

Primjena programa Prosper u određivanju proizvodnih mogućnosti horizontalne bušotine na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran

Ivanec, Luka

Master's thesis / Diplomski rad

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:169:524904>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-04-25**



Repository / Repozitorij:

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



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

**PRIMJENA PROGRAMA PROSPER U ODREĐIVANJU
PROIZVODNIH MOGUĆNOSTI HORIZONTALNE
BUŠOTINE NA EKSPLOATACIJSKOM POLJU SJEVERNI
JADRAN**

Diplomski rad

Luka Ivanec
N-220

Zagreb, 2017.

PRIMJENA PROGRAMA PROSPER U ODREĐIVANJU PROIZVODNIH MOGUĆNOSTI
HORIZONTALNE BUŠOTINE NA EKSPLOATACIJSKOM POLJU SJEVERNI JADRAN

LUKA IVANEC

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Sažetak

Na eksploatacijskim poljima na sjevernom dijelu Jadrana, koja se nalaze uz samu granicu Hrvatske i Italije, nalazi se 19 proizvodnih i jedna kompresorska platforma, s ukupno 52 proizvodne bušotine na nekoliko plinskih polja. Prema objavljenim podacima i tehničkoj dokumentaciji INA-e, predviđena je dinamika pridobivanja plina na pojedinim poljima do 2025. godine. Uz pretpostavku o ukupnim količinama proizvedenih fluida na pojedinim bušotinama, proračunat je i očekivani pad tlaka u ležištu. Temeljem ovih podataka odabrana je tipska horizontalna bušotina na plinskom polju Ika za postavljanje cjelokupnog proizvodnog modela bušotine u programu Prosper. Modelom će se na osnovu odgovarajućih ulaznih podataka odrediti proizvodne mogućnosti bušotine, što uključuje proračun dinamičkog tlaka na dnu bušotine, odnosno postavljanje IPR krivulje, kao i proračun gradijenata pada tlaka u uzlaznim cijevima. Time je modelirana radna točka proizvodnog sustava koja odgovara optimalnim proizvodnim uvjetima. U radu će se usporediti rezultati dobiveni pojedinim modelima za utok fluida iz ležišta u horizontalnu bušotinu koji se koriste u programu Prosper i obrazložiti ključne teoretske postavke ovih modela.

Ključne riječi: eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran, horizontalna bušotina, program Prosper gradijent pada tlaka, radna točka

Diplomski rad sadrži: 58 stranica, 9 tablica, 37 slika i 15 referenci

Jezik izvornika: Hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF-a
Stručna pomoć pri izradi: Mr. sc. Sonja Koščak Kolin, asistent RGNF-a

Ocjenjivači: 1. Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF-a
2. Dr. sc. Domagoj Vulin, izvanredni profesor RGNF-a
3. Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNF-a

Datum obrane: 7. srpnja 2017., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

APPLICATION OF THE PROSPER PROGRAM IN DETERMINING THE PRODUCTION
OPPORTUNITIES OF HORIZONTAL WELL ON THE NORTH ADRIATIC EXPLORATION
FIELD

LUKA IVANEC

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10000 Zagreb

Abstract

On the exploitation fields in the northern part of the Adriatic, located just along the border between Croatia and Italy, there are 19 producing and one compressor platforms, with 52 production wells on several gas fields. According to published data and INA technical documentation, the dynamics of gas production in certain fields are planned until 2025. Assuming the total amount of fluid produced on individual wells, the anticipated drop in pressure in the reservoir is also calculated. Based on these data, a typical horizontal well on the Ika gas field was selected to set the entire production model of the well in the Prosper program. The model will be based on the appropriate input data to determine the borehole production potential, including the dynamic pressure calculation at the bottom of the well, regarding the setting of the IPR curve, as well as the calculation of the pressure drop in the tubing. This is a modeled solution point of the production system, which corresponds to optimal production conditions. The paper compares the results obtained utilizing individual fluid flow models from the wells in the horizontal borehole used in the Prosper program and outlines the key theoretical properties of these models.

Key words: North Adriatic exploitation field, horizontal well, Prosper program, pressure drop, solution point

Thesis contains: 58 pages, 9 tables, 37 figures and 15 references

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of the Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD
Technical support and assistance: MSc. Sonja Koščak Kolin, Teaching Professor

Reviewers: 1. Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD
2. Associate Professor Domagoj Vulin, PhD
3. Full Professor Zdenko Krištafor, PhD

Date of defense: July 7th, 2017, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	I
POPIS TABLICA	II
POPIS KORIŠTENIH KRATICA	II
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I ODGOVARAJUĆIH SI JEDINICA	III
1. UVOD.....	1
2. EKSPLOATACIJSKA POLJA NA SJEVERNOM DIJELU JADRANA.....	2
2.1. EKSPLOATACIJSKO POLJE SJEVERNI JADRAN.....	5
2.2. EKSPLOATACIJSKO POLJE IZABELA	7
2.3. EKSPLOATACIJSKO POLJE MARICA	9
2.4. PETROFIZIKALNA SVOJSTVA LEŽIŠTA PLINA	10
3. DVOFAZNO PROTJEKANJE FLUIDA.....	12
3.1. JEDNADŽBA GRADIJENTA TLAKA	12
3.2. STRUKTURE DVOFAZNOG PROTJEKANJA.....	15
3.3. DVOFAZNO PROTJEKANJE U BUŠOTINAMA	16
3.3.1. DVOFAZNO PROTJEKANJE U PLINSKIM BUŠOTINAMA.....	18
4. ANALIZA PROIZVODNOG SUSTAVA - NODAL ANALIZA.....	21
5. PROIZVODNI MODEL HORIZONTALNE BUŠOTINE.....	25
6. ANALIZA BUŠOTINE U PROGRAMU PROSPER.....	30
6.1. KONSTRUKCIJA BUŠOTINE IKA X-HOR.....	30
6.2. ULAZNI PODACI ZA PROGRAM PROSPER	32
6.2.1. DEFINIRANJE PROIZVODNOG SUSTAVA BUŠOTINE	33
6.2.2. PVT PODACI	34
6.2.3. PODACI O OPREMANJU BUŠOTINE	36
6.2.4. PODACI ZA PRORAČUN IPR I VLP KRIVULJE.....	38
6.3. RJEŠENJA PROIZVODNOG SUSTAVA BUŠOTINE.....	45
6.3.1. DISKUSIJA REZULTATA – "NO FLOW BOUNDARIES"	46
6.3.2. DISKUSIJA REZULTATA – "DP FRICTION LOSS IN WELLBORE"	49
7. ZAKLJUČAK.....	55
8. LITERATURA	57

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Eksploatacijska polja na području sjevernog Jadrana.....	2
Slika 2-2. Eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran.....	6
Slika 2-3. Eksploatacijsko polje Izabela.....	8
Slika 2-4. Eksploatacijsko polje Marica.....	9
Slika 3-1. Strukture protjecanja za vertikalne bušotine.....	15
Slika 3-2. Strukture protjecanja za horizontalne bušotine.....	16
Slika 3-3. Gubitci tlaka u bušotini tijekom proizvodnje.....	17
Slika 4-1. IPR i VLP krivulje.....	24
Slika 5-1. Obujam crpljenja vertikalnom (a) i horizontalnom (b) bušotinom.....	25
Slika 5-2. Podjela elipsoidnog protoka u dva dvodimenzionalna problema.....	25
Slika 5-3. Parametri horizontalne bušotine.....	29
Slika 6-1. Trajektorija i konstrukcija bušotine Ika X-HOR.....	31
Slika 6-2. Definiranje proizvodnog sustava bušotine u programu Prosper.....	33
Slika 6-3. Ulazni PVT podaci – "Black Oil " metoda.....	35
Slika 6-4. Usklađivanje PVT podataka.....	35
Slika 6-5. Ulazni PVT podaci – "Compositional Fluid" metoda.....	36
Slika 6-6. Ulazni podaci o opremanju bušotine.....	37
Slika 6-7. Ulazni podaci za trajektoriju bušotine.....	37
Slika 6-8. Ulazni podaci za proračun IPR krivulje ("No Flow Boundaries").....	38
Slika 6-9. IPR – početak proizvodnje ("No Flow Boundaries").....	40
Slika 6-10. VLP - početak proizvodnje ("No Flow Boundaries").....	41
Slika 6-11. IPR – kraj proizvodnje ("No Flow Boundaries").....	41
Slika 6-12. VLP – kraj proizvodnje ("No Flow Boundaries").....	41
Slika 6-13. Ulazni podaci za proračun IPR krivulje ("dP Friction Loss In WellBore").....	42
Slika 6-14. IPR – početak proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore").....	43
Slika 6-15. VLP – početak proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore").....	44
Slika 6-16. IPR – kraj proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore").....	44
Slika 6-17. VLP – kraj proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore").....	45
Slika 6-18. Početak proizvodnje – rješenje ("No Flow Boundaries").....	47
Slika 6-19. Početak proizvodnje – radna točka ("No Flow Boundaries").....	47
Slika 6-20. Kraj proizvodnje – rješenje ("No Flow Boundaries").....	48
Slika 6-21. Kraj proizvodnje – radna točka ("No Flow Boundaries").....	49

Slika 6-22. Početak proizvodnje – rješenje ("dP Friction Loss In WellBore").....	50
Slika 6-23. Početak proizvodnje – radna točka ("dP Friction Loss In WellBore").....	50
Slika 6-24. Kraj proizvodnje – rješenje ("dP Friction Loss In WellBore").....	51
Slika 6-25. Kraj proizvodnje – radna točka ("dP Friction Loss In WellBore").....	52
Slika 6-26. Proračun programa Prosper.....	53

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Postojeće platforme na području sjevernog Jadrana.....	3
Tablica 2-2. Popis platformi i pripadajućih bušotina.....	4
Tablica 2-3. Proizvodnja plina na platformama eksploatacijskog polja Sjeverni Jadran.....	7
Tablica 2-4. Komponentni sastav plina.....	10
Tablica 2-5. Vrijednosti petrofizikalnih parametara na poljima sjevernog Jadrana.....	11
Tablica 5-1. Primjena IPR modela horizontalne bušotine.....	28
Tablica 6-1. Ulazni podaci za program Prosper.....	32
Tablica 6-2. Tlakovi na početku i na kraju proizvodnje.....	39
Tablica 6-3. Rezultati analize horizontalne bušotine.....	46

POPIS KORIŠTENIH KRATICA

CGR – omjer kondenzata i vode (engl. <i>Condensate to Gas Ratio</i>)
IPR – indikatorska krivulja (engl. <i>Inflow Performance Relationship</i>)
GLR – omjer plina i kapljevine (engl. <i>Gas Liquid Ratio</i>)
MD – mjerena dubina bušotine (engl. <i>Measured Depth</i>)
PVT – PVT karakterizacija fluida (engl. <i>Pressure Volume Temperature</i>)
SSSV – dubinski sigurnosni ventil (engl. <i>Subsurface Safety Valve</i>)
TVD – stvarna vertikalna dubina bušotine (engl. <i>True Vertical Depth</i>)
VLP – krivulja vertikalnog podizanja (engl. <i>Vertical Lift Performance</i>)
WGR – omjer vode i plina (engl. <i>Water to Gas Ratio</i>)

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I ODGOVARAJUĆIH SI JEDINICA

A – drenažna površina, m^2

a – veća poluos elipse crpljenja, m

d – unutarnji promjer cijevi, m

d_t – unutarnji promjer tubinga, m

e – Eulerov broj (2,718)

f_m – dvofazni faktor trenja

g – gravitacijsko ubrzanje, m/s^2

H – dubina bušotine, m

h – debljina ležišta, m

J – indeks proizvodnosti, $m^3/dan/Pa$

k – koeficijent propusnosti stijene, m^2

k_h – koeficijent propusnosti stijene u horizontalnom smjeru, m^2

k_v – koeficijent propusnosti stijene u vertikalnom smjeru, m^2

L – duljina horizontalne bušotine, m

L_{oh} – duljina otvorenog kanala bušotine, m

L_e – ekvivalentna duljina bušotine, m

M_a – molarna masa zraka (28,966 g/mol)

M – molarna masa pojedine komponente u plinu, g/mol

p_0 – tlak pri standardnim uvjetima (101 325 Pa)

p_D – bezdimenzionalni tlak (-)

p_e – tlak na vanjskoj granici ležišta, Pa

p_i – početni ležišni tlak, Pa

p_{sep} – tlak separatora, Pa

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

p_{wh} – dinamički tlak na ušću bušotine, Pa

R – opća plinska konstanta ($8,31451 J mol^{-1} K^{-1}$)

r_t – unutarnji polumjer tubinga, m

r_c – unutarnji polumjer zaštitnih cijevi, m
 r_w – polumjer bušotine, m
 S – salinitet slojne vode, ppm
 s – skin faktor (-)
 S_w – zasićenje vodom, dio cijelog
 T_{sc} – standardna temperatura ($15,6\text{ }^{\circ}\text{C} = 288,75\text{ K} = 60\text{ }^{\circ}\text{F}$)
 $\bar{T}$ – srednja temperatura, K
 $\bar{Z}$ – srednji faktor stlačivosti plina
 v – brzina protjecanja, m/s
 q – obujamski protok (trenutačna proizvodnja), m^3/dan
 β – indeks anizotropije horizontalne i vertikalne propusnosti
 δ – udaljenost horizontalne bušotine od sredine ležišta, m
 ρ_m – gustoća smjese, kg/m^3
 θ – nagib kuta, $^{\circ}$
 ρ – gustoća fluida, kg/m^3
 μ – dinamička viskoznost plina, Pas
 γ_g – relativna gustoća plina, dio cijelog
 π – Ludolfov broj (3,14)
 AH – horizontalna anizotropija, dio cijelog
 AV – vertikalna anizotropija, dio cijelog
 L_x – duljina ležišta, m
 L_y – širina ležišta, m
 X_w – Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po duljini bušotine, m
 Y_w – Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po širini bušotine, m
 y – volumni udio pojedine komponente u plinu, dio cijelog
 Z_w – Vertikalna udaljenost centra bušotine do kontakta voda – plin, m

1. UVOD

Potražnja za energijom u Republici Hrvatskoj i svijetu raste iz dana u dan, stoga strategija energetskog razvitka daje podršku prirodnom plinu kao najčišćem energentu koji potječe iz neobnovljivih izvora energije. Na sjevernom dijelu Jadrana Republika Hrvatska ima 19 plinskih eksploatacijskih platformi i jednu kompresorsku na koje je spojena 51 proizvodna bušotina. U prošlosti je na cijelom hrvatskom dijelu Jadranskog mora, osim proizvodnih, izrađeno i 128 istražnih bušotina, a na nekima su osim plina pronađeni i tragovi nafte. Na sjevernom dijelu Jadrana postoje tri eksploatacijska polja ugljikovodika: Izabela, Sjeverni Jadran i Marica. U diplomskom radu opisana su sva tri navedena eksploatacijska polja sa svojih ukupno 20 plinskih platformi. Također, obrađene su teorijske osnove višefaznog protjecanja fluida u bušotini. Opisana je jednadžba gradijenta tlaka za dvofazni protok i dane su strukture dvofaznog protjecanja za vertikalnu i horizontalnu bušotinu. Također, opisana je horizontalna bušotina te navedeni svi parametri koji utječu na proizvodnost iste i dana je poveznica s vertikalnom bušotinom. U radu je analiziran proizvodni sustav s aspekta čvorišne (engl. *Nodal*) analize te je u programu Prosper napravljena analize proizvodnje horizontalne bušotine Ika X-HOR koja se nalazi na plinskoj platformi Ika na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran. Prosper je računalni program, a služi za modeliranje, konfiguraciju, optimizaciju i povećanje performansi različitih proizvodnih sustava bušotine. Na osnovu odgovarajućih ulaznih podataka i optimiranjem proizvodnih uvjeta, određene su proizvodne mogućnosti bušotine. Određivanje proizvodnih mogućnosti bušotine uključuje proračun dinamičkog tlaka na dnu bušotine (p_{wf}), postavljanje IPR (eng. *Inflow Performance Relationship*) krivulje i proračun gradijenata pada tlaka u uzlaznim cijevima (dp / dL). Time je modelirana radna točka (engl. *Solution Point*) proizvodnog sustava koja odgovara optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima. Na kraju diplomskog rada dobiveni su odgovarajući rezultati za početak i za kraj proizvodnje bušotine Ika X-HOR te je dana usporedba radnih točaka za dva različita modela horizontalne bušotine autora Kuchuk i Goode (Petroleum Experts, 2016):

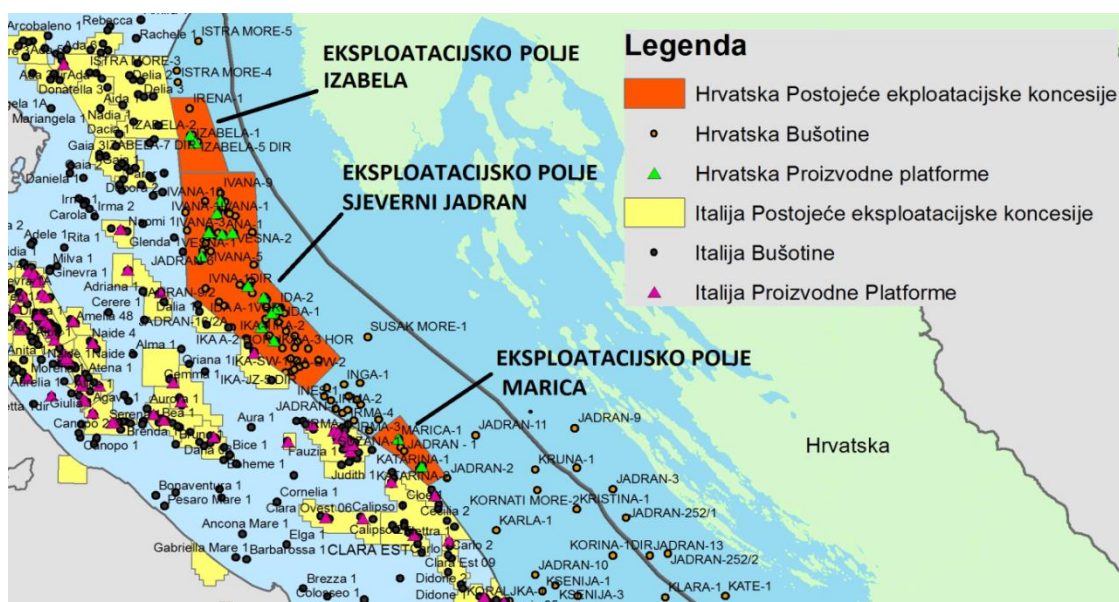
1. "Horizontal Well – No Flow Boundaries" (model ograničenog ležišta);
2. "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore" (model ograničenog ležišta s dodatnim padom tlaka zbog djelovanja komponente trenja).

2. EKSPLOATACIJSKA POLJA NA SJEVERNOM DIJELU JADRANA

Republika Hrvatska trenutno ima 19 plinskih proizvodnih platformi i jednu kompresorsku na koje je spojena 51 proizvodna bušotina unutar tri eksploatacijska polja, iz kojih se godišnje proizvede oko 1,2 milijarde m³ plina (Agencija za ugljikovodike, 2017). Na sjevernom dijelu Jadrana u Republici Hrvatskoj, kako je prikazano slikom 2-1, postoje tri eksploatacijska polja ugljikovodika:

1. eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran,
2. eksploatacijsko polje Izabela,
3. eksploatacijsko polje Marica.

Platforme na eksploatacijskom poljima međusobno su povezane priključnim podmorskim cjevovodima, cjevovodom s talijanskom platformom Garibaldi i cjevovodom do istarskog kopna. Tablicom 2-1 prikazane su postojeće platforme na području sjevernog Jadrana, a tablicom 2-2 platforme eksploatacijskih polja Sjeverni Jadran i Izabela sa svojim pripadajućim bušotinama.



