

Proizvodno modeliranje horizontalne plinske bušotine za slučaj dodatnog pada tlaka uslijed utjecaja trenja

Production system modelling of the horizontal gas well in the case of extra pressure drop due to the friction loss

Luka Ivanec, mag. ing
Rudarsko–geološko–naftni
fakultet, Zagreb
livanec@rgn.hr

doc. dr. sc. Vladislav Brkić
Rudarsko–geološko–naftni
fakultet, Zagreb
vbrkic@rgn.hr

doc. dr. sc. Sonja Koščak Kolin
Rudarsko–geološko–naftni
fakultet, Zagreb
skoscak@rgn.hr



Ključne riječi: proizvodno modeliranje, horizontalna bušotina, trenje

Key words: production system modelling, horizontal well, friction loss

Sažetak

Prema objavljenim podacima o odabranom plinskom polju, predviđena je dinamika pridobivanja plina do 2025. godine. Pretpostavljajući ukupne količine proizvedenih fluida na pojedinim bušotinama, proračunat je i očekivani pad tlaka u ležištu. Temeljem ovih podataka izdvojena je tipska horizontalna bušotina, za postavljanje cjelokupnog proizvodnog modela bušotine u programu Prosper (Verzija 14.0, Sveučilišna licenca 4186). Na osnovu odgovarajućih ulaznih podataka, modeliranjem su određene proizvodne mogućnosti bušotine u podmorju. One prvenstveno uključuju proračun dinamičkog tlaka na dnu, odnosno

indikatorsku krivulju, kao i proračun gradijenta pada tlaka u uzlaznim cijevima, čime je određena radna točka sustava. Cilj rada je usporediti točnost rezultata dobivenih temeljem dva različita modela za utok plina iz ležišta u horizontalnu bušotinu, prema autorima Goode i Kuchuk. Prvi slučaj proizvodnog modeliranja odnosi se općenito na ograničeno ležište (engl. *Horizontal Well – No Flow Boundaries*), a drugi uključuje i utjecaj trenja na dodatan pad tlaka (engl. *Horizontal Well – dp Friction Loss in Wellbore*).

Abstract

According to the published data, the dynamics of gas production in certain field is planned until the 2025. Assuming the total amount of fluid produced on the individual wells, the anticipated pressure drop in the reservoir is also calculated. Based on these data, a typical horizontal off-shore well is selected to set the

entire production model of the well in the Prosper program (Version 14.0, Uni-licence 4186). The model is based on the appropriate input data to determine the production potential, including the dynamic bottom hole pressure calculation, as well as the calculation of the pressure drop in the tubing. This is a modelled solution point of the production system. The focus of the paper is to compare the accuracy of the results obtained by two models for the horizontal well, according to the authors Goode i Kuchuk. In the first case, production system is modelled for the „horizontal well with no flow boundaries“, while the second embraces „dp friction loss in wellbore“ as well.

1. Uvod

U računalnom programu Prosper (Verzija 14.0, Sveučilišna licenca 4186) analizirana je proizvodnja horizontalne plinske bušotine koja se nalazi na platformi Ika na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran. Na osnovu odgovarajućih ulaznih podataka i optimalnih proizvodnih uvjeta određene su proizvodne mogućnosti bušotine. Određivanje proizvodnih mogućnosti bušotine uključuje proračun i konstruiranje indikatorske (IPR) krivulje i krivulje vertikalnog podizanja fluida (VLP). Sjecište IPR i VLP krivulje daje radnu točku (engl. *Solution Point*), za koju se očitavaju dinamički tlak na dnu i protok plina. U radu je dana usporedba radnih točaka za dva različita modela horizontalne bušotine, prema autorima Goode i Kuchuk (Petroleum Experts, 2016):

- „Horizontal Well – No Flow Boundaries“ (model ograničenog ležišta);
- „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“ (model ograničenog ležišta s dodatnim padom tlaka uslijed djelovanja trenja).

