

Analiza multikontaktne mijesanja CO2 usklađivanjem simulacijskog i laboratorijskog rezultata slim-tube testa

Varga, Tomislav

Master's thesis / Diplomski rad

2019

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:169:991329>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-04**



Repository / Repozitorij:

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



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

**ANALIZA MULTIKONTAKTNOG MIJEŠANJA CO₂ USKLAĐIVANJEM
SIMULACIJSKOG I LABORATORIJSKOG REZULTATA SLIM-TUBE TESTA**

Diplomski rad

Tomislav Varga

N – 259

Zagreb, 2019.

ANALIZA MULTIKONTAKTNOG MIJEŠANJA CO₂ USKLAĐIVANJEM
SIMULACIJSKOG I LABORATORIJSKOG REZULTATA SLIM-TUBE TESTA

Tomislav Varga

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Zavod za naftno inženjerstvo

Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

Jedna od najčešćih metoda povećanja iscrpka nafte je utiskivanje ugljikovog dioksida (CO₂) u uvjetima miješanja. Utisnuti CO₂ pri visokom tlaku i ležišnoj temperaturi miješa se s naftom tvoreći manje viskoznan fluid s nižom međupovršinskom napetosti između fluida i stijene od originalne nafte. U radu je opisan način određivanja perspektivnosti ležišta za povećanje iscrpka nafte utiskivanjem CO₂ i vrste procesa miješanja. Simulacijski program Eclipse korišten je za simulaciju utiskivanja CO₂ u usku cijev. Rezultati su korišteni za određivanje minimalnog tlaka miješanja CO₂ i ležišne nafte, opasivanja procesa miješanja i kretanja komponenata iz sastava nafte tijekom istiskivanja.

Ključne riječi: Simulacija ležišta, minimalni tlak miješanja, CO₂-EOR, eksperiment s uskom cijevi, Eclipse

Diplomski rad sadrži: 43 stranice, 3 tablice, 29 slika i 28 referenca

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta

Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Voditelj: Dr. sc. Domagoj Vulin, izvanredni profesor RGNF-a

Pomoć pri izradi: Mr. sc. Maja Arnaut, asistent RGNF-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Domagoj Vulin, izvanredni profesor RGNF-a

Dr. sc. Karolina Novak-Mavar, docentica RGNF-a

Dr. sc. Tomislav Kurevija, izvanredni profesor RGNF-a

Datum obrane: 15.2.2019., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

ANALYSIS OF MULTICONTACT CO₂ MISCIBILITY BY MATCHING
SIMULATION AND LABORATORY SLIM-TUBE TEST RESULTS

Tomislav Varga

Thesis completed in: University of Zagreb

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Institute of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Abstract

One of the most widely used methods for enhanced oil recovery is CO₂ miscible flooding. CO₂ injected at high pressure and temperature achieves miscibility with oil, creating fluid with lower viscosity and interfacial tension forces between fluid and rock than the original oil. In this work reservoir screening criteria for CO₂ miscible flooding enhanced oil recovery and different types of miscibility processes are described. Eclipse reservoir simulation software was used for simulating the injection of CO₂ in slim tube. The results were used for determining minimum miscibility pressure for CO₂ and oil, describing miscibility process and movement of oil components during flooding.

Keywords: reservoir simulation, minimum miscibility pressure, miscibility, CO₂-EOR, slim tube experiment, Eclipse

Thesis contains: 43 pages, 3 tables, 29 figures and 28 references

Thesis deposited in: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Pierrottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Associate Professor Domagoj Vulin, PhD

Assistance in work: Assistant Maja Arnaut, MS

Reviewers: Associate Professor Domagoj Vulin, PhD
Assistant Professor, Karolina Novak-Mavar, PhD
Associate Professor, Tomislav Kurevija, PhD

Date of defense: February 15, 2019., Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

| | |
|---|-----|
| SADRŽAJ | I |
| POPIS SLIKA | II |
| POPIS TABLICA..... | III |
| POPIS OZNAKA | IV |
| 1. UVOD | 1 |
| 2. ODREĐIVANJE PERSPEKTIVNOSTI LEŽIŠTA ZA CO ₂ EOR..... | 3 |
| 2.1. Ležišta prikladna za CO ₂ EOR u uvjetima miješanja..... | 3 |
| 2.2. CO ₂ EOR studija | 5 |
| 2.1.1. Ekspanzija pri konstantnom sastavu | 6 |
| 2.1.2. Diferencijalno otplinjavanje | 6 |
| 2.1.3. Ispitivanje bubrenja (engl. <i>swelling test</i>) | 6 |
| 2.1.4. Test uskom cijevi | 8 |
| 2.1.5. Test istiskivanja nafte iz jezgre..... | 10 |
| 3. OPIS MEHANIZMA MIJEŠANJA | 13 |
| 3.1. Miješanje pri prvom kontaktu..... | 14 |
| 3.2. Istiskivanje pri multikontaktom miješanju | 14 |
| 3.3. Istiskivanje suhim plinom | 15 |
| 3.4. Istiskivanje kondenzirajućim plinom | 17 |
| 3.5. Kombinirano istiskivanje suhim i kondenzirajućim plinom..... | 18 |
| 4. SIMULACIJA LEŽIŠTA I ULAZNI PODACI..... | 19 |
| 4.1. Ulazni podatci..... | 20 |
| 5. REZULTATI SIMULACIJE..... | 26 |
| 6. ZAKLJUČAK | 39 |
| 7. LITERATURA..... | 41 |

POPIS SLIKA

| | |
|--|----|
| Slika 2-1. Aparatura testa uskom cijevi | 8 |
| Slika 2-2. Određivanje minimalnog tlaka miješanja iz rezultata testova uskom cijevi | 10 |
| Slika 3-1. Uvjeti za različite tipove istiskivanja nafte otapalom | 13 |
| Slika 3-2. Multikontaktno istiskivanje suhim plinom | 16 |
| Slika 3-3. Multikontaktno istiskivanje kondenzirajućim plinom | 17 |
| Slika 4-1. Skica simulacijskog modela uske cijevi | 22 |
| Slika 4-2. Količinski udio komponenata u početnom sastavu ležišnog fluida | 23 |
| Slika 4-3. Uobičajeni oblik krivulja relativnih propusnosti za uvjete miješanja, uvjete blizu miješanja te nemiješive uvjete | 24 |
| Slika 5-1. Određivanje minimalnog tlaka miješanja simulacijom testa uske cijevi | 27 |
| Slika 5-2. Utjecaj duljine uske cijevi na simulacijsko određivanje minimalnog tlaka miješanja..... | 28 |
| Slika 5-3. Utisni i izlazni tlak | 29 |
| Slika 5-4. Omjer plina i nafte u uskoj cijevi..... | 29 |
| Slika 5-5. Gustoća nafte pri površinskim uvjetima | 30 |
| Slika 5-6. Gustoća plina pri površinskim uvjetima | 30 |
| Slika 5-7. Proizvodnja plina | 30 |
| Slika 5-8. Proizvodnja nafte | 30 |
| Slika 5-9. Toplinske karte CO ₂ komponente | 31 |
| Slika 5-10. Toplinske karte N ₂ komponente | 32 |
| Slika 5-11. Toplinske karte C ₁ komponente | 33 |
| Slika 5-12. Toplinske karte C ₂ komponente | 33 |
| Slika 5-13. Toplinske karte C ₃ komponente | 34 |
| Slika 5-14. Toplinske karte C ₄ komponente | 34 |
| Slika 5-15. Toplinske karte C ₅ komponente | 35 |
| Slika 5-16. Toplinske karte C ₆ komponente | 35 |
| Slika 5-17. Toplinske karte C ₇ - C ₁₃ komponente | 36 |
| Slika 5-18. Toplinske karte C ₁₄ - C ₁₉ komponente | 36 |
| Slika 5-19. Toplinske karte C ₂₀ - C ₂₅ komponente | 37 |
| Slika 5-20. Toplinske karte C ₂₆ - C ₃₂ komponente..... | 37 |

| | |
|--|----|
| Slika 5-21. Toplinske karte C ₃₃ - C ₄₆ komponente | 38 |
|--|----|

POPIS TABLICA

| | |
|---|----|
| Tablica 2-1. Prihvatljive vrijednosti ležišnih karakteristika za primjenjivost EOR-a utiskivanjem CO ₂ u uvjetima miješanja | 4 |
| Tablica 4-1. Svojstva uske cijevi iz laboratorijskog eksperimenta | 20 |
| Tablica 4-2. Sekcije ulazne datoteke za program Eclipse | 21 |

POPIS OZNAKA

CCE – ekspanzija pri konstantnom sastavu (engl. *constant composition expansion*)

CCS – tehnologija hvatanja i geološkog skladištenja CO₂ (engl. *carbon capture and storage*)

OOIP – početne rezerve nafte u ležištu (engl. *original oil in place*)

EOR – metode povećanja iscrpka nafte (engl. *enhanced oil recovery*)

JS – jednadžba stanja (engl. *equation of state* – EOS)

MKM – minimalna koncentracija miješanja

MTM – minimalni tlak miješanja

P_c - kritični tlak, Pa

p – tlak, Pa

PV – porni volumen

R - univerzalna plinska konstanta, 8,3144621 J/molK

T - apsolutna temperatura, K

T_c - kritična temperatura, K

T_r - reducirana temperatura

ω - acentrični faktor

1. UVOD

Tijekom svog životnog vijeka, ležište prolazi kroz različite proizvodne faze. Ukupan iscrpак početne količine nafte u ležištu primarnom metodom iznosi 6-15 % dok je sekundarnom metodom moguće iscrpiti dodatnih 6-30 %. Metode povećanja iscrpka nafte (engl. *enhanced oil recovery* – EOR) koriste se kako bi se proizvelo što je više moguće preostale nafte u ležištu (Meyer, 2007).

Jedna od najčešćih metoda povećanja iscrpka nafte je utiskivanje ugljikovog dioksida (CO₂) u uvjetima miješanja. Utisnuti CO₂ pri visokom tlaku i ležišnoj temperaturi miješa se s naftom tvoreći manje viskozan fluid s nižom međupovršinskom napetosti između fluida i stijene od originalne nafte. CO₂ također je u mogućnosti prodrijeti u zone nedostupne vodi te osloboditi zarobljenu naftu zaostalu prilikom proizvodnje sekundarnom metodom istiskivanjem vodom. Uz povećanja iscrpka CO₂ EOR ima i pozitivan ekološki utjecaj jer dio utisnutog CO₂ ostaje u ležištu te se time smanjuju njegove emisije u atmosferu.

Kako bi se ostvarilo miješanje višestrukim kontaktom pri utiskivanju CO₂ u ležište, tlak u ležištu mora biti veći od minimalnog tlaka miješanja koji je najvažniji parametar prilikom razmatranja tog procesa. To je ujedno i eliminacijski faktor o kojem ovisi primjenjivost samog procesa uz dati sastav ležišne nafte i ležišnu temperaturu.

Prvi komercijalni CO₂ EOR projekt proveden je 1972. godine u zapadnom Teksasu na Kelly-Snyder polju. Trenutno, samo u Sjedinjenim Američkim Državama, postoje CO₂ EOR i CCS (engl. *carbon capture and storage*) projekti na 74 polja, čija ukupna dnevna proizvodnja nafte iznosi oko 39 000 m³ te se svakog dana utisne preko 60 milijuna m³ CO₂ (Meyer, 2007). Prema podacima iz 2012. godine, izvan Sjedinjenih Američkih Država aktivni CO₂ EOR projekti provodili su se na još 15 polja, u Kanadi, Brazilu, Trinidadu i Turskoj (Koottungal, 2012).

Prve laboratorijske testove radi implementacije CO₂ EOR projekta u Hrvatskoj obavila je INA u periodu između 1978. i 1991. godine te je izvela uspješan pilot projekt utiskivanja CO₂ na naftnom polju Ivanić između 2003. i 2006. EOR projekt utiskivanja CO₂ na naftnom polju Ivanić započeo je 2014. te 2015. na sjevernom dijelu naftnog polja Žutica (Bilić-

Subašić i Smontara, 2015). U sklopu projekta tijekom 2017. godine utisnuto je preko 220 milijuna m³ CO₂ što je za 43 milijuna više od prethodne godine pri čemu je došlo do 30% povećanja proizvodnje na polju Ivanić i 100% porasta proizvodnje na polju Žutica za tu godinu (MOLGROUP, 2018).

Rad je izrađen sa sljedećim hipotezama:

1. analizom simulacija utiskivanja CO₂ u usku cijev (engl. *slimtube experiment*) uz određivanje minimalnog tlaka miješanja (MTM) moguće je odrediti i analizirati zone miješanja CO₂ i nafte (što uključuje vizualiziranje procesa koji se dešavaju prilikom utiskivanja CO₂ u uvjetima miješanja),
2. numeričkom simulacijom utiskivanja u usku cijev moguće je dobiti dobru predikciju minimalnog tlaka miješanja, čak i kad se neki PVT parametri ne poklapaju sa simulacijskim rezultatima.

2. ODREĐIVANJE PERSPEKTIVNOSTI LEŽIŠTA ZA CO₂ EOR

U teoriji, svi tipovi naftnih ležišta, karbonatnih i pješčenjačkih, mogu biti pogodni za CO₂-EOR pod uvjetom da je moguće utiskivanje pri tlaku iznad minimalnog tlaka miješanja, da postoji znatna količina preostale nafte u ležištu te da kontakt utisnutog CO₂ i ležišne nafte nije onemogućen nekom geološkom ili drugom preprekom. U praksi, ležišta iz kojih se je uspješno proizvodilo sekundarnom metodom istiskivanjem vodom (engl. *waterflooding*) glavni su kandidati za utiskivanje CO₂ u uvjetima miješanja (Recovery C.D.E.O., 2010).

Prije izrade termodinamičke (PVT) studije i ispitivanja ležišnog fluida trebalo bi provjeriti prikladnost ležišta za metodu povećanja iscrpka nafte (EOR) utiskivanjem CO₂ u uvjetima miješanja.

2.1. Ležišta prikladna za CO₂ EOR u uvjetima miješanja

Određivanje perspektivnosti ležišta za EOR metodu utiskivanja CO₂ u uvjetima miješanja zasniva se na ispitivanju karakteristika ležišnih stijena, ležišnog fluida, pregledom podataka o dotadašnjoj proizvodnji ležišta i odazivom na sekundarnu metodu proizvodnje istiskivanjem vodom te detaljnoj geološkoj procjeni. Najbitniji tehnički parametri za određivanje perspektivnosti ležišta su dubina ležišta, ležišni tlak, ležišna temperatura, gustoća nafte i viskoznost nafte. Vrijednosti tih parametara razlikuju se od izvora do izvora, što se može vidjeti u tablici 2-1.