Slika 2-1. Eksploatacijska polja na području sjevernog Jadrana (Agencija za ugljikovodike, 2017)

Tablica 2-1. Postojeće platforme na području sjevernog Jadrana (Ministarstvo gospodarstva, 2015)

NAZIV PLATFORME	NAMJENA	IZVEDBA POSTOLJA	BROJ BUŠOTINA
<i>Eksploatacijsko polje Izabela</i>			
Izabela sjever	Eksploatacijska	Rešetkasta noga	3
Izabela jug	Eksploatacijska	Četiri noge	3
<i>Eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran</i>			
Ivana K	Kompresorska	Četiri noge	-
Ivana A	Eksploatacijska	Četiri noge	5
Ivana B	Eksploatacijska	Tripod	3
Ivana C	Eksploatacijska	Monopod	1
Ivana D	Eksploatacijska	Monopod	1
Ivana E	Eksploatacijska	Tripod	3
Ida A	Eksploatacijska	Monopod	1
Ida B	Eksploatacijska	Monopod	2
Ida C	Eksploatacijska	Monopod	3
Ika A	Eksploatacijska	Četiri noge	3
Ika B	Eksploatacijska	Monopod	3
Ika JZ	Eksploatacijska	Četiri noge	5
Annamaria A	Eksploatacijska	Četiri noge	5
Irina	Eksploatacijska	Monopod	2
Ana	Eksploatacijska	Monopod	2
Vesna	Eksploatacijska	Monopod	1
<i>Eksploatacijsko polje Marica</i>			
Marica	Eksploatacijska	Četiri noge	3
Katarina	Eksploatacijska	Četiri noge	3
Ukupno: 20 platformi			

Tablica 2-2. Popis platformi i pripadajućih bušotina (Nemčić, 2016)

PLATFORMA	BUŠOTINA	PLATFORMA	BUŠOTINA
IVANA A	Ivana A-1 hor	IKA A	Ika A-1 dir
	Ivana A-2 dir		Ika A-2 hor
	Ivana A-3 dir		Ika A-3 hor
	Ivana A-4 dir		Ika A-4 hor
	Ivana A-5 dir	IKA B	Ika B-1 dir
IVANA B	Ivana B-1 dir		Ika B-2 dir
	Ivana B-2 dir		Ika B-3 dir
	Ivana B-3 dir	IKA JZ	Ika jz-1 dir
IVANA C	Ivana C-1 dir		Ika jz-2 dir
IVANA D	Ivana D-1 dir		Ika jz-3 dir
IVANA E	Ivana E-1 dir		Ika jz-4 dir
	Ivana E-2 hor		Ika jz-5 dir
	Ivana E-3 hor	IDA A	Ida A-1 ver
ANA	Ana-2 dir	IDA B	Ida B-1 dir
	Ana-3 dir		Ida B-2 dir
VESNA	Vesna-2 ver	IDA C	Ida C-1 dir
IZABELA SJEVER	Izabela-2 ver		Ida C-2 dir
	Izabela-7 dir		Ida C-3 dir
	Izabela-8 dir	IRINA	Irina-1 dir
IZABELA JUG	Izabela-3 dir	ANNAMARIA A	Am-A1 dir
	Izabela-4 dir		Am-A2 dir
	Izabela-5 dir		Am-A3 dir
			Am-A4 dir
			Am-A5 dir
			Am-A12 dir

2.1. EKSPLOATACIJSKO POLJE SJEVERNI JADRAN

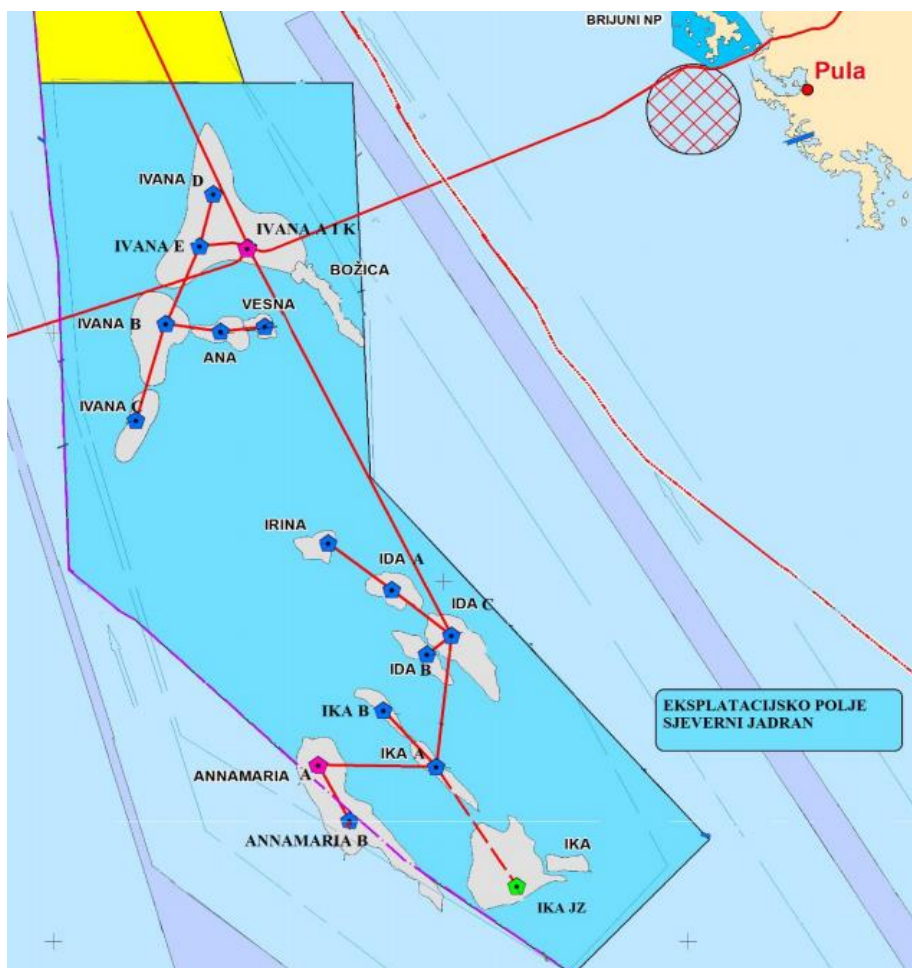
Eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran je najveće i najznačajnije eksploatacijsko polje na sjevernom dijelu Jadrana u Republici Hrvatskoj. Odobreno je INA-Industriji nafte d.d. 1996. godine, obuhvaća površinu od 1756 km², a do sada je proizvelo 15,2 milijarde m³ prirodnog plina (Žiković, 2015). Koncesionar na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran je INA - Industrija nafte, d.d i talijanski ENI. Unutar eksploatacijskog polja Sjeverni Jadran nalaze se plinska polja: Ivana, Ika, i Ida. Osim navedenih polja postoji i nekoliko lokaliteta: Annamaria, Andreina, Irina, Ana, Vesna, Božica i drugi. Plinsko polje Ivana ima najveću proizvodnju plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran, na drugom mjestu po proizvodnji slijedi polje Ika zajedno s poljem Ika JZ. Na trećem mjestu nalazi se platforma Annamaria A, a na četvrtom mjestu platforma Ida (Žiković, 2015).

Na plinskom polju Ivana postoje platforme: Ivana A, Ivana B, Ivana C, Ivana D i Ivana E. Ivana A je središnja platforma eksploatacijskog polja Sjeverni Jadran, ima stalnu posadu i povezana je s kompresorskom platformom Ivana K. Prva je platforma koja je puštena u proizvodnju 1999. godine, a ukupno je proizvela od 8,498 milijardi od 9,769 milijardi m³ prirodnog plina iz ukupno 12 bušotina.

Na plinskom polju Ika nalaze se dvije proizvodne platforme koje su od 2006. godine proizvele između 2,088 milijardi i 4,237 milijardi m³ plina, u početku iz šest, a kasnije iz pet bušotina. Plinsko polje Ika JZ sadrži ukupno 5 bušotina, najnovija je proizvodna platforma na navedenom eksploatacijskom polju, proizvodi od 2014. godine i ukupno je proizvela 0,131 milijardi m³ prirodnog plina od ukupnih procijenjenih rezervi od 2,966 milijardi m³.

Plinsko polje Ida sadrži tri platforme Ida A, Ida B i Ida C. Zajedno su od 2006. godine iz šest bušotina proizvele 1,571 milijardi m³ od ukupnih procijenjenih rezervi od 4,377 milijardi m³. Plinsko polje Annamaria podijeljeno je između Republike Italije i Republike Hrvatske. Italiji pripada 49 %, a Republici Hrvatskoj 51 % plinskog polja. Na hrvatskom dijelu Jadranskog mora nalazi se platforma Annamaria A, a na talijanskom dijelu Annamaria B koje su spojene podmorskim cjevodom za potrebe uravnoteženja (Majhen et al., 2013). Annamaria A je do sada proizvela 2,214 milijardi m³ prirodnog plina iz šest bušotina, od ukupnih rezervi oko 16,258 milijardi m³ (Žiković, 2015). Od plinskih polja Irina, Ana i Vesna, Ana ima najveću, a Irina najmanju proizvodnju. Tako na

eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran postoji jedna kompresorska i 15 proizvodnih platformi na kojima se nalaze 33 bušotine. Na slici 2-4 prikazano je eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran, a tablicom 2-1 proizvodnja svih njezinih platformi.



Slika 2-2. Eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran (Žiković, 2015)

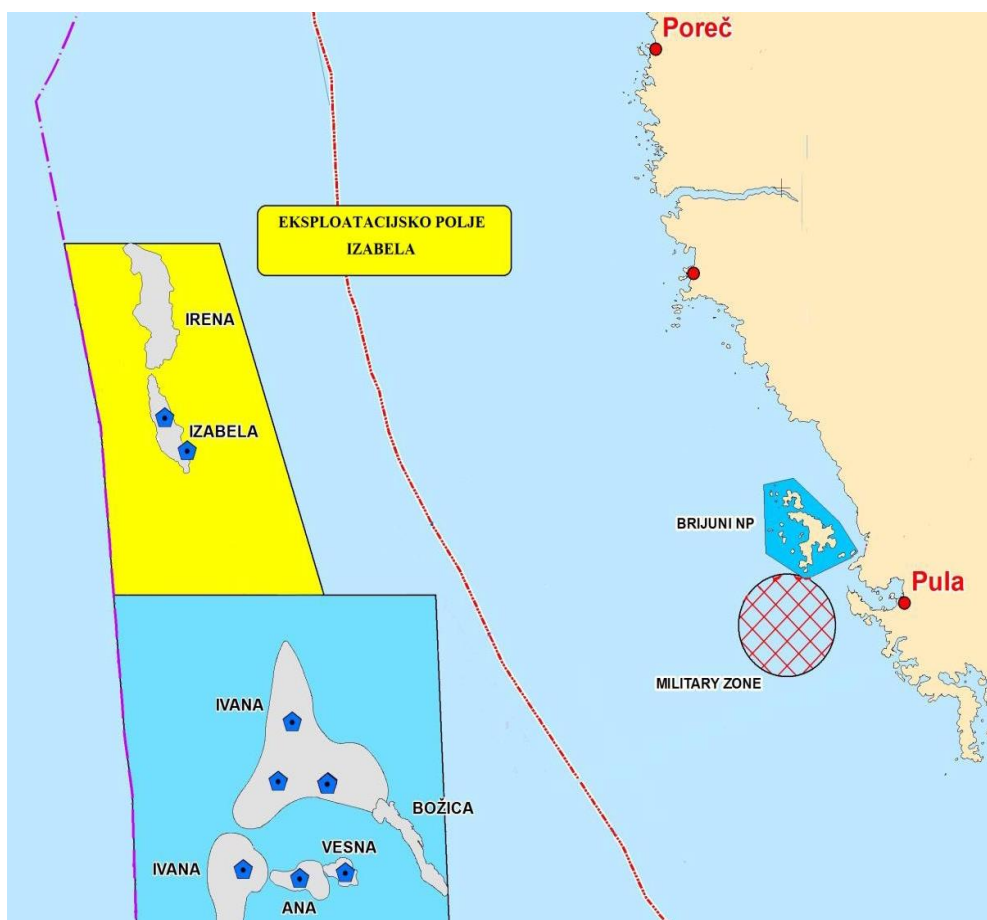
Tablica 2-3. Proizvodnja plina na platformama eksploatacijskog polja Sjeverni Jadran (Žiković, 2015)

Platforma	Početak proizvodnje	Broj bušotina	Ukupna proizvodnja do XI. 2015. (m ³)	Prosječna proizvodnja (m ³ /dan)	Prosječna proizvodnja po bušotini (m ³ /dan)
Ivana A	1999.	5	2 757 965 777	472 254	94 451
Ivana B	2001.	3	1 723 224 253	337 226	112 409
Ivana C	2006.	1	162 571 339	49 489	49 489
Ivana D	2001.	1	837 802 675	163 954	163 954
Ivana E	2000.	3	3 017 349 727	551 114	183 705
Ika A	2006.	3	1 508 566 663	459 229	153 076
Ika B	2006.	3	579 561 236	176 427	58 809
Ika JZ	2014.	5	131 525 199	360 343	72 069
Ida A	2006.	1	141 606 955	43 107	43 107
Ida B	2006.	2	521 837 011	158 855	79 427
Ida C	2006.	2	907 716 944	276 322	138 161
Anamaria A	2009.	5	2 214 172 586	1 011 038	202 208
Irina	2009.	2	64 841 375	29 608	14 804
Ana	2008.	2	531 996 931	208 218	104 109
Vesna	2009.	1	118 813 540	54 253	54 253

2.2. EKSPLOATACIJSKO POLJE IZABELA

Operator na eksploatacijskom polju Izabela je tvrtka EDINA d.o.o. koja je nastala zajedničkim ulaganjem talijanske tvrtke Edison i hrvatske tvrtke INA d.d. Plinsko polje Izabela nalazi se 57 km sjeverozapadno od Pule, a ukupne rezerve plina procjenjuju se na 1,4 milijardi m³. Proizvodnja se odvija na dvije platforme postavljene na dubini mora od oko 38 m, nakon čega je plin otpremljen do platformi Ivana A i Ivana K, gdje se plin dodatno obrađuje i komprimira, a zatim se pušta u transportne sustave prema Hrvatskoj i Italiji. Na eksploatacijskom polju Izabela postoje dvije proizvodne platforme: Izabela Sjever i Izabela Jug. Izgrađene su 2009. godine, a sama eksploatacija plina odvija se od 2014. godine (Majhen et al., 2016). Eksploatacijska platforma Izabela Jug središnja je platforma postojećeg sustava. Pridobivanje, obrada i transport prirodnog plina odvija se u procesnim i pomoćnim jedinicama eksploatacijske platforme Izabela Jug. Eksploatacijska platforma Izabela Jug prihvća plin iz platforme Izabela Sjever te ga podmorskim plinovodom transportira do kompresorske platforme Ivana K koja se nalazi na

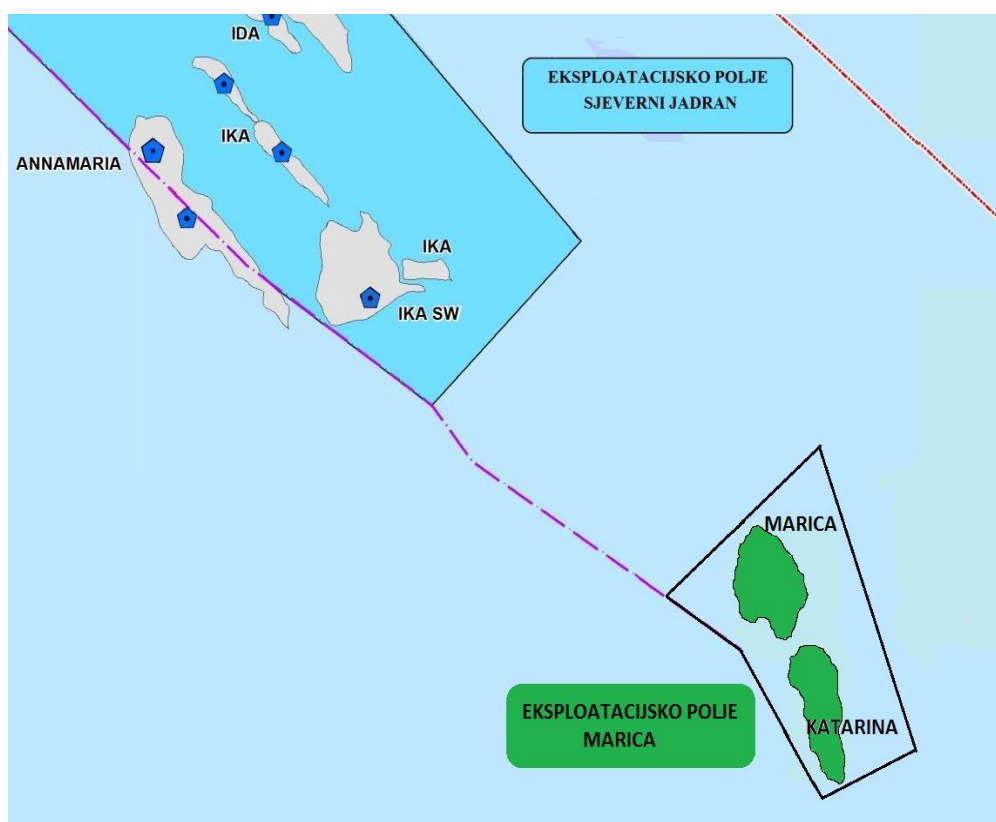
eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran. Procesne jedinice smještene su na postolju i procesnom modulu, a povezane su u integriranu cjelinu osposobljenu za kontinuiran i siguran rad za prihvata i obradu plina te transport istoga do eksploatacijske platforme Izabela Jug.



Slika 2-3. Eksploatacijsko polje Izabela (Žiković, 2015)

2.3. EKSPLOATACIJSKO POLJE MARICA

Eksploatacijsko polje Marica smješteno je oko 20 km jugoistočno od eksploatacijskog polja Sjeverni Jadran. Na eksploatacijskom polju Marica nalaze se dva plinska polja sa svojim platformama: Marica i Katarina. Platforme su međusobno povezane podmorskim cjevovodom i cjevovodom prema Italiji. Navedene platforme su platforme s četiri noge te svaka ima po tri bušotine. Marica ima tri koso usmjerene, a Katarina jednu horizontalnu i dvije koso usmjerene bušotine. Koncesionar na eksploatacijskom polju Marica je INA-Industrija nafte d.d. (Žiković, 2015). Na slici 2-4 prikazano je eksploatacijsko polje Marica.



Slika 2-4. Eksploatacijsko polje Marica (Žiković, 2015)

2.4. PETROFIZIKALNA SVOJSTVA LEŽIŠTA PLINA

Petrofizikalni parametri procjenjuju se analizom karotažnih dijagrama i jezgara. Pod petrofizikalnim parametrima podrazumijeva se: šupljikavost (ϕ), koeficijent propusnosti (k) i zasićenje vodom (S_w). Sva eksploatacijska polja na sjevernom dijelu Jadrana imaju podjednake vrijednosti navedenih petrofizikalnih parametara. Prirodni plin u navedenim ležištima klasificiran je kao suhi plin (engl. *Dry Gas*), a glavna komponenta je metan (CH_4). Izuzetak je plinsko polje Katarina u kojemu su osim metana prisutni i neki drugi teži ugljikovodici (C_{2+}). Prosječni sastav plina važnijih plinskih polja prikazan je tablicom 2-4.

