

# CO<sub>2</sub>-EOR u raspucanoj stijeni kao moguća CO<sub>2</sub>-negativna CCUS opcija

---

Turk, Jakov

Master's thesis / Diplomski rad

2023

*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:169:012045>

*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

**CO<sub>2</sub>-EOR U RASPUCANOJ STIJENI KAO MOGUĆA CO<sub>2</sub>-NEGATIVNA CCUS  
OPCIJA**

Diplomski rad

Jakov Turk

N-385

Zagreb, 2023.

## CO<sub>2</sub> EOR U RASPUCANOJ STIJENI KAO MOGUĆA CO<sub>2</sub>-NEGATIVNA

### CCUS OPCIJA

Jakov Turk

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

#### Sažetak

Utiskivanje ugljikovog dioksida u iscrpljena naftna ležišta je u praksi već dokazano rješenje za povećanje iscrpka preostale nafte u ležištu, a u posljednje vrijeme sve se više razmatra mogućnost trajnog zadržavanja određenog dijela utisnutog CO<sub>2</sub> s ciljem smanjenja emisija. U ovom radu opisani su ključni čimbenici koji utječu na učinkovitost navedenih procesa, a provedena je i studija za procjenu potencijala povećanja iscrpka nafte i skladištenja ugljikovog dioksida hrvatskog eksploatacijskog polja Dravske depresije. Za potrebe rada korišteni su program Petrel RE, Eclipse 300 simulator i stvarni 3D model polja. Rezultati računalnih simulacija - različiti WAG omjeri, količine plina, udaljenosti bušotina te koncentracije polimera, razmatrani su za određivanje potencijalno najučinkovitijih strategija povećanja iscrpka i skladištenja CO<sub>2</sub>.

Ključne riječi: utiskivanje, CO<sub>2</sub>-EOR, CCUS, polimer, WAG, iscrpak, retencija, uskladištenje, simulacija

Završni rad sadrži: 47 stranica, 7 tablica, 30 slika i 36 referenci.

Jezik izvornika: Hrvatski

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

Mentori: dr. sc. Domagoj Vulin, redoviti profesor

Pomagao pri izradi/komentor: dr. sc. Lucija Jukić, poslijedoktorand

Ocjenjivači: dr. sc. Domagoj Vulin, redoviti profesor  
dr. sc. Vladislav Brkić, izvanredni profesor  
dr. sc. Karolina Novak-Mavar, docentica

## **CO<sub>2</sub>-EOR in a naturally fractured reservoir as a potential CO<sub>2</sub>-negative CCUS solution**

Jakov Turk

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

### Abstract

Injection of carbon dioxide into depleted oil reservoirs is already a proven solution for increasing oil recovery, and most recently, the possibility of permanently retaining a portion of the injected CO<sub>2</sub> to reduce emissions, has gained traction. The key factors influencing the efficiency of the above mentioned processes are described in this thesis, and a study was also conducted to assess the potential for increasing oil recovery and carbon dioxide storage in the Croatian Drava Depression exploitation field. For the purpose of this Master's Thesis, the Petrel RE program, the Eclipse 300 simulator, and the actual 3D reservoir model were used. Computer simulation results - various WAG ratios, rates of gas and water injection, well distances, and polymer concentrations - were considered to determine the potentially most effective oil recovery and CO<sub>2</sub> sequestration strategies.

Keywords: injection, CO<sub>2</sub>-EOR, CCUS, polymer, WAG, recovery, retention, storage, simulation

Thesis contains: 47 pages, 7 tables, 30 figures, and 36 references.

Original in: Croatian

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

Supervisors: Full Professor Domagoj Vulin, PhD

Tech. assistance: Assistant Lucija Jukić, PhD

Reviewers: Full Professor Domagoj Vulin, PhD  
Associate Professor Vladislav Brkić, PhD  
Assistant Professor Karolina Novak-Mavar, PhD

## **Zahvala**

Ovim putem veliku zahvalnost upućujem svom mentoru prof.dr.sc. Domagoju Vulinu i asistentici dr.sc. Luciji Jukić na mentorstvu, strpljenju, posvećenosti, predanom znanju i druženju tijekom izrade ovog diplomskog rada, te što ste tijekom mog obrazovanja imali velik utjecaj na spoznaju vlastitog usmjerenja naše struke.

Također, zahvaljujem svim svojim prijateljima na lijepim uspomenama tijekom studija.

Na kraju, zahvaljujem svojoj cijeloj obitelji i djevojci koji su me tijekom studiranja poticali, podržavali i vjerovali u moj rad.

## SADRŽAJ

<b>POPIS SLIKA</b> .....	I
<b>POPIS TABLICA</b> .....	III
<b>POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA</b> .....	IV
<b>1. UVOD</b> .....	1
<b>2. CO<sub>2</sub> – EOR PROCES</b> .....	5
2.1    Mehanizam istiskivanja u nemješivim uvjetima .....	5
2.2    Mehanizam istiskivanja u uvjetima miješanja.....	6
2.3    Određivanje perspektivnosti ležišta za utiskivanje .....	8
2.4    Dizajniranje CO <sub>2</sub> -EOR procesa .....	10
<b>3. MODIFIKACIJA POČETNOG MODELA LEŽIŠTA ZA POKLAPANJE S HISTORIJATOM PROIZVODNJE</b> .....	14
3.1    Opis 3D modela .....	14
3.2    Inicijalizacija modela .....	16
3.3    Usklađivanje povijesti proizvodnje .....	20
3.4    CO <sub>2</sub> – EOR scenarij .....	26
3.4.1    Odabir proizvodnih i utisnih bušotina .....	26
3.4.2    Strategija utiskivanja CO <sub>2</sub> .....	29
<b>4. REZULTATI SIMULACIJSKIH SLUČAJEVA</b> .....	32
4.1    Utjecaj utisnutih količina CO <sub>2</sub> .....	32
4.2    Utjecaj koncentracije polimera .....	33
4.3    Utjecaj brzine utiskivanja CO <sub>2</sub> .....	35
<b>5. ZAKLJUČAK</b> .....	42
<b>6. POPIS LITERATURE</b> .....	45

## POPIS SLIKA

Slika 1-1. Shema faza proizvodnje ležišta .....	3
Slika 1-2. Pojednostavljeni prikaz CO <sub>2</sub> EOR procesa i skladištenja CO <sub>2</sub> .....	4
Slika 2-1. Viskoznost nafte zasićenih ugljikovim dioksidom.....	6
Slika 2-2. Shematski prikaz procesa miješanja i formiranja prijelaznih zona miješanja .....	8
Slika 2-3. Shematski prikaz uzroka lošeg istiskivanja: (a) loš površinski obuhvat; (b) prstoliko probijanje ; (c) gravitacijska segregacija .....	12
Slika 2-4. Shematski prikaz usporedbe kontinuiranog utiskivanja CO <sub>2</sub> i WAG utiskivanja .....	13
Slika 3-1. Prikaz poroznosti u ćelijama originalnog 3D modela.....	15
Slika 3-2. Prikaz poroznosti u ćelijama homogeniziranog 3D modela.....	15
Slika 3-3. Prikaz simulacije volumetrijskog proračuna rezervi.....	17
Slika 3-4. Fazni dijagram ležišne nafte .....	19
Slika 3-5. Definiranje početnih vrijednosti tlaka i temperature ležišta.....	20
Slika 3-6. Prikaz modela ležišta sa 11 proizvodnih (zeleno) i 2 vodo-utisne bušotine (plavo) .....	22
Slika 3-7. Grafički prikaz rezultata simulirane proizvodnje u odnosu na stvarnu proizvodnju.....	24
Slika 3-8. Grafički prikaz rezultata simulirane proizvodnje plina, GOR-a i WOR-a u odnosu na stvarnu proizvodnju .....	25
Slika 3-9. Zasićenje naftom na samom početku proizvodnje.....	27
Slika 3-10. Zasićenje naftom na kraju simulacije historijata, 2022. godine .....	27
Slika 3-11. 3D ortografski prikaz ležišta sa proizvodnim (zeleno) i utisnim (crvena) bušotinama.....	28
Slika 3-12. 2D ortografski prikaz rasporeda manje udaljenosti proizvodnih (zeleno) i utisnih (crvena) bušotina .....	29
Slika 3-13. 2D ortografski prikaz rasporeda veće udaljenosti proizvodnih (zeleno) i utisnih (crvena) bušotina .....	29
Slika 3-14. Prikaz sjecišta dvije crte trenda i očitavanja minimalnog tlaka miješanja sa pripadajućim iscrpkom nafte pri utisnutom 1,2 pornom volumenu CO <sub>2</sub> za sastav iz studije iz 1971. godine .....	30
Slika 4-1. Grafički prikaz ovisnosti iscrpka nafte o utisnutom pornom volumenu .....	33
Slika 4-2. Utjecaj koncentracije polimera u vodi na iscrpak nafte .....	35
Slika 4-3. Dijagram ovisnosti dodatnog iscrpka nafte o brzini utiskivanja CO <sub>2</sub> .....	37

Slika 4-4. Grafički prikaz usporedbe kumulativno proizvedene nafte EOR strategijom u odnosu na proizvodnju nafte dosadašnjom dinamikom iscrpljivanja .....	37
Slika 4-5. Dijagram kumulativne proizvodnje vode u ovisnosti brzine utiskivanja CO <sub>2</sub> ....	38
Slika 4-6. Dijagram retencije CO <sub>2</sub> u ovisnosti o brzini utiskivanja CO <sub>2</sub> .....	39
Slika 4-7. Dijagram retencije CO <sub>2</sub> u odnosu na dodatni iscrpak nafte .....	40
Slika 4-8. Dijagram uskladištivosti u ovisnosti o brzini utiskivanja CO <sub>2</sub> .....	40
Slika 4-9. Dijagram ovisnosti faktora iskorištenja o brzini utiskivanja CO <sub>2</sub> .....	41
Slika 4-10. Korelacijska matrica ulaznih i izlaznih promatranih (mijenjanih) parametara .	41



## **POPIS TABLICA**

Tablica 2-1. Usporedba mješivog i nemješivog istiskivanja .....	8
Tablica 2-2. Kriteriji za procjenu perspektivnosti ležišta .....	10
Tablica 3-1. Prikaz vrijednosti ulaznih podataka .....	16
Tablica 3-2. Usporedba stvarno utvrđenih i simuliranih rezervi .....	18
Tablica 3-3. Sastav ležišne nafte .....	19
Tablica 3-4. Volumetrijski i protočni parametri koji utječu na usklađivanje modela .....	21
Tablica 4-1. Prikaz svih simulacijskih slučajeva .....	36

## POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA

Oznaka	Jedinica	Opis
$R_f$	-	efikasnost istiskivanja
$E_v$	-	vertikalni obuhvat
$E_h$	-	horizontalni obuhvat
$E_m$	-	mikroskopska efikasnost istiskivanja
$M$	-	omjer mobilnosti fluida
$\lambda_{istiskujući}$	-	omjer mobilnosti istiskujućeg fluida
$\lambda_{istiskivani}$	-	omjer mobilnosti istiskivanog fluida
$k_{rg(w)}$	-	relativna propusnost plina (vode)
$k_{ro}$	-	relativna propusnost nafte
$\mu_{g(w)}$	mPas	viskoznost plina (vode)
$\mu_o$	mPas	viskoznost nafte
$T_c$	°C	kritična temperatura
$P_c$	bar	kritični tlak
$\Omega_a$	-	regresijski koeficijent u jednadžbama stanja
$\Omega_b$	-	regresijski koeficijent u jednadžbama stanja
$V_c$	m <sup>3</sup>	kritični volumen
$M$	kg/mol	molarna masa komponente
$T_b$	°C	temperatura ključanja
$\gamma$	-	relativna gustoća fluida
$B_{g,CO_2}$	rm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>	volumni faktor ugljikovog dioksida
ppm	-	koncentracija tvari
$UF$	-	faktor iskorištenja CO <sub>2</sub>
$Q_{CO_2 utisnuti}$	m <sup>3</sup>	količina utisnutog CO <sub>2</sub>
$Q_{CO_2 proizv.}$	m <sup>3</sup>	količina proizvedenog CO <sub>2</sub>

# 1. UVOD

Drastično smanjenje trenutnih emisija stakleničkih plinova ključno je za usporavanje globalnog zatopljenja. Prema Nacionalnoj akademiji znanosti, inženjerstva i medicine Sjedinjenih Američkih Država, na globalnoj razini je potrebno ukloniti oko 10 Gt ugljikov dioksida iz atmosfere svake godine do 2050. godine kako bi se ublažile klimatske promjene (Foster, 2022). Međunarodna agencija za energiju (*engl. International Energy Agency – IEA*) navodi da je potrebno deseterostruko povećanje kapaciteta skladištenja do 2025. godine kako bismo bili na pravom putu za postizanje ciljeva Pariškog sporazuma. Također, Međunarodni CCS institut procjenjuje da bi 2500 postrojenja za hvatanje i skladištenje ugljikovog dioksida trebalo biti u funkciji do 2040. godine diljem svijeta, od kojih bi svako obradilo oko 1,5 milijuna tona CO<sub>2</sub> godišnje (CERM Trinidad & Tobago, 2018).

Trenutno, hvatanje i skladištenje ugljika (*engl. Carbon Capture and Storage – CCS*) u duboke geološke formacije, jedina je tehnologija koja može pomoći u smanjenju emisija velikih industrijskih postrojenja, te se smatra ključnom tehnologijom za rješavanje globalnih klimatskih promjena. Geološka sekvestracija ugljikovog dioksida podrazumijeva hvatanje CO<sub>2</sub> iz izvora, kompresiju i transport te konačno, utiskivanje i skladištenje u podzemlju. Postoje četiri moguća izvora CO<sub>2</sub>, a to su:

- (1) Plinska i plinsko-kondenzatna ležišta s visokim udjelom CO<sub>2</sub> u originalnom sastavu
- (2) Naftna ležišta s visokim udjelom CO<sub>2</sub>
- (3) Industrijski izvori s ispuštima na dimnjacima
- (4) Antropogeni izvori s različitim koncentracijama CO<sub>2</sub> u otpadnim vodama.

Točkasti izvori predstavljaju značajan potencijal za hvatanje ugljikovog dioksida, pošto se emitiraju velike količine stakleničkih plinova koncentrirano u jednoj geografskoj točki (na jednom postrojenju), za razliku od ostalih izvora poput dimnjaka na stambenim objektima ili ispuštima u transportu (cestovni, brodski i zrakoplovni).

Ovisno o čistoći, prikupljeni plin zahtjeva obradu kako bi se postigla zadovoljavajuća čistoća CO<sub>2</sub> (90 – 98 %) za potrebe tercijarnih metoda povećanja proizvodnje (*engl. Enhanced Oil Recovery -EOR*). Skladištenje CO<sub>2</sub> u već iscrpljena naftna ležišta koja se približavaju svom ekonomskom životnom vijeku, ima višestruku prednost u odnosu na slične projekte skladištenja CO<sub>2</sub>:

- (1) postojeća prirodna strukturna zamka koja omogućuje zadržavanje utisnutog CO<sub>2</sub>,
- (2) već okarakterizirano naftno ležište – definirani petrofizikalni parametri propusnosti, poroznosti i kompresibilnosti stijene,
- (3) iskustvo s obzirom na to da se utiskivanje CO<sub>2</sub> kao EOR metoda odvija više od 35 godina.

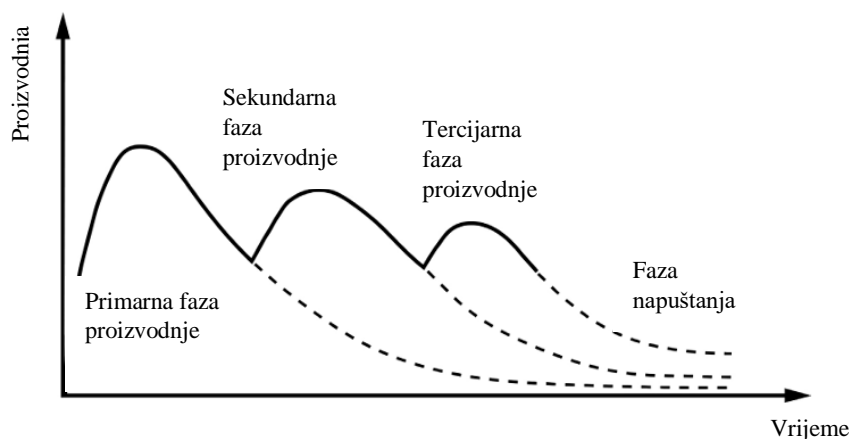
Ugljikov dioksid se najčešće utiskuje u ležište u superkritičnom stanju. Uvjeti koji određuju prelazak CO<sub>2</sub> iz kritičnog u superkritično stanje su 31,1 °C i 73,8 bar. Superkritični CO<sub>2</sub> podložan je utjecaju sile uzgona zbog čega se uzdiže protjecanjem kroz formaciju sve dok ne naiđe na nepropusnu barijeru. U superkritičnom stanju, veći volumen CO<sub>2</sub> može biti pohranjen u raspoloživom pornom prostoru jer mu je tada značajno povišena gustoća, te se zbog manje razlike u gustoći CO<sub>2</sub> i vode smanjuje djelovanje sile uzgona (Kolenković, 2012). Postoji nekoliko mehanizama zarobljavanja ugljikovog dioksida (Zahid i dr.; 2011 Zhang i Song, 2014):

- (1) hidrodinamičko zarobljavanje označava stratigrafsko zarobljavanje CO<sub>2</sub> u slučajevima kada je porni prostor omeđen nepropusnim barijerama,
- (2) rezidualno zarobljavanje u pornom prostoru silama kapilarnog tlaka,
- (3) zarobljavanje otapanjem ugljikovog dioksida u ležišnom fluidu,
- (4) mineralno zarobljavanje u slučajevima kada se CO<sub>2</sub> taloži kao karbonatni mineral,
- (5) adsorpcijsko zarobljavanje, kada se CO<sub>2</sub> adsorbira na površinu ugljena ili šejlova.

CO<sub>2</sub> se također može koristiti za proizvodnju komercijalnih sirovina, pa je u tom slučaju riječ o hvatanju, korištenju i skladištenju ugljika (engl. *Carbon Capture, Utilisation and Storage – CCUS*). Dosad najvrjedniji oblik iskorištavanja CO<sub>2</sub> je u svrhu tercijarnih metoda proizvodnje nafte i plina (engl. *Enhanced Oil/Gas Recovery – EOR/EGR*).

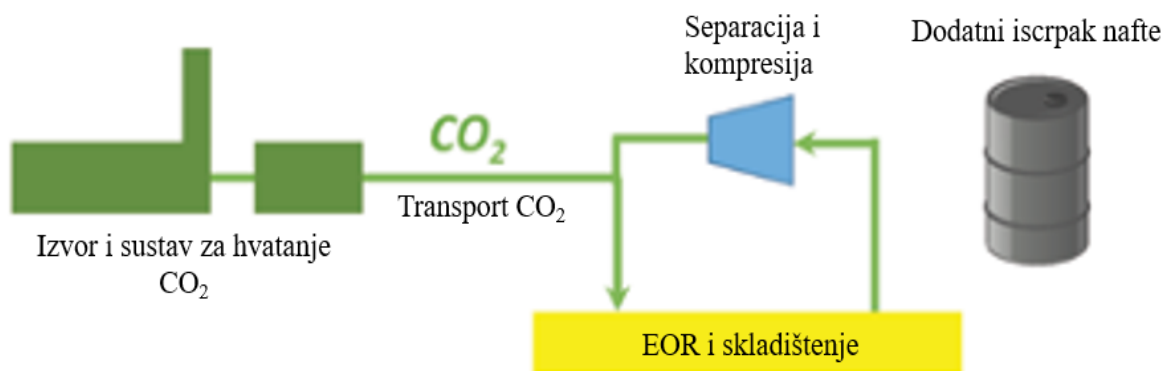
Međutim, cjelokupni proces hvatanja, kompresije, transporta, utiskivanja i skladištenja ugljikovog dioksida je veoma skup, stoga je za svaki potencijalni projekt potrebno provesti analizu troškova i koristi (engl. *cost-benefit analysis*) kako bi se utvrdilo mogu li prednosti EOR-a opravdati troškove hvatanja, transporta i utiskivanja CO<sub>2</sub>. Većina studija smatra da će korist od dodatne proizvodnje nafte gotovo uvijek opravdati visoke troškove CCUS-a, no ipak, mnogi čimbenici utječu na učinkovitost i uspješnost CO<sub>2</sub>-EOR projekta i skladištenja CO<sub>2</sub> te neće za svako naftno ležište biti isplativi.

Proizvodnja nafte iz ležišta obično se dijeli u tri glavne faze (Slika 1-1.): primarna proizvodnja u kojoj se koristi prirodna energija ležišta, uglavnom energija elastičnosti, energija plinske kape, vodonaporni režim i potencijalna energija gravitacijskih sila kojima je moguće iscrpiti 5 do 25% nafte u ležištu; metode sekundarne proizvodnje podrazumijevaju istiskivanje nafte i održavanje ležišnog tlaka utiskivanjem vode kojom je moguće iscrpiti 6 do 30% nafte; u trećoj fazi proizvodnje koriste se tercijarne metode (engl. *Enhanced Oil Recovery - EOR*) kako bi se pokrenula preostala nafta u ležištu.



