

Analiza troškova proizvodnje ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta u Sjedinjenim Američkim Državama

Bošnjak, Loreno

Master's thesis / Diplomski rad

2017

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:349135>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-04-26**



Repository / Repozitorij:

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



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

**ANALIZA TROŠKOVA PROIZVODNJE
UGLJIKOVODIKA IZ NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U
SJEDINJENIM AMERIČKIM DRŽAVAMA**

Diplomski rad

Loreno Bošnjak

N157

Zagreb, 2017

**ANALIZA TROŠKOVA PROIZVODNJE UGLJIKOVODIKA IZ
NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U SJEDINJENIM AMERIČKIM DRŽAVAMA**

LORENO BOŠNJAK

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

Sažetak

Unaprijeđenje tehnologije horizontalnog bušenja i hidrauličkog frakturiranja tijekom posljednjeg desetljeća, predstavlja ključ razvoja američke proizvodnje nafte i plina iz šejlova. Porast cijene nafte od 2009. do 2014. godine, djelovao je poticajno na američku proizvodnju uzrokujući njen eksponencijalan rast. Nekonvencionalne zalihe ugljikovodika postale su izrazito konkurentne na globalnom energetsom tržištu, a američka ovisnost o uveznoj nafti počela je osjetno padati. Ovim radom je obuhvaćena analiza troškova proizvodnje nafte i plina iz šejlova za četiri najveća ležišta u SAD-u. Analiza je rađena uz osvrt na globalna geopolitička zbivanja, koja su se pokazala najvažnijim uzrokom kolebanja cijene nafte, a posljedično tome uzrokom i promjena aktivnosti bušenja na američkim nekonvencionalnim ležištima.

Ključne riječi: nekonvencionalna nafta i plin, prirodni plin iz šejlova, nafta iz slabopropusnih ležišta, Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Permijski bazen, kapitalni troškovi, operativni troškovi

Diplomski rad sadrži: 61 stranicu, 9 tablica, 63 slike i 19 referenci

Jezik izvornika: Hrvatski

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

Mentor: Dr. sc. Tomislav Kurevija, izvanredni profesor RGNF

Ocjenjivači: Dr. sc. Tomislav Kurevija, izvanredni profesor RGNF
Dr. sc. Igor Dekanić, redoviti profesor RGNF
Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF

Datum obrane: 17. veljače 2017. godine, Rudarsko – geološko – naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

**PRODUCTION COST ANALYSIS OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON
RESOURCES IN THE UNITED STATES OF AMERICA**

LORENO BOŠNJAK

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva, 6, 10002 Zagreb

Abstract

Technological improvements in horizontal drilling and hydraulic fracturing have proved to be a crucial factor in development of US shale reservoirs, during the last decade. An increase of oil prices in period from 2009 to 2014, has stimulated an exponential increase of US oil production. The unconventional hydrocarbon reserves have become highly competitive in the global energy market, causing the US oil imports significantly to drop. The thesis includes a production costs analysis of four largest shale reservoirs in the United States. The analysis is done with the review of global geopolitical events, which have proved to be the most important cause of oil price fluctuations, and consequently the cause of all drilling activities in US unconventional reservoirs.

Keywords: unconventional oil and gas, shale gas, tight oil, Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Permian Basin, CAPEX, OPEX

Thesis contains: : 61 pages, 9 tables, 63 figures and 19 references

Original in: Croatian

Thesis deposit in: Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Associate Professor Tomislav Kurevija, PhD

Reviewers: 1. Associate Professor Tomislav Kurevija, PhD
2. Full Professor Igor Dekanić, PhD
3. Associate Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Date of defense: February 17th 2017., Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS TABLICA	I
POPIS SLIKA	II
1. UVOD	1
2. RAZVOJ ISKORIŠTAVANJA NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U SAD-u	5
2.1. Cijena nafte i razvoj tehnologije	5
2.2. Broj aktivnih postrojenja u SAD-u	6
2.3. Proizvodnja nafte u SAD-u	8
3. STRUKTURA TROŠKOVA UPSTREAM DJELATNOSTI NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U SAD-u	10
3.1. Razvoj američke naftne industrije u posljednjem desetljeću	10
3.1.1. Razvoj troškova u posljednjem desetljeću	11
3.1.2. Razvoj i primjena nove tehnologije	13
3.2. Osnovna podjela troškova	14
3.2.1. Osnovni dizajn bušotina i troškovi u 2014. godini	14
3.2.2. Kapitalni troškovi (Capex)	15
3.2.3. Operativni troškovi (Opex)	15
3.2.4. Troškovi otkupa zemljišta	17
4. GEOLOŠKA FORMACIJA BAKKEN	18
4.1. Geografski položaj i opis formacije Bakken	18
4.2. Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Bakken-u	21
4.3. Kapitalni troškovi upstream djelatnosti na Bakken-u	23
4.4. Operativni troškovi upstream djelatnosti na Bakken-u	24
5. GEOLOŠKA FORMACIJA EAGLE FORD	27
5.1. Geografski položaj i opis formacije Eagle Ford	27
5.2. Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Eagle Ford-u	29
5.3. Kapitalni troškovi upstream djelatnosti na Eagle Ford-u	31

5.4.	Operativni troškovi upstream djelatnosti na Eagle Ford-u	33
6.	GEOLOŠKA FORMACIJA MARCELLUS	36
6.1.	Geografski položaj i opis formacije Marcellus	36
6.2.	Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Marcellus-u.....	38
6.3.	Kapitalni troškovi upstream djelatnosti formacije Marcellus	40
6.4.	Operativni troškovi upstream djelatnosti formacije Marcellus.....	42
7.	PERMIJSKI BAZEN	45
7.1.	Geografski položaj i opis Permijaskog bazena	45
7.2.	Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Permijaskom bazenu	48
7.3.	Kapitalni troškovi upstream djelatnosti na Permijaskom bazenu.....	52
7.4.	Operativni troškovi upstream djelatnosti na Permijaskom bazenu.....	53
8.	ZAKLJUČAK.....	57
9.	POPIS LITERATURE.....	60

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Prikaz najvažnijih tehnoloških postignuća i promjena cijena nafte u povijesti 6

Tablica 4-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na Bakken-u

..... 24

Tablica 4-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Bakken-u 26

Tablica 5-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na Eagle

Ford-u 32

Tablica 5-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Eagle Ford-u 35

Tablica 6-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na

Marcellus-u 41

Tablica 6-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Marcellus-u..... 44

Tablica 7-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na

Permijском bazenu 53

Tablica 7-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Permijском bazenu 55

POPIS SLIKA

Slika 1-1. Trokut resursa	2
Slika 1-2. Prikaz broja horizontalnih i vertikalnih bušotina u izradi od 1991. godine	2
Slika 1-3. Najveća nekonvencionalna ležišta u SAD-u	3
Slika 1-4. Kumulativna proizvodnja nafte iz slabopropusnih ležišta u SAD-u	4
Slika 1-5. Kumulativna proizvodnja plina iz škriljavaca u SAD-u.....	4
Slika 2-1. Kretanje cijene nafte u posljednjih 50 godina	5
Slika 2-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušačih postrojenja od 1967. godine.....	7
Slika 2-3. Kretanje američke proizvodnje i uvoza nafte iz OPEC-a od 1973. godine.....	9
Slika 3-1. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima	10
Slika 3-2. Kretanje relativnih vrijednosti troškova prema njihovim glavnim čimbenicima u posljednjem desetljeću.....	12
Slika 3-3. Kretanje prosječnih vertikalnih i horizontalnih duljina bušotina od 2006. godine	13
Slika 3-4. Prikaz kretanja potrošnje fluida za frakturiranje i broja stupnjeva frakturiranja od 2006. godine	14
Slika 3-5. Prikaz kretanja potrošnje propanata i broja stupnjeva frakturiranja od 2006. godine	14
Slika 4-1. Geološka formacija Bakken.....	18
Slika 4-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušačih postrojenja na Bakken-u	19
Slika 4-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Bakken-u od 2007. godine	19
Slika 4-4. Analiza pada proizvodnje na Bakken-u.....	20
Slika 4-5. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim nositeljima troškova na Bakken-u	21
Slika 4-6. Prikaz kretanja strukture troškova na Bakken-u od 2006. godine.....	22
Slika 4-7. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i duljine dionica frakturiranja na Bakken-u.....	22
Slika 4-8. Količina propanata u ovisnosti o horizontalnom doseg na Bakken-u	22
Slika 4-9. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Bakken-u	23
Slika 4-10. Raspon ukupnih operativnih troškova na Bakken-u.....	25
Slika 4-11. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika na Bakken-u.....	25
Slika 5-1. Geološka formacija Eagle Ford	27

Slika 5-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušaćih postrojenja na Eagle Ford-u od 2007. godine	28
Slika 5-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Eagle Ford-u od 2007. godine	28
Slika 5-4. Analiza pada proizvodnje na Eagle Ford-u	29
Slika 5-5. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima troškova na Eagle Ford-u	30
Slika 5-6. Prikaz mijenjanja strukture troškova za ležište Eagle Ford od 2006. godine.....	30
Slika 5-7. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i duljine dionica frakturiranja na Eagle Ford-u	31
Slika 5-8. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Eagle Ford-u	31
Slika 5-9. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Eagle Ford-u	31
Slika 5-10. Raspon ukupnih operativnih troškova na Eagle Ford-u	33
Slika 5-11. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za naftonosni dio formacije Eagle Ford	33
Slika 5-12. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za ležište mokroga plina na Eagle Ford-u	34
Slika 6-1. Geološka formacija Marcellus.....	36
Slika 6-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušaćih postrojenja na Marcellus-u od 2007. godine	37
Slika 6-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Marcellus-u od 2007. godine.....	37
Slika 6-4. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima na Marcellus-u	38
Slika 6-5. Kretanje ukupnih troškova izrade bušotina na Marcellus-u	39
Slika 6-6. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i duljine dionica frakturiranja na Marcellus-u	40
Slika 6-7. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Marcellus-u	40
Slika 6-8. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Marcellus-u	40
Slika 6-9. Raspon ukupnih operativnih troškova na Marcellus-u	42
Slika 6-10. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za ležište suhoga plina na Marcellus-u	42
Slika 6-11. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za ležište mokroga plina na Marcellus-u	43
Slika 7-1. Permijski bazen	45

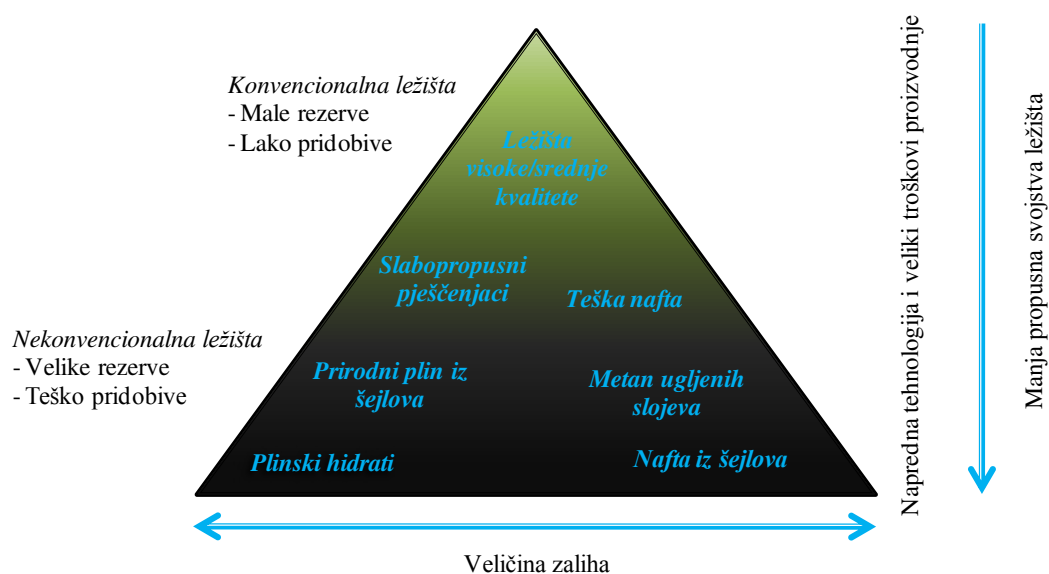
Slika 7-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušaćih postrojenja na Permijskom bazenu od 2007. godine	46
Slika 7-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Permijskom bazenu od 2007. godine	47
Slika 7-4. Analiza pada proizvodnje za dio Permijskog bazena u Texas-u	47
Slika 7-5. Analiza pada proizvodnje za dio Permijskog bazena u New Mexico-u	48
Slika 7-6. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima na Permijskom bazenu	49
Slika 7-7. Prikaz mijenjanja strukture troškova za Delaware od 2006. godine	49
Slika 7-8. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i brzine bušenja na Delaware-u	50
Slika 7-9. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Delaware-u	50
Slika 7-10. Prikaz mijenjanja strukture troškova za Midland od 2006. godine	51
Slika 7-11. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i brzine bušenja na Midland-u	51
Slika 7-12. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Midland-u	51
Slika 7-13. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Permijskom bazenu	52
Slika 7-14. Raspon ukupnih operativnih troškova na Permijskom bazenu	54
Slika 7-15. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za Delaware	54
Slika 7-16. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za Midland	55

1. UVOD

Ne tako davno, još sredinom 2014. godine troškovi pokrića proizvodnje nafte iz škriljaca iznosili su 65 dolara po barelu što je uz tadašnju cijenu nafte iznad 100 dolara, bilo izrazito isplativo. Nakon toga, uslijedio je strmoglavi pad cijene nafte uslijed čega je u veljači 2016. godine dosegnut minimum od 26 dolara po barelu, posljednji put zabilježenih još 2003. godine. Uz trenutnu relativno nisku cijenu čija se vrijednost kreće oko 50 dolara, iskorištavanje nekonvencionalnih ležišta u Sjedinjenim Američkim Državama se ostvaruje bez većih ograničenja. Postavlja se pitanje koji su to čimbenici i na koji način utjecali na smanjenje troškova pokrića proizvodnje iz nekonvencionalnih ležišta, budući da je prije samo dvije godine minimalna prosječna cijena pokrića izrade bušotina bila veća za 15 dolara po barelu. Te na osnovu čega SAD, kao najveći svjetski uvoznik nafte poslije Kine, ima pravo razmišljati o provođenju politike energetske neovisnosti. Povijesno gledano, zbivanja na globalnoj geopolitičkoj sceni redovito su se odražavala na svjetsku ekonomiju. Značajnije promjene u cijeni nafte najčešće su bile posljedica političkih sukoba, ali i tehnoloških dostignuća.

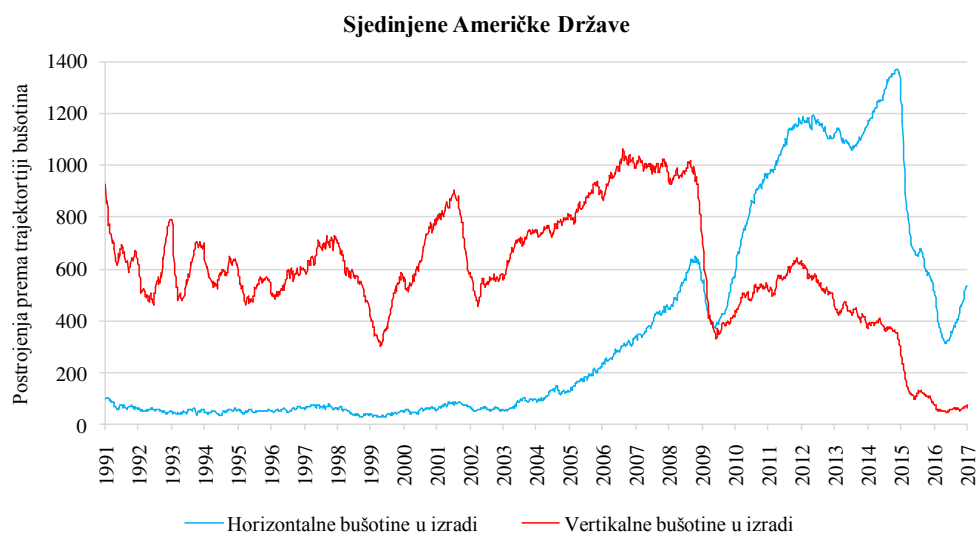
Proizvodnja ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta danas je zauzela iznimno veliku važnost u industriji nafte i plina. Ležišta koja su se nekoć smatrala neisplativima za iskorištavanje, danas se u velikoj mjeri razrađuju i privode proizvodnji.

Godine 1979. razvijena je teorija trokuta resursa (*engl. Resource Triangle Theory – RTT*), koja definira ovisnost ukupnih svjetskih rezervi ugljikovodika i mogućnost njihovog pridobivanja. Slikovito opisano, ukupne rezerve prikazane su trokutom u čijem se vrhu nalaze lako iskoristiva konvencionalna ležišta, dok se na dnu trokuta nalaze slabopropusna nekonvencionalna ležišta. Kako je prikazano na slici (Slika 1-1.), nekonvencionalna ležišta zauzimaju relativno ogroman udio svjetskih zaliha. Navedenu su teoriju Gray (1977) i Masters (1979.) predstavili kako bi opravdali enormne nekonvencionalne zalihe plina otkrivene u zapadnom dijelu Kanade. Time su ujedno potvrdili tezu da se uz odgovarajuće cijene nafte te uz izvjesni napredak tehnologije, nekonvencionalna ležišta mogu isplativo iskorištavati (Reeves et al., 2007). RTT koncept kasnije su potvrdili Holdtich i Lancaster (1982) na primjeru ležišta Austin Chalk, oslanjajući se na odnos cijena nafte, tehnološkog razvoja i broja aktivnih bušotina.



Slika 1-1. Trokut resursa

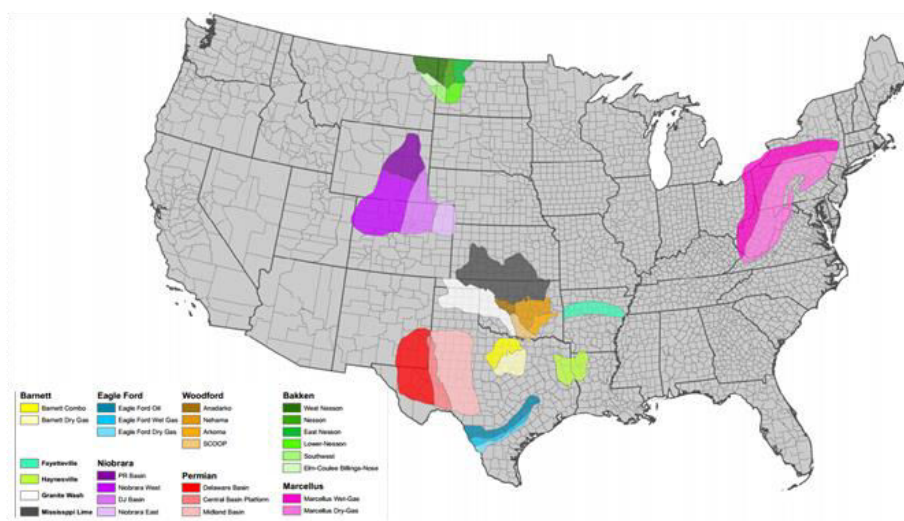
Početak rasta cijene nafte od 2003. godine bio je izrazito pogodan razvoju nekonvencionalnih ležišta. Naime, primjena horizontalnog bušenja i hidrauličkog frakturiranja na Barnett šejlu 2004. godine (EIA, 2016a), može se uzeti kao prekretnica u tome razvoju. Broj horizontalnih bušotina je od tada bilježio stalni rast, dok je s druge strane broj vertikalnih bušotina konstantno opadao. Vrhunac toga zabilježen je u svibnju 2009. godine kada je prema tjednom izvješću Baker Hughes-a o broju aktivnih postrojenja u SAD-u (Baker Hughes, 2016.) utvrđen jednak broj vertikalnih i horizontalnih bušotina u izradi (Slika 2-1.).



Slika 1-2. Prikaz broja horizontalnih i vertikalnih bušotina u izradi od 1991. godine

Razvoj tehnologije je sa druge strane doveo i do povećanja ukupnih troškova bušotina. Prosjek lateralnog dosega je sa 600 m prije ekspanzije horizontalnog bušenja povećan na preko 3000 m koliko iznosi danas. Posljedično tome, uporaba propanata i intenzitet frakturiranja je također povećan, što je rezultiralo učinkovitijim radom bušotina. Ukupni troškovi izrade kreću se u prosjeku od 4,9 milijuna do 8,3 milijuna dolara po bušotini (EIA, 2016a). Od toga najveći udio zauzima proces opremanja na koje redovito otpada od 50% do 60% ukupnih troškova. Bušenje, koje je u konvencionalnim vertikalnim bušotinama zauzimalo udio od 50%, sada se kreće u u prosjeku od oko 25% ukupnih troškova.

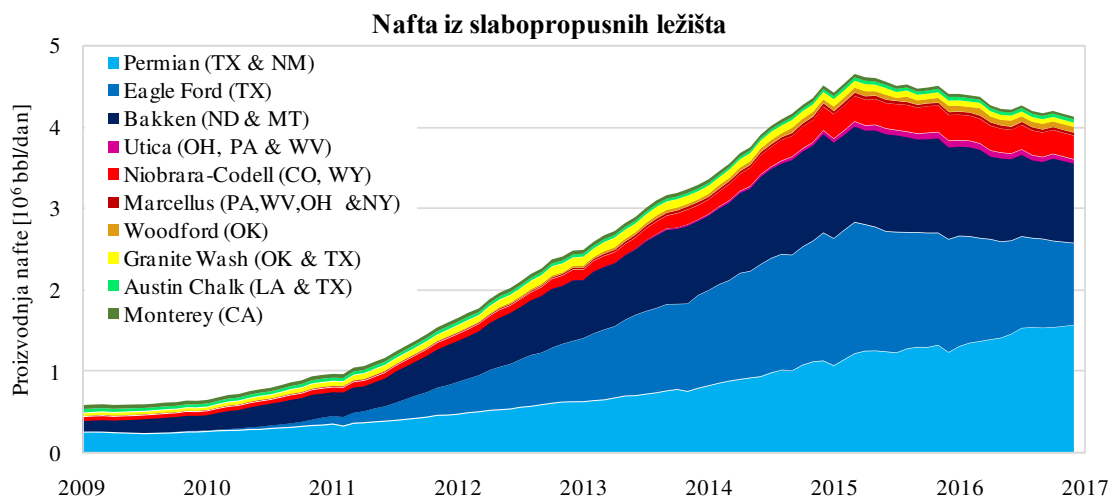
Kao najznačajniji američki nekonvencionalni projekti mogu se izdvojiti sljedeća ležišta (slika 1-3.): Bakken, Barnett, Eagle Ford, Marcellus, Niobrara, Permian te Woodford. Svako od njih karakteriziraju različiti udjeli čimbenika u strukturi troškova proizvodnje ugljikovodika, što je posljedica geoloških svojstava ležišta, dubine bušotina, načinu zbrinjavanja otpadnih fluida ili njihovoj udaljenosti od glavnih tržišnih čvorova.



Slika 1-3. Najveća nekonvencionalna ležišta u SAD-u (Thout, 2014)

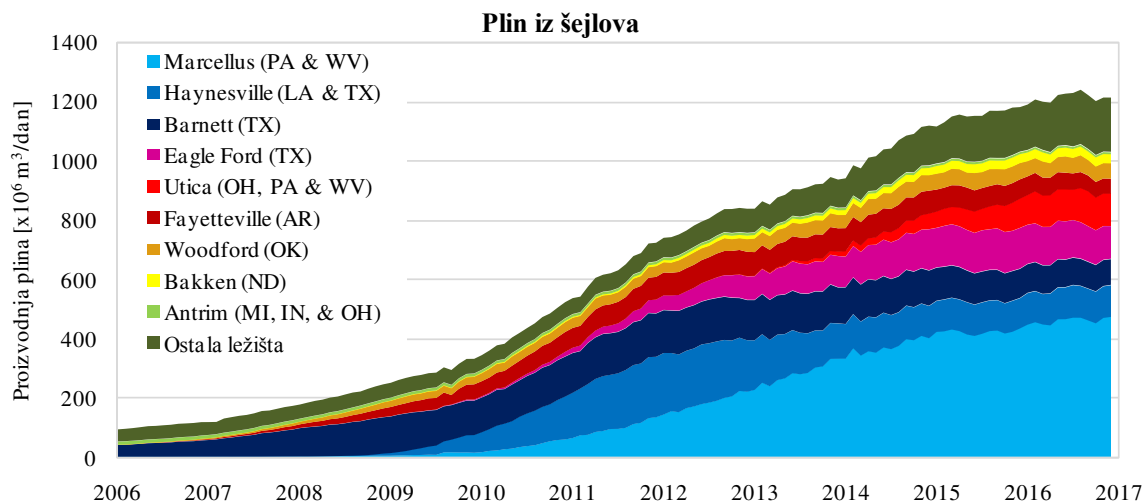
Na temelju javno dostupnih podataka objavljenih od strane američkog Ureda za energiju (engl. *Energy Information Association - EIA*) na slikama (Slika 1-4.)(Slika 1-5.) je napravljen prikaz kretanja proizvodnje nafte i plina iz najvećih nekonvencionalnih ležišta u SAD-u. Od 2009. godine kumulativna proizvodnja nafte iz slabopropusnih ležišta je eksponencijalno rasla. Vrhunac proizvodnje ostvaren je u ožujku 2015. godine kada je proizvedeno približno 4,7 milijuna barela nafte dnevno, što je gotovo polovica ukupno proizvedne nafte u SAD-u. Kao najizdašnija ležišta mogu se izdvojiti Bakken, Eagle Ford i

Permian sa zajedničkim udjelom od 86% američke proizvodnje iz nekonvencionalnih naftnih ležišta (Slika 1-4.)



Slika 1-4. Kumulativna proizvodnja nafte iz slabopropusnih ležišta u SAD-u

Kumulativna proizvodnja plina iz škriljavaca također je značajno rasla u posljednjem desetljeću. U 2016. godini je nadmašena proizvodnja od 1,2 milijarde metara kubnih dnevno što predstavlja porast od dvanaest puta u odnosu na 2006. godinu. Uvjerljivo najveći doprinos daje ležište Marcellus sa udjelom od 40% ukupne proizvodnje prirodnog plina iz škriljavaca u SAD-u (Slika 1-5.).