2. Proizvodno modeliranje bušotine u programu Prosper

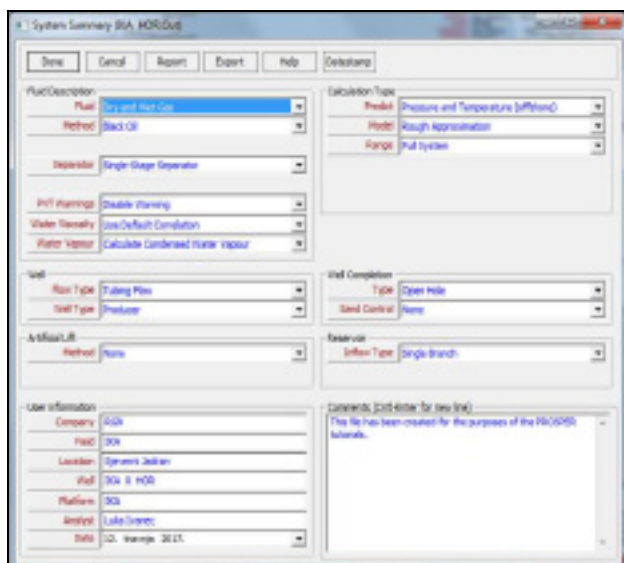
Analiza bušotine u programu Prosper provedena je prema sljedećim koracima:

1. Definiranje proizvodnog sustava bušotine;
2. Unos ulaznih podataka: PVT podaci i podaci o opremanju bušotine;
3. Odabir metode i unos podataka za proračun IPR i VLP krivulja;
4. Modeliranje radne točke proizvodnog sustava bušotine.

Provedbom svih koraka modeliran je proizvodni sustav bušotine i dobivena je radna točka s odgovarajućim dinamičkim tlakom na dnu (p_{wf}) i protokom plina (q_g). Cilj rada je usporediti točnost rješenja za općenit slučaj proizvodnog modeliranja horizontalne bušotine u ograničenom ležištu (engl. *Horizontal Well – No Flow Boundaries*) (Babu i Odeh, 1991) u odnosu na model s uključenim utjecajem trenja na dodatan pad tlaka (engl. *Horizontal Well – dp Friction Loss in Wellbore*). Većina ulaznih podataka potrebna za analizu bušotine u svim potprogramima Prospera dana je u Tablici 1. (INA, 2003).

Tablica 1: Ulazni podaci za proizvodno modeliranje bušotine

PARAMETAR	IZNOS	MJERNA JEDINICA
Relativna gustoća plina	0,5571	dio cijelog
Tlak separatora	14,8	bar
Omjer kondenzata i plina	$5,64 \times 10^{-6}$	dio cijelog
Gustoća kondenzata	780	kg/m ³
Omjer vode i plina	$5,64 \times 10^{-6}$	dio cijelog
Salinitet slojne vode	32.760	ppm
Tlak ležišta	149,9	bar
Temperatura ležišta	39,9	°C
Unutarnji promjer tubinga	0,05067	m
Unutarnji promjer zaštitnih cijevi	0,1617	m
Propusnost	64,15	mD
Šupljikavost	0,1	dio cijelog
Debljina ležišta	17,4	m
Radius bušotine	0,077724	m
Drenažna površina	7,850.000	m ²
Početno zasićenje vodom	20	dio cijelog
Duljina otvorenog kanala bušotine	330	m
Horizontalna anizotropija	0,99	dio cijelog
Vertikalna anizotropija	0,1	dio cijelog
Duljina drenažnog područja	7000	m
Širina drenažnog područja	800	m
Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po duljini bušotine	1500	m
Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po širini bušotine	200	m
Vertikalna udaljenost centra bušotine do kontakta voda – plin	15	m



Slika 1. Definiranje proizvodnog sustava bušotine

2.1. Definiranje proizvodnog sustava bušotine

Na Slici 1. je prikazan potprogram kojim se definira proizvodni sustav (engl. *System Summary*). Bušotina Ika X-HOR je proizvodna (engl. *Producer*), s protokom kroz tubing (engl. *Tubing Flow*), a daje suhi i mokri plin (engl. *Dry and Wet Gas*). Odabrana metoda za izračun PVT svojstava fluida je tzv. tradicionalna „Black Oil“ metoda (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 iznosi 330 m. Za vrijeme modeliranja, bušotina nije imala ugrađenu opremu za kontrolu dotoka pijesaka (engl. *Sand Control*), pa je navedena opcija isključena i bila je eruptivna, pa je opcija umjetnog podizanja također isključena (engl. *Artificial Lift*).