Slika 1-1. Shema faza proizvodnje ležišta (Druetta i dr., 2019)

Najčešće tercijarne metode su termičke metode, istiskivanje nafte otapalima ili plinom pod uvjetima miješanja ili nemiješanja i kemijske metode. Tercijarnim metodama moguće je proizvesti još dodatnih 5 do 15% nafte (Vulin, 2020). Uz povećanje iscrpka, CO<sub>2</sub>-EOR ima i pozitivan ekološki utjecaj jer dio utisnutog CO<sub>2</sub> (30 do 70%) trajno ostaje u ležištu te se time smanjuju njegove emisije u atmosferu (Slika 1-2.; Andrei i dr., 2010). Stara i iscrpljena naftna ležišta koja su u svom vijeku proizvodila primarnom i sekundarnom metodom proizvodnje idealni su kandidati za projekte tercijarnih metoda proizvodnje. Bitno je razumjeti kako je primarna svrha CO<sub>2</sub>-EOR procesa maksimizirati iscrpak nafte sa minimalnom količinom utisnutog ugljikovog dioksida, a da pritom maksimalno moguća količina utisnutog ugljikovog dioksida ostane u ležištu. Stoga, povećanje iscrpka nafte uz istovremeno skladištenje CO<sub>2</sub> je optimizacijski proces koji zahtjeva detaljnu analizu (Ghoodjani i Bolouri, 2012). U ovom radu, cilj je optimizirati utiskivanje CO<sub>2</sub> kako bi se postigao veći iscrpak nafte i skladištenje CO<sub>2</sub>.



Slika 1-2. Pojednostavljeni prikaz CO<sub>2</sub> EOR procesa i skladištenja CO<sub>2</sub> (Scottish Carbon Capture & Storage, 2015)

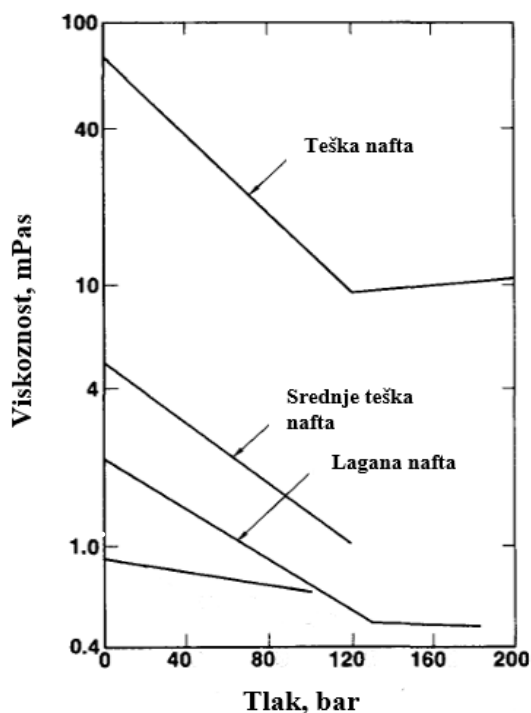
## 2. CO<sub>2</sub> – EOR PROCES

Djelomično iscrpljena naftna ležišta često su podvrgnuta tercijarnim metodama povećanja proizvodnje, a najčešće korištena metoda je utiskivanje ugljikovog dioksida čistoće u rasponu od 95 do 99% u ležište. CO<sub>2</sub> se stlači, osuši te ohladi prije transportiranja i utiskivanja u ležište. U usporedbi s drugim tercijarnim metodama povećanja proizvodnje, ugljikov dioksid, u svom superkritičnom stanju ima mogućnost prodora u zone ležišta koje nisu bile obuhvaćene vodenom frontom u fazi zavodnjavanja i time istisnuti zaostalu naftu. Utiskivanje CO<sub>2</sub> i istiskivanje zaostale nafte može se odvijati u mješivim i nemješivim uvjetima, ovisno o tlaku i temperaturi ležišta, te svojstvima nafte. Jedna od najčešćih metoda utiskivanja je naizmjenično utiskivanje vode i CO<sub>2</sub> (engl. *Water Alternating Gas – WAG*) kojim se optimizira iscrpak nafte, troškovi utiskivanja i količina uskladištenog CO<sub>2</sub> (Arnaut i dr., 2021). Prije samog procesa, potrebno je utvrditi potencijal ležišta za provođenje CO<sub>2</sub>-EOR procesa, s obzirom na to da uspješnost istiskivanja ovisi o mnogobrojnim karakteristikama ležišta i fluida u samom ležištu. Kako bi se isplanirao uspješan projekt, ključno je razumijevanje učinaka različitih karakteristika ležišta i fluida na proces utiskivanja CO<sub>2</sub> i istiskivanja nafte.

### 2.1 Mehanizam istiskivanja u nemješivim uvjetima

Kada je ležišni tlak prenizak i gustoća nafte previsoka te postizanje mješivosti nije ekonomski ni energetski opravdano, utisnuti ugljikov dioksid ne miješa se s naftom u ležištu, već se otapa u nafti i uzrokuje bubrenje nafte i na taj način smanjuje njenu gustoću i viskoznost, poboljšava omjer mobilnosti nafte u odnosu na vodu, povećava zasićenje naftom u pornom prostoru, povećava relativnu propusnost i posljedično dolazi do povećanja iscrpka (Slika 2-1.). Također, jedan od mehanizama istiskivanja je efekt slobodnog plina (engl. *trapped-gas effect*) gdje CO<sub>2</sub> zauzima dio pornog prostora kao slobodni plin i zapunjava prostore koji su prethodno bili zasićeni naftom i na taj način se održava tlak u ležištu (Feigl, 2011). Topivost CO<sub>2</sub> u nafti povećava se porastom tlaka i smanjenjem temperature. Otapanje CO<sub>2</sub> u nafti dogodit će se u slučaju mješivog i nemješivog utiskivanja, no u slučaju miješanja CO<sub>2</sub> i nafte, dolazi do poništavanja međupovršinske napetosti dvaju fluida. U ležištima s naftom vrlo visoke gustoće, CO<sub>2</sub> i nafta u ležištu postoje kao dvije razdvojene fronte tijekom cjelokupnog procesa istiskivanja. Nedostatak istiskivanja u nemješivim uvjetima je veća brzina strujanja CO<sub>2</sub> u odnosu na naftu, pa će doći do brzog prodora CO<sub>2</sub> u proizvodnim bušotinama, što znači manji

iscrpak nafte i veća proizvodnja CO<sub>2</sub>, odnosno mala retencija i skladištenje CO<sub>2</sub>. Iako je mješivo istiskivanje nafte mnogo zastupljenije, nemješivo istiskivanje nalazi primjenu u pojedinim okolnostima (Fakher i Imqam, 2020; Vulin, 2020; Holm, 1982).



Slika 2-1. Viskoznost nafte zasićenih ugljikovim dioksidom (Holm, 1982)

## 2.2 Mehanizam istiskivanja u uvjetima miješanja

Istiskivanje u uvjetima miješanja je poželjniji proces nego nemješivo istiskivanje, a kako bi se postigli efekti bubrenja i povećanja mobilnosti nafte, potrebno je utiskivanjem CO<sub>2</sub> u ležištu postići tlak pri kojem će doći do miješanja dviju faza. Takav tlak naziva se minimalni tlak miješanja (*engl. Minimum Miscibility Pressure - MMP*). Većina izvora definira MMP kao najniži tlak pri kojem će iscrpak nafte biti 90% uz utisnutih 1,2 pornih volumena CO<sub>2</sub> (Mansour, 2022). Budući da se radi o topivosti CO<sub>2</sub> u nafti, koja se ostvaruje tek nakon prolaska CO<sub>2</sub> kroz stanoviti porni prostor (multikontaktim miješanjem – složenim procesom sukcesivnog otparavanja lakših i srednjih frakcija iz nafte i zatim spajanja smjese CO<sub>2</sub> i tih frakcija s težim komponentama koje su ostale u kapljevitom stanju, tj. u nafti), MMP se određuje laboratorijskom metodom istiskivanja nafte iz cijevi malog promjera (*engl. slim tube test*), duljine preko 15 metara. Cijev se ispuni pijeskom i zasiti rekombiniranim uzorkom nafte.

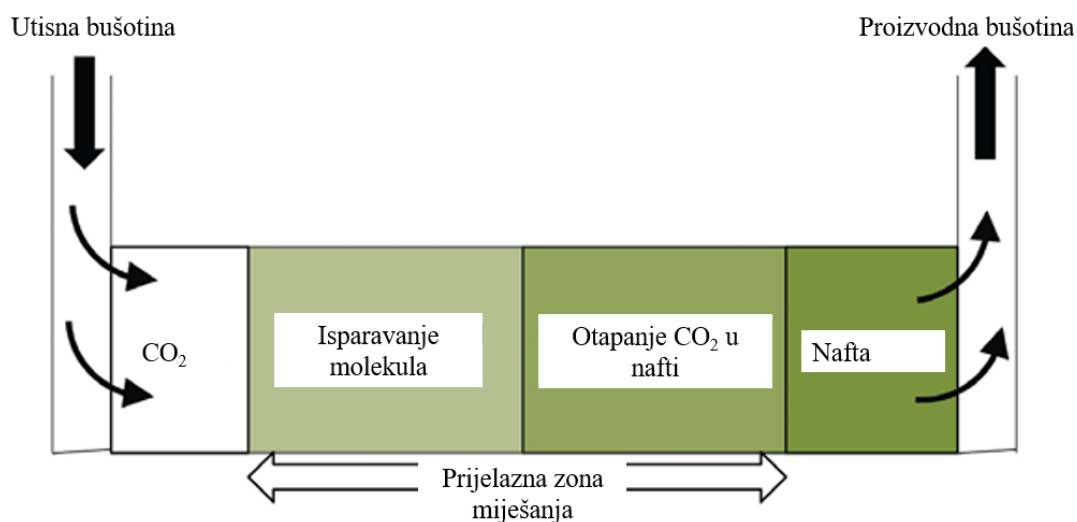


Istiskivanje nafte ugljikovim dioksidom se višestruko ponavlja pri različitim tlakovima utiskivanja te se rezultati iscrpka grafički stavljaju u odnos s tlakom utiskivanja. MMP odgovara tlaku u točki infleksije dobivene krivulje (Vulin, 2020).

Potrebno je razumjeti glavne mehanizme miješanja fluida:

1. Miješanje pri prvom kontaktu (engl. *first-contact miscibility*) gdje se otapalo i nafta u potpunosti miješaju i tvore jednu fazu. Ugljikov dioksid nema sposobnost miješanja pri prvom kontaktu, već do miješanja dolazi višestrukim, ponavljajućim kontaktom (engl. *dynamic/multiple-contact miscibility*). Kako bi se ipak postiglo takvo istiskivanje, prije utiskivanja CO<sub>2</sub> je potrebno utisnuti obrok plina (engl. *gas slug*) koji je potpuno mješiv i s naftom i sa CO<sub>2</sub>, a obično se u tu svrhu koriste propan ili ukapljeni naftni plin. Na taj se način stvara prijelazna zona miješanja.
2. Dinamičko miješanje postiže se isparavanjem srednje teških ugljikovodika iz ležišne nafte (engl. *vaporizing gas-drive*) u utiskivani ugljikov dioksid i kondenzacijom, odnosno otapanjem CO<sub>2</sub> u nafti (engl. *condensing gas-drive*).

Kada je postignut minimalni tlak miješanja, utisnuti ugljikov dioksid zbog procesa isparavanja postaje toliko zasićen srednje teškim i teškim ugljikovodičnim komponentama od pentana do ikosana (C<sub>5</sub> do C<sub>20</sub>) da istiskivanje nafte u zonama obuhvaćenim strujom CO<sub>2</sub> postaje veoma učinkovito. Navedeni mehanizmi dinamičkog miješanja omogućuju potpuno miješanje dviju faza čime se stvara prijelazna zona koja je mješiva s naftom i prijelazna zona koja je mješiva sa CO<sub>2</sub> (Slika 2-2.; Verma, 2015). Tlak pri kojem dolazi do mješivog istiskivanja ovisi o temperaturi u ležištu, sastavu ležišne nafte i čistoći CO<sub>2</sub>. Ugljikov dioksid je veoma kompresibilan plin, i pri nižim temperaturama (31,1 °C do 48,9 °C) je stlačen toliko da je visoko topljiv i pri relativno niskim tlakovima (69 do 138 bar). Ako postoji dostatni udio lakših ugljikovodika (C<sub>4</sub> do C<sub>12</sub>) u sastavu nafte, tada je mješivo istiskivanje moguće postići utiskivanjem CO<sub>2</sub> i pri tako nižim tlakovima. Pri višim temperaturama ležišta i/ili u kontaktu s viskoznijim naftama s većim udjelom aromatskih spojeva, potreban je veći tlak za stlačivanje i utiskivanje CO<sub>2</sub> te postizanje miješanja (Holm, 1982). Dakle, tijekom istiskivanja u uvjetima miješanja, utisnuti ugljikov dioksid se miješa s naftom u ležištu, te se time smanjuje međupovršinska napetost dvaju fluida i viskoznost nafte. Prikazana je usporedba mješivog i nemješivog istiskivanja (Tablica 2-1.).



Slika 2-2. Shematski prikaz procesa miješanja i formiranja prijelaznih zona miješanja (Modificirano iz Verma, 2015)

Tablica 2-1. Usporedba mješivog i nemješivog istiskivanja (CERM Trinidad & Tobago, 2018)

Mješivo istiskivanje	Nemješivo istiskivanje
<ul style="list-style-type: none"> <li>• veći dodatni iscrpak (15-45%)</li> <li>• pogodnije za lakše nafte</li> <li>• veće uskladištenje CO<sub>2</sub></li> <li>• mješivost osjetljiva na pad tlaka</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• manji iscrpak (8-15%)</li> <li>• pogodnije za teške nafte</li> <li>• manje uskladištenje CO<sub>2</sub></li> <li>• može se postići mješivost aditivima</li> </ul>

### 2.3 Određivanje perspektivnosti ležišta za utiskivanje

U praksi se pokazalo kako je CO<sub>2</sub>-EOR veoma perspektivna metoda za dostizanje punog potencijala gotovo svih tipova ležišta pod uvjetom da je moguće utiskivanje ugljikovog dioksida tlakom iznad minimalnog tlaka miješanja, da je u ležištu dovoljna količina preostale nafte te da kontakt utisnutog CO<sub>2</sub> i nafte nije onemogućen geološkom preprekom (Varga, 2019). Međutim, zbog utjecaja raznih petrofizikalnih ležišta i fluida, te ekonomskih čimbenika, nisu sva naftna ležišta idealni kandidati za CO<sub>2</sub>-EOR i skladištenje plina. Tijekom posljednjih dvadesetak godina, mnogi su autori predlagali raspone optimalnih vrijednosti ključnih parametara za procjenu izvedivosti CO<sub>2</sub>-EOR procesa u uvjetima miješanja (engl. *miscible CO<sub>2</sub>-EOR reservoir screening*). Najvažniji tehnički parametri za procjenu perspektivnosti su ležišni tlak, temperatura, dubina ležišta, te gustoća i viskoznost nafte. Govoreći općenito o poželjnim ležišnim svojstvima za pojedine EOR metode, proces utiskivanja plinova u uvjetima

miješanja zahtijeva lake nafte s malom viskoznošću. Takve nafte često imaju veliki udio lakih i srednjih ugljikovodika, koji su nužni za postizanje miješanja utisnutog i ležišnog fluida kroz višestruke kontakte (dinamičko miješanje). Povoljnija su tanja ležišta i/ili ležišta s većim nagibom, zbog manje vjerojatnosti gravitacijske segregacije utisnutog plina i ležišne nafte, koja negativno djeluje na makroskopsku djelotvornost istiskivanja. Ujedno, ležište treba biti dovoljno duboko da u njemu bude moguće postići minimalni tlak miješanja (Smontara i Bilić-Subašić, 2014). Neki od predloženih kriterija raznih autora prikazani su tablicom (Tablica 2-2.). Pojedini kriteriji su međusobno korelirani tako da ih se može zanemariti, primjerice, viskoznost nafte s obzirom na to da direktno ovisi o gustoći i temperaturi u ležištu. Također, nemaju svi parametri jednaku težinsku vrijednost, u jednom će ležištu propusnost imati veći utjecaj, a u drugom tlak. CO<sub>2</sub>-EOR se generalno može primijeniti u većini visoko i nisko propusnih ležišta. Međutim, velika heterogenost u vertikalnoj i horizontalnoj propusnosti te raspucanost stijena značajno smanjuju izvedivost cjelokupnog procesa. Neki od dodatnih faktora koje treba uzeti u obzir su močivost stijene i transmisibilnosti rasjeda ili drugih geoloških prepreka. Sva dosadašnja istraživanja i mjerenja optimalnih vrijednosti parametara bila su rađena na specifičnim modelima ležišta, a prikupljanje i integracija podataka o ležištima diljem svijeta je izazov za neka buduća vremena, te se u tome očituje ograničenost u primjeni navedenih smjernica. Dakle, predloženi kriteriji ne služe kao kvantifikator, već samo za okvirnu procjenu perspektivnosti ležišta prije detaljnije studije. U daljnjoj analizi se također razmatra i infrastruktura površinskog sustava, cijena i lokacija točkastog izvora CO<sub>2</sub> te razni ekonomski pokazatelji.

Tablica 2-2. Kriteriji za procjenu perspektivnosti ležišta (Mohammed-Singh i dr., 2006; Adasani i Bai, 2011; Zhang i dr., 2019)

	Aladasani i Bai, 2011.	Zhang i dr., 2019.	Mohammed-Singh i dr., 2006.		
			Lagane nafte	Srednje	Teške nafte
<b>Poroznost, %</b>	3-37	3-37	13-32	25-32	12-32
<b>Propusnost, mD</b>	1.5-4500	0.1-9244	10-3000	150-388	250-350
<b>Gustoća, kg/m<sup>3</sup></b>	799-919	786-901	832-913	913-950	970-990
<b>Viskoznost, mPas</b>	0-35	0.15-4	0.4-8	32-46	415-3000
<b>Temperatura, °C</b>	28-125	21-127	-	-	-
<b>Tlak, MPa</b>	-	7.03-24.8	-	-	-
<b>Dubina, m</b>	457-4074	351-4755	366-3923	792.5-1280	350.5-1257
<b>Zasićenje naftom, %</b>	15-89	15-98	-	-	-
<b>Debljina sloja, m</b>	Širok raspon	4.6-251	1.8-18.3	11-67	61
<b>Tip formacije</b>	Pješčenjak, karbonatne stijene	-			

## 2.4 Dizajniranje CO<sub>2</sub>-EOR procesa

Nakon utvrđivanja perspektivnosti ležišta potrebno je dizajnirati optimalnu strategiju procesa dobave, transporta i utiskivanja CO<sub>2</sub>. Moguće i najbitniji čimbenik izvedivosti cjelokupnog procesa je izvor i cijena ugljikovog dioksida. Cijena CO<sub>2</sub>, uz ostale čimbenike poput vrste izvora CO<sub>2</sub>, lokacije izvora od mjesta utiskivanja i metoda transporta, determinira ekonomsku izvedivost projekta. Velike količine CO<sub>2</sub> dostupne su kao nusprodukt iz teških industrija poput rafinerija, nuklearnih elektrana i raznih energetske postrojenja. Izvor CO<sub>2</sub> blizu eksploatacijskog polja gotovo uvijek osigurava ekonomsku dobit (Holm, 1982).

S tehnološke strane, ovisno o geološkim te petrofizikalnim karakteristikama ležišta, rasporedu utisnih i proizvodnih bušotina (engl. *well pattern configuration*), moguće je primijeniti sljedeće metode utiskivanja:

- kontinuirano utiskivanje CO<sub>2</sub>;
- kontinuirano utiskivanje CO<sub>2</sub> popraćeno utiskivanjem vode (engl. *chase*);
- naizmjenično utiskivanje vode i ugljikovog dioksida (engl. *Water-Alternating-Gas – WAG*);

- reducirajuće WAG utiskivanje (engl. *Tapered WAG*) – postupno smanjivanje volumena utiskivanog plina s ciljem sprečavanja ranog prodora CO<sub>2</sub>, čime se postiže manji volumen proizvedenog CO<sub>2</sub> i veći iscrpak nafte;
- WAG popraćen utiskivanjem plina (engl. *chase*);
- Simultano utiskivanje vode i plina (engl. *Simultaneous WAG – SWAG*)
- WAG u uvjetima miješanja (engl. *Miscible WAG – MWAG*)
- WAG u nemješivim uvjetima (engl. *Immiscible WAG – IWAG*)
- Naizmjenično utiskivanje polimerne otopine i ugljikovog dioksida (engl. *Polymer Alternating Water, PAG*)

Svaka od navedenih metoda ima svoje područje primjene, no najčešće korištena metoda je WAG metoda s određenim modifikacijama. Iako kontinuirano utiskivanje CO<sub>2</sub> ima mnoge prednosti, postoje nedostaci u vidu visokog, odnosno nepovoljnog omjera mobilnosti, što znači da će CO<sub>2</sub> prostrujati pornim prostorom do proizvodne bušotine bez obuhvaćanja zona zaostale nafte. Također, iz tog će razloga uskladištenje CO<sub>2</sub> biti neučinkovito. Korištenjem WAG metode utiskivanja moguće je povećati mobilnost nafte, povećati volumetrijski obuhvat i efikasnost istiskivanja (engl. *sweep efficiency*). Općenito, efikasnost istiskivanja WAG metodom može se izraziti pomoću tri parametra (Jednadžba 2-1.):

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

gdje su

$E_v$  vertikalni obuhvat

$E_h$  horizontalni obuhvat i

$E_m$  mikroskopska efikasnost istiskivanja.