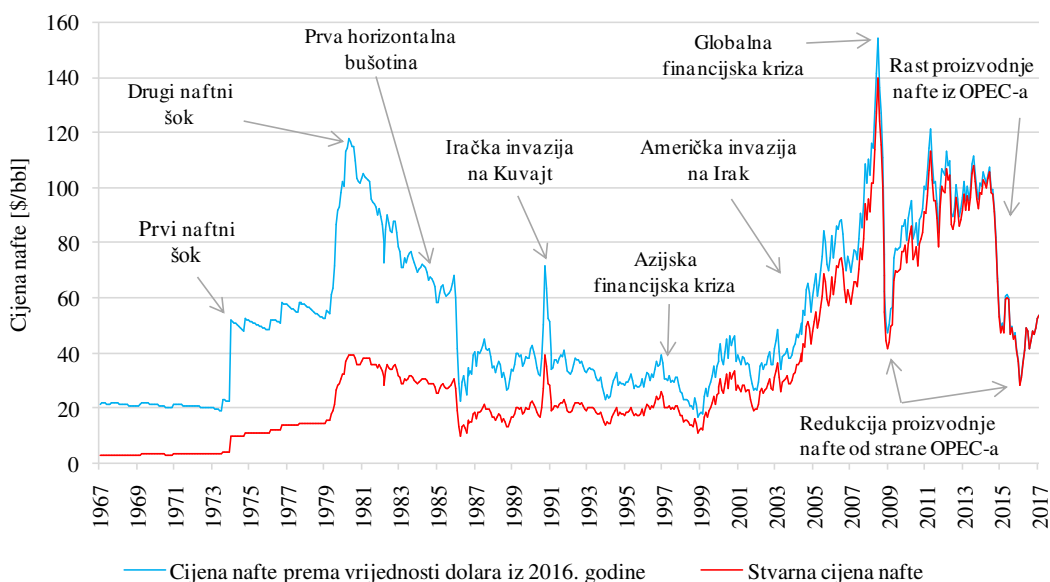
Slika 1-5. Kumulativna proizvodnja plina iz škriljavaca u SAD-u

Troškovi proizvodnje ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta značajno su se mijenjali u posljednjem desetljeću. Ovaj rad je obuhvatio analizu troškova za četiri najznačajnija ležišta: Bakken, Eagle Ford, Marcellus i Permian. Analiza je rađena uz osvrt na geopolitiku koja se kroz povijest dokazala kao pokretač svih promjena u naftnoj industriji.

2. RAZVOJ ISKORIŠTAVANJA NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U SAD-U

2.1. Cijena nafte i razvoj tehnologije

Kolebanje cijene nafte u posljednjih deset godina može se uzeti kao primjer odraza kolebanja cijene nafte i u njenoj povijesti. Praktički od samoga početka industrije prisutne su varijacije u cijenama nafte, što je posljedica geopolitičkih odnosa, tehnoloških dostignuća ili ekonomskih čimbenika. Tržište nafte i plina se tradicionalno temelji na odnosu ponude i potražnje, no taj odnos je najmanje diktiran prirodnim ponašanjem tržišta. Vlast nad najvećim rezervama ugljikovodika i njihovim najvažnijim transportnim pravcima smatraju se temeljem za ostvarivanje značajnije uloge na tržištu nafte i plina (Dekanić, 2011). To otvara mogućnost za stvaranje monopola koji mogu izravno utjecati na odnos ponude i potražnje, a posljedično tome i na cijenu nafte. Interesi između proizvođača i potrošača su često izrazito suprotstavljeni, što je uzrok različitim zbivanjima na globalnoj geopolitičkoj sceni. Ratovi, nametanje i ukidanje ekonomskih sankcija te sklapanje javnih i tajnih političkih dogovora, samo su neke od posljedica geopolitičkih odnosa koji uzrokuju promjene cijena nafte i plina. Na temelju javno dostupnih podataka o cijeni nafte (Macrotrends, 2016.), na slici (Slika 2-1.) je prikazano kretanje cijene nafte uz najvažnija geopolitička zbivanja koja su obilježila posljednjih pedeset godina.



Slika 2-1. Kretanje cijene nafte u posljednjih 50 godina

Kad je u pitanju razvoj nekonvencionalnih ležišta u SAD-u, periodi visokih cijena nafte u povijesti značajno su doprinijeli njihovoj eksploataciji, podržavajući pri tome RTT koncept

(Flores et al., 2011). U tablici (Tablica 2-1.) je napravljen prikaz važnijih povijesnih događaja još od primjene rotacijskog bušenja, koji su imali značajan utjecaj na cijene i razvoj naftne industrije. Može se primijetiti kako su politički događaji poput Jomkipurskog rata ili Iranske revolucije u 70-im godinama, uzrokovali povećanje cijene nafte, ali su također djelovali poticajno na razvoj novih tehnologija i stvaranje uvjeta za iskorištavanje domaćih resursa u SAD-u (Flores et al., 2011)

Tablica 2-1. također prikazuje i prodor novih tehnologija na tržište koje su uvelike doprinijeli smanjenju visokih troškova bušenja i povećanju konačnog iscrpka u starim ležištima. Prva primjena hidrauličkog frakturiranja u 50-im godinama, izrada horizontalnih bušotina te napredak seizmike u svrhu bolje karakterizacije ležišta u 90-im godinama, predstavljaju događaje koji su najviše pridonijeli razvoju nekonvencionalnih ležišta.

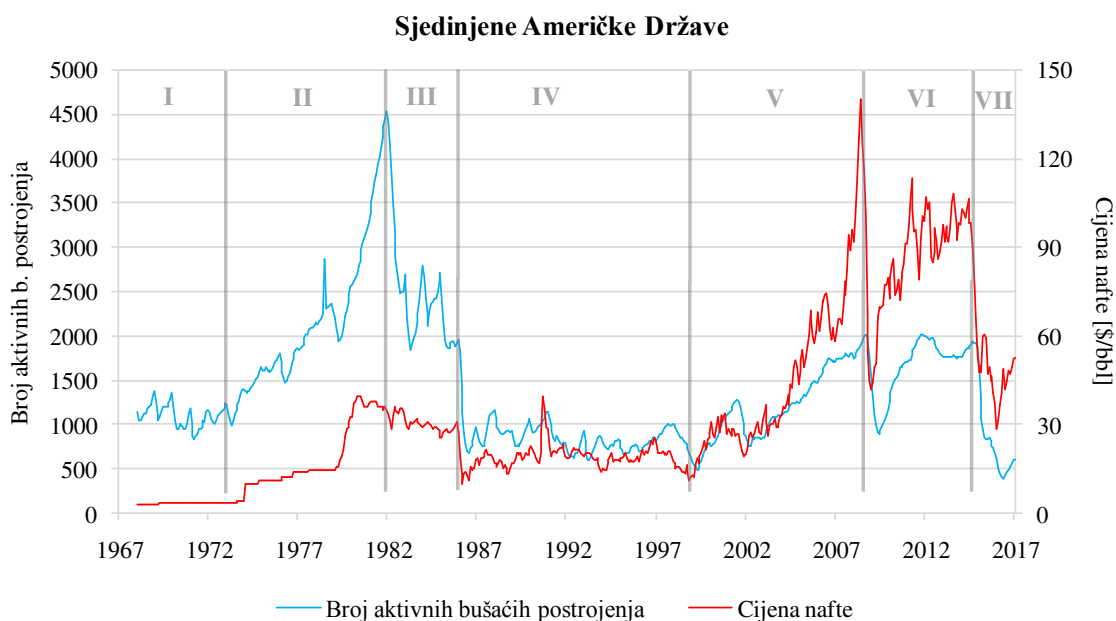
Tablica 2-1. Prikaz najvažnijih tehnoloških postignuća i promjena cijena nafte u povijesti (Flores et al., 2011; Schlumberger, 2017)

Period	Tehnološko unaprijeđenje	Utjecaj
1930-te	Rotacijsko bušenje	Rotacijsko bušenje postaje standardna tehnika. Primjena kiselina i nitroglicerina u stimulacijama bušotina (1932 godina).
1950-te	Hidrauličko frakturiranje	Razvoj hidrauličkog frakturiranja (1949. godina) i njegova široka primjena u 1950-tim godinama.
1970-te	Razvoj i primjena računala u karotaznim mjerenjima	Razdoblje naftnih šokova. Cijena nafte porasla sa 3,56\$ (1973. godine) na 39,50\$ po barelu (1980. godine). Prva terenska primjena računalno opremljenih kamiona za izvođenje karotaznih mjerenja (1977. godina)
1980-te	Razvoj horizontalnog bušenja	Izrađena prva horizontalna bušotina u Austin Chalk-u, Texas (1985). Pad cijena nafte sa 39,50\$ u 1980. godini na 14,00\$ po barelu 1986 godine.
1990-te	Geološko upravljanje putanjom bušotine (engl. <i>Geosteering</i>)	Primjena 3D seizmike u upravljanju putanjom prilikom izrade horizontalnih bušotina. Poboľšanje proizvodnosti i iscrpka unaprijeđenjem procesa hidrauličkog frakturiranja.
2000-te	Razvoj multilateralnih bušotina	Cijena nafte porasla sa 29,00\$ (2000. godine) na 120,00\$ po barelu (2008. godine). Sve šira primjena multilateralnog bušenja.
2010 - 2016	Povećanje horizontalnog dosega i broja stupnjeva frakturiranja	Pad cijena nafte sa 107,00\$ (2014. godine) na 26,00\$ po barelu (2016. godine). Konstantno povećanje horizontalnog dosega bušotina i broja stupnjeva frakturiranja.

2.2. Broj aktivnih postrojenja u SAD-u

Od 1968. godine Baker Hughes na tjednoj razini vrši evidenciju broja aktivnih bušaćih postrojenja u SAD-u. Kako se to kroz povijest dokazalo, aktivnost postrojenja je usko povezana sa cijenama nafte i plina zbog čega se može reći da odražava zdravstveno stanje naftne i plinske industrije (Wilson, 2012). Periodi niskih cijena uzrok su smanjenoj aktivnosti bušaćih postrojenja i obratno, povećana aktivnost bušaćih postrojenja, posljedica je visokih cijena nafte. Na temelju javno dostupnih podataka (Baker Hughes, 2017), na

slici (Slika 2-2.) je napravljen prikaz ovisnosti cijena nafte i broja aktivnih bušaćih postrojenja u SAD-u tijekom posljednjih pedeset godina.



Slika 2-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušaćih postrojenja od 1967. godine

Kako je vidljivo na slici (Slika 2-2.), moguće je razlučiti sedam perioda u povijesti koje je obilježio određeni trend promjene cijena nafte, a usporedo s tim i broja aktivnih postrojenja:

- Prvi period – Razdoblje od 1968. do 1973. godine karakterizirale su niske cijene nafte sa prosječnom vrijednošću od oko 3,00 dolara po barelu. Odnos ponude i potražnje je bio uravnotežen, a aktivnost bušaćih postrojenja se kretala oko tisuću.
- Drugi period – Razdoblje od 1973. do 1981. godine obilježeno je naftnim šokovima. Jomkipurski rat (1973. godine) i Iranska revolucija (1978. godine), doveli su do smanjenja ukupne ponude nafte na međunarodnom tržištu (Dekanić et al., 2002). To je za posljedicu imalo rast cijena sa 3,56 dolara po barelu (1973. godine) na 39,50 dolara po barelu (1980. godine). Posljedično tome broj aktivnih postrojenja je znatno porastao sa prosječnih 1000 prije prvog naftnog šoka na 4500 aktivnih postrojenja poslije drugog naftnog šoka.
- Treći period – Razdoblje od 1981. do 1985. godine. Kratkoročan porast cijene nafte 1981. godine uzrokovan je redukcijom proizvodnje zemalja članica OPEC-a. Međutim, previsoke cijene dovele su do smanjenja potražnje za naftom na međunarodnom tržištu, zbog čega su proizvođači bili prisiljeni spustiti cijene na

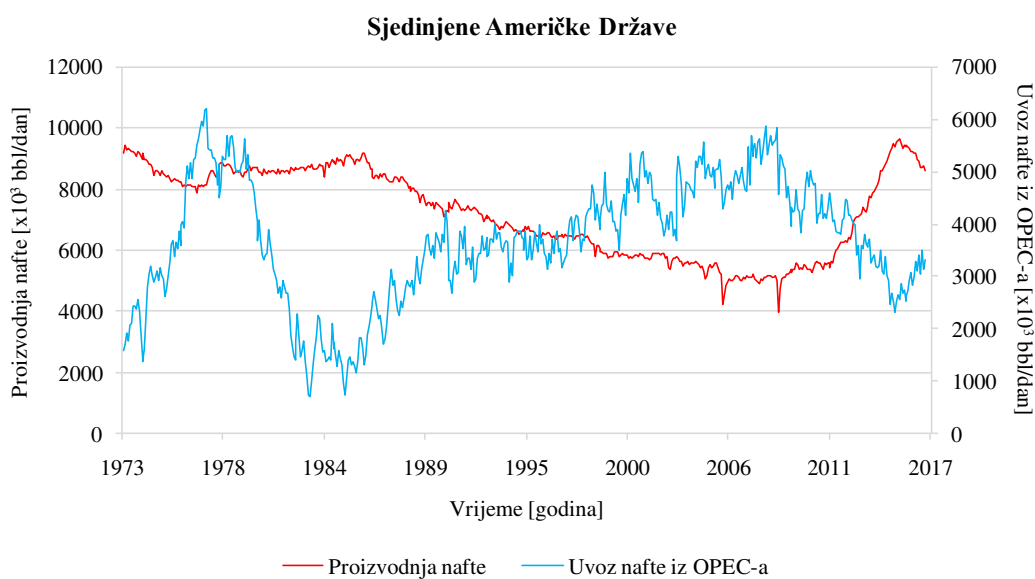
10,00 dolara po barelu (1986. godine). Nakon porasta broja aktivnih bušaćih postrojenja na 4000 u 1981. godini, ta vrijednost se 1986. spustila na samo 1000, što je bila posljedica prezasićenosti tržišta naftom.

- Četvrti period – Razdoblje od 1986. do 1999. godine predstavlja razdoblje relativno stabilnih ali niskih cijena nafte koje su se u prosjeku kretale oko 20 dolara po barelu. U skladu s tim i broj aktivnih bušaćih postrojenja je također bio relativno konstantan.
- Peti period – Razdoblje od 1999. do 2008. godine. Period porasta cijena nafte sa 10,82 dolara po barelu iz prosinca 1998. godine na 145,31 dolar u srpnju 2008. godine. Uzrok navedenog porasta cijene je povećanje globalnih potreba za energijom i to poglavito zemalja u razvoju. Broj aktivnih bušaćih postrojenja je u navedenom periodu bio u konstantnom porastu do 2008. godine, kada je u pogonu bilo 2000 aktivnih bušaćih postrojenja na području SAD-a.
- Šesti period - Razdoblje od 2009. do 2014. godine. Globalna ekonomska kriza 2008. godine dovela je do kratkotrajnog pada cijene nafte, nakon čega je započeo njihov oporavak koji je trajao sve do srpnja 2014. godine. U navedenom periodu se može zapaziti značajan porast broja aktivnih bušaćih postrojenja. To je posljedica sve većeg iskorištavanja nekonvencionalnih ležišta u SAD-u, kojima su visoke cijene nafte jako pogodovale.
- Sedmi period – Razdoblje od 2014. do 2016. godine. Prezasićenost tržišta naftom iz zemalja članica OPEC-a, prvenstveno Saudijske Arabije, ima za cilj usporavanje procesa razvoja nekonvencionalnih ležišta u SAD-u. To je dovelo do značajnog pada cijena koje su u veljači 2016. godine dosegle vrijednost od 26,19 dolara po barelu. Usporedo s tim broj aktivnih bušaćih postrojenja je pao ispod 400, koliko je u jednom trenutku iznosio njihov broj u 2016. godini.

2.3. Proizvodnja nafte u SAD-u

Vrhunac proizvodnje nafte iz konvencionalnih ležišta u SAD-u ostvaren je još u studenom 1970. godine kada je iznos dnevne proizvodnje prešao vrijednost od 10 milijuna barela (EIA 2016b). Uslijed sve veće potrošnje i sve manjih rezervi, proizvodnja je od tada bilježila stalni pad sve do rujna 2008. godine kada je na dnevnoj razini iznosila nešto manje od 4 milijuna barela nafte. Redukcije u proizvodnji koje su potom uslijedile od strane OPEC-a djelovale su poticajno na rast cijena, a usporedo s tim i na rast američke proizvodnje. U travnju 2015. godine dosegnuta je vrijednost od 9,6 milijuna barela dnevno,

nakon čega je došlo do pada proizvodnje koji traje i danas. Razvoj nove tehnologije, u prvom redu horizontalnog bušenja i hidrauličkog frakturiranja, značajno su povećali efikasnost proizvodnje bušotina. Nafta i plin iz nekonvencionalnih ležišta postali su izrazito konkurentni na međunarodnom tržištu, što se na globalnoj geopolitičkoj sceni očitovalo u obliku blagog zahlađenja odnosa između SAD-a (drugog najvećeg svjetskog uvoznika nafte, poslije Kine) i Saudijske Arabije (najutjecajnije države članice OPEC-a i najvećeg svjetskog proizvođača nafte). Sa padom cijena 2014. godine, SAD je bio prisiljen smanjiti nekonvencionalnu proizvodnju zbog njene neisplativosti. Kako bi se nadoknadili gubici, ukupni uvoz nafte je povećan. Činjenica da oko 40% uvezene nafte dolazi iz OPEC-a dovoljno govori o razlozima pokušaja gušenja proizvodnje ugljikovodika iz američkih nekonvencionalnih ležišta. Na slici (Slika 2-3.) je prikazano kretanje američke proizvodnje i uvoza nafte iz zemalja članica OPEC-a u razdoblju od 1973. godine do danas. Prikaz je napravljen na temelju podataka dostupnih na internetskim stranicama američkog Ureda za upravljanje energijom (EIA, 2016c).



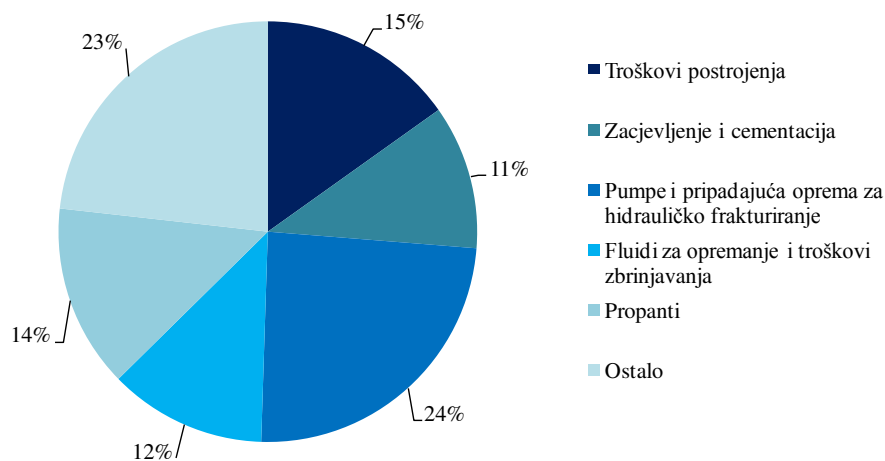
Slika 2-3. Kretanje američke proizvodnje i uvoza nafte iz OPEC-a od 1973. godine

3. STRUKTURA TROŠKOVA UPSTREAM DJELATNOSTI NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U SAD-U

Razvoj proizvodnje ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta doveo je do znatne preraspodjele kapitalnih i operativnih troškova u posljednjem desetljeću. Tehnološka dostignuća su u velikoj mjeri usmjerila proces izrade bušotina u nekom drugom pravcu, postavljajući kriterije koji su do prije deset godina bili teško dosegljivi, a još manje isplativi. Primjena nove tehnologije u svrhu unaprijeđenja proizvodnje, prvenstveno je imala utjecaj na kapitalne troškove, koji su u prosjeku veći za 6 milijuna dolara po bušotini. S druge strane, povećanje efikasnosti proizvodnje bušotina rezultiralo je manjim jediničnim troškovima proizvodnje po barelu ekvivalentne nafte što je na koncu dovelo do povećanja prihoda operatorskim kompanijama.

3.1. Razvoj američke naftne industrije u posljednjem desetljeću

Prema analizi podataka američkog ureda za upravljanje energijom (EIA, 2016a), 77% troškova upstream djelatnosti na nekonvencionalnim ležištima otpada na pet glavnih čimbenika koje se mogu podijeliti prema troškovima bušenja i opremanja (Slika 3-1.):



Slika 3-1. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima (EIA, 2016a)

- Troškovi bušenja:
 - 1) Troškovi postrojenja (najam postrojenja i bušaći fluidi) -15%
 - 2) Zacjevljenje i cementacija – 11%
- Troškovi opremanja:
 - 3) Oprema za hidrauličko frakturiranje – 24%
 - 4) Fluidi za opremanje i zbrinjavanje povratnog dotoka fluida – 12%

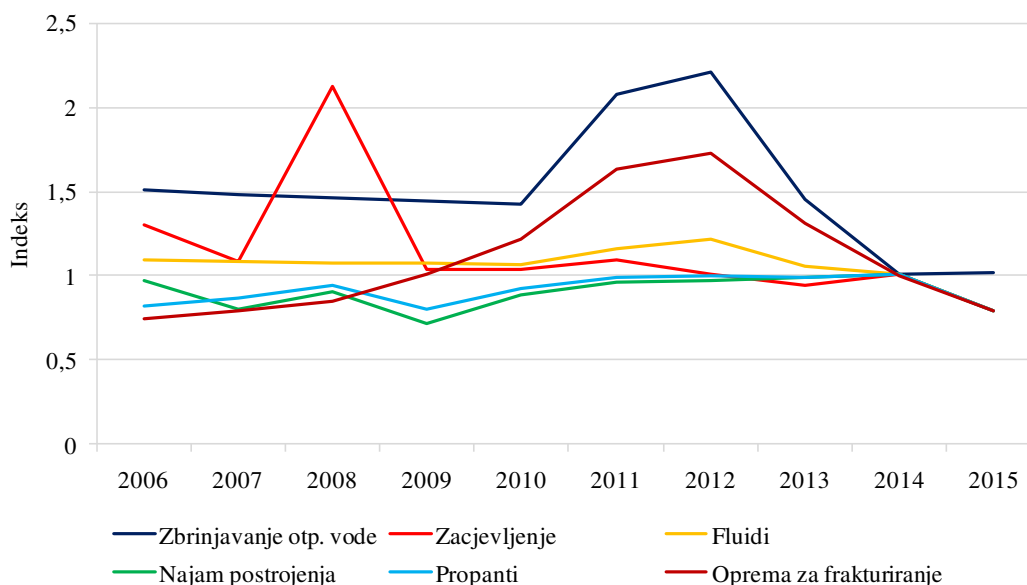
5) Propanti – 23%

- 1) Troškovi bušačkog postrojenja – vrijednost ovih troškova u najvećoj mjeri diktiraju tržišni uvjeti (cijena nafte) i aktivnost bušenja. Osim toga ovisni su i o efikasnosti bušenja, najmu postrojenja, konstrukciji bušotine, isplaci te troškovima goriva. Kreću se u rasponu od 0,9 milijuna do 1,3 milijuna dolara (EIA, 2016a) što predstavlja udio od 12% do 19% ukupnih troškova izrade bušotine.
- 2) Troškovi zacjevljenja – cijena željeza u najvećoj mjeri diktira njihove vrijednosti što se najbolje pokazalo 2008. godine kada je uslijed globalne nestašice željeza došlo i do iznimnog poskupljenja zaštitnih cijevi. Konstrukcija bušotine kao i ležišni uvjeti također su jedni od bitnih parametara. Raspon troškova se kreće od 0,6 milijuna do 1,2 milijuna dolara (EIA, 2016a) što obuhvaća udio od 9% do 15% ukupnih troškova izrade bušotina.
- 3) Troškovi frakturiranja – sa vrijednostima od 1 milijun do 2 milijuna dolara (14% - 44%) redovito zauzimaju najveći udio ukupnih troškova izrade bušotine (EIA, 2016a). Definirani su potrebnom snagom opreme za utiskivanje fluida i brojem stupnjeva frakturiranja.
- 4) Troškovi fluida za proizvodno opremanje bušotina – kreću se u rasponu vrijednosti od 0,3 milijuna do 1,2 milijuna dolara (EIA, 2016a) čime se obuhvaća udio od 5% do 19% ukupnih troškova izrade bušotine. Glavne komponente koje utječu na ove troškove su vrsta fluida za frakturiranje (voda s otopljenim surfaktantima, gel, umreženi polimeri), izvori vode, kemikalije i zbrinjavanje otpadne vode.
- 5) Troškovi propanata – vrijednost ovih troškova ovisi o vrsti propanta koji se koristi (prirodni ili umjetni), količini koja je potrebna te njegovim tržišnim cijenama. Izbor najprikladnijeg propanta definiran je ležišnim uvjetima, vrsti proizvodnog fluida i dubini bušotine. Raspon troškova se kreće od 0,8 milijuna do 1,8 milijuna dolara (EIA, 2016a) što predstavlja udio od 6% do 25% ukupnih troškova.

3.1.1. Razvoj troškova u posljednjem desetljeću

Odnos ponude i potražnje temelj je svih promjena koje su zadesile glavne nositelje troškova u posljednjem desetljeću. Usporedo sa promjenom cijene nafte, mijenjale su se i vrijednosti pojedinih troškova. Kao što je vidljivo na slici (Slika 3-2.), relativne vrijednosti glavnih nositelja troškova jasno prikazuju njihove promjene u razdoblju od 2006. do 2015. godine. Postavi li se uvjet da je 2014. godina referenta za razmatranje troškova, indeksi glavnih nositelja će imati jediničnu vrijednost. Analogno tome, veći troškovi u nekoj od

prethodnoj godina imat će vrijednost indeksa iznad 1, dok će manji biti ispod 1. Navedeni prikaz je pogodan za pregled razvoja troškova u zadnjih deset godina.



