

Primjena prenosivih kompresora na bušotinskim radnim prostorima polja Duboke Podravine

Deep Podravina Wellhead Compressors

dr. sc. Svetlana Petrović
INA–Industrija nafte, d.d.
svetlana.petrovic@ina.hr

mr. sc. Vedran Majerus
INA–Industrija nafte, d.d.
vedran.majerus@ina.hr

Vladimir Tišljar, dipl. ing.
INA–Industrija nafte, d.d.
vladimir.tisljar@ina.hr



Ključne riječi: plinska proizvodna bušotina, prenosivo kompresorsko postrojenje, krugovi proizvodnih bušotina, nadzemna oprema, sabirno transportni sustav cjevovoda

Key words: gas production well, mobile wellhead compressors, well site, surface equipment, gathering and transportation pipeline network



Sažetak

Svakodnevno smanjenje proizvodnje na postojećim plinskim poljima i povećana potražnja za energijom, potiču realizaciju projekata za zadržavanje kontinuiteta proizvodnje te ponovnog puštanja u rad bušotina, koje nisu mogle raditi, zbog ograničenih uvjeta sabirno transportnog sustava, s kojima bi se postigao maksimalni iscrpak fluida iz ležišta.

U ovom radu je prikazano kako se, nakon detaljne analize slojeva ugljikovodika, pridobivih rezervi ugljikovodika i svih pojedinačnih dijelova sustava proizvodnje i poslovanja, primjenom tehnološkog rješenja postavljanja prenosivog kompresora u krugu bušotine, dinamički tlak na ušću bušotine i gubici energije potrebni za svladavanje otpora protjecanju u priključnom cjevovodu mogu sniziti na najniže vrijednosti. Komprimiranje na bušotinskom krugu podrazumijeva ugradnju pokretnog kompresora koji komprimira plin iz bušotine dok se ne postigne najniži mogući dinamički tlak na ušću bušotine.

Proizvedene količine ugljikovodika i rezultati poslovanja, tijekom razdoblja korištenja prenosivog kompresora u krugu bušotine, u potpunosti opravdavaju ulaganja u sustav i s kontinuiranom proizvodnjom bušotina ostvaruje se značajan profit za tvrtku.

U zaključnim razmatranjima istaknuta su poboljšanja predloženog sustava za proizvodnju plina iz plinskih bušotina pomoću prenosivog kompresora u krugu bušotine i mogućnost provedbe primijenjenih tehničkih rješenja na drugim naftnim i plinskim poljima.



Abstract

The daily decrease in production from existing gas fields and increased demand for energy, encouraged the implementation of the projects for maintaining production continuity and restarting the wells, which could not work because of the limited conditions of the gathering and transport system, with which to achieve maximum recovery of fluids from the reservoir.

This paper shows that after a detailed analysis hydrocarbons layers, recoverably reserves of hydrocarbons and all the individual parts of the production and business system, applying technological solutions setting up a mobile compressor unit on the wellsite, the dynamic pressure at the wellhead and energy losses needed to overcome resistance to the flow in the connection pipeline can be lowered to the lowest value. Compression on the wellsite includes the installation of mobile compressor unit that compresses gas from

the well until the lowest possible dynamic pressure at the wellhead.

Produced quantities of hydrocarbons and the results of operations during the period of using mobile compressor on the wellsite, fully justify the investment in the system and with continuous production of wells achieved a significant profit for the company.

In concluding remarks, highlighted the improvements proposed system for the production of gas from gas wells using a mobile compressor unit on the wellsite and the possibility to implement applied technical solutions applied on the other oil and gas fields.

1. Uvod

Eksploatacija prirodnog plina i plinskog kondenzata na eksploatacijskom polju Molve odvija se od 1981., na eksploatacijskom polju Kalinovac od 1985., na eksploatacijskom polju Stari Gradac od 1988. te na eksploatacijskom polju Gola od 1987. godine. (iz ležišta Gola plitka) i od 2000. (iz ležišta Gola duboka). Postojeći ležišni tlak je omogućavao otpremu smjese plina, slojne vode i kondenzata na plinsku stanicu, gdje se na višem tlaku odvijala separacija plina od smjese slojne vode i kondenzata, pročišćavanje plina od CO_2 i sumpornih spojeva te otprema u transportni plinski sustav Republike Hrvatske (Plinacro d.o.o.)

Tijekom dugogodišnjeg crpljenja plina, u ležištu ugljikovodika opada tlak. U određenom trenutku, u

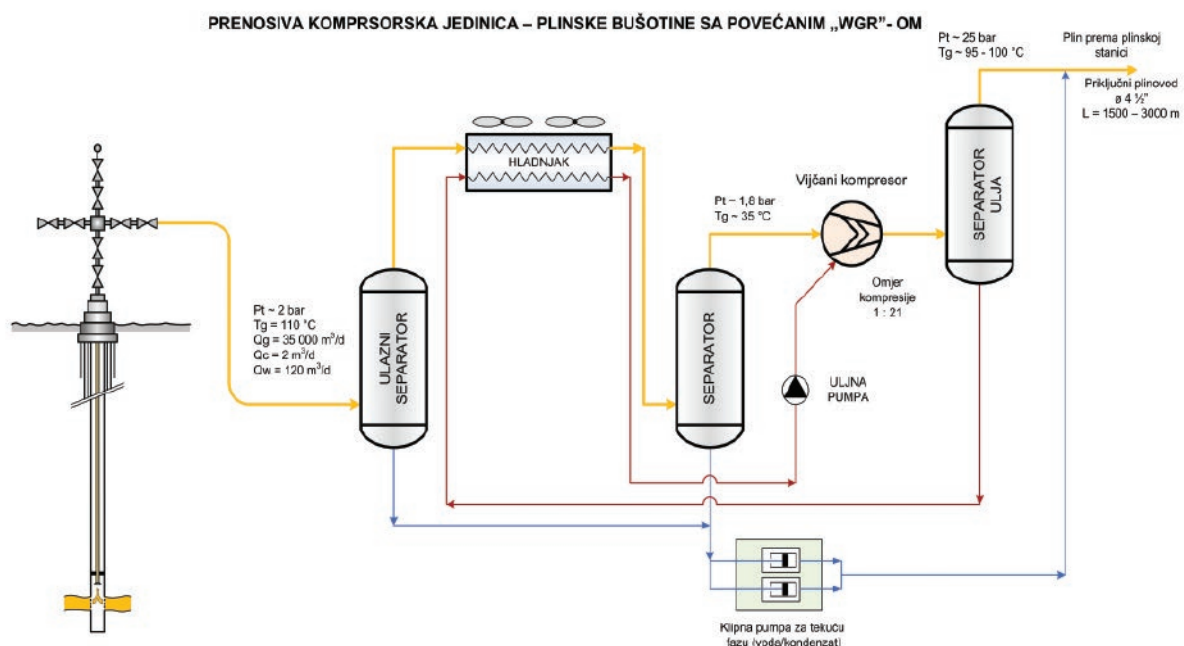
ležištu više nije dovoljan tlak za savladavanje otpora protjecanju fluida kroz ležište do kanala bušotine, otpora protjecanju u proizvodnom uzlaznom nizu cijevi, otpora protjecanju u priključnom plinovodu te tlaka ulaza u postrojenja za separaciju i čišćenje plina koje ima radni tlak 23 bar (CPS Molve III).

Za ostvarenje kontinuirane proizvodnje i osiguranje većeg iscrpka iz plinskog polja Molve, potrebno je, nakon pada dinamičkog tlaka na ušću bušotina ispod tlaka sabirnog sustava i tlaka rada postrojenja za čišćenje, bušotine privesti proizvodnji s kompresorima koji će podići tlak protoka plina na tlak potreban za ulazak u Centralnu plinsku stanicu za čišćenje plina, CPS Molve III.

