

# Vrste fiskalnih režima u naftnom i plinskom poslovanju

---

**Barbir, Goran**

**Master's thesis / Diplomski rad**

**2016**

*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:169:819908>

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

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



*Repository / Repozitorij:*

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



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij zaštite okoliša

**VRSTE FISKALNIH REŽIMA U NAFTNOM I PLINSKOM  
POSLOVANJU**

Diplomski rad

Goran Barbir

N – 132

Zagreb, 2016.

## **VRSTE FISKALNIH REŽIMA U NAFTNOM I PLINSKOM POSLOVANJU**

GORAN BARBIR

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

### Sažetak

Fiskalni sustavi koji se trenutno primjenjuju u naftnom i plinskom poslovanju su koncesijski i ugovorni. Ugovorni sustavi se dijele na ugovore o podjeli proizvodnje te na servisne ugovore. U radu su detaljno obrađeni nabrojani fiskalni sustavi, sa stvarnim primjerima uvjeta ugovora. Elementi ugovora, neovisno o sustavu su izdvojeni i opisani zajedno sa pripadajućim prednostima i nedostacima. Također je prikazana pojednostavljena ekonomska analiza projekta pomoću najvažnijih pokazatelja. Na kraju su obrađeni slučajevi koji se smatraju iznimkama te su odvojeno prikazani fiskalni sustavi najvećih svjetskih proizvođača.

Ključne riječi: fiskalni sustavi, naftno poslovanje, koncesijski ugovor, ugovor o podjeli proizvodnje, servisni ugovori, ekonomska analiza, tijek novca

Diplomski rad sadrži: 64 stranice, 28 tablica, 6 slika i 23 reference.

Jezik izvornika: hrvatski

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

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

Ocjenjivači:

Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF

Dr. sc. Domagoj Vulin, docent RGNF

Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF

Datum obrane: 25. veljače 2016. godine

## **FISCAL REGIMES IN OIL AND GAS BUSINESS**

GORAN BARBIR

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

### Abstract

Fiscal regimes currently used in oil and gas business could be concessionary and contractual regimes. Contractual regimes are further divided to production sharing agreements and service contracts. In this thesis aforementioned fiscal regimes have been analyzed, with practical examples of contractual terms and conditions. Elements of agreement, regardless of regime, have been described together with their belonging advantages and disadvantages. Furthermore, simplified economic analysis of project have been conducted according to most important indicators. At the end are cases considered exceptions from general terms of fiscal regimes and fiscal regimes of world's biggest oil producers.

Keywords: fiscal regime, oil business, concessionary system, production sharing agreement, services contract, economic analysis, cash flow

Thesis contains: 64 pages, 28 tables, 6 figures and 23 references.

Original in: Croatian

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

Supervisor: PhD Daria Karasalihović Sedlar, Associate Professor

Reviewers: PhD Daria Karasalihović Sedlar, Associate Professor  
PhD Domagoj Vulin, Assistant Professor  
PhD Vladislav Brkić, Assistant Professor

Date of defense: February 25, 2016.

# SADRŽAJ

SADRŽAJ.....	I
POPIS SLIKA .....	V
POPIS TABLICA .....	VI
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA .....	VII
1. UVOD .....	1
2. TIJEK PROJEKTA .....	3
2.1. Davanje dozvole/zakup na određeno vrijeme ( <i>engl. Licensing</i> ).....	3
2.2. Istraživanje ( <i>engl. Exploration phase</i> ).....	3
2.3. Procjena ( <i>engl. Appraisal wells</i> ).....	4
2.4. Razrada ( <i>engl. Development phase</i> ) .....	4
2.5. Proizvodnja ( <i>engl. Production phase</i> ) .....	4
2.6. Napuštanje ( <i>engl. Decomission</i> ) .....	4
3. PODJELA FISKALNIH SUSTAVA .....	5
4. KONCESIJSKI UGOVORI .....	7
4.1. Prvi koncesijski ugovori .....	7
4.2. Prednosti i nedostaci koncesijskih ugovora .....	8
4.3. Tijek koncesijskog ugovora .....	10
5. UGOVORI O PODJELI PROIZVODNJE.....	11
5.1. Prednosti i nedostaci ugovornih sustava.....	12
6. USPOREDBA FISKALNIH SUSTAVA .....	14
7. KONCESIJSKI UGOVOR – ELEMENTI I PRIMJERI .....	17
7.1. Krivulja tijeka novca nakon oporezivanja .....	17
7.2. Komponente tijeka novca .....	18
7.3. Uobičajeni koncesijski ugovor.....	21
7.4. Koncesijski ugovor za granično ekonomična polja .....	22
7.5. Tijek novca za koncesijski ugovor.....	23

8.	UGOVORI O PODJELI PROIZVODNJE – ELEMENTI I PRIMJERI.....	24
8.1.	Krivulja tijeka novca.....	24
8.2.	Komponente tijeka novca .....	25
8.3.	Uobičajeni ugovor o podjeli proizvodnje .....	27
8.4.	Ugovor o podjeli proizvodnje za polje granične isplativosti .....	28
8.5.	Tijek novca za ugovor o podjeli proizvodnje .....	29
9.	EKONOMSKI POKAZATELJI .....	30
9.1.	Udio u dobiti .....	30
9.2.	Izračun udjela vlade i ulagača (koncesijski ugovori).....	31
10.	ELEMENTI UGOVORA .....	34
10.1.	Naknade ( <i>royalties</i> ).....	34
10.1.1.	<i>Prednosti i nedostaci za vladu</i> .....	34
10.2.	Ograničavanje objedinjavanja blokova ( <i>engl. ringfencing</i> ).....	34
10.2.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	34
10.3.	Korporativni porez na prihod .....	35
10.3.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	35
10.4.	Porez na najam resursa.....	35
10.4.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	35
10.5.	Uvozne i izvozne obveze.....	35
10.5.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	36
10.6.	Porez na zemljište.....	36
10.6.1.	<i>Prednosti</i> .....	36
10.7.	Bonusi.....	36
10.7.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	36
10.8.	Sudjelovanje vlade .....	36
10.8.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	37
10.9.	Ograničenje nadoknade troškova .....	37

10.9.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	38
10.10.	Podjela dobiti u nafti .....	38
10.10.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	38
10.11.	Ekološke takse i obveze .....	38
10.11.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	38
10.12.	Obveze prema lokalnoj samoupravi .....	39
10.12.1.	<i>Prednosti i nedostaci</i> .....	39
10.13.	Klizna skala .....	39
11.	SERVISNI UGOVORI .....	41
12.	IZNIMKE .....	43
12.1.	Indonezija .....	43
12.2.	Angola .....	44
12.3.	Indija .....	44
12.4.	Peru .....	45
12.5.	Egipat .....	46
13.	HRVATSKA .....	47
14.	FISKALNI SUSTAVI VODEĆIH PROIZVOĐAČA .....	52
14.1.	SAD Meksički zaljev .....	52
14.1.1.	<i>Smanjenje poreza</i> .....	53
14.2.	Ruska Federacija .....	55
14.2.1.	<i>Oslobađanje od poreza na eksploataciju mineralnih sirovina</i> .....	56
14.3.	Narodna Republika Kina .....	57
14.3.1.	<i>Naknada</i> .....	58
14.3.2.	<i>Bonusi, pristojbe i porezi</i> .....	58
14.3.3.	<i>Posebni namet na visoku cijenu nafte</i> .....	59
14.3.4.	<i>Nadoknada troškova</i> .....	59
14.3.5.	<i>Podjela profita</i> .....	59

14.3.6. Korporativni porez .....	60
15. ZAKLJUČAK.....	61
16. LITERATURA .....	63



## **POPIS SLIKA**

Slika 2.1 Tijek jednog projekta i trajanje faza.....	3
Slika 3.1 Raspodjela fiskalnih sustava u svijetu.....	6
Slika 6.1 Podjela fiskalnih sustava .....	14
Slika 9.1 Vizualni prikaz tijeka novca za jedan offshore projekt .....	33
Slika 11.1 Prikaz tijeka buy-back ugovora.....	42
Slika 12.1 Prikaz podjele prihoda u tzv. egipatskom modelu .....	46

## POPIS TABLICA

Tablica 4.1 Najvažnije stavke koncesijskih sustava (Radon, 2005).....	10
Tablica 5.1 Najvažnije stavke ugovornih sustava (Radon, 2005) .....	13
Tablica 6.1 Glavne karakteristike fiskalnih sustava (Radon, 2005).....	15
Tablica 6.2 Glavne razlike koncesijskih i ugovornih sustava (Tordo, 2007).....	16
Tablica 7.1 Prikaz tipičnog koncesijskog ugovora (Križ, 2015).....	21
Tablica 7.2 Prikaz koncesijskog ugovora za marginalna polja (Križ, 2015).....	22
Tablica 7.3 Tijek novca na kraju radnog vijeka polja (Križ, 2015).....	23
Tablica 8.1 Prikaz indonezijskog modela ugovora o podjeli proizvodnje (Križ, 2015).....	27
Tablica 8.2 Ugovor o podjeli proizvodnje za marginalna polja (Križ, 2015) .....	28
Tablica 8.3 Ugovor o podjeli proizvodnje za marginalna polja (Križ, 2015) .....	29
Tablica 10.1 Klizna skala vezana na dnevnu proizvodnju .....	40
Tablica 10.2 Klizna skala vezana na R-faktor .....	40
Tablica 13.1 Kriteriji za ocjenjivanje ponude (AZU, 2015) .....	48
Tablica 13.2 Visina naknade i pragovi proizvodnje za naftu (NN, 2014).....	49
Tablica 13.3 Visina naknade i pragovi proizvodnje za plin (NN, 2014).....	49
Tablica 13.4 Ulagačev dio proizvodnje ovisno o R-faktoru (NN, 2014) .....	50
Tablica 13.5 Prikaz fiskalnog sustava RH (Palantir, 2014.).....	51
Tablica 14.1 Prikaz fiskalnog sustava SAD-a (Palantir, 2014) .....	52
Tablica 14.2 Smanjenje poreza za duboke naftne bušotine (Palantir, 2014).....	53
Tablica 14.3 Smanjenje poreza za duboke plinske bušotine (Palantir, 2014).....	53
Tablica 14.4 Rast rente za najam područja ovisno o godinama (Palantir, 2014) .....	54
Tablica 14.5 Prikaz fiskalnog sustava Rusije (Palantir, 2014).....	55
Tablica 14.6 Prikaz obveza ulagača u Rusiji ovisno o cijeni Urals Blenda (Palantir, 2014) .....	56
Tablica 14.7 Prikaz uvjeta potrebnih za oslobađanje od poreza u određenim regijama Rusije (Palantir, 2014).....	56
Tablica 14.8 Prikaz fiskalnog sustava N.R. Kine (Palantir, 2015).....	57
Tablica 14.9 Rast naknade ovisno o rastu proizvodnje nafte (Palantir, 2015) .....	58
Tablica 14.10 Rast naknade ovisno o rastu proizvodnje plina (Palantir, 2015) .....	58
Tablica 14.11 Prikaz rasta poreza na visoku cijenu nafte (Palantir, 2015) .....	59

## **POPIS KORIŠTENIH OZNAKA**

### **Skraćenice**

Agip – *tal. Azienda Generale Italiana Petroli*

ARAMCO – *engl. Arabian American Oil Company*

AZU – Agencija za ugljikovodike

BP – *engl. British Petroleum*

BSEE – *engl. Bureau of Safety and Environmental Enforcement*

CASOC – *engl. California Arabian Standard Oil Company*

CNOOC – *engl. Chinese National Offshore Oil Corporation*

CNPC – *engl. Chinese National Petroleum Corporation*

ENI – *tal. Ente Nazionale Idrocarburi*

INA – Industrija nafte

INOC - *engl. Iranian National Oil Company*

ONRR – *engl. Office of Natural Resources Revenue*

SAD – Sjedinjene Američke Države

TPC – *engl. Turkish Petroleum Company*

### **Mjerne jedinice**

1 boe (*engl. Barrell Of Oil Equivalent*) = 1,700 kWh

1 barel (bbl) = 158,98 l

1 dolar (\$) = 1 USD = 6,84 HRK

1 hektar (ha) = 10 000 m<sup>2</sup>

## Elementi jednadžbi

$BONUS_t$  = ukupni bonusi isplaćeni u godini  $t$ ,

$CAPEX_t$  = ukupni kapitalni troškovi u godini  $t$ ,

$CAPEX/I_t$  = Nevidljivi kapitalni troškovi u godini  $t$ ,

$DEKOM_t$  = Nadoknada troškova dekomisije iz fonda za dekomisiju u godini  $t$ .

$DEP_t$  = Deprecijacija, dodatak za iscrpljenje i amortizacija u godini  $t$ ,

$DR_t$  = Ostali troškovi u godini  $t$ .

$g_t^o, g_t^g$  = konverzijski faktori za naftu (o) i plin (g) u godini  $t$ ,

$INT_t$  = Kamate na financiranje u godini  $t$ ,

$INV_t$  = Investicijski krediti u godini  $t$ ,

$NP_t = UP_t - UN_t$  = Neto prihodi u godini  $t$ ,

$NT_t$  = Naknada troškova u godini  $t$ ,

$OPEX_t$  = ukupni operativni troškovi u godini  $t$ ,

$PG_t$  = Prijenos gubitka poreza u godini  $t$ .

$PN/V_t$  = Vladina dobit u nafti u godini  $t$ ,

$P_t$  = ukupni porezi plaćeni u godini  $t$ .

$P_t^o, P_t^g$  = prosječna *benchmark* cijena nafte/plina u godini  $t$ ,

$PT_t$  = Nenadoknađeni trošak prenesen iz godine  $t - 1$ ,

$Q_t^o, Q_t^g$  = ukupna proizvodnja nafte/plina u godini  $t$ .

$UN_t$  = ukupna naknada plaćena u godini  $t$ ,

$UP_t$  = ukupni prihodi u godini  $t$ ,

$UTN_t$  = oporezovani ukupni tijek novca u godini  $t$ .

## 1. UVOD

Jedna od prvih stvari koje geolozi, naftni inženjeri, terenski radnici, pravnici i ekonomisti susreću u naftnoj industriji, naročito pri poslovanju u više zemalja je raznolikost fiskalnih sustava.

Ekonomika istražnog i proizvodnog naftnog poslovanja je kompleksna i dinamična. Svake godine veliki broj država nudi blokove za istraživanje, nekoliko država predstavi novi model poslovanja ili novi fiskalni režim za naftnu industriju, a skoro sve zemlje svijeta, bilo proizvođači, bilo uvoznici vrše revizije svojih poreznih sustava tijekom godišnjeg određivanja državnog proračuna (Johnston, 2003).

Cilj ovoga rada je analiza fiskalnih sustava u naftnoj industriji, pojašnavanje procesa sklapanja ugovora pri istraživanju i proizvodnji ugljikovodika, pregled različitih načina poslovanja diljem svijeta te detaljno rasčlanjivanje pojedinih stavki ugovora koji reguliraju odnose između stranki uključenih u poslovanje.

Budući da je fiskalni režim (sustav) za naftnu industriju pojam koji će biti često korišten u radu, shodno ga je odmah izložiti. Danas se pod tim pojmom podrazumijeva skup zakona, regulacija i pravilnika kojim Vlada neke zemlje određuje raspodjelu ekonomske dobiti stvorenih u istraživanju i proizvodnji ugljikovodika. Fiskalni režim regulira odnose i međusobno poslovanje između vlade i naftne kompanije ili više naftnih kompanija koje se udružuju u partnerstvo kako bi smanjile ekonomske rizike i podijelile trošak kapitalnih investicija (Johnston, 2003).

Generalno se svi fiskalni sustavi ubrajaju u tri velike skupine: koncesijski sustavi i ugovorni sustavi koji se dalje dijele na ugovore o podjeli proizvodnje i servisne ugovore o kojima će se detaljno pisati u radu. U uvodu je bitno naglasiti da u svijetu postoji mnogo različitih fiskalnih sustava koji se međusobno razlikuju u detaljima te svi imaju isti cilj, a to je da državi (vladi) omogući što veći prihod od istraživanja i proizvodnje ugljikovodika uz minimalne rizike. Radi lakšeg analiziranja fiskalnih sustava prihvaćena je spomenuta podjela, no u stvarnosti razlike su znatno manje, a razlozi su sljedeći:

- U mnogo zemalja je u isto vrijeme na snazi veliki broj ugovora;
- Jedna zemlja (naročito izvoznici nafte) obično koristi više od jedne vrste ugovora;
- Uvjeti ugovora se dogovaraju i mijenjaju ovisno o političkim i ekonomskim uvjetima, ili u procesu istraživanja kada se dobije detaljnija i relevantnija informacija od prethodne.

Kako postoji visok stupanj nesigurnosti svojstvene izračunavanju ekonomskih ili naftnih parametara povezanih s nekim poljem, jedini način da se točno izračuna dobit, vrijednost ili stopa povrata sredstava je izračun nakon napuštanja polja, kada su svi relevantni prihodi i rashodi javno objavljeni. Budući da je za vrijeme iskorištavanja većina podataka kompanije javno nedostupna, Vlada dobija samo podatke o proizvodnji i na osnovu ugovora dijeli prihode, a ostali podaci koji ulaze u izračune poput kapitalnih i operativnih troškova, plaćanja interesa, deprecijacije ili troškova dekomisije su glavna prepreka pravilnoj analizi pojedinog fiskalnog sustava.

Zbog navedenog nedostatka ili nemogućnosti dobivanja podataka, mnogi bitni parametri se procjenjuju i prognoziraju tijekom trajanja projekta. Stoga nekvalitetne informacije uz nedostatak znanja te svakodnevne promjene tržišta bitno utječu na analizu, pa je u praksi jako bitno odrediti stupnjeve nesigurnosti koja se najčešće dijeli na parametre kao što su:

- Geološka nesigurnost;
- Proizvodna nesigurnost;
- Nesigurnost kretanja cijene ugljikovodika;
- Nesigurnost kretanja razine troškova;
- Nesigurnost ulaganja,

te u manjoj mjeri, ali ipak značajno, tehnološke i strateške nesigurnosti.

