

# Procjene rizika ulaganja u razradu ležišta ugljikovodika na temelju studije slučaja i statističke vjerojatnosti ležišnih parametara

---

Jukić, Lucija

Doctoral thesis / Disertacija

2021

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

*Permanent link / Trajna poveznica:* <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:204116>

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

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



*Repository / Repozitorij:*

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





Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Lucija Jukić

**PROCJENE RIZIKA ULAGANJA U  
RAZRADU LEŽIŠTA UGLJIKOVODIKA  
NA TEMELJU STUDIJE SLUČAJA I  
STATISTIČKE VJEROJATNOSTI  
LEŽIŠNIH PARAMETARA**

DOKTORSKI RAD

Zagreb, 2021.



Sveučilište u Zagrebu

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Lucija Jukić

**PROCJENE RIZIKA ULAGANJA U RAZRADU LEŽIŠTA  
UGLJKOVODIKA NA TEMELJU STUDIJE SLUČAJA I  
STATISTIČKE VJEROJATNOSTI LEŽIŠNIH  
PARAMETARA**

DOKTORSKI RAD

Mentor:

prof. dr. sc. Domagoj Vulin

Zagreb, 2021.



Sveučilište u Zagrebu

Faculty of Mining, Geology, and Petroleum Engineering

Lucija Jukić

**RISK ANALYSIS OF INVESTMENT IN  
RESERVOIR DEVELOPMENT BASED  
ON A CASE STUDY AND STATISTICAL  
PROBABILITY OF RESERVOIR  
PARAMETERS**

DOCTORAL DISSERTATION

Supervisor:

prof. dr. sc. Domagoj Vulin

Zagreb, 2021

Doktorski rad sadrži:

Broj stranica teksta: 108

Broj slika u tekstu: 79

Broj tablica u tekstu: 14

Broj priloga: 8

Broj literaturnih navoda: 135

Informacije o mentoru:

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

e-mail: [domagoj.vulin@rgn.hr](mailto:domagoj.vulin@rgn.hr)

Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku

Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Sveučilište u Zagrebu

## Sažetak

Korektno objedinjavanje dostupnih ležišnih podataka iz raznih izvora u jedinstven simulacijski model zahtijeva stohastički pristup, budući da količina i raznovrsnost tih podataka gotovo nikad nije dovoljna za razinu preciznosti koja se u modelu pretpostavlja, ili model mora biti značajno pojednostavljen, čime gubi i smisao. Nužno je prvo procijeniti utjecaj pojedinih ulaznih parametara na rezultate od interesa, prvenstveno količinu ugljikovodika koja se može iscrpiti u određenom vremenu, kako bi se smanjio broj varijacija, a zadržala realističnost predviđanja proizvodnje. Jednom kad su utvrđeni parametri koji značajno utječu na ishod simulacije, važno je procijeniti barem relativni trošak detaljnije karakterizacije tih parametara kako bi se utvrdila isplativost prikupljanja takvih podataka u svrhu povećanja preciznosti, odnosno smanjenja nesigurnosti ležišne simulacije. Ovakav integrirani postupak procjene rizika ulaganja u razradu ležišta obrađen je metodama analize statističkih raspodjela ulaznih i izlaznih parametara, komponentne numeričke simulacije te korištenjem računalnih neuronskih mreža. Ustanovljeno je kako homogenizacija modela, odnosno odabir dimenzija modela, ima značajan utjecaj na poklapanje s historijatom, odnosno daje veće odstupanje od mjerenih podataka, kao i krivo procijenjeni „skuplji“ podatci poput poroznosti. Stlačivost stijene, propusnost, pa čak i raspodjela propusnosti ležišta te zasićenje vodom, koje se odražava na krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova, imaju umjereniji utjecaj na rezultate, a detaljna analiza fluida manje mijenja rezultate, pri čemu treba imati na umu kako korišteni model fluida ne opisuje stvarni ležišni fluid zorno, budući da jednadžba stanja nije adekvatno podešena.

**Ključne riječi:** ležišna simulacija, analiza rizika ulaganja, preciznost numeričkog modela, statistička pouzdanost, distribucija vjerojatnosti

## Summary

Hydrocarbon production prediction, as it is important for the evaluation of a petroleum company, is as complex as well, considering it depends on numerous input parameters. Increase in the model complexity increases the number of parameters influencing the simulation results significantly. Uncertainties in different data, whether seismic, well logging, laboratory or well testing multiply the uncertainties of simulation models so it is not advisable to speak of exactness but only about certain level of accuracy or precision. Number of simulation gridblocks is decided upon available data among others, and while smaller number of gridblocks means shorter numerical simulation, it can mean lesser accuracy as well. However, if the model is extremely refined, and the data available is rather coarse, simulation errors increase. That is why it makes sense to find a relation between the costs of extra laboratory and field testing and the reduction of the difference between the simulation analysis and real data. Two hypotheses arise: (1) it is possible to quantify the difference between numerical simulation and real data by a statistical analysis of the input and output parameters and (2) additional investment in more detailed reservoir and fluid testing can be statistically justified by a proof of an increased precision of production prediction obtained by simulation. Due to already mentioned uncertainties, it is usual to resort to the more intuitive, deterministic approach of estimating reserves, which can lead to great financial losses as the whole economics is calculated based on only one figure for proven reserves and the risks of various but possible scenarios are not accounted for. It is therefore advisable to take the parameters probability distributions of the reservoir in question into account but more important is to address the range of those parameters values.

After the available data have been statistically analysed, it was concluded that they were valuable guidelines for the distributions ranges used in the numerical simulations. The influence of model dimensions (model resolution), porosity, irreducible water saturation, fluid contact depth, capillary pressure and relative permeability curves, fluid model, permeability and reservoir heterogeneity on history matching have been examined first, and then their influence on future production was tested. The economic aspect of the precision increase was analysed through measurements relative prices of each influential parameter. Computer neural networks were used for parameter influence determination, and for the economics analysis it was assumed that the well logging in a new well is the most expensive item.

Grid influence was tested through 9 different resolutions considering other things equal, and it was obvious that the lowest resolution grid could not achieve the real cumulative production,



which can be mostly ascribed to an unrealistically low vertical resolution (number of gridblocks in the z-direction). The differences in various grids become more obvious when considering each well bottom hole pressures, although a significant increase in grid resolution did not lead to significantly smaller error in simulation versus real data.

The porosity influence was tested on 5 models, and the difference in the cumulative production could be only seen in the lowest resolution grid that could not achieve the reported cumulative production even when the porosity was increased by 67%. The differences are more expressed if the bottom hole pressures are observed, and one of the wells even has a mismatch in gas rate in the last period of production.

The fluid model influence is more pronounced in lower resolution grids, especially in the grid with an unrealistically high ratio of vertical and horizontal resolution.

Setting the fluid contact 2 m deeper compared to the official depth impacts the bottom hole pressures in lower resolution grids compared to higher resolution ones, just as setting the contact 2 m above the reported depth.

Selection of other permeability distributions showed to be very influential – considering bottom hole pressures in all wells, it can be concluded that the differences between the distributions are smaller in the lower resolution grid. Vertical permeability variation influence is less pronounced.

Influence of rock compressibility was tested and there was not much deviation considering the cumulative production of the reservoir. The difference between the deviations of two higher resolution grids, among which one can be considered relatively coarse, is smaller compared to the difference between the deviation in two smaller resolution grids.

Finally, except for some extreme cases, relative permeability and capillary pressure curves combinations, which are dependant on irreducible water saturation, showed less influence on cumulative production and bottom hole pressures, but they define the share of water and condensate in the overall liquid production.

Running a neural network showed that the impact significance of each parameter differs from well to well, meaning that it is crucial to characterize some parts of the reservoir in more detail as some wells showed to be more sensitive to a grid change, while others are highly sensitive to reservoir characteristics as horizontal permeability and rock compressibility. This was also confirmed in the prediction cases, where porosity showed to be a parameter important for

bottom hole pressure, while grid refinement is still the most important parameter for cumulative production.

**Keywords:** reservoir simulation, investment risk analysis, numerical model accuracy, uncertainty, probability distribution

# Sadržaj

1	Uvod.....	1
1.1	Postupak istraživanja .....	3
1.2	Pregled dosadašnjih istraživanja.....	4
1.2.1	Ispitivanje nesigurnosti prilikom postavljanja modela.....	5
1.2.2	Preporučene raspodjele ulaznih parametara za simulaciju.....	7
1.2.3	Pogreške u analizi nesigurnosti .....	8
2	Teorijsko razmatranje.....	11
2.1	Inicijalizacija modela i početne geološke količine fluida u ležištu .....	15
2.1.1	Dimenzije i rezolucija modela.....	17
2.1.2	Poroznost.....	20
2.1.3	Kapilarni tlak na kontaktu .....	21
2.1.4	Ireducibilno zasićenje vodom.....	21
2.1.5	Model fluida .....	22
2.1.6	Dubina razdjelnice fluida .....	25
2.2	Definiranje osnovnih pojmova i veličina koji se koriste u ležišnoj simulaciji .....	26
2.2.1	Svojstva rasjeda.....	26
2.2.2	Propusnost .....	26
2.2.3	Stlačivost sustava .....	27
2.2.4	Specijalne analize jezgri - način primjene kapilarnih fenomena i principa relativnih propusnosti .....	28
2.3	Metode određivanja težinskih faktora utjecaja pojedinih ulaznih parametara na promjene rezultata od interesa.....	33
2.4	Ekonomski pokazatelji korišteni za pronalaženje veze između ekonomike mjerenja i prikupljanja ulaznih podataka i ukupne ekonomičnosti povećanja preciznosti ležišnih parametara .....	34
3	Pretpostavke i postupak izrade dinamičkog ležišnog modela .....	35
3.1	Postupak ispitivanja nesigurnosti dinamičkog modela.....	39
3.1.1	Dimenzije i rezolucija modela.....	41
3.1.2	Poroznost.....	44
3.1.3	Kapilarni tlak na kontaktu .....	53
3.1.4	Ireducibilno zasićenje vodom.....	53
3.1.5	Model fluida .....	56
3.1.6	Dubine razdjelnice fluida .....	57
3.1.7	Svojstva rasjeda.....	58

3.1.8	Propusnost .....	58
3.1.9	Stlačivost sustava .....	63
3.1.10	Specijalne analize jezgri.....	63
3.2	Alati za poklapanje modela s povijesnim podacima.....	69
3.3	Težinski faktori utjecaja pojedinih ulaznih parametara na promjene rezultata od interesa .....	69
3.4	Ekonomski pokazatelji .....	69
4	Poklapanje historijata proizvodnje i procjena ulaganja u buduću razradu ležišta.....	71
4.1	Poklapanje s historijatom – temeljni slučaj .....	71
4.1.1	Utjecaj rešetke .....	73
4.1.2	Utjecaj poroznosti .....	76
4.1.3	Utjecaj modela fluida .....	79
4.1.4	Utjecaj dubine kontakta plin/voda.....	82
4.1.5	Utjecaj propusnosti i heterogenosti stijene.....	85
4.1.6	Utjecaj stlačivosti sustava .....	91
4.1.7	Utjecaj krivulja relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova.....	93
4.2	Težinski faktori pojedinih parametara koji utječu na rezultate od interesa.....	99
4.3	Scenariji buduće dinamike pridobivanja .....	100
4.4	Ekonomika budućeg pridobivanja .....	102
5	Zaključak.....	106
6	Literatura .....	110
7	Prilozi .....	120
7.1	Rezultati utjecaja rešetke .....	120
7.2	Rezultati utjecaja poroznosti .....	121
7.3	Rezultati utjecaja modela fluida i dubine kontakta plin/voda .....	124
7.4	Rezultati utjecaja propusnosti i heterogenosti stijene.....	130
7.5	Rezultati utjecaja stlačivosti sustava .....	133
7.6	Rezultati utjecaja krivulja kapilarnih tlakova i relativnih propusnosti.....	134
7.7	Rezultati testiranja raspodjele.....	140
7.8	Temeljni slučaj simulacijskog modela (ECLIPSE).....	141

## Popis slika

Slika 1-1 Radni tijek izrade simulacijskog modela.....	4
Slika 2-1 Kumulativno pridobivene količine nafte u ovisnosti o promjeni parametara krivulja relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka.....	12
Slika 2-2 Neto sadašnja vrijednost pridobivene nafte na kraju promatranog razdoblja u ovisnosti o promjeni parametara krivulja relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka.....	13
Slika 2-3 Shematski prikaz podizanja vode (preuzeto od Holmes, 2002) .....	29
Slika 2-4 Shematski prikaz podizanja vode u sustavu različitih proslojaka (preuzeto od Holmes, 2002) .....	30
Slika 3-1 Strukturna karta po krovini vapnenaca istraživanog ležišta .....	35
Slika 3-2 Strukturna karta po krovini dolomita istraživanog ležišta .....	36
Slika 3-3 Poroznost ležišta u modelu oko bušotina.....	37
Slika 3-4 Provjera utvrđenih geoloških količina metodom p/Z .....	40
Slika 3-5 Kontrolne točke za validaciju modela .....	41
Slika 3-6 Odnos broja ćelija i trajanja simulacije .....	42
Slika 3-7 Raspodjela poroznosti svih (84) mjerenih uzoraka .....	45
Slika 3-8 Raspodjela poroznosti mjerenih uzoraka iz ležišta (59) .....	46
Slika 3-9 Korelacija mjerenih podataka poroznosti i dubine (MD).....	47
Slika 3-10 Svi evaluirani podatci poroznosti .....	48
Slika 3-11 Raspodjela poroznosti po dubini .....	50
Slika 3-12 Raspodjela poroznosti po dubini nakon filtriranja podataka .....	51
Slika 3-13 Kvalitativna usporedba statističkih raspodjela .....	52
Slika 3-14 Minimalni iznosi zasićenja iz SCAL mjerenja .....	55
Slika 3-15 Fazni dijagram modela fluida .....	57
Slika 3-16 Raspodjela horizontalnih propusnosti svih uzoraka .....	59
Slika 3-17 Raspodjela mjerenih horizontalnih propusnosti iz ležišta .....	60
Slika 3-18 Raspodjela mjerenih horizontalnih propusnosti iz ležišta s vrijednostima manjim od 5 mD.....	60
Slika 3-19 Korelacija mjerenih horizontalnih propusnosti iz ležišta s vrijednostima manjim od 5 mD i poroznosti iz ležišta s vrijednostima većim od 5 %. .....	61
Slika 3-20 Raspodjela propusnosti u modelu.....	62
Slika 3-21 Krivulja zastupljenosti podataka za kapilarni tlak.....	64
Slika 3-22 Regresijska krivulja svih podataka relativne propusnosti za vodu.....	65
Slika 3-23 Regresijska krivulja svih podataka relativne propusnosti za plin.....	66
Slika 3-24 Krivulja kapilarnog tlaka za $S_w=0,3$ i $S_w=0,475$ .....	67
Slika 3-25 Kapilarni tlak za sustav plin/kondenzat .....	67
Slika 3-26 Relativne propusnosti za sustav voda/kondenzat.....	68
Slika 3-27 Venn dijagram izvora potrebnih podataka za ležišnu simulaciju .....	70
Slika 4-1 Kumulativna proizvodnja plina iz cijelog ležišta .....	71
Slika 4-2 Poklapanje s historijatom na bušotini 6 .....	72
Slika 4-3 Poklapanje s historijatom na bušotini 8 .....	72
Slika 4-4 Poklapanje s historijatom na bušotini 9 .....	73
Slika 4-5 Kumulativna proizvodnja za različite rešetke.....	73
Slika 4-6 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite rešetke .....	74
Slika 4-7 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite rešetke .....	75

Slika 4-8 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite rešetke .....	76
Slika 4-9 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite poroznosti .....	77
Slika 4-10 Odstupanja od mjerene dnevne proizvodnje plina za različite poroznosti .....	78
Slika 4-11 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za različite poroznosti .....	78
Slika 4-12 Odstupanje od mjerenih vrijednosti po bušotinama u vremenu i u ovisnosti o rešetci i poroznosti .....	79
Slika 4-13 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite modele fluida .....	80
Slika 4-14 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji za različite modele fluida .....	80
Slika 4-15 Odstupanja od mjenog dinamičkog tlaka za različite modele fluida .....	81
Slika 4-16 odnos odstupanja promatrano u vremenu, po bušotinama te za različite modele fluida i rešetke .....	81
Slika 4-17 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za dublji kontakt .....	82
Slika 4-18 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za dublji kontakt .....	82
Slika 4-19 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za dublji kontakt .....	83
Slika 4-20 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za plići kontakt .....	83
Slika 4-21 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za plići kontakt .....	84
Slika 4-22 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za plići kontakt .....	84
Slika 4-23 Odstupanja mjerenja tlaka i proizvodnje po bušotinama u ovisnosti o dubini kontakta i rešetci .....	85
Slika 4-24 Odstupanja od mjenog po bušotinama u vremenu u ovisnosti o dubini kontakta i rešetci .....	85
Slika 4-25 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite raspodjele propusnosti .....	86
Slika 4-26 Kumulativna proizvodnja po bušotinama za različite raspodjele propusnosti .....	87
Slika 4-27 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za različite raspodjele propusnosti .....	87
Slika 4-28 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za različite raspodjele propusnosti ..	88
Slika 4-29 Odstupanje mjerenja po bušotinama u vremenu u ovisnosti o rešetci i raspodjeli propusnosti .....	88
Slika 4-30 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite horizontalne i vertikalne propusnosti na odabranoj rešetci (G6) .....	89
Slika 4-31 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za različite vertikalne propusnosti .....	89
Slika 4-32 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za različite vertikalne propusnosti ...	90
Slika 4-33 Odstupanje mjerenja po bušotinama u vremenu u ovisnosti o rešetci i vertikalnoj propusnosti .....	90
Slika 4-34 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za konstantnu stlačivost stijene .....	91
Slika 4-35 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za konstantnu stlačivost stijene .....	92
Slika 4-36 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za konstantnu stlačivost stijene .....	92
Slika 4-37 Odstupanje od mjenog na bušotini 9 za konstantnu stlačivost stijene .....	93
Slika 4-38 Kumulativno pridobivene količine plina na razini ležišta za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	94

Slika 4-39 Odstupanje od mjerenog na bušotini 6 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	94
Slika 4-40 Odstupanje od mjerenog na bušotini 8 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	95
Slika 4-41 Odstupanje od mjerenog na bušotini 9 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	96
Slika 4-42 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke .....	97
Slika 4-43 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	97
Slika 4-44 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	98
Slika 4-45 Odstupanje mjerenja po bušotinama u vremenu u ovisnosti o propusnosti i odabranoj rešetci .....	98
Slika 4-46 Shematski prikaz računalne neuronske mreže .....	100
Slika 4-47 Kumulativna proizvodnja plina u predikcijskim scenarijima .....	101

## Popis tablica

Tablica 1-1 Podaci o ležištu, petrofizikalni podaci i podaci o fluidu za ležišnu simulaciju .....	5
Tablica 1-2 Preporučeni omjer minimalne i maksimalne vrijednosti parametra .....	8
Tablica 3-1 Dimenzije ispitivanih rešetki .....	42
Tablica 3-2 Laboratorijski podatci o poroznosti .....	44
Tablica 3-3 Rasponi dubina s kojih su uzimani uzorci .....	44
Tablica 3-4 Rasponi vrijednosti poroznosti iz EK mjerenja u rasponu dubina od najblićeg dijela krovine do kontakta GWC.....	49
Tablica 3-5 Svi mjereni podaci minimalnih zasićenja .....	54
Tablica 3-6 Modeli fluida ispitani u različitim modelima.....	56
Tablica 3-7 Svi mjereni podatci horizontalne propusnosti.....	58
Tablica 3-8 Normalizirane cijene pojedinih mjerenja potrebnih za ležišnu simulaciju.....	70
Tablica 4-1 Težinski faktori promatranih utjecaja .....	102
Tablica 4-2 Apsolutni gubitak u odnosu na referentni model.....	103
Tablica 4-3 Relativni gubitak normaliziran prema cijeni karotažnih mjerenja.....	104
Tablica 4-4 Udio cijene analize u gubitku od pogreške predikcije .....	105
Tablica 7-1 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite rešetke .....	120
Tablica 7-2 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite rešetke .....	120
Tablica 7-3 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite rešetke .....	121
Tablica 7-4 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite poroznosti .....	121
Tablica 7-5 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite poroznosti.....	122
Tablica 7-6 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite poroznosti.....	122
Tablica 7-7 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite poroznosti.....	123
Tablica 7-8 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite modele fluida.....	124
Tablica 7-9 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite modele fluida .....	124
Tablica 7-10 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite modele fluida .....	125
Tablica 7-11 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite modele fluida .....	126
Tablica 7-12 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za dublji kontakt.....	127
Tablica 7-13 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za dublji kontakt .....	127
Tablica 7-14 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za dublji kontakt .....	128
Tablica 7-15 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za dublji kontakt .....	128
Tablica 7-16 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za plići kontakt.....	128
Tablica 7-17 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za plići kontakt .....	129
Tablica 7-18 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za plići kontakt .....	129
Tablica 7-19 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za plići kontakt .....	130
Tablica 7-20 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite raspodjele propusnosti.....	130
Tablica 7-21 Odstupanje od mjerenog dinamičkog tlaka na bušotini 6 za različite raspodjele propusnosti .....	131
Tablica 7-22 Odstupanje od mjerenog dinamičkog tlaka na bušotini 8 za različite raspodjele propusnosti .....	131



Tablica 7-23 Odstupanje od mjenog dinamičkog tlaka na bušotini 9 za različite raspodjele propusnosti .....	131
Tablica 7-24 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta konstantne vrijednosti propusnosti .....	131
Tablica 7-25 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za konstantne vrijednosti propusnosti .	132
Tablica 7-26 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za konstantne vrijednosti propusnosti .	132
Tablica 7-27 Odstupanje od mjenog na bušotini 9 za konstantne vrijednosti propusnosti .	132
Tablica 7-28 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite stlačivosti i rešetke .....	133
Tablica 7-29 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za različite stlačivosti .....	133
Tablica 7-30 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za različite stlačivosti .....	133
Tablica 7-31 Odstupanje od mjenog na bušotini 9 za različite stlačivosti .....	134
Tablica 7-32 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	134
Tablica 7-33 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	135
Tablica 7-34 Odstupanje od mjenog na bušotini 9 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova .....	136
Tablica 7-35 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke .....	136
Tablica 7-36 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke .....	137
Tablica 7-37 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke .....	138
Tablica 7-38 Odstupanje od mjenog na bušotini 9 za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke .....	139
Tablica 7-39 Pokazatelji kvalitete poklapanja raspodjela .....	140

## Popis korištenih oznaka i jedinica

simbol (oznaka)	jedinica	značenje
$B_g$	$m_{rc}^3/m_{sc}^3$	volumni faktor plina
$B_{gi}$	$m_{rc}^3/m_{sc}^3$	početni volumni faktor plina
$c_r$	$bar^{-1}$	stlačivost stijene
CGR	$m^3/m^3$	omjer kondenzata i plina
FGIP	$m^3$	utvrđene geološke količine plina u ležištu
$g$	$m/s^2$	konstanta ubrzanja slobodnog pada
$G_p$	$m^3$	kumulativno proizvedena količina plina
$G_p/G$	%, dio jed.	iscrpak plina
$h$	$m$	visina kapilarnog podizanja iznad kontakta sa zonom 100% zasićenom vodom
$H_{p/v}$	$m$	dubina kontakta plin/voda
$h_v, k_{vert}, propz$	$mD$	vertikalna propusnost
IRR	%	interna stopa povrata
$J(S_w)$	-	Leverettova funkcija
$k, prop$	$mD$	apsolutna propusnost
$k_{ef}$	$mD$	efektivna propusnost
$k_h, k_{hor}$	$mD$	horizontalna propusnosti
$k_r$	-	relativna propusnost
$k_{rg}$	-	relativna propusnost za plin
$k_{ro}$	-	relativna propusnost za kapljevitu ugljikovodičnu komponentu
$k_{rw}$	-	relativna propusnost za vodu
$k_{rwimb}$	-	relativna propusnost za vodu transformirana u sustav imbibicije
NPV	\$, kn	neto sadašnja vrijednost
NX	-	broj ćelija u smjeru x
NY	-	broj ćelija u smjeru y
NZ	-	broj ćelija u smjeru z
OB	$bar$	petrostatski tlak
$p$	$bar$	tlak
$P_c$	$bar$	kapilarni tlak
$P_{ct}$	$bar$	tlak prodora u pore
PI	-	odnos profita i ulaganja
$r$	$m$	radijus cjevčice
$R^2$	dio jed.	kvadrat greške
RE	%, dio jed.	relativna pogreška mjerenja
S	%, dio jed.	zasićenje fluidom
$S_{gi}$	%, dio jed.	početno zasićenje plinom
$S_{o(i)}$	%, dio jed.	(početno) zasićenje kapljevitom ugljikovodičnom fazom u ležištu
$S_w$	%, dio jed.	zasićenje vodom
$S_{wirr}$	%, dio jed.	ireducibilno zasićenje vodom
$V_{lež}$	$m^3$	volumen ležišta
$V_p$	$m^3$	volumen plina
Z	-	faktor odstupanja realnog plina od idealnog
$\alpha$	rad	kontaktni kut (močenja)
$\phi, poro$	%, dio jed.	poroznost stijene

simbol (oznaka)	jedinica	značenje
$\mu_g$	mPa x s	viskoznost plina
$\rho_c$	kg/m <sup>3</sup>	gustoća kondenzata
$\rho_g$	kg/m <sup>3</sup>	gustoća nemočive faze (plin)
$\rho_w$	kg/m <sup>3</sup>	gustoća močive faze (vode)
$\sigma$	Nm	međupovršinska napetost

# 1 UVOD

Predviđanje dinamike proizvodnje ugljikovodika, odnosno rezervi, koliko je važno za procjenu vrijednosti naftno-plinske kompanije, toliko je i složeno, budući da ovisi o velikom broju ulaznih podataka, od kojih je većina interpretirana, što znači da se u simulacijske modele uvodi i doza subjektivnosti. Iako se pojednostavljenjem modela problem prognoze pridobivanja može riješiti analitički, analitički je ležište najčešće opisano kao homogena sredina poznatih dimenzija, ali uz zanemarenu geometriju. S druge strane, numerički modeli ležišta mogu biti definirani kao tzv. blok modeli, segmentirani ili kao heterogeni modeli s velikim brojem simulacijskih ćelija. Povećanjem složenosti modela se povećava i broj parametara koji mogu bitno utjecati na konačni ishod simulacijskih rezultata. Nesigurnost podataka iz različitih ispitivanja, bilo seizmičkih, karotažnih, laboratorijskih ili mjerenja protoka i porasta tlaka umnožavaju nesigurnost simulacijskog modela te se u tom kontekstu ne može pričati o točnosti, već samo o većem ili manjem stupnju preciznosti. Broj simulacijskih ćelija u jednu ruku se odabire i temeljem dostupnog broja podataka, i dok manji broj ćelija znači kraće trajanje numeričke simulacije, može ujedno značiti i manju preciznost. Međutim, ukoliko se model podijeli na jako velik broj ćelija, a dostupni podaci su „grublji“, simulacijske greške se umnožavaju. Stoga ima smisla utvrditi odnos troškova duljeg prikupljanja podataka, troškova potrebnih dodatnih ispitivanja u laboratoriju i na terenu te smanjenja razlike u trošku procijenjenom iz simulacijske analize i stvarnog pridobivanja. Postavljene su dvije hipoteze istraživanja:

(1) moguće je analizom statističke raspodjele ulaznih i izlaznih parametara kvantificirati odstupanja rezultata numeričke simulacije od stvarnih podataka prikupljenih tijekom pridobivanja i

(2) povećanje ulaganja u detaljnija ispitivanja svojstava ležišta i fluida može se statistički opravdati dokazom veće preciznosti simulacije pridobivanja.

Svrha ovog istraživanja je ustanoviti isplativost ulaganja u povećanje preciznosti ulaznih parametara u smislu povećanja preciznosti prognoze pridobivanja, što je izraženo kroz tri cilja istraživanja:

(1) izdvojiti ulazne i izlazne numeričko-simulacijske parametre  $i$ , na temelju utjecaja ulaznih parametara na promjenu izlaznih, predložiti hijerarhijsku povezanost skupina izdvojenih parametara,

(2) ustanoviti odnos stupnja homogenosti simulacijskog modela i kvalitete procjene promjene odabranih ležišnih parametara u vremenu te

(3) izdvojiti troškove mjerenja pojedinih ulaznih parametara te analizom ekonomskih pokazatelja rezultata simulacijskih slučajeva različite kvalitete predložiti postupak odlučivanja za dodatna ulaganja u istražno/proizvodnom procesu i smanjenje rizika rezultata simulacijskog modela.

Dosadašnja istraživanja, ako su i obuhvaćala nesigurnosti ulaznih parametara, nisu u obzir uzimala univerzalni ekonomski aspekt povećanja preciznosti numeričkih simulacija. Metode korištene u ovom istraživanju za postizanje navedenih ciljeva su:

(1) hijerarhijsko strukturiranje i klasifikacija ulaznih parametara temeljem određenog utjecaja na „kontrolne“ varijable,

(2) analize statističkih raspodjela ulaznih podataka, međurezultata i simulacijskih rezultata od interesa te određivanje parametara raspodjele,

(3) numerička simulacija termodinamičkih i faznih svojstava fluida,

(4) komponentna numerička simulacija protjecanja fluida u pornom prostoru ležišta,

(5) linearna regresija i korelacije svojstava, određivanje težinskih faktora uz korištenje računalne neuronske mreže i neizravne logike,

(6) analize različitih slučajeva dinamike pridobivanja analitičkim i stohastičkim metodama uz primjenu uspostavljenih odnosa cijena prikupljanja (mjerenja) novih tj. poboljšavanja (dodatnih mjerenja i interpretacija) pojedinih setova podataka, te

(7) izrada stabla odlučivanja o dodatnim ulaganjima prilikom izrade simulacijskog modela. Nabrojane postojeće metode temelj su za metodu procjene vrijednosti informacije razvijenu kao rezultat ovog istraživanja.

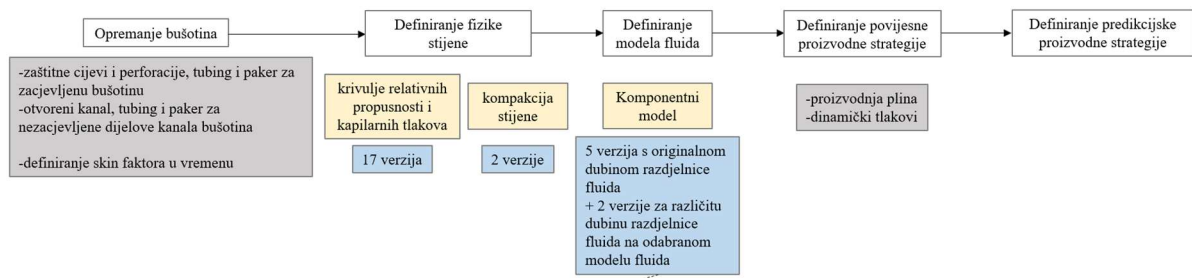
U nastavku Uvoda je opisan postupak istraživanja, zatim je dan detaljniji pregled dosadašnjih istraživanja koji obuhvaća preporuke iz literature za ispitivanje nesigurnosti u ležišnoj simulaciji, kao i preporuke za raspodjele pojedinih ulaznih parametara za ležišnu simulaciju te najčešće izvore pogrešaka u analizi nesigurnosti. U poglavlju Teorijsko razmatranje su opisani temelji ovog istraživanja, odnosno, razloženi su pojedini parametri koji ulaze u ležišnu simulaciju, kao i osnovne metode određivanja težinskih faktora pojedinog utjecaja, prikazani su osnovni ekonomski pokazatelji karakteristični za procjenu isplativosti

projekata u naftno-plinskoj industriji te je opisan korišteni pristup za procjenu troška povećanja preciznosti modela. U poglavlju Pretpostavke i postupak izrade dinamičkog ležišnog modela su opisani konkretni pojedini parametri korišteni u ovom istraživanju te korištene metode procjene utjecaja parametara i troška povećanja pouzdanosti parametara. U poglavlju Metode poklapanja historijata proizvodnje i priprema podataka za procjene rizika ulaganja u buduću razradu ležišta su prikazani rezultati, odnosno greške pojedinih modela u odnosu na mjerene podatke, gdje je naglasak stavljen na dinamičke tlakove u bušotinama. Na temelju tih rezultata je prikazan utjecaj pojedinih promatranih ulaznih parametara na ishod simulacije i procijenjen je trošak prikupljanja informacije o svakom parametru. Napravljen je set scenarija buduće dinamike pridobivanja kako bi se ustanovio raspon mogućih ishoda te su svi navedeni rezultati korišteni za ekonomske procjene, tj. procjenu troška, odnosno rizik ulaganja u daljnju razradu ležišta.

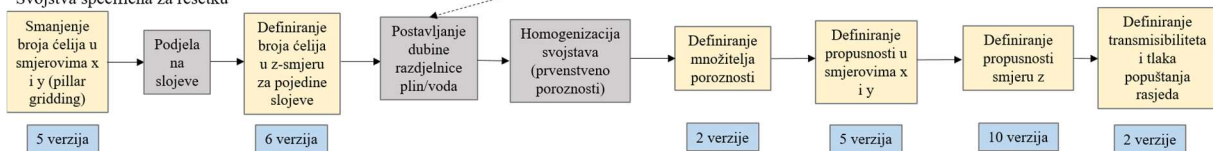
## 1.1 Postupak istraživanja

Istraživanje je temeljeno na stvarnom, relativno malenom plinsko-kondenzatnom ležištu za koje su pribavljeni podaci u suradnji s kompanijom INA d. d. i koje je u proizvodnji dvadesetak godina [1]. Osim utvrđivanja statističkih raspodjela dostupnih podataka o ležištu, čiji je broj relativno mali s obzirom na to da je ležište razrađeno s tek 3 bušotine u fazi preuzimanja podataka, a naknadno je još jedna bušotina ispitana i puštena u rad, postupak istraživanja se sastojao od postavljanja većeg broja simulacijskih slučajeva. Prethodno je ustanovljeno kako je postupak namještanja jednadžbe stanja za odabrano ležište veći poduhvat s obzirom na složenost fluida i nereprezentativnost uzorka, budući da se prilikom uzorkovanja nisu slijedile preporuke iz literature za ovakav tip fluida. Iako su napravljeni pokušaji podešavanja jednadžbe stanja na sva tri uzorka zasebno, ali i kombinacija u smislu uključivanja gradijenta sastava, rezultati nisu bili zadovoljavajući pa je u konačnici korišten točan sastav te su u softver uneseni eksperimenti, a zatim je jednadžba stanja, uvezena u komponentni simulator. Radni tijek izrade simulacijskog modela (Slika 1-1) sastoji se od postavljanja modela, njegove validacije i kreiranja predikcijskih scenarija.

Svojstva nevezana za model rešetke



Svojstva specifična za rešetku



Slika 1-1 Radni tijek izrade simulacijskog modela

## 1.2 Pregled dosadašnjih istraživanja

Nesigurnosti ostvarenja ishoda simulacija u ležišnom inženjerstvu uzrokovane su ne samo (ne)stručnošću i subjektivnim procjenama inženjera, već i nepouzdanošću i nereprezentativnošću dostupnih podataka o konkretnom ležištu, a dovode u konačnici do nepreciznih procjena vrijednosti naftne kompanije i time uzrokuju nepovjerenje u sustav procjene rezervi, koji može biti deterministički ili stohastički. Upravo zbog spomenutih nesigurnosti, barem u Republici Hrvatskoj se najčešće pribjegava intuitivnijem, determinističkom pristupu, ali ovakav pristup, gdje se cijeli ekonomski proračun temelji na jednoj broji za dokazane rezerve, može rezultirati velikim financijskim gubicima pošto se unaprijed ne računavaju rizici ostvarenja više različitih, a mogućih scenarija. Stoga je uputno u obzir uzeti raspodjelu vjerojatnosti pojedinih parametara koji ulaze u proračun rezervi za pojedino ležište, ali ono što je još važnije jest raspon vrijednosti koje ti parametri mogu poprimiti. Osnovni ulazni parametri potrebni za uspostavu geološkog („statičkog“), a zatim i numeričkog („dinamičkog“) modela mogu se prema izvoru podataka podijeliti na seizmičke i bušotinske (karotaža, laboratorij i hidrodinamička mjerenja - Tablica 1-1) podatke koji bi u pravilu trebali biti u korelaciji.

Tablica 1-1 Podaci o ležištu, petrofizikalni podaci i podaci o fluidu za ležišnu simulaciju

podatak	bušotinski podaci	statički / dinamički
poroznost	karotaža, laboratorij	statički
propusnost	laboratorij, hidrodinamička mjerenja	statički
(ireducibilno) zasićenje vodom	karotaža, laboratorij	statički
kapilarni tlak na kontaktu	-	statički
krivulja kapilarnog tlaka	laboratorij	dinamički
dubina razdjelnice fluida	karotaža, laboratorij, hidrodinamička mjerenja	statički
model fluida (tablice PVT svojstva ili jednadžba stanja i sastav)	laboratorij	dinamički
svojstva rasjeda	-	statički
relativne propusnosti	laboratorij	dinamički
stlačivost sustava	laboratorij	dinamički
promjena poroznosti i propusnosti uslijed promjene efektivnog tlaka	laboratorij	dinamički
proizvodnja u vremenu	-	dinamički
dinamički tlak u bušotini	hidrodinamička mjerenja	dinamički
početni ležišni tlak	hidrodinamička mjerenja	statički
trenutni ležišni tlak	hidrodinamička mjerenja	dinamički

### 1.2.1 Ispitivanje nesigurnosti prilikom postavljanja modela

Primjenom simulacije Monte Carlo na Muskatovu metodu izračuna konačnog iscrpka moguće je odrediti osjetljivosti rješenja (iscrpka) na nesigurnosti ulaznih parametara, što omogućava procjenu potrebe za ulaganjem u precizniju karakterizaciju nekog parametra ili upućuje na to kako je detaljnija karakterizacija nekog parametra na koji simulacija nije osjetljiva gubitak vremena i/ili novca [2]. Međutim, u spomenutom radnom toku nije uzeta u obzir osjetljivost rezultata na različite odnose tlaka, volumena i temperature, koji su posebno složeni u plinsko-kondenzatnim ležištima. Preporučeni postupak utvrđivanja budućeg ponašanja ležišta sastoji se od izrade početnog modela i usklađivanja modela s povijesnim proizvodnim podacima, nakon čega je model pogodan za prognozu pridobivanja. Ukoliko je promjenom stanovitih setova ulaznih parametara jednom postignuto zadovoljavajuće poklapanje s historijatom, moguće je njihovom malom promjenom dobiti također prihvatljivo poklapanje. To znači, ako se iste varijacije parametara primijene u simulaciji budućeg pridobivanja, dobiva se raspon mogućih proizvodnih profila, iz čega je moguće statistički izdvojiti konzervativne od optimističnih simulacijskih predikcija. Drugim riječima, ako su promjene dovoljno male, pomoću linearne analize se mogu odrediti intervali pouzdanosti budućeg pridobivanja [3]. Nesigurnosti geoloških parametara mogu se ispitati simulacijom



Monte Carlo [4], međutim potreban broj simulacija za precizniji rezultat ovisi o broju ulaznih parametara. Poklapanje s povijesnim podacima pod utjecajem je rešetke [5], no u navedenom istraživanju su za različite rešetke modela korištene različite korelacije za relativne propusnosti, a razmještaj i način kontrole bušotina su zadržani. U dinamičkim procjenama, značajnu ulogu imaju krivulje relativnih propusnosti pa je preporuka i njih podesiti pronalaženjem optimalnih parametara korištenih funkcija [6]. Metoda Monte Carlo primjenjiva je i za dobivanje kontinuirane raspodjele mogućih ishoda u smislu pridobivih rezervi, koje se jednostavno mogu svesti na dobit (ili gubitak), a konačna odluka se donosi temeljem očekivane vrijednosti dobiti [7]. U praksi, projekti s procjenom umjerene vjerojatnosti uspjeha (25 – 65%) mogu biti uspješni u 35 – 75% slučajeva, dok su visokorizični projekti s vjerojatnošću uspjeha 20% uspješni u tek 5% slučajeva [8]. Kasnije preporuke [9] uključuju definiranje nesigurnosti u statičkim podacima, nakon čega slijedi analiza osjetljivosti radi definiranja ključnih varijabli koje utječu na simulaciju te definiranja međuovisnosti tih varijabli, a zadnji korak je ekonomska analiza pojedinih razradnih scenarija. U radnom tijeku EVOLVE [10], nakon pregleda i odabira geoloških modela slijedi kalibracija mjerenih podataka na razini polja, a zatim se parametri namještaju na razini bušotine. Kad je model validiran na ovaj način, razvijaju se različiti scenariji, nakon čega se računa i neto sadašnja vrijednost korištenjem ekonomskih parametara kao što su cijena nafte te operativni i kapitalni troškovi.

Iako u ekstremnim slučajevima ograničenog poznavanja parametara ležišta može biti opravdano koristiti analitičke modele za dobivanje određenih parametara koji se zatim unose u simulacijske modele [11], većinom se nesigurnosti simulacijskih modela ipak određuju poznatim metodama, gdje se u obzir uzimaju vjerojatnosti pojave pojedine vrijednosti određene veličine. Procjene nesigurnosti ležišnih simulacija uglavnom se temelje na Bayesovom teoremu [12]–[14], dok se za procjenu intervala pouzdanosti može koristiti metoda Markovljevog lanca temeljenog na metodi Monte Carlo [15]. Često se za uzorkovanje pojedinih parametara koristi metoda latinske hiperkocke [16], [17], kao i metoda diskretizirane latinske hiperkocke [18], [19]. Identifikacija optimalnog broja reprezentativnih scenarija je jedan od ključnih elemenata u procesu odlučivanja [20], a čak je i za procjenu početnih količina ugljikovodika u ležištu pogodno smanjiti broj mogućih realizacija, a da se zadrži reprezentativnost scenarija, za što se može primijeniti metoda dizajna eksperimenta [21].

Tema odlučivanja o razradi polja aktualna je i posljednjih godina pa je tako razvijen set kriterija za procjenu proizvodnih strategija, pri čemu kriteriji odražavaju stav i ciljeve onoga tko donosi odluku [22], a definirana je i vrijednost informacije kao razlika očekivanih

monetarnih vrijednost projekta s informacijom i bez nje [23]. Ustanovljeno je kako nesigurnosti više utječu na ekonomske indikatore nego homogenizacija, odnosno smanjenje broja ćelija u modelu [24]. Uveden je pojam očekivana vrijednost fleksibilnosti, koja je korisna kad je pribavljanje informacije praktički nemoguće, očekivana vrijednost informacije je premalena ili je trošak njenog pribavljanja prevelik [25]. Preporučene smjernice za integraciju karakterizacije ležišta s ležišnom simulacijom uključuju geološko modeliranje, homogenizaciju, validaciju modela i modeliranje nesigurnosti da bi se u konačnici dobio raspon mogućih vrijednosti iscrpaka [26]. U posljednjim istraživanjima navodi se kako je potpuna optimizacija razrade ležišta uz nesigurnosti i dalje zahtjevno i neiscrpljeno područje istraživanja s obzirom na složenost podzemnih sustava [27]. Moguće je kroz 12 koraka i uz razmatranje očekivane vrijednosti informacije i očekivane vrijednosti fleksibilnosti iterativno sagledati sve nesigurnosti [28], ali je takav postupak dugotrajan. Ubrzanje analize nesigurnosti moglo bi se postići integracijom financijske analize u samu simulaciju, gdje bi se ekonomičnost procjenjivala u svakom vremenskom koraku [29], [30], međutim još uvijek ne postoji takav integrirani komercijalni softver. Razvidna je potreba za daljnjim ispitivanjima ekonomičnosti informacija u ležišnoj simulaciji, pri čemu u literaturi prvenstveno nedostaju jasne smjernice za kvantifikaciju vrijednosti jednog podatka.

### 1.2.2 Preporučene raspodjele ulaznih parametara za simulaciju

Osnovni ulazni parametri za procjenu geoloških količina ugljikovodika u ležištu, bez kojih se ne može procijeniti konačan iscrpak, su volumen nepropusnih proslojaka koji ne sudjeluju u proizvodnji, zatim poroznost te početno zasićenje ležišta vodom, koje ovisi o eksponentu zasićenja i eksponentu cementacije [31]. Raspodjele vjerojatnosti koje najbolje opisuju pojave glavnih elemenata za procjenu ukupnih količina ugljikovodika u ležištu u prirodi su normalna, log-normalna, rjeđe trokutna, a ponekad se mogu primijeniti Weibullova, gama, Beta ili distribucija ekstremne vrijednosti, što zapravo znači da je sam oblik odabrane raspodjele manje važan u odnosu na dodjelu realističnog raspona vrijednosti promatranog parametra koji se pojavljuje na konkretnom ležištu [32]. Kod parametara specifičnih za plinsko-kondenzatna ležišta (Tablica 1-2), postoje određene preporuke za omjer njihove minimalne i maksimalne vrijednosti [33].

Tablica 1-2 Preporučeni omjer minimalne i maksimalne vrijednosti parametra prema [33]

<b>parametar</b>	<b>preporučeni omjer minimalne i maksimalne vrijednosti parametra</b>
<b>omjer kondenzata i plina (CGR)</b>	1,5-50
<b>volumni faktor plina (<math>B_g</math>)</b>	1,1-1,5
<b>viskoznost plina (<math>\mu_g</math>)</b>	1,1-2,5
<b>gustoća kondenzata (<math>\rho_c</math>)</b>	1,03-1,1

Raspodjela vrijednosti parametara koji utječu na stvaranje kondenzata u pribušotinskoj zoni (ne-Darcyjev ili Forcheimerov koeficijent, koeficijent relativne propusnosti, relativna propusnost za plin, dimenzija ćelije, integrirani interval tlaka) može se opisati kao uniformna, dok se za parametre bitne za razradu ležišta, kao što su množitelj kritičnog zasićenja kondenzatom, sadržaj plus-frakcije ili tlak rosišta, koristi normalna raspodjela [34].

### 1.2.3 Pogreške u analizi nesigurnosti

Kako ležišni modeli sadrže podatke tek malog dijela ukupnog volumena ležišta, izrada modela koji se temelji na dostupnim podacima, a ima minimalnu pogrešku u simulacijskim rezultatima predstavlja izazov. Pogreške mogu biti slučajne pogreške mjerenja, pogreške u sistematizaciji, koje uključuju nereprezentativnost uzorka, pogreške homogenizacije (engl. *upscaling*) i pogreške modela. Pogreške u sistematizaciji ne mogu biti uračunate prije nego se detektiraju u idućem koraku analize. Laboratorijskim mjerenjem šupljikavosti, apsolutne propusnosti i kapilarnog tlaka ustanovilo se kako omjer standardne devijacije i očekivane vrijednosti, odnosno koeficijent varijacije, iznosi oko 5% [35].

Čak i da se napravi savršen i detaljan ležišni model, predviđanje pridobivanja ne bi bilo točno budući da simulator ne oponaša stvarnost u potpunosti. U ležišnom modelu se obično neke vrijednosti uzimaju konstantnim, kao na primjer geometrija ležišta, a nepouzdanost se određuje s obzirom na druge parametre, primjerice šupljikavost i propusnost. Ovaj problem bi se mogao riješiti tako da se razmatra nepouzdanost svih mogućih parametara, ali to najčešće nije praktično. Veličina greške modela ovisi o procesu određivanja i odabira parametara modela. Prilikom preklapanja modela, tj. simuliranih rezultata s poviješću pridobivanja (što uključuje brzinu pridobivanja plina, kondenzata i vode, te promjene tlakova u prostoru, tj. po bušotinama), prilagođavaju se ulazni parametri kako bi se minimizirala funkcija cilja, koja

može biti ponderirana suma kvadratnih odstupanja računatih i mjerenih količina pridobivanja. Funkcija cilja može uključivati i izraz koji sadrži informacije o geometrijskoj srednjoj vrijednosti, varijanci i kovarijanci parametara [3].

Glavne varijable sustava fluida uz koje se vežu nesigurnosti su originalne viskoznosti plina i kondenzata u ležištu, gustoća stabiliziranog kondenzata na površini, Z-faktor plina, tlak rosišta i potencijalni sadržaj C5+ komponente. Test pada tlaka uz konstantan volumen je koristan jer s visokom preciznošću oponaša izdvajanje kondenzata u zatvorenoj ležišnoj sredini. Sadržaj kondenzata i viskoznost mijenja se unutar 10%, dok se tlak rosišta, kao najmanje poznat parametar, može mijenjati unutar 20% [34].

Nesigurnosti u analizama sastava i volumetrijskim mjerenjima u PVT (engl. *PVT – pressure, volume, temperature*) laboratoriju su obično male u odnosu na nesigurnosti vezane za reprezentativnost PVT uzorka i s obzirom na promjene svojstava fluida u ležištu. Relativna nesigurnost u analizi sastava kapilarnom plinskom kromatografijom kreće se u rasponu od 1% za metan, etan ili propan pa do 10% za anorganske spojeve kao što su dušik i ugljikov dioksid, teže frakcije, odnosno C7 do C10+ za plinske, a C10+ za naftne uzorke te za čiste komponente u vrlo malim koncentracijama (<0,1%), uz uvjet da je osoba koja radi kromatografsku analizu iskusna i da su procedure za kalibraciju optimizirane. Nesigurnosti u sastavu ležišnog plina, osobito za suhe (engl. *lean*) plinske kondenzate, odgovara većim volumetrijskim nesigurnostima, reda veličine 5% do 15% za omjer kondenzata i plina te 1% do 4% za volumni faktor plina. Nesigurnosti ostalih laboratorijskih PVT mjerenja su 1-2 bar za tlak zasićenja, 1-10 bar za tlak rosišta, oko 3% za Z-faktor uzorka ležišnog plina, 2% za gustoću uzorka ležišne nafte, 0,05% za gustoću stabilizirane kapljevine pri atmosferskom tlaku te 2% za salinitet uzorka slojne vode. Viskoznost ležišnog plina se češće računa iz sastava ležišnog fluida nego što se mjeri. Greška proračuna je relativno mala i iznosi manje od 10 % za suhe plinske kondenzate pri nižim ležišnim tlakovima (<300 bar), dok neke druge metode izračuna mogu dati razlike i do 30% za vrlo vlažne plinske kondenzate pri visokim ležišnim tlakovima (>500 bar). Omjer kondenzata i plina za većinu ležišnih plinova ovisi o projektiranju plinske stanice za obradu plina. Prihvatljiva razina nesigurnosti je ona razina pri kojoj procjena troškova i koristi budućih aktivnosti kojima bi se smanjile nesigurnosti daje negativan rezultat. Detaljni rezultati sastava iz PVT analiza se često koriste zajedno s geokemijskim podacima kako bi se mapirale vjerojatne prepreke protoku u ležištu. Mjerenja omjera plina i nafte testnim separatorom i rezultati analize fluida iz spremnika također mogu doprinijeti mapiranju promjena PVT podataka u ležištu. Nesigurnosti u opisu postrojenja za obradu za plinsko-

kondenzatna polja mnogu značajno doprinijeti nesigurnostima u omjeru kondenzata i plina dok se ne odabere optimalan koncept obrade [33].

Temeljem dosad navedenog se može zaključiti kako velik utjecaj nesigurnosti na ishode simulacije i ekonomičnost projekta opravdava potrebu za preciznijim geološkim i dinamičkim modeliranjem ležišta, za što je nužno ustanoviti vrijednost pojedinog podatka.

## 2 TEORIJSKO RAZMATRANJE

Nepouzdanosti rezultata numeričkih simulacijskih modela izvor su pogrešaka u prognozama pridobivanja iako je možda postignuto poklapanje s historijatom (engl. *history matching*), što u konačnici rezultira percepcijom simulacija kao nepreciznih metoda u kojima se pogreška umnožava što se više i što više raznovrsnijih ulaznih podataka koristi. Međutim, uzrok tome treba tražiti u niskoj statističkoj pouzdanosti (nesigurnosti) pojedinih skupina ulaznih podataka. Neke od takvih nesigurnosti su preliminarno ispitane u sklopu procjena mogućnosti smanjenja emisija s baklji na naftnim poljima [36] pa je tako provjeren utjecaj propusnosti, modela fluida, početnog ležišnog tlaka, dimenzija modela (pa i vodonosnika) na oblik i položaj jedne od indikativnih krivulja za ponašanje naftnih ležišta (odnos normaliziranog tlaka i iscrpka,  $p/p_i$  vs.  $N_p/N$ ).

U sljedećoj analizi su temeljem devete komparativne SPE studije [37] varirani kapilarni tlak i krivulje relativnih propusnosti u nekoliko kombinacija kako bi se ustanovio utjecaj ovih parametara na ishod simulacija. Pri tome je nedovoljno u obzir uzet utjecaj ireducibilnog, tj. početnog zasićenja vodom i veličine prijelazne zone, koji daju bitno različite rezultate, prije svega rezervi, i različite mjerene rezultate s obzirom na različite uvjete u laboratoriju i ležištu.

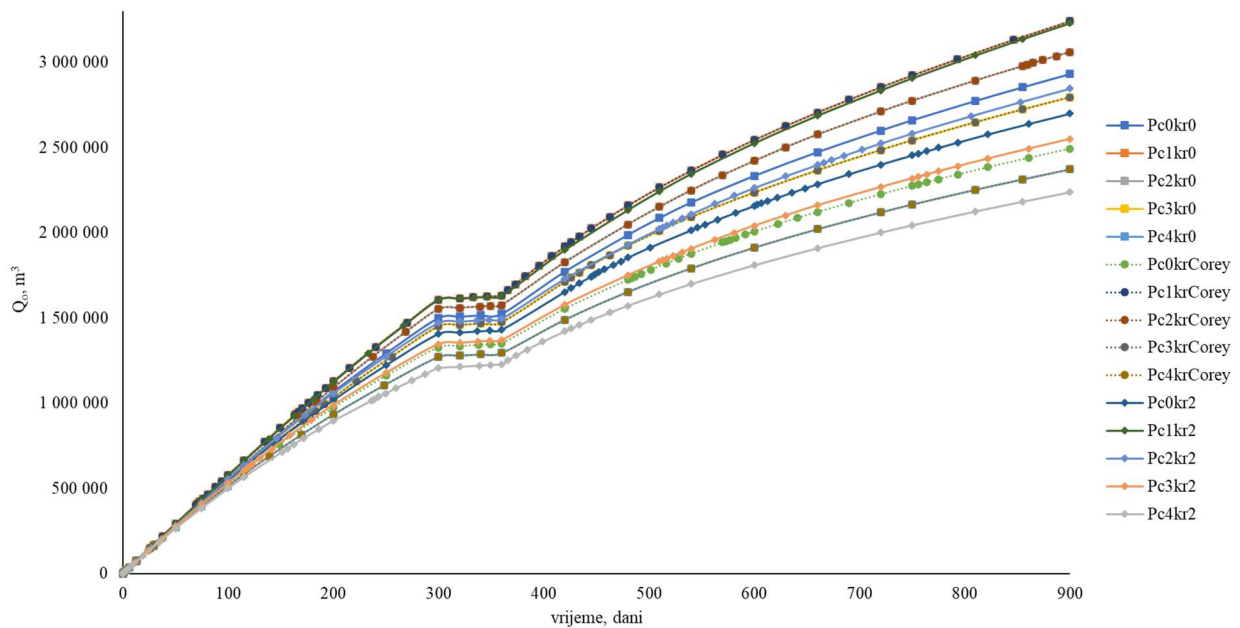
U laboratoriju su ti uvjeti izolirani i kontrolirani, ali je *prostorni mjerni obuhvat* mjerenim podacima više redova veličina manji, zbog čega je kritična statistička pouzdanost sadržana u heterogenosti ležišta. Karotažnim mjerenjem u bušotini postignuti prostorni mjerni obuhvat je veći (oko 1 m od kanala bušotine, duž cijelog mjerenog intervala u bušotini), ali preciznost znatno manja. Ovi odnosi mjernog obuhvata rezultiraju i različitim statističkim raspodjelama podataka, pri čemu, naravno, podatci mjereni na jezgri ili općenito u laboratoriju imaju veće varijacije od karotažnih [38].

Manja varijacija podataka pridobivenih na razini veće homogenosti, tj. manje rezolucije (smanjenje rezolucije i primjena precizno mjerenih podataka na jezgri ili mikroskopskom uzorku na razinu pribušotinske zone ili cijelog ležišta zove se homogenizacija, engl. *upscaling*) može biti dvoznačna kada se prostorno koreliraju podatci [39], pošto mjerenjem nije obuhvaćen jednaki broj podataka između pojedinih bušotina.

Najčešće se podatci koreliraju između točaka s poznatim podacima, tj. bušotina, međutim raspored bušotina nije uvijek uniforman i pravilan, iz razloga jer se ne buši kako bi se postigao reprezentativan statistički uzorak podataka, nego kako bi se postigao najveći mogući iscrpak.