Tablica 2-1. Prihvatljive vrijednosti ležišnih karakteristika za primjenjivost EOR-a utiskivanjem CO₂ u uvjetima miješanja (Yin, 2015)

| | Aladasani i Bai (2010) | Gao i Pan (2010) | Yin (2015) | |
|---|---------------------------|---------------------|--------------|-------------|
| | | | Pješčenjaci | Karbonati |
| Poroznost, % | 3-37 | > 12 | 7-29,5 | 4-23,7 |
| Propusnost, mD | | > 10 | > 10 | > 2 |
| Gustoća, kg/m ³ | 801-886 | < 892 | < 892 | <886 |
| Viskoznost, Pas | 0-0,035 | < 0,1 | < 0,003 | < 0,006 |
| Temperatura, °C | 27,78-121,11 | | 28,33-126,67 | 30-111,11 |
| Dubina, m | 457-4073 | > 762 | 351-3642 | 914-3383 |
| Zasićenje naftom, % PV | 15-89 | | > 20 | > 20 |
| Povećanje iscrpka zavodnjavanjem, % OOIP | | 20-50 | | |
| Efektivna debljina sloja, m | | | 4,57-81,69 | 22,86-41,76 |

Sve više stručnjaka smatra da je za odabir pogodnog ležišta glavni uvjet provođenje detaljnog geofizičkog mapiranja preostale nafte u ležištu, pogotovo u geološko heterogenim ležištima (Recovery C.D.E.O., 2010). Nakon odabira perspektivnog ležišta može se započeti CO₂ studija.

2.2. CO₂ EOR studija

CO₂ EOR započinje standardnom PVT analizom uzorka ležišne nafte, popraćene analizom promjene PVT svojstava nafte nakon utiskivanja različitih volumena CO₂. Mjerena PVT svojstva uspoređuju se s vrijednostima izračunatim jednadžbom stanja (engl. *equation of state* – EOS) i EOS parametri se podešavaju kako bi rezultati računati pomoću jednadžbe stanja (JS) najbolje odgovarali eksperimentalno dobivenim podacima. Podešena jednadžba stanja koristi se u komponentnom simulacijskom modelu ležišta koji služi kao pogodan način procjenjivanja iscrpka nafte CO₂ EOR-om.

Simulacijski model ležišta potrebno je prvo uskladiti s povijesti proizvodnje ležišta. Usklađivanje modela s povijesti proizvodnje ležišta dugotrajan je proces, ali omogućuje nužne prepravke 3D geološkog modela i poboljšanje kvalitete procjene petrofizikalnih parametara. U tu svrhu se koriste različite geostatističke, determinističke i stohastičke metode. U radu „Ekološki aspekti i mogućnost skladištenja CO₂ u neogenska pješčenjačka ležišta sjeverne Hrvatske na primjeru polja Ivanić“ (Novak Mavar, 2016) je korištena deterministička tehnika običnog kriginga za izradu karata poroznosti, debljine i dubine ležišta polja Ivanić. Ovaj proces uobičajeno je popraćen s opsežnijim ležišnim mjerenjima npr. seizmičkim ispitivanjima, karotažnim mjerenjima i ispitivanjem bušotina (Vulin, 2018).

Nakon usklađivanja modela ležišta s povijesti proizvodnje moguće je simulirati i vidjeti efekte utiskivanja različitih volumena CO₂ i obroka vode na više bušotina. Idući korak je ispitivanje podataka na polju, tj. pilot projekt utiskivanja CO₂. Nakon obavljenog pilot projekta moguće je dodatno podešavanje svih proučavanih podataka i donošenje odluke o nastavku projekta u komercijalnu fazu.

Podatke potrebne za podešavanje jednadžbe stanja ili komponentne simulacije (simulacije višefaznog protoka fluida u ležištu s promjenama komponenata fluida) dobiva se PVT eksperimentalnom studijom. Prvo se utvrđuje početni sastav nafte, a nakon toga ekspanzija pri konstantnom sastavu (engl. *constant composition expansion* - CCE, Vulin, 2018).

2.1.1. Ekspanzija pri konstantnom sastavu

„Postupak ispitivanja nafte se sastoji od ekspanzije uzorka slojne nafte u PVT-ćeliji tijekom niza koraka smanjivanja tlaka (počevši obično od početnog ležišnog tlaka ili nešto većeg do tlaka zasićenja ili znatno nižeg) pri konstantnoj temperaturi koja je jednaka ležišnoj. U svakom stupnju pada tlaka, nakon postizanja ravnotežnog stanja naftne i plinske faze u ćeliji, mjeri se volumen nafte (zapisuje se kao relativni volumen – omjer volumena u danom koraku tlaka i volumena nafte pri tlaku zasićenja), gustoća i kompresibilnost nafte“ (Perić, 2007).

2.1.2. Diferencijalno otplinjavanje

Sljedeći po redu test koji se provodi je diferencijalno otplinjavanje. Proces izotermičkog oslobađanja plina otopljenog u nafti kada se smanjuje tlak i u kojem se u svakom koraku sav oslobođeni plin izobarno odvodi iz PVT-ćelije nakon izdvajanja iz nafte i uravnoteženja tlaka u ćeliji. U svakom koraku dolazi do promjena masa i sastava fluida, što opisuje promjenu mase i sastava nafte u naftnom ležištu pri proizvodnji ispod tlaka zasićenja. Prema podacima ispitivanja, izračunavaju se za svaki korak volumetrijski faktori nafte i faktori otopljenog plina u svakom stupnju sniženja tlaka, zatim gustoća nafte, faktor kompresibilnosti plina, relativna gustoća plina i viskoznost nafte. Također, iz izmjerene početne sastava nafte i sastava izdvojenog plina, moguće je računati sastav nafte u svakom koraku. Podaci diferencijalnog otplinjavanja se mogu rabiti za ugađanje jednadžbe stanja za tlak zasićenja nafte, faktor otopljenog plina, gustoću nafte (u ovisnosti o tlaku), faktor kompresibilnosti plina (u ovisnosti o tlaku) i gustoću ili relativnu gustoću plina (Perić, 2007).

2.1.3. Ispitivanje bubrenja (engl. *swelling test*)

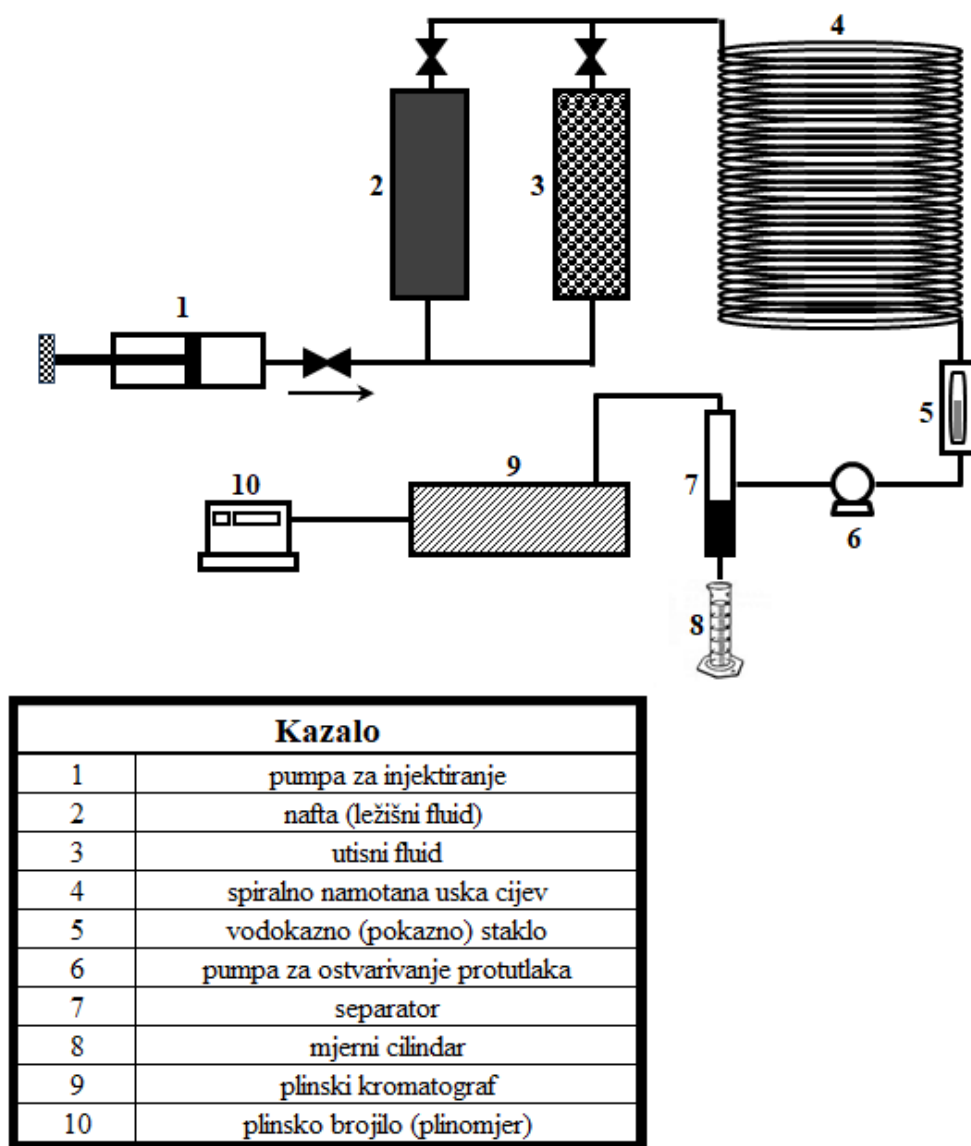
Postupak ispitivanja se sastoji u dodavanju CO₂ uzorku slojne nafte u ćeliji u nekoliko koraka. Dodavanje CO₂ počinje pri tlaku jednakom tlaku zasićenja uzorka slojne nafte i nastavlja se dok se u uzorku ne postigne, npr. 60 %-tni molni udjel CO₂. U svakom koraku se

podize tlak u ćeliji da se postigne jednofazno stanje fluida. Podaci koji se dobiju ispitivanjem bubrenja slojne nafte ukljućuju zavisnost tlaka zasićenja i volumena injektiranog CO₂ te odnos volumena zasićenog fluida i volumena originalne zasićene slojne nafte (Perić, 2007). Ovaj parametar je bitan kod određivanja povećanja zasićenja naftom koje je nastalo zbog bubrenja nafte (povećanje kolićina fluida u naftnoj fazi) utiskivanjem CO₂, što posljedićno ima pogodni efekt povećanja relativne propusnosti za naftu.

Veliki utjecaj na preciznost modela ima precizno karakteriziranje komponenata koje je teško odrediti iz komponentne analize. Te komponente su uglavnom heptani i teži ugljikovodici (C₇₊) i uglavnom se pretpostavljaju prema gama distribuciji (Whitson, 1983) tako da se komponenta C₇₊ dijeli na pseudo komponente ovisno o mjerenim vrijednostima molarne mase tog dijela komponenti u sastava nafte (Vulin, 2018).

2.1.4. Test uskom cijevi

Test uskom cijevi (engl. *slim tube test*) laboratorijski je test korišten za određivanje minimalnog tlaka miješanja (engl. *minimum miscibility pressure* - MMP) ili minimalne koncentracije miješanja (MKM) fluida koji se utiskuje u naftu. Prvi testovi rađeni su ranih 1950-ih godina. Slika 2-1 prikazuje shematski prikaz aparature za test uskom cijevi.



Slika 2-1. Aparatura testa uskom cijevi (Kantzas et al., 2018)

Uska cijev je duga, spiralno namotana cijev, unutarnje promjera najčešće oko 0,8 cm i duljine između 5 i 40 metara. Puni se pijeskom određene veličine čestica ili drugog poroznog materijala. Uska cijev ispunjena pijeskom služi za ostvarivanje multikontaktnog miješanja različitih fluida i nije namijenjena za simuliranje ležišnih uvjeta te kao takva predstavlja PVT eksperiment, a ne petrofizikalni.

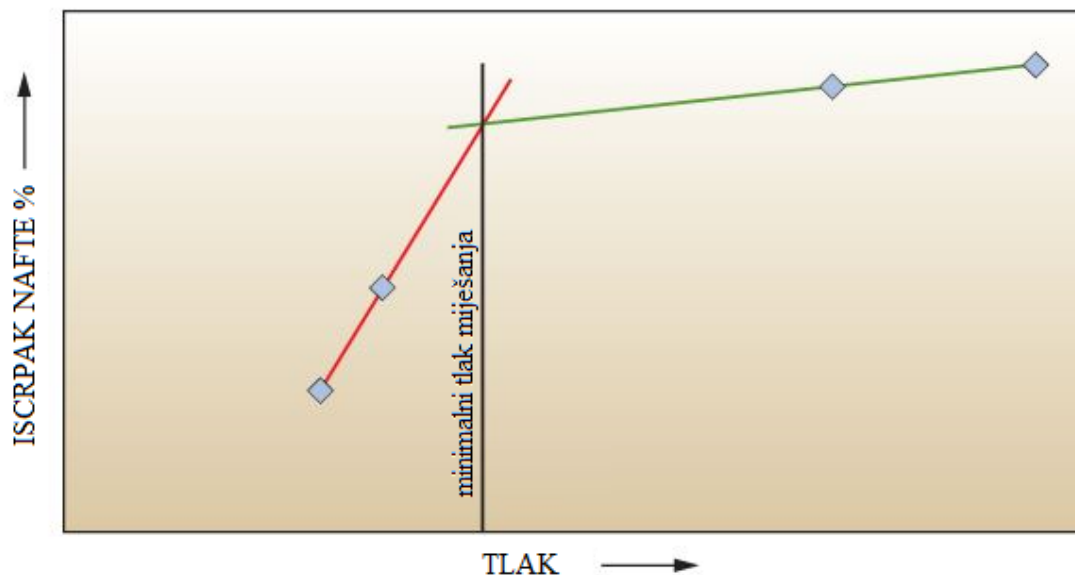
Stoga se rezultati testa uskom cijevi ne trebaju uzeti kao indikatori konačnog iscrpka nafte, makroskopskog koeficijenta obuhvata, duljina prijelazne zone i dr. stvarnog ležišta (Kantzas et al., 2018).

Istiskivanje nafte u ležištu ovisi o raznim mehanizmima kao što su gravitacijska segregacija uzrokovana gravitacijskom silom, viskozno prstoliko prodiranje uzrokovano nepoželjnim omjerima relativnih propusnosti i heterogenosti pornog prostora. Nasuprot tome, idealni test uskom cijevi trebao bi prikazati jednodimenzionalno istiskivanje nafte bez disperzijskih utjecaja, ali u kojem su izdvojene sve faze multikontaktnog miješanja. Uzevši sve u obzir, MTM, MKM i konačan iscrpak u eksperimentu s uskom cijevi ovise samo o termodinamičkim (PVT) svojstvima modela (Flock i Nouar, 1984).

Na početku svakog testa porni volumen u potpunosti je zasićen ležišnom naftom. Uska cijev nalazi se u termostatiranom prostoru za vrijeme trajanja testa. Utiskivanje fluida obavlja se pri konstantnom utisnom ili proizvodnom tlaku, višem od tlaka zasićenja nafte.

Pad tlaka u uskoj cijevi uglavnom je malen u odnosu na utisni tlak tako da se pretpostavlja da vrijedi konstantan tlak utiskivanja cijelom duljinom uske cijevi.