Za analizu je naravno najbitnija pravilna interpretacija razine proizvodnje, naročito prognoza buduće proizvodnje pri čemu su najvažniji geološki parametri. Naravno, ta krivulja prognoze proizvodnje se može značajno mijenjati ovisno o ulaganjima u tehnologiju (Kaiser, 2004).

U nastavku će biti obrađen tijek jednog združenog projekta ili drukčije rečeno pothvata (*engl. venture*).

## 2. TIJEK PROJEKTA

Slika 2.1 prikazuje okvirni tijek projekta i trajanje pojedinih faza.



Slika 2.1 Tijek jednog projekta i trajanje faza (www.cairnenergy.com)

Jedan naftni ili plinski projekt istraživanja i proizvodnje u prosjeku traje više od dvadeset godina te se generalno dijeli na sljedeće faze:

### 2.1. Davanje dozvole/zakup na određeno vrijeme (*engl. Licensing*)

U većini slučajeva vlada domaćin daje dozvolu naftnoj kompaniji ili grupi naftnih kompanija (dalje: ulagač) pravo istraživanja i proizvodnje ugljikovodika na određenom području bez prijenosa vlasništva nad mineralnim sirovinama. U svim legislativama svijeta, matična zemlja je vlasnik nad svim nadzemnim/podzemnim mineralnim resursima, tvrtke su izvođači radova koje u resursima mogu dobiti povrat troškova te dio dobiti.

Za samu dozvolu Vlada najčešće dobije određen novčani iznos te obvezu izvođenja seizmičkih radova i/ili bušenja istražnih bušotina (Tordo,2007).

### 2.2. Istraživanje (*engl. Exploration phase*)

Nakon pribavljanja prava na određeno područje (blok) tvrtka izvodi razna geološka i geofizička istraživanja. Dobiveni podatci se obrađuju i interpretiraju, te ako su rezultati obećavajući, vrši se istražno bušenje.

Buši se jedna ili više istražnih bušotina kako bi se utvrdilo prisustvo ugljikovodika i prikupili dodatni podaci o podzemnim uvjetima.

U prosjeku, faza istraživanja traje od 3-5 godina nakon dobivanja dozvole (Tordo, 2007).

### **2.3. Procjena (engl. *Appraisal wells*)**

Ako su istražnim bušenjem otkriveni ugljikovodici, buše se dodatne bušotine kako bi se o crtale konture ležišta i procijenila količina pridobivih ugljikovodika te odredila metoda proizvodnje.

Izrađuju se prvi razradni projekti i procjenjuje se trošak razrade. Ova faza traje od 4-10 godina (Tordo, 2007).

### **2.4. Razrada (engl. *Development phase*)**

Ako je faza procjene prošla zadovoljavajuće te je donesena odluka o nastavljanju projekta, u sljedećoj fazi se izrađuje plan proizvodnje, rade se procjene i studije utjecaja na okoliš. Ukoliko je plan prihvaćen, ulagači se pozivaju kako bi dali ponudu za natječaj.

Nakon odobravanja studije utjecaja na okoliš, nastavlja se s razradnim bušenjem te izgradnjom potrebnih proizvodnih i transportnih objekata.

Kada se razradne bušotine opreme odgovarajućom tehnikom, postaju proizvodne, privode se proizvodnji te nakon što se kroz određeno vrijeme ostvari stabilan nivo proizvodnje, priključuju se na transportnu mrežu i započinje proizvodnja.

Faza razrade ovisi o veličini polja i traje od 1-7 godina (Tordo, 2007).

### **2.5. Proizvodnja (engl. *Production phase*)**

Nakon uspješne razrade i izgradnje potrebnih objekata, započinje proizvodnja. Povremeno se obavljaju servisi i remontirani kako bi se osigurala kontinuirana proizvodnja. Ukoliko se pokaže opravdanim i ekonomski isplativim, nakon određenog vremena mogu se primjeniti sekundarne i tercijarne metode povećanja iscrpka.

Proizvodnja obično traje između 10 i 30 godina (Tordo, 2007).

### **2.6. Napuštanje (engl. *Decomission*)**

Kada se dosegne tzv. ekonomski limit, odnosno kada troškovi proizvodnje budu jednaki ostvarenim prihodima donosi se odluka o napuštanju.

Napuštanje se planira unaprijed, kako bi se bušotinski krug pravilno sanirao te tako sačuvao okoliš. S obzirom na visoke troškove napuštanja kompanije pribjegavaju uvođenju novih tehnologija kako bi konačni iscrpak ležišta bio što veći.



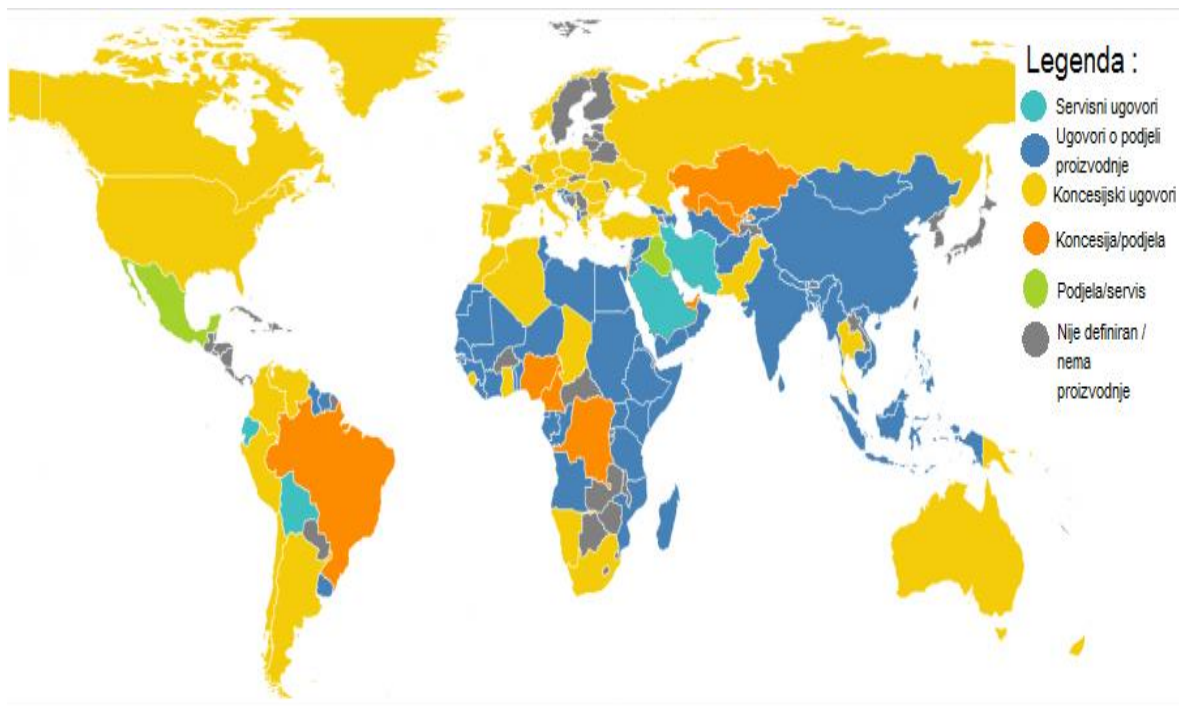
### 3. PODJELA FISKALNIH SUSTAVA

Zemlje bogate prirodnim resursima, u ovom slučaju ugljikovodicima, koriste te resurse kako bi prikupile sredstva za društveni i ekonomski razvitak. Nacionalne vlade imaju tri mogućnosti eksploatacije ugljikovodika:

- Mogu osnovati državne tvrtke za istraživanje, bušenje i proizvodnju i zadržati većinu prihoda za sebe. Primjeri su Saudijska Arabija, Meksiko, Venezuela i Iran;
- Mogu otvoriti natječaj na koji će se javljati međunarodne naftne kompanije. Najbolji ponuđač ostvaruje pravo istraživanja na nekom području, a profiti se dijele ovisno o vrsti ugovora. Na ovaj način funkcionira „slobodno tržište“, a primjeri su Sjedinjene Američke Države, Ujedinjeno Kraljevstvo, Kanada. U ovu skupinu pripada i Hrvatska;
- Treća mogućnost je najčešće rezervirana za zemlje u razvoju, koje su izrazito bogate ugljikovodicima, a kombinira prethodna dva slučaja na način da nacionalna kompanija sudjeluje u projektu kao partner s međunarodnim kompanijama. Primjeri su Indonezija, Nigerija, Kazahstan i Uzbekistan.

Glavna svrha ugovora je definiranje podjele profita, no često su presudne stavke kojima vlast postavlja standarde koji se odnose na kontraktore a definiraju utjecaj na okoliš, sigurnost na radu i sl. Javnost od Vlade očekuje da snagom zakona zaštiti javne interese, pri čemu se najčešće spominje zaštita okoliša i pitke vode, u našem slučaju zaštita Jadranskog mora s čijom su čistoćom izravno povezani turizam i ribarstvo. S druge strane Vlada bi trebala stvoriti pozitivnu klimu za ulagače kako bi ostvarila ekonomski rast i stvorila dodatna radna mjesta. Česte promjene zakona i stavki ugovora pokazuju da je to proces koji i dalje traje, tj. nacionalne vlade neprestano „učee“ balansirati ove dvije suprotstavljajuće strane.

Na slici 3.1 na sljedećoj stranici može se vidjeti raspodjela fiskalnih sustava na karti svijeta uz pripadajuću legendu.



**Slika 3.1** Raspodjela fiskalnih sustava u svijetu (www.palantirsolutions.com)

Još jedna važna činjenica koja zahtijeva pozornost na ugovorima je opasnost od korupcije. Zbog ogromnih troškova, ali i profita koje naftni biznis nudi, postoji mogućnost zlorabe na obje strane pregovaračkog stola. U procesu natječaja, koji je najčešće zatvoren za javnost, a informacije su rijetko točne i provjerene, česti su slučajevi u kojima kompanije ili njihovi predstavnici putem prikrivenih uplata ili donacija pokušavaju pridobiti vladine službenike na svoju stranu. Često je teško razlučiti je li određena kompanija dobila natječaj zbog kompetencije ili bliskosti trenutnoj vladajućoj garnituri, što je čest slučaj kod demokracija u razvoju.

Ugovori se razlikuju od zemlje do zemlje, često postoji i velika razlika u ugovorima unutar jedne države, no svima su zajednička dva glavna cilja: kako se dijeli dobit i kako se obračunavaju troškovi. Najčešće ni tvrtka ni vlada domaćin ne mogu sa sigurnošću pri potpisivanju ugovora znati koliki će biti troškovi istraživanja i razrade te hoće li cijena u budućnosti opravdati te troškove ili kolika je uopće količina dostupnih rezervi.

Jedna od prvih odluka koju Vlada donosi je oblik fiskalnog sustava koji će se koristiti u procesu pregovaranja i pridobivanja. Svaki oblik ima svoje prednosti i nedostatke, znatne razlike ali i velike sličnosti, pa će u sljedećim poglavljima biti obrađeni različite vrste ugovora i njihove značajke.

## 4. KONCESIJSKI UGOVORI

Prvi ugovori koji su bili primjenjivani u naftnoj industriji su bili koncesijskog tipa. Na početku naftnog „booma“ krajem 19. i početkom 20. stoljeća, sva tehnologija pridobivanja nafte, novac i politička moć je bila u rukama nekoliko država, a velika većina naftom bogatih zemalja su bile ili kolonije i protektorati ili su bile izrazito ovisne o utjecaju tih istih država.

Tada su koncesijski ugovori bili jednostrani sporazumi na strani kompanija koji su uz minimalnu naknadu matičnoj vladi pružali neograničena prava na određenom (najčešće ogromnom) području bez ikakvih obaveza prema matičnom stanovništvu. Najpoznatiji primjer je D'Arcyeva koncesija u Iranu (tada Perziji) te kreiranje Turske naftne kompanije (TPC) koja je imala koncesiju nad područjem današnjeg Iraka.

### 4.1. Prvi koncesijski ugovori

Godine 1901. u vrijeme natjecanja Britanskog Carstva i carske Rusije oko utjecaja nad tadašnjom Perzijom, britanski ulagač i vlasnik rudnika u Australiji William Knox D'Arcy je potpisao koncesiju nad 75% teritorija Perzije. Koncesija je bila potpisana na 60 godina, pokrivala je područje od skoro 1 300 000 km<sup>2</sup>, a podrazumijevala je ekskluzivna prava na istraživanje, eksploataciju, transport i prodaju prirodnog plina, nafte, asfalta i mineralnih voskova.

Za sav taj paket, Iranski Šah je dobio 20 000 funti u gotovini, 20 000 funti u dionicama i 16% profita. Preračunato u današnje cijene, ta brojka se i dalje čini malom, nešto manje od 4 milijuna funti ([www.measuringworth.com](http://www.measuringworth.com)). Naravno, bitno je i napomenuti da perzijske vlasti nisu imale nikakav uvid u prihode i dobiti koje je tvrtka ostvarivala. Prvih nekoliko godina istraživanje nije dalo rezultate pa je D'Arcy bio prisiljen pozajmiti novac od Burmah Oila. 1908. godine dolazi do velikih otkrića nafte u iranskoj pustinji u blizini Perzijskog zaljeva, a sljedeće godine se iz Burmah Oila formira Anglo-iranska naftna kompanija, prethodnik današnjeg British Petroleuma (Yergin, 2008).

Nakon Drugog svjetskog rata, kada dolazi do formiranja nacionalnih država na području bivših kolonija, dolazi i do mnogih promjena u dotad lihvarskim ugovorima. Prva naznaka promjena se zbila u jeku rata, 1943. godine kada iz kalifornijsko-arapskog Standard Oila (*engl. CASOC - California Arabian Standard Oil Company*) filijale kalifornijskog Standard Oila, današnjeg Chevrona nastaje Arapsko-Američka naftna kompanija (*engl. ARAMCO – Arabian American Oil Company*). Izmjenom ugovora se kralju Saudijske Arabije Ibn Saudu odobravaju brojni krediti, povećavaju prihodi i daje veći postotak nafte na korištenje, sve zbog ogromnog porasta strateške važnosti nafte tijekom ratnih godina te straha od potencijalne trgovine Saudijske Arabije s nacističkom Njemačkom. 1945. godine sastankom Ibn Sauda i američkog predsjednika F.D. Roosevelta na američkom ratnom brodu usidrenom u blizini Sueskog kanala, definira se buduće savezništvo koje traje do današnjih dana, no ipak je Saudijska Arabija s vremenom došla do potpune kontrole nad svojim naftnim resursima. Prvo je nakon Ibn Saudove prijetnje nacionalizacijom 1950. godine sklopljen sporazum o dijeljenju dobiti 50-50, tzv. dogovor „pola-pola“ (*engl. Fifty-fifty agreement*) između ARAMCO-a i saudijske Vlade, da bi nakon 1973. godine i prvog naftnog šoka, Saudijska Arabija stekla 25% dionica ARAMCO-a. Dalje se taj postotak povećavao do 1980. godine otkada je u stopostotnom državnom vlasništvu (Yergin, 2008).

Danas su koncesijski ugovori najčešći u razvijenim zemljama, tj. zemljama zapadnog svijeta te i dalje podrazumijevaju pravo eksploatacije na određenom području kroz određeno razdoblje. Kompanije se natječu davanjem ponuda i bonusa nacionalnim vladama kako bi stekle pravo nad koncesijama.

Primjeri zemalja koje posluju koncesijskim ugovorima su : Italija, Norveška, Danska, Rumunjska, Mađarska, Velika Britanija, Kanada i SAD.

#### **4.2. Prednosti i nedostaci koncesijskih ugovora**

Prednosti koncesijskog ugovora iz perspektive vlade domaćina su značajne. Kao prvo, proces dodjeljivanja dozvole ili koncesije je znatno jednostavniji od drugih načina ugovaranja, naročito ako se koristi javni natječaj. Zbog spomenute jednostavnosti, potrebna je manja stručna podrška i pravna pomoć nego što je to slučaj kod ugovora o podjeli proizvodnje ili udruženih projekata (*engl. joint ventures*).

Glavni nedostatak koncesijskog ugovora, kako za zemlju domaćina tako i za ulagača je financijski čimbenik. Zbog nedovoljnog poznavanja, tj. neprovedenih

seizmičkih mjerenja, potencijal bloka je nepoznat. Zbog toga je proces natjecanja sveden na aukciju, gdje naftne kompanije nemaju izbora nego prihvatiti rizik. Zbog rizika, kompanija će ponuditi najmanju moguću ponudu kako nema garancije da će koncesija uopće vratiti troškove, a kamo li donijeti dobit.

S druge strane, zbog istih razloga Vlada ne može maksimalno zaraditi na natječaju, naročito u slučaju polja koje se pokaže isplativim (Radon, 2005).

### 4.3. Tijek koncesijskog ugovora

Nakon sklapanja ugovora, ponuđač sa najboljom ponudom vladi isplaćuje dogovorenu cijenu dozvole i uključene bonuse za potpis koje vlada domaćin zadržava bez obzira na potencijalna otkrića ili razvoj proizvodnje. Ako je polje uspješno privedeno proizvodnji, državi pripada ugovoreni postotak od ukupnih prihoda (*engl. royalty*) i porez na dobit koji se od uzima od ukupne dobiti. Obje stavke se određuju visinom proizvodnje te cijenom proizvoda. Kao faktor korekcije se koriste različite klizne skale s navedenim vrijednostima.

Sve potencijalne troškove istraživanja i razrade snosi ulagač pa država može pretrpjeti jedino nematerijalne gubitke, poput gubitka vremena ili gubitka prilike, ukoliko se ne pojavi kvalitetan ponuđač ili ga Vlada ne privuče uvjetima natječaja.

Tablica 4.1 prikazuje najvažnije stavke koncesijskih sustava.

