

Novi model za postizanje optimalne proizvodnje na naftnom polju Amal; New model for achieving optimum production at Amal oilfield.

Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad



Дигитални репозиторијум Рударско-геолошког факултета Универзитета у Београду

[ДР РГФ]

Novi model za postizanje optimalne proizvodnje na naftnom polju Amal; New model for achieving optimum production at Amal oilfield. | Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad | Универзитет у Београду | 2015-04-16 | |

<http://dr.rgf.bg.ac.rs/s/repo/item/0003985>

Дигитални репозиторијум Рударско-геолошког факултета Универзитета у Београду омогућава приступ издањима Факултета и радовима запослених доступним у слободном приступу. - Претрага репозиторијума доступна је на www.dr.rgf.bg.ac.rs

The Digital repository of The University of Belgrade Faculty of Mining and Geology archives faculty publications available in open access, as well as the employees' publications. - The Repository is available at: www.dr.rgf.bg.ac.rs

**UNIVERZITET U BEOGRADU
RUDARSKO GEOLOŠKI FAKULTET**

Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad

**NOVI MODEL ZA POSTIZANJE
OPTIMALNE PROIZVODNJE NA
NAFTNOM POLJU AMAL**

doktorska disertacija

Beograd, 2014.

**UNIVERSITY OF BELGRADE
FACULTY OF MINING AND GEOLOGY**

Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad

**NEW MODEL FOR ACHIEVING OPTIMUM
PRODUCTION AT AMAL OILFIELD**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2014.

Mentor:

Dr Dušan Danilović, vanredni profesor (uža naučna oblast – naftno rudarstvo, mehanizacija i automatizacija u rudarstvu), Univerzitet u Beogradu, Rudarsko geološki fakultet.

Članovi komisije:

Dr Vesna Karović Maričić, docent (uža naučna oblast – naftno rudarstvo, mehanizacija i automatizacija u rudarstvu), Univerzitet u Beogradu, Rudarsko geološki fakultet.

Dr Dejan Ivezić, redovni profesor (uža naučna oblast – naftno rudarstvo, mehanizacija i automatizacija u rudarstvu), Univerzitet u Beogradu, Rudarsko geološki fakultet.

Dr Nikola Lilić, redovni profesor (uža naučna oblast – zaštita na radu i zaštita životne sredine), Univerzitet u Beogradu, Rudarsko geološki fakultet.

Dr Predrag Đukić, redovni profesor (uža naučna oblast – Inženjerska ekonomija), Univerzitet u Beogradu, Tehnološko metalurški fakultet.

Datum odbrane:_____

NOVI MODEL ZA POSTIZANJE OPTIMALNE PROIZVODNJE NA NAFTNOM POLJU AMAL

Rezime

Doktorskom disertacijom analizirani su i proučavani problemi proizvodnje nafte i primenjene metode za njihovo rešavanje na naftnom polju Amal. Ukratko je prikazana proizvodnje nafte u Libiji, njene karakteristike i rezerve, da bi se video značaj ovog naftnog polja.

Utvrđeno je da su na naftnom polju Amal ključni problemi koji prate proces proizvodnje taloženje parafina, pojava slojnog peska, neefikasan rad gaslift sistema, neefikasna desalinizacija nafte i ekološki problemi. Proizvodni problemi, pojedinačno i više njih zajedno, na nekim bušotinama uzrokovali su smanjenje proizvodnje nafte od 40 do 75%. Zbog toga je bilo neohodno da se preduzmu dodatne mere i aktivnosti na rešavanju proizvodnih problema kao se oni dodatno nebi pogoršali i uzrokovali još veće smanjenje proizvodnje nafte.

Na osnovu karakteristika naftnog polja Amala, detaljne analize proizvodnih problema, najnovijih literaturnih saznanja definisan je novi model za postizanje optimalne proizvodnje nafte. Model se sastoji iz dva ključna dela, prvog koji se bavi rešavanjem proizvodnih problema i drugog za određivanje optimalnih parametara rada gaslifta. Originalnost modela leži i u činjenici da se u model egzaktno uvode ekološki aspekti funkcionisanja procesa proizvodnje nafte i algoritamski se predlažu mere za smanjenje uticaja na životnu sredinu.

Za efikasnije rešavanje problema taloženja parafina definisan je skup novih aktivnosti koje se moraju preduzeti. Urađena je analiza primene hemijskih inhibitora i predložena primena termičke metode zagrevanja tubinga.

Za rešavanje prodora slojnog pesak u proizvodni sistem predložena je primena metode gravel paka.

U cilju efikasnije proizvodnje nafte definisan je model za adekvatnu raspodelu gasa koji se utiskuje u bušotine, na nivou sabirnih stanica, odnosno kompresorskih stanica. Radi optimizacije proizvodnje nafte primenjena je sistem analiza rada bušotina u gasliftu koja je omogućila efikasniju proizvodnju nafte sa jedne strane i povećanje proizvodnje nafte sa druge strane.

Predložen je novi savremeni postupak desalinizacije koji znatno smanjuje proizvodne i operativne troškove, kao i sadržaj soli u sirovoj nafti na manje od 3 mg/l.

Definisan je savremeni integralni koncept pripreme proizvedene slojne vode na naftnom polju putem njenog utiskivanja u geološke formacije kao ekonomski i ekološki najbolje rešenje. Ovaj koncept pripreme slojne vode podržava postojeći način odlaganja u taložne jame za isparavanje čime se obezbeđuje postojanje dva nezavisna sistema za odlaganje slojne vode na naftnom polju, što daje dodatnu sigurnost u radu.

Naučni doprinos doktorske disertacije se ogleda u originalnom modelu za rešavanje proizvodnih problema na naftnom polju Amal. Predložena rešenja omogućavaju da se unapredi rešavanje proizvodnih problema, efikasnije vodi proces proizvodnje i poveća proizvodnja nafte. Disertacija, pored značaja za ovo naftno polje, ima i širi značaj pošto je predloženi model primenljiv i na drugim naftnim poljima za rešavanje sličnih problema i određivanje optimalnih parametara rada.

Doktorska disertacija, pored naučnog ima i značajan stručni doprinos. On se odnosi na rešavanje brojnih praktičnih problema u procesu optimizacije proizvodnje nafte i modeliranju nove i efikasnije tehnologije za njenu eksploataciju.

Ključne reči: nafta, proizvodnja, optimizacija, Amal, Libija.

Naučna oblast: Rudarsko inženjerstvo

Uža naučna oblast: Naftno rudarstvo, mehanizacija i automatizacija u rudarstvu

UDK broj:

622:276/.277:622.313(612)

622.323

665.6/.62(612)(043.3)

NEW MODEL FOR ACHIEVING OPTIMUM PRODUCTION AT AMAL OILFIELD

Summary

In this doctoral dissertation, it has analyzed the problems of oil production and application of methods for their solutions at the Amal oilfield. It has also provided a brief presentation of oil production in Libya, its characteristics and reserves in order to show the importance of this oilfield.

It has been found that major problems accompanying the production process at the Amal oilfield are paraffin deposition, occurrence of layer sand, inefficient operations of Gas Lift System, inefficient oil desalination and environmental issues. Production problems, taken individually or several of them together, at some oil wells, caused a decrease in production of 40% up to 75%. It was necessary to take additional measures and actions in order to solve the production problems so that they could not become worse and cause further decrease in oil production.

Based on the characteristics of the Amal oilfield, detailed analysis of the accompanying problems and the latest technical literature, a new model has been defined for achieving the optimum oil production. The model consists of two major parts; the first one dealing with the solution of the production problems, and the second one dealing with the determination of optimum parameters for Gas Lift Operations. The originality of the model reflects in the fact that environmental aspects of the functioning of the oil production process have been exactly introduced into it and measures based on algorithms for the decrease of impact on the environment have been proposed.

Regarding more efficient solution of the paraffin deposition problems, it has defined a set of new actions that must be taken. The analysis of the application of chemical inhibitors has been performed, and the application of thermal method of tubing heating has been proposed.

As a solution for the penetration of layer sand into the production system, it has proposed the use of gravel pack method.

To achieve more efficient oil production, it has defined a model for adequate distribution of well injection gas, at the level of gathering stations or compressor stations. For the purpose of oil production optimization, it has applied the system analysis of oil well operations in Gas Lift, which should result in more efficient oil production on the one hand and the increase in oil production on the other hand.

It has also proposed a new modern desalination method, which considerably decreases production and operations costs, as well as the content of salt in crude oil to less than 3 mg/l.

Additionally, there has been defined a modern integral concept of preparation of produced formation water at the oilfield by its injection into geological formations, as the best solution, from both economic and environmental point of view. This concept of formation water preparation supports the existing disposal method in the evaporation deposition pits, which provides two independent systems for disposal of formation water at the oilfield and increases the work safety.

The doctoral dissertation provides scientific contribution that is reflected in the original model for a solution of the production problems at the Amal oilfield. The proposed solutions can improve production problems solution, provide more efficient management of the production process and increase oil production. In addition to its importance for the Amal oilfield, the dissertation has a broader significance, because the proposed model is applicable to other oilfields for the solution of similar problems and determination of optimum operations parameters.

Besides scientific contribution, the doctoral dissertation provides a significant professional contribution. It is reflected in the solving of a number of practical problems in oil production optimization process and the modeling of a new and more efficient oil exploitation technology.

Key words: oil, production, optimization, Amal, Libya.

Scientific field: Mining engineering

Scientific Area: Petroleum engineering, mechanization and automation in mining

UDK number:

622:276/.277:622.313(612)

622.323

665.6/.62(612)(043.3)

Sadržaj

1.	Uvod	1
2.	Proizvodnja nafte u Libiji	4
2.1.	Istorijat i osnovne karakteristike	4
2.2.	Rezerve nafte	6
2.3.	Proizvodnja nafte	7
2.4.	Kvalitet sirove nafte	8
2.5.	Plasman sirove nafte	8
3.	Karakteristike naftnog polja Amal	10
3.1.	Opis naftnog polja	10
3.2.	Metode eksploatacije	12
3.3.	Sistem sabiranja	12
3.3.1.	Postupak pripreme proizvedenog fluida	15
3.3.2.	Površinska instalacija za rad bušotina u gasliftu	16
4.	Analiza proizvodnih problema	18
4.1.	Taloženje parafina	19
4.2.	Slojni pesak	21
4.2.1.	Taloženje u bušotini	23
4.2.2.	Taloženje u površinskoj opremi	23
4.2.3.	Erozija bušotinske i površinske opreme	23
4.2.4.	Kolaps formacije u pribušotinskoj zoni	24
4.3.	Problemi u radu gaslifta	24
4.3.1.	Neadekvatno raspoređena količina gasa za utiskivanje	24
4.3.2.	Rad kompresorskih stanica	25
4.3.3.	Neadekvatni parametri rada gaslifta	26
4.3.4.	Pothlađivanje bušotine usled utiskivanja gasa	26
4.3.5.	Povećana proizvodnja slojne vode	27
4.4.	Taloženje soli i desalinizacija	27
4.5.	Ekološki problemi	28

5.	Novi model za postizanje optimalne proizvodnje nafte	29
5.1.	Rešavanje proizvodnih problema	30
5.1.1.	Rešavanje problema taloženja parafina	30
5.1.2.	Rešavanje problema slojnog peska	35
5.1.3.	Rešavanje problema u radu gaslifta	39
5.1.3.1.	Raspodela količine gasa za utiskivanje po bušotinama	39
5.1.4.	Rešavanje problema desalinizacije nafte	46
5.1.4.1.	Opis novog sistema za desalinizaciju	48
5.1.5.	Rešavanje ekoloških problema	50
5.1.5.1.	Priprema slojne vode	50
5.1.5.2.	Karakteristike slojne vode za odlaganje	51
5.1.5.3.	Postupak izbora opreme	53
5.1.5.4.	Predloženi proces priprema slojne vode za odlaganje na naftnom polju Amal	53
5.2.	Određivanje optimalnih proizvodnih parametara	59
5.2.1.	Optimizacija rada	59
5.2.2.	Postupak optimizacije	60
5.2.2.1.	Metoda najmanjih kvadrata	61
5.2.3.	Postupak analize proizvodnog sistema	62
6.	Primena modela	66
6.1.	Analiza efikasnosti utiskivanja hemijskih inhibitora	66
6.2.	Određivanje optimalnih parametara gas lifta	69
6.2.1.	Raspodela količine gasa za utiskivanje	69
6.2.2.	Određivanje optimalnih parametara rada bušotina u gas liftu	75
7.	Zaključak	80
8.	Literatura	84
	Biografija	98

1. UVOD

Nafta je predstavljala jedan od glavnih energenata u prošlom veku, a dominantan značaj imaće i u prvoj polovini ovog veka (Auty, 2001; Davis, 2003; Đajić, 2003; BP, 2010; AEO, 2011; Đajić, 2011). Široko rasprostranjena primena uz dovoljne rezerve pozicionirala je naftu kao leaderskog energenta (Worldlook, 2010; Okullo i Reynes, 2011; Sorrell i dr, 2012).

Kako su svetske rezerve nafte ograničene, smatralo se da će proizvodnja svojom maksimum dostići 2010. godine od 87 miliona barela dnevno (EIO, 2009; Owen i dr, 2010; Worldlook, 2010; AEO, 2011). Intenzivna istraživanja i otkrića novih naftnih ležišta stalno pomeraju dostizanje maksimalne proizvodnje za blisku budućnost (Pedro 2009; Danilović, 2010; ASPO, 2011). Rezerve nafte u Libiji, koje su devete u svetu (O&G, 2011; Rachovich, 2012), imaju značajan uticaj na svetsku proizvodnju, a ujedno i na dostizanje ove maksimalne proizvodnje.

