

Razvoj optimizacijskih kriterija za povećanje iscrpka nafte uz istovremeno trajno skladištenje CO2

Arnaut, Maja

Doctoral thesis / Disertacija

2024

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:169:173673>

Rights / Prava: [Attribution 4.0 International](#)/[Imenovanje 4.0 međunarodna](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2025-03-12**



Repository / Repozitorij:

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





Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Maja Arnaut

**Razvoj optimizacijskih kriterija za povećanje
iscrpka nafte uz istovremeno trajno
skladištenje CO₂**

DOKTORSKI RAD

Mentor:

Domagoj Vulin

Zagreb, 2024.



Sveučilište u Zagrebu

Faculty of Mining, Geology, and Petroleum Engineering

Maja Arnaut

**Development of optimization criteria for
enhanced oil recovery methods with
simultaneous CO₂ storage**

DOCTORAL DISSERTATION

Supervisor:

prof. dr. sc. Domagoj Vulin

Zagreb, 2024

Doktorski rad sadrži:

Broj stranica teksta: 200

Broj slika u tekstu: 169

Broj tablica u tekstu: 39

Broj priloga: 13

Broj literaturnih navoda: 200

Informacije o mentoru:

prof. dr. sc. Domagoj Vulin, dipl. ing. naft. rud.

e-mail: domagoj.vulin@rgn.hr

Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Sveučilište u Zagrebu

Zahvale

Želim izraziti duboku zahvalnost svima koji su na različite načine doprinijeli izradi ovog doktorskog rada.

Prije svega, zahvaljujem svom prijatelju i mentoru, prof. dr. sc. Domagoju Vulinu, na kontinuiranoj podršci u svim segmentima istraživačkog procesa. Njegova stručnost, strpljenje i posvećenost bili su i ostat će nemjerljivi i neopisivi.

Hvala članovima povjerenstva i Odboru za poslijediplomski studij na njihovim konstruktivnim komentarima, kritikama i ohrabrenju kojima su mi pomogli unaprijediti moj rad.

Izražavam duboku zahvalnost poduzeću Ina, d.d. i njezinim zaposlenicima za pružanje potrebnih podataka koji su bili ključni za moje istraživanje.

Posebno bih zahvalila i svojim prijateljima i kolegama s Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta, tehničaru Bojanu Kuharu te kolegama u Sveučilišnom računskom centru koji su nesebično dijelili svoja iskustva, resurse, pozitivnu energiju te pružali podršku tijekom teških trenutaka.

Duboko sam zahvalna svojoj obitelji na beskonačnoj ljubavi, razumijevanju i podršci.

Veliko hvala svim glazbenicima čija je umjetnost pružala svakodnevnu utjehu i motivaciju u svim segmentima života i rada.

Teško je pobrojati sve koji su pomogli tijekom izrade ovog doktorskog rada, ali sigurno je da bez snažne višegodišnje timske borbe Reservoir Dogs ovaj rad, koji posvećujem našim obiteljima, djeci i studentima, ne bi nikada mogao ugledati svjetlo dana. Želim nam da dobro proslavimo naš uspjeh i da nastavimo dalje s još većim izazovima.

Hvala svima od srca.

Sažetak

U ovom istraživanju promatrana je proizvodnja nafte i skladištenje CO₂ u više od 8000 simulacijskih slučajeva naftnih ležišta, nakon čega je izrađena ekonomska analiza za različite cijene CO₂ i nafte. Simulacijski slučajevi naftnih ležišta uključuju različite kombinacije broja i rasporeda proizvodnih i utisnih bušotina, različite omjere i trajanja utiskivanja vode i plina te različite koncentracije polimera u vodi koja se utiskuje. S obzirom na to da je analizirano pet različitih naftnih polja, ujedno je predstavljena analiza utjecaja početnih ležišnih uvjeta (tlak, temperatura, dubina i debljina ležišta) i petrofizikalnih parametara. Dodatno je predstavljeno i analizirano 112 scenarija skladištenja CO₂.

Rezultati su pokazali kako dodavanje otopina polimera općenito negativno utječe na uskladištenje CO₂, za što bi se moglo dati objašnjenje da voda zauzima prostor koji bi kod skladištenja mogao zauzeti CO₂, a veća koncentracija polimera u vodi rezultira smanjenjem mobilnosti vode, tj. njenim sporijim prodorom do proizvodnih bušotina, što pak dodatno povećava zadržavanje utisnute vode u ležištu. U konceptu CCUS (engl. *Carbon Capture, Utilisation and Storage*), optimalni scenariji uključuju velike količine CO₂ dovedene „izvan sustava“, tj. od nekog emitera. Uskladištivost, definirana kao omjer retencije i proizvedenog CO₂, predstavlja dobar indikator potrošnje energije na uskladištenje, a time i dobar pokazatelj isplativosti uskladištenja uz istovremenu proizvodnju ugljikovodika. Kod „čistog skladištenja“ (BAU scenariji, engl. *Business-As-Usual*, nakon prestanka proizvodnje) taj parametar beskonačno je velik, dok mala uskladištivost, pored prihvatljive uskladištenosti može indicirati neisplativ projekt utiskivanja i CC(U)S skladištenja. EOR iscrpak (engl. *Enhanced Oil Recovery*) je dobar parametar za usporedbe u kontekstu CCUS-a. U slučaju malog iscrpka u trenutku kada se razmatralo utiskivanje, a jednakog potencijalnog dodatnog iscrpka, ne očekuje se razmatranje primjene CO₂ EOR-a. Generalno se može zaključiti kako su pokazatelji visokog EOR iscrpka često upravo suprotni od pokazatelja retencije. Definiran je parametar učinkovitosti CO₂ kao umnožak EOR iscrpka i uskladištivosti, a pokazuje koliko se povećavaju i iscrpak i skladištenje u odnosu na povećanje proizvodnje CO₂. Vrijednost tog parametra općenito je veća na početku za manji broj proizvodnih bušotina i uočeno je da postoji moment u vremenu kad učinkovitost dosegne maksimum nakon kojeg kreće padati. Konačno, razmatrani su težinski koeficijenti za iscrpak nafte i uskladištenog

CO₂, koji su definirani kao udio NPV-a nafte (engl. *Net Present Value*) i udio NPV-a uskladištenog CO₂ u ukupnom NPV-u projekta. Drugim riječima, za odabrane scenarije tržišnih cijena može se u vremenu odrediti udio prihoda koji dolazi od proizvodnje nafte, odnosno od skladištenja CO₂.

Analiza prikazana u ovom radu može poslužiti kao smjernica za multiparametarsku analizu i optimizaciju proizvodnje nafte CO₂-EOR metodama i skladištenja CO₂.

Ključne riječi: numerička simulacija ležišta, CO₂-EOR, skladištenje CO₂, strojno učenje, multiparametarska analiza

Summary

Climate change is an increasingly important issue at all levels, with reducing greenhouse gas emissions being a key challenge. While renewable energy sources have the potential to reduce emissions, CO₂ capture (utilisation) and storage (CCS and CCUS) technologies offer significant opportunities, particularly in the oil industry, where they can enhance oil recovery and reduce emissions.

Tertiary oil recovery methods aim to extract the oil remaining after primary and secondary phases by increasing oil mobility through reducing viscosity and interfacial tension. Major methods include gas injection, chemical, and thermal methods, with thermal methods being the most relevant. Gas injection methods, especially CO₂ injection, have gained popularity due to their effectiveness in enhancing oil recovery and storing CO₂.

The efficiency of oil displacement from reservoirs is determined by microscopic (displacement sweep efficiency, E_D) and macroscopic (volumetric sweep efficiency, E_V) displacement coefficients. E_D measures the amount of oil displaced in contact with the displacing fluid, while E_V indicates the extent of contact between the displacing fluid and the oil-bearing parts of the reservoir. Macroscopic displacement efficiency depends on reservoir heterogeneity, fluid mobility, and well placement, while microscopic displacement efficiency is influenced by capillary number and fluid mobility, represented by the mobility ratio (M) between displacing and displaced fluids.

The selection criteria for CO₂ injection include historical production analysis, response to secondary recovery, oil and reservoir rock properties, encompassing parameters such as oil density and viscosity, oil saturation, and reservoir depth and permeability. Suitable reservoirs for CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery) projects include both carbonate and sandstone reservoirs, where the ability to achieve pressures above the minimum miscibility pressure (MMP) and the absence of geological barriers that would prevent CO₂-oil contact are critical factors.

Correlations can be useful for preliminary determination of MMP, but their accuracy varies depending on oil composition. Several correlations have been developed for estimation MMP, including works by Holm and Josendal, Yellig and Metcalfe, Cronquist, Lee, Alston, and others. However, due to the variability in oil composition and specific reservoir

conditions, none of them is universally applicable. In chemical EOR methods polymers or surfactants are injected to improve the mobility ratio between oil and water and thus increase the efficiency of water-alternating-gas (WAG) injection. Although they are effective, their application is limited by high costs, environmental impact, sensitivity to reservoir water salinity, and chemical adsorption on reservoir rock. In recent years, the use of chemical methods in global EOR projects has increased, emphasising the importance of understanding their mechanisms of action. Pilot projects dominate field applications, with only a few examples of systematic polymer and surfactant injection.

Conceptual models of oil reservoirs were developed using general reservoir data, petrophysical analyses, PVT (Pressure-Volume-Temperature) data, a database of simulation inputs and results, and processing and correlating resultant data. The data were obtained from official documentation and published studies of INA Plc. (a Croatian national oil company). The PVT data were entered into an input parameter database, and equations of state were adjusted for simulation using the PETEX PVTp program.

The first step was to prepare the PVT input data, followed by the creation of numerical reservoir models to be matched with historical production data. Static input data included average values of reservoir parameters such as permeability, porosity, thickness, temperature, and pressure. Following model validation, predictive models were created using Python code to generate text input files for tNavigator.

WAG process optimization, including parameters such as WAG ratio, slug duration, injection pattern, and well spacing, was conducted to determine the optimal oil recovery. Various WAG ratios and cycle durations were considered, resulting in 1152 simulation cases per reservoir, totalling 5752 predictive cases for five reservoirs with additional hypothetical 1152 cases per field for two fields where EOR is already implemented.

Matching simulation data with historical results is crucial for the validation and calibration of oil reservoir models. The focus was placed on oil production volumes, as it is difficult to achieve complete alignment of produced and injected fluids with homogeneous conceptual models. The results were presented in relevant tables and figures. The matching focused on aligning oil production volumes at the end of the primary production phase (end of 2004) and

at the end of 2019. Production was extended until 2024 under the same conditions, with predictive models developed accordingly.

EOR has been conducted on the Ivanić Field since 2001, and on the Žutica field since 2015. Additional hypothetical historical cases without EOR implementation before 2025 were created, resulting in 1152 additional predictive cases per field.

The results showed that the polymer concentration generally has a negative effect on the storage of CO₂, which can be explained by the fact that water occupies the space that could have been occupied by CO₂ during storage, and that a higher concentration of polymers in water reduces the mobility of water, which means that water breakthrough is slower, which in turn further increases the retention of the injected water in the reservoir. In the CCUS context, the optimal scenarios include large amounts of CO₂ supplied "outside the system", i.e. from an emitter. The storability is defined as the ratio of CO₂ retained to CO₂ produced, and it is a good indicator of the energy required for storage, which in turn can be a good indicator of the profitability of storage with simultaneous production of hydrocarbons. In pure storage (BAU scenarios, Business-As-Usual after production) this parameter is infinitely large, while low storability may indicate an unprofitable project of CO₂ injection and CCUS storage. EOR recovery is a good parameter for comparisons in the context of CCUS. If the recovery is low at the time injection is being considered and the potential additional recovery is equally high, it can be assumed that consideration of CO₂-EOR is less likely. In general, it can be observed that indicators followed by high EOR recovery are often the exact opposite of retention indicators. The CO₂ efficiency parameter is defined as the product of EOR recovery and storability, and shows how much both recovery and storage increase in relation to the increase in CO₂ production. The value of this parameter is generally higher at the beginning for a lower number of production wells, and it was observed that there is a moment when the efficiency reaches a peak value, after which it starts to fall. Finally, the weight coefficients for oil recovery and stored CO₂ were considered, and are defined as the share of the net present value (NPV) of oil produced and the share of NPV of stored CO₂ in the overall NPV of the project. In other words, for selected price scenarios, the percentage of income from oil production and the percentage share of income from CO₂ storage can be determined.

Keywords: numerical reservoir simulation, CO₂-EOR, CO₂ storage, machine learning, multiparameter analysis

Sadržaj

POPIS SLIKA	I
POPIS TABLICA.....	IX
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA	XI
POPIS SKRAĆENICA	XIV
1 Uvod.....	1
2 Teorijske postavke tercijarnih metoda iskorištavanja naftnih ležišta.....	5
2.1 Utiskivanje plinova i minimalni tlak miješanja.....	6
2.1.1 Otplinjavanje naftnog plina.....	6
2.1.2 Kondenzacija plina u nafti.....	7
2.1.3 Miješanje višestrukim kontaktom	7
2.2 Faze istraživanja i primjene EOR metoda	9
2.3 Metoda povećanja iscrpka utiskivanjem CO ₂	9
2.3.1 Pregled projekata CO ₂ -EOR.....	12
2.3.2 Parametri koji utječu na mješljivost i istiskivanje.....	21
2.3.3 Kriteriji odabira za primjenu utiskivanja CO ₂	26
2.3.4 Studija CO ₂ -EOR	29
2.3.4.1 Određivanje minimalnog tlaka miješanja	30
2.3.4.1.1 Korelacije za određivanje minimalnog tlaka miješanja.....	33
2.3.4.1.2 Eksperimentalne metode određivanja MMP-a	36
2.3.4.2 Slim-tube metoda.....	37
2.3.4.3 Metoda uzgona mjehurića – RBA metoda.....	40
2.3.4.4 Metoda nestajanja međupovršinske napetosti – VIT metoda	41
2.3.5 Primjena metode CO ₂ -EOR u Hrvatskoj.....	42

2.4	Kemijske metode povećanja iscrpka	51
2.4.1	Pregled projekata s primjenom kemijskih metoda povećanja iscrpka	52
2.4.2	Mehanizmi djelovanja kemijskih metoda povećanja iscrpka.....	53
2.4.2.1	Metoda povećanja iscrpka primjenom polimera.....	53
2.4.2.2	Metoda povećanja iscrpka primjenom površinski aktivnih tvari.....	56
2.4.3	Kriteriji odabira kemijskih metoda povećanja iscrpka.....	57
2.4.3.1	Kriteriji odabira kandidata za polimerno zavodnjavanje	57
2.4.3.2	Kriteriji odabira kandidata za zavodnjavanje površinski aktivnim tvarima	58
2.4.4	Laboratorijska ispitivanja primjene kemijskih metoda povećanja iscrpka	59
2.4.4.1	Laboratorijska ispitivanja polimernih otopina	59
2.4.4.2	Laboratorijska ispitivanja površinski aktivnih tvari	62
3	Pretpostavke i postupak izrade konceptualnih modela	64
3.1	Opći podaci o naftnim ležištima.....	66
3.2	Petrofizikalne analize	72
3.3	PVT podaci.....	73
3.4	Izrađeni usporedni scenariji.....	87
4	Rezultati i njihova analiza	90
4.1	Preklapanje s povijesnim podacima	90
4.2	Ekonomski podaci	98
4.2.1	Mehanizmi i zakonitosti koji utječu na EU ETS tržište	98
4.2.2	Cijene nafte i CO ₂	105
4.2.3	Troškovi CO ₂ -EOR projekata	106
4.2.3.1	Potrebna snaga i trošak kompresije CO ₂	106
4.2.3.2	Ostali troškovi CO ₂ -EOR projekata.....	108
4.3	Obrada i filtriranje podataka.....	109

4.4	Skladištenje CO ₂ i recikliranje CO ₂ te iscrpci nafte	111
4.4.1	Uskladištene količine CO ₂	111
4.4.2	Reciklirane količine CO ₂	120
4.4.2.1	Uskladištivost – efikasnost skladištenja u CCUS scenarijima.....	124
4.4.3	Proizvodnja nafte uz istodobno skladištenje CO ₂	133
4.4.4	Istovremeno sagledavanje EOR iscrpka i uskladištenosti.....	153
4.4.5	Analize pokazatelja efikasnosti.....	162
4.4.6	Razmatranja statističkih raspodjela rezultata u svrhu generalizirane procjene CO ₂ -EOR-a kao metode CCUS-a.....	171
4.5	Evaluacija ekonomičnosti CO ₂ -EOR CCUS scenarija.....	174
4.6	Određivanje težinskih faktora pomoću strojnog učenja	181
5	Diskusija rezultata	187
6	Zaključak.....	197
7	LITERATURA.....	201
8	Prilozi.....	221

POPIS SLIKA

Slika 1-1 Konceptualna shema ciklusa CO ₂ u CO ₂ -EOR procesu	2
Slika 2-1 Broj projekata u SAD po pojedinim metodama EOR-a	5
Slika 2-2 Ternarni dijagrami multikontaktnog istiskivanja suhim plinom (a) i kondenzirajućim plinom (b)	8
Slika 2-3 Pojednostavljen prikaz karakteristika CO ₂ u različitim stanjima	10
Slika 2-4 Shematski prikaz volumetrijske efikasnosti istiskivanja fluida iz ležišta po horizontalnoj (lijevo, površinski koeficijent obuhvata, E _{AS}) i vertikalnoj (desno, vertikalni koeficijent obuhvata, E _{VS}) ravnini	21
Slika 2-5 Aparatura za provedbu slim-tube testa	37
Slika 2-6 Shematski prikaz aparature za provedbu slim-tube testa.....	38
Slika 2-7 Vrijednosti iscrpka nafte pri različitim tlakovima	39
Slika 2-8 Shematski prikaz aparature za provedbu RBA metode	40
Slika 2-9 Dijagram ovisnosti međupovršinske napetosti i recipročne vrijednosti tlaka	42
Slika 2-10 Topljivost CO ₂ u ispitanim ležištima nafte u Hrvatskoj	43
Slika 2-11 Promjene viskoznosti sustava CO ₂ -nafta u ispitanim ležištima nafte u Hrvatskoj.....	44
Slika 2-12 Faktor bubrenja nafte koje je uzrokovano otapanjem CO ₂ u ispitanim ležištima nafte u Hrvatskoj	45
Slika 2-13 Eksperimentalni podatci slim-tube testa za ispitana ležišta nafte u Hrvatskoj	46
Slika 2-14 Udjeli pojedinih EOR metoda u svjetskim projektima.....	52
Slika 2-15 Osjetljivost viskoznosti polimerne otopine o različitim parametrima.....	60
Slika 2-16 Krivulje frakcijskog protoka za slučajeve utiskivanja vode i polimernih otopina različitih koncentracija	61
Slika 2-17 Određivanje adsorpcije polimera na stijenu	62
Slika 3-1 Shematski prikaz mogućih rasporeda utiskivanja.....	66
Slika 3-2 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina (RF @ bt) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje I1	76
Slika 3-3 Odnos utisnutih pornih volumena CO ₂ (PV) i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje I1 pri utisnim tlakovima u rasponu od 150 do 240 bar	76

Slika 3-4 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina (RF @ bt) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje Z2.....	78
Slika 3-5 Odnos utisnutih pornih volumena CO ₂ i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje Z2 pri utisnim tlakovima u rasponu od 150 do 215 bar.....	78
Slika 3-6 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina (RF @ bt) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S3.....	80
Slika 3-7 Odnos utisnutih pornih volumena CO ₂ i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S3 pri utisnim tlakovima u rasponu od 80 do 180 bar.....	81
Slika 3-8 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina (RF @ bt) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S4.....	83
Slika 3-9 Odnos utisnutih pornih volumena CO ₂ i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S4 pri utisnim tlakovima u rasponu od 98 do 280 bar.....	83
Slika 3-10 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina (RF @ bt) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje B5.....	85
Slika 3-11 Odnos utisnutih pornih volumena CO ₂ (PV) i ostvarenog iscrpka (RF) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje B5 pri utisnim tlakovima u rasponu od 175 do 340 bar.....	85
Slika 3-12 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja I1.....	87
Slika 3-13 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja Z2.....	88
Slika 3-14 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja S3.....	88
Slika 3-15 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja S4.....	88
Slika 3-16 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja B5.....	89
Slika 4-1 Proizvedene količine nafte u primarnoj fazi proizvodnje (m ³).....	96
Slika 4-2 Proizvedene količine nafte do kraja 2004. godine (m ³).....	96
Slika 4-3 Proizvedene količine nafte do kraja 2019. godine (m ³).....	97
Slika 4-4 Relativne promjene cijena.....	100
Slika 4-5 Nagnuta normalna PDF funkcija promjene EUA.....	103
Slika 4-6 Normalna distribucija PDF funkcija promjene EUA.....	103
Slika 4-7 Podudaranje simuliranih i stvarnih cijena CO ₂ GBM simulacijom.....	104
Slika 4-8 Simulacije cijena CO ₂ i pripadne vjerojatnosti na temelju p10, p50 i p90.....	105
Slika 4-9 Termodinamički uvjeti u trostupanjskoj kompresiji.....	106
Slika 4-10 Korelacija kompresije i potrebne energije.....	107

Slika 4-11 Uskladištenost u vremenu naftnog polja B5	112
Slika 4-12 Uskladištenost u vremenu naftnog polja I01	113
Slika 4-13 Uskladištenost u vremenu naftnog polja I1	113
Slika 4-14 Uskladištenost u vremenu naftnog polja S4	114
Slika 4-15 Uskladištenost u vremenu naftnog polja S3	114
Slika 4-16 Uskladištenost u vremenu naftnog polja Z02	115
Slika 4-17 Uskladištenost u vremenu naftnog polja Z2	115
Slika 4-18 Retencija u vremenu za naftno polje B5.....	116
Slika 4-19 Retencija u vremenu za naftno polje I01	117
Slika 4-20 Retencija u vremenu za naftno polje I1	117
Slika 4-21 Retencija u vremenu za naftno polje S4	118
Slika 4-22 Retencija u vremenu za naftno polje S3	118
Slika 4-23 Retencija u vremenu za naftno polje Z02	119
Slika 4-24 Retencija u vremenu za naftno polje Z2	119
Slika 4-25 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje B5	121
Slika 4-26 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje I01	121
Slika 4-27 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje I1	122
Slika 4-28 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje S4.....	122
Slika 4-29 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje S3.....	123
Slika 4-30 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje Z02	123
Slika 4-31 Reciklirani CO ₂ u vremenu za naftno polje Z2	124
Slika 4-32 Uskladištivost u vremenu naftnog polja B5 s regularnim rasporedom utiskivanja	125
Slika 4-33 Uskladištivost u vremenu naftnog polja B5 s inverznim rasporedom utiskivanja	126
Slika 4-34 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I01 s regularnim rasporedom utiskivanja ...	126
Slika 4-35 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I01 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	127
Slika 4-36 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I1 s regularnim rasporedom utiskivanja	127
Slika 4-37 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I1 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	128
Slika 4-38 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S4 s regularnim rasporedom utiskivanja	128
Slika 4-39 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S4 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	129
Slika 4-40 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S3 s regularnim rasporedom utiskivanja	130
Slika 4-41 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S3 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	130

Slika 4-42 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z02 s regularnim rasporedom utiskivanja ..	131
Slika 4-43 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z02 s inverznim rasporedom utiskivanja....	132
Slika 4-44 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z2 s regularnim rasporedom utiskivanja	132
Slika 4-45 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z2 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	133
Slika 4-46 EOR iscrpak naftnog polja B5 s regularnim rasporedom utiskivanja	134
Slika 4-47 EOR iscrpak naftnog polja B5 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	135
Slika 4-48 EOR iscrpak naftnog polja I01 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	135
Slika 4-49 EOR iscrpak naftnog polja I01 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	136
Slika 4-50 EOR iscrpak naftnog polja I1 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	136
Slika 4-51 EOR iscrpak naftnog polja I1 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	137
Slika 4-52 EOR iscrpak naftnog polja S4 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	137
Slika 4-53 EOR iscrpak naftnog polja S4 s inverznim rasporedom utiskivanja	138
Slika 4-54 EOR iscrpak naftnog polja S3 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	138
Slika 4-55 EOR iscrpak naftnog polja S3 s inverznim rasporedom utiskivanja	139
Slika 4-56 EOR iscrpak naftnog polja Z02 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	139
Slika 4-57 EOR iscrpak naftnog polja Z02 s inverznim rasporedom utiskivanja.....	140
Slika 4-58 EOR iscrpak naftnog polja Z2 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	140
Slika 4-59 EOR iscrpak naftnog polja Z2 s inverznim rasporedom utiskivanja	141
Slika 4-60 Dodatni iscrpak naftnog polja B5	142
Slika 4-61 Dodatni iscrpak naftnog polja I01	142
Slika 4-62 Dodatni iscrpak naftnog polja I1	143
Slika 4-63 Dodatni iscrpak naftnog polja S4	143
Slika 4-64 Dodatni iscrpak naftnog polja S3	144
Slika 4-65 Dodatni iscrpak naftnog polja Z02	144
Slika 4-66 Dodatni iscrpak naftnog polja Z2	145
Slika 4-67 Faktor utilizacije naftnog polja B5 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	146
Slika 4-68 Faktor utilizacije naftnog polja B5 s inverznim rasporedom utiskivanja	147
Slika 4-69 Faktor utilizacije naftnog polja I01 s regularnim rasporedom utiskivanja	147
Slika 4-70 Faktor utilizacije naftnog polja I01 s inverznim rasporedom utiskivanja	148
Slika 4-71 Faktor utilizacije naftnog polja I1 s regularnim rasporedom utiskivanja	148
Slika 4-72 Faktor utilizacije naftnog polja I1 s inverznim rasporedom utiskivanja	149

Slika 4-73 Faktor utilizacije naftnog polja S4 s regularnim rasporedom utiskivanja	149
Slika 4-74 Faktor utilizacije naftnog polja S4 s inverznim rasporedom utiskivanja	150
Slika 4-75 Faktor utilizacije naftnog polja S3 s regularnim rasporedom utiskivanja	150
Slika 4-76 Faktor utilizacije naftnog polja S3 s inverznim rasporedom utiskivanja	151
Slika 4-77 Faktor utilizacije naftnog polja Z02 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	151
Slika 4-78 Faktor utilizacije naftnog polja Z02 s inverznim rasporedom utiskivanja	152
Slika 4-79 Faktor utilizacije naftnog polja Z2 s regularnim rasporedom utiskivanja.....	152
Slika 4-80 Faktor utilizacije naftnog polja Z2 s inverznim rasporedom utiskivanja	153
Slika 4-81 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje B5	154
Slika 4-82 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje I01	154
Slika 4-83 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje I1	155
Slika 4-84 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje S4.....	155
Slika 4-85 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje S3.....	156
Slika 4-86 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje Z02.....	156
Slika 4-87 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje Z2.....	157
Slika 4-88 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje B5.....	158
Slika 4-89 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje I01	158
Slika 4-90 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje I1	159
Slika 4-91 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje S4	159
Slika 4-92 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje S3	160
Slika 4-93 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje Z02.....	160
Slika 4-94 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje Z2.....	161
Slika 4-95 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje B5	162
Slika 4-96 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje I01	163
Slika 4-97 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje I1	163
Slika 4-98 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S4	164

Slika 4-99 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S3	164
Slika 4-100 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z02	165
Slika 4-101 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z2	165
Slika 4-102 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje B5	166
Slika 4-103 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje I01	167
Slika 4-104 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje I1	167
Slika 4-105 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S4	168
Slika 4-106 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S3	169
Slika 4-107 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z02	169
Slika 4-108 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z2	170
Slika 4-109 Iscrpak pri maksimalnoj uskladištenosti.....	172
Slika 4-110 Uskladištenost pri maksimalnom iscrpku.....	173
Slika 4-111 5 % najboljih simulacijskih slučajeva prema uskladištenosti kao primarnom kriteriju	177
Slika 4-112 5 % najboljih simulacijskih slučajeva prema EOR iscrpku kao primarnom kriteriju	177
Slika 4-113 Težinski faktor vrijednosti nafte (w_1) u 5 % najvećih NPV ishoda.....	178
Slika 4-114 Težinski faktor vrijednosti CO ₂ (w_2) u 5 % najvećih NPV ishoda.....	178
Slika 4-115 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) cjelokupnog skupa simulacijskih slučajeva	182

Slika 4-116 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva svakog ležišta zasebno	183
Slika 4-117 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja B5.....	183
Slika 4-118 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja I01	184
Slika 4-119 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja I1	184
Slika 4-120 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja S3	185
Slika 4-121 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja S4	185
Slika 4-122 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja Z02.....	186
Slika 4-123 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja Z2	186
Slika 5-1 Korelacijska matrica relevantnih parametara za sve razine i slučajeve utiskivanja CO ₂	189
Slika 5-2 Molarni udio CO ₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 289 naftnog polja B5	190
Slika 5-3 Molarni udio CO ₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 289 naftnog polja B5	191
Slika 5-4 Molarni udio CO ₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 433 naftnog polja B5	192
Slika 5-5 Molarni udio CO ₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 433 naftnog polja B5.....	192
Slika 5-6 Molarni udio CO ₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 397 polja B5.....	193
Slika 5-7 Molarni udio CO ₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 397 naftnog polja B5.....	193
Slika 5-8 Molarni udio CO ₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 541 naftnog polja B5	194
Slika 5-9 Molarni udio CO ₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 541 naftnog polja B5	194
Slika 5-10 Molarni udio CO ₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja s trima utisnim i jednom proizvodnom bušotinom na srednjim udaljenostima	195

Slika 5-11 Molarni udio CO ₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja s trima utisnim i jednom proizvodnom bušotinom na srednjim udaljenostima	196
Slika 5-12 Molarni udio CO ₂ u sastavu plinske faze CCS simulacijskog slučaja s trima utisnim bušotinama	196

POPIS TABLICA

Tablica 2-1 Vrsta ležišne stijene i lokacija ležišta na kojima se primjenjuje istiskivanje nafte WAG procesom	14
Tablica 2-2 Dostupne informacije o karakteristikama WAG projekata koji su prikazani u tablici 2-1	18
Tablica 2-3 Kriteriji odabira za metode CO ₂ -EOR, utiskivanje polimera i pare	27
Tablica 2-4 Kriteriji odabira za utiskivanje CO ₂ u mješljivim i nemješljivim uvjetima i WAG proces	28
Tablica 2-5 Kriteriji odabira za utiskivanje CO ₂ u mješljivim uvjetima.....	28
Tablica 2-6 Kriteriji odabira za utiskivanje CO ₂	29
Tablica 2-7 Eksperimentalne metode određivanja MMP-a objavljene u pripadajućoj literaturi ...	31
Tablica 2-8 Empirijske i analitičke metode određivanja MMP-a objavljene u pripadajućoj literaturi	33
Tablica 2-9 Projekti primjene kemijskih metoda povećanja iscrpka	53
Tablica 2-10 Kriteriji primjenjivosti metode povećanja iscrpka primjenom polimera	58
Tablica 2-11 Kriteriji primjenjivosti metode povećanja iscrpka primjenom PAT-ova	59
Tablica 3-1 Opći podaci o naftnim ležištima	68
Tablica 3-2 Postavke simulacijskih modela	69
Tablica 3-3 Kombinacije rasporeda utiskivanja	70
Tablica 3-4 WAG omjeri.....	72
Tablica 3-5 Petrofizikalni podaci pojedinih naftnih polja.....	73
Tablica 3-6 Parametri jednadžbe stanja nafte polja I1	75
Tablica 3-7 Postavke slim-tube testa za naftno polje I1	75
Tablica 3-8 Parametri jednadžbe stanja nafte polja Z2	77
Tablica 3-9 Postavke slim-tube testa za naftno polje Z2	78
Tablica 3-10 Parametri jednadžbe stanja nafte polja S3	79
Tablica 3-11 Postavke slim-tube testa za naftno polje S3.....	80
Tablica 3-12 Parametri jednadžbe stanja nafte polja S4	82
Tablica 3-13 Postavke slim-tube testa za naftno polje S4.....	82

Tablica 3-14 Parametri jednadžbe stanja nafte polja B5	84
Tablica 3-15 Postavke slim-tube testa za naftno polje B5	84
Tablica 3-16 Utjecaj broja komponenti na trajanje simulacije	86
Tablica 3-17 Skladišni kapacitet iz CCS simulacijskih modela.....	89
Tablica 4-1 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje B5	91
Tablica 4-2 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje I1	92
Tablica 4-3 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje S4	93
Tablica 4-4 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje S3	94
Tablica 4-5 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje Z2	95
Tablica 4-6 Statistika raspodjele mjesečnih promjena cijena i simuliranih promjena.....	104
Tablica 4-7 Ulazni parametri NPV proračuna.....	109
Tablica 4-8 Statistička usporedba iscrpaka BAU i CO ₂ -EOR scenarija	174
Tablica 4-9 Statistička usporedba uskladištenja BAU i CO ₂ -EOR scenarija.....	174
Tablica 4-10 Kriteriji odabira isplativih slučajeva.....	179
Tablica 4-11 Kriteriji odabira.....	180

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA

c_c	ukupna cijena kompresije u zadanom periodu (€ u 30 dana)
c_{el}	jedinična cijena električne energije (€/kWh)
C_N	raspon najzastupljenijih ugljikovodika
eff_{CO_2}	CO ₂ učinkovitost
E	efikasnost istiskivanja nafte iz ležišta
E_{AS}	horizontalna efikasnost istiskivanja (engl. <i>areal sweep</i>)
E_D	mikroskopski koeficijent istiskivanja (engl. <i>displacement sweep efficiency</i>)
E_V	makroskopski koeficijent istiskivanja (engl. <i>volumetric sweep efficiency</i>)
E_{VS}	vertikalna efikasnost istiskivanja (engl. <i>vertical sweep</i>)
$EOR N_p$	proizvodnja nafte tijekom EOR faze proizvodnje (sm ³)
f	optimizacijska funkcija
H	dubina ležišta (m)
H_{eff}	efektivna debljina ležišta (m)
k	apsolutna propusnost ležišta (10 ⁻³ μm ²)
k_p	propusnost za polimer
k_{ro}	relativna propusnost za kapljevitu fazu
k_{rg}	relativna propusnost za plinsku fazu
k_w	propusnost za vodu
$k_{rw1/w2}$	relativna propusnost za vodu prije/nakon zavodnjavanja polimerima
k_r istiskujućeg	relativna propusnost istiskujućeg fluida
k_r istiskivanog	relativna propusnost istiskivanog fluida
\dot{m}_{CO_2}	masa CO ₂ utisnutog tijekom jednog mjeseca (kt/mj)
$m_{CO_2}^{usklađeno}$	masa CO ₂ uskladištenog u ležištu tijekom EOR (t)
$m_{CO_2}^{kapacitet}$	ukupni kapacitet ležišta za skladištenje CO ₂ (t)
M	omjer mobilnosti (-)
$M_{CO_2}^S$	masa uskladištenog CO ₂ (kg)
$M_{CO_2}^T$	maseni skladišni kapacitet ležišta za CO ₂ (kg)
$M_{C_{5+}}$	molarna masa C ₅₊ frakcije (g/mol)

M_{C7+}	molarna masa C_{7+} frakcije (g/mol)
MMP	minimalni tlak miješanja (Pa, bar)
MMP _{pure}	minimalni tlak miješanja nafte i čistog CO ₂ (MPa)
N_p	proizvodnja nafte (sm ³)
N_c	kapilarni broj
OIP	rezerve nafte u ležištu prije početka utiskivanja CO ₂ (sm ³)
OOIP _{EO_R start}	rezerve nafte u ležištu prije početka utiskivanja CO ₂ (sm ³)
P	snaga (kW, kWh)
p_b	tlak zasićenja (Pa, bar)
p_{bhp}	tlak na dnu bušotine (tlak kompresije, bar)
p_{utisni}	tlak utiskivanja CO ₂ (bar)
R_f	faktor otpora
R_{rf}	rezidualni faktor otpora
S_o	zasićenje naftom (%)
T	temperatura (K)
T_r	temperatura ležišta (°C)
U_{CO_2}	uskladištenost
$utisnuto_{CO_2, korak}$	utisnute količine CO ₂ u koraku (kt)
$V_{CO_2}^R$	volumen CO ₂ uskladištenog u ležištu (m ³)
V_p^R	porni volumen ležišta (m ³)
w_1	težinski koeficijenti iscrpka nafte (-)
w_2	težinski koeficijenti uskladištenog CO ₂ (-)
X_{vol}	molarni udio lakohlapljivih komponenti (%)
X_{int}	molarni udio srednje teških komponenti (%)
Y_{cl}	zbroj molarnog udjela metana i dušika, (%)
α	parametar oblika distribucije
Δp_{w2}	pad tlaka tijekom protiskivanja vode, nakon protiskivanja polimera
Δp_{w1}	pad tlaka tijekom protiskivanja vode, prije protiskivanja polimera
ξ	sredina distribucije
$\lambda_{istiskujućeg}$	mobilitet istiskujućeg fluida (m ² /Pa·s)

$\lambda_{\text{istiskivanog}}$	mobilnost istiskivanog fluida ($\text{m}^2/\text{Pa}\cdot\text{s}$)
λ_w	pokretljivost vode
$\lambda_{w1/w2}$	pokretljivost vode prije/nakon zavodnjavanja polimerima
λ_p	pokretljivost polimera
$\mu_{\text{istiskujućeg}}$	viskoznost istiskujućeg fluida ($\text{Pa}\cdot\text{s}$)
$\mu_{\text{istiskivanog}}$	viskoznost istiskivanog fluida ($\text{Pa}\cdot\text{s}$)
μ_o	viskoznost nafte ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)
μ_p	viskoznost polimerne otopine
μ_w	viskoznost vode
ρ_o	gustoća nafte (kg/m^3)
σ	standardna devijacija
σ_{AR}	standardna devijacija povećanja iscrpka simulacijskih slučajeva
σ_{mCO_2}	standardna devijacija uskladištene mase CO_2 simulacijskih slučajeva
σ_{AR}^2	varijanca povećanja iscrpka simulacijskih slučajeva
$\sigma_{\text{mCO}_2}^2$	varijanca uskladištene mase CO_2 simulacijskih slučajeva
$\phi(x)$	standardna normalna funkcija gustoće vjerojatnosti
ω	raspršenost distribucije

POPIS SKRAĆENICA

AR	povećanje iscrpka (engl. <i>Additional Recovery</i>)
BAU	scenarij bez zahvata (engl. <i>Business as Usual</i>)
BIP	binarni interakcijski parametri
CAPEX	kapitalni trošak (engl. <i>Capital Expenditures</i>)
CCE	ekspanzija pri konstantnom sastavu (engl. <i>Constant Composition Expansion</i>)
CCS	tehnologija hvatanja i geološkog skladištenja CO ₂ (engl. <i>Carbon Capture and Storage</i>)
CCUS	tehnologija hvatanja, utilizacije i geološkog skladištenja CO ₂ (engl. <i>Carbon Capture, Utilization, and Storage</i>)
CDM	Mehanizam čistog razvoja (engl. <i>Clean Development Mechanism</i>)
CER	certificirano smanjenje emisija (engl. <i>Certified Emissions Reductions</i>)
CGI	metoda povećanja iscrpka ugljikovodika kontinuiranim utiskivanjem plina (engl. <i>Continuous Gas Injection</i>)
CMC	kritična micelarna koncentracija (engl. <i>Critical Micelle Concentration</i>)
CPU	centralna procesna jedinica (engl. <i>Central Processing Unit</i>)
CPU runtime	računalno vrijeme (engl. <i>Central Processing Unit runtime</i>)
CSLF	Forum vodstva sekvestracije CO ₂ (engl. <i>Carbon Sequestration Leadership Forum</i>)
CWI	utiskivanje vode obogaćene s CO ₂ (engl. <i>Carbonated Water Injection</i>)
DCA	analiza krivulja pada proizvodnje (engl. <i>Decline Curve Analysis</i>)
DLE	test diferencijalnog otparavanja (engl. <i>Differential Liberation Experiment</i>)
EEX	europska burza energije (engl. <i>European Energy Exchange</i>)
EOR	metoda povećanja iscrpka nafte (engl. <i>Enhanced Oil Recovery</i>)
EOS	jednadžba stanja (engl. <i>Equation of State</i>)
ESCOM	akronim projekta „Evaluacijski sustav za ublažavanje CO ₂ “
EUA	emisijska jedinica (engl. <i>European Union Allowance</i>)
EU ETS	Sustav trgovanja emisijama Europske unije (engl. <i>European Union Emission Trading Scheme</i>)
FOPT	kumulativna proizvodnja nafte (engl. <i>Field Oil Production Total</i>)
GBM	geometrijsko Brownovo gibanje (engl. <i>Geometric Brownian Motion</i>)

HCG	prirodni plin (engl. <i>Hydrocarbon Gas</i>)
HM	usklađivanje s historijatom proizvodnje (engl. <i>History Matching</i>)
ICE	energetska interkontinentalna burza (engl. <i>Inter-Continental Exchange Futures Europe</i>)
ISO	Međunarodna organizacija za standardizaciju (engl. <i>International Organization for Standardization</i>)
JI	Mehanizam zajedničke provedbe (engl. <i>Joint Implementation</i>)
LCA	procjena životnog ciklusa (engl. <i>Life Cycle Assessment</i>)
LPG	ukapljeni naftni plin (engl. <i>Liquefied Petroleum Gas</i>)
$m\text{CO}_2$	masa uskladištenog CO_2
MLE	metoda najveće vjerojatnosti (engl. <i>Maximum Likelihood Estimation</i>)
MMP	minimalni tlak miješanja (engl. <i>Minimum Miscibility Pressure</i>)
NGL	kapljeviti prirodni plin (engl. <i>Natural Gas Liquid</i>)
NPV	neto sadašnja vrijednost (engl. <i>Net Present Value</i>)
OIP_i	količine nafte u ležištu na početku EOR-a (engl. <i>Oil in Place Initial</i>)
OIP_t	količine nafte u ležištu u nekom trenutku
OOIP	količine nafte u ležištu prije početka proizvodnje (engl. <i>Original Oil in Place</i>)
OPEX	operativni trošak (engl. <i>Operating Expense</i>)
PAT	površinski aktivne tvari
PDF krivulja	funkcije gustoće vjerojatnosti (engl. <i>Probability Density Function</i>)
PR	Peng Robinson (jednadžba stanja)
PV	porni volumen
PVT	odnosi tlaka, volumena i temperature (engl. <i>Pressure-Volume-Temperature</i>)
RBA	metoda uzgona mjehurića (engl. <i>Rising Bubble Apparatus</i>)
RH	Republika Hrvatska
SCC	društveni trošak CO_2 (engl. <i>Social Cost of Carbon</i>)
SPE	udruženje naftnih inženjera (engl. <i>Society of Petroleum Engineers</i>)
SRK	Soave Redlich Kwong (jednadžba stanja)
SWAG	metoda povećanja iscrpka ugljikovodika simultanim utiskivanjem vode i plina (engl. <i>Simultaneous Water and Gas Injection</i>)
TRL	razina tehnološke spremnosti (engl. <i>Technology Readiness Level</i>)

UF	faktor utilizacije
VIT	metoda smanjenja međupovršinske napetosti (engl. <i>Vanishing Interfacial Tension</i>)
WAF	metoda povećanja iscrpka ugljikovodika naizmjeničnim utiskivanjem vode i pjene (engl. <i>Water Alternating Foam</i>)
WAG	metoda povećanja iscrpka ugljikovodika naizmjeničnim utiskivanjem vode i CO ₂ (engl. <i>Water Alternating Gas</i>)

1 Uvod

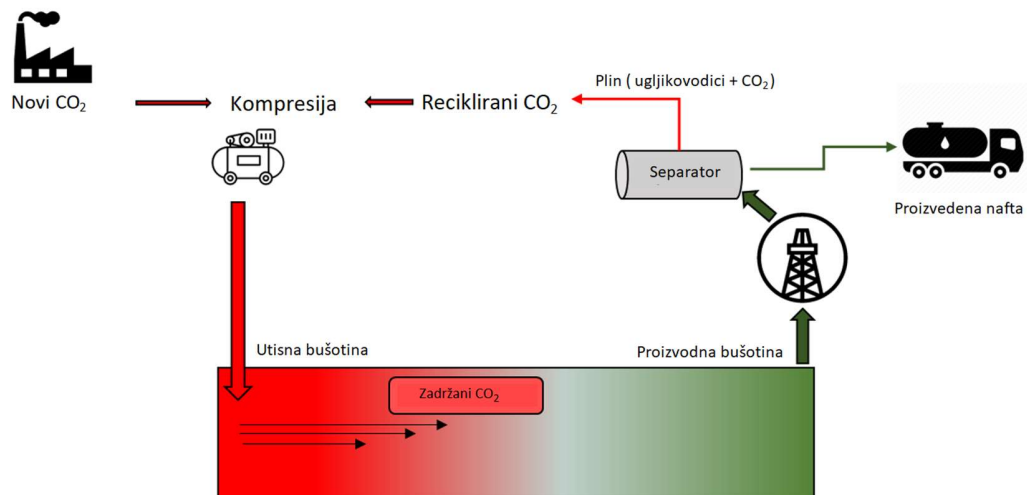
Pitanje klimatskih promjena postaje sve važnija tema, ne samo na globalnoj političkoj, već i na lokalnoj pa i društvenoj razini. Jedan od glavnih izazova svakako je smanjenje emisija stakleničkih plinova i mjere kojima se ono može postići (European Commission, 2020; UNFCCC, 2015; UNFCCC, 1997). Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u energetske miks može doprinijeti ostvarenju ciljeva smanjenja emisija, ali razina njihove tehnološke spremnosti (engl. *Technology Readiness Level*, TRL) i nepoznanice vezane uz njihov stvarni utjecaj na okoliš predstavljaju prepreke za njihovu širu primjenu. Zbog toga je nerealno očekivati da će potpuna energetska tranzicija uskoro biti ostvariva. Nadalje, u pogledu kapaciteta, praktički nijedna tehnologija smanjenja emisija ne pruža toliko mogućnosti kao skladištenje uhvaćenog CO₂ u podzemnim geološkim strukturama (Cao i sur., 2020). Opcija istovremene proizvodnje ugljikovodika i utiskivanja (i posljedičnog zadržavanja) CO₂ izrazito je privlačna, budući da se s povećanjem iscrpka oslobađa dodatni skladišni prostor, a proizvodnja vrijednog izvora energije (nafte) donosi financijsku dobit. S obzirom na zakonske obaveze kompanija vezane uz smanjenje emisija, postaje izgledno da će tehnologije hvatanja i skladištenja CO₂ (engl. *Carbon Capture and Storage* – CCS), kao i tehnologije hvatanja, utilizacije i skladištenja CO₂ (engl. *Carbon Capture, Utilisation and Storage* – CCUS) imati sve važniju ulogu. Dobro poznavanje tehnologije i stečeno iskustvo osnovne su prednosti primjene CC(U)S tehnologija (Hill i sur., 2020). Dodatnu prednost čini i sama činjenica da je procjena životnog ciklusa (engl. *Life Cycle Assessment*, LCA) CCS tehnologija znatno bolje istražena u odnosu na procjenu životnog ciklusa obnovljivih izvora energije (Núñez-López & Moskal, 2019). Rastući interes za tehnologije CC(U)S potvrđuju sve češća razmatranja njihove primjene u nekonvencionalnim ležištima (Zhang i sur., 2020), a čak se i u projektima iskorištavanja geotermalne vode razmatra utiskivanje CO₂ (Wu & Li, 2020).

Ideja za ovo doktorsko istraživanje osmišljena je u sklopu projekta ESCOM (ESCOM – Evaluacijski sustav za ublažavanje CO₂: PKP-2016-06-6917, 2019), koji je kao dio Programa poticanja istraživačkih i razvojnih aktivnosti u području klimatskih promjena bio financiran iz Fonda za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost uz podršku Hrvatske zaklade za znanost. Po završetku projekta ESCOM, istraživanje je nastavljeno u sklopu međunarodnog projekta

STRATEGY CCUS programa Europske unije za istraživanje i inovacije, Obzor 2020 (Strategy CCUS, 2021).

U trenutnim energetske strategijama nije predviđeno poticanje proizvodnje nafte, što dodatno naglašava važnost isticanja potencijala za smanjenje emisija u naftnoj industriji kroz CO₂-EOR projekte (Tcvetkov, 2021). U radu objavljenom u sklopu projekta ESCOM (Karasalihović Sedlar i sur., 2018) prikazana je mogućnost smanjenja emisija CO₂ na baklji (engl. *flaring*) ugradnjom separatora. Kroz ovaj doktorski rad, između ostalog, daje se pregled postojećih komercijalnih projekata koji potvrđuju mogućnost uskladištenja značajne količine CO₂ u ležištu uz istovremeno povećanje iscrpka nafte.

Utiskivanje CO₂ u ležište odvija se u mješljivim i nemješljivim uvjetima, a granica između tih uvjeta definirana je minimalnim tlakom miješanja (engl. *Minimum Miscibility Pressure*, MMP). Ukoliko se utiskivanje provodi u mješljivim uvjetima, CO₂ se na putu od utisne do proizvodne bušotine potpuno otapa u nafti povećavajući mobilnost nafte. Ukoliko se utiskivanje provodi u nemješljivim uvjetima, ne dolazi do potpunog otapanja CO₂ u nafti, što znači da CO₂ prema proizvodnim bušotinama putuje većom brzinom nego nafta, uzrokujući manji iscrpak nafte i veću proizvodnju prethodno utisnutog CO₂. Bez obzira na uvjete utiskivanja, dio utisnutog CO₂ ponovno se proizvodi, tako da ukupno utisnuti CO₂ uključuje reciklirani CO₂ i CO₂ kojeg je potrebno dodatno dovesti u sustav kako bi se ostvario potrebni kapacitet utiskivanja (Slika 1-1).



Slika 1-1 Konceptualna shema ciklusa CO₂ u CO₂-EOR procesu

Vrijednost minimalnog tlaka miješanja najviše ovisi o sastavu nafte i ležišnoj temperaturi, a njegovo egzaktno određivanje zahtijeva detaljnu PVT karakterizaciju nafte i smjese nafte i CO₂.

Pregledom literature i dosadašnjih projekata povećanja iscrpka (engl. *Enhanced Oil Recovery*, EOR) ustanovljeno je kako se optimalan odnos iscrpka nafte, troškova utiskivanja i količine trajno uskladištenog CO₂ uglavnom postiže metodama koje uključuju naizmjenično utiskivanje vode i CO₂ (engl. *Water Alternating Gas*, WAG).

S ciljem proširenja optimizacijske funkcije Kovsceka i Cakicija (2005) i kriterija odabira objašnjenih u nastavku, definirane su dvije hipoteze istraživanja:

1. Moguće je optimirati iscrpak nafte i količinu trajno uskladištenog CO₂ primjenom CO₂-EOR metoda na način da ukupni učinak utiskivanja CO₂ bude ekonomski isplativiji od scenarija s maksimiziranim iscrpkom nafte.
2. Moguće je primjenom laboratorijskih podataka o fluidu i numeričke simulacije konceptualnih modela ležišta poboljšati i ubrzati proces odabira ležišta nafte povoljnih za istovremeno povećanje iscrpka i skladištenje CO₂.

Svrha ovog istraživanja bila je ispitati različite proizvodno-utisne strategije kako bi se izdvojile one s najpovoljnijim odnosom dodatnog iscrpka i količine uskladištenog CO₂ uz realne tehnološke, ležišne i financijske parametre te su u skladu s tim definirani ciljevi istraživanja:

1. Definirati parametre iz laboratorijskih ispitivanja koji bitno utječu na procjene optimalnog iscrpka nafte i uskladištenja CO₂.
2. Izraditi numeričke modele za slučajeve utiskivanja pri različitim omjerima vode i CO₂ te uz primjenu polimera i/ili površinski aktivnih tvari (PAT).
3. Razviti metodu za procjenu optimalnog korištenja CO₂ radi istovremenog povećanja iscrpka i količine trajno uskladištenog CO₂ u podzemlju.

Metode primijenjene za ostvarenje navedenih ciljeva istraživanja su:

1. Numerička ležišna simulacija
 - Izrada konceptualnih 3D numeričkih ležišnih modela temeljenih na strukturama i ležišnim uvjetima za pet proizvodnih naftnih polja u Republici Hrvatskoj uz poznate parametre ležišta (poroznost, propusnost, početni tlak) i fluida (PVT modeli).
 - Validacija modela poklapanjem s historijatom proizvodnje za svako polje.
 - Izrada tipskih modela sa strategijama utiskivanja, uz praćenje optimizacijskih parametara (WAG omjer, trajanje obroka utiskivanja, ostvareni iscrpak nafte i količina uskladištenog CO₂).

2. Umjetne neuronske mreže

- Eliminacija parametara koji nemaju značajan utjecaj na iscrpak nafte i/ili količinu uskladištenog CO₂.

3. Statistička analiza rezultata

- Upotreba MS Excela i programskog jezika Python za određivanje rizičnosti provedbe pojedinih strategija utiskivanja.

4. Ekonomska analiza

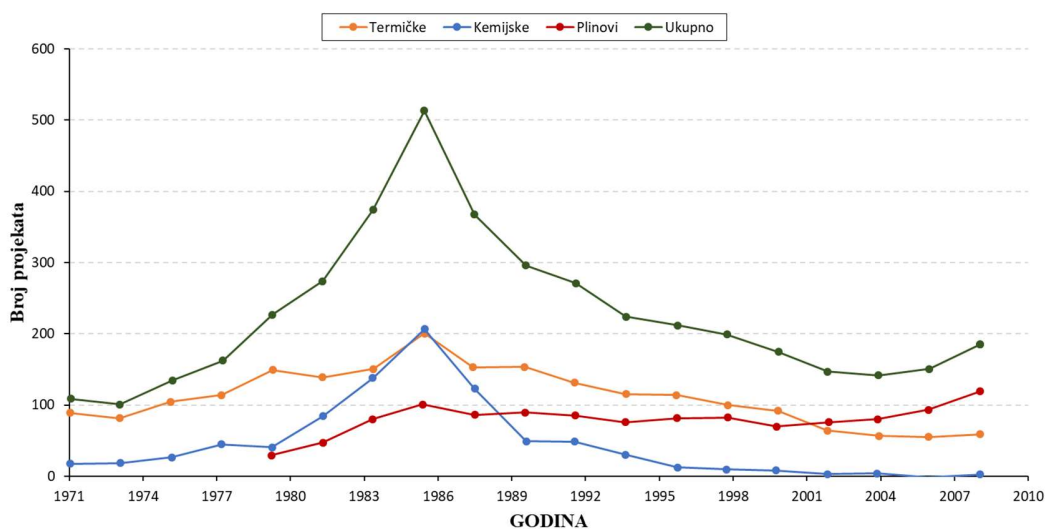
- Proračun neto sadašnjih vrijednosti (NPV, engl. *Net Present Value*) za pojedine scenarije.

2 Teorijske postavke tercijarnih metoda iskorištavanja naftnih ležišta

U tercijarnoj fazi iskorištavanja naftnih ležišta glavni je cilj pridobivanje dijela nafte nakon primarne i sekundarne faze iskorištavanja ležišta. To se postiže povećanjem pokretljivosti zaostale nafte smanjenjem viskoznosti i međupovršinske napetosti, odnosno povećanjem relativne (i efektivne) propusnosti za naftu. Metode tercijarne faze iskorištavanja naftnih ležišta mogu se podijeliti u tri osnovne grupe (Taber i sur., 1997):

- 1) metode istiskivanja plinom (i ugljikovodičnim otapalima) (engl. *Gas (and Hydrocarbon Solvent) Methods*)
- 2) kemijske metode (engl. *Improved Waterflooding Methods*)
- 3) termičke metode (engl. *Thermal Methods*).

Od početaka sustavne primjene metoda povećanja iscrpaka pa sve do prvih nekoliko godina 21. stoljeća najzastupljenije su bile termičke metode. Primjena kemijskih metoda, kao i metoda utiskivanja plinova, naglo raste nakon „drugog naftnog šoka“. Nakon sloma cijena nafte (1986. godine) opada interes za njihovom primjenom, dok su metode utiskivanja plinova ostale i dalje popularne i prevladavaju na početku 21. stoljeća (Slika 2-1).



Slika 2-1 Broj projekata u SAD po pojedinim metodama EOR-a (Vulin, 2021)

Metoda istiskivanja plinom (i ugljikovodičnim otapalima) podrazumijeva utiskivanje inertnih plinova (poput dušika), dimnih plinova (engl. *flue-gas*), obogaćenih smjesa ugljikovodičnih plinova, metana, ukapljenog naftnog plina (engl. *Liquefied Petroleum Gas*, LPG) i najčešće CO₂. Utiskivati se može u uvjetima miješanja, uvjetima bliskima uvjetima miješanja i nemješljivim uvjetima, što ovisi o minimalnom tlaku miješanja (MMP) utiskivanog fluida i ležišnom tlaku.

2.1 Utiskivanje plinova i minimalni tlak miješanja

Minimalni tlak miješanja je tlak pri kojem se utiskivani fluid u potpunosti otapa u ležišnom fluidu kada nastaje homogena smjesa. Prema tome, ukoliko je ležišni tlak veći od MMP-a utiskivanog fluida, uvjeti utiskivanja smatraju se mješljivim. Utiskivanje CO₂ u nemješljivim uvjetima primjenjivo je u ležištima nafte velike gustoće (npr. ležište Wilimington u Kaliforniji), s obzirom na to da je u takvim ležištima teško ostvariti mješljive uvjete (Saner i Patton, 1986). U slučaju utiskivanja dimnih plinova nastaju problemi s korozijom te je stoga takvo utiskivanje manje atraktivno od npr. utiskivanja dušika, bez obzira na približno jednak minimalni tlak miješanja. Budući da je minimalni tlak miješanja dušika velik, mješljivo istiskivanje moguće je ostvariti samo u dubokim ležištima nafte manje gustoće. U slučaju ležišta nafte velike gustoće primjenjuje se utiskivanje obogaćene smjese ugljikovodika, ali najčešći odabir je istiskivanje nafte termičkim metodama. Prilikom utiskivanja metana dolazi do isparavanja ugljikovodika težih od metana iz nafte te je ta metoda prikladna za istiskivanje nafte manje gustoće.

Minimalni tlak multikontaktnog miješanja je najniži tlak pri kojem se tijekom multikontaktnog procesa (objašnjenog u poglavlju 2.1.3), a pri bitno manjem tlaku od tlaka topljivosti, CO₂ miješa s naftom kroz poroznu stijenu.

2.1.1 Otplinjavanje naftnog plina

U mehanizmu otplinjenog naftnog plina (engl. *Vaporizing Gas Drive*) utisnuti CO₂ uzrokuje isparavanje lakših komponenata ugljikovodika iz ležišne nafte (Holm i Josendal, 1974; Silva i Orr, 1987). Kako se CO₂ i otparene komponente miješaju, smanjuje se međufazna napetost između faze bogate s CO₂ (CO₂ faze) i nafte. Taj mehanizam izraženiji je kod lakših nafti (Holm i Josendal, 1974; Silva i Orr, 1987). Holm i Josendal (1982) pokazali su kako je mehanizam

otplinjenog naftnog plina dominantan mehanizam u CO₂-EOR za nafte s API gustoćom većom od 35° (gustoće manje od 850 kg/m³). Orr i Silva (1987) razvili su model za određivanje minimalnog tlaka miješanja (MMP) i naglasili da je MMP važan parametar za određivanje izvedivosti CO₂-EOR projekta.

2.1.2 Kondenzacija plina u nafti

Otplinjavanje lakih i srednje teških komponenti ugljikovodika iz nafte obično se odvija bliže utisnoj bušotini i često se referira kao mehanizam do kojeg dolazi u „prvom kontaktu“ s naftom. Pri tome se smjesa naftnog plina i utisnutog CO₂ kontinuirano obogaćuje sadržajem ugljikovodika do trenutka kada se počinje istovremeno odvijati mehanizam kondenzacije u nafti. U naftu se najčešće kondenziraju naftni plin i CO₂, uzrokujući njezino bubrenje i veću pokretljivost (Zick, 1986). Kondenzacija u naftu dovodi do daljnjeg smanjenja površinske napetosti na granici faza plinovito/kapljevito i u prostoru te porasta topljivosti CO₂ ili (češće) smjese CO₂ s naftnim plinom u nafti. Bubrenje nafte zapravo predstavlja smanjenje gustoće nafte i njezino lokalno širenje u pornom prostoru, što uz poznatu činjenicu da je efektivna propusnost svake faze veća kada je zasićenje tom fazom veće, automatski znači i veću mobilnost nafte. Tako faktor bubrenja (engl. *oil swelling factor*) također predstavlja faktor koji može posljedično značiti višestruko veću efektivnu propusnost, tj. može imati puno veći učinak na mobilnost zahvaljujući povećanju efektivne propusnosti nafte u odnosu na smanjenje viskoznosti.

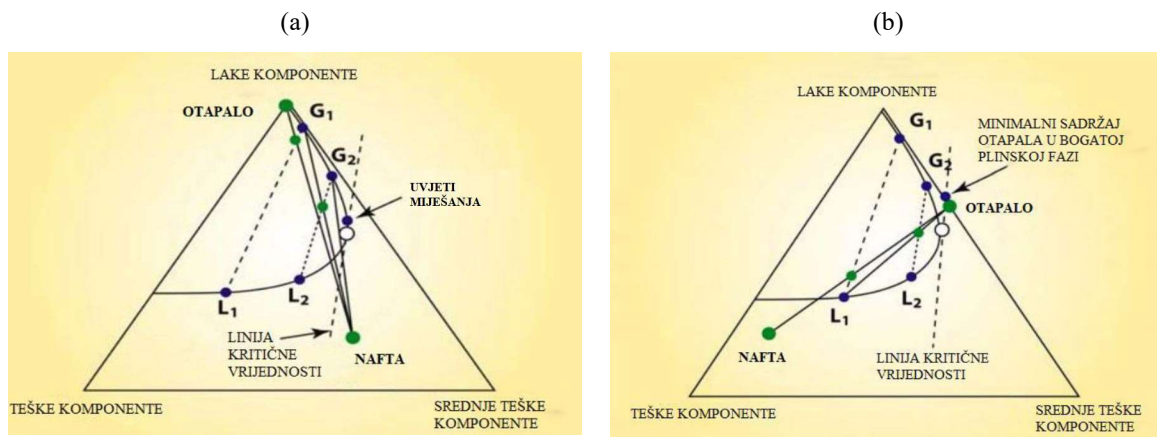
2.1.3 Miješanje višestrukim kontaktom

U mehanizmu miješanja višestrukim kontaktom, utisnuti CO₂ i nafta prolaze kroz niz kontakata, tj. isparavanja i kondenzacije, što na određenoj udaljenosti od utisne bušotine dovodi do razvoja jednofaznog, homogenog sustava.

MMP se ne odnosi na zasebne mehanizme, već može uključivati njihovu kombinaciju koja ovisi o specifičnim uvjetima ležišta i svojstvima nafte. Takvim postupnim povećanjem udjela CO₂ u sastavu nafte sama nafta polako prelazi u fluid koji se pri ležišnom uvjetu temperature ponaša kao plinski kondenzat, pošto se s povećanjem udjela CO₂ kritična točka na p - T dijagramu pomiče ulijevo, tj. smanjuje se kritična temperatura. Istovremeno raste kritični tlak, a tako i tlakovi zasićenja u području ležišnih temperatura od interesa.

Tlak potreban za postizanje uvjeta takvog dinamičkog miješanja pri utiskivanju CO₂ uglavnom je značajno manji od tlaka potrebnog za utiskivanje ostalih plinova. Upotrebom CO₂ moguće je pridobiti i teže komponente ugljikovodika. Niži tlak utiskivanja i proizvodnja težih komponenti glavne su prednosti upotrebe CO₂ kao utisnog plina.

Za objašnjavanje procesa koji se događaju prilikom utiskivanja u uvjetima miješanja često se upotrebljavaju trokutni (ternarni) dijagrami (Slika 2-2).



Slika 2-2 Ternarni dijagrami multikontaktnog istiskivanja suhim plinom (a) i kondenzirajućim plinom (b) (Lake, 1989)

Da bi se vizualno pomoglo objašnjenju multikontaktnog procesa (Slika 2-2), potrebno je zamisliti niz ćelija sa smjesama koje predstavljaju propusni medij u jednodimenzionalnom istiskivanju. U procesu multikontaktnog istiskivanja prva ćelija prvotno sadržava čistu naftu kojoj se kasnije dodaje otapalo dok ukupan sastav svih ćelija ne odgovara sastavu smjese. Prva ćelija (sjecište linije L1-G1 dužine „otapalo-nafta“) podijelit će se u dvije faze, plinovitu G1 i kapljevitu L1, sastava određenim ravnotežnim krivuljama. Plinovita faza G1 bit će puno pokretljivija od kapljevite faze L1 i pomaknut će se u drugu ćeliju tvoreći novu mješavinu. Zaostala kapljevita faza L1 dalje će se miješati s čistim otapalom. U drugoj ćeliji smjesa se dijeli na G2 i L2 i tako dalje.

U procesu multikontaktnog istiskivanja kondenzirajućim plinom prikazanom na istoj slici (Slika 2-2 b), prva ćelija s mješavinom dijeli se na kapljevitu fazu L1 i plinovitu fazu G1. Plinovita faza G1 odlazi dalje u sljedeću ćeliju, a kapljevita faza L1 miješa se sa svježim otapalom kako bi formirala iduću mješavinu. Kapljevita faza L2 miješa se s svježim otapalom i tako dalje. Proces miješanja će u konačnici dovesti do jednofazne smjese. S obzirom na to da je plinovita faza već prošla kroz prvu ćeliju, uvjeti miješanja stvaraju se u zatiljku zone miješanja nafte i otapala, kao posljedica obogaćenja kapljevite faze srednje teškim komponentama. Vrh fronte zone miješanja je

područje nemješljivog protjecanja zbog kontinuiranog kontakta s plinovitim fazama G1, G2, itd. (Varga, 2019).

Fazno ponašanje je kompliciranije kod otapala koje je pri ležišnom tlaku i temperaturi u plinovitom ili superkritičnom stanju (poput CO₂), odnosno u slučaju utiskivanja CO₂ moguće je ostvariti kombinirano istiskivanje. U sklopu ovog doktorskog rada istraženo je naizmjenično utiskivanje vode i CO₂ u mješljivim uvjetima.

2.2 Faze istraživanja i primjene EOR metoda

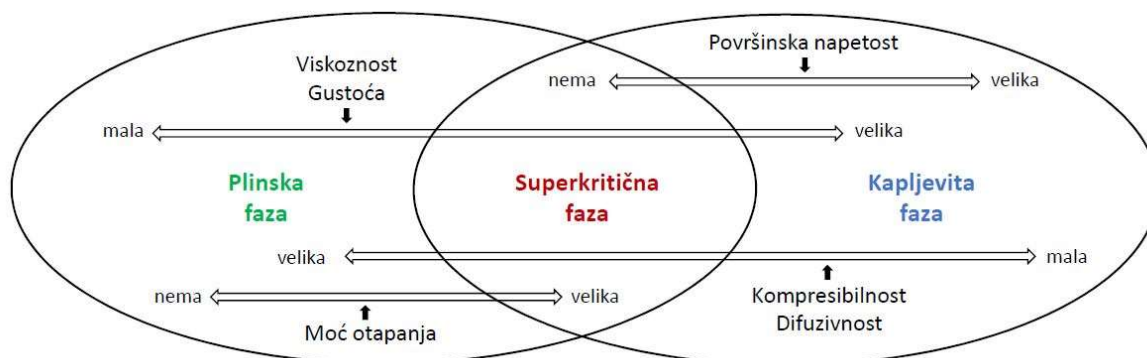
Svaki se EOR projekt može podijeliti u sljedeće faze nabrojane redoslijedom kojim se i provode:

- 1) Faza probiranja (engl. *screening*) u kojoj se provjeravaju povoljne karakteristike pojedinih ležišta za provedbu EOR metoda i temelji se na različitim kriterijima odabira (Suleimanov i sur., 2016; Taber i sur., 1997).
- 2) Faza analize, tj. laboratorijskih studija, koja podrazumijeva detaljne laboratorijske studije radi karakterizacije fluida i njihove međusobne interakcije u ležišnim uvjetima. Nakon laboratorijskih analiza i karakterizacije fluida izrađuju se simulacijski modeli budući da je analitičkim metodama najčešće nemoguće opisati EOR procese.
- 3) Faza provedbe pilot-projekta, u kojoj se uz što manja ulaganja i primjenu postojeće infrastrukture provodi testno pridobivanje tercijarnom metodom kako bi se potvrdili laboratorijski i simulacijski rezultati.
- 4) Faza razvoja i komercijalizacije projekta, u kojoj se proširuju analize, poboljšavaju stari (usklađivanjem s historijatom proizvodnje, engl. *History Matching*, HM) i izrađuju novi modeli na temelju proizvodnih podataka i rezultata testnog utiskivanja, s dodatnim naglaskom na ekonomsku analizu projekta, a uzimajući u obzir rezultate dobivene u svim prethodnim fazama uz razvijanje potrebne infrastrukture. Ova faza zahtijeva najveća ulaganja i smatra se komercijalnom fazom.

2.3 Metoda povećanja iscrpka utiskivanjem CO₂

U ležištu za vrijeme EOR procesa CO₂ se nalazi u uvjetima povišenog tlaka (ležišnog tlaka) i temperature (ležišne temperature) u superkritičnom stanju. Ono se objašnjava kao stanje u kojem

fluid ima difuzivnost karakterističnu za plinove, a gustoću karakterističnu za kapljevine. U tom području gustoća fluida nije toliko izravno poveziva s viskoznošću kao što je slučaj kod plinskog područja ili jednofaznog kapljevito područja. Superkrično stanje za CO₂ definirano je uvjetima $p > 73,8$ bar i $T > 31$ °C. Karakteristike CO₂ kao što su viskoznost, gustoća, površinska napetost, kompresibilnost, difuzivnost i moć otapanja (Slika 2-3) mijenjaju se u ovisnosti o različitim stanjima (fazama – plinska, superkrična i kapljevita).



Slika 2-3 Pojednostavljen prikaz karakteristika CO₂ u različitim stanjima (preuređeno i nadopunjeno od Saini, 2018)

Smatra se kako je utiskivanje CO₂ najpovoljnija EOR metoda zbog fizikalnih svojstava CO₂ (dobre topljivosti u nafti, niskog minimalnog tlaka miješanja i velikog faktora bubrenja nafte) i razvijenosti tehnologije. Uz dobru optimizaciju EOR procesa, osim povećanja iscrpka nafte dolazi i do trajnog skladištenja ugljikova dioksida u ležištu, što doprinosi smanjenju utjecaja na globalno zatopljenje.

CO₂-EOR procesi mogu se klasificirati prema:

1. stanju mješljivosti CO₂ i nafte
 - a) mješljivo (engl. *miscible*)
 - b) blisko uvjetima miješanja (engl. *near-miscible*)
 - c) nemješljivo (engl. *immiscible*)
2. vrsti utiskivanja
 - a) kontinuirano utiskivanje plina (engl. *continuous gas injection*, CGI)
 - b) naizmjenično utiskivanje vode i plina (engl. *water alternating gas injection*, WAG)
 - c) simultano utiskivanje vode i plina (engl. *simultaneous water and gas injection*, SWAG).

Mješljivost je fizikalno stanje u kojem se dva fluida miješaju u svim omjerima (Clark i sur., 1958). Tijekom utiskivanja CO₂ dolazi do različitih stanja mješljivosti između CO₂ i nafte ovisno o ležišnom tlaku, što dovodi do promjene sastava nafte i promjene međupovršinske napetosti. Smanjenje međupovršinske napetosti rezultira većim izravnim miješanjem faze bogate s CO₂ i nafte, tj. većim iscrpkom nafte. Kada se utiskuje samo CO₂, mobilnost nafte se smanjuje, uglavnom zbog gravitacijskog odvajanja te se zbog toga kombinira utiskivanje CO₂ i vode kako bi se poboljšala učinkovitost istiskivanja. WAG (*Water Alternating Gas*) utiskivanje može povećati mobilnost nafte i poboljšati efikasnost njenog istiskivanja, što rezultira povećanjem iscrpka nafte. Međutim, uobičajeni problem tog procesa je da utisnuta voda može blokirati kontakt između nafte i CO₂, smanjujući efikasnost istiskivanja (Christensen i sur., 2001). Zbog toga je, za optimizaciju rezultata, izuzetno važno pažljivo dizajnirati proces utiskivanja. Iako se u pravilu naizmjenično utiskivanje vode i plina u uvjetima mješljivosti smatra poželjnijim od utiskivanja u uvjetima nemješljivosti, sa stajališta povećanja iscrpka i nemješljivi WAG može biti valjan izbor (Belazreg i sur., 2021).

Imajući na umu važnost maksimiziranja, kako iscrpka nafte, tako i količine uskladištenog CO₂, Kovscek i Cakici (2005) definirali su sljedeću optimizacijsku funkciju:

$$f = w_1 \frac{N_p}{OIP} + w_2 \frac{V_{CO_2}^R}{V_p^R} \quad (2-1)$$

gdje je:

N_p – proizvodnja nafte, standardni m³ (sm³)

OIP – rezerve nafte u ležištu prije početka utiskivanja CO₂, sm³

$V_{CO_2}^R$ – volumen CO₂ uskladištenog u ležištu, m³

V_p^R – porni volumen ležišta, m³

w_1 i w_2 – težinski koeficijenti iscrpka nafte i uskladištenog CO₂, pri čemu je $w_1 + w_2 = 1$.

Teoretski, ukoliko je cilj maksimizirati iscrpak, tada će w_1 biti 1, a ukoliko je cilj maksimizirati uskladištenje CO₂, tada će w_2 biti 1. Željene vrijednosti ovih faktora bit će drugačije od projekta do projekta, a s obzirom na cijenu nafte, cijenu eksploatacije naftnih polja, kapitalne i operativne troškove dobavljanja, transporta i komprimiranja CO₂, zaštitu infrastrukture od korozije te različite zakonodavne okvire vezane uz emisije CO₂.

Kovscek i Cakici (2005) pretpostavili su konstantni volumen CO₂ uzimajući ukupni porni volumen ležišta kao volumen dostupan za skladištenje CO₂. Međutim, s obzirom na to da u

stvarnim ležištima postoji i vezana voda, evidentno je kako nije moguće uskladištiti CO₂ u sve pore ležišta.

Jahangiri i Zhang (2010) modificirali su drugi član jednadžbe 2-1, uvodeći masu uskladištenog CO₂ ($M_{CO_2}^S$) u odnosu na ukupni maseni skladišni kapacitet ležišta za CO₂ ($M_{CO_2}^T$):

$$f = w_1 \frac{N_p}{OIP} + w_2 \frac{M_{CO_2}^S}{M_{CO_2}^T} \quad (2-2)$$

Međutim, ukupni skladišni kapacitet ležišta za CO₂ je neizvjestan parametar (Allinson i sur., 2014) te još uvijek nije razvijena adekvatna optimizacijska funkcija iscrpka nafte i uskladištenja CO₂.

2.3.1 Pregled projekata CO₂-EOR

Još 1952. godine, grupa istraživača (Whorton i sur. 1952) prepoznala je važnost minimalnog tlaka miješanja i podnijela prvi patent za metodu proizvodnje nafte utiskivanjem CO₂ (Stalkup, 1978).

Prvi pilot-projekt proveden je na eksploatacijskom polju Mead Strawn u Teksasu 1964. godine (Holm i O'Brien, 1971). Prije početka projekta provedena su laboratorijska istraživanja kojima je potvrđeno kombinirano utiskivanje vode i CO₂ kao najpogodnija EOR metoda. WAG metoda izabrana je kao najpogodnija zbog toga što je njezinom primjenom proboj CO₂ u proizvodnim bušotinama bio najmanji te se utiskivanjem vode tlak ležišta mogao održavati na razini većoj od minimalnog tlaka miješanja. U sklopu tog pilot-projekta, u četiri bušotine utisnuto je 5 tona CO₂.

Najveći CO₂-EOR projekti pokrenuti su u ranim sedamdesetima na južnom dijelu Sjedinjenih Američkih Država (Permian Basin) te su u osamdesetima postali komercijalni, a danas ih je aktivno više od 60 (Manrique i sur., 2010). Kako bi se proizvelo dodatnih 40 000 m³/d (250 000 barela dnevno), u ležišta je utisnuto više od 300·10⁹ m³ CO₂ (Hargove i sur., 2010).

Veliki CO₂-EOR projekt odvija se u Kanadi, u ležištu Weyburn, koje je temeljem CO₂-EOR projekta u tercijarnoj fazi pridobivanja proizvodilo dodatnih 5000 barela nafte dnevno (Verdon, 2011). Nakon što je pridobiveno 25 % naftnih rezervi kroz primarnu fazu proizvodnje koja je trajala od 1954. do 1964. i sekundarnu fazu proizvodnje koja je trajala od 1964. do 2000., utiskivanje CO₂ (2,4 Mt CO₂ godišnje) započelo je 2000. godine s ciljem pridobivanja dodatnih 20

milijuna m³ nafte te produljenja proizvodnog vijeka ležišta za više od 30 godina (Whittaker i sur., 2011).

Projekt Denver Unit u Teksasu primjer je još jednog uspješnog EOR projekta. Započeo je 1983. godine i u okviru istog se utiskuje oko 1,1 Mt CO₂ godišnje, što rezultira proizvodnjom nafte u iznosu od 1272 m³ dnevno (MIT Energy Initiative, 2016).

Kompanija ExxonMobil je 1983. godine pokrenula CO₂-EOR projekt na ležištu Means u Teksasu kojim je ostvareno 15 % dodatnog iscrpka nafte (Kuuskraa, 2008).

Chaparral Energy Inc. je pokrenuo EOR projekt na ležištu Farnsworth u Teksasu u prosincu 2010. godine, čime je povećan iscrpak nafte za 460 m³ dnevno. Ujedno je i 2013. godine pokrenut EOR projekt na eksploatacijskom polju Nurbank u Kaliforniji, za koje je procijenjen iscrpak od 47,3 %, od čega se 8,6 % odnosi na iscrpak ostvaren u tercijarnoj fazi pridobivanja (Chaparral Energy, 2013). Oba projekta primjenjuju WAG EOR metodu (Saini, 2017).

Kompanija Conoco Philips od 2013. godine utiskuje 0,9 Mt CO₂ godišnje kroz četiri utisne bušotine u mješljivim uvjetima u ležište Bell Creek (Saini, 2017), što je rezultiralo povećanjem iscrpka nafte za 5,5 milijuna m³ (MIT Energy Initiative, 2016). Ukupni skladišni kapacitet ležišta Bell Creek procijenjen je na 14 milijuna tona CO₂ (Gorecki i sur., 2012).

Od samih početaka primjene metoda povećanja iscrpka, metoda WAG prepoznata je kao učinkovita, što dokazuje i velik broj (59) takvih projekata (Tablica 2-1 i Tablica 2-2) već u prvih 30-ak godina primjene (Christensen i sur., 2001). Na nekim eksploatacijskim poljima u SAD-u (South Swan, Slaughter Estate, Dollarhide i Rangely Weber) očekivalo se povećanje iscrpka od čak 20 %. Većina WAG projekata počela je u tercijarnoj fazi iskorištavanja, odnosno samo su noviji WAG projekti u Sjevernom moru pokrenuti u ranijoj fazi iskorištavanja ležišta. Oko 80 % projekata provodi se u mješljivim uvjetima, a omjer utiskivanja vode i plina uglavnom je 1:1. Opisani su i uobičajeni operativni problemi polja na kojima se provodi WAG proces, poput smanjenja injektivnosti, ranog proboja vode i plina, korozije, različitih temperatura faza koje se utiskuju, stvaranja hidrata itd. Većina EOR projekata provodi se u Sjedinjenim Američkim Državama, i to uglavnom u pješčenjačkim ležištima, iako se plin u nešto manjoj mjeri utiskuje i u karbonatna i dolomitna ležišta. U više od 50 % projekata utiskuje se CO₂, dok se u ostalim projektima većinom utiskuje prirodni plin.

Tablica 2-1 Vrsta ležišne stijene i lokacija ležišta na kojima se primjenjuje istiskivanje nafte WAG procesom (preuređeno i nadopunjeno od Christensen i sur., 2001)

Godina početka projekta	Ime projekta	Lokacija	Plin koji se utiskuje	Vrsta istiskivanja	Vrsta ležišne stijene
1957	North Pembina	Alberta	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1959	Romaškinsko Minajevska jedinica	Tatarstan	-	-	-
1960	University Block 9	Texas	LPG	Mješljivo	Vapnenac
1960	Midlands Farm	Texas	propan	Mješljivo	Vapnenac
1960	Juravljevsko-Stepanovsko	Orenburška oblast	-	Nemješljivo	Karbonat
1961	South Ward	Texas	propan	Mješljivo	Pješčenjak
1962	Adena	Colorado	propan	Mješljivo	Pješčenjak
1964	Hassi-Messaoud	Alžir	HCG	Mješljivo	-
1964	Mead Strawn	Texas	CO ₂	-	Pješčenjak
1966	Fairway	Texas	HCG	Mješljivo	Vapnenac
1968	Ozek-Suat	Stavropoljska oblast	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1970	Goit-kort	Čečenija	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1972	Kelly Snyder	Texas	CO ₂	Mješljivo	Karbonat
1972	Levelland	Texas	CO ₂	Mješljivo	Vapnenac
1972	Willard (Wasson)	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1973	South Swan	Alberta	NGL	Mješljivo	Karbonat

Godina početka projekta	Ime projekta	Lokacija	Plin koji se utiskuje	Vrsta istiskivanja	Vrsta ležišne stijene
1976	Rock Creek	West Virginia	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1976	Lick Creek	Arkansas	CO ₂	Nemješljivo	Pješčenjak
1976	Granny's Creek	West Virginia	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1976	Slaughter Estate (SEU)	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1977	Willesden Green	Alberta	HCG/N ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1980	Garber	Oklahoma	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1980	Purdy Springer (Northeast)	Oklahoma	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1981	Maljamar	New Mexico	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1981	Jay Little Escambia	Florida/Alabama	N ₂	Mješljivo	Karbonat
1981	Little Knife	North Dakota	CO ₂	Mješljivo	Karbonat
1981	Quarantine Bay	Louisiana	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1981	Twofreds (Delaware)	Texas	HCG	-	Pješčenjak
1982	Wilmington	California	CO ₂ /N ₂	Nemješljivo	Pješčenjak
1983	Joffre Viking	Alberta	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1983	San Andres (SESSAU)	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1983	Wasson Denver	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1983	Fenn Big Valley	Alberta	HCG	Mješljivo	Dolomit

Godina početka projekta	Ime projekta	Lokacija	Plin koji se utiskuje	Vrsta istiskivanja	Vrsta ležišne stijene
1983	Prudhoe Bay	Alaska	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1984	Samotlor	Tjumenska oblast	-	Nemješljivo	Pješčenjak
1984	Caroline	Alberta	-	Mješljivo	Pješčenjak
1985	Kuparuk River	Alaska	HCG	Nemješljivo	Pješčenjak
1985	Kuparuk River	Alaska	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1985	Judy Creek	Alberta	HCG	Mješljivo	Vapnenac
1985	Mitsue	Alberta	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1985	East Vacuum	New Mexico	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1985	Dollarhide	Texas	CO ₂	Mješljivo	-
1986	Rangely Weber	Colorado	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1986	Hanford	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1986	South Wasson Clearfork	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1986	Wertz Tensleep	Wyoming	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1988	Kaybob North	Alberta	HCG	Mješljivo	Karbonat
1989	N. Ward Estes	Texas	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1989	Lost Soldier Field	Wyoming	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak
1989	Gullfaks	Sjeverno more (Norveška)	HCG	Nemješljivo	Pješčenjak
1989	Daqing	Sjeverna Kina	HCG	Nemješljivo	Pješčenjak
1993	Neches	Texas	CO ₂	Mješljivo	Pješčenjak

Godina početka projekta	Ime projekta	Lokacija	Plin koji se utiskuje	Vrsta istiskivanja	Vrsta ležišne stijene
1994	Snorre	Sjeverno more (Norveška)	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1994	Brage	Sjeverno more (Norveška)	HCG	Nemješljivo	Pješčenjak
1994	Slaughter Sundown (SSU)	Texas	CO ₂	Mješljivo	Dolomit
1994	Brae South	Sjeverno more (Škotska)	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1994	Statfjord	Sjeverno more (Norveška)	HCG	Mješljivo	Pješčenjak
1995	Mattoon	Illinois	CO ₂	Nemješljivo	Pješčenjak
1996	Ekofisk	Sjeverno more (Norveška)	HCG	Nemješljivo	Karbonat

** HCG (engl. hydrocarbon gas) predstavlja prirodni plin, obogaćeni prirodni plin (engl. enriched gas), dimni plin (engl. exhaust gas), LPG (engl. liquefied petroleum gas) ukapljeni naftni plin, a NGL (engl. natural gas liquid) ukapljeni prirodni plin*

Tablica 2-2 Dostupne informacije o karakteristikama WAG projekata koji su prikazani u tablici 2-1 (preuređeno i nadopunjeno od Christensen i sur., 2001)

Ime projekta	Rapored utiskivanja	Predvideni ukupni iscrpak nafte (%)	Predvideno povećanje iscrpka nafte (%)	Viskoznost nafte (cp)	Veličina obroka PV (%)	WAG omjer
North Pembina	Inv. 5 spot	72	9,4	1,38	-	-
University Block 9	-	60–89	-	0,25	-	-
Midlands Farm	-	-	+	-	2	-
South Ward	5 spot	-	-	3–4	-	-
Adena	Line	-	+	0,42	-	-
Hassi-Messaoud	-	-	-	0,21	3	0,87
Mead Strawn	-	-	-	1,3	-	-
Fairway	-	50	13	-	5	-
Kelly Snyder	Inv. 9 spot	55	10	0,35	1,5	3
Levelland	5 spot	-	-	1,93	-	-
Willard (Wasson)	-	-	-	0,97	20	1
South Swan	9 spot	65	20	0,38	10	1 – 1,25
Rock Creek	5 spot	-	-	3,2	-	-
Lick Creek	-	11,1	3,1	160	-	1
Granny's Creek	5 spot	37,11	+	1,94	-	-
Slaughter Estate (SEU)	5 spot	70	19,6	2	25	2:01
Garber	5 spot	-	10	2,1	35	1

Ime projekta	Rapored utiskivanja	Predvideni ukupni iscrpak nafte (%)	Predvideno povećanje iscrpka nafte (%)	Viskoznost nafte (cp)	Veličina obroka PV (%)	WAG omjer
Purdy Springer (Northeast)	5 spot	-	7,5	1,41	7,5	2
Maljamar	-	-	14	0,8	-	-
Jay Little Escambia	Line	58,93	6,5	0,18	<1	4
Little Knife	-	-	18	-	-	1
Quarantine Bay	-	20,1	2	0,94	18,9	1
Twofreds (Delaware)	Line	-	4,8	1,467	54,7	1 – 5
Wilmington	Line	-	12,5	180 – 410	-	-
Joffre Viking	Inv. 5 spot	-	+	1	10	1
San Andres (SESSAU)	Inv. 9 spot	-	7,1	6	-	2
Wasson Denver	Inv. 9 spot	-	+	-	-	-
Fenn Big Valley	-	-	15	1,41	15	1,3
Prudhoe Bay	-	-	5,2	1,3	1	2
Caroline	-	33	4	-	-	2
Kuparuk River	-	-	52	-	-	1
Kuparuk River	-	-	52	-	0,5	1
Judy Creek	Inv. 5 spot	-	6,5	-	15	1
Mitsue	-	65	12,5	0,6	15,25	1
East Vacuum	Inv. 9 spot	47	3,8	-	10	2

Ime projekta	Rapored utiskivanja	Predvideni ukupni iscrpak nafte (%)	Predvideno povećanje iscrpka nafte (%)	Viskoznost nafte (cp)	Veličina obroka PV (%)	WAG omjer
Dollarhide	5 spot	62	19	0,4	30	-
Rangely Weber	-	49	19	1,7	1,5	1 – 3
Hanford	5 spot	-	14,2	1,38	3	1
South Wasson Clearfork	5 spot	-	10	1	3	2
Wertz Tensleep	-	-	-	1,28	2,5	1
Kaybob North	-	50,9	12,3	0,19	1,2	1
N. Ward Estes	5 spot+line	-	8	1,4	1,5	1
Lost Soldier Field	Line	54,2	9,9	1,38	-	1
Gullfaks	Line	-	5	1,19	5	1
Daqing	-	-	8,6	-	0,5	1
Snorre	Line	52	-	0,8	<1	1
Brage	-	34	9 – 12	0,56	-	1

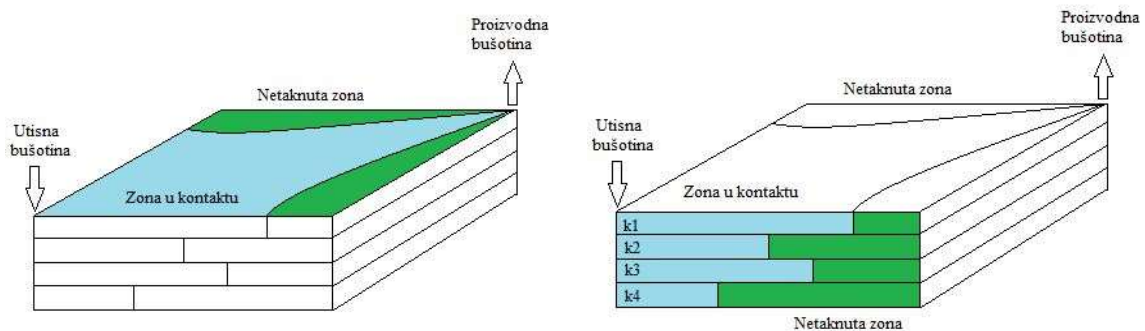
Većina CO₂-EOR projekata, bilo da se radi o mješljivim ili nemješljivim uvjetima utiskivanja, locirana je na području Sjedinjenih Američkih Država i to s udjelom većim od 90 % (Jishun i sur., 2015) u odnosu na ukupan broj CO₂-EOR projekata u svijetu. Sjedinjene Američke Države raspolažu s više od 5000 km plinovoda kojima se transportira CO₂ za više od 100 CO₂-EOR projekata (Biello, 2009). Nema mnogo podataka o CO₂-EOR projektima izvan Sjedinjenih Američkih Država, a najpoznatiji su projekt Uthmaniyah pokrenut 2015. u Saudijskoj Arabiji i projekt Lula pokrenut 2013. u Brazilu. Nekoliko pilot-projekata povezanih sa sekvestracijom CO₂ (CCS) započeto je u zadnjih 15 godina, npr. projekt Brindisi u Italiji, Jilin, Shengli i Jingbian u Kini (MIT Energy Initiative, 2016).

2.3.2 Parametri koji utječu na mješljivost i istiskivanje

Efikasnost istiskivanja nafte iz ležišta (jednadžba 2-3) se može predstaviti dvama koeficijentima: mikroskopskim koeficijentom istiskivanja (engl. *displacement sweep efficiency*, E_D) i volumetrijskim ili makroskopskim koeficijentom istiskivanja (engl. *volumetric sweep efficiency*, E_V), kako slijedi:

$$E = E_D \cdot E_V \quad (2-3)$$

Djelotvornost istiskivanja na mikroskopskoj razini (E_D) moguće je definirati kao odnos količine proizvedenog istiskivanog fluida i količine istiskivanog fluida koji je bio u kontaktu s istiskujućim fluidom.



Slika 2-4 Shematski prikaz volumetrijske efikasnosti istiskivanja fluida iz ležišta po horizontalnoj (lijevo, površinski koeficijent obuhvata, E_{AS}) i vertikalnoj (desno, vertikalni koeficijent obuhvata, E_{VS}) ravni (Ott, 2016)

Makroskopski koeficijent istiskivanja nafte ukazuje na razmjer kontakta istiskujućeg fluida s naftonosnim dijelovima ležišta, a dijeli se na horizontalnu efikasnost istiskivanja (engl. *areal sweep*, E_{AS}) i vertikalnu efikasnost istiskivanja (engl. *vertical sweep*, E_{VS}).

$$E_V = E_{AS} \cdot E_{VS} \quad (2-4)$$

gdje je:

$$E_{AS} = \frac{\text{obuhv \u0107ena površina}}{\text{ukupna površina}} \quad (2-5)$$

$$E_{VS} = \frac{\text{obuhv \u0107eni popre\u010dni presjek}}{\text{ukupna površina popre\u010dnog presjeka}} \quad (2-6)$$

Na makroskopski koeficijent istiskivanja utje\u0107e heterogenost i anizotropnost le\u017ei\u0161ta, odnosno pokretljivosti fluida te polo\u017eaj utisnih i proizvodnih bu\u0161otina.

Ležišna stijena (porozna stijena zasićena ugljikovodicima), koja može biti vodomogućiva ili naftomogućiva, zadržava fluide na stijenkama svojih pora zbog utjecaja viskoznosti i međupovršinske napetosti. Na mikroskopskoj je razini iscrpak nafte iz ležišta pod utjecajem kapilarnog broja (koji će se objasniti u odjeljku 2.4.2.1), a na makroskopskoj je razini, uz karakteristike ležišta, ovisan i o odnosu pokretljivosti fluida (engl. *mobility ratio*, M) koja se može prikazati sljedećom jednačinom:

$$M = \frac{\lambda_{\text{istiskujućeg}}}{\lambda_{\text{istiskivanog}}} = \frac{\frac{k_r \text{ istiskujućeg}}{\mu_{\text{istiskujućeg}}}}{\frac{k_r \text{ istiskivanog}}{\mu_{\text{istiskivanog}}}} \quad (2-7)$$

gdje je:

M – omjer mobilnosti (-)

$\lambda_{\text{istiskujućeg}}$ – mobilnost istiskujućeg fluida, (m²/Pa·s)

$\lambda_{\text{istiskivanog}}$ – mobilnost istiskivanog fluida, (m²/Pa·s)

$k_r \text{ istiskujućeg}$ – relativna propusnost istiskujućeg fluida

$k_r \text{ istiskivanog}$ – relativna propusnost istiskivanog fluida

$\mu_{\text{istiskujućeg}}$ – viskoznost istiskujućeg fluida, Pa · s

$\mu_{\text{istiskivanog}}$ – viskoznost istiskivanog fluida, Pa · s

Istiskivani fluid u slučaju CO₂-EOR postupka je nafta, a istiskujući fluid je voda ili CO₂. Ukoliko je omjer mobilnosti (M) manji ili jednak 1, smatra se kako nema prstolikog probijanja istiskujućeg fluida prema proizvodnim bušotinama, što podrazumijeva povoljnu efikasnost istiskivanja fluida. Omjer mobilnosti veći od 1 je nepovoljan i znači da će preostala nafta u ležištu biti neefikasno istiskivana. Na mobilnost se može utjecati ili promjenom viskoznosti fluida ili promjenom propusnosti za fluide u ležištu.

Klinkenberg (1957) je proučavao raspodjelu veličine pora te mješljivo i nemješljivo istiskivanje fluida. Zaključio je kako raspodjela veličine pora različito utječe na mješljivo i nemješljivo istiskivanje.

Hall i Geffen (1957) izradili su matematički model za određivanje tlaka zasićenja, volumnog protoka (kapljevine i plina) te udio kapljevite faze tijekom dvofaznog protjecanja. Dodatno, u analizi su se koristili čistim spojevima (metan, propan, butan itd.) za koje su razdvojili

zone plinovitog stanja, dvofazno područje i područje potpunog (100 %-tnog) zasićenja kapljevinom.

Lacey i sur. (1958) proučavali su duljinu zone miješanja (engl. *mixed zone*) u jezgrama različitih promjera. Zaključili su kako je duljina zone miješanja proporcionalna površini kroz koju fluidi protječu, ali su i upozorili na to kako to ne može biti pravilo na razini ležišta.

U '60-im godinama prošlog stoljeća brojni su autori (Benham i sur., 1960; Adamson i Flock, 1962; Rutherford, 1962) eksperimentalno proučavali mehanizme miješanja. Benham i sur. (1960) analizirali su mješljivost plinova koji sadrže teže ugljikovodike (engl. *rich gases*) s ležišnim fluidom koristeći se ternarnim dijagramima sa sljedećim trima komponentama: metan, C₂-C₄ i C₅₊. Razvili su korelaciju za maksimalnu koncentraciju metana u mješljivim uvjetima kao funkciju temperature, tlaka, molarne mase C₅₊ i molarne mase C₂₊.

Drugi autori (Wilson, 1960; Welge i sur., 1961) koristili su se nešto drugačijim komponentama u ternarnom dijagramu, ali se sastav nafte generalno dijeli na komponente manje molarne mase, komponente srednje molarne mase i komponente velike molarne mase. Takve procjene zanemaruju heterogenost ležišta (u smislu propusnosti, strukture pora i zasićenja fluidima), na što su upozorili već Deffrenne i sur. (1961).

Peaceman i Rachford (1962) dali su numeričku metodu 2D proračuna mješljivog istiskivanja. Metodom slučajnog broja generirali su normalnu distribuciju propusnosti, a model je dao rezultate u skladu s eksperimentalnim podacima.

Teorija Buckleya i Leveretta (1942) poslužila je kao početna točka brojnih modifikacija. Koval (1963) je objavio najpoznatiji rad u području poluanalitičkog opisa mješljivih procesa s modelom topljivosti kao funkcijom utisnutih pornih volumena primjenjujući metodu *K*-faktora za dopunu Buckley-Leverettove jednadžbe. Usporedio je rezultate dobivene predloženim matematičkim modelom s objavljenim podacima i dobio zadovoljavajuće rezultate za heterogene sustave horizontalnih ležišta u kojima se fluidi različitih viskoznosti kreću različitim brzinama (engl. *viscous fingering*).

Fitch i Griffith (1964) testirali su naizmjenično utiskivanje vode kako bi dobili efikasnije istiskivanje nafte. Simon i Graue (1965) su na osnovi eksperimentalnih podataka razvili korelacije za predviđanje topljivosti, bubrenja i viskoznosti za sustav CO₂-nafta u ovisnosti o viskoznosti i gustoći nafte. Različite grupe autora razvile su naprednije matematičke, odnosno numeričke

simulacijske algoritme za utiskivanje CO₂ (Lantz, 1971; Van-Quy i sur., 1972; Pope i Nelson, 1978; Graue i Zana, 1981).

Rathmell i sur. (1971) analizirali su odnos iscrpka, duljine jezgre i tlaka utiskivanja na jezgrama duljine 13 m, promjera oko 5 cm, poroznosti od 0,27 i propusnosti od 1 D. Pretpostavili su kako na određenom dijelu jezgre dolazi do nemješljivog istiskivanja, čak i kada je tlak utiskivanja veći od MMP. Ustanovili su kako dolazi do različitih brzina kretanja uslijed različite viskoznosti nafte i CO₂, što uzrokuje raniji proboj CO₂ te je taj efekt izraženiji kod eksperimenata na jezgrama manjih duljina. Zaključili su kako je iscrpak nafte ovisan o otplinjavanju nafte (engl. *vaporization*) i bubrenju težih frakcija.

Teja i Sandler (1980) upotrijebili su jednadžbu stanja (u kojoj su prilagođavali binarne interakcijske parametre primjenjivali adekvatna pravila miješanja, engl. *mixing rules*) kako bi simulirali gustoću sustava/smjese CO₂-nafta, faktore bubrenja i topljivost CO₂ u nafti pri zadanoj temperaturi.

Wang (1982) je dizajnirao posebnu opremu za vizualno opažanje mješljivosti procesa i pokazao kako istovremeno postoji mješljivo, polu-mješljivo (engl. *semi-miscible*) i nemješljivo istiskivanje tijekom utiskivanja CO₂. Između ostalih, i on navodi kako iscrpak nafte ne može biti jedini kriterij za određivanje MMP-a, a ujedno je predložio određivanje optimalnog obroka CO₂ u WAG procesu.

Chung i sur. (1988) objavili su jednostavne korelacije za određivanje topljivosti i viskoznosti CO₂ te faktor bubrenja za sustav CO₂ i teških nafte.

Koncept relativne propusnosti teško je primjenjiv na analitičke, poluanalitičke metode i simulacije mješljivih procesa. Razlog tomu je činjenica da se sastav kapljevine, kapljevite faze zasićene s CO₂ i plinske faze mijenja s promjenom površinske napetosti i kapilarne sile u ležišnoj stijeni. Sigmund i sur. (1984) dali su jednostavnu korelaciju za određivanje relativnih propusnosti u simulacijskom modelu uske cijevi:

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - 0,15}{1 - 0,15} \right)^2 \quad (2-8)$$

$$k_{rg} = \left(\frac{S_g - 0,04}{1 - 0,19} \right)^2 \quad (2-9)$$

gdje je:

k_{ro} – relativna propusnost za kapljevitu fazu

k_{rg} – relativna propusnost za plinsku fazu.

Li i sur. (2015) koristili su se istiskivanjem na uzorcima jezgre i *slim-tube* eksperimentima kako bi odredili korelaciju za određivanje relativnih propusnosti kao ulaznih podataka potrebnih za simulaciju. Pokušali su korelirati Coreyve eksponente s tlakom istiskivanja, ali su zaključili kako krivulje relativnih propusnosti treba prilagoditi preklapanjem simulacijskog modela s eksperimentalnim podacima.

Relativne propusnosti ovisne su i o smjeru promjene zasićenja stijene fluidom pa je u ispitivanjima potrebno uzeti u obzir utjecaj histereze krivulja relativnih propusnosti na karakteristike utiskivanja, prije svega kapilarno zadržavanje CO₂ (Akbarabadi & Piri, 2013; Ma & James, 2022; Sedaghatinasab i sur., 2021).

Kao što se utiskivanje samo CO₂ može klasificirati prema mješljivosti, na isti način se može klasificirati i WAG proces. U većini je ležišta potrebno prvo povećati ležišni tlak utiskivanjem vode do vrijednosti iznad MMP-a. Skoro mješljivo ili nemješljivo WAG utiskivanje podrazumijeva trofazno protjecanje. Promjene u sastavu fluida tijekom takvog protjecanja još uvijek se ne razumiju u potpunosti, bez obzira na višegodišnju primjenu WAG procesa diljem svijeta (Christensen i sur., 2001). Objavljena su opsežna eksperimentalna i simulacijska istraživanja koja se odnose na mehanizme istiskivanja u WAG procesu te injektivnosti za vodu i plin (Zekri i Natuh, 1992; Minssieux, 1994; Christensen i sur., 1998; Larsen i Skauge, 1999; Christensen i sur., 2000; Egermann i sur., 2000; Sohrabi i sur., 2004; Kulkarni i Rao, 2005; Spiteri i Juanes, 2006; Fatemi i Sohrabi, 2013; Skauge i Sorbie, 2014). Razvijeni su i modeli relativne propusnosti s različitim uvjetima močivosti za trofazni sustav i modeli histereze koji su potrebni za simulaciju istiskivanja u WAG procesu (Land, 1968; Stone, 1970; Stone, 1973; Killough, 1976; Carlson, 1981; Baker, 1988; Larsen i Skauge, 1998; Blunt, 2000; Egermann i sur., 2000; Shahverdi i Sohrabi, 2013; Beygi i sur., 2015).

Tijekom WAG utiskivanja u vodomočivoj stijeni funkcije relativnih propusnosti ovise o zasićenju fluidima, povijesti zasićenja te interakciji viskoznosti, gravitacije i kapilarnog tlaka (Marle, 1981). Relativne propusnosti tijekom trofaznog istiskivanja najčešće se ne mjere, budući da su takva mjerenja dugotrajna i skupa. Stoga je uobičajeno procijeniti relativne propusnosti trofaznog sustava temeljem mjerenih relativnih propusnosti dvofaznog sustava, s obzirom na to da je povijest kretanja zasićenja dvofaznog istiskivanja slična povijesti kretanja zasićenja prilikom trofaznog istiskivanja, kao i na činjenicu da ono predstavlja prihvatljiv format za unos u većinu

komercijalnih ležišnih simulatora. Eksperimenti koji se provode radi određivanja istiskivanja za dvofazni sustav su (Spiteri i Juanes, 2006):

1. povećavanje zasićenja vodom za sustav voda-nafta
2. povećavanje zasićenja plinom za sustav plin-nafta na jezgri s rezidualnim zasićenjem vode (engl. *connate water saturation*).

Relativne propusnosti za trofazni sustav procjenjuju se temeljem pretpostavke kako su relativne propusnosti vode i plina funkcija samo zasićenja vodom i plinom, dok je relativna propusnost nafte funkcija svih triju zasićenja. Ta je pretpostavka valjana samo za vodomočive stijene jer relativna propusnost za vodu u tom slučaju nije kritična budući da su krivulje dreniranja i imbibicije (upijanja) gotovo iste. Međutim, relativna propusnost za plin funkcija je povijesti kretanja zasićenja te bi stoga za njezino određivanje trebalo uzeti u obzir i krivulju dreniranja i krivulju imbibicije. Blunt (2000) te Beygi i sur. (2015) dali su pregled većine dosad predloženih modela određivanja relativnih propusnosti trofaznih sustava.

Neke od novijih istraživanih metoda utiskivanja uključuju obogaćivanje vode s CO₂ (engl. *Carbonated Water Injection, CWI*), gdje je CO₂ otopljen u vodi i ne postoji kao slobodna faza, što utječe na smanjenje gravitacijskog odvajanja i istovremeno poboljšava učinkovitost obuhvata (Bisweswar i sur., 2020).

2.3.3 Kriteriji odabira za primjenu utiskivanja CO₂

Prije provedbe PVT studije provjerava se pogodnost ležišta za provedbu EOR metoda na temelju različitih kriterija probira (engl. *screening criteria*). Svi tipovi naftnih ležišta, bilo da se radi o karbonatnim ili pješčenjačkim, mogu biti pogodni za EOR proces ukoliko postoji znatna količina preostale nafte u ležištu i ako kontakt utisnutog CO₂ i ležišne nafte nije onemogućen nekom geološkom preprekom. U slučaju utiskivanja plinova poželjna je mogućnost ostvarivanja tlaka većeg od minimalnog tlaka miješanja. Određivanje prikladnosti ležišta za provedbu EOR projekta zasniva se na ispitivanju podataka o povijesnoj proizvodnji te odazivu na sekundarnu fazu proizvodnje, odnosno istiskivanje vodom, karakteristikama nafte koja se nalazi u ležištu i karakteristikama ležišnih stijena. Vrijednosti tih parametara razlikuju se od izvora do izvora (Tablica 2-3 - 2-6).

Taber i sur. (1997) dali su opće kriterije odabira za EOR, koji se najčešće upotrebljavaju kao početni kriteriji odabira određene EOR metode. Dali su pregled kriterija za utiskivanje dušika,

dimnih plinova, prirodnog plina, CO₂, nemješljivih plinova, zavodnjavanje u tercijarnoj fazi iskorištavanja ležišta te termički EOR. Najvažniji kriteriji za EOR metode utiskivanja CO₂ u mješljivim uvjetima, zavodnjavanja polimerima i utiskivanja pare su gustoća nafte, zasićenje ležišta naftom i dubina ležišta (Tablica 2-3).

Tablica 2-3 Kriteriji odabira za metode CO₂-EOR, utiskivanje polimera i pare (Taber i sur. 1997)

EOR metoda	ρ_o kg/m ³	μ_o mPas	C _N	S _o %	H _{eff} m	H m	k 10 ⁻³ μm ²	T _r °C
CO ₂	<920	<10	C ₅ -C ₁₂	>20	Nije važno	>760	Širok raspon	Širok raspon
Polimeri	<960	<10	Nije važno	>50	Nije važno	<2700	>10	<90
Para	<1000	Širok raspon	Nije važno	>40	>5	<1350	>200	Nije važno

ρ_o – gustoća nafte; μ_o – viskoznost nafte; C_N – raspon najzastupljenijih ugljikovodika; S_o – zasićenje naftom; H_{eff} – efektivna debljina ležišta; H – dubina ležišta; k – apsolutna propusnost ležišta; T_r – temperatura ležišta

Adasani i Bai (2010) modificirali su ranije kriterije odabira (Taber i sur., 1997) i nadopunili ih rasponima vrijednosti pojedinih parametara na temelju 633 EOR projekta objavljena u časopisu The Oil and Gas Journal, kao i u različitim publikacijama udruženja Society of Petroleum Engineers (SPE) u razdoblju od 1988. do 2008. godine. Nadodane su i druge EOR metode, poput mikrobiološkog EOR-a i WAG metode, koje nisu prikazane u kriterijima odabira po Taberu i sur. (1997). S obzirom na to da se doktorski rad temelji na CO₂-EOR metodama, odnosno WAG metodi, za istraživanje su relevantni parametri (Tablica 2-4) koji se odnose na utiskivanje CO₂ u mješljivim uvjetima (određeno na temelju 139 projekata), utiskivanje CO₂ u nemješljivim uvjetima (određeno na temelju 16 projekata) i WAG (određeno na temelju 3 projekta). Važno je istaknuti kako spomenuti projekti uključuju pješčenjačka i karbonatna ležišta u slučaju utiskivanja samo CO₂, a u slučaju WAG EOR-a spomenuta tri projekta se odnose samo na pješčenjačka ležišta.

Tablica 2-4 Kriteriji odabira za utiskivanje CO₂ u mješljivim i nemješljivim uvjetima i WAG proces (Adasani i Bai, 2010)

EOR metoda	ρ_o kg/m ³	μ_o mPas	ϕ %	S_o %	H m	k 10 ⁻³ μm^2	T_r °C
CO ₂ u mješljivim uvjetima	800-920	<35	3-37	15-89	500-4070	1,5-45000	28-121
CO ₂ u nemješljivim uvjetima	849-992	0,6-592	17-32	2-78	350-2591	30-1000	28-92
WAG	830-860	<0,3	11-24		2300-2709	130-1000	90-123

ρ_o – gustoća nafte; μ_o – viskoznost nafte; ϕ – šupljikavost; S_o – zasićenje naftom; H – dubina ležišta; k – apsolutna propusnost ležišta; T_r – temperatura ležišta

Gao i sur. (2010) dali su kriterije odabira (Tablica 2-5) za utiskivanje CO₂ u mješljivim uvjetima temeljem propusnosti, poroznosti, dubine i temperature za ležišta koja su u sekundarnoj fazi iskorištavanja utiskivanjem vode imala iscrpak od 20 do 50 %.

Tablica 2-5 Kriteriji odabira za utiskivanje CO₂ u mješljivim uvjetima (Gao i sur., 2010)

EOR metoda	ρ_o kg/m ³	μ_o mPas	ϕ %	H m	k 10 ⁻³ μm^2
CO ₂ u mješljivim uvjetima	<892	<10	>12	>752	<10

ρ_o – gustoća nafte; μ_o – viskoznost nafte; ϕ – šupljikavost; H – dubina ležišta; k – apsolutna propusnost ležišta

Prihvatljive vrijednosti karakteristika ležišta i nafte za primjenu EOR-a utiskivanjem CO₂ u mješljivim uvjetima mogu se podijeliti na one u pješčenjačkim i one u karbonatnim ležištima (Tablica 2-6; Yin, 2015).

Tablica 2-6 Kriteriji odabira za utiskivanje CO₂ (Yin, 2015)

EOR metoda	ρ_o kg/m ³	μ_o mPas	ϕ %	S_o %	H_{eff} m	H m	K 10 ⁻³ μm ²	T_r °C
Pješčenjaci	<892	<3	7-292	>20	5-81	351-3642	>10	28-127
Karbonati	<886	<6	4-24	>20	23-42	914-3383	>2	30-111

ρ_o – gustoća nafte; μ_o – viskoznost nafte; ϕ – šupljikavost; S_o – zasićenje naftom; H_{eff} – efektivna debljina ležišta; H – dubina ležišta; K – apsolutna propusnost ležišta; T_r – temperatura ležišta

Postoje različiti softveri (EORgui, Sword, SelectEOR, Screening 2.0, IORSys itd.) kojima naftne kompanije često provjeravaju pogodnost ležišta za provedbu EOR metoda. Njima se ujedno predviđa mogući iscrpak prema kriterijima odabira različitih autora ili prema praktičnom iskustvu, temeljem rezultata brojnih postojećih EOR projekata.

2.3.4 Studija CO₂-EOR

Ako je primjenom određenih kriterija ležište klasificirano kao pogodno za provedbu EOR projekta, može se krenuti u provedbu CO₂-EOR studije. CO₂-EOR studija započinje standardnom PVT analizom uzorka ležišne nafte uz analizu promjene PVT svojstava tijekom utiskivanja CO₂. Izmjerena PVT svojstva uspoređuju se s vrijednostima proračunatim iz jednadžbi stanja (engl. *Equation of State*, EOS) prilikom kojih se podešavaju EOS parametri kako bi se dobilo najbolje preklapanje s eksperimentalnim podacima. Tako podešena jednadžba stanja ulazni je podatak simulacijskog modela.

Nakon određivanja početnog sastava nafte, nafta se ispituje testom ekspanzije pri konstantnom sastavu (engl. *Constant Composition Expansion*, CCE test) i testom diferencijalnog otparavanja (engl. *Differential Liberation Experiment*, DLE test). Nakon toga se ispituje bubrenje

nafte (engl. *swelling test*) te se određuje MMP nekom od eksperimentalnih metoda opisanih u odjeljku 2.3.4.1.2.

CCE test temelji se na ekspanziji slojne nafte u PVT ćeliji zbog smanjenja tlaka, a provodi se s ciljem određivanja tlaka zasićenja. Početni tlak je ležišni tlak, a onda se u svakom koraku tlak smanjuje pri konstantnoj temperaturi koja je jednaka onoj u ležištu. U svakom se koraku mjeri volumen nafte (koji se prikazuje kao relativni volumen, odnosno omjer volumena u trenutnom koraku tlaka i volumena pri tlaku zasićenja). Tijekom DLE testa, tlak ćelije u kojoj se nalazi nafta postepeno se smanjuje pri ležišnoj temperaturi pri čemu u svakom koraku dolazi do otparavanja (otplinjavanja) nafte. Nakon uspostave ravnoteže, u svakom se koraku oslobođeni plin izobarno odvodi iz ćelije, što znači da je sastav nafte u svakom koraku drugačiji. DLE testom u svakom stupnju sniženja tlaka, određuje se volumetrijski faktor nafte, faktor otopljenog plina, gustoća i viskoznost nafte. Ispitivanje bubrenja podrazumijeva utiskivanje CO₂ u uzorak slojne nafte koji se pri tlaku zasićenja i ležišnoj temperaturi nalazi u PVT ćeliji. Tlak u ćeliji povećava se konstantnim utiskivanjem CO₂ uz održanje konstantne temperature, sve dok ne dođe do otapanja plina u nafti. Kada nestane zadnji mjehurić plina, nova smjesa u ćeliji dosegla je tlak zasićenja. Pritom se bilježi taj tlak i volumen nafte nakon bubrenja.

Nakon što je jednadžba stanja usklađena s eksperimentalnim rezultatima, a prije same simulacije EOR procesa, potrebno je uskladiti simulacijski model s historijatom proizvodnje. To može biti dugotrajan proces tijekom kojega se provode nužne korekcije i poboljšanja 3D geološkog modela koji rezultiraju i poboljšanjem procjena petrofizikalnih parametara ležišta (Vulin, 2018).

2.3.4.1 *Određivanje minimalnog tlaka miješanja*

Bez obzira na vrstu EOR metode, ukoliko se želi ostvariti utiskivanje u mješljivim uvjetima, bilo da se radi o EOR projektima ili CO₂-EOR projektima u kombinaciji s trajnim skladištenjem CO₂, poželjno je pouzdano određivanje MMP-a koji je primarni kriterij prilikom određivanja potencijala ležišta za provedbu EOR projekta. MMP je najvažniji parametar za dizajniranje mješljivog utiskivanja koji definira uvjete utiskivanja i dizajn površinske opreme (Khazam i sur., 2016). Pojedini autori (Thomas i sur., 1994a; Dong i sur., 2001) temeljem laboratorijskih istraživanja i nekoliko implementiranih projekata navode kako su i uvjeti bliski mješljivima (engl. *near-miscible*) dovoljni, budući da se plinovi u tim uvjetima ponašaju slično kao i u mješljivima. Međutim, određivanje uvjeta bliskih mješljivima podrazumijeva poznavanje MMP-a sustava CO₂

i ležišne nafte. Održavanje ležišnog tlaka na razini iznad MMP-a ključno je za postizanje većeg iscrpka nafte, ali pri tome treba uzeti u obzir promjenjivost propusnosti u ležištu koja može dovesti do heterogene distribucije tlaka i mješljivosti. To znači da nakon određenog vremena utiskivanja CO₂ u ležište neke mješljive zone ležišta mogu postati nemješljive zbog promjene sastava rezidualne nafte ili heterogene distribucije tlaka (Changlin i sur. 2016). Stoga je za pouzdano određivanje mješljivih uvjeta, osim faznog ponašanja fluida, potrebno uzeti u obzir i uvjete protjecanja u ležištu.

Uvjeti miješanja ležišne nafte i CO₂ mogu se odrediti eksperimentalno, ali i empirijski, analitički ili numerički. Tablica 2-7 sadrži pregled literature vezane uz eksperimentalne metode, a Tablica 2-8 sadrži pregled neeksperimentalnih metoda.

Tablica 2-7 Eksperimentalne metode određivanja MMP-a objavljene u pripadajućoj literaturi

Ime eksperimentalne metode	Izvor
Utiskivanje CO ₂ uskom cijevi, u nastavku <i>slim-tube</i> metoda (engl. <i>slim-tube method</i>)	Yellig i Metcalfe, 1980
Safirna ćelija pod visokim tlakom (engl. <i>high-pressure visual sapphire cell</i>)	Hagen i Kossak, 1986
RBA metoda uzgona mjehurića (engl. <i>rising-bubble apparatus method</i>)	Christiansen i Haines, 1987
Metoda usporedbe gustoće utisnutog plina i tlaka (engl. <i>vapor density of injected gas versus pressure</i>)	Harmon i Grigg, 1988
Usporedba eksperimenata višekontaktnog miješanja (engl. <i>PVT multi-contact experiments</i>)	Thomas i sur., 1994a

Ime eksperimentalne metode	Izvor
VIT metoda smanjenja međupovršinske napetosti (engl. <i>vanishing interfacial tension method</i>)	Rao, 1997
Metoda utiskivanja jednog mjehurića (engl. <i>single bubble injection technique</i>)	Srivastava i Huang, 1998
Metoda ravnoteže međupovršinske napetosti plinske i kapljevite faze (engl. <i>vapor-liquid equilibrium and interfacial tension test</i>)	Kechut i sur., 1999
Metoda temeljena na fluorescenciji (engl. <i>fast fluorescence-based microfluidic method</i>)	Nguyen i sur., 2015
Brza <i>slim-tube</i> metoda (engl. <i>fast slim-tube method</i>)	Adel i sur., 2016
Metoda kapilarnog tlaka temeljena na smanjenju međupovršinske napetosti (engl. <i>capillary-rise based VIT method</i>)	Hawthorne i sur., 2016
Metoda zvučnog odaziva (engl. <i>sonic response method</i>)	Czarnota i sur., 2017a
Metoda naglog povećanja tlaka (engl. <i>rapid pressure increase method</i>)	Czarnota i sur., 2017b

Tablica 2-8 Empirijske i analitičke metode određivanja MMP-a objavljene u pripadajućoj literaturi

Empirijske metode	
Korelacije	Cronquist, 1978; Lee, 1979; Holm i Josendal, 1980; Johnson i Pollin, 1981; Orr i Jensen, 1984; Alston i sur., 1985; Glaso, 1985; Orr i Silva, 1987; Yuan i sur., 2004; Shokir, 2007; Ghomian i sur., 2008; Li i sur., 2012; Alomair i Iqbal, 2014; Zhang i sur., 2015; Valluri i sur. 2017; Mansour i sur., 2018
Analitičke metode	
MOC metoda (engl. <i>Key Tie-Line approach and the Method of Characteristics</i> , MOC)	Nouar i Flock, 1988; Johns i Orr, 1996; Jessen i sur., 1998; Yuan i Johns, 2005
Mehanistički modeli Parachora (engl. <i>Mechanistic Parachor models</i>)	Ayirala i Rao, 2004; Ayirala i Rao, 2006; Ashrafizadeh i Ghasrodashti, 2011

2.3.4.1.1 Korelacije za određivanje minimalnog tlaka miješanja

Prije prikaza korelacija, važno je istaknuti kako korelacije mogu biti korisne za preliminarno određivanje MMP-a, ali se ne može sa sigurnošću reći koja bi korelacija bila najtočnija za koji sustav. Točnost korelacija ovisi o distribuciji broja ugljikovih atoma, odnosno o sastavu nafte.

