

Ekonomičnost privođenja eksploataciji nekonvencionalnog ležišta prirodnog plina (analiza slučaja)

Zelenika, Marko

Master's thesis / Diplomski rad

2015

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:169:690944>

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

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



Repository / Repozitorij:

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



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

EKONOMIČNOSTI PRIVOĐENJA EKSPLOATACIJI
NEKONVENCIONALNOG LEŽIŠTA PRIRODNOG PLINA
(ANALIZA SLUČAJA)

Diplomski rad

Marko Zelenika

N-119

Zagreb, 2015.

Ekonomičnosti privođenja eksploataciji nekonvencionalnog
ležišta prirodnog plina (Analiza slučaja)

Marko Zelenika

Diplomski rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Prirodni plin proizvodi se iz konvencionalnih ležišta već dug niz godina, no porast potražnje i rast cijena prirodnog plina, usmjerile su industriju na razvoj proizvodnje plina iz nekonvencionalnih ležišta. U diplomskom radu prikazane su europske zemlje sa najvećim resursima prirodnog plina iz takvih ležišta, te područja u Hrvatskoj s resursima plina u nekonvencionalnim ležištima, prvenstveno u slabopropusnim pješčenjacima. Na primjeru XY ležišta opisan je postupak iskorištavanja nekonvencionalnog ležišta. Analizirana je korištena podzemna i nadzemna oprema na bušotini XY-3, opisani su pripremni remontni rudarski radovi, postupak hidrauličkog frakturiranja te su detaljno opisani troškovi kroz sve faze izrade kanala bušotine.

Ključne riječi: prirodni plin, nekonvencionalno ležište, slabopropusni pješčenjak

Diplomski rad sadrži: 51 stranicu, 10 tablica, 21 sliku i 33 reference

Jezik izvornika: Hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Voditelj: Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF-a

Dr. sc. Borivoje Pašić, docent RGNF-a

Dr. sc. Domagoj Vulin, docent RGNF-a

Datum obrane: 30.09.2015.

Economical profitability analysis of unconventional gas
production (Case analysis)

Marko Zelenika

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

Natural gas has been produced from conventional reservoirs for many years, however an increase in both demand and natural gas price governed industry to develop gas production from unconventional reservoirs. This thesis represent European countries with largest resources of natural gas from this kind of reservoirs as well as the areas in Croatia that are rich in unconventional gas, primarily coming from tight sandstones. Example of XY reservoir describes a process of unconventional reservoir exploitation. Surface and subsurface equipment has been analysed on the XY-3 well, preliminary workover and hydraulic fracturing have been described along with a detailed description of costs throughout all phases of the well drilling and completion.

Keywords: natural gas, unconventional reservoir, tight sandstone,

Thesis contains: 51 pages, 10 tables, 21 figures and 33 references

Original in : Croatian

Thesis depositen in : Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Supervisor: PhD. Daria Karasalihović Sedlar, Associate Profesor

Reviewers: PhD. Daria Karasalihović Sedlar, Associate Profesor

PhD. Borivoje Pašić, Assistant profesor

PhD. Domagoj Vulin, Assistant profesor

Date of defense: September 30th, 2015.

SADRŽAJ:

POPIS TABLICA	I
POPIS SLIKA	II
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I PRIPADAJUĆIH SI JEDINICA	III
POPIS KRATICA	IV
1. UVOD	1
2. NEKONVENCIONALNA LEŽIŠTA	3
2.1. Nekonvencionalna ležišta u Europi	5
2.2. Nekonvencionalna ležišta u Hrvatskoj	8
3. GEOLOŠKE KARAKTERISTIKE LEŽIŠTA XY	13
3.1. Opis ležišta XY	13
3.2. Opis bušotine XY-3	13
3.3. Hidrodinamičke značajke ležišta	17
3.3.1. DST mjerenja	17
3.3.1.1. Prvi DST – interval 1795,02 – 1805,62 m	17
3.3.1.2. Drugi DST – interval 2381,9 – 2391,0 m	18
3.3.1.3. Treći DST – interval 2424,4 – 2433,7 m	19
3.3.1.4. Četvrti DST – interval 2824,0 – 2853,0 m (karbonati)	21
4. IZVOĐENJE RUDARSKIH RADOVA NA BUŠOTINI XY-3	23
4.1. Konstrukcija kanala bušotine XY-3	23
4.2. Rad s remontnim postrojenjem	24
4.3. Radovi bez remontnog postrojenja	25
4.3.1. Hidrauličko frakturiranje	26
4.3.1.1. Pokusno frakturiranje	28
4.3.1.2. Hidrauličko frakturiranje na bušotini XY-3	29
4.3.1.3. Hidrodinamička mjerenja prije hidrauličkog frakturiranja	29
4.3.1.4. Hidrodinamička mjerenja nakon hidrauličkog frakturiranja	31
4.3.1.5. Karakteristike pukotine	32
5. EKONOMIČNOST ISKORIŠTAVANJA NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA	35
5.1. Ekonomičnost istraživanja i proizvodnje ugljikovodika u svijetu	36
5.1.1. Proces ekonomskog rangiranja	38

5.2. Ekonomičnost istraživanja i proizvodnje ugljikovodika u Hrvatskoj	40
5.3. Struktura troškova na bušotini XY-3.....	42
6.ZAKLJUČAK	46
7.LITERATURA	47

POPIS TABLICA:

Tablica 2-1. Usporedni prikaz karakteristika hrvatskih geoloških potencijala u nekonvencionalnim ležištima	10
Tablica 3-1. Osnovni podaci ležišta XY	14
Tablica 3-2. Nekonvencionalno ležište plina XY	16
Tablica 3-3. Analiza izvršenih DST-a	22
Tablica 4-1. Konstrukcija kanala bušotine	23
Tablica 4-2. Hidrodinamička mjerenja prije frakturiranja.....	30
Tablica 4-3. Rezultati analize mjerenih podataka porasta tlaka prije frakturiranja.....	30
Tablica 4-4. Rezultati analize mjerenih podataka porasta tlaka nakon frakturiranja	31
Tablica 4-5. Karakteristike frakturirane pukotine	32
Tablica 5-1. Vrijednost faktora R i udio investitora u profitu	41

POPIS SLIKA:

Slika 2-1. Ležišta prirodnoga plina.....	3
Slika 2-2. Trokut resursa prema Mastersu i Greyu.....	4
Slika 2-3. Rezerve prirodnog plina u nekonvencionalnim ležištima u Europi.....	6
Slika 2-4. Izvori opskrbe Europe prirodnim plinom.....	7
Slika 2-5. Područje prostiranja dravske depresije	8
Slika 2-6. Resursi prirodnog plina u slabopropusnim pješčenjacima u Europi.....	9
Slika 2-7. Vlastita opskrbljenost primarnom energijom u Hrvatskoj.....	11
Slika 3-1. Dijagram tlaka drugog DST-a.....	19
Slika 3-2. Dijagram tlaka trećeg DST-a	20
Slika 4-1. Hidrauličko frakturiranje.....	27
Slika 4-2. Frakturirana pukotina.....	32
Slika 5-1. Novčani tok kod razvoja projekata nekonvencionalnih ležišta.....	35
Slika 5-2. Raspodjela nesigurnosti kod nekonvencionalnih projekata.....	36
Slika 5-3. Ciklus troškova	37
Slika 5-4. Ciklus troškova „British Kolumbia“ ležišta prirodnog plina.....	38
Slika 5-5. Ekonomsko rangiranje u Sjevernoj Americi.....	39
Slika 5-6. Fiskalni parametri - davanja u Hrvatskoj.....	40
Slika 5-7. Struktura troškova na bušotini XY-3	42
Slika 5-8. Udio kompanija u troškovima.....	43
Slika 5-9. Procjena prihoda projekta	44
Slika 5-10. Vrijeme povrata uložениh sredstava.....	44

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I PRIPADAJUĆIH SI JEDINICA

A – površina poprečnog presjeka (m^2)

C_{fd} – bezdimenzionalna vodljivost popunjene pukotine

h_1 - visina stupca vode u manometrima na ulazu vode u filter (m)

h_2 – visina stupca vode u manometrima na izlazu vode iz filtra (m)

K – konstanta proporcionalnosti

k – apsolutna propusnost (m^2)

k_o – efektivna propusnost za naftu (m^2)

k_g – efektivna propusnost za plin (m^2)

k_w – efektivna propusnost za vodu (m^2)

k_f – propusnost podupiračem popunjene pukotine (m^2)

l – visina filtra (m)

p_i – početni ležišni tlak (bar)

p_u – tlak na ušću (bar)

p_{wf} - dinamički tlak na razini ležišta (bar)

q – objamski protok (m^3/s)

q_g – količina proizvedenog plina (m^3/s)

q_w – količina proizvedene vode (m^3/s)

R – postotak na koji koncesionar ima pravo

t – vrijeme (s)

T – temperatura ($^{\circ}C$)

w_f – širina pukotine (m)

x_f – poluduljina pukotine (m)

X – kumulativni neto prihod investitora

Y – kumulativni troškovi investitora (svi troškovi otkrivanja)

$\Delta p/\Delta H$ – gradijent tlaka (bar/10m)

$\Delta T/\Delta H$ – gradijent temperature ($^{\circ}\text{C}/10\text{m}$)

POPIS KRATICA

DST – Drillstem test

FHP (*eng. Final Hydrostatic Pressure*) – završni hidrostatski tlak isplake (Pa)

IHP (*eng. Initial Hydrostatic Pressure*) – početni hidrostatski tlak isplake (Pa)

PRP – pojednostavljeni rudarski projekt

VMS – visokotlačni mjerni separator

UPP – ukapljeni prirodni plin

1. UVOD

U svijetu se još uvijek 87% potreba za primarnom energijom namiruje iz fosilnih goriva, dok je u Europi taj postotak nešto manji i iznosi 82% (BP, 2012. URL). Prema potrošnji prirodnog plina Europa se nalazi na drugom mjestu odmah iza Sjeverne Amerike. Prema Rogneru (1997.) u nekonvencionalnim ležištima u Europi se nalazi $36 \times 10^{12} \text{ m}^3$ potencijalnih rezervi prirodnog plina, od čega se $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ nalazi u dominantno pelitnim sedimentima, $12 \times 10^{12} \text{ m}^3$ u slabopropusnim pješčenjacima, a ostalo u ležištima ugljena. Najveće količine prirodnog plina u nekonvencionalnim ležištima se prema procjenama nalaze u srednjoeuropskim i istočnoeuropskim zemljama. Najveće količine prirodnog plina u slabo propusnim pješčenjacima nalaze se u Ukrajini, Mađarskoj i Poljskoj, dok se najveće količine prirodnog plina iz ugljenih ležišta nalaze u Ukrajini, Poljskoj, Njemačkoj, Bugarskoj, Velikoj Britaniji, Nizozemskoj, Češkoj i Francuskoj.

Veći broj država prirodni plin uvozi i to putem plinovoda, pri čemu su najznačajniji dobavljači Ruska Federacija, Alžir, Libija, Iran i Azerbajdžan. Razlog tome je što proizvodnja plina u pojedinim državama pada i što će taj pad do 2030. godine iznositi 30%. Najveći europski potrošač prirodnog plina je Ruska Federacija, zatim slijedi Velika Britanija, u kojoj je 2010. godine potrošeno $80,2 \times 10^9 \text{ m}^3$ plina. Nakon nje slijede Njemačka ($72,5 \times 10^9 \text{ m}^3$), Italija ($71,3 \times 10^9 \text{ m}^3$), Ukrajina ($53,7 \times 10^9 \text{ m}^3$), Turska ($45,7 \times 10^9 \text{ m}^3$), Francuska ($40,3 \times 10^9 \text{ m}^3$) i Nizozemska ($38,1 \times 10^9 \text{ m}^3$) (BP, 2012a. URL).

U Hrvatskoj najznačajnija kopnena plinska polja nalaze se u Podravini. Prisutnost nekonvencionalnih ležišta zabilježena je u Hrvatskoj u području savske, dravske i murske depresije, koje obuhvaćaju sjeverni i istočni dio Republike Hrvatske. Prema Malviću et al., (2003) dravska depresija pokriva otprilike $12\ 000 \text{ km}^2$ površine, od čega se 9100 km^2 nalazi u Hrvatskoj, a ostatak u Mađarskoj. Treba istaknuti da je Hrvatska treća zemlja u Europi sa udjelom plina u slabopropusnim pješčenjacima od 17% (Trogrlić, 2011). Hrvatska bi mogla proizvodnjom iz nekonvencionalnih ležišta smanjiti svoju ovisnost o uvozu plina što bi dugoročno gledajući, pozitivno utjecalo na gospodarski rast.

Poznato je da proizvodnja iz nekonvencionalnih ležišta zahtijeva puno veća početna ulaganja nego proizvodnja iz konvencionalnih ležišta. U radu je na primjeru pilot XY-3

bušotine opisan troškovnik radova tj. početna ulaganja potrebna za iskorištavanje nekonvencionalnog ležišta XY.

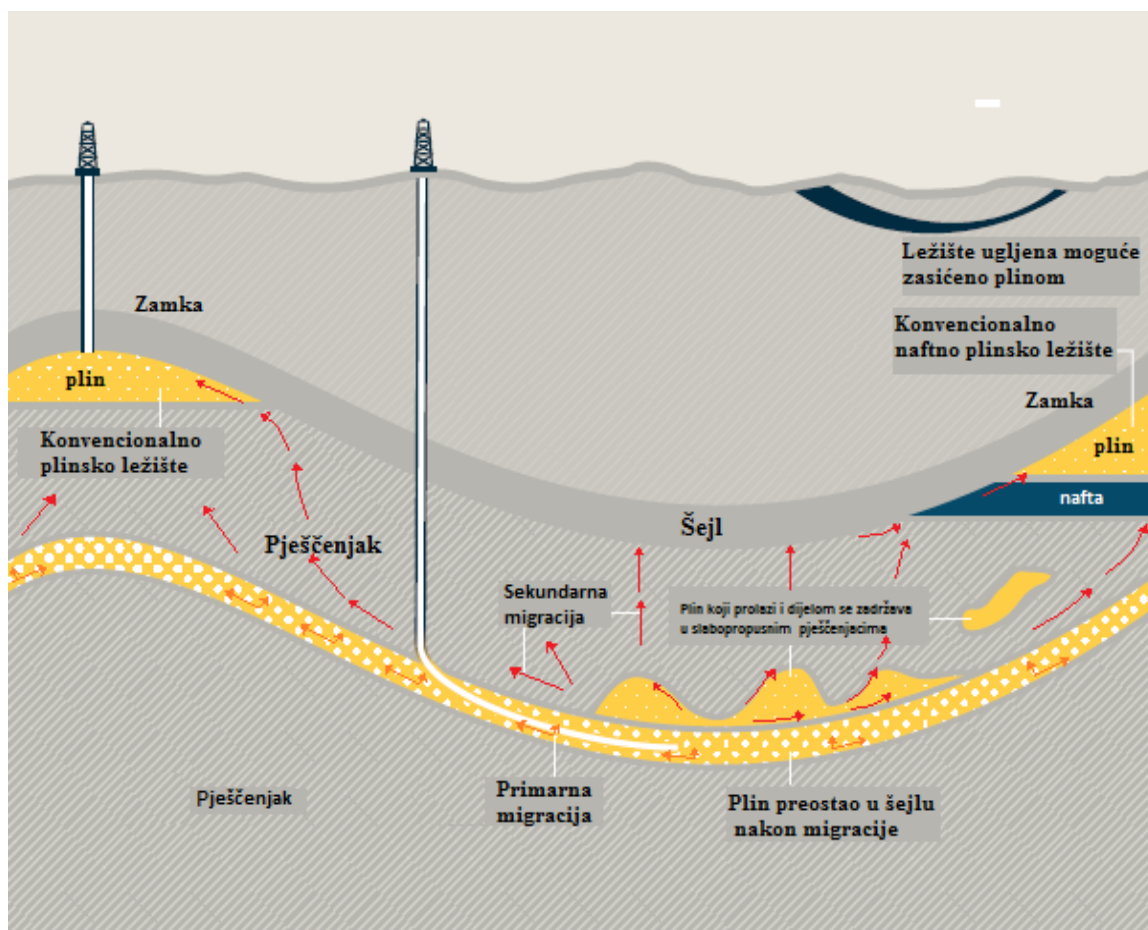
Potrebno je razjasniti pojmove koji će se koristiti u radu. Skin faktor je uzročnik dodatnog stacionarnog pada tlaka, karakterizira smanjenje ili povećanje propusnost sloja oko bušotine (Čikeš, 2013).

Resursi su ukupne količine nafte i plina za koje je u danom vremenu procijenjeno da se nalaze u poznatim ležištima ili se iz njih proizvode plus one procijenjene količine uležištima koje će tek biti otkrivene. Dakle, resursi su nafta i plin "u ležištu" i definirani su kao ukupne količine nafte i plina za koje se procjenjuje da izvorno postoje u prirodnim nalazištima. U hrvatskoj se literaturi često nazivaju geološkim rezervama (Perić, 2007).

U Hrvatskoj je na snazi podjela rezervi prema uzoru na sustave koji se upotrebljavaju u domeni utjecaja današnje Ruske Federacije. Ukupne rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina utvrđuju se i razvrstavaju prema stupnju istraženosti i stupnju poznavanja kakvoće na: utvrđene rezerve kategorije A, B i C₁, te potencijalne rezerve kategorija C₂, D₁ i D₂. Utvrđene rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina kategorija A, B i C₁, svrstavaju se u klase: bilančne i izvanbilančne. Bilančne rezerve kategorija A i B su osnova za projektiranje razrade ležišta i pripremu za eksploataciju, a rezerve kategorije C₁ su podloga za izradu projekta istražnih radova u svrhu privođenja rezervi kategorije C₁ u kategoriju A i B. Potencijalne rezerve kategorije C₂ su osnova za izradu projekata detaljnih istražnih radova, D₁ su osnova za izradu programa ili projekata detaljnih istraživanja u prognoznim zonama nakupljanja nafte i prirodnog plina i na novim lokalitetima u okviru eksploatacijskih regija, potencijalne rezerve kategorije D₂ osnova za planiranje radova odnosno izradu projekata namjenskih regionalnih istraživanja i procjenu potencijalnosti istražnog prostora (Narodne novine br. 48/92).