Libijsku naftu pored velikih rezervi karakteriše visok kvalitet i nizak sadržaj sumpora što proizvodnju i preradu čini jeftinijom u odnosu na druge vrste nafti (EIA, 2010). Zbog toga su i danas brojne svetske kompanije veoma zainteresovane za njenu eksploataciju.

Istraživanja nafte u Libiji počela su 1955. godine (Ariweriokuma, 2008), rezultovala otkrivanjem prvih ležišta nafte u Amalu i Zeltenu (Roberts, 1970) sa početkom proizvodnje nafte 1961. godine (Hallet, 2002; NOC, 2011).

U doktorskoj disertaciji se proučavaju problemi proizvodnje nafte i metode za njihovo rešavanje na naftnom polju Amal. Pre samog opisa procesa proizvodnje nafte na ovom naftnom polju ukratko je dat prikaz proizvodnje nafte u Libiji. Time se vidi značaj i potencijal naftnog polja Amal za proizvodnju nafte, kao i njegova veličina u odnosu na druga naftna polja, kako u Libiji, tako i u svetu.

Na naftnom polju Amal ključni problemi koji prate proces proizvodnje su taloženje parafina, pojava slojnog peska, neefikasan rad gaslift sistema, taloženje soli, neefikasna desalinizacija nafte i ekološki problemi. Proizvodni problemi, pojedinačno i integralno, na nekim bušotinama uzrokovali su smanjenje proizvodnje nafte od 40 do 75%. Ukoliko se ne preduzmu dodatne

mere i aktivnosti proizvodni problemi će se pogoršati i uzrokovati još veće smanjenje proizvodnje nafte.

Proizvodni problemi zahtevaju svakodnevno preduzimanje odgovarajućih aktivnosti na njihovom rešavanju. Preduzete aktivnosti na podzemnoj i površinskoj opremi i sistemu sabiranja, na naftnom polju Amal, u cilju otklanjanja proizvodnih problema se kontinualno izvode, ali nedovoljno i neadekvatno, dok se neki proizvodni problemi nisu ni rešavali.

U doktorskoj disertaciji urađena je analiza nastanka navedenih proizvodnih problema i do sada primenjenih metoda za njihovo rešavanje.

Intenzitet proizvodnih problema je takav da zahteva primenu novih metoda i aktivnosti za njihovo rešavanje. Zbog toga se u doktorskoj disertaciji predlaže uvođenje novih metoda i aktivnosti koje je potrebno primeniti za efikasnije rešavanje proizvodnih problema, sa jedne strane i povećanje proizvodnje nafte sa druge strane. Cilj disertacije je definisanje i razvoj odgovarajućih modela za rešavanje karakterističnih problema u pocesu proizvodnje nafte na naftnom polju Amal.

Polazeći od trenutnog stanja na naftnom polju uz analizu uzroka nastanka proizvodnih problema, provere primenjenih metoda za njihovo rešavanje, analize njihove uspešnosti/neuspešnosti primene, identifikacije pogrešno primenjenih rešenja, analize raspoloživih metoda za rešavanje proizvodnih problema (koje su predmet razmatranja doktorske disertacije), najnovijih literaturnih i stručnih saznanja, definisan je model za uspešno rešavanje proizvodnih problema na naftnom polju Amal. Model će moći da se primeni i na drugim naftnim poljima koja imaju slične proizvodne probleme.

Ispuštanje slojne vode u taložne jame koje se sada primenjuje na naftnom polju Amal ekološki je potpuno neprihvatljivo. Zbog toga je u doktorskoj disertaciji ovom problemu posvećena posebna pažnja. Problem bi morao da bude rešen tako da predložena metoda za odlaganje slojne vode tokom implementacije ne uzrokuje prekid proizvodnje na naftnom polju. Za pripremu slojne vode izabrana je varijanta koja se uz manje izmene u potpunosti može uklopiti u postojeći proces pripreme fluida i ima najmanje eksploatacione troškove, primenom taložnih rezervoara i rezervoara sa tečnim hidrofobnim filterom. Nakon pripreme

slojna voda će se utiskivati u geološke formacije. Definisani koncept pripreme slojne vode i predloženi način njenog odlaganja ima višestruke efekte pošto rešava postojeći ekološki problem zagađenja životne sredine, utiče na održavanje ležišne energije i može doprineti eventualnom povećanju iskorišćenja ležišta, odnosno proizvodnje nafte.

U doktorskoj disertaciji urađena je detaljna analiza postojećeg sistema za desalinizaciju nafte, izvršena literaturna istraživanja i proučavanja savremenih rešenja koja se primenjuju na drugim naftnim poljima. Utvrđeno je da je radi efikasnijeg rada potrebno dodati novu opremu (filter pod pritiskom) i određenu postojeću zameniti savremenijom (prigušni ventil zamenjen sa mešalicama sa prigušnicama (MOM) i električni desalter zamenjen sa hidrociklonskim desalterom). Novo rešenje omogućiće smanjenje operativnih troškova i sadržaj soli u sirovoj nafti na manje od 3 mg/l.

Disertacija, pored konkretnog značaja za naftno polje Amal, ima i širi značaj pošto se predložena rešenja mogu primeniti i na drugim naftnim poljima za rešavanje sličnih problema u cilju efikasnijeg vođenja proces proizvodnje, određivanje optimalnih parametara rada i unapređenja postojećih tehnologija za pripremu nafte gasa i slojne vode.

2. PROIZVODNJA NAFTE U LIBIJI

2.1. ISTORIJAT I OSNOVNE KARAKTERISTIKE

Istraživanja nafte u Libiji počela su 1955. godine, a 1959. godine otkrivena su prva naftna polja u Amalu i Zeltenu (Roberts, 1970; Hallet, 2002). Ugovori o koncesijama za istraživanje i bušenje na području od oko 600.000 km² su potpisani sa oko 40 zemalja. Od kada je počela proizvodnja nafte, 1961. godine, libijska polja su proizvodila preko 0,5 miliona m³/d (oko 16% ukupne proizvodnje zemalja „OPEC“-a) do 1969. godine kada je vlada Libije uvela određene mere za zaustavljanje iscrpljivanja ležišta (Waddams, 1980; Hallet, 2002). U 2010. godini proizvodnja nafte je pala na 0,23 miliona m³/d (APPA, 2011; NOC, 2011; Harvie, 2013).

Na slici 2.1. prikazane su lokacije proizvodnih sistema, transportnih sistema (naftovoda i gasovoda), sistema za sabiranje, otpremu i preradu sirove nafte u Libiji (NOC, 2011; NAP, 2011).

Prerada nafte u Libiji vrši se u nekoliko rafinerija i to: Ras Lanuf, izvozna rafinerija locirana u zalivu Sirte, sa kapacitetom prerade sirove nafte od 35.000 m³/d; Az Zawiya rafinerija, locirana na severozapadu Libije, sa kapacitetom prerade od 19.000 m³; Tobruk rafinerija, koja se nalazi na istočnoj libijskoj obali, sa kapacitetom od 3.000 m³/d; Brega rafinerija, locirana na severoistoku Libije, sa kapacitetom od 1.500 m³/d i najnovija Sarir rafinerija, sa kapacitetom od 1.500 m³/d (RLR, 2008; NOC, 2011; APS, 2011).

Njznačajnija naftno-gasna polja su: Al Jurf, Amal, Beda, Bouri, Abu Attifel, Defa, Waha, El Sharara, Elephant, Ghani, Gialo, Hofra, Intisar, Kabir, Mabruk, Murzuq, Nafoora, Nasser, NC-41, NC, 186 polje, Omar, Sarah, Sarir, Wafa, Zella, Zenad i Zueitina. Naftno polje NC-41 i polja oko njega predstavljaju prvo nalazište nafte u Libiji na moru (NOC, 2011).

Sva naftna polja su povezana naftovodima sa skladišnim i otpremnim terminalima, kao i rafinerijama za preradu. Takođe, gasna polja su povezana gasovodima do terminala za likvefakciju.

Libijska nacionalna naftna kompanija – The National Oil Corporation (NOC, 2011) predstavlja vodeću naftnu kompaniju u Libiji koja pokriva oko 70% proizvodnje nafte. Ima šest naftnih terminala i skladišta duž obale, od Tobruk-a na istoku do Zawiya-a na zapadu: Marsa El Hariga - Zueitina - Marsa El Brega - Ras Lanuf - El Sidera - i Zawiya. Svi potencijalni investitori svoje aktivnosti, od dobijanja koncesija do proizvodnje, realizuju preko Nacionalne naftne korporacije.



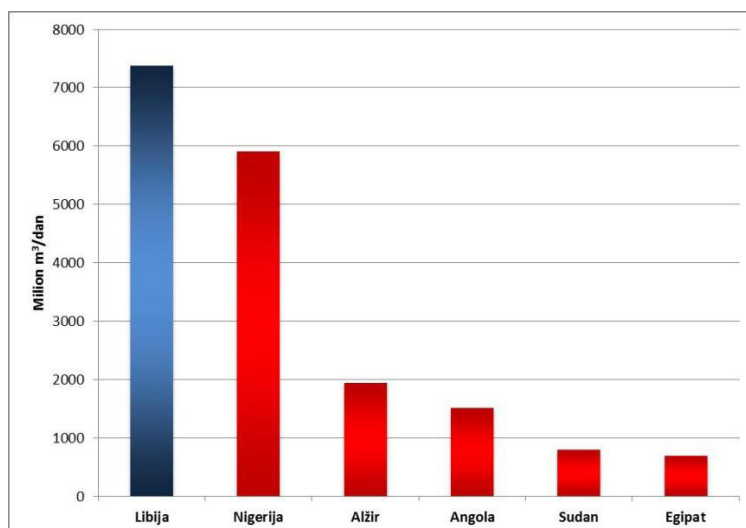
Slika 2.1. Prikaz naftnih polja, naftovoda, gasovoda, rafinerija nafte i naftnih terminala (NOC, 2011)

2.2. REZERVE NAFTE

Libija se nalazi na devetom mestu u svetu po veličini dokazanih rezervi nafte (tabela 2.1.) koje iznose oko 7.4 milijardi m³, a u Africi je najveći proizvođač sirove nafte. Na slici 2.2. prikazane su rezerve nafte u Africi (O&G, 2011; Rachovich, 2012).

Tabela 2.1 . Svetske rezerve nafte po državama (10⁹m³)

Država	Rezerve nafte	Udeo u svetskim rezervama
	10 ⁹ m ³	%
Saudi Arabija	41.4	17,68
Venecuela	33.6	14,35
Kanada	27.9	11,91
Iran	21.8	9,31
Irak	18.3	7,82
Kuvajt	16.1	6,90
Ujedinjeni Arapski Emirati	15.6	6,65
Rusija	9.5	4,08
Libija	7.4	3,16
Nigerija	5.9	2,53
Kazakstan	4.8	2,04
Katar	4.0	1,73
SAD	3.3	1,41
Kina	3.2	1,38
Brazil	2.1	0,87
Alžir	1.9	0,83
Meksiko	1.7	0,71
Angola	1.5	0,65
Azerbejdžan	1.1	0,48
Ekvador	1.0	0,44
Ostali	11.9	5,09



Slika 2.2. Rezerve nafte u Africi

2.3. PROIZVODNJA NAFTE

Generalno posmatrano, proizvodnja nafte u Libiji karakteriše se od 2002. godine trendom rasta do 2008. godine, kada beleži blagi pad i ima stalnu vrednost od 0,26 miliona m³ dnevno. Zbog rata tokom 2011. godine proizvodnja nafte je bila u prekidu, a u 2012. iznosila je oko 0,22 miliona m³ dnevno. Tokom 2013. godine proizvedeno je 0,304 miliona m³ dnevno. Na slici 2.3. je prikazana proizvodnja nafte u Libiji u periodu od 2000. do 2013. Godine (Hallet, 2002; NOC, 2011; Danilović i dr, 2013).



Slika 2.3. Proizvodnja nafte u periodu januar 2000. - maj 2012.godine

Posmatrano sa aspekta istraženosti, Libija se i danas može smatrati veoma neistraženom, jer sadašnji ugovori sa naftnim kompanijama pokrivaju samo 25 % teritorije. Jedno od većih otkrivenih ležišta je el-Bouri 1976. godine. Znatno kasnije usledilo je otkriće Fezzan ležišta, na jugu Libije, u basenu Murzuq, kao i el-Sharara koje proizvodi oko 31.800 m³/d. Velike rezerve nafte otkrivene su 1997. godine u Bloku NC-174, takođe u Murzuq basenu. Rezerve su procenjene na oko 110 miliona m³, pri čemu je proizvodnja počela tek 2004. godine sa oko 1.590 m³/d. U avgustu 2003. godine proizvodnja nafte je počela na Al Jurf naftnom polju na moru, sa oko 1000 m³/d (Rusk, 2001).

Glavni problem proizvodnje nafte u Libiji predstavlja zastarelost opreme usled čega se proizvodi znatno manje od potencijalno mogućih količina (Otman i Karlberg, 2007; Al-Mabrouk i Soar, 2009; Mohamed i dr, 2012). Nakon promene vlasti, 2011. godine, krenulo se sa nabavljanjem savremene opreme radi unapredjenja kapaciteta za proizvodnju i preradu nafte.