Holm i Josendal (1974) objavili su kritične krivulje (engl. *critical locus curves*) binarnih smjesa CO₂ i *n*-alkana te metana i *n*-alkana. Yellig i Metcalfe (1980) dali su korelaciju za određivanje MMP-a temeljem laboratorijskog određivanja MMP-a u *slim-tube* eksperimentu, ali su njihovu tvrdnju kako sastav nafte ima manji utjecaj na MMP u CO₂-EOR procesu (pri temperaturama manjim od 50 °C) opovrgnuli Holm i Josendal (1980) koji su dali MMP korelaciju predlažući gustoću CO₂ od najmanje 0,42 g/cm³ potrebnu za postizanje maksimalnog iscrpka nafte (od oko 94 %), uz zaključak kako na MMP najviše utječe frakcija C₅-C₃₀₊.

Cronquist je 1978. razvio empirijski izraz (temeljem više od 50 mjerenih vrijednosti MMP-a) i dao korelaciju MMP-a u ovisnosti o temperaturi, molarnom udjelu metana i dušika te molarnoj masi frakcije C₅₊ (Khazam i sur., 2016):

$$MMP = (15,988(1,8 \cdot T - 459,67)^A) \cdot 6895,76 \quad (2-10)$$

$$A = 0,744206 + 0,0011038 \cdot M_{C5+} + 0,0015279 \cdot Y_{cl} \quad (2-11)$$

gdje je:

MMP – minimalni tlak miješanja, Pa

T – ležišna temperatura, K

Y_{cl} – zbroj molarnog udjela metana i dušika, %

Lee (1979) je pretpostavio kako je MMP jednak tlaku para nafte pri kritičnoj temperaturi CO₂. Dao je sljedeći izraz za određivanje MMP-a kada je ležišna temperatura iznad kritične temperature CO₂:

$$MMP = 1071,83 \cdot 10^b \cdot 6894,76 \quad (2-12)$$

$$b = \left[2,772 - \left(\frac{1519}{1,8T} \right) \right] \quad (2-13)$$

gdje je:

MMP – minimalni tlak miješanja, Pa

T – ležišna temperatura, K

Alston i sur. (1985) dali su korelaciju za multikontaktni tlak miješanja (engl. *multi contact miscibility pressure*) kao funkciju ležišne temperature i sastava nafte iskazanog molarnim udjelima.

$$MMP = \left[0,000878(1,8 \cdot T - 459,67)^{4,06} [M_{C5+}]^{1,78} \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^{0,136} \right] \cdot 6894,76 \quad (2-14)$$

gdje je:

M_{C5+} – molarna masa frakcije C₅₊ (ukupno pentan i svi ugljikovodici teži od njega), g/mol

X_{vol} – molarni udio lakohlapljivih komponenti (metan i dušik)

X_{int} – molarni udio srednjih komponenti (C₂-C₄, CO₂ i H₂S)

T – ležišna temperatura, K

Glaso (1985) je jasno odredio MMP kao najniži tlak na dijagramu iscrpka nafte u odnosu na postotak utisnutog 1,2 pornog volumena na kojem je vidljiva točka maksimalne zakrivljenosti krivulje. Kada nije vidljiva točka maksimalne zakrivljenosti, MMP se definira kao tlak pri kojem je iscrpak nafte 95 % za 1,2 utisnutih pornih volumena plina.

Orr i Silva (1987) su na temelju podataka za 35 vrsta nafte (pri ležišnim temperaturama od 28 do 123 °C i eksperimentalno određenim MMP-ovima u rasponu od 61 do 297 bar) objavili korelaciju za minimalni tlak miješanja za CO₂ koji ovisi o sastavu nafte i ležišnoj temperaturi. Dobivene rezultate usporedili su s drugim korelacijama (Alston i sur., 1985 i Sebastian i sur. 1985) i dokazali kako njihova korelacija daje točnije rezultate uz maksimalnu pogrešku od 18,2 %.

Li i sur. (2012) dali su korelaciju u ovisnosti o molarnoj masi frakcije C₇₊ koja se smatra najprikladnijom korelacijom za utiskivanje čistog CO₂ u nafte različitih gustoća:

$$MMP = 7,30991 \cdot 10^{-5} \cdot [\ln(1,8T_R + 32)]^{5,33647} \cdot [\ln(M_{C7+})]^{2,08836} \cdot \left(1 + \frac{X_{vol}}{X_{int}}\right)^{0,201658} \quad (2-15)$$

gdje je:

MMP – minimalni tlak miješanja, MPa

X_{vol} – molarni udio lako hlapljivih komponenti (metan i dušik), %

X_{int} – molarni udio srednjih komponenti (C₂-C₆, CO₂ i H₂S), %

M_{C7+} – molarna masa frakcije C₇₊, g/mol

T – ležišna temperatura, °C

Zhang i sur. (2015) dali su korelaciju koja je primjenjiva za sustave čistog CO₂ i nafte za ležišne temperature od 21,67 do 191,97 °C, molarnu masu frakcije C₇₊ od 130 do 402,7 g/mol te za MMP manji od 70 MPa:

$$MMP_{pure} = 8,3397 \cdot 10^{-5} \cdot [\ln(1,8T_R + 32)]^{3,9774} \cdot [\ln(M_{C7+})]^{3,3179} \cdot \left(1 + \frac{X_{vol}}{X_{int}}\right)^{0,17461} \quad (2-16)$$

gdje je:

MMP_{pure} – minimalni tlak miješanja nafte i čistog CO₂, MPa

X_{vol} – molarni udio lakohlapljivih komponenti (metan i dušik), %

X_{int} – molarni udio srednjih komponenti (C₂-C₆, CO₂ i H₂S), %

M_{C7+} – molarna masa frakcije C₇₊, g/mol

T – ležišna temperatura, °C

Valluri i sur. (2017) su predložili korelaciju za određivanje MMP-a za sustav nafta-CO₂ u ležištima u kojima se istovremeno odvija CO₂-EOR projekt i projekt skladištenja CO₂ koja ovisi samo o ležišnoj temperaturi i molarnoj masi frakcije C₅₊, a glasi:

$$MMP_{pure} = 0,3123 \cdot T^{0,9851} \cdot M_{C5+}^{0,7421} \quad (2-17)$$

gdje je:

T – ležišna temperatura, °F

M_{C5+} – molarna masa frakcije C₅₊, g/mol

Valluri i sur. (2017) ujedno su predložili izraz za određivanje molarne mase frakcije C₅₊ temeljem poznate API gustoće nafte (jednadžba 2-18), ili temeljem poznate molarne mase frakcije C₇₊ (jednadžba 2-19).

$$M_{C5+} = \left(\frac{7864,9}{\text{°API}} \right)^{0,9628} \quad (2-18)$$

$$M_{C5+} = -0,50602 + 0,9543M_{C7+} \quad (2-19)$$

Objavljene su još i druge slične korelacije za određivanje MMP-a za CO₂. Temelje se na istim ulaznim parametrima uz manja podešenja (engl. *fine-tuning*) za specifične sastave nafte (Kuo, 1985; Eakin i Mitch, 1988; Enick i sur., 1988; Yuan i sur., 2004; Ghomian i sur., 2008; Alomair i Iqbal, 2014, itd.).

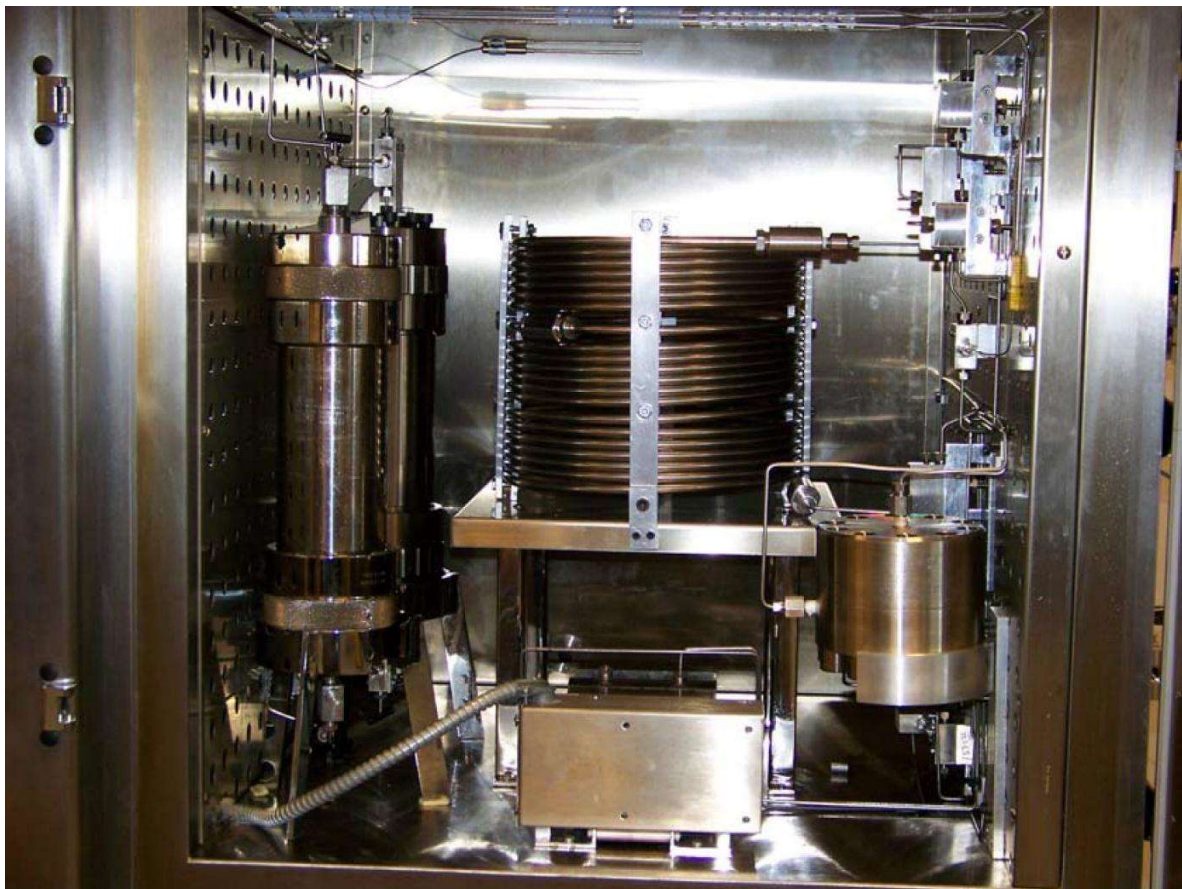
2.3.4.1.2 Eksperimentalne metode određivanja MMP-a

Zavodnjavanje jezgre, *slim-tube* test i mikro *slim-tube* test najčešće su eksperimentalne metode koje podrazumijevaju 100 %-tnu učinkovitost istiskivanja. Eksperimentalne metode koje omogućavaju vizualizaciju nestanka površinske napetosti odnosno određivanje MMP-a su RBA (engl. *Rising Bubble Apparatus*) i VIT (engl. *Vanishing Interfacial Tension*) metoda. RBA i VIT metoda omogućavaju brzo određivanje MMP-a te se zbog toga ponekad upotrebljavaju u industriji kao alternativa *slim-tube* testu čija provedba zahtijeva više vremena i novca.

Iako je svrha svih dosad objavljenih metoda (Tablica 2-7) opisivanje mješljivosti CO₂ i ležišne nafte, *slim-tube*, RBA i VIT metoda standardno se upotrebljavaju za određivanje MMP-a pa će samo one biti opisane u nastavku.

2.3.4.2 Slim-tube metoda

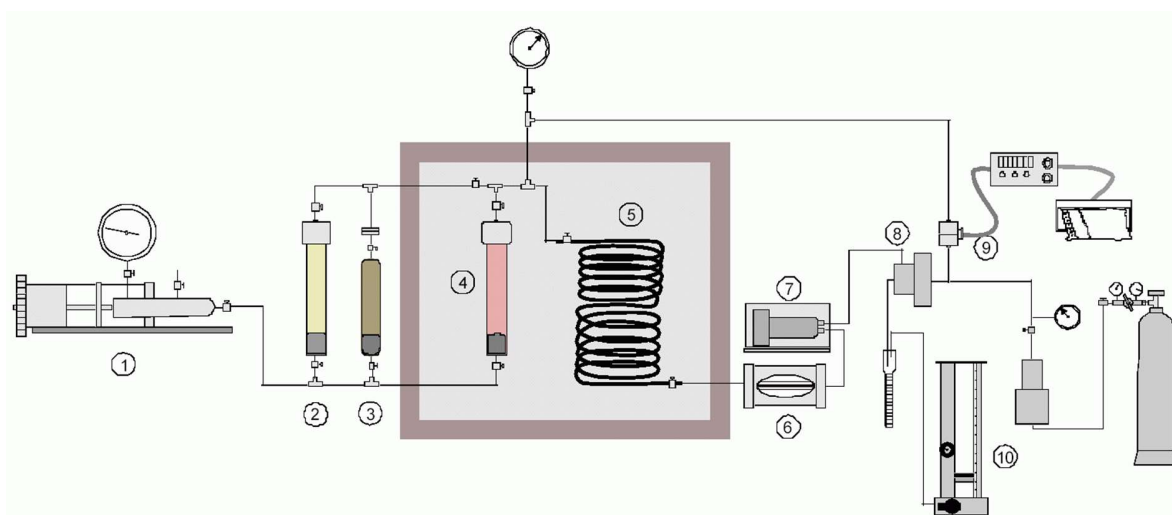
Nakon što je 1952. godine u Americi podnesen prvi patent vezan uz proizvodnju nafte utiskivanjem CO₂ koji se temeljio na podacima laboratorijskog ispitivanja veze između iscrpka nafte i tlaka utiskivanja, više istraživača bavilo se laboratorijskim ispitivanjem istiskivanja rekombiniranog ležišnog fluida utiskivanjem CO₂ u mješljivim uvjetima na jezgrama (uzorcima stijena) različitih duljina pri različitim tlakovima utiskivanja. Međutim, Yarborough i Smith (1970) predložili su upotrebu dovoljno dugačke cijevi ispunjene nekonsolidiranim pijeskom za laboratorijsko ispitivanje istiskivanja. Yellig i Metcalfe (1980) među prvima su objavili rezultate *slim-tube* testa na osnovi prijedloga Yarborougha i Smitha (1970). Od tada je *slim-tube* test postao standardan za eksperimentalno određivanje MMP-a za CO₂ u industriji. Središnji dio tipične aparature *slim-tube* testa sadrži spiralno namotanu cijev od nehrđajućeg čelika ispunjenu pijeskom (Slika 2-5).



Slika 2-5 Aparatura za provedbu slim-tube testa (Lim i sur., 2008)

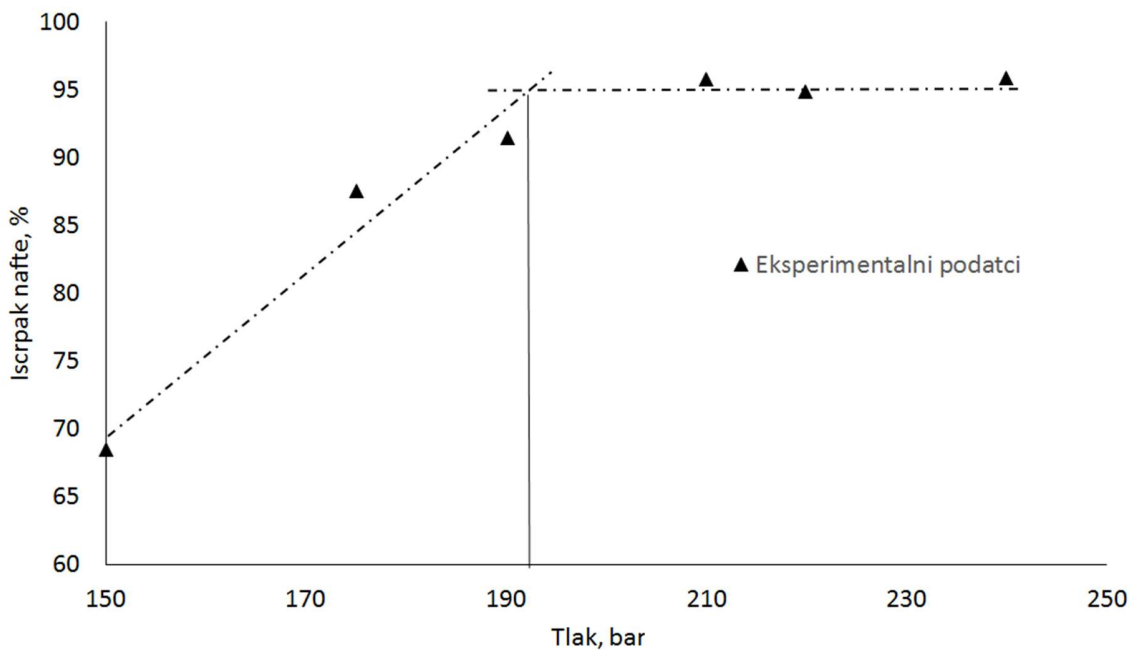
Osim spiralno namotane cijevi, aparatura sadrži spremnik ležišnog fluida, spremnik utisnog fluida, pumpu za utiskivanje, pumpu za ostvarivanje protutlaka te uređaje za mjerenje gustoće i tlaka plina i kapljevine.

Slim-tube uređaj shematski je prikazan na slici (Slika 2-6) i sastoji se od (1) volumetrijske Hg-pumpe, (2) otapala, (3) spremnika ležišne nafte, (4) spremnika CO₂, (5) *slim-tube* cijevi, (6) prozirne cijevi, (7) mjerila gustoće, (8) regulatora tlaka, (9) mjerila diferencijalnog tlaka i (10) mjerila protoka plina.



Slika 2-6 Shematski prikaz aparature za provedbu *slim-tube* testa (Goričnik i Domitrović, 2003)

Duljina i promjer spiralno namotane cijevi nisu točno definirani. Lim i sur. (2008) navode kako je tipičan promjer cijevi 0,635 cm, dok njezina duljina varira od 12 do 36,5 m, a šupljikavost i propusnost pješčane ispune variraju od 35 % do 40 % i 3 μm^2 do 8 μm^2 . Provedbom *slim-tube* testa određuje se faktor iscrpka nafte po ukupno utisnutim pornim volumenima, što predstavlja mješljivost između CO₂ i ležišne nafte, a dobiva se izvođenjem niza testova istiskivanja pri željenom tlaku (utisnom tlaku CO₂) i temperaturi (ležišnoj temperaturi). Prikupljeni podatci o vrijednosti iscrpka nafte pri različitim tlakovima bilježe se i grafički prikazuju (Slika 2-7), što rezultira prikazom dvaju pravaca različitih nagiba čije sjecište predstavlja vrijednost minimalnog tlaka miješanja. Prema Sainiju (2018), kumulativni iscrpak koji ima vrijednost 90 % i više, nakon utisnute količine od 1,3 pornih volumena podrazumijeva razvoj mješljivosti.



Slika 2-7 Vrijednosti iscrpka nafte pri različitim tlakovima (Vulin i sur., 2018)

MMP se može odrediti iz krivulje iscrpka nafte *slim-tube* testa prema sljedećim kriterijima predloženima u literaturi (Goričnik i Domitrović, 2003):

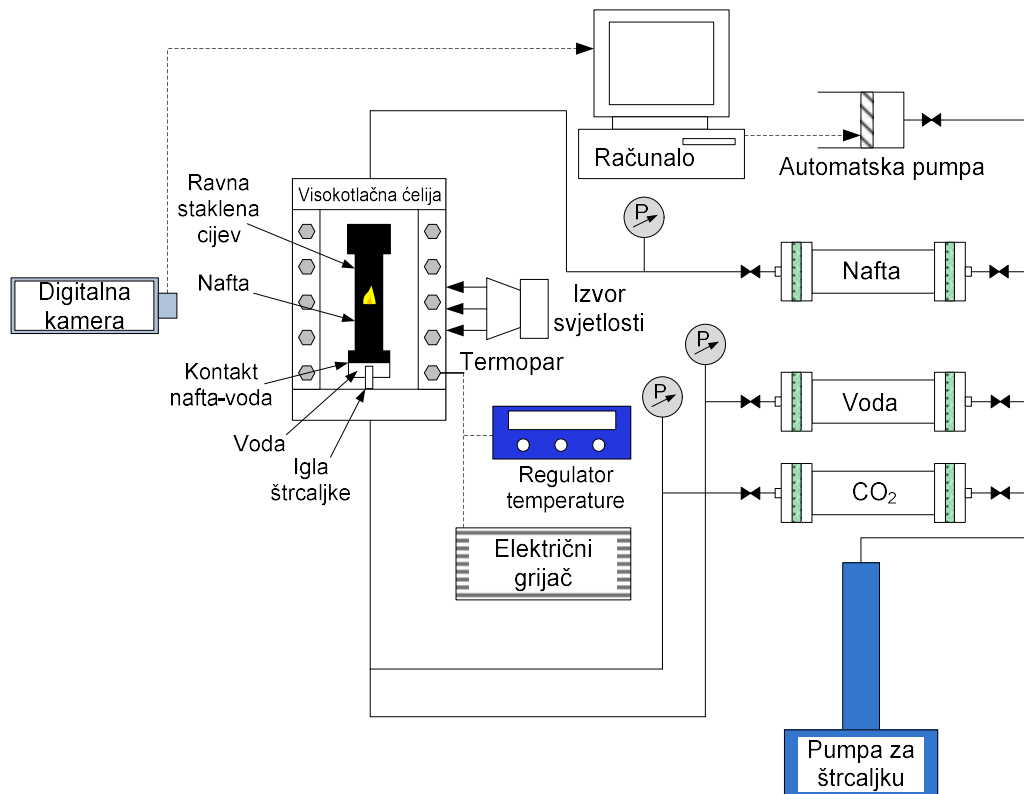
- kao tlak pri kojem je postignut 90 %-tni iscrpak nafte
- kao tlak pri kojem je postignut 80 %-tni iscrpak nafte pri prodoru CO₂ i barem 94 %-tni iscrpak nafte, nakon što je utisnuto 1,2 porna volumena CO₂
- kao tlak koji je definiran presjecištem dvaju regresijskih pravaca na krivulji iscrpka nafte.

Yellig i Metcalfe (1980) te Orr i sur. (1982) naglasili su kako ni cijev ispunjena pijeskom niti jezgra ne mogu simulirati ležišnu stijenu, već samo tvore medij za miješanje prilikom kontakta utisnutog CO₂ i ležišne nafte, što služi za opis faznog ponašanja između nafte i CO₂ pri zadanom tlaku utiskivanja. U ležištu, uslijed djelovanja gravitacije, dolazi do razdvajanja i prstolikog prodiranja CO₂ uzrokovanog različitim omjerima relativnih propusnosti i heterogenosti pornog prostora, ali *slim-tube* eksperiment zasigurno može poslužiti za okvirnu procjenu željenog radnog tlaka ležišta tijekom EOR procesa. Usprkos gotovo univerzalnom prihvaćanju, neki istraživači izrazili su zabrinutost vezanu uz varijaciju vrijednosti MMP-a zabilježenih korištenjem različitih cijevi za iste fluide, a s obzirom na nepostojanje pravila za izvedbu cijevi, odnosno pješćane ispune (Mogensen i sur., 2009). Objavljeni radovi (npr. Thomas i sur., 1994b; Elsharkawy i sur., 1996; Dong i sur., 2000; Mogensen i sur., 2009; Ayirala i Rao, 2011; Ekundayo i Ghedan, 2013; Ahmad

i sur., 2016) ističu i neke druge nedostatke u korištenju *slim-tube* eksperimenta za određivanje MMP-a. Ti nedostaci uključuju dugotrajnu provedbu, visoku cijenu i nedostatak standardnog dizajna postupka.

2.3.4.3 Metoda uzgona mjehurića – RBA metoda

Aparaturu za određivanje MMP-a RBA metodom (Slika 2-8) razvili su i patentirali u ranim '80-im godinama prošlog stoljeća Christiansen i Kim (Elsharkawy i sur., 1996). Sastoji se od spremnika pod tlakom s prozorčićem za promatranje (engl. *high-pressure sight gauge*) i s montiranom ravnom staklenom cijevi u sredini, sustava za utiskivanje mjehurića/plina, triju posuda za skladištenje (plina, vode i nafte) i sustava za snimanje videozapisa (Dong i sur., 2000).



Slika 2-8 Shematski prikaz aparature za provedbu RBA metode

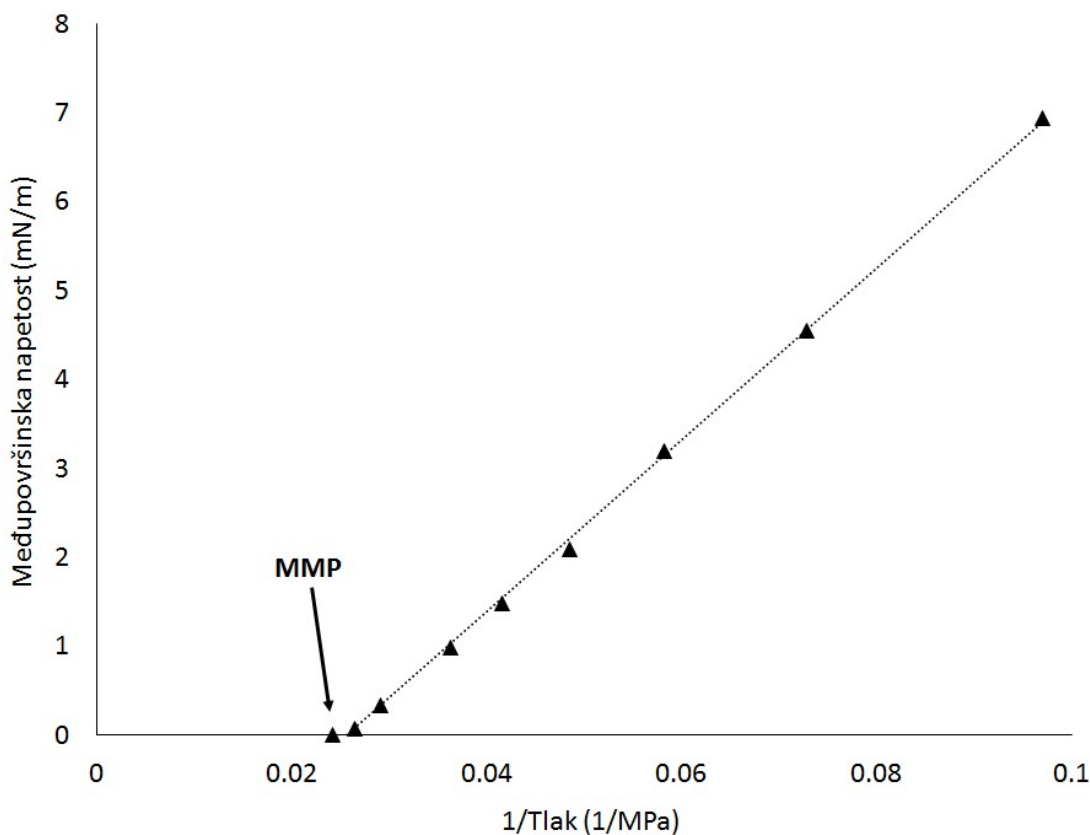
MMP se u RBA metodi određuje iz ovisnosti tlaka i podizanja mjehurića utisnutog plina kroz naftu koja se nalazi u ravnoj staklenoj prozirnoj cijevi, a prijenos tvari prilikom podizanja mjehurića plina sličan je multikontaktom procesu koji se odvija prilikom istiskivanja u *slim-tube* eksperimentu (Christiansen i Haines, 1987). Kao i kod *slim-tube* eksperimenta, brojni su se autori

bavili opisom provedbe određivanja MMP-a RBA metodom (Novosad i sur., 1990; Thomas i sur., 1994b; Elsharkawy i sur., 1996; Srivastava i sur., 2000; Bon i sur., 2005; Sayegh i sur., 2007; Torabi i Asghari, 2010; Zhang, 2016; Li i Luo, 2017).

U usporedbi sa *slim-tube* metodom, RBA metoda je brža i jeftinija te zahtijeva manje količine testnog fluida (nafte). RBA metoda uglavnom se primjenjuje kao alternativa *slim-tube* metodi.

2.3.4.4 Metoda nestajanja međupovršinske napetosti – VIT metoda

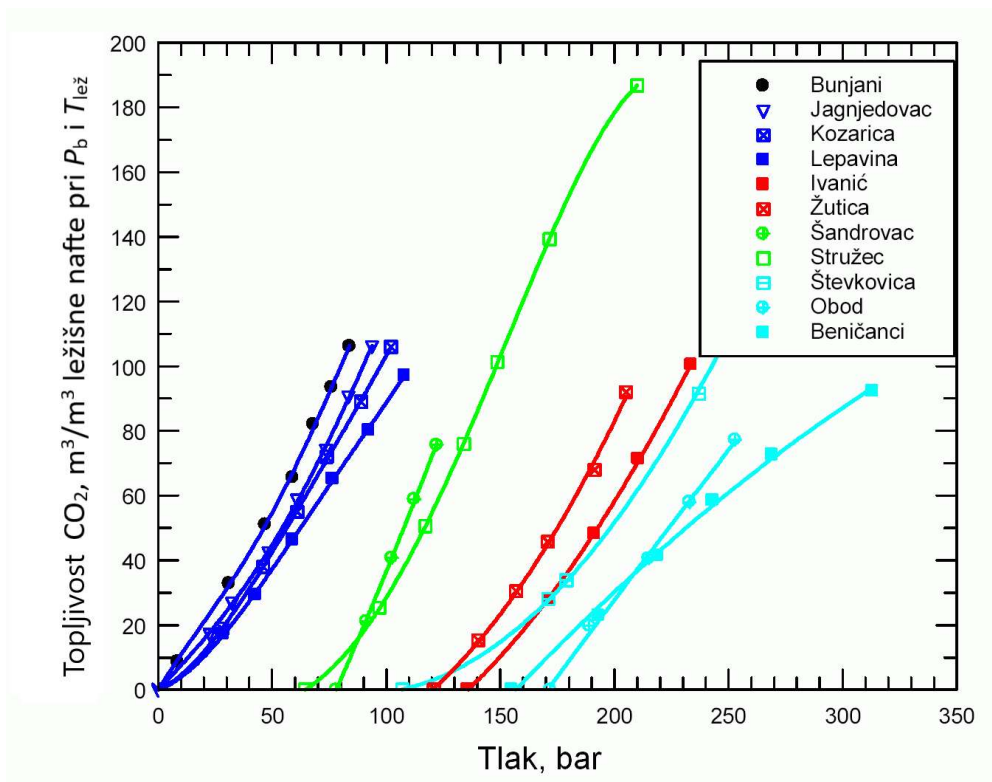
Rao (1997) je predstavio razvoj eksperimentalne VIT (engl. *Vanishing Interfacial Tension*) metode za određivanje mješljivosti CO₂ i ležišne nafte. VIT metoda prati ovisnost tlaka i međupovršinske napetosti CO₂ i nafte. Eksperimentalno se određuje površinska napetost između CO₂ i nafte pri ležišnoj temperaturi i različitim tlakovima te se zatim izrađuje dijagram ovisnosti međupovršinske napetosti i recipročne vrijednosti tlaka. MMP se određuje ekstrapoliranjem mjerenih površinskih napetosti do vrijednosti 0 (Slika 2-9).



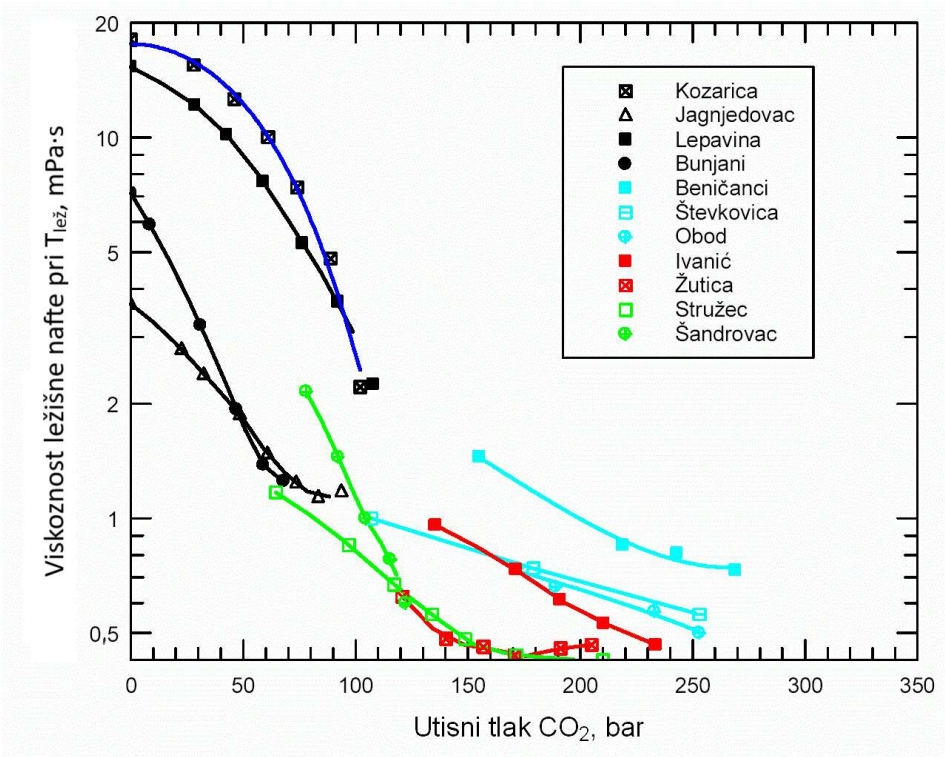
Slika 2-9 Dijagram ovisnosti međupovršinske napetosti i recipročne vrijednosti tlaka (preuređeno i nadopunjeno prema Sainiju, 2018)

2.3.5 Primjena metode CO₂-EOR u Hrvatskoj

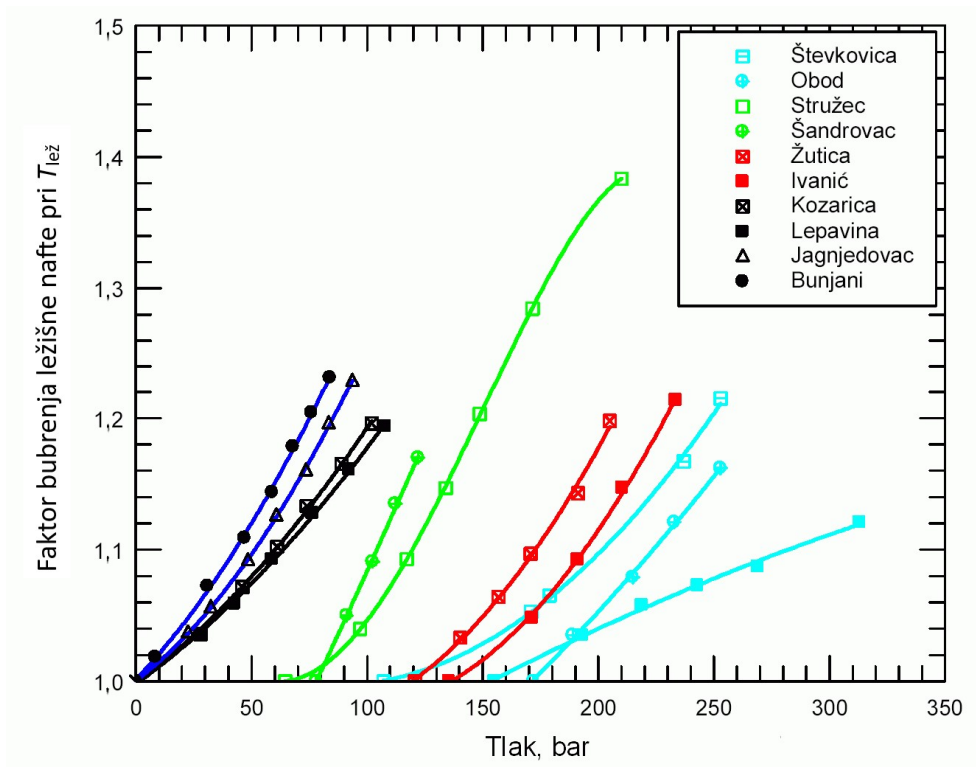
Mnoga plinska, plinsko-kondenzatna i naftna polja u sastavu ugljikovodične smjese sadrže visoki udio CO₂. Upravo je to bio razlog za pokretanje brojnih laboratorijskih istraživanja u razdoblju od 1978. do 1992. godine (Goričnik i sur., 1999, Goričnik i Domitrović, 2003). Prikupljeni su uzorci nafte s 14 najvećih eksploatacijskih polja u Hrvatskoj (Goričnik i Domitrović, 2003) te je, nakon primjene kriterija odabira, odlučeno izraditi detaljnije analize za sljedećih 11 polja: Bunjani, Jagnjedovac, Kozarica, Lepavina, Ivanić, Žutica, Šandrovac, Stružec, Števkovica, Obod i Beničanci. Za navedena polja izrađene su detaljne PVT studije nafte i smjese nafte i ugljikova dioksida s ciljem određivanja topljivosti CO₂ u nafti (Slika 2-10), promjene viskoznosti u sustavu CO₂-nafta (Slika 2-11), faktora bubrenja nafte (Slika 2-12) i minimalnog tlaka miješanja u *slim-tube* eksperimentu (Slika 2-13).



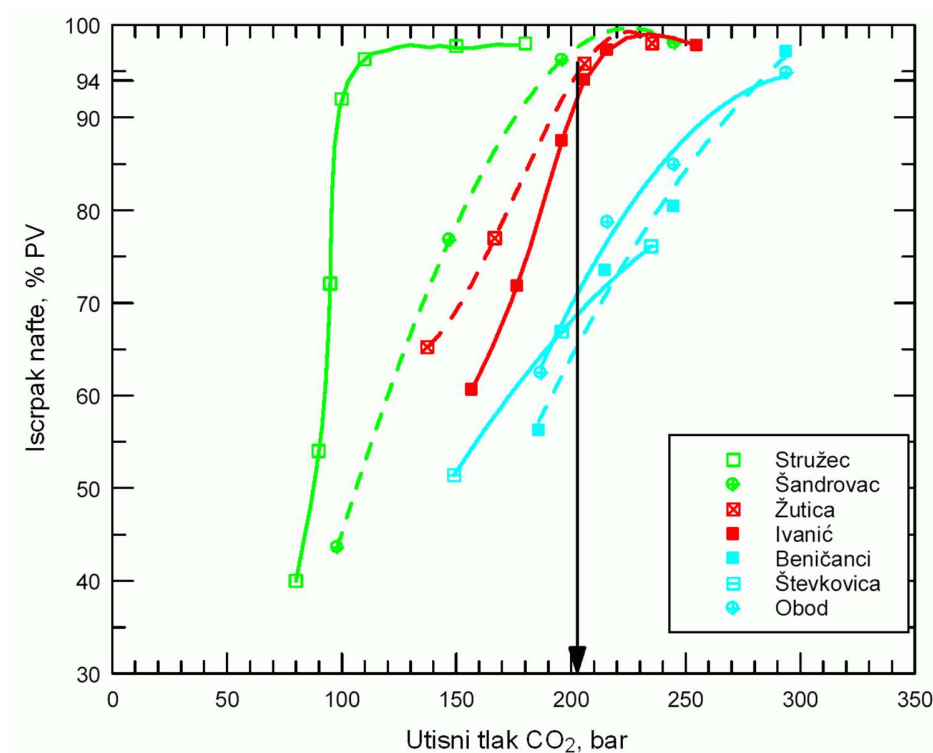
Slika 2-10 Topljivost CO₂ u ispitanim ležištima nafte u Hrvatskoj (Goričnik i Domitrović, 2003)



Slika 2-11 Promjene viskoznosti sustava CO₂-nafta u ispitanim ležištima nafte u Hrvatskoj (Goričnik i Domitrović, 2003)



Slika 2-12 Faktor bubrenja nafte koje je uzrokovano otapanjem CO₂ u ispitanim ležištima nafte u Hrvatskoj (Goričnik i Domitrović, 2003)



Slika 2-13 Eksperimentalni podatci slim-tube testa za ispitana ležišta nafte u Hrvatskoj (Goričnik i Domitrović, 2003)

Iako bi se takva ispitivanja i danas smatrala naprednim pristupom evaluaciji naftnih ležišta za CO₂-EOR, potrebno je napomenuti kako za neka naftna polja nije bilo moguće odrediti rekombinirani komponentni sastav (tzv. *wellstream* sastav), prije svega zbog ograničenja opreme i općenito zbog toga što većina laboratorija u svijetu nije mogla provesti sve analize za potrebe evaluacije CO₂-EOR-a. Tada se pokazalo kako su ležišta Ivanić i Žutica najperspektivniji kandidati za provedbu CO₂-EOR procesa te su upravo za ta ležišta provedene brojne studije i laboratorijski eksperimenti na uzorcima jezgri pri ležišnim uvjetima (engl. *coreflood tests*) kako bi se simuliralo sekundarno i tercijarno utiskivanje CO₂ (Goričnik i Domitrović, 2003). Dokazano je kako se naizmjeničnim utiskivanjem CO₂ i vode može ostvariti dodatan iscrpak nafte. Efikasnost istiskivanja nafte u mješljivim uvjetima funkcija je sastava utisnutog plina i temperature te mobilnosti plina (Goričnik i sur., 1999).

MMP je eksperimentalno određen *slim-tube* testom (opisanom u odjeljku 2.3.4.2) pri različitim tlakovima utiskivanja za različite plinove (čisti CO₂, čisti metan, metan koji sadrži 20 % molarnog udjela etana i čisti dušik). S ciljem određivanja utjecaja mobilnosti plina na iscrpak nafte pregledane su dostupne komercijalne površinski aktivne tvari kako bi se odredile one najefikasnije

za stvaranje pjene *in-situ*, nakon čega je na jezgrama testirano istiskivanje u WAG i WAF (engl. *Water-Alternating-Foam*) procesu s destiliranom vodom i modelnom otopinom slojne vode. Dokazano je kako CO₂ ima najveću topljivost u nafti ležišta polja Ivanić, a slijede ga smjesa metana i etana te metan, a dušik ima najmanju topljivost u nafti. Parametri poput bubrenja nafte i promjene njezine viskoznosti slijede trend topljivosti. U studiji je navedeno kako utiskivanje lakših ugljikovodika u usporedbi s utiskivanjem čistog CO₂ uzrokuje povećanje MMP-a te kako pjene lošije kvalitete smanjuju mobilnost CO₂ na razinu skoro jednaku onoj za slučaj utiskivanja vode. Međutim, adekvatnim WAF procesom može se postići 21 % veći iscrpak nafte od onog ostvarenog u WAG procesu (Goričnik i sur., 1999).

Laboratorijski podatci za 14 ispitanih polja pokazuju kako je CO₂-EOR proces u Hrvatskoj primjenjiv u uvjetima potpune mješljivosti fluida za 33 % polja, u uvjetima djelomične mješljivosti za 59 % polja i u nemješljivim uvjetima za 8 % polja. Treba naglasiti kako je u slučaju naftnih polja Savske potoline ta raspodjela još povoljnija odnosno iznosi redom 51 %, 41 % i 8 % (Goričnik i Domitrović, 2003).

Nakon određenog perioda proizvodnje nafte CO₂-EOR procesom, kada dođe do prodora utisnutog plina u proizvodne bušotine, postavlja se pitanje isplativosti izdvajanja CO₂ iz proizvedenog plina radi ponovnog utiskivanja. S obzirom na to da izdvajanje zahtijeva investicijska ulaganja i dodatne operativne troškove, razmotrene su i opcije miješanja tog plina sa „svježim“ CO₂, čime dolazi do promjene mehanizma istiskivanja, odnosno stupnja mješljivosti (Goričnik i Domitrović, 2003). Ispitivanja provedena uz takve uvjete su pokazala kako 20-40 % prirodnog plina u utisnom plinu omogućava istiskivanje u uvjetima bliskima uvjetima miješanja, a više od 40 % prirodnog plina rezultira stvaranjem nemješljivih uvjeta.

Iako su ležišta naftnih polja Ivanić i Žutica odabrana kao najperspektivniji kandidati za provedbu CO₂-EOR procesa, zbog povoljnih fizikalno-kemijskih svojstava fluida prilikom utiskivanja CO₂, ali i zbog ležišnih, petrofizikalnih i ekonomskih parametara, analizom eksperimentalnih podataka (Slika 2-10, Slika 2-11, Slika 2-12 i Slika 2-13) izdvojena su i ležišta polja Stružec i Šandrovac kao pogodna za provedbu CO₂-EOR metode pridobivanja nafte. Treba naglasiti kako je za klasifikaciju nekog ležišta kao perspektivnog za provedbu CO₂-EOR procesa potrebno poznavati karakteristike ležišta (opisane u odjeljku 2.3.3.).

Novosel (2009) je analizirao utiskivanje ugljikova dioksida i promjene njegovih faznih stanja (kapljevito stanje CO₂, CO₂ kao smjesa pare i kapljevine i CO₂ u pregrijanom području) do

kojih dolazi prilikom njegova utiskivanja u naftno polje Ivanić. Proračuni su provedeni u računalnom programu KJS uz primjenu različitih jednadžbi stanja te je temeljem dobivenih rezultata dana preporuka primjene Peng-Robinsonove, Valderrama-Cisternasove i Lawal-Lake-Silberbergove jednadžbe stanja za buduće proračune. Pokazao je kako se primjenom tercijarnih metoda na naftnom polju Ivanić proizvodnja nafte može produžiti za 25 godina uz pozitivne financijske učinke te povrat planiranih ulaganja već u devetoj godini trajanja projekta, uz tržišnu cijenu nafte od 45 USD/bbl. Izrađena je i analiza osjetljivosti projekta koja se odnosi na smanjenje cijene nafte za 5 ili 10 % koja i dalje osigurava rentabilnost projekta. Budući da je projekt CO₂-EOR započeo na poljima Ivanić i Žutica u vremenu kada se cijena nafte kretala između 60 i 80 USD/bbl, ti su projekti profitabilni i uz trenutne tržišne cijene veće od 80 USD/bbl.

Smontara i Bilić-Subašić (2014) dali su pregled procjene primjenjivosti različitih EOR metoda na hrvatskim naftnim poljima za dio Panonskog bazena. Procjena se temeljila na Taberovim (1997) kriterijima odabira uz manje modifikacije odnosno dodatne kriterije vezane uz prosječnu poroznost i nagib ležišta, vrstu heterogenosti ležišta (homogeno ili proslojci lapora ili sekundarni porozitet) te salinitet slojne vode. Utvrđene rezerve svih hidrodinamičkih jedinica u kojima se potencijalno može primijeniti neka od EOR metoda su $26,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ za proizvodnu regiju Zapadna Hrvatska, $33,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ za proizvodnu regiju Sjeverna Hrvatska te $22,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ za proizvodnu regiju Središnja Hrvatska i čak $59,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ nafte za regiju Istočna Hrvatska. Analiza primjenjivosti prikazala je utiskivanje CO₂ kao najprimjenjiviju metodu kojom se može zahvatiti ukupno $130,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ početnih utvrđenih rezervi nafte.

Od 2001. do 2006. proveden je pilot-projekt naizmjeničnog utiskivanja ugljikova dioksida i vode na naftnom polju Ivanić te je u tom periodu proizvedeno preko 5000 m^3 nafte čime je potvrđena uspješnost pilot-projekta (Novosel i sur., 2018). Izgrađena je infrastruktura potrebna za provedbu projekta te su bušotine opremljene za utiskivanje, a godine 2014. započelo je utiskivanje u naftno polje Ivanić te 2015. u sjeverni dio naftnog polja Žutica. WAG proces bazirao se na jednakom trajanju utiskivanja za obje faze i to u trajanju od dvije godine. Projektirane količine utiskivanja ugljikova dioksida u Ivanić iznose $400 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{dan}$, a za sjeverni dio naftnog polja Žutica $200 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{dan}$. Na naftnom polju Ivanić se kroz 13 WAG bušotina utiskuje u pet od ukupno sedam ležišta Gama serije (jedno ležište sudjelovalo je u pilot-projektu, a drugo sadrži plinsku kapu), a na naftnom polju Žutica se kroz osam WAG bušotina utiskuje u tri ležišta Gama serije. Tijekom 25 godina u ležišta se planira utisnuti preko $5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ugljikova dioksida u superkritičnom

stanju, a prema rezultatima numeričkih simulacija očekuje se kako će više od 50 % utisnutog ugljikova dioksida biti trajno uskladišteno (Novosel i sur., 2018). Važno je istaknuti da je prije utiskivanja CO₂ na naftnom polju Ivanić ležišni tlak iznosio 140 do 150 bara, što je niže od minimalnog tlaka miješanja, ali je svejedno odlučeno da se utiskivanje započne u tim uvjetima tlaka. Od početka utiskivanja pa do kraja 2017. godine utisnuto je preko $366,85 \cdot 10^6$ m³ CO₂, čime je zapunjeno oko 11 % pornog prostora kojeg zauzimaju ugljikovodici te je kroz projekt proizvedeno dodatnih $28,63 \cdot 10^3$ m³ nafte i $7,51 \cdot 10^6$ m³ plina (Novosel i sur., 2018). Kada se udio CO₂ u proizvedenom plinu na pojedinim bušotinama drastično povećao, odlučeno je skratiti periode utiskivanja CO₂ u neposrednoj blizini proizvodnih bušotina, čime je došlo do odstupanja od prvotnog plana provođenja WAG procesa. Na naftnom polju Žutica sjever ležišni tlak prije utiskivanja iznosio je 190 bara, što je jednako minimalnom tlaku miješanja. Na naftnom polju Žutica, od početka utiskivanja pa do kraja 2017. godine, utisnuto je $179,09 \cdot 10^6$ m³ CO₂, čime je zapunjeno oko 7 % pornog prostora kojeg zauzimaju ugljikovodici te je kroz projekt proizvedeno dodatnih $6,51 \cdot 10^3$ m³ nafte i $574,14 \cdot 10^3$ m³ plina (Novosel i sur., 2018).

Novak (2015) je proračunala trajni skladišni kapacitet za ugljikov dioksid u dvama najvećim ležištima (Gama 3 i Gama 4) naftnog polja Ivanić s idejom prenamjene po završetku EOR projekta. Postojeća infrastruktura svakako opravdava ideju o prenamjeni naftnih polja u geološko skladište. Teoretski kapacitet skladištenja za naftno polje Ivanić već je ranije procijenjen u sklopu FP6 projekata (CASTOR i GeoCapacity) te iznosi $5,496 \cdot 10^6$ t. Važno je napomenuti kako je kapacitet proračunat u sklopu FP6 projekata služio za prvu procjenu skladišnog kapaciteta za više ležišta na području Republike Hrvatske te je dobiven primjenom CSLF metodologije (Bachu i sur., 2007) čiji su ulazni podaci uključivali samo jednu (prosječnu) vrijednost parametara ležišta poput poroznosti, debljine, temperature i tlaka. Proračun se temeljio na podatku o do tada (2008. g.) pridobivenim količinama primarnog ugljikovodika (nafte), uz pretpostavku da je moguće uskladištiti volumen CO₂ preračunat na početni ležišni tlak koji je jednak volumenu proizvedene nafte, također preračunatom na početni ležišni tlak. Vulin (2010) je proširio spomenute procjene tako što je u proračun uključio utjecaj stlačivosti pora i općenito cijelog sustava (pore, slojna voda, slobodni plin, nafta) te je u obzir uzeo proizvodnju svih fluida, a ne samo nafte, dobivši skladišni kapacitet od $7,47 \cdot 10^6$ t u pesimističnom scenariju i $10,39 \cdot 10^6$ t u optimističnom scenariju. Međutim, za točniju procjenu skladišnog kapaciteta potrebno je definirati i prostornu distribuciju petrofizikalnih parametara, što je i učinila Novak (2015) temeljem bušotinskih podataka sa 16

bušotina eksploatacijskog polja Ivanić. U radu je primijenjeno krigiranje kao jedna od najčešće korištenih determinističkih interpolacijskih metoda koja je u brojnim radovima (poput Malvić i Đureković, 2003 i Malvić, 2008) potvrđena kao najbolja za prikaz prostorne distribucije ležišnih parametara. Krigiranju je prethodila variogramska analiza podataka o poroznosti, debljini i dubini ležišta. Osim krigiranja, radi kartiranja ležišta, korištene su i stohastičke metode kojima su dobiveni odnosi razdiobe (histogrami) granulometrijskih frakcija uzoraka. U radu je ispitana i nepropusnost izolatorskih stijena, u sklopu čega je osmišljena inovacija naziva „Uređaj za ispitivanje nepropusnosti izolatorskih stijena naftnog ležišta za dva najčešća plina u njima, tj. metan (CH₄) i ugljikov dioksid (CO₂)“.

Vulin i sur. (2017) objavili su rezultate simulacijske analize kapaciteta utiskivanja CO₂ u regionalni akvifer. Model se bazirao na laboratorijskim petrofizikalnim podacima naftnog ležišta koje se nalazi iznad akvifera, temeljem kojih je određena log-normalna distribucija poroznosti i propusnosti te je na temelju parametara distribucije izrađen stohastički model. Istaknuto je kako skladišni kapacitet ne bi trebao biti ključni parametar simulacije skladištenja, već da u obzir treba uzeti razmak bušotina i injektivnost, odnosno brzinu utiskivanja. Prikazano je kako će heterogenost prije svega utjecati na moguće brzine utiskivanja ispod tlaka frakturiranja, koji je određen prema petrostatskom tlaku.

U radu Arnaut i sur. (2021) promatrana je i uspoređivana proizvodnja nafte i skladištenje CO₂ u 72 simulacijska slučaja ležišta, nakon čega je provedena ekonomska analiza za različite cijene CO₂ i nafte. Simulacijski slučajevi uključuju različite kombinacije omjera vode i plina (WAG), propusnosti i udaljenosti između bušotina, a modeli su izvedeni za tri različite dubine kako bi se vidio utjecaj različitih tlakova u ležištu. Rezultati su pokazali kako ležišni uvjeti različito utječu na proizvodnju nafte i zadržavanje CO₂ te da se optimalno zadržavanje CO₂ može postići na srednjim dubinama i s umjerenom propusnošću. Zaključci studije su sljedeći:

- Na zadržavanje CO₂ utječe udaljenost između utisnih i proizvodnih bušotina; manja udaljenost znači veći volumen zadržanog CO₂. WAG omjer također ima utjecaj na zadržavanje: omjeri 1:1 i 1:2 pokazali su veće zadržavanje u odnosu na omjer 2:1.
- Prema ekonomskim čimbenicima, udaljenost bušotina ima značajan utjecaj na NPV vrijednosti. Veći NPV povezan je s manjim udaljenostima i slučajevima s propusnošću od $50 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Za veće udaljenosti, NPV je niži.

- Optimalni slučaj trebao bi dati najviši NPV, najviše zadržavanje CO₂ te najniži faktor utilizacije (engl. *utilization factor*, UF). Optimalni slučaj ima propusnost od $50 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$, dubinu između 1545 i 1845 m, a najbolji WAG omjer je 1:2.
- Za reprezentativne zaključke potreban je veći raspon parametara i znatno veći broj simulacijskih slučajeva.

2.4 Kemijske metode povećanja iscrpka

Kemijske metode podrazumijevaju istiskivanje nafte kemikalijama, odnosno otopinama koje sadrže alkohol, polimere, površinski aktivne tvari (koje djeluju na smanjenje međupovršinske napetosti) ili pjena. Mogućnost primjene mikroorganizama za povećanje iscrpka nafte još uvijek je u ranoj fazi istraživanja. Metoda se temelji na utiskivanju odabranih mikroorganizama u ležište, nakon čega se stimulira njihovo razmnožavanje u ležišnim uvjetima, pri čemu dolazi do oslobađanja ugljikova dioksida i smanjenja viskoznosti nafte. Navedeno smanjuje međupovršinsku napetost između fluida i stijene, što rezultira smanjenjem zaostalog (rezidualnog) zasićenja naftom. U sklopu ovog doktorskog rada istražen je utjecaj koncentracije polimera dodanih u vodu tijekom naizmjeničnog utiskivanja vode i CO₂ u mješljivim uvjetima, dok je utjecaj površinski aktivnih tvari ispitan u nekoliko simulacijskih scenarija.

Posljednjih se godina istražuju opcije koje kombiniraju više metoda: utiskivanje modificiranog CO₂ i CO₂ s dodanim kemikalijama (polimeri, PAT i alkoholi) koje pospješuju mješljivost (Saira i sur., 2020). Kako se s iscrpljivanjem konvencionalnih ležišta ugljikovodika pristupa istraživanju novih ležišta veće složenosti, sve više se istražuje učinkovitost metoda EOR u prirodno frakturiranim ležištima, ležištima s visokim stupnjem heterogenosti i anizotropije te ležištima s velikom prijelaznom zonom nafta-voda (Mogensen & Masalmeh, 2020). Utiskivanje pjene ima potencijal poboljšati učinkovitost mikroskopskog obuhvata i povećati rezidualno zasićenje plinom, što je korisno i za EOR, ali i za „čisto“ skladištenje CO₂ (Rossen i sur., 2022). Kemijske se metode mogu međusobno kombinirati, primjerice istovremeno utiskivanje polimera i PAT u odgovarajućem omjeru koncentracija (Nazmilia i sur., 2022).

Polazište za ispitivanje scenarija primjenom kemijskih metoda je pretpostavka da se utiskivanjem kemikalija (polimera ili površinskih aktivnih tvari – PAT) može povećati učinkovitost standardne metode naizmjeničnog utiskivanja vode i CO₂ poboljšanjem omjera pokretljivosti nafte i vode. S druge strane, negativne strane primjene kemijskih metoda (utjecaj na okoliš, visoka cijena,

visoka osjetljivost na salinitet ležišne vode i adsorpcija kemikalija na ležišne stijene) glavni su razlog zašto je ispitivanje provedeno na malom broju scenarija. Osim polimera i PAT-a, moguće je dodavanje lužina u vodu koja se utiskuje, ali i različitih kombinacija navedenih kemikalija, budući da se na taj način djeluje na više fizikalnih parametara istovremeno. Lužine se upotrebljavaju kako bi se površinski aktivne tvari formirale u samom ležištu i smanjila adsorpcija kemikalija.

Udio kemijskih metoda (prvenstveno primjene polimera) značajno je porastao u posljednjih desetak godina (Slika 2-14), s 11 % na 19 %.



Slika 2-14 Udjeli pojedinih EOR metoda u svjetskim projektima (Mahajan i sur., 2021)

Zbog rastućeg udjela kemijskih metoda za povećanje iscrpka postaje sve važnije dobro poznavanje mehanizma njihova djelovanja.

2.4.1 Pregled projekata s primjenom kemijskih metoda povećanja iscrpka

Trenutna praksa utiskivanja kemikalija većinom se odnosi na pilot-projekte, a rijetki su primjeri sa sustavnim utiskivanjem polimera i PAT-a (Tablica 2-9).

Tablica 2-9 Projekti primjene kemijskih metoda povećanja iscrpka (Vulin, 2021)

Ime polja	Utiskivana kemikalija	Viskoznost i gustoća nafte	Ostvareni dodatni iscrpak
Bradford	micelarni fluid (naftni sulfonati, PAT i polimeri)	5 mPa·s, 800 kg/m ³	57 %
Oerrel	Polimeri	2,2 mPa·s, 835 kg/m ³	20 %
Hankensbuettel	Polimeri	2,2 mPa·s, 835 kg/m ³	12,5 %
Marmul	Polimeri	80 mPa·s	59 %
Glenn Pool	PAT	4 mPa·s, 840 kg/m ³	10 %
Big Muddy	Polimeri	4 mPa·s, 850 kg/m ³	2300 m ³
Pownall Ranch	lužnati PAT	8 mPa·s, 900 kg/m ³	Porast proizvodnje s 1430 na 2000 m ³ /mjesec
Tanner-Minnelusa B	lužina, PAT, polimeri	11 mPa·s, 930 kg/m ³	31 %
Saertu Sand	lužina, PAT, polimeri	-	10 300 m ³
Rapdan Pool	Polimeri	-	15 %
David Pool	lužnati polimer	34 mPa·s, 915 kg/m ³	52 %
Daqing	lužina, PAT, polimeri	11,5 mPa·s, 850 kg/m ³	49 %

U slučaju utiskivanja PAT-a preporučuje se izvođenje testa s utiskivanjem markera (engl. *tracer*) u jednu bušotinu prije početka pilot-projekta. Prema literaturi (Sheng, 2015), od 78 terenskih projekata, gotovo 95 % ih je u SAD-u, svi su na kopnu, i većina je u pješčenjačkim ležištima. U razdoblju od 1990-ih do 2000-tih samo su tri projekta provedena u karbonatnim ležištima, i to na eksploatacijskim poljima Cottonwood Creek (Wyoming), Yates (Texas) i Semoga (Indonezija).

2.4.2 *Mehanizmi djelovanja kemijskih metoda povećanja iscrpka*

Odabir između polimera, površinski aktivnih tvari i lužina ovisi o uvjetima u konkretnom ležištu, što se ispituje inicijalnom usporedbom ležišnih svojstava i kritičnih eliminacijskih čimbenika za pojedinu metodu.

2.4.2.1 *Metoda povećanja iscrpka primjenom polimera*

Osnovni mehanizam djelovanja polimera je povećanje viskoznosti vode, čime se smanjuje relativna propusnost za vodu u korist povećanja relativne propusnosti ležišta za istiskivani fluid – naftu. Drugim riječima, smanjuje se omjer mobilnosti (jednadžba 2-7), što je posebno učinkovito u stijenama s izraženom heterogenošću propusnosti. Otopina polimera ulazi u visokopropusne

slojeve i na račun povećanja viskoznosti otopine i smanjenja efektivne propusnosti za otopinu dolazi do značajnog povećanja homogenosti protjecanja fluida i, posljedično, povećanja obuhvata ležišta vodom. U ležištu se molekule fluida (ugljikovodika ili vode) zadržavaju na stijenkama pora uslijed utjecaja međupovršinske napetosti i viskoznih sila. Ovisno o sastavu, stijena može biti više vodomogućiva ili više naftomogućiva, o čemu ovisi i iscrpak nafte, koji na makroskopskoj razini prvenstveno ovisi o omjeru pokretljivosti M , a na mikroskopskoj razini ovisi o kapilarnom broju N_c . Kapilarni broj opisuje odnos viskoznih sila i sila međupovršinske napetosti (jednadžba 2-20), a za veću učinkovitost polimera poželjan je veći kapilarni broj. Veći kapilarni broj ujedno je i indikacija smanjenja rezidualnog zasićenja ležišta naftom, što je eksperimentalno potvrđeno (Son i Ahn, 2021), ali je za značajnije smanjenje rezidualnog zasićenja potrebno značajno povećanje kapilarnog broja pa se primjena površinski aktivnih tvari smatra isplativijom za učinkovitije istiskivanje nafte na mikrorazini .

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} \quad (2-20)$$

Gdje je:

N_c – kapilarni broj

v – protok istiskujućeg fluida (m/s)

μ – viskoznost istiskujućeg fluida (Pa·s)

σ – međupovršinska napetost (N/m)

Utiskivanjem polimera nastoji se utjecati na viskozne sile prilagođavanjem viskoznosti istiskujućeg fluida (vode) u odnosu na viskoznost nafte. Kako je vidljivo iz jednadžbe 2-20, povećanje kapilarnog broja može se postići i povećanjem protoka istiskujućeg fluida (vode).

Prilikom odabira polimera važno je obratiti pozornost na reološka svojstva polimera, prvenstveno viskoznost, što znači da je potrebno uzeti u obzir što više uvjeta koji se očekuju tijekom njihove primjene. Za razliku od vode, vodena otopina polimera može biti njutnovski (pri malim brzinama protjecanja i smičnim naprezanjima) i nenjutnovski fluid (iznad određene brzine protjecanja i smičnog naprezanja), ovisno o specifičnim uvjetima i vrsti polimera. U određenim uvjetima dolazi do degradacije polimera, bilo mehaničke ili kemijske, što dovodi do nepoželjne promjene reoloških svojstava. Degradacija polimera je proces razaranja molekulske strukture makromolekula. Mehanička degradacija znači kidanje molekule uslijed velikih smičnih brzina, odnosno velikih smičnih naprezanja. Takvi uvjeti mogu se očekivati prilikom miješanja i pripreme

otopine, unutar utisne opreme na mjestima restrikcije protoka (ventili i suženja) te na perforacijama bušotine u ležištu. Taj je tip degradacije kratkotrajan i nestaje u ležištu dalje od perforacija, ali je potrebno laboratorijski ispitati „povrativost“ viskoznosti. Kemijska degradacija događa se uslijed prisutnosti zagađivala (slobodnih radikala) kao što je kisik ili uslijed reakcija hidrolize. Za sprječavanje kemijske degradacije preporuča se tretiranje opreme inertnim plinom, primjerice dušikom.

Najčešće upotrebljavani polimeri koji su se u praksi pokazali zadovoljavajući za širok spektar ležišnih uvjeta na svjetskoj razini su poliakrilamidi, djelomično hidrolizirani poliakrilamid i ksantan-guma (biopolimer). U pravilu, djelovanje poliakrilamida u vodenoj otopini ovisi o njegovoj molekulskoj masi i stupnju hidratacije. Djelomično hidrolizirani poliakrilamid je najčešće upotrebljavan sintetički polimer zbog relativno niske cijene, povoljnih viskozifernih karakteristika i dobro istraženih fizikalno-kemijskih svojstava te primjenjivosti na temperaturama do približno 100 °C. Ksantan-guma, kao i biopolimeri općenito, podložna je biološkoj degradaciji na temperaturama iznad 70 °C, ali je manje osjetljiva na salinitet i otpornija je na mehaničku degradaciju u usporedbi sa sintetičkim polimerima (Vulin, 2021). Navedena ograničenja glavni su razlog povećanju zanimanja za daljnja ispitivanja različitih tipova polimera (Mahajan i sur., 2021).

Osim degradacije, druga važna karakteristika je njihova retencija (zadržavanje) u pornom sustavu ležišta, koje se može opisati adsorpcijom na stijenke, mehaničkim zarobljavanjem i hidrodinamičkom retencijom (Vulin, 2021). Intenzitet retencije ovisi o svojstvima samog polimera (tip i molekulska masa) i njegovoj koncentraciji, karakteristikama i vrsti stijene, sastavu, salinitetu, pH-vrijednosti otapala te o protoku i temperaturi. Adsorpcija je posebno kritična u glinama zbog njihove velike specifične površine. Mehaničko zarobljavanje nastaje „zaglavlivanjem“ velikih molekula polimera u malim pornim kanalićima, što rezultira nejednolikom raspodjelom koncentracije polimera oko utisne i proizvodne bušotine i između njih. Hidrodinamička retencija je posljedica smanjene brzine protjecanja u određenim dijelovima pornog sustava. Sva tri mehanizma retencije uzrokuju smanjenje propusnosti stijene za vodu obogaćenu polimerima u usporedbi s propusnosti koja bi bila u slučaju utiskivanja vode bez polimera. To smanjenje propusnosti može se opisati faktorom otpora (jednadžba 2-21) i rezidualnim faktorom otpora (jednadžba 2-22) koji predstavlja novi omjer mobilnosti.

$$R_f = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \left(\frac{k_w}{\mu_w} \right) \left(\frac{\mu_p}{k_p} \right) \quad (2-21)$$

gdje je:

R_f – faktor otpora

λ_w – pokretljivost vode

λ_p – pokretljivost polimera

k_w – propusnost za vodu

k_p – propusnost za polimer

μ_w – viskoznost vode

μ_p – viskoznost polimera

$$R_{rf} = \frac{\lambda_{w1}}{\lambda_{w2}} = \frac{k_{rw1}}{k_{rw2}} = \frac{\Delta p_{w2}}{\Delta p_{w1}} \quad (2-22)$$

gdje je:

R_{rf} – rezidualni faktor otpora

$\lambda_{w1/w2}$ – pokretljivost vode prije/nakon zavodnjavanja polimerima

$k_{rw1/w2}$ – relativna propusnost za vodu prije/nakon zavodnjavanja polimerima

Δp_{w2} – pad tlaka tijekom protiskivanja vode nakon protiskivanja polimera

Δp_{w1} – pad tlaka tijekom protiskivanja vode prije protiskivanja polimera

Slijedom svega navedenog, mehanizmi djelovanja polimera su povećanje viskoznosti vode, smanjenje efektivne propusnosti stijene za vodu uslijed retencije te smanjenje omjera pokretljivosti vode i nafte, koje poboljšava učinkovitost istiskivanja nafte na makrorazini.

2.4.2.2 Metoda povećanja iscrpka primjenom površinski aktivnih tvari

Dodavanje PAT-ova ubraja se u tercijarne metode iscrpljivanja, kojima često prethodi sekundarna metoda, odnosno utiskivanje vode radi održavanja tlaka i posljedično klipno istiskivanje nafte vodom. Kako nakon sekundarne faze nafta ostaje zarobljena u porama zaobidenima vodom, pokretanje zaostale nafte omogućava se smanjenjem međupovršinske napetosti na dodirnoj površini nafte i vode što je osnovni mehanizam djelovanja PAT-ova. Adsorpcija PAT-a na čvrstu površinu (stijenu) rezultira promjenom močivosti stijene, čime se postiže bolje prianjanje vodene faze uz stijenu i istiskivanje nafte. Povećanje iscrpka tom metodom može dosegnuti i 20 %, pri čemu učinkovitost metode ovisi o tlačnom gradijentu (najčešće je povoljan veći gradijent), gubitku PAT-a u zonama veće propusnosti (ili frakturiranim zonama, engl. *thief zones*) te brzini protjecanja i degradaciji svojstava otopine. Iz tog razloga se uz

PAT-ove često primjenjuju različite metode kontrole (omjera) mobilnosti fluida (engl. *mobility control*).

Površinski aktivne tvari upotrebljavaju se za stvaranje suspenzija i pjena, pri čemu je glavni uvjet primjene otpornost pjene na ležišnu temperaturu i salinitet ležišne vode. Volumetrijski obuhvat ležišta (Slika 2-4) ovisi o kritičnoj micelarnoj koncentraciji (engl. *Critical Micelle Concentration*, CMC). Povoljnom opcijom smatra se dodavanje male koncentracije PAT-ova koji inače imaju visoku vrijednost kritične koncentracije, budući da se u tom slučaju PAT-ovi manje adsorbiraju. S druge strane, kontrola mobilnosti ograničena je jer dodirne površine nisu potpuno „prekrivene“ molekulama PAT-ova. Površinski aktivne tvari s niskom kritičnom micelarnom koncentracijom imaju veću pokretljivost, što je u pravilu nepoželjno, ali su stabilnost pjene i kontrola pokretljivosti dovoljne s aspekta ograničavanja gravitacijskog „zaobilaženja“ plinske faze (Adeniyi i sur., 2015). Ispod CMC-a površinski aktivne tvari postoje kao pojedinačne molekule, dok iznad CMC-a tvore micelle. CMC je koncentracija površinski aktivnih tvari pri kojoj se počinju stvarati micelle u otopini, kao agregati molekula površinski aktivnih tvari koji djeluju na naftu omogućujući joj miješanje s vodom. Zato CMC služi kao kriterij pri odabiru PAT-ova i određivanju učinkovitosti u povećanju iscrpka nafte pošto PAT-ovi smanjuju površinsku napetost na granici faza nafta/voda koja je blokirala protjecanje (i vode i nafte) u kapilarama pora.

2.4.3 Kriteriji odabira kemijskih metoda povećanja iscrpka

Inicijalno razmatranje potencijalnih opcija povećanja iscrpka kemijskim metodama počinje sustavnom analizom ležišnih karakteristika koje najviše utječu na mehanizam djelovanja kemijskih metoda. Nakon odabira ležišta – kandidata, pristupa se dizajnu strategije utiskivanja i proizvodnje, što uključuje vrstu, količinu i tempo dodavanja kemikalija.

2.4.3.1 Kriteriji odabira kandidata za polimerno zavodnjavanje

Parametri koje treba razmatrati za utiskivanje polimera obuhvaćaju geometriju ležišta, sastav (mineralogiju) ležišne stijene, dubinu i temperaturu ležišta, svojstva nafte u ležištu, sastav (tvrdoću i salinitet) slojne vode, vrstu polimera, faktor otpora (uključujući i rezidualni faktor otpora), injektivnost polimera, termalnu i kemijsku stabilnost kemikalija, ponašanje polimera u zadanim uvjetima (prvenstveno adsorpciju) i cijenu (Rellegadla i sur., 2017), pri čemu je cijena, odnosno trošak polimera jedan od najvažnijih čimbenika (Mahajan i sur., 2021).

Temeljem pregleda prijašnjih objavljenih kriterija za primjenu polimera, grupa autora (Saleh i sur., 2014) izdvojila je relevantne parametre pri čemu su se najvažnijima pokazali gustoća i viskoznost nafte, ležišna temperatura, zasićenje ležišta naftom na početku utiskivanja polimera, poroznost, propusnost i tip stijene (pješčenjak/karbonat), dok su se sastav nafte i efektivna debljina pokazali manje važnima (Tablica 2-10).

Tablica 2-10 Kriteriji primjenjivosti metode povećanja iscrpka primjenom polimera (Saleh i sur., 2014)

Kriterij	Vrijednost
API gustoća nafte	12-48
Viskoznost nafte, cp	0,3-130
Poroznost, %	4,1-36,1
Početno zasićenje naftom, %	21-94
Propusnost ležišta, $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0,6-5500
Dubina ležišta, m	165-2870
Temperatura, °C	18-100

2.4.3.2 Kriteriji odabira kandidata za zavodnjavanje površinski aktivnim tvarima

Kriteriji za odabir kandidata (ležišta) prikladnih za primjenu metoda zavodnjavanja površinski aktivnim tvarima uglavnom su empirijski (Tablica 2-11), a najkritičniji parametri su ležišna temperatura, sastav nafte, salinitet ležišne vode i prisutnost dvovalentnih iona u njoj te udio glina u sastavu stijene, dok su viskoznost nafte i propusnost ležišta manje važni (Sheng, 2015).

Tablica 2-11 Kriteriji primjenjivosti metode povećanja iscrpka primjenom PAT-ova (Sheng, 2015)

Kriterij	Vrijednost
API gustoća nafte	nije kritično
Viskoznost nafte, cp	<35
Salinitet ležišne vode, ppm	<50 000
Zasićenje naftom, %	>30
Sadržaj dvovalentnih iona, ppm	<100
Litologija	pješčenjak
Udio glina	nizak
Akriver	slab
Plinska kapa	slaba
Propusnost ležišta, $10^{-3} \mu\text{m}^2$	>10
Dubina ležišta, m	nije kritično
Temperatura, °C	<93,3

2.4.4 Laboratorijska ispitivanja primjene kemijskih metoda povećanja iscrpka

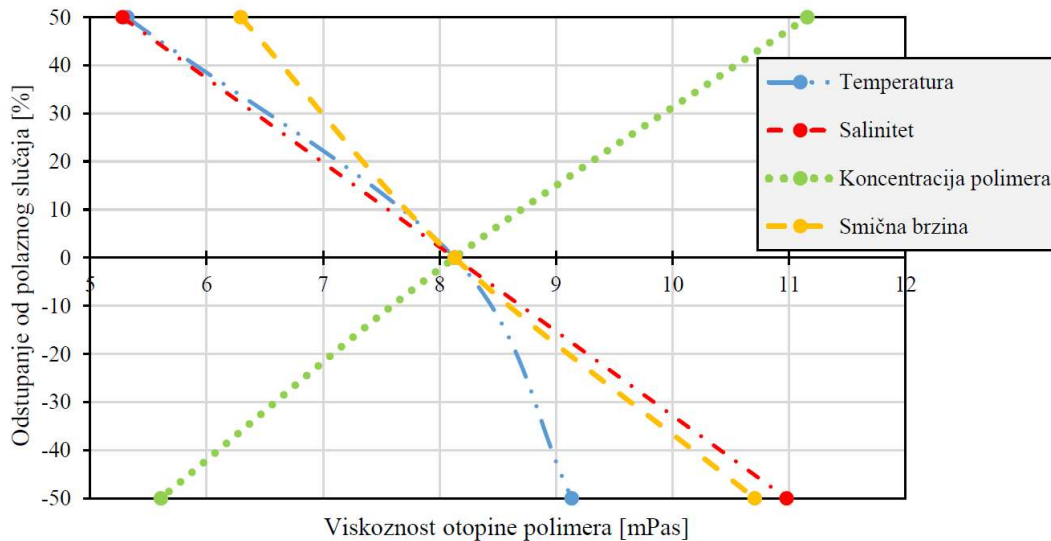
Nakon što se za konkretno ležište odabere kemijska metoda, provode se testiranja na uzorcima jezgri kako bi se ispitala interakcija kemikalija sa stijenom i provjerio utjecaj na krajnji iscrpak. Nakon laboratorijskog ispitivanja, pomoću numeričke ležišne simulacije potvrđuju se parametri (koncentracija kemikalija i slično) i mehanizam djelovanja na ležišnoj razini te se u konačnici ekonomskom analizom odabire najpovoljnija strategija utiskivanja.

2.4.4.1 Laboratorijska ispitivanja polimernih otopina

Neka od standardnih ispitivanja svojstava polimera u laboratoriju uključuju promjene u reologiji (viskoznost) i kemijsku degradaciju pri različitim uvjetima, ali jedan od parametara koji se također može ispitivati je i stupanj filtracije koji utječe na hidrataciju polimera. Prilikom pripreme uzorka polimerne otopine za ispitivanje važno je izbjeći mehaničku degradaciju (umješavanje pri maloj brzini okretaja) i ulazak prevelike količine kisika (Verma i Mandal, 2022).

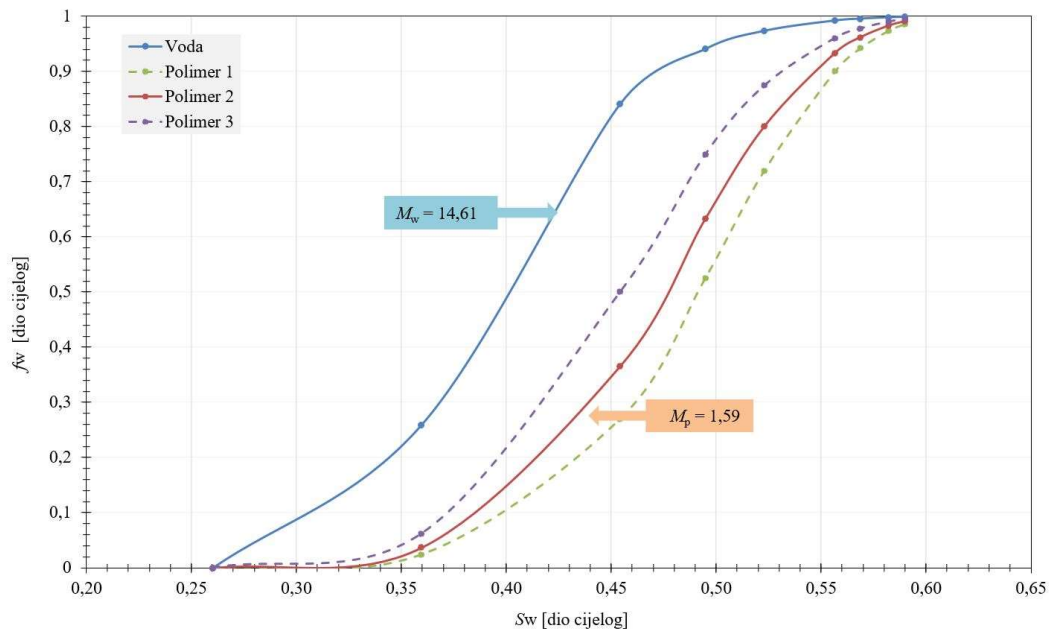
Osim svojstava samog polimera, u laboratoriju se ispituje i interakcija polimerne otopine s ležišnim fluidom i stijenom (Borovina i sur., 2022). Stoga se na uzorcima ležišne stijene mjere relativne (odnosno efektivne) propusnosti, efikasnost istiskivanja nafte (laboratorijskog ulja) mjerenjem iscrpka te stupanj adsorpcije polimera. Takva mjerenja, uključujući i određivanje reoloških svojstava, provedena su za slučaj utiskivanja polimera u pješčenjačka ležišta sjeverne

Hrvatske u sklopu diplomskog rada (Bošnjak, 2018) u kojem je prikazan i simulacijski model kao potvrda laboratorijskih rezultata. Ispitana je promjena viskoznosti za određene postotne promjene temperature, saliniteta i smične brzine u odnosu na polazni slučaj polimerne otopine (koncentracija polimera 1500 ppm, salinitet 20 g/L i temperatura 55 °C). Viskoznost pokazuje gotovo linearan trend u ovisnosti o svim parametrima, osim temperaturi. (Slika 2-15).



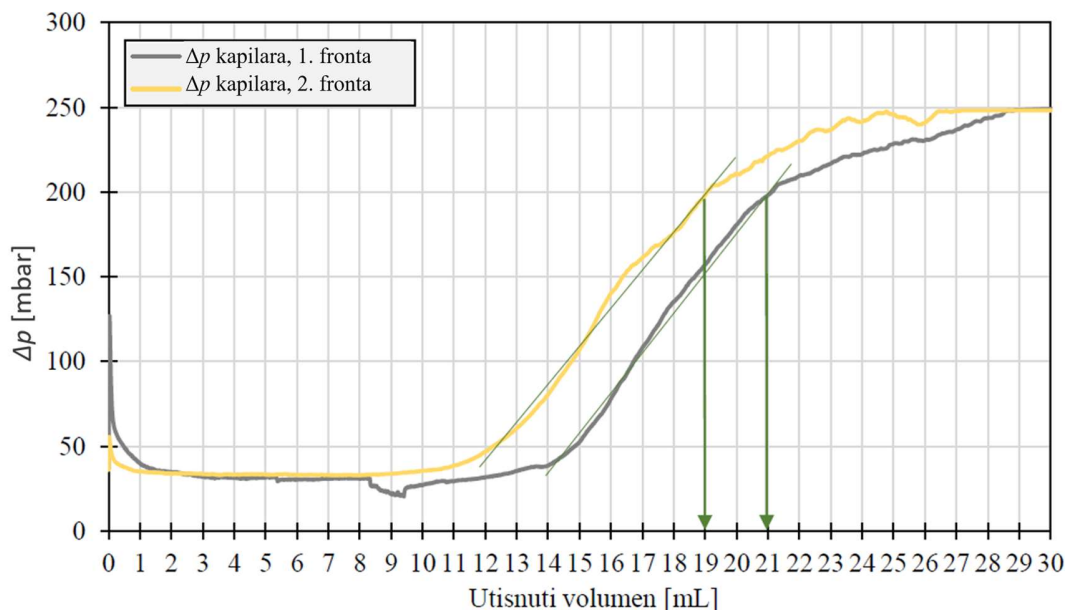
Slika 2-15 Osjetljivost viskoznosti polimerne otopine o različitim parametrima (Bošnjak, 2018)

Nakon odabira i odgovarajuće pripreme jezgre izmjerene su efektivne propusnosti za naftu i polimernu otopinu. Na temelju tih mjerenja određene su relativne propusnosti, koje su korištene za konstrukciju krivulje frakcijskog protoka vode (Slika 2-16), koja služi za izračun efikasnosti istiskivanja (iscrpka), ali i omjera mobilnosti (M).



Slika 2-16 Krivulje frakcijskog protoka za slučajeve utiskivanja vode i polimernih otopina različite koncentracije (Bošnjak, 2018)

Konačno, utiskivanjem obroka vode, obroka polimerne otopine te ponovno obroka vode u uzorak jezgre i mjerenjem razlike tlaka na ulazu i izlazu iz jezgre, dobiveni su podatci za određivanje rezidualnog faktora otpora. Za određivanje adsorpcije polimera na stijenu jezgre napravljeno je mjerenje razlike tlaka na ulazu i izlazu jezgre tijekom utiskivanja dvaju obroka polimernih otopina, između kojih je utiskivana voda (Slika 2-17).



Slika 2-17 Određivanje adsorpcije polimera na stijenu (Bošnjak, 2018)

Raniji prodor druge fronte rezultat je adsorpcije polimera tijekom protiskivanja prvog obroka. Pretpostavlja se da se većina mjesta dostupnih za adsorpciju unutar pornog prostora popunila te da će svakim sljedećim utiskivanjem polimerne otopine broj mjesta za adsorpciju biti sve manji i otopina će se sve brže probijati do izlaza iz jezgre.

2.4.4.2 Laboratorijska ispitivanja površinski aktivnih tvari

Nužna laboratorijska ispitivanja PAT-ova uključuju provjeru stabilnosti vodene otopine, odnosno provjeru kompatibilnosti s ležišnom vodom (Nadir i sur., 2022) i ostalim kemikalijama, zatim test skeniranja saliniteta u kojem se promatra fazno ponašanje i test na uzorcima jezgri kojim se provjerava iscrpak nafte (ulja). Promjena močivosti stijene vezana je za karbonatni tip stijene, a općenito igra veću ulogu kod visokih vrijednosti međupovršinskih napetosti (Sheng, 2015).

Laboratorijsko ispitivanje PAT-ova može uključivati provjeru stabilnosti pjene (određuje se volumen formirane pjene prije i nakon snažne trešnje), stupnja adsorpcije i mogućnosti kontrole pokretljivosti (Adeniyi i sur., 2015). Ostala korisna laboratorijska ispitivanja uključuju određivanje učinkovitosti emulgiranja, učinkovitosti istiskivanja nafte (pomoću tankoslojne kromatografije i organskih kemikalija) te određivanje međupovršinske napetosti (Nagy i sur., 2015). Utjecaj promjene međupovršinske napetosti moguće je opisati ranije spomenutim kapilarnim brojem (N_c). Za PAT-ove je karakterističan i broj zarobljavanja (engl. *trapping number*, N_T), koji uzima u obzir

gravitacijski utjecaj (Sheng, 2015), a računa se temeljem kapilarnog broja i veznog broja (engl. *bond number*, N_B), koji uzima u obzir razliku gustoće istiskujućeg i istiskivanog fluida.

U sklopu ovog doktorskog rada nisu ispitivane karakteristike površinski aktivnih tvari, a utjecaj dodavanja PAT-ova na konačan iscrpak i količinu trajno uskladištenog CO₂ ispitan je samo u malom broju scenarija, ali za očekivati je da će njihova primjena imati sve veću ulogu u budućnosti iskorištavanja ležišta ugljikovodika, budući da se posljednjih godina ispituju mogućnosti primjene PAT-ova za povećanje iscrpka nekonvencionalnih ležišta (Chen & Schechter, 2021) kao i učinci dodavanja PAT-ova u fluid za hidrauličko frakturiranje (Wijaya & Sheng, 2020).

3 Pretpostavke i postupak izrade konceptualnih modela

Podatci potrebni za izradu pojedinih modela razmatranih ležišta mogu se razvrstati u sljedeće skupine:

- (1) opći podaci o naftnim ležištima
- (2) rezultati petrofizikalnih analiza
- (3) PVT podaci
- (4) podaci iz baze ulaznih i rezultatnih simulacijskih podataka
- (5) podaci dobiveni obradom, usporedbom i koreliranjem odabranih rezultatnih podataka.

Ti podaci sadrže opće podatke o ležištu, uključujući kumulativnu proizvodnju do bitnih momenata, početni tlak i temperaturu, količine utisnutih fluida (zavodnjavanje) i sl. (Tablica 4-1).

Opći podaci o naftnim ležištima i petrofizikalne analize prikupljeni su iz službene dokumentacije kompanije INA d.d. (Elaborati, Elaborati o rezervama) (INA d.d., 2019). PVT podaci prikupljeni su iz PVT i CO₂-EOR studija dobivenih od iste kompanije.

Nakon njihova prikupljanja, ključni potrebni podaci za izradu simulacijskih modela uneseni su u bazu ulaznih parametara.

Prvi korak prilikom izrade numeričkih modela naftnih ležišta je priprema PVT ulaznih podataka. Jednadžbe stanja za svako polje podešene su tako da simulacijski modeli daju adekvatno preklapanje s rezultatima eksperimentalnih testova i parametrima poput tlaka zasićenja i minimalnog tlaka miješanja određenog u *slim-tube* testu. Podešavanje PVT svojstava fluida svakog ležišta napravljeno je u računalnom programu za karakterizaciju fluida PVTp tvrtke Petroleum Experts (IPM PETEX, 2018).

Nakon pripreme PVT modela fluida, slijedi postupak izrade konceptualnih numeričkih modela ležišta s integriranim općim i petrofizikalnim podacima iz baze, s ciljem preklapanja dinamičkog simulacijskog modela s povijesnim podacima o proizvodnji. Statički ulazni podaci modela uključivali su jednu (prosječnu) vrijednost parametara ležišta, poput propusnosti, poroznosti, debljine, temperature i tlaka.

Nakon postizanja adekvatnog preklapanja modela s povijesnim podacima, započinje izrada predikcijskih modela. Za pripremu više tisuća predikcijskih simulacijskih slučajeva izrađen je kod u programskom jeziku Python koji generira ulazne tekstualne (*input*) datoteke za računalni program

za modeliranje i simulaciju ležišta tNavigator (tNavigator, 2023). Prilikom izrade koda upotrijebljeni su različiti formati poput XML (Extensible Markup Language) i JSON (JavaScript Object Notation), koji omogućuju iteracije kroz baze podataka i njihovo zapisivanje u ulazne datoteke. Dobiveni rezultati predikcijskih modela upisuju se u strukturiranu SQL (*postgres*) bazu rezultata pomoću programskog jezika Python, što omogućava drugim skupovima kodova istog programskog jezika učitavanje, analizu i međusobnu usporedbu rezultata iz baze.

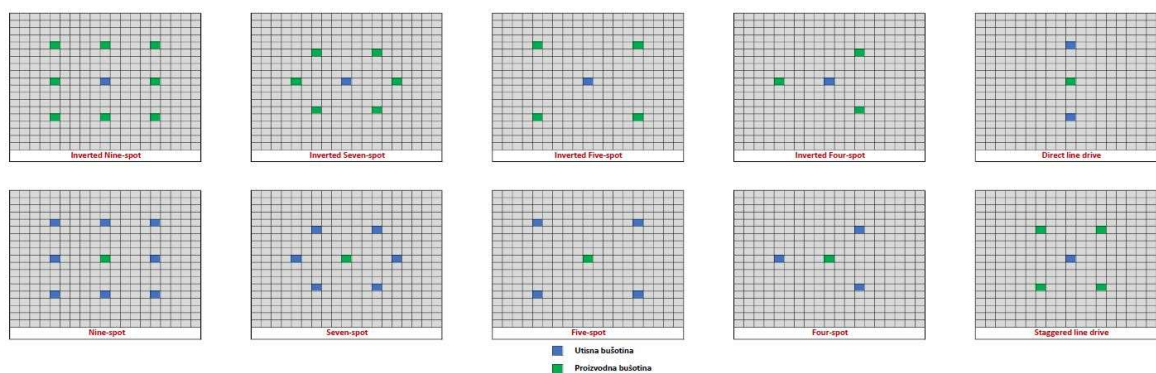
Optimizacija WAG procesa zahtjevna je zbog velikog broja karakterističnih parametara, a kada se tome dodaju i parametri potrebni za što bolju karakterizaciju ležišta prilikom simulacije takvog utiskivanja, jasno je kako se radi o kompleksnoj multiparametarskoj analizi.

Temeljni parametri WAG utiskivanja su:

- 1) WAG omjer
- 2) trajanje obroka
- 3) raspored utiskivanja
- 4) razmak bušotina.

Optimizacija omjera volumena utiskivanih obroka plina i vode (WAG omjer, engl. *WAG ratio*) ključna je kako bi se odredio optimalan iscrpak nafte. Optimalan WAG omjer ovisi o distribuciji propusnosti ležišta i ostalim faktorima koji utječu na gravitacijsko odvajanje, poput viskoznosti i gustoće fluida te brzine samog utiskivanja i protjecanja kroz ležište. Wu i sur. (2004) istaknuli su kako WAG omjer snažno utječe na moćivost ležišne stijene i kontakt s utisnutim plinom. Ranije je objašnjeno kako neadekvatno optimiziran proces može spriječiti kontakt između plina (CO₂) i nafte, što se najčešće događa ukoliko je WAG omjer velik, čime se projekt može dovesti u stanje običnog zavodnjavanja. S druge strane, premalen WAG omjer može prouzrokovati istiskivanje slično onome kod običnog utiskivanja plina u kojem dolazi do naglog pada tlaka, a time i ranog proboja utisnutog plina prema proizvodnim bušotinama, što uzrokuje manji iscrpak nafte. Može se zaključiti kako je pronalaženje optimalnog WAG omjera vrlo važno u optimizaciji cjelokupnog procesa pa on mora biti ključan parametar u analizi osjetljivosti. Trajanje obroka je vrijeme proteklo od prelaska s utiskivanja vode na utiskivanje plina (engl. *switch time*). Trajanje obroka određeno je brzinom utiskivanja i veličinom obroka. Utjecaj saliniteta je manje istražen te se najčešće upotrebljava ona voda koja je dostupna i najekonomičnija za utiskivanje. Sastav vode mijenja se dodavanjem polimera ili aditiva za stvaranje pjena (engl. *water alternating foam*, WAF proces). Često se u vodu dodaju razni aditivi karakteristični za kemijski EOR opisan u poglavlju 2.

kako bi se poboljšala efikasnost istiskivanja, što proces istiskivanja naizmjeničnim utiskivanjem vode i CO₂ čini još kompleksnijim te povećava broj optimizacijskih parametara. Ostale karakteristike na koje se može utjecati su raspored utiskivanja (Slika 3-1) i razmak između bušotina, ali pritom treba uzeti u obzir trošak izgradnje bušotina kako bi se postigao optimalan raspored utiskivanja. Ranije je opisano kako se WAG projekti, kao i svi EOR projekti općenito, najviše provode u SAD-u gdje su polja raskrivena velikim brojem bušotina pa je samim time odabir odgovarajućeg rasporeda utiskivanja kapitalno manje intenzivan te najčešće podrazumijeva prenamjenu, odnosno drugačije opremanje bušotina. Ujedno, u SAD-u je jako razvijen sustav plinovoda kojim se transportira CO₂.



Slika 3-1 Shematski prikaz mogućih rasporeda utiskivanja

3.1 Opći podatci o naftnim ležištima

S kompanijom INA d.d. potpisan je ugovor o povjerljivosti te su zbog toga eksploatacijska naftna polja u ovom doktorskom radu prikazana pod šiframa B5, I1, I01, S4, S3, Z2 i Z02. Opći podatci o naftnim ležištima (Tablica 3-1) uključuju početni tlak i temperaturu, a u modelima su postavljeni u skladu sa službenom dokumentacijom kompanije INA d.d (2019.). Polja u stvarnosti imaju više ležišta i proslojaka, a s obzirom na to da su predmet ovog istraživanja konceptualni modeli, u modele je integrirana prosječna dubina i debljina. Uspješnost preklapanja s povijesnom proizvodnjom validirana je u sljedeće tri vremenske točke:

- na kraju primarne faze proizvodnje
- na kraju 2004. godine
- na kraju 2019. godine.

Tablica 3-2 prikazuje postavke simulacijske rešetke svakog polja, početne uvjete tlaka i temperature te proizvodne i utisne uvjete tlaka i protoka predikcijskih modela. Utisni tlakovi podešavaju se tako da su što bliži laboratorijski određenom MMP-u i pritom ne prelaze procijenjeni tlak frakturiranja.

Tablica 3-1 Opći podatci o naftnim ležištima

	B5	I1	S4	S3	Z2
Početak primarne faze proizvodnje (godina)	1972.	1963.	1967.	1960.	1966.
Početak sekundarne faze proizvodnje (godina)	1975.	1976.	1982.	1973.	1976.
Utvrđene (otkrivene geološke) rezerve nafte (m ³)	34 011 341	21 616 940	29 739 082	43 779 360	52 370 987
Proizvedene količine nafte do 2004. godine (m ³)	17 819 831	8 747 841	8 100 826	19 340 639	17 438 159
Proizvedene količine vode do 2004. godine (m ³)	2 479 861	7 058 453	7 632 098	9 743 154	13 397 207
Proizvedene količine plina do 2004. godine (m ³)	1 593 451 210	1 253 319 044	1 377 429 755	1 655 744 797	3 643 342 511
Utisnute količine vode do kraja 2004. godine (m ³)	19 085 623	18 178 323	18 204 787	10 713 584	35 522 424
Ostvaren iscrpak u 2004. godini	52 %	40 %	27 %	44 %	33 %
GOR na kraju 2004	77	110	330	90	750
Prosječna poroznost	9,4 %	21,5-23,6 %	14-33 %	25 %	16-22 %
Prosječna efektivna debljina	73 m	3,2-9 m	0,65-9,2 m	0,6-26,4 m	1-28 m
Raspon propusnosti (10 ⁻³ μm ²)	0,6-1601	14,6-79,6	2,0-336,0	1,8-175,0	5,1-91,5

Tablica 3-2 Postavke simulacijskih modela

	B5	I1	S4	S3	Z2
Duljina ćelija u smjeru x (m)	48	37	33	33	61
Duljina ćelija u smjeru y (m)	48	37	33	33	61
Duljina ćelija u smjeru z (m)	10	5	9	10	5
Broj ćelija u smjeru x	51	51	51	51	51
Broj ćelija u smjeru y	51	51	51	51	51
Broj ćelija u smjeru z	10	10	10	10	10
Proizvodnja nafte (m³/dan)	150	150	150	150	150
Minimalni tlak na dnu proizvodnih bušotina (bar)	35	35	15	25	35
Maksimalni tlak utiskivanja na dnu bušotine – voda (bar)	200	240	100	120	150
Maksimalni tlak utiskivanja na dnu bušotine – plin (bar)	200	240	100	120	150
Dubina ležišta (m)	1927	1552	715	850	1845
Početna temperatura ležišta (°C)	123.3	97.7	60	61	111
Početni tlak ležišta (bar)	197	183	78	92	193
Debljina ležišta (m)	100	50	90	100	50
Početno zasićenje vodom	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %

Postavke modela u vidu broja i duljina ćelija podešavaju se tako da površina i volumen ležišta modela što bolje reprezentiraju stvarne odnose svakog ležišta te da oni, u odnosu na zadanu šupljikavost (poroznost) i zasićenje, odgovaraju utvrđenim geološkim rezervama nafte. Model svakog ležišta validiran je računskim postizanjem (podudaranjem) povijesnih količina iscrpka u tri vremenske točke, nakon čega je proizvodnja produljena do 2024. godine u kojoj počinje primjena CO₂-EOR tercijarnih metoda eksploatacije. Za svako su ležište simulirana 32 različita rasporeda utiskivanja (Tablica 3-3), pri čemu regularni raspored podrazumijeva jednu proizvodnu bušotinu okruženu utisnim bušotinama, četiri WAG omjera (Tablica 3-4) prepoznata kao najučestalija u postojećim CO₂-EOR projektima (Tablica 2-2), uz tri različita trajanja ciklusa i šest različitih koncentracija polimera, što rezultira s 1152 simulacijska slučaja po ležištu. Time je, za pet ležišta, ukupno simulirano i analizirano 5760 prediktivnih slučajeva primjene CO₂-EOR metoda.

Tablica 3-3 Kombinacije rasporeda utiskivanja

Kombinacija	Broj bušotina	Udaljenost bušotina (m)	Tip rasporeda utiskivanja
1	3	150	inverzni raspored
2	3	250	inverzni raspored
3	3	350	inverzni raspored
4	3	450	inverzni raspored
5	4	150	inverzni raspored
6	4	250	inverzni raspored
7	4	350	inverzni raspored
8	4	450	inverzni raspored
9	6	150	inverzni raspored
10	6	250	inverzni raspored
11	6	350	inverzni raspored

Kombinacija	Broj bušotina	Udaljenost bušotina (m)	Tip rasporeda utiskivanja
12	6	450	inverzni raspored
13	8	150	inverzni raspored
14	8	250	inverzni raspored
15	8	350	inverzni raspored
16	8	450	inverzni raspored
17	3	150	regularni raspored
18	3	250	regularni raspored
19	3	350	regularni raspored
20	3	450	regularni raspored
21	4	150	regularni raspored
22	4	250	regularni raspored
23	4	350	regularni raspored
24	4	450	regularni raspored
25	6	150	regularni raspored
26	6	250	regularni raspored
27	6	350	regularni raspored
28	6	450	regularni raspored
29	8	150	regularni raspored
30	8	250	regularni raspored
31	8	350	regularni raspored
32	8	450	regularni raspored

Tablica 3-4 WAG omjeri

Kombinacija	WAG omjer	Trajanje ciklusa
1	WAG omjer 0:1	-
2	WAG omjer 1:1	3 mjeseca
3	WAG omjer 1:1	6 mjeseci
4	WAG omjer 1:1	12 mjeseci
5	WAG omjer 1:2	3 mjeseca
6	WAG omjer 2:1	3 mjeseca

3.2 Petrofizikalne analize

Iako su u ovom doktorskom radu scenariji ispitivani na konceptualnim modelima, prilikom izrade modela u obzir se uzimaju stvarni, prosječni podatci o poroznosti i propusnosti za svako od promatranih polja. Pojedini parametri, poput propusnosti, dani su u širokom rasponu vrijednosti (Tablica 3-5). Budući da promjena propusnosti u modelu utječe na podudaranje simulacijskih i povijesnih proizvodnih podataka za iste zadane proizvodne uvjete, propusnost je za svako polje uzeta kao konstantna vrijednost. Ujedno, reprezentativnu heterogenizaciju nemoguće je postići bez stvarnih geoloških modela polja, koji u sklopu ovog istraživanja nisu bili dostupni te nisu predmet istraživanja.

Isti koncept primijenjen je i na šupljikavost, parametar koji ima manji raspon promjena vrijednosti u jednom ležištu.

Tablica 3-5 Petrofizički podaci pojedinih naftnih polja

	B5	I1	S4	S3	Z2
Prosječna šupljikavost	9,4 %	21,5-23,6 %	14-33 %	25%	16-22 %
Šupljikavost simulacijskog modela	10 %	22 %	24 %	28 %	28 %
Raspon propusnosti ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0,6-1601	14,6-79,6	2,0-336,0	1,8-175,0	5,1-91,5
Propusnost simulacijskog modela ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	20	50	150	100	100

3.3 PVT podaci

Numerička (ležišna) simulacija povećanja iscrpka je složen problem u kojem značajnu ulogu ima karakterizacija fluida. Naime, tijekom procesa utiskivanja (i proizvodnje) na ležišnoj razini događaju se fazne promjene uslijed promjena uvjeta tlaka i temperature, zbog čega je bilo neophodno primijeniti komponentnu simulaciju. To podrazumijeva detaljan opis fluida, odnosno određivanje parametara jednadžbe stanja za svako promatrano polje (ležište). Osnovni problem s karakterizacijom ležišnih fluida je manjkavost i nepouzdanost laboratorijskih podataka. Čest je slučaj da pravi sastav fluida nije poznat budući da se ne koriste ti dubinski uzorci, već se sastav fluida dobiva matematičkom rekombinacijom, temeljem poznatih proizvodnih podataka i uzoraka uzetih na separatoru. Pouzdanost samih testova ovisi o uzorku, ali je opterećena i greškama mjerenja pa se rezultatno ugođenu jednadžbu stanja ne može smatrati visoko pouzdanim podatkom, ali je i takva neophodna za komponentnu ležišnu simulaciju.

Na temelju podataka o sastavima i laboratorijskim ispitivanjima na uzorcima ležišnih fluida (INA d.d., 2019) izrađeni su modeli fluida za pojedina polja, primjenom računalnog programa za karakterizaciju fluida (IPM PETEX, 2018). Prvi kriterij za prihvaćanje modela (sastav i odgovarajući parametri jednadžbe stanja) fluida bilo je podudaranje tlaka zasićenja (p_b) s eksperimentalnim podacima što se postiže podešavanjem parametara jednadžbe stanja regresijom, najčešće kritičnih tlakova i temperatura pseudokomponenta te binarnih interakcijskih parametara (BIP) između „najrazličitijih“ komponenti fluida (npr. CO₂ i zadnje pseudokomponente). Za naftno polje I1 primijenjena je Soave-Redlich-Kwongova (SRK), a za sva ostala polja Peng Robinsonova (PR) jednadžba stanja. Budući da je minimalni tlak miješanja

temeljni parametar za planiranje strategije povećanja iscrpka nafte utiskivanjem ugljikova dioksida, podudaranje s eksperimentalno određenim minimalnim tlakom miješanja predstavlja kriterij za konačno prihvaćanje modela fluida.

Naftno polje II

Uzorak ležišnog fluida s naftnog polja II uzet je na separatoru te rekombiniran za dobivanje reprezentativnog uzorka (PVT studija iz 1990. g). Plinski faktor je proizvodni omjer nafte i plina, a primjenjuje se u proračunu za rekombinaciju uzorka u pravilnom omjeru (s obzirom na to da se na separatoru zasebno uzorkuje plin i nafta) kako bi se dobio reprezentativni uzorak. Rekombinacijski plinski faktor određen je kao srednja vrijednost plinskih faktora mjerenih na dvjema bušotinama. Na tako definiranom fluidu izvedeni su testovi ekspanzije konstantnog sastava (engl. *Constant Composition Expansion*, CCE) i diferencijalnog otplinjavanja (engl. *Differential Liberation*, DL), a zatim i *slim-tube* test za određivanje minimalnog tlaka miješanja.

Navedeni rezultati služe za podešavanje jednadžbe stanja i određivanje njezinih parametara (Tablica 3-6). Za tako podešen model fluida izračunati tlak zasićenja iznosi 138 bar, što je zadovoljavajuće u odnosu na eksperimentalni podatak.

Tablica 3-6 Parametri jednadžbe stanja nafte polja II

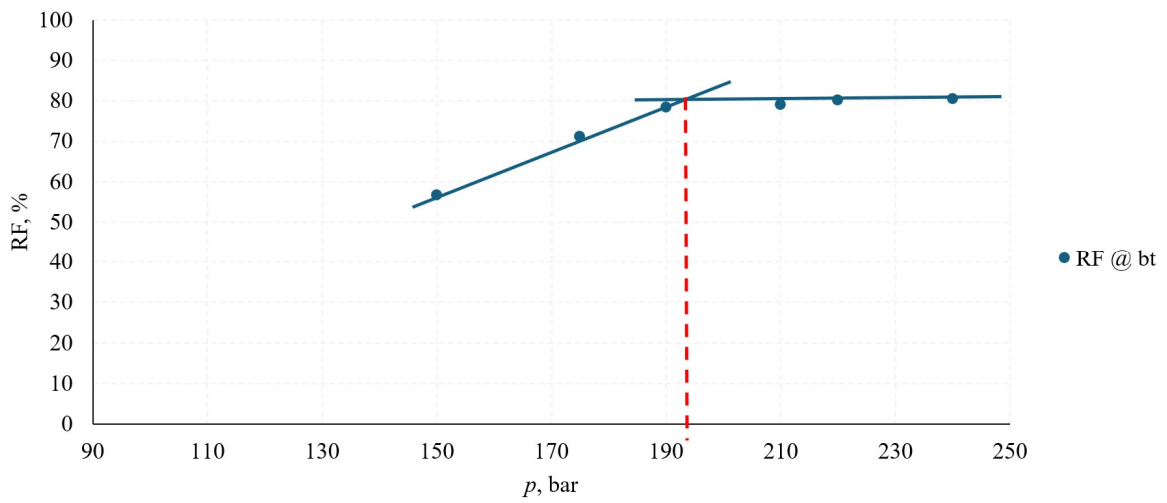
	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_c [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,09	-147,28	33,92	0,04	0,45724	0,0778	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	0,46	30,94	73,98	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-0,10
C1	33,25	-82,51	46,41	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,42	70,00	-0,34
C2	3,92	32,11	48,84	0,10			0,15	30,10	-88,55	0,55	115,00	-1,29
C3	3,11	96,67	42,57	0,15			0,20	44,10	-42,05	0,59	155,00	-1,06
NC4	2,83	151,83	37,97	0,20			0,26	58,10	-0,45	0,60	200,00	-0,45
NC5	2,81	196,44	33,75	0,25			0,30	72,20	36,05	0,63	245,00	0,09
C6	2,78	234,50	30,32	0,30			0,37	86,20	68,75	0,66	282,50	0,21
C7::13	7,24	251,61	30,31	0,31			0,75	98,55	102,30	0,72	462,82	0,18
C14::19	13,60	317,35	24,83	0,42			0,83	135,84	166,53	0,76	659,29	0,17
C20::25	14,29	407,74	17,84	0,61			0,94	206,65	266,06	0,81	802,16	0,18
C26::32	10,41	502,51	12,19	0,92			1,11	319,83	381,43	0,85	950,95	0,27
C33::C46	5,19	597,39	8,43	1,20			1,31	500,00	502,70	0,89	1157,97	0,29

BIP	N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	NC4	NC5	C6	C7::13	C14::19	C20::25	C26::32	C33::C46
N ₂		0,020	0,060	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
CO ₂	0,020		0,120	0,150	0,150	0,150	1,500	1,500	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
C1	0,060	0,120		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,056	0,078	0,089	0,111	0,137
C2	0,080	0,150	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0
C3	0,080	0,150	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0
NC4	0,080	0,150	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
NC5	0,080	1,500	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0
C6	0,080	1,500	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
C7::13	0,080	0,150	0,056	0	0	0	0	0		0	0	0	0
C14::19	0,080	0,150	0,078	0	0	0	0	0	0		0	0	0
C20::25	0,080	0,150	0,089	0	0	0	0	0	0	0		0	0
C26::32	0,080	0,150	0,111	0	0	0	0	0	0	0	0		0
C33::C46	0,080	0,150	0,137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

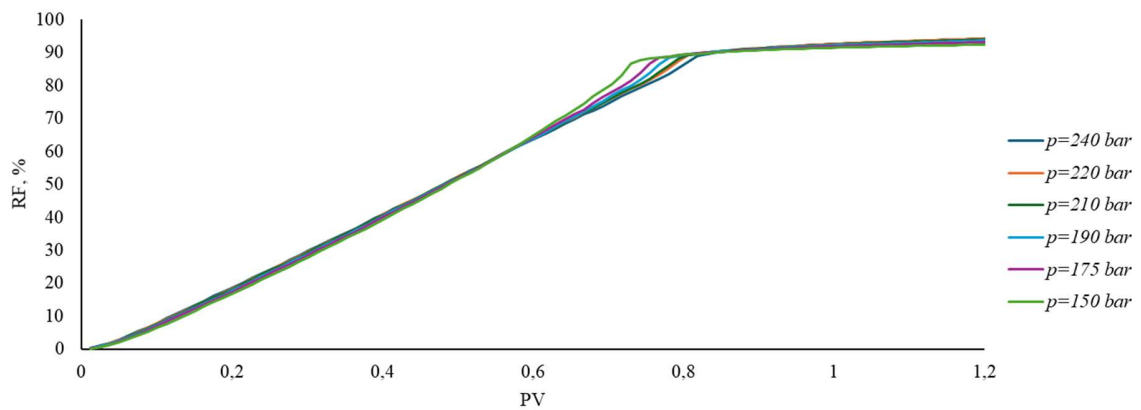
Simulacijom *slim-tube* testa (Tablica 3-7) određen je MMP od 195 bar (Slika 3-2 i Slika 3-3) što je u skladu s eksperimentalno određenom vrijednošću. Jedinica m^3/h odnosi se na protok pri ležišnim uvjetima tlaka i temperature dok m^3 predstavlja volumen pri standardnim uvjetima.

Tablica 3-7 Postavke *slim-tube* testa za naftno polje II

Postavke <i>slim-tube</i> testa za naftno polje II	
Duljina cijevi	20,7 m
Poroznost	44,20 %
Propusnost	100 $10^{-3} \mu\text{m}^2$
Protok	0,0357 m^3/h
Iscrpak 94 %, PV 1,2	



Slika 3-2 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina ($RF @ bt$) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje II



Slika 3-3 Odnos utisnutih pornih volumena CO_2 (PV) i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje II pri utisnim tlakovima u rasponu od 150 do 240 bar

Naftno polje Z2

Za određivanje sastava fluida naftnog polja Z2 uzeti su uzorci nafte i plina sa separatora koji su, uz poznati plinski faktor, zatim rekombinirani za tadašnje (1994. g) uvjete ležišne temperature i tlaka zasićenja. Na definiranom fluidu izvedeni su testovi ekspanzije konstantnog sastava i diferencijalnog otplinjavanja te *slim-tube* test za određivanje minimalnog tlaka miješanja.

Navedeni rezultati služili su za podešavanje jednadžbe stanja i određivanje njezinih parametara (Tablica 3-8). Za tako podešeni model fluida, izračunati tlak zasićenja iznosi 131 bar, što je zadovoljavajuće u odnosu na eksperimentalni podatak.

Tablica 3-8 Parametri jednadžbe stanja nafte polja Z2

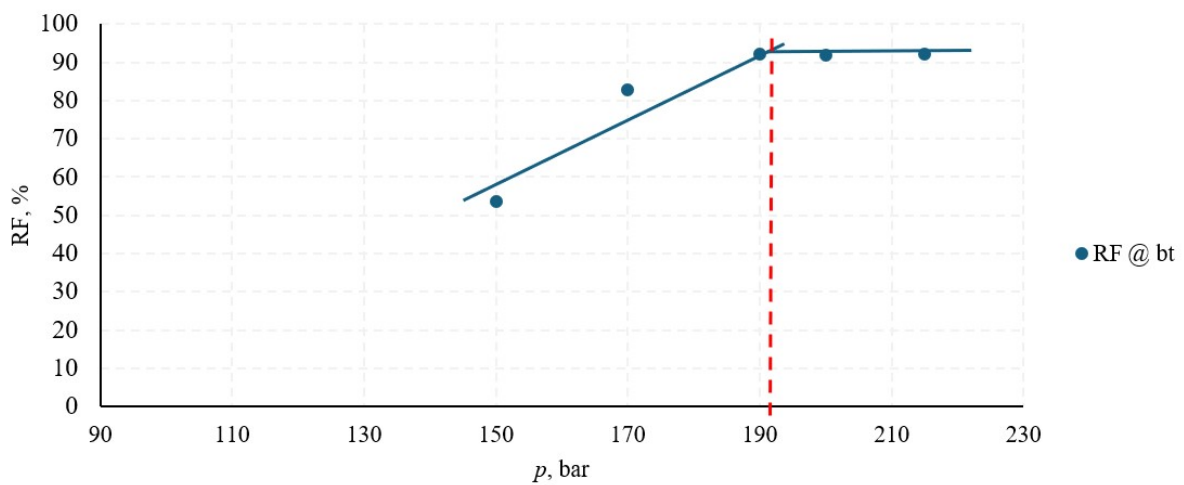
	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_c [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,09	-147,28	24,09	0,04	0,45724	0,0778	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	0,98	30,94	52,54	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1	32,54	-82,51	32,96	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,42	70,00	-0,15
C2	6,46	32,11	34,68	0,10			0,15	30,10	-88,55	0,55	115,00	-0,10
C3	4,96	96,67	30,23	0,15			0,20	44,10	-42,05	0,59	155,00	-0,09
nC4	3,19	151,83	26,96	0,20			0,26	58,10	-0,45	0,60	200,00	-0,06
nC5	2,81	196,44	23,97	0,25			0,30	72,20	36,05	0,63	245,00	-0,04
C6	4,34	234,50	21,53	0,30			0,37	86,20	68,75	0,66	282,50	-0,01
C7::C8	9,12	286,30	24,96	0,40			0,54	104,43	109,18	0,69	324,01	0,01
C9::C10	35,51	533,36	14,00	0,62			1,06	251,52	310,01	0,87	651,64	0,06

BIP	N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	nC4	nC5	C6	C7::C8	C9::C10
N ₂		0	0,031	0,052	0,085	0,071	0,100	0,150	0,000	0,000
CO ₂	0		0,107	0,132	0,124	0,133	0,100	0,100	0,000	0,000
C1	0,031	0,107		-0,003	0,014	0,013	0,024	0,042	0,031	0,054
C2	0,052	0,132	-0,003		0,001	0,010	0,008	0,030	0,000	0,000
C3	0,085	0,124	0,014	0,001		0,003	0,011	0,027	0,000	0,000
nC4	0,071	0,133	0,013	0,010	0,003		0,017	0,017	0,000	0,000
nC5	0,100	0,100	0,024	0,008	0,011	0,017		0,000	0,000	0,000
C6	0,150	0,100	0,042	0,030	0,027	0,017	0,000		0,000	0,000
C7::C8	0	0,000	0,031	0	0	0	0	0		0
C9::C10	0	0,000	0,054	0	0	0	0	0	0	

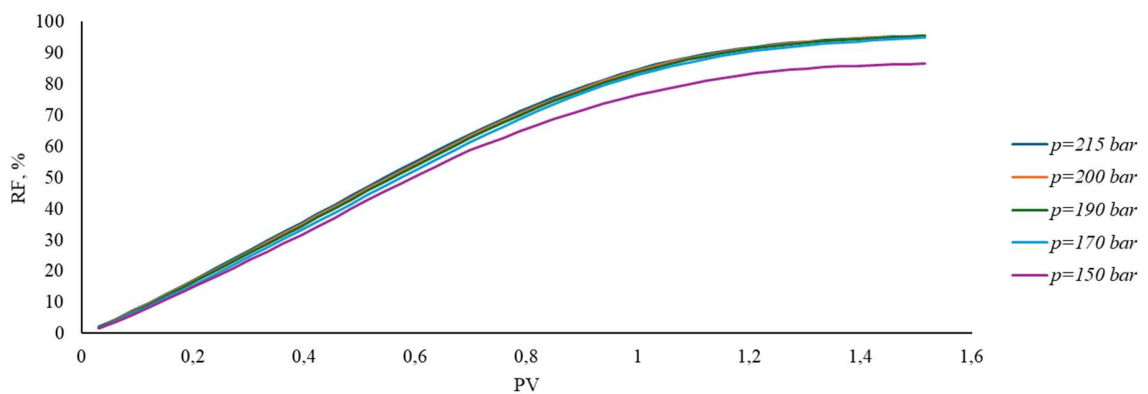
Simulacijom *slim-tube* testa određen je MMP od 195 bar (Slika 3-4 i Slika 3-5), što je u skladu s eksperimentalno određenim.

Tablica 3-9 Postavke slim-tube testa za naftno polje Z2

Postavke slim-tube testa za naftno polje Z2		
Duljina cijevi	7,2	m
Poroznost	45,60	%
Propusnost	100	$10^{-3} \mu\text{m}^2$
Protok	$1,20 \cdot 10^{-5}$	m^3/h
Iscrpak 94 %, PV 1,2		



Slika 3-4 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina ($RF @ bt$) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje Z2



Slika 3-5 Odnos utisnutih pornih volumena CO_2 i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje Z2 pri utisnim tlakovima u rasponu od 150 do 215 bar

Naftno polje S3

Uzorak plina potreban za rekombinaciju ležišnog fluida za naftno polje S3 uzet je na tlačnom vodu za plinsko podizanje, dok je uzorak nafte uzet na sabirnoj stanici prije dehidracije te je naknadno gravitacijski smanjen udio vode u zatvorenom spremniku pri sobnoj temperaturi. Plinski faktor određen je preko topljivosti plina u separatorskoj nafti i konačna je rekombinacija napravljena za tadašnje (1989. g) uvjete ležišnog tlaka i temperature. Na tako definiranom fluidu izvedeni su CCE, DLE te *slim-tube* test za određivanje minimalnog tlaka miješanja.

Navedeni rezultati služili su za podešavanje jednadžbe stanja i određivanje njezinih parametara (Tablica 3-10). Za tako postavljen model fluida, izračunati tlak zasićenja iznosi 65 bar, što je zadovoljavajuće u odnosu na eksperimentalni podatak.

