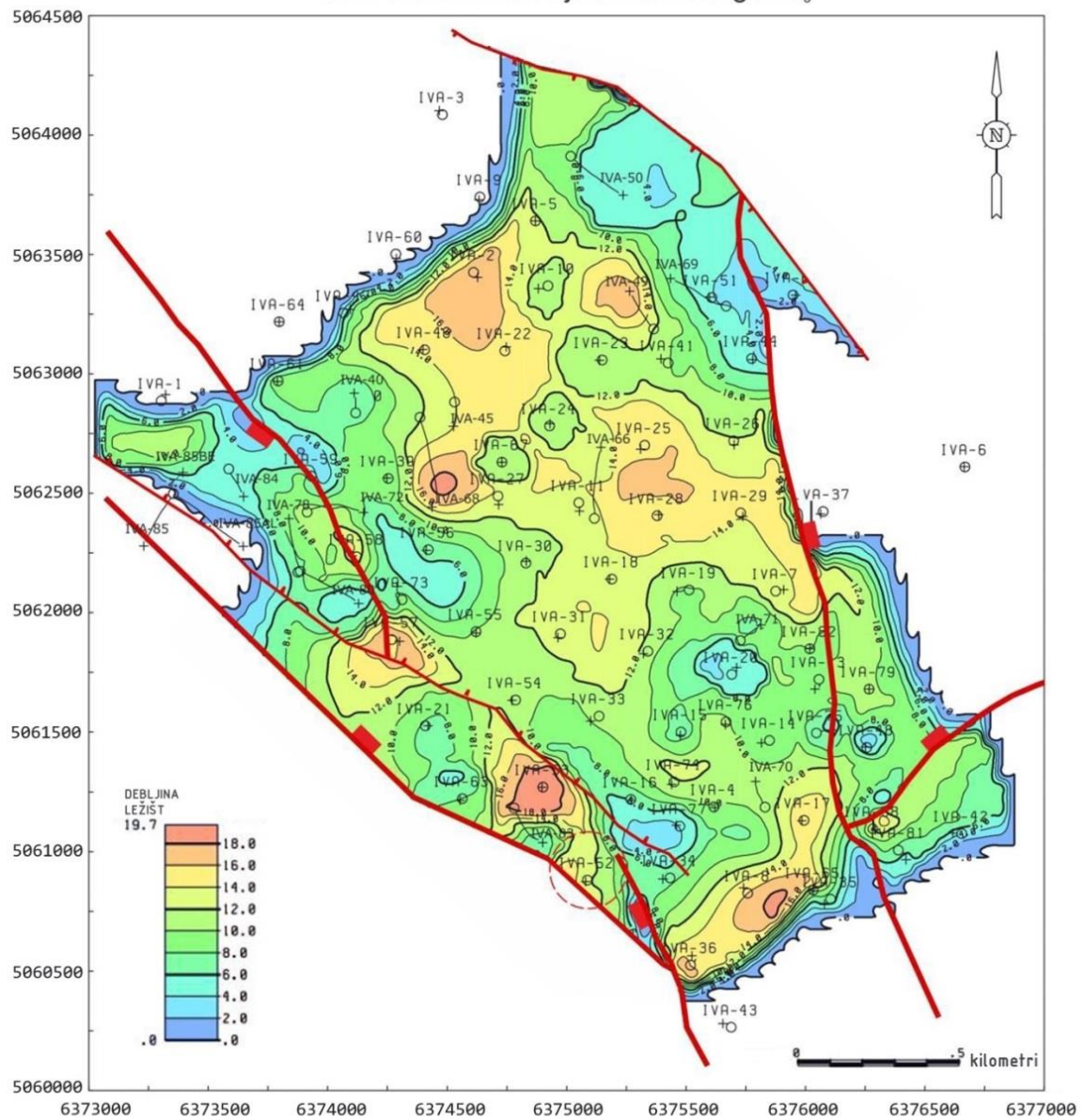
3.2. Karakteristike ležišta i ležišnog fluida

Sljedeći podaci ključni su parametri kojima se određuje odabir odgovarajuće EOR metode (tablica 2-1.). Prema klasifikaciji po I.O. Brodu ležišta su slojna s litološkim ekranom (INA d.d., 2013a). Temperatura ležišta je 100 °C, dok je apsolutna propusnost $1 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (Novosel, 2009). Bušotina A i bušotina B koristit će se za analizu utisnog opremanja. U bušotini A koja je prethodno bila proizvodna, a potom utisna bušotina za vodu, raskrivena su naftna ležišta tj. intervali (INA d.d., 2013a):

- gama 5 ($h_{ef}=10$ m; $\varphi=19,95\%$; $S_{wi}=25,65\%$);
- gama 4 ($h_{ef}=3$ m; $\varphi=20,89\%$; $S_{wi}=26,23\%$);
- gama 3 ($h_{ef}=14,5$ m; $\varphi=21,8\%$; $S_{wi}=26,31\%$).

Na slici 3-2. je prikazana karta efektivnih debljina intervala gama 3.

Polje IVANIĆ
Karta efektivnih debljina intervala gama₃



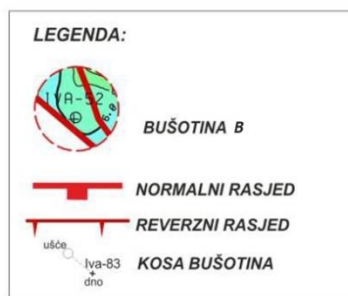
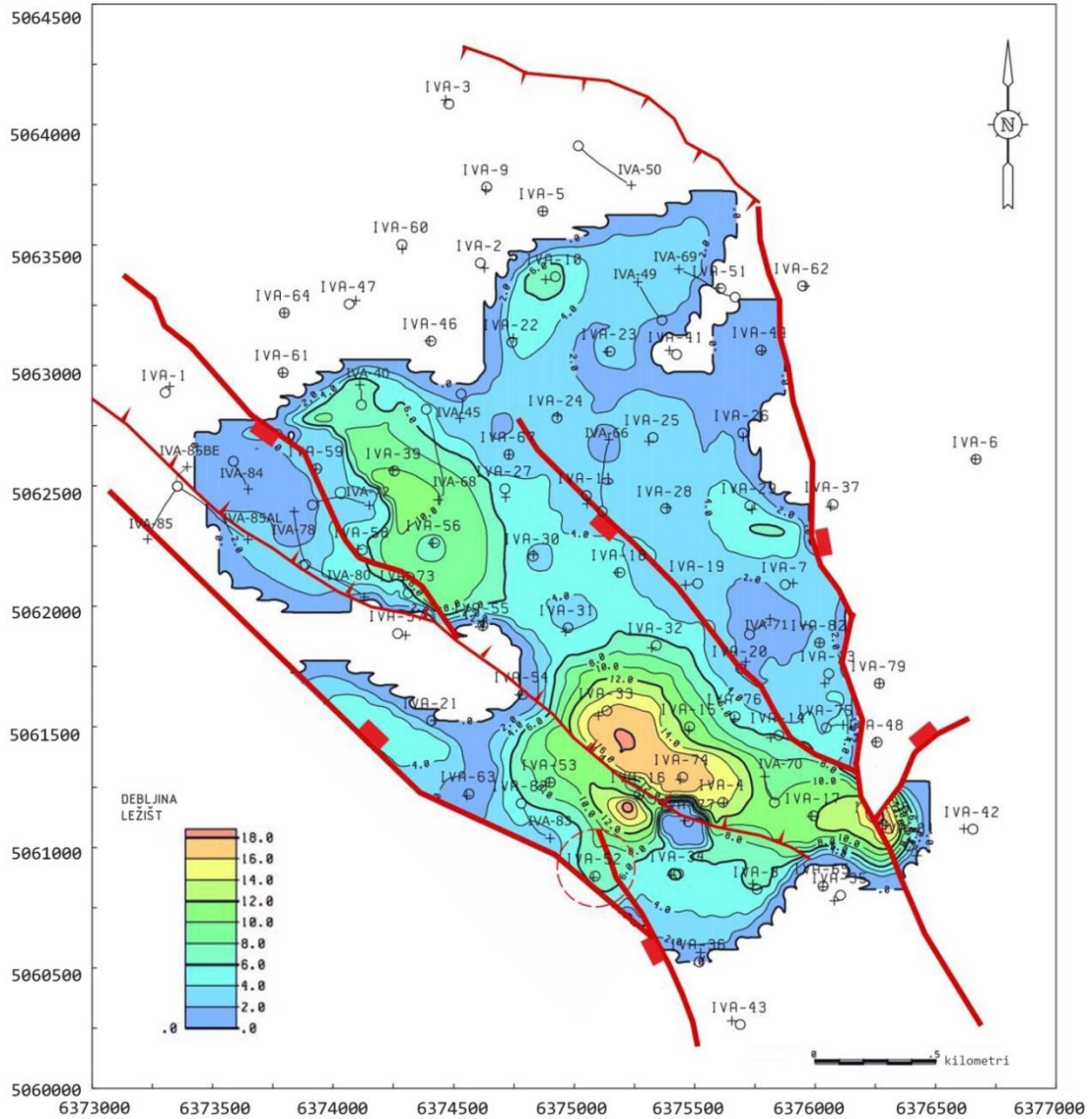
Slika 3-2. Karta efektivnih debljina intervala gama 3 (INA d.d., 2013a)

U bušotini B, koja je prethodno bila proizvodna bušotina, raskrivena su sljedeća naftna ležišta (INA d.d., 2013a):

- gama 4 ($h_{ef}=2$ m; $\varphi=20,89\%$; $S_{wi}=26,23\%$);
- gama 3 ($h_{ef}=13$ m; $\varphi=21,8\%$; $S_{wi}=26,31\%$);
- gama 2/1 ($h_{ef}=3$ m; $\varphi=20,8\%$; $S_{wi}=26,88\%$);
- gama 2/2 ($h_{ef}=7$ m; $\varphi=20,95\%$; $S_{wi}=29,22\%$);
- gama 2/3 ($h_{ef}=1$ m; $\varphi=21,61\%$; $S_{wi}=38,17\%$).

Na slici 3-3. je prikazana karta efektivnih debljina intervala gama 2/2.

Polje IVANIĆ
Karta efektivnih debljina intervala gama_{2/2}



Slika 3-3. Karta efektivnih debljina intervala gama 2/2 (INA d.d., 2013a)

U tablici 3-1. prikazane su prosječne vrijednosti fizikalnih svojstava nafte s polja Ivanić.

Tablica 3-1. Prosječne vrijednosti fizikalnih svojstava nafte s polja Ivanić (Novosel, 2009)

Gustoća kg/m ³	858,0
Viskoznost, mPa·s, (kod 20°C)	18,4
Sadržaj parafina, %	7,7
Sadržaj soli, g/t	40,4
Sadržaj sumpora, %	0,6
Stinište, °C	-9 do +13

U svrhu adekvatnog odabira EOR metode potrebni su i podaci o prosječnom komponentnom sastavu nafte, koji je prikazan u tablici 3-2.

Tablica 3-2. Prosječni komponentni sastav nafte na polju Ivanić (Novosel, 2009)

Komponenta	Mol. %
CO ₂	0,455
N ₂	0,093
C ₁	32,751
C ₂	3,863
C ₃	3,064
C ₄	2,791
C ₅	4,251
C ₆	2,742
C ₇	5,523
C ₈	5,023
C ₉	2,353
C ₁₀₊	37,140
Ukupno	100,000

Obzirom na spomenute podatke, očito je da je odabrana WAG metoda (tablica 2-1.) kompatibilna s karakteristikama ležišta i ležišnog fluida na proučavanim primjerima. U tablici 3-3. prikazana je ta kompatibilnost.

Tablica 3-3. Podudarnost kriterija odabira EOR metode i odabranog primjera (Abu El Ela et al., 2014)

Svojstva ležišnog fluida				Svojstva ležišta					
EOR metoda	Gustoća (kg/m ³)	Viskoznost (mPa·s)	Sastav	Zasićenje naftom (%PV)	Vrsta formacija	Debljina ležišta (m)	Prosječna propusnost (m ²)	Dubina (m)	Temperatura (°C)
Dušik i ispušni plinovi	<800 (850)	<0,4 (0,2)	Visok udio C1 do C7	>40 (75)	Pješčenjak, karbonat	Mala, ako nije strmo	Ne utječe	>1800	Ne utječe
Ugljikovodici	<800 (900)	<3 (0,5)	Visok udio C2 do C7	>30 (80)	Pješčenjak, karbonat	Mala, ako nije strmo	Ne utječe	>1200	Ne utječe
Ugljikov dioksid	(850) (900)	(10) (1,5)	Visok udio C5 do C12	(20) (55)	Pješčenjak, karbonat	Širok spektar	Ne utječe	(800)	Ne utječe
Nemješivi plinovi	<1000	<600	Ne utječe	>35 (70)	Ne utječe	Ne utječe, ako je strmo	Ne utječe	>500	Ne utječe
Polimeri, alkali, surfaktant	<850 (950)	<35 (10)	Slabe organske kiseline	>35 (53)	Pješčenjak najčešće	Ne utječe	>10 ⁻¹⁴ (4,5 - 10 ⁻¹³)	>3000 (1000)	>90 (30)
Polimeri	<950	10-150	Ne utječe	>50 (80)	Pješčenjak najčešće	Ne utječe	>10 ⁻¹⁴ (8 - 10 ⁻¹³)	<3000	>90 (50)
Spaljivanje	<950 (1000)	1200-5000	Asfaltani	>50 (72)	Visokošupljikav pijesak/pješčenjak	>3	>5 - 10 ⁻¹⁴	<3500 (1100)	>40 (60)
Vruća para	950 - 1000	4700-200000	Ne utječe	>40 (66)	Visokošupljikav pijesak/pješčenjak	>6	>2 - 10 ⁻¹³ (2,5 - 10 ⁻¹²)	<1400 (500)	Ne utječe

Valja spomenuti da ona svojstva ležišta koje se razlikuju kod bušotina A i B (zasićenje naftom, debljina ležišta i dubina) nisu negativno utjecala na primjenu metode odabira, tako da je navedena metoda naizmjeničnog utiskivanja vode i ugljikovog dioksida odgovarajuća za obje bušotine.