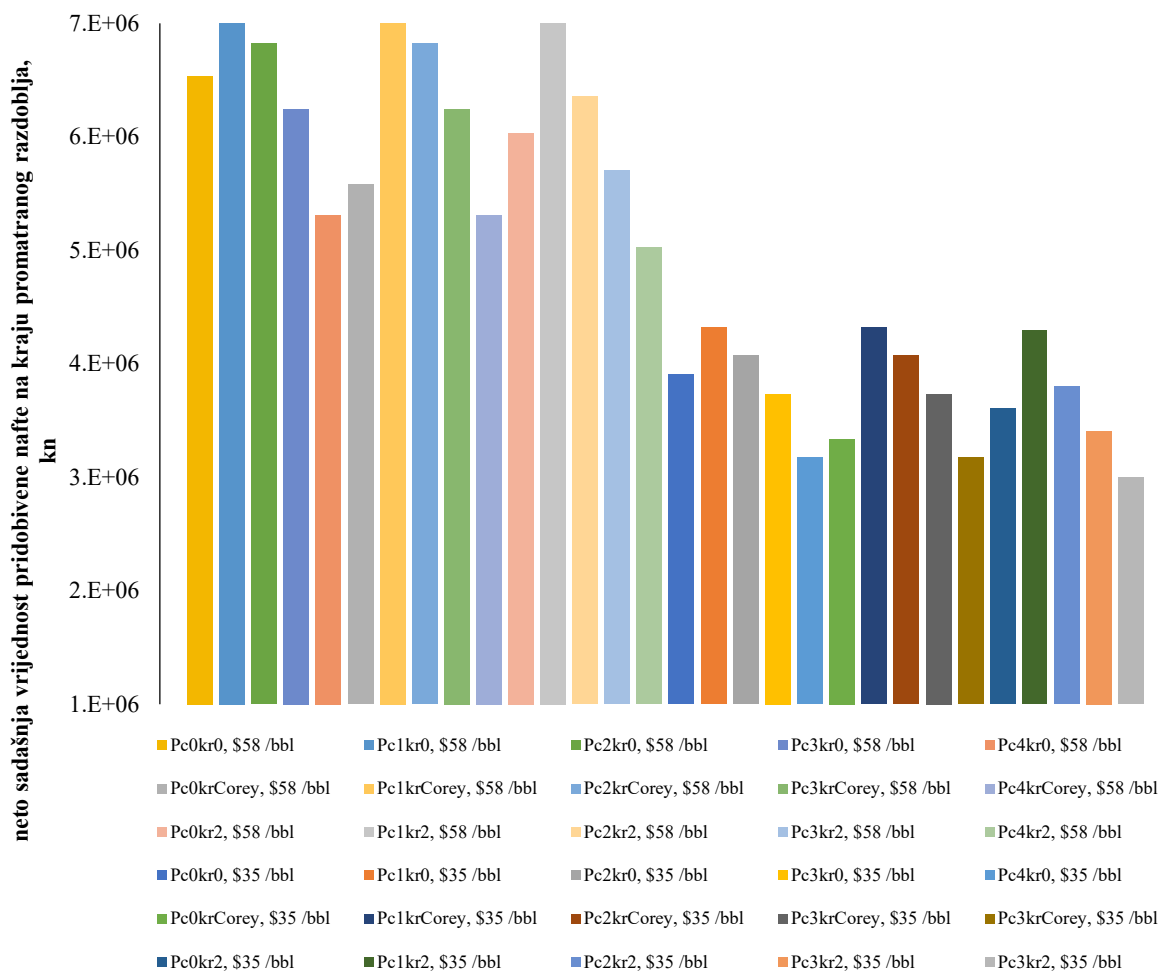
Ishodi simulacije, uključujući geološke količine nafte u ležištu, dnevnu proizvodnju nafte, udio vode u pridobivanju, omjer proizvedenog plina i nafte te kumulativno pridobivene količine nafte (Slika 2-1), vode i plina, su se pokazali osjetljivima na promjenu kapilarnog tlaka i relativnih propusnosti, a pokazalo se kako je ležišni tlak varijabla najmanje osjetljiva na te parametre.

U temeljnom slučaju su zadane mjerene vrijednosti kapilarnog tlaka ( $P_{c0}$ ) i relativnih propusnosti ( $kr_0$ ) iz laboratorija („sirovi“ podaci), a u narednim slučajevima je kapilarni tlak postavljen na 0 ( $P_{c1}$ ), zatim na 25% manju vrijednost nego u temeljnom slučaju ( $P_{c2}$ ), na 25% veću vrijednost nego u temeljnom slučaju ( $P_{c3}$ ) te je uzet kapilarni tlak duplo veći u usporedbi s temeljnim slučajem ( $P_{c4}$ ). Krivulje relativnih propusnosti su prilagođene pomoću Coreyjevih eksponenata u jednom slučaju ( $Kr_{Corey}$ ), a u drugom slučaju su uzeti tipični Coreyjevi eksponenti za naftu i vodu ( $kr_2$ ). Svi ostali parametri su kao u devetoj komparativnoj SPE studiji.



Slika 2-1 Kumulativno pridobivene količine nafte u ovisnosti o promjeni parametara krivulja relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka

Slučaj u kojem je kapilarni tlak postavljen na nulu uvijek precjenjuje ukupno pridobivene količine nafte, a time i neto sadašnju vrijednost (Slika 2-2) pa je to svakako varijabla na koju treba obratiti pažnju. Neto sadašnja vrijednost računata je uz pretpostavku dviju cijena nafte (\$58 i \$35 /bbl).



Slika 2-2 Neto sadašnja vrijednost pridobivene nafte na kraju promatranog razdoblja u ovisnosti o promjeni parametara krivulja relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka

Simulacijska analiza može se opisati kroz šest koraka [40]:

1. Definiranje varijabli. Definicija mjere promatrane vrijednosti, primjerice neto sadašnja vrijednost (engl. *Net Present Value - NPV*) i pridobive rezerve, i definicija varijabli koje utječu na mjeru vrijednosti, a to su najčešće efektivna debljina, šupljikavost, zasićenje vodom, iscrpci, broj bušotina koje će se izraditi, produktivnost bušotina ili polja općenito, troškovi bušenja, operativni troškovi, cijene nafte, plina i kondenzata, porezi, nameti i slično.
2. Definiranje modela analize. Definicija odnosa ili jednadžbi koje povezuju varijable. Kroz prva dva koraka se zapravo određuje što se želi analizirati, koji čimbenici utječu na to što se analizira i na koji način.



3. Podjela varijabli u dvije grupe. Prva grupa su varijable čije su vrijednosti točno poznate. Primjer varijabli iz prve grupe su neke ekonomske veličine poput cijene koncesije za eksploataciju. Vrijednosti većine varijabli u istraživačkoj fazi projekta nisu poznate u trenutku analize pa će te varijable biti svrstane u drugu grupu. U ranoj do srednjoj fazi razrade još uvijek ostaje velik broj nepoznatih vrijednosti varijabli pa će ih većina također biti svrstana u drugu grupu. Neke od nepoznanica mogu biti veličina strukture, količine pridobive nafte, plina i kondenzata, budući operativni troškovi i buduće prodajne cijene ugljikovodika. Ove varijable se razmatraju u obliku njihovih odgovarajućih raspodjela.
4. Definiranje raspodjela „nepoznatih“ varijabli. Ukoliko su neke varijable međusobno povezane, potrebno je definirati odnos međuovisnosti. Mogu se iskoristiti histogrami i raspodjele frekvencije za mjerene varijable.
5. Simulacija. Utvrđuje se međuovisnost dviju varijabli stavljanjem na dijagram uzajamne korelacije.
6. Izračun očekivane novčane vrijednosti ili pridobivih rezervi. Konačan rezultat je raspon vjerojatnosti vrijednosti mjere koja je odabrana kao varijabla koja će se promatrati.

## 2.1 Inicijalizacija modela i početne geološke količine fluida u ležištu

Statički (geološki) model ležišta/polja potrebno je djelomično izmijeniti, kako bi se dinamička simulacija ležišta poklopila s povijesnim proizvodnim podacima. Takav model se smatra pouzdanim jer je simulirao točne povijesne promjene tlakova i brzina pridobivanja pojedinih fluida te opravdano služi za predviđanje budućeg ponašanja ležišta, uz ispitivanje novih scenarija proizvodnje (npr. nove bušotine, ili uvjeti na postojećim bušotinama), što je zapravo konačna svrha svih modela.

Prvi izazov je uspostava realističnog geološkog modela s obzirom na količinu i kvalitetu dostupnih mjerenih podataka. Jedan od glavnih indikatora dobro postavljenog modela su početne geološke količine fluida u ležištu, koje bi se trebale barem redom veličine podudarati bilo da su izračunate volumetrijski pomoću uprosječenih parametara, volumetrijski u statičkom modelu temeljenom na parametrima koji mogu poprimiti različite vrijednosti prema različitim raspodjelama ili pak inicijalizacijom simulacijskog (dinamičkog) modela. Inicijalizacija podrazumijeva poveznicu statičkog (geološkog) i dinamičkog (ležišno-simulacijskog) modela, tj. definiranje početnih ležišnih uvjeta uravnoteženjem (engl. *equilibration*), odnosno definiranjem dubine kontakta, tlaka na referentnoj dubini te krivuljama kapilarnih tlakova i relativnih propusnosti ovisnima o sustavu fluida koje definiraju početna zasićenja, odnosno početne gradijente hidrostatskih tlakova svih definiranih faza u modelu [41], [42]. Prilikom inicijalizacije, mogu se koristiti različite tehnike definiranja početnih uvjeta – npr. koriste se podatci zasićenja (vodom) mjerenih karotažom [43], uključujući podatke o dubinama kontakta fluida (plin-voda, engl. *gas-water contact*, GWC) ili različito jednadžbom stanja modelirana svojstva fluida (ugljikovodika). Tako se može koristiti različito pojednostavljeno sastava [44] ili pseudoizacija [45], pri čemu u plinsko-kondenzatnim ležištima poseban problem predstavlja nakupljanje kondenzata u pribušotinskoj zoni [46].

Ključne nesigurnosti u statičkim podacima uključuju strukturalnu geometriju, transmisibilnost između struktura, propusnost ležišta u odabranim slojevima visoke i niske propusnosti te raspodjelu šupljikavosti. Dodatni inicijalizacijski problem kod plinsko-kondenzatnih ležišta može predstavljati pojava gradijenta sastava [47], [48]. Neki od ključnih parametara koji utječu na dinamičke procjene su zasićenje vodom, volumen i transmisibilnost vodonosnika, kritično zasićenje plinom na krivulji relativne propusnosti i krajnje točke krivulja za vodu i plin te razina slobodne vode. U ranoj fazi razrade ležišta, veću važnost imaju statička svojstva, koja onda zapravo utječu na odluke o razradi [49].

Volumetrijski, početne količine plina svedene na površinske uvjete mogu se izraziti formulom:

$$V_p = V_{le\dot{z}} \cdot \phi \cdot \frac{S_{gi}}{B_{gi}} \quad (2-1)$$

gdje je:

$V_p$  – volumen plina ( $m^3$ )

$V_{le\dot{z}}$  – volumen ležišta ( $m^3$ )

$\phi$  – poroznost stijene (dio jed.)

$S_{gi}$  – početno zasićenje plinom (dio jed.)

$B_{gi}$  – početni volumni faktor plina ( $m^3_{rc}/m^3_{sc}$ )

Ležištem se smatra dio stijene zasićen ugljikovodicima (plinom u ovom slučaju), dakle volumen ležišta definiran je dubinom razdjelnice plin/voda, te lateralnim granicama, koje mogu biti isklinjenja, odnosno gubiteci produktivnih svojstava sloja, ili rasjedi. Konture ležišta iscertavaju se temeljem korelacija bušotinskih podataka, a planimetriranjem karti izoliniija debljina utvrđuje se volumen ležišta [50].

U ovom analitičkom pristupu, uzima se srednja vrijednost poroznosti stijene, kao i srednja vrijednost zasićenja plinom, koja se dobije oduzimanjem zasićenja vodom od jedinice. Ove veličine najčešće se utvrđuju karotažnim ispitivanjima te ispitivanjima na jezgrama. Za simulacijsku inicijalizaciju početnih količina ovako osrednjene vrijednosti poroznosti i zasićenja nisu zadovoljavajuće, a za precizniji rezultat je potrebna i detaljnija definicija fluida.

S obzirom na to kako se u ispitivanom slučaju radi službeno o plinsko-kondenzatnom ležištu, ima smisla razmotriti i postupak za računanje dvofaznog Z-faktora, što omogućuje da se podaci iznad tlaka rosišta koriste za predviđanje ponašanja ležišta ispod tlaka rosišta. Izračunati prosječni ležišni tlak i ukupni skin faktor mogu se koristiti za predviđanje izdašnosti bušotine. Fazno ponašanje kondenzatnih sustava u blizini kanala bušotine slično je ponašanju ležišta s režimom otopljenog plina. Dvofazni faktor kompresibilnosti dobiven temeljem podataka iz testa ekspanzije pri konstantnom sastavu može se koristiti za predviđanje rezervi iz podataka mjerenih iznad ili ispod tlaka rosišta. Ako su Z-faktori dobro određeni, dijagram ovisnosti omjera tlaka i Z-faktora ( $\bar{p}/\bar{Z}(p)$ ) i pridobivenog plina ( $Gp$ ) dat će (u slučaju zanemarene stlačivosti formacije) savršeno ravnu liniju iznad i ispod tlaka zasićenja. Izdašnost bušotine se može procijeniti računanjem prosječnog ležišnog tlaka i ukupnog skin faktora, pri

čemu treba voditi računa o tome da se s vremenom ukupni skin faktor mijenja. Moguće je odrediti radijus dvofazne zone iz podataka testa porasta tlaka ukoliko je prosječni ležišni tlak iznad tlaka rosišta. Veličina dvofazne zone može se predvidjeti pomoću procjene ukupnog skin faktora, sastava plinovite faze, tlak rosišta te tlaka u bušotini pri zatvaranju bušotine. Zasićenje kapljevitom fazom u pribušotinskoj zoni raste kad je bušotina zatvorena. Promjene u sastavu u pribušotinskoj zoni mogu biti toliko značajne da se fluid u ležištu ponaša kao nafta [51].

### 2.1.1 Dimenzije i rezolucija modela

Diskretizacija prostora, odnosno rješavanje protočnih jednačbi po elementima prostora u tradicionalnim simulatorima, pa tako i u korištenom softveru, podrazumijeva primjenu metode konačnih volumena. Drugim riječima, osnovni element prostora je kontrolni volumen, tj. ćelija sa svojim dimenzijama, a rješenja se dobivaju uspostavljanjem ravnoteže temeljem zakona očuvanja mase [52].

Simulacijski model podrazumijeva numeričko rješavanje sustava parcijalnih diferencijalnih jednačbi, odnosno potreban je niz iteracija kako bi se našla rješenja složenog sustava, što je posljedica 1) heterogenosti ležišta, dakle promjenjive propusnosti i poroznosti, ali i nepravilne geometrije, 2) nelinearnosti krivulja relativnih propusnosti i kapilarnog tlaka te 3) nelinearnosti PVT svojstava fluida. Podjela prostora na određeni broj ćelija određenih dimenzija u rešetki (diskretizacija) ima velik utjecaj na konvergenciju tih jednačbi pa je i trajanje pojedinog simulacijskog slučaja uvjetovano time, ali i odabranim vremenskim korakom. Za bilo koji tip modela, računalni „trošak“ po vremenskom koraku je u najmanju ruku linearno proporcionalan ukupnom broju ćelija. Konačno, za pojedini model vrijedi da se taj trošak može približiti proporcionalnosti kvadratu ukupnog broja ćelija [53].

Među prvim odlukama koje se donose prilikom uspostave rešetke jest odabir između klasičnog, ortogonalnog modela ili ne-ortogonalne rešetke s nepravilnim rubovima modela. To najviše utječe na preciznost modeliranja rasjeda i metodu proračuna. Izradom rešetke pomoću kutne točke (engl. *corner-point gridding*) moguće je prilagoditi ortogonalni model kako bi se ležište geološki i geometrijski bolje opisalo, ali to povećava kompleksnost matematičkih proračuna [54]. Prilikom odabira rešetke, odnosno dimenzija modela, u obzir treba uzeti veličinu i geološke karakteristike ležišta, ali i dostupne podatke za opis ležišta, lokacije postojećih i novih bušotina, željenu numeričku preciznost te dostupne opcije i ograničenja korištenog softvera. Ukupan broj ćelija je u prošlosti zapravo bio najviše određen raspoloživom računalnom snagom i raspoloživim vremenom, dok je tip rešetke (bilo da je Kartezijev sustav

sa centralnom ćelijom ili cilindrični sustav) ovisio o softveru. U kasnijoj generaciji komercijalnih softvera dodane su opcije lokalnog povećanja rezolucije rešetke (engl. *local grid refinement*), upotrebe hibridne, zakrivljene, Voronoijeve PEBI (engl. *PErpendicular BIsector*; što predstavlja generalizaciju rešetke distribuirane temeljem točke) te dinamičke rešetke, a postalo je moguće i automatsko generiranje. Moderni komercijalni simulatori koriste metode elastične prilagodbe rešetke, metode konačnih elemenata s kontrolnim volumenima ili slobodni Langrangeov algoritam. U globalno ortogonalnim rešetkama, bilo da su distribuirane oko centralne ćelije ili točke, ćelije su poslagane u međusobno okomitim smjerovima koordinatnog sustava. Kad se u određenom dijelu ležišta, primjerice u pribušotinskoj zoni, žele simulirati značajno brže promjene tlaka i zasićenja kao i kad je potrebna veća „rezolucija“ simuliranih rezultata, pribjegava se lokalnom povećanju broja ćelija (tj. povećanoj rezoluciji rešetke), ali se javlja problem preciznosti proračuna protoka na prijelazu između dijelova rešetke različite diskretizacije. Ovaj fenomen može se ublažiti primjenom hibridnih rešetki (cilindrične i ostale zakrivljene), ali i dalje je pod utjecajem postavljenih pretpostavki. Hibridne rešetke pokazale su se korisnima za precizniji izračun proizvodnih omjera vode i nafte ili plina i nafte. Lokalno ortogonalne rešetke, reprezentirane iznimno fleksibilnom Voronoijevom, dobro opisuju koniranje u vertikalnim i horizontalnim bušotinama, pri čemu u homogenim ležištima najveći utjecaj na rezultate nema oblik ćelija, već njihov broj u dijelu s gušćom rešetkom. Voronoijeva rešetka je prikladna za izradu hibridnih i lokalno rafiniranih dijelova grida, budući da se Voronoijeva ćelija može opisati kao dio prostora koji je bliže svojoj ishodišnoj točki nego bilo kojoj drugoj točki rešetke pa je linija koja spaja ishodišne točke bilo kojih dviju susjednih ćelija okomita na granicu ćelija između te dvije točke i tom granicom je linija podijeljena na dva jednaka dijela.

Rešetka definirana polarnim koordinatama (u simulaciji ležišta ponekad se koristi takva rešetka sa središtem u bušotini, dok većina ležišta ostaje definirana u Kartezijevom sustavu) rezultira velikim pogreškama ako nisu u obzir uzete sve komponente gradijenta potencijala. Ortogonalne i gotovo ortogonalne zakrivljene rešetke korisne su za simulacije protoka kod primjerice zavodnjavanja, budući da se rešetka proračunava u svakom koraku iteracije rješavanjem jednadžbi potencijala protoka za međusobno okomite linije strujnica i linije jednakog potencijala. Preporuka je koristiti, u najmanju ruku lokalno, ortogonalne i, koliko je moguće, jednolike rešetke, a veliku razliku u veličini susjednih ćelija uputno je izbjegavati [55]. Nestrukturirane Voronoijeve rešetke postale su sve privlačnije s porastom procesorske snage.

Često je za potrebe ležišne simulacije potrebno homogenizirati originalni geološki model, odnosno osrednjavati svojstva ležišta na način da se zadrži reprezentativnost, ali smanji ukupan broj ćelija modela radi uštede vremena u dinamičkim procjenama. Jedna od metoda je rješavanje jednadžbi za tlak za rešetke niže rezolucije, a zatim interpolacija tlaka kroz finiju rešetku, što se pokazalo dobrom aproksimacijom za homogena ležišta, ali i za ležišta s izraženim razlikama u propusnosti log-normalne raspodjele, dok su rezultati za slučaj diskretizirane propusnosti po proslojcima nešto lošiji [56].

#### 2.1.1.1 Numeričko podešavanje u ležišnoj simulaciji

Kontroliranje granica numeričkih pogrešaka u ležišnoj simulaciji zahtijeva velik oprez i iznimno dobro poznavanje utjecaja heterogenosti i karakteristika ležišta na jednadžbe protoka. Ključno je postaviti konzistentan i pouzdan model, što podrazumijeva poštivanje geoloških opisa i prostornih korelacija ležišnih svojstava te konvergenciju nelinearnih parcijalnih diferencijalnih jednadžbi ka stvarnom rješenju uz zadane geološke parametre. Drugi važan aspekt ležišne simulacije je efikasnost modela, odnosno optimalno uloženi trud s obzirom na važnost cilja simulacije te dostupnog vremena i resursa, bilo ljudskih, bilo procesorskih. Okvirne smjernice za postavljanje tolerancija mogu se svesti na sljedeće [57]:

- Ukupna pogreška jednadžbe materijalnog uravnoteženja 0,5%;
- Broj odbačenih koraka vremena (engl. *time-step cut*, TSC) po koraku vremena bi trebao u rešetkama s kutnom točkom biti  $\leq 1\%$  za jednostavnije, pravilne rešetke te do 10% za složenije;
- Globalni prosječni broj Newtonskih ciklusa po koraku vremena bi trebao u rešetkama s kutnom točkom biti  $\leq 1,5$  za jednostavnije, pravilne rešetke te do 5 za složenije;
- Broj iteracija po globalnom prosječnom broju Newtonskih ciklusa bi trebao u rešetkama s kutnom točkom biti  $\leq 20$  za jednostavnije, pravilne rešetke te do 50 za složenije.

### 2.1.2 Poroznost

Poroznost, kao omjer volumena šupljina i ukupnog volumena stijene, funkcija je više parametara geološkog taložnog okoliša, kao što su način pakiranja i raspodjela veličina zrna, vrste intersticijalnog materijala te stupanj cementacije. Utjecaj ovih parametara može se procijeniti statističkim trendovima, ali u stijenama kao što su karbonatne, u kojima je prisutna i inducirana poroznost, konfiguracija pora je složenija pa je pouzdanost tih statističkih trendova smanjena. Temeljni materijal stijene, matriks, su obično fini kristalini. Matriks ima uniformno male pore, dok su sustavi većih šupljina u karbonatnim stijenama rezultat ispiranja, dolomitizacije ili pucanja primarnog stijenskog materijala [53], [58]. Kako se u laboratoriju poroznost obično mjeri na malim uzorcima uzetim iz velike jezgre, za karbonatne stijene izmjerena poroznost najčešće ne odražava utjecaj pukotina nastalih otapanjem stijene. Nadalje, poroznost sedimentnih stijena je funkcija kompakcije, a sile kompakcije su pak funkcija maksimalne dubine na kojoj se stijena nalazila [53]. Također, klasične metode saturacije kojima se laboratorijski utvrđuje poroznost, u karbonatima su nezadovoljavajuće, budući da se dreniraju veće pore [50] pa efekt manjih ne dolazi do izražaja.

Iako je potrebno razlikovati pojmove apsolutna i efektivna poroznost, gdje efektivna predstavlja samo onaj dio šupljina u stijeni koje su povezane, u praksi, poglavito u karbonatnim ležištima, razlika među njima je gotovo zanemariva [58].

Poroznost dobivena ispitivanjem jezgri, kao i poroznost dobivena interpretacijom karotažnih dijagrama slijedi log-normalnu raspodjelu, pri čemu su eksponent zasićenja i eksponent cementacije raspodijeljeni po normalnoj raspodjeli, što u konačnici rezultira normalnom raspodjelom geoloških količina ugljikovodika u ležištu, s blagom nagnutošću ka nižim vrijednostima [59].

Poroznost se također može procijeniti iz karotažnih mjerenja, prije svega iz električne karotaže uz poznati faktor formacije koji ovisi o otpornostima stijene i fluida, a potvrdu informacija iz električnih karotažnih mjerenja mogu dati mjerenja zvučne i neutronske karotaže te karotaže gustoće. Pri tome je usporedba zvučne karotaže s neutronske karotažom i karotažom gustoće iznimno korisna za utvrđivanje sekundarne poroznosti [53].

### 2.1.3 Kapilarni tlak na kontaktu

Kako kapilarni tlak predstavlja razliku tlakova između faza, teoretski je, pri zasićenju vodom 100%, kapilarni tlak jednak 0 bar. Iako se ponekad kontaktom može smatrati dubina ispod koje je udio vode u pridobivanju 100% [50], u simulatoru se kontaktom smatra razina slobodne vode, odnosno tlak na kontaktu se postavlja na 0 bar.

### 2.1.4 Ireducibilno zasićenje vodom

Tijekom akumulacije ugljikovodika u stijeni, plin i nafta najčešće ne mogu istisnuti vodeni film uz samu površinu zrna stijene te se ova intersticijalna voda u ležištima zasićenim ugljikovodicima naziva konatnom. Budući da je to voda koju je prirodnim procesima gotovo nemoguće zamijeniti ugljikovodicima, često je u upotrebi i naziv ireducibilno zasićenje, koje se može odrediti kao funkcija kapilarnog tlaka. Podatak o zasićenju jezgre konatnom vodom općenito ovisi o propusnosti te jezgre, ali i o prirodi intersticijalnog materijala [58].

Određivanje zasićenja vodom na jezgrama opterećeno je činjenicom da sami uzorak nije u originalnom stanju budući da već pri bušenju isplaka prodire u jezgru, istiskujući pritom dio originalnog fluida. Osim toga, uzorak je tijekom izvlačenja na površinu podložen sve nižem vanjskom tlaku, što uzrokuje ekspanziju prisutnih fluida, pri čemu plin istiskuje kapljevina pošto je znatno kompresibilniji od vode, ali i od nafte. Slično je i s krhotinama iz isplake, pa čak i jezgrama izvađenima pomoću alata na žici te bočno jezgrovanim uzorcima. Ukoliko se radi o isplaci na bazi vode, ustanovljeno je kako je konačno zasićenje vodom veće nego prije jezgrovanja. Kod isplaka na bazi ulja, gdje je isplačni filtrat nafta, dolazi do smanjenja početnog zasićenja originalnom naftom za otprilike 20% samo zamjenom isplakom, dok je promjena (smanjenje) zasićenja vodom uslijed smanjenja tlaka gotovo zanemariva, ali se zasićenje naftom može i upola smanjiti. Jedna od najčešće primjenjivanih metoda određivanja zasićenja jezgre fluidima je zagrijavanje (retorta), pri čemu kapljevina prvo isparava, a zatim kondenzira i kao takva skuplja. Ovim načinom isparava i inače kristalizirana voda u stijeni pa podatak o zasićenju vodom nije reprezentativan, ali dolazi i do krekiranja i kokiranja nafte pa se u konačnici može promijeniti originalna močivost uzorka stijene. Tom efektu se može doskočiti izradom kalibracijskih krivulja za različite gustoće nafte i vode. Drugi način određivanja zasićenja fluidima je ekstrakcija pomoću otapala popraćena destilacijom ili metodom centrifuge. U svakom slučaju je ključno dobro odrediti volumen pora, budući da se zasićenja fluidima izražavaju kao postotak pornih volumena. Tri osnovne metode određivanje zasićenja intersticijalnom vodom su određivanje na jezgrama gdje je korištena uljna isplaka, određivanje



iz podataka o kapilarnim tlakovima, te izračun temeljem analize elektrokarotažnih dijagrama. Na podacima s individualnih ležišta je ustanovljen približno linearan odnos između zasićenja intersticijalnom vodom i logaritma propusnosti [53].

Prisutnost ugljikovodika može se odrediti nuklearnom karotažom s obzirom na omjer atoma ugljika i kisika ukoliko u matriksu stijene ne postoji ugljik, a uz poznatu poroznost i salinitet vode, može se ustanoviti i iznos zasićenja ugljikovodicima [53].

Osim homogenizacijom finijeg modela zasićenja ležišta ireducibilnom vodom izrađenog temeljem logaritamske raspodjele, za što je nužno precizno odrediti veličinu prijelazne zone i potvrditi tu teoretsku raspodjelu bušotinskim podacima, modeliranje početnog zasićenja vodom može se postići određivanjem krivulja kapilarnih tlakova na reprezentativnim uzorcima stijena uz uvjet da je raspodjela tipova stijena također precizno određena. Stoga se ove dvije metode kombiniraju kako bi se generirale reprezentativne funkcije visine podizanja vode u ležištu za konkretan tip stijene [41].

### 2.1.5 Model fluida

S obzirom na složenost statičkog modela, odnosno detaljan geološko-stratigrafski opis ležišta, zatim složenost fluida, ali i promatranog problema, za očekivati je dugo trajanje jednog simulacijskog scenarija. Stoga je poželjno, nakon dokazivanja kako to neće utjecati na preciznost rezultata, pojednostaviti model fluida, što se postiže grupiranjem pojedinih komponenata prema određenim pravilima, a sve kako bi se smanjio ukupan broj komponenata radi smanjenja broja jednadžbi koje simulator mora riješiti u svakom koraku iteracije. Klasičan pristup podrazumijeva opis svih ugljikovodičnih komponenti do heksana (uključivo) pomoću diskretno određenih grupa jedinstvenog ugljičnog broja, dok se sve teže komponente svrstavaju u  $C_{7+}$  pseudofrakciju. Komponente se općenito mogu grupirati temeljem hlapivosti, jednakih masenih udjela, jednakih molnih udjela, ili minimizacijom razlike prividnog ravnotežnog omjera pseudokomponente i ravnotežnih omjera originalnih komponenti koje čine tu pseudokomponentu. Iznimno je važno koristiti binarne interakcijske parametre ukoliko je u ležišnom fluidu prisutna velika količina  $CO_2$ , budući da čak i za dobro definirane sintetičke modele fluida jednadžbe stanja precjenjuju tlak rosišta i za 20%, a za testove bubrenja u plinskim kondenzatima, nakon dodavanja plina, razlika u točki rosišta doseže i 30%. Jednadžbe stanja poglavito su nepouzdana za retrogradne plinsko kondenzatne sustave, a svaka koja donekle prihvatljivo predviđa ponašanje fluida preporuča se za korištenje, čak i bez namještanja, a „pretjerano“ namještanje se čak preporuča izbjegavati. Nadalje, u samoj

simulaciji je potrebno voditi brigu o tome da rezultati simulacije ovise ne samo o broju i veličini ćelije, već i o odabranom koraku vremena [60].

Izvezeni parametri jednadžbe stanja se učitavaju u komponentni simulator, a zatim je moguće proračune izvoditi potpuno implicitnim načinom ili kombinacijom u kojoj se tlak računa implicitno, a zasićenja fluidima eksplicitno (engl. *IMPES - IMplicit Pressure, EXplicit Saturation*). Za svaku ćeliju se u svakom koraku računa tlak pojedine faze, zasićenje istom, kao i njen udio u plinskoj i kapljevitoj fazi temeljem zakona očuvanja mase pojedine komponente i jednadžbi za faznu ravnotežu [61].

Tijekom povijesti pridobivanja i ranog perioda dostizanja platoa, dok je pridobivanje iznad tlaka rosišta i sve realizacije daju potreban plato pridobivanje, apsolutna i relativna propusnost imaju najveći utjecaj na pridobivanje plina. S vremenom se smanjuje utjecaj relativnih propusnosti i omjer kondenzata i plina postaje najvažnija varijabla nesigurnosti. To je vrijeme kad je u ležištu tlak ispod tlaka rosišta, kapljevina se izdvaja kao funkcija omjera kondenzata i plina i smanjuje se produktivnost bušotine, što u nekim slučajevima uzrokuje pad platoa. Do tog trenutka, otprilike 20 godina, Forcheimerov koeficijent je također dominantan, ali s vremenom drugi utjecaji prevladavaju i nestaje utjecaj ovog koeficijenta. Pokazalo se kako varijable bitne za smanjenje brzine uglavnom ne utječu na kumulativnu proizvodnju plina. To može značiti da su rasponi nesigurnosti za ove varijable preuski i potrebno je proširiti raspodjelu ili ovaj učinak nije značajan za pridobivanje plina i može ga se zanemariti u budućnosti. Na proizvodnju kondenzata značajno utječu parametri jednadžbe stanja, a najvažniji čimbenici su omjer kondenzata i plina i tlak rosišta te propusnost. Kad se postigne tlak znatno ispod tlaka rosišta, utjecaj omjera kondenzata i plina nestaje i povećavaju se utjecaji relativne propusnosti i učinaka turbulencije. Procijenjeni raspon nesigurnosti vezan za model fluida je do 60% ukupnog prostora nesigurnosti u ležištu. Varijable koje utječu na promjenu relativnih propusnosti pri velikim brzinama protjecanja nemaju značajan utjecaj na produktivnost bušotine, što se posebno odnosi na pukotine stvorene hidrauličkim frakturiranjem [34].

Numerički modeli korišteni u praktične svrhe mogu imati red do dva veličine manje ćelija u odnosu na teoretski, geološki model, pri čemu je osnovni kriterij homogenizacije vrijeme simulacije, budući da je ponekad nužno detaljnije karakterizirati fluid. U komponentnoj simulaciji, za razliku od simulacije uz primjenu PVT tablica za opis ponašanja fluida tijekom proizvodnje, javljaju se ne-linearnosti u jednadžbama protoka zbog prijelaza pojedinih komponenata iz jedne faze u drugu [62].

Karakterizacija plinsko-kondenzatnog sustava obično uključuje rekombinaciju separatorskog plina i kapljevine te primjenu proširene analize (30+), zatim namještanje jednadžbe stanja pomoću laboratorijskih podataka o testovima ekspanzije uz konstantan sastav (engl. *CCE – Constant Composition Expansion*), diferencijalnog otplinjavanja uz konstantan volumen (engl. *CVD – Constant Volume Depletion*), podatka o tlaku zasićenja i separatorskom omjeru plina i kondenzata, te konačno grupiranje određenih komponenata. Utjecaj PVT svojstava fluida na proizvodnu strategiju je značajan, a o strategiji pak ovisi isplativost cijelog projekta. Ponekad je dovoljno koristiti ravnotežne omjere (engl. *K-values*) umjesto jednadžbe stanja, ali takav pristup zahtijeva iznimnu dozu opreza, ali prije svega iskustva [63].

Dio nesigurnosti laboratorijskih mjerenja pripisuje se veličini PVT ćelija [64], ali kod plinsko-kondenzatnih ležišta, način uzorkovanja igra veliku ulogu jer je preporuka uzorkovanje posebno plinske, a posebno kapljevite faze, i to postavljanjem cjevčice malog promjera ispod površinskih spojeva prema separatoru, na sredini glavne protočne linije, pri čemu bi brzina protoka trebala biti jednaka brzini protoka u glavnoj cijevi, a količina uklonjenog fluida u cjevčici ne bi trebala biti veća od količine fluida koji protječe preko usporedive površine unutar glavnog toka [50].

U teoriji, pretjerano dijeljenje  $C_{7+}$  frakcije u većini slučajeva nije potrebno te se pokazalo kako grupiranje komponenata, čak i „nižih“ ugljikovodika, može dati zadovoljavajuće rezultate s obzirom na odstupanje rezultata u odnosu na složeniji model fluida [45], [65], [66], [67].

Prilikom razrade plinsko kondenzatnih polja, nekoliko je bitnih zahtjeva koji moraju biti ispunjeni. Tijekom početnog testiranja ležišta, nužno je točno odrediti vrijednosti omjera plina i kondenzata. Ponašanje bušotina s obzirom na omjer plina i kondenzata mora biti dobro poznato kako bi rana preklapanja s povijesti pridobivanja bila što preciznija. Dugoročno gledano, ponašanje ležišta i iscrpci kapljevite faze očekivani u bilo kojem procesu utiskivanja plina moraju biti realistični. Moguće je naglasak staviti na maksimalnu ranu proizvodnju kondenzata i/ili na optimalno pridobivanje plina s kondenzatom kao nusproduktom, a to će ovisiti o sadržaju kondenzata, okolini polja te tehnološkim i komercijalnim čimbenicima. Dva su osnovna problema s kojima se suočavaju inženjeri prilikom razrade plinsko-kondenzatnog polja. Prvi se odnosi na značajan pad pridobivanja plina iz plinskih bušotina kad tlak u ležištu padne ispod tlaka rosišta zbog prisutnosti kondenzata. Drugi problem je gubitak stvorenog kondenzata duž ležišta pri kraju radnog vijeka ležišta. Prikladna karakterizacija relativnih propusnosti plina i kondenzata predstavlja izazov jer se ravnoteža između kapilarnih, viskoznih

i gravitacijskih sila koje utječu na krivlje relativnih propusnosti značajno mijenja u plinsko-kondenzatnom ležištu [68].

### 2.1.6 Dubina razdjelnice fluida

Dubina razdjelnice fluida još je jedno heterogeno svojstvo ležišta. U stabiliziranom sustavu, kao što su ležišta ugljikovodika prije eksploatacije, gravitacijski se izdvajaju voda, ugljikovodična kapljevina i plinska faza. Unutar zone zasićene ugljikovodicima, osobito u plinsko-kondenzatnim ležištima, često se može uočiti različite sastave ugljikovodika, ovisno na kojoj bušotini (tj. gdje u x-y prostoru) i na kojoj dubini (z) se uzimao uzorak. Ovakvu pojavu pokušava se opisati tzv. gradijentom sastava (engl. *compositional grading*, [47], [48], [69]). Suprotstavljeno gravitacijskim silama koje bi uniformno razdvojile pojedine faze djeluju kapilarne sile. Kapilarne sile podižu močiv fluid (stijene imaju veću močivost za slojnu vodu nego za plin), a visine dizanja heterogeno variraju ovisno o kemizmu stijene, rasporedu veličine te obliku pora [70].

Univerzalna dubina razdjelnice fluida oko bušotina određuje se i potvrđuje karotažnim mjerenjima i ispitivanjem pojedinih intervala u bušotini. Pravilnom interpretacijom krivulje kapilarnog tlaka je također moguće doći do spoznaje o debljini prijelazne zone fluida, budući da se krivulja kapilarnog tlaka može povezati s visinom podizanja vode u ležištu, a zatim se isti podatci mogu povezivati (najčešće primjenom pravila o materijalnom balansu) s dubinama kontakta voda-plin [71], [72].

Određivanje zasićenja fluidom pomoću karotaže u karbonatima razlikuje se od onog u pješčenjacima utoliko što karbonati, kao uostalom i ugljikovodici, imaju visoku električnu otpornost pa pri interpretaciji zona zasićenih vodom u ugljikovodicima treba voditi računa o tome [58]. Pomoću gradijenta otpornosti, posebno izraženog u tvrdim stijenama poput karbonata, gdje je propusnost općenito niska, moguće je ustanoviti razinu 100%-tnog zasićenja vodom te okonturiti intervale zasićene ugljikovodicima. Osim toga, zvučnom karotažom moguće je odrediti razdjelnice između nafte i vode te plina i nafte (plinska kapa), granicu zalijeganja ugljikovodika, ali i geologiju, što se može iskoristiti za bolju interpretaciju seizmičkih mjerenja [53].

## 2.2 Definiranje osnovnih pojmova i veličina koji se koriste u ležišnoj simulaciji

Dok su metode analogije, primjene krivulja pada pridobivanja, poklapanja s tipskim krivuljama te analitičke metode uz jednadžbe materijalnog uravnoteženja korisne za generalne procjene količina u podzemlju te dinamičke prognoze (iscrpak u vremenu), numerički modeli, unatoč ili baš zbog osjetljivosti na bitne veličine korištene za takve procjene, predstavljaju alat za stohastički pristup kojim se preciznije može modelirati ponašanje pojedinih bušotina, budući da ležište predstavlja heterogen sustav u kojem je protjecanje fluida složen proces.

### 2.2.1 Svojstva rasjeda

Dva osnovna parametra kojima se rasjedi karakteriziraju su množitelj transmisibilnosti i tlak popuštanja rasjeda. Množitelj transmisibilnosti označava stupanj „protočnosti“ između ćelija oko rasjeda. Vrijednost medijana množitelja transmisibilnosti se pretpostavlja empirijski, temeljem petrofizikalnih i geometrijskih detalja modela ležišta [73]. U ležištima s prirodno prisutnim frakturama se tijekom proizvodnje događaju vremenske i prostorne promjene ležišnog tlaka, zasićenja, pa i temperature, što može dovesti do poremećaja u ravnoteži naprezanja [74]. Tlak popuštanja rasjeda važan je za procjenu migracije ugljikovodika [75], odražava razliku tlaku oko rasjeda pri kojoj fluid počinje protjecati kroz rasjed, a ovisi o sadržaju gline [76].

### 2.2.2 Propusnost

Iako se u literaturi mogu naći teorije o log-normalnoj raspodjeli propusnosti u ležištu [77], [78], to nije nužno pravilo, ali se može naći tip raspodjele pomoću eksponencijalne transformacije [79]. Ukoliko se ipak ustanovi log-normalna raspodjela propusnosti, preporuka je [50] da se logaritam propusnosti crta kao funkcija kumulativne postotne frekvencije.

Opet, nije dokazana ni ovisnost propusnosti o poroznosti, iako su brojni autori [79]–[83] skloni dovođenju poroznosti i propusnosti u korelaciju, pri čemu se najčešće može susresti  $\log k$ - $\phi$  dijagram.

S druge strane, neki autori [84]–[86] koriste podatke iz hidrodinamičkih mjerenja kao uporište za određenu raspodjelu (apsolutne) propusnosti u ležištu, međutim, po definiciji se iz hidrodinamičkih mjerenja najčešće dobiva efektivna propusnost, koja je uvelike ovisna o viskoznosti fluida u ležištu zadanoj prilikom interpretacije takvih mjerenja. Pri procjeni

propusnosti za konkretno ležište, potrebno je u obzir uzeti mjerenja na jezgrama pod uvjetom da su reprezentativna, ali i rezultate hidrodinamičkih mjerenja kako bi se bolje ustanovili parametri korištene raspodjele propusnosti. Svakako treba izbjegavati korištenje jedne, uprosječene vrijednosti propusnosti za cijelo ležište.

#### 2.2.2.1 Heterogenost ležišta

Heterogenost ležišta najbolje se i najčešće definira Dykstra-Parsonsovim koeficijentom varijacije propusnosti [87]. Drugi način jest postavljanje prosječne horizontalne i vertikalne propusnosti u omjer, pri čemu se za vertikalne propusnosti preporuča harmonijsko osrednjavanje, ali uz izbacivanje vrijednosti propusnost nula ili blizu nule [88]. Najvjerojatnije ponašanje heterogenih sustava približava se ponašanju homogenih sustava s propusnošću jednakom geometrijskom prosjeku pojedinih propusnosti [89].

#### 2.2.3 Stlačivost sustava

Pokazalo se kako je kompresibilnost pora funkcija tlaka, ali ne i poroznosti [53].

Kompresibilnost stijene najveću ulogu ima u podzasićenim volumetrijskim naftnim ležištima nepoznatih granica te studijama ponašanja ležišta s prirodnim utokom vode. U obzir se uzima ekspanzija zrna stijene prilikom pada tlaka fluida kojim je to zrno okruženo te s druge strane dodatna kompakcija jer preostali fluid ne može održavati dovoljan protutlak nadležnim naslagama. Oba ova utjecaja smanjuju poroznost, a istovremeno se pokazalo kako promjena temperature u rasponu od 32 do 63 °C nema utjecaj na kompresibilnost stijene [90]. Porni tlak i deformacija stijene imaju uzajaman utjecaj te utječu na promjenu propusnosti i kompresibilnosti sustava te se ne preporuča promatrati ih odvojeno [91].

U slučaju velike anizotropnosti ležišta, promjena smjera protoka fluida također ne smije biti zanemarena pri procjeni deformacije stijene, poglavito u frakturiranim ležištima u koja se k tome utiskuje voda zbog pothlađivanja. Međutim, stupanj utjecaja kompresibilnosti same stijene na stlačivost cijelog sustava ovisi o kompresibilnosti fluida pa će tako kod kompresibilnijih fluida poput plina, utjecaj kompresibilnosti stijene biti zanemariv naspram utjecaja kompresibilnosti fluida [92]. Ležišta velikog lateralnog rasprostiranja u usporedbi s vertikalnom debljinom najčešće se mogu podvrgnuti uniaksijalnom opterećenju kako bi se ustanovila kompresibilnost ležišta, odnosno promjena pornog volumena po jedinici pornog volumena uslijed jedinične promjene ležišnog tlaka. Odstupanje od vertikalne deformacije je najbrže ukoliko je ležište krtije u odnosu na okolne neproizvodne naslage [93].

## 2.2.4 Specijalne analize jezgri - način primjene kapilarnih fenomena i principa relativnih propusnosti

Specijalne analize jezgri obuhvaćaju izradu krivulja kapilarnog tlaka i relativnih propusnosti te mjerenja promjene poroznosti i propusnosti uslijed promjene efektivnog tlaka. Relativne propusnosti i kapilarni tlakovi ključni su parametri za određivanje zaliha ugljikovodika u nultom koraku simulacije (inicijalizacija) te za određivanje efektivne propusnosti za svaki pojedini fluid pri svakom novom zasićenju tijekom proizvodnje.

### 2.2.4.1 Krivulja kapilarnog tlaka

Najčešće se mjerenja kapilarnog tlaka na valjčićima uzetim iz jezgre obavljaju metodom desaturacije kroz poroznu membranu, utiskivanjem žive, centrifugom, metodom dinamičkog kapilarnog tlaka ili metodom isparavanja. Konačno, indikacija da su podaci o kapilarnom tlaku dobri je slaganje mjerenih podataka s  $J(S_w)$  funkcijom ili već spomenuti linearni odnos zasićenja vodom s logaritmom propusnosti [53]. Dinamički kapilarni tlakovi određuju se modificiranom Hassler metodom mjerenja relativnih propusnosti, gdje se uspostavlja simultani protok dviju faza i ravnoteža tako da se njihova zasićenja ne mijenjaju [94]. Zapunjavanje pora fluidom prvenstveno ovisi o dinamici imbibicije i omjeru viskoznosti [95]. Moguće je eksperimentalno odrediti konstantan faktor koji određuje brzinu imbibicije, što se zatim može koristiti za bolju procjenu kapilarnih tlakova [96]. Novije metode utvrđivanja kapilarnih tlakova uključuju analizu digitalnih jezgri [97].

Najjednostavnije tumačenje odnosa početnih (inicijaliziranih, u nultom koraku simulacije) rezervi i krivulje kapilarnog tlaka je uz pretpostavku raspodjele volumena pornog prostora modelom cjevčica (engl. *bundle of tubes*). Uz tu pretpostavku vrijedi Laplaceova jednadžba kapilarnog dizanja:

$$P_c = 2 \cdot \sigma \cdot \frac{\cos(\alpha)}{r} = (\rho_w - \rho_g) \cdot g \cdot h \quad (2-2)$$

Gdje su:

$P_c$  – kapilarni tlak, Pa

$\sigma$  – međupovršinska napetost, Nm

$\alpha$  – kontaktni kut (močenja), rad

$r$  – radijus pretpostavljene cjevčice, m

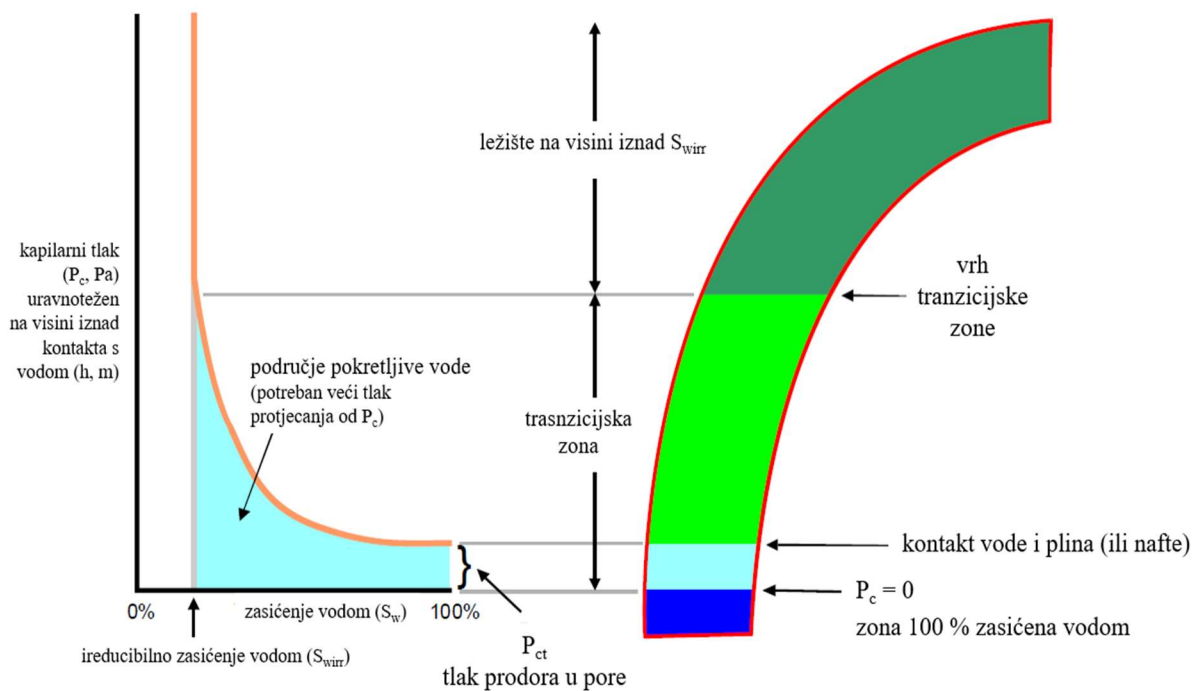
$\rho_w$  – gustoća močive faze (voda, ili u sustavu nafta/kondenzat – plin to je kapljevita faza) ,  
kg/m<sup>3</sup>

$\rho_g$  – gustoća nemočive faze (tj. plina) , kg/m<sup>3</sup>

$g$  – konstanta ubrzanja slobodnog pada, m/s<sup>2</sup>

$h$  – visina kapilarnog podizanja iznad kontakta sa zonom 100% zasićenom vodom, m

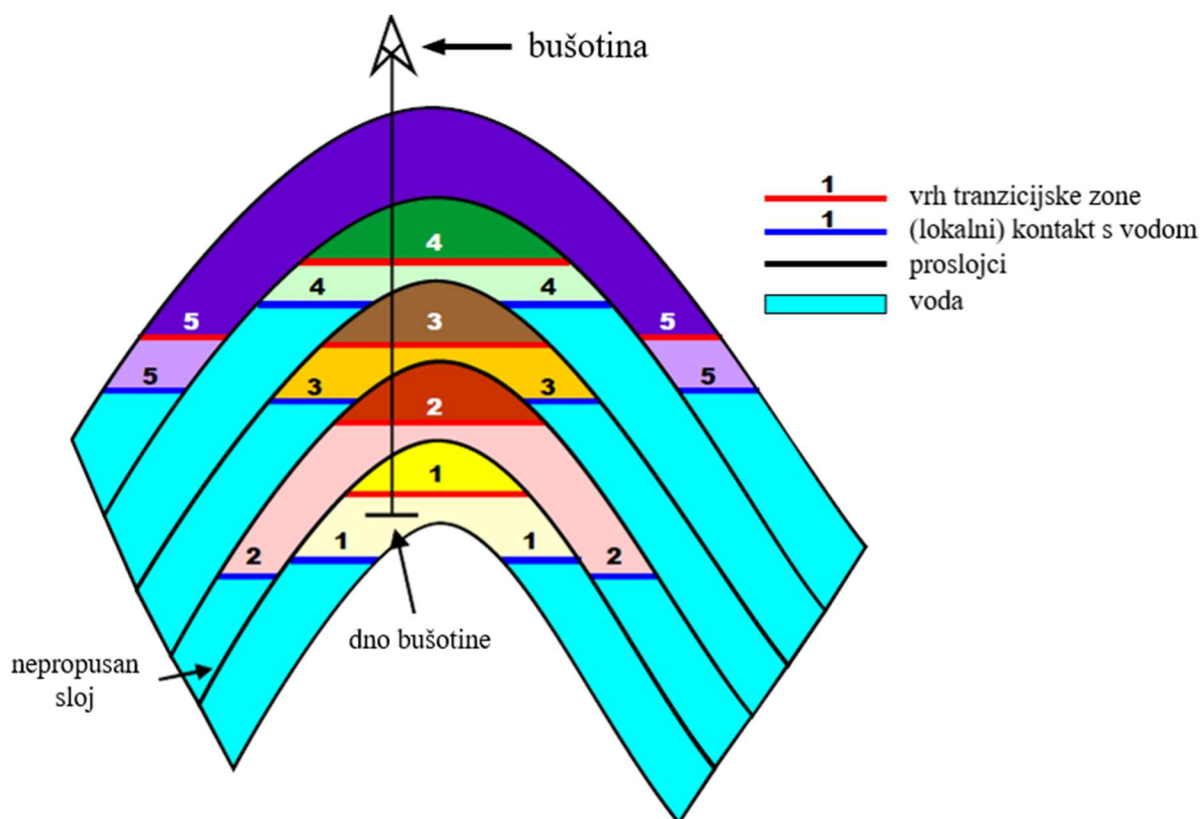
Odnos kapilarnog dizanja, tj. zasićenja vodom iznad kontakta sa zonom 100% zasićenom vodom i kapilarnog tlaka, zorno je prikazao Holmes [98] (Slika 2-3). Taj odnos ovisi o raspodjeli veličina pora, što se opisuje raspodjelom ekvivalentnih radijusa cjevčica, tj. prosječno zasićenje vodom u odnosu na visinu dizanja iznad kontakta s vodom kvalitativno se poklapa s krivuljom kapilarnog tlaka (što se vidi i iz jednadžbe 2-2).



Slika 2-3 Shematski prikaz podizanja vode (preuzeto od Holmes, 2002) [98]

Još složeniji odnos zasićenja, kao posljedica litologije (kemizma stijene) i različitih raspodjela veličina pora može se prikazati za pojedine proslojke (Slika 2-4). Limitiranost ležišnog modela je što se ova svojstva mogu pretpostaviti jedino osrednjavanjem ili nekom drugom obradom laboratorijskih podataka, čiji broj ni približno ne može biti reprezentativan za dimenzije ležišta.





Slika 2-4 Shematski prikaz podizanja vode u sustavu različitih proslojaka (preuzeto od Holmes, 2002) [98]

Stoga se za simulaciju cijelog ležišta definira tek nekoliko tablica kapilarnog tlaka i relativnih propusnosti (u odnosu na zasićenje fluidima) koje se primjenjuju za određene regije u ležištu, ili se čak (najčešće) u modelu definira samo po jedna takva tablica za svako svojstvo. Najčešće se, nakon početne aproksimacije krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova, na temelju mjerenja iz laboratorija, koristi samo jedna tablica za svako svojstvo i podatci unutar te tablice se variraju kako bi se postiglo najbolje moguće poklapanje rezultata simulacije sa historijatom proizvodnje. Pošto su varijacije u podacima mjerenim u laboratoriju velike, također se može konstatirati kako su velike izmjene dotičnih podataka u svrhu poklapanja s historijatom opravdane. U tom sustavu se može krenuti s *kompromisnom* (srednjim) dubinom razdjelnice plin – voda (engl. *gas water contact*, GWC) jer ukoliko se radi o promjenama litologije, dvojnjoj (pukotinskoj) poroznosti i propusnosti te značajno različitim pornim geometrijama proslojaka, GWC mogu biti različiti. Također se promjenom krivulje kapilarnog tlaka može balansirati rezerve plina koje su početno definirane volumenom pora tj. poroznošću i volumenom ležišta, pri čemu minimalno zasićenje u  $S_w-P_c$  krivulji ( $S_{wirr}$ ) doslovno oduzima volumen pora zasićen plinom, jer se radi o zasićenju koje nije moguće smanjiti niti najekstremnijom tlačnom depresijom na bušotinama. Drugi dio kapilarnog tlaka, koji određuje oblik i površinu tranzicijske zone na  $S_w-P_c$  krivulji, može zadržati vodu, i time olakšati

protjecanje plina dok se ne postigne odgovarajuća tlačna depresija kada ta voda postaje pokretljivija, što se najčešće može povezati sa simulacijskim rezultatima u kojima u jednom momentu dolazi do naglog pada tlaka u bušotinama.

#### *2.2.4.2 Promjena poroznosti i propusnosti uslijed promjene efektivnog tlaka*

S proizvodnjom, odnosno, smanjenjem tlaka u porama stijene, dolazi do promjene efektivnog tlaka, budući da tlak nadležćih naslaga ostaje isti. Ovaj efekt utječe na promjenu svojstava poroznosti i propusnosti, a ispitivanje se obavlja u laboratoriju na jezgrama iz ispitivanog ležišta, iako postoje metode za utvrđivanje iz mjerenja tijekom bušenja [99]. Nadalje, ovaj efekt se može različitim metodama koristiti za uopće utvrditi točan tip ležišnih stijena [100].

#### *2.2.4.3 Relativne propusnosti*

Eksperimentalno određivanje raspodjele zasićenja u prisutnosti tri faze iznimno je složeno pa se prema tome za ovakve sustave koriste mjerenja za slučaj istovremenog protoka dviju faza, a zatim se koriste korelacije za relativne propusnosti vode, plina i nafte (kondenzata). Relativna propusnost svake faze u pravilu ovisi o zasićenju stijene tom fazom pa za slučaj plina i vode to vrijedi i u sustavu s tri prisutne faze, dok relativna propusnost nafte postaje funkcija zasićenja vodom i plinom [101]. Kod plinsko-kondenzatnih ležišta, relativna propusnost je značajno pod utjecajem nakupljanjem kapljevite faze pri tlaku ispod tlaka zasićenja, kao i inicijalnog zasićenja vodom [102].

Koncept relativne propusnosti implementiran je u moderne ležišno-inženjerske metode analize kao univerzalni set podataka kojima se dovodi u odnos efektivna propusnost i zasićenje fluidom u svakom momentu u svakoj ćeliji ležišnog modela, množenjem s vrijednostima relativne propusnosti pri zasićenjima fluidima (određenim numeričkim rješavanjem materijalnog balansa u cijeloj domeni ležišta u svakom vremenskom koraku) i apsolutne propusnosti koja je pridružena svakoj ćeliji unutar domene ležišta:

$$k_r = \frac{k_{ef}}{k} \quad (2-3)$$

Gdje su:

$k_r$  – relativna propusnost (za vodu  $k_{rw}$ , za plin  $k_{rg}$ , za kondenzat  $k_{ro}$ )

$k_{ef}$  – efektivna propusnost (za vodu  $k_w$ , za plin  $k_g$ , za kondenzat  $k_o$ ), mD

$k$  – apsolutna propusnost, mD

Kod višefaznog protjecanja, s povećanjem (ili smanjenjem) zasićenja pojedinim fluidom, mijenja se proporcionalno i efektivna propusnost za taj fluid. Kako apsolutna propusnost nije funkcija zasićenja, definicija reprezentativne krivulje relativne propusnosti za neko ležište, predstavljat će univerzalnu korelaciju zasićenja i efektivnih propusnosti, pri čemu porast efektivne propusnosti za jednu fazu načelno znači smanjenje propusnosti za drugu fazu, što je razvidno iz jednadžbe 2-3 i zakonitosti 2-4 i 2-5:

$$k_{ef} \propto S \quad (2-4)$$

$$S_w + S_g + S_o = 1 \quad (2-5)$$

Pri čemu  $S$  predstavlja zasićenje nekim od fluida (udio volumena tog fluida u ukupnom volumenu pora), a  $S_w$ ,  $S_g$  i  $S_o$  su u ovom radu razmatrana zasićenja fluidima – zasićenje vodom, plinom i kondenzatom (kapljevitom ugljikovodičnom fazom u ležištu).