Sva tri navedena parametra efikasnosti istiskivanja fluida (na makroskopskoj i mikroskopskoj razini) ponajviše ovise o stabilnosti potiskujuće fronte koja je definirana omjerom mobilnosti fluida (Ahmed i Meehan, 2011). Omjer mobilnosti dvaju fluida ( $M$ ) kao jedan od ključnih parametara za efikasno istiskivanje, definiran je kao omjer mobilnosti potiskujućeg i potiskivanog fluida, a opisuje ga (Jednadžba 2-2.):

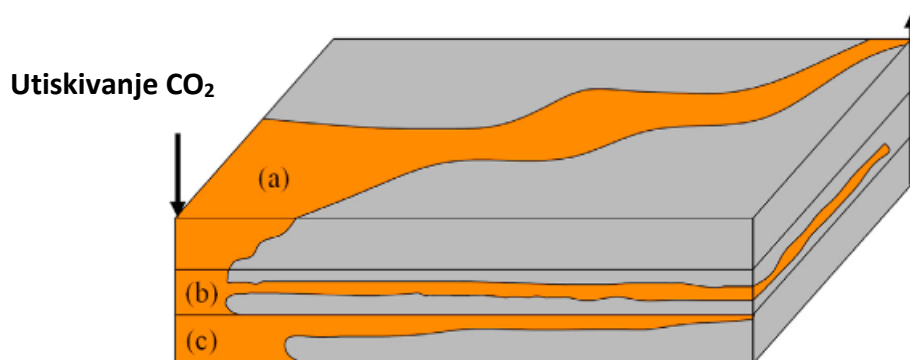
$$M = \frac{\lambda_{istiskujući}}{\lambda_{istiskivani}} = \frac{k_{rg(w)} / \mu_{g(w)}}{k_{ro} / \mu_o} \quad (2 - 2.)$$

gdje su

$k_{ro}$ ,  $k_{rg}$  i  $k_{rw}$  relativne propusnosti, a

$\mu_o$ ,  $\mu_g$  i  $\mu_w$  viskoznosti za naftu, plin i vodu.

Omjer mobilnosti veći od 1 smatra se nepovoljnom, dok se omjer mobilnosti jednak ili manji od 1 smatra povoljnim. Omjer mobilnosti veći od 1 ( $M > 1$ ) smatra se nepovoljnim iz razloga što ukazuje da potiskujući fluid, u ovom slučaju  $CO_2$  i voda, zbog manje viskoznosti struje brže od potiskivane nafte. Takvi nepovoljni uvjeti uzrokuju prstoliko prodiranje (engl. *viscous fingering*), gravitacijsku segregaciju te manji volumetrijski obuhvat, a time brži prodor  $CO_2$  do proizvodne bušotine, manji iscrpak nafte i manju retenciju  $CO_2$  (Slika 2-3.). Povećana heterogenost ležišta, poput reda veličine različitih vrijednosti propusnosti u istom sloju, dodatno otežava kontrolu mobilnosti istiskujućeg fluida (Massarweh i Abushaikha, 2020). Iz Jednadžbe (2-2.) je vidljivo da se omjer mobilnosti može poboljšati smanjenjem viskoznosti nafte i smanjenjem relativne propusnosti plina/vode, odnosno povećanjem relativne propusnosti za naftu i povećanjem viskoznosti plina/vode.

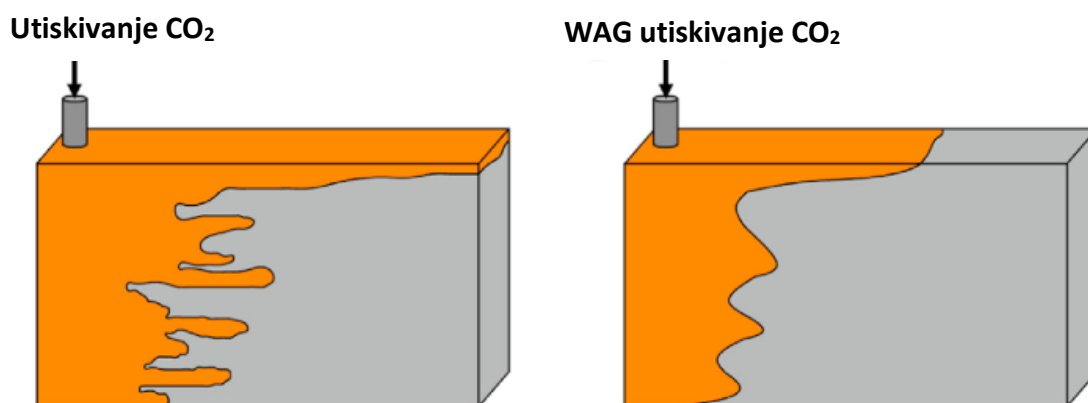


Slika 2-3. Shematski prikaz uzroka lošeg istiskivanja: (a) loš površinski obuhvat; (b) prstoliko probijanje; (c) gravitacijska segregacija (preuređeno iz Massarweh i Abushaikha, 2020)

Glavna uloga WAG procesa je kontrola mobilnosti i sprečavanje prstolikog probijanja istiskujućeg fluida, povećanjem zasićenja vodom u ležištu, a time smanjenjem relativne propusnosti  $CO_2$  (Slika 2-4.). Kako bi se isplanirala optimalna WAG strategija potrebno je uzeti u obzir petrofizikalne parametre, zasićenja fluidima, stupanj heterogenosti ležišta, relativne propusnosti fluida, omjer utiskivanja, raspored bušotina, tlakove utiskivanja, dubinu utiskivanja i debljinu sloja (Massarweh i Abushaikha, 2020). WAG metoda objedinjuje prednosti vode i plina kao fluida za istiskivanje nafte. Efikasnije istiskivanje nafte na mikroskopskoj razini

postiže se plinom, a na makroskopskoj razini vodom (Christensen i dr., 2001). WAG metodom se također smanjuje potrebna količina CO<sub>2</sub> i korozija opreme za utiskivanje.

Dodavanjem već i male koncentracije polimera u utiskivanu vodu (engl. *Polymer Assisted WAG*) znatno se povećava njena gustoća i smanjuje relativna propusnost za vodu, što će rezultirati smanjenjem omjera mobilnosti vode u odnosu na naftu.



Slika 2-4. Shematski prikaz usporedbe kontinuiranog utiskivanja CO<sub>2</sub> i WAG utiskivanja (preuređeno iz Massarweh i Abushaikha, 2020).

Polimeri se koriste kako bi se postigao bolji omjer mobilnosti između nafte i vode. Najčešće se utiskuju u kombinaciji sa surfaktantima, pri čemu dolazi do povećanja viskoznosti vode i smanjenja relativne propusnosti za vodu, uz mogući poželjan efekt smanjenja vodomogućivosti i posljedično pokretanje vode koja zarobljava naftu na pornoj razini. Zbog tih promjena mijenja se, odnosno smanjuje, omjer mobilnosti što dovodi do lakše proizvodnje nafte. Upotreba polimera se pokazala uspješnom u heterogenim ležištima i ležištima s viskoznom naftom. Visoke temperature, velika udaljenost među bušotinama i povećani salinitet loše utječu na stabilnost polimera. Polimerne otopine visoke viskoznosti istiskuju ne samo naftu, već i vodu iz poroznog medija te su u interakciji sa stijenom. To uzrokuje adsorpciju molekula polimera koje izlaze iz otopine na površinu poroznog medija i pokrivaju kanale ili ometaju filtraciju vode. Otopina polimera ulazi u visokopropusne slojeve i na račun povećanja viskoznosti otopine i smanjenja propusnosti dolazi do značajnog smanjenja dinamičke heterogenosti protjecanja fluida i, posljedično, povećanja obuhvata ležišta vodom (Vulin, 2020).

### 3. MODIFIKACIJA POČETNOG MODELA LEŽIŠTA ZA POKLAPANJE S HISTORIJATOM PROIZVODNJE

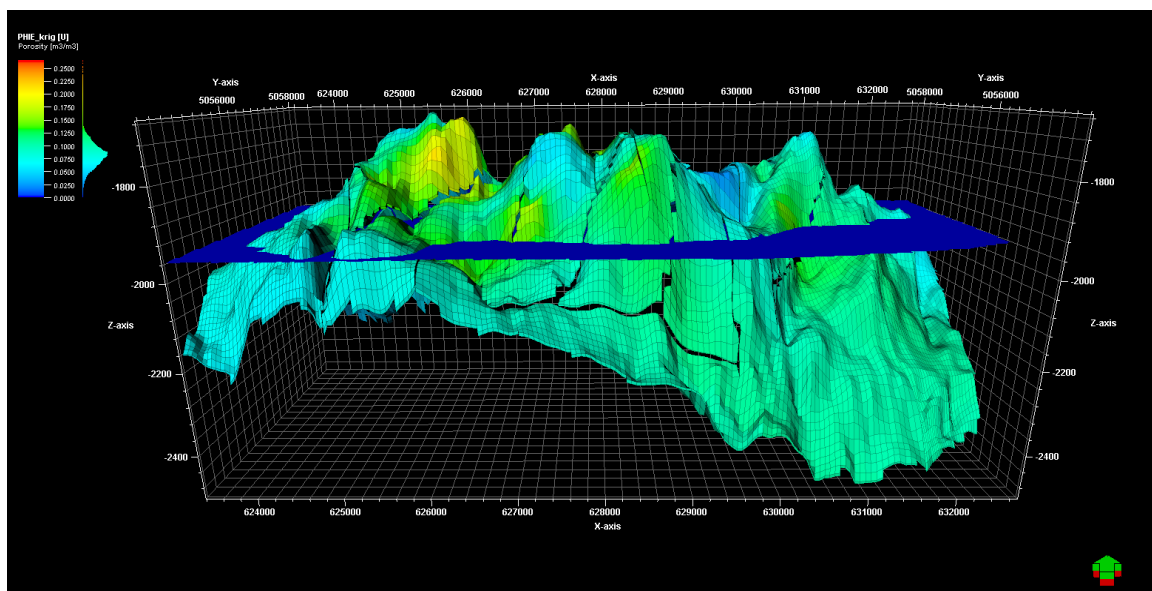
Modeliranje ležišta je proces koji se koristi za stvaranje virtualnog prikaza ležišta nafte ili plina. Korištenjem podataka karotažnih mjerenja, laboratorijskih mjerenja te seizmičkih istraživanja, izrađuje se detaljni, trodimenzionalni geološki model ležišta, oponašajući strukturu i petrofizikalna svojstva stvarnog ležišta. Takav 3D numerički prikaz ležišta ugljikovodika će omogućiti proučavanje polja, planiranje razvoja i upravljanja ležištem. Temeljni cilj ovog rada je procjena izvedivosti CO<sub>2</sub> – EOR procesa hrvatskog polja Dravske depresije uz istovremeno skladištenje CO<sub>2</sub>. Ležišna stijena stratigrafski pripada periodu Miocena, a matična stijena je dolomit i vapnenačka breča. Za potrebe rada korišten je 3D geološki model ležišta izrađen u programu Petrel RE.

#### 3.1 Opis 3D modela

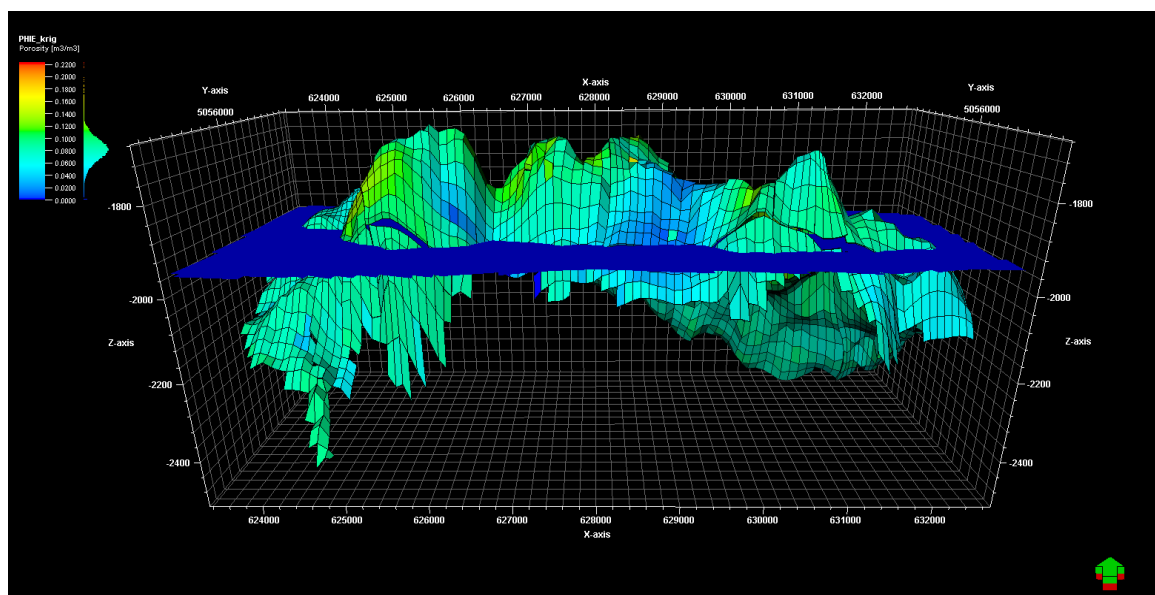
Originalni model ležišta (Slika 3-1.) se sastoji od mreže 934 800 ( $190 \times 82 \times 60$ ) ćelija (engl. *cell grid*) u X-Y-Z kartezijskom koordinatnom sustavu, što znači da je veoma detaljno izrađen te zahtijeva veliku računalnu snagu. Iz tog razloga, i za potrebe ovog rada, broj ćelija originalnog modela je smanjen, odnosno, model je homogeniziran (engl. *upscaling*). Homogenizacija je postupak osrednjavanja vrijednosti ćelija (ili generalno, poopćavanje bilo kojeg svojstva) u kojem se statičke i dinamičke karakteristike modela u finom mjerilu trebaju aproksimirati onima modela u grubom mjerilu. Cilj homogenizacije je smanjenje broja ćelija kako bi se smanjilo potrebno vrijeme simulacija uz što je manji mogući gubitak rezolucije modela (Qi i Zhang, 2009). Iako je umanjivanje modela nekad poželjno, prilikom procesa homogenizacije, zbog heterogenosti ležišta, može doći do gubitka reprezentativnosti modela, a samim time i njegove iskoristivosti. Neki uobičajeni problemi povezani s homogenizacijom ležišta uključuju gubitak heterogenosti i uvođenje umjetnih barijera protoku fluida. Dodatno, izbor metode homogenizacije i rezolucija ulaznih podataka također mogu utjecati na konačnu kvalitetu modela. U ovom slučaju, kao primjer problema koji nastaju prilikom homogenizacije bio je zasićenje naftom u ćelijama koje se nalaze ispod kontakta nafte i vode, pri čemu se radi o velikom volumenu ćelije (pošto je svrha homogenizacije bila smanjiti broj ćelija kako bi bilo izvedivo pokretanje simulacijskih modela na raspoloživim računalima fakulteta). Originalni model (Slika 3-1.) sadrži ćelije prosječne duljine 50 m u X i Y smjeru, a homogenizirani model (Slika 3-2.) se sastoji od mreže 77 080 ćelija ( $94 \times 41 \times 20$ ), prosječne duljine ćelija 102 m u X



i Y smjeru, dok su duljine ćelija po dubini, odnosno u Z smjeru zadržane (zbog komplikacija s raspodjelama zasićenja u prvim iteracijama postavljanja modela, i iz razloga što se radi o, u usporedbi s drugim hrvatskim ležištima, slojevima velike debljine) te iznose prosječno 10 m. Iz originalnog modela izvedena je samo zona breče (postoje još tri pliće i jedna dublja zona) radi pojednostavljenja, budući da je procijenjeno da ta zona obuhvaća više od 90% OOIP-a.



Slika 3-1. Prikaz poroznosti u ćelijama originalnog 3D modela



Slika 3-2. Prikaz poroznosti u ćelijama homogeniziranog 3D modela

Osim statičkog 3D modela polja, korišteni su i sljedeći, poznati ulazni podaci: petrofizikalna svojstva ležišne stijene, početno zasićenje vodom, udio pornog prostora zasićen ugljikovodicima (engl. *Net-to-gross ratio - NTG*) te kontakt nafte i vode. U modelu su također

i već izrađene sve proizvodne, utisne i mjerne bušotine. Ostali korišteni ulazni podaci za izradu dinamičkog modela su ležišna studija fluida polja, kompletna PVT studija polja, baza podataka o dinamici proizvodnje fluida – nafte, vode i plina, baza podataka o utiskivanju vode te podaci o srednjim vrijednostima ležišnog tlaka tokom proizvodnje. Tablica 3-1. prikazuje raspone vrijednosti ulaznih parametara.

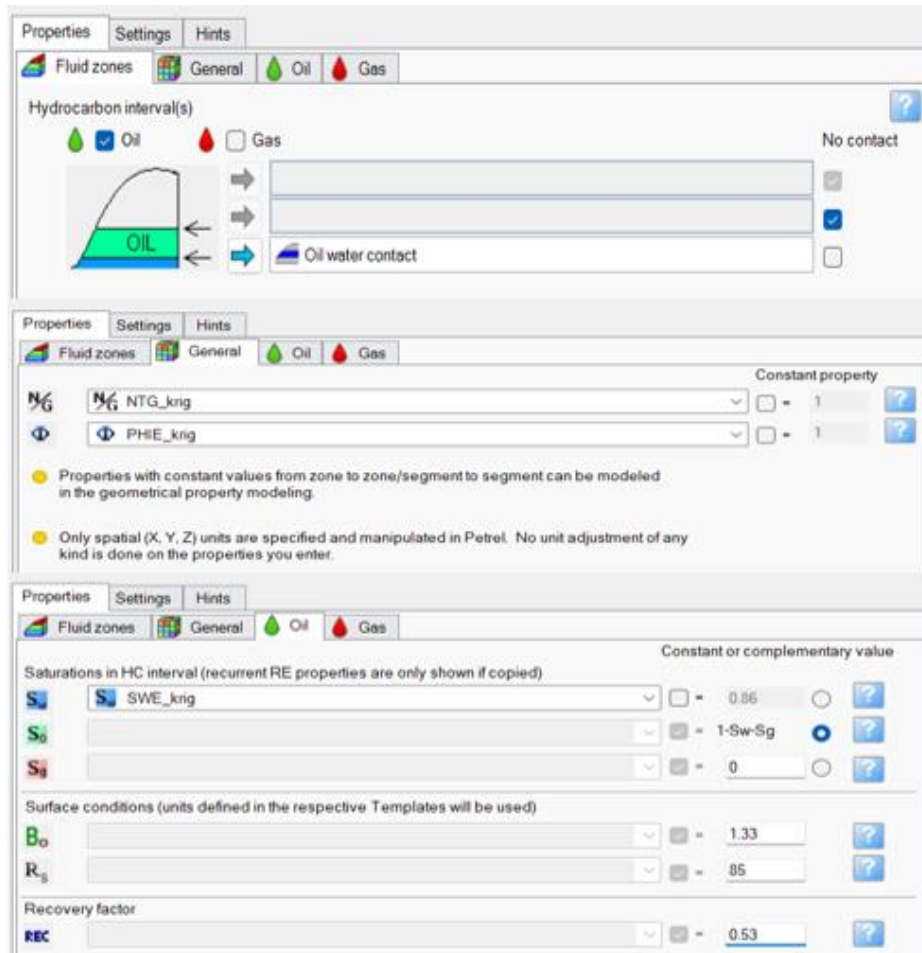
Tablica 3-1. Prikaz vrijednosti ulaznih podataka

<b>Parametar</b>	<b>Vrijednosti</b>	<b>Medijan</b>
<b>Propusnost XY, mD</b>	0 - 8044700	2520.36
<b>Propusnost Z, mD</b>	0 - 601917	294.09
<b>Poroznost, %</b>	0 - 22	8
<b>Inicijalno zasićenje vodom, %</b>	11 - 100	92
<b>Početni ležišni tlak, bar</b>	192.5	
<b>Početna ležišna temperatura, °C</b>	125	
<b>Volumni faktor nafte, <math>\text{rm}^3/\text{sm}^3</math></b>	1.33	
<b>Faktor otopljenog plina, <math>\text{sm}^3/\text{sm}^3</math></b>	80	
<b>Dubina kontakta nafte i vode, m</b>	-1955	

### 3.2 Inicijalizacija modela

Inicijalizacija simulacijskog modela ležišta je proces u kojem se potvrđuje konzistentnost ulaznih i volumetrijskih podataka u odnosu na geološki model ležišta. Simulacijski model ležišta bi trebao biti u dinamičkoj ravnoteži na početku proizvodnje. Kako bi se inicijalizirao dinamički simulacijski model potrebno je definirati početna zasićenja nafte, plina i vode, petrofizikalne vrijednosti propusnosti, poroznosti, udio pornog prostora zasićenog ugljikovodicima te vrijednosti početnog tlaka statičkog ležišnog modela. Sve navedene vrijednosti moraju biti definirane određenom dubinom. Također, prilikom inicijalizacije je potrebno provesti simulaciju volumetrijskog proračuna kojim se osiguravaju jednake vrijednosti rezervi i ukupno pridobivih količina ugljikovodika u modelu s obzirom na stvarno dokazane vrijednosti rezervi i ukupno pridobivih količina ugljikovodika određenog ležišta. Ulazni podaci za volumetrijski proračun su svojstva (engl. *properties*): dubina kontakta nafte i vode, „Net/Gross“ omjer – NTG\_krig, poroznost – PHIE\_krig i početno zasićenje vodom – SWE\_krig koji su uneseni kao vrijednosti pojedine ćelije. Nadalje, potrebno je unijeti i volumni faktor nafte -  $B_o$ , faktor otopljenog plina –  $R_s$  te koeficijent iscrpka nafte – RF (engl. *Recovery*

*Factor*) kako su zabilježeni u PVT studiji i elaboratu o stanju rezervi polja (Slika 3-3.). Usporedbom stvarnih utvrđenih rezervi ugljikovodika zabilježenih u elaboratu i simuliranih, očito je da je postignuto zadovoljavajuće poklapanje (Tablica 3-2.).