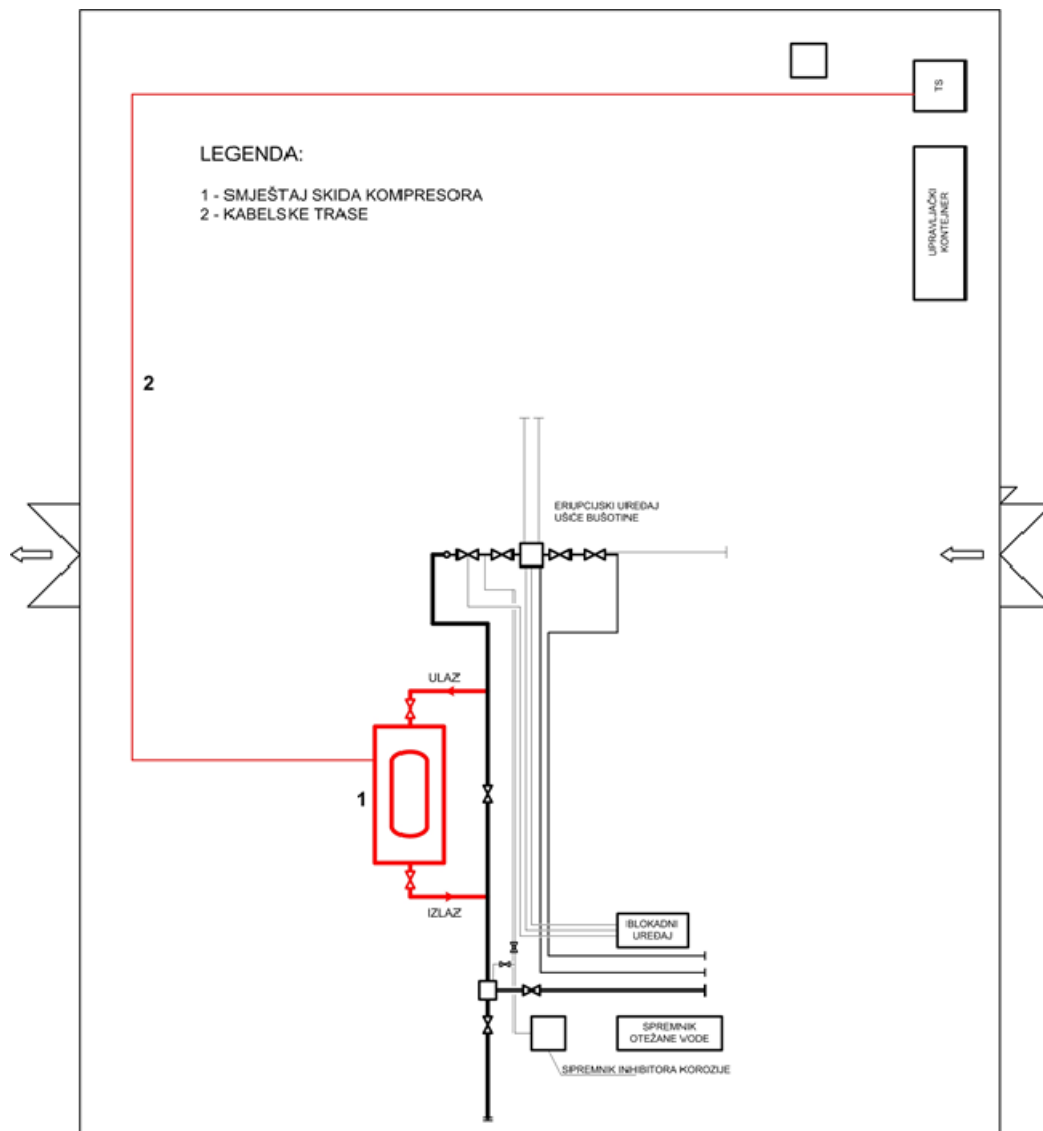
Zadržavanje proizvodnje u postojećim uvjetima sustava na visokom tlaku, neminovno će dovesti do gubitka dijela rezervi plina uslijed nemogućnosti crpljenja. S obzirom na to da trenutna proizvodnja plina s tog polja predstavlja značajan dio ukupne proizvodnje plina u Republici Hrvatskoj, preostale rezerve plina opravdavaju uvođenje kompresorske proizvodnje.

2. Prenosivo kompresorsko postrojenje

U cilju povećanja pridobivanja (zbog smanjenja dinamičkog tlaka u bušotinama), a da bi se pridobiveni fluid mogao transportirati priključnim plinovodom od bušotine do Centralne plinske stanice (CPS) Molve



Slika 1. Prenosiva kompresorska jedinica - Flow dijagram



Slika 2. Tipični bušotinski krug bušotina polja Molve s ugrađenom prenosivom kompresorskom jedinicom na krugu bušotine

potrebno je na bušotinskom krugu ugraditi prenosivu kompresorsku jedinicu.

Zadatak prenosive kompresorske jedinice je da poveća niski usisni tlak na ušću bušotine na tlak sabirnog sustava, a kako bi pridobiveni fluid (plin, kondenzat i slojna voda) imao tlak potreban za ulaz u plinsku stanicu.

Prenosiva kompresorska jedinica ugrađuje se između dviju sekcija priključnog plinovoda na bušotinskom krugu, a njezino napajanje električnom energijom osigurano je iz postojeće trafostanice na krugu proizvodne bušotine.

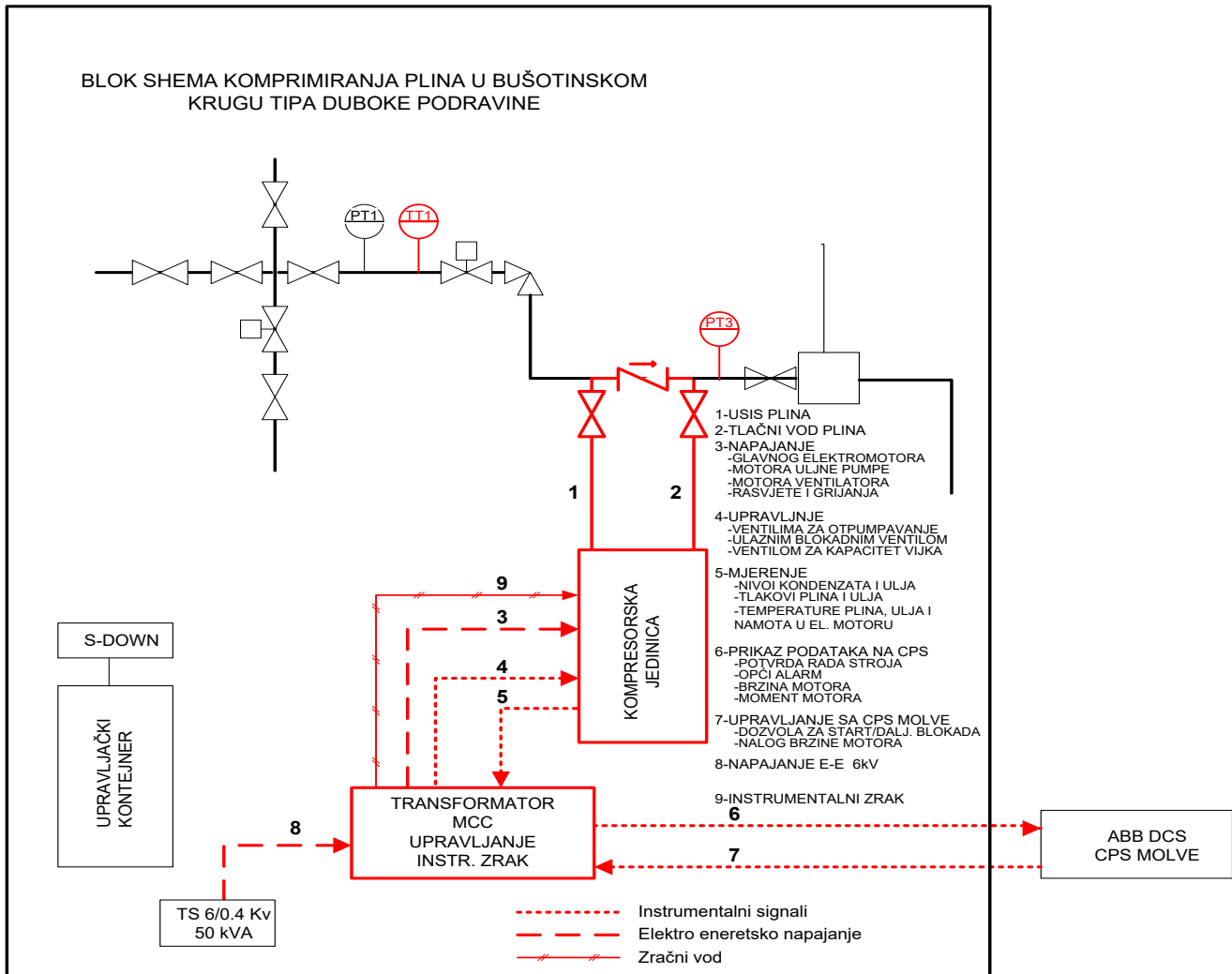
Ugradnjom prenosive kompresorske jedinice na bušotinskom krugu osiguran je rad proizvodne bušotine do konačnog iscrpka odnosno do smanjenja tlaka na ušću bušotine $p_t \sim 1$ bar.