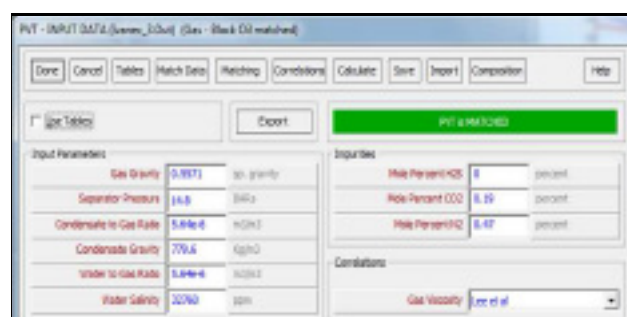
2.2. Unos ulaznih podataka: PVT podaci i podaci o opremanju bušotine

Ulazni PVT podaci nalaze se na Slici 2. Specifična gustoća plina iznosi 0,5571. Tlak separatora (p_{sep}) koji odvaja tekuću i plinovitu fazu zadan je programom u iznosu od 14,8 bara (Petroleum Experts, 2016). Omjer kondenzata i plina (engl. *Condensate to Gas Ratio – CGR*) u ležištu koji je isto tako zadan programom iznosi $5,6433 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{m}^3$, a omjer vode i plina (engl. *Water to Gas Ratio – WGR*) također iznosi $5,6433 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{m}^3$. Salinitet slojne vode za eksploatacijsko polje Sjeverni Jadran iznosi 32.760 ppm.

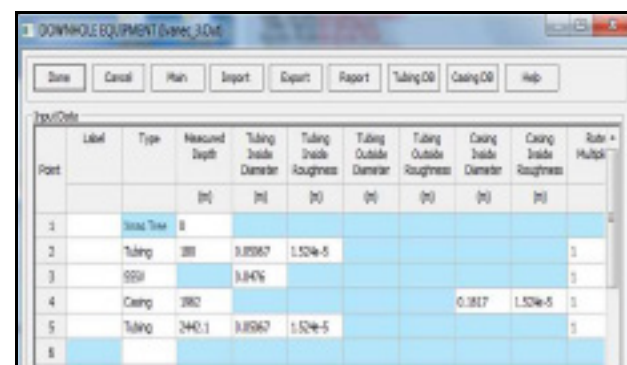
Tlak ležišta (p_r) u kojem zaliježu karbonati, a kroz koje prodire horizontalna bušotina Ika X-HOR iznosi 149,9 bar, a temperatura ležišta (T_r) je 39,9°C

(INA, 2003). Udio ugljikovog dioksida (CO_2) u plinu iznosi 0,17%, dušika (N_2) 0,48%, a odabrana korelacija za određivanje viskoznost plina je prema autorima „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 unose se pripadajući izmjereni podaci za fluid: objamnski koeficijent plina (B_g), viskoznost plina (μ_g) i faktor kompresibilnosti (Z faktor).

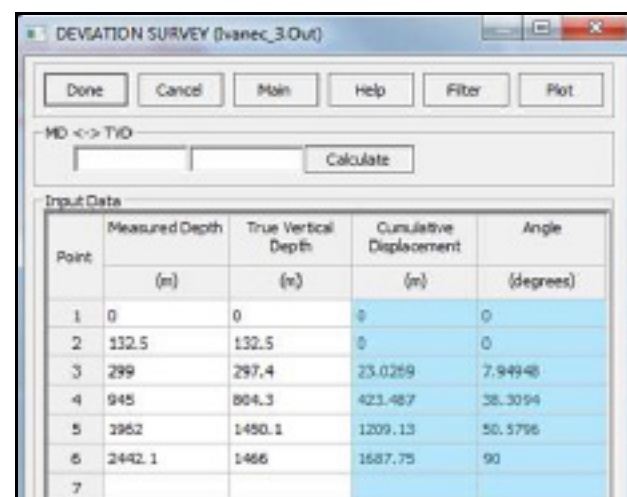
Nakon toga slijedi potprogram s podacima o opremanju (engl. *Downhole Equipment*), prikazan na



Slika 2. Ulazni PVT podaci



Slika 3. Ulazni podaci o opremanju bušotine



Slika 4. Ulazni podaci o trajektoriji bušotine

Slici 3, dok su na Slici 4. prikazani ulazni podaci za izračun trajektorije bušotine. Ona je jednostruko opremljena tj. s jednim nizom uzlaznih cijevi (tubinga) nominalnog promjera u iznosu od 0,0603 m (2 $\frac{3}{8}$ "), čiji unutarnji promjer (engl. *Tubing Inside Diameter*) 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.