Tablica 3-10 Parametri jednadžbe stanja nafte polja S3

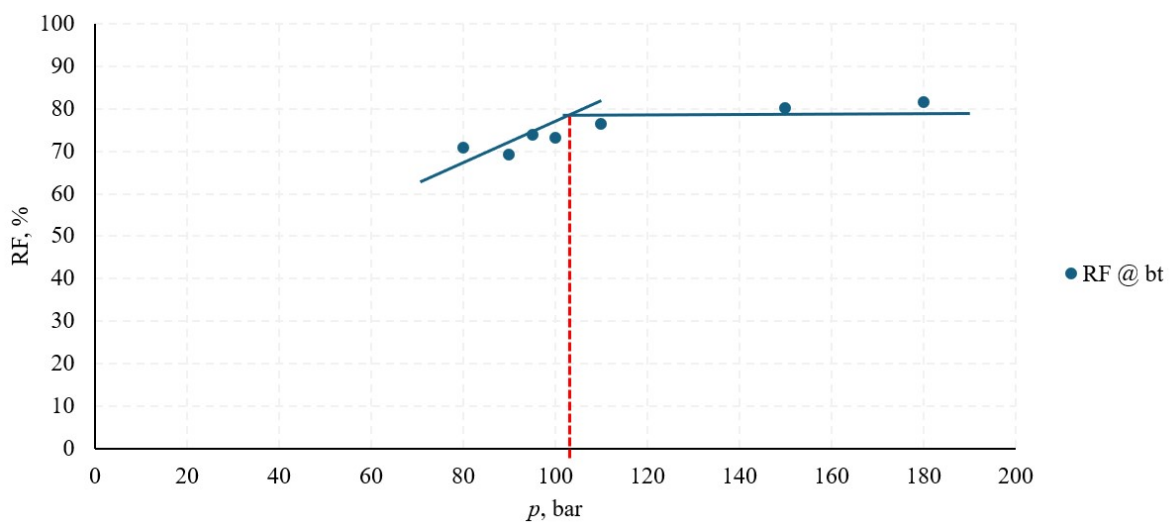
	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_c [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,04	-146,95	33,94	0,04	0,45724	0,0778	0,09	28,01	-195,75	1,03	41,00	-0,13
CO ₂	0,15	31,55	73,87	0,23			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1	18,14	-82,55	46,04	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,42	77,00	-0,14
C2	1,39	32,28	48,84	0,10			0,15	30,10	-88,55	0,55	108,00	-0,10
C3	0,99	96,65	42,46	0,15			0,20	44,10	-42,05	0,59	150,30	-0,08
iC4	0,17	134,95	36,48	0,18			0,26	58,10	-11,75	0,60	181,50	-0,06
nC4	0,44	152,05	37,97	0,20			0,26	58,10	-0,45	0,60	189,90	-0,05
iC4	1,45	187,25	33,89	0,23			0,31	72,20	27,85	0,62	225,00	-0,04
nC5	4,40	196,45	33,70	0,25			0,31	72,20	36,05	0,63	231,50	-0,03
C6	3,51	234,35	30,10	0,30			0,35	86,20	68,75	0,66	271,00	-0,01
C7::C18	46,09	343,50	21,25	0,57			0,52	132,00	157,32	0,77	395,15	-0,31
C19+	23,23	540,58	10,11	1,37			1,19	300,00	389,51	0,87	794,08	0,77

BIP	N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC4	nC5	C6	C7::C18	C19+
N ₂		-0,012	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
CO ₂	-0,012		0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	1,073	1,052
C1	0,100	0,100		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,028	0,040	0,058
C2	0,100	0,100	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	0,010	0,010
C3	0,100	0,100	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	0,010	0,010
iC4	0,100	0,100	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
nC4	0,100	0,100	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
iC4	0,100	0,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000
nC5	0,100	0,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
C6	0,100	0,100	0,028	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000
C7::C18	0,100	1,073	0,040	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
C19+	0,100	1,052	0,058	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

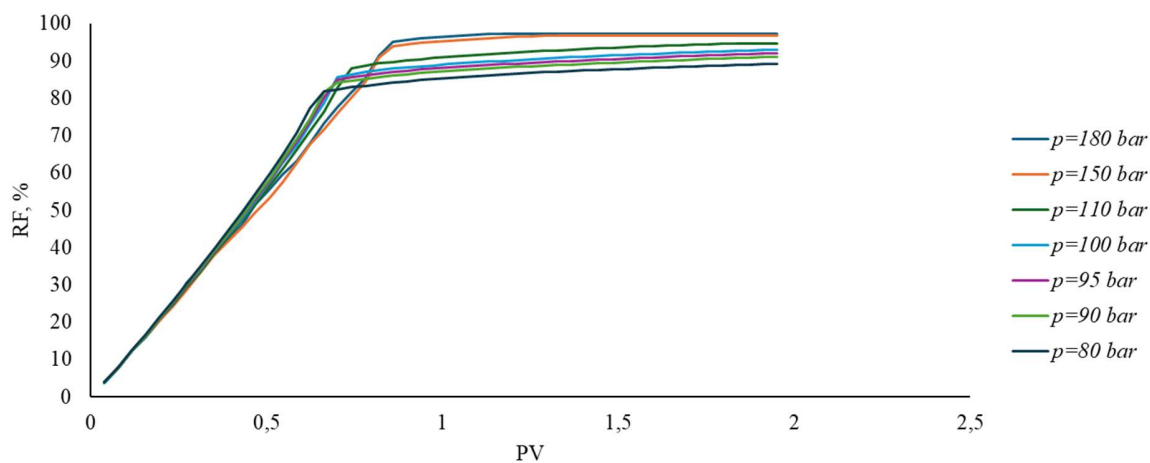
Simulacijom *slim-tube* testa (Tablica 3-11) određen je MMP od 103 bar (Slika 3-6 i Slika 3-7), što je u skladu s eksperimentalno određenim podacima.

Tablica 3-11 Postavke slim-tube testa za naftno polje S3

Postavke <i>slim-tube</i> testa za naftno polje S3		
Duljina cijevi	12	m
Poroznost	45,60	%
Propusnost	500	$10^{-3} \mu\text{m}^2$
Protok	$1,13 \cdot 10^{-5}$	m^3/h
Iscrpak 94 %, PV 1,2		



Slika 3-6 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina ($RF @ bt$) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S3



Slika 3-7 Odnos utisnutih pornih volumena CO₂ i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S3 pri utisnim tlakovima u rasponu od 80 do 180 bar

Naftno polje S4

Sastav fluida naftnog polja S4 određen je matematičkom rekombinacijom pomoću uzetog uzorka plina s jedne bušotine i otplinjene nafte iz spremnika. Uvjeti rekombinacije bili su poznati ležišni tlak i temperatura te plinski faktor. Na definiranom fluidu izvedeni su CCE, DLE te *slim-tube* test za određivanje minimalnog tlaka miješanja.

Navedeni rezultati služili su za podešavanje jednadžbe stanja i određivanje njezinih parametara (Tablica 3-12). Za tako postavljen model fluida, p_b iznosi 80 bar, što je zadovoljavajuće u odnosu na eksperimentalni podatak.

Tablica 3-12 Parametri jednadžbe stanja nafte polja S4

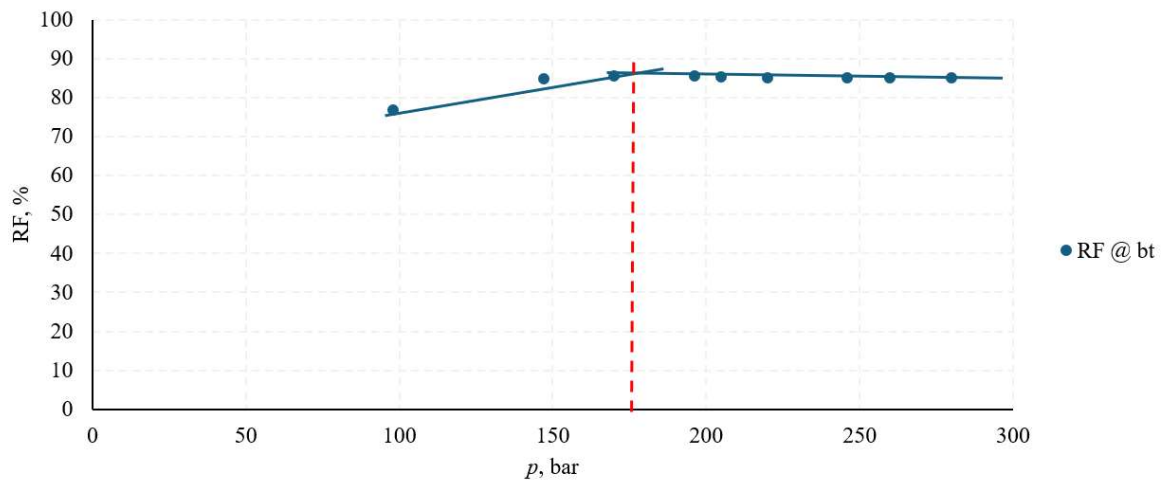
	Sastav [%]	T_c [°C]	P_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_c [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,55	-147,28	32,61	0,04	0,457236	0,077796	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	35,08	30,94	71,11	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1	4,47	-82,51	44,61	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,42	70,00	-0,15
C2	0,50	32,11	46,95	0,10			0,15	30,10	-88,55	0,55	115,00	-0,10
C3	1,66	96,67	40,92	0,15			0,20	44,10	-42,05	0,59	155,00	-0,09
NC4	3,29	151,83	36,50	0,20			0,26	58,10	-0,45	0,60	200,00	-0,06
NC5	3,34	196,44	32,44	0,25			0,30	72,20	36,05	0,63	245,00	-0,04
C6	3,59	234,50	29,14	0,30			0,37	86,20	68,75	0,66	282,50	-0,01
C7+	47,52	710,24	13,68	0,61			0,93	180,00	306,49	0,88	581,22	0,14

BIP	N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	NC4	NC5	C6	C7+
N ₂		0,000	0,031	0,052	0,085	0,071	0,100	0,150	0,000
CO ₂	0,000		0,107	0,132	0,124	0,133	0,100	0,100	0,137
C1	0,031	0,107		-0,003	0,014	0,013	0,024	0,042	0,060
C2	0,052	0,132	-0,003		0,001	0,010	0,008	0,030	0,129
C3	0,085	0,124	0,014	0,001		0,003	0,011	0,027	0,091
NC4	0,071	0,133	0,013	0,010	0,003		0,017	0,017	0,067
NC5	0,100	0,100	0,024	0,008	0,011	0,017		0,000	0,051
C6	0,150	0,100	0,042	0,030	0,027	0,017	0,000		0,035
C7+	0,000	0,137	0,060	0,129	0,091	0,067	0,051	0,035	

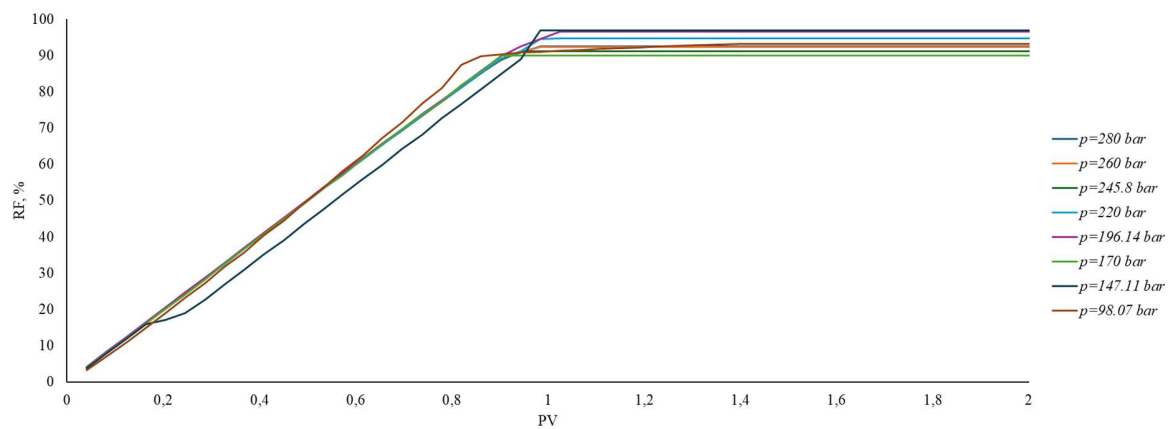
Simulacijom *slim-tube* testa (Tablica 3-13) određen je MMP od 175 bar (Slika 3-8 i Slika 3-9), što je u skladu s eksperimentalno određenom vrijednošću.

Tablica 3-13 Postavke *slim-tube* testa za naftno polje S4

Postavke <i>slim-tube</i> testa za naftno polje S4		
Duljina cijevi	15	m
Poroznost	45,60	%
Propusnost	500	10 ⁻³ μm ²
Protok	1,1·10 ⁻⁶	rm ³ /h
Iscrpak 90 %, PV 1,2		



Slika 3-8 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina (RF @ bt) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S4



Slika 3-9 Odnos utisnutih pornih volumena CO_2 i ostvarenog iscrpka u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje S4 pri utisnim tlakovima u rasponu od 98 do 280 bar

Polje B5

Model fluida za naftno polje B5 razvijen je prethodno u sklopu diplomskog rada (Krznarić, 2022) te je kao takav preuzet za potrebe ovog doktorskog rada (Tablica 3-14). Model je razvijen tako da je napravljena rekonstrukcija početnog sastava nafte na temelju poznatog (tadašnjeg) sastava iz 2014. godine i stare PVT studije iz 1971. godine, s testovima ekspanzije

fluida konstantnog sastava i diferencijalnog otplinjavanja. U staroj studiji nije bio dostupan početni (originalni) sastav fluida, već je on rekombiniran i na takvom uzorku izvedeni su testovi. Cilj diplomskog rada bio je dobiti sastav fluida koji će simulacijski dati rezultate kakvi su dobiveni u testovima iz 2014. godine, odnosno fluid koji će se pri tim novim uvjetima ponašati kako je utvrđeno laboratorijski. Za tako postavljen model fluida, izračunati tlak zasićenja iznosi 143,5 bar, što je zadovoljavajuće u odnosu na eksperimentalni podatak.

Tablica 3-14 Parametri jednadžbe stanja nafte polja B5

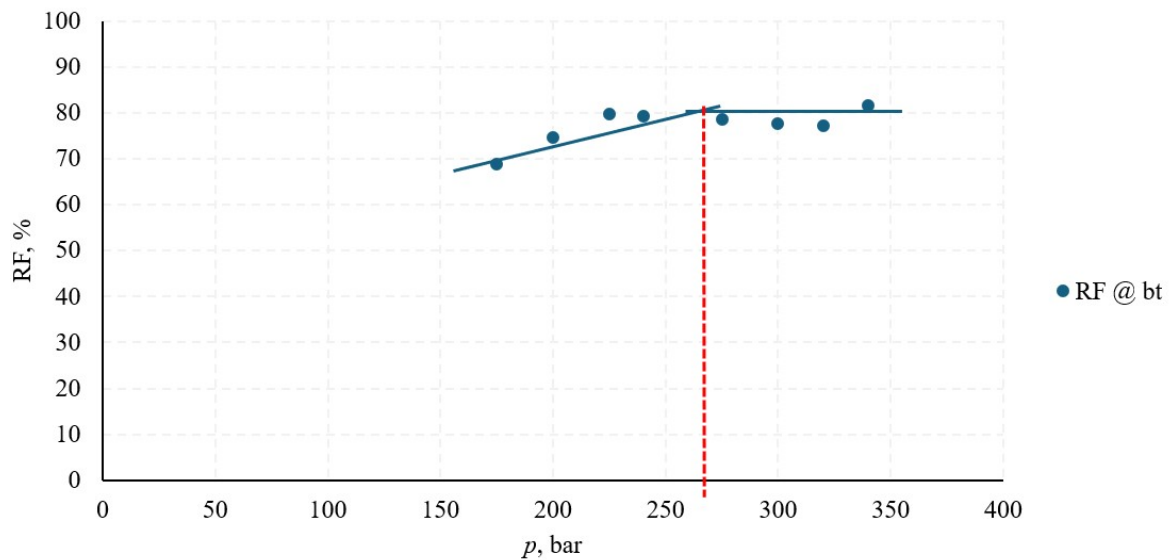
	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_c [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,45	-147,28	33,92	0,04	0,45724	0,0778	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	24,39	30,94	73,98	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-0,10
C1	15,49	-82,51	46,41	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,41	70,00	-0,15
C2	2,76	32,11	48,84	0,10			0,15	30,10	-88,55	0,55	115,00	-0,10
C3	2,95	96,67	42,57	0,15			0,20	44,10	-42,05	0,58	155,00	-0,09
IC4	1,59	134,83	36,48	0,18			0,26	58,10	-11,75	0,60	181,50	-0,08
NC4	1,48	151,83	37,97	0,20			0,26	58,10	-0,45	0,60	200,00	-0,06
IC5	0,41	187,67	33,31	0,23			0,31	72,20	27,85	0,62	225,00	-0,04
NC5	0,51	196,44	33,75	0,25			0,30	72,20	36,05	0,63	245,00	-0,04
C6	2,45	234,50	30,32	0,30			0,37	86,20	68,75	0,66	282,50	-0,01
C7::C10	20,64	377,53	26,48	0,38			0,54	145,98	149,52	0,80	430,21	0,00
C11::C14	14,64	492,10	19,20	0,58			0,81	209,61	283,96	0,85	569,70	0,08
C15::C19	6,06	591,34	14,40	0,80			1,13	277,80	459,45	0,91	700,96	0,15
C20::C41	6,18	699,32	11,19	1,06			1,47	300,00	470,45	0,94	991,89	0,25

BIP	N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7::C10	C11::C14	C15::C19	C20::C41
N ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,113	0,115	0,113	0,176
C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C7::C10	0	0,113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C11::C14	0	0,115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C15::C19	0	0,113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C20::C41	0	0,176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

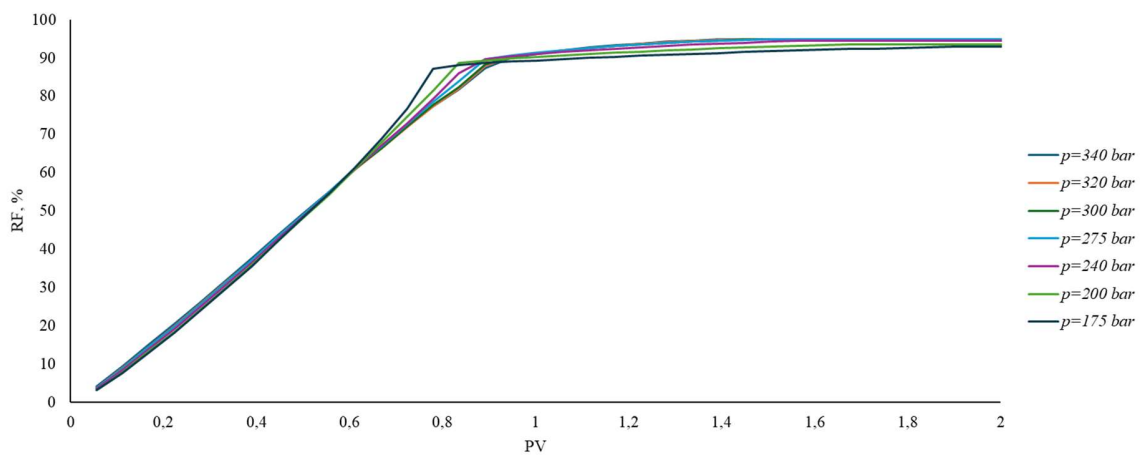
Simulacijom *slim-tube* testa (Tablica 3-15) određen je MMP od otprilike 273 bar (Slika 3-10 i Slika 3-11), što je gotovo 20 % manje od eksperimentalno određenog MMP-a od 273 bar.

Tablica 3-15 Postavke *slim-tube* testa za naftno polje B5

Postavke <i>slim-tube</i> testa za naftno polje B5		
Duljina cijevi	7,2	m
Poroznost	45,60	%
Propusnost	100	10 ⁻³ μm ²
Protok	2,25·10 ⁻⁵	rm ³ /h
Iscrpak 90 %, PV 1,2		



Slika 3-10 Odnos utisnog tlaka (p) i ostvarenog iscrpka u trenutku prodora plina ($RF @ bt$) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje B5



Slika 3-11 Odnos utisnutih pornih volumena CO_2 (PV) i ostvarenog iscrpka (RF) u simulacijskom slim-tube testu za naftno polje B5 pri utisnim tlakovima u rasponu od 175 do 340 bar

S obzirom na složenost ispitivanog problema, detaljni opisi fluida s relativno velikim brojem komponenata značajno usporavaju simulaciju pa su radi skraćivanja trajanja simulacije scenarija izrađene verzije modela fluida s pojednostavljenim sastavom, tj. za sva polja izrađeni su modeli fluida s četirima pseudokomponentama (grupirani ugljikovodici) i dvjema čistim

komponentama (CO₂ i N₂). Parametri jednadžbe stanja pojednostavljenih modela (PRILOG 2) upotrijebljeni su za simulacije *slim-tube* testova za iscrpke pri 1,2 PV (PRILOG 3).

Manji broj komponenti u sastavu nafte, odnosno manji broj pseudokomponenti u konačnici, ubrzava proračun numeričkih ležišnih modela. Rezultati nemaju značajnih odstupanja u proizvedenoj nafti, dok je utjecaj na ležišni tlak nešto veći. PRILOG 1 prikazuje utjecaj sastava na konačne rezultate simulacijskog modela za naftno polje I1. Za pojedina razmatrana naftna polja, trajanje simulacije skraćeno je za najmanje 70 % (Tablica 3-16).

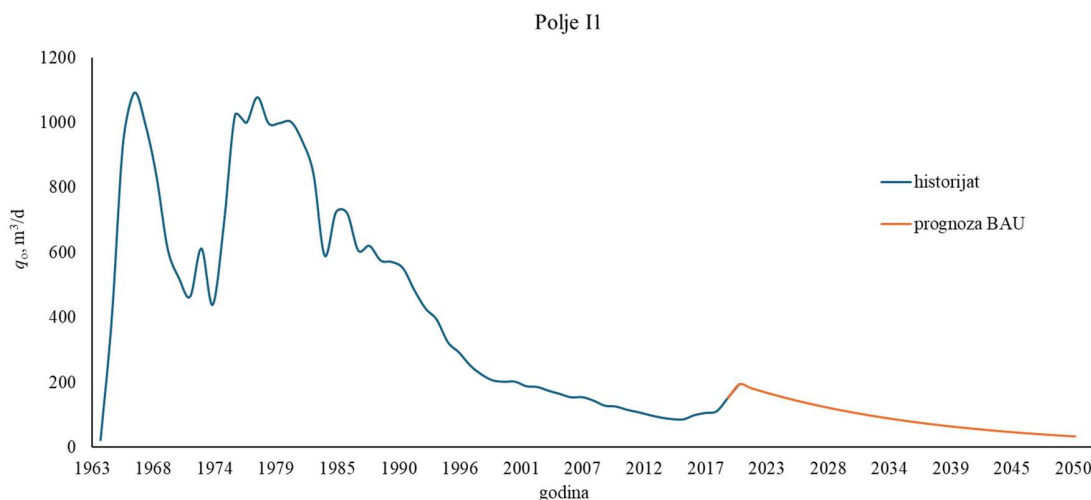
Tablica 3-16 Utjecaj broja komponenti na trajanje simulacije

	NAZIV SLUČAJA	BROJ KOMPONENTI	BROJ GODINA SIMULACIJE	TRAJANJE SIMULACIJE (min)
polje I1	01	13	62	19,22
	01_manje_komponenti	6	62	4,38
polje S4	01	9	58	7,1
	01_manje_komponenti	6	58	3,27
polje S3	01	12	65	14,57
	01_manje_komponenti	6	65	3,34
polje Z2	01	10	59	6,09
	01_manje_komponenti	6	59	3,27
polje B5	01	14	53	8,32
	01_manje_komponenti	6	53	3,08

3.4 Izrađeni usporedni scenariji

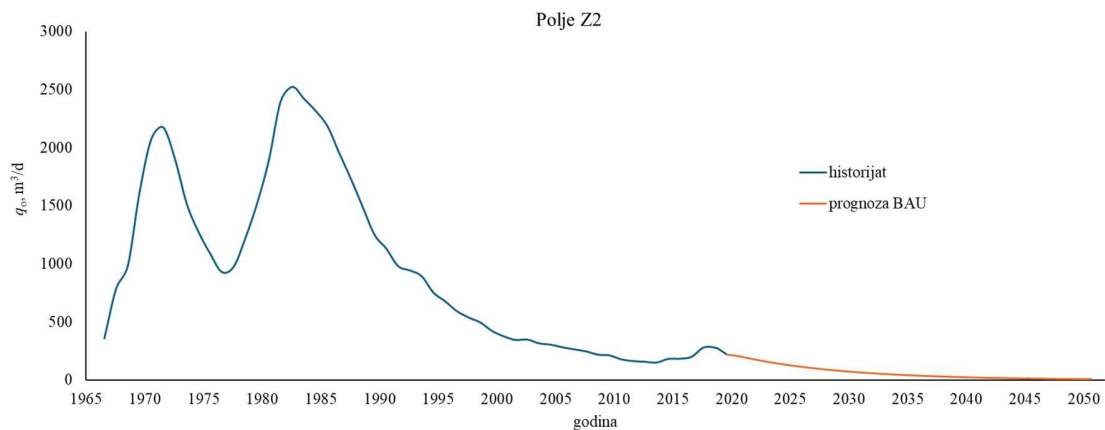
Za evaluaciju učinka ispitanih scenarija povećanja iscrpka bilo je potrebno izraditi temeljne slučajeve koji ne predviđaju metode povećanja iscrpka (engl. *Business as Usual* – BAU), što je napravljeno pomoću povijesnih podataka o proizvodnji u vremenu, odnosno analizom krivulja pada proizvodnje (engl. *Decline Curve Analysis* – DCA), primjenom eksponencijalnog modela za sva naftna polja. Pritom su parametri modela za pojedina polja određeni na reprezentativnom periodu regresijom pomoću računalnog programa MBAL (modul DCA) iz paketa IPM PETEX (IPM PETEX, 2019).

S obzirom na utiskivanje CO₂ koje je na naftnom polju II sustavno započeto nakon 2015. godine, proizvodnja nafte porasla je pa trend pada nije uočljiv do 2019. godine. Stoga su parametri modela uzeti iz prethodnog karakterističnog perioda u kojem je postignuto zadovoljavajuće podudaranje s historijatom te su primijenjeni na proizvodnju nafte iz 2019. godine (Slika 3-12).

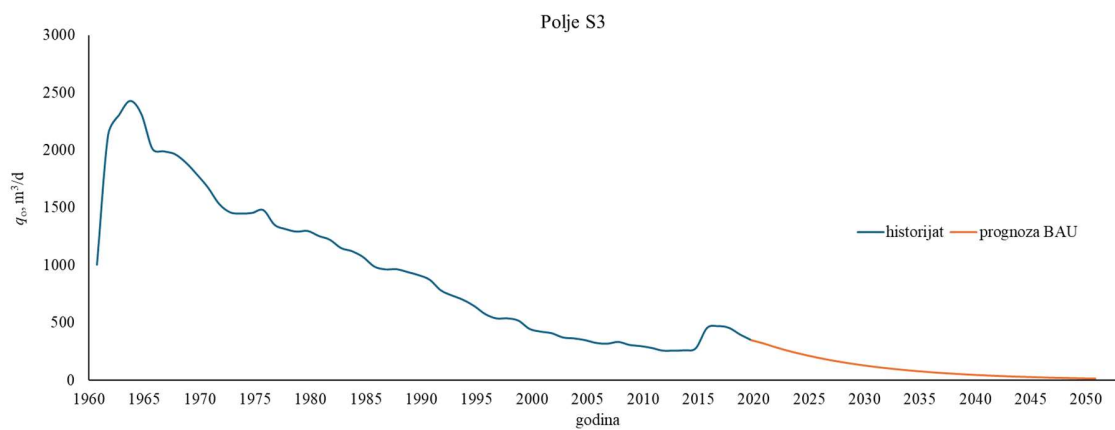


Slika 3-12 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja II

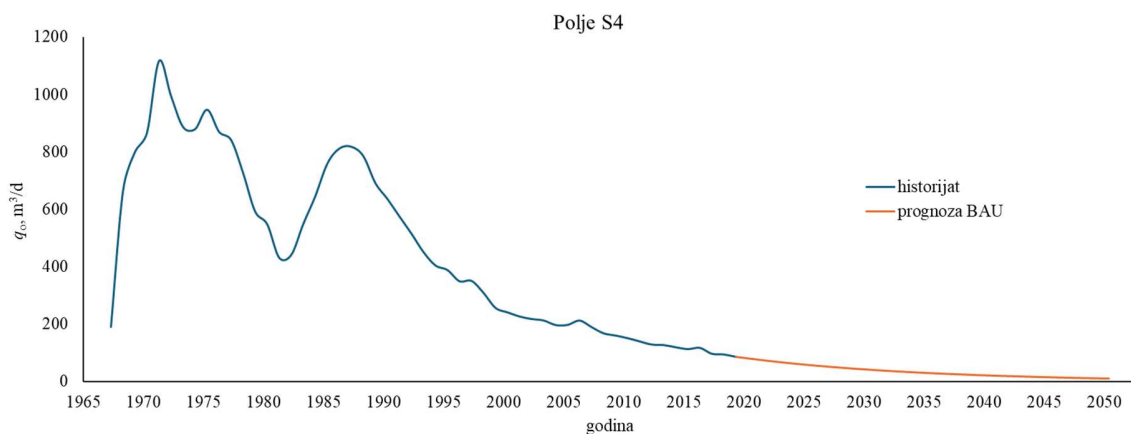
Za ostala su polja (Slika 3-13 – Slika 3-16) uočljivi trendovi pada proizvodnje, čak i u onim slučajevima kada su provedeni remontni radovi rezultirali povećanjem dnevne proizvodnje.



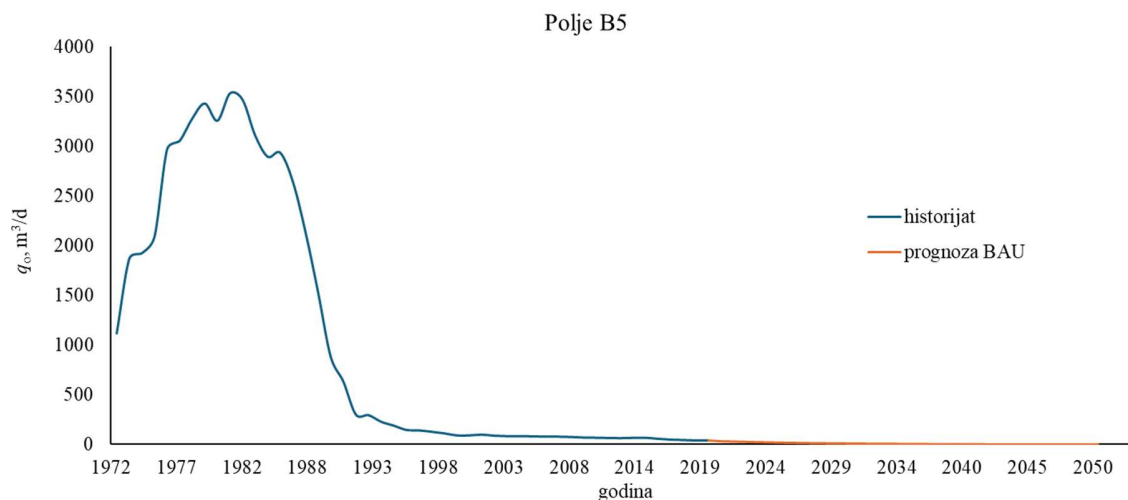
Slika 3-13 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja Z2



Slika 3-14 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja S3



Slika 3-15 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja S4



Slika 3-16 Historijat i prognoza za temeljni (BAU) slučaj naftnog polja B5

Za svako polje izrađeno je 16 simulacijskih CCS modela koji pokrivaju 16 različitih rasporeda utiskivanja u vidu broja i udaljenosti bušotina. U modelima se kontinuirano utiskuje CO₂ uz iste limite utisnih tlakova kao i u njima istovjetnim EOR slučajevima. S obzirom na to da se u modelima ne proizvodi voda, u nekim slučajevima utiskivanje traje kraće od tri godine dok u slučaju onih rasporeda s većom udaljenosti između bušotina utiskivanje traje i preko pet godina (Tablica 3-17).

Tablica 3-17 Skladišni kapacitet iz CCS simulacijskih modela

Polje	Skladišni kapacitet u CCS modelima (kt)	Preko 95 % skladišnog kapaciteta dosegnuto u godini
S3	8021,38	2030.
I1	1113,26	2026.
Z2	4154,55	2030.
S4	2872,73	2026.
B5	1669,86	2027.

4 Rezultati i njihova analiza

Rezultati istraživanja obuhvaćaju podudaranje simulacijskih rezultata s povijesnim podacima, prognozu budućih cijena nafte i CO₂ te troškova radi izrade budućih ekonomskih tokova, zatim rezultate simulacijskih scenarija (uključujući njihovu obradu i filtriranje) te promatrane izračunate veličine, kao što su količine uskladištenog i recikliranog CO₂ i iscrpak nafte. Analiza obuhvaća procjenu ekonomičnosti scenarija uz kriterije odabira isplativih slučajeva te određivanje težinskih faktora utjecaja pojedinih kriterija na dva najvažnija parametra – retenciju i EOR iscrpak.

4.1 Preklapanje s povijesnim podacima

Preklapanje simulacijskih rezultata s povijesnim podacima ključan je korak u validaciji i kalibraciji modela naftnih ležišta. Prilikom preklapanja povijesnih podataka i simulacijskih rezultata naglasak je stavljen na proizvedene količine nafte, s obzirom na to da je uz homogene konceptualne modele teško ostvariti potpuno preklapanje količina svih proizvedenih i utisnutih fluida. Rezultati preklapanja prikazani su tablično (Tablica 4-1, Tablica 4-2, Tablica 4-3, Tablica 4-4, Tablica 4-5) i na slikama (Slika 4-1, Slika 4-2, Slika 4-3).

Preklapanje nije postignuto u svim godinama, već je naglasak stavljen na što bolje preklapanje proizvedenih količina nafte u karakterističnim točkama: na kraju primarne faze proizvodnje svakog polja, na kraju 2004. godine te na kraju 2019. godine. Nakon 2019. godine, proizvodnja je uz iste uvjete produljena do 2024. godine (engl. *Business as Usual*, BAU), za koju su izrađeni predikcijski modeli. Za svako polje izrađena su:

- 1152 EOR simulacijska slučaja
- 16 slučajeva „čistog“ skladištenja
- 1 BAU slučaj.

Na naftnom polju Ivanić, EOR metoda se se provodi od 2001. godine, a na naftnom polju Žutica od 2015. godine. Za ta polja dodatno su izrađena 2304 hipotetska povijesna slučaja bez provedbe EOR-a prije 2025. godine.

Tablica 4-1 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje B5

	NAFTA	VODA	PLIN	UTISNUTA VODA	TLAK (bar)	
B5 Primarna proizvodnja (1972.-1975.)	STVARNI PODATCI ZA HM					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	2 553 436	4 179 394	442 695 808		
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	17 819 831	2 479 861	1 593 451 210	19 085 623	
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	18 177 869	4 179 394	1 628 156 194	22 114 632	
	SIMULIRANI PODATCI					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	2 562 594				
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	17 732 674	2 068 867	1 462 264 660	17 532 000	95
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	18 828 424	4 840 470	1 568 535 790	26 297 862	124
	Proizvedene količine do kraja 2024. (m ³)	19 193 674	5 919 786	1 602 036 560	29 073 117	141
	Odstupanje - primarna	0 %				
Odstupanje - do kraja 2004.	0 %	-17 %	-8 %	-8 %		
Odstupanje - do kraja 2019.	4%	16 %	-4 %	19 %		

Na naftnom polju B5 postignuto je najbolje podudaranje simulacijski proizvedenih količina s povijesno prijavljenim, čak i u pogledu vode i plina, pa i utisnute vode.

Tablica 4-2 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje II

	NAFTA	VODA	PLIN	UTISNUTA VODA	TLAK (bar)	
I1 Primarna proizvodnja (1963.-1976.)	STVARNI PODATCI ZA HM					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	2 299 672	12 522 465	1 289 974 703		
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	8 747 841	7 058 453	1 253 319 044	18 178 323	
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	9 387 782	12 522 465	1 338 316 929	24 087 123	
	SIMULIRANI PODATCI					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	2 290 848				
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	8 672 496	186 986	598 669 114	10 832 540	193
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	9 329 946	325 538	650 289 207	11 221 683	169
	Proizvedene količine do kraja 2024. (m ³)	9 549 096	378 939	667 072 926	11 466 513	170
	Odstupanje - primarna	0 %				
Odstupanje - do kraja 2004.	-1 %	-97 %	-52 %	-40 %		
Odstupanje - do kraja 2019.	-1 %	-97 %	-51 %	-53 %		

Tablica 4-3 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje S4

	NAFTA	VODA	PLIN	UTISNUTA VODA	TLAK (bar)	
S4 Primarna proizvodnja (1967.-1982.)	STVARNI PODATCI ZA HM					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	4 306 996	337 201	790 659 693		
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	8 100 826	7 632 098	1 377 429 755	18 204 787	
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	8 867 070	11 756 731	1 716 716 087	22 712 419	
	SIMULIRANI PODATCI					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	4 301 184				
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	8 166 990	128	376 026 384	7 012 800	70
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	9 043 590	32 003	418 615 537	9 267 948	83
	Proizvedene količine do kraja 2024. (m ³)	9 335 790	59 540	433 176 014	9 679 258	83
	Odstupanje - primarna	0 %				
Odstupanje - do kraja 2004.	1 %	-100 %	-73 %	-61 %		
Odstupanje - do kraja 2019.	2 %	-100 %	-76 %	-59 %		

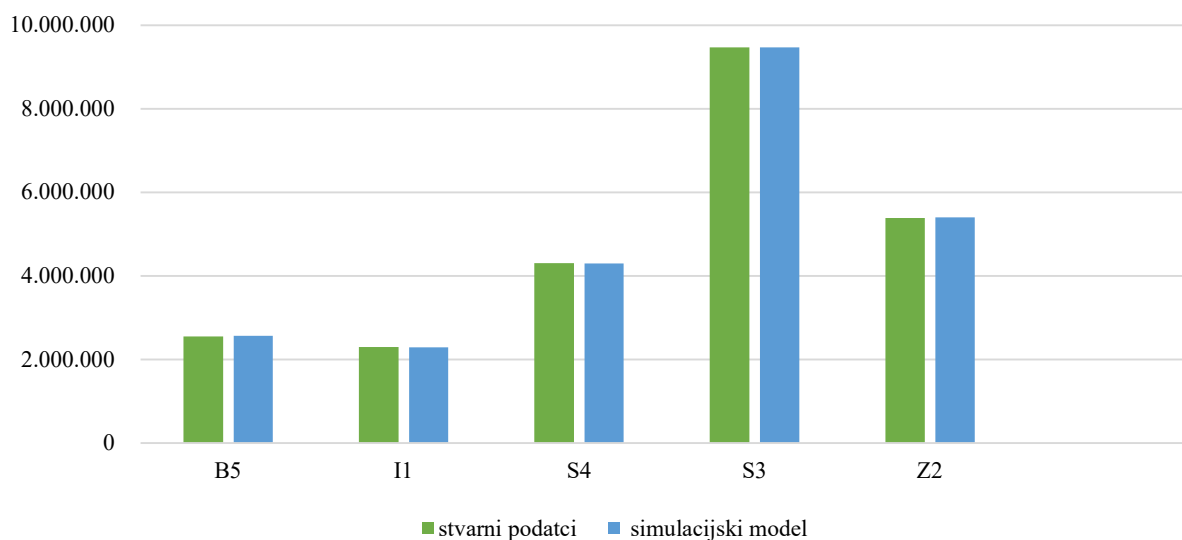
Općenito se velika odstupanja u količinama ostalih fluida (plin, voda) mogu pripisati primjeni jedinstvene krivulje relativnih propusnosti za sva polja, koja u nekim slučajevima bolje opisuje ponašanje ležišnih fluida, a u nekim lošije.

Tablica 4-4 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje S3

	NAFTA	VODA	PLIN	UTISNUTA VODA	TLAK (bar)	
S3 Primarna proizvodnja (1960.- 1973.)	STVARNI PODATCI ZA HM					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	9 468 981,00	192 337,00	659 852 567,00		
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	19 340 639	9 743 154	1 655 744 797	10 713 584	
	Proizvedene količine do kraja 2019. godine (m ³)	21 181 644	16 923 918	1 784 351 007	17 930 916	
	SIMULIRANI PODATCI					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	9 472 388				
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	19 346 585	9 326 436	622 178 508	25 246 080	54
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	21 315 782	15 261 077	721 615 860	29 409 930	38
	Proizvedene količine do kraja 2024. (m ³)	21 713 640	16 695 631	747 216 082	30 797 880	36
	Odstupanje – primarna	0 %				
Odstupanje - do kraja 2004.	0 %	-4 %	-62 %	136 %		
Odstupanje - do kraja 2019.	1 %	-10 %	-60 %	64 %		

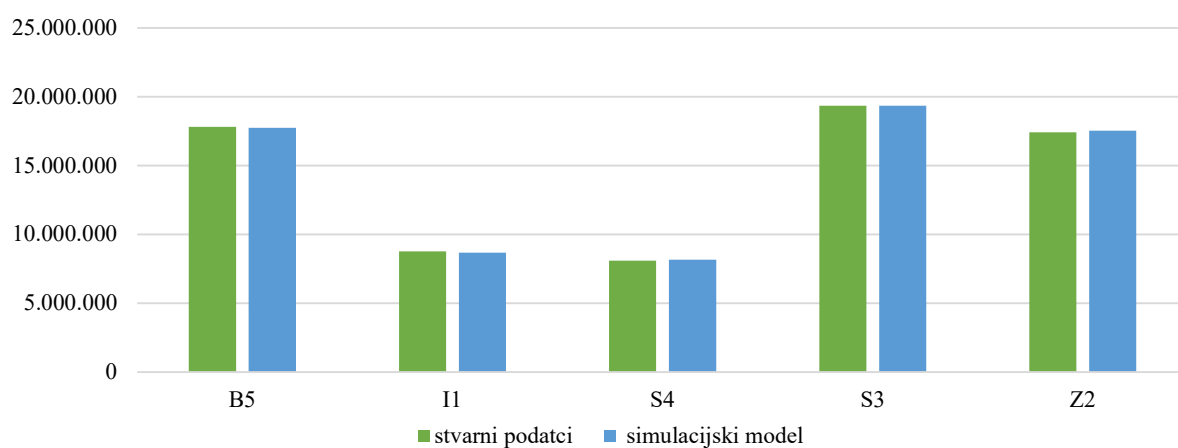
Tablica 4-5 Preklapanje s povijesnim rezultatima za naftno polje Z2

	NAFTA	VODA	PLIN	UTISNUTA VODA	TLAK (bar)	
Z2 Primarna proizvodnja (1966.- 1976.)	STVARNI PODATCI ZA HM					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	5 382 241	20 116 691	3 728 430 835		
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	17 438 159	13 397 207	3 643 342 511	35 522 424	
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	18 617 683	20 116 691	4 021 708 841	45 897 105	
	SIMULIRANI PODATCI					
	Proizvedene količine u primarnoj fazi proizvodnje (m ³)	5 344 338				
	Proizvedene količine do kraja 2004. (m ³)	17 534 922	3 877	1 697 957 553	12 710 700	90
	Proizvedene količine do kraja 2019. (m ³)	18 557 622	17 542	1 831 739 190	16 509 300	118
	Proizvedene količine do kraja 2024. (m ³)	18 849 822	29 907	1 862 810 004	17 385 900	146
	Odstupanje – primarna	-1 %				
Odstupanje - do kraja 2004.	1 %	-100 %	-53 %	-64 %		
Odstupanje - do kraja 2019.	0 %	-100 %	-54 %	-64 %		



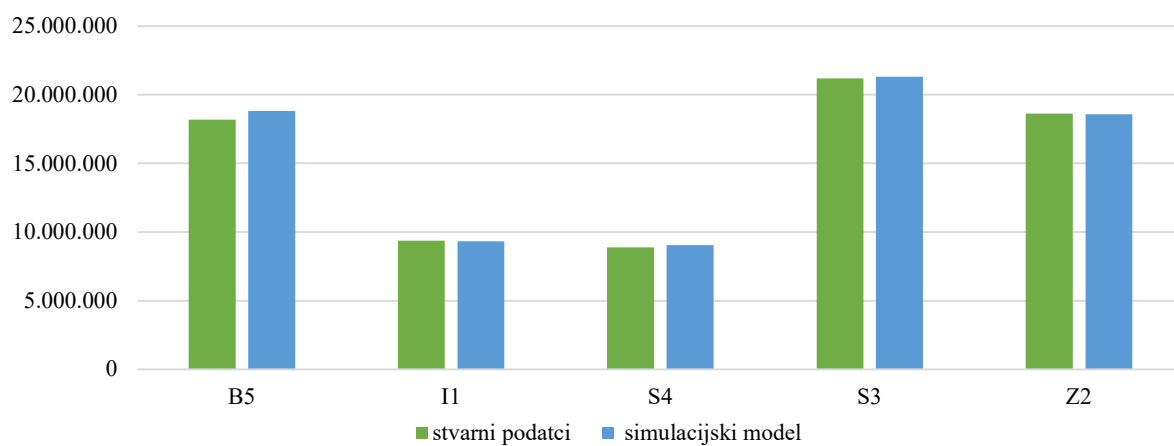
Slika 4-1 Proizvedene količine nafte u primarnoj fazi proizvodnje (m³)

U ranijim godinama mogu se primijetiti manja odstupanja simulacijski proizvedenih količina nafte od stvarno prijavljenih količina, osim za naftno polje Z2, gdje je odstupanje nešto veće u ranijim godinama.



Slika 4-2 Proizvedene količine nafte do kraja 2004. godine (m³)

Povećanje razlike između simuliranih i stvarnih količina s vremenom može se pripisati raznim zahvatima na poljima koje nije bilo moguće opisati u konceptualnim simulacijskim modelima, što je kumulativno rezultiralo većim razlikama (osim u slučaju naftnog polja Z2).



Slika 4-3 Proizvedene količine nafte do kraja 2019. godine (m³)

4.2 Ekonomski podatci

Prihod projekta čini suma umnoška proizvedene količine nafte i njezine tržišne cijene te umnoška uskladištene količine CO₂ i cijene emisijske jedinice EUA (engl. *European Union Allowances*). Troškove projekta čini kapitalni trošak (CAPEX, engl. *Capital Expenditures*) u prvoj godini projekta, operativni troškovi projekta (OPEX, engl. *Operating Expenses*) u svim godinama projekta te porezi. U svim analiziranim slučajevima primijenjena je diskontna stopa od 8 %, koja odražava relativno nizak ekonomski rizik provedbe promatranih projekata.

4.2.1 Mehanizmi i zakonitosti koji utječu na EU ETS tržište

Trgovanje emisijskim jedinicama u EU (EU ETS, engl. *European Union Emission Trading Scheme*) ima značajan utjecaj na energetske intenzivne industrije. Potencijal skladištenja CO₂ procijenjen je u EU projektima za iscrpljena polja ugljikovodika ili regionalne vodonosnike, ali je intenzitet ulaganja u utiskivanje CO₂ za podzemno skladištenje previsok, što predstavlja glavnu prepreku snažnijoj implementaciji takvih aktivnosti. Tržište CO₂ jedini je izgledni kontinuirani izvor prihoda za hvatanje i skladištenje CO₂ (CCS), a trenutno je još uvijek nedostatan za pokrivanje kapitalnih i operativnih troškova skladištenja u iscrpljena ležišta ili vodonosnike. EU ETS je snažno povezan s političkim ciljevima i javnim mišljenjem, što je potaknulo neke autore da analiziraju i kvantificiraju društvenu cijenu CO₂ (SCC, engl. *Social Cost of Carbon*) kao ekonomski optimalan omjer razine onečišćenja (emisija) uravnoteženih s graničnim troškovima smanjenja emisija. Osvrt i analiza mehanizama i zakonitosti koji utječu na promjenu cijena CO₂, pri čemu su uključene usporedbe s cijenama energenata (nafta, prirodni plin, ugljen, el. energija) već su detaljno pokriveni i publicirani za vrijeme provedbe projekta ESCOM, kada je definirana i tema ovog doktorskog rada (Vulin i sur., 2019). Između ostalog, u spomenutom radu navedeno je sljedeće:

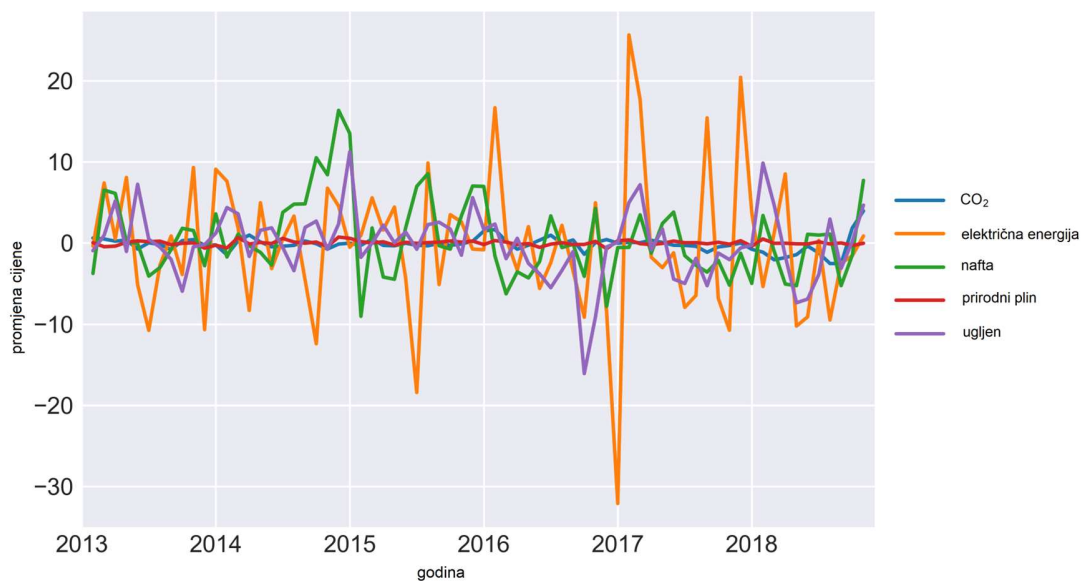
- Glavna metoda dodjele emisijskih jedinica (EUA) u Europskoj uniji je putem dražbi unutar EU ETS-a. Najvećim se količinama trguje na Europskoj burzi energije (EEX, engl. *European Energy Exchange*) i burzi Inter-Continental Exchange Futures Europe (ICE), a 50 % prihoda od tih dražbi ulaže se u razvoj metoda ublažavanja klimatskih promjena i prilagodbe, uključujući energetske učinkovitost. Dva važna instrumenta klimatske politike, Mehanizam čistog razvoja (engl. *Clean Development Mechanism*, CDM) i Projekti

zajedničke provedbe (engl. *Joint Implementation*, JI), usko su povezani s EUA trgovanjem i EUA cijenom.

- Zemlje u razvoju mogu dobiti potporu ulaganjima i prijenosom znanja iz razvijenih zemalja kako bi pomogle u održivom razvoju i smanjenju emisija stakleničkih plinova. Rezultat takvih projekata generira se kao Certificirano smanjenje emisija (engl. *Certified Emission Reduction*, CER) kojim se može trgovati i koje se može pretvoriti u EUA. Ulagачi mogu tražiti EUA ugljične kredite za smanjenje stakleničkih plinova ili CCS financiranjem JI projekata.
- Tržišna ravnoteža uvjetovana je privatnim graničnim troškovima, ponudom i potražnjom te društvenim troškovima i koristima. Pitanje je određivanja optimalne cijene CO₂ koja bi dovela do isplativog smanjenja emisija stakleničkih plinova, uz izbjegavanje manipulacije cijenama ili namjerne nestabilnosti cijena. Pri tome nisu nestabilne samo cijene EUA, nego i cijene nafte i ostalih energenata (Slika 4-4). Implementacija CO₂-EOR-a u Europi suočava se s izazovima zbog pitanja javnog prihvaćanja, složenih političkih i regulatornih okvira za hvatanje i skladištenje ugljika (CCS) i CO₂-EOR te nedostatka standarda koji definiraju tijekom sigurnog skladištenja. Projekt Međunarodne organizacije za standardizaciju (engl. *International Organization for Standardization*, ISO) ISO TC/265 ima za cilj razviti sveobuhvatne međunarodne standarde za CCS i CCUS, ali nedostatak jasnih definicija mogao bi povećati nesigurnost za investitore i vlasti, potencijalno utječući na cijene CO₂ i zaustavljanje ulaganja.
- Na cijenu EUA u EU ETS-u utječe nekoliko čimbenika, uključujući intenzivna ulaganja u industriju nafte i plina, duga razdoblja povrata ulaganja, radni vijek naftnih polja, niske cijene CO₂ i nedostatak povjerenja u sustav trgovanja.
- Naftne i plinske tvrtke nisu sklone prihvaćanju subvencija jer one često daju kratkoročne koristi. Podzemno skladištenje CO₂ zahtijeva tehnologije poznate industriji, ali je rok povrata neizvjestan.
- Distribucija emisijskih jedinica kroz industrijske sektore i po različitim regijama može utjecati na tržište CO₂.

Također je uz analizu regulatornih i tržišnih elemenata napravljena analiza volatilnosti cijena, što je uspoređeno prema pomacima normaliziranih vrijednosti:

$$cijena_{normalizirano} = \frac{cijena - cij_{min}}{cij_{max} - cij_{min}} \quad (4-1)$$



Slika 4-4 Relativne promjene cijena (Vulin i sur., 2019)

Očita je nepredvidivost sustava u prvim fazama EU ETS-a, posebice cijene CO₂ uz istodobno velike šokove u cijenama nafte. No, za potrebe analize istovremenog skladištenja CO₂ i pridobivanja nafte neophodno je uvesti financijski element. Tako je za procjenu tijeka novca u vremenu potrebno razraditi i scenarije promjene cijene nafte i emisijske jedinice CO₂. Također komplementarno ovom radu, već je publicirana analiza u kojoj su određeni „idealni“ vremenski pomaci (engl. *time window*) u kojima se najbolje uočavaju bitni signali nakon kojih slijedi promjena cijene (Vulin i sur., 2020). Tada je ustanovljeno kako se vjerojatnost da će EUA tržišna cijena CO₂ premašiti neku granicu (simulirani percentil) može odrediti simulacijom Wienerovim procesom, tj. geometrijskim Brownovim gibanjem (engl. *Geometric Brownian Motion*, GBM), ali samo unutar ograničenih razdoblja. U tom razdoblju (do 2020. godine), EUA tržište još uvijek nije bilo stabilno i cijena se mijenjala i za više od 100 % unutar jedne godine. Simulirane linije percentila u trećem razdoblju (od veljače 2014. godine do veljače 2016. godine) i također u četvrtom razdoblju (od veljače 2016. godine do kolovoza 2017. godine) pokazuju moguće smanjenje rizika na 40 % na temelju tjednih podataka o cijeni CO₂ za 35 tjedana. U posljednjih nekoliko godina može se uočiti smanjenje volatilnosti EUA cijene, tj. stabilizacija cijene na razinama koje do tada nisu bile predvidive, što je za CCS izuzetno povoljno i motivirajuće. U skladu s tim principom, u ovom radu je ponovljena analiza volatilnosti i odgovarajuće statističke

raspodjele. Zaključak i dalje ostaje valjan: za projekcije utiskivanja u različitim konceptima CCS i CCUS, najprimjerenije je koristiti liniju promjene cijena temeljenu na tri odabrana percentila.

Wienerov proces pretpostavlja normalnu raspodjelu i parametar trenda (engl. *drift*) pri čemu je i objašnjivo da je takav princip primjenjiv na kraća razdoblja. Povijesni podatci o cijenama EUA potvrđuju da postoji snažna sila koja određuje takvo kretanje cijene, a sastoji se od dvaju suprotstavljenih elemenata:

- Prvi element je tendencija povećanja cijene: ako odnos trgovanja emisijskim jedinicama (engl. *cap and trade* sustav sa sve manjim udjelom besplatnih emisijskih jedinica) ne bude učinkovit, tada se vanjskim utjecajem, potvrđenim dosadašnjim tzv. *backloading* pristupom, osigurava takva tendencija.
- Drugi element je dosad uglavnom bio suprotstavljen prvom, a uključuje rizičnost ulaganja u tehnologije smanjenja i uklanjanja CO₂ iz atmosfere i posljedično veliki oprez, koji rezultira smanjenjem količine trgovanja emisijskim jedinicama i sveukupnom tendencijom sniženja cijene CO₂.

Iz tog su razloga umjesto normalne distribucije, testirane nagnute distribucije u sljedećim koracima:

- učitavanje povijesnih podataka cijena CO₂
- uređivanje podataka (svođenje na željeni vremenski korak promjene – odabran je korak od jednog mjeseca)
- određivanje volatilnosti kao promjene između dva vremenska koraka
- vizualno uspoređivanje podataka i krivulje gustoće vjerojatnosti
- analiza i odabir distribucije i njenih parametara (središnje vrijednosti za prikazane podatke)
- generiranje volatilnosti primjenom funkcije slučajnog broja sukladne definiranoj distribuciji
- simuliranje slučajnog toka cijena (engl. *random walk*) zbrajanjem izračunatog skoka i početne cijene za odabrani broj koraka.

Pored normalne i lognormalne distribucije, iz koje se transformacijom medijana i standardne devijacije određuju parametri sredine i raspršenosti podataka, odabrana je nagnuta normalna (engl. *skew-normal*) distribucija kao generalizacija normalne raspodjele:

$$f(x; \xi, \omega, \alpha) = \frac{2}{\omega} \cdot \phi\left(\frac{x-\xi}{\omega}\right) \cdot \Phi\left(\alpha \cdot \frac{x-\xi}{\omega}\right) \quad (4-2)$$

gdje je:

$\phi(x)$ – standardna normalna funkcija gustoće vjerojatnosti

$\Phi(x)$ – kumulativna funkcija distribucije

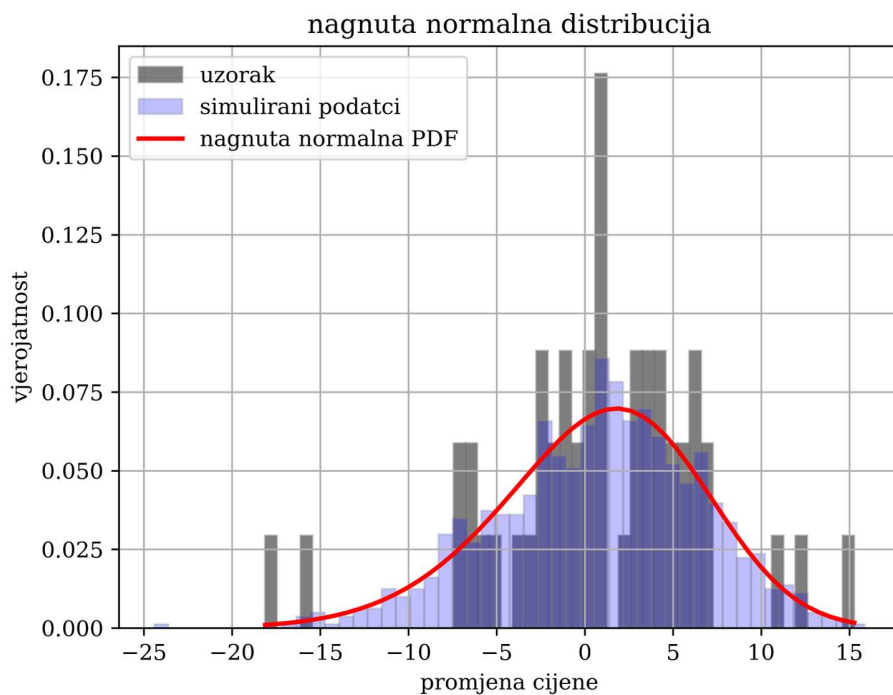
ξ – parametar sredine distribucije

ω – parametar raspršenosti distribucije

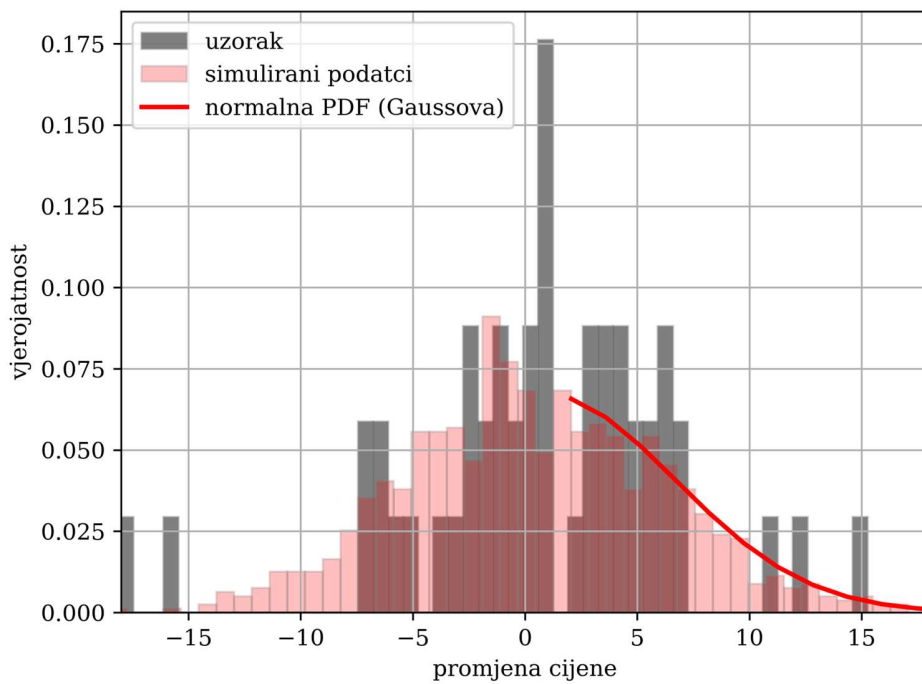
α – parametar oblika distribucije

Parametar ξ (u računalnim funkcijama najčešće označen kao *loc.* engl. *location parameter*) pomiče distribuciju po x -osi, analogno središnjoj vrijednosti normalne distribucije. Parametar raspršenosti distribucije (engl. *scale parameter*) suzuje ili proširuje PDF krivulju funkcije gustoće vjerojatnosti (engl. *Probability Density Function*, PDF) te je analogan standardnoj devijaciji (σ) u normalnoj distribuciji. Parametar oblika (engl. *shape parameter*) određuje nagnutost distribucije – distribucija je nagnuta udesno za $\alpha > 0$ ili ulijevo za $\alpha < 0$.

Metoda `skewnorm.fit` u modulu `scipy.stats` (Virtanen i sur., 2020) upotrebljava se za uklapanje podataka u nagnutu normalnu distribuciju (Slika 4-5). Navedena metoda (funkcija) vraća procjene vjerojatnosti za parametre oblika, sredine i raspršenosti iz statističkog uzorka regresijom parametara metodom najveće vjerojatnosti (engl. *Maximum Likelihood Estimation*, MLE). Nagnuta normalna distribucija, usporedivo s normalnom distribucijom (specifičan slučaj nagnute normalne distribucije, uz $\alpha = 0$), može funkcionirati u GBM simulaciji. Usporedba funkcije gustoće vjerojatnosti mjesečnih promjena EUA cijena za nagnutu normalnu distribuciju i normalnu distribuciju (Slika 4-6) pokazuju kako nagnuta normalna distribucija daje bolje poklapanje (Tablica 4-6).



Slika 4-5 Nagnuta normalna PDF funkcija promjene EUA

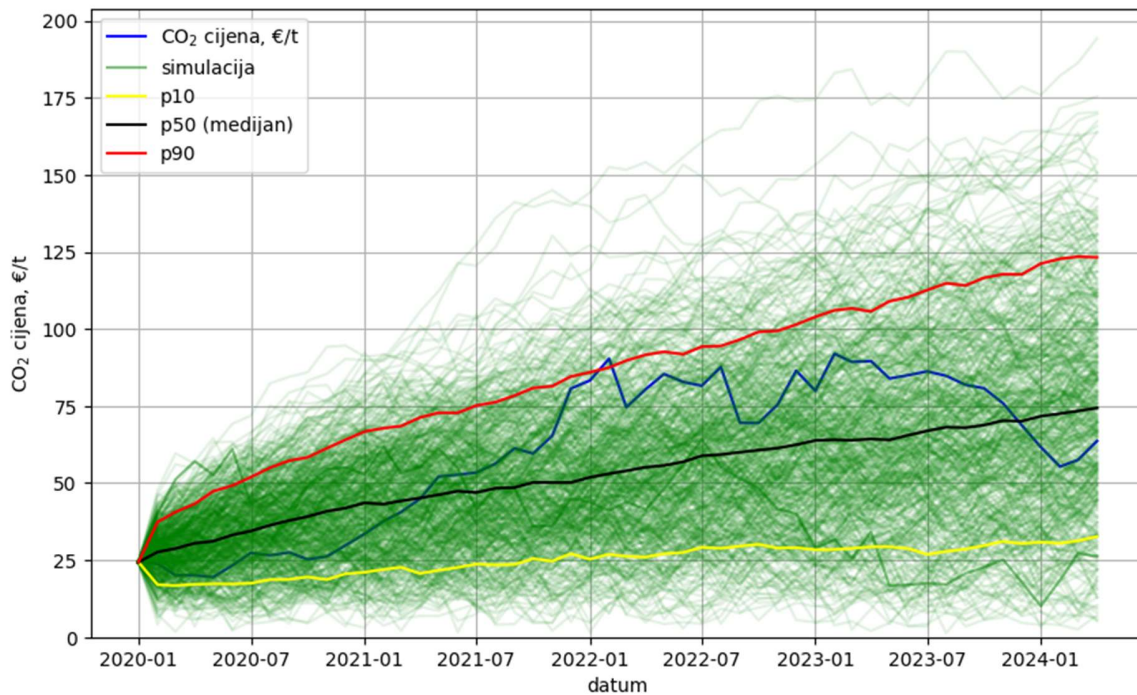


Slika 4-6 Normalna distribucija PDF funkcija promjene EUA

Tablica 4-6 Statistika raspodjele mjesečnih promjena cijena i simuliranih promjena

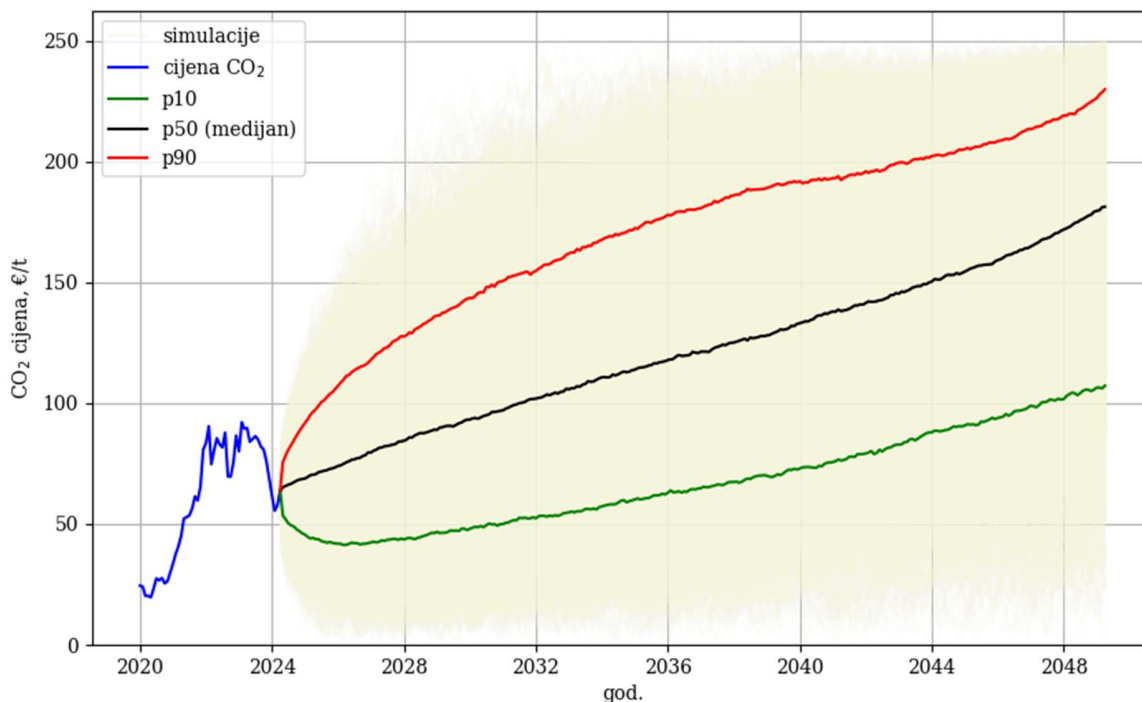
	prosjeak	medijan	min	max	stdev(σ)
Stvarni podatci (uzorak)	0,77	0,94	-8,1	15,3	5,93
PDF normalne raspodjele	0,36	0,03	-18,5	21,0	5,78
PDF nagnute normalne raspodjele	0,74	1,10	-17,5	17,4	5,92

Na velikom broju simuliranih slučajeva (Slika 4-7 pokazuje povijesne cijene i GBM simulacije, kojih je radi zornosti prikaza prikazano 500) nagnutost PDF funkcije dolazi do izražaja i daje realističan odziv simuliranih „putanja“ cijena – srednja vrijednost (sredina distribucije) „dugoročno“ pomiče cijenu u pozitivnom smjeru, ali „lijeva nagnutost“ PDF funkcije (zbog veće raspršenosti u lijevo od sredine distribucije) uzrokuje „kratkoročni“ trend pada cijene.



Slika 4-7 Podudaranje simuliranih i stvarnih cijena CO₂ GBM simulacijom

Iako u podudaranju cijena to nije vidljivo, sama simulacija ograničena je radi eliminiranja preoptimističnih scenarija. Ukoliko bilo koja putanja cijene u nekom trenutku premaši zadani limit od 250 €/t, simulacija te putanje se ponavlja. Takvo ograničenje spušta 90. percentil cijene i daje stanovit „otpor“ naglom porastu u jako skoro vrijeme. Limit od 250 €/t uzet je kao realan za optimistični scenarij. Kako bi se dobila jasna krivulja 10., 50. i 90. percentila (p10, p50 i p90), provedeno je pedeset tisuća simulacija (Slika 4-8). Generirana su tri scenarija (p10, p50 i p90) tijekom novca, vezano uz prihode od CO₂.



Slika 4-8 Simulacije cijena CO₂ i pripadne vjerojatnosti na temelju p10, p50 i p90

Ovdje je također potrebno napomenuti kako prihode od trgovanja emisijama nije potrebno diskontirati u analizi tijeka novca, budući da podudaranje podataka s historijatom i na temelju istih simulacija mogućih budućih iznosa (statistički) uključuje promjene vrijednosti novca (tj. inflaciju) i pomake u tehnologiji. tj. tzv. *learning factor* (Azevedo i sur., 2013; Lohwasser i Madlener, 2010; Strategy CCUS, 2021).

4.2.2 Cijene nafte i CO₂

Tri scenarija cijena CO₂ temelje se na vjerojatnostima p10, p50 i p90, a simulacija kretanja cijena CO₂ izrađena je prema prijedlogu iz literature (Vulin i sur., 2020). Polazni scenarij cijene nafte predviđa cijenu nafte od 75 \$/bbl tijekom cijelog promatranog razdoblja. Iz tog osnovnog scenarija izvedena su dva dodatna scenarija:

- scenarij u kojem cijena nafte raste linearno za 18 %
- scenarij u kojem cijena nafte pada linearno za 18 %.

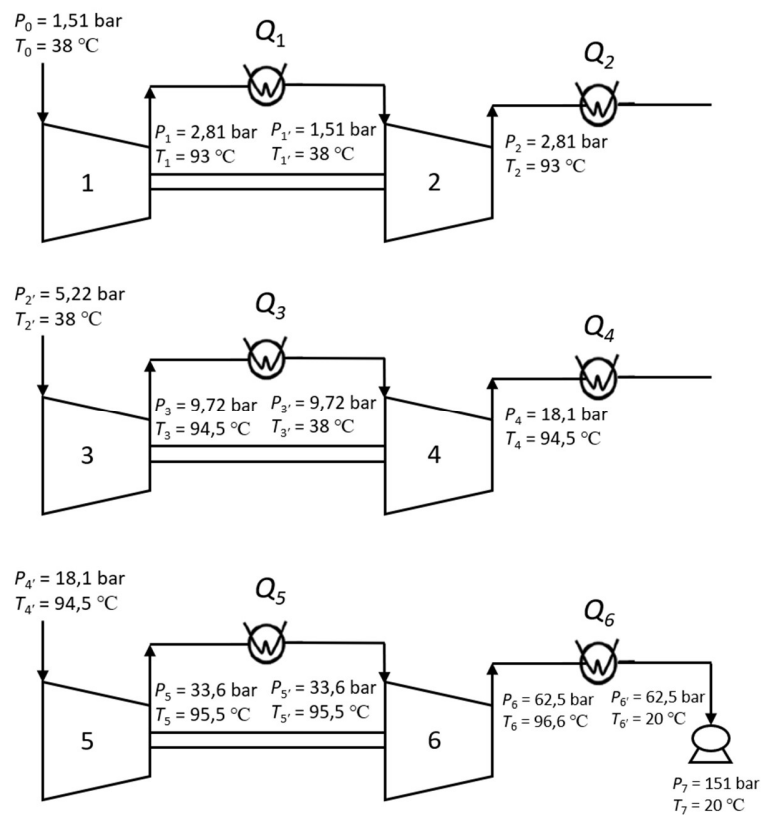
Kombiniranjem tih triju različitih cijena nafte i triju različitih cijena CO₂ (PRILOG 4) dobiva se ukupno devet scenarija kombinacija cijena kao ulaznih parametara za proračun neto sadašnje vrijednosti pojedinačnih scenarija.

4.2.3 Troškovi CO₂-EOR projekata

Glavni trošak u CO₂-EOR projektima predstavlja trošak kompresije CO₂ te je u ovom istraživanju stavljen naglasak na njega, a ostali troškovi obuhvaćaju porez, operativni trošak definiran jedinično po bušotini i kapitalni trošak, također definiran jedinično po bušotini.

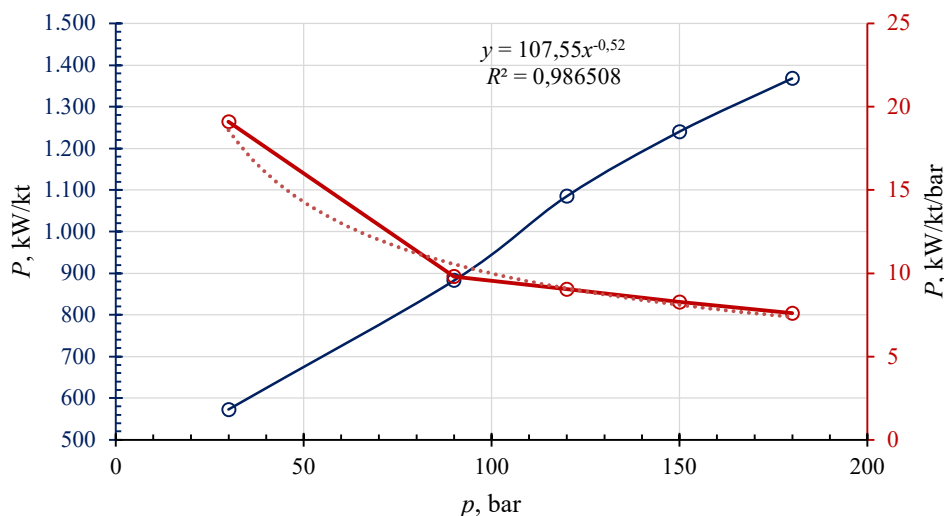
4.2.3.1 Potrebna snaga i trošak kompresije CO₂

Višestupanjska kompresija učinkovit je način za smanjenje potrošnje energije. Hlađenjem plina između pojedinih stupnjeva kompresije smanjuje se potreban rad u kompresoru i izbjegava oštećenje brtvi kompresora zbog visokih temperatura. Plin se ne hladi u samom kompresoru jer hlađenje kroz kućište kompresora nije moguće te je stoga potrebna (između ostalog) višestupanjska kompresija s međuhlađenjem. Kompresija plina složenog sastava (primjerice CO₂ s nečistoćama) već je obrađena na razini doktorskog rada (Daud, 2018). Takvi prethodni rezultati ubrzali su analize potrebne za ovaj rad (Slika 4-9).



Slika 4-9 Termodinamički uvjeti u trostupanjnoj kompresiji (Daud, 2018; Witkowski i Majkut, 2012).

Procjene uvjeta i energije za kompresiju CO₂ pomažu izradi modela kompresije s međuhlađenjem u aplikaciji DWSIM (Medeiros, 2021). Uzet je niz volumnih protoka i nekoliko različitih rasporeda stupnjeva kompresije kako bi se ustanovila generalizirana korelacija koja bi ubrzala proračun utroška energije za kompresiju na tisućama numerički simuliranih slučajeva utiskivanja CO₂ u ležište (Slika 4-10). Korelacija je provjerena u nekoliko specifičnih slučajeva utiskivanja u ležište. U tim rasponima volumnih protoka i konačnih tlakova kompresije, stvarni se utrošci energije izvrsno podudaraju s rezultatima izračunatim pomoću DWSIM modela.



Slika 4-10 Korelacija kompresije i potrebne energije

Korelacija očito daje vrlo dobre rezultate kada je potreban konačan tlak kompresije veći od 120 bar, što je slučaj u svim konceptualnim CO₂-EOR modelima, a posebice kod skladištenja CO₂ bez proizvodnje nafte. Korelacija je napravljena na temelju pet stupnjeva kompresije, međutim vrlo slični rezultati dobivaju se i s više stupnjeva, ali bi analiza za veći broj sustavno ispitanih kombinacija volumnih protoka i tlakova te temperatura na pojedinim stupnjevima kompresije bitno premašila okvir ovog doktorskog rada.

Sada se pri analizi ekonomike utiskivanja može izračunati potrebna snaga kompresije:

$$P = 107,5469 \cdot p_{bhp}^{-0,51608} \cdot p_{bhp} \cdot \dot{m}_{CO_2} \quad (4-3)$$

gdje su:

P – snaga (kW),

p_{bhp} – tlak na dnu bušotine (tlak kompresije, bar)

\dot{m}_{CO_2} – utisnuta masa CO₂ tijekom jednog mjeseca, tj. prosječna brzina protjecanja/utiskivanja (kt/mj).

Trošak električne energije za kompresor tada se može izračunati prema:

$$c_c = 24 \cdot 30 \cdot c_{el} \cdot P \quad (4-4)$$

gdje su:

c_c – ukupni trošak kompresije u zadanom periodu (€ u 30 dana)

c_{el} – jedinična cijena električne energije (€/kWh)

4.2.3.2 Ostali troškovi CO₂-EOR projekata

Osim standardnih operativnih i poreznih troškova (Tablica 4-7), glavni trošak je trošak kompresije CO₂. Snaga potrebna za kompresiju CO₂ od 30 bara do tlaka utiskivanja u kW izračunava se prema jednadžbi:

$$P = \frac{(107,5469 \cdot p_{utisni}^{-0,51608}) \cdot utisnuto\ CO_{2korak}}{30} \quad (4-5)$$

gdje je:

P – snaga (kW)

p_{utisni} – tlak utiskivanja CO₂ (bar)

$utisnuto\ CO_{2korak}$ – utisnute količine CO₂ u koraku (kt)

Cijena kompresije (€) zatim se izračunava prema:

$$trošak\ kompresije_{korak} = 24 \cdot 30 \cdot cijena\ električne\ energije \cdot P \quad (4-6)$$

pri čemu je cijena električne energije 0,25 €/kWh.

Tablica 4-7 Ulazni parametri NPV proračuna

Parametar	Vrijednost
r (diskontna stopa)	8 %
Royalty	12 %
Porez	18 %
Jedinični OPEX (po bušotini)	50 000 €
Jedinični CAPEX (po bušotini)	35 000 000 €

OPEX i CAPEX izraženi su kao jedinični (po bušotini) s obzirom na to da scenariji imaju različit broj bušotina ovisno o odabranom rasporedu utiskivanja.

4.3 Obrada i filtriranje podataka

Rekapituliravši podatke za analizu simulacijskih rezultata, nabrojani su svi koraci:

- (1) Prikupljanje rezultata eksperimentalnih podataka iz CO₂-EOR studija.
- (2) Prikupljanje podataka o ležištima od interesa.
- (3) Priprema (engl. *preprocessing*) podataka za simulaciju utiskivanja u ležište i preklapanje s ležišnim podacima (HM). Ovaj korak uključuje izradu krivulja relativnih propusnosti, PVT modela nafte, evaluaciju volumetrijskih svojstava ležišta i sl.
- (4) Preklapanje (engl. *history matching*, HM) podataka sa historijatom proizvodnje kako bi se dokazalo da su volumetrijska svojstva konceptualnog modela (modela bez detaljno razrađenih geoloških karakteristika) konzistentna sa svojstvima postojećih ležišta.
- (5) Izrada simulacijskih slučajeva (engl. *cases*) za različite scenarije budućeg utiskivanja i serijsko (engl. *batch*) pokretanje velikog broja simulacija (u obliku *restart* simulacije koja kreće od usklađenih simulacijskih rezultata na datum kad je završena HM simulacija). Za to je upotrijebljena struktura tekstualne ulazne datoteke koju pokreće simulacijski softver (.DATA datoteka) te je izrađen računalni kod u programskom jeziku Python, koji u petlji kombinira sve parametre zadane u config.py datoteci i učitava ih u odgovarajućem formatu u ulazne datoteke. Na taj se način generira velik broj ulaznih datoteka (uvijek više od 1100 po svakom konceptualnom modelu, uz što je moguće racionalnije smanjenje broja parametara u kombinacijama). Po završetku simulacije, rezultat čini direktorij sa po jednom (za ove analize bitnom) datotekom rezultata za svaki simulacijski slučaj. To znači da je za svaku ulaznu datoteku bilo potrebno njezine (ulazne) parametre upisati u bazu podataka i

- po izvršenju simulacije (tj. asinkrono, s obzirom na to da se prvo zapisuju rezultati za sve ulazne parametre, a zatim za rezultate) spojiti ih sa rezultatima.
- (6) Revizija i provjera rezultata. Rezultantne simulacijske datoteke sadrže vremenski niz razmatranih parametara (primjerice tlak ležišta, proizvedeni molarni udio CO₂, brzina proizvodnje nafte, plina, vode, utisnute količine vode, plina, tj. CO₂ itd.). Tehnički problem je u tome što se kod pojedinih simulacijskih slučajeva moraju promijeniti numerički parametri (korak simulacije, tolerancija za konvergenciju, kriterij tj. preciznost konvergencije itd.) te različiti simulacijski slučajevi imaju različite vremenske korake. Također, budući da su ulazne datoteke izrađene automatski, tj. uniformno, neki simulacijski slučajevi nisu uspjeli. Dakle, bilo je potrebno spojiti podatke koji su služili izradi ulaznih datoteka s rezultatima te ih arhivirati u bazu podataka.
 - (7) Priprema i filtriranje podataka za analizu rezultata. Nakon što su dostupni svi serijski simulirani podatci, za analize je potrebno izraditi uniformni skup koji će se za svaki pojedini slučaj moći analizirati na isti način. Za to je izrađena posebna skripta u programskom jeziku Python koja smanjuje broj vremenskih nizova na mjesečne periode. Kada se traži moment prodora CO₂ od utisne bušotine do proizvodne, moguće da je potrebna i veća vremenska rezolucija, ali su za potrebe ovog rada mjesečni vremenski koraci dovoljni za traženje odgovora na sva interesantna pitanja. Podatci su prvo filtrirani po pojedinim simulacijskim slučajevima (koje se izdvaja iz baze kao vremenski niz s istim „case_id“ parametrom), zatim su za svaki konceptualni model (naftno polje) spojeni u jednu tablicu te su na kraju za ukupnu analizu spojeni u opsežnu tablicu (.csv datoteku) koja, ovisno o kasnijim analizama (kad se mogu dodavati ili brisati određeni stupci) sadrži najčešće preko milijun redaka i oko 80 stupaca (parametara).
 - (8) Filtriranje rezultata. U većini slučajeva nije moguća analiza ili prikazivanje podataka tabličnim kalkulatorom (MS Excel) te je za svako posebno pitanje bila izrađena nova skripta u programskom jeziku Python.
 - (9) Kvalitativno-statistički pregled podataka. Velik broj vremenskih nizova, tj. simulacijskih slučajeva nemoguće je zorno prikazati na jednom dijagramu, bez dodatnog klasificiranja. Za provjeru realističnosti rezultata simulacija sagledan je skup raspodjela podataka, u različitim vremenskim točkama. Vremenski nizovi mogu se prikazati kao interval pouzdanosti, no kako su namjerno postavljeni široki rasponi uvjeta, interval pouzdanosti

„sužava“ raspon rezultata. Stoga su se, kada je bilo neophodno, rezultati vremenskih nizova najčešće ipak sagledavali iz snopa (tisuća) krivulja.

- (10) Izbacivanje nerealnih slučajeva. Radi se najčešće o slučajevima u kojima je došlo do nerealno velikih brzina utiskivanja ili proizvodnje. Takvi su simulacijski slučajevi jednostavno izbačeni u cijelosti (a ne samo njihovi dijelovi kada bi parametar premašio realne limite). Izbačeni su i slučajevi koji iz nekog razloga nisu mogli dovršiti simulaciju od barem 20 godina. Radi se o relativno malom udjelu simuliranih slučajeva i ne postoji konceptualni model koji bi po broju izbačenih slučajeva odskakao od ostalih.

Očito, tako velik broj podataka traži stanovito apstrahiranje i izdvajanje ključnih elemenata ili bitnih momenata u vremenu. Tako je kao referentan za analize odabran trenutak nakon 240 mjeseci simulacije utiskivanja.

Analiza je provedena prvo za svako pojedino eksploatacijsko polje, a zatim za sva polja zajedno.

4.4 Skladištenje CO₂ i recikliranje CO₂ te iscrpci nafte

Skladištenje predstavlja količinu trajno utisnutog CO₂, dok recikliranje predstavlja količinu proizvedenog CO₂ koji se dalje može utisnuti, a oboje predstavlja rezultat od interesa za daljnju analizu uspješnosti scenarija.

4.4.1 Uskladištene količine CO₂

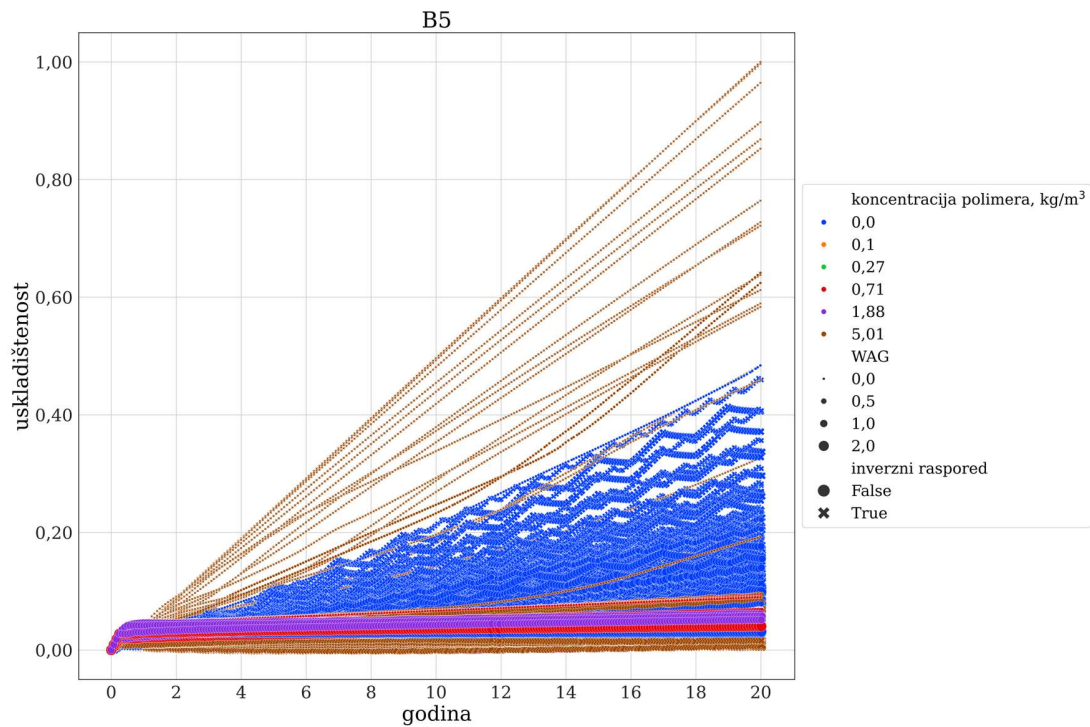
Kako bi se normalizirala vrijednost skladištenja, uveden je pojam „usklađštenost“ (U_{CO_2}), prema sljedećoj relaciji:

$$U_{CO_2} = \frac{\text{masa } CO_2 \text{ zadržanog u ležištu}}{\text{maksimalno opažena masa } CO_2 \text{ zadržanog u ležištu}} \quad (4-7)$$

Taj je pojam usporediv s pojmom EOR iscrpka, koji je definiran omjerom nafte iscrpljene u CO₂-EOR periodu i rezervi nafte na početku CO₂-EOR perioda.

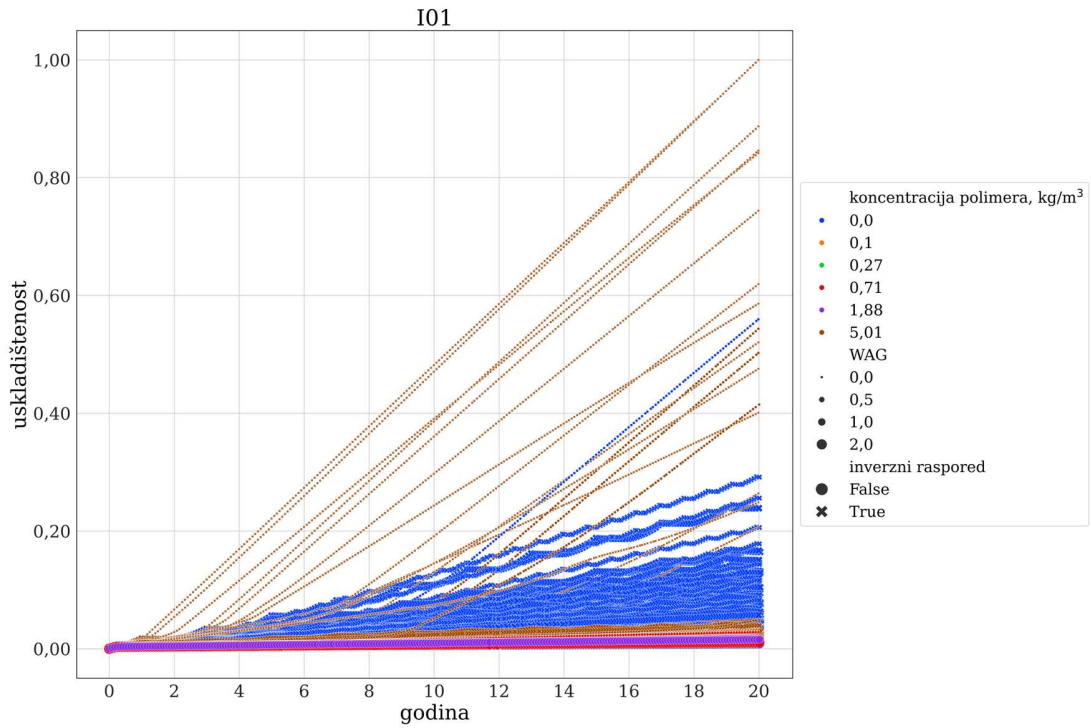
Analizom uskladištenosti za sva naftna polja zasebno (Slika 4-11 – Slika 4-17), uočava se kako se maksimalno uskladištenje (tj. uskladištenost, dio jedinice) dobiva za slučajeve kad je WAG = 0, tj. kad nema utiskivanja vode. Također je vidljivo kako povećanje koncentracije polimera općenito loše utječe na uskladištenje CO₂. Potencijalno objašnjenje je da voda jednostavno zauzima prostor koji je kod skladištenja mogao zauzeti CO₂, a veća koncentracija polimera u vodi smanjuje

mobilnost vode, što znači sporiji prodor vode do proizvodnih bušotina. Navedeno pak dodatno povećava zadržavanje utisnute vode u ležištu. U slučajevima u kojima se uskladištenost periodički nešto smanjuje (*stepeničaste krivulje*), vjerojatno se radi o WAG procesu (u kojem se utiskuje voda) i povremenom probijanju CO₂ u proizvodne bušotine u ciklusima utiskivanja vode.

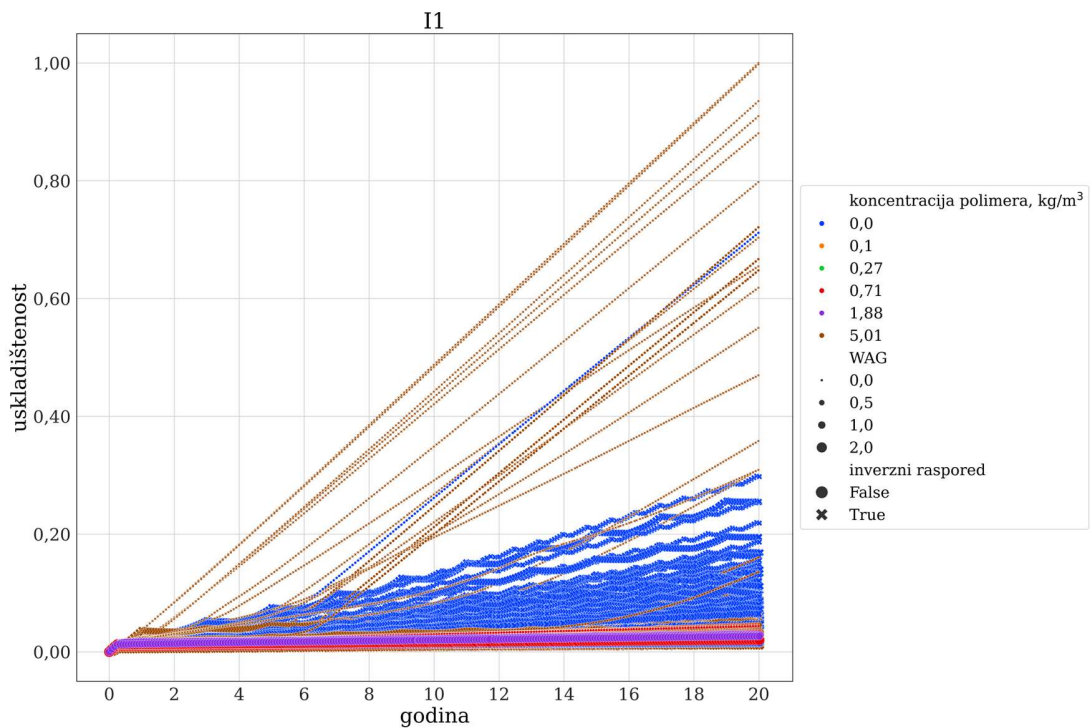


Slika 4-11 Uskladištenost u vremenu naftnog polja B5

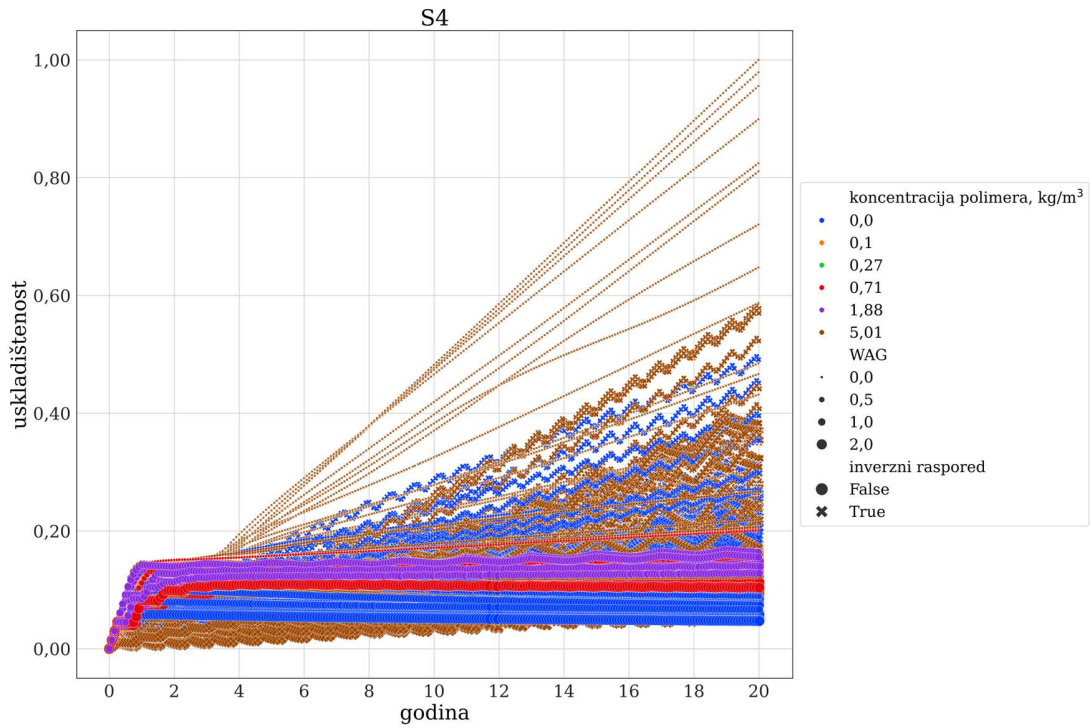
Na slikama, oznake *True* i *False* pod kategorijom inverzni raspored označavaju različite uvjete prikazanog parametra, gdje *True* predstavlja slučajeve s inverznim rasporedom, a *False* one s regularnim rasporedom.



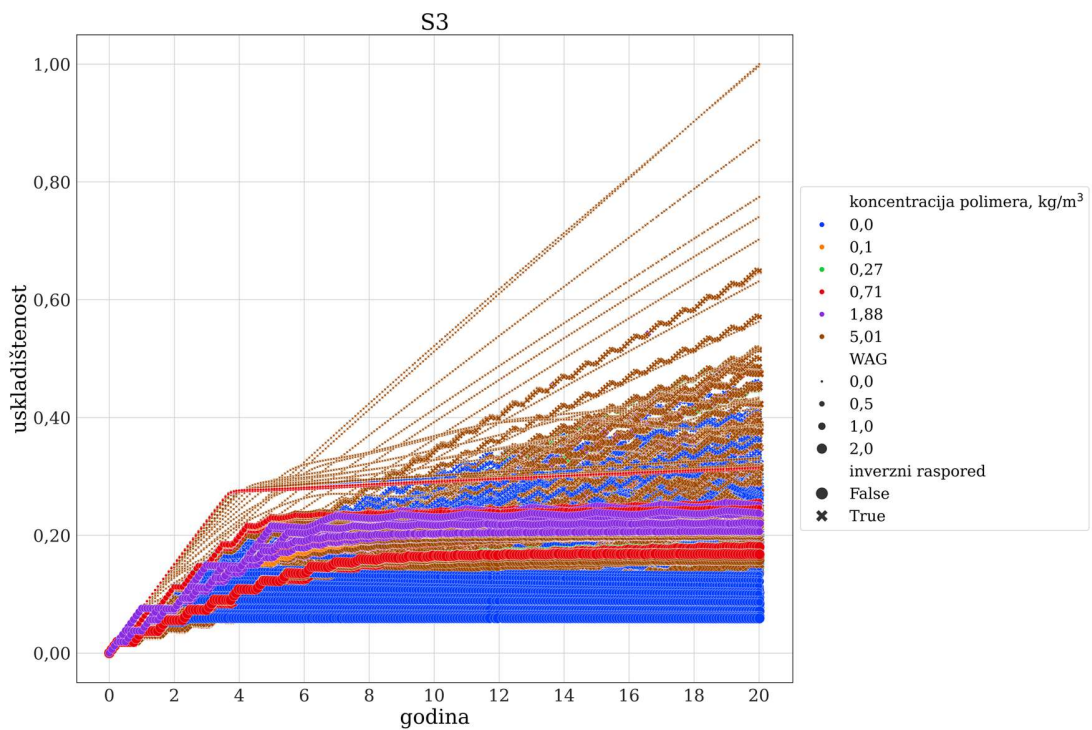
Slika 4-12 Usklađištenost u vremenu naftnog polja I01



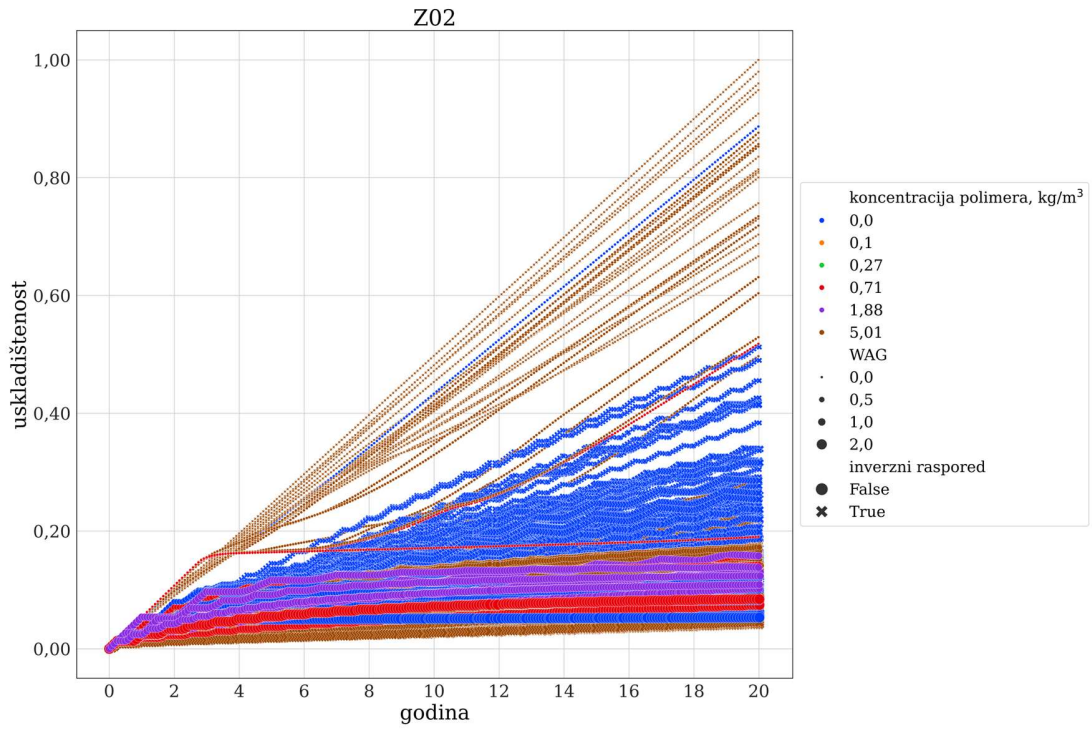
Slika 4-13 Usklađištenost u vremenu naftnog polja I1



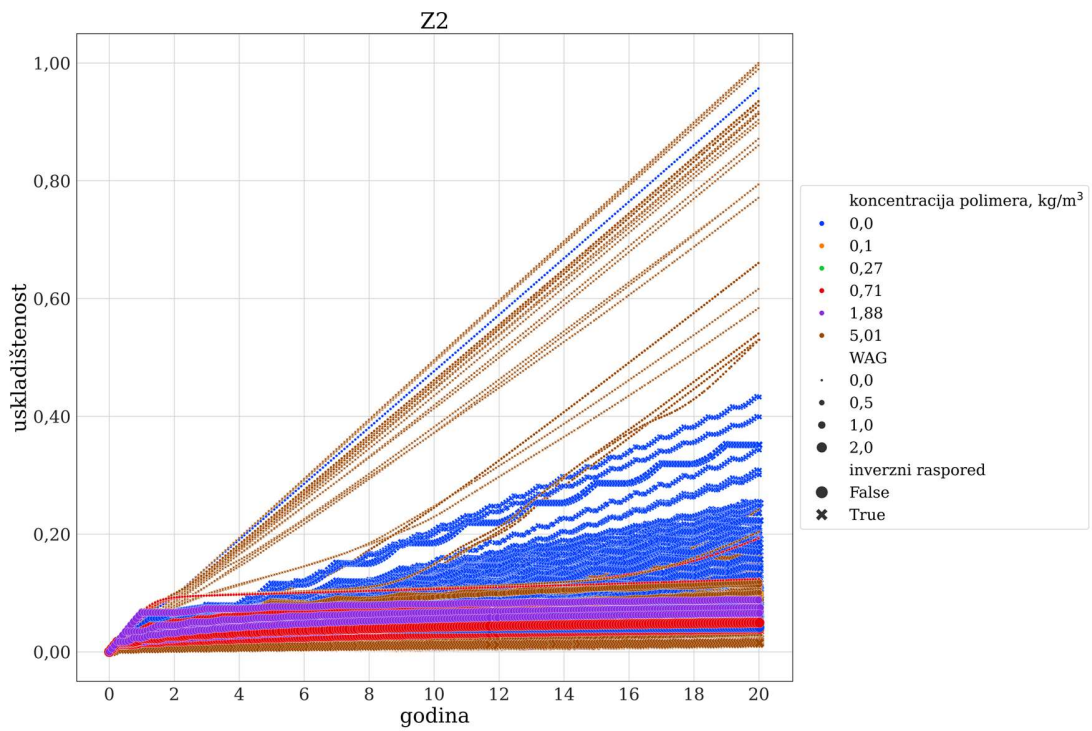
Slika 4-14 Usklađištenost u vremenu naftnog polja S4



Slika 4-15 Usklađištenost u vremenu naftnog polja S3



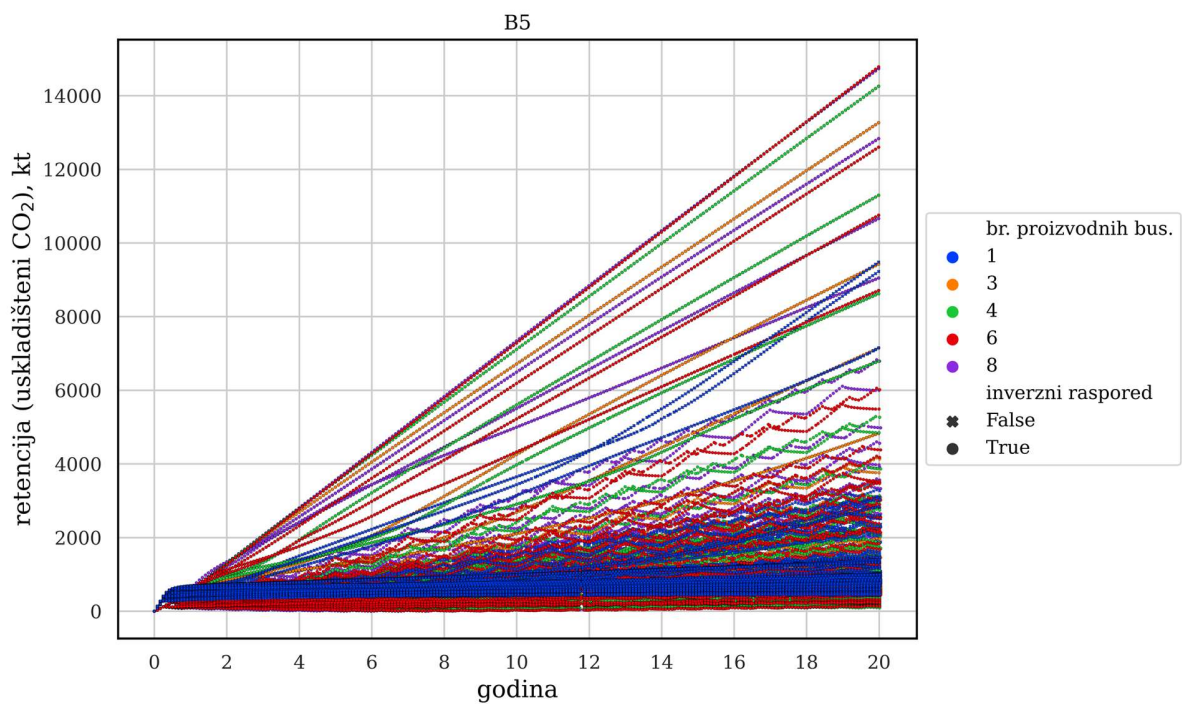
Slika 4-16 Usklađištenost u vremenu naftnog polja Z02



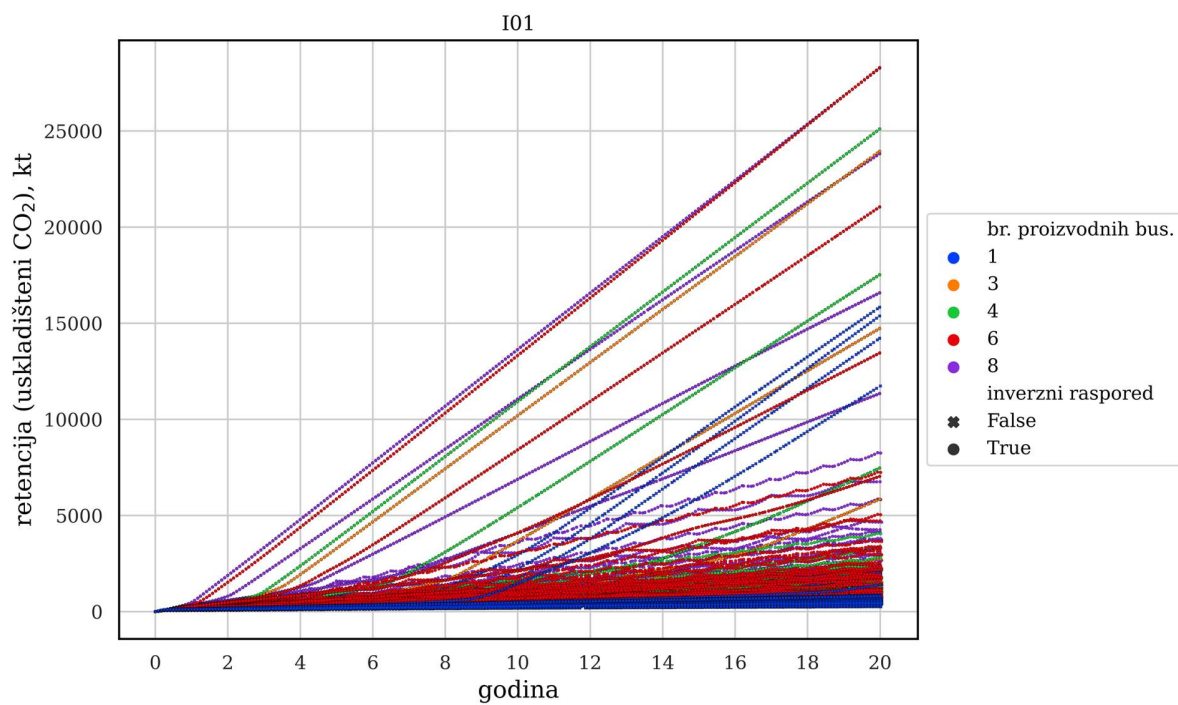
Slika 4-17 Usklađištenost u vremenu naftnog polja Z2

Regularni (ne-inverzni) rasporedi daju manju uskladištivost (slabije vidljivi križići na dijagramima), što znači da broj utisnih bušotina (koji je veći kod regularnih rasporeda) manje utječe na uskladištivost od drugih parametara. Tu treba napomenuti kako je kontrola proizvodnje postavljena na razini polja, a zatim podijeljena s brojem bušotina kako bi se postavio proizvodni uvjet na pojedinim bušotinama.

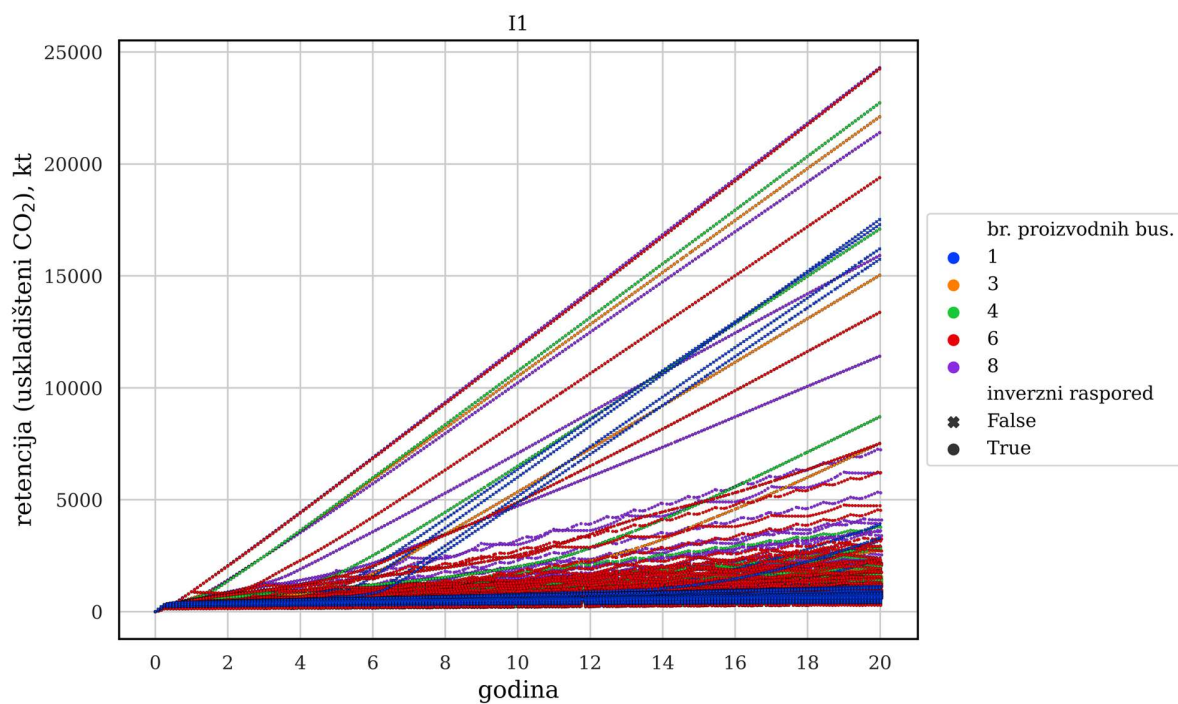
Rezultati su prikazani i prema broju bušotina te apsolutnoj retenciji, tj. apsolutno uskladištenoj masi CO₂ (Slika 4-18 – Slika 4-24). U slučaju jedne proizvodne bušotine, radi se o regularnom rasporedu bušotina. Kod tih prikaza primjetan je linearni trend retencije od početka za inverzne rasporede, a ponešto su uočljiviji i rezultati regularnih rasporeda.