**Tablica 4.1** Najvažnije stavke koncesijskih sustava (Radon, 2005)

Najvažnije stavke	
Za državu:	Za ulagača:
Transparentnost natječaja	Cijena koncesije i način plaćanja
Trajanje koncesije	Mogućnost pregovaranja „ispod stola“
Broj ponuđača i visina ponude	Uvjetovanje zapošljavanja lokalnih izvođača podradova
Vanjski suradnici koji savjetuju vladu u kreiranju koncesijskog ugovora	Uvjetovanje plaćanja različitih poreza lokalnoj zajednici i nadležnoj instituciji za okoliš
Moguća relokacija stanovništva sa zakupljenog područja	
Podjela odgovornosti i profita između središnje vlasti i lokalne samouprave	
Primjena ekoloških standarda	

## 5. UGOVORI O PODJELI PROIZVODNJE

Propašću kolonijalnih sustava, istodobnim porastom nacionalnih sentimenata i izražavanjem otvorenog neprijateljstva prema stranim naftnim kompanijama, u drugoj polovici dvadesetog stoljeća dolazi do pojave novog načina poslovanja između ulagača i zemlje domaćina, ugovora o podjeli proizvodnje.

Otkad je prvi put uveden 1966. godine u Indoneziji, ugovor o podjeli proizvodnje je postao uobičajeni način naftnog poslovanja u zemljama bogatima naftom.

Indonezija, bivša nizozemska kolonija, lokacija jednog od prvih velikih nalazišta nafte (Java) te lokacija osnutka jednog od naftnih divova (Royal Dutch Shell) je proglasila neovisnost od Nizozemske 1945. godine. Dvadeset godina nakon toga na snazi je još bio rudarski zakon iz kolonijalnog perioda (*niz. Indische Mijnwet*) koji je uvelike pogodio strane ulagačima. 1966. godine Vlada je odbila izdati nove koncesije proglašavanjem tzv. Indonezijske formule, modela u kojem je država vlasnik postrojenja i prirodnih resursa, a profiti se dijele po dogovoru, što se danas uobičajeno naziva ugovorom o podjeli proizvodnje.

Isprva, strane kompanije su odbijale novonastalu promjenu iz opravdanog straha da će Indonezija postati presedan koji će utjecati na koncesije diljem svijeta. Međutim, male i nezavisne kompanije su prihvatile nove uvjete kao poslovnu priliku pa veliki igrači nisu imali izbora nego slijediti. Ugovori o podjeli proizvodnje su se proširili diljem svijeta i sada su uobičajeni način poslovanja, naročito u Aziji i Africi (Bindemann, 1999).

Primjeri zemalja koje koriste ugovorne sustave su : Hrvatska, Albanija, Rusija, Kina, Nigerija, Angola, Kazahstan, Libija, Irak, Katar i Bahrein.

Ugovor o podjeli proizvodnje istovremeno priznaje državno vlasništvo nad resursima i dozvoljava stranim kompanijama istraživanje i razradu naftnih polja. Kao i kod koncesijskih ugovora, većina rizika je na strani naftnih kompanija, no i država također prihvaća dio rizika.

Često se nacionalne naftne kompanije priključuju ulagaču udruživanjem u konzorcij s određenim državnim udjelom. Dio troškova koji pripada vladi, tj. naftnoj

kompaniji najčešće podmiruju ulagači koji naplatu dugova onda vrše iz buduće vladine dobiti.

Ukoliko Vlada ne pristaje na podjelu udjela, ulagači će zahtijevati veći udjel u proizvodnji pa je precizna podjela rezultat pregovora i raznih obostranih ustupaka, budući da ne postoji znanstveno dokazana ili matematički računljiva brojka koja bi bila prihvatljiva objema stranama.

Financijski uvjeti ovog ugovora su slični koncesijskom ugovoru iako različita strukturizacija može dovesti do različitih rezultata. Kao i koncesijski tip i ovdje ugovor često uključuje bonus pri potpisivanju, no on se često mijenja za veći udio u dobiti. Od ukupnih prihoda prvo se nadoknađuju troškovi izvođača. Naknada se provodi na način da se tekući (operativni) troškovi vraćaju iste godine, dok se troškovi kapitalnih ulaganja isplaćuju s određenom kamatom duži niz godina.

Ostatak prihoda nakon oduzimanja troškova se naziva dobit koja se onda sukladno ugovoru dijeli s vladom. Strana kompanija ima obvezu plaćanja poreza na dobit na svome dijelu zarade, no ta je stavka podložna pregovorima i najčešće se mijenja sa vladom za veći postotak udjela.

### **5.1. Prednosti i nedostaci ugovornih sustava**

Glavna prednost ugovornog sustava (sa stajališta vlade) je potpuni izostanak rizika i ulaganja od strane vlade, budući da sve investicije osigurava ulagač. Jedini slučaj gdje Vlada može biti u gubitku je situacija neuspješnog projekta u kojem Vlada sudjeluje s nekim udjelom kao partner ulagaču. Druga bitna prednost, u ovome slučaju za ulagača je veća fleksibilnost ugovora i veća mogućnost pregovaranja o uvjetima kao i o dodatnoj nadoknadi troškova ili odgode plaćanja u slučaju kriznih situacija ili loših projekata.

Glavna mana ovih ugovora se odnosi na poznavanje tehnologije i vještinu pregovaranja. Naime, ukoliko se Vlada odluči za ovakav fiskalni sustav onda mora imati u svojim redovima stručnjake iz mnogih polja, od inženjerstva do financija i menadžmenta, prava do zaštite okoliša. Često je neiskustvo Vlade u pregovaranju razlog za nezadovoljstvo lokalnog stanovništva.



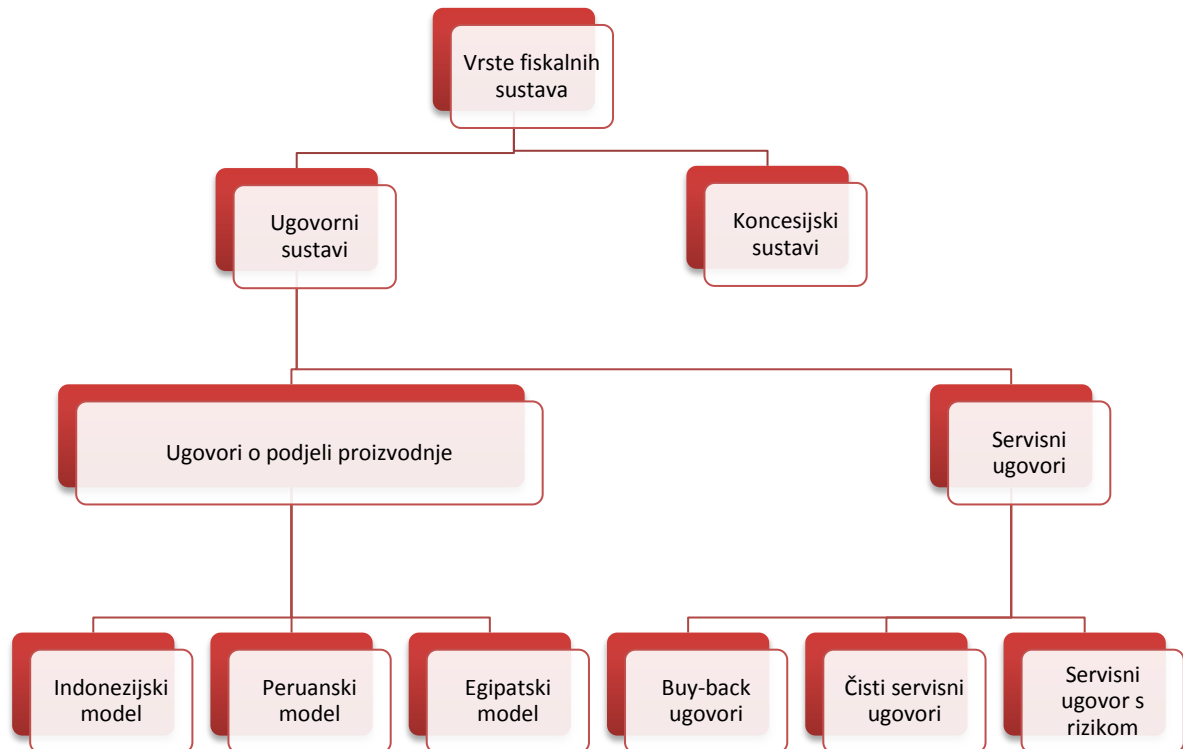
Također je potreban znatno veći stupanj nadzora, naročito nad prikazivanjem troškova gdje se lošom supervizijom dolazi do tzv. „gold platinga“ ili pozlaćivanja. Pozlaćivanje je naziv za nerazumno i nepotrebno stvaranje izdataka zbog nedovoljnog nadzora ili nedostatka poticaja za smanjenje troškova. Sljedeća tablica 5.1. prikazuje najvažnije stavke ugovornih sustava.

**Tablica 5.1** Najvažnije stavke ugovornih sustava (Radon, 2005)

<b>Najvažnije stavke za državu</b>
<b>Visina i vrijeme isplate bonusa</b>
<b>Plaćanje poreza na prihod od strane ulagača</b>
<b>Postotak koji pripada vladi</b>
<b>Tko snosi troškove štete nanesene okolišu</b>
<b>ulaganje u lokalnu zajednicu gdje se radovi izvode</b>
<b>Zapošljavanje i školovanje domaće radne snage</b>
<b>Način plaćanja naknade</b>
<b>Kvantiteta i kvaliteta ponuda</b>

## 6. USPOREDBA FISKALNIH SUSTAVA

Fiskalni sustavi se generalno mogu podijeliti na ugovorne i koncesijske (tablica 6.1). U oba sustava, ulagač snosi sve troškove i pripadajuće rizike. Što su rizici veći, obično je veći udio koji pripada kompaniji. Osnovna razlika između koncesije i ugovornih sustava se odnosi na vlasništvo nad prirodnim resursima.



**Slika 6.1** Podjela fiskalnih sustava (Tordo, 2007)

U koncesijskom sustavu, vlasništvo nad ugljikovodicima prelazi u ruke ulagača na ušću bušotine. Od prodaje Vlada naplaćuje naknadu i poreze. Vlasništvo nad opremom i instalacijama prelazi državi po isteku ili završetku koncesije, sve dotad je u vlasništvu ulagača koji je obično odgovoran za napuštanje polja.

U ugovoru o podjeli proizvodnje, kontraktor je vlasnik samo svoga dijela proizvodnje, i to na mjestu isporuke koje je često različito od mjesta proizvodnje. Vlada je vlasnik sve nepokretne opreme i instalacija od trenutka puštanja u pogon. Za razliku od koncesije, Vlada ili nacionalna naftna kompanija je odgovorna za napuštanje.

**Tablica 6.1** Glavne karakteristike fiskalnih sustava (Radon, 2005)

Glavne karakteristike koncesijskih i ugovornih sustava	
<b>Koncesijski sustav</b>	Ugovor o podjeli proizvodnje
<b>Tri komponente : naknada, troškovi i porezi</b>	Četiri komponente: naknada, povrat troškova, podjela proizvodnje, porezi.
<b>Naknada – postotak vrijednosti od ukupnog prihoda. Određuje se kliznom skalom koja ovisi o količini proizvodnje i cijeni nafte.</b>	Naknada – za razliku od koncesijskih sustava nije obavezna i generalno je znatno manja.
<b>Troškovi – definirani ugovorom.</b>	Troškovi – kontraktor uzima dio proizvodnje za kompenzaciju troškova, ugovorom se određuje maksimalno ograničenje. Ostatak proizvodnje se dijeli između države i ulagača, najčešće prema skali.
<b>Porezi – određuju se korporativnim porezom koji je na snazi u zemlji ili se primjenjuje specijalni porez na naftu. Kada su naknada i troškovi veći od ukupnog prihoda, porez se ne naplaćuje.</b>	Porezi – korporativni porez može biti primijenjen (ne nužno), postoji mogućnost plaćanja od strane vlade ili nacionalne naftne kompanije u ime ulagača.

Gornja tablica prikazuje glavne karakteristike odnosno elemente zajedničke svim fiskalnim sustavima te prikazuje različitosti pojedinih elemenata ovisno o vrsti sustava.

Tablica 6.2 prikazuje glavne i suštinske razlike između koncesijskih i ugovornih sustava.

**Tablica 6.2** Glavne razlike koncesijskih i ugovornih sustava (Tordo, 2007)

Glavne razlike koncesijskih i ugovornih sustava		
	Koncesijski sustav	Ugovor o podjeli proizvodnje
<b>Vlasništvo nad mineralnim sirovinama</b>	Država	Država
<b>Mjesto preuzimanja (promjene vlasništva)</b>	Ušće bušotine	Mjesto izvoza (export point)
<b>Kompanijin dio</b>	Ukupna proizvodnja minus naknada	Troškovi plus profit
<b>Postotak dijela</b>	Uobičajeno 90%	Između 50 i 60%
<b>Vlasništvo nad opremom i objektima</b>	Pripada kompaniji	Pripada državi
<b>Upravljanje i kontrola</b>	Obično manja kontrola od strane vlasti	Veća državna kontrola i sudjelovanje u odlukama
<b>Državna participacija</b>	Manja vjerojatnost	Veća vjerojatnost
<b>Povezivanje blokova</b>	Manja vjerojatnost	Veća vjerojatnost

## 7. KONCESIJSKI UGOVOR – ELEMENTI I PRIMJERI

Uvjeti i detalji koncesijskih ugovora variraju i mogu koristiti sofisticirane izračune ili programe za određivanje naknade i visine poreza, no unatoč raznolikosti i kompleksnosti ugovora, koncesijski sustav je prilično jednoličan. Namjera ovog poglavlja je izložiti elemente koji su zajednički većini koncesijskih ugovora.

### 7.1. Krivulja tijeka novca nakon oporezivanja

Krivulja ukupnog tijeka novca neke investicije je zarađeni novac umanjen za potrošeni novac u nekom razdoblju, najčešće jednoj godini, izražen na kraju projekta za ukupno vrijeme trajanja projekta. Oporezovani ukupni tijek novca (*engl. after-tax net cash flow*) povezan s poljem  $f$  (*engl. field*) u godini  $t$  se računa:

$$UTN_t = UP_t - UN_t - CAPEX_t - OPEX_t - P_t, \quad (7.1)$$

Gdje su,

$UTN_t$  = oporezovani ukupni tijek novca u godini  $t$ ,

$UP_t$  = ukupni prihodi u godini  $t$ ,

$UN_t$  = ukupna naknada plaćena u godini  $t$ ,

$CAPEX_t$  = ukupni kapitalni troškovi u godini  $t$ ,

$OPEX_t$  = ukupni operativni troškovi u godini  $t$ ,

$P_t$  = ukupni porezi plaćeni u godini  $t$ .

Iz toga se izrađuje krivulja ukupnog tijeka novca za polje  $f$  pomoću izraza :

$$UTN(f) = (UTN_1, UTN_2, \dots, UTN_k), \quad (7.2)$$

Gdje je početak u prvoj godini ( $t = 1$ ) a kraj u godini  $k$ , ( $t = k$ ). Krivulja služi kao osnovni element pri izračunu udjela i/ili ekonomskih mjera povezanih sa poljem (Kaiser, 2004).

## 7.2. Komponente tijeka novca

Ukupni prihodi u godini  $t$  nastali prodajom ugljikovodika se definiraju kao

$$UP_t = g_t^o P_t^o Q_t^o + g_t^g P_t^g Q_t^g \quad (7.3)$$

gdje su,

$g_t^o, g_t^g$  = konverzijski faktori za naftu (o) i plin (g) u godini  $t$ ,

$P_t^o, P_t^g$  = prosječna *benchmark* cijena nafte/plina u godini  $t$ ,

$Q_t^o, Q_t^g$  = ukupna proizvodnja nafte/plina u godini  $t$ .

Konverzijski faktor ovisi primarno o API gustoći i udjelu sumpora u nafti ili plinu te je ovisan i o vremenu i o polju. Cijena ugljikovodika se uzima kao prosječna godišnja cijena benchmarka na koji se referira.

Proizvodnja nafte i plina se može valorizirati individualno ili se može kombinirati u jedan tok. Ako se  $Q_t^o$  i  $Q_t^g$  izraze u ekvivalentnim barelima nafte (BOE), možemo izvesti dva izraza

$$\alpha_t = \frac{Q_t^o}{Q_t^o + Q_t^g} = \text{udio nafte u ukupnoj proizvodnji ugljikovodika u godini } t \quad (7.4)$$

$$1 - \alpha_t = \frac{Q_t^g}{Q_t^o + Q_t^g} \quad (7.5)$$

= udio plina u ukupnoj proizvodnji ugljikovodika u godini  $t$

Onda je prosječna cijena ugljikovodika za kombinirani tok nafte i plina izračunata kao

$$P_t^c = \alpha_t g_t^o P_t^o + (1 - \alpha_t) g_t^g P_t^g, \quad (7.6)$$

Ukupni prihodi, umanjeni za troškove prikupljanja, obrade, uklanjanja kiselih plinova čine bazu naknade:

$$UN_t = R(UP_t - ALLOW_t). \quad (7.7)$$

Ukupni troškovi obrade se označavaju sa  $ALLOW_t$  (*engl. allowance* – dopušteni trošak, dogovorena naknada).  $R$  označava tzv. stopu naknade koja je u rasponu  $0 \leq R \leq 1$ , a ovisi o državi i uvjetima ugovora. Najčešće je u rasponu od 0,1 do 0,2 što u konačnici određuje naknadu između 10 % i 20 %, za primjer se mogu uzeti SAD gdje je  $R = 1/8$  (12,5 %) za kopnene (*engl. onshore*) ugovore i  $R = 1/6$  (16,67 %) za odobalne (*engl. offshore*) ugovore (Kaiser, 2004).

Kapitalni troškovi (*CAPEX*) su troškovi nastali relativno rano u životu projekta, najčešće nekoliko godina prije generiranja ikakvog prihoda. Kapitalne troškove obično čine troškovi razrade (u koje ulaze geološki i geofizički troškovi), troškovi bušenja te troškovi izgradnje pripadajućih objekata i opreme. Kapitalni troškovi se mogu pojaviti i kasnije u projektu, pri nabavci nove opreme ili renovaciji objekata, no tada su obično znatno manjeg reda veličine od početnih kapitalnih troškova.

