

Modeliranje radnog obujma podzemnog skladišta plina u funkciji ležišnih parametara i proizvodne opreme

Zelenika, Ivan

Doctoral thesis / Disertacija

2017

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:169:992318>

Rights / Prava: [Attribution-NoDerivatives 4.0 International/Imenovanje-Bez prerada 4.0 međunarodna](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-23**



Repository / Repozitorij:

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





SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

IVAN ZELENKA

**MODELIRANJE RADNOG OBUJMA
PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA U
FUNKCIJI LEŽIŠNIH PARAMETARA I
PROIZVODNE OPREME**

DOKTORSKI RAD

Zagreb, 2017.



UNIVERSITY OF ZAGREB
FACULTY OF MINING, GEOLOGY AND PETROLEUM
ENGINEERING

IVAN ZELENKA

**THE UNDERGROUND GAS STORAGE
VOLUME MODELLING WITH RESPECT
TO RESERVOIR PARAMETERS AND
PRODUCTION EQUIPMENT**

DOCTORAL THESIS

Zagreb, 2017.



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

IVAN ZELENIKA

**MODELIRANJE RADNOG OBUJMA
PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA U
FUNKCIJI LEŽIŠNIH PARAMETARA
I PROIZVODNE OPREME**

DOKTORSKI RAD

Mentor
Doc. dr. sc. Vladislav Brkić

Zagreb, 2017.

SAŽETAK

Podzemna skladišta plina predstavljaju značajni segment plinske infrastrukture. Njihova primarna funkcija je osiguranje pouzdane i učinkovite opskrbe prirodnim plinom privatnih i javnih gospodarskih subjekata. Prirodni plin se skladišti unutar podzemnih geoloških formacija (ležišta), a ovisno o tipu geološke formacije predodređene su i njegove osnovne tehničke karakteristike. Kapacitet povlačenja (proizvodnje) i utiskivanja plina bitna je tehnička karakteristika svakog skladišta plina, a najvećim dijelom je u funkciji ležišnog tlaka, fizikalnih svojstava geološke formacije i broja bušotina. Za razliku od kapaciteta utiskivanja plina čija je maksimalna vrijednost održiva tijekom cijelog ciklusa rada skladišta, projektirani maksimalni kapacitet povlačenja održiv je samo do određene vrijednosti ležišnog tlaka koja se crpljenjem plina iz ležišta kontinuirano smanjuje. Budući da tijekom zimskih mjeseci skladište intenzivno radi, poželjno je da vrijednost ležišnog tlaka pri kojoj je moguća održivost maksimalnog izlaznog kapaciteta bude mala. Navedeno je bitno jer kapacitet povlačenja skladišta najviše doprinosi sigurnosti opskrbe plinom pri vršnim opterećenjima plinskog sustava. U okviru ovog doktorskog rada ispitan je utjecaj tehnoloških čimbenika koji utječu na radne karakteristike skladišta i održivost kapaciteta povlačenja plina. Prvenstveno se to odnosi na hidrauličke gubitke koji se javljaju prilikom protjecanja plina kroz dijelove proizvodne opreme, kao i interferenciju rada bušotina uslijed heterogenosti ležišta. Dijelovi proizvodne opreme koji su razmatrani i ispitani su sapnice i proizvodni niz radnih bušotina. Navedena problematika, kao i njezin utjecaj na radne karakteristike skladišta plina do danas nije ispitana na sustavan način. U svrhu ispitivanja postavljenih hipoteza, a na temelju proizvodnih podataka o radu podzemnog skladišta plina u Republici Hrvatskoj, razvijen je matematički model skladišta plina. Njegovom upotrebom moguće je ispitati utjecaj pojedinih segmenata proizvodne opreme na održivost maksimalnog izlaznog kapaciteta skladišta plina. Unutar modela za proračun pada tlaka kroz bušotinske i redukcijske sapnice postrojenja kao ključan parametar korišten je koeficijent lokalnog gubitka sapnice koji je u okviru ovog rada utvrđen eksperimentalno. Uz pomoć razvijenog matematičkog modela ispitane su različite konfiguracije. Rezultati računalnih simulacija su pokazali da promjer bušotinskih i redukcijskih sapnica znatno utječe na održivost kapaciteta povlačenja plina. Potvrđen je utjecaj promjera proizvodnog niza i interferencije rada bušotina na radne karakteristike skladišta plina.

Ključne riječi:

podzemno skladište plina, radni volumen, kapacitet povlačenja, proizvodni niz, bušotinske sapnice, depresija na sloj, eksperimenti, matematički model.

EXTENDED ABSTRACT

Storage of natural gas in geological structures such as depleted fields, aquifers and salt caverns, plays an important role in gas supply system as it balances fluctuation of gas demand and price. It composes a supply-demand safety and optimizes the gas network capacity distribution. The importance of underground gas storage is reported worldwide for industrial and urban gas consumption. Injection and withdrawal capacity represents important technical characteristics of gas storage facility. It mainly depends on reservoir pressure, physical properties of geological formation, and the number of working wells.

The present work focuses on determination of influencing parameters that affect performance of the storage facility and gas withdrawal capacity. Hydraulic loss in fluid flow through gas storage production equipment, and well interference effects in the surface gathering system, may have important influence on gas storage performance. The parts of the production equipment that are investigated are wellhead chokes and well production string (tubing). Stated issues and their impact on gas storage facility performance are so far not systematically studied.

Integrated mathematical model is developed based on underground gas storage facility production data. Using this model, hydraulic loss is determined. A real test case (underground gas storage in depleted gas reservoirs), which consists of gas storage reservoir linked to surface facility is analyzed. The mathematical model uses experimentally determined pressure drop coefficient in chokes. The base case scenario created using real gas storage facility data (reservoir, fluid, production and pressure data) enables accomplishing a good history match with given parameters of the gas storage reservoir.

Using the history match simulation case as initial scenario (*base case*), three different scenarios are created to determine injection and withdrawal performance of the gas storage field. First two scenarios include replacement of production equipment (tubing string and wellhead reduction station chokes). Third scenario analyzes well interference effects regarding surface gas gathering system. The results indicate that the pressure drop in chokes in underground gas storage facility has significant impact on gas storage operation and deliverability. When compared with the base case, all three scenarios indicate an increase in maximum sustainable gas storage withdrawal capacity. The average discharge coefficient value of 0.76 is obtained from field measurements.

Key words:

underground gas storage, working gas volume, withdrawal capacity, production string, wellhead chokes, reservoir drawdown, experiments, mathematical model.

SADRŽAJ

1. UVOD.....	1
2. SKLADIŠTENJE PRIRODNOG PLINA.....	6
2.1. Prirodni plin.....	6
2.2. Skladištenje prirodnog plina.....	7
2.3. Osnovni tehnološki pojmovi karakteristični za rad podzemnih skladišta plina.....	8
2.3.1. Kategorizacija plinskih volumena u skladištu plina.....	9
2.4. Komponente podzemnog skladišta plina.....	10
2.4.1. Podzemna ležišta.....	10
2.4.2. Utisno-proizvodne bušotine.....	17
2.4.3. Procesno postrojenje za komprimiranje i pripremu plina za transport.....	18
2.5. Uloga podzemnih skladišta plina.....	21
2.6. Skladištenje plina u Hrvatskoj	22
3. PROTJECANJE FLUIDA U PLINSKOJ BUŠOTINI - TEORETSKE OSNOVE.....	25
3.1. Energetska jednadžba.....	25
3.2. Jednofazni protok.....	30
3.3. Protjecanje plina u horizontalnoj cijevi.....	31
3.4. Protjecanje plina u vertikalnoj cijevi.....	32
3.5. Protjecanje plina u kosoj bušotini.....	33
3.6. Dvofazno protjecanje.....	33
3.6.1. Metoda Dunska i Rosa za utvrđivanje pada tlaka višefaznog protjecanja u bušotini.....	34
3.6.2. Metoda Graya za utvrđivanje pada tlaka višefaznog protjecanja u bušotini.....	39
3.7. Protjecanje fluida kroz sapnicu.....	40
3.8. Protjecanje plina iz ležišta u kanal bušotine - rješenja jednadžbe difuzije.....	46
3.9. Određivanje produktivnosti plinskih bušotina na osnovi mjernih podataka.....	52
4. PLAN ISTRAŽIVANJA.....	55

5. EKSPERIMENTALNO UTVRĐIVANJE KOEFICIJENTA ISTJECANJA NA SAPNICAMA PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA	57
6. MATEMATIČKI MODEL PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA	69
6.1 Računalni alati	72
6.1.1. Računalni program -Prossper.....	72
6.1.2. Računalni program -Gap.....	74
6.1.3. Računalni program - Resolve.....	76
6.1.4. Računalni program- Petrel RE.....	77
6.2. 3D simulacijski model ležišta.....	78
6.2.1. Osnovne informacije o polju, inicijalnoj proizvodnji i radu skladišta.....	80
6.2.2. Ulazni podaci potrebni za inicijalizaciju računalnog modela.....	84
6.2.2.1. Početni tlak i temperatura	84
6.2.2.2. Fizikalna svojstva ležišnih fluida.....	85
6.2.2.3. Stlačivost stijene.....	86
6.2.2.4. Dubina kontakta plin-voda.....	86
6.2.2.5. Kapilarni tlakovi.....	87
6.2.3. Inicijalizacija računalnog modela ležišta.....	90
6.2.4. Apsolutna i relativna propusnost.....	90
6.2.5. Unos podataka potrebnih za usklađivanje povijesti proizvodnje i računalnog modela ležišta plina.....	95
6.2.6. Usklađivanje povijesti proizvodnje i računalnog modela ležišta plina.....	96
6.3. Matematički model bušotine.....	98
6.3.1. Modeliranje protjecanja plina iz ležišta u kanal bušotine	100
6.4. Matematički model protjecanja fluida procesnim plinovodima.....	101
6.5. Integracija pojedinačnih modela upotrebom programa Resolve®	104
7. INICIJALIZACIJA OSNOVNOG MODELA - RAČUNALNI MODEL PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA.....	108
7.1. Analiza rezultata simulacije osnovnog modela podzemnog skladišta plina.....	109

8. DEFINIRANJE SCENARIJA SIMULACIJE.....	113
8.1. Ispitivanje utjecaja promjera proizvodnog niza bušotina na radne karakteristike skladišta plina.....	115
8.2. Ispitivanje utjecaja promjera regulacijskih sapnica na radne karakteristike skladišta plina	120
8.2.1. Prikaz rezultata simulacije rada skladišta - Scenarij 2	120
8.3. Utjecaj grupiranja rada radnih bušotina na površinskom dijelu sustava sabiranja fluida na iscrpak radnog obujma plina iz ležišta	124
9. DISKUSIJA REZULTATA	128
10. ZAKLJUČAK.....	131
11. LITERATURA	134
12. PRILOZI	144

POPIS SLIKA

Slika 2.1. Osnovne vrste podzemnih skladišta plina	8
Slika 2.2. Solna doma	14
Slika 2.3 Postupak formiranja solne kaverne direktnom i indirektnom cirkulacijom vode	15
Slika 2.4. Skladištenje plina u solnim kavernama	16
Slika 2.5. Prikaz procesnog postrojenja skladišta prirodnog plina.....	19
Slika 2.6. Podzemno skladište plina Okoli, Hrvatska	23
Slika 2.7. Distribucija isporuke plina u transportni sustav Republike Hrvatske u skladišnoj godini 2015.....	24
Slika 3.1 Moodyjev dijagram.....	29
Slika 3.2 Strukture dvofaznog protjecanja.....	35
Slika 3.3 Karta struktura protjecanja prema Dunsu i Rosu.....	36
Slika 3.4 Protok plina u poroznoj sredini.....	47
Slika 3.5 Primjer indikatorske krivulje za protjecanje plina.....	53
Slika 5.1 Prijenosni digitalni manometar visoke razlučivosti.....	57
Slika 5.2 Prijenosno ultrazvučno mjerilo protoka plina.....	58
Slika 5.3 Fiksno mjerno mjesto s oštrobridnom prigušnicom tipa Daniel.....	58
Slika 5.4 Skica mjernog mjesta i ispitivanja protoka fluida kroz sapnicu.....	59
Slika 5.5 Ovisnost pada tlaka o protoku plina kroz sapnicu promjera 0,0254 m.....	67
Slika 5.6 Ovisnost pada tlaka o protoku plina kroz sapnicu promjera 0,0508 m.....	68
Slika 6.1 Sučelje programa PROSPER.....	73
Slika 6.2 Sučelje programa GAP.....	75
Slika 6.3 Sučelje programa RESOLVE.....	76
Slika 6.4 Modeliranje u računalnom programu Petrel™	77
Slika 6.5 Modeliranje rasjeda u računalnom programu Petrel™	78
Slika 6.6 Heterogenost ležišta i razmještaj proizvodnih bušotina podzemnog skladišta plina prikazano u 3D računalnom modelu Petrel RE.....	79
Slika 6.7 Godišnja proizvodnja plina i vode iz pješčenjaka serije a	82
Slika 6.8 Kumulativna proizvodnja plina i vode iz pješčenjaka serije a	82
Slika 6.9 Proizvodnja vode kroz cijelu povijest proizvodnje polja.....	83
Slika 6.10 Proizvodnja i utis plina kroz cijelu povijest proizvodnje polja.....	83
Slika 6.11 Prikaz analize mjerenja kapilarnih tlakova bušotine OK-35 za ležište a ₁	88

Slika 6.12 Prikaz analize mjerenja kapilarnih tlakova bušotine OK-35 za ležište a_2+a_3	89
Slika 6.13 Odnos propusnost-šupljikavost u horizontalnom smjeru, ležišta a_1, a_2 i a_3	92
Slika 6.14 Odnos propusnost-šupljikavost u vertikalnom smjeru, ležišta a_1, a_2 i a_3	92
Slika 6.15 Odnosi horizontalne propusnosti i šupljikavosti zapadnog dijela po ležištima a_1, a_2 i a_3	93
Slika 6.16 Raspodjela propusnosti na istočni i zapadni dio u računalnom modelu.....	93
Slika 6.17 Krivulje relativnih propusnosti ležišta a_1	94
Slika 6.18 Krivulje relativnih propusnosti ležišta a_2+a_3	95
Slika 6.19 Podjela računalnog modela po regijama korištenim u procesu usklađivanja povijesti proizvodnje	97
Slika 6.20 Usporedba rezultata simulacije i proizvodnih podataka iz povijesti proizvodnje bušotine OK-24.....	98
Slika 6.21 Usporedba rezultata simulacije i proizvodnih podataka iz povijesti proizvodnje bušotine OK-20.....	98
Slika 6.22 Prikaz ovisnosti pada tlaka u bušotini skladišta plina o apsolutnoj hrapavosti cijevi.....	100
Slika 6.23 Krivulja utoka fluida iz ležišta u bušotinu (IPR Krivulja).....	101
Slika 6.24 Sučelje programa GAP kod procesa povlačenja plina.....	103
Slika 6.25 Sučelje programa GAP kod procesa utiskivanja plina.....	103
Slika 6.26 Prikaz odvijanja komunikacije između računalnih modela u programu RESOLVE.....	105
Slika 6.27 Prikaz integracije modela podzemnog skladišta plina unutar sučelja programa RESOLVE.....	106
Slika 6.28 Prikaz logičkog slijeda simulacije u programu RESOLVE.....	107
Slika 7.1 Prikaz rezultata rada skladišta plina - Osnovni scenarij.....	112
Slika 7.2 Prikaz maksimalno ostvarenih depresija po bušotinama tijekom ciklusa povlačenja plina.....	111
Slika 7.3 Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije za bušotinu OK-33 - Osnovni scenarij.....	114
Slika 7.4 Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije za bušotinu OK-41 - Osnovni scenarij.....	112
Slika 7.5 Ovisnost ležišnog tlaka i izlaznog kapaciteta iz skladišta plina - Osnovni scenarij	113

Slika 8.1	Prikaz sistemske analize utjecaja promjene promjera proizvodnog niza na proizvodnost bušotina.....	118
Slika 8.2	Prikaz kretanja ležišnog tlaka i ulazno - izlaznog kapaciteta tijekom simulacije rada skladišta plina - Scenarij 1.....	119
Slika 8.3	Ovisnost ležišnog tlaka i izlaznog kapaciteta iz skladišta plina - Scenarij 1.....	120
Slika 8.4	Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije procesa povlačenja plina iz ležišta za odabrane bušotine skladišta-Scenarij 1.....	120
Slika 8.5	Prikaz kretanja ležišnog tlaka i ulazno izlaznog kapaciteta tijekom simulacije rada skladišta plina - Scenarij 2.....	122
Slika 8.6	Prikaz rezultata simulacije za Scenarij 2., vrijednost ležišnog tlaka do kojeg je održiv maksimalni izlazni kapacitet skladišta.....	122
Slika 8.7	Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije procesa povlačenja plina iz ležišta za odabrane bušotine skladišta -Scenarij 2.....	123
Slika 8.8	Prikaz pada tlaka na bušotinskim sapnicama - odabrane bušotine - Scenarij 2....	123
Slika 8.9	Prikaz pada tlaka na sapnicama redukcijske stanice - Scenarij 2.....	124
Slika 8.10	Prikaz pada tlaka na bušotinskim sapnicama odabranih bušotina - Osnovni scenarij	124
Slika 8.11	Prikaz pada tlaka na sapnicama redukcijske stanice - Osnovni scenarij	125
Slika 8.12	Shematski prikaz odvajanja površinskog sustava sabiranja fluida u odnosu na osnovni scenarij.....	126
Slika 8.13	Sučelje programa GAP za proces povlačenja plina - Scenarij 3.....	127
Slika 8.14	Prikaz ležišnog tlaka i ulazno izlaznog kapaciteta tijekom simulacije rada skladišta plina - Scenarij 3.....	127
Slika 8.15	Prikaz rezultata simulacije za Scenarij 3., vrijednost ležišnog tlaka do kojeg je održiv maksimalni izlazni kapacitet skladišta.....	128
Slika 8.16	Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije procesa povlačenja plina iz ležišta za odabrane radne bušotine - Scenarij 3.....	128
Slika 9.1	Razlika u maksimalnoj ostvarenoj depresiji na sloj odabranih bušotina.....	130

POPIS TABLICA

Tablica 3.1. Tipične vrijednosti hrapavosti cijevi za pojedine materijale.....	29
Tablica 5.1. Rezultati mjerenja protjecanja plina kroz regulacijske sapnice na bušotinama...	60
Tablica 5.2. Prikaz rezultata mjerenja pada tlaka kroz bušotinske sapnice i parametara potrebnih za proračun.....	61
Tablica 5.3. Izračunate vrijednosti koeficijenta istjecanja.....	63
Tablica 5.4. Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0254 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 15 MPa.....	64
Tablica 5.5. Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0254 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 12 MPa.....	65
Tablica 5.6. Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0254 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 9 MPa.....	65
Tablica 5.7. Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0508 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 15 MPa.....	66
Tablica 5.8. Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0508 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 12 MPa.....	66
Tablica 5.9. Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0508 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 9 MPa.....	67
Tablica 6.1. Godišnja i kumulativna proizvodnja plina i vode iz pješčenjaka serije „a“.....	81
Tablica 6.2. Tlak i temperatura po ležištima „a“ serije	84
Tablica 6.3. Molekularni sastav ležišnog fluida.....	85
Tablica 6.4. Fizikalna svojstva ležišnog fluida pri konstantnoj temperaturi.....	86
Tablica 6.5. Usporedba početnih rezervi geološkog i numeričkog modela.....	90
Tablica 6.6. Odnos propusnost-poroznost po područjima.....	91
Tablica 6.7. Početni podaci za inicijalno generiranje VLP skupa krivulja radnih bušotina.....	100
Tablica 6.8. Parametri sustava plinovoda.....	104
Tablica 7.1. Maksimalno dozvoljene depresije i tlak utiskivanja na bušotinama.....	109
Tablica 8.1. Prikaz razlika u promjerima proizvodne opreme za prva dva odabrana scenarija simulacije.....	115
Tablica 8.2. Prikaz rezultata hidrodinamičkih mjerenja odabranih bušotina.....	117
Tablica 8.3. Rezultati sistemske analize za odabrane bušotine.....	119

POPIS PRILOGA

- Prilog A : Nabušene dubine ležišta
- Prilog B : Prikaz ulaznih podataka računalnog modela
- Prilog C : Ugrađena proizvodna oprema radnih bušotina
- Prilog D : Rezultati hidrodinamičkih mjerenja- IPR krivulja
- Prilog E : Prikaz upravljanja simulacijom unutar programa - RESOLVE

POPIS OZNAKA I JEDINICA

A	površina (m^2)
C_p	specifična toplina u izobarnom procesu (p =konst.), $J/(kg \cdot K)$
C_v	specifična toplina u izohornom procesu (V =konst.), $J/(kg \cdot K)$
C_d	koeficijent istjecanja
d	promjer otvora sapnice (m)
M_a	Molekulska masa zraka ($kg/kmol$)
m	masa (kg)
n	broj molova (-)
P	tlak (Pa)
P_1	tlak ispred sapnice
P_2	tlak iza sapnice
P_i	početni ležišni tlak (Pa, bar= 10^5 Pa)
P_r	ležišni tlak (Pa, bar= 10^5 Pa)
P_{sc}	tlak kod standardnih uvjeta (Pa, bar= 10^5 Pa)
q_g	protok plina (m^3/h)
Q	toplina (J)
R	opća plinska konstanta ($8,314 J/kmol K$)
T_1	temperatura plina prije sapnice (K)
T_R	ležišna temperatura (K)
T_{sc}	standardna temperatura (K)
U	unutarnja energija (J)
ΔU	promjena unutarnje energije (J)
ΔV	promjena volumena sustava (m^3)
W	rad (J)
θ	kut nagiba ($^\circ$)
ν	Poissonov koeficijent (-)
ρ	gustoća (kg/m^3)
κ	omjer specifičnih toplina
v	brzina fluida (m/s)
\dot{m}	maseni protok (kg/s)
Z	faktor odstupanja realnog plina
γ_g	relativna gustoća plina

POPIS SKRAĆENICA

PSP	Podzemno skladište plina
IPM	Integrirani proizvodni model
VLP	Krivulje podizanja fluida u bušotini (eng. <i>Vertical lift performance curve</i>)
IPR	Krivulja utoka fluida iz ležišta u bušotinu (eng. <i>Inflow performance curve</i>)
BHP	Tlak na dnu bušotine (eng. <i>Bottom-hole pressure</i>)
WHP	Tlak na ušću bušotine (eng. <i>Well-head pressure</i>)

1. UVOD

S povećanjem potrošnje i smanjenjem proizvodnje plina u Hrvatskoj, podzemna skladišta plina postaju značajni gospodarski i sigurnosni faktor nacionalne energetike.

Skladištenje plina u Republici Hrvatskoj regulirana je djelatnost, a njegova primarna uloga kao bitnog segmenta plinskog sustava očituje se u osiguranju pouzdane i učinkovite opskrbe prirodnim plinom stanovništva te privatnih i javnih gospodarskih subjekata. Prema Egermann et al. (2010) osnovna tehnička razlika između plinskog polja i skladišta plina je visok kapacitet povlačenja uskladištenog plina te mogućnost rada procesa u dva smjera; utiskivanje plina u ležište i povlačenje plina iz ležišta. Najznačajnije tehničke karakteristike podzemnog skladišta plina su količina radnog volumena, te kapacitet povlačenja i utiskivanja plina. Kapacitet utiskivanja plina u ležište održiv je tijekom cjelokupnog perioda utiskivanja plina, budući da je najvećim dijelom u funkciji instalirane snage kompresorskih jedinica i broja radnih bušotina skladišta (Tek, 1987; Atoyebi, 2010). Kapacitet povlačenja podzemnog skladišta plina projektira se prema zahtjevima tržišnog okruženja, a predstavlja projektiranu maksimalnu vrijednost volumnog protoka plina prema plinskom transportnom sustavu, a ovisan je o trenutnoj vrijednosti ležišnog tlaka, fizikalnim svojstvima ležišta i broju radnih bušotina u funkciji podzemnog skladišta plina (Florian et al., 2009; Azin et al., 2008).

Maksimalni kapacitet povlačenja plina održiv je do određene vrijednosti ležišnog tlaka, budući da se njegova vrijednost crpljenjem plina iz ležišta kontinuirano smanjuje. Održivost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina bitan je parametar u radu skladišta koji doprinosi pouzdanijoj opskrbi prirodnim plinom krajnjih potrošača te uvjetuje bolju iskoristivost instaliranog radnog volumena skladišta. Održivost navedenog kapaciteta povlačenja plina se postiže povećanjem broja radnih bušotina i povećanjem vrijednosti radnog obujma skladišta.

Budući da navedena tehnološka rješenja iziskuju znatna ulaganja, a ujedno predstavljaju financijsko-tehnološki rizik prema Soroush et al. (2008) i Bruijnen et al. (2016), unutar ovog doktorskog rada razrađen je drukčiji pristup navedenoj problematici. Pristup obuhvaća ispitivanje utjecaja ostalih tehnoloških čimbenika koji potencijalno mogu imati utjecaj na radne karakteristike skladišta plina. Prvenstveno se misli na utjecaj hidrauličkih gubitaka koji se javljaju tijekom strujanja plina kao posljedica trenja između plina i proizvodne opreme, te ispitivanje utjecaja interferencije pri istovremenom radu bušotina koja se javlja kao posljedica heterogenog svojstva ležišta. Navedena problematika, kao i njen utjecaju na radne karakteristike podzemnog skladišta plina do sada nije bila u dovoljnoj mjeri istražena.

Budući da su pri procesu rada skladišta plina konstantno prisutne velike brzine strujanja plina, osnovna pretpostavka ovog rada je da su i prisutni hidraulički gubici na komponentama proizvodne opreme bitno izraženiji u odnosu na konvencionalna plinska i naftna proizvodna polja. Unutar rada detaljnije su istraženi hidraulički gubici na regulacijskim sapnicama, kao i njihov utjecaj na radne karakteristike skladišta. Regulacijske sapnice imaju široku primjenu u naftnoj industriji. Razlog njihove primjene, bilo da su ugrađene na ušće bušotine ili u procesnom dijelu postrojenja, je kontrola protoka plina ili nafte iz ležišta na površinu te zaštita ležišta i segmenata procesnog postrojenja od fluktuacija tlaka. Sa stanovišta ležišta, bušotinske sapnice omogućavaju kontrolu protoka fluida iz ležišta u pribušotinsku zonu uz ostvarenje odgovarajuće depresije (razlike tlaka) na sloj. Protjecanje fluida kroz sapnice odvija se u kritičnom i podkritičnom području, ovisno o omjeru tlakova ispred i iza sapnice. Bitno je naglasiti da su istraživanja obuhvatila problematiku protjecanja plina u podkritičnom području, premda se protok plina na sapnicama podzemnog skladišta dužim vremenskim periodom odvija u kritičnom području. Pri kritičnom protjecanju fluida kroz sapnicu, maseni protok doseže maksimalnu vrijednost koja je neovisna o tlaku na izlazu iz sapnice. Na taj način se poništava utjecaj fluktuacije tlaka iza sapnice na kontrolu dotoka fluida iz ležišta. Kontinuiranim padom ležišnog tlaka koji je posljedica rada skladišta, omjer tlakova ispred i iza sapnice uvjetuje prelazak iz kritičnog u podkritičan protok, a u krajnjoj fazi rada skladišta i daljnjim padom ležišnog tlaka instalirane sapnice gube regulacijsku funkciju, te predstavljaju hidraulički gubitak koji utječe na radne karakteristike skladišta plina.

Utjecaj interferencije pri radu bušotina prvenstveno se odnosi na organizaciju rada i međupovezivanje bušotina na površinskom sustavu sabiranja plina. U ovom radu ispitana su dva moguća scenarija površinskog sabiranja plina. Prvi je organizacija rada svih bušotina skladišta u zajedničku točku površinskog sustava koja se nalazi ispred redukcijske stanice. Drugi scenarij podrazumijeva neovisan rad svih bušotina do točke redukcije tlaka, uz izostanak međusobne interferencije dinamičkog tlaka ušća bušotina. Na taj način indirektno je ispitan utjecaj heterogenosti ležišta na održivost izlaznog kapaciteta skladišta plina.

U sklopu doktorskog istraživanja postavljene su sljedeće hipoteze:

- Bušotinske i regulacijske sapnice na podzemnom skladištu plina, pri niskim vrijednostima ležišnog tlaka ograničavaju kapacitet povlačenja plina iz skladišta, odnosno utječu na njegove radne mogućnosti;

- Primjenom i prilagodbom matematičkog modela moguće je procijeniti utjecaj hidrodinamičkih karakteristika proizvodne opreme postrojenja na rad podzemnog skladišta plina, odnosno održivost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina iz skladišta u odnosu na količinu radnog volumena plina unutar ležišta;
- Organizacijom i grupiranjem rada bušotina u odvojene cjeline sukladno vrijednostima koeficijenta produktivnosti, moguće je utjecati na održivost izlaznog kapaciteta skladišta.

U svrhu ispitivanja postavljenih hipoteza razvijena je i primijenjena metodologija kojom je moguće matematički opisati rad podzemnog skladišta plina u smislu definiranja istovremenog protjecanja fluida (plina) kroz poroznu sredinu (ležište), bušotine i nadzemne dijelove procesnog postrojenja. Metodologija obuhvaća razvoj i primjenu matematičkog modela u kombinaciji sa eksperimentalno utvrđenim koeficijentom lokalnog gubitka sapnica te definiranje različitih simulacijskih scenarija u svrhu ispitivanja postavljenih hipoteza. Integrirani matematički model razvijen je temeljem realnih proizvodnih podataka na primjeru rada podzemnog skladišta plina.

Dosadašnji istraživački pristup vezan za izradu matematičkih modela podzemnog skladišta plina svodio se na izradu pojedinačnih modela proizvodnog sustava. Optimizacija procesa pomoću pojedinačnog modela bazira se na analizi parametara samo jedne cjeline proizvodnog procesa, dok se rezultati ostalih pojedinačnih modela koriste kao njegovi početni ili krajnji uvjeti. Najčešće je korišten matematički model ležišta u svrhu istraživanja karakteristika rada skladišta i proširenja skladišnih kapaciteta prema Kuncir et al. (2003) i Bruijnen et al. (2016). Hower et al. (1993) također koriste pojedinačni model ležišta u svrhu ispitivanja mogućnosti poboljšanja radnih karakteristika skladišta plina formiranog u akviferu. Unutar ovog modela se koristi više proizvodnih scenarija uz pomoć kojih je ispitano ponašanje granice voda-plin za vrijeme ciklusa utiskivanja i povlačenja plina iz ležišta. Za izradu modela korišteni su realni geološki i petrofizikalni podaci o ležištu, te podaci o povijesti proizvodnje plina iz skladišta.

Integrirani matematički model omogućava istovremenu međusobnu interakciju svih proizvodnih parametara pojedinačnih modela. Unazad deset godina postoje brojni primjeri primjene integriranih matematičkih modela na proizvodnim naftnim i plinskim poljima, a za primjer mogu se navesti radovi Stoisits et al. (2011); Galvan et al. (2015); Cao et al. (2015).

Prema Galić et al. (2009) upotrebom integriranog matematičkog modela mogu se primjerice utvrditi neki specifični problemi koje pojedinačnim modelom nije moguće analizirati (primjerice istraživanje problematike višefaznog protjecanja tijekom utiskivanja CO₂ u ležište).

Integracija pojedinačnih proizvodnih komponenti sustava skladišta plina detaljnije je prikazana u Moegen et al. (1996), Khodri et al. (1997), Johnson et al. (2000), McVay et al. (2001), Ettehad et al. (2010). U ovim radovima matematički modeli su razvijeni u svrhu utvrđivanja ekonomske opravdanosti proširenja skladišnih kapaciteta. Važno je napomenuti da ova istraživanja nisu uzimala u obzir cjelokupnu integraciju komponenti sustava skladišta plina. Model bušotine kao i modeli bušotinskih i površinskih sapnica su izuzeti, tako da utjecaj istih na radne mogućnosti skladišta nije sustavno ispitan.

U svrhu dokazivanja postavljenih hipoteza formirana su tri ispitna scenarija čiji rezultati su detaljno analizirani i uspoređeni s osnovnim scenarijem rada skladišta plina. Inicijalni scenarij (*eng. base case*) predstavlja model projektiranog stanja skladišta plina, te je u stanju simulirati njegovo proizvodno ponašanje.

Prvim scenarijem ispitan je utjecaj promjera proizvodnog niza odabranih radnih bušotina skladišta na održivost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina. Ispitivanje je provedeno na šest radnih bušotina karakteriziranih visokim stupnjem proizvodnosti. Kalibracija osnovnog modela na realne proizvodne parametre provedena je uz pomoć prikupljenih rezultata mjerenja dinamičkog gradijenta tlaka i temperature unutar proizvodnog niza bušotina. Parametar hrapavosti stijenke je isti kod svih ispitnih scenarija.

Kod drugog scenarija ispitan je utjecaj promjera procesnih i bušotinskih sapnica na održivost izlaznog kapaciteta skladišta. Ovom scenariju prethodilo je eksperimentalno utvrđivanje koeficijenta lokalnog gubitka protoka (C_d) na sapnicama podzemnog skladišta plina kružnog poprečnog presjeka, te uključivanje utvrđenih vrijednosti koeficijenta u matematički model.

Budući da su radne bušotine karakterizirane različitim indeksima proizvodnosti (što je prvenstveno uvjetovano heterogenim i anizotropnim svojstvima stijene ležišta ugljikovodika), uz pomoć trećeg ispitnog scenarija analiziran je utjecaj nadzemnog razdvajanja rada bušotina u zasebne proizvodne cjeline na dinamiku iscrpka radnog obujma plina iz skladišta te održivost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina. Bušotine koje unutar osnovnog scenarija nisu bile u stanju raditi pri manjem dinamičkom tlakom ušća, jer je isti uvjetovan radom ostalih proizvodno jačih bušotina, organizirane su u zasebne skupine i odvojene od proizvodno jačih bušotina.

Istraživanja su provedena na skladištu plina čije ležište ima oblik izdužene antiklinale smjera pružanja sjeverozapad-jugoistok. Duljina duže osi iznosi 8 km, a kraće 3 km. Prosječna dubina zalijeganja ležišta iznosi 1820 m – 1950 m. Proračunati radni volumen skladišta iznosi 553 milijuna m³ plina, a iz ležišta se povlači plin putem 23 radne bušotine koje ujedno služe i za utiskivanje plina. Skladište je spojeno u plinski sustav Republike Hrvatske preko magistralnog plinovoda Ivanić Grad – Kutina (radnog tlaka 5 MPa, DN-500) iz kojega se uzima plin za skladištenje te u koji se plin transportira u fazi povlačenja iz skladišta. Prikupljeni podaci obuhvaćaju rezultate mjerenja parametara tlaka, temperature i protoka prilikom protjecanja prirodnog plina kroz sapnice kružnog poprečnog presjeka na bušotinama podzemnog skladišta plina, hidrodinamička mjerenja u bušotinama podzemnog skladišta plina, te karotažna mjerenja u zacijevljenom kanalu bušotine (*eng. production logging*).

Doktorski rad je organiziran u 10 poglavlja. U 2. su opisani tipovi i dijelovi podzemnog skladišta plina te je prikazana njegova uloga i značaj kao važnog segmenta cjelokupnog plinskog sustava Republike Hrvatske. U 3. su prikazane teoretske osnove i najznačajniji analitički izrazi korišteni unutar matematičkog modela. U 4. je razrađen plan istraživanja. Postupak utvrđivanja koeficijenta istjecanja na sapnicama skladišta plina dat je u 5. Programski alati koji čine integrirani matematički model, način izgradnje integriranog modela te međupovezivanje i komunikaciju pojedinih proizvodnih cjelina opisani su u 6. Inicijalizacija osnovnog modela prikazana je u 7. U 8. su predložena i implementirana tri simulacijska scenarija te su za svaki pojedinačno prikazani rezultati. Diskusija rezultata dobivenih za sve simulacijske scenarije prikazana je u 9.

2. SKLADIŠTENJE PRIRODNOG PLINA

2.1 Prirodni plin

Zemni ili prirodni plin je smjesa lakih ugljikovodika koja se najvećim dijelom (85% do 95%) sastoji od metana (CH₄), te je najjednostavniji ugljikovodik bez mirisa i okusa. Preostali udio (5% do 15%) su složeniji ugljikovodici (Saridja et. al., 1989). Isto tako može sadržavati anorganske sastojke; vodu, ugljični dioksid, dušik, helij, vodik, argon i povremeno metalne zagađivače kao što su živa i arsen. Kao fosilno gorivo, prirodni plin ima ograničene zalihe, odnosno nije obnovljiv izvor energije. Sastavi pojedinih ugljikovodičnih smjesa u ležištima prirodnog plina mogu se dosta razlikovati što ovisi o lokalnim geološkim, geokemijskim i termodinamičkim uvjetima geneze i migracije ugljikovodika, pa tako na primjer udio metana u prirodnom plinu u Rusiji se kreće oko 98% dok je u Nizozemskoj taj udio od 80% do 85%. Udio metana u najvećim plinskim poljima Hrvatske (Molve i Sjeverni jadransko jezero) kreće se od 80 do 98%. (<http://www.plinacro.hr> 2017.)

Prirodni plin nalazi se u podzemnim ležišnim formacijama pod tlakom kao slobodan ili u vezanom obliku s drugim ugljikovodicima. Više od polovice rezervi prirodnog plina u svijetu otpada na rezerve prirodnog plina u nevezanom (slobodnom) obliku. Prirodni plin u svijetu ima široku primjenu, koristi se kao energent u industriji i domaćinstvu, a također je značajan kao sirovina za proizvodnju električne energije ili npr. za proizvodnju umjetnih gnojiva.

Proizvodnja plina prvi put se spominje u drugom stoljeću prije Nove ere u Kini za vrijeme vladavine dinastije Shin Han (Bauk, 2003.) Proizvodnja plina u novije doba vezana je uz početke proizvodnje nafte, a naftni plin je smatran nusproizvodom. Tijekom 19. stoljeća prirodni plin korišten je isključivo za rasvjetu, a bez izgrađenih plinovoda bilo ga je teško transportirati na velike udaljenosti. Jedan od prvih dužih plinovoda konstruiran je 1891. godine u Sjedinjenim Američkim Državama, plinovod je bio oko 200 kilometara dug, a transportirao je plin iz bušotina u centralnoj Indiani u grad Chicago. Prvi pouzdani plinovodi visokog nivoa tehnološke izgrađenosti počeli su se konstruirati nakon drugog svjetskog rata napretkom metalurgije te tehnologije varenja (Kelkar, 2008).

U Hrvatskoj se prirodni plin proizvodi na 25 plinskih polja iz 101 plinske bušotine, čime se trenutno podmiruje oko 60% domaćih potreba za prirodnim plinom. Najznačajnija proizvodnja prirodnog plina je na eksploatacijskim poljima Molve, Kalinovac i Stari Gradac u

sklopu kojih su izgrađena i postrojenja za preradu i pripremu plina za transport centralne plinske stanice Molve I, II i III, te iz Sjevernog Jadrana (Hrnčević et al., 2009).

2.2. Skladištenje prirodnog plina

Podzemno skladište plina je rudarski objekt posebne namjene. Osnovna svrha podzemnog skladišta je omogućavanje kontinuiranog rada plino-opkrbnog sustava. Osnovna razlika od objekata za eksploataciju plina je u tome što se u ljetnom periodu ležište puni plinom iz plinske mreže, pa su pojedini elementi postrojenja prilagođeni takvom pogonu. Ovakvim načinom se omogućuje kontinuitet u radu distribucijske mreže pošto ona može raditi (pri radnom tlaku) i u toplijem dijelu godine, a s druge strane omogućuje intenzivniju opskrbu plinom kada se za to ukaže potreba u hladnijem dijelu godine. U fazi crpljenja plina nema razlike između eksploatacijskog polja plina i podzemnog skladišta plina, osim što su protočni kapaciteti proizvodnih bušotina puta veći (Evans and Chadwick, 2009).

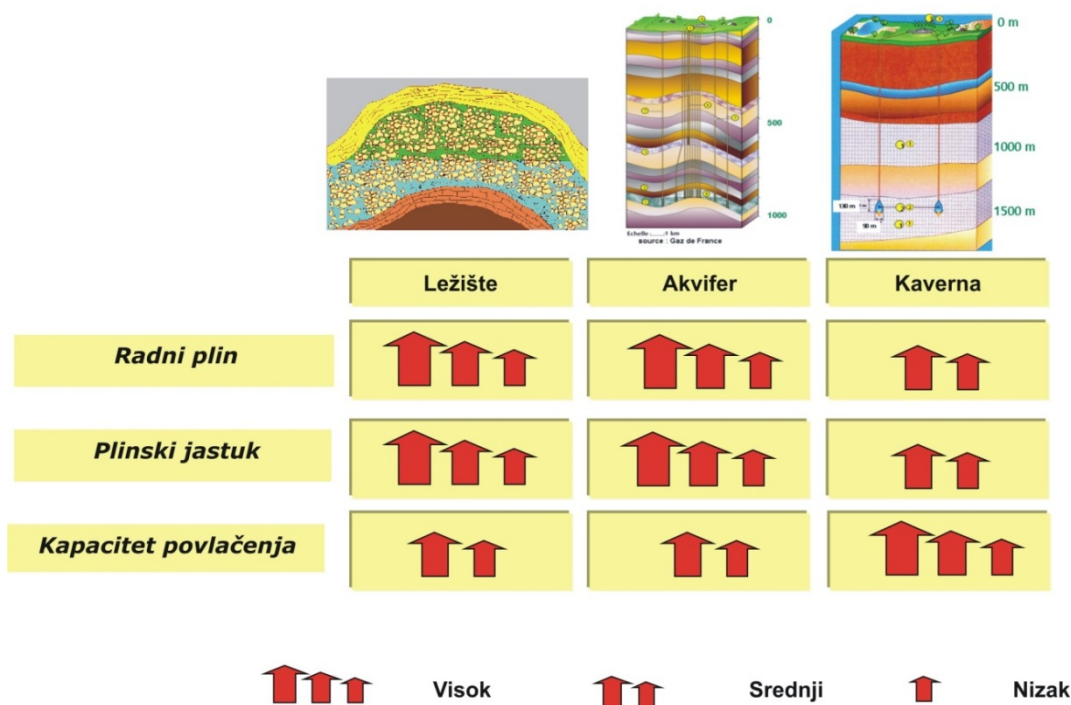
Osnovni problem dobave i opskrbe krajnjih potrošača plinom, bilo iz uvoza ili iz domaće proizvodnje, je pojava dnevnih i sezonskih oscilacija u potrošnji plina, prvenstveno na području distribucije široke potrošnje, odnosno potrošnje plina u kućanstvima.

Nakon drugog svjetskog rata, u periodu industrijske ekspanzije, sezonska povećanja u potrošnji plina nisu više mogla biti zadovoljena samo podizanjem tlaka magistralnih plinovoda, nego se moralo pribjeći drugim rješenjima. Zbog potrebe za puno većim izlaznim kapacitetima na duži vremenski period, prvotna ideja odnosila se na drastično povećanje promjera samih plinovoda. Kako tehnologija za izgradnju tako velikih plinovoda nije bila dostupna u okvirima ekonomske prihvatljivosti, pristupilo se pronalaženju načina koji bi omogućio pohranjivanje na dugi vremenski period većih količina plina (tzv. „višak plina“) koji se javlja u toplijem dijelu godine. Ostali uvjeti koje je takvo „skladište“ trebalo ispunjavati bili su: smještaj blizu većih potrošača i transportne infrastrukture te očuvanje tehničke kvalitete plina. Kao odgovor na ove zahtjeve pristupilo se skladištenju plina u postojećim iscrpljenim ili djelomično iscrpljenim podzemnim geološkim strukturama. Komercijalno gledano najznačajnija uloga sustava podzemnih skladišta plina je uspostaviti ravnotežu između relativno ujednačene ponude plina koja na tržištu vlada unutar jedne kalendarske godine, sa značajno povećanom potražnjom u hladnijem, odnosno značajno smanjenom potražnjom plina u toplijem dijelu godine. Pojednostavljeno rečeno potrebno je spremirati višak plina koji se na tržištu javlja u ljetnim mjesecima, kako bi se isti mogao koristiti iduće zime.

2.3. Osnovni tehnološki pojmovi karakteristični za rad podzemnih skladišta plina

Kapacitet povlačenja ili utiskivanja je količina plina koja se može proizvesti iz skladišta ili utisnuti u skladište u jedinici vremena (dnevno ili satno). Kapaciteti povlačenja i utiskivanja ovise o fizikalnim karakteristikama ležišta, broju bušotina kroz koje se plin povlači i utiskuje, njihovoj tehničkoj izvedbi i ugrađenoj opremi, tlaku i količini uskladištenog plina, kapacitetima površinskih postrojenja i instalacija. Kapacitet povlačenja je na maksimumu kada je skladište puno, te opada kako se smanjuje količina plina u skladištu tijekom njegovog pražnjenja.

Radni volumen predstavlja količinu plina koju je moguće uskladištiti, a ovisi o tipu i veličini ležišta, odnosno njegovim geološkim, petrofizikalnim, termodinamičkim i drugim karakteristikama. Iscrpljena plinska i naftna ležišta koja se koriste za skladištenje plina imaju u prosjeku najveći radni volumen, zatim slijede akviferi (tip ležišta koji je u cijelosti zasićen slojnom vodom) pa skladišta u solnim kavernama. Različiti tipovi podzemnih skladišta plina osim radnog volumena imaju različite i druge tehnološke karakteristike poput kapaciteta povlačenja i utiskivanja, kao i veličinu plinskog jastuka, navedeno je prikazano na slici 2.1.



Slika 2.1: Osnovne vrste podzemnih skladišta plina (<https://www.gie.eu.com>)

Podzemna ležišta predstavljaju geološke strukture koje imaju jedinstvena svojstva. Poroznost takvih geoloških struktura omogućava prirodnom plinu da bude smješten unutar stijene a svojstvo propusnosti omogućava njegovu difuziju unutar medija uslijed razlike tlaka. Najčešće pronađena ležišta su oblika antiklinale. Ležišta su omeđena nepropusnim slojevima ili slojem u svojoj krovini, dok se u podini može nalaziti nepropustan sloj ili akvifer.

2.3.1 Kategorizacija plinskih volumena u skladištu

Sa stanovišta ležišta postoje tri osnovna pojma koja definiraju ukupan volumen plina prisutan unutar skladišta. To su: ukupni volumen plina u skladištu (GIP), radni volumen skladišta plina te plinski jastuk.

Radni volumen (*eng. Top Gas*) je količina plina određena potražnjom ovisno o sezoni i vremenskim uvjetima. Njegova gornja granica ili maksimalna vrijednost određena je maksimalnim dozvoljenim ležišnim tlakom. Geomehanička svojstva pokrovne stijene, tlak proboja plina, dubina i geometrijske točke migracije plina (*eng. Spill Points*) su faktori koji određuju maksimalni dopušteni tlak u ležištu.

U početnoj fazi izgradnje skladišta količina radnog volumena određuje se algebarski na način da se plin mjeri pri ulazu i izlazu plina iz skladišta. Potrebni radni volumen moguće je proračunati primjenom računalnih simulacija, ukoliko je poznat dovoljan broj ulaznih varijabli. U kasnijoj fazi izgradnje skladišta, radni volumen se određuje proizvodnjom plina iz ležišta do preostale količine plina unutar plinskog jastuka. Količina radnog volumena koja se može iscrpiti iz ležišta ovisi o snazi kompresora, kapacitetu dehidracijskih uređaja te tlaku plinovoda.

Plinski jastuk (*eng. Cussion Gas*) predstavlja količinu plina u skladištu koja služi za održavanje tlaka radnog volumena skladišta radi omogućavanja ostvarenja projektiranih izlaznih kapaciteta skladišta, a može se podijeliti na nepridobivu i pridobivu komponentu.

Pridobivi plinski jastuk je dio plinskog jastuka kojeg je moguće iscrpiti i ostavljen je unutar ležišta za održavanje radnog tlaka ležišta.

Svako skladište je projektirano za isporuku minimalne količine plina koja može u određenom trenutku zadovoljiti potrebe tržišta. Da bi to bilo moguće potrebno je zadržati određenu vrijednost minimalnog ležišnog tlaka koja će biti raspoloživa pri kraju ciklusa utiskivanja.

Drugi razlog je podržavanje tlaka površinskog sustava sabiranja i otpreme fluida s obzirom na iskoristivost opreme i instalacija.

Nepridobivi dio plinskog jastuka predstavlja dio plina unutar ležišta kojeg je nemoguće pridobiti primarnim metodama crpljenja (crpljene plina iz ležišta prirodnim padom ležišnog tlaka) pri tlaku na površini koji se još naziva i tlak napuštanja ležišta. U plinskim ležištima sa dominantnim akviferom taj dio plinske faze je u ležištu u potpunosti nepokretan. U velikoj većini plinskih ležišta na taj dio plina otpada oko 10% ukupnog volumena plina u ležištu (Tek, 1989). Dodatno iskorištavanje moguće je uz niži tlak na površini te dodatno ulaganje u nadzemne dijelove postrojenja i opremu.

2.4. Komponente podzemnog skladišta plina

2.4.1. Podzemna ležišta

Postoje tri osnovna tipa podzemnih skladišta plina s obzirom na odabir tipa geološke formacije u koju se namjerava utiskivati plin:

- skladišta plina u iscrpljenim plinskim ili naftnim ležištima,
- skladišta plina u akviferima,
- skladišta plina u solnim kavernama.

Skladištenje plina u iscrpljenim plinskim i naftnim ležištima su najzastupljenija. Iscrpljena ležišta predstavljaju geološke formacije iz kojih su već iscrpljene pridobive rezerve plina što znači da je podzemna formacija geološki sposobna zadržavati plin. Ukoliko se za skladištenje koriste ležišta koja su bila u proizvodnji moguće je u svrhu skladištenja plina iskoristi dio bušotinskog fonda te procesnog postrojenja što rezultira smanjenjem troškova izrade podzemnog skladišta plina. Iscrpljena ležišta su također ekonomski isplativija iz razloga što su njihove geološke karakteristike već poznate. Iscrpljena plinska ili naftna ležišta tehnički i ekonomski gledano su najprihvatljivije geološke strukture za podzemno skladištenje prirodnog plina i ugljikovog dioksida, deponiranje slojne vode te zbrinjavanje otpada.

Ukoliko su u ležištu nakon crpljenja preostale nedovoljne količine plina za optimalan rad budućeg skladišta, potrebno je utisnuti određeni volumen plina, tzv. plinski jastuk koji u ležištu ostaje cijelo vrijeme rada skladišta. Kod razvijanja sustava skladišta plina, plin koji se

utroši u plinski jastuk ujedno predstavlja i najveću početnu investiciju. Takva investicija posebno dolazi do izražaja ukoliko se podzemno skladište plina projektira u ležištu unutar kojeg nema preostalih početnih rezervi plina.

Faktori o kojima ovisi da li će iscrpljeno plinsko (ili naftno) ležište biti pogodno kao podzemno skladište plina su geografske i geološke prirode. Geografski, poželjno je da iscrpljena ležišta planirana za izgradnju skladišta budu relativno blizu industrijskih potrošača. Isto tako moraju biti blizu transportne infrastrukture, uključujući magistralne plinovode te glavne sustave distribucije plina. Geološki gledano presudno za odabir skladišta su volumen, šupljikavost i propusnost ležišta. Šupljikavost formacije i volumen izravno određuju količinu plina koju je moguće uskladištiti. Propusnost određuje vrijednost indeksa proizvodnosti svake bušotine te utječe na kapacitet povlačenja i utiskivanja plina. Kapacitet plina tek je donekle moguće kompenzirati izradom većeg broja bušotina, što međutim značajno povećava početna ulaganja.

Akviferi su šupljikave i propusne stijene u kojima je akumulirana uglavnom konatna voda, odnosno voda koja se u tim stijenama nalazi od vremena njihova postanka. U određenim slučajevima takva vodena ležišta moguće je koristiti za podzemno skladištenje prirodnog plina pri čemu vrijede isti kriteriji odabira kao i za iscrpljena plinska ili naftna ležišta. Ako se kao plinsko skladište želi koristiti akvifer, odnosno ležište vode, prvo treba utisnuti određenu količinu plina da se stvori tzv. plinski jastuk koji ostaje u skladištu plina tijekom njegovog aktivnog rada. Adekvatan plinski jastuk će potisnuti vodu daleko od bušotina i tako omogućiti nesmetano skladištenje i povlačenje uskladištenog plina. Zbog velikih ulaganja u plinski jastuk, cijena izgradnje skladišta u akviferima je veća nego u iscrpljenim plinskim, pa i iscrpljenim naftnim ležištima. Pored toga, potrebno je i dodatno investirati u njihovo istraživanje, odnosno različitim, geološkim, geofizičkim i rudarskim radovima prikupiti potrebne informacije o ležištu koje kod iscrpljenih ležišta ugljikovodika uglavnom već postoje. Plin koji se proizvodi iz takvog skladišta plina zasićen je vodom, stoga je potrebno uložiti dodatna sredstva u izgradnju adekvatnog procesnog postrojenja koje bi iz prirodnog plina izdvajalo vodu da se zadovolje opći uvjeti standardne kvalitete prirodnog plina za transport. Dodatno k tome, plin unutar akvifera ima tendenciju strujanja prema rubnim dijelovima ležišta. U takvim je slučajevima potrebno uložiti dodatna sredstva za izgradnju rubnih kolektorskih bušotina za prikupljanje plina tijekom utiskivanja plina u skladište. Skladištenje plina u akvifere iziskuje velika početna ulaganja. Kao glavni uzrok tome može se navesti da njihove geološke karakteristike nisu dovoljno dobro poznate kao kod iscrpljenih

plinskih i naftnih ležišta koja imaju povijest proizvodnje. Utvrđivanje geoloških karakteristika akvifera za potencijalno skladište plina je skup i relativno dugotrajan proces, dodatno k tome kapacitet skladišta je nepoznat, a može se sa sigurnosti potvrditi tek kada se određena količina plina utisne u potencijalno skladište. Da bi se prirodni akvifer pretvorio u skladište prirodnog plina potrebno je izgraditi kompletnu infrastrukturu uključujući postrojenje za dehidraciju, kompresorsku stanicu i bušotine. Budući da unutar formacije akvifera pore nisu zasićene prirodnim plinom, velik početni trošak otpada i na formiranje plinskog jastuka koji kod akvifera iznosi i do 80% ukupnog volumena plina. Velik broj skladišta plina u akviferima razvijen je u vrijeme kada je cijena plina na svjetskom tržištu bila niska, što danas nije slučaj pa takav način skladištenja plina trenutno predstavlja financijski rizik (Dietert and Pursell, 2000).