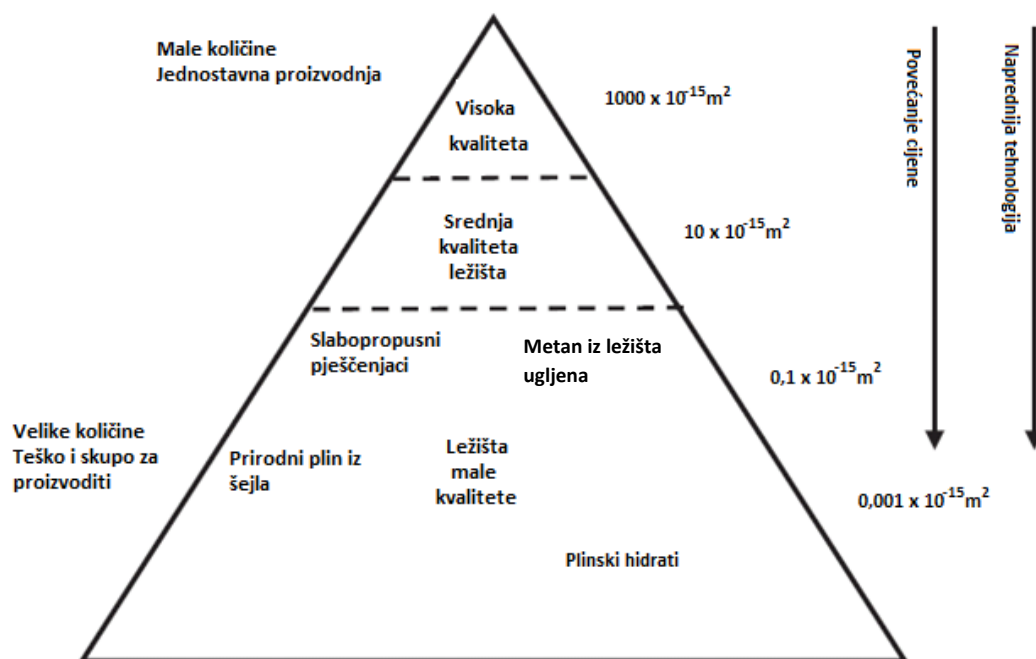
2. NEKONVENCIONALNA LEŽIŠTA

Prema osnovnoj podjeli, ležišta ugljikovodika dijele se na konvencionalna i nekonvencionalna. Konvencionalna ležišta, u slučaju prirodnoga plina, su ona gdje se plin nalazi u ležišnoj stijeni propusnosti veće od $9,87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$, s gornje strane omeđenoj laporovitom, glinovitom i/ili drugom slabo propusnom ili nepropusnom stijenom, dok je s donje strane plin u kontaktu s vodom (Malvić; Majstorović, Bušić 2012). Plin može biti otopljen u nafti ili kao slobodni plin u ležištu. Iz takvih ležišta plin se može ekonomično proizvoditi primjenom postojeće tehnike i tehnologije. Slobodni plin se proizvodi iz ležišta ekspanzijom i u kvalitetnim ležištima iscrpак plina može biti i preko 90% (Perić, 2007). Ukupne rezerve konvencionalnog prirodnog plina iznose $187,1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ i prema trenutnom stanju proizvodnje, ima ih dovoljno za slijedećih 58,6 godina (BP, 2012a. URL).



Slika 2-1. Ležišta prirodnoga plina (Kuhn; Umbach, 2011)

Sedamdesetih godina dvadesetog stoljeća Masters i Gray predstavili su koncept „trokut resursa“ (Slika 2-2). Primjerice, ako se promotri zlato, željezo, ugljen, nafta ili plin, zaključak je da su visokokvalitetna ležišta tih sirovina mala, ali kad se jednom pronađu, lako ih je eksploatirati. Teži dio je pronaći te sirovine. Kako se širi baza trokuta resursa, ležišta su sve lošije kvalitete, što u slučaju plina znači da imaju malu propusnost, ali ih je veći broj nego visokokvalitetnih, konvencionalnih ležišta. Unatoč tome što potrebna tehnika postoji, za njihovu eksploataciju je potrebna primjena relativno napredne tehnologije. To su nekonvencionalna ležišta. Prema tome, jedna od mogućih definicija nekonvencionalnih ležišta prirodnog plina bi bila: *“nekonvencionalno ležište prirodnog plina je ležište iz kojeg se plin ne može proizvoditi uz protoke i u obujmu koji su ekonomski isplativi bez stimulacije masivnim hidrauličkim frakturiranjem, bez izrade horizontalnih ili višekanalnih bušotina ili bez stimulacije nekom drugom tehnikom kojom bi se veći dio ležišta izložio drenažnom radijusu bušotine“* (Holditch et al., 2007).



Slika 2-2. Trokut resursa prema Mastersu i Greyu (Holditch et al., 2007)

Ukupne pridobive rezerve plina iz nekonvencionalnih ležišta u svijetu su u 2009. godini procijenjene na $26,1 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Geološki potencijal nekonvencionalnih ležišta plina u svijetu je od $115 - 450 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (Fenwick, 2010).

U nekonvencionalna ležišta prirodnog plina ubrajaju se slabopropusni pješčenjaci, dominantno pelitni sedimenti, ležišta ugljena i plinski hidrati. Za razliku od konvencionalnih ležišta, iscrpak plina iz nekonvencionalnih rijetko je veći od 20% (Karasalihović Sedlar et al., 2014. URL). Neconvencionalna ležišta se mogu nalaziti na manjoj ili većoj dubini. Ležišta mogu biti pod niskim ili visokim tlakom, niskom ili visokom temperaturom, homogena, prirodno frakturirana, jednoslojna ili višeslojna. Komparativna analiza proizvodnje bušotina iz konvencionalnog i nekonvencionalnog ležišta pokazuje da je iz nekonvencionalnog ležišta moguće proizvesti manje plina i to kroz duže vremensko razdoblje (Holditch et al., 2007). Prema tome, na nekonvencionalnim poljima je potrebno izraditi više međusobno bliže razmještenih bušotina kako bi se pridobile veće količine plina. Hidrauličko frakturiranje, horizontalne bušotine, izrada većeg broja bušotina nego što je potrebno za razradu konvencionalnog polja, sve to ukazuje da je proizvodnja ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta izrazito skupa. Neconvencionalni projekti su često na rubu isplativosti gdje manja pogreška u procjeni veličine i dinamike ležišta ugljikovodika može projekt učiniti neisplativim i stvoriti znatne gubitke. Za točniju procjenu rasporeda i broja bušotina trebao bi što točniji profil prema kojem se utvrđuje očekivani konačni iscrpak bušotine, što nemožemo procijeniti u početnom razdoblju ispitivanja već tek nakon završetka pilot projekta, a kako se on radi tek u kasnijoj fazi istraživanja troškove je nemoguće predvidjeti unaprijed.

Međutim, stalni pad proizvodnje i sve veći rast potražnje za energijom ukazuje na veću potrebu za novim izvorima energije, što bi moglo dovesti do veće proizvodnje iz nekonvencionalnih ležišta.

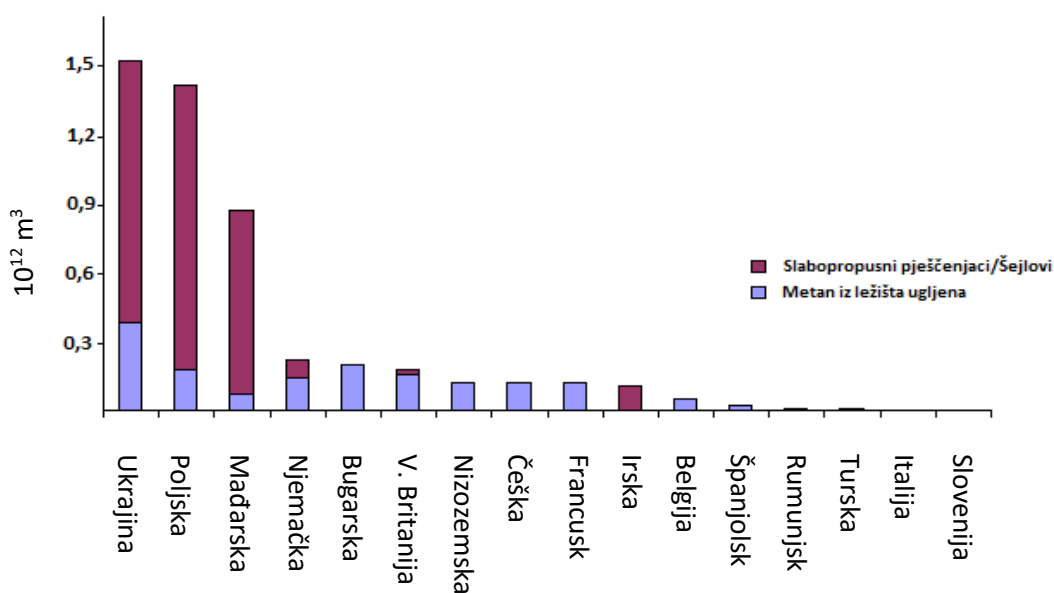
2.1. Neconvencionalna ležišta u Europi

Prema potrošnji prirodnog plina na pojedinom kontinentu, Europa je (bez Ruske Federacije) na drugom mjestu iza Sjeverne Amerike (BP, 2012a. URL). Osim u Norveškoj, u cijeloj Europi se očekuje smanjenje rezervi i proizvodnje iz konvencionalnih ležišta prirodnog plina. Europsko tržište plina je atraktivno za razvoj proizvodnje iz nekonvencionalnih ležišta zbog postojeće plinske infrastrukture, posebno zbog razgranate mreže plinovoda i procesnih postrojenja za obradu plina. Također, cijene prirodnog plina na europskom tržištu, poticajne su za razvoj projekata povezanih s nekonvencionalnim ležištima prirodnog plina budući da sve više slabi ovisnost cijene prirodnog plina o cijeni

nafte (Dekanić, 2015. URL). Pogodnim značajkama europskog tržišta prirodnog plina treba dodati i količinu procijenjenih rezervi. Prema Rogneru (1997.) u nekonvencionalnim ležištima prirodnog plina u Europi se nalazi $36 \times 10^{12} \text{ m}^3$ potencijalnih rezervi plina, od čega se $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ nalazi u dominantno pelitnim sedimentima $12 \times 10^{12} \text{ m}^3$ u slabopropusnim pješčenjacima, a ostalo u ležištima ugljena. U europskim razmjerima to predstavlja značajnu količinu prirodnog plina.

Prirodni plin u slabopropusnim pješčenjacima pronađen je u Njemačkoj i Nizozemskoj u srednjoeuropskom bazenu gornjopaleozojske starosti, te u Sjevernom moru (Littke et al., 2011). Također, može se pronaći u Mađarskoj, Sloveniji, Švicarskoj, Hrvatskoj, Poljskoj, Francuskoj i drugdje. Prirodni plin iz ležišta ugljena povezan je s dobro poznatim područjima gdje je u prošlosti eksploatiran ugljen. To su bazeni u Velikoj Britaniji, Francuskoj, Nizozemskoj, Belgiji, Njemačkoj, Švicarskoj, Italiji, Španjolskoj, Poljskoj, Češkoj, Mađarskoj, Bugarskoj, Rumunjskoj i Turskoj. Osim u Italiji, Rumunjskoj i Mađarskoj, to su većinom bazeni karbonske starosti, a najpoznatiji je Srednjoeuropski bazen koji se rasprostire od Francuske, preko Belgije i Njemačke do Poljske (Chew, 2010).

Najveće rezerve prirodnog plina iz nekonvencionalnih ležišta se nalaze u srednjoeuropskim i istočnoeuropskim zemljama. Najveće rezerve prirodnog plina u slabopropusnim pješčenjacima nalaze se u Ukrajini, Mađarskoj i Poljskoj, dok se najveće rezerve prirodnog plina iz ležišta ugljena nalaze u Ukrajini, Poljskoj, Njemačkoj, Bugarskoj, Velikoj Britaniji, Nizozemskoj, Češkoj i Francuskoj (Slika 2-3).

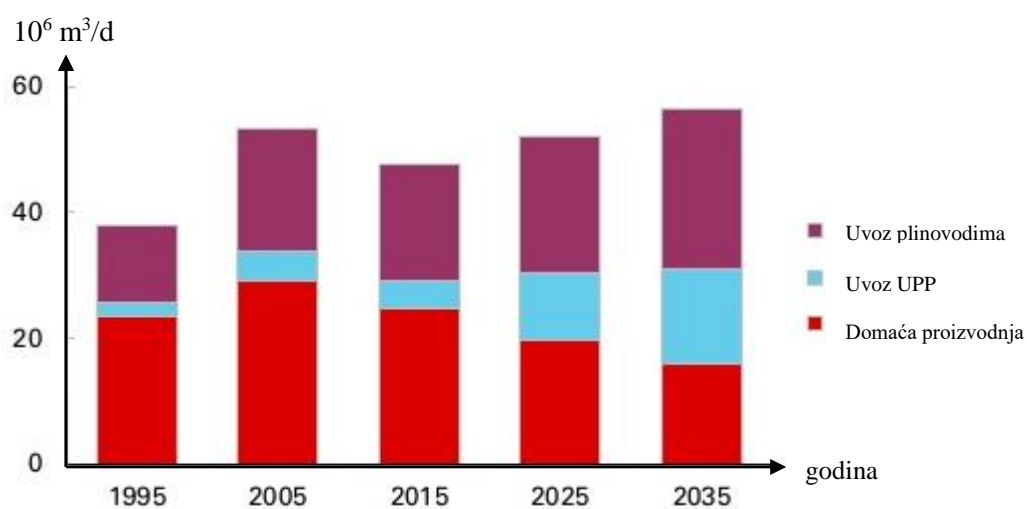


Slika 2-3. Rezerve prirodnog plina u nekonvencionalnim ležištima u Europi (Gény, 2011)

Većina opskrbe prirodnim plinom i dalje se podmiruje proizvodnjom plina u Europi, iako je taj udio u odnosu na uvezene količine svake godine sve manji. Očekuje se da će se proizvodnja prirodnog plina tijekom ovog desetljeća smanjiti za 30% (IEA, 2009. URL).

Ostatak potražnje za prirodnim plinom podmiruje se iz uvoza plina plinovodima, pri čemu su najznačajniji dobavljači Ruska Federacija, Alžir, Libija, Iran i Azerbajdžan. Ekspanzija plinskih infrastrukturnih projekata je dijelom u fazi planiranja, a dijelom već u izgradnji te obuhvaća područja za dobavu plina iz Ruske Federacije, Alžira, Libije i Kaspijske regije. Povezivanje europskog plinskog sustava s plinovodima dobavljača iz područja Euroazije i Srednjeg istoka predstavlja diverzifikaciju opskrbe Europe prirodnim plinom.

Navedeni pad domaće proizvodnje u Europi će zasigurno rezultirati povećanjem uvoza plina u obliku ukapljenog prirodnog plina (UPP). U svrhu diverzifikacije dobave značajno je povećan broj projekata prihvatnih UPP terminala u Europi i to većinom u Velikoj Britaniji, Španjolskoj, Njemačkoj, Francuskoj i Italiji, ali samo je mali dio dodatnih UPP kapaciteta u izgradnji. U Europi je potrebno povećati kapacitete za uvoz i uplinjavanje UPP-a budući da se potražnja za UPP-om kontinuirano povećava. U opskrbi Europe prirodnim plinom udio UPP-a je ispod 10% (BP, 2012b. URL), a prema Rogersu (2010.) do kraja 2015. godine očekuje se više nego dvostruko povećanje kapaciteta za uplinjavanje UPP-a i to sa 311×10^6 na 708×10^6 m³/d, što bi predstavljalo način diverzifikacije opskrbe Europe prirodnim plinom.



Slika 2-4. Izvori opskrbe Europe prirodnim plinom (BP, 2015)

Kompanija British Petroleum u svojoj procjeni energetske kretanja do 2035. godine predviđa da u Europi značajna proizvodnja iz nekonvencionalnih ležišta neće započeti sve do 2020. godine (BP, 2012b. URL). Također, prema predviđanju, 2035. godine gotovo 60% potreba za prirodnim plinom podmirit će se uvozom, dok će udio plina iz nekonvencionalnih ležišta iznositi manje od 10%.

2.2. Nekonvencionalna ležišta u Hrvatskoj

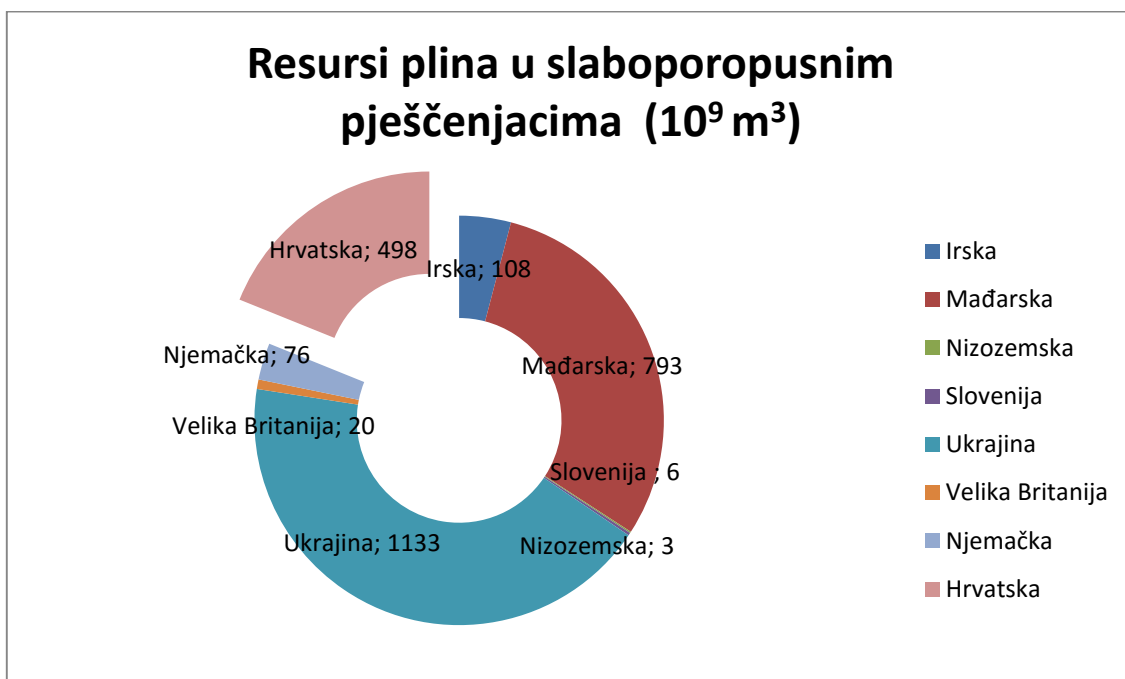
Hrvatska ima dugu povijest proizvodnje ugljikovodika, najznačajnija hrvatska plinska polja su svakako polja duboke Podravine, prije svega Molve koje su dugi niz godina zadovoljavale hrvatske potrebe za prirodnim plinom. Obzirom na dugogodišnju povijest proizvodnje ugljikovodika, zadaća Hrvatske je razmatranje tehničkih sredstava, tehnoloških dostignuća i ekonomske isplativosti eksploatacije plina iz ležišta lošijih ležišnih karakteristika. Prisutnost nekonvencionalnih ležišta zabilježena je u Hrvatskoj u području savske, dravske i murske depresije. Područje navedenih depresija obuhvaća sjeverni i istočni dio Republike Hrvatske, a čine ih naslage stijena neogenske i kvartarne starosti.