Operativni troškovi (*OPEX*) predstavljaju sredstva potrebna za rad i održavanje postrojenja, za podizanje nafte/plina na površinu te za prikupljanje, obradu i transport ugljikovodika. U mnogim fiskalnim sustavima, ne pravi se razlika između operativnih troškova i „nevidljivih“ kapitalnih troškova.

Pod nevidljive (*engl. intangible*) kapitalne troškove smatramo u ekonomiji sve troškove koji se ne mogu dovoljno precizno izračunati ili su nematerijalni. U poslovnom smislu to su gubici u produktivnosti i radnoj etici radnika ili opadanje ugleda tvrtke. U kontekstu ovoga rada to su izdaci za plaće radnika, troškovi goriva i prijevoza te neplanirani servisni zahvati i pomagala koja se koriste pri opremanju i održavanju. Često mogu tvoriti i do 20 posto kapitalnih troškova (Kaiser, 2004).

Ukupni porezi ( $P_t$ ) se definiraju kao razlika neto prihoda; operativnih troškova; troškova iscrpljenja, deprecijacije i amortizacije te nevidljivih troškova bušenja.

Trošak ili dodatak za iscrpljenje (*engl. depletion allowance*) je vrsta poticaja koja se rijetko primjenjuje, no neke vlade omogućuju tvrtkama smanjenje odnosno nadoknadu troškova kako bi se potaklo ulagača na daljnje ulaganje. Najčešće se temelji na nekom postotku bruto prihoda koji se odbija pri obračunu poreza.

Deprecijacija je pojam koji se koristi za označavanje pada cijena usluga ili proizvoda zbog raznih uzroka. Deprecijacija kune npr. označuje pad kune u odnosu na

neku valutu. U naftnim ugovorima deprecijacija je smanjenje vrijednosti imovine zbog uporabe, oštećenja ili zastarjelosti.

Amortizacija se veže na deprecijaciju i označuje postupno otpisivanje cijena ili troška uložene imovine uslijed smanjenja vrijednosti imovine (deprecijacije).

Ostale stavke koje mogu ulaziti u formulu kojom dobijemo ukupni porez no nisu nužno prisutne su investicijski krediti i prijenos gubitka poreza (*engl. tax loss carry forward*) koji se uglavnom koristi u sustavima gdje postoji naplata troškova prije proizvodnje čime nastaje negativna porezna osnovica pa se „izgubljeni“ porez prenosi. Glavni razlog je izbjegavanje plaćanja dodatnog poreza u godinama sa visokim profitom ako su gubici nastali ranije. Prijenos gubitka poreza smanjuje visinu ukupne porezne obveze u periodima visoke zarade uključivanjem ranijih gubitaka u smanjanje oporezivog prihoda.

Sve navedene stavke čine prihod koji se oporezuje, a stopa poreza se najčešće kreće između 30 % i 50 %. U formuli se označava kao  $T$  koji je u rasponu  $0 \leq T \leq 1$  odnosno 0,3–0,5.

$$P_t = T(NP_t - CAPEX/I_t - OPEX_t - DEP_t - PG_t) \quad (7.8)$$

gdje su,

$NP_t = UP_t - UN_t =$  Neto prihodi u godini  $t$ ,

$CAPEX/I_t =$  Nevidljivi kapitalni troškovi u godini  $t$ ,

$DEP_t =$  Deprecijacija, dodatak za iscrpljenje i amortizacija u godini  $t$ ,

$PG_t =$  Prijenos gubitka poreza u godini  $t$ .

Prijenos gubitka poreza je vremenski ograničen te se u većini zemalja kreće između tri i sedam godina.



U slijedećem tablicama će biti obrađeni konkretni primjeri sa realnim uvjetima naknade, troškova i poreza.

### 7.3. Uobičajeni koncesijski ugovor

U tablici 7.1 je dan prikaz jednog tipičnog koncesijskog ugovora sa povoljnim uvjetima za obje strane, prije svega zbog niskih troškova.

**Tablica 7.1** Prikaz tipičnog koncesijskog ugovora (Križ, 2015)

Ulagač		Država
	Ukupni prihod	
	100	
	Naknada za državu 15%	→ 15
	Neto prihod	
	85	
25 ←	Povrat troškova	
	Oporezivi prihod	
	60	
- 18 →	Porez 30%	→ 18
42	Neto prihod nakon poreza	33
67%	Podjela ukupnog prihoda	33%
56%	Udio u dobiti	44%

#### 7.4. Koncesijski ugovor za granično ekonomična polja

Tablicom 7.2 dat je primjer poslovanja koncesijskim ugovorom na granično isplativom polju gdje Vlada ponudom ugovora bez naknade i ograničenja troškova motivira ulagača na ulaganje, a visokim porezom na prihod osigurava sebi zaradu u slučaju uspjeha. U slučaju limita troškova i plaćanja naknade, polje bi bilo apsolutno neisplativo za ulagača.

**Tablica 7.2** Prikaz koncesijskog ugovora za marginalna polja (Križ, 2015)

Ulagач		Država
	Ukupni prihod	
	100	
	Naknada 0%	
	Neto prihod	
	100	
40 ←	Povrat troškova	
	Oporezivi prihod	
	60	
- 33 →	Porez 55%	→ 33
27	Neto prihod nakon poreza	33
45%	Udio u dobiti	55%

### 7.5. Tijek novca za koncesijski ugovor

Posljednja tablica u ovome poglavlju (7.3) prikazuje prosječan tijek novca za polje u Meksičkom zaljevu na kraju radnog vijeka polja. Za prosječnu prodajnu cijenu barela od 20 \$ te troškove koji tijekom cijelog radnog vijeka nisu prešli 35 % mogu se dobiti podatci o diobi tijeka novca te udjelu.

Budući da je podjela dobiti na strani države što je atipično za koncesijske sustave, a troškovi su umjereni, može se zaključiti da je ovo bilo bogato i isplativo polje gdje se podjela dobiti regulirala kliznom skalom koja je bila naklonjena državi u slučajevima visokog R-faktora (biti će definiran kasnije u tekstu) ili razine proizvodnje.

**Tablica 7.3** Tijek novca na kraju radnog vijeka polja (Križ, 2015)

1 Barel – ukupni prihod 20,00 USD		
Ulagačev dio		Vladin dio
	Naknada 10%	→ 2,00 USD
	Neto prihod 18,00 USD	
<b>5,65 USD ←</b>	Povrat troškova	
<b>4,94 USD ←</b>	Podjela profita 40/60 %	→ 7,41 USD
<b>- 1,48 USD →</b>	Porez na prihod 30%	→ 1,48 USD
<b>3,46 USD</b>	Dioba tijeka novca	10,89 USD
<b>24%</b>	Udio u dobiti	76%
<b>3,46/(20,00-5,65)</b>		10,89/(20,00-5,65)

## 8. UGOVORI O PODJELI PROIZVODNJE – ELEMENTI I PRIMJERI

Uvjeti i detalji ugovora o podjeli proizvodnje su još varijabliniji i skloniji promjeni od koncesijskih ugovora i predmet su čestih naknadnih dogovora i izmjena koje su običnom promatraču neshvatljive ili nesigurne. Ugovori o podjeli proizvodnje su poznati po različitosti i kompleksnosti pa ne treba čuditi činjenica da se svaki takav ugovor treba analizirati individualno. U sljedećem odlomku će biti dan generalni okvir koji je zajednički većini ugovora o podjeli proizvodnje.

### 8.1. Krivulja tijeka novca

Budući da je većina podataka koji ulaze u jednadžbe objašnjena u poglavlju o koncesijskim ugovorima, ovdje će biti obrađeni samo pojmovi karakteristični za ugovorne sustave, i dalje se sve formule izražavaju za polje  $f$  u godini  $t$ . Krivulja tijeka novca za ugovore o podjeli proizvodnje ima oblik

$$UTN_t = UP_t - UN_t - CAPEX_t - OPEX_t - BONUS_t - PN/V_t - P_t - DR_t, \quad (8.1)$$

Do sada nekoristene stavke su :

$BONUS_t$  = ukupni bonusi isplaćeni u godini  $t$ ,

$PN/V_t$  = Vladina dobit u nafti u godini  $t$ ,

$DR_t$  = Ostali troškovi u godini  $t$ .

Kao i kod koncesijskih sustava, iz gornje formule se izrađuje krivulja ukupnog tijeka novca za polje  $f$  pomoću izraza :

$$UTN(f) = (UTN_1, UTN_2, \dots, UTN_k), \quad (8.9)$$

Gdje je početak u prvoj godini ( $t = 1$ ), a kraj u godini  $k$ , ( $t = k$ ) (Kaiser, 2004).

## 8.2. Komponente tijeka novca

Ukupni prihodi u godini  $t$  nastali prodajom ugljikovodika se računaju kao kod koncesijskih ugovora

$$UT_t = g_t^o P_t^o Q_t^o + g_t^g P_t^g Q_t^g, \quad (8.10)$$

Također identična je i formula za izračun osnovice naknade,

$$UN_t = R(UT_t - ALLOW_t), \quad (8.11)$$

no za razliku od koncesijskih ugovora gdje je stopa naknade  $R$  često fiksna, u većini ugovora o podjeli proizvodnje je određena kliznom skalom.

Kapitalni i operativni troškovi se definiraju i prikazuju isto kao kod koncesijskih ugovora no postoji znatna razlika u bonusima. Kod ugovora o podjeli proizvodnje uobičajeno je plaćanje bonusa vladi od strane ulagača i postoji više vrsta bonusa. Svi bonusi su unaprijed utvrđeni i najčešće nisu skloni promjenama, osim u slučaju izrazito neuspjelih projekata kada ih vlada domaćin može pribrojiti u troškove ulagača pa ih ulagač može nadoknaditi.

Prvi bonusi koji se isplaćuju su bonusi za finalizaciju pregovora i potpisivanje ugovora. Ova vrsta bonusa često može imati prevagu kada Vlada bira najboljeg ponuđača jer su to jedini sigurni prihodi koje će dobiti od polja u slučaju neuspjeha. Prateći tijek projekta, idući su bonusi u slučaju otkrića koji se mogu plaćati i u opremi nakon što se otkriju ekonomski isplative količine nafte ili plina. Ove dvije vrste bonusa su obično jednokratne isplate dok se proizvodni bonusi plaćaju kada proizvodnja dosegne jednu ili više željenih razina.

Dobit u nafti je dio proizvodnje ili prihoda koji Vlada dijeli sa ulagačom nakon što se od ukupnog prihoda oduzmu naknada i trošak u nafti ( $TN_t$ ).

$$PN_t = UP_t - UN_t - TN_t. \quad (8.12)$$

Dobit u nafti se dijeli između ulagača i vlade :

$$PN_t = PN/I_t + PN/V_t, \quad (8.6)$$

Shema povrata troškova određuje kako će se izračunati trošak u nafti. Postoje mnoge varijacije, no u osnovnoj formi se računa kao

$$NT_t = PT_t + CAPEX/I_t + OPEX_t + DEP_t + INT_t + INV_t + DEKOM_t, \quad (8.7)$$

gdje je,

$NT_t$  = Naknada troškova u godini  $t$ ,

$PT_t$  = Nenadoknađeni trošak prenesen iz godine  $t - 1$ ,

$INT_t$  = Kamate na financiranje u godini  $t$ ,

$INV_t$  = Investicijski krediti u godini  $t$ ,

$DEKOM_t$  = Nadoknada troškova dekomisije iz fonda za dekomisiju u godini  $t$ .

Nenadoknađeni troškovi preneseni iz prethodnog razdoblja mogu uključivati prijenos gubitka poreza, nenadoknađeni balans deprecijacije i amortizacije te prijenos troškova (*engl. tax loss carry forward*). Naplata deprecijacije je uzeta u obzir u ovoj formuli no u skoro polovini svjetskih ugovora o podjeli proizvodnje, ova stavka nije dozvoljena za povrat troškova (Kaiser, 2004).

Investicijski krediti su vrsta poticaja često prisutna u ugovornom sustavu gdje Vlada dopušta ulagaču da povrat dio svojih troškova, ukoliko ih smatra opravdanima. Tako npr. izdaci od 10 milijuna uz investicijski kredit od 20 % mogu kroz povrat uložениh sredstava biti nadoknađeni u iznosu od 12 milijuna.

Očekivani troškovi napuštanja se mogu uplaćivati u fond za dekomisiju nakon određene razine proizvodnje. Taj fond se koristi pri napuštanju, a do tada se prikazuje u povratu troškova.

Najveći iznos koji ulagač može tražiti za povrat troškova se obično određuje ugovorom i obično se kreće između 35 % i 50 % za ugovorne sustave.

Postoji niz elemenata koji su karakteristični za ugovorne sustave i koji se obračunavaju pod stavkom  $DR_t$ , koji će u ovom poglavlju biti samo spomenuti, a detaljan opis slijedi u poglavlju o elementima ugovora. Najčešći troškovi pod tom stavkom su sudjelovanje vlade, nemogućnost objedinjavanja blokova (*engl ringfencing*), obveze matičnog (domaćeg) tržišta te obveze reinvestiranja.

U slijedećim tablicama su prikazani uvjeti ugovora o podjeli proizvodnje.

### 8.3. Uobičajeni ugovor o podjeli proizvodnje

Tablica 8.1 prikazuje tzv. indonezijski model četvrte generacije koji se smatra predstavnikom ugovora o podjeli proizvodnje od kraja 80-ih godina. Kao što će biti prikazano u radu, indonezijski model karakterizira prva tranša nafte, gdje država iz proizvodnje izdvaja određenu količinu nafte za prodaju, a profit se dijeli kako je dogovoreno za ukupan profit.

**Tablica 8.1** Prikaz indonezijskog modela ugovora o podjeli proizvodnje (Križ, 2015)

Ulagач		Država
	Ukupni prihod	
	100	
<b>5,8 ←</b>	Prva tranša nafte 20%	→ 14,2
	Podjela 29/71%	
	Neto prihod	
	80	
<b>28 ←</b>	Troškovi 35%	
	Profit	
	52	
<b>15</b>	Podjela 29/71%	37
	Oporezivi prihod	
	20,8	
<b>- 10 →</b>	Porez 48%	→ 10
<b>10,8</b>	Neto priliv novca	61,2
<b>15%</b>	Udio u dobiti	85%
<b>10,8/72</b>		61,2/72

#### 8.4. Ugovor o podjeli proizvodnje za polje granične isplativosti

Sljedeća tablica (8.2) prikazuje tipičan ugovor o podjeli proizvodnje bez prve tranše i sličnih izuzetaka. Iz pridobivenih podataka se može zaključiti kako je ovo primjer poslovanja poljem granične ekonomičnosti pomoću ugovora o podjeli proizvodnje gdje se ulagaču ne ograničava povrat troškova no visokim porezom se osigurava vladina dobit.

**Tablica 8.2** Ugovor o podjeli proizvodnje za marginalna polja (Križ, 2015)

Ulagač		Država
	Ukupni prihod	
	100	
	Naknada 10%	→ 10
	Neto prihod	
	90	
<b>45 ←</b>	Povrat troškova	
	Profit	
	45	
<b>22,50 ←</b>	Podjela	→ 22,50
	50/50%	
	Oporezivi prihod	
	22,5	
<b>- 9 →</b>	Porez 40%	→ 9,00
<b>13,50</b>	Neto prihod nakon poreza	41,50
<b>- 1,35 →</b>	Državno učešće 10%	→ 1,35
<b>12,15</b>	Neto priliv novca	42,85
<b>22%</b>	Udio u dobiti	78%



### 8.5. Tijek novca za ugovor o podjeli proizvodnje

Tablica broj 8.3 daje prikaz tijeka novca za ugovor o podjeli proizvodnje. Podaci su preuzeti iz nigerijskog offshorea. Ono što upada u oči pri pogledu na podatke je porez koji iako je određen nije naplaćen. Navedeno je posljedica stavke u ugovoru koja određuje da ulagač nije dužan platiti porez ukoliko troškovi prelaze ukupan profit. Tu stavku primjenjuju brojne zemlje, bez obzira na vrstu fiskalnog sustava. U slučaju naplaćivanja poreza, polje bi bilo neisplativo za ulagača.

**Tablica 8.3** Ugovor o podjeli proizvodnje za marginalna polja (Križ, 2015)

1 barel – ukupni prihod 20,00 USD		
Ulagачev dio		Vladin dio
	Renta 10%	→ 2,00
<b>10,00 ←</b>	Povrat troškova 50%	
	Profit u nafti 8,00 USD	
	Podjela profita u nafti 40/60%	→ 4,80
<b>0,00 →</b>	Porez 30%	→ 0,00
<b>3,20</b>	Neto prihod nakon poreza	4,80
<b>32%</b>	Udio u dobiti	68%

## 9. EKONOMSKI POKAZATELJI

U ovom poglavlju će biti prikazana pojednostavljena varijanta ekonomske evaluacije cijelog projekta te podjele udjela između vlade i ulagača kao najbitnijeg parametra ugovora.

Ekonomska evaluacija se radi kako bi se procijenilo hoće li prihodi generirani projektom pokriti kapitalnu investiciju i troškove te hoće li povrat kapitala biti konstanta kada se u obzir uzmu rizici i strateški ciljevi tvrtke. Ekonomska analiza zahtijeva znatna sredstva i vrijeme kako bi se dobili realni rezultati. Vjerodostojnost analize ovisi i o veličini kompanije, gdje u velikim tvrtkama postoje odjeli koji se time bave, dok se manje tvrtke oslanjaju na unajmljivanje trećih stranaka (Suslick et al., 2009).

Pomoću složenih funkcija koje su izostavljene iz ovoga rada se poznavanjem krivulje tijeka novca za određeno polje dobija trenutna vrijednost. Izjednačavanjem trenutne vrijednosti s nulom se dobije interna stopa povrata, jedan od glavnih pokazatelja profitabilnosti projekta.