U simulacijske modele treba uračunati pribušotinsku promjenu relativnih propusnosti između plina i kondenzata kako bi se modeli preklopili s podacima ispitivanja bušotine. Ova promjena relativnih propusnosti u obzir uzima učinak velikih brzina plina u blizini bušotine. Moguće je modificirati tradicionalnu jednadžbu za utok plina kako bi se uračunao pribušotinski učinak ne-Darcyjeva protoka i promjene udjela tekuće faze. Postupak se sastoji od tri razine. Prvo se izrađuje simulacijski model s jednom bušotinom usklađen s ispitivanjima bušotine te se utvrđuju konzistentne varijable podešavanja. Na drugoj razini se koriste definirane varijable podešavanja, ali se produžava vrijeme u modelu jedne bušotine kako bi se opisao period poluustaljenog stanja. Zatim se razvija analitički model prognoze ponašanja koji s razumnom preciznošću opisuje utok u bušotinu. Na posljednjoj razini se prethodno razvijeni analitički model uklapa u analizu rizika [103].

## 2.3 Metode određivanja težinskih faktora utjecaja pojedinih ulaznih parametara na promjene rezultata od interesa

Za određivanje utjecaja pojedinog ulaznog parametra na promjene promatranih rezultata uobičajeno se koriste posredne funkcije [104], što obuhvaća metode dizajna eksperimenta, površinskog odziva [105], ali je moguće koristiti i ortogonalne te gotovo ortogonalne nizove [106], optimizaciju roja čestica uz hijerarhijsko grupiranje [107], polinomno širenje kaosa s kolokacijom vjerojatnosti ili neintruzivnu spektralnu projekciju [108]. Optimizacija proizvodnje često obuhvaća postavljanje funkcije cilja, što je u slučaju ležišne simulacije posebno izazovno s obzirom na postojanje velikih nesigurnosti [109], ali i velik broj opcija vezanih za operativne uvjete kao što su odabir lokacije novih bušotina ili kapacitet i konfiguracija površinskog sustava [110], [111]. Pri tome najveći utjecaj na cijenu bušenja ima položaj bušotina, a zatim promjer bušotina i ugradnja sustava za umjetno podizanje kapljevine [112]. Ponekad je nužno usklađivanje više različitih funkcija cilja, kao što je to slučaj kod poklapanja simulacije s povijesnim podacima [12].

Primjena neuronskih mreža sve je popularnija u naftno-plinskoj industriji, primjerice za smanjenje nesigurnosti u ležišnim modelima, odnosno optimizaciju probabilističkih postupaka poklapanja simulacije s historijatom [113].

Težine utjecaja pojedinih ulaznih varijabli na rezultate od interesa jednostavno se mogu odrediti upotrebom umjetnih neuronskih mreža. Jedna neuronska mreža sastoji se od ulaznog sloja, skrivenog te izlaznog sloja, pri čemu ulazni sloj ima vrijednosti ulaznih veličina. Svaki ulazni signal množi se s težinskim koeficijentom. U skrivenom sloju se otežani signali zbrajaju pomoću funkcije sumiranja te se na taj način stvara interna aktivacijska funkcija. Otežani zbroj se uspoređuje s pragom osjetljivosti neurona i, ako je veći, generira se izlazni signal neurona pomoću nelinearne aktivacijske funkcije. Težinski faktori se podešavaju kroz proces učenja, gdje se iterativno pronalazi vrijednost težinskog faktora koja daje najmanju pogrešku između vrijednosti izračunate modelom mreže i mjerene vrijednosti za isti set ulaznih podataka [114].

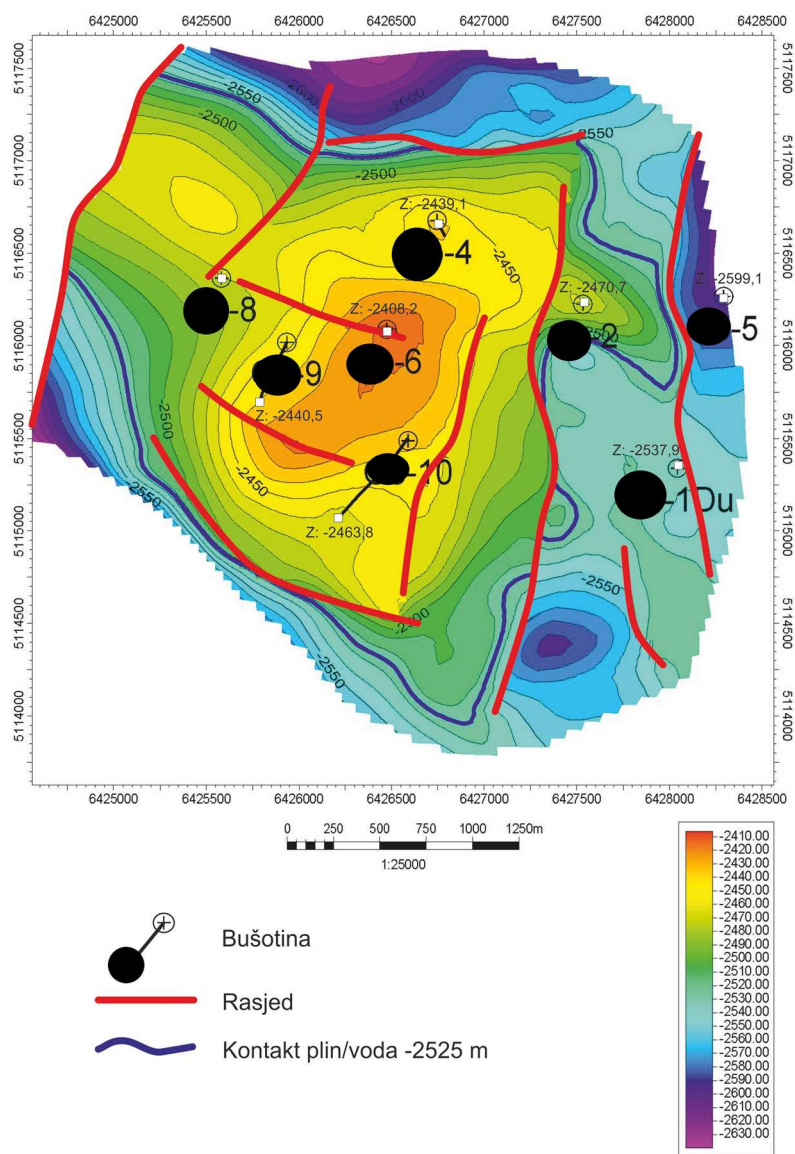
## 2.4 Ekonomski pokazatelji korišteni za pronalaženje veze između ekonomike mjerenja i prikupljanja ulaznih podataka i ukupne ekonomičnosti povećanja preciznosti ležišnih parametara

Osnovni ekonomski pokazatelji koji se koriste u procjeni ekonomičnosti zahvata u naftno-plinskoj industriji su neto sadašnja vrijednost (engl. *Net Present Value* – NPV), interna stopa povrata (engl. *Internal Rate of Return* – IRR) te vrijeme povrata ulaganja (engl. *Payout Period*), a ponekad i odnos profita i ulaganja (engl. *Profit to Investment* – PI), odnosno omjer dobivene neto sadašnje vrijednosti i diskontiranih kapitalnih ulaganja. Dok se izračun NPV i IRR odnosi na diskontirane novčane tokove, odnosno, vrijednost dobiti se sve više umanjuje s odmicanjem projekta, vrijeme povrata ulaganja računa se s nediskontiranim novčanim tokovima [115].

Međutim, ekonomičnost povećanja preciznosti ležišnih parametara promatrana je kroz cijene pojedinih mjerenja promatranih utjecaja (propusnost u smjerovima x i y te propusnost u smjeru z, stlačivost sustava, ireducibilno zasićenje vodom koje utječe na krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova, broj komponenti u modelu fluida, dubina kontakta plin/voda te poroznost), bilo da se ti podaci prikupljaju mjerenjima u laboratoriju ili bušotinskom karotažom, što može podrazumijevati postojeće podatke ili bušenje novih bušotina. U slučaju kada se radi simulacijska studija ležišta nakon koje slijedi i ekonomska studija, podatci o troškovima su specifični za svako pojedino ležište (ovise o regiji, dubini ležišta, tipu stijena itd.). Stoga pri izradi univerzalne metode za ocjenu isplativosti pojedinih zahvata tijekom razrade i proizvodnje treba također koristiti univerzalna mjerila cijena dotičnih zahvata. Takva univerzalna primjena moguća je korištenjem relativnih odnosa cijena. Pri tome se i ti relativni odnosi za druge slučajeve (druga regija, ležište) mogu redefinirati.

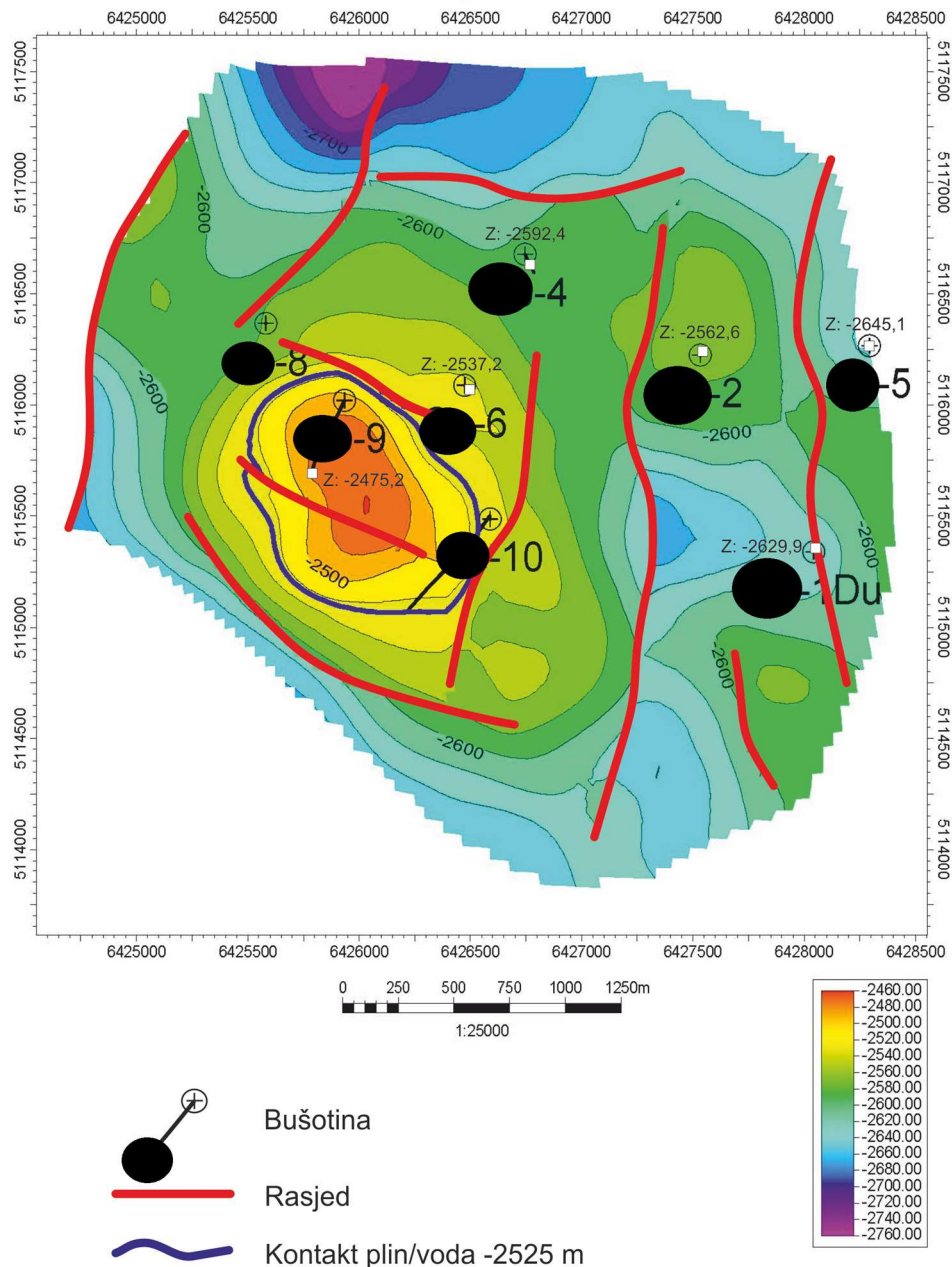
### 3 PRETPOSTAVKE I POSTUPAK IZRADE DINAMIČKOG LEŽIŠNOG MODELA

Struktura istraživanog ležišta u sjeverozapadnom dijelu Dravske potoline razdvaja glavnu potolinsku zonu Dravske potoline i depresiju Berzence u Mađarskoj, a predstavlja uzdignuti dio duboko utonulog sedlo-antiklinorija. Gledano konkretnije zone od interesa, po krovini donjomiocenskih vapnenaca (Slika 3-1), struktura je rasjedima bogata antiklinala dinaridskog pravca pružanja s dva izražena maksimuma. Istraživano ležište je formirano u području jugoistočnog maksimuma – dome, s jedinstvenom razdjelnicom plin/voda na apsolutnoj dubini -2525 m ustanovljenim temeljem ispitivanja i analize karotažnih mjerenja u jednoj od bušotina.



Slika 3-1 Strukturna karta po krovini vapnenaca istraživanog ležišta [1]

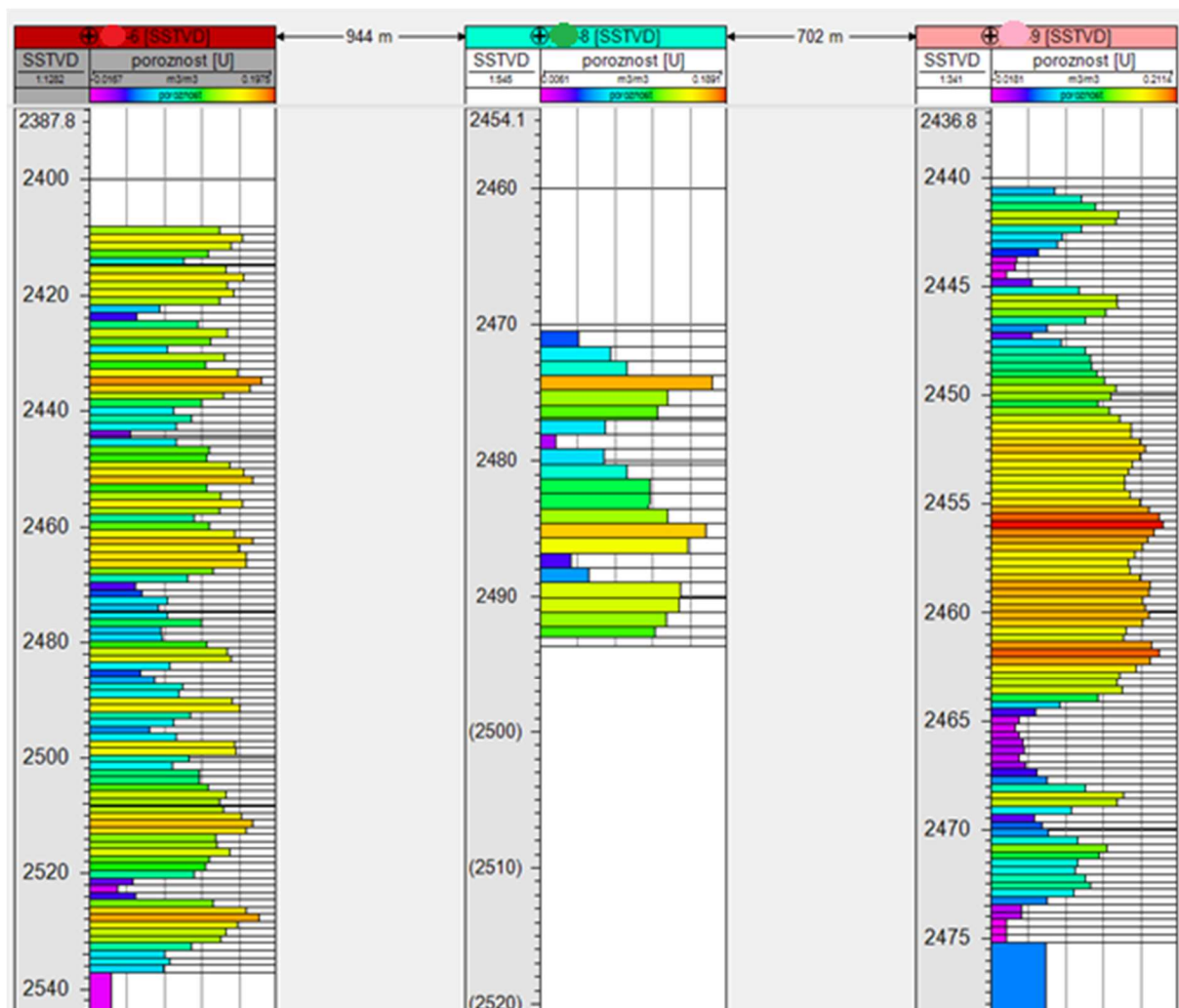
Ispod vapnenačkih naslaga postoji segment dolomita zasićen prirodnim plinom oko jedne od bušotina (Slika 3-2). Iako se u modelu nalaze sve bušotine promatranog polja, za potrebe istraživanja su u dinamičkim modelima uključene samo proizvodne bušotine raskrivene na intervalima ležišta od interesa (bušotine -6, -8, -9), pri čemu se nijedna od preostalih bušotina polja ne koristi niti kao mjerna, niti kao utisna za ovo ležište. Naknadno je, nakon preuzimanja podataka o ležištu, ispitana i puštena u rad i bušotina -10.



Slika 3-2 Strukturna karta po krovini dolomita istraživanog ležišta [1]

Geološki model ležišta korišten za potrebe ovog doktorskog istraživanja preuzet je 2017. godine, a izrađen je temeljem prethodnog modela, u kojem je prikazano novo strukturno

rješenje kao rezultat interpretacije 3D seizmike te karotažnih i laboratorijskih podataka s pojedinih bušotina. Geološki model je dorađen 2017. godine u smislu dodavanja nove bušotine koja je u međuvremenu izrađena, korekcije horizonata, pridruživanja rasjeda odgovarajućim strukturnim horizontima, korekcije skoka i hoda pojedinog rasjeda, od kojih su krajnji istočni reversni rasjed te reversni rasjed na sjeverozapadu postavljeni kao granice ležišta. Samo ležište je vertikalno podijeljeno u dvije zone, budući da su utvrđene dvije različite karbonatne litologije: vapnenci i dolomiti. Model je konačno prostorno populiran podacima o poroznosti metodom kriging uz pretpostavku sferičnog tipa funkcije s varijancom 1,0, odstupanjem od 0,01, dosegom glavne i sporedne horizontalne osi od 3000 m te vertikalnim dosegom od 1 m. Homogenizacijom podataka iz karotažnih dijagrama dobiva se slika poroznosti oko pojedinih bušotina (Slika 3-3)



Slika 3-3 Poroznost ležišta u modelu oko bušotina



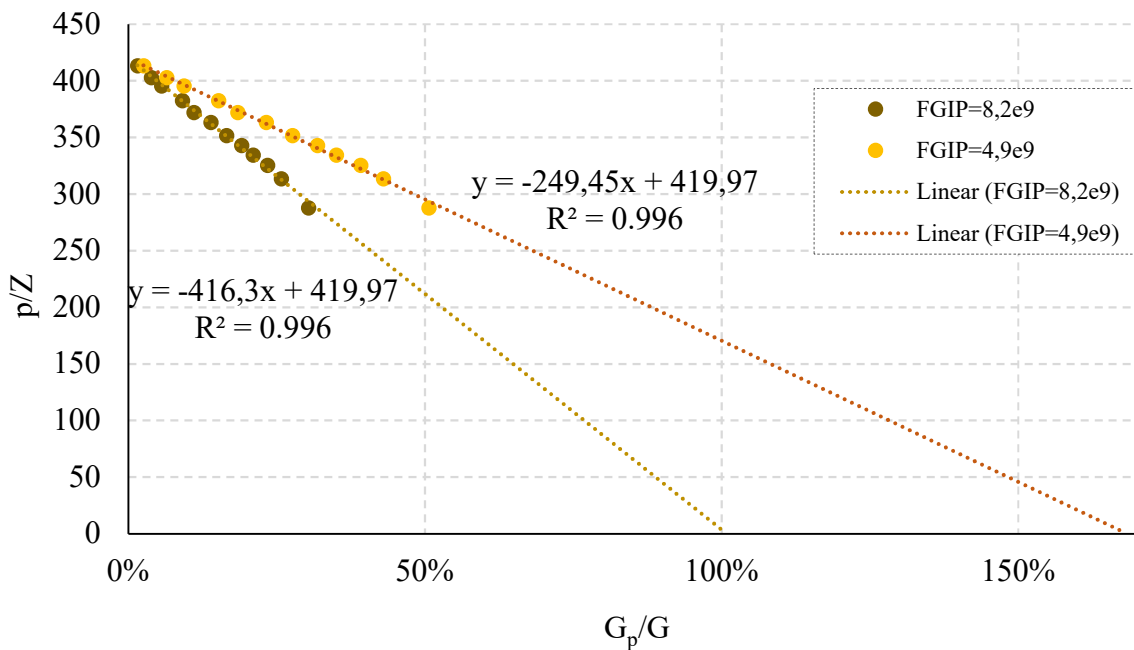
Geološki model sadrži i prostorne raspodjele odnosa efektivne i ukupne debljine ležišta, kao i raspodjelu zasićenja vodom, ali kako se inicijalizacija dinamičkog modela temelji na početnim uvjetima zadanim u modelu fluida (dubina razdjelnice plin/voda, kapilarni tlak na tom kontaktu, kao i ležišni tlak i temperatura) i odabiru tipa inicijalizacije (plin/nafta, konstantan ili varirajući plinski ili naftni prsten, nafta s podzasićenom i zasićenom plinskom kapom, superkritični sustav te neuravnoteženi sustav), ova dva parametra nisu korištena za postavke scenarija, već samo za potvrdu geoloških količina plina u ležištu. Ležišni tlak unesen u simulator odnosi se na tlak koji je preračunat na dubinu težišta ležišta (-2483 m), a iznosi 396 bar, što čini ovo ležište natpritisnutim, a to se u teoriji može detektirati zvučnom karotažom [53].

### 3.1 Postupak ispitivanja nesigurnosti dinamičkog modela

Prije nego se pristupilo izradi scenarija za potrebe ovog istraživanja, napravljeno je nekoliko preliminarnih provjera na pojednostavljenim modelima u smislu smanjenja ukupnog broja ćelija i/ili korištenja korelacija za opis ponašanja ležišnog fluida. Simulacijom pomoću strujnica je ustanovljena najvjerojatnija raspodjela zasićenja ležišnog fluida u svakom trenutku, pri čemu su korišteni povijesni podaci za aproksimativnu validaciju modela te je ustanovljeno kako na određenim dijelovima ležišta i dalje ima prostora za optimizaciju razrade ležišta. Nedostatak tog istraživanja jest upravo pojednostavljenje fluida, što u smislu zaostajanja pojedinih komponenata fluida može imati određenu ulogu u raspodjeli zasićenja.

Utvrđene geološke količine plina u ležištu (engl. *Field Gas in Place - FGIP*) dobivene volumetrijski mogu služiti kao smjernica da je model inicijalno dobro postavljen, ali su relativno nepouzdan podatak s obzirom na to da su podaci o zasićenjima i poroznostima samo pretpostavljeni tj. korelirani između bušotina (a taj prostor predstavlja većinu ležišnog prostora). Drugim riječima, usklađivanje simulacijski dobivenog i volumetrijski izračunatog podatka može se ostvariti promjenom ili dubine kontakta plin/voda ili poroznosti, ili mijenjanjem kapilarnog tlaka na kontaktu plin/voda. Budući da dubina kontakta plin/voda predstavlja „uprosječen“ podatak s obzirom na to da se unosi kao jedinstven broj, a ne funkcija kao što je slučaj s poroznosti, a teoretski kapilarni tlak na samom kontaktu bi trebao biti 0, eventualne korekcije utvrđenih geoloških količina ugljikovodika rađene su ili promjenom te dubine ili prilagodbom poroznosti, ovisno o scenariju. Najbolja potvrda ovih količina u slučaju plinskih ležišta zapravo se postiže ucrtavanjem odnosa tlaka i Z-faktora ( $p/Z$ ) pri danom tlaku na graf s omjerom dotad kumulativno pridobivenih količina i utvrđenih geoloških količina (iscrpak). Teoretski bi ova krivulja, ukoliko nema snažnog utjecaja akvifera ili rasjeda, trebala biti pravac koji za potpuno iscrpljeno ležište (ležišni tlak pada na nulu) daje iscrpak 100%. Osim za potvrdu geoloških količina, ova metoda je u konačnici korištena i za potvrdu svih simulacijskih slučajeva, kao i za određivanje drenažnih područja pojedinih bušotina.

Za početak je napravljena provjera utvrđenih geoloških količina plina u ležištu te je ustanovljeno kako su službeno prijavljene količine ( $4,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ ) podcijenjene, budući da bi ekstrapolacijom dosadašnjeg trenda iscrpak bio preko 100% (Slika 3-4). Podešavanjem je dobiveno kako bi geološke količine, ukoliko nema drugih efekata ležišta, trebale iznositi  $8,2 \times 10^9 \text{ m}^3$ .

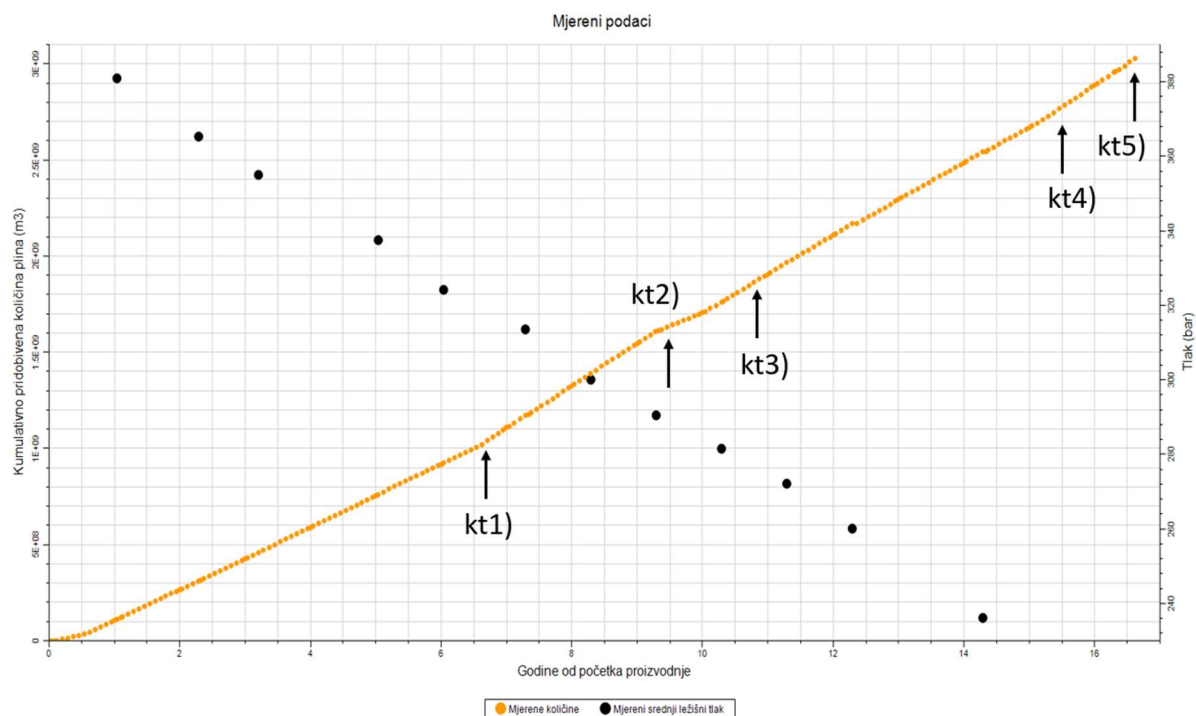


Slika 3-4 Provjera utvrđenih geoloških količina metodom  $p/Z$

Odstupanje materijalnog balansa računatog na temelju u proizvodnih i geoloških podataka može se pripisati velikim nesigurnostima, ali i subjektivnosti pri odabiru reprezentativnih ulaznih podataka za izradu geološkog modela.

Za validaciju modela naspram povijesnih podataka o kumulativno pridobivenim količinama plina su promatrani određeni trenuci kao „kontrolne točke“ (Slika 3-5):

- kt1) Nakon otprilike 6 godina proizvodnje, odnosno prije nego je treća bušotina puštena u rad
- kt2) Nakon otprilike 9 godina proizvodnje, odnosno trenutak kad je treća bušotina zatvorena iz pravnih razloga
- kt3) Nakon otprilike 10 godina proizvodnje, odnosno trenutak kad je zatvorena bušotina ponovno puštena u rad
- kt4) Nakon otprilike 15 godina proizvodnje, odnosno nakon što je jedna od bušotina hidrualički frakturirana
- kt5) Nakon otprilike 16 godina proizvodnje, odnosno zadnji dostupan podatak o kumulativno pridobivenim količinama



Slika 3-5 Kontrolne točke za validaciju modela

Budući da na ovom ležištu nema mjernih bušotina, podaci o ležišnom tlaku dobiveni su temeljem godišnjeg mjerenja i preračunavanjem na dubinu težišta ležišta na 3 proizvodne bušotine. S obzirom na to da se u simulatoru koristi prosječni ležišni tlak u svim ćelijama, odnosno ne odnosi se na neku referentnu dubinu, ovaj podatak se, nažalost, ne može uspoređivati.

Usporedba modela na razini bušotina uvjetovano je datumima mjerenja dinamičkih tlakova s protokom plina koji odgovara prijavljenoj dnevnoj proizvodnji pa su tako za kontrolne točke bušotina konačno odabrana vremena 14 i 16 godina nakon početka pridobivanja iz ovog ležišta.

Za kvantifikaciju odstupanja pojedinog modela od mjerenih podataka, korištena je relativna pogreška, čija se apsolutna vrijednost računa formulom:

$$|RE| = \left| \frac{\text{promatrana vrijednost} - \text{računata vrijednost}}{\text{promatrana vrijednost}} \right|, \text{ dij. jed.} \quad (3-1)$$

### 3.1.1 Dimenzije i rezolucija modela

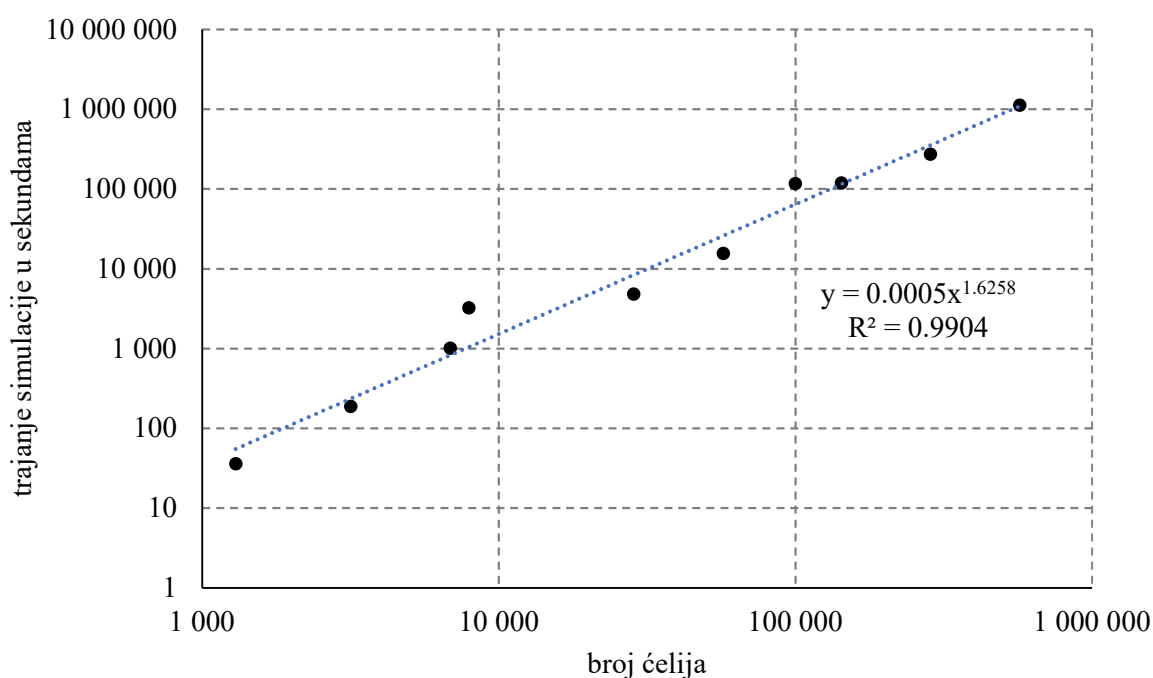
Prije uspješnog poklapanja s povijesnim podacima, originalni model ležišta s 569 800 ćelija (G3), izrađen u Schlumbergerovom softveru za geološko i dinamičko modeliranje Petrel, bilo je u najmanju ruku potrebno homogenizirati kako bi se ubrzala simulacija te je napravljeno

više različitih rešetki modela s manjim brojem ćelija od originalnog (Tablica 3-1) sa svrhom utvrđivanja utjecaja broja ćelija na simulacijske rezultate od interesa.

Tablica 3-1 Dimenzije ispitivanih rešetki

IME REŠETKE	NX	NY	NZ	BROJ ĆELIJA	TRAJANJE SIMULACIJE ZA 1 SCENARIJ (sekunde)
G1	12	12	55	7920	3229
G2	35	37	77	99 715	116 570
G3	70	74	110	569 800	1 123 200
G4	49	53	55	142 835	118 933
G5	12	12	9	1296	36
G6	14	14	35	6860	1012
G7	35	37	22	28 490	4799
G8	49	53	22	57 134	15 584
G9	70	74	55	284 900	271 867
G10	12	12	22	3168	188

Stavljanjem broja ćelija i trajanja simulacije u grafički odnos te postavljanjem osi u logaritamsko mjerilo (Slika 3-6), može se ustanoviti ovisnost trajanja simulacijskog slučaja o ukupnom broju ćelija za sve ostale uvjete nepromijenjene.



Slika 3-6 Odnos broja ćelija i trajanja simulacije

Ovakav odnos potvrđuje prethodno opisanu teoriju o propagirajućem vremenu trajanja simulacije u odnosu na broj ćelija.

S obzirom na dugotrajnost simulacije, a ne veliku razliku u grešci između najveće rešetke (G3), najvećih homogeniziranih rešetki (G2, G4 i G9) i većine modela s manjim brojem ćelija, rešetke velike rezolucije korištene su samo za promatranje utjecaja broja ćelija te odnosa vertikalne i horizontalne rezolucije. Najviše je utjecaja ispitano na najmanjim modelima (G1, G5, G6 i G10), dok su ostali modeli uglavnom korišteni za potvrdu zaključaka. Pri tome treba imati na umu kako u slučaju ovakvog ležišta, što u pogledu masivnosti stijene, što u pogledu fluida, veliku ulogu ima vertikalna komponenta zbog velike razlike u gustoći plina i vode i posljedičnih efekata gravitacijskog odvajanja pa je odabir broja ćelija u z-smjeru (NZ), ako ne i omjer broja ćelija u z-smjeru i srednje vrijednosti broja ćelija u smjerovima x i y, od iznimne važnosti. Usporedbom rezultata korištenjem rešetki G7, G8 i G10 te rešetki G1, G4 i G9 moguće je procijeniti utjecaj broja ćelija u smjerovima x i y, budući da ove rešetke imaju jednak broj ćelija u z-smjeru, dok se analogno usporedbom rezultata korištenjem rešetki G1, G5 i G10 može utvrditi utjecaj broja ćelija u z-smjeru.

### 3.1.2 Poroznost

Laboratorijski podatci o poroznosti dostupni su samo sa bušotina 6 i 9 (84 uzorka, Tablica 3-2). Generalna statistika mjerenih poroznosti govori kako je srednja vrijednost poroznosti oko 14,3%. 5% percentil je 3,1%, a 95% percentil je 29,1%, iz čega se može ustanoviti kako je raspodjela simetrična.

Tablica 3-2 Laboratorijski podatci o poroznosti

	svi mjereni podaci	mjereni podaci iz ležišta
<b>broj uzoraka</b>	84	59
<b>srednja vrijednost</b>	0,142893	0,163847
<b>standardna devijacija</b>	0,084138	0,090575
<b>min</b>	0,019000	0,019000
<b>0,05 percentil</b>	0,030750	0,027700
<b>0,5 percentil</b>	0,116000	0,178000
<b>0,95 percentil</b>	0,290850	0,309200
<b>max</b>	0,320000	0,320000

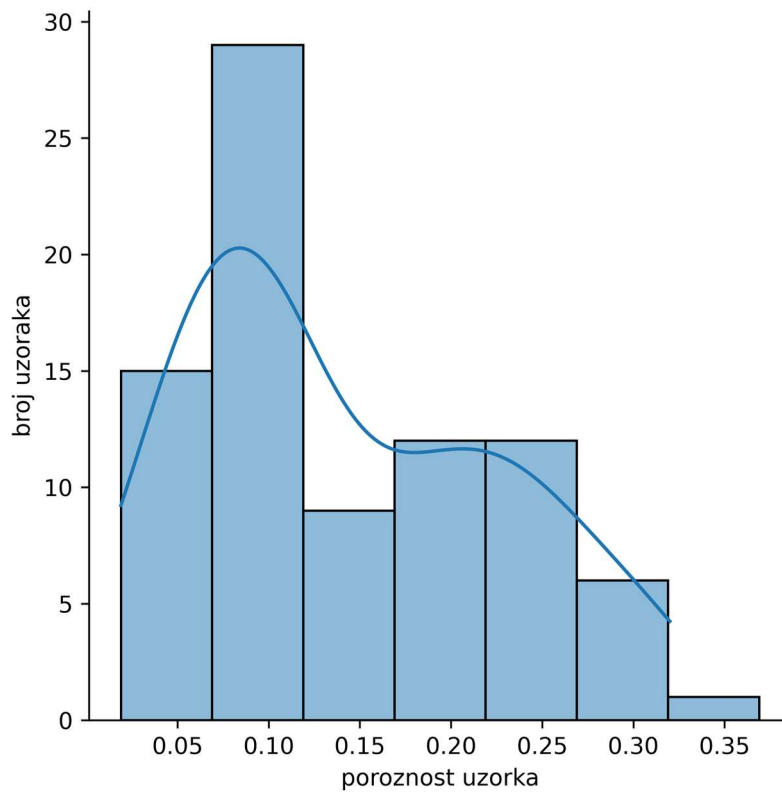
Podatci poroznosti su mjereni u tri navrata (Tablica 3-3): 1985. g. (na bušotini 6, od 1955,15 do 1957,75 m, od 2114,05 do 2115,65, od 2237,1 do 2238,35 m, od 2490,3 do 2492,8 m), 1989. g. (ponovno na bušotini 6, od 2563,2 do 2567,65 m, od 2600,05 do 2605,4 m, od 2700,25 do 2705,65 m i od 2750,05 do 2751,1 m) i 2006. g. (na bušotini 9, od 2627,16 do 2635,41 m i od 2669,15 do 2670,4 m). Raspodjela tih podataka je asimetrična tj. desno-nagnuta (Slika 3-7). Poroznosti pretpostavljene posredno iz karotažnih mjerenja raspoložive su za cijele intervale na tri bušotine, a na bušotinama 6 i 9 se dubine mjerenih (laboratorijskih) podataka i karotažnih podataka poklapaju za 59 mjerenih valjčića (laboratorijskih uzoraka stijene, Tablica 3-2).

Tablica 3-3 Rasponi dubina s kojih su uzimani uzorci

godina	bušotina	raspon dubina, m	broj uzoraka
<b>1985.</b>	6	1955,15 do 1957,75*	9
	6	2114,05 do 2115,65*	4
	6	2237,1 do 2238,35*	4
	6	2490,3 do 2492,8*	8
<b>1989.</b>	6	2563,2 do 2567,65	12
	6	2600,05 do 2605,4	15
	6	2700,25 do 2705,65	10
	6	2750,05 do 2751,1	3
<b>2006.</b>	9	2627,16 do 2635,41	13
	9	2669,15 do 2670,4	6

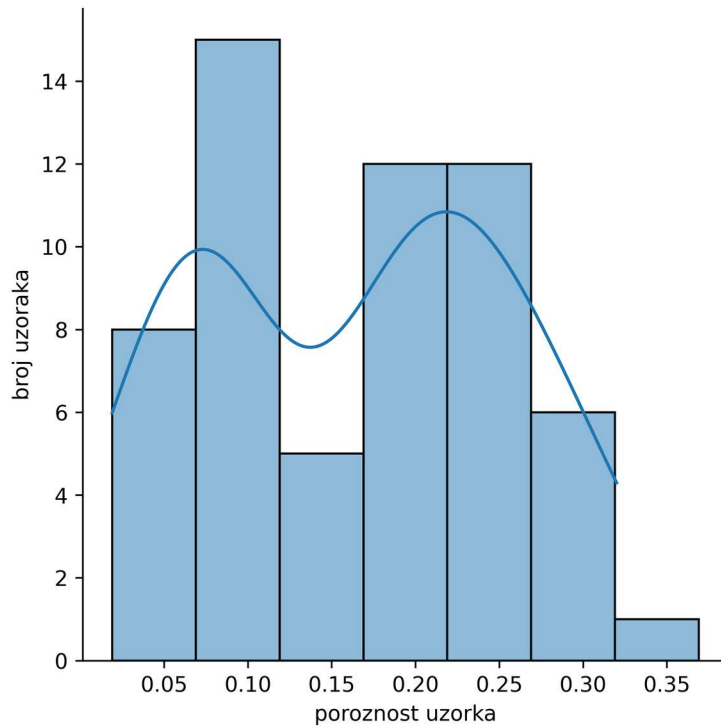
\* uzorci s dubine iznad ili dublje od ležišta

Statistička raspodjela može se evaluirati numerički i vizualno. Vizualno se mogu uočiti značajke koje mogu ostati prikrivene ukoliko se traži samo takva distribucija koja će davati najmanje odstupanje od idealne, što se uočava promatrajući podatke poroznosti iz ležišta (Slika 3-8).



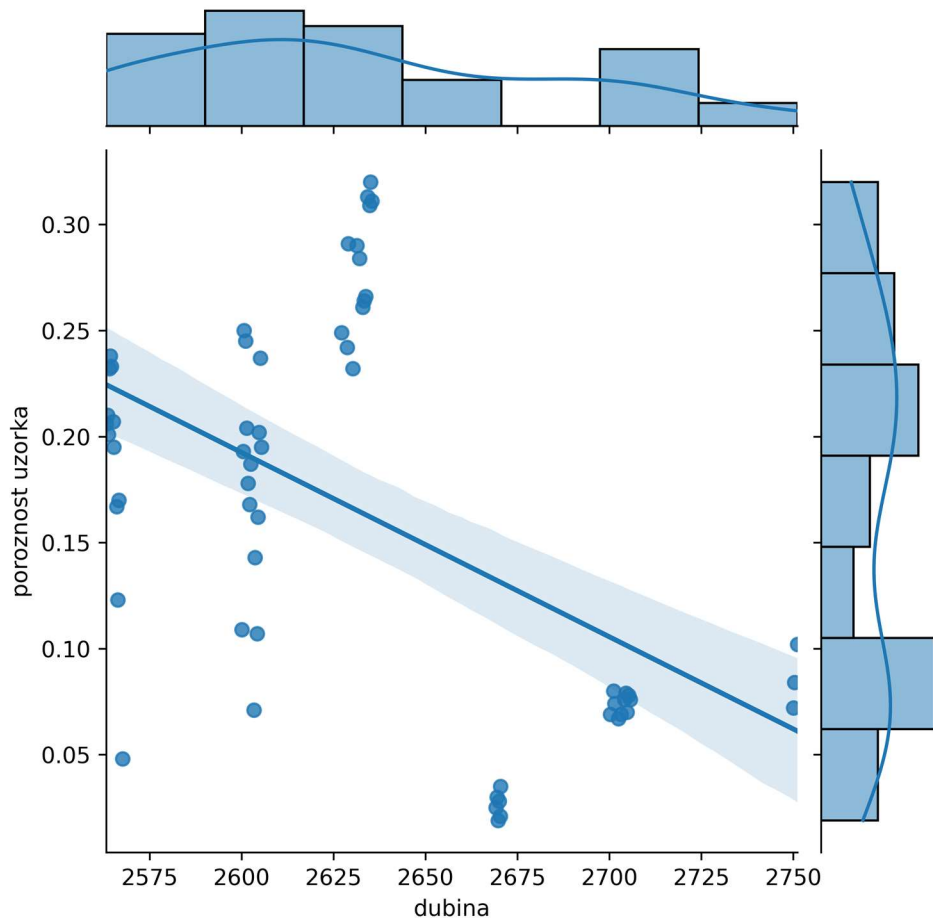
*Slika 3-7 Raspodjela poroznosti svih (84) mjerenih uzoraka*





*Slika 3-8 Raspodjela poroznosti mjerenih uzoraka iz ležišta (59)*

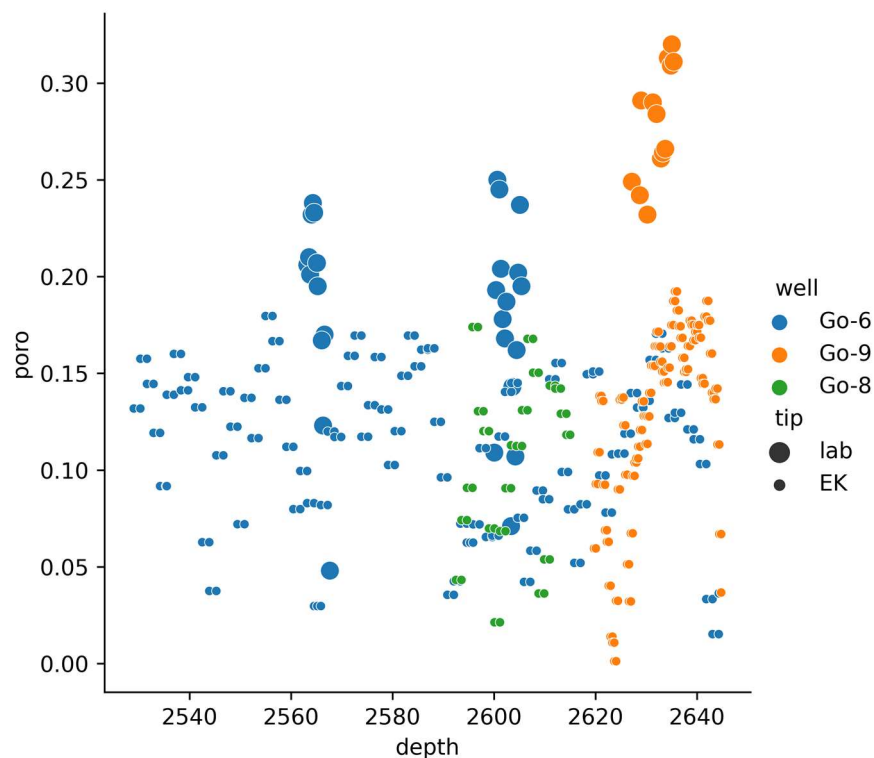
Broj uzoraka iz ležišta (59) je dovoljan kako bi se ustanovilo da u ležištu ne postoji korelacija između poroznosti i dubine (prvotno mjerena duljina kanala bušotine, MD, Slika 3-9), međutim može se naslutiti kako heterogenost ležišta pada sa dubinom (podatci su približno istih vrijednosti na dubinama od oko 2670 m (9) i 2700 (6)).



*Slika 3-9 Korelacija mjerenih podataka poroznosti i dubine (MD).*

Prvi korak analize raspodjele podataka iz elektrokarotažnih (EK) mjerenja u bušotini bila je usporedba s laboratorijskim podacima (Slika 3-10,

Tablica 3-4). Može se uočiti kako elektrokarotažni podatci nisu usklađeni s laboratorijskim, tj. laboratorijski podatci imaju generalno veće vrijednosti poroznosti.



Slika 3-10 Svi evaluirani podatci poroznosti

Ovdje je potrebno napomenuti kako se mjereni laboratorijski podatci moraju još korigirati za opterećenje naslaga stijena, tj. petrostatski tlak (engl. *overburden*, OB), zbog čega se na nekoliko uzoraka uvijek i mjere poroznosti pri različitim OB opterećenjima. Međutim, usporedbom laboratorijskih podataka i podataka iz EK koji su korišteni za izradu geološkog modela, vidi se kako su vrijednosti iz laboratorija (engl. *core scale* data) bitno različite (tj. prosječno iznad 50% veće) od podataka interpretiranih EK mjerenja (engl. *near-wellbore scale*) korištenih u geološkom modelu (na temelju čega su i procijenjene početne geološke rezerve plina). Materijalnim balansom, uz korištenje proizvodnih podataka i podataka o padu tlaka, uočiti će se kako je ukupni porni volumen ležišta podcijenjen, te se, uzevši u obzir laboratorijske vrijednosti, uvođenje multiplikatora poroznosti u ležišnom modelu može smatrati opravdanim.

Tablica 3-4 Rasponi vrijednosti poroznosti iz EK mjerenja u rasponu dubina od najblićeg dijela krovine do kontakta GWC

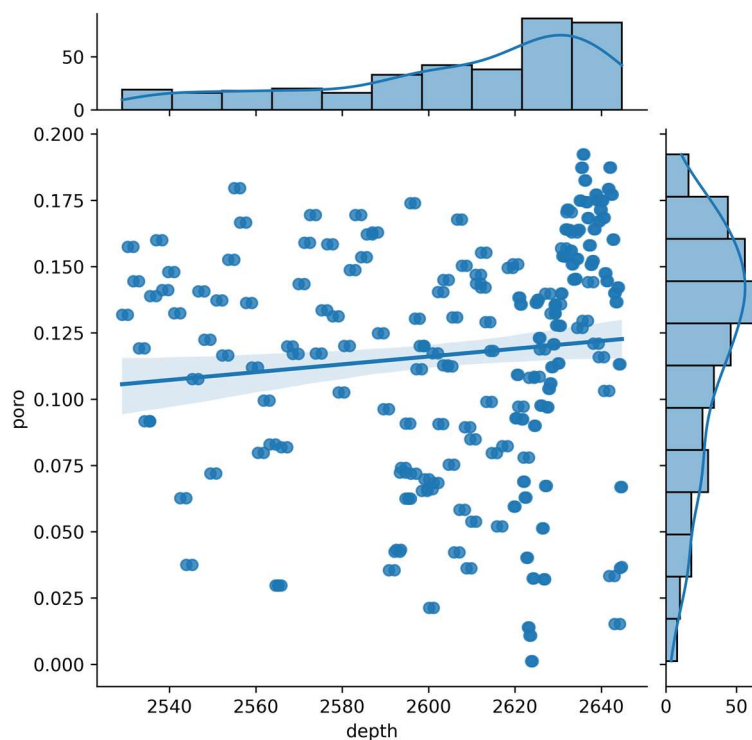
	<b>svi mjereni podaci</b>	<b>EK podaci</b>	<b>filtrirani EK podaci</b>
<b>broj uzoraka</b>	410	370	101
<b>srednja vrijednost</b>	0,126382	0,117037	0,114437
<b>standardna devijacija</b>	0,054497	0,044087	0,038678
<b>min</b>	0,001200	0,001200	0,015200
<b>0,05 percentil</b>	0,035500	0,033300	0,042200
<b>0,5 percentil</b>	0,131550	0,126900	0,120100
<b>0,95 percentil</b>	0,206550	0,174900	0,166600
<b>max</b>	0,32	0,1923	0,1796

Dalje su izdvojeni samo podaci iz EK, kako bi se vizualno provjerila njihova zastupljenost u modelu te njihova raspodjela (Slika 3-11).

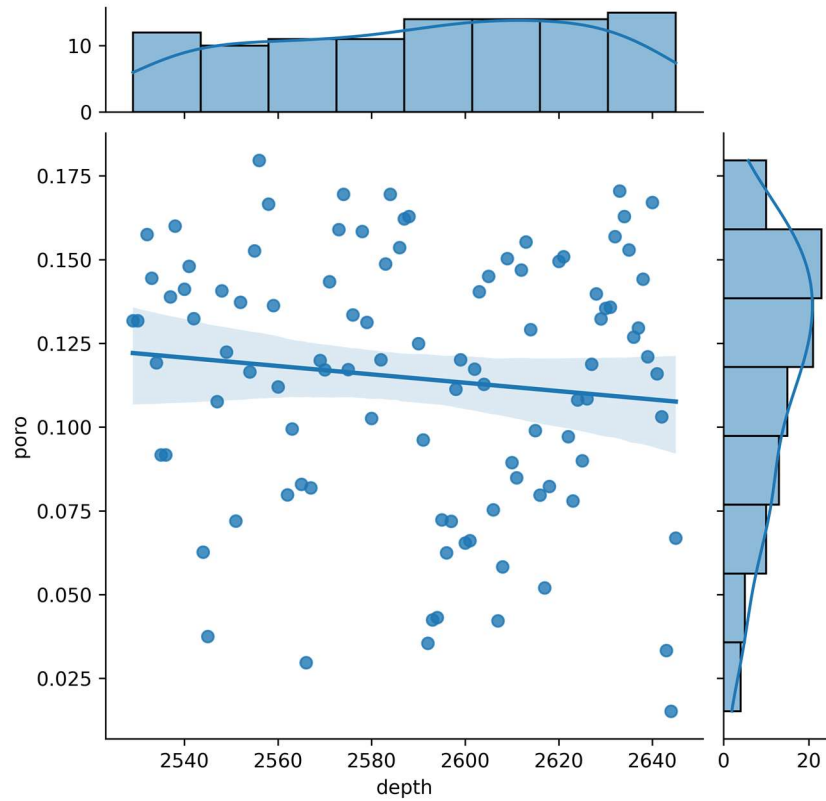
Podaci poroznosti u intervalu od najblićeg dijela ležišta (krovine) do kontakta GWC testirani su na nizu statističkih distribucija pomoću python scipy.stats modula ([116], [117]), modifikacijom koda korištenog u ([118], [119]). Takva distribucija bila je pre-korelirana, tj. težište je bilo na podacima s dubina od oko 2630 do 2640 m, tako da je filtriran podskup podataka na način da je po svakom metru dužnom uzeta samo jedna vrijednost poroznosti (Slika 3-12,

Tablica 3-4). Ovaj set podataka u startu djeluje realističnije, što potvrđuje i lagani trend pada poroznosti s dubinom.

Nakon toga je bilo moguće realističnije numerički testirati tipove statističke distribucije. Kvaliteta poklapanja s promatranim općim tipovima statističke raspodjele se evaluira pomoću jednostranog (engl. *one-sided*) Kolmogorov-Smirnovovog (K-S) testa. Testni parametar statističke raspodjele (D) je supremum između kumulativnih funkcija (kumulativne funkcije gustoće engl. *cumulative density function*, CDF) dva uzorka te njihovih p-vrijednosti (vjerojatnosti da će D biti veći od promatrane vrijednosti). Jednostavno rečeno, ukoliko je statističku raspodjelu moguće testirati ovakvom statističkom metodom, distribucije koje najbolje opisuju promatrani statistički uzorak su one s velikim vrijednostima p i malim vrijednostima D iz K-S testa.

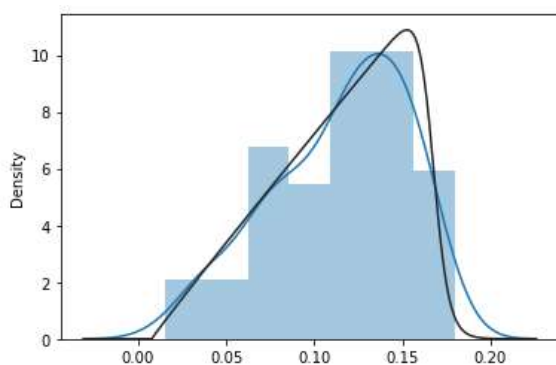


Slika 3-11 Raspodjela poroznosti po dubini

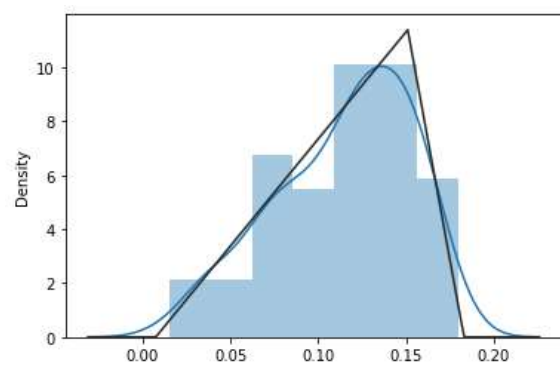


Slika 3-12 Raspodjela poroznosti po dubini nakon filtriranja podataka

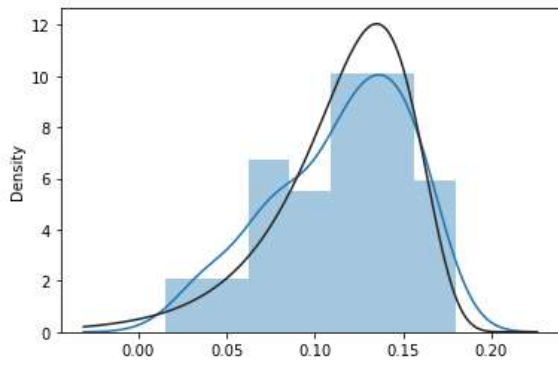
Iz ukupno 81 računalno testirane (raspoložive) statističke raspodjele, uspješno su dobiveni podatci o kvaliteti poklapanja distribucije za njih 64. Izdvojeno je nekoliko *najboljih* raspodjela prema numeričkoj analizi (Tablica 7-39) te su prikazane ukupno najbolje raspodjele (prema tablici Tablica 7-39 i Slika 3-13).