Tablica 2-4. Komponentni sastav plina (Ostojčić, 2010)

KOMPONENTE	PLINSKA POLJA				
	Izabela	Ivana	Ika	Marica	Katarina
	Volumni udio (%)				
Ugljični dioksid (CO_2)	0,03	0,21	0,17	-	0,03
Dušik (N_2)	0,19	1,61	0,48	2,00	0,99
Metan (CH_4)	99,74	98,18	99,35	98,00	98,95
C_{2+}	0,04	-	-	-	0,03

Tablica 2-5 prikazuje vrijednosti petrofizikalnih parametara na važnijim poljima sjevernog Jadrana. Na plinskom polju Ivana vrijednost šupljikavosti (Φ) za najpliće slojeve iznosi 31,7 %, a za najdublje slojeve 22 %. Zasićenje vodom (S_w) kreće se u rasponu od 25,3 do 53,5 %, a maksimalna vrijednost propusnosti (k) iznosi $3\,200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (Ostojčić, 2010).

Na plinskom polju Ika vrijednosti zasićenja vodom pješčanih slojeva kreću se u rasponu od 60 do 68 %, šupljikavost je veća od 30 %, a propusnost je veća od $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$.

Šupljikavost plinskog polja Annamaria kreće se u rasponu od 16 do 32,8 %, a srednja vrijednost zasićenja vodom iznosi 28 do 63 %. Propusnost za plinsko polje Annamaria u izvoru nije utvrđena.

Ležišne stijene plinskog polja Katarina imaju šupljikavost u rasponu od 22 do 33 %. Zasićenje vodom kreće se od 35,6 do 100 %, a propusnosti od 26,17 do 778,81 x 10⁻³ μm².

Plinsko polje Marica ima šupljikavost u rasponu od 31 do 38 %, a propusnost od 20 do 950 x 10⁻³ μm². Zasićenje vodom na plinskom polju Marica kreće se od 35 do 85 %, kako je prikazano tablicom 2-5.

Tablica 2-5. Vrijednosti petrofizikalnih parametara na poljima sjevernog Jadrana (Ostojčić, 2010)

PLINSKO POLJE	ŠUPLJIKAVOST Φ (%)	ZASIĆENJE VODOM Sw (%)	PROPUSNOST k (10⁻³μm²)
Ivana	22 – 31,7	25 – 53,5	< 3 200
Ika	> 30	60 – 68	> 50
Annamaria	16 – 32,8	28 – 63	-
Marica	31– 38	35 – 85	30 – 950
Katarina	22 – 33	35,6 – 100	26,17 – 778,81

3. DVOFAZNO PROTJECANJE FLUIDA

Jedan od najvećih problema u proizvodnji nafte i plina je određivanje i vrjednovanje varijabli pri protjecanju dvije ili više faza. Pritom faze mogu biti: nafta i voda, plin i voda te nafta, plin i voda. Dvofazno protjecanje komplicira analizu pada tlaka i ukupnih proizvodnih mogućnosti bušotine. Za razliku od jednofaznog protoka, određivanje gradijenta tlaka pri dvofaznom protjecanju zahtijeva dodavanje i izmjenu nekih dijelova jednadžbe. Varijable tipične za dvofazno protjecanje fluida su sljedeće:

1. zaostajanje kapljevine,
2. gustoća,
3. brzina protjecanja,
4. viskoznost,
5. površinska napetost.

3.1. JEDNADŽBA GRADIJENTA TLAKA

Opća jednadžba gradijenta tlaka koja se može primijeniti za bilo koji fluid koji protječe kroz horizontalno položenu cijev je (Čikeš, 2015):

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_A + \left(\frac{dp}{dL} \right)_H + \left(\frac{dp}{dL} \right)_F \quad (3-1)$$

gdje su:

dp/dL – ukupni pad tlaka, bar/m

$(dp/dL)_A$ – komponenta pada tlaka zbog promjene kinetičke energije ili akceleracije, bar/m

$(dp/dL)_H$ – komponenta pada tlaka zbog promjene visine, bar/m

$(dp/dL)_F$ – komponenta pada tlaka zbog trenja, bar/m

Jednadžbu (3-1) moguće je primijeniti za dvofazni protok, tj. za protok kapljevine i plina, ali pritom je potrebno modificirati njezine komponente. U nastavku slijede izrazi komponenta gradijenta pada tlaka zbog promjene visine, zbog trenja i zbog promjene kinetičke energije ili akceleracije za jednofazan sustav.

a) Komponenta gradijenta pada tlaka zbog promjene visine:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_H = \rho_m g \sin \theta \quad (3-2)$$

gdje su:

ρ_m – gustoća smjese, kg/m³

g – gravitacijsko ubrzanje, m²/s

θ – nagib cijevi, °

b) Komponenta gradijenta pada tlaka zbog trenja:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_F = \frac{(f \rho v^2)_f}{2d} \quad (3-3)$$

gdje su:

f – faktor trenja

ρ – gustoća fluida, kg/m³

v – brzina protjecanja, m/s

d – unutarnji promjer cijevi, m

c) Komponenta gradijenta pada tlaka zbog promjene kinetičke energije ili akceleracije:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_A = \frac{(\rho v dv)_k}{dL} \quad (3-4)$$

gdje su:

ρ – gustoća fluida, kg/m³

v – brzina protjecanja, m/s

Od svih komponenti koje sudjeluju u određivanju ukupnog gradijenta tlaka pri dvofaznom protjecanju najveći utjecaj imaju:

1. koeficijent zaostajanja kapljevine (engl. *Liquid Holdup*) koji je definiran kao dio elementa cijevi kojeg zauzima kapljevina u nekom trenutku,
2. dvofazni faktor trenja koji je različito definiran od strane više autora, a razlikuje se po načinu njegova određivanja i strukturi protjecanja (Čikeš, 2015).

Za određivanje koeficijenta zaostajanja kapljevine i dvofaznog faktora trenja razvijene su empirijske korelacije u funkciji s ove dvije varijable koje se mogu izračunati iz poznatih podataka. Jedne od najpoznatijih metoda određivanja gradijenta tlaka pri višefaznom protjecanju u bušotinama su:

1. metoda Poettmanna i Carpentera,
2. metoda Hagedorna i Browna,
3. metoda Duns i Rosa.

3.2. STRUKTURE DVOFAZNOG PROTJECANJA

Prilikom protjecanja dva fluida s različitim fizikalnim svojstvima kroz neku cijev mogu se javiti različite strukture protjecanja. Oblik protjecanja odražava distribuciju svake faze u cijevi u odnosu na drugu fazu (Čikeš, 2015). Postoje specifične strukture protjecanja za vertikalne i horizontalne bušotine, a tijekom protjecanja fluida u koso položenoj cijevi dolazi do stvaranja nekih drugih struktura. Struktura protjecanja ovisi o fizikalnim svojstvima fluida pojedine faze, promjeru cijevi i brzini protjecanja pojedine faze. Za postizanje nekih od struktura dvofaznog protjecanja potrebna je dovoljna duljina cijevi koja utječe na tlak, a o tlaku posljedično ovisi i gustoća plina. Moguće strukture protjecanja za vertikalne bušotine su: mjehuričasta, čepolika, prijelazna, prstenasta i prstenasto magličasta. Na slici 3-1 prikazane su strukture protjecanja za vertikalne bušotine, dok su na slici 3-2 prikazane strukture protjecanja za horizontalne bušotine.



Slika 3-1. Strukture protjecanja za vertikalne bušotine (Bratland, 2010)

Moguće strukture pri dvofaznom protjecanju u horizontalnim bušotinama su: dispergirano mjehuričasta, prstenasto magličasta, izduženo mjehuričasta, čepolika, slojevita glatka i slojevito valovita (Bratland, 2010).

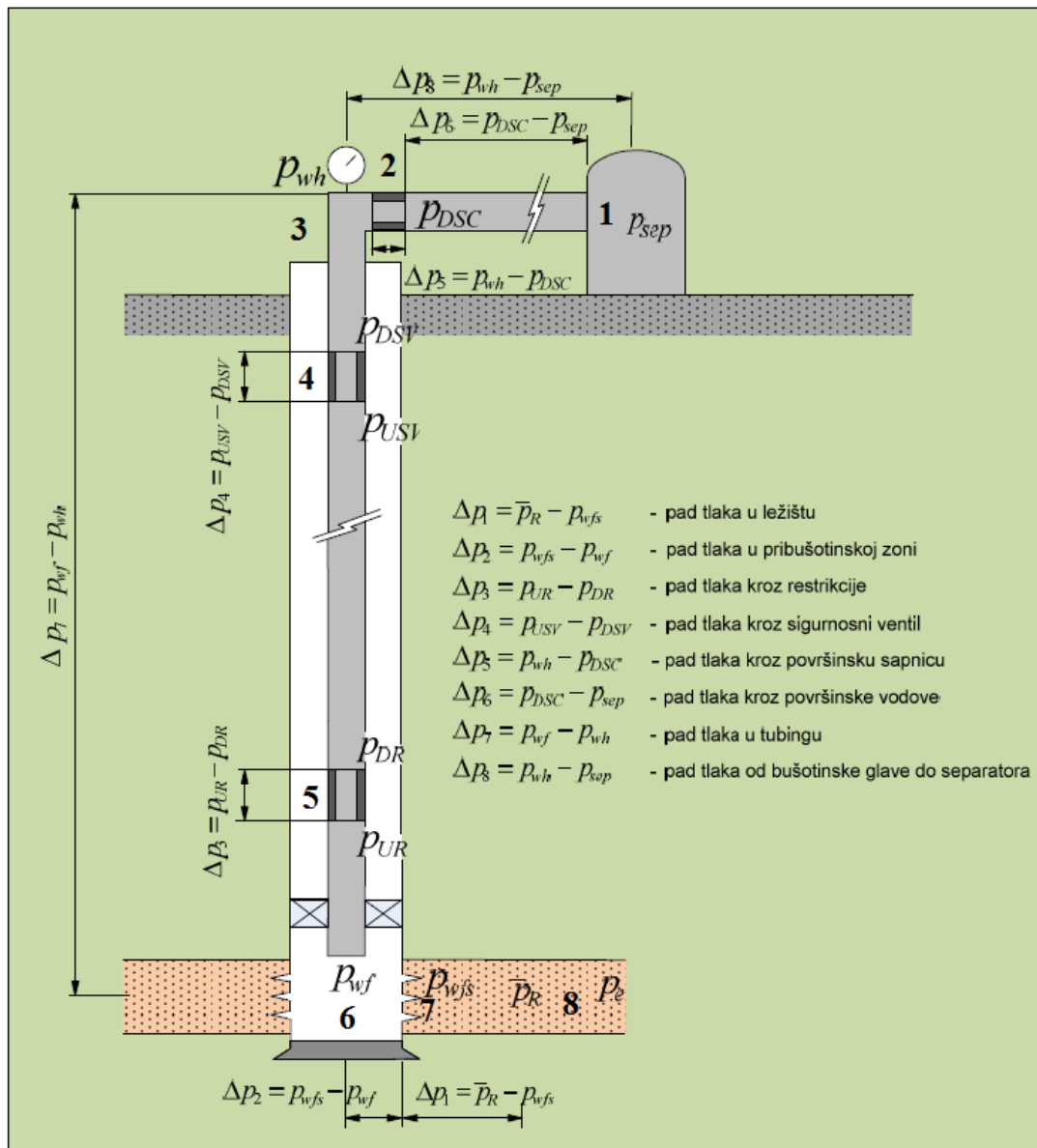


Slika 3-2. Strukture protjecanja za horizontalne bušotine (Bratland, 2010)

3.3. DVOFAZNO PROTJECANJE U BUŠOTINAMA

Tijekom proizvodnje ugljikovodika dolazi do značajnog gubitka energije koja je potrebna za njihovo podizanje od ležišta do površine. Čikeš (2015) tvrdi da gotovo 80 % od ukupnog pada tlaka može biti utrošeno na podizanje fluida s dna bušotine na površinu. Kao što je ranije navedeno, gubitak tlaka u bušotini nastaje zbog hidrostatske komponente, komponente trenja i komponente akceleracije. Na gubitak tlaka u tubing-u u naftnim bušotinama najviše utječe hidrostatska komponenta i to u iznosu od 70 do 90 %, prvenstveno zbog povećane gustoće fluida. S druge strane, najveći gubitak tlaka u plinskim bušotinama nastaje zbog komponente trenja i to u iznosu od 30 do 70 %, zbog gibanja plina relativno velikom brzinom zbog koje se generiraju gubici (Čikeš, 2015). Gubitak tlaka zbog komponente akceleracije u naftnim i plinskim bušotinama iznosi manje od 10 % te se kao takav u većini slučajeva zanemaruje. Na slici 3-4 prikazani su svi gubici tlaka tijekom proizvodnje fluida iz ležišta. Gubitak tlaka u tubing-u na slici je označen s Δp_7 , a definiran je kao razlika između dinamičkog tlaka na dnu bušotine i tlaka na bušotinskog glavi. Osim u tubing-u (Δp_7), tlak se također gubi u ležištu (Δp_1), u pribušotinskoj zoni (Δp_2), tijekom prolaska fluida kroz restrikcije (Δp_3), tijekom prolaska fluida kroz sigurnosni ventil (Δp_4), tijekom prolaska fluida kroz površinsku sapnicu (Δp_5) i tijekom

prolaska fluida kroz površinske vodove (Δp_6). Suma gubitaka tlaka od bušotinske glave pa sve do separatora na slici je označena s Δp_8 .



Slika 3-3. Gubitci tlaka u bušotini tijekom proizvodnje (Čikeš, 2015)

3.3.1. DVOFAZNO PROTJEKANJE U PLINSKIM BUŠOTINAMA

Iz jednačbe gradijenta tlaka 3-5 koja se koristi za jednofazni protok, izvedena je jednačba 3-6 koja se koristi za vertikalne plinske bušotine.

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\rho v dv}{dL} + \rho g \sin \theta + \frac{f \rho v^2}{2d} \quad (3-5)$$

gdje su:

dp/dL – ukupni pad tlaka, bar/m

$\rho v dv/dL$ – komponenta gradijenta tlaka zbog promjene kinetičke energije ili akceleracije, bar/m

$\rho g \sin \theta$ – komponenta gradijenta tlaka zbog promjene potencijalne energije ili visine, bar/m

$f \rho v^2/2d$ – komponenta gradijenta tlaka zbog trenja, bar/m

$$p_{wf}^2 - p_{wh}^2 e^S = f_m \frac{8q^2}{\pi^2 d_t^5} \frac{p_0^2}{T_0^2} \frac{\bar{T}^2 \bar{Z}^2}{g} (e^S - 1) \quad (3-6)$$

gdje su:

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

p_{wh} – dinamički tlak na ušću bušotine, Pa

f_m – dvofazni faktor trenja

q – obujamski protok (trenutačna proizvodnja), m³/dan

d_t – unutarnji promjer tubinga, m

p_0 – standardni tlak (1,01325 bar)

T_0 – standardna temperatura (15°C = 288 K)

$\bar{T}$ – srednja temperatura, K

$\bar{Z}$ – srednji faktor stlačivosti plina

g – ubrzanje slobodnog pada, m²/s

e – Eulerov broj (2,718)

π – Ludolfov broj (3,14)

Analogno jednadžbi 3-6 koja se koristi za vertikalne plinske bušotine, izvedena je jednadžba 3-7 koja se koristi za kose plinske bušotine, tj. za one na kojima se stvarna vertikalna dubina razlikuje od mjerene dubine. Radi jednostavnijeg proračuna u jednadžbi se koristi ekvivalentna duljina bušotine (L_e)

$$p_{wf}^2 - p_{wh}^2 e^s = f \frac{16q^2}{\pi^2 d^5} \frac{\gamma_g M_a \bar{Z} \bar{T}}{R} \frac{p_{sc}^2}{T_{sc}^2} L_e \quad (3-6)$$

gdje su:

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

p_{wh} – dinamički tlak na ušću bušotine, Pa

q – obujamski protok (trenutačna proizvodnja), m³/dan

d – unutarnji promjer tubinga, m

p_{sc} – standardni tlak (1,01325 bar)

t_{sc} – standardna temperatura (15°C = 288 K)

$\bar{T}$ – srednja temperatura, K

$\bar{Z}$ – srednji faktor stlačivosti plina

g – ubrzanje slobodnog pada, m²/s

e – Eulerov broj (2,71)

π – Ludolfov broj (3,14)

R – opća plinska konstanta (8,314 J/mol⁻¹K⁻¹)

M_a – molarna masa zraka (28,966 g/mol)

γ_g – relativna gustoća plina

L_e – ekvivalentna duljina bušotine, m

U jednadžbama 3-5 i 3-6 eksponent "s" definiran je kao:

$$s = \frac{2\gamma_g M_a g H}{\bar{Z} R \bar{T}} \quad (3-7)$$

gdje su:

γ_g – relativna gustoća plina

M_a – molarna masa zraka (28,966 g/mol)

R – opća plinska konstanta (8,314 J/mol⁻¹K⁻¹)

$\bar{Z}$ – srednji faktor stlačivosti plina

g – ubrzanje slobodnog pada, m²/s

H – dubina bušotine, m

Navedene jednadžbe za vertikalne i kose bušotine mogu se primijeniti za bušotine koje proizvode suhi plin (engl. *Dry Gas*), ali primjenjuju se i za bušotine koje osim plina proizvode i male količine kapljevine. Pritom se mora korigirati relativna gustoća plina. Ako je proizvodni plinski faktor, koji je definiran kao omjer plina i kapljevine (engl. *Gas Liquid Ratio* – GLR), manji od 1800 m³/m³ ili ako dolazi do nakupljanja kapljevine u bušotini, potrebno je primijeniti neku od korelacija za dvofazni protok. Osim korelacija za dvofazni protok često se primjenjuje metoda koja je razvijena za plinske i plinsko-kondenzatne bušotine, autora H. E. Graya (Čikeš, 2015). Grayeva metoda daje pouzdane rezultate u sljedećim uvjetima:

1. brzina protjecanja smjese (v_m) manja ili jednaka 5 m/s,
2. unutarnji promjer tubinga (d_t) manji ili jednak 76 mm,
3. omjer plina i kapljevine (GLR) manji od 0,3 m³/1000 m³,
4. omjer vode i plina (GWR) manji od 0,03 m³/1000 m³.

Osim navedenih, postoje i druge metode koje se primjenjuju u programu Prosper.

