Sustav za odabir optimalne EOR metode

Demirović, Filip

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:169:778222

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-28**



Repository / Repozitorij:

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb







SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij Naftnog rudarstva

SUSTAV ZA ODABIR OPTIMALNE EOR METODE

Diplomski rad

Filip Demirović

N 158

Zagreb, 2016

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

SUSTAV ZA ODABIR OPTIMALNE EOR METODE

Filip Demirović

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

Sažetak

Analizirane su sve značajne EOR metode u svrhu boljeg razumijevanja istih i razlučivanja najboljih metoda za pojedini slučaj. Pregledom literature ustanovljeno je kako je metoda utiskivanja CO_2 predstavljena kao najčešća i najisplativija tercijarna metoda. Temeljem empirijskih kriterija primjenjivosti EOR metoda Tabera et al. (1997) i Smontara Bilić-Subašić (2014), korištenjem PHP programskog jezika izrađena je web aplikacija EORDS (*EOR Decision System*) koja odabire optimalnu metodu uz pripadajući koeficijent primjenjivosti. Analizirani su rezultati dobiveni pomoću aplikacije i ustanovljeno je kako analiza odstupanja parametara od njihovih graničnih vrijednosti za odabir pojedine EOR metode daje bolji temelj za dalje razmatranje pogodnih EOR metoda.

Ključne riječi: EOR metode, PHP, serverska aplikacija, EORDS, kriteriji za evaluaciju

Diplomski rad sadrži: 55 stranica, 4 tablice, 17 slika, 1 prilog i 52 reference

Jezik izvornika: Hrvatski

Pohrana rada: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta, Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Izv.prof.dr.sc.Domagoj Vulin

Ocjenjivači: Izv. prof. dr.sc. Domagoj Vulin
Izv. prof. dr. sc. Tomislav Kurevija
Doc. dr.sc. Luka Perković

Datum obrane: 18. Studeni 2016., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

University of Zagreb Master's Thesis

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering

Optimum EOR method system choice

Filip Demirović

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

Abstract

All significant EOR methods were analyzed to facilitate their understanding and to choose the most appropriate method in a particular case. A review of the literature showed that the method of CO2 injection is presented as the most common and most cost-effective tertiary method. Based on the EOR screening criteria proposed by Taber et al. (1997) and Smontara Bilić-Subašić (2014), web application EORDS (*EOR Decision System*) was created, using the PHP programming language, which selects the optimum method with the corresponding coefficient of applicability. Based on the analysis of the results obtained by the application, it can be concluded that the analysis of divergence from boundary conditions (i.e. coefficient of applicability) for each parameter would provide better groundwork for further consideration of suitable EOR methods.

Keywords: EOR methods, PHP, server application, EORDS, screening criteria

Thesis contains: 55 pages, 4 tables, 17 figures, 1appendix and 52 references.

Original in: Croatian

Deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Associate Professor Domagoj Vulin, PhD

Reviewers: Associate Professor Domagoj Vulin, PhD
Associate Professor Tomislav Kurevija, PhD
Assistant Professor Luka Perković, PhD

Defense date: 18th November 2016, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

1.UVOD 1

1.1.KLASIFIKACIJA EOR METODA 2

2. LEŽIŠNI UVJETI I KARAKTERISTIKE LEŽIŠNIH FLUIDA ZA USPJEŠAN PROJEKT 4

3. TEORIJSKI OSVRT NA EOR METODE 9

3.1 METODE UTISKIVANJA PLINOVA 9

3.1.1. Proces istiskivanja nafte dušikom i/ili dimnim plinovima (plinovitim produktima izgaranja) 11

3.1.2. Istiskivanje nafte ugljikovodičnim plinovima u uvjetima miješanja 12

3.1.3. Istiskivanje nafte s CO_2 u uvjetima miješanja 13

3.1.3. Istiskivanje nafte s CO_2 u uvjetima ne-miješanja 16

3.2. METODE KEMIJSKOG ZAVODNJAVANJA 16

3.2.1. Micelarno polimerno zavodnjavanje, ASP i zavodnjavanje alkalijama 19

3.2.2. Polimerno zavodnjavanje 20

3.3 TERMIČKE METODE 23

3.3.1. Podzemno izgaranje nafte (*In-Situ Combustion*) 25

3.3.2. Utiskivanje vodene pare (*Steamflooding*) 27

4. APLIKACIJA ZA ODABIR EOR METODE 31

4.1 POVIJEST PHP-a 31

4.2. RAZVOJ VLASTITE APLIKACIJE ZA ODABIR EOR METODE 34

5. ANALIZA REZULTATA POMOĆU APLIKACIJE (*EOR DECISION SYSTEM, EORDS*) 39

6. ZAKLJUČAK 43

7. LITERATURA 44

8. PRILOG 47

8.1 PRIMJER PHP KODA S PRIMIJENJENIM KOEFICIJENTIMA PRIMJENJIVOSTI ZA TABEROVU METODU 47

POPIS SLIKA

Slika 2-1 Odnos dubine u gustoće nafte u EOR projektima u SAD-u, preuređeno od Taber et al. (1997) 4

Slika 2-2 Odnos dubine i gustoće nafte u EOR projektima u svijetu, preuređeno od Taber et al. (1997) 5

Slika 3-1 Razvoj EOR projekata s utiskivanjem CO_2 i cijene nafte u SAD-u, preuređeno iz Oil & Gas Jounal EOR Surveys 1980 – 2008, EIA, (2009) 10

Slika 3-2 Odnos MMP kod utiskivanja CO_2 i tlaka frakturiranja s obzirom na dubinu ležišta u Permian bazenu u Teksasu, preuređeno od Heller i Taber (1986) 14

Slika 3-3 Usporedba veličina dvofaznih područja CO_2 i metana CH_4 (Sečen, 2006) 15

Slika 3-4 Prikaz kretanja projekata utiskivanja zraka HPAI prema Oil & Gas Journal EOR Surveys, (2008) 25

Slika 3-5 Shematski prikaz procesa podzemnog izgaranja nafte, a) Prikaz položaja fronte izgaranja i zasićenja fluidima, b) Raspodjela temperature (Sečen, 2006) 26

Slika 3-6 Zone zasićenja fluidima pri kontinuiranom utiskivanju pare (Sečen, 2006) 28

Slika 3-7 Usporedba rezultata istiskivanja nafte parom, vrućom i hladnom vodom, preuređeno od Willman et al. (1961) 30

Slika 4-1 Ulazna php datoteka web aplikacije prema kriterijima Tabera et al. (1997) 34

Slika 4-2 Unos podataka u sučelju formatiranog pomoću Bootstrapa. Izgled unosa prilagodljiv je svim veličinama ekrana. 36

Slika 4-3 Dio PHP koda s if petljama za odabir metode utiskivanja dušika 37

Slika 4-4 Rezultantni ispis EOR metoda 37

Slika 4-5 Unos vrijednosti karakteristika ležišta u aplikaciju prema kriterijama Taber et al. (1997) 40

Slika 4-6 Unos vrijednosti karakteristika ležišta u aplikaciju prema kriterijama Smontara i Bilić-Subašić (2014) 41

Slika 4-7 Prikaz uspješnog odabira EOR metoda prema Taber et al. (1997) 41

Slika 4-8 Prikaz uspješnog odabira EOR metoda prema autorima Smontara i Bilić-Subašić (2014) 41

POPIS TABLICA

Tablica 1-1 Klasifikacija metoda povećanja iscrpka nafte s obzirom na mehanizam..... 3

Tablica 2-1 Kriteriji primjenjivosti EOR metoda prema Taber et al. (1997)..... 7

Tablica 2-2 Kriteriji primjenjivosti EOR metoda (Smontara i Bilić-Subašić, 2014)..... 8

Tablica 3-1 Mogući načini povećanja djelotvornosti istiskivajućih fluida (Sečen, 2006) 18

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I JEDINICA

Oznaka	Jedinica	Opis
E_v	-	volumni koeficijent obuhvata ležišta
E_A	-	koeficijent površinskog obuhvata ležišta
E_I	-	koeficijent vertikalnog obuhvata
M	-	omjer pokretljivosti fluida
k_{rd}	-	relativna propusnost istiskivajućeg fluida
k_{ro}	-	relativna propusnost nafte
μ_o	mPa·s	viskoznost nafte
μ_d	mPa·s	viskoznost istiskivajućeg fluida

1.UVOD

Zadatak za ovaj diplomski rad je bio da se na temelju danih kriterija eliminacije (engl. *screening criteria*) odnosno kriterija primjenjivosti EOR metoda napravi sustav (program) koji će nakon unosa ležišnih parametara i svojstava ležišne nafte predložiti metodu ili metode čiji se kriteriji primjenjivosti podudaraju s ležišnim parametrima, dakle one EOR metode koje su pogodne za primjenu na određenom ležištu. U literaturi su predloženi kriteriji primjenjivosti metoda za sve metode povećanja iscrpka nafte, EOR metode (engl. *Enhanced Oil Recovery Methods*) i oni uključuju sljedeća svojstva nafte:

- gustoću,
- viskoznost,
- sastav

te karakteristike ležišta:

- zasićenje naftom,
- tip ležišne stijene,
- dubinu zalijeganja,
- efektivnu debljinu,
- temperaturu ležišta,
- prosječnu propusnost te
- specifične uvjete za pojedine EOR metode.

Pregledani su i ispitani podaci s EOR projekata širom svijeta te su navedene optimalne vrijednosti karakteristika ležišta i svojstva nafti na uspješnim projektima. Predloženi kriteriji primjenjivosti temelje se na terenskim rezultatima i laboratorijskim istraživanjima i odraz su suvremenih procjena raspona svojstava nafte i ležišta unutar kojih su različiti EOR procesi primjenjivi, budući da za primjenu svakog procesa postoje stanovita tehnološka ograničenja. Također je kratko opisano sadašnje stanje tehnike i tehnologije za sve metode, kao i teorijski osvrt na svaku od metoda.

U razradi teme ovog rada su u obzir uzeti kriteriji primjenjivosti prema Taber et al. (1997) i Smontara i Bilić-Subašić (2014). Temeljem predloženih kriterija, izrađena je web aplikacija korištenjem PHP programskog jezika koja značajno olakšava i ubrzava odabir EOR metode koja je pogodna u određenom slučaju.

Finalno, u aplikaciju je ugrađena i modifikacija kojom granice predloženih parametara nisu striktne, nego se uz svaku metodu određuje stanovita pouzdanost, tj. odstupanje od idealnih vrijednosti svih mjerodavnih parametara.

1.1.KLASIFIKACIJA EOR METODA

Generalna podjela EOR metoda je u tri skupine: termičke metode, kemijsko zavodnjavanje i istiskivanje nafte plinovima. U tim se metodama koristi oko 15 različitih tvari i određenih smjesa tvari koje se utiskuju u ležište po cijeni malo većoj u odnosu na klasično zavodnjavanje. Iskustvo je pokazalo da najveći ekonomski profit ostvaruju metode u kojima se utisne svega nekoliko barela utisnog fluida (plin ili tekućina na razinu ležišnog tlaka) po barelu proizvedene nafte (Stalkup, 1983; Taber, 1990).

U ovome radu detaljno su opisani kriteriji primjenjivosti (eliminacije) za osam EOR metoda koje se smatraju bitnima. To su tri metode koje uključuju utiskivanje plinova:

1. Istiskivanje nafte dušikom (engl. *nitrogen flooding*),
2. Istiskivanje nafte plinovitim ugljikovodicima (engl. *hydrocarbon flooding*),
3. a) Istiskivanje nafte ugljikovim dioksidom – CO_2 u uvjetima mješivosti (engl. *CO_2 miscible flooding*),

   b) Istiskivanje nafte ugljikovim dioksidom – CO_2 u uvjetima nemiješanja (engl. *CO_2 immiscible flooding*).

Zatim metode kemijskog zavodnjavanja uključujući:

1. Istiskivanje nafte polimerima (engl. *polymer flooding*),
2. Istiskivanje nafte lužinama, površinski atkivnim tvarima i micelarnim otopinama (engl.*alkaline flooding; alkaline surfactant polymer flooding – ASP; micellar flooding*).

Te termičke metode koje uključuju:

1. Podzemno izgaranje nafte (engl. *in-situ combustion*)
2. Proizvodnju nafte istiskivanjem vodenom parom (engl. *steamflooding*).

Za bolje razumijevanje primjene pojedinih metoda u određenim ležišnim uvjetima, potrebno je detaljno objasniti mehanizme odnosno principe pridobivanja nafte EOR metodama. U tablici 1-1 navedena su tri glavna mehanizma kojima se povećava iscrpak utisnutim fluidom i to su:

1. ekstrakcija otapalom kako bi se postigli (barem približno) uvjeti mješivosti,
2. smanjenje međupovršinske napetosti između vode i nafte te
3. promjena viskoznosti nafte ili vode uključujući utiskivanje fluida pod visokim tlakom.

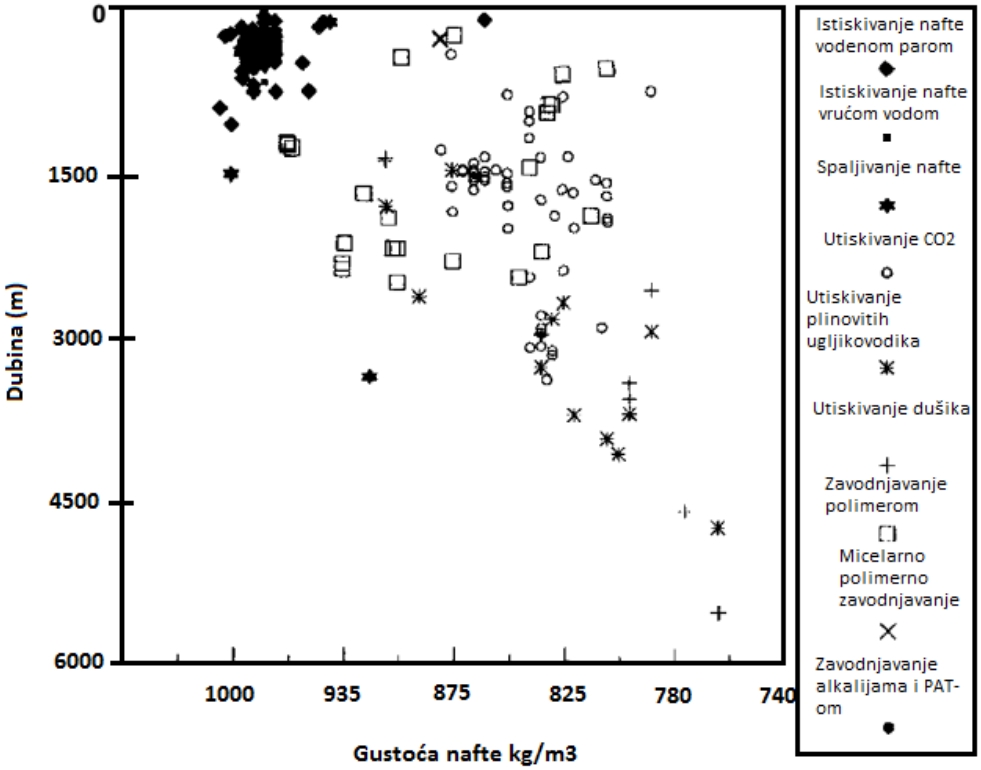
Tablica 1-1 Klasifikacija metoda povećanja iscrpka nafte s obzirom na mehanizam

1. Ekstrakcija otapalom i/ili proces mješivosti fluida:
a) utiskivanje dušika i dimnih plinova
b) utiskivanje ugljikovodičnih plinova
c) utiskivanje CO2
d) ekstrakcija naftnih stijena otapalom
2. Smanjenje međupovršinske napetosti:
a) micelarno i polimerno zavodnjavanje (ponekad uključuju gore navedene procese mješivosti)
b) alkalno zavodnjavanje polimerom i površinski aktivnim tvarima - ASP
3. Smanjenje viskoznosti nafte ili povećanje viskoznosti utisnog fluida plus utiskivanje pod visokim tlakom:
a) istiskivanje nafte vodenom parom
b) spaljivanje nafte
c) zavodnjavanje polimerom
d) poboljšano gravitacijsko odvajanje plinom ili utiskivanjem vodene pare

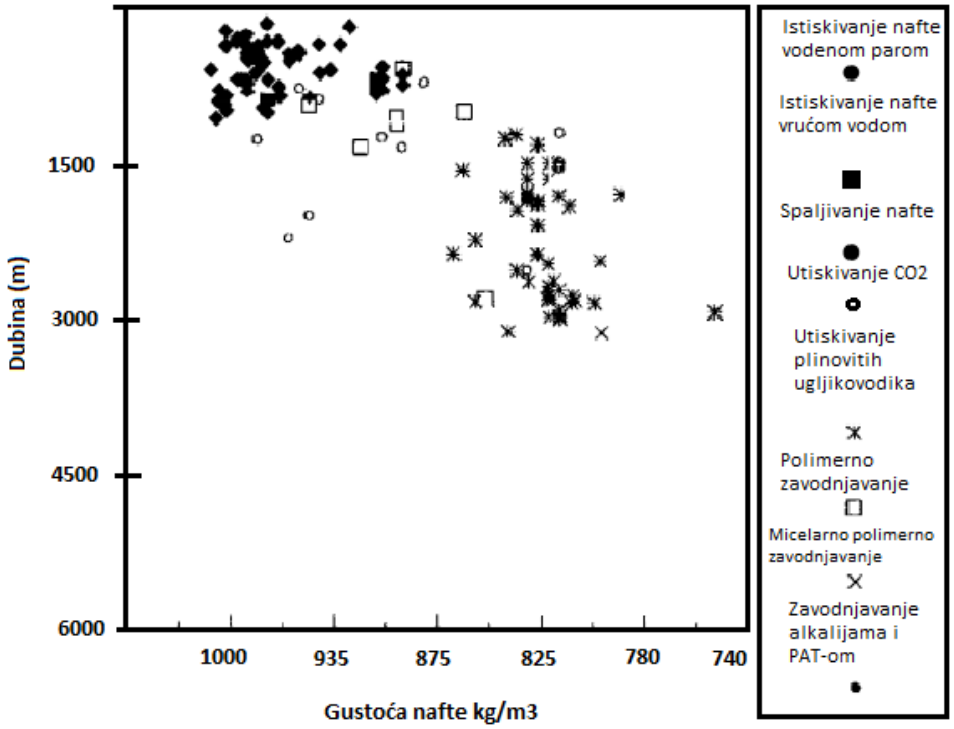
U nekim metodama dolazi do preklapanja mehanizama. Na primjer, međupovršinska napetost se smanjuje kada se približi uvjetima mješivosti fluida u metodama s otapalom. Ležišni uvjeti i uvjeti utiskivanja fluida trebaju biti odabrani na način da se optimizira povećanje iscrpka nafte gdje god je moguće (npr. koristiti dovoljno visok tlak za postizanje uvjeta mješivosti kod metoda s otapalima ili primijeniti metodu istiskivanja nafte vodenom parom u plitkim ležištima kako bi se izbjegli gubici topline iz bušotine itd.).