Solne kaverne (dome) predstavljaju sasvim drugi tip skladišta plina, budući da se plin u ovom slučaju ne skladišti unutar pora ležišne stijene, već u kavernama koje su određenim tehničkim postupcima otapanja i ispiranja napravljene unutar debelih naslaga soli. Podzemne naslage soli koje se koriste za formiranje solnih kaverni u prirodi se pojavljuju u dvije varijante: kao solne dome te kao solne naslage (*eng. salt beds*). Solne dome su intruzije soli u postojećim stijenama. U stijenskoj masi na velikim dubinama sol je izložena velikim naprezanjima te je omogućeno tečenje same soli, a kao posljedica tečenja, sol se izdiže probijajući slojeve. Prilikom probijanja slojeva, slojevi se zakrivljuju te dolazi do formiranja solne dome.

Solna doma prikazana je na slici 2.2.

Skladištenje ugljikovodika u solnim kavernama ima određene prednosti u odnosu na druge tipove skladišta :

1. Sigurnosne prednosti :

- Mala je vjerojatnost da dođe do nekontroliranog gubljenja plina iz formacije;
- Propusnosti i šupljikavosti naslaga soli pod tlakom su gotovo jednake nuli;
- Budući da ležišna sol ima izražena plastična svojstva, stoga može dobro apsorbirati mehanička naprezanja i javljanje potencijalnih fraktura u bušotini.

2. Ekonomske prednosti :

- Mala kapitalna investicija u odnosu na druga skladišta;
- Niski operativni troškovi;
- Manji zahtjevi za utroškom energije koji se odnose na kompresiju, grijanje i hlađenje procesnog medija;

- Manji gubici plina iz skladišta u odnosu na druge vrste skladišta.

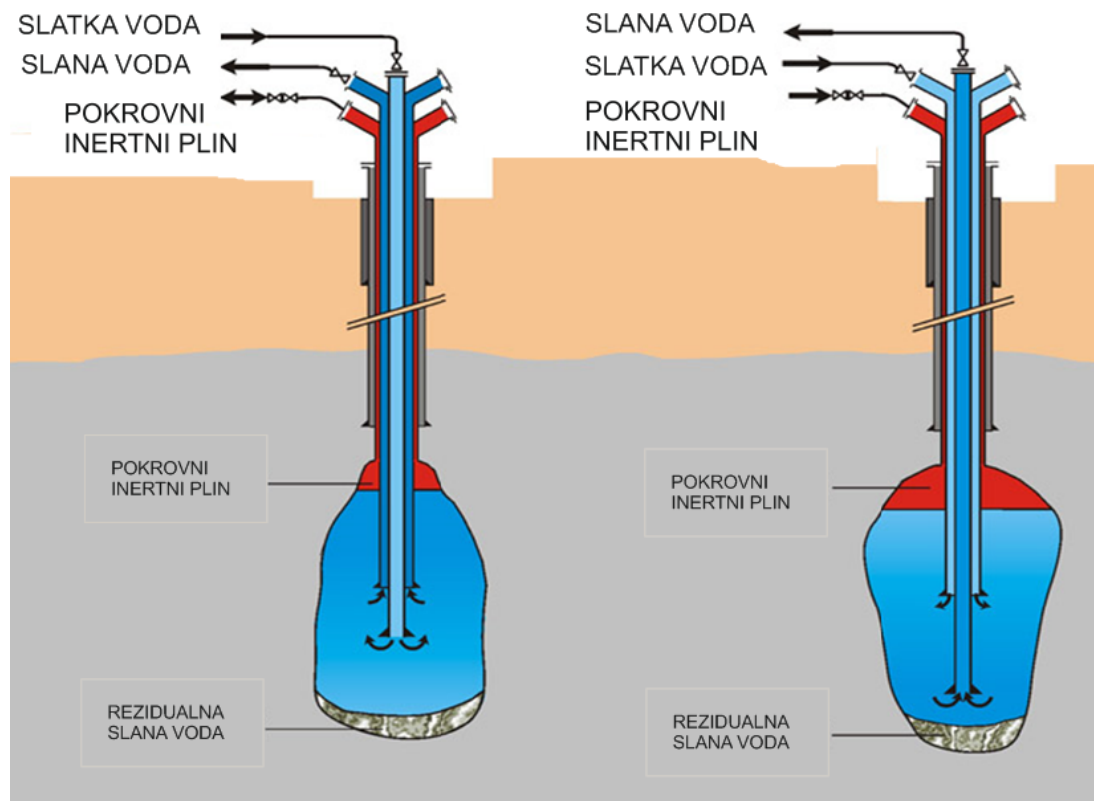
Prazan prostor odnosno kaverna unutar naslaga soli stvara se uz pomoć utisne bušotine koja ostvaruje kontakt sa formacijom soli na projektiranoj dubini te cirkulacijom velikog volumena vode naslage soli postepeno se ispiru uz postepeno formiranje kaverne. Voda zasićena sa soli cirkulacijom se vraća na površinu i zbrinjava na adekvatno mjesto. Postoje dva načina ispiranja naslaga soli; ispiranje direktnom cirkulacijom te ispiranje indirektnom cirkulacijom. Direktnom cirkulacijom svježa voda upumpava se u proizvodni niz dok se povrat ulaznog fluida odvija kroz prstenasti prostor između proizvodnog niza i kolone zaštitnih cijevi. Na taj način nastaje kaverna kruškolikog oblika koja ima veći promjer pri dnu kaverne nego pri vrhu. Suprotno tom postupku, ukoliko se ispiranje kaverne odvija indirektno, odnosno ukoliko se voda utiskuje u prstenasti prostor, a prihvata zasićene vode odvija se kroz proizvodni niz, nastaje kaverna također kruškolikog oblika ali većeg promjera pri vrhu strukture kaverne. Način ispiranja soli te formiranje kaverne unutar solne dome prikazani su na slici 2.3. Umjesto cementacije proizvodne kolone zaštitnih cijevi utiskuje se dizel gorivo ili nafta u prstenasti prostor između dviju zaštitnih kolona, da se zaštiti krovni dio kaverne od pretjeranog ispiranja i trošenja. Haddenhorst et al. (1977) navode kako je potrebno 7.5 m^3 vode za izradu 1 m^3 volumena kaverne, s time da je optimalan kapacitet utiskivanja pri cirkulaciji radnim fluidom oko $300 \text{ m}^3/\text{h}$.

Na taj način stvoren je prazni i kompaktni prostor pogodan za skladištenje prirodnog plina, zbog praktički neograničene propusnosti i male količine plina potrebne za stvaranje plinskog jastuka. Naime, pored plina koji se u ciklusima utiskuje u skladište i iz njega povlači (tzv. radni volumen skladišta), u kavernama uvijek mora postojati određena količina plina (plinskog jastuka) koji će, komprimiran pod određenim tlakom, osiguravati projektirane izlazne kapacitete skladišta. Jedina energija koja potiskuje plin iz skladišta je energija sadržana u samom komprimiranom plinu.

Unutar homogenih formacija naslaga soli razvijaju se kaverne pravilnog koncentričnog oblika što nije slučaj kod ležišta koja su anizotropna i heterogena gdje kaverne poprimaju nepravilan oblik. Tijekom procesa ispiranja netopivi minerali sliježu se na dno kaverne te čine oko 3% ukupnog volumena kaverne. Konačni volumen kaverne nakon ispiranja provjerava se jednadžbom materijalnog uravnoteženja.

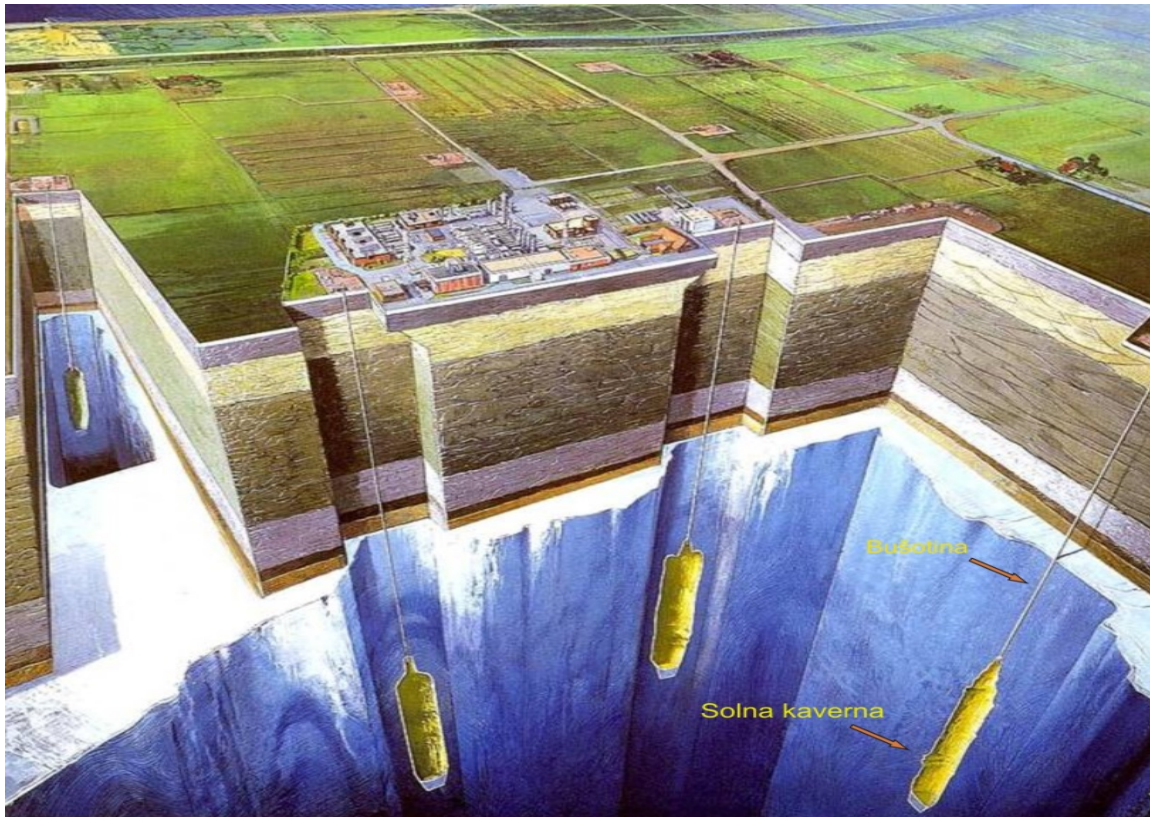


Slika 2.2: Solna doma (<http://www.domeenergy.com>)



Slika 2.3: Postupak formiranja solne kaverne direktnom i indirektnom cirkulacijom vode (Tek, 1996)

Solne kaverne karakterizira velik izlazni kapacitet u odnosu na radni volumen skladišta, a trajnost takvih skladišta je bitno veća od ostalih tipova skladišta. Stijenke solnih kaverni karakterizirane su visokim stupnjem čvrstoće te dobro podnose mehanička naprezanja koja se javljanju uslijed promjene tlaka što omogućuje skladištenje plina pri visokim tlakovima, koji pogoduju ostvarivanju velikog izlaznog kapaciteta, bez gubitka plina iz ležišta odnosno kaverne. Prosječno skladište plina izgrađeno u solnoj kaveri ima i do 100 puta manji volumen od iscrpljenih plinskih ležišta te kao takvo isključivo služi za pokrivanje vršne potrošnje plina. Prikaz veličine prosječne kaverne smještene unutar solne kaverne dan je slikom 2.4.



Slika 2.4: Skladištenje plina u solnim kavernama (<http://www.engineersindia.in>)

Postupak stvaranja kaverni kod solnih naslaga je isti kao i kod solnih doma s time da se radi o formacijama soli koje su oblikom tanje i šire, a formirane kaverne postupkom ispiranja sklonije su propadanju.

Skladišni volumen solne kaverne funkcija je zapremnine kaverne, temperature te maksimalnog dozvoljenog tlaka. Kaverna tijekom svog radnog vijeka mora uvijek biti pod tlakom da se ne naruši njezina geomehanička stabilnost, odnosno da se spriječi urušavanje stijenki kaverne. Temeljem dosadašnjeg iskustva u praksi kod razvoja skladišta u kavernama, vrijednost plinskog jastuka u kavernama kreće se u iznosu od 17 do 50% cjelokupnog volumena plina. Odnos radnog volumena i volumena plinskog jastuka direktno je povezan s dopuštenim vrijednostima maksimalnog i minimalnog tlaka u kaverni. Maksimalni tlak ograničen je vrijednošću frakturnog gradijenta. Iznad te vrijednosti tlaka postoji mogućnost pojave frakture te gubitak plina van kaverne. Utvrđivanje minimalne vrijednosti tlaka unutar kaverne je puno složenije, iskustveno se uzima vrijednost gradijenta od 9 kPa/m pomnožena s vrijednosti dubine centralnog dijela kaverne.

O skladištenju ugljikovodika u solnim kavernama više detalja se može pronaći u Sharifzadeh and Moradi (2009); Devries (2003); Hardy (1982); Brouard et al. (1997); Healy (2008); Axel (2007).

2.4.2. Utisno-proizvodne bušotine

Utisno-proizvodnim bušotinama se ostvaruje komunikacija nadzemnog postrojenja sa ležištem, odnosno putem njih plin se kod podzemnih skladišta plina utiskuje ili proizvodi iz ležišne formacije. Važno je napomenuti da zbog neujednačenih ležišnih karakteristika skladišta nije poželjno u isti dio ležišta simultano utiskivati te proizvoditi plin iz njega. Neki od razloga su kontrola utoka vode u bušotine iz akvifera, te kontrola oblika plinskog volumena unutar ležišta. Iz tih razloga moguće je da određeni dio bušotina služi samo za utiskivanje plina, a drugi dio za povlačenje plina iz ležišta. Utisno-proizvodne bušotine na skladištima plina karakterizirane su visokim indeksom proizvodnosti i sukladno tome imaju veći promjer uzlaznog niza od klasičnih proizvodnih plinskih bušotina da se smanje hidraulički gubici uslijed protjecanja velikih količina plina. Osim proizvodno-utisnih bušotina sastavni dio bušotinskog fonda predstavljaju mjerne bušotine koje služe za mjerenje razdjelnice plin-voda ili za mjerenje migracije plina iz ležišta. Mjerne bušotine su manjeg promjera uzlaznog niza, a za mjerenje kontakta plin voda kod klasičnih naftnih i plinskih ležišta obično se raspoređuju na rubne dijelove ležišta.

Osnovna zamisao prilikom projektiranja proizvodnog opremanja radnih (proizvodno-utisnih) bušotina jest kako proizvesti fluid (prirodni plin) iz ležišta do površinskog sustava odnosno utisnuti plin s površine u ležište na siguran način uz što manje gubitke raspoložive energije (tlaka). Kako bi se u cijelosti mogli sagledati svi aspekti gubitka energije, nužno je poznavati fizikalne procese koji se odvijaju na tom putu. Tijekom povlačenja plina iz ležišta te ponovnog utiskivanja u ležište kontinuirano dolazi do promjene hidrodinamičkih i termodinamičkih odnosa u cjelokupnom sustavu podzemnog skladišta plina. Ugrađena bušotinska oprema mora biti projektirana da zadovolji širok raspon radnih uvjeta u kojima će se bušotina naći tijekom jedne skladišne sezone. Iz tog razloga bušotine je potrebno inicijalno opremiti na način da se zadovolje slijedeći zahtjevi:

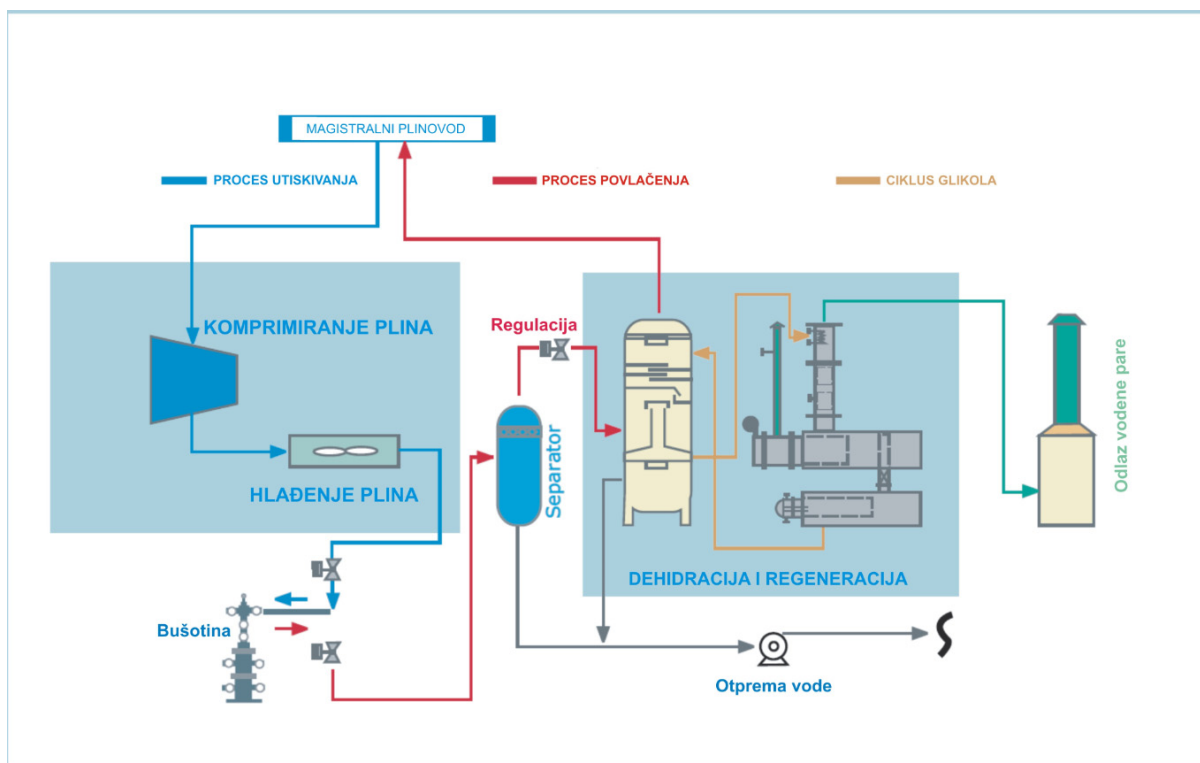
- uzlazne cijevi trebaju svojim promjerom osigurati maksimalnu moguću hidrodinamičku učinkovitost strujanja fluida iz bušotine kao i utiskivanja plina u ležište,

- uzlazne cijevi trebaju omogućiti izvođenje jednostavnijih rudarskih radova u bušotini (npr. kemijske obrade, perforiranje intervala, elektrokarotazna i hidrodinamička mjerenja),
- treba postojati mogućnost odlaganja mjernih instrumenata u uzlaznom nizu cijevi kao i kontinuiranog praćenja tlakova i temperatura na površini,
- ugrađena oprema treba svojim mehaničkim svojstvima zadovoljiti uvjete mehaničkih naprezanja koji se mogu javiti u bušotini,
- oprema treba biti izrađena od materijala koji će biti otporni na koroziju u postojećim uvjetima te na erozijsko djelovanje fluida,
- u dizajn opreme potrebno je ugraditi sigurnosne elemente s ciljem sprečavanja istjecanja ugljikovodika u atmosferu u slučaju propuštanja površinske opreme,
- potrebno je težiti k tome da proizvodna oprema bude tipska, jednostavna u dizajnu u svrhu povećanja pouzdanosti te fleksibilna zbog mogućih budućih promjena u radu ili namjeni bušotine,
- proizvodna oprema treba osigurati siguran rad bušotine u skladu sa zakonskom regulativom, internim pravilima tvrtke te uobičajenom praksom u naftnoj industriji.

2.4.3. Procesno postrojenje za komprimiranje i pripremu plina za transport

Procesno postrojenje koje je u funkciji skladišta plina treba imati funkciju pripreme plina za transport kod povlačenja plina iz ležišta kao i pripreme plina za utiskivanje u ležište u ciklusu utiskivanja plina. Minimalni sastavni dijelovi takvog procesnog postrojenja prikazani slikom 2.5 su:

- uređaji za komprimiranje plina (kompresornica prirodnog plina),
- sustav dehidracije plina,
- mjerna stanica,
- sabirni sustav plinovoda i
- uređaji za odvajanje vodene od tekuće faze (separatori plina).



Slika 2.5: Prikaz procesnog postrojenja skladišta prirodnog plina (<https://psp.hr>)

Kompresornica prirodnog plina obično je smještena blizu bušotina a ovisno o režimu rada skladišta plina može se koristiti za komprimiranje plina u ciklusu utiskivanja plina te u ciklusu povlačenja plina.

Prirodni plin iz magistralnog plinovoda potrebno je komprimirati te ohladiti na adekvatnu temperaturu kako bi se mogao utisnuti u ležište. U ciklusu povlačenja plina uz pomoć kompresora plina moguće je sniziti dinamički tlak ušća bušotina čime se utječe na povećanje proizvodnje uslijed smanjena dinamičkog tlaka na dnu bušotine i povećanja depresije na sloj.

Izbor primjerenog kompresora ovisi o više parametara, a među važnijima su:

- omjer ulaznih i izlaznih tlakova,
- kemijska i fizikalna svojstva plina koji se utiskuje u ležište,
- volumen plina koji je potrebno utisnuti u ležište u pojedinom ciklusu,
- raspoloživost goriva na lokaciji i njegova cijena (prirodni plin, električna energija).

U praksi na skladištima plina stupni tip kompresorskih jedinica više se koristi kod utiskivanja plina u ležište, iz razloga što kompresori moraju pokriti veći kompresorski omjer koji je posljedica rasta ležišnog tlaka uslijed utiskivanja plina u ležište. Centrifugalni kompresori se više koriste u ciklusu povlačenja plina kada kompresijski omjer nije toliko veliki, a potrebno je komprimirati relativno veliki volumen plina.

Sustav dehidracije plina na podzemnim skladištima plina odvija se pomoću kemijskog procesa absorpcije ili adsorpcije. Odvajanje vlage iz prirodnog plina potrebno je da bi se spriječilo njeno kondenziranje i akumuliranje u transportnom sustavu zbog pada temperature. Vlaga u plinovodu povećava mogućnost nastanka korozije, smanjuje kapacitet plinovoda, te omogućava stvaranje hidrata uslijed čega može doći do prekida protoka plina (Cambell, 2004).

Mjerna stanica obuhvaća uređaje za precizno mjerenje protočnih količina plina koje ulaze i izlaze iz skladišta plina. Mjerne turbine, oštro-bridna prigušnica te ultrazvučna mjerila protoka mjerni su uređaji koji su najzastupljeniji na skladištima plina. U praksi se obično uz glavno brojilo instalira i pomoćno kontrolno brojilo. Sukladno aktualnim zakonskim aktima, umjesto mjerenja volumena plina na sustavu skladišta plina mjeri se ukupna energija koja je ušla odnosno izašla iz skladišta. Da bi mjerenje energije bilo moguće svako mjerno mjesto na podzemnom skladištu plina mora biti opremljeno kromatografom i korektorom volumena plina. Uz fiskalno mjerilo radi sigurnosti i kontrole glavnog mjerila protoka u praksi se u mjernoj stanici nalazi i redundantni kontrolni mjerni uređaj.

Sabirni sustav plinovoda povezuje pojedinačne cjeline postrojenja. Površinski sustav sabiranja plina konceptualno je sličan sabirnim sustavima plinskih polja, a osnovne razlike postoje u dimenzioniranju cjevovoda budući da se radi o znatno većim protočnim količinama. Na podzemnim skladištima plina najčešće se koriste dvije varijante povezivanja bušotina sa centralnim dijelom postrojenja. Prva varijanta obuhvaća povezivanje svake bušotine zasebnim plinovodom do centralnog zbirnog mjesta na centralnom dijelu postrojenja. Svaka bušotina ima zasebno mjerilo protoka radi praćenja količine plina koja se utiskuje odnosno povlači iz pojedinih dijelova ležišta. Ovakav koncept opremanja, premda povećava ukupnu investiciju, je poželjniji radi bolje kontrole utiskivanja i povlačenja plina iz ležišta, uz smanjenje interferencije pri radu bušotina. Kod drugog koncepta koji je zastupljeniji u praksi, bušotine se ovisno o razmještaju organiziraju u manje skupine koje zbirnim plinovodima većeg promjera idu do centralnog dijela postrojenja. Mjerno mjesto može biti zajedničko za pojedinu grupu bušotina ili zasebno instalirano na ušće svake bušotine.

Separatori plina obavezni su i sastavni dio nadzemne opreme postrojenja, a koriste se u procesu utiskivanja i povlačenja plina. Kod podzemnog skladištenja plina separatori plina u procesu utiskivanja štite pribušotinsku zonu svake bušotine od eventualnog začepljenja koje može biti posljedica transporta čestica prašine i kompresorskog ulja nakon izlaza plina iz kompresorske stanice. U procesu povlačenja plina moguća je pojava pijeska, vode, kondenzata u struji plina, što također može izazvati oštećenje plinovoda i procesne opreme prilikom pripreme plina za transport. Suhi plin u ležištu veže na sebe slojnu vodu koja ispunjava dio pornog prostora stijene. Slojna voda budući da u sebi sadržava određeni dio otopljenih soli može naštetiti procesnoj opremi, ukoliko dođe do pojave nakupljanja soli u procesnoj opremi. Prvenstveno se to odnosi na postrojenje za dehidraciju plina koje radi na principu apsorpcije, gdje čestice soli mogu u potpunosti prekinuti svojstvo glikola da na sebe veže vodu.

2.5. Uloga podzemnih skladišta plina

Podzemna skladišta plina su temelj sigurnosti i fleksibilnosti opskrbe plinom, a njihov značaj i uloga ogleda se u:

1. uravnoteženju dobave i potrošnje plina (sezonske i dnevne);
2. optimalnoj (ujednačenoj) proizvodnji plina;
3. povoljnijoj kupnji plina (satna dinamika dobave jednaka tijekom cijele godine);
4. djelovanju kao strateška rezerva plina.

Osnovni problem dobave i opskrbe krajnjih potrošača plinom, bilo iz uvoza ili iz domaće proizvodnje, je pojava dnevnih i sezonskih oscilacija u potrošnji, primarno na strani distribucije (široke potrošnje, odnosno kućanstava).

Skladištenje plina u podzemnim, geološkim strukturama osmišljeno je kao način na koji bi se mogli pohraniti viškovi plina koji se javljaju u toplijem dijelu godine i to u blizini krajnjih potrošača, u velikim količinama, na dugi vremenski period i u istom stanju u kojemu se i koristi, a kako bi se mogli (dijelom ili u cijelosti) iskoristiti u hladnijem dijelu godine kada plina na tržištu nedostaje. Prvotna uloga podzemnog skladišta plina je da služi za uravnoteženje dobave i potrošnje plina na sezonskoj razini, uz osiguravanje opskrbe potrošača prirodnim plinom u periodima vršne potrošnje (period potrošnje koji se javlja kao posljedica niskih temperatura i obično traje 1-2 tjedna tijekom zimskog razdoblja). Najveći broj

komercijalnih skladišta plina nalazi se u SAD-u, a u korist tome ide i činjenica da na tom tržištu postoje i najveće fluktuacije u cijeni plina. Plin se tako skladišti kada je njegova cijena na tržištu niska, a prodaje se u trenucima povećane potražnje, odnosno u periodu porasta cijene (True, 1994).

Za sezonsko uravnoteženje dobave i potrošnje plina služe tzv. sezonska skladišta. Sezonska skladišta plina karakterizira mogućnost uskladištenja velikih količina plina i relativno pravilna izmjena ciklusa utiskivanja i povlačenja plina unutar jedne kalendarske/klimatološke godine. Plin se obično skladišti od travnja do listopada, a iz skladišta se povlači od studenog do ožujka (sezona grijanja). Drugi tip skladišta su tzv. „vršna skladišta plina“. Takva skladišta imaju manji skladišni volumen od sezonskih skladišta, a osnovna namjena im je kratkoročni rad u periodu vršne potrošnje plina. S obzirom na radni volumen imaju veliki kapacitet povlačenja i utiskivanja plina koji im omogućava brzo pražnjenje i punjenje plinom. Vršna skladišta moguće je isprazniti unutar nekoliko dana ili tjedana, a otprilike im isto toliko vremena treba za ponovno popunjavanje radnog volumena.

2.6. Skladištenje plina u Hrvatskoj

Porast broja podzemnih skladišta plina u svijetu prati trend porasta potrošnje plina. Sukladno podacima iz 2015. godine, ukupna dnevna potrošnja plina u svijetu bila je na razini 9 milijardi m³, što predstavlja povećanje od oko 25% u odnosu na 2005. godinu. (<http://www.cedigas.org>), od čega:

- 40% otpada na proizvodnju električne energije,
- 28% otpada na proizvodnju umjetnih gnojiva,
- 32% otpada na industrijsku potrošnju i grijanje kućanstava.

Početakom 2014. godine broj podzemnih skladišta plina u svijetu iznosio je 642 s ukupnim radnim volumenom od 333 milijarde m³, što predstavlja 10% svjetske godišnje potrošnje plina u 2015. godini (www.cedigaz.org 01.06.2016.). U svakom slučaju trend porasta potrošnje plina sugerira potrebu za izgradnjom novih skladišnih kapaciteta, kako u svijetu, tako i u Hrvatskoj.

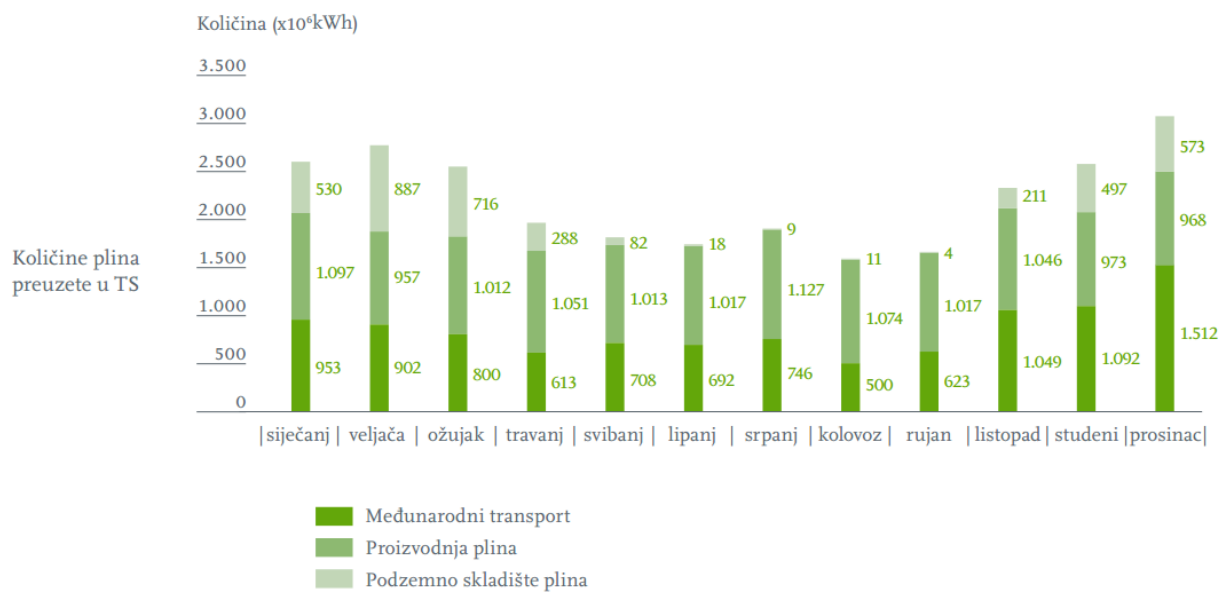
U Hrvatskoj trenutno postoji samo jedno podzemno skladište plina (PSP Okoli), koje se nalazi na području Sisačko-moslavačke županije, u mjestu Okoli, oko 55 km jugoistočno od Zagreba (prikazano na slici 2.6).



Slika 2.6: Podzemno skladište plina Okoli, Hrvatska (<https://psp.hr>)

Pušteno je u rad 1987. godine, od kada je u dva navrata dograđivano (1995. i 2004.). Skladište je izgrađeno u iscrpljenim plinskim ležištima (tri ležišta koja se nalaze jedno ispod drugoga i funkcioniraju kao jedinstvena hidrodinamička cjelina), radnog volumena 550 milijuna m³ plina i maksimalnog dnevnog izlaznog kapaciteta 6,7 milijuna m³ plina. Iako je radni volumen 550 milijuna m³ plina, zbog nepovoljnih karakteristika ležišne stijene u kojoj se plin skladišti, u prosjeku radi sa 350 milijuna m³ plina i nema sposobnost pokrivanja vršne potrošnje tijekom iznimno hladnih zimskih razdoblja.

Na slici 2.7. prikazana je distribucija isporuke plina u transportni sustav Republike Hrvatske u skladišnoj godini 2015.



Slika 2.7: Distribucija isporuke plina u transportni sustav Republike Hrvatske u skladišnoj godini 2015. (<https://plinacro.hr>)

3. PROTJECANJE FLUIDA U PLINSKOJ BUŠOTINI - TEORETSKE OSNOVE

3.1. Energetska jednadžba

Jednadžbe za protjecanje nafte i plina u cjevovodima izvedene su iz opće energetske jednadžbe koja se za stacionarno strujanje može izraziti kao (Čikeš, 2015):

$$\frac{v_2^2 - v_1^2}{2} + g(H_2 - H_1) + (u_2 - u_1) + \left(\frac{p_2}{\rho_2} - \frac{p_1}{\rho_1}\right) - q + w_s = 0 \quad (3.1)$$

koja u diferencijalnom obliku glasi:

$$vdv + gdH + du + d\left(\frac{p}{\rho}\right) - dq_h + dw = 0 \quad (3.2)$$

gdje je:

v - brzina fluida, m/s

H - nadmorska visina presjeka cjevovoda, m

u - specifična unutrašnja energija fluida, J

p - apsolutni tlak, Pa

ρ - gustoća, kg/m³

q_h - toplina dodana sistemu po jedinici mase, J

w - rad na osovini i promjena osovinskog rada, J

Iz definicije entalpije (sadržaja toplinske energije), $H = U + pV$, slijedi:

$$du = dh - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (3.3)$$

gdje je h specifična entalpija izražena u J/kg.

Ukoliko se diferencijal specifične entalpije izrazi preko termodinamičkog svojstva tvari nazvanog *entropijom*, uz pomoću izraza:

$$dh = Tds + d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (3.4)$$

gdje je s specifična entropija izražena u J/(kgK), a T apsolutna temperatura (K). Tada se jednadžba (3.4) može preurediti u:

$$du = Tds + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (3.5)$$

Entropija je definirana izrazom $dS = dQ / T$ i odnosi se na povratne (reverzibilne) procese. Za realne, nepovratne i ireverzibilne procese vrijedi Clausiusov izraz (Beggs, 2003):

$$dS \geq -\frac{dq}{T} \Rightarrow ds \geq -\frac{dq}{T}$$

koji se može pisati kao:

$$Tds = dq + dL_w \quad (3.6)$$

gdje je L_w označen gubitak energije uslijed ireverzibilnih procesa, kao što je gubitak zbog trenja. Jednadžbu (3.5) se može se preoblikovati :

$$du = dq + dL_w + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (3.7)$$

Uvrsti li se jednadžba (3.7) u jednadžbu (3.2), slijedi opća energetska jednadžba za jednodimenzionalno stacionarno strujanje:

$$\left(\frac{dp}{\rho}\right) + vdv + gdH + dL_w + dw_s = 0 \quad (3.8)$$

Zanemari li se osovinski rad, tj. pretpostavi li se da sustav ne obavlja rad na okolinu niti okolina na sustav, jednadžba (3.8) postaje:

$$\left(\frac{dp}{\rho}\right) + vdv + gdH + dL_w = 0 \quad (3.9)$$

Ukoliko se opća energetska jednačba (3.9) primijeni na protjecanje jednofaznog fluida kroz cijev dužine L s konstantnim pozitivnim nagibom prema horizontali pod kutom θ , dio jednačbe koji se odnosi na promjenu potencijalne energije može se napisati kako slijedi:

$$\left(\frac{dp}{\rho}\right) + vdv + gdL\sin\theta + dL_w = 0 \quad (3.10)$$

množenjem s ρ/dL dobiva se:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) + \frac{\rho vdv}{dL} + \rho g\sin\theta + \frac{\rho dL_w}{dL} = 0 \quad (3.11)$$

Odnosno ako se pad tlaka u smjeru protoka smatra pozitivnim, slijedi:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) + \frac{\rho vdv}{dL} + \rho g\sin\theta + (dp|dL)_f = 0 \quad (3.12)$$

gdje komponenta $(dp|dL)_f = \frac{\rho dL_w}{dL}$ predstavlja gubitak tlaka uslijed trenja, koji se još može izraziti i Darcy-Weisbachovom jednačbom, odnosno:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2d} \quad (3.13)$$

gdje je:

f – faktor trenja

v - brzina fluida, m/s

d - unutrašnji promjer cijevi, m

Prema Hagen-Poiseuilleovom zakonu, gradijent tlaka zbog trenja pri laminarnom protjecanju se može izraziti kao:

$$\left(\frac{32\mu v}{d^2}\right) = \left(\frac{dp}{dL}\right)_f \quad (3.14)$$

gdje je:

μ - kinematički koeficijent viskoznosti, m^2/s .

Analitičko rješenje faktora trenja za laminarno strujanje se može izraziti :

$$\left(\frac{32\mu v}{d^2}\right) = \frac{f\rho v^2}{2d} \quad (3.15)$$

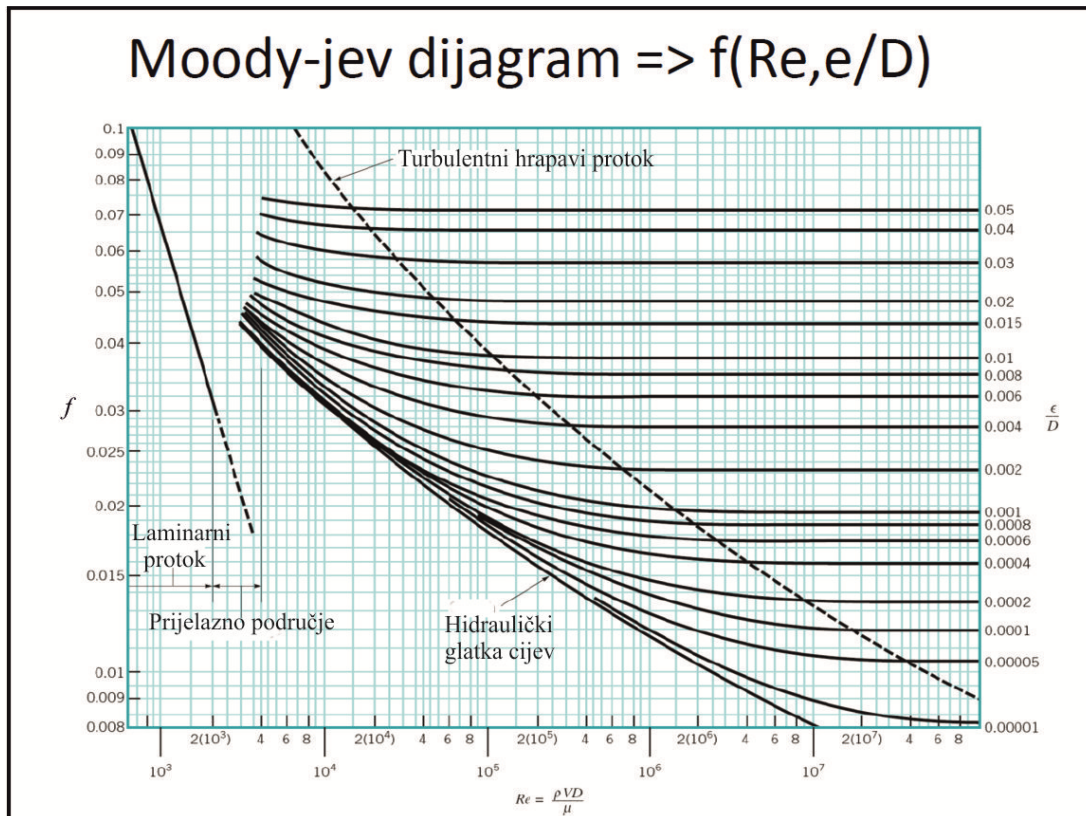
$$f = \frac{64\mu}{\rho v d} \Rightarrow f = \frac{64}{Re} \quad (3.16)$$

Re predstavlja Reynoldsov broj koji ukazuje da li je strujanje laminarno ili turbulentno. Za inženjerske proračune, kao granična vrijednost Reynoldsovog broja između laminarnog i turbulentnog protjecanje fluida u okrugloj cijevi može se uzeti $Re=2300$ (Bertin, 1984). Intenzitet trenja između stijenke cijevi i fluida ovisi o koeficijentu hrapavosti stijenke cijevi. Učinak hrapavosti ne ovisi prvenstveno o njoj apsolutnoj vrijednosti, već o njenom relativnom odnosu prema unutarnjem promjeru cijevi, ε/d kao i o Reynoldsovom broju. Razgraničenje između hidraulički glatkih, djelomično hrapavih i potpuno hrapavih cijevi temelji se na vrijednosti Reynoldsova broja (Re) i relativne hrapavosti. Za koeficijent trenja u prijelaznom području može se koristiti Colebrookov izraz (Zelić, 1987) :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2\log\left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18,7}{Re\sqrt{f}}\right) \quad (3.17)$$

Moody (1944) je jednadžbu (3.17) prikazao dijagramom u log-log mjerilu, unutar kojeg je faktor trenja (f), prikazan u funkciji Reynoldsova broja (Re), za raspon relativne hrapavosti,

ε/d , i to za hidraulički glatke te potpuno hrapave cijevi. Moodyjev dijagram prikazan je slikom 3.1. Tipične vrijednosti hrapavosti cijevi dane su u tablici 3.1.



Slika 3.1: Moodyjev dijagram (Moody, 1944)

Tablica 3.1: Tipične vrijednosti hrapavosti cijevi za pojedine materijale (McGovern, 2011)

Vrsta materijala cijevi	Apsolutna hrapavost, ε , mm
Lijeivano željezo	0,26
Galvanizirano željezo	0,15
Asfaltirano lijevano željezo	0,12
Trgovački čelik	0,045
Kovano željezo	0,045
Vučene čelične cijevi	0,0015
Uzlazna cijev	0,012-0,017
Uzlazna cijev, stara 1. godinu	0,038
Uzlazna cijev, stara 2. godine	0,044

3.2. Jednofazni protok

Prethodno deriviranu jednadžbu gradijenta tlaka može se dalje razviti u jednadžbu gradijenta tlaka protjecanja fluida u okrugloj cijevi.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{\rho v dv}{dL} + \rho g \sin\theta + \frac{f \rho v^2}{2d} \quad (3.18)$$

gdje je faktor trenja (f), funkcija Reynoldsova broja i relativne hrapavosti cijevi (Moodyjev dijagram, slika 3.1). Ukupni gradijent tlaka u cjevovodu (dp/dL), se sastoji od tri različite komponente:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \left(\frac{dp}{dL}\right)_A + \left(\frac{dp}{dL}\right)_H + \left(\frac{dp}{dL}\right)_F \quad (3.19)$$

gdje su:

- $(dp/dL)_A = \rho v dv/dL$ - komponenta gradijenta tlaka zbog kinetičke energije ili zbog ubrzanja,
- $(dp/dL)_H = \rho g \sin\theta$ - komponenta gradijenta tlaka zbog promjene potencijalne energije ili zbog promjene visine,
- $(dp/dL)_F = f \rho v^2 / 2d$ - komponenta gradijenta tlaka zbog trenja.

3.3. Protjecanje plina u horizontalnoj cijevi.

Pri protjecanju plina u horizontalnoj cijevi, ukoliko se zanemari komponenta ubrzanja, opća jednadžba gradijenta tlaka (3.19) reducira se samo na komponentu gradijenta tlaka zbog trenja, odnosno:

$$dp = \frac{f \rho v^2}{2d} dL \quad (3.20)$$

Temeljem jednadžbe stanja realnog plina, gustoća plina može se izraziti kao:

$$\rho = \frac{M_g p}{ZRT} \quad (3.21)$$

gdje je:

ρ - gustoća plina, kg/m³

Z - faktor odstupanja realnog plinova od idealnog (bezdimezionalno)

R - opća plinska konstanta, J/Kmol

M_g - molarna masa, kg/mol

R - opća plinska konstanta, J/Kmol

T - temperatura, K

Brzina protjecanja temeljem jednadžbe kontinuiteta glasi:

$$\dot{m} = \rho v A = \rho v \frac{d^2 \pi}{4} \rightarrow v = \frac{4 \dot{m}}{\rho d^2 \pi} \quad (3.22)$$

gdje je:

\dot{m} - maseni protok, kg/s,

A - površina poprečnog presjeka cijevi, m²,

d - unutrašnji promjer cijevi, m

Nakon uvrštavanja jednadžbi (3.21) i (3.22) u jednadžbu (3.20) i nakon integracije po promjeni tlaka i duljini cjevovoda; slijedi konačni oblik jednadžbe za pad tlaka prilikom protjecanja plina u horizontalnom plinovodu:

$$p_1^2 - p_2^2 = f \frac{M_g 16 p_{sc}^2 q^2 \overline{ZT}}{R d^5 \pi^2 T_{sc}^2} L \quad (3.23)$$

Budući da je molarna masa plina određena relativnom gustoćom plina i molarnom masom zraka, tj.:

$$M_g = \gamma_g M_a \quad (3.24)$$

jednadžbu 3.23 može se pisati kao:

$$p_1^2 - p_2^2 = f \frac{\gamma_g M_a 16 p_{sc}^2 q^2 \overline{ZT}}{R d^5 \pi^2 T_{sc}^2} L \quad (3.25)$$

gdje su:

- standardni tlak: $p_{sc} = 1,01325 \times 10^5$ Pa
- standardna temperatura: $T_{sc} = 288,15$ K
- molarna masa zraka: $M_a = 28,966 \times 10^{-3}$ kg/mol
- opća plinska konstanta: $R = 8,3145$ J/ (K×mol)

3.4. Protjecanje plina u vertikalnoj cijevi.

Pri protjecanju plina u vertikalnoj cijevi ($\theta = 90^\circ \Rightarrow \sin\theta = 1 \Rightarrow dH = dL$), komponentu akceleracije se može zanemariti, kao i u slučaju protjecanja kroz horizontalnu cijev. U tom slučaju opća jednadžba gradijenta tlaka, dana jednadžbom (3.19) reducira se na oblik:

$$dp = \rho g dH + \frac{f \rho v^2}{2d} dH \quad (3.26)$$

Kombiniranjem jednadžbi (3.19, 3.21, 3.30 i 3.32,) uz supstituciju $dL = dH$, može se pisati

$$dp = \frac{\gamma_g M_a p}{ZRT} g dH + f \frac{8 \dot{m}^2}{d^5 \pi^2} \frac{ZRT}{\gamma_g M_a p} dH \quad (3.27)$$

Grupiranjem konstanti (među kojima su i srednje vrijednosti temperature i Z faktora) i uvrštavanjem izraza za maseni protok iz jednadžbe (3.22), jednadžba nakon integracije poprima konačan oblik:

$$p_1^2 - p_2^2 e^s = f \frac{16 q^2 p_{sc}^2}{d^5 \pi^2 T_{sc}^2} \frac{\gamma_g M_a \overline{ZT} (e^s - 1)}{R s} H \quad (3.28)$$

gdje je:

P_1 - tlak na početku cjevovoda, Pa

P_2 - tlak na kraju cjevovoda, Pa

γ_g - relativna gustoća plina, -

M_a - molekularna masa zraka, kg/mol

H - duljina cjevovoda, m

3.5. Protjecanje plina u kosoj bušotini

Za protok plina u kosoj cijevi konstantnog nagiba, primjenjiva je jednačba za protok u vertikalnoj cijevi pri čemu je kut nagiba cijevi $0 < \theta < 90^\circ \Rightarrow dH = dL \sin \theta$. Jednačba (3.27) se može prilagoditi za početne uvjete kako slijedi:

$$dp = \frac{\gamma_g M_g p}{ZRT} g dH + f \frac{8 \dot{m}^2}{d^5 \pi^2} \frac{ZRT}{\gamma_g M_g p} dL \quad (3.29)$$

Konačni oblik jednačbe nakon uvrštavanja izraza za maseni protok plina glasi:

$$p_1^2 - p_2^2 e^s = \frac{16 f q^2 \gamma_g M_a \bar{Z} T L p_{sc}^2 (e^s - 1)}{d^5 \pi^2 R T_{sc}^2 s} \quad (3.30)$$

pri čemu je:

$$s = \frac{2 \gamma_g M_a g \sin \theta L}{R \bar{Z} T} \quad (3.31)$$

gdje je :

M_a - molarna masa zraka ($28,966 \cdot 10^{-3}$ kg/mol)

3.6 Dvofazno protjecanje

Analiza jednačbe gradijenta tlaka je bitno složenija u slučaju dvofaznog protjecanja fluida u cjevovodu u odnosu na strujanje jednofaznog medija. Gradijent tlaka pri dvofaznom protjecanju je dan u (Zelić, 1977):

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \left(\frac{dp}{dL}\right)_A + \left(\frac{dp}{dL}\right)_H + \left(\frac{dp}{dL}\right)_F = \left(\frac{\rho_m v_m dv}{dL}\right)_A + (\rho_m g \sin\theta)_H + \left(\frac{f_m \rho_m v_m^2}{2d}\right)_F \quad (3.32)$$

gdje je:

(dp/dL) - ukupni gradijent tlaka,

$(dp/dL)_A$ - komponenta gradijenta tlaka zbog promjene kinetičke energije ili zbog akceleracije (ubrzanja),

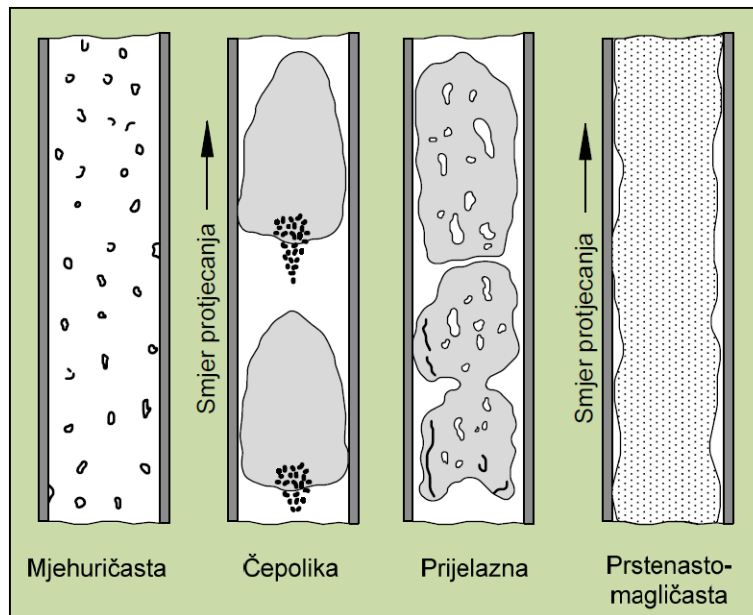
$(dp/dL)_H$ - komponenta gradijenta tlaka zbog promjene potencijalne energije ili zbog promjene visine,

$(dp/dL)_F$ - komponenta gradijenta tlaka zbog trenja.

Osnovna obilježja pojedine korelacije sastoje se u načinu na koji ona određuje komponente gustoće smjese (ρ_m), brzine smjese (v_m) i dvofaznog faktora trenja (f_m), definirane u ovom slučaju za smjesu fluida (dvofazno protjecanje).

Kod komponente gradijenta tlaka uslijed promjene potencijalne energije $(\rho g \sin\theta)_H$ važno je odrediti koeficijent zaostajanja kapljevine (H_L) koji služi za određivanje gustoće smjese unutar te komponente gradijenta tlaka. Oblik protjecanja odražava distribuciju svake faze u cijevi u odnosu na drugu fazu. Mnogi istraživači su pokušali predvidjeti strukturu protjecanja u različitim uvjetima protjecanja. Neke od zastupljenih struktura protjecanja u bušotini prikazane slikom 3.2. su:

- mjehuričasta struktura protjecanja (*eng. bubble*),
- čepolika struktura protjecanja (*eng. slug*),
- prijelazna struktura protjecanja (*eng. transition*),
- prstenasto-magličasta struktura protjecanja (*eng. annular-mist*).



Slika 3.2: Strukture dvofaznog protjecanja (Čikeš, 2015)

Trenutačno ne postoji metoda za analitičko određivanje koeficijenta zaostajanja kapljevine i faktora trenja, pa se u praksi koriste empirijske korelacije koje se temelje na eksperimentalnim rezultatima. U nastavku rada prikazane su dvije korelacije korištene unutar ovog rada za proračun pada tlaka u bušotini.