2.3. Odabir metode i unos podataka za proračun IPR i VLP krivulja

Odabrane su dvije, spomenute metode koje se primjenjuju za analizu horizontalnih bušotina: „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).

Osim već navedenih podataka, u potprogramu za izračun IPR krivulje uneseni su i ostali ulazni podaci iz Glavnog rudarskog projekta eksploatacije prirodnog plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran (INA, 2003). Kako je prikazano Slikom 5, propusnost ležišta Ika (engl. *Reservoir Permeability*) iznosi 64,15 mD, a šupljikavost ležišne stijene (engl. *Reservoir Porosity*) je 10%. Debljina sloja (engl. *Reservoir Thickness*)

karbonata iz kojeg se odvija proizvodnja iznosi 17,4 m. Radijus bušotine (engl. *Wellbore Radius*) je 0,077724 m, a duljina otvorenog kanala u horizontalnom dijelu iznosi 330 m. Horizontalna anizotropija propusnosti (engl. *Horizontal Anisotropy*) je 0,99, dok vertikalna (engl. *Vertical Anisotropy*) iznosi 0,1. Duljina ležišta je 7000 m, a širina 800 m. Udaljenost centra bušotine do kraja ležišta po duljini bušotine (engl. *Distance along length edge to centre of well*) iznosi 1500 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*) je 35%. Oštećenje ležišne stijene, tj. „skin“ faktor (s) je potrebno ručno unijeti (engl. *Enter skin by hand*), a pretpostavljena vrijednost na početku proizvodnje jednaka je 3, dok se na kraju skin povećava na 7.

Prvi model pomoću kojeg je analizirana i proračunata IPR krivulja je „Horizontal Well – No Flow Boundaries“. Ovaj model za proračun IPR krivulje (Goode i Kuchuk, 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 u odnosu na udaljenosti centra do gornje i donje granice ležišta (Goode i Wilkinson, 1991). Navedena pretpostavka u praksi će gotovo uvijek biti ispunjena, osim pri vrlo maloj vertikalnoj propusnosti ležišta. Pad tlaka

Parameter	Value	Unit
Reservoir Permeability	64.15	md
Reservoir Thickness	17.4	m
Wellbore Radius	0.077724	m
Horizontal Anisotropy	0.99	Factor
Vertical Anisotropy	0.1	Factor
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	Factor
Connate Water Saturation	0.35	Factor

Slika 5. Ulazni podaci za proračun IPR krivulje prema modelu „No Flow Boundaries“

Tablica 2: Predviđeni tlakovi na početku i na kraju proizvodnje bušotine

Početak proizvodnje		Kraj proizvodnje	
Tlak na ušću (bar)	Ležišni tlak (bar)	Tlak na ušću (bar)	Ležišni tlak (bar)
123	149.9	94	107

u tubingu za horizontalan dio kanala bušotine uslijed trenja u ovom slučaju ne uzima se u obzir, pa stoga ovaj model ne daje točne rezultate u duljim horizontalnim bušotinama s velikom proizvodnjom plina. U takvim slučajevima, program Prosper nudi mogućnost odabira modela „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“ (Petroleum Experts, 2016). U nastavku su za oba modela 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 do površine. Ležišni tlak na početku proizvodnje bušotine iznosi 149,9 bar, dok je tlak na kraju proizvodnje predviđen u iznosu od 107 bar (INA, 2003). U Tablici 2. su prikazani tlakovi na ušću, kao i predviđeni tlakovi ležišta na početku i na kraju proizvodnog vijeka bušotine.