2.4. KVALITET SIROVE NAFTE

Libijska nafta je visokog kvaliteta i karakteriše je nizak sadržaj sumpora. U svetu je poznata kao "slatka sirova nafta" zbog malog sadržaja sumpora. Zbog toga je lakša za preradu, ima veću prodajnu cenu i posebno je privlačna za strane investitore. Nafta iz Saudijske Arabije, Kuvajta i drugih članica OPEC-a je lošijeg kvaliteta od libijske nafte (APPA, 2011).

2.5. PLASMAN SIROVE NAFTE

Oko 90 % libijske nafte se plasira u zapadnoj Evropi. Kvalitetnije nafte, odnosno nafte manje gustine se izvoze u Evropu, dok se teža sirova nafta izvozi na azijska tržišta (EU, 2009; APPA, 2011).

Najveći inostrani operater na naftnim poljima u Libiji je kompanija Harouge Oil Operations (Bahgat, 2006; Harouge, 2011) koja je nastala na osnovu zajedničkog ulaganja libijske Nacionalne Naftne Korporacije i kompanije „Petro-Canada”. Kompanija proizvodi naftu iz pet ugovorenih kopnenih oblasti i to Amal, Ghani, Jofra, Tibisti i En Naga sa više od 20 naftnih polja. Ova kompanija upravlja izvoznim terminalom u Ras Lanuf-u preko koga isporučuje svoju sirovu naftu, kao i naftu drugih kompanija, u proseku oko 71.550 m³ dnevno.

Harouge Oil Operations takođe vrši i preradu sirove nafte u rafineriji u Ras Lanuf-u kapaciteta od 35.000 m³ nafte dnevno koja se doprema preko tri cevovoda: Messla - Ras Lanuf, Amal - Ras Lanuf, i Defa - Ras Lanuf. Deo svoje proizvodnje rafinerija plasira u elektrane na mediteranskoj obali, a drugi deo se isporučuje kao sirovina za obližnja petrohemijska postrojenja.

3. KARAKTERISTIKE NAFTNOG POLJA AMAL

3.1. OPIS NAFTNOG POLJA

Naftno polje Amal, odnosno blok NC12 (oblast 90/91) nalazi se 50 km severno od Augila oaze u istočnom delu basena Sirte. Geografska širina i dužina su $29^{\circ} 25' 0''$ N i $21^{\circ} 10' 0''$ E. Naftno polje se sastoji od osam različitih ležišta koja se nalaze na dubini od oko 3600 metara i prostire se na više od 100.000 hektara.

Otkriveno je 1959. godine sa procenjenim rezervama nafte od 667 miliona m^3 . Do danas je izbušeno 226 bušotina od kojih su 122 u proizvodnji, dok 58 povremeno ne radi zbog remonta ili prekida u radu kompresora. Oko 104 bušotine, koje duži vremenski period nisu u funkciji zbog niske vrednosti proizvodnje, je zatvoreno. Na slici 3.1. prikazan je položaj bušotina i stanica za pripremu nafte i gasa (Harouge, 2011; NOC, 2011; Ahmed i dr, 2012).

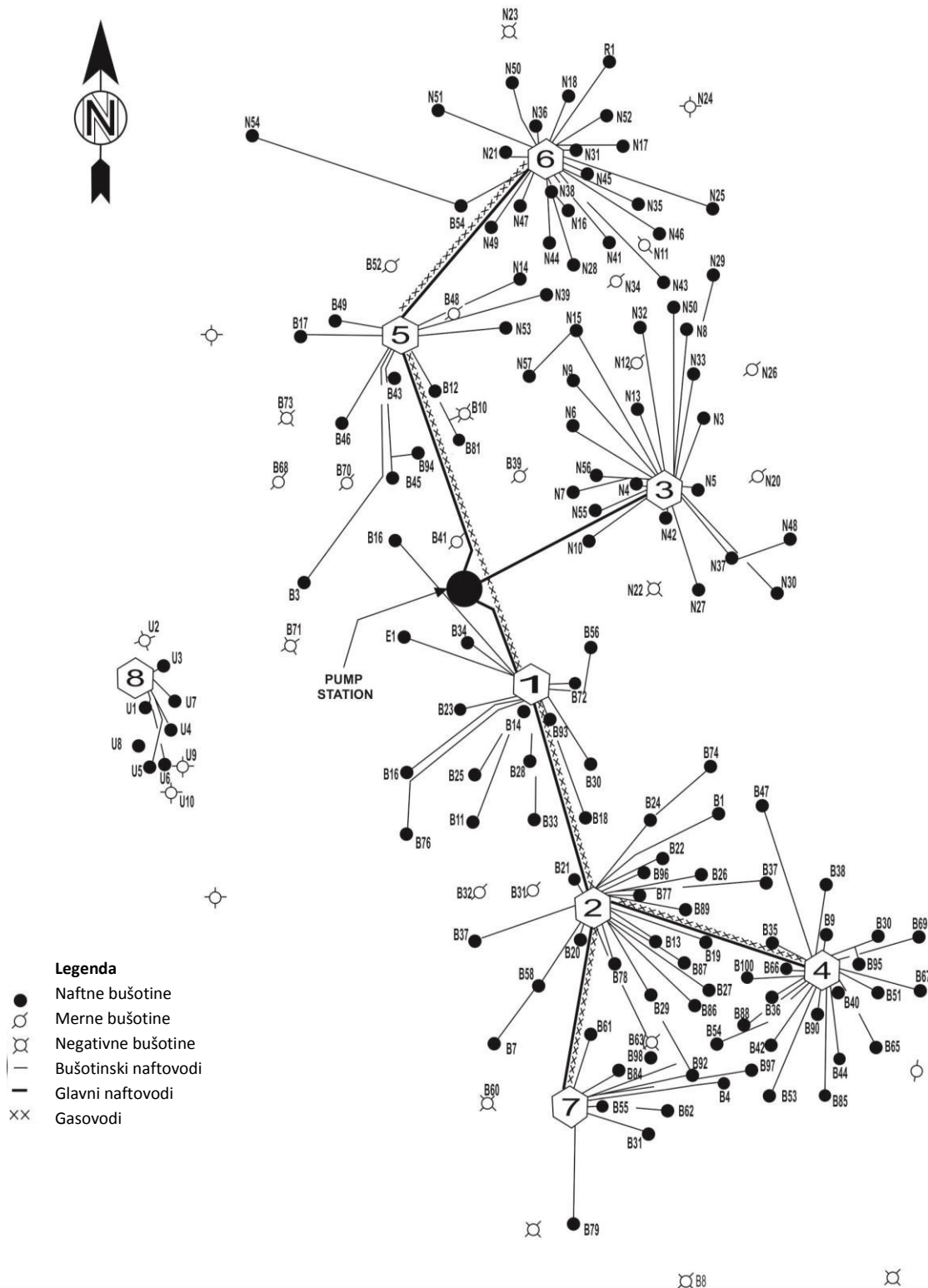
Dnevna proizvodnja iznosi oko $6039 m^3$ i predstavlja skoro 3% ukupne proizvodnje nafte u Libiji. Procenjuje se da će se preostale rezerve nafte od 9.2 miliona m^3 , sa prosečnim godišnjim padom proizvodnje od 7-8%, iscrpeti do 2017. godine.

Nafta ima gustinu od 844° do $833 kg/m^3$ ($36-38^{\circ}$ API), srednju vrednost viskoznosti od 0,109 mPas i prosečan sadržaj parafina od 20%. Temperatura stinjanja sirove nafte varira od $22^{\circ}C$ do $24^{\circ}C$.

Do intenzivnog razvoja naftnog polja došlo je tokom prošle decenije, kada je izbušen veliki broj novih bušotina. Takođe su izgrađene nove sabirne stanice 8, 9, i 10. Proizvodnja nafte se vrši uglavnom pomoću gaslifta.

Naftno polje Amal je u vlasništvu kompanije „Harouge Oil Operations“ (prethodno „Veba Oil Operations“), koja predstavlja zajedničko ulaganje Nacionalne naftne kompanije Libije i kanadske kompanije „Petro-Canada“ sa učešćem od po 50%. „Petro-Canada“ je prema ugovoru iz 2007.godine trebala da realizuje obiman program geoloških istraživanja, uz bušenje novih bušotina i proširenje proizvodnih pogona, a sve u cilju povećanja proizvodnje nafte iz ovog naftnog polja. Od avgusta 2009. godine učešće „Petro-Canada“ preuzela je kompanija „Suncor energy“.

Na naftnom polju Amal se očekuje primena razvojnog programa koji obuhvata izradu novih bušotina u cilju povećanja proizvodnje nafte i gasa (Amal, 2013).



Slika 3.1. Položaj bušotina i stanica za pripremu nafte i gasa

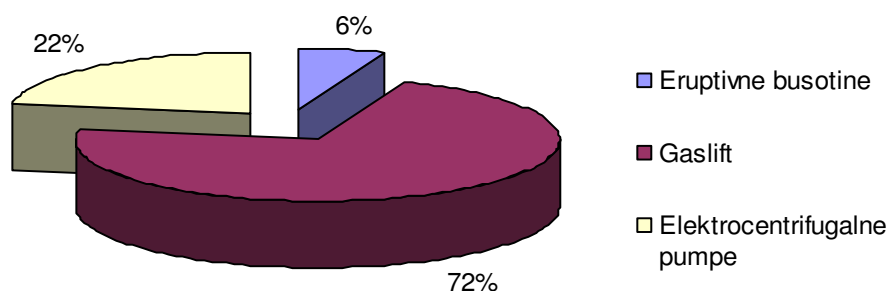
3.2. METODE EKSPLOATACIJE

Na naftnom polju Amal proizvodnja nafte se obavlja dominantno primenom mehaničkih metoda eksploatacije i to:

- gaslift (kontinualni) i
- elektrocentrifugalnih pumpi.

U erupтивном radu nalazi se još samo 7 bušotina. Kako proizvedenu naftu prati i proizvodnja gasa, za eksploataciju nafte nakon prestanka erupтивног rada primenjen je gaslift. Pošto bušotine imaju visoku prosečnu vrednost proizvodnje nafte od oko 70 m³/dan, primenjen je kontinualni način utiskivanja gasa u bušotine.

Gaslift metoda eksploatacije je primenjena na 88 bušotina, dok se elektrocentrifugalnim pumpama proizvodnja obavlja na 27 bušotina. Na slici 3.2 prikazana je zastupljenost metoda eksploatacije na naftnom polju Amal.



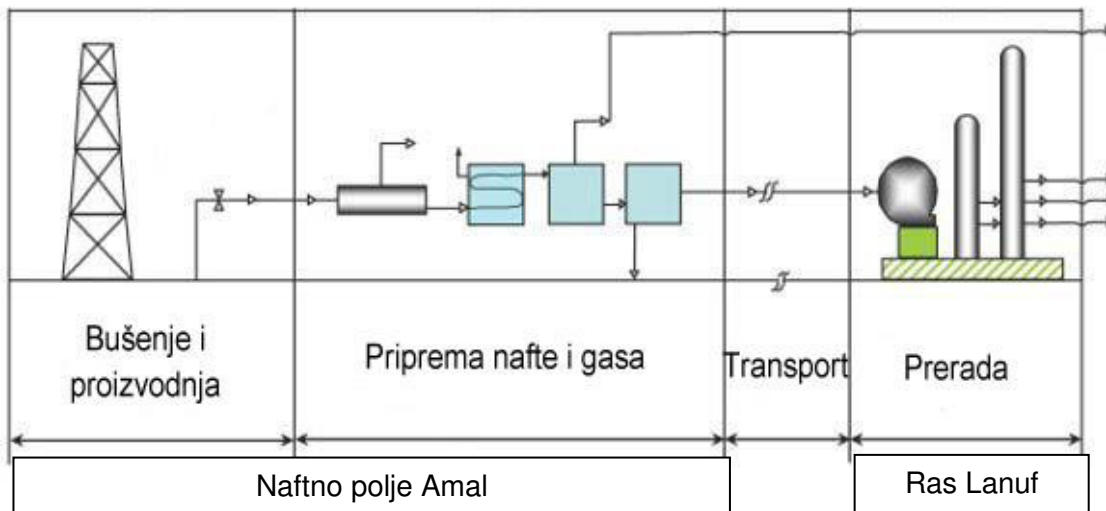
Slika 3.2. Zastupljenost metoda eksploatacije na naftnom polju Amal

3.3. SISTEM SABIRANJA NAFTE I GASA

Na samom naftnom polju se vrši sabiranje i priprema proizvedenih fluida (nafte, gasa i vode) za dalji transport (slika 3.3.), dok se prerada obavlja u rafineriji nafte u Ras Lanuf-u.

S obzirom na površinu naftnog polja Amal, proizvedena nafta se sabira na preko 10 sabirnih stanica (slika 3.4.). Na svaku sabirnu stanicu povezane su okolne bušotine radi početnog odvajanja nafte, gasa i slojne vode. Većina

bušotina je sa sabirnom stanicom povezana zasebnim bušotinskim naftovodom. Manji broj udaljenih buština je sa sabirnom stanicom povezan preko najbliže susedne bušotine (Harouge, 2011).