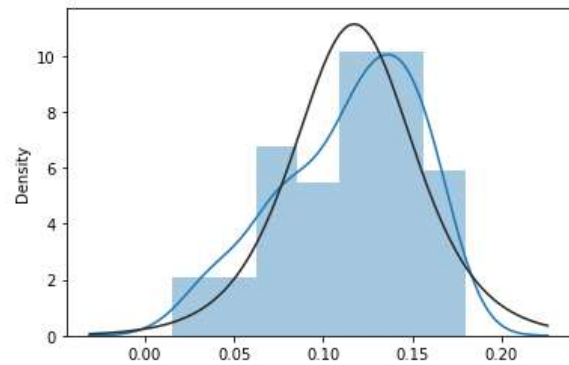
Mielkeova Beta-Kappa (mielke)



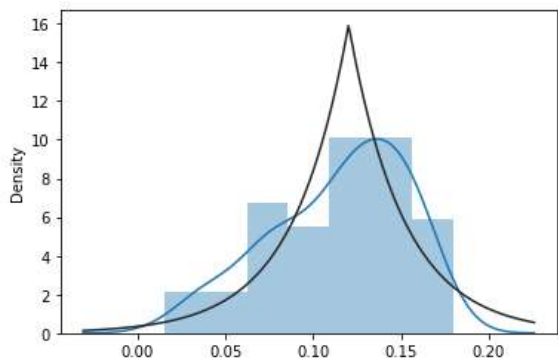
trokutna (triang)



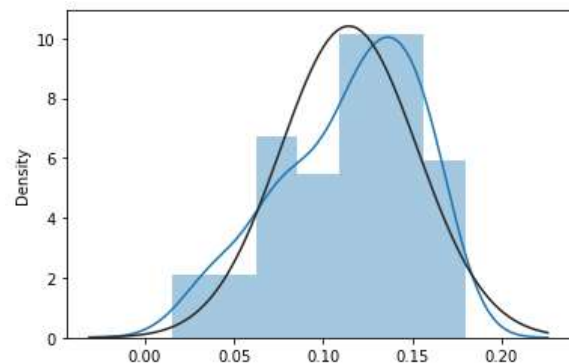
log-gamma (loggamma)



logistička (logistic)



Laplaceova (Laplace)



log-normalna (lognorm)

Slika 3-13 Kvalitativna usporedba statističkih raspodjela

Najbolje distribucije po kvantitativnom i kvalitativnom kriteriju su Mielkeova [120] i trokutna. Upotreba odgovarajuće distribucije limitirana je softverskim mogućnostima. Petrel RE, koji kao svjetski standard za geološko modeliranje, integrirano s ležišnom simulacijom (pokreće Eclipse tj. E300 modul za komponentnu simulaciju) nudi vjerojatno najviše mogućnosti, ali i najveću fleksibilnost, ima mogućnost definiranja svojstava stohastičkim funkcijama, među kojima su trokutna, normalna (Gaussova), log-normalna, odsječena normalna (truncnormal) i odsječena log-normalna (trunclognormal). Prema tom kriteriju, vrlo dobro bi se moglo stohastički modelirati korištenjem trokutne statističke raspodjele, i nešto lošije korištenjem log-normalne. Ovakvim pristupom, može se postići istovremeno prostorno korelirani i stohastički tj. statistički raspodijeljeni set podataka poroznosti (ili npr. propusnosti i sl.) u ležištu, te je moguće ciljati i željenu prosječnu ili neku drugu (npr. percentilnu) vrijednost parametra (poroznosti). Ono što je u softveru nedostatak je da se ne radi analiza kao što je rađena u ovom poglavlju, pa se tako opcije stohastičko-prostornog simuliranja svojstava najčešće ne koriste.

Konačno, u simulacijskim scenarijima je korištena poroznost zadana u statičkom modelu, budući da su za nju u obzir uzeta karotažna mjerenja s ukupno 4 bušotine.

Utjecaj poroznosti ispitan je kroz modele u kojima je poroznost povećana za 20% i 67% u odnosu na originalni geološki model. Utjecaj je provjeren na četiri rešetke (G1, G6, G7 i G8), za isti model fluida, relativnih propusnosti i krivulja kapilarnih tlakova. Povećanja poroznosti su odabrana temeljem razlike u utvrđenim geološkim količinama iz volumetrijskog izračuna, incijalizacije simulacijom i krivulje p/Z.

### 3.1.3 Kapilarni tlak na kontaktu

U svim slučajevima je kapilarni tlak na kontaktu, odnosno pri zasićenju vodom 100%, iznosio 0 bar, što je u skladu s teorijom i preporukama iz literature.

### 3.1.4 Ireducibilno zasićenje vodom

Specijalne analize uzoraka stijene (engl. *special core analysis*, SCAL) u kojima se mogu odrediti minimalna *moгуća* zasićenja prilikom mjerenja kapilarnog tlaka ili relativne propusnosti, u principu predstavljaju tablice podataka. Na temelju takvih podataka, moguće je provjeriti konzistentnost odnosa propusnosti i ireducibilnog zasićenja (veći iznosi minimalnih, tj. ireducibilnih zasićenja kod mjerenja kapilarnog tlaka bi trebali odgovarati manjim propusnostima stijene), moguće je odrediti rubne točke u korelacijama kapilarnog tlaka i relativne propusnosti u simulacijskom modelu, tj. moguće je varirati vrijednosti u korelacijama kojima se rubne točke, ali i ostale mjerene vrijednosti (kapilarni tlakovi i relativne propusnosti u odnosu na zasićenje vodom ili kondenzatom). Podatci o minimalnim zasićenjima (kao i oblik pojedine krivulje kapilarnog tlaka u odnosu na zasićenje) pokazuju i koliko je stijena heterogena na pornoj razini, što u realnom slučaju uzrokuje nakupljanje i zarobljavanje vode tj. općenito (u plinsko-kondenzatnim ležištima) kapljevine u manjim porama.

SCAL analize su rijetki i vrijedni setovi podataka, pošto priprema uzorka i mjerenje za jedan uzorak mogu trajati mjesecima, a i cijena same opreme u cijelom sastavu aparature za mjerenje je osjetno veća, nego kod mjerenja rutinskih analiza (poput apsolutne propusnosti, poroznosti i sl.). Ukoliko se mjerenja kapilarnog tlaka rade metodom desaturacije i polupropusne membrane, laboratorijski sustav fluida je zrak – slojna voda i u svakom koraku mjerenja je moguće mjeriti indeks zasićenja (otpornost jezgre djelomično zasićene vodom). Tim podacima je moguće usklađivati interpretacije elektrokarotažnih mjerenja, a sve zajedno govori kako je analiza minimalnih zasićenja iz laboratorija još jedna preciznija potvrda mogućih uvjeta u ležištu.



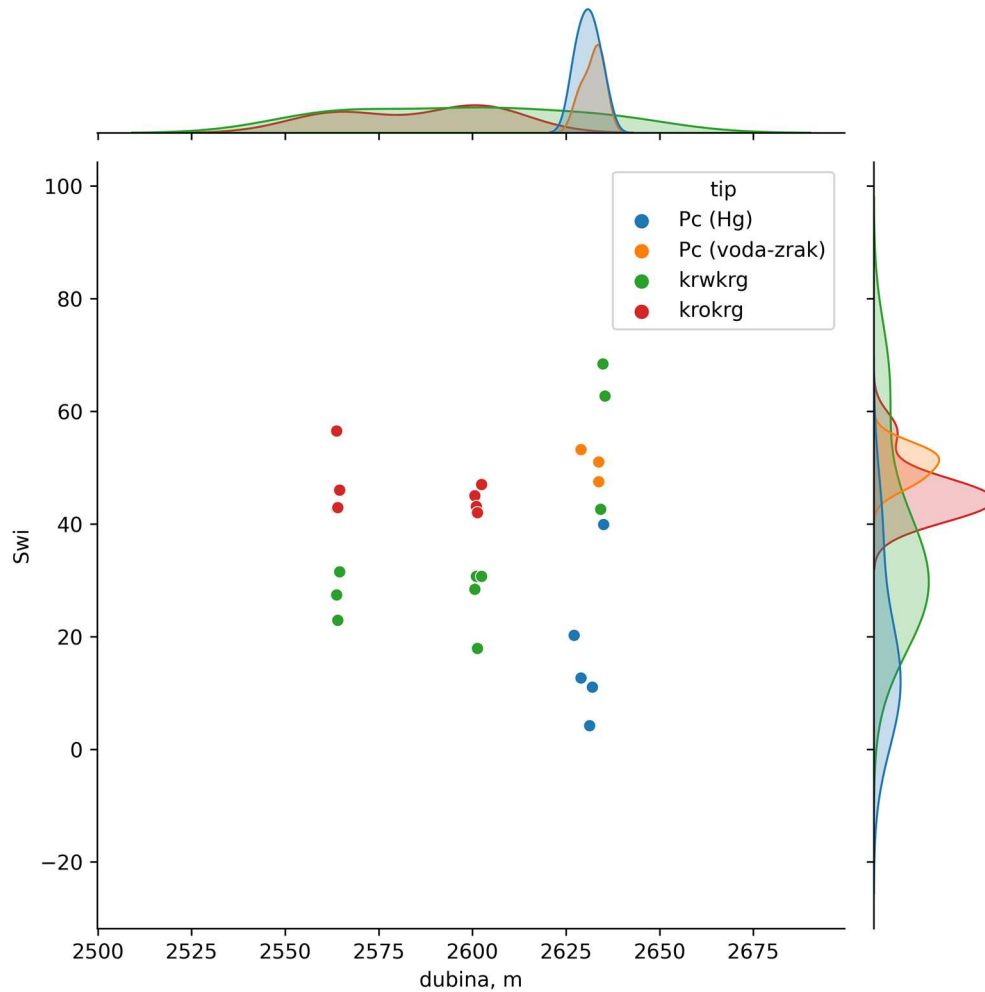
Digitaliziranjem starih izvještaja te sređivanjem podataka, bilo je moguće izdvojiti 27 minimalnih zasićenja (za vodu  $S_{wi}$ , za kondenzat  $S_{oi}$ , Tablica 3-5, Slika 3-14)

Tablica 3-5 Svi mjereni podaci minimalnih zasićenja

	svi mjereni podaci	podatci mjereni s vodom
<b>broj uzoraka</b>	27	14
<b>srednja vrijednost, %</b>	37,72	39,84
<b>standardna devijacija</b>	15,96	15,21
<b>min, %</b>	4,19	17,90
<b>0,05 percentil, %</b>	11,52	21,15
<b>0,5 percentil, %</b>	42,60	37,05
<b>0,95 percentil, %</b>	60,84	64,70
<b>max, %</b>	68,40	68,40

Podatci mjerenja kapilarnih tlakova utiskivanja živom mjere se do tlaka od nekoliko desetaka MPa (u ovom slučaju oko 10, u nekim mjerenjima oko 40 pa i blizu 80 MPa), dok se metodom polupropusne membrane mjeri do max 1,4 MPa. To je korisna informacija prilikom filtriranja podataka, tj. iz razloga jer je pri velikim tlakovima utiskivanja žive moguće razrušiti barijere između povezanih i izoliranih pora u uzorku, moguće je postići i (prividno) veće minimalno zasićenje (zrakom). Stoga se veća pozornost obraća na podatke relativnih propusnosti, tj. za sustave voda-plin ( $k_{rwkrg}$  i kapilarni tlak mjereno metodom polupropusne membrane, Slika 2-3). U takvim sustavima (Tablica 3-5), gdje su podaci mjereni sa modelom slojne vode, značajno se mijenja jedino najmanji mjereni iznos minimalnog zasićenja ( $S_{wi}$ ), čime se za podešavanje SCAL tablica u ležišnom modelu ostavlja prostor za minimalno zasićenje između 21,15 i 60,84%.

Okvirno je analizirana i mogućnost različitih vrijednosti u krivuljama relativne propusnosti za vodu ( $k_{rw}$ ) i plin ( $k_{rg}$ ).



Slika 3-14 Minimalni iznosi zasićenja iz SCAL mjerenja

Iako je u geološkom modelu postajalo nekoliko modela zasićenja vodom, nijedan nije korišten u kreiranju scenarija, već je zasićenje vodom modelirano posredno postavljanjem dubine kontakta i zadavanjem krivulja kapilarnog tlaka. Ovakav pristup je opravdan budući da se kontakt može smatrati pouzdanijim podatkom s obzirom na to da se radi o masivnom i karbonatnom ležištu. U ovom tipu ležišta, kontakt je najčešće jedinstven, makar se kapilarni tlakovi mjestimično mogu razlikovati. Zasićenje vode u geološkom modelu izrađeno je temeljem karotažnih mjerenja s dvije bušotine iz ovog ležišta i dvije iz nadležecog pa se broj bušotinskih podataka može smatrati nedostatnim te to zasićenje treba uzeti s dozom rezerve, dok je kontakt potvrđen i karotažom i ispitivanjima na bušotinama.

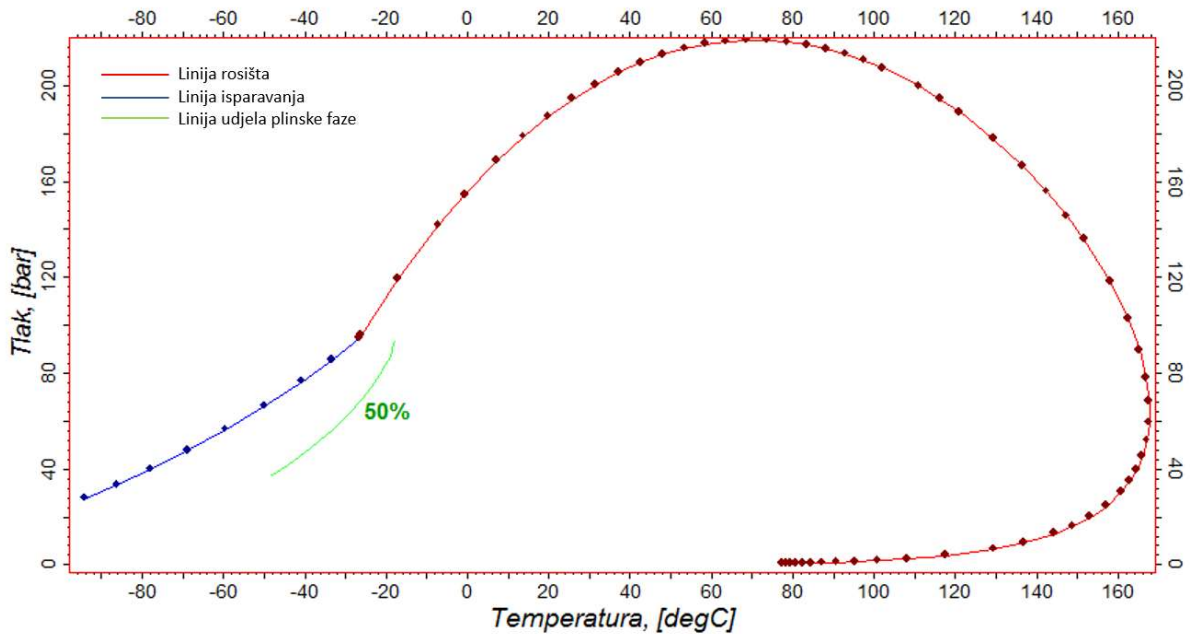
### 3.1.5 Model fluida

Osim što je ležište natpritisnuto i ispresijecano rasjedima, složenosti sustava doprinosi i ležišni fluid, koji u svom sastavu ima oko 50% CO<sub>2</sub> pa se ovaj sustav donekle može opisati kao retrogradni, plinsko-kondenzatni. Za opis fluida je korišten uzorak s jedne od bušotina, i to onaj uzet davno prije početka eksploatacije ležišta. S obzirom na to da složenost sastava u komponentnom simulacijskom modelu bitno utječe na vrijeme simulacije, isprobano je nekoliko različitih definicija (pojednostavljenja) sastava fluida, koji su određeni grupiranjem komponenti C10 sastava (Tablica 3-6).

Tablica 3-6 Modeli fluida ispitani u različitim modelima

Model Komponenta	molni udio komponente (%)					
	Pseudo3	Pseudo5	C5	C7	C10	
N <sub>2</sub>	50,93	50,93	1,98	1,98	1,98	
CO <sub>2</sub>			48,95	48,95	48,95	
C <sub>1</sub>	45,41	45,41	45,41	45,41	45,41	
C <sub>2</sub>	3,66	2,36	1,66	1,66	1,66	
C <sub>3</sub>			0,36	0,36	0,36	
iC <sub>4</sub>			0,13	0,13	0,13	
nC <sub>4</sub>			0,22	0,22	0,22	
iC <sub>5</sub>		0,31	1,30	0,07	0,07	
nC <sub>5</sub>			0	0,07	0,07	
C <sub>6</sub>		0	0,16	0,16		
C <sub>7</sub>		0,99	0	0,99	0,15	
C <sub>8</sub>			0	0	0,11	
C <sub>9</sub>			0	0	0,10	
C <sub>10+</sub>			0	0	0,63	
Ukupno		100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Zbog specifičnosti i složenosti problematike opisa plinsko-kondenzatnog ležišta, bilo je od iznimne važnosti detaljnije modelirati fluid, odnosno odabrati komponentnu simulaciju naspram brže, ali nereprezentativne simulacije u kojoj se ponašanje fluida pri različitim uvjetima tlaka i temperature opisuje jednostavnim tablicama. Fazni dijagram (Slika 3-15) modela fluida C7 je dobiven u softveru, pri čemu linije udjela plinovite faze nisu potpuno uspješno generirane zbog kompleksnosti sastava.



Slika 3-15 Fazni dijagram modela fluida

Utjecaj modela fluida ispitan je, uz ostale jednake postavke modela, na rešetci s drugom najmanjom rezolucijom (G10), na rešetci G7 i na konačno odabranoj rešetci G6, budući da ona ima povoljan omjer ćelija u z-smjeru i srednje vrijednosti broja ćelija u x i y smjerovima, a trajanje simulacije je prihvatljivo. Konačno je sastav C7 odabran kao optimalan s obzirom na trajanje simulacije i preciznost rezultata.

### 3.1.6 Dubine razdjelnice fluida

U najvećem broju slučajeva se za utvrđeni početni kontakt plin/voda koristila prijavljena dubina od -2525 m, ali je na pet rešetki s raznolikim rezolucijama (G1, G2, G5, G6, G7, i G10), a u svrhu ispitivanja utjecaja dubine kontakta na utvrđene geološke količine i dinamiku pridobivanja, kontakt postavljen dublje (na -2527 m). Dubina od -2525 m opravdana je i ispitivanjem bušotina i karotažnim mjerenjima u njima. Radi utvrđivanja jačine utjecaja dubine kontakta, isti je postavljen i na dubinu od -2523 m na svim rešetkama osim originalne (G3).

### 3.1.7 Svojstva rasjeda

Na odabranoj rešetci je na pojednostavljen način ispitan utjecaj rasjeda, gdje su u prvoj verziji jednoj grupi rasjeda dodijeljena svojstva množitelja transmisibilnosti i tlaka popuštanja, a u drugoj verziji su ista svojstva dodijeljena drugoj grupi rasjeda. S obzirom na broj rasjeda (11) i, shodno tome, prevelik broj mogućih kombinacija, utjecaj rasjeda može se smatrati zasebnom temom za istraživanje.

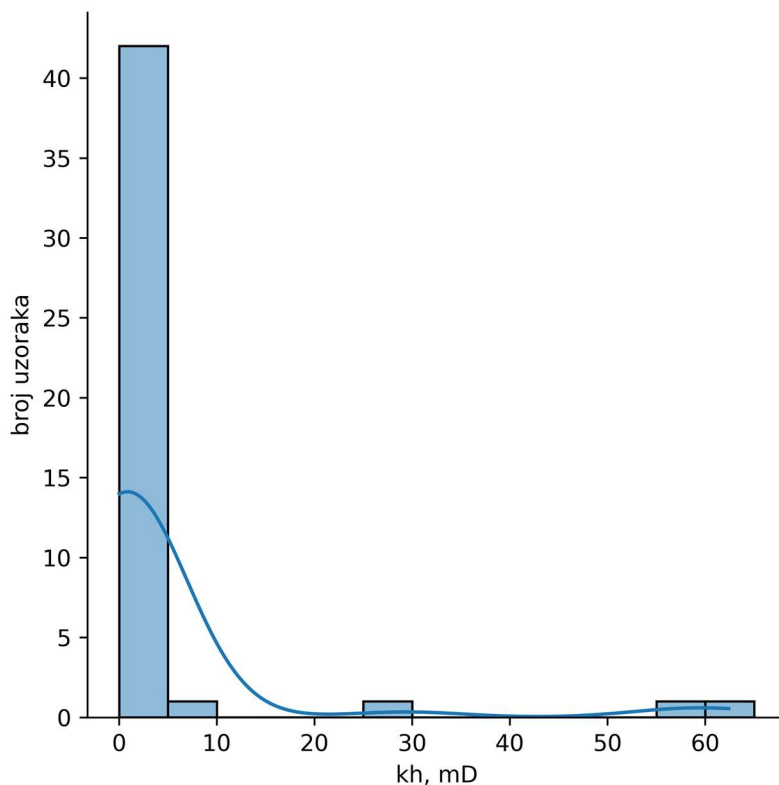
### 3.1.8 Propusnost

Na istim valjčićima koji su korišteni za mjerenje poroznosti, mjerene su horizontalna i vertikalna propusnost, ovisno o orijentaciji bušenja valjčića. Ukupno je dostupno 46 podataka horizontalne propusnosti ( $k_h$ , mD, Tablica 3-7), i radi se o slaboj primarnoj efektivnoj propusnosti.

Tablica 3-7 Svi mjereni podaci horizontalne propusnosti

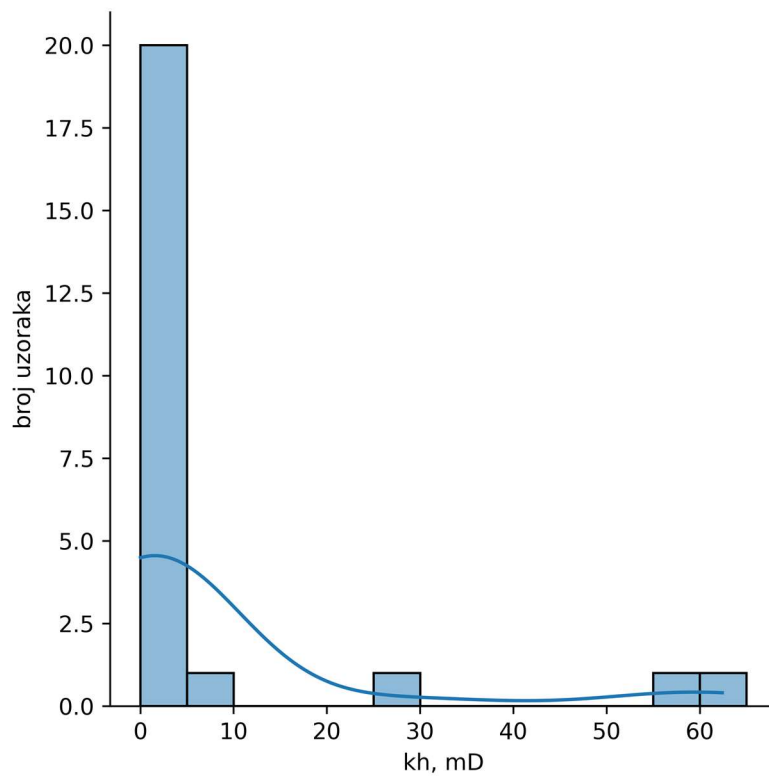
	<b>svi mjereni podaci</b>	<b>mjereni podaci iz ležišta</b>
<b>broj uzoraka</b>	46	24
<b>srednja vrijednost, mD</b>	4,132609	7,585417
<b>standardna devijacija</b>	12,73796	17,06697
<b>min, mD</b>	0,02	0,02
<b>0,05 percentil, mD</b>	0,0525	0,0645
<b>0,5 percentil, mD</b>	0,46	1,25
<b>0,95 percentil, mD</b>	23,875	52,4945
<b>Max, mD</b>	62,41	62,41

Radi se o izrazito nesimetričnoj, tj. desno nagnutoj raspodjeli, ukoliko se promatraju svi uzorci (Slika 3-16).

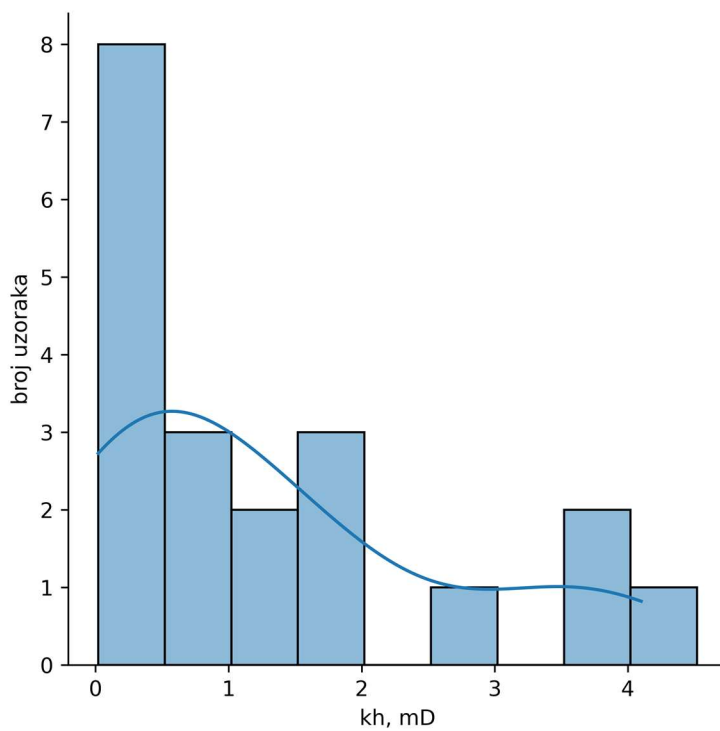


*Slika 3-16 Raspodjela horizontalnih propusnosti svih uzoraka*

Raspodjela podataka iz ležišta (Tablica 3-7, 24 podatka mjerene horizontalne propusnosti) je u ovom slučaju slična i kvalitativnim sagledavanjem može se zaključiti da se njihova raspodjela može opisati log-normalnom raspodjelom (Slika 3-17), osobito ako se izfiltriraju podatci kojih ima najviše (20), a to su oni s propusnošću manjom od 5 mD (Slika 3-18).

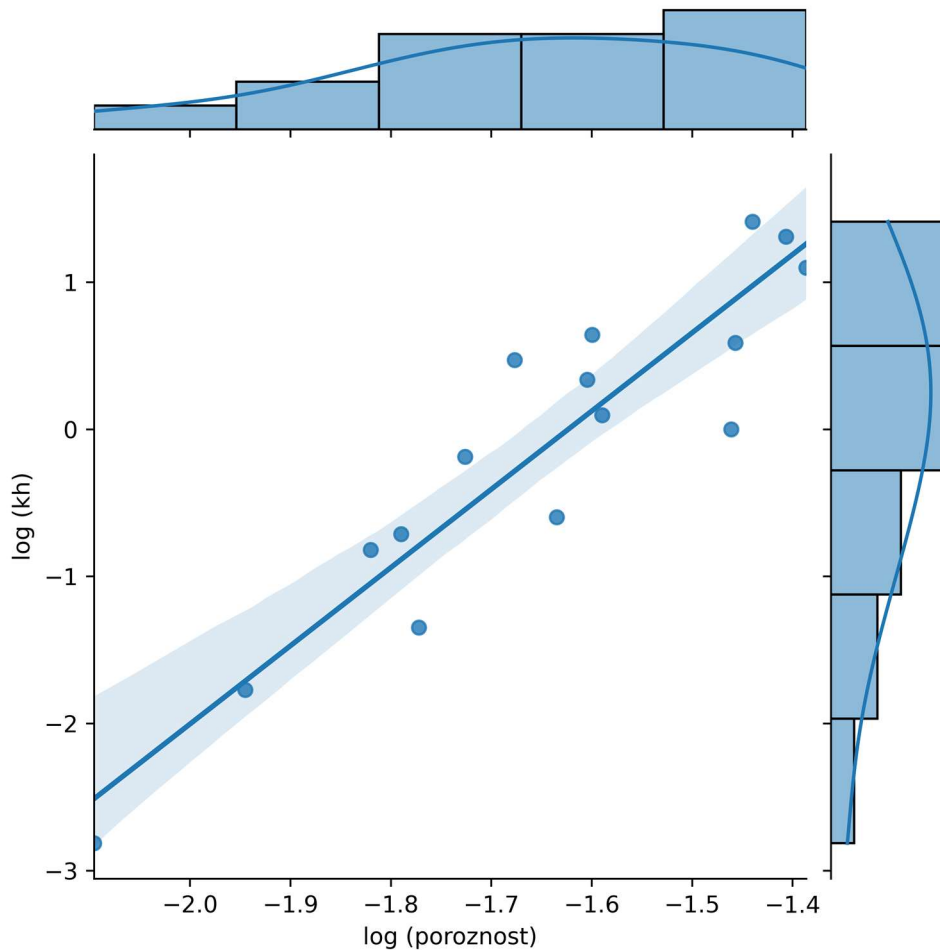


Slika 3-17 Raspodjela mjerenih horizontalnih propusnosti iz ležišta



Slika 3-18 Raspodjela mjerenih horizontalnih propusnosti iz ležišta s vrijednostima manjim od 5 mD.

Testirana je korelacija horizontalnih propusnosti i poroznosti te je utvrđeno kako korelacija postoji ukoliko se vrijednosti  $k_h$  i  $\phi$  transformiraju u  $\log(k_h)$  i  $\log(\phi)$ .



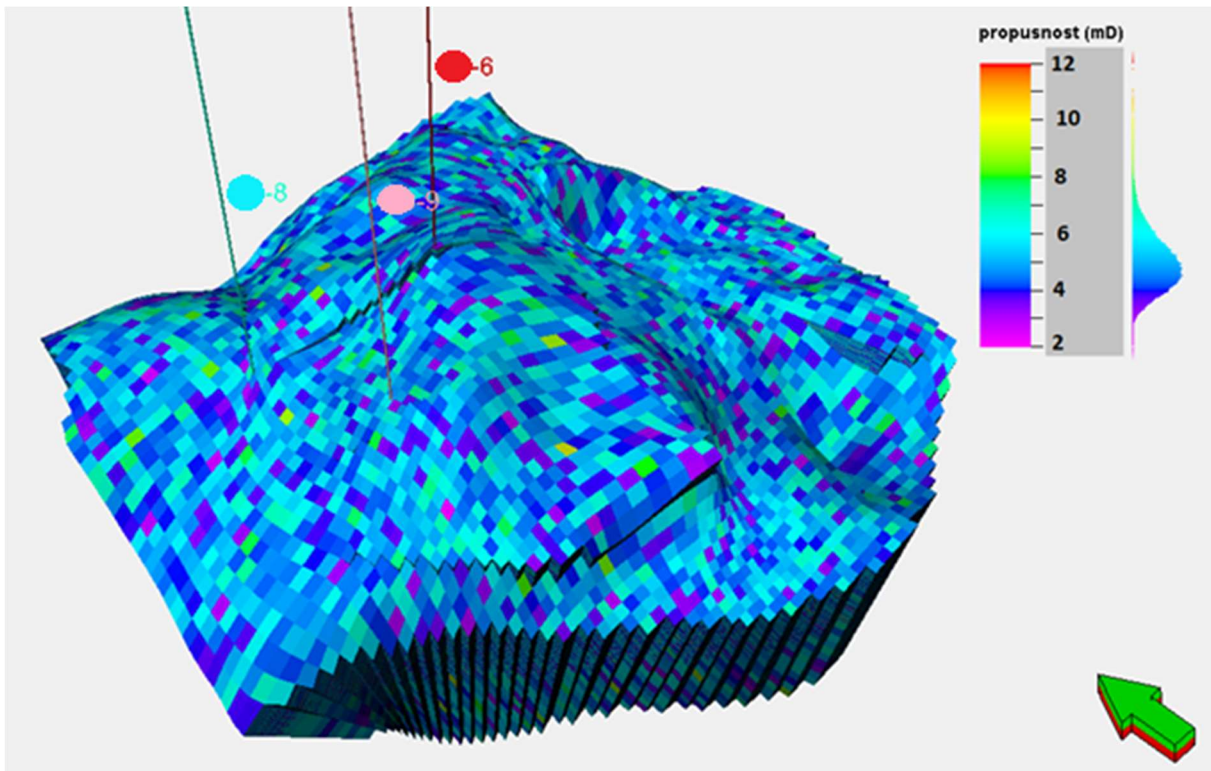
*Slika 3-19 Korelacija mjerenih horizontalnih propusnosti iz ležišta s vrijednostima manjim od 5 mD i poroznosti iz ležišta s vrijednostima većim od 5 %.*

Kako u statičkom modelu propusnost nije varijabla od interesa, za potrebe dinamičkog modela je postavljena funkcija kako bi se model populirao podacima o propusnosti. Parametri funkcije su odabrani temeljem iskustveno dokazanih odnosa te izvedenih i interpretiranih hidrodinamičkih mjerenja na bušotinama promatranog ležišta, budući da su laboratorijska mjerenja na jezgrama nedostatna (pre mali broj podataka, tj. mjereno je na 37 uzoraka s jedne i 7 uzoraka s druge bušotine, dok ostale jezgre, ako su i bile uzete, nisu korištene za petrofizikalne analize) i nereprezentativna da bi ih se uzelo u obzir tijekom određivanja propusnosti ležišta.

U najvećem broju slučajeva je korištena log-normalna raspodjela sa srednjom vrijednosti 5 mD i standardnom devijacijom 1 mD (Slika 3-20). Ispitan je i deterministički pristup propusnosti, gdje je korištena konstantna vrijednost horizontalne propusnosti od 1 mD na rešetci odabranoj za daljnja ispitivanja (G6) s obzirom na trajanje simulacije i



zadovoljavajuće preciznosti rezultata. Vrijednost ove propusnosti je procjena na temelju mjerenja na jezgrama i rezultata hidrodinamičkih mjerenja. Osim toga, na odabranoj rešetci, kao i na rešetci s najmanjom rezolucijom (G5), su iskušane normalna, jednolika i trokutna raspodjela.



Slika 3-20 Raspodjela propusnosti u modelu

### 3.1.8.1 Heterogenost ležišta

Vertikalna propusnost postavljena je kao funkcija horizontalne, gdje vertikalna iznosi 10% horizontalne, ali je na odabranoj rešetci (G6) iskušana i verzija gdje je vertikalna propusnost konstantna i relativno velika s obzirom na to da se radi o karbonatima, te iznosi 1 mD. Na ovaj način se izbjeglo korištenje opcije dvojne poroznosti i propusnosti, čemu se inače često pribjegava kad je riječ o karbonatnim ležištima, ali zahtijeva puno detaljniju karakterizaciju ležišta od one koja je bila dostupna, prvenstveno ispitivanja na velikim jezgrama umjesto na valjčićima. Također, na istoj rešetci, kao i na rešetkama manje rezolucije (G1, G5 i G10), su ispitani slučajevi u kojima vertikalna propusnost iznosi 1%, 25%, 50% i 75% i 100% horizontalne (postavljene kao lognormalna raspodjela sa srednjom vrijednosti 5 mD i standardnom devijacijom 1 mD).

### 3.1.9 Stlačivost sustava

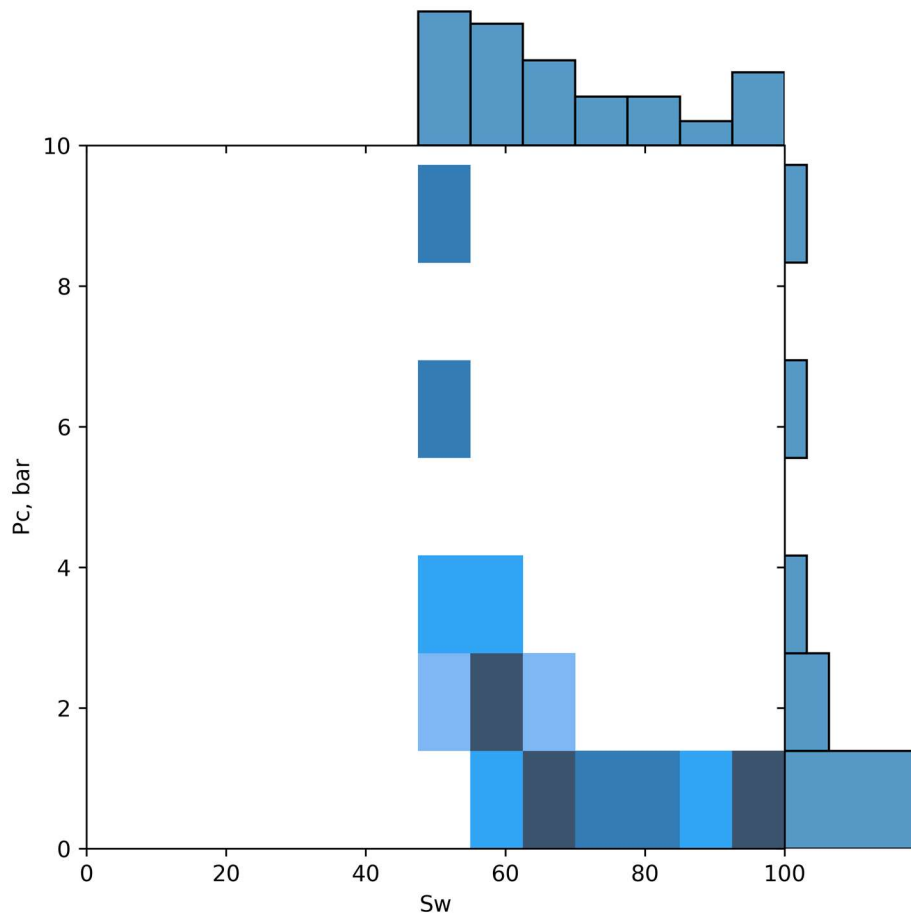
U većini slučajeva je korištena Newmanova [121] korelacija za stlačivost stijene, a na rešetkama G1, G5, G6 i G7 je ispitan utjecaj korištenja konstantne vrijednosti stlačivosti od  $1 \times 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$ .

### 3.1.10 Specijalne analize jezgri

Osim korištenja tipskih krivulja, iskorišten je izvjestan broj dostupnih laboratorijskih mjerenja relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova na jezgrama kao smjernica za odabir krivulja u simulaciji te je taj utjecaj ispitan na odabranoj rešetci (G6) i na rešetci sa sljedećom manjom rezolucijom (G10). Rezultati specijalnih analiza jezgri postaju važnije u simulacijama utiskivanja za svrhe povećanja iscrpka u naftnim ležištima, dok se promjene krivulja kapilarnih tlakova i relativnih propusnosti u plinsko-kondenzatnom ležištu odražavaju praktički jedino na omjer proizvedenog kondenzata i vode. Budući da je primarni cilj postići poklapanje proizvedenih količina plina i odgovarajućih dinamičkih tlakova po bušotinama, proizvodnja kapljevine (voda i kondenzat) uglavnom se gleda kao jedan parametar za cijelo ležište, pogotovo uzevši u obzir i to da su stvarni podaci zapravo procjene pošto bi točno utvrđivanje sastava kapljevine po bušotinama zahtijevalo redovitu primjenu mjernih separatora.

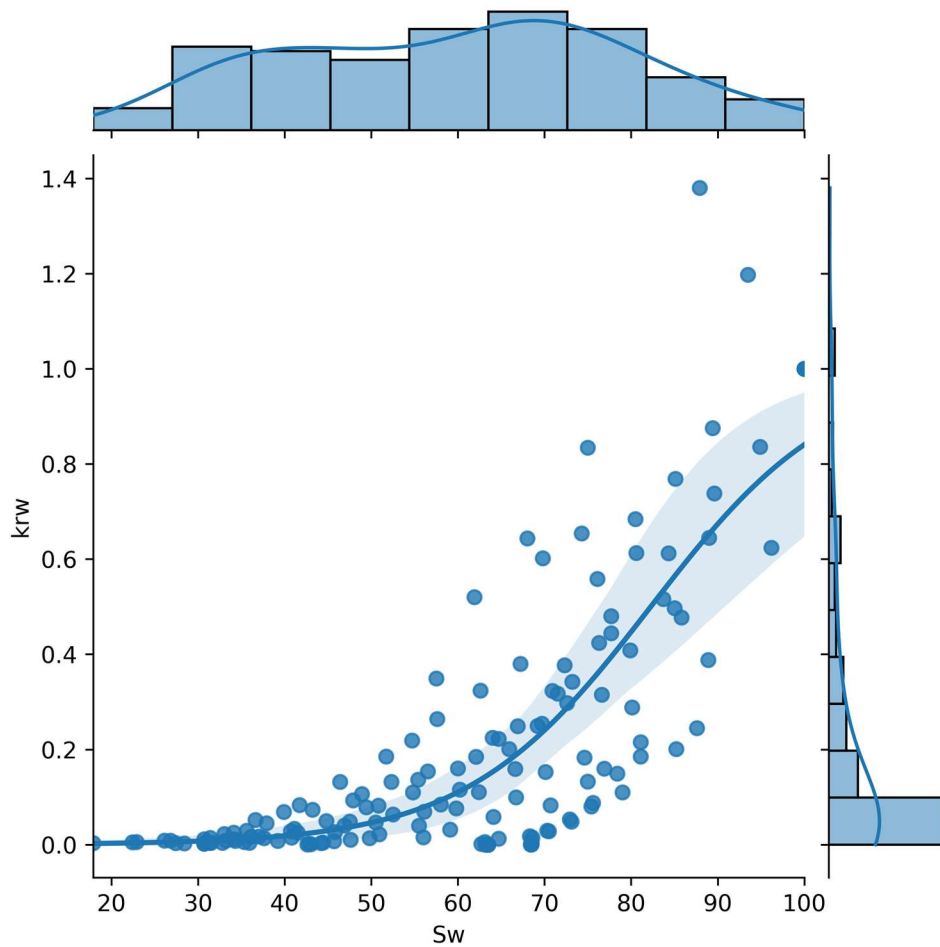
#### 3.1.10.1 Krivulja kapilarnog tlaka

Tablice mjerenih kapilarnih tlakova pokazuju da se radi o vrlo velikoj heterogenosti (raspršenosti) podataka za pojedina zasićenja vodom. Kako se traži univerzalna krivulja (tablica), podatci kapilarnih tlakova iz svih tablica stavljeni su u jedan dijagram, te su preklapanjem zastupljenosti mjerenih  $S_w$  i  $P_c$  vrijednosti, korištenjem tzv. hist-dijagrama [122] detektirana područja u kojima bi bilo potrebno zadržati vrijednosti krivulje kapilarnih tlakova (Slika 3-21). Ova metoda je uspostavljena iz razloga jer su korelacije za krivulje kapilarnog tlaka presložene za statističku analizu (dijele se na generalizirane korelacije i na korelacije koje opisuju usko područje spontanog kapilarnog djelovanja (za niže vrijednosti  $P_c$ )).



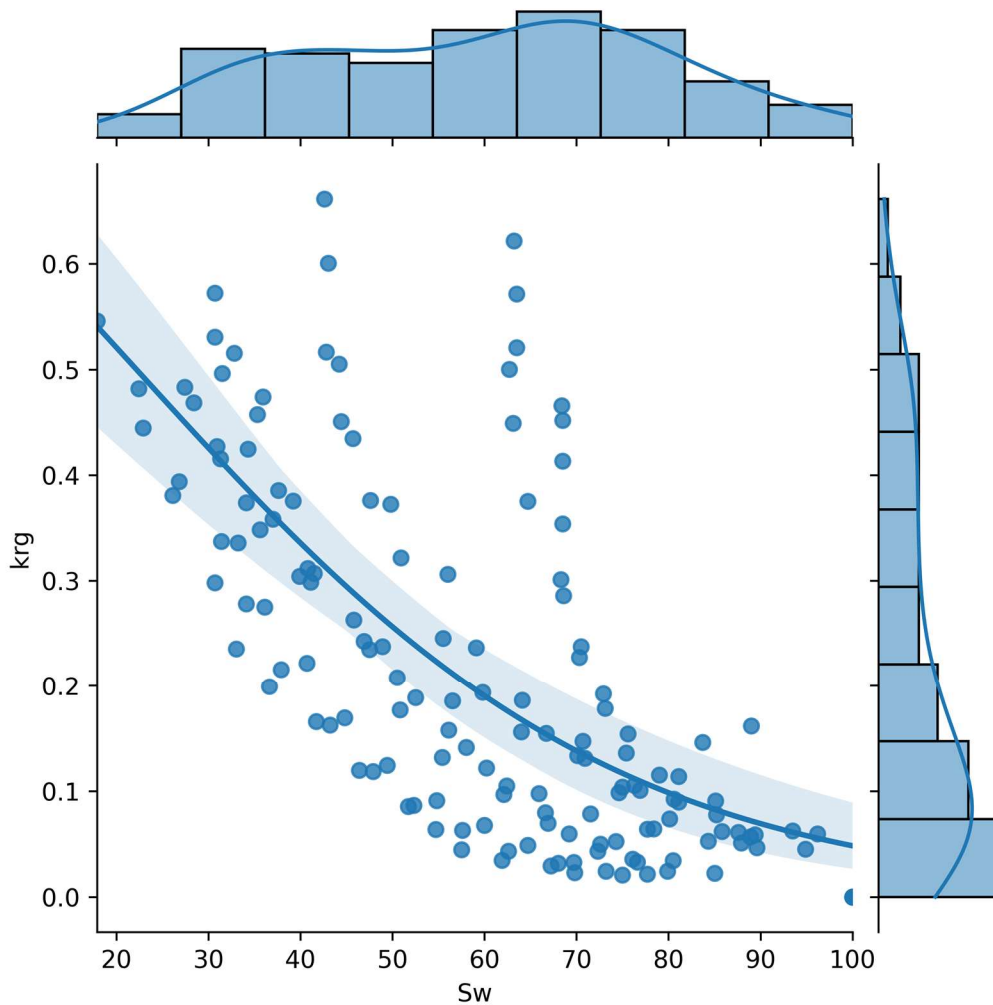
Slika 3-21 Krivulja zastupljenosti podataka za kapilarni tlak

Tablice mjerenih relativnih propusnosti za vodu pokazuju veliku raspršenost podataka, što je i očekivano, pošto se radi o prirodno frakturiranom (dvojna poroznost i propusnost) te petrofizikalno i litološki jako heterogenom ležištu. Podešavanje krivulje relativnih propusnosti prema historijatu pridobivanja započeto je interpretacijom podataka mjerenih u laboratoriju te je logističkom regresijom i metodom samopodržavanja (engl. *bootstrapping* [122]–[125], Slika 3-22, Slika 3-23) određen interval pouzdanosti regresijske krivulje.



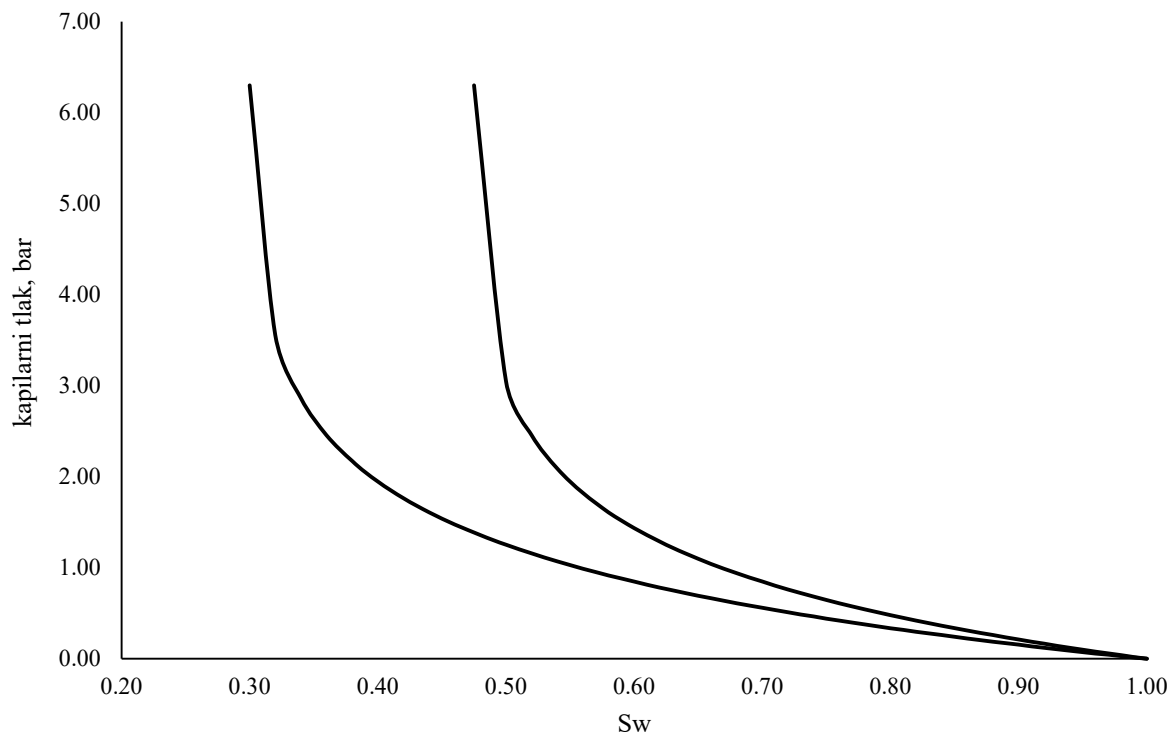
*Slika 3-22 Regresijska krivulja svih podataka relativne propusnosti za vodu*

Kako stvarni mjereni podatci često odstupaju od onih idealnih izračunatih korelacijama Coreyevog tipa, nije čudno da i u ovom slučaju većina laboratorijski mjenjenih podataka (koji se smatraju najpreciznijim) ne ulazi u interval pouzdanosti. Ove analize govore u kojem području se nalaze fizikalno i statistički opravdane vrijednosti, tj. u kojem području bi bilo pogodnije podešavati vrijednosti  $P_c$  i  $k_r$ , ali je broj dostupnih analiza za pravu statističku opravdanost premalen.

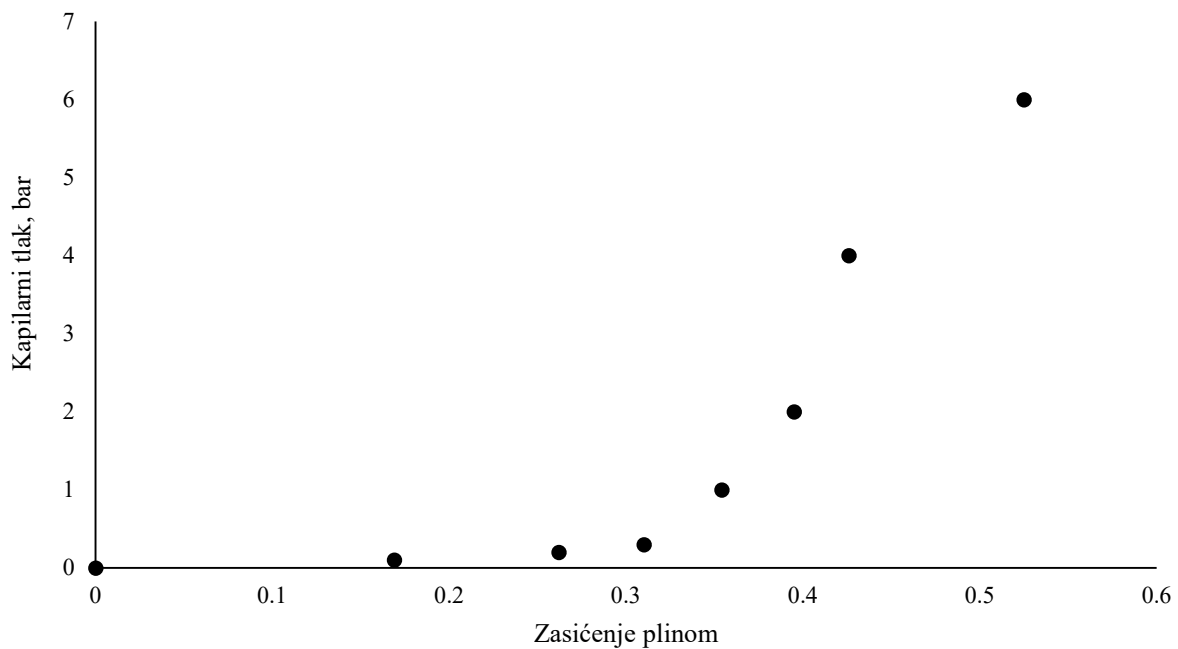


Slika 3-23 Regresijska krivulja svih podataka relativne propusnosti za plin

Dok se u simulator za trofazni sustav unose krivulje kapilarnog tlaka sustava plin/kondenzat te kondenzat/voda, a u laboratoriju mjerenja izvode sustavom živa/zrak, a zatim preračunavaju na voda/plin, i to u sobnim uvjetima, napravljena je transformacija [126] kako bi se dobila krivulja za sustav kondenzat/voda. Ispitani su slučajevi za početno zasićenje vodom 0,3 i 0,475 (Slika 3-24), iako su u temeljnom slučaju za ovu krivulju zadane samo krajnje točke. Za izradu krivulja za sustav plin/kondenzat nema stvarnih podataka, a ni jasnih smjernica u literaturi za slučaj trofaznog protjecanja pa je krivulja postavljena ugrubo (Slika 3-25), a u određenom broju slučajeva je ova krivulja isključena iz simulacije.



Slika 3-24 Krivulja kapilarnog tlaka za  $S_w=0,3$  i  $S_w=0,475$



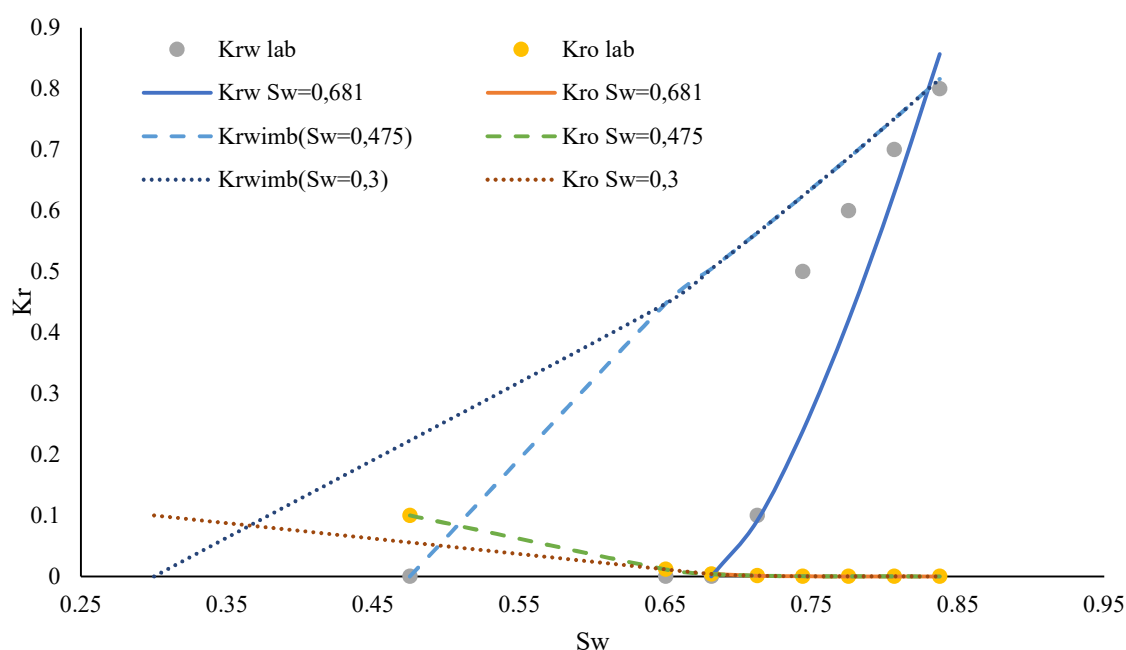
Slika 3-25 Kapilarni tlak za sustav plin/kondenzat

### 3.1.10.2 Promjene poroznosti i propusnosti uslijed promjene efektivnog tlaka

Iako postoje laboratorijski podaci promjene vrijednosti poroznosti i propusnosti uslijed promjene efektivnog tlaka, podaci nisu korišteni u simulaciji, iako bi se teoretski mogli unijeti kod definicije stlačivosti stijene. U svakom slučaju, pregledom navedenih podataka je ustanovljeno kako su i poroznosti i propusnosti znatno veće od prethodno utvrđenih, što dovodi u pitanje reprezentativnost ovih mjerenja.

### 3.1.10.3 Relativne propusnosti

Uzimajući u obzir laboratorijska mjerenja, prvenstveno ireducibilno i kritično zasićenje vodom, krivulje relativnih propusnosti za sustav voda/kondenzat izrađene su temeljem korelacija [127], budući da se zapravo dostupna mjerenja odnose na sustav plin/voda. Ispitivanja u laboratoriju su se odnosila na proces drenaže, dok bi teoretski trebalo promatrati i proces imbibicije [128] pa je to uzeto u obzir prilikom korištenja korelacija. Ispitani su slučajevi za početno zasićenje vodom 0,3, 0,475 te 0,681 (Slika 3-26).



Slika 3-26 Relativne propusnosti za sustav voda/kondenzat

Relativne propusnosti za sustav plin/kondenzat su dobivene zadavanjem Coreyjevih koeficijenata [129] uz ručno podešavanje, budući da je ustanovljen zanemariv utjecaj ove krivulje na rezultate od interesa, iako su laboratorijska mjerenja napravljena i za ovaj sustav. Utjecaj krivulje relativnih propusnosti za sustav plin/kondenzat ispitan je kroz zadavanje samo

početnih i krajnjih točaka na krivuljama te je ova verzija korištena u 2 slučaja, i to samo na odabranoj rešetci (G6).

### **3.2 Alati za poklapanje modela s povijesnim podacima**

Zaključak dobiven prethodno opisanim, ali i drugim manjim ispitivanjima jest kako se poklapanje s povijesnim proizvodnim podacima može postići promjenom skin faktora barem na bušotini za koju je poznato kako je u određenom trenutku hidraulički frakturirana na interesantnom intervalu, ili promjenom množitelja transmisibiliteta i tlaka popuštanja jednog ili više rasjeda.

### **3.3 Težinski faktori utjecaja pojedinih ulaznih parametara na promjene rezultata od interesa**

Za određivanje utjecaja pojedinog promatranog parametra (ukupan broj ćelija, omjer vertikalne i horizontalne rezolucije, propusnost u smjerovima x i y te propusnost u smjeru z, stlačivost sustava, ireducibilno zasićenje vodom koje utječe na krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova, broj komponenti u modelu fluida, dubina kontakta plin/voda te poroznost) korištena je besplatna verzija softvera za neuronske mreže JustNN [130], a isti set podataka testiran je i putem MS Excel dodatka NeuroXL [131].