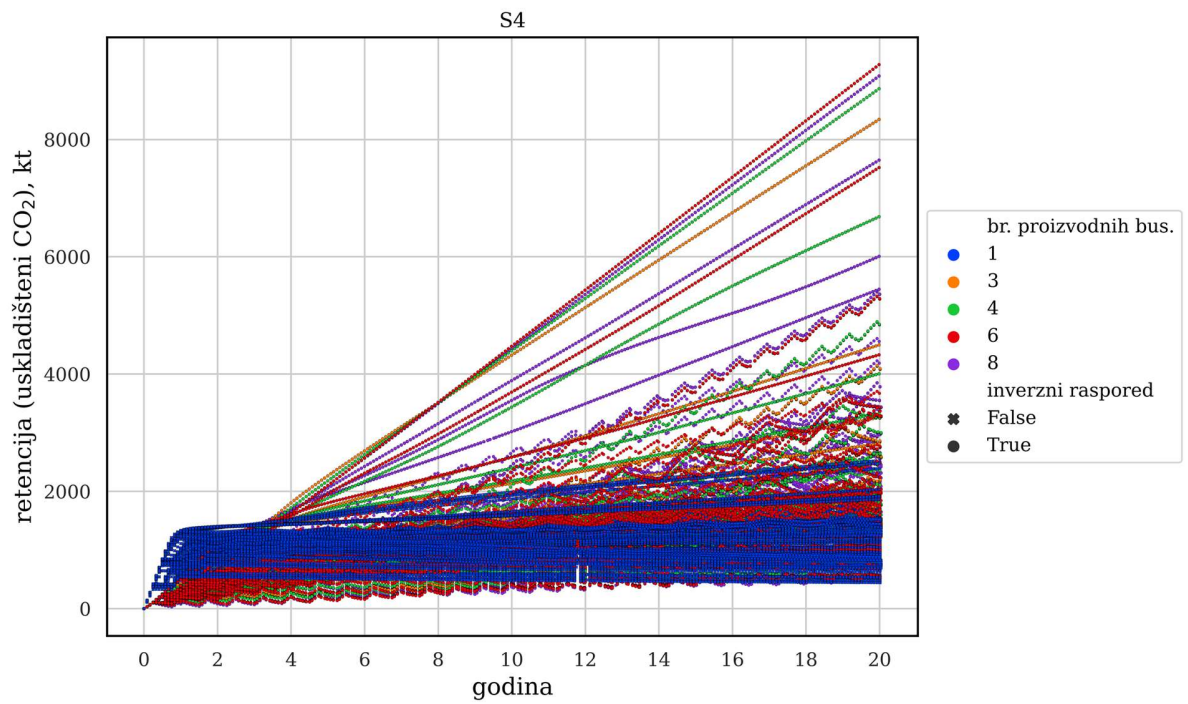
Slika 4-18 Retencija u vremenu za naftno polje B5



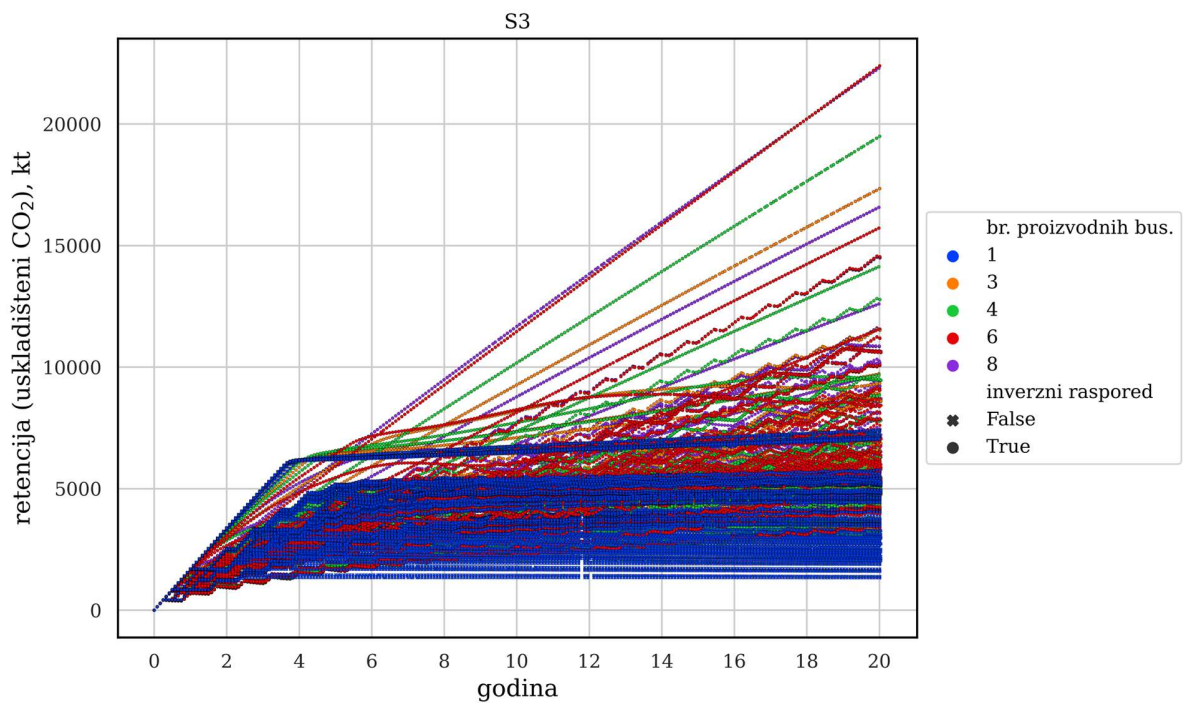
Slika 4-19 Retencija u vremenu za naftno polje I01



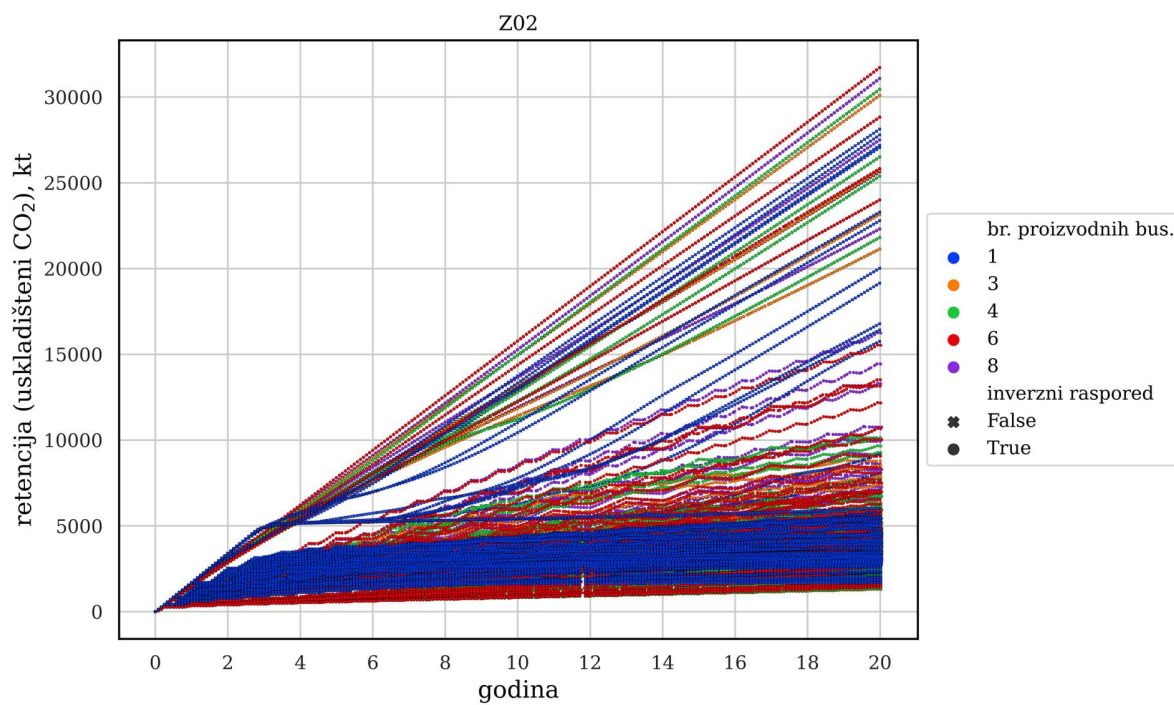
Slika 4-20 Retencija u vremenu za naftno polje I1



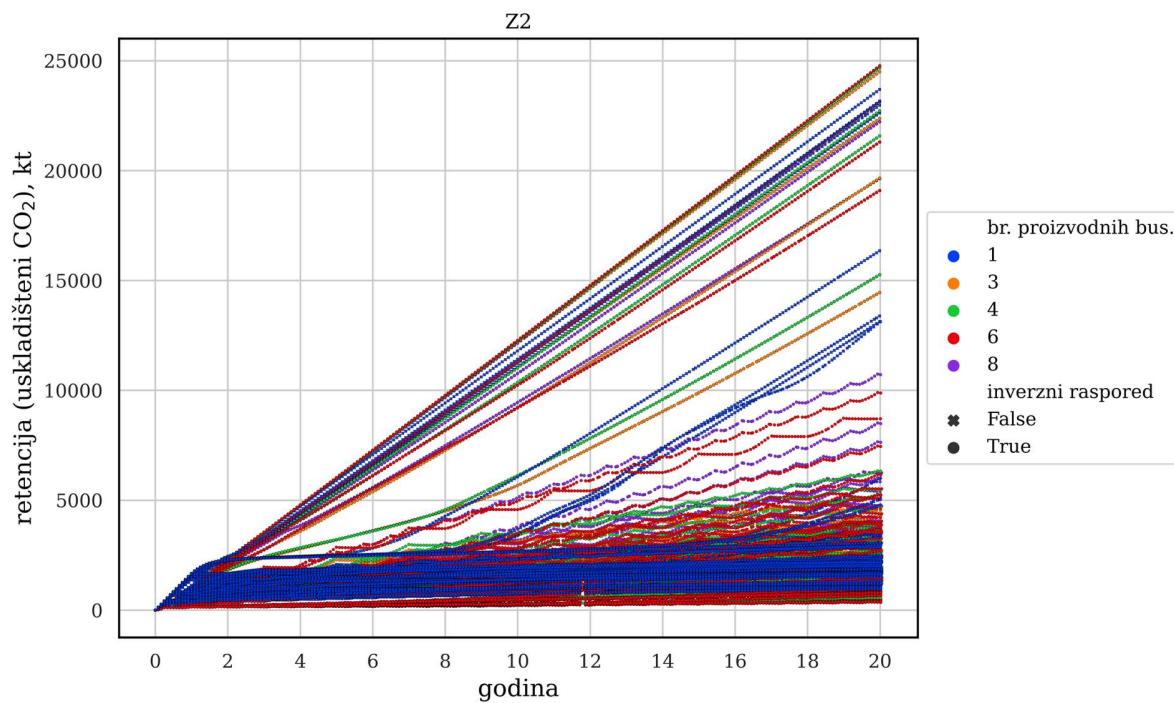
Slika 4-21 Retencija u vremenu za naftno polje S4



Slika 4-22 Retencija u vremenu za naftno polje S3



Slika 4-23 Retencija u vremenu za naftno polje Z02

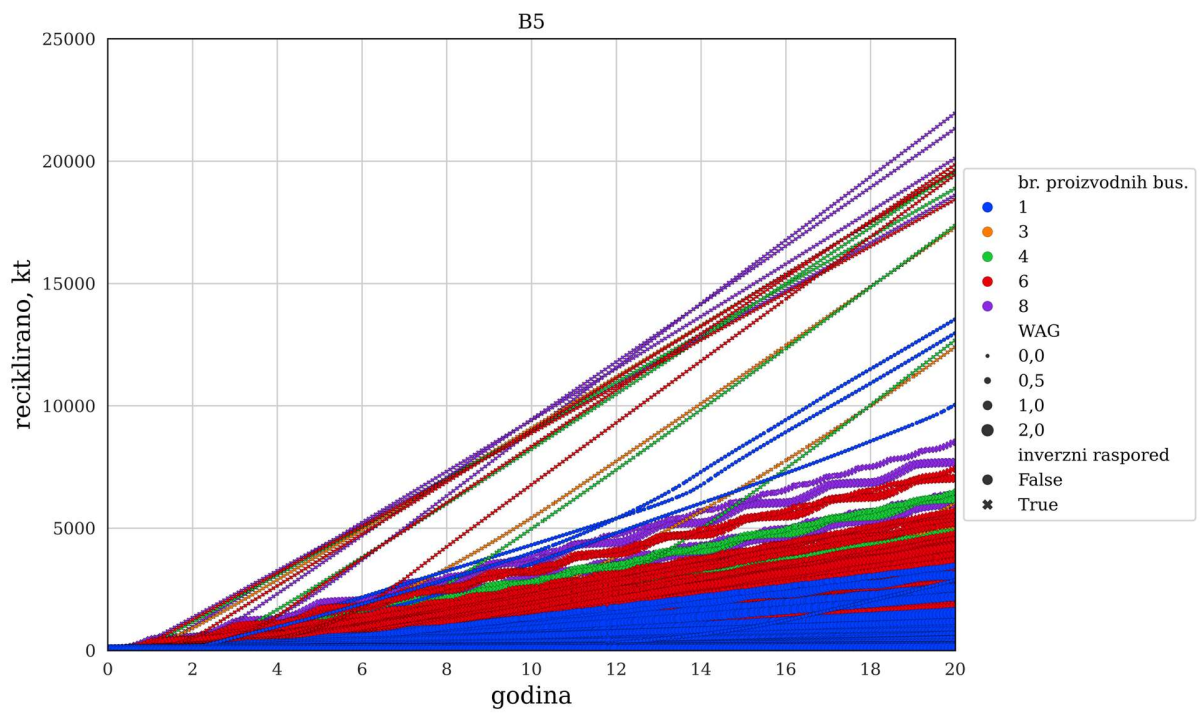


Slika 4-24 Retencija u vremenu za naftno polje Z2

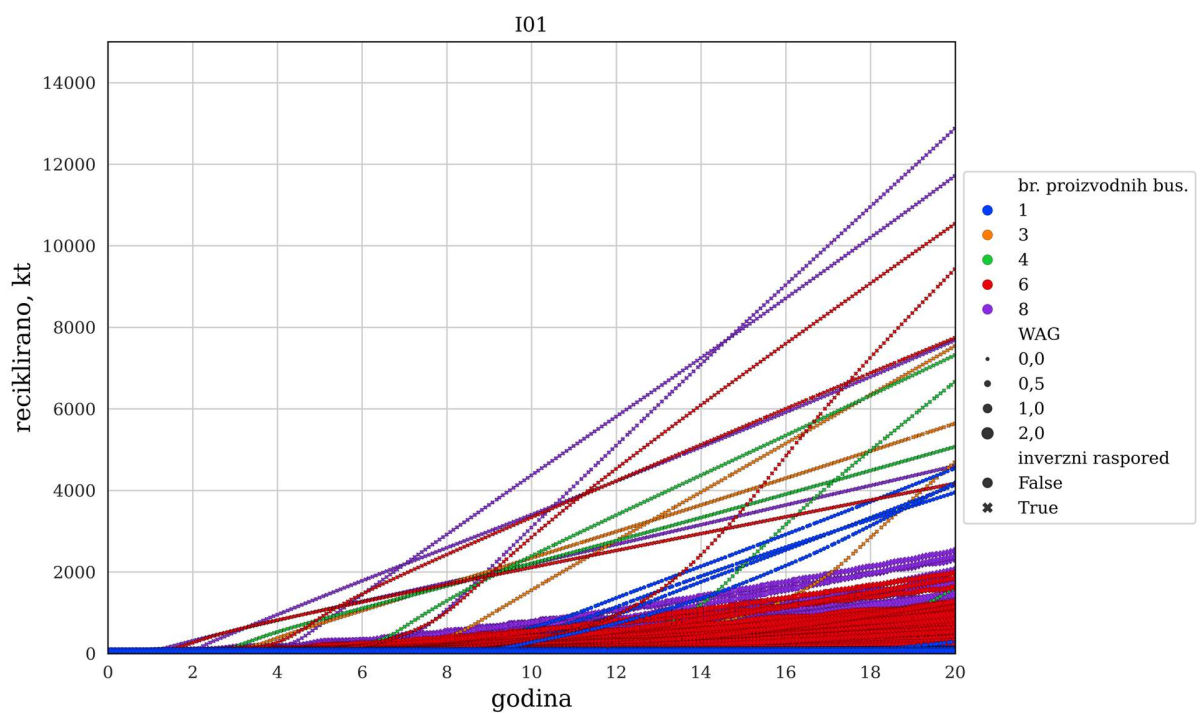
Općenito se može primijetiti kako s porastom broja proizvodnih bušotina raste retencija, pri čemu za većinu polja vrijedi da je mala razlika između 6 i 8 proizvodnih bušotina, a za manji broj proizvodnih bušotina razlike su veće.

4.4.2 Reciklirane količine CO₂

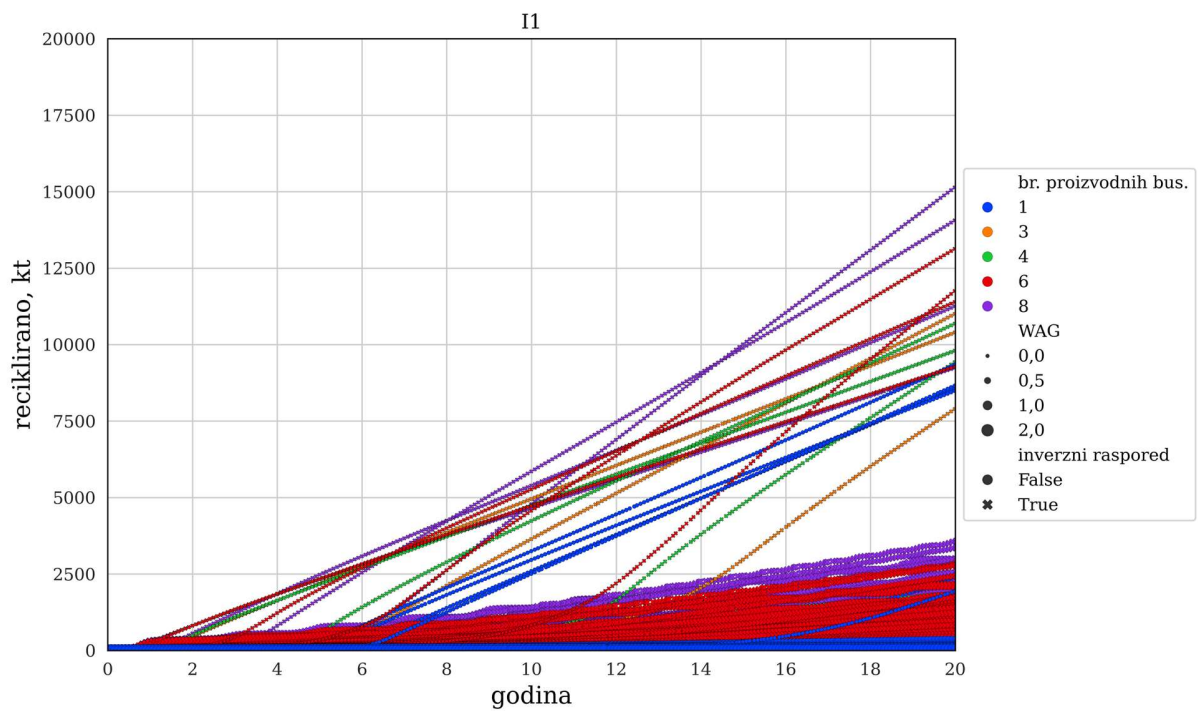
Ukoliko se ne razmatraju teoretske mogućnosti uskladištenja, nego i tehnički i ekonomski isplativi scenariji, bitno je pratiti koje su količine CO₂ reciklirane (Slika 4-25 – Slika 4-31). Naime, već se iz ranijeg istraživanja (Arnaut i sur., 2021; Jukić i sur., 2022) uočava kako je moguće postići znatno veće uskladištenje kada se CO₂ utiskuje tijekom proizvodnje ugljikovodika, nego u slučaju napuštanja ležišta kada proizvodnja padne ispod rentabilne. Jedan od razloga je dulji ukupni period utiskivanja, a drugi, možda i važniji, to što je raspoloživ veći raspon tlaka utiskivanja i općenito, oslobađa se veći volumen iz ležišta, što je s jedne strane i logično promatrajući koliko su niži iscrpci ugljikovodika kada se ne primjenjuju tercijarne metode. Veća količina recikliranog CO₂ znači da je potrebno manje „novog“ CO₂ za potrebe EOR-a kojeg će se trebati dopremiti iz „vanjskih“ izvora, ali sa stanovišta skladištenja znači manju količinu trajno uskladištenog ugljikova dioksida tijekom proizvodnje. Kod većeg broja bušotina proizvodi se više CO₂, što rezultati i pokazuju, ali se trendovi znatno razlikuju od polja do polja, što znači da i drugi parametri značajno utječu na količinu recikliranog CO₂.



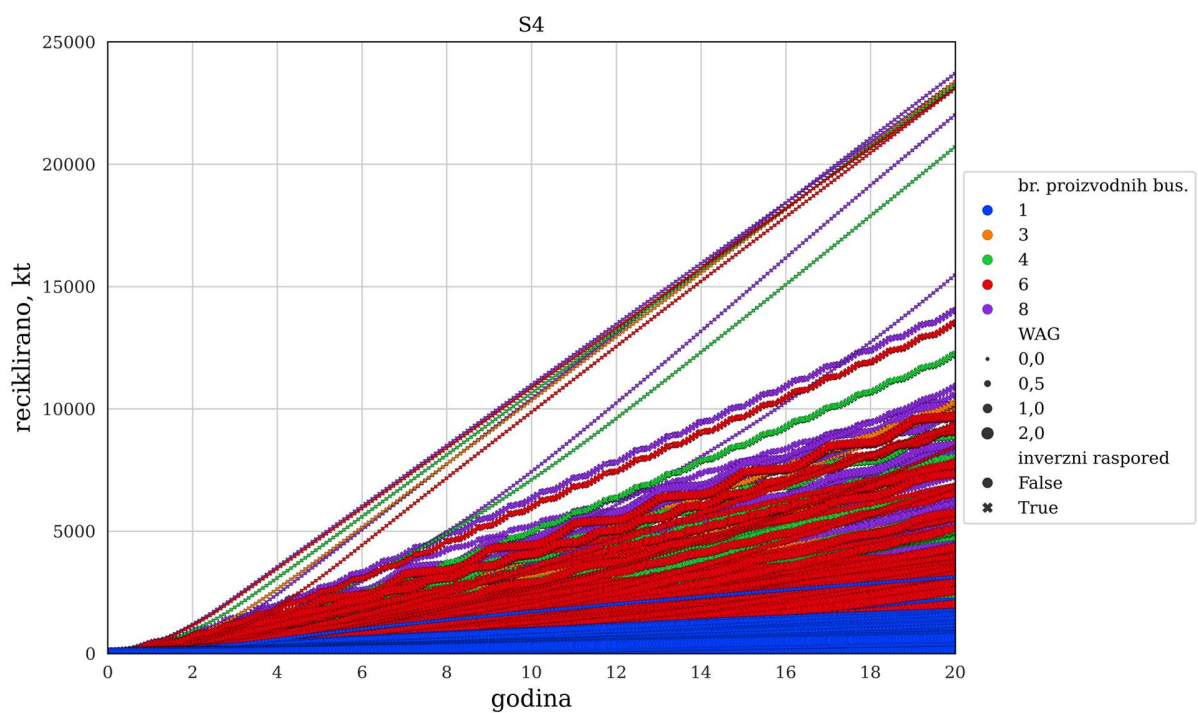
Slika 4-25 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje B5



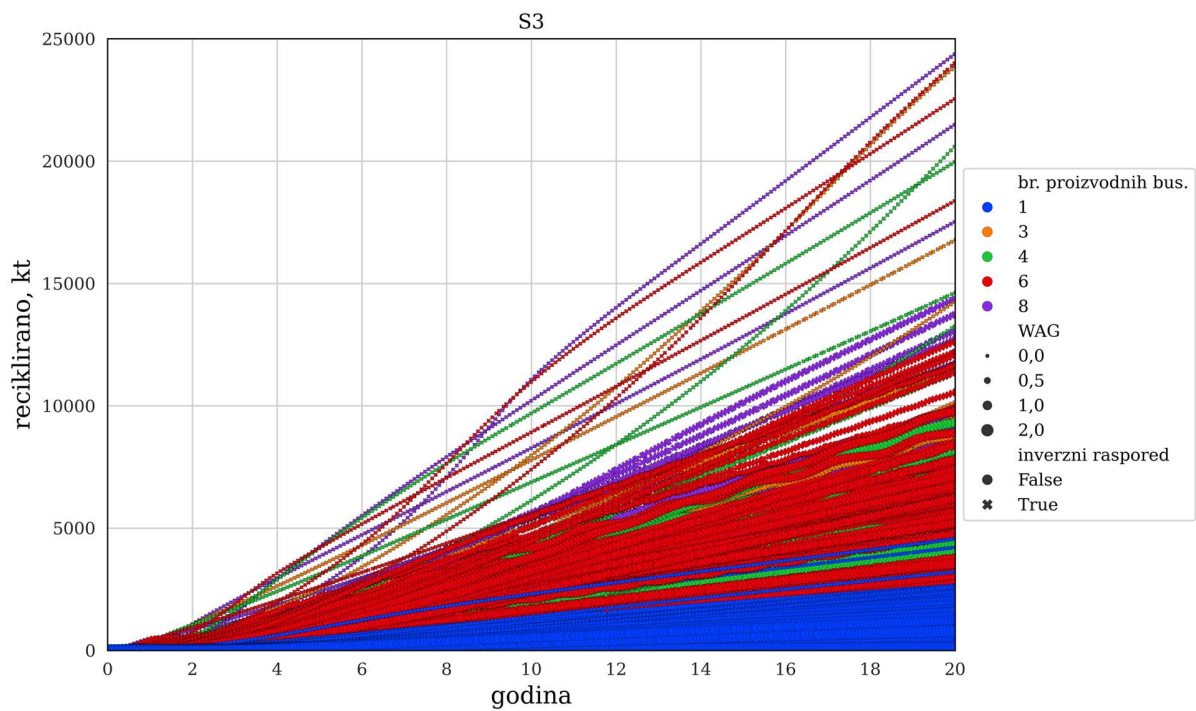
Slika 4-26 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje I01



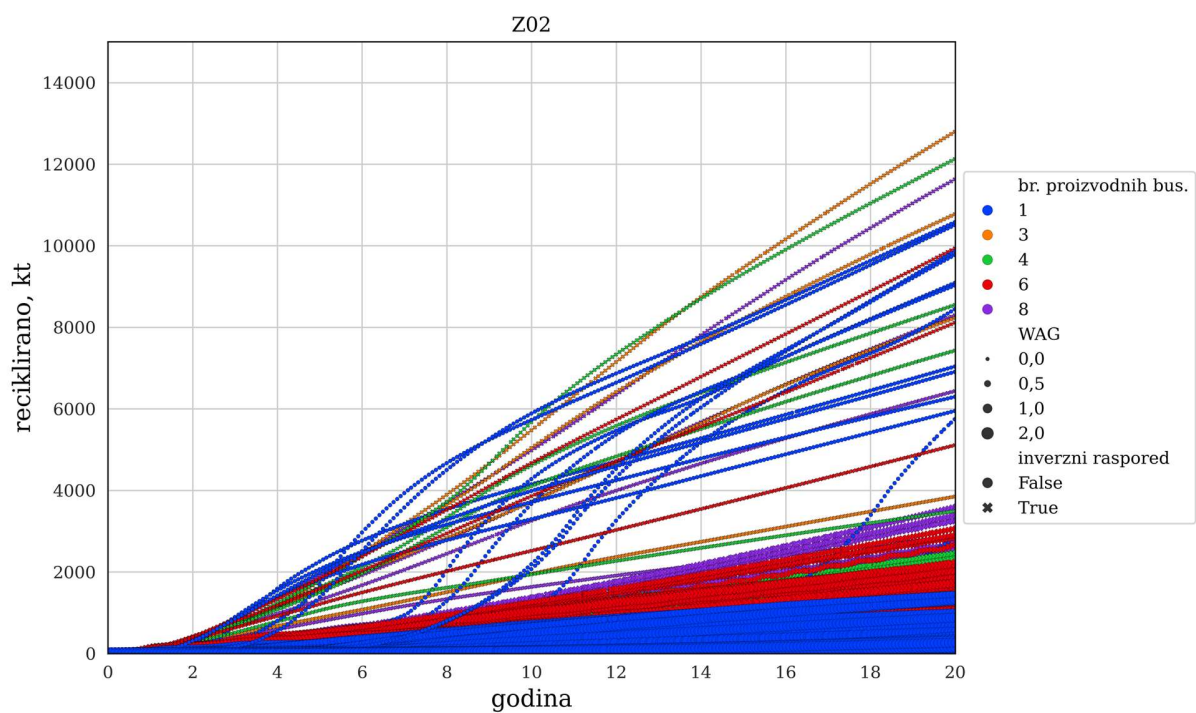
Slika 4-27 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje I1



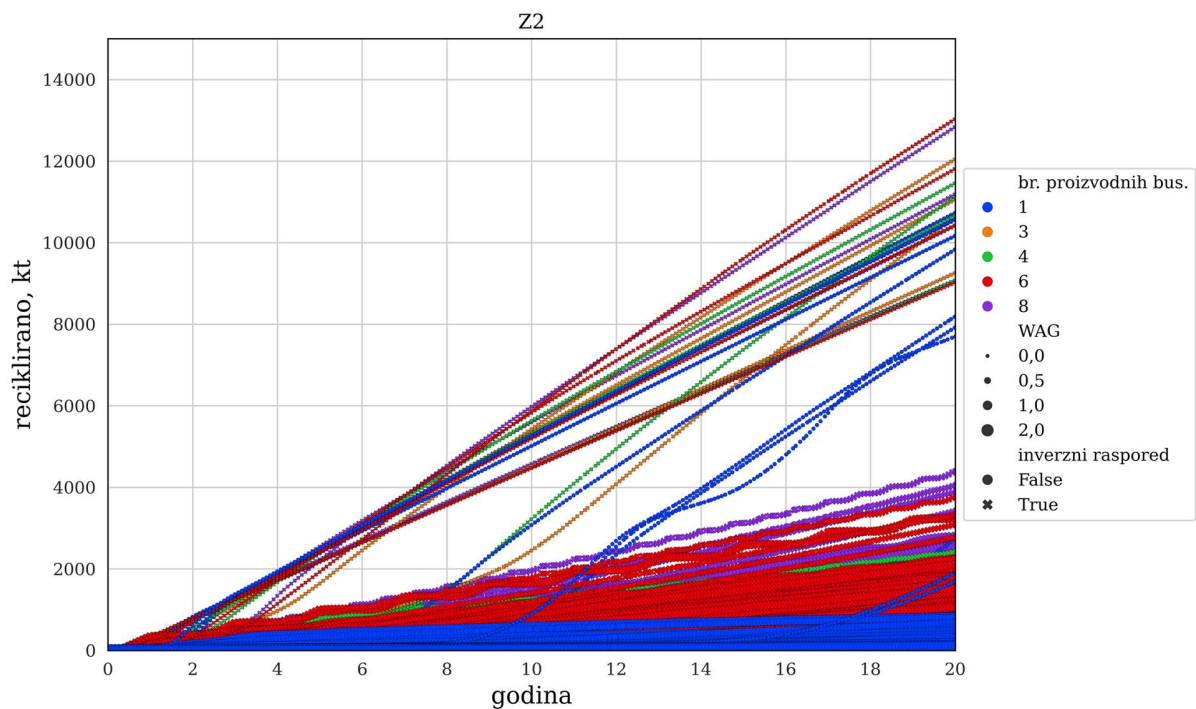
Slika 4-28 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje S4



Slika 4-29 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje S3



Slika 4-30 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje Z02



Slika 4-31 Reciklirani CO₂ u vremenu za naftno polje Z2

4.4.2.1 Uskladištivost – efikasnost skladištenja u CCUS scenarijima

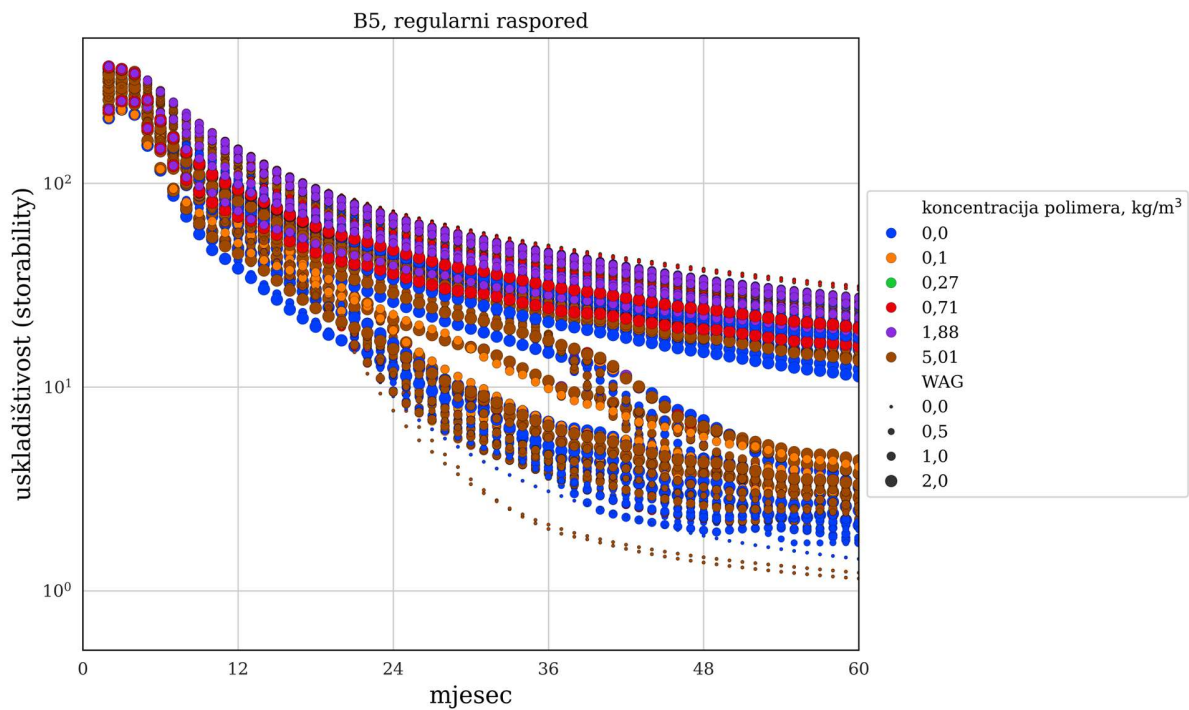
Za bolje kvantificiranje odnosa uskladištenja i recikliranog CO₂ već je ranije definiran pojam uskladištivosti (engl. *storability*):

$$\text{uskladištivost} = \frac{\text{retencija, kt}}{\text{proizvedeno CO}_2, \text{ kt}} \quad (4-8)$$

U konceptu CCUS, optimalni scenariji uključuju velike količine CO₂ dovedene „izvan sustava“, tj. od nekog emitera. Te potencijalno uskladištive količine smanjuju se kada na proizvodnim bušotinama dođe do prodora CO₂ jer se tada količina izvan sustava umanjuje za količinu koja će se reciklirati (pod pretpostavkom da se sav proizvedeni CO₂ ponovno utiskuje).

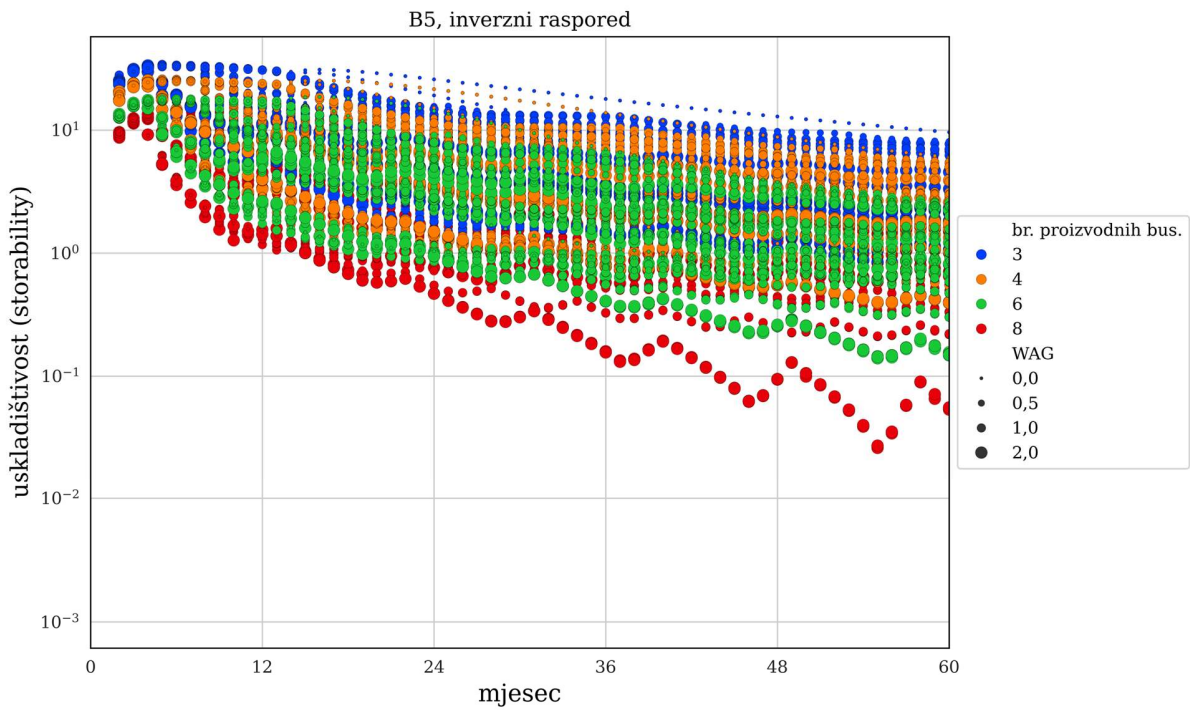
Uskladištivost može definirati potencijal uskladištenja do određenog trenutka utiskivanja uz istovremenu proizvodnju. Taj pojam govori također koliko se energije troši na uskladištenje, što može postati dobar pokazatelj isplativosti uskladištenja uz istovremenu proizvodnju ugljikovodika. Kod „čistog“ skladištenja (CCS scenariji, bez proizvodnje) taj je parametar beskonačno velik, dok mala uskladištivost, usprkos prihvatljivoj uskladištenosti, može indicirati neisplativost projekta utiskivanja i CCUS skladištenja.

Uskladištivost je prikazana (Slika 4-32 – Slika 4-45) uz podjelu na regularni i inverzni raspored utiskivanja. Vidljivo je kako u pogledu uskladištivosti postoje značajne razlike između regularnog i inverznog rasporeda utiskivanja. Regularni raspored, s jednom proizvodnom bušotinom, rezultira većom uskladištivosti s intenzivnijim trendom pada u vremenu. Na slikama s regularnim rasporedom utiskivanja vidljivo je kako veće koncentracije polimera uglavnom rezultiraju većim vrijednostima uskladištivosti. Također je primijećeno kako se uskladištivost u vremenu smanjuje zbog postupnog prodiranja CO₂ prema proizvodnim bušotinama. Kod regularnih rasporeda uočljivo je kako srednje vrijednosti koncentracije polimera i manji WAG omjeri daju veće uskladištivosti. Najmanja uskladištivost je u scenarijima s utiskivanjem čistog CO₂ (WAG i koncentracija polimera 0,0).

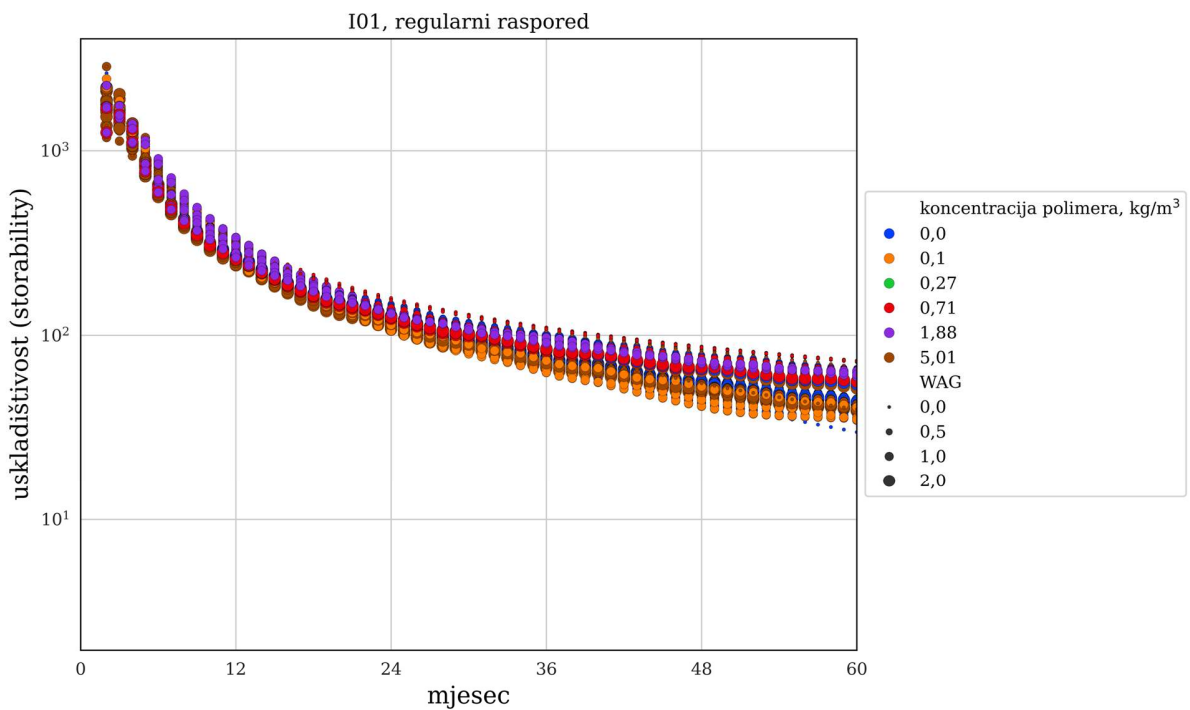


Slika 4-32 Uskladištivost u vremenu naftnog polja B5 s regularnim rasporedom utiskivanja

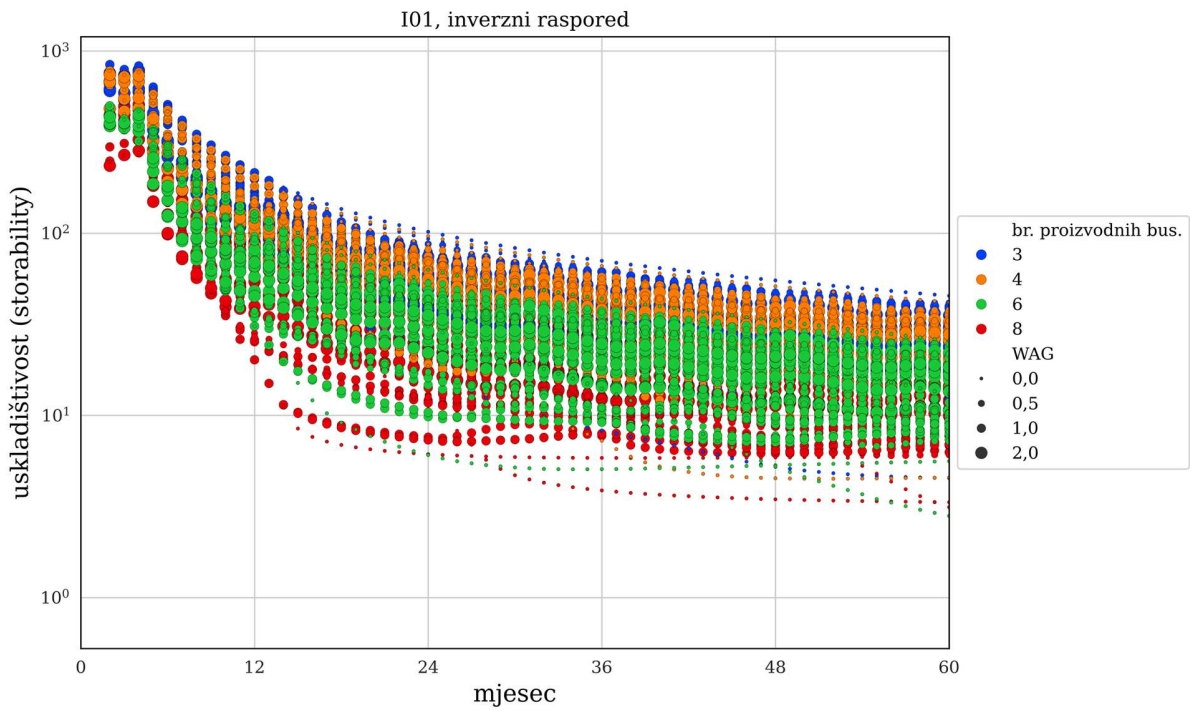
Može se uočiti i kako manji broj bušotina daje veću vrijednost uskladištivosti, osim u slučaju naftnog polja I01.



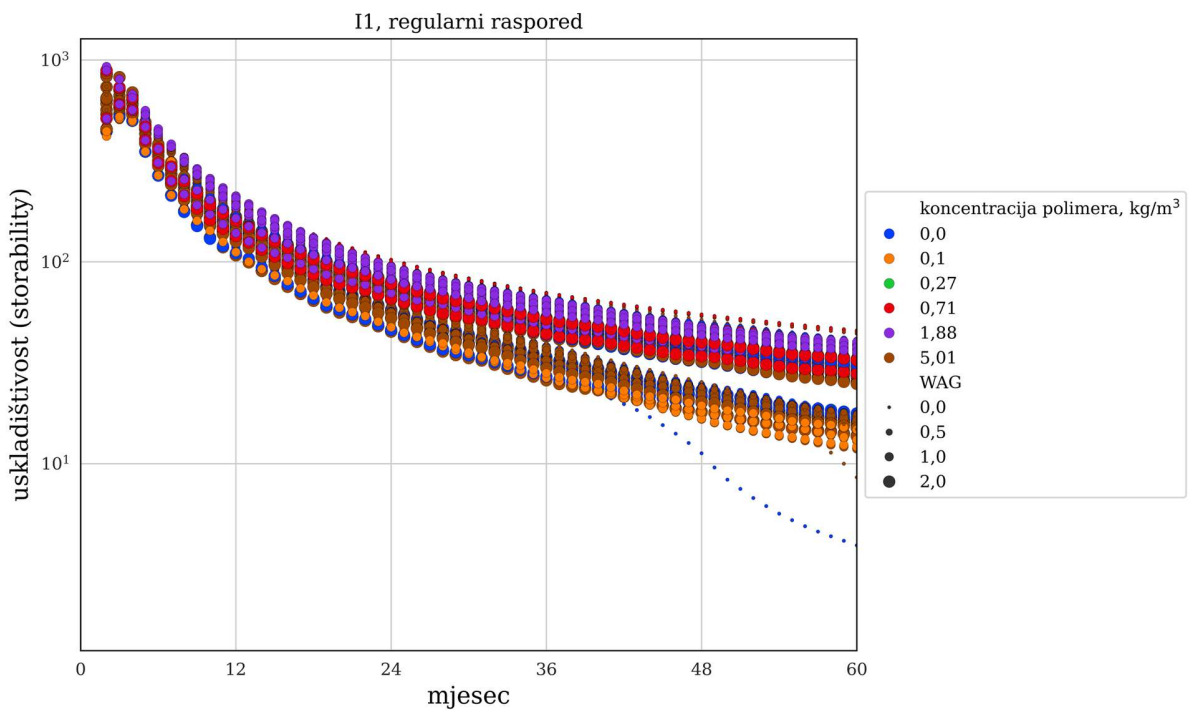
Slika 4-33 Uskladištivost u vremenu naftnog polja B5 s inverznim rasporedom utiskivanja



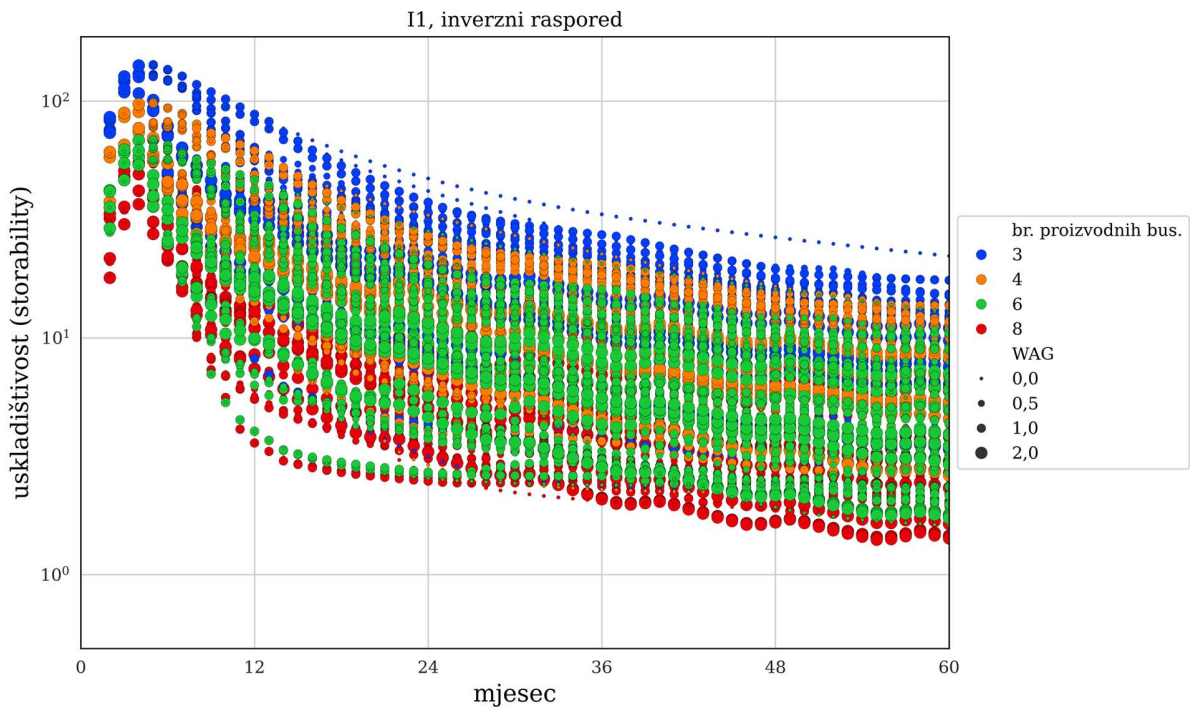
Slika 4-34 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I01 s regularnim rasporedom utiskivanja



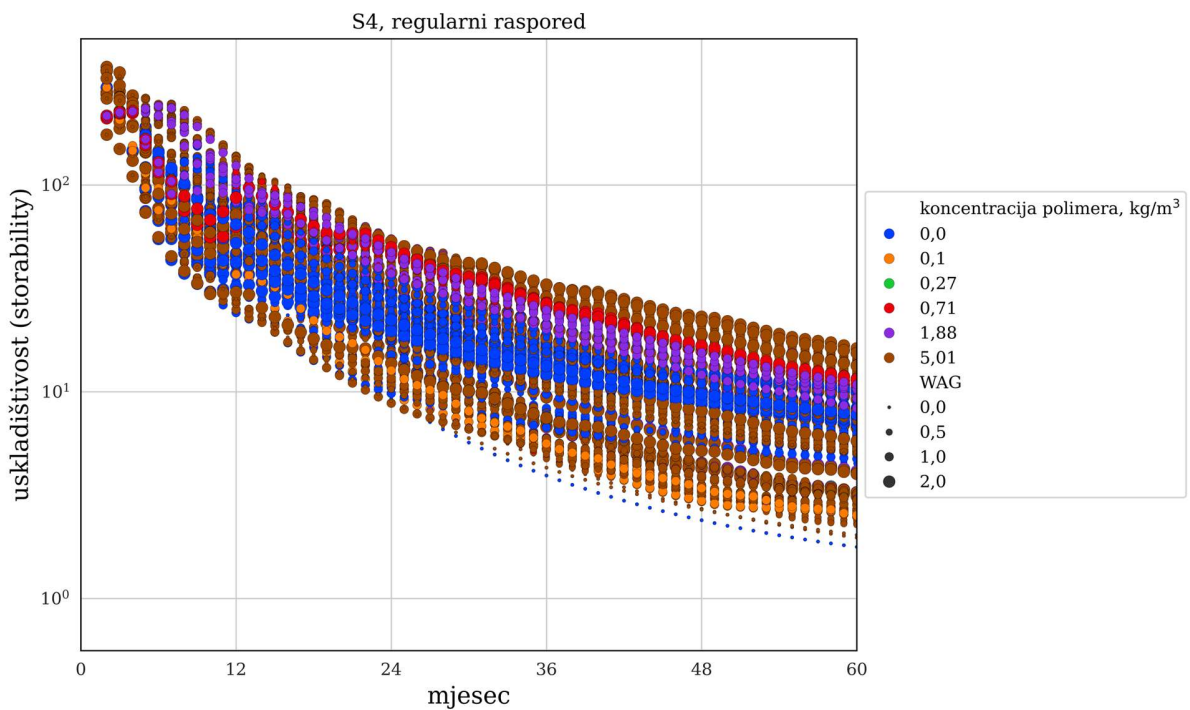
Slika 4-35 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I01 s inverznim rasporedom utiskivanja



Slika 4-36 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I1 s regularnim rasporedom utiskivanja

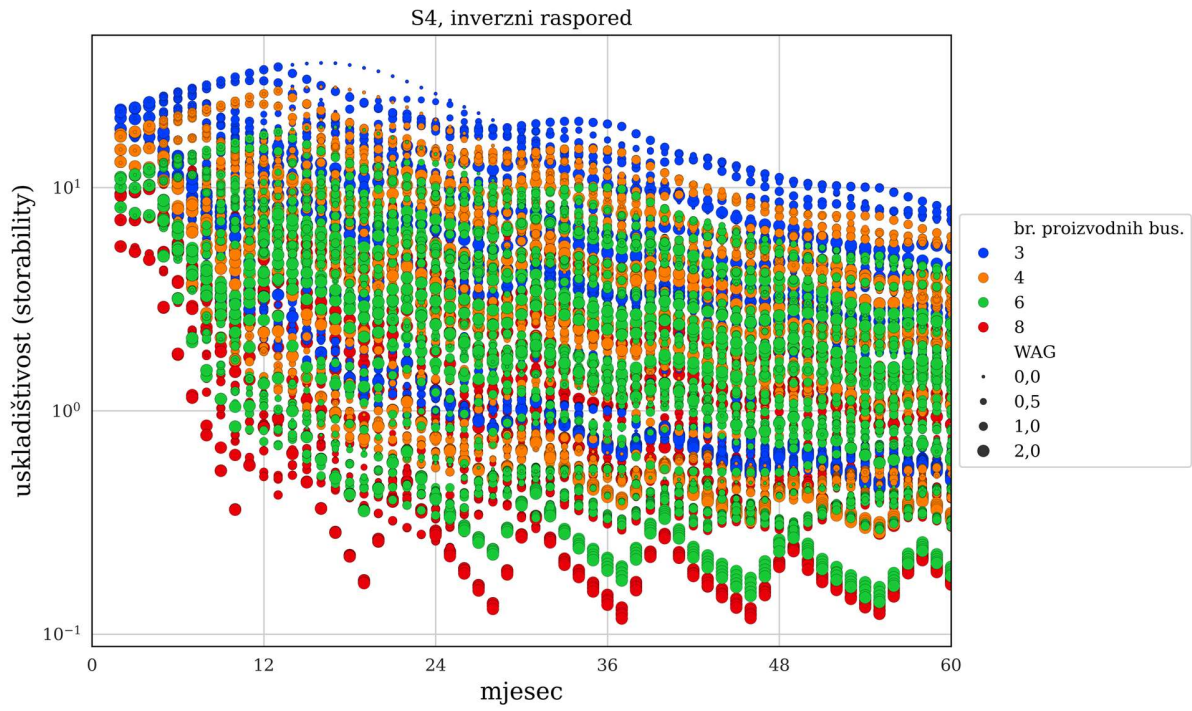


Slika 4-37 Uskladištivost u vremenu naftnog polja I1 s inverznim rasporedom utiskivanja

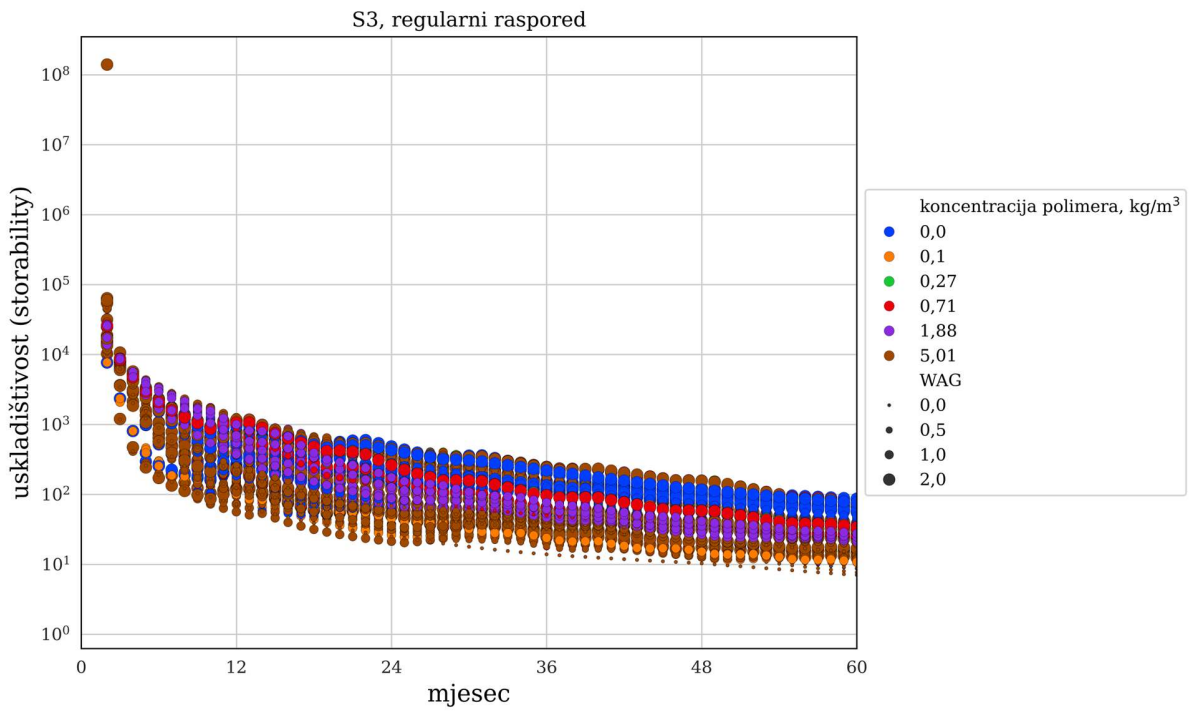


Slika 4-38 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S4 s regularnim rasporedom utiskivanja

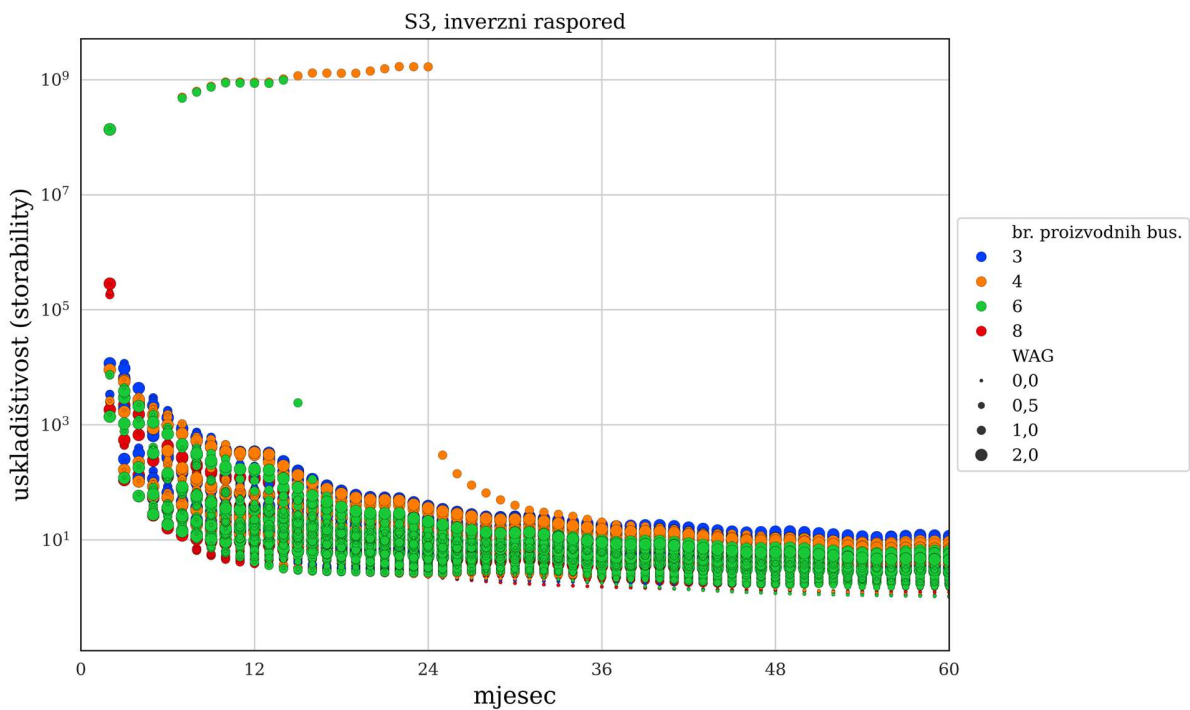
Inverzni raspored za naftno polje S4 daje iznimno male vrijednosti uskladištivosti, dok se kod naftnog polja S3 uočavaju anomalije (neobjašnjivo velike vrijednosti) kod inverznog rasporeda.



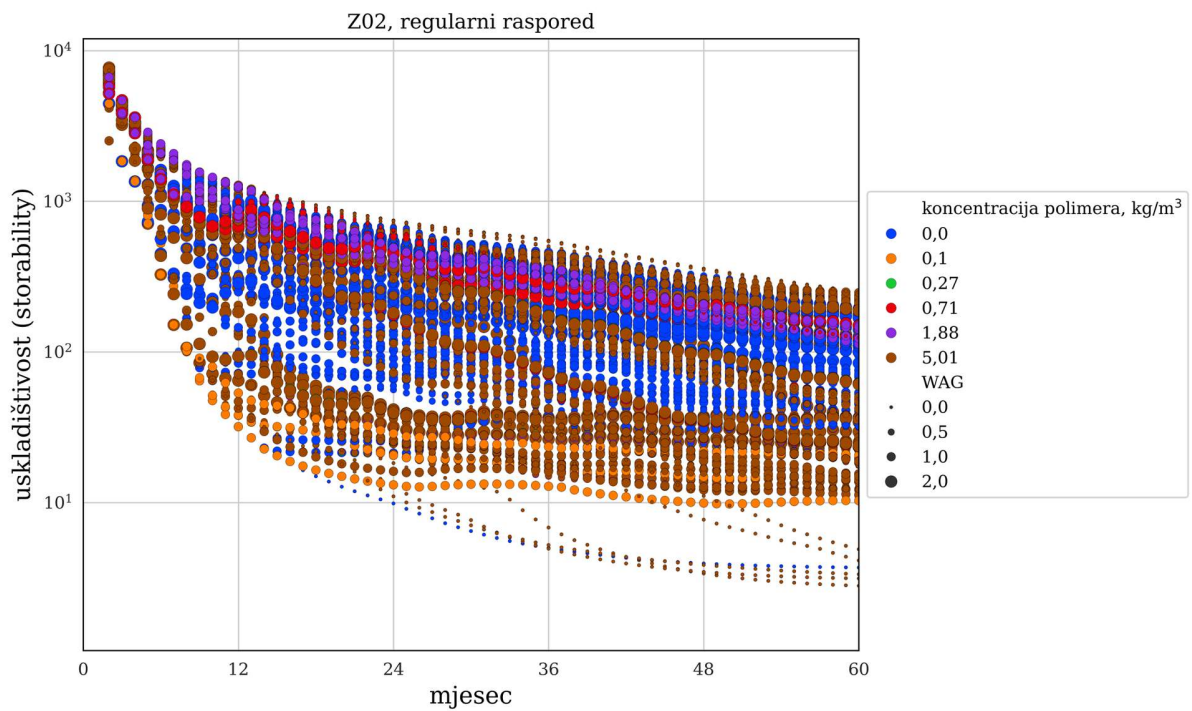
Slika 4-39 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S4 s inverznim rasporedom utiskivanja



Slika 4-40 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S3 s regularnim rasporedom utiskivanja

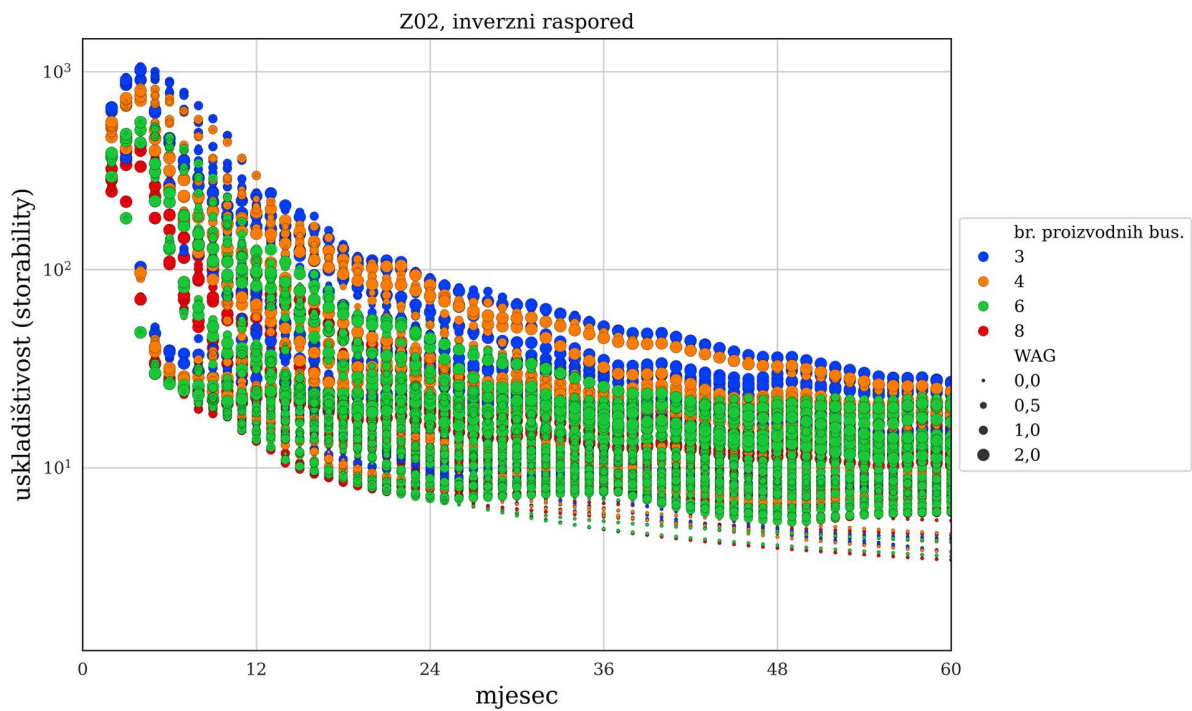


Slika 4-41 Uskladištivost u vremenu naftnog polja S3 s inverznim rasporedom utiskivanja

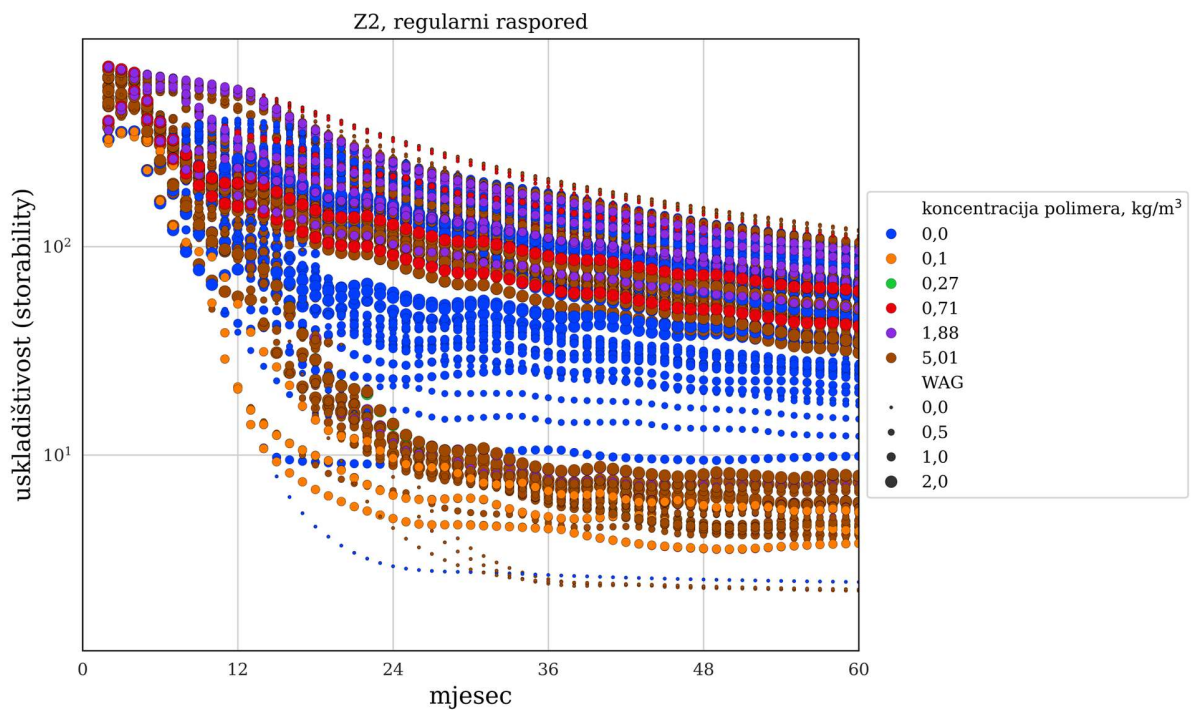


Slika 4-42 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z02 s regularnim rasporedom utiskivanja

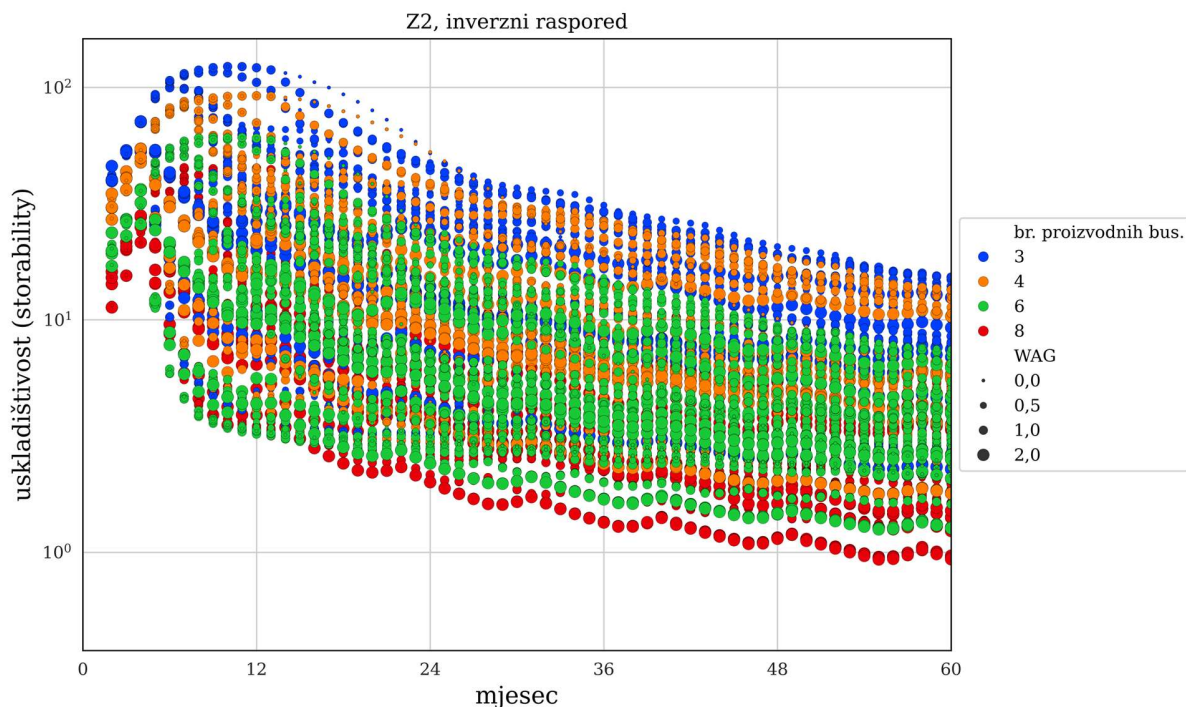
U scenarijima Z02 za inverzni raspored utiskivanja uočljiv je početni porast uskladištivosti, nakon kojeg slijedi pad. Takav trend nije vidljiv u scenarijima Z2, koji podrazumijevaju primjenu EOR-a.



Slika 4-43 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z02 s inverznim rasporedom utiskivanja



Slika 4-44 Uskladištivost u vremenu naftnog polja Z2 s regularnim rasporedom utiskivanja



Slika 4-45 Usklađivost u vremenu naftnog polja Z2 s inverznim rasporedom utiskivanja

4.4.3 *Proizvodnja nafte uz istodobno skladištenje CO₂*

Za razmatranje proizvodnje nafte, potrebno je uvesti više pojmova vezanih uz iscrpak: **Iskrpak** u primarnoj i sekundarnoj fazi proizvodnje, na temelju procijenjenih početnih geoloških rezervi, tj. ukupnog volumena otkrivene nafte (engl. *Original Oil in Place*, OOIP). Iscrpak je kroz cijeli vijek ležišta definiran kao omjer kumulativne proizvodnje nafte (N_p , engl. *Field Oil Production Total*, FOPT) od početka rada ležišta (sm^3) i OOIP:

$$\text{iscrpak} = \frac{N_p}{N} = \frac{\text{FOPT}}{\text{OOIP}} \quad (4-9)$$

Dodatni iscrpak (engl. *Additional Recovery*, AR) se definira kao razlika preostalih rezervi na početku CO₂-EOR utiskivanja (OIP_i) i rezervi u nekom trenutku nakon početka CO₂-EOR utiskivanja (OIP_t). Na taj su način oba parametra fiksirana na procjenu OOIP-a te je reinterpretacijom ležišta moguće lako korigirati sve vrijednosti. Dodatni iscrpak u biti predstavlja volumen proizvedene nafte u tercijarnoj fazi proizvodnje (CO₂-EOR):

$$\text{dodatni iscrpak} = \text{AR} = \text{OIP}_i - \text{OIP}_t \text{ (sm}^3\text{)} \quad (4-10)$$

Gledajući postotno (tj. kao udio), dodatni iscrpak može se izraziti kao:

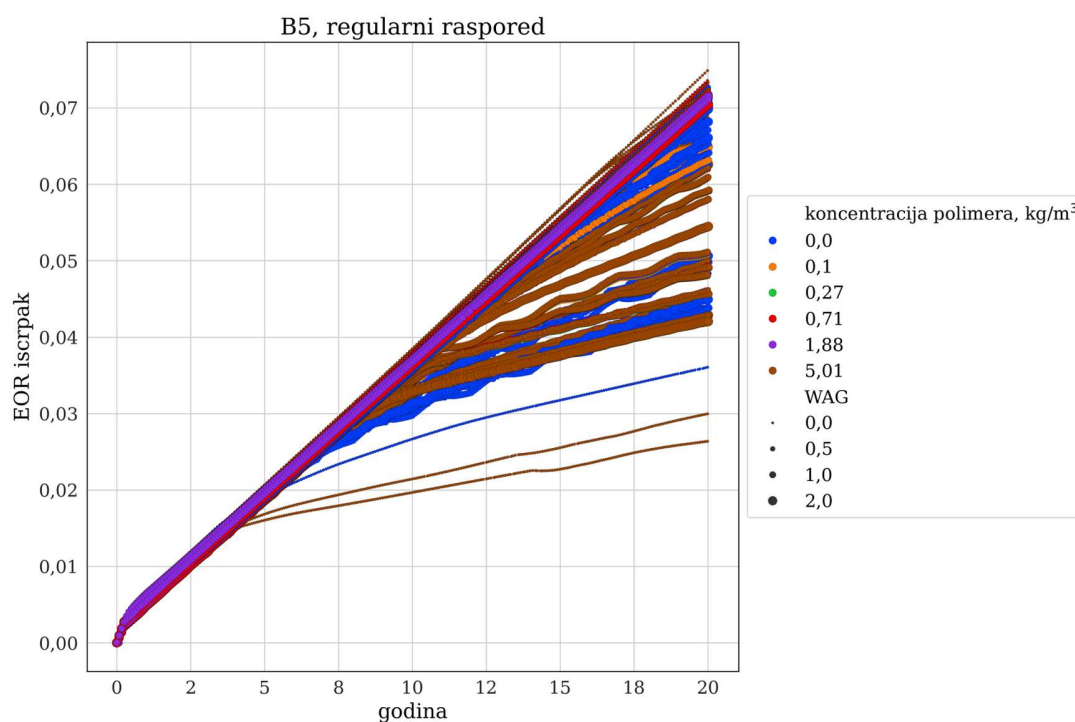
$$\text{dodatni iscrpak (\%)} = \frac{AR}{OOIP} \cdot 100 \quad (4-11)$$

EOR iscrpak je omjer dodatnog iscrpka (AR) i rezervi neposredno prije početka tercijarne proizvodnje (OIP_i):

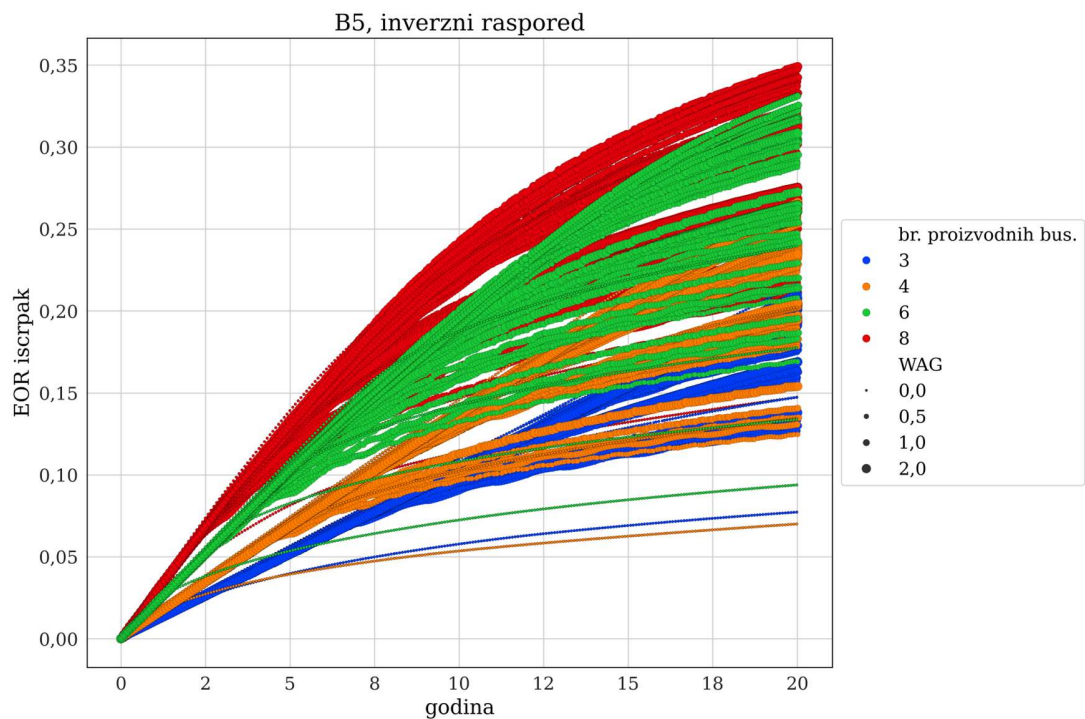
$$\text{EOR iscrpak} = \frac{AR}{OI_i} \quad (4-12)$$

Generalno gledajući, EOR iscrpak povezan je s brojem proizvodnih bušotina i to na obrnut način od situacije kod koje je cilj isključivo uskladištenje (zanemaruje se ekonomičnost utiskivanja). Najveći potencijalni EOR iscrpak pokazuju naftna polja B5 i I1, a najmanji naftna polja Z2 i S4 (Slika 4-46 – Slika 4-58).

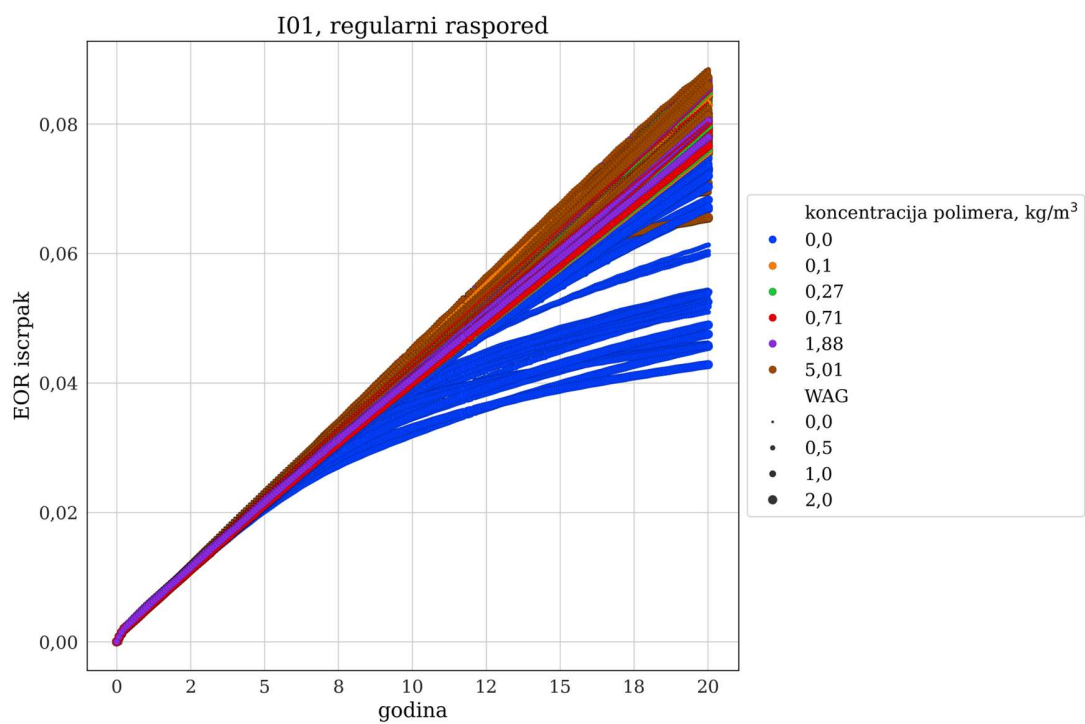
WAG omjeri djeluju različito, ovisno o drugim svojstvima ležišta. U dosta slučajeva (I01, I1, S3, S4, Z02) veći WAG rezultira manjim EOR iscrpkom, bez obzira na broj bušotina, njihov raspored i koncentraciju polimera.



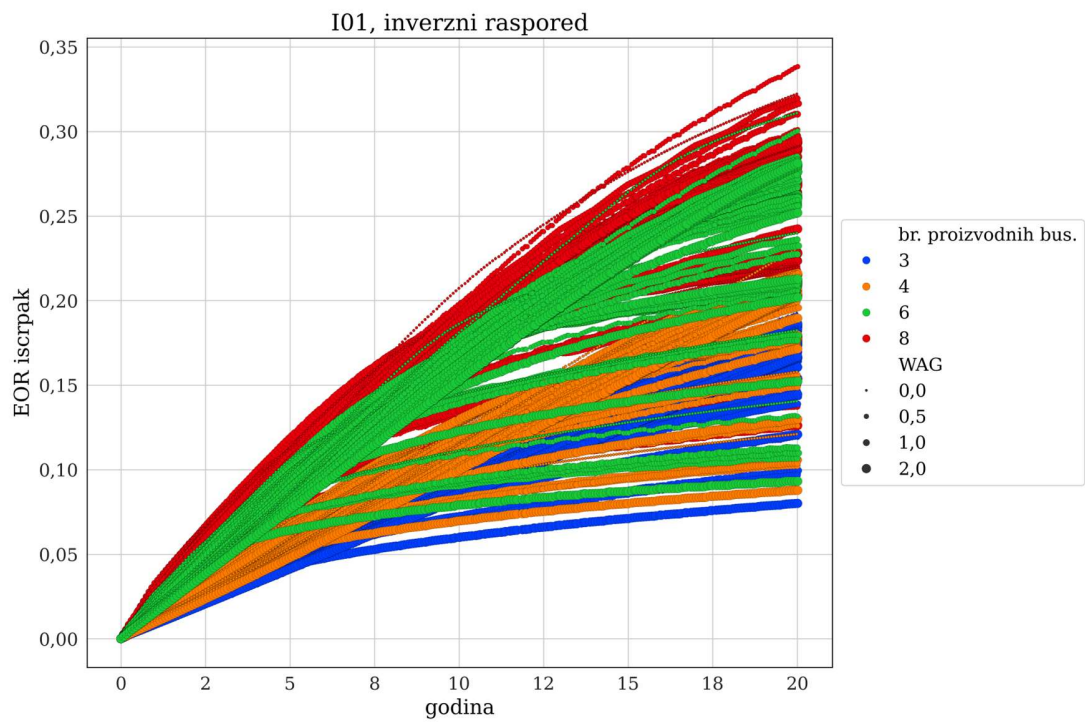
Slika 4-46 EOR iscrpak naftnog polja B5 s regularnim rasporedom utiskivanja



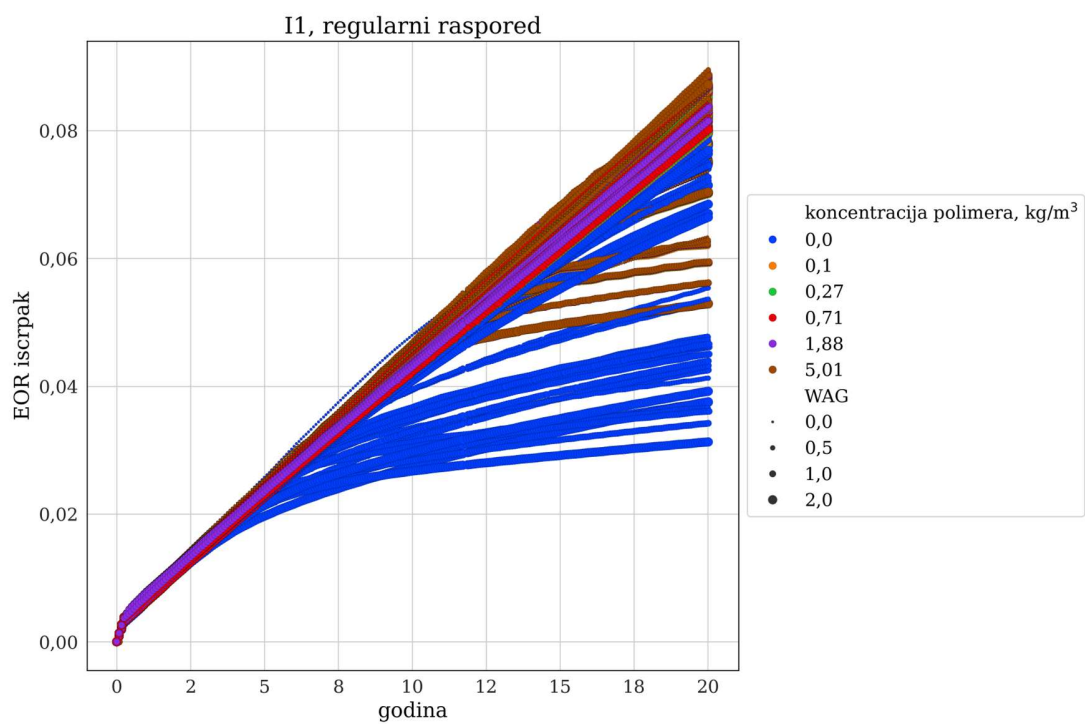
Slika 4-47 EOR iscrpak naftnog polja B5 s inverznim rasporedom utiskivanja



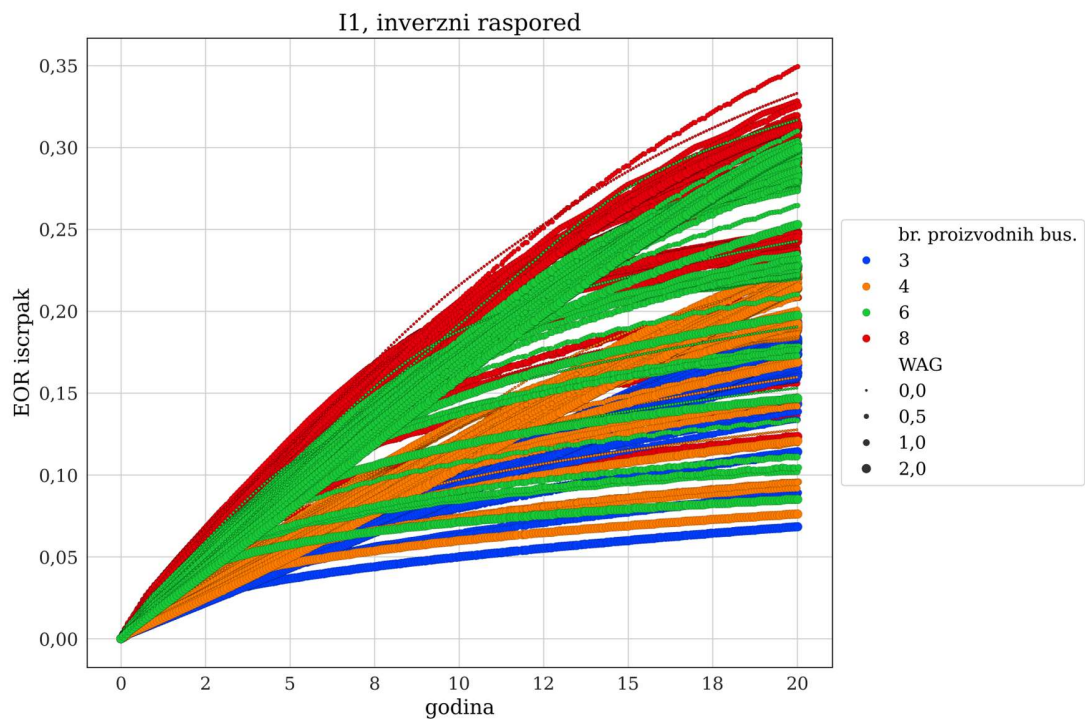
Slika 4-48 EOR iscrpak naftnog polja I01 s regularnim rasporedom utiskivanja



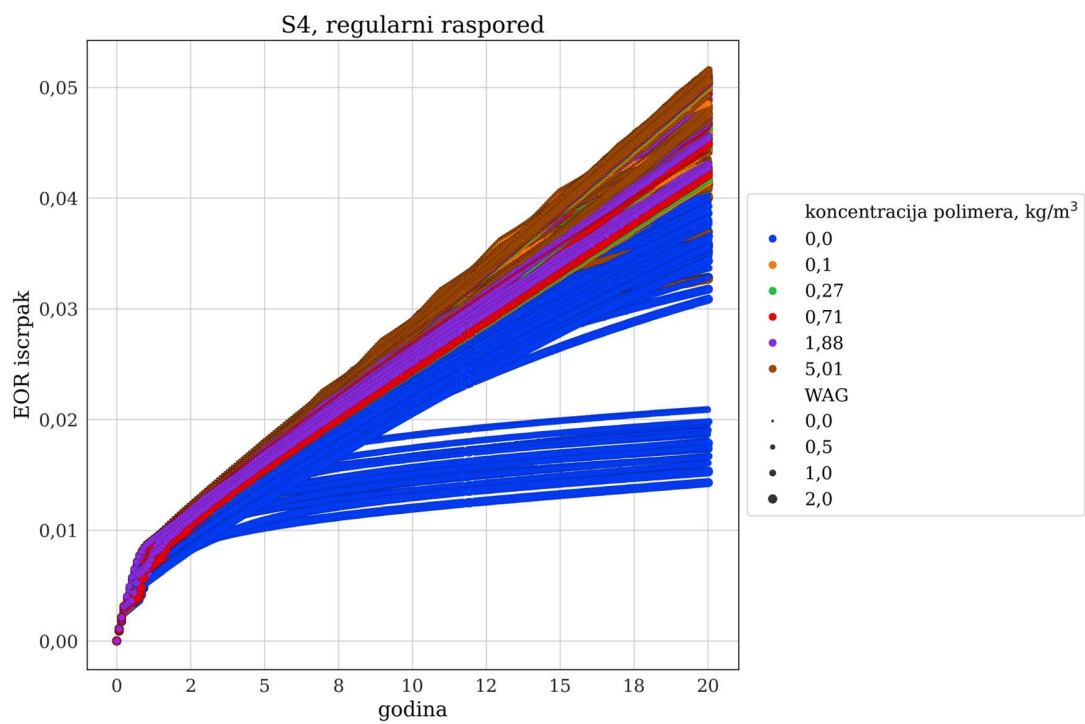
Slika 4-49 EOR iscrpak naftnog polja I01 s inverznim rasporedom utiskivanja



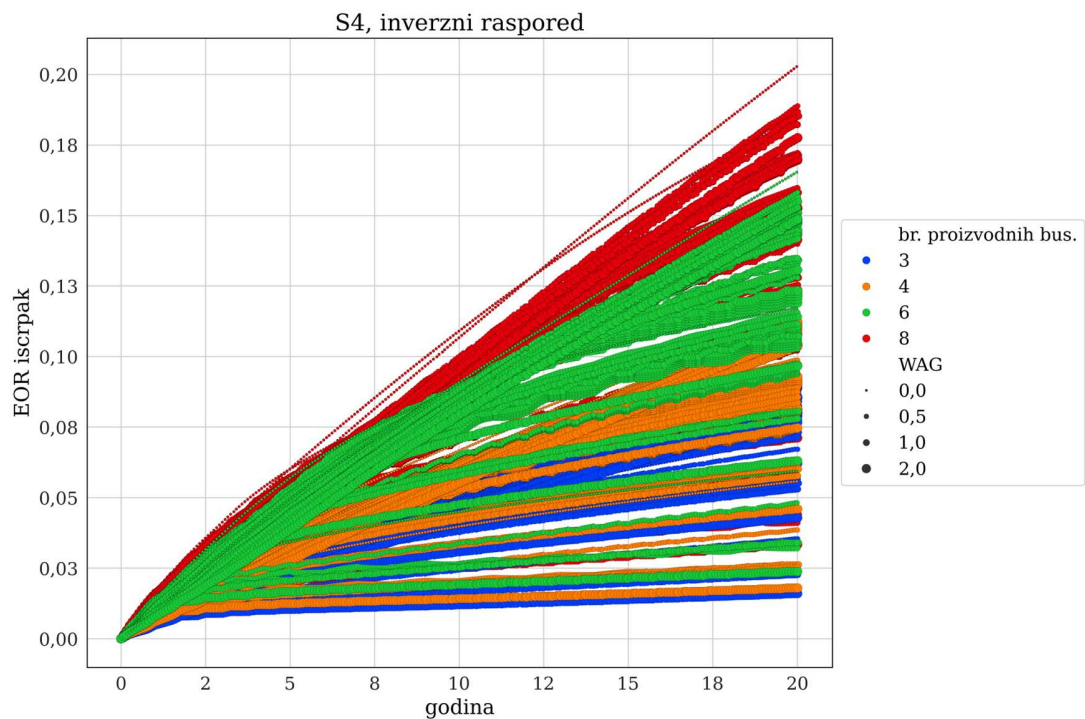
Slika 4-50 EOR iscrpak naftnog polja I1 s regularnim rasporedom utiskivanja



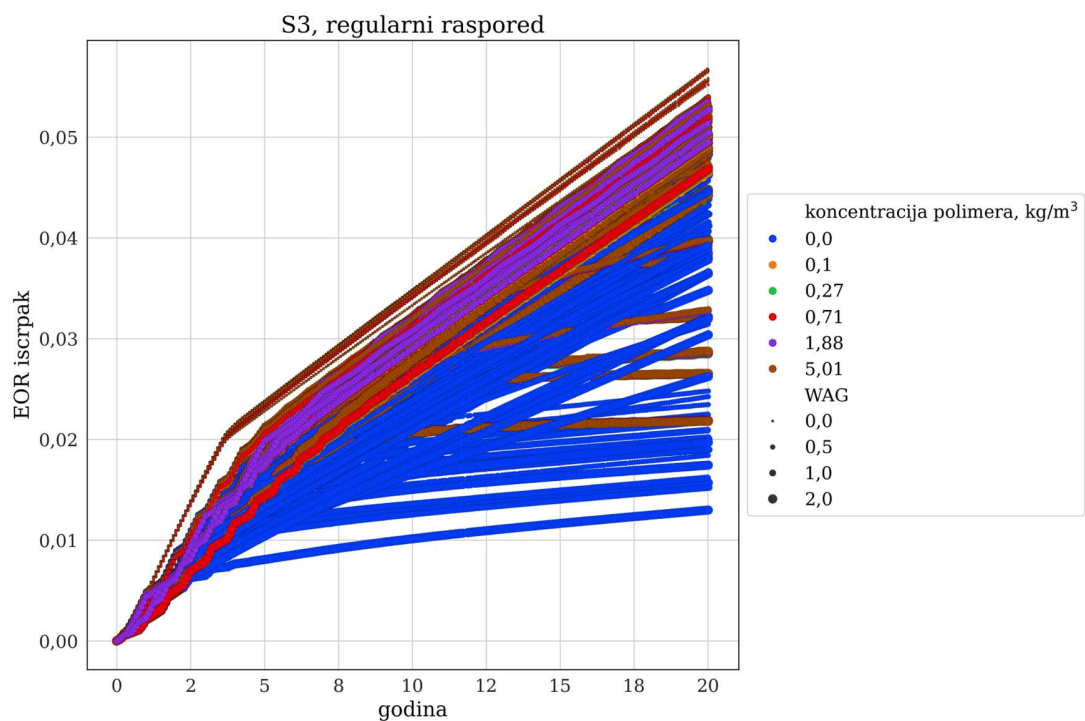
Slika 4-51 EOR iscrpak naftnog polja I1 s inverznim rasporedom utiskivanja



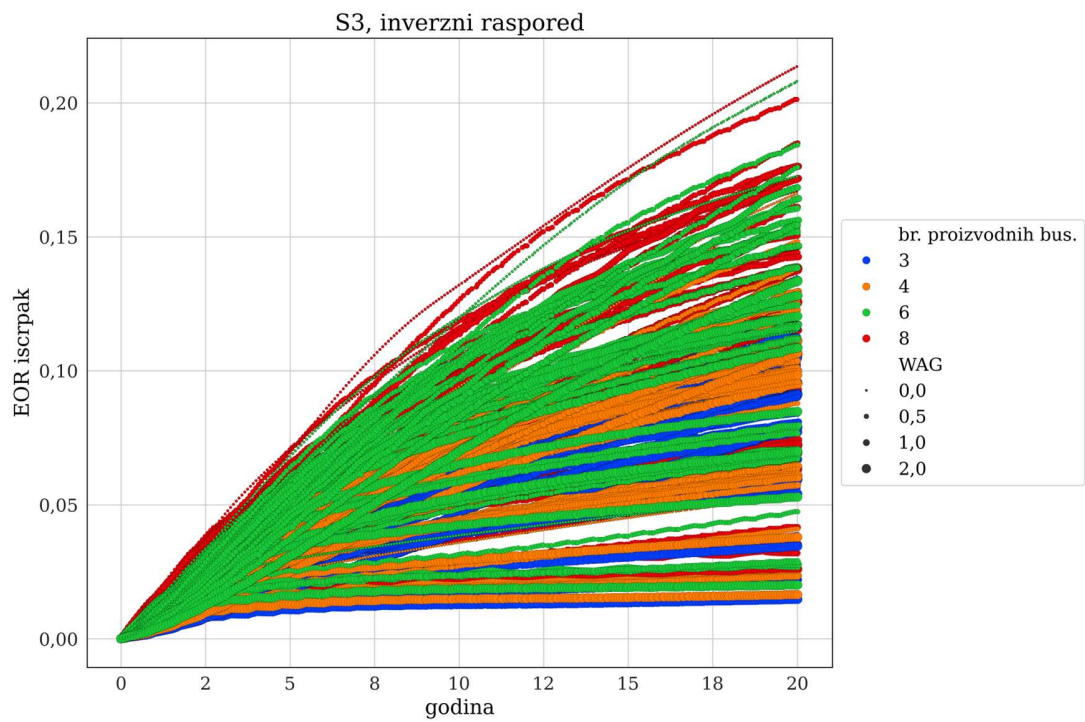
Slika 4-52 EOR iscrpak naftnog polja S4 s regularnim rasporedom utiskivanja



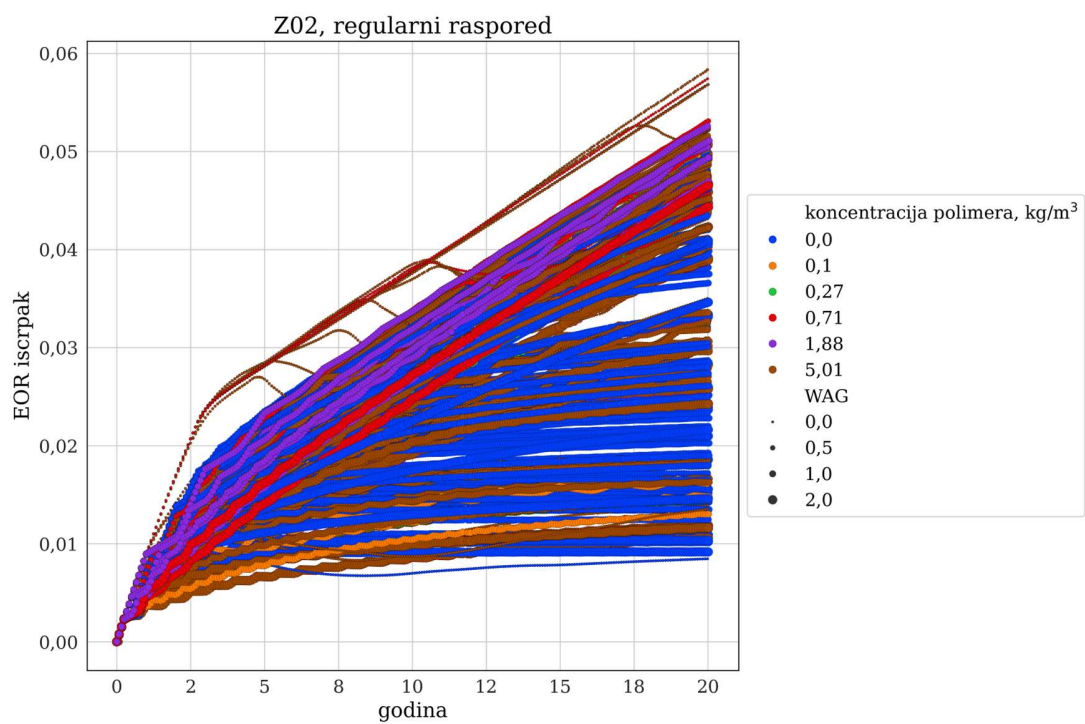
Slika 4-53 EOR iscrpak naftnog polja S4 s inverznim rasporedom utiskivanja



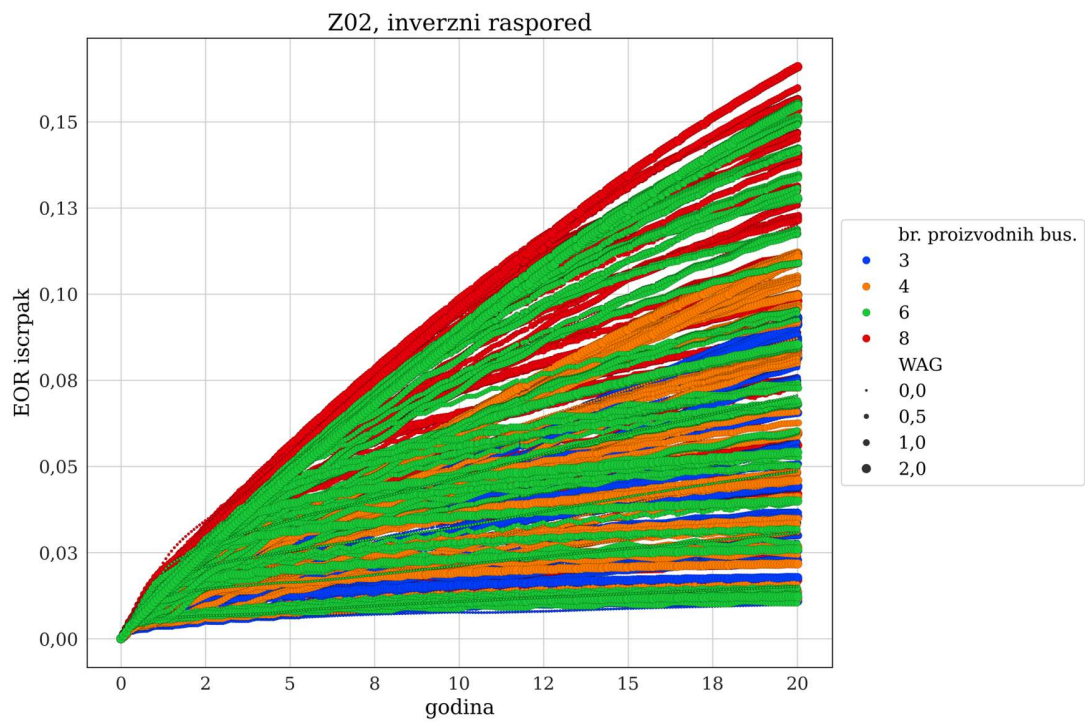
Slika 4-54 EOR iscrpak naftnog polja S3 s regularnim rasporedom utiskivanja



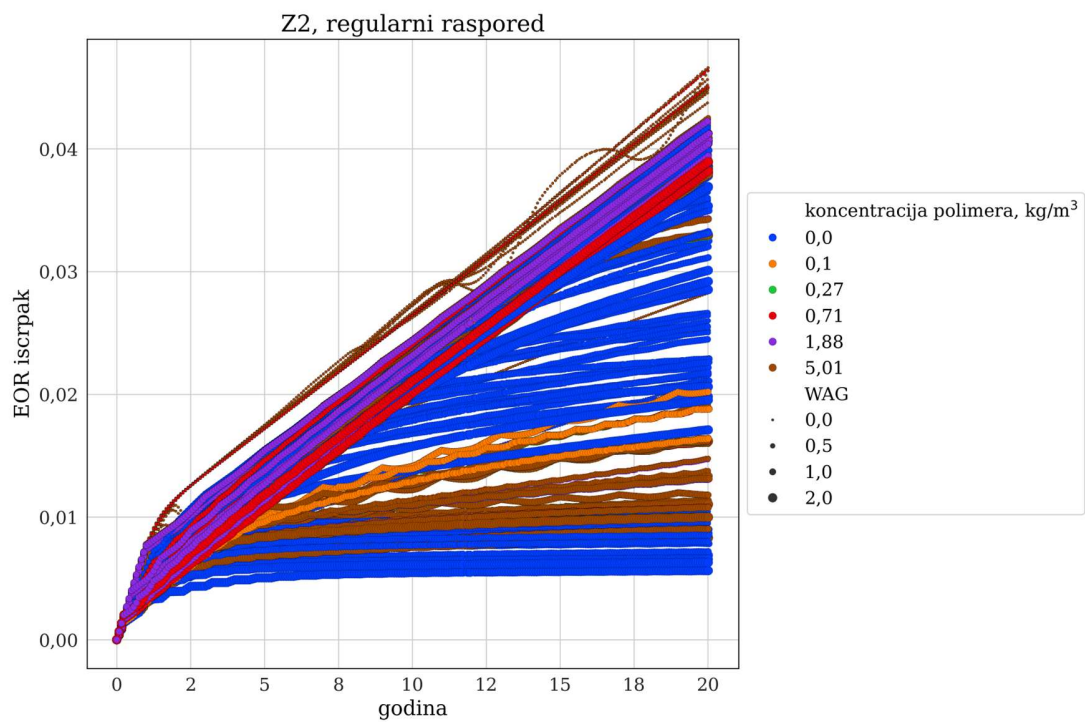
Slika 4-55 EOR iscrpak naftnog polja S3 s inverznim rasporedom utiskivanja



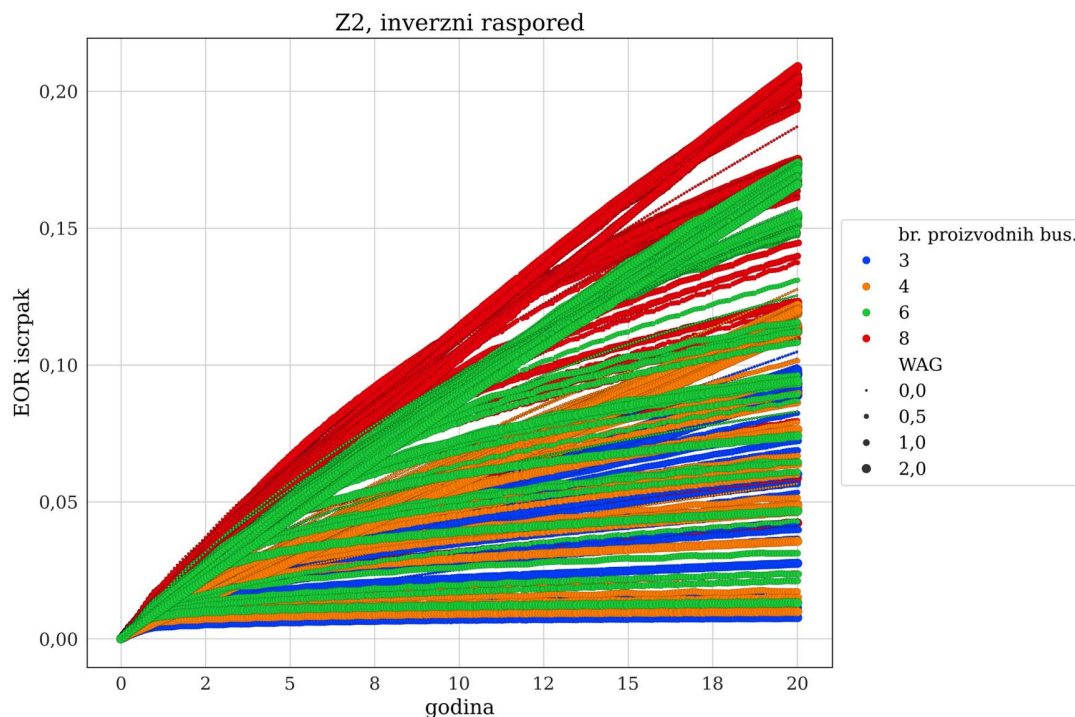
Slika 4-56 EOR iscrpak naftnog polja Z02 s regularnim rasporedom utiskivanja



Slika 4-57 EOR iscrpak naftnog polja Z02 s inverznim rasporedom utiskivanja



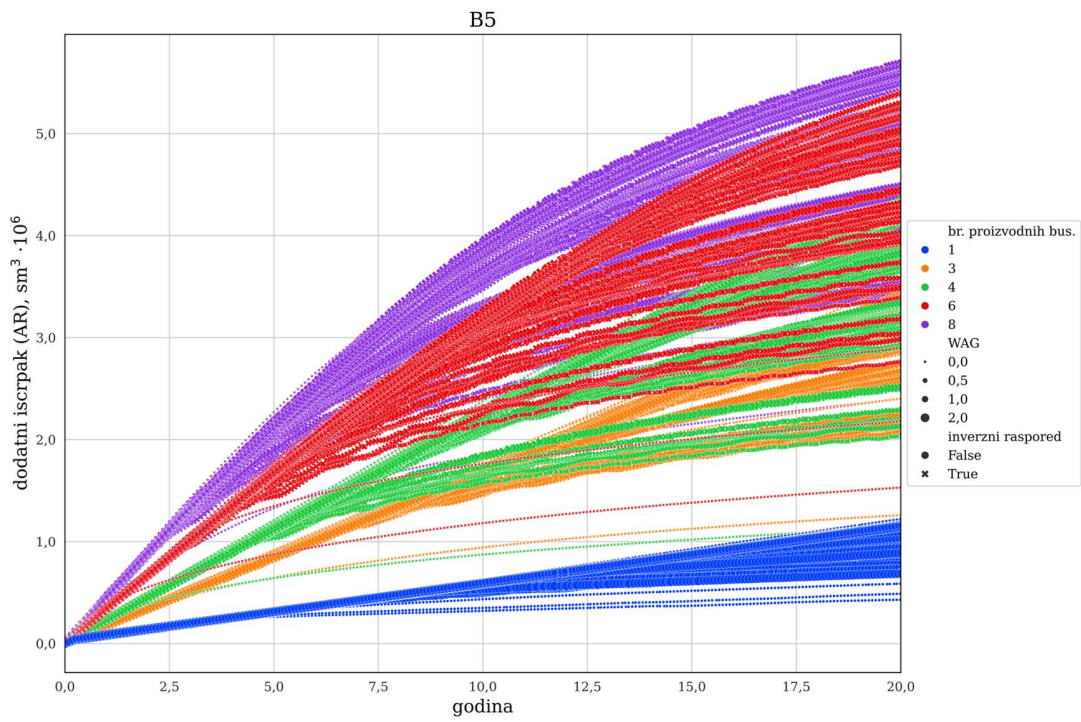
Slika 4-58 EOR iscrpak naftnog polja Z2 s regularnim rasporedom utiskivanja



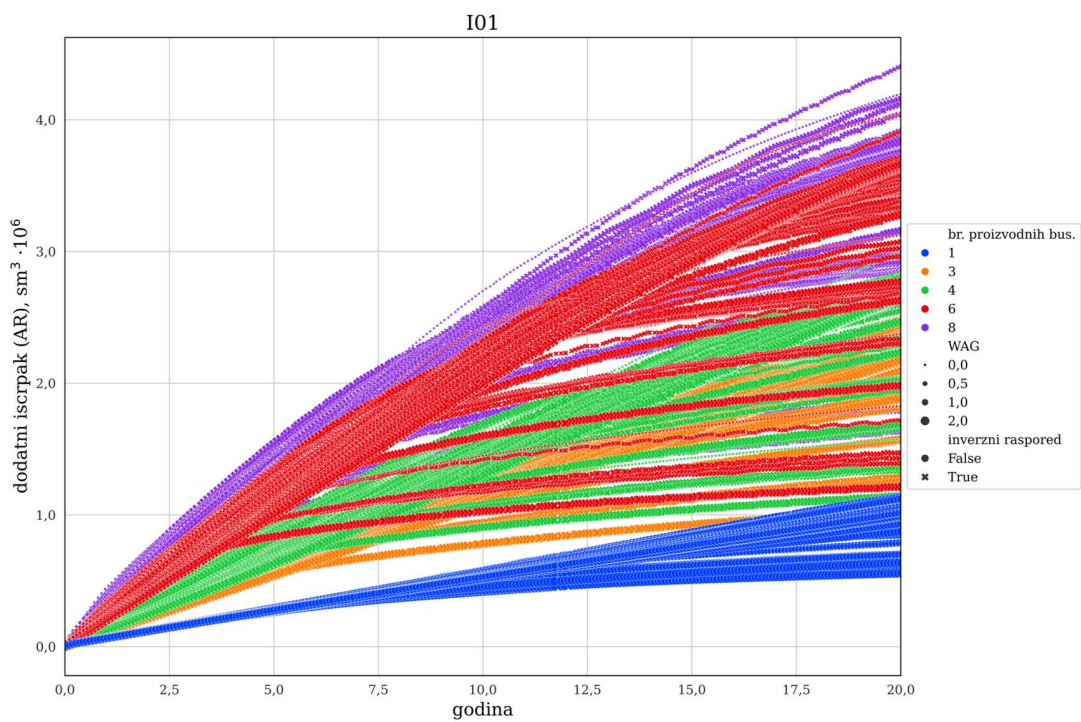
Slika 4-59 EOR iscrpak naftnog polja Z2 s inverznim rasporedom utiskivanja

EOR iscrpak je dobar parametar za usporedbe u kontekstu CCUS-a. U smislu ekonomike i profita od proizvodnje nafte, EOR iscrpak može biti varljiv. Dodatni iscrpak otkriva kolike apsolutne količine može dati pojedino polje i u tom se smislu rangiranje ležišta mijenja (Slika 4-60 – Slika 4-66).

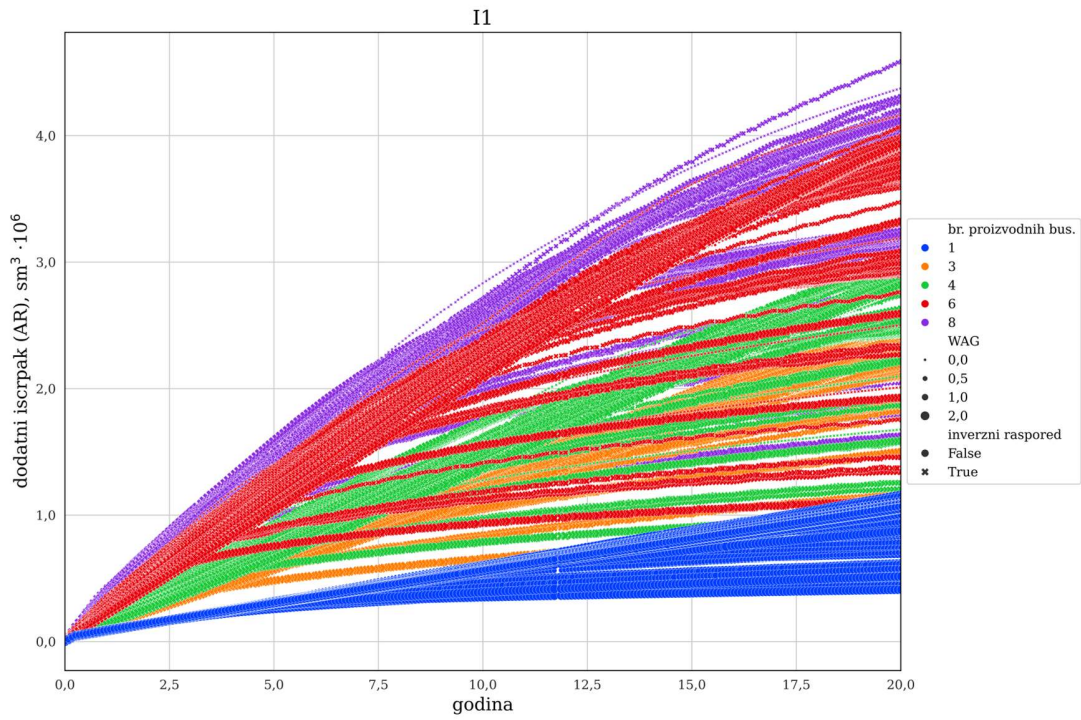
Također, stupanj iscrpljenosti pojedinih naftnih polja utječe na ukupnu isplativost izgradnje sustava za utiskivanje (kao i izdvajanje) CO₂. U slučaju malog iscrpka u trenutku kada se razmatralo utiskivanje, a jednakog potencijalnog dodatnog iscrpka, za očekivati je da je manje vjerojatno razmatranje primjene CO₂-EOR metode.



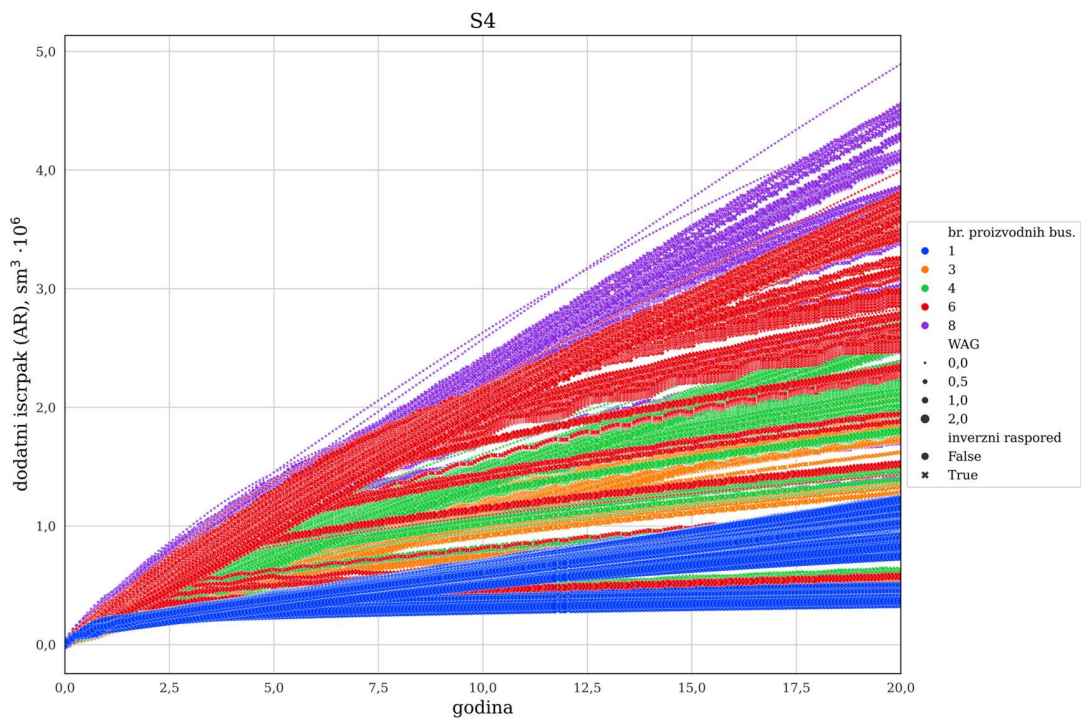
Slika 4-60 Dodatni iscrpak naftnog polja B5



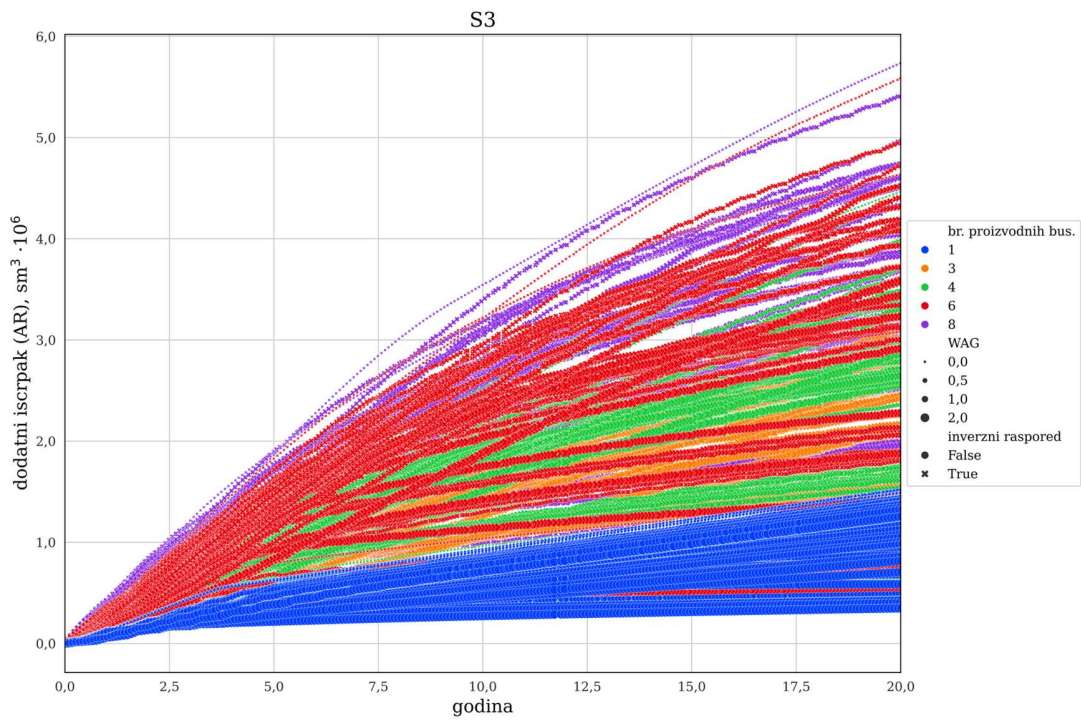
Slika 4-61 Dodatni iscrpak naftnog polja I01



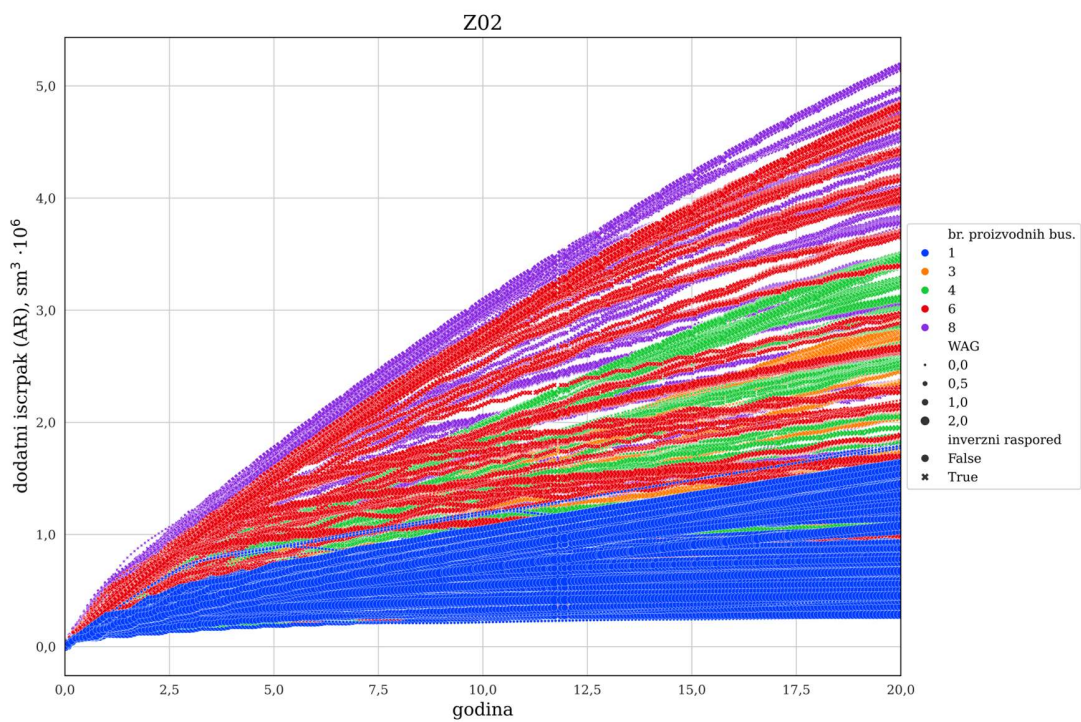
Slika 4-62 Dodatni iscrpak naftnog polja I1



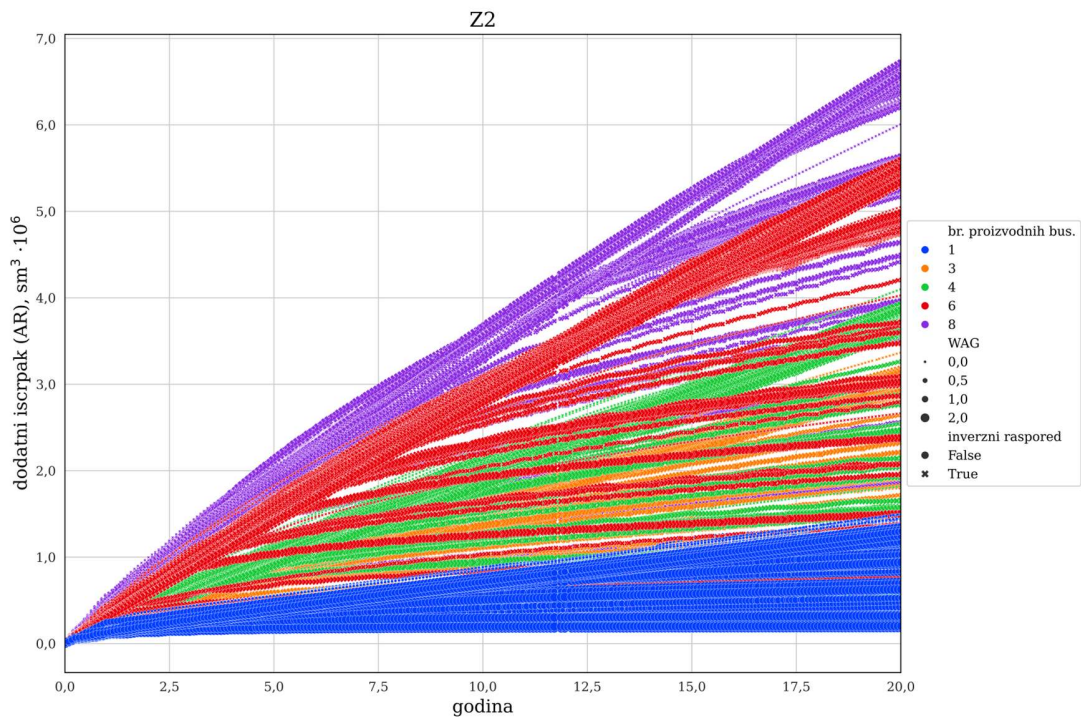
Slika 4-63 Dodatni iscrpak naftnog polja S4



Slika 4-64 Dodatni iscrpak naftnog polja S3



Slika 4-65 Dodatni iscrpak naftnog polja Z02



Slika 4-66 Dodatni iscrpak naftnog polja Z2

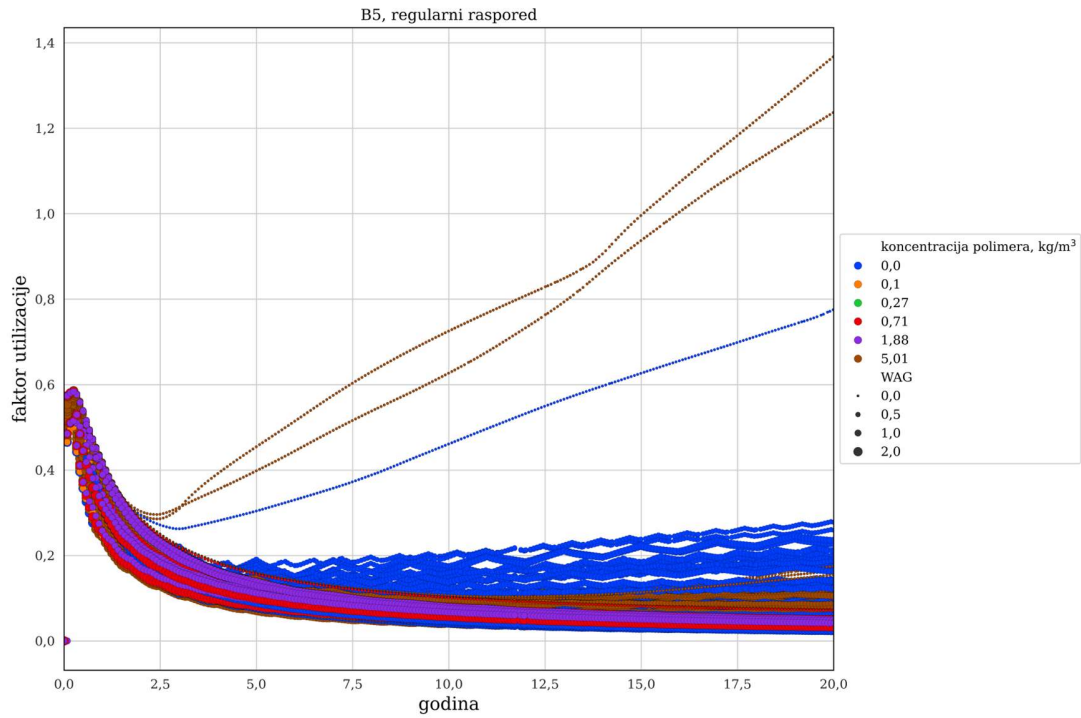
Faktor utilizacije (UF), kako je prethodno definiran u naftnoj industriji, služi kao referentni parametar za CO₂-EOR projekte izvan koncepta CCUS (skladištenja CO₂). Izražava se u Mscf/stb (omjer 10³ standardnih ft³ i standardnih naftnih barela) upravo kako bi bio usporediv, a ukazuje na to da omjer utisnutog (i zadržanog) CO₂ i proizvedene nafte treba biti što manji, kako bi se izbjegli veliki operativni troškovi utiskivanja. Drugim riječima, za efikasnu proizvodnju nafte potrebna je što manja količina utisnutog (i posljedično zadržanog) CO₂ i stoga je poželjno ne proizvoditi preveliku količinu CO₂ uz proizvedeni plin i naftu.