Prenosiva kompresorska jedinica priključuje se na dio postojeće proizvodne linije između podesive sapnice i spoja za interventno gušenje, u zoni ulaza plinovoda u zemlju.

Za ovu kompresorsku tehnologiju je neophodno instalirati dvije zasebne cjeline:

Prenosivo kompresorsko postrojenje koje na jednom čeličnom postolju – (skidu) sadrži kompresor sa svim pomoćnim pogonima i dijelovima za njegovo funkcioniranje (usisni separator sa komorom za otpumpavanje tekuće faze, pogonski trofazni asinkroni motor, grijače, pumpu za podmazivanje, senzore za slanje signala o stanju pogona i zaštita u lokalni panel te ostale pomoćne uređaje).

Prenosivu elektroenergetsku i upravljačku jedinicu (kontejnerskog tipa) za napajanje električnom energijom i upravljanje radom kompresorskog agregata, koja se



Slika 3. Blok shema komprimiranja u bušotinskom krugu

u osnovi sastoji od energetskeg transformatora suhe izvedbe 6(10)/0.4 kV, spojnih blokova, frekvencijskog pretvarača, razdjelnica, PLC-a i uređaja za međuveze.

Prenosivo kompresorsko postrojenje i elektroenergetski kontejner koje se instaliraju na bušotinske radne prostore trebaju biti tipske izvedbe, tako da ih se može nakon prestanka eksploatacije instalirati i na druge bušotinske krugove tipa Molve, Kalinovac, Stari Gradac i Gola Duboka uz minimalne prilagodbe na novoj lokaciji.

Zbog nepovoljno visokog kompresijskog omjera

$$\left(k_o = \frac{p_2}{p_1} = \frac{23,6}{3} = 7,87 \right) \text{ i sastava smjese plina,}$$

kondenzata i slojne vode ograničena je mogućnost odabira kompresorske jedinice. Ovakve zahtjeve za visoki kompresijski omjer mogu osigurati vijčani i stapni kompresori.

Uobičajen stapni (klipni) kompresor može imati maksimalni kompresijski omjer (k_o) do 4 ili 4,5. To znači da je za veću razliku tlaka potrebno imati

višestupanjsku konfiguraciju sa zračnim međuhlađenjem, što povećava investiciju u odnosu na vijčani kompresor. Drugi nedostatak je i veća zahtijevana površina potrebna za instaliranje klipnog kompresora. Najvažniji nedostatak stapnog kompresora je nemogućnost odvijanja kompresije radi nepovoljnog sastava smjese u kojoj ima kondenzata i slojne vode. Prisustvo kondenzata u smjesi, kao i slojne vode, napravili bi havariju na stapnom kompresoru.

Sukladno tomu, jedino je moguće odabrati vijčani kompresor. Zahtijevani kompresijski omjer je izuzetno visok pa je odabran jednovijčani kompresor hlađen uljem. Osim toga, jednovijčani kompresor može raditi s puno višim istisnim (izlaznim) tlakom.

U praktičnoj primjeni ovakva jednovijčana konstrukcija kompresora omogućuje značajno povećanje radnih mogućnosti u odnosu na dvovijčani kompresor, a i na klipni, kada se radi o maksimalnom kompresijskom omjeru. Radi većeg kompresijskog omjera vijčani kompresori moraju biti hlađeni uljem.

Budući da su jednovijčani kompresori uljni, to znači da im ulje odvodi toplinu iz tlačnog medija, što snižava izlaznu temperaturu plina iz kompresora i ostavlja mogućnost za podizanje izlaznog tlaka.

Tablica 1: Usporedba osnovnih značajki vijčanih kompresora

	Jednovijčani	Dvovijčani
maksimalni kompresijski omjer ($k_o = p_2/p_1$)	20	9
maksimalni usisni tlak (p_1)	40 bar	8 bar
maksimalni izlazni tlak (p_2)	65 bar	30 bar
maksimalna teorijska razlika tlaka (Δp)	38 bar	20 bar

Jednovijčani kompresori pripadaju u skupinu obujamskih (volumnih) kompresora i konstruirani su za sve rashladne kompresore za industriju. Ovi kompresori imaju samo tri pomična dijela, glavni rotor koji međusobno zahvaća zupce s dva dijametralno

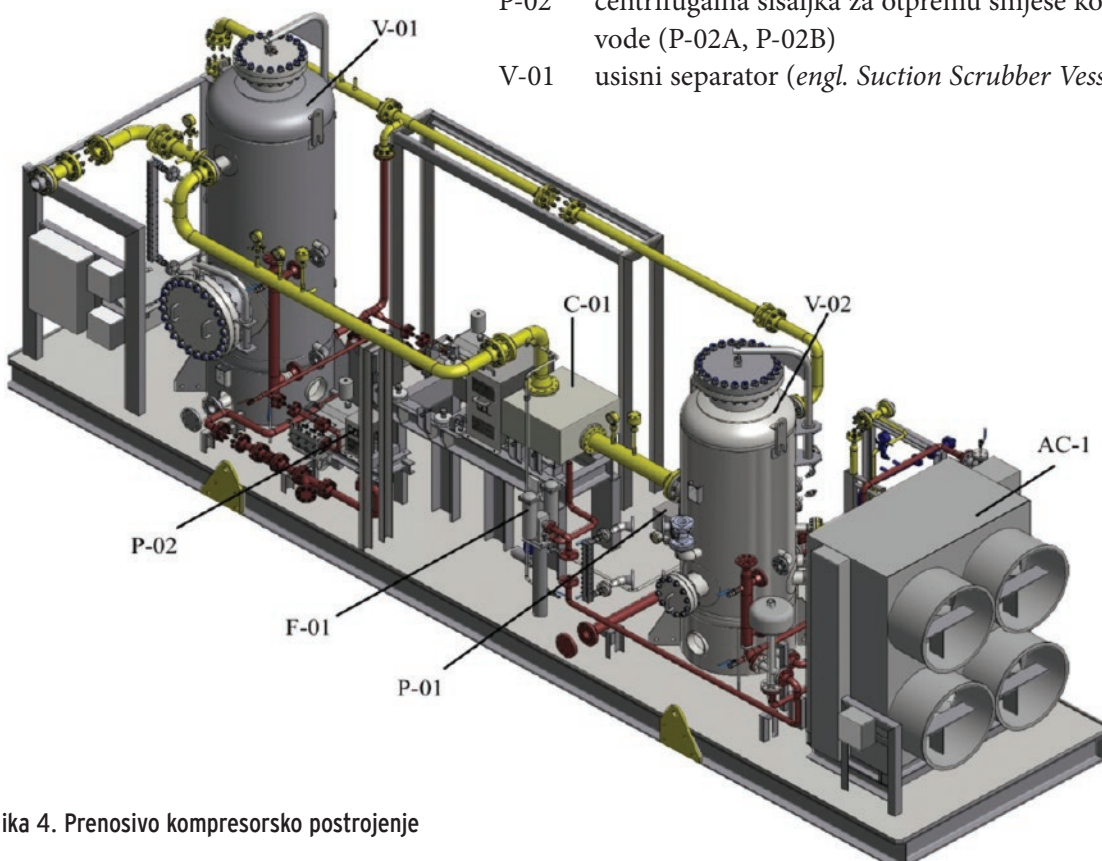
suprotna zvjezdasta kola, geometrija koja rezultira u ujednačenom djelovanju bez gubitaka snage između rotora i zvjezdastih kola s minimalnim opterećenjem rotora.