2. LEŽIŠNI UVJETI I KARAKTERISTIKE LEŽIŠNIH FLUIDA ZA USPJEŠAN PROJEKT

Na slici 2-1 i slici 2-2 prikazani su odnosi dubine ležišta i gustoće nafte za većinu EOR projekata prema Moritisu (1994) na području SAD-a (slika 2-1) i ostalim dijelovima svijeta (slika 2-2). Slika 2-1 također prikazuje mnoge projekte pridobivanja teških nafti u plitkim ležištima u Kaliforniji do pridobivanja lakih nafti u vrlo dubokim ležištima koje se istiskuju u uvjetima mješivosti suhim plinom ili dušikom pod velikim tlakom. Kemijsko zavodnjavanje provodi se uglavnom u ležištima srednje teških nafti, dok se utiskivanje CO_2 provodi na širokom rasponu gustoće nafti od 800 kg/m^3 do 880 kg/m^3. Slika 2-1 potvrđuje da je dubina na koju se CO_2 utiskuje kako bi se postigli uvjeti miješanja uvijek veća od 600 metara, dok je na slici 2-2 vidljivo da je raspodjela EOR projekata u svijetu podjednaka kao u SAD-u, s time da su u ostatku svijeta više prisutni projekti s utiskivanjem ugljikovodičnih plinova, a manje s CO_2 u odnosu na SAD.



Slika 2-1 Odnos dubine u gustoće nafte u EOR projektima u SAD-u, preuređeno od Taber et al. (1997)



Slika 2-2 Odnos dubine i gustoće nafte u EOR projektima u svijetu, preuređeno od Taber et al. (1997)

U tablici 2-1 prikazana su svojstva nafte:

- gustoća,
- viskoznost i
- sastav nafte

te karakteristike ležišta:

- zasićenje ležišta naftom,
- tip ležišne stijene,
- debljina sloja,
- prosječna propusnost ležišta,
- dubina ležišta i
- temperatura u ležištu

čije vrijednosti moraju biti poznate za uspješnu provedbu EOR metoda. Tablica je sastavljena od podataka prikupljenih prilikom izvođenja projekata prikazanih na slici 2-1 i slici 2-2 te na temelju teorijskih spoznaja mehanizama povećanja iscrpka navedenim metodama.

Treba primijetiti da u tablici nisu korišteni znakovi poput ≥ (veće ili jednako) jer se želi istaknuti da predloženi parametri nikada nisu striktni, nego su namijenjeni za prikazivanje okvirnog raspona kriterija za uspješne projekte. U većini slučajeva kada su prikazane vrijednosti poput >xy ili <xy, ne postoji određena gornja ili donja granica koja se odnosi na taj parametar, osim prirodnih ograničenja (svojstva nafte i karakteristike ležišta). Na primjer, kod utiskivanja dušika u uvjetima miješanja navedeno je da je za uspješno utiskivanje dušika potrebna gustoća nafte manja od 850 kg/m^3 što ne znači da će projekti s gustoćom od npr. 851 kg/m^3 biti neuspješni. To je očiti nedostatak većine kriterija primjenjivosti navedenih u tablici s kojim su se u praksi susreli autori koji se bave računalnim programima pri čemu koriste umjetnu inteligenciju (engl. *artificial intelligence*) kako bi pronašli najoptimalniju metodu za određeno ležište (Parkinson et al., 1990). Kao moguće rješenje navedenog problema neki autori koriste neizravnu logiku (engl. *fuzzy logic*) metodu za dobivanje realnijih rezultata (Parkinson et al., 1991).

Podvučene vrijednosti u tablici predstavljaju srednju ili optimalnu vrijednost parametra za tu metodu. Na primjer, kod utiskivanja dušika u uvjetima miješanja za gustoću nafte je navedeno „<850 kg/m^3, <u>790</u>“ što znači da će provedba metode biti uspješna s naftama gustoće manjim od 850 kg/m^3 (ukoliko su i ostali kriteriji zadovoljeni) te da približna srednja ili prosječna vrijednost gustoće nafte u trenutnim projektima utiskivanja dušika iznosi 790 kg/m^3. Silazne strelice ukazuju na to da su nafte gustoće manje od 850 kg/m^3 pogodnije za uspješnu provedbu metode. Općenito su granične vrijednosti u tablici 2-1 definirane na temelju laboratorijskih istraživanja i također uključuju vrijednosti parametara uspješnih terenskih projekata. Tako na primjer u literaturi nisu pronađeni slučajevi utiskivanja CO_2 u uvjetima miješanja u ležišta s gustoćom nafte većom od 882 kg/m^3, no Taber et al. (1997) svejedno u tablici navode gustoću nafte od 922 kg/m^3 kao graničnu vrijednost za primjenu metode jer je laboratorijskim istraživanjima potvrđeno da se uz dovoljan (minimalan) tlak miješanja (engl. *minimum miscibility pressure – MMP*) može uspješno provesti projekt na tipičnim teksaškim naftama te gustoće. Također je povišena granica gustoće nafte za metodu utiskivanja CO_2 u uvjetima nemiješanja s 980 kg/m^3 na 986 kg/m^3 kako bi se obuhvatio uspješan projekt s CO_2 u Turskoj (Moritis, 1994).

Tablica 2-1 Kriteriji primjenjivosti EOR metoda prema Taber et al. (1997)

Tablica kriterija primjenjivosti EOR metoda										
		Svojstva nafte			Karakteristike ležišta					
	EOR metoda	Gustoća (kg/m3)	Viskoznost mPa*s	Sastav	Zasićenje naftom (%)	Tip stijene	Efektivna debljina ležišta (m)	Prosječna propusnost ležišta (mD)	Dubina ležišta (m)	Temperatura ležišta (°C)
1	Utiskivanje dušika ili dimnih plinova u uvjetima miješanja	<850 ↘ 790 ↘	<0,4 ↘ 0,2 ↘	C_1C_7	>40 ↗ 75 ↗	Pješčenjak ili karbonatne stijene	< 3, osim u slučaju velikog nagiba sloja	Nije bitna	>1830	Nije bitna
2	Utiskivanje plinovitih ugljikovodika u uvjetima miješanja	<916 ↘ 820 ↘	< 3 ↘ 0,5 ↘	C_2C_7	>30 ↗ 80 ↗	Pješčenjak ili karbonatne stijene	< 3, osim u slučaju velikog nagiba sloja	Nije bitna	>1220	Nije bitna
3	Utiskivanje CO2 u uvjetima miješanja	<922 ↘ 845 ↘	<10 ↘ 1,5 ↘	C_5C_{12}	>20 ↗ 55 ↗	Pješčenjak ili karbonatne stijene	Širok raspon povoljnih debljina	Nije bitna	>760	Nije bitna
4	Istiskivanje nafte plinovima u uvjetima ne miješanja	<986	<600	Nije bitan	>35 ↗ 70 ↗	Nije bitan	Nebitna	Nije bitna	>550	Nije bitna
5	Micelarno/polimerno zavodnj., ASP, zavodnjavanje alkalijama	<934 ↘ 850 ↘	<35 ↘ 13 ↘	Visok udio lakih i srednjih frakcija, prisutstvo organskih kis.	>35 ↗ 53 ↗	Pješčenjak	Nebitna	>10 450	<2743 990	<93 27
6	Polimerno zavodnjavanje	<966	>150 <10	Nije bitan	>50 ↗ 80 ↗	Pješčenjak	Nebitna	>10 800	<2743	<93 60
7	Sagorijevanje nafte u ležištu	<1000 960	<5000	Nije bitan	>50 ↗ 72 ↗	Visoko propusni pijesci i pješčenjaci	>3	>50	<3500 1067	>38 57
8	Istiskivanje nafte vodenom parom	<1014 976	<200 000, 4700	Nije bitan	>40 ↗ 66 ↗	Visoko propusni pijesci i pješčenjaci	>6	>200 2540	<1370 457	Nije bitna

Tablica 2-2 prikazuje kriterije primjenjivnosti EOR metoda prema Smontari i Bilić-Subašiću (2014). Novijeg je izdanja (2014) u odnosu na tablicu Tabera et al. (1997) i nadopunjena s četiri dodatna uvjeta primjenjivosti koja se odnose na karakteristike ležišta i u tablici su označeni plavom bojom, a to su:

- prosječni porozitet ležišta (%),
- nagib ležišta >15°,
- heterogenost ležišta te
- salinitet slojne vode.

Isto tako su navedene metode cikličkog utiskivanja pare (*Huff & Puff*), *Steam Assisted Gravity Drainage – SAGD* kao termičke metode i mikrobiološki EOR – *MEOR*. Crvenom bojom su označene vrijednosti parametara koje se ne poklapaju s vrijednostima po Taber et al. (1997). Na osnovu toga se može unaprijed zaključiti da će rezultati dobiveni korištenjem aplikacije biti različiti za pojedine metode.

Tablica 2-2 Kriteriji primjenjivosti EOR metoda (Smontara i Bilić-Subašić, 2014)

Tablica kriterija primjenjivosti EOR metoda														
		Svojstva nafte			Karakteristike ležišta									
	EOR metoda	Gustoća (kg/m3)	Viskoznost mPa*s	Sastav	Zasićenje naftom (%)	Tip stijene	Efektivna debljina ležišta (m)	Prosječna propusnost ležišta (mD)	Prosječni porozitet ležišta (%)	Dubina ležišta (m)	Temperatura ležišta (°C)	Nagib ležišta >15°	Heterogenost ležišta	Salinitet slojne vode (g/NaCl)
1	Utiskivanje dušika ili dimnih plinova u uvjetima miješanja	<850 790	<0,4 0,2	C_1C_7	>40 78	Pješčenjak ili karbonatne stijene	< 3, osim u slučaju velikog nagiba sloja	Nije bitna	>11, prosjek 18; nebitno u sluč.sek.poroziteta	>1830	Nije bitna	Povoljno zbog gravitacijskog utjecaja	Sekundarni porozitet nepovoljan	Nebitan
2	Utiskivanje plinovitih ugljikovodika u uvjetima miješanja	<916 820	< 3 0,5	C_2C_7	>30 71	Pješčenjak ili karbonatne stijene	< 3, osim u slučaju velikog nagiba sloja	Nije bitna	>11, prosjek 18; nebitno u sluč.sek.poroziteta	>1220	<121	Povoljno zbog gravitacijskog utjecaja	Sekundarni porozitet nepovoljan	Nebitan
3	Utiskivanje CO2 u uvjetima miješanja	<922 845	<10 1,5	C_5C_{12}	>30 46	Pješčenjak ili karbonatne stijene	Širok raspon povoljnih debljina	Nije bitna	>11, prosjek 18; nebitno u sluč.sek.poroziteta	>760	<121	Povoljno zbog gravitacijskog utjecaja	Sekundarni porozitet nepovoljan	Nebitan
4	Istiskivanje nafte plinovima u uvjetima ne miješanja	<986 918	<600 65	Nije bitan	>45 70	Nije bitan	Nebitna	Nije bitna	>11, prosjek 18; nebitno u sluč.sek.poroziteta	>550	Nije bitna	Povoljno zbog gravitacijskog utjecaja	Sekundarni porozitet veoma nepovoljan	Nebitan
5	Micelarno/polimerno zavodnj., ASP, zavodnjavanje alkalijama	<934 850	<35 13	Visok udio lakih i srednjih frakcija, prisutstvo organskih kis.	>35 53	Pješčenjak	Nebitna	>10 450	>15, prosjek 20; nebitno u sluč.sek.poroziteta	<2750 1000	<93 52	Povoljno zbog gravitacijskog utjecaja	Sekundarni porozitet veoma nepovoljan	<100
6	Polimerno zavodnjavanje	<966 896	>150 <10	Nije bitan	>50 64	Pješčenjak	Nebitna	>10 800	>15, prosjek 20; nebitno u sluč.sek.poroziteta	<2750	<93 60	Povoljno zbog gravitacijskog utjecaja	Sekundarni porozitet veoma nepovoljan	<100
7	Sagorijevanje nafte u ležištu	<1000 959	<5000 1200	Visok udio teških frakcija, prisutstvo asfaltena	>50 67	Pijesak, pješčanjak ili karbonati	>3	>50	>15	<3500 1070	>38 57	Nebitno	Sekundarni porozitet veoma nepovoljan	Nebitan
8	Ciklično utiskivanje pare (Huff & Puff)	<1014 968	<200 000 4700	Nije bitan	>40 66	Pješčenjak ili pijesak	>6	>100 2700	>20	<1220 460	Nebitna	Nebitno	Sekundarni porozitet nepovoljan	Nebitan
9	Kontinuirano istiskivanje nafte vodenom parom (steamflooding)	<1014 968	<200 000, 4700	Nije bitan	>40 66	Pješčenjak ili pijesak	>6	>100 2700	>20	<1220 460	Nije bitna	Nebitno	Sekundarni porozitet veoma nepovoljan	Nebitan
10	SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)	<1014 968	<200 000, 4700	Nije bitan	>40 66	Pješčenjak ili pijesak	>6	>100 2700	>20	<1220 460	Nije bitna	Nebitno	Proslojci lapora veoma nepovoljni	Nebitan
11	MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery)	<950 875	<50	Nije bitan	>50 60	Pješčenjak	Nebitna	>75 190	>12, prosjek 19; nebitno u sluč.sek.poroziteta	<1055 750	<75	Nebitno	Sekundarni porozitet nepovoljan	<100

3. TEORIJSKI OSVRT NA EOR METODE

Metode povećanja iscrpka nafte (EOR metode) dijele se u tri skupine, metode utiskivanja plinova, metode kemijskog zavodnjavanja i termičke metode. Posebno se može izdvojiti mikrobiološki EOR – MEOR kao zasebna metoda koja se zasniva na unošenju određenih bakterija u ležište kako bi se potaknule kemijske reakcije koje dovode po povećanja iscrpka, odnosno lakše pridobivanje preostale nafte u ležištu.

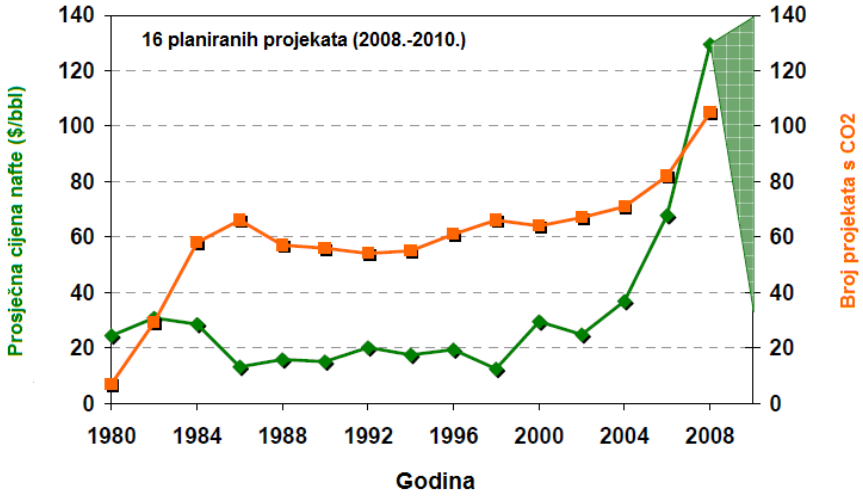
3.1 METODE UTISKIVANJA PLINOVA

Nakon niza godina intenzivnog laboratorijskog istraživanja i godina terenskog iskustva, metode s utiskivanjem plinova su poprilično dobro shvaćene tako da su kriteriji primjenjivosti (eliminacije) ponuđeni s puno više sigurnosti u njihovu točnost nego u počecima razvoja metoda. Iako je najveći broj istraživanja proveden s utiskivanjem CO_2, koncept minimalnog tlaka miješanja (*MMP*) objašnjava učinkovito istiskivanje nafte dušikom, ugljikovodičnim plinovima i CO_2. Pozitivni rezultati povećanja iscrpka nafte (više od 90% količine početne nafte u zoni zasićenja) se mogu očekivati kad god je moguće ostvariti *MMP* u ležištu, međutim najbolje rezultate pokazuje metoda s utiskivanjem CO_2 u odnosu na dušik ili ugljikovodične plinove poput metana.

Općenito govoreći o poželjnim ležišnim svojstvima, procesi utiskivanja plinova u uvjetima miješanja zahtijevaju lake nafte male viskoznosti jer često imaju veliki udio lakih i srednje teških ugljikovodika koji su nužni za postizanje miješanja utisnog i ležišnog fluida kroz višestruke kontakte (dinamička mješivost). Povoljnija su tanka ležišta s većim nagibom te ležište ujedno mora biti dovoljno duboko da u njemu bude moguće postići minimalni tlak miješanja.

Istiskivanje nafte plinovima je najčešće korištena EOR metoda u karbonatnim ležištima lake i hlapive nafte i kondenzata. Utiskivanje dušika i ugljikovodičnih plinova kao EOR metoda do danas nije značajnije zaživjelo, osim u rijetkim slučajevima kada se utiskuju kao jedna od faza u procesu naizmjeničnog utiskivanja vode i plinova (engl. *Water Alternating Gas – WAG*). U isto vrijeme, utiskivanje CO_2 u svrhu pridobivanja nafte je uspješno primijenjeno u starim i u zavodnjenim karbonatnim ležištima (Manrique et al., 2007; Moritis, 2008) i danas je u SAD-u od krucijalne važnosti.

U pješčenjačkim ležištima EOR metoda istiskivanja nafte plinom je najčešće korištena u ležištima lake nafte, kondenzata i ležištima hlapljive nafte. Slično kao i istiskivanje dušikom, istiskivanje nafte ugljikovodičnim plinovima na kopnu u pješčenjacima imalo je mali doprinos u ukupnoj proizvodnji nafte u Kanadi i SAD-u. S druge strane, istiskivanje nafte s CO_2 je najviše korištena EOR metoda za proizvodnju lakih i srednje teških nafti u pješčenjacima posljednjih desetljeća, posebno u SAD-u zbog male cijene i velikih količina lako dostupnog CO_2 iz prirodnih izvora. Slika 3-1 daje jasan prikaz porast broja projekata istiskivanja nafti s CO_2, kako u pješčenjacima, tako i u karbonatnim stijenama, stoga se može pretpostaviti da će broj projekata proizvodnje nafte istiskivanjem ugljikovim dioksidom u pješčenjacima u SAD-u i dalje rasti.



Slika 3-1 Razvoj EOR projekata s utiskivanjem CO_2 i cijene nafte u SAD-u, preuređeno iz Oil & Gas Jounal EOR Surveys 1980 – 2008, EIA, (2009)

Iako se pogodna gustoća nafte, tlak i dubina za postizanje *MMP* razlikuju za utiskivanje dušika, ugljikovodičnih plinova i ugljikovog dioksida, u tablici 2-1 vidljivo je preklapanje parametara kriterija primjenjivosti za sve tri metode. Prema tome, bilo koja od tri metode će biti učinkovita na velikom broju dubokih ležišta, a konačni odabir najčešće ovisi o dostupnosti plina i naravno trošku utiskivanja istog.

3.1.1. Proces istiskivanja nafte dušikom i/ili dimnim plinovima (plinovitim produktima izgaranja)

Proces istiskivanja nafte dušikom i/ili dimnim plinovima (plinovitim produktima izgaranja) je metoda povećanja iscrpka nafte u kojoj se koriste jeftini neugljikovodični plinovi za istiskivanje nafte u uvjetima miješanja i nemiješanja, ovisno o tlaku i sastavu nafte. Osim komprimiranog zraka, dušik i dimni plinovi su najjeftiniji plinovi (pogotovo u smislu volumena pri ležišnom tlaku i temperaturi) koji se utiskuju stoga se mogu utisnuti velike količine po prihvatljivoj cijeni. Dušik i dimni plinovi se uvijek razmatraju zajedno jer im je iznos minimalnog tlaka miješanja vrlo sličan (Emmons, 1996), a i mogu se naizmjenično utiskivati u svrhu povećanja iscrpka nafte.

Dušik i dimni plinovi istiskuju naftu na način da:

- potiču isparavanje lakših komponenti ležišne nafte uz stvaranje uvjeta mješivosti ako je tlak dovoljno visok
- zatim omogućuju istiskivanje nafte plinom u slučajevima kada je značajan dio ležišnog volumena ispunjen utisnutim plinovima te
- pospješuju gravitacijsko odvajanje faza u ležištima s nagibom, u uvjetima miješanja i nemiješanja.