Za specifične CCUS potrebe moglo bi se zaključiti da je UF prikladan parametar, ali dvoznačno. Do prodora CO₂ na proizvodnim bušotinama povoljan je visoki UF, posebice ako bitan dio ekonomike čini skladištenje CO₂. Nizak iznos UF u slučaju CCUS-a nije dobar pokazatelj efikasnosti procesa. Ipak, orijentacijski je sagledan omjer volumena utisnutog i zadržanog CO₂ i volumena nafte, tj. omjer retencije i dodatnog iscrpka:

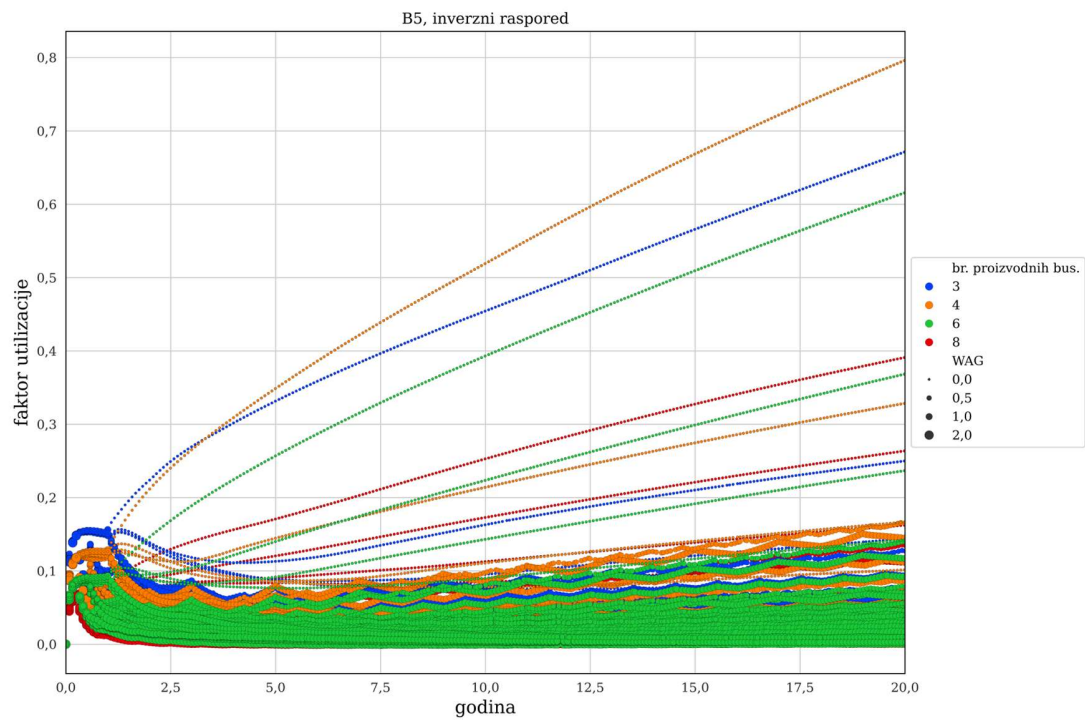
$$UF = V_{CO_2}/AR \text{ (Mscf/stb)} \quad (4-13)$$

Kao u slučaju uskladištivosti, faktor utilizacije u dvadesetoj godini značajno je veći u slučaju regularnog rasporeda utiskivanja te raste kako se povećava količina utisnutog CO₂ (Slika

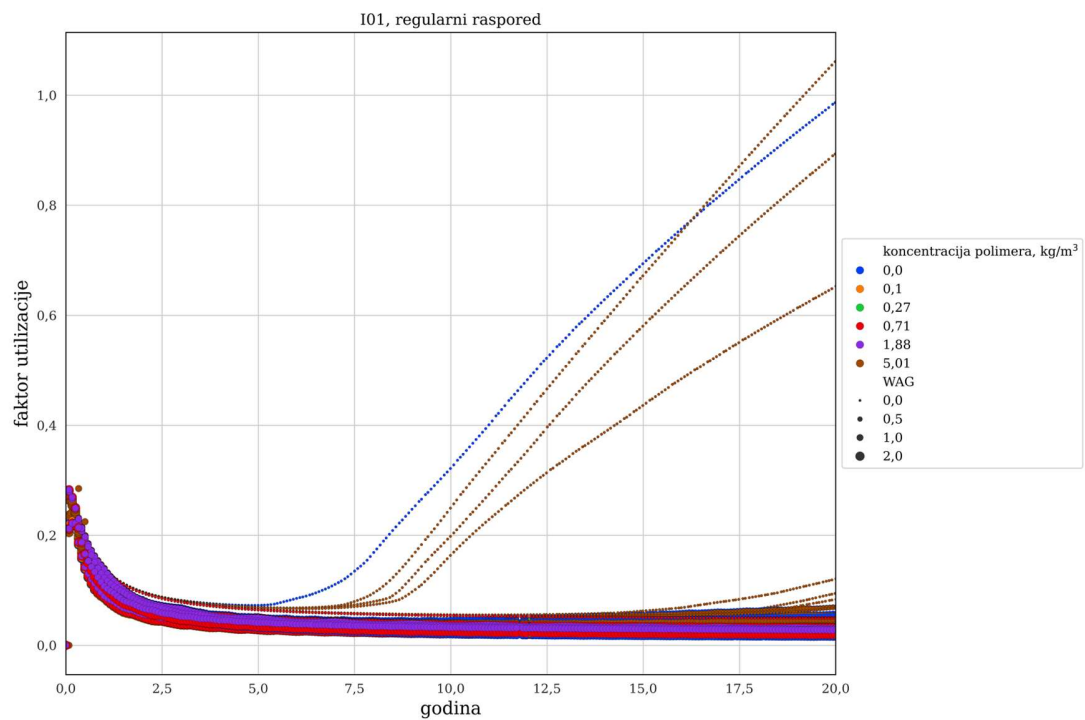
4-67 – Slika 4-80). Faktori utilizacije najveći su u simulacijskim slučajevima za naftno polje Z02, a najmanji za naftno polje S4.



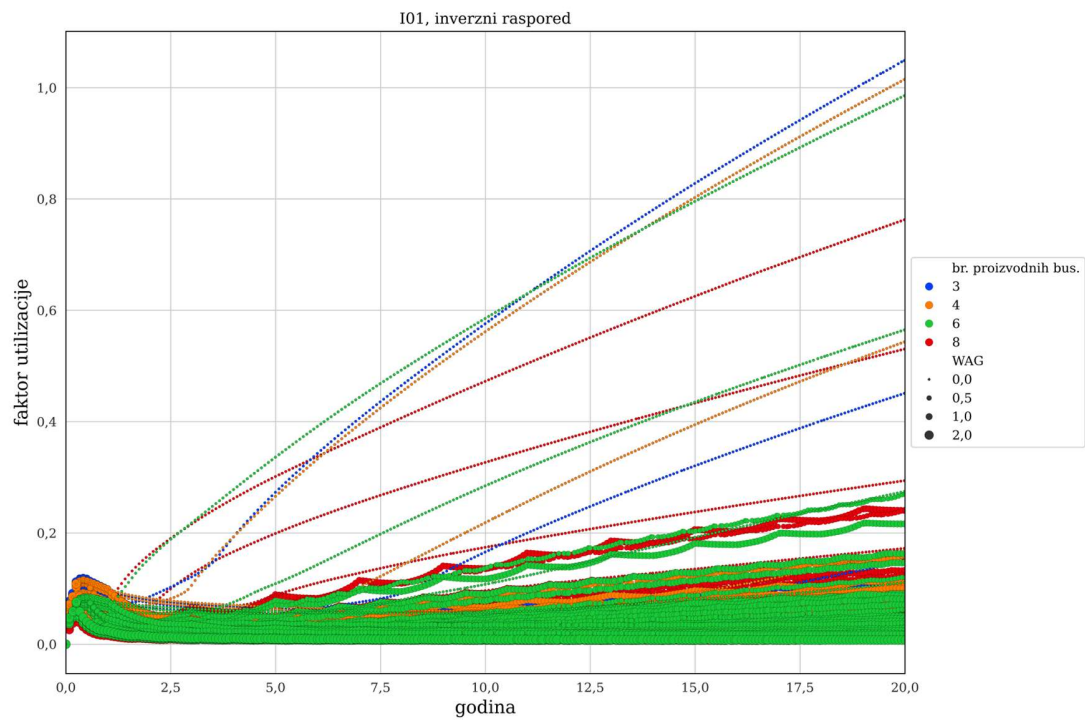
Slika 4-67 Faktor utilizacije naftnog polja B5 s regularnim rasporedom utiskivanja



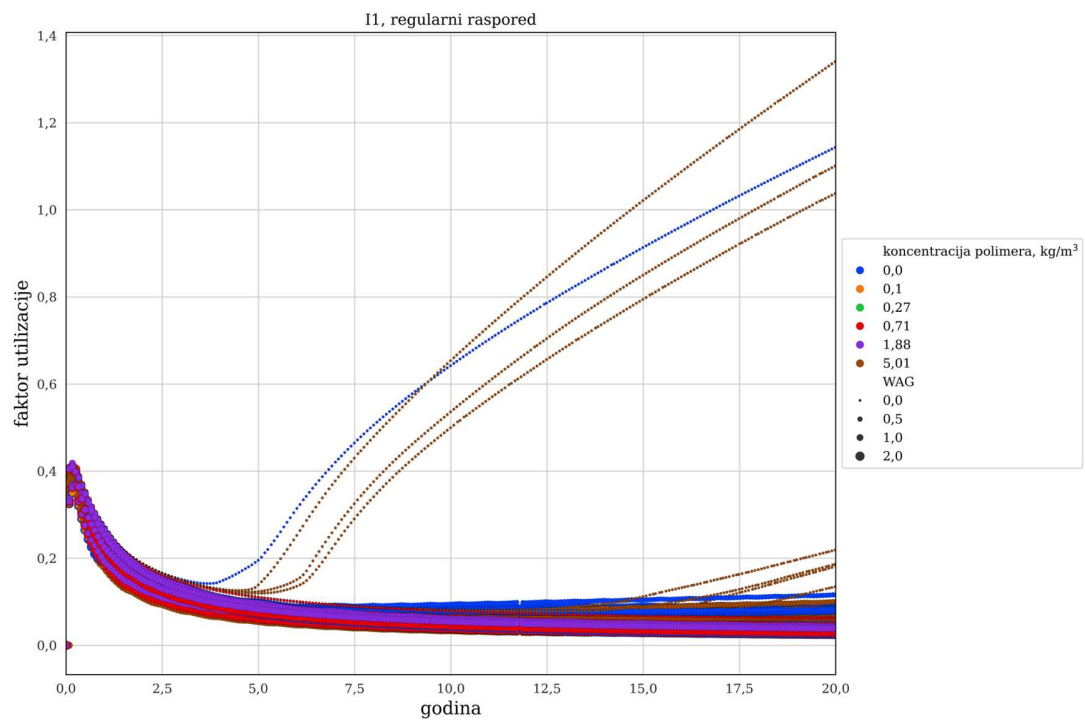
Slika 4-68 Faktor utilizacije naftnog polja B5 s inverznim rasporedom utiskivanja



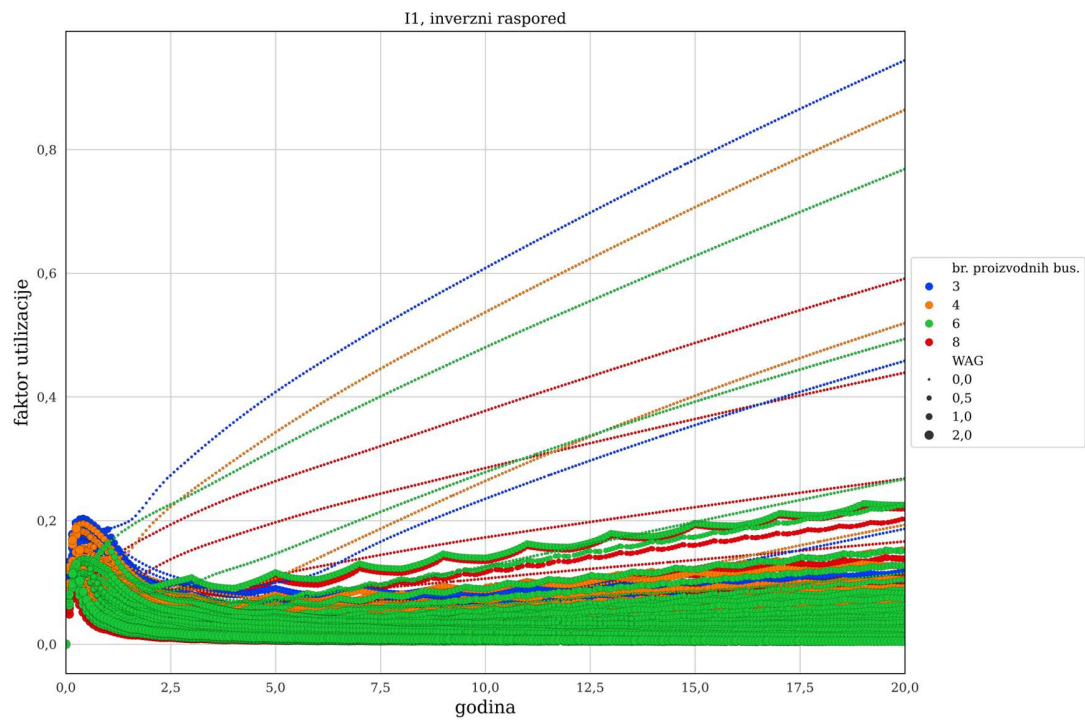
Slika 4-69 Faktor utilizacije naftnog polja I01 s regularnim rasporedom utiskivanja



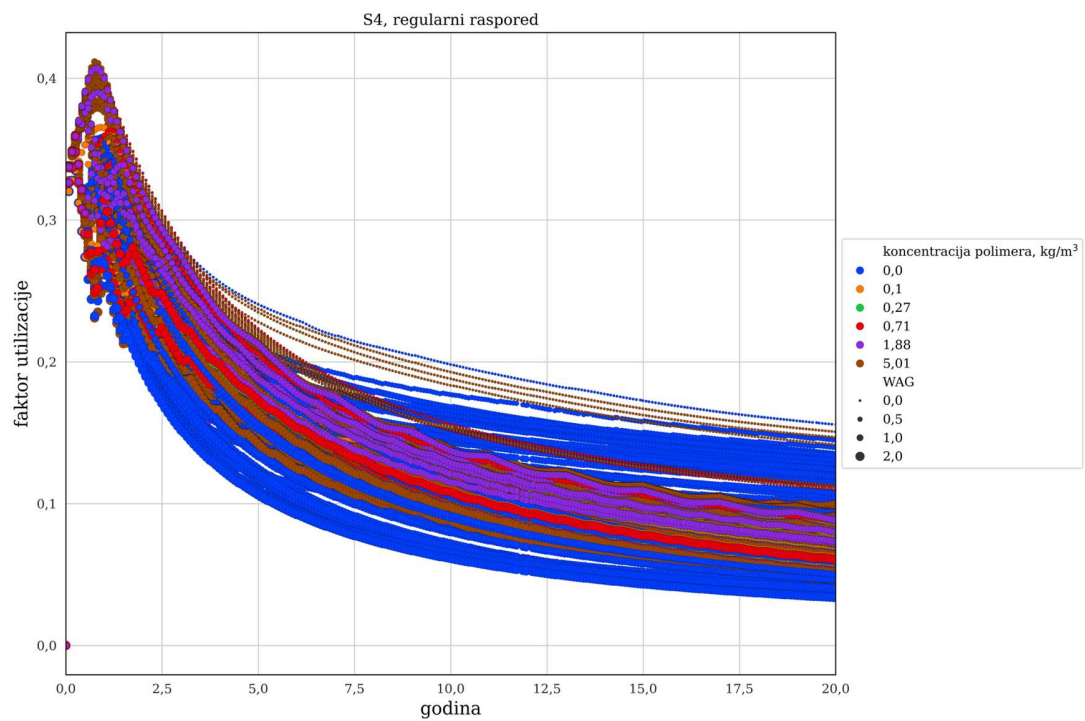
Slika 4-70 Faktor utilizacije naftnog polja I01 s inverznim rasporedom utiskivanja



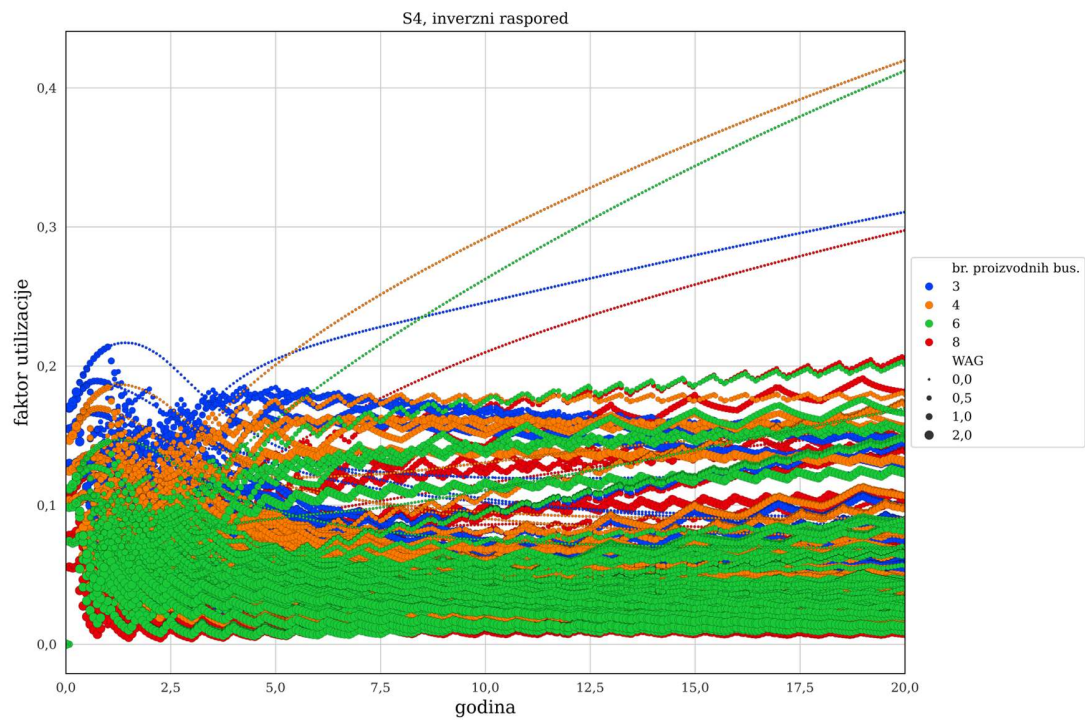
Slika 4-71 Faktor utilizacije naftnog polja I1 s regularnim rasporedom utiskivanja



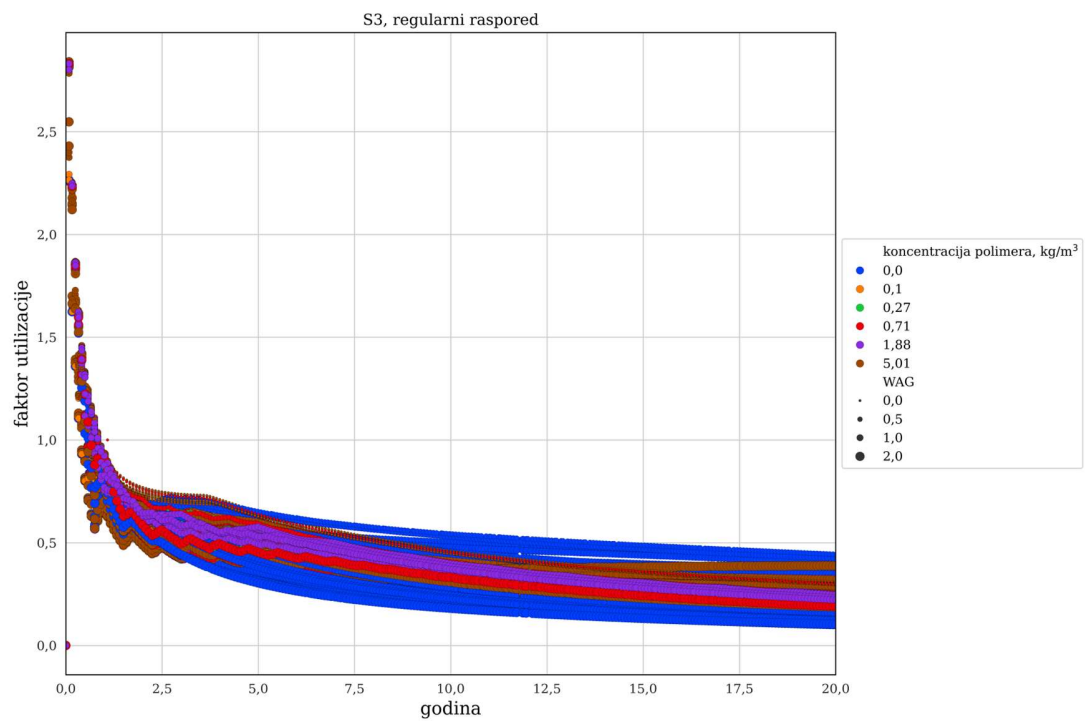
Slika 4-72 Faktor utilizacije naftnog polja I1 s inverznim rasporedom utiskivanja



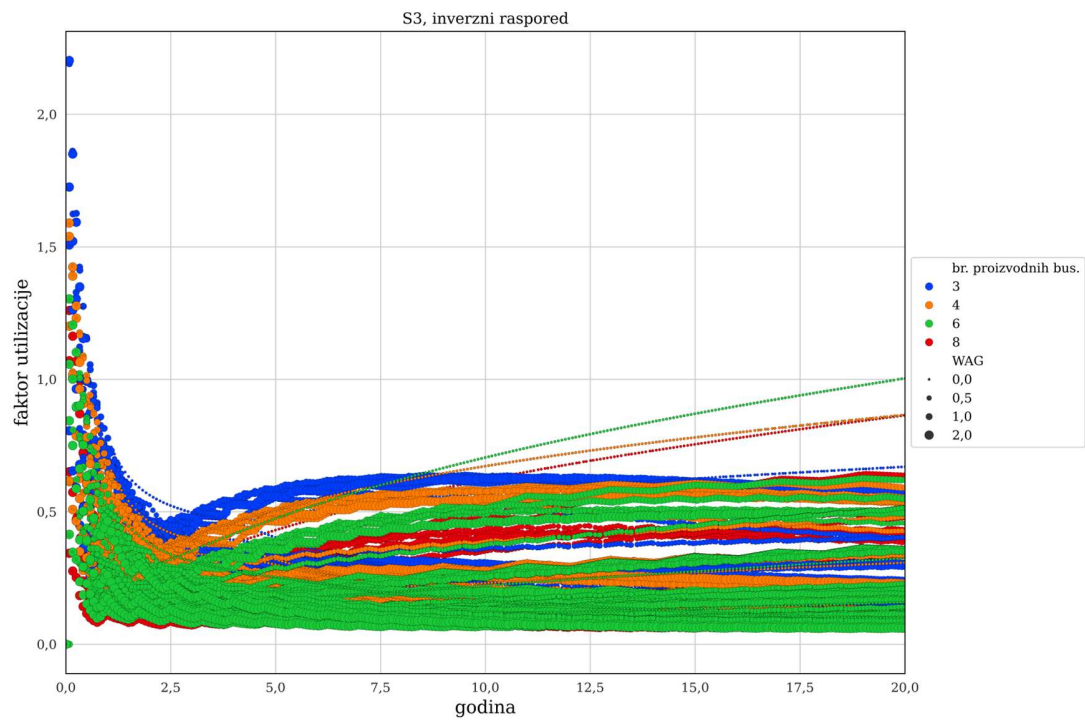
Slika 4-73 Faktor utilizacije naftnog polja S4 s regularnim rasporedom utiskivanja



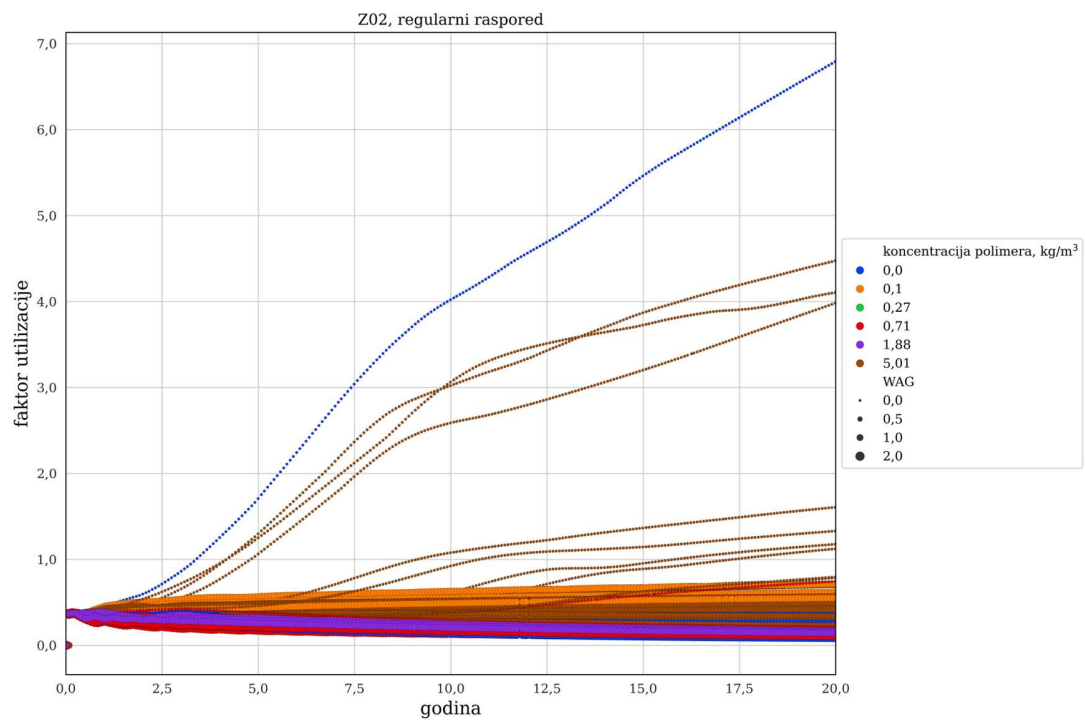
Slika 4-74 Faktor utilizacije naftnog polja S4 s inverznim rasporedom utiskivanja



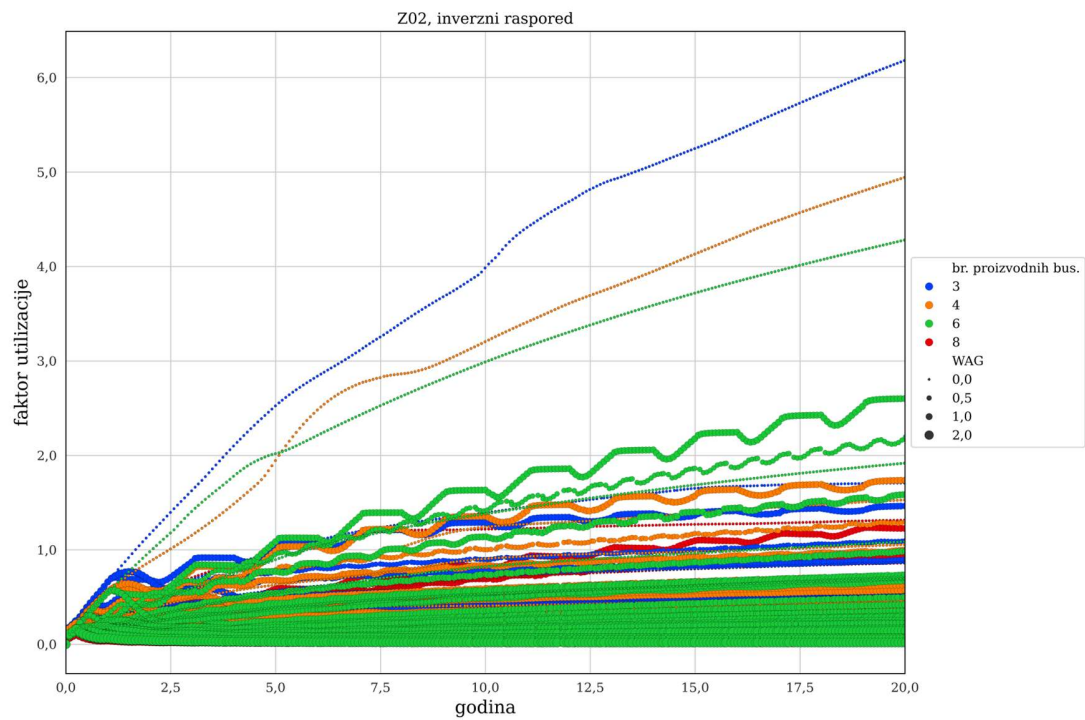
Slika 4-75 Faktor utilizacije naftnog polja S3 s regularnim rasporedom utiskivanja



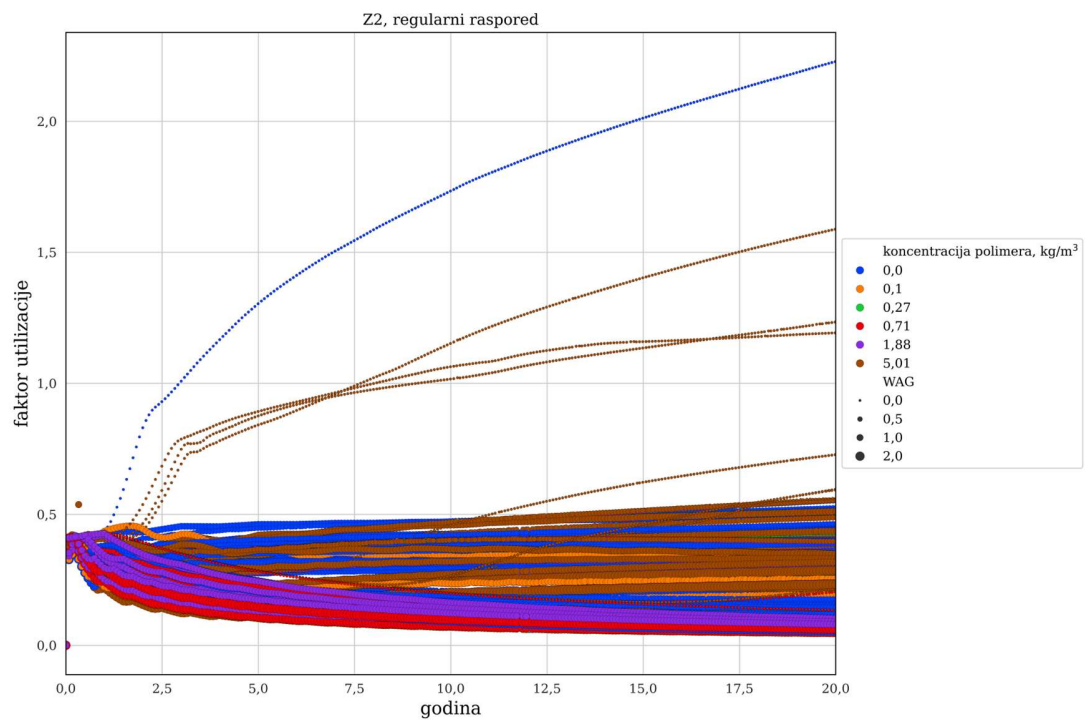
Slika 4-76 Faktor utilizacije naftnog polja S3 s inverznim rasporedom utiskivanja



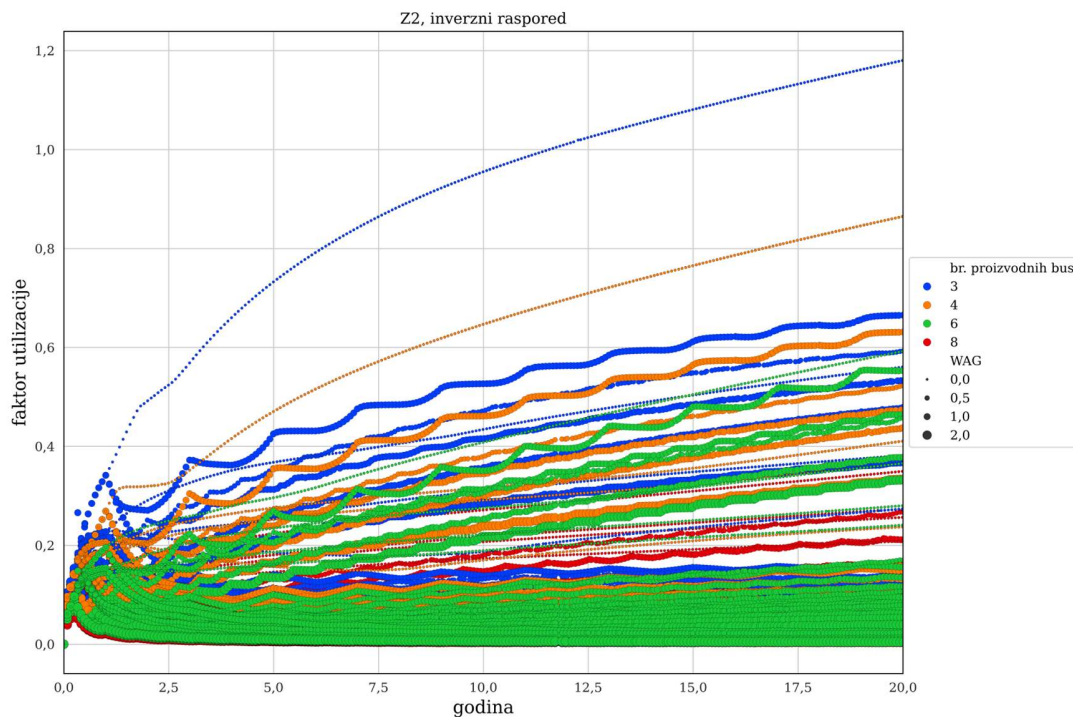
Slika 4-77 Faktor utilizacije naftnog polja Z02 s regularnim rasporedom utiskivanja



Slika 4-78 Faktor utilizacije naftnog polja Z02 s inverznim rasporedom utiskivanja



Slika 4-79 Faktor utilizacije naftnog polja Z2 s regularnim rasporedom utiskivanja



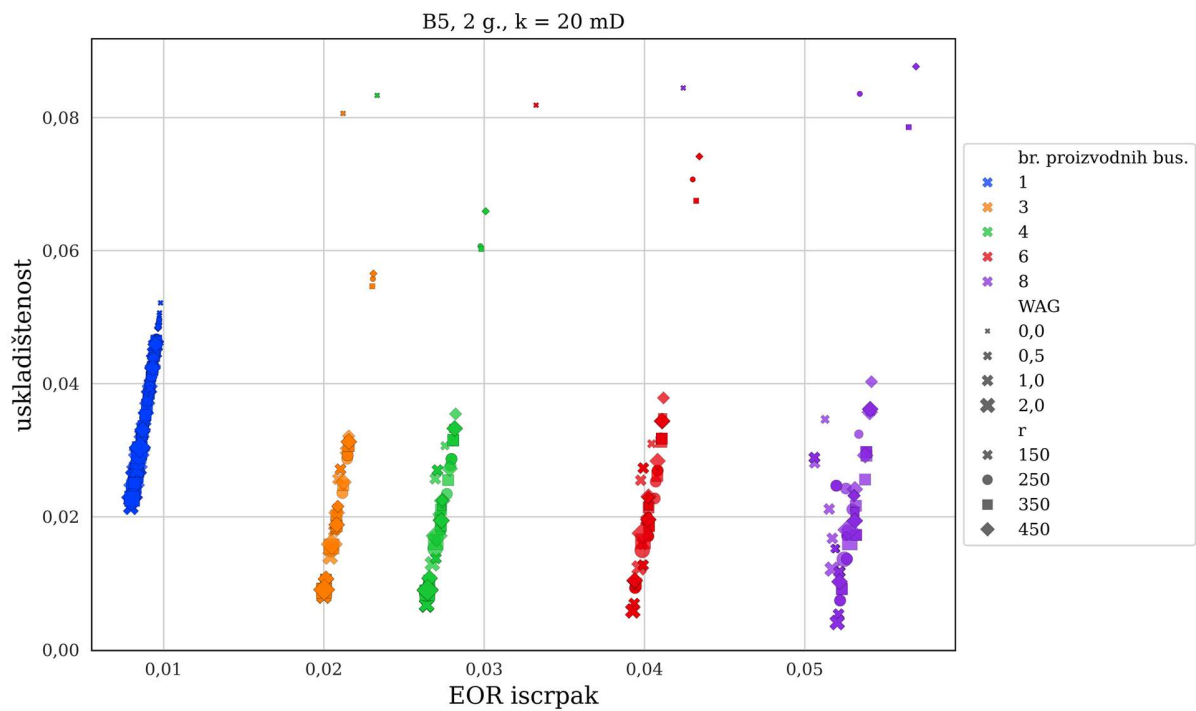
Slika 4-80 Faktor utilizacije naftnog polja Z2 s inverznim rasporedom utiskivanja

Na svim naftnim poljima, osim polja S4 s regularnim rasporedom te polja S3 s inverznim i regularnim rasporedom, uočava se postojanje slučajeva u kojima UF konstantno raste, što se uglavnom događa kod manjeg broja bušotina.

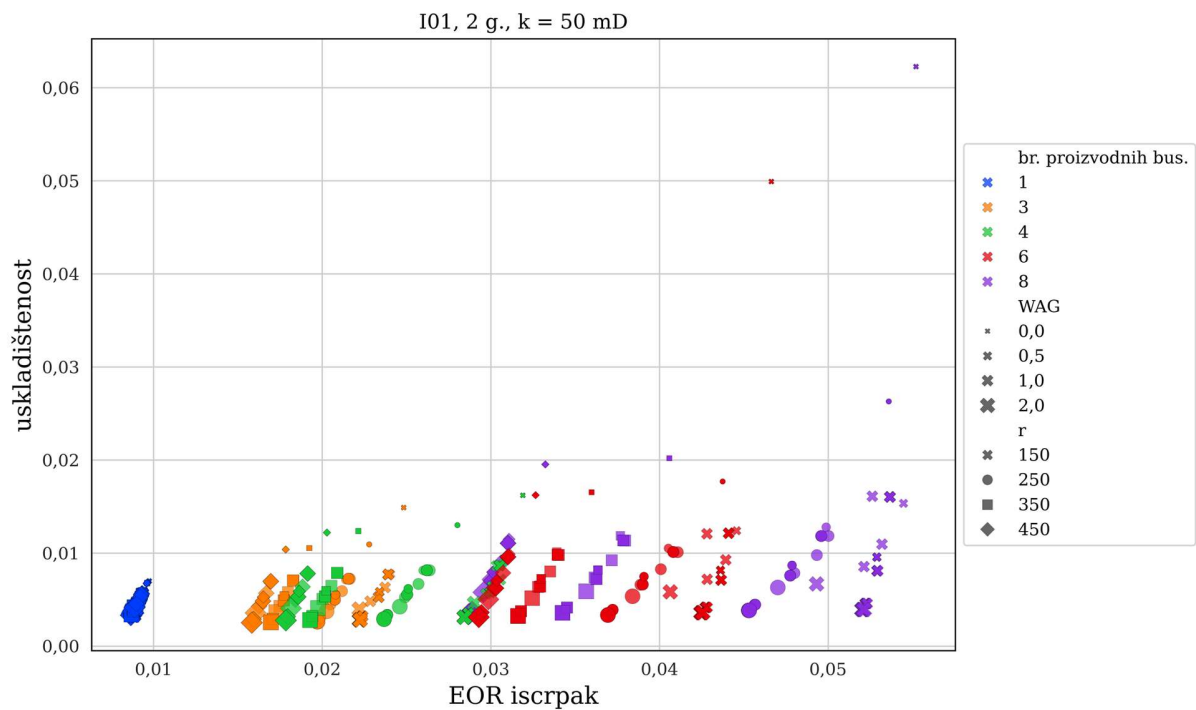
4.4.4 Istovremeno sagledavanje EOR iscrpka i uskladištenosti

Iz dosadašnjih analiza vidljivo je kako su pokazatelji uz koje slijedi visok EOR iscrpak često upravo suprotni od pokazatelja retencije.

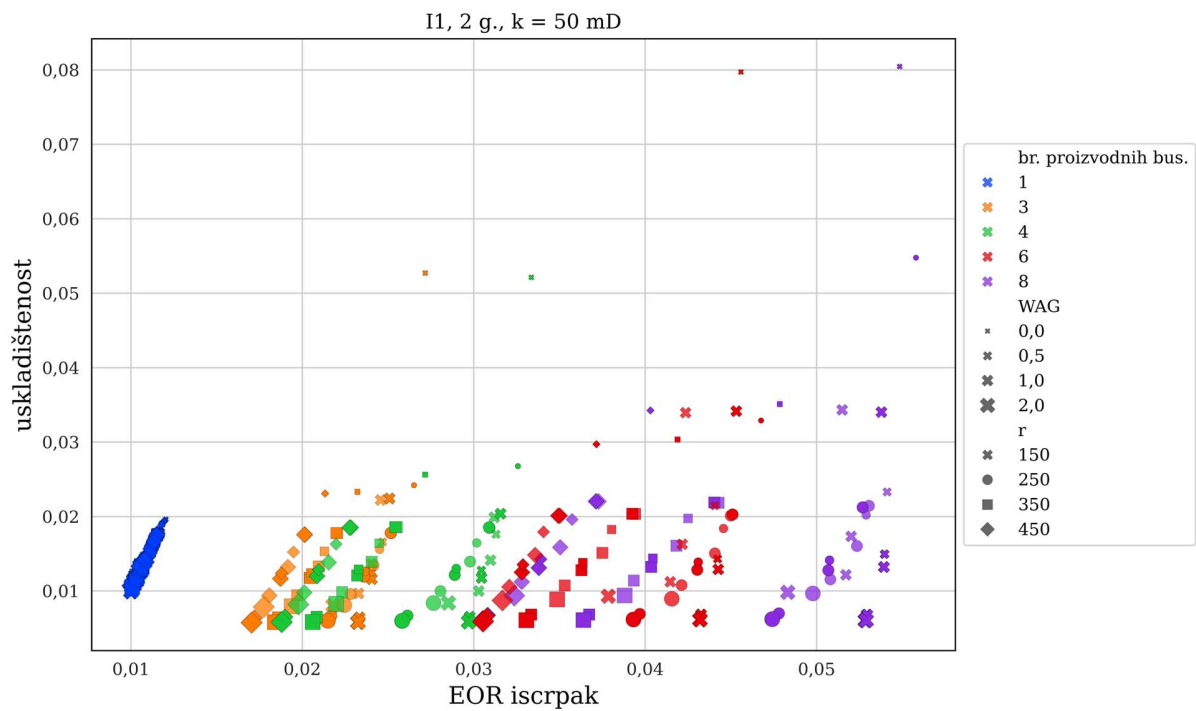
Zbog ponašanja faktora utilizacije, kao moment prikladan za određivanje odnosa retencije i EOR iscrpka odabran je moment dvije godine nakon početka utiskivanja (Slika 4-81 – Slika 4-87).



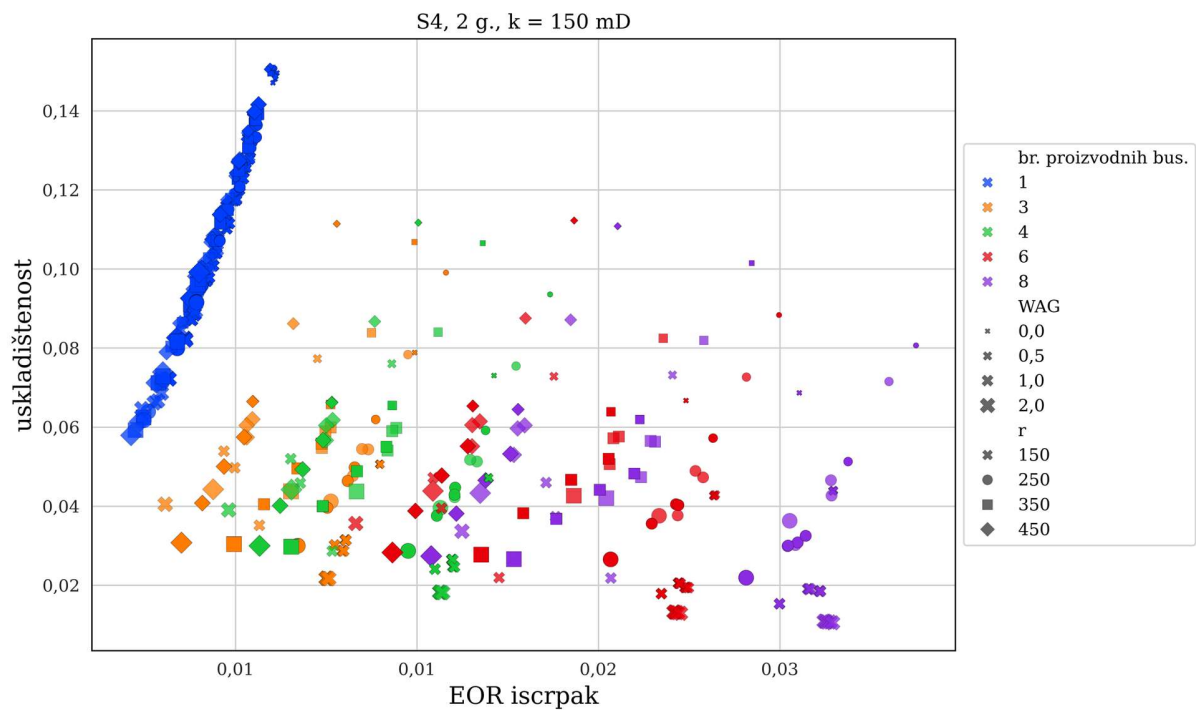
Slika 4-81 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje B5



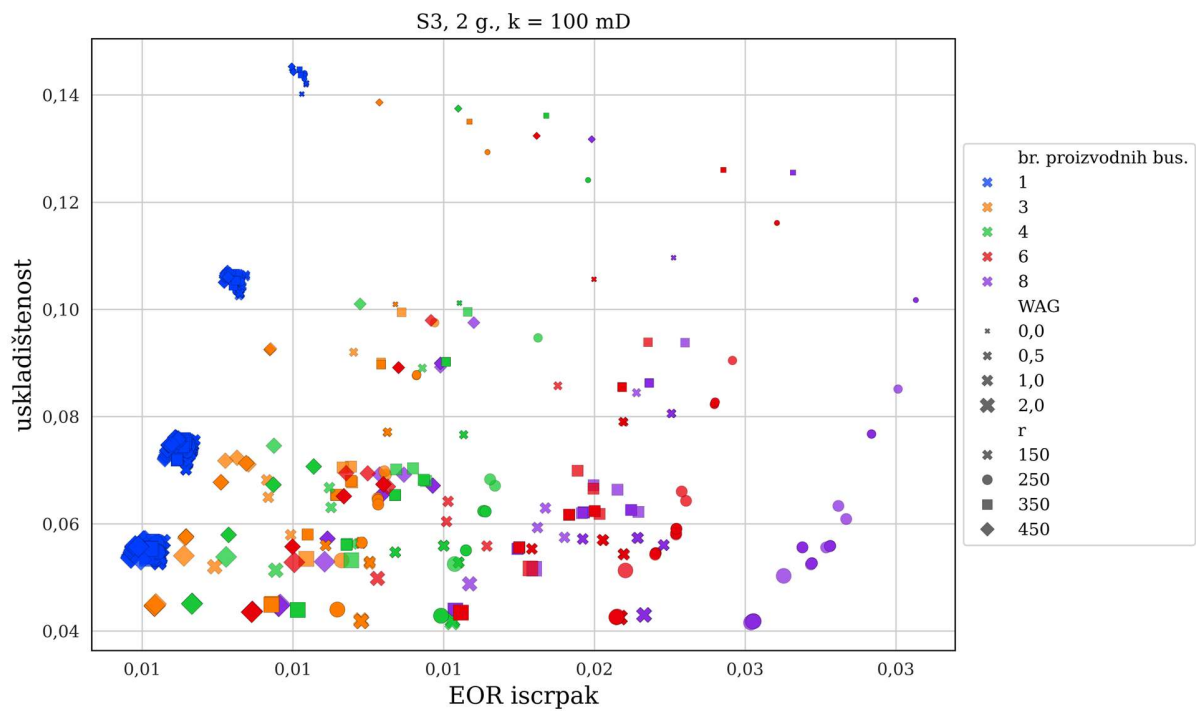
Slika 4-82 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje I01



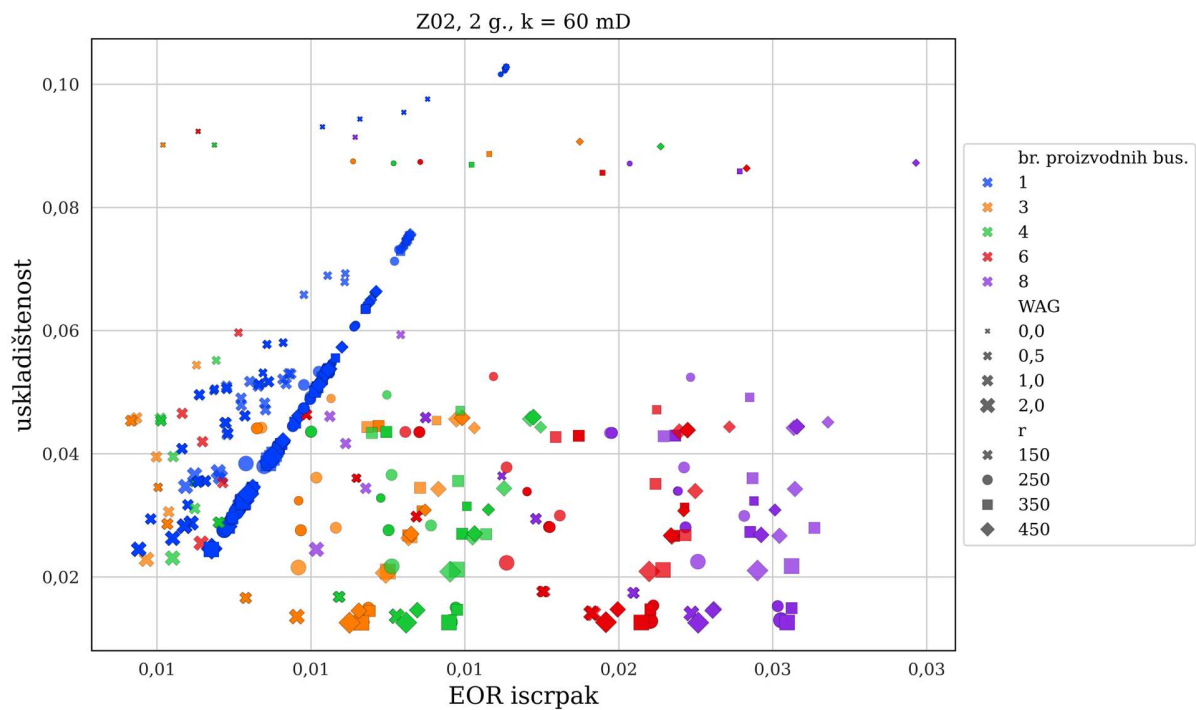
Slika 4-83 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u drugoj godini za naftno polje I1



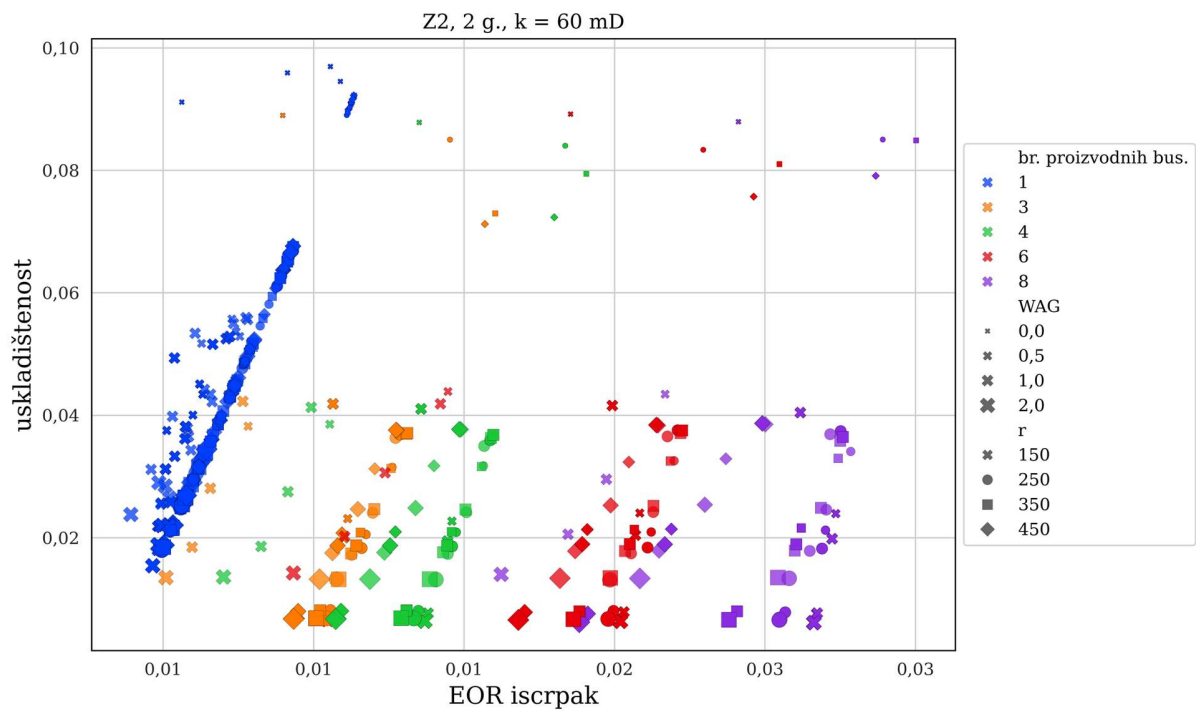
Slika 4-84 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u drugoj godini za naftno polje S4



Slika 4-85 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u drugoj godini za naftno polje S3

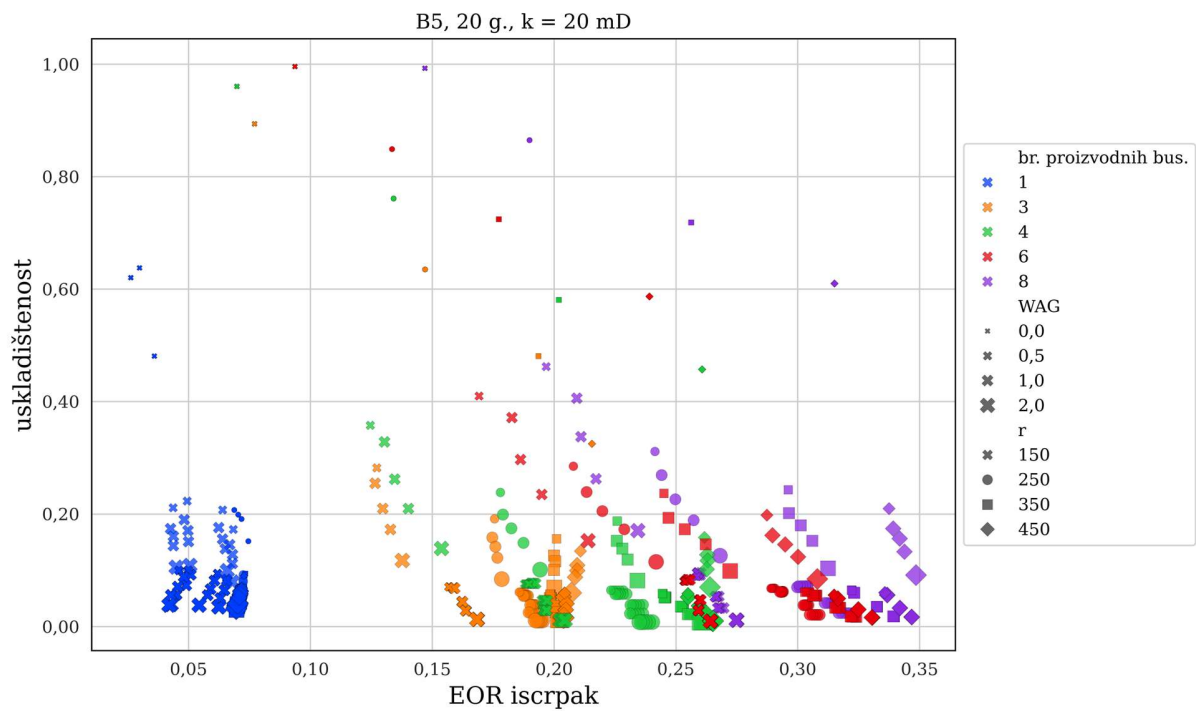


Slika 4-86 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u drugoj godini za naftno polje Z02

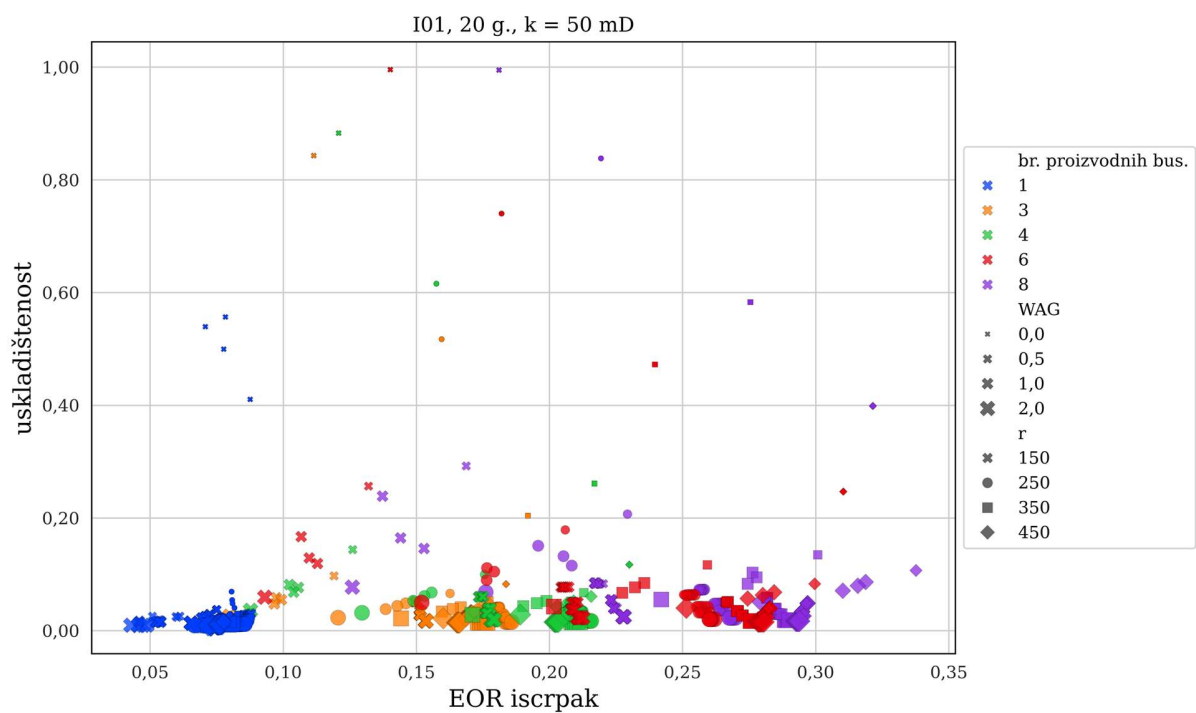


Slika 4-87 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u drugoj godini za naftno polje Z2

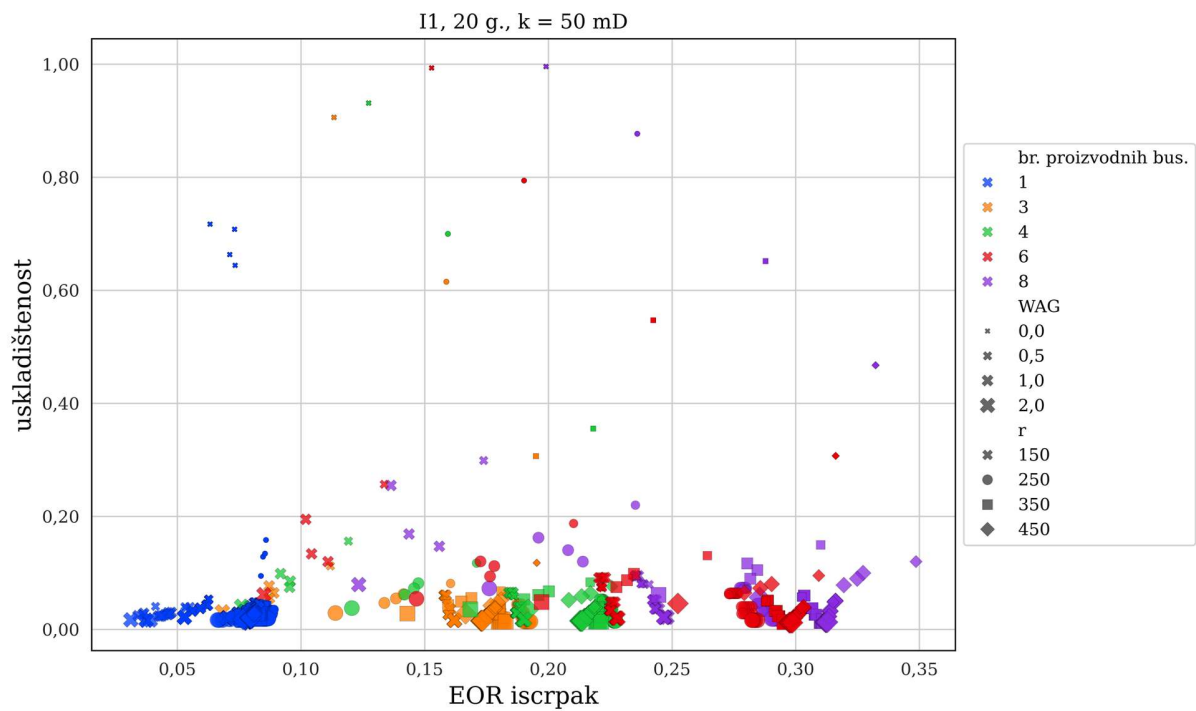
Zatim je ista provjera napravljena za petu, desetu (PRILOG 5 i PRILOG 6) i dvadesetu (posljednju) godinu (Slika 4-88 – Slika 4-94). Na temelju razmatranja vrijednosti EOR iscrpka te uskladištenosti nakon dvije godine, moguće je zaključiti da je istovremena maksimizacija iscrpka i uskladištenja izvediva tek uz razmatranje dugog perioda utiskivanja.



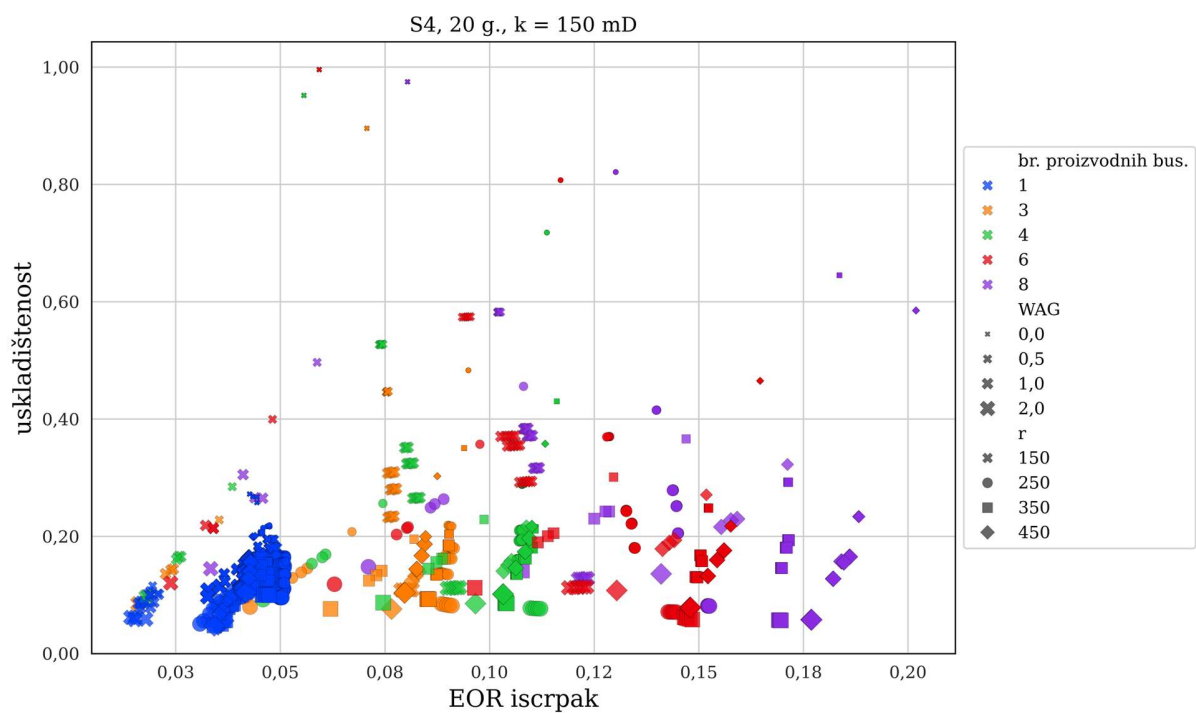
Slika 4-88 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje B5



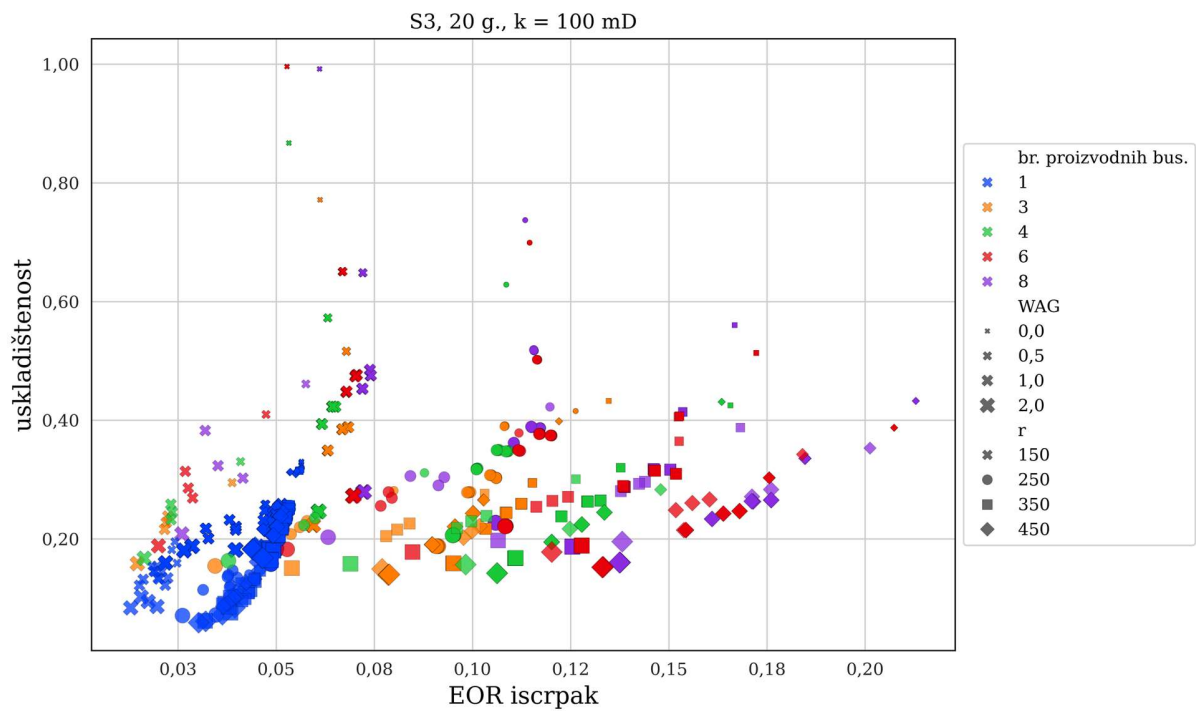
Slika 4-89 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje I01



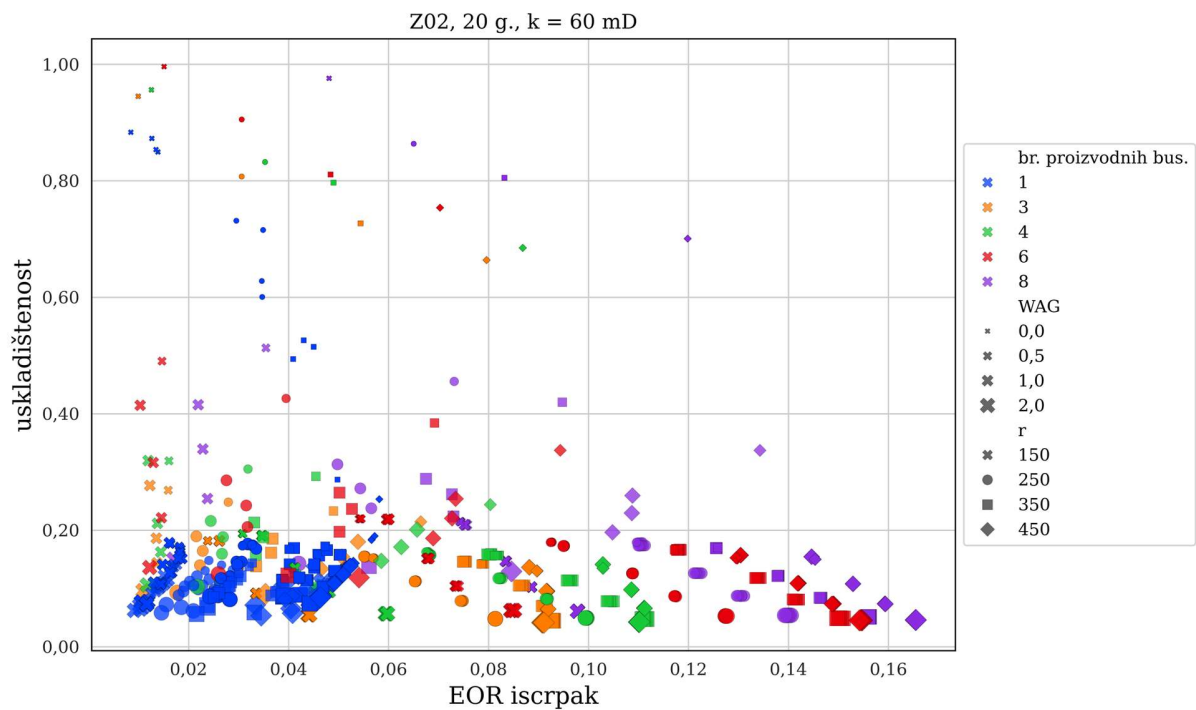
Slika 4-90 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje I1



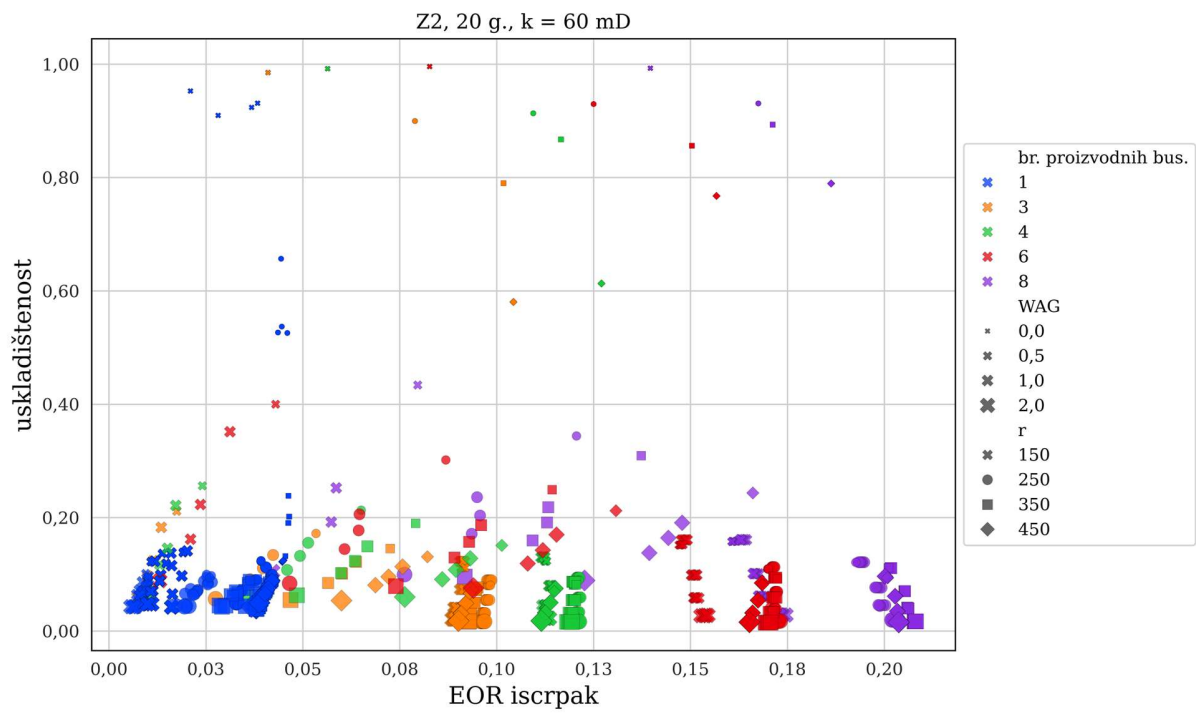
Slika 4-91 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje S4



Slika 4-92 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje S3



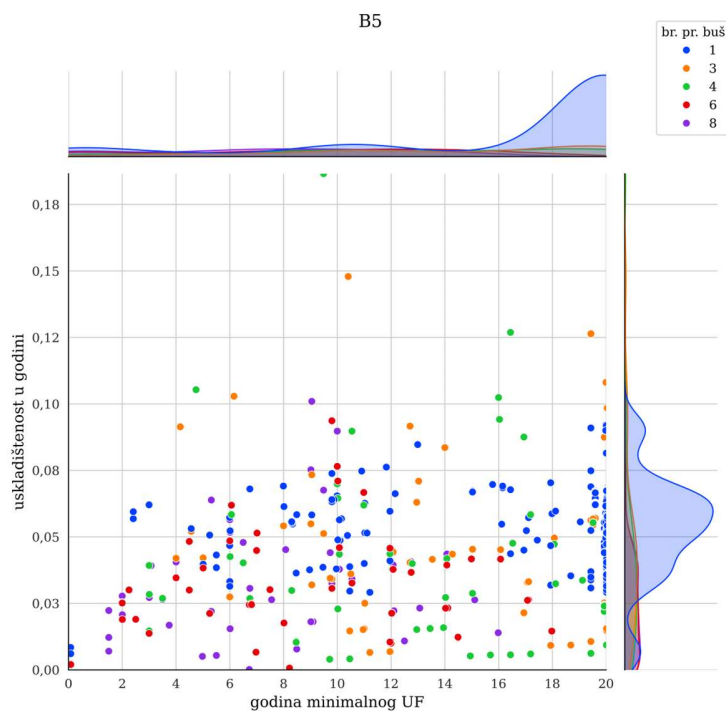
Slika 4-93 Odnos EOR iscrpka i usklađištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje Z02



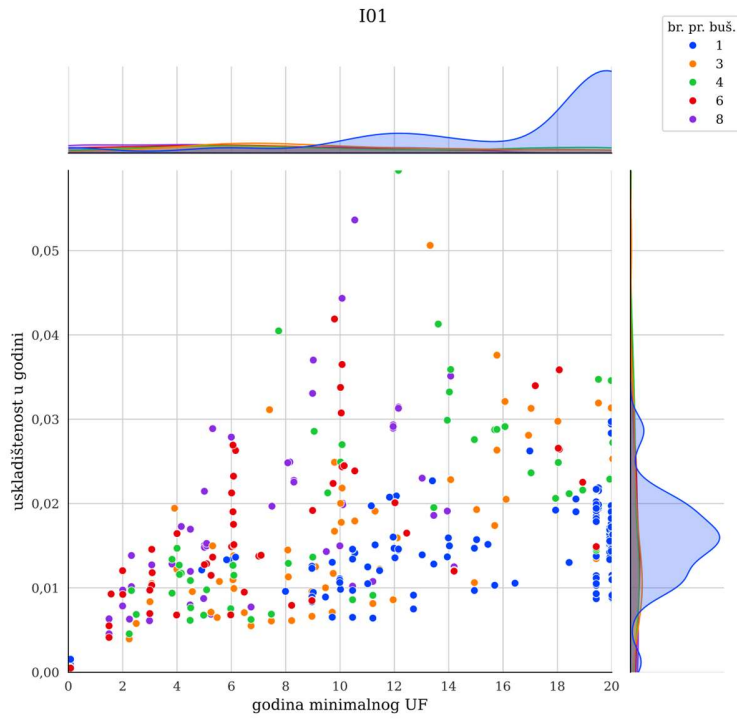
Slika 4-94 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u dvadesetoj godini za naftno polje Z2

4.4.5 Analize pokazatelja efikasnosti

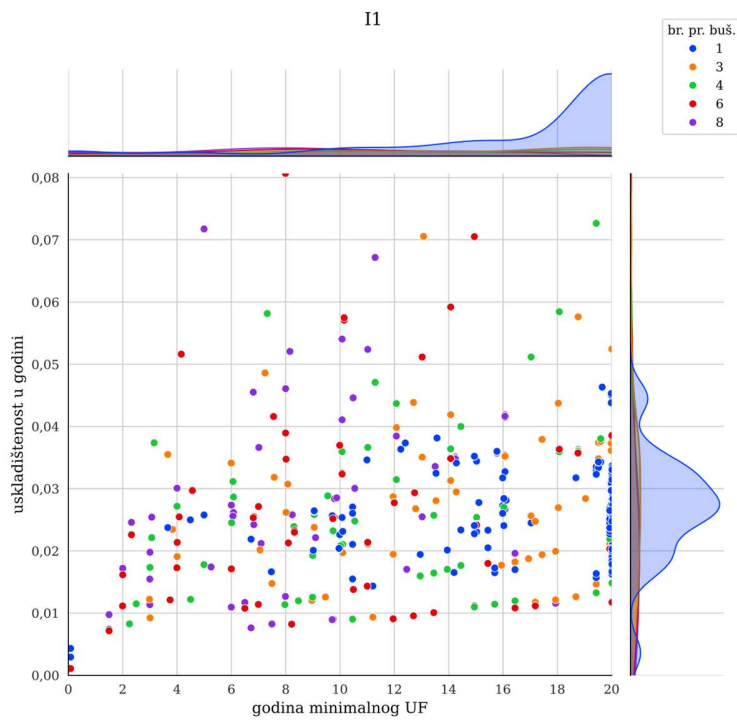
Kao parametar efikasnosti skladištenja CO₂ zasigurno se može usvojiti uskladištenost. Međutim, prema prethodnim grafičkim priložima te prema slikama retencije i iscrpka u trenutku najpovoljnijeg (najnižeg) UF-a, pomoću faktora utilizacije ne mogu se donositi zaključci o uskladištenosti ili o dodatnom iscrpku (Slika 4-95 – Slika 4-101). Iznad x i y osi prikazani su KDE (engl. *kernel density estimate*) dijagrami koji predstavljaju grafički prikaz koji koristi matematičku funkciju za procjenu gustoće podataka. Upotreba KDE krivulja omogućuje vizualizaciju raspodjele podataka bez potrebe za grupiranjem u binove, kao što je slučaj kod histograma. Ti su dijagrami korisni za prepoznavanje oblika distribucije podataka, ali treba biti oprezan pri njihovoj interpretaciji zbog potencijalnih problema kao što je prekomjerno zaglađivanje podataka.



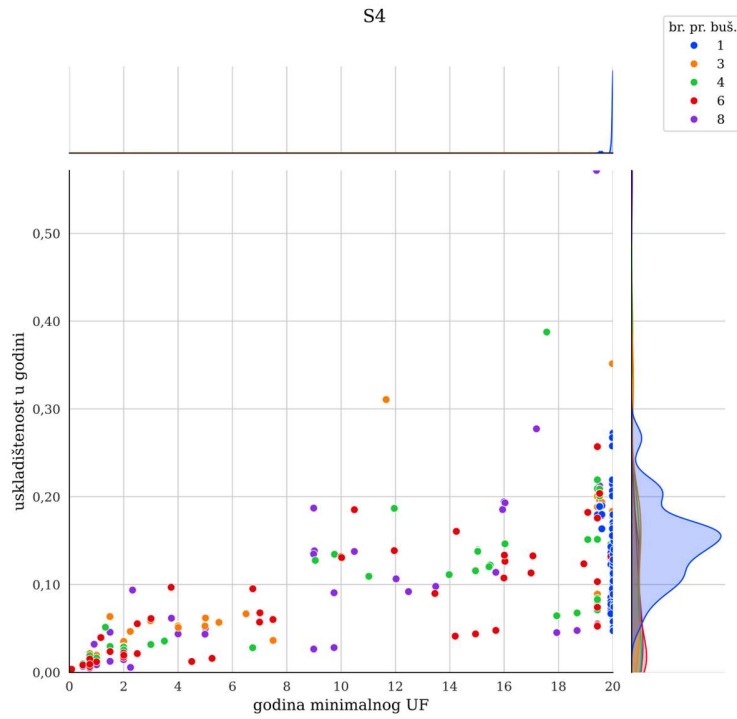
Slika 4-95 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje B5



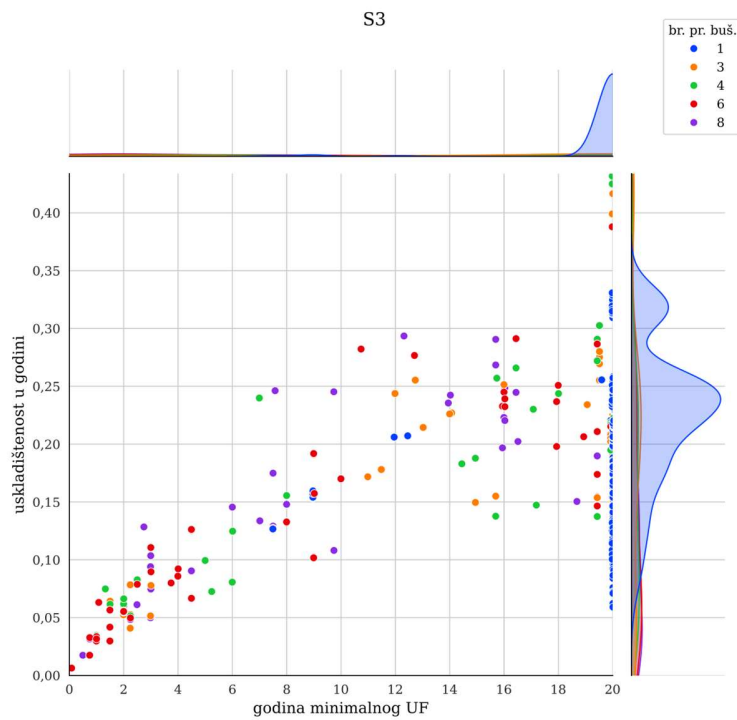
Slika 4-96 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje 101



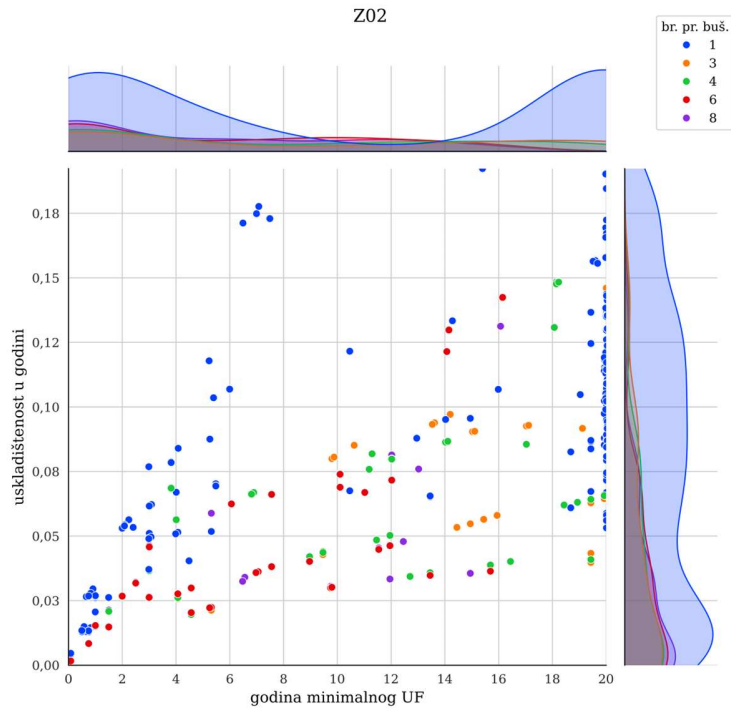
Slika 4-97 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje 11



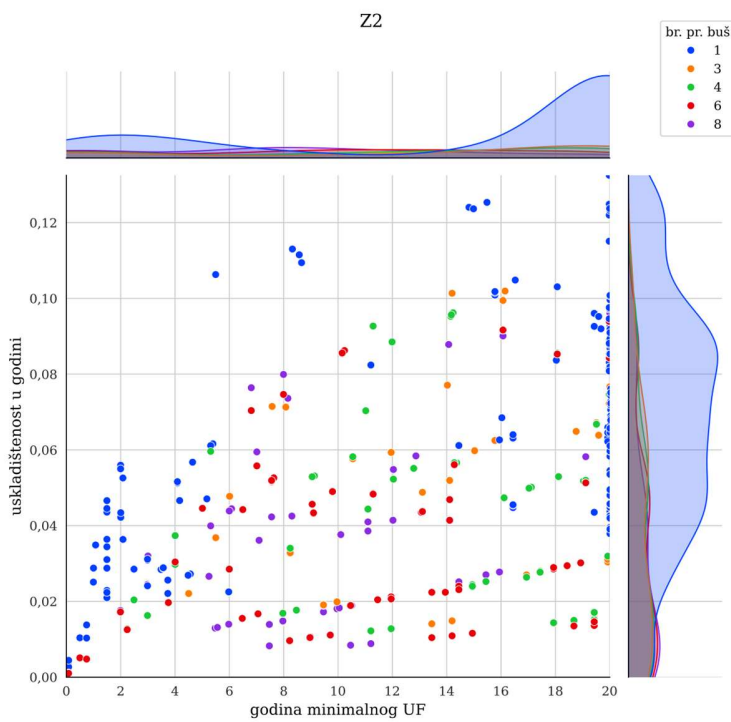
Slika 4-98 Odnos minimalnog UF i usklađištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S4



Slika 4-99 Odnos minimalnog UF i usklađištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S3

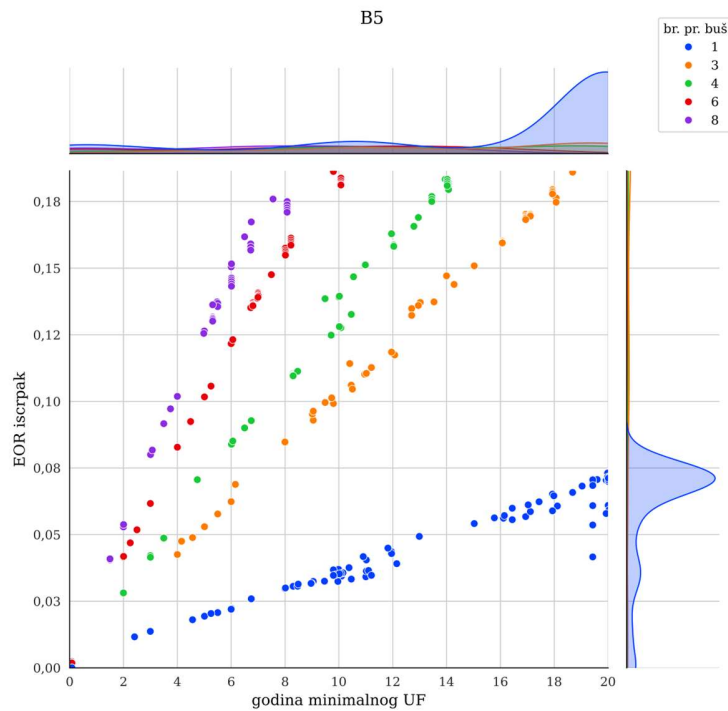


Slika 4-100 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z02

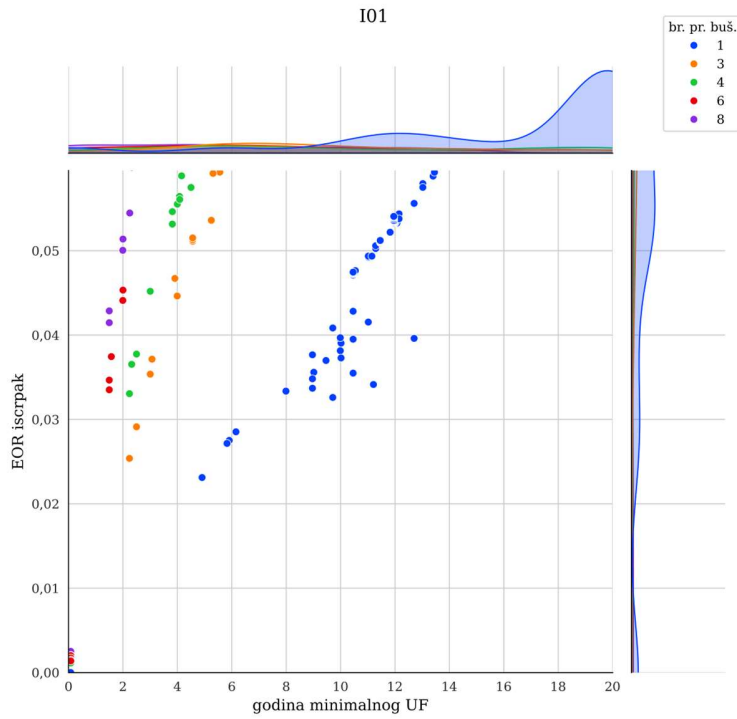


Slika 4-101 Odnos minimalnog UF i uskladištenosti u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z2

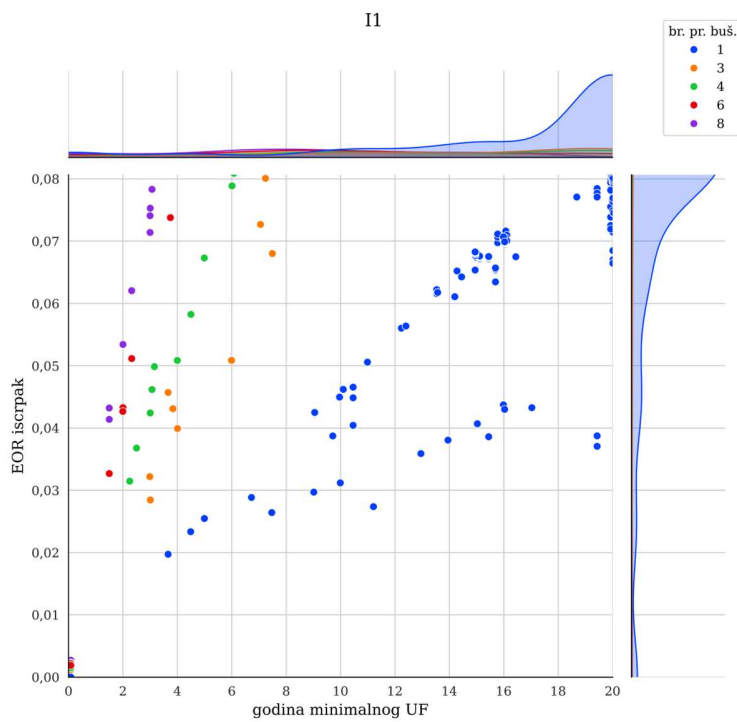
Na sličan način uspoređeni su i iscrpci (Slika 4-102 – Slika 4-108). Pri vrednovanju niza scenarija, jedan od kriterija može biti odabir onih scenarija koji imaju minimalni UF nakon maksimalnog vremena utiskivanja (u ovom slučaju 20 godina). Maksimalni EOR iscrpci javljaju se upravo u tim slučajevima.



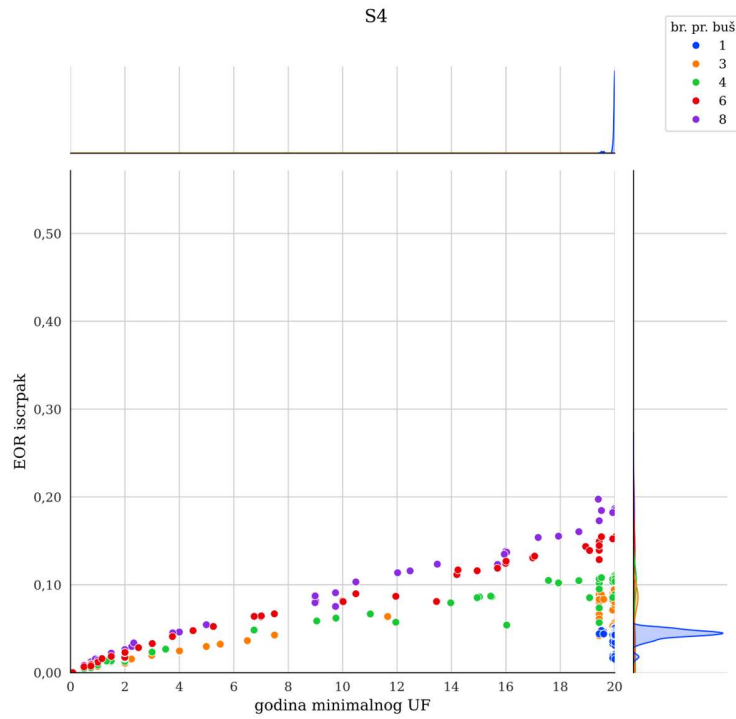
Slika 4-102 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje B5



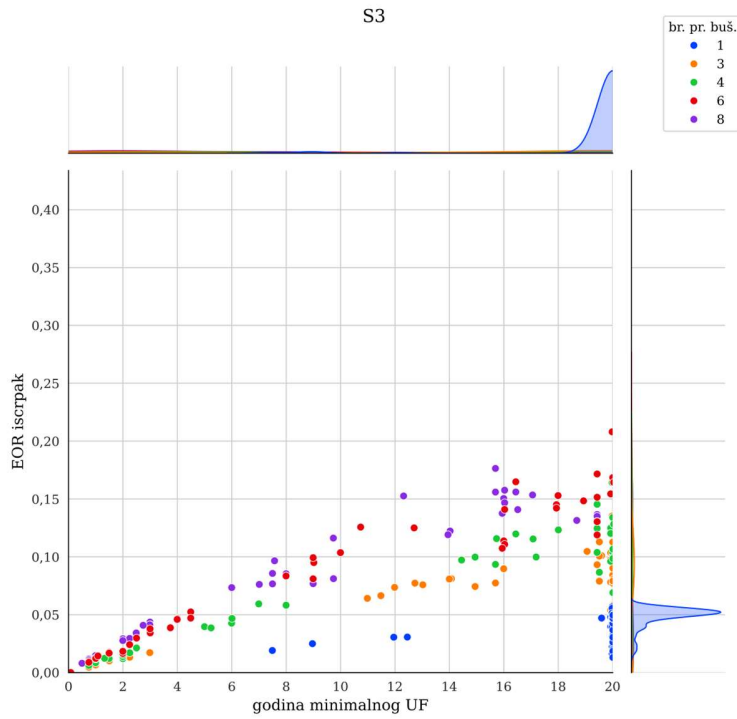
Slika 4-103 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje I01



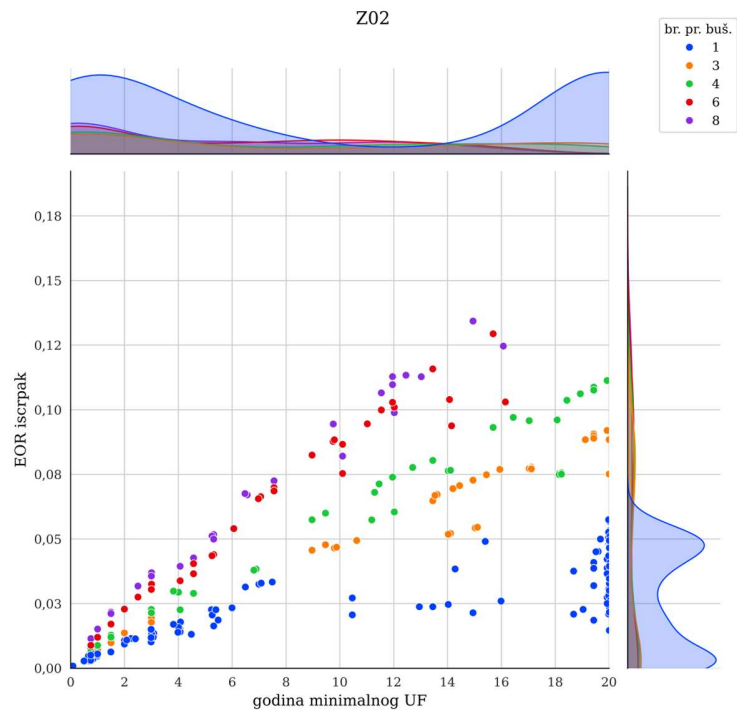
Slika 4-104 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje I1



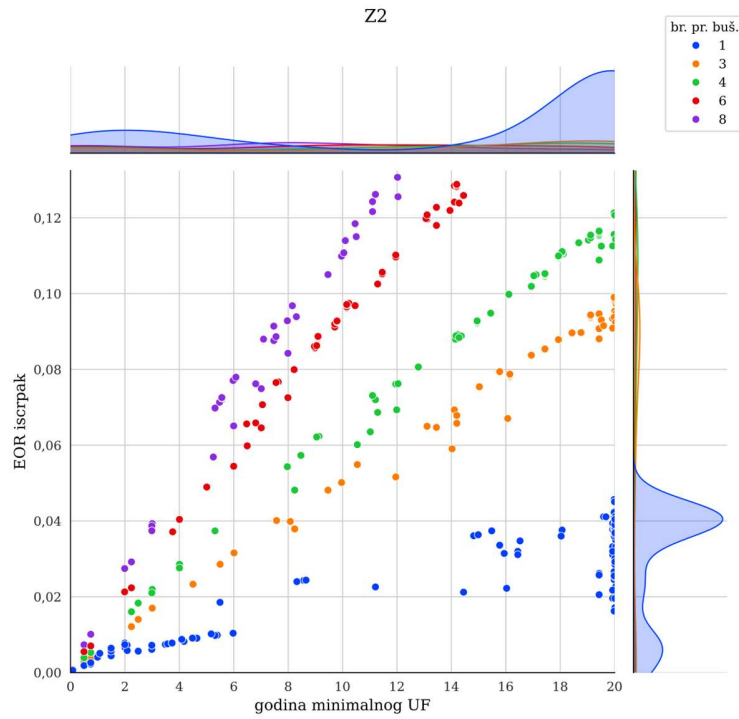
Slika 4-105 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S4



Slika 4-106 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje S3



Slika 4-107 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z02



Slika 4-108 Odnos minimalnog UF i EOR iscrpka u godini u kojoj se pojavio minimalni UF za naftno polje Z2

PRILOG 7 prikazuje odnos vrijednosti EOR iscrpka i uskladištenosti u godini minimalnog UF-a. Vidljivo je kako scenariji sa šest proizvodnih bušotina (inverzni raspored) najčešće daju ekstremnu vrijednost iscrpka ili uskladištenosti. Također je iz svega navedenog razvidno kako niski UF više ukazuje na visoke uskladištenosti, nego na maksimalne moguće iscrpke.

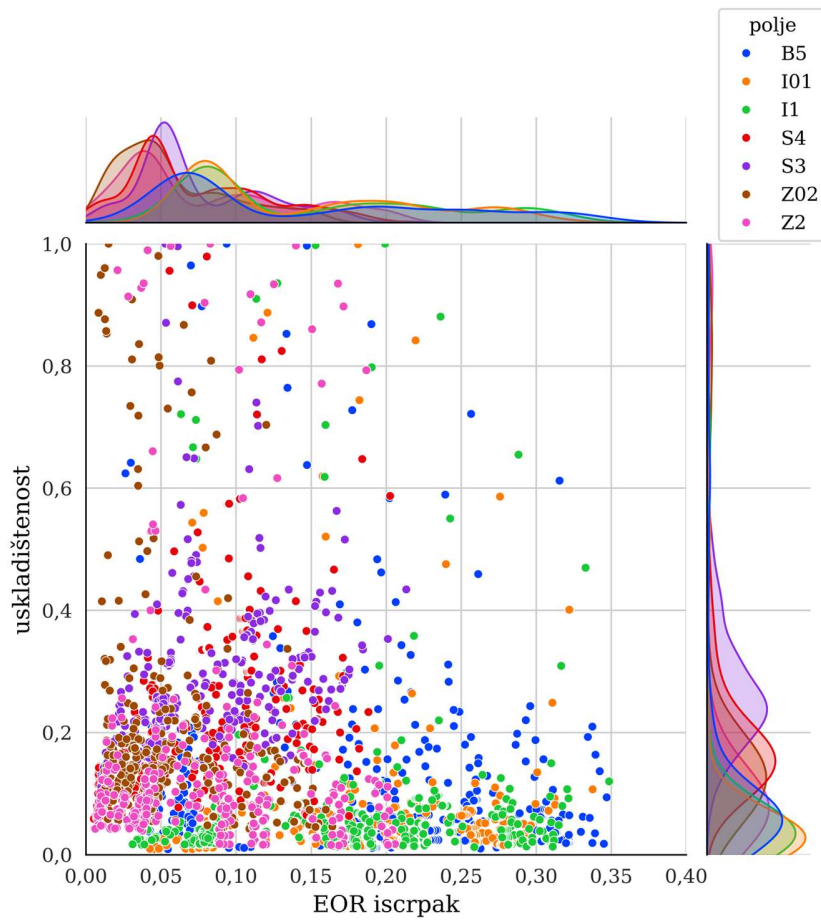
Uskladištenost je poslužila za definiranje još jednog od pokazatelja ukupne efikasnosti – CO₂ učinkovitosti (eff_{CO_2}):

$$eff_{CO_2} = EOR \text{ iscrpak} \cdot \text{uskladištenost} \quad (4-14)$$

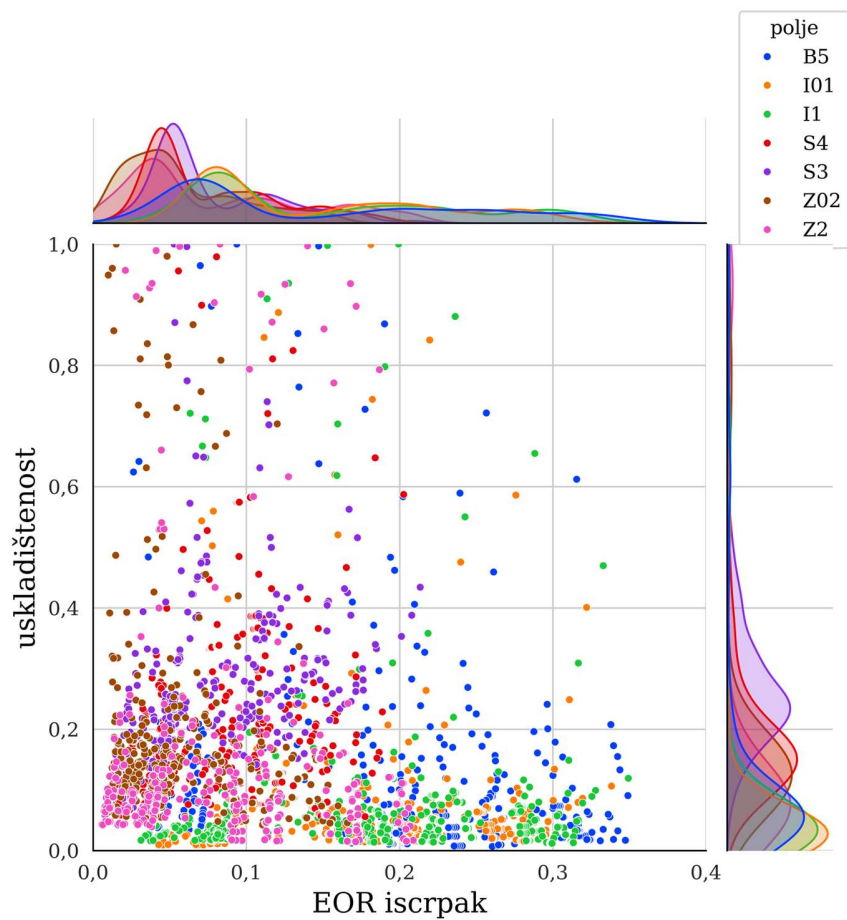
CO₂ učinkovitost pokazuje koliko se povećavaju i iscrpak i skladištenje u odnosu na povećanje proizvodnje CO₂. Pokazalo se kako je CO₂ učinkovitost općenito veća na početku za manji broj proizvodnih bušotina (PRILOG 8) i da postoji moment u vremenu kada ona dosegne maksimum nakon čega počinje padati, što podrazumijeva opadanje CCUS performansi, ako se zanemare ekonomski pokazatelji.

4.4.6 Razmatranja statističkih raspodjela rezultata u svrhu generalizirane procjene CO₂-EOR-a kao metode CCUS-a

Cilj ovog izdvajanja, tj. razmatranja statističkih raspodjela rezultata, smanjenje je broja slučajeva do onih koji su najatraktivniji i za CO₂-EOR i za skladištenje CO₂. Kao najopćenitiji kriterij za svako ležište odabran je iscrpak u momentu kad je postignuta maksimalna uskladištenost (Slika 4-109). Analogno, odabrana je uskladištenost pri maksimalnom iscrpku za svaki simulirani scenarij (Slika 4-110).



Slika 4-109 Iscrpak pri maksimalnoj uskladištenosti



Slika 4-110 Usklađištenost pri maksimalnom iscrpku

Tablica 4-8 prikazuje postotak iscrpka nafte na promatranim poljima, uspoređujući scenarije bez primjene EOR metode (BAU scenarij) i one s primjenom EOR metode. Iz tablice je vidljivo kako scenariji s primjenom EOR metode daje veće iscrpke u oko 50 % slučajeva. Ta analiza pruža uvid u učinkovitost EOR metode u povećanju iscrpka na različitim poljima, prikazujući promjene u postotku iscrpka nakon primjene EOR metode.

Tablica 4-8 Statistička usporedba iscrpaka BAU i CO₂-EOR scenarija

Naftno polje	Iscrpak bez EOR, %	Iscrpak nakon EOR, %			
		max	p90	medijan	p10
B5	53 %	69 %	63 %	55 %	53 %
I01	46 %	61 %	53 %	46 %	43 %
I1	46 %	61 %	53 %	45 %	43 %
S4	27 %	41 %	34 %	30 %	28 %
S3	49 %	59 %	53 %	49 %	48 %
Z02	37 %	49 %	44 %	40 %	39 %
Z2	37 %	50 %	44 %	39 %	37 %

Tablica 4-9 prikazuje uskladištenje na promatranim naftnim poljima, uspoređujući scenarije bez primjene EOR metode (BAU scenarij) i one s primjenom EOR metode. U BAU scenariju, uskladištenje za različita naftna polja kreće se od 1113 kt do 8021 kt. S primjenom EOR metode, maksimalne vrijednosti uskladištenja značajno se povećavaju. Ta analiza jasno pokazuje kako scenariji s primjenom EOR metode mogu rezultirati većim uskladištenjem za sva ležišta. Međutim, uskladištenje je potrebno promatrati u korelaciji s iscrpkom jer ono ovisi i o tome koliko je prostora za CO₂ oslobodila iscrpljena nafta.

Tablica 4-9 Statistička usporedba uskladištenja BAU i CO₂-EOR scenarija

Naftno polje	Uskladištenje bez EOR, kt	Uskladištenje tijekom EOR, kt				Uskladištenost			
		Max	p90	medijan	p10	max	p90	medijan	p10
B5	1670	14782	1972	652	221	100 %	13,3 %	4,4 %	1,5 %
I01	1113	28300	1456	372	144	100 %	5,1 %	1,3 %	0,5 %
I1	1113	24303	1557	531	272	100 %	6,4 %	2,2 %	1,1 %
S4	2873	9277	2030	1206	507	100 %	21,9 %	13,0 %	5,5 %
S3	8021	22393	7037	4490	1616	100 %	31,4 %	20,1 %	7,2 %
Z02	4155	31716	7825	2960	886	100 %	24,7 %	9,3 %	2,8 %
Z2	4155	24766	4213	1427	366	100 %	17,0 %	5,8 %	1,5 %

4.5 Evaluacija ekonomičnosti CO₂-EOR CCUS scenarija

Za evaluaciju dodatne vrijednosti pri skladištenju CO₂ uz istovremenu proizvodnju ugljikovodika, neophodno je uključiti ekonomske parametre. Oni najčešće, uz neospornu tehnološku spremnost operatera polja ugljikovodika (naftnih kompanija), djeluju demotivirajuće

pri uključivanju operatera u CCS tehnologije. Drugim riječima, ekonomičnost CCUS scenarija kada je u pitanju CO₂-EOR cilja prije svega na manji rizik ulaganja i sigurniju isplativost trajnog (geološkog) skladištenja CO₂. Za evaluaciju takve dodatne vrijednosti pri skladištenju CO₂ neophodno je uračunati različite scenarije cijena nafte i CO₂ u vremenu te isto tako uzeti u obzir pretpostavke visine samih operativnih troškova, pri čemu je najbitnija potrebna energija za kompresiju CO₂.

Kao nastavak na već dane optimizacijske funkcije Kovsceka i Cakicija (2005) te Jahangirija i Zhanga (2010) izrađena je nova funkcija cilja:

$$f = w_1 \frac{EOR N_p}{OOIP_{EOR\ start}} + w_2 \frac{m_{CO_2}^{uskладиšteno}}{m_{CO_2}^{kapacitet}} \quad (4-15)$$

gdje je:

$EOR N_p$ – proizvodnja nafte tijekom EOR faze proizvodnje, sm³

$OOIP_{EOR\ start}$ – rezerve nafte u ležištu prije početka utiskivanja CO₂, sm³

$m_{CO_2}^{uskладиšteno}$ – masa CO₂ uskladištenog u ležištu tijekom EOR, t

$m_{CO_2}^{kapacitet}$ – ukupni kapacitet ležišta za skladištenje CO₂, t

w_1 – težinski koeficijent iscrpka nafte izražen kao udio NPV-a nafte u ukupnom NPV-u projekta

w_2 – težinski koeficijent uskladištenog CO₂ izražen kao udio NPV-a CO₂ u ukupnom NPV-u projekta

Ukupni kapacitet ležišta za skladištenje CO₂ dobiven je ne kao teoretski maksimalni slobodni porni volumen ležišta već kao skladišni kapacitet iz usporedivih CCS simulacijskih slučajeva. Zbroj w_1 i w_2 je 1, a njihove vrijednosti različite su od projekta do projekta s obzirom na to da ovise o cijeni nafte i cijeni CO₂ te operativnim i kapitalnim troškovima scenarija.

Tim su pristupom dobivene w_1 i w_2 krivulje u vremenu za svako naftno polje (PRILOG 9) i za svaki simulirani slučaj te je ideja da se za odabrane scenarije cijene može u vremenu vidjeti postotak prihoda koji dolazi od proizvodnje nafte, odnosno od skladištenja CO₂. Navedeno može biti korisno ukoliko dođe do promjene zakonskog okvira te naftna kompanija u Hrvatskoj bude mogla ostvariti prihod i od uskladištenog CO₂, a ne samo proizvedene nafte, kao što je danas slučaj.

U tom smjeru analize, iz skupa svih simuliranih slučajeva izdvojeno je 5 % najboljih, i to prema:

1. uskladištenosti kao primarnom kriteriju (Slika 4-111)
2. EOR iscrpku kao primarnom kriteriju (Slika 4-112)
3. NPV-u kao primarnom kriteriju (Slika 4-113 i Slika 4-114)
4. uskladištenosti kao primarnom kriteriju i EOR iscrpku kao sekundarnom kriteriju
5. uskladištenosti kao primarnom kriteriju, EOR iscrpku kao sekundarnom kriteriju te NPV-u kao tercijarnom kriteriju.