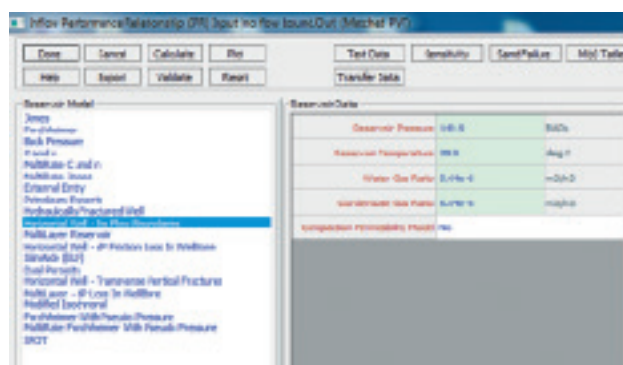
2.3.1. Model „Horizontal Well - No Flow Boundaries“

Na Slici 6. prikazani su ulazni podaci za proračun IPR krivulje za početni tlak ležišta u iznosu od 149,5 bar. Vidljivo je kako su neki ulazni podaci za proračun IPR krivulje, već ranije navedeni (temperatura ležišta, omjer vode i plina, omjer kondenzata i plina).

Slika 7. prikazuje set podataka za proračun VLP krivulje. Uneseni tlak na početku proizvodnje na ušću bušotine (engl. *Top Node Pressure*) iznosi 123 bar, a odabrana je korelacija pod nazivom „Petroleum Experts 3“. Točka čvorišta (engl. *Solution Node*) koja je odabrana za nodal analizu proizvodnog sustava je točka između ležišta i bušotine tj. dno bušotine (engl. *Bottom Node*).

Na Slici 8. su prikazani ulazni podaci za proračun IPR krivulje pri tlaku ležišta od 107 bar pri kojemu, kako je bilo predviđeno projektom, završava proizvodnja plina.

Slika 9. prikazuje ulazne podatke za proračun VLP krivulje, gdje pretpostavljeni tlak na kraju proizvodnje na ušću bušotine iznosi 94 bara.



Slika 6. Podaci za IPR krivulju na početku proizvodnje – model „No Flow Boundaries“

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	
PES Stability Flag	No	

Slika 7. Podaci za VLP krivulju na početku proizvodnje – model „No Flow Boundaries“

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 8. Podaci za IPR krivulju na kraju proizvodnje – model „No Flow Boundaries“

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	
PES Stability Flag	No	

Slika 9. Podaci za VLP krivulju na kraju proizvodnje – model „No Flow Boundaries“

2.3.2. 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“. Osim unosa svih potrebnih parametara za horizontalnu bušotinu, ovdje 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 proizvodnje i dvije s proizvodnjom plina, iz ležišta karbonata i turbida. Zona karbonata duga 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. Obje zone imaju jednaku propusnost u iznosu od 64,15 mD. Radijus protjecanja iznosi 0,077724 m, a hrapavost zone je 0,001524 m. Slika 10. prikazuje osnovne ulazne podatke za proračun IPR krivulje za model „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“.

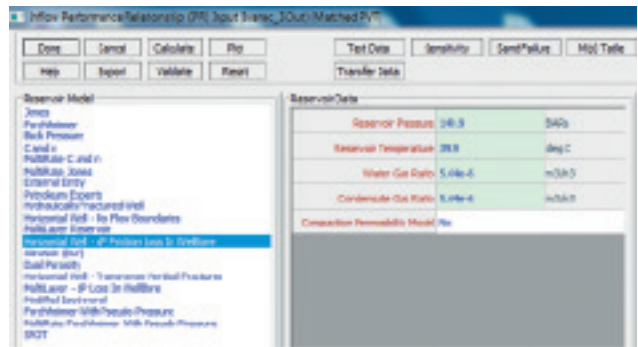
Na slici 11 dani su ulazni podaci za računanje IPR krivulje, a tlak ležišta pri kojemu je proizvodnja plina započela iznosi 149,5 bar. Vidljivo je da je za analizu utoka fluida u ležište, tj. za proračun IPR krivulje odabran model „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“.

Slika 12. 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.

Slika 13. prikazuje ulazne podatke za proračun IPR krivulje na kraju proizvodnje. Unesen je tlak ležišta u iznosu od 107 bar pri kojemu proizvodnja plina završava kako je predviđeno projektom, a ostali ulazni podaci ostaju nepromijenjeni. Na kraju proizvodnje je pretpostavljeno da skin faktor iznosi 7. Navedene su četiri zone od kojih su dvije zone bez proizvodnje, a iz dvije zone se proizvodi plin, iz ležišta karbonata i turbida. Pretpostavljeno je da je s vremenom došlo do čepjenja pora u obje zone, te do smanjenja propusnost s 64,15 na 40 mD i to također u obje zone iz kojih se odvija proizvodnja plina. Radijus protjecanja je također smanjen na 0,04 m, a hrapavost zone ostala je 0,001524 m.