Slika 2-5. Područje prostiranja dravske depresije (Malvić et al., 2003)

Prema Malvić et al. (2003) dravska depresija pokriva otprilike 12 000 km² površine, od čega se 9100 km² nalazi u Hrvatskoj, a ostatak u Mađarskoj. Trogrlić (2011.) nakon procjene INA-e i MOL-a govori o nekonvencionalnoj površini mursko-dravskog dijela u Hrvatskoj od 5635 km² koja predstavlja 67,9% ukupne procjenjivane površine. Karakteristike promatranog područja su: visoki nadtlak, visoke temperature, mala propusnost i šupljikavost te izostanak podinske vode koji predstavlja možda i najvažniji čimbenik, obzirom da se vodonapornim režimom nastoji održati konstantan ležišni tlak te tako produžiti proizvodnost.

Kao što je prikazano slikom 2-5 područje dravske i murske depresije obuhvaća sjeverni i istočni dio Republike Hrvatske, a čine ih naslage stijena neogenske i kvartarne starosti. Procijenjene rezerve u ova dva bazena iznose oko 500 milijardi m³ prirodnog plina, od čega je većina u slabopropusnim pješčenjacima, a ostalo u šejlovima. Uvrštavanjem rezervi plina u slabopropusnim pješčenjacima u ukupne nacionalne rezerve prirodnog plina, Hrvatska značajno povećava udio vlastitih rezervi u europskim rezervama plina u slabopropusnim pješčenjacima, što je vidljivo na slici 2-6.



Slika 2-6. Resursi prirodnog plina u slabopropusnim pješčenjacima u Europi (Trogrlić, 2011)

Novootkrivenim ležišnim potencijalima Hrvatska je povećala svoje potencijalne rezerve. Nakon obavljenih istraživanja na promatranom području uz praćenje

petrofizikalnih parametara, utvrđivanja nadpritisnutih zona, zasićenja, mineraloškog sastava te procjene geomehaničkih te sedimentoloških i litofacijskih karakteristika Hrvatska je postala treća zemlja u Europi s udjelom plina u slabopropusnim pješčenjacima. INA-Industrija nafte d.d. planira svoja daljnja istraživanja usmjeravati k točnijem određivanju mineraloških, petrofizičkih i geomehaničkih sastava navedenih područja, a sam projekt bi obuhvaćao bušenje, opremanje te snimanje 3D seizmike dravske i murske depresije (Tablica 2-1).

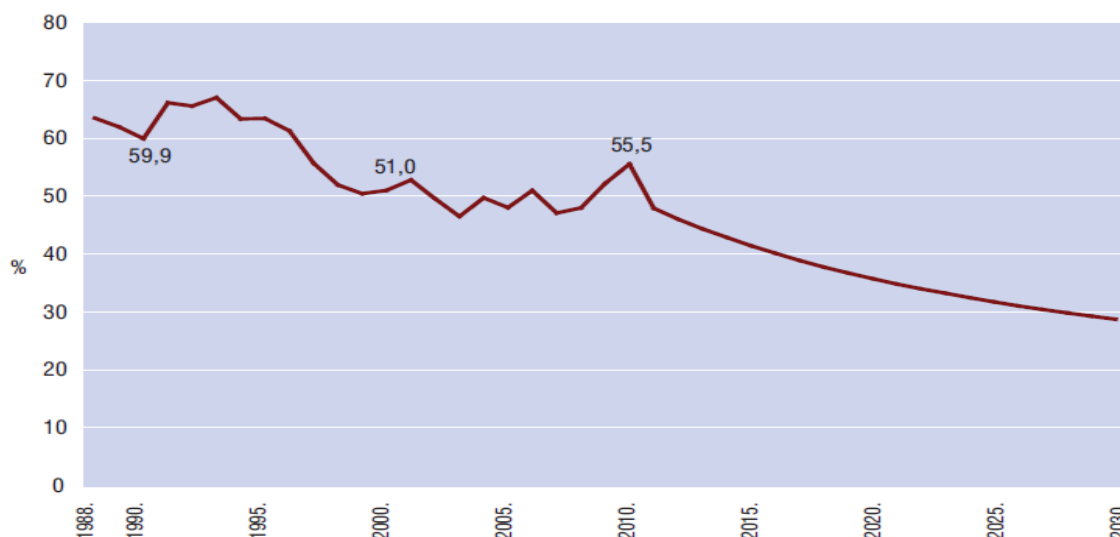
Tablica 2-1. Usporedni prikaz karakteristika hrvatskih geoloških potencijala u nekonvencionalnim ležištima (Trogrlić et al., 2011)

Naziv	<i>Murska depresija</i>	<i>Dravska depresija</i>
Regionalni smještaj	Sjeverozapadna Hrvatska	Sjeverna Hrvatska
Tip stijena u ležištu	Siltiti, gusti pješčenjaci, siltozni lapori, šejlovi	Mudstoni, karbonatno-fosiliferni mudstoni, lapori, pješčenjaci i siltiti
Dubina ležišta	3000-4000 m	3500-4500 m
Ležišni uvjeti	Visoke temperature (190 °C) i tlakovi (570 bar)	Visoke temperature (185 °C) i tlakovi (790 bar)
Debljina ležišta	500 m (250 m gusti pješčenjaci i 250 m siltozni lapor – šejl)	200-600 m
Šupljikavost	3,2-19%	3,2-19%
Propusnost	$0,00017 \times 10^{-16} \text{m}^2$ (prosječna)	$0,0014 \times 10^{-16} \text{m}^2$
Tip fluida	Termogeni suhi plin	Termogeni suhi plin

Ulaskom u Europsku Uniju 2013. godine, Hrvatska podliježe ograničenjima koja su postavljena u sektoru energetike, područje plin. Strogo definirani zakoni o zaštiti okoliša u Europi odnose se na slabopropusna ležišta. Zadatak gospodarskih i energetske subjekata predstavlja uspostavljanje regulatornog sustava kako bi se otvorile mogućnosti razvoja

projekata iz sjevernog dijela Hrvatske. Takav sustav morao bi omogućiti dodjelu koncesija zainteresiranim subjektima te izdavanja dozvola za obavljanje radova na promatranim lokalitetima. Nužno je osigurati korištenje vrhunske tehnologije kako bi se osiguralo učinkovito upravljanje rizicima. Tijekom aktivnosti privođenja eksploataciji nekonvencionalnih ležišta potrebno je zadovoljiti sve uvjete koji proizlaze iz zakonske regulative Republike Hrvatske, ali i direktive Europske unije.

Kako su početni troškovi istraživanja nekonvencionalnih ležišta daleko veći od onih kod konvencionalnih ležišta dobrih ležišnih karakteristika, projekti će zahtijevati velika početna kapitalna ulaganja. Dugotrajnim ispitivanjima te simulacijama opisanih struktura nastojat će se povećati dokazane rezerve. Pozitivne strane su u tome što će Republika Hrvatska dokazivanjem tih rezervi, smanjiti ovisnost o uvozu plina, te će uz dosadašnju proizvodnju sa svojih starih ležišta, od kojih su zasigurno najznačajnija Molve sa proizvodnjom plina od 491×10^6 m³/god, Kalinovac sa proizvodnjom plina od 182×10^6 m³/god, Stari Gradac sa proizvodnjom plina 96×10^6 m³/god (2014.) i ležišta Sjevernog Jadrana osigurati povećanje energetske stabilnosti, a dugoročno gledajući takva istraživanja će utjecati pozitivno na gospodarski rast. U protivnom Hrvatska će uvoziti više od polovice potrebne energije, i prema predviđanjima do 2030. godine opskrbljenost vlastitom energijom iznositi će svega 29% (Slika 2-7).



Slika 2-7. Vlastita opskrbljenost primarnom energijom u Hrvatskoj (Energija u Hrvatskoj 2010. URL)

Kao što je prethodno rečeno unatoč tome što su područja murske i dravske depresije velikih površina s potvrđenom prisutnošću plina, potrebno je osigurati sredstva

kojima bi se omogućila ekonomski isplativa proizvodnja prirodnog plina. Zbog toga je potrebno pronaći ulagače koji bi se upustili u rizik proizvodnje iz takvih tipova ležišta. Zadatak gospodarskih i energetske subjekata predstavlja uspostavljanje regulatornog sustava kako bi se otvorile mogućnosti za razvoj projekata eksploatacije plina iz nekonvencionalnih ležišta iz sjevernog djela Hrvatske. Takav sustav morao bi omogućiti dodjelu koncesija zainteresiranim subjektima te izdavanja dozvola za obavljanje radova na promatranim lokalitetima. Nužno je osigurati korištenje vrhunske tehnologije kako bi se osiguralo učinkovito upravljanje rizicima. Tijekom svih procesa izrade potrebno je zadovoljiti i uvjete važeće zakonske regulative Republike Hrvatske vezane uz eksploataciju ugljikovodika, ali i direktive Europske unije.

Detaljna analiza postavljanja regulatornog okvira za eksploataciju plina iz nekonvencionalnih, slabopropusnih ležišta te prijedlog smjernica za izradu zakonodavnog okvira za eksploataciju plina iz takvih tipova ležišta moraju biti u skladu sa zakonodavnim okvirima Republike Hrvatske. Naime, izrada ovakvih smjernica mora prije svega biti u skladu sa zakonima:

1. Zakon o rudarstvu (Narodne novine, broj 56/13);
2. Zakon o izmjenama Zakona o rudarstvu (Narodne novine, broj 14/14);
3. Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (Narodne novine, broj 94/13);
4. Zakon o izmjenama Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (Narodne novine, broj 14/14);
5. Zakon o osnivanju Agencije za ugljikovodike (Narodne novine broj, 14/14);
6. Zakon o zaštiti okoliša (Narodne novine, broj 80/13; 153/13; 78/15).

3. GEOLOŠKE KARAKTERISTIKE LEŽIŠTA XY

3.1. Opis ležišta XY

Na području sjeverne Hrvatske, točnije u murskom, dravskom i savskom dijelu Panonskog bazena detektirane su zone visokog tlaka, visoke temperature i zasićenja plinom u ležištima slabe propusnosti i male šupljikavosti, što upućuje na nekonvencionalna ležišta sa prisutnošću značajnih količina prirodnog plina. Proizvodnja iz takvih ležišta smanjila bi uvoz plina i povećala energetska stabilnost. Na primjeru ležišta XY bit će prikazan postupak privođenja eksploataciji nekonvencionalnog ležišta.

Naftno - plinsko ležište XY nalazi se u Republici Hrvatskoj. Zapadni dio morfološki je razvijeniji od istočnog. Na zapadnom dijelu teren je zastupljen blagim brežuljcima dok je istočni dio zaravnjen. Nadmorska visina terena kreće se od 180 do 250 m. Prvi radovi na istraživanju ugljikovodika na ovom području datiraju još iz 1939. godine kada je izbušena prva istraživačka bušotina. Obzirom da je bušotina bila male dubine nije mogla dati korisne podatke za kasnije duboke istražne radove. U vremenu do 1980. godine izrađeni su površinski geološki i geofizički radovi (geološko kartiranje te gravimetrijska, magnetometrijska i seizmička mjerenja). Seizmička mjerenja intenziviraju se sedamdesetih godina, a 1974. godine izrađena je duboka istraživačka bušotina kojom je ležište otkriveno. Sve istražne bušotine izrađene su do 1980. godine.

3.2. Opis bušotine XY-3

Bušotina XY-3 pokazala se kao negativna jer se njenim ispitivanjem dobila zanemariva količina plina koja nije ekonomski isplativa te je bušotinski status prenamjenjen u likvidiranu bušotinu. Potencijalne rezerve plina nalaze se unutar paketa donje miocenskih naslaga uz rub taložnog bazena gdje se izmjenjuju čvrsti pješčenjaci, siliti i lapori s propusnošću manjom od $0,1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ iz kojih nije moguće proizvoditi ekonomski opravdane količine. Početak nadpritisnute zone (zona koja zbog tektonskih pomaka ima tlak veći od hidrostatskog tlaka) je na 1978,41 m, a završetak je na 2830 m. Prema rezultatima geološkog praćenja unutar paketa potencijalnih ležišta plina prevladavaju lapori i pjeskoviti lapori. Pojedine serije lapora su raspucane, ispresijecane kalcitnim žilama i nakupinama pirita. Tijekom bušenja brojne su pojave plina iz sloja, a pojave trip plina (prirodni plin koji pod visokim tlakom pritječe u bušotinu tijekom

izvlačenja bušačkih alatki) bile su česte i intenzivne. Nadubini 2383 m tijekom bušenja došlo je do erupcije plina iz pjeskovitih lapora ispresijecanih kalcitnim žilama. Operativna kromatografska analiza i podaci od VMS-a (visokotlačni mjerni separator) pokazali su da plin sadrži sve ugljikovodike od C₁ do C₅ komponenti. Izvedeno je DST (*eng. Drillstem Test*) ispitivanje sloja na intervalu od 2381,2 do 2391 m te je dobivena isplaka i plin. Nagli pad slojnog tlaka govori o maloj propusnosti sloja obzirom da je tijekom bušenja sloj izazvao erupciju.

Tijekom bušenja na dubini 2429 m došlo je do ponovne erupcije plina iz raspucanih lapora. Sloj je testiran DST testom na intervalu od 2424,4 do 2433,7 m te je dobivena manja količina plina. Zbog naglog pada slojnog tlaka utvrđena je mala propusnost sloja. Na temelju plinsko karotažnih dijagrama, podataka VMS-a, DST ispitivanja, te operativno geološkog dijagrama izdvojeni su u ovom kompleksu nizovi plinom zasićenih horizonata. Preliminarni plinsko karotažni izvještaj sadrži detaljnu obradu svakog horizonta zasićenog plinom.

Na dubini 2830 m, ulaskom u karbonatne breče pojavili su se gubici isplake, te je zbog sigurnosti daljnjeg bušenja bušotina zacijevljena do 2836 m kolonom promjera 177,8 mm. U bušotini je ukupno izvađeno 10 jezgara, dok su iz potencijalnog ležišta plina izvađene četiri jezgre. Jezgre su sličnog litološkog sastava, te imaju indicacije na prisutnost ugljikovodika (UV svijetlo, reakcije na HCl te intenzivan miris na naftu). Jezgru-3 uzetu sa dubine (1998–2000 m) izgrađuju silti lapori sa nekoliko tankih proslajaka sivog pješčenjaka. Jezgru-5 (2387–2388 m), jezgru-6 (2429–2433,7 m) i jezgru-7 (2783–2784 m) litološki izgrađuju tamno sivi gotovo crni čvrsti lapor. Stijenu izgrađuje agregat mikrozrnatog kalcita i glinovite supstance, zrna kvarca, karbonatna zrna i listići muskovita. Primijećene su i ljuštore mikrofosila čije su šupljine ispunjene piritom. Na uzorcima jezgara nisu mjerene vrijednosti propusnosti i šupljikavosti.

Tablica 3-1. Osnovni podaci ležišta XY (PRP INA, 2013)

	Elaborat o rezervama sa stanjem 31.12.2010 (INA)
Ležište	Nekonvencionalno ležište plina
Fluidi ležišta	Plin, kondenzat
Salinitet slojne vode	21 – 28g NaCl/l
Tip ležišta	„Nadpritisnuti“ tip ležišta
Ležišne stijene	Lapor, silit, pjeskoviti lapor

Pokrovne stijene	Lapor
Interval (m)	1978,41 – 2830,0 m
Jezgrovani intervali (m)	1998 - 2000 m , 2387 – 2388 m , 2429 -2433,7 m 2783 – 2784,65 m

Izradom bušotine XY-3, 1976. godine, nije u potpunosti izvršen primarni zadatak te je bušenje obustavljeno na dubini 2983,0 m u karbonatima podloge tercijara. Osvajanje i ispitivanje bušotine XY-3, izvršeno je u razdoblju od 15.08. do 21.11.1976. godine. Bušotina nikada nije bila u proizvodnji.

Bušotinom XY-3 utvrđeno je zasićenje plinom u raspucalim laporima. Ležište čini stijena s primarnom i sekundarnom šupljikavosti, male propusnosti prema podacima dobivenim DST-om, zasićene slojnom vodom i plinom (uz napomenu da se jedino na intervalu 2433,0 – 2435,5 m pojavila vrlo mala količina nafte, svega 0,01 m³). Iz dobivenih rezultata ispitivanja i sadržaja CO₂ u dobivenom plinu razlikuju se dvije zone, dublja zona s visokim udjelom CO₂ od 2600,0 ~ 2833,0 m gdje je u sastavu plina 69% CO₂ te plića zona s niskim udjelom CO₂ od 2300,0 ~ 2600,0 m gdje je u sastavu plina 1,77 % CO₂.

Iz dobivenih rezultata ispitivanja također razlikujemo dvije zone zasićenja vodom, dublju zonu od 2500,0 ~ 2833,0 m gdje je uz klipovanje i povremenu erupciju (nekontrolirano istjecanje) dobiveno od 10 do 110 m³ vode, sa statičkim tlakom od 20 bara te pliću zonu od 2100,0 ~ 2500,0 m s malim količinama vode (~ 0,15 m³), malom količinom nafte (0,01 m³) i kondenzata (0,5 m³), uz radni tlak ušća od 4 baar i statički tlak na tubingu od 50 bara.

Procjena zasićenja i prosječnih debljina napravljena je u intervalu 1860,0 – 2500,0 m korištenjem metode interaktivne korelacije podataka karotažnih mjerenja, geološkog praćenja, hidrodinamičkih mjerenja i ispitivanja u bušotinama. Prema toj analizi izdvojena su dva tipa nekonvencionalnih ležišta plina:

- I. slabopropusni zaplinjeni pješčenjaci (*eng. Tight Gas Sands*) 1800,0 – 2152,0 m
- II. plinonosni šejlovi (*eng. Shale Gas*) 2152,0 – 2500,0 m (Tablica 3-2).