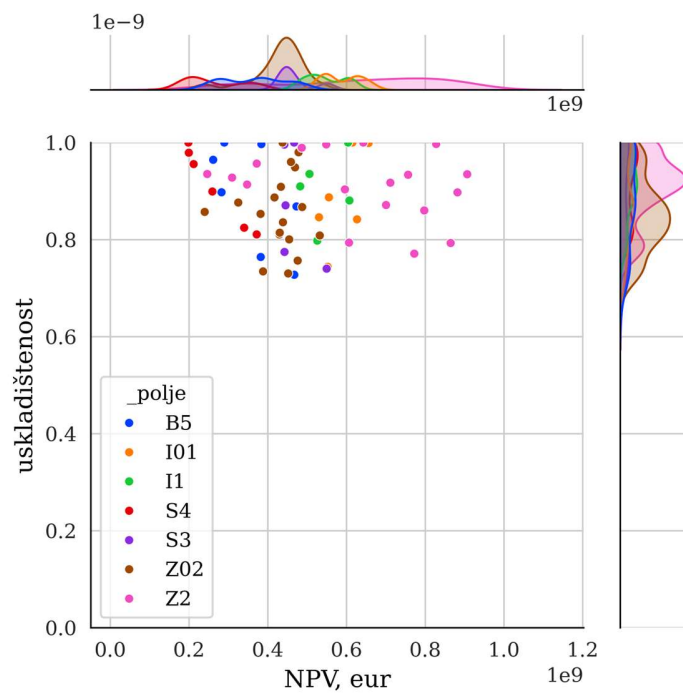
Na sljedeći je način izdvojen 95. percentil:

- Za svaki simulacijski slučaj (`case_id`) pronadi redak u tablici (bazi) koji ima maksimalnu traženu vrijednost. Npr., za uskladištenost:

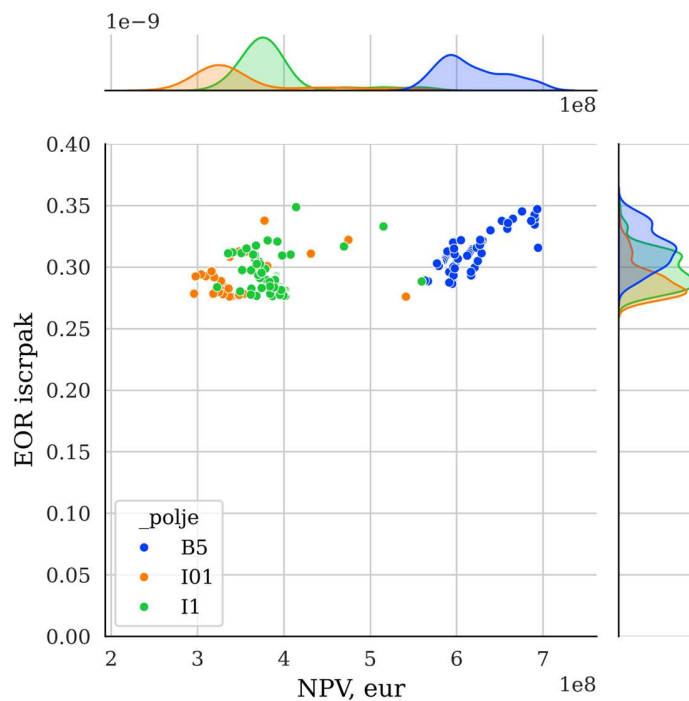
```
df_max = combined_df.loc[combined_df.groupby('case_id')['uskladistenost'].idxmax()]
```
- Zatim, iz tih redaka izdvoji one iznad 95. percentila, tj. one zapise kojima maksimalna tražena vrijednost spada u 5 % najvećih:

```
df_p95 = df_max[df_max['uskladistenost'] >= df_max['uskladistenost'].quantile(0.95)]
```

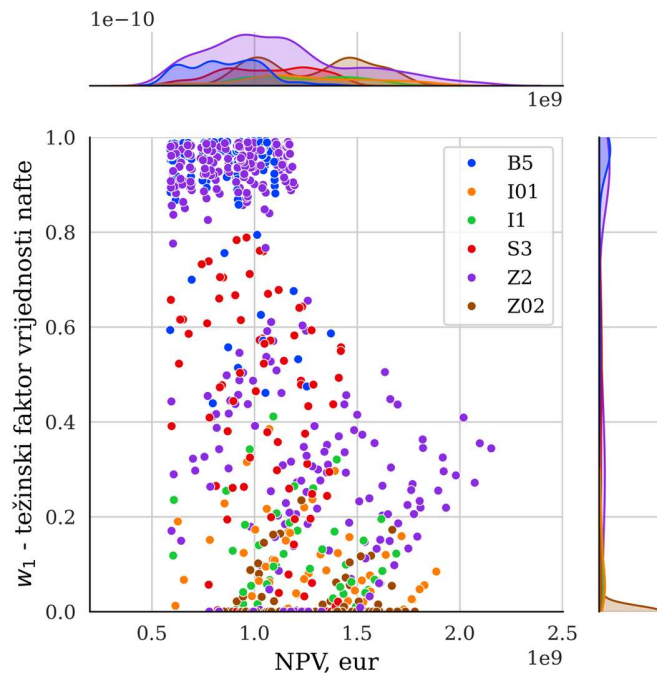
Svaki takav okvir podataka (*dataframe* objekt) sadrži po jedan redak sa unikatnim brojem (`case_id`) simulacijskog slučaja i spremljen je zasebno, kako bi se kasnije pronašlo koji se to simulacijski slučajevi nalaze izdvojeni prema svim percentilnim kriterijima.



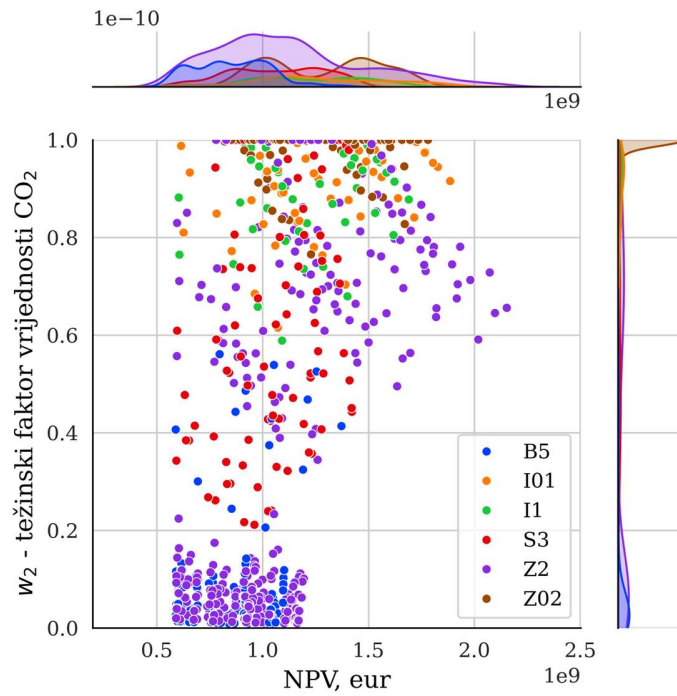
Slika 4-111 5 % najboljih simulacijskih slučajeva prema uskldištenosti kao primarnom kriteriju



Slika 4-112 5 % najboljih simulacijskih slučajeva prema EOR iscrpku kao primarnom kriteriju



Slika 4-113 Težinski faktor vrijednosti nafte (w_1) u 5 % najvećih NPV ishoda



Slika 4-114 Težinski faktor vrijednosti CO₂ (w_2) u 5 % najvećih NPV ishoda

Nakon svih filtriranja, odabira i usporedbi (od 8056 simulacijskih slučajeva) prema kriteriju NPV-a te za sve scenarije cijena, izdvojena su 403 simulacijska slučaja. Kako izdvojena tablica sadrži 3580 redaka, a moguće je izdvojiti svaki slučaj od 0 do 9 puta (broj scenarija cijena), uočljivo je da je većina simulacijskih slučajeva u više navrata (oko šest puta) spadala u 5 % najboljih, tj. najprofitabilnijih.

Kada se smanji broj simuliranih slučajeva, iz njih je moguće izdvojiti gornje i donje granice parametara koji su odredili takve slučajeve, kako bi se izradile tablice kriterija odabira perspektivnih polja za skladištenje CO₂ uz istovremenu proizvodnju ugljikovodika (CO₂-EOR CCUS). Taj se pristup može smatrati ispravnim s obzirom na to da su scenariji cijena ekstremno divergentni i različiti, što upućuje na konzistentne performanse utiskivanja u određenim granicama uvjeta u fizikalnom i u ekonomskom smislu.

Tablica kriterija odabira (Tablica 4-10) pomaže u identificiranju najuspješnijih simuliranih scenarija koji zadovoljavaju primarni, sekundarni i tercijarni kriterij na najbolji mogući način.

Tablica 4-10 Kriteriji odabira isplativih slučajeva

		min	max
Udaljenost proizvodnih i utisnih bušotina	m	250	450
Broj proizvodnih bušotina		3	8
Broj utisnih bušotina po jedinici površine		1	1
Poroznost	%		25
Propusnost	10 ⁻³ μm ²		100
WAG omjer		1	2
Koncentracija polimera	kg/sm ³	0,1	5
Viskoznost pri tlaku zasićenja	MPas	0,3	0,55
MMP/P_b		1,6	2,1
Gustoća pri P_b	kg/m ³		715
S_w na početku EOR	%		ne vidi se utjecaj
Težinski faktor nafte		0	0,992
Težinski faktor CO₂		0,017	1
<i>F</i>		0,165	1

Dok se Tablica 4-10 odnosi na slučajeve filtrirane prema svim kriterijima, uz NPV kao primarni kriterij, Tablica 4-11 predstavlja raspon vrijednosti najboljih slučajeva prema svakom kriteriju zasebno. Cilj filtriranja i odabira najboljih 5 % simuliranih slučajeva je dobivanje tablice koja prikazuje najbolje rezultate prema definiranim kriterijima.

Tablica 4-11 Kriteriji odabira

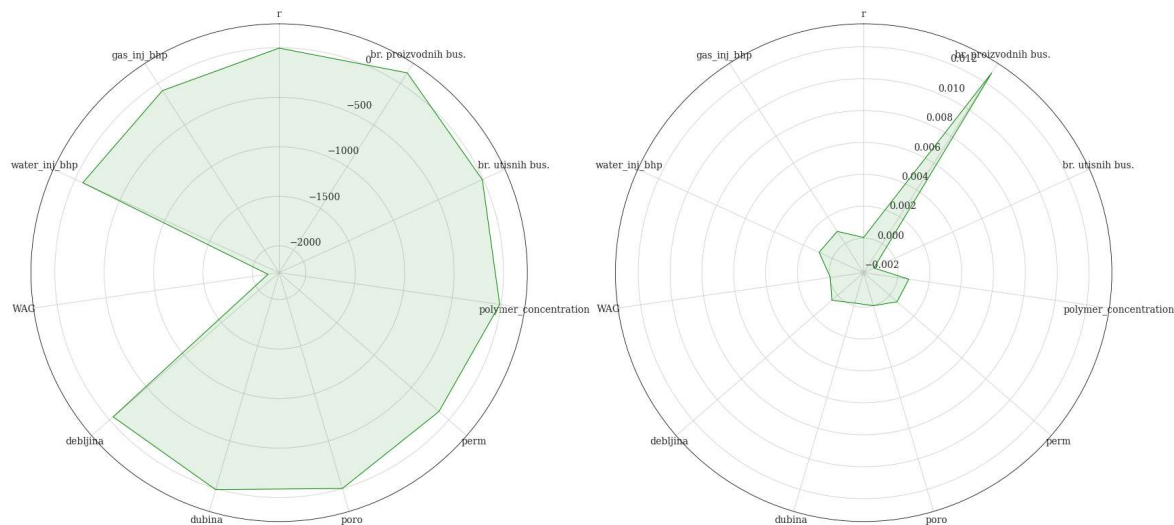
		Broj bušotina	Udaljenost proizvodnih i utisnih busotina (m)	Broj proizvodnih bušotina	Broj utisnih bušotina	Propusnost ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	WAG omjer	Viskoznost pri tlaku zasićenja (cp)	MMP/P _b
Uskladištenost kao primarni kriterij	min	3	150	1	1	20	0,0	0,3	2,01
	max	8	450	8	8	150	0,0	2,2	2,10
EOR iscrpak kao primarni kriterij	min	6	250	6	1	20	0,0	0,3	1,57
	max	8	450	8	1	50	2,0	0,6	2,10
NPV kao primarni kriterij	min	3	250	1	1	20	0,0	0,3	1,59
	max	8	450	8	6	100	0,0	0,6	2,10
Uskladištenost kao primarni kriterij i EOR iscrpak kao sekundarni kriterij	min	3	150	3	1	20	0,0	0,3	2,01
	max	8	450	8	1	150	1,0	2,2	2,10
Uskladištenost kao primarni kriterij, EOR iscrpak kao sekundarni kriterij te NPV kao tercijarni kriterij	min	3	150	3	1	20	0,0	0,3	2,01
	max	8	450	8	1	150	1,0	2,2	2,10

4.6 Određivanje težinskih faktora pomoću strojnog učenja

Radarski dijagrami prikazuju težinske faktore različitih parametara u odnosu na dva specifična kriterija (retenciju i EOR iscrpak; Slika 4-115) dobivene treniranjem i testiranjem na skupu koji sadrži sve simulirane slučajeve ovog istraživanja. Za treniranje je primijenjen linearni regresijski model Ridge koji dodaje penalizacijski izraz kvadratnog zbroja koeficijenata u funkciju gubitka, čime se sprječava prekomjerno prilagođavanje modela podatcima iz skupa za treniranje (engl. *overfitting*).

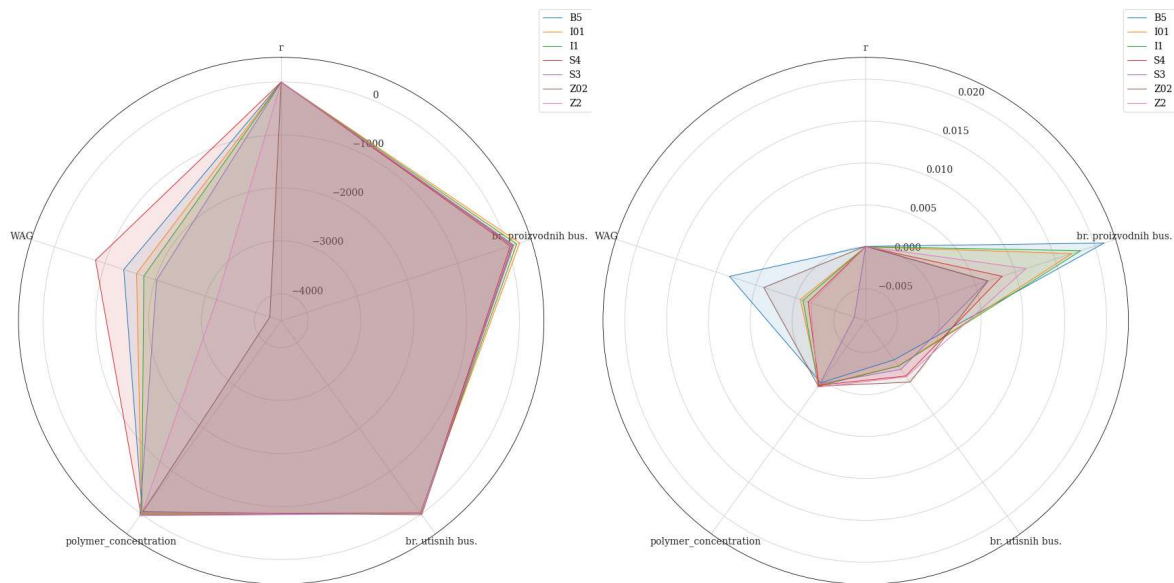
S lijeve strane prikazani su faktori parametara u odnosu na retenciju, a s desne strane u odnosu na EOR iscrpak. Na dijagramu su prikazani parametri utisnih tlakova za plin i vodu, broja utisnih i proizvodnih bušotina, koncentracije polimera, WAG omjera, debljine ležišta, dubine ležišta te poroznosti i propusnosti ležišta. Vrijednosti su prikazane na radijalnim osima, gdje svaka os predstavlja jedan parametar. Veća vrijednost (dalje od centra) ukazuje na veći utjecaj tog parametra na retenciju, odnosno EOR iscrpak.

Parametar poput broja proizvodnih bušotina ima značajan utjecaj na retenciju, dok WAG parametar ima manji utjecaj. Parametri poput broja proizvodnih bušotina, koncentracije polimera i debljine ležišta imaju značajan utjecaj na EOR iscrpak, dok parametri kao što su broj utisnih bušotina i propusnost imaju manji utjecaj.



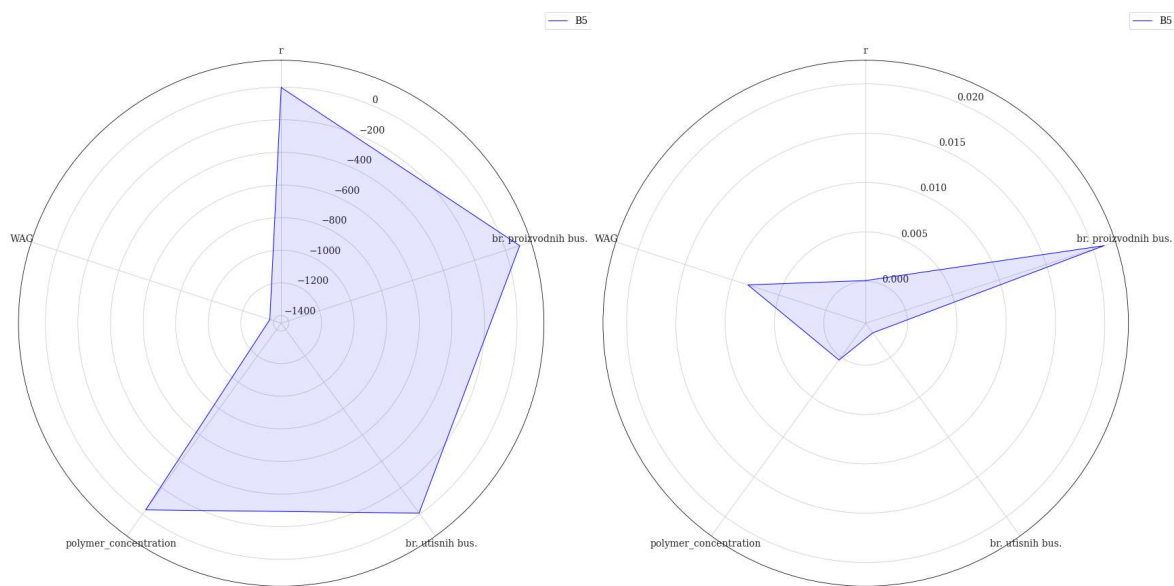
Slika 4-115 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) cjelokupnog skupa simulacijskih slučajeva

Radarski dijagrami koji prikazuju težinske faktore različitih parametara u odnosu na dva specifična kriterija (retenciju i EOR iscrpak, Slika 4-116) dobivena su treniranjem i testiranjem na sedam skupova, odnosno zasebno za svako ležište, ali su dobivene površine prikazane na istom dijagramu. Vidljivo je (Slika 4-116) kako isti parametri imaju različiti utjecaj na različitim naftnim poljima. Tako su npr. naftna polja Z2, B5 i S4 u vidu retencije snažno ovisna o WAG parametru, dok kod naftnog polja I01 i I1 to nije slučaj. Na EOR iscrpak u slučaju naftnog polja B5 najveći utjecaj imaju broj proizvodnih bušotina i WAG omjer dok je kod drugih polja distribucija utjecaja ravnomjernije raspoređena među parametrima.

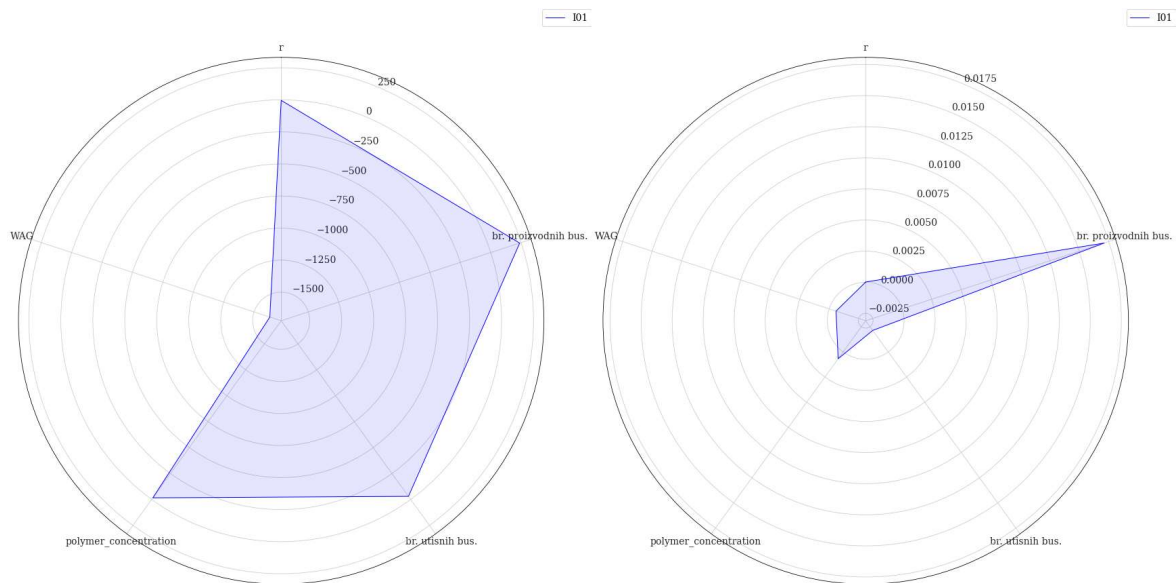


Slika 4-116 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva svakog ležišta zasebno

Individualni prikaz odnosa za svako naftno polje (Slika 4-117 – Slika 4-123) koristan je za detaljniju diskusiju.



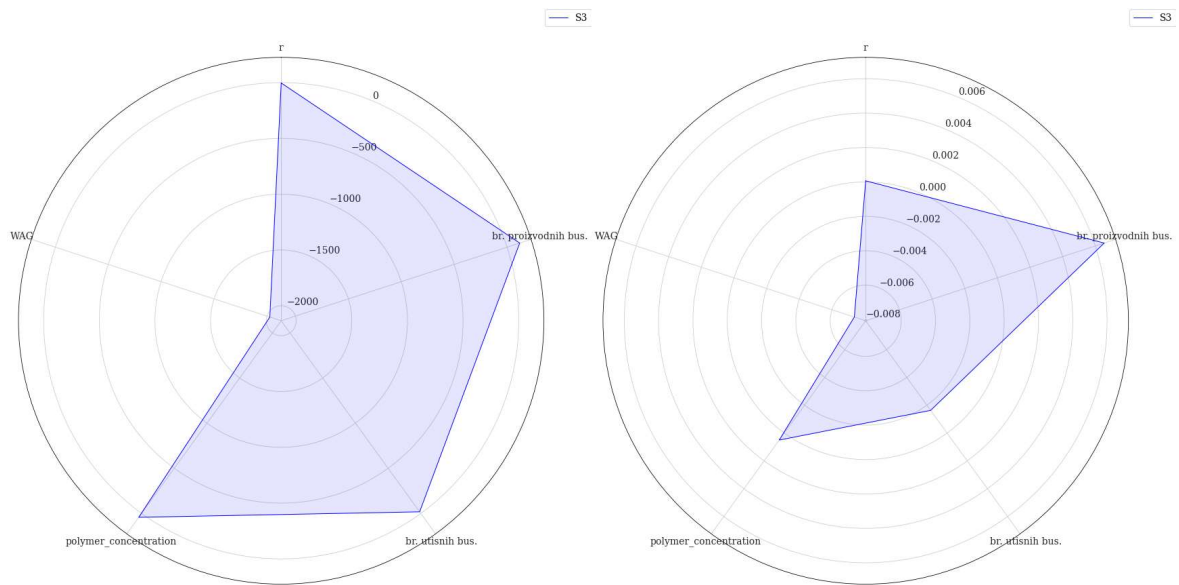
Slika 4-117 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja B5



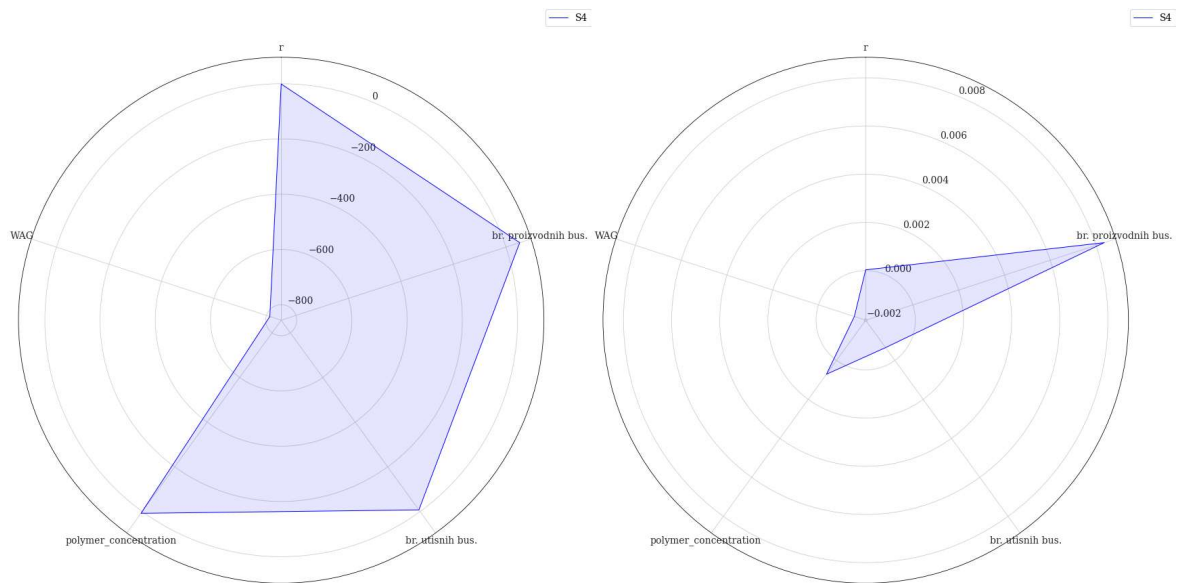
Slika 4-118 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja I01



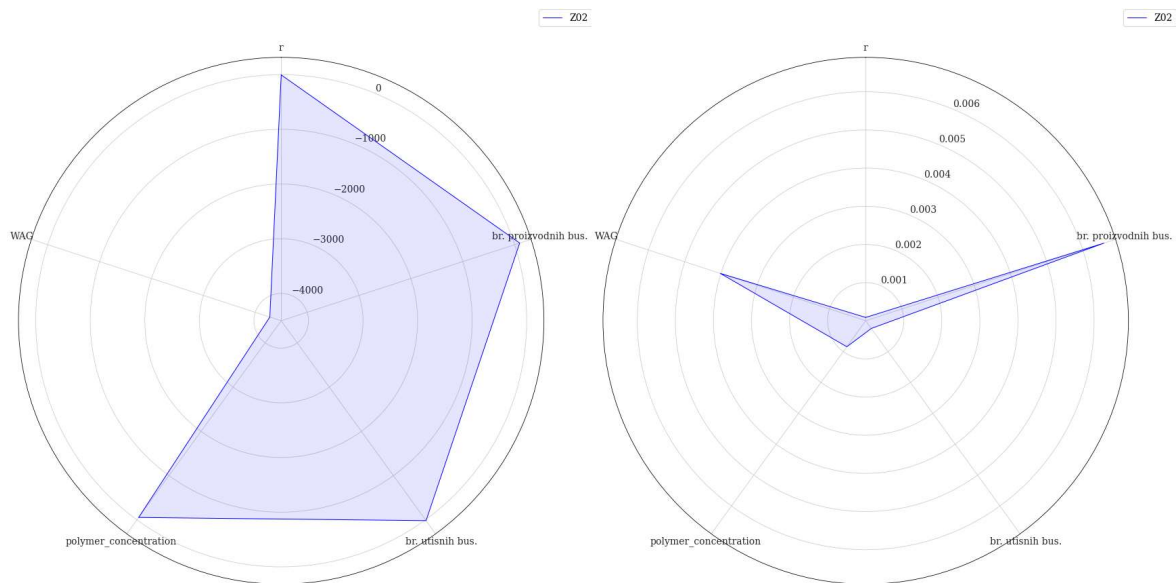
Slika 4-119 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja I1



Slika 4-120 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja S3



Slika 4-121 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja S4



Slika 4-122 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja Z02



Slika 4-123 Težinski faktori u odnosu na retenciju (lijevo) i EOR iscrpak (desno) za skup simulacijskih slučajeva naftnog polja Z2

5 Diskusija rezultata

Izvođenje tako velikog broja simulacijskih slučajeva kao u ovom radu nije bilo moguće prije još desetak godina. Alati, tj. računalni programi za pripremu (engl. *preprocessor*) i za kasniju obradu rezultata (engl. *postprocessor*) jednostavno nisu bili dovoljno snažni ili dovoljno razvijeni. Uz rad s velikim brojem podataka, mnogo vremena trošilo se na njihovo validiranje, organiziranje i na planiranje prikazivanja rezultata tako da prikazani rezultati prate stanovitu liniju i zaokružuju kontekst analize. Na osnovi velikog broja provedenih analiza, izdvojeno je nekoliko skupina varijabli:

- (1) apsolutne veličine: retencija (kt), dodatni iscrpak (sm^3), tijek novca tj. NPV (Eur)
- (2) relativne veličine, tj. udjeli u odnosu na uskladištenost i početne rezerve: uskladištenost i dodatni iscrpak
- (3) ulazni parametri na koje se može utjecati odabirom kandidata ležišta za CO₂-EOR CCUS ili tehničkim parametrima:
 - a. raspored i razmak bušotina, broj bušotina, koncentracija polimera, trajanje ciklusa utiskivanja vode i CO₂ (WAG omjer)
 - b. volumetrijska svojstva ležišta (poroznost, propusnost, debljina), sastavi fluida, minimalni tlakovi miješanja, iscrpak u momentu početka utiskivanja CO₂, zasićenje vodom, dubina ležišta, tlak i temperatura ležišta, itd.
- (4) fizikalni parametri, tj. projekcije i scenariji kretanja cijena CO₂, pretpostavke kapitalnih i operativnih troškova

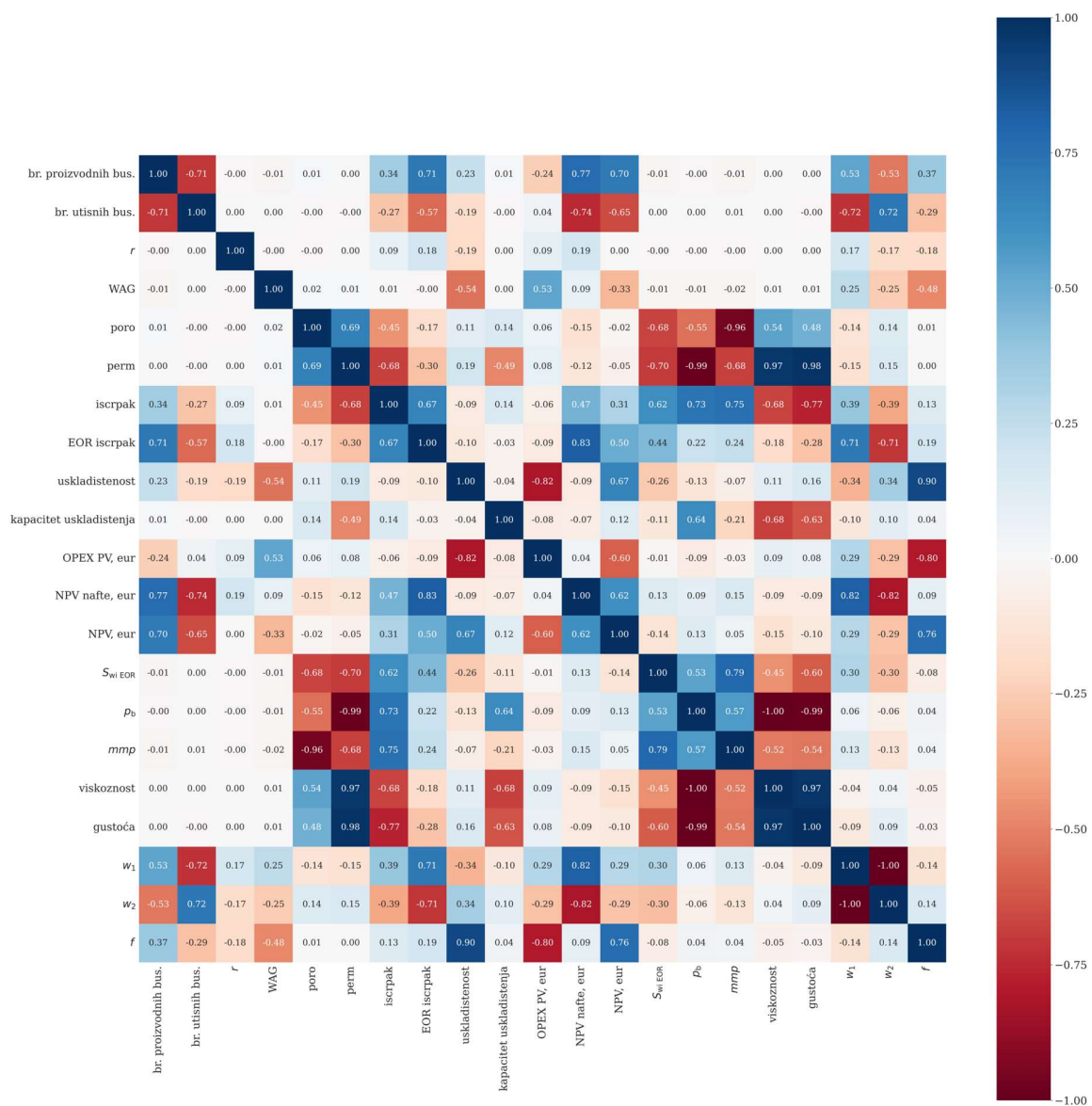
Postojeće hipoteze definirale su i limitirale raspon parametara. Iako se radi o konceptualnim modelima, prednost analiza je u tome što parametri ležišta počivaju na stvarnim podacima. Manjkavost je u tome što rasponi parametara nisu „matematički“ određen niz, pa su tako neki parametri vrlo slični. S druge strane, u odnosu na rezultate iz prethodno objavljenih članaka (Arnaut i sur. 2021), u ovom radu prikazani rezultati temelje se na stotinjak puta opsežnijem skupu podataka (tj. stotinjak puta više analiza). Sami podatci sustavnije su posloženi, ali usprkos činjenici da je studija opsežna, neki parametri nisu razmotreni u dovoljno širokom rasponu. Ovdje se radi prije svega o više pretpostavljenih propusnosti za svaki konceptualni model, više početnih zasićenja, a zatim i o više tlakova i brzina utiskivanja. Sve to zahtijeva ekstremne računalne konfiguracije – zajedno sa scenarijima cijena, pored filtriranja i izbacivanja određenog broja simuliranih slučajeva

te smanjenja broja koraka (razmatranja provedenih uglavnom na razini mjesečnih promjena), analizirane tablice sadržavale su i preko $10 \cdot 10^6$ redaka. To znači da je analizirano preko 8000 simulacijskih slučajeva s devet scenarija cijena, tj. ukupno preko 72 500 scenarija.

Velik broj analiza i opservacija sastojao se iz izdvajanja općih trendova. Opaženi su sljedeći trendovi:

- Veći razmak bušotina upućuje na bolje opće performanse (NPV, uskladištenost).
- Veći period utiskivanja CO₂ upućuje na veći NPV i veći iscrpak.
- Veći WAG omjer smanjuje uskladištenost i povećava OPEX.
- EOR iscrpak jasnije je povezan s NPV-om od uskladištenosti.
- Veći ležišni tlak smanjuje NPV (zbog veće energije kompresije).

Pronalaženjem težinskih parametara w_1 i w_2 te vrijednosti funkcije cilja f , i promatranjem korelacijske matrice velikog broja parametara (Slika 5-1) mogu se uočiti novi korelacijski odnosi. Tako su npr. i w_1 i w_2 korelacijski više vezani uz NPV nafte, nego uz NPV nafte zajedno s CO₂. Broj bušotina također je podjednako koreliran s w_1 i w_2 koliko i NPV. Sve zajedno upućuje na to kako se težinski faktori mogu bolje povezati kad je jasniji cilj (što isplativija maksimizacija uskladištenja). Npr., interesantno je promatrati korelacije na slučajevima u kojima je postignut velik dodatni iscrpak, ili posebno u slučajevima u kojima je postignuta velika uskladištenost. Na težinske faktore jako utječe cijena CO₂ na tržištu pa je interesantno razmotriti istu korelaciju za različite cijene (PRILOG 10, PRILOG 11 i PRILOG 12) te ustanoviti kako npr. korelaciju težinskih faktora i tlaka, broja bušotina te razmaka, pojačava veća cijena CO₂.



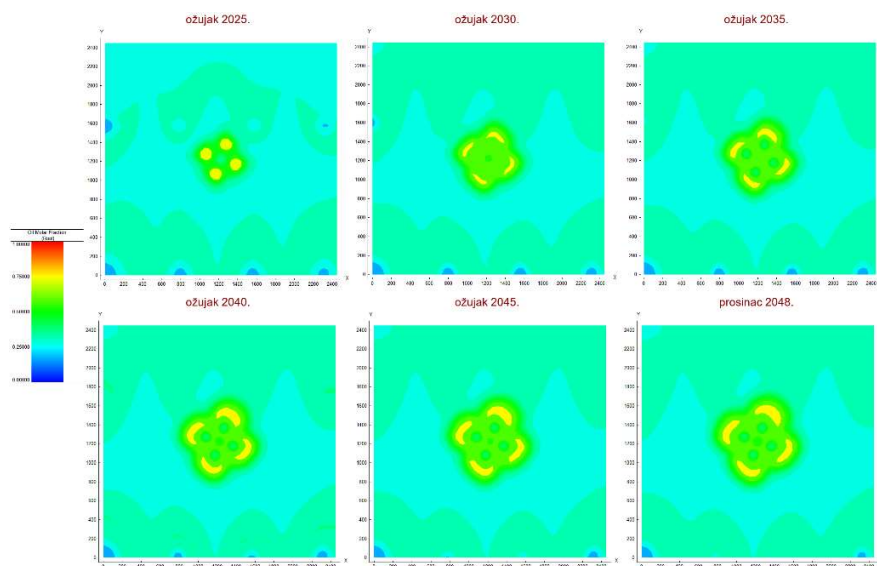
Slika 5-1 Korelacijska matrica relevantnih parametara za sve razine i slučajeve utiskivanja CO₂

Kako bi se prikazalo što se događa sa zasićenjima CO₂ u ležištu, odabrana su četiri simulacijska slučaja naftnog polja B5 sljedećih karakteristika:

- udaljenost između bušotina je 150 m, 4 utisne bušotine, 1 proizvodna bušotina, WAG omjer 1:1 u trajanju od 12 mjeseci (Case ID: 289)
- udaljenost između bušotina je 150 m, 1 utisna bušotina, 4 proizvodne bušotine, WAG omjer 1:1 u trajanju od 12 mjeseci (Case ID: 433)
- udaljenost između bušotina je 450 m, 4 utisne bušotine, 1 proizvodna bušotina, WAG omjer 1:1 u trajanju od 12 mjeseci (Case ID: 397)
- udaljenost između bušotina je 450 m, 1 utisna bušotina, 4 proizvodne bušotine, WAG omjer 1:1 u trajanju od 12 mjeseci (Case ID: 541).

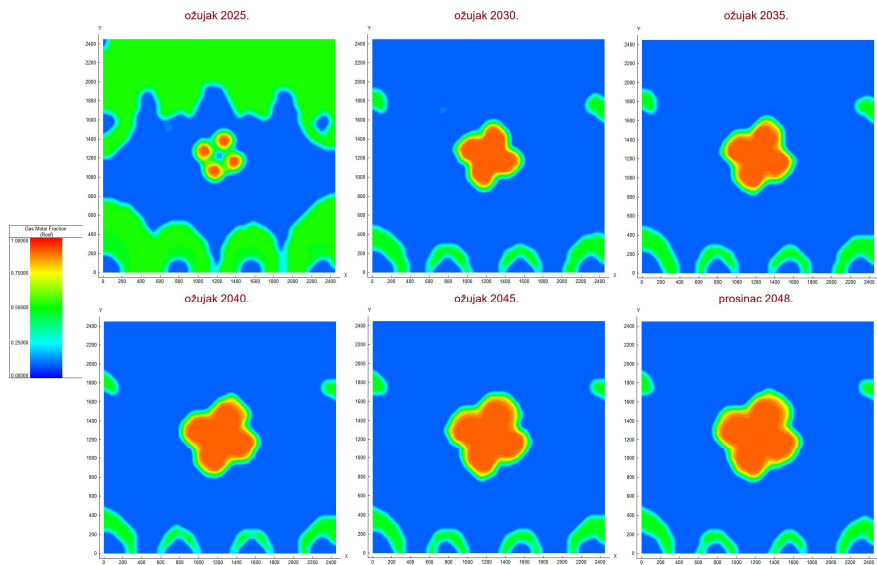
Glavna razlika u slučajevima je u pogledu regularnog ili inverznog rasporeda utiskivanja te udaljenosti među bušotinama.

Na slici (Slika 5-2) prikazan je molarni udio CO₂ u ležišnoj nafti od početka do kraja simulacije u petogodišnjim razdobljima. Vidljivo je kako se molarni udio od utisnih bušotina povećava u sve širem radijusu i sa sve većom koncentracijom dalje prema rubovima ležišta.



Slika 5-2 Molarni udio CO₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 289 naftnog polja B5

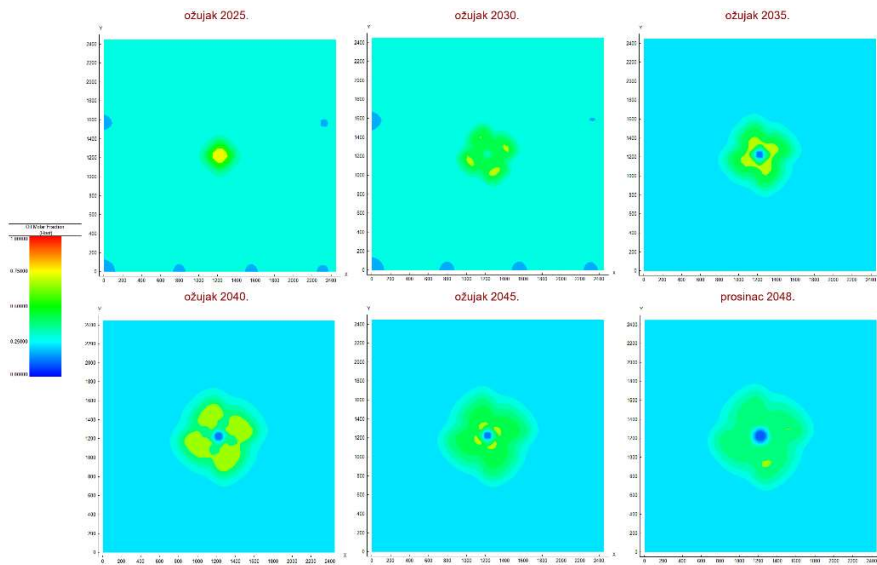
Na slici na kojoj je prikazan molarni udio CO₂ u plinskoj fazi (Slika 5-3), širenje fronte CO₂ izraženije je nego u slučaju nafte.



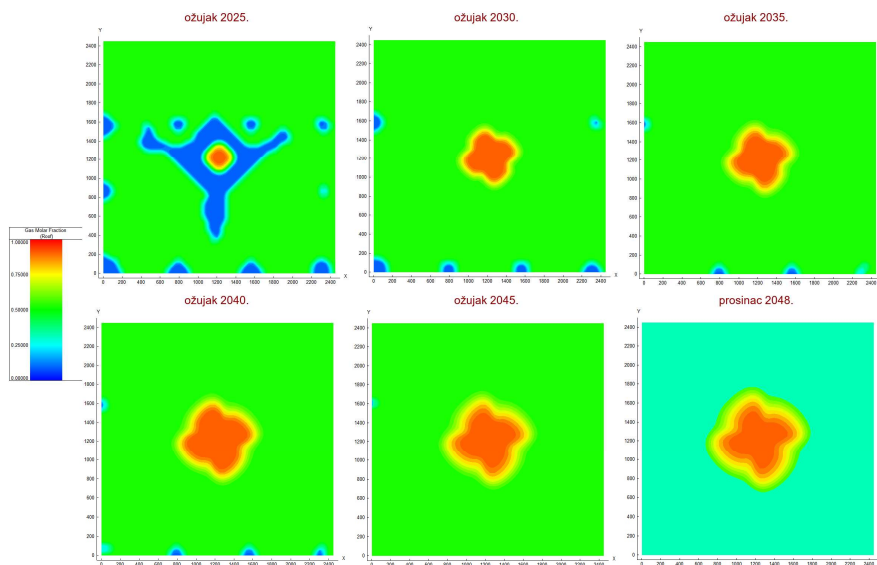
Slika 5-3 Molarni udio CO₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 289 naftnog polja B5

Međutim, kako simulacijski slučaj 289 podrazumijeva najmanju udaljenost bušotina od svih simuliranih slučajeva u ovom doktorskom radu, već nakon pet godina dolazi do spajanja fronti s četiriju bušotina, koje kasnije napreduju radijalno, dalje od centra ležišta gdje su bušotine pozicionirane.

Ukoliko se primijeni inverzan raspored utiskivanja s jednom utisnom bušotinom uza sve druge iste uvjete (simulacijski slučaj 433), onda su udjeli i u plinskoj fazi i u nafti nešto manji što je u korelaciji sa manjom utisnutom količinom CO₂ kroz jednu bušotinu, nego što je slučaj s četirima bušotinama (Slika 5-4 i Slika 5-5).

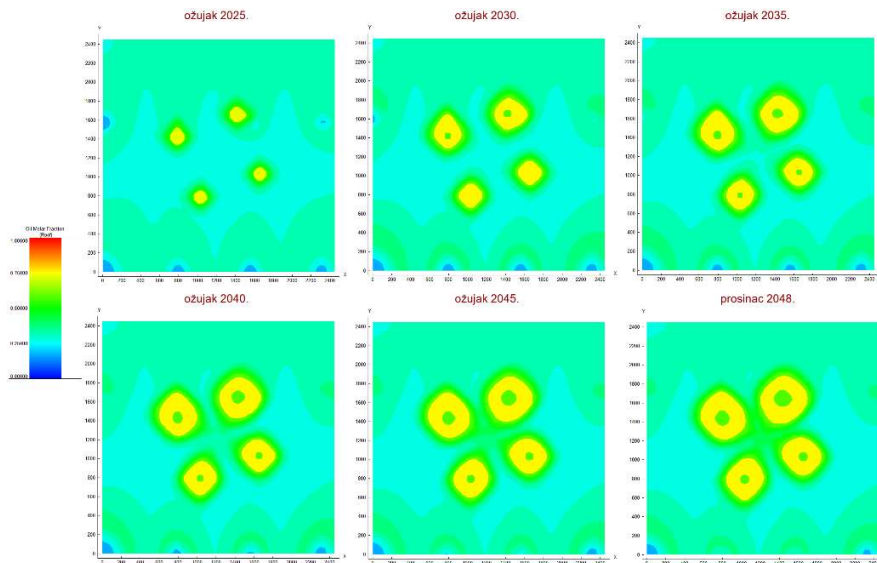


Slika 5-4 Molarni udio CO₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 433 naftnog polja B5

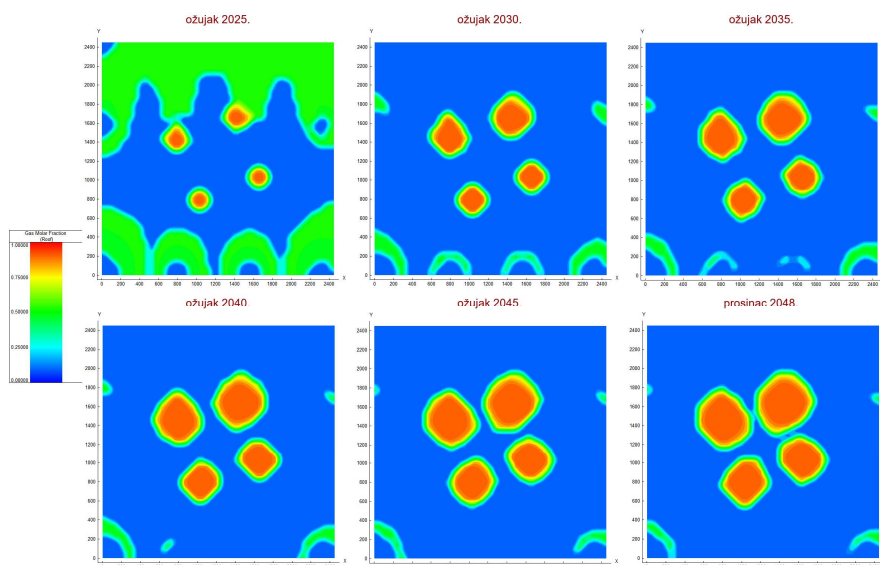


Slika 5-5 Molarni udio CO₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 433 naftnog polja B5

Kako bi se bolje prikazalo širenje fronti u vremenu, molarni udjeli prikazani su i za slučajeve slične prethodnima, ali uz najveću simuliranu udaljenost bušotina (450 m) (Slika 5-6 i Slika 5-7).

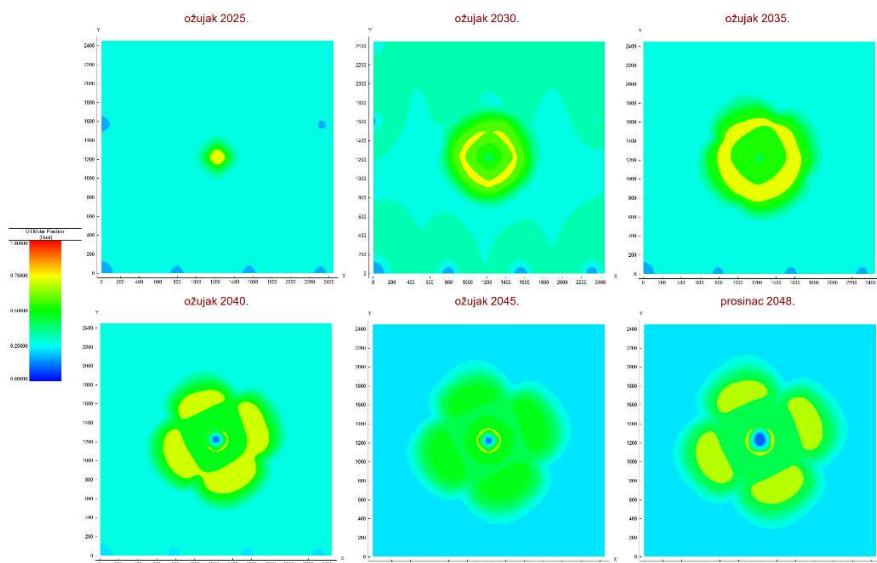


Slika 5-6 Molarni udio CO₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 397 polja B5

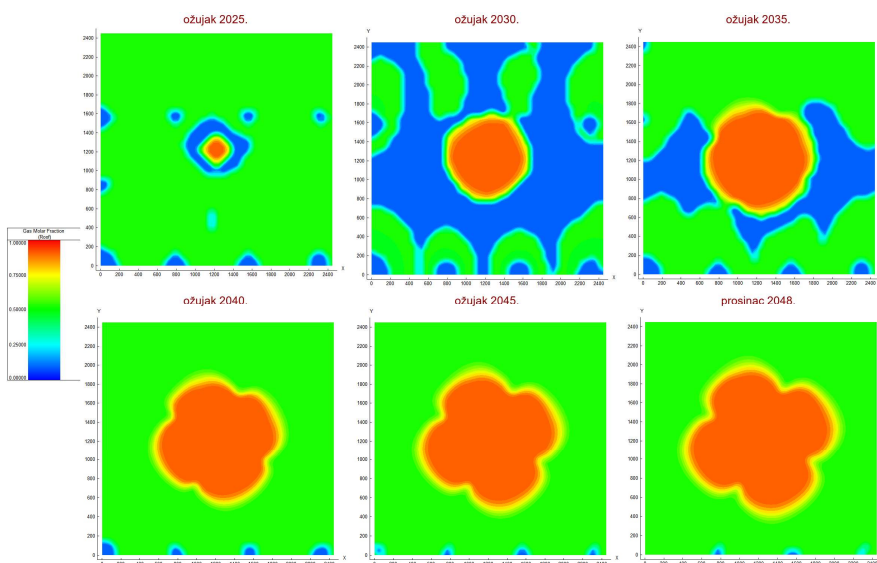


Slika 5-7 Molarni udio CO₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 397 naftnog polja B5

Iz prikaza je vidljivo kako su bušotine na tako velikoj udaljenosti da njihove fronte do kraja simulacije nisu došle u međusobnu interferenciju.



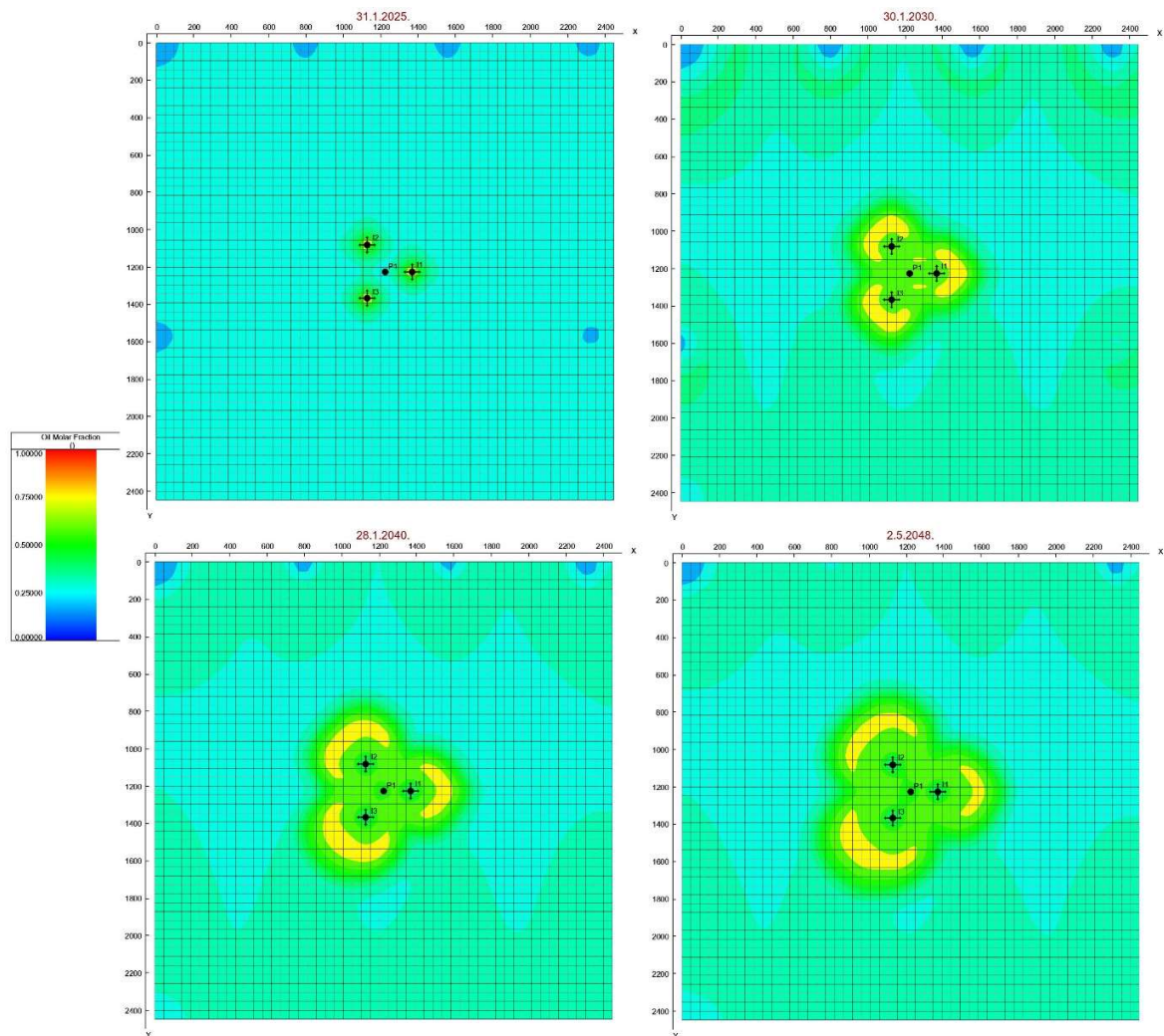
Slika 5-8 Molarni udio CO₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja 541 naftnog polja B5



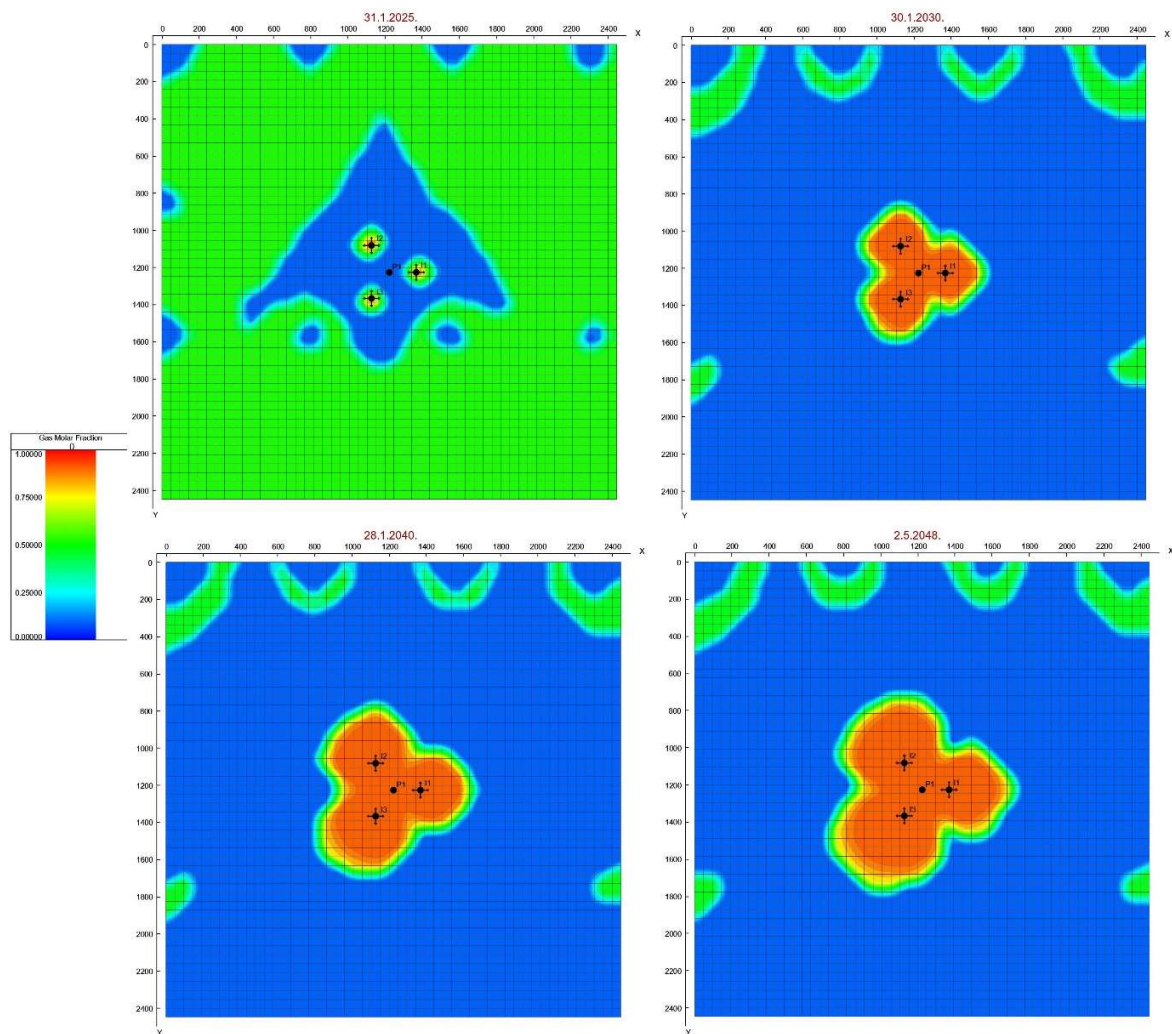
Slika 5-9 Molarni udio CO₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja 541 naftnog polja B5

Ipak, u slučaju inverznog tipa utiskivanja, s četirima proizvodnim bušotinama oko jedne utisne, (Slika 5-8 i Slika 5-9) molarni udio CO₂ u plinskoj fazi je izraženiji. To se promatra u korelaciji s nedostizanjem MMP-a u centralnom dijelu ležišta, s obzirom na to da proizvodnja nafte četirima bušotinama smanjuje ležišni tlak oko tih bušotina koji jedna utisna bušotina ne može nadoknaditi. Zbog toga se CO₂ slabije otapa u nafti.

U slučaju srednje udaljenosti i triju bušotina, spajanje fronti napredovanja CO₂ u ležištu brže je i intenzivnije (Slika 5-10 i Slika 5-11).

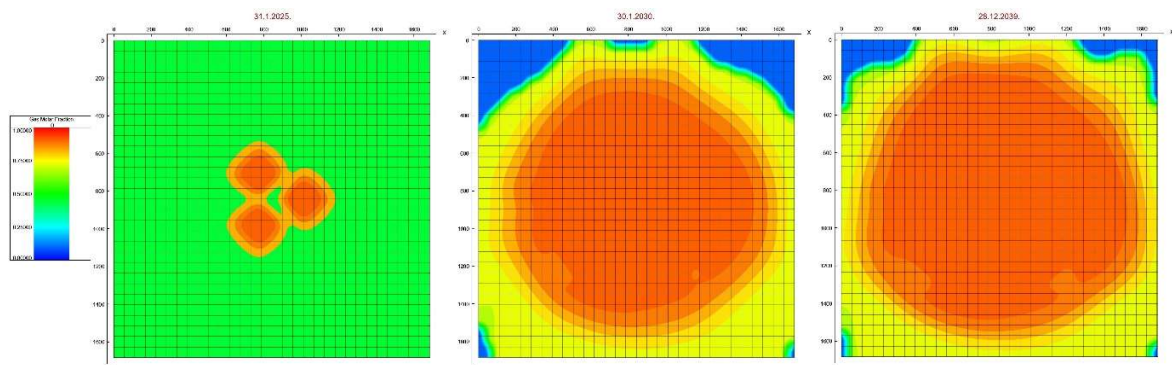


Slika 5-10 Molarni udio CO₂ u sastavu nafte simulacijskog slučaja s trima utisnim i jednom proizvodnom bušotinom na srednjim udaljenostima



Slika 5-11 Molarni udio CO₂ u sastavu plinske faze simulacijskog slučaja s trima utisnim i jednom proizvodnom bušotinom na srednjim udaljenostima

Logično, najizraženiji i najbrži prodor CO₂ od utisne bušotine prema rubovima ležišta događa se kod CCS simulacijskih slučajeva (Slika 5-12).



Slika 5-12 Molarni udio CO₂ u sastavu plinske faze CCS simulacijskog slučaja s trima utisnim bušotinama

6 Zaključak

Uzimajući u obzir dugi vijek naftnih polja (u pravilu preko 50 godina, a postoje primjeri polja u SAD-u koja proizvode dulje od 100 godina i na kojima se primjenjuje CO₂-EOR) i istraženost dosad poznatih područja, naftna je industrija posljednjih dvadesetak godina intenzivirala istraživanja i eksploataciju u manje pristupačnim područjima sa složenijim ležišnim uvjetima. To se odvija uz veće investicije te veći rizik zbog nepostojanja ranijih iskustava i znanja. Upravo su takve okolnosti poticajne pri ulaganjima u postojeća polja.

Tijekom CO₂-EOR procesa dolazi do efekta bubrenja nafte uslijed otapanja CO₂ u nafti. Uslijed toga se povećava i volumni udio nafte u sloju, odnosno zasićenje naftom, a propusnost za svaki fluid povećava se s povećanjem zasićenja za isti. Rezultat je veći iscrpak nafte, što doprinosi povećanju profita. U slučaju metode CO₂-EOR ne postoji scenarij u kojem je moguće proizvesti više CO₂ nego ga utisnuti, već se velika većina CO₂ utisnutog u sloj tamo zadrži na isti način kao što bi se zadržali nafta i naftni plin.

Povoljnu okolnost u RH čine odrađeni prvi koraci u evaluaciji ležišta nafte pogodnih za utiskivanje CO₂, u smislu provedenih iscrpnih višegodišnjih CO₂-EOR laboratorijskih studija. Štoviše, studije koje su započele kasnih 1970-ih i završile sredinom 1990-ih bile su tehnološki limitirane opremom, ali su istovremeno planirane vizionarski, ne samo s ciljem pronalaženja strategije utiskivanja koja rezultira maksimalnim iscrpkom nafte, nego i s ciljem pronalaženja dobrih scenarija po pitanju iscrpka, uz istovremeno maksimiziranu retenciju CO₂ u pornom prostoru.

Također povoljnu okolnost čini i nastavak istraživanja u okviru pilot projekata provedenim na dvama poljima, na kojima su potom, prije desetak godina, pokrenuti i komercijalni CO₂-EOR projekti, koji su prema tadašnjim pokazateljima donje granice isplativosti, već odavno financijski pozitivni.

Ponajviše zbog geopolitičkih i globalno-ekonomskih razloga, jedini operater, tj. naftna kompanija na području RH koja se bavila CO₂-EOR tehnologijom, unatoč postojanju aktivnih isplativih komercijalnih CO₂-EOR projekata, nije nastavila istraživanja u smislu smanjenja rizika ulaganja u utiskivanje CO₂ u nova polja.

Imajući u vidu postojeće strateške dokumente, nepotpuni zakonski okvir koji regulira skladištenja CO₂, kao i potencijal novog financijskog koncepta u okviru EU ETS trgovanja

emisijama, ali i uzimajući u obzir napredak u računalnim tehnologijama, analiza u ovom radu provedena je na način koji je još prije desetak godina bio nezamisliv. Analize su provedene korištenjem virtualnih servera, s prijenosom velikih količina podataka između računala različite namjene. Izvedeno je preko tisuću simulacijskih slučajeva za svaki konceptualni model ležišta, s računalnim vremenom (engl. *Central Processing Unit runtime*, *CPU runtime*) kao ključnim parametrom.

Sam pristup problemu CO₂-EOR mijenja se s promjenama ranije spomenutih pravila i dokumenata, a tako se mijenja i izglednost primjene stanovitog koncepta. Naime, unazad deset godina, prateći razvoj CO₂-EOR projekata u SAD-u, činilo se da je koncept CO₂-EOR CCUS potpuno prihvatljiv i da će se razviti u stabilan poslovni model. U takvom modelu, u SAD-u, osjetno veća cijena plaća se za emisijsku jedinicu CO₂ emitiranu iz proizvodnih bušotina, nego što se dobije za emisijsku jedinicu utisnutu u naftno polje i time je pojednostavljeno obračunavanje CO₂ emisijskih jedinica preko bilance tvari i s težištem na emisijske jedinice. U EU do danas još nije potpuno definirana utilizacija CO₂, međutim ozračje je takvo da se želi spriječiti dalje pridobivanje ugljikovodika i tako automatizmom isključiti CO₂-EOR iz EU ETS-a.

Prema aktualnim strateškim dokumentima o financiranju i zakonskim aktima, čini se da je utiskivanje CO₂ izvedivo kao CCUS, sve dok isto ne rezultira povećanjem tlaka u ležištu i povećanjem proizvodnje (pretpostavlja se kako se radi o dnevno proizvedenim količinama, a ne kumulativnoj proizvodnji). Postoje scenariji u kojima je moguće potaknuti utiskivanje i skladištenje CO₂ bez povećanja tlaka u ležištu, uz istovremenu proizvodnju nafte kao dodatni, tj. ključni element za financiranje utiskivanja CO₂, što je konkretno pokazano na konceptualnom modelu B5.

U takvom kontekstu, cilj optimizacije CO₂-EOR procesa u ovom istraživanju izmijenjen je u smislu dobivanja *dovoljno* većeg iscrpka nafte kako bi se postiglo isplativo i profitabilno trajno skladištenje CO₂. S tim ciljem testirale su se različite vrijednosti WAG parametara i ostalih parametara utiskivanja.

Uvedene su nove ili dopunjene ranije definicije pojmova vezanih uz iscrpak. Dodatni iscrpak, koji se ranije najčešće definirao kao proizvodnja nakon početka EOR-a, ovdje je definiran kao razlika preostalih rezervi na početku CO₂-EOR i rezervi u nekom trenutku nakon početka CO₂-EOR utiskivanja (OIP₇). Time je olakšano korigiranje vrijednosti u slučaju da se procjene početnih

rezervi izmijene, što je u današnje vrijeme vjerojatnije nego ranije, zbog digitalizacije i lakše, tj. češće reinterpretacije ležišta.

Nadalje, definicija dodatnog iscrpka kao postotka često se odnosila na postotnu razliku iscrpka u nekom trenutku provođenja EOR-a i na početku EOR utiskivanja. U ovom je istraživanju ta definicija nadopunjena uvođenjem EOR iscrpka, koji se odnosi na preostale rezerve u vremenu kada je započelo EOR utiskivanje (OIP_i).

Potvrđeno je da postoji scenarij utiskivanja u kojem se postiže ekonomska isplativost CO₂-EOR metoda kroz optimizaciju iscrpka nafte i skladištenja CO₂. Prateći scenarije u kojima se CO₂ reciklira, postignuto je veće skladištenje CO₂ tijekom proizvodnje ugljikovodika nego u scenarijima napuštanja ležišta, čak i kad se radi o ranijem napuštanju ležišta u odnosu na vremenski raspon provedenih simulacija (dvadeset godina CO₂-EOR CCUS utiskivanja).

Pokazalo se da je moguće optimizirati iscrpak nafte i količinu trajno uskladištenog CO₂ primjenom CO₂-EOR metoda tako da ukupni učinak utiskivanja CO₂ bude ekonomski isplativiji od scenarija s maksimiziranim iscrpkom nafte. Analiza rezultata poopćenih konceptualnih modela pet polja pokazala je da se maksimalna uskladištenost CO₂ najčešće postiže kada nema utiskivanja vode (WAG = 0). Ta saznanja sugeriraju da voda može zauzimati prostor koji bi se inače mogao upotrijebiti za skladištenje CO₂, te da veća koncentracija polimera smanjuje mobilnost vode i povećava zadržavanje vode u ležištu.

Korištenjem laboratorijskih podataka o fluidima i numeričkih simulacija ubrzan je i poboljšan proces odabira ležišta pogodnih za istovremeno povećanje iscrpka nafte i skladištenje CO₂.

Identificirani su ključni parametri koji utječu na procjene optimalnog iscrpka nafte i skladištenja CO₂. To je izravna posljedica zadanog cilja istraživanja, tj. razvoja numeričkih modela za različite scenarije utiskivanja vode i CO₂, uključujući primjenu polimera i površinski aktivnih tvari. Ti su modeli ključni za razumijevanje dinamike ležišta i optimizaciju procesa. Pri tome je primjena polimera pokazala varijabilnost u rezultatima, koja je izostala kod PAT-a. Pretpostavlja se da tako generalizirani homogeni modeli ne mogu pokazati utjecaj površinski aktivnih tvari na mobilnost pojedinih faza u ležištu i posljedično zadržavanje ili ubrzan prodor CO₂ i pridobivanje nafte.

Za ispitivanje navedenih hipoteza za svako su ležište simulirana 1152 slučaja temeljem 32 različite strategije utiskivanja, četiri WAG omjera uz tri različita trajanja te šest različitih

koncentracija polimera. Time je, za pet ležišta, ukupno simulirano i analizirano 8056 prediktivnih slučajeva primjene CO₂-EOR metoda koji se multipliciraju s devet kombinacija cijena CO₂ i nafte. Za svako naftno polje izrađeno je i šesnaest simulacijskih CCS modela, koji pokrivaju šesnaest različitih rasporeda utiskivanja u vidu broja i udaljenosti bušotina, te pet BAU scenarija.

Razvijena je metoda za procjenu optimalnog korištenja CO₂ koja omogućava istovremeno povećanje iscrpka nafte i skladištenja CO₂. Metoda je pokazala da su scenariji s istovremenim skladištenjem CO₂ i proizvodnjom ugljikovodika značajno učinkovitiji od CCS scenarija bez proizvodnje. Metoda se sastoji od izdvajanja scenarija po principu 95. percentila dok se ne izdvoji istovremeno ostvaren ciljani niz povoljnih učinaka utiskivanja (NPV, uskladištenje CO₂, reciklirane količine, iscrpak nafte). Pri tome su definirani i težinski ekonomski faktori nafte i CO₂ (w_1 i w_2) te se pokazalo kako na samu ekonomiku CO₂-EOR CCUS-a više djeluje težinski faktor nafte (w_1). Konkretno, u najboljim slučajevima izdvojenim prema NPV-u iz cijeloga skupa konceptualnih modela, težinski faktor w_1 je između 0,8 i 0,997, a težinski faktor w_2 je od 0 do 0,2.

Izrađeni su kriteriji selekcije scenarija prema ekonomičnosti, i u tim kriterijima postoji isplativa opcija skladištenja. Na to upućuje i maksimalni težinski faktor za CO₂.

Treba naglasiti da je u istraživanju primijenjen skup laboratorijskih podataka izrađenih za unaprijed odabrana polja što je razlog da se za svaki konceptualni model pojavljuju uglavnom pozitivni, tj. isplativi scenariji.

Prostor za buduće istraživanje nalazi se u većem broju slučajeva u kojima se varira samo jedan ili dva ciljana ulazna parametra. Alternativno, metode simulacije, filtriranja i evaluacije mogle bi se temeljiti na realnom geološkom ležišnom modelu, uz primjenu većeg broja specifičnih, umjesto konceptualnih pretpostavki.

7 LITERATURA

1. Adamson, J.A. & Flock, D.L., 1962. Prediction of Miscibility. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1(02), pp.72-77. <https://doi.org/10.2118/62-02-05>
2. Adel, I.A., Tovar, F.D. & Schechter, D.S., 2016, April. Fast-slim tube: a reliable and rapid technique for the laboratory determination of MMP in CO₂-light crude oil systems. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-179673). SPE. <https://doi.org/10.2118/179673-MS>
3. Adeniyi, A.T., Onyekonwu, M.O., Olafuyi, O.A. & Sonibare, L.O., 2015, August. Surfactants selections criteria for enhanced oil recovery in high temperature and high salinity environment. In *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (pp. SPE-178404). SPE. <https://doi.org/10.2118/178404-ms>
4. Ahmad, W., Vakili-Nezhaad, G., Al-Bemani, A.S. & Al-Wahaibi, Y., 2016. Uniqueness, repeatability analysis and comparative evaluation of experimentally determined MMPs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp.218-227. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.023>
5. Akbarabadi, M. & Piri, M., 2013. Relative permeability hysteresis and capillary trapping characteristics of supercritical CO₂/brine systems: An experimental study at reservoir conditions. *Advances in Water Resources*, 52, pp.190-206. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.06.014>
6. Aladasani, A. & Bai, B., 2010, June. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. In *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China* (pp. SPE-130726). SPE. <https://doi.org/10.2118/130726-MS>
7. Allinson, W.G., Cinar, Y., Neal, P.R., Kaldi, J. & Paterson, L., 2014. CO₂-storage capacity—Combining geology, engineering and economics. *SPE Economics & Management*, 6(01), pp.15-27. <https://doi.org/10.2118/133804-PA>
8. Alomair, O. & Iqbal, M., 2014, April. CO₂ Minimum Miscible Pressure MMP Estimation using Multiple Linear Regression MLR Technique. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition* (pp. SPE-172184). SPE. <https://doi.org/10.2118/172184-MS>

9. Alston, R.B., Kokolis, G.P. & James, C.F., 1985. CO₂ minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO₂ streams and live oil systems. *SPE Journal*, 25(02), pp.268-274. <https://doi.org/10.2118/11959-PA>
10. Arnaut, M., Vulin, D., José García Lamberg, G. & Jukić, L., 2021. Simulation analysis of CO₂-EOR process and feasibility of CO₂ storage during EOR. *Energies*, 14(4), p.1154. <https://doi.org/10.3390/en14041154>
11. Ashrafizadeh, S.N. & Ghasrodashti, A.A., 2011. An investigation on the applicability of Parachor model for the prediction of MMP using five equations of state. *Chemical Engineering Research and Design*, 89(6), pp.690-696.
12. Ayirala, S.C. & Rao, D.N., 2004, November. Application of a new mechanistic Parachor model to predict dynamic gas-oil miscibility in reservoir crude oil-solvent systems. In *SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico* (pp. SPE-91920). SPE. <https://doi.org/10.2118/91920-MS>
13. Ayirala, S.C. & Rao, D.N., 2006, April. Comparative evaluation of a new MMP determination technique. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-99606). SPE. <https://doi.org/10.2118/99606-MS>
14. Ayirala, S.C. & Rao, D.N., 2011. Comparative evaluation of a new gas/oil miscibility-determination technique. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(09), pp.71-81. <https://doi.org/10.2118/99606-PA>
15. Azevedo, I. L., Jaramillo, P., Rubin, E., Yeh, S., 2013. Modeling technology learning for electricity supply technologies.” Phase I report for the Electric Power Research Institute
16. Azevedo, I. L., Jaramillo, P., Rubin, E., Yeh, S., 2013. Modeling technology learning for electricity supply technologies.” Phase I report for the Electric Power Research Institute.
17. Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P. & Mathiassen, O.M., 2007. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), pp.430-443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
18. Baker, L.E., 1988, April. Three-phase relative permeability correlations. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-17369). SPE. <https://doi.org/10.2118/17369-MS>
19. Belazreg, L., Mahmood, S.M. & Aulia, A., 2021. Fast and cost-effective mathematical models for hydrocarbon-immiscible water alternating gas incremental recovery factor

- prediction. *ACS Omega*, 6(27), pp.17492-17500.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01901>
20. Benham, A.L., Dowden, W.E. & Kunzman, W.J., 1960. Miscible fluid displacement-prediction of miscibility. *Transactions of the AIME*, 219(01), pp.229-237.
 21. Beygi, M.R., Delshad, M., Pudugramam, V.S., Pope, G.A. & Wheeler, M.F., 2015. Novel three-phase compositional relative permeability and three-phase hysteresis models. *SPE Journal*, 20(01), pp.21-34.
 22. Bisweswar, G., Al-Hamairi, A. & Jin, S., 2020. Carbonated water injection: an efficient EOR approach. A review of fundamentals and prospects. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, pp.673-685. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0738-2>
 23. Blunt, M.J., 2000. An empirical model for three-phase relative permeability. *SPE Journal*, 5(04), pp.435-445. <https://doi.org/10.2118/67950-PA>
 24. Bon, J., Sarma, H.K. & Theophilos, A.M., 2005, December. An investigation of minimum miscibility pressure for CO₂-rich injection gases with pentanes-plus fraction. In *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific* (pp. SPE-97536). SPE.
 25. Borovina, A., Hincapie, R.E., Clemens, T., Hoffmann, E. & Wegner, J., 2022. Selecting EOR polymers through combined approaches—A case for flooding in a heterogenous reservoir. *Polymers*, 14(24), p.5514. <https://doi.org/10.3390/polym14245514>
 26. Bošnjak, I., 2018. Laboratorijski, analitički i simulacijski model zavodnjavanja i utiskivanja polimera u pješčenjake sjeverne Hrvatske. (Diplomski rad, Sveučilište u Zagrebu. Rudarsko-geološko-naftni fakultet. Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku)
 27. Buckley, S.E. & Leverett, M., 1942. Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), pp.107-116.
 28. Cao, C., Liu, H., Hou, Z., Mehmood, F., Liao, J., & Feng, W. (2020). A review of CO₂ storage in view of safety and cost-effectiveness. *Energies*, 13(3).
<https://doi.org/10.3390/en13030600>
 29. Carlson, F.M., 1981, October. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-10157). SPE.

30. Chen, W. & Schechter, D.S., 2021. Surfactant selection for enhanced oil recovery based on surfactant molecular structure in unconventional liquid reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, p.107702.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107702>
31. Christensen, J.R., Stenby, E.H. & Skauge, A., 2001. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(02), pp.97-106.
<https://doi.org/10.2118/71203-PA>
32. Chung, F.T., Jones, R.A. & Nguyen, H.T., 1988. Measurements and correlations of the physical properties of CO₂-heavy crude oil mixtures. *SPE Reservoir Engineering*, 3(03), pp.822-828.
33. Clark, N.J., Shearin, H.M., Schultz, W.P., Garms, K. & Moore, J.L., 1958. Miscible drive-its theory and application. *Journal of Petroleum Technology*, 10(06), pp.11-20.
<https://doi.org/10.2118/1036-G>
34. Cronquist, C., 1978. Carbon dioxide dynamic displacement with light reservoir oil. *SPE Journal*, 35(9), pp.981-989.
35. Czarnota, R., Janiga, D., Stopa, J. & Wojnarowski, P., 2017a. Determination of minimum miscibility pressure for CO₂ and oil system using acoustically monitored separator. *Journal of CO₂ Utilization*, 17, pp.32-36. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2016.11.004>
36. Czarnota, R., Janiga, D., Stopa, J., Wojnarowski, P. & Kosowski, P., 2017b. Minimum miscibility pressure measurement for CO₂ and oil using rapid pressure increase method. *Journal of CO₂ Utilization*, 21, pp.156-161. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.07.007>
37. Daud, N.K.B., 2018. *Multistage compression and transient flow in CO₂ pipelines with line packing* (Doctoral dissertation, UCL (University College London)).
38. Deffrenne, P., Marle, C. & Pacsirszki, J., 1961, August. The determination of pressures of miscibility. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-116). SPE.
<https://doi.org/10.2118/116-MS>
39. Dong, M., Huang, S. & Srivastava, R., 2000. Effect of solution gas in oil on CO₂ minimum miscibility pressure. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39(11).
<https://doi.org/10.2118/99-47>

40. Dong, M., Huang, S.S. & Srivastava, R., 2001. A laboratory study on near-miscible CO₂ injection in Steelman reservoir. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 40(02).
<https://doi.org/10.2118/01-02-05>
41. Eakin, B.E. & Mitch, F.J., 1988, October. Measurement and correlation of miscibility pressures of reservoir oils. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-18065). SPE. <https://doi.org/10.2118/18065-MS>
42. Egermann, P., Vizika, O., Dallet, L., Requin, C. & Sonier, F., 2000, October. Hysteresis in three-phase flow: experiments, modeling and reservoir simulations. In *SPE Europe featured at EAGE Conference and Exhibition* (pp. SPE-65127). SPE.
<https://doi.org/10.2118/65127-MS>
43. Ekundayo, J.M. & Ghedan, S.G., 2013, September. Minimum miscibility pressure measurement with slim tube apparatus-how unique is the value. In *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition* (pp. SPE-165966). SPE.
<https://doi.org/10.2118/165966-MS>
44. Elsharkawy, A.M., Poettmann, F.H. & Christiansen, R.L., 1996. Measuring CO₂ minimum miscibility pressures: slim-tube or rising-bubble method. *Energy & Fuels*, 10(2), pp.443-449. <https://doi.org/10.2118/24114-MS>
45. Enick, R.M., Holder, G.D. & Morsi, B.I., 1988. A thermodynamic correlation for the minimum miscibility pressure in CO₂ flooding of petroleum reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 3(01), pp.81-92. <https://doi.org/10.2118/14518-PA>
46. Evaluacijski sustav za ublažavanje CO₂ - ESCOM (2018). Drugo redovno izvješće: Rezultati istraživanja nakon 18 mjeseci projekta. Zagreb
47. Fatemi, S.M. & Sohrabi, M., 2013. Experimental investigation of near-miscible water-alternating-gas injection performance in water-wet and mixed-wet systems. *SPE Journal*, 18(01), pp.114-123. <https://doi.org/10.2118/145191-PA>
48. Fitch, R.A., 1964. Experimental and calculated performance of miscible floods in stratified reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 16(11), pp.1289-1298.
<https://doi.org/10.2118/849-PA>
49. Gao, P., Towler, B. & Pan, G., 2010, November. Strategies for evaluation of the CO₂ miscible flooding process. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (pp. SPE-138786). SPE. <https://doi.org/10.2118/138786-MS>

50. Ghomian, Y., Pope, G.A. & Sepehrnoori, K., 2008, September. Development of a response surface based model for minimum miscibility pressure (MMP) correlation of CO₂ flooding. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-116719). SPE. <https://doi.org/10.2118/116719-MS>
51. Glasø, Ø., 1985. Generalized minimum miscibility pressure correlation. *SPE Journal*, 25(06), pp.927-934.
52. Gorecki, C.D., Hamling, J.A., Ensrud, J., Steadman, E.N. & Harju, J.A., 2012, February. Integrating CO₂ EOR and CO₂ storage in the Bell Creek oil field. In *Carbon Management Technology Conference* (pp. CMTC-151476). CMTC. <https://doi.org/10.7122/151476-MS>
53. Goričnik, B. & Domitrović, D., 2003. Laboratorijska istraživanja primjenjivosti CO₂ procesa na naftnim poljima u Hrvatskoj [Laboratory Research of CO₂ EOR Potential in the Mature Oilfields in the Republic of Croatia]. *Naftaplin*, 1, pp.5-12.
54. Goričnik, B., Domitrović, D. & Sarapa, M., 1999. Possible improvements of CO₂ flood performance in Ivanić oilfield, R. Croatia. *Nafta: Exploration, Production, Processing, Petrochemistry*, 50(11), pp.347-355.
55. Graue, D.J. & Zana, E.T., 1981. Study of a possible CO₂ flood in Rangely Field. *Journal of Petroleum Technology*, 33(07), pp.1312-1318. <https://doi.org/10.2118/7060-PA>
56. Hagen, S. & Kossack, C.A., 1986, April. Determination of minimum miscibility pressure using a high-pressure visual sapphire cell. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-14927). SPE. <https://doi.org/10.2118/14927-MS>
57. Hall, H.N. & Geffen, T.M., 1957. A laboratory study of solvent flooding. *Transactions of the AIME*, 210(01), pp.48-57.
58. Hargrove, B., Melzer, L.S. & Whitman, L., 2010, December. A status report on North American CO₂ EOR production and CO₂ supply. In *16th Annual CO₂ Flooding Conference, Midland, TX* (Vol. 2010).
59. Harmon, R.A. & Grigg, R.B., 1988. Vapor-density measurement for estimating minimum miscibility pressure. *SPE reservoir engineering*, 3(04), pp.1215-1220. <https://doi.org/10.2118/15403-PA>
60. HarmonChristensen, J.R., Larse, M. & Nicolaisen, H., 2000, October. Compositional simulation of water-alternating-gas processes. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-62999). SPE.

61. Hawthorne, S.B., Miller, D.J., Jin, L. & Gorecki, C.D., 2016. Rapid and simple capillary-rise/vanishing interfacial tension method to determine crude oil minimum miscibility pressure: pure and mixed CO₂, methane, and ethane. *Energy & Fuels*, 30(8), pp.6365-6372.
62. Hill, L.B., Li, X. & Wei, N., 2020. CO₂-EOR in China: A comparative review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 103, p.103173. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103173>
63. Holm, L.W. & Josendal, V.A., 1974. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. *Journal of Petroleum Technology*, 26(12), pp.1427-1438. <https://doi.org/10.2118/4736-PA>
64. Holm, L.W. & Josendal, V.A., 1980. Discussion of determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 32(5), pp 160-168.
65. Holm, L.W. & Josendal, V.A., 1982. Effect of oil composition on miscible-type displacement by carbon dioxide. *SPE Journal*, 22(01), pp.87-98. <https://doi.org/10.2118/8814-PA>
66. Holm, L.W. & O'Brien, L.J., 1971. Carbon dioxide test at the Mead-Strawn field. *Journal of Petroleum Technology*, 23(04), pp.431-442. <https://doi.org/10.2118/3103-PA>
67. INA d.d., "INA dokumentacija." Zagreb, 2019.
68. IPM PETEX. 2018. Programski paket (PVTp i MBAL) verzija 11. Akademska licenca
69. Jahangiri, H.R. & Zhang, D., 2010, May. Optimization of carbon dioxide sequestration and enhanced oil recovery in oil reservoir. In *SPE Western Regional Meeting* (pp. SPE-133594). SPE. <https://doi.org/10.2118/133594-MS>
70. Janna, F. & Le-Hussain, F., 2020. Effectiveness of modified CO₂ injection at improving oil recovery and CO₂ storage—Review and simulations. *Energy Reports*, 6, pp.1922-1941. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.07.008>
71. Jessen, K., Michelsen, M.L. & Stenby, E.H., 1998. Global approach for calculation of minimum miscibility pressure. *Fluid Phase Equilibria*, 153(2), pp.251-263.
72. Jishun, Q.I.N., Haishui, H.A.N. & Xiaolei, L.I.U., 2015. Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America. *Petroleum Exploration and Development*, 42(2), pp.232-240. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30010-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30010-0)

73. Johns, R.T. & Orr, F.M., 1996. Miscible gas displacement of multicomponent oils. *SPE Journal*, 1(01), pp.39-50. <https://doi.org/10.2118/30798-PA>
74. Johnson, J.P. & Pollin, J.S., 1981, April. Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-9790). SPE. <https://doi.org/10.2118/9790-MS>
75. Jukić, L., Vulin, D., Lukić, M. & Sedlar, D.K., 2022. Enhanced gas recovery and storability in a high CO₂ content gas reservoir. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 117, p.103662. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103662>
76. Kechut, N.I., Zain, Z.M., Ahmad, N. & Ibrahim, D.A.R.D., 1999, October. New experimental approaches in minimum miscibility pressure (MMP) determination. In *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific* (pp. SPE-57286). SPE. <https://doi.org/10.2118/57286-MS>
77. Khazam, M., Arebi, T., Mahmoudi, T. & Froja, M., 2016. A new simple CO₂ minimum miscibility pressure correlation. *Oil & Gas Research*, 2(3), pp.1-7. <http://dx.doi.org/10.4172/2472-0518.1000120>
78. Killough, J.E., 1976. Reservoir simulation with history-dependent saturation functions. *SPE Journal*, 16(01), pp.37-48. <https://doi.org/10.2118/5106-PA>
79. Klinkenberg, L.J., 1957. Pore size distribution of porous media and displacement experiments with miscible liquids. *Journal of Petroleum Technology*, 9(04), pp.63-66. <https://doi.org/10.2118/747-G>
80. Koval, E., 1963. A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *SPE Journal*, 3(02), pp.145-154. <https://doi.org/10.2118/450-PA>
81. Kovscek, A.R. & Cakici, M.D., 2005. Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. II. Cooptimization of storage and recovery. *Energy Conversion and Management*, 46(11-12), pp.1941-1956. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.09.009>
82. Krznarić, T., 2022. Revizija stare PVT studije u svrhu izrade komponentnog simulacijskog modela utiskivanja CO₂ u naftno ležište (Diplomski rad, Sveučilište u Zagrebu. Rudarsko-geološko-naftni fakultet. Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku)

83. Kulkarni, M.M. & Rao, D.N., 2005. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48(1-2), pp.1-20. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.05.001>
84. Kuo, S.S., 1985, September. Prediction of miscibility for the enriched-gas drive process. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-14152). SPE. <https://doi.org/10.2118/14152-MS>
85. Lacey, J.W., Draper, A.L. & Binder Jr, G.G., 1958. Miscible fluid displacement in porous media. *Transactions of the AIME*, 213(01), pp.76-79. <https://doi.org/10.2118/903-G>
86. Lake, L.W., 1989. Enhanced oil recovery. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 550 pp.
87. Land, C.S., 1968. Calculation of imbibition relative permeability for two-and three-phase flow from rock properties. *SPE Journal*, 8(02), pp.149-156. <https://doi.org/10.2118/1942-PA>
88. Lantz, R.B., 1971. Quantitative evaluation of numerical diffusion (truncation error). *SPE Journal*, 11(03), pp.315-320. <https://doi.org/10.2118/2811-PA>
89. Larsen, J.A. & Skauge, A., 1998. Methodology for numerical simulation with cycle-dependent relative permeabilities. *SPE Journal*, 3(02), pp.163-173. <https://doi.org/10.2118/38456-PA>
90. Larsen, J.A. & Skauge, A., 1999, October. Simulation of the immiscible WAG process using cycle-dependent three-phase relative permeabilities. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-56475). SPE. <https://doi.org/10.2118/56475-MS>
91. Lee, I.J., 1979. Effectiveness of carbon dioxide displacement under miscible and immiscible conditions.
92. Li, F.F., Yang, S.L., Chen, H., Zhang, X., Yin, D.D., He, L.P. & Wang, Z., 2015. An improved method to study CO₂–oil relative permeability under miscible conditions. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5, pp.45-53. <http://dx.doi.org/10.1007/s13202-014-0122-1>
93. Li, H., Qin, J. & Yang, D., 2012. An improved CO₂–oil minimum miscibility pressure correlation for live and dead crude oils. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(8), pp.3516-3523. <https://doi.org/10.1021/ie202339g>

94. Li, S. & Luo, P., 2017. Experimental and simulation determination of minimum miscibility pressure for a Bakken tight oil and different injection gases. *Petroleum*, 3(1), pp.79-86. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.011>
95. Liao, C., Mu, L., Wu, X., Wang, Y., Liu, Y., Feng, M., 2016. Evaluation method for miscible zone of CO₂ flooding. *International Journal of Earth Sciences and Engineering*, 9, pp. 1499-1505.
96. Lim, F.H., Munoz, E. & Joshi, N.B., 2008, May. Design and initial results of EOR and flow assurance lab tests for K2 Field development in the deepwater Gulf of Mexico. In *Offshore Technology Conference* (pp. OTC-19624). OTC. <https://doi.org/10.4043/19624-MS>
97. Lohwasser, R. & Madlener, R., 2013. Relating R&D and investment policies to CCS market diffusion through two-factor learning. *Energy Policy*, 52, pp.439-452. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.061>
98. Ma, S. & James, L.A., 2022. Literature review of hybrid CO₂ low salinity water-alternating-gas injection and investigation on hysteresis effect. *Energies*, 15(21), p.7891. <https://doi.org/10.3390/en15217891>
99. Mahajan, S., Yadav, H., Rellegadla, S. & Agrawal, A., 2021. Polymers for enhanced oil recovery: Fundamentals and selection criteria revisited. *Applied Microbiology and Biotechnology*, pp.1-18. <https://doi.org/10.1007/s00253-021-11618-y>
100. Malvić, T. & Đureković, M., 2003. Application of methods: Inverse distance weighting, ordinary kriging and collocated cokriging in porosity evaluation, and comparison of results on the Beničanci and Stari Gradac fields in Croatia. *Nafta (Zagreb)*, 54(9), pp.331-340.
101. Malvić, T., 2008. Production of porosity map by kriging in sandstone reservoirs, case study from the Sava Depression. *Kartografija i geoinformacije*, 9, pp.12-19.
102. Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J. & Alvarado, V., 2010, April. EOR: current status and opportunities. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-130113). SPE. <https://doi.org/10.2118/130113-MS>
103. Mansour, E.M., Al-Sabagh, A.M., Desouky, S.M., Zawawy, F.M. and Ramzi, M., 2018. A new estimating method of minimum miscibility pressure as a key parameter in

- designing CO₂ gas injection process. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), pp.801-810.
<https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.12.002>
104. Marle, C., 1981. *Multiphase flow in porous media*. Pariz. Éditions Technip.
 105. Medeiros, D. 2021. DWSIM, Available at: <http://dwsim.inforside.com.br>
 106. Minssieux, L. & Duquerroix, J.P., 1994, September. WAG flow mechanisms in presence of residual oil. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-28623). SPE. <https://doi.org/10.2118/28623-MS>
 107. Mogensen, K. & Masalmeh, S., 2020. A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, p.107889. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107889>
 108. Mogensen, K., 2016. A novel protocol for estimation of minimum miscibility pressure from slimtube experiments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp.545-551. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.013>
 109. Mogensen, K., Hood, P., Lindeloff, N., Frank, S. & Noman, R., 2009, October. Minimum miscibility pressure investigations for a gas injection EOR project in Al Shaheen field, offshore Qatar. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-124109). SPE. <https://doi.org/10.2118/124109-MS>
 110. Nadir, N., Shahrudin, S. & Othman, J., 2022. Surfactant evaluation for enhanced oil recovery: Phase behavior and interfacial tension. *Open Chemistry*, 20(1), pp.1110-1120. <https://doi.org/10.1515/chem-2021-0115>
 111. Nagy, R., Sallai, R., Bartha, L. & Vágó, Á., 2015. Selection method of surfactants for chemical enhanced oil recovery. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 5(02), p.121. <https://doi.org/10.4236/aces.2015.52013>
 112. Nazmilia, Y., Taufantri, Y., Eni, H., Wangge, Y.B. & Saputra, D.D., 2022. Scoring method for polymer screening in chemical EOR application. *Symposium Indonesian Association of Petroleum Engineers*, Jakarta, November.
 113. Nguyen, P., Mohaddes, D., Riordon, J., Fadaei, H., Lele, P. & Sinton, D., 2015. Fast fluorescence-based microfluidic method for measuring minimum miscibility pressure of CO₂ in crude oils. *Analytical Chemistry*, 87(6), pp.3160-3164. <https://doi.org/10.1021/ac5047856>

114. Nouar, A. & Flock, D.L., 1988. Prediction of the minimum miscibility pressure of a vaporizing gas drive. *SPE Reservoir Engineering*, 3(01), pp.182-198.
<https://doi.org/10.2118/15075-PA>
115. Novak, K., 2015. *Modeliranje površinskoga transporta i geološki aspekti skladištenja ugljikova dioksida u neogenska pješčenjačka ležišta Sjeverne Hrvatske na primjeru polja Ivanić* (Doktorski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geolosko-naftni fakultet.)
116. Novosad, Z., Sibbald, L.R. & Costain, T.G., 1990. Design of miscible solvents for a rich gas drive-comparison of slim tube and rising bubble tests. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 29(01). <https://doi.org/10.2118/90-01-03>
117. Novosel, D., 2009. *Učinak ugljičnog dioksida u tercijarnoj fazi iskorištavanja naftnih ležišta polja Ivanić*, doktorski rad. (Doktorski rad, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet.)
118. Novosel, D., Leonard, N., Mikulić, S. & Mudrić, D., 2018. Početni rezultati primjene utiskivanja ugljičnog dioksida za povećanje iscrpka nafte na proizvodnom polju Ivanić i Žutica. *Nafta i plin*, 38(153.), pp.57-66.
119. Núñez-López, V. & Moskal, E., 2019. Potential of CO₂-EOR for near-term decarbonization. *Frontiers in Climate*, 1, p.5. <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00005>
120. Orr Jr, F.M., Silva, M.K., Lien, C.L. & Pelletier, M.T., 1982. Laboratory experiments to evaluate field prospects for CO₂ flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 34(04), pp.888-898. <https://doi.org/10.2118/9534-PA>
121. Orr, F.M. & Jensen, C.M., 1984. Interpretation of pressure-composition phase diagrams for CO₂/crude-oil systems. *SPE Journal*, 24(05), pp.485-497.
<https://doi.org/10.2118/11125-PA>
122. Orr, F.M. & Silva, M.K., 1987. Effect of oil composition on minimum miscibility pressure—Part 2: Correlation. *SPE Reservoir Engineering*, 2(04), pp.479-491.
<https://doi.org/10.2118/14150-PA>
123. Peaceman, D.W. & Rachford Jr, H.H., 1962. Numerical calculation of multidimensional miscible displacement. *SPE Journal*, 2(04), pp.327-339. <https://doi.org/10.2118/471-PA>
124. Pope, G.A. & Nelson, R.C., 1978. A chemical flooding compositional simulator. *SPE Journal*, 18(05), pp.339-354. <https://doi.org/10.2118/6725-PA>

125. Rao, D.N., 1997. A new technique of vanishing interfacial tension for miscibility determination. *Fluid Phase Equilibria*, 139(1-2), pp.311-324.
[https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(97\)00180-5](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(97)00180-5)
126. Rathmell, J.J., Stalkup, F.I. & Hassinger, R.C., 1971, October. A laboratory investigation of miscible displacement by carbon dioxide. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-3483). SPE. <https://doi.org/10.2118/3483-MS>
127. Rellegadla, S., Prajapat, G. & Agrawal, A., 2017. Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 101, pp.4387-4402. <https://doi.org/10.1007/s00253-017-8307-4>
128. Rossen, W.R., Farajzadeh, R., Hirasaki, G.J. & Amirmoshiri, M., 2022, Potential and challenges of foam-assisted CO₂ sequestration. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (p. D021S014R001). SPE. <https://doi.org/10.2118/209371-MS>
129. Rutherford, W.M., 1962. Miscibility relationships in the displacement of oil by light hydrocarbons. *SPE Journal*, 2(04), pp.340-346.
130. Saini, D., 2017. *Engineering aspects of geologic CO₂ storage: Synergy between Enhanced Oil Recovery and Storage*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-56074-8>
131. Saini, D., 2018. *CO₂-Reservoir Oil Miscibility: Experimental and Non-experimental Characterization and Determination Approaches*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-95546-9>
132. Saleh, L.D., Wei, M. & Bai, B., 2014. Data analysis and updated screening criteria for polymer flooding based on oilfield data. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(01), pp.15-25. <https://doi.org/10.2118/168220-PA>
133. Saner, W.B. & Patton, J.T., 1986. CO₂ recovery of heavy oil: Wilmington field test. *Journal of Petroleum Technology*, 38(07), pp.769-776. <https://doi.org/10.2118/12082-PA>
134. Sayegh, S., Huang, S., Zhang, Y.P. & Lavoie, R., 2007. Effect of H₂S and pressure depletion on the CO₂ MMP of Zama oils. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(08). <https://doi.org/10.2118/07-08-03>
135. Sebastian, H.M., Wenger, R.S. & Renner, T.A., 1985. Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams. *Journal of Petroleum Technology*, 37(11), pp.2076-2082. <https://doi.org/10.2118/12648-PA>

136. Sedaghatinasab, R., Kord, S., Moghadasi, J. & Soleymanzadeh, A., 2021. Relative permeability hysteresis and capillary trapping during CO₂ EOR and sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 106, p.103262.
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103262>
137. Sedlar, D.K., Vulin, D., Jukić, L. & Smajla, I., 2018. Possibility of decreasing CO₂ emissions from flaring on a mature oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp.1302-1308. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.026>
138. Shahverdi, H. & Sohrabi, M., 2013. An improved three-phase relative permeability and hysteresis model for the simulation of a water-alternating-gas injection. *SPE Journal*, 18(05), pp.841-850. <https://doi.org/10.2118/152218-PA>
139. Sheng, J.J., 2015. Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), pp.97-105.
<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
140. Shokir, E.M.E.M., 2007. CO₂-oil minimum miscibility pressure model for impure and pure CO₂ streams. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1-2), pp.173-185.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.12.001>
141. Silva, M.K. & Orr Jr, F.M., 1987. Effect of oil composition on minimum miscibility pressure—Part 1: Solubility of hydrocarbons in dense CO₂. *SPE Reservoir Engineering*, 2(04), pp.468-478. <https://doi.org/10.2118/14149-PA>
142. Simon, R. & Graue, D.J., 1965. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. *Journal of Petroleum Technology*, 17(01), pp.102-106. <https://doi.org/10.2118/917-PA>
143. Skauge, A. & Sorbie, K., 2014, March. Status of fluid flow mechanisms for miscible and immiscible WAG. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia* (pp. SPE-169747). SPE. <https://doi.org/10.2118/169747-MS>
144. Smontara, N. & Bilić-Subašić, V., 2014. EOR potencijal naftnih polja u Hrvatskoj. *Nafta*, 65(3), pp.224-230.
145. Sohrabi, M.T.D.H., Tehrani, D.H., Danesh, A. and Henderson, G.D., 2004. Visualization of oil recovery by water-alternating-gas injection using high-pressure micromodels. *SPE Journal*, 9(03), pp.290-301. <https://doi.org/10.2118/89000-PA>

146. Son, H.A. & Ahn, T., 2021. Effect of capillary number on the residual saturation of colloidal dispersions stabilized by a zwitterionic surfactant. *Applied Sciences*, 11(2), p.524. <https://doi.org/10.3390/app11020524>
147. Spiteri, E.J. & Juanes, R., 2004, September. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-89921). SPE. <https://doi.org/10.2118/89921-MS>
148. Srivastava, R.K. & Huang, S.S., 1998, New interpretation technique for determining minimum miscibility pressure by rising. In *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition* (pp. SPE-39566). SPE. <https://doi.org/10.2118/39566-MS>
149. Srivastava, R.K., Huang, S.S. & Dong, M., 2000. Laboratory investigation of Weyburn CO₂ miscible flooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39(02). <https://doi.org/10.2118/00-02-04>
150. Stalkup, F.I., 1978. Carbon dioxide miscible flooding: Past, present, and outlook for the future. *Journal of Petroleum Technology*, 30(08), pp.1102-1112. <https://doi.org/10.2118/7042-PA>
151. Stone, H.L., 1970. Probability model for estimating three-phase relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 22(02), pp.214-218. <https://doi.org/10.2118/2116-PA>
152. Stone, H.L., 1973. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 12(04). <https://doi.org/10.2118/73-04-06>
153. Strategy CCUS. (2021). Strategic Planning of Regions and Territories in Europe for Low-Carbon Energy and Industry Through CCUS, Project, Grant Agreement No 837754.
154. Suleimanov, B.A., Ismayilov, F.S., Dyshin, O.A. & Veliyev, E.F., 2016. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), pp.961-970. <https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1107849>
155. Taber, J.J., Martin, F.D. & Seright, R.S., 1997. EOR screening criteria revisited—Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), pp.189-198. <https://doi.org/10.2118/35385-PA>
156. Tevetkov, P., 2021. Climate policy imbalance in the energy sector: Time to focus on the value of CO₂ utilization. *Energies*, 14(2), p.411. <https://doi.org/10.3390/en14020411>

157. Teja, A.S. & Sandler, S.I., 1980. A corresponding states equation for saturated liquid densities. II. Applications to the calculation of swelling factors of CO₂—crude oil systems. *AIChE Journal*, 26(3), pp.341-345. <https://doi.org/10.1002/AIC.690260303>
158. Thomas, F.B., Holowach, N., Zhou, X., Bennion, D.B. & Bennion, D.W., 1994a, Miscible or near-miscible gas injection, which is better?. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-27811). SPE. <https://doi.org/10.2118/27811-MS>
159. Thomas, F.B., Zhou, X.L., Bennion, D.B. & Bennion, D.W., 1994b. A comparative study of RBA, Px, multicontact and slim tube results. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 33(02). <https://doi.org/10.2118/94-02-02>
160. tNavigator. 2023. Softverski paket (2023) verzija 23.4, Akademski licenca
161. Torabi, F. & Asghari, K., 2010. Effect of connate water saturation, oil viscosity and matrix permeability on rate of gravity drainage during immiscible and miscible displacement tests in matrix-fracture experimental model. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49(11), pp.61-68. <https://doi.org/10.2118/141295-PA>
162. Valluri, M.K., Mishra, S. & Schuetter, J., 2017. An improved correlation to estimate the minimum miscibility pressure of CO₂ in crude oils for carbon capture, utilization, and storage projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, pp.408-415. <https://doi.org/10.1177/0144598720930110>
163. Van-Quy, N., Simandoux, P. & Corteville, J., 1972. A numerical study of diphasic multicomponent flow. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(02), pp.171-184. <https://doi.org/10.2118/3006-PA>
164. Varga, T., 2019. Analiza multikontaktnog miješanja CO₂ usklađivanjem simulacijskog i laboratorijskog rezultata slim-tube testa (Diplomski rad, Sveučilište u Zagrebu. Rudarsko-geološko-naftni fakultet. Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku)
165. Verdon, J., 2011. Microseismic monitoring and geomechanical modeling of CO₂ storage in subsurface reservoirs. *Geophysics*, 76(5), pp.Z102-Z103. <https://doi.org/10.1190/2011-0926-GEODIS.6>
166. Verma, J., & Mandal, A. (2022). Potential effective criteria for selection of polymer in enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 40(7), 879–892. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2007951>

167. Virtanen, P., Gommers, R., Oliphant, T.E., Haberland, M., Reddy, T., Cournapeau, D., Burovski, E., Peterson, P., Weckesser, W., Bright, J. & van der Walt, S.J., 2020. Fundamental algorithms for scientific computing in python and SciPy 1.0 contributors. SciPy 1.0. *Nat. Methods*, 17, pp.261-272. <https://doi.org/10.1038/s41592-019-0686-2>
168. Vulin, D. (2021). Projektiranje ležišta ugljikovodika – EOR. Interna skripta. Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet
169. Vulin, D., 2010. *Modeliranje termodinamičkih i petrofizičkih parametara za geološko skladištenje ugljičnog dioksida*. Doktorski rad. Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu.
170. Vulin, D., Arnaut, M. & Karasalihović Sedlar, D., 2020. Forecast of long-term EUA price probability using momentum strategy and GBM simulation. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 10(1), pp.230-248. <https://doi.org/10.1002/ghg.1957>
171. Vulin, D., Arnaut, M., Jukić, L. & Sedlar, D.K., 2020. Using European carbon dioxide emission allowances for investments in storage technologies. In *Handbook of Research on Creating Sustainable Value in the Global Economy* (pp. 313-331). IGI Global. <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-1196-1.ch018>
172. Vulin, D., Gačina, M. & Biličić, V., 2018. Slim-tube simulation model for CO₂ injection EOR. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 33(2), pp.37-49. <https://doi.org/10.17794/rgn.2018.2.4>
173. Vulin, D., Saftić, B. & Macenić, M., 2018. Estimate of dynamic change of fluid saturation during CO₂ injection—Case study of a regional aquifer in Croatia. *Interpretation*, 6(1), pp.SB51-SB64. <https://doi.org/10.1190/INT-2017-0077.1>
174. Wang, G.C., 1982. Microscopic investigation of CO₂, flooding process. *Journal of Petroleum Technology*, 34(08), pp.1789-1797. <https://doi.org/10.2118/9788-PA>
175. Welge, H.J., Johnson, E.F., Ewing Jr, S.P. & Brinkman, F.H., 1961. The linear displacement of oil from porous media by enriched gas. *Journal of Petroleum Technology*, 13(08), pp.787-796. <https://doi.org/10.2118/1525-G-PA>
176. Whittaker, S., Rostron, B., Hawkes, C., Gardner, C., White, D., Johnson, J., Chalaturnyk, R. & Seeburger, D., 2011. A decade of CO₂ injection into depleting oil fields: monitoring and research activities of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project. *Energy Procedia*, 4, pp.6069-6076. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.612>

177. Whorton, L.P., Brownscombe, E.R. & Dyes, A.B., Atlantic Refining Co, 1952. Method for producing oil by means of carbon dioxide. U.S. Patent 2,623,596.
178. Wijaya, N. & Sheng, J.J., 2020. Surfactant selection criteria with flowback efficiency and oil recovery considered. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, p.107305. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107305>
179. Wilson, J.F., 1960. Miscible Displacement-Flow Behavior and Phase Relationships for a Partially Depleted Reservoir. *Transactions of the AIME*, 219(01), pp.223-228. <https://doi.org/10.2118/1457-G>
180. Witkowski, A. & Majkut, M., 2012. The impact of CO₂ compression systems on the compressor power required for a pulverized coal-fired power plant in post-combustion carbon dioxide sequestration. *Archive of Mechanical Engineering*, 59(3). <https://doi.org/10.2478/v10180-012-0018-x>
181. Wu, X., Ogbe, D.O., Zhu, T. & Khataniar, S., 2004, June. Critical design factors and evaluation of recovery performance of miscible displacement and WAG process. In *PETSOC Canadian International Petroleum Conference* (pp. PETSOC-2004). PETSOC. <https://doi.org/10.2118/2004-192>
182. Wu, Y. & Li, P., 2020. The potential of coupled carbon storage and geothermal extraction in a CO₂-enhanced geothermal system: a review. *Geothermal Energy*, 8(1), p.19. <https://doi.org/10.1186/s40517-020-00173-w>
183. Yarborough, L. & Smith, L.R., 1970. Solvent and driving gas compositions for miscible slug displacement. *SPE Journal*, 10(03), pp.298-310. <https://doi.org/10.2118/2543-PA>
184. Yellig, W.F. & Metcalfe, R.S., 1980. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (includes associated paper 8876). *Journal of Petroleum Technology*, 32(01), pp.160-168. <https://doi.org/10.2118/7477-PA>
185. Yin, M., 2015. *CO₂ miscible flooding application and screening criteria*. Master's Thesis. Missouri University of Science and Technology.
186. Yuan, H. & Johns, R.T., 2005. Simplified method for calculation of minimum miscibility pressure or enrichment. *SPE Journal*, 10(04), pp.416-425. <https://doi.org/10.2118/77381-PA>

187. Yuan, H., Johns, R.T., Egwuenu, A.M. & Dindoruk, B., 2004, April. Improved MMP correlations for CO₂ floods using analytical gas flooding theory. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-89359). SPE. <https://doi.org/10.2118/89359-PA>
188. Zekri, A.Y. & Natuh, A.A., 1992, May. Laboratory study of the effects of miscible WAG process on tertiary oil recovery. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (pp. SPE-24481). SPE.
189. Zhang, C., Tian, Y., Shen, Y., Yao, B. & Wu, Y.S., 2020. Simulation study of water cut surge after CO₂ injection in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, p.107349. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107349>
190. Zhang, H., Hou, D. & Li, K., 2015. An improved CO₂-crude oil minimum miscibility pressure correlation. *Journal of Chemistry*, 2015(1), p.175940. <https://doi.org/10.1155/2015/175940>
191. Zhang, K., 2016. *Qualitative and quantitative technical criteria for determining the minimum miscibility pressures from four experimental methods*. Master's Thesis. The University of Regina (Canada).
192. Zick, A.A., 1986, October. A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-15493). SPE. <https://doi.org/10.2523/15493-ms>

Internetske poveznice:

193. Biello D., 2009. Enhanced Oil Recovery: How to Make Money from Carbon Capture and Storage Today. URL:<https://www.scientificamerican.com/article/enhanced-oil-recovery/> (22. srpnja 2024)
194. Chaparral Energy, 2014. Royal Bank of Canada Finance Conference [PowerPoint prezentacija s predavanja održanog na Royal Bank of Canada Finance Conference]. Canada. URL: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1346980/000134698014000031/rbcpresentationfinal.htm> (22. srpnja 2024)

195. European Commission. (2020). The European Green Deal. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (22. srpnja 2024)
196. Kuuskraa, V.A., 2008, Maximizing oil recovery efficiency and sequestration of CO₂ with “next generation” CO₂ -EOR technology [PowerPoint prezentacija s predavanja održanog na 2d Petrobras International Seminar on CO₂ Capture and Geological Storage]. Brazil. URL: https://www.adv-res.com/pdf/V_Kuuskraa%20Petrobras%20CO2%20SEP%2008.pdf (22. srpnja 2024)
197. MIT Energy Initiative, 2016. Commercial EOR Projects using Anthropogenic Carbon Dioxide. URL: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_eor.html (22. srpnja 2024)
198. UNFCCC. (2015). *Paris Agreement*. URL: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_english_.pdf (22. srpnja 2024)
199. UNFCCC. (1997). *Kyoto Protocol*. URL: <https://unfccc.int/documents/2409> (22. srpnja 2024)
200. Vulin D., 2018. Enabling Onshore CO₂ Storage, Lecture 6: CO₂-EOR. URL: [http://www.enos-project.eu/highlights/e-books/e-lecture-6-CO₂-eor/](http://www.enos-project.eu/highlights/e-books/e-lecture-6-CO2-eor/) (22. srpnja 2024)

U okviru izrade ovog istraživanja korištena je usluga Napredno računanje Sveučilišta u Zagrebu Sveučilišnog računskog centra (Srce)

8 Prilozi

PRILOG 1 Prikaz utjecaja broja komponenti PVT modela na rezultate

Step	Date	Days	Oil Total, sm3	Oil Total [01_manje_komponenti (1)], sm3	Razlika	Water Total, sm3	Water Total [01_manje_komponenti (1)], sm3	Razlika2	Gas Total, sm3	Gas Total [01_manje_komponenti (1)], sm3	Razlika3	Water Injection Total, sm3	Water Injection Total [01_manje_komponenti (1)], sm3	Razlika4	Avg. Pressure, bara	Avg. Pressure [01_manje_komponenti (1)], bara	Razlika5
1	01.1.1964.	365	163,632	163,632	0%	3	3	4%	11,722,477	11,746,404	0%	0	0	#DIV/0!	158	159	-1%
2	31.12.1964.	731	327,264	327,264	0%	10	10	4%	23,434,171	23,432,808	0%	0	0	#DIV/0!	138	139	-1%
3	31.12.1965.	1,096	490,896	490,896	0%	19	20	-3%	34,937,403	35,206,346	-1%	0	0	#DIV/0!	135	124	8%
4	01.1.1967.	1,461	654,528	654,528	0%	29	32	-7%	46,216,736	46,639,800	-1%	0	0	#DIV/0!	132	122	8%
5	01.1.1968.	1,826	818,160	818,160	0%	40	44	-9%	57,288,339	57,385,116	-1%	0	0	#DIV/0!	129	120	8%
6	31.12.1968.	2,192	981,792	981,792	0%	52	57	-10%	68,165,861	69,076,925	-1%	0	0	#DIV/0!	127	138	7%
7	31.12.1969.	2,557	1,145,424	1,145,424	0%	65	72	-10%	78,861,671	79,987,148	-1%	0	0	#DIV/0!	124	116	7%
8	01.1.1971.	2,922	1,309,056	1,309,056	0%	80	87	-9%	89,387,170	90,726,826	-1%	0	0	#DIV/0!	122	114	7%
9	01.1.1972.	3,287	1,472,688	1,472,688	0%	95	103	-9%	99,752,751	101,306,046	-2%	0	0	#DIV/0!	120	112	7%
10	31.12.1972.	3,653	1,636,320	1,636,320	0%	111	121	-9%	109,968,500	111,734,301	-2%	0	0	#DIV/0!	118	110	6%
11	31.12.1973.	4,018	1,799,952	1,799,952	0%	129	139	-8%	120,044,136	122,020,761	-2%	0	0	#DIV/0!	116	109	6%
12	01.1.1975.	4,383	1,963,584	1,963,584	0%	148	159	-8%	130,008,269	132,177,337	-2%	0	0	#DIV/0!	114	107	6%
13	01.1.1976.	4,748	2,127,216	2,127,216	0%	168	180	-7%	139,946,367	142,260,503	-2%	0	0	#DIV/0!	112	105	6%
14	31.12.1976.	5,114	2,290,848	2,290,848	0%	189	202	-7%	148,898,253	152,338,200	-2%	0	0	#DIV/0!	110	104	6%
15	31.12.1977.	5,479	2,524,608	2,524,608	0%	222	237	-7%	164,101,310	166,680,958	-2%	498,300	438,300	0%	111	105	6%
16	01.1.1979.	5,844	2,758,368	2,758,368	0%	254	271	-6%	178,518,999	181,232,319	-2%	876,600	876,600	0%	112	106	6%
17	01.1.1980.	6,209	2,992,128	2,992,128	0%	285	303	-6%	193,147,685	195,993,230	-1%	1,314,900	1,314,900	0%	113	107	6%
18	31.12.1980.	6,575	3,225,888	3,225,888	0%	314	334	-6%	207,381,305	210,376,214	-1%	1,753,200	1,753,200	0%	115	108	6%
19	31.12.1981.	6,940	3,459,648	3,459,648	0%	342	363	-6%	223,013,076	226,153,905	-1%	2,191,500	2,191,500	0%	116	109	6%
20	01.1.1983.	7,305	3,693,408	3,693,408	0%	368	391	-6%	238,229,368	241,520,715	-1%	2,629,800	2,629,800	0%	117	110	6%
21	01.1.1984.	7,670	3,927,168	3,927,168	0%	393	418	-6%	253,625,110	257,074,057	-1%	3,068,100	3,068,100	0%	119	112	6%
22	31.12.1984.	8,036	4,160,928	4,160,928	0%	416	443	-6%	269,130,153	272,739,588	-1%	3,506,400	3,506,400	0%	120	113	6%
23	31.12.1985.	8,401	4,394,688	4,394,688	0%	438	466	-6%	284,318,402	288,690,567	-1%	3,944,700	3,944,700	0%	122	115	6%
24	01.1.1987.	8,766	4,628,448	4,628,448	0%	463	489	-6%	300,803,250	304,737,396	-1%	4,383,000	4,383,000	0%	124	117	6%
25	01.1.1988.	9,131	4,862,208	4,862,208	0%	479	510	-6%	316,840,337	320,933,154	-1%	4,821,300	4,821,300	0%	126	119	6%
26	31.12.1988.	9,497	5,095,968	5,095,968	0%	497	529	-6%	333,021,678	337,267,047	-1%	5,259,600	5,259,600	0%	128	122	5%
27	31.12.1989.	9,862	5,329,728	5,329,728	0%	514	547	-6%	349,336,508	353,713,951	-1%	5,697,900	5,697,900	0%	131	126	4%
28	01.1.1991.	10,227	5,563,488	5,563,488	0%	537	566	-5%	365,775,854	370,162,318	-1%	6,136,200	6,136,200	0%	135	131	3%
29	01.1.1992.	10,592	5,797,248	5,797,248	0%	657	622	9%	382,303,487	388,525,347	-1%	6,574,500	6,574,500	0%	139	137	2%
30	31.12.1992.	10,958	6,031,008	6,031,008	0%	1,279	1,023	20%	398,822,040	402,782,647	-1%	7,012,800	7,012,800	0%	145	149	1%
31	31.12.1993.	11,323	6,264,768	6,264,768	0%	2,824	2,186	29%	415,279,844	419,988,302	-1%	7,461,100	7,461,100	0%	152	151	1%
32	01.1.1995.	11,688	6,498,528	6,498,528	0%	5,909	4,562	29%	431,664,315	435,248,666	-1%	7,889,400	7,889,400	0%	159	158	1%
33	01.1.1996.	12,053	6,732,288	6,732,288	0%	11,562	8,933	29%	447,993,629	451,647,091	-1%	8,327,700	8,327,700	0%	167	166	0%
34	31.12.1996.	12,419	6,966,048	6,966,048	0%	20,967	16,341	22%	464,291,980	468,272,124	-1%	8,766,000	8,766,000	0%	175	175	0%
35	31.12.1997.	12,784	7,199,808	7,199,808	0%	34,976	27,552	21%	480,642,403	485,375,716	-1%	9,202,200	9,198,805	0%	183	184	-1%
36	01.1.1999.	13,149	7,433,568	7,433,568	0%	52,932	42,373	20%	497,159,137	502,906,509	-1%	9,605,130	9,584,496	0%	188	190	-1%
37	01.1.2000.	13,514	7,667,328	7,667,328	0%	75,324	60,759	19%	513,775,683	520,613,986	-1%	9,971,141	9,933,367	0%	190	192	-1%
38	31.12.2000.	13,880	7,901,088	7,901,088	0%	102,518	82,791	19%	530,470,057	538,485,317	-2%	10,322,966	10,269,780	1%	191	192	0%
39	31.12.2001.	14,246	8,134,848	8,134,848	0%	134,807	109,215	19%	547,262,112	556,467,060	-2%	10,672,481	10,606,204	1%	191	192	0%
40	01.1.2003.	14,610	8,368,608	8,368,608	0%	173,077	140,664	19%	564,160,115	574,570,576	-2%	11,025,551	10,946,587	1%	191	191	0%
41	01.1.2004.	14,975	8,602,368	8,602,368	0%	217,971	177,398	19%	581,387,363	592,869,971	-2%	11,383,899	11,292,657	1%	190	191	-1%
42	31.12.2004.	15,341	8,836,128	8,836,128	0%	270,117	221,153	18%	598,318,466	611,150,739	-2%	11,748,322	11,644,606	1%	189	191	-1%
43	31.12.2005.	15,706	9,069,888	9,069,888	0%	330,784	272,633	18%	615,561,420	629,428,941	-2%	12,121,790	12,002,395	1%	189	190	-1%
44	01.1.2007.	16,071	9,303,648	9,303,648	0%	343,413	283,535	17%	618,933,306	632,982,364	-2%	12,303,894	12,152,647	1%	193	193	0%
45	01.1.2008.	16,436	9,537,408	9,537,408	0%	356,373	294,787	17%	622,335,905	636,588,367	-2%	12,389,130	12,227,684	1%	200	200	0%
46	31.12.2008.	16,802	9,771,168	9,771,168	0%	369,554	306,310	17%	625,745,760	640,164,225	-2%	12,467,199	12,293,186	1%	200	200	0%
47	31.12.2009.	17,167	9,245,208	9,245,208	0%	382,893	318,085	17%	629,161,898	643,766,234	-2%	12,544,637	12,370,707	1%	200	200	0%
48	01.1.2011.	17,532	9,289,038	9,289,038	0%	396,346	330,091	17%	632,582,989	647,374,632	-2%	12,621,886	12,442,395	1%	200	200	0%
49	01.1.2012.	17,897	9,332,868	9,332,868	0%	409,907	342,276	16%	636,010,787	650,989,291	-2%	12,698,975	12,514,227	1%	200	200	0%
50	31.12.2012.	18,263	9,376,698	9,376,698	0%	423,502	354,627	16%	639,447,473	654,610,717	-2%	12,775,947	12,586,198	1%	200	200	0%
51	31.12.2013.	18,628	9,420,528	9,420,528	0%	437,138	367,158	16%	642,891,657	658,231,071	-2%	12,852,765	12,658,274	2%	200	200	0%
52	01.1.2015.	18,993	9,464,358	9,464,358	0%	450,819	379,874	16%	646,342,178	661,847,738	-2%	12,929,421	12,730,430	2%	200	200	0%
53	01.1.2016.	19,358	9,508,188	9,508,188	0%	464,556	392,765	15%	649,799,158	665,460,230	-2%	13,005,969	12,802,669	2%	200	200	0%
54	31.12.2016.	19,724	9,552,018	9,552,018	0%	478,364	405,810	15%	653,259,082	669,070,478	-2%	13,082,427	12,879,990	2%	200	200	0%
55	31.12.2017.	20,089	9,595,848	9,595,848	0%	492,260	418,994	15%	656,724,555	672,678,830	-2%	13,158,808	12,947,438	2%	200	200	0%
56	01.1.2019.	20,454	9,639,678	9,639,678	0%	506,270	432,315	15%	660,193,775	676,285,828	-2%	13,235,125	13,019,949	2%	200	200	0%
57	01.1.2020.	20,819	9,683,508	9,683,508	0%	520,417	445,787	14%	663,665,784	679,899,533	-2%	13,311,416	13,092,571	2%	200	200	0%
58	31.12.2020.	21,185	9,727,338	9,727,338	0%	534,719	459,421	14%	667,139,922	683,496,336	-2%	13,387,712	13,165,290	2%	200	200	0%
59	31.12.2021.	21,550	9,771,168	9,771,168	0%	549,204	473,233	14%	670,614,199	687,074,960	-2%	13,464,077	13,236,112	2%	200	200	0%
60	01.1.2023.	21,915	9,814,998	9,814,998	0%	563,862	487,241	14%	674,093,628	690,656,640	-2%	13,540,485	13,311,078	2%	200	200	0%
61	01.1.2024.	22,280	9,858,828	9,858,828	0%	578,660	501,453	13%	677,566,913	694,232,758	-2%	13,616,917	13,384,196	2%	200	200	0%
62	31.12.2024.	22,646	9,902,658	9,902,658	0%	593,596	515,883	13%	681,045,937	697,803,918	-2%	13,693,358	13,457,473	2%	200	200	0%