Slika 3-2. Kretanje relativnih vrijednosti troškova prema njihovim glavnim čimbenicima u posljednjem desetljeću (EIA, 2016a)

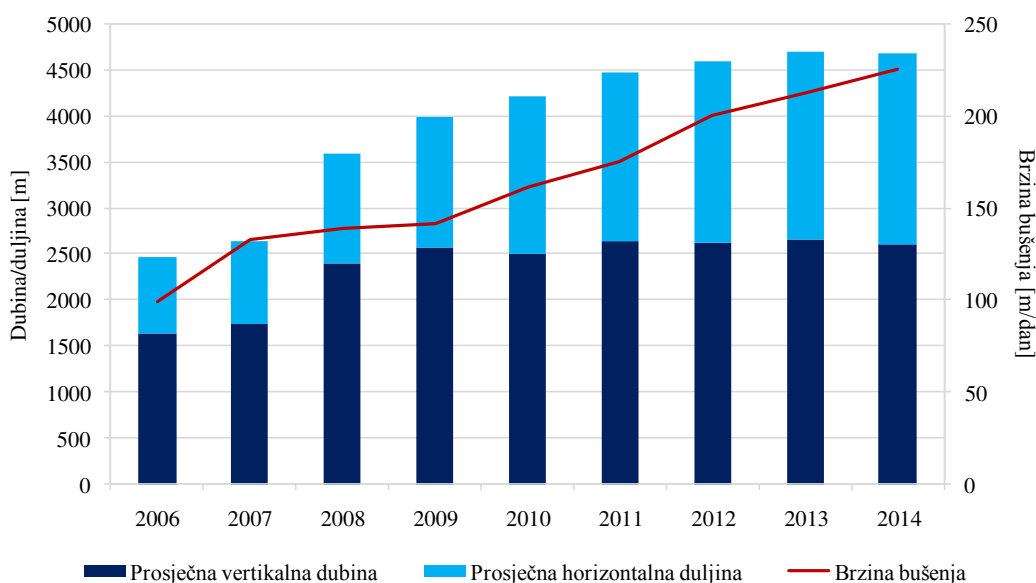
Globalna nestašica željeza 2008. godine bila je uzrok povećanim troškovima zacjevljenja, što je na slici (Slika 3-2.) poprilično izraženo. No, već naredne godine uspostavljena je ravnoteža na tržištu željeza zbog čega su se i troškovi zacjevljenja vratili na prvotnu razinu, na kojoj su se zadržali do 2014. godine. Unaprjeđenje tehnologije horizontalnog bušenja i sve raširenija primjena hidrauličkog frakturiranja u periodu od 2010. do 2012. godine, uzrok je velikoj ekspanziji razvoja nekonvencionalnih ležišta. Kao posljedica toga, iz godine u godinu potražnja za servisnim djelatnostima je bila veća nego što su to kompanije mogle pratiti. To se na koncu i odrazilo na troškovima zbrinjavanja otpadnih fluida i troškovima opreme za hidrauličko frakturiranje koji su se udvostručili. Kao odgovor na povećanu potražnju, broj kompanija na tržištu servisnih djelatnosti je bio sve veći što je dovelo do smanjenja navedenih troškova na jediničnu razinu u 2014. godini. Troškovi propanata i najma postrojenja tek su simbolično rasli od 2009. godine, kao odraz sve raširenije primjene hidrauličkog frakturiranja odnosno povećanja aktivnosti bušenja. Unaprjeđenja vezana uz opremanje bušotina glavni su razlog pada cijena troškova od 2012. godine. Može se reći kako je tržište servisnih djelatnosti imalo uspostavljenu ravnotežu između ponude i potražnje u 2014. godini. No, pad cijene nafte koji je uslijedio,

doveo je do redukcije aktivnosti bušenja i opremanja. Time je tržište postalo prezasićeno navedenim djelatnostima uzrokujući smanjenje njihove potražnje.

3.1.2. Razvoj i primjena nove tehnologije

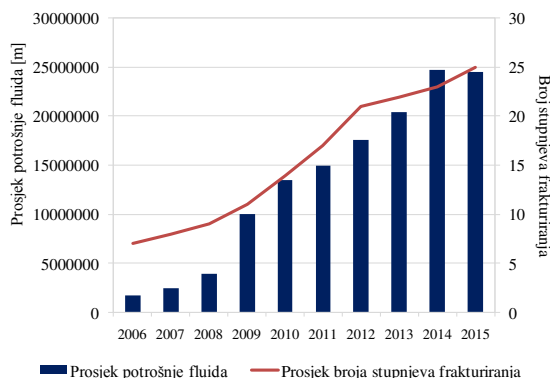
Smanjenje konačnih troškova ili poboljšanje proizvodnje, dva su načina kroz koja se unaprjeđenje tehnologije može očitovati. Naftna industrija je pretrpjela značajne tehnološke promjene u posljednjih deset godina, posebno kad su u pitanju sektori bušenja i opremanja buština. Veći horizontalni doseg i primjena seizmike u svrhu upravljanja putanjom bušotine, samo su neka od unaprjeđenja vezana uz proces bušenja. S druge strane, povećanje broja stupnjeva frakturiranja i veća potrošnja jeftinijih prirodnih propanata predstavljaju poboljšanja u sektoru opremanja. Prvenstveno zbog geoloških čimbenika koji mogu značajno utjecati na efikasnost bušotine, teško je odrediti pravi učinak svih unaprjeđenja. No, gledajući kroz ostvarene prihode, veća kapitalna ulaganja su itekako opravdana.

Vjerojatno najvažnije postignuće u posljednjih deset godina predstavlja veća izrada horizontalnih bušotina u odnosu na vertikalne. Prosječni lateralni doseg povećan je sa 600 m na 2100 m, čime je omogućeno znatno veće prodiranje bušotine u samo ležište ugljikovodika. S druge strane troškovi bušenja su minimalno povećani. Brzina bušenja je također povećana za tri puta u odnosu na 2006. godinu, smanjujući time dodatno samu vrijednost troškova bušenja (Slika 3-3.).

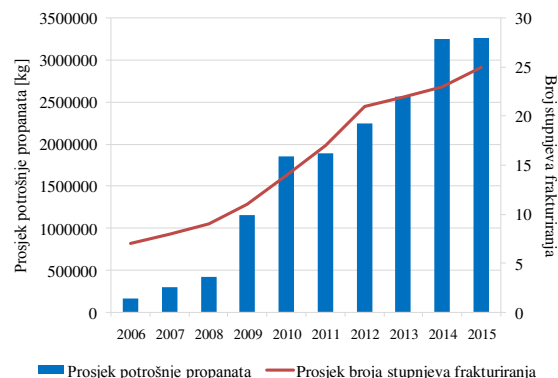


Slika 3-3. Kretanje prosječnih vertikalnih i horizontalnih duljina bušotina od 2006. godine (EIA, 2016a)

Usporedo s povećanjem horizontalnog doseg, veće su i količine korištenih fluida i propanata koji se koriste prilikom frakturiranja. Programi opremanja postaju sve složeniji, a broj stupnjeva frakturiranja sve veći. Kroz godine razvijanja horizontalnog bušenja, opremanje je zauzelo najveći udio u ukupnim troškovima izrade bušotina. (Slika 3-4., Slika 3-5.)



Slika 3-4. Prikaz kretanja potrošnje fluida za frakturiranje i broja stupnjeva frakturiranja od 2006. godine (EIA, 2016a)



Slika 3-5. Prikaz kretanja potrošnje propanata i broja stupnjeva frakturiranja od 2006. godine (EIA, 2016a)

3.2. Osnovna podjela troškova

Struktura troškova izrade bušotina u nekonvencionalnim ležištima temeljena je na njihovoj podjeli na kapitalne (*engl. Capital Expenditures – CAPEX*) i operativne troškove (*engl. Operating Expenditures – OPEX*). Kapitalni troškovi uključuju sva materijalna dobra koja se koriste pri izradi bušotina. Javljaju se u periodu od početka procesa izrade bušotine do početka proizvodnje, sa svim pripadajućim postrojenjima i instalacijama koje će omogućiti njen učinkovit rad. S druge strane operativni troškovi obuhvaćaju sve troškove koji se javljaju tijekom vijeka proizvodnje nafte ili plina iz bušotina. U skladu s time, moguće je izdvojiti četiri osnovne komponente troškova:

1. Bušenje (CAPEX)
2. Opremanje (CAPEX)
3. Procesna postrojenja (CAPEX)
4. Operacije tijekom proizvodnje (OPEX)

3.2.1. Osnovni dizajn bušotina i troškovi u 2014. godini

Kapitalni troškovi se u onshore područjima mogu podijeliti u tri kategorije: troškovi bušenja, opremanja i procesnih postrojenja. Njihove vrijednosti se kreću u rasponu od 4,9

do 8,3 milijuna dolara. S druge strane, operativni troškovi se javljaju tijekom cijelog radnog vijeka bušotine i kreću se od 1,0 do 3,5 milijuna dolara, ovisno o proizvodnom fluidu (nafta ili plin), lokaciji, razvijenosti infrastrukture i životnom vijeku bušotine.

3.2.2. Kapitalni troškovi (Capex)

Troškovi bušenja u najvećoj mjeri ovise o konstrukciji i dubini bušotine zbog čega mogu znatno varirati ovisno od područja u kojem se bušotina nalazi. Najčešće ih čine najam postrojenja, bušači fluidi i alatke, zaštitne cijevi, troškovi cementacije te gorivo. Kreću se u rasponu od 1,8 milijuna do 2,6 milijuna dolara (EIA, 2016a) što predstavlja udio od 27% do 38% ukupnih troškova. Usporedbe radi, udio ovih troškova je prije ekspanzije horizontalnog bušenja bio između 60% i 80% ukupnih troškova izrade bušotina.

Troškovi opremanja su pretrpjeli izrazit porast u zadnjih deset godina kao posljedica povećanja horizontalnog dosega bušotina i hidrauličkog frakturiranja. Čine ih proizvodni niz cijevi, oprema ušća bušotine, aditivi, propanti, osoblje za izvođenje opremanja i perforiranja te oprema za utiskivanje. Kreću se u prosjeku od 2,9 milijuna do 5,6 milijuna dolara (u nekim slučajevima i više) čime zauzimaju najveći udio (60% - 70%) od ukupnih troškova izrade bušotina (EIA, 2016a).

Troškovi procesnih postrojenja se odnose na sve materijalne stavke koje služe u procesima prikupljanja, obrade i transporta proizvedene nafte ili plina. To uključuje separatore i dehidratore, pristupne ceste, cjevovode i pripadajuće kompresore za potiskivanje proizvedenog fluida. Vrijednosti troškova se kreću u rasponu od nekoliko tisuća dolara čime zauzimaju udio od 2% do 8% ukupnih troškova izrade bušotine. Razlog njihovom tako malom udjelu leži u tome što se najčešće dijele između više bušotina.

3.2.3. Operativni troškovi (Opex)

Za razliku od kapitalnih troškova, operativne troškove je zbog njihove heterogenosti, potrebno razmatrati zasebno za svako područje. Najveći utjecaj u formiranju ovih troškova ima vrsta fluida koji se proizvodi, prvenstveno zbog procesa obrade. U svrhu njihovog lakšeg određivanja, operativni troškovi se mogu podijeliti u nekoliko kategorija kako je prikazano u nastavku.

Troškovi operativnog najma (engl. *Lease Operating Expenses – LOE*) koji su prisutni tijekom cijelog proizvodnog vijeka bušotina, a njihove vrijednosti ovise o vrsti proizvodnog fluida, dubini i izdašnosti bušotina. Primjerice, u naftnim poljima, najveći udio zauzimaju troškovi aktivnosti vezanih uz umjetno podizanje nafte, kojega u plinskim

ležištima uopće nema. Raspon troškova se kreće od 2,00 dolara pa sve do 14,50 dolara po barelu ekvivalentne nafte, u što su uključeni i troškovi zbrinjavanja otpadne vode.

Troškovi sabiranja, obrade i transporta (engl. *Gathering, Processing and Transport – GPT*) obuhvaćaju sve procese tijekom kojih se proizvedeni fluid obrađuje i prevozi do glavnih tržišnih čvorova. Ovisno o vrsti fluida (suhi plin, mokri plin, nafta i kondenzat) koji se proizvodi, razlikuju se i pripadajući troškovi obrade.

- Suhi plin – s obzirom na njegovu izvornu čistoću, nije ga potrebno obrađivati. Zbog toga je njegova proizvodnja i najisplativija sa pripadajućim troškovima prikupljanja i transporta od oko 12,30 dolara za tisuću metara kubnih plina ($\$/10^3\text{m}^3$).
- Mokri plin – zahtijeva obradu kako bi se postigla veća čistoća što za posljedicu ima i veće jedinične troškove proizvodnje. Troškovi sabiranja i obrade se kreću u rasponu od 21,20 do 46,00 dolara za tisuću metara kubnih plina. Separacija obuhvaća raspon troškova od 2,00 do 4,00 dolara po barelu proizvedenog kondenzata, dok se troškovi transporta kreću od 2,20 do 13,00 dolara po barelu.
- Nafta i kondenzat – najveći udio u ukupnim troškovima zauzima transport, koji ovisno o udaljenosti i načinu transporta, može značajno varirati. Zbog toga, troškovi transporta kroz prihvatne cjevovode kreću se od 0,25 do 1,50 dolara po barelu. Prijevoz kamionskim cisternama je poprilično skup te se u pravilu kreće u rasponu od 2,00 do 3,50 dolara po barelu. Transport na veće udaljenosti, najčešće do rafinerija, se također provodi naftovodima ili željeznicom pri čemu vrijednost troškova može varirati od 2,20 pa sve do 13,00 dolara po barelu (EIA, 2016a).

Troškovi zbrinjavanja otpadnih voda, u pravilu spadaju u kapitalne troškove. Međutim, nakon 30 do 45 dana (kada je već glavnina povrata vode uklonjena), ovi troškovi se definiraju kao operativni i odnose se na proizvedenu vodu iz ležišta. Utiskivanje vode u bušotine, odvoz ili recikliranje predstavljaju načine zbrinjavanja. Zbog toga je njihov raspon troškova poprilično širok i kreće se u vrijednostima od 1,00 do 8,00 dolara po barelu proizvedene vode.

Opći i administrativni troškovi (engl. *Gathering and Administrative costs – G&A*) također spadaju u operativne i kreću se od 1,00 do 4,00 dolara po barelu ekvivalentne nafte.

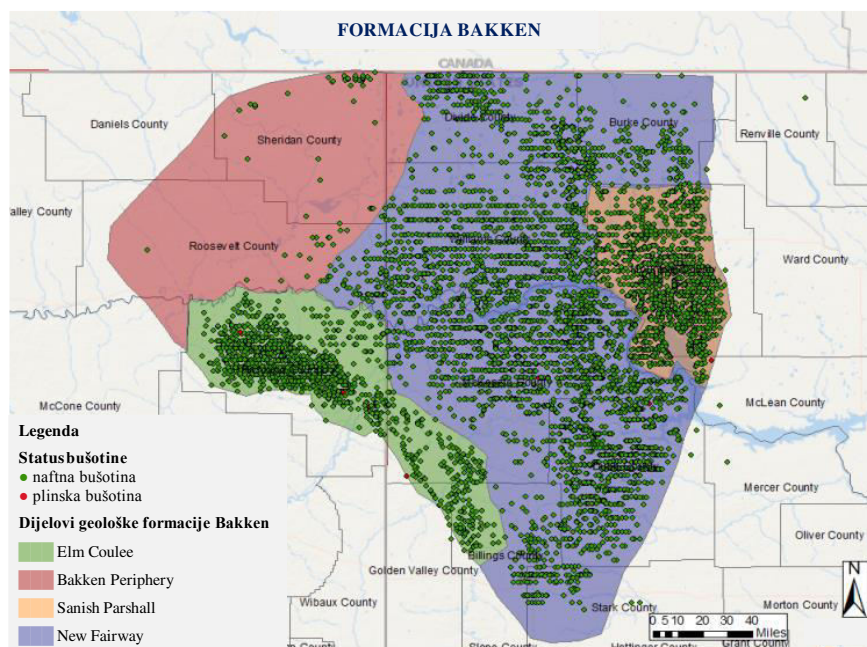
3.2.4. Troškovi otkupa zemljišta

Otkup zemljišta također može zauzimati bitan udio u ukupnim troškovima upstream djelatnosti. Pravo na zemljište operator može ostvariti naslijeđem, kupnjom ili zakupom dijela ležišta od kompanije koja je pravi vlasnik. Naravno, vrijednost troškova će ovisiti poglavito o veličini ležišta, a također i o njegovu potencijalu i istraženosti. Potrebno je imati na umu da kada su novci jednom potrošeni na otkup zemljišta, operator će te troškove tretirati kao „nepovratne“, zbog čega se oni kao takvi neće uzimati u obzir u analizama kretanja troškova.

4. GEOLOŠKA FORMACIJA BAKKEN

4.1. Geografski položaj i opis formacije Bakken

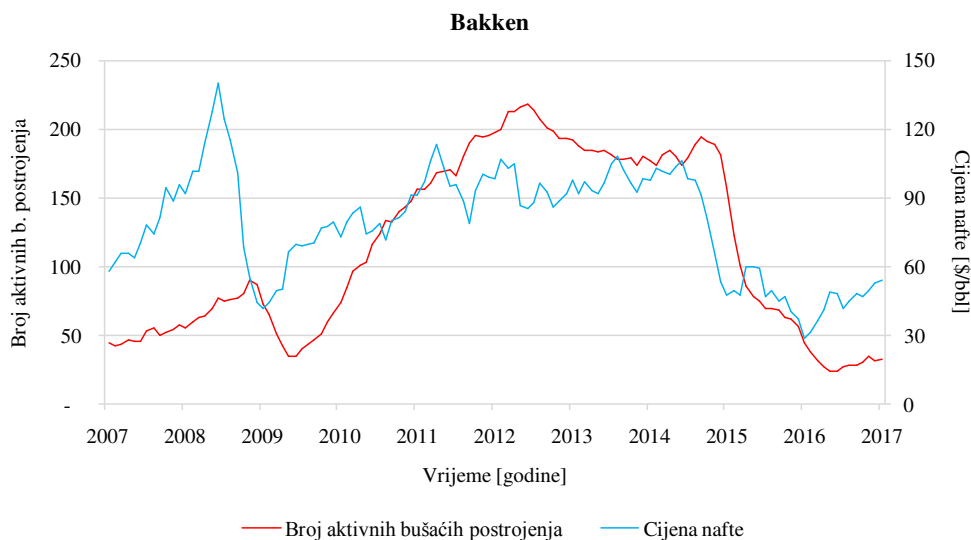
Geološka formacija Bakken, jedno je od najizdašnijih nekonvencionalnih nalazišta nafte u SAD-u. Prvo otkriće nafte zabilježeno je još 1951. godine, no zbog isplativosti proizvodnje, komercijalni razvoj naftne industrije na ovom području započeo je tek u posljednjem desetljeću. Eksploatacija nafte na području Bakken-a smatra se početkom revolucije proizvodnje nafte iz nekonvencionalnih ležišta u SAD-u. Formacija je sastavni dio sedimentacijskog bazena Williston koji se većinskim dijelom proteže američkom saveznom državom Sjeverna Dakota te istočnim dijelom savezne države Montana. Cijela formacija se može podijeliti na četiri polja sa jedinstvenim ležišnim i geološkim svojstvima: Elm Coulee, Sanish Parshall, New Fairway te manje perspektivno zapadno periferno područje Bakken-a (engl. *Bakken Periphery*) (Slika 4-1.). Dubina naftonosnih naslaga je u većoj mjeri jednaka unutar cijele formacije i iznosi u prosjeku oko 3000 m. Razvoj proizvodnje nekonvencionalne nafte započeo je početkom 2000-ih godina primjenom horizontalnog bušenja na polju Elm Coulee, da bi se 2007. godine bušenje dalje proširilo i na polje Sanish-Parshall.



Slika 4-1. Geološka formacija Bakken (EIA, 2016a)

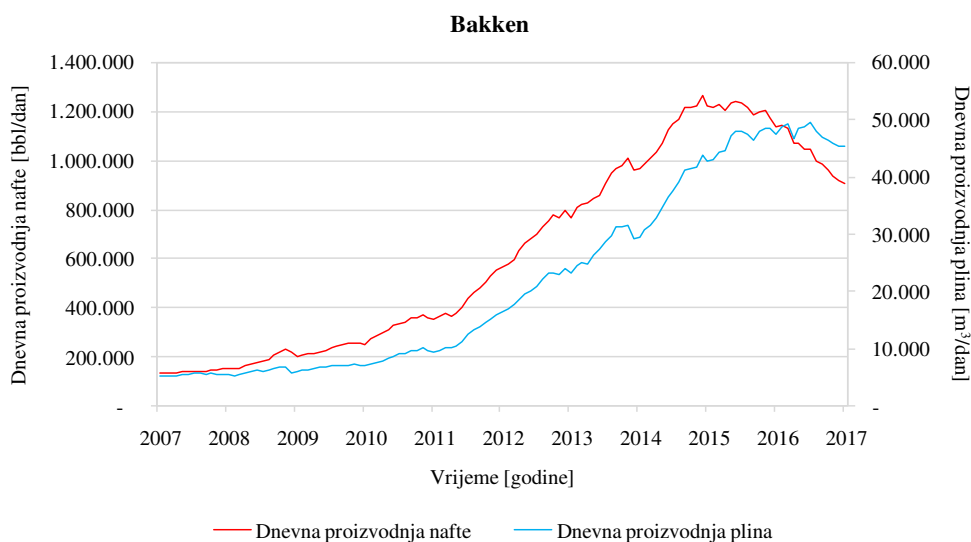
Na temelju javno dostupnih podataka objavljenih od strane američkog Ureda za upravljenje energijom (engl. *Energy Information Association - EIA*), na slici (Slika 4-2.) je prikazana međusobna ovisnost aktivnosti bušačkih postrojenja na Bakken-u (EIA, 2016d) i

cijena nafte (Macrotrends, 2016), u posljednjih deset godina. Zanimari li se kratkoročan pad aktivnosti bušačkih postrojenja 2008. godine, što je posljedica ekonomske krize, može se zaključiti kako je trend bušenja na Bakken-u do 2014. godine bio izrazito pozitivan.



Slika 4-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušačkih postrojenja na Bakken-u

Naime, usporedo sa porastom cijena nafte, aktivnost bušenja bilježila je značajan rast pri čemu je u rujnu 2014. godine ostvaren vrhunac od gotovo 200 aktivnih bušačkih postrojenja. Strmoglavi pad cijena nafte koji je uslijedio nakon toga, uzrokovao je i pad bušaće aktivnosti pri čemu je u svibnju 2016. godine bilo aktivno tek 24 postrojenja.

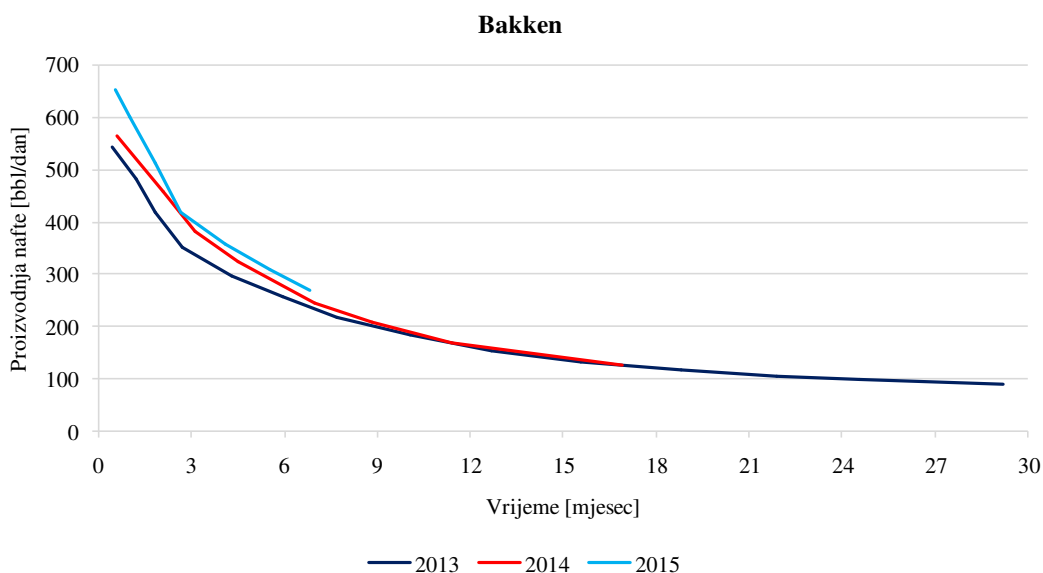


Slika 4-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Bakken-u od 2007. godine

Prema podacima američkog Ureda za upravljanje energijom (EIA 2016d) na slici (Slika 4-3.) je napravljen prikaz proizvodnje nafte i plina na području Bakken-a, tijekom

posljednjeg desetljeća. Prilično visoke i stabilne cijene nafte djelovale su poticajno na eksploataciju ugljikovodika u razdoblju od 2007. do 2015. godine pri čemu je zabilježen konstantan rast proizvodnje. U lipnju 2015. godine zabilježen je vrhunac proizvedene nafte od gotovo 1,24 milijuna barela dnevno, što je deset puta više u odnosu na ostvarenu proizvodnju 2007. godine. Tek je pad cijena nafte doveo u pitanje isplativost proizvodnje, zbog čega je, nakon dosegnutog vrhunca 2015. godine, uslijedio pad proizvodnje nafte koji traje i danas.

Promatrajući analizu pada proizvodnje na Bakken-u, jasno se može uočiti utjecaj razvoja tehnologije na izdašnost bušotina. Prema dostupnim podacima o individualnoj proizvodnji bušotina od 2013. do 2015. godine, vidljivo je značajno povećanje početne proizvodnje (Slika 4-4.). Naime, bušotina koja je izrađena tijekom 2015. godine imala je početnu dnevnu proizvodnju od 653 barela dnevno nafte u prosjeku, što je za čak 88 barela nafte više nego u 2014. godini. U prvom redu, to je posljedica povećanja horizontalnog doseg a i većeg broja stupnjeva frakturiranja. S obzirom na dostupne podatke, analiza pada proizvodnje za 2015. godinu rađena je za vremenski interval od prvih sedam mjeseci. Stoga, kako bi se mogao donijeti cjelovit zaključak o utjecaju razvoja tehnologije na učinkovitost proizvodnje bušotina, biti će potrebno uzeti u obzir proizvodnju nafte i u kasnijim mjesecima (Curtis, 2015).