Izlazni protok, gustoća i sastav mjere se kao funkcije ovisne o utisnutom volumenu. Uvjeti miješanja određuju se ponavljanjem eksperimenta pri različitim utisnim tlakovima i praćenjem konačnog iscrpka nafte. Povećanje iscrpka za istu razliku povećanja tlaka prije postizanja minimalnog tlaka miješanja veće je od povećanja iscrpka pri povećanju tlaka iznad tlaka miješanja. Grafički prikaz vrijednosti iscrpka za različite tlakove prikazan je na slici 2-2.



Slika 2-2. Određivanje minimalnog tlaka miješanja iz rezultata testova uskom cijevi (Schlumberger, 2018)

Vrijednosti iscrpka nafte pri različitim tlakovima opisuju dvije linije trenda, iz čijeg se sjecišta određuje vrijednost minimalnog tlaka miješanja. Druga definicija MTM kao tlaka pri kojem je iscrpak nafte 90% ili 95% (Kantzas et al., 2018) može poslužiti u slučajevima kada nije jasna promjena trenda, tj. kad je teško odrediti tlak miješanja pomoću sjecišta dva pravca.

2.1.5. Test istiskivanja nafte iz jezgre

Nakon obavljanja PVT eksperimenata prelazi se na testove istiskivanja nafte iz jezgre (engl. *coreflood*). Proces istiskivanja nafte u kojem se fluidi (CO_2) za povećanje iscrpka nafte injektiraju u jezgru ležišne stijene punog presjeka. Praktički je slično ispitivanju metodom istiskivanja nafte iz uske cijevi, osim što je uzorak jezgre zamijenio cijev, ali su postupak izvođenja, rezultati ispitivanja, simulacija rezultata i ispitivanje osjetljivosti identični. Međutim, istiskivanje iz jezgre je najteže interpretirati budući da linearno istiskivanje nafte može, ali ne mora, odražavati ležišna svojstva (na primjer, disperziju, utjecaj pokretljive vode, močivost, nastanak viskoznih jezika, gravitacijsku segregaciju, mimoilaženje nafte uslijed heterogenosti i zasićenje blokiranom naftom). Podaci koji se mjere su iscrpak nafte u ovisnosti o injektiranju,

gustoća proizvedene nafte, proizvodni plinski faktor, minimalni tlak miješanja, apsolutna propusnost i relativne propusnost. Podaci se rabe za određivanje optimalnog programiranog volumena istiskivajućeg fluida i rezidualnog zasićenja naftom (Perić, 2007).

Rezultati PVT studije uspoređuju se s nekoliko jednadžbi stanja. Najčešće korištene jednadžbe stanja objavili su Peng-Robinson (1978), Soave-Redlich-Kwong (1972), i dr.

Peng-Robinson (1978) :

$$p = \frac{R \cdot T}{V_m - b} - \frac{a \cdot \alpha}{V_m^2 + 2 \cdot b \cdot V_m - b^2} \quad (2-1)$$

p-tlak, Pa

R - univerzalna plinska konstanta, 8,3144621 J/molK

T - apsolutna temperatura, K

V_m - molarni volumen, m³/mol

$$a = 0,45724 \frac{R^2 \cdot T_c^2}{p_c} \quad (2-2)$$

T_c - kritična temperatura, K

P_c - kritični tlak, Pa

$$b = 0,07780 \frac{R \cdot T_c}{p_c} \quad (2-3)$$

$$\alpha = \left(1 + \kappa \cdot \left(1 - T_r^{\frac{1}{2}}\right)\right)^2 \quad (2-4)$$

T_r - reducirana temperatura

$$\kappa = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2 \quad (2-5)$$

ω - acentrični faktor

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (2-6)$$

$$\omega = -\log \frac{p^{zas}}{p_c} - 1 \quad \text{pri } T_r = 0,7 \quad (2-7)$$

p^{zas} - tlak zasićenja, Pa

Soave-Redlich-Kwong (1949) :

$$p = \frac{R \cdot T}{V_m - b} - \frac{a \cdot \alpha}{V_m \cdot (V_m + b)} \quad (2-8)$$

$$a = 0,42747 \frac{R^2 \cdot T_c^2}{p_c} \quad (2-9)$$

$$b = 0,08664 \frac{R \cdot T_c}{p_c} \quad (2-10)$$

$$\alpha = (1 + (0,48508 + 1,55171 \cdot \omega - 0,15613 \cdot \omega^2) \cdot (1 - T_r^{0,5}))^2 \quad (2-11)$$

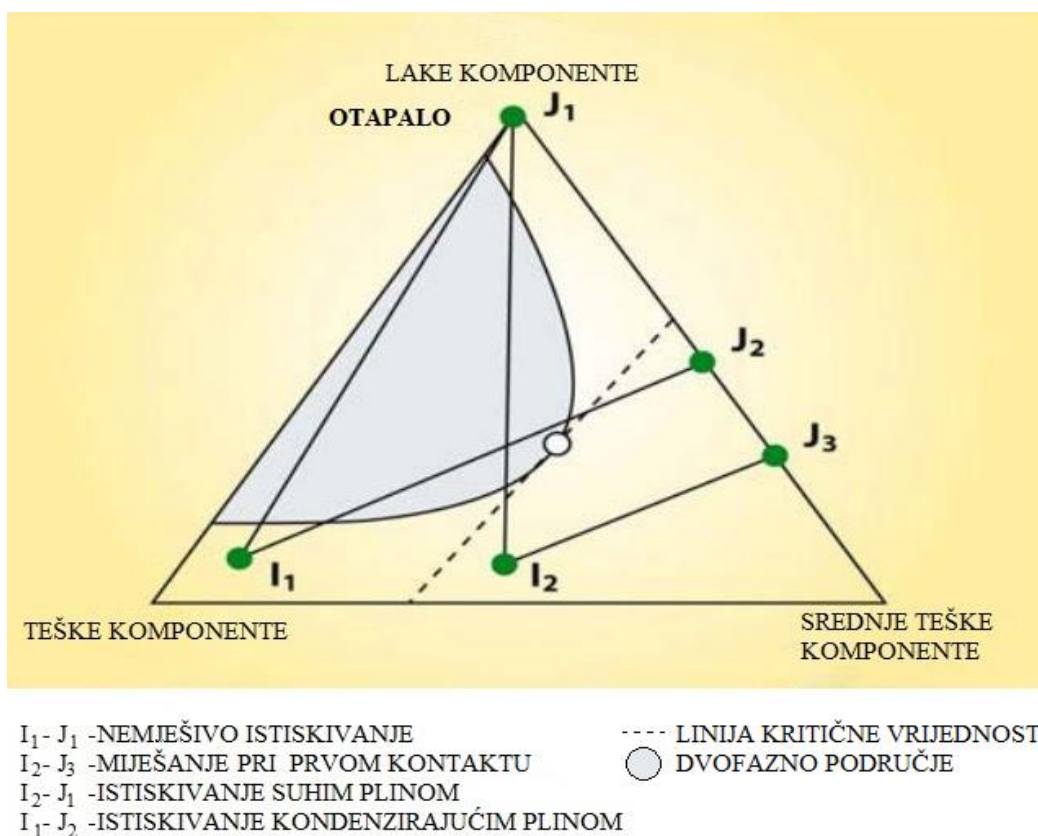
$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (2-12)$$

$$\omega = -\log \frac{p^{zas}}{p_c} - 1 \quad \text{pri } T_r = 0,7 \quad (2-13)$$

Uzevši u obzir sve provedene laboratorijske testove, simulacijski model poklopljen s povijesti proizvodnje, moguće je simulirati različite scenarije utiskivanja CO₂ na razini cijelog ležišta (Anuar et al., 2011).

3. OPIS MEHANIZMA MIJEŠANJA

Za objašnjavanje procesa koji se dešavaju prilikom utiskivanja u uvjetima miješanja često se koriste trokutni (ternarni) dijagrami. U nastavku će biti prikazani ternarni dijagrami za različite uvjete utiskivanja. Slika 3-1 prikazuje sažetak tih različitih procesa.



Slika 3-1. Uvjeti za različite tipove istiskivanja nafte otapalom (Lake,1989)

Put razrjeđenja $I_2 - J_3$ na slici 3-1 ne prolazi kroz dvofazno područje niti prelazi preko linije kritične vrijednosti, tako da na tom putu dolazi do miješanja pri prvom kontaktu. Put $I_1 - J_1$ prolazi kroz cijelo dvofazno područje te opisuje nemješivo istiskivanje. U slučaju kada se početni sastav i sastav nakon utiskivanja nalaze na suprotnim stranama linije kritične vrijednosti, istiskivanje je ili suhim plinom ($I_2 - J_1$) ili kondenzirajućim plinom ($I_1 - J_2$) (Mathiassen, 2003).

3.1. Miješanje pri prvom kontaktu

Najizravnija metoda za postizanje istiskivanja u uvjetima miješanja je metoda utiskivanja otapala koje se u potpunosti miješa s naftom, tako da su sve smjese u istoj fazi. Da bi se postiglo miješanje otapala i nafte pri prvom kontaktu, tlak mora biti iznad krikondenbare zato što su sve smjese nafte i otapala iznad tog tlaka u istoj fazi. Ako je otapalo, npr. smjesa propana i butana, u tekućem stanju pri ležišnom tlaku i temperaturi, tlak zasićenja nafte i otapala varirati će između tlaka zasićenja nafte i tlaka zasićenja otapala. U ovom slučaju krikondenbara je veća od oba tlaka zasićenja. Ponašanje faza je kompliciranije kod otapala koje je pri ležišnom tlaku i temperaturi u plinovitom ili superkritičnom stanju. U tom slučaju krikondenbara može se nalaziti u području između vrijednosti za čistu naftu i vrijednosti za čisto otapalo.

Kada se kao otapalo za istiskivanje koristi prirodni plin ili CO₂ potrebno je prethodno stvoriti mješivi čep prije utiskivanja otapala kako bi se postiglo istiskivanje pri uvjetima miješanja. Čep koji može bit propan ili ukapljeni naftni plin, mora biti u potpunosti mješiv s ležišnom naftom na svom vrhu te također u potpunosti mješiv s utisnutim otapalom na svom repu. Volumen utisnutog čepa mora biti dostatan za obuhvaćanje cijelog ležišta tijekom istiskivanja. Miješanje pri prvom kontaktu neće se dogoditi ukoliko otapalo zaobiđe čep. Tlak miješanja pri prvom kontaktu najniži je tlak pri kojem su ležišna nafta i utiskivani plin mogu miješati u svim omjerima (Mathiassen, 2003).

3.2. Istiskivanje pri multikontaktom miješanju

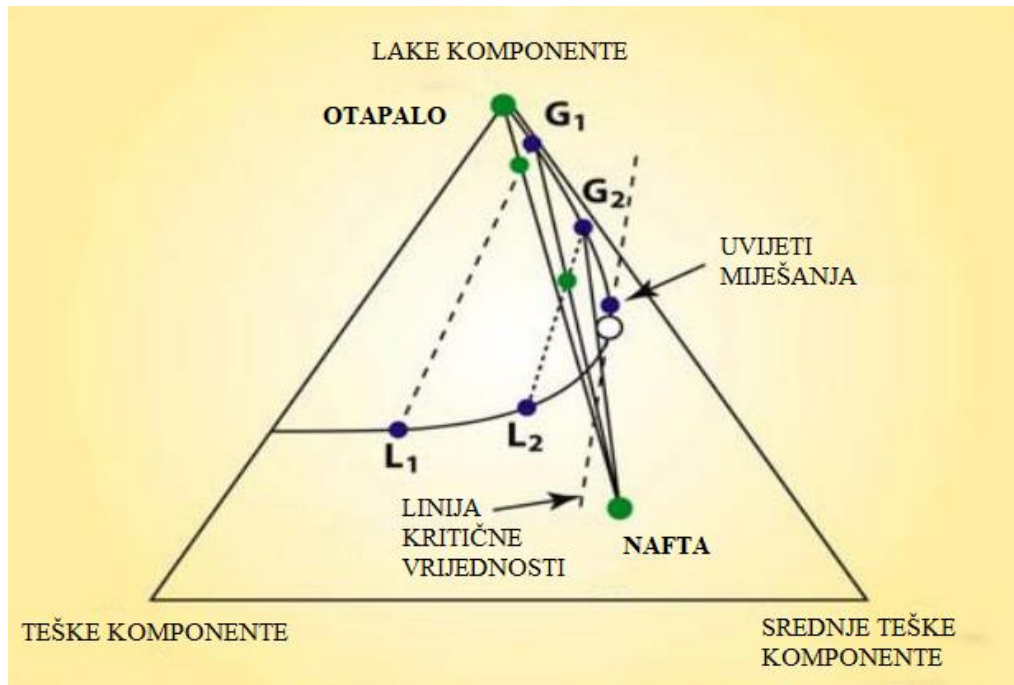
Minimalni tlak multikontaktom miješanja (MTM) je najniži tlak pri kojem će kao rezultat multikontaktom procesa, suhim plinom ili kondenzirajućim plinom, doći do potpunog miješanja s ležišnom naftom prije proizvodne bušotine. Multikontaktom utisni fluid je uglavnom prirodni plin pri visokom tlaku, obogaćeni prirodni plin, dimni (otpadni) plin, dušik ili CO₂. Ti fluidi nisu mješivi pri prvom kontaktu nego se stvara dvofazno područje kada dođu u direktan kontakt s ležišnom naftom. Miješanje se postiže masenim prijenosom komponenti tj. višestrukim i ponavljajućim kontaktom između nafte i preostale faze (CO₂ i komponente koje nisu otopljene u nafti) na području cijelog ležišta.

Postoje dva glavna procesa pri kojima se može postići dinamičko istiskivanje nafte u uvjetima miješanja, a to su istiskivanje suhim plinom i istiskivanje kondenzirajućim plinom. U nastavku će biti opisani mehanizmi istiskivanja plinom općenito, ali razlika između CO₂ i prirodnog plina je ta što dinamično miješanje CO₂ zahtijeva drugačiji udio srednje teških molekula ugljikovodika u ležišnoj nafti. Izdvajanje različitih ugljikovodika iz ležišne nafte često uzrokuje dinamičko miješanje pri lakše ostvarivim tlakovima, koji su niži od tlaka potrebnog za postizanje uvjeta miješanja koristeći suhi ugljikovodični plin (Mathiassen, 2003).

3.3. Istiskivanje suhim plinom

Istiskivanje suhim plinom poseban je slučaj multikontaktne procesa miješanja. Zasniva se na isparavanju srednje teških komponenti ležišne nafte. Stvara se prijelazna zona miješanja, i izdvajaju se C₂-C₆ komponente zbog velikog tlaka utiskivanja. Miješanje suhim plinom može istisnuti gotovo cijelu naftu iz područja s kojim dođe u kontakt, ali područje ležišta s kojim će doći u kontakt može biti malo zbog protočnih uvjeta i ležišne heterogenosti. Proces zahtijeva visoki tlak na kontaktu plin-nafta, a ležišna nafta mora sadržavati visoku koncentraciju C₂-C₆ komponenti, pogotovo ako se za utiskivanje koristi ugljikovodični plin.