U prilog dušiku može se navesti da je on najinertniji od svih plinova, ali ima najviši *MMP*, stoga se uvjeti miješanja mogu postići u dubokim ležištima lakih nafti. Problem koji se pojavio tijekom utiskivanja dimnih plinova je korozija opreme i alata, pogotovo kod plinova koji su nastali kao produkt izgaranja kod motora s unutarnjim izgaranjem. Prijelazna utiskivanje dušika dalo je dobre rezultate te je korozija nestala ili je smanjena.

U literaturi je dokumentirano svega nekoliko projekata s utiskivanjem dušika i dimnih plinova u pješčenjacima kao i u karbonatima, a posljednjih nekoliko godina nisu dokumentirani novi projekti, stoga je teško predvidjeti razvoj ove metode. Razvojem tehnologije dolazi do pojava novih, efikasnijih metoda poput utiskivanja zraka pod visokim tlakom (engl. *High Pressure Air Injection – HPAI*) uz značajno nižu cijenu i operativne troškove od utiskivanja dušika. Uz sve to, istiskivanje nafte dušikom može se opravdano primijeniti u ležištima lake nafte s visokim tlakom i temperaturom, ako nema mogućnosti za korištenje ostalih plinova (Mungan, 2000).

3.1.2. Istiskivanje nafte ugljikovodičnim plinovima u uvjetima miješanja

Istiskivanje nafte ugljikovodičnim plinovima u uvjetima miješanja je najstarija EOR metoda i prakticirana je i prije nego je u potpunosti shvaćen koncept minimalnog tlaka miješanja. Kada bi na nekim poljima postojao višak prirodnog plina, on bi bio utisnut nazad u ležište kako bi se povećao iscrpak nafte. Danas se taj proces sastoji od utiskivanja lakih plinovitih ugljikovodničih komponenti kako bi se postigli uvjeti mješivosti. Pri tome se razlikuju tri bazične varijante procesa:

a) prvo je injektiranje obroka ukapljenog naftnog plina (engl. *liquefied petroleum gas - LPG*) kao otapala u iznosu od 5% pornog volumena (engl. *pore volume*) koji je protisnut prirodnim plinom ili plinom iz slojne vode – direktno mješivi proces istiskivanja,
b) injektiranje obroka obogaćenog prirodnog plina u iznosu od 10% do 20% pornog volumena koji je obogaćen od etana C_2 do heksana C_6 koji je protisnut suhim plinom (ili vodom) –dinamički miscibilni proces istiskivanjas kondenzacijom te,
c) visokotlačno injektiranje suhog plina koje uzrokuje isparavanje komponenti C_2-C_6 iz ležišne nafte – dinamički miscibilni proces istiskivanja s isparavanjem.

U mnogim ležištima se zbiva kombinacija procesa isparavanja i kondenzacije, iako se smatralo da je jedan od procesa dominantan. Princip pridobivanja nafte utiskivanjem ugljikovodičnih plinova sastoji se od postizanja mješivosti (kondenzacijom i isparavanjem tokom istiskivanja nafte plinom), povećanjem volumena nafte, smanjenjem viskoznosti nafte te nemješivim istiskivanjem, osobito potpomognuto gravitacijskim odvajanjem u odgovarajućim ležišnim uvjetima.

Ograničavajući faktor za ovu dopunsku metodu iskorištavanja ležišta je minimalna dubina potrebna za ostvarivanje minimalnog tlaka miješanja i on se kreće od 83 bara za LPG do 275-345 bara potrebno za visokotlačno istiskivanje nafte plinom, ovisno o gustoći nafte. Ležišta sa strmim nagibom su izuzetno poželjna kako bi se gravitacijski stabilizirala istiskujuća faza koja obično ima nepovoljan omjer pokretljivosti s utiskivanim fluidom. Također su za uspješnu provedbu metode potrebne velike količine ugljikovodika. Moguće je da LPG kao otapalo ostane zarobljen u ležištu i izostane njegov povratak na površinu.

Slično kao i kod utiskivanja dušika, niti utiskivanje ugljikovodičnih plinova na kopnenim poljima u SAD-u i Kanadi nije značajnije doprinijelo ukupnoj proizvedenoj količini nafte (Manrique et al., 2007; Moritis, 2008). Ako ne postoji drugi način za zaradu na prirodnom plinu, onda se on koristi za podržavanje tlaka u ležištu ili u WAG (engl.

Water Alternating Gas – WAG) procesima dok se ne ukaže nova prilika za zaradom. Ova strategija razvoja će doprinijeti očuvanju ležišne energije uz maksimalan iscrpak nafte i moguću zaradu na prirodnom plinu koji bi se pridobio kasnijem snižavanjem tlaka u ležištu.

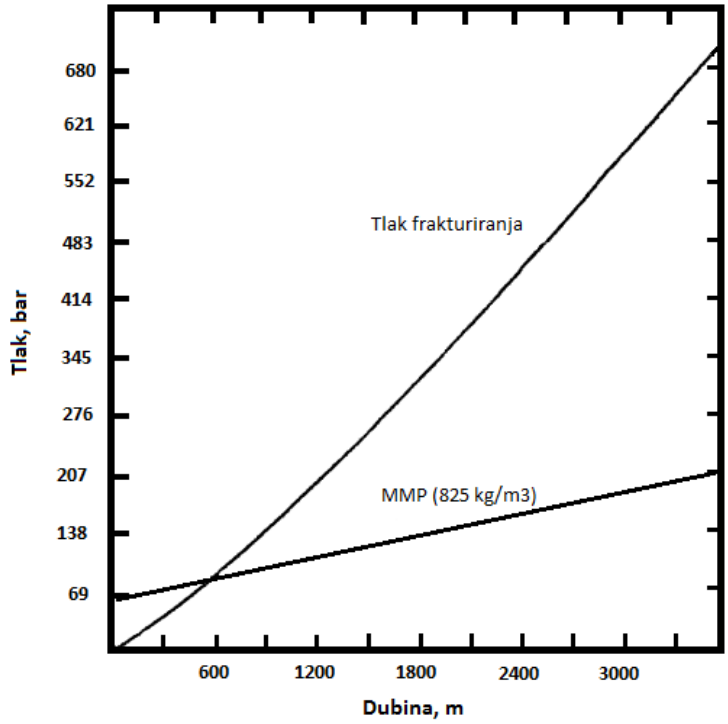
3.1.3. Istiskivanje nafte s CO_2 u uvjetima miješanja

Niti jedna dopunska metoda iskorištavanja ležišta na području SAD-a nije obećavajuća i ne daje dobre rezultate kao utiskivanje CO_2 u uvjetima miješanja. To je jedina EOR metoda koja rezultira kontinuiranim prirastom u proizvodnji nafte, još otkako se CO_2 počeo utiskivati u ležišta, i unatoč nestabilnosti cijena nafte (Martin i Taber, 1992). Koristi se uglavnom za proizvodnju lakih i srednje teških nafti u pješčenjacima posljednjih desetljeća zbog niske cijene i velikih količina lako dostupnog CO_2 iz prirodnih izvora. Planirani projekti diljem SAD-a (Moritis, 2008; Wo et al., 2009), predviđanje autora Holtza (2008) u smislu rasta količina nafte pridobivenih utiskivanjem CO_2 u Meksičkom zaljevu te ostali projekti diljem svijeta, potvrđuju ogromni potencijal ove EOR metode.

Utiskivanje CO_2 se također uspješno koristi u starim i zavodnjenim karbonatnim ležištima (Manrique et al., 2007; Moritis, 2008). U pregledu literature, autor Moritis (2008) navodi preko 105 aktivnih procesu u području bazena Permian (engl. *Permian Basin*) u Teksasu. Često korištenje ove metode povezano je s velikim količinama ugljikovog dioksida dobivenog proizvodnjom prirodnog plina i razvijen sustav cjevovoda za CO_2 koji je uglavnom smješten uz naftna polja (Hustad, 2009; Manrique et al., 2007). Pretpostavlja se daljnji rast broja projekata s utiskivanjem ugljikovog dioksida u uvjetima miješanja u karbonatima s obzirom na značajne lako dostupne količine CO_2 i dosadašnja pozitivna iskustva.

Prema kriterijima primjenjivosti iz tablice 2-1, vidljivo je da je metoda pogodna za širok raspon gustoća nafte i dubina ležišta. Gustoća (i s njome povezana topivost CO_2 u ležišnoj nafti) se smanjuje s porastom temperature, stoga se predviđeni minimalni tlak miješanja za određenu gustoću mora povećati s povećanjem temperature (Heller i Taber, 1986). Budući da se temperatura povećava s dubinom, tako se i *MMP* mora povećavati s dubinom, kako je prikazano na slici 3-2 za naftu s područja Teksasa, tipične gustoće za to područje od 825 kg/m^3. Tlak frakturiranja povećava se dosta brže od temperature, odnosno minimalnog tlaka miješanja, u ležištu s obzirom na dubinu, što znači da ne može doći do frakturiranja stijena prilikom utiskivanja CO_2 u ležište pri tlaku neznatno većem od tlaka

miješanja. Sa slike 3-2 se isto tako može zaključiti da će linija *MMP*-a nafte gustoće veće od 825 kg/m^3 biti iznad linije *MMP*-a na slici. Što se tiče minimalnog tlaka miješanja za dušik i prirodni plin (metan – CH_4), njihove linije *MMP*-a bih imale drugačije nagibe i također bi se nalazile znatno iznad linije CO_2 sa slike, što znači da je potrebni minimalni tlak miješanja za dušik i metan puno viši u odnosu na ugljikov dioksid u istim uvjetima.



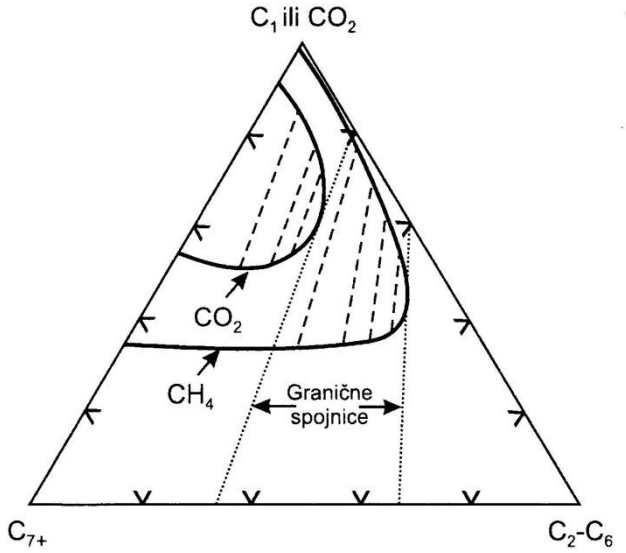
Slika 3-2 Odnos MMP kod utiskivanja CO_2 i tlaka frakturiranja s obzirom na dubinu ležišta u Permian bazenu u Teksasu, preuređeno od Heller i Taber (1986)

Kriterij primjenjivosti metode utiskivanja ugljikovog dioksida, tj. uvjet minimalnog tlaka miješanja CO_2 prikazan na slici 3-2 trebao bi biti prihvatljiv za nafte sličnog sastava prosječnih srednje teških nafti iz SAD-a, osobito za nafte s područja zapadnog Teksasa (Permian bazen) i jugoistočnog dijela Novog Meksika. Ukoliko sastav nafte značajno odstupa od nafti na temelju kojih je napravljena korelacija na slici 3-2, preporučaju se dodatna laboratorijska ispitivanja radi utvrđivanja točnosti minimalnog tlaka miješanja. Tako su na primjer autori Hagedorn i Orr (1993) utvrdili kako visoki postotak višeprstenastih aromata znatno povisuje minimalni tlak miješanja jer su jako slabo ekstrahirani s CO_2.

Pridobivanje dodatnog iscrpka nafte utiskivanjem ugljikovog dioksida provodi se utiskivanjem velikih količina CO_2 (više od 30% pornog volumena) u ležište. Iako ugljikov dioksid nije mješiv s naftom u prvom kontaktu pri normalnom ležišnom tlaku, CO_2

ekstrahira lagane i srednje teške komponente nafte i ako je tlak dovoljno visok (viši od *MMP*), postiže se mješivost kako bi se nafta istisnula iz ležišta.

U zoni višestrukog kontakta utisnutog CO_2 i nafte, tijekom utiskivanja CO_2,dolazi do kontinuirane izmjene ravnotežnih odnosa između plinske (CO_2) i tekuće (nafta) faze. Dolazi do isparavanja C_5-C_{20} frakcija iz nafte što uzrokuje promjenu plinske faze koja postaje sve gušća i po sastavu sve sličnija nafti. Takvim mehanizmom višekontaktnog isparavanja stvara se zona miješanja utisnutog ugljikovog dioksida i ležišne nafte. Sastav i gustoća smjese, koja uključuje lakše ugljikovodike i CO_2, u zoni miješanja su takvi da djeluju kao otapalo za naftu (sličan efekt kao kod utiskivanja ukapljenih naftnih plinova). Kako se zona miješanja, tj. čep otapala pomiče po ležištu, dolazi do oslobađanja nafte smanjenjem ili poništavanjem međupovršinskih napetosti i istiskuje se prema proizvodnim bušotinama (Sečen, 2006).



Slika 3-3 Usporedba veličina dvofaznih područja CO_2 i metana CH_4 (Sečen, 2006)

Kao što je vidljivo na slici 3-3, tlak miješanja s CO_2 je znatno niži od tlaka miješanja s ugljikovodičnim plinom, otpadnim dimnim plinom ili dušikom, iako pri visokim temperaturama može biti izuzetaka (Sečen, 2006). To je jedna od osnovnih prednosti ove dopunske metode iskorištavanja ležišta jer se dinamička mješivost može uspostaviti pri tlakovima kakvi se nalaze u većini ležišta. Ograničavajući faktor za korištenje ove metode je to što su potrebne velike količine jeftinog CO_2 i to što CO_2 uzrokuje koroziju cjevovoda i opreme.

3.1.3. Istiskivanje nafte s CO_2 u uvjetima ne-miješanja

Sva ležišta s gustoćom nafte manjom od 922 kg/m^3 mogu biti kandidati za utiskivanje ugljikovog dioksida u uvjetima nemiješanja, pod uvjetom da se utiskuje pod tlakom manjim od minimalnog tlaka miješanja. Općenito će iscrpak biti proporcionalno manji za razliku *MMP* i ostvarenog tlaka utiskivanja u ležištu. Taber et al. (1997) navode nafte u rasponu gustoće 922 kg/m^3 – 980 kg/m^3 kao prihvatljive za utiskivanje CO_2, s uvjetom da dubina ležišta (utiskivanja) mora biti veća od 550 metara, uz konačno znatno manji iscrpak u odnosu na utiskivanje u uvjetima mješivosti. Uz navedeni uvjet dubine, u obzir je uzeta i ležišna temperatura. Ovi proizvoljni kriteriji su odabrani kako bih se postavila sigurnosna granica otprilike 150 metara iznad tipične ležišne dubine frakturiranja za potrebni minimalni tlak miješanja i 20 bara iznad tlaka utiskivanja CO_2 u nemješivim uvjetima na malim dubinama. Nafte gustoće veće od 980 kg/m^3 nisu nikako pogodne za utiskivanje CO_2, kao niti dubine manje od 550 metara.

3.2. METODE KEMIJSKOG ZAVODNJAVANJA

Kemijske EOR metode danas nisu toliko zastupljene koliko su npr. utiskivanje plinova ili termičke metode i vrlo malo doprinose proizvodnji dodatnih iscrpaka nafte na globalnoj razini. One su dosegle svoj vrhunac doživjele sredinom 1980-ih i to većina njih u pješčenjacima (Needham i Doe, 1987). Danas se neznatne količine nafte proizvode kemijskim EOR metodama jer su se pokazale osjetljivim na nestabilnost cijena nafte, unatoč novijim spoznajama i otkrićima u mehanizmima i tehnologiji metoda te nižim cijenama kemijskih aditiva.

Kemijske metode zahtijevaju niske temperature ležišta kako bi se izbjegla termalna degradacija polimera, pješčenjačko ležište kako bi se smanjila adsorpcija surfaktanata i ostalih skupih kemikalija na stijenu te dovoljno veliku propusnost da se omogući dovoljan utisni kapacitet. Za kemijske metode pogodne su nafte koje se sastoje od srednje teških ugljikovodika, nešto veće viskoznosti, no u toj mjeri da se izbjegne nepovoljan omjer pokretljivosti između utisnog i istiskivajućeg fluida.

Istiskivanje nafte polimerom brojčano nadmašuje sve ostale kemijske metode u pješčenjacima (Manning et al., 1983), no u isto vrijeme na određenom broju polja testirane su ostale kemijske EOR metode poput alkalnog zavodnjavanja, zavodnjavanja površinski

aktivnim tvarima, alkalno polimerno zavodnjavanje (engl. *Alkali-Polymer – AP*), zavodnjavanje polimerom i površinski aktivnim tvarima (engl. *Surfactnat-Poylmer – SP*) i alkalno zavodnjavanje polimerom i površinski aktivnim tvarima (engl. *Alkali-Surfactant-Polymer – ASP*).

Do danas, niti jedan projekt kemijskog zavodnjavanjaosim zavodnjavanja polimerom u karbonatnim stijenama nije dokumentiran u literaturi, upravo iz razloga što su karbonatne stijene nepovoljne za kemijske supstance koje se adsorbiraju na površinu stijena. Postoje slučajevi kada se površinski aktivne tvari – PAT utiskuju u ležište u svrhu promjene močivosti stijena.

Pregledom literature, terenskog iskustva i na temelju dokumentiranih laboratorijskih istraživanja kemijskih metoda, može se primijetiti zainteresiranost naftne industrije za kemijske metode dopunskog iskorištavanja ležišta, no i dalje bez značajnijeg doprinosa u ukupnoj proizvodnji nafte, osobito u karbonatnim ležištima.

U ovome radu za kriterije primjenjivosti metoda, kriteriji su ograničeni na one metode na koje se misli pod općenitim pojmom „kemijsko zavodnjavanje“. Nadalje, odvojena je kategorija zavodnjavanja alkalnim (lužnatim) spojevima i pridodana je metodama kojima se smanjuje interfacijalna (međupovršinska) napetost fluida, stoga je kao jedna metoda u tablici 2-1 navedeno micelarno zavodnjavanje, ASP i zavodnjavanje lužnatim otopinama, a kao druga kemijska EOR metoda navedeno je polimerno zavodnjavanje.

Po završetku iskorištavanja ležišta u njemu preostane znatna količina ugljikovodika zbog djelomičnog obuhvata ležišta istiskivajućim fluidom i zbog kapilarnih i viskoznih sila u preplavljenim dijelovima ležišta koje zadrže preostalu naftu. Kako bi se djelotvornost istiskivanja nafte u bilo kojoj fazi iskorištavanja ležišta povećala, istraživanja treba usmjeriti prema povećanju obuhvata ležišta istiskivajućim fluidima smanjenjem omjera pokretljivosti fluida, poništavanju ili smanjenju kapilarnih sila što dovodi do oslobađanja nafte u pornom prostoru (smanjena preostalog zasićenja nafte u ležištu) te istovremenoj primjeni ta oba načina djelovanja,kao što je opisano u tablici 3-1 (Sečen, 2006).