Poznavajući navedene podatke može se izračunati indeks profitabilnosti odnosno omjer efikasnosti investicije. Svi navedeni podaci se dalje interpretiraju različitim metodama kako bi se dobili relevantni rezultati.

### 9.1. Udio u dobiti

Podjela novca između ulagača i vlade je najbitnija stavka za vladu domaćina. Budući da je udio fiskalni statistički podatak, a ne ekonomska mjera te nema izravan utjecaj na ekonomsku isplativost polja, ulagačima je često manje bitan nego vladama.

U današnjem poslovnom svijetu, sa stajališta ulagača se smatra da je razina udjela vlade obrnuto proporcionalna sveukupnoj kvaliteti prilike za investiciju. Stabilne zemlje sa poznatim, visokim geološkim potencijalom, visokom cijenom nafte, niskim troškovima razrade imaju znatno nepovoljnije fiskalne uvjete od zemalja u razvoju sa nestabilnom političkom situacijom, lošom geologijom itd. Ekonomska snaga i politička stabilnost države, potražnja za naftom, stanje svjetske ekonomije te financijsko zdravlje naftnog sektora utječe na fiskalne uvjete i omjer udjela. Važno je napomenuti da nepovoljni uvjeti u zemljama s najvećom vjerojatnošću uspjeha ne garantiraju profitabilnost projekta. „Loš“

ugovor može biti veoma profitabilan dok „dobar“ neće biti. Dobri geološki projekti se često ne pretvaraju u isplative pothvate.

Do prvih naftnih šokova je bila uobičajena podjela 50 % - 50 %, no nakon stvaranja OPEC-a, kompanije su pristale na smanjenje udjela pa je danas u više od 90 % zemalja udio vlade u rasponu od 55 do 75 posto (Kaiser, 2004).

## 9.2. Izračun udjela vlade i ulagača (koncesijski ugovori)

Ukupni trošak u godini  $t$ ,  $UT_t$ , se definira kao

$$UT_t = CAPEX_t + OPEX_t, \quad (9.1)$$

I ukupna dobit ( $TP$ ) je razlika između ukupnih prihoda i ukupnih troškova

$$TP_t = UP_t - UT_t. \quad (9.2)$$

Ako se ukupni profit u godini  $t$  piše kao

$$TP_t = IU_t + VU_t, \quad (9.3)$$

onda se ulagačev i vladin udio računa kao:

$$IU_t = TP_t - UN_t - P_t = \text{Ulagačev dio u godini } t,$$

$$VU_t = UN_t + P_t = \text{Vladin udio u godini } t.$$

Udio vlade i ulagača u godini  $t$ , izraženi u postocima se definiraju kao

$$\tau_t^i = \frac{IU_t}{TP_t}, \quad (9.4)$$

$$\tau_t^v = \frac{VU_t}{TP_t}. \quad (9.5)$$

Udio se mijenja kao funkcija vremena tijekom radnog vijeka polja. Postoje tri slučaja ovisno o vrijednosti ukupnih prihoda i ukupnih profita:

- $UP_t = 0: \tau_t^i = -1$
- $UP_t > 0, TP_t < 0: \tau_t^i < 0;$
- $UP_t > 0, TP_t > 0: 0 \leq \tau_t^i \leq 1.$

Tijekom istraživanja, razrade, odnosno svih faza projekta prije proizvodnje, ukupni prihod je nula, a dobit je negativna. U ovome slučaju udio nije definiran, te se uzima da je  $\tau_t^i = -1$ .

Započinjanjem proizvodnje prihodi počinju stizati ( $UP_t > 0$ ) te postoje dva slučaja; ako su ukupni prihodi veći od ukupnih troškova tada je  $TP_t > 0$  i može se podijeliti dobit, tj.  $0 \leq \tau_t^i \leq 1$ . Ako su troškovi veći od prihoda, vladin udio je pozitivan no  $IU_t < 0$ . U tome slučaju  $\tau_t^v > 1$  i  $\tau_t^i < 0$  budući da je zbroj postotaka jednak 1.

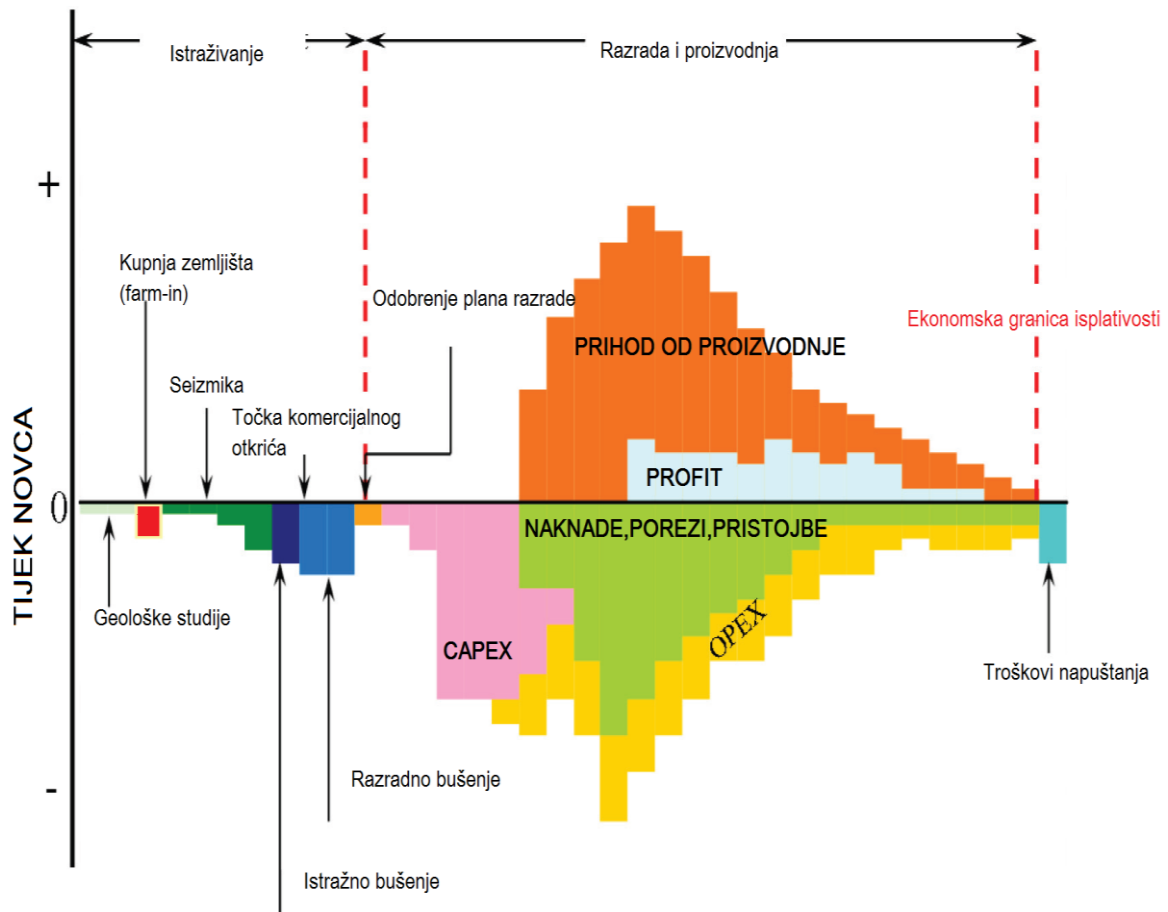
Ekonomski pokazatelji su univerzalno primjenjivi te se za ugovorne sustave primjenjuju gore navedene formule za koncesijske sustave, jedina razlika je u računanju udjela vlade i ulagača, gdje u formule ulaze bonusi i vladin dio dobiti u nafti.

$$IU_t = TP_t - BONUS_t - PN/V_t - UN_t - P_t = \text{Ulagačev dio u} \quad (9.6)$$

godini t,

$$VU_t = BONUS_t + PN/V_t + UN_t + P_t = \text{Vladin udio u godini t..} \quad (9.7)$$

Za kraj poglavlja biti će analizirana slika 9.1 na kojoj je vidljiv tijek novca za jedan prosječan projekt. Tek vizualni prikaz približava običnom promatraču troškove i prihode jednog projekta. Ovo je bio uspješan i pozitivan projekt koji je trajao više od 30 godina, a profiti su i dalje stavka čija visina nije ni blizu visine troškova i čije vrijeme je ograničeno na svega par godina. Iz svega navedenoga se mogu malo približiti razmjeri rizika naftnoga poslovanja te golemi gubici u slučaju loših odluka. Podaci su preuzeti sa jednog brazilskog offshore projekta (Suslick et al., 2009).



**Slika 9.1** Vizualni prikaz tijeka novca za jedan *offshore* projekt (Suslick et al., 2009)

## 10. ELEMENTI UGOVORA

U ovom poglavlju će detaljnije biti rasčlanjeni elementi ugovora s pripadajućim prednostima i nedostacima za vladu domaćina.

### 10.1. Naknade (*royalties*)

Naknade su kroz povijest ugovora najčešće korištena metoda ubiranja prihoda od strane vlade. Određuju se temeljem volumena ili vrijednosti proizvodnje odnosno izvoza.

#### 10.1.1. Prednosti i nedostaci za vladu

- Naknada je atraktivna stavka za vladu jer osigurava konstantan prihod čim proizvodnja započne.
- Budući da je naknada vezana na proizvodnju ili prodaju mogu biti lako i precizno izračunate.
- Visoka razina naknade može obeshrabriti ulagača i spriječiti pravovremenu investiciju. Zbog toga se često primjenjuju klizne skale koje su bazirane na razini proizvodnje i cijene (Tordo, 2007).

### 10.2. Ograničavanje objedinjavanja blokova (*engl. ringfencing*)

Ovaj pojam označava jasno razgraničenje oporezivih cjelina, tj. površina određenih projektom i ugovorom.

Kada se primjenjuje ringfencing, prihod od jednog projekta se ne može koristiti za nadoknadu gubitaka drugih projekata. To znači da se svi troškovi projekta moraju podmiriti prihodom generiranim na području koje navedeni projekt pokriva.

Neke zemlje dopuštaju da troškovi istraživanja prelaze granice blokova.

#### 10.2.1. Prednosti i nedostaci

- Cilj Ring – fencinga je zaštita razine trenutnog poreznog prihoda te u nekom obujmu, izjednačavanje pravila „igre“ tretiranjem novih i već postojećih ulagača jednako.
- Nedostatak je nepoticanje istraživanja i daljnjih ulaganja, no omogućavanjem objedinjavanja blokova Vlada se može naći u poziciji davanja subvencija za neuspjela istraživanja.

### **10.3. Korporativni porez na prihod**

U nekim zemljama naftna industrija je svrstana pod standardni korporativni porez na prihod iako države mogu napraviti iznimku i koristiti veću stopu poreza kako bi ostvarile veću rentu.

Kako bi vlada domaćin sebi osigurala podjelu dodatnog profita u slučaju visoke isplativosti projekta, sve više zemalja prihvaća progresivnu stopu poreza. To se postiže korištenjem stupnjevite stope poreza koja se veže na cijenu sirove nafte, obujam proizvodnje, visinu prodaje i sl.

#### *10.3.1. Prednosti i nedostaci*

- Budući da su korporativni porezi jasno definirani poreznim zakonodavstvom, njihova primjena, prikupljanje i nadzor je prilično jednostavan i već unaprijed određen, čime se olakšava administracija.

### **10.4. Porez na najam resursa**

Porez na najam resursa je vrsta dodatnog poreza na dobit koji je povezan izravno s isplativošću projekta te se primjenjuje nakon postizanja određenih ciljeva.

Nakon dostignutog cilja se primjenjuje relativno visoka stopa poreza.

Tako se projektu daje poček na plaćanje poreza do povrata svih troškova ulaganja, nakon čega se dodatna dobit dijeli više u korist vlade nego do tada.

#### *10.4.1. Prednosti i nedostaci*

- Glavna prednost je neutralnost poreza, tj. isti se neće naplatiti osim u slučaju profitabilnosti projekta gdje će Vlada osigurati svoj udio od dodatne zarade.
- Glavna mana je izostatak zarade u slučaju marginalno uspješnih projekata. To se može izbjeći kombiniranjem ovoga poreza s naknadom ili s korporativnim porezom.
- Budući da je ključna stavka pravilno definiranje ciljeva, za uspješnu provedbu ovoga poreza je ključna ekspertiza vlade. Također, ovaj porez je znatno teže procijeniti i prikupiti čime je uloga administracije još bitnija.

### **10.5. Uvozne i izvozne obveze**

Uvozne obveze se primjenjuju na sav materijal i opremu koja se uvozi u zemlju. Kroz prošlost, te mjere su imale svrhu zaštite domaće proizvodnje. Većina zemalja radi iznimku na plaćanje uvozne carine na materijal i opremu namijenjenu za naftne i plinske projekte.

U nekim slučajevima iznimka se primjenjuje samo za vrijeme trajanja projekta a postoji i mogućnost primjene iznimke isključivo za fazu istraživanja i razrade. Neke države imaju i ograničenja, tj. izdaju listu materijala i opreme kojima je omogućen prolaz bez plaćanja carine (Tordo, 2007).

#### *10.5.1. Prednosti i nedostaci*

- Uvozne carine predstavljaju izvor prihoda od samog početka istraživanja
- Korištenje listi povećava administraciju i produžuje vrijeme.
- Budući da se oprema prvotno uvezena za jedan projekt može koristiti na više mjesta i drugih projekata, izdavanje izuzeća isključivo na destinaciju često uzrokuje probleme.

### **10.6. Porez na zemljište**

Porez na zemljište se plaća godišnje ovisno o veličini zakupljenog područja. Različiti su iznosi naplate za istražna i za proizvodna područja. Cilj ovoga poreza je natjerati ulagača da ne zakupljuje prostor bez istraživanja ili neke aktivnosti na tome području

#### *10.6.1. Prednosti*

- Budući da su prilično niski, ne predstavljaju opterećenje za ulagača a za vladu su prihvatljivi jer daju prihode tijekom svih faza života projekta. Također su fiksno određeni te jednostavni za naplatu i nadzor.

### **10.7. Bonusi**

Što su bonusi veći, veći je i rizik ulagača pa se visoki bonusi često balansiraju sa nižom naknadom i porezima, podjelom proizvodnje, i / ili udjelom vlade.

#### *10.7.1. Prednosti i nedostaci*

- Bonusi su jednostavni za administraciju jer su fiskni i najčešće jednokratni, a također su jedini rani izvor prihoda za vladu.
- Mana bonusa je podložnost vanjskim faktorima poput političke situacije, reputacije ulagača i sl. Visoki bonusi su često razlog odustajanja ulagača od razmatranja projekta uopće.

### **10.8. Sudjelovanje vlade**

Mnogi ugovori o podjeli proizvodnje uključuju stavku po kojoj Vlada ili nacionalna naftna kompanija ima mogućnost sudjelovanja u projektu. Sudjelovanje vlade može biti kroz



razne oblike. Jedan oblik je postotak od udjela (*engl. working interest*) gdje Vlada za sebe traži iste uvjete kao što bi ih imali partneri u udruženom pothvatu.

Najčešći je slučaj gdje ulagač snosi troškove istraživanja, a Vlada ima opciju ulaska u projekt s određenim udjelom u slučaju otkrića. Naravno, povećanjem postotka udjela, povećava se i utjecaj vlade na odluke koje se tiču razrade i proizvodnje.

U većini ovakvih projekata, Vlada ne isplaćuje novac ulagaču nego se trošak financira iz proizvodnje.

Ovisno o ugovoru, postoji mogućnost u kojoj ulagač ima pravo tražiti naknadu prethodnih troškova u slučaju ulaska vlade u projekt.

#### *10.8.1. Prednosti i nedostaci*

- Ukoliko neekonomski razlozi poput povećanja vlasništva u svrhu zadovoljenja javnosti ili većeg utjecaja na donošenje odluka o tijeku projekta motiviraju vladu na sudjelovanje u projektu, vrlo je vjerojatno da ekonomski benefit na kraju neće biti veći od onoga koji bi bio ostvaren konvencionalnim načinom (naknade, porezi i dr.).
- Osim što ulaskom u projekt Vlada pristaje na pripadajuće rizike i troškove, čest je i slučaj sukoba interesa gdje je Vlada i regulatorno tijelo koje štiti javnost i okoliš od štetnih utjecaja te istodobno i mogući uzročnik istih.
- Budući da ulazak vlade u projekt predstavlja smanjenje profita za ulagača, što je veći udio vlade, niži su ostali fiskalni uvjeti.

#### **10.9. Ograničenje nadoknade troškova**

U mnogim zemljama ugovori određuju ograničenje na razinu proizvodnje koja se može koristiti za nadoknadu troškova. Nakon oduzimanja naknade, preostali prihod se koristi za nadoknadu troškova. Ako su troškovi iznad ograničenja, razlika se prenosi u sljedeći period.

Većina ugovora nema vremensko ograničenje na prijenos troškova.

U ugovorima o podjeli proizvodnje ovo ograničenje se kreće između 35 % i 50 % (Tordo, 2007).

Postoji i egipatski model - ako su nadoknađeni troškovi ispod ograničenja, ostatak nafte namijenjen za troškove pripada vladi (Egipat i Sirija).

#### *10.9.1. Prednosti i nedostaci*

- Ograničenje nadoknade troškova osigurava državi prihod od proizvodnje u svakom obračunskom razdoblju.
- Potrebna je efikasna i stručna administracija za pravilan nadzor troškova (opasnost od „pozlaćivanja“).
- Nizak postotak ograničenja je vrlo restriktivan za ulagača, naročito za razvoj marginalnih polja.

#### **10.10. Podjela dobiti u nafti**

U ugovorima o podjeli proizvodnje, dobit u nafti ili plinu je prihod koji ostaje nakon oduzimanja naknade i troškova. U većini slučajeva se dijeli kliznom skalom koja ovisi o nizu već pomenutih faktora. Podjela dobiti je promjenjiva tijekom projekta i čest je predmet pregovora, ovisno o razdoblju.