Tlak potreban za postizanje uvjeta dinamičkog miješanja pri utiskivanju CO₂ uglavnom je osjetno manji od tlaka potrebnog za utiskivanje ostalih plinova. Korištenjem CO₂ moguće je pridobiti i teže komponente ugljikovodika. Niži utisni tlak i proizvodnja težih komponenti glavne su prednosti korištenja CO₂ kao utisnog plina. Slika 3-2 prikazuje ternarni dijagram tog procesa.

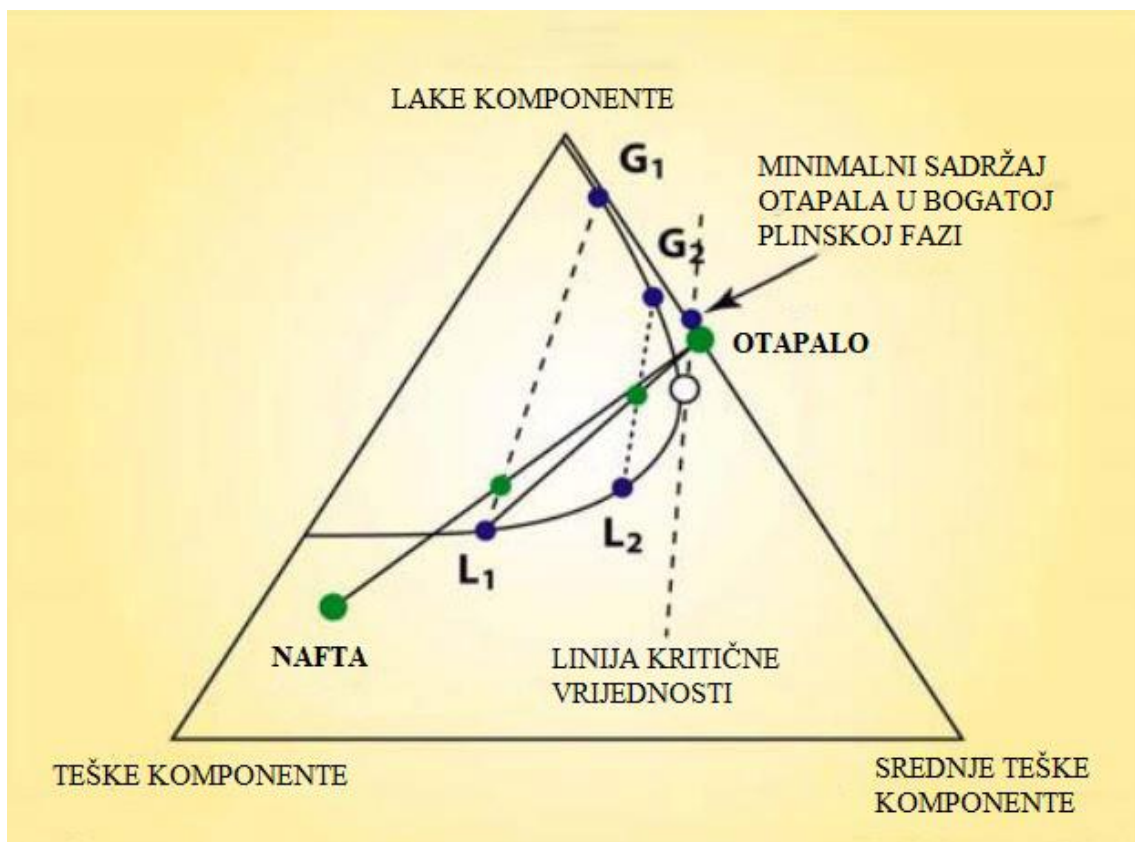


Slika 3-2. Multikontaktno istiskivanje suhim plinom (Lake,1989)

Istiskivanje nije s miješanjem pri prvom kontaktu jer put razrjeđenja prolazi kroz dvofazno područje. Da bi se objasnio proces sa slike 3-2 potrebno je zamisliti seriju ćelija sa smjesama koje predstavljaju propusni medij u jednodimenzionalnom istiskivanju. Prva ćelija na početku sadržava čistu naftu u koju se kasnije dodaje otapalo dok ukupan sastav svih ćelija ne odgovara sastavu smjese. Prva ćelija (točka na liniji L_1-G_1 gdje siječe dužinu otapalo-nafta) podijelit će se u dvije faze, plinovitu G_1 i tekuću L_1 određene ravnotežnim krivuljama. Plinovita faza G_1 bit će puno pokretljivija od tekuće faze L_1 i pomaknut će se u drugu ćeliju tvoreći novu mješavinu. Zaostala tekuća faza L_1 dalje će se miješati s čistim otapalom. U drugoj ćeliji smjesa se dijeli na G_2 i L_2 i tako dalje. Nakon druge ćelije, kao što je prikazano na slici, plinovita faza neće više tvoriti dvije faze pri miješanju s naftom. Nakon te točke sve komponente za vrijeme istiskivanja imat će ravan put razrijeđena između točke nafte i točke tangente na dvofaznoj krivulji. Istiskivanje će biti s miješanjem pri prvom kontaktu od točke tangente. Sada je proces prešao u uvjete miješanja pošto je otapalo obogaćeno srednje teškim komponentama nafte postalo mješivo s naftom. Istiskivanje suhim plinom dešava se pri vrhu čepa otapala. Proces se zove istiskivanje suhim plinom (engl. *vaporizing gas drive*) jer su srednje teške komponente isparile (engl. *vaporized*) iz nafte (Mathiassen, 2003).

3.4. Istiskivanje kondenzirajućim plinom

Kod utiskivanja bogatog plina u naftu, plin i nafta se u početku ne miješaju. Multikontaktno miješanje istiskivanjem kondenzirajućim plinom desit će se kada nafta na nekoj udaljenosti između utisne i proizvodne bušotine dođe u kontakt s novim udjelom otapala. Stvara se fronta miješanja kondenziranjem srednje teških komponenti plina u nafti. Tada se odvija proces sličan kao kod istiskivanja suhim plinom te će nafta iza fronte postajati sve lakša. Zaostale komponente nafte iza fronte zauzimat će veći porni volumen od originalne nafte zbog bubrenja što će dovesti do stvaranja fronte pokretljive nafte iza zone plina lišenog srednje teških komponenti.



Slika 3-3. Multikontaktno istiskivanje kondenzirajućim plinom (Lake,1989)

Proces je prikazan na slici 3-3. Prva ćelija s mješavinom dijeli se na tekuću fazu L_1 i plinovitu fazu G_1 . Plinovita faza G_1 odlazi dalje u sljedeću ćeliju, a tekuća faza L_1 miješa se s svježim otapalom kako bi formirala iduću mješavinu. Tekuća faza L_2 miješa se s svježim

otapalom i tako dalje. Proces miješanja će u konačnici dovesti do jednofazne smjese. Pošto je plinovita faza već prošla kroz prvu ćeliju, uvjeti miješanja stvaraju se u zatiljku zone miješanja nafte i otapala kao posljedica obogaćenja tekuće faze srednje teškim komponentama. Vrh fronte zone miješanja je područje nemješivog protjecanja zbog kontinuiranog kontakta s plinovitim fazama G_1 , G_2 , itd. Pošto srednje teške komponente kondenziraju u tekuću fazu ovaj proces naziva se kondenzirajuće istiskivanje plinom.

CO_2 nije sam u mogućnosti stvoriti uvjete miješanja, ali prilikom istiskivanja suhim plinom CO_2 odvaja neke od lakših komponenti iz nafte. Te komponente se naknadno ponovno kondenziraju pri fronti istiskivanja stvarajući tako obogaćenu zonu sa povoljnim uvjetima za ostvarivanje miješanja, što se naziva kombiniranim istiskivanjem suhim i kondenzirajućim plinom (Mathiassen, 2003).

3.5. Kombinirano istiskivanje suhim i kondenzirajućim plinom.

Eksperimentalna zapažanja i proračuni jednadžbom stanja od strane Zicka (1987) te Novosada i Costaina (1986) pokazali su da je istiskivanje u uvjetima miješanja istiskivanjem bogatim plinom rezultat kombiniranog istiskivanja suhim i kondenzirajućim. Glavni zaključci iz tih članaka su :

- Kombinirano istiskivanje suhim i kondenzirajućim plinom vjerojatnije je od čistog istiskivanja kondenzirajućim plinom kada se utiskuje bogati plin u ležišnu naftu.
- Pseudo mješiva zona formira se slično kao kod istiskivanja kondenzirajućim plinom.
- Dio nafte ostaje nepokretan u ležištu iza zone istiskivanja kao kod istiskivanja suhim plinom.

U slučaju utiskivanja CO_2 moguće je ostvariti kombinirano istiskivanje pri pogodnim uvjetima.

4. SIMULACIJA LEŽIŠTA I ULAZNI PODACI

Simulacija ležišta dio je ležišnog inženjerstva u kojem se računalski modeli koriste za opisivanje dinamike fluida (nafte, vode, plina) u poroznoj sredini.

Izrada i poboljšanje cjelovitog i pouzdanog modela ležišta oduzima mnogo vremena i novca stoga se modeli na razini cijelog ležišta uglavnom izrađuju samo kada je u pitanju velika investicijska odluka. Prije takvih investicija, numerička simulacija predstavlja koristan alat za ispitivanje osjetljivosti parametara, usklađivanje laboratorijskih analiza i simulacijskih parametara i sl. Napreci u simulacijskim programima snizili su vrijeme potrebno za razvoj modela ležišta i omogućili simulacije i na osobnim računalima, a ne isključivo na za tu svrhu namijenjenim radnim stanicama ili super-računalima (Wikipedija, 2018).

Računalni paket Eclipse kompanije Schlumberger, set je pre-procesora, simulatora i post-procesora za simulaciju ležišta nafte i plina, prvotno razvijen od kompanije „Exploration Consultants Limited“. Naziv ECLIPSE akronim je od „**ECL**'s **I**mplicit **P**rogram for **S**imulation **E**ngineering“. Eclipse 100 rješava jednadžbe za sustave opisive PVT tablicama (engl. *black oil*) dok se Eclipse 300 koristi za komponentni (engl. *compositional*) model fluida i termalne simulacije. Za potrebe ovog diplomskog rada korišten je Eclipse 300.

Omogućava simulaciju ležišta kod kojeg dolazi do promjene u sastavu ležišnog fluida po dubini, ležišta kondenzata ili programa utiskivanja hlapljive nafte i plina. Uz jednak raspon mogućnosti simulacije kao i Eclipse 100, Eclipse 300 omogućuje još i simulaciju kemijskih reakcija te simulacije utiskivanja i geološkog skladištenja tj. sekvestracije CO₂ (Schlumberger, 2014.) .

4.1. Ulazni podatci

Podaci i ulazna datoteka korišteni za potrebe ovog diplomskog rada preuzeti su iz članka „Simulacijski model metode EOR utiskivanja CO₂ uskom cijevi“ (Vulin et al., 2018). Svi laboratorijski eksperimenti provedeni su u Ininom Centralnom ispitnom laboratoriju ranih 90-tih. To uključuje standardne PVT analize, uključujući i test bubrenja i test uskom cijevi. Tablica 4-1 prikazuje originalne vrijednosti eksperimentalnog testa uskom cijevi, dok će dalje u poglavlju biti prikazana struktura ulazne datoteke i opisani preuzeti podaci.

Tablica 4-1. Svojstva uske cijevi iz laboratorijskog eksperimenta (Vulin et al., 2018)

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| duljina cijevi, cm | 2070 |
| unutrašnji promjer cijevi, cm | 0,395 |
| vrste zrna | kvarcni pijesak |
| veličina zrna, mm | 0,125-0,075 |
| poroznost, % | 44,2 |
| propusnost, mD | 5056 |

Ulazna datoteka sastoji se od 8 sekcija, neke od njih su obavezne, a neke neobavezne za simulaciju željenih procesa. U tablici 4-2 dan je pregled sekcija potrebnih za obavljanje simulacija u sklopu ovog diplomskog rada.

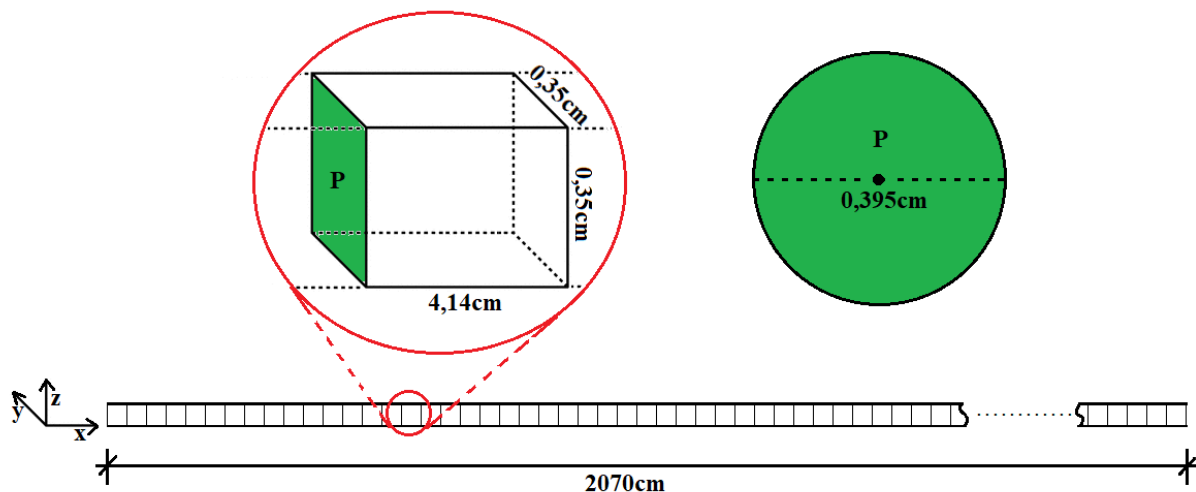
Tablica 4-2. Sekcije ulazne datoteke za program Eclipse

| | |
|-----------------|--|
| RUNSPEC | Specifikacije pokretanja (engl. <i>run specifications</i>) uključuju opis simulacije kao što je broj ćelija, bušotina, komponenti u sastavu fluida itd. |
| GRID | Unutar sekcije određuju se dimenzije i oblik ležišta uključujući i petrofizikalna svojstva. |
| PROPS | Zadaju se osobine ležišnih stijena i fluida kao što su relativna propusnost, PVT tablice itd. |
| SOLUTION | Zadaju se početni uvjeti ravnoteže prije pokretanja simulacije upisivanjem vrijednosti tlaka i zasićenja svake ćelije. |
| SUMMARY | Zahtijeva se ispisivanje pojedinih skalarnih podataka kao funkcije vremena, npr. prosječni ležišni tlak. |
| SCHEDULE | Definiranje bušotina, opis slijeda operacija, kontrola konvergencije i dr. Zahtijevaju se podaci s jednom vrijednošću po ćeliji, npr. zasićenje naftom, koji se ispisuju samo za odabrana vremena. |

Stvarna ležišta su kontinuirana i parametri u ležištu se neprestano mijenjaju ovisno o protoku, temperaturi i tlaku. Simulacijski numerički modeli imaju podjelu, tj. potrebno je napraviti diskretizaciju prostora kontinuiranog ležišta na određen broj ćelija i odrediti vremenske korake u kojima dolazi do izmjena vrijednosti. Tako da će se sve vrijednosti uzimati kao konstante za određeni trenutak, dok će se njihova promjena događati u unaprijed određenim intervalima (Pettersen, 2006).