Tablica 3-1 Mogući načini povećanja djelotvornosti istiskivajućih fluida (Sečen, 2006)

DJELOVANJE	SREDSTVA
Povećanje obuhvata ležišta	Otopine polimera, pjene od vode i plina
Oslobađanje nafte	Alkoholi, ukapljeni ili obogaćene smjese ugljikovodičnih plinova, suhi plin, CO_2, površinski aktivne tvari, kaustična soda
Istovremeno povećanje obuhvata i oslobađanje nafte	Kombinacija gore navedenog

Kako bi se povećao obuhvat ležišta, u tu svrhu su upotrebljavani glicerin, šećer i glikoli, koje su danas zamijenili jeftiniji sintetički polimeri (poliakrilamidi, polisaharidi i etilen polioksidi). Kako bi se povećao iscrpak nafte, može se djelovati i na način da se oslobodi nafta, tj. smanji preostalo zasićenje nafte u ležištu smanjenjem međupovršinskih napetosti između nafte i istiskivajućeg fluida, kako je navedeno u tablici 3-1. Da bi pridobili preostalu naftu, potrebno je kod njenog istiskivanja kemikalijama (alkoholi, ukapljeni i obogaćeni plinovi, suhi plin, CO_2, PAT, kaustična soda, mikroorganizmi) smanjiti međupovršinsku napetost do 10^{-7} N/m (Sečen, 2006). Osim na smanjenje međupovršinske napetosti, ove kemikalije djeluju i na promjenu močivosti stijene i stvaranje emulzija čime se smanjuje vrijednost omjera pokretljivosti i povećava koeficijent obuhvata ležišta (Sečen, 2006).

Definicija volumnog obuhvata E_V ležišta glasi da je to umnožak koeficijenta površinskog obuhvata ležišta E_A (koji čini odnos preplavljene i ukupne površine ležišta) i koeficijenta vertikalnog obuhvata E_I (koji čini odnos pornog prostora zahvaćenog istiskivajućim fluidom i zarobljenog pornog prostora u svim proslojcima iza fronte).

$$E_V = E_A \times E_I \qquad \textbf{(3-1)}$$

Kod proračuna procesa istiskivanja nafte, omjer pokretljivosti fluida M definiran je kao:

$$M = \frac{k_{rd}}{k_{ro}} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_d} \qquad \textbf{(3-2)}$$

gdje su: M – omjer pokretljivosti fluida (-)

k_{rd}– relativna propusnost istiskivajućeg fluida (-)

k_{ro} – relativna propusnost nafte (-)

μ_o – viskoznost nafte (mPa·s)

μ_d – viskoznost istiskivajućeg fluida (mPa·s)

Omjer pokretljivosti utječe na površinski i vertikalni koeficijent obuhvata, dakle volumni obuhvat, na način da se uspješnost ispiranja pri istoj utisnoj količini istiskivajućeg fluida smanjuje s porastom vrijednosti omjera pokretljivosti. Također, za uspješno istiskivanje nafte omjer pokretljivosti morao bi biti približno jednak ili manji od 1,0. Povećanjem viskoznosti vode dodavanjem polimera istovremeno se smanjuju omjer pokretljivosti i relativna propusnost stijene za vodu, čime se u konačnici povećavaju koeficijent obuhvata ležišta i iscrpak nafte.

3.2.1. Micelarno polimerno zavodnjavanje, ASP i zavodnjavanje alkalijama

Micelarno polimerno zavodnjavanje je bila druga najčešće korištena kemijska EOR metoda u ležištima lakih i srednje teških nafti do 1990-tih godina (Lowry et al., 1986). Miceralni fluid (engl. *micellar fluid*) vodena je otopina (smjesa) površinski aktivnih tvari (surfaktanata), pomoćnih drugih površinski aktivnih tvari (kosurfaktanata), soli i ugljikovodika, a često im se dodaju i polimeri zbog povećanja viskoznosti, zbog čega se proces često naziva micelarno polimerno zavodnjavanje. Zarobljena nafta se istiskuje injektiranjem obroka micelarne otopine u iznosu od 5-15% pornog volumena u slučaju visokih koncentracija surfaktanata u smjesi ili 15-50% pornog volumena u slučaju malih koncentracija. Nakon obroka sa surfaktantom slijedi injektiranje obroka vode s polimerom. Temeljem terenskih iskustava, metoda se sredinom 1970-ih pokazala obećavajućom (Maerker et al., 1990; Reppert et al., 1990), no visoka cijena surfaktanata i kosurfaktanata te niska cijena nafte u tom periodu ograničili su korištenje ove metode.

Razvoj se zatim usmjerio na smanjenje cijene utiskujućeg fluida dodavanjem više alkalija, a manje surfaktanata i kosurfaktanata (Bavière et al., 1995; Shutang et al., 1995; Taber, 1990) što je rezultiralo metodom alkalnog zavodnjavanja polimerom i površinski aktivnim tvarima – metodom ASP, pri čemu se obrok injektiranja znatno povećao, uz istovremeno manji trošak u usporedbi s micelarno polimernim zavodnjavanjem. Lužine su ekonomski isplativije u usporedbi s klasičnim surfaktantima i kosurfaktantima te pridonose smanjenju međupovršinske napetosti i smanjuju adsorpciju surfaktanata (površinski

aktivnih tvari) na stijene (Lorenz et al., 1989; Eme, 1994) što je dovelo do razmatranja korištenja ove dopunske metode u karbonatnim ležištima, no ta se ideja još nije razradila, što potvrđuju vrlo rijetki pilot projekti u svrhu potvrde primjenjivosti ove metode *in situ*. Metoda ASP se u konačnici pokazala ekonomski isplativijom od micelarno polimernog zavodnjavanja, stoga za ovu metodu i danas postoji određeni interes, posebno za povećanje iscrpka nafte u starim i zavodnjenim ležištima.

Kod alkalnog zavodnjavanja, dodavanjem alkalija u vodu dolazi do reakcije sa kiselim sastojcima nafte što dovodi do smanjenja međupovršinskih napetosti između vode i nafte, stvaranja emulzije nafte i vode i otapanja čvrstog međufaznog filma. U tom procesu se utisnutoj vodi povećava pH vrijednost dodavanjem natrijeva karbonata, natrijeva silikata ili kalijeva hidroksida. Isto tako alkalije mogu reagirati i s ležišnom stijenom mijenjajući joj močivost što u kombinaciji sa smanjenjem međupovršinske napetosti ima za posljedicu povećanje iscrpka nafte (Sečen, 2006).

3.2.2. Polimerno zavodnjavanje

Od sredine 60-ih, kada je započeto, pa do danas, proveden je veliki broj projekata polimernog zavodnjavanja u izuzetno velikom rasponu ležišnih uvjeta i svojstava nafti (Manning et al., 1983; Seright, 1993). Ležišna temperatura kretala se u rasponu od 11°C do 170°C, prosječna ležišna propusnost 0,6-15000 mD, viskoznost nafti 0,01 mPa·s do 1494 mPa·s, debljinama ležišta (slojeva) od svega 10-ak centimetara do 15 metara i početni salinitet slojne vode od 0,3 do 21,3% ukupno otopljenih čvrstih čestica (engl. *Total Dissolved Solids – TDS*). U početku proizvodnje nafte, postotak početne nafte u ležištu kretao se od 36% do 97,1%, a omjer volumena proizvedene vode i volumena nafte (engl. *Water-Oil Ratio, WOR*) 0-100. Rezultat svega su definirani optimalni ležišni uvjeti i svojstva ležišne nafte potrebni za najbolje rezultate metodom kemijskog zavodnjavanja, navedeni u tablici 2-1. Sredinom 1980-ih, polimerno zavodnjavanje provodilo se u pijescima i pješčenjačkim ležištima otprilike 4 puta u većem broju nego u karbonatnim ležištima (Seright,1993).

Princip djelovanja zavodnjavanja ležišta je povećanje obuhvata ležišta, no dodavanjem polimera dolazi do povećanja viskoznosti otopine što za posljedicu ima smanjenje omjera pokretljivosti i relativne propusnosti stijene za vodu, u konačnici većeg

iscrpka nafte. Za ovu metodu postoji niz tehničkih i ekonomskih ograničenja. U obzir se uzima ekonomska učinkovitost polimera (smanjenje omjera pokretljivosti ili relativne propusnosti za vodu po cijeni kilograma polimera) koja je glavni ekonomski faktor. Tako na primjer, ako se smanji cijena akrilamida/akrilat kopolimera (HPAM) i ksantan polimera, za utiskivanje će se iskoristiti veće količine navedenih polimera na nekom projektu što dovodi do većeg iscrpka nafte, većeg profita i na kraju do novih EOR projekata.

Ekonomska učinkovitost polimera utječe i na propusnost ležišta za utisnutu otopinu s polimerima. Na primjer, nekom se polimeru povećava retencija (zaostajanje, zadržavanje engl. *polymer retention*) i adsorpcija na ležišne stijene, a širenje i prodor polimera (engl. *polymer propagation*) se smanjuje sa smanjenjem propusnosti stijene. Tako je slučaj da se polimeri visokih polimernih masa vrlo često adsorbiraju na stijene i sporo šire (engl. *low propagation rates*) po ležištima propusnosti manje od 100 mD (Sorbie, 1991). Taj problem za potrebom visokopropusnih ležišta može se anulirati polimerima manje molekularne mase. Međutim, viskoznost vode dobivena primjenom polimera smanjuje se s molekularnom težinom polimera, stoga je potrebno količinski više polimera (veći trošak) kako bi se osigurala potrebna viskoznost, uzimajući u obzir propusnost ležišta i molekularnu težinu polimera kao ograničavajuće faktore.

Injektivnost bušotine (kapacitet injektiranja po padu tlaka) s obzirom na propusnost ležišta je također parametar kojeg treba razmotriti. U nefrakturiranim bušotinama, utiskivanje viskoznih vodenih otopina s polimerima će smanjiti injektivnost bušotine. Kako bi se količina utiskivajućeg fluida održala konstantnom, odabrane utisne bušotine moraju podržavati relativne veće utisne tlakove u odnosu na klasično zavodnjavanje. Ovaj zahtjev sve je teže ispuniti kako se propusnost ležišta smanjuje, bez pojave frakturiranja bušotina. Ukoliko su utisne bušotine frakturirane, nameće se pitanje hoće li povećana injektivnost uslijed frakturiranja povećati rizik od gubljenja utisnutog fluida (predloženo je da horizontalne bušotine mogu ublažiti ograničenja injektivnosti u nekim slučajevima).

Ekonomska isplativost isto tako ograničava temperaturu primjene metode zavodnjavanja polimerom. Više od 95% projekata zavodnjavanja polimerom izvršeno je pri ležišnoj temperaturi manjoj od 93°C (Seright,1993). Ta činjenica dokazuje sumnje da HPAM i Xantan polimeri nisu dovoljno stabilni pri povišenim temperaturama. U literaturi (Sorbie, 1991) je navedeno da su ti polimeri dovoljno stabilni za terensku primjenu na temperaturama većim od 80°C. Stabilniji polimeri, poput skeroglukana, akrilamidi kopolimeri i terpolimeri, mogu se koristiti pri višim temperaturama, no njihova visoka cijena ograničila je njihovu primjenu (Sorbie, 1991). Naravno, dovoljno visoka cijena nafte

i napredak u proizvodnji polimera, u smislu smanjenja troškova proizvodnje, mogu promijeniti situaciju i povećati interes naftne industrije u ulaganje i primjenu ove metode.

Dugo vremena je salinitet bio bitan problem u zavodnjavanju polimerima (Sorbie, 1991). U rasponu od 0-1% TDS, viskoznost polimernih otopina značajno se smanjuje s povećanjem saliniteta. Zaključak je da su HPAM otopine velikog saliniteta relativno neučinkovite za polimerno zavodnjavanje. Pregledom literature se može ustanoviti kako su postojale razlike u mišljenju isplativosti utiskivanja polimernih HPAM otopina niskog saliniteta u ležišta sa slojnom vodom visokog saliniteta, kao što to navodi Maitin (1992) koji je na temelju dobro proučenog i dokumentiranog ležišta predložio uvjete potrebne za uspješno utiskivanje HPAM otopina u ležišta slojne vode visokog saliniteta.

Nakon pregleda literature vezano uz polimerno zavodnjavanje, može se uočiti poprilična nesigurnost u procjeni dobrih strana metode nakon što su projekti završeni. Prije svega, u navedenim projektima korištene su male količine, tj. male koncentracije polimera (Seright,1993). To je dovelo do procjene malih vrijednosti dodatnih iscrpaka nafte (1-5% pornog volumena) i predviđanja da će rezultirati malim izmjenama u krivuljama pada proizvodnje i krivulji WOR. Te male promjene na krivuljama također je teško razlučiti kada se uspoređuju s klasičnim zavodnjavanjem.

Ipak, dokumentirano je nekoliko projekata polimernog zavodnjavanja koji su dali dobre rezultate, poput projekata na poljima Marmul (Koning et al., 1988), Oerrel (Maitin, 1992), Courtenay (Putz et al., 1994) i Daqing (Wang, 1995). Ova četiri uspješna projekta imaju dosta toga zajedničkog. Tako su na primjer kemijska zavodnjavanja primijenjena na visokopropusnim pješčenjacima (>870 mD) i niskotemperaturnim ležištima (30-58°C). Visoka zasićenja naftom (71-92% pornog volumena), a i odnos viskoznosti nafte i vode (15 do 114) pri ležišnoj temperaturi bili su prilično veliki. Utisnute otopine polimera sadržavale su relativno visoku koncentraciju HPAM (900 do 1500 ppm) i vodu malog saliniteta te su utisnute velike količine polimera, da bi konačni dodatni iscrpci nafte bili značajni (11 do 30% početne količine ležišne nafte).

Vezano uz kemijske EOR metode, treba još spomenuti obradu ležišta polimernim gelovima kao jednu od metoda. Cilj obrade ležišta gelom, u tehničkom smislu, drugačiji je od klasičnog zavodnjavanja polimerom jer je cilj obrade ležišta gelom sprječavanje gubljenja vodene faze (obično vode) u pukotinama i ležištima iznimno visoke propusnosti, bez utjecaja na proizvodnju ugljikovodika. Zajedničko im je što obje metode podrazumijevaju povećanje obuhvata ležišta. Tako su do danas razvijene koloidne disperzije gelova (engl. *Colloidal Dispersions Gels – CDG*) i tehnologija BrightWater,

koje su još uvijek u fazi razvoja. U bliskoj budućnosti se može očekivati porast upotrebe ovih dviju metoda, ovisno o njihovom razvoju u laboratorijima i na terenu, stvarajući tako nove mogućnosti kemijskim EOR metodama

3.3 TERMIČKE METODE

Termičke EOR metode imaju najveći udio u proizvodnji nafte u svijetu od svih ostalih EOR metoda. Kod primjena termičkih metoda, najvažnije je imati visoko zasićenje ležišta naftom, pogotovo kod metode utiskivanja pare, gdje se dobar dio proizvedene nafte na površini koristi kao gorivo za proizvodnju pare. Ujedno bi ležište moralo biti plitko jer se u kanalu utisnih bušotina gubi toplinska energija. Kod metode sagorijevanja nafte u ležištu, bitno je da ležište bude veće debljine, kako bi se smanjili gubici topline u susjedne formacije. Sve termičke metode primjenjuju se isključivo na ležištima s jako viskoznim naftama koje pri originalnoj ležišnoj temperaturi otežano struje kroz ležište i sporo pritječu u bušotine te nije moguće ostvariti rentabilnu proizvodnju bez uvođenja dodatne toplinske energije u ležište s ciljem smanjenja viskoznosti nafte.

Metode su primjenjive na ležištima s velikim rasponima svojstava. Mnogi od kriterija primjenjivosti metoda isti su za primjenu pare i spaljivanje nafte što znači da je u nekim slučajevima moguća primjena obje metode na istom ležištu. Kriteriji koji se znatnije razlikuju su dubina, ležišni tlak i prosječna propusnost ležišne stijene.

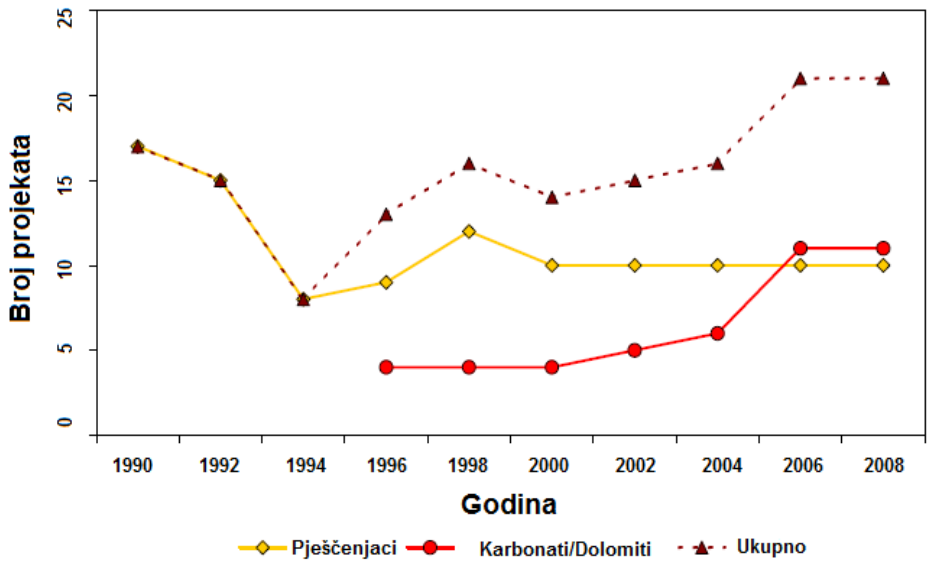
Prema Taberu et al. (1997), utiskivanje pare se preporučuje do dubine od 1370 metara zbog velikih gubitaka topline u utisnim bušotinama, dok se podzemno izgaranje nafte može obavljati na dubinama do 3500 metara, iako ta dubina nije ograničavajuća ako se zrak može utiskivati u ležište s visokim tlakom i ako nafta sadrži dovoljno goriva za održavanje fronte.

Kod utiskivanja pare u ležište, temperatura pare raste s povećanjem tlaka uz gubitke topline u okolinu. U tim se uvjetima obujam ležišta, koji bi mogao biti u kontaktu s parom, smanjuje s porastom tlaka. S time ležišni tlak postaje eliminacijski faktor za primjenu metode utiskivanja pare (Sečen, 2006), dok kod spaljivanja nafte nije ograničavajući faktor. Nije preporučljivo utiskivati paru u ležišta pod tlakom jednakim kritičnom tlaku pare, koji je jednak 221,1 bar uz kritičnu temperaturu od 374,1 °C, te je preporuka da se para utiskuje pod tlakovima nižim od 100 bar (Sečen, 2006).

Podzemno izgaranje nafte se može primjenjivati u ležištima malih propusnosti jer je za podržavanje fronte izgaranja potrebno utiskivati dovoljne količine zraka, dok u slabo propusnim ležištima nije moguće utiskivanje potrebnih većih količina pare, kao što nije moguće osigurati napredovanje fronte na veću udaljenost od utisnih bušotina (Sečen, 2006.)

Jedna od termičkih metoda koja se pokazala obećavajućom, koristi se u horizontalnim bušotinama i slična je metodi istiskivanja nafte vodenom parom, a ima naziv parom potpomognuto istiskivanjenafte uz djelovanje gravitacijskog efekta (engl. *Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD*). Mehanizam djelovanja metode je isti kao kod poboljšanog gravitacijskog odvajanja plinovima u uvjetima nemiješanja, ranije opisan u ovome radu. Generalno gledajući, kriteriji primjenjivosti SAGD metode i utiskivanje pare su isti, osim dubine, viskoznosti i gustoće nafte čije su vrijednosti proširene kako bi se obuhvatilo asfaltne pješčenjake (engl. *tar sands*). Cikličko ili naizmjenično utiskivanje pare, poznato i pod nazivom obrada ili stimulacija parom (engl. *Cyclic steam injection, Steam simulation, Huff & Puff*), podzemno izgaranje nafte (engl. *In-situ Combustion – ISC*) te istiskivanje nafte vodenom parom također su termičke metode koje su najčešće korištene kao dopunske metode iskorištavanja ležišta teških i vrlo teški nafti u pješčenjacima nekoliko zadnjih desetljeća.