#### *10.10.1. Prednosti i nedostaci*

- Klizna skala omogućuje vladi da može istim oblikom ugovora zadovoljiti različite projekte bez potrebe za mijenjanjem legislativnih okvira.
- Ujedno klizna skala omogućuje ulagaču razvoj marginalnih polja, naročito ako je vezana na stopu povrata jer neće pružiti dodatno opterećenje u slučaju neprofitabilne proizvodnje.

#### **10.11. Ekološke takse i obveze**

Porastom ekološke svijesti i buđenjem javnosti, stavljen je pritisak na vlade diljem svijeta kako bi pojačale nadzor nad poslovanjem ulagača. U većini slučajeva početkom proizvodnje se otvara fond za dekomisiju iz kojega će se nadoknaditi troškovi napuštanja po završetku proizvodnje.

Uobičajeno je plaćanje poreza za zaštitu okoliša te sastavljanje polica osiguranja kako bi se nadoknadila šteta mogućeg zagađenja okoliša.

Troškovi nastali zaštitom okoliša se smatraju operativnim troškovima i odbijaju se od poreza. Ovisno o ugovoru, troškovi nastali saniranjem štete nanese okolišu ukoliko se nisu poštovali propisi nisu podložni poreznoj olakšici.

#### *10.11.1. Prednosti i nedostaci*

- Direktno oporezivanje troškova saniranja štete je najbolji način kontrole ulagača. Međutim, implementiranje direktnog oporezivanja je kompleksno, zahtijeva dodatne

administrativne troškove te mora točno odrediti odgovorne operatere u slučaju havarije.

- Ukoliko je loše provedeno, može značajno utjecati na odluke ulagača u budućnosti.

### **10.12. Obveze prema lokalnoj samoupravi**

Ove obveze uključuju kvotu lokalnih zaposlenika, pokrivanje troškova njihovog treninga te kupnja domaće robe i uključivanje domicilnih kompanija za usluge servisa i sl.

Cilj obveze treninga zaposlenika je prijenos znanja (*engl. know – how*) ulagača vladi domaćinu. Određeni broj državnih službenika se upućuje na školovanje i praktičnu nastavu u sektorima tvrtke ulagača. Ponekad ovaj postupak ima i dvostruku ulogu nadzora istovremeno.

Obično su ovi troškovi nadoknadivi i oslobođeni poreza.

Kvota domaće radne snage je češća i veća u zemljama u razvoju kao i zahtjevi za kupnjom domaće robe.

#### *10.12.1. Prednosti i nedostaci*

- Lokalne obveze dopuštaju vladi jednostavno i jeftino postizanje različitih ciljeva, od prijenosa tehnologije i znanja do porasta zaposlenosti te jačanja domaće industrije.
- Navedena prednost može biti i nedostatak u slučaju nerealnih zahtjeva gdje preopterećenjem ulagača visokim izdacima može dovesti do inflacije koja ne koristi nijednoj strani.
- Također, mora biti definiran odnos prema domaćim zaposlenicima završetkom rada u zemlji domaćinu gdje je čest slučaj da zaposlenici velikih multinacionalnih kompanija odlaze iz matične zemlje.

### **10.13. Klizna skala**

Jedina alternativa fiksnoj vrijednosti postotka za naknadu, troškove, profit i bonuse je promjenjiva (tzv. klizna) skala vezana ili na razinu proizvodnje ili na R – faktor.

U nastavku će biti prikazani konkretni primjeri skale vezane na proizvodnju (Indonezija, tablica 10.1) te na R – faktor (Azerbajdžan, tablica 10.2) čija definicija je također dana u nastavku (Kaiser, 2004).

**Tablica 10.1** Klizna skala vezana na dnevnu proizvodnju

Dnevna proizvodnja (m <sup>3</sup> /d)	Nacionalna kompanija (%)	Ulagatelj (%)
<b>0 – 8 000</b>	61,54	38,46
<b>8 001 – 24 000</b>	71,15	28,85
<b>&gt; 24 000</b>	80,77	19,23

R – faktor se ne računa visinom proizvodnje nego se određuje odnosom profita i troškova ulagača.

$$R = \frac{UP(I)}{UT(I)}, \quad (10.1)$$

Ukoliko je profit jednak troškovima,  $R = 1$ .

**Tablica 10.2** Klizna skala vezana na R-faktor

R - faktor	Nacionalna kompanija (%)	Strana kompanija (%)
<b>R &lt; 1,5</b>	50	50
<b>1,5 &lt; R &lt; 2</b>	60	40
<b>2 &lt; R &lt; 2,25</b>	62,5	37,5
<b>2,25 &lt; R &lt; 2,5</b>	65	35
<b>2,5 &lt; R &lt; 2,75</b>	70	30
<b>2,75 &lt; R &lt; 3</b>	75	25
<b>3 &lt; R &lt; 3,25</b>	80	20
<b>3,25 &lt; R &lt; 3,5</b>	85	15
<b>R &gt; 3,5</b>	90	10

Češći je slučaj vezivanja skale na R – faktor budući da loše određeni pragovi proizvodnje mogu ne donijeti dobit za ulagača čak i u najpovoljnijem slučaju podjele tj. najnižoj razini proizvodnje.

## 11. SERVISNI UGOVORI

U ovome kratkom poglavlju će biti prikazani servisni ugovori koji su najrjeđi oblik poslovanja u naftnoj i plinskoj industriji, no zbog zemalja u kojima se primjenjuju moraju biti spomenuti. Naime, Iran, Saudijska Arabija, Venezuela i Kuvajt (sve zemlje se nalaze na vrhu liste najvećih svjetskih rezervi) primjenjuju isključivo servisne ugovore za proizvodnju nafte. Ostale zemlje koje koriste ovakav oblik ugovora u naftnom i plinskom poslovanju su: Filipini, Brazil i Peru. Budući da je Iran prva zemlja koja je počela primjenjivati ovakve ugovore, iranski povratno – plativi (*engl. buy – back*) ugovor će biti obrađen kao primjer servisnih ugovora koji se dijele na tri vrste :

- Pravi servisni ugovori;
- Servisni ugovor s rizikom;
- Buy – back servisni ugovor.

Pod pravim servisnim ugovorom se smatra ugovor u kojem strana kompanija obavlja neki posao za nacionalnu kompaniju ili vladu za unaprijed određenu naknadu u koju ulaze i troškovi ulagača.

Osim pravog ili čistog (*engl. Pure Service*) servisnog ugovora postoje i servisni ugovor s rizikom (*engl. Risk Service*) i već spomenuti povratno – plativi ili buy – back servisni ugovor. Servisni ugovor s rizikom je zapravo ugovor koji se potpisuje za drugu fazu tj. razradu gdje naknada ulagaču ovisi o uspješnosti otkrića i uloženom kapitalu.

Kao svojevrsan odgovor na sankcije Zapada, 1995. godine je potpisan prvi buy – back ugovor sa francuskim TOTAL – om. Tim ugovorom se materijaliziralo iransko nepovjerenje u strane ulagače, značajno smanjio udio dobiti strane kompanije te se uvela još čvršća kontrola poslovanja.

Prva faza nakon potpisa ugovora je istraživanje. Ukoliko je otkriće neisplativo, strani ulagač pokriva sve troškove, a ugovor se raskida. Ukoliko je otkriće isplativo (prag isplativosti određuje INOC prema svojim proračunima) potpisuje se novi ugovor (Risk Service) za razradu polja. Međutim, uspješno istraživanje stranom ulagaču ne garantira novi ugovor već najčešće samo pravo prvog pregovora. Ukoliko su pregovori sa stranom

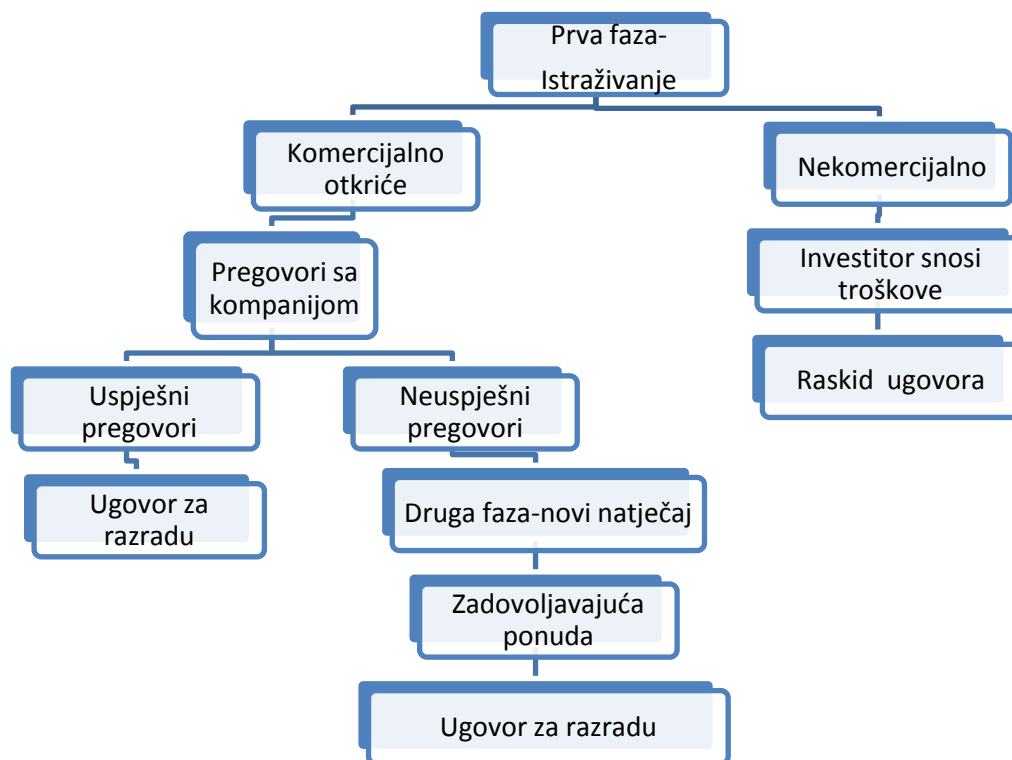
kompanijom nakon uspješnog istraživanja neuspješni, ulagaču se vraćaju troškovi i isplaćuje unaprijed dogovorena svota (Bindemann, 1999).

Strane kompanije koje ulaze u buy – back ugovor moraju osigurati sve troškove istraživanja. U slučaju otkrića i nastavka proizvodnje, sva nafta ili plin se predaju Iranskoj nacionalnoj naftnoj kompaniji (INOC) koja nakon prodaje nafte ili plina ulagaču vraća troškove i unaprijed dogovoreni postotak dobiti.

Pravim buy – back ugovorom se smatra samo prva faza. Karakterizira ih relativno kratko trajanje, između 5 i 7 godina. Ako dođe do razrade i proizvodnje, ugovori s rizikom su sličniji ugovorima o podjeli proizvodnje, no u ovome slučaju strani ulagač nema nikakva prava na dobit osim već dogovorenog postotka pa mnogi ugovori propadaju zbog promjena cijene ili naknadnih promjena uvjeta ugovora od strane iranske vlade u slučaju gubitaka od strane INOC – a.

Najveći problem za ulagače predstavlja upravo „svemogućnost“ vlade i INOC – a, no zbog male vjerojatnosti neuspjeha projekta ipak sve velike svjetske kompanije posluju ili su poslovale s Iranom na ovaj način (Gandhi et al., 2011).

Slikom 11.1 je prikazan tijek jednog buy – back ugovora.



Slika 11.1 Prikaz tijeka buy-back ugovora (Bindemann, 1999)

## 12. IZNIMKE

Koncesijski ugovori su u velikoj mjeri identični po elementima pa jedine razlike nastaju u brojkama odnosno omjerima. S druge strane sve navedene iznimke su ugovori o podjeli proizvodnje iz više razloga :

- Postoji znatna razlika u načinu obračunavanja nenadoknađenih troškova,
- Sudjelovanje vlade može imati ogroman utjecaj na projekt,
- Razlika u podjeli proizvodnje ili dobiti u nafti,
- Iznimno visoki porezi.

### 12.1. Indonezija

Indonezija je već spomenuta kao zemlja koja je prva primjenila ugovor o podjeli proizvodnje kao fiskalni režim u istraživanju i proizvodnji ugljikovodika. Ono što je karakteristično za Indoneziju je model koji koriste i koji je pod pridjevom indonezijski i postao jedan od načina podjele dobiti.

U Indoneziji se prema kliznoj skali vezanoj na proizvodnju te unaprijed dogovorenim postotcima podjele dijeli sva nafta koja je preostala nakon plaćanja naknada i nadoknade troškova (dobit u nafti). Također je Indonezija prva uvela stavku o trajanju ugovora, čime je zakonom ograničeno trajanje istraživanja na maksimalno deset godina a proizvodnje na trideset nakon čega bi uslijedili novi pregovori (Bindemann, 1999).

Još jedna posebnost indonezijskog modela je uvođenje inovacije pod nazivom „prva tranša nafte“ (*engl. first tranche petroleum*). Prva tranša nafte služi kao osiguranje vladi da će dobiti dio od svake pošiljke te ujedno ograničava limit troškova. Uobičajeno je visina tranše 20 % proizvodnje koja se dijele između vlade i strane kompanije kao profit u nafti nakon čega se od preostalih 80 % nadoknađuju troškovi. Naravno, sve navedeno se dijeli nakon uzimanja naknade koja ipak nije karakteristična za ugovore potpisane u Indoneziji. Zbog toga, podjela profita je uvelike na strani vlade, obično između 65 % i 70 % (Saidu, 2014).

## **12.2. Angola**

1996. godine u angolskom odobalju je partnerstvom francuskog Elfa s nizom velikih kompanija (Exxon, BP, Statoil...) otkriveno golemo polje naziva Girassol s procijenjenim rezervama većim od jedne milijarde barela. Time je dotad poprilično neistraženo područje postalo novo područje za koje se natječu vodeće svjetske naftne kompanije.

Ujedno je angolska Vlada vidjela priliku doći do većih izvora prihoda budući da su dotadašnji ugovori bili relativno lagani za ulagače koji nisu plaćali naknadu ni poreze osim 50 % poreza na profit te udjela vlade koji uglavnom nije prelazio 60 %. Otkrićem na Girassolu i nizu drugih polja Vlada je odlučila znatno postrožiti uvjete ugovora pa je danas Angola karakteristična po tzv. limitu cijene nafte gdje se sav prihod iznad dogovorenog maksimuma usmjerava vladi. Npr. ukoliko je limit cijene 65 \$ po barelu, a trenutna cijena je 69 \$, tada će Vlada imati dodatna 4 \$ po barelu. Ova mjera je bila podložna čestim promjenama zbog padova cijena pa mnogi stručnjaci dovode u pitanje isplativost ovakve mjere (Bindemann, 1999).

Zbog navedenih uvjeta, Angola je na glasu kao primjer „teškog“ ugovora zbog navedenog poreza na profit te limita na nadoknadu troškova od 50 %. Ipak, zbog perspektivnog odobalja te niza uspješnih projekata, strane kompanije i dalje ostvaruju profit pa je često izdvajanje Angole kao zemlje sa strogim i „škrtim“ fiskalnim režimom do sada neutemeljen.

## **12.3. Indija**

Indija je primjer zemlje koja je tek počela iskorištavati svoje potencijale pa je fiskalni režim reguliran tako da privuče ulagača, a vladi omogući promjenu uvjeta i povećanje prihoda u slučaju velikih otkrića.

Glavne karakteristike ugovora su izostanak bonusa i naknade, no prisutnost 50 % poreza na prihod te podjele dobiti u nafti prema R – faktoru čije pragove određuje Vlada osiguravaju Indiji značajnu zaradu na isplativim poljima (Bindemann, 1999).

Zbog perspektivnog i neistraženog područja, Indija se može svrstati u zemlje naklonjene ulagaču. Budući da se od strane kompanije ne traži prihod pod svaku cijenu nego je



strategija države maksimalna profitabilnost, ulagači su potaknuti na ulaganje u marginalna polja jer u slučaju neuspješnog projekta nemaju dodatne troškove poput bonusa i naknade.

#### **12.4. Peru**

Peru je 1971. godine preuzeo indonezijski model ugovora o podjeli proizvodnje, no vremenom je došlo do promjena. Nakon što je prva varijanta omogućavala ulagaču relativno veliku dobit u rasponu od 45 % do 50 % dobiti u nafti no također uključivala neke neobične uvjete poput minimalnog broja bušotina čak i u slučaju negativnih seizmičkih mjerenja, 1978. godine je uveden novi model koji se danas naziva peruanski.

Glavno obilježje peruanskog modela je podjela ukupne proizvodnje, gdje se Vlada osigurava kako će dobiti minimalno 50 % proizvodnje. Taj postotak se računa pod naknadu te sav ostatak pripada ulagaču koji dalje nadoknađuje troškove i uzima svoj dio. Ovaj način predstavlja suprotnost indijskom modelu, jer se ulagača ne potiče na rizik u slučaju marginalnih polja, no pruža mogućnost velike zarade u slučaju perspektivnog otkrića budući je maksimalni udio koji Vlada može dobiti ograničen na 58 %. Kako je Peru prilično istražen te se ne predviđa budući rast niti rezervi niti proizvodnje, a Peru je trenutno tek 38. proizvođač nafte u svijetu, ovaj ugovor se može smatrati primjerom lošeg poslovanja (Tissot, 2010).

## 12.5. Egipat

Posljednja prikazana zemlja je Egipat i tzv. egipatski model koji se primjenjuje još i u Siriji, odnosno primjenjivao se do građanskoga rata 2011. godine. Glavna i jedina posebnost je oduzimanje ostatka od nadoknade troškova od ulagača, čime se sav ostatak do limita troška (*engl. Cost Oil*) usmjerava vladi (slika 12.1). Limit se uglavnom kreće oko 40 % proizvodnje pa ako su prikazani troškovi npr. 35 % Vlada dobija dodatnih 5 % profita u nafti. Ovo je donekle ublaženo relativno povoljnim omjerom podjele profita u nafti koji ulagaču u prosjeku daje 35 % (Harraz, 2015).