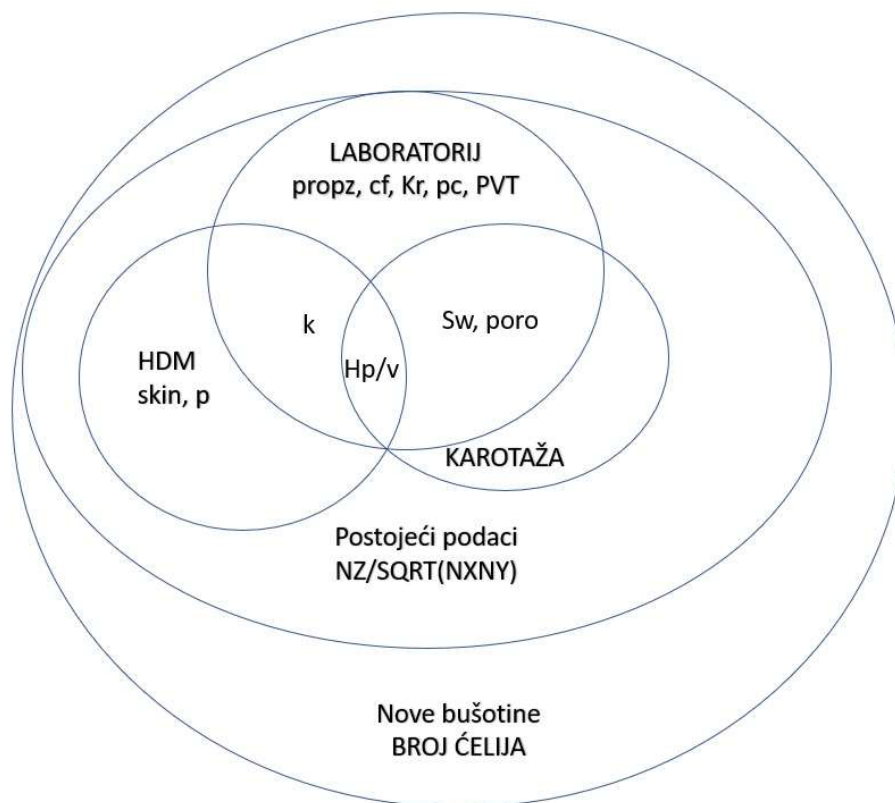
### **3.4 Ekonomski pokazatelji**

U ekonomskoj analizi razmatrana je „relativna cijena“ pojedinog utjecaja uz pretpostavku kako je karotaža u sklopu izrade nove bušotine najskuplja stavka.

Za odabir ukupnog broja ćelija, potrebni su svi podaci postojećih bušotina, a kako je naglasak stavljen na prostornu rezoluciju, pretpostavlja se kako bi za optimalan omjer broja ćelija trebalo dodatno izraditi nove bušotine. Za odabir ćelija u smjeru z, odnosno omjer vertikalne i horizontalne rezolucije, potrebni su karotažni i laboratorijski podaci, kao i rezultati hidrodinamičkih mjerenja. Horizontalna propusnost dobiva se laboratorijski i iz hidrodinamičkih mjerenja, dok se vertikalna propusnost mjeri na jezgrama u laboratoriju, kao i stlačivost stijene, relativne propusnosti i kapilarni tlak. PVT analiza zahtijeva uzimanje uzorka i laboratorijske eksperimente. Poroznost i početno zasićenje vodom su skuplji podaci, budući da se dobivaju i iz karotaže i laboratorija, a kontakt fluida se može smatrati najskupljim



podatkom jer se uz određivanje iz karotaže i laboratorija, potvrđuje ispitivanjima na bušotinama (Slika 3-27).



Slika 3-27 Venn dijagram izvora potrebnih podataka za ležišnu simulaciju

Cijene pojedinih mjerenja izražene su relativno u odnosu na najskuplje mjerenje, a to je karotaža te je ona postavljena na bezdimenzionalnu vrijednost 1 za 1 bušotinu.

Tablica 3-8 Normalizirane cijene pojedinih mjerenja potrebnih za ležišnu simulaciju

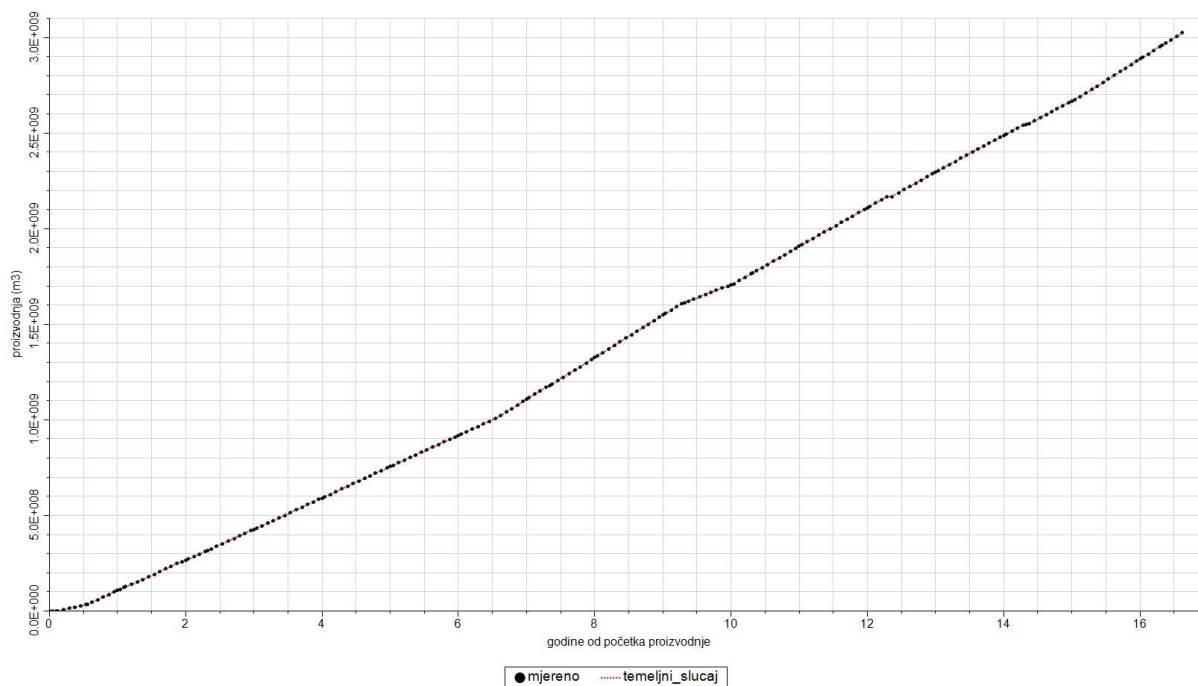
izvor – podatak	normalizirana cijena
karotaža – poroznost, $S_w$ , kontakt	1
laboratorij – PVT	0,0032
laboratorij (SCAL) – $S_w$ , $P_c$ , $k_r$	0,002
bušotina (HDM) – horizontalna propusnost, skin faktor, kontakt, dinamički tlak, srednji ležišni tlak, prisutnost rasjeda	0,002
laboratorij – poroznost, horizontalna i vertikalna propusnost, $S_w$	0,0005
laboratorij – stlačivost stijene	0,0001

## 4 POKLAPANJE HISTORIJATA PROIZVODNJE I PROCJENA ULAGANJA U BUDUĆU RAZRADU LEŽIŠTA

Geološki model ležišta često je potrebno prilagoditi kako bi se u simulaciji dinamičkih uvjeta uspješno opisati ponašanje ležišta kako je zabilježeno u povijesti. Uslijed ograničenja vremena, odnosno, bolje reći procesorske snage računala, jedan od prvih koraka je homogenizacija svojstava u svrhu smanjenja broja ćelija i istovremenog zadržavanja realistične slike ležišta.

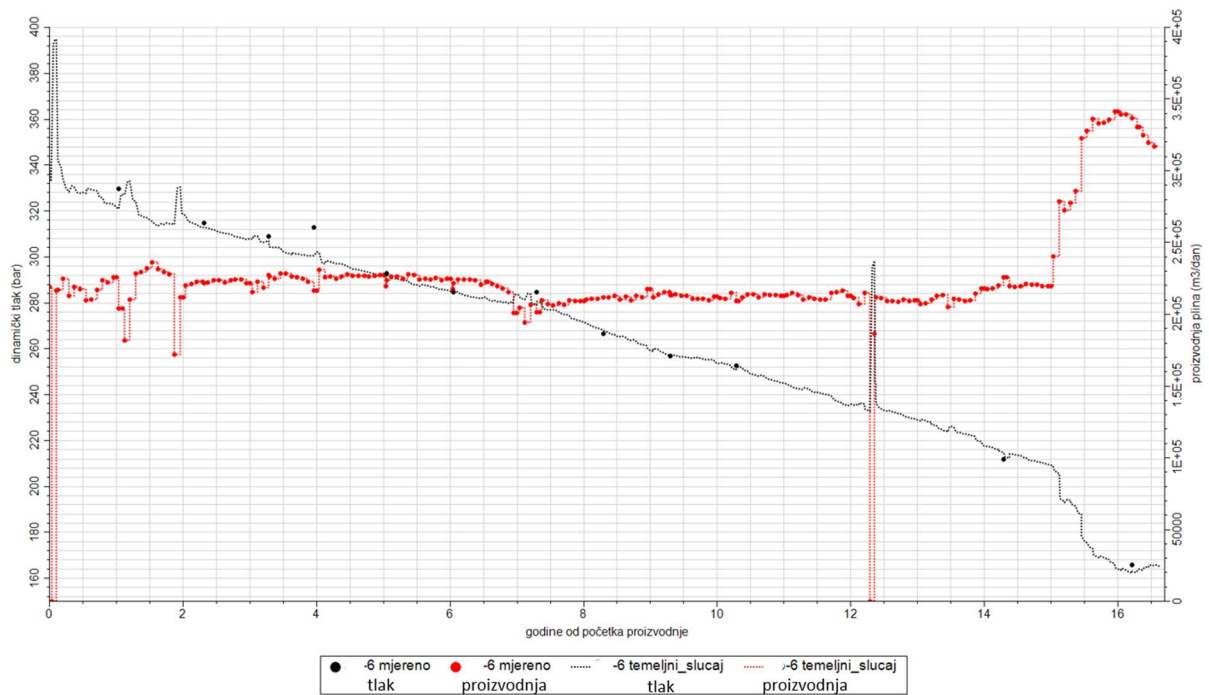
### 4.1 Poklapanje s historijatom – temeljni slučaj

Temeljni slučaj odabran je prema brzini simulacije i prihvatljivom odstupanju od mjerenih podataka, što podrazumijeva rešetku G6, poroznost zadanu početnim geološkim modelom, kapilarni tlak na kontaktu 0 bar, model fluida C7, originalno zadanu dubinu kontakta od -2525 m, bez uključivanja transmisibiliteta i kritičnog tlaka rasjeda, log-normalnu raspodjelu horizontalne propusnosti, vertikalnu propusnost 10% vrijednosti horizontalne, Newmanovu korelaciju za stlačivost sustava, te (ručno) prilagođene krivulje kapilarnog tlaka i relativnih propusnosti temeljem stvarnih podataka iz laboratorija. Na ovako postavljenom modelu su ispitani utjecaji pojedinih parametara. Slika 4-1 prikazuje poklapanje s historijatom.

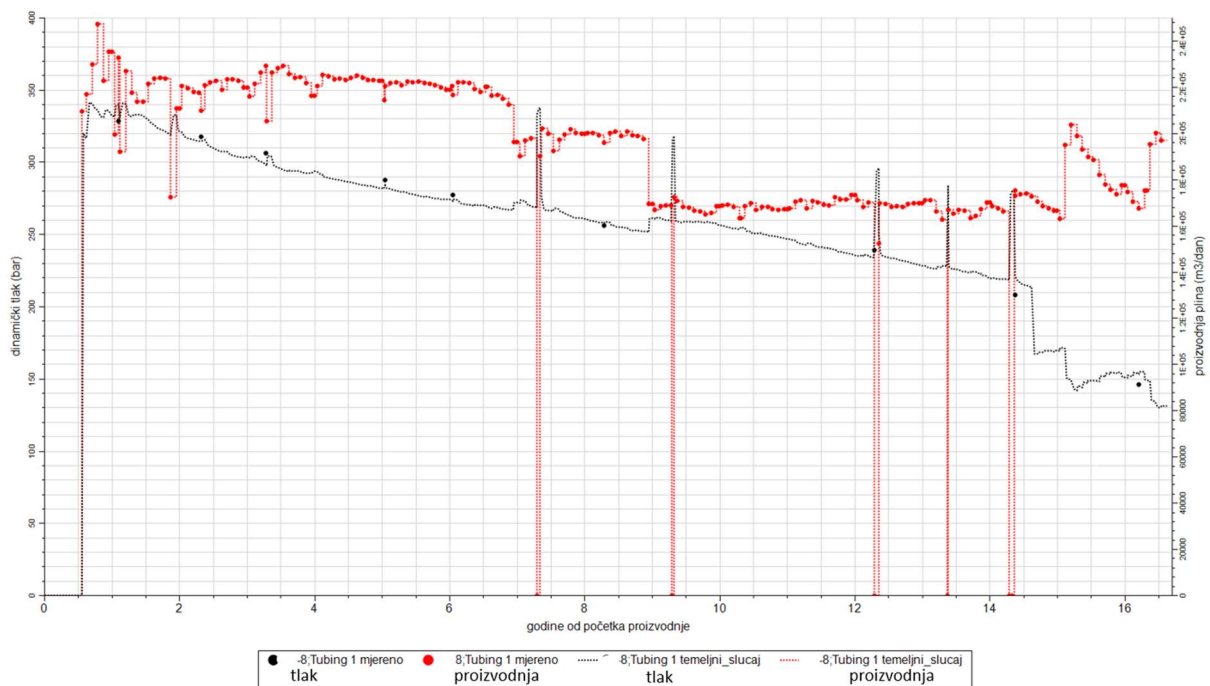


Slika 4-1 Kumulativna proizvodnja plina iz cijelog ležišta

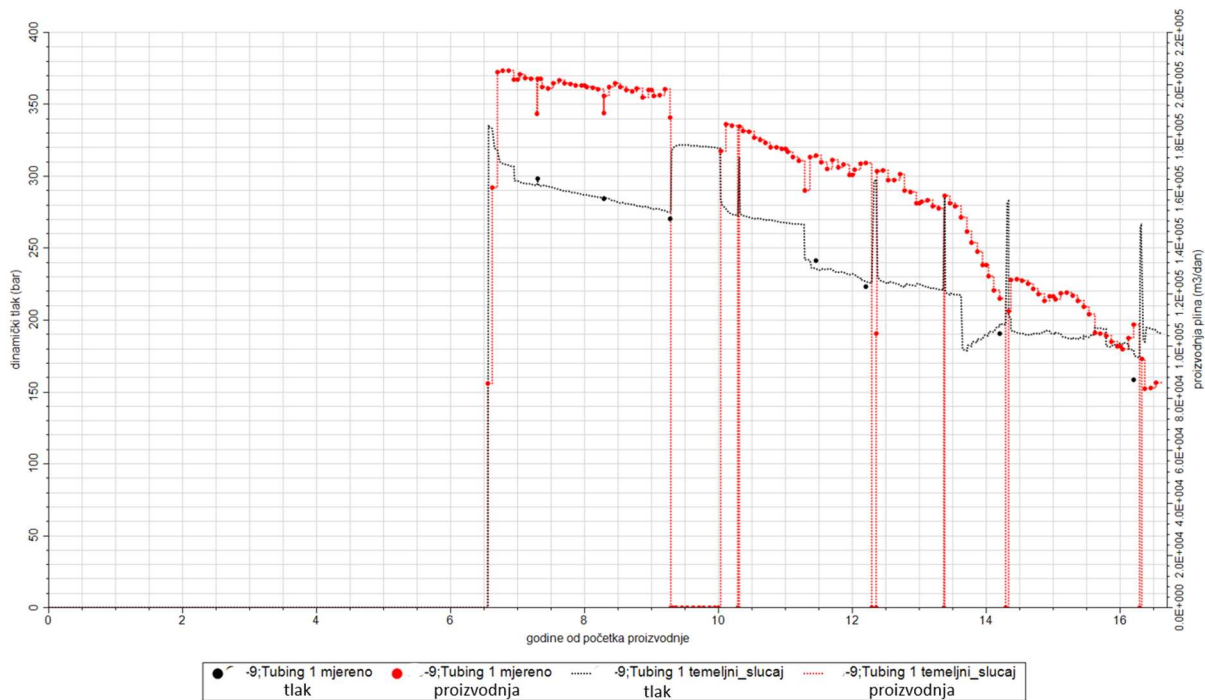
Za bolju sliku ponašanja ležišta, potrebno je promatrati i podatke po bušotinama (Slika 4-2, Slika 4-3, Slika 4-4).



Slika 4-2 Poklapanje s historijatom na bušotini 6



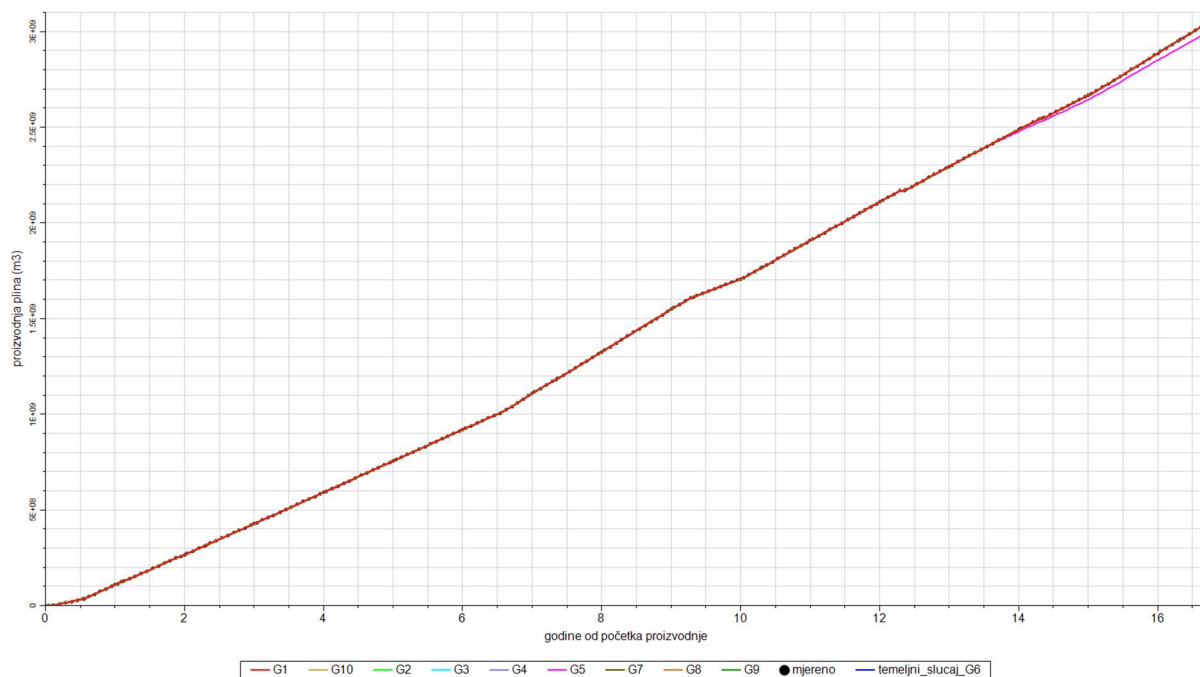
Slika 4-3 Poklapanje s historijatom na bušotini 8



Slika 4-4 Poklapanje s historijatom na bušotini 9

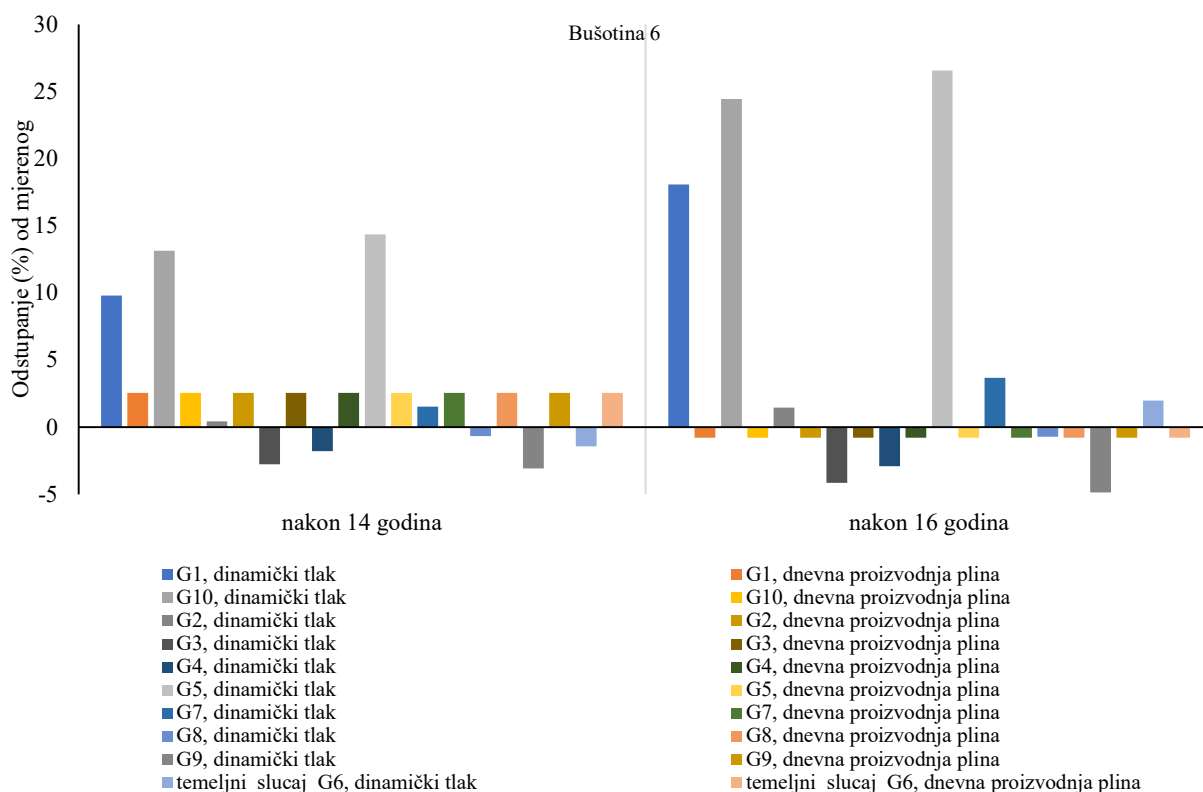
#### 4.1.1 Utjecaj rešetke

Ovaj utjecaj je ispitan na ukupno 9 rešetki različite rezolucije (Slika 4-5) uz temeljni slučaj (G6). Na kumulativno pridobivenim količinama plina se može vidjeti kako jedino rešetka s najmanjom rezolucijom ne uspijeva postići stvarno zabilježene količine, što se najviše može pripisati nerealistično malom broju ćelija u smjeru z.

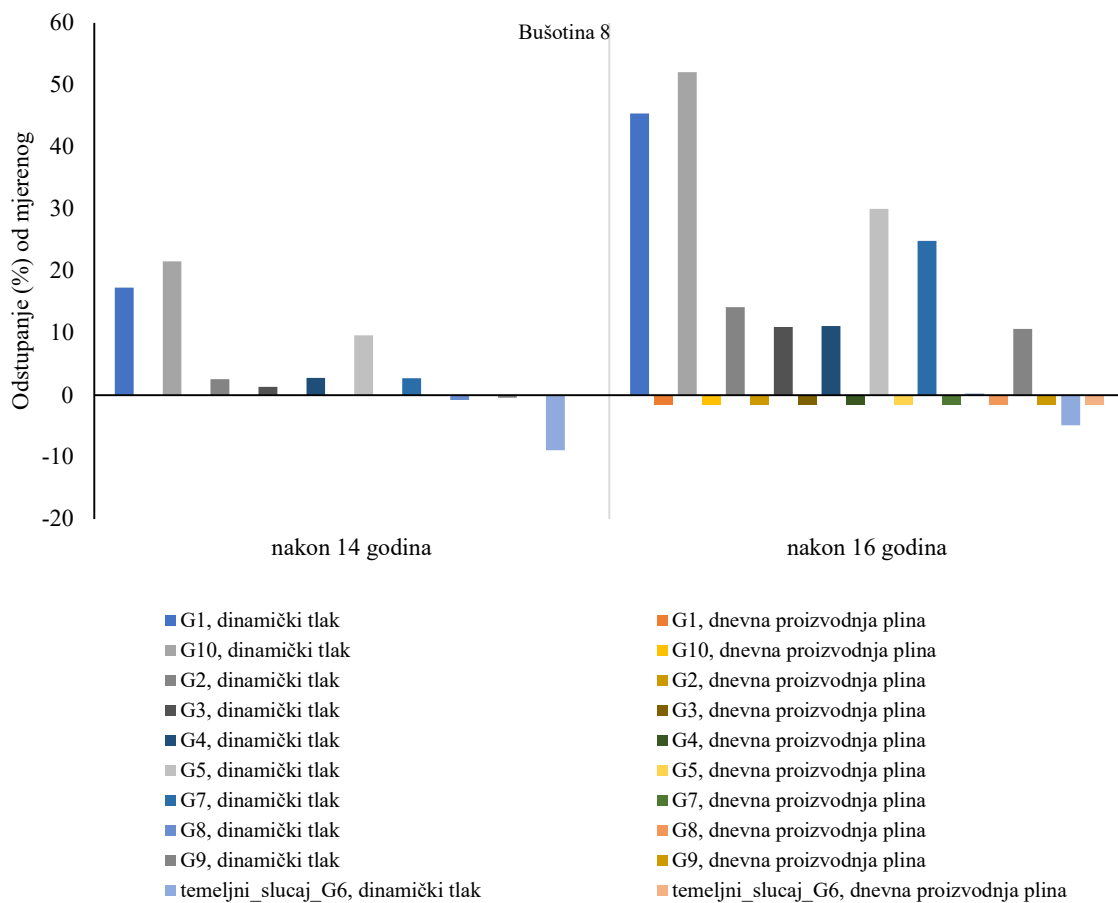


Slika 4-5 Kumulativna proizvodnja za različite rešetke

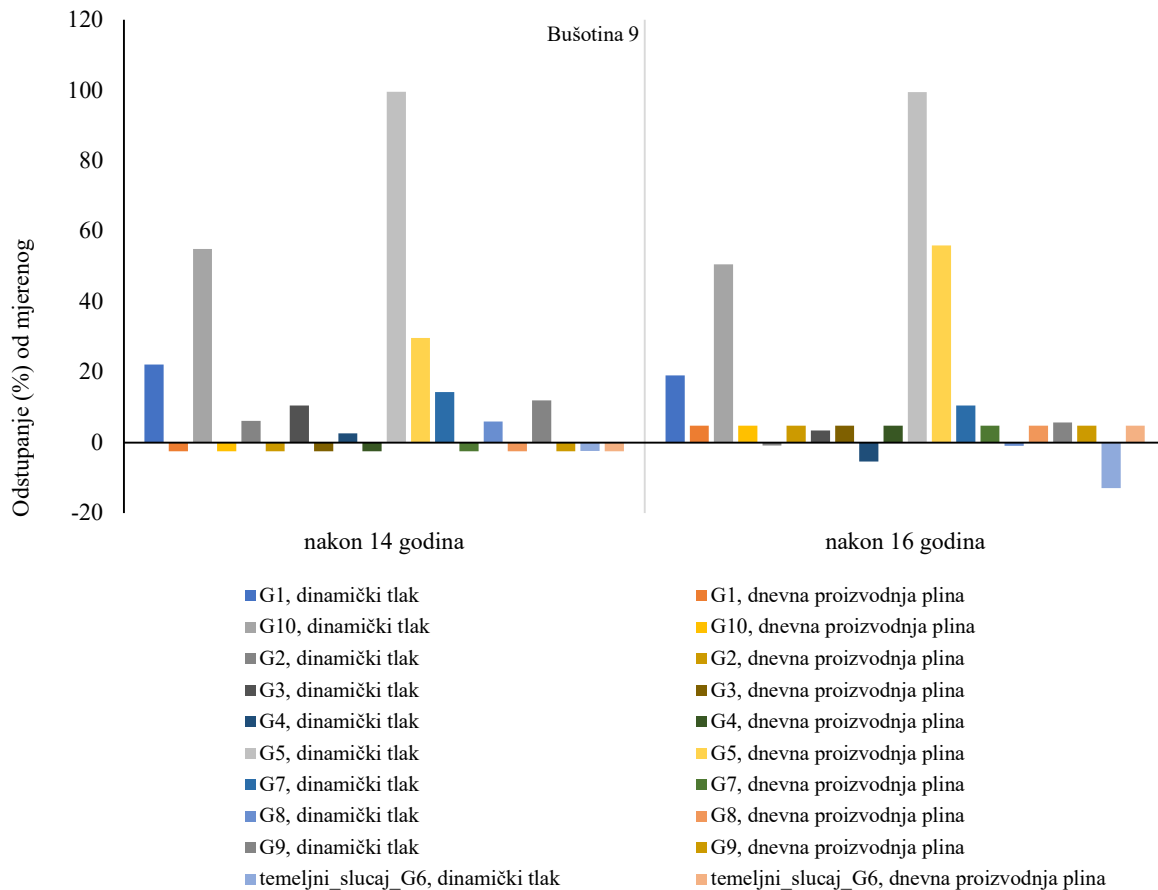
Nadalje, potrebno je promatrati rezultate i na razini bušotina (Slika 4-6, Slika 4-7, Slika 4-8), konkretno dnevne proizvodnje i dinamičke tlakove, budući da to zapravo daje stvarnu sliku ponašanja ležišta. Naizgled velike razlike u dnevnoj proizvodnji plina pripisuju se razlici u datumu, budući da je u simulaciji zadan ispis svako 1 godinu, a mjereni podaci su na mjesečnoj razini i nisu bilježeni na točan prvi dan u mjesecu, stoga se one razlike koje su jednake u različitim rešetkama mogu zanemariti. Rešetke najmanjih rezolucija (G1, G5 i G10) daju veće greške, ali rešetke većih rezolucija ne daju značajno manje greške promatrano po bušotinama.



Slika 4-6 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite rešetke



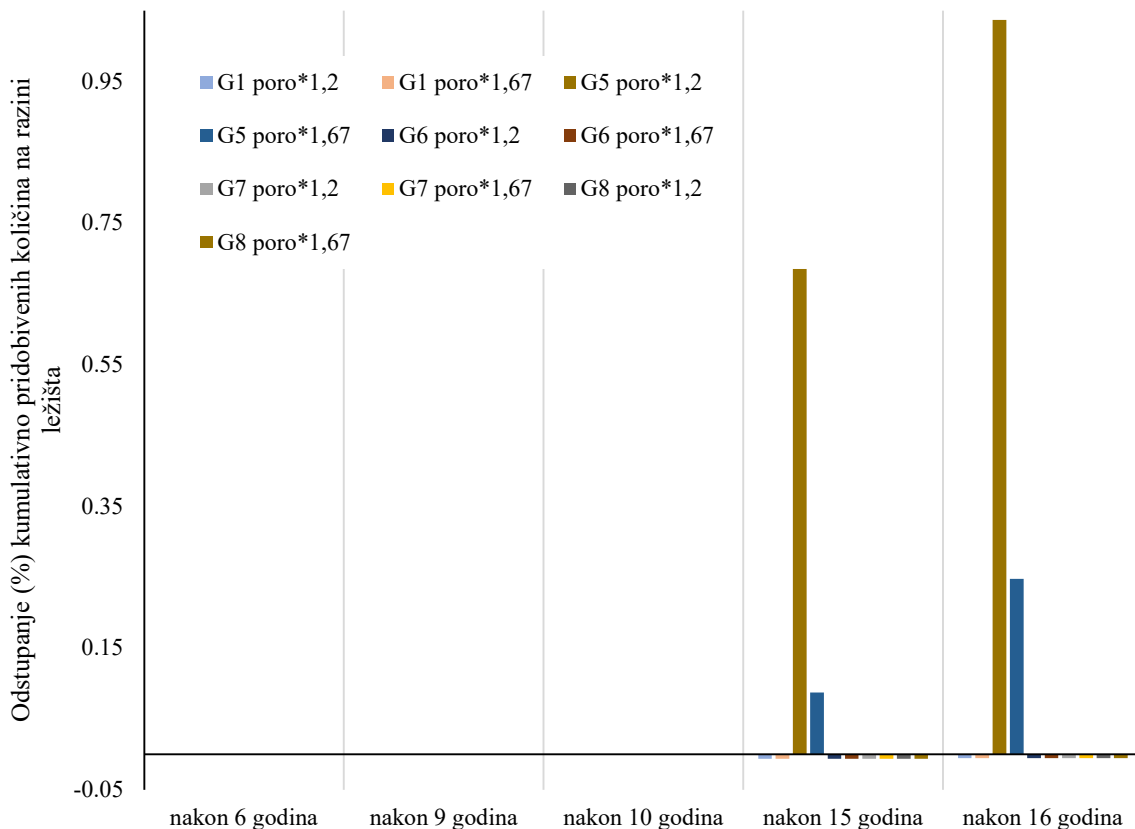
Slika 4-7 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite rešetke



Slika 4-8 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite rešetke

#### 4.1.2 Utjecaj poroznosti

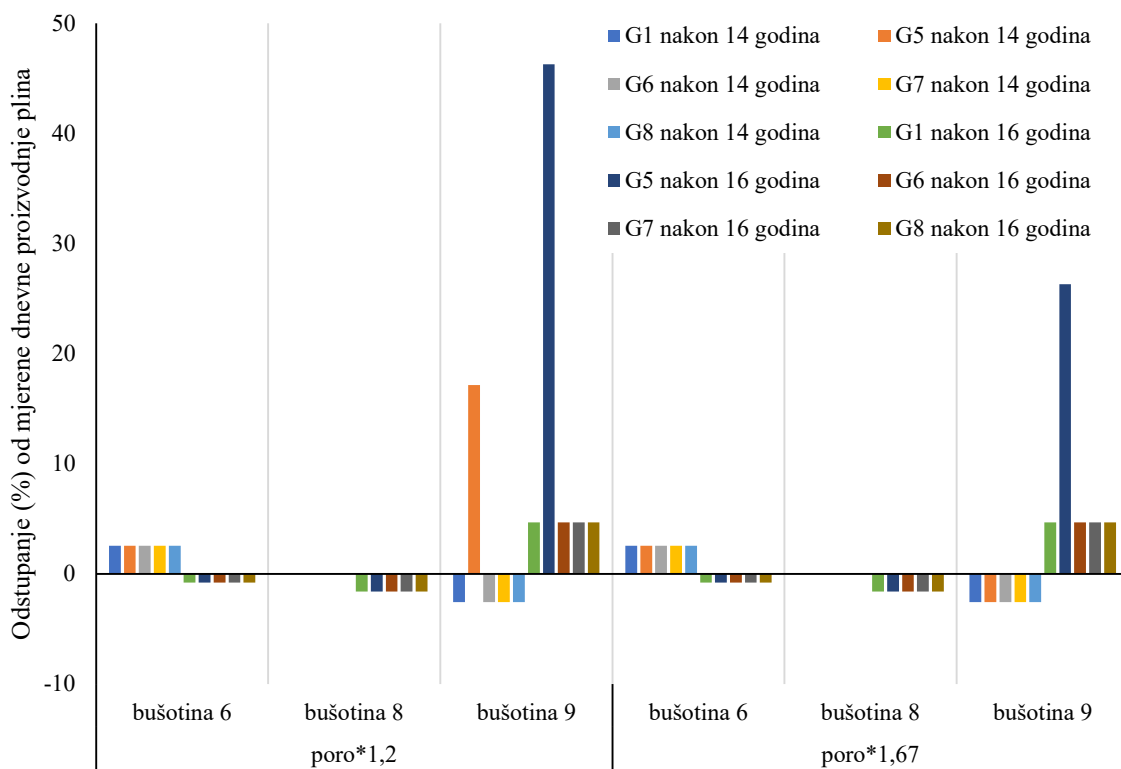
Utjecaj poroznosti (Slika 4-9) ispitan je na 3 manja modela po ukupnom broju ćelija (G1, G5 i G6) te na 2 modela s većim brojem ćelija (G7 i G8):



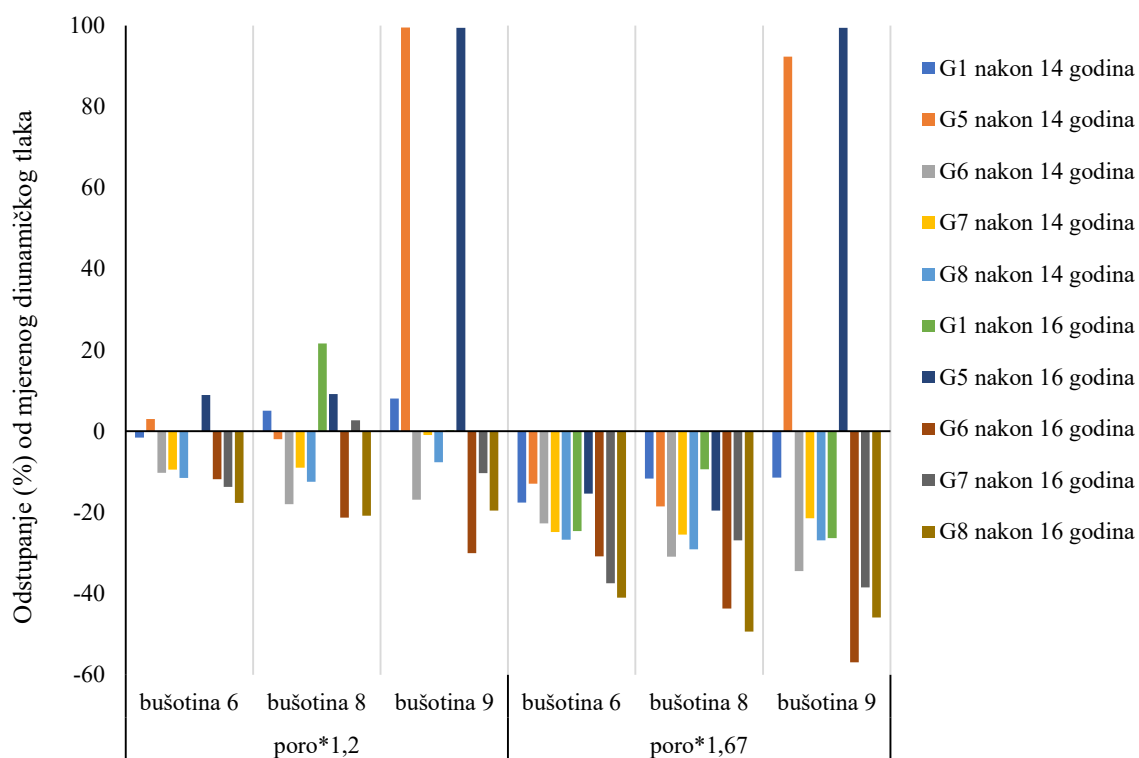
Slika 4-9 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite poroznosti

Razlika je vidljiva tek na rešetci s najmanjom rezolucijom, kojom se ne uspijeva postići stvarni kumulativ, čak ni kad se poroznost poveća za 67%. Rezultati po bušotinama (Slika 4-10, Slika 4-11, Slika 4-12) daju bolju sliku utjecaja. Dok se dnevna proizvodnja plina na bušotini 6 poklapa unutar 3% za sve slučajeve, dinamički tlakovi se razlikuju ovisno o rešetci. S obzirom na jednadžbu 3-1 (formula za odstupanje), negativan predznak znači veći tlak u odnosu na mjereni. Na bušotini 8 također je postignuta dnevna proizvodnja plina, ali očito nauštrb dinamičkog tlaka s obzirom na velika odstupanja od mjenjenih. Na bušotini 9 su razvidna odstupanja i u pogledu dinamičkog tlaka i dnevnih proizvodnji plina, ponajviše za rešetku s najmanjom rezolucijom. Naizgled velike razlike u dnevnoj proizvodnji plina na rešetkama s većim rezolucijama pripisuju se razlici u datumu, budući da je u simulaciji zadan ispis svako 1 godinu, a mjereni podaci su na mjesečnoj razini i nisu bilježeni na točan prvi dan u mjesecu, stoga se one razlike koje su jednake u različitim rešetkama mogu zanemariti.

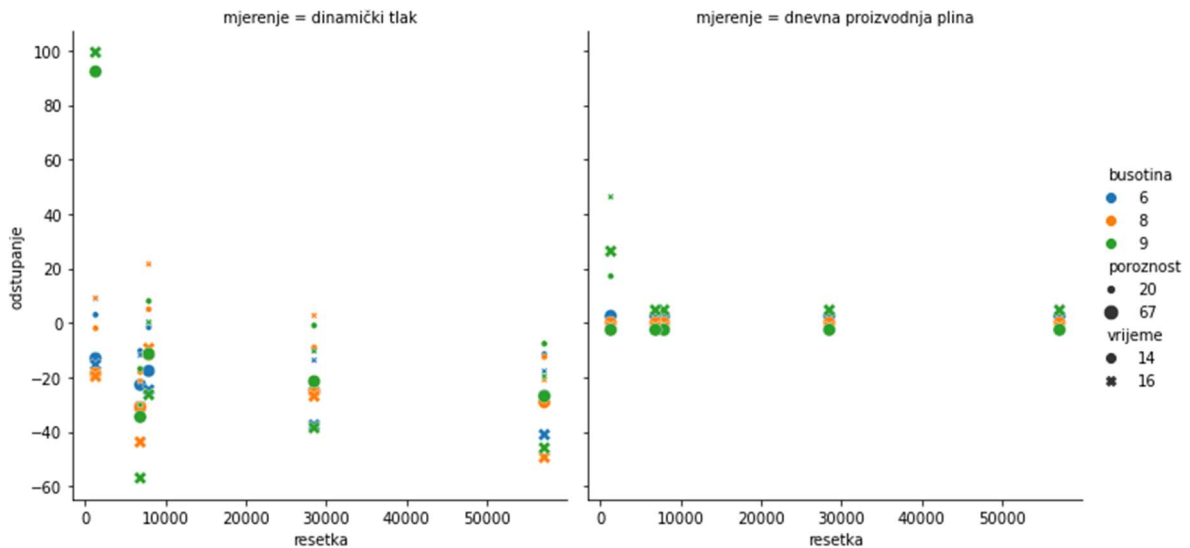




Slika 4-10 Odstupanja od mjerene dnevne proizvodnje plina za različite poroznosti



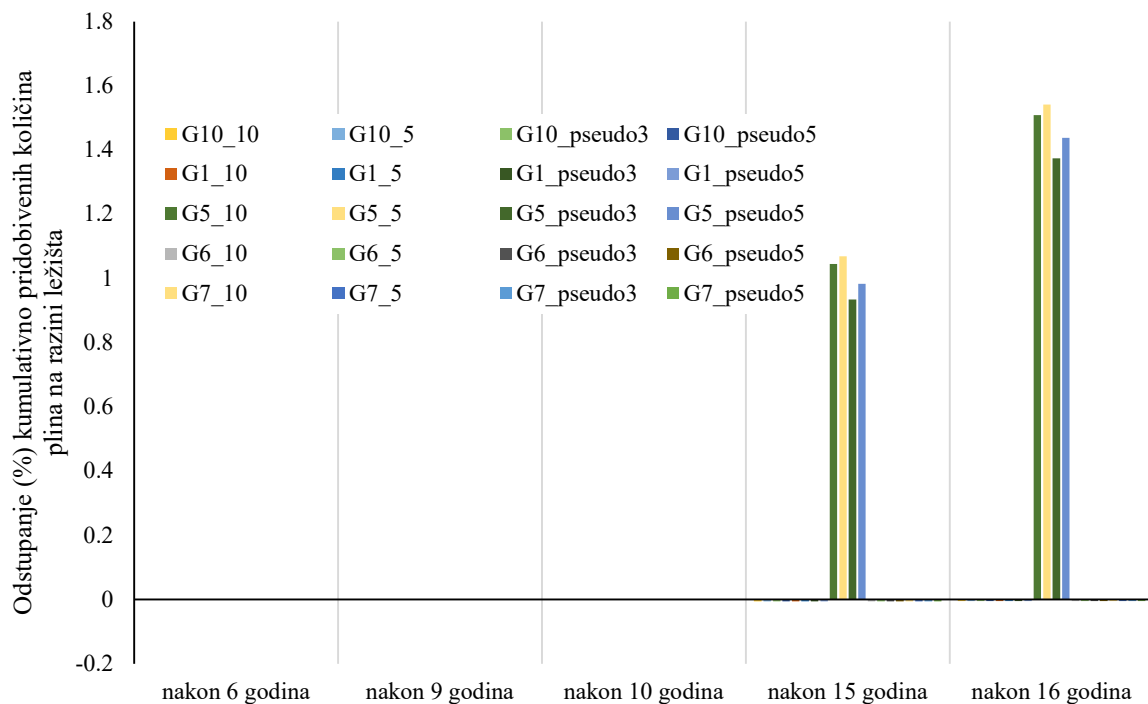
Slika 4-11 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za različite poroznosti



Slika 4-12 Odstupanje od mjerenih vrijednosti po bušotinama u vremenu i u ovisnosti o rešetci i poroznosti

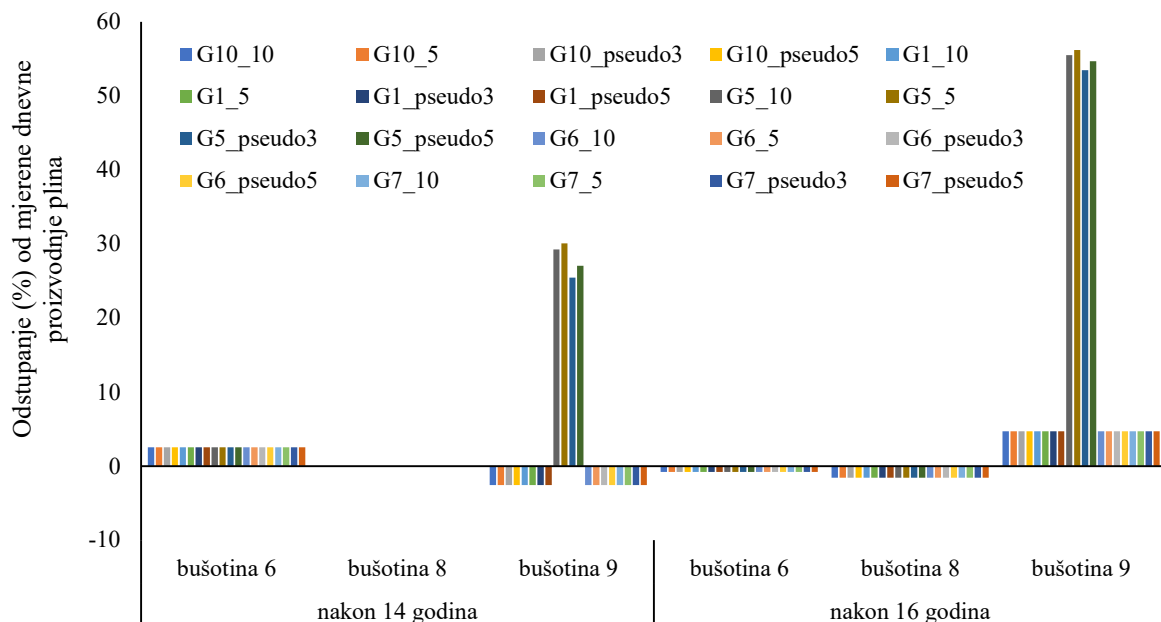
#### 4.1.3 Utjecaj modela fluida

Utjecaj modela fluida (Slika 4-13) ispitan je korištenjem 4 različita načina definiranja sastava u odnosu na temeljni slučaj, i to na 5 rešetki različitih rezolucija. Razlike u kumulativno pridobivenim količinama javljaju se u zadnjim godinama proizvodnje na najmanjoj rešetci te u tim slučajevima kompleksniji modeli (10 i 5) daju veće greške od jednostavnijih (psuedo) modela.

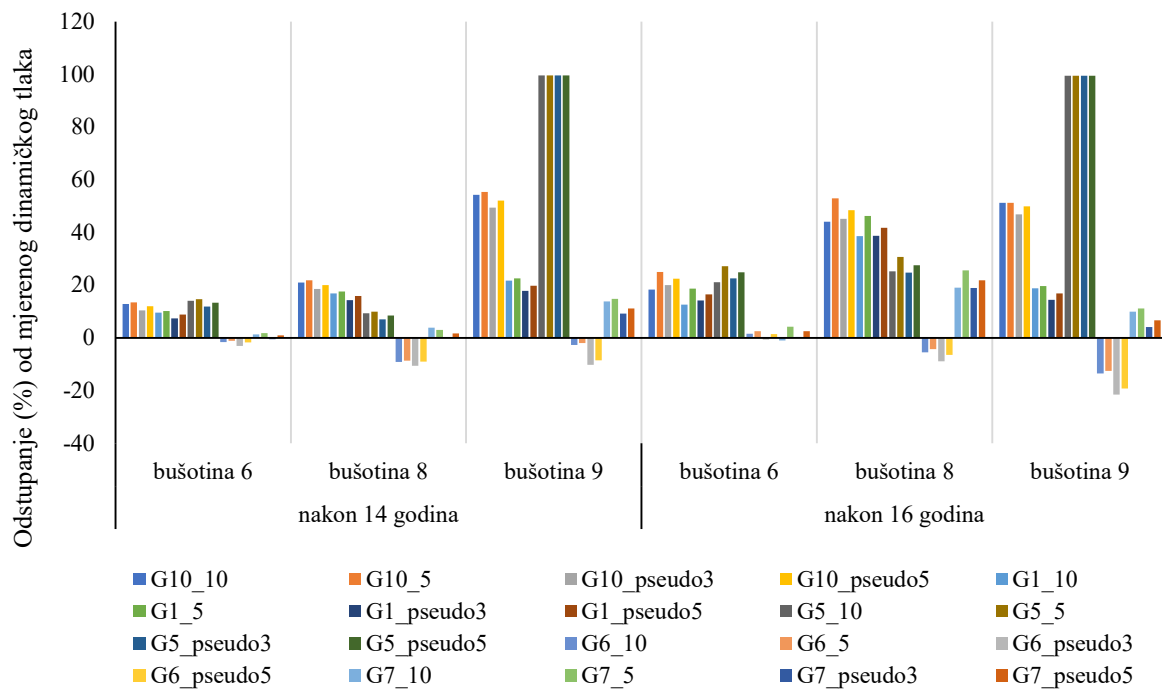


Slika 4-13 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite modele fluida

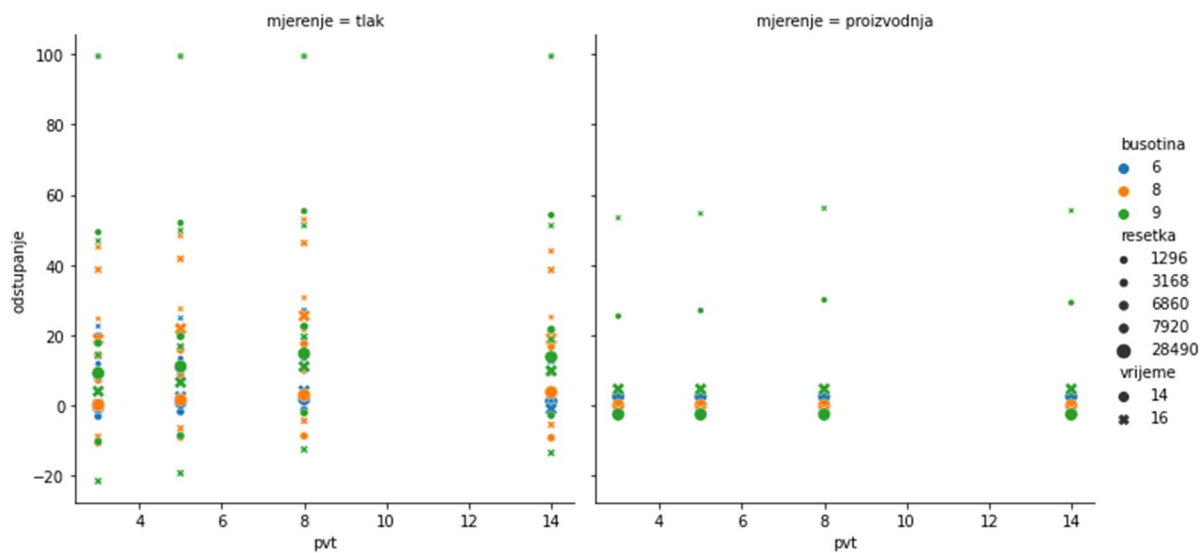
Razlike koje su potpuno jednake u različitim rešetkama (Slika 4-14, Slika 4-15, Slika 4-16) mogu se zanemariti jer se pripisuju razlikama između datuma ispisa rezultata i mjerenja količina i tlakova.



Slika 4-14 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji za različite modele fluida



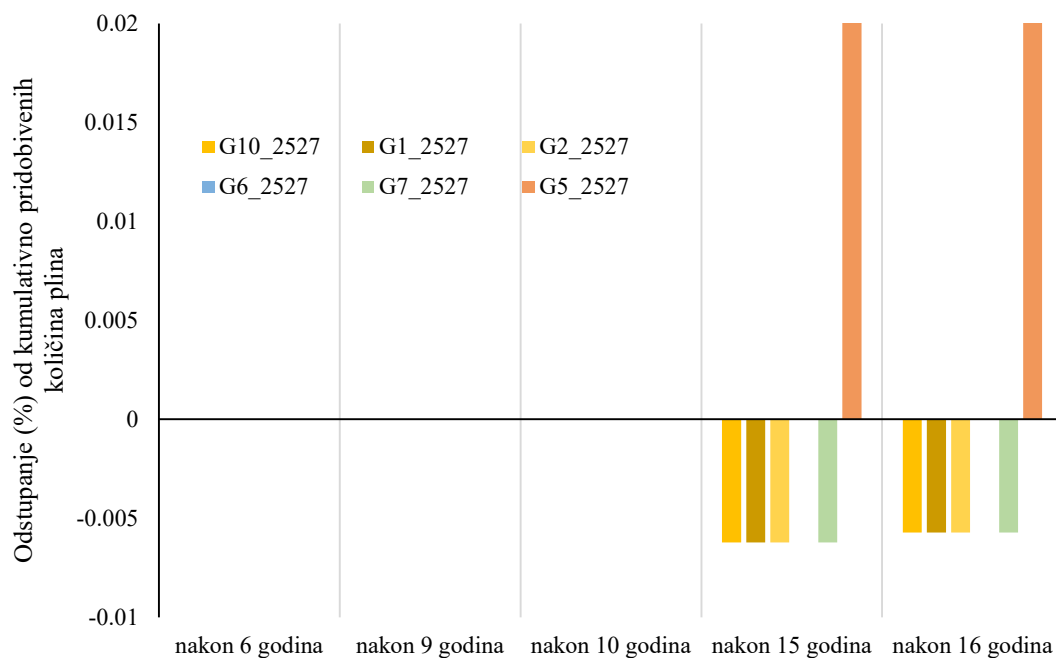
Slika 4-15 Odstupanja od mjerelog dinamičkog tlaka za različite modele fluida



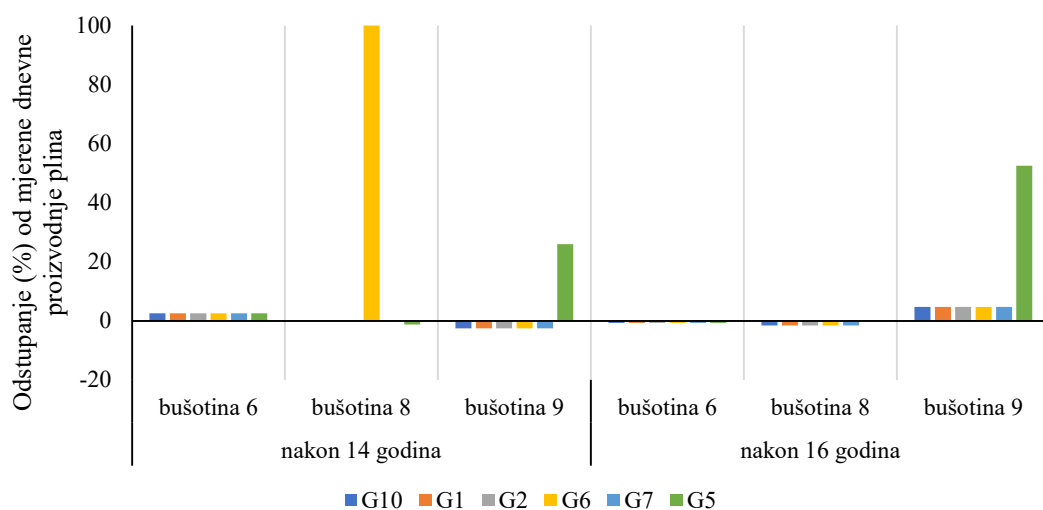
Slika 4-16 odnos odstupanja promatrano u vremenu, po bušotinama te za različite modele fluida i rešetke

#### 4.1.4 Utjecaj dubine kontakta plin/voda

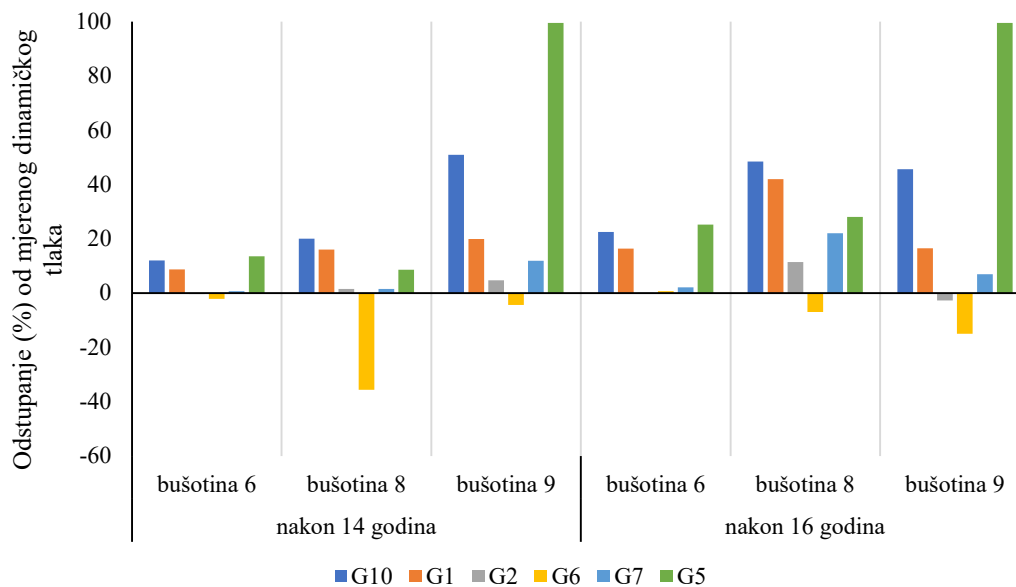
Ovaj utjecaj ispitan je postavljanjem kontakta 2 m dublje (-2527 m) u odnosu na temeljni slučaj (-2525 m), i to na 6 rešetki različitih rezolucija (Slika 4-17, Slika 4-18, Slika 4-19) te je odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini cijelog ležišta vidljivo tek na rešetki najmanje rezolucije (G5).