Slika 3-3. Prikaz simulacije volumetrijskog proračuna rezervi

Tablica 3-2. Usporedba stvarno utvrđenih i simuliranih rezervi

	Nafta		Naftni plin	
	Utvrđeno	Simulirano	Utvrđeno	Simulirano
<b>Ukupne rezerve (OOIP), m<sup>3</sup></b>	34.011 E+06	34.326 E+06	2 738 E+06	2 746 E+06
<b>Pridobive rezerve, m<sup>3</sup></b>	17.851 E+06	18.193 E+06	1 594 E+06	1 592 E+06

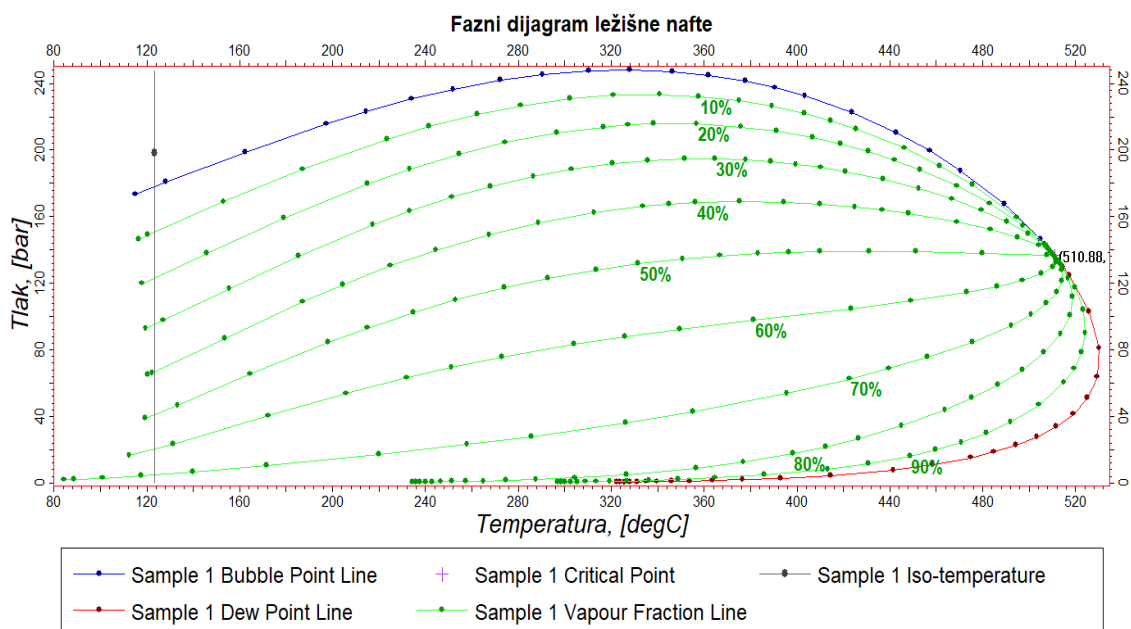
Nadalje, potrebno je definirati ležišni fluid, naftu. Računalni paket Eclipse kompanije Schlumberger, set je pre-procesora, simulatora i post-procesora za simulaciju ležišta nafte i plina, a uključuje Eclipse 100 i Eclipse 300 simulator. Eclipse 100 rješava jednadžbe za sustave opisive PVT tablicama (engl. *black oil*), uz pretpostavku da fazno ponašanje ugljikovodika ovisi isključivo o promjeni tlaka, dok se Eclipse 300 koristi za komponentni (engl. *compositional*) model fluida i termalne simulacije. Za potrebe ovog diplomskog rada korišten je Eclipse 300 modul, koji omogućava simulaciju ležišta kod kojeg dolazi do promjene u sastavu ležišnog fluida po dubini. Uz jednak raspon mogućnosti simulacije kao i Eclipse 100, Eclipse 300 modul omogućava još i simulaciju kemijskih reakcija te simulacije utiskivanja i geološkog skladištenja tj. sekvestracije CO<sub>2</sub> (Varga, 2019; Schlumberger, 2014).

Ležišna nafta učitana je u simulator kao .PVO Eclipse datoteka kojom su definirani sastav nafte, kritični tlakovi i temperature, volumni pomaci, acentrični faktori te binarni interakcijski parametri. Radi se o prethodno podešenoj jednadžbi stanja, na temelju usklađenog sastava novijeg datuma i od datuma prije proizvodnje iz ležišta. Sva priprema PVT modela, uključujući dijeljenje plus frakcije, je napravljena unutar drugog diplomskog rada (Krnarić, 2022) i dokazuje složenost pripreme podataka prije same simulacije. Ležišni fluid prikazanog sastava (Tablica 3-3.;Slika 3-4.) simuliran je Peng-Robinson kubičnom jednadžbom stanja. Prilikom definiranja ležišnog fluida potrebno je unijeti početne uvjete tlaka i temperature u ležištu (Slika 3-5.). Zatim je potrebno u modelu definirati dodatna svojstva stijene i odnose propusnosti fluida u ležištu. U idealnom slučaju, postojala bi laboratorijska mjerenja jezgara (engl. *core analysis*) kojima se točno određuju vrijednosti kompresibilnosti stijene, krivulje relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka, no zbog zahtjevnosti i cijene takvih mjerenja to često nije slučaj. U ovom radu krivulje relativnih propusnosti generirane se programom Petrel koristeći Corey-eve empirijske korelacije. Nakon što su modelu definirani svi ulazni podaci,

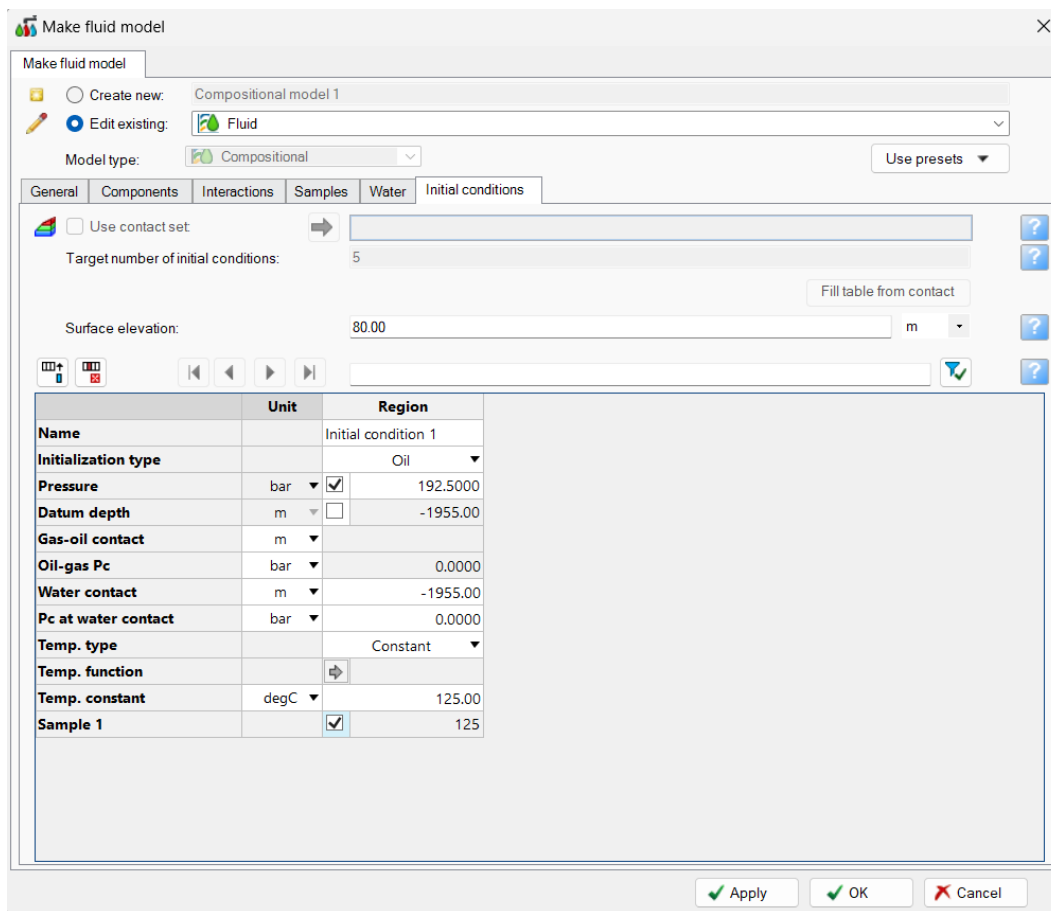
inicijalizacija modela je zaključena i započinje faza usklađivanja povijesti proizvodnje (engl. *History Matching, HM*).

Tablica 3-3. Sastav ležišne nafte (Krznarić, 2022)

	Mol. udio	TC	PC	acc. faktor	$\Omega_a$	$\Omega_b$	$V_c$	M	TB	$\gamma$	Vol. pomak
	%	°C	bar				m <sup>3</sup> /kg mol	kg/mol	°C		
N <sub>2</sub>	0,56	-147,28	33,92	0,01			0,09	28,01	-195,75	1,03	-0,15
CO <sub>2</sub>	21,12	30,94	73,98	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	-0,10
C <sub>1</sub>	17,84	-82,51	46,41	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,41	-0,15
C <sub>2</sub>	3,25	32,11	48,84	0,10			0,15	30,10	-88,55	0,55	-0,10
C <sub>3</sub>	2,34	96,67	42,57	0,15			0,20	44,10	-42,05	0,58	-0,09
iC <sub>4</sub>	0,44	134,83	36,48	0,18			0,26	58,10	-11,75	0,60	-0,08
nC <sub>4</sub>	0,93	151,83	37,97	0,20	0,46	0,08	0,26	58,10	-0,45	0,60	-0,06
iC <sub>5</sub>	0,28	187,67	33,31	0,23			0,31	72,20	27,85	0,62	-0,04
nC <sub>5</sub>	0,35	196,44	33,75	0,25			0,30	72,20	36,05	0,63	-0,04
C <sub>6</sub>	0,30	234,50	30,32	0,30			0,37	86,20	68,75	0,66	-0,01
C <sub>7</sub> -C <sub>11</sub>	20,88	389,97	25,48	0,42			0,55	150,92	179,52	0,81	0,01
C <sub>12</sub> -C <sub>15</sub>	10,97	512,36	18,15	0,63			0,85	222,39	301,96	0,87	0,07
C <sub>16</sub> -C <sub>36</sub>	20,73	644,88	11,81	0,95			1,36	356,86	464,45	0,93	0,22



Slika 3-4. Fazni dijagram ležišne nafte



Slika 3-5. Definiranje početnih vrijednosti tlaka i temperature ležišta

### 3.3 Usklađivanje povijesti proizvodnje

Simulacijski model ležišta potrebno je uskladiti s povijesti proizvodnje stvarnog ležišta. Usklađivanje modela s povijesti proizvodnje ležišta dugotrajan je proces koji zahtjeva interdisciplinarni pristup koji se može opisati kao metoda pokušaja i pogreške, te uključuje mnogobrojne simulacijske slučajeve, ali omogućuje nužne prepravke 3D geološkog modela i poboljšanje kvalitete procjene petrofizikalnih parametara (Varga, 2019). Također, kako bi se pouzdano moglo simulirati predviđanje buduće dinamike i EOR scenarija, neophodno je uskladiti model s povijesti proizvodnje. Najveći izazov usklađivanja modela s povijesti proizvodnje predstavlja nepouzdanost podataka o karakteristikama ležišta. Pomoću analize osjetljivosti parametara (engl. *sensitivity analysis*) može se utvrditi koji parametri imaju najveći utjecaj na ponašanje ležišta.

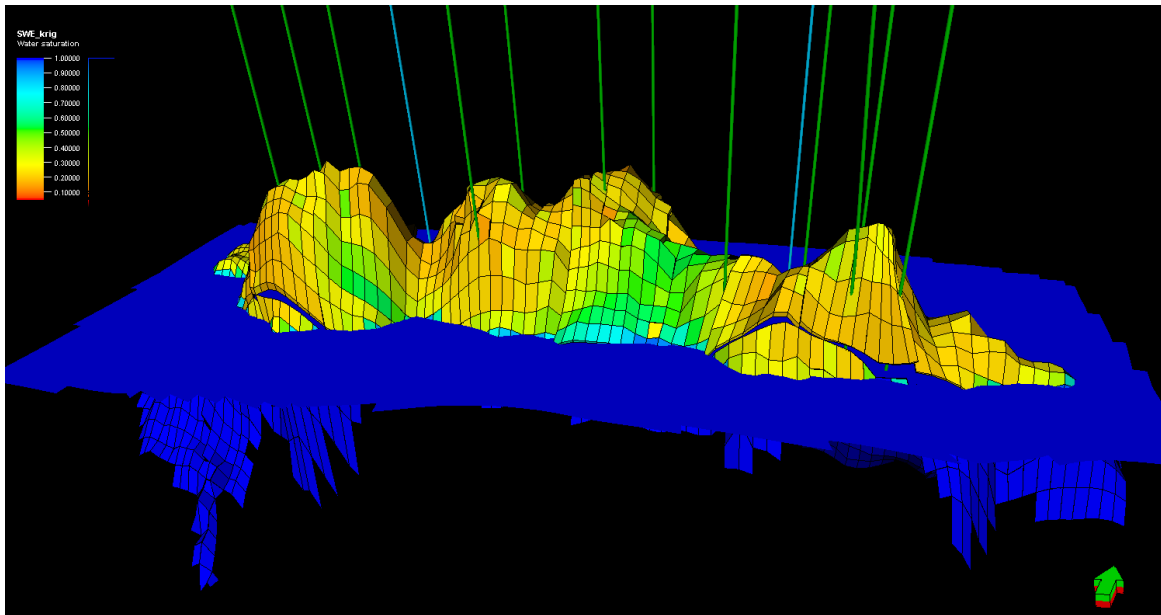
Tijekom usklađivanja proizvodnje, nužno je konstantno modificirati ležišne parametre koji se mogu podijeliti u dvije skupine – volumetrijski i protočni parametri (Tablica 3-4.; Ivanova Vakova, 2014).

Tablica 3-4. Volumetrijski i protočni parametri koji utječu na usklađivanje modela

<b>Volumetrijski parametri</b>	<b>Protočni parametri</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• kontakt nafta/voda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• distribucija poroznosti</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• porni volumen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• distribucija propusnosti</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• kompresibilnost stijene</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• transmisibilnost rasjeda</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• komponentni sastav fluida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• krivulje relativnih propusnosti</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• krivulje kapilarnog tlaka</li> </ul>

U ovom radu usklađivanje proizvodnje rađeno uz istovremeno praćenje i usklađivanje podataka o ležišnom tlaku, kumulativnoj proizvodnji nafte, vode i plina, omjeru plina i nafte – GOR, omjeru vode i nafte – WOR te utisu vode u ležište.

Pregledom baze podataka o proizvodnji nafte po bušotinama, za potrebe ovog rada odabrano je 11 reprezentativnih bušotina koje su imale najveću proizvodnju nafte od početka proizvodnje, kako bi se smanjilo vrijeme simulacijskih slučajeva. Također, strateški su odabrane i dvije utisne bušotine za vodu s obzirom na to da je ležište gotovo od početka rada bilo zavodnjavano. Bušotine su odabrane tako da bude zahvaćena većina ležišta. Slika 3-6. prikazuje proizvodne i utisne bušotine korištene prilikom usklađivanja modela s historijatom ležišta.



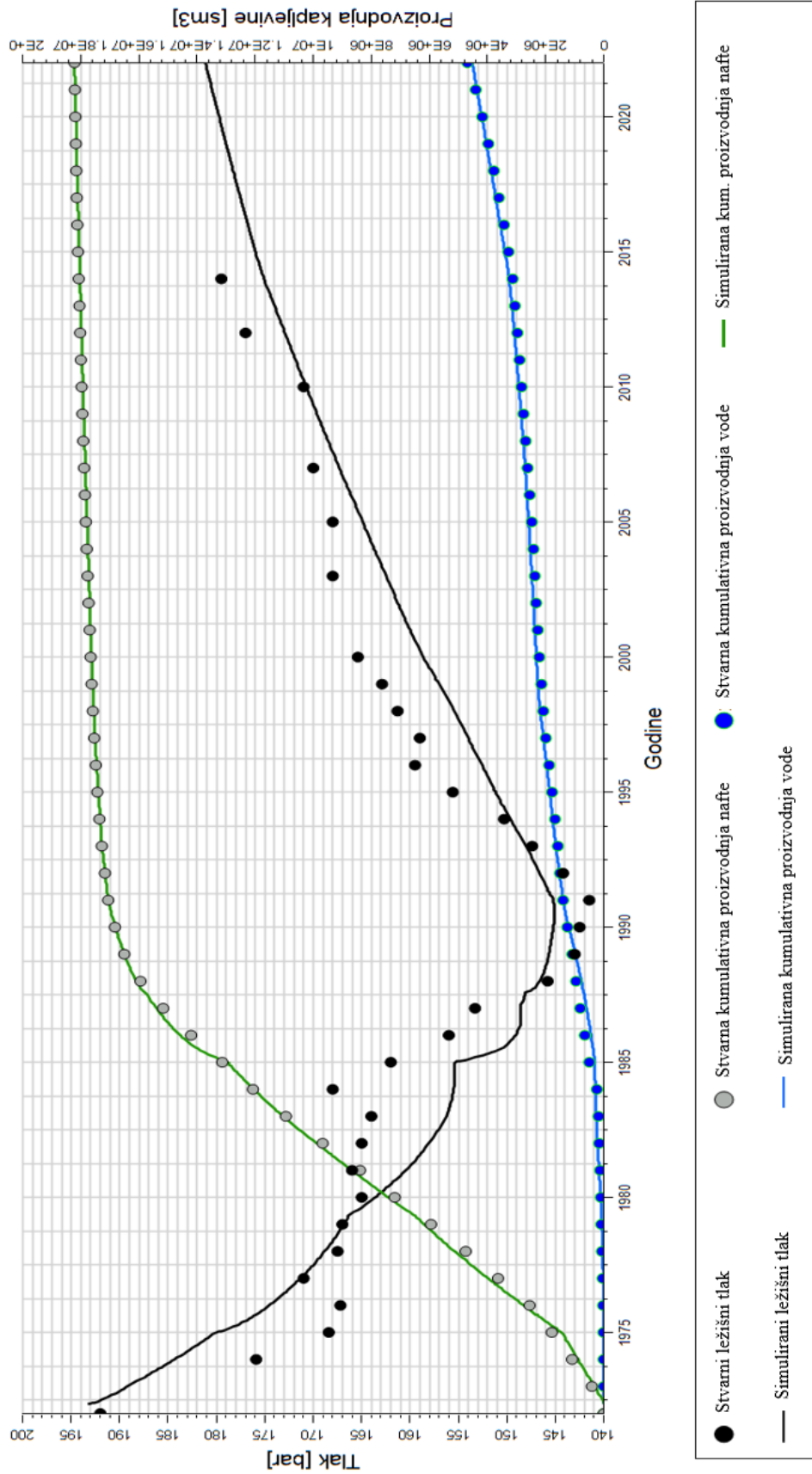
Slika 3-6. Prikaz modela ležišta sa 11 proizvodnih (zeleno) i 2 vodo-utisne bušotine (plavo)

Prije početka simulacija je potrebno definirati slučaj (engl. *case*) i strategiju proizvodnje i utiskivanja vode. Početak simulacije je 5. svibnja 1972. godina, kada je polje i u stvarnosti počelo s proizvodnjom, a završetak simulacije određen je 1. siječnja 2022. godine. U stvarnosti je ležište proizvodilo elastičnim režimom i režimom potiska vode, a već nakon tri godine proizvodnje ležište se počelo zavodnjavati. Prosječna dnevna proizvodnja nafte tog polja tijekom cijelog radnog vijeka iznosi oko  $86 \text{ m}^3$  po danu s prosječnim sadržajem vode od 66 %. Polje proizvodi naftu još i danas, no veoma malim brzinama protjecanja i trenutno je u fazi procjene za potencijalne projekte tercijarnih metoda povećanja iscrpka nafte.