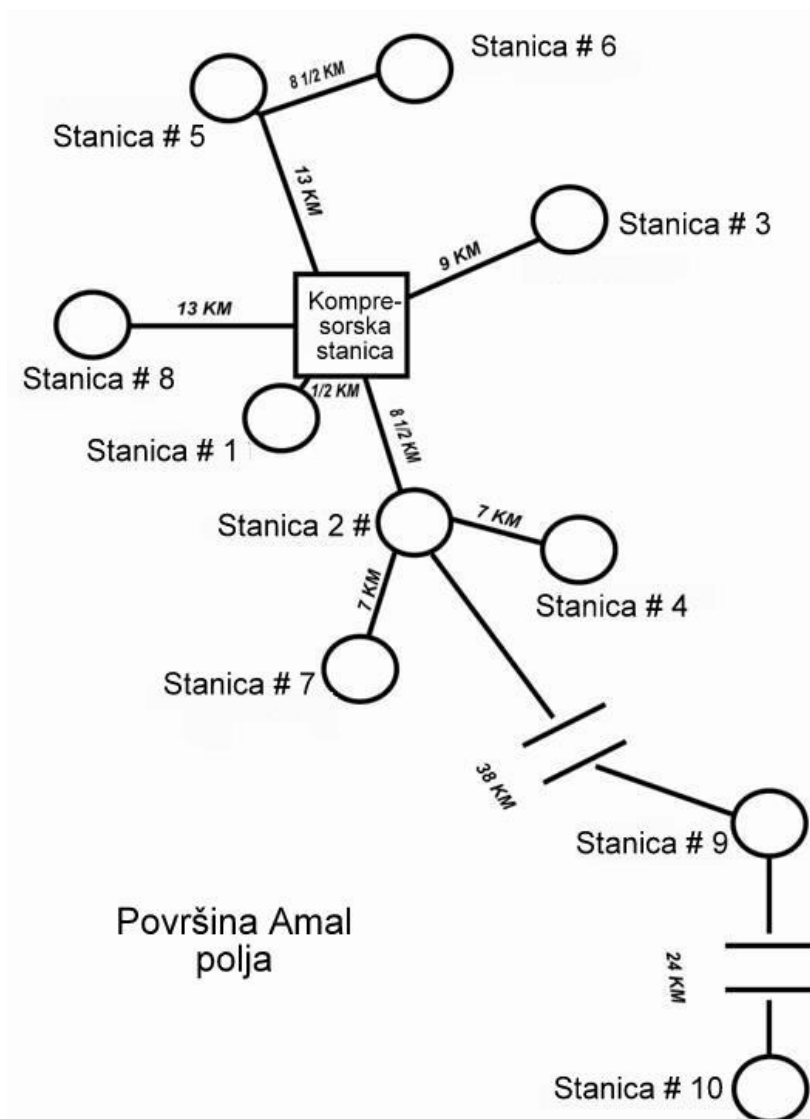


Slika 3.3. Šematski prikaz aktivnosti na Amal naftnom polju

Sabirne stanice na naftnom polju Amal (Harouge, 2011; NOC, 2011) su pozicionirane tako da formiraju topologiju zvezde (slika 3.4.). Pumpna stanica se nalazi u centru zbog lake dostupnosti svim sabirnim stanicama. Sabirne stanice su postavljene tako da se povezuju u mrežu sa međusobnim rastojanjima od 0,5 do 38km.

Na krajnjem jugu, nalazi se sabirna stanica 10 koja je odvojena mostom od sabirne stanice 9. Rastojanje između njih je 24km. Sabirna stanica 9 je povezana severozapadno sa sabirnom stanicom 2, takođe preko mosta. Rastojanje između ove dve sabirne stanice je najveće na celom naftnom polju Amal i iznosi 38 km.

Sabirna stanica 2 je postavljena centralno u odnosu na severni deo polja i povezana je sa stanicama 7, 9 i 4. Stanica 7 nalazi se jugozapadno od stanice 2, dok se stanica 4 nalazi jugoistočno od stanice 2 i obe na rastojanju od 7 km od nje.



Slika 3.4. Lokacije sabirnih stanica za pripremu nafte i gasa

Na pumpnu stanicu direktno je povezana sabirna stanica 2, sa još četiri druge sabirne stanice 1, 3, 5 i 8. Sabirna stanica 1 se nalazi jugozapadno od pumpne stanice na udaljenosti od 0,5 km.

Sabirna stanica 3 se nalazi 9 km istočno od pumpne stanice, dok se zapadno sa suprotne strane nalazi sabirna stanica 8 na udaljenosti od 13 km.

Sabirne stanice 5 i 6 su locirane na krajnjem severu naftnog polja, pri čemu je sabirna stanica 6 preko sabirne stanice 5 povezana sa pumpnom stanicom.

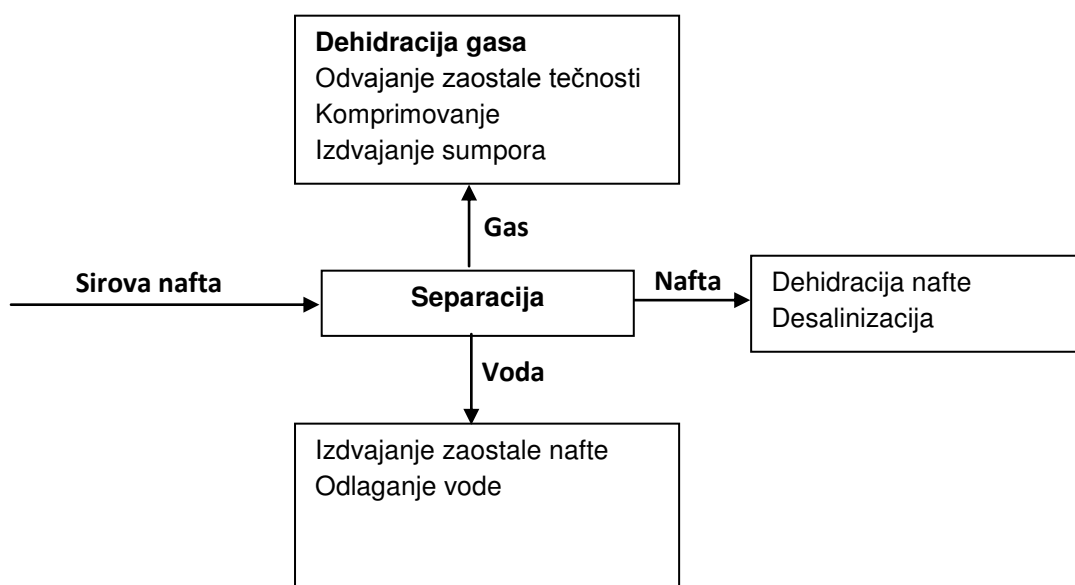
Na osnovu prikaza položaja bušotina i sabirnih stanica vidi se da se 74 proizvodne bušotine nalaze u blizini pumpne stanice, u okviru sabirnih stanica 1, 2, 3, 5 i 8. Održavanje ovih bušotina je jednostavnije zbog same blizine i lako dostupnih puteva od pumpne stanice. Ostalih 68 bušotina je locirano u okviru sabirnih stanica koje nisu u blizini pumpne stanice, a to su 4, 6, 7, 9 i 10.

Najduže rastojanje između sabirnih stanica na naftnom polju Amal je između sabirnih stanica 10 i 6 i ono iznosi 92 km.

Geografski položaj sabirnih stanica 6, 7, 9 i 10 predstavlja razlog njihovog lošijeg održavanja pošto su udaljene od centralnog dela sabirne stanice.

3.3.1. Postupak pripreme proizvedenog fluida

Proces pripreme proizvedenog fluida na naftnom polju Amal koncipiran je tako da omogućava održavanje visokog nivoa proizvodnje. Na slici 3.5 šematski je prikazan postupak pripreme proizvedenog fluida.



Slika 3.5. Postupak pripreme proizvedenog fluida

Proizvedena sirova nafta se hemijski tretira deemulgatorima pre ulaska u separatore za razdvajanje vode. Tip deemulgatora koji se koristi na Amal polju je rastvorljiv u nafti što mu omogućava duže vreme zadržavanja.

Razdvajanje proizvedenog fluida se vrši u trofaznim separatorima.

Odvojena nafta ide u degaser jedinice u kojima se izdvajaju preostale količine gasa iz nafte (na atmosferskom pritisku). Nafta se zatim usmerava u rezervoar dehidrator u kome se obavlja izdvajanje slojne vode. Izdvojena slojna voda se usmerava u taložni rezervoar. Zaostala slojna voda i čvrste čestice se zagrevanjem uklanjaju iz nafte.

Nafta dalje prolazi kroz sistem za desalinizaciju za uklanjanje soli iz nje. Hloridi kalcijuma, magnezijuma i natrijuma su najčešće soli u sirovoj nafti. U procesu izdvajanja i uklanjanja soli iz sirovese nafte koristi se gravitacioni rezervoar sa vodom. Desalinizovana sirova nafta ostaje na vrhu rezervoara, dok voda sa rastvorenim solima pada na dno.

Nafta se zatim usmerava u skladišne rezervoare iz kojih se ispumpava do glavne otpremne stanice i transportuje naftovodom do terminala u RasLanouf-u.

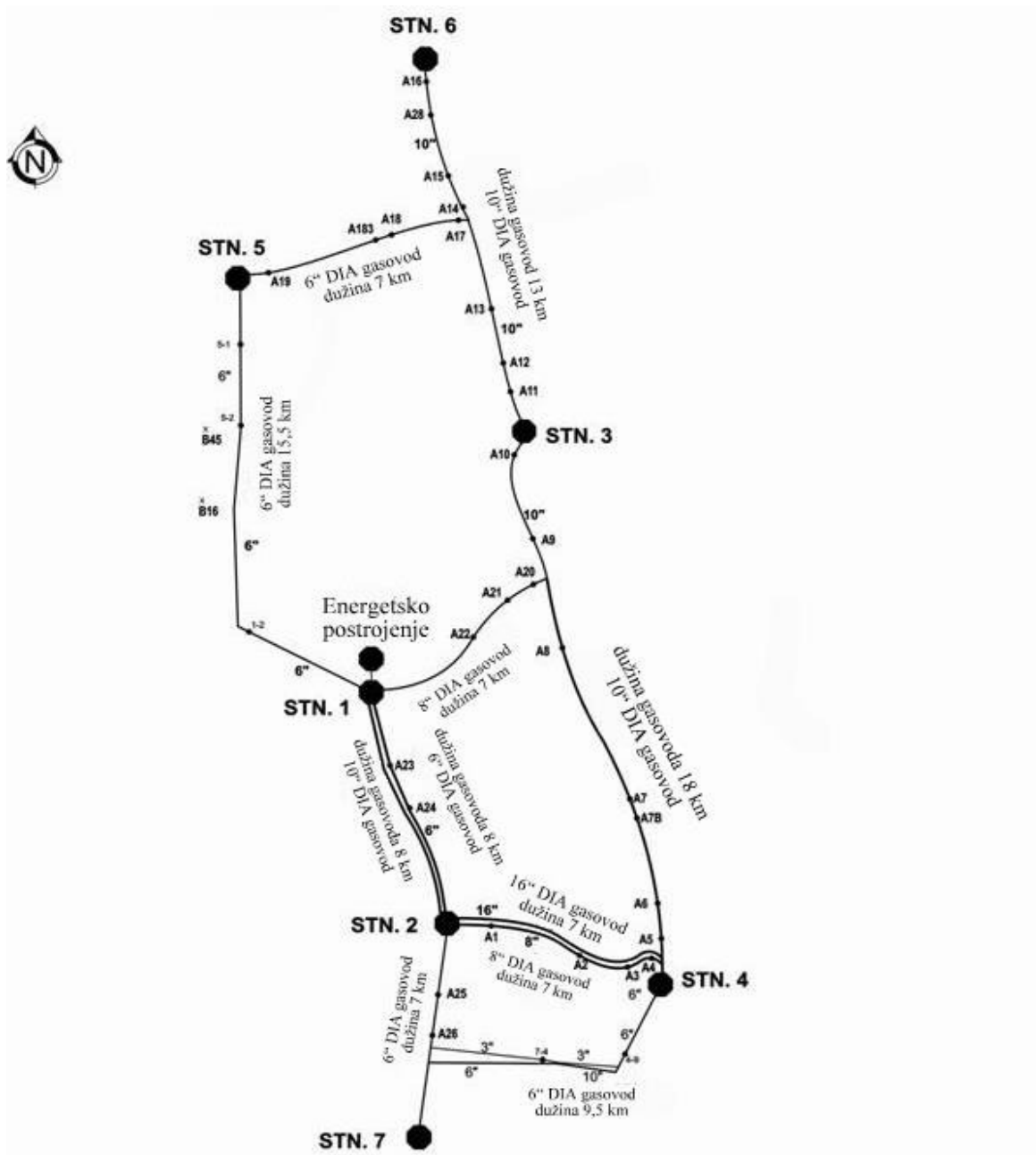
U slučaju da deo vode ostane u nafti, ona se može istaložiti u skladišnom rezervoaru usled dejstva već ubrizganog deemulgatora, pre odlaska na glavnu otpremnu stanicu. Izdvojena voda se upumpava nazad u rezervoar za taloženje. Kako nafta sa Amal polja sadrži parafine, ona se zagreva radi daljeg transporta.

Problem izdvojene slojne vode na naftnom polju Amal se rešava tako što se ona iz taložnih rezervoara ispušta u jame za isparavanje.

Gas izdvojen nakon procesa separacije se upućuje na sušenje u dehidracionu kolonu. Proces dehidracije se obavlja pomoću glikola. Osušeni gas dalje ide na komprimovanje.