Tablica 3-2. Nekonvencionalno ležište plina XY (PRP INA, 2013)

Tip nekonvencionalnog ležišta u Čentiba članu:	„SWEET SPOT“ (visokoproduktivni intervali) (m)	efektivna debljina (m)	prosječna poroznost (%)	zasićenje
zalaporeni plinonosni pješčenjaci	1814 – 1821	1,2	1	plin
	1829 – 1839	3,5	4	plin
	1879 – 1881	0,8	6	plin
	1894 – 1903	1,8	1	plin
	1939 – 2005	2,3	1	plin
	2107 – 2122	13,4	20	plin
	2126 – 2130	0,5	3	plin
	2156 – 2167	1	6	plin
	2194 – 2202	2,3	15	plin
plinonosni šejl	2334 – 2352	5	10	mokri plin/ kondenzat
	2366 – 2370	1	6	mokri plin/ kondenzat
	2384 – 2399	6	11	mokri plin/ kondenzat
	2423 – 2459	6,7	11	mokri plin/ kondenzat

Prosječne vrijednosti šupljikavosti procijenjene su iz rezultata karotaže gustoće i zvučne karotaže. U svim intervalima plićim od 2600 m utvrđen je plin s visokim sadržajem CH₄, kondenzat i voda. Navedeni slojevi imaju nagib manji od 65 do 85° što je otegotna okolnost pri dizajniranju i izvođenju frakturiranja, jer zbog velikog nagiba nemožemo točno utvrditi u kojem je smjeru fraktura izrađena. Cilj frakturiranja je postići što veći efektivni radijus, odnosno kontaktnu površinu, te povezati tanke pješćane proslojke zasićene plinom i nepropusne šejlove u jednu visoko protočnu pukotinu.

3.3. Hidrodinamičke značajke ležišta

Cilj izrade bušotine XY-3 bio je probušiti i ispitati čitav profil tercijarnih naslaga, nabušiti njihovu podlogu, te utvrditi veličinu ležišta nafte i plina, ali postavljeni cilj nije u potpunosti ispunjen zato jer je bušenje obustavljeno u čentiba članu. Temeljem svih dobivenih parametara tijekom bušenja unutar čentiba člana izdvojene su dvije različite litološke jedinice:

- I. litološka jedinica – proteže se od dubine 2833,0 – 2987,0 m i sastoji se od karbonatnih naslaga
- II. litološka jedinica – proteže se od dubine 1500,0 – 2833,0 m i sastoji se od nekarbonatnih naslaga.

3.3.1. DST mjerenja

DST (*eng. Drillstem test*) je testiranje, ispitivanje bušotine kroz bušaću šipku. Ovom metodom moguće je odrediti potencijalnu produktivnost ležišta, mjerenjem ležišnog tlaka i temperature te protoka fluida. Za vrijeme ispitivanja kanal bušotine je ispunjen isplakom. Metodom DST dobivaju se važni podaci o protoku (kapacitetu proizvodnje), o statičkom i dinamičkom tlaku u bušotini, te uzorci slojnih fluida. Tijekom bušenja istražne bušotine XY-3 obavljeno je ukupno pet DST mjerenja.

3.3.1.1. Prvi DST – interval 1795,02 – 1805,62 m

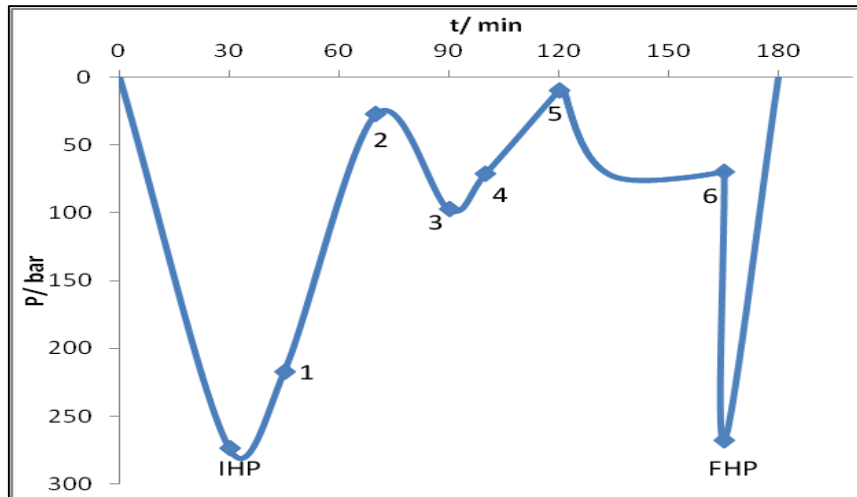
Prvo testiranje na dubokoj istražnoj bušotini XY-3 nije tehnički uspjelo. Litostratigrafski interval odgovara Čentiba članu. Kontinuiranom plinskom kromatografijom utvrđena je, na intervalu 1795 – 1800 m pojava plina u ukupnoj koncentraciji od 42%. Ležišne karakteristike sloja nisu ispitane jer jezgrovanje nije bilo uspješno izvedeno. Instrumentacijom iz jezgrovanog intervala 1800 – 1805 m dobiveno je svega 10 cm jezgre izgrađene od gustog sitnozrnog pješčenjaka sa tankim proslojcima lapora. Tijekom jezgrovanja registrirano je 62% od ukupnog plina. Razlog neuspjeha operacije je proširenje kanala bušotine uslijed čestih ispiranja, jezgrovanja i instrumentacije.

3.3.1.2. Drugi DST – interval 2381,9 – 2391,0 m

Ispitivanje ovog intervala uslijedilo je nakon erupcije plina, na dubini 2383,0 m popraćene s povećanim napretkom bušenja. Erupcija je sanirana otežavanjem isplake, te je u dva navrata izvršeno jezgrovanje intervala. Prvo vađenje jezgre je bilo neuspješno, a drugom jezgrom je dobiven lapor bez tragova ugljikovodika. Obzirom da uzorci sa sita zbog erupcije nisu dobiveni, pretpostavlja se da plin potječe iz pješčenjaka. Manifestacija dotoka je od početka mjerenja bila vrlo dobra. Plin se pojavio na površini već nakon 3 do 4 minute. Tlak na ušću, nakon 5 minuta je iznosio 19,3 bara, a u vremenu od 10 do 15 minuta nakon otvaranja dostigao je maksimum od 20,68 bara, nakon čega je počeo padati. Prije zatvaranja iznosio je 14,5 bara. Drugi protok je počeo bez ikakve manifestacije na površini, nakon 10 minuta tlak je narastao na 6,9 bara, te je nakon 15 minuta počeo padati, a prije zatvaranja instrumenta za mjerenje drugog statičkog tlaka (dvomjernog ventila) iznosio je svega 4 bara. Iz krivulje mjerenja tlaka vidljiv je nagli pad tlaka uslijed proizvodnje, vrlo mala propusnost, te je kao takav sloj ocijenjen - ekonomski neinteresantan.

Na slici 3-1 prikazan je dijagram tlaka kod izvođenja drugog DST-a, koji prikazuje izmjerene početne i završne hidrostatičke, statičke i dinamičke tlakove na dnu bušotine.

Tijekom spuštanja alatki u bušotinu, tester ventil je bio zatvoren čime je bio spriječen ulazak isplake u bušaću alatke. Izmjeren je početni hidrostatički tlak 273,8 bara (točka IHP) kao posljedica spuštanja alatki kroz stupac isplake u bušotinu. Kada su alatke došle na željenu dubinu aktivirao se paker i otvorio se tester ventil, čime je bio omogućen dotok fluida i mjerenje početnog dinamičkog tlaka prvog protoka koji je iznosio 217,038 bara (točka 1). Kada se zatvorio dvomjerni ventil zaustavio se protok kroz tester alatke te je izmjeren završni dinamički tlak prvog protoka 27,429 bara (točka 2) i sve dok je ventil bio zatvoren trajalo je mjerenje prvog statičkog tlaka koji je iznosio 97,637 bara (točka 3). Nakon toga nategom i rotacijom bušaćih alatki otvorio se dvomjerni ventil čime je počeo protok kroz alatke, te je bio izmjeren dinamički tlak drugog protoka od 71,140 bara (točka 4) na dnu bušotine. Ponovnom rotacijom i nasjedanjem bušaćih šipki zatvorio se dvomjerni ventil, te je bio izmjeren završni dinamički tlak drugog protoka od 9,73 bara (točka 5). Nakon toga je bilo došlo do porasta tlaka i mjerenja konačnog statičkog tlaka od 69,540 bara (točka 6). Nategom se deaktivirao paker, zatvorio se tester ventil, otvorio se ventil za obrnutu cirkulaciju, fluid u šipkama bio je zamjenjen isplakom te je počelo izvlačenje alatki, čime je izmjeren završni hidrostatički tlak od 268,268 bara (točka FHP).



Slika 3-1. Dijagram tlaka drugog DST-a

IHP (Initial Hydrostatic pressure) = 273,800 bar (početni hidrostaticki tlak isplake)

1 = 217,038 bar (početni tlak prvog protoka)

2 = 27,429 bar (završni tlak prvog protoka)

3 = 97,637 bar (prvi statički tlak)

4 = 71,140 bar (početni tlak drugog protoka)

5 = 9,73 bar (završni tlak drugog protoka)

6 = 69,540 bar (završni statički tlak)

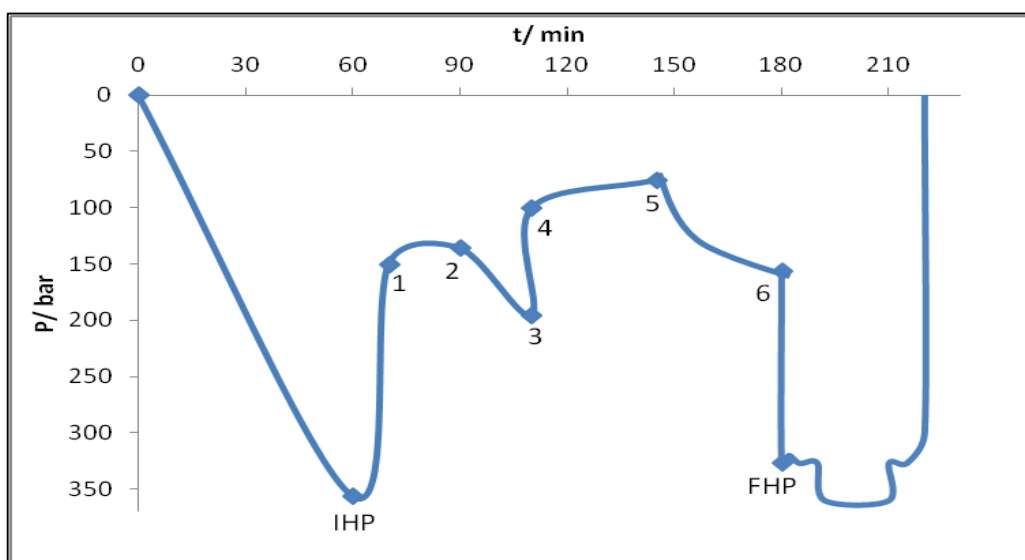
FHP (Final Hydrostatic Pressure) = 268,268 bar (završni hidrostaticki tlak isplake)

3.3.1.3. Treći DST - interval 2424,4 – 2433,7 m

Litostratigrafski ispitivani interval odgovara Čentiba članu. Litološku formaciju intervala i njegove krovine izgrađuju sivi harnišavi lapor koji je mjestimično raspucan. Testiranju ovog intervala je prethodila kontinuirana erupcija plina koji se pojavio na intervalu od 2427 do 2432 m. Sastav plina sadrži sve komponente od C₁ do C₅. Nakon 5 minuta mjerenja protoka pojavio se plin na površini uz 6,8 bar tlaka ispred površinske sapnice. Tlak je postepeno rastao da bi na kraju prvog protoka iznosio 54,4 bar. Nakon 19 minuta mjerenja pojavila se i isplaka na površini. Tijekom mjerenja drugog protoka tlak je rastao do 68,94 bar da bi na kraju mjerenja iznosio 41,4 bar. Na kraju mjerenja dobivene su neznatne količine kondenzata. Testiranjem je dobiveno 3,90 m³ isplake. Iz krivulje

mjerenja tlaka vidljiv je nagli pad obujamskog protoka. Ispitivani interval je najvjerojatnije male propusnosti.

Na slici 3-2 prikazan je dijagram tlaka kod izvođenja trećeg DST-a, koji prikazuje izmjerene početne i završne hidrostatičke, statičke i dinamičke tlakove na dnu bušotine. Tijekom spuštanja alatki u bušotinu, tester ventil je bio zatvoren čime je bio spriječen ulazak isplake u bušaće alatke. Izmjeren je početni hidrostatički tlak 355,984 bara (točka IHP) kao posljedica spuštanja alatki kroz stupac isplake. Kada su alatke došle na željenu dubinu aktivirao se paker i otvorio se tester ventil, čime je bio omogućen dotok fluida, ali mjerenje početnog dinamičkog tlaka prvog protoka nije bilo uspješno. Kada se zatvorio dvomjerni ventil zaustavio se protok kroz tester alatke te je bio izmjeren završni dinamički tlak prvog protoka 135,542 bara (točka 2) i sve dok je ventil bio zatvoren trajalo je mjerenje prvog statičkog tlaka koji je iznosio 195,314 bara (točka 3). Nakon toga nategom i rotacijom bušaćih alatki otvorio se dvomjerni ventil čime je počeo protok kroz alatke, ali početni dinamički tlak drugog protoka opet nije bio uspješno izmjeren.. Ponovnom rotacijom i nasjedanjem bušaćih šipki zatvorio se dvomjerni ventil, te je bio izmjeren završni dinamički tlak drugog protoka od 74,960 bara (točka 5). Nakon toga je bilo došlo do porasta tlaka i mjerenja konačnog statičkog tlaka od 156,516 bara (točka 6). Nategom se deaktivirao paker, zatvorio se tester ventil, otvorio se ventil za obrnutu cirkulaciju, fluid u šipkama bio je zamjenjen isplakom te je počelo izvlačenje alatki, čime je izmjeren završni hidrostatički tlak od 326,904 bara (točka FHP).



Slika 3-2. Dijagram tlaka trećeg DST-a

IHP = 355,984 bar	(početni hidrostaticki tlak isplake)
1 = -	(početni tlak prvog protoka)
2 = 135,542 bar	(završni tlak prvog protoka)
3 = 195,314 bar	(prvi statički tlak)
4 = -	(početni tlak drugog protoka)
5 = 74,960 bar	(završni tlak drugog protoka)
6 = 156,516 bar	(završni statički tlak)
FHP = 326,904 bar	(završni hidrostaticki tlak isplake, tlak isplake nakon testiranja)

3.3.1.4. Četvrti DST - interval 2824,0 – 2853,0 m (karbonati)

Nakon aktiviranja testera na površini su zamijećene vrlo slabe manifestacije dotoka (tek nekoliko mjehurića). Tijekom drugog protoka mjehurići zraka izlaze nekih 10 min te potpuno prestaju. U šipkama je dobiveno 1,3 m³ fluida od čega je bilo 0,25 m³ isplake i 1,05 m³ zaplunjene vode onečišćene s isplakom. Salinitet vode određen na dva uzorka iznosi 8,19 do 9,36 g/L NaCl. Plin otopljen u vodi sadrži 70,95% CO₂, 25,82% C₁, 2,18% C₂ i 0,05% C₃. S obzirom na vrijeme mjerenja (39 min i 58 min) dobivena je skromna količina fluida. Iz porasta tlaka ustanovljeno je veliko oštećenje formacije (veliki skin faktor). Temeljem porasta tlaka podizanjem stupca fluida u kolonama izvršen je proračun proizvodnosti. U postojećim uvjetima testiranja formacija je dala 20,45 m³/d. Izmjereni statički tlak iznosi 299,7 bara. Možemo zaključiti da ispitivani vapnenci na bušotini XY-3 posjeduju relativno dobra ležišna svojstva i znatnu slojnu energiju. Formacija je zasićena slojnom vodom i otopljenim plinom, te nema indikacija neke povezanosti s naftnim ležištem. Uklanjanjem oštećenja, davanje sloja bi se višestruko povećalo.

Navedena je legenda sa tablice 3-3. koja se nalazi na sljedećoj stranici a prikazuje analizu izvršenih DST-a:

P_{wf} - dinamički tlak na razini ležišta (bar)

$\Delta p/\Delta H$ - gradijent tlaka (bar/10m)

$\Delta T/\Delta H$ - gradijent temperature (°C/10 m)

k_o - efektivna propusnost za naftu (m²)

k_g - efektivna propusnost za plin (m²)

k_w - efektivna propusnost za vodu (m²)

Tablica 3-3. Analiza izvršenih DST-a (PRP INA, 2013)

Datum	D			Rezultati testiranja						Ležište				Analiza				Napomena
	S	T	Interval (m)	Nafta m ³ /d	Plin m ³ /dan izračun	Kond. m ³ /d	Voda m ³ /dan izračun	Dubina mjerenj a	Tlak (P _{wf}) bar	$\Delta p/\Delta H$ bar/10 m	Temp (°C)	$\Delta T/\Delta H$ °C/100 m	k _o mD	k _g mD	k _w mD	skin		
15.8.1976	1	1795,02-1805,62		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	neuspješno
22.9.1976	2	2381,9-2391,0		-	27922	-	-	2390	113,0	0,47	116,7	4,88	-	-	-	-	-	plin
29.9.1976	3	2424,4-2433,7		-	89283	-	-	2432,7	220,4	0,91	128,0	5,26	-	-	-	-	-	plin
15.11.1976	4	2824,0-2853,0		-	-	-	20,5	2819,7	299,7	1,06	134,5	4,77	-	-	-	-	-	Voda (plin-trag)
21.11.1976	5	2836,0-2944,5		-	-	-	254	2813,7	291,0	1,03	-	-	-	-	190	-	-	Voda (plin-trag)

4. IZVOĐENJE RUDARSKIH RADOVA NA BUŠOTINI XY - 3

4.1. Konstrukcija kanala bušotine XY - 3

Istražna bušotina dubine 2938 m cementirana je do dubine od 2770 m. Na ušću bušotine nalazi se bušotinska glava proizvođača Đuro Đaković montirana na tlak od 345 bara, te erupcijski uređaj montiran na tlak od 345 bara. Konstrukcija kanala bušotine prikazana je na tablici 4-1.