Slika 12.1 Prikaz podjele prihoda u tzv. egipatskom modelu (Harraz, 2015)

### 13. HRVATSKA

Kako je spomenuto, naftno i plinsko poslovanje u Hrvatskoj se vrši putem ugovora o podjeli proizvodnje. Prvi takav ugovor je potpisan 1996. godine nakon što je INA od Republike Hrvatske dobila koncesiju za eksploataciju plina u sjevernom Jadranu. Kao jedini nositelj prava za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika na određenom području INA je mogla donijeti odluku o suradnji sa drugim kompanijama. Iste godine INA je s talijanskom nacionalnom kompanijom ENI (tada Agip) sklopila ugovor o podjeli proizvodnje na polju Ivana na ugovornom području (bloku) Sjeverni Jadran. Naknadno su se proizvodnji privela i polja Ika i Ida na Sjevernom Jadranu te polja Marica i Katarina na bloku Aiza – Laura. Ugovor je predvidio da će se u svrhu realiziranja projekta osnovati zajednička kompanija INAgip s 50 % - tnim udjelom INA-e i Agip-a. Ugovor također određuje da ENI kao sufinancijer ima pravo na povrat udjela u maksimalnom iznosu od 38 % proizvodnje te 12 % za troškove kapitala i profita. Ovaj povrat se isplaćiva u plinu, a za INA – u i Hrvatsku je bitna stavka da se povratom kapitalnih ulaganja omjer pomiče na hrvatsku stranu, te bi na kraju radnog vijeka polja, cjelokupni omjer proizvodnje bio 70:30 u korist hrvatske strane (Belamarić, 2009).

U prosincu 2001. godine INA je od hrvatske Vlade dobila koncesiju na poljima Izabela i Iris / Iva te je kao partnera odabrala talijansku tvrtku Edison. 2002. godine je sklopljen ugovor koji predviđa da Edison financira izvođenje istražnih radova na oba bloka dok se INA–i ostavlja mogućnost sudjelovanja u ulaganjima ukoliko projekt uđe u razradnu fazu. Po prijašnjem modelu poslovanja sa ENI–jem, osnovana je zajednička kompanija Edina s 50 %-tnim udjelom Edison-a i INA-e. Istražno bušenje polja Izabela daje dobre rezultate pa Edison 2006. godine proglašava komercijalno otkriće plina koje INA prihvaća te sukladno ugovoru preuzima 30 % udjela na bloku Izabela, odnosno s 30 % sudjeluje u ulaganjima (Belamarić, 2009).

Padom proizvodnje nafte i plina u razdoblju od 2007. do 2013. godine te nedostatkom investicija u istražne radove Vlada Republike Hrvatske donosi odluku o izmjeni regulatornih okvira u svrhu poticanja ulaganja. 2014. godine Vlada donosi paket novih zakona među kojima su i novi Zakon o rudarstvu (NN 56/13 i 14/14), Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (NN 94/13 i 14/14) te Zakon o osnivanju Agencije za ugljikovodike (skr. AZU, NN 14/14). Osnivanjem AZU se nastoji osigurati

nadzor nad ulagačima u svrhu zaštite državnih interesa, pojačati konkurentnost i privući nove investitore (AZU, 2015).

Sukladno najavama, u travnju 2014. godine se raspisuje prvo javno nadmetanje za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. U kontekstu ovoga rada, rezultati nadmetanja i cijela situacija koja se oko nadmetanja odvijala su manje važni, za ovaj rad je važan je Nacrt ugovora za podjelu proizvodnje koji je iste godine objavila AZU te nova Uredba o naknadi za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika (NN 37/14 i 72/14).

Najvažnije stavke iz dokumenta kojim se objavljuje nadmetanje su:

- Dozvola se ograničava na maksimalno trajanje od 30 godina u što je uključeno i istražno razdoblje;
- Istražno razdoblje traje najviše 5 godina, moguće ga je produžiti pod posebnim odredbama, maksimalno dva puta po 6 mjeseci;
- Na kraju istražnog razdoblja ulagač mora otpustiti 25 % istražnog prostora;
- Prije davanja ponude potrebno je uplatiti Jamstvo za ozbiljnost ponude u iznosu od 4,7 milijuna kuna;
- Minimalni bonus za potpis ugovora je 1,4 milijuna kuna.

Tablica 13.1 prikazuje kriterij za ocjenjivanje ponude.

**Tablica 13.1** Kriteriji za ocjenjivanje ponude (AZU, 2015)

Kriterij		Najveća ocjena	Udio (%)
Prvo istražno razdoblje (3 godine)	2D seizmika	5	70,00
	3D seizmika	20	
	Broj bušotina	70	
	Ostala mjerenja	5	
Drugo istražno razdoblje (2 godine)	3D seizmika	25	20,00
	Broj bušotina	70	
	Ostala mjerenja	5	
Naknada za potpis ugovora		100	10,00

Iz tablice je vidljivo kako najveći utjecaj na prihvaćanje ponude ima broj istražnih bušotina u prvoj fazi dok su druge značajne stavke broj bušotina u drugoj fazi te naknada (bonus) za potpis ugovora. Manje važne stavke su seizmička i ostala ispitivanja.

Uredba o naknadi za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika propisuje način utvrđivanja, visinu i raspodjelu naknade za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. Uredba također propisuje kliznu skalu kojom se dijeli proizvodnja.

Novčana naknada za najam površine :

- Istražni prostor 400 kn/km<sup>2</sup>, obračunava se godišnje,
- Eksploatacijski prostor 4000 kn/km<sup>2</sup>, obračunava se godišnje.

Novčana naknada za najam površine u cijelosti pripada jedinici lokalne samouprave.

Novčana naknada za potpisivanje ugovora (bonus) i novčane naknade za uspješan početak te ostvarenu proizvodnju su predmet pregovora, Uredba propisuje minimalnu visinu naknade za naftu i plin te definira pragove proizvodnje. Tablice 13.2 i 13.3 prikazuju visinu naknade i pragove proizvodnje za naftu i plin.

**Tablica 13.2** Visina naknade i pragovi proizvodnje za naftu (NN, 2014)

Na početku proizvodnje	Minimalno 1,4 milijuna kuna
Za pređenih 50 000 bbl	Minimalno 1,4 milijuna kuna
100 000 bbl	Minimalno 1,4 milijuna kuna
150 000 bbl	Minimalno 1,4 milijuna kuna
200 000 bbl	Minimalno 1,4 milijuna kuna

**Tablica 13.3** Visina naknade i pragovi proizvodnje za plin (NN, 2014)

Na početku proizvodnje	Minimalno 0,9 milijuna kuna
Za pređenih 25 000 boe	Minimalno 0,9 milijuna kuna
50 000 boe	Minimalno 0,9 milijuna kuna
75 000 boe	Minimalno 0,9 milijuna kuna
100 000 boe	Minimalno 0,9 milijuna kuna

Naknada za administrativne troškove iznosi 0,6 milijuna kuna godišnje, te se svake godine povećava za 4 %. Ova stavka je prihod AZU.

Fiksna naknada (*engl. royalty*) je postavljena na 10 % tržišne vrijednosti pridobivenih ugljikovodika. Tih 10 % se dijeli na način da:

- 30 % od iznosa pripada jedinici lokalne samouprave na čijem području se proizvode ugljikovodici,
- 20 % pripada jedinici područne samouprave,
- 50 % državnom proračunu Republike Hrvatske.

Proizvedena nafta i plin se dijele kliznom skalom. Tablica 13.4 prikazuje postotak na koji ulagač ima pravo, ovisno o R-faktoru (NN, 2014).

**Tablica 13.4** Ulagačev dio proizvodnje ovisno o R-faktoru (NN, 2014)

R-faktor	Ulagačev dio (%)
$0 < R < 1$	90 %
$1,0 < R < 1,5$	80 %
$1,5 < R < 2$	70 %
$R > 2,0$	60 %

Nacrt ugovora o podjeli proizvodnje proširuje stavke propisane Uredbom o naknadi. Tako definira ulagačevo pravo na 100 %-tnu nadoknadu troškova, no ograničava odvajanje maksimalno 50 % godišnje proizvodnje za nadoknadu troškova. Zbog navedenih uvjeta, prijenos nadoknade troškova je vremenski neograničen. Što se tiče stavki podložnih nadoknadi troškova, hrvatski sustav nije restriktivan pa je jedina stavka koja se ne može nadoknaditi trošak saniranja štete nanosene okolišu, što je slučaj u velikoj većini ugovornih sustava.

Nacrt također određuje mogućnost prodaje bilo kojeg dijela proizvodnje koji pripada državi, ukoliko se ulagač obavijesti najkasnije 90 dana ranije. Navedena usluga se ne naplaćuje već kompanija po trenutnim tržišnim uvjetima proda državnu naftu i sav novac uplati u državni proračun. Također u slučaju rata, krize u opskrbi ili slične više sile, Vlada može zatražiti veći dio ili svu proizvodnju gdje se ulagač isplaćuje po cijeni čije je formiranje detaljno opisano u Nacrtu (AZU, 2014).

Postupnim povratom troškova kapitalnih ulaganja, vlasništvo nad postrojenjima prelazi državi. Ukoliko Vlada i Agencija za ugljikovodike procijene da je neki dio postrojenja ili mobilne opreme nepotreban ili neupotrebljiv isti se ne računa u nadoknadu troškova već se predaje ulagaču.

Troškovi uvoza se ne naplaćuju za sav materijal i alate koji se koriste u radnjama propisanim nacrtom, no ukoliko ulagač nije državljanin EU, moguća je naplata uvoza za određene stavke koje se nalaze na uvoznim listama Europske unije.

Hrvatska ne primjenjuje posebne poreze za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika pa je jedini obvezni porez koji se ulagač obvezuje platiti korporativni porez u visini od 20 %. Gubici se mogu prenositi maksimalno pet godina (Palantir, 2014).

Nacrt predviđa pregovore s ulagačem o kvotama treninga i zapošljavanja domaće radne snage te korištenja domaćih roba i servisnih usluga, no ništa nije određeno unaprijed već je predmet pregovora (AZU, 2014).

Navedeni podaci su prikazani u tablici 13.5 radi lakše preglednosti.

**Tablica 13.5** Prikaz fiskalnog sustava RH (Palantir, 2014.)

Tip	Ugovor o podjeli proizvodnje
<b>Naknada</b>	10 %
<b>Bonusi</b>	Za potpis ugovora, početak proizvodnje te određene pragove proizvodnje
<b>Porez na prihod</b>	Nema
<b>Lokalni porezi</b>	Nema
<b>Renta</b>	Naknada za površinu i administrativne troškove
<b>Nadoknada troškova</b>	100 % svih odobrenih troškova, maksimalno 50 % godišnje proizvodnje
<b>Nenadoknađena nafta/plin</b>	Ide u zajedničku dobit
<b>Dobit u nafti/plinu</b>	Dijeli se kliznom skalom vezanom na R-faktor, udio države od 10-40 %
<b>Korporativni porez</b>	20 %
<b>Sudjelovanje države</b>	Nema

## 14.FISKALNI SUSTAVI VODEĆIH PROIZVOĐAČA

U posljednjem poglavlju će biti prikazani osnovni uvjeti i posebnosti fiskalnih režima u tri od četiri vodeća proizvođača nafte u svijetu. Namjerno je izostavljena Saudijska Arabija zbog krutog i specifičnog načina poslovanja koji je najbliži gore objašnjenom iranskom servisnom ugovoru. Servisni ugovori u Saudijskoj Arabiji se odnose na proizvodnju nafte dok za plin vrijede koncesijski ugovori za istražne radove gdje se u slučaju komercijalnog otkrića sav plin prodaje nacionalnoj naftnoj kompaniji Saudi Aramco i to na bušotini (Johnston, 2003).

Što se tiče ostalih zemalja, važno je napomenuti da su ruski i kineski modeli podložni čestim izmjenama i nadopunama pa nije isključeno da su neki podaci promijenjeni imajući u vidu nisku cijenu nafte u 2015. i 2016. godini.

### 14.1. SAD Meksički zaljev

Budući je Meksički zaljev i dalje najperspektivnije područje SAD – a, tu vrijede drukčiji propisi nego na kopnu. Kao i u ostatku SAD – a, na snazi je koncesijski sustav (tablica 14.1) s naknadom za vladu i standardnim korporativnim porezom (Palantir, 2014).

**Tablica 14.1** Prikaz fiskalnog sustava SAD-a (Palantir, 2014)

Tip	Koncesijski
<b>Sudjelovanje vlade</b>	Nema
<b>Naknada</b>	18,75 % (na kopnu je 12,5 %)
<b>Bonusi</b>	Bonus za vlasnika područja po sklapanju najma
<b>Pristojbe</b>	Pristojba za zakup područja
<b>Porez na proizvodnju</b>	Nema
<b>Lokalni porezi</b>	Nema
<b>Posebni porezi</b>	Moguće smanjenje poreznih poticaja
<b>Korporativni porez</b>	Federalni porez od 35 %

Bonusi za vlasnika područja su prvotno osmišljeni i namijenjeni za kopnena područja pod privatnim vlasništvom kako bi se zadovoljili vlasnici koji bi često ostajali bez plodnih



područja za ratarstvo i stočarstvo. Kada se krenulo sa bušenjem podmorja, bonusi su ostali u ugovorima, u ovome slučaju su dodatni prihod za vladu budući da je država vlasnik svih vodenih površina i pripadajućeg podmorja.

U svrhu upravljanja podmorjem te nadzorom provedbe ekoloških i sigurnosnih mjera, 1982. Stvoren je Servis upravljanja mineralnim sirovinama (*engl. Minerals Management Service - MMS*) koji je nakon izljeva na Deepwater Horizonu bio često prozivan kao jedan od čimbenika koji svojim su nemarom doveli do katastrofe. Nakon istrage u kojoj se utvrdilo da su zaposlenici MMS-a primali mito u zamjenu za pogodovanje velikim naftnim kompanijama, agencija je ugašena te je 2011. stvoren Ured za prihode od prirodnih izvora (*engl. Office of Natural Resources Revenue - ONRR*) koji je odgovoran isključivo državnom tajništvu tj. kabinetu predsjednika SAD-a. Time je podijeljena odgovornost za nadzor budući da se ONRR bavi isključivo prikupljanjem naknada i prihoda te je zadužena za financijski nadzor naftnog i plinskog poslovanja. Za provođenje sigurnosnih mjera te mjera zaštite okoliša zaduženo je još jedno novostvoreno regulatorno tijelo, Ured za sigurnost i primjenjivanje ekoloških propisa (*engl. Bureau of Safety and Environmental Enforcement – BSEE*) (Palantir, 2014).

#### 14.1.1. Smanjenje poreza

Porez može biti umanjen za duboke bušotine dok se ne dođe do željene proizvodnje. Što je veća dubina, veći je poticaj (tablica 14.2).

**Tablica 14.2** Smanjenje poreza za duboke naftne bušotine (Palantir, 2014)

Dubina mora (m)	Postotak smanjenja poreza (%)
< 400	0
400 – 800	5
800 – 1600	9
1 600 – 2 000	12
> 2 000	16

Također postoji poticaj za duboke plinske bušotine (tablica 14.3).

**Tablica 14.3** Smanjenje poreza za duboke plinske bušotine (Palantir, 2014)

Dubina mora (m)	Postotak smanjenja poreza (%)
4 500 – 5 500	15
5 500 – 6 100	25
> 6 100	35

Bonusi za zakup su podložni pregovoru, zakonska obveza je isplata unutar 90 dana od potpisivanja ugovora o zakupu.

Renta za najam je unaprijed određena i ovisi o površini i dubini mora. Nekad je varirala za više razina dubine mora dok je od 2009. godine jedina razina 200 m. Sve pliće od 200 m se naplaćuje po cijeni od 17,3 \$ po hektaru, a sve dublje po cijeni 27,2 \$. Bitno je napomenuti rast cijena po godinama iskorištavanja (tablica 14.4).

**Tablica 14.4** Rast rente za najam područja ovisno o godinama (Palantir, 2014)

Dubina mora (m)	Godina (t)	Rast cijena (\$)
<b>0 – 200</b>	t > 5	17,3 \$ - 34,6 \$ - 51,9 \$ - 69,2 \$ ...
<b>200 – 400</b>	t > 5	27,2 \$ - 54,4 \$ - 81,5 \$ - 81,5 \$ ...
<b>&gt; 400</b>	t > 5	Sa 27,2 na 39,5 \$

Za dubine mora ispod 200 m, za svaku godinu iznad t = 5, prethodni iznos se uvećava za početnu cijenu, tj. 17,3 \$ pa je tako u godini 6 cijena po hektaru 34,6 \$, u godini 7 51,9 \$ itd.

Za dubine mora između 200 i 400 m izračun je isti, samo je razlika u početnoj cijeni koja ovdje iznosi 27,2 \$.

Ovim cijenama se potiče istraživanje dubokog podmorja tj. sklanjanje od obale čime se umiruje javnost. Važno je spomenuti da se ugovori o najmu sklapaju na 8 godina nakon čega slijedi ponovno pregovaranje o trajanju najma i visini cijene zakupa.

Ukoliko je proizvođač ujedno i prerađivač te posjeduje lanac maloprodaje može dobiti poticaj za tzv. domaću proizvodnju. Poticaj je smanjenje korporativnog poreza ukoliko kompanija zapošljava veliki broj domaćeg stanovništva uz sjedište smješteno na području SAD – a čime se podržava domaća proizvodnja. Od 2010. godine visina smanjenja je 9 % čime se korporativni porez smanjuje na 31,85 %.

## 14.2. Ruska Federacija

Fiskalni režim Rusije je u načelu koncesijski no bez naknade te sa dodatnim porezima koji su kombinacija korporativnoga poreza, poreza na eksploataciju mineralnih sirovina te izvoznih carina (tablica 14.5). Važno je napomenuti da je dolaskom Vladimira Putina na vlast 2000. godine došlo do naglog zaokreta te dramatičnih promjena poreznoga sustava čime je stavljen naglasak na potporu domaćim proizvođačima te prodaju ugljikovodika državi.