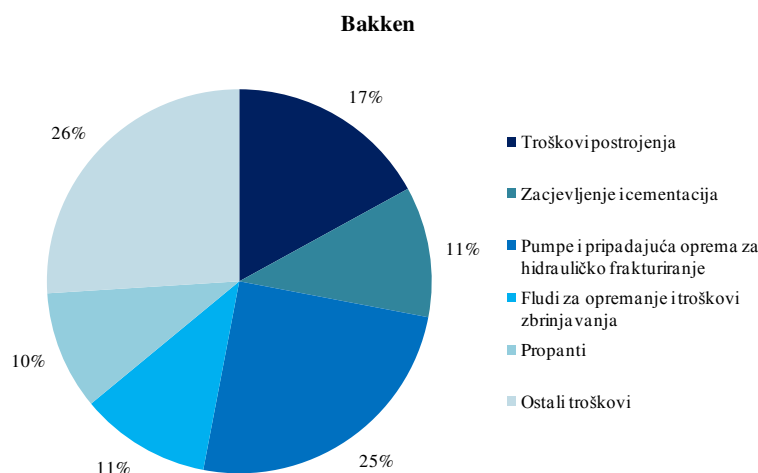


Slika 4-4. Analiza pada proizvodnje na Bakken-u (Curtis, 2015)

4.2. Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Bakken-u

Prema analizi troškova provedene od strane EIA (EIA, 2016a), čak 74% ukupnih troškova izrade bušotina na Bakken-u otpada na pet ključnih čimbenika troškova (Slika 4-5.). Svi oni se mogu povezati sa bušenjem i opremanjem kako slijedi:

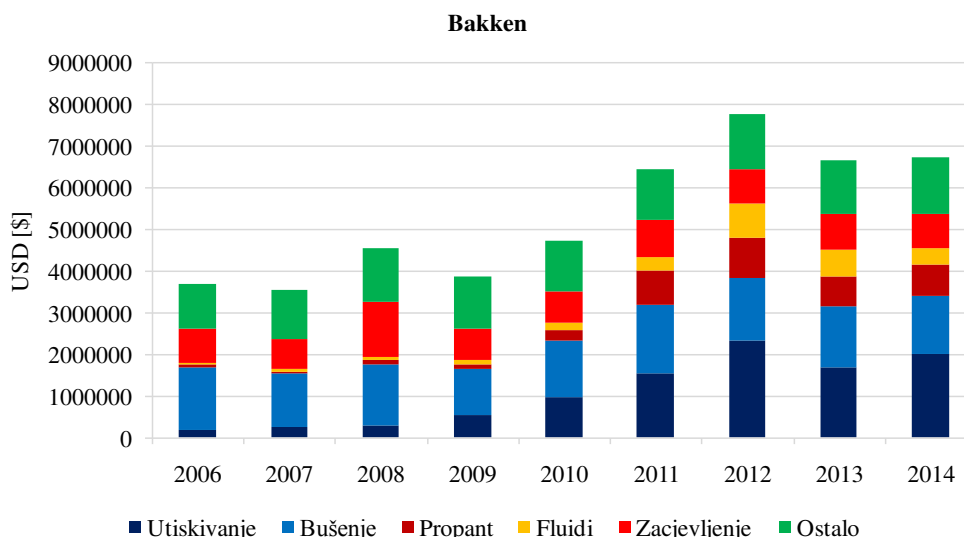
- Bušenje:
 - Troškovi postrojenja (najam postrojenja i bušaći fluidi) – 17% odnosno 1,32 milijuna dolara
 - Zacjevljenje i cementacija – 11% odnosno 0,86 milijuna dolara
- Opremanje:
 - Pumpe i pripadajuća oprema za hidrauličko frakturiranje – 25% odnosno 1,95 milijuna dolara
 - Fluidi za opremanje i troškovi zbrinjavanja – 11% odnosno 0,86 milijuna dolara
 - Propanti – 10% odnosno 0,78 milijuna dolara



Slika 4-5. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim nositeljima troškova na Bakken-u (EIA, 2016a)

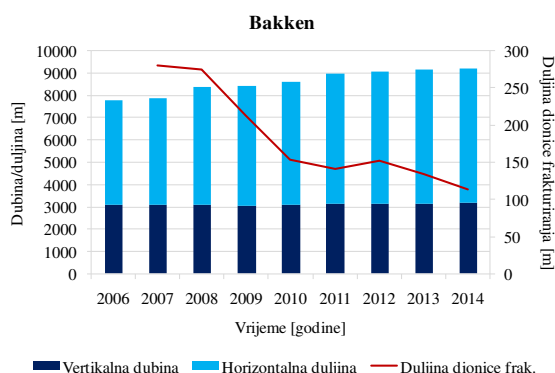
Razvoj navedenih troškova posebno je izražen u posljednjih desetak godina (Slika 4-6.). Troškovi pokrića izrade bušotina na Bakken-u značajno su se mijenjali, što je u prvom redu posljedica različitih ekonomskih i tehnoloških čimbenika. Tako je globalna nestašica željeza 2008. godine dovela do značajnog povećanja troškova zacjevljenja koji su iznosili više od 25% ukupnih troškova. No, već 2009. godine, sa padom cijena nafte, ovi troškovi su se vratili na prvotnu razinu. Vrijednost ukupnih troškova je sve do 2010.

godine bila manja od 5 milijuna dolara, da bi se u naredne dvije godine povećali na gotovo 8 milijuna dolara koliko je iznosila prosječna vrijednost troškova izrade bušotina na Bakken-u 2012. godine (EIA, 2016a). Razlog tomu leži u značajnom povećanju duljine izrade horizontalnih sekcija, što je za posljedicu imalo složenije i tehnološki naprednije programe opremanja.

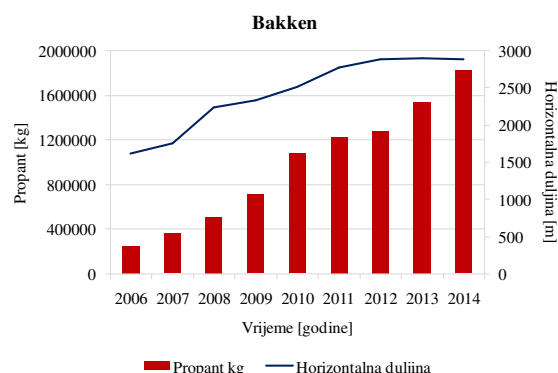


Slika 4-6. Prikaz kretanja strukture troškova na Bakken-u od 2006. godine (EIA, 2016a)

Povećan je broj dionica frakturiranja kao i količina utrošenih propanata čija je cijena porasla i do 60% (Slika 4-7., Slika 4-8.). Zbog toga servisne kompanije u 2012. godini, nisu mogle jednakom brzinom odgovoriti na sva tehnološka unaprjeđenja. To je izazvalo poremećaj ravnoteže na tržištu servisnih djelatnosti uzrokujući porast potražnje za servisnom opremom i osobljem, a u isto vrijeme povećavajući i cijenu njihovog najma.



Slika 4-7. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i duljine dionica frakturiranja na Bakken-u (EIA, 2016a)

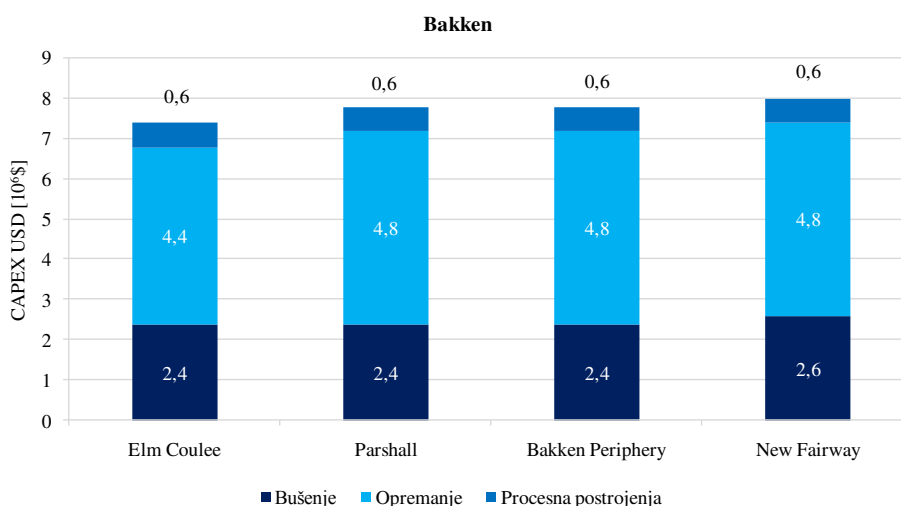


Slika 4-8. Količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Bakken-u (EIA, 2016a)

Prateći povećanu potražnju, broj servisnih kompanija je značajno porastao tijekom 2013. i 2014. godine uz istovremeni pad ukupnih troškova izrade bušotina za oko milijun dolara.

4.3. Kapitalni troškovi upstream djelatnosti na Bakken-u

Prosječni raspon kapitalnih troškova na geološkoj formaciji Bakken je u 2014. godini iznosio od 7,5 milijuna do 8,1 milijun dolara (EIA, 2016a). Kako je vidljivo na slici (Slika 4-9.), kapitalni troškovi na Bakken-u se u manjoj mjeri razlikuju kada su u pitanju pojedina polja, što je posljedica drugačije konstrukcije bušotina i programa opremanja. Tako primjerice bušotine na polju Elm Coulee karakteriziraju manje horizontalne dionice od oko 2600 m, što iziskuje i korištenje manjih količina propanata prilikom stimulacije bušotina. S druge strane, polje New Fairway karakteriziraju dublje bušotine što se odražava i na ukupne troškove koji u prosjeku iznose oko 8,1 milijun dolara.



Slika 4-9. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Bakken-u (EIA, 2016a)

Kako bi se dobio jasniji uvid u strukturu troškova, u tablici (Tablica 4-1.) je prikazan detaljan pregled parametara tipičnih za svako od četiri glavna polja na formaciji Bakken. Svaki od navedenih parametara doprinosi vrijednosti ukupnih kapitalnih troškova, a manja odstupanja između pojedinih polja posljedica su različitih tehničkih karakteristika bušotina i svojstava ležišta.

Generalno promatrajući, program zacjevljenja jednak je na svakom dijelu Bakken-a sa redovitom ugradnjom uvedne kolone, dva niza tehničkih kolona te lajnerom na kraju. Dubina bušotina se kreće u prosjeku između 3100 m i 3300 m koliko iznosi maksimalni prosjek na polju New Fairway. S druge strane prosječna duljina horizontalnih sekcija se poprilično razlikuje po područjima. Najmanje horizontalne duljine bušotina zastupljene su

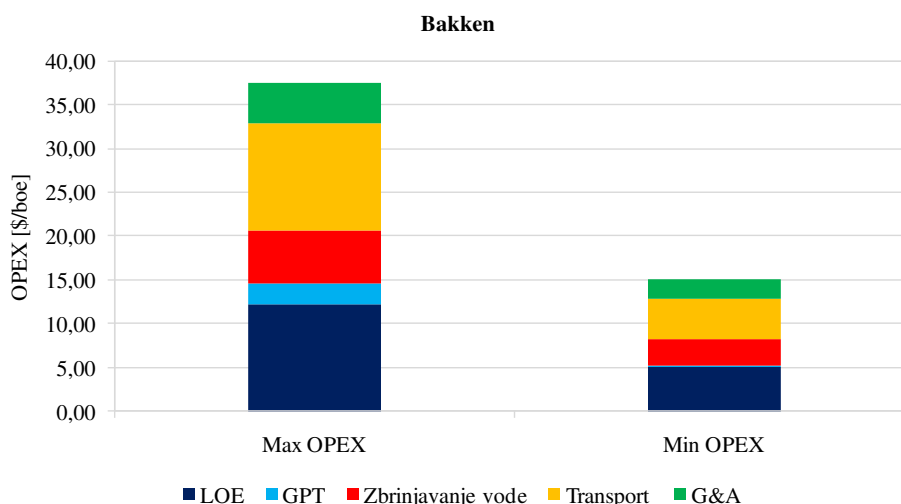
na Elm Coulee-u, dok su najduže dionice na perifernom području Bakken-a sa prosječnom duljinom od 2900 m. Takva horizontalna duljina omogućava provođenje opremanja i sa 30 stupanjskim programom frakturiranja, koliko u prosjeku iznosi na poljima Sanish Parshall, New Fairway i perifernom dijelu formacije Bakken. Veći horizontalni dosezi za sobom vuku i veće količine korištenih propanata prilikom stimulacija. Uglavnom se koriste jeftiniji propanti na bazi prirodnoga pijeska koji se u manjem omjeru miješaju sa umjetnim propantima, uglavnom na bazi smola ili keramičkih kuglica. Iznimka su područja Elm Coulee i Bakken Periphery gdje je omjer miješanja prirodnih i umjetnih propanata jednak čime je veći i njihov udio u ukupnim troškovima. Fluidi za opremanje su većinom na bazi gela što je i karakteristično za naftna ležišta.

Tablica 4-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na Bakken-u (EIA, 2016a)

Bakken					
Parametri	Jedinica	Elm Coulee	Parshall	New Fairway	Periphery
Vertikalna dubina	m	3069	3100	3324	3057
Horizontalna duljina	m	2630	2749	2900	2947
Ležišni tlak	kPa	41658	42072	45112	41493
Broj stupnjeva frakturiranja	#	25	30	30	31
Tlak frakturiranja naslaga	kPa	68734	67314	72181	66390
Brzina utiskivanja	l/s	132,5	145,75	121,9	119,25
Snaga	kW	10733	11563	10370	9331
Zacjevljenje, lajner, tubing	m	9602	9904	10701	10012
Broj dana bušenja	#	27	24	26	25
Prirodni propant	tona	844	1873	1710	807
Umjetni propant	tona	844	209	191	807
Voda	m ³	10940	16542	13741	12492
Kemikalije	m ³	547	828	687	624
Gel	tona	52	20	16	15

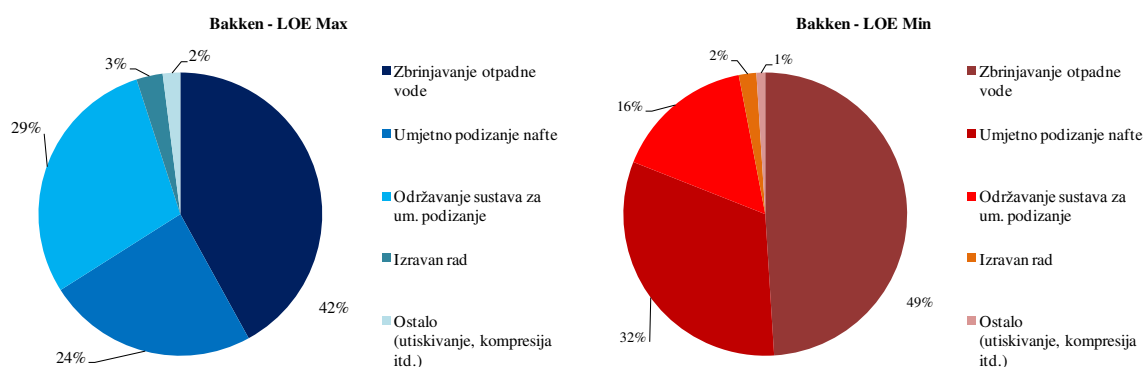
4.4. Operativni troškovi upstream djelatnosti na Bakken-u

Operativni troškovi su izrazito promjenjivi i ovise o nizu čimbenika poput položaja bušotine, razvijenosti infrastrukture, proizvodnih karakteristika te učinkovitosti operatora. Prikazani u rasponu od najnižih do najviših mogućih, njihova vrijednost se kreće od 15,00 do 37,50 dolara po barelu ekvivalentne nafte (Slika 4-10.).



Slika 4-10. Raspon ukupnih operativnih troškova na Bakken-u (EIA, 2016a)

Operativni troškovi najma (engl. *Lease Operating Expenses – LOE*) redovito zauzimaju najveći udio u ukupnim operativnim troškovima. Odnose se na troškove održavanja i operativnog rada procesnih postrojenja (kompresora, pumpi, sustava za umjetno podizanje nafte itd.) te djelatnosti koje se obavljaju prilikom proizvodnje nafte i plina. Najveći udio LOE troškova u Bakken-u zauzima zbrinjavanje otpadne vode budući da se na svaki barel proizvedene nafte proizvede gotovo još toliko vode. Instalacija i održavanje sustava za umjetno podizanje nafte također zauzima značajan udio, koji u prosjeku iznosi oko 50% ukupnih operativnih troškova. Ostali troškovi poput utiskivanja fluida ili kompresije plina su minimalni te se najčešće očituju u obliku utrošene energije koja je potrebna za njihov rad (Slika 4-11.).



Slika 4-11. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika na Bakken-u (EIA, 2016a)

Vrsta proizvodnog fluida je primarni čimbenik koji definira vrijednost troškova sabiranja, obrade i transporta (engl. *Gathering, Processing and Transport – GPT*). Najveći

udio ovih troškova otpada na transport nafte čije se vrijednosti pokrića kreću u rasponu od 10,00 do 13,00 dolara po barelu za prijevoz željeznicom na istok ili zapad SAD-a. S druge strane troškovi transporta naftovodom imaju značajno manju vrijednost koja u prosjeku iznosi oko 6,25 dolara po barelu. Kad je u pitanju proizvodnja plina, Bakken nije tako izdašan kao ostala nekonvencionalna ležišta u SAD-u. Infrastruktura za obradu i transport plina je slabije razvijena, a dostupnost tržišta za njegovu prodaju su ograničena. Zbog toga se čak na 30% bušotina u 2014. godini, proizvedeni plin spaljivao na baklji. U tablici (Tablica 4-2.) je okvirno prikazan raspon mogućih troškova pokrića sabiranja, obrade i transporta od minimalnih do maksimalnih vrijednosti.

Tablica 4-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Bakken-u (EIA, 2016a)

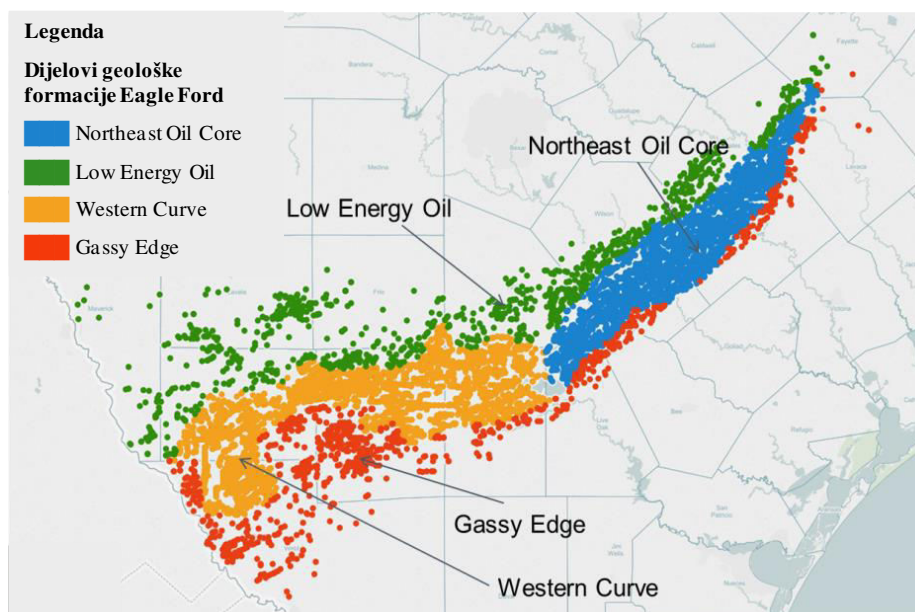
Bakken	Jedinica	Max	Min
Sabiranje plina	\$/10 ³ m ³	12,36	nije dostupno
Obrada plina	\$/10 ³ m ³	26,49	nije dostupno
Transport nafte na manje udaljenosti	\$/bbl	0,35	0,20
Transport plina na veće udaljenosti	\$/10 ³ m ³	8,83	nije dostupno
Transport nafte na veće udaljenosti	\$/bbl	12,50	6,25
Transport kapljevina prirodnog plina na veće udaljenosti	\$/bbl	12,50	nije dostupno
Obrada kapljevina prirodnog plina	\$/bbl	3,50	nije dostupno
Zbrinjavanje otpadne vode	\$/m ³	67,09	33,55

Opći i administrativni troškovi (engl. *General & Administrative Costs – G&A*) se kreću u rasponu od 2,00 do 4,00 dolara po barelu ekvivalentne nafte.

5. GEOLOŠKA FORMACIJA EAGLE FORD

5.1. Geografski položaj i opis formacije Eagle Ford

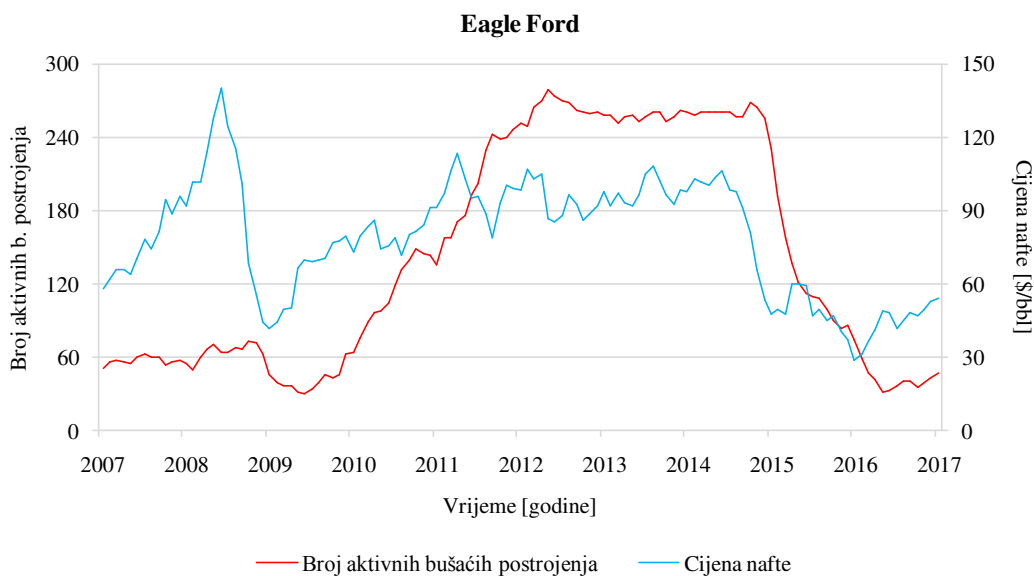
Eagle Ford je sedimentna formacija koje se nalazi na jugu američke savezne države Texas. Dubina formacije se povećava od sjeverozapada ka jugoistoku, krećući se u rasponu od 1000 m do 4000 m. Ovisno o tipu proizvodnog fluida i ležišnim svojstvima, Eagle Ford je moguće podijeliti na četiri dijela, karakterizirana jedinstvenim geološkim i ležišnim svojstvima: naftonosni dijelovi formacije Low Energy Oil i Northeast Oil Core te plinonosni dijelovi formacije Gassy Edge i Western Curve (Slika 5-1.). Eagle Ford se nalazi točno ispod geološke formacije Austin Chalk i smatra se matičnom stijenom ugljikovodicima koji su sadržani unutar navedene formacije. Značajniji razvoj Eagle Ford-a započeo je tek 2008. godine, a postojeća infrastruktura i blizina tržišta omogućili su njegov ubrzan razvoj.



Slika 5-1. Geološka formacija Eagle Ford (EIA, 2016a)

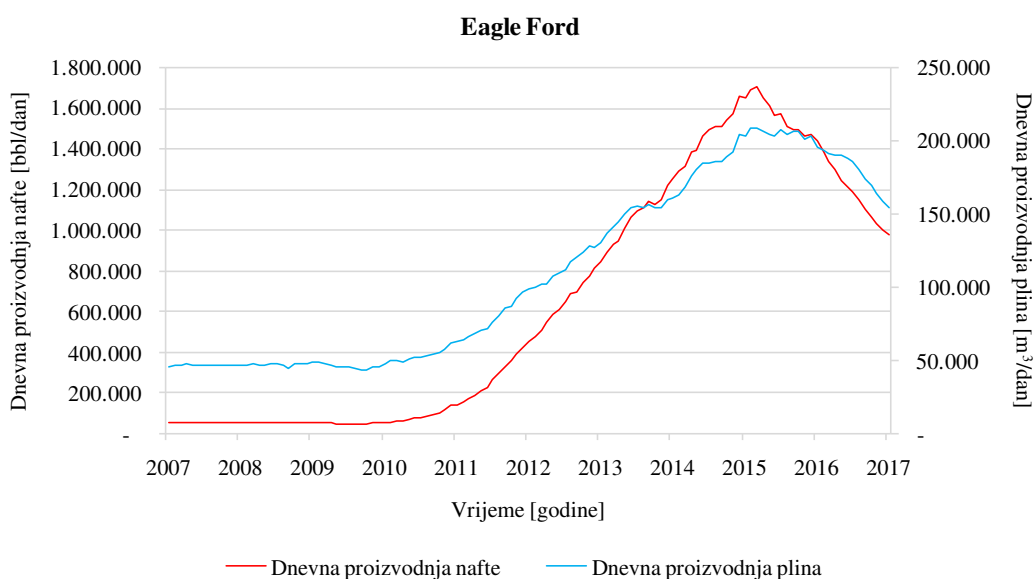
Kako je već spomenuto, značajniji razvoj iskorištavanja ležišta Eagle Ford započeo je 2008. godine. Pad cijena nafte uslijed svjetske ekonomske krize, kratkotrajno je obustavio proces njegova razvoja sve do sredine 2009. godine. Tada dolazi do ubrzanog porasta broja aktivnih bušaćih postrojenja usporedo sa porastom cijena nafte (Slika 5-2.). Vrhunac u aktivnosti bušenja zabilježen je u kolovozu 2012. godine kada je bilo aktivno ukupno 261 bušaće postrojenje. Nadalje, pad cijena nafte 2014. godine za posljedicu je imao smanjenje bušaće aktivnosti uslijed koje je na koncu 2016. godine bilo aktivno tek 40-tak postrojenja. Na temelju javno dostupnih podataka, na slici (Slika 5-2.) je napravljen

prikaz ovisnosti cijena nafte (Macrotrends, 2016) i aktivnosti bušačih postrojenja (EIA, 2016d), u posljednjih deset godina.