Za dosada navedene termičke EOR metode postoji određeni interes, no broj projekata koji koriste te metode je u stagnaciji. Unatoč tome, broj termičkih metoda pokazuje blagi porast zahvaljujući relativno novo razvijenoj metodi utiskivanja zraka pod visokim tlakom (engl. *High Pressure Air Injection – HPAI),* što dokazuje prikaz na slici 3-4. Isto tako, u literaturi su navedeni HPAI projekti diljem svijeta, uglavnom u ležištima lakih nafti, kako u pješčenjačkim ležištima, tako i u karbonatnim u kojima se ne primjenjuju klasične termičke metode poput utiskivanja pare, cikličkog utiskivanja pare, podzemnog izgaranja i sl. Temeljem dosadašnjeg terenskog uspjeha diljem svijeta, očekuje se daljnji porast interesa za ovu metodu u idućem desetljeću.



Slika 3-4 Prikaz kretanja projekata utiskivanja zraka HPAI prema Oil & Gas Journal EOR Surveys, (2008)

3.3.1. Podzemno izgaranje nafte (*In-Situ Combustion*)

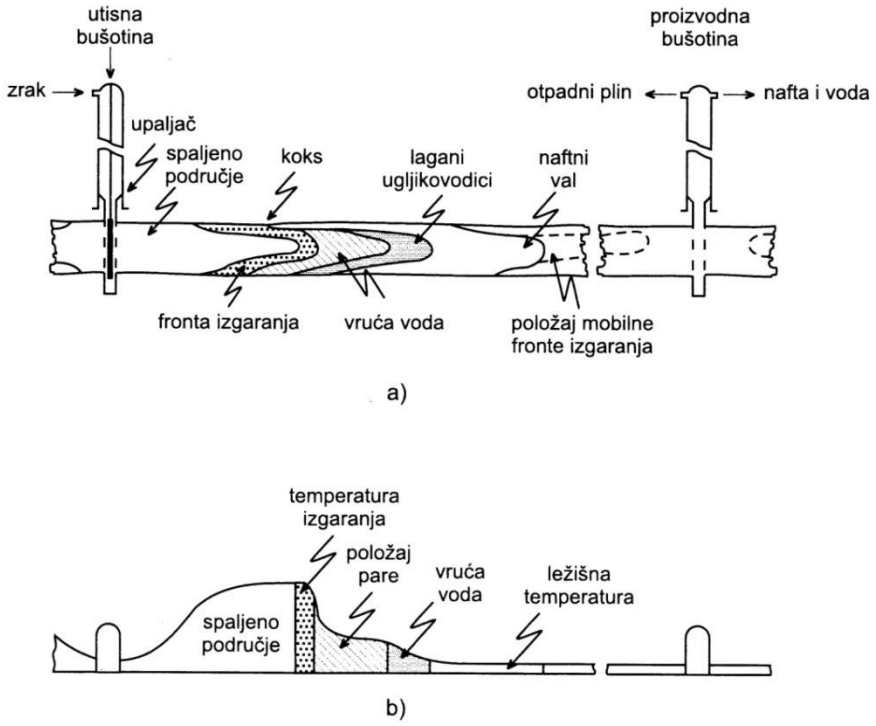
Složeni proces podzemnog izgaranja nafte opsežno je laboratorijski proučen i ispitan (Prats, 1982), a zatim i isproban na različitim tipovima ležišta (Farouq, 1972; Chu, 1977, 1982). Metoda se sastoji od utiskivanja zraka, zraka obogaćenog kisikom, u rijetkim slučajevima i čistog kisika u naftno ležište radi podržavanja fronte izgaranja određenog njenog dijela. Prije svega, spaljivanje nafte je moguće ako ležišna nafta i stijena u kombinaciji proizvode dovoljno goriva za podržavanje fronte izgaranja (Sečen, 2006).

Spaljivanje nafte se može izazvati plinskim plamenikom, električnim grijačem ili do toga može doći spontano, samozapaljenjem, ako je sirova nafta dovoljno reaktivna, nakon čega se u ležište kontinuirano utiskuje zrak ili djelomično očišćeni kisik, kao suhi postupak ili istovremeno s vodom kao mokri postupak (Sečen, 2006). Tijekom procesa izgaranja nafte, termička se energija stvara u prostoru istiskivanja nafte.

Izgaranjem nafte dolazi do zagrijavanja ležišta zbog čega iz nafte isparavaju lakše komponente i potiskuju prema proizvodnim bušotinama. Ovisno o temperaturi, može doći do termičke razgradnje i odvajanja para koje se lakše i brže kreću prema fronti istiskivanja (Sečen, 2006). Kao gorivo u tom procesu služi dio nafte koji preostane u pornom prostoru kao pougljeni materijal. Zatim slijedi utiskivanje kisika te se fronta izgaranja sporo pomiče po ležištu uz istiskivanje para i kapljevina prema proizvodnim bušotinama (Sečen, 2006).

Mehanizam ove termičke EOR metode sastoji se od smanjenja viskoznosti nafte, isparavanja fluida i termičke razgradnje i shematski je prikazan na slici 3-5 a. Ispred fronte izgaranja nalazi se područje kondenzacije pare u kojem je temperatura gotovo konstanta i jednaka je temperaturi zasićenja parom, koja odgovara ležišnom tlaku, dakle u tom području dolazi do istiskivanja nafte vrućom vodom. Ispred područja kondenzacije pare temperatura se smanjuje do originalne temperature ležišta (Slika 3-5 b).

Ova termička metoda dijeli se na dva postupka, progresivno i reverzno podzemno izgaranje nafte. Proces reverznog izgaranja nije razvijen do komercijalne razine, unatoč laboratorijskim ispitivanjima i terenskoj primjeni. Progresivno izgaranje dijeli se u dva procesa, suho i vlažno izgaranje. Kod vlažnog spaljivanja se uz zrak istovremeno utiskuje i voda. Ona djelotvorno pojačava energiju u zoni iza fronte izgaranja. U procesu suhog spaljivanja, koji se rjeđe primjenjuje, izgaranje nafte se obavlja na obrnut način. Započinje se sa spaljivanjem nafte na proizvodnim bušotinama, a utiskivanjem kisika u utisne bušotine. Zona izgaranja se pomiče u suprotnom smjeru od smjera strujanja fluid (Sečen, 2006).



Slika 3-5 Shematski prikaz procesa podzemnog izgaranja nafte, a) Prikaz položaja fronte izgaranja i zasićenja fluidima, b) Raspodjela temperature (Sečen, 2006)

Podzemnim spaljivanjem nafte u ležištima se nafta efikasno istiskuje iz zahvaćenih područja frontom izgaranja, pri čemu se za izgaranje, kao gorivo potroši oko 30%

otkrivene količine nafte (Sečen, 2006). Ta količina može varirati ovisno o sastavu i svojstvima nafte, zasićenju i uvjetima spaljivanja.

Najveći problem kod podzemnog spaljivanja nafte je kontrola napredovanja fronte izgaranja jer na primjer, ovisno o svojstvima ležišnih stijena i raspodjeli fluida u njima, fronta izgaranja može napredovati neujednačeno, uz mali volumni kontakt (Sečen, 2006). Isto tako, utjecaj spaljivanja nafte može slabiti ili potpuno nestati ako se na fronti izgaranja ne održavaju odgovarajući uvjeti (npr. dovoljno kisika). Mogu se pojaviti i problemi zbog stvaranja visokih temperatura koje oštećuju opremu u bušotinama. Treba obratiti pozornost i na kontrolu emisije stvorenih otpadnih plinova, koji čine veliku opasnost za zagađenje okoliša. I dalje se ulažu napori u unaprjeđenje ove EOR metode kako bi se mogla primjenjivati na različitim tipovima ležišta.

3.3.2. Utiskivanje vodene pare (*Steamflooding*)

Istiskivanje nafte utiskivanjem vodene pare najstarija je komercijalna EOR metoda što znači da je mehanizam metode u potpunosti shvaćen. Danas je naglasak stavljen na racionalizaciju troškova poboljšanim upravljanjem ležišta (engl. *Resevoir management*) (Hong, 1994). Za uspješnu provedbu ove EOR metode potrebna su tanka plitka ležišta s visokim zasićenjem nafte i velika propusnost. U periodima niske cijene nafte, budžet za određeni projekt je vrlo ograničen, posebno jer teške nafte imaju manju ekonomsku iskoristivost od laganih nafti.

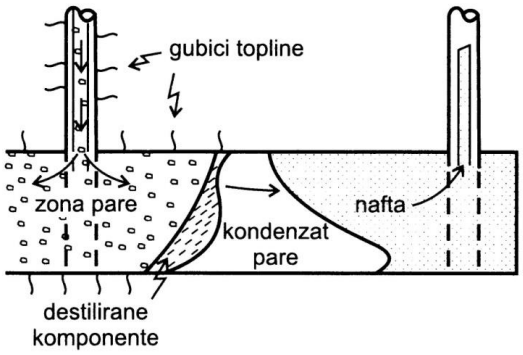
Ova EOR metoda je također prva iskoristila prednosti horizontalnih bušotina (Taber et al., 1992). U literaturi je navedeno se da kombinacijom horizontalnih bušotina i utiskivanja vodene pare mogu pridobiti i nafte male gustoće, jednako kao i nafte velike gustoće (Hong, 1994), što je i laboratorijski dokazano (Hanzlik, 1981). Nakon toga je uslijedilo nekoliko terenskih projekta od kojih se nekoliko pokazalo uspješnim (Blevins et al., 1984; Gangle et al., 1992). Projekt Duri u Indoneziji s utiskivanjem pare u ležištu nafte male gustoće jedan je od najvećih uspješnih projekata u svijetu. Zasićenje naftom u početku procesa iznosilo je 63%, što je visok postotak, ali nužan za uspješnu provedbu metode. Većina ostalih ležišta laganih nafti imaju značajno niža zasićenja naftom u početku primjene metode, stoga je u takvim uvjetima teže ostvariti ekonomsku dobit. Uspoređujući utiskivanje pare s klasičnim zavodnjavanjem ležišta (utiskivanje vode) u ležištima srednje teških nafti, utiskivanjem pare pridobive su veće količine, no uspješno

zavodnjavanje je jeftinije. Zato je bitno provesti detaljnu ekonomsku analizu projekta utiskivanja pare u ležišta nafte male gustoće kako bi se utvrdili dodatni troškovi u slučaju dodatnog utiskivanja pare u svrhu većeg iscrpka nafte. Na taj način dolazi se do zaključka da se utiskivanje pare treba planirati kao sekundarna metoda dopunskog iskorištavanja ležišta.

Pridobivanje dodatnog iscrpka ovom EOR metodom ostvaruje se pozitivnim kombiniranim efektima koji uključuju smanjenje viskoznosti nafte, isparavanje pare i bubrenje nafte. Ukupni učinak takvog mehanizma je najveći kod teških i viskoznih nafti.

Utiskivanje pare može se obaviti na dva načina, naizmjenično ili ciklički, poznato pod nazivom obrada ili stimulacija parom i kontinuirano utiskivanje pare. Naizmjenično utiskivanje pare izvršava se na način da se para utiskuje određeni period u pojedine proizvodne bušotine, nakon čega se bušotina zatvara na neko vrijeme kako bi se omogućilo zagrijavanje nafte. Idući korak je privođenje bušotine proizvodnji, sve dok joj se radni kapacitet ne smanji na količinu koja zahtijeva novi ciklus utiskivanja pare. Opisani postupak se može ponavljati nekoliko puta, sve dok primjena pare pokazuje pozitivne rezultate (Sečen 2006).

Drugi način primjene pare je kontinuirano istiskivanje nafte gdje se para kontinuirano utiskuje u utisne bušotine i potiskuje prema proizvodnim bušotinama. Efikasnost istiskivanja nafte ovim načinom temelji se na smanjenju viskoznosti nafte, bubrenju nafte i isparavanju pare, zbog čega se nafta dosta efikasno potiskuje po ležištu do proizvodnih bušotina. Tijekom strujanja pare po ležištu, para gubi dio energetskog potencijala, zbog čega dolazi do njene kondenzacije u vodu. Zbog toga se proces sastoji od istiskivanja vrućom vodom u području kondenzacije i parom u području bližem utisnim bušotinama, kao što je vidljivo na slici 3-6 (Sečen, 2006).

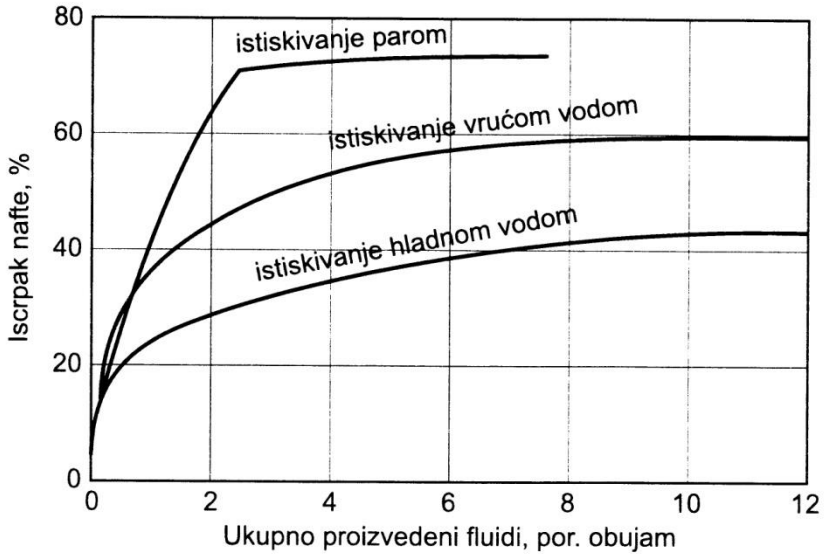


Slika 3-6 Zone zasićenja fluidima pri kontinuiranom utiskivanju pare (Sečen, 2006)

Temperatura u zoni pare je gotovo jednaka temperaturi utisnute pare. Odmicanjem pare od bušotine, zbog ekspanzije izazvane sniženjem tlaka, temperatura joj se snižava. Na određenoj udaljenosti od utisne bušotinepara kondenzira i formira se val vruće vode, ovisno o početnoj temperaturi pare i promjeni tlaka s udaljenošću od bušotine (Sečen, 2006). U zoni pare se nafta istiskuje destilacijom, plinom i parom. U zoni vruće vode dolazi do promjene fizikalnih svojstava nafte i ležišne stijene (toplinsko širenje nafte, smanjenje viskoznosti nafte i preostalog zasićenja i promjene relativnih propusnosti), koje pridonose određenim iscrpkom nafte (Sečen, 2006).

Realni uvjeti u kojima se utiskuje para se razlikuje od idealnih, stoga tokom utiskivanja pare u ležištu dolazi do formiranja njenih prstolikih prodora po propusnijim dijelovima ležišta do proizvodnih bušotina. Daljnjim utiskivanjem pare, ona se probija gravitacijskim djelovanjem u gornje dijelove ležišta zbog čega se otprilike iz jedne trećine ležišta nafta istiskuje parom, a iz dvije trećine vrućom vodom, uz nejednoliki koeficijent vertikalnog obuhvata (Sečen, 2006). Također je često potrebno zagrijavati i proizvodne bušotine prije početka utiskivanja pare zbog snižavanja otpornosti protjecanju koje je uzrokovano hladnom, viskoznom i teškom naftom. Kompletan postupak kontinuiranog utiskivanja nafte se ponajprije koristi za istiskivanje teških i viskoznih nafti, ali je moguća primjena i za istiskivanje laganijih nafti.

U ovoj se metodi koriste para i voda jer su izvrsni prenosioci topline, s tim što je pri istom tlaku i temperaturi količina topline u jedinici mase pare veća nego u vrućoj vodi (npr. pri temperaturi od 205ºC i tlaku od 17,2 bar jedan kilogram zasićene pare sadrži 1195,4 kJ, a kilogram vruće vode 0,325kJ) (Sečen, 2006). Willman et al. (1961) su temeljem laboratorijskih ispitivanja utvrdili da je iscrpak nafte dobiven parom znatno veći od iscrpaka dobivenih vrućom i hladnom vodom uz manju potrebnu količinu pare (Slika 3-7).



Slika 3-7 Usporedba rezultata istiskivanja nafte parom, vrućom i hladnom vodom, preuređeno od Willman et al. (1961)

Istiskivanje nafte utiskivanjem vodene pare i dalje je dominantna termička EOR metoda, osobito u pješčenjacima, stoga se očekuje i njen daljnji doprinos u proizvodnji dodatnih iscrpaka nafte, kao i daljnji razvoj novijih termičkih metoda poput SAGD metode koje će zasigurno doprinijeti istome.

4. APLIKACIJA ZA ODABIR EOR METODE

Na temelju danih kriterija eliminacije, odnosno primjenjivosti EOR metoda, izrađena je web aplikacija koja nakon unosa ležišnih parametara predlaže metodu ili metode čiji se kriteriji primjenjivosti podudaraju s ležišnim parametrima, dakle one EOR metode koje su pogodne za primjenu na određenom ležištu. Tako je za izradu te aplikacije odabran PHP (engl. *Hypertext Preprocessor*) programski jezik (za programiranje dinamičkih web stranica) za dinamičko generiranje HTML koda (engl. *HyperText Markup Language*). Hipertekst datoteke stvaraju se pomoću HTML jezika i zapravo su obične tekstualne (ASCII) datoteke, u konkretnom slučaju su kreirane u Notepad++ *tekst editoru* i ekstenzija im je .html ili .htm. HTML jezikom oblikuje se sadržaj i stvaraju se hiperveze hipertekst dokumenta. Osnovni građevni element svake stranice su znakovi (engl. *tags*) koji opisuju kako će se nešto prikazati u web pregledniku. Poveznice unutar HTML dokumenata povezuju dokumente u uređenu hijerarhijsku strukturu i time određuju način na koji posjetitelj doživljava sadržaj stranica.

Temeljna zadaća HTML jezika jest definirati web pregledniku način formatiranja sadržaja. Pri tome se nastoji da taj dokument izgleda jednako bez obzira o kojemu je web pregledniku, računalu i operacijskom sustavu riječ, pa tako kreirana aplikacija može biti prikazana na bilo kojem računalu ili mobilnom uređaju.

4.1 POVIJEST PHP-a

PHP (engl. *Hypertext Preprocessor*) je popularan *open source* skriptni jezik namijenjen za razvoj serverskih web aplikacija. Vrlo ga je lako umetnuti u HTML i tom simbiozom dobiti dinamički kreirane web stranice. Razlikuje se od klijentskih skriptnih jezika poput *JavaScripta* jer se izvršava na poslužitelju (serveru). Rezultat izvršavanja je HTML kod koji se šalje browseru kojeg razumije bez potrebe za bilo kakvim nadogradnjama. Iako postoji mnogo načina da se kreira slična aplikacija, ova tehnologija je odabrana za izradu aplikacije iz sljedećih razloga:

1. PHP je besplatan, kao i sve njegove klase te se često veže uz druge potpuno neovisne i besplatne (engl. *open source*) tehnologije. Tako je primjerice na osobnim stranicama RGN fakulteta PHP instaliran na Linux serveru, zajedno s *open source* Apache Web serverom

2. Tako smišljena aplikacija je dostupna preko interneta i nije potrebno instalirati je, te je stoga neovisna i operativnom sustavu računala (ili tableta ili čak mobitela)
3. Kod u PHP-u se piše jednostavno, sintaksa je slična PERL/JAVA standardima
4. PHP tehnologija je stabilna i do sad u praksi nisu uočene potrebe za bitnim promjenama već isprogramiranog koda u kratkom vremenskom periodu, tj. web aplikacija može funkcionirati i nakon nekoliko promjena verzije PHP servera.
5. Web aplikacije koje na ovakav način kombiniraju server-skripte i korisničke (engl. *client-side*) skripte ne mogu biti „probijene" – tj. kod je maksimalno zaštićen, jer korisnici samo dobivaju formatirane rezultate.