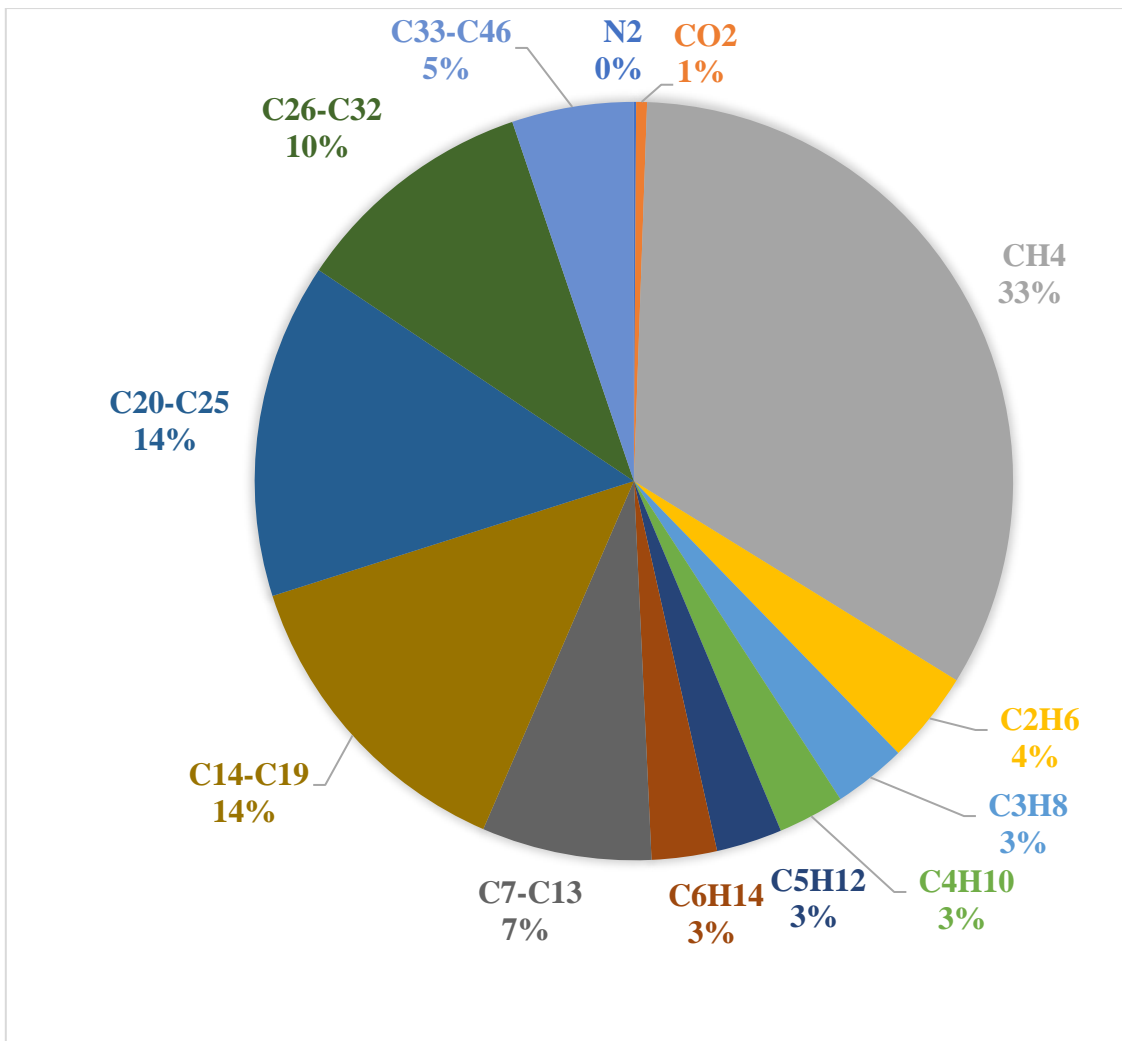
U ovom slučaju simulirao se jednodimenzionalni protok kod kojeg je ležište predstavljala uska cijev. Uska cijev ukupne duljine 2070 cm prikazana je kao kontinuirani skup od 500 ćelija koji se proteže u smjeru „x“ kartezijevog koordinatnog sustava. U Eclipse simulatoru sve ćelije imaju 8 točaka i 6 dodirnih ploha. Moguće je definirati tzv. *corner-point* (definirano koordinatama 8 točaka svake ćelije) i *block centered* mrežu (engl. *grid*), a u modelu uske cijevi korištenom u ovom radu, korištene su ćelije jednakih dimenzija s duljinom stranica u smjeru „x“, $DX = 4,14$ cm te u smjeru „y“ i „z“, $DY = DZ = 0,35005964$ cm (slika 4-1). Vrijednost u smjeru „x“ određena je tako da umnožak broja ćelija s duljinom u smjeru „x“ pojedinačne ćelije daje vrijednost 2070 cm, dok su vrijednosti duljina stranica u smjerovima „y“ i „z“ određene tako da površina kvadrata kojeg opisuju bude jednaka površini kruga poprečnog

presjeka uske cijevi unutarnjeg promjera 0,395 cm. Vrijednosti poroznosti od 44,2 % i propusnosti u svim smjerovima od 5056 mD smatraju se da vrijede za svih 500 ćelija.



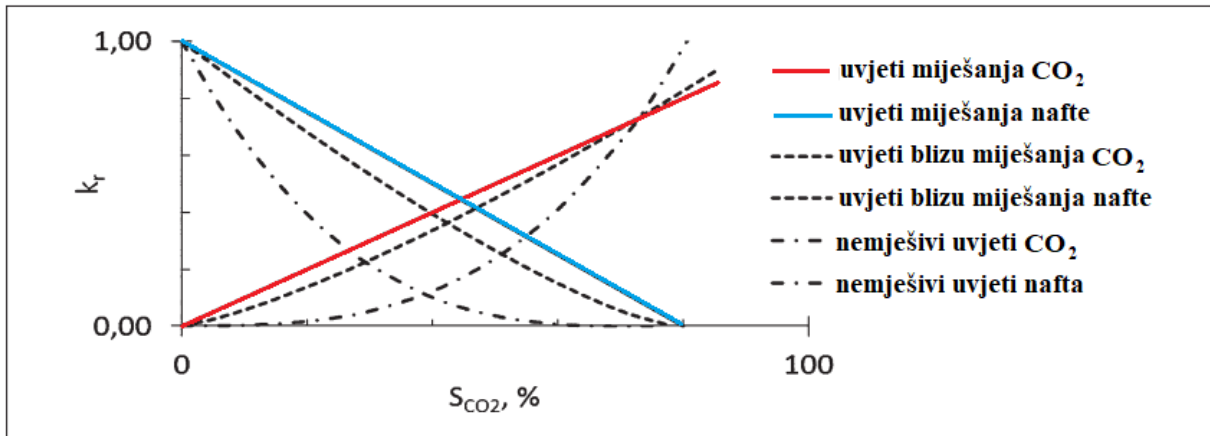
Slika 4-1. Skica simulacijskog modela uske cijevi

PVT svojstva ležišnog fluida, tj. fluida u uskoj cijevi na početku simulacije uvoze se iz posebne datoteke “PVT.PVO” pri pokretanju simulacije. U “PVT.PVO” datoteci nalazi se popis 13 komponenti koje čine ležišni fluid, a to su dušik (N_2), ugljikov dioksid (CO_2), metan (C_1), etan (C_2), propan (C_3), butan (C_4), pentan (C_5), heksan (C_6) i C_{7+} frakcija koja je podijeljena na 5 pod frakcija (C_7-C_{13} , $C_{14}-C_{19}$, $C_{20}-C_{25}$, $C_{26}-C_{32}$, $C_{33}-C_{46}$). U datoteci su navedena i gustoća fluida pri površinskim uvjetima, kritične temperature, tlak i volumeni za pojedine komponente, binarni interakcijski koeficijenti i ostala PVT svojstva.



Slika 4-2. Količinski udio komponenata u početnom sastavu ležišnog fluida

Uz poziv za uvoz podataka iz PVT datoteke, u PROPS sekciju upisuju se i vrijednosti stlačivosti ležišne stijene pri dva različita tlaka, 135,4 bara i 240 bara. Nadalje su zadane krivulje relativnih propusnosti za plin i za naftu. Obje krivulje zadane su sa samo dvije vrijednosti tj. pri zasićenju od 0 % i 100 %, a oblik tih krivulja su pravci kod kojih se vrijednost relativne propusnosti za pojedinu fazu mijenja od vrijednosti 0 pri udjelu od 0% te faze do relativne propusnosti od 1 pri udjelu od 100% te faze. Izgled krivulja relativnih propusnosti poprima x-oblik tipičan za uvjete miješanja faza kao što se može vidjeti na slici 4-3.



Slika 4-3. Uobičajeni oblik krivulja relativnih propusnosti za uvjete miješanja, uvjete blizu miješanja te nemješive uvjete (Vulin et al., 2018)

Ako se pretpostavi da prije pokretanja simulacije fluid u ležištu miruje, potrebno je definirati u simulacijskom modelu dubinu kontakta vode i nafte i kontakta nafte i plina te vrijednost tlaka na referentnoj dubini. Simulacijski softver tad može iskoristiti te podatke za inicijalizaciju početnih uvjeta zasićenja fluidima i tlakova koristeći krivulju gradijenta gustoće po dubini (Pettersen, 2006).

Izlazni podaci dolaze uglavnom u dva oblika :

- Skalarni podaci kao funkcije vremena kao npr. prosječni ležišni tlak
- Podaci s jednom vrijednošću po ćeliji, npr. zasićenje naftom. Oni se ispisuju samo za odabrana vremena (Pettersen, 2006).

Simulacija bi bila beskorisna bez zahtijeva za ispisivanje neke vrste rezultata prilikom pokretanja. Rezultati mogu biti u obliku teksta, tablica ili datoteka namijenjenih za grafički prikaz. Potencijalna količina izlaznih podataka je gotovo beskonačna tako da se zapisuju samo podaci koje korisnik zahtijeva, i to za odabrane intervale.

Izlazni podaci iz simulacija u svrhu ovog diplomskog rada zapisani su u obliku pogodnom za obradu u programu Microsoft Excel. Tražen je ispis vrijednosti u određenim vremenskim koracima prosječnog zasićenja ležišta naftom, volumen injektiranja u ležišnim uvjetima CO₂ po satu, prosječan tlak u ležištu, proizvodnja proizvodne bušotine, tlak u utisnoj

bušotini, proizvodni plinski faktor. Ovisno o simulaciji koja se izvodila mijenjana je SUMMARY sekcija kako bi se dobile željene vrijednosti.

Iako se utiskuje čisti ugljikov dioksid utisni fluid definira se kao dio sastava fluida primarno prisutnog u modelu (nafte), sa 100% udjelom CO₂ i vrijednostima 0 za ostale komponente.

Razlika u ulaznoj datoteci korištenoj u radu „Simulacijski model metode EOR utiskivanja CO₂ uskom cijevi“ je metoda definiranja utiskivanja CO₂ u ležište. Kako bi odgovaralo eksperimentalnom testu uskom cijevi, utiskivao se 1,2 porni volumen (PV) CO₂ s dva volumna protoka. Ukupan volumen cijevi duljine 2070 cm i promjera 0,395 cm iznosi 253,66 cm³ koji pomnožen s poroznošću od 44,2% i 1,2 iznosi 134,54 cm³. Prvih 0,7 pornog volumena utiskuje se protokom od 3 cm³ po satu pri ležišnim uvjetima za što je ukupno potrebno 31,39 sati. Ostatak od 0,5 pornog volumena utiskuje se protokom od 6 cm³ po satu pri ležišnim uvjetima i za to je potrebno dodatnih 11,21 sati. Ukupno simulirano vrijeme trajanja iznosi 42,61 sat.

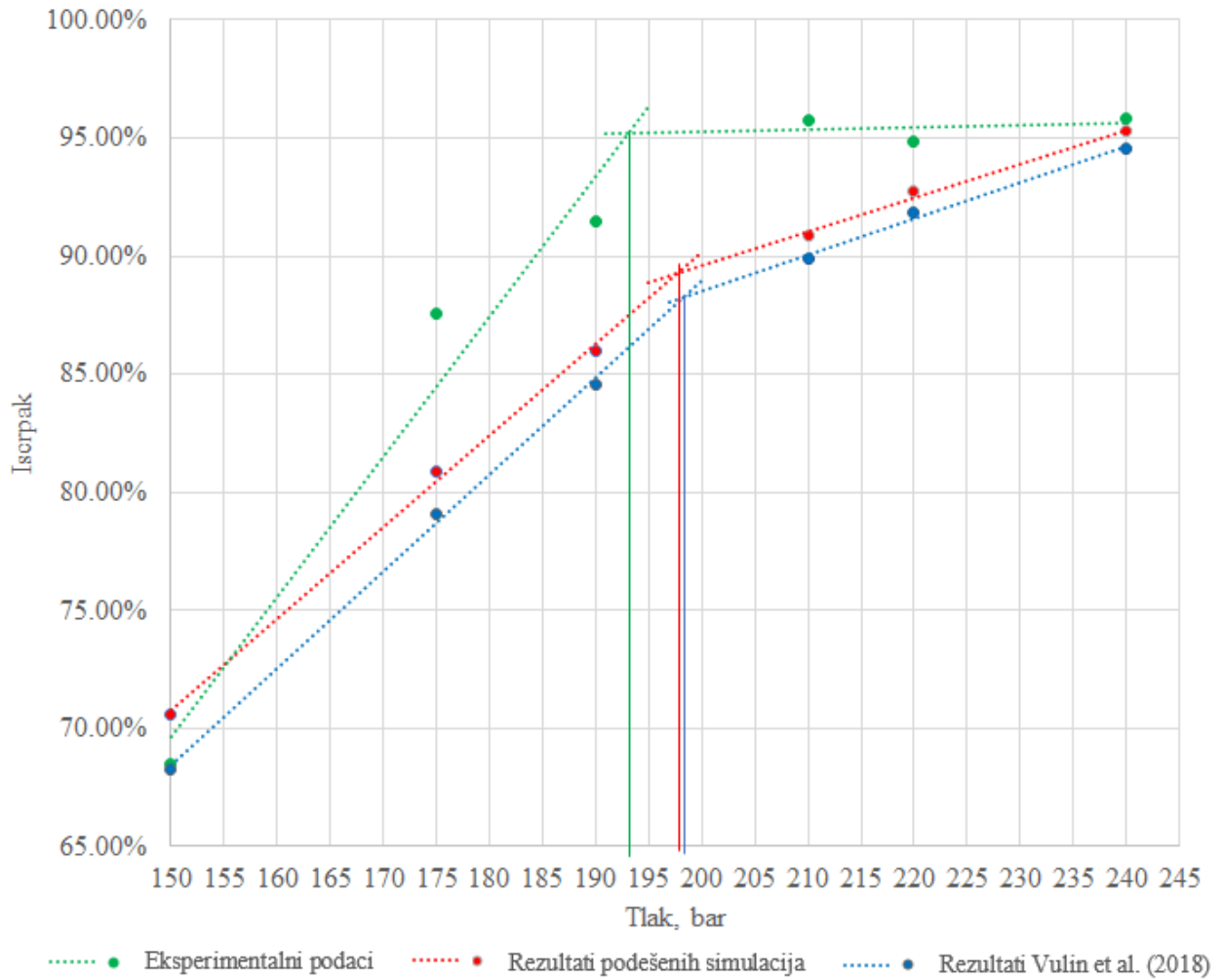
Prije početka simulacije tlak je u svakoj ćeliji jednak tlaku utiskivanja CO₂. Početno zasićenje plinskom fazom za sve ćelije iznosi 0. Proizvodna bušotina otvorena je tijekom cijelog trajanja simulacije te proizvodi pri konstantnom tlaku na dnu bušotine.