4. ANALIZA PROIZVODNOG SUSTAVA - NODAL ANALIZA

Početak primjene računala u naftnoj industriji analiza proizvodnog sustava postala je točnija i jednostavnija. Koncept analize proizvodnog sustava često se naziva "Nodal" analizom koja se koristi još od 1960-ih godina (Čikeš, 2015). Optimizacija naftnih i plinskih proizvodnih sustava temelji se na analizi protoka fluida u hidro i termodinamičkom sustavu gdje dolazi do nepovratnih gubitaka energije koja je potrebna za proizvodnju ugljikovodika. Fluidi teku kroz porni prostor ležišta, perforacije, pješćani zasip, restrikcije, sustav cijevi u bušotini, pa sve do površinskih spremnika ili sustava cjevovoda. Na tom putu ugljikovodici mogu izgubiti tlak na mnogim mjestima, kako je prikazano slikom 3-4. Postupak analize sastoji se od odabira nodalnih točaka ili čvorišta (engl. *Node*) u proizvodnom sustavu u kojima dolazi do gubitka tlaka, odnosno energije za podizanje ugljikovodika do površine. U samom proizvodnom sustavu mogu postojati osam nodalnih točaka tj. čvorišta, a najčešće točke koje se uzimaju su dno i glava bušotine. Najčešće korištena čvorišta prikazana su slikom 3-3 a označena su brojevima od jedan do osam. Sve točke koje se nalaze uzvodno od čvorišta čine utok, a točke koje se nalaze nizvodno od čvorišta čine istok. Tako je sustav podijeljen na dvije sekcije: utok i istok. Tlak u čvorištu računa se u oba dva smjera od fiksnog poznatog tlaka, tj. od tlaka na početku koji se naziva srednji ležišni tlak ($\bar{p}$) i tlaka na kraju proizvodnog sustava koji se naziva tlak separatora ($p_{\text{separatora}}$). U slučaju odabira bušotinske glave kao čvorišta, prilikom računanja tlaka (p_{wh}) primjenjuje se jednačbu 4-1 kojom se prikazuje utok u odabrano čvorište i jednačbu 4-2 kojom se prikazuje istok fluida iz odabranog čvorišta tj. bušotinske glave.

$$p_{\text{wh}} = \bar{p} - \Delta p_{\text{ležišta}} - \Delta p_{\text{perforacija}} - \Delta p_{\text{tubinga}} \quad (4-1)$$

$$p_{\text{wh}} = p_{\text{separatora}} + \Delta p_{\text{cjevovoda}} \quad (4-2)$$

Najčešća točka koja se odabire za nodalnu analizu proizvodnog sustava je točka između ležišta i bušotine – dno bušotine. Dno bušotine označeno je brojem šest na slici 3-3. Prilikom odabira dna bušotine kao čvorišne točke, za računanje tlaka (p_{wf}) primjenjuje se jednačba 4-3, kojom se prikazuje utok fluida u odabrano čvorište i jednačbu 4-4 kojom se prikazuje istok fluida iz odabranog čvorišta tj.dna bušotine.

$$p_{wf} = \bar{p} - \Delta p_{\text{perforacija}} - \Delta p_{\text{ležišta}} \quad (4-3)$$

$$p_{wf} = p_{\text{separatora}} + \Delta p_{\text{tubinga}} + \Delta p_{\text{cjevovoda}} \quad (4-4)$$

Tijekom svake analize proizvodnog sustava trenutačna proizvodnja neke bušotine (q) grafički je prikazana u funkciji dinamičkog tlaka (p_{wf}). Takav grafički prikaz naziva se indikatorska ili IPR krivulja (eng. *Inflow Performance Relationship*), a definira odnos protoka i dinamičkog tlaka na dnu bušotine u nekom određenom vremenu. Indikatorska krivulja također služi kao krivulja utoka u odabrano čvorište, a ona je ustvari grafički prikaz indeksa proizvodnosti (J), koji je za plinsku bušotinu definiran kao odnos trenutačne proizvodnje i razlike kvadrata početnog (p_i) i dinamičnog (p_{wf}) tlaka u bušotini. Indeks proizvodnosti (J) za plinsku bušotinu definiran je kao:

$$J = \frac{q}{p_i^2 - p_{wf}^2} \quad (4-4)$$

gdje su :

J – indeks proizvodnosti, $m^3/dan/Pa$

q – trenutačna proizvodnja plina, m^3/dan

p_i – početni ležišni tlak, Pa

p_{wf} – dinamički tlak na dnu bušotine, Pa

Trenutačna proizvodnja vertikalne plinske bušotine definirana je kao:

$$q = \frac{\pi T_{sc} k h (p_i^2 - p_{wf}^2)}{p_{sc} \mu Z T (p_D + s)} \quad (4-5)$$

gdje su:

p_D – bezdimenzionalni tlak

q – trenutačna proizvodnja plina, m³/dan

p_{sc} – standardni tlak (101325 Pa)

T_{sc} – standardna temperatura (15°C = 288 K)

T – temperatura, K

k – apsolutna propusnost ležišne stijene, m²

h – efektivna debljina ležišta, m

Z – faktor stlačivosti plina

π – Ludolfov broj (3,14)

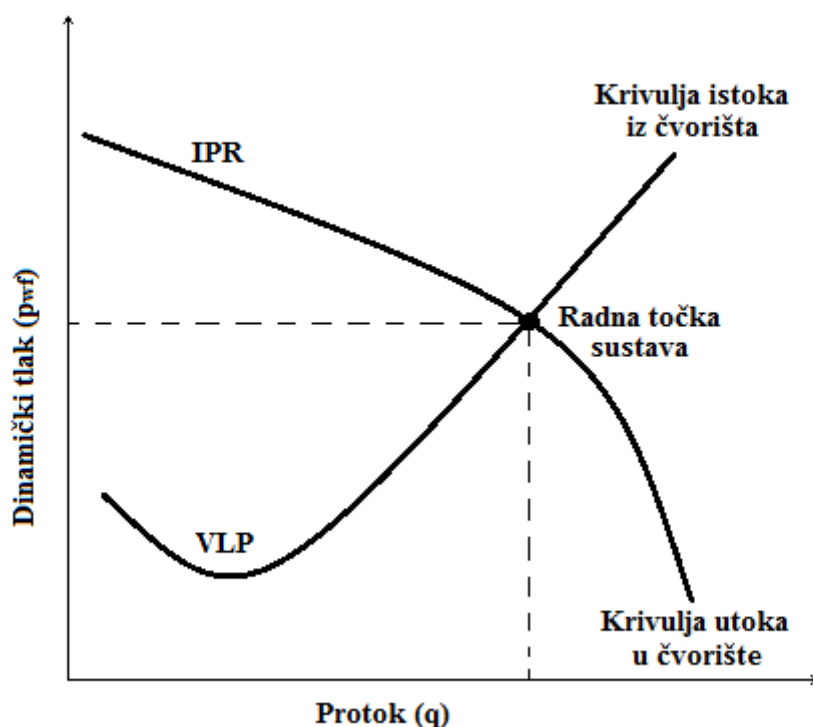
μ – dinamička viskoznost plina, Pas

s – skin faktor

Osim IPR krivulje, za analizu proizvodnog sustava, tj. za određivanje protočnog kapaciteta sustava također se koristi krivulja vertikalnog podizanja, tj. tubing ili VLP krivulja (engl. *Vertical Lift Performance – VLP*), a u literaturi se još može pronaći i naziv TPR (engl. *Tubing Performance Relation – TPR*) krivulja. Tubing ili VLP krivulja služi kao krivulja istoka iz odabranog čvorišta. Izgled VLP krivulje ovisi o različitim parametrima kao što su:

1. promjer i duljina tubinga,
2. sastav, gustoća, viskoznost i brzina protjecanja fluida,
3. faktor trenja
4. tlak na ušću bušotine.

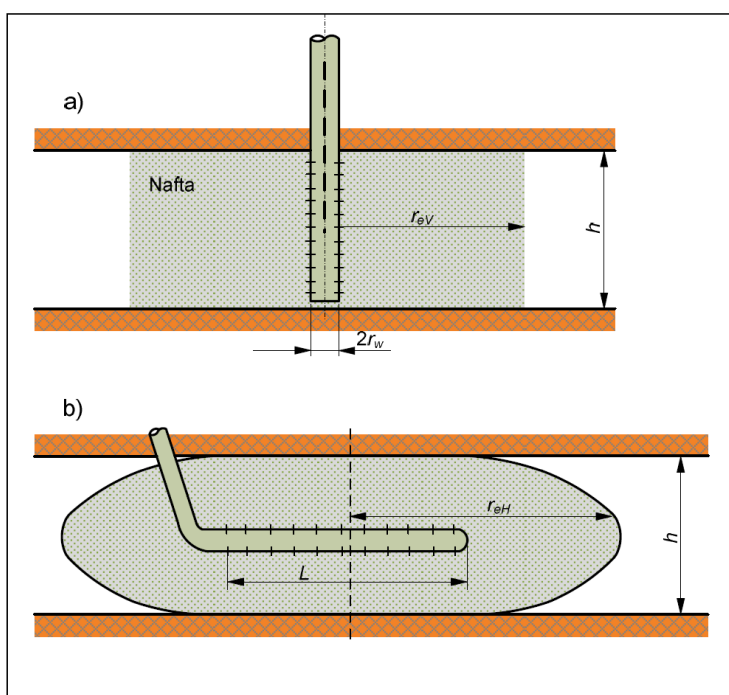
Na neke od navedenih parametara moguće je utjecati te njihovom promjenom moguće je optimizirati proizvodni sustav i samim time povećati radni vijek bušotine. Na grafu ovisnosti tlaka o protoku smjestile su se IPR i VLP krivulje koje su prikazane slikom 4-1. Njihovo sjecište naziva se radna točka ili točka rješenja (engl. *Solution Point*) sustava, gdje se na apscisi očitava protočni kapacitet (q), a na ordinati dinamički tlak na dnu bušotine (p_{wf}).



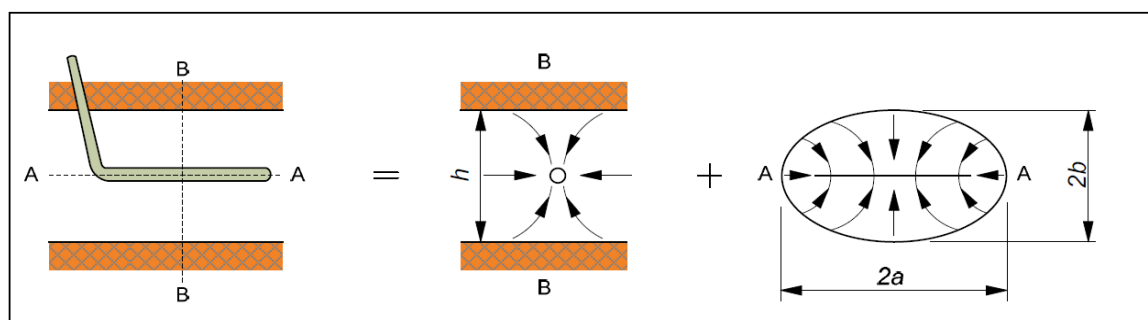
Slika 4-1. IPR i VLP krivulja

5. PROIZVODNI MODEL HORIZONTALNE BUŠOTINE

Izradom horizontalnih bušotina povećala se je dodirna površina između kanala bušotine i ležišta ugljikovodika. Samim time, proizvodnost horizontalnih bušotina postala je veća u odnosu na proizvodnost konvencionalne vertikalne bušotine. Početkom intenzivnije primjene horizontalnih bušotina 1980-ih godina razvijen je model za određivanje njihove proizvodnosti i usporedbu s vertikalnim bušotinama. Joshi (1988) je prvi izveo standardnu jednadžbu za određivanje performansi horizontalnih bušotina. Izvod je ukratko opisan u nastavku. Horizontalna bušotina crpi elipsoid, dok konvencionalna vertikalna bušotina crpi uspravni cilindrični obujam. Slika 5-1 prikazuje da i vertikalna i horizontalna bušotina crpe ležište jednake debljine (h), ali su njihovi obujmovi crpljenja različiti zbog povećanog kontakta horizontalnog dijela kanala bušotine s ležištem. Duljina crpljenja horizontalne bušotine na slici je označena slovom L .



Slika 5-1. Obujam crpljenja vertikalnom (a) i horizontalnom (b) bušotinom (Joshi, 1988)



Slika 5-2. Podjela elipsoidnog protoka u dva dvodimenzionalna problema (Joshi, 1988)

Za određivanje proizvodnje horizontalne bušotine potrebno je riješiti trodimenzionalnu jednadžbu. Trodimenzionalni problem elipsoidnog protoka može se podijeliti u dva dvodimenzionalna problema, kako je prikazano slikom 5-2. Prvi je protok u horizontalnoj (presjek A-A), a drugi u vertikalnoj (presjek B-B) ravnini. Ako se pretpostave konstantni tlakovi: na granici crpljenja (p_e) i tlak u bušotini (p_{wf}), rješenje treba dati distribuciju tlaka unutar ležišta čijim se poznavanjem računa protok prema Darcyjevom zakonu. Prema Joshi-u (1988), opći oblik jednadžbe stacionarnog protoka u horizontalnoj plinskoj bušotini prikazan je jednadžbom:

$$q_H = \frac{\pi T_{sc} k_H h (p_e^2 - p_{wf}^2)}{p_{sc} \mu Z T \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \left[\ln \left(\frac{(\beta h/2)^2 - \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w / 2} \right) + s_H \right] \right\}} \quad (5-1)$$

gdje su:

q_H – trenutačna proizvodnja plina horizontalne bušotine, m³/dan

k_h – horizontalna propusnost ležišne stijene, m²

h – efektivna debljina ležišta, m

π – Ludolfov broj (3,14)

p_{sc} – standardni tlak (101325 Pa)

T_{sc} – standardna temperatura (15°C = 288 K)

μ – dinamička viskoznost plina, Pas

Z – faktor stlačivosti plina

s_H – skin faktor

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

p_e – tlak na vanjskoj granici ležišta, Pa

r_w – radijus bušotine, m

a – veća poluos elipse crpljenja, m

L – duljina horizontalne bušotine, m

β – indeks anizotropije, omjer horizontalne i vertikalne propusnosti ($\beta = k_h / k_v$)

δ – udaljenost bušotine od sredine ležišta, m

Za usporedbu proizvodnosti horizontalne bušotine s vertikalnom koristi se efektivni radijus bušotine (r_w') koji je za vertikalne bušotine dan izrazom:

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad (5-2)$$

gdje su:

r_w' – efektivni radijus bušotine

r_w – radijus bušotine

e – Eulerov broj (2,718)

s – skin efekt

Jednadžba stacionarnog protoka u vertikalnoj bušotini sa skin faktorom dana je jednadžbom:

$$q_v = \frac{2\pi k_h h (p_e - p_{wf})}{\mu B \ln \frac{r_{eV}}{r_w'}} \quad (5-3)$$

gdje su:

q_v – trenutačna proizvodnja vertikalne bušotine, m³/dan

k_h – horizontalna propusnost ležišne stijene, m²

h – efektivna debljina ležišta, m

π – Ludolfov broj (3,14)

μ – dinamička viskoznost plina, Pas

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

p_e – tlak na vanjskoj granici ležišta, Pa

B – obujamski koeficijent, m³/m³

r_{eV} – radijus crpljenja vertikalne bušotine, m

r_w' – efektivni radijus bušotine

Izjednačavanjem jednadžbe (5-3) s jednadžbom (5-1) i uzimajući da je radijus crpljenja vertikalne bušotine (r_{eV}) jednak radijusu crpljenja horizontalne bušotine (r_{eH}), može se odrediti efektivni radijus vertikalne bušotine sa skin faktorom koji je jednak nuli ($s_v = 0$)

koja će imati jednak indeks proizvodnosti kao i horizontalna bušotina. Efektivni radijus bušotine dan je jednadžbom (Čikeš, 2015):

$$r_w' = \frac{r_{eH} L/2}{a \left[1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2} \right] \left[\frac{(\beta h/2)^2 - \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w (\beta + 1)/4} \right]^{\frac{\beta h}{L}} e^{\frac{\beta h}{L} s_H}} \quad (5-4)$$

gdje su:

r_w' – efektivni radijus bušotine

r_{eH} - radijus crpljenja horizontalne bušotine, m

s_H – skin faktor horizontalne bušotine

a – veća poluos elipse crpljenja, m

L – duljina horizontalne bušotine, m

β – indeks anizotropije horizontalne i vertikalne propusnosti

δ – udaljenost bušotine od sredine ležišta, m

h – efektivna debljina ležišta, m

r_w – radijus bušotine, m

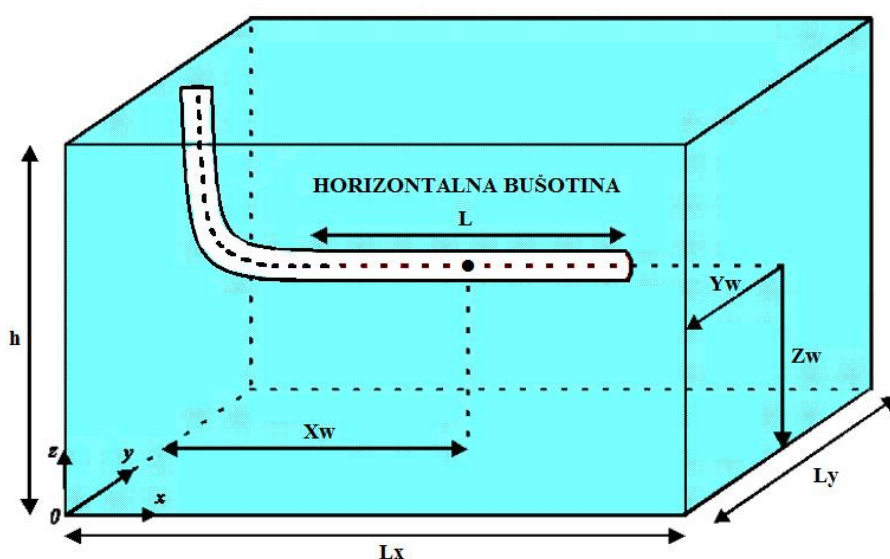
e – Eulerov broj (2,718)

Tablica 5-1. Primjena IPR modela horizontalne bušotine (Petroleum Experts, 2016)

IPR MODELI HORIZONTALNE BUŠOTINE	LEŽIŠTE		
	NAFTNO	PLINSKO	RETROGRADNO KONDENZATNO
"Horizontal Well - No Flow Boundaries"	+	+	+
"Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary"	+	-	-
"Horizontal Well - Dp Friction Loss In WellBore"	+	+	+
"Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures"	+	+	+

Tablica 5-1 prikazuje modele koje koristi program Prosper za izračun IPR krivulje. Za naftna, plinska i retrogradno kondenzatna ležišta s horizontalnom bušotinom koriste se modeli: "Horizontal Well - No Flow Boundaries" (model ograničenog ležišta), "Horizontal Well - Dp Friction Loss In WellBore" (model ograničenog ležišta s dodatnim padom tlaka zbog djelovanja komponente trenja) i "Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures" (model ograničenog ležišta s vertikalnom pukotinom), dok se model "Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary" (model s konstantnim tlakom na vanjskoj granici ležišta) koristi samo za naftna ležišta (Petroleum Experts, 2016).

Na slici 5-3, koja je preuzeta iz priručnika programa Prosper, prikazana je horizontalna bušotina u ograničenom ležištu autora Kuchuk i Goode (1991), koji su osmislili sljedeće modele za proračun IPR krivulje u programu Prosper: "Horizontal Well – No Flow Boundaries" (model ograničenog ležišta) i "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore" (model ograničenog ležišta s dodatnim padom tlaka zbog djelovanja komponente trenja). Na slici su također prikazani svi geometrijski parametri koji su potrebni za analizu. Osim duljine horizontalnog dijela bušotine (L), debljine ležišta (h) i radijusa bušotine (r_w), ostali bitni parametri koji se općenito koriste za analizu sustava s horizontalnom bušotinom su: horizontalna anizotropija (AH), vertikalna anizotropija (AV), duljina ležišta (L_x), širina ležišta (L_y), udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po duljini bušotine (X_w), udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po širini bušotine (Y_w) i vertikalna udaljenost centra bušotine do kontakta voda – plin (Z_w).



Slika 5-3. Horizontalna bušotina u ležištu (Petroleum Experts, 2016)

6. ANALIZA BUŠOTINE U PROGRAMU PROSPER

U ovome poglavlju analizirana je plinska horizontalna bušotina **Ika-X HOR** koja se nalazi na jednoj od platformi Ika na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran. Za analizu navedene bušotine, tj. za proračun IPR krivulje, koristila su se dva modela koji se primjenjuju za horizontalne bušotine: "Horizontal Well – No Flow Boundaries" i "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore". Jedan i drugi model pretpostavljaju ograničeno ležište, a razlikuju se po tome da drugi model uzima u obzir dodatni pad tlaka u tubing-u zbog djelovanja trenja. Ovi modeli su bili jedini prikladni za analizu navedene bušotine te su iz tog razloga odabrani. Prema objavljenim podacima i tehničkoj dokumentaciji INA-e, predviđena je dinamika pridobivanja plina na pojedinim poljima do 2025. godine. Tako je za svaki model u programu Prosper napravljena analiza navedene bušotine i to za početak i za kraj svojeg proizvodnog vijeka. Dobivena su četiri rješenja proizvodnog sustava bušotine koja odgovaraju optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima.