Tablica 4-1. Konstrukcija kanala bušotine (PRP INA, 2013)

	Promjer (mm)	Kvaliteta čelika	Nominalna težina (kg/m)	Dubina ugradnje (m)
Uvodna kolona	504,0	H-40	136,04	0,00 – 72,0
II. Tehnička kolona	339,7	J-55	78,49	0,00 – 294,0
	339,7	J-55	88,47	294,0 – 672,0
I. Tehnička kolona	244,5	N-80	63,55	0,00 – 1724,0
	244,5	C-75	68,67	1724,0 – 2086,0
	244,5	N-80	68,67	2086,0 – 2245,0
Proizvodna kolona	177,8	N-80	38,19	0,00 – 982,0
	177,8	C-75	38,19	982,0 – 1967,0
	177,8	N-80	38,19	1967,0 – 2836,0

Privremeno izolirani intervali cementnim čepom:

2107,5 – 2109,5 m (2 m)

2111,0 – 2114,5 m (3,5 m)

2383,5 – 2387,5 m (4 m)

2423,0 – 2435,5 m (12,5 m)

Intervali odvojeni cementnim čepom:

2570,0 – 2578,0 m (8 m)

Intervali odvojeni mehaničkom pregradom:

2653,0 – 2657,0 m (2 m)

2666,0 – 2668,0 m (2 m)

2740,5 – 2744,5 m (4 m)

Intervali odvojeni mehaničkim čepom „Bridge Plug“:

2791,0 – 2793,0 m (2 m)

2795,0 – 2797,0 m (2 m)

2816,0 – 2822,0 m (6 m)

2824,0 – 2827,0 m (3 m)

2830,0 – 2833,0 m (3 m)

Fluid u bušotini je otežana voda 1550 kg/m^3 , a ležišni tlak i temperatura prema zadnjem ispitivanju iz 2013. godine je 355 bara odnosno $128 \text{ }^\circ\text{C}$ na dubini ležišta.

4.2. Rad s remontnim postrojenjem

Naručitelj rudarskih radova INA d.d.prihvatila je ponudu CROSCO d.o.o. naftnih servisa za izvođenje rudarskih radova. Croscos je na dogovorenu lokaciju dostavio svu potrebnu opremu, bušaće postrojene, remontno postrojenje grupe CW-8, postrojenje za ispitivanje bušotine, žičano uže (wire-line) i separator hidrodinamičkih mjerenja, savitljivi tubing i tekući dušik za ispiranje podupirača, te je izveo cementacijski servis (squeeze-sekundarna cementacija i postavljanje cementnih mostova), EK servis (snimanje statičkih temperatura), isplačni servis (izrada obrađene vode, terenske analize slojnog fluida, izrada paker tekućine), servis rudarske opreme, geoservisne radove te specijalne radove koji podrazumijevaju bušenje cementnih čepova i protočnog čepa.

Kod radova s remontnim postrojenjem potrebno je bilo izvesti pripremne radove. Prvo je dostavljeno remontno postrojenje Grupe CW-8 s isplačnim sustavom, zatim su spuštteni tlakovi na 0 bara iz zaštitnih cijevi $177,8 \text{ mm}$ i na prstenastim prostorima $177,8 \text{ mm} \times 244,475 \text{ mm}$, $244,475 \text{ mm} \times 339,725 \text{ mm}$ i $339,725 \text{ mm} \times 508,0 \text{ mm}$ (zabilježene su manifestacije) te izvršena montaža postrojenja, uključujući i vod za baklje (dvije). Nakon toga je demontiran erupcijski uređaj te montiran preventer (*eng. Blow Out Preventer*) promjera $182,033 \text{ mm}$, montiran na tlak od 345 bara, dupli čeljusni (profil $73,02 \text{ mm}$ i puni profil) i prstenasti preventer te su testirani na hermetičnost s vodom, 15 minuta po poziciji na ležišni tlak od 345 bara. Ispitana su dva ventila za osiguranje bušotine s pripadajućim prelazima na ležišni tlak od 345 bara, a testiranje svakog od ventila trajalo je 15 minuta.

Ispitan je i tlačni vod od pumpe na ležišni tlak od 345 bara i vod do baklje na tlak od 50 bara, a testiranje svakog od njih trajalo je po 15 minuta, te je iz bušotine izvađen tubing (73,025 mm) sa dubine od 1000 m. Zatim je u bušotinu ugrađen frazer (152,4 mm) do cementnog čepa. Izvršena je zamjena otežane vode 1550 kg/m^3 s slojnom vodom i probušeni su cementni čepovi, 2107,5 – 2109,5 m, 2111 – 2114,5 m i 2383 – 2387,5 m. Prije početka bušenja mehaničkog protočnog čepa potrebno je bilo izvršiti zamjenu slojne vode otežanom gustoće 1550 kg/m^3 , te probušiti mehanički čep na dubini od 2400 m (kad se probuši taj čep očekuje se dotok slojnog fluida). U slučaju lošeg iznošenja nabušenoga materijala povremeno se u cirkulaciju dodavalo 2-3 m^3 gela. Na kraju se u bušotinu ugradio skreper (177,8 mm).

Nakon pripremnih radova u bušotinu je ugrađena oprema za frakturiranje:

- tubing vješalica,
- protočna spojnica,
- tubing 88,9 mm 18,91 kg/m N-80,
- RTTS sigurnosna spojnica ,
- RTTS cirkulacijska spojnica,
- RTTS paker 177,8 mm,
- tubing 73,025 mm plinotjesni navojnih spoj,
- prijelaz za odlaganje „X“ 58,75 mm,
- kratki tubing 73,025 mm,
- šesir vodilica 73,025 mm.

Nakon ugradnje opreme aktiviran je paker nasjedanjem od 22 t (140-150 cm + hod sržnih cijevi), te je ispitana indirektno hermetičnost pakera na 100 bara.

U bušotinu je demontiran preventerski sklop te montiran erupcijski uređaj čija je hermetičnost ispitana preko štitnika erupcijskog uređaja (tree-savera). Iz prijelaza „X“ je izvađen čep i izvršeno je probno utiskivanje do tlaka utiskivanja 350 bara da se provjeri postojanje izvan kolonske komunikacije.

4.3. Radovi bez remontnog postrojenja

Prije samog frakturiranja izvodi se tzv. pokusno frakturiranje („mini frac“). To je postupak čiji se rezultati koriste da bi se dobili podaci o tlaku loma ležišnih stijena, vremenu zatvaranja pukotine, djelotvornosti radnog fluida za ostvareni protok i visini

nastale pukotine u odnosu na predviđenu. Također, koriste se kao ulazni parametri da bi se eventualno korigirao inicijalni dizajn glavnog hidrauličkog frakturiranja. Pokusno frakturiranje obično se izvodi dan prije zakazanog hidrauličkog frakturiranja, u istim obrocima utiskivanja i istim tipom fluida, ali bez podupirača. Prije samog „mini frac-a“ snima se statička temperatura i gradijent tlaka u bušotini, a nakon njega snima se pad tlaka u trajanju od minimalno 90 minuta. Zatim slijedi mjerenje statičke temperature prema kojoj se dobiva podatak u kojem smjeru je nastala fraktura. Najvažnije je dobiti podatak o tome u kojem smjeru je fraktura nastala jer ako se pruža u smjeru vodenih slojeva, to može biti razlog za odustajanje od glavne operacije da bi se izbjegao dotok vode. Minimalno 12 sati nakon završetka utiskivanja kreće se s osvajanjem bušotine i čišćenjem ležišta od utisnutog fluida. Najčešće se to obavlja klipovanjem.

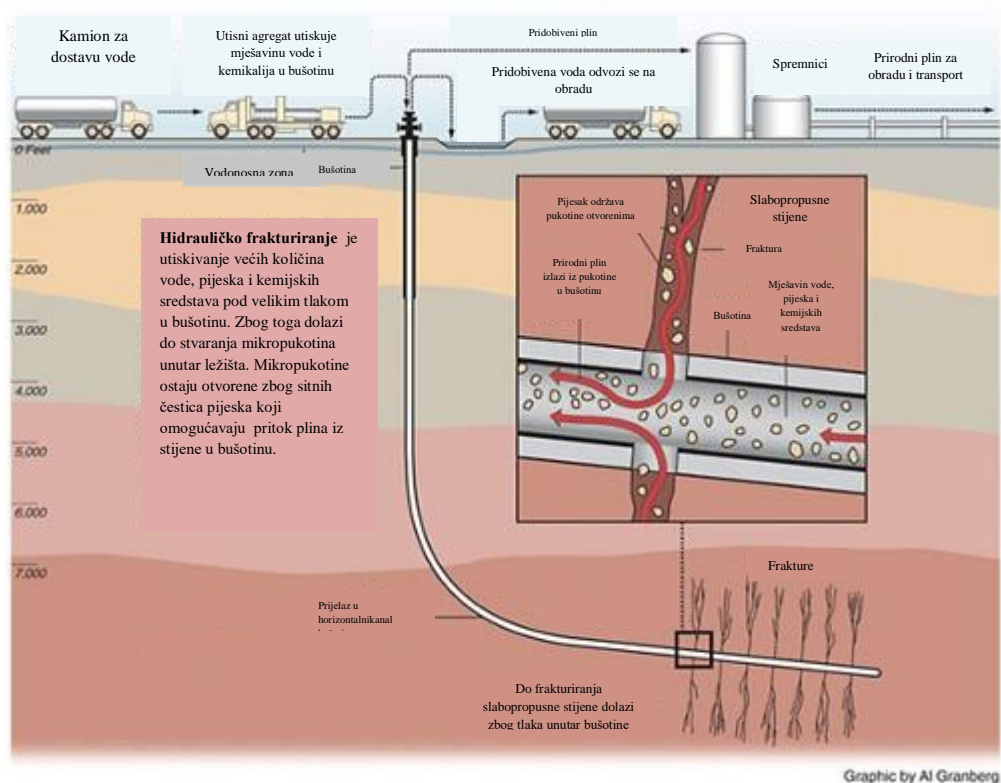
Nakon završetka utiskivanja snimljen je temperaturni profil nakon 3., 6., i 12. sata od prestanka utiskivanja, te je izvršeno hidrauličko frakturiranje s podupiračem na dubini od 2423,0 do 2435,5 prema programu izvođača.

4.3.1. Hidrauličko frakturiranje

Prvi postupak hidrauličkog frakturiranja izveden je 1947. godine u SAD-u. U Hrvatskoj se kao prekretnica može zabilježiti 1985. godina jer je tada uz angažman inozemne usluge na plinsko-kondenzatnoj bušotini Kalinovac-5a izvedeno prvo hidrauličko frakturiranje koje je polučilo izvrstan rezultat. Samo za usporedbu, dnevna proizvodnja plina na toj bušotini povećana je sa 2 696 m³ na 50 269 m³. Nakon toga uslijedio je niz operacija koje su dale dobre rezultate, a kroz to vrijeme i domaća naftna industrija polako se modernizirala i opremala tehnikom tako da je nakon 1989. godine glavnina poslova frakturiranja izvedena uz minimalno ili nikakvo prisustvo stranih servisa (Čikeš, 1995).

Hidrauličko frakturiranje je strogo kontroliran proces, testiran u laboratorijima, ali i provjeren u tisućama bušotina. U osnovi se sastoji od utiskivanja fluida za frakturiranje u ležište pri tlaku višem od tlaka loma stijene (ponekad premaši 600 bara). Fluid za frakturiranje sastavljen je od oko 90% vode, 9% pijeska i oko 1% aditiva, kao što su biocidi, smanjivači trenja, aditivi za povećanje viskoznosti vode i slično (Al – Megren, H.

A. 2012. URL). Utiskivanjem fluida za frakturiranje, formira se dovoljan broj pukotina, pri čemu pijesak (ili keramičke, metalne ili plastične kuglice umjesto pijeska) sprečava zatvaranje fraktura. Na taj način se stvara mreža puteva kroz koje plin može dotjecati u bušotinu. Posljednje desetljeće donijelo je i izvjesni tehnološki napredak kada je u pitanju hidrauličko frakturiranje, pa je tako moguće frakturirati u više stupnjeva uz izolaciju pojedinih zona, što u konačnici može rezultirati smanjenjem troškova eksploatacije. Trenutno na hidrauličko frakturiranje otpada oko 25% ukupnih troškova remontnih radova. Količina vode i pijeska potrebna za frakturiranje u samo jednoj bušotini iznosi između 7,5 i 11,3 milijuna litara vode te 450 do 680 tona pijeska. Za usporedbu, u jedan Olimpijski bazen za plivanje stane 2,25 milijuna litara vode.



Slika 4-1. Hidrauličko frakturiranje (ROGERS, H., 2104. URL)

Hidrauličko frakturiranje mehanički je postupak stimulacije ležišnih stijena u svrhu povećanja njene proizvodnosti na način da se stvori pukotina velike vodljivosti s obje strane kanala bušotine (Slika 4-1). Stijena se razdire i pukotina se stvara utiskivanjem fluida tlakom i protokom dovoljnim za njezino slamanje, odnosno tlakom većim od tlaka loma ležišne stijene. U idealnom slučaju prilikom takvog utiskivanja doći će do stvaranja

pukotine koja ima dva krila jednake duljine s obje strane kanala bušotine. Nakon što pukotina nastane, utiskivanje se prekida, a utisnuti fluid (gel) izlazi iz pukotine u ležište. Tlak u pukotini pada, a pukotina se zatvara. Ukoliko se frakturiranje izvede kiselinom, moguće je pukotinu ostaviti djelomično otvorenom zbog toga što će kiselina neravnomjerno nagristi površinu stijenke pukotine i spriječiti njeno potpuno zatvaranje. Ipak, najčešći slučaj je dodavanje podupirača (propanta) u fluid (gel) koji ga nosi i zajedničkim utiskivanjem i frakturiranjem podupirač ostaje unutar pukotine nakon što tlak padne i time sprečava njeno zatvaranje. Na taj način nastala pukotina povećava propusnost ležišnih stijena u kojima se nalazi i time se povećava proizvodnja ugljikovodika iz ležišta.

Postupak hidrauličkog frakturiranja provodi se utiskivanjem fluida s visokom koncentracijom pijeska - podupirača (propanta) u ležište. Najprije se utiskuje prethodnica s aditivima za kondicioniranje koja ima zadatak stvoriti pukotinu željene duljine. Nakon nje utiskuje se suspenzija fluida i podupirača koja popunjava pukotinu do određene širine. Pukotina postupno raste sve do trenutka kad podupirač dođe do samog vrha i tada postupak frakturiranja završava, a utiskivanje prestaje. Nakon što se prestane sa utiskivanjem pukotina će se pokušati zatvoriti onoliko koliko joj dopusti podupirač, a što manje dođe do zatvaranja pukotine, to će prtok fluida biti veći. Propusnost formacije će neko vrijeme nakon provedenog postupka biti smanjena zbog velike viskoznosti utisnutih fluida. S vremenom će se djelovanjem aditiva i djelovanjem velike ležišne temperature, viskoznost smanjiti i utisnuti fluid će se početi vraćati iz ležišta u kanal bušotine i na površinu.

4.3.1.1. Pokusno frakturiranje

Prije samog frakturiranja izvodi se tzv. pokusno frakturiranje („mini frac“). To je postupak čiji se rezultati koriste da bi se dobili podatke o tlaku loma ležišnih stijena, vremenu zatvaranja pukotine, djelotvornosti radnog fluida za ostvareni protok i visini nastale pukotine u odnosu na predviđenu. Također, koriste se kao ulazni parametri da bi se eventualno korigirao inicijalni dizajn glavnog hidrauličkog frakturiranja. Pokusno frakturiranje obično se izvodi dan prije zakazanog hidrauličkog frakturiranja, u istim obrocima utiskivanja i istim tipom fluida, ali bez podupirača. Prije samog „mini frac-a“ snima se statička temperatura i gradijent tlaka u bušotini, a nakon njega snima se pad tlaka u trajanju od minimalno 90 minuta. Zatim slijedi mjerenje statičke temperature prema kojoj se dobiva podatak u kojem smjeru je nastala fraktura. Najvažnije je dobiti podatak o

tome u kojem smjeru je fraktura nastala jer ako se pruža u smjeru vodenih slojeva, to može biti razlog za odustajanje od glavne operacije da bi se izbjegao dotok vode. Minimalno 12 sati nakon završetka utiskivanja kreće se sa osvajanjem bušotine i čišćenjem ležišta od utisnutog fluida.

4.3.1.2. Hidrauličko frakturiranje na bušotini XY-3

Za radove hidrauličkog frakturiranja potrebno je 9 bazena po 50 m³, dvije osobe za rukovanje bazenima te niskotlačna oprema za spajanje bazena, pumpa za pretakanje vode, kemičar na lokaciji bušotine, pumpno postrojenje, sigurnosni ventil vodovi i bazen od najmanje 10 m³ za obrađenu vodu, rasvjeta (reflektori + agregat), skele oko erupcijskog uređaja, dva bazena po 20 m³ (jedan za prihvatanje gela, a drugi za ispiranje podupirača), interventna brigada te vodovi za ispitivanje bušotine. U bušotinu je potrebno ugraditi dubinsku radnu opremu koja će zadovoljavati pretpostavljene uvjete, gustoću fluida u tubingu i zaštitnim cijevima 200 do 1600 kg/m³, maksimalni tlak na perforacijama 700 bara, minimalni tlak na perforacijama 100 bara, maksimalni tlak na ušću u dinamičkim uvjetima 900 bara, maksimalni tlak na ušću u statičkim uvjetima 500 bara, maksimalni tlak na zaštitnim cijevima 200 bar te temperaturu na perforacijama 150 - 300 °C.

Nakon završetka frakturiranja izmjeren je višak podupirača, propanta, koji je ispran uz cirkulaciju gelom 20 do 30 l i cirkulira preko savitljivog tubinga (coil tubing), te je ležište ispitano na dotok u trajanju od 7 do 10 dana uz uzimanje uzoraka pridobivenog fluida radi kvalitativne i kvantitativne analize. Nakon faze čišćenja ležišta, pristupilo se četverodnevnom mjerenju proizvodnih parametara pokretnim mjernim separatorom kako bi se utvrdili kvantitativni odnosi dobivenog fluida. Tokom ispitivanja preko separatora je izmjeren dinamički tlak te kontrolni nasjed, nakon čega je bušotina zatvorena za mjerenje porasta tlaka 7 do 15 dana.

4.3.1.3. Hidrodinamička mjerenja prije hidrauličkog frakturiranja

Zadatak hidrodinamičkih mjerenja prije fraka bio je utvrditi vrste fluida u ležištu, prikupiti uzorke ležišnih fluida te utvrditi slojni tlak i petrofizikalne karakteristike ležišta. Nakon analize karotažnih mjerenja započelo je osvajanje i ispitivanje u trajanju od

24.12.2012. do 18.01.2013. Reperforiran (dopucan) je i zasebno ispitan interval 2423,0 – 2435,5 m, mjereni su dinamički gradijenti, a nakon pet dana ispitivanja bušotina je zatvorena za porast tlaka (14 dana). Prosječna količina pridobivenog plina je $q_g = 1550 \text{ m}^3/\text{d}$, pražnjenjem separatora utvrđeno je još 500 litara vode i 100 litara kondenzata.