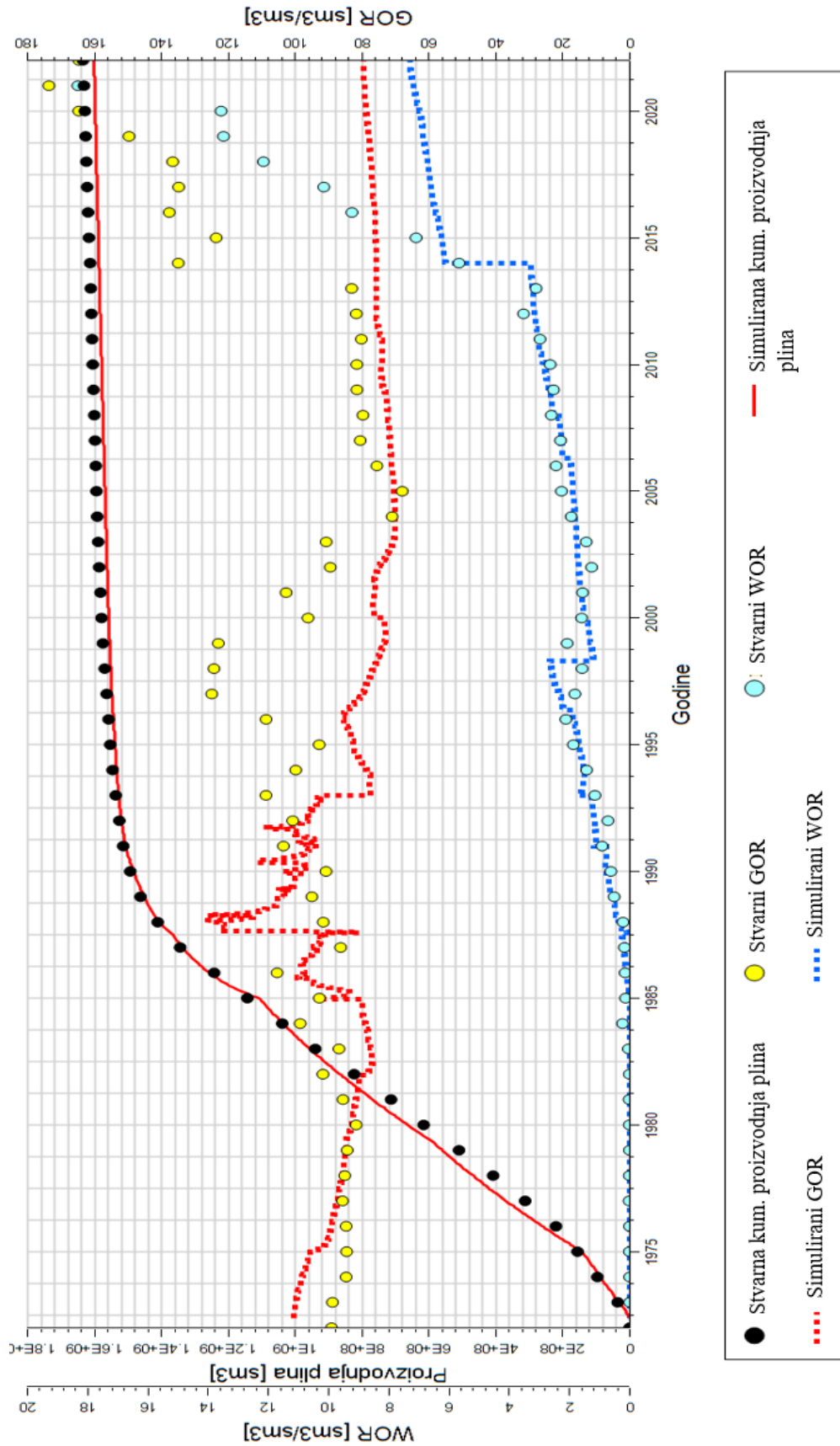
Proizvodnim bušotinama dodijeljene su granične vrijednosti protoka nafte, a utisnim granične vrijednosti protoka, odnosno utisa vode. Simulator je programiran da drži protok bušotina na tom maksimalnom protoku, no zbog pada tlaka oko bušotine, zavodnjavanja bušotine i drugih bušotinskih efekata, maksimalni protok je teško održati. Upravo zbog normalnih i očekivanih pojava poput zavodnjavanja bušotine, kroz proces usklađivanja su potrebne brojne modifikacije i volumetrijskih i protočnih parametara ležišta i fluida kako bi poklapanje bilo zadovoljavajuće. Neke od korištenih modifikacija su promjena maksimalnog protoka, zatvaranje najdubljih intervala bušotine, potpuno zatvaranje bušotine, promjena promjera bušotine i slični postupci. Također, originalno generiranim krivuljama relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka se nisu mogli ostvariti željeni protoci fluida u ležištu, kao ni ključni parametri poput kritičnog zasićenja vodom i rezidualnog naftnog zasićenja koji su zabilježeni u stvarnosti, pa je stoga bilo potrebno mijenjati krivulje do postizanja zadovoljavajućih rezultata. Pojedine parametre povijesti proizvodnje je lakše uskladiti od



ostalnih, kako je i prikazano (Slika 3-7. i Slika 3-8.), no i parametri koji nisu savršeno ujednačeni nalaze se u prihvatljivom rasponu pogreške. Kvaliteta HM-a je generalno određena dobrim poklapanjem simuliranih i stvarnih podataka, no treba imati na umu da, ako je model dobro usklađen, ali modifikacije parametara nisu u praksi realistične, rezultati bi se trebali sagledavati s određenom sumnjom. Također, netočno i nekonzistentno bilježenje podataka proizvodnje kroz povijest uzrokovat će probleme prilikom usklađivanja. Usklađivanje povijesti proizvodnje je zaista vremenski iscrpan postupak koji zahtjeva razumijevanje svakog pojedinog petrofizikalnog parametra te općenito razumijevanje višefaznog protoka fluida u stijeni.



Slika 3-7. Grafički prikaz rezultata simulirane proizvodnje u odnosu na stvarnu proizvodnju



Slika 3-8. Grafički prikaz rezultata simulirane proizvodnje plina, GOR-a i WOR-a u odnosu na stvarnu proizvodnju

### 3.4 CO<sub>2</sub> – EOR scenarij

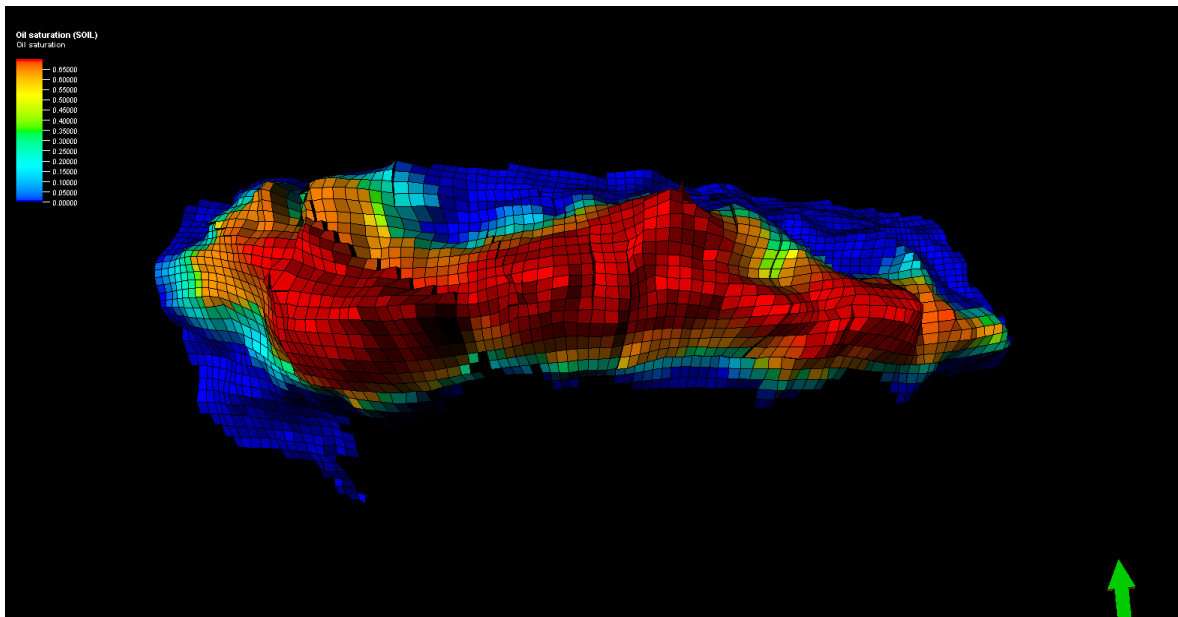
Nakon postizanja zadovoljavajućeg usklađivanja modela s povijesti proizvodnje, kreće se u planiranje strategije tercijarnih metoda povećanja iscrpka, a to je u ovom slučaju utiskivanje ugljikovog dioksida. Kako je već spomenuto, cilj ovog rada je procijeniti optimalni scenarij utiskivanja ugljikovog dioksida sa što većim dodatnim iscrpkom nafte i što većim uskladištenjem utisnutog CO<sub>2</sub>.

U ovom radu su razmatrani slučajevi kontinuiranog utiskivanja CO<sub>2</sub> i naizmjeničnog utiskivanja CO<sub>2</sub> i vode (WAG utiskivanje) te WAG utiskivanja s dodatkom određene koncentracije polimera u vodu mijenjanjem parametara tlaka utiskivanja, volumena utiskivanja, dubine utiskivanja, udaljenosti utisnih od proizvodnih bušotina i koncentracije polimera.

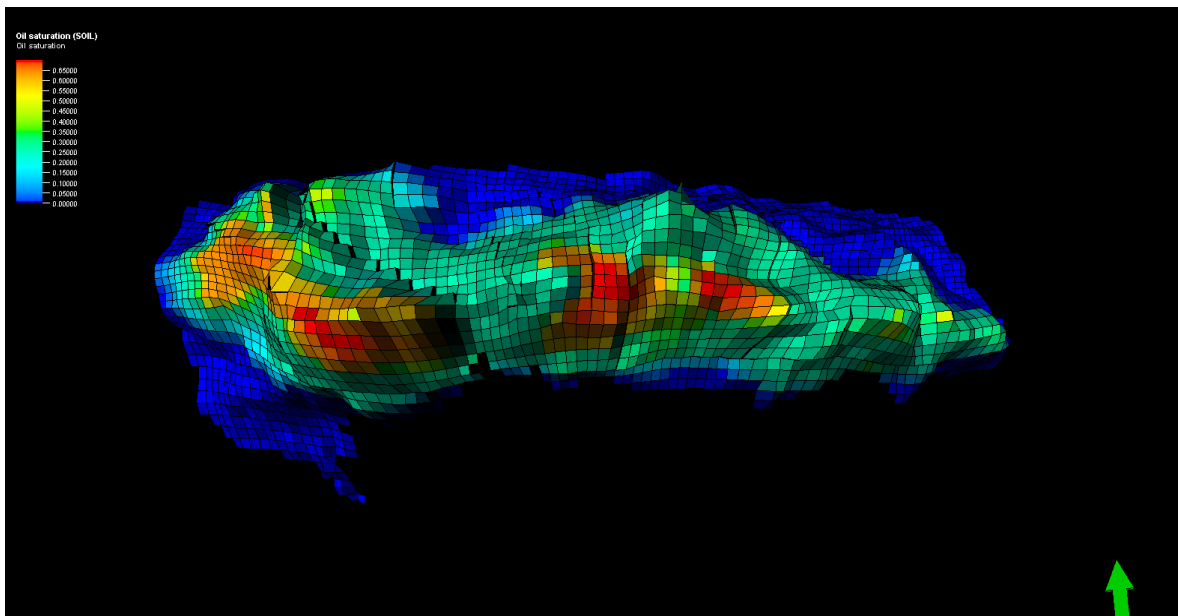
#### 3.4.1 *Odabir proizvodnih i utisnih bušotina*

Dosad je mnogim istraživanjima dokazano kako je raspored proizvodnih i utisnih bušotina u procesu CO<sub>2</sub>-EOR vrlo važan za postizanje definiranih ciljeva. Prema Mandadige i dr. (2016), povećanjem udaljenosti između utisnih bušotina isprva dolazi do smanjenja proizvodnje nafte, a kasnije do povećanja. To je zato što povećanje udaljenost između bušotina utječe na produktivnost ležišta na dva različita načina. S jedne strane, povećanjem udaljenosti između utisnih bušotina smanjuje se količina utisnutog CO<sub>2</sub> u određenu zonu ležišta, a time je manji i volumetrijski obuhvat te zone. S druge strane, smanjenje udaljenosti između utisnih bušotina, te utiskivanje visoko stlačenog ugljikovog dioksida u ležište uzrokuje visok tlak u porama ležišta oko utisnih bušotina, a time se smanjuje injektivnost susjednih bušotina. Posljedično, zbog smanjenja injektivnosti za susjedne bušotine za vodu i za plin, dolazi do smanjenja injektivnosti i za upravo tu utisnu bušotinu. Navedeno implicira da je održavanje neke optimalne udaljenosti između utisnih i proizvodnih bušotina neophodno za učinkovito utiskivanje CO<sub>2</sub> u ležište.

Kako bi se strateški odabrale bušotine za EOR scenarij, korištena je opcija programa Petrel za vremensko prikazivanje zasićenja fluidima u 3D prikazu rešetke modela. Odabrano je prikazivanje zasićenja naftom, kako bi se utvrdile zone rezidualnog zasićenja naftom. 3D prikazom rešetke modela prikazano je zasićenje naftom na početku proizvodnje, 1972. godine (Slika 3-9.) i na kraju simulacije historijata, 2022. godine (Slika 3-10.).

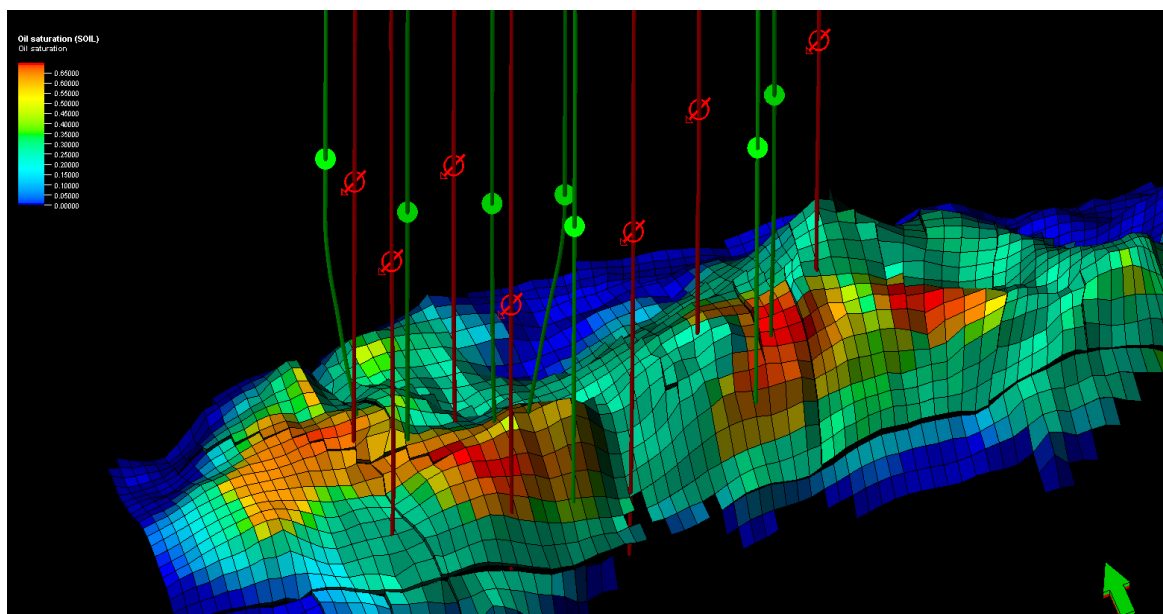


Slika 3-9. Zasićenje naftom na samom početku proizvodnje



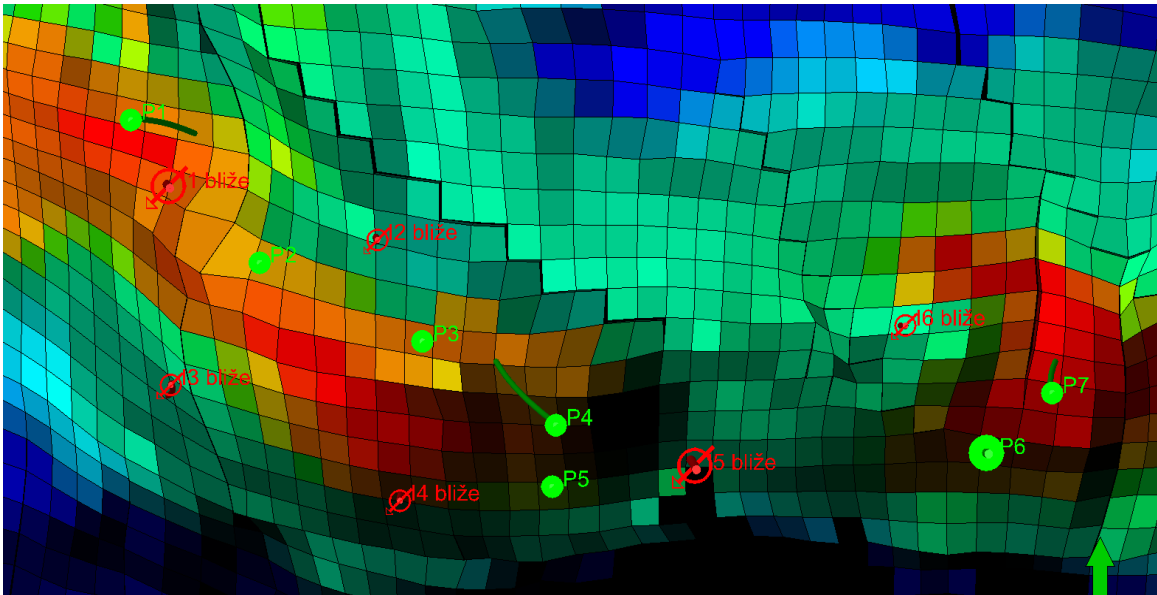
Slika 3-10. Zasićenje naftom na kraju simulacije historijata, 2022. godine

Bušotine su odabrane tako da se i utisne i proizvodne što više nalaze u zonama većeg zasićenja naftom. Prikazane su odabrane bušotine (Slika 3-11.).

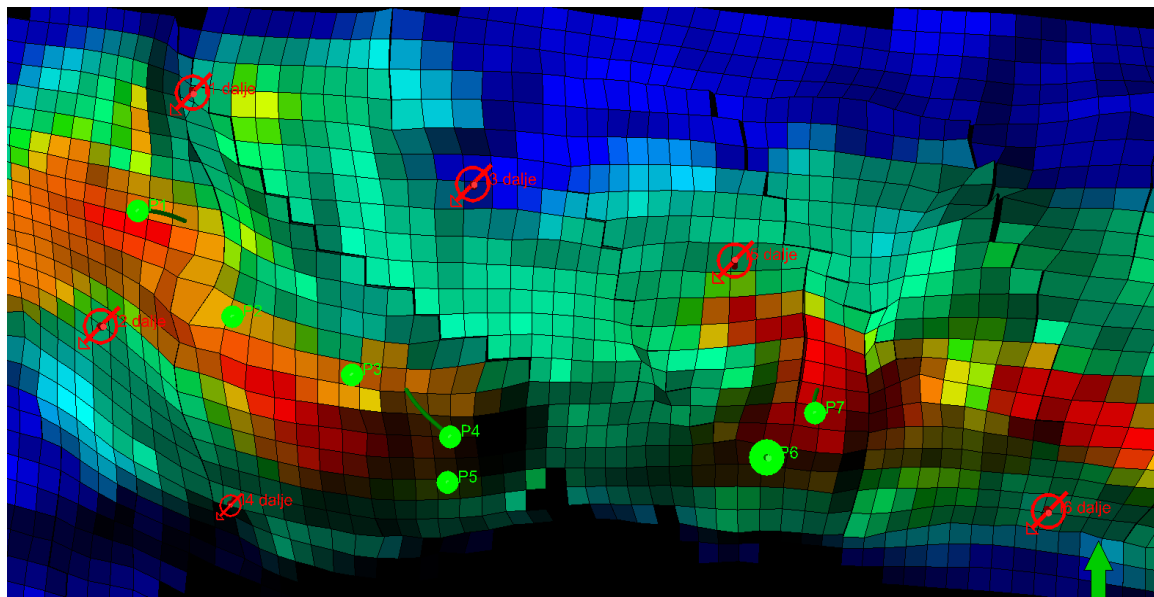


Slika 3-11. 3D ortografski prikaz ležišta sa proizvodnim (zeleni boja) i utisnim (crvena boja) bušotinama

S obzirom na to da su korištene već postojeće bušotine modela, nije bilo jednostavno postaviti klasične rasporede utisnih i proizvodnih bušotina kakvi se nalaze u udžbenicima u vidu EOR projekta budući da bušotine niti nisu izbušene s tim ciljem. Također, kod planiranja optimalnog rasporeda utisnih i proizvodnih bušotina je potrebno obratiti pozornost i na druge petrofizikalne parametre ležišta, poput vertikalne i horizontalne propusnosti te prisutnosti protočnih barijera, što će značajno utjecati na injektivnost utisnih bušotina, a time i na volumetrijski obuhvat ležišta te posljedično proizvodnju nafte. Još jedno ograničenje očituje se u poteškoćama iterativnih proračuna i konvergencije simulatora u slučaju velikog broja utisnih bušotina. Zbog navedenih razloga ograničenosti u odabiru bušotina, odabrano je sedam proizvodnih i dva seta od šest utisnih bušotina, prosječne udaljenosti oko 500 m između utisnih i proizvodnih jednog seta i prosječne udaljenosti oko 1000m drugog seta. Radi jasnijeg pogleda na bliži i dalji raspored bušotina priloženi su 2D ortografski prikazi (Slika 3-12. i Slika 3-13.).