Najvažnija značajka jednovijčanog kompresora je mogućnost postizanja velikih kompresijskih omjera u jednom stupnju. Da bi se postigao visoki kompresijski omjer, vijčani kompresor mora biti hlađen uljem. Maksimalno je moguće postići omjer kompresije čak i iznad 20, a mogući su veliki promjenjivi omjeri obujamskog protoka.

Potrebna snaga komprimiranja (kW) određuje se prema zadanom obujamskom protoku od (m³/dan). Jednovijčani kompresor imaće regulaciju broja okretaja. Uljem podmazivani vijčani kompresori pogodni su za komprimiranje plinova male molekularne mase, kod postizanja visokog omjera tlakova i za kompresore koji mogu regulirati kapacitet dobave od 20 do 100 %. Uljem podmazivani i hlađeni jednovijčani kompresori isporučuju se kao kompletan uređaj sa zatvorenim krugom ulja.

Kazalo:

- AC-1 zračni hladnjak ulja (*engl. Air Cooler*)
- C-01 jednovijčani kompresor (*engl. Rotary Single Screw Compressor*)
- F-01 filteri ulja (F-01A, F-01B)
- P-01 centrifugalna sisaljka za recirkulaciju ulja
- P-02 centrifugalna sisaljka za otpremu smjese kondenzata i slojne vode (P-02A, P-02B)
- V-01 usisni separator (*engl. Suction Scrubber Vessel*)



Slika 4. Prenosivo kompresorsko postrojenje

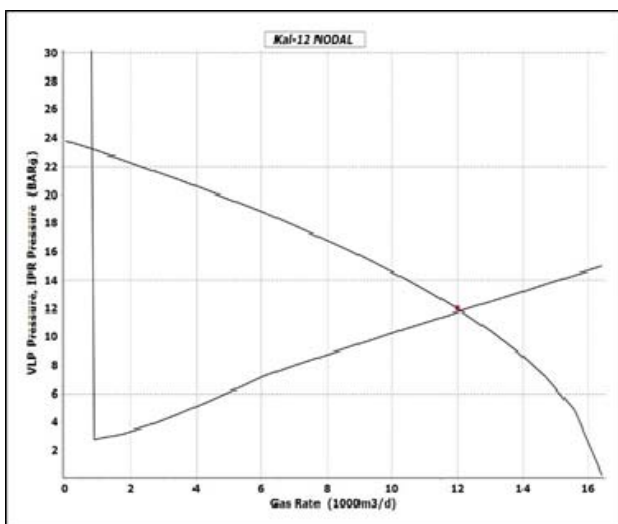
Budući da se jednovijčani kompresori obilno podmazuju i hlade uljem, u sustav se ugrađuje separator ulja koji učinkovito iz stlačenog plina odstranjuje ulje. Ulje se hladi u zračnim hladnjacima relativno velike površine. Pridobiveni kondenzat i slojna voda iz usisne posude V-01 se centrifugalnom sisaljkom P-02 (P-02A ili P-02B), pomoću zahtijevanog tlaka otprema zajedno s komprimiranim plinom iz jednovijčanog kompresora C-01 priključnim cjevovodom do plinske stanice. Na slici 4. prikazani su dijelovi prenosivog kompresorskog postrojenja.

3. Kompresorske jedinice na bušotinama polja duboke Podravine

Dosadašnja iskustva primjene tehnologije komprimiranja plina vijčanim kompresorima na ušćima bušotina pokazala su da je odabir kandidata za primjenu ove tehnologije ključan za njihovu ekonomičnu i efikasnu primjenu. Najbolji primjer primjene ove tehnologije je bušotina Kal-12 koja je od 2008. godine ukupno do sada proizvela $Q_p=69,304,000$ Smte $Q_k=10\,400$ m s trenutnim proizvodnim parametrima $p_t=1.7$ bar, $Q_g=11.500$ Sm/d, $Q_w=4$ m/d; $Q_k=1$ m/d; $WGR=350$ cm/m te je zbog toga napravljena NODAL analiza u svrhu postavljanja kriterija odabira potencijalnih budućih kandidata.

3.1 Pridobivanje plina primjenom prenosive kompresorske jedinice na bušotini Kal-12

Bušotina Kal-12 proizvodni plin iz hidrodinamičke jedinice I polja Kalinovac od 1985. godine te je ukupno proizvela do sada $1,017,058,780$ Sm³ plina te $738,870$ m



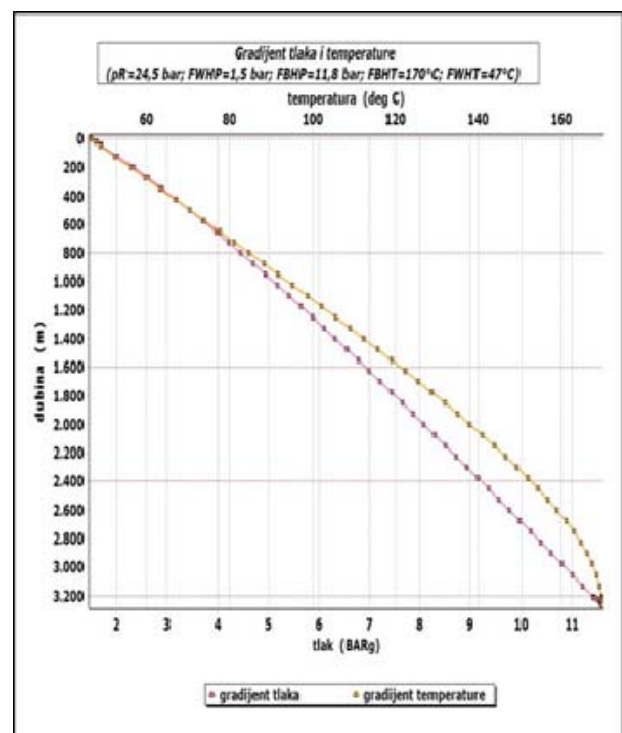
Slika 5. Analiza bušotine Kal-12

kondenzata te $92,335$ m vode. Pridobivanje plina iz HD I bušotinama Kal-2 i Kal-12 karakterizira proizvodnja vode u obliku kondenzata vodene pare čak i u ovoj kasnoj fazi zbog ne postojanja akvifera u hidrodinamičkoj jedinici.

Na temelju dostupnih podataka iz povijesti proizvodnje i iz dostupnih mjerenja napravljen je PROSPER model bušotine Kal-12. Zbog neprohodnosti opreme za bušotinu je korišten IPR model na temelju pretpostavljenog ležišnog tlaka od 24.5 bar na temelju proizvodnog historijata te proračunatog dinamičkog tlaka na dnu korištenjem opcije *FBH from WHP* uz korištenje PE3 VLP korelacije. Time su dobiveni proračunati tlak na dnu od 11.8 bar i tlak na ušću od 1.5 bar što znači da je ukupni pad tlaka u tubing-u 10.3 bar. Analiza gradijenta pada tlaka u bušotini pokazuje da zbog malog udjela vode niskog saliniteta gravitacijska komponenta pada tlaka doprinosi samo 2.5 bar.