5. REZULTATI SIMULACIJE

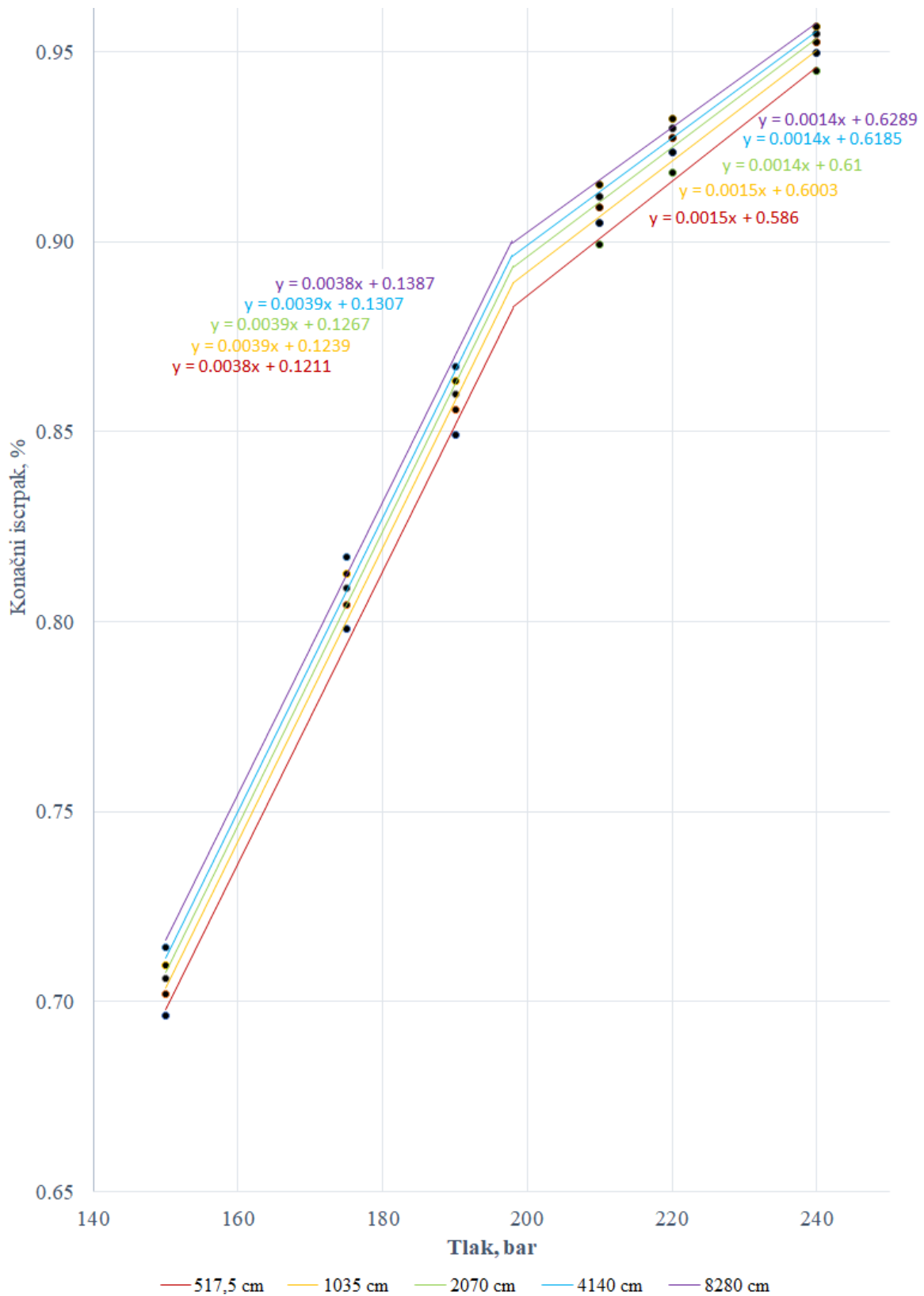
Kako bi se odredio minimalni tlak miješanja napravljeno je 6 simulacija mijenjajući vrijednosti ležišnog tlaka i tlaka na dnu proizvodne bušotine. Simulacije su obavljene pri tlakovima od 150, 175, 190, 210, 220 i 240 bara, na kojima su rađeni i eksperimenti uskom cijevi u laboratoriju. Vrijednosti konačnih iscrpka zajedno s rezultatima iz (Vulin et al., 2018) i eksperimentalno dobivenim podacima prikazani su na slici 5-1.

Uspoređeno s radom Vulin et al. (2018), model je modificiran u smislu definirane utisnute količine CO₂. Vulin et al. (2018) su zasebno računali volumen CO₂ pri površinskim uvjetima koji bi jednom utisnut odgovarao 1.2 PV u ležišnim uvjetima konstantnim protokom utiskivanja, pošto Schlumbergerovi algoritmi PVT proračuna daju rezultate koji znatno odstupaju od realnih. U diplomskom radu, pretpostavka jest da tako preračunat volumen, iako je točan, već u idućem koraku (i ćeliji) simulacije bude računat Schlumbergerovim algoritmima, te se postavila pretpostavka da numerički simulator može dobiti precizniji konačni rezultat korištenjem nepreciznijih, ali konzistentnih algoritama. Tako je postavljeno da se potrebnu količinu CO₂ ipak može prepustiti da ih se računa u simulacijskom softveru, i to kako je definirano u PVT studiji: da se prvih 0.7 PV CO₂ utiskuje protokom od 3 cm³ po satu, dok se preostalih 0.5 PV utiskuje protokom od 6 cm³ po satu.

Minimalni tlak miješanja određen podešenim simulacijama iznosi 197,9 bara pri kojem konačan iscrpak nafte iznosi 89,32% (slika 5-1). Nakon određenja MTM pri tom tlaku rađene su simulacije za različite duljine uske cijevi: 517,5 cm, 1035 cm, 4140 cm i 8280 cm. Rezultati tih simulacija zajedno sa rezultatom simulacije s originalnom duljinom uske cijevi od 2070 cm prikazani su na slici 5-2. Kao što je vidljivo na slici, duljina uske cijevi utječe na konačan iscrpak nafte ali minimalan tlak miješanja ostaje isti.

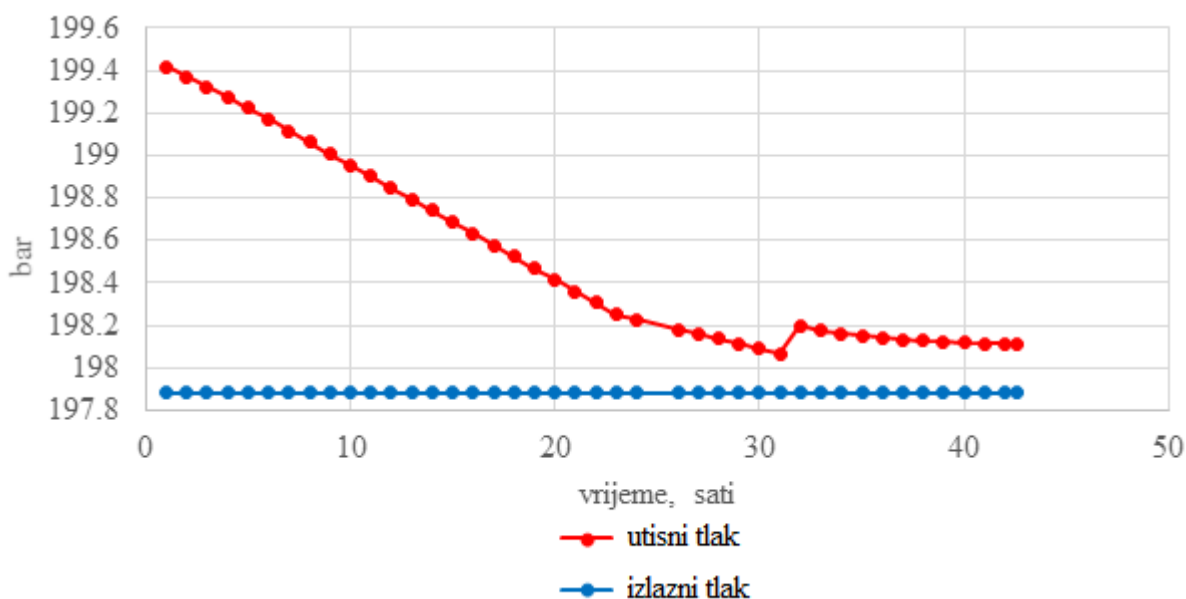


Slika 5-1. Određivanje minimalnog tlaka miješanja simulacijom testa uske cijevi

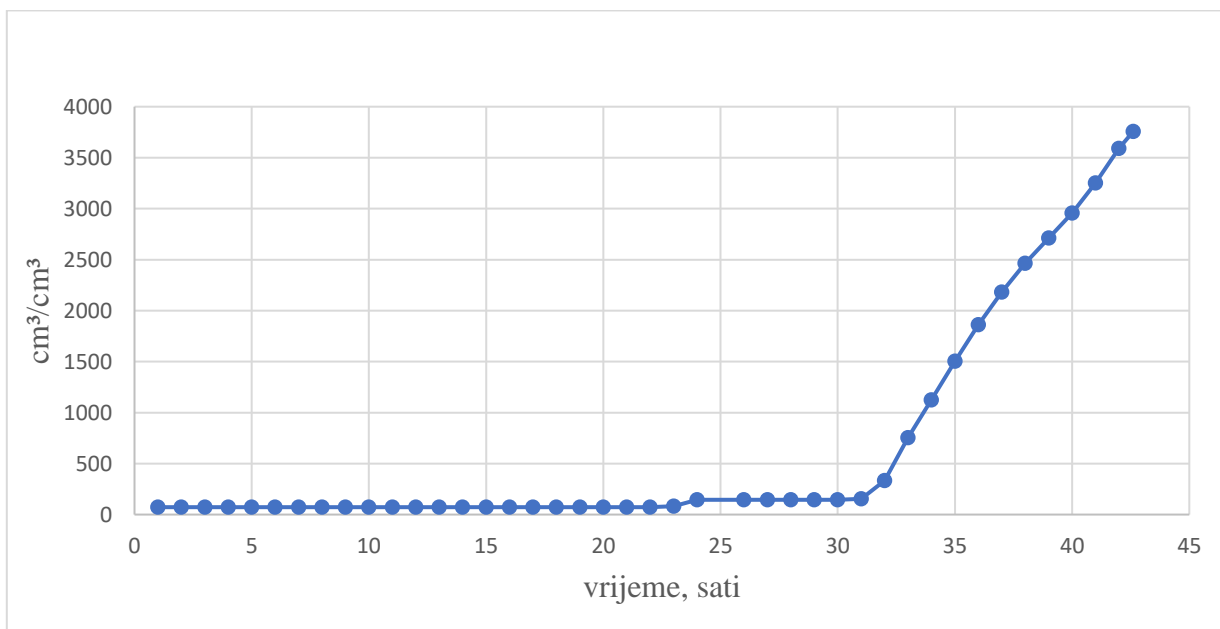


Slika 5-2. Utjecaj duljine uske cijevi na simulacijsko određivanje minimalnog tlaka miješanja.

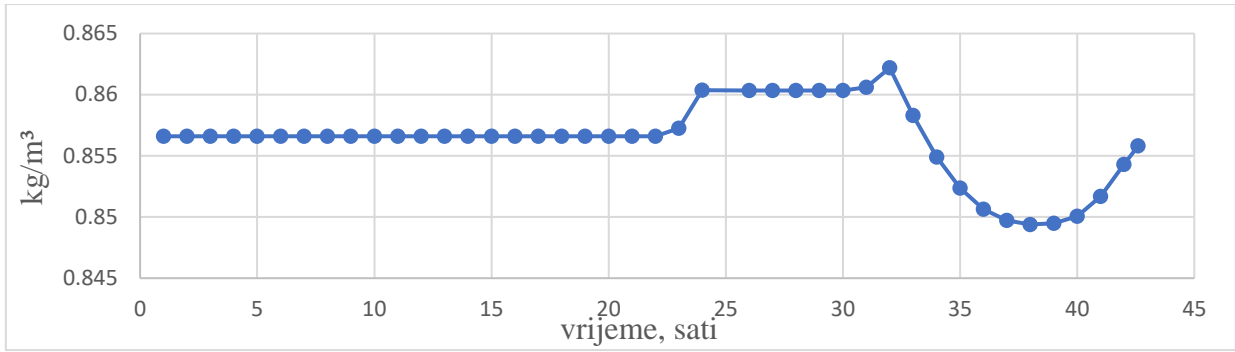
Slijedom uspješnog podešavanja modela započete su simulacije pri MTM tlaku (197.9 bara) u svrhu praćenja promjene kompozicije fluida u ležištu tijekom utiskivanja CO₂. Vrijednosti parametara te njihovo mijenjanje tijekom trajanja simulacija prikazani su na slikama 5-3 – 5-8.