Slika 3-12. 2D ortografski prikaz rasporeda manje udaljenosti proizvodnih (zelena boja) i utisnih (crvena boja) bušotina

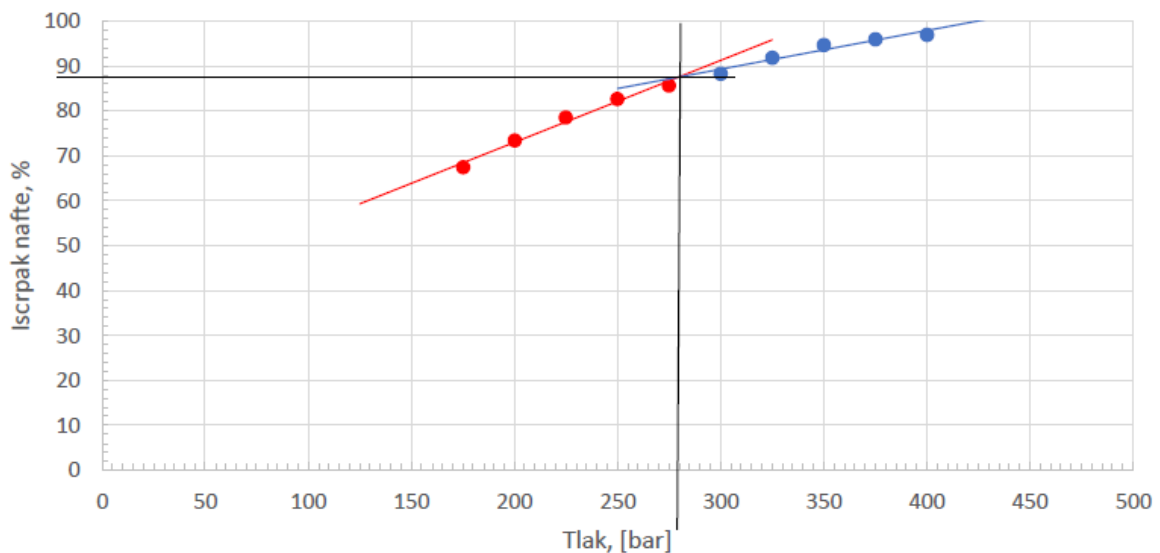


Slika 3-13. 2D ortografski prikaz rasporeda veće udaljenosti proizvodnih (zelena boja) i utisnih (crvena boja) bušotina

### 3.4.2 Strategija utiskivanja $CO_2$

Kako je već spomenuto, utiskivanje  $CO_2$  može se odvijati u mješivim i nemješivim uvjetima. Dosad je mnogim istraživanjima već dokazano kako je utiskivanje u mješivim uvjetima povoljnije u pogledu iscrpka nafte pa je u ovom radu provedeno istraživanje utiskivanja  $CO_2$  u mješivim uvjetima. Kako bi se postiglo miješanje  $CO_2$  i nafte u ležištu,

potrebno je utiskivati CO<sub>2</sub> iznad minimalnog tlaka miješanja. Minimalni tlak miješanja je određen simulacijom istiskivanja nafte iz cijevi malog promjera (engl. *slim tube test*) pomoću PVT programa, s referentnom vrijednosti temperature od 125 °C na dubini od 1995 m. Za protok CO<sub>2</sub>, uzeta je vrijednost od  $4 \cdot 10^{-5}$  m<sup>3</sup>/h, dok se ne postigne 1,2 utisnutog pornog volumena. Pridruživanjem postignutih iscrpaka (pri navedenom protoku) zadanim vrijednostima tlaka dobije se dva seta podataka u čijem se sjecištu linearnih aproksimacija očitava minimalni tlak miješanja fluida. Standardni uvjet za minimalni tlak miješanja je 90-postotni iscrpak nafte pri 1,2 utisnutog pornog volumena. Za sastav fluida preuzet iz studije izrađene 1971. godine, a koji je i korišten u ovom radu, simuliran je minimalni tlak miješanja od 277 bar (Slika 3-14.; Krznarić, 2022).



Slika 3-14. Prikaz sjecišta dvije crte trenda i očitavanja minimalnog tlaka miješanja s pripadajućim iscrpkom nafte pri utisnutom 1,2 pornom volumenu CO<sub>2</sub> za sastav iz studije iz 1971. godine (Krznarić, 2022)

Dakle, kako bi se postigli uvjeti miješanja ugljikovog dioksida u nafti, potreban je ležišni tlak od 277 bar. S obzirom na to da je zadnji zabilježeni tlak predmetnog polja 2014. godine iznosio 179,5 bar, a zadnji simulirani tlak ležišta 2022. godine iznosi 181 bar, potrebno je povećati tlak ležišta. U praksi, prije početka utiskivanja CO<sub>2</sub>, ležištu se povećava tlak utiskivanjem vode ili plina kako bi se postigao tlak koji odgovara minimalnom tlaku miješanja (engl. *reservoir repressuring*). Kako bi se umanjili energetske zahtjevi potlačivanja ležišta, postoje pojedine metode utiskivanja kemijskih aditiva poput alkohola, masnih kiselina i surfaktanata s ciljem smanjenja minimalnog tlaka miješanja (engl. *chemical-assisted MMP reduction*, Almobarak i dr., 2022). Poželjnija metoda potlačivanja



ležišta je utiskivanjem plina, kako ne bi došlo do formiranja vodene barijere između fronte CO<sub>2</sub> i nafte, no s druge strane, potrebna je puno manja količina vode kako bi se podigao tlak ležišta. Prisutnost nečistoća u struji utiskivanog CO<sub>2</sub> ima značajan utjecaj na minimalni tlak miješanja i iscrpak nafte. Čak i mali udio metana ili dušika može uzrokovati povećanje MMP-a, a s druge strane, prisutnost etana i srednje teških ugljikovodika ili čak sumporovodika može smanjiti vrijednost MMP-a (Almobarak i dr., 2022). U ovom radu korištena je struja čistog CO<sub>2</sub> za WAG utiskivanje, a za potlačivanje ležišta korištena je voda iz navedenog razloga potrebne količine fluida za postizanje željenog tlaka. Utiskivanjem tako velikih količina CO<sub>2</sub> za postizanje tlaka ležišta iznad MMP-a dolazi do velikog smanjenja injektivnosti bušotina, problema u konvergenciji simulatora i zatvaranja bušotina.

Kako bi se ostvario potrebni tlak u ležištu, prije početka proizvodnje i samog WAG utiskivanja, ležište se potlačivalo utiskivanjem CO<sub>2</sub> dvije godine. Početak WAG utiskivanja planiran je čim se postignu uvjeti miješanja i traje u ciklusima naizmjeničnog utiskivanja vode i plina do 2040. godine. Kao i kod procesa usklađivanja s historijatom, optimiranje EOR scenarija je također temeljeno na metodi pokušaja i pogreške.

## 4. REZULTATI SIMULACIJSKIH SLUČAJEVA

Kako bi rezultati bili vjerodostojni, svi simulacijski slučajevi moraju biti provedeni jednakim radnim uvjetima. Svaki slučaj je imao jednaka pravila utiskivanja vode i plina, tijekom ciklusa utiskivanja ugljikovog dioksida i vode s određenom koncentracijom polimera. Metodom pokušaja i pogreške određena je potrebna brzina utiskivanja vode od  $600 \text{ m}^3/\text{dan}$  po bušotini kako bi se tlak ležišta uslijed proizvodnje održao iznad minimalnog tlaka miješanja i kako ne bi došlo do prekomjernog povećanja tlaka u ležištu, odnosno frakturiranja ležišta.

U ovom radu razmatrani su slijedeći scenariji utiskivanja:

- WAG utiskivanje omjera 1:2
- WAG utiskivanje omjera 1:1
- WAG utiskivanje omjera 2:1
- PAG utiskivanje omjera 1:2
- PAG utiskivanje omjera 1:1
- PAG utiskivanje omjera 2:1

Napomena: brojevi 1 i 2 u WAG omjeru označavaju broj mjeseci ciklusa utiskivanja vode i plina, a ne omjere volumena.

Tijekom simulacija prvenstveno su se pratili slijedeći parametri:

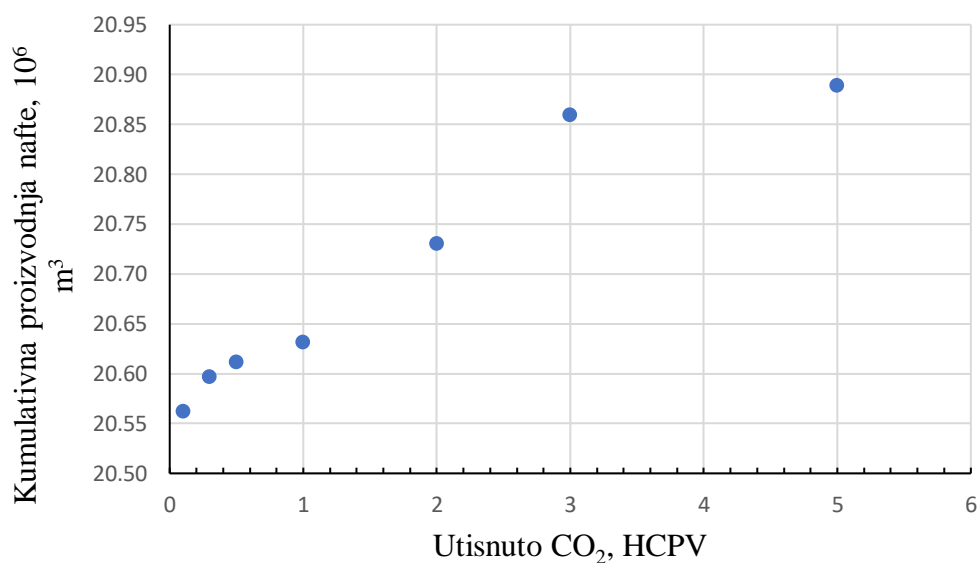
- kumulativni iscrpak nafte
- kumulativno utisnute količine  $\text{CO}_2$
- kumulativno proizvedene količine  $\text{CO}_2$
- plinski faktor, GOR
- ležišni tlak

### 4.1 Utjecaj utisnutih količina $\text{CO}_2$

Po mnogim izvorima, od svih parametara koji se uzimaju u obzir za procjenu povećanja iscrpka nafte, volumen utisnutog  $\text{CO}_2$  ima najznačajniji utjecaj. Provedene su simulacije različitih količina utisnutog  $\text{CO}_2$  kako bi se utvrdio utjecaj i optimalna vrijednost utisnutih količina  $\text{CO}_2$  za daljnje simulacije, izraženih kao postotak pornog volumena zasićenog ugljikovodicima (% HCPV, engl. *Hydrocarbon Pore Volume*) tijekom 16 godina.

Prikazane su vrijednosti kumulativnog iscrpka nafte u ovisnosti o vrijednosti utisnutih pornih volumena ugljikovog dioksida, gdje se može lako zaključiti kako iscrpak nafte raste s porastom utisnutih pornih volumena do vrijednosti od tri utisnuta HCPV-a, nakon čega se trend porasta značajno smanjuje (Slika 4-1.). Kumulativ proizvedene nafte raste s povećanjem utisnutog pornog volumena CO<sub>2</sub> iz razloga što su povećanom količinom utisnutog CO<sub>2</sub>, svi mehanizmi kojima se povećava iscrpak (a to su smanjenje gustoće i viskoznosti nafte, bubrenje nafte i isparavanje lakih i srednjih frakcija nafte) ubrzani. Najveći iscrpak postignut je utiskivanjem 5 pornih volumena, no utiskivanje tolike količine ugljikovog dioksida potrebno je razmotriti s tehničkog i ekonomskog gledišta. Izraz pomoću kojeg se izračunavaju utisnute količine CO<sub>2</sub> izražene kao porni volumeni prikazan je jednadžbom (Jednadžba 4-1.; Pasurmati i dr., 2016):

$$Utisnuto\ CO_2\ (HCPV) = \frac{Q_{CO_2,utis} \cdot B_{g,CO_2}}{HCPV} \quad (4 - 1.)$$



Slika 4-1. Grafički prikaz ovisnosti iscrpka nafte o utisnutom pornom volumenu

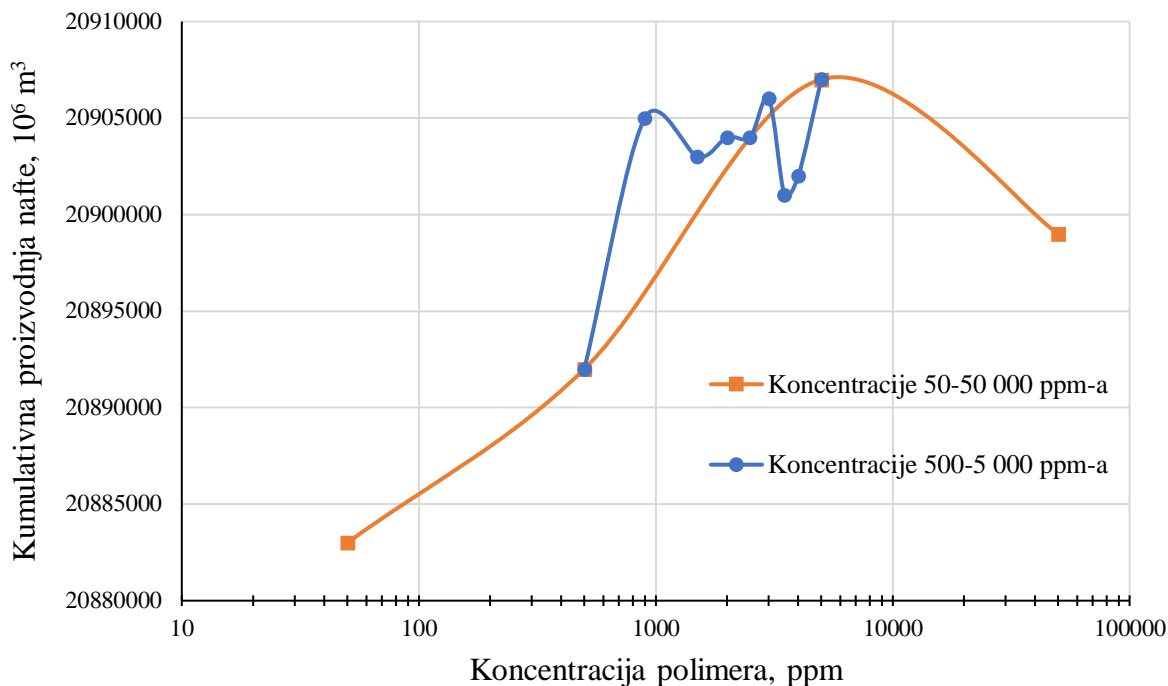
#### 4.2 Utjecaj koncentracije polimera

Provedena su dva seta simulacijskih slučajeva kako bi se utvrdio utjecaj i optimalna koncentracija polimera u utiskivanoj vodi tijekom WAG scenarija (Slika 4-2.) pod slijedećim pretpostavkama:

- konstantna temperatura ležišta iznosi 125 °C
- brzine protjecanja polimerne otopine su jednake

- viskoznost polimera je 30 mPas
- polimer nije osjetljiv na salinitet.

U prvom setu provedene su simulacije kako bi se uopće utvrdio red veličine optimalne koncentracije polimera za povećanje iscrpka nafte. Provedeno je 6 simulacija utiskivanja pri različitim koncentracijama polimera. Rezultat simulacija implicira da povećanjem koncentracije polimera do 5000 ppm-a iscrpak nafte ima najveći trend porasta, a nakon 5000 ppm-a padajući trend. Najveća korist utiskivanja polimera očituje se u povećanju viskoznosti utiskivane vode, što će rezultirati smanjenjem prstolikog prodiranja. Međutim, povećanje koncentracije polimera iznad određene vrijednosti nije praktično iz razloga što povećanjem koncentracije polimera povećava se viskoznost utiskivane vode, te kako bi se utisnula određena količina vode potreban je puno veći tlak utiskivanja zbog kojeg može doći do frakturiranja ležišta (Li i Schechter, 2014). Također, utiskivanjem polimera dolazi do znatnog smanjenja plinskog faktora i kasnijeg prodora CO<sub>2</sub> do proizvodne bušotine. Očekuje se da će polimerna otopina selektivno blokirati protok CO<sub>2</sub>, prisiljavajući naknadno utisnuti CO<sub>2</sub> da ulazi u zone niske propusnosti. Kao rezultat, veće količine nafte će se iscrpiti zbog boljeg volumetrijskog obuhvata. Ulaskom struje CO<sub>2</sub> u zone niske propusnosti, doći će do većeg zarobljavanja CO<sub>2</sub> i povećanja skladištenja (Zhao i dr., 2022). S obzirom da uporaba polimera mora biti financijski opravdana (u pogledu cijene polimera, potrebe za separacijom i zbrinjavanjem nakon proizvodnje) i da je cilj što manjom koncentracijom postići što veći iscrpak, za daljnje razmatranje odabran je raspon od 500 do 5000 ppm-a, gdje je provedeno dodatnih 7 simulacijskih slučajeva osjetljivosti koncentracije polimera te se na temelju dobivenih rezultata može zaključiti kako najoptimalnija koncentracija polimera u utiskivanoj vodi iznosi 3000 ppm-a (3000 mg/L; 0.00003 mol % ).



Slika 4-2. Utjecaj koncentracije polimera u vodi na iscrpak nafte

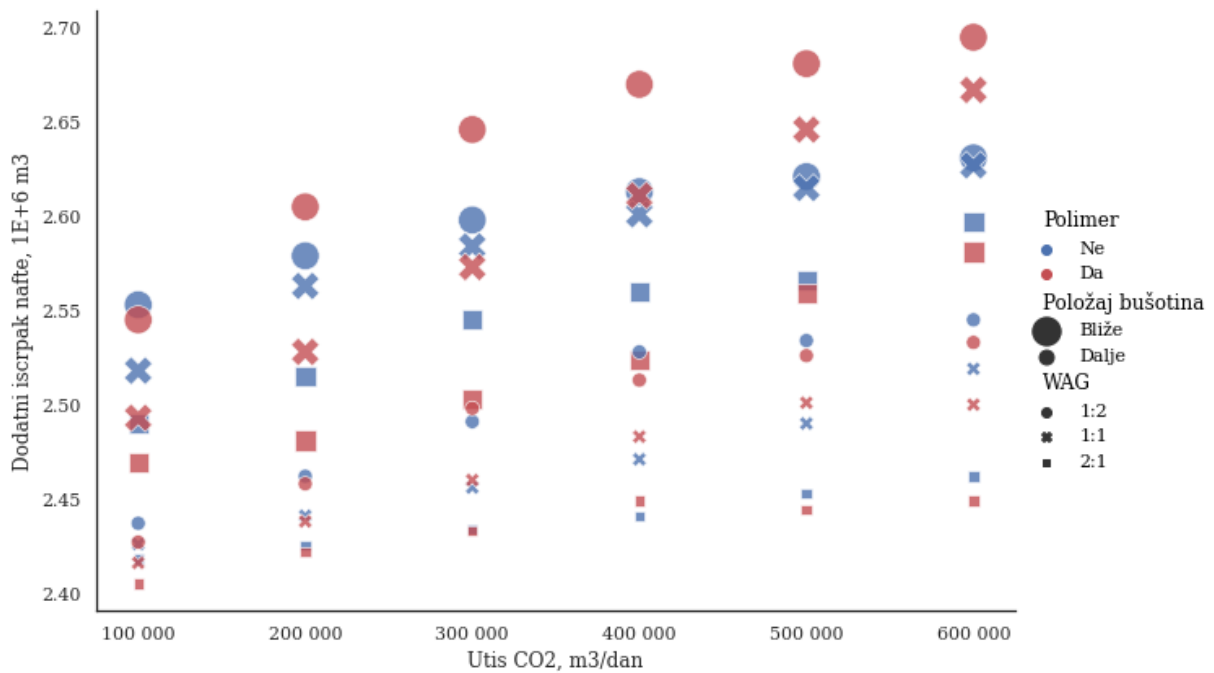
### 4.3 Utjecaj brzine utiskivanja CO<sub>2</sub>

Kako bi se utvrdio utjecaj brzine utiskivanja ugljikovog dioksida u ležište na iscrpak nafte i skladištenje CO<sub>2</sub>, provedene su simulacije utiskivanja CO<sub>2</sub> brzinama od 100 000 do 600 000 m<sup>3</sup> dnevno, uz održavanje ležišnog tlaka utiskivanjem 600 m<sup>3</sup> vode na dan. Proizvodnim bušotinama određen je maksimalni protok nafte od 150 m<sup>3</sup> dnevno. Tablica 4-1. prikazuje shemu provedenih simulacijskih slučajeva, gdje oznaka WAG označava naizmjenično utiskivanje vode i ugljikovog dioksida, a oznaka PAG (engl. *Polymer Alternating Gas*) označava naizmjenično utiskivanje polimerne otopine i ugljikovog dioksida. Kako je već i spomenuto, brojevi pored oznake označavaju broj mjeseci pojedinog ciklusa utiskivanja. Pogledom na tablicu je vidljivo da je ukupno provedeno 72 simulacijska slučaja.