3.3. Povijest proizvodnje nafte i plina na polju Ivanić

Utvrđene rezerve na polju Ivanić iznose 24 410 898 m³ nafte, 1 706 838 296 m³ plina otopljenog u nafti (1 290 664 121 m³ pridobivo) i 142 279 m³ plina u plinskoj kapi (120 937 150 m³ pridobivo) (Novosel, 2009).

Kao što je spomenuto u prethodnom potpoglavlju, s proizvodnjom nafte i plina na polju Ivanić započelo se 1963. godine s 5 bušotina. U primarnoj fazi iskorištavanja (1966. godine) ostvarena je najveća proizvodnja. Primarna faza bila je obilježena režimom otopljenog plina, što je rezultiralo iscrpkom od 9,2%, gotovo dvostruko manjim od predviđenog. Nakon primarne faze uslijedila je sekundarna te je utiskivanje vode u svrhu

podržavanja ležišnog tlaka započelo 1972. godine. Maksimalna proizvodnja nafte u sekundarnoj fazi dogodila se 1977. godine (Novosel, 2009).

Ukupna proizvodnja nafte na naftom polju Ivanić kroz primarnu i sekundarnu fazu iznosila je 8 912 281 m³ nafte (36,51% od ukupnih rezervi) i 1 271 000 000 m³ plina otopljenog u nafti i plina iz plinske kape (90% od pridobivih rezervi) (Novosel, 2009).

3.4. Povijest proizvodnje nafte i plina na polju Ivanić u okviru pilot projekta

Od 1978. do 1998. godine provedena su iscrpna laboratorijska istraživanja čija je svrha bila utvrditi potencijal povećanja iscrpka nafte tercijarnim metodama na 14 polja u RH, uključujući polje Ivanić. Istraživanja su bila usmjerena na utvrđivanje nekoliko faktora: utjecaj ugljikovog dioksida na fizikalna svojstva nafte, minimalni tlak miješanja sirove nafte i ugljikovog dioksida i djelotvornost procesa istiskivanja nafte ugljikovim dioksidom (Novosel, 2009).

Potom se pristupilo simulacijama čiji je cilj bilo odrediti najefikasniju metodu povećanja iscrpka nafte. Koristile su se simulacije triju metoda: kontinuirano utiskivanje CO₂ i naizmjenično utiskivanje vode i CO₂ (WAG pri početnim uvjetima); kontinuirano utiskivanje CO₂, odnosno naizmjenično utiskivanje s vodom (za zavodnjena ležišta); kontinuirano utiskivanje pjene i naizmjenično utiskivanje vode i pjene – WAF (engl. *Water Alternate Foam*). Prema prvoj simulaciji dobiven je dodatni iscrpak nafte od 14% početnih rezervi nafte, prema drugoj 26% početnih rezervi nafte, dok je dodatni iscrpak primjenom treće metode bio varijabilan (od 23% do čak 81% kada su se kombinirali WAG i WAF) ovisno o volumnim udjelima pjene i vode. Evidentno je da je kombinacija WAG-a i WAF-a najefikasnija metoda obzirom na dodatni iscrpak, međutim zbog osjetljivosti procesa s pjenom i skupoće same pjene odabrala se WAG metoda. (Novosel, 2009).

Tercijarne metode počele su se primjenjivati 2001. godine utiskivanjem vode u interval gama 2/4 s pet naizmjeničnih ciklusa utiskivanja vode i CO₂ (pilot-projekt). Svrha navedenog projekta bilo je povećanje ležišnog tlaka na minimalni tlak miješanja koji je utvrđen laboratorijskim ispitivanjima (200 bar). Nakon dvije godine utiskivanja izmjeren je tlak vrijednosti 175 bar koji se nije povećavao. Pilot projekt se nastavio u uvjetima bliskim miješanju. Potom se je izgradilo postrojenje koje se sastojalo od dva rezervoara za tekući ugljikov dioksid, dvije klipne pumpe za utiskivanje ugljikovog dioksida, površinskih cjevovoda i mjerno instrumentacijske opreme kojim se utiskivao ugljikov dioksid u tekućem stanju. Utiskivanje CO₂ započelo krajem 2003. godine, a jednim je ciklusom obuhvaćeno šestomjesečno naizmjenično utiskivanje vode i CO₂. Kroz dva ciklusa

(utisnuto 16 000 000 m³ CO₂ i 50 000 m³ vode) proizvedeno je 4 440 m³ nafte i 2 260 000 m³ plina (Novosel, 2009).

Temeljem laboratorijskih istraživanja i simulacijskih modela predviđeno je da se naizmjeničnim utiskivanje vode i CO₂ u 15 utisnih bušotina kroz period od 25 godina može iz 42 proizvodne bušotine proizvesti 1 500 000 m³ nafte tj. dodatno 6,18% od ukupnih utvrđenih rezervi nafte (Novosel, 2009).

4. TEHNIČKO STANJE UTISNIH BUŠOTINA

Prije odabira bušotine za primjenu projekta naizmjeničnog utiskivanja vode i CO₂ potrebno je provjeriti stanje bušotine obzirom na hermetičnost kolona zaštitnih cijevi, kvalitetu cementnog kamena iza kolona i lokaciju vrha cementnog kamena iza kolona zaštitnih cijevi (ako kolona zaštitnih cijevi nije zacementirana do ušća). Zbog navedenih razloga ponekad je potrebno izvršiti dozacjevljenje, što se i uradilo u slučajevima bušotina A i B.

4.1. Karakteristike utisne opreme i dozacjevljenje

Utisna oprema za naizmjenično utiskivanje vode i ugljikovog dioksida mora zadovoljiti (INA d.d., 2015):

- tehničko-sigurnosne uvjete;
- zahtjeve utiskivanja vode i ugljikovog dioksida;
- uvjete naprezanja koji se mogu pojaviti tijekom radnog vijeka bušotine;
- uvjete korozije;
- prohodnost za eventualne sljedeće radove.

Posljednja dva uvjeta bit će obrađena u ovom poglavlju budući da su ti uvjeti kod bušotina A i B najbitniji.

Dozacjevljenje (engl. *relining*) postupak je u kojem se unutar postojeće kolone zaštitnih cijevi (u ovom slučaju proizvodne) ugrađuje kolona manjeg promjera koja se potom cementira i perforira. Samom definicijom dozacjevljenja određuje se posljednji uvjet zadovoljenja utisne opreme, a to je prohodnost za buduće radove. Najčešći razlog zbog kojega je potrebno izvršiti dozacjevljenje je trenutno tehničko stanje bušotine (starost kolone zaštitnih cijevi, uznapredovala korozija, nepostojanje cementnog kamena iza dijela kolone zaštitnih cijevi, što je glavni razlog dozacjevljenja kod bušotina A i B). Materijal kolone treba biti otporan na koroziju te bi također cement trebao biti otporan na djelovanje ugljikovog dioksida.

Prije samog dozacjevljenja bušotine potrebno je (INA d.d., 2014a):

- izvaditi postojeću opremu (utisnu ili proizvodnu);
- sanirati gubitke radnog fluida kroz perforacije (kredofilni ili cementno-kredofilni čepovi);
- provjeriti prohodnosti bušotine;
- izvršiti zahvate na bušotinskoj glavi (zamjena primarnih i sekundarnih brtvi).

4.2. Zaštita od korozije na utisnim bušotinama

Naizmjeničnim utiskivanjem ugljikovog dioksida i vode značajno se utječe na razvoj korozije metalne opreme u bušotini. Osim ugljikovog dioksida, na koroziju mogu utjecati i sumporovodik, organske kiseline te kisik otopljen u vodi. Postoje određeni čimbenici uz čiju je prisutnost efekt korozije (brzina) još veći (INA d.d., 2015):

- kamenac na površini između metala i izvora korozije;
- kemijski sastav utiskujuće vode;
- temperatura;
- tlak;
- brzina protoka.

Na sljedećoj slici (4-1.) prikazan je kamenac unutar čelične kolone zaštitnih cijevi.



Slika 4-1. Kamenac unutar kolone zaštitnih cijevi (Voens, 2017)

Prosječna brzina korozije može se izraziti sljedećom jednačbom (Despot i Rajhenbah, 1995):

$$\bar{v}_{kor} = \frac{\Delta m}{S \Delta t} \quad (4-1)$$

gdje su:

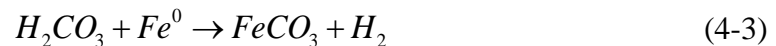
\bar{v}_{kor} – prosječna brzina korozije, g/m²·dan

Δm – gubitak mase, g

S – početna geometrijska površina, m²

Δt – vremenski interval, dan

Mehanizam CO₂ korozije je sljedeći:



Reakcijom ugljikovog dioksida i vode tvori se slaba ugljična kiselina, a pritom korodira čelik te se stvaraju rupice na njegovoj površini. Produkt korozije je željezov karbonat, tamnosmeđe do crni film na površini čelika. U ovom slučaju korozija se može povećati zbog smanjenja pH vrijednosti uslijed stvaranja bikarbonatnih iona (Gaurina-Međimurec, 2016). Također, zbog većeg tlaka povećava se topljivost ugljikovog dioksida, dok se povećanjem temperature smanjuje njegova topljivost (INA d.d., 2015). Na sljedećoj slici (4-2.) prikazana je rupičasta (CO₂) korozija.



Slika 4-2. Rupičasta korozija (Pipeliner Indonesia, 2016)

Smanjenje utjecaja korozije moguće je postići na sljedeće načine (INA d.d., 2015):

- povećanjem otpornosti materijala na djelovanje korozije (toplinska obrada, novi materijali);
- smanjenjem agresivnosti korozijskog okoliša;
- korištenjem inhibitora korozije;
- katodnom zaštitom;
- smanjenjem hrapavosti površine.

Obzirom na korozivne uvjete u bušotini, koriste se različiti materijali kojima se povećava otpornost na koroziju (INA d.d., 2015):

- ugljični i niskolegirani čelik uz neophodno provođenje inhibicije;

- ugljični i niskolegirani čelik zaštićen plastičnim premazima otpornima na koroziju (engl. *plastic coated*);
- ugljični i niskolegirani čelik zaštićen oblogama od stakloplastike (engl. *Glass Reinforced Epoxy-Lined - GRE-LND*);
- korozijski postojani visokolegirani nehrđajući čelik i Ni-legura;
- bimetalni materijali, odnosno čelik sa metalnom oblogom.

Zaštita od korozije u utisnim bušotinama provodila se ugradnjom niskolegiranog niza i opreme, uz eventualno inhibiranje. Postoji razlog za ovakvu naočigled slabu zaštitu od korozije, a to je mogućnost kontrole svojstva utisnog fluida. Ugljikov dioksid koji se koristio u ovom projektu je dehidriran do točke rosišta od $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dehidracijom ugljikovog dioksida te pri temperaturama utiskivanja većim od $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ne izdvajaju se molekule vode, a kao što je prije spomenuto u mehanizmu ove korozije neophodna je voda u kojoj bi se ugljikov dioksid otapao. Također je stavljena pozornost na kvalitetu vode za utiskivanje, tj. određena je maksimalna koncentracija korozivnih plinova u vodi koja se po potrebi inhibira (INA d.d., 2015).

5. OPREMANJE UTISNIH BUŠOTINA NA POLJU IVANIĆ

Diplomski rad sastoji se od analize opremanja dvije utisne bušotine (trenutno je bušotina A utisna, a bušotina B proizvodna) na naftnom polju Ivanić. U tu svrhu potrebno je detaljno opisati remontne radove u bušotini. Svi tehnički podaci iz ovog poglavlja isključivo su preuzeti iz Pojednostavljenih rudarskih projekata kapitalnih remonata opreme određenih bušotina (vlasništvo INA-e d.d.).