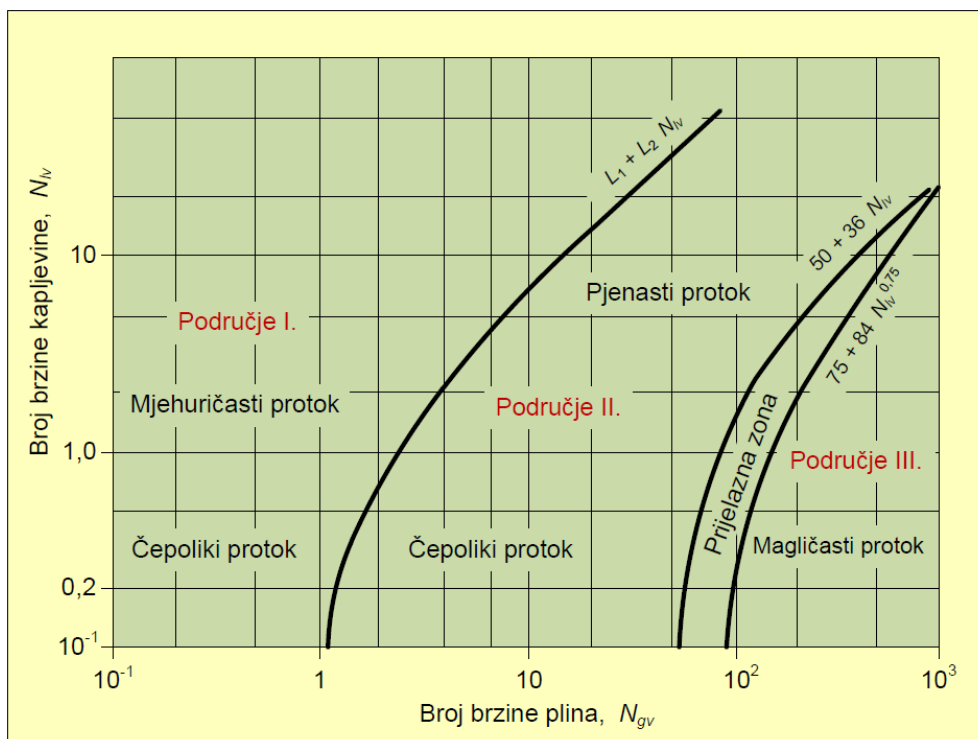
3.6.1. Metoda Duns i Rosa za utvrđivanje pada tlaka višefaznog protjecanja u bušotini

Duns and Ros (1963) su prikazali rezultate eksperimentalnog istraživanja vertikalnog dvofaznog protoka. Istraživanje je sadržavalo oko 4000 pokusnih testova mjerenja dvofaznog protoka u laboratorijskim uvjetima pri niskim tlakovima uz korištenje zraka, nafte i vode kao radnih medija. Korelacija daje najtočnije rezultate za ukupan sadržaj vode u smjesi do 10% od ukupnog volumena. Za vertikalni protok te homogenu smjesu fluida jednadžba (3.19) za gradijent tlaka može se izraziti kao:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \rho_s g + \left(\frac{dp}{dL}\right)_A \quad (3.33)$$

Definirana su tri područja protjecanja, te je konstruirana karta s pomoću koje se može odrediti strukturu protjecanja temeljem površinskih brzina (*eng. superficial velocities*) kapljevite i plinovite faze. Karta struktura protjecanja prikazana je slikom (3.3) prema (Čikeš, 2015):

- Područje I.: tekuća faza je kontinuirana, a plinovita se giba kao diskontinuirani mjehurići. Ovo područje se obično referira kao mjehuričasta struktura protjecanja (*eng. Bubble flow*).
- Područje II.: obje faze, i plinska i kapljevita su diskontinuirane. Ovo se područje uobičajeno označava kao čepolika struktura (*eng. Slug flow*).
- Područje III.: plinovita faza je kontinuirana, a kapljevita se giba kao kapljice raspršene u plinu ili kao prsten uz stijenke cijevi. Ovo područje može se označiti kao magličasta struktura (*eng. Mist flow*).



Slika 3.3. Karta struktura protjecanja prema Dunsu i Rosu (Čikeš, 2015)

Određivanje granica pojedinih područja kao funkcija bezdimenzionalnih brojeva N_{Lv} , N_{gv} , N_d , N_L i parametara L_1 i L_2 koji su funkcija od N_d dani su grafički u (Ros et.al., 1963). Bezdimenzijski brojevi definirani su sljedećim jednadžbama.

$$N_{lv} = v_{sl} \left(\frac{\rho_l}{g\sigma} \right)^{0,25} \quad (3.34)$$

$$N_{gv} = v_{sg} \left(\frac{\rho_l}{g\sigma} \right)^{0,25} \quad (3.35)$$

$$N_d = d \left(\frac{g\rho_l}{\sigma} \right)^{0,25} \quad (3.36)$$

$$N_L = \mu_l \left(\frac{g}{\rho_l \sigma^3} \right)^{0,25} \quad (3.37)$$

gdje su:

N_{lv} - broj brzine kapljevine,

N_{gv} - broj brzine plina,

N_d - broj promjera cijevi,

N_L - broj viskoznosti kapljevine,

σ - međupovršinska napetost između plina i kapljevine,

ρ_l - gustoća kapljevine.

Granice su određene kako slijedi:

- Područje I. : $0 \leq N_{gv} \leq (L_1 + L_2 N_{lv})$
- Područje II. : $(L_1 + L_2 N_{lv}) \leq N_{gv} \leq (50 + 36 N_{lv})$
- Područje III. : $N_{gv} \geq (75 + 84 N_{lv}^{0,75})$

Za svako karakteristično područje protjecanja izrađene su posebne korelacije za utvrđivanje koeficijenta zaostajanja kapljevine te za faktor trenja. Faktor brzine klizanja (N_s) definiran je izrazom:

$$N_s = v_s \left(\frac{\rho_l}{g\sigma} \right)^{0,25} \quad (3.38)$$

gdje je:

N_s - faktor brzine klizanja (-),

v_s - brzina klizanja (m/s).

Nakon što se odredi brzina klizanja (v_s) koeficijent zaostajanja kapljevine (h_l) može se odrediti jednadžbom (3.39):

$$v_s = v_g - v_l = \frac{v_{sg}}{h_g} - \frac{v_{sl}}{h_l} \quad (3.39)$$

gdje je:

v_g - brzina plina, m/s

v_l - brzina kapljevine, m/s

v_{sg} - brzina klizanja plina, m/s

v_{sl} - brzina klizanja kapljevine, m/s

h_g - koeficijent zaostajanja plina, -

h_l - koeficijent zaostajanja kapljevine, -

Koeficijent zaostajanja kapljevine dan je izrazom:

$$h_l = \frac{v_s - v_m + [(v_m - v_s)^2 + 4v_s v_{sl}]^{0,5}}{2v_s} \quad (3.40)$$

gdje je :

v_m - brzina smjese, m/s

Ovisno o određenom području protjecanja višefaznog fluida gradijent pada tlaka uslijed trenja računa se kako slijedi:

za mjehuričastu i čepoliku strukturu protjecanja:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_R \rho_L v_{sl} v_m}{2d} \quad (3.41)$$

za magličastu strukturu protjecanja:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_R \rho_g v_{sg}^2}{2d} \quad (3.42)$$

Gradijent tlaka uslijed ubrzanja može se zanemariti kod čepolike i mjehuričaste strukture protjecanja, kod magličaste strukture protjecanja izražava se:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_A = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{p_{sd}} \left(\frac{dp}{dZ}\right) \quad (3.43)$$

gdje su:

- f_R - Rosov koeficijent trenja pri dvofaznom protjecanju, -
- v_m - brzina smjese, m/s
- ρ_n - gustoća smjese plina i kapljevine, kg/m³
- p_{sd} - srednji dinamički tlak u promatranoj dionici uzlaznih cijevi, Pa

3.6.2. Metoda Graya za utvrđivanje pada tlaka višefaznog protjecanja u bušotini

Grayeva korelacija dvofaznog protjecanja fluida daje pouzdane rezultate u sljedećim uvjetima:

1. brzina protjecanja smjese fluida, $v_m < 15$ m/s
2. unutarnji promjer cijevi, $d < 76$ mm
3. omjer kapljevine i plina manji od $0,3 \text{ m}^3/1000 \text{ m}^3$
4. omjer vode i plina manji od $0,3 \text{ m}^3/1000 \text{ m}^3$

Zaostajanje kapljevine je korelirano s dva bezdimenzionalna broja i omjerom površinskih brzina kapljevine i plina, koji su definirani kako slijedi:

$$N_v = \frac{\rho_m^2 v_m^4}{g\sigma(\rho_l - \rho_g)} \quad (3.44)$$

$$N_D = \frac{g(\rho_l - \rho_g)d^2}{\sigma} \quad (3.45)$$

$$R = \frac{v_{so} + v_{sw}}{v_{sg}} \quad (3.46)$$

Temeljem gornjih bezdimenzijskih varijabli, obujamski udio plina u protoku, ξ , izražen je kao:

$$\xi = \frac{1 - \exp\left\{-2,314 \left[N_v \left(1 + \frac{205}{N_D}\right)\right]^B\right\}}{R + 1} \quad (3.47)$$

gdje je eksponent B dan izrazom :

$$B = 0,0814 \left[1 - 0,0554 \ln\left(1 + \frac{730R}{R + 1}\right)\right] \quad (3.48)$$

Ukupni gradijent pada tlaka u cjevovodu dan je jednadžbom:

$$\frac{dp}{dL} = g[\xi\rho_g + (1 - \xi)\rho_l] + \frac{f_m G^2}{2d\rho_m} + \frac{G^2}{2dL} d\left(\frac{1}{\rho_m}\right) \quad (3.49)$$

gdje je:

G - brzina smjese fluida, m/s.

3.7. Protjecanje fluida kroz sapnicu

Sapnice na ušću bušotina koriste se za kontrolu proizvodnje fluida iz bušotina s ciljem regulacije i zaštite procesne proizvodne opreme od pijeska i vode koja uzrokuje koroziju opreme. U naftnoj industriji koriste se fiksne i podesive sapnice. Jednadžba protoka fluida kroz sapnicu razvijena je iz opće energetske jednadžbe, odnosno iz opće jednadžbe gradijenta tlaka u kojoj je hidrostatička komponenta jednaka nuli, dok se komponenta trenja zanemaruje te uvrštava u jednadžbu preko empirijskog koeficijenta koji ovisi o obliku sapnice. Jednadžba (3.18) se svodi na:

$$dp = \rho v dv \quad (3.50)$$

Integriranjem gornje jednadžbe u granicama $p_1 - p_2$ te $v_1 - v_2$ za protok kapljevine ($\rho = \text{konst.}$) dobiva se izraz:

$$p_1 - p_2 = \rho \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad (3.51)$$

u kojem su:

p_1 – tlak ispred sapnice (na ulazu u sapnicu), Pa

p_2 – tlak iza sapnice (na izlazu iz sapnice), Pa

v_1 – brzina protjecanja kapljevine ispred sapnice, m/s

v_2 – brzina protjecanja kapljevine na izlazu iz sapnice, m/s

ρ – gustoća kapljevine, kg/m³.

Uvođenjem bezdimenzijskog koeficijenta istjecanja (*eng. discharge coefficient*) C_d , kojeg se određuje empirijski, može se pisati izraz za volumni protok kapljevine kroz sapnicu:

$$Q = \pi C_d d^2 \sqrt{\frac{p_1 - p_2}{8\rho}} \quad (3.52)$$

gdje je:

C_d - koeficijent istjecanja (-).

Teoretske polazne osnove pri definiranju protjecanja plina kroz sapnicu su da se promjena stanja plina zbiva bez izmjene topline, odnosno adijabatski. Jednadžba protjecanja plina kroz površinu sapnice ($A = \pi d^2/4$) glasi (Kelkar, 2013) :

Odnosno za volumni protok plina kroz površinu sapnice ($A_2 = \pi d^2/4$):

$$q = \frac{\pi d^2 p_1 T_{sc}}{4 p_{sc}} C_d \sqrt{\frac{2\kappa}{\kappa - 1} \frac{R}{\gamma_g M_a Z_1 T_1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{\kappa}} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right]} \quad (3.53)$$

gdje je:

C_d = koeficijent istjecanja,

Z = faktor odstupanja realnog plina,

T_l = temperatura plina prije sapnice, K

M_a = molarna masa zraka ($28,966 \cdot 10^{-3}$ kg/mol),

R = opća plinska konstanta = $83145 \text{ (J} \times \text{K}^{-1} \text{ mol}^{-1}\text{)}$,

γ_g = relativna gustoća plina, -

T_{sc} = standardna temperatura, K

P_{sc} = standardni tlak, Pa

D = promjer otvora sapnice, m

κ = eksponent adijabate, definiran omjerom specifičnih toplina:

Eksponent adijabate može se izraziti :

$$\kappa = \frac{c_p}{c_v} \quad (3.54)$$

gdje je :

C_p = specifična toplina u izobarnom procesu ($p = \text{konst}$), J/kg.K

C_v = specifična toplina u izohornom procesu ($V = \text{konst}$), J/kg.K

Protjecanje plina kroz sapnice može se podijeliti na kritični protok i podkritični protok ovisno o uspostavljenom protočnom režimu. Jednadžba (3.53) opisuje protjecanje plina u podkritičnom području.

Kritično protjecanje kroz sapnice se odvija kada je brzina protjecanja plina kroz sapnicu jednaka brzini zvuka unutar fluida koji protječe pod stacionarnim uvjetima protjecanja. Drugim riječima, na tlak plinovoda ispred sapnice ne utječe vrijednost tlaka iza sapnice sve dok je odnos tih tlakova takav da omogućuje postojanje kritičnog protjecanja. Kritičan omjer tlakova funkcija je omjera specifičnih toplina plina (Pery, 2008):

$$\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_c = \left(\frac{2}{\kappa + 1}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa - 1}} \quad (3.55)$$

gdje su:

p_2 = tlak neposredno iza sapnice, Pa

p_1 = tlak neposredno ispred sapnice, Pa

κ = omjer specifičnih toplina.

Za smjesu plinovitih ugljikovodika, kritični odnos tlakova je u granicama između 0,545 (za $\kappa = 1,3$) i 0,565 (za $\kappa = 1,2$). Važno je naglasiti da je u ovom slučaju maseni protok plina neovisan o tlaku iza sapnice, te ovisi samo o gustoći i tlaku plina ispred sapnice (Shapiro, 1953; Zucrow and Hofmann, 1976). Izraz za maksimalni protok plina kroz sapnicu, odnosno kritični protok (Pery, 2008):

$$q_{max} = \frac{\pi d^2}{4} C_d \frac{p_1 T_{sc}}{p_{sc}} \sqrt{\frac{\kappa R}{\gamma_g M_a Z_1 T_1} \left[\left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa + 1}{\kappa - 1}} \right]} \quad (3.56)$$

Temperatura plina na izlazu iz sapnice prvenstveno ovisi o omjeru tlakova neposredno ispred i iza sapnice te u tom slučaju može znatno varirati. Uslijed nagle ekspanzije plina te Joule - Thomson-ovog efekta (Maytal and Pfothenauer, 2013) dolazi do pothlađivanja plina na izlazu iz redukcije, odnosno neposredno iza sapnice. Uz pretpostavku da je proces u kojem se odvija protjecanje idealnog plina kroz sapnicu izentropski, temperatura plina na izlazu iz sapnice može se predvidjeti sljedećim izrazom:

$$T_{dn} = T_1 \frac{z_1}{z_2} \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} \quad (3.57)$$

gdje je :

T_{dn} - temperatura plina na izlazu iz sapnice, K

T_1 - temperatura plina na ulazu u sapnicu, K

z_1 - faktor odstupanja realnog plina od idealnog plina ispred sapnice, -

z_2 - faktor odstupanja realnog plina od idealnog plina iza sapnice, -

p_2 - tlak ispred sapnice, Pa

p_l - tlak iza sapnice, Pa

Za dvofazno protjecanje smjese plina i kapljevine kroz sapnice razvijeni su različiti modeli protjecanja koje možemo podijeliti na empirijske i teoretske (Denblecker, 2014).

Modeli kao što su Gilbert (1954), Ros (1961), Achong (1961), Pilehvari (1980), Ashford and Pierce (1975), Osman and Dokla (1990), Omana et al. (1969) su empirijski modeli kod kojih su korelacijski koeficijenti dobiveni temeljem velikog broja eksperimentalnih podataka. Navedeni modeli su razvijeni za specifična svojstva fluida te uvjete volumnog protoka i temperature, što im ujedno i predstavlja ograničenje u njihovoj primjeni.

Teoretski modeli izvedeni su iz jednadžbi očuvanja mase, momenta i energije. Unutar literature dostupni su modeli : Al-Safran and Kelkar (2007), Perkins (1993), Sachdeva et al. (1986), Schüller et al. (2006). Njihova primjena je moguća u širem rasponu tlakova i protoka u odnosu na empirijske modele, pa se najčešće koriste u primjeni.

Perkins (1993) je izveo matematičku jednadžbu koja je obuhvaćala primjenu zakona o očuvanju mase i energije za definiranje granice kritičnog i podkritičnog protjecanja fluida.

Model obuhvaća sljedeće pretpostavke:

- a) izentropski protok (adijabatski, bez trenja);
- b) protok je jednodimenzionalan;
- c) u bilo kojem trenutku protjecanja i plinska i tekuća komponenta fluida imaju istu temperaturu i brzinu protjecanja;
- d) faktor odstupanja realnog plina od idealnog je konstantan;
- e) stlačivost tekuće faze se zanemaruje;
- f) pad tlaka uslijed promjene potencijalne energije, odnosno energije položaja se zanemaruje.

Granica između kritičnog i podkritičnog protjecanja (p_r) se računa primjenom sljedeće jednadžbe (Kelkar, 2008):

$$\left[2\lambda \left(1 - p_r^{\frac{n-1}{n}} \right) + 2\alpha_l (1 - p_r) \right] \cdot \left\{ 1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \left(\frac{f_g + \alpha_l}{f_g p_r^{\frac{-1}{n} + \alpha_l}} \right)^2 \right\} \cdot \left\{ \left(\frac{f_g}{n} p_r^{\frac{-n+1}{n}} \right) \right\} +$$

$$\left\{ \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \cdot \frac{f_g}{n} \left(\frac{\left(p_r \frac{-(n+1)}{n} \right) \cdot (f_g + \alpha_l)^2}{\left(f_g p_r \frac{-1}{n} + \alpha_l \right)^2} \right) \right\} = \left[\left\{ 1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \left(\frac{f_g + \alpha_l}{f_g p_r \frac{-1}{n} + \alpha_l} \right)^2 \right\} \cdot \left\{ f_g p_r \frac{-1}{n} + \alpha_l \right\} \right] \cdot \left[\frac{(n-1)\lambda}{n} \left(p_r \frac{(-1)}{n} \right) + \alpha_l \right] \quad (3.58)$$

gdje su koeficijenti λ, n, α_l izraženi kao:

$$\lambda = f_g + \frac{(f_g C_{vg} + f_o C_{vo} + f_w C_{vw})M}{ZR} \quad (3.59)$$

$$n = \frac{K f_g C_{vg} + f_o C_{vo} + f_w C_{vw}}{f_g C_{vg} + f_o C_{vo} + f_w C_{vw}} \quad (3.60)$$

$$\alpha_l = \frac{1}{v_1} \left(\frac{f_o}{\rho_o} + \frac{f_w}{\rho_w} \right) \quad (3.61)$$

Brzina fluida i maseni protok računaju se primjenom sljedećih jednadžbi:

$$U_2 = \sqrt{\frac{2 \left(\lambda p_1 v_1 \left(1 - p_r \frac{n-1}{n} \right) + \left(\frac{f_o}{\rho_o} + \frac{f_w}{\rho_w} \right) p_1 (1 - p_r) \right)}{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \left(\frac{f_g + \alpha_l}{f_g p_r \frac{-1}{n} + \alpha_l} \right)^2}} \quad (3.62)$$

$$\dot{m} = \rho_2 A_2 U_2 = \frac{\left(\frac{A_2}{v_1} \right) U_2}{f_g \left[p_r \frac{-1}{n} + \frac{1}{v_1} \left(\frac{f_o}{\rho_o} + \frac{f_w}{\rho_w} \right) \right]} \quad (3.63)$$

gdje su :

f_g - maseni udio plina u smjesi (bezdimenzijsko),

f_o - maseni udio nafte u smjesi (bezdimenzijsko),

f_w - maseni udio vode u smjesi (bezdimenzijsko),

p_r - Odnos tlakova ispred i iza sapnice,

v_l - specifični volumen fluida, m^3/kg

A_1 - Površina presjeka cijevi prije sapnice, m^2

A_2 - Površina presjeka sapnice, m^2

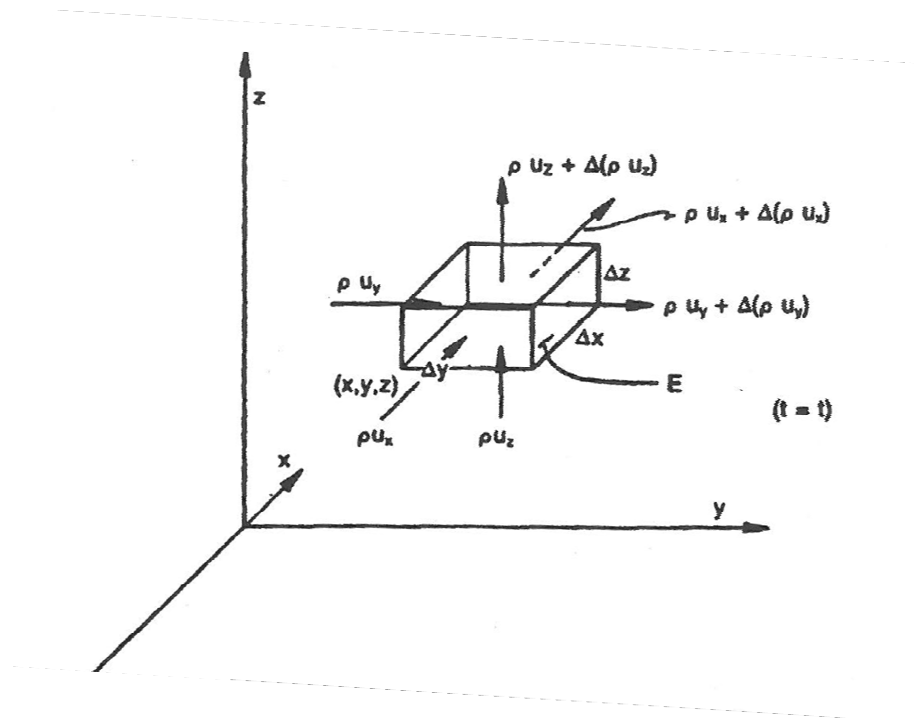
U_2 - brzina smjese kapljevine unutar sapnice, m/s

3.8. Protjecanje plina iz ležišta u kanal bušotine - rješenja jednadžbe difuzije

Prilikom opisivanja protoka plina u poroznoj sredini plinske bušotine, koriste se dolje navedene pretpostavke:

- sustav protjecanja ima kružni poprečni presjek;
- porozna sredina ima homogena i izotropna svojstva;
- protok je horizontalan i jednofazan;
- gradijenti tlaka su mali, a proces je izotermički.

Protok plina u poroznoj sredini prikazan je slikom (3.4), može se uz navedene uvjete opisati upotrebom triju osnovnih jednadžbi (Bauk, 2003):



Slika 3.4: Protok plina u poroznoj sredini (Tek,1997)

1. Jednadžba kontinuiteta:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (3.64)$$

2. Darcyjev zakon:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} (\Delta p + \rho \vec{g}) \quad (3.65)$$

3. Jednadžba stanja realnog plina:

$$\rho_g = \frac{M_g p}{RTz} \quad (3.66)$$

Iz navedenih jednadžbi proizlazi:

$$\frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial (p)^2}{\partial r} \right] \quad (3.67)$$

gdje je:

ϕ - poroznost stijene (dio),

μ - dinamička viskoznost fluida, Pa·s

r - radijus, m

t - vrijeme, s

c - stlačivost, Pa⁻¹

Odnosno, ukoliko se tlak izrazi preko funkcije pseudo tlaka $m(p)$ (Dake, 1998):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (3.68)$$

Funkcija pseudotlaka definirana je kao (Al-Hussainy et al., 1966; Kelkar, 2008):

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (3.69)$$

gdje je p_0 referentni (standardni) tlak.

Rješenja jednadžbe 3.69 ovise o početnim i rubnim uvjetima, odnosno moguća su rješenja za ograničeno i neograničeno ležište.

Određivanje produktivnosti plinskih bušotina zahtijeva poznavanje odnosa između volumena plina koji utječe iz ležišta u bušotinu te dinamičkog tlaka na dnu bušotine na razini perforacija. Takav odnos može se definirati primjenom odgovarajućih rješenja koja proizlaze primjenom Darcy-ove jednadžbe koja ovise o uvjetima protjecanja u ležištu (Beggs, 1988). Ovisno da li je protjecanje fluida ovisno o vremenskoj komponenti odnosno da li je podložno promjeni tijekom određenog vremenskog intervala, može prevladavati ustaljeni, polu-ustaljeni i neustaljeni protok.

Ustaljeno protjecanje je prisutno kada nema promjene tlaka u ležištu s vremenom, a maseni protok duž drenažnog radijusa je konstantan u svim točkama. Diferencijalna jednadžba provođenja za plin se može pisati kao:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right] = 0 \quad (3.70)$$

Integriranjem jednadžbe (3.70) slijedi :

$$r \frac{\partial m(p)}{\partial r} = C \quad (3.71)$$

gdje je C integracijska konstanta.

Za konstantan protok (q), upotrebom Darcyjevog zakona jednadžba 3.71 se svodi na oblik

$$q = \frac{2\pi r k h}{\mu} \frac{dp}{dr} \Big|_{r=r_w} = \frac{\pi r_w k h z}{p} \cdot \frac{\partial m(p)}{\partial r} \Big|_{r=r_w} \quad (3.72)$$

gdje je :

h - efektivna debljina ležišta, m

r_w - radijus bušotine, radijus unutarnje granice ležišta, m

Nadalje proizlazi rješenje jednadžbe za volumni protok plina pri standardnim uvjetima (Kelkar, 2008):

$$q_{sc} = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} \cdot k h (m(p_e) - m(p_{wf}))}{T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.73)$$

Odnosno ako se koristi aproksimacija kvadrata tlaka p^2 :

$$q_{sc} = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} \pi k h T_{sc} (p_e^2 - p_w^2)}{T \bar{\mu} \bar{Z} p_{sc} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.74)$$

gdje su:

q_{sc} = volumni protok pri standardnim uvjetima, m³/s

k = propusnost, m²

h = debljina formacije, m

p_e = tlak na granici radijusa crpljenja bušotine, Pa

p_w = tlak na granici radijusa bušotine, Pa

$\bar{\mu}$ = viskoznost plina pri srednjem tlaku, Pa·s

\bar{z} = faktor odstupanja plina pri uvjetima srednjeg tlaka, -

T_{sc} = standardni tlak, Pa

T_{sc} = standardna temperatura, K

r_e = radijus crpljenja bušotine, radijus vanjske granice ležišta, m

p_{wf} = dinamički tlak u bušotini na razini ležišta, Pa

Polu-ustaljeno protjecanje naziva se još i granično dominirano područje (*eng. boundary-dominated flow*). Vrijedi za uvjete protjecanja $(\partial p / \partial r)_{r=r_e} = 0$; $(\partial p / \partial t) = \text{konstanta}$. Ukoliko se desna strana jednadžbe (3.68) izrazi kao:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{2p\partial p}{\mu z \partial t} = -\frac{2pq}{\mu z c \pi r_e^2 h \phi} \quad (3.75)$$

proširena verzija jednadžbe (3.68) glasi (Kelkar, 2008):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right] = -\frac{\phi \mu c}{k} \cdot \frac{2pq}{\mu z c \pi r_e^2 h \phi} = -\frac{2pq}{\pi r_e^2 h k z} \quad (3.76)$$

Konačni izraz za volumni protok plina koji protječe kroz poroznu sredinu u kanal bušotine pri polu-stacionarnim uvjetima protjecanja glasi (Kelkar, 2008):

$$q_{sc} = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} \cdot kh(m(p_e) - m(p_{wf}))}{T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)} \quad (3.77)$$

Odnosno, ako se koristi aproksimacija kvadrata tlaka p^2 (Kelkar, 2008.):

$$q_{sc} = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} kh(p_r^2 - p_{wf}^2)}{T\bar{\mu}\bar{z} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)} \quad (3.78)$$

Ukoliko postoji dodatni pad tlaka zbog eventualne promjene u propusnosti unutar pribušotinske zone (prisutnost skin faktora) gornja jednačba se može izraziti kao:

$$q_{sc} = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} kh(p_r^2 - p_{wf}^2)}{T\bar{\mu}\bar{z} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (3.79)$$

gdje je skin faktor definiran kao:

$$S = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} kh}{q_{sc}} \Delta m(p)_s \quad (3.80)$$

gdje je :

$m(p)_s$ = promjena tlaka uslijed promjene u propusnosti pribušotinske zone (Pa).

Neustaljeno protjecanje opisano je parcijalnom diferencijalnom jednačbom koja je nelinearna te je za nju moguće dobiti samo približna rješenja. Rješenje navedene jednačbe za slučaj neograničenog ležišta je dano u (Bauk, 2003):

- početni uvjeti : $p(r;t=0)=p_i$;
- unutrašnji rubni uvjeti : za svaki $t > 0$;

$$\frac{q\mu_i z p_{sc} T}{2\pi k_g h T_{sc}} = r \frac{\partial p^2}{\partial r} \Big|_{r \rightarrow 0} \quad (3.80)$$

- vanjski rubni uvjeti;

$$\lim_{r \rightarrow \infty} (p) = p_i \text{ za svaki } t,$$

dano je jednačbom (3.123):

$$\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 = \frac{1,508 q_{sc} \mu_g Z T}{k_g h} \left[\log \frac{8,59 \times 10^{-2} k_g t}{\phi \mu_g c_t r_w^2} - \left(\frac{S + D_t |q_{sc}|}{1,151} \right) \right] \quad (3.81)$$

gdje je:

\bar{p}_r - srednji ležišni tlak, Pa

p_{wf} - dinamički tlak u bušotini na razini ležišta, Pa

Koeficijent turbulentnog protoka (D_t), obično se određuje analizom hidrodinamičkih mjerenja u bušotini (Economides et al., 1994; Kelkar, 2008). Ukoliko se ne raspolaze mjerenim podacima može se primijeniti korelacija (Economides et al., 1994):

$$D_t = \frac{6 \times 10^{-5} \gamma k_s^{-0.1} h}{\mu r_w h_{perf}^2} \quad (3.82)$$

gdje je:

h_{perf} - duljina perforiranog intervala u bušotini, m

k_s - propusnost pribušotinske zone, m²

3.9. Određivanje produktivnosti plinskih bušotina na osnovi mjernih podataka

Na osnovi mjernih podataka, testovima proizvodnosti moguće je odrediti proizvodnost plinskih bušotina. Postoje dva osnovna modela analiziranja podataka iz testova proizvodnosti plinskih bušotina koji se ujedno i najviše upotrebljavaju u praksi. To su empirijski model prema Rawlins and Schellhardt (1936) te analitički model izveden iz opće jednadžbe difuzije za radialno ležište.

Empirijska metoda (Rawlins and Schellhardt, 1936) je bazirana na analizi testova proizvodnosti s više od 500 bušotina. Opažanjem izmjerenih vrijednosti testova proizvodnosti došlo se do zaključka da, ukoliko se razlika kvadrata prosječnog ležišnog tlaka i dinamičkog tlaka na dnu bušotine ucrtava s pripadajućim iznosom volumnog protoka na logaritamski koordinatni sustav, dobiva se ravna linija, a što je dano jednadžbom:

$$q_g = C (\bar{p}_r^2 - 2 p_{wf}^2)^n \quad (3.83)$$

odnosno :

$$q_g = C [p_p(\bar{p}_r) - p_p(p_{wf})]^n \quad (3.84)$$

gdje je :

C - koeficijent protoka, -

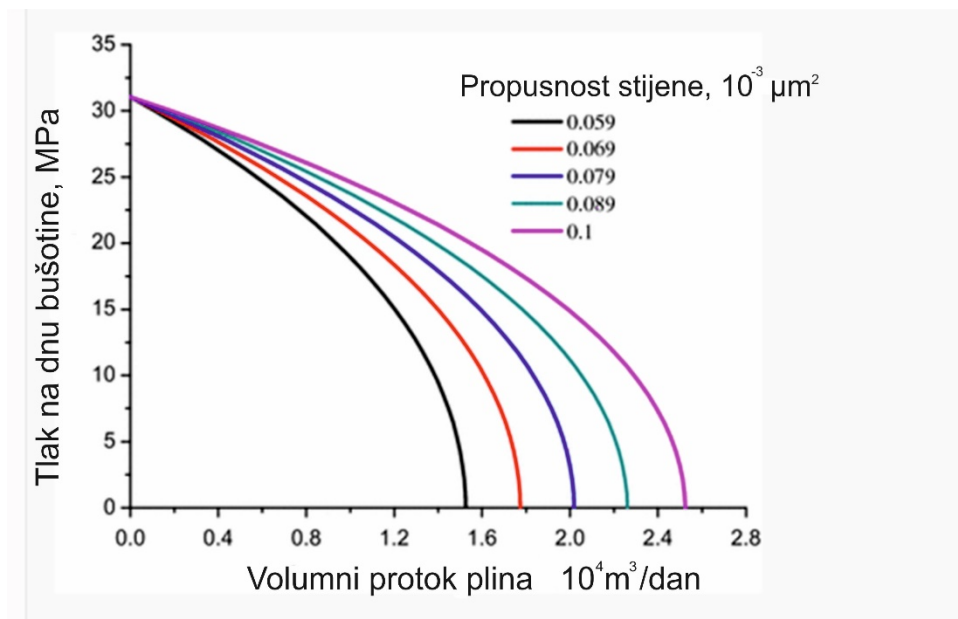
n - koeficijent proizvodnosti, -

p_r - ležišni tlak, Pa

p_p - pseudo tlak, -

Koeficijent proizvodnosti određuje se kao recipročna vrijednost nagiba pravca dobivenog unosom izmjerenih vrijednosti na koordinatni sustav u logaritamskom mjerilu.

Uz pomoć proizvodnih podataka i navedenih jednadžbi određuje se krivulja proizvodnosti plinskih bušotina, slika 3.5.



Slika 3.5: Primjer indikatorske krivulje za protjecanje plina.

Houpeurt (1959) je razvio matematički izraz proizvodnosti bušotine koji dodatno obuhvaća utjecaj oštećenja pribušotinske zone (skin efekt) te faktora turbulencije:

$$q_g = \frac{7.6326 \cdot 10^{-7} kh (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{T \bar{\mu} \bar{z} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + Dq_g \right)} \quad (3.85)$$

Pojednostavljeno rješenje gore navedene kvadratne jednadžbe za protok plina q_g , glasi:

$$\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (3.86)$$

Unutar prikazane jednadžbe koeficijenti laminarnog i turbulentnog protoka protoka (a) i (b) određuju se iz (Lee et al., 1972):

$$b = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{\mu}_g \bar{z} T D}{k_g h} \quad (3.87)$$

za prijelazni protok (*eng. transient flow*):

$$a = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{\mu}_g \bar{z} T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{k_g t}{1.688 \phi \bar{\mu}_g \bar{c}_t r_w^2} \right) + s \right] \quad (3.88)$$

za polustacionarno protjecanje:

$$a = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{\mu}_g \bar{z} T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{10.06 A}{C_A r_w^2} \right) - 3/4 + s \right] \quad (3.89)$$

gdje je :

C_A - faktor oblika površine crpljenja vertikalne bušotine (-).

4. PLAN ISTRAŽIVANJA

Unutar ovog rada, postavljene hipoteze ispitat će se primjenom integriranog matematičkog modela. Model omogućava praćenje i optimizaciju rada skladišta u dva smjera (utiskivanje i povlačenje plina), a sastoji se od više samostalnih matematičkih modela od kojih svaki opisuje dinamiku protjecanja fluida pojedinačne proizvodne cjeline (ležište, bušotine, procesno postrojenje). Pomoću modela, variranjem određenih parametara unutar tehnički prihvatljivih granica, dobit će se istovremeni odziv ležišta, bušotina i nadzemnog dijela postrojenja.

Kao podloga za izgradnju modela koristit će se navedeni podaci:

- proizvodni podaci o radu podzemnog skladišta plina (protok, tlak i temperatura),
- podaci dobiveni interpretacijom hidrodinamičkih mjerenja u bušotini,
- podaci dobiveni elektrokarotažnim mjerenjima (*eng. well logging*) u bušotini,
- podaci prikupljeni mjerenjem pada tlaka kroz sapnice
- podaci o instaliranoj proizvodnoj opremi podzemnog skladišta plina,
- podaci kromatografske analize plina.

Izračun koeficijenta pada tlaka u sapnici provest će se na osnovi izmjerenih podataka razlike tlakova ispred i iza sapnice. Budući da su moguće oscilacije u iznosima parametara protoka i dinamičkog tlaka ispred sapnice, u obzir se uzimaju podaci očitani s mjernih instrumenata nakon stabilizacije mjernih uvjeta. Volumni protok plina mjeri se neposredno nakon sapnice uz pomoć dva mjerača protoka visokog stupnja točnosti, kalibrirana za mjerenje protoka prirodnog plina. Tlačni manometri nalaze se na dovoljnom razmaku od sapnice, kako bi se izbjegao utjecaj turbulencije pri protoku plina na rezultate mjerenja. Mjerni podaci obuhvaćaju cjelokupan raspon dinamičkih tlakova i volumnog protoka koji se javlja ispred sapnice tijekom rada skladišta plina.

Integrirani matematički model je kalibriran sukladno proizvodnim podacima rada skladišta plina, što je preduvjet za izradu inicijalnog simulacijskog scenarija. Svrha inicijalnog modela je da oponaša realni rad skladišta. Rezultati ostalih simulacijskih scenarija se uspoređuju s inicijalnim scenarijem u svrhu ispitivanja hipoteze.

Prvim scenarijem simulacije simulira se proizvodnja plina iz skladišta do prosječne vrijednosti ležišnog tlaka od 8 MPa. Navedenim scenarijem analizira se utjecaj brzine plina unutar proizvodnog niza bušotine na faktor trenja između plina i stijenke cjevovoda.

Unutar drugog simulacijskog scenarija varira se uz unutrašnji promjer bušotinskih sapnica, također i sapnica redukcijske stanice, a predmet razmatranja je vrijednost smanjenja tlaka na sapnicama u odnosu na inicijalni scenarij. Za proračun pada tlaka unutar matematičkog modela koriste se podaci o eksperimentalno utvrđenoj vrijednosti koeficijenta istjecanja na sapnicama.

Treći simulacijski scenarij direktno se odnosi na utjecaj heterogenosti ležišta na dinamiku konačnog iscrpka plina iz skladišta. Utjecaj heterogenosti ležišta je ispitan s obzirom na način međusobnog povezivanja bušotina na površinskom dijelu postrojenja. Dio bušotina je raspoređen na način da radi neovisno o dinamičkom tlaku ostalih bušotina. Unutar modela se uvodi zasebni plinski kolektor kojim se odvaja rad bušotina većeg indeksa proizvodnosti.

Sva tri simulacijska scenarija imaju istu vrijednost tlaka zadnje točke sustava od 3,5 MPa, što odgovara simuliranoj vrijednosti tlaka magistralnog plinovoda.

Za sve scenarije simulacije su postavljeni sljedeći granični uvjeti :

- maksimalna depresija bušotina je 3 MPa.
- maksimalna dozvoljena brzina strujanja plina u plinovodima je 20 m/s.
- maksimalna vrijednost povlačenja plina iznosi 240 000 m³/h.
- maksimalna vrijednost utiskivanja plina iznosi 150 000 m³/h.

Temeljem razlika u očitanim vrijednostima ležišnog tlaka između uvjetovanog scenarija i inicijalnog scenarija, dobiva se uvid u utjecaj bitnih parametara uvjetovanog scenarija na krajnju vrijednost ležišnog tlaka pri kojoj je moguć rad skladišta s maksimalnim izlaznim kapacitetom.

Indeksi proizvodnosti svih radnih bušotina generiraju se uz pomoć podataka dobivenih analizom hidrodinamičkih mjerenja u bušotini.

Za proračun i kalibraciju krivulja podizanja fluida koriste se podaci o izmjerenom dinamičkom gradijentu tlaka svake bušotine, kao i podaci elektrokarotažnih mjerenja temperature i protoka u bušotini.

5. EKSPERIMENTALNO UTVRĐIVANJE KOEFICIJENTA ISTJECANJA NA SAPNICAMA PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA

Za ispitivane sapnice podzemnog skladišta plina kružnog poprečnog presjeka koeficijent istjecanja je utvrđen analitički na temelju eksperimentalnih mjerenja pada tlaka kroz sapnice u fazi njihove potpune otvorenosti.

Tijekom proizvodnog ciklusa skladišta plina, mjerenje karakterističnih parametara protoka odvijalo se na radnim bušotinama skladišta (OK-41, OK-42, OK-33, OK-43, OK-44, OK-35) koje su karakterizirane visokim indeksom proizvodnosti.

Na svakoj od navedenih bušotina u ciklusu proizvodnje plina izmjereni su karakteristični proizvodni parametri u fazi potpune otvorenosti regulacijskih sapnica:

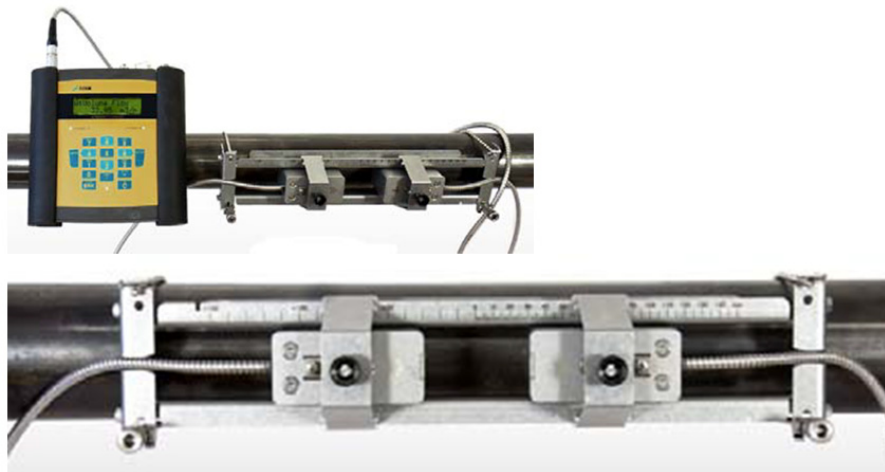
- tlak plina neposredno ispred sapnice,
- tlak plina neposredno iza sapnice,
- temperatura plina neposredno ispred sapnice,
- trenutni protok plina kroz sapnicu.

Za mjerenje dinamičkog tlaka neposredno ispred i iza regulacijske sapnice korišten je prijenosni digitalni manometar Wika CPG-1000 visoke razlučivosti s mogućnosti memoriranja mjernih podataka, slika 5.1.



Slika 5.1: Prijenosni digitalni manometar visoke razlučivosti, Wika CPG-1000

Za mjerenje protoka plina korištena su dva mjerna uređaja; prvi je ultrazvučno mjerilo protoka razlučivosti ($\pm 1\%$) čije vrijednosti su potvrđene mjerenjem plina pomoću oštro-bridne prigušnice tipa Daniel. Mjerni uređaji protoka plina prikazani su slikama 5.2 i 5.3.

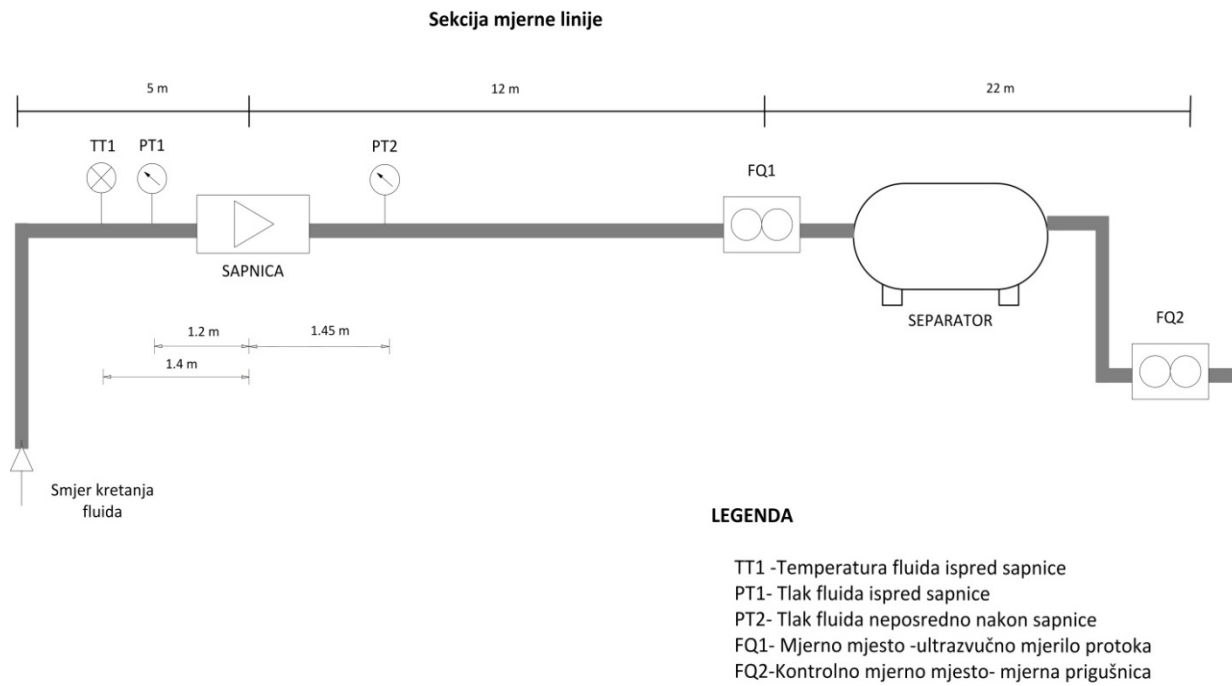


Slika 5.2: Prijenosno ultrazvučno mjerilo protoka plina



Slika 5.3: Fiksno mjerno mjesto s oštrobriđnom prigušnicom tipa Daniel

Prikaz izmjerenih vrijednosti tlaka i temperature za svaku bušotinu pojedinačno pri više uvjeta protjecanja uz potpunu otvorenost bušotinske sapnice prikazan je tablicom 5.1. Shematski prikaz sustava mjerenja i prikupljanja podataka prikazan je slikom 5.4.



Slika 5.4: Skica mjernog mjesta i ispitivanja protoka fluida kroz sapnicu.

Tablica 5.1: Rezultati mjerenja protjecanja plina kroz regulacijske sapnice na bušotinama.

Oznaka bušotine	Redni broj mjerenja	Izmjereni tlak ispred sapnice P_1 (MPa)	Izmjereni tlak iza sapnice P_2 (MPa)	Razlika tlakova ispred i iza sapnice ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izmjerena vrijednost protoka plina, Q (m^3/h)	Promjer sapnice D , (m)
OK-41	I	11,80	11,68	0,12	328,15	8739	0,0254
	II	10,80	10,73	0,07	327,15	6383	0,0254
	III	7,48	7,17	0,31	328,15	10669	0,0254
	IV	7,80	7,66	0,14	325,15	7536	0,0254
	V	11,22	10,97	0,25	334,15	11943	0,0254
OK-33	I	11,88	11,58	0,30	332,15	13519	0,0254
	II	10,50	10,21	0,29	332,15	12416	0,0254
	III	7,50	6,63	0,87	334,15	16512	0,0254
	IV	7,60	7,21	0,39	334,15	11811	0,0254
	V	11,48	11,00	0,48	335,15	16430	0,0254
OK-35	I	11,55	11,51	0,04	325,15	5042	0,0254
	II	10,21	10,17	0,04	326,15	4703	0,0254
	III	6,86	6,63	0,23	331,15	8780	0,0254
	IV	7,17	7,06	0,11	331,15	6315	0,0254
	V	10,73	10,57	0,16	331,15	9457	0,0254
Ok-44	I	11,66	11,55	0,11	331,15	8236	0,0254
	II	10,32	10,23	0,09	329,15	7015	0,0254
	III	6,94	6,63	0,31	334,15	10094	0,0254
	IV	7,28	7,09	0,19	332,15	8274	0,0254
	V	11,12	10,94	0,18	332,15	10189	0,0254
OK-45	I	10,72	10,58	0,14	331,15	8856	0,0254
	II	9,00	8,74	0,26	332,15	10812	0,0254
	III	8,50	8,28	0,22	331,15	9693	0,0254
	IV	6,30	5,97	0,33	330,15	9907	0,0254
	V	7,10	6,98	0,12	327,15	6608	0,0254

Stvarni hidraulički gubici protoka plina kroz bušotinske sapnice podzemnog skladišta plina Okoli utvrđeni su direktno mjerenjem razlike tlaka prilikom rada bušotina u ciklusu proizvodnje plina iz ležišta. Rezultati mjerenja potrebni za proračun hidrauličkih gubitaka prikazani su tablicom 5.2. Kombiniranjem rezultata mjerenja i jednadžbe (3.53) moguće je direktno izračunati koeficijent istjecanja. Koeficijent istjecanja opisuje hidrauličke gubitke koji nastaju uslijed trenja fluida i stijenke sapnice, a najviše ovisi o njoj geometriji. U slučaju nedostatka mjerenih podataka preporučena vrijednost koeficijenta istjecanja za bušotinske sapnice je 0.83 (Perkins, 1993). Primjer proračuna prikazan je samo za jedno mjerenje, dok su ostali rezultati proračuna pri različitim dinamičkim uvjetima prikazani tablicom 5.3.

Tablica 5.2: Prikaz rezultata mjerenja pada tlaka kroz bušotinske sapnice i parametara potrebnih za proračun.

Oznaka bušotine	Redni broj mjerenja	Izmjereni tlak ispred sapnice P_1 (bar)	Izmjereni Tlak iza sapnice P_2 (bar)	Temperatura plina ispred sapnice T_1 , K	Izmjerena vrijednost protoka plina, Q (m ³ /h)	Promjer sapnice D , m	C_p , (KJ/Kg/K)	C_v , (KJ/Kg/K)	Odnos specifičnih toplina, κ	Faktor odstupanja realnog plina, z
OK-41	I	118.00	116,8	55.00	8739.00	0,0254	2,95	1843	1,6	0,906
	II	108.00	107,3	54.00	6383,2	0,0254	2,9	1843	1,57	0,909
	III	74,8	71,7	55.00	10669,4	0,0254	2,7	1,84	1,46	0,928
	IV	78.00	76,6	52.00	7535,9	0,0254	2,73	1,83	1,49	0,923
	V	112,2	109,7	61.00	11943,3	0,0254	2,9	1,84	1,57	0,917
OK-33	I	118,8	115,8	59.00	13519.00	0,0254	2,94	1,84	1,59	0,913
	II	105.00	102,1	59.00	12416.00	0,0254	2,86	1,87	1,52	0,917
	III	75.00	66,3	61.00	16511,8	0,0254	2,69	1,86	1,43	0,934
	IV	76.00	72,1	61.00	11811,4	0,0254	2,7	1,84	1,46	0,934
	V	114,8	110.00	62.00	16430.00	0,0254	2,91	1,83	1,59	0,918
OK-35	I	115,5	115,1	52.00	5042.00	0,0254	2,95	1,88	1,56	0,903
	II	102,1	101,7	53.00	4703.00	0,0254	2,87	1,86	1,54	0,91
	III	68,6	66,3	58.00	8780.00	0,0254	2,66	1,88	1,41	0,936
	IV	71,7	70,6	58.00	6314,9	0,0254	2,68	1,86	1,44	0,933
	V	107,3	105,7	58.00	9457.00	0,0254	2,88	1,84	1,56	0,915
OK-44	I	116,6	115,5	58.00	8236.00	0,0254	2,93	1,84	1,59	0,912
	II	103,2	102,3	56.00	7015.00	0,0254	2,86	1,87	1,53	0,914
	III	69,4	66,3	61.00	10094.00	0,0254	2,66	1,88	1,41	0,938
	IV	72,8	70,9	59.00	8274.00	0,0254	2,69	1,86	1,45	0,934
	V	111,2	109,4	59.00	10188,5	0,0254	2,9	1,85	1,57	0,915
OK-45	I	107,2	105,8	58.00	8856.00	0,0254	2,88	1,85	1,56	0,915
	II	90.00	87,4	59.00	10812.00	0,0254	2,78	1,88	1,48	0,924
	III	85.00	82,8	58.00	9693.00	0,0254	2,75	1,85	1,49	0,925
	IV	63.00	59,7	57.00	9907.00	0,0254	2,63	1,86	1,41	0,939
	V	71.00	69,8	54.00	6608.00	0,0254	2,68	1,85	1,45	0,93

Parametri specifičnih toplina plina (C_p , C_v) te faktor odstupanja realnog plina (z) pri referentnim vrijednostima temperature i tlaka preuzeti su od NIST (2016). Korištenjem jednadžbe (3.53) i ulaznih parametara prvog mjerenja za bušotinu OK-41 iz tablice 5.1 proizlazi:

$$q = \frac{\pi d^2 p_1 T_{sc}}{4 p_{sc}} C_d \sqrt{\frac{2\kappa}{\kappa - 1} \frac{R}{\gamma_g M_a Z_1 T_1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{\kappa}} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right]} \quad (3.53)$$

$$q = \frac{C_d \cdot 3,14 \cdot (0,0254m)^2 \cdot 11800000 \frac{kg}{m \cdot s^2} \cdot 288,15K}{4 \cdot 101325 \frac{kg}{m \cdot s^2}}$$

$$\sqrt{\frac{2 \cdot 1,21}{1,21-1} \cdot \frac{8,314 \frac{kJ}{kmol \cdot K}}{0,56 \cdot 28,96 \frac{kg}{kmol} \cdot 0,857 \cdot 328,15 K} \cdot \left[\left(\frac{11680000 \frac{kgm^2}{s^2}}{11800000 \frac{kgm^2}{s^2}} \right)^{\frac{2}{1,21}} - \left(\frac{11680000 \frac{kgm^2}{s^2}}{11800000 \frac{kgm^2}{s^2}} \right)^{\frac{1,21+1}{1,21}} \right]} =$$

$$2,393m^3 / s = C_d \cdot 16,9949m^2 K \cdot \sqrt{0,020747 \frac{kJ}{kgK^2} \left[(0,9898)^{1,6528} - (0,9898)^{1,8264} \right]}$$

$$2,393m^3 / s = C_d \cdot 16,9949m^2 K \cdot \sqrt{0,0360 \frac{kgm^2}{kg K^2}}$$

$$2,393m^3 / s = C_d \cdot 16,9949m^2 K \cdot 0,1897 \frac{m}{s \cdot K}$$

$$C_d = \frac{2,393 \frac{m^3}{s}}{3,223 \frac{m^3}{s}} = 0,742$$

Tablica 5.3: Izračunate vrijednosti koeficijenta istjecanja

Oznaka bušotine	Redni broj mjerenja	Izmjereni tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Izmjereni Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izmjerena vrijednost protoka plina, Q (m^3/h)	Promjer sapnice, D (m)	Izračunata vrijednost koeficijenta istjecanja, C_d
OK-41	I	11,8	11,68	328,15	8739	0,0254	0,74
	II	10,8	10,73	327,15	6383	0,0254	0,766
	III	7,48	7,17	328,15	10669	0,0254	0,747
	IV	7,8	7,66	325,15	7536	0,0254	0,764
	V	11,22	10,97	334,15	11943	0,0254	0,765
OK-33	I	11,88	11,58	332,15	13519	0,0254	0,765
	II	10,5	10,21	332,15	12416	0,0254	0,757
	III	7,5	6,63	334,15	16512	0,0254	0,744
	IV	7,6	7,21	334,15	11811	0,0254	0,745
	V	11,48	11	335,15	16430	0,0254	0,764
OK-35	I	11,55	11,51	325,15	5042	0,0254	0,771
	II	10,21	10,17	326,15	4703	0,0254	0,769
	III	6,86	6,63	331,15	8780	0,0254	0,756
	IV	7,17	7,06	331,15	6315	0,0254	0,763
	V	10,73	10,57	331,15	9457	0,0254	0,767
OK-44	I	11,66	11,55	331,15	8236	0,0254	0,769
	II	10,32	10,23	329,15	7015	0,0254	0,768
	III	6,94	6,63	334,15	10094	0,0254	0,756
	IV	7,28	7,09	332,15	8274	0,0254	0,761
	V	11,12	10,94	332,15	10189	0,0254	0,766
OK-45	I	10,72	10,58	331,15	8856	0,0254	0,767
	II	9	8,74	332,15	10812	0,0254	0,760
	III	8,5	8,28	331,15	9693	0,0254	0,761
	IV	6,3	5,97	330,15	9907	0,0254	0,754
	V	7,1	6,98	327,15	6608	0,0254	0,763

Prosječna vrijednost koeficijenta istjecanja od 0,76 uzeta je kao konstanta kod proračuna proizvodnje plina. Rezultat proračuna prikazan je tablicama od 5.3 do 5.8., te grafički slikama 5.5 i 5.6.