Slika 10. Ulazni podaci za proračun IPR krivulje prema modelu „dp Friction Loss In Wellbore“



Slika 11. Podaci za IPR krivulju na početku proizvodnje – model „dp Friction Loss In Wellbore“

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-3P	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 3	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	Disallow	
PES Stability Flag	No	

Slika 12. Podaci za VLP krivulju na početku proizvodnje – model „dp Friction Loss In Wellbore“

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 13. Podaci za IPR krivulju na kraju proizvodnje – model „dp Friction Loss In Wellbore“

Slika 14. prikazuje ulazne podatke za proračun VLP krivulje. Vidljivo je da uneseni tlak na ušću bušotine na kraju proizvodnje iznosi 94 bar, dok su ostala polja nepromijenjena.

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-3P	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 3	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	DisAllow	
PES Stability Flag	No	

Slika 14. Podaci za VLP krivulju na kraju proizvodnje – model „dp Friction Loss In Wellbore“

2.4. Modeliranje radne točke proizvodnog sustava bušotine

Sjecište IPR i VLP krivulje označava radnu točku ili rješenje sustava, iz kojeg slijedi dinamički tlak na dnu (p_{wf}) i protok plina (q_g). Za oba model napravljene su analize za tlak na početku i 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 (Tablice 3. i 4.).

Tablica 3: Rezultati analize prema modelu „No Flow Boundaries“

	„No Flow Boundaries“	
	Početak	Kraj
Tlak na ušću (bar)	123	94
Proizvodnja plina (m ³ /dan)	227.471	40.617
Dinamički tlak na dnu (bar)	145,5	106

Tablica 4: Rezultati analize prema modelu „dp Friction Loss In Wellbore“

	„dp Friction Loss“	
	Početak	Kraj
Tlak na ušću (bar)	123	94
Proizvodnja plina (m ³ /dan)	179.047	26.866
Dinamički tlak na dnu (bar)	142,981	105,187

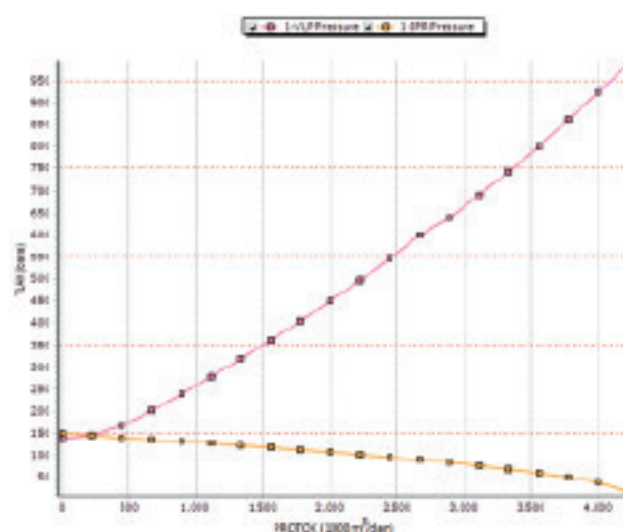
Iako su rješenja za oba modela izvedena bez podataka hidrodinamičkih mjerenja, proizvodne mogućnosti određene prema modelu „dp Friction Loss In Wellbore“ i za početne i za krajnje uvjete rada bušotine podudaraju se s predviđanjima objavljenim u Glavnom rudarskom projektu do 2025. godine.