Cilj EOR projekta je povećanje iscrpka nafte i plina na polju Ivanić, a kod obje utisne bušotine koristila se WAG metoda. Dakle potrebno je modificirati bušotine dozacjevljenjem (engl. *relining*) tj. ugradnjom nove kolone zaštitnih cijevi u postojeće proizvodne kolone koje su u lošem stanju i nezacementirane do ušća.

5.1. Rudarski radovi provedeni s ciljem modifikacije konstrukcije bušotine A (dozacjevljenje)

U okviru EOR projekta bušotina A služi za izmjenično utiskivanje CO₂ i vode. Potrebno je obaviti ugradnju proizvodne kolone promjera 101,6 mm (4“) u postojeću proizvodnu kolonu promjera 139,7 mm (5 1/2“), izvršiti cementaciju prostora između dvije kolone i provjeriti kvalitetu cementacije elektrokarotaznim mjerenjima te obaviti perforiranje predviđenih intervala, ugraditi utisnu opremu i napraviti probu primanja.

5.1.1. Osnovni geološki podaci za bušotinu A

U bušotini A naftom su zasićena ležišta gama 5, gama 4 i gama 3, vodom su zasićena ležišta gama 2/2, gama 2/3, gama 2/4 i gama 2/5, dok je ležište gama 2/1 zalaporeno. U tablici 5-1. su prikazane utvrđene rezerve nafte i naftnog plina za spomenuta ležišta zasićena naftom raskrivena bušotinom A.

Tablica 5-1. Utvrđene rezerve ležišta raskrivenih bušotinom A (INA d.d., 2013a)

Ležište	Nafta m ³	Naftni plin m ³	Plin iz plinske kape m ³
Gama ₅	2 128 600	213 924 300	142 279 000
Gama ₄	3 565 832	238 910 744	/
Gama ₃	9 308 578	623 674 726	/

Ležišta su oformljena od sitnog do srednjeznog, dobro sortiranog, srednje vezanog kvarcnog pješčenjaka i siltita. U tablici 5-2. su prikazane neke karakteristike bušotine A i bušotinom raskrivenih ležišta.

Tablica 5-2. Karakteristike bušotine A i raskrivenih ležišta (INA d.d., 2013a)

Završetak bušenja	30.07.1988
Naziv ležišta	gama _{2/2} ; gama _{2/1} ; gama ₃ ;
Fluidi ležišta	nafta
Zalijeganje ležišta (m)	1695,0-1697,0; 1683,0-1690,0; 1668,0-1679,0
Tip ležišta	slojno ležište s litološkim ekranom
Kolektor	Sitno do srednje zrnasti, srednje vezani, dobro sortirani kvarcni pješčenjak i silit
Pokrovne stijene	lapor
Starost ležišnih stijena	gornji panon
DST	DST1 1679,55 m-1692,0 m - 8m ³ zapljinjene nafte

5.1.2. Ležišta raskrivena bušotinom A

U sljedećoj su tablici (5-3.) prikazane neke tehničke karakteristike bušotine A.

Tablica 5-3. Tehničke karakteristike bušotine A (INA d.d., 2013a)

Status:	utisna			
Nadmorska visina u ušća:	101,03 m			
Dubina:	1814,5 m			
Zacjvljenje:	Uvodna kolona	Ø 244,5 mm	203,16 m	zacimentirana do ušća
	Proizvodna kolona	Ø 139,7 mm	1715,15 m	zacimentirana do 1200 m
Dubine pregrada:	Cementni čep na 1686,26 m (za potrebe ovih radova će biti izbušen)			
Vrh cementa u koloni	1705,14 m			

Već raskrivena ležišta i perforirani intervali za utiskivanje pridobivene slojne vode prikazana su u sljedećoj tablici 5-4.

Tablica 5-4. Raskrivena ležišta u koja se utiskuje voda u bušotinu A (INA d.d., 2013a)

Ležište:	gama₃	1685,5 – 1683,5 m (2,0 m)
		1682,5 – 1678,5 m (4,0 m)
	gama₄	1668,0 – 1666,0 m (2,0 m)
	gama₅	1661,0 – 1659,0 m (2,0 m)
		1657,0 – 1651,0 m (6,0 m)

Posebnost slučaja bušotine A je i raskriveno ležište gama 3 koje je odvojeno cementnim čepom na 1686, 28 m (od 1693 m do 1687 m – 6 m).

U tablici 5-5. su prikazana ležišta predviđena za reperforaciju i raskrivanje zajedno s nekim ležišnim parametrima.

Tablica 5-5. Ležišta predložena za reperforaciju i raskrivanje (INA d.d., 2013a)

Ležište	Interval	Poroznost	Efektivna debljina
	m	%	m
gama ₃	1693,0 – 1678,5 m (14,5 m)	22	11,5
gama ₄	1668,0 – 1666,0 m (2,0 m)	13	2,0

Na osnovi karotažnih mjerenja i izvršenih analiza dobiveni su sljedeći podaci za kvalitetu cementne veze:

- 1705 m – 1692 m → slaba do djelomična veza cementnog kamena za kolonu i formaciju
- 1692 m – 1678 m → dobra veza za kolonu i formaciju
- 1678 m – 1617 m → zadovoljavajuća veza za kolonu, dobra za formaciju
- 1617 m – 1600 m → nema cementnog kamena

Zbog pouzdanijih podataka i boljih saznanja, u proizvodnoj koloni promjera 139,7 mm (5 1/2“) obavljena su EK mjerenja CBL/GR/CCL (engl. *Cement Bond Log/Gamma Ray/Casing Collar Locator*) od dna (1714 m) do 1600 m i vrha cementnog kamena. Također su obavljena mjerenja u koloni zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm (4“) i to T/dT/GR (kontinuirana karotaža temperature) mjerenja od dna do 1000 m (nakon cementacije), T/dT/GR mjerenja od dna do 1000 m (13 i 18 sati nakon cementacije) te CBL/GR/CCL mjerenje od dna do vrha cementnog kamena.

5.1.3. Osnovni podaci o bušotini A

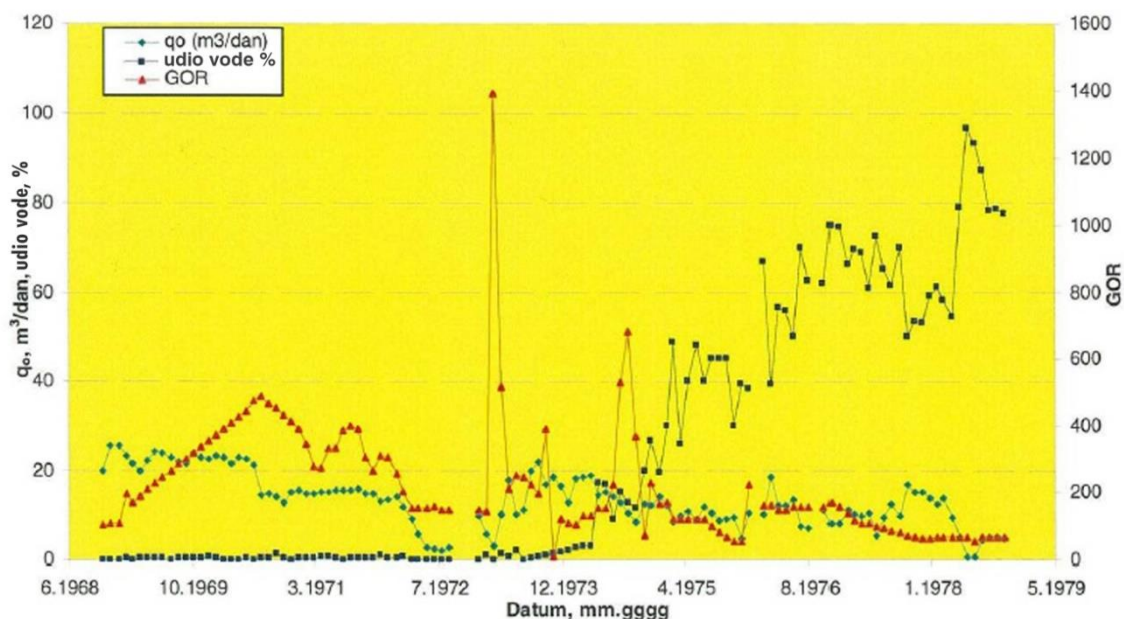
Dubina bušotine je 1814,5 m, dok su detaljni podaci o ugrađenim kolonama sljedeći:

- uvodna kolona promjera 244,5 mm (9 5/8“), jedinične mase 48,07 kg/m (32,3 lb/ft), kvalitete čelika H-40, ugrađena do 203,16 m i zacementirana do ušća;
- proizvodna kolona – promjera 139,7 mm (5 1/2“), zacementirana do 1200 m:
 - 0 – 1305,86 m; 20,83 kg/m (14 lb/ft), J-55
 - 1305,86 – 1715,5 m; 23,07 kg/m (15,5 lb/ft), J-55

5.1.4. Dosadašnji remontni radovi u bušotini A

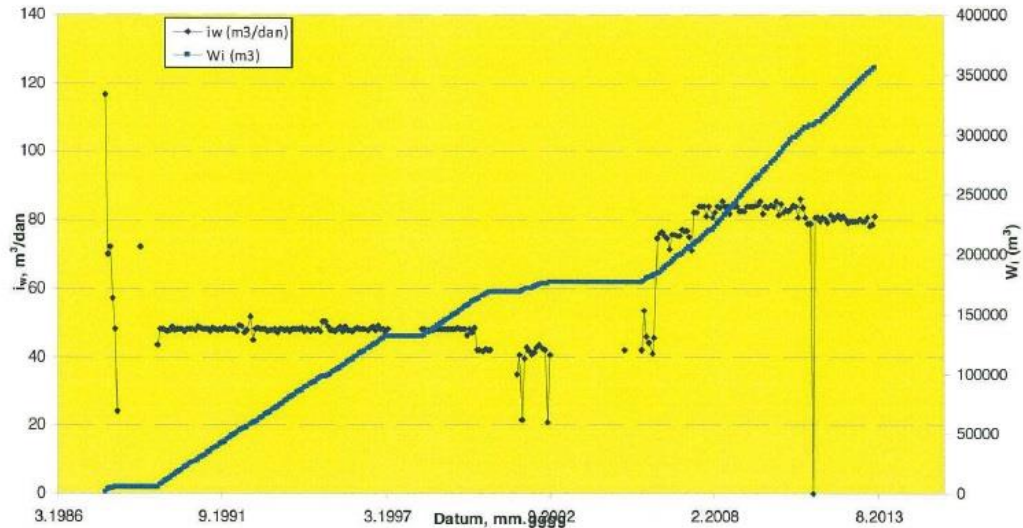
Bušotina A osvojena je u kolovozu 1968. godine kada su perforirani intervali ležišta gama 3, 4, i 5 i tada je proizvodila eruptivno (bez prisutnosti vode u pridobivenom fluidu). Tijekom 1972. godine u bušotini je po prvi put napravljen kapitalni remont opreme. Još se

uvijek proizvodilo eruptivno uz nešto nižu proizvodnju nafte s malim udjelom vode. Četiri godine kasnije provedena su ispitivanja dotoka koja su ukazivala na veliko zavodnjavanje. Potom je ugrađena i dubinska sisaljka te je udio vode u proizvodnji bio 60%. Tijekom 1979. godine bušotina je ispitivana radi utvrđivanja i odvajanja zavodnjenih intervala. Na slici 5-1. se prikazuje povijest proizvodnje bušotine A.



Slika 5-1. Povijest proizvodnje bušotine A (INA d.d., 2013a)

Zbog spomenutih problema bušotina je prenamijenjena u mjernu do 1985. godine. Nakon 1985. godine u bušotini su nekoliko puta izvedene probe primanja (i kiselinska pranja perforacija), a od listopada 1987. godine bušotina je utisno-vodna. Do listopada 1978. godine bušotina A je proizvela 47477 m³ nafte, 17249 m³ vode i 10178805 m³ plina, a do kraja lipnja 2013. godine je utisnuto 356111 m³ vode. Na slici 5-2. se prikazuje povijest utiskivanja u bušotini A.



Slika 5-2. Povijest utiskivanja u bušotini A (INA d.d., 2013a)

5.1.5. Prijedlog remontnih radova u bušotini A

Prijedlog remontnih radova u bušotini A uključuje sljedeće korake:

- pročišćavanje kanala bušotine do dna (1705 m);
- obavljanje karotažnih mjerenja u proizvodnoj koloni promjera 139,7 mm;
- dozacjevljenje bušotine ugradnjom kolone zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm;
- perforiranje;
- obavljanje karotažnih mjerenja u novougrađenoj dozacjevljenoj koloni promjera 101,6 mm;
- izvršiti probu primanja otvorenih intervala ležišta gama 3 vodom;
- opremanje bušotine.