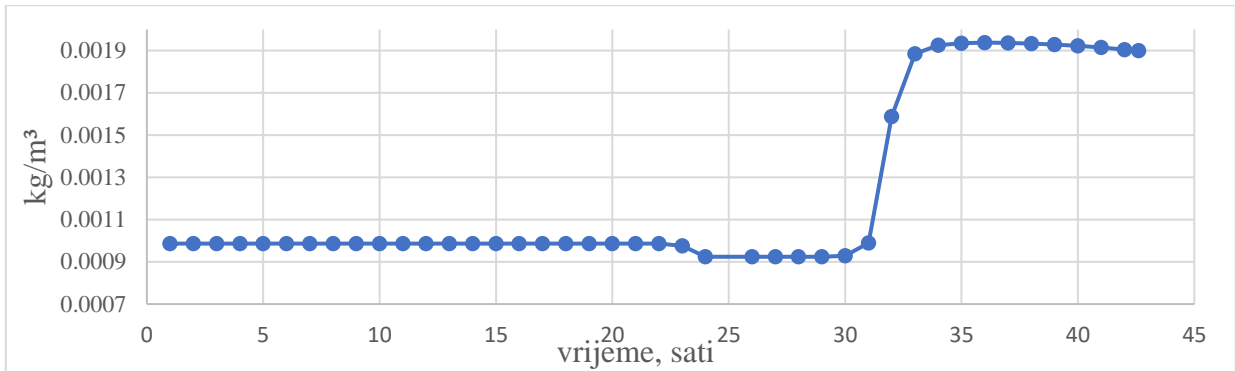
Slika 5-3. Utisni i izlazni tlak



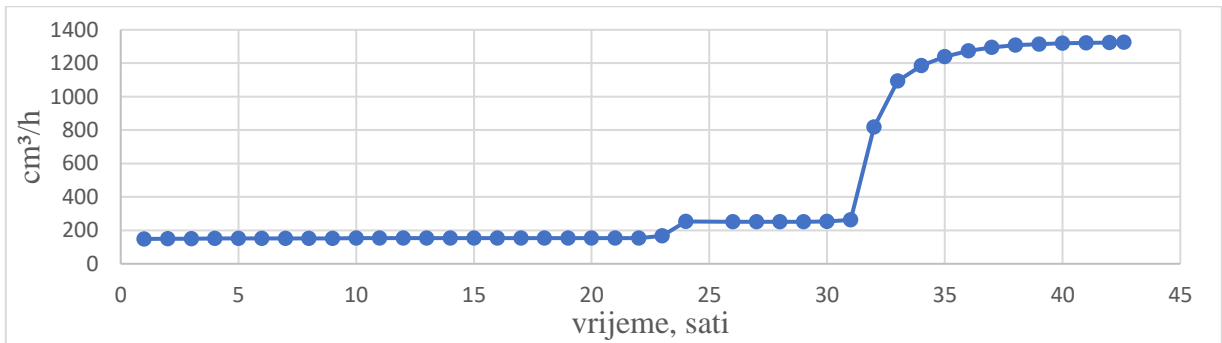
Slika 5-4. Omjer plina i nafte u uskoj cijevi



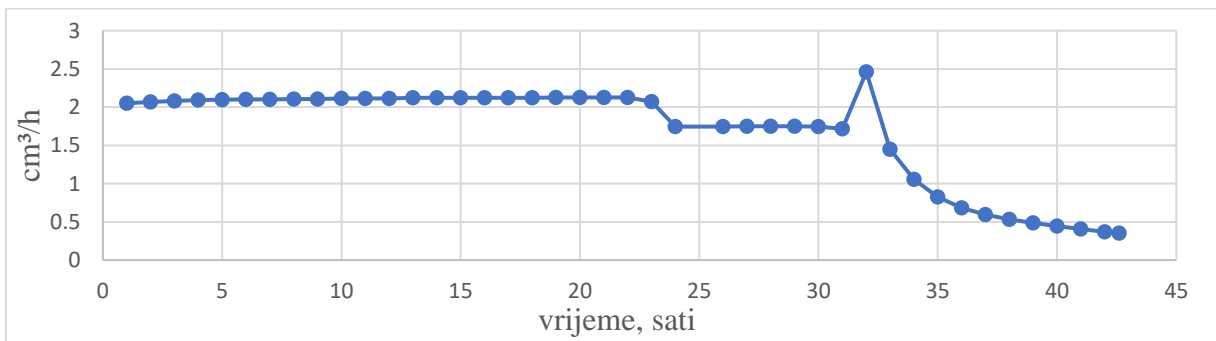
Slika 5-5. Gustoća nafte pri površinskim uvjetima



Slika 5-6. Gustoća plina pri površinskim uvjetima



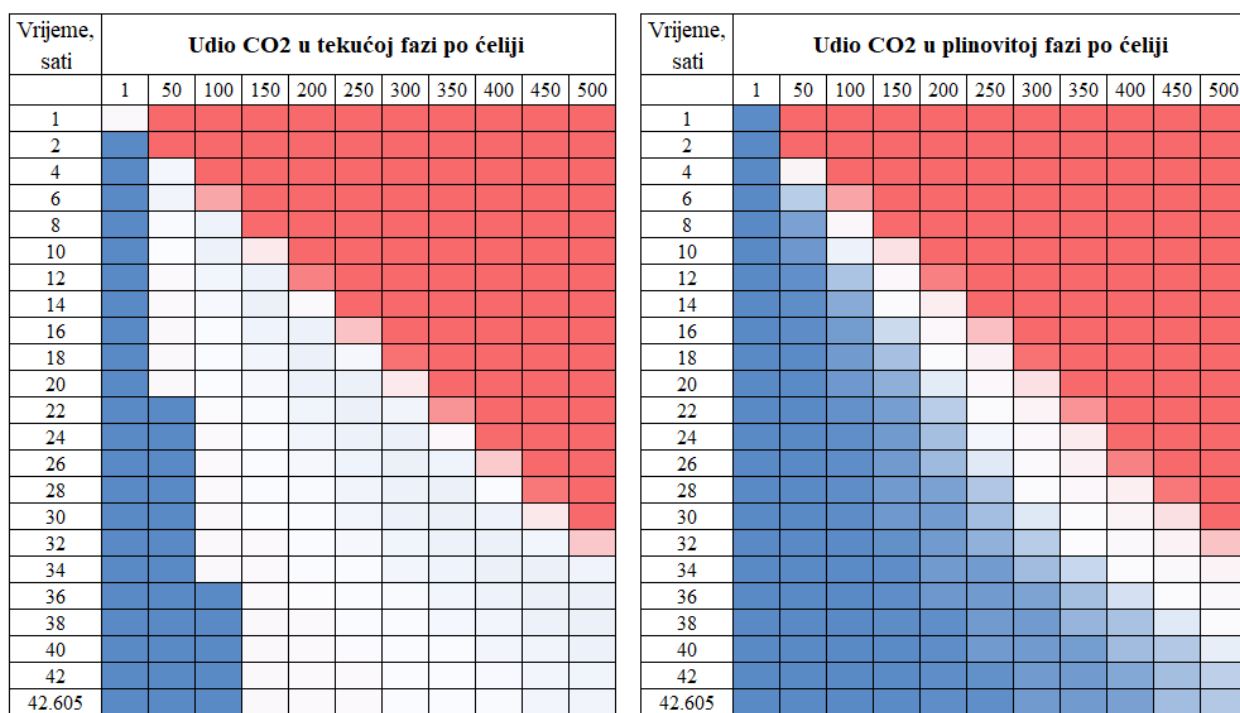
Slika 5-7. Proizvodnja plina



Slika 5-8. Proizvodnja nafte

Kod svih krivulja vrijednosti parametra u ovisnosti o vremenu trajanja istiskivanja dolazi do promjene na dva mjesta. Nakon 31 sata istiskivanja kod kojeg se mijenja protok utiskivanja CO₂ sa 3 cm³ po satu na 6 cm³ po satu i nakon 22 sata istiskivanja. Promjena u gustoći plina i nafte nakon 22 sata utiskivanja može se objasniti otapanjem i miješanjem lakših komponenti ugljikovodika s utisnim fluidom, CO₂ ili njihovom migracijom ispred utisne fronte.

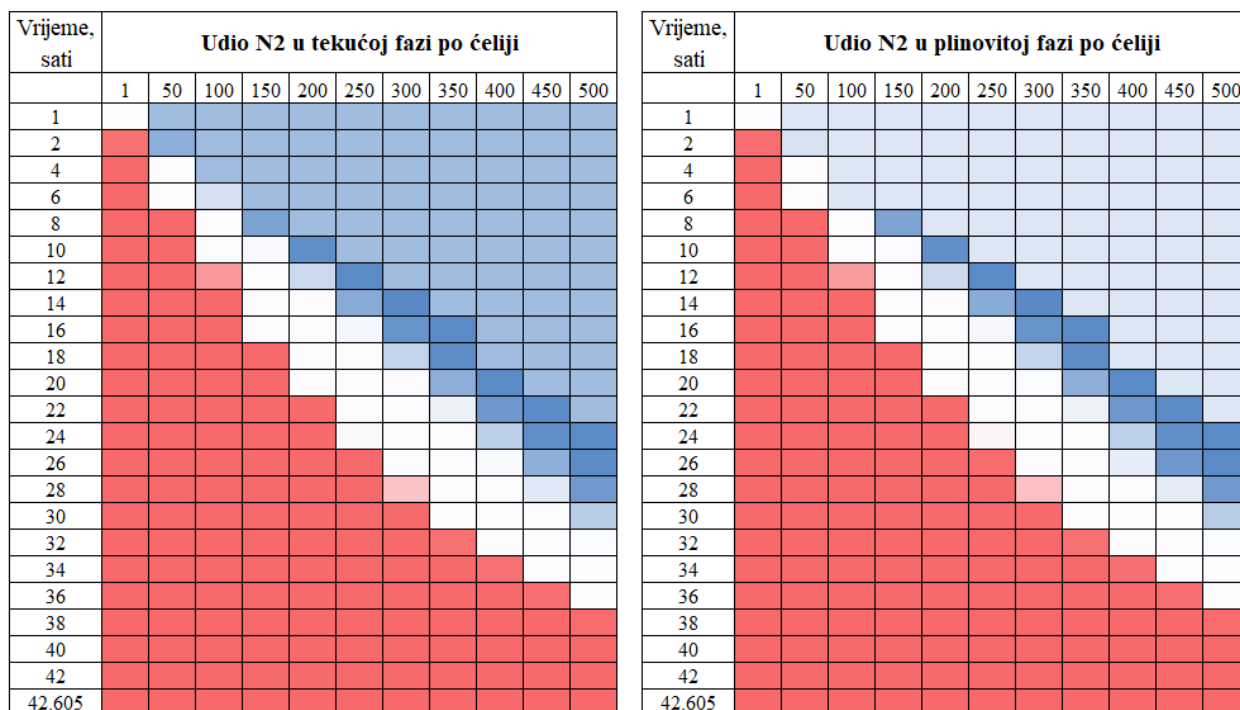
Ispisani su i grafički prikazani molni udijeli u tekućoj i plinovitoj fazi svih 13 komponenti. Vrijednosti molnih udjela ispisivani su za 11 ćelija počevši do prve do posljednje (500) za ukupno 23 vremenska koraka pri kojemu je posljednji (42.605 sati) ujedno i kraj testa. Izrađeno je ukupno 24 tzv. toplinske karte (engl. *heat map*) koje su prikazane na slikama koje slijede. Gledajući svaku sliku posebno, polja bijele boje prikazuju srednje vrijednosti na karti, crvenom bojom prikazane su najniže vrijednosti, plavom bojom najviše vrijednosti, a njihovim nijansama vrijednosti blizu prosjeka.



Slika 5-9. Toplinske karte CO₂ komponente

CO₂ na početku simulacije (slika 5-9), ima nizak udio u sastavu na cijeloj duljini uske cijevi. S vremenom, njegov udio u tekućoj i plinovitoj fazi raste od utisne bušotine, prve ćelije, do proizvodne bušotine, 500. ćelije. Nakon 32 sata kontinuiranog utiskivanja fronta CO₂ dolazi do posljednje ćelije, tj. proizvodnog kraja uske cijevi te CO₂ ima većinski udio u sastavu u

svakoj ćeliji. Na samom kraju simulacije, tj. nakon 42.605 sati utiskivanja većina pornog prostora uske cijevi gotovo u potpunosti je ispunjena s CO₂.