Tablica 5.4: Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0254 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 15 MPa

Tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Razlika tlaka kroz sapnicu, ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izračunata vrijednost protoka plina, Q (m ³ /d)
15	14,226	0,774	333,15	583960
15	14,265	0,735	333,15	570423
15	14,324	0,676	333,15	549023
15	14,381	0,619	333,15	527187
15	14,435	0,565	333,15	505315
15	14,487	0,513	333,15	483008
15	14,552	0,448	333,15	453131
15	14,584	0,416	333,15	437479
15	14,629	0,371	333,15	414251
15	14,671	0,329	333,15	391067
15	14,725	0,275	333,15	358680
15	14,75	0,25	333,15	342484
15	14,798	0,202	333,15	308724
15	14,831	0,169	333,15	282935
15	14,856	0,144	333,15	261549

Tablica 5.5: Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0254 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 12 MPa

Tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Razlika tlaka kroz sapnicu, ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izračunata vrijednost protoka plina, Q (m ³ /d)
12	11,130	0,870	335,15	545171
12	11,190	0,810	335,15	528523
12	11,250	0,750	335,15	510958
12	11,303	0,697	335,15	494603
12	11,351	0,649	335,15	479041
12	11,390	0,610	335,15	465817
12	11,440	0,560	335,15	448029
12	11,497	0,503	335,15	426458
12	11,551	0,449	335,15	404563
12	11,602	0,398	335,15	382357
12	11,666	0,334	335,15	351948
12	11,711	0,289	335,15	328476
12	11,753	0,247	335,15	304618
12	11,791	0,209	335,15	280991
12	11,828	0,172	335,15	255315

Tablica 5.6: Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0254 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 9 MPa

Tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Razlika tlaka kroz sapnicu, ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izračunata vrijednost protoka plina, Q (m ³ /d)
9	7,882	1,118	335,15	508542
9	7,967	1,033	335,15	493508
9	8,056	0,944	335,15	476436
9	8,131	0,869	335,15	460232
9	8,210	0,790	335,15	445509
9	8,279	0,721	335,15	426525
9	8,347	0,653	335,15	408840
9	8,408	0,592	335,15	391770
9	8,464	0,536	335,15	374956
9	8,512	0,488	335,15	359545
9	8,570	0,430	335,15	339509
9	8,627	0,373	335,15	318043
9	8,680	0,320	335,15	296152
9	8,730	0,270	335,15	273397
9	8,776	0,224	335,15	250163

Tablica 5.7: Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0508 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 15 MPa

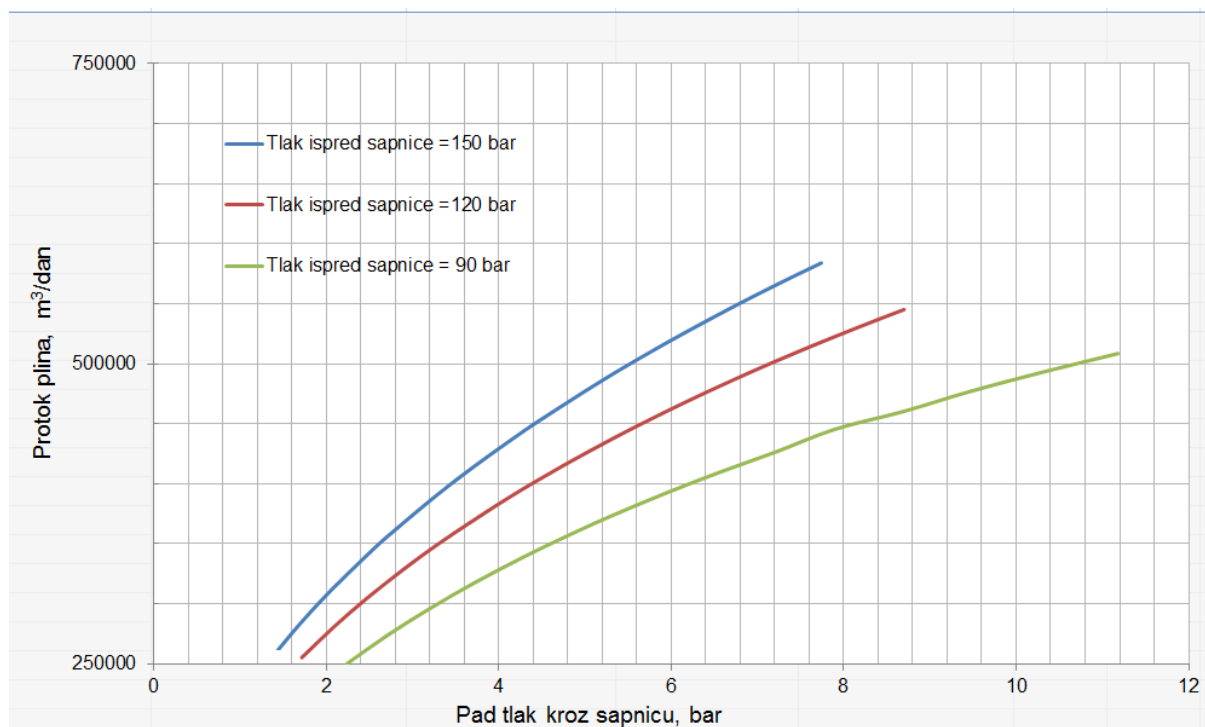
Tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Razlika tlaka kroz sapnicu, ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izračunata vrijednost protoka plina, Q (m ³ /d)
15	14,944	0,056	335,15	839714
15	14,949	0,051	335,15	801766
15	14,953	0,047	335,15	769993
15	14,957	0,043	335,15	736726
15	14,961	0,039	335,15	701965
15	14,965	0,035	335,15	665242
15	14,968	0,032	335,15	636280
15	14,972	0,028	335,15	595367
15	14,975	0,025	335,15	562728
15	14,978	0,022	335,15	527944
15	14,982	0,018	335,15	477777
15	14,984	0,016	335,15	450666
15	14,986	0,014	335,15	421552
15	14,989	0,011	335,15	373687
15	14,991	0,009	335,15	338143

Tablica 5.8: Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0508 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 12 MPa

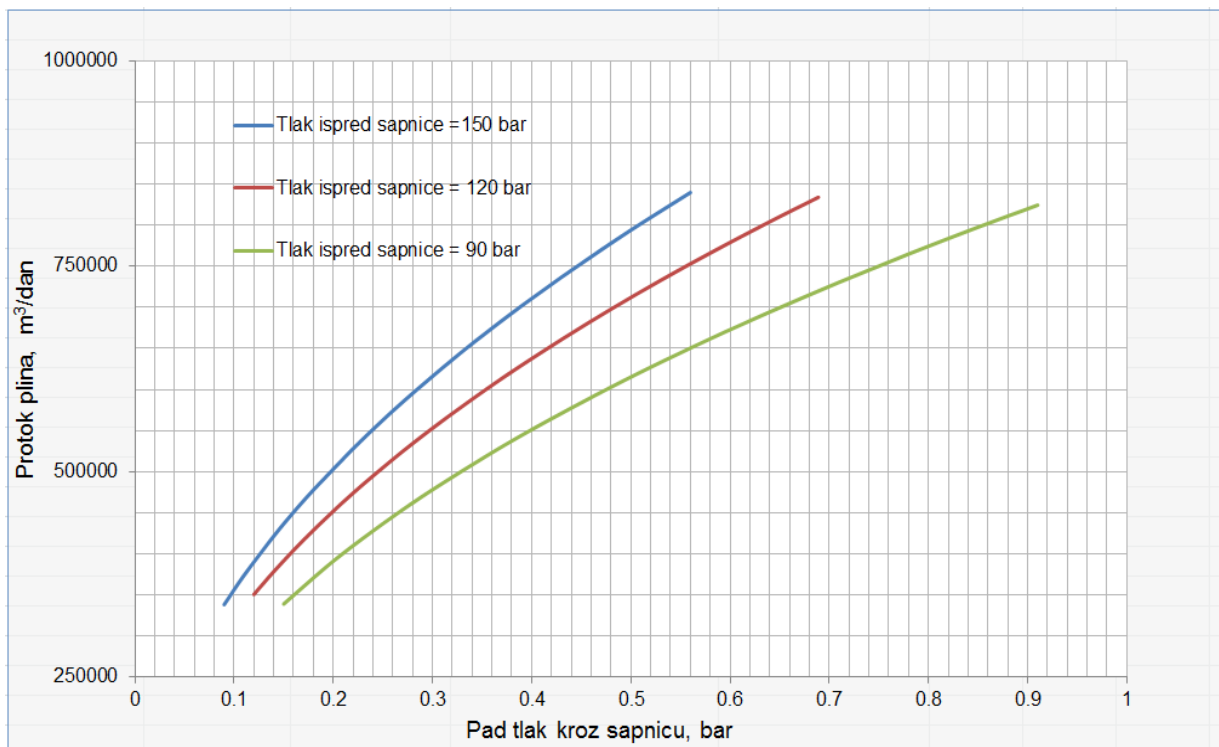
Tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Razlika tlaka kroz sapnicu, ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izračunata vrijednost protoka plina, Q (m ³ /d)
12	11,931	0,069	335,15	833937
12	11,936	0,064	335,15	804256
12	11,942	0,058	335,15	766108
12	11,947	0,053	335,15	732841
12	11,952	0,048	335,15	697781
12	11,957	0,043	335,15	662330
12	11,961	0,039	335,15	627240
12	11,965	0,035	335,15	596746
12	11,969	0,031	335,15	558284
12	11,973	0,027	335,15	524726
12	11,977	0,023	335,15	484496
12	11,980	0,020	335,15	451963
12	11,983	0,017	335,15	416837
12	11,986	0,014	335,15	378401
12	11,988	0,012	335,15	350475

Tablica 5.9: Rezultati proračuna hidrauličkih gubitaka protoka plina kroz bušotinsku sapnicu promjera 0,0508 m za uvjet dinamičkog tlaka ušća od 9 MPa

Tlak ispred sapnice, P_1 (MPa)	Tlak iza sapnice, P_2 (MPa)	Razlika tlaka kroz sapnicu, ΔP (MPa)	Temperatura plina ispred sapnice, T_1 (K)	Izračunata vrijednost protoka plina, Q (m ³ /d)
9	8,909	0,091	335,15	824425
9	8,915	0,085	335,15	797583
9	8,922	0,078	335,15	764913
9	8,929	0,071	335,15	730550
9	8,936	0,064	335,15	694395
9	8,942	0,058	335,15	661717
9	8,948	0,052	335,15	627163
9	8,953	0,047	335,15	596669
9	8,959	0,041	335,15	557824
9	8,964	0,036	335,15	523117
9	8,970	0,030	335,15	478013
9	8,974	0,026	335,15	445244
9	8,978	0,022	335,15	409882
9	8,981	0,019	335,15	381122
9	8,985	0,015	335,15	338869



Slika 5.5: Ovisnost pada tlaka o protoku plina kroz sapnicu promjera 0,0254 m



Slika 5.6: Ovisnost pada tlaka o protoku plina kroz sapnicu promjera 0,0508 m

6. MATEMATIČKI MODEL PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA

U ovom radu se po prvi put koristi integrirani matematički model u svrhu ispitivanja utjecaja hidrauličkih gubitaka na radne karakteristike skladišta plina. Ovi gubici nastaju kao posljedica trenja plina i proizvodne opreme (proizvodni niz, regulacijske sapnice, površinski sustav sabirnih plinovoda). Njihov utjecaj posebno se ističe u uvjetima niskog ležišnog tlaka, na kraju ciklusa proizvodnje plina iz skladišta kada dolazi do povećanja brzine strujanja plina od ležišta do ulaza u transportni sustav skladišta. Integrirani matematički model kao i računalna optimizacija proizvodnih procesa imaju značajan potencijal u naftnoj industriji. Upotreba integriranog matematičkog modela je nužna za detekciju specifičnih problema koje nije moguće otkriti korištenjem pojedinačnih modela, poput osiguravanja uvjeta sigurnog strujanja fluida (*eng. flow assurance*), Galić et al. (2009). Do sada nije bilo adekvatne primjene kompleksnih integracijskih modela na podzemna skladišta plina, a trenutna se problematika rješava uz pomoć pojedinačnih modela pomoću kojih se planira broj bušotina ili potrebna kompresorska snage za ostvarivanje skladištenja ugovorenih količina plina.

Prvi pokušaji upotrebe računalnih programa u svrhu ispitivanja ležišnih ili proizvodnih karakteristika podzemnog skladišta plina datiraju s kraja 60-tih godina 20. stoljeća, što ujedno i prati trend pojave prvih računala. Njihova dosadašnja primjena bila je ograničena na ispitivanje ležišta i utvrđivanje optimalnog broja bušotina potrebnih za postizanje radnih karakteristika skladišta plina, kao i za nadogradnju postojećih ili izgradnju novih skladišnih kapaciteta. Tako su primjerice Carlos and Chu (1973) analizirali efekt nesigurnosti vezan za odnos vremenskih uvjeta i promjenu ciklusa rada skladišta (povlačenje plina ili utis). Razvili su računalni program temeljen na pojednostavljenom ležišnom modelu i Monte Carlo simulaciji u svrhu optimiranja potrebne kompresorske snage i broja bušotina koji će zadovoljiti tražene karakteristike skladišta plina.

Coats (1969) je razvio dvodimenzionalni računalni model raspodjele ležišnog tlaka za poluustaljeno stanje protjecanja plina iz plinskog ležišta i proces povlačenja plina. U obzir je uzeta heterogenost ležišta i nejednolik razmještaj bušotina. Uz pomoć modela procjenjivane su proizvodne mogućnosti ležišta u odnosu na razmještaj proizvodnih bušotina.

Wattenbarger (1969) je uz korištenje metode superpozicije konačne razlike (*eng. finite difference superposition*) definirao optimalan broj i redoslijed otvaranja bušotina na skladištu plina u svrhu ispunjavanja zahtjeva za izlaznu količinu plina iz skladišta.

Van Horn and Wienecke (1970) su upotrijebili Fibonacci-ev algoritam (Ball, 2003) s ciljem optimizacije podzemnog skladišta plina. U njihovom radu su kapitalni troškovi potrebni za izgradnju skladišta definirani kao četiri varijable: plinski jastuk, potreban broj bušotina, izdaci za opremu i oplemenjivanje mineralnih sirovina, potrebna snaga kompresorske stanice. Kao optimalni kriterij je korišteno najekonomičnije rješenje dobiveno umanjnjem investicijskih troškova kombiniranjem gore navedenih varijabli. U radu je korišten pojednostavljeni model ležišta skladišta plina temeljen na jednadžbi materijalnog uravnoteženja proizvodnje plina iz skladišta.

McVay and Spivey (2001) su opisali istraživanja vezana uz problematiku rada podzemnog skladišta plina i predložili su metode za njihovo rješavanje. Također su dali kratki pregled računalnih metoda optimalizacije podzemnih skladišta plina.

Huppler (1974) je uz pomoć nelinearnog dinamičkog modela odredio mogućnost maksimalnog povlačenja plina iz plinskog ležišta ovisno o rasporedu i dinamici proizvodnje plina iz pojedinih bušotina. Razmatran je utjecaj rasporeda otvaranja pojedinih bušotina na konačni iscrpak plina iz ležišta.

Hower et al. (1993) su ispitivali mogućnost poboljšanja radnih karakteristika skladišta plina u akviferu, s naglaskom na predviđanje ponašanja granice voda-plin za vrijeme ciklusa utiskivanja i povlačenja plina iz ležišta. Za izradu modela korišteni su realni geološki i petrofizikalni podaci o ležištu, a sam model je kalibriran s proizvodnim podacima iz povijesti proizvodnje skladišta plina.

Brown et al. (1999) su uz pomoć homogenog volumetrijskog ležišnog modela odredili minimalno vrijeme potrebno za povlačenje i utiskivanje plina u ležište.

Kuncir et al. (2003) su koristili jednostavni ležišni model u kombinaciji s nadzemnim dijelom postrojenja s ciljem procjene razvoja i proširenja postojećih radnih karakteristika skladišta. U sklopu modela razvijena je optimizacijska procedura evaluacije broja bušotina i potrebne kompresorske snage da bi se zadovoljili traženi uvjeti.

Johnson et al. (2000) ističu da je osnovni problem korištenja matematičkih modela vrijeme potrebno za provedbu simulacije. Prednost se daje pažljivo odabranim scenarijima simulacije uz integraciju modela ležišta, procesnog modela i ekonomskog modela u optimizacijsku platformu kako bi se različitim simulacijskim scenarijima mogli istražiti postojeći rizici i nesigurnosti pri projektiranju skladišta plina.

S obzirom na trenutno stanje znanja u području računalnog modeliranja podzemnog skladišta plina, u okviru ovog rada je razvijen originalan matematički model koji poboljšava karakteristike postojećih modela. Model je temeljen na upotrebi i integraciji zasebnih

komercijalnih računalnih paketa od kojih svaki služi za modeliranje jednog dijela proizvodnog sustava. Originalnim povezivanjem pojedinačnih modela u jedinstvenu cjelinu moguće je dobiti odziv cjelokupnog dinamičkog proizvodnog sustava na promjene fizikalnih veličina. Takav pristup se do sad koristio za optimizaciju proizvodnje iz plinskih i naftnih ležišta s ciljem utvrđivanja optimalnog režima crpljenja.

Dijelovi postrojenja koji su predmet razmatranja unutar razvijenog matematičkog modela su: bušotinske sapnice, sapnice redukcijske stanice te unutrašnji promjer niza proizvodnih cijevi s pripadajućom opremom (dubinski sigurnosni ventil, prijelazi za odlaganje, klizna vrata, paker). Uz pomoć ovog matematičkog modela te primjenom adekvatne metodologije je moguće ispitati i procijeniti utjecaj pojedinog segmenta opreme na radne karakteristike skladišta pri raznim uvjetima stanja tlaka u ležištu.

Matematički model je izrađen na temelju realnih ležišnih i proizvodnih parametra prikupljenih za vrijeme rada podzemnog skladišta plina. Ispitivano podzemno skladište plina spada u tip iscrpljenog plinskog ležišta unutar kojeg je razvijeno podzemno skladište plina radnog volumena od $553 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ plina. Skladište je razrađeno s 23 radne bušotine koje osim za povlačenje služe i za utiskivanje plina u ležište.

Model ležišta izrađen je upotrebom 3D računalnog modela uz korištenje programa Petrel RE. Za model bušotina i nadzemnog dijela postrojenja korišten je IPM računalni paket unutar kojeg je korišten program GAP za modeliranje površinskog sustava, a program PROSPER za izradu modela bušotine. Međusobna komunikacija pojedinačnih modela te njihova integracija u jedinstven i originalan model ostvarena je upotrebom programa RESOLVE. Kako bi model bio što općenitiji, svaki pojedinačni element modela je zasebno prilagođen na povijest proizvodnje polja (ležišni model), dok je kalibracija modela bušotina i sabirnog sustava temeljena na hidrodinamičkim mjerenjima u bušotini te povijesti proizvodnih podataka iz rada skladišta plina. Jedinstveni matematički model polja odnosno skladišta plina prilagođen je za postojeće rezultate mjerenja (*eng. History matched*) dolje navedenom procedurom:

1. Računalni 3D model ležišta prilagođen je na cjelokupnu povijest proizvodnje polja i sve radne cikluse podzemnog skladišta plina zaključno s 2015. godinom;
2. Model bušotine načinjen je neovisno o ležišnom modelu i modelu površinskog sabirnog sustava, a prilagođen je na rezultate proizvodnog testiranja bušotine i hidrodinamičkih mjerenja za svaku bušotinu pojedinačno;

3. Površinski model sabirnog sustava prilagođen je za rezultate mjerenja tlaka i temperature na ulazu i izlazu iz procesnih plinovoda u ovisnosti o volumnom protoku plina.

6.1. Računalni alati

Komercijalni računalni paketi korišteni za izradu matematičkog modela podzemnog skladišta plina su: ProsperTM, GapTM, ResolveTM i Petrel-RETM.

6.1.1 . Računalni program PROSPERTM

PROSPER je program za optimizaciju strujanja fluida unutar bušotine, a sastavni je dio integriranog računalnog paketa za modeliranje plinskih i naftnih proizvodnih sustava - IPM. Koristi se u brojnim znanstvenim ustanovama i industriji. IPM programski paket sadrži i sljedeće programe uz PROSPER:

- GAP (Optimizacijski program i program za modeliranje površinskog sustava),
- MBAL (Analitički simulator ležišta),
- PVTp (Modeliranje termodinamičkih svojstava ležišnih fluida upotrebom jednadžbe stanja),
- REVEAL (Specijalizirani numerički simulator ležišta),
- RESOLVE (Logika upravljanja, integriranje i programiranje navedenih programa sa drugim specijaliziranim programima za simulaciju).

Navedene računalne programe moguće je međusobno integrirati u zasebnu povezanu cjelinu u svrhu izrade integriranog modela plinskog ili naftnog proizvodnog polja.

PROSPER je razvijen s ciljem izrade pouzdanih modela bušotina koje su sastavni dio svakog proizvodnog polja. Programski alat ima mogućnost određivanja termodinamičkih svojstava fluida, izračun krivulja produktivnosti bušotina (IPR krivulja) te izračun krivulja dinamičkog i statičkog gradijenta tlaka u ovisnosti o početnim uvjetima.

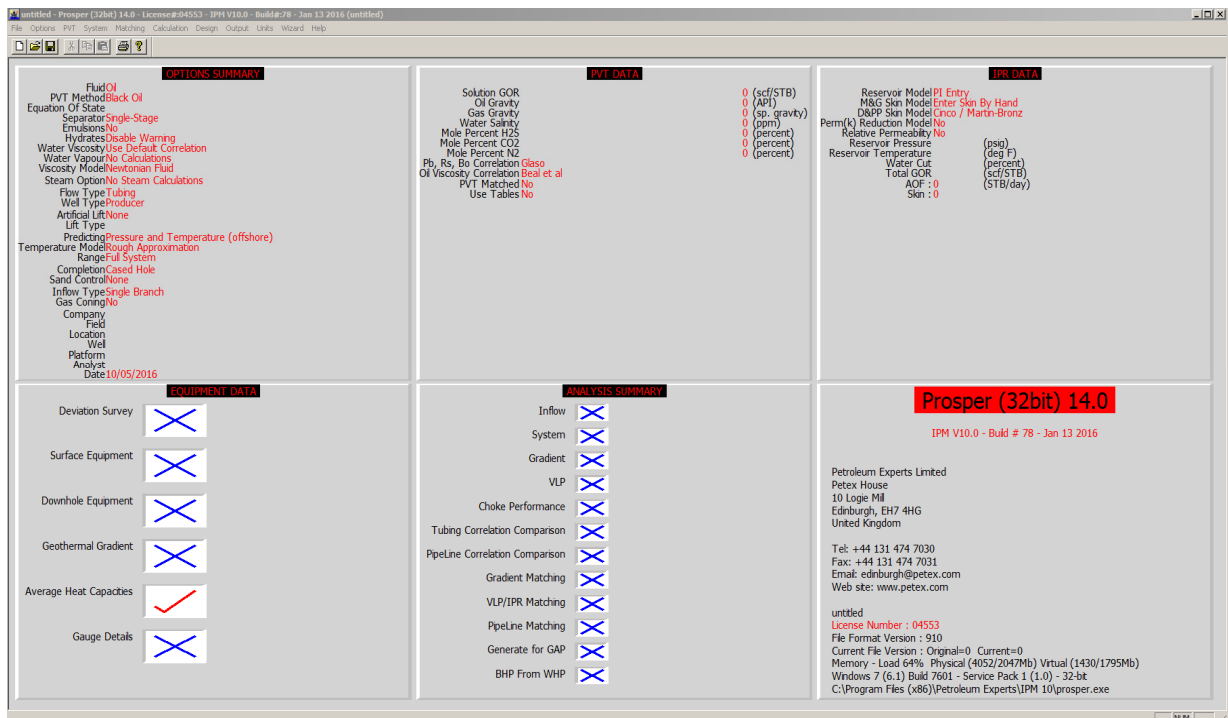
Svaka komponenta proizvodnog sustava bušotine se može zasebno modelirati što omogućava ispitivanje utjecaja pojedinih bušotinskih parametara na konačno rješenje modela. Model

bušotine baždari se na temelju proizvodnih podataka, a uspješnost modela ovisi o kvaliteti ulaznih podataka.

Unutar PROSPER-a ulazni podaci su grupirani u sljedećim kategorijama:

1. Podaci o PVT svojstvima ležišnih fluida (*eng. PVT Data*);
2. Unos sistemskih podataka (*eng. System Input Data*);
3. Unos podataka potrebnih za analizu sustava (*eng. Analysis Data*);
4. Izlazni rezultati proračuna (*eng. Output Data*).

Na slici 6.1 prikazan je glavni ulazni izbornik programa. Verzija korištenog PROSPER programa korištenog za potrebe rada je verzija 14.0.



Slika 6.1: Sučelje programa PROSPER

Programski paket PROSPER može se koristiti za sljedeće aktivnosti :

- dizajn i optimizacija proizvodnog opremanja horizontalnih i vertikalnih bušotina,
- dizajn i optimizacija veličine uzlaznih cijevi i pripadajuće proizvodne opreme,
- dizajn, dijagnoza i optimizacija plinskog lifta, hidrauličkih dubinskih sisaljki i električnih potopnih sisaljki,

- generiranje VLP krivulja podizanja fluida (*eng. Vertical lift Performance Curves*) za korištenje u simulacijskim modelima,
- izračun pada tlaka u proizvodnom nizu,
- predviđanje dinamičke temperature za vrijeme protjecanja fluida kroz proizvodni niz,
- kontinuirano praćenje radnih karakteristika bušotine,
- izračun oštećenja pribušotinske zone (tzv. skin faktor),
- izračun faktora zaostajanja kapljevine u proizvodnom nizu,
- raspodjela proizvodnje između bušotina.

Osnovni potrebni podaci koji se unose u program grupirani su u sljedeće kategorije:

- PVT podaci;
- Ležišni podaci (*eng. IPR data*);
- Podaci o proizvodnom opremanju bušotine (*eng. well equipment data*), podaci o usmjerenosti kanala bušotine, podaci o dužini i pripadajućoj opremi proizvodnog niza, podaci o koloni zaštitnih cijevi, podaci potrebni za postavljanje temperaturnog modela;
- Podaci dobiveni ispitivanjem proizvodnosti bušotine.

6.1.2. Računalni program GAPTM

Računalni program GAP (*eng. General Allocation Package*) dio je IPM programskog paketa. Upotrebljava se za modeliranje i optimizaciju proizvodnih i utisnih sustava s pripadajućom podzemnom i nadzemnom opremom. Program služi i za povezivanje ostalih programa koji su dio IPM programskog paketa u jednu zajedničku cjelinu u svrhu modeliranja kompletnog proizvodnog sustava ležište - bušotina - nadzemni dio postrojenja.

Program je prilagođen za rad sa svim vrstama ležišnog fluida (nafta, plin, plinski kondenzat, slojna voda), a isto tako ima mogućnost praćenja i određivanja termodinamičkih svojstava fluida koji se utiskuju u ležište radi povećanja iscrpka (CO₂, voda).

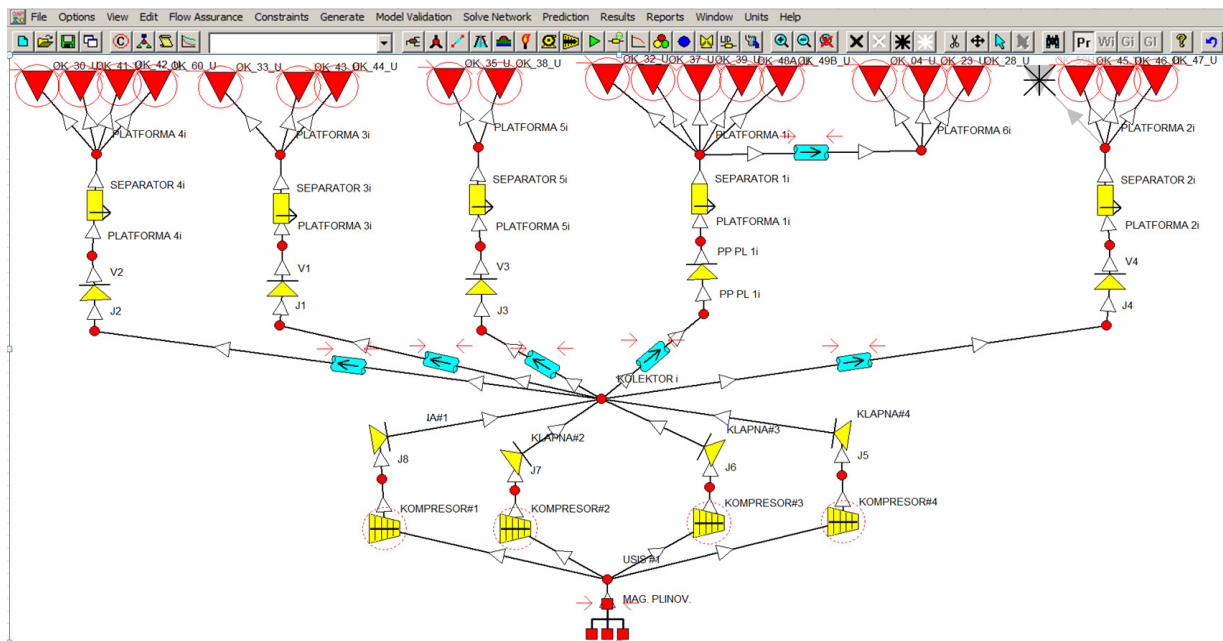
Program omogućava izračun proizvodnih parametra proizvodnog sustava naftnog ili plinskog polja u specifičnom vremenskom trenutku ili izračun dinamike crpljenja ležišta ukoliko postoji veza s numeričkim analitičkim simulatorom ležišta. Optimizacija sustava se provodi pri svakom proračunu proizvodnih parametra i temeljena je na SQP nelinearnoj regresiji (*eng. Sequential Quadratic Programming*). Takav oblik optimizacije sustava omogućava izračun

maksimalnih vrijednosti pojedinih proizvodnih parametra uz poštivanje nametnutih ograničenja unutar modela.

Osnovne primjene programa su sljedeće:

- optimizacija proizvodnog sustava,
- planiranje razvoja proizvodnog sustava,
- modeliranje termodinamičkih svojstava fluida,
- modeliranje strujanja fluida u specifičnim proizvodnim uvjetima,
- modeliranje proizvodnje umjetnog podizanja fluida.

Na slici 6.2 prikazan je glavni ulazni preglednik programa. Verzija GAP programa korištenog za potrebe istraživanja je Verzija 11.0.



Slika 6.2: Sučelje programa GAP

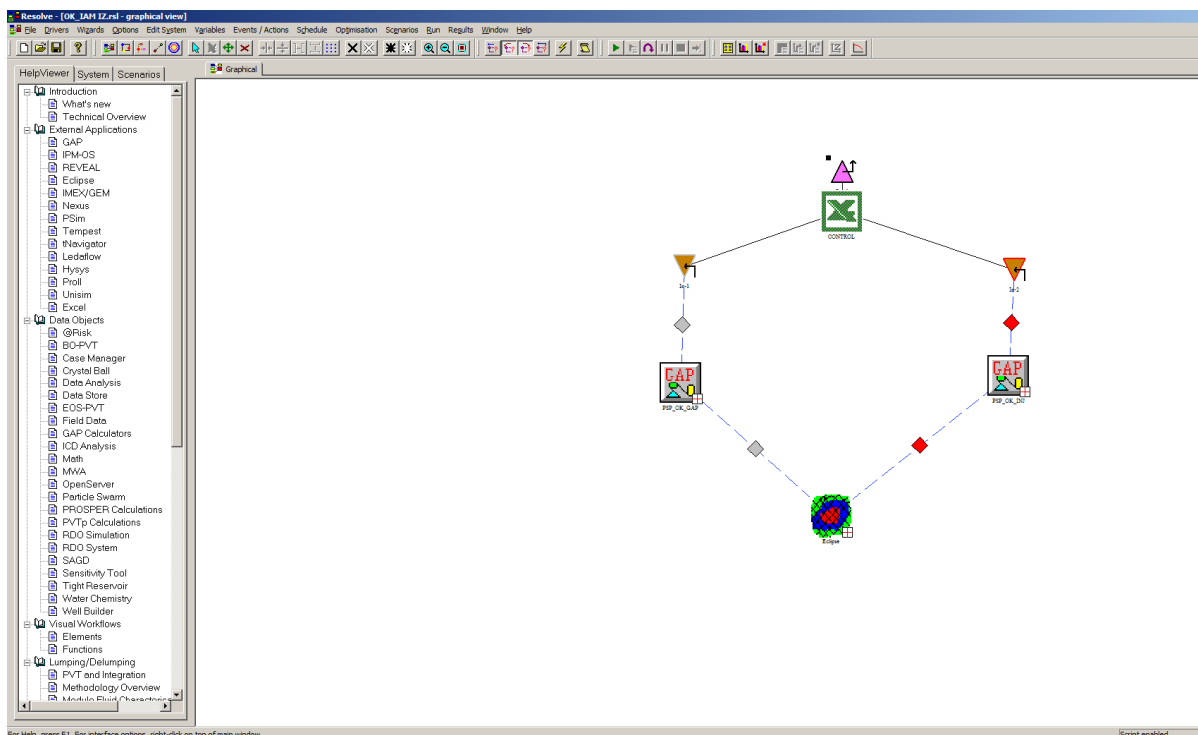
6.1.3. Računalni program RESOLVE™

Program RESOLVE je također dio programskog paketa IPM, služi za povezivanje i upravljanje programima unutar IPM računalnog paketa s programima drugih proizvođača. Uz pomoć RESOLVE programa moguće je povezati kompleksne računalne komponente modela u jednu zajedničku cjelinu koja u tom smislu predstavlja model cjelokupnog proizvodnog procesa. Uz korištenje programa RESOLVE moguće je procese koji nisu analizirani u okviru

standardnih programskih rješenja dodatno programirati putem ostalih kompatibilnih računalskih aplikacija. Sučelje programa RESOLVE prikazano je slikom 6.3.

Neki od programa drugih proizvođača s kojima je omogućena veza su :

- Petrel RE (računalni model ležišta);
- T-Navigator (računalni model ležišta);
- Hysys (računalni model procesnog postrojenja);
- MS Excell;
- Pro/II (računalni model procesnog postrojenja);
- Unisim (računalni model procesnog postrojenja).



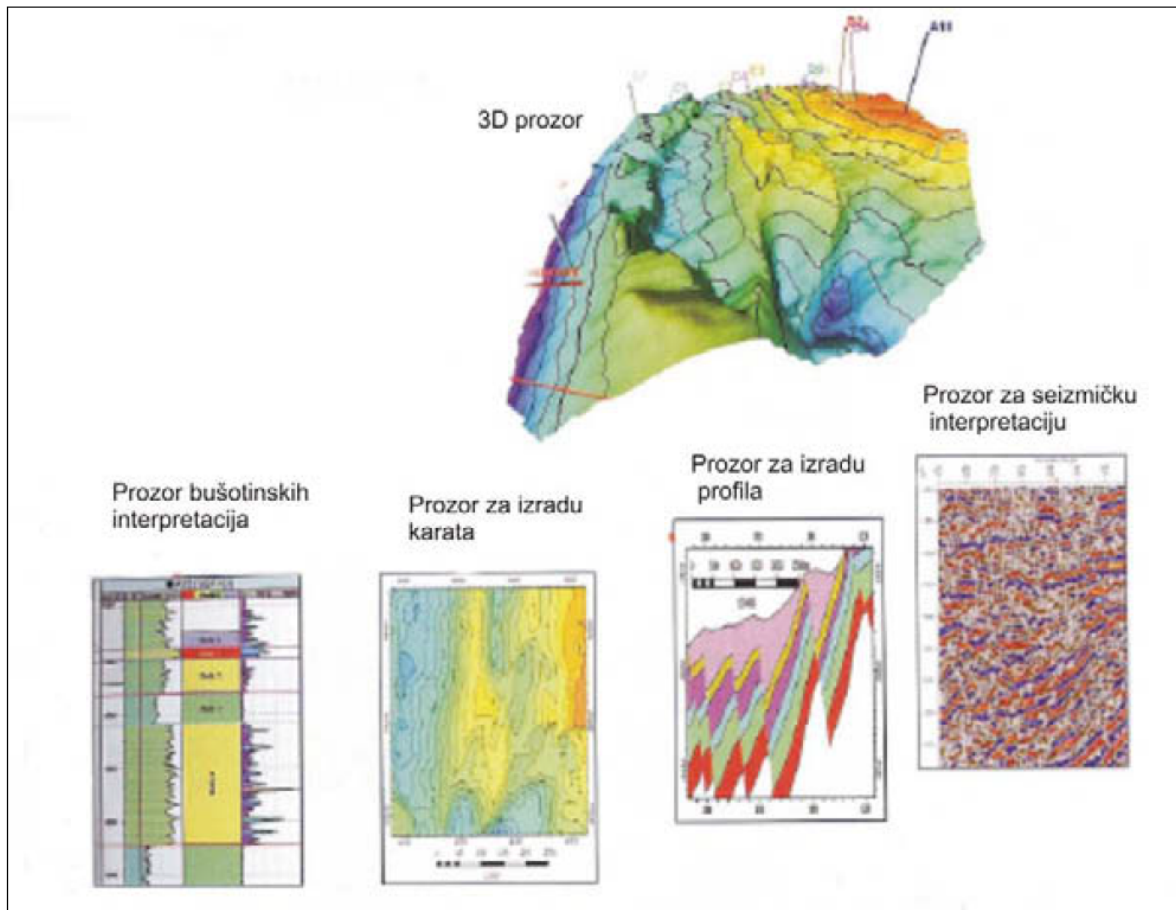
Slika 6.3: Sučelje programa RESOLVE

6.1.4. Računalni program PETREL-RE™

Petrel™ predstavlja jedan od najkorištenijih programa za geološko modeliranje ležišta ugljikovodika koji omogućava obradu seizmičkih i karotažnih podataka, kartiranje te izračune različitih volumena u ležištu kao i izradu dinamičkih modela ležišta. Za izradu dinamičkog modela potrebno je raspolagati s odgovarajućim podacima o radu naftnog ili plinskog polja. To uglavnom uključuje unos podataka vezanih za modeliranje PVT ponašanja ležišnih fluida,

modeliranje petrofizikalnih svojstava stijene, modeliranje početnih zasićenja ležišta fluidima, trajektorije bušotina i opremanje bušotina.

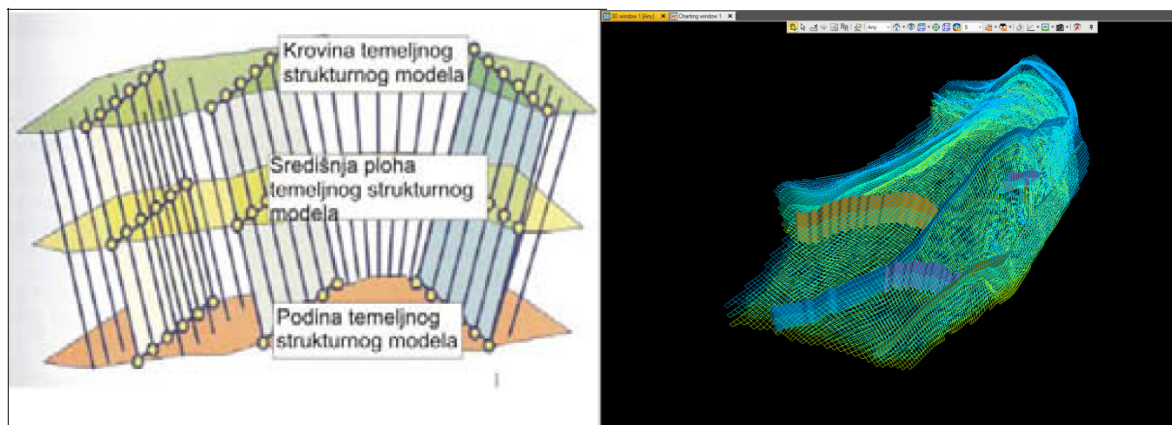
Za vizualizaciju podataka postoji nekoliko modula, slika 6.4. Model ležišta moguće je nadopunjavati novim podacima. To se prvenstveno odnosi na određivanje granica ležišta, njegovo prikazivanje u tri dimenzije s mogućnosti promjene osi promatranja, te određivanje temeljnog strukturnog modela (*eng. skeleton*).



Slika 6.4: Modeliranje u računalnom programu Petrel™ (Petrel Introduction Course-Petrel 2015)

Temeljni strukturni model je osnovni element s kojim započinje modeliranje. Uloga mu je podijeliti područje unutar granica polja na ćelije, a zatim se unose vrijednosti dubina korelacijskih horizonata i slojnih ploha, a ovisno o detaljnosti modela se oblikuje i 3D prikaz građe podzemlja. Vrijednosti debljine, poroznosti, volumena i drugih bitnih fizikalnih veličina se računaju za svaku pojedinu ćeliju unutar modela.

Važan dio modeliranja je kartiranje rasjeda (slika 6.5) koji presijecaju ležište ili ležišta. Ako predstavljaju zapreke strujanju fluida, postupak postaje još zahtjevniji jer tada navedene zapreke određuju ne samo tektonske blokove u ležištu, već i hidrodinamičke cjeline.



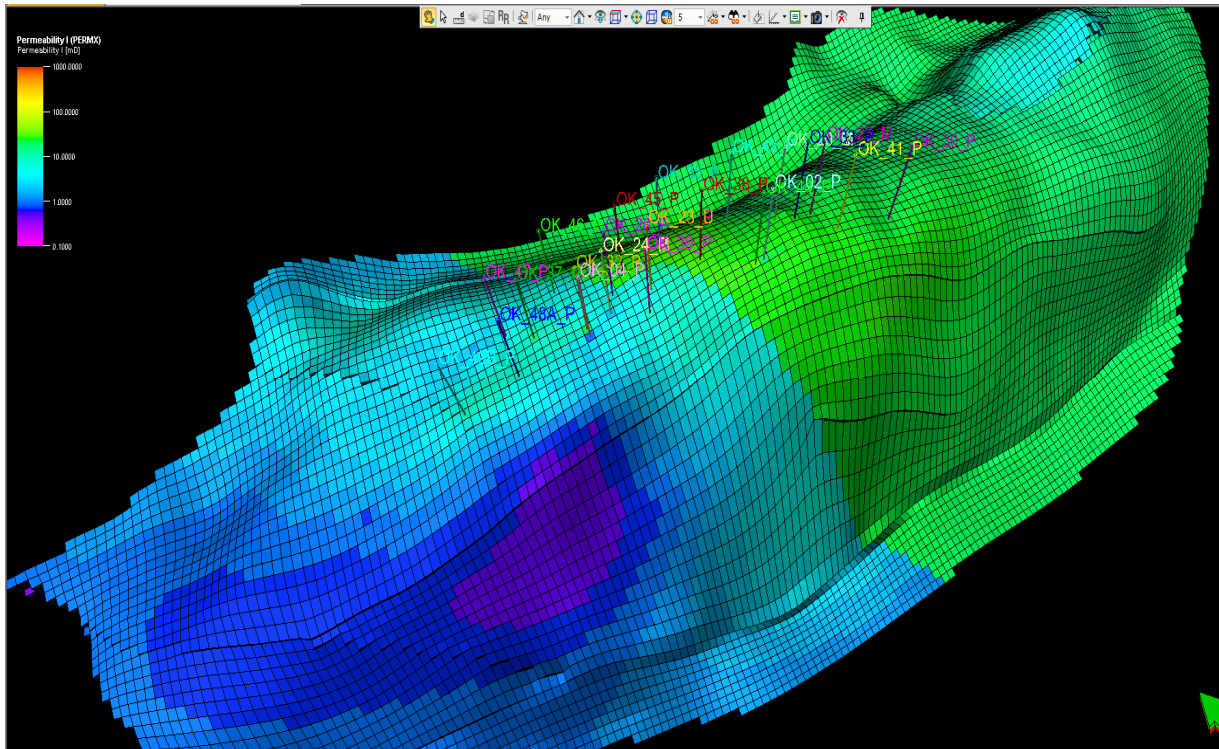
Slika 6.5: Modeliranje rasjeda u računalnom programu Petrel™ (Petrel Introduction Course-Petrel 2015)*

Ukoliko su naftna i plinska polja karakterizirana velikim brojem rasjeda, često je puta prije unosa takvih podataka u Petrel potrebno napraviti dodatnu analizu. Ona obuhvaća procjenu koji su rasjedi bitni za geološki model s obzirom na određivanje granica ležišta, nepropusnih barijera, sedimentoloških i strukturnih osi te procjenu drenažnih radijusa bušotina. Tijekom analize je poželjno izbjeći opterećenje modela prevelikim brojem rasjeda jer Petrel™ ima ograničenja svojstvena svim takvim programima koja se javljaju kod povezivanja prevelikog broja bliskih rasjednih ili slojnih ploha računalnim algoritmima. U uvjetima vrlo složenih strukturnih odnosa ponekad je model nemoguće potpuno realno oblikovati (Novak, 2012).

6.2. 3D simulacijski model ležišta

Matematički model skladišta plina je razvijen za postojeće skladišta plina Okoli. Model ležišta se sastoji od tri zasebne pješćane serije koje ujedno predstavljaju i tri odvojene hidrodinamičke jedinice. Pješćenjačka ležišta međusobno su izolirana nepropusnim slojevima, a u svojoj podini svako je ograničeno akviferom. Unutar svih scenarija simulacije proizvodnja i utiskivanje plina u ležište se obavlja putem 23 radne bušotine, koje ujedno služe i kao utisne bušotine.

Proizvodne/utisne bušotine raskrivaju sve proizvodne slojeve ležišta. Profil ležišta, njegova heterogenost te prikaz razmještaja proizvodnih bušotina dani su slikom 6.6. Koordinate bušotina unutar mreže 3D modela dane su u tablici 6.1.



Slika 6.6: Heterogenost ležišta i razmještaj proizvodnih bušotina podzemnog skladišta plina prikazano u 3D računalnom modelu Petrel RE

Temeljem 3D seizmičke interpretacije i analize podataka iz jezgara te karotažnih i proizvodnih podataka izrađen je geološki model podzemnog skladišta plina, koji je osnova za planiranu računalnu simulaciju proizvodnje i utiskivanja plina.

Razvijenim računalnim modelom analizirano je proizvodno ponašanje ležišta pješčenjačke serije a_1 , a_2 i a_3 (ležišta skladišta plina) tijekom inicijalnog crpljenja plina, te ponašanje istih ležišta nakon prenamjene u skladište plina.

Podaci o radnim i mjernim bušotinama PSP-a te o dubinama na kojima su nabušena ležišta pješčenjačke serije prikazani su u prilogu A.

Računalni model se nadovezuje na postojeći geološki model polja, a sastoji se od $181 \cdot 71 \cdot 26$ ćelija, tj. ukupno 334 126 ćelija prosječnih dimenzija 50,4 m u X smjeru i 49,8 m u Y smjeru.

Svako od ležišta „a“ serije sastoji se od više proslojaka. Ležište a_1 sastoji se od 5 proslojaka prosječne debljine 3,21 m, a_2 se sastoji od 10 proslojaka prosječne debljine 3,18 m, a ležište a_3 od 7 proslojaka prosječne debljine 1,33 m.

Osim strukturne mreže, iz geološkog modela su preuzete i plohe koje predstavljaju rasjede, te porozitet s vrijednostima definiranim za svaku ćeliju zasebno. Računalni kod razvijenog modela ležišta je prikazan u prilogu B.

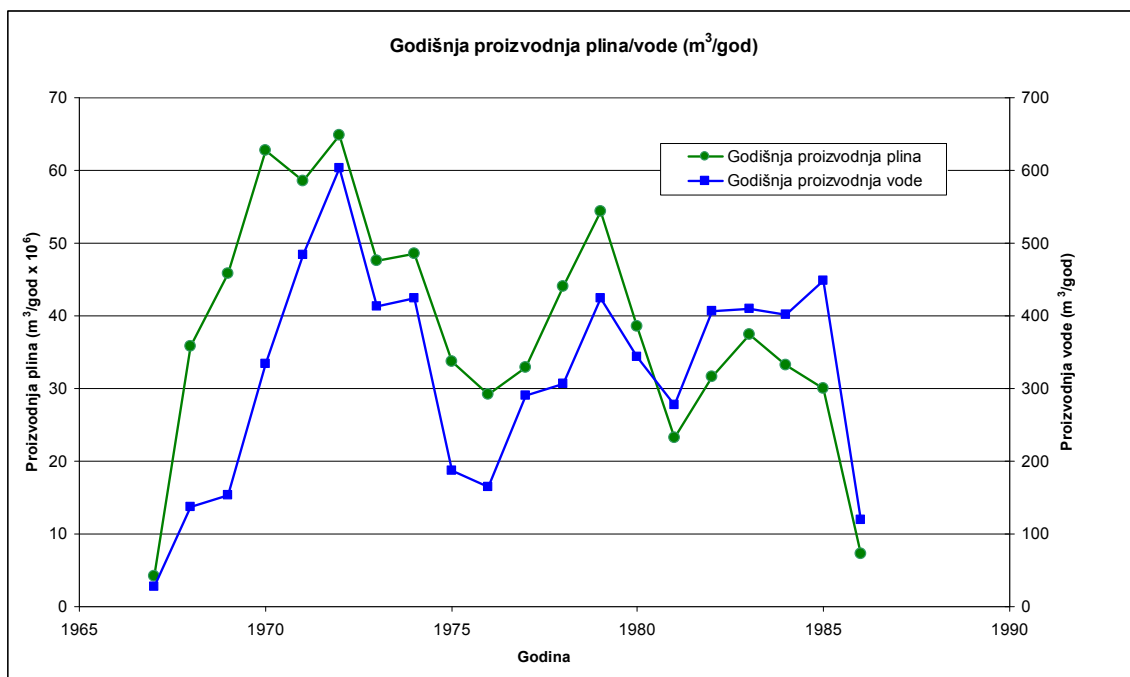
6.2.1 Osnovne informacije o proizvodnom polju, inicijalnoj proizvodnji i radu skladišta

Ležišta pješčenjaka serije “a” (a_1 , a_2 , i a_3) puštena su u proizvodnju u svibnju 1967. godine otvaranjem bušotine OK-12. U siječnju 1968. godine u proizvodnju je uključena bušotina OK-20, a nakon nje u travnju 1978. bušotina OK-24. Iz ležišta serije “a” proizvodilo se do travnja 1986. godine te je ukupno proizvedeno 763 636 768 m³ plina i 6 3254 m³ vode. Prikaz proizvodnje plina i vode prikazan je tablicom 6.1 i slikama 6.7. i 6.8.