Druga komponenta koja je također bitna za analizu rada bušotine Kal-12 jest IPR krivulja i sami ležišni potencijal bušotine. Zbog ograničenja dostupne mjerne opreme i prohodnosti nije bilo moguće izmjeriti kvalitetno porast tlaka te se analiza IPR-a zasnivala na temelju dostupnih podataka iz mjerenih podataka.

IPR model korišten u analizi bio je *MultiRate C* and *n* na temelju jednog uvjeta. Dobiveni parametri IPR modela su: $C=26.4316$ (Sm/d/bar); $n=1.99$ te



Slika 6. Usklađivanje gradijenta tlaka i temperature na bušotini Kal-12

AOF=16.000 S m/d uz ležišni tlak od samo pR=24,5 bar.

Također, karakteristično za bušotinu Kal-12 je relativno niski koeficijent prijenosa topline na okolinu $U=0.61701$ BTU/h/ft/°F (preporučeni raspon vrijednosti za retrogradni kondenzat (5-7 BTU/h/ft/°F)).

Posljedica niske vrijednosti koeficijenta prijenosa topline je relativno visoka temperatura u odnosu na proizvodne količine ležišnog fluida (plina i vode) što ima pozitivan utjecaj na smanjenje gustoće i viskoznosti fluida te na veću količinu kinetičke energije molekula plina i njihovo lakše strujanje u uzlaznom nizu. Uzrok ovako niskog koeficijenta prijenosa topline najvjerojatnije je u lokalnom litološkom sastavu jer je isti slučaj male vrijednosti koeficijenta prijenosa topline zabilježen i na susjednim bušotinama Kal-2 te Kal-21.

Iz navedene analize lako se zaključuje da je ključni razlog za odabir bušotina na kojima se može primijeniti tehnologija komprimiranja na ušću bušotine upravo utok vode i trend porasta WGR te dobar indeks proizvodnosti. To omogućava povećanje proizvodnje spuštanjem tlaka ali i povećanje pridobivih rezervi zbog niže vrijednosti tlaka napuštanja ležišta.

Mali utok vode u bušotinu najprije se treba razmatrati preko geološkog položaja bušotine u polju (vrh strukture ležišta, izolirani dijelovi ležišta i zasebne hidrodinamičke jedinice bez aktivnog podinskog akvifera).

Primjena prenosive kompresorske jedinice na plinskim bušotinama dolazi kao posljednja faza crpljenja plina iz bušotina pri relativno niskim ležišnim tlakovima te je zbog toga poželjno također da bušotine proizvode sa što većim indeksom proizvodnosti jer će tako malo snižavanje tlaka ušća (10 - 2 bar) omogućiti dodatno povećanje proizvodnje i opravdat ekonomičnost potrebnog ulaganja.

Ostali kriteriji koji mogu biti razmatrani za primjenu prenosive kompresorske jedinice mogu se odnositi na povećanje brzine strujanja radi boljeg iznošenja kapljevine u uzlaznom nizu te premošćivanje ograničenja u sabirno-transportnom sustavu.

3.2 Pridobivanje plina primjenom prenosive kompresorske jedinice na bušotini Mol- 31R

Bušotina Mol-31R proizvodi trenutno kroz sabirno-transportni sustav srednjeg tlaka preko PS Molve istok i KS CPS Molve I. Trenutni proizvodni pokazatelji bušotine iznose:

Tablica 2: Proizvodni pokazatelji bušotine Mol-31R

<i>FWHP</i> (barg)	<i>Qg</i> (Sm/d)	<i>Qk</i> (Sm/d)
28	45.000	3

<i>Qw</i> (Sm/d)	<i>WGR</i> (cm/m)	<i>salinitet</i> (gNaCl/l)
3	66	0.12

Iz priloženog se vidi da bušotina nakon pridobivenih 335,984,800 Smplina proizvodi još uvijek plin s kondenzatom vodene pare te je vjerojatnost značajnijeg povećanja WGR-a vrlo mala. Na bušotini Mol-31R u 2010. izmjeren je porast tlaka te je interpretacijom dobiven rezultat s negativnim skinom u iznosu $S=-4.41$, a što je posljedica prirodne raspučnosti kolektora.

Zbog male vjerojatnosti povećanja WGR-a i zadovoljavajućeg indeksa proizvodnosti, u nekoliko slučajeva, napravljena je NODAL analiza bušotine Mol-31R, promjenom varijabli ležišnog tlaka, odnosa vode i plina te tlaka na ušću čime se simulira pridobivanje plina primjenom kompresora na ušću. Analizom PROSPER modela bušotine Mol-31R dobiveni su sljedeći rezultati prikazani u tablici 3.

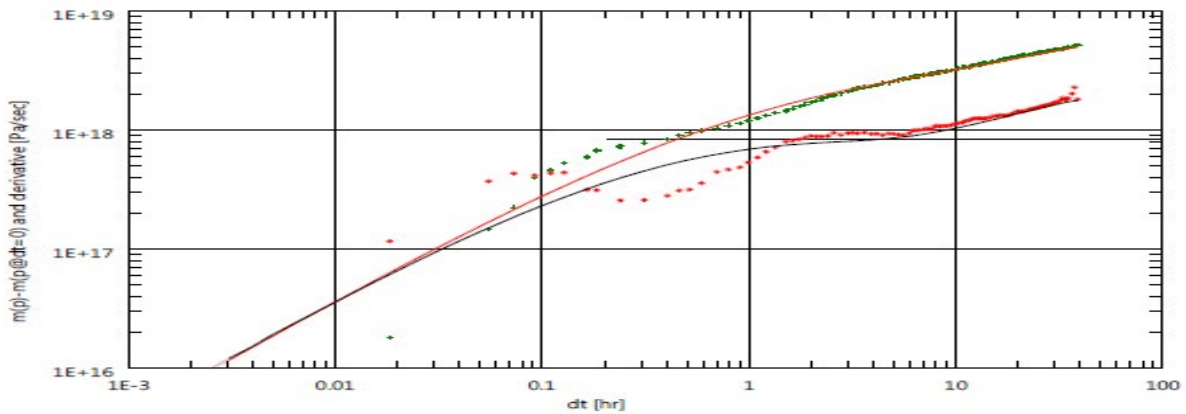
Kao što se vidi na slici 8. sniženjem tlaka se dobiva manje povećanje proizvodnje, ali i snižavanje tlaka napuštanja ležišta s pretpostavkom zadržavanja trenutnog WGR odnosa.

3.3 Pridobivanje plina primjenom prenosive kompresorske jedinice na bušotini Kal-21

Bušotina Kal-21 crpi iz dijela ležišta koje je u prijelaznoj zoni između HDM I i HDM II polja Kalinovac te se nalazi u vrhu same geološke strukture. Tijekom redovitih HD mjerenja 2015. godine obavljeno je hidrauličko frakturiranje čime je uklonjen dotadašnji skin koji je iznosio $S=81$. Nakon frakturiranja proizvodnja je povećana s $Qg=21.000$ Sm/d na $Qg=38.000$ Sm/d čime je značajno povećana proizvodnost bušotine uklanjanjem oštećenja pribušotinske zone.