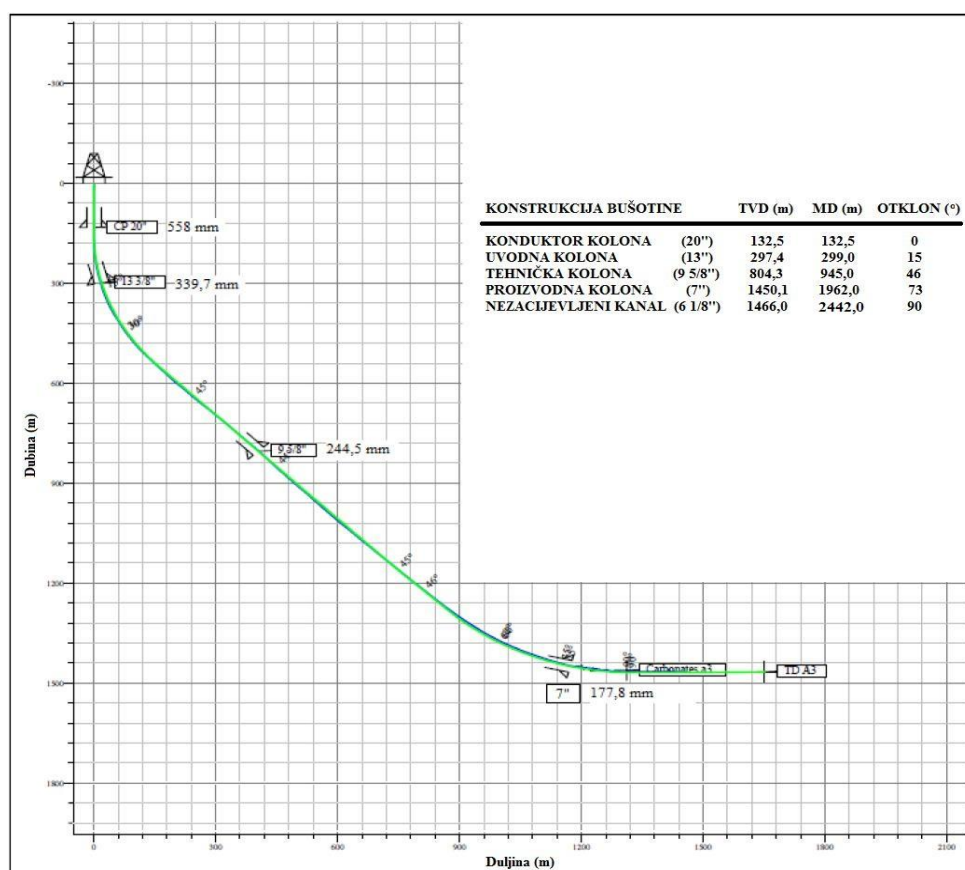
Analiza u programu Prosper rađena je po koracima. Najprije je bilo potrebno definirati proizvodni sustav bušotine, unijeti i uskladiti PVT podatke, unijeti podatke o opremanju, te naposljetku proračunati VLP i IPR krivulju. U PVT dijelu programa se definiraju svojstva fluida poput gustoće i viskoznosti koje se koriste u analizi kroz program Prosper. Proračun VLP krivulje direktno ovisi o podacima o opremanju (engl. *Equipment Data*), a u proračunu IPR krivulje definiraju se ležišni parametri o kojima ovisi koliko je fluida moguće proizvesti pri određenim uvjetima. Nakon izvršenih proračuna, program konstruira IPR i VLP krivulju, čime je dobiveno rješenje proizvodnog sustava (engl. *Solution Point*), tj. kao rješenje dobiveni su protok i dinamički tlak na dnu koji vrijede za uneseni tlak na ušću bušotine. Za analizu bušotina korišten je program IPM – Prosper, verzije 14.0 (Sveučilišna licenca za edukativne svrhe: #4186).

6.1. KONSTRUKCIJA BUŠOTINE IKA X-HOR

Konstrukcija bušotine Ika X-HOR je sljedeća:

- Konduktor kolona promjera 508 mm (20") ugrađena je do dubine od 132,5 m. Uvodna kolona zaštitnih cijevi promjera 339,7 mm (13 3/8") ugrađena je do 299 m mjerene duljine kanala bušotine (engl. *Measured Depth* – MD);

- Tehnička kolona zaštitnih cijevi vanjskog promjera 244,5 mm (9 5/8") ugrađena je do mjerene duljine kanala od 945 m, s kutom odklona od 46° i vertikalnom dubinom (engl. *True Vertical Depth* – TVD) od 804,3 m;
- Proizvodna kolona zaštitnih cijevi promjera 177,8 mm (7") čiji unutarnji promjer iznosi 161,7 mm, a kvaliteta čelika L-80, ugrađena je do mjerene duljine kanala od 1962 m, s kutom odklona od 73° i vertikalnom dubinom od 1450,1 m.



Slika 6-1. Trajektorija i konstrukcija bušotine Ika X-HOR (Nemčić, 2016)

Nakon ugradnje proizvodne kolone zaštitnih cijevi bušotina je izrađena do konačne duljine kanala od 2442 m, s kutom odklona od 90° i vertikalnom dubinom od 1466 m. Dobušeni je kanal bušotine ostao nezacijevljen (engl. *Open Hole*). Cilj bušotine bila su plinska ležišta karbonata na konačnoj vertikalnoj dubini od 1466 m i horizontalnoj udaljenosti od platforme od 1350 do 1800 m (Nemčić, 2016). Na bušotini Ika X-HOR ugrađen je perforirani niz uzlaznih cijevi (tubinga) nominalnog promjera 88,9 mm (2 3/8") unutar otvorenog kanala bušotine. Na slici 6-1 prikazana je putanja bušotine Ika X-HOR zajedno sa svojim konstrukcijskim podacima.

6.2. ULAZNI PODACI ZA PROGRAM PROSPER

Ulazni podaci korišteni za analizu bušotine Ika X-HOR u programu Prosper prikazani su u tablici 6-1.

Tablica 6-1. Ulazni podaci za program Prosper

PARAMETAR	ENGLESKI NAZIV	OZNAKA	IZNOS	MJ.JEDINICA
Relativna gustoća plina	Gas Gravity	γ_g	0,5571	dio cijelog
Tlak separatora	Separator Pressure	p_{sep}	14,8	bar
Omjer kondenzata i plina	Condensate to Gas Ratio	CGR	$5,64 \times 10^{-6}$	dio cijelog
Gustoća kondenzata	Condensate Gravity	ρ_{cond}	780	kg/m ³
Omjer vode i plina	Water to Gas Ratio	WGR	$5,64 \times 10^{-6}$	dio cijelog
Salinitet slojne vode	Water Salinity	S	32 760	ppm
Tlak ležišta	Reservoir Pressure	p_r	149,9	bar
Temperatura ležišta	Reservoir Temperature	T_r	39,9	°C
Unutarnji promjer tubinga	Tubing Inside Diameter	d_t	0,05067	m
Unutarnji promjer zaštitnih cijevi	Casing Inside Diameter	d_c	0,1617	m
Propusnost	Formation Permeability	k	64,15	mD
Šupljikavost	Porosity	ϕ	0,1	dio cijelog
Debljina ležišta	Reservoir Thickness	h_r	17,4	m
Radijus bušotine	Wellbore Radius	r_w	0,077724	m
Drenažna površina	Dreinage Area	A	7 850 000	m ²
Početno zasićenje vodom	Water Saturation	S_w	20	dio cijelog
Duljina otvorenog kanala bušotine	Open Hole	L_{oh}	330	m
Horiz. anizotropija	Horizontal Anisotropy	AH	0,99	dio cijelog
Vertik. anizotropija	Vertical Anisotropy	AV	0,1	dio cijelog
Duljina drenažnog područja	Length of Drainage Area	L_x	7000	m
Širina drenažnog područja	Width of Drainage Area	L_y	800	m
Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po duljini bušotine	Distance along Length Edge to Centre of 11Well44	X_w	1500	m
Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po širini buš.	Distance along Width Edge to Centre of Well	Y_w	200	m
Vertikalna udaljenost centra bušotine do kontakta voda - plin	Distance from Bottom of Reservoir to Centre of Well	Z_w	15	m

6.2.1. DEFINIRANJE PROIZVODNOG SUSTAVA BUŠOTINE

Na slici 6-2 prikazan je potprogram kojim se definira proizvodni sustav bušotine (engl. *Options Summary*) u programu Prosper. Bušotina Ika X-HOR je proizvodna (engl. *Producer*), a tubingom (engl. *Tubing Flow*) proizvodi suhi i mokri plin (engl. *Dry and Wet Gas*). Odabrana metoda koja opisuje fluid je tzv. tradicionalna "Black Oil" metoda. Ona se u programu Prosper osim za plinska ležišta također koristi za naftna (engl. *Oil and Water*) i retrogradno kondenzatna (engl. *Retrograde Condensate*) ležišta. Osim navedene metode, za opis fluida također postoji mogućnost odabira "Compositional Fluid" metode koja koristi dva najčešća modela jednadžbe stanja u naftnoj industriji: "Peng – Robinson" i "Soave Redlich Kwong" (Petroleum Experts, 2016). Prilikom unosa podataka za opremanje bušotine (engl. *Well Completion*) odabrana je opcija za otvoreni kanal bušotine (eng. *Open Hole*), koji na analiziranoj bušotini Ika X-HOR iznosi 330 m. Bušotina Ika X-HOR nema kontrolu dotoka pijesaka (engl. *Sand Control*), stoga je navedena opcija isključena. Ika X-HOR je eruptivna bušotina, stoga je opcija umjetnog podizanja (engl. *Artificial Lift*) također isključena.

Slika 6-2. Definiranje proizvodnog sustava bušotine u programu Prosper

6.2.2. PVT PODACI

Na slici 6-3 prikazan je potprogram za unos ulaznih PVT podataka. Relativna gustoća plina (γ_g) koja se uzeta za proračun iznosi 0,5571. Izračunata je iz poznatog volumnog udjela (y) pojedine komponente u plinu uzete iz tablice 2-4 i poznate molarne mase (M) pojedine komponente iz periodnog sustava elementa.

Ulazni podaci:

$$y(\text{CH}_4) = 99,35 \%$$

$$y(\text{N}_2) = 0,48 \%$$

$$y(\text{CO}_2) = 0,17\%$$

$$M(\text{CH}_4) = 16,032 \text{ g/mol}$$

$$M(\text{N}_2) = 28,014 \text{ g/mol}$$

$$M(\text{CO}_2) = 44,011 \text{ g/mol}$$

$$M_a = 28,967 \text{ g/mol}$$

$$\gamma_g = ?$$

$$M_g = y(\text{CH}_4) \times M(\text{CH}_4) + y(\text{N}_2) \times M(\text{N}_2) + y(\text{CO}_2) \times M(\text{CO}_2)$$

$$M_g = 0,9935 \times 16,032 + 0,0048 \times 28,014 + 0,0017 \times 44,011$$

$$M_g = 16,1371$$

$$\gamma_g = M_g / M_a = 16,1371 / 28,967$$

$$\gamma_g = 0,5571$$

Tlak separatora (p_{sep}) na platformi Ika koji odvaja tekuću i plinovitu fazu zadan je (default) programom Prosper u iznosu od 14,8 bar (Petroleum Experts, 2016). Omjer kondenzata i plina (engl. *Condensate to Gas Ratio* – CGR) u ležištu koji je također zadan (default) programom iznosi $5,6433 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{m}^3$, omjer vode i plina (engl. *Water to Gas Ratio* – WGR) također iznosi $5,6433 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{m}^3$. Prema programu, zadana (default) gustoća kondenzata u plinskim ležištima (ρ_{cond}) iznosi 780 kg/m^3 (Petroleum Experts, 2016), a salinitet slojne vode za eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran iznosi 32 760 ppm.

Tlak ležišta (p_r) u kojem zaliježu karbonati, kroz koje prodire horizontalna bušotina Ika X-HOR iznosi 149,9 bar, a temperatura ležišta (T_r) iznosi 39,9 °C (GRP – eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran, 2003). Udio ugljikovog dioksida (CO_2) u plinu iznosi 0,17 %, a dušika (N_2) 0,48 %. Program Prosper nudi mogućnost odabira dvije korelacije pomoću kojih se računa viskoznost plina: "Lee et al" i "Carr et al". U ovome slučaju odabrana je korelacija "Lee et al". Nakon unosa svih potrebnih PVT podataka, potrebno je izvršiti njihovo usklađivanje (engl. *Matching*) odabirom opcije *Match Data*, gdje je potrebno unijeti podatke za fluid u samom ležištu. Za jedan ili nekoliko izmjerenih tlakova, u tablicu je potrebno unijeti pripadajuće izmjerene podatke za fluid: obujamski koeficijent plina (B_g), viskoznost plina (μ_g) i faktor kompresibilnosti (Z faktor), kako je prikazano slikom 6-4.

The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA' window for 'Gas - Black Oil matched'. It includes a toolbar with buttons like 'Done', 'Cancel', 'Tables', 'Match Data', 'Matching', 'Correlations', 'Calculate', 'Save', 'Import', 'Composition', and 'Help'. A green banner at the top right states 'PVT is MATCHED'. The 'Input Parameters' section contains a table with the following data:

Parameter	Value	Unit
Gas Gravity	0.5571	sp. gravity
Separator Pressure	14.8	BARa
Condensate to Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gravity	779.6	Kg/m3
Water to Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Water Salinity	32760	ppm

The 'Impurities' section contains a table with the following data:

Impurity	Value	Unit
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.19	percent
Mole Percent N2	0.47	percent

The 'Correlations' section shows 'Gas Viscosity' set to 'Lee et al'.

Slika 6-3. Ulazni PVT podaci – "Black Oil" metoda

The screenshot shows the 'PVT - Matching' window. It includes a toolbar with buttons like 'Done', 'Main', 'Cancel', 'Match', 'Export', 'Import', 'PVTP Import', 'Transfer', 'Plot', and 'Help'. The 'PVT Match data' section shows 'Table 1' selected and 'Temperature' set to 39.9 deg C. Below is a table with the following data:

Point	Pressure (BARa)	Z Factor	Gas Viscosity (mPa.s)	Gas FVF (m3/Sm3)
1	149.9	0.84222	0.01607	0.00617
2				

Slika 6-4. Usklađivanje PVT podataka

Prilikom odabira metode za opis fluida, u potprozoru za definiranje proizvodnog sustava za usporedbu je odabrana metoda "Compositional Fluid". Na slici 6-5 prikazan je PVT potprogram s ulaznim podacima metode "Compositional Fluid".

	Name	Mole Percent	Critical Temp.	Critical Pressure	Critical Volume	Acentric Factor	Molecular Weight	Specific Gravity	Boiling Point	Volume Shift	Ome
		(percent)	(deg F)	(psig)	(ft ³ /lb.mole)			(sp. gravity)	(deg F)		
1	N2	0.47	-233.104	477.326	1.43842	0.039	28.01	1.026	-320.35	-0.154	0.4
2	CO2	0.19	87.692	1058.26	1.50409	0.239	44.01	1.101	-109.21	---	0.4
3	C1	99.34	-116.518	658.381	1.58899	0.011	16.04	0.415	-258.79	-0.154	0.4
4											

Slika 6-5. Ulazni PVT podaci – "Compositional Fluid" metoda

"Black Oil" i "Compositional Fluid" metode dva su različita načina unosa PVT podataka, gdje "Compositional Fluid" metoda nudi mogućnost detaljnijeg razmatranja i modeliranja u PVT potprogramu, ali rezultat u konačnici pokazao je da su razlike između ove dvije metode minimalne.

6.2.3. PODACI O OPREMANJU BUŠOTINE

Na slici 6-6 prikazan je potprogram s podacima o opremanju (engl. *Downhole Equipment*), dok su na slici 6-7 prikazani ulazni podaci za izračun trajektorije bušotine. Bušotina je jednostruko opremljena tj. s jednim nizom uzlaznih cijevi (tubinga) nominalnog promjera (engl. *Tubing Inside Diameter*) u iznosu od 0,0603 m (2 3/8"), čiji unutarnji promjer iznosi 0,05067 m, a ugrađen je do mjerene dubine kanala bušotine (engl. *Measured Depth* – MD) od 2110 m. Proizvodna kolona zaštitnih cijevi je ugrađena do mjerene dubine od 1962 m, čiji unutarnji promjer (engl. *Casing Inside Diameter*) iznosi 0,1617 m. Na 180 m od bušotinske glave smješten je dubinski sigurnosni ventil (engl. *Subsurface Safety Valve* – SSSV) unutarnjeg promjera 0,0476 m, koji je također unesen u potprogram o opremanju.

DOWNHOLE EQUIPMENT (Ivanec_3.Out)

Done Cancel Main Import Export Report Tubing DB Casing DB Help

Input Data

Point	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (m)	Tubing Inside Roughness (m)	Tubing Outside Diameter (m)	Tubing Outside Roughness (m)	Casing Inside Diameter (m)	Casing Inside Roughness (m)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	180	0.05067	1.524e-5					1
3		SSSV		0.0476						1
4		Casing	1962					0.1617	1.524e-5	1
5		Tubing	2442.1	0.05067	1.524e-5					1
6										

Slika 6-6. Ulazni podaci o opremanju bušotine

DEVIATION SURVEY (Ivanec_3.Out)

Done Cancel Main Help Filter Plot

MD <-> TVD

Calculate

Input Data

Point	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	132.5	132.5	0	0
3	299	297.4	23.0269	7.94948
4	945	804.3	423.487	38.3094
5	1962	1450.1	1209.13	50.5796
6	2442.1	1466	1687.75	90
7				

Slika 6-7. Ulazni podaci za trajektoriju bušotine

6.2.4. PODACI ZA PRORAČUN IPR I VLP KRIVULJE

Osim već navedenih podataka, u potprogramu za izračun IPR krivulje uneseni su i ostali ulazni podaci pronađeni u Glavnom rudarskom projektu eksploatacije prirodnog plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran (2003). Kako je prikazano slikom 6-8, propusnost ležišta Ika (engl. *Reservoir Permeability*) iznosi 64,15 mD, a šupljikavost ležišne stijene (engl. *Reservoir Porosity*) 10 %. Debljina sloja (engl. *Reservoir Thickness*) karbonata iz kojeg se odvija proizvodnja iznosi 17,4 m. Radijus bušotine (engl. *Wellbore Radius*) iznosi 0,077724 m, a duljina otvorenog kanala u horizontalnom dijelu iznosi 330 m. Horizontalna anizotropija propusnosti (engl. *Horizontal Anisotropy*) iznosi 0,99, dok vertikalna (engl. *Vertical Anisotropy*) iznosi 0,1. Duljina ležišta iznosi 7 000 m, a širina 800 m. Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po duljini bušotine (engl. *Distance along Length Edge to Centre of Well*) iznosi 1 500 m, a udaljenost centra bušotine do kraja ležišta (engl. *Distance along Width Edge to Centre of Well*) 200 m. Vertikalna udaljenost centra bušotine do kontakta voda - plin (engl. *Distance from Bottom of Reservoir to Centre of Well*) iznosi 15 m. Početno zasićenje vodom (engl. *Connate Water Saturation*) iznosi 35 % (GRP - eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran, 2003). Oštećenje ležišne stijene, tj. "skin" faktor (s) potrebno je ručno unijeti (engl. *Enter Skin By Hand*), a pretpostavljena vrijednost na početku proizvodnje jednaka je 3, dok je na kraju proizvodnje jednaka 7

Model Data		
Reservoir Model	Mech-Geom Skin	Dev-PP Skin
Horizontal Well - No Flow Boundaries Reservoir Model		
Reservoir Permeability	64.15	md
Reservoir Thickness	17.4	m
Wellbore Radius	0.077724	m
Horizontal Anisotropy	0.99	fraction
Vertical Anisotropy	0.1	fraction
Length Of Well	330	m
Reservoir Length	7000	m
Reservoir Width	800	m
Distance From Length Edge To Centre Of Well	1500	m
Distance From Width Edge To Centre Of Well	200	m
Distance From Bottom To Centre Of Well	15	m
Reservoir Porosity	0.1	fraction
Connate Water Saturation	0.3	fraction