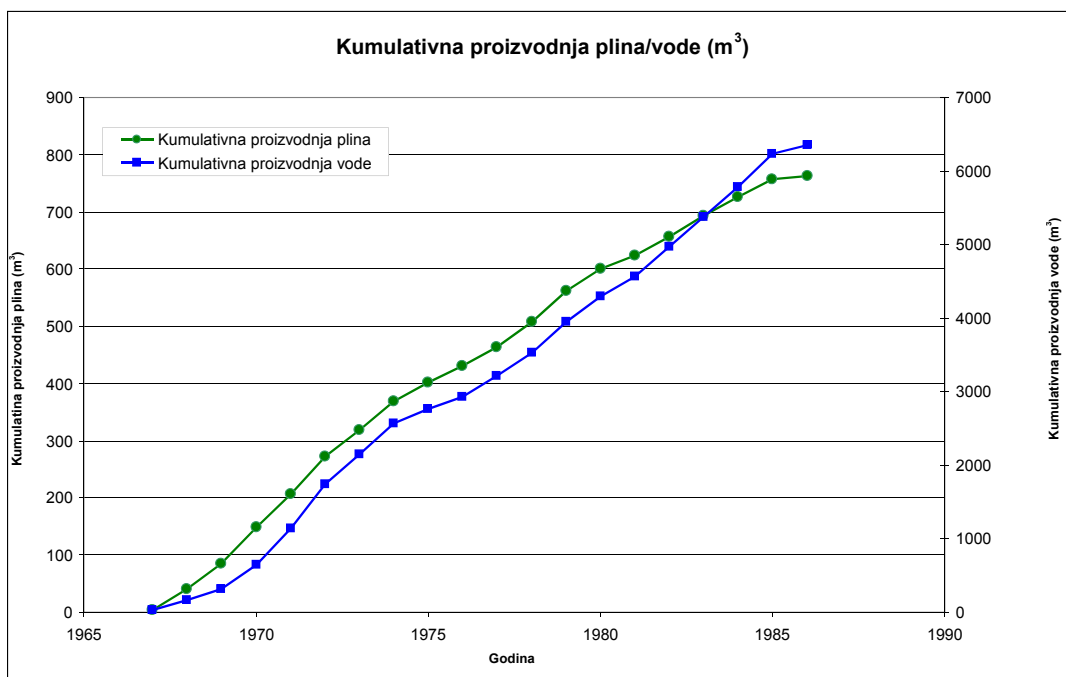
1987. godine ležišta serije „a“ prenamijenjena su u podzemno skladište plina. Ležište je razrađeno s 23 radne i 8 kontrolno-mjernih bušotina. Postrojenje za utiskivanje plina sastoji se od 4 kompresora, svako kapaciteta od 27 000 – 40 000 m³/h (648 000 – 960 000 m³/dan). Ukupni maksimalni kapacitet utiskivanja iznosi 160 000 m³/h (3 840 000 m³/dan). Prilikom povlačenja plina iz skladišta bušotinski fond omogućava maksimalni kapacitet povlačenja od 210 000 m³/h (5 040 000 m³/dan) plina. Maksimalni vršni kapacitet, dozvoljen kratkotrajno u razdobljima vršne potrošnje iznosi 240 000 m³/h odnosno 5 760 000 m³/dan. Iz proizvodnih podataka o radu skladišta prikazanih slikama 6.7, 6.8, 6.9 i 6.10. vidljivo je da su ostvarene maksimalne dnevne količine proizvodnje plina iznosile otprilike 4 500 000 m³/dan, dok je ostvarena maksimalna dnevna količina utiskivanja plina iznosila oko 3 250 000 m³/dan.

Tablica 6.1: Godišnja i kumulativna proizvodnja plina i vode iz pješčenjaka serije „a“

Godina	Godišnja proizvodnja plina	Godišnja proizvodnja vode	Kumulativna proizvodnja plina	Kumulativna proizvodnja vode
	m ³ x 10 ⁶	m ³	m ³ x 10 ⁶	m ³
1967.	4,133	27,3000	4,133	27,300
1968.	35,883	137,2600	40,015	164,560
1969.	45,858	152,7600	85,873	317,320
1970.	62,727	333,8000	148,600	651,120
1971.	58,585	483,6000	207,186	1 134,720
1972.	64,919	603,6000	272,104	1 738,320
1973.	47,509	412,2000	319,613	2 150,520
1974.	48,503	424,7000	368,116	2 575,220
1975.	33,782	187,6000	401,898	2 762,820
1976.	29,185	164,5600	431,083	2 927,380
1977.	32,914	289,6000	463,998	3 216,980
1978.	44,064	306,7400	508,062	3 523,720
1979.	54,298	423,5800	562,360	3 947,300
1980.	38,618	343,2700	600,977	4 290,570
1981.	23,212	277,0900	624,189	4 567,660
1982.	31,670	406,2800	655,859	4 973,940
1983.	37,355	410,0900	693,215	5 384,030
1984.	33,179	401,4300	726,393	5 785,460
1985.	29,959	448,8400	756,353	6 234,300
1986.	7,284	120,0000	763,637	6 354,300

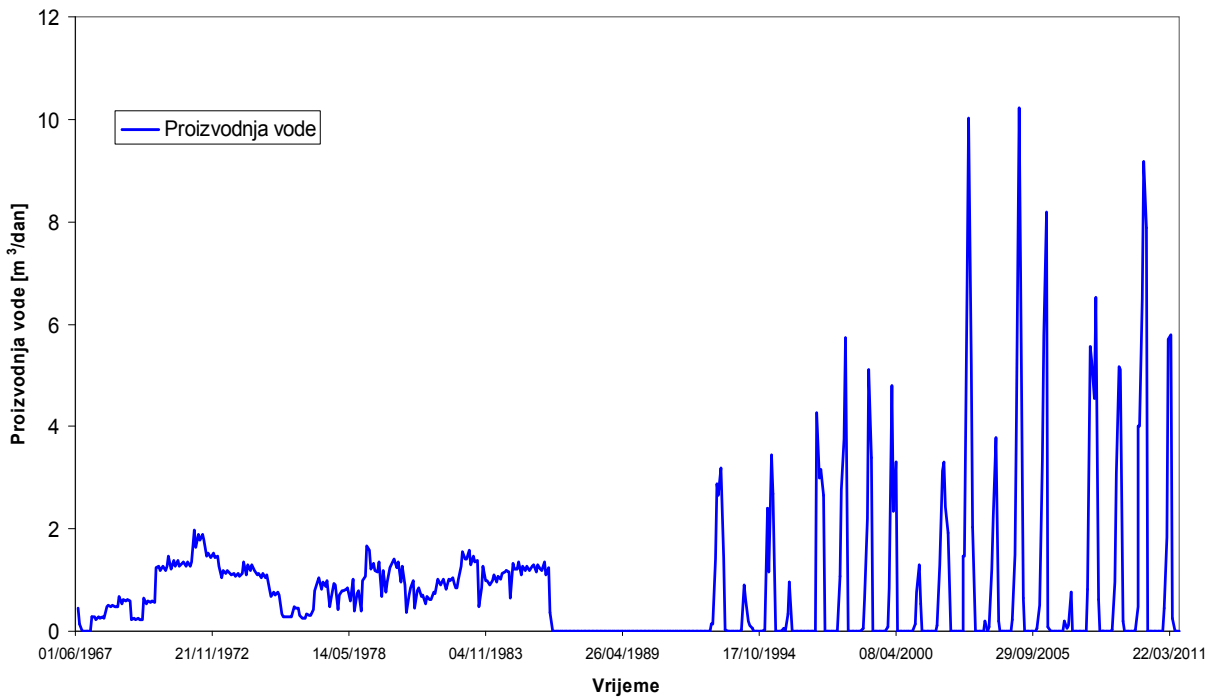


Slika 6.7: Godišnja proizvodnja plina i vode iz pješčenjaka serije "a"



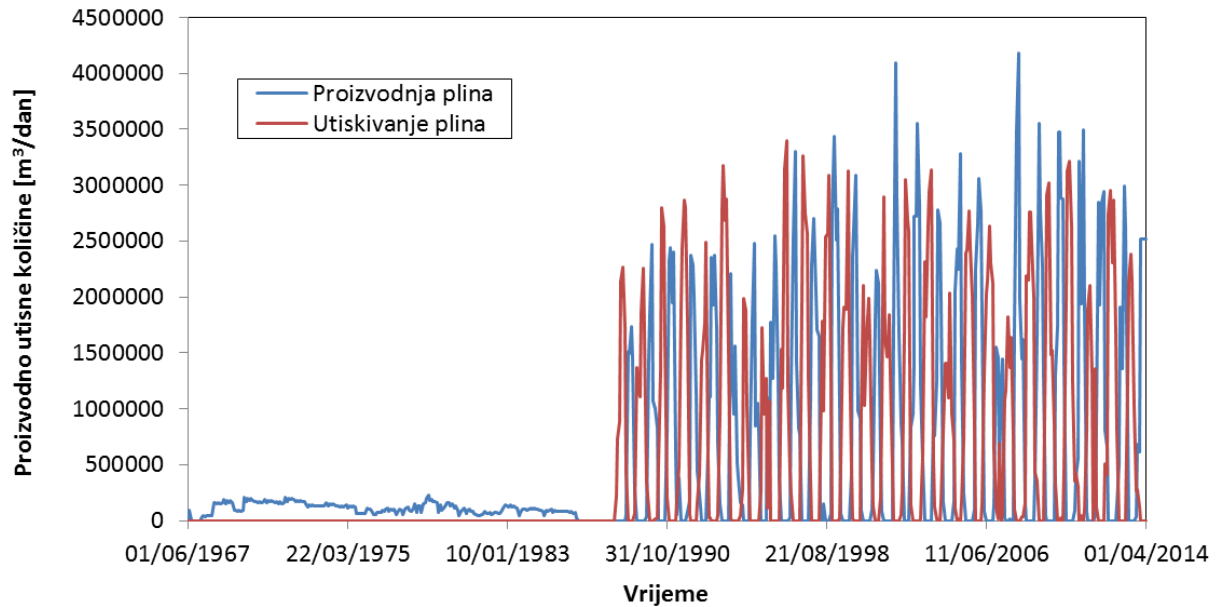
Slika 6.8: Kumulativna proizvodnja plina i vode iz pješčenjaka serije „a“

Proizvodnja vode



Slika 6.9: Proizvodnja vode kroz cijelu povijest proizvodnje polja

Proizvodnja i utiskivanje plina



Slika 6.10: Proizvodnja i utis plina kroz cijelu povijest proizvodnje polja

6.2.2. Ulazni podaci potrebni za inicijalizaciju računalnog modela

Uz prethodno spomenutu strukturnu mrežu i parametre poroziteta koji su prihvaćeni iz geološkog modela, za inicijalizaciju (izradu početnog stanja dinamičkog modela) potrebno je još zadati:

- početni tlak i temperaturu u ležištu,
- PVT svojstva ležišnih fluida (plin i voda),
- stlačivost stijene,
- dubinu kontakta plin - voda,
- kapilarne tlakove.

6.2.2.1. Početni tlak i temperatura

Početni tlak i temperatura u ležištu preuzeti su iz Dopunskog rudarskog projekta za eksploatacijsko polje Okoli – podzemno skladište plina, prema kojem srednja temperatura u skladištu iznosi 106,6 °C. Početni tlak je izračunat za svako ležište. Podaci o tlaku i temperaturi prikazani su u tablici 6.2.

Tablica 6.2: Tlak i temperatura po ležištima „a“ serije (INA-Industrija nafte d.d., 1985)

Ležište	Tlak (bar)	Temperatura (°C)
a ₁	196,2	106,2
a ₂	196,4	106,8
a ₃	196,6	107,4

Ovi podaci o tlaku i temperaturi preuzeti su za daljnji izračun termodinamičkih svojstava ležišnih fluida.

6.2.2.2. Fizikalna svojstva ležišnih fluida

Za izradu računalnog modela korištene su tzv. „black-oil“ tablice prema Kameshwar et al. (2007) koje opisuju svojstva ležišnih fluida pri različitim uvjetima tlaka i temperature. PVT svojstva fluida prikazana tablično za različite raspone tlaka i temperature dobivena su upotrebom Peng-Robinson jednadžba stanja (Peng and Robinson, 1968). Dobiveni rezultati su prikazani u tablici 6.4. za sastav plina prikazan tablicom 6.3.

Tablica 6.3: Molekularni sastav ležišnog fluida (INA-Industrija nafte., 2012)

Naziv komponente	mol (%)
N ₂	0,400
CO ₂	1,570
C ₁	94,604
C ₂	1,470
C ₃	0,990
iC ₄	0,280
nC ₄	0,351
iC ₅	0,122
nC ₅	0,132
C ₆	0,005
C ₇	0,010
C ₈	0,014
C ₉	0,010
C ₁₁	0,042

Tablica 6.4: Fizikalna svojstva ležišnog fluida pri konstantnoj temperaturi

(INA-Industrija nafte d.d., 2012).

Tlak (bar)	B_g (m ³ /m ³)	μ_g (cP)	Tlak (bar)	B_g (m ³ /m ³)	μ_g (cP)
1,00	1,32568	0,01357	181,52	0,00671	0,01794
13,03	0,10046	0,01367	193,55	0,00631	0,01845
25,07	0,05163	0,01379	205,59	0,00596	0,01898
37,10	0,03451	0,01394	217,62	0,00565	0,01952
49,14	0,02581	0,01411	229,66	0,00538	0,02007
61,17	0,02055	0,01432	241,69	0,00513	0,02064
73,21	0,01704	0,01455	253,72	0,00492	0,02121
85,24	0,01453	0,01481	265,76	0,00472	0,02180
97,28	0,01266	0,01510	277,79	0,00455	0,02238
109,31	0,01122	0,01542	289,83	0,00439	0,02297
121,35	0,01007	0,01577	301,86	0,00424	0,02356
133,38	0,00914	0,01615	313,90	0,00411	0,02415
145,41	0,00837	0,01656	325,93	0,00399	0,02474
157,45	0,00772	0,01700	337,97	0,00388	0,02533
169,48	0,00718	0,01746	350,00	0,00378	0,02592

6.2.2.3. Stlačivost stijene

Podatak o stlačivosti stijene preuzet je iz korelacije za efektivnu stlačivost stijene ovisno o šupljikavosti i tipu stijene (Sečen et al., 2003). Prosječna šupljikavost stijene u cijelom geološkom modelu iznosi 9,7%. Na osnovu tog podatka efektivna stlačivost stijene za pješčenjake iznosi $70 \cdot 10^{-4} \text{ kPa}^{-1}$ ($70 \cdot 10^{-6} \text{ bar}^{-1}$).

6.2.2.4. Dubina kontakta plin-voda

Kontakt plin-voda u ležištu a_1 je na apsolutnoj dubini -1810 m između dubine najdublje podine plinom zasićenog ležišta a_1 u bušotini OK-12 i najpliće krovine zavodnjenog ležišta u bušotini OK-3. Naknadno je kontakt plin/voda u ležištu a_1 usvojen približno 6 m dublje od

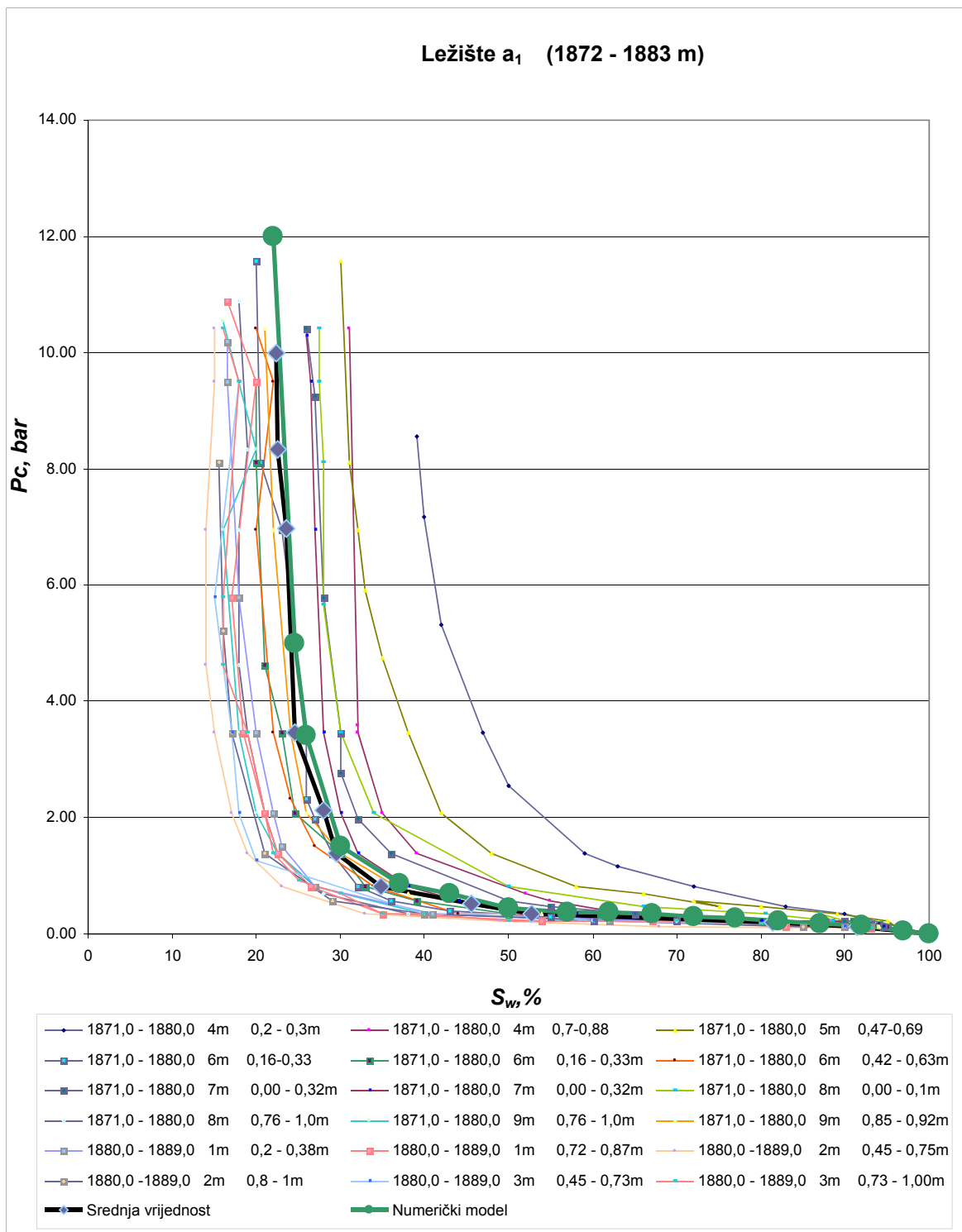
najdublje podine ležišta zasićenog plinom u bušotini OK-12, na apsolutnoj dubini -1800 m. Za ležište a_2 apsolutna dubina kontakta plin/voda prvotno je pretpostavljena na dubini -1819 m prema dijagramu elektrokarotaže bušotine OK-1, dok su za ležište a_3 korišteni EK-dijagrami bušotina OK-4 i OK-24 prema kojima je kontakt utvrđen na apsolutnoj dubini -1818 m. Kasnije se na temelju analize karotažnih mjerenja u bušotinama pokazalo da su ležišta a_2 i a_3 u dijelu strukture povezana te je pretpostavljen zajednički kontakt plin/voda na apsolutnoj dubini -1818 m.

U geološkom modelu je za potrebe procjene početnih rezervi plina usvojena pretpostavljena apsolutna dubina inicijalnog kontakta na -1800 m za a_1 ležište i utvrđena dubina -1818 m za ležišta a_2 i a_3 .

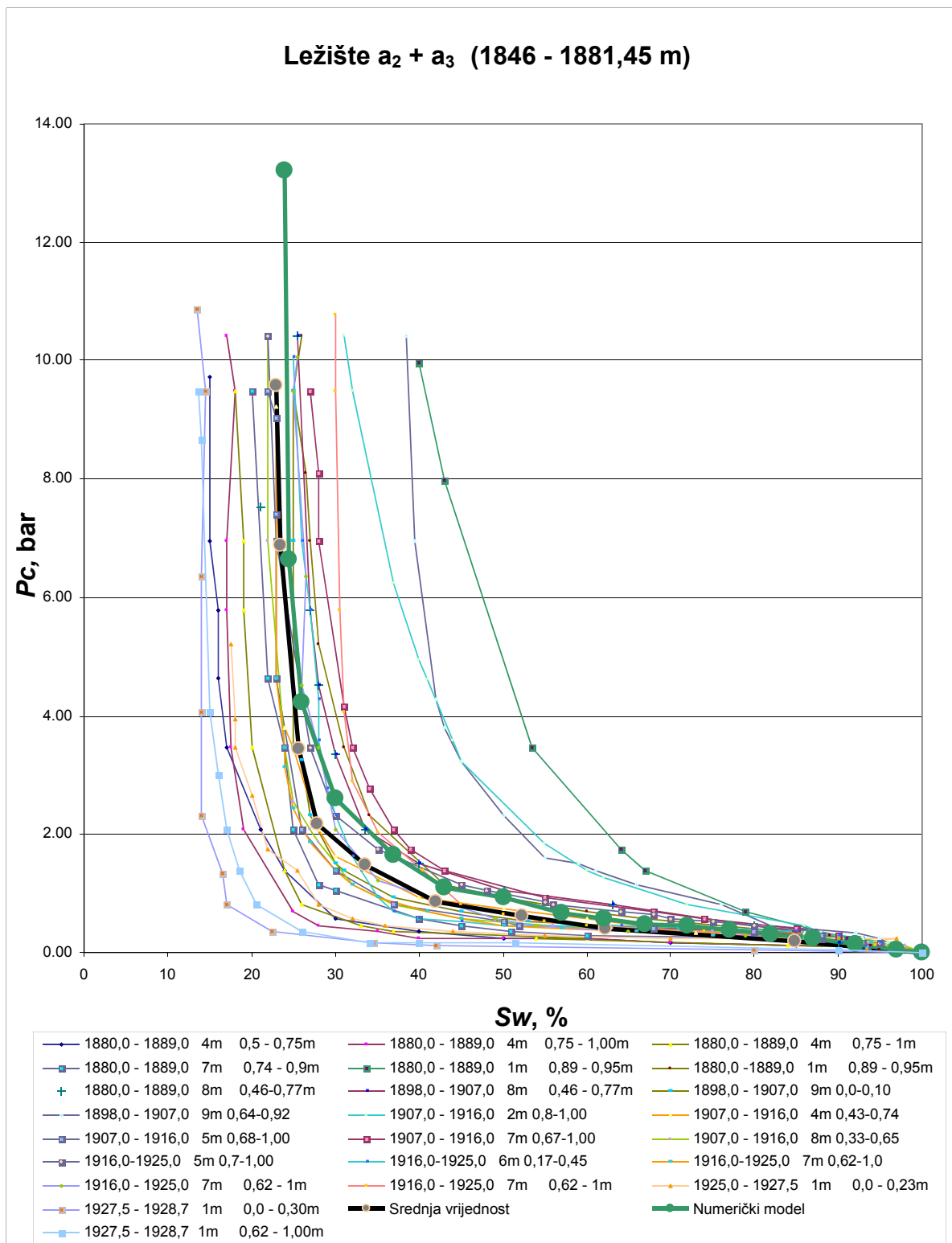
Za izradu računalnog modela ležišta korištene su prethodno navedene vrijednosti. Dubina kontakta u ležištu a_1 definirana je na dubini -1800 m a za ležišta a_2 i a_3 , kontakt je na dubini -1818 m.

6.2.2.5 Kapilarni tlakovi

U računalnom modelu za inicijalizaciju početnog stanja rezervi plina koristi se krivulja kapilarnih tlakova. Podaci o kapilarnim tlakovima dobiveni su iz laboratorijskih mjerenja na jezgrama. Uzorci jezgara se odnose na sva tri ležišta pješčenjaka serije „a“. Kako su ležišta podijeljena u dvije hidrodinamičke cjeline tako su i kapilarni tlakovi definirani za svaku od hidrodinamičkih cjelina zasebno. Za ležište a_1 prema analizama mjerenja i njihovom obradom napravljena je prosječna kapilarna krivulja prema kojoj je određena kapilarna krivulja korištena u računalnom modelu (slika 5.6). Istom metodom određene su kapilarne krivulje za ležišta a_2 i a_3 (slika 6.11).



Slika 6.11: Prikaz analize mjerenja kapilarnih tlakova bušotine Ok-35 za ležište a₁ (INA-Industrija nafte d.d., 2011)



Slika 6.12: Prikaz analize mjerenja kapilarnih tlakova, bušotine Ok-35 za ležište a₂+a₃ (INA-Industrija nafte d.d. 2011)

6.2.3. Inicijalizacija računalnog modela ležišta

Uz korištenje prethodno navedenih ulaznih podataka provedena je inicijalizacija modela (stanje u ležištu prije početka proizvodnje). Rezultati početnih rezervi plina tako inicijaliziranog modela prikazani su u tablici 6.5. Primjetno je da postoji razlika u početnim rezervama plina u usporedbi s geološkom modelom. Iako je iz geološkog modela preuzeta strukturna mreža kao i vrijednosti šupljikavosti za svaku ćeliju u modelu, metodologija proračuna početnih rezervi se razlikuje. Geološki model prilikom izračuna početnih rezervi koristi distribuciju početnog zasićenja vodom dok su za inicijalizaciju računalnog modela korištene krivulje kapilarnih tlakova prikazane slikama 6.11 i 6.12.

Tablica 6.5: Usporedba početnih rezervi geološkog i numeričkog modela

Ležište	Računalni model (početne rezerve plina)	Geološki model (početne rezerve plina)	Razlika početnih rezervi plina u odnosu na geološki model
	m ³	m ³	m ³
a ₁	1 014 454 807	1 050 631 740	-36 176 933
a ₂	691 397 417	550 590 759	140 806 658
a ₃	60 197 080	58 843 662	1 353 418
UKUPNO	1 766 049 304	1 660 066 161	1053 143

6.2.4. Apsolutna i relativna propusnost

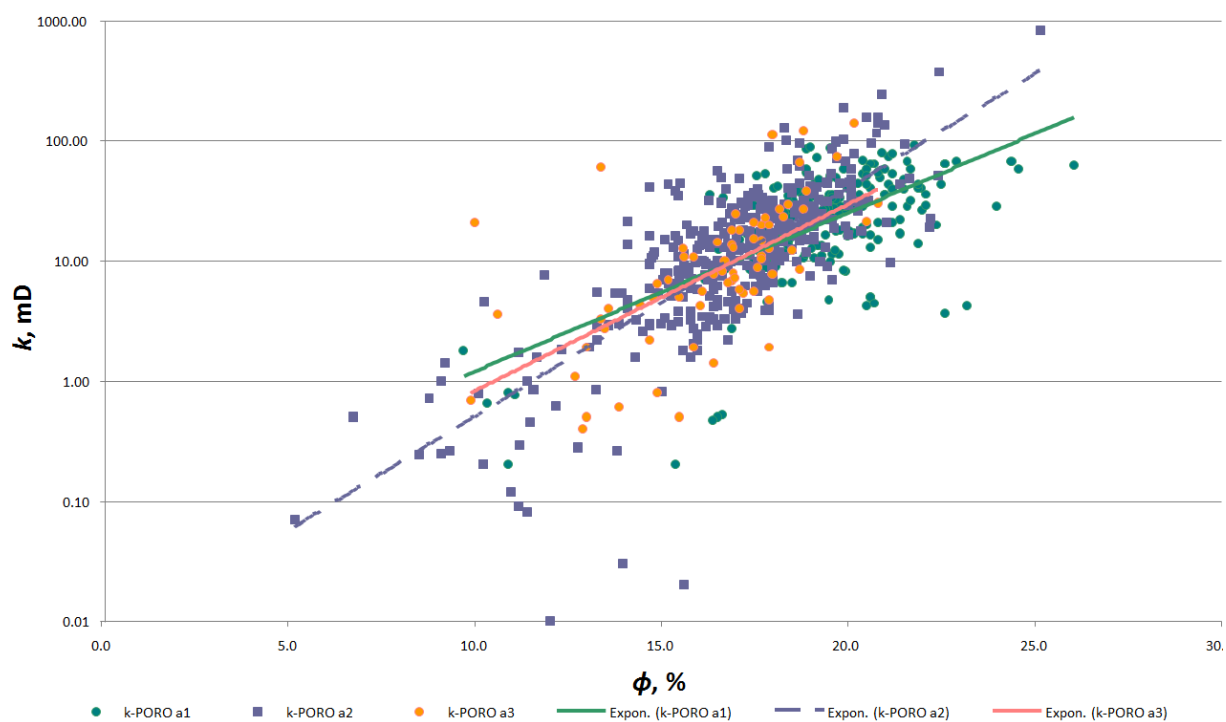
Apsolutne propusnosti u modelu definirane su uz pomoć podataka dobivenih laboratorijskim mjerenjima propusnosti na jezgrama. Mjerenja propusnosti provedena su na jezgrama bušotina OK-20, OK-24, OK-35, OK-39, OK-48A OK-1, OK-4 i OK-11, na uzorcima iz pojedinih ležišta „a“ serije. Podaci o horizontalnoj i vertikalnoj propusnosti pojedinog uzorka te šupljikavosti uzorka ukoliko se iskažu kroz njihov međusobni odnos, dobiju se dva skupa podataka ovisno da li se radi o vertikalnoj ili horizontalno mjerenoj propusnosti. Podaci su prikazani slikama 6.13, 6.14 i 6.15 (INA-Industrija nafte d.d., 2011).

Nakon analize podataka ustanovljeno je da je moguće u ovisnosti o propusnosti (horizontalnoj i vertikalnoj) ležište podijeliti na istočni i zapadni dio te zasebno po ležištima a₁, a₂ i a₃. Svaka

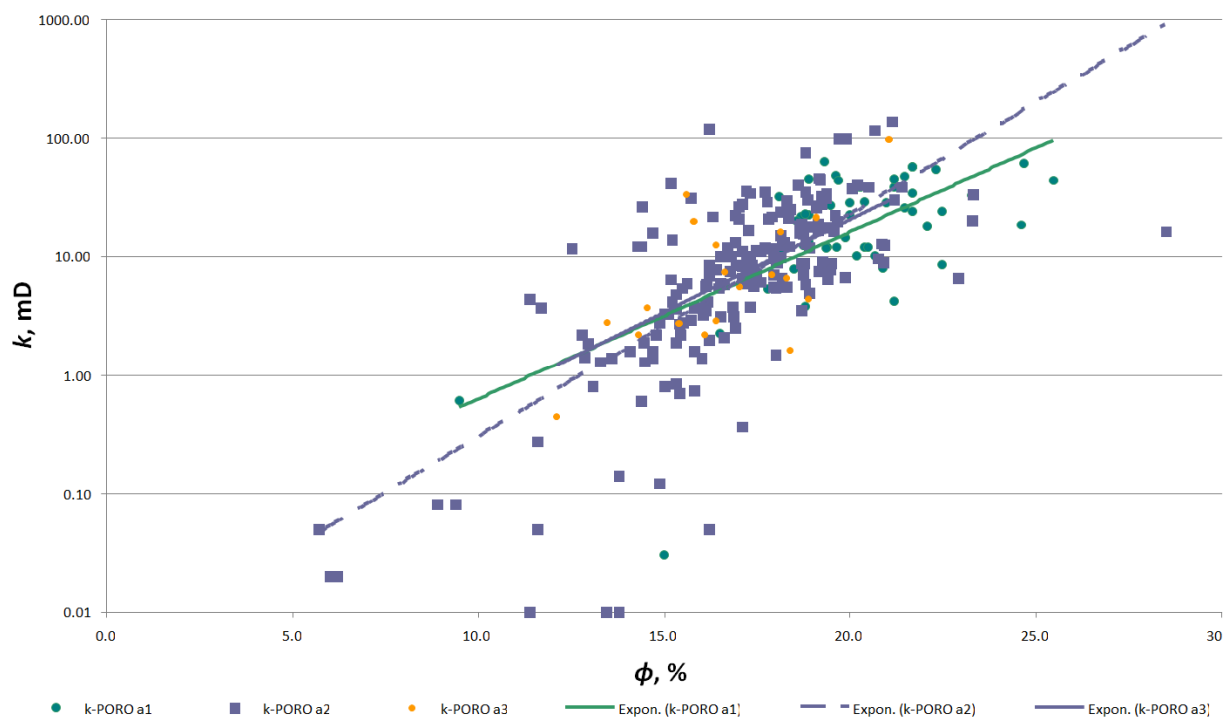
od tih zona propusnosti opisana je zasebnom formulom u ovisnosti o šupljikavosti (tablica 6.6). U računalnom modelu upotrijebljeni su isti odnosi kako bi se za svako od navedenih područja izračunala vrijednost za apsolutnu propusnost. Granica između područja u računalnom modelu određena je ovisno o položaju pojedinih bušotina. Bušotine na kojima mjerenja propusnosti na jezgrama daju veće vrijednosti predstavljaju istočni dio, dok bušotine na kojima su propusnosti manje predstavljaju zapadni dio ležišta. Kako u računalnom modelu prilikom izračuna propusnosti u ovisnosti o šupljikavosti nije moguće napraviti distribuciju vrijednosti između istočnog i zapadnog dijela ležišta, prijelazna zona ne pokazuje kontinuirani porast propusnosti iz smjera zapada prema istoku (slika 6.16).

Tablica 6.6: Odnos propusnost-poroznost po područjima (INA-Industrija nafte d.d. (1998))

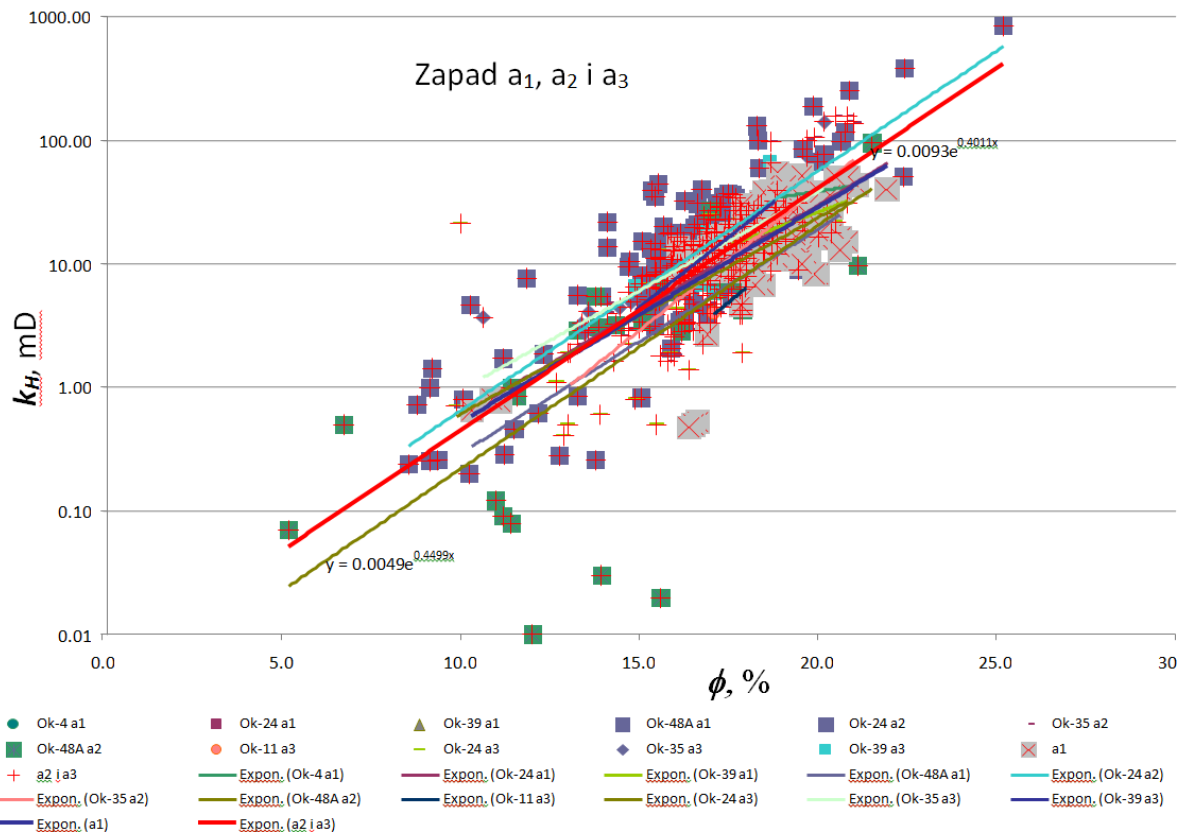
ZONA	Horizontalna propusnost	Vertikalna propusnost
a ₁ – Zapadni dio	$k_H = 0,0093e^{0,4011\phi}$	$k_V = 5 \times 10^{-7} e^{0,8829\phi}$
a ₁ – Istočni dio	$k_H = 11,963e^{0,0465\phi}$	$k_V = 0,8432e^{0,1558\phi}$
a ₂ +a ₃ - Zapadni dio	$k_H = 0,0049e^{0,4499\phi}$	$k_V = 0,0007e^{0,526\phi}$
a ₂ +a ₃ – Istočni dio	$k_H = 1,6237e^{0,1437\phi}$	$k_V = 5,3455e^{0,0589\phi}$



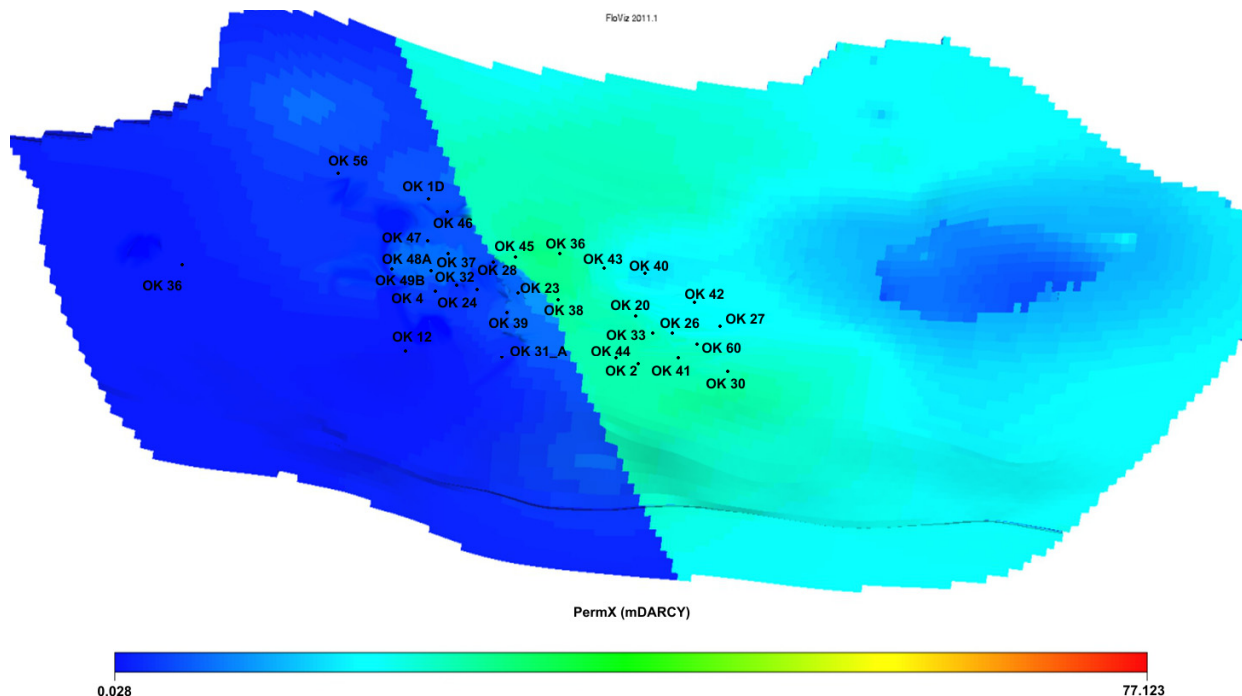
Slika 6.13: Odnos propusnost-šupljikavost u horizontalnom smjeru, ležišta a_1, a_2 i a_3 (INA-Industrija nafte d.d., 2011)



Slika 6.14: Odnos propusnost-šupljikavost u vertikalnom smjeru, ležišta a_1, a_2 i a_3 (INA-Industrija nafte d.d., 2011)

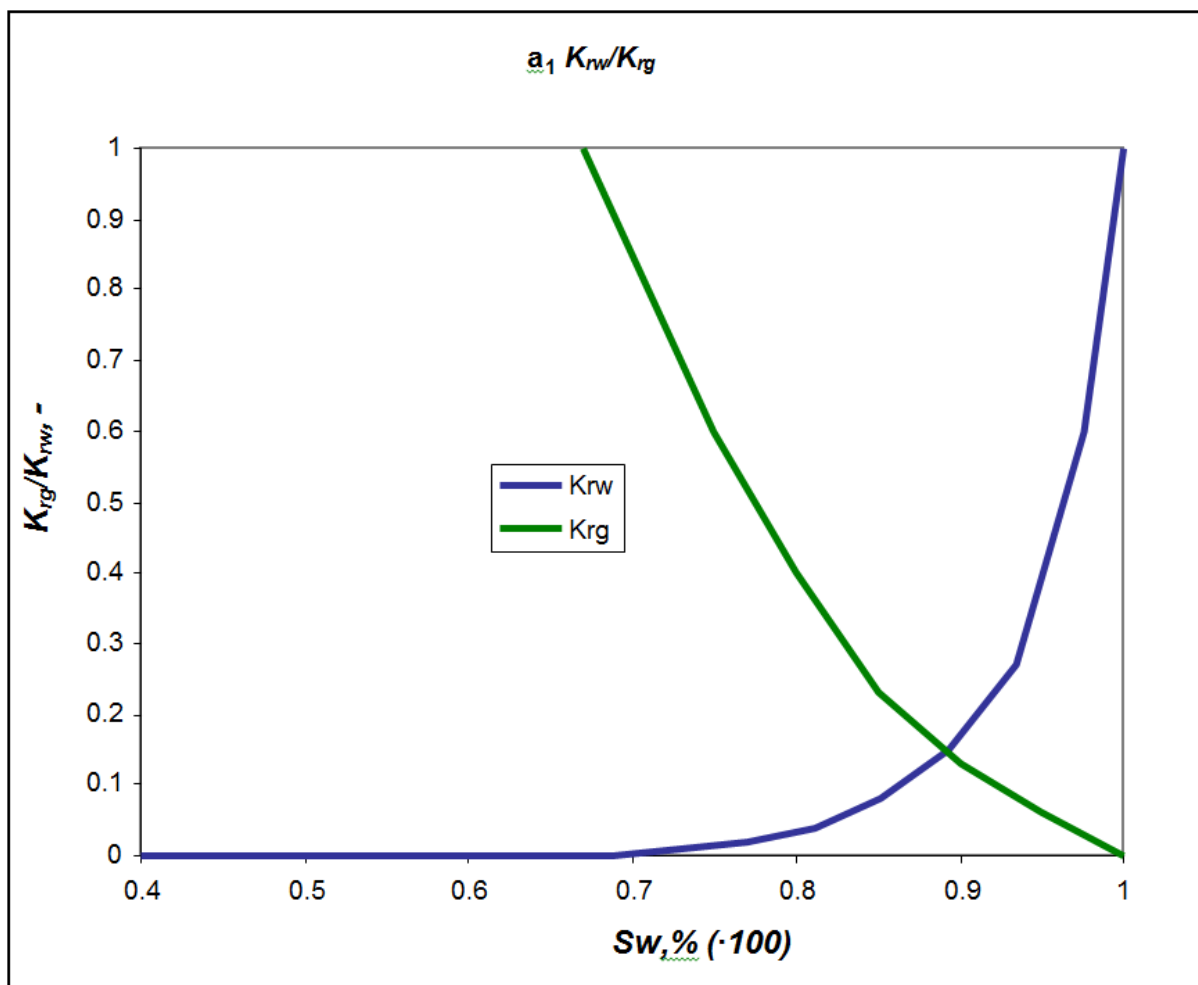


Slika 6.15: Odnosi horizontalne propusnosti i šupljikavosti zapadnog dijela po ležištima a₁, a₂ i a₃ (INA-Industrija nafte d.d., 2015)

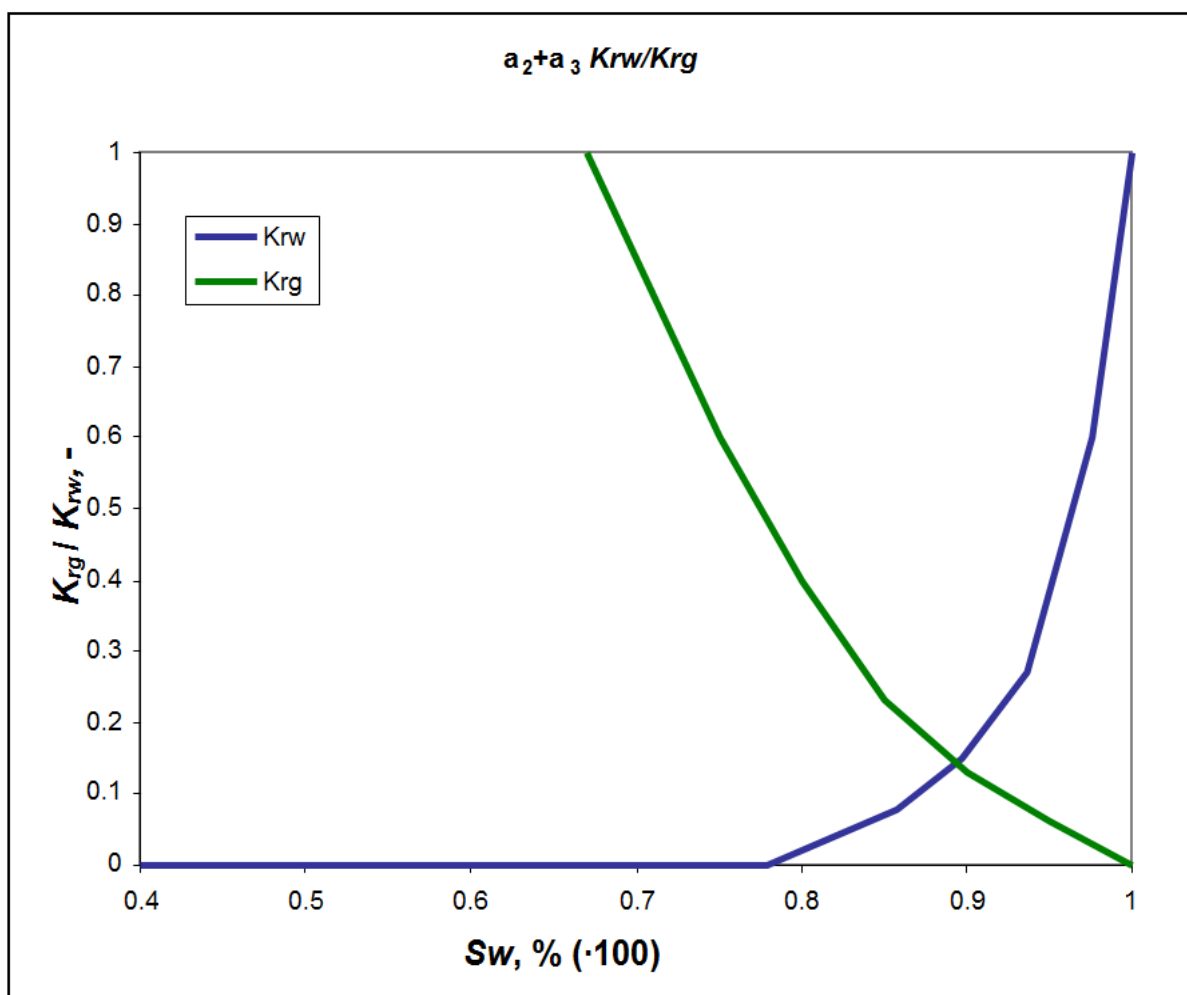


Slika 6.16: Raspodjela propusnosti na istočni i zapadni dio u računalnom modelu

Za početni izgled krivulja relativnih propusnosti uzeta su laboratorijska mjerenja provedena na jezgrama bušotine OK-35. Uočena pravilnost je da se kritično zasićenje vodom u rezultatima mjerenja kreće u rasponu od 40 – 50%. Maksimalna relativna propusnost za plin (kod zasićenja vodom 40 - 50%) kreće se u većem rasponu od 0,1 – 0,9. Kod 100% zasićenja vodom relativna propusnost uvijek iznosi 1. Rezultati interpretacije mjerenja korišteni su kao početna točka za ulazak u računalni model. Kako relativne propusnosti za vodu utječu na rezultate simulacije, korištene su kao parametar koji je mijenjan u procesu usklađivanja s povijesti proizvodnje. Za potrebe računalnog modela određena su tri početna skupa krivulja relativnih propusnosti, po jedan skup za svako ležište „a“ serije (a_1 , a_2 , a_3). Krivulje relativnih propusnosti za ležišta a_2 i a_3 prilikom usklađivanja s povijesti proizvodnje ostale su međusobno iste jer se pokazalo da zasebna promjena po a_2 ili a_3 ne daje razlike u rezultatu simulacije. Konačan skup krivulja relativnih propusnosti prikazan je slikom 6.17 za ležište a_1 te slikom 6.18 za ležište a_2+a_3 .



Slika 6.17: Krivulje relativnih propusnosti ležišta a_1



Slika 6.18: Krivulje relativnih propusnosti ležišta a_2+a_3

6.2.5. Unos podataka potrebnih za usklađivanje povijesti proizvodnje i računalnog modela ležišta skladišta plina

Nakon unosa podataka potrebnih za inicijalizaciju računalnog modela unose se ostali podaci potrebni za izradu računalnog modela, koji obuhvaća povijest proizvodnje kod inicijalnog crpljenja ležišta „a“ serije i tijekom rada skladišta. Podaci obuhvaćeni u ovom dijelu analize su:

- proizvodni podaci za plin i vodu kod inicijalne proizvodnje i rada skladišta,
- podaci o tlaku na dnu i ušću bušotina za vrijeme inicijalne proizvodnje i rada skladišta,

- podaci o tehničkom stanju i opremi u bušotinama tijekom inicijalne proizvodnje i rada skladišta plina.

Proizvodni podaci o proizvodnji plina i vode za svaku bušotinu iz pješčenjaka serije „a“ za vrijeme početnog crpljenja preuzeti su iz baze INA-Naftaplina. Kratak opis proizvodnih podataka početne proizvodnje je naveden u tablici 6.1. Proizvodni podaci za vrijeme rada skladišta plina pripremljeni su za ulaz u računalni model na način da su količine preračunate na prosječne mjesečne vrijednosti ne uzimajući u obzir ukupno vrijeme rada pojedine bušotine tijekom mjeseca. Razlog tome su prije svega vjerodostojnost ulaznih podataka u vremenskom periodu manjem od mjesec dana i karakteristika računalnog modela. Za pripremu podataka odabran je vremenski korak (*eng. timestep*) u trajanju od jednog mjeseca kako bi se što više smanjilo trajanje simulacije povijesti proizvodnje te istovremeno što bolje opisalo proizvodno ponašanje po bušotinama. Proizvodnja vode, te proizvodnja i utiskivanje plina kroz čitavu povijest proizvodnje rada polja prikazani su slikama 6.9 i 6.10. Prikupljeni podaci obuhvaćaju statički i dinamički tlak izmjeren na dnu bušotine te dinamički tlak izmjeren na ušću bušotine. Ovi podaci su pripremljeni za korištenje u računalnom modelu kao vrijednosti za usporedbu kretanja tlaka u računalnoj simulaciji.

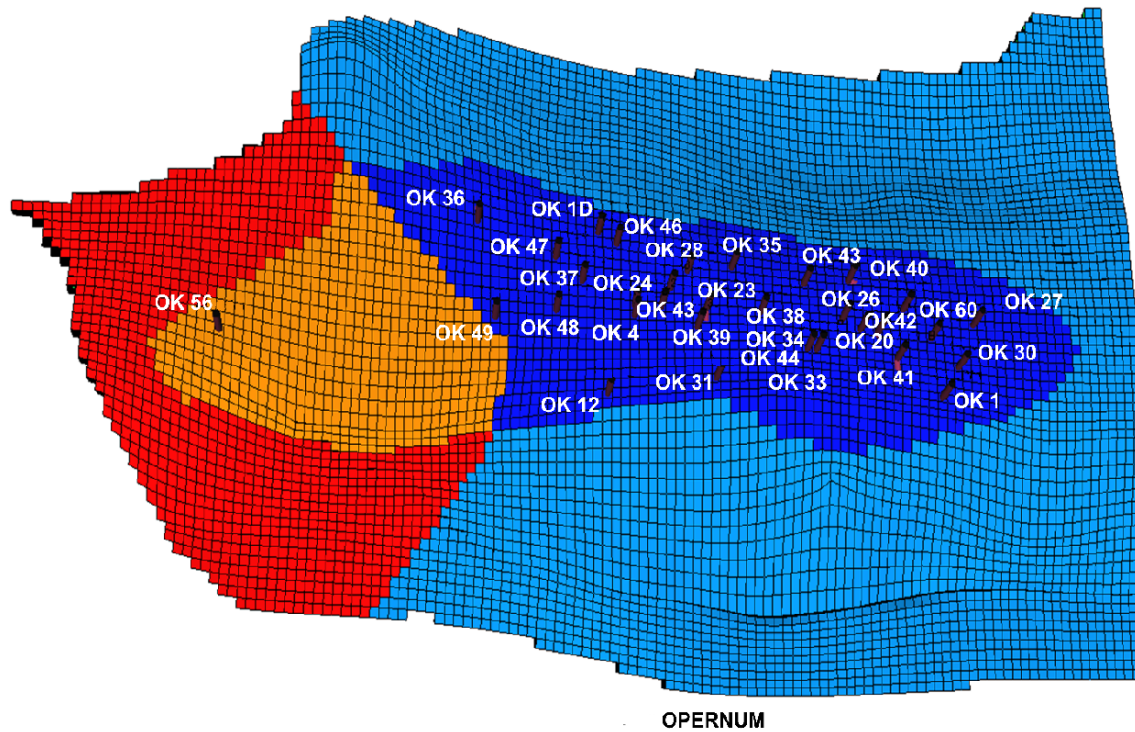
6.2.6. Usklađivanje povijesti proizvodnje i računalnog modela ležišta skladišta plina

Da bi računalni model bio dovoljno općenit potrebno je rezultate dobivene simulacijom uskladiti s mjernim podacima. Parametri računalnog modela koji su dodatno analizirani su:

- porni volumen ležišta koji se odnosi na zasićenje u plinu,
- porni volumen ležišta koji se odnosi na zasićenje vodom,
- provodljivost (*eng. Transmissibility*) zapadnog dijela ležišta i volumena akvifera zapadnog dijela ležišta.