PHP pod nazivom pod kojim je danas poznat je zapravo nasljednik proizvoda PHP/FI. Osmislio ga je ga je 1994. g. Rasmus Lerford i predstavljao je jednostavni zajednički sustav za prijenos rezultata tj. povezivanje skripti i sučelja (engl. *Common Gateway Interface, CGI*), a napisan je u C programskom jeziku. Izvorno se koristio za praćenje posjeta njegovog online životopisa i taj skup skripti je nazvan *Personal Home Page Tools*, danas poznatiji pod skraćenim nazivom *PHP Tools*.

Rasmus je u lipnju 1995. godine objavio izvorni kod za PHP Tools za javnost, što je omogućilo programerima da ga koriste prema svojim potrebama. Time je također dopušteno, a i poticalo se korisnike da osiguraju popravke bugova u kodu.

U rujnu iste godine Rasmus je dopunio PHP, i na kratko vrijeme, PHP je izgubio svoje početno ime, a uključio neke od osnovnih funkcionalnosti, poput interpretera web formi (engl. *Forms Interpreter, FI*).

Programski jezik je namjerno konstruiran da strukturom podsjeća na C programski jezik, zbog lakše prilagodbe programerima upoznatim s programskim jezicima C, Java, Perl i sličnima. Budući da je primjena bila moguća samo na *UNIX* i *POSIX* sustavima, bilo je potrebno razviti jezik za primjenu i na *Windows NT* sustavima.

Idući značajan korak bila je promjena kompletnog koda programskog jezika u travnju 1996. godine. Kombinirajući imena prošlih izdanja, Rasmus je predstavio PHP/FI. Druga, poboljšana verzija počela je razvijati PHP od paketa alata do jedinstvenog programskog jezika, uključujući podršku za DBM, mSQL i Postgres 95 baze podataka, kolačiće, podršku za definiranje vlastitih funkcija (engl. *user-defined function support*), i još mnogo toga. U srpnju 1996. izdana je verzija 2.0 PHP/FI-a programskog jezika. Zanimljiva je činjenica o tome da je postojala samo jedna potpuna verzija PHP-a 2.0, jer je iz beta verzije do finalne kod za PHP napisan ispočetka.

Andi Gutmans i Zeev Suraski započeli su iduću kompletnu promjenu sustava 1997. godine te odlučili surađivati na razvoju novog, neovisnog programskog jezika. Ovaj sasvim novi programski jezik predstavljen je pod novim imenom čime je uklonjena ograničena osobna primjena koju je sadržavalo ime PHP/FI 2.0. Nazvan je jednostavnim imenom PHP, kao rekurzivni akronim od *Hipertext Preprocessor*.

PHP 3 je bila prva verzija koja sliči današnjem PHP-u. U lipnju 1998., s mnogo uloženog truda programera iz cijeloga svijeta, predstavljen je PHP 3.0 je od strane PHP razvojnog tima kao službeni nasljednik PHP-a 2.0. Aktivni razvoj PHP-a 2.0, koji je prestao još u studenom prethodne godine, tada je bio i službeno završen. Nakon 9 mjeseci javnog testiranja, kada je stiglo služeno priopćenje o izlasku nove 3.0 verzije, nova verzija PHP-a koristila se na preko 70 tisuća domena diljem svijeta i više nije bio ograničena na primjenu samo na *POSIX* sustave. Relativno mali broj domena koje su koristile PHP su bile na sustavima Windows NT, 95 i 98 i Macintosh. Na vrhuncu, PHP 3.0 je bio instaliran na otprilike 10% internet servera.

Novi modul pod nazivom „Zend Engine“ (sastavljen od imena Zeed i Andi), uspješan je spoj ciljeva dizajna prvotno predstavljen sredinom 1999. PHP 4.0 baziran na tom modulu, zajedno s širokim izborom dodatnih novih značajki, službeno je objavljen u svibnju 2000-te, gotovo dvije godine nakon prethodnika. Uz veliki napredak performansi ove verzije, ona je također uključivala druge značajke poput podrške za mnogo više web poslužitelja, http razdoblje memoriranja podataka (engl. *http*/*PHP session*), privremene memorije za slanje rezultata, sigurnije načine rješavanja korisničkog ulaza i mnoge druge konstrukcije programskog jezika.

Krajem 2001. godine predstavljene su globalne varijable na razini aplikacije varijable poput „$_GET“, „$_POST“, „$_SESSION“ itd.

U srpnju 2004. objavljena je verzija PHP 5 i, iako je procjena rađena na temelju statističkih podataka prijašnjih godina, sigurno je za pretpostaviti da je tada PHP instaliran na stotinama milijuna domena diljem svijeta.

Sve gore navedeno pokazuje kako se radi o stabilnom sustavu, koji usprkos stalnim izmjenama funkcionira već više desetljeća. Kao takav, smanjuje potrebu za stalnim reprogramiranjem i prilagođavanju promjenama.

4.2. RAZVOJ VLASTITE APLIKACIJE ZA ODABIR EOR METODE

Za stvaranje vlastite aplikacije korišten je Notepad++ *tekst editor* za kreiranje .html i .php datoteka te *Wamp server* (poslužitelj) kao server za testiranje aplikacije na vlastitom računalu. Aplikacija je napravljena na temelju kriterija primjenjivosti EOR metoda koja su predložili Taber et al. (1997) te Smontara i Bilić-Subašić (2014) te je podijeljena na striktan odabir metode i slučaj odabira metode uz koeficijent primjenjivosti tj. pouzdanosti (engl. *probability*) iste te metode, koji se kreće u rasponu od 0-1. Minimalna vrijednost tog broja, dakle nula, ukazuje na to da EOR metoda nikako nije primjenjiva u određenom slučaju, dok broj jedan predstavlja slučaj kada je metoda idealna (uvjetno rečeno) za navedene ležišne uvjete.

Programiranje započinje kreiranjem ulazne datoteke tj. sučelja za unos podataka (slika 4-1) i tu su sadržane sve varijable, odnosno kriteriji primjenjivosti prema Taber et al. (1997): gustoća nafte, viskoznost, sastav nafte, zasićenje ležišta naftom, tip ležišta, debljina ležišta, prosječna propusnost ležišta, dubina ležišta te temperatura ležišta.

```
<form action="evaluate-taber-prob.php">
  <fieldset>
    <legend>EOR selection criteria - input parameters</legend>
    Oil density (kg/m3):<br>
    <input type="text" name="oil_density" value=""><br>
    Oil viscosity (mPas):<br>
    <input type="text" name="oil_viscosity" value=""><br><br>
    Composition: <br>
    <input type="radio" name="composition" value="C1C7" checked> C1C7<br>
    <input type="radio" name="composition" value="C2C7"> C2C7 <br>
    <input type="radio" name="composition" value="C5C12"> C5C12 <br>
    <input type="radio" name="composition" value="C5+"> C5+ <br> <br>
    Oil saturation So (%): <br>
    <input type="text" name="So" value=""> <br> <br>
    Formation type: <br>
    <input type="radio" name="Formation_type" value="sandstone" checked> Sandstone <br>
    <input type="radio" name="Formation_type" value="carbonate"> Carbonate <br>
    <input type="radio" name="Formation_type" value="High_porosity sandstone"> High-porosity sand or sandstone <br>
    <input type="radio" name="Formation_type" value="Tar_sands"> Tar sands <br> <br>
    Net thickness (m): <br>
    <input type="radio" name="Net_thickness" value="<3, Thin unless dipping" checked> <3, Thin unless dipping <br>
    <input type="radio" name="Net_thickness" value=">3"> >3 <br>
    <input type="radio" name="Net_thickness" value=">6"> >6 <br>
    <input type="radio" name="Net_thickness" value="Wide range"> Wide range <br> <br>
    Average permeability (mD): <br>
    <input type="text" name="Permeability" value=""> <br> <br>
    Depth (m): <br>
    <input type="text" name="Depth" value="">  <br> <br>
    Temperature (°C): <br>
    <input type="text" name="Temperature" value="">  <br> <br>



    <input type="submit" value="Submit">

  </fieldset>
</form>
```

Slika 4-1 Ulazna php datoteka web aplikacije prema kriterijima Tabera et al. (1997)

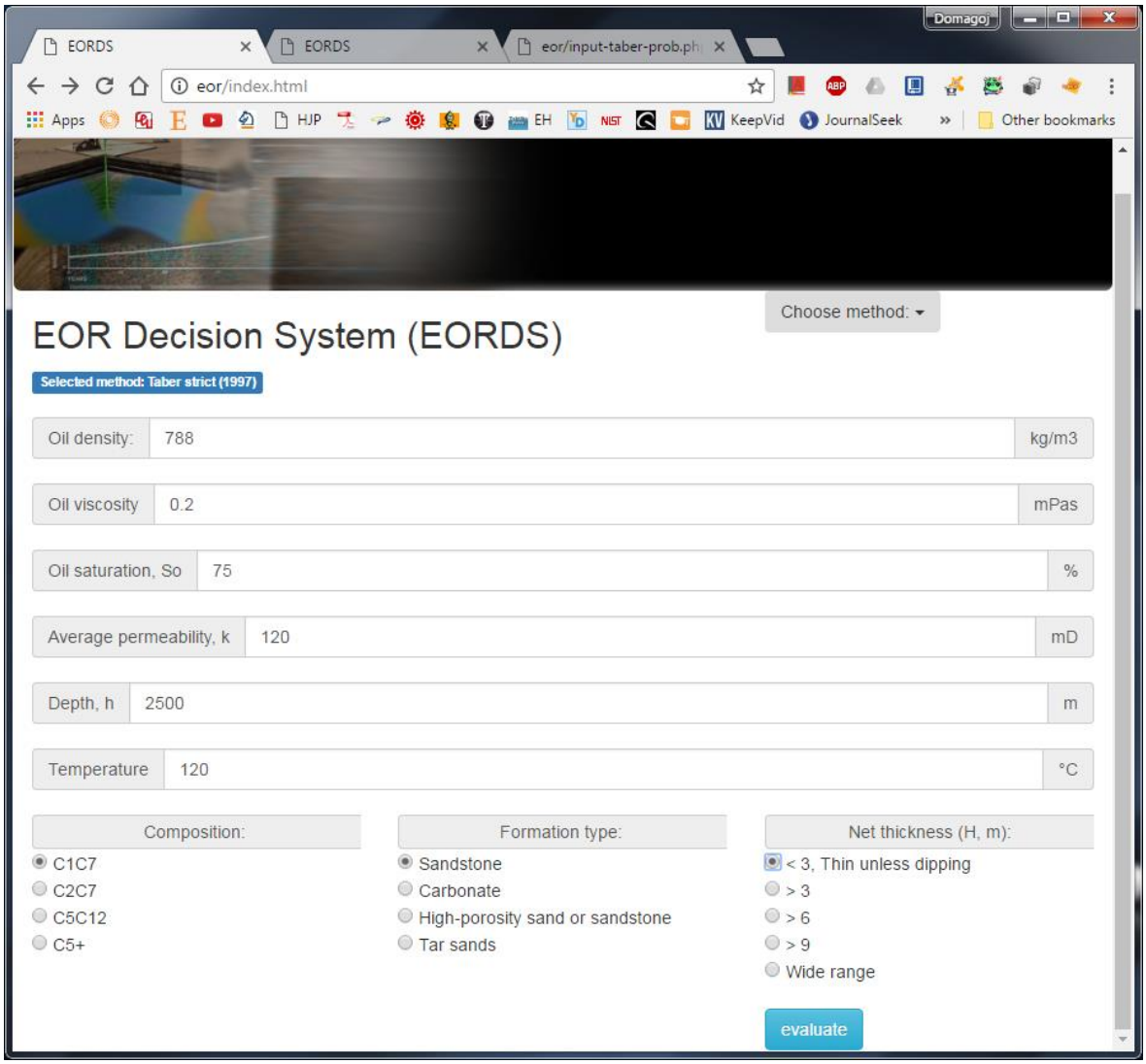
Razlikuju se dva tipa varijabli, *radio*, kod kojih se bira između ponuđenih vrijednosti (tj. opcija), na primjer sastav nafte gdje se odabire C_1-C_7, C_2-C_7, C_5-C_{12} ili C_5, ovisno o sastavu nafte ležišta gdje se žele primijeniti EOR metode ili *input text* varijable kod kojih se jednostavno upisuje vrijednost, na primjer gustoća nafte, viskoznost, itd.

Kod ulazne PHP datoteke web aplikacije za kriterije primjenjivosti EOR metoda prema autorima Smontara i Bilić-Subašić razlika je u tome što su oni predložili četiri dodatna uvjeta, tj. četiri dodatne varijable i to poroznost ležišta, nagib ležišta >15°, heterogenost ležišta u smislu sekundarne poroznosti i salinitet slojne vode, te je radi toga kreirana nova HTML stranica za unos tih varijabli.

Nakon unosa podataka, korisniku server isporučuje za svaku metodu posebnu PHP datoteku s rezultatima koji su na serveru generirani pomoću niza „if petlji“ kako bi se odabrale one EOR metode koje se mogu primijeniti na temelju unesenih ležišnih podataka. Za primjer metode utiskivanja dušika i dimnih plinova u uvjetima miješanja Taber et al. (1997) predlažu slijedeće ležišne uvjete:

- gustoća nafte mora biti manja od 850 kg/m^3, optimalna 788 kg/m^3,
- viskoznost manja od 0,4 m·Pas, optimalna 0,2 m·Pas,
- sastav ležišne nafte od pretežno lakih komponenti C_1C_7,
- zasićenje ležišta naftom veće od 40%, optimalno 75%,
- pješčenjačko ili karbonatno ležište,
- ležište debljine manje od 3 metra, osim u slučaju velikog nagiba ili masivnog ležišta,
- propusnost ležišta nije bitna,
- dubina ležišta veća od 1830 metara i
- temperatura ležišta nije bitna

Pri tome se za konačnu izradu sučelja koristilo *Bootstrap* okruženje za definiciju prilagodljivih formata. Ovakvih okruženja za web prikazivanje (engl. *front-end framework*) ima niz, međutim *Boostrap* se pokazao kao najjednostavniji za primjenu. Pored jednostavnosti, implementacijom ovakvog okruženja nije potrebno posebno formatirati izgled sučelja, ovisno o operativnom sustavu, pregledniku (npr. Firefox, Opera) ili veličini ekrana (npr. pametni telefon, tabletno računalo, stolno računalo, TV ekran itd.). Primjer unosa ulaznih podataka za gore navedeni primjer seta podataka dat je slikom 4-2.



Slika 4-2 Unos podataka u sučelju formatiranog pomoću Bootstrapa. Izgled unosa prilagodljiv je svim veličinama ekrana.

Kada se unesu karakteristike ležišta i nafte za određeno polje te vrijednosti prolaze kroz petlje prikazane na slici 4-3. Ukoliko se unesene vrijednosti nalaze unutar raspona vrijednosti u kojima je metoda utiskivanja dušika i dimnih plinova primjenjiva, generirat će se odgovarajući ispis (slika 4-4).

```php
/* EOR(1) nitrogen and flue gas-----------------------------------------------------

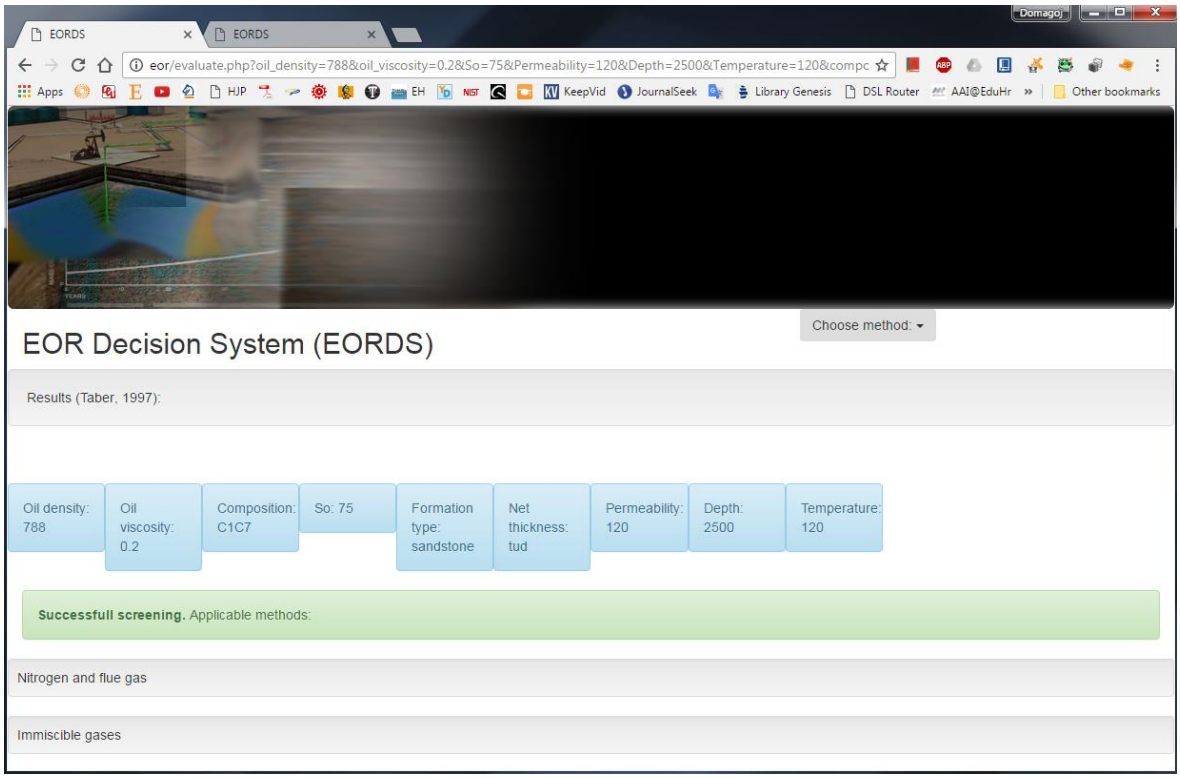
$EOR_method[1]=0;
if ($oil_density<850) {
    $p1=-0.0016129*$oil_density+2.270968;
    if ($p1>1) $p1=1;
    if ($oil_viscosity<0.4){
        $p2=-0.5*$oil_viscosity+1.1;
        if ($p2>1) $p2=1;
        if ($composition=="C1C7") {
            if ($So>40) {
                $p3=0.0028571*$So+0.7857143;
                if ($p3>1) $p3=1;
                if ($Formation_type=="sandstone" or $Formation_type=="carbonate") {

                    if ($Net_thickness=="<3, Thin unless dipping") {

                        if ($Permeability<10000000000) {
                            if ($Depth>1830) {
                                if($Temperature>0)

                                $EOR_method[1]=1;
                                $probability[1]=$p1*$p2*$p3;
                            }
                        }
                    }
                }
            }
        }
    }
}
```

Slika 4-3 Dio PHP koda s if petljama za odabir metode utiskivanja dušika



Slika 4-4 Rezultantni ispis EOR metoda

Na slici 4-4 je uočljivo kako je uz zadane uvjete dostupna i metoda nemješivog utiskivanja plinova.

Iste te unesene vrijednosti mogu biti unutar raspona vrijednosti primjenjivosti bilo koje ostale metode. U tom slučaju se ispisuju sve metode kao potencijalne za primjenu na tom ležištu.