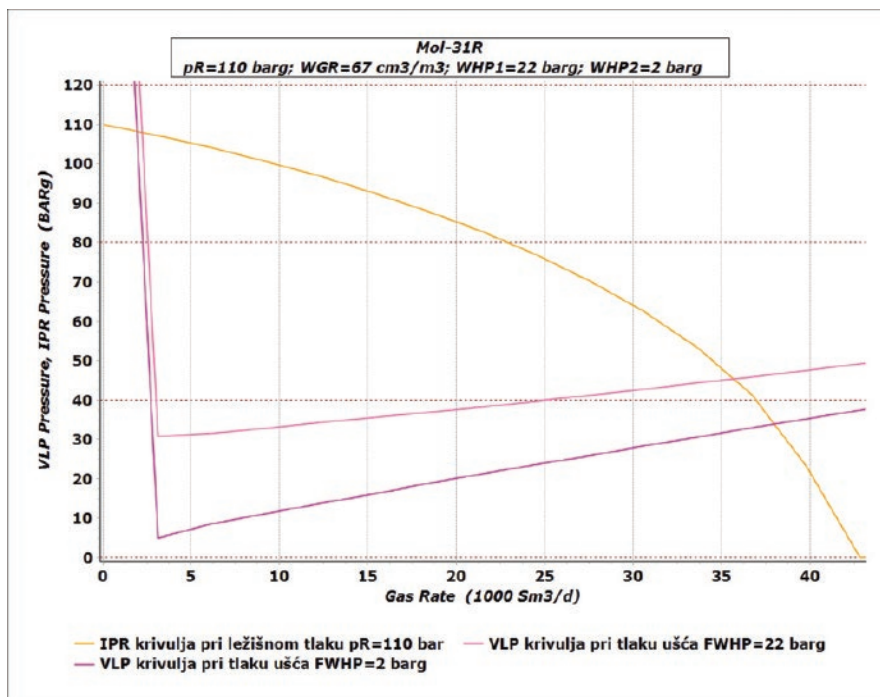
Geološki položaj bušotine u samom vrhu strukture ležišta značajno smanjuje rizik povećanja WGR odnosa što uz povećani indeks proizvodnosti bušotine nakon HF-a i ograničenje sabirno-transportnog sustava najnižeg tlaka separatora V-6200 od

Log-Log plot		Analysis 1	
Company	Tested well	Field	Test Name / #



Mol-31 Pd+Po 14-17 10 2015 .xlsx [Podaci o mjerenju Porast] build-up #1		Model Parameters	
Rate	0 m3/sec	Well & Wellbore parameters (Tested well)	
Rate change	0.578704 m3/sec	C	6.26E-6 m3/Pa
P@dt=0	5.45292E+6 Pa	Ci/Cf	1
Pi	1.99952E+7 Pa	delta_t	1.98E-4 hr
Smoothing	0.5	Skin	-4.41
Default values are used!		Reservoir & Boundary parameters	
Selected Model		Pi	1.99952E+7 Pa
Model Option	Standard Model	k.h	1.67E-14 m3
Well	Vertical, Changing Storage (Fair)	k	9.62E-16 m2
Reservoir	Homogeneous	L1 - No flow	45.5 m
Boundary	Intersecting faults - Any angle	L2 - No flow	45.5 m
Main Model Parameters		Angle	0.15708 Radians
TMatch	2.44 [hr]-1	Derived & Secondary Parameters	
PMatch	5.94E-19 [Pa/sec]-1	Delta P (Total Skin)	-3.40502E+6 Pa
C	6.26E-6 m3/Pa	Delta P (Geometrical Skin)	4254.78 Pa
Total Skin	-4.41	Delta P Ratio (Total Skin)	-0.676174 Fraction
k.h, total	1.67E-14 m3		
k, average	9.62E-16 m2		
Pi	1.99952E+7 Pa		

Slika 7. Analiza porasta tlaka Mol-31R



Slika 8. NODAL analiza bušotine Mol-31R i usporedba pridobivanja uz uvijete ušća FWHP=22 bar i FWHP= 2 bar uz pretpostavku zadržavanja istog WGR odnosa

Tablica 3. Rezultati NODAL analize Mol-31R

Mol-31R NODAL analiza								
case	godina	P_R (barg)	FWHP (barg)	WGR (cm/m)	Q_g (Sm/d)	Q_w (m/d)	T_u (°C)	TURNER
1.	2016.	140	56	67	41,700	2.8	45	+
2.	2017.	130	22	67	46,500	3.7	49	+
3.	2020.	110	22	67	35,600	2.9	42	+
4.	2020.	110	2	67	38,000	3	43	+
5.	2020.	110	22	925	28,000	26	63	+
6.	2020.	110	2	925	33,100	30.5	70	+

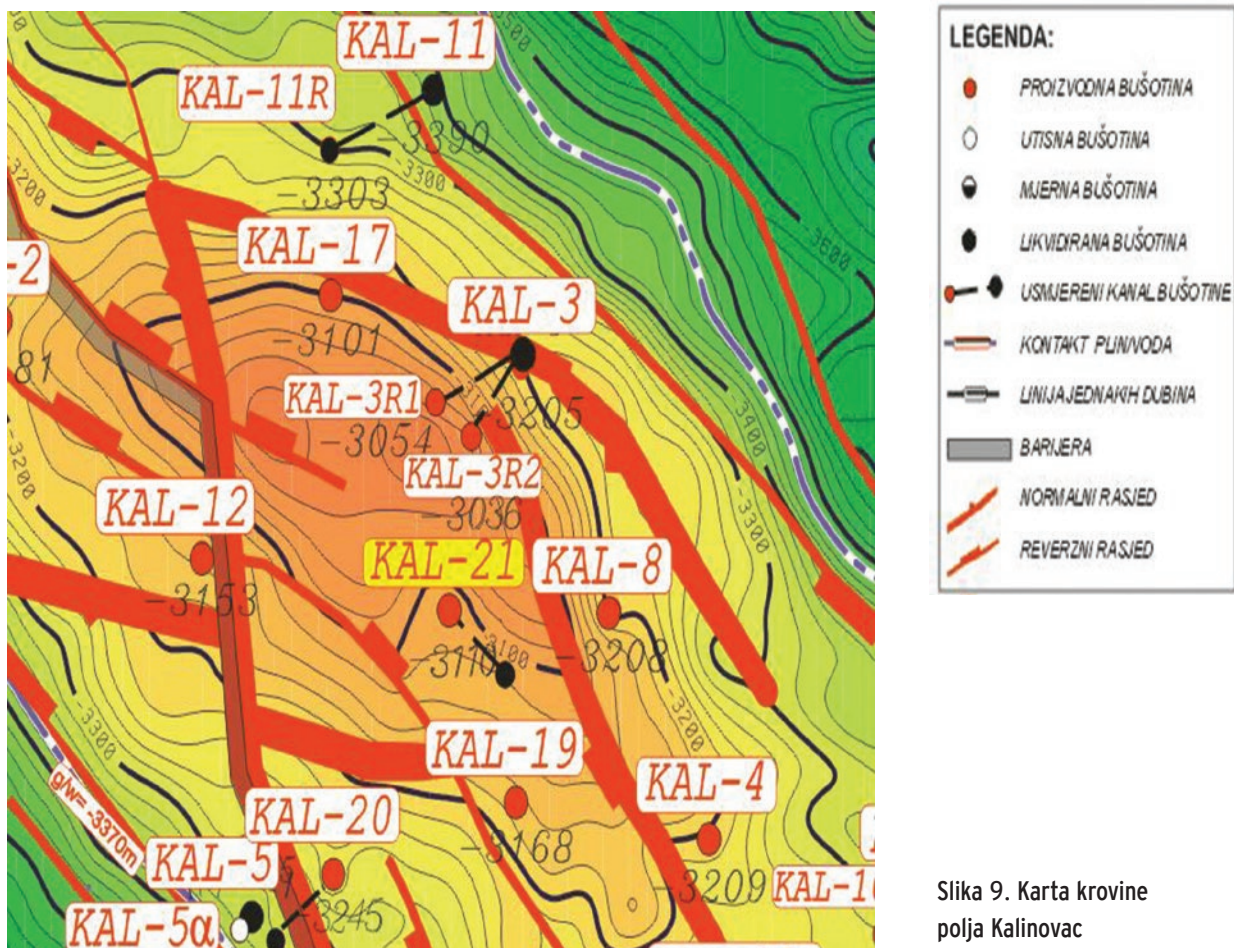
$p_{sep}=6$ barg opravdava primjenu prenosive kompresorske jedinice na ovoj bušotini.