Slika 6-8. Ulazni podaci za proračun IPR krivulje ("No Flow Boundaries")

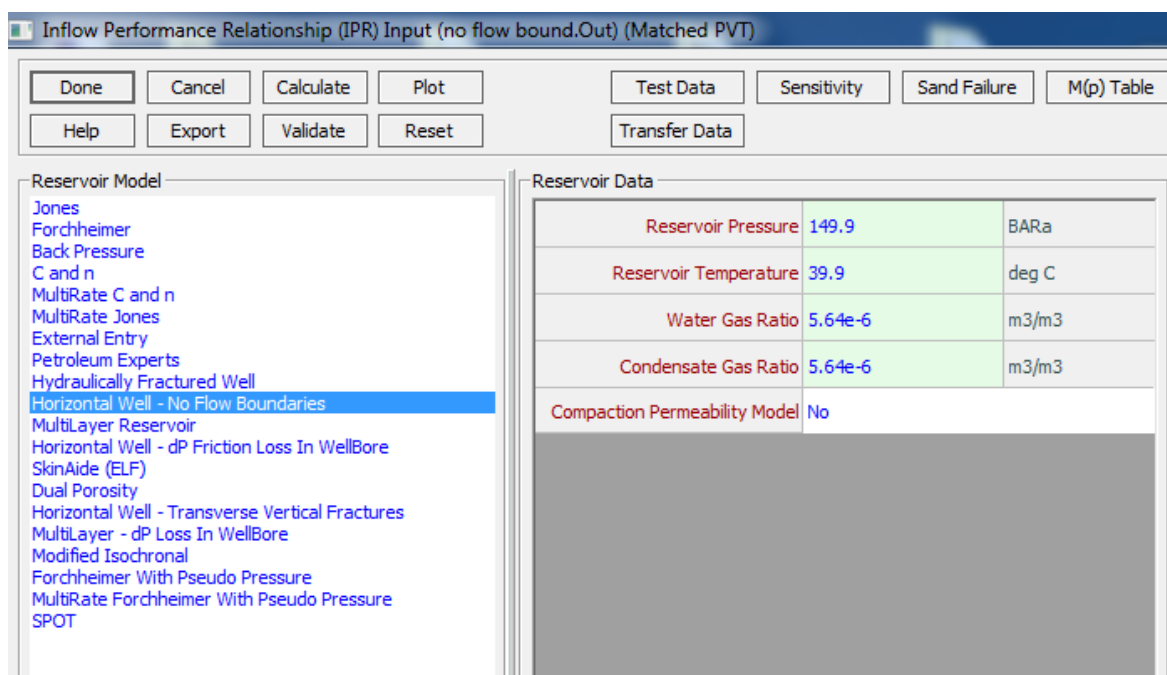
Ovaj dio aplikacije nudi mogućnost odabira 20 modela prema kojima se može proračunati IPR krivulja. Analiza je provedena za dva modela koji se primjenjuju za horizontalne bušotine. Prvi model pomoću kojeg je analizirana i proračunata IPR krivulja je "Horizontal Well – No Flow Boundaries". Ovaj model za proračun IPR krivulje, autora Kuchuk i Goode (1991), može se koristiti za polustacionarni i stacionarni protok, odnosno za ograničeno ležište. Taj model je jedan od poznatijih modela koji se primjenjuje za određivanje utoka fluida iz ležišta u bušotinu. Model pretpostavlja ležište konstantne debljine (h) koje ima vrlo veliku udaljenost centra horizontalnog dijela bušotine do bočnih granica ležišta (X_w) u odnosu na udaljenosti centra do gornje i donje granice ležišta (Z_w). Navedena pretpostavka u praksi će gotovo uvijek biti ispunjena, osim pri vrlo maloj vertikalnoj propusnosti ležišta (Goode i Kuchuk, 1991). Pad tlaka u tubingu za horizontalan dio kanala bušotine uslijed trenja u ovom slučaju ne uzima se u obzir, stoga ovaj model ne daje točne rezultate u duljim horizontalnim bušotinama s velikom proizvodnjom plina. U takvim slučajevima, program Prosper nudi mogućnost odabira nekih drugih modela poput "MultiLayer dP Loss in Wellbore" ili "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore" (Petroleum Experts, 2016). U radu je napravljena analizirana bušotine za modele "Horizontal Well – No Flow Boundaries" i "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore". Za jedan i drugi model u nastavku su dani ulazni podaci za proračun IPR i VLP krivulje na početku i na kraju proizvodnje bušotine, tj. do predviđenog proizvodnog vijeka bušotine. Tlak na početku proizvodnje je tlak ležišta (p_r) koji s vremenom opada, a proizvodnja plina iz bušotine odvija se sve do ekonomskog limita, ili sve dok tlak u ležištu ne padne toliko da više ne postoji mogućnost podizanja ugljikovodika sve do površine. Ležišni tlak na početku proizvodnje bušotine iznosi 149,9 bar, dok je tlak na kraju proizvodnje predviđen u iznosu od 107 bar (GRP - eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran, 2003). Tablica 6-2 prikazuje ulazne podatke za program Prosper, tj. tlakove na ušću te tlakove ležišta na početku i na kraju proizvodnog vijeka bušotine.

Tablica 6-2. Tlakovi na početku i na kraju proizvodnje

Model horizontalne bušotine	Početak proizvodnje		Kraj proizvodnje	
	Tlak na ušću (bar)	Ležišni tlak (bar)	Tlak na ušću (bar)	Ležišni tlak (bar)
Kuchuk i Goode				
"No Flow Boundary"	123	149,9	94	107
"dP Friction Loss In WellBore"	123	149,9	94	107

Model "Horizontal Well – No Flow Boundaries"

Na slici 6-9 prikazan je set podataka za proračun IPR krivulje za početni tlak ležišta u iznosu od 149,5 bar. Vidljivo je kako je za analizu utoka fluida u ležište, tj. za konstrukciju IPR krivulje odabran model "Horizontal Well – No flow Boundaries". Na slici su također vidljivi potrebni ulazni podaci za proračun IPR krivulje, koji su već ranije navedeni te se pretpostavlja da se kroz analizu neće promijeniti. Temperatura ležišta iznosi 39,9 °C te omjer vode i plina, isto kao omjer kondenzata i plina iznosi $5,64 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{m}^3$, kako je zadano (default) programom Prosper.



Inflow Performance Relationship (IPR) Input (no flow bound.Out) (Matched PVT)		
Done	Cancel	Calculate
Plot	Test Data	Sensitivity
Sand Failure	M(p) Table	
Help	Export	Validate
Reset	Transfer Data	
Reservoir Model		
Jones		
Forchheimer		
Back Pressure		
C and n		
MultiRate C and n		
MultiRate Jones		
External Entry		
Petroleum Experts		
Hydraulically Fractured Well		
Horizontal Well - No Flow Boundaries		
MultiLayer Reservoir		
Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore		
SkinAide (ELF)		
Dual Porosity		
Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures		
MultiLayer - dP Loss In WellBore		
Modified Isochronal		
Forchheimer With Pseudo Pressure		
MultiRate Forchheimer With Pseudo Pressure		
SPOT		
Reservoir Data		
Reservoir Pressure	149.9	BARa
Reservoir Temperature	39.9	deg C
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Compaction Permeability Model	No	

Slika 6-9. IPR – početak proizvodnje ("No Flow Boundaries")

Slika 6-10 prikazuje set podataka za proračun VLP krivulje. Uneseni tlak na početku proizvodnje na ušću bušotine (engl. *Top Node Pressure*) iznosi 123 bar, omjer vode i plina, kao i omjer kondenzata i plina iznosi $5,64 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{m}^3$. Za proračun VLP krivulje odabrana je korelacija pod nazivom "Petroleum Experts 3". Točka čvorišta (engl. *Solution Node*) koja je odabrana za nodalnu analizu proizvodnog sustava je točka između ležišta i bušotine tj. dno bušotine (engl. *Bottom Node*).

Top Node Pressure	123	BARa
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Surface Equipment Correlation	Hydro-2P	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 3	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	Disallow	
PE5 Stability Flag	No	

Slika 6-10. VLP - početak proizvodnje ("No Flow Boundaries")

Slika 6-11 prikazuje ulazne podatke za proračun IPR krivulje pri tlaku ležišta od 107 bar pri kojemu, kako je predviđeno projektom, završava proizvodnja plina.

Reservoir Data		
Reservoir Pressure	107	BARa
Reservoir Temperature	39.9	deg C
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Compaction Permeability Model	No	

Slika 6-11. IPR – kraj proizvodnje ("No Flow Boundaries")

Slika 6-12 prikazuje ulazne podatke za proračun VLP krivulje. Vidljivo je da uneseni tlak kraju proizvodnje na ušću bušotine (engl. *Top Node Pressure*) iznosi 123 bar, a ostala polja u potprogramu ostaju nepromjenjena.

Top Node Pressure	94	BARa
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Surface Equipment Correlation	Hydro-2P	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 3	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	Disallow	
PE5 Stability Flag	No	

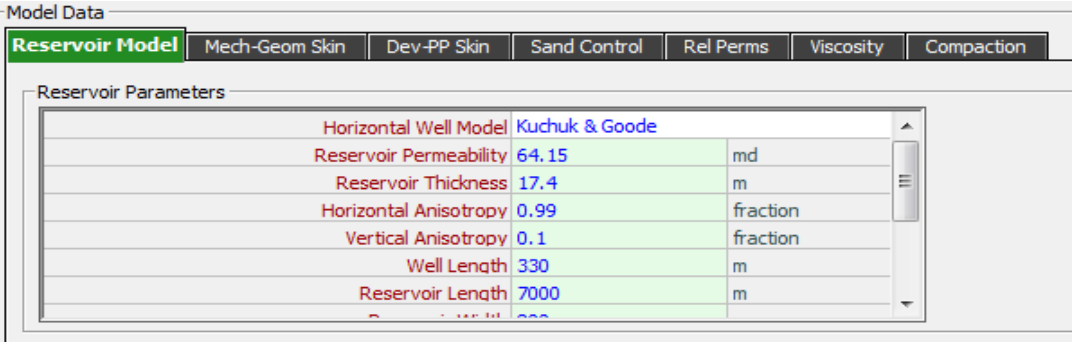
Slika 6-12. VLP – kraj proizvodnje ("No Flow Boundaries")

Model "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore"

Drugi model pomoću kojeg je analizirana i proračunata IPR krivulja je "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore". Prilikom odabira navedenog modela, u programu Prosper postoji mogućnost odabira različitih autora koji su osmislili ovaj model (Petroleum Experts, 2016):

1. Kuchuk i Goode (1991);
2. Babu i Odeh (1989);
3. Goode i Wilkinson (1991).

Za analizu bušotine u navedenom modelu, kao i za prethodnu metodu, odabrani su autori Kuchuk i Goode. Osim unosa svih potrebnih parametara za horizontalnu bušotinu, postoji mogućnost detaljnog razmatranja kanala bušotine s aspekta ležišnih stijena (engl. *Zone Data*), dok u modelu "Horizontal Well – No Flow Boundaries" nema takve mogućnosti. Naime, za opis ležišta s horizontalnom bušotinom, u ovom modelu potrebno je navesti tip horizontalnog kanala bušotine (engl. *Zone Type*), metodu određivanja skin faktora (engl. *Skin Method*), duljinu zone (engl. *Zone Length*), propusnost zone (engl. *Zone Permeability*), radijus protjecanja (engl. *Flowing Radius*) i hrapavost zone (engl. *Zone Roughness*). U potprogramu su navedene četiri zone od kojih su dvije bez ikakve proizvodnje, a dvije iz kojih se vrši proizvodnja plina iz ležišta karbonata i turbida. Kako je prikazano slikom 6-14, zona karbonata dugačka je 150 m, zona turbida 50 m, a između njih i ispred zone karbonata nalazi se zona kanala bušotine u duljini od 50 m iz kojega nema proizvodnje. Oba dvije zone imaju jednaku propusnost u izosu od 64,15 mD. Radijus protjecanja iznosi 0,077724 m, a hrapavost zone je 0,001524 m. Slika 6-13 prikazuje ulazne podatke za proračun IPR krivulje za model "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore".



Reservoir Parameters		
Horizontal Well Model	Kuchuk & Goode	
Reservoir Permeability	64.15	md
Reservoir Thickness	17.4	m
Horizontal Anisotropy	0.99	fraction
Vertical Anisotropy	0.1	fraction
Well Length	330	m
Reservoir Length	7000	m

Slika 6-13. Ulazni podaci za proračun IPR krivulje ("dP Friction Loss In WellBore")

Na slici 6-14 prikazani su ulazni podaci za računanje IPR krivulje, tlak ležišta pri kojemu je proizvodnja plina započela iznosi 149,5 bar. Vidljivo je da je za analizu utoka fluida u ležište, tj. za proračun IPR krivulje odabran model "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore". Na slici su također vidljivi potrebni ulazni podaci za proračun IPR krivulje, koji su već ranije navedeni te se pretpostavlja da se kroz analizu neće promijeniti.

Zone	Zone Type	Skin Method	Zone Length (m)	Zone Permeability (md)	Flowing Radius (m)	Zone Roughness (m)	Zone Data
1	Blank		50		0.077724	0.001524	
2	Open Hole	By Hand	150	64.15	0.077724	0.001524	Zone 2 Data
3	Blank		50		0.077724	0.001524	
4	Open Hole	By Hand	50	64.15	0.077724	0.001524	Zone 4 Data

Slika 6-14. IPR – početak proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore")

Slika 6-15 prikazuje ulazne podatke za proračun VLP krivulje. Vidljivo je da uneseni tlak na početku proizvodnje na ušću bušotine (engl. *Top Node Pressure*) iznosi 123 bar, dok su ostala polja nepromijenjena.

Top Node Pressure	123	BARa
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Surface Equipment Correlation	Hydro-2P	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 3	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	DisAllow	
PE5 Stability Flag	No	

Slika 6-15. VLP – početak proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore")

Slika 6-16 prikazuje ulazne podatke za proračun IPR krivulje. Unesen je tlak ležišta u iznosu od 107 bar pri kojemu proizvodnja plina završava kako je predviđeno projektom, a ostali ulazni podaci ostaju nepromjenjeni. Na kraju proizvodnje pretpostavljeno je da skin faktor (engl. *Skin*) iznosi 7. Navedene su četiri zone od kojih su dvije zone bez proizvodnje, a dvije zone iz kojih se vrši proizvodnja plina iz ležišta karbonata i turbida. Pretpostavljeno je da je s vremenom došlo do čepljenja pora u obadvije zone te do smanjenja propusnost s 64,15 na 40 mD i to u oba dvije zone iz kojih se odvija proizvodnja plina. Radijus protjecanja je također smanjen i iznosi 0,04 m, a vrijednost hrapavosti zone ostala je nepromjenjena te iznosi 0,001524 m.

Reservoir Data			Zone Data				
Reservoir Pressure	107	BARa	Skin	7			
Reservoir Temperature	39.9	deg C	Wellbore Radius	0.077724	m		
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3	Non-Darcy Flow Factor (D)	4.5131e-7	1/(m3/d)		
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3	Non-Darcy Entry Method	Calculated			
Compaction Permeability Model	No		Beta Factor Method	Original			
Well Zone Description (From Heel To Toe)							
Zone	Zone Type	Skin Method	Zone Length (m)	Zone Permeability (md)	Flowing Radius (m)	Zone Roughness (m)	Zone Data
1	Blank		50		0.04	0.001524	
2	Open Hole	By Hand	150	40	0.04	0.001524	Zone 2 Data
3	Blank		50		0.04	0.001524	
4	Open Hole	By Hand	50	40	0.04	0.001524	Zone 4 Data

Slika 6-16. IPR – kraj proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore")

Slika 6-17 prikazuje ulazne podatke za proračun VLP krivulje. Vidljivo je da uneseni tlak na ušću bušotine na kraju proizvodnje (engl. *Top Node Pressure*) iznosi 94 bar, dok su ostala polja nepromjenjena.

Top Node Pressure	94	BARa
Water Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Condensate Gas Ratio	5.64e-6	m3/m3
Surface Equipment Correlation	Hydro-2P	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 3	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	DisAllow	
PE5 Stability Flag	No	

Slika 6-17. VLP – kraj proizvodnje ("dP Friction Loss In WellBore")

6.3. RJEŠENJA PROIZVODNOG SUSTAVA BUŠOTINE

Sjecište IPR i VLP krivulje označava radnu točku ili točku rješenja (engl. *Solution Point*) iz koje se očitava dinamički tlak na dnu (p_{wf}) i protočni kapacitet plina (q_g). Rješenja proizvodnog sustava bušotine Ika X- HOR dobivena su primjenom dva različita modela za horizontalnu bušotinu:

1. "Horizontal Well – No Flow Boundaries";
2. "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore".

Za svaki navedeni model napravljene su dvije analize za tlak na početku i dvije analize za tlak na kraju proizvodnje. Ležišni tlak na početku proizvodnje iznosio je 149,9 bar, dok projektom predviđeni tlak ležišta na kraju proizvodnje iznosi 107 bar. Tako su dobivena četiri rješenja proizvodnog sustava bušotine koja odgovaraju optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima.

Tablica 6-3. Rezultati analize horizontalne bušotine

	Kuchuk i Goode			
	"Dp Friction Loss "		"No Flow Boundary"	
	Tijek proizvodnje			
	Početak	Kraj	Početak	Kraj
Tlak na ušću (bar)	123	94	123	94
Proizvodnja plina (m ³ /dan)	179 047	26 866	227 471	40 617
Dinamički tlak na dnu (bar)	142,981	105,187	145,5	106

Iako su rješenja za oba modela izvedena bez podataka iz hidrodinamičkih mjerenja, proizvodne mogućnosti određene prema modelu "dP Friction Loss In WellBore" i za početne i za krajnje uvjete rada bušotine podudaraju se s predviđanjima objavljenim u Glavnom rudarskom projektu čija je proizvodnja predviđena do 2025. godine.