3. Diskusija rezultata

3.1. Rezultati za početak proizvodnje – model „No Flow Boundaries“

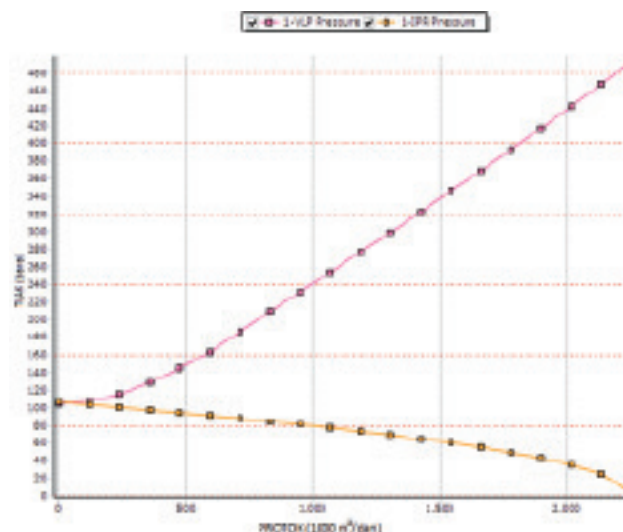
Proizvodnja plina započela je pri ležišnom tlaku od 149,9 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na početku proizvodnje prikazano je Slici 15, a odgovara sljedećim proizvodnim uvjetima:

- 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.



Slika 15. Početak proizvodnje – radna točka za model „No Flow Boundaries“

3.2. Rezultati za kraj proizvodnje – model „No Flow Boundaries“



Slika 16. Kraj proizvodnje – radna točka za model „No Flow Boundaries“

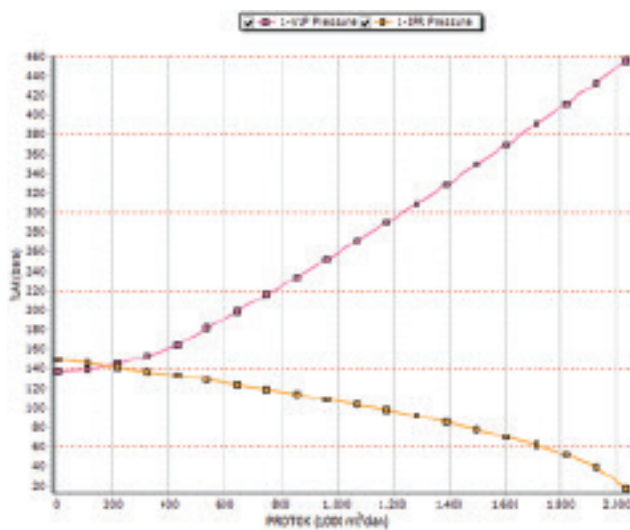
Prema Glavnom rudarskom projektu eksploatacije prirodnog plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran (2003), proizvodnja plina predviđena je do tlaka ležišta u iznosu od 107 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na kraju proizvodnje prikazano je Slici 16, a odgovara sljedećim proizvodnim uvjetima:

- Proizvodnja plina: 40.617 m³/dan;
- Dinamički tlak na: 106 bar;
- Tlak na ušću bušotine: 94 bar.

3.3. Rezultati za početak proizvodnje - model „dp Friction Loss In Wellbore“

Proizvodnja plina započinje pri ležišnom tlaku od 149,9 bar. Radna točka proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na početku proizvodnje prikazano je Slici 17. i odgovara sljedećim proizvodnim uvjetima:

- Proizvodnja plina: 179.047 m³/dan;
- Dinamički tlak na dnu: 142,98 bar;
- Tlak na ušću bušotine: 123 bar.

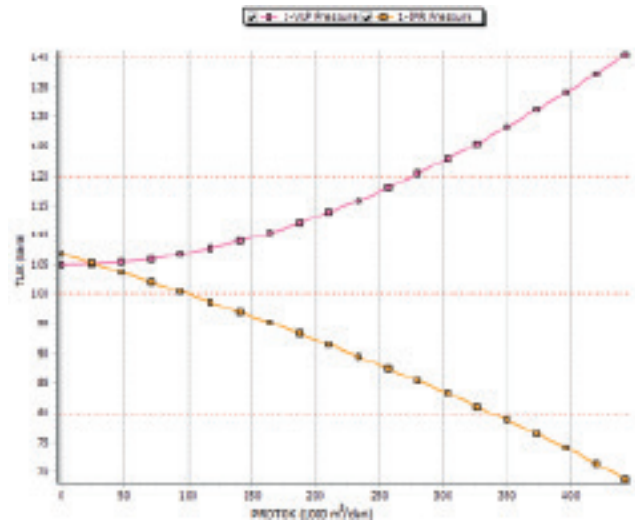


Slika 17. Početak proizvodnje - rješenje za model „dp Friction Loss In Wellbore“

3.4. Rezultati za kraj proizvodnje - model „dp Friction Loss In Wellbore“

Proizvodnja plina završava pri ležišnom tlaku od 107 bar. Rješenje proizvodnog sustava bušotine Ika X-HOR na kraju proizvodnje prikazano je Slici 18, a odgovara sljedećim proizvodnim uvjetima:

- Proizvodnja plina: 26.866 m³/dan;
- Dinamički tlak na dnu: 105,187 bar;
- Tlak na ušću bušotine: 94 bar.