Slika 4-17 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za dublji kontakt

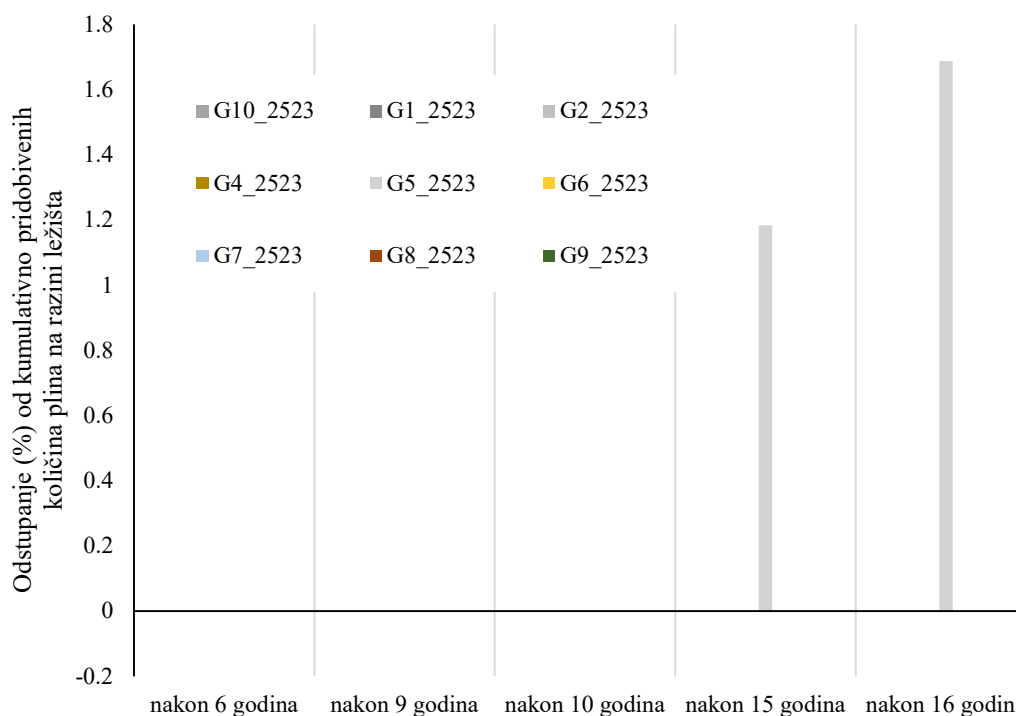


Slika 4-18 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za dublji kontakt

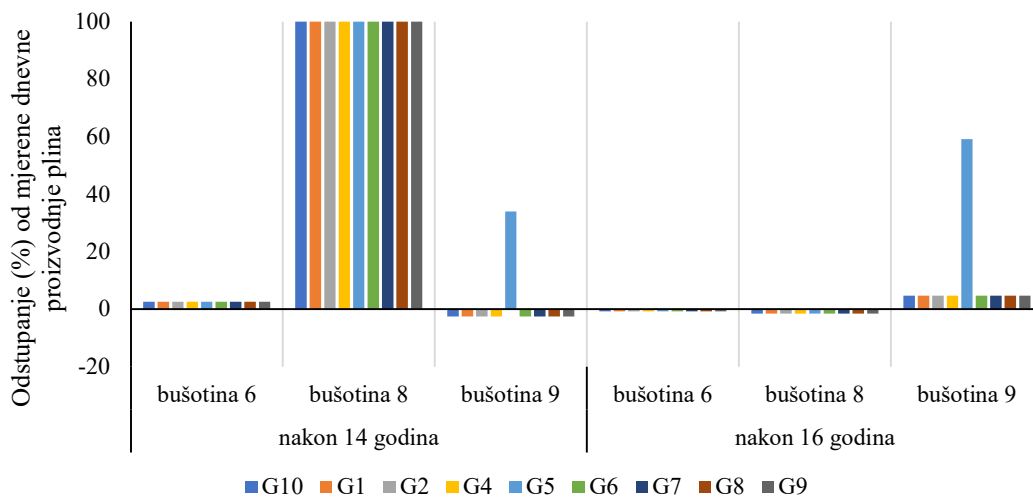


Slika 4-19 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za dublji kontakt

Postavljanje kontakta pliče (-2523 m) u odnosu na temeljni slučaj rezultira sličnim greškama (Slika 4-20, Slika 4-21, Slika 4-22, Slika 4-23), što je ispitano na 9 rešetki (G1, G2, G4, G5, G6, G7, G8, G9 i G10).

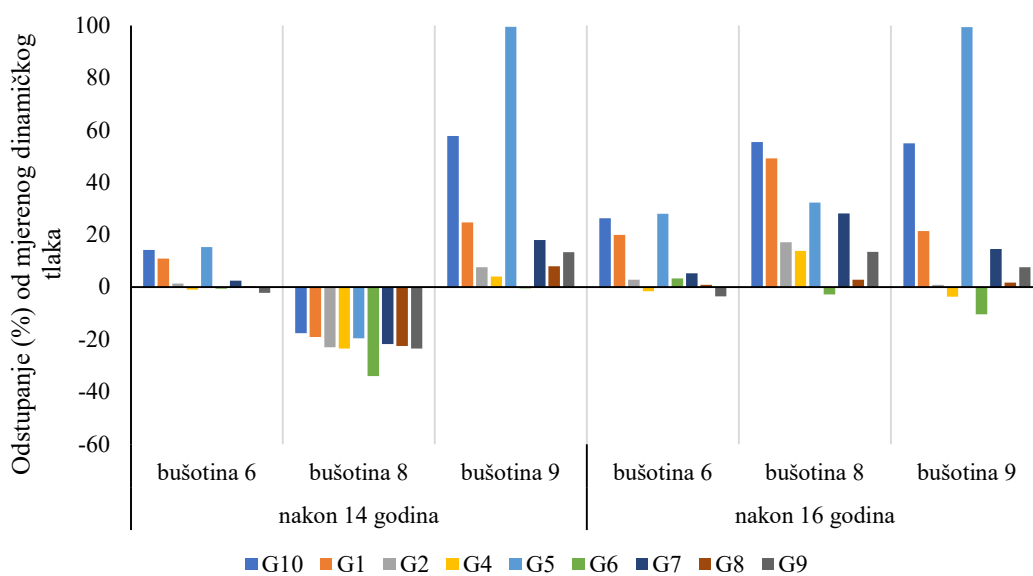


Slika 4-20 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za pliči kontakt

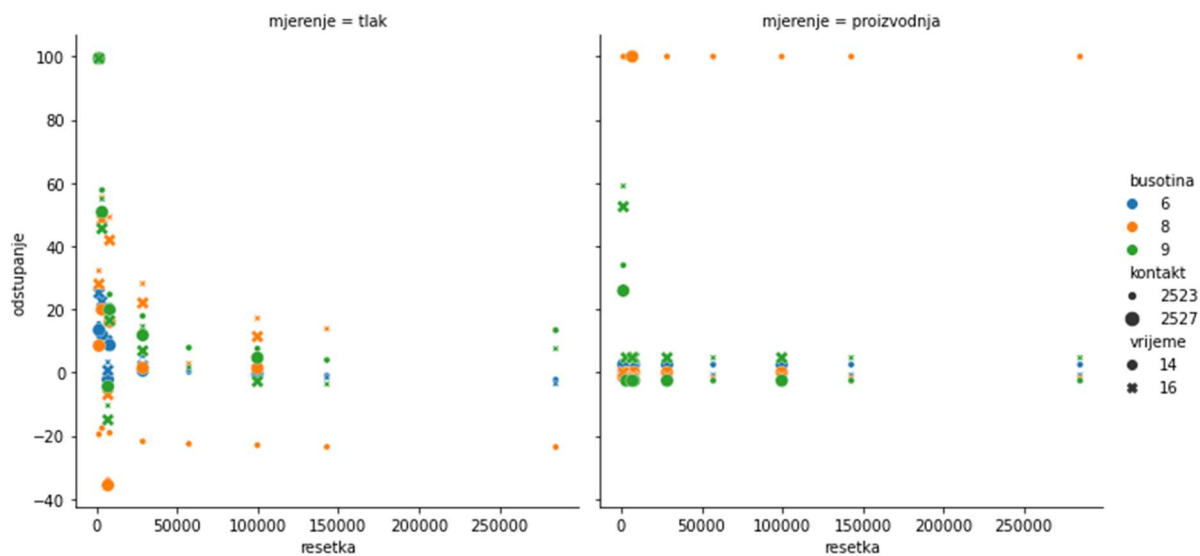


Slika 4-21 Odstupanja od mjerene dnevne proizvodnje plina za plići kontakt

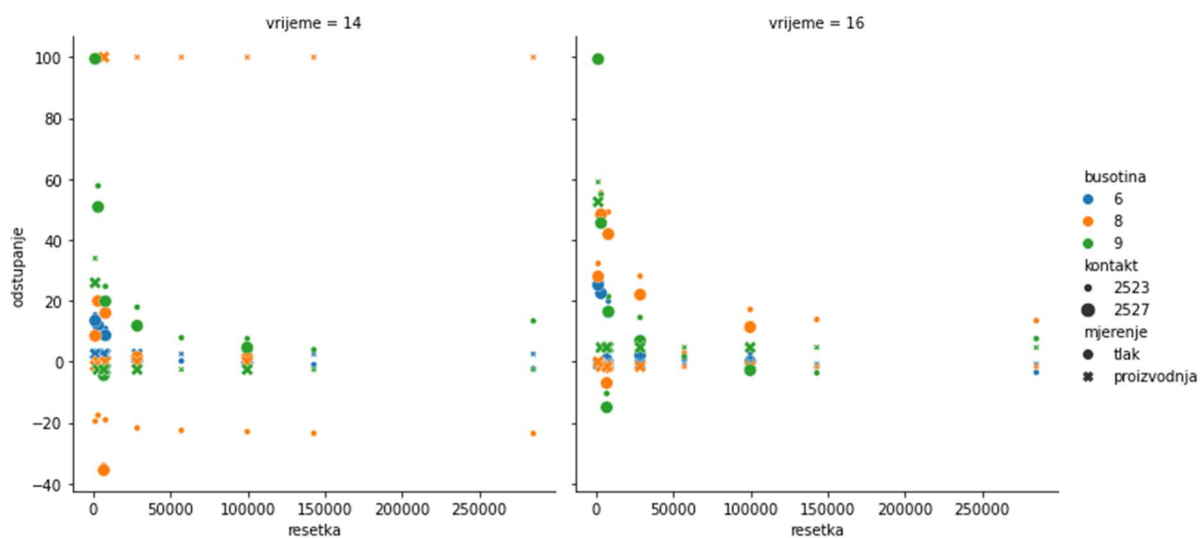
Razlika u dnevnoj proizvodnji na bušotini 8 nakon 14 godina proizvodnje pripisuje se razlici u datumu mjerenja i koraka ispisa rezultata.



Slika 4-22 Odstupanja od mjerene dinamičkih tlakova za plići kontakt



Slika 4-23 Odstupanja mjerenja tlaka i proizvodnje po bušotinama u ovisnosti o dubini kontakta i rešetci

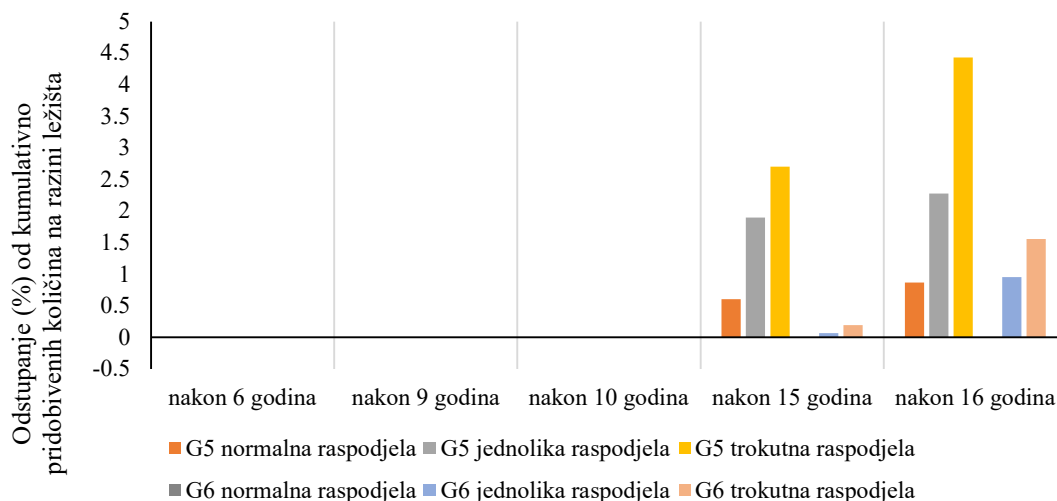


Slika 4-24 Odstupanja od mjerenog po bušotinama u vremenu u ovisnosti o dubini kontakta i rešetci

#### 4.1.5 Utjecaj propusnosti i heterogenosti stijene

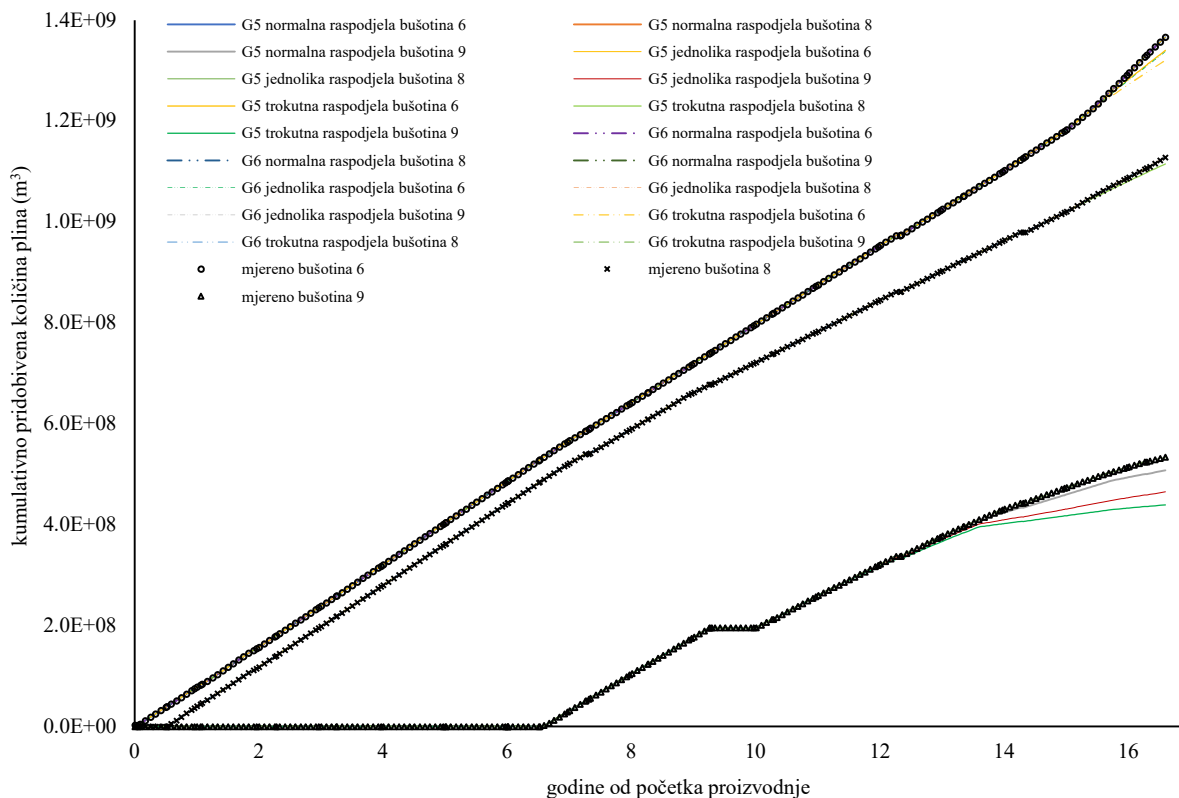
Odabir normalne (srednja vrijednost 5 mD, standardna devijacija 1 mD), jednolike (minimalna vrijednost 0,1 mD, maksimalna vrijednost 5 mD) i trokutne (minimalna vrijednost 0,1 mD, mod 1 mD, maksimalna vrijednost 5 mD) raspodjele propusnosti naspram log-normalne daje minimalna odstupanja (Slika 4-25) u kumulativno pridobivenim količinama plina na odabranoj rešetci (G6), te nešto veća odstupanja na rešetci s najmanjom rezolucijom (G5).





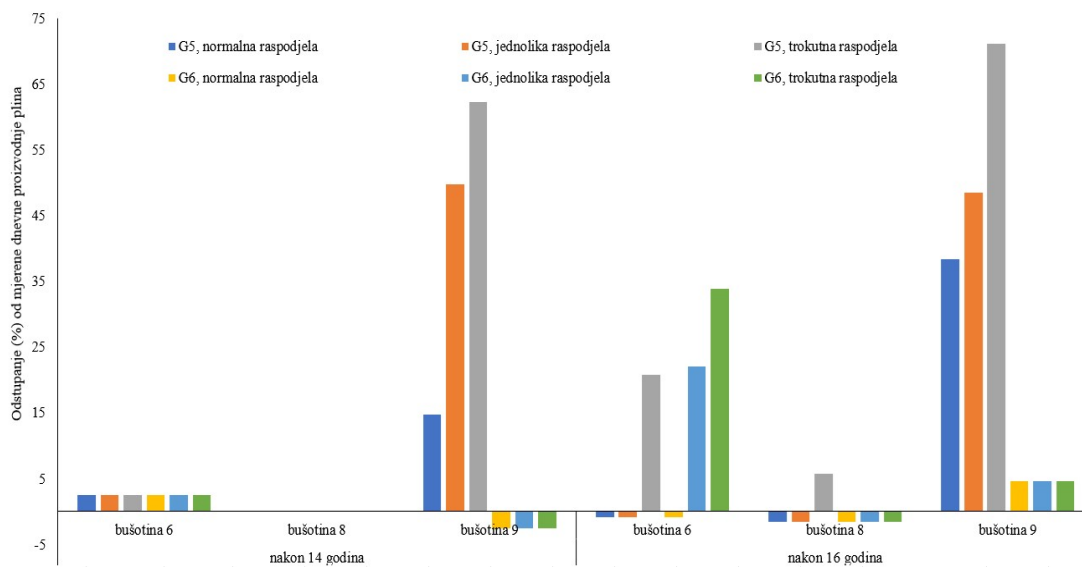
*Slika 4-25 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite raspodjele propusnosti*

Odstupanje se najviše pripisuje odstupanjima na bušotini 9, zatim bušotini 6, a tek onda bušotini 8 i to u zadnjim godinama proizvodnje (Slika 4-26). Udio proizvodnje bušotine 9 u stvarno ukupno pridobivenim količinama plina je relativno nizak zbog kasnijeg početka rada i stajanja u trajanju od jedne godine. To objašnjava zašto očita razlika u ukupno pridobivenim količinama plina na ovoj bušotini ne čini značajnu razliku u kumulativno pridobivenim količinama iz cijelog ležišta. Ovdje opet treba imati na umu kako mjereni podaci nisu bilježeni točno prvog dana u mjesecu, stoga se one razlike koje su jednake u različitim rešetkama mogu zanemariti.

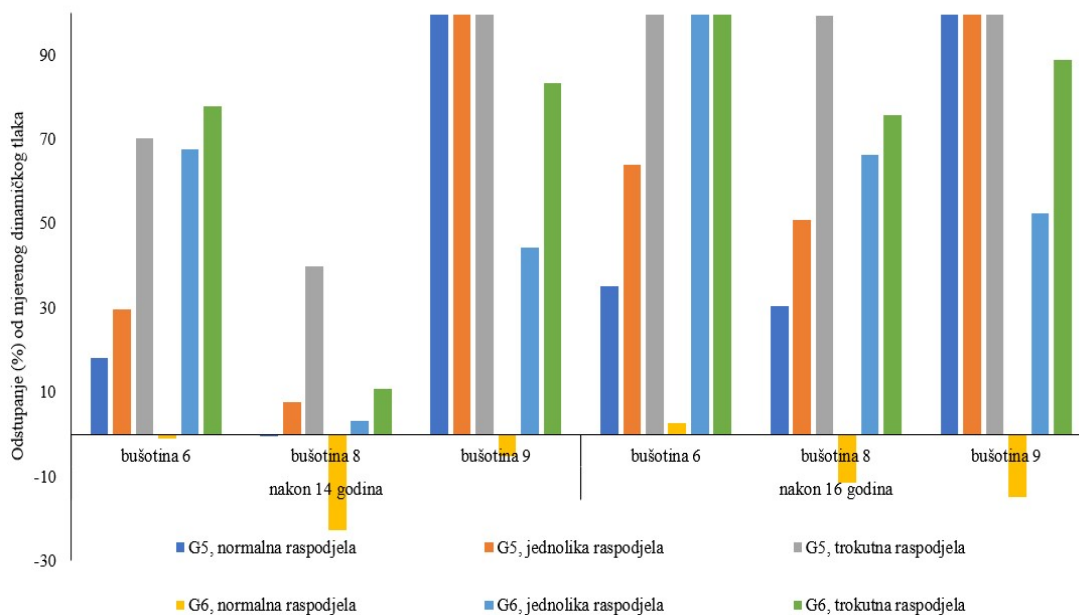


Slika 4-26 Kumulativna proizvodnja po bušotinama za različite raspodjele propusnosti

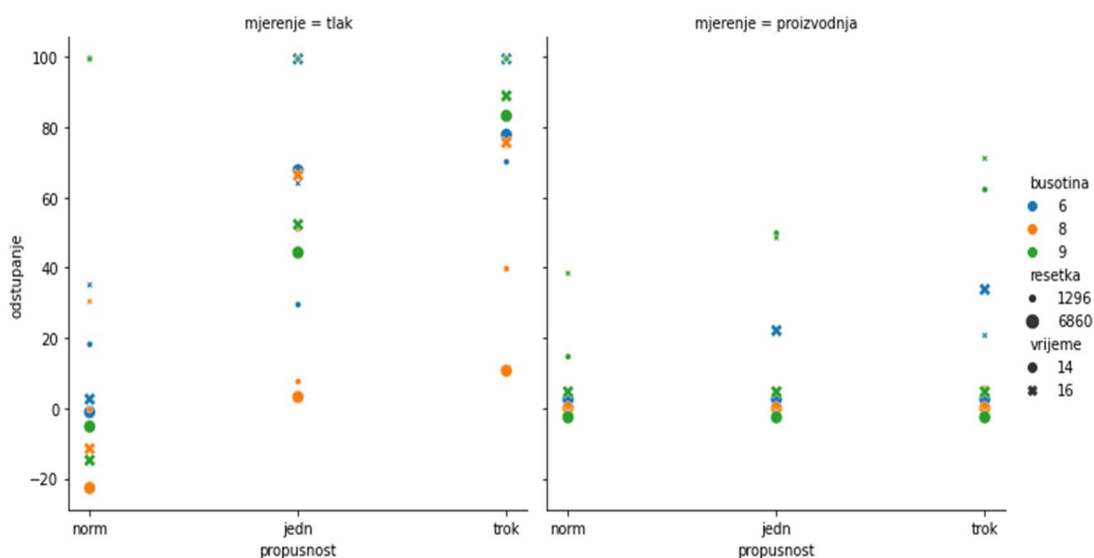
Promatrajući rezultate svih triju bušotina (Slika 4-27, Slika 4-28, Slika 4-29), može se zaključiti kako su u pogledu dinamičkog tlaka razlike među raspodjelama manje na rešetci s manjom rezolucijom, pri čemu normalna raspodjela daje rezultate najbližnje mjerenima na obje rešetke, a rezultati su precizniji na rešetci s većom rezolucijom.



Slika 4-27 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za različite raspodjele propusnosti



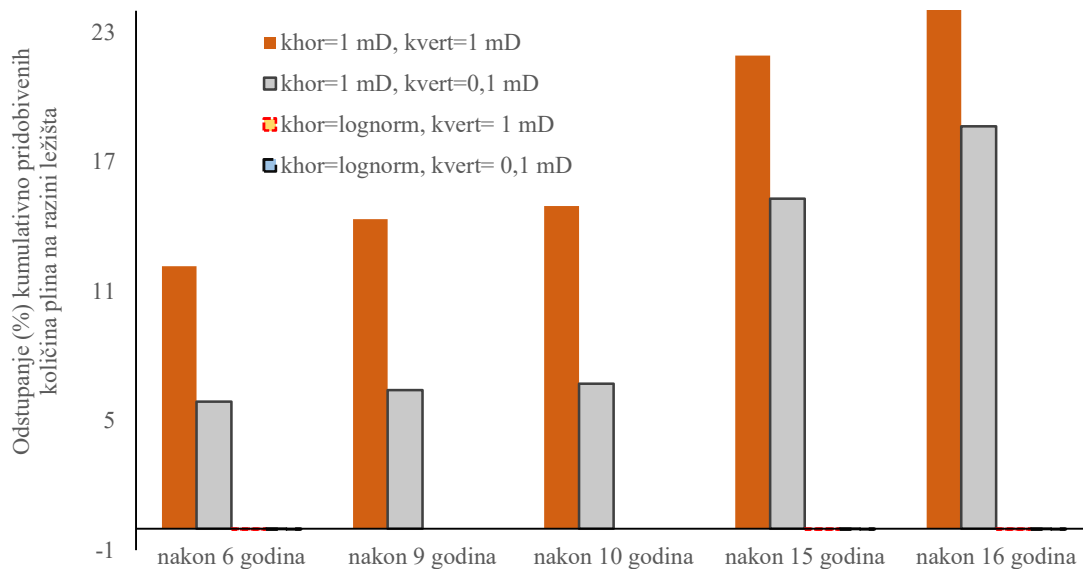
Slika 4-28 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za različite raspodjele propusnosti



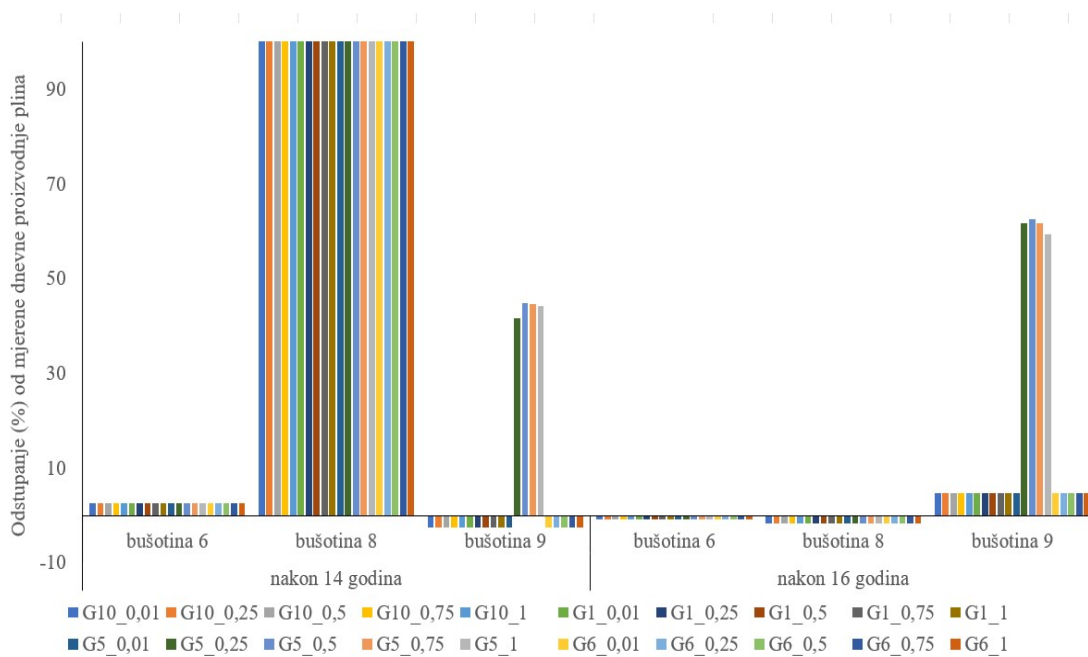
Slika 4-29 Odstupanje mjerenja po bušotinama u vremenu u ovisnosti o rešetci i raspodjeli propusnosti

Kako bi se ispitaio utjecaj heterogenosti ležišta, na odabranoj rešetci (G6) je prvo vertikalna propusnost postavljena kao konstantna, 0,1 mD i 1 mD, a zatim je i horizontalna propusnost postavljena kao konstantna (1 mD) za dva slučaja propusnosti u z-smjeru, jednu od 0,1 mD i jednu od 1 mD (Slika 4-30).

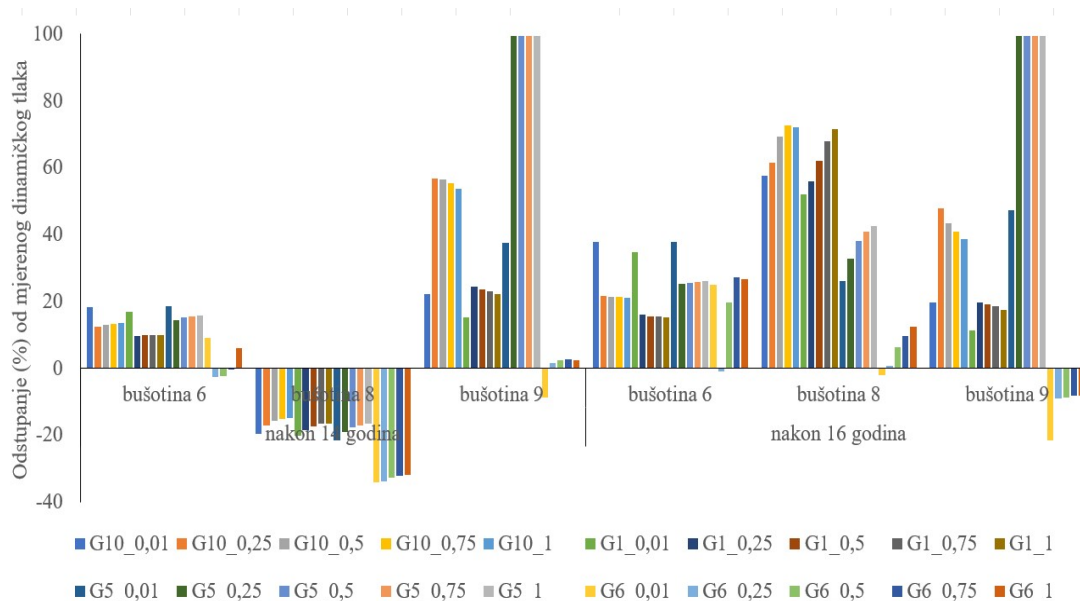
Na rešetkama G1, G5, G6 i G10 je ovaj utjecaj dalje ispitan postavljanjem vertikalne propusnosti kao funkcije horizontalne ( $k_{vert} = 1, 25, 50, 75$  i  $100\% k_{hor}$ ), koja je ponovno postavljena kao log-normalna raspodjela sa srednjom vrijednosti 5 mD i standardnom devijacijom 1 mD (Slika 4-31, Slika 4-32, Slika 4-33).



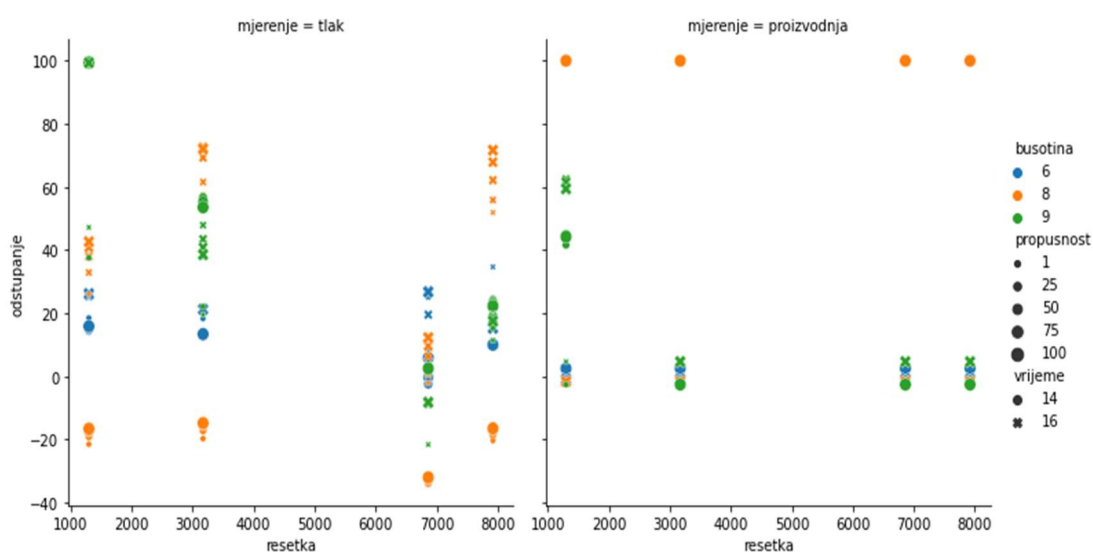
Slika 4-30 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite horizontalne i vertikalne propusnosti na odabranoj rešetci (G6)



Slika 4-31 Odstupanja od mjerenih dnevnih proizvodnji plina za različite vertikalne propusnosti



Slika 4-32 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za različite vertikalne propusnosti

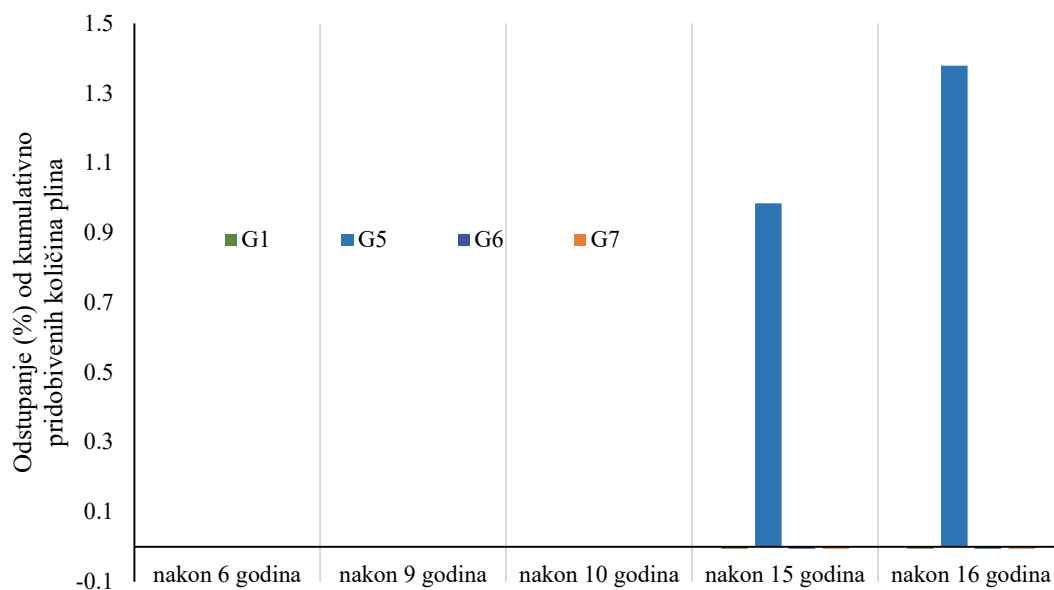


Slika 4-33 Odstupanje mjerenja po bušotinama u vremenu u ovisnosti o rešetci i vertikalnoj propusnosti

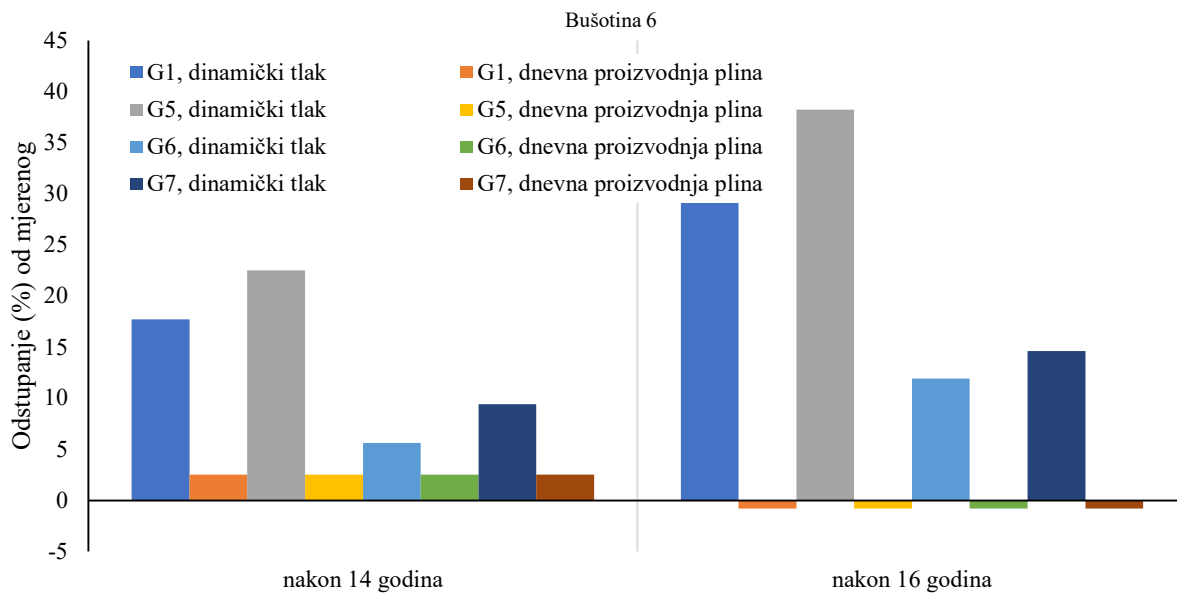
Većom greškom rezultiraju slučajevi u kojima je zanemarena raspodjela propusnosti u prostoru, dok u slučaju kad se raspodjela uzima u obzir, utjecaj propusnosti u z-smjeru postaje manji.

#### 4.1.6 Utjecaj stlačivosti sustava

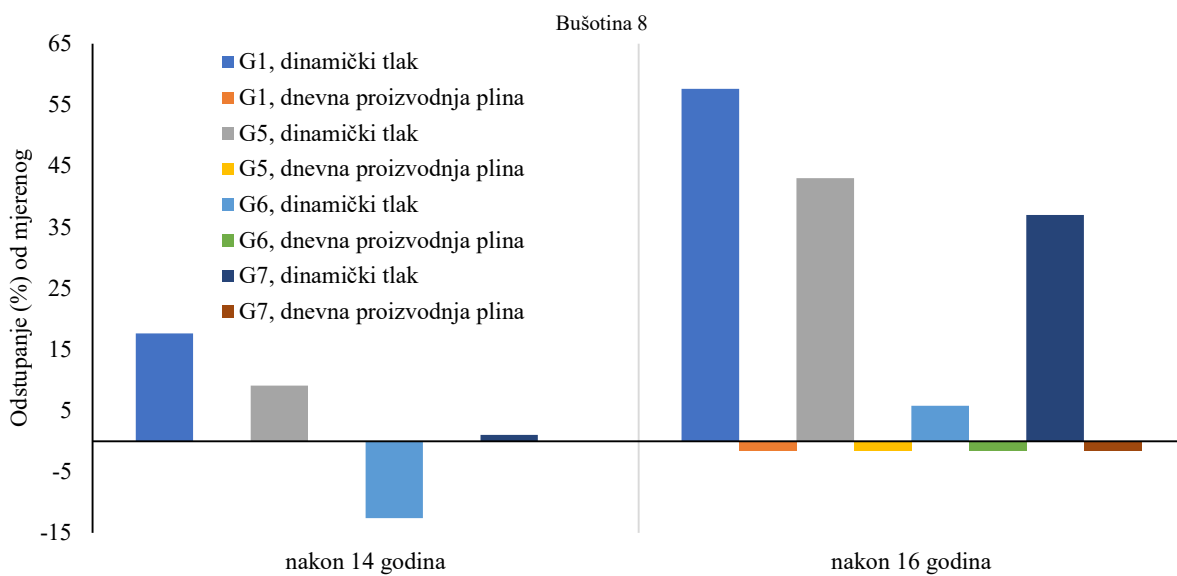
Na 3 rešetke manje rezolucije (G1, G5 i G6) i jednoj veće (G7) je ispitan utjecaj stlačivosti sustava tako što je, za razliku od temeljnog slučaja, u kojem je korištena Newmanova korelacija, stlačivost postavljena na konstantnu vrijednost od  $1E-6 \text{ bar}^{-1}$ . Promatrajući kumulativno pridobivene količine plina na razini ležišta (Slika 4-34), odstupanje od stvarnih podataka nije značajno. Razlike po bušotinama (Slika 4-35, Slika 4-36, Slika 4-37) govore kako je razlika između odstupanja između rešetke s najvećom ispitanom rezolucijom (G7) i sljedeće manje, koja se smatra relativno malom rezolucijom (G6) manja nego razlika između odstupanja u preostale dvije ispitanane manje rezolucije (G1 i G5).



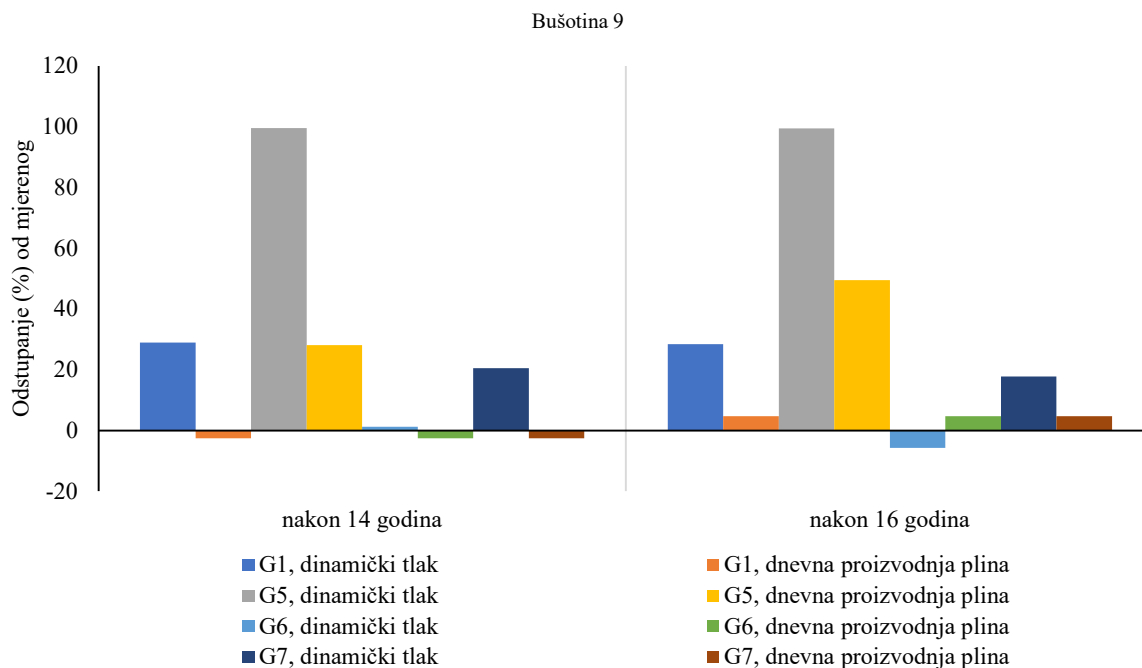
Slika 4-34 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za konstantnu stlačivost stijene



Slika 4-35 Odstupanje od mjerelog na bušotini 6 za konstantnu stlačivost stijene



Slika 4-36 Odstupanje od mjerelog na bušotini 8 za konstantnu stlačivost stijene

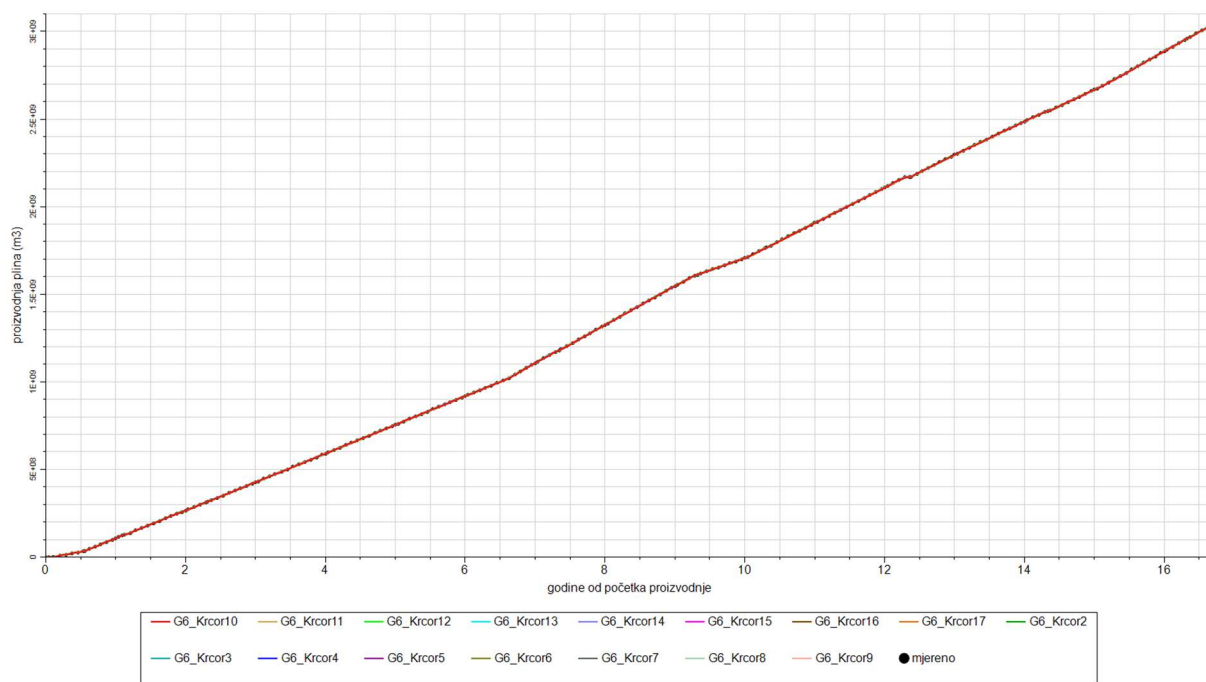


Slika 4-37 Odstupanje od mjerelog na bušotini 9 za konstantnu stlačivost stijene

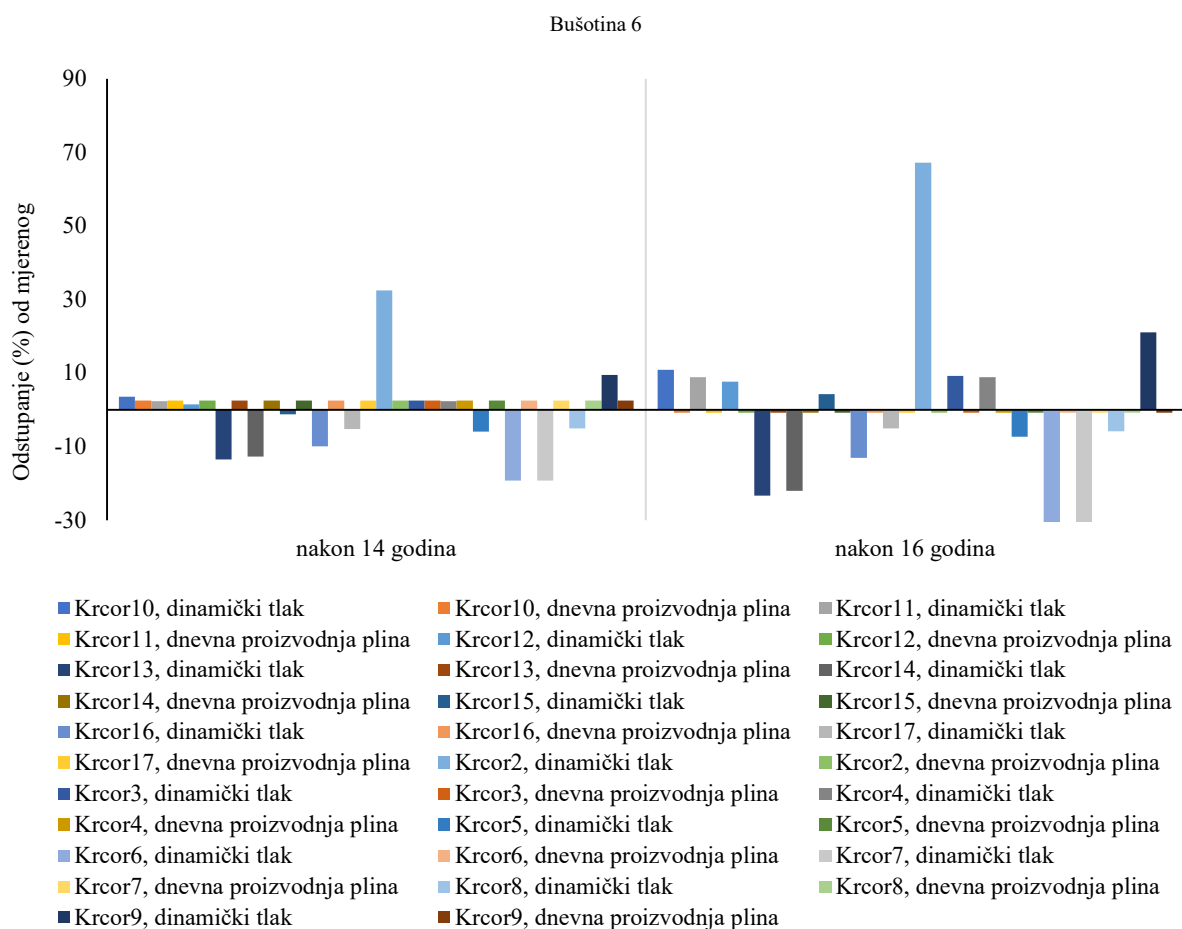
#### 4.1.7 Utjecaj krivulja relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

Ovaj je utjecaj ispitan na odabranoj rešetci kroz 17 različitih kombinacija krivulja relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova (uključujući temeljni slučaj). Dok se na kumulativno pridobivenim količinama plina na razini ležišta (Slika 4-38) ne vidi utjecaj promjene relativnih propusnosti, u pravilu, ista korelacija daje različita odstupanja na različitim bušotinama (Slika 4-39, Slika 4-40, Slika 4-41), dok kombinacije Krcor6 i Krcor7 daju jednaka odstupanja na svim bušotinama.



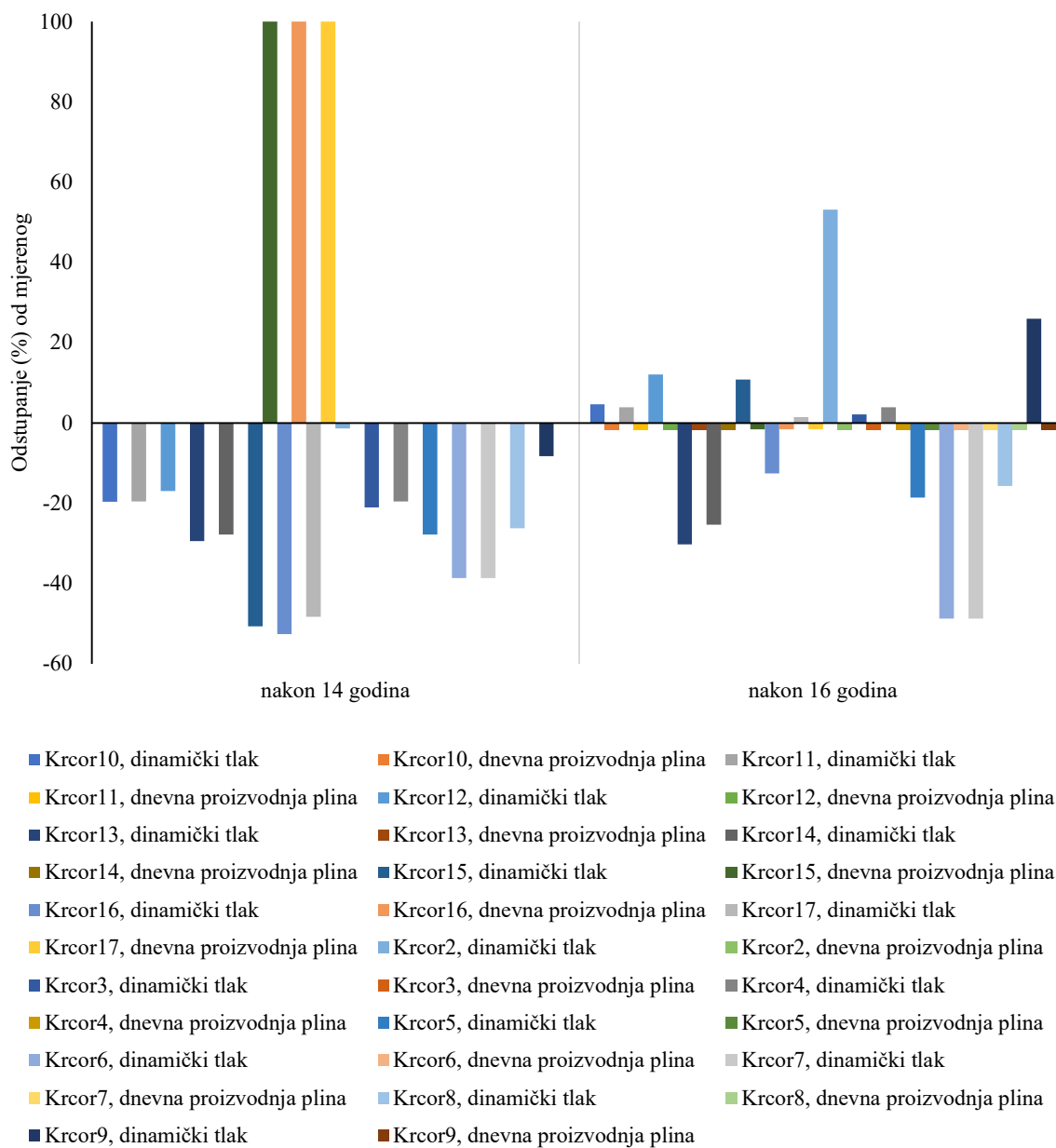


Slika 4-38 Kumulativno pridobivene količine plina na razini ležišta za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

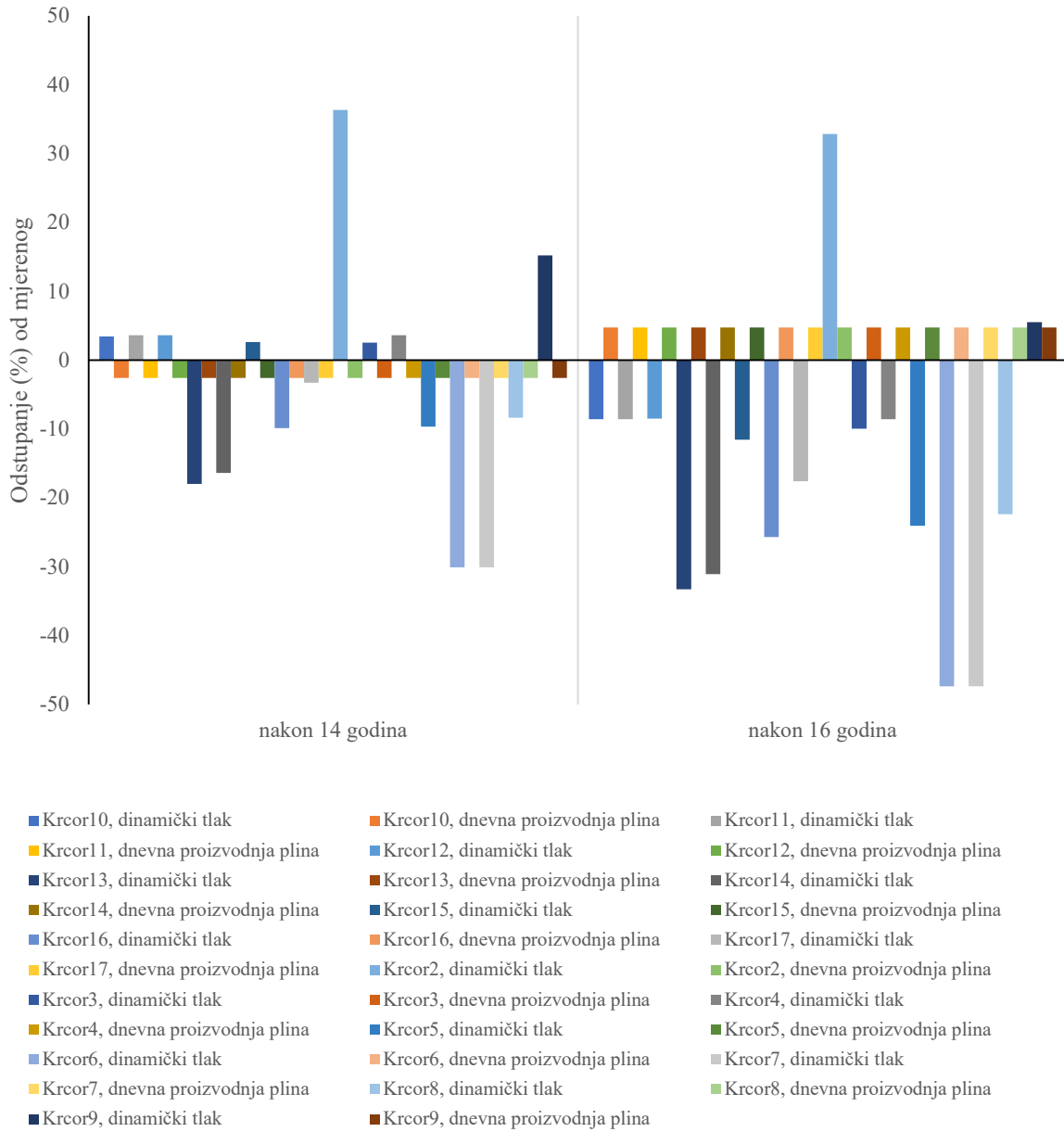


Slika 4-39 Odstupanje od mjerenog na bušotini 6 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

Bušotina 8

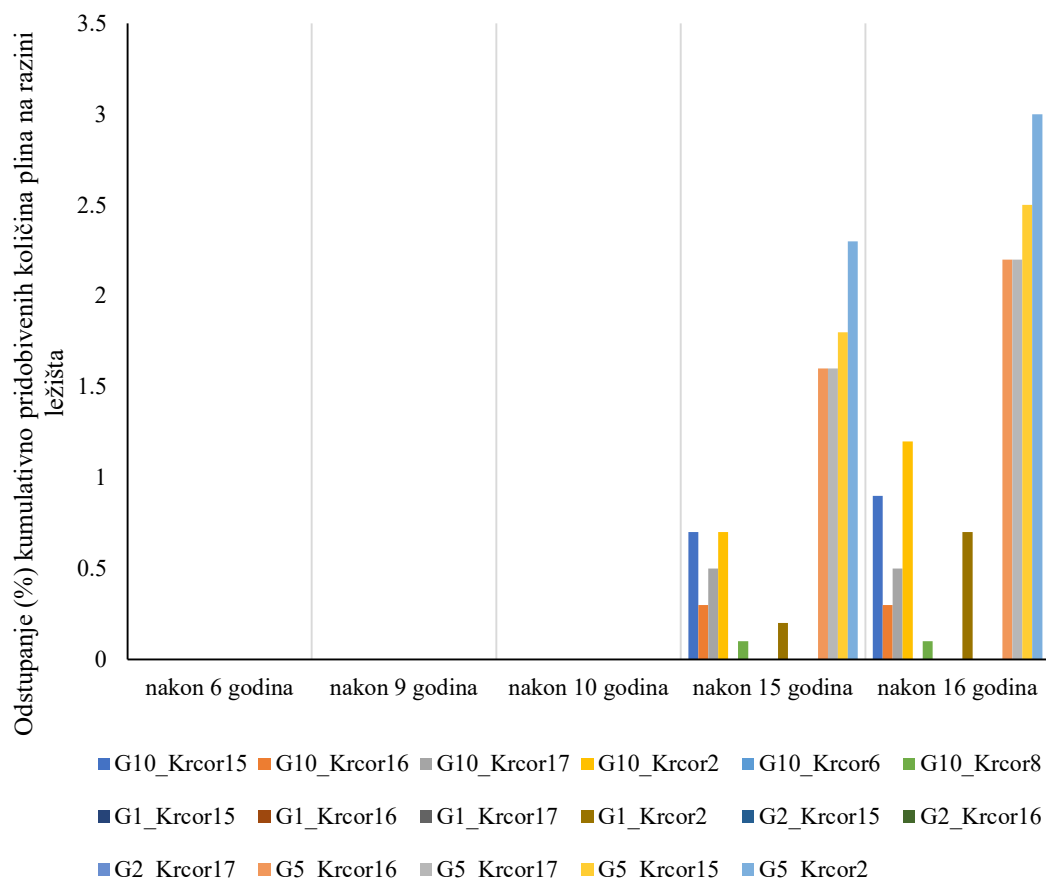


Slika 4-40 Odstupanje od mjerelog na bušotini 8 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

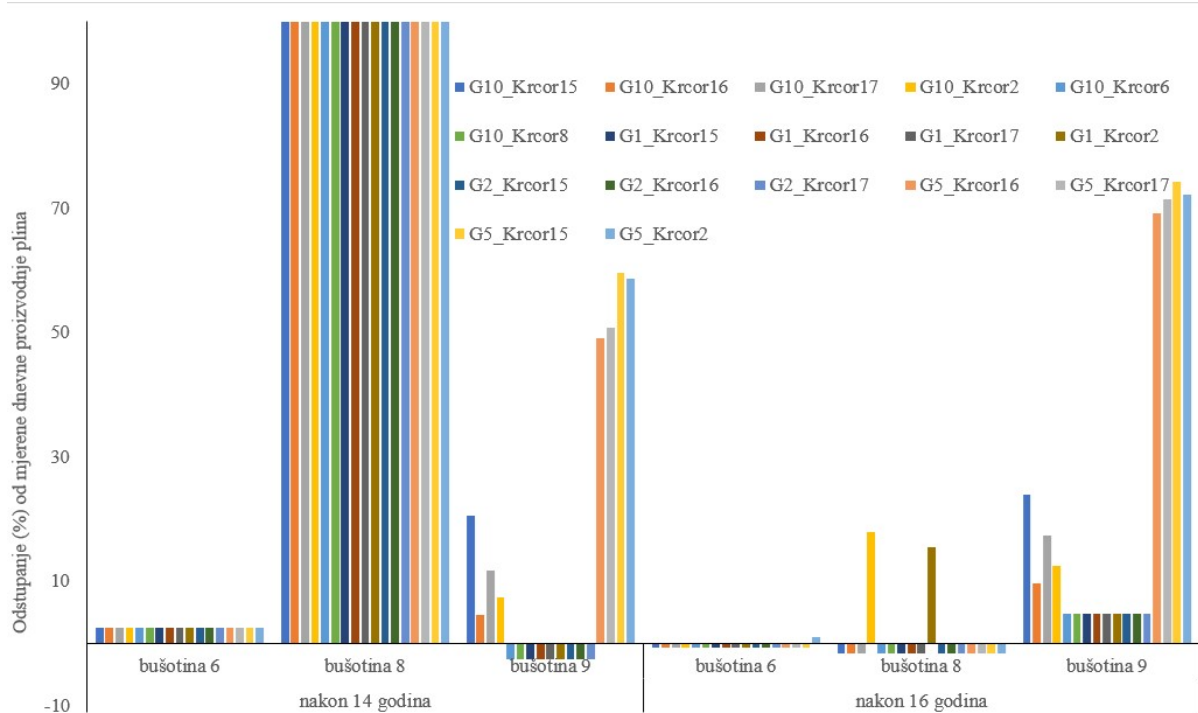


Slika 4-41 Odstupanje od mjerelog na bušotini 9 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

Kako bi se ovaj utjecaj bolje ispitao, dodatno su na rešetkama G1, G2, G5 i G10 ispitane neke od navedenih kombinacija (Slika 4-42, Slika 4-43, Slika 4-44, Slika 4-45).