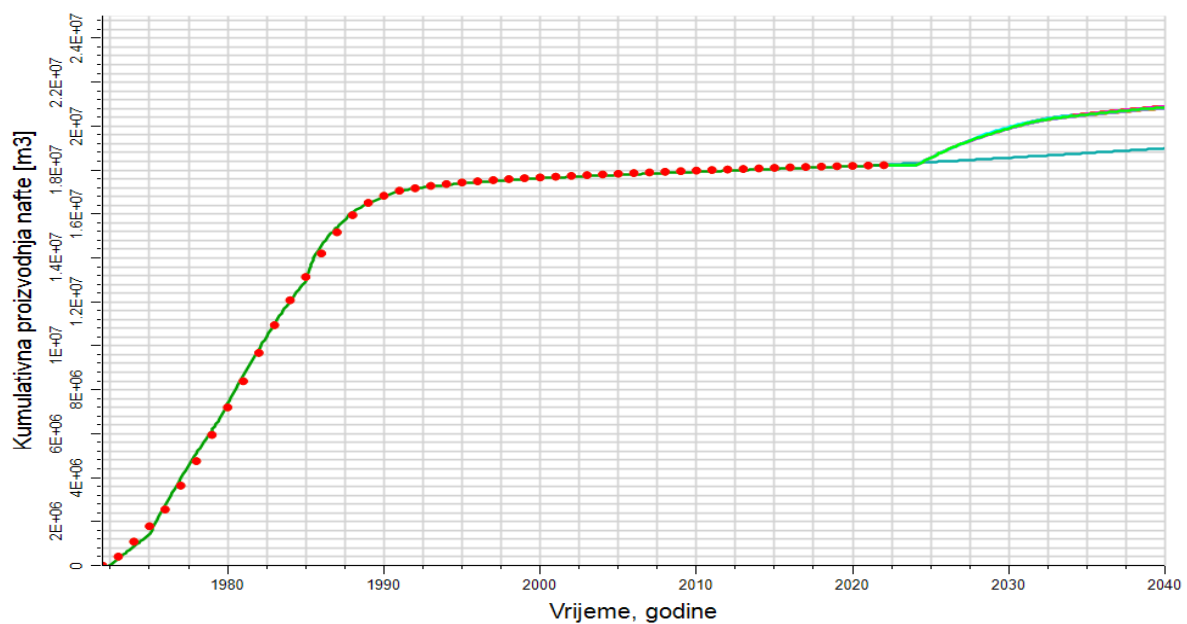
Tablica 4-1. Prikaz svih simulacijskih slučajeva

Utis CO <sub>2</sub> , m <sup>3</sup> /dan	Manja udaljenost					
100 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
200 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
300 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
400 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
500 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
600 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
Utis CO <sub>2</sub> , m <sup>3</sup> /dan	Veća udaljenost					
100 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
200 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
300 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
400 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
500 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21
600 000	WAG12	WAG11	WAG21	PAG12	PAG11	PAG21

Rezultati simulacijskih slučajeva ukazuju na pozitivan utjecaj povećanja dnevne brzine utiskivanja CO<sub>2</sub> u ležište, odnosno, najveći dodatni iscrpak nafte postignut je utiskivanjem 600 000 m<sup>3</sup> ugljikovog dioksida dnevno (100 000 m<sup>3</sup> svakom utisnom bušotinom) u gotovo svim scenarijima utiskivanja, što ide u prilog pretpostavci da će EOR proces donijeti potrebnu vrijednost koja će opravdati skladištenje CO<sub>2</sub> (Slika 4-3.). Značajniji iscrpak nafte postignut je u scenarijima gdje su utisne bušotine pozicionirane bliže proizvodnima zbog toga što se povećanjem udaljenosti između utisnih bušotina smanjuje količina utisnutog CO<sub>2</sub> u određenu zonu ležišta, a time je manji i volumetrijski obuhvat te zone. Također, manjom udaljenosti utisnih bušotina postiže se veći tlak koji rezultira povoljnijim uvjetima miješanja CO<sub>2</sub> i nafte i smanjenje prstolikog prodiranja CO<sub>2</sub>. Utisne bušotine koje su više udaljene ne zahvaćaju zone zasićenja zaostale nafte kao one manje udaljene. Očito je da je najveći iscrpak nafte postignut utiskivanjem CO<sub>2</sub> WAG omjerom 1:2 jer se takvom strategijom utisne najveća količina CO<sub>2</sub> u ležištu, dok je najmanje povoljna strategija utiskivanja CO<sub>2</sub> omjerom 2:1. Scenariji naizmjeničnog utiskivanja polimerne otopine i ugljikovog dioksida pokazali su se kao najbolja strategija za povećanje iscrpka nafte, povećavanjem viskoznosti vode i smanjenjem omjera mobilnosti nafte u odnosu na vodu, i posljedično, postizanje boljeg volumetrijskog obuhvata. Polimerna otopina blokira protok CO<sub>2</sub>, prisiljavajući naknadno utisnuti CO<sub>2</sub> da ulazi u zone niske propusnosti te tako također dolazi i do boljeg volumetrijskog obuhvata ugljikovim dioksidom. Slika 4-4. Prikazuje dijagram kumulativno proizvedene nafte do 2022. godine te usporedbu potencijalne kumulativno proizvedene nafte EOR strategijom i proizvedene nafte nastavkom iscrpljivanja ležišta dosadašnjom dinamikom.



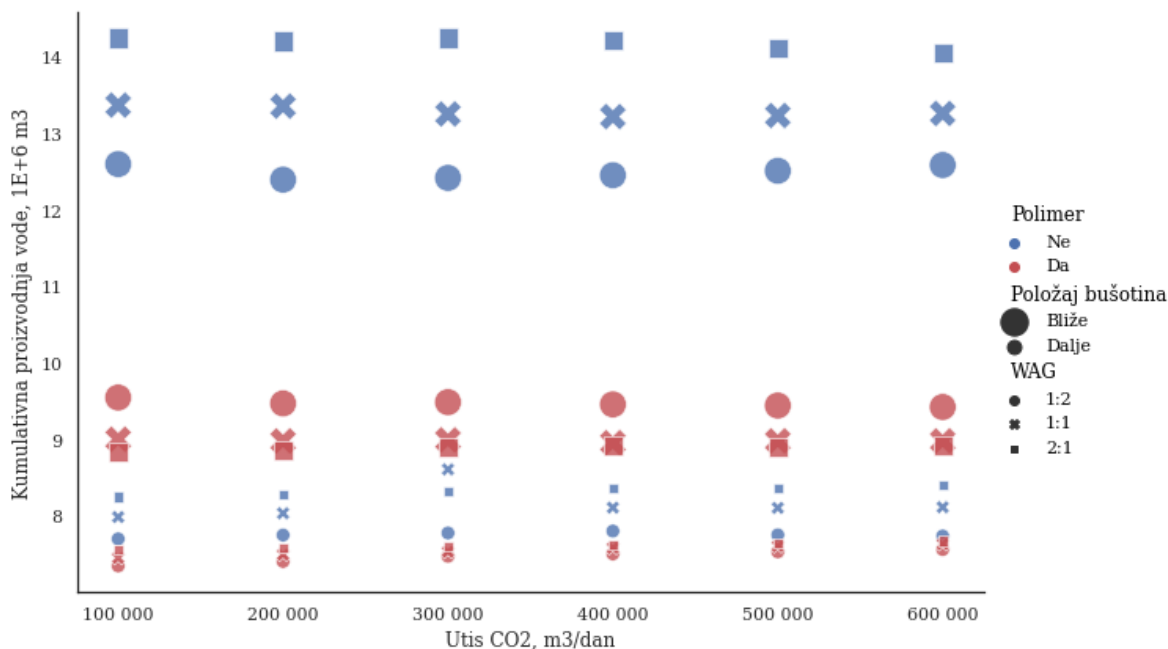
Slika 4-3. Dijagram ovisnosti dodatnog iscrpka nafte o brzini utiskivanja CO<sub>2</sub>



Slika 4-4. Grafički prikaz usporedbe kumulativno proizvedene nafte EOR strategijom u odnosu na proizvodnju nafte dosadašnjom dinamikom iscrpljivanja

Važan parametar tijekom CO<sub>2</sub>-EOR procesa je i proizvedena voda, s obzirom na to da predstavlja nusproizvod zbog potrebe njenog zbrinjavanja. Najveća količina proizvedene vode je u slučajevima utiskivanja WAG omjerom 2:1 jer se utisne najveća količina vode u ležište, dok je najmanje vode proizvedeno WAG omjerom 1:2 bez obzira na udaljenost utisnih bušotina (Slika 4-5.). Scenariji u kojima se utiskivala polimerna otopina rezultirali

su velikim smanjenjem proizvedene vode. Povećanje viskoznosti vode razlog je manjeg udjela vode u proizvodnji jer se postiže povoljniji omjer mobilnosti nafte u odnosu na vodu i sprječava prstoliko prodiranje vode, odnosno kasniji prodor do proizvodne bušotine.



Slika 4-5. Dijagram kumulativne proizvodnje vode u ovisnosti brzine utiskivanja CO<sub>2</sub>

S obzirom na to da je cilj ovog rada i procjena mogućnosti skladištenja CO<sub>2</sub>, kao kvantifikatori za razmatranje skladištenja CO<sub>2</sub> korišteni su sljedeći parametri:

- (1) Retencija CO<sub>2</sub>, kako bi se utvrdila količina zarobljenog ugljikovog dioksida u ležištu. Retencija je definirana kao razlika utisnutog i proizvedenog (recikliranog) CO<sub>2</sub>, a najčešće je izražena u Mt (Jednadžba 4-2.).

$$Retencija = Utisnuti CO_2 - Proizvedeni CO_2 \quad (4-2.)$$

- (2) Uskladištivost CO<sub>2</sub>, kao bezdimenzionalni parametar koji opisuje koliko je proizvedenog CO<sub>2</sub> potrebno izdvojiti iz proizvedene nafte kako bi se ponovno utisnuo u novom ciklusu. Uskladištivost je definirana kao omjer retencije i proizvedenog (recikliranog) CO<sub>2</sub> (Jednadžba 4-3., Arnaut i dr., 2021).

$$Uskladištivost = \frac{Retencija CO_2}{Proizvedeni CO_2} \quad (4 - 3.)$$

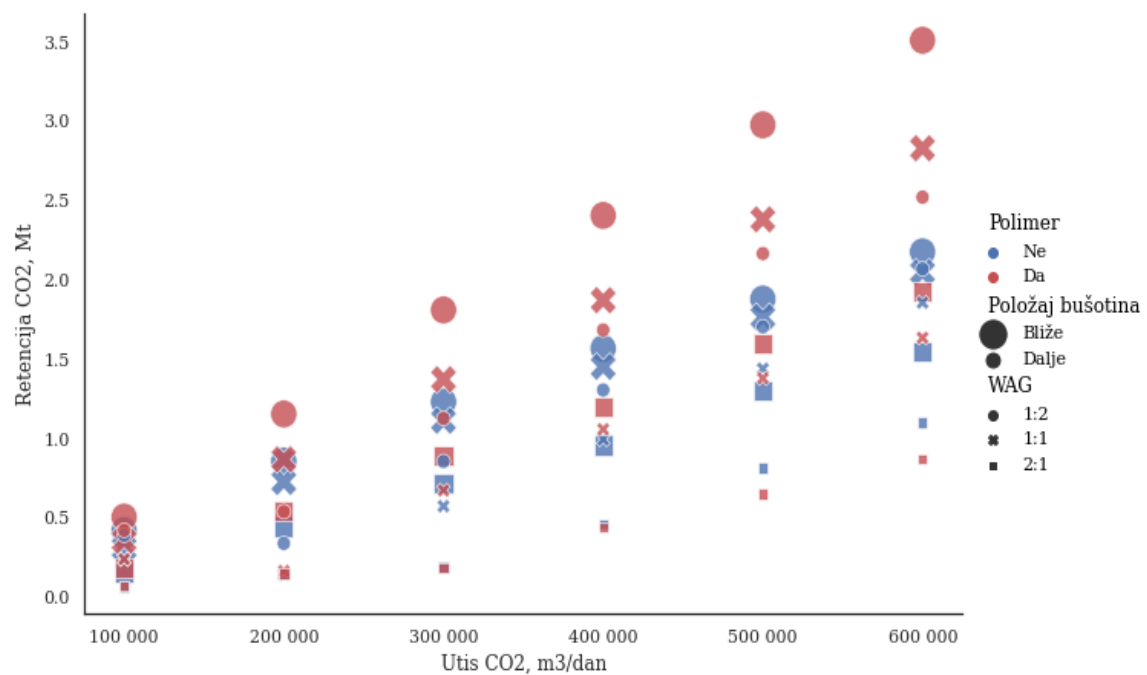
- (3) Faktor iskorištenja, UF, koji predstavlja ukupnu količinu CO<sub>2</sub> potrebnu kako bi se iscrpio jedan barel nafte. U praksi se kao referentna mjerna jedinica koristi



tisuću standardnih kubičnih stopa po standardnom barelu nafte (Mscf/stb, Jednadžba 4-4.)

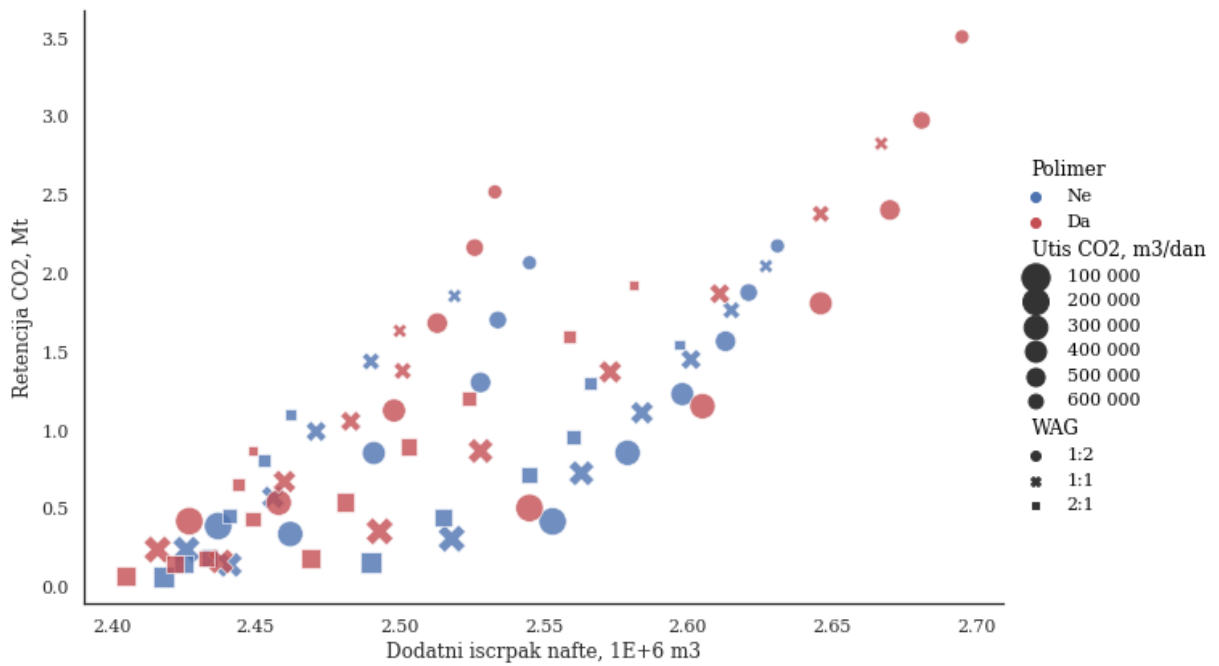
$$UF = \frac{(Q_{CO_2 utisnuti} - Q_{CO_2 proizvedeni})}{Q_{nafta}} \quad (4 - 4.)$$

Slika 4-6. prikazuje retenciju ugljikovog dioksida u ovisnosti o brzini utiskivanja CO<sub>2</sub> gdje je vidljiv linearni trend povećanja retencije CO<sub>2</sub> s povećanjem brzine utiskivanja. Scenariji s većom udaljenosti utisnih bušotina od proizvodnih pokazali su značajno manju retenciju u odnosu na scenarije s manjom udaljenosti. To se može objasniti postizanjem manjeg tlaka u zonama između utisnih bušotina što rezultira nepovoljnijim uvjetima miješanja CO<sub>2</sub> i nafte, te prstolikog prodiranja CO<sub>2</sub>.

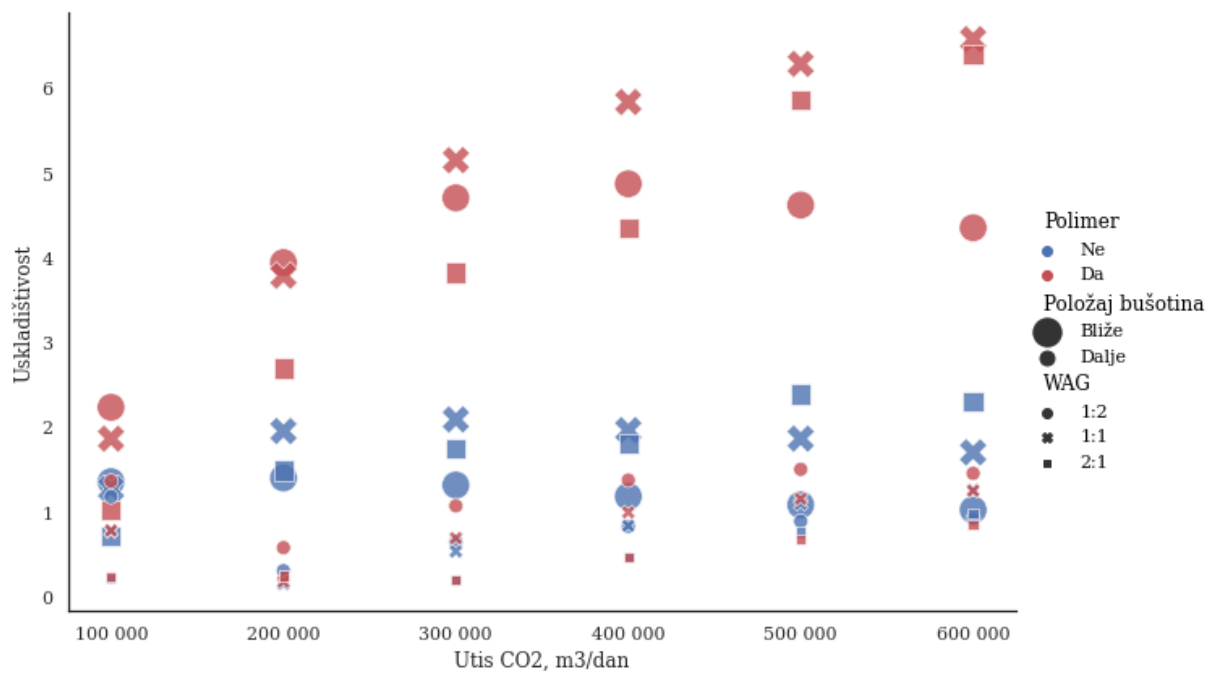


Slika 4-6. Dijagram retencije CO<sub>2</sub> u ovisnosti o brzini utiskivanja CO<sub>2</sub>

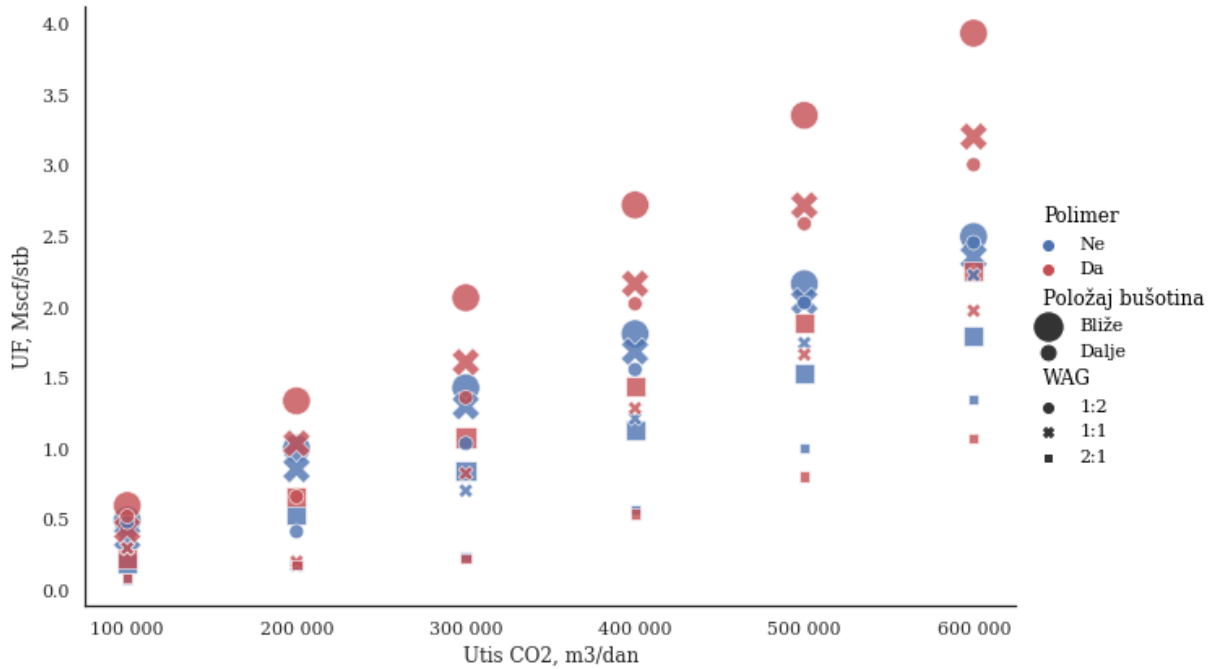
Slika 4-7. prikazuje dijagram ovisnosti retencije CO<sub>2</sub> o dodatnom iscrpku nafte gdje se može vidjeti gotovo linearan trend porasta retencije. Slika 4-8. i Slika 4-9. prikazuju bezdimenzionalne parametre uskladištivosti i faktora iskorištenja u ovisnosti o brzini utiskivanja.