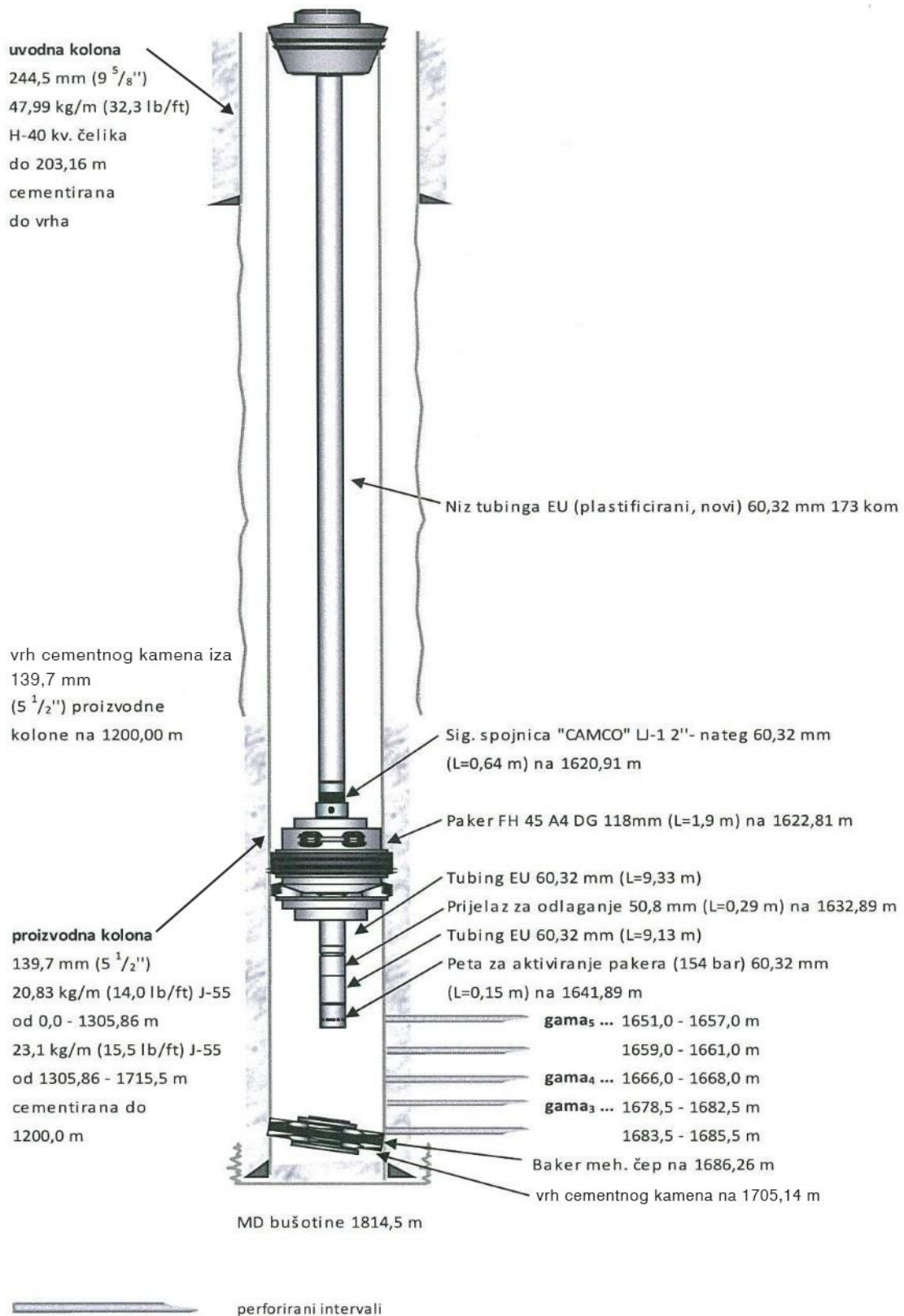
5.1.6. Slijed rudarskih radova na bušotini A

U nastavku je prikazan slijed rudarskih radova kapitalnog remonta opreme bušotine A.

5.1.6.1. Pripremni radovi u bušotini A

Pripremni radovi odnose se na sljedeće radove, kao što su provjera tlaka u tubingu, provjera hermetičnosti primarnih i sekundarnih brtvi proizvodne kolone (obavezna ugradnja C čepa ukoliko brtve treba mijenjati), demontaža erupcijskog uređaja, pročišćavanje proizvodne kolone promjera 139,7 mm ispiranjem vodom (u slučaju gubitaka radnog fluida postavlja se kredofilni čep u perforacije). Potom su se obavila

elektrokarotažna mjerenja CBL/GR/CCL od dna 1714 m do 1600 m i vrha cementnog kamena (kako je već spomenuto). Tehničko stanje bušotine A prije dozacjvljenja prikazano je na slici 5-3.



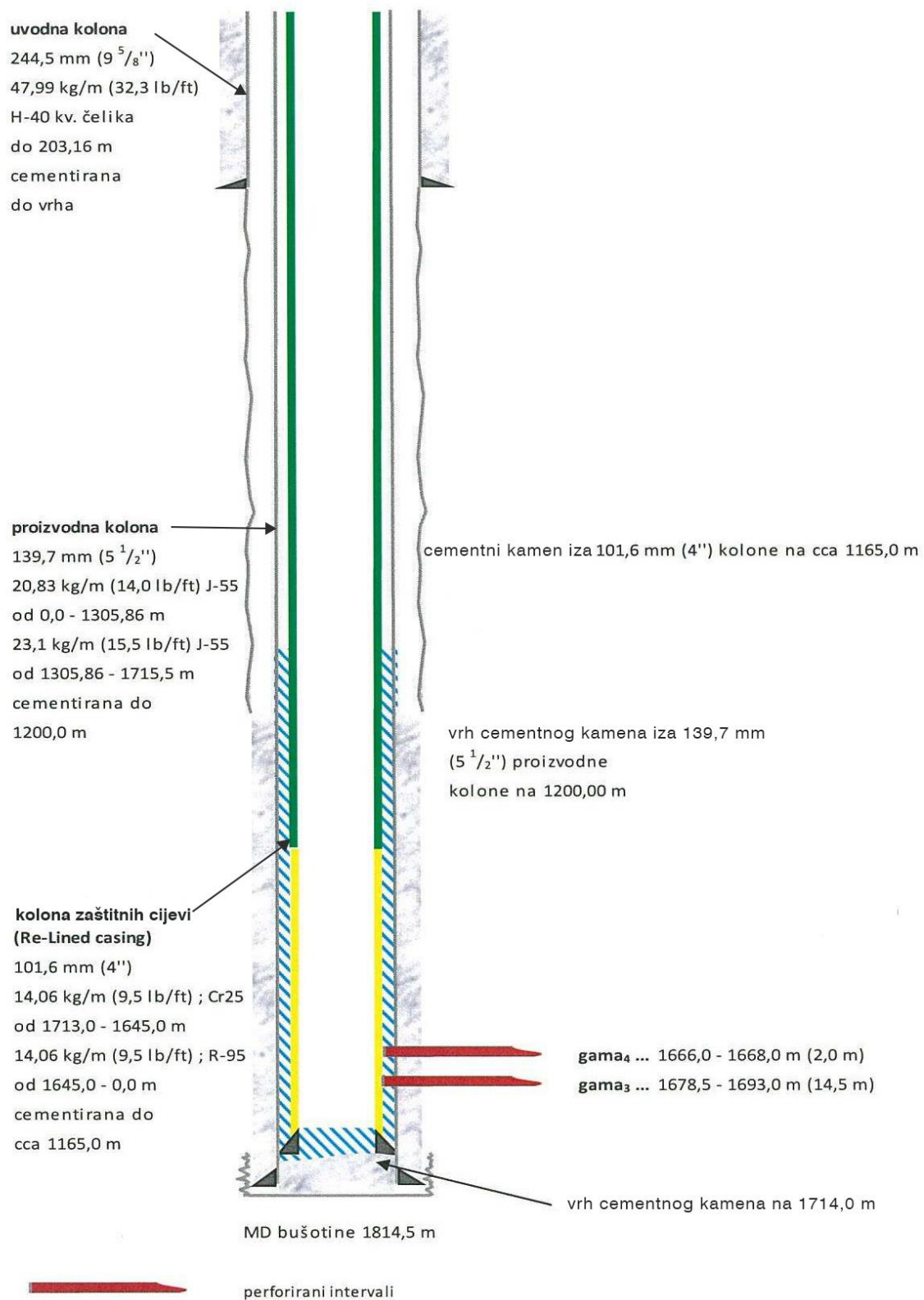
Slika 5-3. Shematski prikaz opreme u bušotini A prije dozacjvljenja (INA d.d., 2013a)

5.1.6.2. Ugradnja i cementacija proizvodne kolone promjera 101,6 mm – dozacjevljenje u bušotini A

U svrhu uspješnog dozacjevljenja u bušotinu je trebalo ugraditi adekvatnu opremu. Posebno je važno istaknuti alatke kojima se omogućuje kvalitetna cementacija (peta za cementaciju i protupovratni ventil) te odsjedanje kolone zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm (vješalica zaštitnih cijevi). Kompletna proizvodna oprema je sljedećeg sastava (odozdo prema gore):

- peta za cementaciju; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) VAF, L-80;
- proupovratni ventil; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) VAF, L-80;
- niz zaštitnih cijevi; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) Cr25 VAF R3;
- niz zaštitnih cijevi; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF R3, duljine otprilike 230 m opremljen centralizerima;
- niz zaštitnih cijevi; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF R3, do površine;
- kratka zaštitna cijev; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF;
- prijelaz; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF MxM;
- vješalica zaštitnih cijevi; promjer 179,39 mm x 101,6 mm (7 1/16“ x 4“), VAF;
- kratka zaštitna cijev za odsjedanje; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF.

Na slici 5-4. prikazano je stanje bušotine A nakon dozacjevljenja.



Slika 5-4. Shematski prikaz opreme u bušotini A nakon dozajevljenja (INA d.d., 2013a)

Nakon ugradnje opreme zaštitnih cijevi pristupilo se montiranju nove tubing prirubnice, ispitivanju hermetičnosti brtvenog prstena i brtvi na vješalici zaštitnih cijevi, novougrađene kolone i preventera. Potom je obavljena cementacija ugrađene kolone zaštitnih cijevi (uz prethodno montiranje cementacijske glave i opreme za cementaciju) i priprema:

- prethodnice (paker fluid),
- prethodnog čepa,
- cementne kaše,
- nahodnog čepa,
- nahodnice.

5.1.6.3. Radovi u koloni zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm u bušotini A

Nakon obavljenih elektrokarotažnih mjerenja, perforirani su intervali gama 3 i gama 4 u svrhu ostvarivanja komunikacije sa slojem kroz zaštitnu cijev promjera 101,6 mm, cementnog kamena između zaštitnih cijevi promjera 139,7 mm i 101,6 mm te kroz zaštitnu cijev 139,7 mm i cementni kamen iza kolone. Također je obavljena proba primanja sloja (utiskivanjem vode kroz zaštitnu cijev promjera 101,6 mm) te kemijsko pranje perforacija zbog smanjenja skin efekta.

5.1.6.4. Ugradnja utisne opreme u bušotinu A

Na nizu uzlaznih cijevi promjera 60,32 mm, 6,8 kg/m' ugrađen je permanentni paker za kolonu promjera 101,6 mm FH-NA, Inc718 i aktiviran na dubini oko 1651 m. Na slici 5-5. prikazan je paker FH-NA.