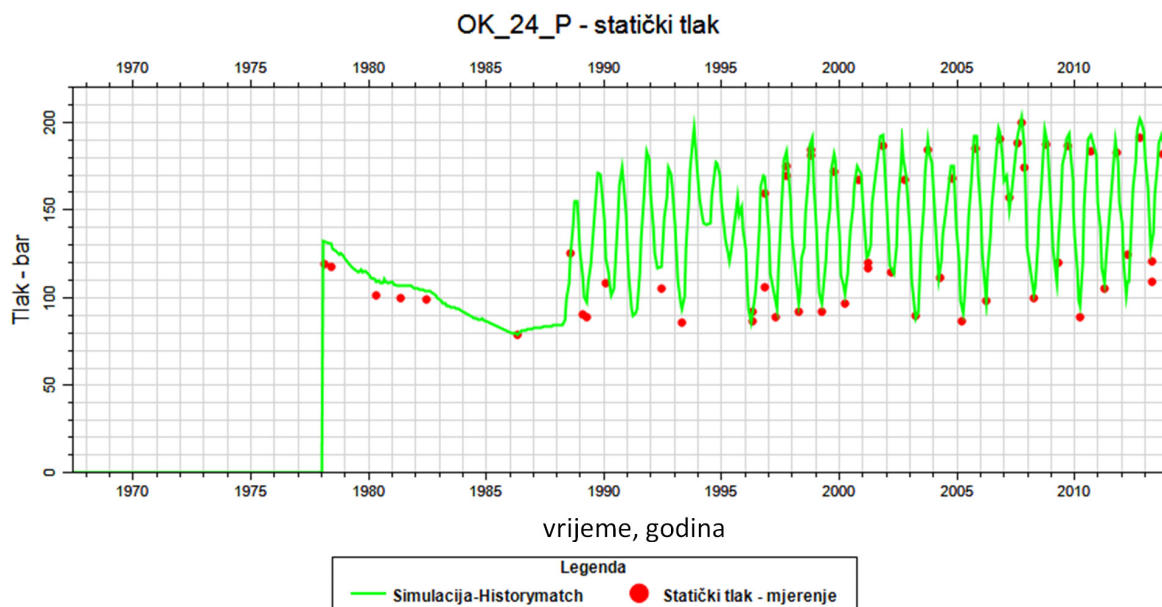
Zapadnim djelom ležišta smatra se sve zapadno od rasjeda pored bušotine OK-49b. Podjela po regijama prikazana je slikom 6.19.

Promjena parametara definirana je tako da su se početne vrijednosti množile određenim koeficijentom kako bi se njihova konačna vrijednost povećala ili smanjila unutar cijelog modela, a istovremeno održala početna distribucija parametara.

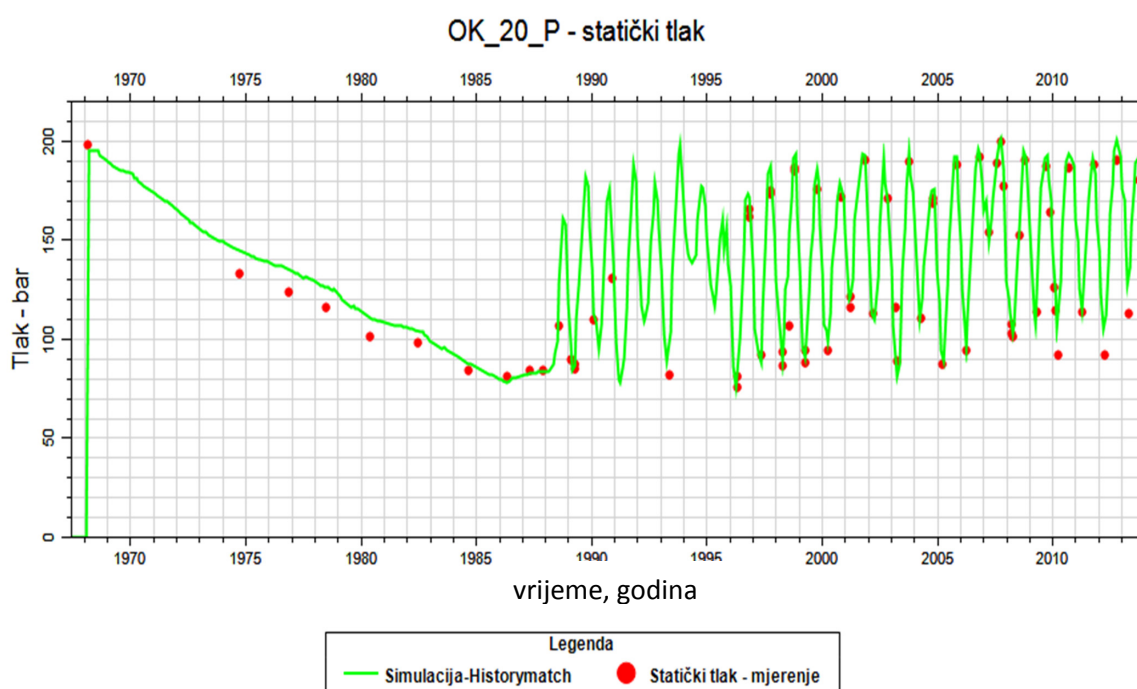


Slika 6.19: Podjela računalnog modela po regijama korištenim u procesu usklađivanja povijesti proizvodnje

Rezultati dobiveni provedenom optimizacijom, u smislu mogućnosti računalnog modela da oponaša rad skladišta, prikazani su slikama 6.20 i 6.21.



Slika 6.20: Usporedba rezultata simulacije i proizvodnih podataka iz povijesti proizvodnje bušotine OK- 24

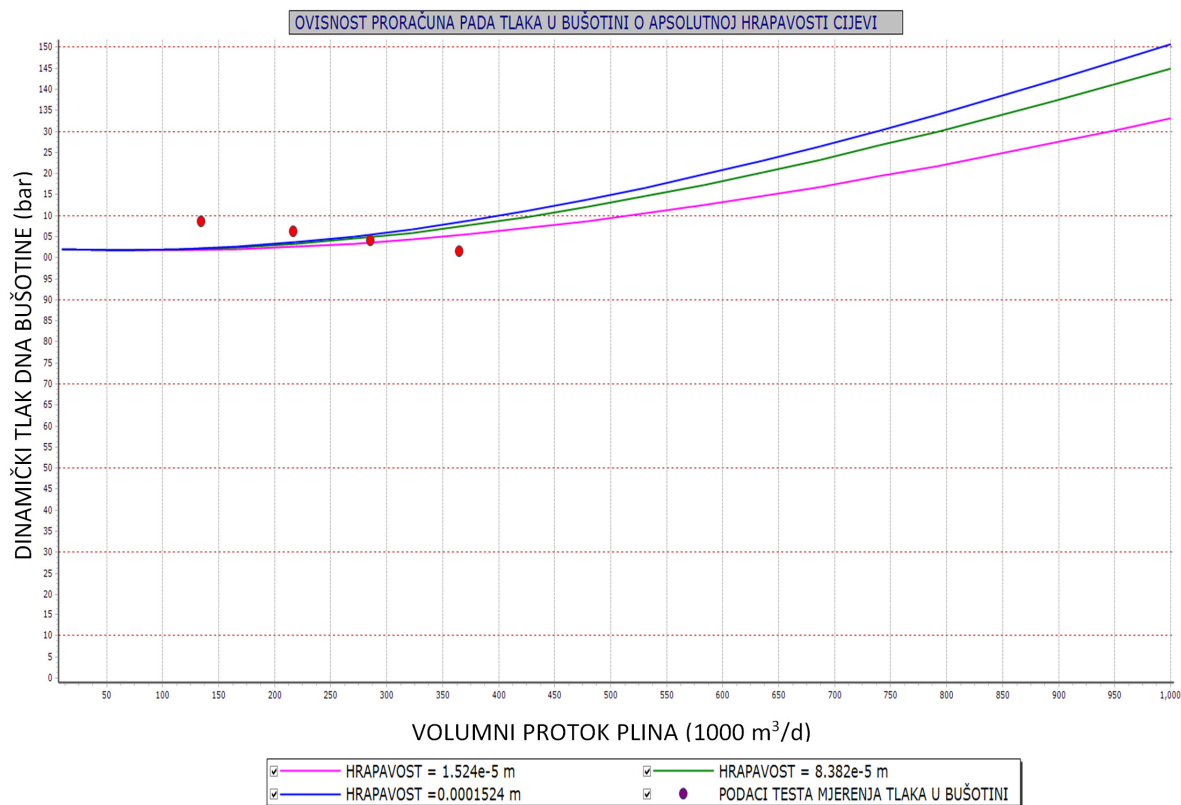


Slika 6.21: Usporedba rezultata simulacije i proizvodnih podataka iz povijesti proizvodnje bušotine OK-20

6.3. Matematički model bušotine

Protjecanje plina u bušotini modelirano je u dva segmenta pomoću programa PROSPER. Prvi obuhvaća generiranje krivulja podizanja fluida u kanalu bušotine (VLP krivulje), a drugi dio obuhvaća izradu krivulje utjecanja fluida iz ležišta u kanal bušotine (IPR krivulje). Proračunate VLP krivulje koriste se dalje za svaku bušotinu unutar integriranog modela za proračun pada tlaka u bušotini. VLP krivulje generirane su za sve radne bušotine skladišta i to za unaprijed odabrane zajedničke vrijednosti dinamičkog tlaka ušća i ostalih proizvodnih parametara prikazanih u tablici 6.7. VLP krivulja pokazuje proporcionalnu ovisnost dinamičkog tlaka dna bušotine o volumnom protoku plina. Što je dinamički tlak veći, to će i protok biti veći.

Ostali relevantni podaci svojstveni pojedinoj radnoj bušotini, a potrebni za generiranje VLP krivulja opširnije su prikazani unutar priloga C. Preduvjet za odabir korelacije je dobro podudaranje izračunatih vrijednosti pada tlaka u bušotini s izmjerenim vrijednostima hidrodinamičkih mjerenja. Za svaku radnu bušotinu odabrana korelacija je dodatno prilagođena uz pomoć korektivnog parametra koji se odnosi na komponentu gubitka tlaka uslijed trenja. Opravdanje za primjenu minimalnih vrijednosti korektivnih parametara u svrhu prilagođavanja korelacije točnoj procjeni izmjerenih vrijednosti je u činjenici da se postojeća proizvodna oprema u bušotinama koristi više od 25 godina, stoga je i razumno pretpostaviti da je unutrašnja hrapavost stijenke cijevi uvećana u odnosu na početno stanje. Ovisnost hrapavosti stijenke proizvodnog niza o padu tlaka na primjeru jedne od radnih bušotina skladišta plina dana je slikom 6.22.



Slika 6.22: Prikaz ovisnosti pada tlaka u bušotini skladišta plina o apsolutnoj hrapavosti cijevi

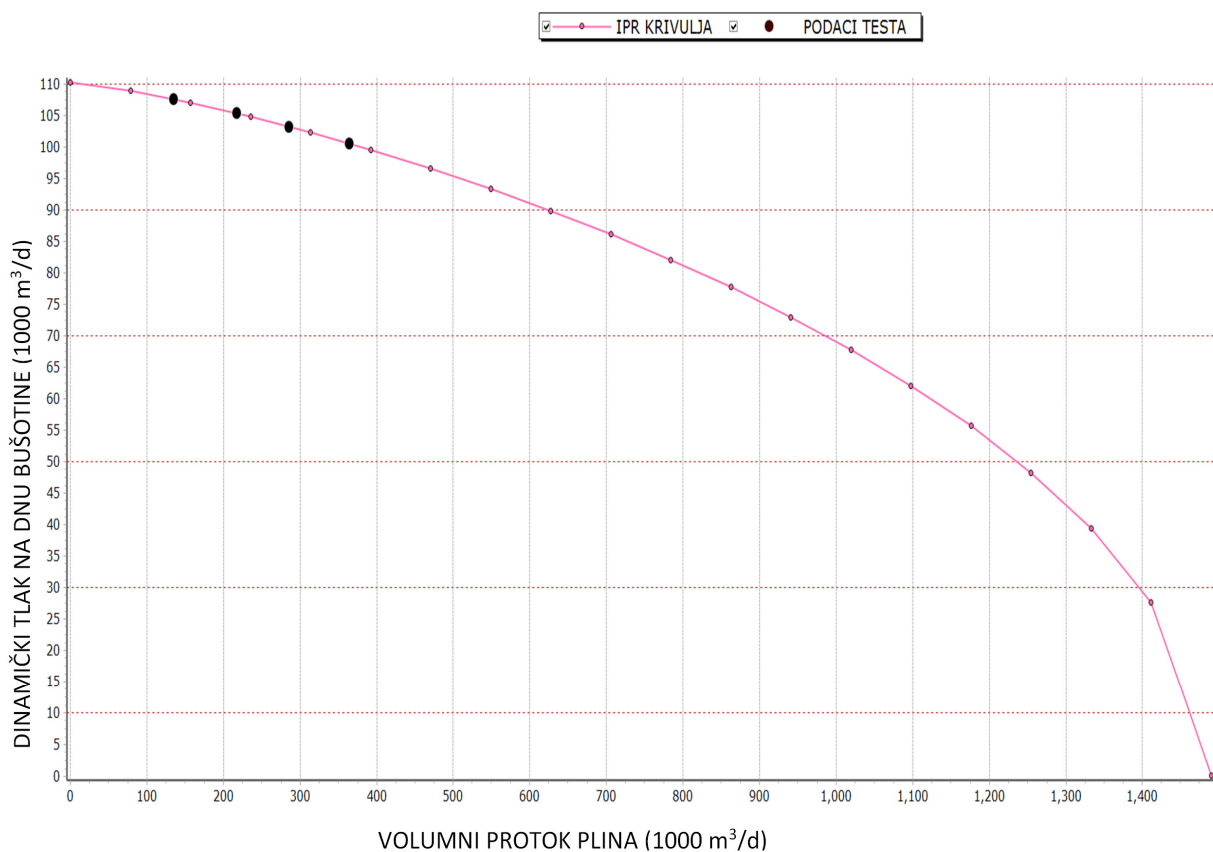
Tablica 6.7: Početni podaci za inicijalno generiranje VLP skupa krivulja radnih bušotina.

Parametar	Minimalna vrijednost	Maksimalna vrijednost	Broj interpolacija
Proizvodnja plina	5 000 m ³ /h	35 000 m ³ /h	20
CGR (omjer volumena kondenzata i plina u protoku)	0 m ³ /m ³	0 m ³ /m ³	-
WGR (omjer volumena vode i plina u protoku)	0 m ³ /m ³	2,8e ⁻⁵ m ³ /m ³	10
THP (dinamički tlak ušća bušotine)	55 bar	176 bar	10
Unutrašnji promjer proizvodnog niza	0,076 m	0,101 m	10
Korištene korelacije proračuna pada tlaka	Gray (1978) - (18 bušotina), Duns and Ros (1963) - (4 bušotine)		

6.3.1. Modeliranje protjecanja plina iz ležišta u kanal bušotine

Modeliranje protjecanja plina iz ležišta u kanal bušotine provedeno je uz pomoć analitičkih izraza danih u Houpeurt (1959) i Rawlins and Schellhardt (1936). Odabrani modeli protjecanja podjednako dobro predstavljaju niske i visoke vrijednosti protoka plina. Podaci potrebni za izradu krivulja utoka fluida iz ležišta u kanal bušotine (IPR krivulja) dobiveni su iz hidrodinamičkih mjerenja modificiranim izokronalnim testom. Parametri interpretacije hidrodinamičkih mjerenja potrebni za izračun IPR krivulja radnih bušotina skladišta plina dani su u prilogu D.

Primjer izračunate IPR krivulje za jednu od radnih bušotina skladišta uz pomoć programa PROSPER upotrebom rezultata hidrodinamičkih mjerenja dan je na slici 6.23.



Slika 6.23: Krivulja utoka fluida iz ležišta u bušotinu (IPR krivulja)

6.4. Matematički model protjecanja fluida procesnim plinovodima

Nadzemni dio postrojenja koji obuhvaća plinovode spojene s bušotinama s jedne strane i dvofaznim ulazno-izlaznim separatorom protoka s druge strane predstavljen je matematičkim modelom. Program GAP koristi se za izračun pada tlaka u sabirnim plinovodima i karakterističnim segmentima nadzemne opreme postrojenja podzemnog skladišta plina. Ostali segmenti nadzemne opreme su sapnice koje se nalaze na ušćima svih radnih bušotina te sapnice smještene u redukcijskoj stanici postrojenja. Model je postavljen za vrijednost fiksnog tlaka ulazno-izlaznog separatora od 3,5 MPa. Podaci koji se unose u program radi izračuna pada tlaka plinovoda od ušća svake bušotina do zadnje točke sustava odnosno separatora su sljedeći:

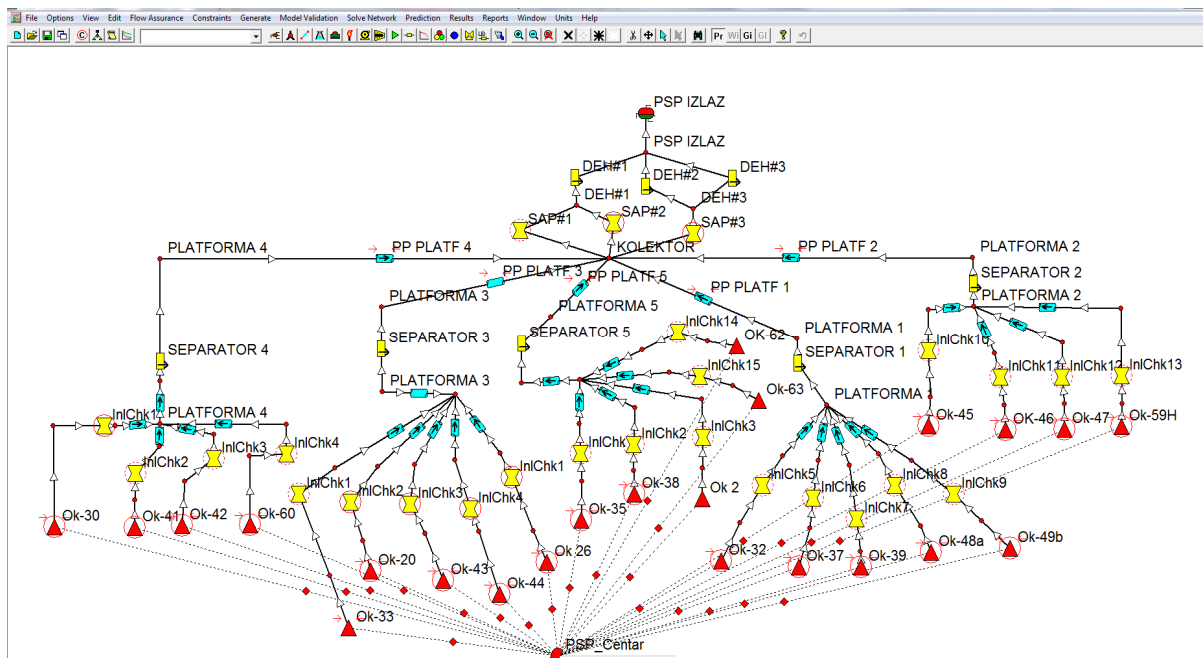
- unutrašnji promjer svih cjevovoda i apsolutna hrapavost cijevi,
- promjer sapnica na bušotinama i redukcijskoj stanici,
- podaci vezani za proračun pada tlaka kroz sapnicu,
- dužina plinovoda od ušća bušotina do ulazno - izlaznog separatora,
- kemijski sastav plina,
- termodinamička svojstva plina (PVT model),
- temperatura okoline,
- koeficijent ukupnog gubitka topline.

Početni tlak plinovoda se računa upotrebom Weymouth-ove jednadžbe dane u Ikoku (1986). Pad tlaka kroz sapnice na bušotinama te kroz sapnice redukcijske stanice izračunat je upotrebom izraza (3.53).

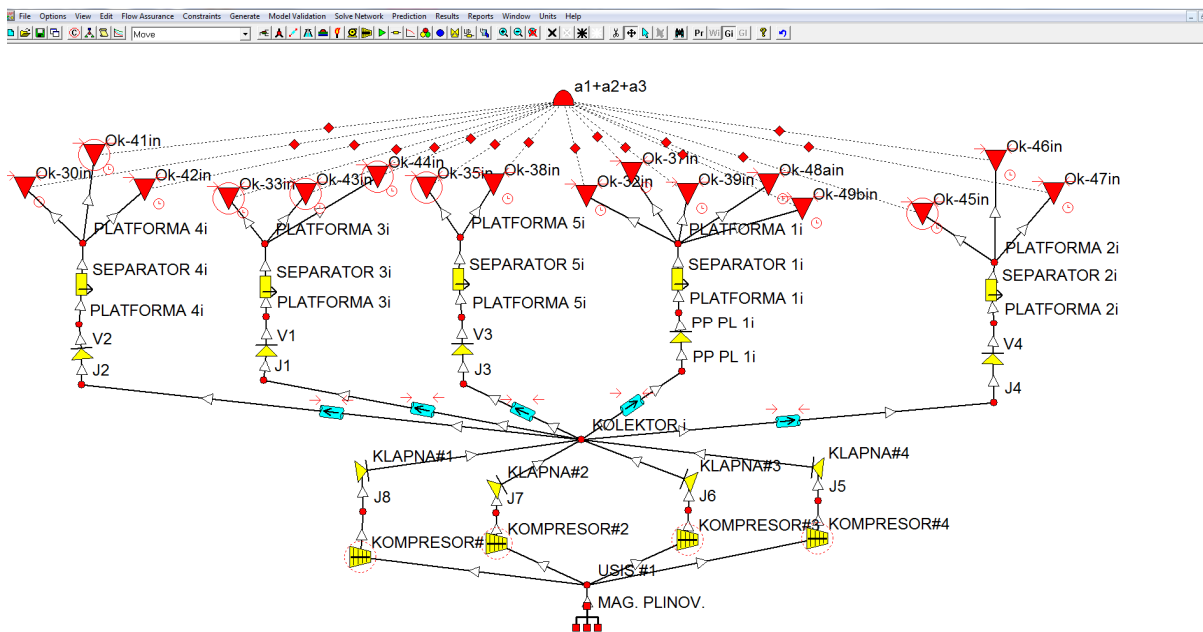
Model površinskog protjecanja pretpostavlja sljedeće činjenice:

- zanemariva promjena kinetičke komponente gradijenta tlaka,
- ustaljen i izotermički protok,
- horizontalan protok,
- zanemariv prijenos topline s radnog medija (plina) na okolinu.

Slikama 6.24 i 6.25 prikazano je radno sučelje unutar programa GAP za sustav povlačenja odnosno utiskivanje plina. Tablicom 6.8 prikazani su podaci o plinovodima korišteni u računalnom modelu.



Slika 6.24: Sučelje programa GAP kod procesa povlačenja plina



Slika 6.25: Sučelje programa GAP kod procesa utiskivanja plina

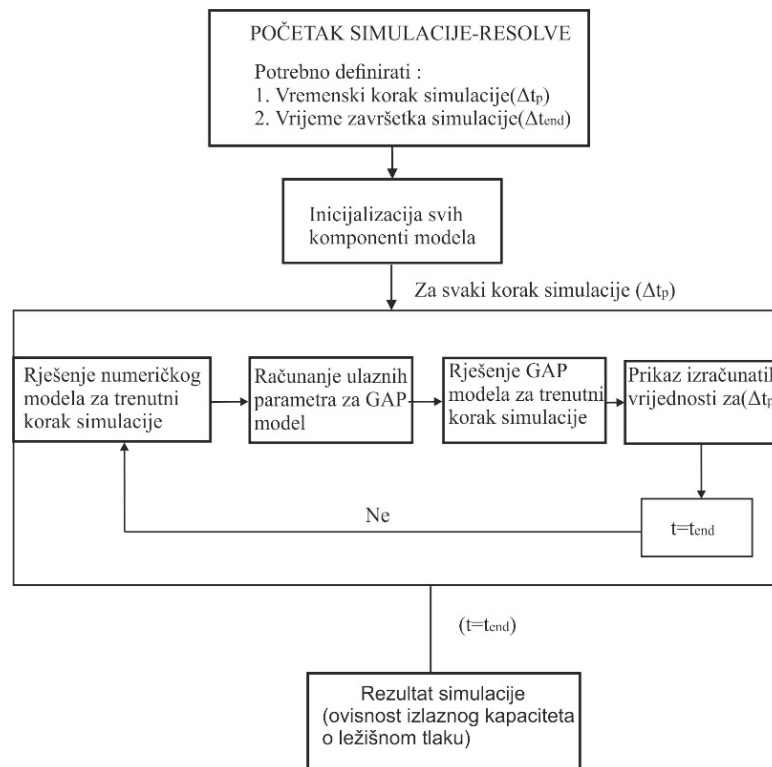
Tablica 6.8: Parametri sustava plinovoda

Naziv plinovoda	Dužina plinovoda (m)	Odabrana hrapavost cijevi (m)	Unutrašnji promjer plinovoda (m)	Nazivni promjer plinovoda (m)
Platforma 1 - CP	2050	$1,524 \cdot e^{-5}$	0,1397	0,1524
Platforma 2 - CP	1640	$1,524 \cdot e^{-5}$	0,1397	0,1524
Platforma 3 - CP	360	$1,524 \cdot e^{-5}$	0,1397	0,1524
Platforma 4 - CP	1500	$1,524 \cdot e^{-5}$	0,1397	0,1524
Platforma 5 - CP	750	$1,524 \cdot e^{-5}$	0,1397	0,1524
Platforma 6 - CP	640	$1,524 \cdot e^{-5}$	0,1397	0,1524
Legenda:				
CP - centralno postrojenje				
Platforma - Skupina radnih bušotina smještenih na istoj lokaciji a koje formiraju jednu procesnu cjelinu				
Korelacija proračuna pada tlaka	Weymouth (1912)			

6.5. Integracija pojedinačnih modela upotrebom programa RESOLVE[®]

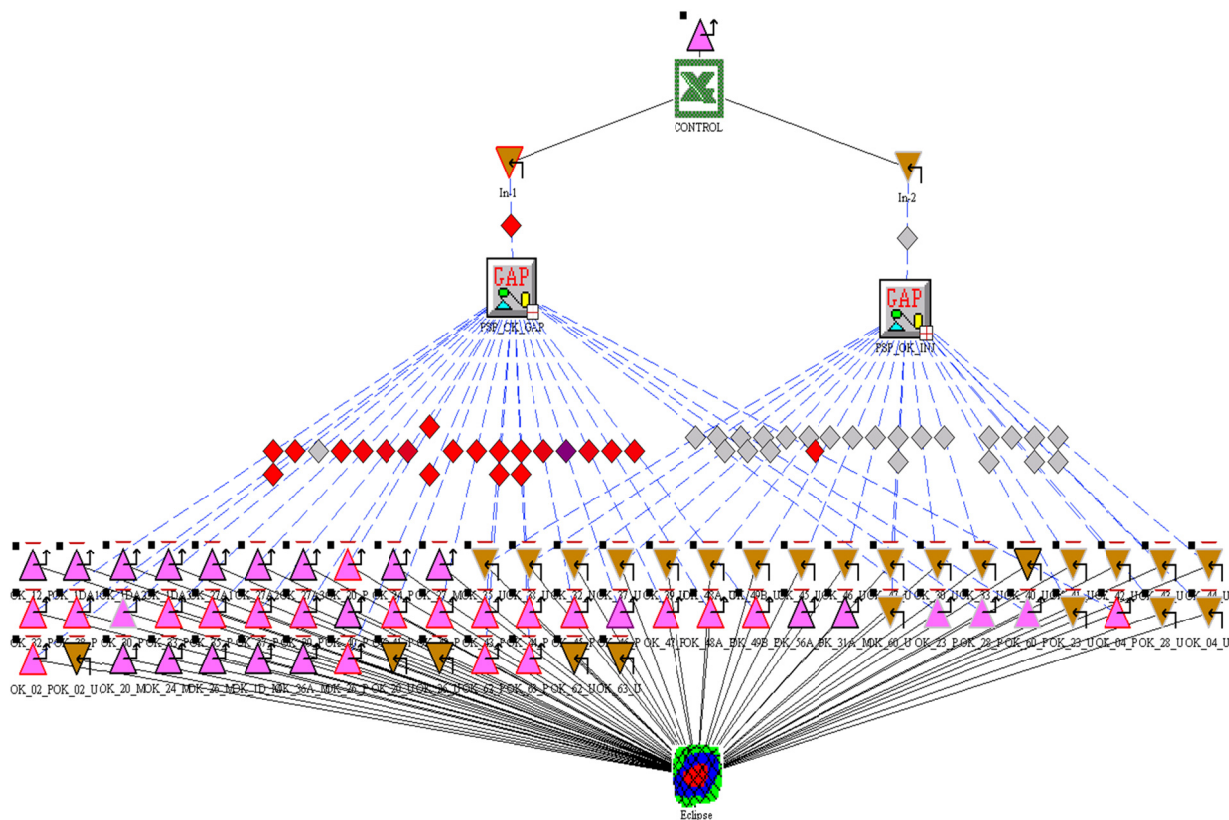
Program RESOLVE[®] korišten je kao platforma za upravljanje i integraciju pojedinačnih modela u zajedničku cjelinu. Unutar programa Resolve nakon integracije programirana je logika svakog koraka simulacije u smislu poštivanja ograničenja modela te postizanja cilja simulacije. Putem mogućnosti prijenosa podataka iz jedne aplikacije (pojedinačnog modela) u drugi model ostvaruje se dinamička komunikacija između svih pojedinačnih računalnih modela. Na temelju vrijednosti ležišnog tlaka koji prevladava unutar drenažnog radijusa svake radne bušotine generiraju se krivulje proizvodnosti za svaku bušotinu kod specifičnog ležišnog tlaka koje u kombinaciji sa VLP krivuljama iz modela bušotine daju vrijednost dinamičkog tlaka ušća pojedinačno za svaku bušotinu te volumni protok plina pri referentnom ležišnom tlaku. Daljnji pad tlaka odvija se od ušća bušotine kroz površinski sustav sabirnih plinovoda do zadnje točke sustava koju predstavlja ulazno-izlazni separator.

Svakim sljedećim korakom simulacije mijenja se vrijednost dinamičkog tlaka dna bušotine uslijed crpljenja plina iz ležišta, što ima za posljedicu promjenu ležišnog tlaka te promjenu petrofizikalnih i termodinamičkih svojstava ležišta. Ovim stupnjem integracije moguće je pratiti utjecaj bilo kojeg segmenta modela, bilo ležišnog ili procesnog, na konačni ishod simulacije. Komunikacija između pojedinačnih modela unutar programa RESOLVE tijekom simulacije prikazana je slikom 5.21.



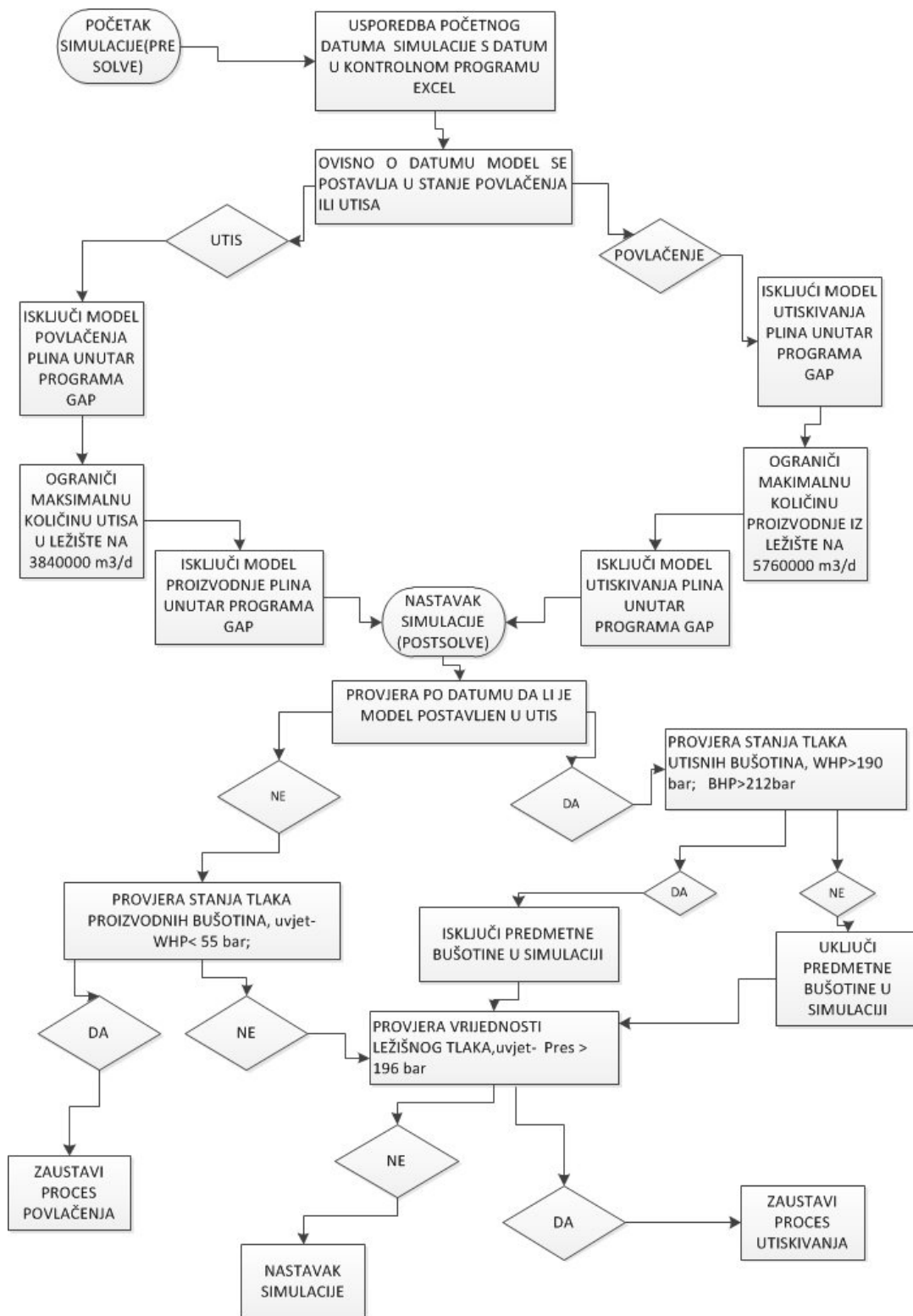
Slika 6.26: Prikaz komunikacije između računalnih modela u programu RESOLVE

Računalni model podzemnog skladišta plina u programu PETREL-RETM komunicira s procesnim modelom GAP. Bušotine su poveznica dvaju modela kako za proces povlačenja plina tako i za proces utiskivanja plina. Pri opisivanju pojedinačnih programskih paketa koji sudjeluju u integraciji izostavljen je program EXCEL (Microsoft Office), koji je također sastavni dio integriranog matematičkog modela. Njegova uloga sastoji se u tome da služi kao upravljački program putem kojeg se zadaju odabrani kriteriji te određuje opseg rada simulacije. Sučelje programa RESOLVE i prikaz povezivanja programa su dani slikom 6.27.



Slika 6.27: Prikaz integracije modela podzemnog skladišta plina u programu RESOLVE.

Prije početka simulacije potrebno je definirati ograničenja te postaviti logički slijed operacija (slika 6.28). Uvjetovana logika definirana je neposredno prije simulacije, te neposredno nakon simulacije, uz korištenje opcije “Define Logic “. Prikaz korištene logike zajedničke za sve provedene scenarije simulacije je dan slikom 6.28. Prikaz načina implementacije opisane logike unutar programa RESOLVE dan je u prilogu E.



Slika 6.28: Prikaz logičkog slijeda simulacije u programu RESOLVE

Ulazne postavke su sljedeće:

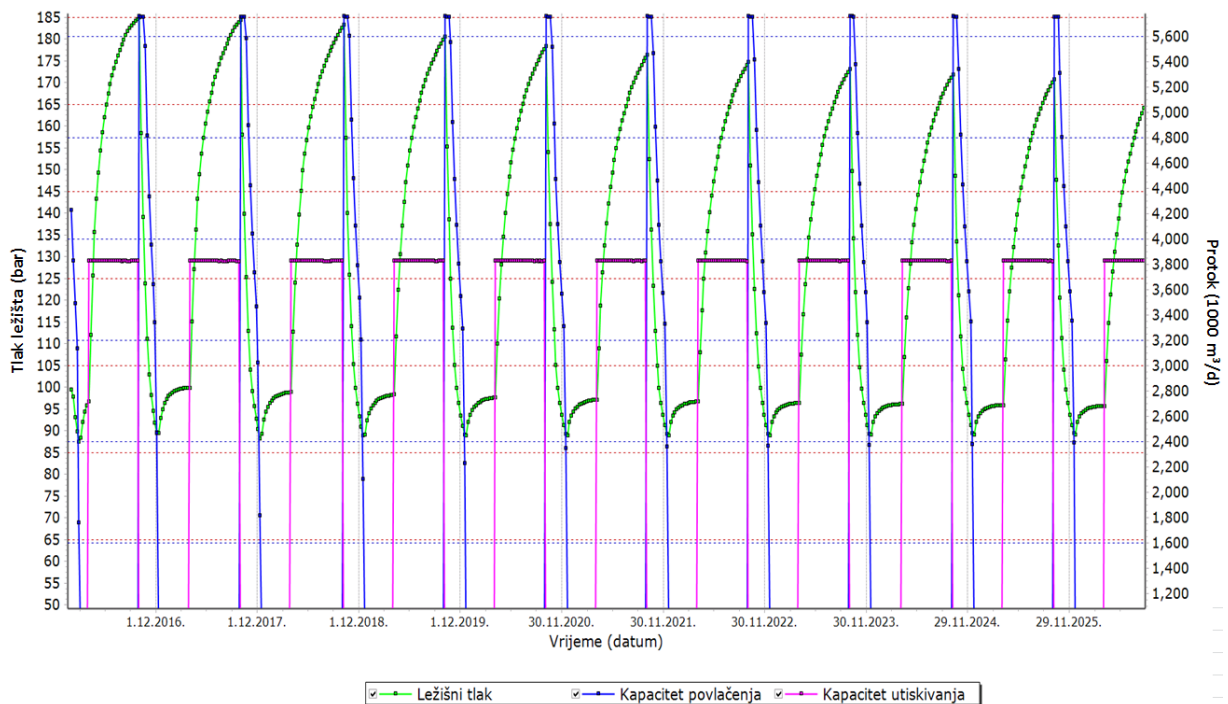
- referentni osrednjeni tlak ležišta definiran je tlakom na razini perforacija mjerne bušotine Ok-40

- tijekom ciklusa utiskivanja maksimalna količina plina je ograničena na 3 840 000 m³/d,
- tijekom ciklusa povlačenja maksimalna količina plina koji se proizvodi ograničena je na 5 760 000 m³/d,
- proizvodnja plina se odvija do razine tlaka plinskog jastuka u ležištu odnosno do srednjeg ležišnog tlaka u iznosu od 10,5 MPa,
- zbog ograničenja površinskog sustava sabiranja plina, minimalni dinamički tlak ušća bušotina iznosi 5,5 MPa,
- utiskivanje se odvija do dozvoljenog tlaka na dnu svake bušotine (BHP) od 21,2 MPa, odnosno do dozvoljenog tlaka na ušću bušotine (WHP) od 19,6 MPa,
- razdoblje utiskivanja plina odvija se od početka mjeseca travnja do kraja rujna tekuće godine,
- razdoblje povlačenja plina odvija se od početka mjeseca listopada tekuće godine do kraja mjeseca ožujka naredne godine.

7. INICIJALIZACIJA OSNOVNOG MODELA (BASE CASE) - RAČUNALNI MODEL PODZEMNOG SKLADIŠTA PLINA

Maksimalna dozvoljena depresija na sloj definirana je u programu GAP i prikazana u tablici 7.1 za sve radne bušotine skladišta. U spomenutom programu definiran je tlak zadnje točke sustava proizvodnog modela (ulazno-izlazni separator) od 4 MPa. U ciklusu utiskivanja, ulazno izlazni separator predstavlja početnu točku sustava, odnosno usisni tlak prvog stupnja kompresora kompresorske stanice. Ovakav sustav predstavlja osnovni scenarij računalnog modela i korišten je kao referentan za sve daljnje usporedbe s ostalim scenarijima. Za implementaciju navedenih ograničenja korišten je program MS EXCEL putem programa RESOLVE. Simulacija osnovnog scenarija počinje 1. travnja 2013. sa stanjem rezervi plina i tlakom u modelu ovisno o prethodno utisnutim/proizvedenim količinama plina. Taj se datum smatra početkom skladištenja plina u računalnom modelu. Od tog datuma simulirano je 10 ciklusa skladištenja i povlačenja plina iz skladišta. Vremenski korak u simulacijama rada skladišta iznosi 7 dana. Veći vremenski korak odabran je zbog kraćeg trajanja simulacije.

Prikaz rezultata rada skladišta plina za osnovni scenarij (*eng. base case*) dan je slikom 7.1, na kojoj su dane fluktuacije ležišnog tlaka i izlazno/ulaznog kapaciteta u ciklusima utiskivanja i povlačenja plina.



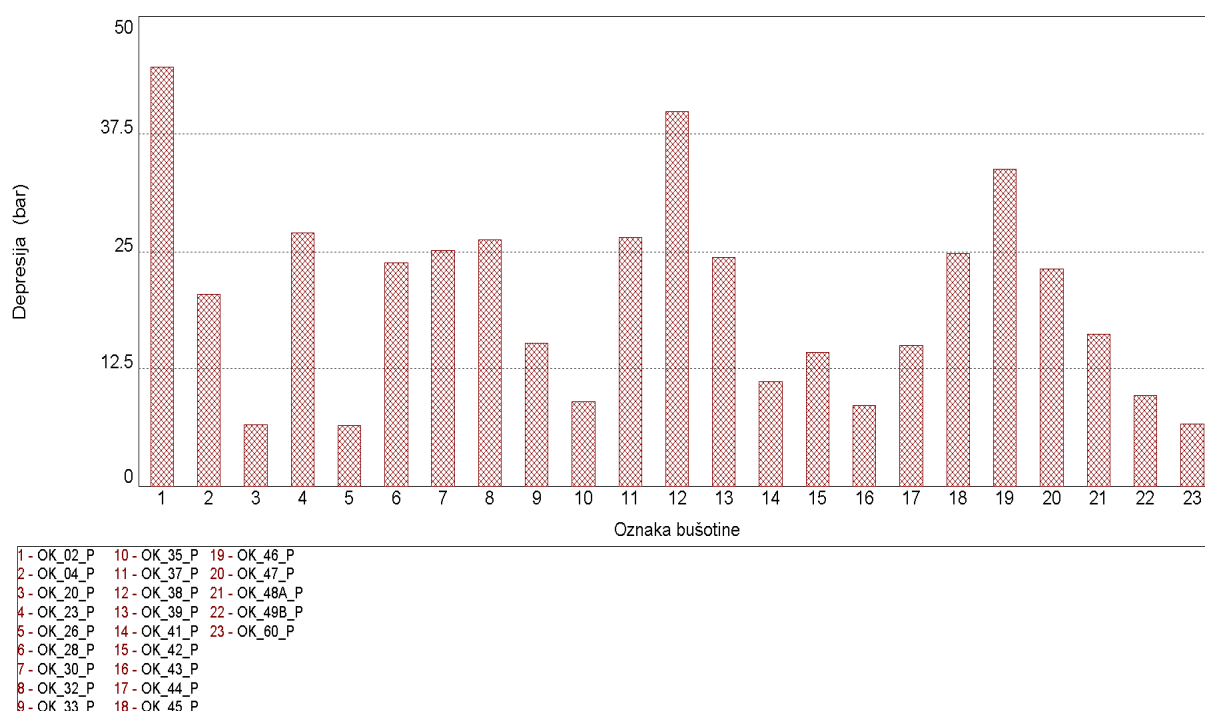
Slika 7.1: Prikaz rezultata rada skladišta plina - Osnovni scenarij

Tablica 7.1: Maksimalno dozvoljene depresije i tlak utiskivanja na bušotinama

Bušotina	Maksimalan tlak utiskivanja (bar)	Maksimalna dozvoljena depresija (bar)
OK-02	212	30
OK-04	212	30
OK-23	212	50
OK-28	212	50
OK-30	212	30
OK-32	212	40
OK-33	212	30
OK-35	212	30
OK-37	212	50
OK-38	212	30
OK-39	212	40
OK-40	212	30
OK-41	212	30
OK-42	212	30
OK-43	212	30
OK-44	212	30
OK-45	212	30
OK-46	212	50
OK-47	212	50
OK-48 alfa	212	50
OK-49 beta	212	50
OK-60	212	30

7.1. Analiza rezultata simulacije osnovnog modela podzemnog skladišta plina

Pregledom karakterističnih proizvodnih parametra, odnosno rezultata osnovnog modela (*eng. base case*) utvrđeno je da zbog razlika u indeksu proizvodnosti pojedinih bušotina, neke bušotine tijekom ciklusa proizvodnje nisu u stanju ostvariti dozvoljeni limit depresije na dno bušotine. Prikaz maksimalno ostvarenih depresija po bušotinama tijekom ciklusa proizvodnje dan je slikom 7.2.



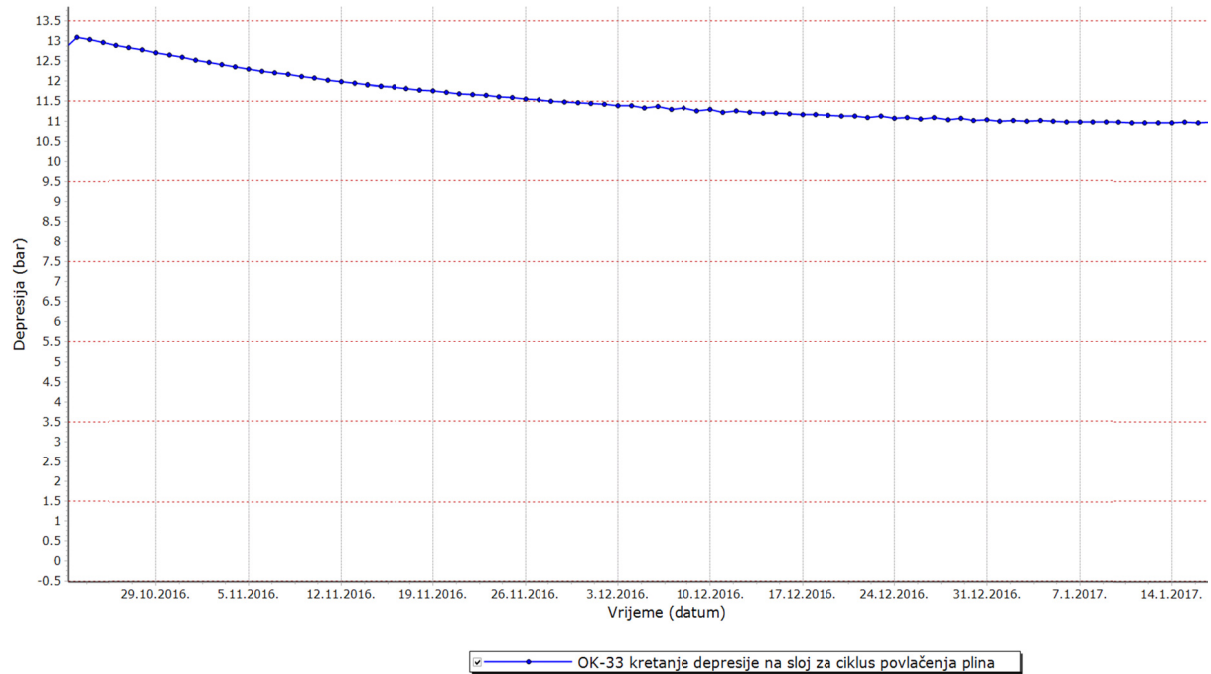
Slika 7.2: Prikaz maksimalno ostvarenih depresija po bušotinama tijekom ciklusa povlačenja plina

Kretanje depresije na sloj za bušotine OK-33 i OK-41 u simulacijskom ciklusu proizvodnje plina prikazano je slikama 7.3 i 7.4.

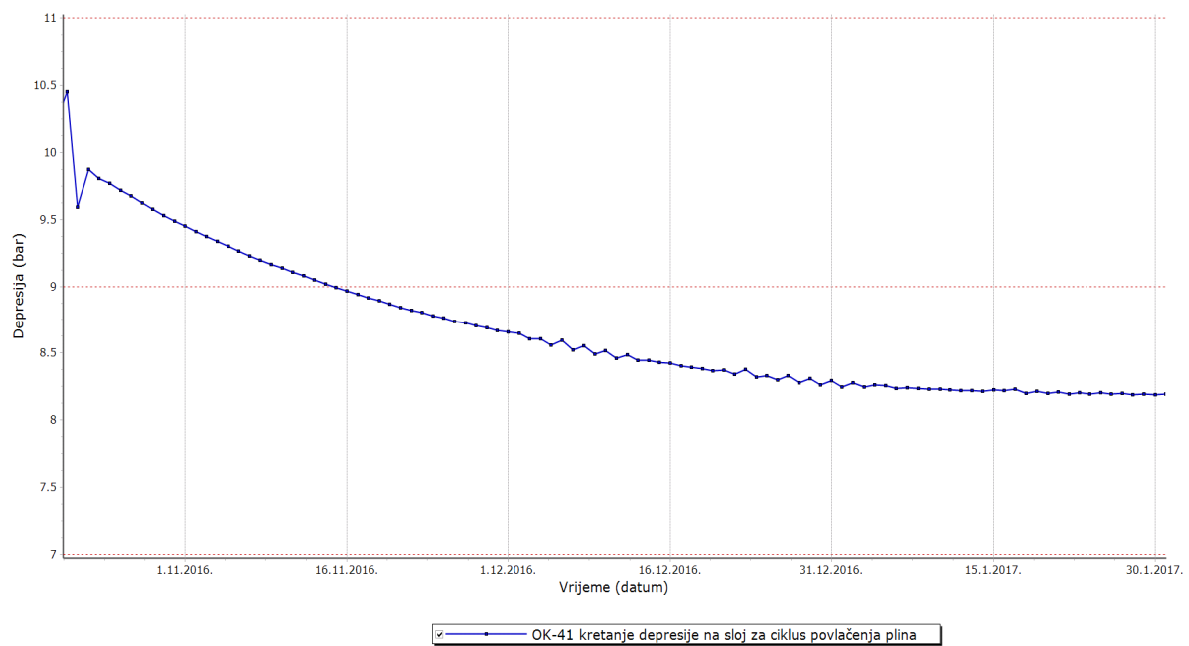
U fazi potpune otvorenosti sapnica na ušćima bušotina i sapnica unutar redukcijske stanice pad tlaka je imao maksimalnu vrijednost od 1.2 MPa (12 bara). Pad tlaka u proizvodnoj opremi bušotina kretao se od 0.5 MPa (5 bar) do 4 MPa (40 bar) ovisno o sastavu i unutrašnjem promjeru proizvodne opreme i vrijednosti ležišnog tlaka bušotine.