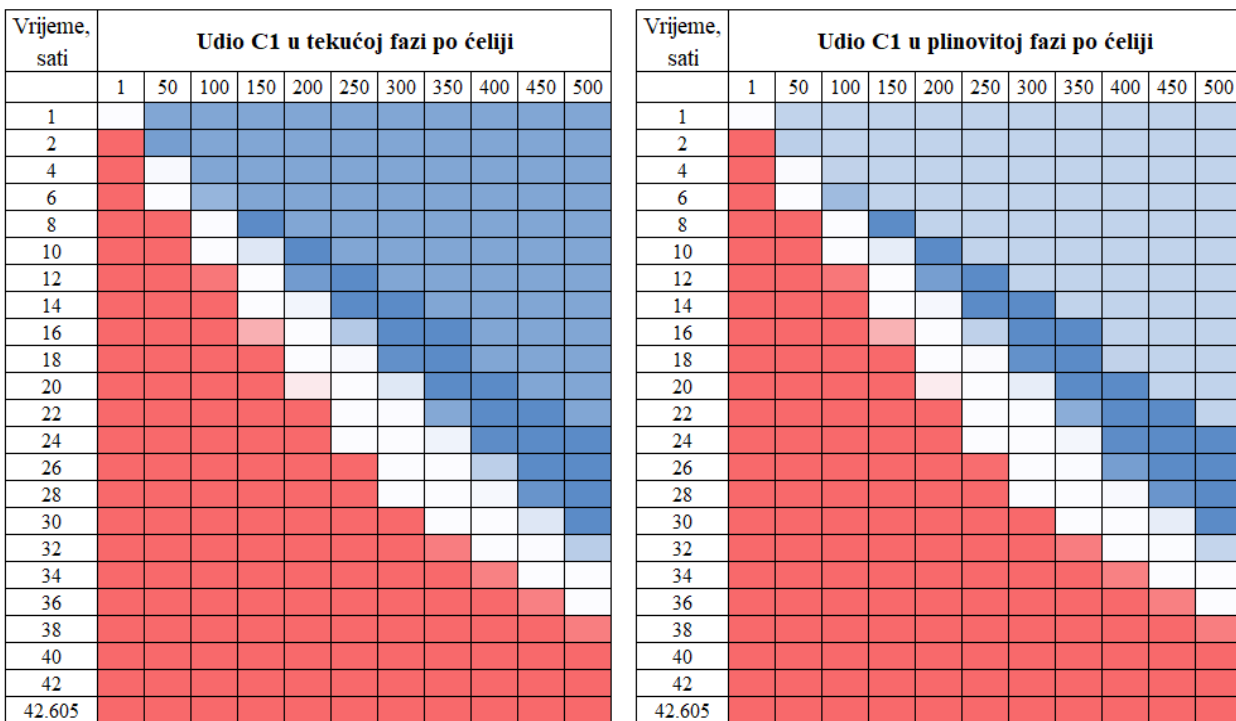


Slika 5-10. Toplinske karte N₂ komponente

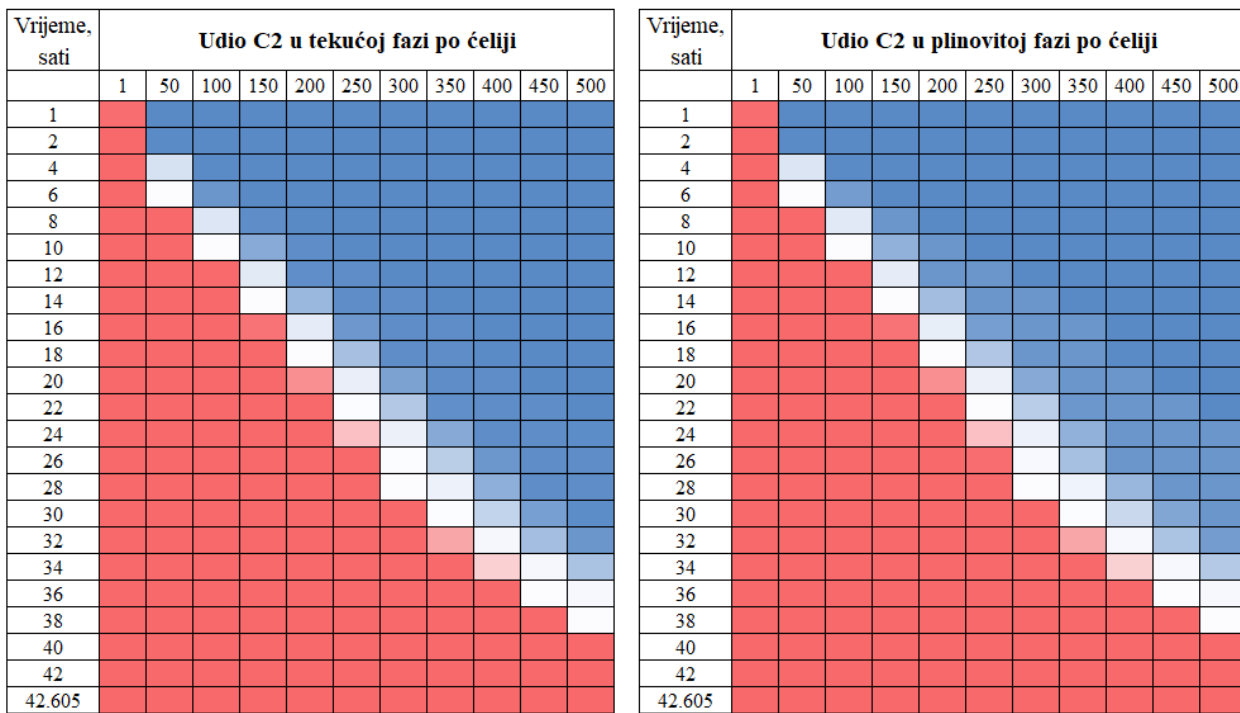
Lakše komponente dušik (N₂) i metan (C₁) tijekom istiskivanja imaju slično ponašanje, što se može vidjeti na slikama 5-10 i 5-11. N₂ i C₁ su mobilnije od ostalih komponenti te dolazi do povećanja njihove koncentracije ispred fronte utisnutog CO₂. One su ujedno i prve komponente koje će se u potpunosti istisnuti iz ćelija prilikom dolaska fronte CO₂, međutim potrebno je uočiti kako su to zapravo prve komponente koje uglavnom prelaze u plinovitu fazu, što pokazuje efekt otparavanja sukladno teoriji multikontaktne miješanja. Složenost procesa uočava se kad se uspoređi slika za C₁ i C₂ - u slučaju C₂, prijelaz iz naftne faze je brži (bijelo područje osrednjeg molnog udjela je manje), ali konačno C₁ ipak prije praktički u cijelosti prelazi u plinsku fazu. To je još izraženije kod C₃ i C₄ komponente, dok se kod ostalih težih komponenata očekivano uočava sve manji prijelaz u plinsku fazu.

Srednje teške komponente, prikazane na slikama 5-12 – 5-16, najveći molni udio imaju na početku simulacije dok će im koncentracija postepeno padati tijekom trajanja simulacije.

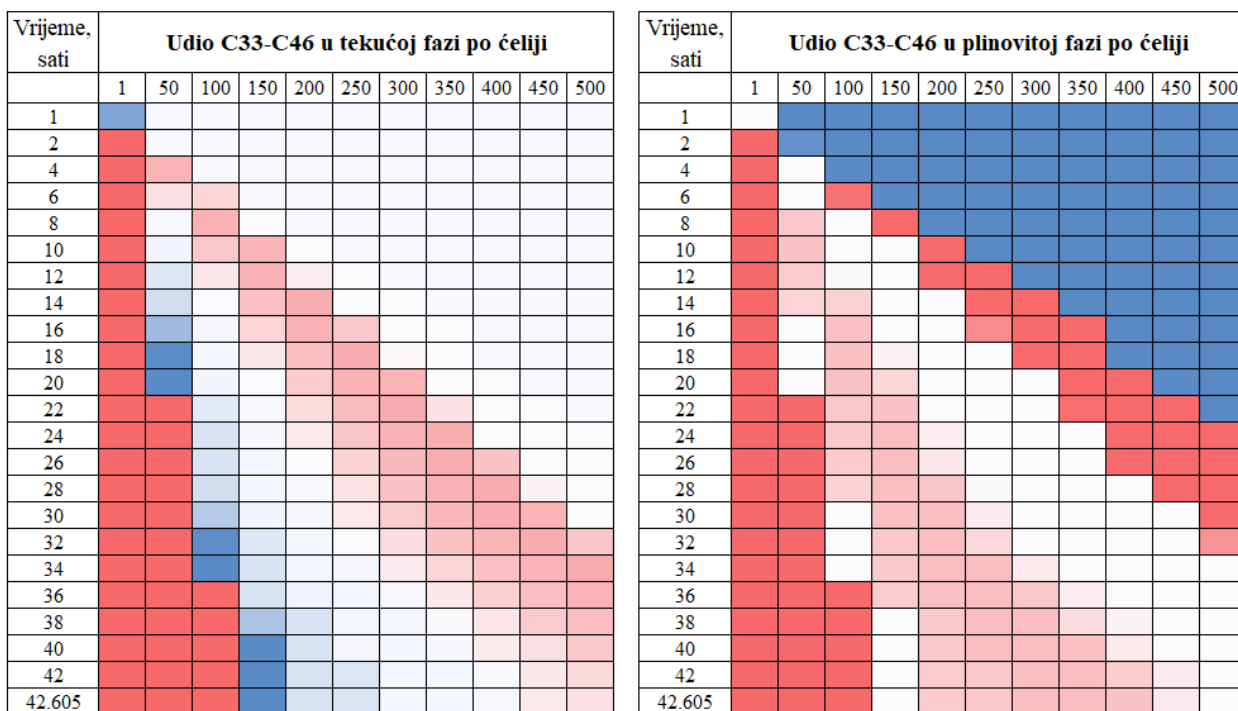
Prilikom kontakta s frontom CO₂ dio srednje teških komponenti koji je preostao u ćelijama obogaćuje utisni fluid te se kreće dalje kroz usku cijev.



Slika 5-11. Toplinske karte C₁ komponente



Slika 5-12. Toplinske karte C₂ komponente



Slika 5-21. Toplinske karte C₃₃- C₄₆ komponente

Fronta CO₂ obogaćena ugljikovodicima uspješno istiskuje i teške ugljikovodike, što se može vidjeti na slikama 5-18 – 5-21. Na dijagonalama toplinskih karata može se uočiti svijetlo crveno područje ispodprosječne koncentracije težih komponenata. Ta pojava može se objasniti odnošenjem dijela tih komponenata mješavinom CO₂ i srednje teških komponenti. Ipak dio teških komponenti ostaje iza vrha fronte te mu se povećava koncentracija tvoreći tako plava područja na kartama sve do kraja simulacije te dio ostaje u uskoj cijevi i nakon 42.605 sati utiskivanja.

6. ZAKLJUČAK

Određivanje minimalnog tlaka miješanja simulacijom testa uskom cijevi ostvareno je podešavanjem ulazne datoteke iz rada Vulin et al. (2018). Simulacijom utiskivanja istog omjera pornog volumena na različite duljine uske cijevi dobivene su jednake vrijednosti MTM, koji iznosi oko 197.9 bara, ali različite vrijednosti konačnog iscrpka nafte. Iz podataka dobivenih simulacijom pri MTM prikazano je ponašanje gustoće, proizvodnja i omjer plina i nafte u uskoj cijevi tijekom trajanja istiskivanja. Takav oblik istiskivanja nafte s CO₂ može se nazvati kombinirano istiskivanje suhim i kondenzirajućim plinom.

Nakon što su izrađene slike (tj. toplinske karte) promjene molnih udjela komponenata u prostoru i vremenu, moguće je pratiti efekte multikontaktog otparavanja, čime je i potvrđena prva hipoteza rada, da je moguće *odrediti i analizirati zone miješanja CO₂ i nafte*. Jasno je vidljivo kako je najbrži prijelaz iz naftne faze u slučaju komponenata s ugljikovim brojem (engl. *single carbon number* - SCN) C₂-C₄. Napredovanjem utisnute fronte, CO₂ se miješa sa srednje teškim komponentama te je u mogućnosti istisnuti i dio teških komponenti.

Simulacijski je sad razvidno koje se grupe komponenata razlikuju prilikom procesa multikontaktog miješanja, što može biti osobito od koristi za primjenu MMP korelacije koje koriste kao ulazni podatak količinu pojedinih grupa. U nekim korelacijama, (npr. Firoozabadi i Aziz, 1986) se kao parametar uzima udio C₁ zasebno, a udio C₂ do C₆ zasebno. Moguće je da bi takve korelacije davale bolji rezultat, nakon što se odredi koje komponente su bitne za svojstvo pojedine grupe - na taj način bi se u slučaju fluida analiziranom u diplomskom u korelacije istog matematičkog oblika mogle uzimati komponente C₂-C₄ umjesto C₂-C₆.

Druga hipoteza, da je moguće dobiti dobru predikciju minimalnog tlaka miješanja, čak i kad se neki PVT parametri ne poklapaju sa simulacijskim rezultatima je također potvrđena.

Simulacijski slučajevi mogu rezultirati jednakim vrijednostima MTM pri različitim duljinama uske cijevi, čemu je uzrok pretpostavka da cijelom duljinom ležišta vrijede odnosi relativnih propusnosti tipične za uvjete miješanja te simulirani parametri za koje se standardno ne rade eksperimentalne PVT analize (pri tome je najbitnija međupovršinska napetost). Bez obzira na navedeno, poboljšanja u poklapanju pojedinih točaka iscrpka pri svakom simuliranom

tlaku utiskivanja postignuta u ovom radu, upućuju na općenito pouzdaniji simulacijski model. Postizanje traženog MTM i boljeg poklapanja dotičnih točaka izmjenom samog PVT modela, još bi više povećalo pouzdanost PVT modela i opravdalo njegovu primjenu na cjeloviti ležišni model.

Potencijalnim proširivanjem teme ovoga rada na 2D ili 3D model ležišta trebalo bi se obratiti pozornost na odnose relativnih propusnosti te ih bolje prilagoditi realnim uvjetima.

7. LITERATURA

1. ALADASANI, A., BAI, B., 2010. Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques, Paper SPE 130726, CPS/SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, Peking
2. ANUAR, S. M. M., JAAFAR, M. Z., SULAIMAN, W. R. W., ISMAIL, A. R., ABDULLAH, Z. Z., ZAIN, Z. M., ALMEIDA, A. R., 2011. Optimization of CO₂ storage in CO₂ enhanced oil recovery projects. *Journal of Applied Sciences*, 14(17), pp-1
3. FIROOZABADI, A., AZIZ, K., 1986. Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure (includes associated paper 16463). *SPE Reservoir Engineering*, 1(06), pp.575-582.
4. FLOCK, D.L., NOUAR, A., JCPT, 1984. Parametric Analysis On The Determination Of The Minimum Miscibility Pressure In Slim Tube Displacements, Petroleum Society of Canada, Kanada
5. GAO, P., TOWLER, B., PAN, G., 2010. Strategies for Evaluation of the CO₂ Miscible Flooding Process. Paper SPE 138786, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 1-4
6. GORIČNIK, B., DOMITROVIĆ, D., ŠUNJERGA, S., VULIN, D., 2005. Simulation Study of CO₂ Retention During Tertiary Eor Flood in Ivanic Oilfield. In 67th EAGE Conference & Exhibition
7. KANTZAS, A., BRYAN, J., TAHERI, S., Slim Tube Test for Determination of Miscibility Condition, Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media, Special Core Analysis & EOR Laboratory, PERM Inc.
8. KOOTTUNGAL, L., 2012. Worldwide EOR survey, *Oil Gas J.*, 110: 57-69.
9. LAKE, L.W., 1989. University of Texas and Austin, "Enhanced Oil Recovery"
10. MATHIASSEN, O. M., 2003. CO₂ as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the Norwegian continental shelf. Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim/Stavanger

11. MEYER, J.P., 2007. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. American Petroleum Institute, Washington, DC
12. MOLGroup, 2018. Sustainability Case Study Project Name: CO₂ EOR Project Croatia
13. NOVAK MAVAR, K., 2016. Ekološki aspekti i mogućnost skladištenja CO₂ u neogenska pješčenjačka ležišta sjeverne Hrvatske na primjeru polja Ivanić (Ecological aspects and the possibility of CO₂ storage in Neogene sandstone reservoirs of Northern Croatia on the example of the Ivanić Field). *Nafta i plin*, 36(147), 52-61.
14. NOVOSAD, Z., COSTAIN, T. G., 1986. Mechanism of miscibility development in hydrocarbon gas-drives, new interpretation., SPE 16717, 62nd Annual Techn. Conf. And Exhibition of Soc. Petroleum Engineers, New Orleans
15. PERIĆ, M., 2007. Englesko-hrvatski enciklopedijski rječnik istraživanja i proizvodnje nafte i plina. Zagreb, INA Industrija nafte dd.
16. PETTERSEN, Ø., 2006. Basics of reservoir simulation with the eclipse reservoir simulator, University of Bergen, Norway
17. Recovery, C. D. E. O., 2010. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution, National Energy Technology Laboratory (NETL), US Department of Energy
18. ROBINSON, D.B., PENG, D.Y., 1978. The Characterization of the Heptanes and Heavier Fractions for the GPA Peng-Robinson Programs, Research Report, Gas Processors Association
19. SMONTARA, N., BILIĆ-SUBAŠIĆ, V., 2014. Croatian Oil Fields EOR Potential, *Nafta*, 65.3: 217-223.
20. SOAVE, G., 1972. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state, *Chemical Engineering Science*. 27 (6): 1197–1203.
21. VULIN, D., GAĆINA, M., BILIČIĆ, V., 2018. Simulacijski model metode EOR utiskivanja CO₂ uskom cijevi. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 2018, 33.2: 49-49.
22. WHITSON, C.H., 1983. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. Society of Petroleum Engineers, doi:10.2118/12233-PA
23. YIN, M., 2015, CO₂ miscible flooding application and screening criteria, Masters Theses. 7423.

24. ZICK, A. A., 1987. A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases, SPE 15493, 61st Annual Techn. Conf. and Exhibition of Soc. Petroleum Engineers, Dallas

Web izvori:

25. Schlumberger, 2014.

URL: <https://www.software.slb.com/products/eclipse> (31.12.2018.)

26. Schlumberger, 2018.

URL: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/slim-tube_test.aspx
(31.12.2018.)

27. Vulin, 2018.

URL: <http://www.enos-project.eu/highlights/e-books/e-lecture-6-co2-eor/>
(31.12.2018.)

28. Wikipedija, 2018.

URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Reservoir_simulation (31.12.2018.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad samostalno izradio.

Tomislav Varga