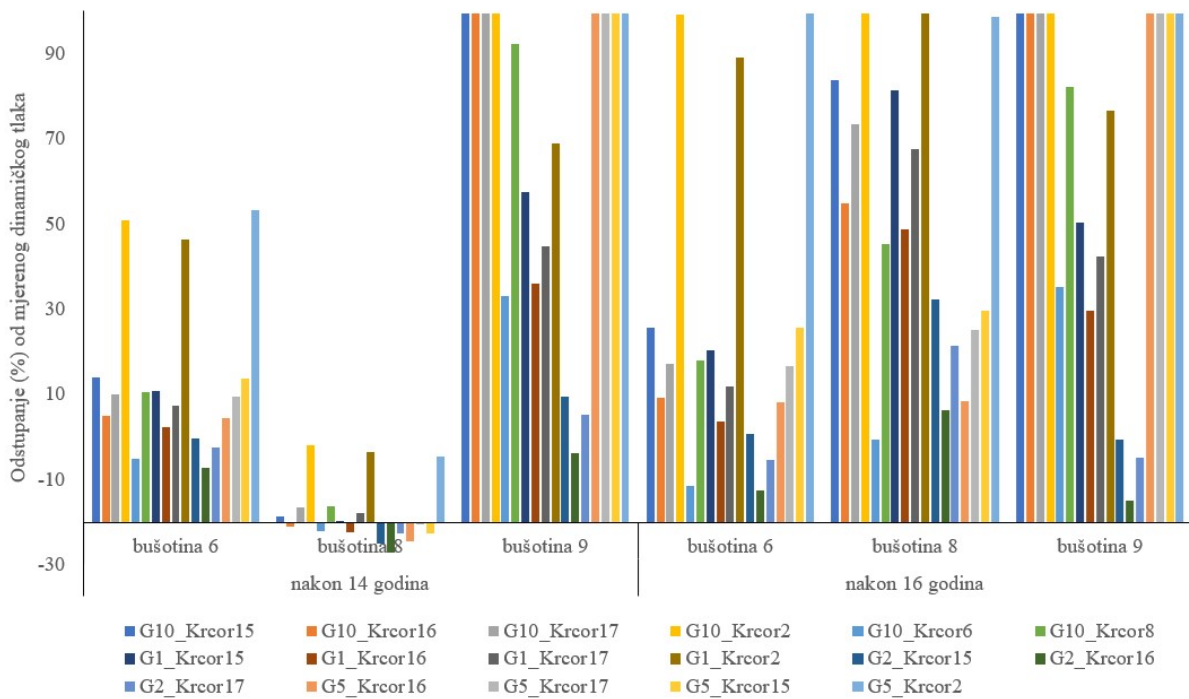


Slika 4-42 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke



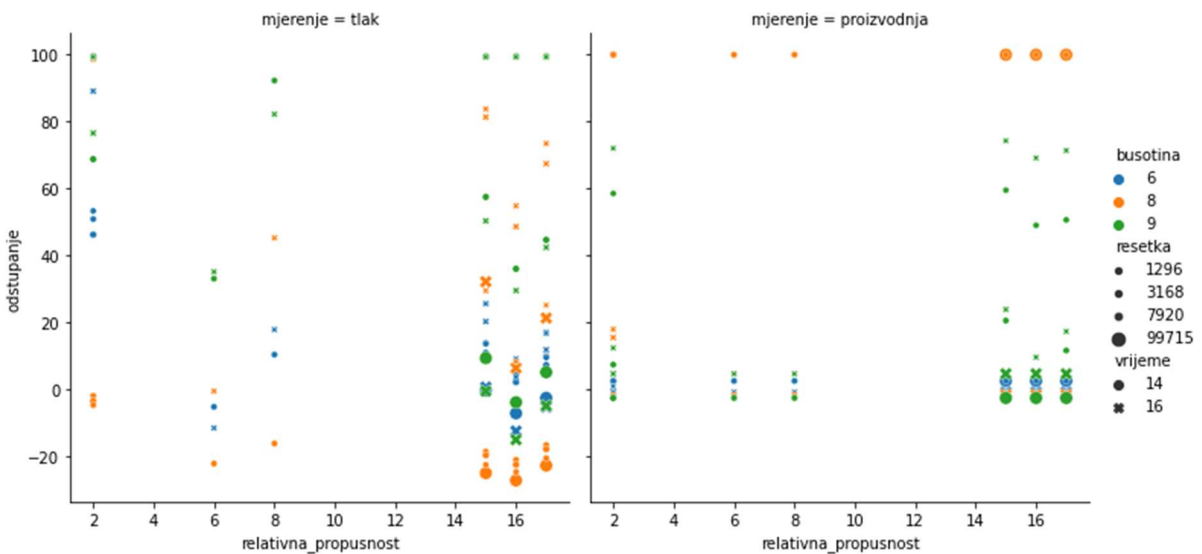
Slika 4-43 Odstupanja od mjerene dnevne proizvodnje plina za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

Razlika u dnevnoj proizvodnji na bušotini 8 nakon 14 godina proizvodnje pripisuje se razlici u datumu mjerenja i koraka ispisa rezultata.



Slika 4-44 Odstupanja od mjerenih dinamičkih tlakova za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

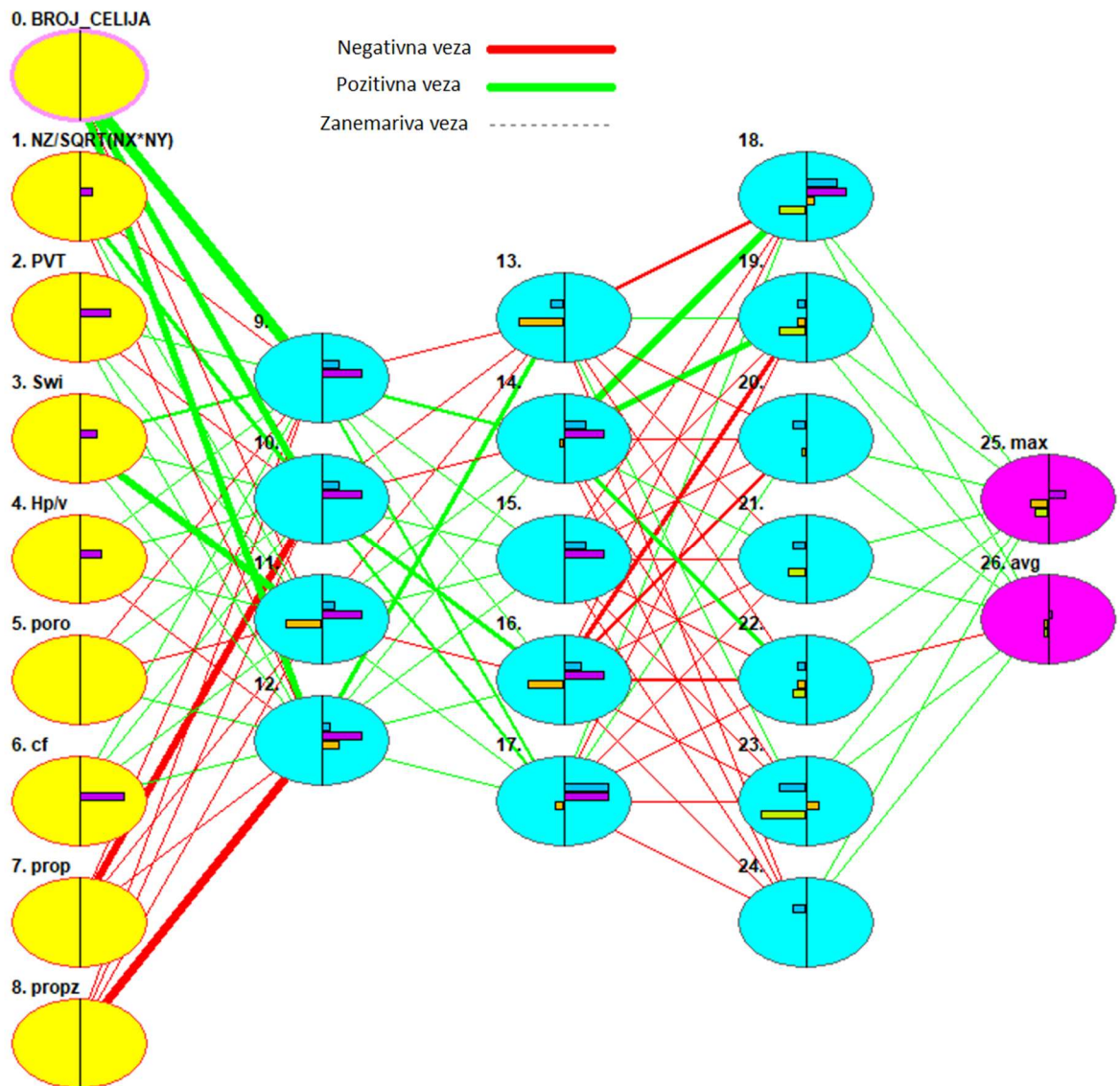
Relative permeabilities have a locally greater impact around well 9 on the finer grid, especially on the one that has unrealistically large ratio of vertical and horizontal resolution, which speaks of the importance of this parameter.



Slika 4-45 Odstupanje mjerenja po bušotinama u vremenu u ovisnosti o propusnosti i odabranoj rešetci

## 4.2 Težinski faktori pojedinih parametara koji utječu na rezultate od interesa

Rezultati odstupanja svih scenarija od mjerenih podataka po bušotinama su učitani u softvere za računalne neuronske mreže pomoću kojih je određen utjecaj pojedinog odabranog ulaznog parametra (Slika 4-46). Stupanj utjecaja pojedinog parametra ovisi o bušotini, ali je različit za odstupanje dinamičkog tlaka i odstupanje dnevne proizvodnje plina. Učitane su i vrijednosti maksimalnih i prosječnih grešaka pojedinačno i ukupno za bušotine za poklapanje s historijatom, međutim u ovoj analizi nije razmatran utjecaj parametara rasjeda, već je taj utjecaj analiziran samo kroz postavljene predikcijske scenarije. Tako neuronska mreža postavljena za ukupno 121 slučaj poklapanja s historijatom sadrži 9 ulaznih i 2 izlazne kolone, a ukupno su 3 skrivena sloja. Izlazne kolone predstavljaju maksimalnu i prosječnu pogrešku promatrano kroz karakteristične datume. Broj neurona u pojedinim skrivenim slojevima generiran je automatski i razlikuje se od bušotine do bušotine, kao i za pogrešku kumulativne proizvodnje promatranu na razini cijelog ležišta. Ukupno je 101 slučaj korišten za treniranje, a 20 ih je korišteno za validaciju modela. Za 22 predikcijska slučaja je još dodan utjecaj rasjeda pa je u tim neuronskim mrežama ukupno 10 ulaznih kolona, a postoje 4 izlazne kolone, budući da je promatrano odstupanje od odabranog temeljnog slučaja na 4 datuma. Na razini bušotina je promatran utjecaj na kumulativno pridobivene količine i dinamički tlak, dok je na razini cijelog ležišta promatrana opet greška kumulativne proizvodnje. Svi slučajevi su korišteni za treniranje mreže.

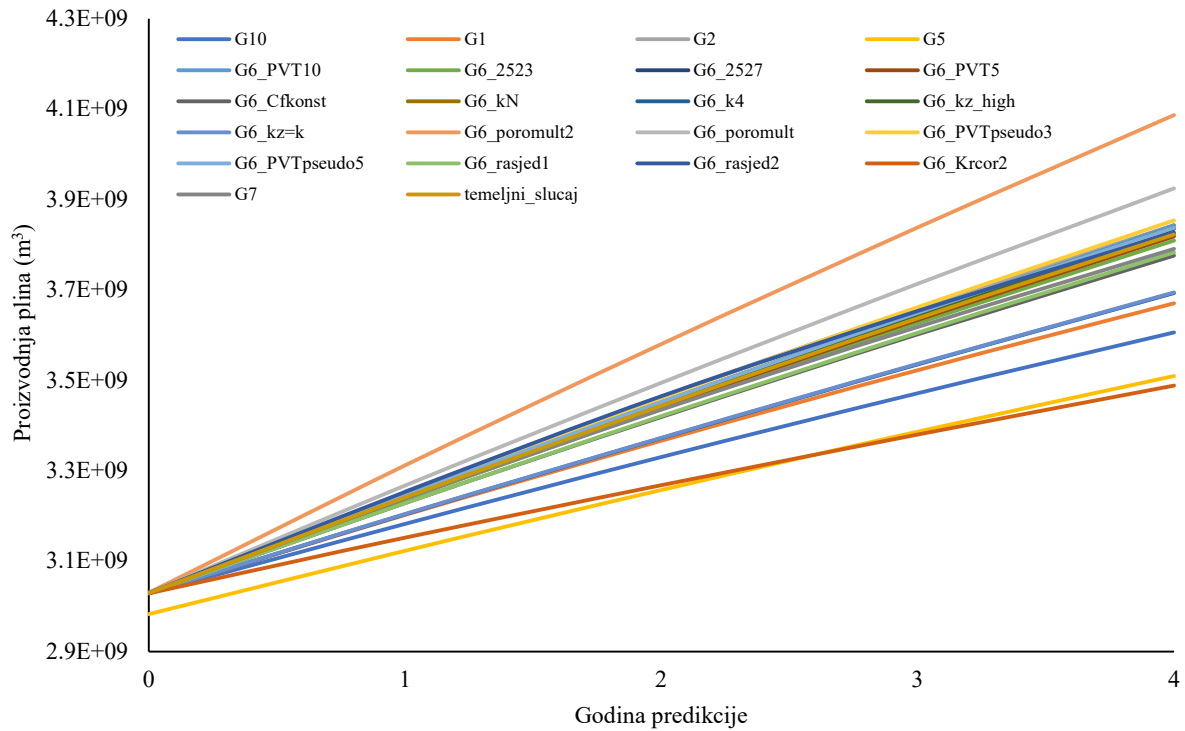


Slika 4-46 Shematski prikaz računalne neuronske mreže

### 4.3 Scenariji buduće dinamike pridobivanja

Opravdano je koristiti probabilistički (stohastički) pristup procjene rezervi [132]–[134], odnosno dinamike budućeg pridobivanja, budući da su svi simulacijski modeli u prirodi neprecizni. Stoga su predikcijski scenariji napravljeni za odabran 21 prethodno ispitani slučaj (Slika 4-47), a u svim predikcijskim scenarijima je dinamika proizvodnje po bušotinama definirana množiteljem ležišnog tlaka, budući da ni u povijesti nije zadržavana konstantna razina proizvodnje, a niti dinamičkog tlaka. Ovakav pristup korišten je i ranije [135], a kako bi se zadržao trend pada ležišnog tlaka, odabran je dinamički tlak na svim bušotinama u iznosu od 60% trenutnog ležišnog tlaka. Usporedbom s temeljnim slučajem je razmatran utjecaj rešetke, modela fluida, horizontalne i vertikalne propusnosti, poroznosti, stlačivosti, dubine kontakta,

primjene parametara množitelja transmisibiliteta i tlaka popuštanja na 2 sustava rasjeda te jedan slučaj relativne propusnosti koji odražava utjecaj ireducibilnog zasićenja vodom. Ovako postavljene scenarije rezultiraju rasponom kumulativne proizvodnje u vremenu, pri čemu najmanju vrijednost daje scenarij s promijenjenom krivuljom relativnih propusnosti, a najveću onaj s množiteljem poroznosti 1,67.



Slika 4-47 Kumulativna proizvodnja plina u predikcijskim scenarijima



## 4.4 Ekonomika budućeg pridobivanja

Nakon što su učitavanjem rezultata predikcijskih scenarija u softver za neuronske mreže ustanovljeni težinski faktori utjecaja već prethodno razmatranih parametara te utjecaja sustava rasjeda (Tablica 4-1), procijenjen je normalizirani trošak povećanja preciznosti pojedinog modela u odnosu na temeljni slučaj temeljem maksimalnog odstupanja, koje je u većini scenarija zabilježeno u zadnjoj godini predikcije, što upućuje na to kako u pravilu s vremenom odstupanja postaju veća.

Tablica 4-1 Težinski faktori promatranih utjecaja

utjecaj	težinski faktor
omjer vertikalne i horizontalne rezolucije rešetke	0,22
broj ćelija rešetke	0,16
poroznost	0,15
dubina kontakta	0,13
PVT	0,08
vertikalna propusnost	0,07
$S_{wi}$	0,07
stlačivost	0,05
rasjed	0,04
horizontalna propusnost	0,03

Uz pretpostavku dviju cijena prirodnog plina u kojima je uzet u obzir 50%-tni udio CO<sub>2</sub> u pridobivenom plinu (0,071 €/m<sup>3</sup> i 0,265 €/m<sup>3</sup> temeljem cijena prirodnog plina na tržištu za prethodne godine) izračunat je apsolutni gubitak u odnosu na referentni model (Tablica 4-2), relativni gubitak normaliziran prema cijeni karotažnih mjerenja (Tablica 4-3) te udio cijene analize u gubitku od pogreške predikcije (Tablica 4-4).

Tablica 4-2 Apsolutni gubitak u odnosu na referentni model

apsolutni gubitak u odnosu na referentni model				
scenarij	kraj 1. godine predikcije	kraj 2. godine predikcije	kraj 3. godine predikcije	kraj 4. godine predikcije
G10	15 363 567	29 852 283	43 876 648	57 439 176
G1	10 246 543	20 326 577	30 375 849	40 324 210
G2	-807 141 073	-809 087 298	-809 591 511	-808 954 675
G5	18 862 494	36 815 980	54 096 436	70 623 120
G6_PVT10	-327 178	-1 020 172	-2 609 273	-5 337 791
G6_2523	930 331	1 821 479	2 768 787	3 648 935
G6_2527	-827 180	-1 668 145	-2 459 401	-3 278 364
G6_PVT5	344 155	589 029	937 461	1 146 073
G6_Cfkonst	3 216 433	6 371 273	9 491 888	12 452 649
G6_kN	-1 262 941	-2 368 202	-3 245 157	-4 125 305
G6_k4	9 727 119	18 685 595	26 929 074	34 384 353
G6_kz_high	-701 279	-1 189 126	-1 361 407	-299 539
G6_kz=k	9 644 748	18 519 969	26 662 131	34 028 858
G6_poromult2	-18 710 585	-36 172 150	-53 080 406	-69 868 126
G6_poromult	-6 906 791	-13 506 979	-20 123 534	-26 894 849
G6_PVTpseudo3	-2 658 573	-4 737 490	-6 500 433	-8 182 974
G6_PVTpseudo5	-1 381 983	-2 386 672	-3 144 179	-3 944 332
G6_rasjed1	3 177 997	5 952 828	8 381 874	10 568 899
G6_rasjed2	-3 273 543	-5 661 845	-4 206 114	-986 355
G6_Krcor2	23 386 822	46 367 287	68 109 936	88 606 349
G7	515 689	2 256 630	5 026 707	8 563 119

Tablica 4-3 Relativni gubitak normaliziran prema cijeni karotažnih mjerenja

relativni gubitak (normaliziran prema cijeni EK mjerenja)				
scenarij	kraj 1. godine predikcije	kraj 2. godine predikcije	kraj 3. godine predikcije	kraj 4. godine predikcije
G10	3,1	6,0	8,8	11,5
G1	2,0	4,1	6,1	8,1
G2	-161,4	-161,8	-161,9	-161,8
G5	3,8	7,4	10,8	14,1
G6_PVT10	-0,1	-0,2	-0,5	-1,1
G6_2523	0,2	0,4	0,6	0,7
G6_2527	-0,2	-0,3	-0,5	-0,7
G6_PVT5	0,1	0,1	0,2	0,2
G6_Cfkonst	0,6	1,3	1,9	2,5
G6_kN	-0,3	-0,5	-0,6	-0,8
G6_k4	1,9	3,7	5,4	6,9
G6_kz_high	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1
G6_kz=k	1,9	3,7	5,3	6,8
G6_poromult2	-3,7	-7,2	-10,6	-14,0
G6_poromult	-1,4	-2,7	-4,0	-5,4
G6_PVTpseudo3	-0,5	-0,9	-1,3	-1,6
G6_PVTpseudo5	-0,3	-0,5	-0,6	-0,8
G6_rasjed1	0,6	1,2	1,7	2,1
G6_rasjed2	-0,7	-1,1	-0,8	-0,2
G6_Krcor2	4,7	9,3	13,6	17,7
G7	0,1	0,5	1,0	1,7

Tablica 4-4 Udio cijene analize u gubitku od pogreške predikcije

scenarij	udio cijene analize u gubitku od pogreške predikcije			
	kraj 1. godine predikcije	kraj 2. godine predikcije	kraj 3. godine predikcije	kraj 4. godine predikcije
G10	1%	0%	0%	0%
G1	5%	2%	2%	1%
G2	-2%	-2%	-2%	-2%
G5	1%	0%	0%	0%
G6_PVT10	-37%	-12%	-5%	-2%
G6_2523	13%	7%	4%	3%
G6_2527	-15%	-7%	-5%	-4%
G6_PVT5	35%	21%	13%	11%
G6_Cfkonst	4%	2%	1%	1%
G6_kN	-10%	-5%	-4%	-3%
G6_k4	1%	1%	0%	0%
G6_kz_high	-17%	-10%	-9%	-41%
G6_kz=k	1%	1%	0%	0%
G6_poromult2	-1%	0%	0%	0%
G6_poromult	-2%	-1%	-1%	0%
G6_PVTpseudo3	-5%	-3%	-2%	-1%
G6_PVTpseudo5	-9%	-5%	-4%	-3%
G6_rasjed1	4%	2%	1%	1%
G6_rasjed2	-4%	-2%	-3%	-12%
G6_Krcor2	1%	0%	0%	0%
G7	115%	26%	12%	7%

Rezultati u tablicama govore kako je odnos cijene analize i cijene razlike između scenarija i referentnog slučaja u većini slučajeva malen.

## 5 ZAKLJUČAK

Utjecaj rešetke ispitan je kroz 9 različitih rezolucija modela uz ostale uvjete nepromijenjene te je već na kumulativno pridobivenim količinama plina uočeno kako rešetka s najmanjom rezolucijom ne uspijeva postići stvarno zabilježene količine, što se najviše može pripisati nerealistično malom broju ćelija u smjeru z. Razlike postaju očitije kad se promatra utjecaj na dinamičke tlakove pojedinih bušotina, iako značajno povećanje rešetke nije u toliko značajnoj mjeri smanjilo grešku u odnosu na stvarno zabilježene podatke.

Utjecaj poroznosti ispitan je na 5 modela raznovrsnih rezolucija, a razlika je vidljiva tek na rešetci s najmanjom rezolucijom, kojom se ne uspijeva postići stvarnu kumulativnu proizvodnju, čak ni kad se poroznost poveća za 67%. Razlike su izrazitije kad se promatra dinamički tlak na bušotinama te se na jednoj od njih čak ne uspijeva postići ni zabilježena dnevna proizvodnja plina tijekom cijelog perioda rada.

Utjecaj modela fluida izraženiji je na rešetkama manjih rezolucija, posebno na rešetci koja ima nerealno velik omjer vertikalne i horizontalne rezolucije.

Postavljanje kontakta 2 m dublje, kao i postavljanje kontakta 2 m pliće od temeljnog, ima veći utjecaj na dinamički tlak po bušotinama na rešetkama manje rezolucije u odnosu na rešetke veće rezolucije.

Odabir drugih raspodjela propusnosti pokazao se dosta utjecajan – promatrajući rezultate svih bušotina, može se zaključiti kako su u pogledu dinamičkog tlaka razlike među raspodjelama manje na rešetci s manjom rezolucijom, pri čemu normalna raspodjela daje rezultate najbližnje mjerenima na obje rešetke, a rezultati su precizniji na rešetci s većom rezolucijom. Promjena vertikalne propusnosti ima manji utjecaj.

Ispitan je utjecaj stlačivosti te je ustanovljeno kako, promatrajući kumulativno pridobivene količine plina na razini ležišta, odstupanje od stvarnih podataka nije značajno. Razlike po bušotinama govore kako je razlika između odstupanja između rešetke s najvećom ispitanom rezolucijom i sljedeće manje, koja se smatra relativno malom rezolucijom manja nego razlika između odstupanja u preostale dvije ispitane rešetke značajno manje rezolucije.

Konačno, osim u ekstremnim slučajevima, kombinacije relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova, koji ovise i o postavljenom ireducibilnom zasićenju vodom, su se pokazale kao manje utjecajne s obzirom na kumulativno pridobivene količine plina i dinamičke tlakove po bušotinama, ali o njima znatno ovisi proizvodnja kapljevine, odnosno one definiraju hoće li biti

proizvedeno više kondenzata ili vode. Primjenom računalnih neuronskih mreža je ustanovljeno kako je jačina utjecaja pojedinog parametra drukčija od bušotine do bušotine, što znači da je potrebno posebnu pažnju obratiti na detaljniju karakterizaciju dijelova ležišta, budući da su rezultati na nekim bušotinama pokazali veću osjetljivost na promjenu rešetke, dok su na drugima bili osjetljivi na ležišne parametre poput horizontalne propusnosti i stlačivosti stijene. Ovo je ujedno potvrđeno predikcijskim scenarijima, gdje se poroznost pokazala kao parametar koji utječe na dinamički tlak, dok stupanj homogenizacije rešetke više utječe na kumulativno pridobivene količine. Odnos cijena dodatnih analiza i cijene razlike između scenarija i referentnog slučaja je malen, što govori da je cijena većine analiza višestruko niža u odnosu na razliku prihoda izračunatih referentnim i „nepreciznim“ scenarijem.

Relativnim odnosima cijena može se lako modificirati sustav, tj. lako se može uvesti drugačiji odnos cijena za drugi slučaj (npr. ležišta na manjoj dubini, ležišta s više bušotina i sl.), a uspostavljena metoda balansiranja između cijene novih analiza i gubitaka koji mogu nastati zbog pogrešne predikcije, uz potrebne modifikacije, očito će davati i dalje jako malen iznos omjera cijena analiza u odnosu na gubitke zbog krive procjene pridobivanja.

Temeljem prethodno iznesenog, moguće je izvući sljedeće generalne zaključke:

- (1) za ovakav (plinsko-kondenzatni) tip ležišta značajnu razliku čini broj ćelija u z smjeru
- (2) utjecaj modela fluida izraženiji je na rešetkama manjih rezolucija, posebno kod većeg broja ćelija u z smjeru
- (3) promjena dubina kontakta fluida rezultira većim promjenama u simulacijskim rezultatima kod modela manje rezolucije
- (4) promjena vertikalne propusnosti ne utječe bitno, međutim promjena propusnosti čini veće razlike u rezultatima na rešetkama veće rezolucije
- (5) odabir raspodjele propusnosti (uz zadržavanje približno iste prosječne vrijednosti) bitno utječe na ishode simulacije s rešetkom veće rezolucije
- (6) stlačivost pora ne mijenja bitno ishod simulacije
- (7) analizom odstupanja ustanovljeno je kako postoji rezolucija rešetke iznad koje je razlika u rezultatima zanemariva, bez obzira na promjene ulaznih parametara. Drugim riječima, model s najvećim brojem ćelija nije najkvalitetniji, jer ne daje najbolje rezultate, a zahtijeva neproporcionalno veće računalno vrijeme

(8) relativna propusnost kod plinsko-kondenzatnih ležišta ovakvog tipa nije kritičan parametar jer u historijatu nema bitnih količina proizvedenih ostalih faza, i utvrđeno je kako su potrebne analize istim metodama, na ležištima u kojima je višefazni protok više izražen

(9) krivulje kapilarnog tlaka među najbitnijim su parametrima za podešavanja početnih zaliha u ležištu

(10) utjecaji pojedinih parametara ovise o položaju bušotina

(11) odnos cijena dodatnih analiza i cijene odstupanja pridobivenih količina fluida je malen (što govori da su cijene analiza višestruko niže od potencijalnih gubitaka zbog odstupanja simulacijskih rezultata od stvarnog budućeg pridobivanja)

(12) koncept relativnog odnosa cijena u analizi odnosa utjecaja ulaznih parametara i konačnih rezultata moguće je lako modificirati za slučajeve poput manjih dubina ležišta, ležišta s više bušotina itd., međutim odnos cijena dodatnih rezultata i gubitaka zbog odstupanja je toliko malen da je za očekivati da se u svim slučajevima isplati ulagati u sve analize koje ne uključuju nove bušotine ili remont postojećih bušotina.

Prijedlog za daljnja istraživanja se odnosi na primjenu metodologije razvijene u radu na drugačije tipove ležišta koja bi ishodila drugačije odnose tj. utjecaje ležišnih parametara, ali i cijene pridobivanja, uz potvrdu da skup novih metoda kvantifikacije navedenih odnosa može biti korišten univerzalno.

Istraživanjem su ispunjeni zadani ciljevi te su potvrđene obje postavljene hipoteze:

(1) moguće je analizom statističke raspodjele ulaznih i izlaznih parametara kvantificirati odstupanja rezultata numeričke simulacije od stvarnih podataka prikupljenih tijekom pridobivanja i

(2) povećanje ulaganja u detaljnija ispitivanja svojstava ležišta i fluida može se statistički opravdati dokazom veće preciznosti simulacije pridobivanja.

Na ovaj način je predstavljena nova metoda kvantificiranja utjecaja ležišnih parametara na rezultate numeričkog simulacijskog modela ležišta, čime je pokazano kako odrediti odnos troškova novih analiza i potencijalnih gubitaka profita zbog neprecizne predikcije pridobivanja plina u budućnosti. U budućim istraživanjima je moguće primijeniti razvijene metode uz određivanje novih težinskih faktora i drugačijih relativnih odnosa cijena.

Za potrebe istraživanja korišten je set podataka ustupljen prema ugovoru s kompanijom INA d.d. od datuma 3.4.2017. godine.

Numerički dinamički simulacijski modeli ležišta izrađeni su pomoću softvera Schlumberger Petrel 2020.3, koji je za znanstvene i edukacijske svrhe doniran RGN fakultetu od strane firme Schlumberger Ltd



## 6 LITERATURA

- [1] INA d.d., “INA dokumentacija.” Zagreb, 2017.
- [2] J. E. Walstrom, T. D. Mueller, and R. C. McFarlane, “Evaluating Uncertainty in Engineering Calculations,” *J. Pet. Technol.*, vol. 19, no. 12, pp. 1595–1603, 1967, doi: 10.2118/1928-pa.
- [3] O. J. Lepine, R. C. Bissell, S. I. Aanonsen, I. Pallister, and J. W. Barker, “Uncertainty Analysis in Predictive Reservoir Simulation Using Gradient Information,” 1998, doi: 10.2118/48997-ms.
- [4] S. J. Adams, “Quantifying petrophysical uncertainties,” *2005 SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. - Proc.*, no. September, pp. 169–174, 2005, doi: 10.2118/93125-ms.
- [5] S. Subbey, M. Christie, and M. Sambridge, “Prediction under uncertainty in reservoir modeling,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 44, no. 1–2, pp. 143–153, 2004, doi: 10.1016/j.petrol.2004.02.011.
- [6] H. Okano, G. E. Pickup, M. A. Christie, S. Subbey, M. Sambridge, and H. Monfared, “Quantification of uncertainty in relative permeability for coarse-scale reservoir simulation,” *67th Eur. Assoc. Geosci. Eng. EAGE Conf. Exhib. Inc. SPE Eur. - Ext. Abstr.*, vol. 67th Europ, pp. 1905–1915, 2005, doi: 10.3997/2214-4609-pdb.1.h051.
- [7] P. D. Newendorp, “A Strategy for Implementing Risk Analysis,” *J. Pet.*, vol. 36, no. October, pp. 1971–1976, 1984, doi: 10.2118/11299-PA.
- [8] M. Roisenberg, C. Schoeninger, and R. R. da Silva, “A hybrid fuzzy-probabilistic system for risk analysis in petroleum exploration prospects,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 36, no. 3 PART 2, pp. 6282–6294, 2009, doi: 10.1016/j.eswa.2008.07.060.
- [9] O. Ovreberg, E. Damsleth, and H. H. Haldorsen, “Putting error bars on reservoir engineering forecasts,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 44, no. 6, pp. 732–738, 1992, doi: 10.2118/20512-PA.
- [10] M. R. Thiele and R. P. Batycky, “Evolve: A linear workflow for quantifying reservoir uncertainty,” in *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2016, vol. 2016-Janua, doi: 10.2118/181374-ms.
- [11] I. Tayyab, M. I. Rehman, M. F. M. Uddin, and Q. I. Ahmed, “Box reservoir simulation model with minimum data to forecast production & justify economic decisions,” *Soc. Pet. Eng. - PAPG/SPE Pakistan Sect. Annu. Tech. Conf. Exhib. 2016*, pp. 38–49, 2016, doi: 10.2118/185301-ms.
- [12] G. D. Avansi and D. J. Schiozer, “A new approach to history matching using reservoir characterization and reservoir simulation integrated studies,” *Proc. Annu. Offshore Technol. Conf.*, vol. 6, pp. 4406–4434, 2015, doi: 10.4043/26038-ms.
- [13] M. J. Pyrcz and C. D. White, “Special section : Seismic uncertainties t Uncertainty in reservoir modeling,” *Interpretation*, vol. 3, no. 2, pp. 7–19, 2015.
- [14] D. Arnold, V. Demyanov, T. Rojas, and M. Christie, “Uncertainty Quantification in Reservoir Prediction: Part 1—Model Realism in History Matching Using Geological Prior Definitions,” *Math. Geosci.*, vol. 51, no. 2, pp. 209–240, 2019, doi: 10.1007/s11004-018-9774-6.

- [15] V. Demyanov, D. Arnold, T. Rojas, and M. Christie, “Uncertainty Quantification in Reservoir Prediction: Part 2—Handling Uncertainty in the Geological Scenario,” *Math. Geosci.*, vol. 51, no. 2, pp. 241–264, 2019, doi: 10.1007/s11004-018-9755-9.
- [16] C. Maschio, C. P. V. de Carvalho, and D. J. Schiozer, “A new methodology to reduce uncertainties in reservoir simulation models using observed data and sampling techniques,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 72, no. 1–2, pp. 110–119, 2010, doi: 10.1016/j.petrol.2010.03.008.
- [17] A. C. Bertolini, C. Maschio, and D. J. Schiozer, “A methodology to evaluate and reduce reservoir uncertainties using multivariate distribution,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 128, pp. 1–14, 2015, doi: 10.1016/j.petrol.2015.02.003.
- [18] C. Maschio and D. J. Schiozer, “Probabilistic history matching using discrete Latin Hypercube sampling and nonparametric density estimation,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 147, pp. 98–115, 2016, doi: 10.1016/j.petrol.2016.05.011.
- [19] D. J. Schiozer, G. D. Avansi, and A. A. de Souza dos Santos, “Risk quantification combining geostatistical realizations and discretized Latin Hypercube,” *J. Brazilian Soc. Mech. Sci. Eng.*, vol. 39, no. 2, pp. 575–587, 2017, doi: 10.1007/s40430-016-0576-9.
- [20] L. A. A. Meira, G. P. Coelho, A. A. S. Santos, and D. J. Schiozer, “Selection of Representative Models for Decision Analysis Under Uncertainty,” *Comput. Geosci.*, vol. 88, pp. 67–82, 2016, doi: 10.1016/j.cageo.2015.11.012.
- [21] C. E. Imrie and E. J. Macrae, “Application of experimental design to estimate hydrocarbons initially in place,” *Pet. Geosci.*, vol. 22, no. 1, pp. 11–19, 2016, doi: 10.1144/petgeo2014-071.
- [22] S. M. G. Santos, V. E. Botechia, D. J. Schiozer, and A. T. F. S. Gaspar, “Expected value, downside risk and upside potential as decision criteria in production strategy selection for petroleum field development,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 157, pp. 81–93, 2017, doi: 10.1016/j.petrol.2017.07.002.
- [23] S. M. G. Santos, A. T. F. S. Gaspar, and D. J. Schiozer, “Value of information in reservoir development projects: Technical indicators to prioritize uncertainties and information sources,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 157, pp. 1179–1191, 2017, doi: 10.1016/j.petrol.2017.08.028.
- [24] V. E. Botechia, A. T. F. Da Silva Gaspar, G. D. Avansi, A. Davolio, and D. J. Schiozer, “Investigation of production forecast biases of simulation models in a benchmark case,” *Oil Gas Sci. Technol.*, vol. 73, 2018, doi: 10.2516/ogst/2018014.
- [25] S. M. G. Santos, A. T. F. S. Gaspar, and D. J. Schiozer, “Managing reservoir uncertainty in petroleum field development: Defining a flexible production strategy from a set of rigid candidate strategies,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 171, pp. 516–528, 2018, doi: 10.1016/j.petrol.2018.07.048.
- [26] M. G. Correia, J. H. Filho, and D. J. Schiozer, “An integrated workflow to combine static and dynamic uncertainties in reservoir simulation models,” *80th EAGE Conf. Exhib. 2018 Oppor. Present. by Energy Transit.*, no. June 2018, 2018, doi: 10.3997/2214-4609.201800807.
- [27] M. A. Elfeel, S. Ali, and M. A. Giddins, “Efficient optimization of field management

- strategies in reservoir simulation,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Reserv. Characterisation Simul. Conf. Exhib. 2019, RCSC 2019*, 2019, doi: 10.2118/196662-ms.
- [28] D. J. Schiozer, A. A. De Souza Dos Santos, S. M. De Graca Santos, and J. C. Von Hohendorff Filho, “Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management,” *Oil Gas Sci. Technol.*, vol. 74, 2019, doi: 10.2516/ogst/2019019.
- [29] J. Browning, S. Gorell, and J. Andrews, “Efficient optimization and uncertainty analysis of field development strategies by incorporating economic decisions in reservoir simulation models,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 2020, APOG 2020*, 2020, doi: 10.2118/202373-ms.
- [30] J. Browning and S. Gorell, “Incorporating Economic Decisions into Reservoir Simulation to Support Accurate and Efficient Optimization and Analysis of Field Development Strategies,” 2021, doi: 10.2118/200854-ms.
- [31] K. K. Kyi and R. P. Petrophysicist, “Petrophysical Uncertainties Do They Really Matter?,” no. April. 2019.
- [32] S. M. Macary, A. Hassan, and E. Ragaee, “Better understanding of reservoir statistics is the key for reliable Monte Carlo simulation,” *Proc. Middle East Oil Show*, pp. 407–418, 1999, doi: 10.2118/53264-ms.
- [33] K. K. Meisingset, “Uncertainties in reservoir fluid description for reservoir modeling,” *SPE Reserv. Eval. Eng.*, vol. 2, no. 5, pp. 431–435, 1999, doi: 10.2118/57886-PA.
- [34] E. Descubes, R. Madatov, T. Graf, A. Ignatyev, I. Mukminov, and S. Redikultsev, “Stochastic Uncertainty Analysis in Compositional Simulation for Giant Gas-Condensate Field Reservoir Performance Prediction (Russian),” 2012, doi: 10.2118/162045-ru.
- [35] T. Bu and E. Damsleth, “Errors and Uncertainties in Reservoir Performance Predictions,” *SPE Form. Eval.*, 2007, doi: 10.2118/30604-pa.
- [36] D. Karasalihović Sedlar, D. Vulin, L. Jukić, and I. Smajla, “Possibility of decreasing CO<sub>2</sub> emissions from flaring on a mature oil field,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 171, pp. 1302–1308, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.petrol.2018.08.026.
- [37] J. E. Killough, “Ninth SPE Comparative Solution Project: A Reexamination of Black-Oil Simulation,” 1995, doi: 10.2118/29110-ms.
- [38] B. Oz, C. V. Deutsch, and P. Frykman, “A visualbasic program for histogram and variogram scaling,” *Comput. Geosci.*, vol. 28, no. 1, pp. 21–31, Feb. 2002, doi: 10.1016/S0098-3004(01)00011-5.
- [39] P. C. Leary and F. Al-Kindy, “Power-law scaling of spatially correlated porosity and log(permeability) sequences from north-central North Sea Brae oilfield well core,” *Geophys. J. Int.*, vol. 148, no. 3, pp. 426–442, Mar. 2002, doi: 10.1046/J.1365-246X.2002.01618.X.
- [40] P. D. Newendorp, *Decision Analysis for petroleum exploration*. 1996.
- [41] S. G. Ghedan, B. M. Thiebot, and D. A. Boyd, “Modeling and validation of initial water saturation in the transition zone of carbonate oil reservoirs,” *11th ADIPEC Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. - Conf. Proc.*, pp. 807–817, 2004, doi: 10.2523/88756-ms.

- [42] P. Neff, D. Steineder, B. Stummer, and T. Clemens, “Estimation of Initial Hydrocarbon Saturation Applying Machine Learning Under Petrophysical Uncertainty,” *SPE Reserv. Eval. Eng.*, vol. 24, no. 02, pp. 325–340, May 2021, doi: 10.2118/203384-PA.
- [43] Q. Chen, M. Kristensen, Y. B. Johansen, V. Achourov, S. S. Betancourt, and O. C. Mullins, “Analysis of Lateral Fluid Gradients From DFA Measurements and Simulation of Reservoir Fluid Mixing Processes Over Geologic Time,” *Petrophysics - SPWLA J. Form. Eval. Reserv. Descr.*, vol. 62, no. 01, pp. 16–30, Feb. 2021, doi: 10.30632/PJV62N1-2021A1.
- [44] A. Kuntadi, C. H. Whitson, and M. F. Hoda, “Dynamic Delumping of Reservoir Simulation,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 3, pp. 2210–2231, Oct. 2012, doi: 10.2118/159400-MS.
- [45] Ø. Fevang, K. Singh, and C. H. Whitson, “Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs,” *SPE Reserv. Eng. (Society Pet. Eng., no. B)*, pp. 373–388, Oct. 2000, doi: 10.2118/63087-MS.
- [46] S. Ahmed and S. bin Abrar, “Integrated Approach of Retrograde Condensate Simulation Using Pseudo-Pressures with Modified Equation of State and Velocity Dependent Relative Permeability,” *Soc. Pet. Eng. - PAPG/SPE Pakistan Sect. Annu. Tech. Conf.*, Nov. 2014, doi: 10.2118/174714-MS.
- [47] I. Igwe, J. Gholinezhad, M. G. H. Sayed, and F. Ogbuagu, “Technical Implications of Neglecting Compositional Grading Effects in Petroleum Reservoir Simulation Models,” *Energy & Fuels*, vol. 34, no. 2, pp. 1467–1481, Feb. 2020, doi: 10.1021/ACS.ENERGYFUELS.9B03528.
- [48] I. Belamarić, “Termodinamička karakterizacija ugljikovodika jedinstvenom jednadžbom stanja i pri temperaturama različitim od ležišne,” University of Zagreb, 2012.
- [49] H. Gross, M. Honarkhah, and Y. Chen, “Offshore gas condensate field history-match and predictions: Ensuring probabilistic forecasts are built with diversity in mind,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 2011*, vol. 2, pp. 1460–1473, 2011, doi: 10.2118/147848-ms.
- [50] J. W. Amyx, D. ;. B. Jr, and R. L. Whiting, “Petroleum Reservoir Engineering.pdf.” p. 610, 1988.
- [51] D. T. Vo, J. R. Jones, and R. Raghavan, “Performance Predictions for Gas-Condensate Reservoirs,” *SPE Form. Eval.*, vol. 4, no. 04, pp. 576–584, 1989, doi: 10.2118/16984-PA.
- [52] J. H. Abou-kassem, *Petroleum Reservoir Simulation*. 2020.
- [53] H. B. Bradley and F. W. Gipson, *Petroleum Engineering Handbook*, Third Prin. Richardson, TX, USA: Society of Petroleum Engineers, 1987.
- [54] M. K. Abdou, H. D. Pham, and A. S. Al-Aqeeli, “Impact of grid selection on reservoir simulation,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 45, no. 7, pp. 664–669, 1993, doi: 10.2118/21391-PA.
- [55] K. Aziz, “Reservoir simulation grids:opportunities and problems,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 45, no. 7, pp. 658–663, 1993, doi: 10.2118/25233-PA.

- [56] D. R. Guerillot and S. Verdiere, “Different Pressure Grids for Reservoir Simulation in Heterogeneous Reservoirs,” no. April, 1995, doi: 10.2118/29148-ms.
- [57] G. Avansi, V. Rios, and D. Schiozer, “Numerical tuning in reservoir simulation: it is worth the effort in practical petroleum applications,” *J. Brazilian Soc. Mech. Sci. Eng.*, vol. 41, no. 1, pp. 1–21, 2019, doi: 10.1007/s40430-018-1559-9.
- [58] D. L. Katz, *Handbook of Natural Gas Engineering*. 1959.
- [59] K. S. Moore, P. J. Cockcroft, and R. Prasser, “Applications of risk analysis in petroleum exploration and production operations,” 1995, doi: doi:10.2118/29254-MS.
- [60] L. P. Dake, “Application in reservoir simulation,” in *Developments in Petroleum Science*, vol. 47, no. C, 1998, pp. 301–352.
- [61] M. A. Hildebrand, K. Liu, and A. G. Mezzatesta, “A Study of the Influence of Number of Components on Compositional Reservoir Simulation Results,” 2001, doi: 10.7551/mitpress/4917.003.0006.
- [62] M. G. Gerritsen and L. J. Durlofsky, “Modeling fluid flow in oil reservoirs,” *Annu. Rev. Fluid Mech.*, vol. 37, pp. 211–238, 2005, doi: 10.1146/annurev.fluid.37.061903.175748.
- [63] H. Deng, Z. Chen, C. Dong, and M. H. Nikpoor, “Compositional simulation of condensate banking coupled with reservoir geomechanics,” *Unconv. Resour. Technol. Conf. 2013, URTC 2013*, 2013, doi: 10.1190/urtec2013-126.
- [64] K. K. Meisingset and T. Yang, “Comparing reservoir fluid models to PVT laboratory measurements,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Bergen One Day Semin. 2017*, no. around 20, 2017, doi: 10.2118/185903-ms.
- [65] P. M. Mathias and T. W. Copeman, “Extension of the Peng-Robinson equation of state to complex mixtures: Evaluation of the various forms of the local composition concept,” *Fluid Phase Equilib.*, vol. 13, no. C, pp. 91–108, Jan. 1983, doi: 10.1016/0378-3812(83)80084-3.
- [66] R. Wu, L. Rosenegger, and H. Araujo, “A procedure for grouping gas condensate for reservoir studies,” *Can. Int. Pet. Conf. 2000, CIPC 2000*, 2000, doi: 10.2118/2000-026.
- [67] W. Peng, “Prediction of Phase Behavior for Gas Condensate,” 1989.
- [68] G. Coşkuner, “Performance prediction in gas condensate reservoirs,” *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 38, no. 8, pp. 32–36, 1999.
- [69] L. Høier and C. H. Whitson, “Compositional Grading—Theory and Practice,” *SPE Reserv. Eval. Eng.*, vol. 4, no. 06, pp. 525–535, Dec. 2001, doi: 10.2118/74714-PA.
- [70] Y. Wang, G. Li, and A. C. Reynolds, “Estimation of Depths of Fluid Contacts and Relative Permeability Curves by History Matching Using Iterative Ensemble-Kalman Smoothers,” *SPE J.*, vol. 15, no. 02, pp. 509–525, Jun. 2010, doi: 10.2118/119056-PA.
- [71] H. Segun-Oki and A. Eli, “Material Balance Methods for Correcting Misallocation of Injected Water: Kadara field Case Study,” *38th Niger. Annu. Int. Conf. Exhib. NAICE 2014 - Africa’s Energy Corridor Oppor. Oil Gas Value Maximization Through Integr. Glob. Approach*, vol. 1, pp. 822–835, Aug. 2014, doi: 10.2118/172418-MS.
- [72] J. E. Paredes *et al.*, “Fluid Contact Monitoring Using API Tracking. A Novel

- Methodology for Reservoir Surveillance,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Eur. Featur. 79th EAGE Conf. Exhib.*, pp. 1533–1544, Jun. 2017, doi: 10.2118/185826-MS.
- [73] T. Manzocchi, J. J. Walsh, P. Nell, and G. Yielding, “Fault transmissibility multipliers for flow simulation models,” *Pet. Geosci.*, vol. 5, no. 1, pp. 53–63, 1999, doi: 10.1144/petgeo.5.1.53.
- [74] P. Longuemare, M. Mainguy, and P. Lemonnier, “Longuemare\_V57N5.Pdf,” vol. 57, no. 5, pp. 471–483, 2002.
- [75] T. Manzocchi, C. Childs, and J. J. Walsh, “Faults and fault properties in hydrocarbon flow models,” *Geofluids*, vol. 10, no. 1–2, pp. 94–113, 2010, doi: 10.1111/j.1468-8123.2010.00283.x.
- [76] W. Ahmed, “Flow Modelling Across Faults,” no. May, 2013, [Online]. Available: <http://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SPE/a77592d6-ec9a-43b1-b57b-c7275fb91cb0/UploadedImages/SPE Past Event Presentation Downloads/Flow Modelling Across Fault.pdf>.
- [77] J. Law, “A Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs,” *Trans. AIME*, vol. 155, no. 01, pp. 202–222, 1944, doi: 10.2118/944202-g.
- [78] R. A. Freeze, “Reply [to ‘Comments on “ Stochastic-conceptual analysis of one-dimensional groundwater flow in nonuniform homogeneous media” by R. Allan Freeze’],” *Water Resour. Res.*, vol. 13, no. 2, pp. 480–480, 1977, doi: 10.1029/WR013i002p00480.
- [79] J. L. Jensen, D. V. Hinkley, and L. W. Lake, “Statistical Study of Reservoir Permeability: Distributions, Correlations, and Averages.,” *SPE Form. Eval.*, vol. 2, no. 4, pp. 461–468, 1987, doi: 10.2118/14270-pa.
- [80] P. Corbett and D. Potter, “Petrotyping: a basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction,” *undefined*, 2004.
- [81] J. P. Van Baaren, H. K. J. Heller, and R. Visser, “Acoustic Measurements On Artificial Rock.” *OnePetro*, Aug. 1989.
- [82] G. V Chilingar, “Relationship between porosity, permeability, and grain- size distribution of sands and sandstones.”
- [83] A. Timur, “An Investigation Of Permeability, Porosity, & Residual Water Saturation Relationships For Sandstone Reservoirs,” *Log Anal.*, vol. 9, no. 04, 1968.
- [84] W. D. Kruger, “Determining Areal Permeability Distribution by Calculations,” *J. Pet. Technol.*, vol. 13, no. 07, pp. 691–696, 1961, doi: 10.2118/1580-g-pa.
- [85] M. Heidari Sureshjani, M. Ahmadi, and J. Fahimpour, “A generalized approach for fast estimation of reservoir permeability distribution from analysis of pressure transient data,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 182, p. 106240, 2019, doi: 10.1016/j.petrol.2019.106240.
- [86] M. Heidari Sureshjani, M. Ahmadi, and J. Fahimpour, “Estimating reservoir permeability distribution from analysis of pressure/rate transient data: A regional approach,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 191, no. September 2019, p. 107172, 2020, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107172.
- [87] H. Dykstra and R. . Parsons, *The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding in*

- Secondary Recovery of Oil in the United States*, 2nd Editio. Washington DC: API, 1950.
- [88] J. G. Richardson, J. B. Sangree, and R. M. Sneider, “Permeability Distributions in Reservoirs.,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 39, no. 10, pp. 1197–1199, 1987, doi: 10.2118/15785-PA.
- [89] J. E. Warren and H. S. Price, “Flow in Heterogeneous Porous Media,” *Soc. Pet. Eng. J.*, vol. 1, no. 03, pp. 153–169, 1961, doi: 10.2118/1579-g.
- [90] H. N. Hall, “Compressibility of Reservoir Rocks,” *J. Pet. Technol.*, vol. 5, no. 01, pp. 17–19, 1953, doi: 10.2118/953309-g.
- [91] M. Gutierrez and R. W. Lewis, “The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation,” 1998, doi: 10.2523/47392-ms.
- [92] M. Gutierrez, “Petroleum reservoir simulation coupling fluid flow and geomechanics,” *SPE Reserv. Eval. Eng.*, vol. 4, no. 3, pp. 164–172, 2001, doi: 10.2118/72095-pa.
- [93] B. R. Crawford, P. F. Sanz, B. Alramahi, and N. L. DeDontney, “Modeling and prediction of formation compressibility and compactive pore collapse in siliciclastic reservoir rocks,” *45th US Rock Mech. / Geomech. Symp.*, 2011.
- [94] H. W. Brown, “Capillary pressure investigations,” *J. Pet. Technol.*, vol. 3, no. 3, pp. 67–74, 1951.
- [95] C.-Z. Qin, X. Wang, M. Hefny, J. Zhao, and B. Guo, “Spontaneous imbibition in porous media: from pore scale to Darcy scale,” 2021, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2104.03370>.
- [96] N. Alyafei and M. J. Blunt, “Estimation of relative permeability and capillary pressure from mass imbibition experiments,” *Adv. Water Resour.*, vol. 115, pp. 88–94, 2018, doi: 10.1016/j.advwatres.2018.03.003.
- [97] N. Saxena, F. O. Alpak, A. Hows, J. Freeman, R. Hofmann, and M. Appel, “Estimating Fluid Saturations from Capillary Pressure and Relative Permeability Simulations Using Digital Rock,” *Transp. Porous Media*, vol. 136, no. 3, pp. 863–878, 2021, doi: 10.1007/s11242-021-01543-z.
- [98] M. Holmes, “Capillary Pressure & Relative Permeability Petrophysical Reservoir Models,” *Digital Formation, Inc.*, 2002. .
- [99] R. P. Verdes, S. S. Pak, R. U. S. A. Data, P. Examiner, and J. Sells, “United States Patent (19),” no. 19, 1999.
- [100] A. Soleymanzadeh, S. Parvin, and S. Kord, “Effect of overburden pressure on determination of reservoir rock types using RQI/FZI, FZI\* and Winland methods in carbonate rocks,” *Pet. Sci.*, vol. 16, no. 6, pp. 1403–1416, 2019, doi: 10.1007/s12182-019-0332-8.
- [101] T. Ahmed, “Relative Permeability Concepts,” *Reserv. Eng. Handb.*, pp. 288–330, 2010, doi: 10.1016/b978-1-85617-803-7.50013-4.
- [102] N. R. Nagarajan, M. M. Honarpour, K. Sampath, and D. Mcmichael, “COMPARISON OF GAS-CONDENSATE RELATIVE PERMEABILITY USING LIVE FLUID vs . MODEL FLUIDS,” *Most*, pp. 1–13, 2004.