6.3.1. DISKUSIJA REZULTATA – "NO FLOW BOUNDARIES"

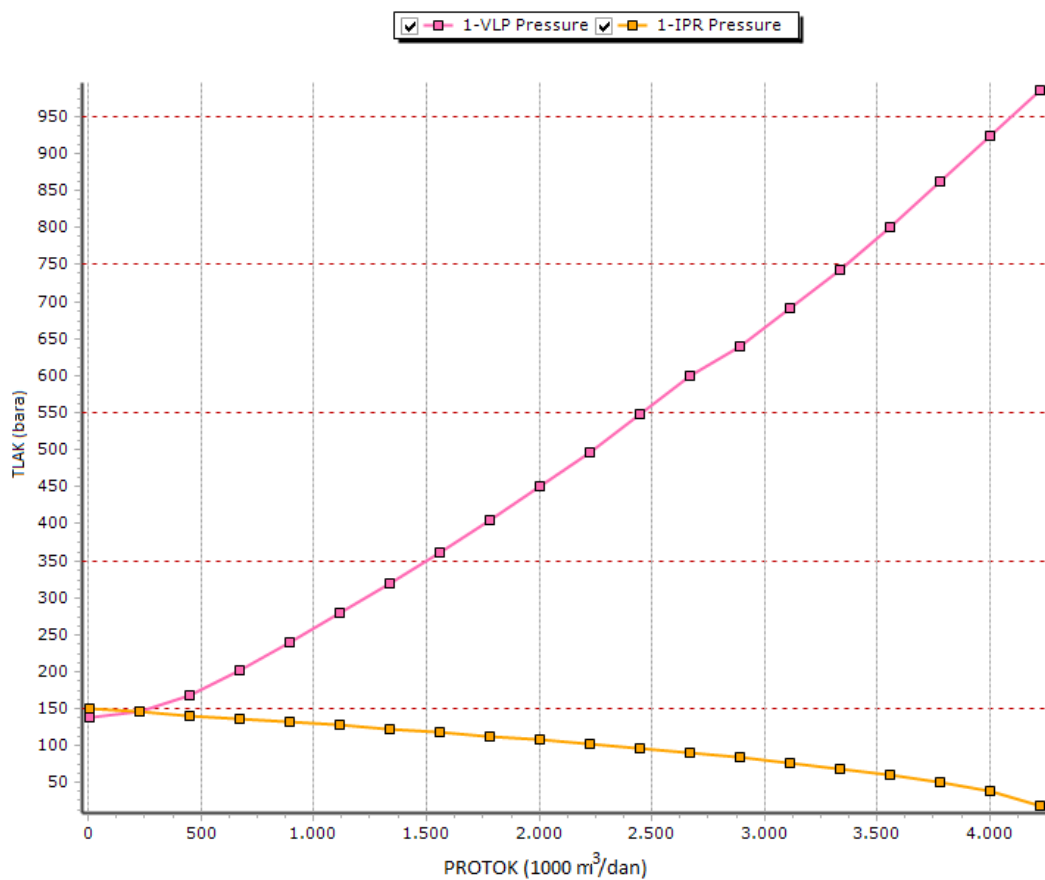
Početak proizvodnje

Proizvodnja plina započela je pri ležišnom tlaku od 149,9 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na početku proizvodnje prikazano je slikama 6-18 i 6-19 (tabelarno i grafički), a dobiveno je primjenom metode "Horizontal Well – No Flow Boundaries". Rješenje koje odgovara optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima je sljedeće:

- Proizvodnja plina (engl. *Gas Rate*): 227 471 m³/dan;
- Dinamički tlak na dnu (engl. *Solution Node Pressure*): 145,564 bar;
- Tlak na ušću bušotine (engl. *Wellhead Pressure / Top Node Pressure*): 123 bar.

Point	Gas Rate (1000m3/d)	Water Rate (m3/day)	VLP Pressure (BARa)	IPR Pressure (BARa)	dP Total Skin (bar)	Label	Value	Units
						Gas Rate	227.471	(1000m3/d)
						Oil Rate	1.28288	(m3/day)
						Water Rate	1.28288	(m3/day)
						Liquid Rate	2.56576	(m3/day)
						Solution Node Pressure	145.564	(BARa)
						dP Friction	7.76306	(bar)
						dP Gravity	14.7445	(bar)
						dP Total Skin	0.19585	(bar)
						dP Perforation	0	(bar)
						dP Damage	0	(bar)
						dP Completion	0	(bar)
						Completion Skin	3	
						Total Skin	3	
						Wellhead Liquid Density	1026.59	(Kg/m3)
						Wellhead Gas Density	99.7192	(Kg/m3)
						Wellhead Liquid Visco...	1.07277	(mPa.s)
						Wellhead Gas Viscosity	0.014875	(mPa.s)
						Wellhead Superficial ...	0.0073392	(m/sec)
						Wellhead Superficial ...	9.03528	(m/sec)
						Wellhead Z Factor	0.8156	
						Wellhead Interfacial ...	41.0747	(mN/m)
						Wellhead Pressure	123	(BARa)
						Wellhead Temperature	23.9741	(deg C)
						First Node Liquid Den...	1026.59	(Kg/m3)
						First Node Gas Density	99.7192	(Kg/m3)
						First Node Liquid Visc...	1.07277	(mPa.s)
						First Node Gas Viscosity	0.014875	(mPa.s)
						First Node Superficial...	0.0073392	(m/sec)
						First Node Superficial...	9.03528	(m/sec)
						First Node Z Factor	0.8156	
1	4.2261	0.023834	137.96	149.82	0.0035686			
2	226.252	1.27601	145.444	145.588	0.19479			
3	448.278	2.52818	167.3	141.273	0.39403			
4	670.304	3.78035	202.751	136.867	0.60109			
5	892.33	5.03252	239.912	132.36	0.81861			
6	1114.36	6.28469	278.79	127.738	1.04838			
7	1336.38	7.53686	319.099	122.989	1.29228			
8	1558.41	8.78903	360.884	118.094	1.55366			
9	1780.43	10.0412	404.52	113.032	1.83702			
10	2002.46	11.2934	449.918	107.779	2.14429			
11	2224.48	12.5455	497.024	102.301	2.4855			
12	2446.51	13.7977	548.079	96.5577	2.86718			
13	2668.54	15.0499	599.553	90.4959	3.3024			
14	2890.56	16.3021	638.599	84.0396	3.81158			
15	3112.59	17.5542	690.361	77.0876	4.4238			
16	3334.61	18.8064	743.52	69.4793	5.19207			
17	3556.64	20.0586	799.796	60.9609	6.20867			
18	3778.67	21.3107	863.095	51.0568	7.68722			
19	4000.69	22.5629	924.716	38.662	10.2356			
20	4222.72	23.8151	985.405	19.1578	17.276			

Slika 6-18. Početak proizvodnje – rješenje ("No Flow Boundaries")



Slika 6-19. Početak proizvodnje – radna točka ("No Flow Boundaries")

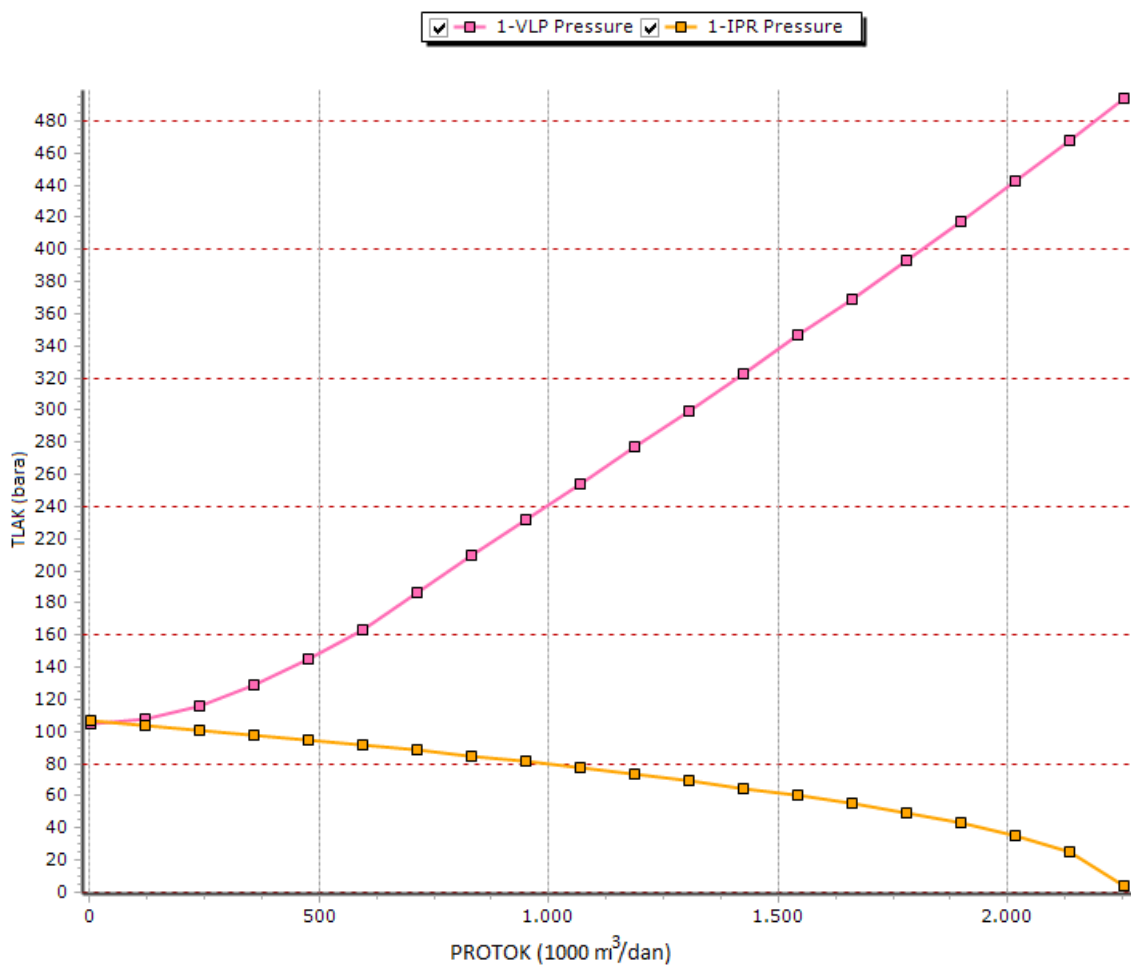
Kraj proizvodnje

Prema Glavnom rudarskom projektu eksploatacije prirodnog plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran (2003), proizvodnja plina predviđena je do tlaka ležišta u iznosu od 107 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na kraju proizvodnje prikazano je slikama 6-20 i 6-21 (tabelarno i grafički), a dobiveno je primjenom metode "Horizontal Well – No Flow Boundaries". Rješenje koje odgovara optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima je sljedeće:

- Proizvodnja plina (engl. *Gas Rate*): 40 617 m³/dan;
- Dinamički tlak na dnu (engl. *Solution Node Pressure*): 106 bar;
- Tlak na ušću bušotine (engl. *Wellhead Pressure / Top Node Pressure*): 94 bar.

Point	Gas Rate	Water Rate	VLP Pressure	IPR Pressure	dP Total Skin	Label	Value	Units
	(1000m ³ /d)	(m ³ /day)	(BARa)	(BARa)	(bar)			
1	2.25607	0.012724	105.061	106.945	0.0024576	Gas Rate	40.6168	(1000m ³ /d)
						Oil Rate	0.22907	(m ³ /day)
2	120.783	0.68118	107.972	104.033	0.13446	Water Rate	0.22907	(m ³ /day)
						Liquid Rate	0.45814	(m ³ /day)
3	239.309	1.34964	116.367	101.051	0.27258	Solution Node Pressure	106.003	(BARa)
						dP Friction	0.97042	(bar)
4	357.836	2.01811	129.134	97.9894	0.41778	dP Gravity	11.0258	(bar)
						dP Total Skin	0.044355	(bar)
5	476.362	2.68657	145.076	94.8414	0.57249	dP Perforation	0	(bar)
						dP Damage	0	(bar)
6	594.889	3.35503	163.274	91.5975	0.73724	dP Completion	0	(bar)
						Completion Skin	3	
7	713.416	4.02349	186.441	88.2459	0.91409	Total Skin	3	
						Wellhead Liquid Density	1026.96	(Kg/m ³)
8	831.942	4.69195	209.193	84.774	1.10441	Wellhead Gas Density	76.7597	(Kg/m ³)
						Wellhead Liquid Viscosity	1.25204	(mPa.s)
9	950.469	5.36041	231.402	81.1656	1.31126	Wellhead Gas Viscosity	0.013506	(mPa.s)
						Wellhead Superficial ...	0.00131	(m/sec)
10	1069	6.02887	253.932	77.4001	1.54011	Wellhead Superficial ...	2.09588	(m/sec)
						Wellhead Z Factor	0.82896	
11	1187.52	6.69733	277.044	73.4518	1.79362	Wellhead Interfacial ...	48.4842	(mN/m)
						Wellhead Pressure	94	(BARa)
12	1306.05	7.36579	299.903	69.2887	2.08087	Wellhead Temperature	17.1218	(deg C)
						First Node Liquid Den...	1026.96	(Kg/m ³)
13	1424.58	8.03425	323.004	64.8667	2.41247	First Node Gas Density	76.7597	(Kg/m ³)
						First Node Liquid Visc...	1.25204	(mPa.s)
14	1543.1	8.70271	346.62	60.1274	2.80346	First Node Gas Viscosity	0.013506	(mPa.s)
						First Node Superficial...	0.00131	(m/sec)
15	1661.63	9.37117	369.198	54.9859	3.2779	First Node Superficial...	2.09588	(m/sec)
						First Node Z Factor	0.82896	
16	1780.15	10.0396	393.268	49.3086	3.88055			
17	1898.68	10.7081	417.784	42.8762	4.69821			
18	2017.21	11.3766	442.744	35.2602	5.92829			
19	2135.73	12.045	468.149	25.3513	8.22429			
20	2254.26	12.7135	493.998	3.99626	19.4999			

Slika 6-20. Kraj proizvodnje – rješenje ("No Flow Boundaries")



Slika 6-21. Kraj proizvodnje – radna točka ("No Flow Boundaries")

6.3.2. DISKUSIJA REZULTATA – "DP FRICTION LOSS IN WELLBORE"

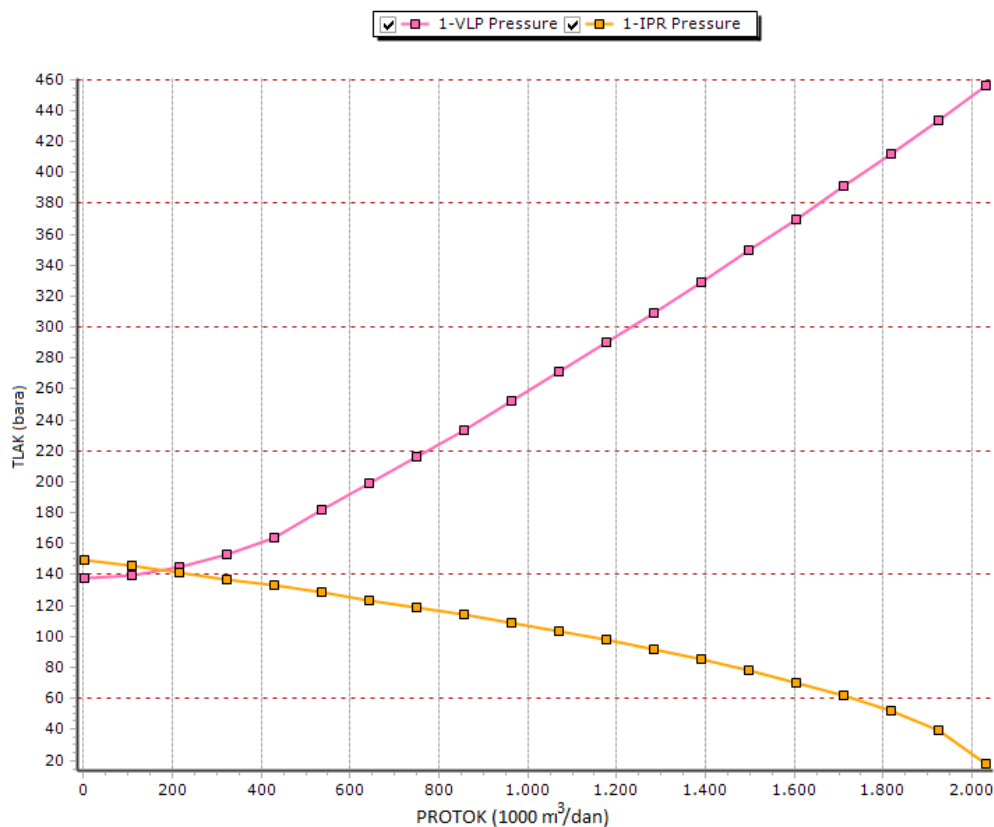
Početak proizvodnje

Proizvodnja plina započinje pri ležišnom tlaku od 149,9 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na početku proizvodnje prikazano je slikama 6-22 i 6-23 (tabelarno i grafički), a dobiveno je primjenom metode "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore". Rješenje koje odgovara optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima je sljedeće:

- Proizvodnja plina (engl. *Gas Rate*): 179 047 m³/dan;
- Dinamički tlak na dnu (engl. *Solution Node Pressure*): 142,98 bar;
- Tlak na ušću bušotine (engl. *Wellhead Pressure / Top Node Pressure*): 123 bar.

Point	Gas Rate	Water Rate	VLP Pressure	IPR Pressure	Label	Value	Units
	(1000m3/d)	(m3/day)	(BARa)	(BARa)	Gas Rate	179.047	(1000m3/d)
					Oil Rate	1.00978	(m3/day)
					Water Rate	1.00978	(m3/day)
					Liquid Rate	2.01956	(m3/day)
1	2.03342	0.011468	137.965	149.793	Solution Node Pressure	142.981	(BARa)
2	108.863	0.61396	139.587	145.73	dP Friction	5.20764	(bar)
3	215.693	1.21645	144.753	141.546	dP Gravity	14.7365	(bar)
4	322.522	1.81895	153.098	137.262	dP Total Skin	0	(bar)
5	429.352	2.42144	164.134	132.866	dP Perforation	0	(bar)
6	536.182	3.02393	181.494	128.348	dP Damage	0	(bar)
7	643.011	3.62642	198.681	123.692	dP Completion	0	(bar)
8	749.841	4.22892	215.946	118.881	Completion Skin	0	
9	856.671	4.83141	233.742	113.893	Total Skin	0	
10	963.5	5.4339	252.386	108.704	Wellhead Liquid Density	1026.95	(Kg/m3)
11	1070.33	6.03639	271.055	103.284	Wellhead Gas Density	100.615	(Kg/m3)
12	1177.16	6.63889	289.991	97.5978	Wellhead Liquid Viscosity	1.10502	(mPa.s)
13	1283.99	7.24138	309.477	91.5025	Wellhead Gas Viscosity	0.014878	(mPa.s)
14	1390.82	7.84387	329.167	84.9968	Wellhead Superficial Liquid Ve...	0.0057748	(m/sec)
15	1497.65	8.44637	349.261	78.1176	Wellhead Superficial Gas Velo...	7.04853	(m/sec)
16	1604.48	9.04886	369.79	70.4703	Wellhead Z Factor	0.81203	
17	1711.31	9.65135	390.741	61.8827	Wellhead Interfacial Tension	40.8699	(mN/m)
18	1818.14	10.2538	412.106	51.8567	Wellhead Pressure	123	(BARa)
19	1924.97	10.8563	433.876	39.2348	Wellhead Temperature	22.6218	(deg C)
20	2031.8	11.4588	456.045	17.7796	First Node Liquid Density	1026.95	(Kg/m3)
					First Node Gas Density	100.615	(Kg/m3)
					First Node Liquid Viscosity	1.10502	(mPa.s)
					First Node Gas Viscosity	0.014878	(mPa.s)
					First Node Superficial Liquid V...	0.0057748	(m/sec)
					First Node Superficial Gas Vel...	7.04853	(m/sec)
					First Node Z Factor	0.81203	

Slika 6-22. Početak proizvodnje – rješenje ("dP Friction Loss In WellBore")



Slika 6-23. Početak proizvodnje – radna točka ("dP Friction Loss In WellBore")

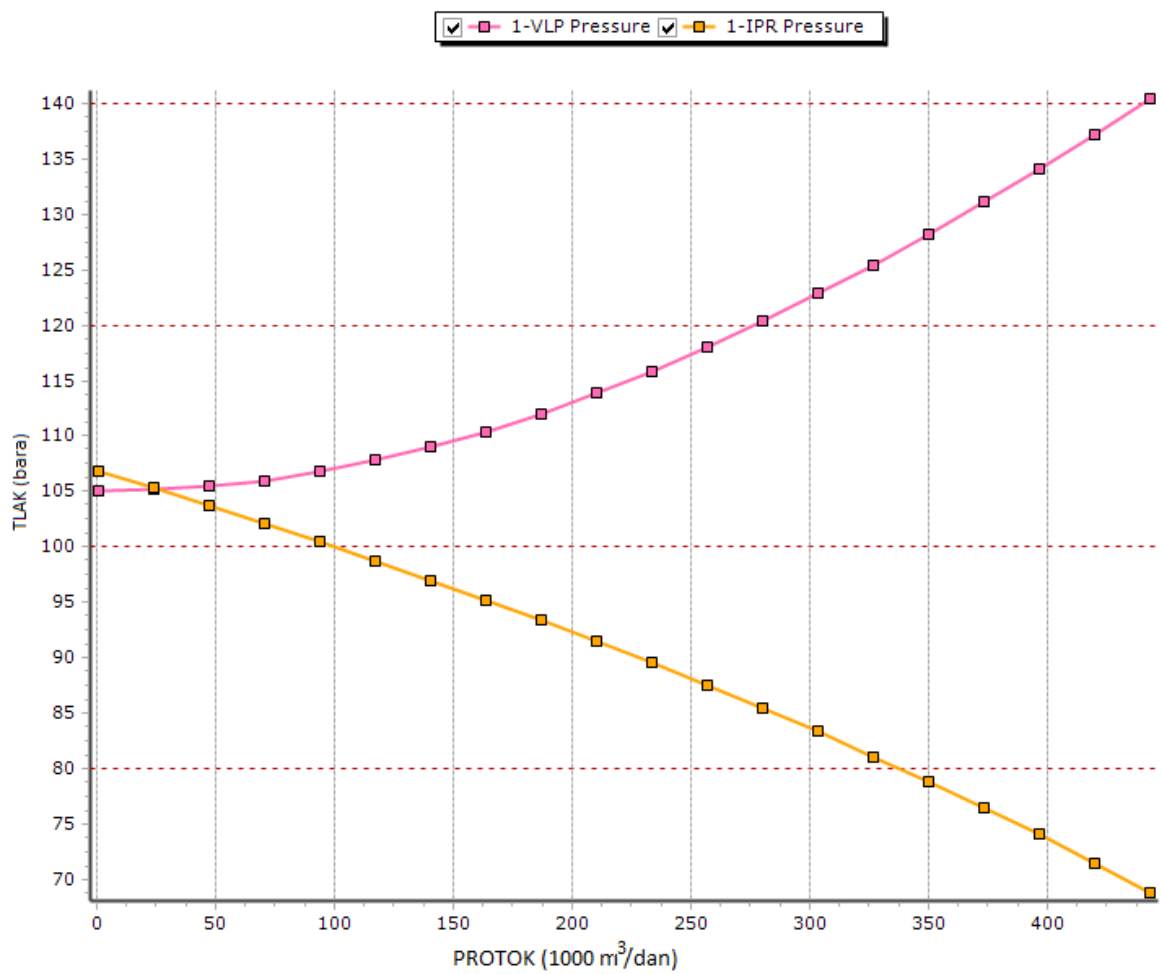
Kraj proizvodnje

Proizvodnja plina završava pri ležišnom tlaku od 107 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na kraju proizvodnje prikazano je slikama 6-24 i 6-25 (tabelarno i grafički), a dobiveno je primjenom metode "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore". Rješenje koje odgovara optimalnim proizvodnim uvjetima i ulaznim podacima je sljedeće:

- Proizvodnja plina (engl. *Gas Rate*): 26 866 m³/dan;
- Dinamički tlak na dnu (engl. *Solution Node Pressure*): 105,187 bar;
- Tlak na ušću bušotine (engl. *Wellhead Pressure / Top Node Pressure*): 94 bar.