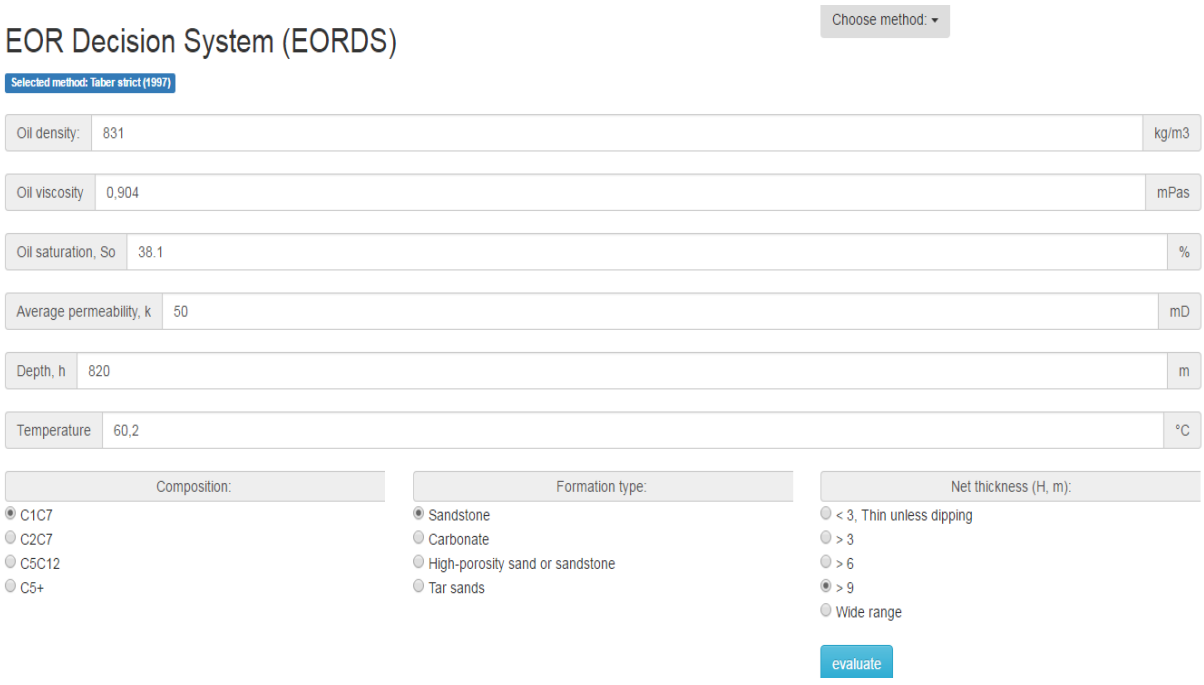
5. ANALIZA REZULTATA POMOĆU APLIKACIJE (*EOR DECISION SYSTEM, EORDS*)

Uz metode koje su kandidati za primjenu, moguće je ispisati i *koeficijent primjenjivosti*, tj. pouzdanosti tih metoda. Taber et al. (1997) uz gustoću nafte, koja kod utiskivanja dušika mora biti manja od 850 kg/m^3, navode i optimalnu ili srednju vrijednost gustoće za primjenu te metode u iznosu od 790 kg/m^3, čija je vrijednost također empirijski dobivena. Kako bi se dobio konačni koeficijent *primjenjivosti* (*pouzdanosti*) metode utiskivanja dušika, varijablama koje imaju navedene optimalne vrijednosti dodijeljeni su pojedinačni koeficijenti. Oni su dobiveni na način da se optimalnoj ili srednjoj vrijednosti, na primjer gustoće nafte u iznosu od 790 kg/m^3 dodijeli idealna vrijednost 1, a graničnoj vrijednosti od 850 kg/m^3 vrijednost 0,9 i one se povežu jednostavnom linearnom funkcijom kako bi se dobila jednadžba pravca koja ih povezuje. Temeljem dobivene jednadžbe pravca može se dodijeliti pojedinačni koeficijent primjenjivosti za bilo koju gustoću nafte, pa je tako na primjer za gustoću nafte od 800 kg/m^3 dodijeljeni koeficijent 0,98064516. To bi značilo da se udaljavanjem od optimalne gustoće pouzdanost, tj. primjenjivost metode smanjuje. Isti je postupak za bilo koju varijablu koja ima optimalnu vrijednost (viskoznost, zasićenje naftom, dubina, temperatura). Međutim, ovdje je upitno dodjeljivanje koeficijenata optimalnim i graničnim vrijednostima iz više razloga. Prije svega odabrani koeficijenti 0,9 i 1 su proizvoljno određeni, tj. potrebno bi bilo ustanoviti utjecaj pojedinog parametra na učinkovitost pojedine metode (što je izvan okvira diplomskog rada), a i linearna funkcija ih ne opisuje potpuno točno, stoga su uvijek moguća odstupanja od stvarnih pojedinačnih koeficijenata *primjenjivosti*, pa tako i konačnog koeficijenta pouzdanosti za bilo koju EOR metodu, koji je umnožak pojedinačnih koeficijenata (konkretno umnožak pojedinačnih za gustoću, viskoznost i zasićenje naftom). U slučaju da iznos pojedinačnog koeficijenta premašuje jedan, u PHP kodu je njegova vrijednost ograničena na tu maksimalnu vrijednost jer teoretski niti jedan koeficijent ne može biti veći od idealnih jedan. Isto tako nisu sve varijable jednake važnosti, npr. gustoća ili viskoznost nafte su bitnije u odnosu na heterogenost ležišta ili salinitet slojne vode, ali to nije lako kvantificirati. Iz navedenih razloga postoji prostor za unaprjeđenje tih koeficijenata složenijim funkcijama, nakon sveobuhvatne analize postojećih rezultata EOR projekata.

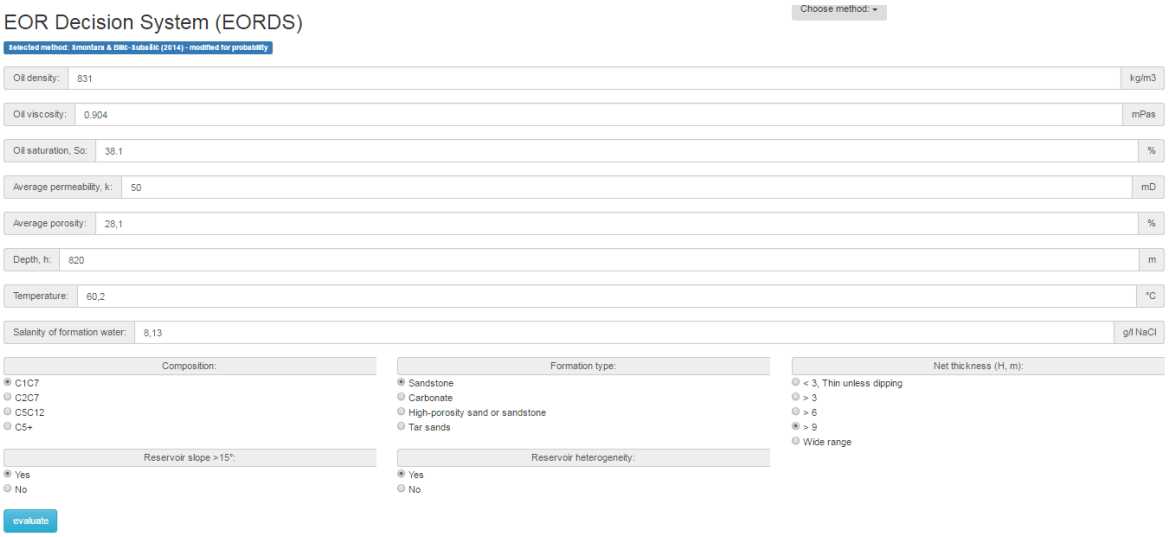
Isti postupak je za sve ostale metode, kako u PHP datoteci za metode Taber et al. (1997), tako i za autore Smontara i Bilić-Subašić (2014). Potrebno je izdvojiti metodu

utiskivanja CO_2 kod Tabera i suradnika, u kojoj je za uspješnu provedbu metode potrebno postići minimalni tlak miješanja u ležištu. Gustoća (i s njome povezana topivost CO_2 u ležišnoj nafti) se smanjuje s porastom temperature, stoga se predviđeni minimalni tlak miješanja za određenu gustoću mora povećati s povećanjem temperature (Heller i Taber, 1986). Budući da se temperatura povećava s dubinom, tako se i *MMP* mora povećavati s dubinom. Iz tog razloga su dane vrijednosti minimalne dubine za određene gustoće kako bi se postigao MMP i za svaki od slučaja je generiran kod.

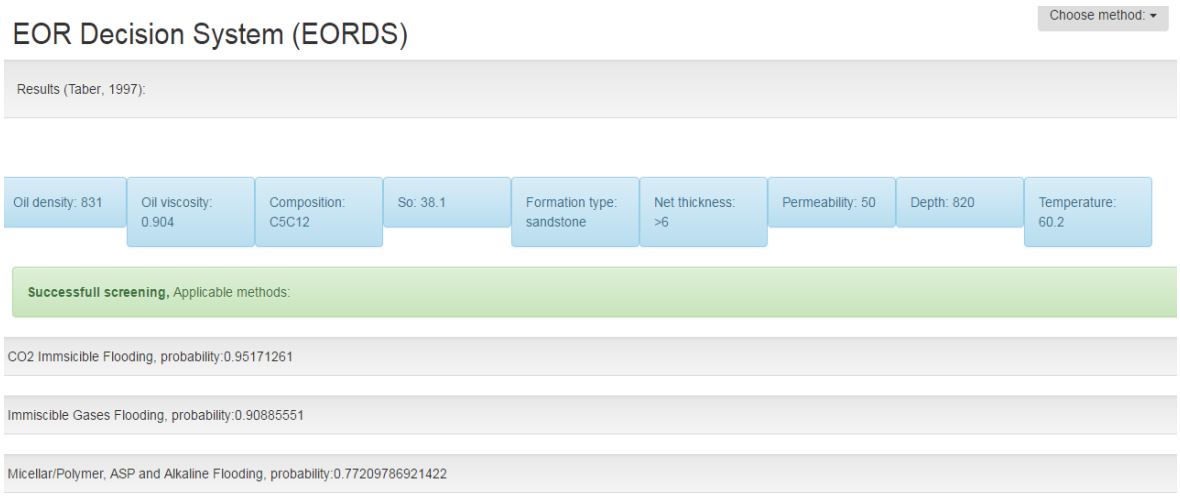
Za primjer funkcioniranja aplikacije uzete su vrijednosti karakteristika naftnog ležišta A_1 u tektonskom bloku 3 na polju Stružec. Taj blok sadrži naftu gustoće 831 kg/m^3, viskoznosti 0,904 m·Pas, zasićenje ležišta naftom 38,1%, sastav nafte visok udio srednjih frakcija C_5-C_{12} bez posebnih komponenata, litologija ležišta je pješčenjačka, dubina ležišta 820 metara, propusnosti 50 mD, temperature 60,2 °C, poroznosti 28,5%, efektivne debljine 16,2 metara s nagibom ležišta većim od 15°, bez heterogenosti ležišta i saliniteta slojne vode 8,13 g/l NaCl. Te vrijednosti se unesu u početni HTML prikaz kao na slikama 4-5 i 4-6. Ovisno o tome koji se način selekcije EOR metode od četiri ponuđena odabere (prema Taberu et al. ili Smontara i Bilić-Subašić; stiktan odabir ili ispis koeficijenata) uz EOR metode koje su mogu primijeniti na ovom ležištu, ispisuju se i koeficijenti pouzdanosti za iste te metode.



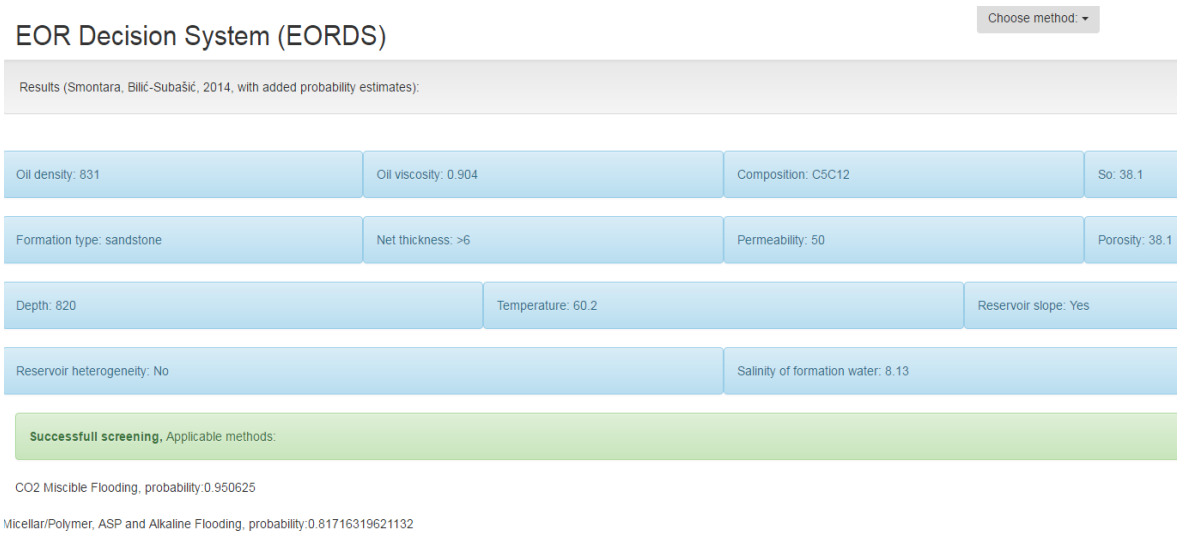
Slika 4-5 Unos vrijednosti karakteristika ležišta u aplikaciju prema kriterijama Taber et al. (1997)



Slika 4-6 Unos vrijednosti karakteristika ležišta u aplikaciju prema kriterijama Smontara i Bilić-Subašić (2014)



Slika 4-7 Prikaz uspješnog odabira EOR metoda prema Taber et al. (1997)



Slika 4-8 Prikaz uspješnog odabira EOR metoda prema autorima Smontara i Bilić-Subašić (2014)

Prema dobivenim rezultatima (slika 4-7 i slika 4-8), vidljiva je razlika u dobivenim EOR metodama koji se mogu primijeniti na ovom polju, ovisno o autorima. Prema Taber et al. (1997) primjenjive metode su utiskivanje CO_2 u uvjetima miješanja uz pouzdanost od 0.951712, utiskivanje plinova u uvjetima nemiješanja uz pouzdanost od 0.908855 i micelarno/polimerno, ASP ili alkalno zavodnjavanje od pouzdanost od 0.772097, a prema Smontari i Bilić-Subašiću utiskivanje CO_2 u uvjetima miješanja uz pouzdanost 0.950625 i micelarno/polimerno, ASP ili alkalno zavodnjavanje od pouzdanost od 0.817163. Generalno, oba autora imaju vrlo slične kriterije primjenjivosti EOR metoda, no ipak postoje razlike u pojedinim metodama u nekim graničnim vrijednostima parametara. Tako na primjer za metodu utiskivanja plinova u uvjetima nemiješanja, Taber i suradnici navode slijedeće potrebne uvjete: gustoća manja od 986 kg/m^3, viskoznost manja od 600 m·Pas, zasićenje ležišta naftom veće od 35%, optimalno 70%, a autori Smontara i Bilić-Subašić navode gustoću manju od 986 kg/m^3, optimalna 918 kg/m^3, viskoznost manja od 600 m·Pas, optimalna 65 m·Pas, zasićenje ležišta naftom veće od 45%, optimalno 70% i upravo taj uvjet je ključan u ovom slučaju (s obzirom na zasićenje ležišta naftom od 38,1%), prema Taber et al. metoda se može primijeniti, prema Smontari i Bili-Subašić ne može jer je zasićenje ispod graničnog prihvatljivog. Isto tako postoje odudaranja od koeficijenata primjenjivosti (pouzdanosti) EOR metoda zbog različito definiranih graničnih vrijednosti varijabli i optimalnih (srednjih) vrijednosti za iste kod oba autora.

6. ZAKLJUČAK

Kriteriji primjenjivosti baziraju se na rezultatima laboratorijskih istraživanja i primjene na stvarnim poljima, a odraz su suvremenih procjena raspona svojstava nafte i ležišta unutar kojih su različiti EOR procesi primjenljivi, budući da za primjenu svakog procesa postoje stanovita tehnološka i fizikalna ograničenja. Kriteriji eliminacije su samo približni. U specifičnim slučajevima EOR projekt može biti uspješan iako je ležište izvan kriterija. Prema tome, svako potencijalno ležište se mora razmatrati pojedinačno. Također, s razvojem tehnologije EOR metoda, ograničenja će se ublažavati kao odraz novih znanja i iskustava o već poznatim procesima, varijantama poznatih procesa ili čak potpuno novim procesima.

Izrađena serverska aplikacija predstavlja fleksibilnu osnovu za takva dalja istraživanja u okviru znanstveno-nastavnog djelovanja na RGN fakultetu, ali i svojevrsnu promociju aktivnosti na fakultetu, te je trenutno javno dostupna na adresi http://rgn.hr/~dvulin/EOR.

Aplikacija je omogućila je brže sagledavanje metoda za pojedino polje. Iako takve aplikacije već postoje, one su komercijalne prirode i nisu fleksibilne. U radu je predložen koeficijent 0,9 za najveće odstupanje od optimalne vrijednosti svakog parametra (koeficijent 1,0). Unutar tog raspona vrijednosti pojedinog parametra, koeficijent se mijenja linearno. Umnožak svih odstupanja u aplikaciji je implementiran kao pokazatelj koji je nazvan *koeficijent primjenjivosti*. Može se zaključiti da postoji mogućnost daljnjih istraživanja statistički opravdanih kriterija odabira EOR metoda, analizom uspješnosti postojećih EOR projekata i načina na koji dotični parametri više ili manje utječu na konačni uspjeh EOR projekta.