Slika 5-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušačih postrojenja na Eagle Ford-u od 2007. godine

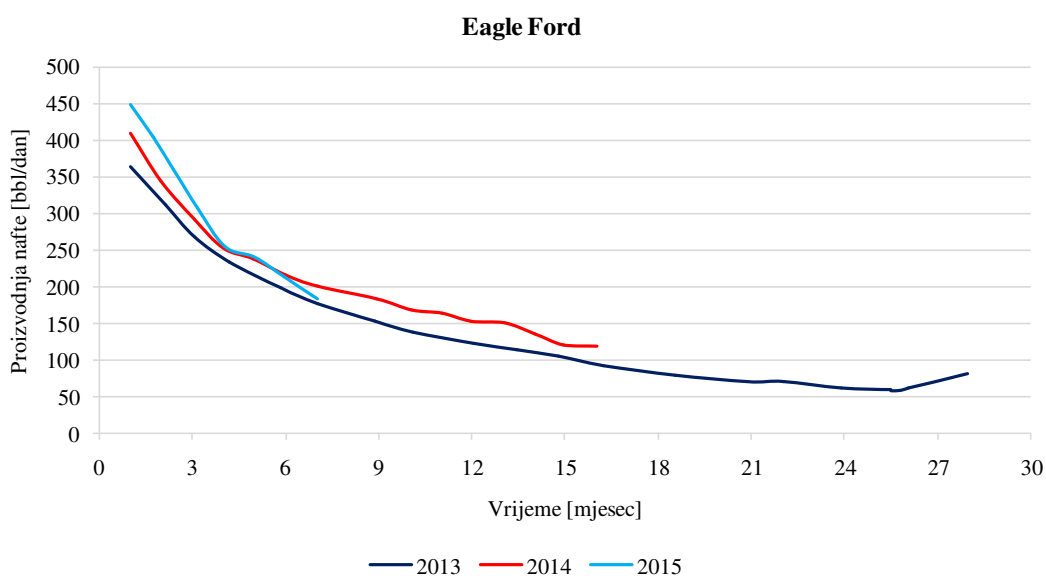
Proizvodnja nafte i plina sa ležišta Eagle Ford također je osjetila posljedice pada cijena nafte 2014. godine. Naime, kako je vidljivo sa slike (Slika 5-3.), pozitivan trend porasta proizvodnje trajao je od 2010. do ožujka 2015. godine. Na vrhuncu proizvodnje, količina proizvedene nafte iznosila je 1,7 milijuna barela dnevno te 7,3 milijuna metara kubnih plina.



Slika 5-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Eagle Ford-u od 2007. godine

Prikaz kretanja proizvodnje nafte i plina kroz posljednje desetljeće (Slika 5-3.) napravljen je na temelju podataka javno objavljenih od strane američkog Ureda za upravljanje energijom (EIA 2016d).

Promatrajući analizu pada proizvodnje, može se primijetiti kako tehnološki napredak tijekom posljednjih godina nije donio jednaku učinkovitost kao na Permian-u ili Bakken-u. U 2015. godini početna ostvarena proizvodnja nafte u prosjeku je porasla na 452 barela dnevno, što je u odnosu na 2014. godinu više za 37 barela nafte dnevno. Razlog tomu leži prvenstveno u povećanju horizontalnog dosega bušotina, a usporedo s tim i povećanju broja stupnjeva u kojima se provodi hidrauličko frakturiranje. Zakrivljenost krivulja pada proizvodnje je ostala jednaka u odnosu na 2013. godinu što svakako sugerira da je procijenjeni konačni iscrpak ostao nepromijenjen (Curtis, 2015).



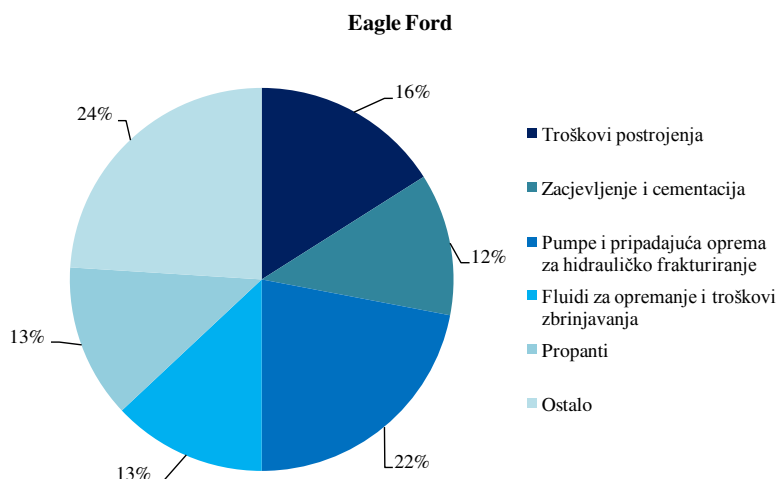
Slika 5-4. Analiza pada proizvodnje na Eagle Ford-u

5.2. Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Eagle Ford-u

Prema podacima objavljenih od strane EIA (EIA, 2016a) pet ključnih čimbenika troškova na Eagle Ford-u zauzima udio od 76% ukupnih troškova (Slika 5-5.). Svrstani prema bušenju i opremanju, njihovi udjeli su raspoređeni na sljedeći način:

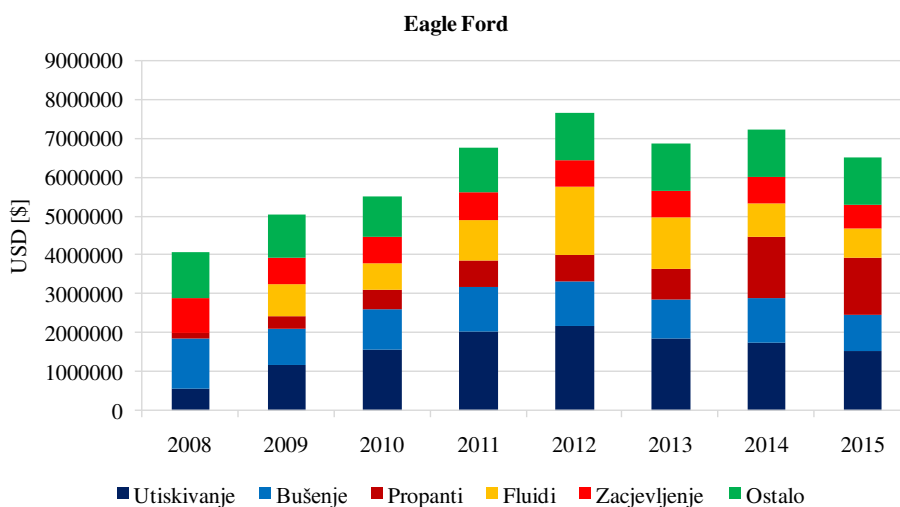
- Bušenje:
 - Troškovi postrojenja (najam postrojenja i bušaći fluidi) – 16% odnosno 1,2 milijuna dolara
 - Zaciepljenje i cementacija – 12% odnosno 0,9 milijuna dolara
 -

- Opremanje:
 - Pumpe i pripadajuća oprema za hidrauličko frakturiranje – 22% odnosno 1,65 milijuna dolara
 - Fluidi za opremanje i troškovi zbrinjavanja – 13% odnosno 0,98 milijuna dolara
 - Propanti – 13% odnosno 0,98 milijuna dolara



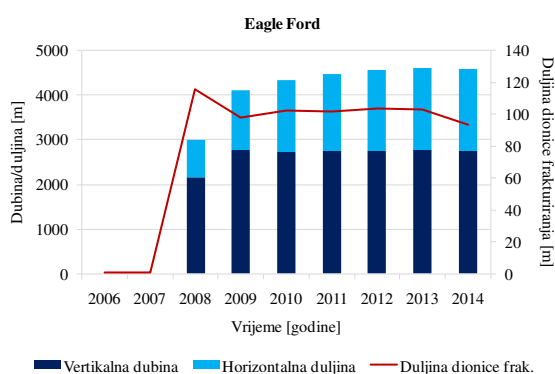
Slika 5-5. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima troškova na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

U razdoblju od 2008. godine pa sve do danas, struktura troškova izrade bušotina na ležištu Eagle Ford se vidljivo mijenjala (Slika 5-6.). Nominalni troškovi su bilježili stalni porast do 2012. godine, da bi od 2013. godine uslijedio trend njihova smanjivanja.

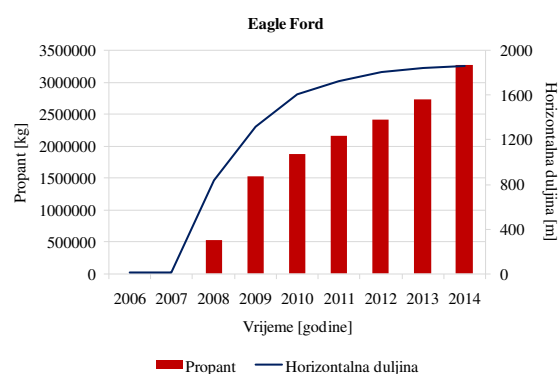


Slika 5-6. Prikaz mijenjanja strukture troškova za ležište Eagle Ford od 2006. godine (EIA, 2016a)

Povećanje cijene željeza 2008. godine, bilo je uzrok kratkoročnom povećanju troškova zacjevljenja, koji su se već naredne godine spustili na prvotnu razinu. Kako je vidljivo na slici (Slika 5-6.), trend porasta ukupnih troškova prvenstveno je posljedica povećanja troškova opremanja, posebno fluida i umjetnih propanata koji se koriste u procesu. Od 2012. godine tehničke karakteristike bušotina su se mijenjale u smjeru povećanja horizontalnog doseg bušotina i do 1000 m, što je dovelo do povećanja troškova utiskivanja (Slika 5-7.). Najveći porast udjela u ukupnim troškovima su ipak imali propanti. Naime, bez obzira na povećanje horizontalnog doseg bušotina i konstantnih duljina stupnjeva frakturiranja, količina korištenih propanata je bilježila porast, na temelju čega se može zaključiti da je povećana njihova koncentracija po svakom stupnju frakturiranja (Slika 5-8.).

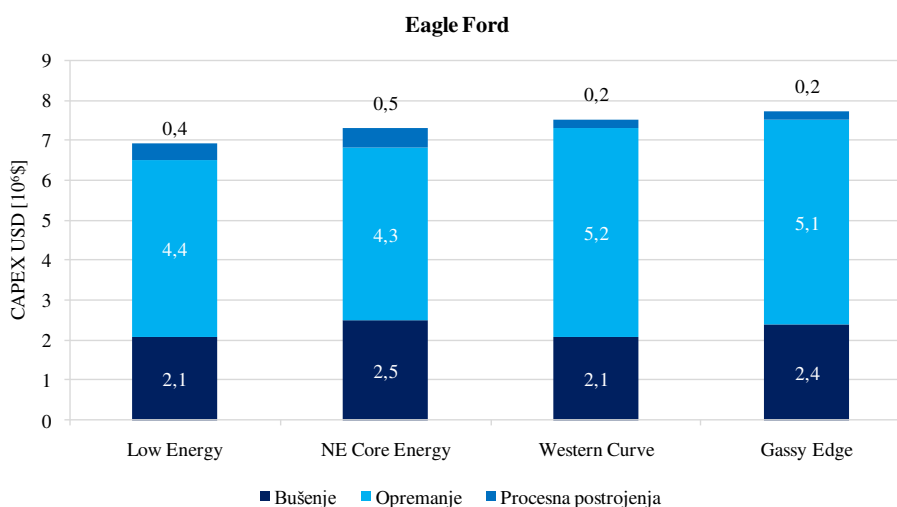


Slika 5-7. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i duljine dionica frakturiranja na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)



Slika 5-8. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom doseg bušotina na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

5.3. Kapitalni troškovi upstream djelatnosti na Eagle Ford-u



Slika 5-9. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

Vrijednost kapitalnih troškova na formaciji Eagle Ford se, prema podacima za 2014. godinu, kreće u rasponu od 6,9 milijuna do 7,6 milijuna dolara (EIA, 2016a). Najveći udio očekivano zauzima opremanje čije se maksimalne vrijednosti kreću oko 5,2 milijuna dolara u plinonosnim dijelovima formacije Gassy Edge i Western Curve, gdje glavnina otpada na utiskivanje. Troškovi bušenja ovise prvenstveno o dubini ležišta te su kao takvi najmanji u naftonosnom dijelu formacije Low Energy-u (Slika 5-9.).

Tablica 5-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

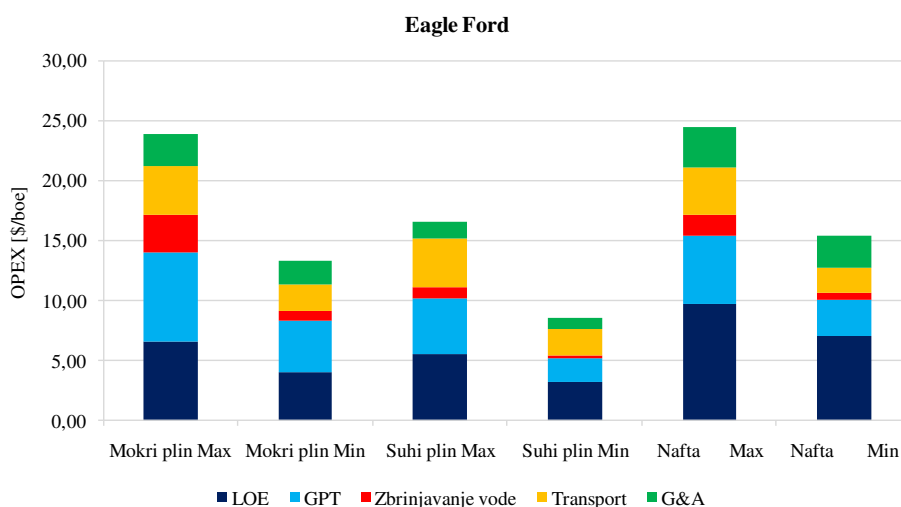
Eagle Ford					
Parametri	Jedinica	Low Energy	NE Core Energy	Western Curve	Gassy Edge
Vertikalna dubina	m	2468	3309	2583	2832
Horizontalna duljina	m	1909	1667	1774	2028
Ležišni tlak	kPa	33502	44912	35067	38431
Broj stupnjeva frakturiranja	#	19	22	20	18
Tlak frakturiranja naslaga	kPa	46898	62880	62880	53807
Brzina utiskivanja	l/s	151,05	185,5	251,75	254,4
Snaga	kW	8350	13747	13747	16133
Zacjevljenje, lajner, tubing	m	8257	10415	8105	9580
Broj dana bušena	#	18	20	18	20
Prirodni propanat	tona	2236	3193	2318	2277
Umjetni propanat	tona	1002	nije dostupno	993	757
Voda	m ³	22296	21615	23394	25930
Kemikalije	m ³	1672	973	1113	1297
Gel	tona	27	26	3	3

U tablici (Tablica 5-1.) je napravljen pregled parametara za pojedine dijelove formacije Eagle Ford. Prikazani podaci jasno odražavaju različitosti koje su povezane sa prosječnim dubinama bušotina, karakterističnim za dijelove Eagle Ford-a. Troškovi utiskivanja su u pravilu najveći u dubljim bušotinama što se u ovom slučaju odnosi na plinske formacije Western Curve i Grassy Edge. Sustav za umjetno podizanje nafte se primjenjuje relativno brzo nakon puštanja bušotine u proizvodnju, a postavlja se isključivo na naftonosnim formacijama Low Energy i Northeast Core.

Prosječna vertikalna dubina bušotina na području Eagle Ford-a kreće se od 2500 m na Low Energy-u pa sve do 3300 m koliko iznosi dubina u Northeast Core Energy-u. Horizontalna duljina je najmanja u Western Curve-u sa 1800 m duljine, dok je najveća u području Gassy Edge-a gdje horizontalni doseg iznosi nešto više od 2000 m. Takav horizontalni doseg omogućuje provođenje procesa frakturiranja u 20 stupnjeva koliko iznosi prosječan broj na cjelokupnom području Eagle Ford-a. Količine propanata i fluida

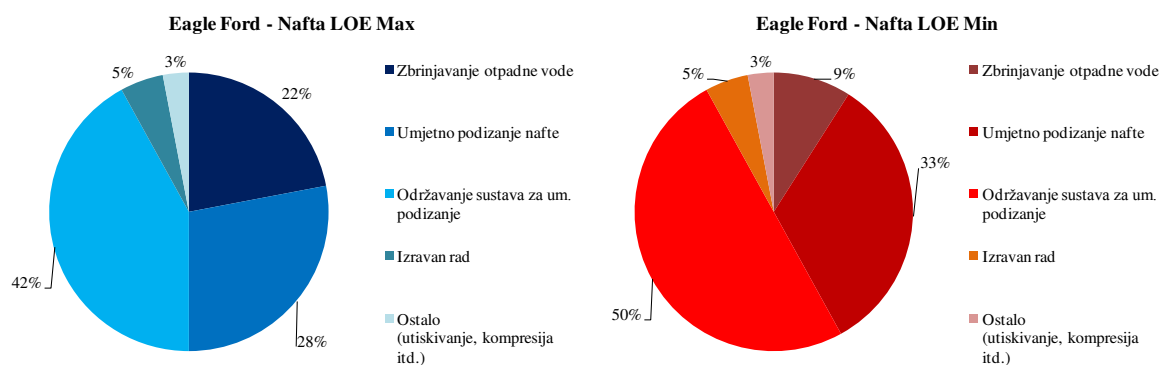
koji se koriste za stimulaciju bušotina su manje-više jednake u na svim dijelovima formacije te u prosjeku iznose 3,2 milijuna kilograma. Uz iznimku Northeast Core-a, gdje se koriste isključivo prirodni propanti, na ostala tri područja primjenjuju se mješavine prirodnih i umjetnih propanata. Najčešće je u pitanju skupa mješavina pijeska i keramičkih kuglica. Fluidi na bazi gela se koriste isključivo za stimulaciju naftnih bušotina u Low Energy i Northeast Core formacijama, dok se voda sa otopljenim aditivima koristi u plinonosnim formacijama Western Curve i Gassy Edge.

5.4. Operativni troškovi upstream djelatnosti na Eagle Ford-u



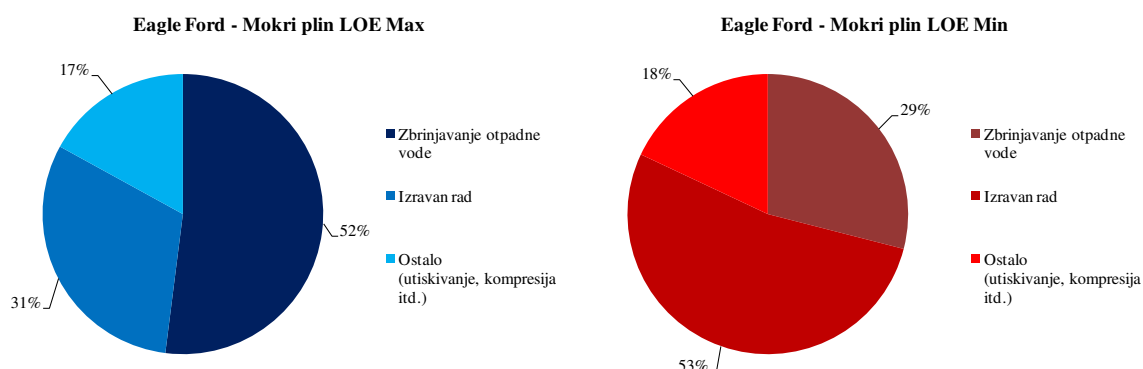
Slika 5-10. Raspon ukupnih operativnih troškova na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

U odnosu na Bakken, operativni troškovi Eagle Ford-a su u prosjeku za 5,00 do 8,00 dolara manji zbog blizine tržišta. Kreću se u rasponu od 9,00 do 24,50 dolara po barelu ekvivalentne nafte ovisno o vrsti proizvodnog fluida, izdašnosti bušotina, lokaciji ležišta te efikasnosti operatora (Slika 5-10.).



Slika 5-11. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za naftonosni dio formacije Eagle Ford (EIA, 2016a)

Operativne troškove najma (engl. *Lease Operating Expenses – LOE*) na području Eagle Ford-a potrebno je sagledati odvojeno kad su u pitanju naftni i plinski dijelovi formacije. Razlog tomu jest instalacija i odražavanje sustava za umjetno podizanje nafte koji se na dijelovima Low Energy i Northeast Core kreće u rasponu od 70% do čak 83% udjela LOE troškova (Slika 5-12.).



Slika 5-12. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za ležište mokroga plina na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

Posljedično tome, plinonosni dio formacije, koji je pošteđen sustava za umjetno podizanje, ima 30% do 40% manju vrijednost LOE troškova u odnosu na naftna ležišta (Slika 5-12.). Zbrinjavanje otpadne vode obuhvaća značajan udio na cjelokupnom području Eagle Ford-a, budući da je količina proizvedene vode po jedinici proizvedenog plina i nafte mnogo veća nego u ostalim nekonvencionalnim ležištima. Maksimalna vrijednost troškova zbrinjavanja otpadne vode u ležištima mokroga plina zauzima i do 52% ukupnih LOE troškova. Ostali troškovi, poput utiskivanja ili kompresije, se vrednuju utrošenom energijom potrebnom za njihov rad. U svakom slučaju, njihov udio u ukupnim LOE troškovima je mnogo veći u plinonosnom dijelu formacije.

Postojeća mreža naftovoda, ostala još od razvoja konvencionalnih ležišta, podloga je niskim troškovima transporta. Blizina tržišta i stalno unaprjeđenje infrastrukture samo su neke od prednosti, koje troškove sabiranja, obrade i transporta (engl. *Gathering, Processing and Transport – GPT*) na Eagle Ford-u čine nižim u odnosu na ostala nekonvencionalna ležišta. U tablici (Tablica 5-2.) je prikazana cijena pokrića GPT troškova za Eagle Ford u rasponu od minimalnih do maksimalnih.

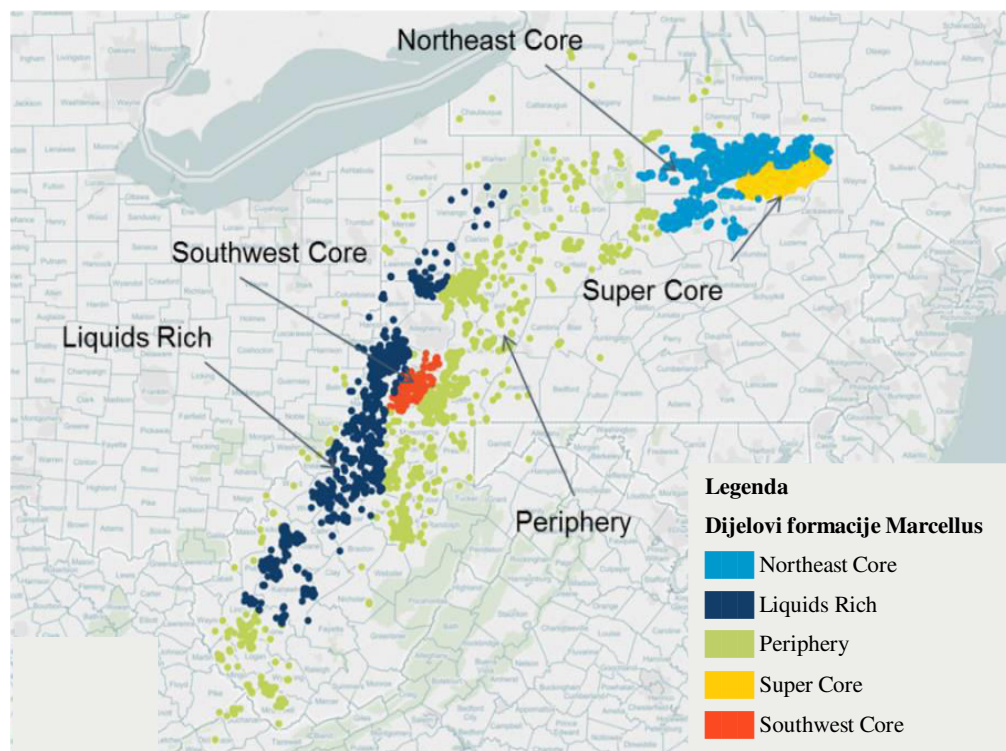
Tablica 5-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Eagle Ford-u (EIA, 2016a)

Eagle Ford	Jedinica	Mokri plin Max	Mokri plin Min	Suhi plin Min	Suhi plin Max	Nafta Min	Nafta Max
Sabiranje plina	\$/10 ³ m ³	21,19	12,36	28,25	12,36	21,19	12,36
Obrada plina	\$/10 ³ m ³	24,72	10,59	nije dostupno	nije dostupno	24,72	10,59
Transport nafte na manje udaljenosti	\$/bbl	2,50	0,75	nije dostupno	nije dostupno	2,50	0,75
Transport plina na veće udaljenosti	\$/10 ³ m ³	10,59	7,06	8,83	7,06	10,59	7,06
Transport nafte na veće udaljenosti	\$/bbl	3,50	3,00	nije dostupno	nije dostupno	3,50	3,00
Transport kapljevina prirodnog plina na veće udaljenosti	\$/bbl	2,70	2,20	nije dostupno	nije dostupno	2,70	2,20
Obrada kapljevina prirodnog plina	\$/bbl	2,94	2,52	nije dostupno	nije dostupno	2,94	2,52
Zbrinjavanje otpadne vode	\$/m ³	29,35	8,39	29,35	8,39	29,35	8,39

Opći i administrativni (engl. *General and Administrative Expenses – G&A*) troškovi zauzimaju značajan udio u ukupnim operativnim troškovima. Taj udio je u periodu od 2014. godine poprilično smanjen s obzirom na smanjenje radne snage u svim kompanijama, pri čemu se manje sredstava odvaja za plaće radnika.