3.3.2. Površinska instalacija za rad bušotina u gasliftu

Na naftnom polju Amal primenjen je kontinualni gaslift za eksploataciju nafte. Za njegov rad izgrađen je gasovodni sistem visokog pritiska (slika 3.6). Osnovna karakteristika gasovodnog sistema je da formira petlju kako bi se obezbedila visoka sigurnost i stabilnost u njegovom radu.



Slika 3.6. Gasovodni sistem (Harouge, 2011)

S obzirom na veličinu naftnog polja, komprimovanje gasa se vrši na sabirnim stanicama 1, 2, 3, 4, 5, 6 i 7. Gas se nakon separacije i dehidracije sa početnog pritiska od 2.75 bar (40 psi) komprimuje na pritisak od 78.6 bara (1140psi). Komprimovanje gasa se vrši u tri faze, pri čemu se posle svake faze komprimovanja gas hladi da bi se kondenzovanjem izdvojila voda. U tabeli 3.1.

(Harouge, 2011) prikazan je broj kompresora na svakoj sabirnoj stanici i izlazni protok koji oni obezbeđuju.

Tabela 3.1. Broj kompresora na sabirnoj stanici i izlazni protok

Sabirna stanica	Broj instaliranih kompresora	Protok, m ³ /dan
1	2	21840
2	6	82600
3	4	63280
4	5	65240
5	2	34440
6	4	88200
7	1	21000

4. ANALIZA PROIZVODNIH PROBLEMA

Proizvodni problemi zahtevaju svakodnevno preduzimanje odgovarajućih aktivnosti na njihovom rešavanju. Preduzete aktivnosti na podzemnoj i površinskoj opremi i sistemu sabiranja, na naftnom polju Amal, u cilju otklanjanja proizvodnih problema se kontinualno izvode, ali nedovoljno i neadekvatno. Intenzitet proizvodnih problema je takav da zahteva primenu dodatnih metoda i aktivnosti koje će se ovom doktorskom disertacijom definisati.

Analizom proizvodnje bušotina utvrđeno je da je ona na 39 bušotina smanjena od 40 do 75%.

Bez preduzimanja dodatnih metoda i aktivnosti proizvodni problemi će se pogoršati i uzrokovati još veće smanjenje proizvodnje nafte.

Na naftnom polju Amal ključni problemi koji prate proces proizvodnje su:

- Taloženje parafina,
- Pojava slojnog peska,
- Rad gaslift sistema,
- Taloženje soli i desalinizacija nafte i
- Ekološki problemi.

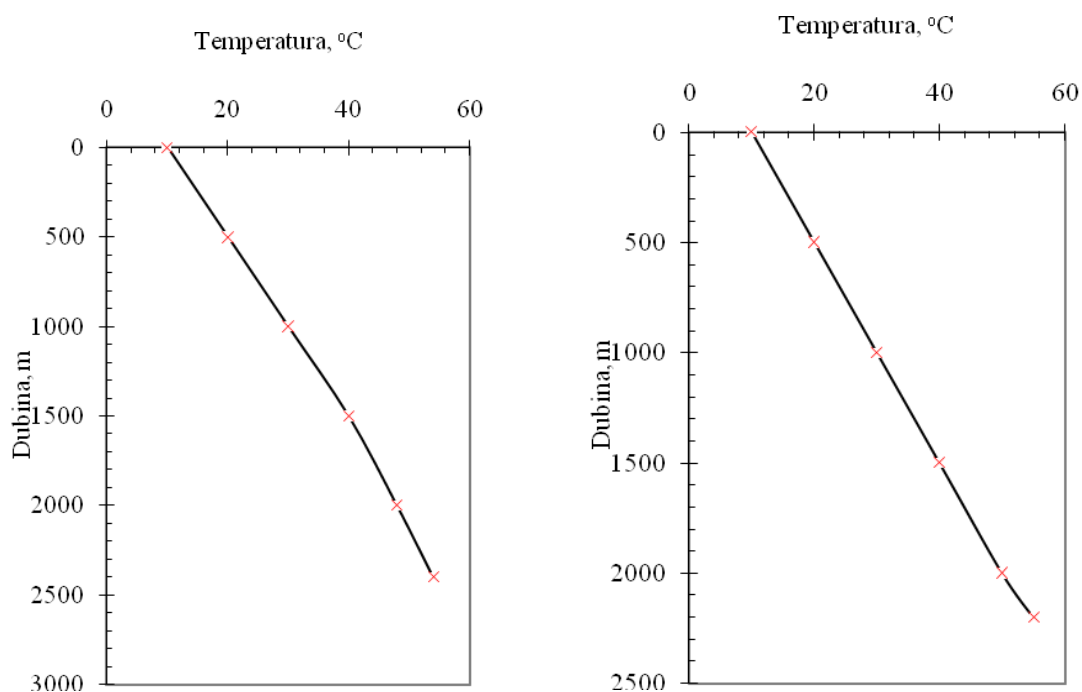
4.1. TALOŽENJE PARAFINA

Taloženje parafina se javlja u bušotini i to u gornjem delu, kao i u cevovodu. Problem taloženja parafina u bušotini rešava se mehaničkim uklanjanjem i primenom hemijskih metoda.

Intenzitet taloženja je izuzetno veliki pa zahteva veoma brzo ponovno uklanjanje nataloženog parafina. To čini primenu mehaničkog uklanjanja nedovoljno efikasnim i odražava se na smanjenje proizvodnje nafte. Takođe, zbog velikog intenziteta taloženja dolazi do problema koja zahtevaju zatvaranje bušotina ili oštećenja proizvodne opreme.

Temperatura stinjanja nafte u proseku iznosi 21,6°C (Harouge, 2011).

Na slici 4.1. prikazani su temperaturni profil za dve karakteristične bušotine na naftnom polju Amal (Harouge, 2011). Na osnovu temperature stinjanja vidi se da proces taloženja počinje na dubini između 500 i 530 m, nakon čega se intenzivira sa daljim padom temperature.



Slika 4.1. Temperaturni profil karakterističnih bušotina na naftnom polju Amal

Laboratorijskom hemijskom analizom parafinskih naslaga, potvrđena su literaturna saznanja (Norman i Rice, 1989; Hamouda i Davidsen, 1995; Elsharkawy dr, 1999; Zhang i dr, 2002; Tinsley i Prudhomme, 2010) i utvrđeno sledeće:

Parafinske naslage variraju od čisto belog parafina do onog koji se u potpunosti sastoji od asfaltena. Molekuli parafinskih naslaga su prisutni u obliku pravih i razgranatih lančanih alkana od $C_{18}H_{38}$ do $C_{38}H_{78}$ pri čemu razgranatost zavisi od ugljovodoničnog sastava sirove nafte.

Usled smanjenja temperature i pritiska u bušotini i naftovodu tokom procesa proizvodnje, parafini teže da se istalože iz sirove nafte. Tokom procesa taloženja, molekuli parafina male molekulske mase na određenoj temperaturi i pritisku, postaju nerastvorljivi u sirovoj nafti i izdvajaju se u obliku kristala parafina. Istaloženi molekuli parafina deluju kao agensi nukleacije (kristalizacije) za molekule parafina veće molekulske mase. Ovi agensi nukleacije se zadržavaju na zidovima tubinga i naftovoda ili ostaju u sirovoj nafti u vidu rasutih kristala parafina. Kako temperatura i pritisak opadaju, dolazi do dodatnog taloženja parafinskih molekula veće molekulske mase iz sirove nafte i do izdvajanja i formiranja sloja na prethodno nataloženim molekulima parafina, tj. dodatnog "lepljenja" na zidove tubinga i naftovoda.

Parafinske naslage su po prirodi hemijski ne reaktivne i ne rastvorljive u sirovoj nafti na proizvodnim uslovima. Molekulska masa parafinskih jedinjenja varira od 250 do oko 550. Parafinske naslage mogu da sadrže i aromatične ugljovodonike, naftene, smole, asfaltene, ulje, vodu, pesak i mulj.

Istaloženi parafin se može sastojati od makro i mikro kristala parafina. Makro kristali predstavljaju mešavinu pravih lanaca zasićenih ugljovodonika sa 20 do 50 ugljenikovih atoma i formiraju velike igličaste oblike kristala tokom procesa taloženja. S druge strane, mikro kristali se uglavnom sastoje od kompleksa razgranatih lanaca i cikličnih jedinjenja koji imaju od 30 do 60 ugljenikovih atoma.

Tokom procesa taloženja parafina prisutna su tri mehanizma taloženja:

- Molekularna difuzija,
- Disperziono smicanje i

- Braunovo kretanje.

Molekularna difuzija se javlja kada temperatura nafte pri njenom protoku kroz tubing i naftovod padne ispod temperature izdvajanja parafina i molekuli parafina počnu da se pomeraju prema zidovima tubinga i cevovoda usled koncentracionog gradijenta.

Disperziono smicanje nastaje tako što svaki molekul parafina reaguje sa okolnim parafinskim molekulima. Višestruki sudari molekula dovode do disperzije parafinskih čestica u fluid koji teče.

Termički "uznemireni" molekuli nafte u kontinuitetu bombarduju male i čvrste čestice istaloženog parafina, što dovodi do njihovog tzv. Braunovog kretanja.

Molekularna difuzija kao mehanizam taloženja parafina je prisutna na višim temperaturama, dok je disperziono smicanje dominantno na nižim temperaturama.

4.2. SLOJNI PESAK

Proizvodnja slojnog peska na ovom naftnom polju uzrokovala je brojne probleme. Problemi su se intezivirali vremenom pa je došlo do kvarova i delimičnog ili potpunog prekida proizvodnje nafte na određenim bušotinama. Na slici 4.2 prikazan je uzorak slojnog peska sa naftnog polja Amal (Harouge, 2011).



Slika 4.2. Uzorak slojnog peska

Na određenom broju bušotina sa prisutnom pojavom slojnog peska pokušalo se sa upravljanjem tako što se kontrolisalo iznošenje peska, ali se u tome nije uspelo. I svetska praksa je pokazala da je ovakav način rešavanja pojave slojnog peska pre izuzetak, nego pravilo.

Slojni pesak je pravio probleme kroz taloženje u bušotini i površinskoj opremi, eroziji bušotinske i površinske opreme i uzrokujući kolaps formacije u pribušotinskoj zoni.

Pored troškova neposrednog uklanjanja kod taloženja ili zamene havarisane opreme usled erozije, slojni pesak je dodatno uzrokovao prekid proizvodnje koji se takođe mora uzeti u obzir.

Za rešavanje prodora slojnog peska u bušotinu jedino je na bušotini B-22 bio primenjen klasičan filter. Njegova primena nije dala odgovarajuće rezultate, pošto je nakon određenog vremena ponovo zabeležen prodor slojnog peska u bušotinu.

4.2.1. Taloženje u bušotini

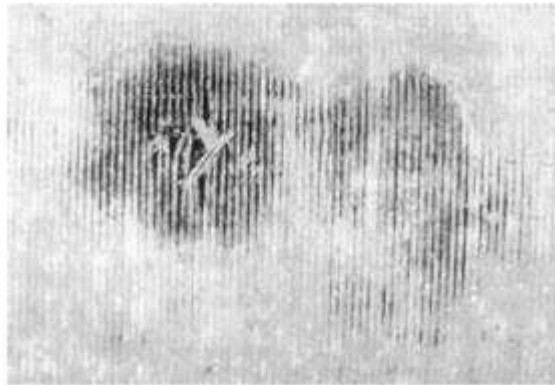
Kada brzina fluida koji se proizvodi nije dovoljno velika da iznese slojni pesak na površinu, pesak se taloži na dnu bušotine. Tokom daljeg procesa ulaska slojnog peska u bušotinu, on počinje da prekriva perforacije, što uzrokuje smanjenje proizvodnje, da bi na kraju došlo do njenog potpunog prekida. Slojni pesak je iz bušotine uklanjan (iznošen) alatom na žici ili putem savitljivog tubinga uz stalnu cirkulaciju fluida. Proces uklanjanja zahteva zatvaranje bušotine, odnosno prekid proizvodnje.

4.2.2. Taloženje u površinskoj opremi

Pri brzinama fluida koje su dovoljno velike da iznesu slojni pesak na površinu dolazi do njegove pojave u površinskoj opremi. Veće količine slojnog peska u bilo kom delu opreme uzrokuju probleme od smanjenja kapaciteta do oštećenja pojedinačnih delova opreme. Karakterističan problem je bio smanjenje kapaciteta separatora. Slojni pesak je potrebno ručno ukloniti iz opreme, što zahteva prekid proizvodnje.

4.2.3. Erozija bušotinske i površinske opreme

Kod visoko produktivnih bušotina prisutna je pojava erozije bušotinske i površinske opreme, što zahteva intenzivno održavanje i zamenu oštećene opreme. Slojni pesak je na nekim bušotinama uzrokovao ozbiljna oštećenja dugotrajnom erozijom, što ilustrativno prikazuju slike 4.3 i 4.4 (Harouge, 2011). Oštećenja su uzrokovala i prekid u proizvodnji nafte. Za havarije opreme u bušotini, bilo je potrebno angažovanje i remontnog postrojenja.



Slika 4.3. Oštećenje lajnera usled erozije



Slika 4.4. Oštećenje ventila usled erozije

4.2.4. Kolaps formacije u pribušotinskoj zoni

Na nekim bušotinama iznošenje velike količine slojnog peska sa proizvedenom naftom, uzrokovalo je kolaps formacije u pribušotinskoj zoni.