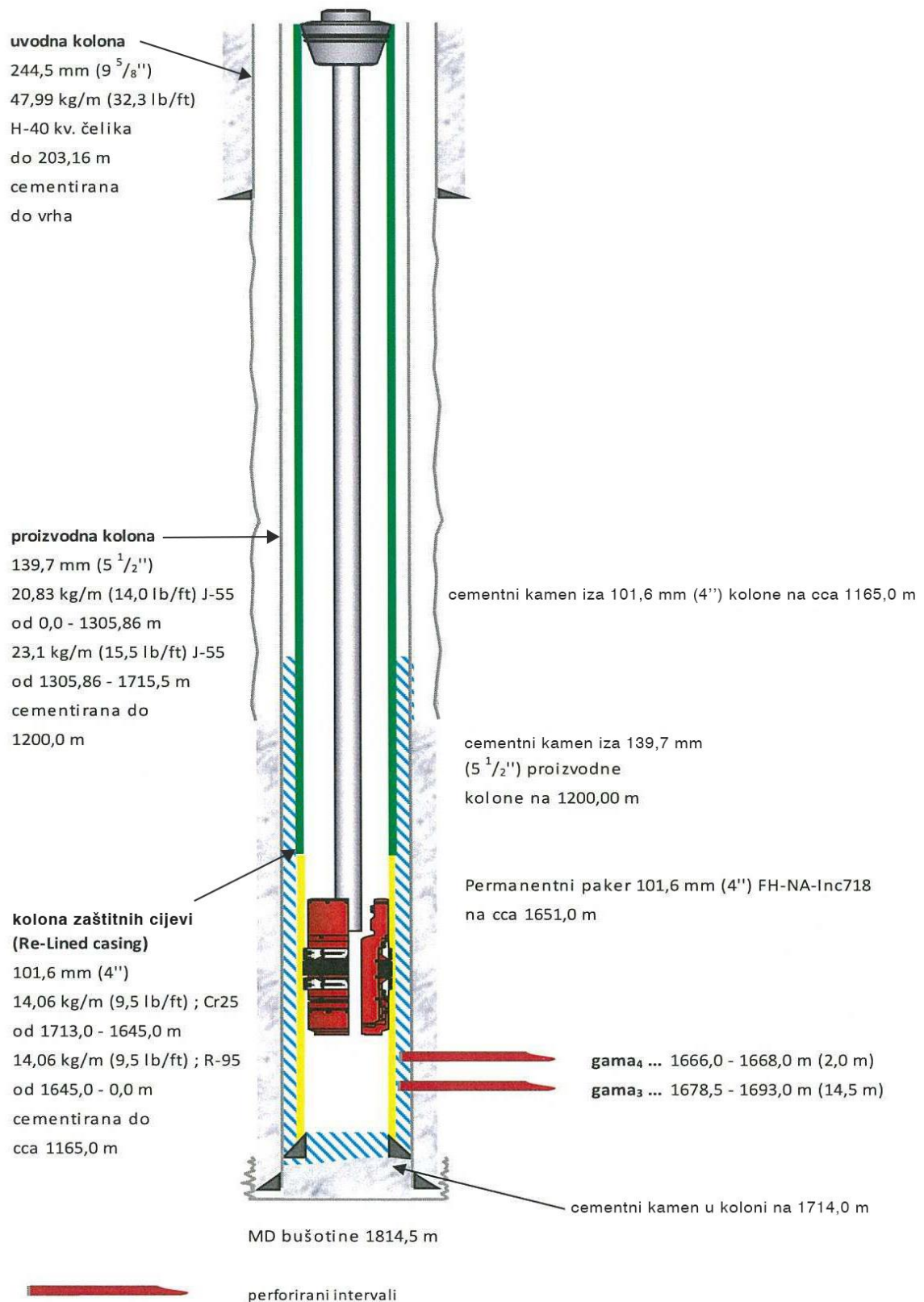


Slika 5-5. FH-NA paker (INA d.d., 2014a)

Osim spomenutog pakera kao izolacijske alatke ugradila se utisna oprema posebno prilagođena za naimjениčno utiskivanje vode i CO₂ u vidu tubinga od niskolegiranog čelika zaštićenog oblogama od stakloplastike. Također su bitne alatke kojima se izolira i završuje ostala utisna oprema, kao i vješalica za odsjedanje tubinga. Cijela utisna oprema je sljedećeg sastava (odozdo prema gore):

- brava s brtvenicom promjera 63,5 mm (2 1/2“) za FH-NA PKR;
- rukavac s brtvenicom promjera 63,5 mm (2 1/2“); 60,32 mm (2 3/8“) VAM TOP;
- prijelaz promjera 60,32 mm (2 3/8“) VAM TOP_M x VAGT DDL AAž;
- tubing GRE LND 60,32 mm (2 3/8“), L-80, VAGT, R2 (do ušća);
- kratka uzlazna cijev GRE LND 60,32 mm (2 3/8“), L-80, VAGT, R2 (različita dužina za "pasiranje");
- kratka uzlazna cijev GRE LND 60,32 mm (2 3/8“), L-80, VAGT, MxM;
- prijelaz promjera 60,32 mm (2 3/8“) VAM TOP_M x VAGT DDL AAž;
- vješalica uzlaznih cijevi promjera 179,39 mm x 60,32 mm (7 1/16“ x 2 3/8“) VAM TOP; Inc718.

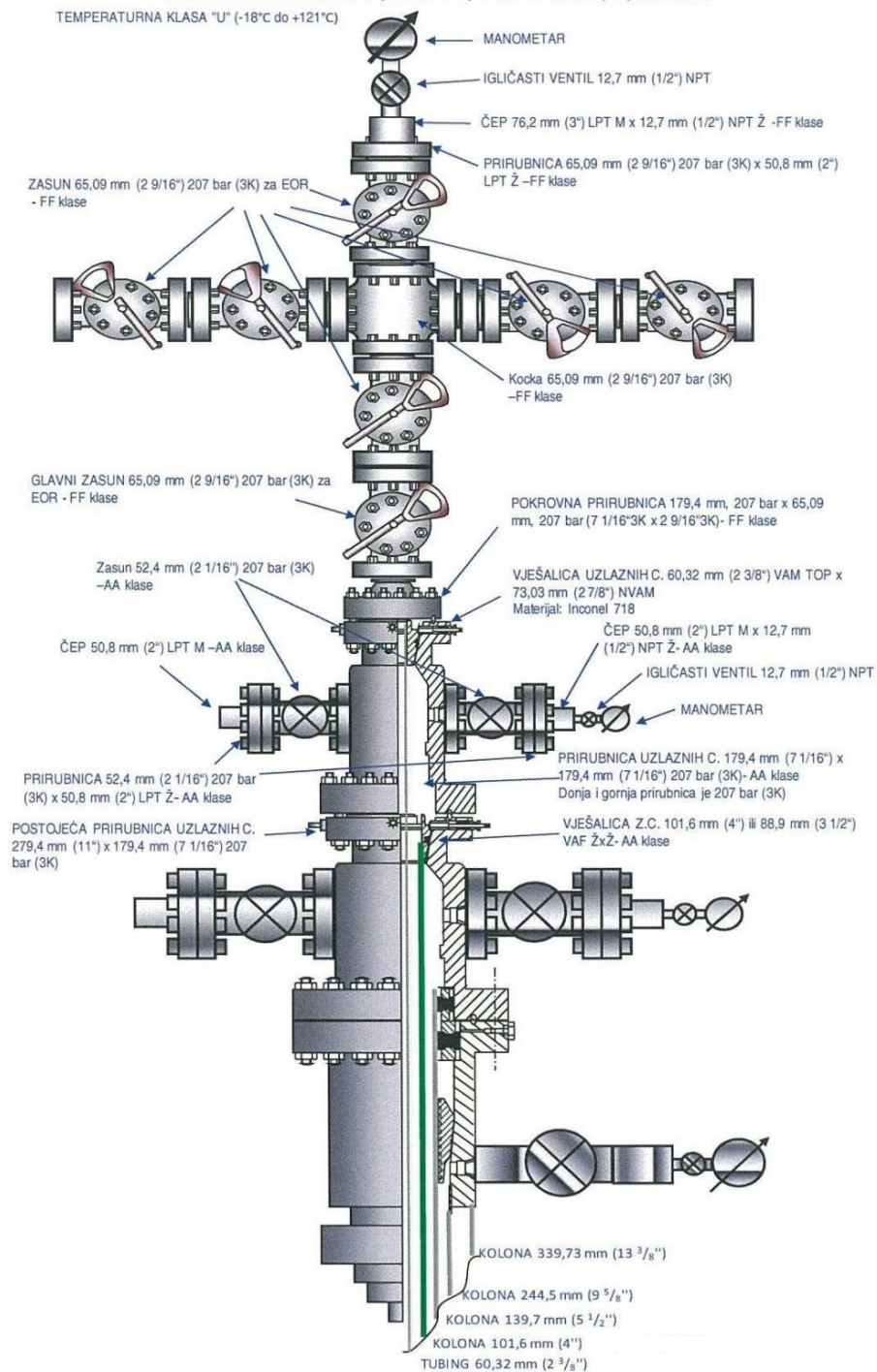
Nakon ugradnje opreme pristupilo se ispitivanju hermetičnosti opreme (tubinga i pakera). Na slici 5-6. prikazana je bušotina A s utisnom opremom.



Slika 5-6. Shematski prikaz utisne opreme u bušotini A (INA d.d., 2013a)

5.1.6.5. Završni radovi u bušotini A

Pod završnim radovima podrazumijeva se demontaža preventera i instaliranje bušotinske glave i erupcijskog uređaja. Na slici 5-7. prikazani su bušotinska glava i erupcijski uređaj bušotine A.



Slika 5-7. Stanje bušotinske glave i erupcijskog uređaja bušotine A nakon dozacjvljenja (INA d.d., 2013a)

Nadzemna oprema također treba udovoljiti određenim uvjetima (INA d.d., 2014b):

- zadovoljenje uvjeta maksimalnog očekivanog radnog tlaka i temperature te odgovarajući materijal opreme (zbog prisutnosti CO₂);
- omogućavanje veze tubing prirubnice s prstenastim prostorom u bušotini;
- postojanje primarnog i sekundarnog brtvljenja tubing vješalice;
- omogućavanje spoja između bušotinske glave i erupcijskog uređaja putem pokrovne prirubnice;
- erupcijski uređaj se mora sastojati od dvostrukih glavnih zasuna te dvostrukih bočnih zasuna na obje strane (jedna strana za utiskivanje vode, a druga za utiskivanje CO₂).

Nakon ispitivanja hermetičnosti spoja erupcijskog uređaja i prirubnice tubinga, na međuprostore (kolona zaštitnih cijevi) su montirani manometri te se kontrolira tlak tijekom cijelog WAG ciklusa. U slučaju promjene tlaka na nekom od međuprostora, prekida se utiskivanje i obavlja se sanacija propuštanja.

5.2. Rudarski radovi provedeni s ciljem modifikacije konstrukcije bušotine B (dozacjevljenje)

U okviru EOR projekta bušotina B također služi za izmjenično utiskivanje CO₂ i vode. Potrebno je obaviti ugradnju proizvodne kolone promjera 101,6 mm (4“) u postojeću proizvodnu kolonu promjera 139,7 mm (5 1/2“), izvršiti cementaciju prostora između dvije kolone i provjeriti kvalitetu cementacije elektrokarotaznim mjerenjima te obaviti perforiranje predviđenih intervala, ugraditi utisnu opremu i napraviti probu primanja prema traženim uvjetima.

5.2.1. Osnovni geološki podaci za bušotinu B

U bušotini B naftom su zasićena ležišta gama 4, gama 3 i gama 2/1, gama 2/2 i gama 2/3, dok su vodom zasićena ležišta gama 2/4 i gama 2/5. U tablici 5-6. su prikazane utvrđene rezerve nafte i naftnog plina za spomenuta ležišta zasićena naftom raskrivena bušotinom B.

Tablica 5-6. Utvrđene rezerve u ležištima raskrivenih bušotinom B (INA d.d. , 2013b)

ležište	nafta m ³	naftni plin m ³
gama ₄	3 565 832	238 910 744
gama ₃	9 308 578	623 674 726
gama _{2,1}	2 814 174	188 549 658
gama _{2,2}	3 063 120	205 229 040
gama _{2,3}	2 877 296	192 778 832

Ležišta su oformljena od sitnog do srednjezrnog, dobro sortiranog, srednje vezanog kvarcnog pješčenjaka i silita (poput slučaja kod bušotine A). U tablici 5-7. su prikazane neke karakteristike bušotine B i bušotinom raskrivenih ležišta.

Tablica 5-7. Karakteristike bušotine B i raskrivenih ležišta (INA d.d., 2013b)

Završetak bušenja	19.07.1967
Naziv ležišta	gama _{2,3} ; gama _{2,2} ; gama _{2,1} ; gama ₃
Fluidi ležišta	nafta
Zalijeganje ležišta (m)	1696,0-1702,0; 1685,0-1691,0; 1675,0-1678,5; 1656,0-1671,0
Tip ležišta	slojno ležište s litološkim ekranom
Kolektor	sitno do srednje zrnasti, srednje vezani, dobro sortirani kvarcni pješčenjak i silit
Pokrovne stijene	lapor
Starost ležišnih stijena	gornji panon
DST	nema

5.2.2. Ležišta raskrivena bušotinom B

U sljedećoj su tablici (5-8.) prikazane neke tehničke karakteristike bušotine B.

Tablica 5-8. Tehničke karakteristike bušotine B (INA d.d., 2013b)

Status:	proizvodna-naftna			
Nadmorska visina ušća:		98,11 m		
Dubina:	B.Š.	1773,8 m		
	EKM	1777,0 m		
Zacjevljenje:	uvodna kolona	Ø339,7 mm	53,17 m	zacimentirana do ušća
	tehnička kolona	Ø244,5 mm	265,52 m	zacimentirana do ušća
	proizvodna kolona	Ø139,7 mm	1724,00 m	zacimentirana do 1200 m
Vrh cementa u koloni:		1714,2 m		

Podaci o raskrivenom ležištu kroz koje se proizvodi ležišni fluid i perforiranim intervalima prikazani su u tablici 5-9.

Tablica 5-9. Raskriveno ležište (INA d.d., 2013b)

Ležište:	gama ₃	1670,5 – 1668,5 m (2,0 m)
		1667,5 – 1664,5 m (3,0 m)
		1663,5 – 1656,5 m (7,0 m)

Ležišta koja su predložena za reperforaciju i raskrivanje prikazana su u tablici 5-10.