Nakon 2010. godine za projekte Sahalin I, II i III su potpisani ugovori o podjeli proizvodnje pod posebnim uvjetima koje je propisala Vlada (Palantir, 2014).

**Tablica 14.5** Prikaz fiskalnog sustava Rusije (Palantir, 2014)

Tip	Koncesijski
<b>Naknada</b>	Nema
<b>Bonusi</b>	Bonusi za sklapanje ugovora i proizvodni bonusi koji variraju od ugovora do ugovora
<b>Porez na prihod</b>	Nema
<b>Lokalni porezi</b>	Porez na dodanu vrijednost (18 %) i porez na korištenje zemljišta
<b>Pristojbe</b>	Nema
<b>Posebni porezi</b>	Porez na eksploataciju ugljikovodika i izvozna carina u rasponu od 35 % do 60 %
<b>Korporativni porez</b>	20 %
<b>Sudjelovanje države</b>	Prema zakonu, samo Gazprom i tvrtke u stopostotnom vlasništvu Gazproma imaju dozvolu za izvoz plina iz Rusije

Kako je naglašeno, porez na eksploataciju i izvozna carina je općenito između 35 % i 60 %, no postoji značajna varijacija u odnosu na cijenu markera, u ovome slučaju Urals Blenda (tablica 14.6). Bitno je istaknuti da je izvozna carina dominantni dio postotka jer porez na eksploataciju rijetko prelazi 20 %, a često postoje uvjeti pod kojima se oslobađa od plaćanja spomenutoga poreza.

**Tablica 14.6** Prikaz obveza ulagača u Rusiji ovisno o cijeni Urals Blenda (Palantir, 2014)

Cijena barela (\$)	Obveze po barelu (\$)
<b>Urals &lt; 15</b>	0 %
<b>15 &lt; Urals &lt; 20</b>	35 %
<b>20 &lt; Urals &lt; 25</b>	1.75 \$ + 45 %
<b>25 &lt; Urals</b>	4 \$ + 65 %

Ova stavka posebno je bitna u kontekstu trenutnih događaja u svijetu i kretanja cijene nafte gdje se Urals Blend približava iznosu od 25 \$ po barelu (27,09 \$ 13.01.2016.) čime će porez dospjeti u niži razred te dodatno produbiti krizu ruskog gospodarstva koje je već pod pritiskom međunarodnih sankcija. Prema podacima se može izračunati dobit ruske vlade po trenutnoj cijeni, a to je 21,6 \$ po barelu dok će za cijenu od 24,99 \$ dobit biti 13 \$ što je ogroman i nenadoknativ gubitak.

#### 14.2.1. Oslobođanje od poreza na eksploataciju mineralnih sirovina

Kako bi se potaknuo razvoj marginalnih polja te neistraženih područja od plaćanja poreza na eksploataciju su oslobođena određena područja pod određenim uvjetima trajanja istraživanja i proizvodnje te visine proizvodnje (tablica 14.7). Također, bez obzira na područje, sva visoko viskozna nafta (iznad 200 mPas) je oslobođena poreza.

**Tablica 14.7** Prikaz uvjeta potrebnih za oslobođanje od poreza u određenim regijama Rusije (Palantir, 2014)

Područje	Maksimalno trajanje proizvodnje (u godinama)	Maksimalno trajanje istraživanja (u godinama)	Maksimalna proizvodnja (milijuni tona)
<b>Irkutsk i Republika Sakha</b>	10	15	25
<b>Poluotok Jamal</b>	7	12	15
<b>Azovsko i Kaspijsko more</b>	7	12	10
<b>Područja sjeverno od Arktičkog kruga</b>	10	15	35
<b>Crno more</b>	10	15	20

### 14.3. Narodna Republika Kina

U N. R. Kini, kao i u većini azijskih zemalja, na snazi su ugovori o podjeli proizvodnje. Kineski sustav podrazumijeva veliku fleksibilnost i različitost u ugovorima, ovisno o polju. Tablica 14.8 prikazuje pojednostavljeni fiskalni sustav N. R. Kine

Tablica 14.8 Prikaz fiskalnog sustava N.R. Kine (Palantir, 2015)

Tip	Ugovor o podjeli proizvodnje
<b>Naknada</b>	0 % - 12.5 %, ovisno o proizvodnji
<b>Bonusi</b>	Bonusi za davanje ponude i potpis ugovora
<b>Porezi na prihod</b>	PDV (17 %)
<b>Lokalni porezi</b>	Nema
<b>Pristojbe</b>	Pristojba za dozvolu za istraživanje i proizvodnju
<b>Nadoknada troškova</b>	Limit određen visinom proizvodnje
<b>Ostatak troška u nafti i plinu</b>	Sve ide u zajedničke prihode
<b>Profit u nafti i plinu</b>	Podjela određena kliznom skalom u odnosu na proizvodnju
<b>Posebni porezi</b>	Posebni namet na visoku cijenu nafte
<b>Korporativni porez</b>	25 %
<b>Sudjelovanje države</b>	Do 51 %, uglavnom kroz CNOOC i PetroChinu

Kina predstavlja dosta kompleksniji primjer od ostalih zemalja u kojima Vlada ima opciju sudjelovanja u projektu. Glavni razlog tomu je postojanje više državnih giganta poput:

- CNOOC (*engl. Chinese National Offshore Oil Corporation*) koji je zadužen za offshore djelatnosti,
- CNPC (*engl. Chinese National Petroleum Corporation*), najveće kineske kompanije (2014. godine četvrta kompanija po visini prihoda u svijetu) te tvrtke kćeri PetroChina koja je izdvojena uglavnom za rafiniranje te maloprodaju,
- Grupa Sinopec koja se pored svih aktivnosti u naftnoj i plinskoj industriji bavi još i petrokemijom, proizvodnjom gnojiva i sl.

Sve navedene kompanije u velikoj većini ugovora imaju opciju ulaska u projekt do 51 % učešća. Uglavnom ne snose troškove istraživanja nego ulaze u projekt u točki komercijalnog otkrića te dijele troškove razrade.

#### 14.3.1. Naknada

Naknada se formira ovisno o razini proizvodnje nafte ili plina te su količine ispod milijun tona nafte i dvije milijarde kubnih metara plina izuzete plaćanja (tablice 14.9 i 14.10).

**Tablica 14.9** Rast naknade ovisno o rastu proizvodnje nafte (Palantir, 2015)

Razina proizvodnje nafte (milijuni tona)	Naknada (%)
< 1	0
1 – 1,5	4
1,5 – 2,0	6
2,0 – 3,0	8
3,0 – 4,0	10
> 4,0	12,5

**Tablica 14.10** Rast naknade ovisno o rastu proizvodnje plina (Palantir, 2015)

Razina proizvodnje plina (milijarde kubnih metara)	Naknada (%)
< 2	0
2 – 3,5	1
3,5 – 5	2
> 5	3

#### 14.3.2. Bonusi, pristojbe i porezi

U Kini se primjenjuje bonus koji se plaća po iznošenju ponude, iznos je varijabilan no jedino se može platiti gotovinom.

Postoji i pristojba, tzv. mineralna naknada (*engl. Mineral Compensation fee*) kojom se svi prihodi od prodaje oporezuju sa 1 %.

Od ukupnog iznosa na koji se primjenjuje PDV, Kina oporezuje i dodatne stavke za edukaciju i urbani razvoj (*engl. Education Surcharge i City Construction Tax*). Porez za urbani razvoj ovisi o lokaciji te iznosi od 1 % do 7 %, dok naknada za edukaciju iznosi 2 % do 3 %.

#### 14.3.3. Posebni namet na visoku cijenu nafte

Porastom cijena 2006. godine Vlada je uvela dodatni porez koji se primjenjuje kada su cijene iznad 40 dolara po barelu. Daljnjim rastom cijena prag se dizao 2011. godine na 55 dolara da bi od 2014. bio na 65 dolara i određivao se prema tablici 14.11. Za očekivati je da će trenutne niske cijene promijeniti izgled i strukturu poreza u bližoj budućnosti.

**Tablica 14.11** Prikaz rasta poreza na visoku cijenu nafte (Palantir, 2015)

Cijena (\$/bbl)	Naknada (%)	Odbitak (\$/bbl)
65 – 70	20	0
70 – 75	25	0,25
75 – 80	30	0,75
80 – 85	35	1,5
> 85	40	2,5

Može se izračunati da je pri cijeni od 90 \$/bbl dodatni prihod koji ide vladi jednak iznosu :

$$40\% \text{ od } 90 \$ - 2,5 = 36 - 2,5 = 33,5 \$.$$

#### 14.3.4. Nadoknada troškova

Zbog uvjeta u ugovoru po kojem sav ostatak od nadoknade troškova ide u profit koji se dijeli, u kineskom sustavu su znatno viši limiti. Primjerice, ukoliko je limit 55 % od ukupnog prihoda (nakon uzimanja naknade) a prijavljeni su troškovi u iznosu od 40 %, onda ostatak (15 %) ide u zajednički profit. Prosječna visina limita se kreće između 50 % i 60 %.

#### 14.3.5. Podjela profita

Nakon svih troškova i poreza, profit se dijeli po tzv. X faktoru. X faktor je u rasponu od 8 % do 100 %, određuje se pri dogovaranju uvjeta ugovora. Formula kojom se računa vladin i ulagačev dio je slijedeća :

$$\text{Udio vlade (\%)} = 100 - (X \times 32,5 \%) \quad (14.1)$$

$$\text{Udio ulagača (\%)} = X \times 32,5 \%. \quad (14.2)$$

Iz vidljivoga slijedi da je maksimalan udio koji pripada ulagaču 32,5 %.

#### *14.3.6. Korporativni porez*

Na profit ulagača se primjenjuje korporativni porez u iznosu od 25 %. Troškovi se mogu prenositi na rok od 5 godina. Bitna iznimka u kineskom sustavu je ne samo mogućnost objedinjavanja polja već cjelokupne aktivnosti, tj. moguće je minuse pokriti sa prihodima cjelokupnog poslovanja kompanije u Kini.



## 15. ZAKLJUČAK

Jedna od važnijih strategija svake države koja želi postati energetska neovisnija je utrka u privlačenju ulagača, naročito za razvoj i iskorištavanje prirodnih resursa. Što se tiče nafte i plina, najvažnije je naravno posjedovati što veću količinu vlastitih rezervi, no druga, ne manje važna stavka je poslovanje u okvirima odgovarajućeg fiskalnog režima.

Uspješan i zadovoljavajući režim (i za Vladu i za ulagača) mora privući ulagača i ponuditi mu prihvatljive uvjete, dok s druge strane, mora donijeti odgovarajuću korist matičnoj državi, njejoj industriji i lokalnom stanovništvu uz poštivanje zakona i čuvanje okoliša.

Bez obzira na to koji fiskalni režim je na snazi, glavni elementi moraju biti koncizni i jasni te ne smije biti prostora za dvojako tumačenje ugovora. Potrebno je osigurati realne i objektivne ciljeve, kao i neutralnost vlasti u donošenju odluka. Fiskalni režimi i uvjeti ugovora su određeni tržištem te je nužno osigurati potrebnu fleksibilnost u slučaju promjena na tržištu kako ne bi došlo do gubitaka na bilo kojoj od ugovornih strana. Stoga je jedan od glavnih izazova fiskalne politike ravnomjerna raspodjela rizika, odnosno potrebna je što manja divergencija u razmišljanju vlade i ulagača. Država mora razmišljati više kako osigurati racionalno iskorištavanje mineralnih sirovina uz poštivanje ugovora s naglaskom na brigu o okolišu. Ulagrač ne smije pored vlastitog profita zanemariti i socijalnu komponentu područja na kojem se nalazi te također skrbiti o životu ljudi, stanju imovine i naravno zaštititi okoliša.

Fleksibilnost je glavni temelj uspješnog ugovora, pa je dužnost Vlade osigurati neovisnu agenciju koja će nadzirati poslovanje ulagača ali ujedno i oslušivati promjene u okolini i svijetu te znati pravilno reagirati u slučaju promjene. Pritom, u ovako kompleksnom biznisu ne može se samo gledati količina proizvodnje, cijena ugljikovodika ili stopa povrata investicije, nego je potrebno imati proširenu sliku u koju ulaze i javno mnijenje, vladajuća politika, gospodarsko raspoloženje u svijetu i brojni drugi faktori.

Ukoliko su svi navedeni uvjeti zadovoljeni, za uspješno i obostrano zadovoljavajuće poslovanje je ključno osigurati očuvanje tih uvjeta kroz vrijeme trajanja ugovora. Uzevši u obzir da je većina ugovora na duži vremenski rok, najčešće 30 godina, potrebno je kroz svo to vrijeme imati objektivan nadzor nad operacijama, legislativnu

podršku uz povremene ispravke i dopune ukoliko su potrebne te pravedan odnos vlasti bez obzira koja politička opcija je na vlasti.

Na kraju je moguće zaključiti, uz sagledavanje šireg geopolitičkog konteksta, ratova za naftu te utjecaja cijene na gospodarstvo, kako je naftno poslovanje danas mnogo više od običnog odnosa ponude i potražnje te često zalazi u sferu promjene poretka u svijetu ili pitanja održivog razvoja planeta. Stoga su fiskalni režimi i vrste ugovora u ovome radu samo jedan u nizu kotačića koji čine današnje naftno poslovanje, no izrazito bitan kotačić koji mora biti faktor stabilizacije u današnjem neizvjesnom vremenu.

Važnije od bilo kakvih ugovora, naknada i troškova je očuvanje prirode i održivi razvoj. Stoga veći pritisak leži na matičnim vladama, kao predstavnicima svojih državljana nego na ulagačima koji su često zaslijepljeni trenutnim ciljevima financijske prirode. Upravo te vlade, politikom „čelične šake u svilenj rukavici“ moraju osigurati poštivanje propisa te ravnomjernu raspodjelu prihoda nastalih od iskorištavanja nečega što je tu bilo mnogo prije spomenute države, ali i mnogo prije svih nas.

## 16. LITERATURA

1. AGENCIJA ZA UGLJIKOVODIKE, 2015. *Istraživanje i eksploatacija ugljikovodika na Jadranu – što trebamo znati?*, www.azu.hr  
URL: <http://www.azu.hr/portals/0/Dokumenti/azu-brosura-2015.pdf>
2. AGENCIJA ZA UGLJIKOVODIKE, 2014. *Nacrt ugovora o podjeli proizvodnje i objava prvog javnog nadmetanja za istraživanje i proizvodnju ugljikovodika*, www.azu.hr  
URL: <http://www.azu.hr/portals/0/Dokumenti/azu-brosura-2015.pdf>
3. BELAMARIĆ, B., 2009. *Potruga za plinom*, www.ina.hr  
URL: [http://www.ina.hr/UserDocsImages/Ina\\_casopis/jesen08/32-36-potruga%20za%20plinom.pdf](http://www.ina.hr/UserDocsImages/Ina_casopis/jesen08/32-36-potruga%20za%20plinom.pdf)
4. BINDEMANN, K., 1999. *Production Sharing Agreements – An economic analysis*, Oxford Institute for Energy Studies
5. CAIRN ENERGY, Oil and Gas Project Life Cycle, 20.12.2015.  
URL: <http://www.cairnenergy.com/files/reports/responsibility/cr2010/overview/oil-and-gas-project-life-cycle.html>
6. GANDHI, A., LIN, C., 2011. *Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production*, Institute of Transportation Studies
7. HARRAZ, H.S., 2015. *Types of Petroleum Contracts and Agreements*, Cairo University Press
8. JOHNSTON, D. 2003. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Course Workbook Master
9. KAISER, M.J., 2004. *Fiscal System Analysis: Concessionary and Contractual Systems used in Offshore Petroleum Arrangements*, Coastal Marine Institute
10. KRIŽ, J. 2015. *Međunarodne koncesije i ugovori u istraživanju i proizvodnji ugljikovodika*, HUNIG
11. MEASURING WORTH, 4.12.2016.  
URL: <https://www.measuringworth.com/ukcompare/relativevalue.php?use%255B%255D=CPI&>

use%255B%255D=NOMINALEARN&year\_early=1901&pound71=20000&shilling71=&pence71=&amount=20000&year\_source=1901&year\_result=2015

12. NARODNE NOVINE, 2014. *Uredba o naknadi za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika*, Narodne novine
  13. PALANTIR, 2015. *China PSC - Fiscal Terms Guide*, Palantir Economic Solutions
  14. PALANTIR, 2015. *Country Analysis*, Palantir Economic Solutions, 28. 12. 2015
- URL : <http://www.palantirsolutions.com/blog-research/blog/2015/june/10/palantir-regime-library-prl-country-analysis>
15. PALANTIR, 2014. *Croatia (offshore) Production Sharing Contract – Fiscal Terms Guide*, Palantir Economic Solutions
  16. PALANTIR, 2014. *Russia – Royalty/Tax - Fiscal Terms Guide*, Palantir Economic Solutions
  17. PALANTIR, 2014. *USA Gulf of Mexico – Royalty/Tax - Fiscal Terms Guide*, Palantir Economic Solutions
  18. RADON, J., 2005. *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements*, Open Society Institute
  19. SAIDU, S. 2014. *A Comparative Analysis of Production Sharing Contracts of Selected Developing Countries: Nigeria, Indonesia, Malaysia and Equatorial Guinea*, Journal of Finance and Accounting, 2014, Vol. 2, No. 2, 34-40
  20. SUSLICK, S., SCHIOZER, D., RODRIGUEZ, M.R., 2009. *Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production*, TERRÆ 6(1):30-41,
  21. TISSOT, R., 2010. *Challenges of Designing an Optimal Petroleum Fiscal Model in Latin America*, Inter – American Development Bank
  22. TORDO, S., 2007. *Fiscal System for Hydrocarbons*, World Bank
  23. YERGIN, D., 2008. *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*, Free Press

## **IZJAVA**

Izjavljujem da sam ovaj rad samostalno izradio pomoću znanja stečenih na Rudarsko – Geološko – Naftnom Fakultetu u Zagrebu.

---

*Goran Barbir*