Tablica 4-2. Hidrodinmička mjerenja prije frakturiranja (PRP INA, 2013)

Vrijeme (datum/sat)		Trajanje	Sapnica	Q_g	Q_{kon}	Q_{vode}	Tlak na ušću	Tlak na dnu	Temp dna
Početak	Kraj	h	mm	m^3/d	m^3/d	m^3/d	bar	bar	$^{\circ}\text{C}$
25.12.2012./10	27.12./19	37	6,3	2500	0,1	0,5	5	40	129
27.12.2012./19	28.12./17	22	4,3	2500	0,1	0,5	5	50	130
28.12.2012./17	29.12./19	26	0	0	0	0	0	350	126
29.12.2012./19	30.12./19	20	9,5	1000	0,1	0,5	0	160	130
30.12.2012./15	01.01./16	49	6,3	2000	0,1	0,5	2	86	130
01.01.2013./16	03.01./11	43	4,3	1504	0,1	0,5	1,6	98	130
03.01.2013./11	04.01./14	27	6,3	1550	0,1	0,5	1,5	97	130

Analizom HD mjerenja utvrđeno je da je ležište nadpritisnuti plinonosni šejl vrlo male propusnosti za plin $0,0059 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ i srednjeg ležišnog tlaka 355,7 bara. Analiza krivulja porasta tlaka i pripadajuće derivacije u funkciji vremena na log-log dijagramu ukazuje na ležište s naknadnim dotokom i skinom te frakturom visoke propusnosti u odnosu na ležišnu stijenu. U dosegnutom radijusu ispitivanja vidljive su dvije nepropusne granice. Najvažniji parametri dobiveni interpretacijom prikazani su u tablici:

Tablica 4-3. Rezultati analize mjerenih podataka porasta tlaka prije frakturiranja (PRP INA, 2013)

Srednji ležišni tlak, p_{sl}	355,7 bar
Dinamički tlak, p_d	98,1 bar
Razlika tlaka, Δp	257,6 bar
Propusnost sloja promjenom dubine, $k \cdot h$	$0,0413 \times 10^{-16} \text{ m}^2 \cdot \text{m}$
Propusnost za plin, k_g	$0,0059 \times 10^{-16} \text{ m}^2$
Volumen skladištenja bušotine, C	$0,01980 \text{ m}^3/\text{bar}$
Skin efekt, S	-3,51

Razlika tlaka uslijed skin efekta, $D_{p(skin=0)}$	12,58 bar
Udaljenost prve granice, d_1	12,6 m
Udaljenost druge granice, d_3	2,7 m
Dosegnuti radijus ispitivanja, D_{inv}	22 m

Nakon izvedenog hidrauličkog frakturiranja u razdoblju od 8. do 9.12.2013. pristupilo se čišćenju bušotine od utisnutog fluida (372 m^3 gela) eruptivno preko separatora, zato jer je bušotina bila spojena direktno na separator.

4.3.1.4. Analiza hidrodinamičkih mjerenje nakon hidrauličkog frakturiranja

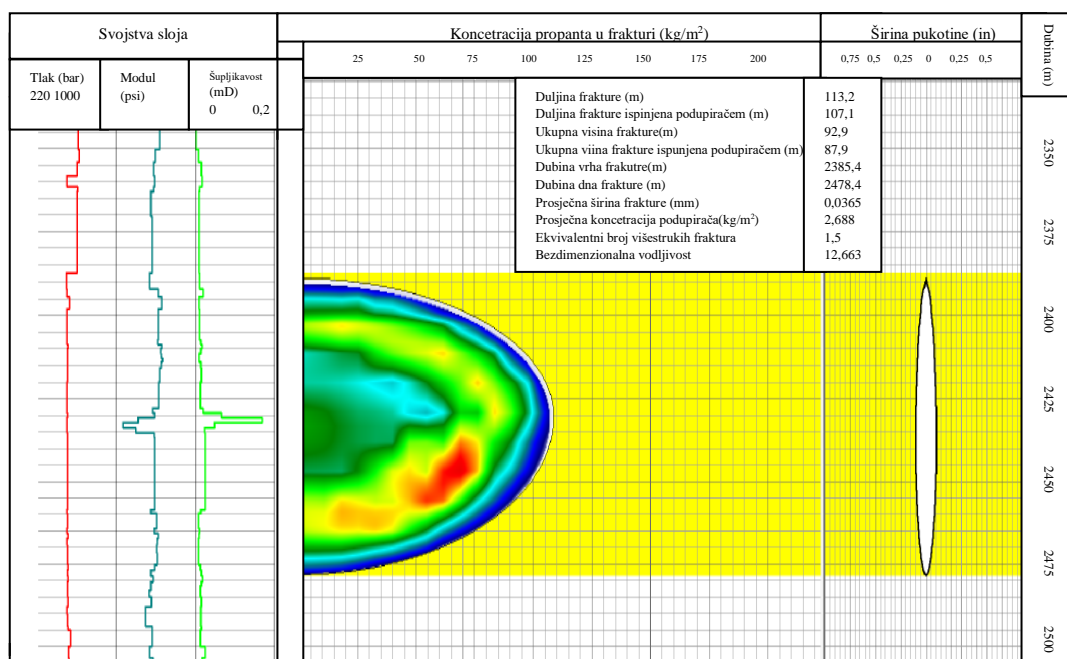
Premda se bušotina nakon frakturiranja ispitivala devet dana, nije se u potpunosti pročistila od utisnutog fluida (preostalo 135 m^3). Kada su se tlakovi i količine stabilizirale bušotina je zatvorena za mjerenje porasta tlaka. Prije zatvaranja bušotne uzet je uzorak fluida za PVT mjerenja, odnosno za laboratorijsko ispitivanje tlaka, temperature i volumena. Prema analizi nije bilo kondenzata već onečišćene vode. Analizom HD mjerenja utvrđeno je da je ležište natpritisnti plinonosni šejl vrlo male propusnosti za plin $0,0071 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ i srednjeg ležišnog tlaka 355,08 bar. Analiza krivulja porasta tlaka i pripadajuće derivacije u funkciji vremena na log-log dijagramu ukazuje na pribušotinski utjecaj s naknadnim dotokom i skinom, te ležište s dvostrukom šupljikavosti, dok je fraktura zamaskirana pribušotinskim efektom - preostali radni fluid u ležištu (dominantna faza u protoku, a i u ležištu je voda - premda se količina u ispitivanju kontinuirano smanjivala). Najvažniji parametri dobiveni interpretacijom prikazani su u tablici 4-4:

Tablica 4-4. Rezultati analize mjerenih podataka porasta tlaka nakon frakturiranja (PRP INA, 2013)

Srednji ležišni tlak, psl	355,08 bar
Dinamički tlak, pd	41,251 bar
Razlika tlaka, D_p	312.27 bar
Propusnost sloja promjenom dubine, $k \cdot h$	$2,265 \times 10^{-16} \text{ m}^2 \cdot \text{m}$
Propusnost za plin, kg	$0,007119 \times 10^{-16} \text{ m}^2$

Skladištivost u bušotini, C	0,04863 m ³ /bar
Skin efekt, S	-3,74

4.3.1.5. Karakteristike frakture



Slika 4-2. Frakturirana pukotina (Halliburton 2013)

Tablica 4-5. Karakteristike frakturirane pukotine

Duljina frakture (m)	113,2
Duljina frakture ispunjena podupiračem (m)	107,1
Ukupna visina frakture (m)	92,9
Ukupna visina frakture ispunjena podupiračem (m)	87,9
Dubina vrha frakture (m)	2385,4
Dubina dna frakture (m)	2478,4
Prosječna širina frakture (mm)	0,0365
Prosječna koncentracija podupirača (kg/m ²)	2,688
Ekvivalentni broj višestrukih fraktura	1,5
Bezdimenzionalna vodljivost	12,663

Hidrauličkim frakturiranjem ostvarena je željena duljina pukotine, no s nižom granicom bezdimenzionalne vodljivosti. Nastala pukotina ima bezdimenzionalnu vodljivost određenu izrazom:

$$C_{fd} = \frac{k_f w_f}{k x_f}$$

gdje su:

C_{fd} – bezdimenzionalna vodljivost popunjene pukotine

k_f – propusnost podupiračem popunjene pukotine

k – propusnost ležišne stijene

x_f – duljina pukotine (m)

w_f – širina pukotine (m)

Omjer između propusnosti stijene i propusnosti podupiračem popunjene pukotine elementaran je za određivanje optimalnih dimenzija frakture, odnosno koliko pukotina mora biti duga i široka. Od svih petrofizikalnih svojstava ležišnih stijena, na proizvodnju prirodnog plina najviše utjecaja ima propusnost. Propusnost je mjera sposobnosti nekog medija (u ovom slučaju ležišne stijene) da omogući protjecanje fluida kroz taj medij. Protjecanje se odvija uslijed razlike potencijala, odnosno uslijed razlike tlaka na ulazu i izlazu u segment ležišne stijene. Propusnost se određuje eksperimentalno i to tako da se kroz cilindrični uzorak stijene protiskuje kapljevina ili plin te se mjeri protok i razlika tlaka na ulazu i izlazu, a propusnost se računa prema Darcyjevom zakonu (Čikeš, 2013). Godine 1856. Henry Darcy je ispitivanjem filtracije vode kroz pijesak ustanovio zakonitost protjecanja vode kroz filter visine l i površine poprečnog presjeka A , koja glasi:

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{l}$$

gdje su:

q – obujamski protok, m^3/s

K – konstanta proporcionalnosti (karakteristika pješčanog filtra), m/s

A – površina poprječnog presjeka, m^2

h_1 – visina stupca vode u manometrima na ulazu vode u filter, m

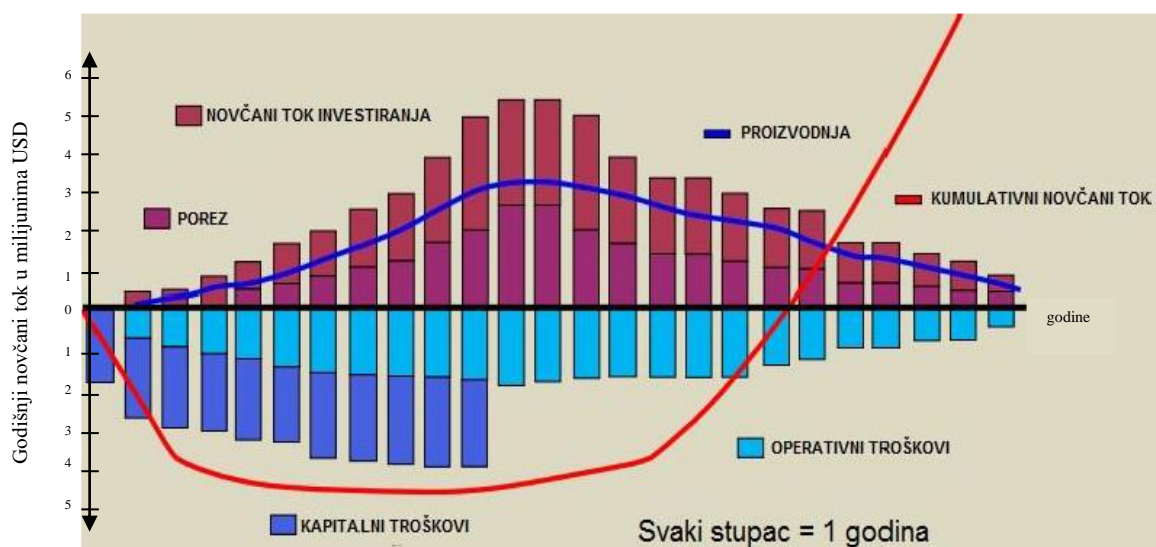
h_2 – visina stupca vode u manometrima na izlazu vode iz filtra, m

l – visina filtra, m .

U ležištima relativno velike propusnosti (k) potrebno je ostvariti pukotinu velike vodljivosti (k_{fw}) i male duljine (L), dok je u slučaju male ležišne propusnosti nužno ostvariti dugačku pukotinu relativno male vodljivosti.

5. EKONOMIČNOST ISKORIŠTAVANJA NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA

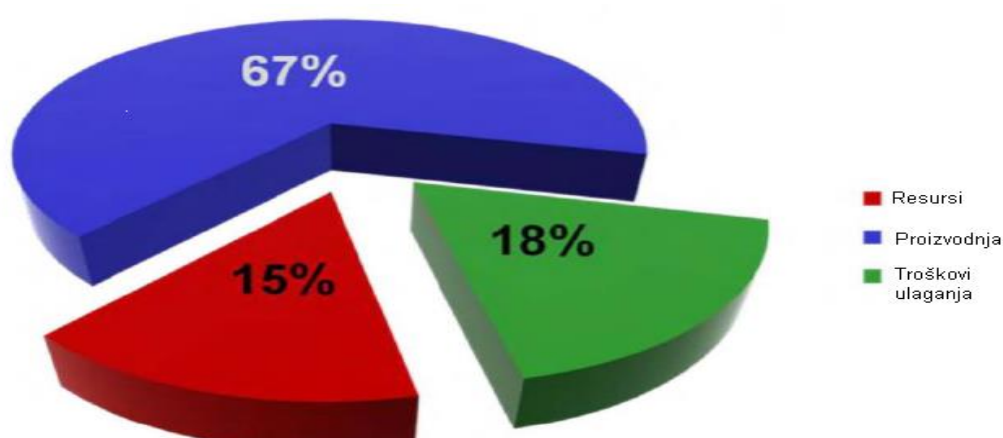
Kod konvencionalnih ležišta na početku projekta poznati su kapitalni troškovi, relativno se lako procijene budući troškovi ulaganja i proizvodnje, brži je povrat uložениh sredstava, sam tehnološki rizik je sveden na minimum, jer je tehnologija opće poznata, a radovi su rutinski osim ako se ne izvode u ekstremnim uvjetima ili vrlo dubokom moru. Kod nekonvencionalnih ležišta kapitalni troškovi nisu poznati, nego se moraju procijeniti i kao takvi predstavljaju veliki rizik, a vrijeme povrata uložениh sredstava je jako dugo i traje do nekoliko godina (Slika 5-1).



Slika 5-1. Novčani tok kod razvoja projekata nekonvencionalnih ležišta (Dawson Energy Advisors LTD., 2013)

Isplativost nekonvencionalnih ležišta procijenjuje se prema mogućem iscrpku pojedine bušotine, koji ovisi o mreži proizvodnih bušotina. Za konačnu procjenu ekonomičnosti neophodan je pokusni program koji se temelji na minimalno tri bušotine. Nekonvencionalni projekti su često na rubu isplativosti jer i manja pogreška u procjeni veličine i dinamike ležišta ugljikovodika može projekt učiniti neisplativim i stvoriti znatne gubitke. Glavni rizik nekonvencionalnih ležišta nije vjerojatnost pronalaska ugljikovodika u podzemlju nego proizvodni profil bušotine, njezino početno davanje i pad proizvodnje temeljem kojeg računamo isplativost projekta. Dva su glavna rizika proizvodnje kod nekonvencionalnih ležišta. Prvi je da ležišna stijena neće omogućiti proizvodnju, bilo zbog

nedostatka ugljikovodika, bilo zbog iznimno malih propusnosti čak i nakon stimulacije, a drugi je vezan uz tako male proizvodne količine pridobivene iz tog ležišta, da one nisu dovoljne za ekonomsku uspješnost projekta. Za točniju procjenu broja i rasporeda bušotina trebamo što točniji proizvodni profil prema kojem se utvrđuje očekivani konačni iscrpak bušotine, što nemožemo procijeniti u početnom razdoblju istraživanja već tek nakon završetka pilot projekta, a budući da se on radi u kasnijoj fazi nemoguće je predvidjeti troškove. Raspodjela nesigurnosti nekonvencionalnih projekata koji utječu na isplativost projekta dana je na slici 5.2.



Slika 5-2. Raspodjela nesigurnosti kod nekonvencionalnih projekata (RUSAN I., 2014. URL)

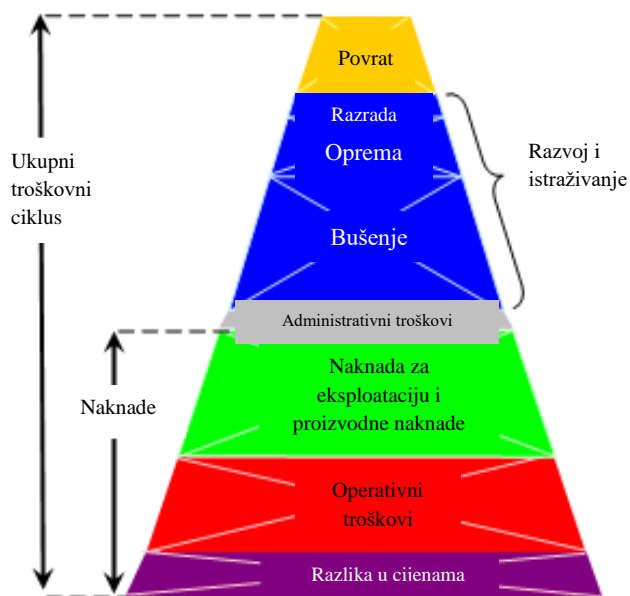
5.1. Ekonomičnost istraživanja i proizvodnje ugljikovodika u svijetu

Naftni razvitak u 19. stoljeću, a naročito u 20. stoljeću bio je po mnogo čemu presudan za američki industrijski razvitak. Dramatičan utjecaj koji je proizvodnja ugljikovodika imala na proizvodnu regiju i strateška uloga ugljikovodika u suvremenom gospodarstvu, u kojem se preko dvije trećine energetske potrebe podmiruje energijom nafte i plina, svakako utječu i na veliku važnost odnosa vlasništva nad mineralnim pravima te na raspodjelu prihoda i dobiti od nafte i plina.

Kako je u SAD-u pravni sustav utemeljen na načelima presedana, citiranim i drugim sudskim odlukama uspostavljena je pravna praksa. Glavno načelo je postojanje potpunog vlasništva, koje uz zemljišno vlasništvo uključuje i pravo na minerale. Na temelju toga

vlasnici zemljišta u SAD-u, uz pravo na naknadu za korištenje zemljišta na kojem se obavlja proizvodnja, imaju pravo i na naknadu dijela vrijednosti proizvedene nafte i plina. Što se tiče nafte i plina, u europskim zemljama vlasništvo nad naftom i plinom je javno dobro, regulirano je odredbama istovjetnim za državno vlasništvo i vlasnici zemljišta imaju pravo na naknadu za korištenje, ali ne i na naftu proizvedenu s tog zemljišta.

Naftne kompanije u načelu ne kupuju zemljište na kojem provode istraživanja i proizvodnju, nego ga uzimaju u najam ili koncesiju, čime dobivaju pravo na eksploataciju mineralnih dobara. Odnos između kompanije, i izvornog vlasnika zaključuje se ugovorom u kojem se određuju uvjeti i naknada za mineralna prava. Načini ugovaranja međusobnih odnosa u istraživanju i proizvodnji ugljikovodika u međunarodnoj praksi obuhvaćaju sustav koncesija, ugovorni sustavi i servisne ugovore.