Tablica 5-10. Predložena ležišta za reperforaciju i raskrivanje (INA d.d., 2013b)

Ležište	Interval	Poroznost	Efektivna debljina
	m	%	m
gama _{2,3}	1700,0 – 1697,0 m (3,0 m)	20	3,0
gama _{2,2}	1691,5 – 1685,5 m (6,0 m)	21	6,0
gama _{2,1}	1678,5 – 1675,5 m (3,0 m)	17	3,0
gama ₃	1670,5 – 1656,5 m (14,0 m)	18	12,0

Izvršene su analize na temelju EK mjerenja. U nezacjevljenom kanalu bušotine obavljena su sljedeća mjerenja: EL (2 NL-SP) (engl. *Electrical Logging; Neutron Log – Spontaneous Potential*), MCL (engl. *Multi-finger Caliper*), LL (engl. *Laterolog*) i GRN (engl. *Gamma Ray Neutron*). U zacjevljenom kanalu nije bilo mjerenja.

U proizvodnoj koloni promjera 139,7 mm obavljeno je CBL/GR/CCL mjerenje od dna (1714,2 m) do 1600 m i vrha cementnog kamena. Također su obavljena mjerenja u koloni promjera 101,6 mm i to T/dT/GR mjerenja od dna do 1000 m (nakon cementacije), T/dT/GR mjerenja od dna do 1000 m (13 i 18 sati nakon cementacije) te CBL/GR/CCL mjerenje od dna do vrha cementnog kamena.

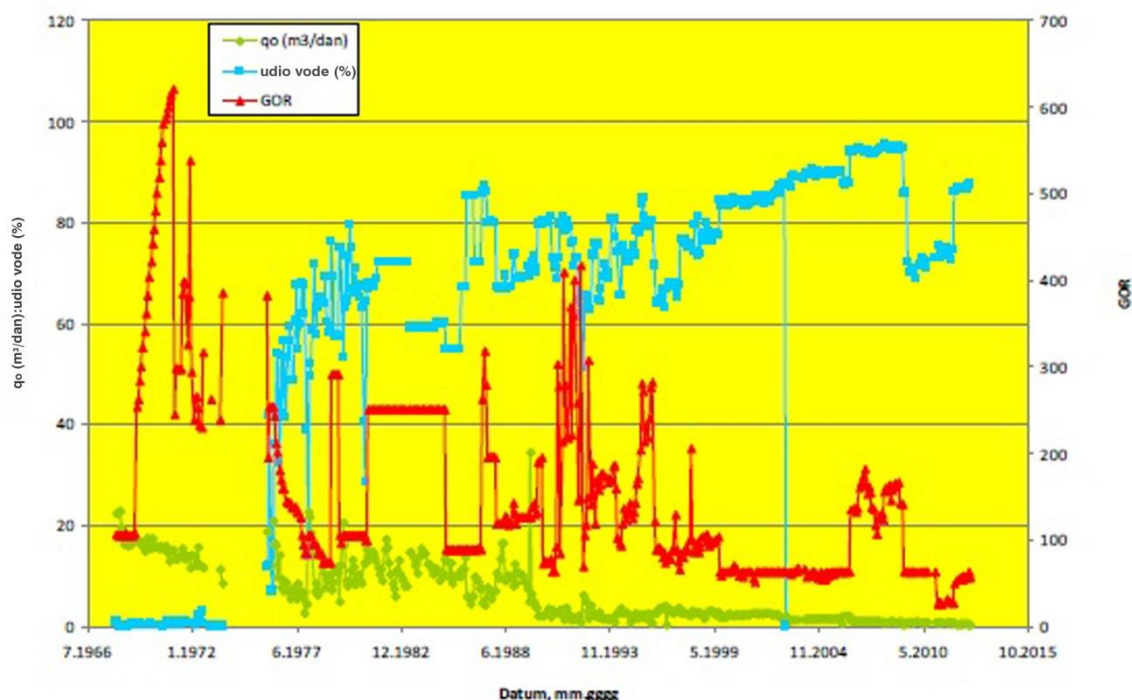
5.2.3. Osnovni podaci o bušotini B

Dubina bušotine je 1777 m, a detaljni podaci o ugrađenim kolonama su sljedeći:

- uvodna kolona – promjera 339,7 mm (13 3/8“), jedinične mase 71,43 kg/m (48 lb/ft), kvalitete čelika H-40, ugrađena do 53,17 m i zacementirana do vrha;
- tehnička kolona – promjera 244,5 mm (9 5/8“), jedinične mase 48,07 kg/m (32,3 lb/ft), kvalitete čelika H-40, ugrađena do 265,52 m i zacementirana do vrha;
- proizvodna kolona – promjera 139,7 mm (5 1/2“), zacementirana do 1200 m (cementno dno u koloni 1714,2 m):
 - 0 – 1526,9 m; 20,83 kg/m (14 lb/ft), J-55
 - 1526,9 m – 1724 m; 23,07 kg/m (15,5 lb/ft), J-55

5.2.4. Dosadašnji remontni radovi u bušotini B

Bušotina B osvojena je u rujnu 1967. godine te je u početku proizvodila eruptivno. U proizvodnji je bila sve do srpnja 1972. godine i do tada je proizvela 26268 m³ nafte, 110 m³ vode i 8360476 m³ plina. U svibnju 1973. godine bušotina je ispitana klipovanjem, ali s malo uspjeha (većinom se proizvodi voda). U studenom 1975. godine obavljen je kapitalni remont opreme tijekom kojeg je bušotina opremljena dubinskom sisaljkom. Do listopada 2012. godine bušotina B ukupno je proizvela: 89471 m³ nafte, 159258 m³ vode i 18368638 m³ plina. Na slici 5-8. prikazana je povijest proizvodnje bušotine B.



Slika 5-8. Povijest proizvodnje bušotine B (INA d.d., 2013b)

Prema posljednjim proizvodnim podacima, zavodnjenje je bilo 87,5%.

5.2.5. Prijedlog remontnih radova u bušotini B

Prijedlog remontnih radova u bušotini B uključuje sljedeće korake:

- pročišćavanje kanala bušotine do dna (1714 m);
- obavljanje karotažnih mjerenja u proizvodnoj koloni promjera 139,7 mm;
- dozacjevljenje bušotine ugradnjom kolone zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm;
- perforiranje;

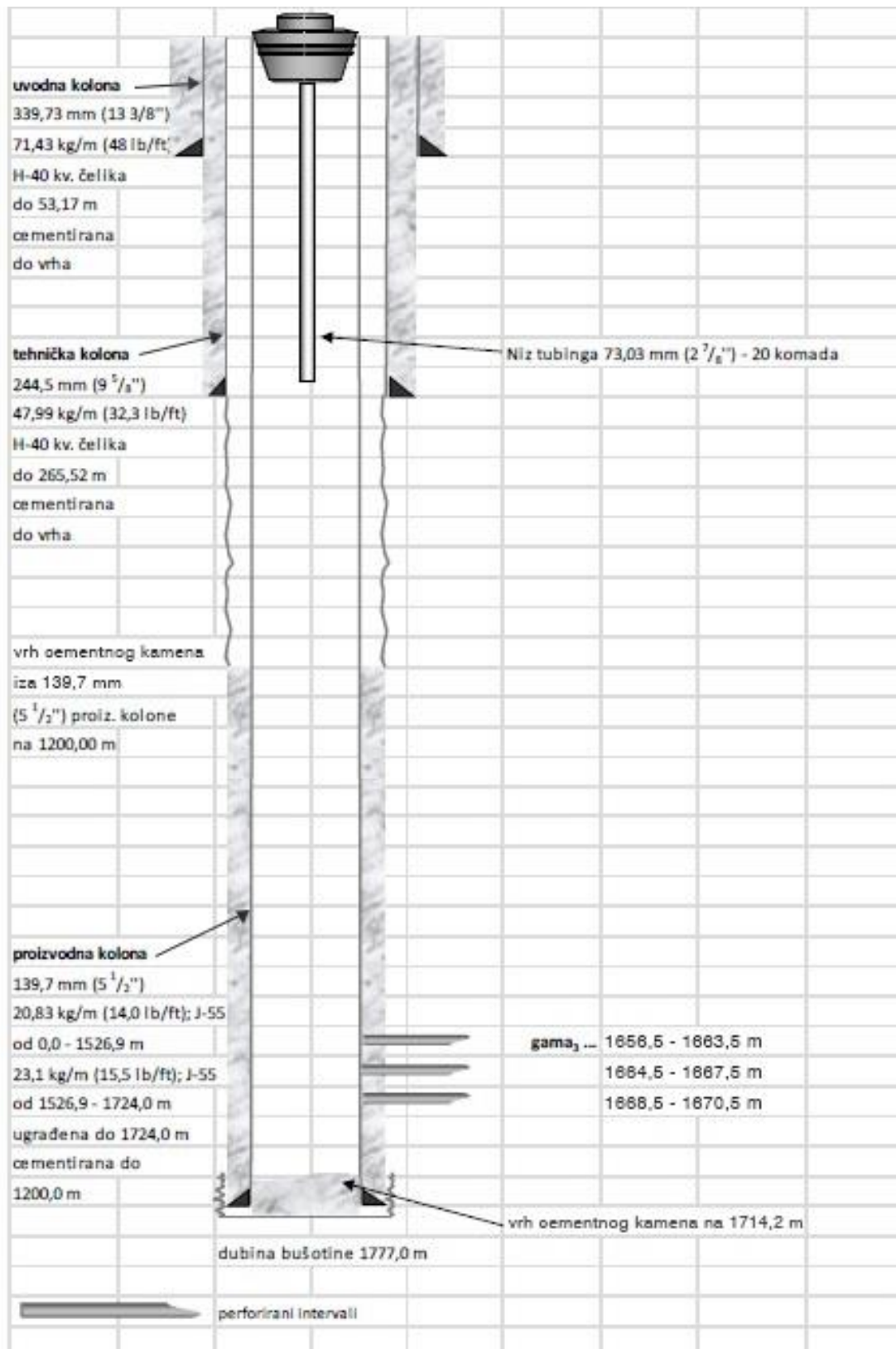
- obavljanje karotažnih mjerenja u novougrađenoj dozacjevljenoj koloni promjera 101,6 mm;
- proba primanja otvorenih intervala ležišta gama 3 vodom;
- opremanje bušotine.

5.2.6. Slijed rudarskih radova u bušotini B

U nastavku je prikazan slijed rudarskih radova kapitalnog remonta opreme bušotine B.

5.2.6.1. Pripremni radovi u bušotini B

Pripremni radovi odnose se na radove kao što su provjera tlaka u tubingu, provjera hermetičnosti primarnih i sekundarnih brtvi proizvodne kolone (obavezna ugradnja C čepa ukoliko brtve treba mijenjati), demontaža erupcijskog uređaja, pročišćavanje proizvodne kolone promjera 139,7 mm ispiranjem vodom (u slučaju gubitaka radnog fluida postavlja se kredofilni čep u perforacije). Potom su se obavila elektrokarotažna mjerenja CBL/GR/CCL od dna 1714 m do 1600 m i vrha cementnog kamena (kako je već spomenuto). Tehničko stanje bušotine B prije dozacjevljenja prikazano je na slici 5-9.