Daljnijm praćenjem i monitoringom polja Kalinovac primijećen je značajni pad srednjeg ležišnog tlaka na bušotinama Kal-21, Kal-19 i Kal-3R2 zbog intenziviranja proizvodnje.

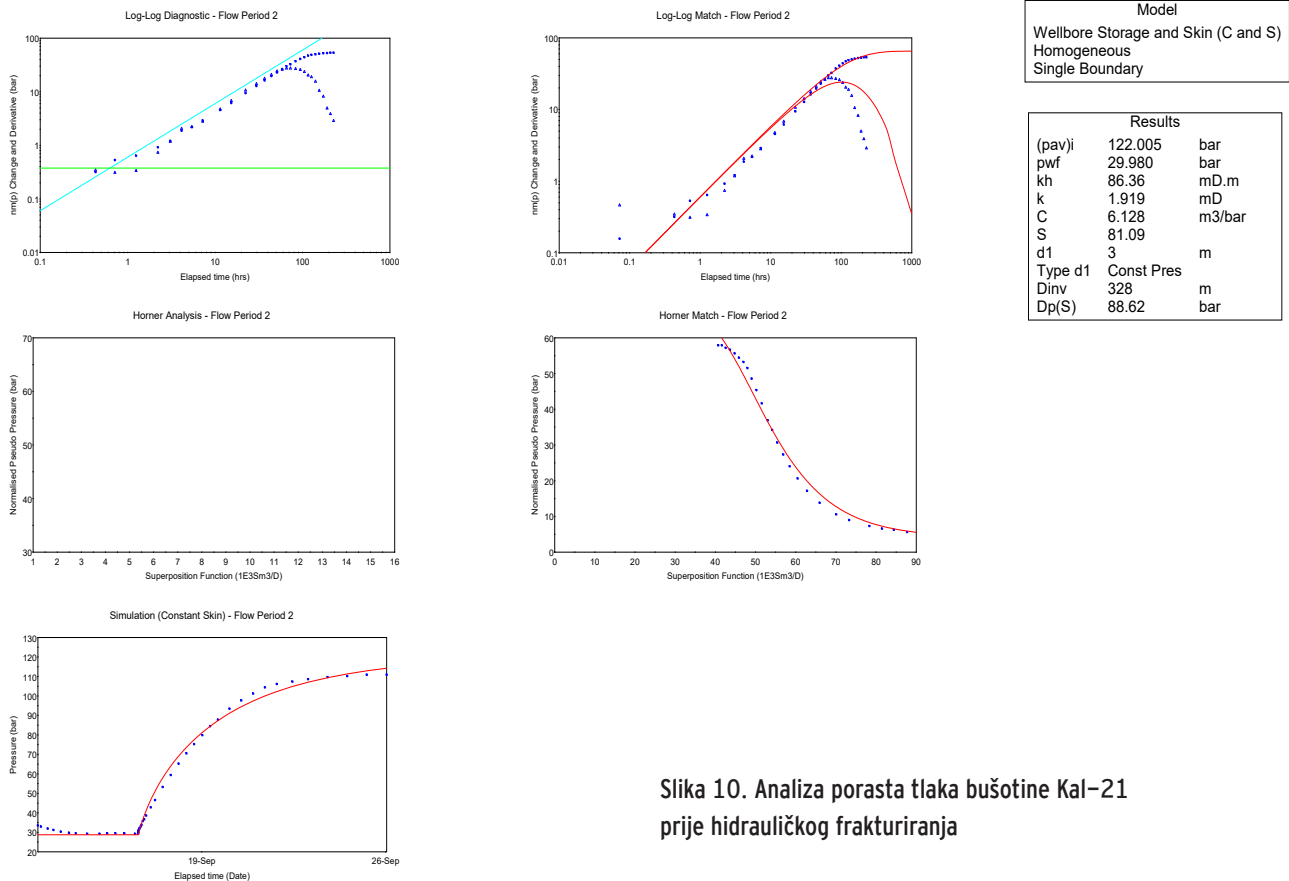
Uzimajući u obzir geološki položaj, indeks proizvodnosti, smanjeni rizik povećanja odnosa WGR

i pretpostavljeni daljnji trend pada ležišnog tlaka napravljena je NODAL analiza bušotine s tlakom ušća $FWHP_1=10$ barg i $FBHP_2=2$ barg (prenosiva kompresorska jedinica).

Grafičkim prikazom na slici 12. jasno se vidi doprinos primjene komprimiranja plina na ušću bušotine i dodatnog spuštavanja tlaka ušća s $FWHP=10$ bar na $FWHP=2$ bar zbog izostajanja presjecišta IPR