PRILOG 2 Parametri jednadžbi stanja za pojednostavljene sastave

Naftno polje I1

	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bara]	acf	omegaA	omegaB	V_{c1} [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,09	-147,28	30,94	0,04	0,42748	0,08664	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	0,46	30,94	67,47	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1::C3	40,28	-57,52	42,83	0,03			0,11	19,58	-145,22	0,44	80,94	-0,14
C4::C6	8,42	194,01	31,73	0,25			0,31	72,08	34,58	0,63	242,26	-0,04
C7::C14	20,84	294,47	24,66	0,39			0,83	122,88	144,21	0,75	591,03	0,18
C15+	29,90	473,68	13,16	0,82			1,01	297,04	347,36	0,84	915,81	0,25

BIP	N ₂	CO ₂	C1::C3	C4::C6	C7::C14	C15+
N ₂		0,020	0,063	0,080	0,080	0,080
CO ₂	0,020		0,125	0,150	0,150	0,150
C1::C3	0,063	0,125		0,000	0,060	0,087
C4::C6	0,080	0,150	0,000		0,000	0,000
C7::C14	0,080	0,150	0,060	0,000		0
C15+	0,080	0,150	0,087	0,000	0	

Naftno polje Z2

	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	V_{c1} [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,09	-147,28	31,76	0,04	0,457236	0,077796	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	0,98	30,94	69,26	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1::C3	43,97	-45,44	43,95	0,04			0,12	21,27	-137,34	0,45	86,21	-0,14
C4::C6	10,34	198,68	31,88	0,26			0,32	73,73	38,53	0,64	246,88	-0,04
C7::C9	12,31	289,59	24,18	0,39			0,48	109,76	119,97	0,70	362,59	0,02
C10+	32,32	517,84	16,11	0,64			1,02	264,00	325,71	0,89	675,19	0,19

BIP	N ₂	CO ₂	C1::C3	C4::C6	C7::C9	C10+
N ₂		-0,020	0,050	0,100	0,100	0,100
CO ₂	-0,020		0,130	0,125	0,115	0,110
C1::C3	0,050	0,130		0,007	0,012	0,017
C4::C6	0,100	0,125	0,007		0,001	0,002
C7::C9	0,100	0,115	0,012	0,001		0
C10+	0,100	0,110	0,017	0,002	0	

Naftno polje S3

	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_{c1} [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,04	-147,28	30,53	0,04	0,457236	0,077796	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	0,15	30,94	66,58	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1::C3	20,92	-50,77	362,99	0,39			0,10	18,35	-150,83	0,43	48,57	-0,44
C4::C6	10,17	209,77	31,29	0,29			0,39	76,26	43,93	0,64	243,05	-0,06
C7::C19	53,44	377,82	20,25	0,48			0,74	154,54	191,21	0,77	450,42	0,09
C20+	15,28	623,07	12,55	0,89			1,42	384,70	432,28	0,93	905,86	0,25

BIP	N ₂	CO ₂	C1::C3	C4::C6	C7::C19	C20+
N ₂		0	0,041	0,150	0,150	0,000
CO ₂	0,000		0,136	0,100	0,100	0,000
C1::C3	0,041	0,136		-0,016	0,020	0,000
C4::C6	0,150	0,100	-0,016		0,005	0,000
C7::C19	0,150	0,100	0,020	0,005		0,000
C20+	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Naftno polje S4

	Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_{c1} [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak
N ₂	0,55	-147,28	31,35	0,04	0,457236	0,077796	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	35,08	30,94	68,36	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1	4,47	-82,51	42,88	0,01			0,10	16,04	-161,55	0,42	70,00	-0,15
C2::C3	2,15	99,63	56,91	0,09			0,20	40,87	-52,76	0,58	129,12	-0,22
C4::C6	10,23	196,52	33,07	0,26			0,36	72,58	35,78	0,63	231,84	-0,07
C7+	47,52	496,67	18,31	0,59			0,94	215,33	306,49	0,88	581,22	0,15

BIP	N ₂	CO ₂	C1	C2::C3	C4::C6	C7+
N ₂		0	0,031	0,120	0,120	0,120
CO ₂	0,000		0,107	0,150	0,150	0,150
C1	0,031	0,107		0,020	0,021	0,060
C2::C3	0,120	0,150	0,020		0,150	0,150
C4::C6	0,120	0,150	0,021	0,150		0,150
C7+	0,120	0,150	0,060	0,150	0,150	

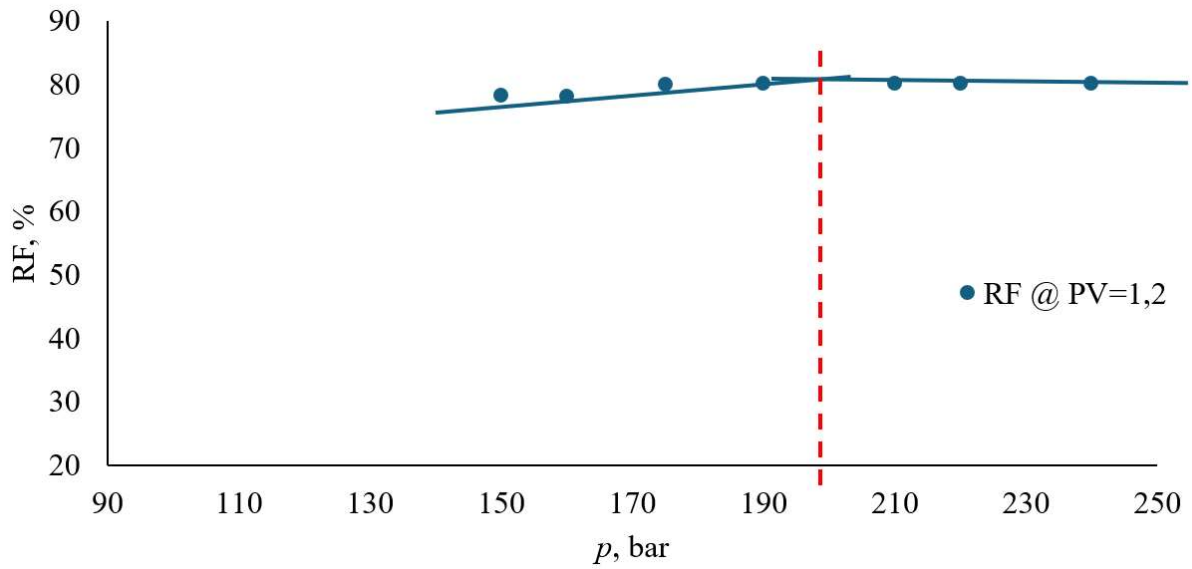
Naftno polje B5

Sastav [%]	T_c [°C]	p_c [bar]	acf	omegaA	omegaB	v_c [m ³ /kgmol]	M_w [g/mol]	T_b [°C]	rel. gustoća	parachor	volumni pomak	
N ₂	0,45	-147,28	31,76	0,04	0,457236	0,077796	0,09	28,01	-195,75	1,03	60,40	-0,15
CO ₂	24,39	30,94	69,27	0,24			0,09	44,01	-78,45	1,10	78,00	-
C1::C3	21,20	-42,65	43,82	0,04			0,12	21,78	-135,42	0,45	87,69	-0,14
C4::C6	6,44	184,90	32,31	0,24			0,31	70,80	27,78	0,63	231,97	-0,05
C7::C14	35,28	425,08	22,25	0,46			0,65	172,39	205,32	0,82	488,10	0,03
C15+	12,24	645,87	12,12	0,93			1,30	289,01	465,01	0,93	847,90	0,20

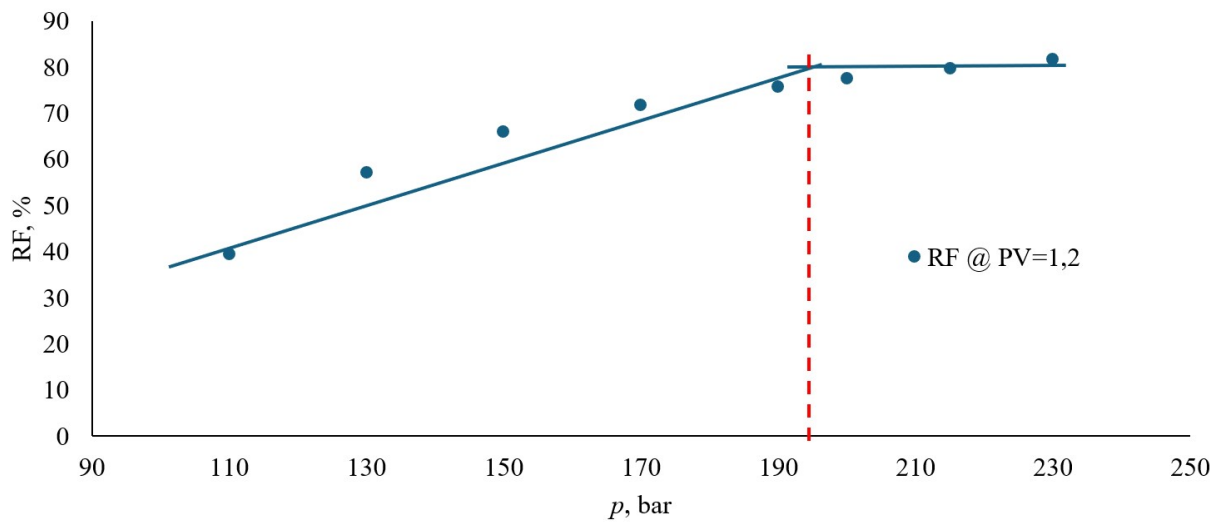
BIP	N ₂	CO ₂	C1::C3	C4::C6	C7::C14	C15+
N ₂		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
CO ₂	0,000		0,000	0,000	0,114	0,145
C1::C3	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
C4::C6	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000
C7::C14	0,000	0,114	0,000	0,000		0,000
C15+	0,000	0,145	0,000	0,000	0,000	

PRILOG 3 Minimalni tlakovi miješanja za pojednostavljene sastave određeni na 1,2 utisnutih pornih volumena

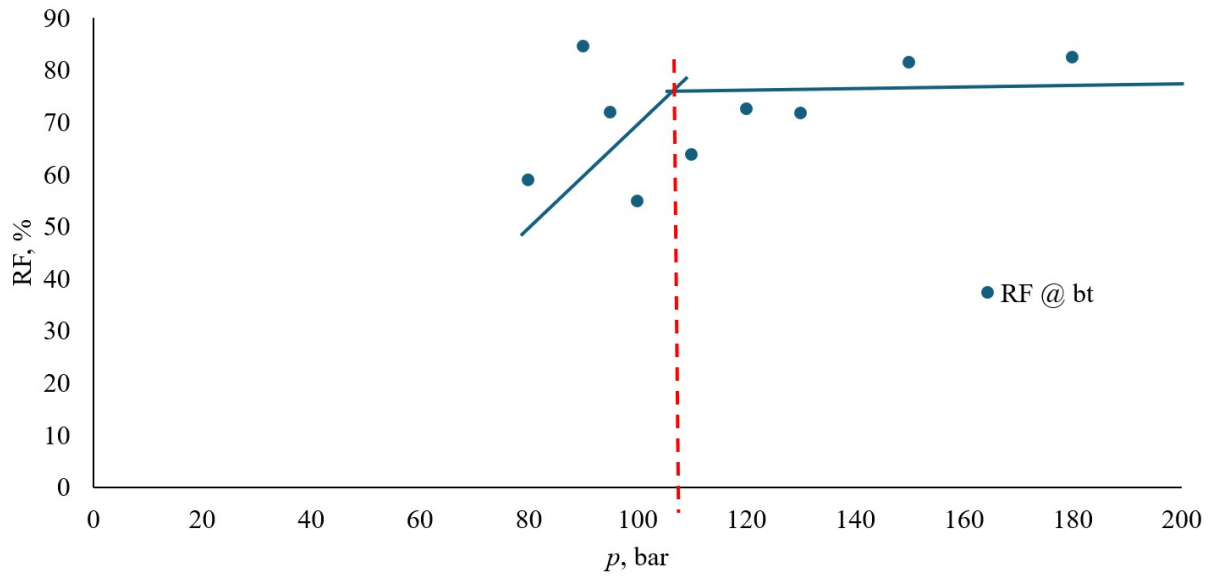
Naftno polje I1



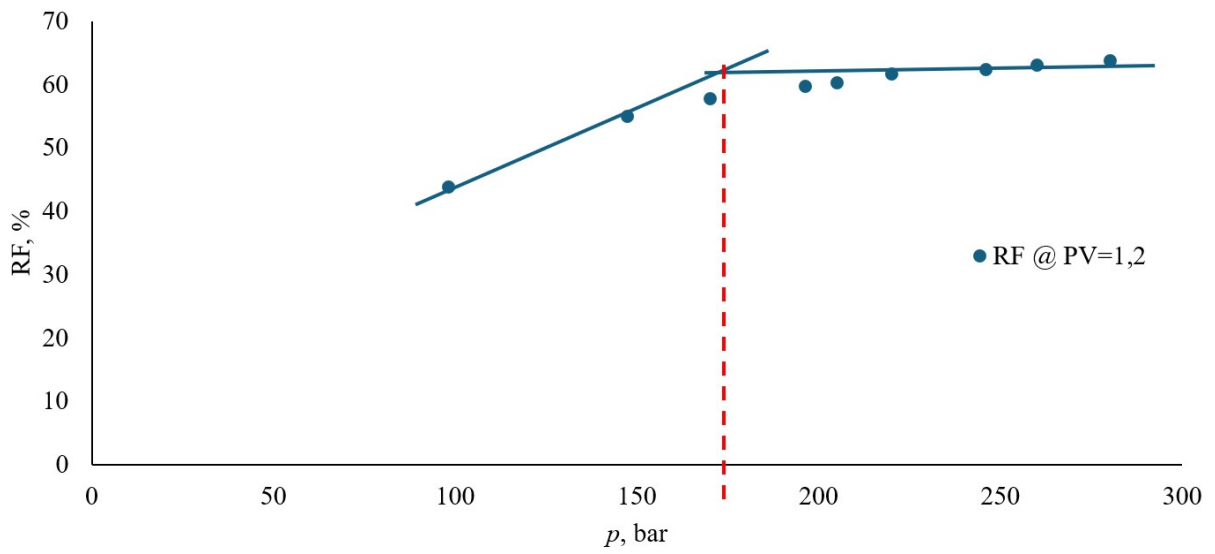
Naftno polje Z2



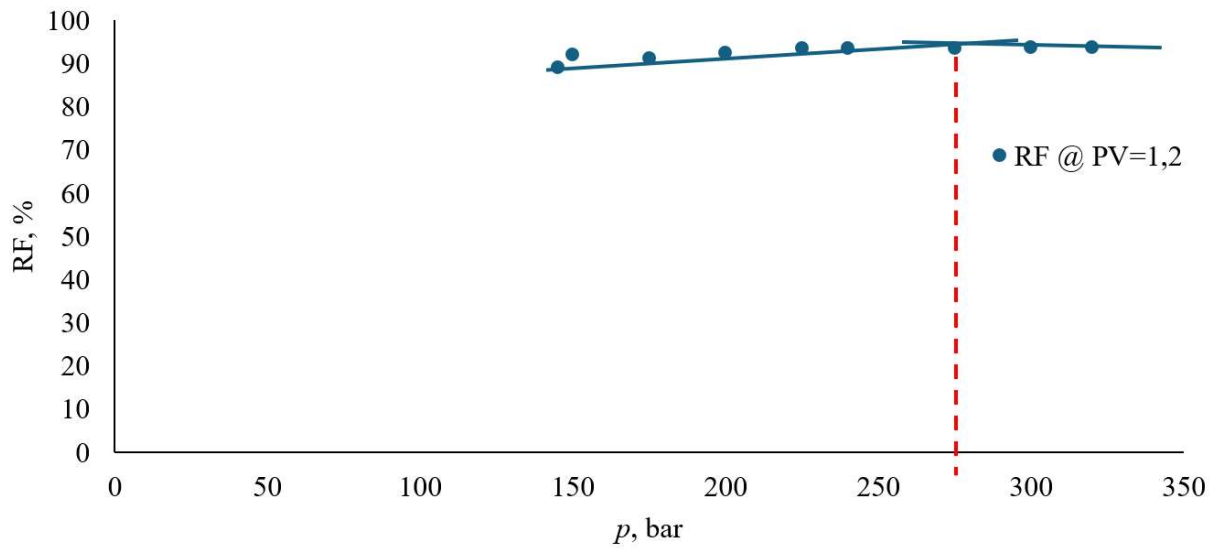
Naftno polje S3



Naftno polje S4



Naftno polje B5



PRILOG 4 Scenariji cijena korišteni u ekonomskim proračunima

Period	Cijena CO₂ p10	Cijena CO₂ p50	cijena CO₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
0	63,64	63,64	63,64	75,00	75,00	75,00
1	54,03	65,03	75,03	74,82	75,00	75,18
2	52,33	65,49	77,78	74,64	75,00	75,36
3	50,45	65,98	80,23	74,46	75,00	75,54
4	49,59	66,61	81,89	74,28	75,00	75,72
5	48,22	66,76	84,40	74,10	75,00	75,90
6	47,50	67,47	86,06	73,92	75,00	76,08
7	47,16	68,34	87,31	73,74	75,00	76,26
8	46,32	68,67	89,51	73,56	75,00	76,44
9	45,31	69,09	90,86	73,38	75,00	76,62
10	44,94	68,94	92,27	73,20	75,00	76,80
11	44,16	69,32	93,56	73,02	75,00	76,98
12	44,42	70,16	95,05	72,84	75,00	77,16
13	43,68	70,65	96,28	72,66	75,00	77,34
14	43,16	71,10	98,69	72,48	75,00	77,52
15	42,59	71,50	99,71	72,30	75,00	77,70
16	42,57	71,78	100,44	72,12	75,00	77,88
17	41,97	72,01	101,93	71,94	75,00	78,06
18	42,31	72,65	102,93	71,76	75,00	78,24
19	42,13	72,47	103,91	71,58	75,00	78,42
20	43,27	73,22	105,53	71,40	75,00	78,60
21	42,88	73,52	106,54	71,22	75,00	78,78
22	42,40	74,27	107,07	71,04	75,00	78,96
23	41,65	74,68	108,46	70,86	75,00	79,14
24	41,59	75,11	109,32	70,68	75,00	79,32
25	41,63	75,32	111,01	70,50	75,00	79,50
26	42,26	75,91	111,13	70,32	75,00	79,68
27	42,65	75,99	112,14	70,14	75,00	79,86
28	42,16	75,94	114,29	69,96	75,00	80,04
29	41,74	76,18	115,03	69,78	75,00	80,22
30	41,96	76,54	116,23	69,60	75,00	80,40
31	41,91	77,47	116,32	69,42	75,00	80,58
32	41,13	77,29	116,91	69,24	75,00	80,76
33	41,30	78,27	116,99	69,06	75,00	80,94
34	41,02	77,91	117,67	68,88	75,00	81,12

Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
35	40,96	78,83	118,35	68,70	75,00	81,30
36	40,94	78,69	119,69	68,52	75,00	81,48
37	41,32	78,63	120,34	68,34	75,00	81,66
38	40,76	78,92	121,36	68,16	75,00	81,84
39	40,53	79,74	122,35	67,98	75,00	82,02
40	40,27	80,24	122,86	67,80	75,00	82,20
41	40,39	80,73	124,04	67,62	75,00	82,38
42	40,05	81,28	124,69	67,44	75,00	82,56
43	40,29	82,32	125,34	67,26	75,00	82,74
44	40,59	81,95	126,63	67,08	75,00	82,92
45	39,81	83,07	127,32	66,90	75,00	83,10
46	39,35	83,64	127,57	66,72	75,00	83,28
47	39,98	83,78	128,46	66,54	75,00	83,46
48	40,00	83,86	129,35	66,36	75,00	83,64
49	41,12	84,42	130,04	66,18	75,00	83,82
50	39,99	85,11	130,99	66,00	75,00	84,00
51	41,02	86,01	131,92	65,82	75,00	84,18
52	40,22	86,07	133,40	65,64	75,00	84,36
53	41,61	86,67	134,06	65,46	75,00	84,54
54	41,69	87,16	133,67	65,28	75,00	84,72
55	40,66	87,30	133,34	65,10	75,00	84,90
56	41,88	88,20	133,94	64,92	75,00	85,08
57	42,43	88,13	135,76	64,74	75,00	85,26
58	42,63	88,69	135,87	64,56	75,00	85,44
59	42,72	88,60	137,87	64,38	75,00	85,62
60	43,22	89,08	138,26	64,20	75,00	85,80
61	43,39	88,81	140,09	64,02	75,00	85,98
62	43,24	89,30	140,31	63,84	75,00	86,16
63	44,54	90,59	140,61	63,66	75,00	86,34
64	45,38	90,57	140,86	63,48	75,00	86,52
65	45,34	91,41	142,30	63,30	75,00	86,70
66	46,69	91,75	142,52	63,12	75,00	86,88
67	46,25	91,20	143,07	62,94	75,00	87,06
68	45,76	92,36	142,80	62,76	75,00	87,24
69	46,43	92,32	144,03	62,58	75,00	87,42
70	45,60	92,58	144,27	62,40	75,00	87,60
71	45,87	93,59	144,52	62,22	75,00	87,78
72	45,70	93,56	145,23	62,04	75,00	87,96
73	45,90	94,27	145,97	61,86	75,00	88,14
74	47,38	94,69	146,03	61,68	75,00	88,32
75	46,99	94,93	147,38	61,50	75,00	88,50

Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
76	47,04	94,78	147,96	61,32	75,00	88,68
77	47,45	95,71	149,56	61,14	75,00	88,86
78	47,85	96,15	150,49	60,96	75,00	89,04
79	48,59	96,02	149,78	60,78	75,00	89,22
80	48,78	96,24	150,29	60,60	75,00	89,40
81	49,06	97,38	151,59	60,42	75,00	89,58
82	49,17	97,26	151,40	60,24	75,00	89,76
83	49,34	97,94	152,04	60,06	75,00	89,94
84	49,60	97,73	152,41	59,88	75,00	90,12
85	49,77	98,52	153,68	59,70	75,00	90,30
86	50,08	98,98	154,33	59,52	75,00	90,48
87	50,13	99,13	153,98	59,34	75,00	90,66
88	50,13	99,50	154,66	59,16	75,00	90,84
89	51,39	99,26	157,38	58,98	75,00	91,02
90	51,18	100,02	157,64	58,80	75,00	91,20
91	50,25	100,18	158,47	58,62	75,00	91,38
92	51,21	100,76	158,23	58,44	75,00	91,56
93	51,74	102,18	158,42	58,26	75,00	91,74
94	51,80	101,33	157,11	58,08	75,00	91,92
95	51,81	101,69	157,56	57,90	75,00	92,10
96	53,00	102,68	157,70	57,72	75,00	92,28
97	53,34	102,75	159,16	57,54	75,00	92,46
98	53,17	103,58	159,69	57,36	75,00	92,64
99	53,39	103,41	159,64	57,18	75,00	92,82
100	52,33	103,40	159,53	57,00	75,00	93,00
101	53,45	103,94	160,71	56,82	75,00	93,18
102	52,82	103,59	161,44	56,64	75,00	93,36
103	54,07	103,99	161,60	56,46	75,00	93,54
104	54,68	104,64	162,81	56,28	75,00	93,72
105	55,10	105,04	162,96	56,10	75,00	93,90
106	55,19	106,18	163,17	55,92	75,00	94,08
107	54,26	106,60	163,88	55,74	75,00	94,26
108	54,42	107,02	164,47	55,56	75,00	94,44
109	55,51	107,28	164,96	55,38	75,00	94,62
110	55,96	107,41	165,83	55,20	75,00	94,80
111	55,16	107,48	166,41	55,02	75,00	94,98
112	54,70	108,19	166,85	54,84	75,00	95,16
113	56,03	108,61	167,49	54,66	75,00	95,34
114	56,26	108,81	168,09	54,48	75,00	95,52
115	55,91	109,28	167,99	54,30	75,00	95,70
116	55,90	109,51	168,54	54,12	75,00	95,88

Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
117	55,36	110,46	168,93	53,94	75,00	96,06
118	55,38	109,77	169,32	53,76	75,00	96,24
119	56,16	111,09	170,80	53,58	75,00	96,42
120	56,52	110,97	171,60	53,40	75,00	96,60
121	56,94	111,70	170,76	53,22	75,00	96,78
122	55,80	111,25	168,94	53,04	75,00	96,96
123	56,58	112,65	170,76	52,86	75,00	97,14
124	56,51	113,12	171,26	52,68	75,00	97,32
125	57,09	113,33	171,93	52,50	75,00	97,50
126	56,89	113,72	172,43	52,32	75,00	97,68
127	57,07	113,94	171,71	52,14	75,00	97,86
128	57,78	114,88	171,79	51,96	75,00	98,04
129	58,04	115,17	172,88	51,78	75,00	98,22
130	58,91	115,60	172,90	51,60	75,00	98,40
131	58,16	115,49	173,02	51,42	75,00	98,58
132	58,47	116,21	173,61	51,24	75,00	98,76
133	58,03	116,59	174,43	51,06	75,00	98,94
134	58,61	116,87	175,01	50,88	75,00	99,12
135	58,87	116,84	174,67	50,70	75,00	99,30
136	59,19	117,11	174,93	50,52	75,00	99,48
137	59,54	118,01	175,94	50,34	75,00	99,66
138	60,12	117,83	176,52	50,16	75,00	99,84
139	60,22	117,93	175,86	49,98	75,00	100,02
140	61,20	118,50	178,04	49,80	75,00	100,20
141	60,60	118,84	179,10	49,62	75,00	100,38
142	61,14	117,89	178,90	49,44	75,00	100,56
143	61,40	118,60	179,55	49,26	75,00	100,74
144	61,41	119,06	179,80	49,08	75,00	100,92
145	61,23	119,07	179,60	48,90	75,00	101,10
146	61,39	120,01	180,00	48,72	75,00	101,28
147	61,39	120,03	180,69	48,54	75,00	101,46
148	61,49	120,76	181,74	48,36	75,00	101,64
149	61,32	121,63	182,41	48,18	75,00	101,82
150	61,41	121,51	182,31	48,00	75,00	102,00
151	62,44	121,63	181,41	47,82	75,00	102,18
152	62,29	122,12	182,49	47,64	75,00	102,36
153	62,80	122,16	183,35	47,46	75,00	102,54
154	63,14	122,87	182,75	47,28	75,00	102,72
155	63,12	123,29	183,07	47,10	75,00	102,90
156	63,78	123,31	183,44	46,92	75,00	103,08
157	63,53	123,76	183,58	46,74	75,00	103,26

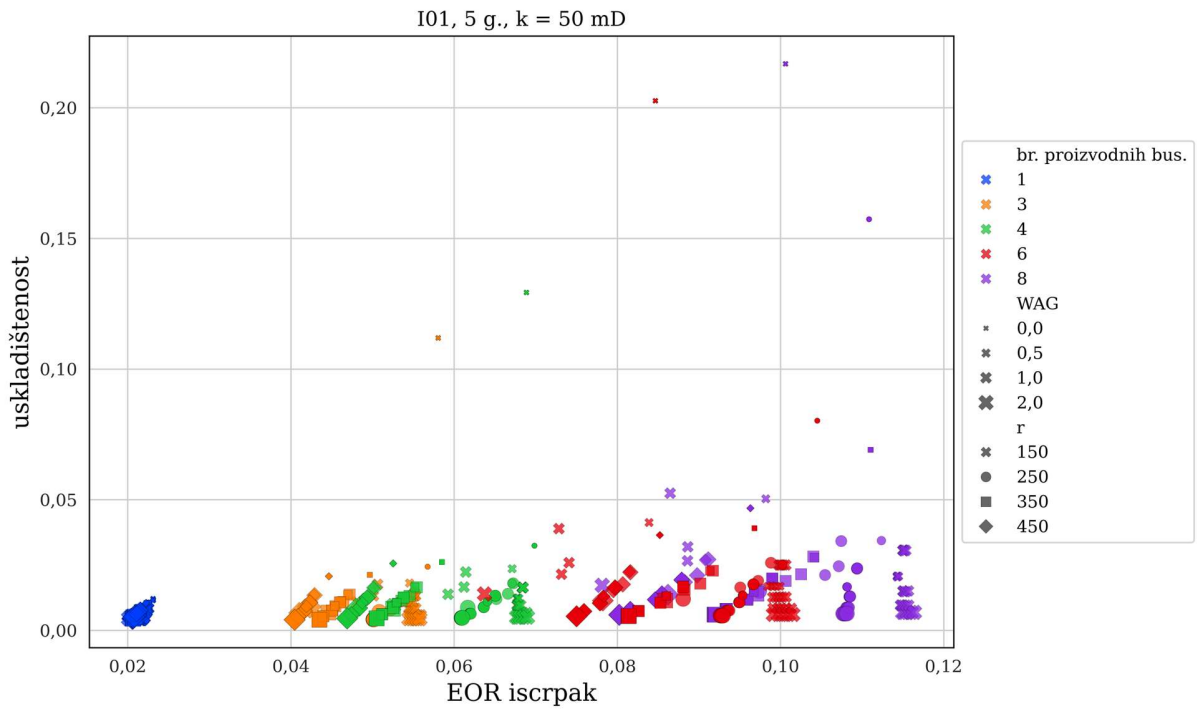
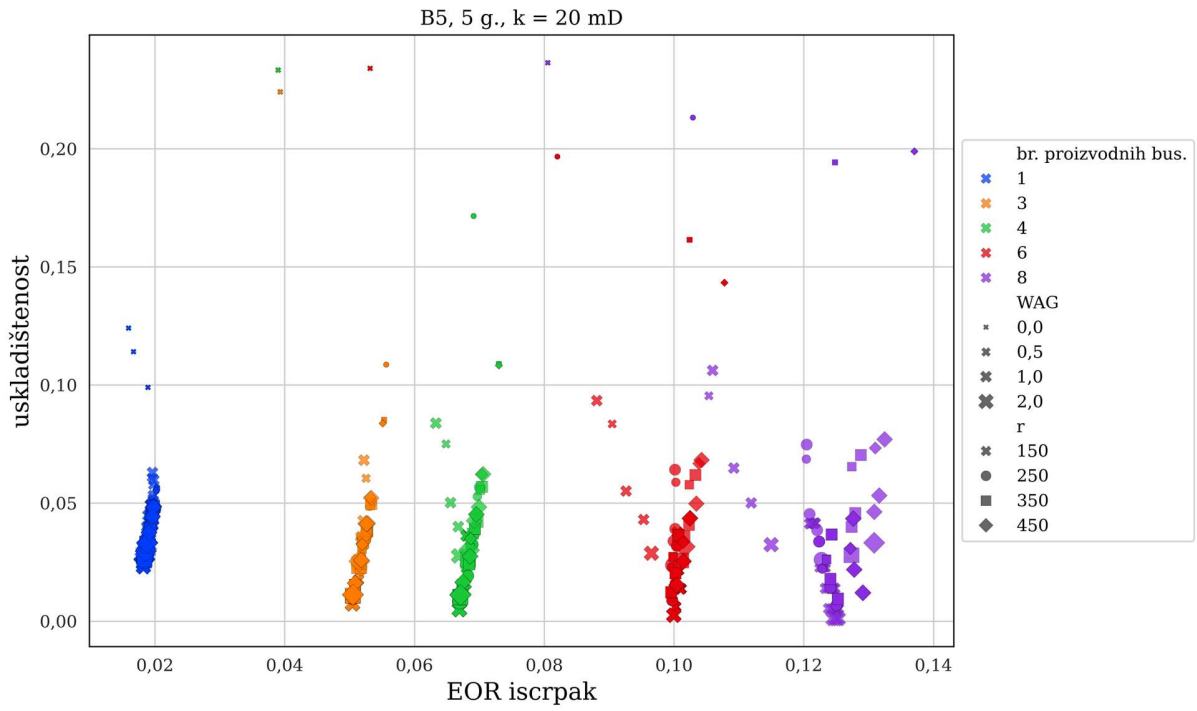
Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
158	63,49	124,90	184,81	46,56	75,00	103,44
159	63,60	124,98	185,21	46,38	75,00	103,62
160	64,10	124,45	184,52	46,20	75,00	103,80
161	65,01	124,89	184,90	46,02	75,00	103,98
162	64,72	125,09	183,64	45,84	75,00	104,16
163	66,04	125,79	184,57	45,66	75,00	104,34
164	66,02	126,02	184,55	45,48	75,00	104,52
165	66,06	126,16	183,82	45,30	75,00	104,70
166	67,20	126,17	183,41	45,12	75,00	104,88
167	67,37	126,16	184,80	44,94	75,00	105,06
168	68,08	126,53	185,98	44,76	75,00	105,24
169	68,12	127,51	186,02	44,58	75,00	105,42
170	67,51	126,91	186,83	44,40	75,00	105,60
171	67,53	127,50	185,88	44,22	75,00	105,78
172	67,50	128,15	186,65	44,04	75,00	105,96
173	68,23	128,41	187,13	43,86	75,00	106,14
174	69,16	128,96	187,20	43,68	75,00	106,32
175	69,16	129,31	186,60	43,50	75,00	106,50
176	69,27	128,37	187,03	43,32	75,00	106,68
177	68,22	129,68	187,61	43,14	75,00	106,86
178	68,44	129,97	188,02	42,96	75,00	107,04
179	68,84	130,63	186,49	42,78	75,00	107,22
180	68,77	131,08	187,28	42,60	75,00	107,40
181	69,90	131,92	187,97	42,42	75,00	107,58
182	69,60	131,83	188,58	42,24	75,00	107,76
183	70,15	131,92	188,72	42,06	75,00	107,94
184	71,29	132,54	188,95	41,88	75,00	108,12
185	72,63	132,69	189,35	41,70	75,00	108,30
186	72,88	133,03	189,96	41,52	75,00	108,48
187	74,36	133,32	189,69	41,34	75,00	108,66
188	74,56	133,79	190,16	41,16	75,00	108,84
189	75,52	132,90	190,01	40,98	75,00	109,02
190	75,96	134,96	191,52	40,80	75,00	109,20
191	74,82	134,73	191,19	40,62	75,00	109,38
192	74,49	135,26	191,71	40,44	75,00	109,56
193	74,58	135,85	191,27	40,26	75,00	109,74
194	75,67	136,03	192,27	40,08	75,00	109,92
195	75,61	136,46	192,36	39,90	75,00	110,10
196	75,10	136,22	191,57	39,72	75,00	110,28
197	74,50	137,72	191,98	39,54	75,00	110,46
198	75,47	137,41	192,27	39,36	75,00	110,64

Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
199	75,63	137,71	191,84	39,18	75,00	110,82
200	75,13	137,49	193,18	39,00	75,00	111,00
201	76,10	138,14	193,03	38,82	75,00	111,18
202	76,53	138,73	193,93	38,64	75,00	111,36
203	77,47	138,98	193,87	38,46	75,00	111,54
204	77,12	139,46	194,42	38,28	75,00	111,72
205	77,73	139,44	193,48	38,10	75,00	111,90
206	78,47	139,25	195,24	37,92	75,00	112,08
207	78,57	139,50	195,17	37,74	75,00	112,26
208	78,95	140,33	196,04	37,56	75,00	112,44
209	79,70	140,90	195,83	37,38	75,00	112,62
210	79,33	142,04	197,20	37,20	75,00	112,80
211	80,38	143,01	197,77	37,02	75,00	112,98
212	80,87	142,94	197,41	36,84	75,00	113,16
213	79,94	142,72	197,35	36,66	75,00	113,34
214	80,26	143,69	197,32	36,48	75,00	113,52
215	80,09	143,99	197,22	36,30	75,00	113,70
216	80,51	144,67	196,54	36,12	75,00	113,88
217	79,64	144,55	197,72	35,94	75,00	114,06
218	79,96	145,15	197,23	35,76	75,00	114,24
219	79,80	145,09	197,86	35,58	75,00	114,42
220	81,69	145,07	198,36	35,40	75,00	114,60
221	81,85	146,05	198,84	35,22	75,00	114,78
222	82,60	145,66	200,05	35,04	75,00	114,96
223	82,20	146,46	199,81	34,86	75,00	115,14
224	81,75	146,80	200,17	34,68	75,00	115,32
225	82,83	147,04	199,89	34,50	75,00	115,50
226	82,72	147,07	200,10	34,32	75,00	115,68
227	85,43	148,20	200,08	34,14	75,00	115,86
228	84,31	148,56	200,77	33,96	75,00	116,04
229	85,31	149,32	200,93	33,78	75,00	116,22
230	85,85	149,82	200,47	33,60	75,00	116,40
231	87,22	150,24	201,12	33,42	75,00	116,58
232	87,35	150,08	200,33	33,24	75,00	116,76
233	86,92	150,41	201,05	33,06	75,00	116,94
234	87,37	151,20	202,47	32,88	75,00	117,12
235	85,83	152,03	202,06	32,70	75,00	117,30
236	86,00	152,33	202,96	32,52	75,00	117,48
237	86,31	152,06	203,50	32,34	75,00	117,66
238	87,88	152,57	202,74	32,16	75,00	117,84
239	87,70	153,00	202,73	31,98	75,00	118,02

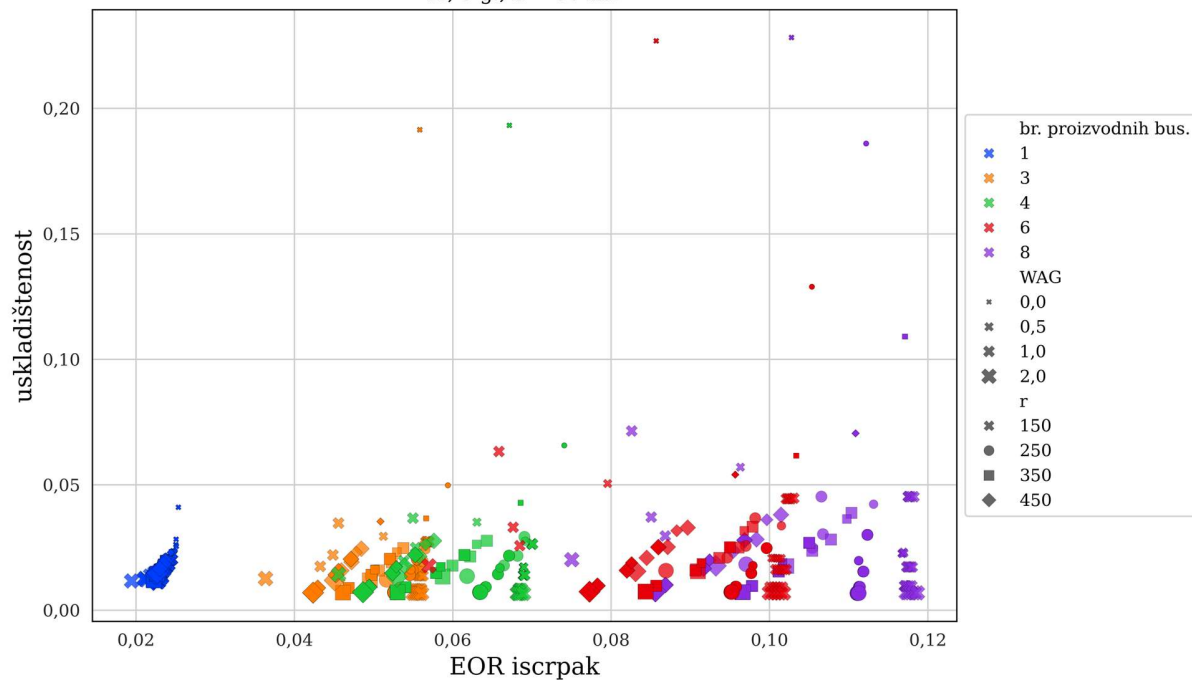
Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
240	89,01	153,10	202,80	31,80	75,00	118,20
241	87,58	154,02	204,21	31,62	75,00	118,38
242	87,97	154,09	204,61	31,44	75,00	118,56
243	88,71	153,94	205,58	31,26	75,00	118,74
244	89,55	154,74	205,07	31,08	75,00	118,92
245	90,38	155,10	206,52	30,90	75,00	119,10
246	90,86	155,72	206,20	30,72	75,00	119,28
247	91,19	156,33	206,62	30,54	75,00	119,46
248	92,18	156,41	206,40	30,36	75,00	119,64
249	91,45	157,22	206,85	30,18	75,00	119,82
250	91,54	157,24	205,64	30,00	75,00	120,00
251	92,70	157,63	205,98	29,82	75,00	120,18
252	91,68	158,56	206,30	29,64	75,00	120,36
253	93,44	158,36	206,99	29,46	75,00	120,54
254	93,56	159,05	207,66	29,28	75,00	120,72
255	93,36	160,01	208,02	29,10	75,00	120,90
256	94,15	159,74	208,13	28,92	75,00	121,08
257	94,10	160,82	208,52	28,74	75,00	121,26
258	94,28	161,23	208,97	28,56	75,00	121,44
259	94,60	161,79	207,97	28,38	75,00	121,62
260	94,23	161,60	208,99	28,20	75,00	121,80
261	95,25	162,19	209,63	28,02	75,00	121,98
262	95,91	162,27	209,82	27,84	75,00	122,16
263	95,41	162,29	210,53	27,66	75,00	122,34
264	95,92	163,00	210,56	27,48	75,00	122,52
265	95,83	163,91	210,80	27,30	75,00	122,70
266	96,30	163,61	210,77	27,12	75,00	122,88
267	96,77	164,14	210,83	26,94	75,00	123,06
268	96,57	164,10	212,22	26,76	75,00	123,24
269	96,92	164,80	212,00	26,58	75,00	123,42
270	97,93	165,49	211,88	26,40	75,00	123,60
271	98,67	166,25	212,69	26,22	75,00	123,78
272	99,25	166,58	214,08	26,04	75,00	123,96
273	99,16	167,12	214,15	25,86	75,00	124,14
274	100,68	167,93	215,02	25,68	75,00	124,32
275	100,42	168,55	214,59	25,50	75,00	124,50
276	101,29	168,95	215,17	25,32	75,00	124,68
277	102,72	168,96	214,91	25,14	75,00	124,86
278	102,75	169,85	215,95	24,96	75,00	125,04
279	104,02	170,36	216,29	24,78	75,00	125,22
280	105,55	171,25	216,49	24,60	75,00	125,40

Period	Cijena CO ₂ p10	Cijena CO ₂ p50	cijena CO ₂ p90	cijena nafte 1, \$/bbl	cijena nafte 2, \$/bbl	cijena nafte 3, \$/bbl
281	105,21	171,17	215,88	24,42	75,00	125,58
282	105,88	172,08	216,84	24,24	75,00	125,76
283	105,62	173,05	216,89	24,06	75,00	125,94
284	106,39	173,37	217,96	23,88	75,00	126,12
285	105,48	174,30	219,79	23,70	75,00	126,30
286	105,53	174,73	220,15	23,52	75,00	126,48
287	105,64	175,37	219,86	23,34	75,00	126,66
288	107,33	176,48	220,59	23,16	75,00	126,84
289	108,32	176,98	221,24	22,98	75,00	127,02
290	107,34	177,68	221,74	22,80	75,00	127,20
291	108,77	177,36	222,58	22,62	75,00	127,38
292	108,70	178,19	222,49	22,44	75,00	127,56
293	109,61	178,71	223,33	22,26	75,00	127,74
294	109,71	179,82	224,12	22,08	75,00	127,92
295	110,25	180,57	225,73	21,90	75,00	128,10
296	109,05	181,77	226,49	21,72	75,00	128,28
297	108,81	181,08	227,39	21,54	75,00	128,46
298	108,25	181,85	228,35	21,36	75,00	128,64
299	108,83	182,43	229,70	21,18	75,00	128,82
300	109,68	183,21	230,88	21,00	75,00	129,00

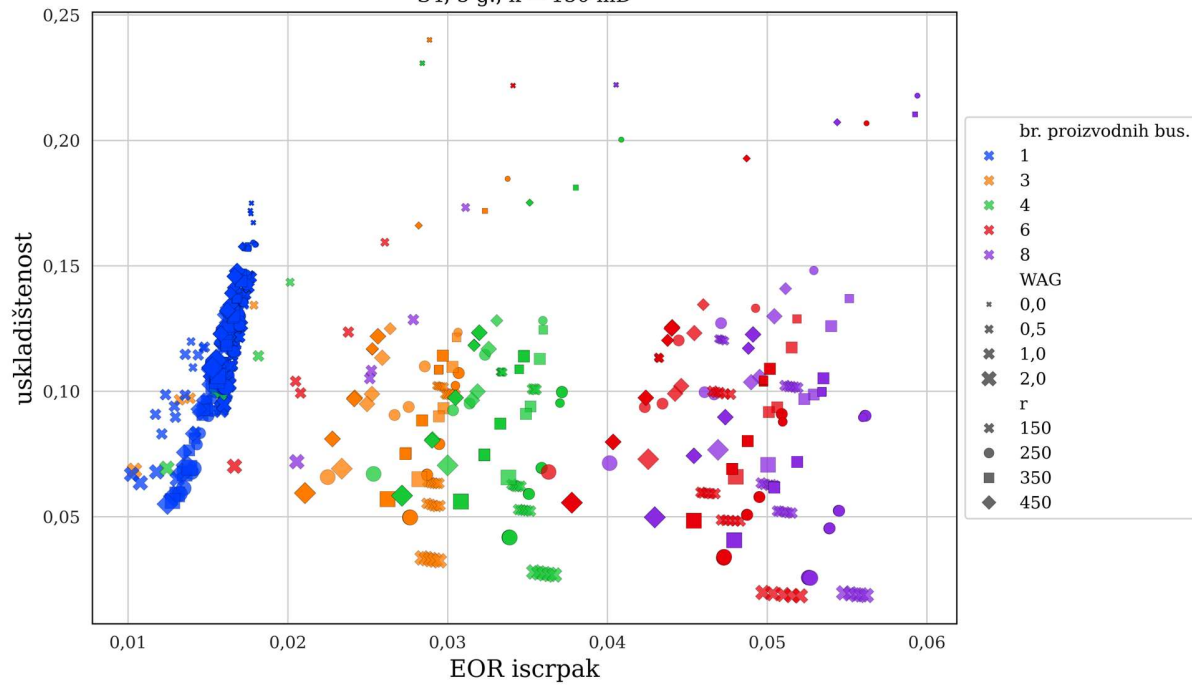
PRILOG 5 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u petoj godini

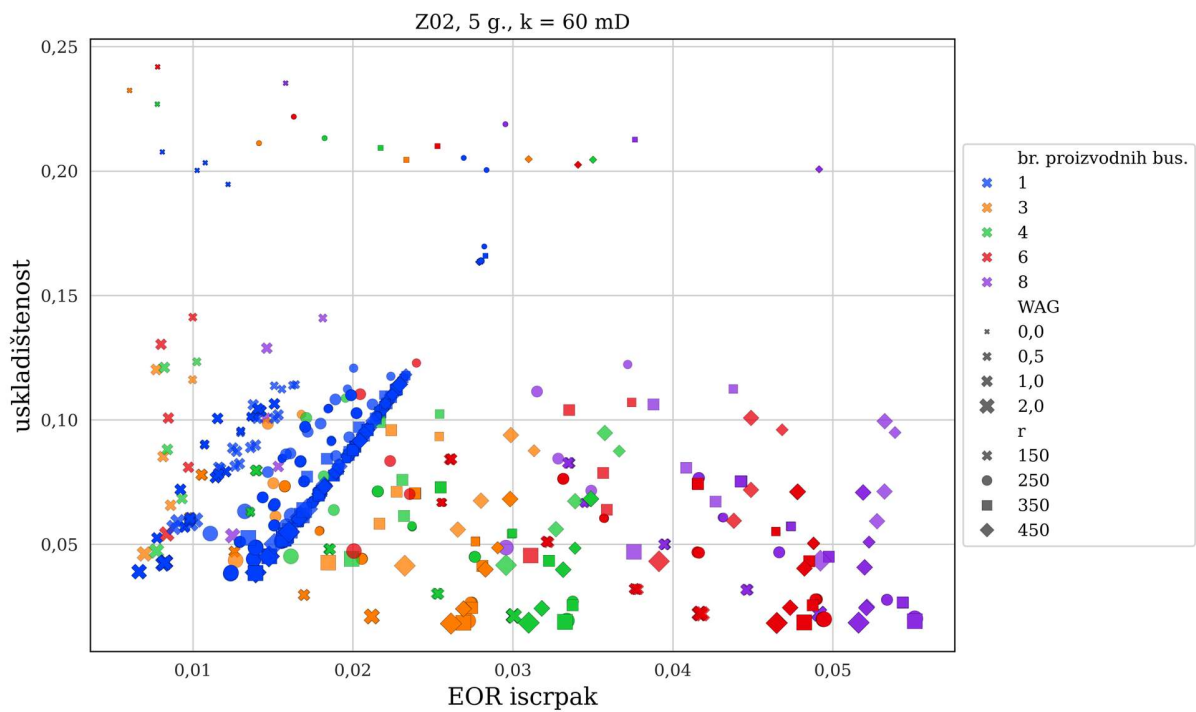
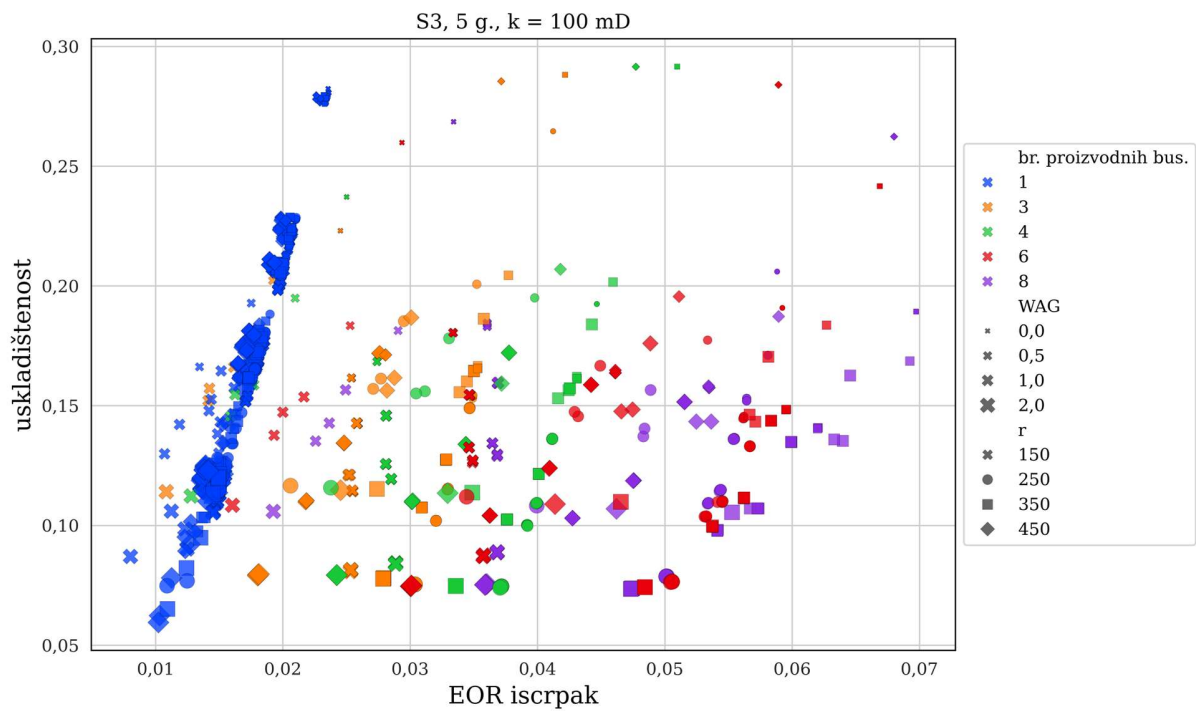


I1, 5 g., k = 50 mD

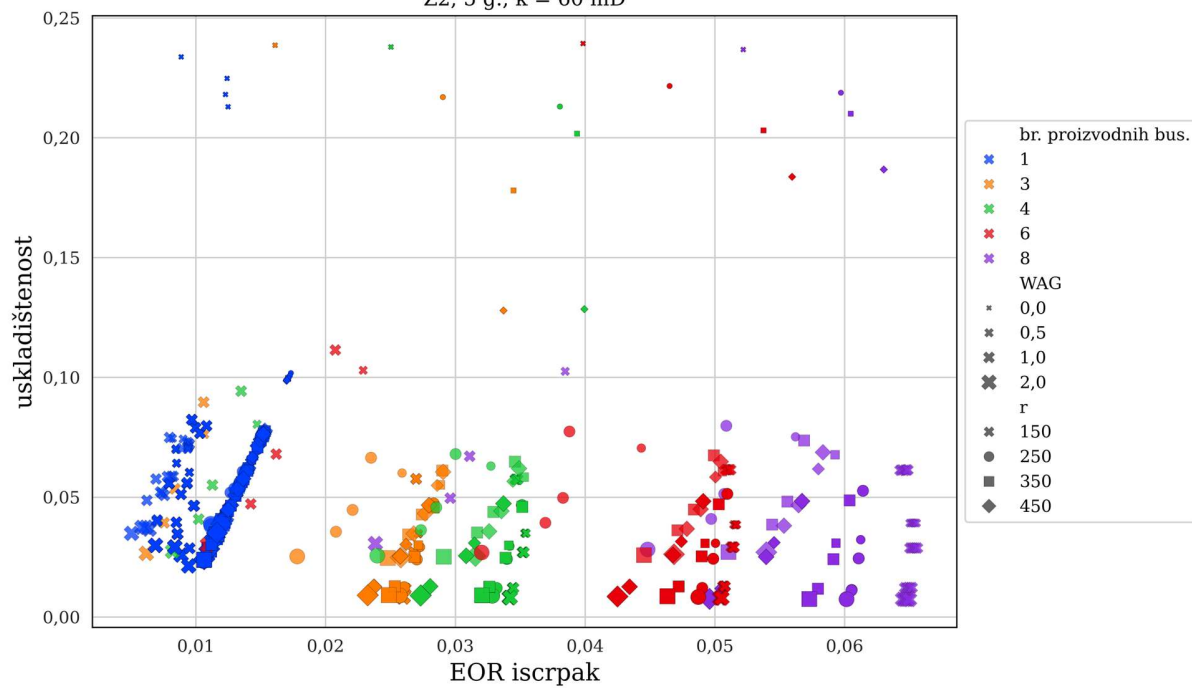


S4, 5 g., k = 150 mD

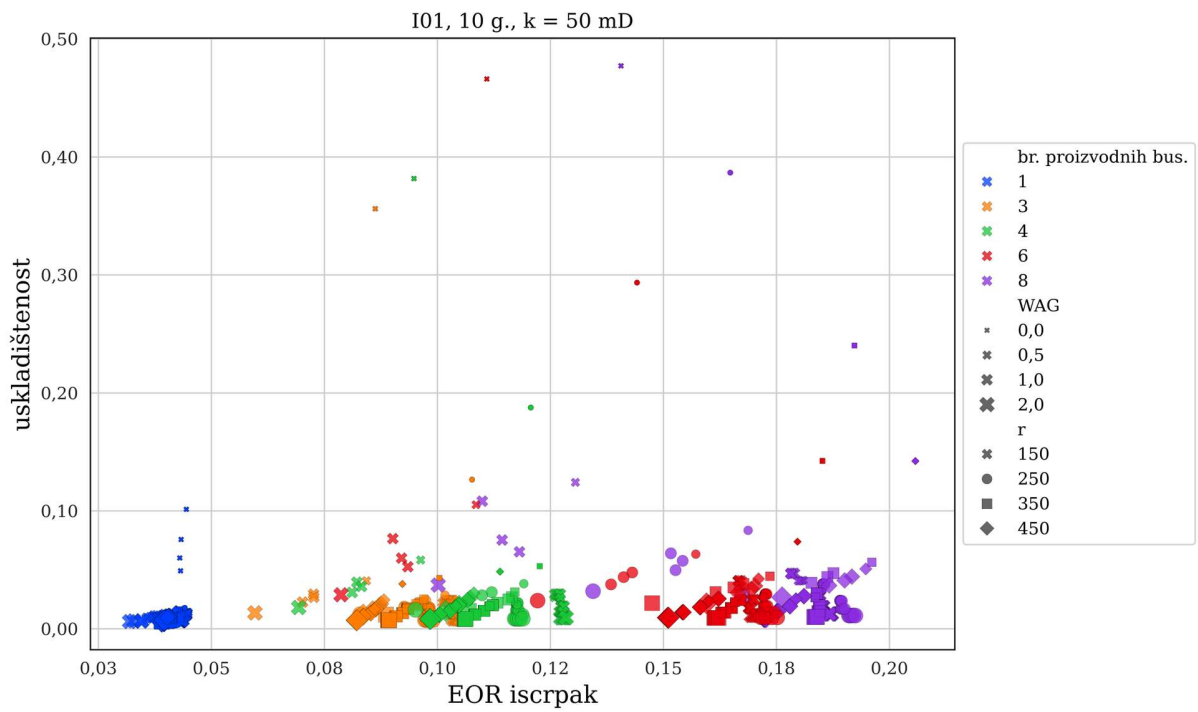
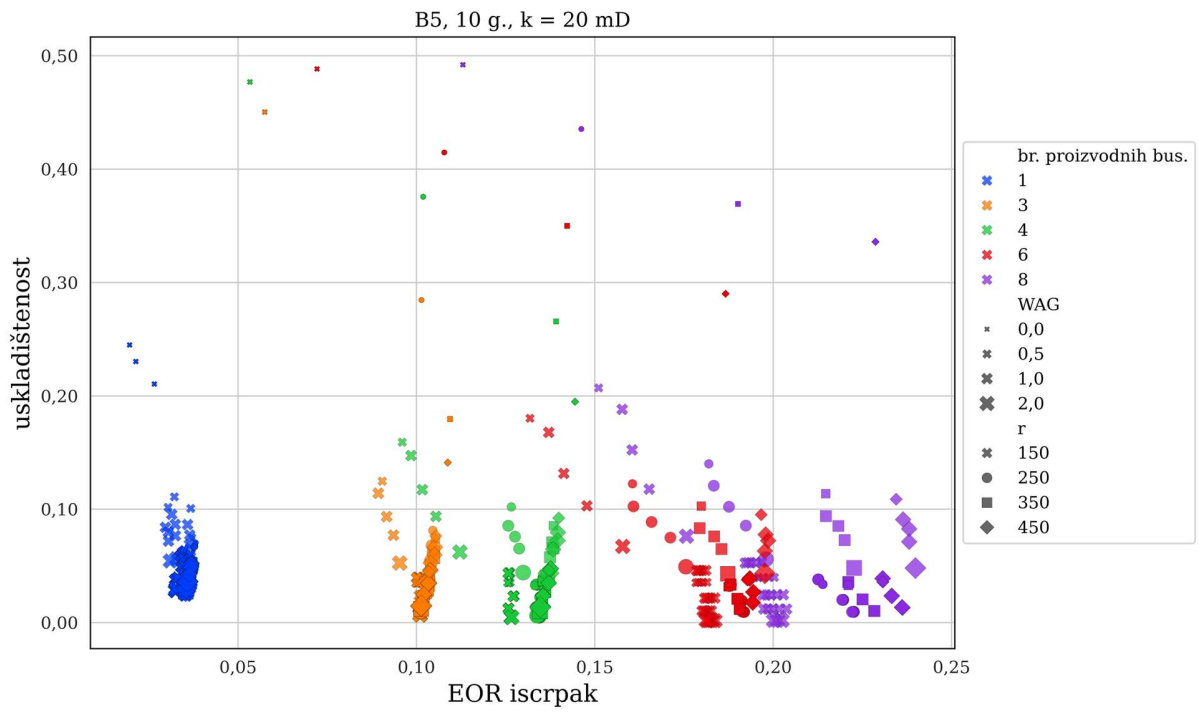


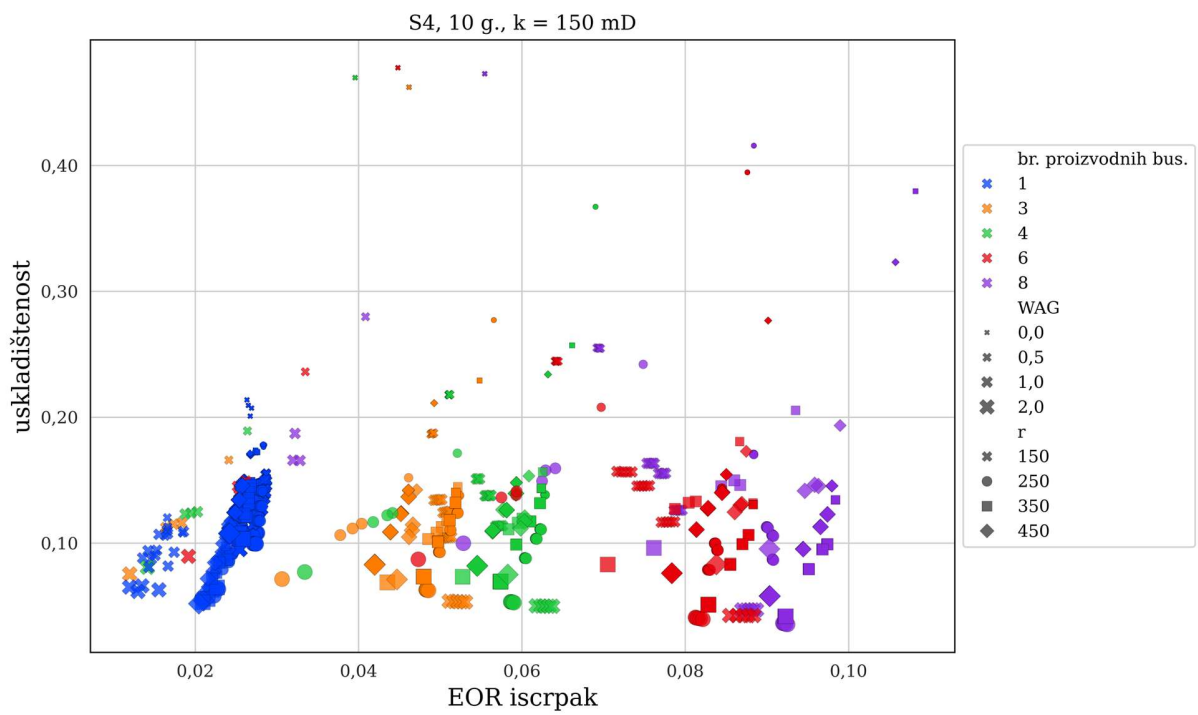
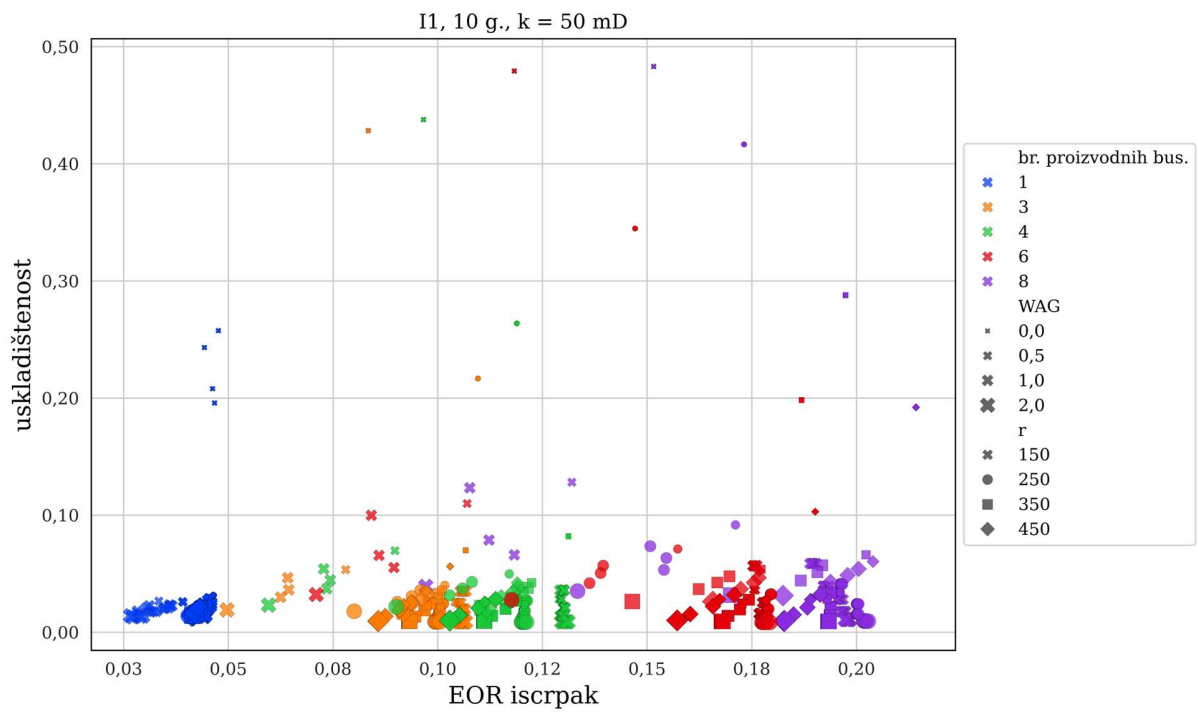


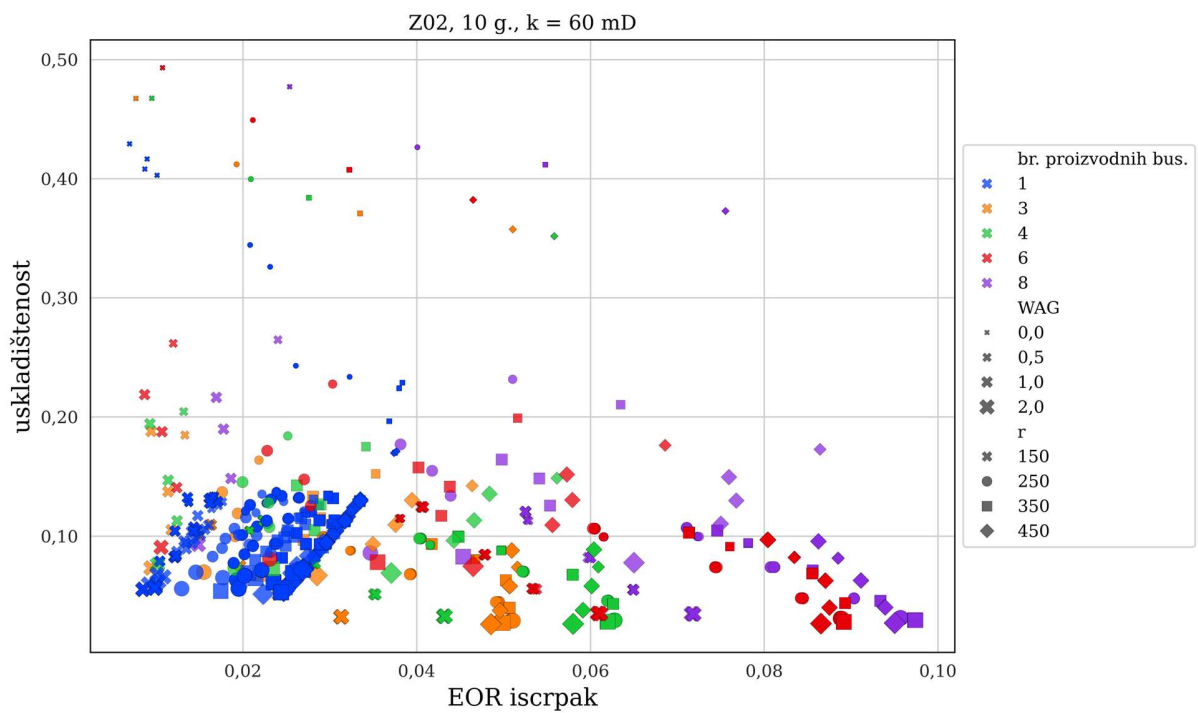
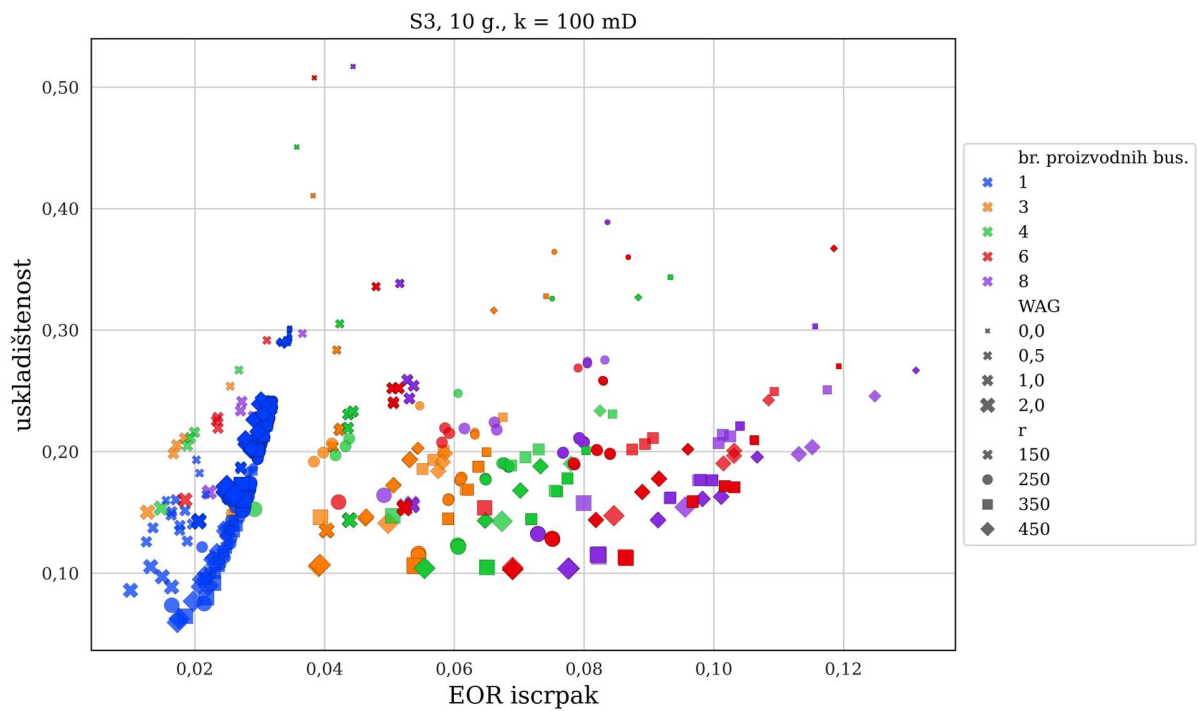
Z2, 5 g., k = 60 mD



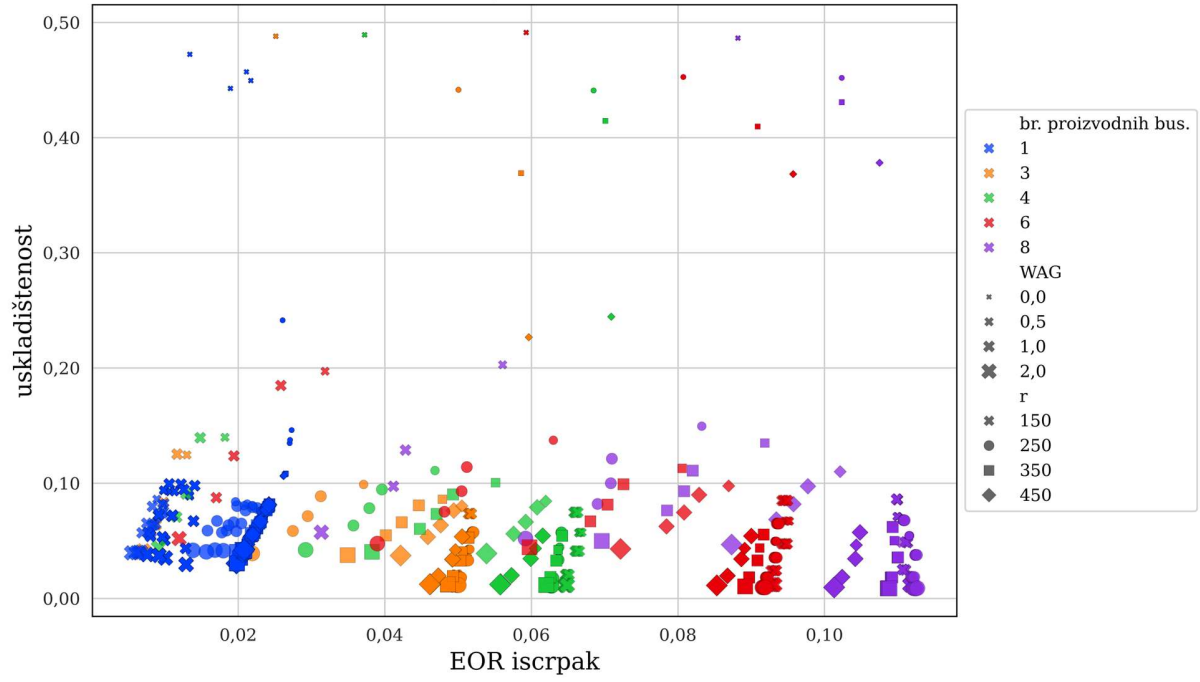
PRILOG 6 Odnos EOR iscrpka i uskladištenosti u desetoj godini





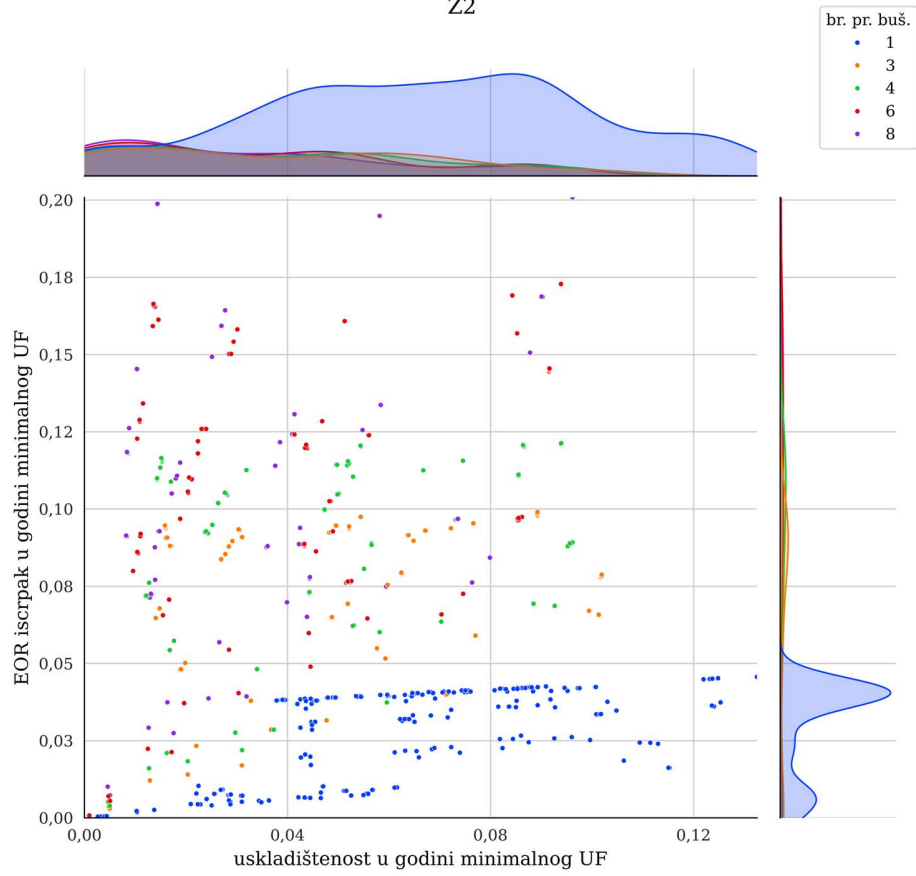


Z2, 10 g., k = 60 mD

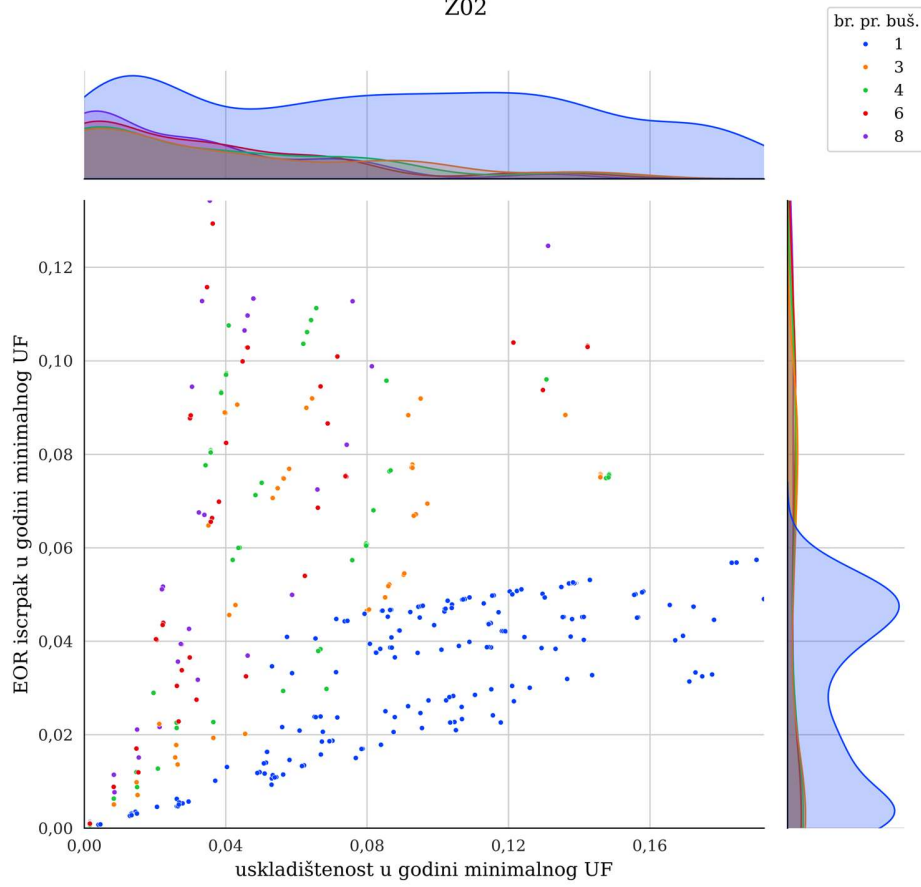


PRILOG 7 Minimalna uskladištenost u odnosu na EOR iscrpak u godini minimalnog UF

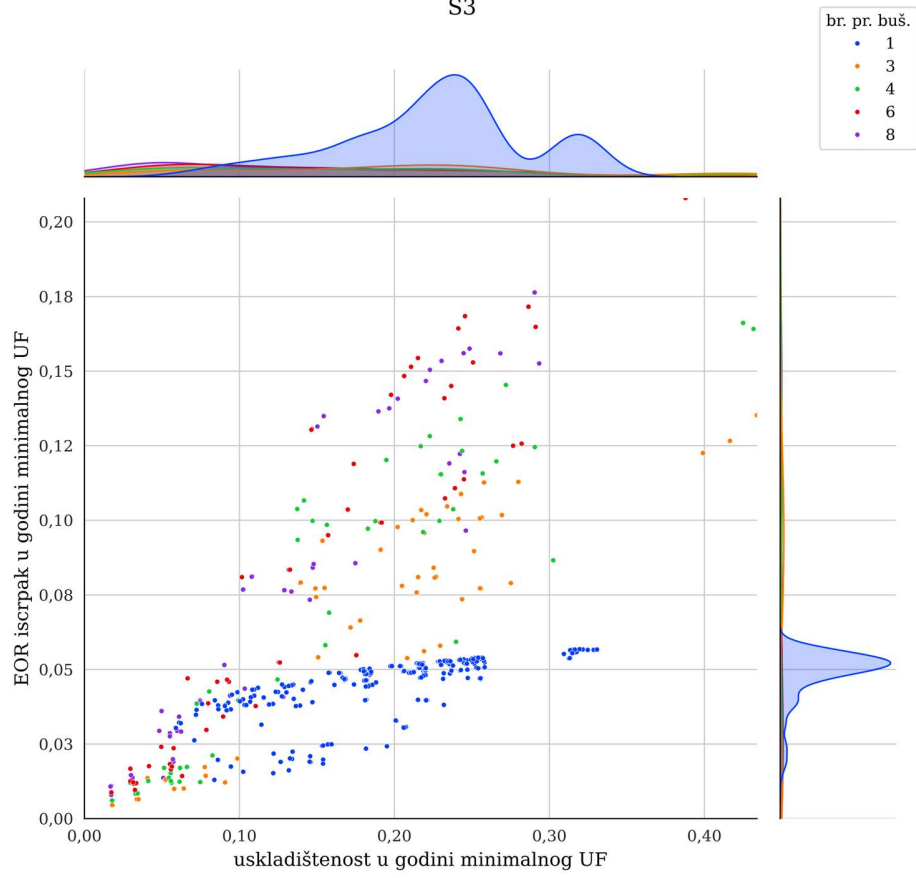
Z2



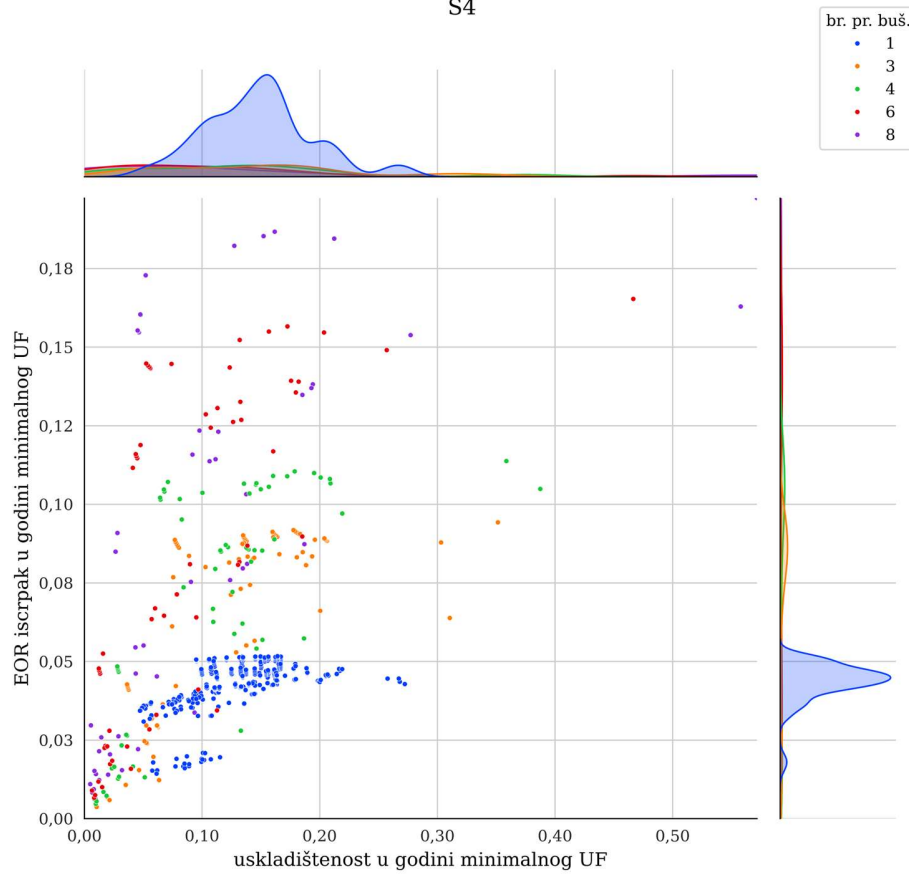
Z02



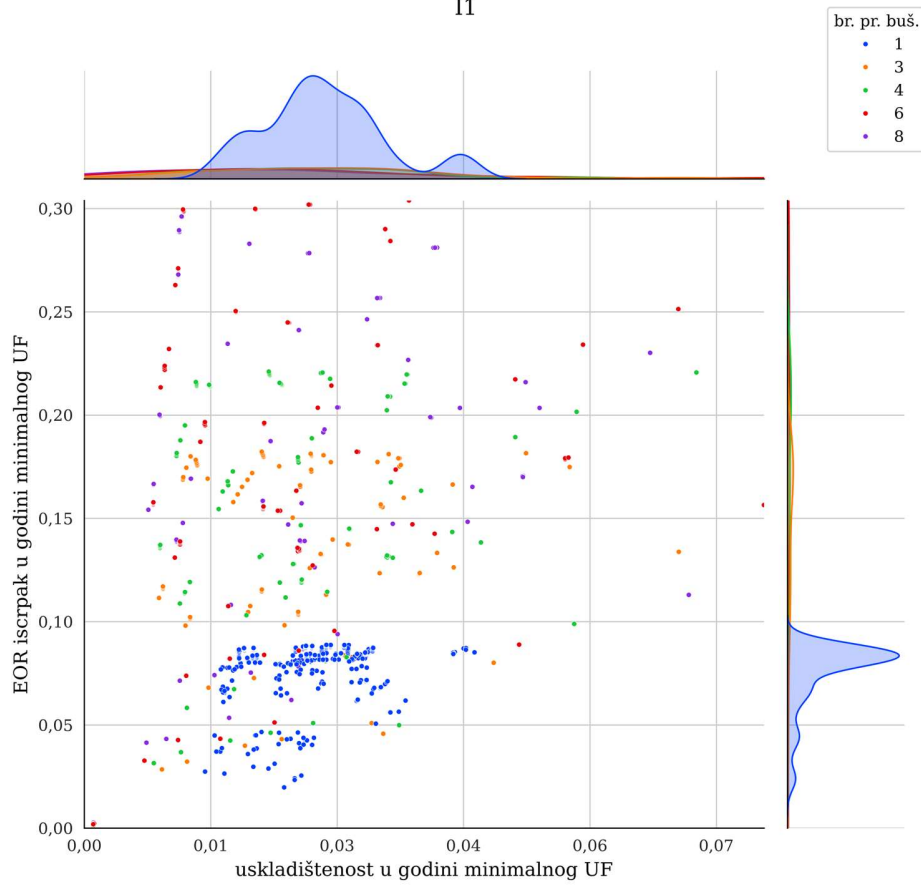
S3



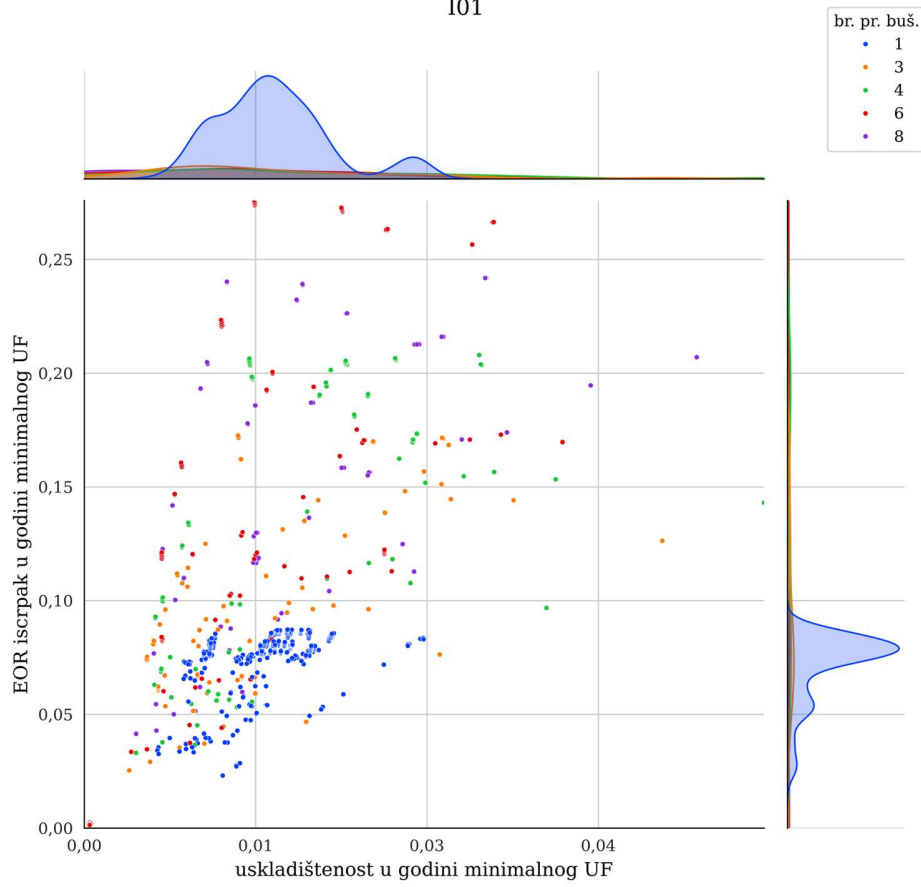
S4



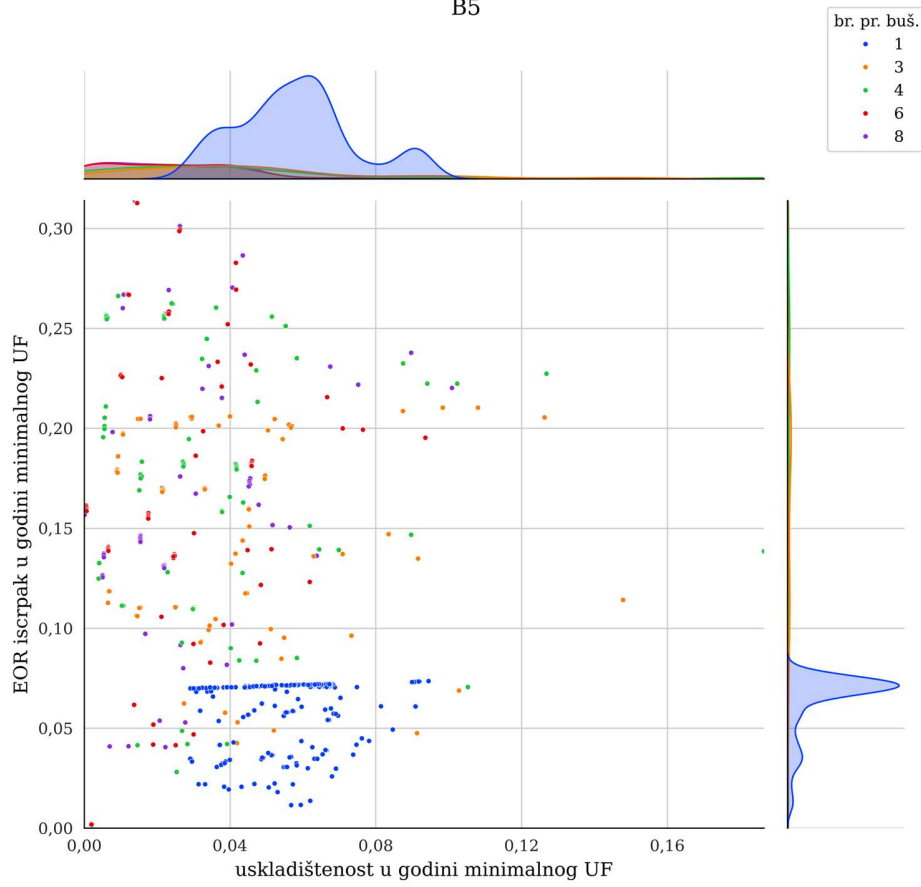
I1



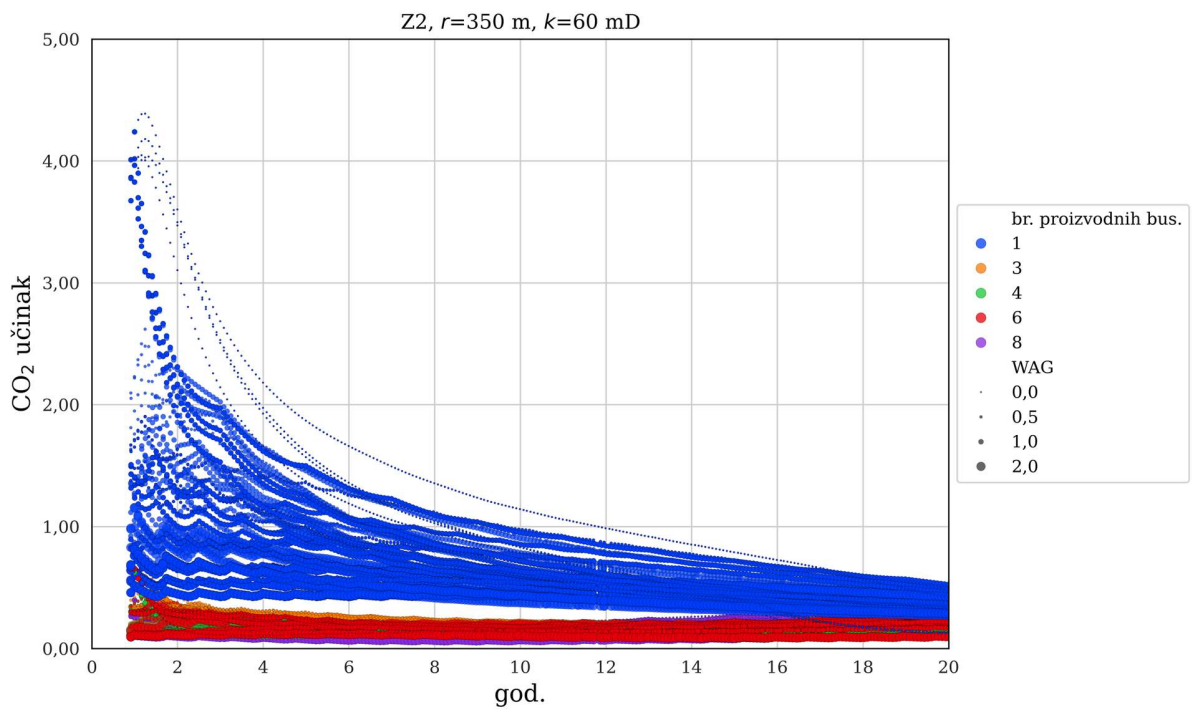
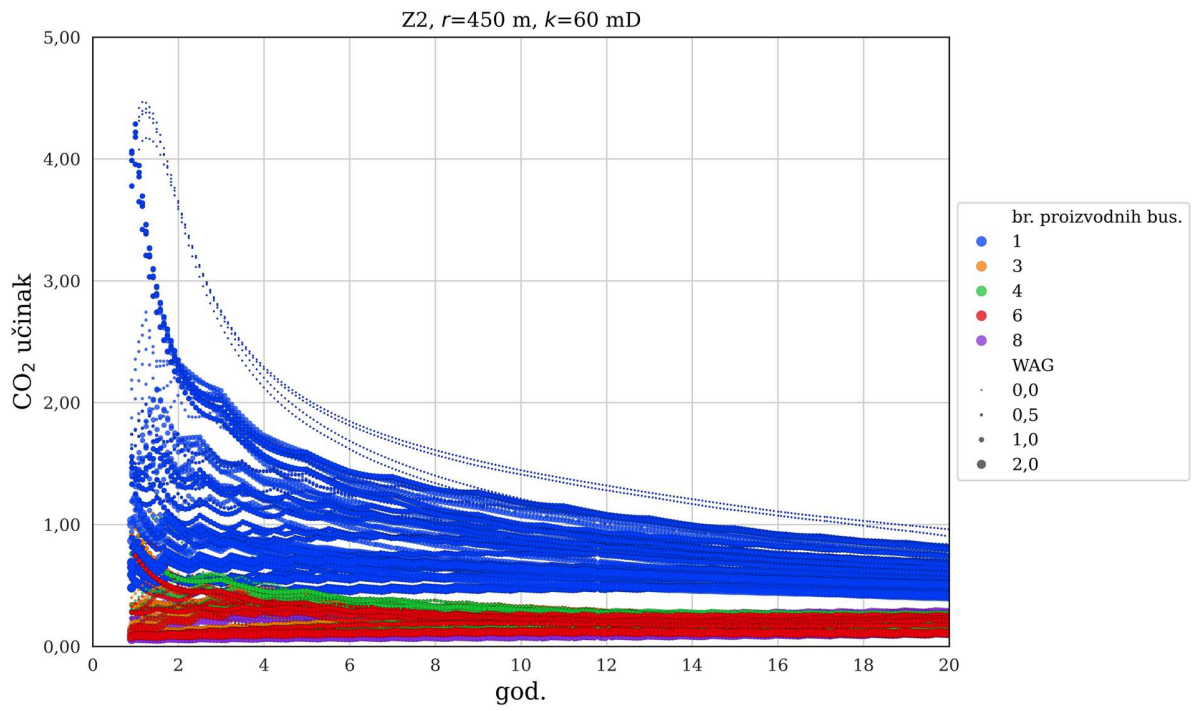
I01

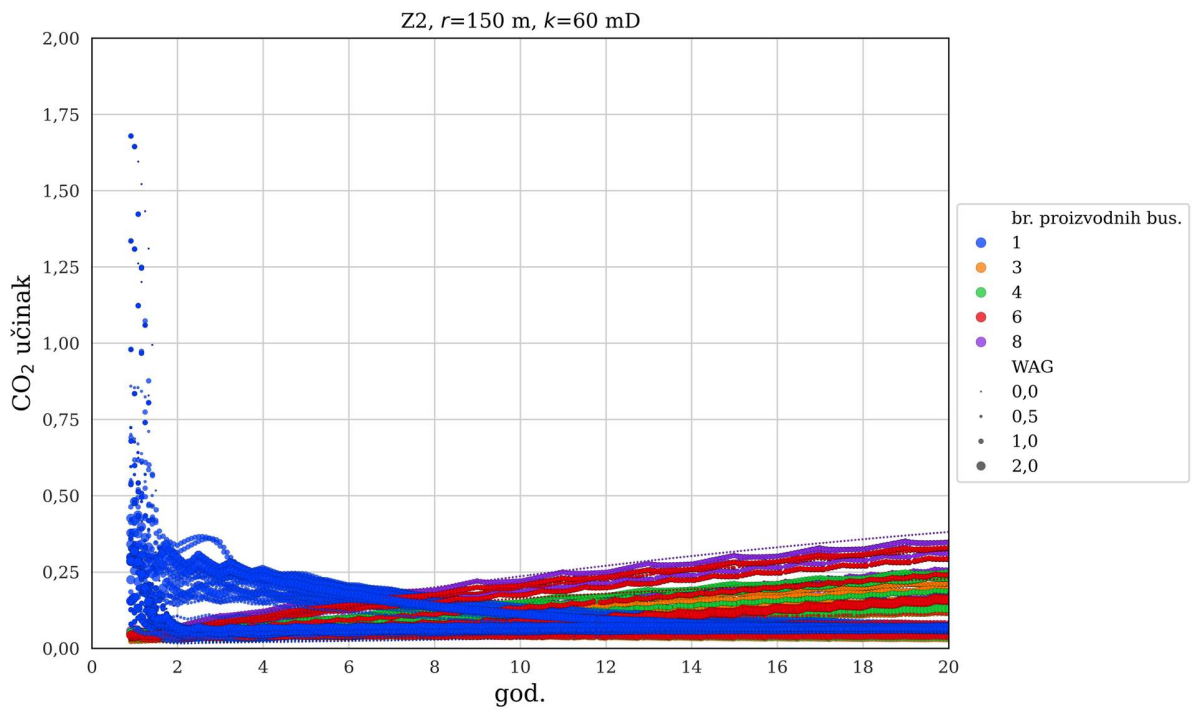
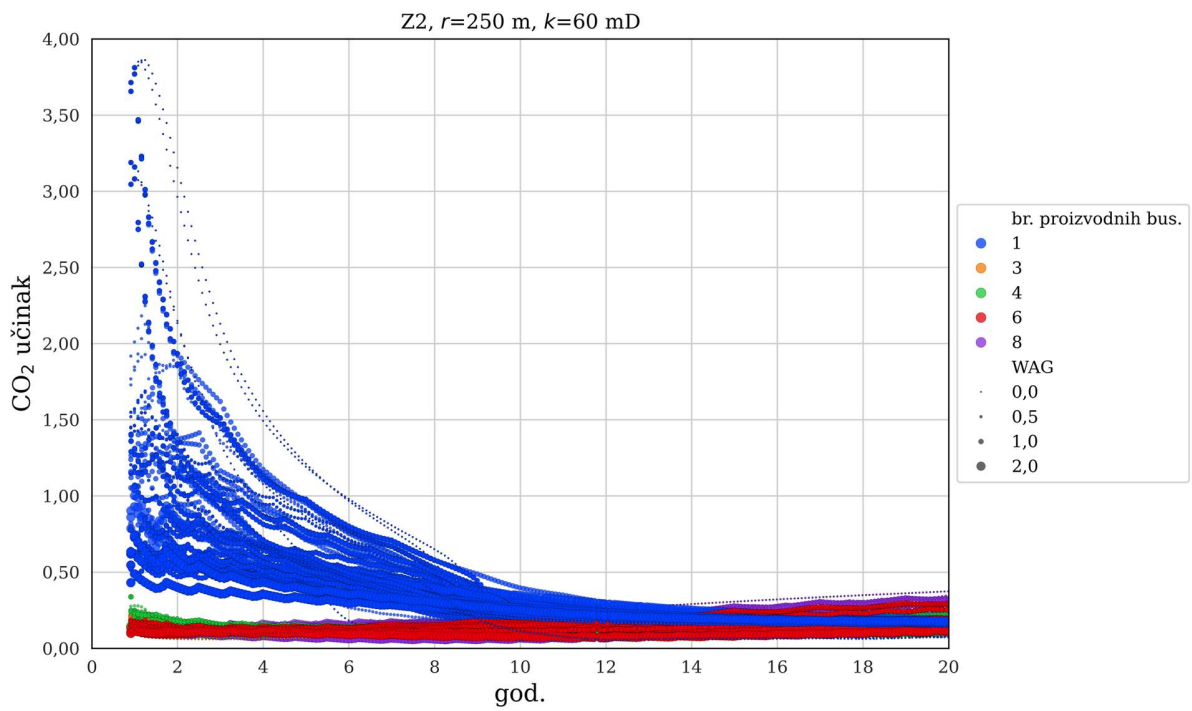


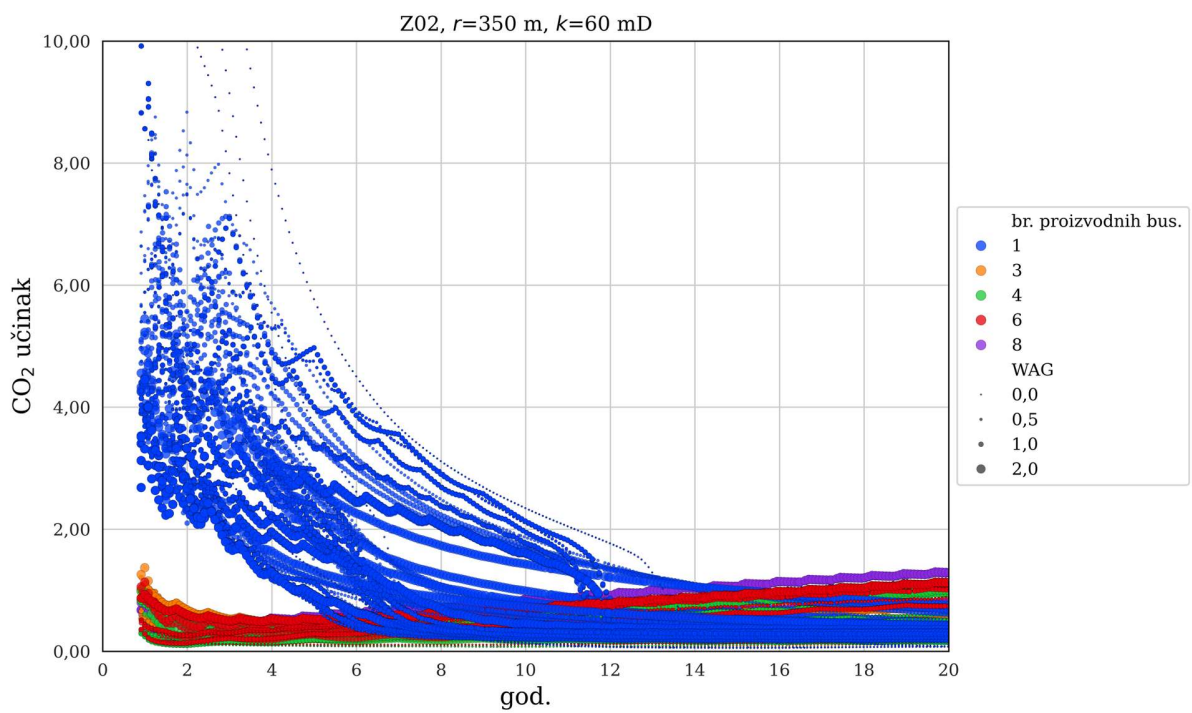
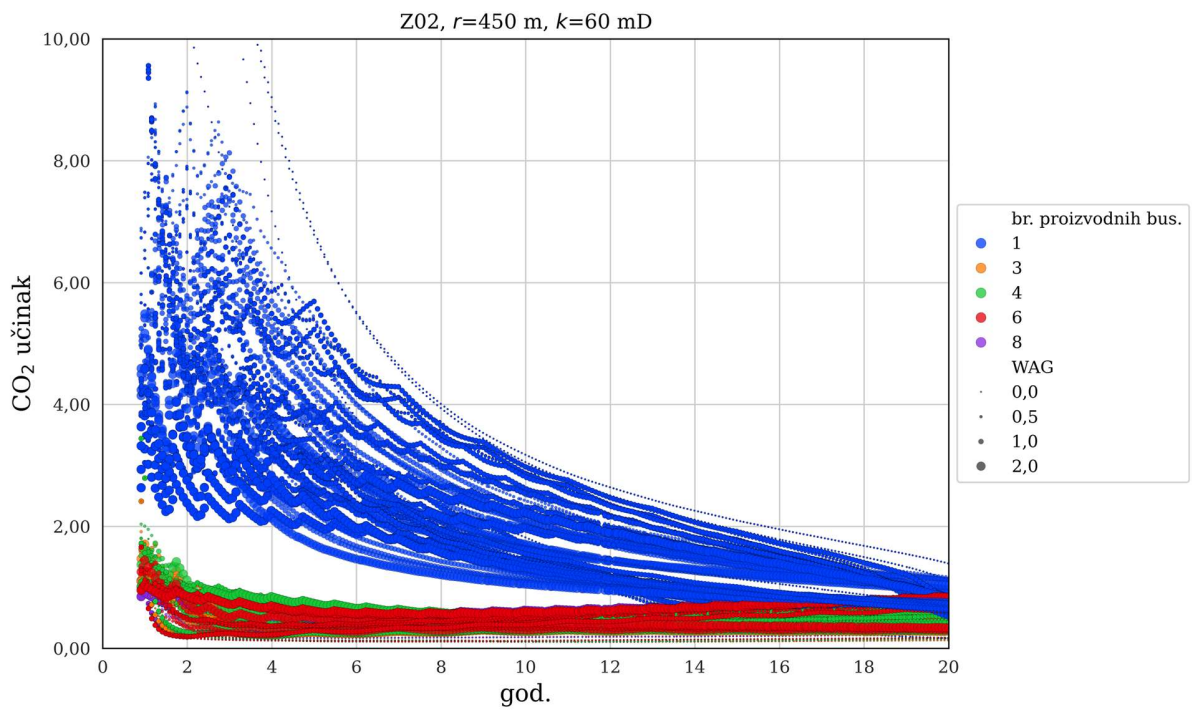
B5

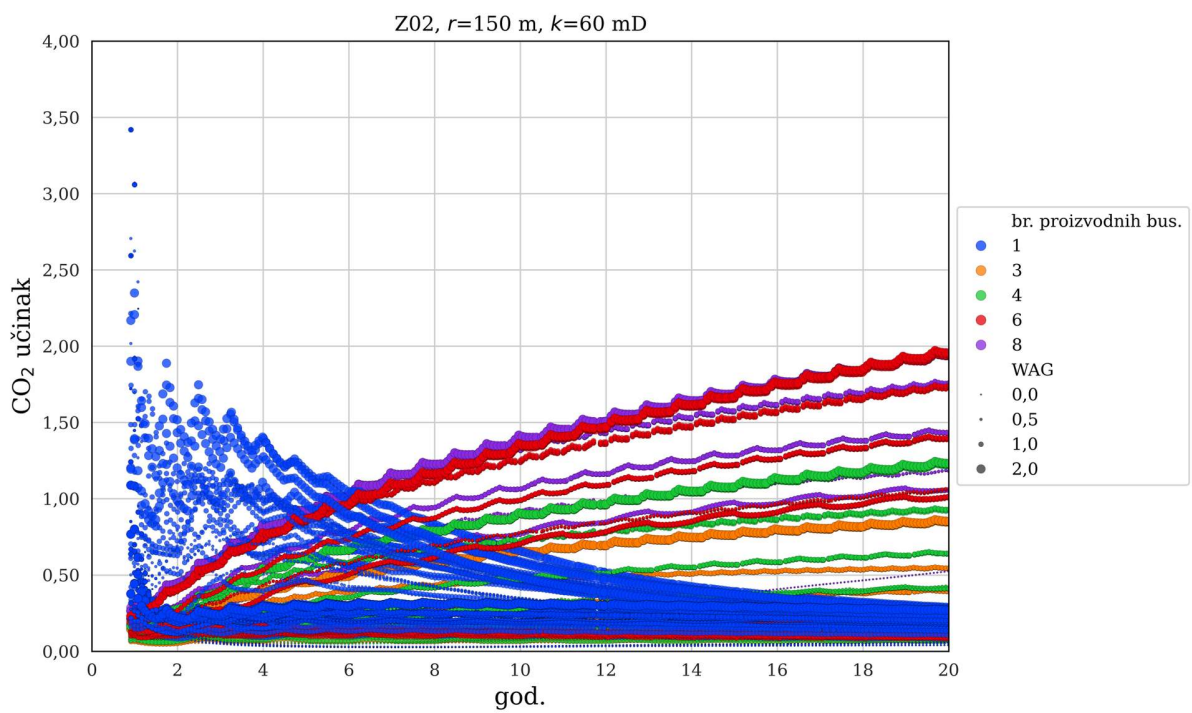
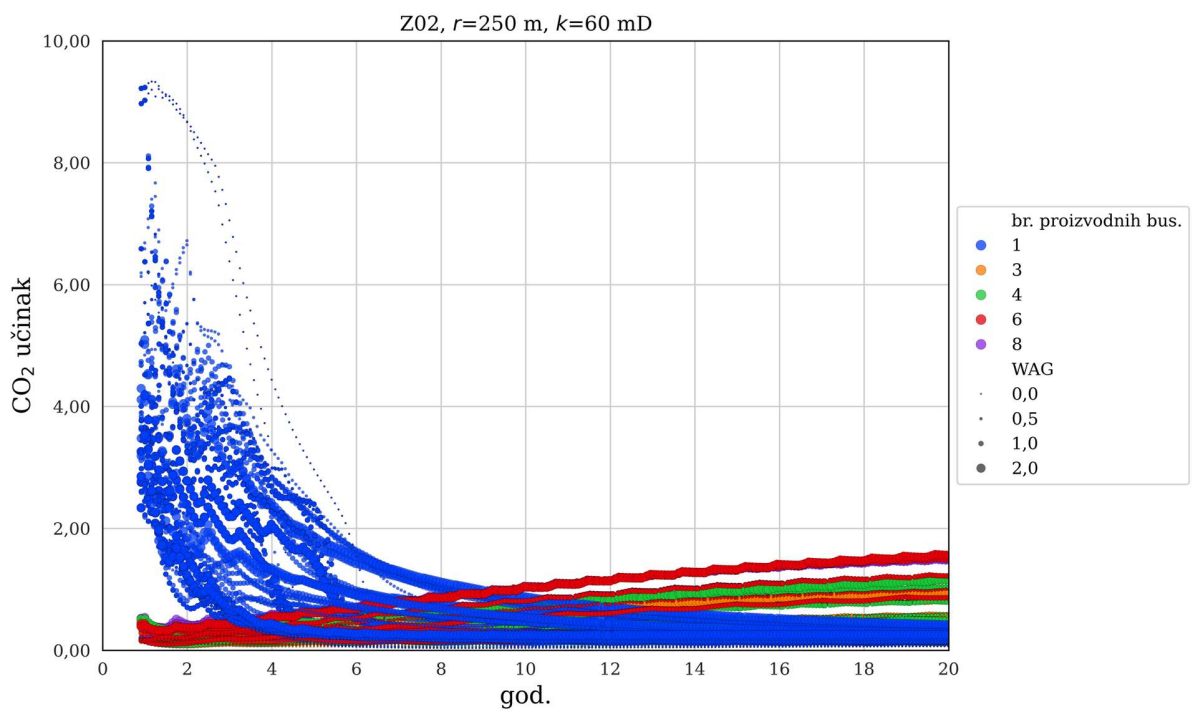


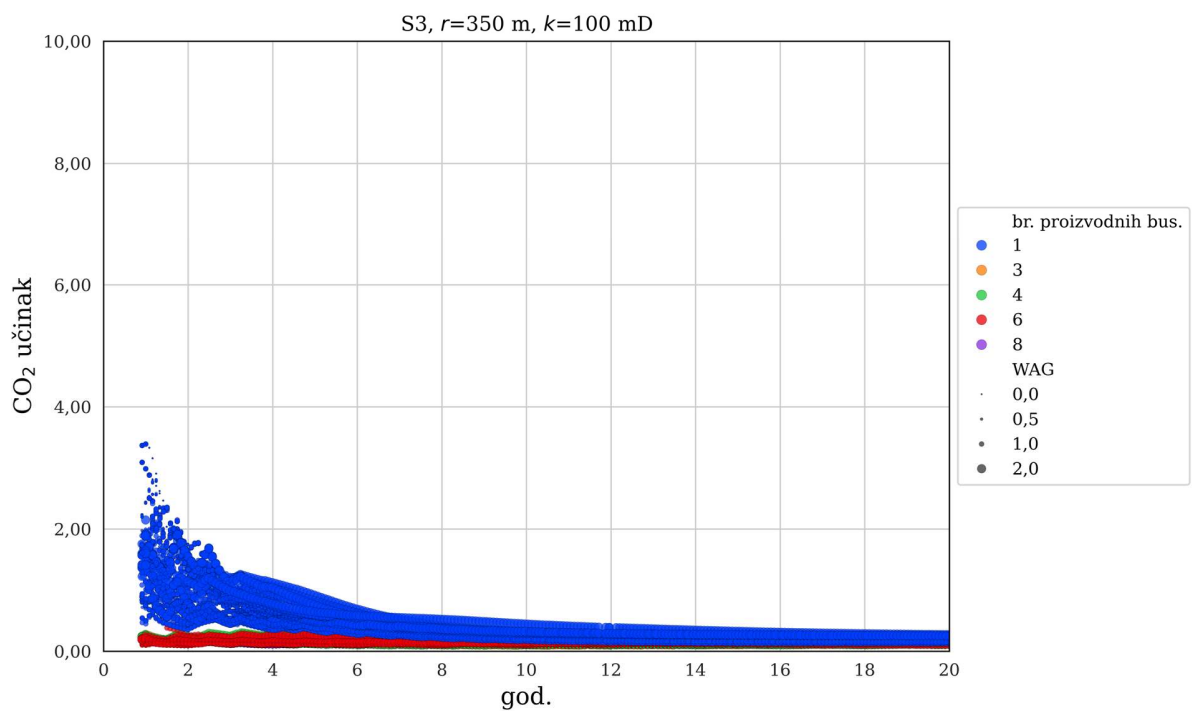
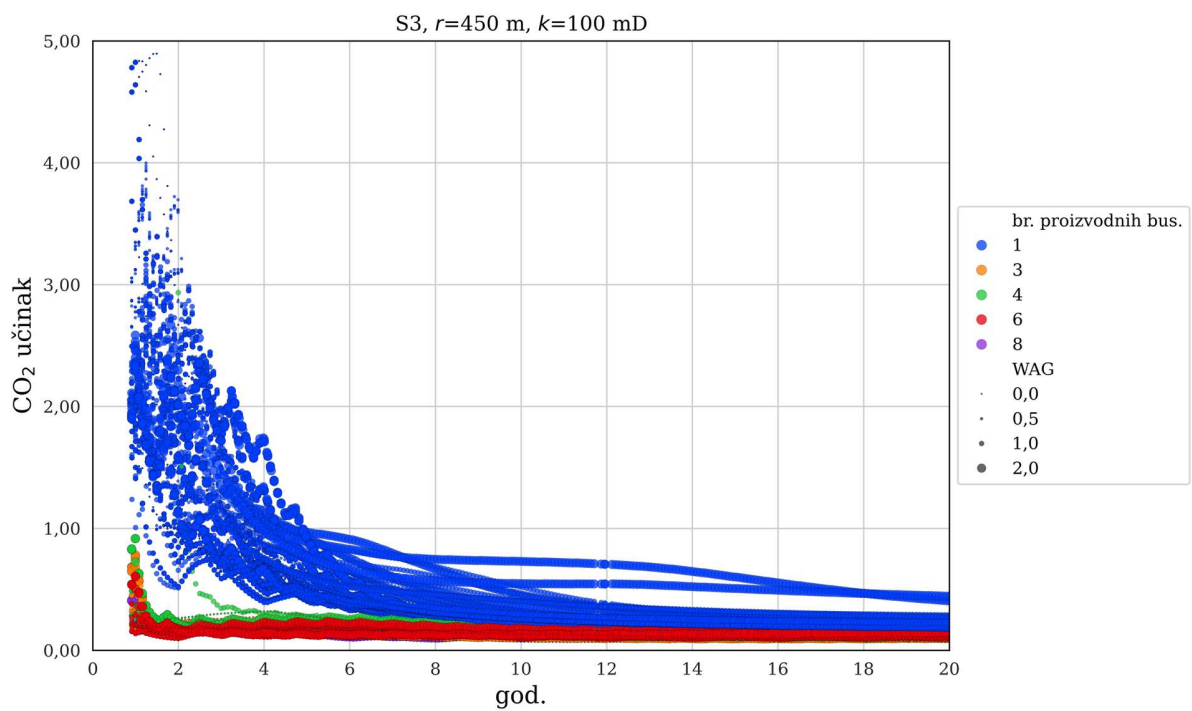
PRILOG 8 CO₂ učinak pri različitim udaljenostima bušotina