4.3. PROBLEMI U RADU GASLIFTA

4.3.1. Neadekvatno raspoređena količina gasa za utiskivanje

Površinskim sistemom gasovoda visokog pritiska snabdeva se 88 bušotina (ukupno je povezano oko 160) preko 8 kompresorskih stanica različitog kapaciteta. Neophodan uslov za dobar rad bušotine u gasliftu je da ima projektovanu količinu utisnutog gasa, odnosno sigurno snabdevanje. Problem koji se javlja u radu bušotina u gasliftu na naftnom polju Amal je da pojedinačne

bušotine nemaju uvek neophodnu potrebnu količinu gasa za utiskivanje. Iz tog razloga u bušotini na dubini utiskivanja, na operativnom ventilu, nema dovoljnog dinamičkog pritiska za iznošenje nafte na površinu. Ovo posebno dolazi do izražaja kod bušotina sa povećanom proizvodnjom slojne vode (ovaj problem je obrazložen u tački 4.3.5.).

Na naftnom polju do danas nije primenjivan metodološki pristup distribuciji gasa za utiskivanje po bušotinama. Naftno polje raspolaže ograničenom količinom gasa koji se može iskoristiti za utiskivanje, tj. rad bušotina u gasliftu. Ceo sistem funkcioniše kao da se radi o ležištu koje ima znatno veću raspoloživu količinu gasa. Problem je posebno došao do izražaja kada se usled smanjenja proizvodnje smanjila i količina proizvedenog gasa. Svetska iskustva (Ayatollah i dr, 2004;) su pokazala da i u slučajevima kada se raspolaže sa velikim količinama gasa (takozvanim neograničenim) nije ekonomično rad gaslifta bazirati tome, već je potrebno količinu gasa ograničiti i izvršiti distribuciju po bušotinama.

Iz navedenog razloga je za svaku bušotinu u okviru svake kompresorske stanice potrebno odrediti optimalna količina gasa za utiskivanje. U tu svrhu se mora i primeniti odgovarajuća metodologija za optimalnu raspodelu raspoložive količine gasa.

4.3.2. Rad kompresorskih stanica

Površinski sistem za snabdevanje bušotina gasom visokog pritiska u osnovi je projektovan veoma dobro.

Ideja je bila da se na većem broju mesta na naftnom polju obavlja komprimovanje gasa, odnosno na sabirnim stanicama. Time je dobijen veći broj mesta za komprimovanje i obezbeđena znatno veća sigurnost u radu u odnosu na centralno postavljanje jedne velike kompresorske stanice na naftnom polju. Praktično, umesto da se 24 kompresora postave na jednom mestu raspoređeni su na osam lokacija.

Pored dislokacije kompresorskih stanica u cilju sigurnog snabdevanja, kompresorske jedinice na različitim sabirnim stanicama povezane su gasovodima visokog pritiska. Time je dobijena takozvana petlja koja

omogućava snabdevanje bušotina gasom sa više mesta. Praktično, ukoliko neka sabirna stanica ne može da obezbedi dovoljnu količinu raspoloživog gasa visokog pritiska za rad bušotina u gasliftu, ona je može preuzeti od nekoliko najbližih. Time je teoretski omogućeno da gasovodni sistem visokog pritiska uvek bude izbalansiran i da omogući sigurno snabdevanje bušotina.

Na naftnom polju Amal često dolazi i do prestanka rada kompresorskih stanica. Uzrok nastalog problemaje neadekvatno održavanje kompresora. Usled toga bušotinama se ne može obezbediti dovoljna količina gasa za utiskivanje.

Problem se može jednostavno rešiti uvođenjem adekvatnog održavanja kompresora.

4.3.3. Neadekvatni parametri rada gaslifta

Nesmetano funkcionisanje bušotina u gasliftu podrazumeva raspoloživost adekvatne količine gasa za utiskivanje, odgovarajući broj gas lift ventila u bušotini koji su postavljeni na određenim dubinama i sa odgovarajućim pritiskom otvaranja/zatvaranja. Takođe, veoma je važno da su svi projektovani uslovi i parametri rada usklađeni sa realnim uslovima rada bušotine.

Na određenim bušotinama na naftnom polju Amal postoji veliki raskorak između projektovanih i realnih uslova rada. Kako rad gaslift sistema prate brojni problemi potrebno je za sve bušotine uraditi proveru parametara rada. Konkretno, to znači da je potrebno uraditi reprojekovanje u cilju provere uslova rada i definisanja novih za određene problematične bušotine, a sve u cilju postizanja optimalne proizvodnje.

4.3.4. Pothlađivanje bušotine usled utiskivanja gasa

Niža temperatura okolnih stena uzrokuje znatno veće smanjenje temperature utisnutog gasa u gornjem delu bušotine nego u dubljim delovima. Usled toga, ohlađeni utisnuti gas u gornjim delovima bušotine dodatno utiče i na pothlađivanje fluida u tubingu snižavajući njegovu temperaturu vrlo često i ispod temperature stinjavanja što uzrokuje taloženje parafina. Tokom zimskog perioda taloženje parafina se dodatno intenzivira što dovodi do pada proizvodnje ili čak u potpunosti do začepjenja tubinga, odnosno potpunog prestanka proizvodnje.

Primena hemijske metode, tj. utiskivanje inhibitora koji sprečava taloženje parafina zajedno sa utisnutim gasom, može održati tubing delimično čistim od parafina u kraćem vremenskom periodu. Pored toga, nataloženi parafin se uklanja pomoću alata na žici, kao i eventualno formirano začepljenje tubinga usled nataloženog parafina, takozvani parafinski čep.

Problem će se rešiti utiskivanjem manje količine gasa pod nižim pritiskom, odnosno rešavanjem problema pod tačkama 4.3.1. i 4.3.3.

4.3.5. Povećana proizvodnja slojne vode

Povećana proizvodnja slojne vode na pojedinim bušotinama uzrokuje smanjenje proizvodnje nafte. Kako su količine i pritisak gasa limitirani, veća količina slojne vode direktno utiče na smanjenje dinamičkog pritiska, a time i na vrednost proizvedenih količina nafte.

Problem se može jednostavno rešiti zatvaranjem postojećih perforacija produktivnih slojeva i otvaranjem novih iznad kontakta voda-nafta.

4.4. TALOŽENJE SOLI I DESALINIZACIJA

Sirova nafta na naftnom polju Amal sadrži soli u vidu hlorida sledećeg sastava :

- Natrijumhlorid75%;
- Magnezijumhlorid15% i
- Kalcijumhlorid10%.

Pojava soli uzrokuje formiranje taloga u bušotini, kao i nastanak takozvanih sonih mostova koji mogu uticati na smanjenje proizvodnje nafte. Talog soli u bušotini se uklanja mehaničkim putem. Formiranje sonih mostova se sprečava ubrizgavanjem sveže vode zajedno sa gasom koji se utiskuje, tako da voda zadržava so u rastvoru kada dođe do kontakta vode sa fluidom koji se proizvodi.

Ovaj tretman je generalno uspešan, dok eventualno tokom zimskog perioda može da dođe do zaleđivanja vode u međuprostoru blizu površine i eventualnog prekida proizvodnje. Eventualni problemi se mogu pojaviti usled formiranja sonih mostova na dubinama ispod tačke injektiranja gasa do koje sveža voda ne može da dospe.

Na naftnom polju Amal u procesu pripreme nafte za izdvajanje soli (desalinizaciju) koristi se desalter. Efekat izdvajanja soli nije zadovoljavajući pa je potrebno naći novo efikasnije rešenje. Nakon desalinizacije, količina soli u sirovoj nafti još uvek veća od dozvoljene. Primenjeni postupak je veoma skup pa prilikom odabira novog rešenja treba uzeti u obzir i ekonomičnost rada.

4.5. EKOLOŠKI PROBLEMI

Na naftnom polju Amal prisutni su i ekološki problemi koje uzrokuju:

- Slojna voda i
- Gas sa sadržajem kiselih komponenti.

Slojna voda koja predstavlja nus proizvod u toku procesa proizvodnje nafte i gasa ispušta se u životnu sredinu. Zbog velikog broja proizvodnih bušotina, 122, postoji rizik od zagađenja životne sredine, obzirom da može da dođe do njenog prodora u podzemne slojeve i površinske vodotokove.

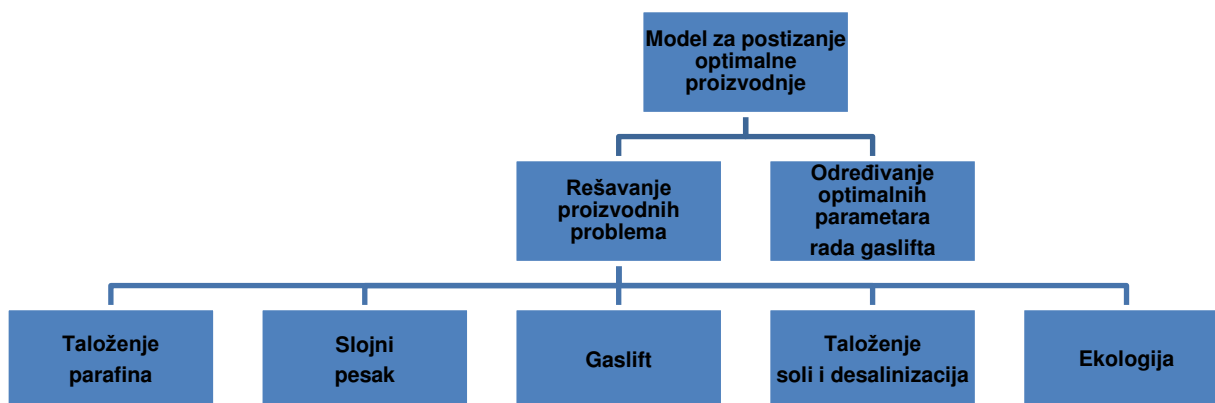
Problem nije jednostavno rešiti pošto na naftnom polju nema postrojenja za preradu slojne vode pre njenog ispuštanja u okolnu sredinu. Potrebno je isprojektovati kompletan sistem za preradu i pripremu slojne vode, kao i način njenog odlaganja.

Prirodni gas koji se proizvodi na određenim bušotinama sadrži i kisele komponente. Nakon procesa pripreme, deo gasova se ispušta u atmosferu ili sagoreva na bakljama pri čemu se oslobađaju i ove štetne komponente. Štetne komponente spadaju u grupu gasova koji utiču na povećanje efekta staklene bašte, a mogu uzrokovati i kisele kiše i zagađenje zemljišta. Problem je izražen na sabirnim stanicama 1 i 8.

Problem se može rešiti preusmeravanjem gasa u sistem za prečišćavanje pre sagorevanja i njegovog daljeg eventualnog korišćenja.

5. NOVI MODEL ZA POSTIZANJE OPTIMALNE PROIZVODNJE NAFTE

Na osnovu karakteristika naftnog polja Amala (poglavlje 3) i detaljne analize proizvodnih problema (poglavlje 4) definisan je novi model za postizanje optimalne proizvodnje nafte (slika 5.1). Model se sastoji iz dva ključna dela, prvog koji se bavi rešavanjem proizvodnih problema i drugog za određivanje optimalnih parametara rada gaslifta. Deo modela za rešavanje proizvodnih problema odnosi se na taloženje parafina, slojni pesak, rad gaslifta, taloženje soli i desalinizaciju i ekologiju. Rešavanje problema obuhvata metodologiju i potrebne alate za kvantifikovanje problema i metode za njihovo rešavanje. Deo modela za određivanje optimalnih parametara rada gaslifta obuhvata postupak optimizacije i sistem analizu.