Slika 18. Kraj proizvodnje - rješenje za model „dp Friction Loss In Wellbore“

4. Zaključak

Horizontalna bušotina Ika X-HOR koja se nalazi na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran, analizirana je u programu Prosper za dva modela horizontalne bušotine prema autorima Goode i Kuchuk. Najprije je definiran proizvodni sustav bušotine, pa su PVT podaci usklađeni s mjerenim podacima fluida iz ležišta. U sljedećem koraku su uneseni podaci o opremanju koji su bili potrebni za proračun i konstruiranje VLP krivulje, a u četvrtom koraku je slijedio proračun i konstruiranje IPR krivulje. Na kraju proizvodnog modeliranja bušotine dobiveno je njihovo sjecište, odnosno rješenje proizvodnog sustava bušotine, gdje je za određeni tlak na ušću bušotine određen protok plina i 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 koja se primjenjuje u programu Prosper: model „Horizontal Well – No Flow Boundaries“ i model „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“. Primjenom prvog modela na početku proizvodnje, pri početnom ležišnom tlaku od 149,9 bara i tlaku na ušću od 123 bara, bušotina ima dinamički tlak na dnu od 145,5 bara i protok plina od 227.471 m³/dan. Primjenom iste metoda, pri ležišnom tlaku na kraju proizvodnje od 107 bara i tlaka na ušću od 94 bara, dinamički tlak bušotine na dnu je 106 bara, a protok plina 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 bara i tlaku na ušću od 123 bar,

bušotina ima dinamički tlak na dnu od 142,981 bara i protok plina u iznosu od 179.047 m³/dan. Primjenom iste metoda, pri ležišnom tlaku na kraju proizvodnje od 107 bar i tlaka na ušću od 94 bar, bušotina ima dinamički tlak na dnu od 105,187 bara i protok 26.866 m³/dan.

Iz dobivenih rezultata može se zaključiti da model za horizontalnu bušotinu „Horizontal Well – No Flow Boundaries“, pri istim uvjetima daje značajno veći protok plina u odnosu na model „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“, i na početku i na kraju proizvodnje. Razlog takvih razlika u protočnim

kapacitetima je dodatni pad tlaka u tubingu zbog djelovanja komponente trenja, kojeg druga metoda uzima u obzir, dok se kod prvog modela pretpostavlja pad tlaka samo uslijed djelovanja komponente gravitacije. S obzirom da najveći gubitak tlaka u plinskim bušotinama nastaje zbog utjecaja komponente trenja, i to u iznosu od 30 do 70%, metoda za analizu horizontalne bušotine prema modelu „Horizontal Well – dp Friction Loss In Wellbore“ daje točnije rezultate prognoziranja buduće proizvodnje. To se posebno odnosi na bušotine s duljim horizontalnim kanalima ili s velikom proizvodnjom plina.

Literatura

1. BABU, D. K. & ODEH, A. S.: Productivity of a Horizontal Well. SPE-18298-PA. Reservoir Engineering, No. 4, 1989, 417–421.
2. GOODE, P. A. & KUCHUK, F. J.: Inflow Performance of Horizontal Wells. SPE 21460. Reservoir Engineering, No. 3, 1991, 319-323.
3. GOODE, P. A. & WILKINSON, D. J.: Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells. JPT, 1991.
4. INA: Glavni rudarski projekt (GRP) eksploatacije prirodnog plina na eksploatacijskom polju Sjeverni Jadran: Plinska polja Ika i Ida i platforma Ivana K. INA d.d., 2003, Zagreb, 500 p.
5. PETROLEUM EXPERTS: User Manual: IPM – Prosper Version 14, Edinburgh, 2016, 2000 p.