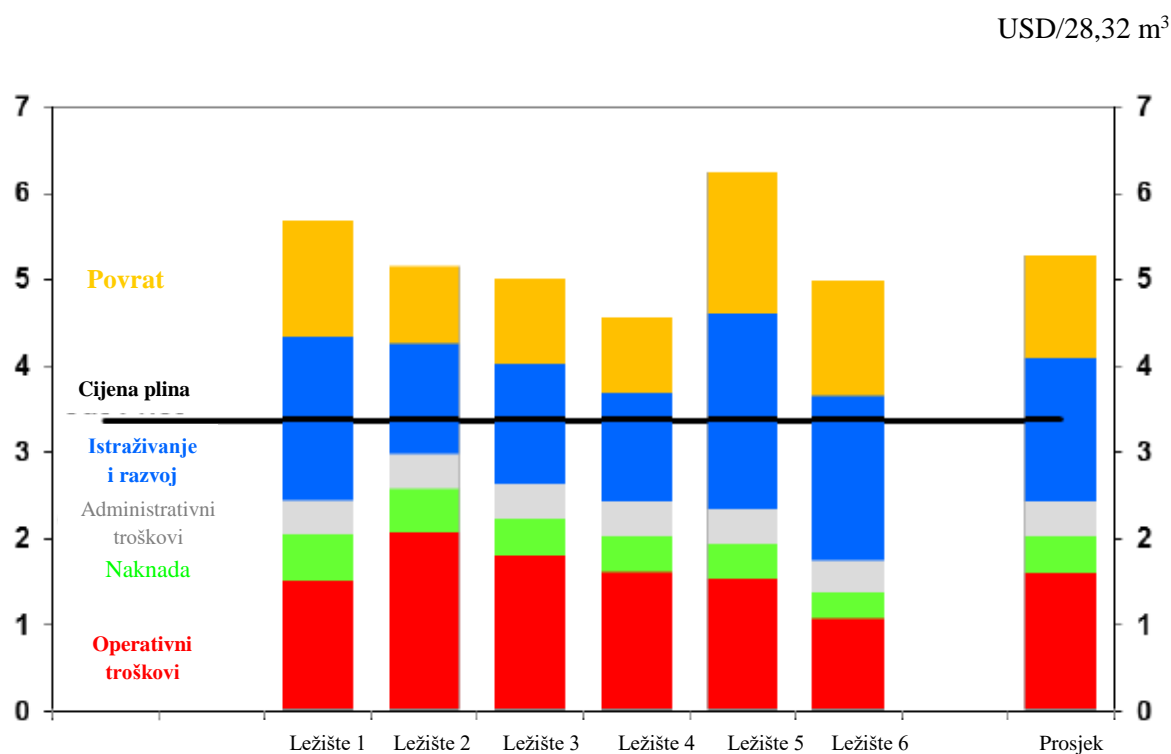


Slika 5-3. Ciklus troškova (ZIFF P., 2012. URL)

U koncesijskom sustavu koncesionar plaća operativne troškove koji uključuju troškove najma, troškove sabiranja i transporta, naknade za polja, te naknadu za eksploataciju, državi, lokalnoj zajednici i privatnim osobama. U većini saveznih država polja su privatna i naknada za eksploataciju plaćase privatnim osobama, osim Meksičkog zaljeva, Rocky Mountaina i većine Aljaske, i iznosi od 16 do 30%. U Americi svaka savezna država ima propisane naknade za iskorištavanje mineralnih sirovina. Naknade od strane saveznih država propisane su na osnovu vrijednosti imovine i iznose od 4 do 15%. Ukupno naknada za eksploataciju i naknada za iskorištavanje mineralnih sirovina iznose od 20 do 25%.

Troškovi istraživanja i eksploatacijeu Americi se računaju tako da se ukupni kapitalni troškovi podijele sa očekivanim konačnim iscrpkom. Ti troškovi su povećani 2-8% za iscrpljena i napuštena ležišta te 8-15% za ekonomski neisplativa ležišta. Dije se u dvije kategorije, istraživanje (geološka, geofizička i seizmička mjerenja i istražno bušenje) i razvoj (oprema za proizvodnju i daljnji razvoj ležišta za povećanje iscrpka). Administrativni troškovi za 17 američkih naftnih i plinskih proizvođača u nekonvencionalnom ležištu prosječno iznose 0,35 USD/28,32 m³, te za kanadske 0,37 USD/28,32 m³, dok kapitalni troškovi variraju i ovise o cijeni energenata, kapacitetu ležišta, devavlaciji i amortizaciji.

Ovisno o području na kojem se ležište nalazi cijena plina koja se formira ovisi o cijeni prirodnog plina na najbližem čvorištu. Cijeli troškovni ciklus za nekonvencionalno ležište prirodnog plina bit će prikazano na primjeru ležišta „British Kolumbia“ na slici 5-4.



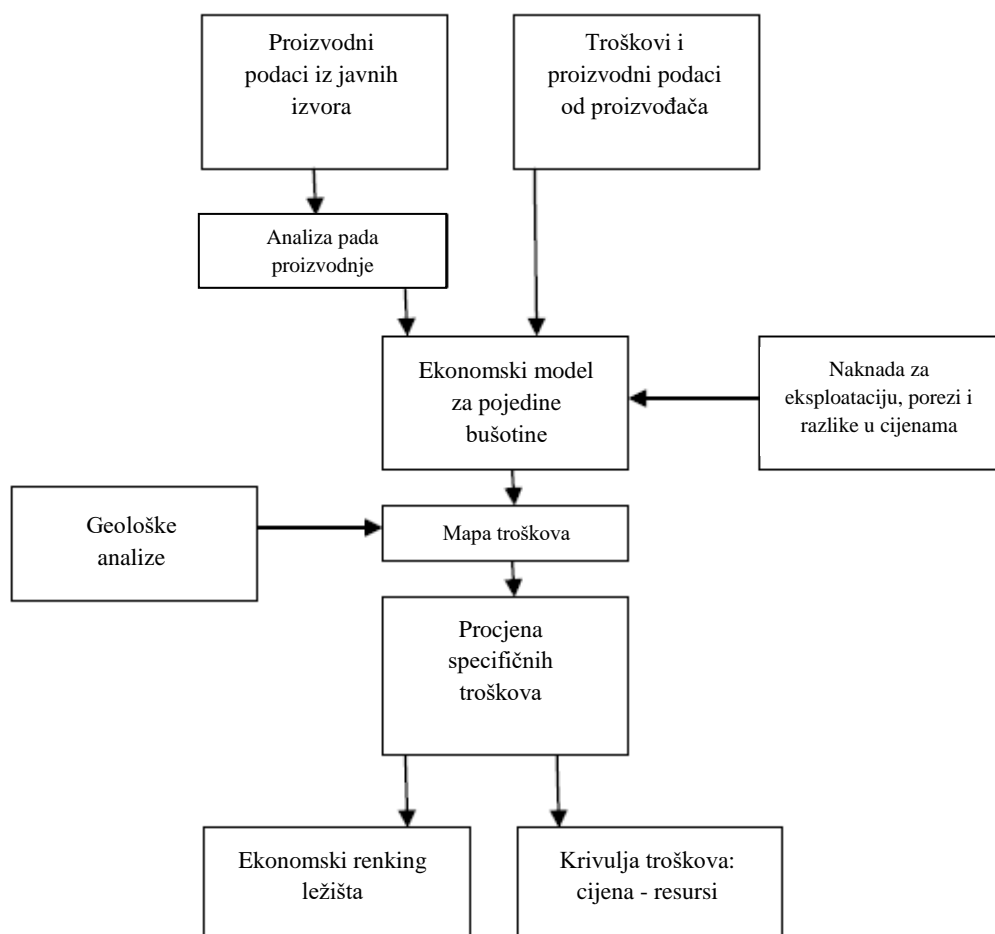
Slika 5-4. Ciklus troškova „British Kolumbia“ ležišta prirodnog plina (LEV L., ZIFF P., 2013. URL)

5.1.1. Proces ekonomskog rangiranja

Proces ekonomskog rangiranja uključuje prikupljanje troškova proizvođača i podataka proizvodnje te spremanje istih u bazu podataka. Podaci dolaze iz proizvođačkih izvještaja, prezentacija investitora i u nekim slučajevima iz godišnjih izvještaja. Za točnu

analizu potrebni su svi troškovi nabave. Podaci proizvodnje dolaze iz dva izvora, od proizvođača i vladinih izvještaja, koji nužno nemaju isti rezultat. Podaci proizvodnje od proizvođača su obično veći zato što često prijavljuju samo najbolje bušotine, dok vladini podaci uključuju sve bušotine za određeno ležište.

Profil proizvodnje bušotina je baziran na analizi podataka proizvodnje iz vladinih izvora, i generiran je za svako ležište, a ponekad i za svakog proizvođača.



Slika 5-5. Ekonomsko rangiranje u Sjevernoj Americi (LEV L., ZIFF P., 2013. URL)

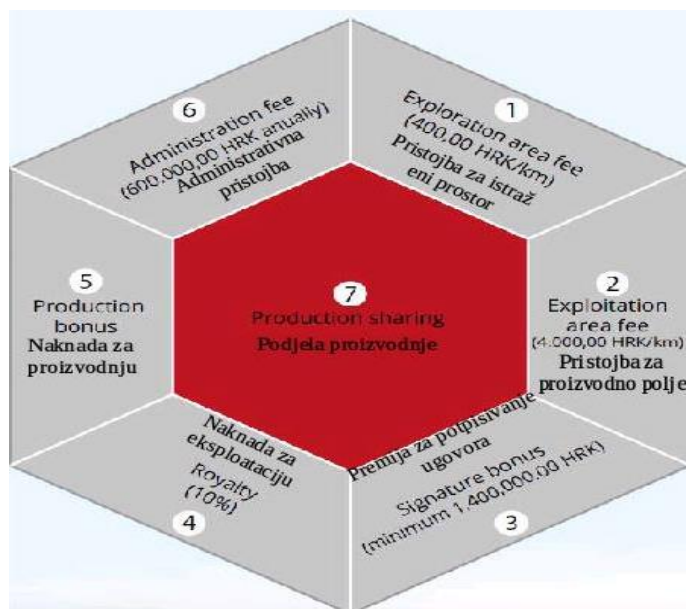
Ekonomski model za pojedinu bušotinu kreira se na temelju podataka o proizvodnji, kapitalnim i operativnim troškovima, honorarima i porezima, povratu proizvođača i razlikama u cijenama. Ekonomsko rangiranje (Slika 5-5) temelji se na ciklusu troškova za jedinicu proizvodnje. Ciklus troškova po jedinici proizvodnje računa se individualno za svaku bušotinu na temelju poznate dubine bušotine, duljine horizontalnog dijela bušotine, broja faza i procijenjenih troškova za svaku fazu proizvodnje i produktivnosti bušotine. Mape troškova napravljene su za svako ležište i pokazuju područja sa sličnim troškovima

unutar ležišta. Procjena specifičnih troškova bazira se na broju izrađenih bušotina i broju bušotina koje se mogu izraditi unutar tog područja i očekivanom konačnom iscrpku za svaku pojedinu bušotinu. Ekonomsko rangiranje određeno je kao prosječni trošak punog ciklusa svakog ležišta.

5.2. Ekonomičnost istraživanja i proizvodnje ugljikovodika u Hrvatskoj

U Hrvatskoj je 2013. godine usvojen novi zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, čija je zakonska osnova regulirati davanja na istraživanje i proizvodnju ugljikovodika, tehničke zahtjeve i propise koji reguliraju sigurnost istraživanja i proizvodnje ugljikovodika, te zakon o zaštiti okoliša i postupak ocjene konkretnih zahvata na okoliš.

Razdoblje istraživanja ugljikovodika ograničeno je na 5 godina po sklapanju ugovora, nakon čega investitor proglašava otkriće, u slučaju pozitivnog nalaza ili u suprotnom napušta područje. U slučaju pozitivnog otkrića i proizvodnje, razdoblje za koje se sklapa ugovor traje 25 godina, nakon čega investitor produljuje ugovor o podjeli proizvodnje ili napušta područje.



Slika 5-6. Fiskalni parametri - davanja u Hrvatskoj (DEKANIĆ I., 2015. URL)

Model ukupnih davanja u Republici Hrvatskoj sastoji se od parametara koji imaju fiksni karakter, osim proizvodnog bonusa i bonusa na potpis ugovora. Naknada za eksploataciju (Royalty) predstavlja prihod državi i iznosi 10% od pridobivenih ugljikovodika, od čega 30% ide jedinici lokalne samouprave na čijem se području pridobivaju ugljikovodici, 20% jedinici regionalne samouprave na čijem se području pridobivaju ugljikovodici i 50% državnom proračunu Republike Hrvatske. Novčana naknada za potpisivanje ugovora između koncesionara i Vlade Republike Hrvatske iznosi minimalno 1 400 000 kuna i uplaćuje se u državni proračun. Naknada za administrativne troškove iznosi 600 000 kuna i obračunava se godišnje računajući od dana početka trajanja ugovora, te se svaku godinu uvećava za 4%, a plaća se jednom godišnje za vrijeme trajanja ugovora Agenciji za ugljikovodike.

Podjela proizvodnje predstavlja količinu proizvodnje ugljikovodika, koja u slučaju pozitivnog nalaza podliježe podjeli proizvodnje i unaprijed je određen model podjele koji je bio dio natječajne dokumentacije. Prema ugovoru o podjeli proizvodnje investitoru se priznaju troškovi istraživanja i dužan je platiti porez na dobit u iznosu od 20%. Postotak od podjele količina pridobivenih ugljikovodika na koji investitor ima pravo od prvog dana eksploatacije jednak je postotku prema vrijednosti R faktora:

$$R = \frac{X}{Y}$$

Gdje su:

X – kumulativni neto prihod investitor

Y – kumulativni troškovi investitor (svi troškovi otkrivanja)

R – postotak na koji koncesionar ima pravo

Tablica 5-1. Vrijednost faktora R i udio investitora u profitu (DEKANIĆ I., 2015. URL)

Faktor R	Udio koncesionara u profitu %
0 < R < 1,0	90
1,0 < R < 1,5	80
1,5 < R < 2,0	70
2,0 < R	60

5.3. Struktura troškova na bušotini XY-3

Naručitelj radova INA d.d. za radove na bušotini XY-3 angažiralaje kompanije Croscos d.o.o., STSI i Halliburton, koje su dale svoju ponudu za određenu fazu radova.

Ponudu za prvu fazu radova dao je CROSCO d.o.o. naftni servisi. Croscos je na dogovorenu lokaciju dostavio postrojenje, potrebnu opremu te izveo pripreme radove. Prema ponudi prva faza je trebala biti napravljena u 57 dana za iznos od 8 193 832,26 kuna, međutim došlo je do kašnjenja od 12 dana i samim time do povećanja troškova. Prva faza realizirana je za 69 dana uz trošak od 9 514 328,39 kuna. Transport remontne garniture izveo je STSI za 848 647,84 kune.

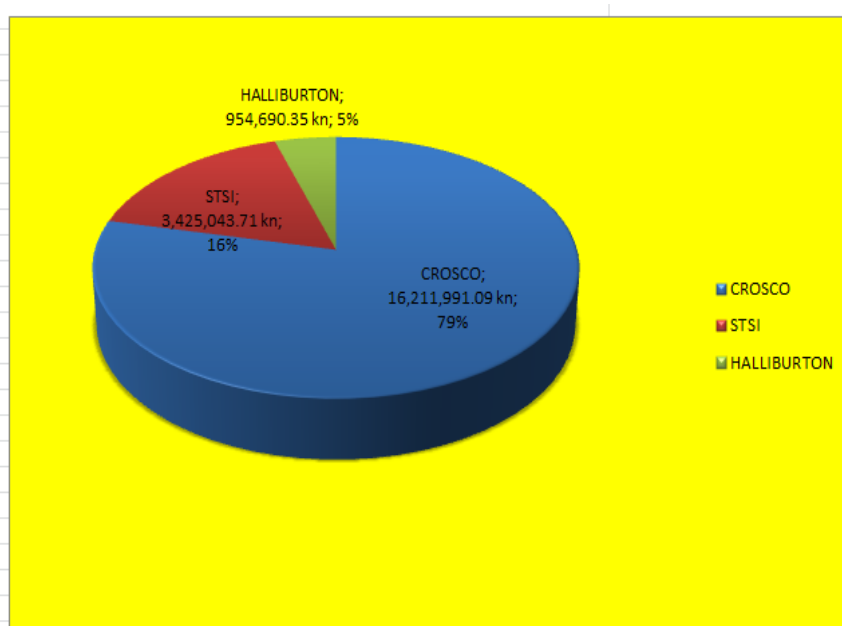
Nakon pripremnih radova u bušotinu je ugrađena oprema za frakturiranje. CROSCO d.o.o. naftni servisi realizirali su ugradnju opreme za 33 dana uz trošak od 3 061 132,20 kuna. Transport remontne garniture za frakturiranje kao i kod prve faze izvela je STSI kompanija za 521 385,13 kuna. Proces hidrauličkog frakturiranja izvela je kompanija Halliburton. Prema ugovoru kompanija je za uslugu frakturiranja trebala biti plaćena 573 198,27 kuna, te 724 816 kuna za amortizaciju, korištenje raznih kemikalija i propanta. Za uslugu frakturiranja je isplaćen iznos od 461 248,03 kuna te 493 442,32 kune za materijal, što znači da je kompletna usluga frakturiranja iznosila 954 690,35 kuna.