Slika 5.1. Model za postizanje optimalne proizvodnje

5.1. REŠAVANJE PROIZVODNIH PROBLEMA

5.1.1. Rešavanje problema taloženja parafina

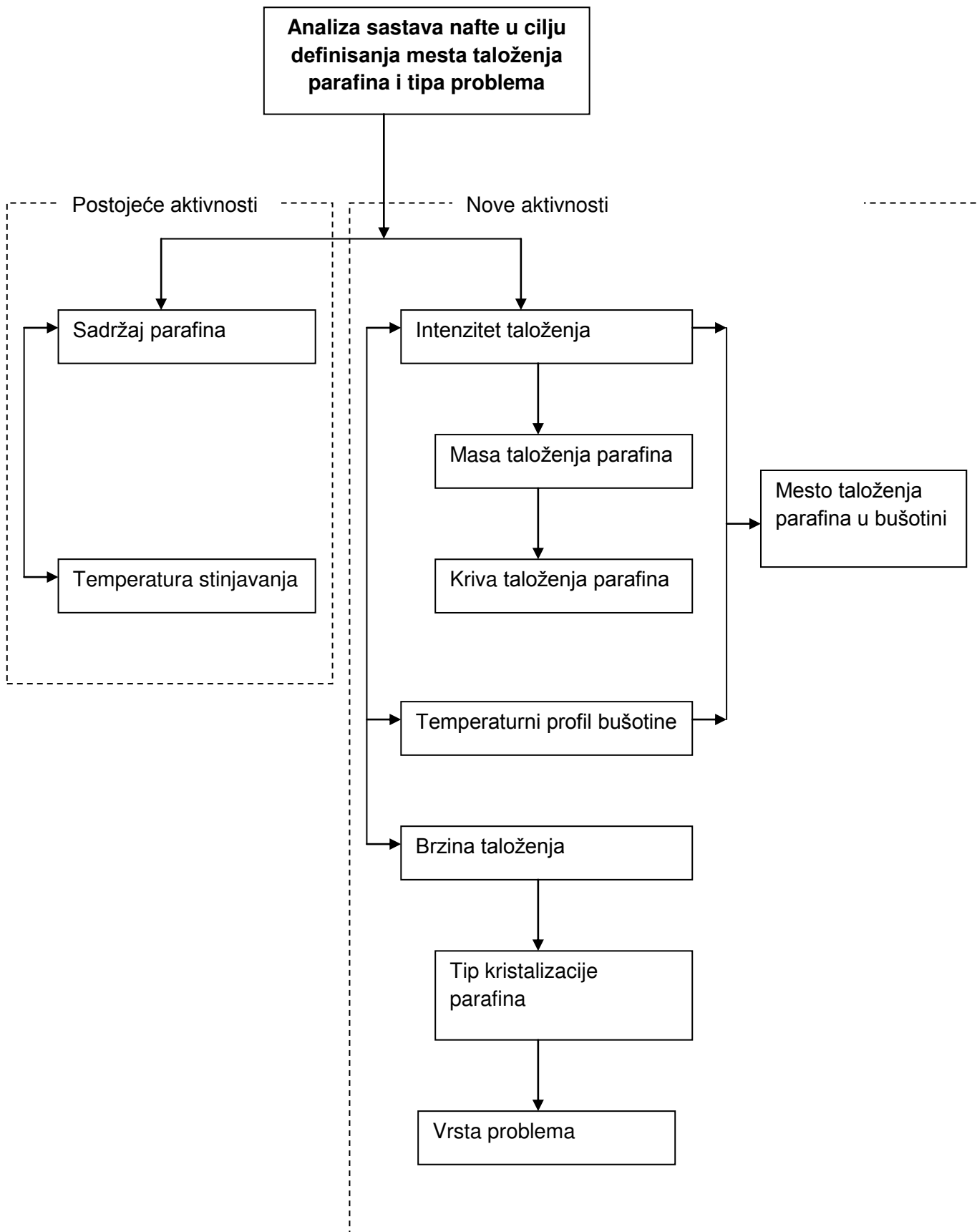
Problem taloženja parafina na naftnom polju Amal je do sada delimično uspešno rešavan. Iz tog razloga definisan je model (slika 5.2) koji obuhvata skup aktivnosti koje se moraju preduzeti u cilju njihovog efikasnog rešavanja. Leva strana podmodela (slika 5.2.) obuhvata postojeće aktivnosti koje se primenjuju na naftnom polju i to je merenje sadržaja parafina i temperature stinjanja. Za uspešno praćenje i rešavanje problema ove dve aktivnosti su nedovoljne što je dosadašnja praksa i pokazala.

Za uspešno rešavanje problema taloženja parafina na naftnom polju Amal potrebno je preduzeti čitav niz novih aktivnosti, što prikazuje desna strana urađenog podmodela (slika 5.2.). Neophodne aktivnosti obuhvataju određivanje:

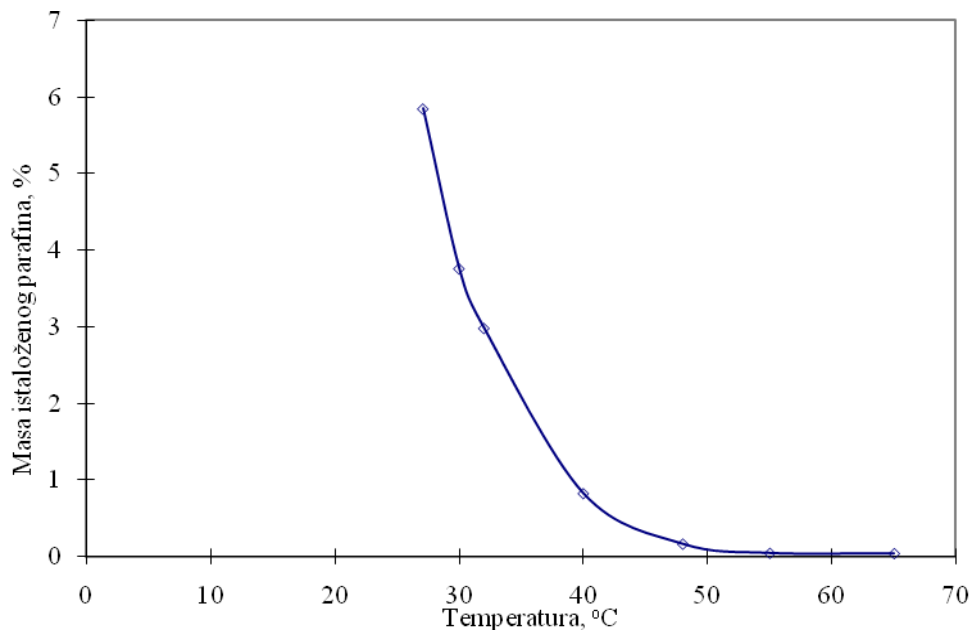
- intenziteta taloženja,
- temperaturnog profila bušotine i
- brzine taloženja

Aktivnost vezana za intenzitet taloženja omogućiće na osnovu utvrđene mase istaloženog parafina konstruisanje krive istaloženog parafina (Danilovic, 1997). Kriva istaloženog parafina dobija se merenjem mase taloženja parafina pri različitim temperaturama. Sa dijagrama prikazanog na slici 5.3. može se videti da proces kristalizacije parafina počinje na temperaturi od oko 55 °C, nakon čega nastupa usporeno izdvajanje parafina, odnosno njegovo taloženje. Intenzivno taloženje parafina počinje pri temperaturi od 40 °C

Aktivnost vezana za temperaturni profil bušotine treba da omogući na bazi merenja temperature u bušotini ili izračunavanjem nekim od simulacionih softvera određivanje vrednosti temperature duž stuba bušotine.

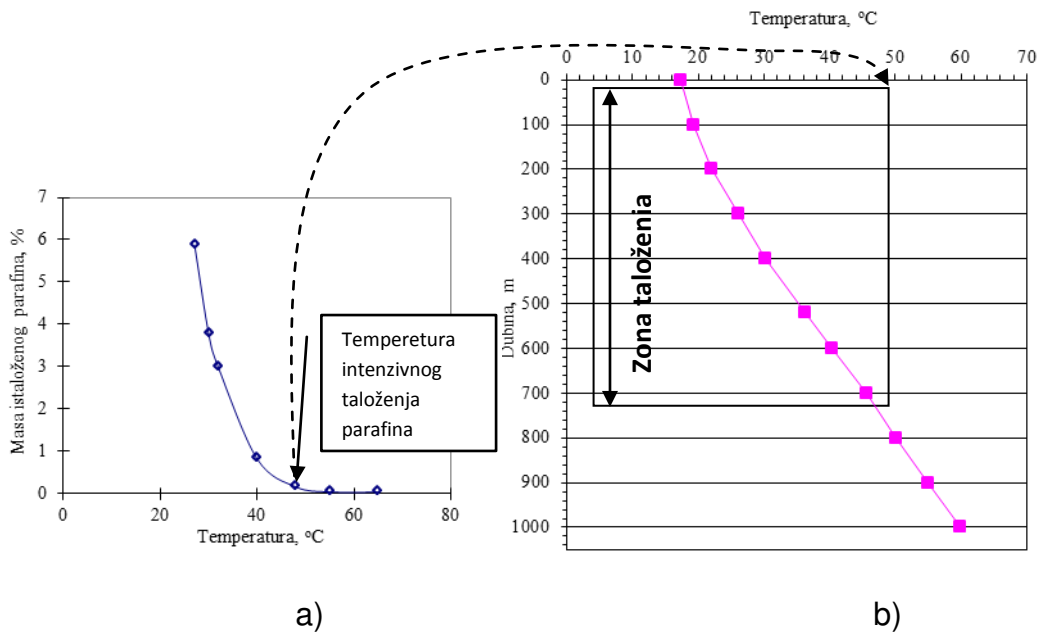


Slika 5.2. Analiza sastava nafte u cilju definisanja mesta taloženja parafina u proizvodnom sistemu i tip problema



Slika 5.3. Kriva istaloženog parafina

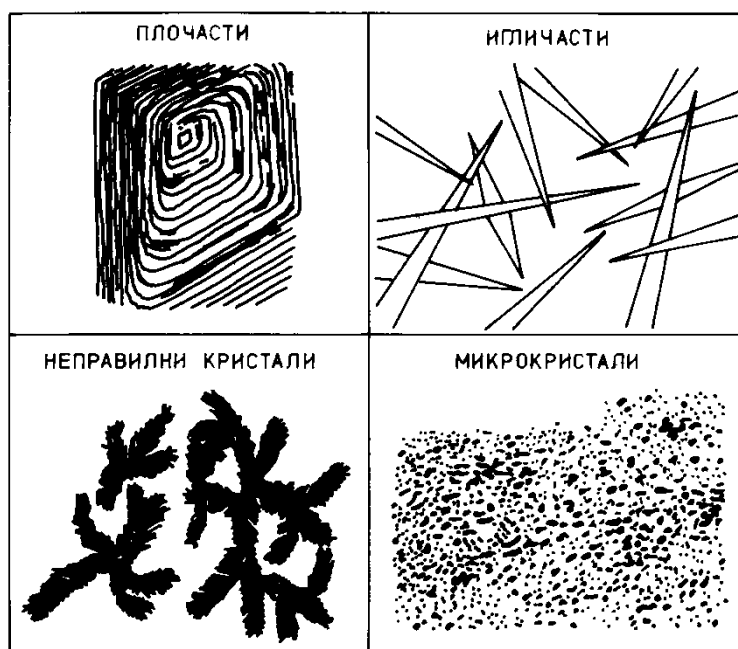
Prethodne dve aktivnosti, intenzitet taloženja i temperaturni profil bušotine, omogućavaju određivanje mesta (zone) taloženja parafina u bušotini (Danilovic i Karovic-Maricic, 2008; Danilović i dr, 2011). Postupak je ilustrativno prikazan na slici 5.4.



Slika 5.4. Određivanje mesta taloženja parafina u bušotini (Danilović i dr, 2011)

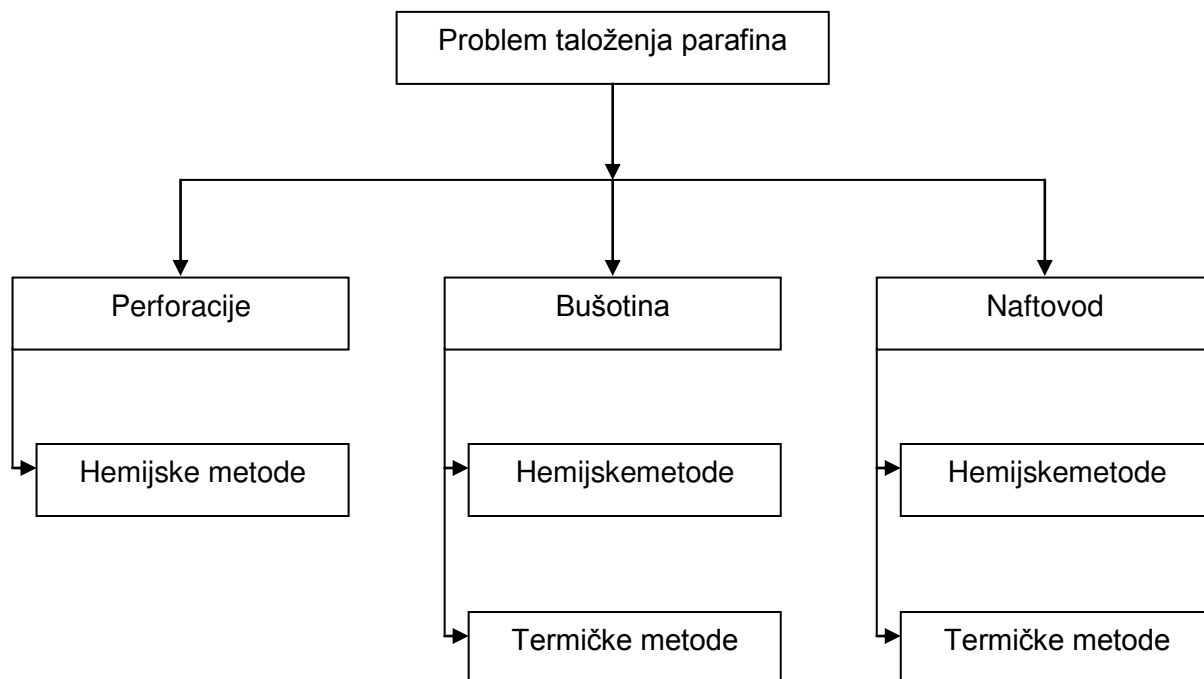
Prvo se određuje temperatura intenzivnog taloženja parafina (slika 5.4.-a). Zatim se na osnovu te vrednosti i izračunatog smanjenja temperature u bušotini određuje zona taloženja parafina (slika 5.4.-b).