6. GEOLOŠKA FORMACIJA MARCELLUS

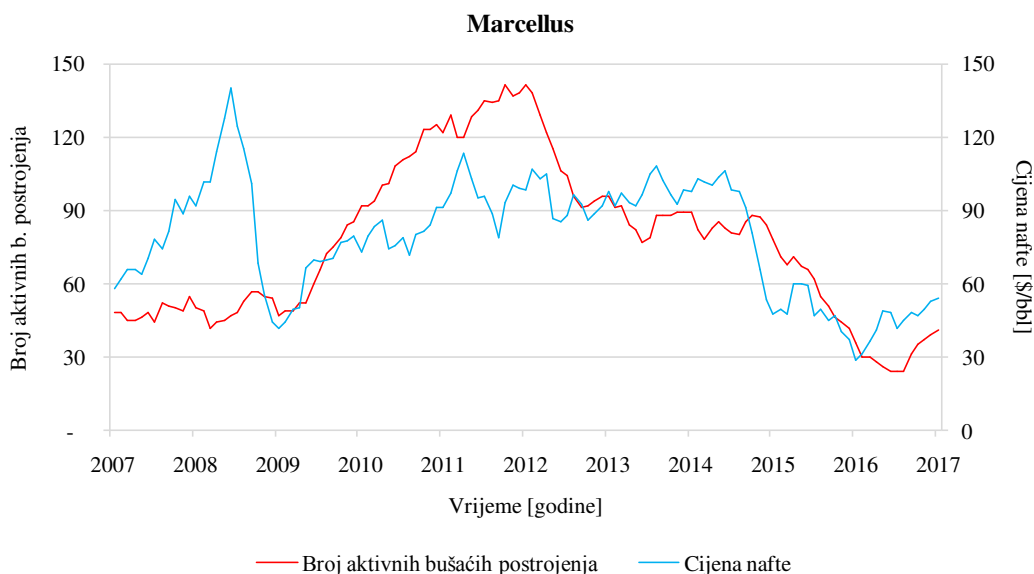
6.1. Geografski položaj i opis formacije Marcellus



Slika 6-1. Geološka formacija Marcellus (EIA, 2016a)

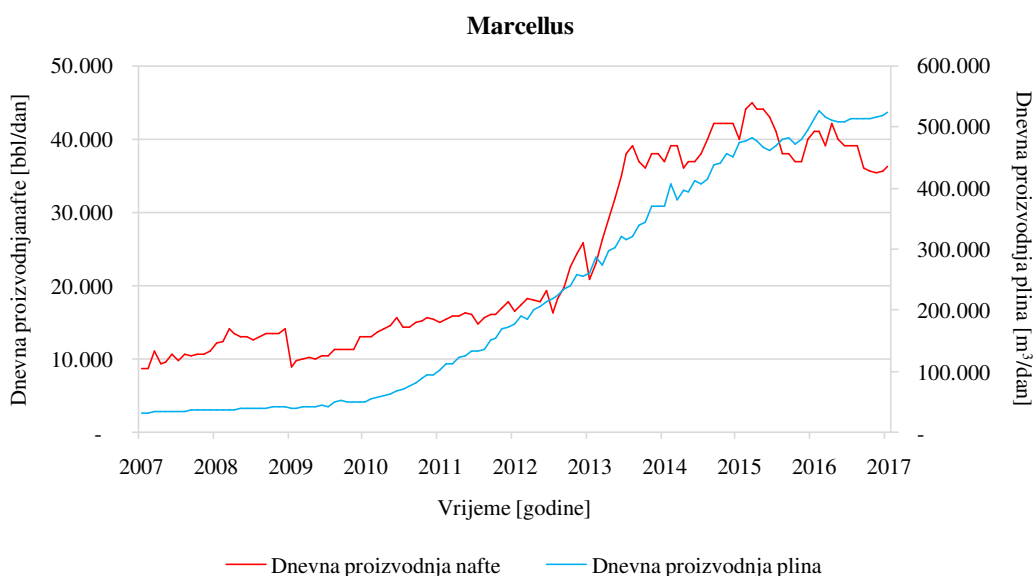
Marcellus je sedimentna plinonosna formacija koje se prostire planinskim područjem američkih saveznih država Pennsylvania i West Virginia. Riječ je o najvećem nekonvencionalnom nalazištu plina u SAD-u, čija je proizvodnja je u stalnom porastu od 2008. godine. Ovisno o njegovu sastavu, prirodni plin se pojavljuje kao mokri ili suhi, na temelju čega se cijela formacija može podijeliti na pet sljedećih dijelova: Southwest Core, Northeast Core, Marcellus Periphery, Liquids Rich te Super Core (Slika 6-1.). Sve navedene dijelove formacije Marcellus karakteriziraju različite proizvodne karakteristike i dubine zalijeganja, što za posljedicu ima i različite vrijednosti troškova.

Prema javno dostupnim podacima o broju aktivnih bušaćih postrojenja na Marcellus-u (EIA, 2016d) i podacima o cijenama nafte (Macrotrends, 2016), na slici je napravljen prikaz koji definira njihovu međusobnu ovisnost (Slika 6-2.). Porast broja aktivnih bušaćih postrojenja od 2008. godine, jasno ukazuje na početak razvoja ležišta. Kako je vidljivo sa slike (Slika 6-2.), visoke cijene nafte u periodu od 2011. do 2014. godine djelovale su poticajno na bušaću aktivnost, koja je u dva navrata dosegla broj od 141-og aktivnog bušaćeg postrojenja.



Slika 6-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušaćih postrojenja na Marcellus-u od 2007. godine

Na temelju javno dostupnih podataka o proizvodnji ugljikovodika na Marcellus-u (EIA 2016d), napravljen je prikaz (Slika 6-3.) kretanja proizvodnje plina i nafte u posljednjih deset godina. Proizvodnja plina u stalnom je porastu od 2008. godine, a trenutno na dnevnoj razini iznosi oko 520000 metara kubnih dnevno (Slika 6-3.). Posljedično tome, američko tržište prirodnoga plina je trenutno blago zasićeno čime je stavljen dodatni pritisak na ionako nisku trenutnu aktivnost bušenja.

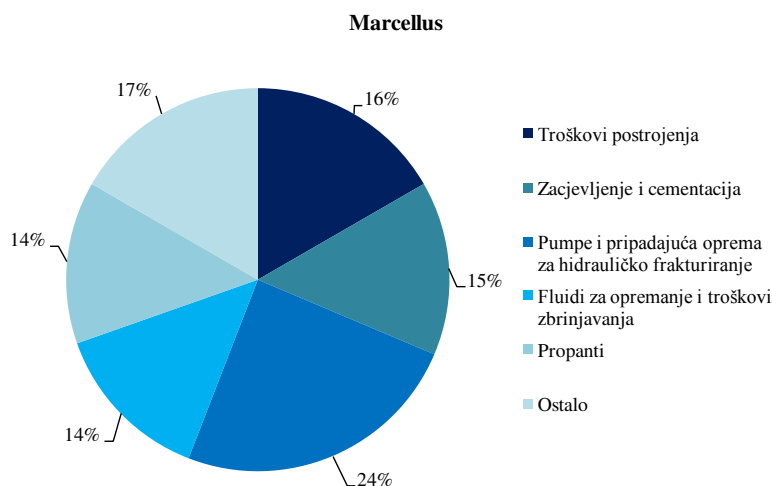


Slika 6-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Marcellus-u od 2007. godine

Postojeća infrastruktura je zadovoljavajuća, ali uz stalni porast proizvodnje plina očekuje se i potreba za proširenjem infrastrukturnih kapaciteta u bližoj budućnosti. Od tekućih ugljikovodika, proizvode se uglavnom kapljevine prirodnoga plina i to prvenstveno iz dijela formacije Liquids Rich. Zbog malih proizvodnih količina, kapljevine se najvećim dijelom obrađuju i plasiraju na lokalna tržišta. Sa trenutno stabilnim cijenama nafte od 50 dolara po barelu, bušaća aktivnost na Marcellus-u ponovno bilježi lagani rast.

6.2. Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Marcellus-u

Na temelju analize troškova proizvodnje, provedene od strane američkog Ureda za upravljanje energijom (EIA, 2016a), može se utvrditi kako ključni čimbenici troškova na Marcellus-u zauzimaju udio od čak 85% ukupnih upstream troškova, što je znatno više nego u ostalim ležištima koja su razmatrana u ovome radu (Slika 6-4.). Razlog tomu leži u činjenici što je u pitanju plinsko ležište koje ne zahtijeva instalaciju i održavanje sustava za umjetno podizanje, karakteristično za naftna ležišta. Podijeljeni prema bušenju i opremanju, udjeli ključnih troškova su sljedeći:

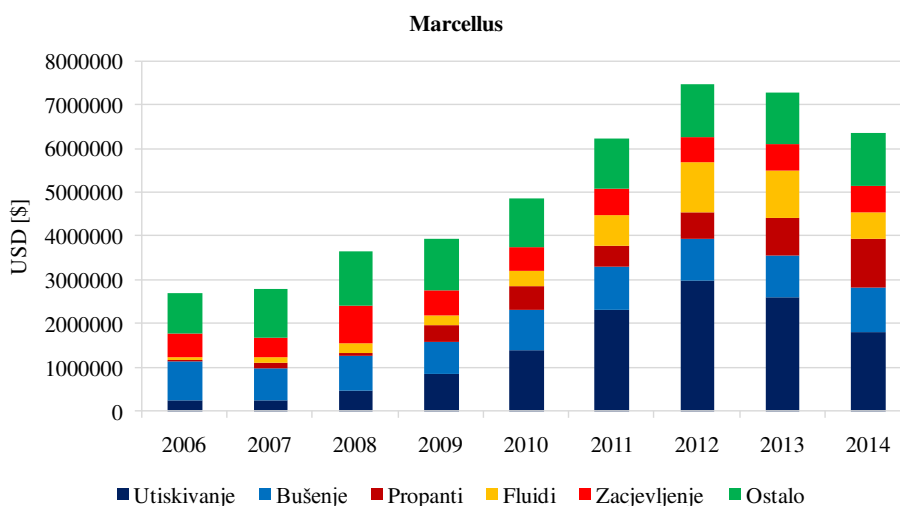


Slika 6-4. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima na Marcellus-u (EIA, 2016a)

- Bušenje:
 - Troškovi postrojenja (najam postrojenja i bušaći fluidi) – 17% odnosno 1,15 milijuna dolara
 - Zacjevljenje i cementacija – 15% odnosno 1,9 milijuna dolara
- Opremanje:

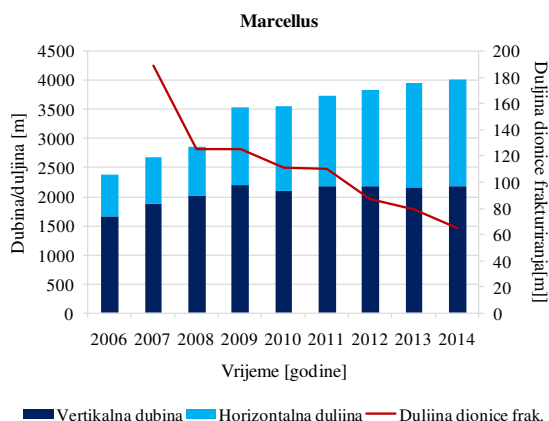
- Pumpe i pripadajuća oprema za hidrauličko frakturiranje – 25% odnosno 1,83 milijuna dolara
- Fluidi za opremanje i troškovi zbrinjavanja – 14% odnosno 0,96 milijuna dolara
- Propanti – 14% odnosno 0,96 milijuna dolara

Gledano od početka provođenja aktivnosti bušenja na Marcellus-u, struktura ukupnih troškova se izrazito mijenjala. Prve bušotine na ovome području, izrađene su još 2006. godine. Riječ je o jednostavnim konstrukcijama bušotina, uglavnom vertikalnih, koje su u to doba rađene prvenstveno u svrhu provođenja različitih testiranja i empirijskih istraživanja. Unaprijeđenje tehnologije za sobom je vuklo i složenije konstrukcije bušotina što se svakako odrazilo i na ukupne troškove pokrića. Tako je u periodu od 2007. do 2012. godine nominalna vrijednost troškova izrade bušotina porasla sa 3 milijuna na oko 7,4 milijuna dolara, što predstavlja porast za više od 100% (Slika 6-5.).

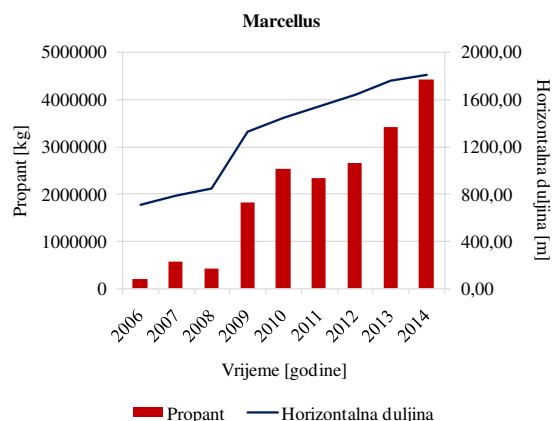


Slika 6-5. Kretanje ukupnih troškova izrade bušotina na Marcellus-u (EIA, 2016a)

Godine 2013. vrijednost troškova je pala na 7,2 milijuna, a već 2014. godine na 6,4 milijuna dolara. Kako je vidljivo sa slike (Slika 6-5.), vrijednost troškova opremanja bušotina (troškovi utiskivanja, propanta i fluida) značajno su prerasli troškove bušenja koji se nisu značajnije mijenjali tijekom zadnjih desetak godina. Troškovi opremanja su se udvostručili što se može povezati sa povećanjem horizontalnog doseg a i brojem stupnjeva frakturiranja.



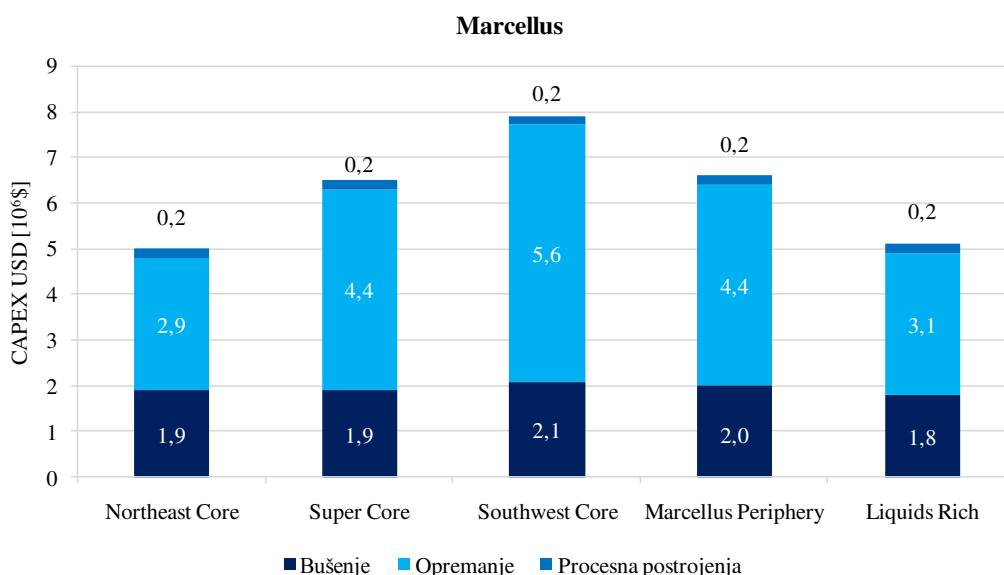
Slika 6-6. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i duljine dionica frakturiranja na Marcellus-u (EIA, 2016a)



Slika 6-7. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom doseg na Marcellus-u (EIA, 2016a)

Duljina horizontalnih sekcija bušotina konstantno je rasla u periodu od 2006. do 2014. godine do vrijednosti od 1800 m, koliko iznosi i trenutni prosjek. Posljedično tome, rasla je i količina korištenih propanata po bušotini značajno povećavajući njihov udio u ukupnim troškovima. S druge strane, duljina stupnjeva hidrauličkog frakturiranja je sve manja, zbog čega se može zaključiti da je koncentracija korištenih fluida za frakturiranje po svakom stupnju sve veća (Slika 6-6., Slika 6-7.)

6.3. Kapitalni troškovi upstream djelatnosti formacije Marcellus



Slika 6-8. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Marcellus-u (EIA, 2016a)

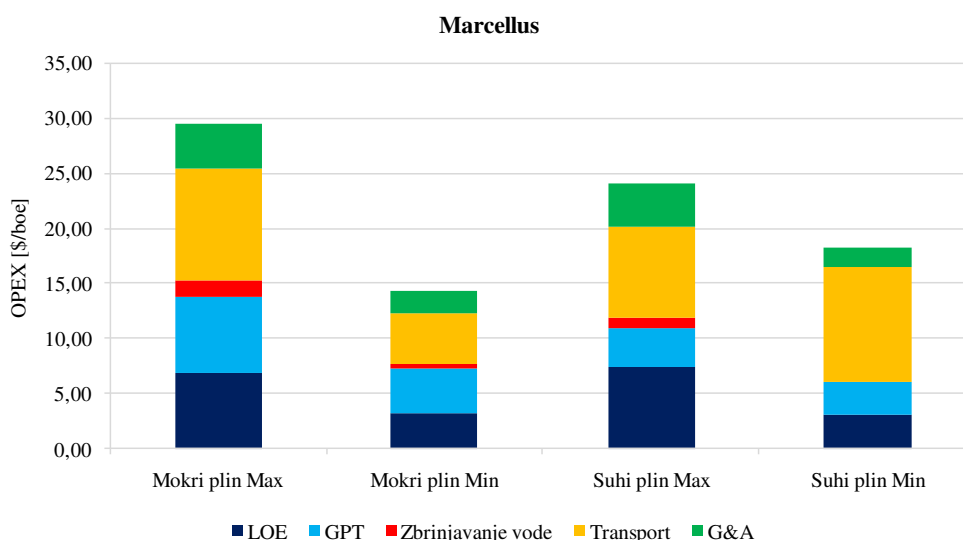
Kapitalni troškovi izrade bušotina na plinonosnoj formaciji Marcellus kreću se od 4,9 milijuna dolara na području Northeast Core-a do 7,9 milijuna dolara u Southwest Core-u (Slika 6-8.). Bušenje zauzima uglavnom jednak udio u svim dijelovima formacije i kreće se oko 2,0 milijuna dolara, a glavni je razlog tome konstantna dubina zalijeganja plinonosnih šejlova kroz cijelu formaciju. S druge strane, troškovi opremanja jako variraju i kreću se u rasponu od 2,9 milijuna do 5,6 milijuna dolara, a ovisni su prvenstveno o vrsti i količini fluida koji se koristi za hidrauličko frakturiranje.

Tablica (6-1.) prikazuje glavne bušotinske parametre za svaki dio formacije Marcellus. Zbog varijacija u konstrukcijama bušotina, njihove vrijednosti se razlikuju za svako područje. Bušotine karakterizira prosječni vertikalni doseg od 1950 m na Liquids Rich-u pa sve do 2400 m koliko iznosi na području Northeast Core-a. Horizontalna duljina je najmanja na području Super Core-a gdje iznosi oko 1500 m dok je najveća u Southwest Core-u i perifernom području Marcellus-a, sa prosjekom od 2000 m. Ovakvi horizontalni dosezi pogoduju provođenju višestupanjskog opremanja, ali i uporabu većih količina fluida i propanata. Tako se u prosjeku najveći broj stupnjeva frakturiranja izvodi na području Southwest Core-a i iznosi 29 stupnjeva, dok je najmanji u Northeast Core-u sa prosjekom od samo 14 stupnjeva. Posljedično tome, Northeast Core također karakterizira i najmanja količina utrošenih propanata sa prosjekom od 2 milijuna kilograma. S druge strane, u perifernom području Marcellus-a, ta je količina skoro tri puta veća i iznosi 5,3 milijuna kilograma. Fluidi za opremanje su na svim područjima redovito na bazi vode.

Tablica 6-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na Marcellus-u (EIA, 2016a)

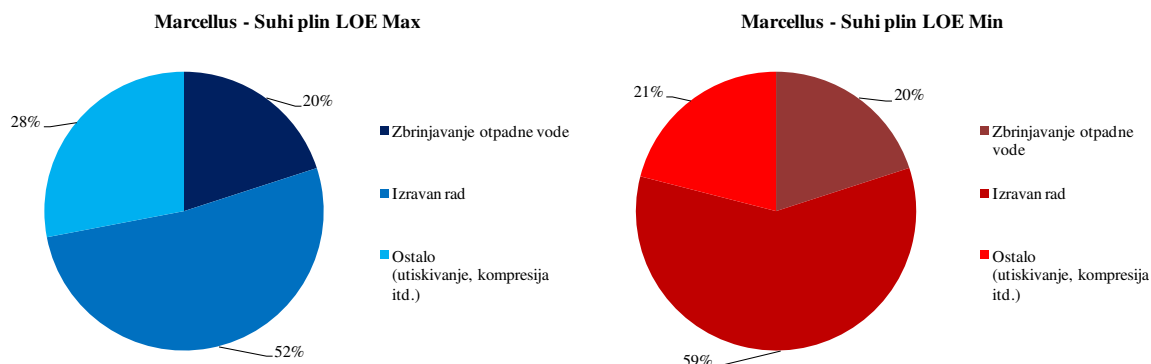
Marcellus						
Parametri	Jedinica	Northeast Core	Super Core	Southwest Core	Marcellus Periphery	Liquids Rich
Vertikalna dubina	m	2415	2292	2364	2362	1958
Horizontalna duljina	m	1640	1537	1996	2003	1907
Ležišni tlak	kPa	31681	30075	31013	30992	25697
Broj stupnjeva frakturiranja	#	14	19	29	21	15
Tlak frakturiranja naslaga	kPa	60832	60143	62025	38742	40851
Brzina utiskivanja	l/s	227,9	225,25	230,55	235,85	209,35
Snaga	kW	16340	15967	16854	10769	10080
Zacjevljenje, lajner, tubing	m	7270	6924	8132	7790	6780
Broj dana bušenja	#	17	16	18	18	16
Prirodni propant	tona	2018	4876	3629	5262	4504
Umjetni propant	tona	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno
Voda	m ³	14006	31608	31987	41261	30889
Kemikalije	m ³	911	1739	1599	1857	1545
Gel	tona	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno

6.4. Operativni troškovi upstream djelatnosti formacije Marcellus



Slika 6-9. Raspon ukupnih operativnih troškova na Marcellus-u (EIA, 2016a)

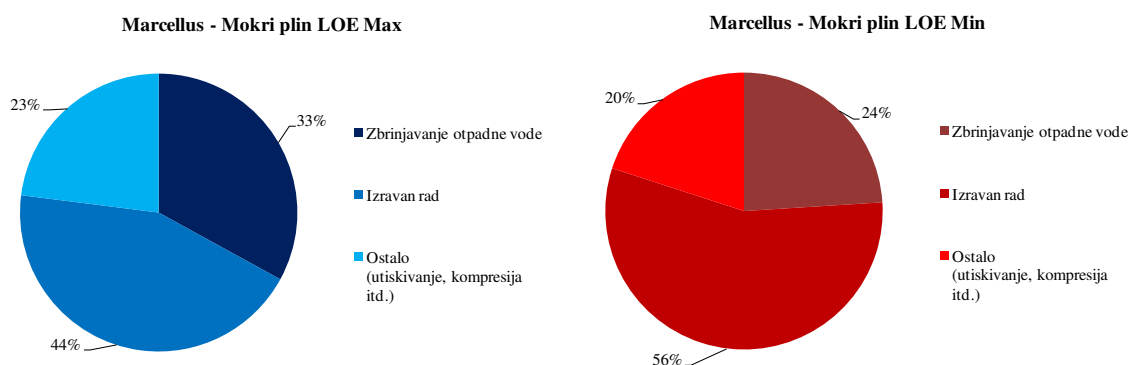
Ovisno o lokaciji proizvodnje, operativni troškovi značajno variraju. Kreću se u rasponu od 14,00 do 29,60 dolara po barelu ekvivalentne nafte u slučaju proizvodnje mokrog plina, te od 17,00 do 24,00 dolara po barelu ekvivalentne nafte prilikom proizvodnje suhoga plina. Razlike su posljedica prvenstveno u troškovima obrade koji su svakako veći kada je u pitanju mokri plin (Slika 6-9.).



Slika 6-10. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za ležište suhoga plina na Marcellus-u (EIA, 2016a)

Ovisno o sastavu prirodnog plina, operativni troškovi najma na Marcellus-u (engl. *Lease Operating Expenses* – LOE) mogu značajno varirati. Kreću se u rasponu od 3,00 do 6,50 dolara po barelu ekvivalentne nafte u slučaju proizvodnje mokrog plina, odnosno, od 2,50 do 6,50 dolara po barelu ekvivalentne nafte kad je u pitanju suhi plin. Zbog same činjenice da nema proizvodnje nafte, a analogno tome i sustava za umjetno podizanje,

vrijednost LOE troškova na Marcellus-u je značajno manja nego na ostalim ležištima. Većina troškova se odnosi na izravan rad čiji udio može iznositi i do 60% prilikom proizvodnje suhoga plina. Troškovi zbrinjavanja otpadne vode mogu zauzimati i do 33% udjela ukupnih LOE troškova, kad je u pitanju proizvodnja mokroga plina. Razlog tomu je što se većina proizvedene vode protiskuje u saveznu državu Ohio, gdje se trajno zbrinjava. Ipak proizvodnja vode je manja nego u ostalim nekonvencionalnim ležištima. Utiskivanje i kompresija plina je veća s obzirom na to da je u pitanju plinsko ležište, a vrijednost troškova se očituje energijom potrebnom za rad pumpi i kompresora (Slika 6-10., Slika 6-11.).



Slika 6-11. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za ležište mokroga plina na Marcellus-u (EIA, 2016a)

Općenito gledano, infrastruktura je dobro razvijena na području Marcellus-a. Mreža plinovoda i postrojenja za obradu plina zadovoljavaju trenutne zahtjeve. Ipak, sve veća dnevna proizvodnja plina, u posljednje vrijeme dovodi do pretrpavanja kapaciteta na pojedinim lokalnim čvorištima. Zbog toga se plin u velikoj mjeri transportira prema jugu, gdje se mogu postići znatno povoljnije prodajne cijene. Troškovi sabiranja i obrade plina (engl. *Gathering, Processing and Transport – GPT*) ne variraju kao na drugim ležištima, što je prvenstveno posljedica monopola budući da gotovo sve kapacitete kontrolira jedna kompanija. Najveći problem na cijelom području predstavlja proizvedeni etan koji se često potiskuje kroz konvencionalne plinovode, što značajno povećava vrijednost troškova transporta. Kondenzat koji se u manjim količinama proizvede sa plinom, prodaje se isključivo na lokalnom tržištu. U tablici (Tablica 6-2.) je prikazan raspon GPT troškova od minimalnih do maksimalnih područje Marcellus-a.