Bušotine smještene na centralnom i istočnom dijelu ležišta, kao što je prikazano na slici 6.6 računalnog modela, imaju bolje ležišne karakteristike od onih smještenih na zapadnom dijelu ležišta. Posljedica toga je rad bušotina koji nije optimalan, budući da na površinskom dijelu postrojenja sve bušotine dijele zajednički kolektor neposredno prije redukcijske stanice. Dinamički tlak prije redukcijske stanice je zajednički tlak svih radnih bušotina, a najviše je uvjetovan od strane bušotina centralnog i zapadnog dijela ležišta koje su karakterizirane visokim indeksom proizvodnosti. Slika 7.5 prikazuje rezultat simulacije, odnosno minimalnu vrijednost ležišnog tlaka pri kojoj je moguć maksimalni izlazni kapacitet povlačenja plina iz

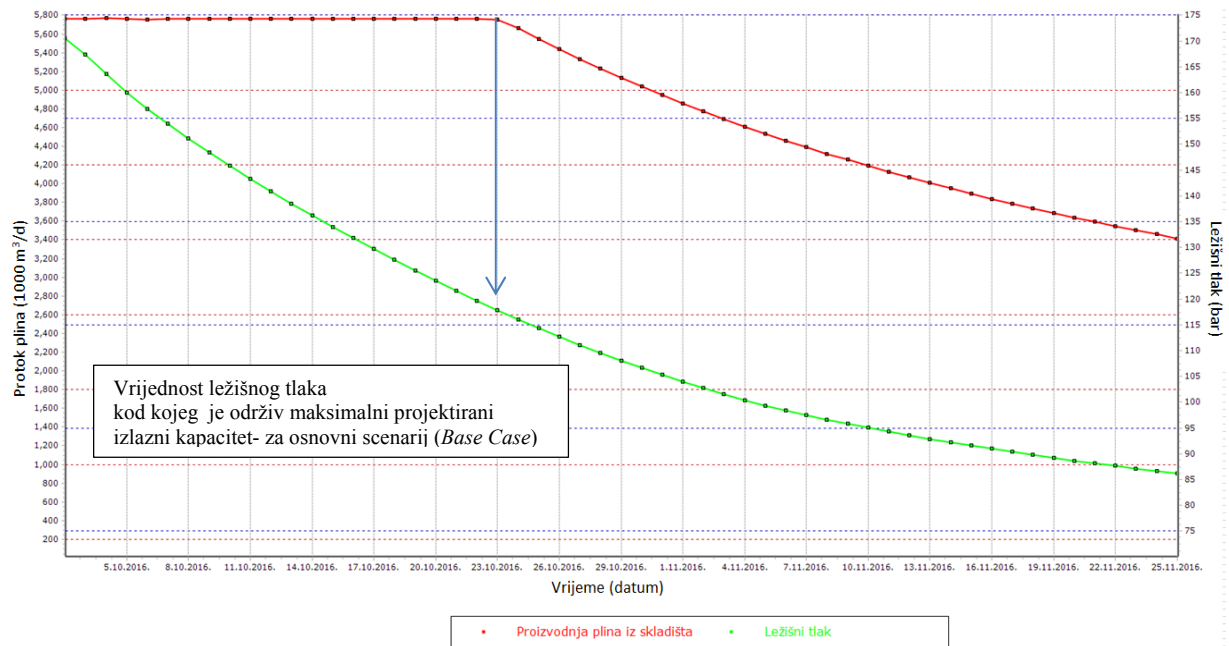
skladišta od 5 870 000 m³/d. Izračunata vrijednost poklapa se s realnim podacima praćenja rada skladišta.



Slika 7.3: Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije za bušotinu OK-33 - Osnovni scenarij



Slika 7.4: Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije za bušotinu OK-41 - Osnovni scenarij



Slika 7.5: Ovisnost ležišnog tlaka i izlaznog kapaciteta iz skladišta plina - Osnovni scenarij

8. DEFINIRANJE SCENARIJA SIMULACIJE

Na temelju rezultata osnovnog scenarija simulacije može se zaključiti da pojedine bušotine rade kontinuirano smanjenim kapacitetom tijekom povlačenja plina iz skladišta. Navedena činjenica nije toliko bitna za rad skladišta tijekom prve polovice ciklusa povlačenja plina, kada je vrijednost ležišnog tlaka dovoljna da se ostvari maksimalni projektirani izlazni kapacitet budući da se proizvodnja plina svake bušotine kontrolira i ograničava bušotinskom sapnicom. Tek pred kraj ciklusa proizvodnje, niski ležišni tlak uvjetuje proporcionalno smanjenje izlaznih kapaciteta skladišta plina. Bušotine karakterizirane visokim indeksom proizvodnosti niti u fazi niskog ležišnog tlaka nisu u stanju ostvariti traženu depresiju, što predstavlja ograničenje u radu skladišta. Depresija, odnosno razlika ležišnog tlaka i dinamičkog tlaka dna bušotine je u funkciji prvenstveno petrofizikalnih karakteristika pribušotinske zone, ali i sastava proizvodne opreme bušotine te dinamičkog tlaka ušća bušotine.

Mogućnost ostvarivanja veće depresije na bušotinama u fazi nižeg ležišnog tlaka skladišta plina utjecala bi na povećanje održivosti maksimalnog kontinuiranog kapaciteta skladišta, odnosno maksimalni kapacitet bi bilo moguće zadržati kod niže vrijednosti ležišnog tlaka. U ovom poglavlju je navedena tvrdnja ispitana primjenom integriranog matematičkog modela, a rezultati bi očekivano trebali biti blizu realnih rezultata budući da je osnovni model usklađen s proizvodnim podacima rada skladišta plina. U prva dva postavljena proizvodna scenarija analiziran je utjecaj zamjene dijela bušotinske i površinske opreme na parametre rada skladišta, a u zadnjem scenariju je ispitan utjecaj razdvajanja i grupiranja rada pojedinih bušotina na površinskom dijelu sustava sabiranja fluida na iscrpak radnog obujma plina iz ležišta. Prikaz odabranih bušotina kao i sastav opreme za prva dva scenarija prikazan je tablicom 8.1. U svim simulacijskim scenarijima, promjeri proizvodne opreme radnih bušotina koji nisu obuhvaćeni tablicom 8.1 kao i promjeri sapnica redukcijske stanice odgovaraju promjerima opreme osnovnog scenarija.

Tablica 8.1: Prikaz razlika u promjerima proizvodne opreme za prva dva odabrana scenarija simulacije.

Bušotina	Scenarij	Promjer bušotinske sapnice, (m)	Promjer sapnica u redukcijskoj stanici, (m)	Promjer uzlaznog niza bušotine, (m)
OK-33	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,054	0,1016
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,076
OK-35	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,072	0,076
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,1016
OK-41	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,072	0,076
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,1016
OK-42	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,072	0,076
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,1016
OK-43	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,072	0,076
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,1016
OK-44	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,072	0,076
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,1016
Sve ostale bušotine	Osnovni scenarij	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 1	0,0254	0,054	0,076
	Scenarij 2	0,0508	0,072	0,076

8.1. Ispitivanje utjecaja promjera proizvodnog niza bušotina na radne karakteristike skladišta plina

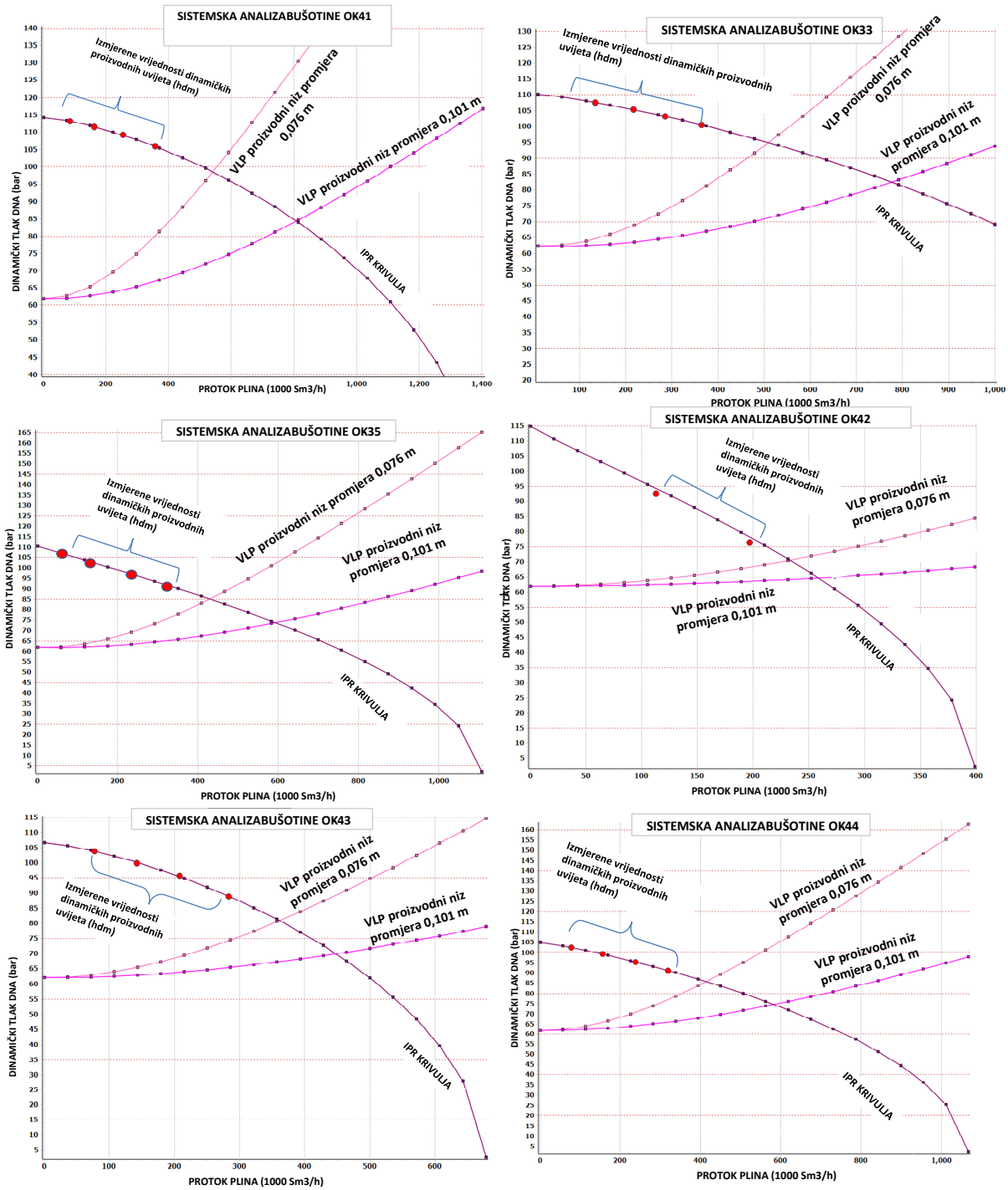
Utjecaj promjera uzlaznog niza na povećanje proizvodnosti bušotina ispitan je za prvi proizvodni scenarij integriranog modela na osam bušotina podzemnog skladišta plina. Posljedica povećanja unutrašnjeg promjera uzlaznog niza je manji pad tlaka što rezultira povećanjem ostvarene depresije na sloj za istu vrijednost dinamičkog tlaka ušća bušotine. Bušotine su odabrane po kriteriju što višeg indeksa proizvodnosti, a isti je utvrđen hidrodinamičkim mjerenjima u bušotini pri uvjetima visokog i niskog ležišnog tlaka. Rezultati hidrodinamičkih mjerenja u bušotini i proračunati parametri krivulje indeksa proizvodnosti (C, n) za odabranih šest bušotina dani su u tablici 8.2.

Na osnovu hidrodinamičkih mjerenja napravljena je sistemska analiza (*eng. Nodal analysis*) proizvodnosti navedenih bušotina u programu PROSPER za promjere proizvodnog niza cijevi od 0,101 m (4"), i 0,076 m (3"). Rezultati sistemske analize za odabrane bušotine prikazani slikom 8.1. i tablicom 8.3. daju uvid proizvodnih mogućnosti bušotina ovisno o promjeru proizvodnog niza. Krajnji rezultat simulacije odabranog scenarija sadrži rezultate koji obuhvaćaju međusobnu interakciju svih radnih bušotina, ležišta i procesnog nadzemnog postrojenja.

Za potrebe integriranog matematičkog modela u programu PROSPER je potrebno promijeniti sastav proizvodne opreme na odabranim bušotinama i generirati novi skup VLP krivulja za veći promjer proizvodnog niza. Rezultati simulacije prvog scenarija (Scenarij 1) koji prikazuju ovisnost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina o vrijednosti ležišnog tlaka prikazani su slikama 8.2 i 8.3. Kretanje depresije na odabranim bušotinama tijekom proizvodnog ciklusa simulacije prikazano je slikom 8.4. Rezultati simulacije pokazuju povećanje kapaciteta crpljena za 5% posto u odnosu na osnovni scenarij.

Tablica 8.2: Prikaz rezultata hidrodinamičkih mjerenja odabranih bušotina.

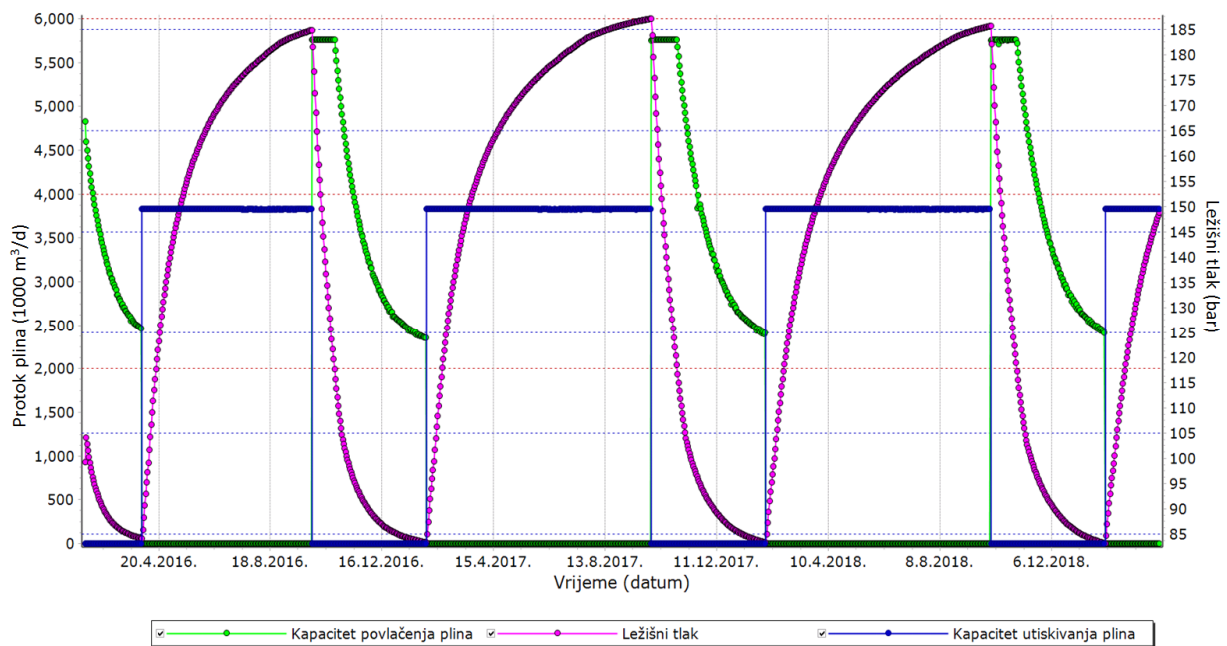
Bušotina	Broj dinamičkog uvjeta	Dinamički tlak dna bušotine - na razini perforacija (bar)	Izmjereni protok plina, (m ³ /dan)	Izračunati parametar - C (m ³ /dan/bar ²)	Izračunati parametar - n (-)
OK-41	1.	113,18	854410	1931,79	0,69401
	2.	111,5	16200		
	3.	109,33	254400		
	4.	105,91	356808		
OK-35	1.	104,91	98400	56,27	1,04844
	2.	101,763	171360		
	3.	97,6	243190		
	4.	91,8	322820		
OK-33	1.	108,593	134400	883,594	0,788
	2.	106,333	216700		
	3.	104,19	285200		
	4.	101,503	364500		
OK-42	1.	92,62	112800	9,11	1,12
	2.	76,4	196800		
OK-43	1.	103,844	77400	60,8255	1
	2.	99,9	142560		
	3.	95,71	207600		
	4.	88,96	283200		
OK-44	1.	102,47	77770	85,8581	1,02948
	2.	99,32	155690		
	3.	95,41	238320		
	4.	91,301	318760		



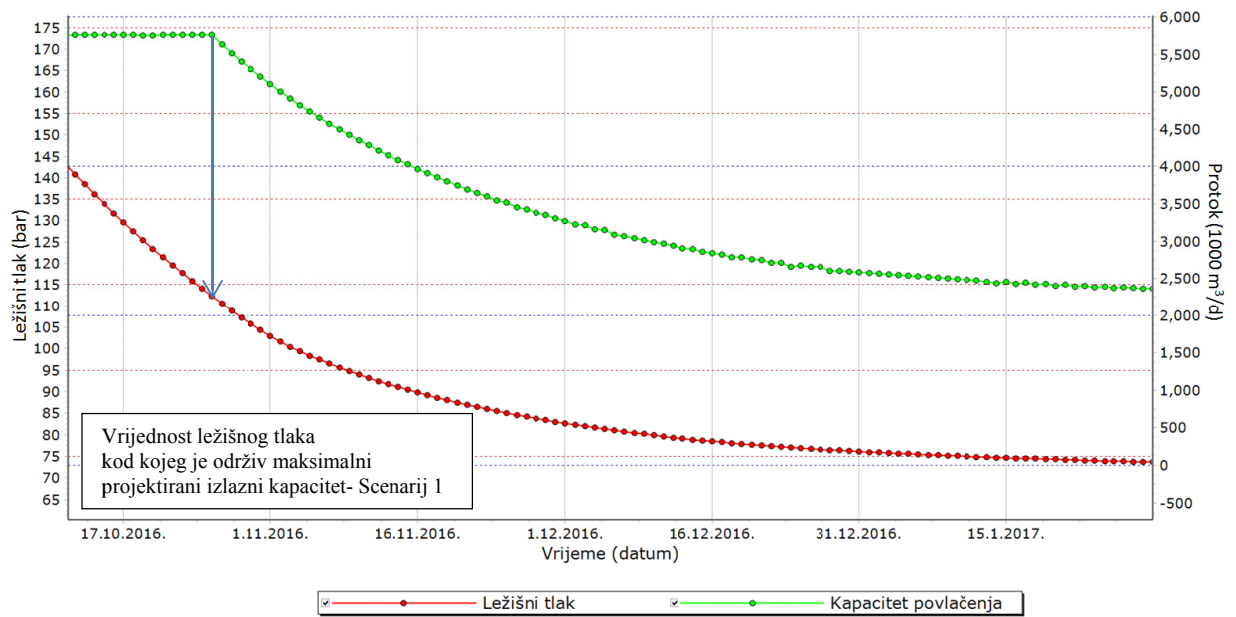
Slika 8.1: Prikaz sistemske analize utjecaja promjene promjera proizvodnog niza na proizvodnost bušotina

Tablica 8.3: Rezultati sistemske analize za odabrane bušotine.

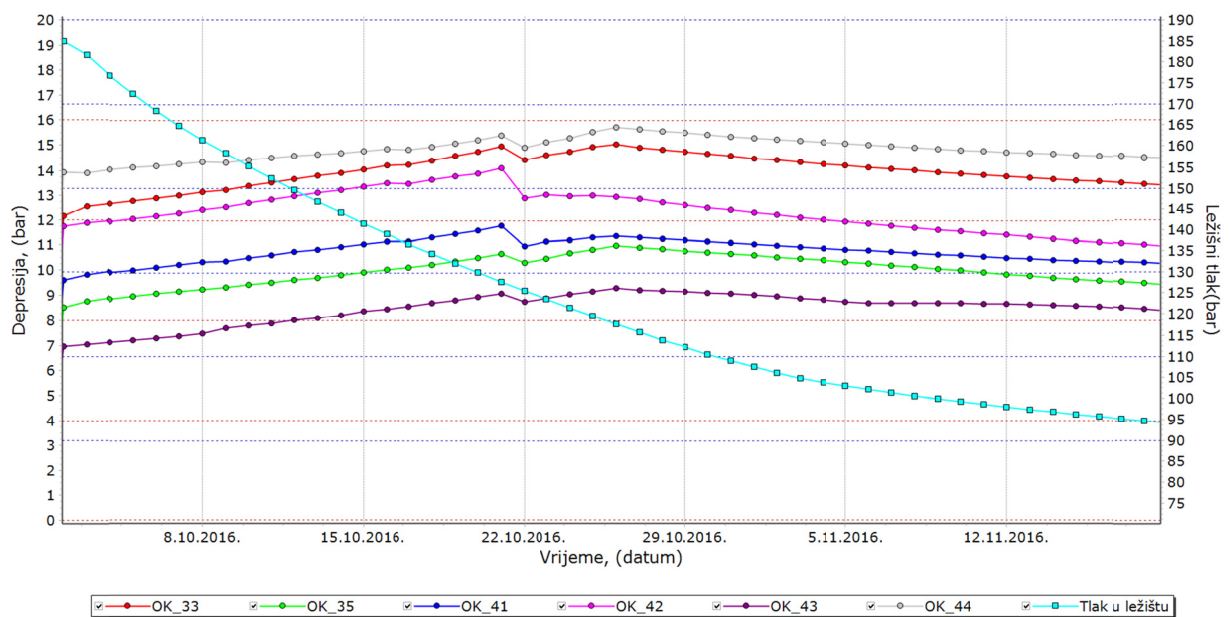
Bušotina	Dinamički tlak ušća, (bar)	Ležišni tlak, (bar)	PROTOK ZA PROMJER PROIZVODNOG NIZA 0,076 m (3"), (m ³ /d)	PROTOK ZA PROMJER PROIZVODNOG NIZA 0,101 m (4"), (m ³ /d)
OK 41	55	113	540000	800000
OK 42	55	115	225000	255000
OK 33	55	113	515000	780000
OK 35	55	113	195000	235000
OK 43	55	107	360000	450000
OK 44	55	106	420000	610000



Slika 8.2: Prikaz kretanja ležišnog tlaka i ulazno - izlaznog kapaciteta tijekom simulacije rada skladišta plina - Scenarij 1



Slika 8.3: Ovisnost ležišnog tlaka i izlaznog kapaciteta iz skladišta plina - Scenarij 1



Slika 8.4: Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije procesa povlačenja plina iz ležišta za odabrane bušotine skladišta - Scenarij 1

8.2. Ispitivanje utjecaja promjera regulacijskih sapnica na radne karakteristike skladišta plina

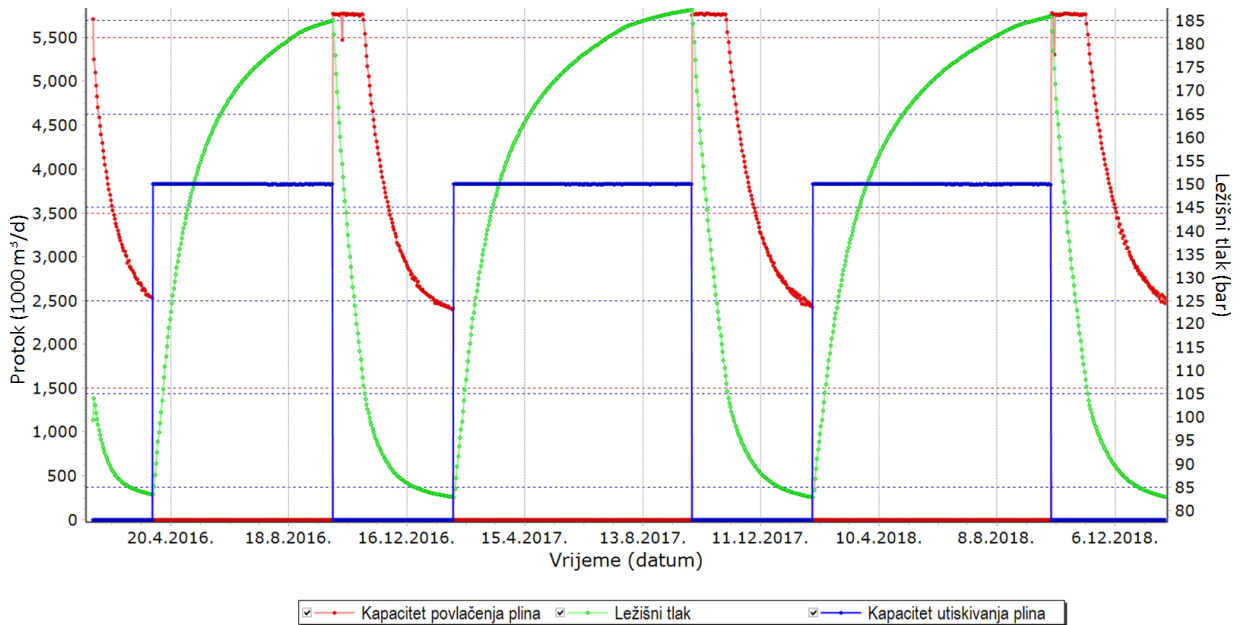
Cilj drugog scenarija bilo je ispitivanje utjecaja hidrauličkih gubitaka na regulacijskim sapnicama u slučaju njihove potpune otvorenosti na održivost maksimalnog kontinuiranog kapaciteta skladišta uz istovremeno poštivanje vrijednosti dopuštenih depresija na sloj. Dopuštene depresije na sloj za sve radne bušotine podzemnog skladišta plina definirane su u tablici 7.1.

Za točno određivanje pada tlaka kroz ispitivane sapnice kružnog poprečnog presjeka korišteni su prethodno definirani analitički izrazi za kritično i podkritično protjecanje plina a isti su implementirani unutar integriranog modela kao matematička podloga proračunu. Upotreba navedenih analitičkih izraza u integriranom modelu zahtijeva točno određivanje koeficijenta istjecanja sapnica kružnog poprečnog presjeka.

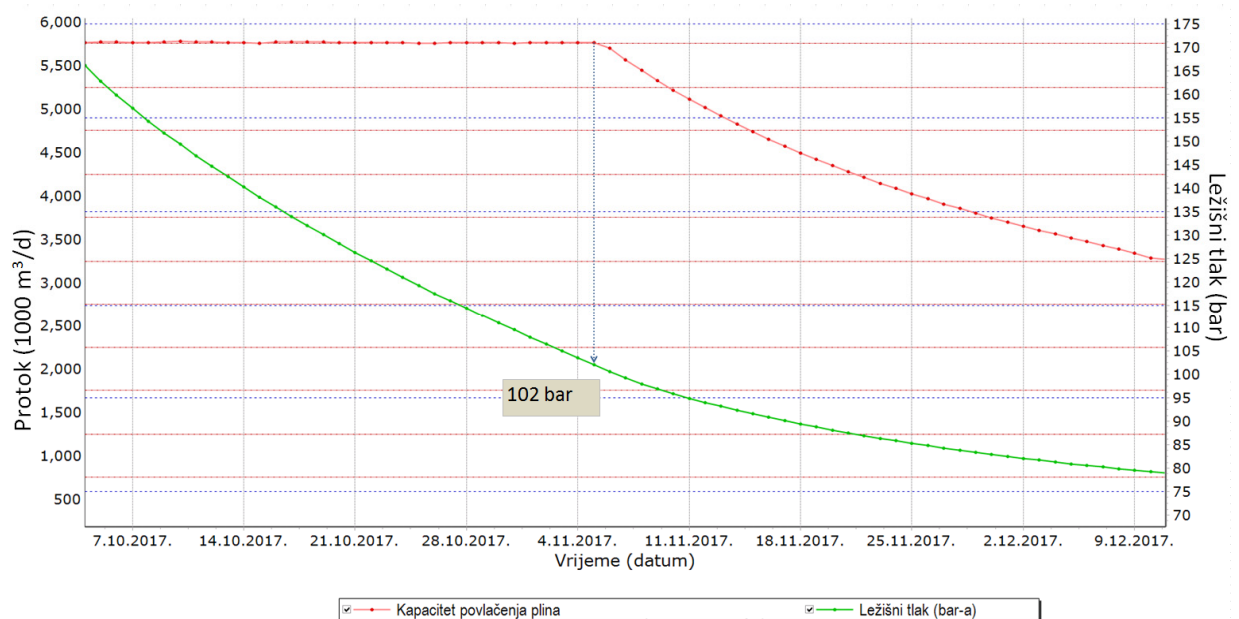
8.2.1. Prikaz rezultata simulacije rada skladišta - Scenarij 2

Određivanje koeficijenta gubitka protoka kroz sapnice kružnog poprečnog presjeka, koje se uobičajeno koriste u radu podzemnog skladišta plina, potrebno je odrediti radi točnosti proračuna pada tlaka kroz sapnice. Uključivanjem tako postignutih vrijednosti koeficijenta gubitka protoka u matematički model, za ciklus povlačenja plina dobiveni su rezultati utjecaja koeficijenta gubitka protoka na radne mogućnosti skladišta. Prikaz rezultata simulacije dan je slikama 8.5 do 8.11. Ovisnost ležišnog tlaka o kapacitetu povlačenja i utiskivanja je prikazana slikom 8.5. Slikom 8.6 prikazana je vrijednost ležišnog tlaka do kojeg je održiv maksimalni izlazni kapacitet kod ciklusa povlačenja. Slikom 8.7 prikazana je vrijednost kretanja depresije na sloj za bušotine karakterizirane najvišom vrijednosti indeksa proizvodnosti. Potrebno je naglasiti da doprinos održivosti maksimalnog izlaznog kapaciteta pri nižem ležišnom tlaku daje zanemarivi pad tlaka kroz bušotinske i redukcijske sapnice kako se vidi na slikama 8.8 i 8.9. Usporedbe radi, proračunati hidraulički gubici tijekom ciklusa povlačenja plina na sapnicama kod osnovnog scenarija (*base case*) za promjer sapnica kakav se uobičajeno koristi na proizvodnim plinskim poljima sličnih proizvodnih karakteristika prikazani su slikom 8.10 za bušotinske sapnice te slikom 8.11 za sapnice unutar redukcijske stanice. Usporedbom rezultata uočljive su znatne razlike u ostvarenim hidrauličkim gubicima. Promjer sapnica korišten unutar scenarija 2 je za 50% veći na bušotinskim sapnicama, odnosno 30% na redukcijskim sapnicama. Odabranim promjerom sapnice u scenariju 2 se zadržala mogućnost

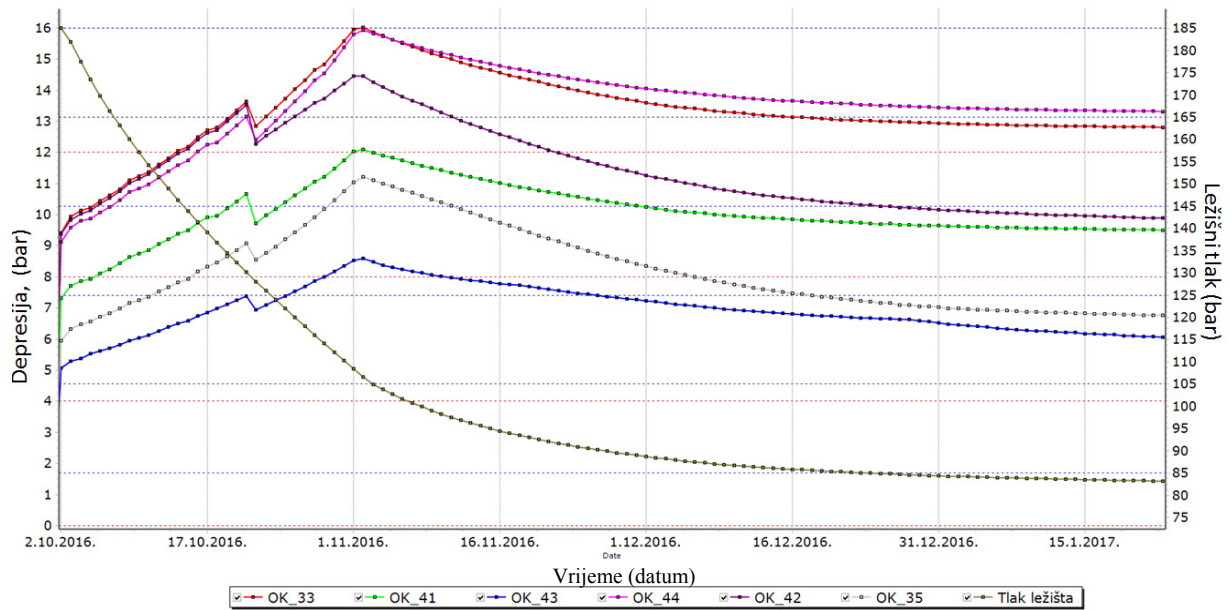
regulacije u ranim fazama povlačenja plina iz skladišta kada je vrijednost ležišnog tlaka visoka, a maksimalni izlazni kapacitet dostižan i s nižim ostvarenim depresijama na sloj. Isto tako u slučaju nižeg ležišnog tlaka kada sapnice nisu u funkciji regulacije protoka nego predstavljaju ograničenje, gubici tlaka postaju zanemarivi.



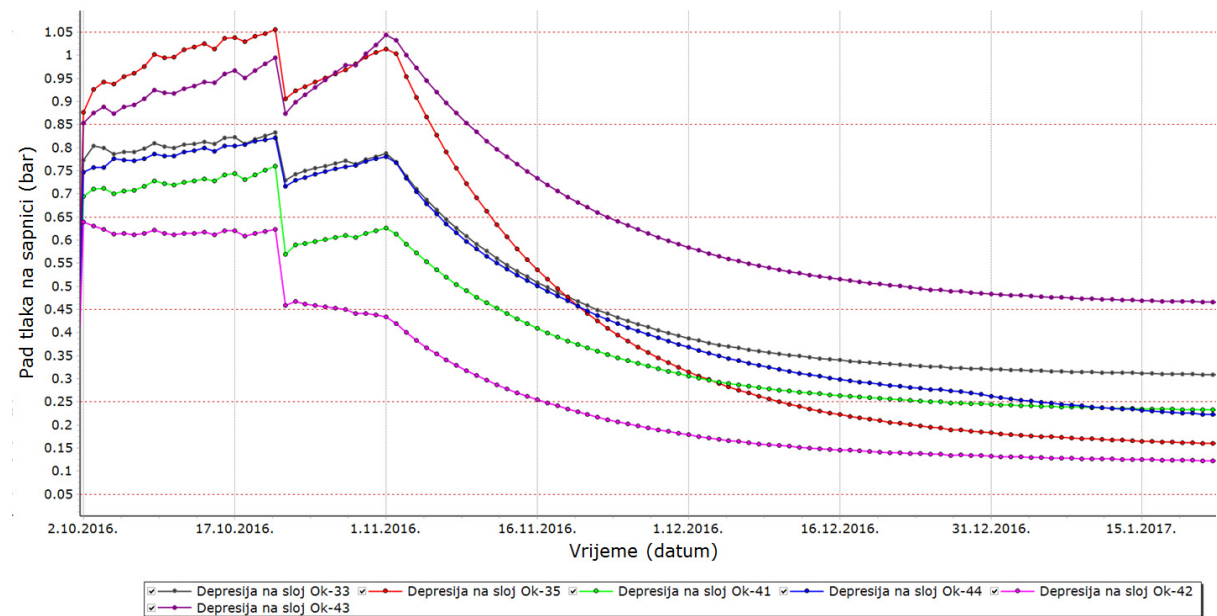
Slika 8.5: Prikaz kretanja ležišnog tlaka i ulazno - izlaznog kapaciteta tijekom simulacije rada skladišta plina - Scenarij 2



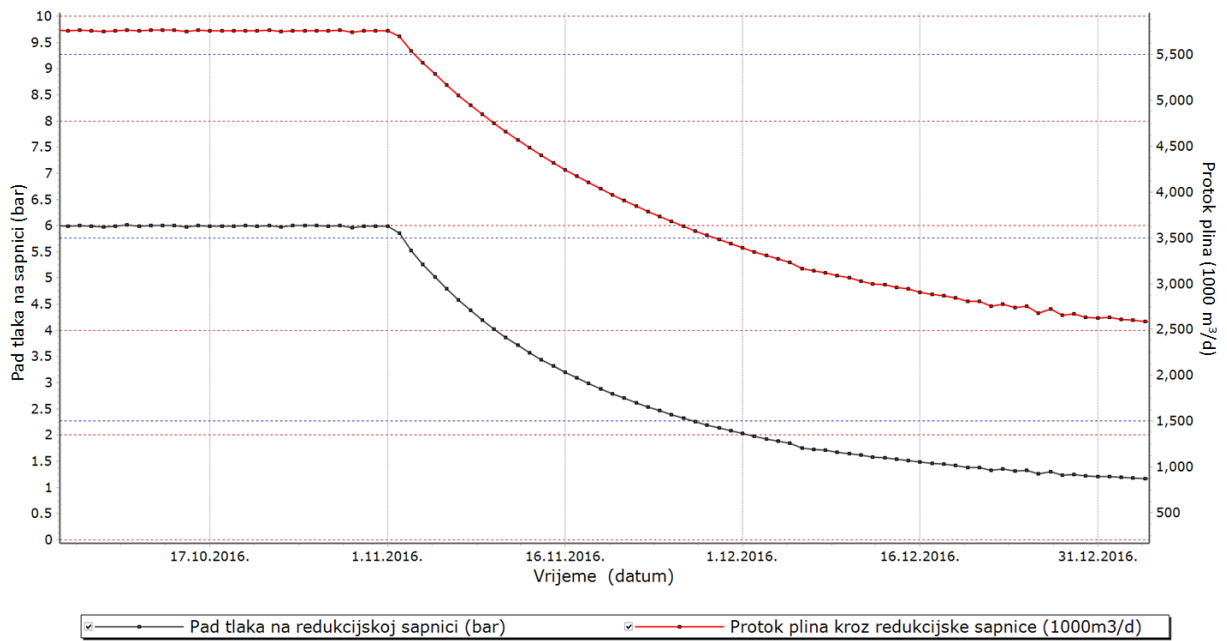
Slika 8.6: Prikaz rezultata simulacije za Scenarij 2, vrijednost ležišnog tlaka do kojeg je održiv maksimalni izlazni kapacitet skladišta



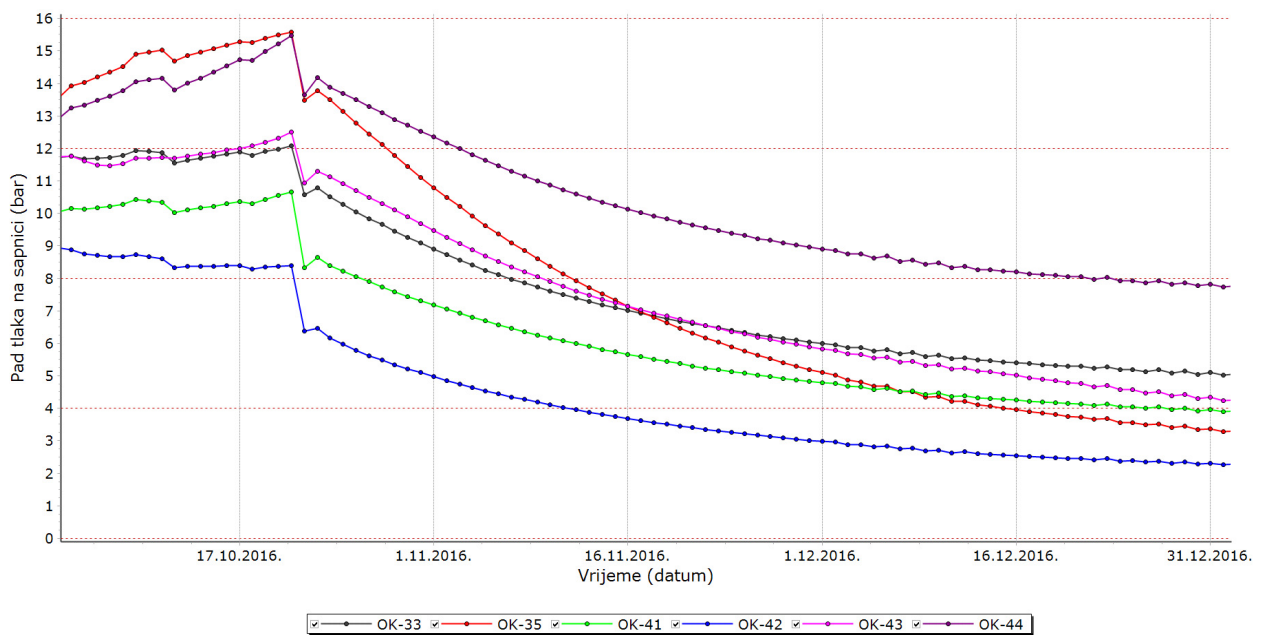
Slika 8.7: Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije procesa povlačenja plina iz ležišta za odabrane bušotine skladišta - Scenarij 2



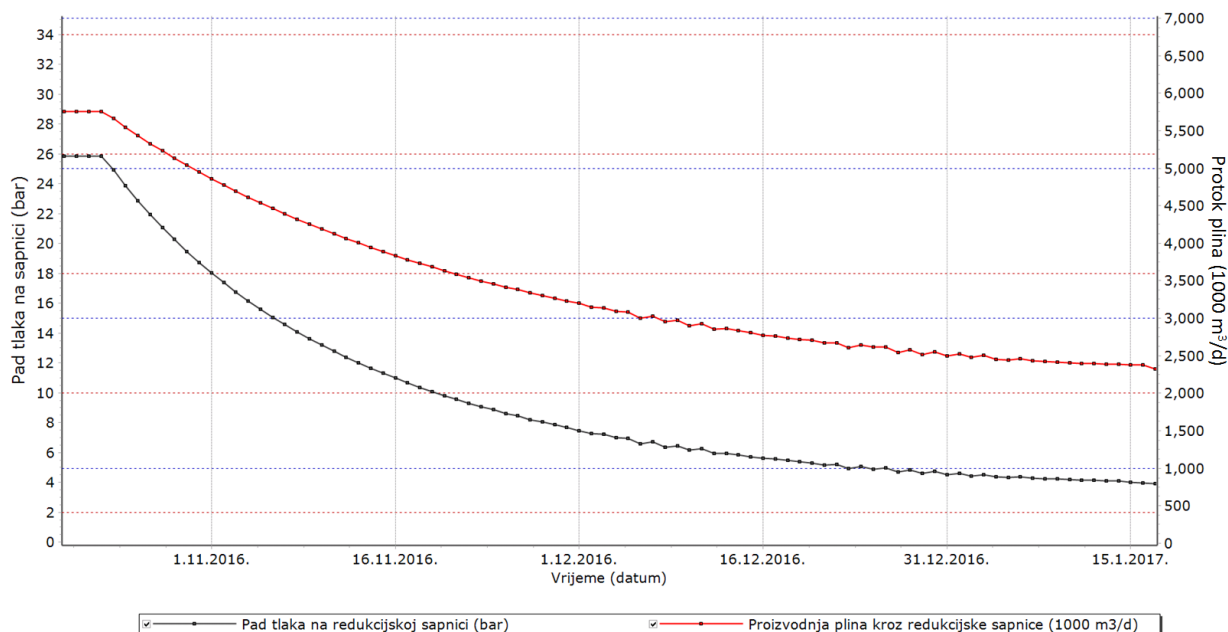
Slika 8.8: Prikaz pada tlaka na bušotinskim sapnicama - odabrane bušotine - Scenarij 2



Slika 8.9: Prikaz pada tlaka na sapnicama redukcijske stanice - Scenarij 2



Slika 8.10: Prikaz pada tlaka na bušotinskim sapnicama odabranih bušotina - Osnovni scenarij



Slika 8.11: Prikaz pada tlaka na sapnicama redukcijske stanice - Osnovni scenarij

8.3. Utjecaj grupiranja rada radnih bušotina na površinskom dijelu sustava sabiranja fluida na iscrpak radnog obujma plina iz ležišta.

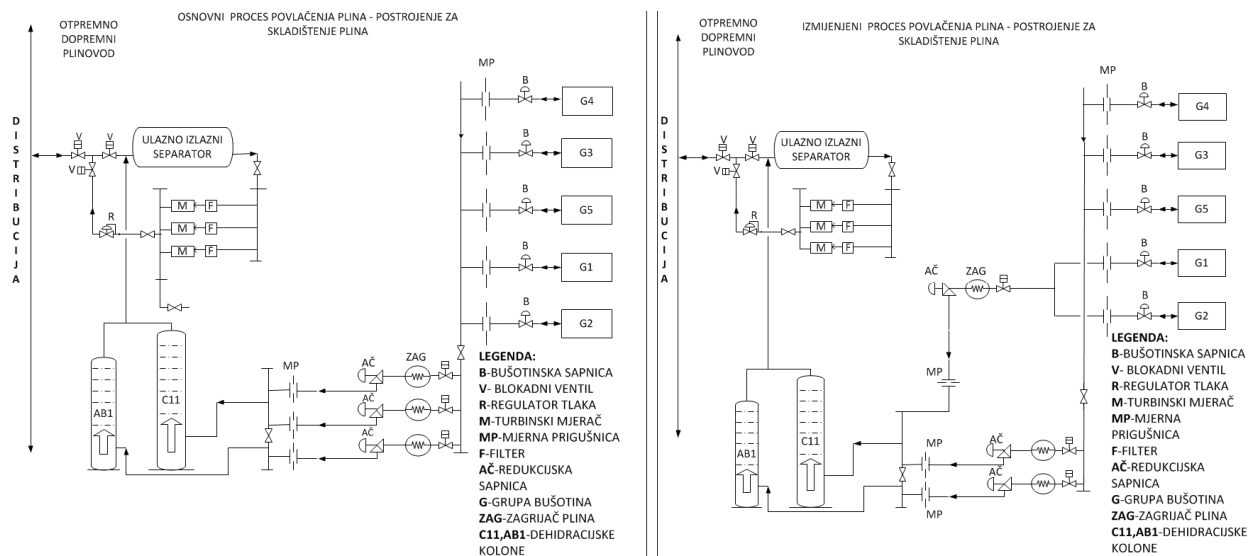
Kao što je prikazano na slici 6.6 računalnog modela ležišta skladišta plina, centralni i zapadni dio ležišta imaju bolja petrofizikalna svojstva od zapadnog dijela ležišta slijedom čega i bušotine smještene na centralnom i zapadnom djelu ležišta imaju bolje proizvodne karakteristike od bušotina smještenih na zapadnom dijelu ležišta. Slikom 8.12 dan je prikaz razmještaja pojedinih bušotina na ležištu. Grupe bušotina 1, 2 i 6 pripadaju zapadnom dijelu ležišta, dok grupe 3 i 4 obuhvaćanju bušotine razmještene na centralnom i istočnom dijelu ležišta. Kako je prikazano na slici 8.13, tlak ispred mjerno - redukcijske stanice je zajednički svim bušotinama, a uvjetovan je tlakom bušotina koje imaju najveći indeks proizvodnosti. Nejednakost ležišnih parametara, prvenstveno razlike u efektivnim propusnostima ležišnih stijena uvjetuju slabiji rad bušotina zapadnog dijela ležišta. Bušotine nisu u stanju raditi pri manjem dinamičkom tlaku ušća, jer je isti uvjetovan radom ostalim proizvodno jačih bušotina.

Svrha ovog scenarija je da se uz pomoć integriranog proizvodnog modela ispita utjecaj interferencije rada bušotina na ležišne karakteristike i održivost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina. Promjeri proizvodne opreme unutar ovog scenarija nisu mijenjani u odnosu

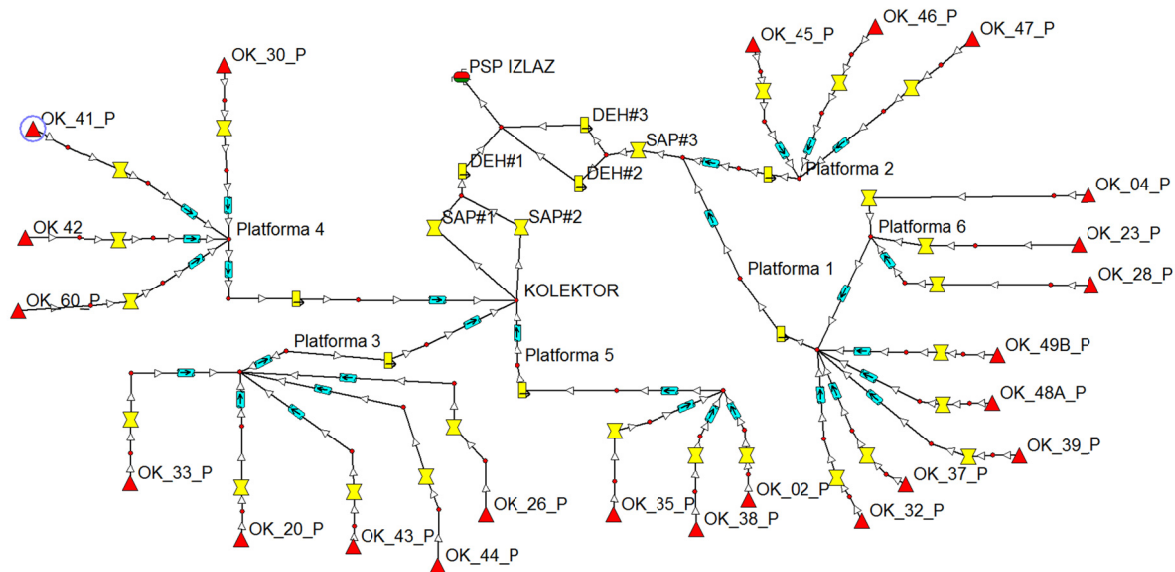
na stanje osnovnog scenarija, a jedina razlika je u grupiranju i odvajanju površinskog sustava sabiranja fluida. Unutar površinskog modela sabiranja fluida proizvodno jače bušotine odvojene su od slabijih zasebno sabirnom linijom koja je vezana na odvojenu redukcijsku liniju neovisnu od utjecaja većeg tlaka proizvodno jačih bušotina. Na slici 8.14 (GAP) prikazan je izgled sučelja modela za osnovni scenarij i scenarij razdvajanja površinskog sabirnog sustava na dvije zasebne redukcijske stanice.

Rezultati simulacije u smislu prikaza ovisnosti ležišnog tlaka o kapacitetu povlačenja prikazani su slikama 8.15 i 8.16. Na slici 8.17 prikazana je vrijednost kretanja depresije na sloj za pojedine grupe bušotina.

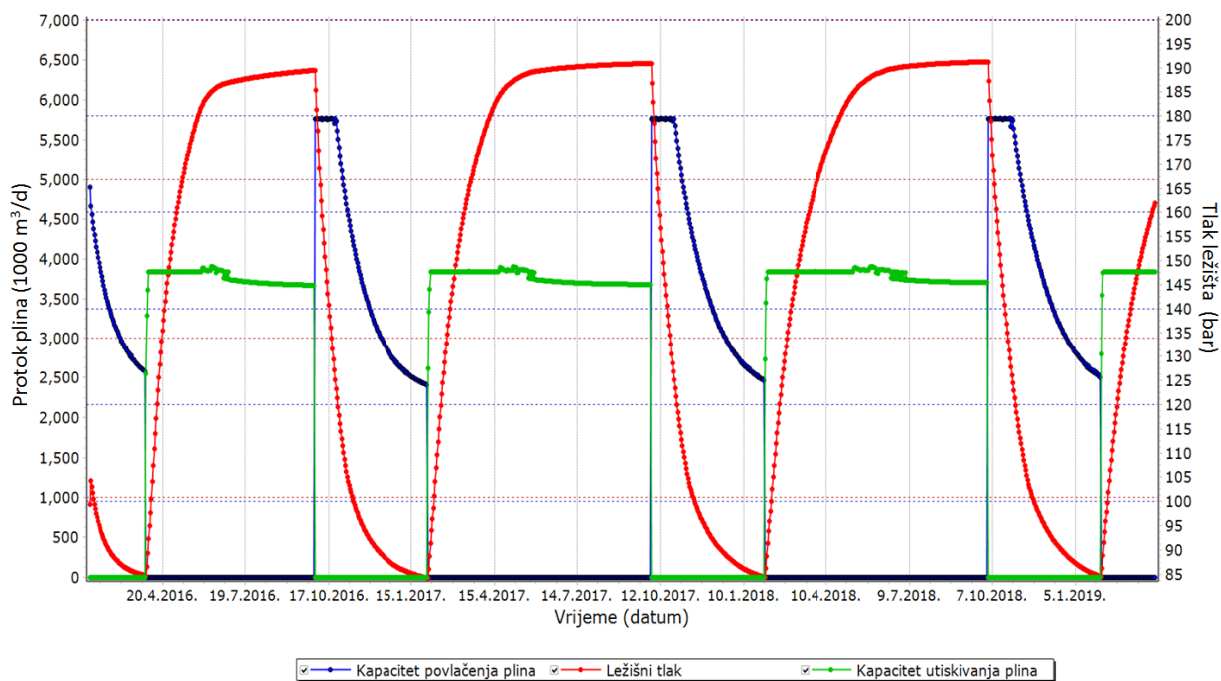
Iz rezultata simulacije vidljivo je da se odvajanjem površinskog sustava može utjecati na produženje crpljenja plina maksimalnim dozvoljenim kapacitetom iz ležišta (povećanje od 10 %), a isto tako zamjetno je i povećanje kretanja depresije na sloj u periodu povlačenja plina na svim radnim bušotinama skladišta. Depresija niti u jednom trenutku ciklusa povlačenja plina nije prekoračila maksimalnu dozvoljenu vrijednost depresije, odnosno postavljene ograničavajuće postavke unutar modela su za vrijeme trajanja simulacije poštivane.