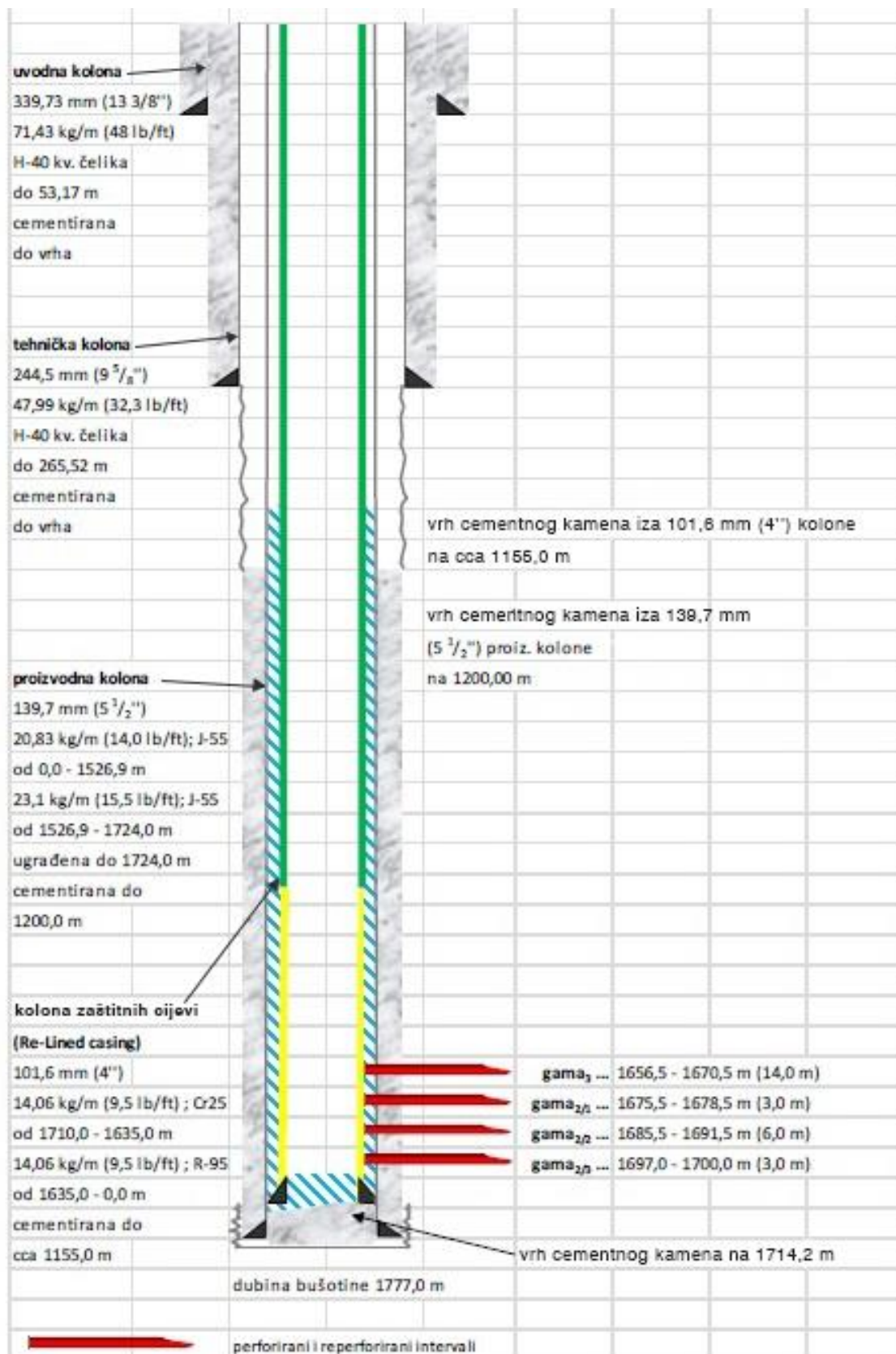
Slika 5-9. Shematski prikaz opreme u bušotini B prije dozacjevljenja (INA d.d., 2013b)

5.2.6.2. Ugradnja i cementacija proizvodne kolone promjera 101,6 mm – dozacjevljenje u bušotini B

U svrhu uspješnog dozacjevljenja u bušotinu je trebalo ugraditi adekvatnu opremu. Posebno je važno istaknuti alatke kojima se omogućuje kvalitetna cementacija (peta za cementaciju i protupovratni ventil) te odsjedanje kolone zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm (vješalica zaštitnih cijevi). Kompletna proizvodna oprema je sljedećeg sastava (odozdo prema gore):

- peta za cementaciju; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) VAF, L-80;
- proupovratni ventil; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) VAF, L-80;
- niz zaštitnih cijevi; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) Cr25 80 VAF R3;
- niz zaštitnih cijevi; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF R3, do površine, otprilike 200 m opremljen centralizerima;
- kratka zaštitna cijev; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF;
- prijelaz; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF MxM;
- vješalica zaštitnih cijevi; promjer 179,39 mm x 101,6 mm (7 1/16“ x 4“), VAF;
- kratka zaštitna cijev za odsjedanje; promjer 101,6 mm (4“), 14,14 kg/m (9,5 lb/ft) R95 VAF.

Na slici 5-10. je prikazano stanje u bušotini nakon dozacjevljenja.



Slika 5-10. Shematski prikaz opreme u bušotini B nakon dozacjevljenja (INA d.d., 2013b)

Nakon ugradnje opreme zaštitnih cijevi pristupilo se montiranju nove tubing prirubnice, ispitivanju hermetičnosti brtvenog prstena i brtvi na vješalici zaštitnih cijevi, novougrađene kolone i preventera. Potom je obavljena cementacija ugrađene kolone zaštitnih cijevi (uz prethodno montiranje cementacijske glave i opreme za cementaciju) i priprema:

- prethodnice (paker fluid),
- prethodnog čepa,
- cementne kaše,
- nahodnog čepa,
- nahodnice.

5.2.6.3. Radovi u koloni zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm u bušotini B

Nakon obavljenih elektrokarotaznih mjerenja, perforirani su intervali gama 2/3, gama 2/2, gama 2/1 i gama 3 u svrhu ostvarivanja komunikacije sa slojem kroz zaštitnu cijev promjera 101,6 mm, cementni kamen između zaštitnih cijevi promjera 139,7 mm i 101,6 mm te kroz zaštitnu cijev 139,7 mm i cementni kamen iza kolone. Također je obavljena proba primanja sloja (utiskivanjem vode kroz zaštitnu cijev promjera 101,6 mm) te kemijsko pranje perforacija zbog smanjenja skina efekta.

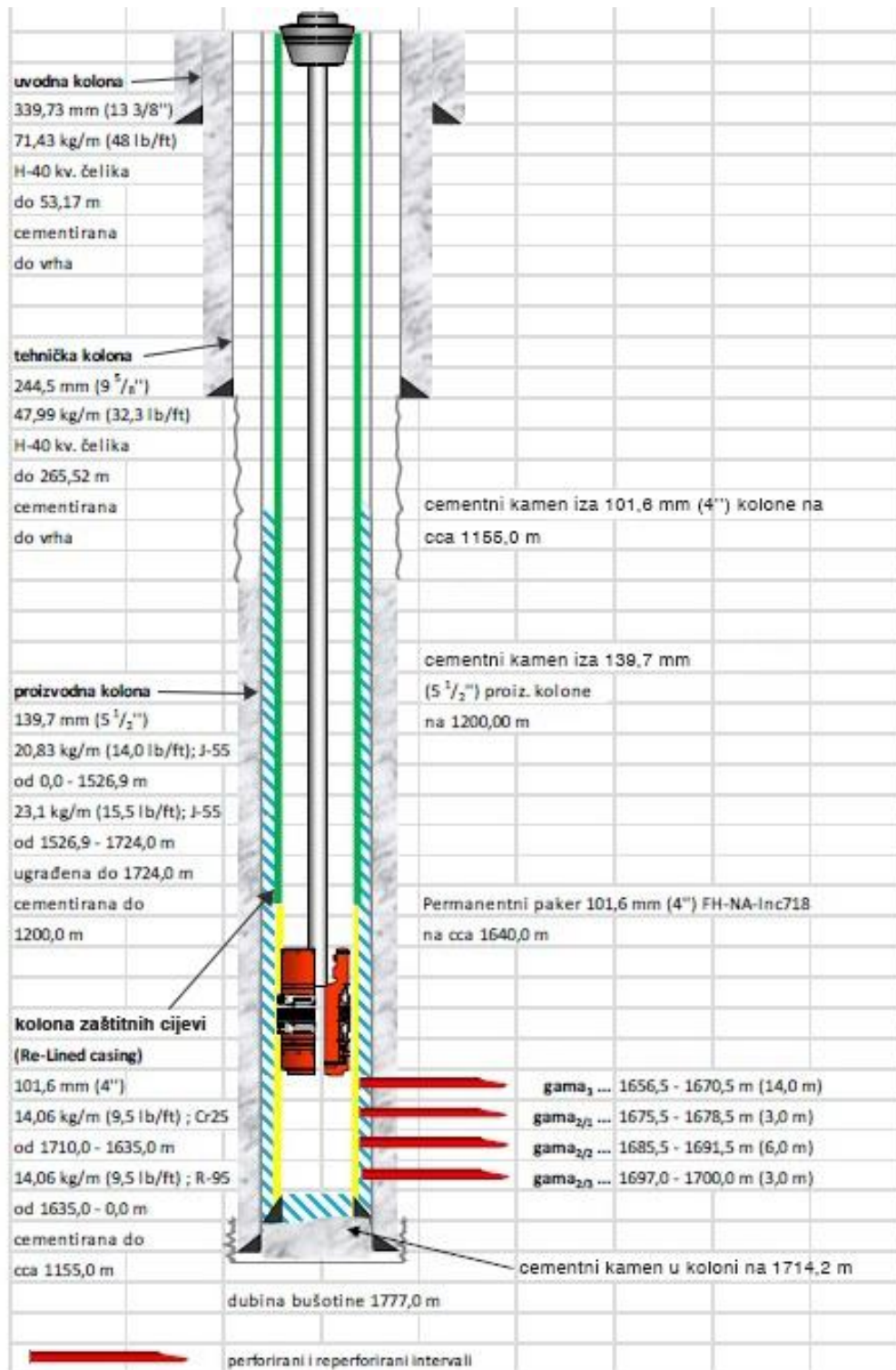
5.2.6.4. Ugradnja utisne opreme u bušotinu B

Na nizu uzlaznih cijevi ugrađen je permanentni paker za kolonu promjera 101,6 mm FH-NA, Inc718 i aktiviran je na dubini oko 1640 m. Osim navedenog pakera kao izolacijske alatke ugrađena je utisna oprema posebno prilagođena za naimjениčno utiskivanje vode i CO₂ u vidu tubinga od niskolegiranog čelika zaštićenog oblogama od stakloplastike. Također su bitne alatke kojima se izolira i zabavljavati ostala utisna oprema, kao i vješalica za odsjedanje tubinga. Cijela utisna oprema je sljedećeg sastava (odozdo prema gore):

- brava s brtvenicom promjera 63,5 mm (2 1/2“) za FH-NA PKR;
- rukavac s brtvenicom promjera 63,5 mm (2 1/2“); 60,32 mm (2 3/8“) VAM TOP;
- prijelaz promjera 60,32 mm (2 3/8“) VAM TOP_M x VAGT DDL AAž;
- tubing GRE LND 60,32 mm (2 3/8“), L-80, VAGT, R2 (do ušća);
- kratka uzlazna cijev GRE LND 60,32 mm (2 3/8“), L-80, VAGT, R2;
- kratka uzlazna cijev GRE LND 60,32 mm (2 3/8“), L-80, VAGT, MxM;
- prijelaz promjera 60,32 mm (2 3/8“) VAM TOP_M x VAGT DDL AAž;

- o vješalica uzlaznih cijevi promjera 179,39 mm x 60,32 mm (7 1/16" x 2 3/8") VAM TOP; Inc718.

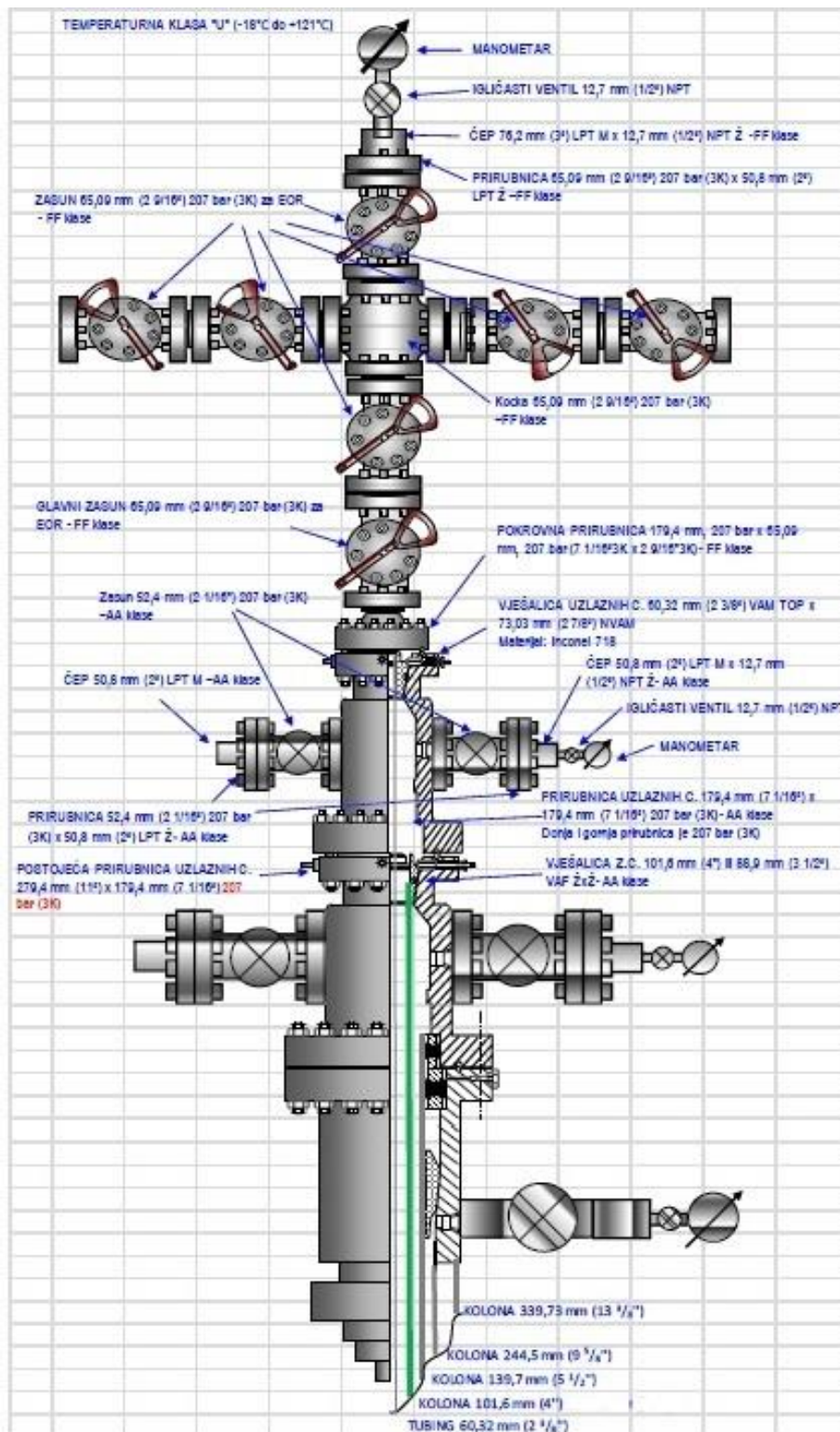
Nakon ugradnje opreme pristupilo se ispitivanju hermetičnosti opreme (tubinga i pakera). Na slici 5-11. je prikazano stanje u bušotini nakon ugradnje utisne opreme.