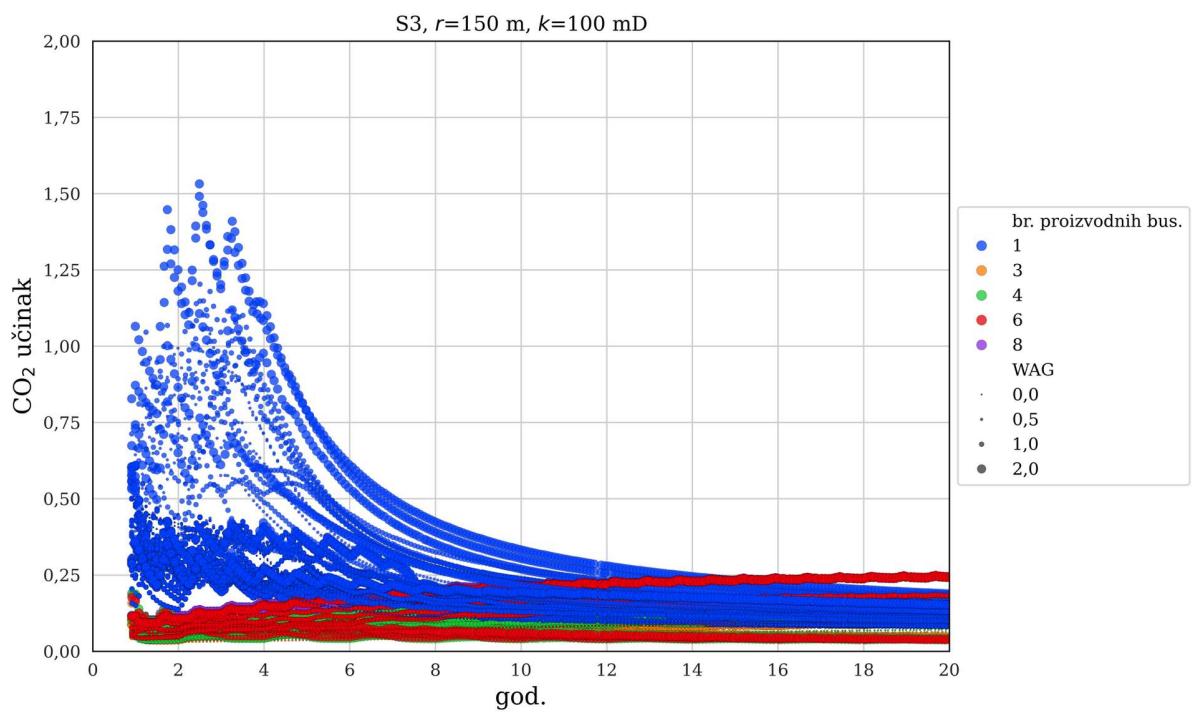
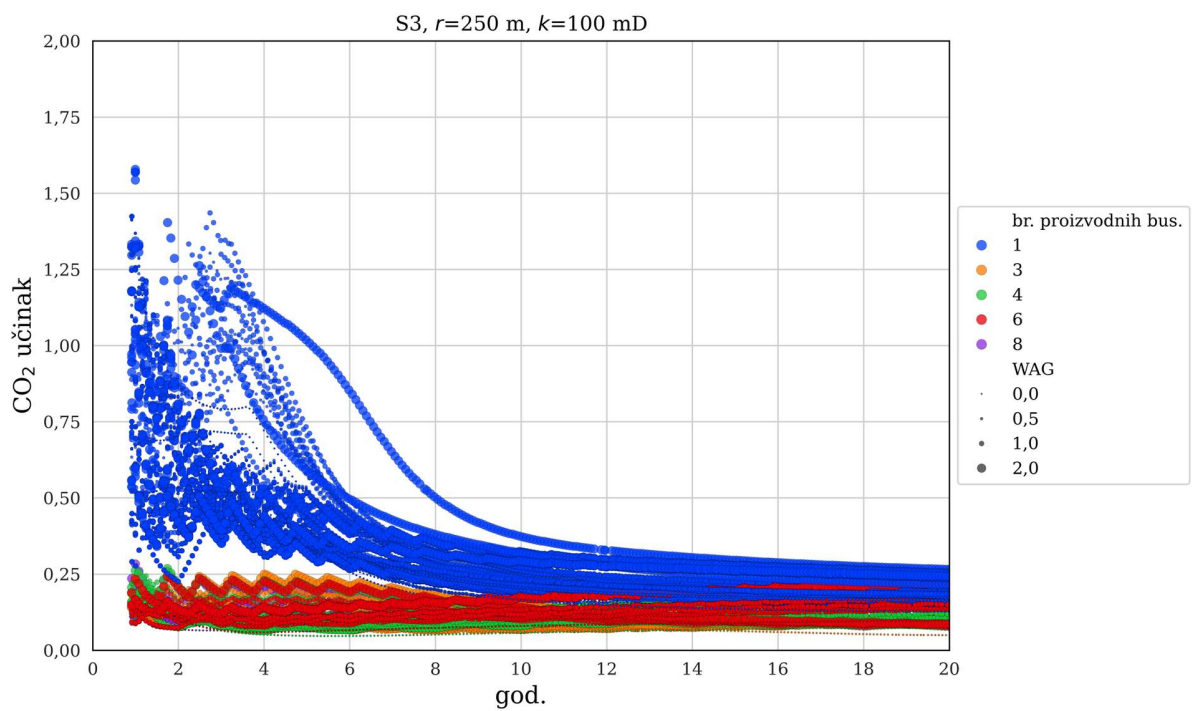


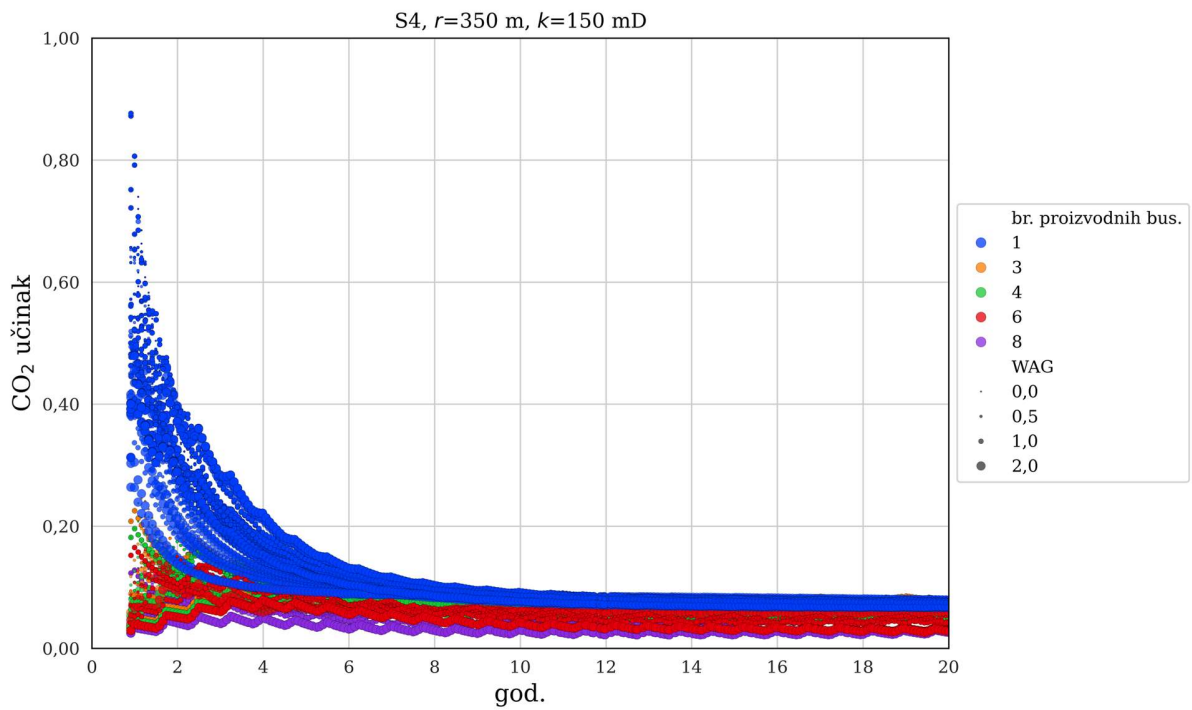
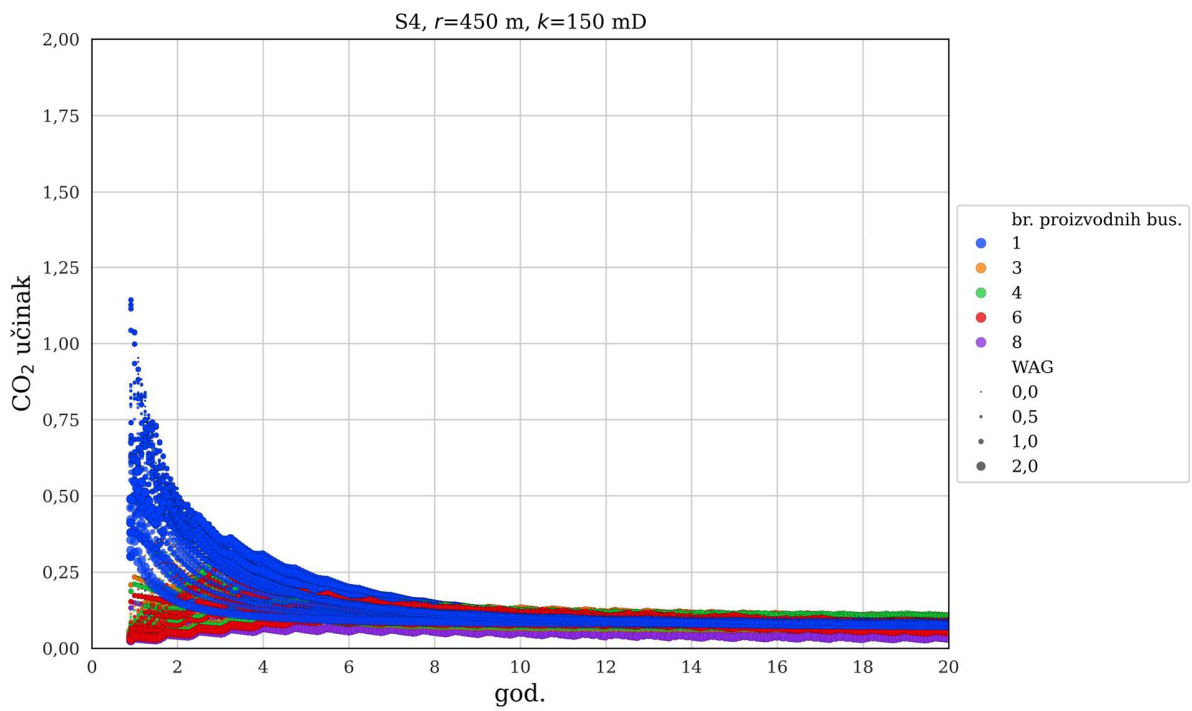


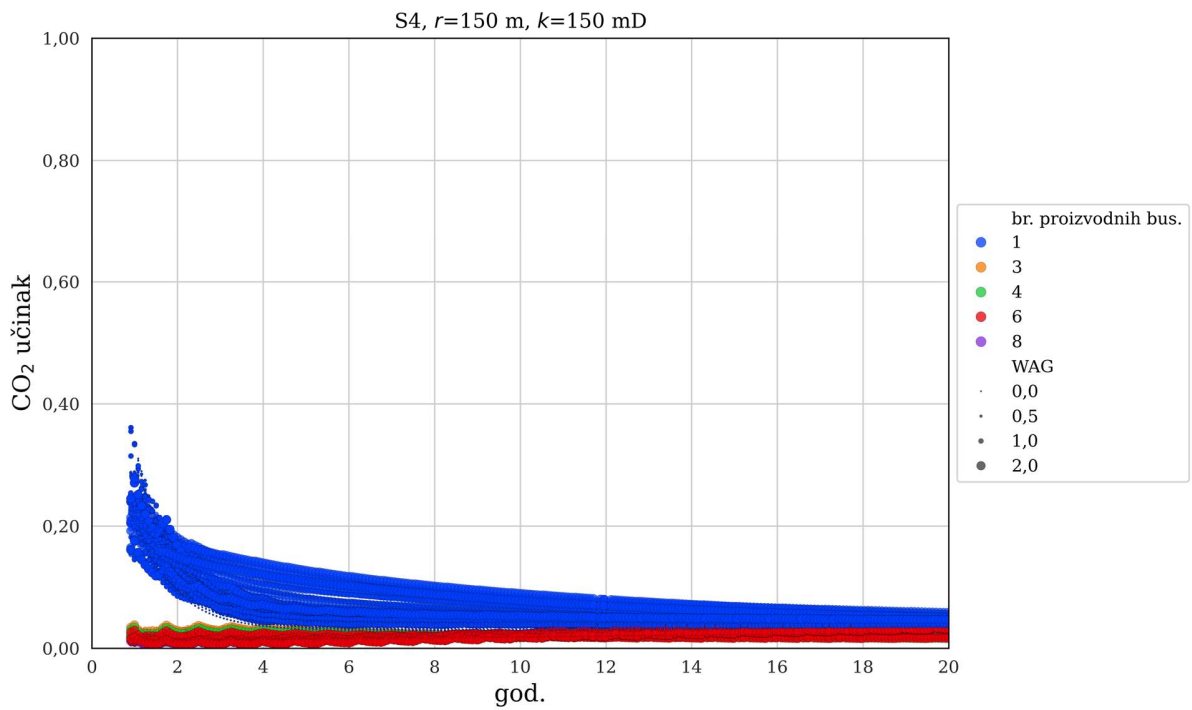
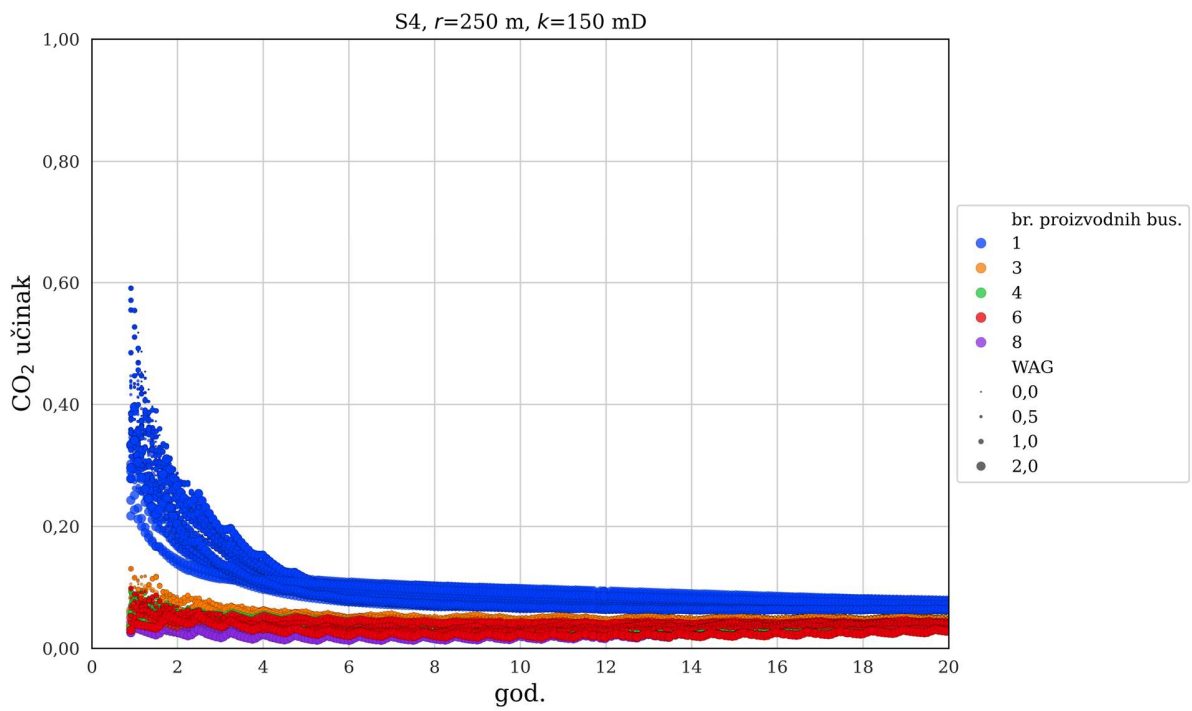


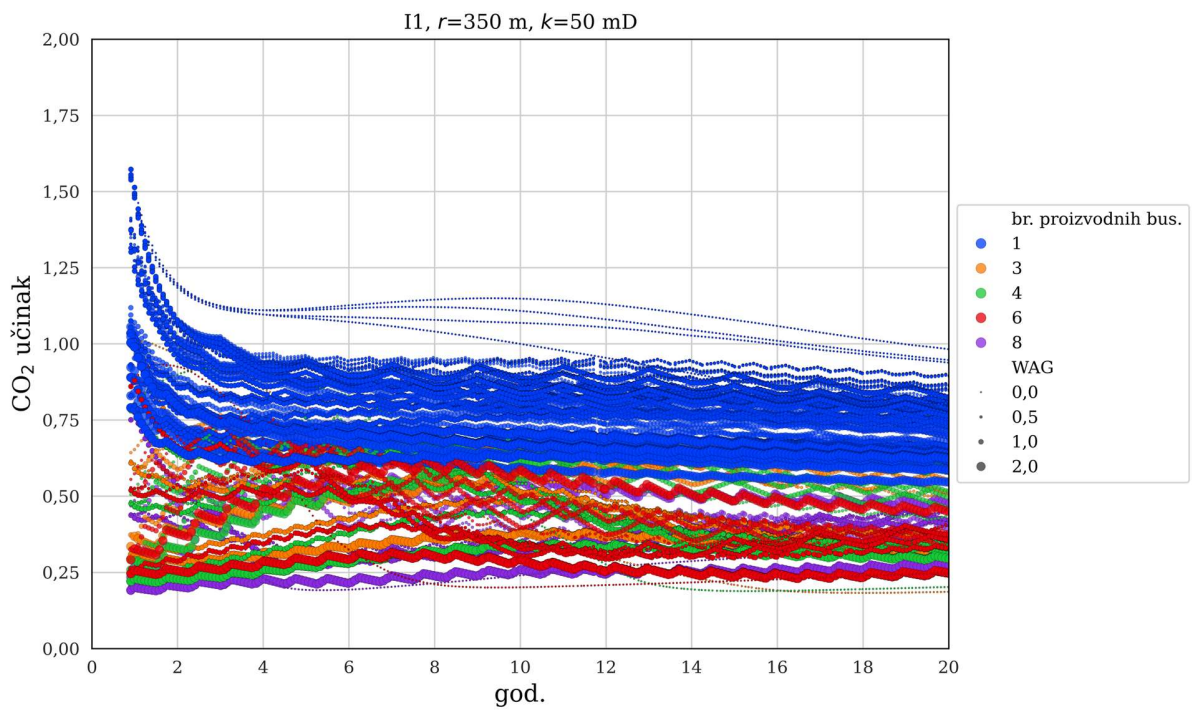
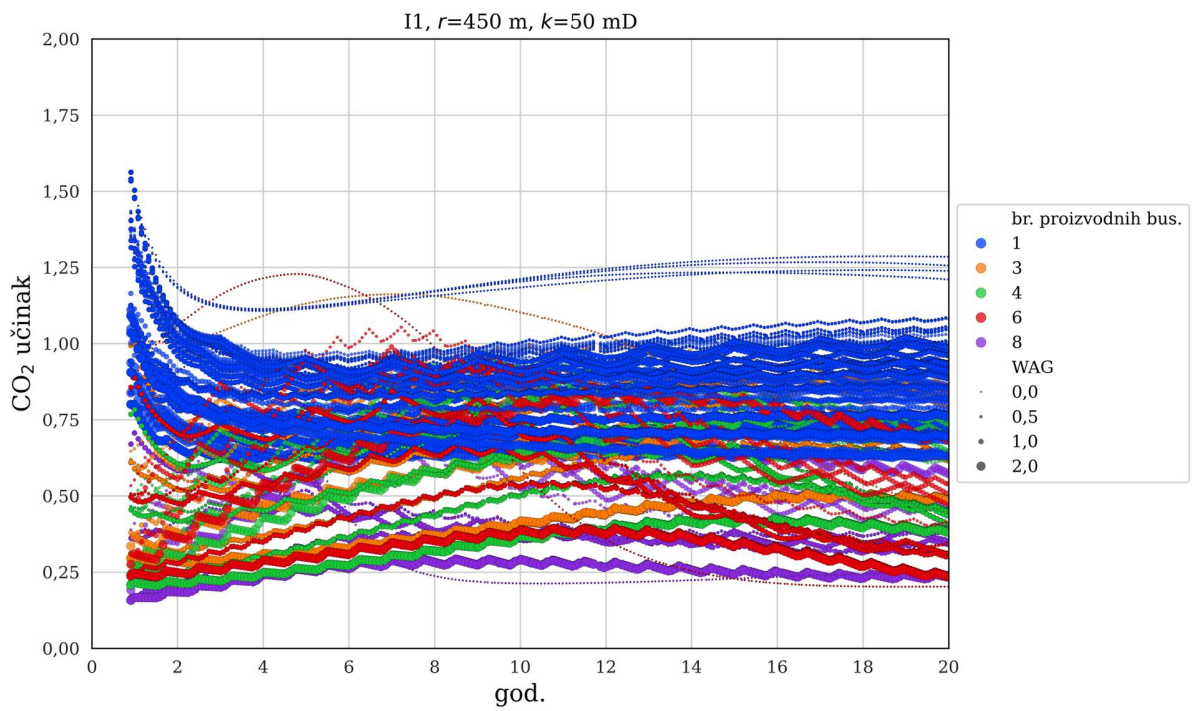


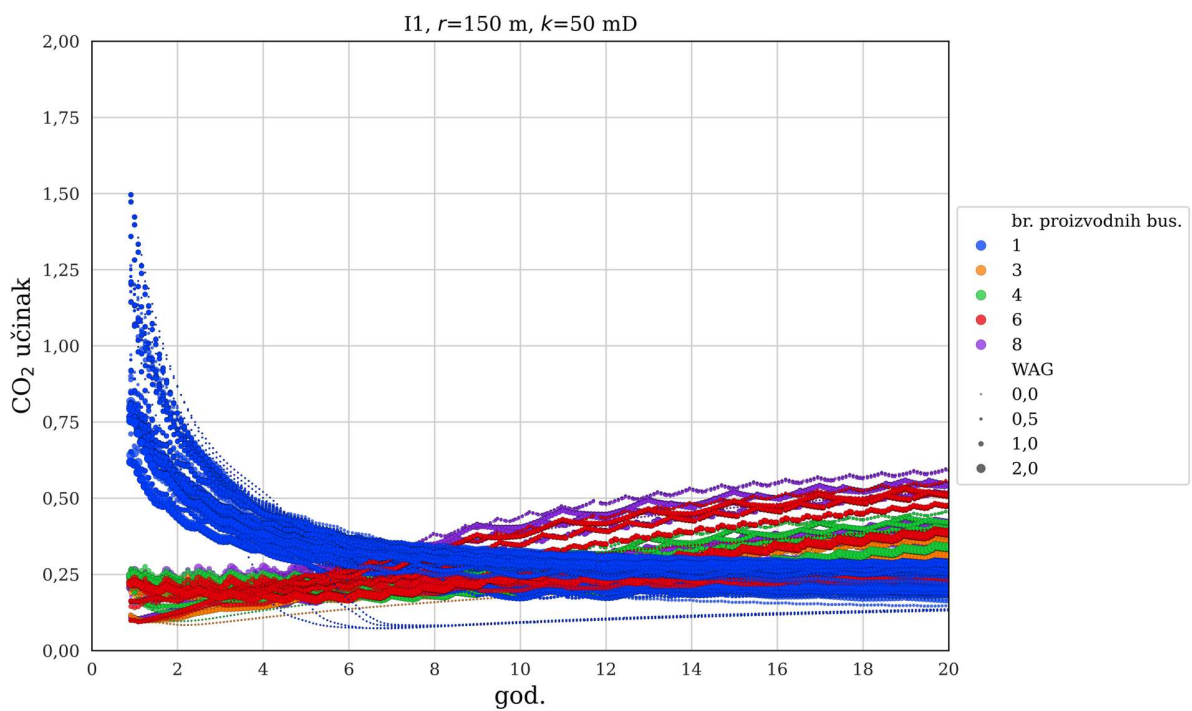
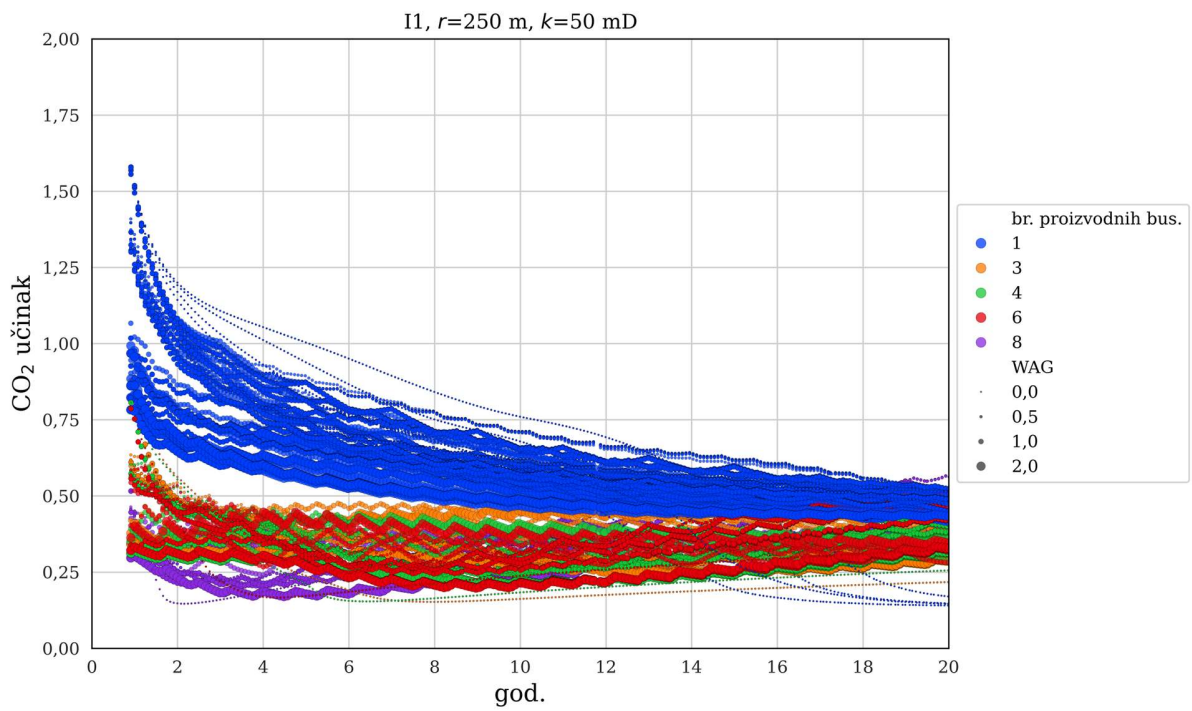


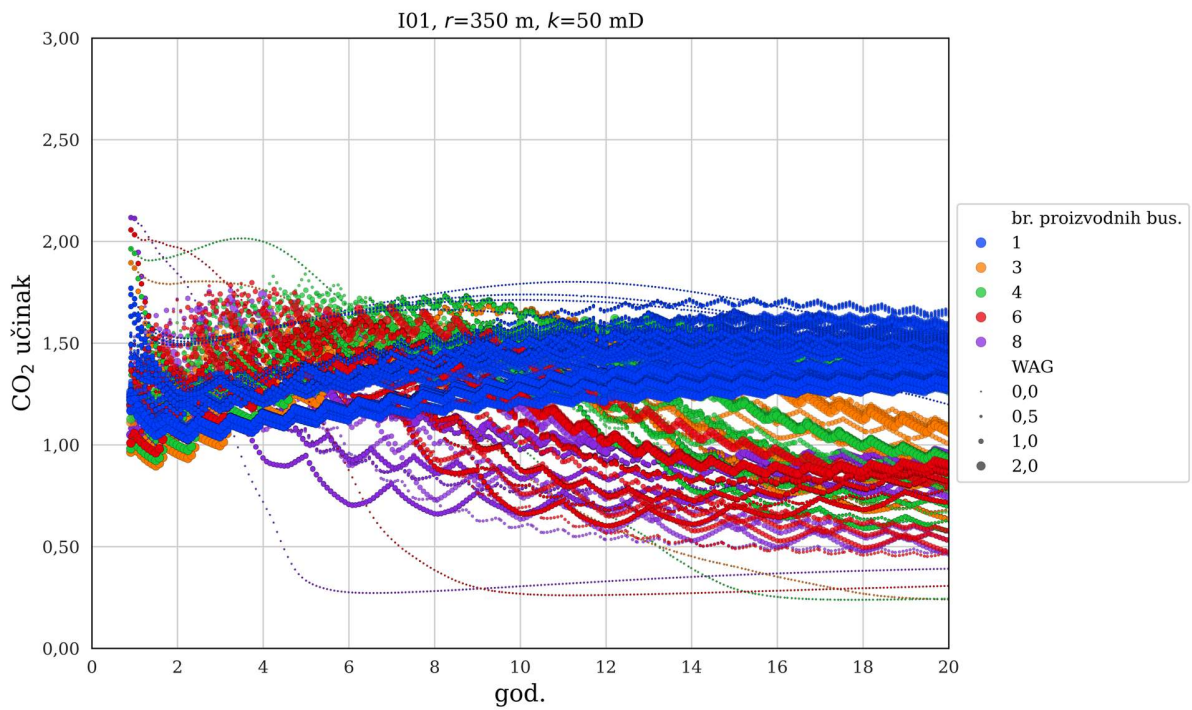
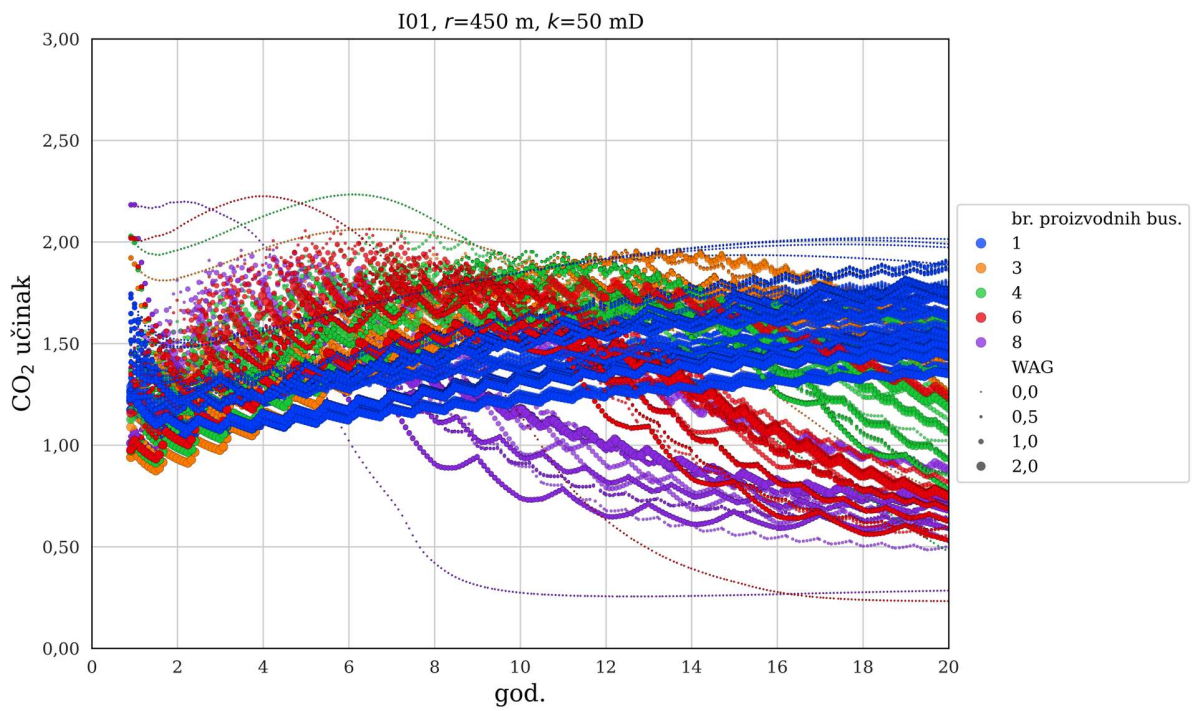


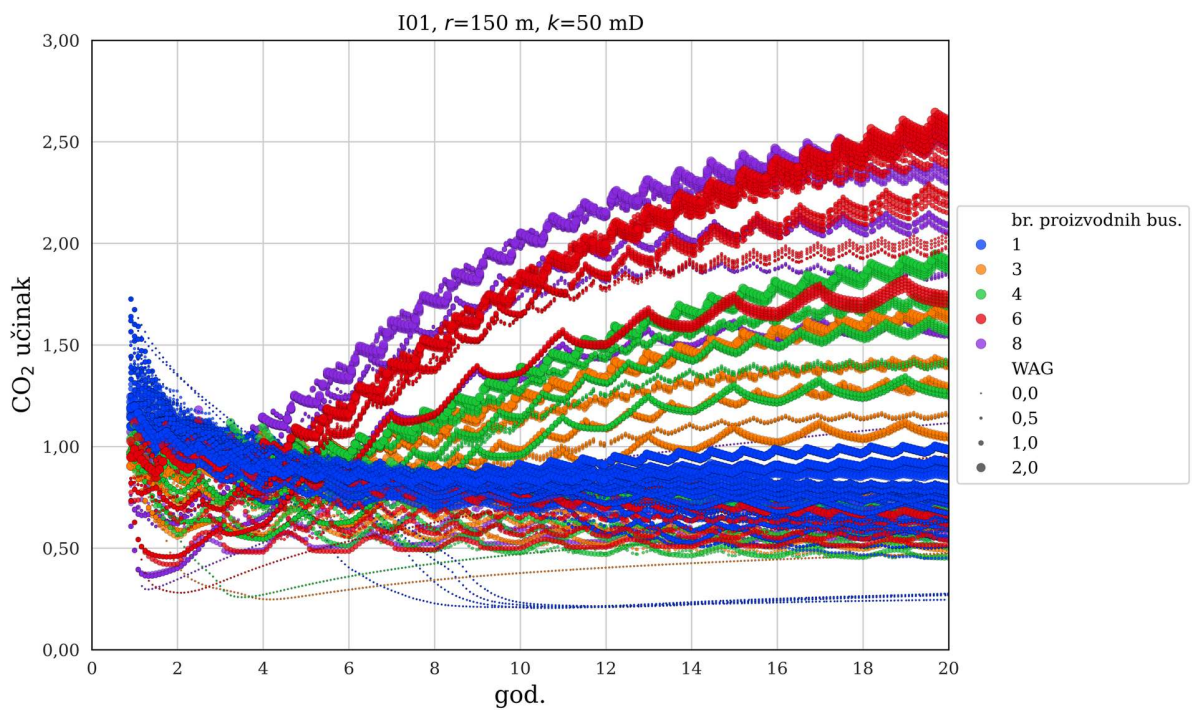
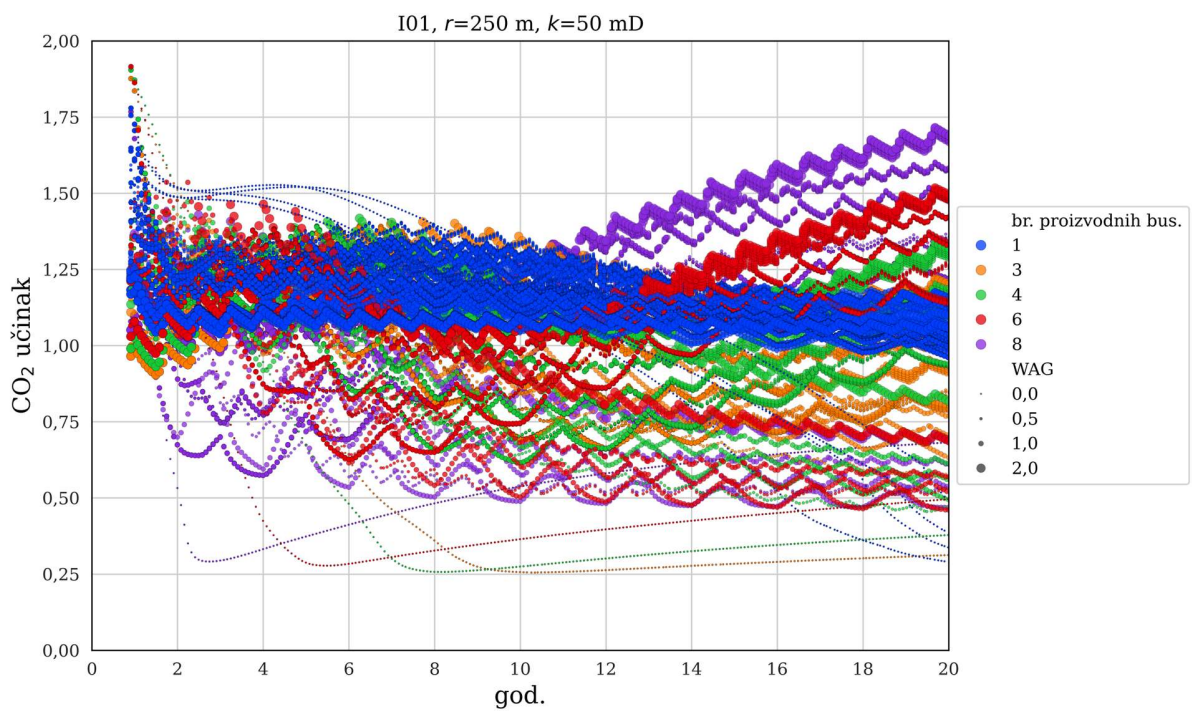


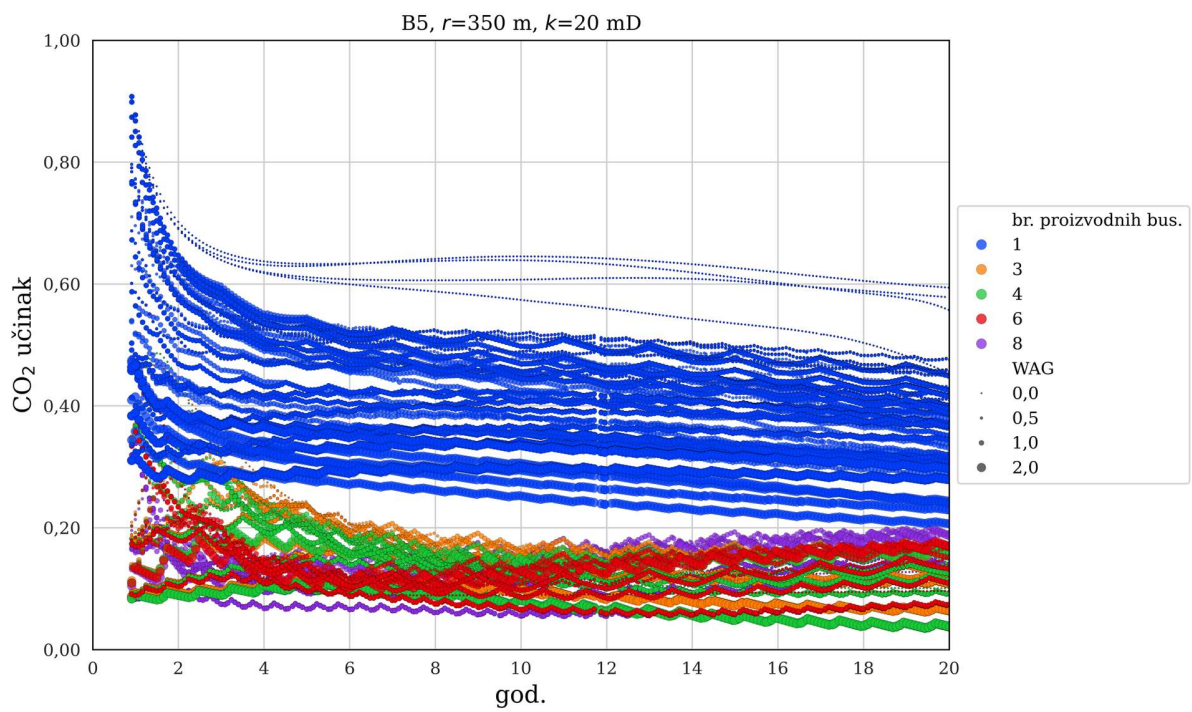
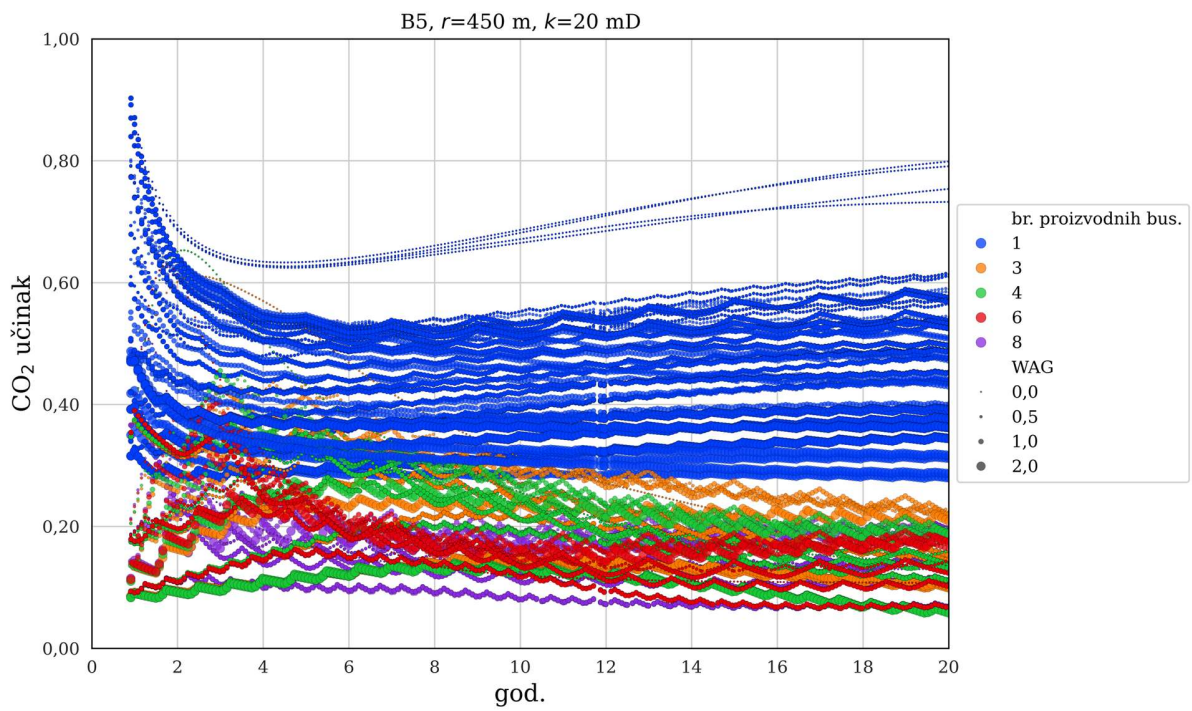


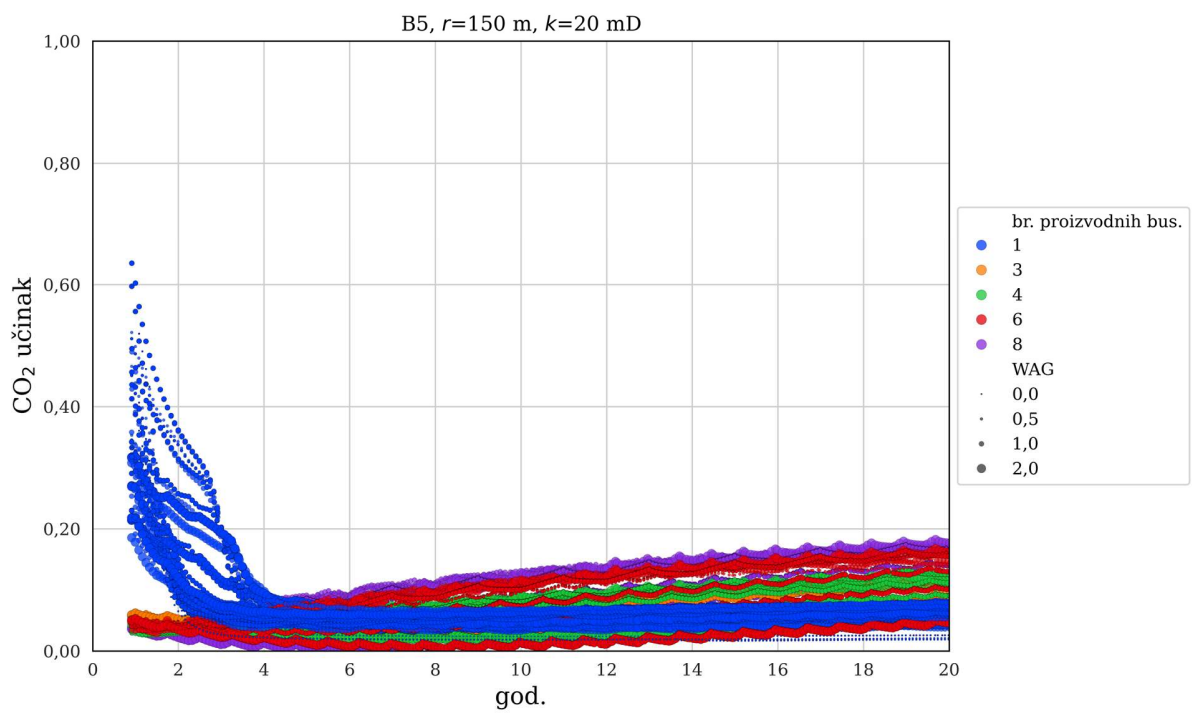
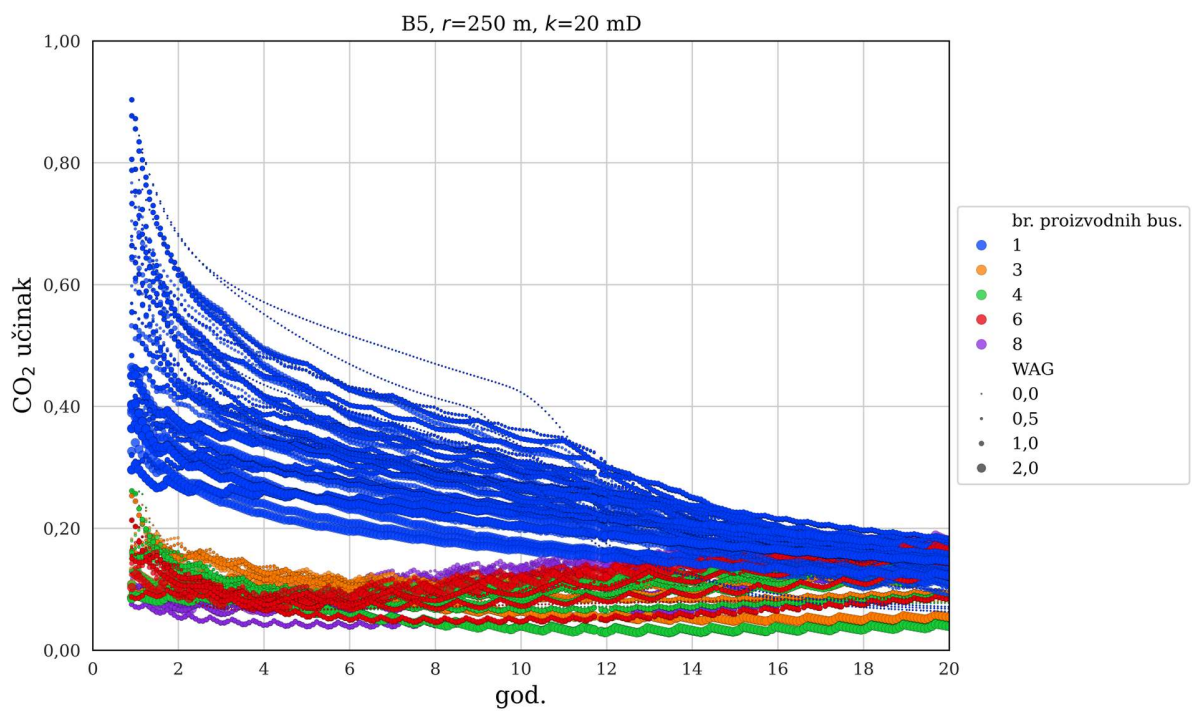






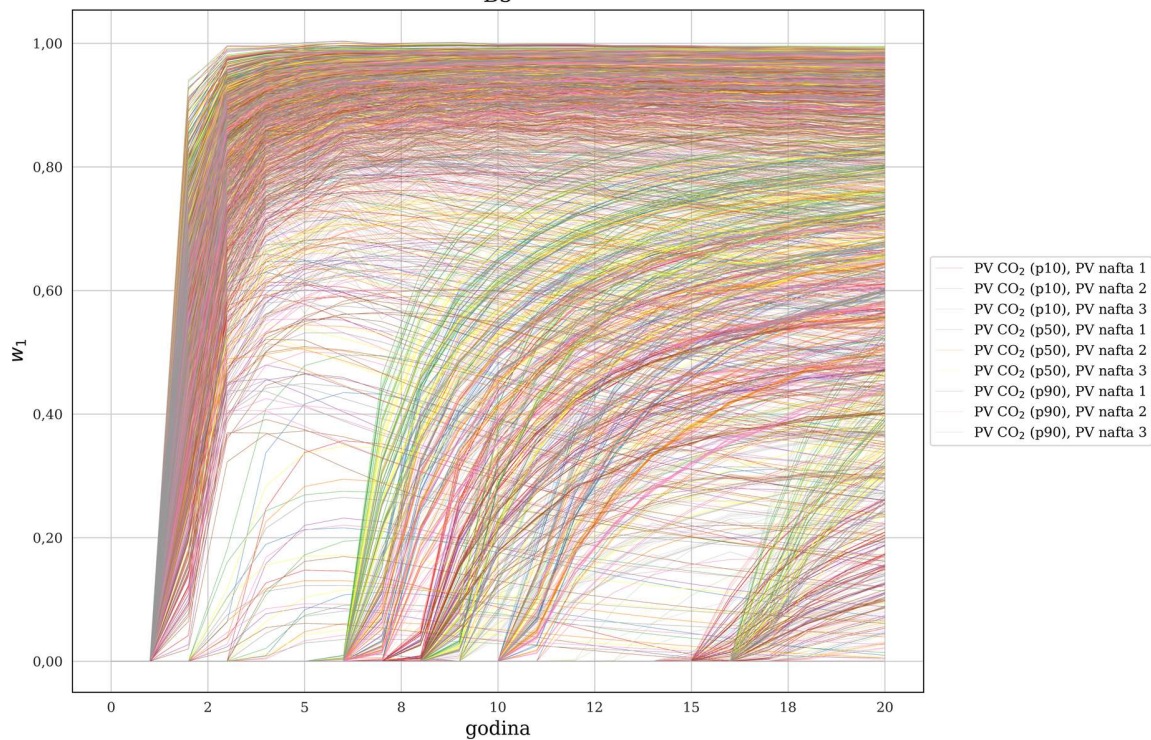




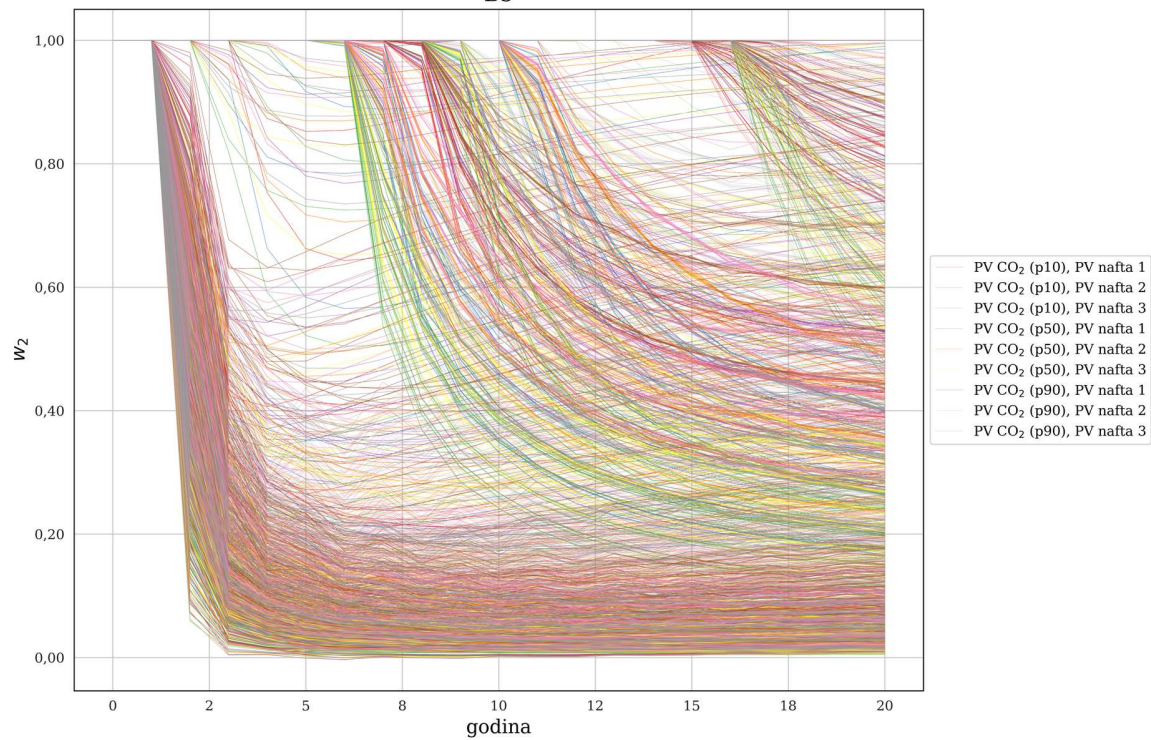


PRILOG 9 Težinski faktori w_1 i w_2 po poljima

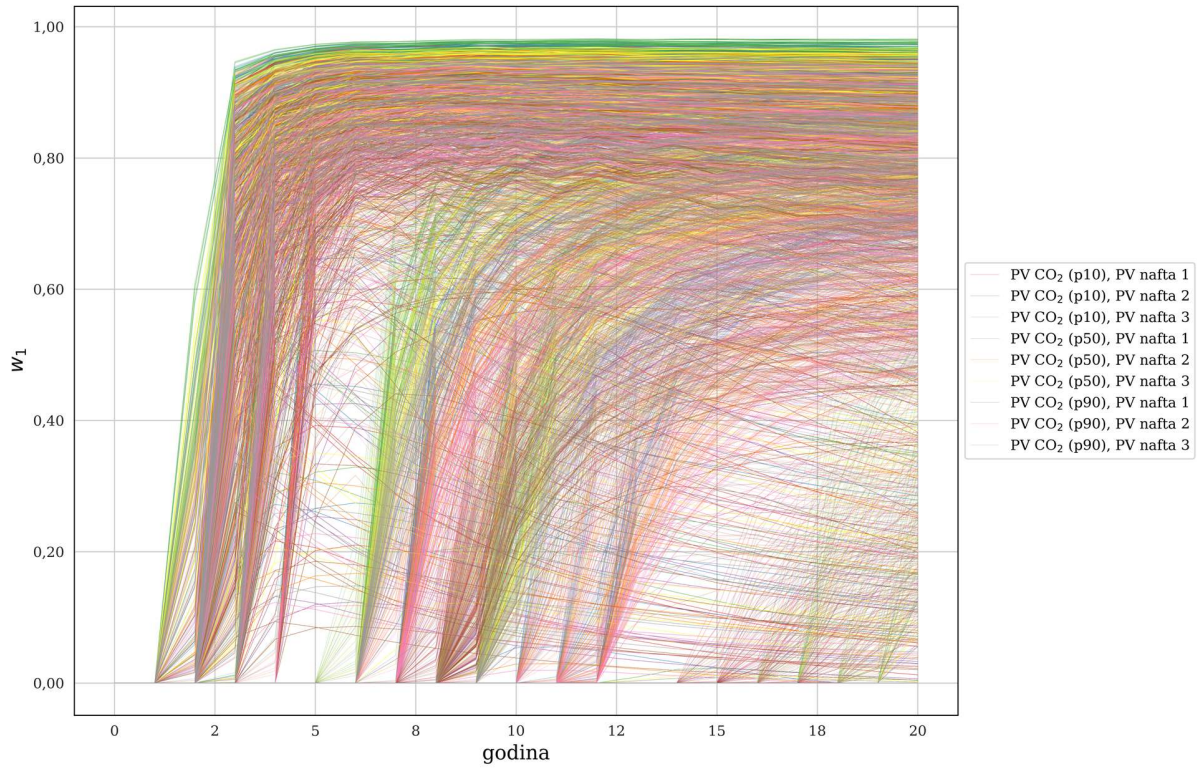
B5



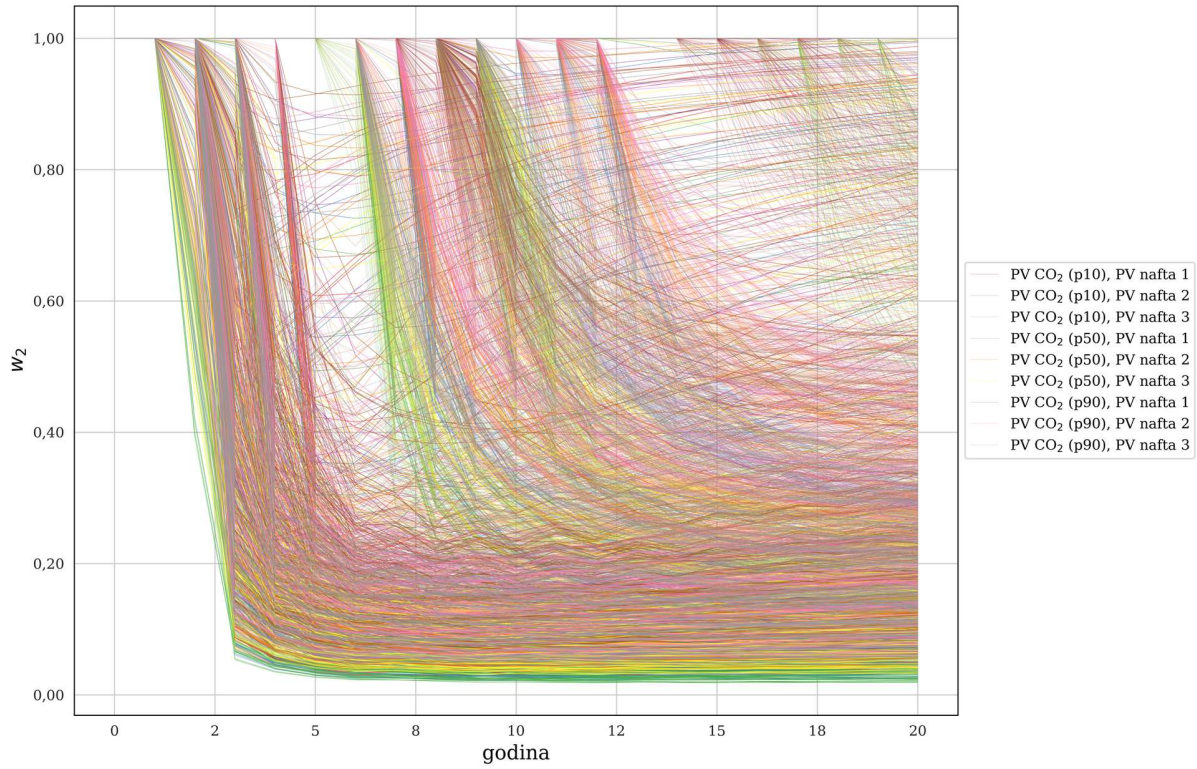
B5



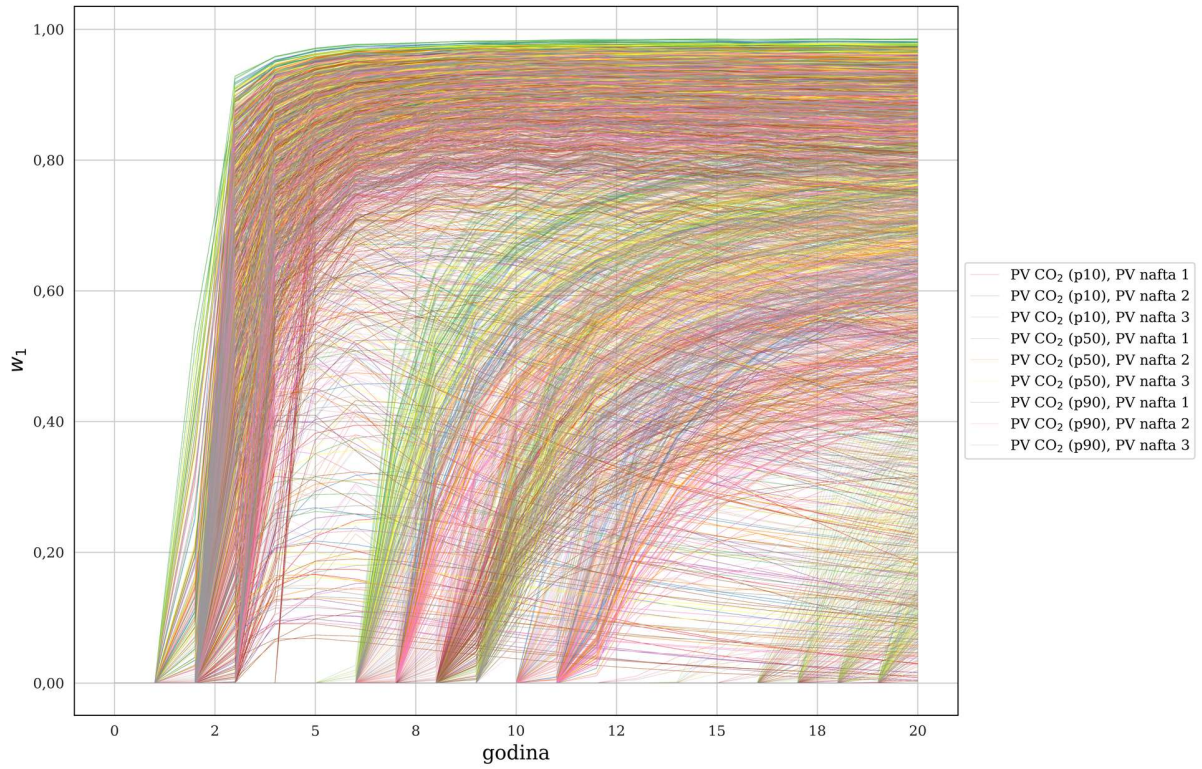
I01



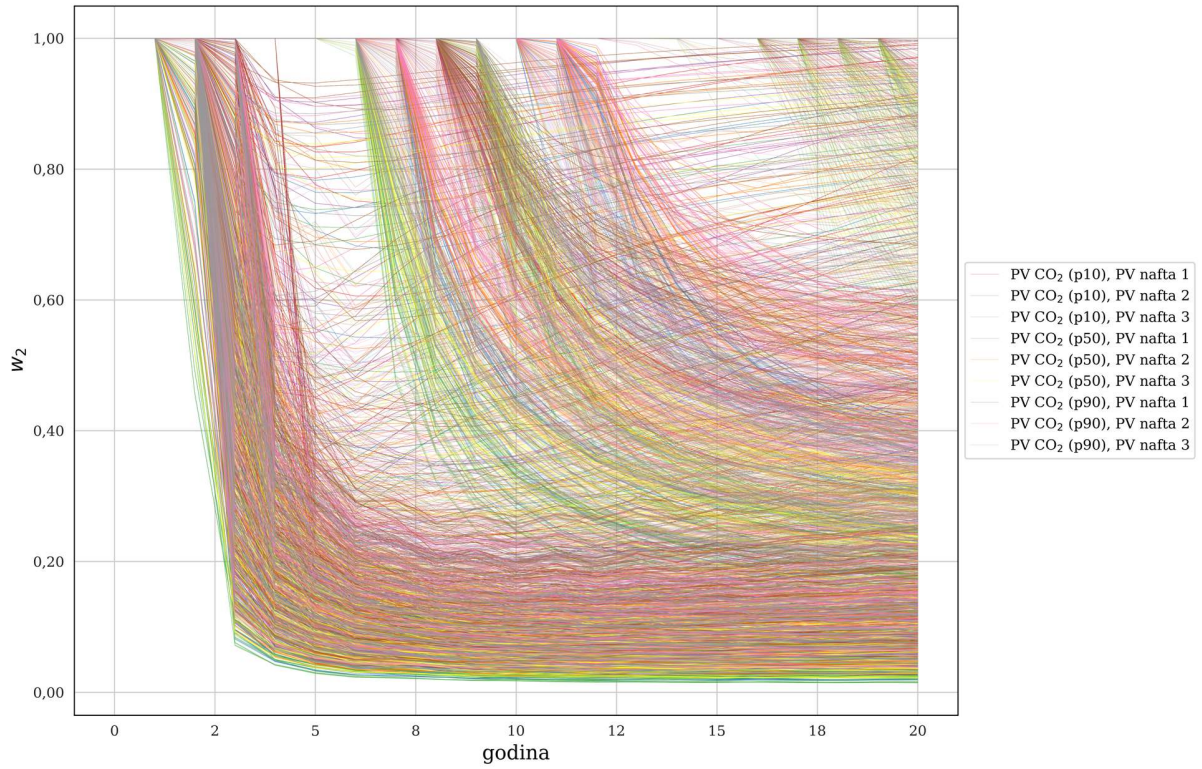
I01



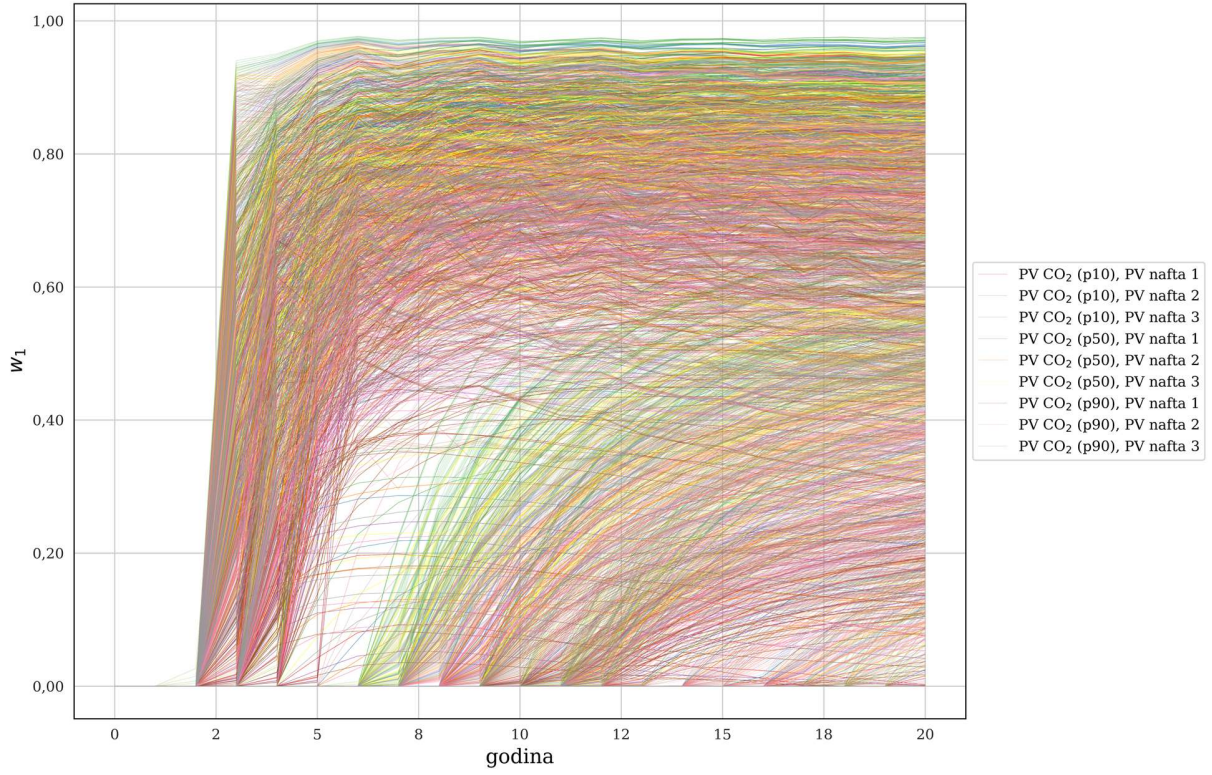
I1



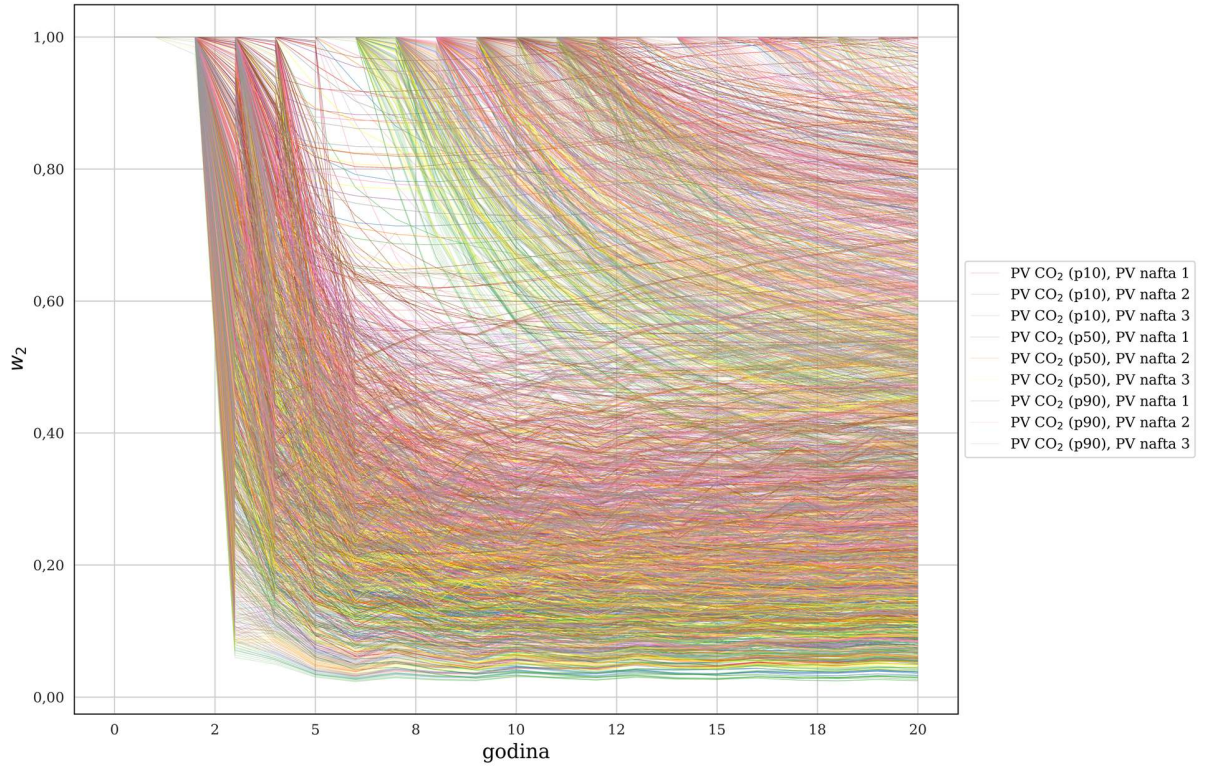
I1



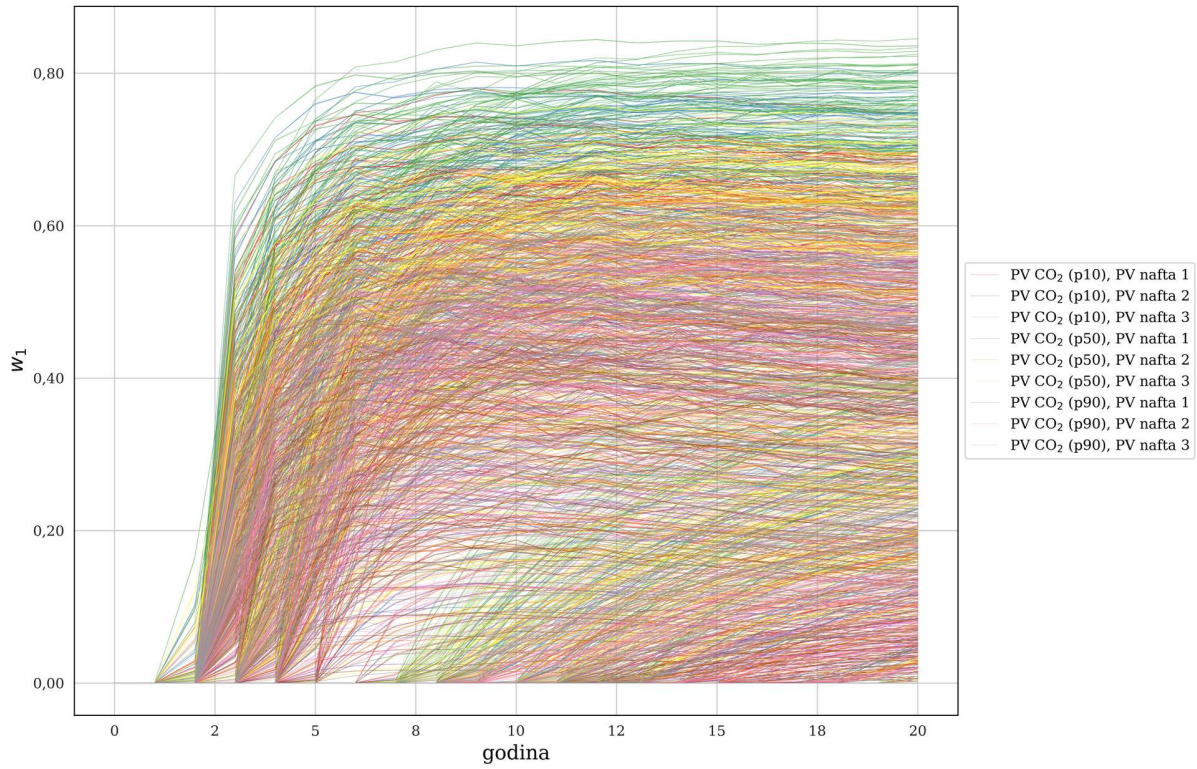
S4



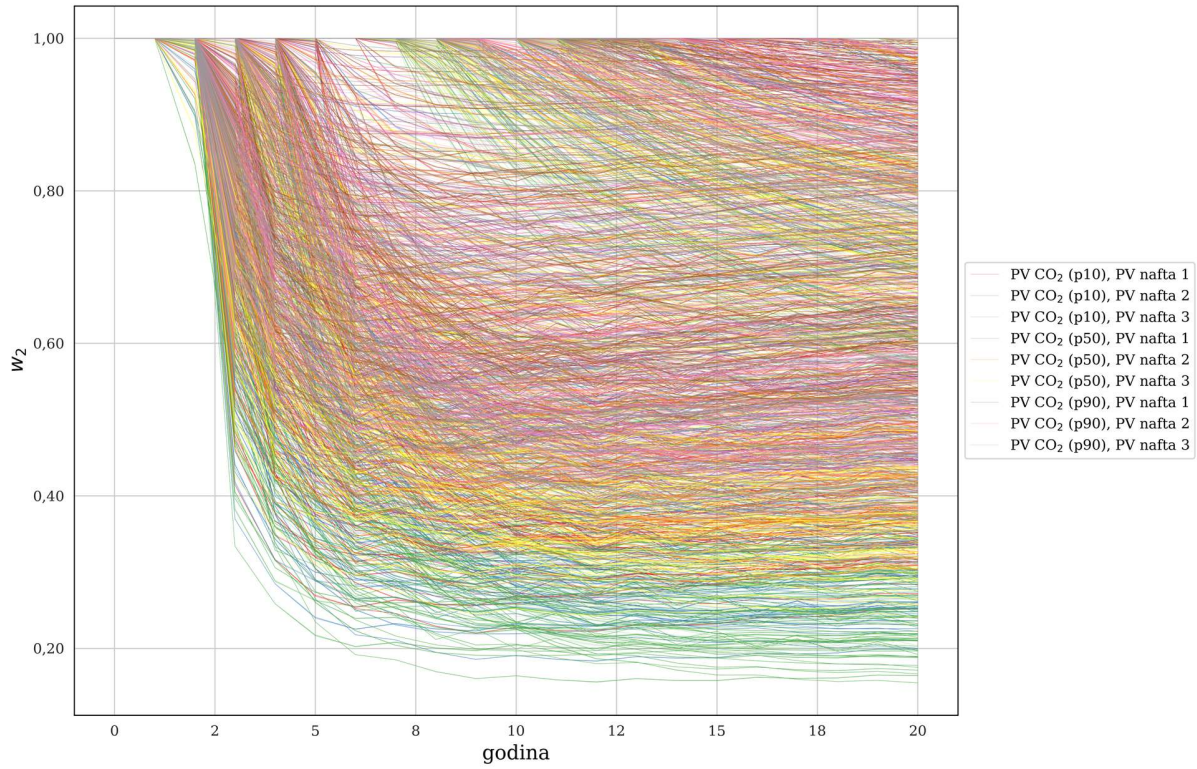
S4

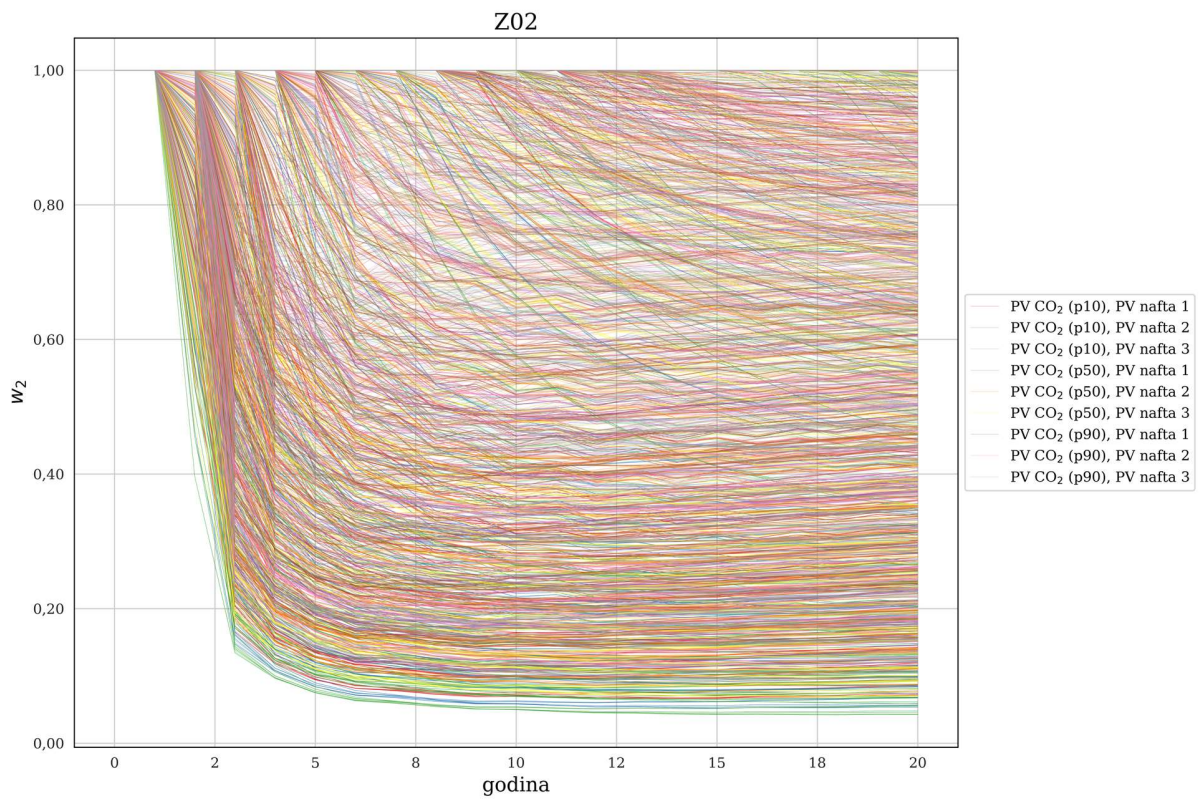
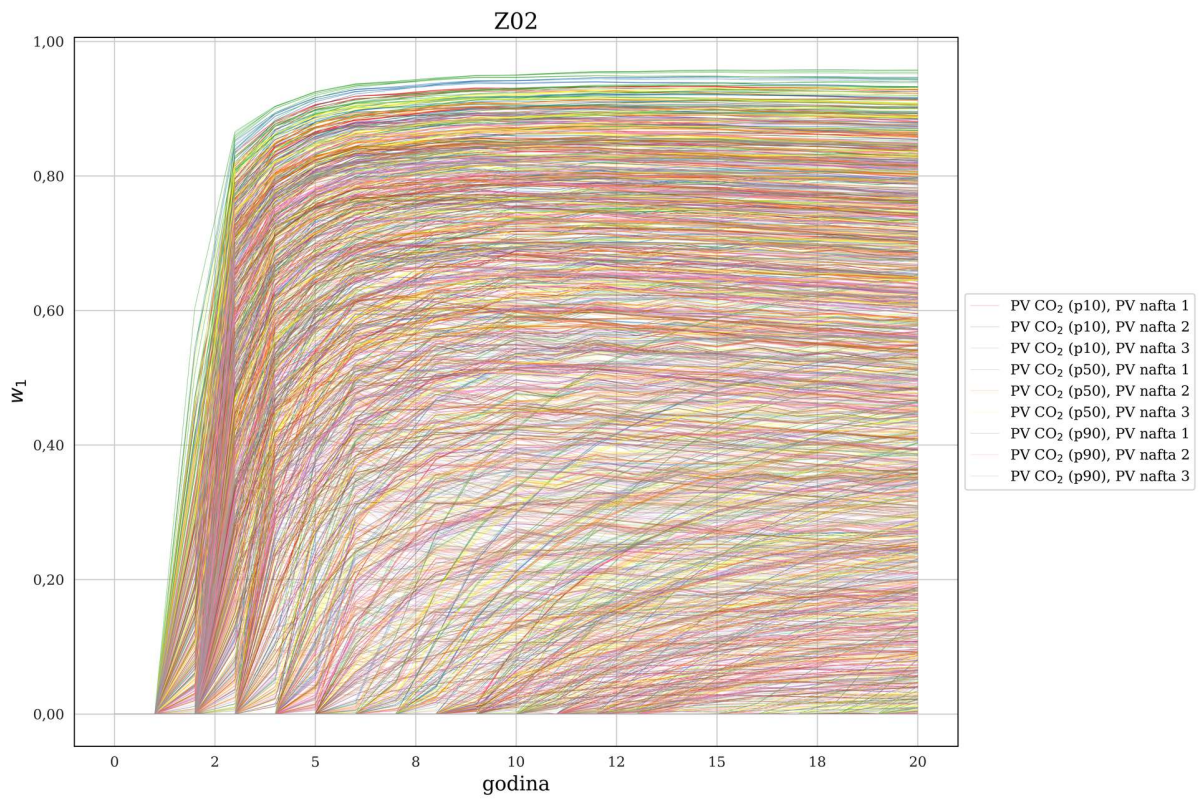


S3

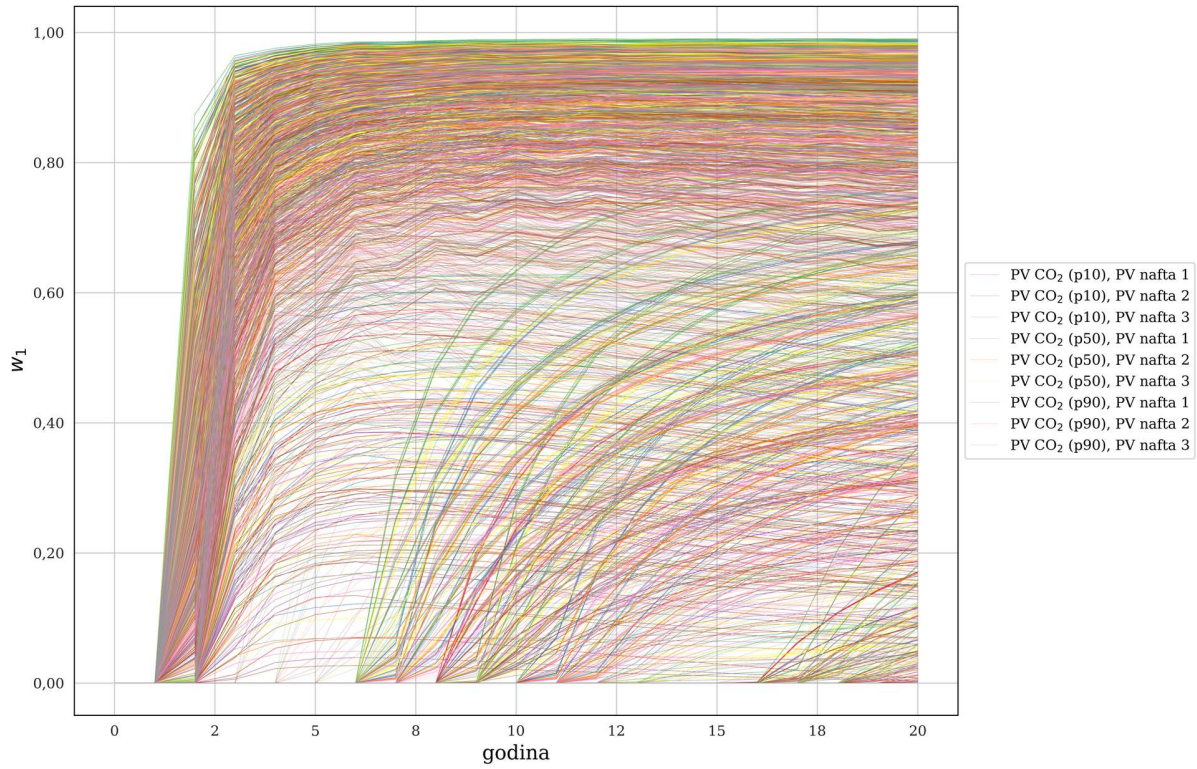


S3

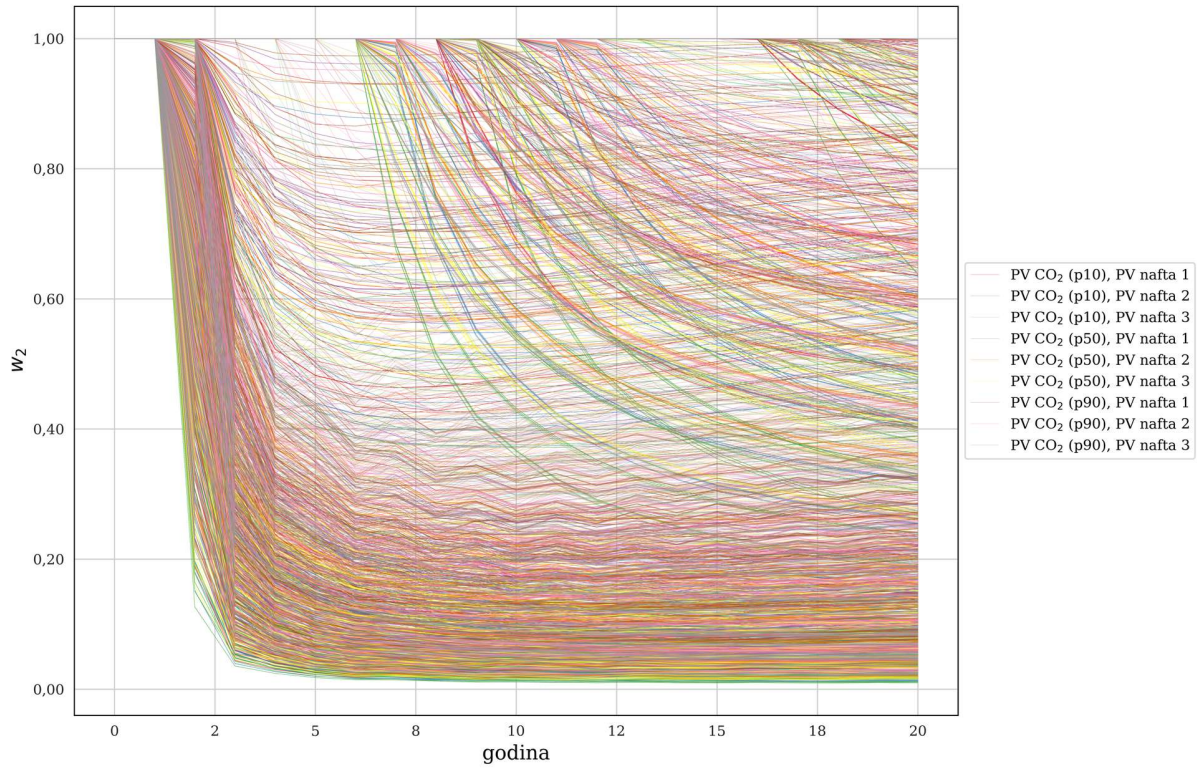




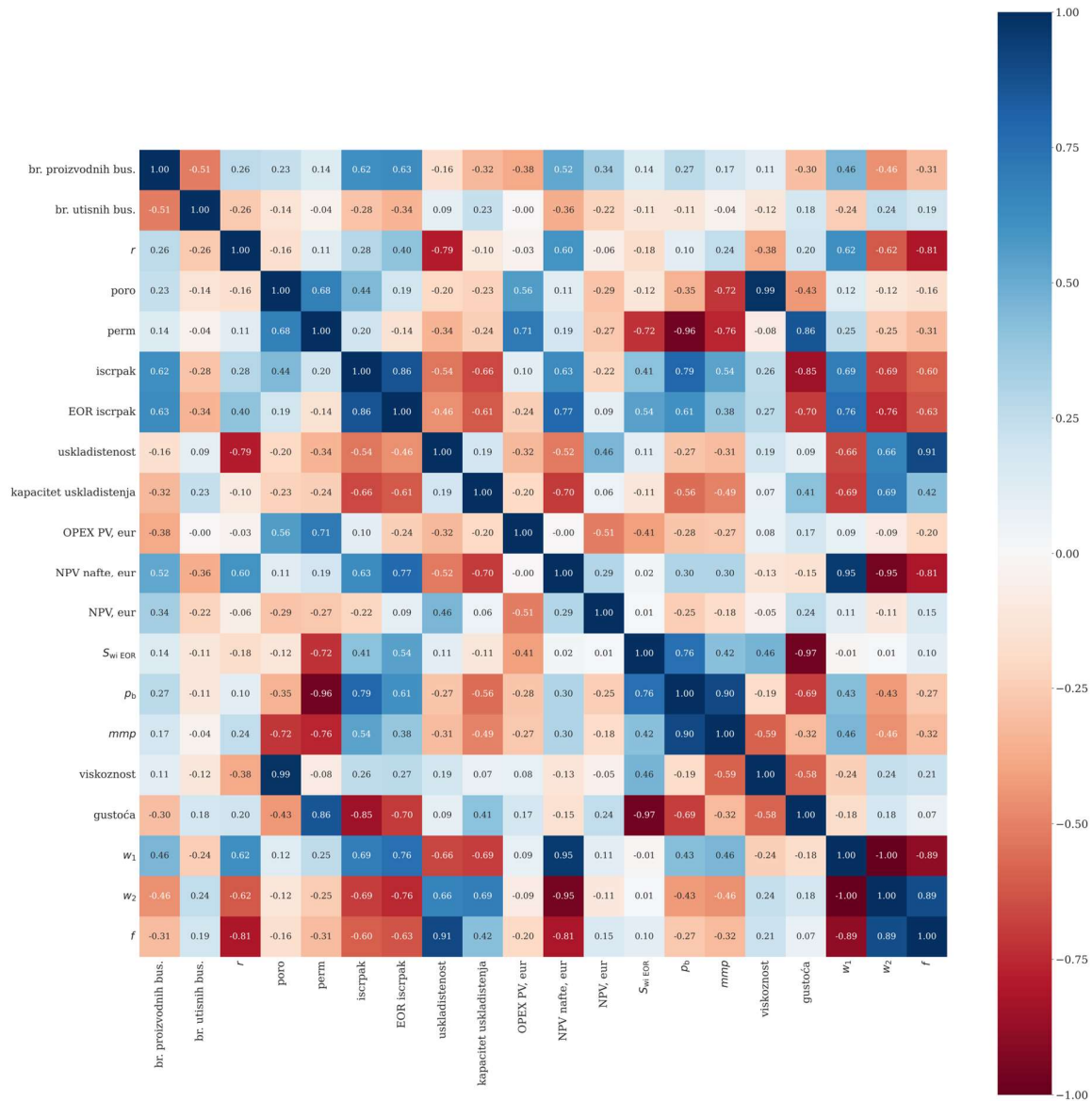
Z2



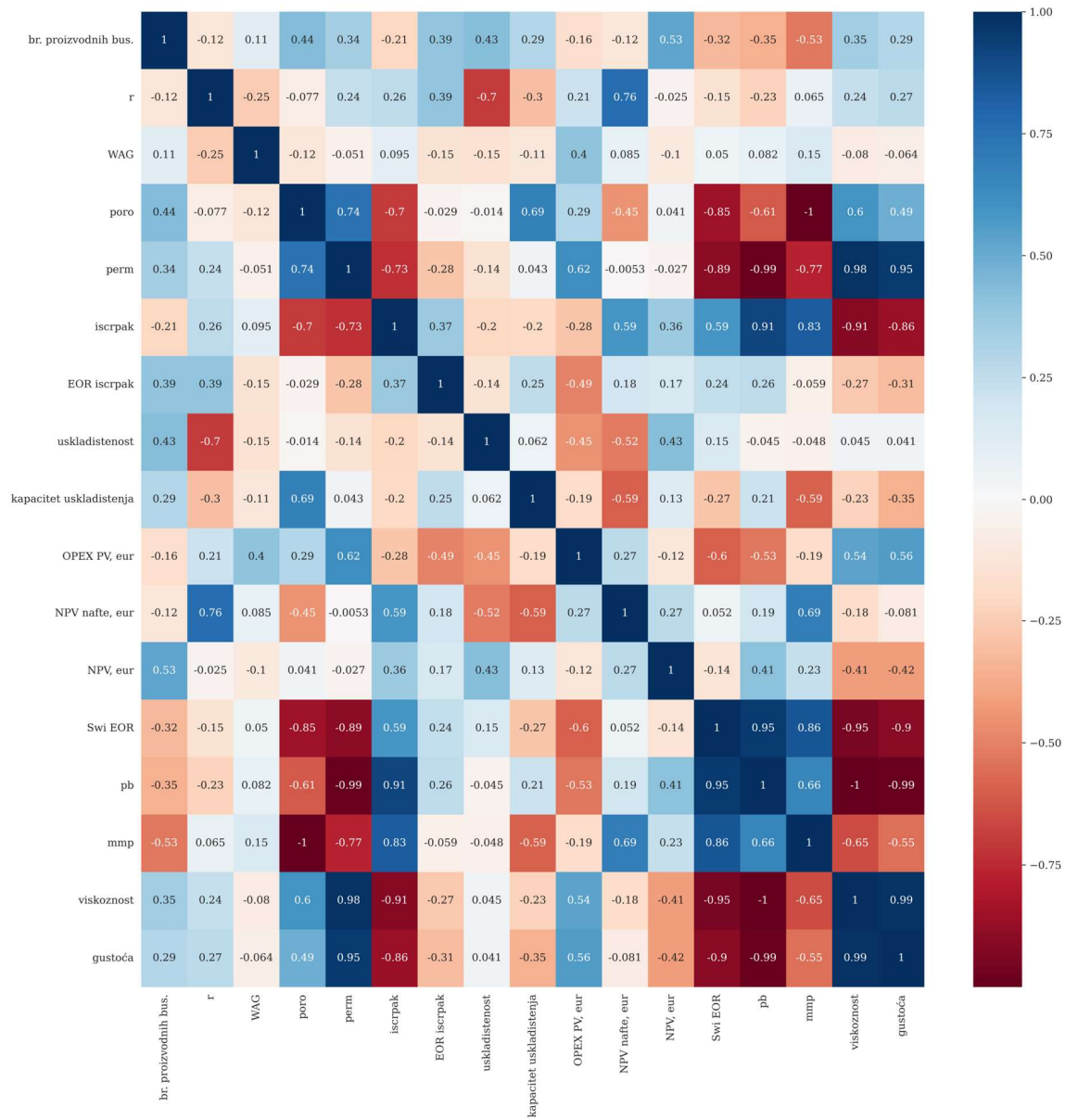
Z2



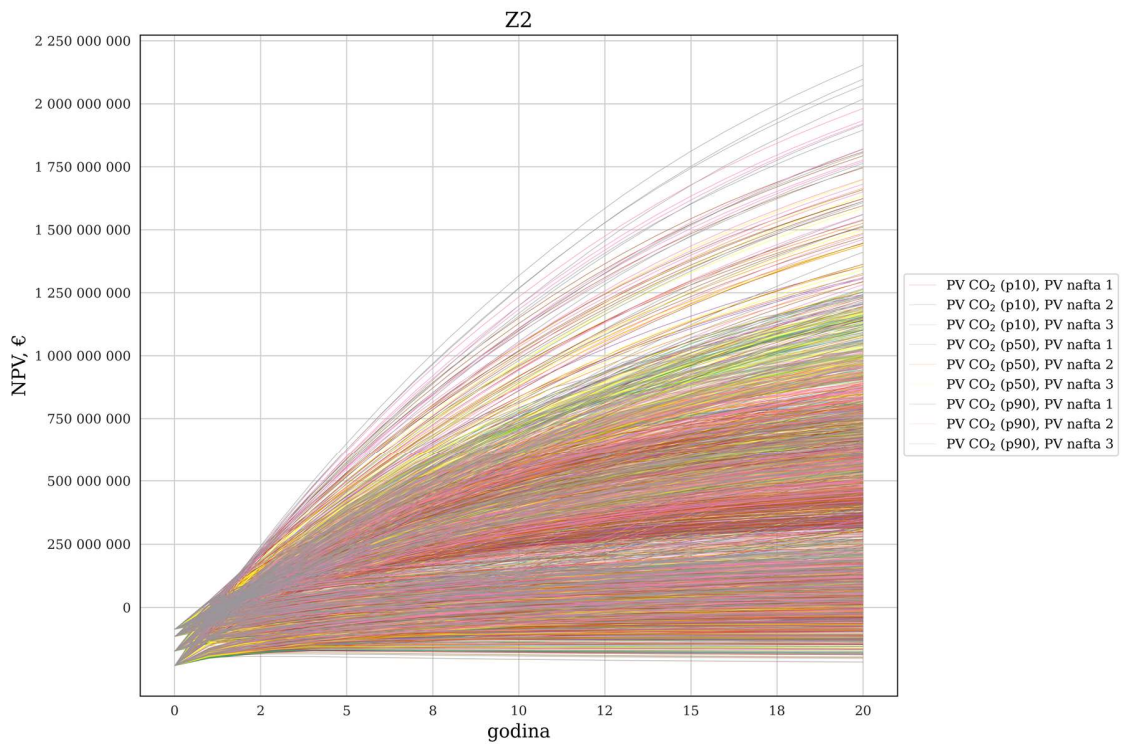
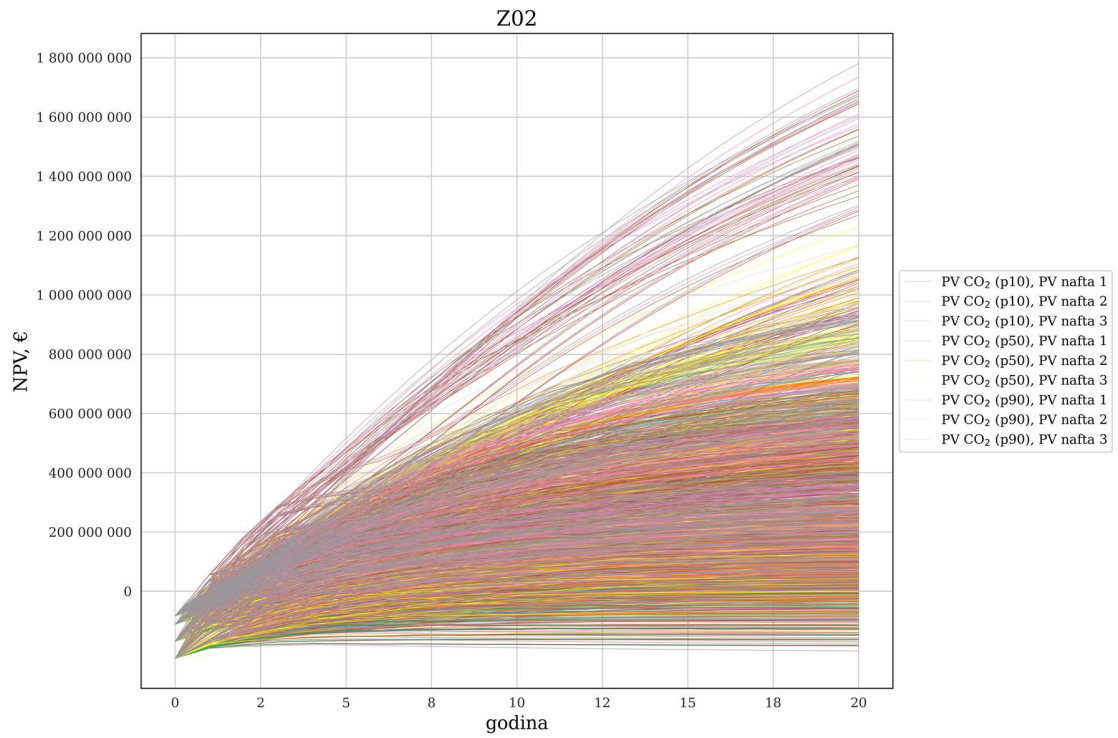
PRILOG 10 Korelacijska matrica NPV

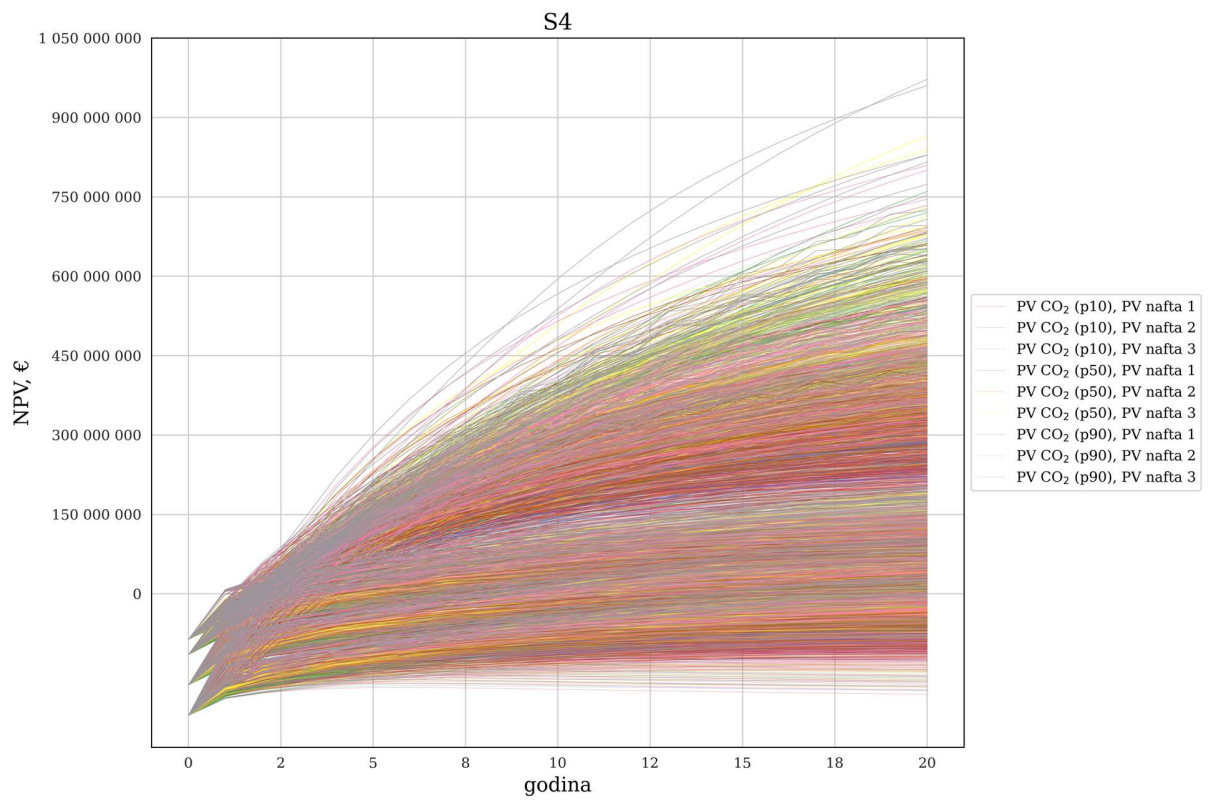
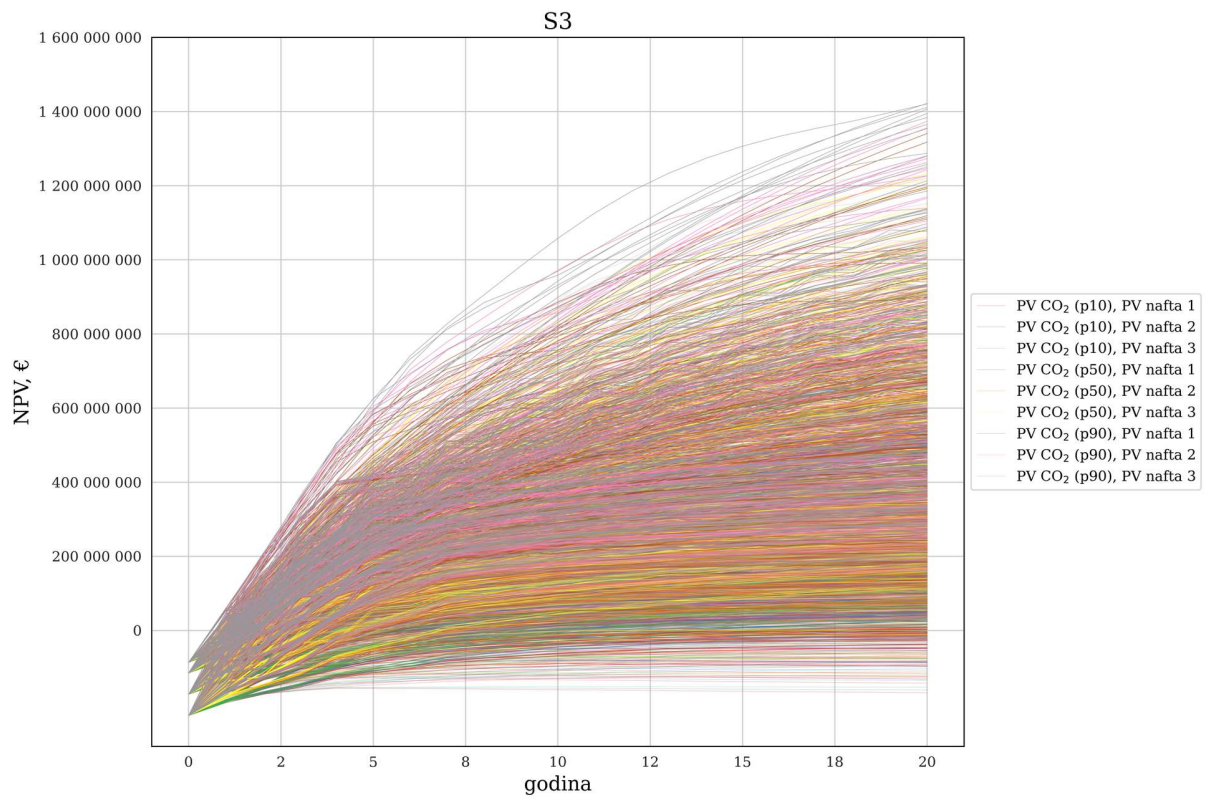


PRILOG 12 Korelacijska matrica NPV-EOR-uskladištenost

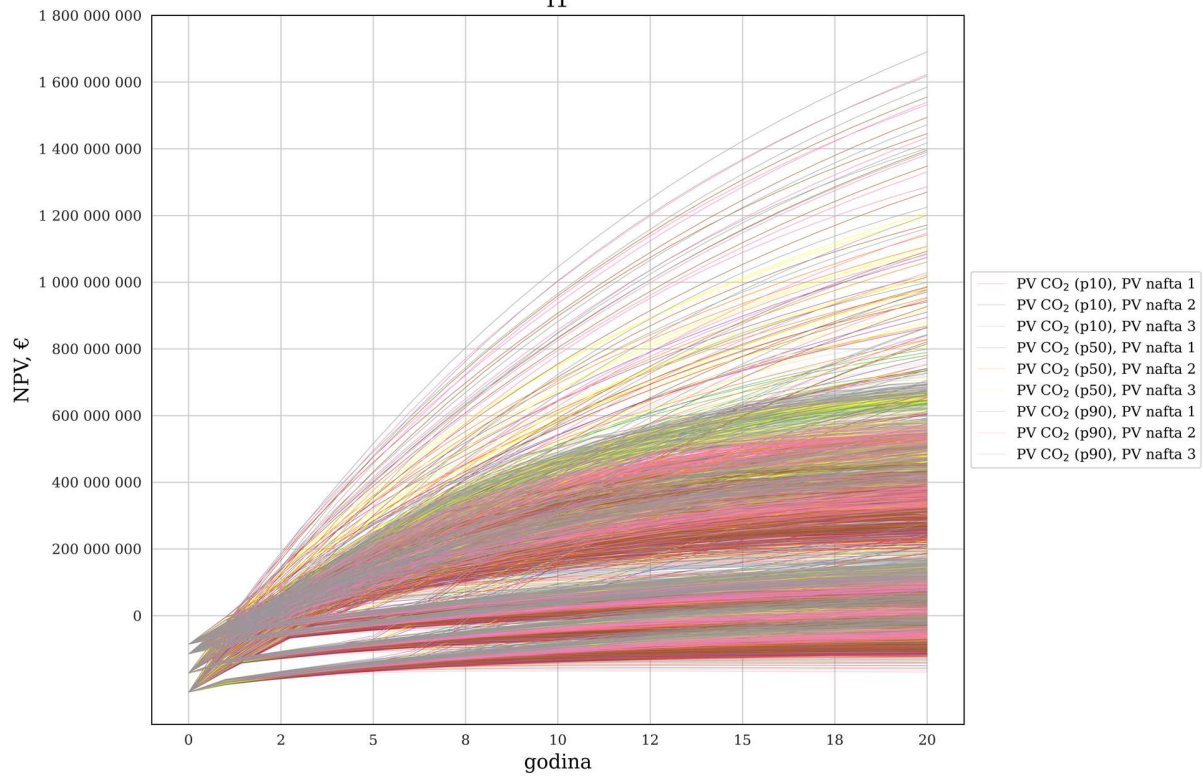


PRILOG 13 NPV scenariji po poljima

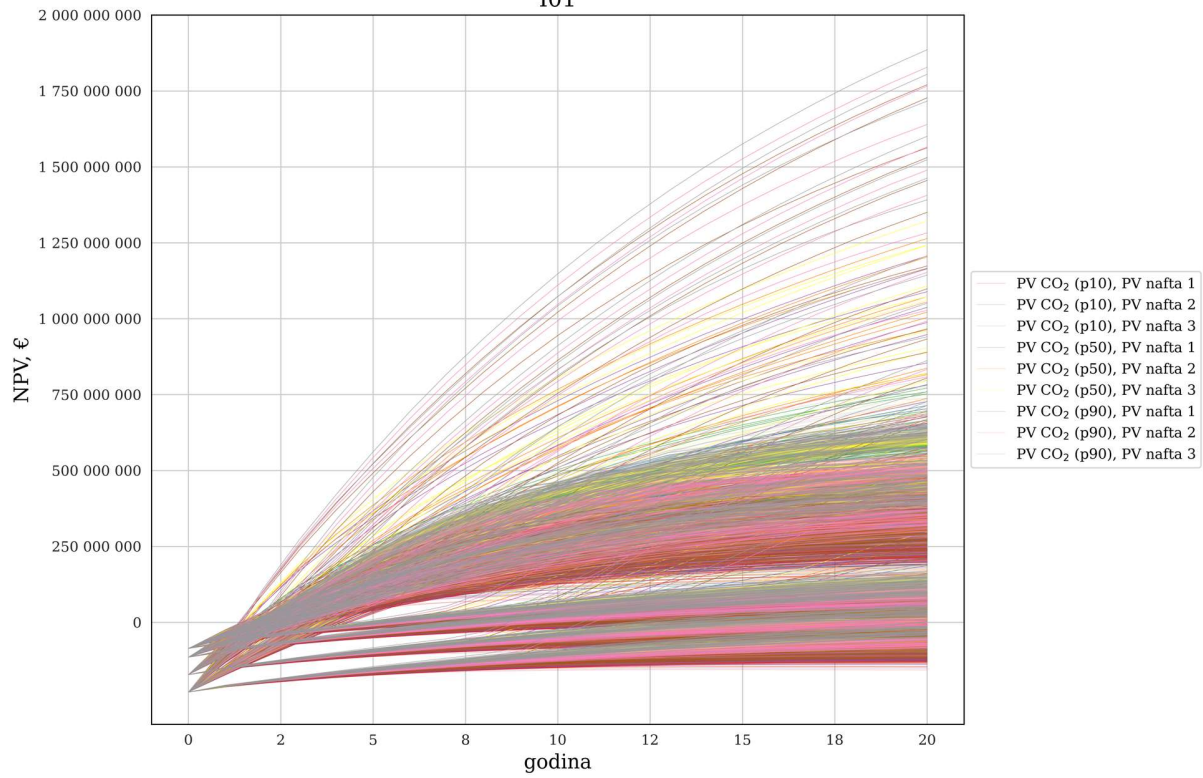




I1



I01



Osobne informacije

Ima i prezime Maja Arnaut
Adresa Ulica grada Vukovara 52B, Zagreb
Telefon +385917550232
E-mail maja.arnaut00@gmail.com
Datum rođenja 02/11/1989

Radno iskustvo

Datum 01/11/2021 - danas
Radno mjesto Informatičar – voditelj projekta
Ime i adresa poslodavca Sveučilišni računski centar
Sveučilište u Zagrebu
Josipa Marohnića 5, Zagreb

Datum 14/04/2017 – 31/10/2021
Radno mjesto Asistent
Ime i adresa poslodavca Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Sveučilište u Zagrebu
Pierottijeva 6, Zagreb

Datum 15/10/2015 – 18/01/2017
Radno mjesto Analitičar
Ime i adresa poslodavca B2 Kapital d.o.o.
Radnička cesta 41, Zagreb

Datum 02/01/2015 – 30/09/2015
Radno mjesto Savjetnik u naplati
Ime i adresa poslodavca B2 Kapital d.o.o.
Radnička cesta 41
Zagreb

Obrazovanje

Institucija [od - do]:

Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu (2017 – danas)

Pučko otvoreno učilište Algebra, Zagreb (2019)

Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu (2012 – 2014)

Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu (2008 – 2012)

Stečeni stupanj obrazovanja ili diploma:

Studentica poslijediplomskog studija
Primijenjene geoznanosti, rudarsko i naftno
inženjerstvo

Programer internet aplikacija (.NET - C#, SQL,
HTML)

magistra inženjerka naftnog rudarstva;
mag.ing.petrol.

sveučilišna prvostupnica inženjerka naftnog
rudarstva; univ.bacc.ing.petrol.

Vještine

Jezici Engleski

Računalne vještine Microsoft Office, Python, C, SQL, razni softveri za numeričke simulacije karakteristični za geoznanosti

Radovi u časopisima

Vulin, Domagoj; Kolenković Močilac, Iva; Jukić, Lucija; Arnaut, Maja; Vodopić, Filip; Saftić, Bruno; Karasalihović Sedlar, Daria; Cvetković, Marko

Development of CCUS clusters in Croatia. // International Journal of Greenhouse Gas Control, 124 (2023), 1-13
doi:org/10.1016/j.ijggc.2023.103857 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Arnaut, Maja; Vulin, Domagoj; Garcia Lamberg, Gabriela; Jukić, Lucija

Simulation Analysis of CO₂-EOR Process and Feasibility of CO₂ Storage during EOR. // Energies, 14 (2021), 4; 1154, 28
doi:10.3390/en14041154 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Jukić, Lucija; Vulin, Domagoj; Kružić, Valentina; Arnaut, Maja

Carbon-Negative Scenarios in High CO₂ Gas Condensate Reservoirs. // Energies, 14 (2021), 18; 1344403, 11
doi:10.3390/en14185898 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Vulin, Domagoj; Muhasilović, Lejla; Arnaut, Maja

Possibilities for CCUS in medium temperature geothermal reservoir. // Energy, 200 (2020), 117549, 18
doi:10.1016/j.energy.2020.117549 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Vulin, Domagoj; Arnaut, Maja; Karasalihović Sedlar, Daria

Forecast of long-term EUA price probability using momentum strategy and GBM simulation. // Greenhouse Gases-Science and Technology, 10 (2020), 230-248 doi:10.1002/ghg.1957 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Lekić, Amalia; Jukić, Lucija; Arnaut, Maja; Macenić, Marija

Simulation of CO₂ injection in a depleted gas reservoir: A case study for Upper Miocene sandstone, Northern Croatia. // Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 34 (2019), 1; 139-149 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Radovi u zbornicima skupova

Vulin, Domagoj; Karasalihović Sedlar, Daria; Arnaut, Maja; Jukić, Lucija

Volatility of EUA prices and its connection with the price of fossil fuels and electricity. // Proceedings of The Third International Scientific Conference on Economics and Management EMAN 2019 - Economics & Management: How to Cope With Disrupted Times

Ljubljana, Slovenija, 2019. str. 617-623 doi:10.31410/EMAN.2019.617 (predavanje, recenziran, cjeloviti rad (in extenso), znanstveni)

Arnaut, Maja; Vulin, Domagoj; Jukić, Lucija; Karasalihović Sedlar, Daria

Comparative Analysis of Feasibility of Different CO₂ Storage Scenarios. // Proceedings of The Third International Scientific Conference on Economics and Management EMAN 2019 - Economics & Management: How to Cope With Disrupted Times

Ljubljana, Slovenija, 2019. str. 705-716 doi:10.31410/EMAN.2019.705 (predavanje, recenziran, cjeloviti rad (in extenso), znanstveni)