Tablica 6-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Marcellus-u (EIA, 2016a)

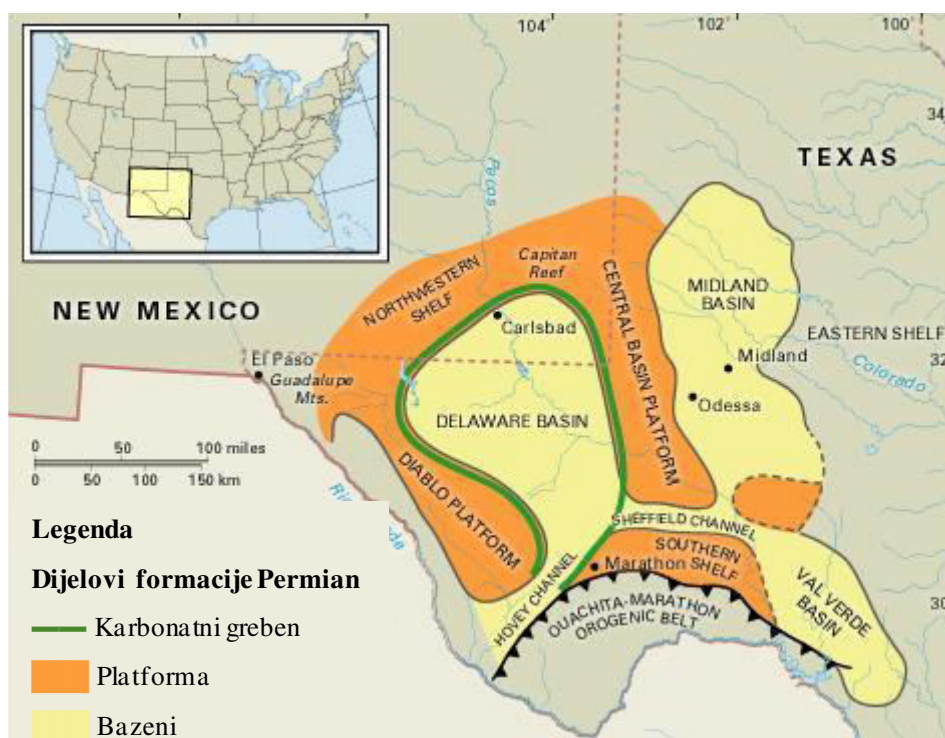
Marcellus	Jedinica	Mokri plin Max	Mokri plin Min	Suhi plin Max	Suhi plin Min
Sabiranje plina	$\$/10^3\text{m}^3$	21,19	17,66	21,19	17,66
Obrada plina	$\$/10^3\text{m}^3$	21,19	12,36	nije dostupno	nije dostupno
Transport nafte na manje udaljenosti	$\$/\text{bbl}$	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno	nije dostupno
Transport plina na veće udaljenosti	$\$/10^3\text{m}^3$	49,44	24,72	49,44	24,72
Transport nafte na veće udaljenosti	$\$/\text{bbl}$	11,00	8,00	11,00	8,00

Opći i administrativni (engl. *General and Administrative Costs – G&A*) troškovi su slični kao i na Eagle Ford-u. Kreću se u rasponu od 2,00 do 4,00 dolara po barelu ekvivalentne nafte.

7. PERMIJSKI BAZEN

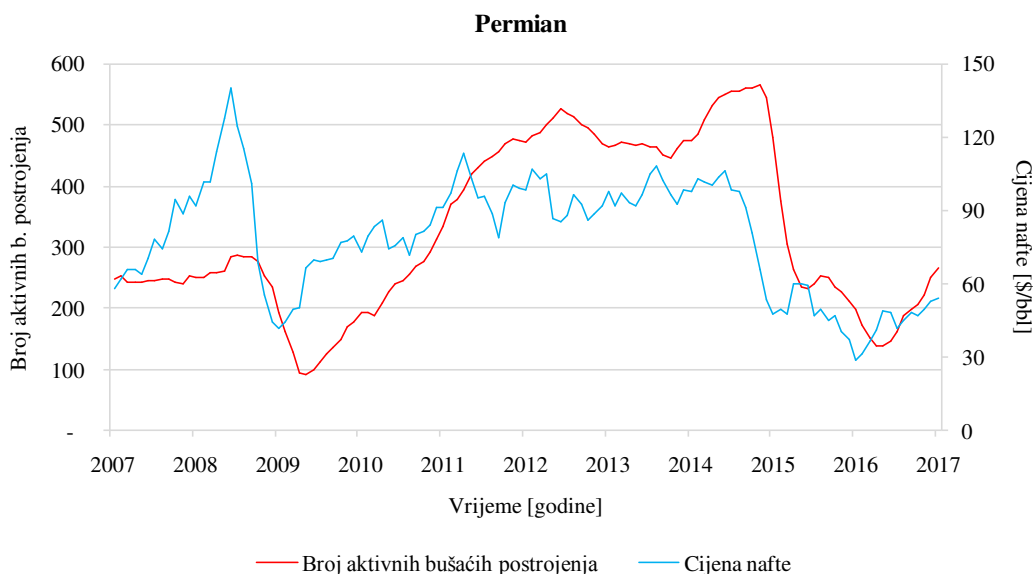
7.1. Geografski položaj i opis Permijskog bazena

Permijski bazen (engl. *Permian Basin*) jedno je od najstarijih američkih nalazišta ugljikovodika, sa prvom bušotinom izrađenom još davne 1926. godine. Prostire se zapadnim dijelom američke savezne države Texas te jugoistočnim dijelom savezne države New Mexico. Sto godina duga tradicija proizvodnje nafte i plina, čini Texas sinonimom za američku naftnu proizvodnju. Do 2008. godine izrađivane su isključivo jednostavne vertikalne bušotine. Da bi unaprjeđenje i razvoj tehnologija horizontalnog bušenja i hidrauličkog frakturiranja donijeli veliko osvježanje naftnoj industriji u Texasu, čineći ga ponovno okosnicom američke proizvodnje ugljikovodika.



Slika 7-1. Permijski bazen (Britannica, 2013)

Ležište se sastoji iz tri geološke formacije: Midland bazen koji se nalazi na istoku, Delaware bazen smješten na zapadnom dijelu Permian-a te, za naftnu industriju manje bitna, središnja platforma (engl. *Central Basin Platform*) (Slika 7-1.). Midland i Delaware se nadalje mogu podijeliti na manje dijelove: Delaware Wolfcamp i Spraberry u Delaware-u te Midland Wolfcamp i Bone Spring na području Midlanda. Budući da se na Spraberry-u izrađuju uglavnom vertikalne bušotine, ono nije mjerodavno za analizu ukupnih troškova na Permian-u te zbog toga neće biti uzeto u obzir u analizama troškova.

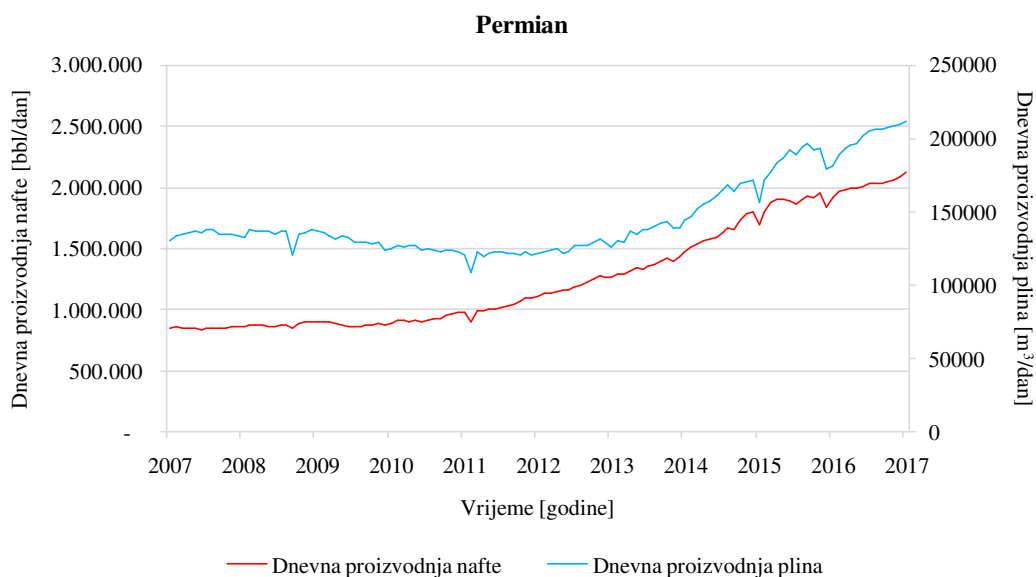


Slika 7-2. Kretanje cijene nafte i broja aktivnih bušačkih postrojenja na Permijskom bazenu od 2007. godine

Na temelju javno dostupnih podataka o aktivnosti bušačkih postrojenja (EIA, 2016d) na području Permian-a te podataka o cijenama nafte (Macrotrends, 2016) u posljednjih deset godina, napravljen je prikaz (Slika 7-2.) koji definira međusobnu ovisnost navedenih parametara. Značajnija bušaća aktivnost na području Permian-a, započela je 2009. godine, usporedo s oporavkom cijene nafte. Do lipnja 2012. godine broj aktivnih bušačkih postrojenja je porastao sa 92 na 565, što predstavlja rast za više od 600%. Nakon kratkotrajne stagnacije, broj postrojenja je ponovno rastao tijekom 2014. godine, te je u studenom iste godine zabilježen maksimalan broj od 565 aktivnih bušačkih postrojenja. Pad cijena nafte koji je uslijedio poslije toga, ponovno je uzrokovao značajan pad bušenja, što je za posljedicu imalo tek 137 postrojenja koje su aktivno radila u svibnju 2016. godine. Cijena nafte od oko 50 dolara po barelu koliko iznosi danas, dovoljan je temelj za ponovni rast aktivnosti koji je trenutno prisutan u Permijskom Bazenu (Slika 7-2.).

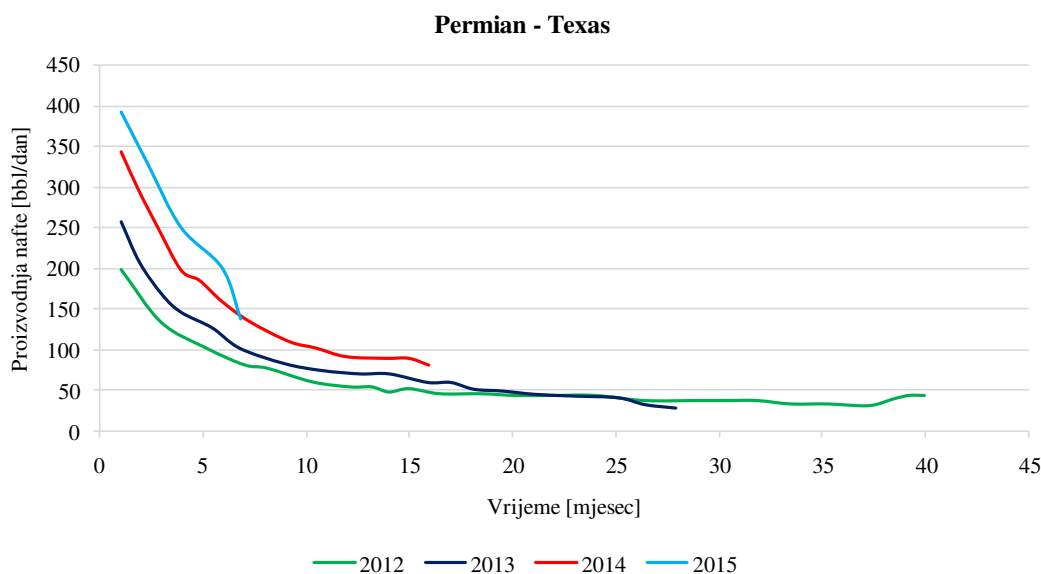
Permijski bazen je i prije razvoja iskorištavanja nekonvencionalnih ležišta ugljikovodika uvjerljivo najviše pridonosio američkoj proizvodnji nafte i plina. Dakako, proizvodnja je imala silazni trend do 2009. godine, no svejedno je na dnevnoj razini iznosila oko 8,0 milijuna barela nafte, odnosno 130000 m³ plina. Uz sve rašireniju primjena horizontalnog bušenja i hidrauličkog frakturiranja, ležište je ponovno oživjelo. Proizvodnja nafte i plina je bilježila konstantan rast, uslijed kojega je sredinom 2016. godine prijedena granica dnevne proizvodnje od 2 milijuna barela nafte te 200000 m³ plina.

Prema podacima objavljenih od strane EIA (EIA 2016d), na slici (Slika 7-3.) je napravljen prikaz proizvodnje nafte i plina na području Permian-a, tijekom posljednjeg desetljeća.



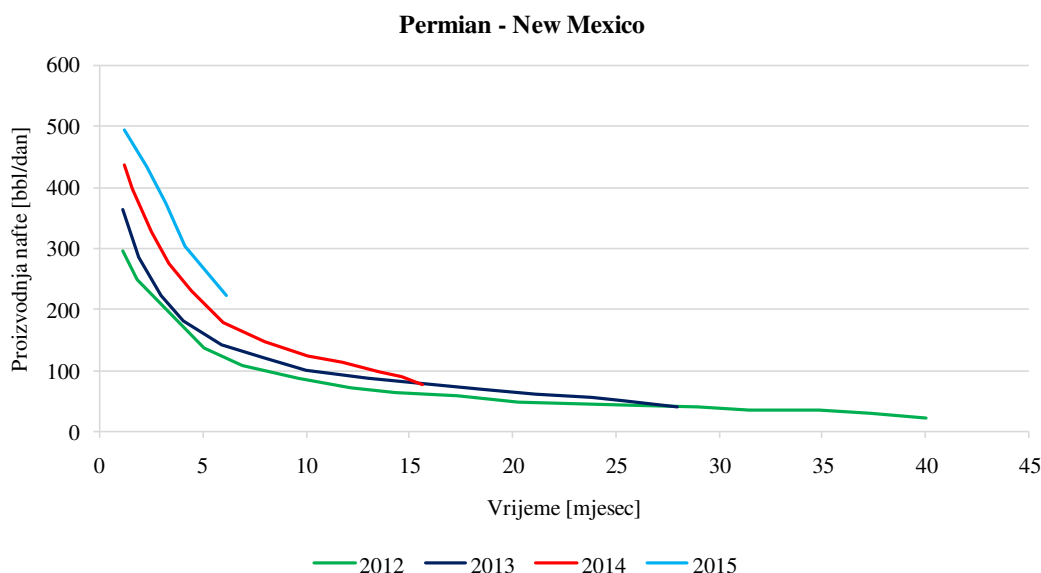
Slika 7-3. Kretanje dnevne proizvodnje nafte i plina na Permijskom bazenu od 2007. godine

S obzirom na dostupnost podataka o individualnoj proizvodnji bušotina, analiza pada proizvodnje za Permian rađena je odvojeno za savezne države kroz koje se ležište proteže. Iako ne tako izraženo kao na Bakken-u, utjecaj povećanja horizontalnog doseg i broja stupnjeva frakturiranja kroz godine, jednako je vidljiv.



Slika 7-4. Analiza pada proizvodnje za dio Permijskog bazena u Texas-u (Curtis, 2015)

Početna proizvodnja na dijelu bazena u Texasu, 2015. godine u prosjeku je iznosila 394 barela dnevno, što je u odnosu na 2014. godinu više za 49 barela nafte dnevno. No, to je ipak manje povećanje u odnosu na ono između 2013. i 2014. godine kada je početna proizvodnja nafte povećana za 85 barela po danu (Slika 7-4.). To se svakako može pripisati smanjenju bušaće aktivnosti koje je uslijedilo 2015. godine kao posljedica niskih cijena nafte.

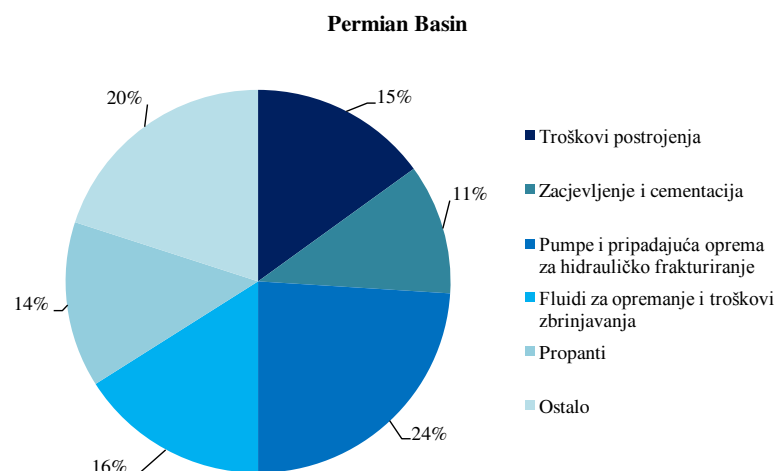


Slika 7-5. Analiza pada proizvodnje za dio Permijskog bazena u New Mexico-u (Curtis, 2015)

Rastući trend prosječne početne proizvodnje je, u odnosu na Texas, još i više izražen na dijelu bazena u New Mexico-u. Ostvarena početna proizvodnja u 2015. godini je iznosila 494 barela dnevno, što predstavlja rast od 57 barela dnevno u odnosu na 2014. godinu. Ipak, to je svejedno manje u odnosu na porast koji je zabilježen od 2013. do 2014. godine, kada je vrijednost početne dnevne proizvodnje porasla za 77 barela nafte po danu (Curtis, 2015). Kao što je prikazano na slici (Slika 7-5.) cijela krivulja pada proizvodnje je tijekom svake godine ostvarila vertikalni pomak prema gore, što označava da se kumulativna proizvodnja također povećava.

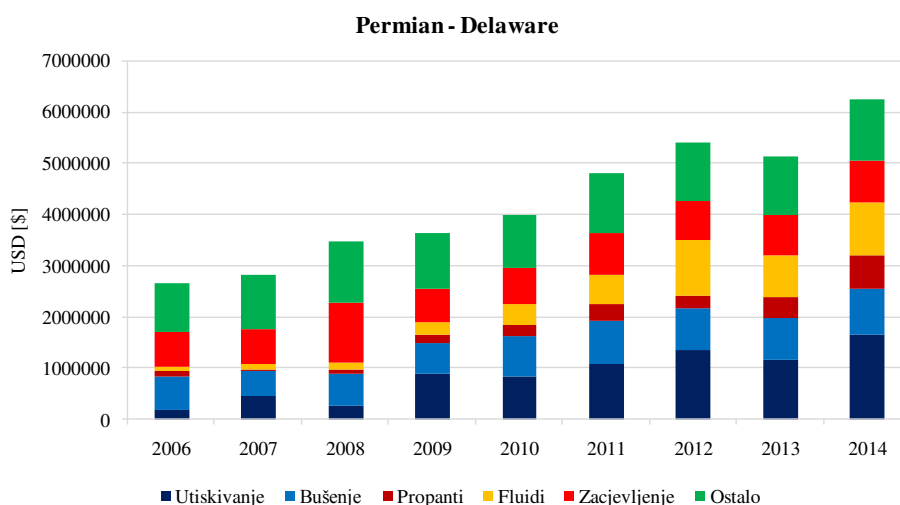
7.2. Povijest razvoja troškova upstream djelatnosti na Permijskom bazenu

Prema EIA (EIA, 2016a), pet glavnih čimbenika troškova na području Permian-a zauzima udio od 80% ukupnih troškova. Podijeljeni prema sektorima bušenja i opremanja, njihovi udjeli raspoređeni su na sljedeći način (Slika 7-6.):



Slika 7-6. Udio troškova izrade bušotina prema glavnim čimbenicima na Permijskom bazenu (EIA, 2016a)

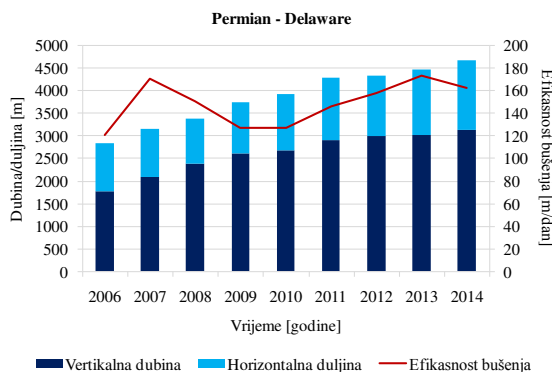
- Bušenje:
 - Troškovi postrojenja (najam postrojenja i bušaći fluidi) – 15% odnosno 1,15 milijuna dolara
 - Zacjevljenje i cementacija – 11% odnosno 1,9 milijuna dolara
- Opremanje:
 - Pumpe i pripadajuća oprema za hidrauličko frakturiranje – 24% odnosno 1,83 milijuna dolara
 - Fluidi za opremanje i troškovi zbrinjavanja – 16% odnosno 0,96 milijuna dolara
 - Propanti – 14% odnosno 0,96 milijuna dolara



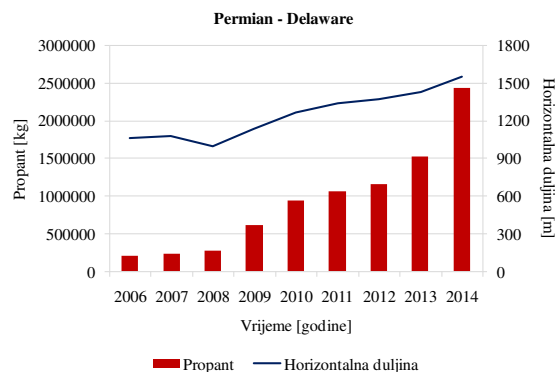
Slika 7-7. Prikaz mijenjanja strukture troškova za Delaware od 2006. godine (EIA, 2016a)

Prilikom analize razvoja troškova na Permian-u, Midland i Delaware je potrebno razmatrati odvojeno jedno od drugoga. Konstrukcijske razlike bušotina i drugačiji ležišni uvjeti čine navedena dijelove bazena međudobno neovisnim cjelinama. U skladu s time su se tijekom posljednjeg desetljeća mijenjali i udjeli glavnih čimbenika troškova.

Do početka intenzivnije eksploatacije ugljikovodika iz dijela nekonvencionanog ležišta na području Delaware-a, bušenje i zacjevljenje su zauzimali udio od 50% u ukupnim troškovima izrade bušotina. (Slika 7-7.). Uslijed globalne nestašice željeza 2008. godine taj udio je još i povećan. Horizontalne dionice su bile kratke, a projekti opremanja poprilično jednostavni. Postepeni razvoj tehnologije doveo je do povećanja horizontalnih dosega, ali i sve raširenijeg provođenja hidrauličkog frakturiranja. Navedene promjene su se izravno odrazile na ukupne troškove u Delaware-u, koji su se do 2012. godine skoro udvostručili. Mali pad vrijednosti troškova koji je zabilježen 2013. godine rezultat je povećanja učinkovitosti procesa opremanja ali i povećanja ponude servisnih djelatnosti na tržištu. Udjeli u strukturi troškova su se također značajno promijenili. Povećan je broj stupnjeva u kojima je provoden program frakturiranja, a posljedično tome porasla je i potrošnja korištenih fluida i propanata. Zbog toga trenutno više od 50% udjela u ukupnim troškovima zauzimaju troškovi provođenja hidrauličkog frakturiranja.

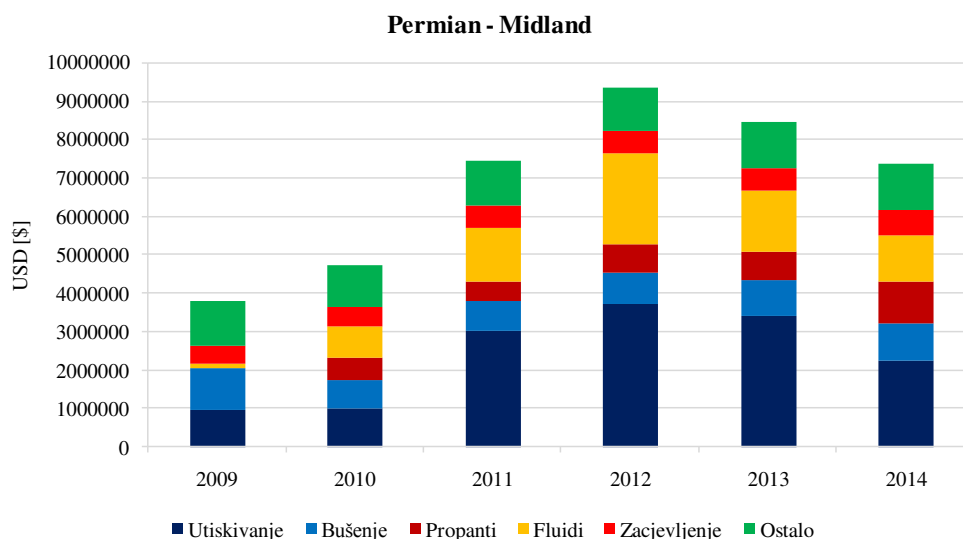


Slika 7-8. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i brzine bušenja na Delaware-u (EIA, 2016a)



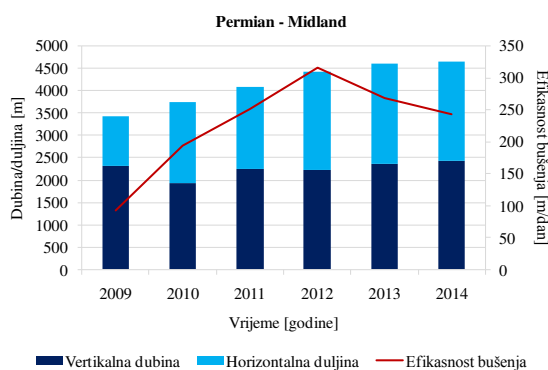
Slika 7-9. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Delaware-u (EIA, 2016a)

Horizontalni doseg bušotina bilježilo je stalni porast od 2009. do 2012. godine nakon koje je uslijedio period stagnacije. Usporedo s time rasla je i količina korištenih propanata, čija je uporaba skoro udvostručena 2014. godine, bez obzira na konstantan horizontalni doseg (Slika 7-8., Slika 7-9.). Na temelju toga se može zaključiti da se prilikom provođenja frakturiranja koriste veće koncentracije fluida, što svakako povećava ukupne upstream troškove na Delaware-u.

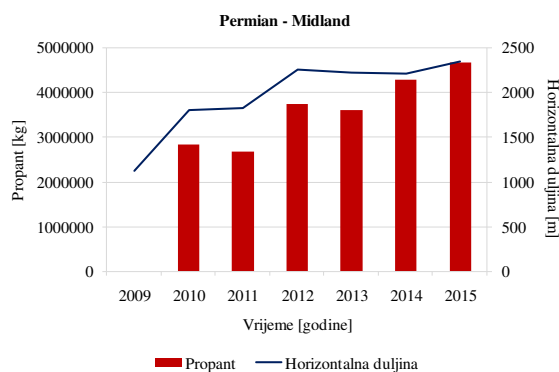


Slika 7-10. Prikaz mijenjanja strukture troškova za Midland od 2006. godine (EIA, 2016a)

Nominalne troškove izrade bušotina na Midland Wolfcamp-u karakterizirao je stalni trend porasta od 2009. do 2012. godine. Veći programi opremanja i povećan intenzitet provođenja frakturiranja, udvostručili su troškove do 2012. godine, kada je prijedena prosječna vrijednost od 9 milijuna dolara po izrađenoj bušotini. Ipak, bez obzira na složenije projekte bušotina, nominalni troškovi su bilježili pad od 2013. godine, što je posljedica sve veće primjene fluida na bazi vode i manjih troškova utiskivanja (Slika 7-10).