Slika 5-11. Shematski prikaz utisne opreme u bušotini B (INA d.d., 2013b)

5.2.6.5. Završni radovi u bušotini B

Instaliranje nadzemne opreme posljednji je bitan korak kod opremanja. Na slici 5-12. je prikazana bušotinska glava i erupcijski uređaj bušotine B.



Slika 5-12. Prikaz bušotinske glave i erupcijskog uređaja bušotine B nakon dozacjevljenja (INA d.d., 2013b)

I u ovom slučaju nadzemnom opremom je trebalo udovoljiti određenim uvjetima koji su spomenuti u poglavlju 5.1.6.5.

Nakon ispitivanja hermetičnosti spoja erupcijskog uređaja i prirubnice tubinga, na međuprostore (kolona zaštitnih cijevi) su montirani manometri te se kontrolira tlak tijekom cijelog WAG ciklusa. U slučaju promjene tlaka na nekom od međuprostora, prekida se utiskivanje i obavlja se sanacija propuštanja.

6. IZAZOVI KOD OPREMANJA

Podaci iz ovog poglavlja dobiveni su proučavanjem i analizom obavljenih rudarskih radova KRO-a (EOR) u bušotini (vlasništvo INA-e d.d.).

6.1. Izazovi kod opremanja utisne bušotine A

Prilikom pripremni radova otežano se demontirao erupcijski uređaj zbog uznapredovale korozije na vijcima. Kod pročišćavanja bušotine ugrađena je kruna s cijevi za obušivanje. Tijekom pročišćavanja stalno su bili prisutni gubici radnog fluida pa se konstantno dodavala slojna voda. Nakon vađenja niza tubinga, u cijevi za obušivanje pronađene su 2 sjedišta i 2 kuglice za aktiviranje FH pakera. Nakon ponovnog postavljanja krune i cijevi za obušivanje na niz tubinga, ista je korištena za obušivanje i potiskivanje mehaničkog čepa, s tim da je došlo do zaglave zbog porasta tlaka (vađenjem opreme u cijevi za obušivanje nalazio se dio čepa). Tijekom navedenih radova dolazilo je u više navrata do gubitka radnog fluida, što se kompenziralo nadodavanjem slojne vode u bušotinu. Također je kod ugradnje stalnog pakera došlo do gubitka radnog fluida pa je bušotina nadopunjena slojnom vodom.

Zbog navedenih problema pristupilo se postavljanju kredofilnog čepa protiskivanjem kroz tubing.

U svrhu zamjene primarnih i sekundarnih brtvi na erupcijskom uređaju bilo je potrebno na nizu tubinga aktivirati C čep, ali je čep ostao u bušotini. U svrhu vađenja na niz tubinga ugrađena je alatka za vanjsko hvatanje (engl. *overshot*) te je čep izvađen te je naknadno aktiviran u bušotini. Na slici 6-1. je prikazana alatka za vanjsko hvatanje - *overshot*.



Slika 6-1. Alatka za vanjsko hvatanje - *overshot* (Drilling Tools China, 2016)

6.2. Izazovi kod opremanja utisne bušotine B

Tijekom radova u bušotini B najveći izazov bila je instrumentacija NP-1 anker. Na niz tubinga ugrađena je krana kojom je anker obušen, te je alatom za vanjsko hvatanje prihvaćen, no ostao je u zaglavi. Ponovno je obušen te je izvađen alatom za vanjsko hvatanje, zajedno s jednim komadom tubinga. Također je na niz ugrađen i olovni utisak kojim je pokazano da su na dnu ostali obušeni dijelovi pakera. Uz korištenje krune i cijevi za obušivanje, bušotina je pročišćena, no došlo je do začepljenja tubinga i gubitka cirkulacije. Cijeli niz je izvađen, a u cijevi za obušivanje pronađeni su dijelovi spomenute opreme i kamenac.

Poslije montaže remontnog postrojenja, bušotina je indirektno dopunjena sa slojnom vodom zbog gubitaka. Zbog činjenice da se u bušotini u više navrata događao dotok, dograđen je niz tubinga te je indirektno ugušena slojnom vodom.

Zbog spomenutih gubitaka, postavljen je i kredofilni čep protiskivanjem kroz tubing.

Kod radova na ušću, bilo je potrebno zamijeniti prirubnicu zaštitnih cijevi (engl. *casing spool*) jer je bila oštećena od korozije. Na slici 6-2. prikazana je prirubnica zaštitnih cijevi.



Slika 6-2. Prirubnica zaštitnih cijevi (Bestway Oilfield, 2018)

7. ZAKLJUČAK

Svrha diplomskog rada je sažeti prikaz donošenja odluka i potrebnih radova za implementaciju EOR projekta na naftnom polju Ivanić. Unatoč nestabilnim cijenama nafte i dalje se primjenjuju EOR metode povećanja iscrpka nafte. Na tržištu postoje programski paketi pomoću kojih se odabire odgovarajuća EOR metoda te se na taj način generira profit uz smanjenje troškova. Polje Ivanić tj. EOR projekt na polju izvrstan su pokazatelj uspješno provedenog projekta isključivo zbog kvalitetnog i dugog rada inženjera i znanstvenika kojim je polje adekvatno interpretirano (laboratorijska istraživanja u svrhu projekta započeta su već 1978. godine). Također, da bi se proveo projekt potrebno je iskustvo poznavanja opreme i uvjeta kojima je izložena oprema (utjecaj korozije) da ne bi dolazilo do čestih remontnih radova. Jedna od zadaća ovog diplomskog rada bila je i prikaz opremanja utisnih bušotina uključujući i dozacjevljenje. Odabrane su dvije bušotine koje su opremane za primjenu WAG metode, od kojih je jedna bila utisna, a druga proizvodna. Kod obje bušotine izvršilo se dozacjevljenje zbog toga što proizvodne kolone zaštitnih cijevi nisu cementirane do ušća tj. ni do dna cementnog kamena prethodno ugrađene kolone, što je uvelike moglo ugroziti integritet bušotine. Dozacjevljenje i opremanje bušotina su zahtijevni postupci koji su se odvijali uz određene probleme, ali su ipak uspješno izvršeni. Usprkos već razvijene rutine i uhodanosti ovakvih projekata, poželjno je da se svakom polju, ležištu i bušotini pristupa kao zasebnom problemu, a da velika baza podataka služi kao temelj i iskustveni faktor.

8. LITERATURA

1. ABU EL ELA M., SAYYOUH, H., EL TAYEB, E. S., 2014., *An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects*, Science and Engineering Publishing Company, Cairo
2. ALADASANI, A., 2012. *Updated EOR Screening Criteria and Modeling the Impacts of Water Salinity Changes on Oil Recovery*, Doctoral Dissertation, Missouri University of Science and Technology, USA
3. CHRISTENSEN, J. R., STENBY, E. H., SKAUGE, A., 2001., *Review of WAG Field Experience*, Society of Petroleum Engineers
4. DESPOT, N., RAJHENBAH, D., 1995., *Korozija i zaštita procesnih postrojenja*, Priručnik, INA – Industrija nafte, d.d., Naftaplin – Zagreb, Sektor proizvodnje, Zagreb
5. GAURINA-MEĐIMUREC, N., 2016., *Isplaka i korozije*, Nastavnička skripta, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb
6. HITE, J. R., BONDOR, P. L. 2004., *Planning EOR Projects*, Society of Petroleum Engineers
7. INA d.d., 2015, *Studija EOR3 D&C*, Zagreb
8. INA d.d., 2014.a, *EOR 7 polja – Tipska bušotina za utisno opremanje*, PowerPoint prezentacija, Zagreb
9. INA d.d., 2014.b, *Priprema, konstrukcija i opremanje utisnih i proizvodnih bušotina za EOR pilot projekt na naftnom polju „Stružec“*, Zagreb
10. INA d.d., 2014.c, *Završno izvješće nadzornog inženjera o obavljenim rudarskim radovima KRO-a (EOR) na bušotini Ivanić A (Iva-A)*, Sektor proizvodnje i razrade polja za JIE, Zagreb
11. INA d.d., 2014.d, *Završno izvješće nadzornog inženjera o obavljenim rudarskim radovima KRO-a (EOR) na bušotini Ivanić B (Iva-B)*, Sektor proizvodnje i razrade polja za JIE, Zagreb
12. INA d.d., 2013.a, *Pojednostavljeni rudarski projekt kapitalnog remonta opreme bušotine A*, Sektor za geologiju i inženjering, Zagreb
13. INA d.d., 2013.b, *Pojednostavljeni rudarski projekt kapitalnog remonta opreme bušotine B*, Sektor za geologiju i inženjering, Zagreb
14. INA d.d., 2011.a, *EOR – CO₂ Ivanić & Žutica*, PowerPoint prezentacija, Zagreb
15. INA d.d., 2011.b, *Pilot Re-Lining of the Injector Well Žu-111 for EOR Project of CO₂/Water Injecton*, PowerPoint prezentacija, Zagreb

16. MANRIQUE, E. J., THOMAS, C. P., RAVIKIRAN, R., IZADI KAMOUEI, M., LANTZ, M., ROMERO, J. L., ALVARADO, V., 2010., EOR: Current Status and Opportunities, Society of Petroleum Engineers
17. MUHAMMAD I., 2015., *Water Alternating Gas (WAG) Injection: An Enhanced Oil Recovery Technique*, PowerPoint prezentacija, African University of Science & Technology
18. NOVOSEL, D., 2009., *Učinkak ugljičnog dioksida u tercijarnoj fazi iskorištavanja naftnih ležišta polja Ivanić*, Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb
19. PWAGA, S., ILUORE, C., HUNDSETH, O., PERALES, F.J., IDREES, M.U. 2010., *Comparative Study of Different EOR Methods*, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway
20. SKAUGE, A., STENSEN, J.A., 2003. *Review of WAG Field Experience*, Rad prezentiran na Oil Recovery – 2003, 1st International Conference and Exhibition, Modern Challenges in Oil Recovery, 19-23 May, Russia, Moscow, Gubkin University
21. TEMIZEL, C., PURWAR, S., AGARWAL, A., ABDULLAYEV, A., URRUTIA, K., CHACON-GARCIA, A. J., 2014., *Investigation of Significance of Critical Components in Optimization of WAG Injection Processes under Uncertainty*, Society of Petroleum Engineers

Internet izvori:

22. Bestway Oilfield, Products, Casing Spools, URL: <http://www.bestwayoilfield.com/product/casing-spools/> (9.5.2018.)
23. Drilling Tools China, Products, URL: <http://www.drillingtoolschina.com/q-series-overshot-assembly.html> (9.5.2018.)
24. INA d.d., Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, URL: <https://www.ina.hr/okompaniji/temeljne-djelatnosti/istrazivanje-i-proizvodnja-nafte-i-plina/28> (4.8.2017.)
25. INA d.d., Početna, Priopćenja, URL: <https://www.ina.hr/ina-i-ivanic-grad-osnivaju-muzej-naftnog-rudarstva/7544> (7.5.2018.)
26. Mid-Con Energy Partners, LP, Oil Recovery Review, URL: <http://www.midconenergypartners.com/oil-recovery-overview.php> (1.8.2017.)
27. Pipeliner Indonesia, Home, URL: <https://pipelinemaster.wordpress.com> (8.5.2018.)

28. Rigzone, Career Resources, Training, URL:
https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=313&c_id (22.4.2018.)
29. Schlumberger Limited , Industry Articles, URL:
http://www.slb.com/~media/Files/software/industry_articles/201404_ep_eor.pdf
(2.8.2017.a)
30. Schlumberger Limited, Oilfield Glossary, URL:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/wag.aspx> (3.8.2017.b)
31. Voens, Ablandamiento de agua, URL: <http://www.voens.com/ablandamiento-de-agua/>
(8.5.2018.)

Izjava:

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

Toni Gospodnetić