Slika 4-7. Dijagram retencije CO<sub>2</sub> u odnosu na dodatni iscrpak nafte

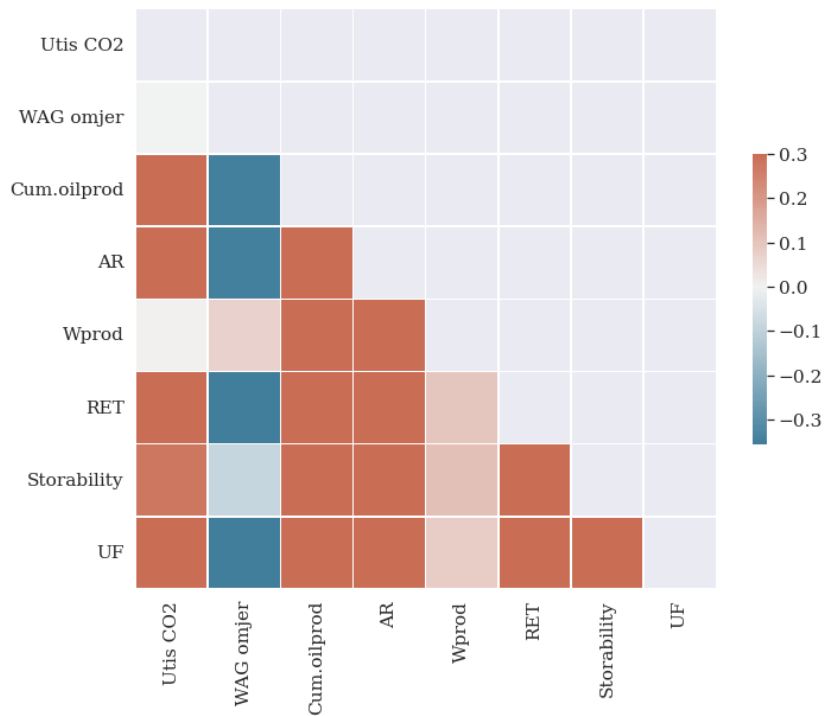


Slika 4-8. Dijagram uskladištivosti u ovisnosti o brzini utiskivanja CO<sub>2</sub>



Slika 4-9. Dijagram ovisnosti faktora iskorištenja o brzini utiskivanja CO2

Slika 4-10. Prikazuje korelacijsku matricu ulaznih i izlaznih parametara simulacijskih slučajeva. Većina parametara pokazuje snažnu pozitivnu međusobnu korelaciju, osim u slučaju WAG omjera, koji s većinom parametara ima također snažnu korelaciju, ali negativnu.



Slika 4-10. Korelacijska matrica ulaznih i izlaznih promatranih (mijenjanih) parametara

## 5. ZAKLJUČAK

U radu je izrađen dinamički model naftnog ležišta koje se nalazi u stijeni visoke heterogenosti propusnosti i poroznosti (raspucani dolomit tj. vapnenačka breča). Ležište je posebno po tome što je u prošlosti razmatrano kao kandidat za CO<sub>2</sub>-EOR, a s obzirom na dinamiku razvoja EOR projekata i činjenicu da je danas iz njega iscrpljena značajna količina nafte (svojevremeno je bilo među najproduktivnijim poljima u SFRJ), interesantno i za trajno skladištenje CO<sub>2</sub>. PVT model nije modificiran, jer stari podatci o sastavu nisu izmjereni. Problem rekonstrukcije originalnog sastava riješen je u diplomskom radu kolege Krznarića (2022) i njegov PVT model je bio jedan od ulaznih setova podataka za dinamički model u ovom radu. Ležište je homogenizirano te se bušotine mogu smatrati sektorima ležišta u kojima se utiskuje ili proizvodi. U takvom sustavu, postignuto je dobro poklapanje s historijatom proizvodnje na razini cijelog ležišta i nakon toga je izrađen niz scenarija utiskivanja CO<sub>2</sub>, uključujući izmjenično utiskivanje vode i CO<sub>2</sub>, pri čemu se WAG omjeri definiraju „proizvodno“, to jest prema vremenu utiskivanja (a ne kao u laboratoriju – tj. kao omjer izražen u volumenima fluida pri zadanom tlaku i temperaturi). Iz rezultata 72 slučaja CO<sub>2</sub>-EOR simulacije mogu se izvesti sljedeći zaključci:

- Dodatni iscrpak nafte se povećava brzinom utiskivanja i efekt polimera se povećava brzinom utiskivanja;
- Za prethodni zaključak nije uzeta u obzir smična brzina niti salinitet vode, te se zbog toga ne može procijeniti gubitak povoljnih svojstava otopine polimera (otopina gubi viskoznost povećanjem smičnog naprezanja);
- Kumulativna proizvodnja vode se praktički ne mijenja brzinom utiskivanja CO<sub>2</sub>;
- Kod manje udaljenosti bušotina, vrijedi pravilo da je kumulativna proizvodnja vode veća ukoliko se ne utiskuje otopina polimera. Povećanjem udaljenosti, ovaj efekt se gubi;
- Retencija linearno raste s brzinom utiskivanja CO<sub>2</sub>;
- Uz manju udaljenost utisnih i proizvodnih bušotina, bitno je veća retencija u slučajevima kad se utiskuje otopina polimera;
- Najbolji slučaj je slučaj male udaljenosti proizvodnih i utisnih bušotina, uz utiskivanje otopine polimera i za WAG 1:2, pošto se tada ostvari daleko najveća retencija CO<sub>2</sub> i najveći iscrpak nafte (Slika 4-7.);

- Ležište u svim slučajevima pokazuje izvrsnu uskladištenost, tj. prodor i proizvodnja CO<sub>2</sub> neće biti značajni (Slika 4-8.);
- Faktor iskorištenja raste sa brzinom utiskivanja, generalno pokazuje trend pada s udaljenosti bušotina i veći je u slučajevima s utiskivanjem otopine polimera, što je i logično iz relativno jednostavnih odnosa brzine utiskivanja, količine proizvedenog CO<sub>2</sub> i kumulativne proizvodnje;
- U slučajevima s utiskivanjem otopine polimera, uskladištenost se povećava s brzinom utiskivanja te može rezultirati i dvostruko većinom uskladištenosti;
- Korelacijska matrica svojstava pokazuje da je brzina utiskivanja CO<sub>2</sub> najbolje korelirana sa svim rezultatnim parametrima, osim proizvodnje vode. Također, matrica pokazuje kako su svi izlazni parametri (dodatni iscrpak, kumulativna proizvodnja, retencija i uskladištenost i faktor iskoristivosti) u izvrsnoj korelaciji, što ukazuje kako ležište pokazuje izvrstan potencijal za pouzdanu procjenu istovremenog skladištenja CO<sub>2</sub> i proizvodnje nafte.

Ležište, usprkos velikoj heterogenosti pokazuje potencijal za smanjenje nepouzdanosti i postizanje dobrih korelacija parametara, pri čemu bi idući koraci bili ponavljanje analize analognom metodologijom, ali na cjelovitom nehomogeniziranom ležištu (sa svim bušotinama i velikom rezolucijom, tj. sigurno preko milijun simulacijskih ćelija), poklapanje historijata po bušotinama i simulaciju većeg broja slučajeva za CO<sub>2</sub>-EOR (broj slučajeva rapidno raste analizom osjetljivosti na parametre s većim brojem bušotina, a takva analiza nije moguća na fakultetu zbog potreba za serverskim računalom na kojem bi se mogli odvijati numerički proračuni uz paralelizaciju procesora (na cloud ili cluster sustavima).

Naposljetku, primjena polimera i surfaktanata u radu je pojednostavljena jer bi analiza specifične primjene polimera i/ili surfaktanata predstavljala novu temu na razini diplomskog rada. U tom smislu postoji velik prostor za izučavanje promjene svojstava polimera u prostoru i pri različitim brzinama utiskivanja, što je u slučaju heterogenih i prirodno raspucanih ležišta interesantno za povećanje efikasnosti CO<sub>2</sub>-EOR procesa.

Finalni zaključak odnosi se na najbitnije parametre, a to je dodatni iscrpak i retencija CO<sub>2</sub>. Prema do sada obrađenim rezultatima, ležište ima istovremeno velik potencijal uskladištenja CO<sub>2</sub>, ali se upravo proporcionalno količini utisnutog CO<sub>2</sub> povećava i konačni iscrpak nafte. To je obrnuto logici CO<sub>2</sub>-EOR-a, koji je to uspješniji što je faktor iskoristivosti (UF) manji. Također, to je obrnuto logici utilizacije CO<sub>2</sub> (CCUS, iz tog razloga je usvojen

pojam uskladištivosti) jer u tom slučaju bi se, prema trenutnim tumačenjima u kojima se utiskivanje CO<sub>2</sub> za vrijeme proizvodnje ugljikovodika može uračunati kao skladištenje ukoliko se ne postiže dodatni iscrpak, i ne povećava tlak u ležištu.

Gledajući s financijske strane kod CO<sub>2</sub>-EOR-a cilj je postići što veći dodatni iscrpak uz što manje kupljenog CO<sub>2</sub>, a u slučaju CCUS-a cilj je ne postići dodatni iscrpak i utisnuti što više CO<sub>2</sub>, uz ugovorenu cijenu uskladištenja.

Uz izmjenu tumačenja, tj. svojevrsni poticaj kada se tijekom procesa pridobivanja nafte uskladištavaju velike količina CO<sub>2</sub>, ovakav slučaj utiskivanja predstavljao bi značajan i isplativ projekt skladištenja CO<sub>2</sub>, dok u trenutnoj situaciji predstavlja perspektivnog CO<sub>2</sub>-EOR kandidata koji će imati velik operativni trošak zbog kupovanja CO<sub>2</sub> za utiskivanje.

## 6. POPIS LITERATURE

1. ADASANI, A.A., BAI, B. 2011. Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Elsevier B.V., *Journal of Petroleum Science and Engineering* 79, 10–24.
2. AHMED, T., MEEHAN, D.N. 2012. Advanced Reservoir Management and Engineering. Drugo izdanje. Waltham, SAD. *Gulf Professional Publishing*
3. ALMOBARAK, M., MYERS, M.B., WOOD, C.D., LIU, Y., SAEEDI, A., XIE, Q. 2022. Chemical-assisted MMP reduction on methane-oil systems: Implications for natural gas injection to enhanced oil recovery. *Petroleum*, 2405-6561.
4. ANDREI, M., DE SIMONI, M., DELBIANCO, A., CAZZANI, P., ZANIBELLI, L. Enhanced Oil Recovery with CO<sub>2</sub> Capture and Sequestration. *Eni Exploration and Production (Italy); Eni Refining and Marketing (Italy)*, WEC-2010-231.
5. ARNAUT, M., VULIN, D., JOSÉ GARCÍA LAMBERG, G., JUKIĆ, L. 2021. Simulation Analysis of CO<sub>2</sub>-EOR Process and Feasibility of CO<sub>2</sub> Storage during EOR. *Energies*, 14(4), 1154-1181.
6. CHRISTENSEN, J.R., STENBY, E.H., SKAUGE, A. 2011. Review of WAG Field Experience. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 71203.
7. DRUETTA, P., RAFFA, P., PICCHIONI, F. 2019. Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. *Applied Energy*, 252, [113480].
8. FAKHER, S., IMQAM, A. 2020. A data analysis of immiscible carbon dioxide injection applications for enhanced oil recovery based on an updated database. *SN Applied Sciences* 2, 448.
9. FEIGL, A. 2011. Effect of trapped gas saturation on oil recovery during the application of secondary recovery methods in exploitation of petroleum reservoirs. *NAFTA*, 62 (5-6), 153-159.
10. GHOODJANI, E., BOLOURI, S.H. 2012. Numerical and Analytical Optimization of Injection Rate During CO<sub>2</sub>-EOR and -Sequestration Processes. *SPE, EOR Research Institute od NIOC*. CMTC 150157.
11. HOLM, L.W. 1982. CO<sub>2</sub> Flooding: Its Time Has Come. *Journal of Petroleum Technology*, 34(12), 2739-2745.
12. HOLM, L.W. 1986. Miscibility and Miscible Displacement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(8), 817-818.

13. HOLM, L.W., O'Brien, L.J. 1986. Factors to Consider When Designing a CO<sub>2</sub> Flood. *International Meeting on Petroleum Engineering*.
14. KOLENKOVIĆ, I. 2012. Mogućnosti za geološko skladištenje ugljičnoga dioksida u gornjomiocenskim pješčenjacima zapadnoga dijela savske depresije. *Doktorski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni-fakultet*.
15. KRZNARIĆ, T. 2022. Revizija stare PVT studije u svrhu izrade komponentnog simulacijskog modela utiskivanja CO<sub>2</sub> u naftno ležište. *Diplomski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni-fakultet*.
16. LI, W., SCHECHTER, D.S. 2014. Using Polymer Alternating Gas to Maximize CO<sub>2</sub> Flooding Performance. *Society of Petroleum Engineers, SPE-169942-MS*.
17. MANSOUR, E.M.I. 2022. Enhanced Oil Recovery - Selected Topics: Carbon Dioxide-Oil Minimum Miscibility Pressure Methods Overview. *IntechOpen*.
18. MASSARWEH, O., ABUSHAIKHA, A.S. 2021. A review of recent developments in CO<sub>2</sub> mobility control in enhanced oil recovery. *Petroleum*, 8, 291-317.
19. MOHAMMED-SINGH, L., SINGHAL, A.K., SIM, S. 2006. Screening criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations. *Society of Petroleum Engineers, SPE 100044*
20. PASURMATI, A., MISHRA, S., GANESH, P.R., MAWALKAR, S., BURCHWELL, A., GUPTA, N., RAZIPERCHIKOLAEI, S. 2016. Practical Metrics for Monitoring and Assessing the Performance of CO<sub>2</sub>-EOR Floods and CO<sub>2</sub> Storage in Mature Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers, SPE-18468-MS*.
21. PERERA, M.S.A., GAMAGE, R.P., RATHNAWEERA, T.D., RANATHUNGA, A.S., KOAY, A., CHOI, X. 2016. A Review of CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis. *Energies*, 9, 481.
22. QI, D., ZHANG, S. 2009. Major Challenges for Reservoir Upscaling. *Petroleum Science and Technology*, 27:17, 1985-1992.
23. SCOTTISH CARBON CAPTURE & STORAGE. 2015. CO<sub>2</sub> storage and Enhanced Oil Recovery in the North Sea: Securing a low-carbon future for the UK. *University of Edinburgh*.
24. SMONTARA, N., BILIĆ-SUBAŠIĆ, V. 2014. EOR potencijal naftnih polja u Hrvatskoj. *NAFTA*, 65 (3) 224-230.
25. IVANOVA VAKOVA, P., 2014. Reservoir simulation history matching and forecasting. *Oil and Gas Technology*, K9og-7-E13.



26. VARGA, T. 2019. Analiza multikontaktne miješanja CO<sub>2</sub> usklađivanjem simulacijskog i laboratorijskog rezultata slim-tube testa. *Diplomski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni-fakultet.*
27. VERMA, M.K. 2015. Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>-EOR): A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO<sub>2</sub>-EOR Associated With Carbon Sequestration. *Washington, DC: US Department of the Interior, US Geological Survey.*
28. VULIN, D. 2020. Projektiranje ležišta ugljikovodika, Interna skripta. *Sveučilište u Zagrebu.*
29. ZAHID, U., LIM, Y., JUNG, J., HAN, C. 2011. CO<sub>2</sub> geological storage: A review on present and future prospects. *Korean J. Chem. Eng.*, 28(3), 674-685.
30. ZHANG, D., SONG, J. 2014. Mechanisms for geological carbon sequestration. *Procedia IUTAM*, 10, 319 – 327.
31. ZHANG, N., YIN, M., WEI, M., BAI, B. 2019. Identification of CO<sub>2</sub> sequestration opportunities: CO<sub>2</sub> miscible flooding guidelines. *Fuel*, 241, 459–467.
32. ZHAO, Y., RUI, Z.H., ZHANG, Z., CHEN, S.W., YANG, R.F., DU, K., DINDORUK, B., YANG, T., STENBY, E.H., WILSON, M.A. 2022. Importance of conformance control in reinforcing synergy of CO<sub>2</sub> EOR and sequestration. *Petroleum Science* 19, 3088-3106.

Web izvori:

33. ARNAUT, M. 2021. CO<sub>2</sub>-EOR proces i skladištenje CO<sub>2</sub>. *Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni-fakultet.*  
<https://www.rgn.unizg.hr/en/component/content/article-co2-eor-process-and-co2storage-during-eor>
34. Schlumberger, 2014. <https://www.software.slb.com/products/eclipse>
35. CERM Trinidad & Tobago, 2018. <http://www.thecermproject.com/home/fast-facts-miscible-vs-immiscible-co2-flood>
36. FOSTER, J. 2022. Carbon capture: Reversing climate pollution. *Environmental Defense Fund.* <https://www.edf.org/article/carbon-capture-fight-climate-change-stop-climate-pollution>

## IZJAVA

*Izjavljujem da sam diplomski rad pod naslovom „CO<sub>2</sub>-EOR u raspucanoj stijeni kao moguća CO<sub>2</sub>-negativna CCUS opcija“ izradio samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom, uz stručno vodstvo mentora prof. dr. sc. Domagoja Vulina i asistentice dr. sc. Lucije Jukić.*

**Ovaj diplomski rad je izrađen u okviru projekta „RGN START – STručnA pRaksa za živoT“ (UP.03.1.1.04).**

*The study in this work was made possible by academic licences for Schlumberger Petrel and Eclipse software.*

*Zahvaljujem na podacima i geološkom modelu ustupljenom od kompanije INA d.d.*

Jakov Turk



---



KLASA: 602-01/22-01/22  
URBROJ: 251-70-12-22-2  
U Zagrebu, 17.2.2023.

**Jakov Turk, student**

## RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-01/22-01/22, URBROJ: 251-70-12-22-1 od 19.12.2022. priopćujemo vam temu diplomskog rada koja glasi:

### CO<sub>2</sub>-EOR U RASPUCANOJ STIJENI KAO MOGUĆA CO<sub>2</sub>-NEGATIVNA CCUS OPCIJA

Za mentora ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o izradi i obrani diplomskog rada prof. dr. sc. Domagoj Vulin nastavnik Rudarsko-geološko-naftnog-fakulteta Sveučilišta u Zagrebu i komentoricu dr. sc. Lucija Jukić.

Mentor:

(potpis)

prof. dr. sc. Domagoj Vulin

(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za  
završne i diplomske ispite:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Luka Perković

(titula, ime i prezime)

(potpis)

dr. sc. Lucija Jukić

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Borivoje  
Pašić

(titula, ime i prezime)