Slika 7-11. Vertikalni i horizontalni doseg bušotina i brzine bušenja na Midland-u (EIA, 2016a)



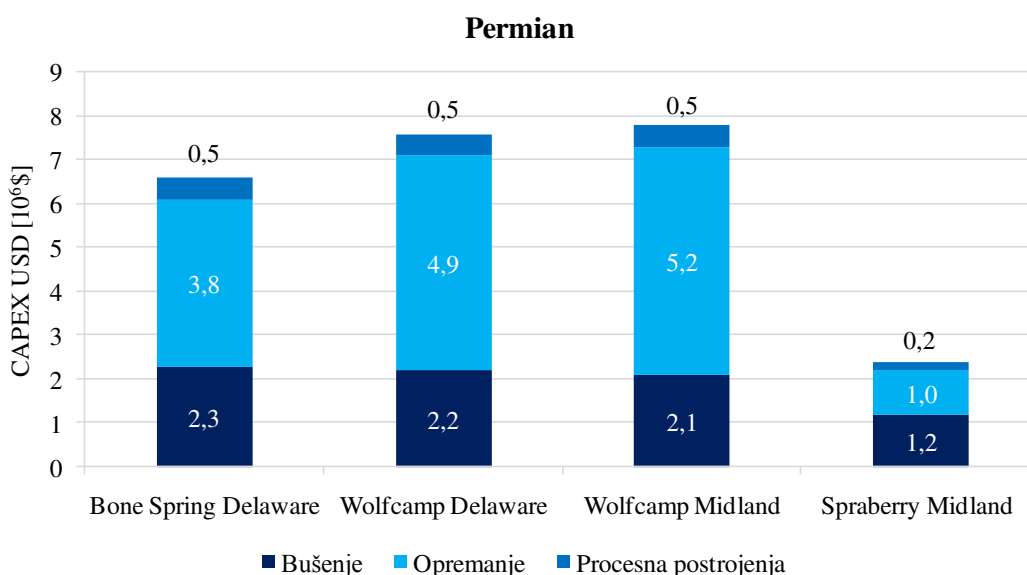
Slika 7-12. Kretanje količina propanata u ovisnosti o horizontalnom dosegu na Midland-u (EIA, 2016a)

Područje Midand Wolfcamp-a, oduvijek su karakterizirale duge horizontalne dionice bušotina, čija prosječna duljina od 2200 m, stagnira još od 2012. godine. Prosječna količina korištenih propanata konstantno raste i u 2015. godini je nadmašena vrijednost od 4,5 milijuna kilograma. Uz činjenicu da je broj stupnjeva u kojima se izvodi postupak

frakturiranja sve veći, lako je zaključiti da se primjenjuju sve veće koncentracije propanata (Slika 7-11., Slika 7-12.).

7.3. Kapitalni troškovi upstream djelatnosti na Permijskom bazenu

Ne računajući Spraberry, prosječna vrijednost kapitalnih troškova na Permian-u iznosi 7,4 milijuna dolara. Bone Spring ima najmanje kapitalne troškove koji u prosjeku iznose 6,6 milijuna dolara, dok je na Wolfcamp Delaware-u i Wolfcamp Midland-u ta vrijednost gotovo jednaka i iznosi oko 7,7 milijuna dolara. Područje Spraberry-a koje karakteriziraju isključivo vertikalne bušotine, može poslužiti kao ogledni primjer strukture troškova vertikalnih bušotina. Jasno se vidi kako troškovi bušenja dominiraju u ukupnim troškovima zauzimajući udio od 50%. (Slika 7-13.).



Slika 7-13. Raspon ukupnih kapitalnih troškova na Permijskom bazenu (EIA, 2016a)

U tablici (Tablica 7-1.) je napravljen pregled parametara koji utječu na strukturu kapitalnih troškova Permian-a. Program zacjevljenja je jednak na cijelom području i sastoji se od uvodne kolone, dvije tehničke kolone i lajnerom u najvećem broju slučajeva. Uslijed većeg prosječnog horizontalnog dosega i većeg broja stupnjeva frakturiranja, Midland karakterizira veća potrošnja propanata nego u ostatku ležišta.

Konstruktivske karakteristike bušotina na Permijskom bazenu kreću se u širokom rasponu vrijednosti. U prosjeku najveća stvarna vertikalana dubina pojavljuje se u Delaware Wolfcampu gdje iznosi 3240 m. S druge strane, najmanja dubina bušotina karakteristična je za Midland Wolfcamp i ima prosjek od oko 2400 m. Horizontalni doseg je raspoređen obratno, sa najvećim prosjekom do 2200 m na području Midland-a, a

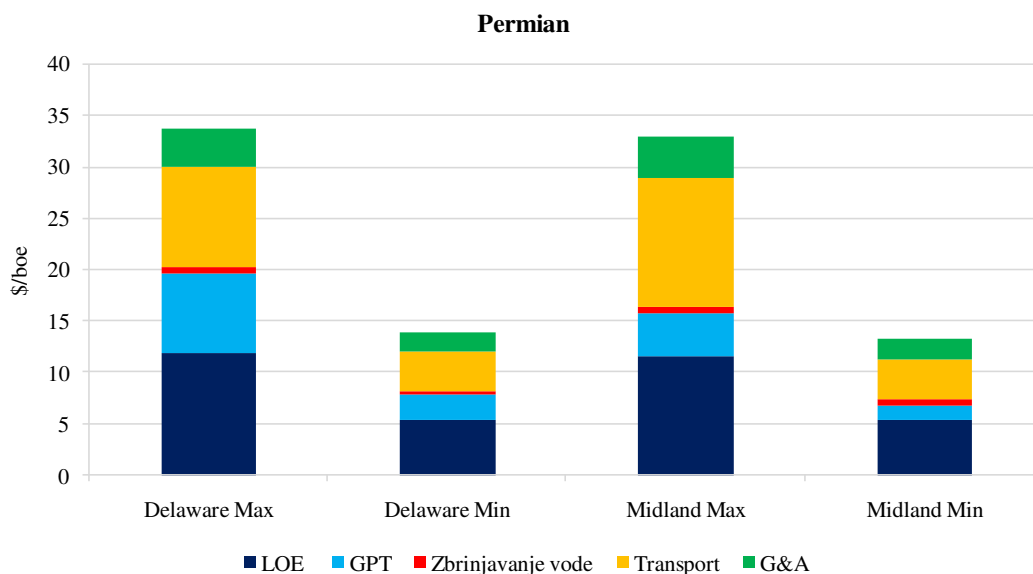
najmanjim u Bone Spring-u gdje horizontalni doseg iznosi oko 1500 m. Analogno najvećoj horizontalnoj duljini, ležište Midland Wolfcamp ima najveći prosjek broja stupnjeva frakturiranja, njih 27, dok u Bone Spring-u taj broj iznosi samo 12. Količina utrošenih propanata se u prosjeku kreće od 4 milijuna kilograma na području Midlanda do 2 milijuna kilograma u Delaware-u. Najčešće je u pitanju mješavina prirodnog pijeska i umjetnih propanata poput keramičkih kuglica ili propanata na bazi smole. Fluidi za opremanje su pretežito na bazi vode uz iznimku Delaware Wolfcamp-a gdje su više zastupljeni gelovi. Instalacija sustava za umjetno podizanje nafte vrši se nedugo nakon privođenja bušotina proizvodnji, na cijelom području Permian-a.

Tablica 7-1. Tipični parametri koji određuju ukupne troškove izrade bušotina na Permijskom bazenu (EIA, 2016a)

Permian				
Parametri	Jedinica	Bone Spring	Wolfcamp Delaware	Wolfcamp Midland
Vertikalna dubina	m	2961	3244	2424
Horizontalna duljina	m	1514	1700	2212
Ležišni tlak	kPa	40190	44030	32895
Broj stupnjeva frakturiranja	#	12	20	28
Tlak frakturiranja naslaga	kPa	64301	61646	49346
Brzina utiskivanja	l/s	185,5	156,35	206,7
Snaga	kW	14058	11360	12022
Zacjevljenje, lajner, tubing	m	8873	10000	8891
Broj dana bušenja	#	25	23	20
Prirodni propant	tona	1393	2186	4001
Umjetni propant	tona	489,88	630,49	nije dostupno
Voda	m ³	23507	23659	33084
Kemikalije	m ³	1410	1218	1654
Gel	tona	85	85	40

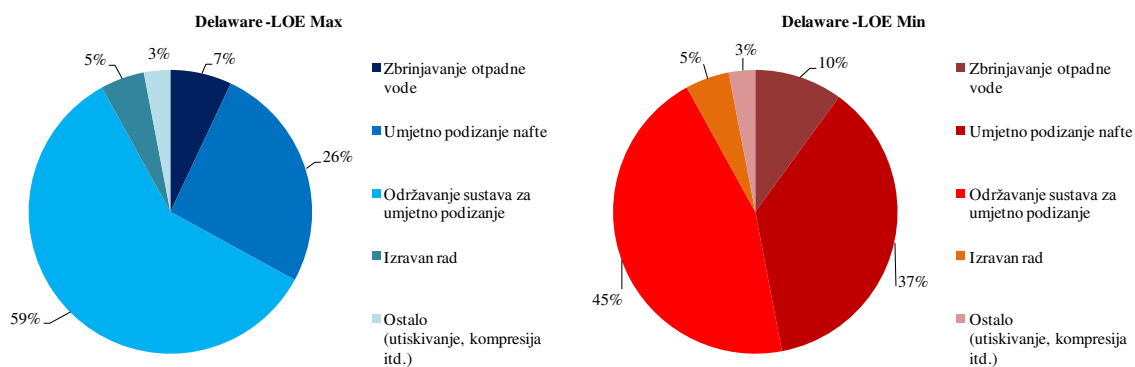
7.4. Operativni troškovi upstream djelatnosti na Permijskom bazenu

Operativni troškovi upstream djelatnosti kreću se u rasponu vrijednosti od 13,32 do 33,78 dolara po barelu ekvivalentne nafte. Navedeni raspon troškova jednak je na cijelom području Permian-a s tim što je udio troškova transporta malo veći na području Midland-a zbog veće udaljenosti od tržišta (Slika 7-14.).

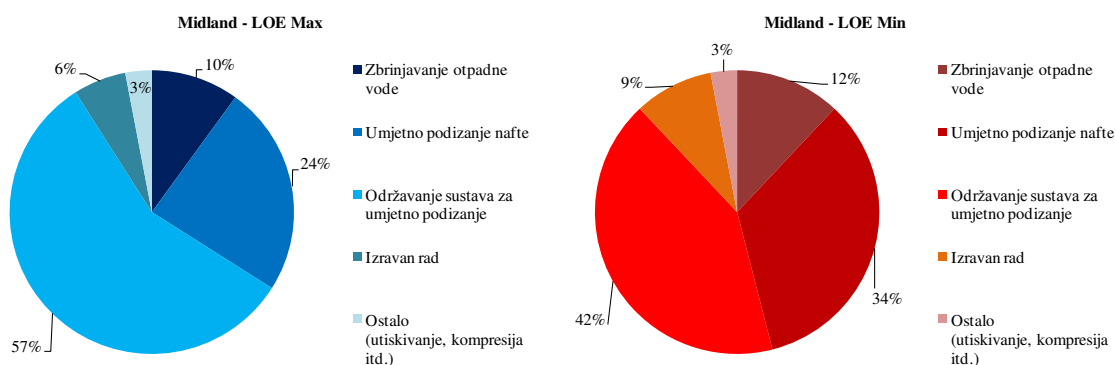


Slika 7-14. Raspon ukupnih operativnih troškova na Permijskom bazenu (EIA, 2016a)

Operativni troškovi najma (engl. *Lease Operating Expenses – LOE*), uz troškove transporta u pravilu zauzimaju najveći udio operativnih troškova. Kad je u pitanju Permian, raspon vrijednosti LOE troškova se ne razlikuje previše u Delaware-u i Midland-u. Naime, kako je vidljivo sa prikaza (Slika 7-15., Slika 7-16), glavnina troškova otpada na sustav za umjetno podizanje. Njegova instalacija i održavanje zauzima prosječno od 76% do 86% udjela ukupnih troškova, što je ubjedljivo najviše u odnosu na druge nositelje. Zbrinjavanje otpadne vode također zauzima značajan udio, ali ipak manji nego u ostalim ležištima. Razlog tomu je jako mala proizvodnja, koja na Permian-u u prosjeku iznosi svega 25 litara vode po barelu ekvivalentne nafte. Ostali troškovi poput izravnog rada ili kompresije i utiskivanja su znatno manji u odnosu na prethodno definirane i kreću se u rasponu od 8% do 12% ukupnih LOE troškova (Slika 7-15., Slika 7-16).



Slika 7-15. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za Delaware (EIA, 2016a)



Slika 7-16. Raspon LOE troškova prema udjelima glavnih čimbenika za Midland (EIA, 2016a)

Transport nafte se vrši isključivo željeznicom ili postojećom mrežom naftovoda do glavnih tržišta kao što je Cushing. U skladu s tim variraju i troškovi transporta koji se kreću u rasponu od 0,25 do 13,00 dolara po barelu, ovisno o udaljenosti krajnjih odredišta.

Tablica 7-2. Raspon troškova sabiranja, obrade i transporta na Permijskom bazenu (EIA, 2016a)

Permian Basin	Jedinica	Delaware Max	Delaware Min	MidlandMax	Midland Min
Sabiranje plina	\$/10 ³ m ³	28,25	14,13	21,19	14,13
Obrada plina	\$/10 ³ m ³	44,14	8,83	28,25	8,83
Transport nafte na manje udaljenosti	\$/bbl	3,00	0,25	2,50	0,25
Transport plina na veće udaljenosti	\$/10 ³ m ³	10,59	7,06	10,59	7,06
Transport nafte na veće udaljenosti	\$/bbl	13,00	4,00	13,00	4,00
Transport kapljevina prirodnog plina na veće udaljenosti	\$/bbl	9,78	4,13	9,78	3,04
Obrada kapljevina prirodnog plina	\$/bbl	4,00	2,00	3,60	2,25
Zbrinjavanje otpadne vode	\$/m ³	25,16	16,77	33,55	20,97

Jedan od glavnih ciljeva u budućnosti svakako će biti proširenje postojećih naftovodnih kapaciteta, kako bi se u što većoj mjeri izbjegao poprilično skupi željeznički transport. Plinska infrastruktura je poprilično dobro razvijena s obzirom na konvencionalnu

proizvodnju plina u prošlosti i blizinu tržišta za njegovu prodaju. U tablici (Tablica 7-2.) je napravljen prikaz vrijednosti raspona troškova sabiranja, obrade i transporta nafte i plina (engl. *Gathering, Processing and Transport - GPT*) za područje Permian-a.

Opći i administrativni (engl. *General and Administrative Costs – G&A*) troškovi su slični kao i na ostalim ležištima i kreću se u rasponu od 2,00 do 4,00 dolara po barelu ekvivalentne nafte.

8. ZAKLJUČAK

Već sada se može reći kako je revolucija proizvodnje ugljikovodika iz šejlova, donijela SAD-u energetska stabilnost, smanjujući ovisnost države o uveznoj nafti i plinu. U svibnju 2015. godine, skoro je dosegnuta razina maksimalne proizvodnje nafte u povijesti SAD-a od 10 milijuna barela nafte dnevno. U nadi da će se američka nekonvencionalna proizvodnja obustaviti ili u najmanju ruku usporiti rast, zemlje članice OPEC-a, predvođene Saudijskom Arabijom, 2014. godine su povećale proizvodnju nafte. To je dovelo do zasićenja tržišta naftom uz strmoglavi pad njene vrijednosti. Vrhunac događaja zabilježen je u siječnju 2016. godine kada su Iranu ukinute ekonomske sankcije. To je automatski značilo ponovnu ponudu iranske nafte na međunarodnim tržištima i daljnji pad cijene nafte na rekordno nisku razinu još od 2003. godine. Usporedo s tim, većina razvojnih aktivnosti u naftnoj industriji bile su na rubu zamrzavanja, uključujući i američku proizvodnju iz šejlova, koja je počela bilježiti lagani pad. Gubici su bili ogromni na obje strane i samo je bilo pitanje vremena tko će prvi popustiti pod pritiskom niske cijene nafte. Na koncu, dogovorom o smanjenju proizvodnje nafte od strane OPEC-a, pred kraj 2016. godine, cijena nafte je porasla na trenutnih 50-ak dolara po barelu.

Prethodno opisani događaji jasno prikazuju razvoj konkurencije između proizvođača nafte iz konvencionalnih i nekonvencionalnih ležišta, u rasponu od samo dvije godine. Pozadinu svih geopolitičkih dešavanja teško je utvrditi, no činjenica je da oni proizlaze iz suprotstavljenih interesa najvećih svjetskih sudionika naftne industrije. Pokušaj provođenja nekadašnje Rockefeller-ove strategije od strane OPEC-a, da se niskom cijenom nafte izravno utječe na smanjenje američke proizvodnje ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta, nije uspješno prošao. Čak naprotiv, snaga američkih šejlova je pokazala veliku izdržljivost, dovodeći u pitanje nekadašnju moć OPEC-a i njegovu kontrolu nad tržištem. Iako je prerano još uvijek govoriti o bilo kakvoj promjeni u globalnom energetsom poretku, činjenica je da će američka proizvodnja iz nekonvencionalnih ležišta ugljikovodika u budućnosti imati veliki doprinos na međunarodnim tržištima.

Nekonvencionalna ležišta nafte i plina svakako imaju potencijal daljnjega razvoja u budućnosti. Trenutna aktivnost bušenja u SAD-u ponovno bilježi blagi porast. U okruženju relativno niske cijene nafte kakva trenutno jest, kompanije se suočavaju sa izazovima smanjenja ukupnih troškova izrade bušotina i povećanja proizvodnje u isto vrijeme.

Na primjeru analize troškova izrade bušotina za četiri najznačajnija nekonvencionalna ležišta u SAD-u, jasno se može uočiti njihova evolucija tijekom posljednjeg desetljeća.

Unaprjeđenja na području seizmike, hidrauličkog frakturiranja i bušenja redovito su uzrokovali povećanje ukupnih kapitalnih troškova. Međutim, posljedično veći koeficijent učinkovitosti kompenzirao je veća kapitalna ulaganja, smanjujući vrijednosti troškova po jediničnoj proizvodnje nafte. S druge strane, operativne troškove karakterizira velika fleksibilnost koja ostavlja prostora kompanijama operatora za njihovu daljnju redukciju u budućnosti. Najveći problem predstavlja slabije razvijena infrastruktura na poljima koja u prošlosti nisu ostvarila značajniju konvencionalnu proizvodnju poput Marcellus-a i Bakken-a.

Aktivnost bušenja na Bakken-u trenutno je na niskoj razini i predviđanja su da će tako ostati još neko vrijeme. Troškovi transporta su svakako najizraženiji na ovome ležištu, budući da je udaljenost od najbližih tržišta poprilično velika, a razvedenost naftovoda prema njima slaba. Čak 68% transporta nafte odvija se željeznicom (Maugeri, 2013), što se svakako odražava i na smanjenu aktivnost bušenja. Do 2018. godine značajnijih promjena u horizontalnom doseg bušotina, ne bi trebalo biti, usporedo s tim predviđa se će porast broja stupnjeva frakturiranja porasti na četrdeset. Količina korištenih propanata će sa današnjeg prosjeka od oko 75 kilograma po metru narasti na 120 kilograma po metru što je još uvijek dvostruko manje nego na ostalim ležištima. Uz predviđeni porast količine, očekuje se i šira primjena jeftinih prirodnih propanata.

S obzirom na blizinu rafinerija smještenih na obali Meksičkog zaljeva i razvijenost mreže naftovoda, transport nafte sa Eagle Ford-a neće predstavljati veliki problem u budućnosti. Trenutno niska aktivnost bušenja pokazuje naznake oporavka, a koliko će on potrajati pokazat će stabilnost cijene nafte. Horizontalni doseg se u bližoj budućnosti ne bi trebao značajnije mijenjati. Prema procjenama, trenutni prosjek od oko 2000 metara ostat će konstantan do 2018. godine. Broj stupnjeva frakturiranja će također ostati na jednakom nivou od 22 stupnja kao i količina korištenih propanata čija bi potrošnja trebala biti jednaka trenutnoj od oko 170 kilograma po metru. S ciljem daljnje redukcije troškova, očekuje se i sve veća primjena prirodnih propanata do 2018. godine.

Budući da je riječ o plinonosnoj formaciji, aktivnost bušaćih postrojenja na Marcellus-u je opadala nešto sporijim tempom nego kad su u pitanju naftonosne formacije. Najveći problem ovoga polja svakako je nedostatak infrastrukture. Kapaciteti za obradu i skladištenje plina su manji od ostvarive proizvodnje, zbog čega je maksimalni potencijal ležišta još uvijek nedostižan. Razvoj ležišta će se najviše odvijati upravo u tome smjeru u bližoj budućnosti. Kad je u pitanju konstrukcija bušotina, prosječni horizontalni doseg se ne bi trebao znatnije mijenjati do 2018. godine. Predviđa se da bi broj stupnjeva

frakturiranja trebao biti povećan sa trenutnih 32 na 38 u prosjeku u naredne dvije godine. Količina korištenih propanata bi također trebala porasti sa trenutnih 200 kilograma po metru na 280 kilograma po metru u 2018. godini. Kao i na ostalim razmatranim formacijama, očekuje se veća primjena prirodnih propanata.

Kao i na drugim ležištima, niska cijena nafte stvara pritisak servisnim kompanijama i na području Permijskog bazena, prisiljavajući ih da smanje cijenu svojih usluga. To je dijelom uzrok i trenutne aktivnosti bušenja koja je počela lagano rasti. Unatoč izazovnim okolnostima u kakvim se operatori trenutno nalaze ipak se mogu očekivati neka tehnološka unaprjeđenja u naredne dvije godine. Horizontalni doseg bušotina se ne bi trebao znatnije mijenjati u bližoj budućnosti ni na Midland-u niti na Delaware-u. S druge strane broj stupnjeva opremanja bi do 2018. godine, trebao rasti i to sa trenutnih 30 na 40 stupnjeva u prosjeku za Midland te sa prosječnih 16 na 25 stupnjeva na Delaware-u. Očekuje se i dodatni porast količine utrošenih propanata u naredne dvije godine. Na Midlandu-u bi se ta količina trebala povećati sa 160 kilograma po metru na 200 kilograma po metru, a na Delaware-u sa 140 kilograma po metru na 160 kilograma utrošenog propanta po metru dužnom.

Na temelju provedene analize, može se zaključiti kako razvoj proizvodnje ugljikovodika iz nekonvencionalnih ležišta u SAD-u vodi u smjeru konstantnog unaprjeđenja postojeće tehnologije. To se u prvom redu odnosi na sektor opremanja koji najviše pridonosi ukupnim troškovima upstream djelatnosti. Uloga geopolitike se u posljednjih desetak godina, koliko traje značajniji razvoj američke proizvodnje ugljikovodika iz šejlova, pokazala ključnom u ostvarivanju njihovog napretka. Cijene nafte ovise o raspoloženju najvećih svjetskih sudionika naftne industije, što svakako sugerira kako američku proizvodnju iz šejlova čeka neizvjesna budućnost.

9. POPIS LITERATURE

1. CURTIS T., 2015. US Shale Oil Dynamics in a Low Price Environment. The Oxford Institute for Energy Studies
2. DEKANIĆ I., 2011. Geopolitika energije: Uloga energije u suvremenom globaliziranom gospodarstvu. Zagreb: Golden marketing
3. DEKANIĆ I., KARASALIHović D., KOLUNDŽIĆ S., 2002. Stoljeće nafte: veza između nafte, novca i moći koja je promijenila svijet. Zagreb: Naklada Zadro
4. FLORES C.P., HOLDITCH S.A., AYERS W.B., 2011. Economics and Technology Drive Development of Unconventional Oil and Gas Reservoirs: Lessons Learned in the United States. Texas: SPE, 146765
5. GRAY J.K., 1977. Future Gas Reserve Potential Western Canadian Sedimentary Basin. 3rd National Technical Conference, Canadian Gas
6. HOLDITCH S.A, LANCASTER D.E. 1982. Economics of Austin Chalk Production. Oil and Gas Journal, str. 183 -189
7. MASTERS J.A., 1979. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. AAPG Bulletin, 63 (2), str. 152 - 181
8. MAUGERI, L. 2013. The Shale Oil Boom: A U.S. Phenomenon. Harvard Kennedy School: Belfer Center for Science and International Affairs
9. REEVES S.R., KOPERNA G.J., KUUSKRAA V.A., 2007. Nature and Importance of Technology Progress for Unconventional Gas. Oil and Gas Journal, Unconventional Gas Article, str. 1 - 14
10. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016a. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. Washington: U.S. Department of Energy
11. WILSON A., 2012. Economics and Technology Drive Development of Unconventional Oil and Gas Reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 64, str. 104 - 107

Web izvori

12. BAKER HUGHES, 2016. North America Rig Count. URL: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reportsother> (8.1.2017.)

13. MACROTRENDS, 2016. Crude Oil Prices – 70 Year Historical Chart URL:
<http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart> (20.12.2016.)
14. TANG C.M., 2013. Permian Basin. *Encyclopedia Britannica*. URL:
<https://www.britannica.com/place/Permian-Basin> (6.1.2017)
15. THOUT K., 8.7.2014. American Fireworks: The History of US Unconventional Play Development In One Map. Drillinginfo. URL:
<http://info.drillinginfo.com/unconventional-play-development-in-one-map/>
(14.12.2016.)
16. SCHLUMBERGER, 2017. 1970s: The Exploration Boom. URL:
<http://www.slb.com/about/history.aspx> (17.1.2017.)
17. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016b. U.S. Field Production of Crude Oil. URL:
<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=mcrfpus2&f=m>
(8.1.2017.)
18. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016c. U.S. Imports from OPEC Countries of Crude Oil. URL:
<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRIMXX2&f=M>
(7.1.2017.)
19. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016d, Drilling Productivity Report. URL: <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/> (5.1.2017.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam diplomski rad pod naslovom *ANALIZA TROŠKOVA PROIZVODNJE UGLJIKOVODIKA IZ NEKONVENCIONALNIH LEŽIŠTA U SJEDINJENIM AMERIČKIM DRŽAVAMA* izradio samostalno, pod mentorstvom dr. sc. Tomislava Kurevije. U radu sam primijenio metodologiju znanstvenoistraživačkog rada i koristio literaturu koja je navedena na kraju diplomskog rada.

Loreno Bošnjak