Slika 9. Karta krovine polja Kalinovac

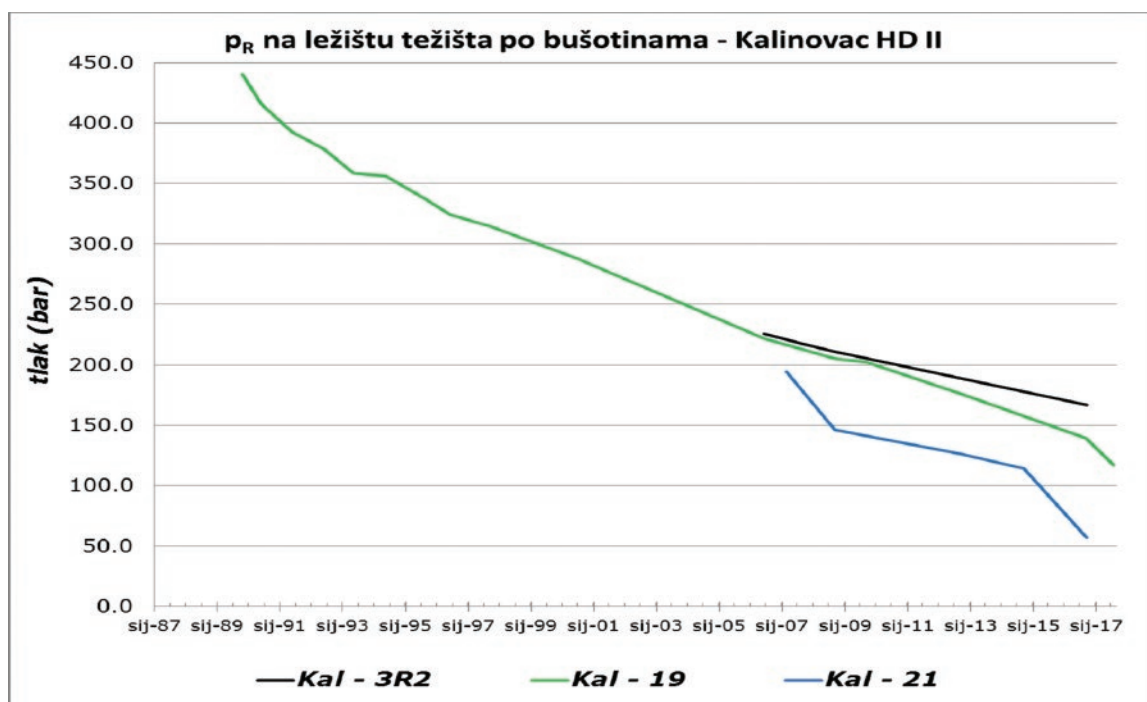


Slika 10. Analiza porasta tlaka bušotine Kal-21 prije hidrauličkog frakturiranja

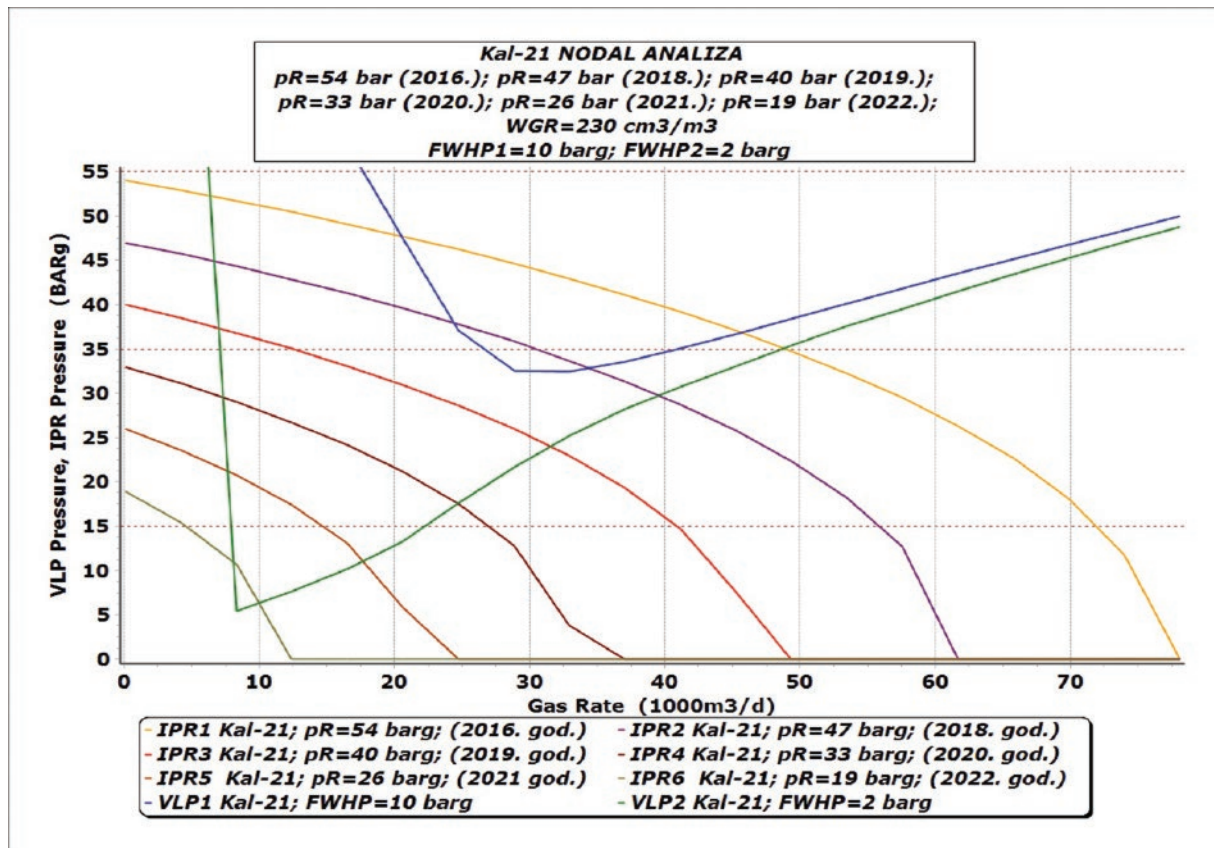
i VLP krivulje u trenutku pada ležišnog tlaka ispod 45 bar.

Karakteristika ove bušotine je visoka temperatura ušća koja iznosi FWHT=120 °C te niska vrijednost

koeficijenta prijenosa topline od samo 0.37 BTU/h/ft/°F. Također ova anomalija je prisutna na susjednim bušotinama Kal-12 i Kal-2 što najvjerojatnije ukazuje na specifičan lokalni litološki stupac slojeva s malim



Slika 11. Pokazatelj srednjeg ležišnog tlaka za bušotine Kal-19, Kal-3R2 i Kal-21



Slika 12. NODAL analiza bušotine Kal-21

toplinskim kapacitetom i dobrim izolatorskim svojstvima. Visoka temperatura na samom ušću bušotine imati će za posljedicu potrebu dimenzioniranja usisnog hladnjaka prije komprimiranja zbog pothlađivanja same smjese plina, ali i ukapljivanja tekuće faze (kondenzata vodene pare i samog kondenzata).

4. Ocjena investicijskog ulaganja

Na osnovu planirane proizvodnje, izračuna ulaganja, procjene troškova proizvodnje, zakonskih obveza te davanja napravljena je ekonomska evaluacija isplativosti planiranih ulaganja u postavljanje prenosivih kompresorskih jedinica na krugove bušotina polja Duboke Podravine. Ocjena isplativosti investicije bila je pozitivna i osnovni ekonomski pokazatelji su:

Tablica 4. Prikaz rezultata NODAL analize bušotine Kal-21

Kal-21								
case	godina	pR (bar)	FWHP (barg)	WGR (cm/m)	Q _g (Sm/d)	Q _w (m/d)	T _u (°C)	TURNER
1	2016.	54	10	230	46,600	10.4	122	+
2	2018.	47	10	230	34,400	7.9	112	+
3	2019.	40	10	230	-	-	-	-
4	2019.	40	2	230	31,500	7,2	109	+
5	2020.	33	2	230	24,600	5.6	100	+
6	2021.	24	2	230	17,600	4	85	+
7	2022.	19	2	230	5,000	1	30	+

- NPV = 4,5 milijuna USD
- IRR = 20 %
- PI = 1,61
- Povrat ulaganja – 5 godina

- **NPV** (*eng. internal rate of return*) – Neto sadašnja vrijednost; izračunava ulaganja koristeći diskontnu stopu te niz budućih izdataka (negativne vrijednosti) i primitaka (pozitivne vrijednosti).
- **IRR** (*eng. internal rate of return*) – interna stopa povrata, diskontna stopa, koja izjednačava sadašnju vrijednost projekta očekivanih novčanih izdataka (troškova investicije) sa sadašnjom vrijednosti očekivanih novčanih primitaka od investicije.
- **PI** (*eng. profitability index*) – indeks profitabilnosti, omjer neto sadašnje vrijednosti projekta i investicijskog ulaganja
- **Payback** – vrijeme povrata investicije

5. Zaključak

Planiranom ugradnjom prenosivih kompresora u krugu bušotina polja Duboke Podravine osigurat će se kontinuirani rad bušotina, veća dinamika crpljenja i veći konačni iscrpak ugljikovodika te ublažiti pad i mogući gubitak rezervi zbog zavodnjavanja ležišta.

Primijenjena tehnološka rješenja su u sukladnosti s konačnom koncepcijom kompresorske proizvodnje na plinskim poljima te produžuju razdoblje rentabilne proizvodnje polja Duboke Podravine.

Kvalitetan izbor tehničko-tehnoloških rješenja ugradnje sustava za komprimiranje plina na krugu bušotina, uvjetovan sastavom proizvedenog fluida te uvjetima tlaka i temperature u proizvodnom sustavu, trebao bi osigurati kontinuiranu, tehnološki optimalnu i sigurnu proizvodnju ugljikovodika u predstojećem razdoblju.

Povrat uloženi sredstava očekuje se nakon pet godina rada i proizvedene količine ugljikovodika predstavljati će značajan udio u ukupnoj količini proizvodnje iz domaćih plinskih polja.

Literatura:

1. Zelić, M.: Tehnologija proizvodnje nafte i plina erupcijom i plinskim podizanjem, INA -Naftaplin, Zagreb, 1977.
2. Grupa autora: Prirodni plin, INA - Naftaplin, Zagreb, 1989.
3. Zelić, M.: Tehnologija sabiranja i pripreme nafte i plina za transport, INA - Naftaplin, Zagreb, 2002.
4. Beggs D. H. ; » Gas production operations », Oil & Gas Consultants Inc, Tulsa, 1984.
5. Hanton P; »Compressor Handbook«, McGraw-hill, 2001.
6. William C. L., Frederick E.B., Daniel E.B. ; »Standard handbook of petroleum and natural gas engineering«, Gulf Publishing Company,Houston. 1996.
7. Sečen, J., »Razrada ležišta ugljikovodika«, INA Naftaplin, Zagreb, 2002.
8. Tehnička dokumentacija INA d.d. Zagreb