7. LITERATURA

1. Arnold, M.D.: "Screening Criteria Decide Best Process for Enhanced Oil Recovery," 41st Annual Southwestern Petroleum Short Course AssociationInc., Lubbock, Texas, 1994
2. Bailey, R.E. et al.: Enhanced Oil Recovery, NPC, Industry Advisory Committee to the US. Secretary of Energy, Washington, DC, 1984
3. Bavière, M. et al.: "Improved EOR by Use of Chemicals in Combination," SPERE (August 1995) 187.
4. Blevins, T.R., Duerksen, J.H., and Ault, J.W.: "Light-Oil Steamflooding: An Emerging Technology," JPT (July 1984) 1115.
5. Chu, C.: "A Study of Fireflood Field Projects," JPT (February 1977) 111.
6. Chu, C.: "State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects," *JPT* (January 1982) 19.
7. Eme, V.O.: "Design of Alkaline/Surfactant/PolymerEnhanced Oil Recovery Scheme for a Saudi Arabian Limestone Reservoir," MS thesis, King Fahd U. of Petroleum and Minerals (1994).
8. Emmons, F.R. et al.: "Nitrogen Managementat the East Binger Unit Using an Integrated Cryogenic Process," paper SPE 15591 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conferenceand Exhibition, New Orleans, 5-8 October,
9. Farouq Ali, S.M.: "A Current Appraisal of In-Situ Combustion Field Tests," JPT (April 1972) 477.
10. Gangle, F.J. et al.: "Light-Oil Steamdrive Pilot Test at NPR-1, Elk Hills, California," SPERE (August. 1992) 315.
11. Geffen, T.M., "Improved Oil Recovery Could Help Ease Energy Shortage,'' *World Oil,* 1983
12. Geffen,T.M.: "Oil Production to Expect from Known Technology,"*Oil*&*Gas J.,* 1983
13. Goodlett, G.O., et al.:"Lab Evaluation Requires Appropriate Techniques," *Oil* & Gas *J.,* 1986
14. Hagedorn, K.D.; Orr, EM. Jr.: "Component Partitioningin CO_2/Crude Oil Systems: Effects of Oil Compositions on CO_2 Displacement Performance," paper SPE 25169 presented at the 1993 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, New Orleans, 2-5 March
15. Hanzlik, E.J.: "Steamflooding as an Alternative EOR Process for Light Oil Reservoirs," paper SPE 10319 presented at the 1981 SPE Annual Technical Conferenceand Exhibition, San Antonio, Texas, 5-7 October
16. Haynes, H.J. et al.: Enhanced Oil Recovery, NPC, Industry Advisory Council to the U.S. Dept. of the Interior, Washington, DC, 1976
17. Heller, J.P. and Taber, J.J.: "Influence of Reservoir Depth on Enhanced Oil Recovery by CO_2 Flooding," paper SPE 15001 presented at the 1986 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 13-14 March
18. Holtz, M. H., 2008: "Summary of Sandstone Gulf Coast CO_2 EOR Flooding Application and Response", (SPE-l13368), SPE/DOE Symposium on improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 20-23. 2008.
19. Hong, K.C.: „Steamflood Reservoir Management", Pennwell Publishing, Tulsa, Oklahoma (1994).
20. Hustad, C. W., 2009: "Capturing, Managing and Gathering CO_2 for EOR Onshore and Offshore: Challenges and Opportunities", Presented at the ACI Optimising EOR Strategy 2009, London, March 11-12. 2009.
21. Koning, E.J.L., Mentzer, E., and Heemskerk, J.:"Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman," paper SPE 18092 presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2-5 October.

22. Lorenz, P.B. and Peru, D.A.: “Guidelines Help Select Reservoirs for $NaHC0_3$ EOR,” Oil &Gas J. (11 September 1989) 53.
23. Lowry, P. H., Ferrell, H. H., Dauben, D. L., 1986: “A Review and Statistical Analysis of Micellar-Polymer Field Test Data”, National Petroleum Technology Office (NPTO), Report No. DOE/BC/10830-4., U.S. Department of Energy, Tulsa, OK, November 1986
24. Maerker, J.M. and Gale, W.W.: “Surfactant Flood Process Design for Loudon,” paper SPE 20218 presented at the 1990 SPE/DOE Joint Symposium for Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22-25 April
25. Maitin, B., Daboul, B., and Sohn, W.O:“Numerical Simulation for Planning and Evaluation of Polymer Flood Process: A Field Performance Analysis,” paper SPE 17631 presented at the 1988 SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, 1-4 November
26. Maitin, B.K.: “Performance Analysis of Several Polyacrylamide Floods in North German Oil Fields,” paper SPE 24118 presented at the 1992 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22-24 April
27. Manning, R. K., Pope, G. A., Lake, L. W., Paul, G. W., Wesson, T. C.: “A Technical Survey of Polymer Flooding Projects, Department of Energy”, Report DOE/BC/10327-19, September 1983. 329 p.
28. Manning, R.K. et al.: “A Technical Survey of Polymer Flooding Projects,’’ DOE report DOE/BC/10327-19, U.S. DOE, September 1983.
29. Manrique, E. J., Muci, V.E., Gurfinkel, M. E., 2007: “EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States”, (SPE-100063), SPE Reservoir Evaluation & Engineering, V. 10. No. 6. December 2007. PP. 667-686
30. Martin, F.D. i Taber, J.J.: “Carbon Dioxide Flooding”, *JPT*, April 1992, 396
31. Moritis, G., 2008: “Report on EOR/Heavy Oil”, Oil & Gas Journal, April 21, 2008
32. Moritis,G.: “EOR Dips in U.S. but Remains a Significant Factor,” Oil&Gas J.(26 September 1994) 51,
33. Mungan, N., 2000: “Enhanced Oil Recovery with High Pressure Nitrogen Injection”, (SPE-62547), SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, June 19-22 2000.,
34. Needham, R. B., Doe, P. H., 1987: “Polymer Flooding Review”, (SPE-17140), Journal of Petroleum Technology, V. 39. No. 12. December 1987. pp.1503-107
35. Oil & Gas Journal EOR Surveys, 2008
36. Parkinson, W.J. et al.: “An Expert System for Screening Enhanced Oil Recovery Methods,” presented at Summer Meeting, San Diego, California, 1990
37. Parkinson, W.J. et al.:“Screening EOR Methods with Fuzzy Logic,” presented at International Reservoir Characterization Conference, Tulsa, Oklahoma, 1991
38. Prats, M.: „Thermal Recovery, Monograph Series“ , SPE, Richardson, Texas, (1982)
39. Putz, A.G., Bazin, B., and Pedron, B.M.:“CommercialPolymer Injection in the Courtenay Field, 1994 Update,” paper SPE 28601 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conferenceand Exhibition, New Orleans, 25-28 September
40. Reppert, T.R. et al.:“Second Ripley Surfactant Flood Pilot Test,” paper SPE 20219 presented at the 1990SPE/DOE Joint Symposium for Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22-25 April.
41. Sečen, Josip: „Metode povećanja iscrpka nafte“, Zagreb, 2006.
42. Seright, R.S.: “Improved Techniques for Fluid Diversion in Oil Recovery,” first annual report, DOE/BC/14880-5, U.S. DOE, December 1993., 2-72
43. Shutang, G., Huabin, L., i Hongfu, L.: “Laboratory Investigation of Combination of Alkali/Surfactant/Polymer Technology for Daqing EOR,” SPERE (August 1995) 187.

44. Sorbie, K.S.: Polymer-Improved Oil Recovery, Blackie, CRC Press Inc. (1991.) 61-64, 83-114, 148
45. Stalkup, F.E.: Miscible Displacement, Monograph Series, SPE, Dallas, 1983
46. Taber, J.J. and Martin, ED.: "Technical Screening Guidesfor theEnhanced Recovery of Oil," paper SPE 12069 presented at the SPE Annual Technical Conferenceand Exhibition, San Francisco, 1983
47. Taber, J.J. and Seright, R.S.: "Horizontal Injectionand Production Wells for EOR or Waterflooding," paper SPE 23952 presented at the 1992 SPEDOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22-24 April.
48. Taber, J.J., Martin, D., Seright, R.: „EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", New Mexico Petroleum Recovery Research Center, SPE 35385, 1997.,
49. Taber, J.J.: "Environmental Improvements and Better Economics in EOR Operations", In Situ, 1990, 14 (4), 345
50. Wang Demin et al.:"Commercial Test of Polymer Flooding in Daqing Oil Field," paper SPE 29902 presented at the 1995 SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, 14-17 November.
51. Willman, B.T. el al.,: „Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection", Journal of Petroleum Technology, July 1961, 681-690.
52. Wo, S., Whitman, L. D., Steidtmann, J. R., 2009: "Estimates of Potential CO_2 Demand for CO_2 EOR in Wyoming Basins", (SPE-122921), SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, April 14-16. 2009

8. PRILOG

8.1 PRIMJER PHP KODA S PRIMIJENJENIM KOEFICIJENTIMA PRIMJENJIVOSTI ZA TABEROVU METODU

```
<?php
$OilDensity=$OilViscosity=0.0;
$EOR_method=array();

$probability=array();

if(!is_numeric($_GET["oil_density"])) return false;

$oil_density = $_GET["oil_density"];
$oil_viscosity = $_GET["oil_viscosity"];
$composition = $_GET["composition"];
$So = $_GET["So"];
$Formation_type = $_GET["Formation_type"];
$Net_thickness = $_GET["Net_thickness"];
$Permeability = $_GET["Permeability"];
$Depth = $_GET["Depth"];
$Temperature = $_GET["Temperature"];

/* EOR(1) nitrogen and flue gas----------------------------------------------------
------------------ */

$EOR_method[1]=0;
if ($oil_density<850) {
	$p1=-0.0016129*$oil_density+2.270968;
	if ($p1>1) $p1=1;
	if ($oil_viscosity<0.4){
		$p2=-0.5*$oil_viscosity+1.1;
		if ($p2>1) $p2=1;
		if ($composition=="C1C7") {
			if ($So>40) {
				$p3=0.0028571*$So+0.7857143;
				if ($p3>1) $p3=1;
				if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

					if ($Net_thickness=="tud") {

						if ($Permeability<10000000000) {
							if ($Depth>1830) {
								if($Temperature>0)

								$EOR_method[1]=1;
								$probability[1]=$p1*$p2*$p3;
							}
						}
					}
				}
			}
		}
	}
}
```

```
/* EOR(2) Hydrocarbon miscible flooding-----------------------------------------
-------------------------- */

$EOR_method[2]=0;
if ($oil_density<916) {
       $p1=-0.001041667*$oil_density+1.854166667;
       if ($p1>1) $p1=1;
       if ($oil_viscosity<3) {
              $p2=-0.0400*$oil_viscosity+1.02;
              if ($p2>1) $p2=1;
              if ($composition=="C2C7") {

                     if ($So>30) {
                            $p3=0.0020*$So+0.84;
                            if ($p3>1) $p3=1;
                            if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

                                   if ($Net_thickness=="tud") {

                                          if ($Permeability<10000000000) {
                                                 if ($Depth>1220) {
                                                        if($Temperature>0)

                                                        $EOR_method[2]=1;
                                                        $probability[2]=$p1*$p2*$p3;
                                                 }
                                          }
                                   }
                            }
                     }
              }
       }
}

/* EOR(3) CO2-1-----------------------------------------------------------------
-- */

$EOR_method[3]=0;
if ($oil_density<825) {
       $p1=0.005*$oil_density+-3.225000;
       if ($p1>1) $p1=1;
       if ($oil_viscosity<10) {
              $p2=-0.011765*$oil_viscosity+1.017647;
              if ($p2>1) $p2=1;
              if ($composition=="C5C12") {

                     if ($So>20) {
                            $p3=0.0028571*$So+0.8428571;
                            if ($p3>1) $p3=1;

                            if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

                                   if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {
```

```
                                        if ($Permeability<10000000000) {
                                               if ($Depth>760) {
                                                      if($Temperature>0)

                                                      $EOR_method[3]=1;
                                                      $probability[3]=$p1*$p2*$p3
      ;

                                               }
                                        }
                                 }
                           }
                    }
             }
      }
}

/* EOR(3) CO2-2-------------------------------------------------------------------
-- */

$EOR_method[4]=0;
if ($oil_density<865) {
      $p1=-0.005*$oil_density+5.225000;
      if ($p1>1) $p1=1;
      if ($oil_viscosity<10) {
            $p2=-0.011765*$oil_viscosity+1.017647;
            if ($p2>1) $p2=1;
            if ($composition=="C5C12") {

                  if ($So>20) {
                        $p3=0.0028571*$So+0.8428571;
                        if ($p3>1) $p3=1;

                        if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

                              if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {

                                        if ($Permeability<10000000000) {
                                               if ($Depth>850) {
                                                      if($Temperature>0)

                                                      $EOR_method[4]=1;
                                                      $probability[4]=$p1*$p2*$p3;


                                               }
                                        }
                                 }
                           }
                    }
             }
      }
}
/* EOR(3) CO2-3-------------------------------------------------------------------
- */
```

```
$EOR_method[5]=0;
if ($oil_density<887) {
       $p1=-0.002381*$oil_density+3.011905;
       if ($p1>1) $p1=1;
       if ($oil_viscosity<10) {
              $p2=-0.011765*$oil_viscosity+1.017647;
              if ($p2>1) $p2=1;
              if ($composition=="C5C12") {

                     if ($So>20) {
                            $p3=0.0028571*$So+0.8428571;
                            if ($p3>1) $p3=1;

                            if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

                                   if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {

                                          if ($Permeability<10000000000) {
                                                 if ($Depth>1000) {
                                                        if($Temperature>0)

                                                        $EOR_method[5]=1;
                                                        $probability[5]=$p1*$p2*$p3;

                                                 }
                                          }
                                   }
                            }
                     }
              }
       }
}

/* EOR(3) CO2-4-------------------------------------------------------------------
- */

$EOR_method[6]=0;
if ($oil_density<922) {
       $p1=-0.001299*$oil_density+2.097403;
       if ($p1>1) $p1=1;
       if ($oil_viscosity<10) {
              $p2=-0.011765*$oil_viscosity+1.017647;
              if ($p2>1) $p2=1;
              if ($composition=="C5C12") {

                     if ($So>20) {
                            $p3=0.0028571*$So+0.8428571;
                            if ($p3>1) $p3=1;

                            if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

                                   if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {
```

```
                                        if ($Permeability<10000000000) {
                                               if ($Depth>1220) {
                                                      if($Temperature>0)

                                                      $EOR_method[6]=1;
                                                      $probability[6]=$p1*$p2*$p3;


                                               }
                                        }
                                 }
                          }
                   }
             }
      }
}

/* EOR(3) CO2-immiscible-------------------------------------------------------
---------- */

$EOR_method[66]=0;
if ($oil_density<980) {
             if ($oil_viscosity<10) {
                    $p1=-0.011765*$oil_viscosity+1.017647;
                          if ($p1>1) $p1=1;
                                 if ($composition=="C5C12")  {

                                        if ($So>20) {
                                               $p2=0.0028571*$So+0.8428571;
                                               if ($p2>1) $p2=1;

                                               if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate") {

                                                      if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {

                                                            if
($Permeability<10000000000) {
                                                                  if ($Depth>550)
{

      if($Temperature>0)  {


      $EOR_method[66]=1;


      $probability[66]=$p1*$p2;

                                                                        }
                                                            }
                                                      }
                                               }
                                        }
                                 }
                          }
             }
```

```
}

/* EOR(4) Immiscible gases ------------------------------------------------------
-------------- */

$EOR_method[7]=0;
if ($oil_density<986) {
       if ($oil_viscosity<600) {
              if ($composition=="C1C7" or $composition=="C2C7" or
$composition=="C5C12" or $composition=="C5+") {

                     if ($So>35) {
                            $p1=0.0028571*$So+0.80;
                            if ($p1>1) $p1=1;
                            if ($Formation_type=="sandstone" or
$Formation_type=="carbonate" or $Formation_type=="High_porosity sandstone" or
$Formation_type=="Tar_sands") {

                                   if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {

                                          if ($Permeability<10000000000) {
                                                 if ($Depth>550) {
                                                        if($Temperature>0)

                                                        $EOR_method[7]=1;
                                                        $probability[7]=$p1;
                                                 }
                                          }
                                   }
                            }
                     }
              }
       }
}

/* EOR(5) Micellar/Polymer, ASP and Alkaline Flooding---------------------------
---------------------------------------- */

$EOR_method[8]=0;
if ($oil_density<934 ) {
       $p1=-0.001190476*$oil_density+2.011904762;
       if ($p1>1) $p1=1;
       if ($oil_viscosity<35) {
              $p2=-0.004545*$oil_viscosity+1.059091;
              if ($p2>1) $p2=1;
              if ($composition=="C1C7" or $composition=="C2C7" or
$composition=="C5C12") {
                     if ($So>35) {
                            $p3=0.0055556*$So+0.7055556;
                            if ($p3>1) $p3=1;
                            if ($Formation_type=="sandstone") {
                                   if ($Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t"
or $Net_thickness=="s" or $Net_thickness=="n" or $Net_thickness=="wr") {
                                          if ($Permeability>10) {
                                                 $p4=-
0.000227273*$Permeability+0.897727273;
                                                 if ($p4>1) $p4=1;
```

```
                                                if ($Depth<2743) {
                                                       $p5=-5.70776E-
05*$Depth+1.056563927;
                                                       if ($p5>1) $p5=1;
                                                       if ($Temperature<93) {
                                                              $p6=-
0.001515152*$Temperature+1.040909091;
                                                              if ($p6>1) $p6=1;

                                                              $EOR_method[8]=1;

       $probability[8]=$p1*$p2*$p3*$p4*$p5*$p6;
                                                       }
                                                }
                                         }
                                  }
                           }
                    }
             }
       }
}


/* EOR(6) Polymer Flooding-----------------------------------------------------
------------- */

$EOR_method[9]=0;
if ($oil_density<966) {
       if ($oil_viscosity<150) {
              if ($composition=="C1C7" or "C2C7" or "C5C12" or "C5+") {

                     if ($So>50) {
                            $p1=0.0033333*$oil_density+0.7333333;
                            if ($p1>1) $p1=1;

                            if ($Formation_type=="sandstone") {

                                   if ($Net_thickness=="wr" or
$Net_thickness=="tud" or $Net_thickness=="t" or $Net_thickness=="s" or
$Net_thickness=="n") {

                                          if ($Permeability>10) {

       $p2=0.000126582*$Permeability+0.898734177;
                                                if ($p2>1) $p2=1;
                                                if ($Depth<2743) {
                                                       if($Temperature<93) {
                                                       $p3=-
0.003030303*$Temperature+1.181818182;
                                                       if($p3>1) $p3=1;

                                                              $EOR_method[9]=1;

       $probability[9]=$p1*$p2*$p3;
                                                       }
                                                }
                                          }
                                   }
                            }
```

```
                    }
                }
        }
}

/* EOR(7)In-situ Combustion-----------------------------------------------------
-------------- */

$EOR_method[10]=0;
if ($oil_density<1000) {
        $p1=-0.002439024*$oil_density+3.33902439;
        if ($p1>1) $p1=1;
        if ($oil_viscosity<5000) {
                $p2=-0.000026*$oil_viscosity+1.031579;
                if($p2>1) $p2=1;
                        if ($composition=="C5+") {

                                if ($So>50) {
                                $p3=0.0055556*$So+0.7055556;
                                if($p3>1) $p3=1;

                                        if ($Formation_type=="High_porosity sandstone")
{

                                                if ($Net_thickness=="t" or
$Net_thickness=="s" or $Net_thickness=="n" or $Net_thickness=="wr") {

                                                        if ($Permeability>50) {
                                                                if ($Depth<3500) {
                                                                $p4=-4.10172E-
05*$Depth+1.043765381;
                                                                if ($p4>1) $p4=1;
                                                                        if($Temperature>38)

        $p5=0.005263158*$Temperature+0.7;
                                                                                if($p5>1)
$p5=1;


        $EOR_method[10]=1;

        $probability[10]=$p1*$p2*$p3*$p4*$p5;

                                                        }
                                                }
                                        }
                                }
                        }
                }
        }
}

/* EOR(8) Steam flodding--------------------------------------------------------
----------- */

$EOR_method[11]=0;
if ($oil_density<1014) {
                $p1=-0.002631579*$oil_density+3.568421053;
        if ($p1>1) $p1=1;
```

```
	if ($oil_viscosity<200000) {
		$p2=-0.000001*$oil_viscosity+1.002407;
		if($p2>1) $p2=1;
		if ($composition=="C1C7" or "C2C7" or "C5C12" or "C5+") {

			if ($So>40) {
				$p3=0.0038462*$So+0.7461538;
				if($p3>1) $p3=1;

				if ($Formation_type=="High_porosity sandstone") {

					if ($Net_thickness=="s" or $Net_thickness=="n")
{

						if ($Permeability>200) {
							$p4=4.2735E-
05*$Permeability+0.891452991;
							if ($p4>1) $p4=1;

							if ($Depth<1372) {
								$p5=-
0.00010929*$Depth+1.049945355;
								if ($p5>1) $p5=1;

								if($Temperature>0);

								$EOR_method[11]=1;

	$probability[11]=$p1*$p2*$p3*$p4*$p5;
							}
						}
					}
				}
			}
		}
	}
}

?>
```

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad samostalno izdradio.

_____

Filip Demirović