UKUPNO USLUGE CROSCO+SERISI+MATERIJAL (PONUDA)		UKUPNO USLUGE CROSCO+SERISI+MATERIJAL (REALIZACIJA)	
PONUĐA ZA PRVU FAZU (57 dana)	8.193.832,36 kn	69 dana	9.514.328,39 kn
PONUĐA ZA UGRADNJU OPREME (28 dana)	2.380.408,00 kn	33 dana	3.061.132,20 kn
PONUĐA ZA INTERVENTNU BRIGADU (FRAKTURIRANJE I ISPLATA)	2.494.793,00 kn	26 dana	1.954.191,00 kn
PONUĐA ZA VAĐENJE OPREME I OSIGURANJE BUŠOTINE (1 dan)	1.736.925,85 kn		1.682.339,50 kn
UKUPNO SVE FAZE (PONUDE)	14.805.959,21 kn	UKUPNO (REALIZACIJA)	16.211.991,09 kn
STSI UKUPNO (PONUDA)		STSI UKUPNO (REALIZACIJA)	
PRIPREMNI RADOVI NA UREĐENJU LOKACIJE	64.328,60 kn		64.328,60 kn
UREĐENJE LOKACIJE	648.091,40 kn		573.775,30 kn
TRANSPORT REMONTNE GARNITURE (ZA 1 FAZU)	848.647,84 kn		848.647,84 kn
DODATNI TROŠKOVI PRIJEVOZA(OTPADNI MATER.)	207.572,19 kn		180.948,90 kn
DODATNO UREĐENJE LOKACIJE	16.032,36 kn		16.032,36 kn
MOBILIZACIJA I USLUGE ZA FRAC	1.818.138,58 kn		1.195.942,38 kn
TRANSPORT REMONTNE GARNITURE (ZA 3 FAZU)	521.385,13 kn		521.385,13 kn
TROŠKOVNIK ZA PPU	23.983,20 kn		23.983,20 kn
UKUPNO STSI PONUDA	4.148.179,30 kn		3.425.043,71 kn
HALLIBURTON (PREMA UGOVORU)		HALLIBURTON (REALIZACIJA)	
USLUGA	573.198,29 kn		461.248,03 kn € 79.939,00
MATERIJAL	724.816,00 kn		493.442,32 kn € 85.518,60
UKUPNO	1.298.014,29 kn		954.690,35 kn
CROSCO	14.805.959,21 kn	CROSCO	16.211.991,09 kn
STSI	4.148.179,30 kn	STSI	3.425.043,71 kn
HALLIBURTON	1.298.014,29 kn	HALLIBURTON	954.690,35 kn
UKUPNO (PREMA TROŠKOVNIKU)	20.252.152,80 kn	UKUPNO (OSTVARENO)	20.591.725,15 kn

Slika 5-7. Struktura troškova na bušotini XY-3 (Trogrlić; Plantić; Habijanec, 2014)

Nakon hidrauličkog frakturiranja pristupilo se vađenju opreme i osiguranju bušotine. Posao je obavila kompanija CROSCO d.o.o. naftni servisi, a trošak usluge je iznosio 1 682 339,50 kuna (Slika 5-7).

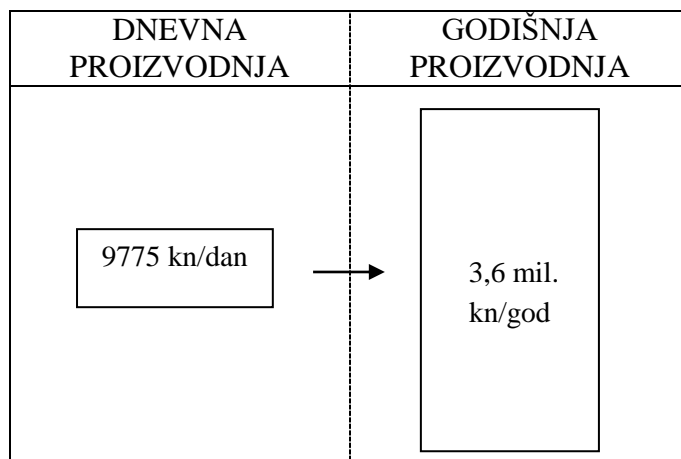
Kroz sve faze radova na nekonvencionalnom ležištu XY utrošeno je 20 591 725, 15 kn. Croscos d.o.o. naftni servis obavio najveći dio radova kroz sve faze uz trošak od 16 211 991,09 kn, odnosno 79% od ukupne vrijednosti projekta. Trošak kompanije STSI za izvođenje pripremnih radova, uređenja lokacija i usluge transporta iznosio je 3 425 043,71 kn, odnosno 16% od ukupne vrijednosti projekta. Kompaniji Halliburton za obavljeno hidrauličko frakturiranje isplaćeno je 954 690,35 kn, odnosno 5% vrijednosti projekta.



Slika 5-8. Udio kompanija u troškovima (Trogrlić; Plantić; Habijanec, 2014)

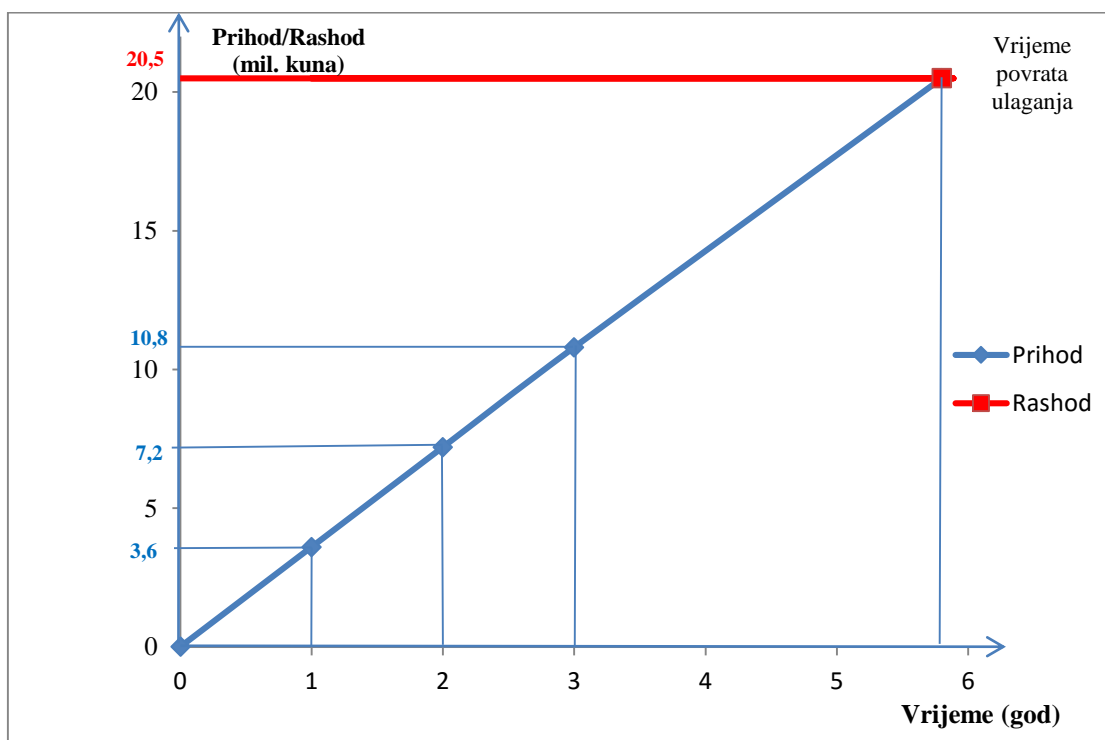
Cilj projekta je bio utvrditi da li je moguće ostvariti ekonomski prihvatljivu proizvodnju iz ležišta nepovoljnih ležišnih karakteristika nakon što se primjeni postupak hidrauličkog frakturiranja.

Bušotina XY-3 dnevno je proizvodila 5750 m³ plina koji je INA d.d. prodavala na veleprodajnom tržištu po cijeni od 1,70 kuna/m³ (www.energetika-net.hr, 2013.) i time ostvarivala prihod od 9775 kuna dnevno (Slika 5-9.).



Slika 5-9. Procjena prihoda projekta

Pretpostavimo li da je proizvodnja konstantna, godišnji prihod će iznositi oko 3,6 milijuna kuna, što znači da će povrat uloženih sredstava biti za manje od šest godina, što je vidljivo i na slici 5-10.



Slika 5-10. Vrijeme povrata uloženih sredstava

Međutim, ako uzmemo u obzir da proizvodnja hiperbolički pada (maksimalna proizvodnja koja je uzeta u obzir kod frakturiranih ležišta je prisutna prosječno u stotinjak dana proizvodnje bušotine), da će s vremenom na bušotini trebati ponovo primjeniti hidrauličko frakturiranje s ciljem povećanja proizvodnje, te da u troškove od preko 20 milijuna kuna nisu uračunati fiksni nego samo varijabilni troškovi, jasno je vidljivo da neće doći do povrata uloženi sredstava u predviđenom razdoblju od šest godina koje je uzeto kao prikaz jednostavnog proračuna vremena povrata ulaganja. Troškovi korištene podzemne i nadzemne opreme, radovi kroz sve faze izrade kanala i troškovi hidrauličkog frakturiranja premašili su očekivane troškove, a proizvodnja nije dala željene rezultate. Jednostavni proračun prihoda i rashoda projekta pokazao je da je bušotina XY-3 kao takva ekonomski neisplativa, te da nema ekonomske opravdanosti primjene postupka hidrauličkog frakturiranja pri trenutnim cijenama plina na veleprodajnom tržištu.

Za cjelokupnu ocjenu ekonomske prihvatljivosti projekta privođenja eksploataciji nekonvencionalnog ležišta bilo bi neophodno primjeniti i neku od složenih ocjena ekonomske rentabilnosti investicijskog projekta te proračunati diskontirane prihode i troškove, ali zbog nedostatka podataka nije računata neto sadašnja vrijednost projekta i interna stopa rentabilnosti projekta već je ekonomičnost prikazana na jednostavnom primjeru metode povrata ulaganja.

6. ZAKLJUČAK

Prirodni plin zauzima prvo mjesto u Europi u strukturi potrošnje energenata sa 34,4%. Kako bi zadovoljile potrebu za plinom, većina europskih zemalja plin uvozi najvećim dijelom iz Rusije. Pad domaće proizvodnje u Europi rezultira povećanim uvozom plina, što plinovodima što pomorskim transportom u obliku UPP-a. Najveći problem kod uvoza plina predstavlja sigurnost dobave, što su europske zemlje osjetile 2009. godine nakon rusko – ukrajinskog spora. Nakon toga mnoge zemlje su krenule u proizvodnju plina iz nekonvencionalnih ležišta, kako bi smanjile energetske ovisnost o uvozu. Međutim svi projekti vezani uz nekonvencionalna ležišta zahtijevaju znatna ulaganja, što je uz visok rizik povrata sredstava glavni ograničavajući čimbenik za proizvodnju plina iz nekonvencionalnih ležišta.

U posljednjih godinu dana proizvodnja plina u Hrvatskoj je u blagom porastu. Zajedničkim istraživanjem kompanija INA d.d. i MOL, otkrili su potencijalna ležišta prirodnog plina na sjeveru Hrvatske u murskoj, dravskoj i savskoj depresiji. Prema procjenama, 135 milijardi m³ potencijalnih rezervi u murskom području i 363 milijarde na dravskom predstavljaju iznimno velik potencijal. Prema predviđanjima iz takvih ležišta mogući je iscrpak i do 30%. Ta ležišta su nekonvencionalna, što znači da je isplativost njihova iskorištavanja zasad upitna, zato jer je tehnika i tehnologija iskorištavanja takvih ležišta iznimno skupa. To se najbolje vidi iz analize slučaja koji je prikazan u ovom radu na primjeru projekta nekonvencionalnog ležišta XY koji je ocijenjen kao neuspješan jer je proizvodnja bila nedostatna kao i prihod od proizvodnje, budući da su troškovi hidrauličkog frakturiranja višestruko premašili očekivani prihod od proizvodnje. Stoga za svaki projekt privođenja eksploataciji nekonvencionalnog ležišta potrebno je prvenstveno napraviti analizu ekonomske isplativosti očekivane proizvodnje kao i procjene troškova primjene hidrauličkog frakturiranja.

7. LITERATURA

1. CHEW, K., 2010. European Unconventional Gas. In: *Exploration in the Post-Macondo World*. London, 7.10.2010.
2. ČIKEŠ M., 1995. „Mogućnost povećanja pridobivih zaliha ugljikovodika primjenom postupka hidrauličkog frakturiranja“, doktorska disertacija, Zagreb. Rudarsko – geološko – naftni fakultet
3. ČIKEŠ, M., 2013. Proizvodnja nafte i plina. Interna skripta. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet.
4. DAWSON ENERGY ADVISORS LTD., 2013. „Unconventional Resource Development; Understanding the Reservoir and Applying Technological Innovation to Create Opportunities“, Alberta, Kanada
5. GÉNY. F., 2011. Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Market. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies
6. HABJANEC, Ž., 2014. Analiza hidrauličkog frakturiranja u bušotini. Zagreb, 27.01.2014: INA Industrija nafte d.d.
7. HABJANEC, G., 2012. Upit za ponudu za rudarske radove na bušotini. Zagreb, 29.10.2012: INA Industrija nafte d.d.
8. HALLIBURTON, 2013. Post job report. Created: December 10,2013. Insite for stimulation
9. HOLDITCH, S.A., PERRY, K., LEE, J., 2007. Unconventional Gas Reservoirs—Tight Gas, Coal Seams, and Shales. In: *Facing the Hard Truths about Energy*. Washington: National Petroleum Council
10. KUHN, M., UMBACH, F., 2011. Strategic Perspectives of Unconventional Gas: A Game Changer with Implications for the EU's Energy Security. London: European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS), Department of War Studies, King's College

11. LITTKE, R., KROOSS, B., UFFMANN, A.K., SCHULZ AND H.-M., HORSFIELD, B., 2011. Unconventional Gas Resources in the Paleozoic of Central Europe. In: *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 66(6) (2011), str 953 – 977
12. MALVIĆ, T., VELIĆ, J., 2008. Geologija ležišta fluida: fakultetska skripta. Zagreb: Rudarsko – geološko – naftni fakultet
13. MALVIĆ, T., MAJSTOROVIĆ BUŠIĆ, A., 2012. Unconventional hydrocarbon resources of the Bjelovar Subdepression (Pannonian Basin) in Croatia – an overview. In: *Geologica Carpathica*, Vol. 6 – in press
14. PERIĆ, M., 2007. Englesko – hrvatski enciklopedijski rječnik istraživanja i proizvodnje nafte i plina. Zagreb: INA Industrija nafte d.d.
15. PLANTIĆ, D., 2014. Analiza hidrodinamičkih mjerenja u bušotini. Zagreb, 13.01.2014: INA Industrija nafte d.d.
16. Pojednostavljeni rudarski projekt za probnu eksploataciju mineralnih sirovina za potrebe laboratorijskih ispitivanja, tehnoloških proba i utvrđivanje uvjeta eksploatacije iz bušotine na eksploatacijskom polju. Zagreb, studeni 2013: INA Industrija nafte d.d.
17. ROGNER, H.-H.- 1997. An assessment of world hydrocarbon resources, *Annual Energy Review*, 1997, 22, pp 217-262
18. TROGRLIĆ, S., 2011. Nekonvencionalni izvori plina sjeverozapadnog dijela Hrvatske i mogućnost pridobivanja iz takvih rezervoara, XXVI. međunarodni znanstveno – stručni susret stručnjaka za plin, Opatija, Hrvatska, 4.5.2011. do 6.5.2011.
19. TROGRLIĆ, S., HABIJANEC, Ž., PLANTIĆ, D., 2014. Shale gas play (unconventional) post-frac evaluation. Zagreb, 30.01.2014: INA Industrija nafte d.d.

WWW IZVORI:

1. Al – Megren, H. A., 2012. *Advances in Natural Gas Technology*, InTech, Rijeka.
URL: www.twirpx.com/file/1586580/. (14.09.2015.)
2. BP, 2012a. Statistical Review of World Energy.
URL: http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf. (17.07.2015.)
3. BP, 2012b. Energy Outlook 2030.
URL: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/O/2012_2030_energy_outlook_booklet.pdf. (17.07.2015.)
4. DEKANIĆ I., 2015. Nafta i plin.
URL: <https://www.google.com/search?q=nip142&ie=utf-8&oe=utf-8#q=ministarstvo+gospodarstva+ministry+of+economy+CHA+zagreb+2014>. (14.09.2015.)
5. Energija u Hrvatskoj, 2010. Godišnji energetska pregled.
URL: www.mingo.hr/userdocsimages/energetika/Energija2010_cd.pdf. (14.09.2015.)
6. FUGAŠ I., KARASALIHović SEDLAR D., Ekonomska opravdanost privođenja proizvodnji eksploatacijskih polja.
URL: https://bib.irb.hr/datoteka/333557.Fuga-Karasalihovi_saetak-Dub.doc. (03.07.2015.)
5. KARASALIHović SEDLAR D., DEKANIĆ I., HRNČEVIĆ L., 2014. Razvoj nekonvencionalnih ležišta plina u Hrvatskoj.
URL: https://bib.irb.hr/datoteka/711961.Karasalihovi_Hrnevi_Dekan-Opatija_2014.doc. (03.07.2015.)
6. KARASALIHović SEDLAR D., 2010. Nekonvencionalni izvori prirodnog plina.
URL: <http://rgn.hr/~dkarasal/NIDS/GOSPODARENJE%20PLINOVIMA%201/GP1-9%20Nekonvencionalni%20izvori.pdf>. (25.08.2015.)

7. KARASALIHović SEDLAR D., MALVIĆ T., NAKIĆ Z., 2014. Nekonvencionalna ležišta ugljikovodika: Istraživački postupci i pridobivanje
URL:<https://www.dropbox.com/home/RGNf%20Nafta%20Diplomski/Znanstveni%20sku20Nekonvencionalna%20le%C5%BEi%C5%A1ta%20ugljikovodika%202014>.
(25.08.2014.)
8. LEV L., ZIFF P., 2013. Economic Ranking of North American Unconventional Oil and Gas Basins: Looking for the Most Cost Efficient Play.
URL:https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167121-MS?sort=&start=0&q=167121&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#. (14.09.2015.)
9. MINISTARSTVO ENERGETIKE I INDUSTRIJE, 1992. Pravilnik o prikupljanju podataka, načinu evidentiranja i utvrđivanja rezervi mineralnih sirovina te o izradi bilance tih rezervi.
URL:http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/1992_08_48_1248.html.
(14.09.2015.)
10. MALVIĆ T. et al., 2003. Litostratigraphic units in the Drava Depression (Croatian and Hungarian parts) – a correlation.
URL: <http://hrcak.srce.hr/107156>. (27.08.2015.)
11. ROGERS H., 2014. The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets.
URL:<http://www.oxfordenergy.org/2015/07/the-impact-of-lower-gas-and-oil-prices-on-global-gas-and-lng-markets-3/> (25.08.2015.)
12. RUSAN I., 09.05.2014. Razlika u pristupu u ekonomskoj procjeni konvencionalnih i nekonvencionalnih ležišta (s naglaskom na nekonvencionalna ležišta).
URL:<http://hrcak.srce.hr/file/190668>. (01.07.2015.)
13. World Energy Outlook: International Energy Agency (IEA), 2009.
URL:<https://www.iea.org/publications/freepublications/.../gasmarket2009.pdf>.
(14.09.2015.)

14. ZIFF P., 2012. The Economics of Gas in North America: Portfolio vs. Performance under Cyclical Prices.

URL:[https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-162900-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-162900-MS?sort=&start=0&q=162900&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#)

[MS?sort=&start=0&q=162900&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-162900-MS?sort=&start=0&q=162900&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#). (14.09.2015.)