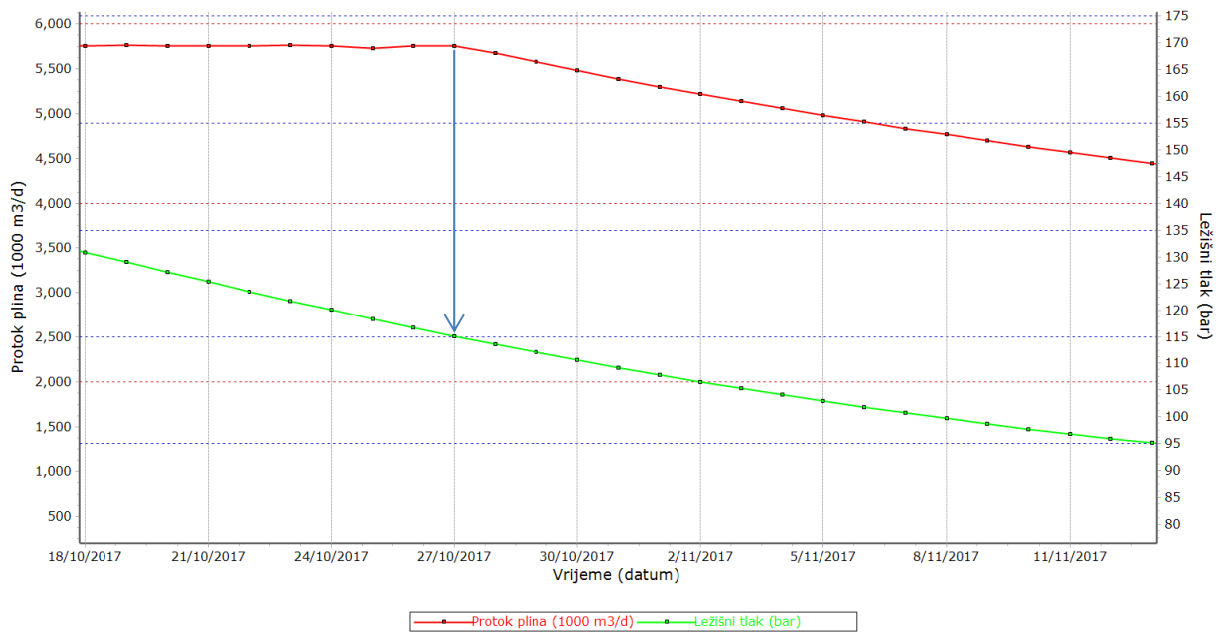
Slika 8.12: Shematski prikaz odvajanja površinskog sustava sabiranja fluida u odnosu na osnovni scenarij



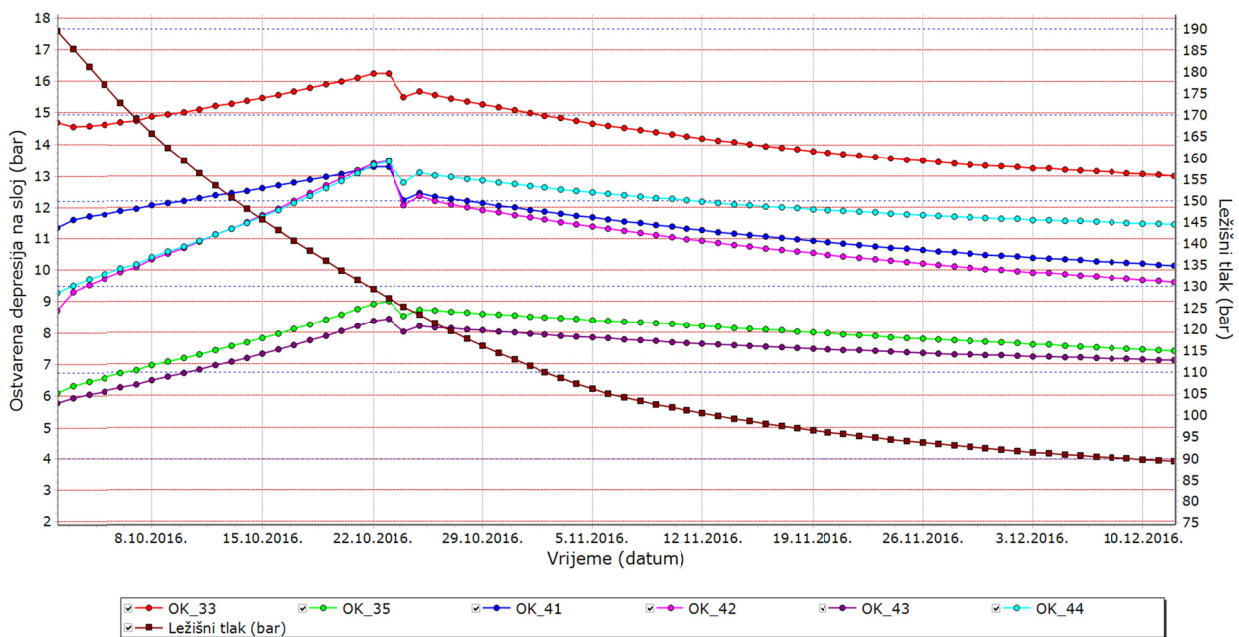
Slika 8.13: Sučelje programa GAP za proces povlačenja plina - Scenarij 3.



Slika 8.14: Prikaz ležišnog tlaka i ulazno - izlaznog kapaciteta tijekom simulacije rada skladišta plina - Scenarij 3



Slika 8.15: Prikaz rezultata simulacije za Scenarij 3, vrijednost ležišnog tlaka do koje je održiv maksimalni izlazni kapacitet skladišta



Slika 8.16: Kretanje depresije na sloj tijekom simulacije procesa povlačenja plina iz ležišta za odabrane radne bušotine - Scenarij 3

9. DISKUSIJA REZULTATA

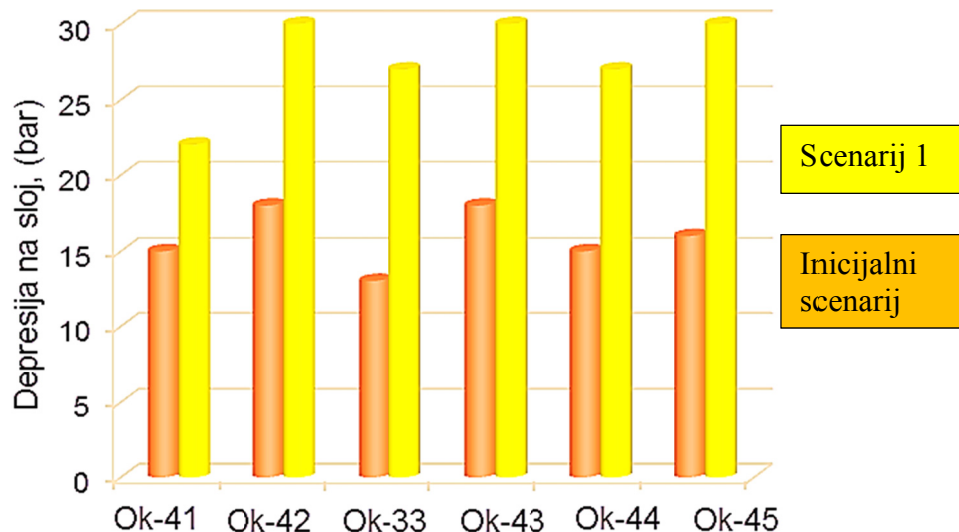
Prikazani rezultati istraživanja mogu se podijeliti u dva dijela. Prvi dio istraživanja obuhvaća rezultate mjerenja kojima je eksperimentalno utvrđen koeficijent lokalnog gubitka na bušotinskim i redukcijskim sapnicama pri dinamičkim uvjetima rada podzemnog skladišta plina. Drugi dio istraživanja odnosi se na rezultate dobivene simulacijom uvjetovanih scenarija integriranog matematičkog modela razvijenog u okviru ovog rada.

Utvrđene vrijednosti koeficijenta lokalnog gubitka u sapnicama kreću se u rasponu vrijednosti od 0,74 do 0,76. Može se uočiti da vrijednosti koeficijenta lokalnog gubitka imaju približno iste vrijednosti neovisno o eksperimentalnim uvjetima. Time je potvrđena stabilnost ostvarenih eksperimentalnih uvjeta, budući da prisutnost bilo kakvih tlačnih fluktuacija tlaka uslijed turbulentnog protoka uzrokuje odstupanja rezultata mjerenja.

Vrijednost koeficijenta lokalnog gubitka od 0,76 kao reprezentativni rezultat provedenih mjerenja je implementirana u matematički model. Određena je ovisnost pada tlaka i volumnog protoka plina za unaprijed definirane vrijednosti dinamičkog tlaka ispred sapnice. Odnos navedenih veličina za dva ispitna promjera sapnica je približno linearan, s time da je linearnost više izražena pri većim volumnim protocima plina. Rezultati proračuna pada tlaka za bušotinske sapnice promjera 0,0254 m (1") kreću se u rasponu od 0,14 MPa (1,4 bar) do 1,1 MPa (11 bar), ovisno o vrijednosti volumnog protoka plina kroz sapnicu i vrijednosti dinamičkog tlaka ispred sapnice. Rezultati proračuna pada tlaka za sapnice promjera 0.0508 m (2") se kreću u rasponu vrijednosti od 0,01 MPa (0,1 bar) do 0,09 Mpa (0,9 bar). Može se zaključiti da u rasponu proizvodnih uvjeta kakvi su prisutni na podzemnom skladištu plina, odabir dvostruko većeg promjera sapnice rezultira znatnim smanjenjem pada tlaka kroz sapnicu.

Rezultati dobiveni upotrebom integriranog matematičkog modela dobiveni su za tri scenarija simulacije. Rezultati simulacije prvog ispitnog scenarija očituju se u tome da bušotine s većim promjerom proizvodnog niza rade s povećanom vrijednosti depresije na sloj u odnosu na osnovni scenarij što u konačnosti rezultira povećanjem održivosti kapaciteta povlačenja plina iz skladišta. Rezultati simulacije pokazuju produženje maksimalnog kapaciteta crpljena plina za 5% u odnosu na inicijalni scenarij. Minimalna vrijednost ležišnog tlaka koja omogućuje maksimalni izlazni kapacitet plina iz skladišta iznosi 11,5 MPa (115 bar), što je za 0,4 Mpa (4 bar) niže u odnosu na inicijalni scenarij. Razlog održivosti maksimalnog izlaznog kapaciteta kod niže vrijednosti ležišnog tlaka je veća ostvarena depresija na sloj bušotina. Postignute

veće vrijednosti depresije posljedica su manjeg pada tlaka u proizvodnom nizu uslijed smanjenja gradijenta tlaka koji je posljedica trenja plina uz stijenke proizvodnog niza. Razlika u maksimalnoj ostvarenoj depresiji na sloj na ispitivanim bušotinama iznosi do 50%, slika 9.1.



Slika 9.1: Razlika u maksimalnoj ostvarenoj depresiji na sloj odabranih bušotina.

U okviru drugog scenarija dobiveni su rezultati koji se odnose na ispitivanje utjecaja promjera sapnica smještenih na ušću radnih bušotina, i u mjerno redukcijskoj stanici na održivost kapaciteta povlačenja plina. Unutrašnji promjer bušotinskih sapnica na radnim bušotinama je povećan s 0,0254 m (1") na 0,0508 m (2"), dok je promjer sapnica u redukcijskoj stanici uvećan s 0,0508 m (2") na 0,072 m (2,83"). Rezultati simulacije drugog scenarija također ukazuju na znatno povećanje održivosti maksimalnog kapaciteta povlačenja plina i to do vrijednosti ležišnog tlaka od 10,2 MPa (102 bar). U ovom slučaju utjecaj povećanja promjera sapnica značajniji je od utjecaja promjene promjera proizvodnog niza u scenariju 1. Tijekom simulacije, vrijednost dozvoljene depresije na sloj od 3 MPa (30 bar) za bušotine podzemnog skladišta plina nije prekoračena. Pad tlaka na sapnicama za vrijeme njihove potpune otvorenosti tijekom simulacije nije prelazio 0,1 MPa (1bar) na bušotinskim sapnicama, odnosno 0,6 MPa (6 bar) na sapnicama redukcijske stanice, za razliku od osnovnog scenarija gdje su vrijednosti pada tlaka kroz sapnice bile znatno veće. Razlika u ostvarenom padu tlaka

preslikava se na vrijednost dinamičkog tlaka dna bušotina tijekom povlačenja plina, tj. manji pad tlaka kroz sapnicu uvjetuje veću depresiju na sloj.

Trećim simulacijskim scenarijem je ispitana mogućnost organizacije i grupiranja rada radnih bušotina na površinskom dijelu sustava sabiranja fluida na održivost maksimalnog kapaciteta te ubrzanje iscrpka radnog obujma plina iz ležišta. Rezultati simulacije ukazuju na povećanje depresije na sloj u odnosu na osnovni scenarij na svim radnim bušotinama skladišta plina. Bušotine koje su smještene na dio ležišta slabijih proizvodnih mogućnosti unutar ovog scenarija ne utječu na produktivnije bušotine, stoga prosječno veće vrijednosti dinamičkog tlaka ušća produktivnijih bušotina ne utječu na rad proizvodno slabijih bušotina.

Bušotine unutar grupe G1, G2 i G6 (slika 8.12) postižu niže vrijednosti dinamičkog tlaka ušća i veću depresiju na sloj, što rezultira većim osrednjim vrijednostima volumnog protoka, naročito pri kraju proizvodnog ciklusa tj. pri nižem ležišnom tlaku. Dio ležišta slabijih vrijednosti poroznosti i propusnosti tijekom ciklusa povlačenja plina nije pod utjecajem dominantnog centralnog dijela ležišta. Na taj se način postiže ravnomjerniji iscrpak iz ležišta.

10. ZAKLJUČAK

U sklopu doktorskog rada je istražen utjecaj hidrauličkih gubitaka proizvodne opreme na radne karakteristike podzemnog skladišta plina. U tu svrhu je razvijen integrirani matematički model podzemnog skladišta plina, provedena su hirodinamička mjerenja na bušotinama te su utvrđeni koeficijenti lokanog gubitka sapnica. Dobiven je uvid o utjecaju pojedinih segmenata proizvodne opreme na održivost maksimalnog izlaznog kapaciteta skladišta plina.

Temeljem postignutih rezultata može se zaključiti sljedeće :

- a) Za podkritično strujanje prirodnog plina kroz bušotinske sapnice utvrđena je vrijednost koeficijenta lokalnog gubitka od 0,76. Ova vrijednost koeficijenta istjecanja primijenjena je u matematičkom modelu, a moguće ju je koristiti za proračun pada tlaka na svim bušotinskim sapnicama kružnog poprečnog presjeka.
- b) Budući da je dinamika strujanja fluida od ležišta do krajnje točke procesnog postrojenja vrlo kompleksna, bez provedbe računalnih simulacija nije ju moguće adekvatno ispitati. Razvijeni matematički model podzemnog skladišta plina omogućuje određivanje utjecaja hidrauličkih gubitaka proizvodne opreme na dinamiku iscrpka radnog volumena plina iz skladišta.
- c) Veća depresija bušotine uslijed promjene unutarnjeg promjera proizvodnog niza omogućava produženje crpljenja plina iz skladišta maksimalnim kapacitetom u odnosu na početno stanje. Povećanje depresije na sloj posljedica je smanjena trenja između plina i stijenke proizvodnog niza, što rezultira smanjenjem dinamičkog tlaka na dnu bušotine.
- d) Hidraulički gubici na sapnicama tijekom podkritičnog protjecanja plina u fazi potpune otvorenosti sapnica značajno utječu na održivost tehničkog kapaciteta povlačenja plina. Ovo posebno dolazi do izražaja u fazi niskog ležišnog tlaka uslijed povećanja brzine strujanja plina kroz proizvodnu opremu. Pri implementaciji sapnica dvostruko

većeg promjera se povećava održivost maksimalnog izlaznog kapaciteta skladišta za 18%

- e) Potvrđena je hipoteza da se grupiranjem rada bušotina ovisno o vrijednosti njihovog indeksa proizvodnosti može utjecati na dinamiku iscrpka radnog obujma plina iz ležišta kao i na održivost maksimalnog izlaznog kapaciteta skladišta. Na razini ležišta ostvaruje se odvojen rad dijela ležišta slabijih vrijednosti poroznosti i propusnosti od dominantnog centralnog dijela ležišta čime je ostvarena veća depresija na sloj bušotina manje vrijednosti indeksa proizvodnosti. Prosječno veće vrijednosti dinamičkog tlaka ušća produktivnijih bušotina ne utječu na rad proizvodno slabijih bušotina.

Originalni znanstveni doprinos rada

Provedenim eksperimentalnim istraživanjem i računalnim modeliranjem potvrđen je utjecaj hidrauličkih gubitaka proizvodne opreme, sistematizacije rada i međupovezivanja bušotina na održivost tehničkog kapaciteta skladišta plina i dinamiku iscrpka radnog volumena plina. Dokazano je da hidraulički otpori kroz sapnice podzemnog skladišta plina u stanju njihove potpune otvorenosti bitno utječu na održivost maksimalnog kapaciteta povlačenja plina. Navedeno je posebno izraženo kod niske vrijednosti ležišnog tlaka tijekom ciklusa povlačenja plina. Provedena istraživanja mogu utjecati na tehnički izbor proizvodne opreme podzemnih skladišta plina, budući da navedena problematika do sada nije detaljno ispitana.

Dodatni doprinos provedenog istraživanja predstavlja eksperimentalno utvrđena vrijednost koeficijenta lokalnog gubitka bušotinskih sapnica kružnog poprečnog presjeka pri uvjetima tlaka i protoka koje nije moguće modelski odrediti u laboratoriju. Utvrđena vrijednost lokalnog gubitka sapnice za podkrično protjecanje prirodnog plina upotpunjuje postojeće rezultate istraživanja dvofaznog strujanja fluida.

U radu je predstavljena metodologija izrade integriranog matematičkog modela na primjeru podzemnog skladišta plina u Hrvatskoj. Predstavljeni koncept uz nužne modifikacije primjenjiv je na svim vrstama podzemnih skladišta plina.

Preporuke za daljnja istraživanja

- Uz pomoć razvijene metodologije ispitati utjecaj hidrodinamičkih gubitaka ostalih komponenti (koljena, ventili, redukcije) podzemnog skladišta plina koje potencijalno mogu imati utjecaj na dinamiku iscrpka plina iz skladišta;
- Utjecaj gubitka tlaka na dijelovima proizvodne opreme nije detaljno ispitan u ciklusu utiskivanja plina u skladište u smislu njegovog utjecaja na opterećenje motora i potrošnju pogonskog goriva. Takve informacije su korisne u smislu ostvarenja manjih operativnih troškova postrojenja kao i postizanje ekonomske opravdanosti zamjene postojeće opreme;
- Detaljnije ispitati utjecaj ostvarene veće depresije na sloj kod bušotina s nižom vrijednosti indeksa proizvodnosti, na kretanje akvifera i dinamiku prodora vode po rubnim dijelovima ležišta;
- Primjenom integriranog matematičkog modela utvrditi utjecaj hidrodinamičkih gubitaka sapnica na konačni iscrpak plina iz proizvodnih plinskih i naftnih polja.

11. LITERATURA

Objavljeni radovi

1. Al-Hussainy, R., Ramey, Jr., Crawford, P.B. (1966): The Flow of Real Gases Through Porous Media, Journal of Petroleum Technology 18(5) : 624-636, SPE 1243, Richardson, USA
2. Al-Safran, E. M., Kelkar, M. (2009): Prediction of two phase critical flow boundary and mass flow rate across chokes, SPE Production & Operations 24(2) :37-45, SPE 109243, Richardson, USA
3. Ashford, F.E., Pierce, P.E. (1975): Determining Multiphase Pressure Drops and Flow capacities in Downhole Safety Valves, Journal of Petroleum Technology 27(9): 45-52, SPE 5161, Richardson, USA
4. Atoyebi, T.M. (2010): The Preferred Natural Gas Conservation Option: Underground Storage of Natural Gas, Nigeria Annual International Conference and Exhibition, SPE-136984-MS, Tinapa - Calabar, Nigeria
5. Axel, G. (2007): Natural Gas Storage in Salt Caverns-Present Status, Developments and Future Trends in Europe, Solution Mining Research Conference, Basel, Switzerland
6. Azin, R., Nasiri A., Entezari, J.I. (2010): Investigation of Underground Gas Storage in a Partially Depleted Gas Reservoir, Iran Journal of Chemical Engineering 29 (1): 103-110, Tehran, Iran
7. Ball, Keith M. (2003). Fibonacci's Rabbits Revisited - Chapter 8, Princeton University Press, 243, Princeton, USA
8. Beggs, D. H., Brill, J. P. (1973): A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes, Journal of Petroleum Technology, 25(5): 607-618, SPE 4007, Richardson, USA
9. Beggs, H.D. (2003): Production Optimization using NODAL™ Analysis,. OGCI and Petroskills Publications, Tulsa, Oklahoma.
10. Beggs, H.D. (1985): Gas Production Operations, OGCI Publications, Tulsa, USA
11. Bertin, J.J. (1984): Engineering Fluid Mechanics, Englewood Cliffs-Prentice-Hall, New Jersey, USA
12. Brouard, B., Berest, P., Couteau, J. (1997): Influence of the Leaching Phase on the Mechanical Behavior of Salt Caverns, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 34(26): 3-4, Elsevier Science, Cambridge, USA

13. Bauk, A. (2003): Podzemno skladištenje plina, INA Industrija nafte d.d., Naftaplin, Zagreb
14. Brown, K.G., Sawyer, W.K. (1999): Practical Methods to Improve Storage Operations - A Case Study, SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, SPE 57460 Charleston, USA
15. Brujinen, P., Plug, W. (2016): Integrated Development of Europe's Largest Open-Access Underground Gas Storage by Use of a Multidisciplinary Simulator, SPE Europec featured at 78th. EAGE Conference and Exhibition, SPE 180147-MS, Vienna, Austria
16. Cambell J. M. (2004): Gas Conditionig and Processing, Cambell Petroleum Series, Oklahoma City, USA
17. Cao, H., Samier, P., Kalunga, H.M., Detige, E., Obi, E. (2015): A Fully Coupled Network Model, Practical Issues and Comprehensive Comparison with Other Integrated Models on Field Cases, SPE Reservoir Simulation Symposium, SPE 173251, Houston, USA
18. Carlos, A., Chu-Jon, B.S. (1973): Simulation of a Gas Storage Reservoir System-Masters report, University of Texas, Austin, Texas.
19. Coats, K.H. (1969): Use and Misuse of Reservoir Simulation Models, Journal of Petroleum Technology 21(11): 1391-1398, SPE 02367, Richardson, USA
20. Čikeš, M. (2015): Proizvodno inženjerstvo nafte i plina, RGN fakultet, Zagreb, Hrvatska
21. Dake P. (1998): Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Science, Amsterdam.
22. DeVries K.L. (2003): Improved Modeling Increases Salt Cavern Storage Working Gas, GasTIPS 9(1) : 33-36, Lincoln, USA
23. Dietert, J.A., Pursell, D.A. (2000): Underground Natural Gas Storage, Simmons & Company International, Houston, USA
24. Duane, John W.(1967): Gas Storage Field Development Optimization, Journal od Petroleum Technology 19(3): 323-330, Richardson, USA
25. Duns, H. and Ros, N.C.J. (1963): Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells, 6th World Petroleum Congress, Frankfurt, Germany
26. Evans, D.J., Chadwick R.A. (2009): Underground Gas Storage: Worldwide Experiences and Future Development in the UK and Europe, Geological Society London, London, UK.
27. Economides, M.J., Nolte, K.G. (2000): Reservoir Stimulation, third edition, John Wiley & Sons, Chiechester, England
28. Egermann, P., Schaaf, T., Bréfort, B. (2010): A Modified Hysteresis Relative Permeability Including a Gas Remobilization Threshold For Better Production Forecasts of Gas

- Storages, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts 51(05) : 12-20, SPWLA 2010, Houston, USA
29. Ettehad, A., Jablanowski, C., Lake, L.W. (2010) : Gas Storage Facility Design Under Uncertainty, SPE Projects, Facilities & Construction 5 (3): 155-165, SPE 123987, Richardson, USA
 30. Florian, T., Ueberer, W., Nederlof, E., (2009): Increasing the Capacity of an Underground Gas Storage by Optimized Well Completions, Matzen Field, Austria, SPE Europe Annual Conference, SPE 121263, Amsterdam, Netherlands
 31. Galić, H., Cawley, S., Bishop, S., Todman, S., Gas, F. (2009): CO₂ Injection Into Depleted Gas Reservoirs, SPE Offshore Europe Oil & Gas Conference, SPE 123788, Aberdeen, UK.
 32. Galvan, D., McVinnie, G., Dindoruk, B. (2015): Perdido Development: Unified Fluid Model for Integrated-Production-System Modeling, SPE Reservoir Evaluation & Engineering 18 (3), SPE 170871, Richardson, USA
 33. Gilbert, W.E. (1954): Flowing and Gas-lift Performance, API Drilling and Production Practice 20: 126-157, Dallas, USA
 34. Haddenhorst H., Lorenzen, H., Schwier K. (1977): Studies on storage of liquefied natural-gas in salt caverns, Fifth Conference Liquefied Natural Gas, Chicago, USA
 35. Hardy H.R. (1982): Theoretical and Laboratory Studies Relative to the Design of Salt Caverns for the Storage of Natural Gas, Project PR-12-71 of the Pipeline Research Committee American Gas Association at the Pennsylvania State University, Arlingot, USA.
 36. Healy M. (2008): Underground Gas Storage in Cheshire the Costain Experience. Costain Natura Resources, Berkshire, UK
 37. Hrnčević, L., Dekanić i., Karasalihović Sedlar D. (2008) : Analiza sigurnosti opskrbe prirodnim plinom u Republici Hrvatskoj, Energija 57(6): 600-609, Zagreb, Hrvatska
 38. Huppler, J.D.(1974): Numerical investigation of the effects of core heterogeneities on waterflood relative permeabilities, SPE Journal 10(4): 381-392, Richardson, USA
 39. Houpeurt, A. (1959): On the Flow of Gases in Porous Media. Revue de L'Institut Francais du Petrole 15(11): 1468–1684, Paris, France
 40. Hower, T.L., Fugate, M.W., Owens, R.W.(1993): Improved Performance in Aquifer Gas Storage Fields Through Reservoir Management, SPE Gas Technology Symposium, SPE 26172, Calgary, Canada
 41. Kelkar, M. (2008): Natural Gas Production Engineering, PennWellbooks, 571, Tulsa, USA

42. Johnson, V., Ammer, J. and Trick, M. (2000): Improving Gas Storage Development Planning Through Simulation-Optimization, SPE Eastern Regional Meeting in Morgantown, SPE 65639, Morgantown, USA
43. Kameshwar, S., Fevang, O., Whitson, C.H. (2007): Consistent Black-Oil PVT Table Modification, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 109596 Anaheim, California
44. Kuncir, M., Chang, J., Mansdorfer, J.D. (2003): Analysis and Optimal Design of Gas Storage Reservoirs, SPE 84822 presented at the SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting, Pittsburgh, PA, 6-10 September.
45. Khodri, D., Lehuen, L. P., Labaune, B., Nabil, R., (1997): Modeling of reservoir to surface network coupling : a case study of gas storage management, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 38864, San Antonio, USA
46. Lee, W.J. (1972): Well Testing, SPE Textbook Series Vol. 1, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, Dallas.
47. Maytal, B., Pfothner, J. (2013): Miniature Joule-Thomson Cryocooling: Principles and Practice, Springer, 39–47, New York, USA.
48. McVay, D., Spivey, J. (2001). Optimizing Gas-Storage Reservoir Performance. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 4(3): 1-6, SPE-71867, Richardson, USA
49. McGovern, J. (2011): Friction Factor Diagrams for Pipe Flow. Articles School of Mechanical and Transport Engineering (13), Dublin Institute of Technology, Dublin, Ireland
50. Moegen, H. D., Nabil, R., Lehuen, P., Sonier, F. (1996): Well-Surface Connection Controls for Gas Reservoir Simulator, SPE Gas Technology Symposium, SPE 35625, Calgary, Canada
51. Moody, F. (1944): Frictions Factors for Pipe Flow, Trans AIME (66): 671-684, Englewood, USA
52. Novak Zelenika, K. (2012): Deterministički i stohastički geološki modeli gornjomiocenskih pješčenjačkih ležišta u naftno-plinskom polju Kloštar-Doktorska disertacija, Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu, 66 str., Zagreb, Hrvatska
53. Omana, R., Houssiere, C.J., Brown, K., Brill, J.P., Thompson, R. (1969): Multiphase flow through chokes, Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE-2682, Denver, USA

54. Osman, M.E., Dokla, M.E.(1990): Gas condensate flow through chokes, European Petroleum Conference, SPE 20988, Hague, Netherlands
55. Peng, D. Y. & Robinson, D. B., (1976): A New Two-Constant Equation of State. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15, 59-64.
56. Perkins, T.K. (1993): Critical and subcritical flow of multiphase mixtures through chokes. *SPE, Drilling&Production*, 12, 271-276, US.
57. Pilehvari, A. A., (1980): Eperimental study of critical two phase flow through well head chokes, s.l.:University of Tulsa.
58. Rahmawati, S.D., Whitson, C.H., Foss, B., & Kuntadi, A. (2012): Integrated Field Operation and Optimization. Accepted to *Journal of Petroleum Science & Engineering*. doi: 10.1016/j-petrol.2011.12.027 References 155.
59. Rawlins, E.L. & Schellhardt, M.A. (1935): Backpressure Data on Natural Gas Wells and their application to Production Practices. Monograph Series, USBM, 7, USA.
60. Ros, N.C.J. (1961): Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing. *J. Pet Tech* (October 1961) 1037-1049.
61. Ros, N.C.J. (1960): An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid flow through a restriction and its Application to Flow metering. Volume 9.
62. Sachdeva, R., Schmidt, Z., Brill, J.P., Blais, R.M. (1986): Two-Phase Flow Through Chokes. Paper SPE 15657 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5-8 October.
63. Schuller, R.B., Munaweera, S., Selmer-Olsen, S., Solbakken, T. (2006): Critical and Subcritical Oil/Gas/Water Mass Flow Rate Experiments and Predictions for Chokes. *SPE, Production and operation Journal* 21(3): 372 – 380, SPE-88813, Richardson, USA
64. Sharifzadeh, M., Moradi, G. (2009): Numerical Simulation of Gas Storage Caverns in Qom Region, Amirkabir University of Tehran, Department of Mining, metallurgical and Petroleum Engineering, Tehran, Iran
65. Soroush, M., Alizadeh, N. (2008): Underground Gas Storage in a Partially Depleted Gas Reservoir, *Journal of Canadian Petroleum Technology* 47 (02): 2-6, Petroleum Society of Canada, Calgary, Canada
66. Stoisit, R.F., Bashagour, H., Chao, G.S.(2010): Application of Integrated Production and Reservoir Modeling to Optimize Deepwater Development, International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, SPE131621, Beijing, China
67. Tek, M. R. (1996): Natural Gas Underground Storage, PennWellbooks, Tulsa, USA

68. True, W.R. (1994): Gas storage critical role in deregulated U.S. marketplace, Oil & Gas Journal 92(37): 45 – 54, Tulsa, USA
69. Shapiro, H. (1953): Dynamics and Thermodynamics of Compressible Fluid Flow-vol. I & II, Ronald Press, New York, USA
70. Sečen, J. (2002): Razrada ležišta ugljikovodika, INA Industrija nafte d.d., Naftaplin, Zagreb
71. Van Horn, H., Wienecke, D. (1970): A Method for Optimizing the Design of Gas Storage Systems, Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 2966 Houston, USA
72. Virginia, M. J., James, R. A., Trick, M.D. (2000): Improving Gas Storage Development Planning Through Simulation-Optimization, SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, USA
73. Wattenbarger, R. (1970): Maximizing Seasonal Withdrawals From Gas Storage Reservoirs, Journal of Petroleum Technology 22(08): 994-998, Richardson, USA
74. Weymouth, T.R. (1912): Problems in Natural Gas Engineering, ASME 34: 130 - 185, USA.
75. Zelić, M. (1977): Tehnologija pridobivanja nafte i plina eruptiranjem i gasliftom, INA-Naftaplin, Zagreb, Hrvatska.
76. Zelić, M. (1987): Tehnologija sabiranja i pripreme nafte i plina za transport, INA Industrija nafte d.d., Naftaplin, Zagreb
77. Zelenko Z. (1989): Priprema prirodnog plina za transport -VI poglavlje knjige grupe autora: Prirodni plin, INA Industrija nafte d.d., Naftaplin, Zagreb
78. Zucrow, M., Hofmann, J. (1976): Gas Dynamics, vol. I and II, Wiley, New York, USA

Stručna i arhivska izvješća

1. Achong, I. (1961): Revised bean performance formula for Lake Maracai bo wells, Tech.Rep.Shell-Oil-Company.
2. Gray, H. E. 1978. "Vertical Flow Correlation - Gas Wells." User Manual for API 14B, Subsurface Controlled Safety Valve Sizing Computer Program, American petroleum institute, Washington.
3. INA-Industrija nafte d.d. (2011): Revizija geološkog rješenja ležišta a1, a2, a3 Podzemnog skladišta plina. Oznaka: 50000220-13-06-11/251, Fond stručne dokumentacije INA d.d., SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, Zagreb

4. INA-Industrija nafte d.d. (2005): Rudarski projekt za eksploatacijsko polje Okoli - Podzemno skladište plina. Klasa: UP/I-310-01/05- 03/196; Ur. broj: 526-04-05-05, Zagreb
5. INA-Industrija nafte d.d. (1998): Dosje bušotina eksploatacijskog polja Okoli, Fond stručne dokumentacije INA d.d., SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, Zagreb.
6. INA-Industrija nafte d.d. (1988): Dopunski rudarski projekt za eksploatacijsko polje Okoli Podzemno skladište plina. Klasa: UP/I-310-01/89- 02/50; Ur. broj: 526-02-50-05, Zagreb.
7. Podzemno skladište plina d.o.o (2012): Dopunski rudarski projekt. Klasa: UP/I-310-01/15-03/187; Ur. broj: 526-04-02/2-15-06, Zagreb.
8. Petrel Introduction Course-Petrel 2015, Schlumberger, 1352 str.
9. Petroleum Experts User Manual 2015., IPM , version 10.0, 2224 str.

Internetske poveznice

<http://www.domeenergy.com> (02.01.2016.)
<http://www.plinacro.hr> (09.01.2017.)
[https:// www.gie.eu.com](https://www.gie.eu.com) (22.05.2016.)
<http://www.engineersindia.eil.co.in> (02.01.2016.)
<https://psp.hr> (25.06.2016.)
<http://www.cedigas.org> (01.06.2016.)
<http://webbook.nist.gov/chemistry> (03.04.2016.)

ŽIVOTOPIS

Ivan Zelenika je rođen 2. ožujka 1980. godine u Bjelovaru. Po završetku opće XII. gimnazije u Zagrebu, 1998. god. upisao je Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu. Po završenom studiju, 2005. godine stekao je zvanje diplomiranog inženjera naftnog rudarstva, na smjeru Naftno rudarstvo.

Od 2005. godine je zaposlen u tvrtki INA-Industrija nafte d.d., SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, a od 2009. zaposlen je u tvrtki Podzemno skladište plina d.o.o. gdje trenutno radi kao procesni inženjer. Poslijediplomski doktorski studij na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu upisao je 2006. godine.

Kao autor i koautor objavio je sedam radova te je sudjelovao na 16 stručnih kongresa.

POPIS RADOVA

Znanstveni radovi u drugim časopisima

Objavljeni:

- Markovinović D., Zelenika I. (2015): Optimization of working wells on underground gas storage in Okoli by replacing the completion string. VIII. Međunarodna konferencija i izložba. Šibenik, Hrvatska.
- Đura, S., Zelenika I., Grđan A. (2012): Odabir rješenja za smanjenje emisije dušikovih oksida, (NOx), na moto-kompresorskim jedinicama Ingersoll Rand Kvr- 410. Međunarodna konferencija i izložba o naftno-plinskom gospodarstvu u središnjoj i istočnoj Europi, Šibenik, Hrvatska.
- Zelenika, I., Ernečić B., Markovinović D., Rajić P. (2011): Optimalizacija rada podzemnog skladišta plina Okoli primjenom matematičkog modela. XXVI Međunarodni znanstveno stručni susret stručnjaka za plin, Opatija, Zbornik radova.
- Zelenika, I., Bilić-Subašić V., Markovinović D., Đura S. (2010): Dogradnja i optimalizacija rada podzemnog skladišta plina u Okolima. 25. Međunarodni znanstveno stručni susret stručnjaka za plin, Opatija, 3. - 6. svibnja, Zbornik radova 107-114.
- Bilić-Subašić V., Plantek S., Buti, S., Zelenika I., Ernečić B.(2009): Optimalizacija proizvodnje polja Bilogora-Bačkovica primjenom integriranog proizvodnog modela (IPM). Međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom gospodarstvu, Šibenik, Hrvatska
- Zelenika, I., Buti, S., Ernečić B., Majcen V.(2007): Integrirani proizvodni model plinsko-kondenzatnog polja Kalinovac. 4. Međunarodni znanstveno-stručni skup o naftnom rudarstvu. Zadar, Hrvatska.

Znanstveni radovi u zbornicima skupova s međunarodnom recenzijom te konferencijska sudjelovanja

- Novak, K. & Zelenika, I. (2014): Carbon capture and storage possibility, case study Ivanić Field. 6th HR-HU and 17th HU geomathematical congress “Geomathematics - from theory to practice”. Conference book: Cvetković, M.; Novak Zelenika K.; Geiger, J. (ur.). Zagreb: Croatian Geological Society, May, 21-23, 2014, 151-157, Opatija.

Druge vrste radova

- Zelenika I. (2016): Underground gas storage working characteristics optimization by wells workover and completion equipment replacement. Petroleum Engineering Summer School-2016. 1-36 (lecturer)

PRILOZI

PRILOG A : Nabušene dubine ležišta

Podati o dubinama na kojima su nabušena ležišta pješčenjačke serije „a“ bušotina PSP-a korištenih unutar modela :

Bušotina	Status	Konačna dubina (m)	Ležište a ₁ m (MD)	Ležište a ₂ m (MD)	Ležište a ₃ m (MD)
OK - 1	utisna (za povratno utiskivanje ležišne vode)	2894,0	1872,0 – 1882,0	1892,0 – 1897,0 1900,0 – 1924,0	1934,0 – 1942,0
OK - 1D	radna	3415,0	1877,0 - 1890,0		
OK - 2	radna	2464,0	1830,0 - 1840,0	1855,0 - 1874,0	
OK - 4	radna	2384,0	1850,0 - 1867,0	1879,0 - 1884,0 1891,0 - 1897,0	
OK - 20	radna	1975,0	1828,0 - 1836,0	1847,0 - 1872,0	
OK - 23	radna	2456,0	1901,0 - 1907,0 1910,0 - 1918,0	1945,0 - 1957,0	
OK - 24	kontrolno-mjerna (za tlak)	1981,0	1855,0 - 1859,0 1862,0 - 1868,0	1897,0 - 1901,0 1903,5 - 1907,0 1909,0 - 1911,0 1915,0 - 1917,0	
OK - 26	radna	2190,0	1869,0 - 1879,0	1890,5 - 1924,5	
OK - 27	utisna (za povratno utiskivanje ležišne vode)	1987,0	1893,0 - 1897,0	1909,5 - 1916,0 1927,0 - 1932,0 1934,0 - 1938,0 1940,5 - 1942,5 1944,0 - 1949,0	1950,0 - 1956,0 1957,0 - 1961,0
OK - 28	radna	2166,0	1860,0 - 1867,0	1900,0 - 1914,0	
OK - 30	radna	1903,0	1863,5 - 1872,0	1884,0 - 1891,0 1893,0 - 1894,5	
OK - 31 α	kontrolno-mjerna (za tlak)	2086,0	2029,0 -2037,0		
OK - 32	radna	1964,0	1915,0 - 1931,0	1945,0 - 1956,5	
OK - 33	radna	1920,0	1853,0 - 1862,0	1873,0 - 1879,0 1882,0 - 1891,0 1893,0 - 1899,0 1901,0 - 1907,0	
OK - 35	radna	1929,0	1873,0 - 1883,0	1895,0 - 1916,5	
OK - 37	radna	2023,0	1968,0 - 1983,0	1997,0 - 2016,0	
OK - 38	radna	1939,0	1870,0 - 1881,0	1907,0 - 1926,0	
OK - 39	radna	2029,5	1971,3 - 1985,3	1996,3 - 2026,3	
OK - 40	kontrolno-mjerna (za tlak)	1917,0	1875,0 - 1880,5	1887,7 - 1911,0	
OK - 41	radna	1929,0	1873,5 - 1885,0	1897,0 - 1928,5	
OK - 42	radna	1953,0	1898,0 - 1907,0	1916,0 - 1947,0	
OK - 43	radna	1939,0	1888,0 - 1897,0	1909,0 - 1938,0	
OK - 44	radna	1962,0	1888,5 - 1900,0	1910,0 - 1938,0	
OK - 45	radna	2041,4	1983,0 - 2003,0	2009,0 - 2041,4	
OK - 46	radna	1948,0	1897,5 - 1912,5	1927,5 - 1934,0	
OK - 47	radna	1962,0	1913,0 - 1928,0	1940,0 - 1957,0	
OK - 48 z	radna	2008,0	1958,0 - 1974,0	1989,0 - 1997,5	
OK - 49 z	radna	2111,0	2061,0 - 2080,0	2095,0 - 2099,0	
OK - 50	kontrolno-mjerna (za kontrolu proboja plina)	1822,0		1767,0 - 1759,0 (B ležište)	
OK - 51	kontrolno-mjerna (za kontrolu proboja plina)	1774,0		1753,0 - 1743,0 (B ležište)	
OK - 59H	kontrolno-mjerna	2542,0	1868,0 - 1873,9	-	
OK - 60	radna	1930,0	1878,4 - 1887,3	1898,6 - 1925,0	
OK - 62	radna	2017,0	1827,0 - 1839,0	1851,00 - 1885,0	
OK - 63	radna	2014,6	1831,0 - 1841,0	1853,0 - 1890,0	

PRILOG B : Prikaz ulaznih podataka računalnog modela

Ulazni parametri numeričkog modela (Eclipse -deck file) :

```
RUNSPEC

ACTDIMS          -- Generated : Petrel
 11 /

FAULTDIM         -- Generated : Petrel
 584 /

VFPPDIMS        -- Generated : Petrel
 20 10 10 1 1 24 /

VFPIDIMS        -- Generated : Petrel
 20 10 22 /

TITLE           -- Generated : Petrel
'OKOLI_PLUS_OK_20_26'

WELLDIMS       -- Generated : Petrel
 71 22 40 80 6* 6 /

--UNIFIN

--UNIFOUT

--MESSAGES
-- 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000 1000000
1000000 1000000 /

START           -- Generated : Petrel
 1 JUN 1967 /

EQLDIMS        -- Generated : Petrel
 3 /

WATER          -- Generated : Petrel

GAS            -- Generated : Petrel

--@@@PETOPTS   -- Generated : Petrel
--@@@INITNNC /

REGDIMS        -- Generated : Petrel
 4 4 1* 1* 1* 1* 8 /

--@@@MONITOR   -- Generated : Petrel

--@@@MULTIN    -- Generated : Petrel

METRIC         -- Generated : Petrel
```

```

DIMENS                -- Generated : Petrel
 181 71 26 /

TABDIMS              -- Generated : Petrel
 3 1* 22 30 4 7* 1 /
NOECHO

GRID

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_GRID.INC' /

NOECHO              -- Generated : Petrel

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_GRID.GRDECL' /

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_PERMX.GRDECL' /

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_PERMY.GRDECL' /

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_PERMZ.GRDECL' /

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_PORO.GRDECL' /

INCLUDE              -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_OPERNUM.GRDECL' /

NOECHO              -- Generated : Petrel

EDIT

MULTFLT
OKO1_FAU 1.00000 /
OKO3_FAU 1.00000 /
OKO6_FAU 1 /
OKO7_FAU 1.00000 /
OKO8_FAU 1.00000 /
/
OPERATER
PORV 1 MULTX PORV 0.700000/ --a1
PORV 3 MULTX PORV 0.700000/ --a2
PORV 5 MULTX PORV 0.700000/ --a3
PORV 2 MULTX PORV 0.950000/
PORV 4 MULTX PORV 1.200000/
PORV 6 MULTX PORV 2.000000/

PORV 7 MULTX PORV 0.400000/
PORV 8 MULTX PORV 0.900000/

--TRANX 7 MULTX TRANX 0.02/
--TRANY 7 MULTX TRANY 0.02/
--TRANZ 7 MULTX TRANZ 0.02/

TRANX 7 MULTX TRANX 0.0015/

```

TRANY 7 MULTX TRANY 0.0015/
TRANZ 7 MULTX TRANZ 0.0015/

/

MULTIPLY

TRANX 1.57 45 56 27 36 1 5 /
TRANY 1.57 45 56 27 36 1 5 /
TRANZ 1.57 45 56 27 36 1 5 /

--SJEVERNI DIO oko bušotine 40

TRANX 0.05 89 98 29 32 7 26/
TRANY 0.05 89 98 29 32 7 26/
TRANZ 0.05 89 98 29 32 7 26/

TRANX 0.001 89 98 29 32 1 5 /
TRANY 0.001 89 98 29 32 1 5 /
TRANZ 0.001 89 98 29 32 1 5 /

--OK ISTOK

TRANX 1.0 110 181 1 71 1 5/
TRANY 1.0 110 181 1 71 1 5/
TRANZ 1.0 110 181 1 71 1 5/

TRANX 0.15 110 181 1 71 7 26/
TRANY 0.15 110 181 1 71 7 26/
TRANZ 0.15 110 181 1 71 7 26/

--OK12 Rasjed

TRANX 0.000 55 77 48 48 1 26/
TRANY 0.000 55 77 48 48 1 26/
TRANZ 0.000 55 77 48 48 1 26/

/

PROPS

INCLUDE -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROPS.INC' /

REGIONS

NOECHO -- Generated : Petrel

INCLUDE -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_SATNUM.GRDECL' /

INCLUDE -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_PVTNUM.GRDECL' /

INCLUDE -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_ROCKNUM.GRDECL' /

INCLUDE -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_FIPALL.GRDECL' /

INCLUDE -- Generated : Petrel
'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_FIPG.GRDECL' /

INCLUDE -- Generated : Petrel

'HM_UPD_OK_20_26_62_63_PREDICT_PROP_FIPW.GRDECL' /

-- Generated : Petrel

SOLUTION

INCLUDE -- Generated : Petrel

'SOL.INC' /

-- 'HM_SOL.INC' /

SUMMARY

INCLUDE

'SUM.INC' /

SCHEDULE

--DEBUG

--38* 1 /

SKIPREST

INCLUDE -- Generated : Petrel

'HM_SCH.INC' /

--END

INCLUDE -- Generated : Petrel

'ECL_SCH3.INC' /

--DATES -- Generated : Petrel

-- 2 FEB 2016 /

--/

--END

DATES -- Generated : Petrel

1 JAN 2060 /

/

END

-----SCHEDULE-----

RPTSCHED

FIP WELLS /

RPTRST

BASIC=3 FLOWS FREQ /

WELSPECS

OK_40_M 'GROUP 1' 93 33 1* GAS 1* 1* 1* YES /

/

COMPDAT

OK_40_M 93 33 2 2 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 93 33 3 3 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 93 33 4 4 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 93 33 5 5 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 10 10 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 11 11 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 12 12 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 13 13 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 14 14 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 15 15 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 16 16 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

OK_40_M 94 33 19 19 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /
 OK_40_M 94 33 20 20 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /
 OK_40_M 94 33 21 21 OPEN 1* 1* 0.10800 1* 0.00 1* Z /

WCONPROD

```

--      OK_24_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
--      OK_1DU_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_62_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_63_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_41_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_02_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_04_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_23_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_28_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_30_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_26_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_32_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_33_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_35_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_37_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_38_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_39_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_42_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_43_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_44_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_45_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_46_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_47_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_48A_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_49B_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_60_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_20_P      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_40_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*  55  1*    0 /
      OK_20_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_1D_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_24_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_26_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_27_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_31A_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_36A_M      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_27A1      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_27A2      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_27A3      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_1DA1      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_1DA2      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
      OK_1DA3      OPEN  GRAT  2*    600000  2*    55    1*    0 /
  
```

WCONINJE

-- Generated : Petrel

```

--      OK_1DU_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_60_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_02_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_04_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_20_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_23_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_28_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_30_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_32_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_33_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
      OK_35_U      GAS  OPEN  RATE  600000  1*  212  1*    0 /
  
```

OK_37_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_38_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_39_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_41_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_42_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_43_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_44_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_45_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_46_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_47_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_48A_U	GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/	
OK_49B_U	GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/	
OK_26_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_62_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_63_U		GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/
OK_40_U	GAS	OPEN	RATE	600000	1*	212	1*	0	/	

/

 END

PRILOG C : Ugrađena proizvodna oprema radnih bušotina

Tablični prikaz ugrađene proizvodne opreme radnih bušotina skladišta plina.

OK-2								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-40	43-1780	1781-1816	1960	40	1780	1788	1797/1807
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	52	121.36	58.75	58.75	59	47.6/47.6
OK-4								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	-	0-1828	-	1935	27	1800	1805	1808/1817
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	-	62	-	124.2	58.75	58.75	59	58.7/58.7
OK-20								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	-	0-1815	-	1969	26	1790	1797	1836
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	-	62	-	125.74	58.75	58.75	59	58.75
OK-23								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	-	0-1869	-	2050	28	1845	1848	1850
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	-	62	-	124.26	58.75	58.75	59	58.75
OK-26								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	-	0-1856	-	2165	29	1833	1839	1853
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	-	62	-	124.26	58.75	58.75	59	58.75
OK-28								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	-	0-1835	-	1950	28	1809	1813	1816/1826
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	-	62	-	124.26	58.75	58.75	59	58.75/56
OK-30								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1644	1648-1866	1866-184	1896	25	1641	1647	1834/1870
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	50.67	108.62	71.45	71.45	73.28	58.75/47.63
OK-32								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1838	1840-1895	-	1959	40	1828	1838	1876/1886
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	0,76	62	-	108.62	71.45	71.45	75.4	58.75/56.01
OK-33								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (4 1/2 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-34	1706-1763	35-1693	1920	30	1693	1705	1744/1753
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	99.39	108.62	71.45	71.45	75.4	58.75/56
OK-35								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (4 1/2 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-31	1753-1858	32-1745	1929	32	1745	1751	1839/1848
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	99.39	108.62	71.45	69.85	75.44	58.75/56
OK-37								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1878	1879-1964	-	2032	23	1867	1878	1935/1945
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	74.9	58.75/56

OK-39								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-891	893-958	-	1939	45	882	891	939/948
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	71.45	75.4	58.75/56
OK-39								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1885	1887-1940	-	2028	34	1869	1886	1923/1932
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/58.75
OK-41								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (4 1/2 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-39	1798-1855	40-1796	0-1922	39	1793	1798	1836/1846
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	99.39	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-42								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (4 1/2 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-37	1821-1878	40-1820	1951	39	1814	1821	1859/1868
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	99.39	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-43								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (4 1/2 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-28	1802-1860	31-1790	1934	30	1791	1802	1841/1850
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	99.39	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-44								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (4 1/2 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-29	1819-1876	32-1806	1942	31	1807	1818	1857/1867
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	99.39	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-45								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1901	1903-1946	-	2041	32	1884	1902	1928/1938
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-46								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1798	1803-1847	-	1930	38	1773	1800	1828/1839
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-47								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1824	1827-1881	-	1957	41	1797	1825	1863/1872
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-48 alfa								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1852	1863-1948	-	2003	25	1853	1862	1929/1938
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-49 beta								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1908	1924-2028	-	2108	29	1910	1923	2008/2017
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	108.62	71.45	69.85	75.4	58.75/56
OK-60								
SASTAV OPREME :	UZLAZNI NIZ (3 1/2 ")	UZLAZNI NIZ (2 7/8 ")	UZLAZNI NIZ (2 3/8 ")	ZC	DSV	KLIZNA VRATA	PAKER	PRIJELAZI ZA ODLAGANJE (X,XN)
DUBINA UGRADNJE (m)	0-1790	1793-1857	-	1930	31	1770	1790	1837/1847
UNUTRAŠNJI PROMJER (mm)	76	62	-	99.5	71.45	69.85	75.4	58.75/56

Legenda :

ZC - zaštitne cijevi

DSV - dubinski sigurnosni ventil

X /XN - prolazni/neprolazni prijelaz za odlaganje opreme

PRILOG D : Rezultati hidrodinamičkih mjerenja- IPR krivulja

Proračunati parametri hidrodinamičkih mjerenja potrebnih za izračun IPR krivulja radnih bušotina skladišta plina prikazani su kako slijedi.

Bušotina	PROIZVODNJA PLINA			UTIS PLINA	
	C	n	AOF	C	n
OK-4	21.70000	0.99302	775986	441.18800	0.67151
OK-23	24.78710	1.00449	1000460	248.91400	0.76198
OK-28	49.29880	0.96659	1333560	93.01250	0.90865
OK-30	0.23777	1.51902	2195060	0.00001	2.58702
OK-32	28.31530	1.00849	1192170	65.49120	0.81524
OK-33	3327.87000	0.60590	1997340	42.33010	1.14335
OK-35	16.39550	1.16749	3699280	0.75832	1.53220
OK-37	6.40854	1.09507	673098	1.09213	1.36091
OK-38	12.09100	1.18105	3147990	0.10309	1.68247
OK-39	2.83013	1.25916	1680900	65.49120	0.81524
OK-40	119.36700	0.76232	373588	93.66600	0.80812
OK-41	20.28450	1.22253	8183460	0.95794	1.53997
OK-42	1772.01000	0.57115	736925	0.01701	1.87876
OK-43	60.82550	1.00025	2347570	3.05103	1.33589
OK-44	112.31900	0.95443	2672230	95.89320	0.96548
OK-45	23.04900	1.11253	2910930	7.46666	1.22160
OK-46	0.21085	1.50317	1646580	0.05026	1.70496
OK-47	7.66601	1.10157	862370	3.82892E-07	2.90232
OK-48a	3.17831	1.17147	747892	8.43012E-04	2.05300
OK-49b	0.53108	1.39208	1283450	1.67895E-05	2.47510
OK-59H	34.52490	1.01672	1585570	50.24840	0.97120
OK-60	33.13810	0.94897	744231	443.66800	0.67326

Legenda :

C - koeficijent protoka „Backpressure“ jednadžbe (bezdimezionalno)

n - eksponent produktivnosti „Backpressure“ jednadžbe (bezdimezionalno)

AOF - maksimalan teoretski protok iz bušotine pri potpunoj depresiji na sloj ($P_{wf} \approx 0$)