- [103] P. H. Diamond, R. A. Pressney, D. E. Snyder, and P. R. Seligmann, “Probabilistic prediction of well performance in a gas condensate reservoir,” *Proc. Eur. Pet. Conf.*, vol. 2, pp. 195–213, 1996, doi: 10.2523/36894-ms.
- [104] P. A. Slotte and E. Smørgrav, “Response surface methodology approach for history matching and uncertainty assessment of reservoir simulation models,” *70th Eur. Assoc. Geosci. Eng. Conf. Exhib. 2008 Leveraging Technol. Inc. SPE Eur. 2008*, vol. 3, pp. 1408–1417, 2008, doi: 10.2118/113390-ms.
- [105] B. Li and F. Friedmann, “Novel multiple resolutions design of experiment/response surface methodology for uncertainty analysis of reservoir simulation forecasts,” *SPE Reserv. Simul. Symp. Proc.*, pp. 41–56, 2005, doi: 10.2523/92853-ms.
- [106] S. Kalla and C. D. White, “Efficient design of reservoir simulation studies for development and optimization,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, pp. 593–606, 2005, doi: 10.2118/95456-ms.
- [107] M. Kathrada, “Uncertainty Evaluation of Reservoir Simulation Models using Particle Swarms and Hierarchical Clustering,” no. June, 2009.
- [108] P. Sarma, C. Etc, J. Xie, and A. Texas, “SPE 141963 Efficient and Robust Uncertainty Quantification in Reservoir Simulation with Polynomial Chaos Expansions and Non-intrusive Spectral Projection,” 2011.
- [109] K. Rashid, W. Bailey, B. Couët, and D. Wilkinson, “An efficient procedure for expensive reservoir-simulation optimization under uncertainty,” *SPE Econ. Manag.*, vol. 5, no. 4, pp. 21–33, 2013, doi: 10.2118/167261-PA.
- [110] A. T. F. S. Gaspar, C. E. A. G. Barreto, and D. J. Schiozer, “Assisted process for design optimization of oil exploitation strategy,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 146, pp. 473–488, 2016, doi: 10.1016/j.petrol.2016.05.042.
- [111] S. M. G. Santos, A. T. F. S. Gaspar, and D. J. Schiozer, “Risk management in petroleum development projects: Technical and economic indicators to define a robust production strategy,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 151, pp. 116–127, 2017, doi: 10.1016/j.petrol.2017.01.035.
- [112] J. C. V. Hohendorff Filho and D. J. Schiozer, “Effect of reservoir and production system integration on field production strategy selection,” *Oil Gas Sci. Technol.*, vol. 73, pp. 1–15, 2018, doi: 10.2516/ogst/2018042.
- [113] C. Maschio and D. J. Schiozer, “A new optimization framework using genetic algorithm and artificial neural network to reduce uncertainties in petroleum reservoir models,” *Eng. Optim.*, vol. 47, no. 1, pp. 72–86, 2015, doi: 10.1080/0305215X.2013.868453.
- [114] Ž. Ujević Andrijić, “Umjetne neuronske mreže,” *Kem. u Ind.*, vol. 68, pp. 219–220, 2019.
- [115] R. Wheaton, *Fundamentals of Applied Reservoir Engineering: Appraisal, Economics and Optimization*. 2016.
- [116] E. Jones, T. Oliphant, and P. Peterson, “SciPy: Open Source Scientific Tools for Python – ScienceOpen,” 2001. .
- [117] P. Virtanen *et al.*, “SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in



- Python,” *Nat. Methods* 2020 173, vol. 17, no. 3, pp. 261–272, Feb. 2020, doi: 10.1038/s41592-019-0686-2.
- [118] D. Vulin, D. Karasalihović Sedlar, M. Arnaut, and L. Jukić, “VOLATILITY OF EUA PRICES AND IT’S CONNECTION WITH THE PRICE OF FOSSIL FUELS AND ELECTRICITY,” in *Proceedings of The Third International Scientific Conference on Economics and Management EMAN 2019 - Economics & Management: How to Cope With Disrupted Times*, 2019, pp. 617–623, doi: 10.31410/EMAN.2019.617.
- [119] D. Vulin, M. Arnaut, and D. Karasalihović Sedlar, “Forecast of long-term EUA price probability using momentum strategy and GBM simulation,” *Greenh. Gases Sci. Technol.*, vol. 10, no. 1, pp. 230–248, 2020, doi: 10.1002/ghg.1957.
- [120] P. W. . J. Mielke, “Another Family of Distributions for Describing and Analyzing Precipitation Data. - NASA/ADS,” *J. Appl. Meteorol.*, vol. 12, no. 2, pp. 275–280, 1973, doi: 10.1175/1520-0450(1973)012<0275:AFODFD>2.0.CO;2.
- [121] G. H. Newman, “Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 25, pp. 129–134, 1973, doi: 10.2118/3835-PA.
- [122] M. L. Waskom, “seaborn: statistical data visualization,” *J. Open Source Softw.*, vol. 6, no. 60, p. 3021, Apr. 2021, doi: 10.21105/JOSS.03021.
- [123] L. I.-K. Lin, “A Concordance Correlation Coefficient to Evaluate Reproducibility,” *Biometrics*, vol. 45, no. 1, p. 255, Mar. 1989, doi: 10.2307/2532051.
- [124] B. F. J. Manly, “Randomization, Bootstrap and Monte Carlo Methods in Biology : Texts in Statistical Science,” *Randomization, Bootstrap Monte Carlo Methods Biol.*, Oct. 2018, doi: 10.1201/9781315273075.
- [125] J. H. Reynolds and W. D. Templin, “Comparing mixture estimates by parametric bootstrapping likelihood ratios,” *J. Agric. Biol. Environ. Stat.* 2004 91, vol. 9, no. 1, pp. 57–74, Mar. 2004, doi: 10.1198/1085711043145.
- [126] R. G. B. J. Anli, “A NEW DISPLACEMENT CAPILLARY PRESSURE MODEL this article begins on the next page RESERVOIR SIMULATION JCPT76-03-10 JCPT-26 A New Displacement Capillary Pressure Model Ramon,” 1972.
- [127] S. Shi, H. Belhaj, and A. Bera, “Capillary pressure and relative permeability correlations for transition zones of carbonate reservoirs,” *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 8, no. 3, pp. 767–784, 2018, doi: 10.1007/s13202-017-0384-5.
- [128] A. Mirzaei-Paiaman and B. Ghanbarian, “A new methodology for grouping and averaging capillary pressure curves for reservoir models,” *Energy Geosci.*, vol. 2, no. 1, pp. 52–62, 2021, doi: 10.1016/j.engeos.2020.09.001.
- [129] A. T. Corey, C. H. Rathjens, J. H. Henderson, and M. R. J. Wyllie, “Three-phase relative permeability.” HARMARVILLE, PA., pp. 63–65, 1956.
- [130] Alyuda Neurointelligence Software, “Neural Network Software,” *User Manual*, 2003. <http://www.npsnn.com/>.
- [131] “NEUROXL.” <http://www.neuroxl.com/>.
- [132] S. Dana *et al.*, “Towards real-time forecasting of natural gas production by harnessing graph theory for stochastic discrete fracture networks,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 195, p.

107791, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107791.

- [133] R. Dimitrakopoulos, “Stochastic methods for petroleum reservoir characterization and production forecasting,” *J. Japanese Assoc. Pet. Technol.*, vol. 61, no. 6, pp. 537–548, 1996, doi: 10.3720/japt.61.537.
- [134] B. Thander, A. Sircar, and G. P. Karmakar, “Hydrocarbon resource estimation: a stochastic approach,” *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 5, no. 4, pp. 445–452, 2015, doi: 10.1007/s13202-014-0144-8.
- [135] L. Jukić, D. Vulin, V. Kružić, and M. Arnaut, “Carbon-Negative Scenarios in High CO<sub>2</sub> Gas Condensate Reservoirs,” *Energies*, vol. 14, no. 18, p. 5898, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14185898.

## 7 PRILOZI

### 7.1 Rezultati utjecaja rešetke

Tablica 7-1 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite rešetke

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	2,0	6,6	8,2	13,1	24,4
G10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1, dinamički tlak	0,5	4,5	6,1	9,8	18,1
G1, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5, dinamički tlak	3,3	7,8	9,5	14,3	26,5
G5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6, dinamički tlak	-0,6	-0,1	0,8	-1,4	2,0
G6, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7, dinamički tlak	-4,4	-1,4	0,1	1,5	3,7
G7, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G8, dinamički tlak	-5,7	-3,1	-1,6	-0,7	-0,7
G8, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G2, dinamički tlak	-4,6	-1,8	-0,3	0,4	1,4
G2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G4, dinamički tlak	-5,9	-3,5	-2,0	-1,8	-2,9
G4, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G9, dinamički tlak	-6,8	-4,5	-3,0	-3,1	-4,9
G9, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G3, dinamički tlak	-6,4	-4,1	-2,7	-2,8	-4,2
G3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-2 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite rešetke

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	19,8	13,2	52,0
G10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1, dinamički tlak	16,7	8,6	45,4
G1, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5, dinamički tlak	8,3	0,0	30,0
G5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6, dinamički tlak	1,5	-20,4	-4,9
G6, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7, dinamički tlak	3,8	-7,6	24,8
G7, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G8, dinamički tlak	0,2	-11,5	0,2

G8, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G2, dinamički tlak	3,5	-7,8	14,1
G2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G4, dinamički tlak	3,6	-7,6	11,1
G4, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G9, dinamički tlak	1,7	-11,1	10,6
G9, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G3, dinamički tlak	2,6	-9,1	11,0
G3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-3 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite rešetke

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	10,8	54,9	50,5
G10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1, dinamički tlak	7,7	22,0	19,0
G1, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5, dinamički tlak	15,5	99,5	99,4
G5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	29,7	55,9
G6, dinamički tlak	-1,7	-2,4	-13,0
G6, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7, dinamički tlak	3,3	14,3	10,5
G7, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G8, dinamički tlak	2,3	5,9	-1,0
G8, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G2, dinamički tlak	1,2	6,1	-0,9
G2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G4, dinamički tlak	1,7	2,6	-5,5
G4, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G9, dinamički tlak	3,8	11,9	5,7
G9, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G3, dinamički tlak	1,6	10,5	3,3
G3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

## 7.2 Rezultati utjecaja poroznosti

Tablica 7-4 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite poroznosti

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina

G1 poro*1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1 poro*1,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G5 poro*1,2	0,0	0,0	0,0	0,7	1,0
G5 poro*1,67	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
G6 poro*1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G6 poro*1,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7 poro*1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7 poro*1,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G8 poro*1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G8 poro*1,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tablica 7-5 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite poroznosti

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G1 poro*1,2, dinamički tlak	-2,6	-1,4	-0,4	-1,6	0,0
G1 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1 poro*1,67, dinamički tlak	-6,9	-9,8	-9,7	-17,7	-24,6
G1 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5 poro*1,2, dinamički tlak	0,2	1,9	2,9	3,0	8,9
G5 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5 poro*1,67, dinamički tlak	-4,1	-6,5	-6,4	-13,0	-15,4
G5 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6 poro*1,2, dinamički tlak	-3,1	-4,7	-4,3	-10,3	-11,8
G6 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6 poro*1,67, dinamički tlak	-6,5	-11,3	-11,6	-22,7	-30,9
G6 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7 poro*1,2, dinamički tlak	-7,3	-7,1	-6,3	-9,5	-13,7
G7 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7 poro*1,67, dinamički tlak	-11,5	-15,2	-15,1	-24,9	-37,5
G7 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G8 poro*1,2, dinamički tlak	-8,6	-8,7	-7,8	-11,5	-17,7
G8 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G8 poro*1,67, dinamički tlak	-12,7	-16,6	-16,6	-26,7	-41,0
G8 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-6 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite poroznosti

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G1 poro*1,2, dinamički tlak	13,3	-5,0	21,6
G1 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1 poro*1,67, dinamički tlak	8,0	-23,6	-9,4
G1 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

G5 poro*1,2, dinamički tlak	5,0	-12,8	9,1
G5 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5 poro*1,67, dinamički tlak	-3,3	-31,1	-19,6
G5 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6 poro*1,2, dinamički tlak	-1,5	-30,5	-21,3
G6 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6 poro*1,67, dinamički tlak	-6,1	-44,8	-43,8
G6 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7 poro*1,2, dinamički tlak	0,5	-20,6	2,7
G7 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7 poro*1,67, dinamički tlak	-4,5	-38,8	-26,9
G7 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G8 poro*1,2, dinamički tlak	-3,3	-24,4	-20,9
G8 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G8 poro*1,67, dinamički tlak	-8,1	-42,8	-49,4
G8 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-7 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite poroznosti

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G1 poro*1,2, dinamički tlak	1,3	8,0	0,2
G1 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1 poro*1,67, dinamički tlak	-8,0	-11,4	-26,4
G1 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5 poro*1,2, dinamički tlak	8,6	99,5	99,4
G5 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	17,1	46,3
G5 poro*1,67, dinamički tlak	-1,4	92,3	99,4
G5 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	26,3
G6 poro*1,2, dinamički tlak	-6,0	-16,9	-30,1
G6 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G6 poro*1,67, dinamički tlak	-12,3	-34,5	-57,0
G6 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7 poro*1,2, dinamički tlak	-2,2	-1,0	-10,4
G7 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7 poro*1,67, dinamički tlak	-10,2	-21,5	-38,5
G7 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G8 poro*1,2, dinamički tlak	-3,2	-7,7	-19,6
G8 poro*1,2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G8 poro*1,67, dinamički tlak	-11,0	-26,9	-46,0
G8 poro*1,67, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

### 7.3 Rezultati utjecaja modela fluida i dubine kontakta plin/voda

Tablica 7-8 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite modele fluida

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G10_10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G10_5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G10_pseudo3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G10_pseudo5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_pseudo3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_pseudo5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G5_10	0,0	0,0	0,0	1,1	1,5
G5_5	0,0	0,0	0,0	1,1	1,5
G5_pseudo3	0,0	0,0	0,0	0,9	1,4
G5_pseudo5	0,0	0,0	0,0	1,0	1,4
G6_10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G6_5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G6_pseudo3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G6_pseudo5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7_5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7_pseudo3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7_pseudo5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7_10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tablica 7-9 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za različite modele fluida

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10_10, dinamički tlak	1,9	6,4	8,1	12,8	18,2
G10_10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_5, dinamički tlak	2,1	6,7	8,4	13,4	25,0
G10_5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_pseudo3, dinamički tlak	1,2	5,1	6,7	10,4	20,0
G10_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_pseudo5, dinamički tlak	1,8	6,1	7,7	11,9	22,4
G10_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_5, dinamički tlak	0,6	4,7	6,3	10,1	18,6
G1_5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_pseudo3, dinamički tlak	-0,2	3,2	4,7	7,3	14,1
G1_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_pseudo5, dinamički tlak	0,3	4,1	5,7	8,8	16,4
G1_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_10, dinamički tlak	3,2	7,6	9,3	14,0	21,1

G5_10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_5, dinamički tlak	3,4	8,0	9,7	14,7	27,1
G5_5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_pseudo3, dinamički tlak	2,6	6,5	8,1	11,8	22,6
G5_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_pseudo5, dinamički tlak	3,2	7,5	9,1	13,3	24,9
G5_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6_10, dinamički tlak	-0,7	-0,3	0,6	-1,7	1,5
G6_10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6_5, dinamički tlak	-0,5	0,1	1,0	-1,2	2,4
G6_5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6_pseudo3, dinamički tlak	-1,2	-1,0	-0,2	-3,1	-0,7
G6_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6_pseudo5, dinamički tlak	-0,7	-0,2	0,7	-1,8	1,4
G6_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7_5, dinamički tlak	-4,3	-1,3	0,2	1,8	4,1
G7_5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7_pseudo3, dinamički tlak	-4,9	-2,4	-1,0	-0,5	0,3
G7_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7_pseudo5, dinamički tlak	-4,4	-1,6	-0,1	0,9	2,5
G7_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_10, dinamički tlak	0,4	4,4	6,0	9,5	12,6
G1_10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7_10, dinamički tlak	-4,4	-1,6	-0,1	1,3	-1,0
G7_10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-10 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za različite modele fluida

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 8	nakon	nakon	nakon
	6 godina	14 godina	16 godina
G10_10, dinamički tlak	19,6	12,6	43,9
G10_10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G10_5, dinamički tlak	20,0	13,5	52,9
G10_5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G10_pseudo3, dinamički tlak	18,5	9,9	45,1
G10_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G10_pseudo5, dinamički tlak	19,3	11,5	48,4
G10_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1_5, dinamički tlak	16,9	8,8	46,2
G1_5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1_pseudo3, dinamički tlak	15,6	5,2	38,7
G1_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1_pseudo5, dinamički tlak	16,3	7,0	41,7
G1_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6



G5_10, dinamički tlak	8,2	-0,3	25,1
G5_10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5_5, dinamički tlak	8,5	0,4	30,7
G5_5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5_pseudo3, dinamički tlak	7,2	-2,9	24,7
G5_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5_pseudo5, dinamički tlak	7,9	-1,2	27,5
G5_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6_10, dinamički tlak	1,4	-20,7	-5,5
G6_10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6_5, dinamički tlak	1,7	-20,2	-4,4
G6_5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6_pseudo3, dinamički tlak	-0,1	-22,4	-8,9
G6_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6_pseudo5, dinamički tlak	0,5	-20,6	-6,5
G6_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7_5, dinamički tlak	3,9	-7,3	25,5
G7_5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7_pseudo3, dinamički tlak	2,6	-10,4	18,9
G7_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7_pseudo5, dinamički tlak	3,3	-8,8	21,8
G7_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1_10, dinamički tlak	16,9	8,8	46,2
G1_10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7_10, dinamički tlak	3,6	-6,4	19,0
G7_10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-11 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za različite modele fluida

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 9	nakon	nakon	nakon
	9 godina	14 godina	16 godina
G10_10, dinamički tlak	10,7	54,2	51,2
G10_10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G10_5, dinamički tlak	11,0	55,3	51,2
G10_5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G10_pseudo3, dinamički tlak	8,8	49,3	46,9
G10_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G10_pseudo5, dinamički tlak	9,7	52,0	49,8
G10_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_5, dinamički tlak	7,9	22,5	19,6
G1_5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_pseudo3, dinamički tlak	5,5	17,7	14,3
G1_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_pseudo5, dinamički tlak	6,4	19,7	16,8

G1_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5_10, dinamički tlak	15,3	99,5	99,4
G5_10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	29,3	55,5
G5_5, dinamički tlak	15,7	99,5	99,4
G5_5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	30,0	56,1
G5_pseudo3, dinamički tlak	13,0	99,5	99,4
G5_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	25,4	53,4
G5_pseudo5, dinamički tlak	13,9	99,5	99,4
G5_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	27,0	54,6
G6_10, dinamički tlak	-1,8	-2,8	-13,5
G6_10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G6_5, dinamički tlak	-1,5	-2,1	-12,5
G6_5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G6_pseudo3, dinamički tlak	-2,5	-10,3	-21,5
G6_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G6_pseudo5, dinamički tlak	-1,8	-8,6	-19,3
G6_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7_5, dinamički tlak	3,5	14,8	11,1
G7_5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7_pseudo3, dinamički tlak	2,2	9,2	4,0
G7_pseudo3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7_pseudo5, dinamički tlak	3,0	11,1	6,6
G7_pseudo5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_10, dinamički tlak	7,5	21,6	18,8
G1_10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7_10, dinamički tlak	3,2	13,8	9,9
G7_10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

Tablica 7-12 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za dublji kontakt

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G5	0,0	0,0	0,0	0,8	1,2
G6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tablica 7-13 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za dublji kontakt

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina

G10, dinamički tlak	1,7	6,0	7,6	12,0	22,5
G10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1, dinamički tlak	0,2	3,9	5,5	8,7	16,3
G1, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5, dinamički tlak	3,3	7,3	8,9	12,9	24,3
G5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6, dinamički tlak	-0,6	-0,1	0,8	-1,4	2,0
G6, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7, dinamički tlak	-4,6	-1,9	-0,4	0,6	2,1
G7, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G2, dinamički tlak	-4,8	-2,2	-0,8	-0,4	0,1
G2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-14 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za dublji kontakt

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	19,1	11,5	48,4
G10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G1, dinamički tlak	16,1	7,1	41,9
G1, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5, dinamički tlak	8,0	-1,9	26,2
G5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6, dinamički tlak	1,5	-20,4	-4,9
G6, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G7, dinamički tlak	3,2	-8,9	22,0
G7, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G2, dinamički tlak	3,0	-8,9	11,4
G2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-15 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za dublji kontakt

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	9,8	50,8	45,5
G10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1, dinamički tlak	6,6	19,9	16,5
G1, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5, dinamički tlak	13,8	99,5	99,4
G5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	22,7	48,4
G6, dinamički tlak	-1,7	-2,4	-13,0
G6, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7, dinamički tlak	2,8	11,8	6,9
G7, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G2, dinamički tlak	0,6	4,7	-2,8
G2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

Tablica 7-16 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za plići kontakt

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G5	0,0	0,0	0,0	1,2	1,7
G6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tablica 7-17 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 6 za plići kontakt

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	2,3	7,1	8,8	14,2	26,3
G10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1, dinamički tlak	0,8	5,1	6,8	10,9	19,9
G1, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G2, dinamički tlak	-4,3	-1,4	0,1	1,3	2,9
G2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G4, dinamički tlak	-5,7	-3,1	-1,6	-1,0	-1,6
G4, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5, dinamički tlak	3,5	8,3	10,0	15,3	28,0
G5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6, dinamički tlak	-0,4	0,3	1,3	-0,6	3,3
G6, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7, dinamički tlak	-4,1	-1,0	0,6	2,5	5,2
G7, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G8, dinamički tlak	-5,4	-2,6	-1,1	0,2	0,8
G8, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G9, dinamički tlak	-6,6	-4,1	-2,6	-2,2	-3,5
G9, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-18 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 8 za plići kontakt

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	20,5	-30,0	55,5
G10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G1, dinamički tlak	17,4	-31,7	49,2
G1, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G2, dinamički tlak	4,0	-36,0	17,2
G2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G4, dinamički tlak	4,3	-36,6	13,8
G4, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6

G5, dinamički tlak	8,7	-32,2	32,2
G5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G6, dinamički tlak	2,1	-48,2	-2,9
G6, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G7, dinamički tlak	4,3	-34,6	28,1
G7, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G8, dinamički tlak	0,9	-35,5	2,8
G8, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G9, dinamički tlak	2,3	-36,6	13,5
G9, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6

Tablica 7-19 Odstupanja od mjerenih podataka na bušotini 9 za plići kontakt

odstupanje (%) od mjerenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10, dinamički tlak	11,6	57,8	54,9
G10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1, dinamički tlak	8,7	24,7	21,4
G1, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G2, dinamički tlak	1,9	7,6	0,9
G2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G4, dinamički tlak	2,2	4,0	-3,7
G4, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5, dinamički tlak	16,6	99,5	99,4
G5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	34,0	59,0
G6, dinamički tlak	-1,3	-0,5	-10,4
G6, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7, dinamički tlak	3,8	17,9	14,6
G7, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G8, dinamički tlak	2,8	7,9	1,7
G8, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G9, dinamički tlak	4,3	13,4	7,6
G9, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

## 7.4 Rezultati utjecaja propusnosti i heterogenosti stijene

Tablica 7-20 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite raspodjele propusnosti

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G5 normalna raspodjela	0,0	0,0	0,0	0,6	0,9
G5 jednolika raspodjela	0,0	0,0	0,0	1,9	2,3
G5 trokutna raspodjela	0,0	0,0	0,0	2,7	4,4
G6 normalna raspodjela	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G6 jednolika raspodjela	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0

G6 trokutna raspodjela	0,0	0,0	0,0	0,2	1,6
------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Tablica 7-21 Odstupanje od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 6 za različite raspodjele propusnosti

odstupanje (%) od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G5 normalna raspodjela propusnosti	5,5	10,3	12,1	18,2	35,1
G5 jednolika raspodjela propusnosti	11,9	18,2	20,1	29,5	64,0
G5 trokutna raspodjela propusnosti	39,2	49,0	51,6	70,1	99,4
G6 normalna raspodjela propusnosti	-0,4	0,2	1,1	-1,1	2,6
G6 jednolika raspodjela propusnosti	44,6	50,9	53,1	67,7	99,4
G6 trokutna raspodjela propusnosti	50,7	57,9	60,2	77,8	99,4

Tablica 7-22 Odstupanje od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 8 za različite raspodjele propusnosti

odstupanje (%) od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G5 normalna raspodjela propusnosti	7,1	-0,4	30,4
G5 jednolika raspodjela propusnosti	14,2	7,6	50,9
G5 trokutna raspodjela propusnosti	41,8	39,7	99,3
G6 normalna raspodjela propusnosti	-0,7	-22,7	-11,5
G6 jednolika raspodjela propusnosti	24,9	3,2	66,3
G6 trokutna raspodjela propusnosti	33,3	10,7	75,6

Tablica 7-23 Odstupanje od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 9 za različite raspodjele propusnosti

odstupanje (%) od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G5 normalna raspodjela propusnosti	14,3	99,5	99,4
G5 jednolika raspodjela propusnosti	44,4	99,5	99,4
G5 trokutna raspodjela propusnosti	45,4	99,5	99,4
G6 normalna raspodjela propusnosti	-2,7	-5,2	-14,8
G6 jednolika raspodjela propusnosti	14,8	44,3	52,3
G6 trokutna raspodjela propusnosti	27,3	83,2	88,9

Tablica 7-24 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta konstantne vrijednosti propusnosti

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G6 kkonst_kzhigh	12,2	14,1	14,8	21,9	24,8
G6 kkonst_kzlow	5,9	6,3	6,6	15,3	18,6
G6 LogNorm_kzhigh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G6 LogNorm_kzlow	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tablica 7-25 Odstupanje od mjenenog na bušotini 6 za konstantne vrijednosti propusnosti

odstupanje (%) od mjenenog dinamičkog tlaka na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G6 kkonst_kzhigh, dinamički tlak	99,6	99,6	99,6	99,5	99,4
G6 kkonst_kzhigh, dnevna proizvodnja plina	26,6	31,2	31,2	43,1	60,9
G6 kkonst_kzlow, dinamički tlak	98,7	99,6	99,6	99,5	99,4
G6 kkonst_kzlow, dnevna proizvodnja plina	1,9	9,0	10,9	45,0	63,5
G6 kzhigh, dinamički tlak	-1,7	-1,1	-0,2	-2,4	-0,6
G6 kzhigh, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6 kzlow, dinamički tlak	4,1	4,9	5,9	4,7	15,5
G6 kzlow, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-26 Odstupanje od mjenenog na bušotini 8 za konstantne vrijednosti propusnosti

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G6 kkonst_kzhigh, dinamički tlak	99,6	99,5	99,3
G6 kkonst_kzhigh, dnevna proizvodnja plina	25,7	15,8	60,0
G6 kkonst_kzlow, dinamički tlak	99,6	99,5	99,3
G6 kkonst_kzlow, dnevna proizvodnja plina	19,9	6,3	54,5
G6 kzhigh, dinamički tlak	1,8	-18,9	-0,6
G6 kzhigh, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6 kzlow, dinamički tlak	1,6	-22,6	-7,4
G6 kzlow, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-27 Odstupanje od mjenenog na bušotini 9 za konstantne vrijednosti propusnosti

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G6 kkonst_kzhigh, dinamički tlak	85,0	99,5	99,4
G6 kkonst_kzhigh, dnevna proizvodnja plina	-5,8	42,6	46,1
G6 kkonst_kzlow, dinamički tlak	76,8	99,5	99,4

G6 kkont_kzlow, dnevna proizvodnja plina	-5,8	40,3	44,4
G6 kzhigh, dinamički tlak	-1,2	-0,4	-11,5
G6 kzhigh, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G6 kzlow, dinamički tlak	-1,3	-10,6	-24,2
G6 kzlow, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

## 7.5 Rezultati utjecaja stlačivosti sustava

Tablica 7-28 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za različite stlačivosti i rešetke

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G1 konstantna stlačivost	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G5 konstantna stlačivost	0,0	0,0	0,0	1,0	1,4
G6 konstantna stlačivost	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G7 konstantna stlačivost	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tablica 7-29 Odstupanje od mjenenog na bušotini 6 za različite stlačivosti

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G1 konstantna stlačivost, dinamički tlak	3,8	9,8	11,8	17,7	29,2
G1 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5 konstantna stlačivost, dinamički tlak	6,6	13,2	15,3	22,5	38,2
G5 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G6 konstantna stlačivost, dinamički tlak	2,0	4,3	5,6	5,6	11,9
G6 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G7 konstantna stlačivost, dinamički tlak	-1,1	3,8	5,7	9,4	14,6
G7 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-30 Odstupanje od mjenenog na bušotini 8 za različite stlačivosti

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 8	nakon 6 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G1 konstantna stlačivost, dinamički tlak	20,1	17,6	57,6
G1 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G5 konstantna stlačivost, dinamički tlak	11,7	9,1	43,0
G5 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
G6 konstantna stlačivost, dinamički tlak	4,0	-12,6	5,8
G6 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6



G7 konstantna stlačivost, dinamički tlak	7,0	1,0	37,0
G7 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-31 Odstupanje od mjenog na bušotini 9 za različite stlačivosti

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G1 konstantna stlačivost, dinamički tlak	12,1	28,9	28,4
G1 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5 konstantna stlačivost, dinamički tlak	19,6	99,5	99,4
G5 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-5,8	28,1	49,5
G6 konstantna stlačivost, dinamički tlak	2,4	1,2	-5,8
G6 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G7 konstantna stlačivost, dinamički tlak	8,1	20,5	17,7
G7 konstantna stlačivost, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

## 7.6 Rezultati utjecaja krivulja kapilarnih tlakova i relativnih propusnosti

Tablica 7-32 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 6 za odabranu rešetku	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
Krcor10, dinamički tlak	1,5	2,9	4,0	3,5	10,8
Krcor10, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor11, dinamički tlak	1,2	2,2	3,2	2,3	8,8
Krcor11, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor12, dinamički tlak	-0,1	1,0	2,1	1,4	7,6
Krcor12, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor13, dinamički tlak	-10,3	-10,0	-9,1	-13,5	-23,4
Krcor13, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor14, dinamički tlak	-10,4	-10,0	-9,1	-12,8	-22,1
Krcor14, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor15, dinamički tlak	0,3	0,3	1,1	-1,3	4,2
Krcor15, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor16, dinamički tlak	-5,1	-5,9	-5,3	-10,0	-13,1
Krcor16, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor17, dinamički tlak	-3,7	-3,4	-2,5	-5,3	-5,1
Krcor17, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor2, dinamički tlak	16,4	21,9	23,8	32,4	67,1
Krcor2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor3, dinamički tlak	1,3	2,3	3,4	2,5	9,2
Krcor3, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor4, dinamički tlak	1,2	2,2	3,2	2,3	8,8
Krcor4, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Krcor5, dinamički tlak	-4,1	-3,8	-3,0	-6,0	-7,4
Krcor5, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor6, dinamički tlak	-12,3	-13,4	-12,8	-19,3	-32,5
Krcor6, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor7, dinamički tlak	-12,3	-13,4	-12,8	-19,3	-32,5
Krcor7, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor8, dinamički tlak	-3,8	-3,4	-2,4	-5,1	-5,9
Krcor8, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
Krcor9, dinamički tlak	3,5	6,1	7,5	9,4	21,0
Krcor9, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8

Tablica 7-33 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 8 za odabranu rešetku	nakon	nakon	nakon
	6 godina	14 godina	16 godina
Krcor10, dinamički tlak	-0,7	-19,7	4,6
Krcor10, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor11, dinamički tlak	-0,4	-19,6	3,9
Krcor11, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor12, dinamički tlak	-1,9	-17,0	12,0
Krcor12, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor13, dinamički tlak	-9,1	-29,5	-30,3
Krcor13, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor14, dinamički tlak	-9,9	-27,8	-25,4
Krcor14, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor15, dinamički tlak	0,2	-50,7	10,8
Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
Krcor16, dinamički tlak	-5,5	-52,6	-12,6
Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
Krcor17, dinamički tlak	-2,3	-48,3	1,4
Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
Krcor2, dinamički tlak	11,7	-1,4	53,1
Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor3, dinamički tlak	-1,4	-21,1	2,1
Krcor3, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor4, dinamički tlak	-0,4	-19,6	3,9
Krcor4, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor5, dinamički tlak	-6,4	-27,8	-18,6
Krcor5, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor6, dinamički tlak	-14,3	-38,7	-48,8
Krcor6, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor7, dinamički tlak	-14,2	-38,7	-48,8
Krcor7, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor8, dinamički tlak	-5,7	-26,3	-15,7

Krcor8, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6
Krcor9, dinamički tlak	4,6	-8,3	25,9
Krcor9, dnevna proizvodnja plina	-1,8	0,0	-1,6

Tablica 7-34 Odstupanje od mjenenog na bušotini 9 za različite krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 9 za odabranu rešetku	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
Krcor10, dinamički tlak	2,2	3,4	-8,6
Krcor10, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor11, dinamički tlak	1,8	3,6	-8,6
Krcor11, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor12, dinamički tlak	1,9	3,6	-8,5
Krcor12, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor13, dinamički tlak	-7,1	-18,0	-33,3
Krcor13, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor14, dinamički tlak	-6,6	-16,4	-31,1
Krcor14, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor15, dinamički tlak	0,5	2,6	-11,6
Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor16, dinamički tlak	-4,7	-9,9	-25,7
Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor17, dinamički tlak	-1,8	-3,3	-17,6
Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor2, dinamički tlak	16,7	36,3	32,8
Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor3, dinamički tlak	1,7	2,5	-10,0
Krcor3, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor4, dinamički tlak	1,8	3,6	-8,6
Krcor4, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor5, dinamički tlak	-3,2	-9,7	-24,1
Krcor5, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor6, dinamički tlak	-10,8	-30,1	-47,4
Krcor6, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor7, dinamički tlak	-10,8	-30,1	-47,4
Krcor7, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor8, dinamički tlak	-2,6	-8,4	-22,4
Krcor8, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
Krcor9, dinamički tlak	6,3	15,2	5,5
Krcor9, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7

Tablica 7-35 Odstupanje kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke

odstupanje (%) kumulativno pridobivenih količina plina na razini ležišta	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 15 godina	nakon 16 godina
G10_Krcor15	0,0	0,0	0,0	0,7	0,9
G10_Krcor16	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
G10_Krcor17	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5
G10_Krcor2	0,0	0,0	0,0	0,7	1,2
G10_Krcor6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G10_Krcor8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
G1_Krcor15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_Krcor16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_Krcor17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G1_Krcor2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7
G2_Krcor15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G2_Krcor16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G2_Krcor17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G5_Krcor16	0,0	0,0	0,0	1,6	2,2
G5_Krcor17	0,0	0,0	0,0	1,6	2,2
G5_Krcor15	0,0	0,0	0,0	1,8	2,5
G5_Krcor2	0,0	0,0	0,0	2,3	3,0

Tablica 7-36 Odstupanje od mjenog na bušotini 6 za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 6	nakon 6 godina	nakon 9 godina	nakon 10 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10_Krcor15, dinamički tlak	3,2	7,6	9,3	13,9	25,7
G10_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_Krcor16, dinamički tlak	-2,1	1,3	2,8	5,0	9,2
G10_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_Krcor17, dinamički tlak	-0,5	4,1	5,8	9,9	17,1
G10_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_Krcor2, dinamički tlak	19,0	29,7	32,6	50,9	99,3
G10_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_Krcor6, dinamički tlak	-9,1	-6,4	-5,0	-5,2	-11,5
G10_Krcor6, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G10_Krcor8, dinamički tlak	-0,7	4,0	5,8	10,4	17,9
G10_Krcor8, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_Krcor15, dinamički tlak	1,6	5,5	7,1	10,9	20,3
G1_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_Krcor16, dinamički tlak	-3,4	-0,5	0,9	2,2	3,7
G1_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_Krcor17, dinamički tlak	-1,8	2,3	3,9	7,3	11,9
G1_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G1_Krcor2, dinamički tlak	16,6	26,6	29,2	46,2	89,1
G1_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G2_Krcor15, dinamički tlak	-4,2	-1,9	-0,6	-0,3	0,7

G2_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G2_Krcor16, dinamički tlak	-8,1	-6,6	-5,4	-7,1	-12,4
G2_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G2_Krcor17, dinamički tlak	-6,7	-4,1	-2,7	-2,5	-5,3
G2_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_Krcor16, dinamički tlak	-1,4	1,5	2,9	4,4	8,3
G5_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_Krcor17, dinamički tlak	0,1	4,2	5,9	9,5	16,8
G5_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_Krcor15, dinamički tlak	4,1	8,1	9,6	13,7	25,6
G5_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	-0,8
G5_Krcor2, dinamički tlak	21,3	32,3	35,2	53,3	99,4
G5_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	1,9	-0,9	-2,9	2,5	0,9

Tablica 7-37 Odstupanje od mjenog na bušotini 8 za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke

odstupanje (%) od mjenog na bušotini 8	nakon	nakon	nakon
	6 godina	14 godina	16 godina
G10_Krcor15, dinamički tlak	25,3	-31,1	83,8
G10_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G10_Krcor16, dinamički tlak	16,0	-33,8	54,9
G10_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G10_Krcor17, dinamički tlak	21,1	-28,9	73,5
G10_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G10_Krcor2, dinamički tlak	34,3	-12,7	99,3
G10_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	18,0
G10_Krcor6, dinamički tlak	0,8	-35,1	-0,5
G10_Krcor6, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G10_Krcor8, dinamički tlak	12,4	-28,4	45,3
G10_Krcor8, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G1_Krcor15, dinamički tlak	21,6	-32,3	81,4
G1_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G1_Krcor16, dinamički tlak	13,0	-35,4	48,7
G1_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G1_Krcor17, dinamički tlak	17,8	-30,3	67,4
G1_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G1_Krcor2, dinamički tlak	29,9	-14,4	99,3
G1_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	15,5
G2_Krcor15, dinamički tlak	5,4	-38,2	32,2
G2_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G2_Krcor16, dinamički tlak	-1,1	-40,6	6,4
G2_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G2_Krcor17, dinamički tlak	2,3	-35,7	21,3
G2_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6

G5_Krcor16, dinamički tlak	-1,6	-37,8	8,4
G5_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G5_Krcor17, dinamički tlak	1,6	-33,3	25,2
G5_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G5_Krcor15, dinamički tlak	3,9	-35,5	29,5
G5_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6
G5_Krcor2, dinamički tlak	20,0	-15,8	98,7
G5_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-1,8	100,0	-1,6

Tablica 7-38 Odstupanje od mjenenog na bušotini 9 za neke krivulje relativnih propusnosti i kapilarnih tlakova i odabrane rešetke

odstupanje (%) od mjenenog na bušotini 9	nakon 9 godina	nakon 14 godina	nakon 16 godina
G10_Krcor15, dinamički tlak	19,0	99,5	99,4
G10_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-5,8	20,6	23,9
G10_Krcor16, dinamički tlak	12,0	99,5	99,4
G10_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-5,8	4,6	9,6
G10_Krcor17, dinamički tlak	15,0	99,5	99,4
G10_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-5,8	11,6	17,3
G10_Krcor2, dinamički tlak	35,1	99,5	99,4
G10_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	7,4	12,4
G10_Krcor6, dinamički tlak	0,6	33,1	35,2
G10_Krcor6, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G10_Krcor8, dinamički tlak	12,9	92,3	82,2
G10_Krcor8, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_Krcor15, dinamički tlak	12,8	57,5	50,4
G1_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_Krcor16, dinamički tlak	6,4	36,0	29,6
G1_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_Krcor17, dinamički tlak	10,1	44,7	42,4
G1_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G1_Krcor2, dinamički tlak	28,8	68,8	76,6
G1_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G2_Krcor15, dinamički tlak	3,3	9,4	-0,5
G2_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G2_Krcor16, dinamički tlak	-1,5	-3,8	-15,0
G2_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G2_Krcor17, dinamički tlak	2,4	5,1	-4,8
G2_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-5,8	-2,6	4,7
G5_Krcor16, dinamički tlak	12,9	99,5	99,4
G5_Krcor16, dnevna proizvodnja plina	-5,8	49,0	69,2
G5_Krcor17, dinamički tlak	15,8	99,5	99,4
G5_Krcor17, dnevna proizvodnja plina	-5,8	50,7	71,4
G5_Krcor15, dinamički tlak	21,0	99,5	99,4

G5_Krcor15, dnevna proizvodnja plina	-5,8	59,6	74,3
G5_Krcor2, dinamički tlak	42,7	99,5	99,4
G5_Krcor2, dnevna proizvodnja plina	-5,8	58,6	72,1

## 7.7 Rezultati testiranja raspodjele

Tablica 7-39 Pokazatelji kvalitete poklapanja raspodjela

Naziv tipa raspodjele	oznaka (scipy)	p	D
Mielke's Beta-Kappa	mielke	0.971319	0.047
Generalized Extreme Value	genextreme	0.956072	0.049375
Maximum Weibull (see Frechet)	weibull_max	0.955934	0.049394
Generalized gamma	gengamma	0.954266	0.049619
Exponentiated Weibull	exponweib	0.951165	0.050026
Triangular	triang	0.941355	0.051218
Johnson SB	johnsonsb	0.894432	0.055767
Exponential Power	exponpow	0.890262	0.056114
Pearson type III	pearson3	0.888715	0.056242
Gompertz (Truncated Gumbel)	gompertz	0.865978	0.058027
Johnson SU	johnsonsu	0.824274	0.060996
Log-Gamma	loggamma	0.795431	0.062899
Power normal	powernorm	0.748053	0.065864
Non-central Student's T	nct	0.696549	0.068957
Generalized Logistic	genlogistic	0.63587	0.072536
Logistic	logistic	0.571588	0.076353
Power log normal	powerlognorm	0.421061	0.085949
Laplace	laplace	0.301941	0.095031
Log-Laplace (Log Double Exponential)	loglaplace	0.297962	0.095372
Log-Normal	lognorm	0.262748	0.098549
Normal (Gaussian)	norm	0.254632	0.099324
Power-function	powerlaw	0.168787	0.108951
Gamma	gamma	0.163909	0.109605
Inverse Gamma	invgamma	0.112513	0.117661
Non-central chi-squared	ncx2	0.045706	0.134999
Uniform	uniform	0.00032	0.205608
Kolmogorov-Smirnov one-sided (no stats)	ksone	2.56E-06	0.25586
Half Normal	halfnorm	2.29E-06	0.256926
Exponential	expon	7.63E-08	0.286729
Pareto	pareto	3.66E-08	0.292727
Truncated Exponential	truncexpon	1.88E-11	0.348261

## 7.8 Temeljni slučaj simulacijskog modela (ECLIPSE)

Napomena: podatci za poklapanje s historijatom pridobivanja izostavljeni su radi povjerljivosti podataka

```
-- Generated [  
-- Format      : ECLIPSE keywords (ASCII)  
-- Exported by : Petrel 2020.3 Schlumberger  
-- User name   : ljukic  
-- Date        : Wednesday, June 30 2021 13:29:21  
-- Project     : real_base_cases.pet  
-- Generated ]  
RUNSPEC  
COMPS  
  11 /  
TITLE  
'G6_KR1'  
WELLDIMS  
  1* 21 7* 21 /  
START  
  18 MAY 2000 /  
WATER  
PETOPTS  
INITNNC /  
MONITOR  
PARALLEL  
  3 /  
MULTSAVE  
  -1 /  
MULTOUT  
METRIC  
DIMENS  
  14 14 35 /  
TABDIMS  
  12* 1 /  
GRID  
INCLUDE  
'TEMELJNI_SLUCAJ_GRID.INC' /  
NOECHO  
PETGRID  
  TEMELJNI_SLUCAJ.GSG /  
ECHO  
EDIT  
PROPS  
EOS  
  PR /  
PRCORR  
CNAMEs  
  N2 CO2 C1 C2 C3 IC4 NC4 IC5 NC5 C6 C7+ /  
TCRIT  
  126.2 304.7 190.6 305.43 369.8 408.1 425.2 460.4 469.6 507.5 675.437 /  
PCRIT  
  33.9439 73.8659 46.0421 48.8387 42.4552 36.477 37.9665 33.8932 33.7007 30.1037 20.7127 /  
VCRIT  
  0.09 0.094 0.098 0.148 0.2 0.263 0.255 0.308 0.311 0.351 0.705269 /  
ZCRIT  
  0.291151 0.274078 0.284729 0.284635 0.276165 0.282737 0.273856 0.272711 0.268439 0.250417  
  0.260125 /  
VCRITVIS  
  0.09 0.094 0.098 0.148 0.2 0.263 0.255 0.308 0.311 0.351 0.705269 /  
ZCRITVIS  
  0.291151 0.274078 0.284729 0.284635 0.276165 0.282737 0.273856 0.272711 0.268439 0.250417  
  0.260125 /  
MW  
  28.013 44.01 16.043 30.07 44.097 2*58.124 2*72.151 84 177.64 /  
ACF  
  0.04 0.225 0.013 0.0986 0.1524 0.1848 0.201 0.227 0.251 0.299 0.5682996795 /  
OMEGAA  
  11*0.457235529 /  
OMEGAB  
  11*0.077796074 /  
SSHIFT  
  -0.131334238607036 -0.0427303367439383 -0.144265618878948 -0.103268354016888 -  
  0.0775013814750784 -0.0619837251487845
```



```

-0.0542248969856375 -0.0417724567237967 -0.0302778964820975 -0.00728877599869907
0.033090739631542 /
BIC
-0.012 4*0.1 0.0 2*0.1 2*0.0 2*0.1 3*0.0 2*0.1 4*0.0 2*0.1 5*0.0 2*0.1 6*0.0 2*0.1 0.0279
2*0.01 4*0.0 2*0.1 0.04392523915 0.01
0.01 5*0.0 /
PARACHOR
41 78 77 108 150.3 181.5 189.9 225 231.5 271 484.4043907 /
TEMPVD
2483 147
/
ZMFVD
-120
0.0197898021 0.4895351046 0.4540754592 0.0165898341 0.0036199638 0.0012499875 0.0021499785
0.0007299927 0.0007199928 0.0016299837
0.0099099009
/
PVTW
396 1.0576 4.9836E-05 0.21024 0 /
DENSITY
1* 1020.3 /
ROCKOPTS
2* ROCKNUM /
ROCK
400 0.000106913 /
FILLEPS
SWOF
0.475 0 0.1 0.945
0.65 0 0.01146828867 0.63
0.68125 0.0001708984375 0.003940606235 0.57375
0.7125 0.1 0.001148123809 0.5175
0.74375 0.5 0.0002670169032 0.46125
0.775 0.6 4.47980026E-05 0.405
0.80625 0.7 4.484858629E-06 0.34875
0.8375 0.8 1.749921977E-07 0.2925
/
SGOF
0.006 0 1 0.003550295858
0.012 0.0212 0.99 0.007100591716
0.018 0.0229 0.95 0.01065088757
0.031 0.0258 0.9329 0.01834319527
0.047 0.0334 0.8633 0.02781065089
0.07 0.1 0.6591 0.04142011834
0.105 0.2 0.4997 0.06213017751
0.14 0.33 0.4098 0.08284023669
0.169 0.3675925926 0.3788666667 0.1
0.194 0.4 0.3522 0.1268817204
0.24 0.5 0.2086 0.176344086
0.262 0.5458333333 0.183575 0.2
0.288 0.6 0.154 0.2541666667
0.31 0.6261904762 0.1445452381 0.3
0.354 0.6785714286 0.1256357143 1
0.372 0.7 0.1179 1.43902439
0.395 0.7294871795 0.07838717949 2
0.411 0.75 0.0509 3.032258065
0.426 0.7670454545 0.04585454545 4
0.455 0.8 0.0361 4.585858586
0.52 0.85 0.0338 5.898989899
/
REGIONS
SOLUTION
EQUIL 2483 396 2525 0 2525 0 2* 0 1 /
RPRTRST
BASIC=3 /
RPTSOL
FIP /
SUMMARY
WSTAT /
WWGR /
FWGR
WWCT /
FWCT
WTHP /
TIMESTEP
WVPR /
FVPR

```

```

WVPT /
FVPT
WVIR /
FVIR
WVIT /
FVIT
WPI /
WWPR /
FWPR
WOPR /
FOPR
WGPR /
FGPR
WEPR /
WWPT /
FWPT
WOPT /
FOPT
WGPT /
FGPT
FPR
FWIP
FOIPG
FGIPL
FOIP
FOIPL
FGIP
FGIPG
WWIR /
FWIR
WOIR /
FOIR
WGIR /
FGIR
WWIT /
FWIT
WOIT /
FOIT
WGIT /
FGIT
WGOR /
FGOR
WBHP /
SCHEDULE
RPTSCHED -- Generated : Petrel
  FIP /
RPTRST -- Generated : Petrel
  BASIC=3  FREQ /
SKIP -- Generated : Petrel
--Hint: Select wells on the input tree, drop in with the blue arrow, then add rules with the
rule pop-up
ENDSKIP -- Generated : Petrel
WEL SPECS -- Generated : Petrel
--'W-6' is the simulation well name used to describe flow from 'W-6'
--
  W-6 'GROUP 1' 7 6 1* OIL /
  /
COMPDAT -- Generated : Petrel
  W-6 7 6 1 1 OPEN 1* 0.33955 0.127 18.1589 -3.7 1* Z 45.0845 /
  W-6 7 6 2 2 OPEN 1* 0.409365 0.127 21.9056 -3.7 1* Z 45.1615 /
  W-6 7 6 3 3 OPEN 1* 0.333383 0.127 17.8505 -3.7 1* Z 45.2399 /
  W-6 7 6 4 4 OPEN 1* 0.298825 0.127 16.01 -3.7 1* Z 45.3196 /
  /
GRUPTREE -- Generated : Petrel
  'GROUP 1' FIELD /
  /
WCONHIST -- Generated : Petrel
  /
  W-6 OPEN GRAT 38.4615 5.30769 219489 3* 0 /
DATES -- Generated : Petrel
  1 JUN 2000 /
  /

```

■ Podatci o historijatu pridobivanja nisu dostupni

## Životopis

Lucija Jukić (matični broj znanstvenika 352512) je rođena 1988. godine u Splitu. Završila je diplomski studij naftnog rudarstva 2012. godine te se iste godine zaposlila u kompaniji INA, d.d. u području razrade ležišta ugljikovodika. Radila je u multidisciplinarnom timu i pružala podršku u većim projektima kao što su EOR studija te projekt Nekonvencionalnih ležišta nafte i plina u Hrvatskoj. Krajem siječnja 2016. godine zapošljava se na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu kao asistentica na kolegijima Ekonomika naftnog rudarstva, Projektiranje razrade ležišta ugljikovodika, Karakterizacija i modeliranje PVT ponašanja fluida te Energetska tržišta. Od 2019. godine sudjeluje i u izvođenju vježbi na kolegiju Poslovno upravljanje. Bila je suradnica na projektu HRZZ-a „Evaluacijski sustav za ublažavanje CO2“ (ESCOM PKP-2016-06-6917), kao i na projektu Europske unije u sklopu programa Horizon 2020 STRATEGY CCUS (Ugovor br. 837754).

Ispis radova za izraz: "CROSBİ PROFIL OSOBE: Lucija Jukić (CROSBİ Profil: 33184, MBZ: 352512) "

S uključenim filterima:

**Vrsta rada:** Radovi u časopisima (Izvorni znanstveni radovi, Pregledni radovi, Stručni radovi)

Radovi u časopisima

Znanstveni i pregledni radovi

Jukić, Lucija; Vulin, Domagoj; Kružić, Valentina; Arnaut, Maja Carbon-Negative Scenarios in High CO<sub>2</sub> Gas Condensate Reservoirs. // *Energies*, 14 (2021), 18; 1344403, 11 doi:10.3390/en14185898 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Arnaut, Maja; Vulin, Domagoj; Garcia Lamberg, Gabriela; Jukić, Lucija Simulation Analysis of CO<sub>2</sub>-EOR Process and Feasibility of CO<sub>2</sub> Storage during EOR. // *Energies*, 14 (2021), 4; 14041154, 28 doi:10.3390/en14041154 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Smajla, Ivan; Karasalihović Sedlar, Daria; Vulin, Domagoj; Jukić, Lucija Influence of smart meters on the accuracy of methods for forecasting natural gas consumption. // *Energy Reports, SI:Renewable technologies* (2021), EGYR-D-21-00337R2, 11 doi:10.1016/j.egyr.2021.06.014 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Smajla, Ivan; Karasalihović Sedlar, Daria; Drljača, Branko; Jukić, Lucija Fuel Switch to LNG in Heavy Truck Traffic. // *Energies*, 12 (2019), 3; 1-19 doi:10.3390/en12030515 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Karasalihović Sedlar, Daria; Vulin, Domagoj; Krajačić, Goran; Jukić, Lucija Offshore gas production infrastructure reutilisation for blue energy production. // Renewable & sustainable energy reviews, 108 (2019), 159-174 doi:10.1016/j.rser.2019.03.052 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Lekić, Amalia; Jukić, Lucija; Arnaut, Maja; Macenić, Marija Simulation of CO<sub>2</sub> 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)

Karasalihović Sedlar, Daria; Vulin, Domagoj; Jukić, Lucija; Smajla, Ivan Possibility of decreasing CO<sub>2</sub> emissions from flaring on a mature oil field. // Journal of petroleum science and engineering, 171 (2018), 1302-1308 doi:10.1016/j.petrol.2018.08.026 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)

Nosić, Ante; Karasalihović Sedlar, Daria; Jukić, Lucija Oil and Gas Futures and Options Market. // Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 32 (2017), 4; 45-54 doi:10.17794/rgn.2017.4.5 (međunarodna recenzija, pregledni rad, znanstveni)

#### Stručni radovi

Vulin, Domagoj; Saftić, Bruno; Karasalihović Sedlar, Daria; Perković, Luka; Macenić, Marija; Jukić, Lucija; Lekić, Amalia; Arnaut, Maja ESCOM projekt - Evaluacijski sustav za smanjenje emisije CO<sub>2</sub>. // Naftaplin : znanstveno-stručno glasilo Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa, 38 (2018), 156; 23-35 (domaća recenzija, članak, stručni)

Karasalihović Sedlar, Daria; Jukić, Lucija Proizvodnja ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta – analiza europske prakse i potencijali u RH. // Naftaplin : znanstveno-stručno glasilo Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa, 37. (2017), 149.; 49-56 (podatak o recenziji nije dostupan, članak, stručni)

Karasalihović Sedlar, Daria; Jukić, Lucija Utjecaj Strategije niskougljičnog razvoja Republike Hrvatske na energetske sektor nafte i plina. // Naftaplin, 37 (2017), 152; 36-46 (podatak o recenziji nije dostupan, članak, stručni)

Barić, Nikola; Karasalihović Sedlar, Daria; Jukić, Lucija Prijedlog regulatornog okvira i smjernica za upravljanje rizicima za projekte pridobivanja ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta u Hrvatskoj. // Naftaplin : znanstveno-stručno glasilo Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa, 36 (2016), 148; 29-37 (podatak o recenziji nije dostupan, članak, stručni)

---

Broj zapisa: 12

Izvezeno

sa

[https://www.bib.irb.hr/pretraga/?operators%3Dand%7CJuki%2C%2C+Lucija+%2833184%29%7Ctext%7Cprofile%26group%3Djournal\\_articles%26subgroup%3Dja-original\\_scientific\\_papers%7Cja-review\\_papers%7Cja-professional\\_pa](https://www.bib.irb.hr/pretraga/?operators%3Dand%7CJuki%2C%2C+Lucija+%2833184%29%7Ctext%7Cprofile%26group%3Djournal_articles%26subgroup%3Dja-original_scientific_papers%7Cja-review_papers%7Cja-professional_pa)