Point	Gas Rate	Water Rate	VLP Pressure	IPR Pressure	Label	Value	Units
	(1000m3/d)	(m3/day)	(BARa)	(BARa)			
1	0.44386	0.0025033	105.064	106.81	Gas Rate	26.8666	(1000m3/d)
2	23.7628	0.13402	105.144	105.4	Oil Rate	0.15152	(m3/day)
3	47.0818	0.26553	105.464	103.797	Water Rate	0.15152	(m3/day)
4	70.4007	0.39704	106.015	102.16	Liquid Rate	0.30304	(m3/day)
5	93.7197	0.52856	106.792	100.488	Solution Node Pressure	105.187	(BARa)
6	117.039	0.66007	107.791	98.7781	dP Friction	0.17437	(bar)
7	140.358	0.79158	109.005	97.0261	dP Gravity	11.0112	(bar)
8	163.677	0.9231	110.427	95.2259	dP Total Skin	0	(bar)
9	186.996	1.05461	112.049	93.3691	dP Perforation	0	(bar)
10	210.315	1.18612	113.862	91.4906	dP Damage	0	(bar)
11	233.633	1.31763	115.856	89.5507	dP Completion	0	(bar)
12	256.952	1.44915	118.021	87.558	Completion Skin	0	
13	280.271	1.58066	120.349	85.5121	Total Skin	0	
14	303.59	1.71217	122.829	83.421	Wellhead Liquid Density	1026.91	(Kg/m3)
15	326.909	1.84369	125.451	81.1242	Wellhead Gas Density	76.6429	(Kg/m3)
16	350.228	1.9752	128.207	78.8284	Wellhead Liquid Viscosity	1.24509	(mPa.s)
17	373.547	2.10671	131.088	76.5673	Wellhead Gas Viscosity	0.013509	(mPa.s)
18	396.866	2.23823	134.085	74.1856	Wellhead Superficial Liquid Velocity	0.00086656	(m/sec)
19	420.185	2.36974	137.191	71.4977	Wellhead Superficial Gas Velocity	1.38846	(m/sec)
20	443.504	2.50125	140.398	68.847	Wellhead Z Factor	0.82954	
					Wellhead Interfacial Tension	48.5136	(mN/m)
					Wellhead Pressure	94	(BARa)
					Wellhead Temperature	17.36	(deg C)
					First Node Liquid Density	1026.91	(Kg/m3)
					First Node Gas Density	76.6429	(Kg/m3)
					First Node Liquid Viscosity	1.24509	(mPa.s)
					First Node Gas Viscosity	0.013509	(mPa.s)
					First Node Superficial Liquid Velocity	0.00086656	(m/sec)
					First Node Superficial Gas Velocity	1.38846	(m/sec)
					First Node Z Factor	0.82954	

Slika 6-24. Kraj proizvodnje – rješenje ("dP Friction Loss In WellBore")



Slika 6-25. Kraj proizvodnje – radna točka ("dP Friction Loss In WellBore")

Primjer pada tlaka u tubingu - početak proizvodnje

Point	Gas Rate (1000m3/d)	Water Rate (m3/day)	VLP Pressure (BARa)	IPR Pressure (BARa)	WellHead Pressure (BARa)	dP Friction (bar)	dP Gravity (bar)	Label	Value	Units
1	2.07731	0.011715	137.965	149.793	123	0.0010706	14.9642	Gas Rate	179.047	(1000m3/d)
2	111.212	0.62721	139.664	145.644	123	1.90964	14.7414	Oil Rate	1.00978	(m3/day)
3	220.348	1.24271	145.054	141.381	123	7.26519	14.7365	Water Rate	1.00978	(m3/day)
4	329.483	1.8582	153.74	137.025	123	15.7043	14.9109	Liquid Rate	2.01956	(m3/day)
5	438.618	2.4737	165.202	132.563	123	26.7299	15.235	Solution Node Pressure	142.981	(BARa)
6	547.753	3.08919	183.067	127.981	123	43.981	15.6858	dP Friction	5.20764	(bar)
7	656.888	3.70469	200.741	123.273	123	60.8934	16.2399	dP Gravity	14.7365	(bar)
8	766.024	4.32018	218.492	118.414	123	77.7544	16.8775	dP Total Skin	0	(bar)
9	875.159	4.93568	236.927	113.385	123	94.459	18.3174	dP Perforation	0	(bar)
10	984.294	5.55117	255.92	108.16	123	112.113	19.3201	dP Damage	0	(bar)
11	1093.43	6.16667	275.101	102.708	123	130.211	20.0183	dP Completion	0	(bar)
12	1202.56	6.78217	294.575	96.9992	123	148.551	20.7219	Completion Skin	0	
13	1311.7	7.39766	314.574	90.8901	123	167.334	21.458	Total Skin	0	
14	1420.83	8.01316	334.767	84.3847	123	186.292	22.1693	Wellhead Liquid Density	1026.95	(Kg/m3)
15	1529.97	8.62865	355.427	77.4971	123	205.66	22.8889	Wellhead Gas Density	100.615	(Kg/m3)
16	1639.11	9.24415	376.535	69.861	123	225.428	23.6106	Wellhead Liquid Viscosity	1.10502	(mPa.s)
17	1748.24	9.85964	398.082	61.2904	123	245.591	24.3293	Wellhead Gas Viscosity	0.014878	(mPa.s)
18	1857.38	10.4751	420.056	51.2909	123	266.141	25.0412	Wellhead Superficial Liquid Ve...	0.0057748	(m/sec)
19	1966.51	11.0906	442.45	38.6918	123	287.074	25.7435	Wellhead Superficial Gas Velo...	7.04853	(m/sec)
20	2075.65	11.7061	465.258	16.562	123	308.387	26.4339	Wellhead Z Factor	0.81203	
								Wellhead Interfacial Tension	40.8699	(mN/m)
								Wellhead Pressure	123	(BARa)
								Wellhead Temperature	22.6218	(deg C)
								First Node Liquid Density	1026.95	(Kg/m3)
								First Node Gas Density	100.615	(Kg/m3)
								First Node Liquid Viscosity	1.10502	(mPa.s)
								First Node Gas Viscosity	0.014878	(mPa.s)
								First Node Superficial Liquid V...	0.0057748	(m/sec)
								First Node Superficial Gas Vel...	7.04853	(m/sec)
								First Node Z Factor	0.81203	

Slika 6-26. Proračun programa Prosper

Na slici 6-26 tabelarno su prikazani sljedeći rezultati dobiveni programom Prosper za 20 točaka: protok plina (engl. *Gas Rate*), protok vode (engl. *Water Rate*), tlak VLP krivulje (engl. *VLP Pressure*), tlak IPR krivulje (engl. *IPR Pressure*), tlak na ušću bušotine (engl. *WellHead Pressure*) te pad tlaka u uzlaznim cijevima ili tubingu zbog djelovanja komponente trenja (engl. *dP Friction*) i komponente gravitacije (engl. *dP Gravity*). Navedeni parametri su dobiveni analizom bušotine na početku njene proizvodnje. Ono što uzrokuje pad tlaka u uzlaznim cijevima od dna do ušća bušotine je utjecaj trenja i gravitacijskog djelovanja. U konkretnom primjeru analize proizvodnog sustava bušotine pomoću modela za horizontalnu bušotinu naziva "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore", za slučaj na početku proizvodnje, pad tlaka u tubingu zbog prisutnosti komponente trenja (engl. *dP Friction*) iznosi 5,20764 bar, dok pad tlaka u tubingu zbog gravitacijskog djelovanja (engl. *dP Gravity*) iznosi 14,7365 bar.

Prilikom analiziranja proizvodnog sustava bušotine te odabira dna bušotine kao čvorišta (engl. *Solution Node Pressure*) za izračun tlaka primjenjena je sljedeća formula:

$$p_{wf} = p_{wh} + dP_{friction} + dP_{gravity} \quad (7-1)$$

gdje su:

p_{wf} – dinamički tlak u bušotini na razini ležišta, bar

p_{wh} – dinamički tlak na ušću bušotine, bar

$dP_{friction}$ – pad tlaka u tubingu uslijed trenja, bar

$dP_{gravity}$ – pad tlaka u tubingu zbog gravitacijskog djelovanja, bar

Na konkretnom primjeru može se vidjeti da je vrijednost sume pada tlaka zbog komponente trenja ($dP_{friction}$) u iznosu od 5,2 bar, tlaka zbog gravitacijskog djelovanja ($dP_{gravity}$) u iznosu od 14,7 bar i tlaka na ušću bušotine (p_{wh}) u iznosu od 123 bar, jednaka vrijednost dinamičkom tlaku na dnu bušotine (p_{wf}) u iznosu od 142,9 bar. Dokaz jednakosti slijedi u nastavku.

$$142,9 \text{ bar} = 123 \text{ bar} + 5,2 \text{ bar} + 14,7 \text{ bar}$$

$$142,9 \text{ bar} = 142,9 \text{ bar}$$

7. ZAKLJUČAK

U diplomskom radu opisana su tri eksploatacijska polja na sjevernom dijelu Jadrana i to eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran, eksploatacijsko polje Izabela i eksploatacijsko polje Marica. Horizontalna bušotina Ika X-HOR koja se nalazi na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran, analizirana je u programu Prosper za dva modela horizontalne bušotine autora Kuchuk i Goode. Koraci pri analiziranju plinske, horizontalne bušotine Ika X-HOR bili su sljedeći:

- Najprije je definiran proizvodni sustav bušotine;
- U drugom koraku su u potprogram za PVT uneseni svi potrebni podaci te su usklađeni sa stvarnim PVT podacima samog fluida iz ležišta;
- U trećem koraku uneseni su podaci o opremanju koji su bili potrebni za proračun i konstruiranje VLP krivulje;
- U četvrtom koraku slijedio je unos svih ostalih potrebnih podataka te proračun i konstruiranje IPR krivulje;
- Na kraju provedbe svih koraka u programu Prosper, dobiveno je sjecište IPR i VLP krivulje te samim time i rješenje proizvodnog sustava bušotine, gdje je za određeni tlak na ušću bušotine određen protočni kapacitet plina te dinamički tlak na dnu bušotine.

Nakon provedenih analiza dobivene su četiri točke rješenja za početak i za kraj proizvodnje pomoću dva modela za horizontalnu bušotinu koje primjenjuje program Prosper. Primjenjeni modeli autora Kuchuk i Goode su sljedeći:

1. "Horizontal Well – No Flow Boundaries" (model ograničenog ležišta);
2. "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore" (model ograničenog ležišta s dodatnim padom tlaka zbog djelovanja komponente trenja).

Primjenom prvog modela za horizontalnu bušotinu naziva "Horizontal Well – No Flow Boundaries", na početku proizvodnje, pri početnom ležišnom tlaku od 149,9 bar i tlaku na ušću (p_{wh}) od 123 bar, bušotina ima dinamički tlak na dnu (p_{wf}) od 145,5 bar i protočni kapacitet plina (q_g) u iznosu od 227 471 m³/dan. Primjenom iste metoda, pri ležišnom tlaku na kraju proizvodnje od 106 bar i tlaka na ušću (p_{wh}) od 94 bar, bušotina ima dinamički tlak na dnu (p_{wf}) od 106 bar i protočni kapacitet plina (q_g) u iznosu od 40 614 m³/dan.

Primjenom drugog modela za horizontalnu bušotinu naziva "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore", na početku svoje proizvodnje, pri početnom ležišnom tlaku od 149,9 bar i tlaku na ušću (p_{wh}) od 123 bar, bušotina ima dinamički tlak na dnu (p_{wf}) od 142,981 bar i protočni kapacitet plina (q_g) u iznosu od 179 047 m³/dan. Primjenom iste metoda, pri ležišnom tlaku na kraju proizvodnje od 107 bar i tlaka na ušću (p_{wh}) od 94 bar, bušotina ima dinamički tlak na dnu (p_{wf}) od 105,187 bar i protočni kapacitet plina (q_g) u iznosu od 26 866 m³/dan.

Iz dobivenih rezultata može se zaključiti da metoda za horizontalnu bušotinu "Horizontal Well – No Flow Boundaries", pri istim tlakovima na ušću bušotine za početak proizvodnje u iznosu od 123 bar i kraj proizvodnje u iznosu od 94 bar, ima manji dinamički tlak na dnu bušotine za 0,813 bar i manji protočni kapacitet, tj. manju trenutnu proizvodnju plina za 48 424 m³/dan na početku proizvodnje i 13 751 m³/dan na kraju proizvodnje. Razlog takvih razlika u tlakovima i protočnim kapacitetima je dodatni pad tlaka u tubingu zbog djelovanja komponente trenja kojeg metoda "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore" uzima u obzir, dok metoda "Horizontal Well – No Flow Boundaries" u obzir uzima pad tlaka zbog djelovanja komponente gravitacije. Pošto najveći gubitak tlaka u plinskim bušotinama nastaje zbog komponente trenja i to u iznosu od 30 do 70 %, metoda za analizu horizontalne bušotine u programu Prosper, naziva "Horizontal Well – dP Friction Loss In WellBore", čiji su autori Kuchuk i Goode, pokazala se je točnijom i pouzdanijom te se stoga preporučuje njezina primjena, dok se je metoda "Horizontal Well – No Flow Boundaries" pokazala manje točnom u primjeni plinskih bušotina zbog izostavljanja komponente trenja u proračunu pada tlaka u tubingu, ali dobra je za usporedbu i dobivanje bržih, ali manje točnih rješenja. Prikazanim rješenjima je također potvrđeno da model "dP Friction Loss In WellBore" daje podudaranje s podacima predviđenim u Glavnom rudarskom projektu.

8. LITERATURA

1. BABU, D.K. AND ODEH, A.S., 1989: Productivity of a Horizontal Well. SPE-18298-PA. Reservoir Engineering. No. 4, str. 417–421.
2. ČIKEŠ, M., 2015: Proizvodno inženjerstvo nafte i plina, Zagreb
3. Glavni rudarski projekt (GRP) eksploatacije prirodnog plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran, 2003: Plinska polja Ika i Ida i platforma Ivana K. INA.d.d. Zagreb
4. GOODE, P.A., KUCHUK, F.J., 1991: Inflow Performance of Horizontal Wells. SPE 21460. Reservoir Engineering. No.3 p 319-323
5. GOODE, P.A., WILKINSON, D.J., 1991: Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells. JPT, str. 983
6. JOSHI, S.D., 1988: Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells. J. Pet Tech, str. 729-739
7. MAJHEN, H., VASILJEVIĆ, R., ŠEPAROVIĆ, M., BUDIŠA, M., BURELA, S., MIKULIĆ, K., JURANIĆ, T., 2013: Studija o utjecaju na okoliš izmjene tehnologije obrade slojne vode i prilagodbe sustava uklanjanja H₂S iz plina na eksploatacijskim platformama eksploatacijskih polja ugljikovodika Sjeverni Jadran i Marica. ECOINA d.o.o. Zagreb
8. MAJHEN, H., VASILJEVIĆ, R., BUDIŠA, M., BURELA, PETRIĆ, M., 2016: Elaborat zaštite okoliša. Eksploatacija prirodnog plina iz plinskog polja Irena na području Eksploatacijskog polja ugljikovodika Izabela. ECOINA d.o.o. Zagreb
9. NEMČIĆ, M., 2016: Tipična konstrukcija bušotina u eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran. Diplomski rad. Zagreb: Rudarsko – geološko – naftni fakultet
10. OSTOJČIĆ, K., 2015: Naftnogeološke značajke hrvatskih plinskih polja u Sjevernom Jadranu. Diplomski rad. Zagreb: Rudarsko – geološko – naftni fakultet
11. Petroleum Experts, 2016: User Manual: IPM Prosper Version 14. Edinburgh
12. ŽIKOVIĆ, V., 2015: Proizvodne platforme eksploatacijskog polja sjeverni Jadran. Diplomski rad. Zagreb: Rudarsko – geološko – naftni fakultet

INTERNET IZVORI:

1. Agencija za ugljikovodike, 2017
URL: <http://www.azu.hr/hr-hr/E-P/Geolo%C5%A1ki-potencijal> (11.4.2017.)
2. BRATLAND, O., 2013: Pipe Flow 2: Multi-phase Flow Assurance (2nd ed.)
URL: <http://www.drbratland.com/PipeFlow2/chapter1.html> (11.4.2017.)
3. Ministarstvo gospodarstva, 2015: Strateška studija o vjerojatno značajnom utjecaju na okoliš Okvirnog plana i programa istraživanja i eksploatacije ugljikovodika na Jadranu. Zagreb
URL: <http://www.mingo.hr/public/documents/Strateska%20studija%20o%20vjerojatno%20m%20znacajnom%20utjecaju%20na%20okolis%20Okvirnog%20plana%20i%20programa%20istrazivanja%20i%20eksploatacije%20ugljikovodika%20na%20Jadranu.pdf> (11.4.2017.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko geološko-naftnom fakultetu Sveučilišta u Zagrebu služeći se navedenom literaturom.

Luka Ivanec