Aktivnost vezana za brzinu kristalizacije, omogućava određivanje tipa kristalizacije i vrste problema (Diallo i dr, 2000; Cordoba i Schall, 2001; Narve i dr, 2002; Vulk i Sarica, 2003; Santosa i dr, 2004; Nazmul i dr, 2005; Šećerov Sokolović i dr, 2006; Ismail i dr, 2008). Brzina kristalizacije direktno utiče na oblik, odnosno tip kristala parafina (Ancheyta i Fernando, 2009; Kasumu I dr, 2013; Ararimeh i dr, 2013; Modesty Kelechukwu i dr, 2013). Parafini mogu kristalisati u obliku igličastih, nepravilnih, pločastih i mikrokristala, slika 5.5 (Becker, 1997; Kane i dr, 2003; Towler i Rebbapragada, 2004; Venkatesana i dr, 2005; Barre i dr, 2008). Igličasti kristali imaju sposobnost aglomeracije za razliku od mikrokristala koji ne iskazuju to svojstvo. Zbog toga mikrokristali uzrokuju najmanje problema u toku procesa. Oblik kristala i njihova zastupljenost zavisi od uslova pri kojima dolazi do njihovog nastajanja: stepena hlađenja, karakteristika proticanja (laminarno, turbulentno) i prisustva drugih hemijskih elemenata.



Slika 5.5. Tipovi kristala parafina

Rešavanje problema taloženja parafina razmatrano je u zavisnosti od mesta taloženja u proizvodnom sistemu (slika 5.6). Za taloženje parafina u perforacijama predlaže se primena samo hemijskih metoda. Preporučuje se primena odgovarajućih aditiva za uklanjanje nataloženog parafina. Nije potrebno preventivno doziranje aditiva pošto je taloženje parafina u perforacijama veoma retko.



Slika 5.6. Metode za rešavanje taloženja parafina

Analizom savremenih metoda koje se primenjuju za rešavanje problema taloženja parafina (Secerov i dr, 1998; Sierra i dr, 2001; Tung i dr, 2003; Kirvelis i Davies, 2003; Roopa i dr, 2005; Ramirez-Jaramillio i dr, 2005; Wang i dr, 2006; Soulgani i dr, 2008; Danilovic i dr, 2010a; Thermon, 2011; Tycothermal, 2011; Danilovic i dr, 2011a; Danilovic i dr, 2012) utvrđeno je da se na naftnom polju Amal može nastaviti sa primenom hemijskih metoda i predlaže se primena i termičkih metoda.

Dosadašnja primena hemijskih metoda za rešavanje problema taloženja parafina se pokazala uspešnom, kako u bušotini tako i u naftovodu. Potrebno je dodatno optimizirati količinu aditiva koje se dodaju (Cristante i dr, 1990; Singhal i dr, 1991; Lazar i dr, 1999; Wang i dr, 1999; Bello i dr, 2005; Bello i dr, 2006;

Sood i Lal, 2008; Rainer i dr, 2013). Doziranjem aditiva u bušotinu preventivno se rešava problem taloženja parafina (Elnori Elhaddad i dr, 2014). Primena hemijske metode je na ovom naftnom polju jednostavnija, pošto ne zahteva postavljanje električnih instalacija.

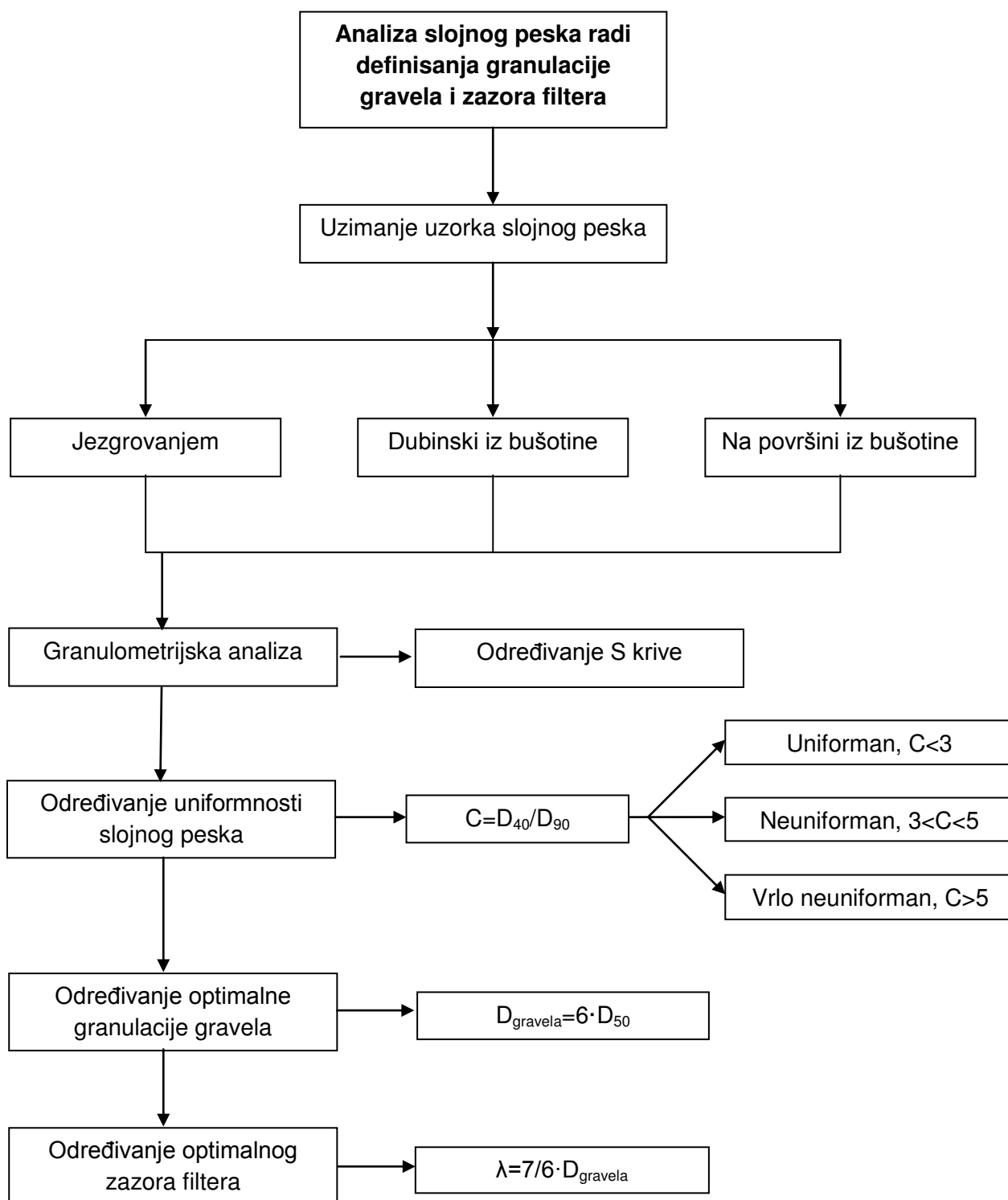
Pored primene hemijskih metoda, predlaže se i korišćenje termičkih metoda, odnosno zagrevanje bušotine i naftovoda grejnim kablom ili elektro indukciono zagrevanje naftovoda (Danilovic i dr, 2010; Danilovic i dr, 2012). Termičke metode se lako i brzo mogu primeniti na grupi bušotina sa visokom temperaturom stinjavanja. Njihova primena se preporučuje, a od menadžmenta zavisi da li će biti primenjena. U prilog ovome ide i mogućnost instaliranja gas motor generatora koji će koristiti gas, koji se sada spaljuje, za proizvodnju električne energije pa će time biti obezbeđeni i dodatni izvori električne energije za primenu termičkih metoda.

5.1.2. Rešavanje problema slojnog peska

Problem proizvodnje slojnog peska na Amal naftnom polju je prisutan i do sada nisu primenjivane metode za njegovo rešavanje. Predlaže se primena „Gravel Pack“ metode. Ona se bazira na ugradnji filter opreme u bušotini i dodatnom popunjavanju prostora između filtera i bušotine veštačkim materijalom – gravelom (Civan, 2007). Ova metoda se veoma uspešno primenjuje u svetu za rešavanje problema ulaza slojnog peska u bušotinu (Hatcher i dr, 1989; King i dr, 2003; Lu, 2008). Takođe, na naftnim bušotinama „NIS-a“ gde je prisutan ovaj problem, „Gravel Pack“ metoda se pokazala kao veoma uspešna pošto se ugradnjom gravela onemogućava kontakt slojnog peska i filter opreme i njeno oštećenje usled toga.

Kako problem slojnog peska nije do sada rešavan potrebno je preduzeti čitav niz aktivnosti kao što su uzimanje uzorka slojnog peska, izvođenje granulometrijske analize slojnog peska, određivanje uniformnosti slojnog peska, određivanje optimalne granulacije gravela i određivanje optimalnog zazora filtera.

Na osnovu proučavanja literaturnih saznanja (Xiang i Wang 2003; Tian i dr, 2005; Civan, 2007; Reza i dr 2008; Zhang, 2011; Rahmati i dr, 2013) i primenjenih postupaka definisan je algoritam za izbor gravela i filtera (slika 5.7).



Slika 5.7. Analiza slojnog peska radi definisanja optimalne granulacije gravela i zazora filtera

Za uspešno rešavanje problema slojnog peska veoma važno je dobijanje reprezentativnog uzorka. Uzorak slojnog peska se može dobiti jezgrovanjem i dubinskim uzimanjem u bušotini ili na površini bušotine. Jezgrovanjem se dobija adekvatan uzorak ukoliko se može izvesti. Kako je to ređi slučaj, najčešće se uzorak uzima alatom na žici iz same bušotine. Uzorak se može uzeti i na površini bušotine, ali je lošijeg kvaliteta pošto sadrži više sitnijih čestica. Na osnovu uzetog uzorka slojnog peska određuje se njegova granulacija granulometrijskom analizom i dobija granulometrijska S kriva. Tako se određuje i koeficijent uniformnosti slojnog peska.

Granulacija gravela se danas u svetu najčešće određuje na bazi Saucier-ove (Saucier, 1972; Papamichos i Malmanger, 2001) metode, pošto tako izabran gravel u potpunosti spečava prodor slojnog peska u bušotinu uz postizanje njegove maksimalne propusnosti.

Optimalan zazor na filteru određuje se na bazi izabrane veličine gravela primenom izraza: $\lambda = 7/6 \cdot D_{\text{gravela}}$ (Yildiz i Langlinais, 1991; Onyekonwu i Okonkwo, 1997; Wang i dr, 2000; Wang i dr, 2011).

Na osnovu urađene granulometrijske analize izabran je odgovarajući gravel i prikazan na slici 5.8 (Guo i dr, 2012; Hallibarton, 2012; Deng i dr, 2013). Granulometrijska S kriva i ostali detaljni rezultati analize kolektora i slojnog peska nisu prikazani zbog tajnosti podataka.



Slika 5.8. Izabrani gravel

Na slici 5.9 prikazan je izabrani filter (Halliburton, 2012a). Radi se o novom tipu filtera složene konstrukcije. Detalj konstrukcije filtera prikazan je na slici 5.10. Kao što se sa slike može videti, filter se sastoji od tri nivoa. Osnovu filtera čini perforirana cev prečnika tubinga. Na njoj se nalazi prvi nivo filtera koji je urađen od namotaja okrugle žice prečnika 0,5 mm. Treći nivo filtera je urađen od žice trapezoidnog oblika, pri čemu je duža strana trapeza okrenuta ka spoljašnjem delu bušotine. Ovakvim položajem trapezne žice ostvaruje se minimalni otvor filtera ka slojnom pesku i time se sprečava njegov eventualni prodor u konstrukciju filtera. Drugi sloj filtera predstavlja ispunu između prvog i trećeg sloja filtera. Ispuna predstavlja sigurnosni sloj koji takođe treba da onemogući eventualni prodor slojnog peska kroz treći sloj filtera.



Slika 5.9. Izabrani filter



Slika 5.10. Poprečni presek izabranog filtera

Izabrani gravel kojim se zasipa instalirani filter u bušotini sprečava direktan kontakt slojnog peska i filtera. Ovo je jako važno, jer bi u suprotnom oscilovanje slojnog peska u direktnom kontaktu sa filterom izazvalo njegovo oštećenje i proboj postepeno kroz slojeve i ulazak u bušotinu. Odavde proizilazi i objašnjenje zašto nije uspešna primena filtera u bušotini bez gravel paka.

5.1.3. Rešavanje problema u radu gaslift sistema

Analiza problema u radu gasliftana naftnom polju Amal pokazala je da se najveći problemi javljaju zbog neadekvatno raspoređene količine gasa za utiskivanje i neadekvatnih parametara rada gaslifta.

Ostali problemi u radu gaslifta se mogu jednostavnije rešiti i njihov predlog rešenja je dat u tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Predlog rešenja problema u radu gaslifta

Vrsta problema	Predlog rešenja	
Rad kompresora	1	Uvesti adekvatno održavanje
Pothlađivanje bušotine usled utiskivanja gasa	1	Utiskivanje manje količine gasa pod nižim pritiskom
	2	Dozirati inhibitor protiv taloženja parafina ako je potrebno
Povećana proizvodnja slojne vode	1	Zatvaranje postojećih perforacija i otvaranje novih iznad kontakta voda nafta
	2	Povećati količinu gasa za utiskivanje gde nije moguće primena 1. rešenja

U tački 5.1.3.1. detaljno je prikazan razvijeni model za raspodelu količine gasa po bušotinama, a u tački 5.2 predstavljena je metodologija za određivanje optimalnih parametara rada gaslifta.

5.1.3.1. Raspodela količine gasa za utiskivanje po bušotinama

Kao što je kod analize problema utvrđeno, u radu gaslifta na naftnom polju se ne primenjuje nijedna metodologija za raspodelu gasa za utiskivanje po bušotinama.

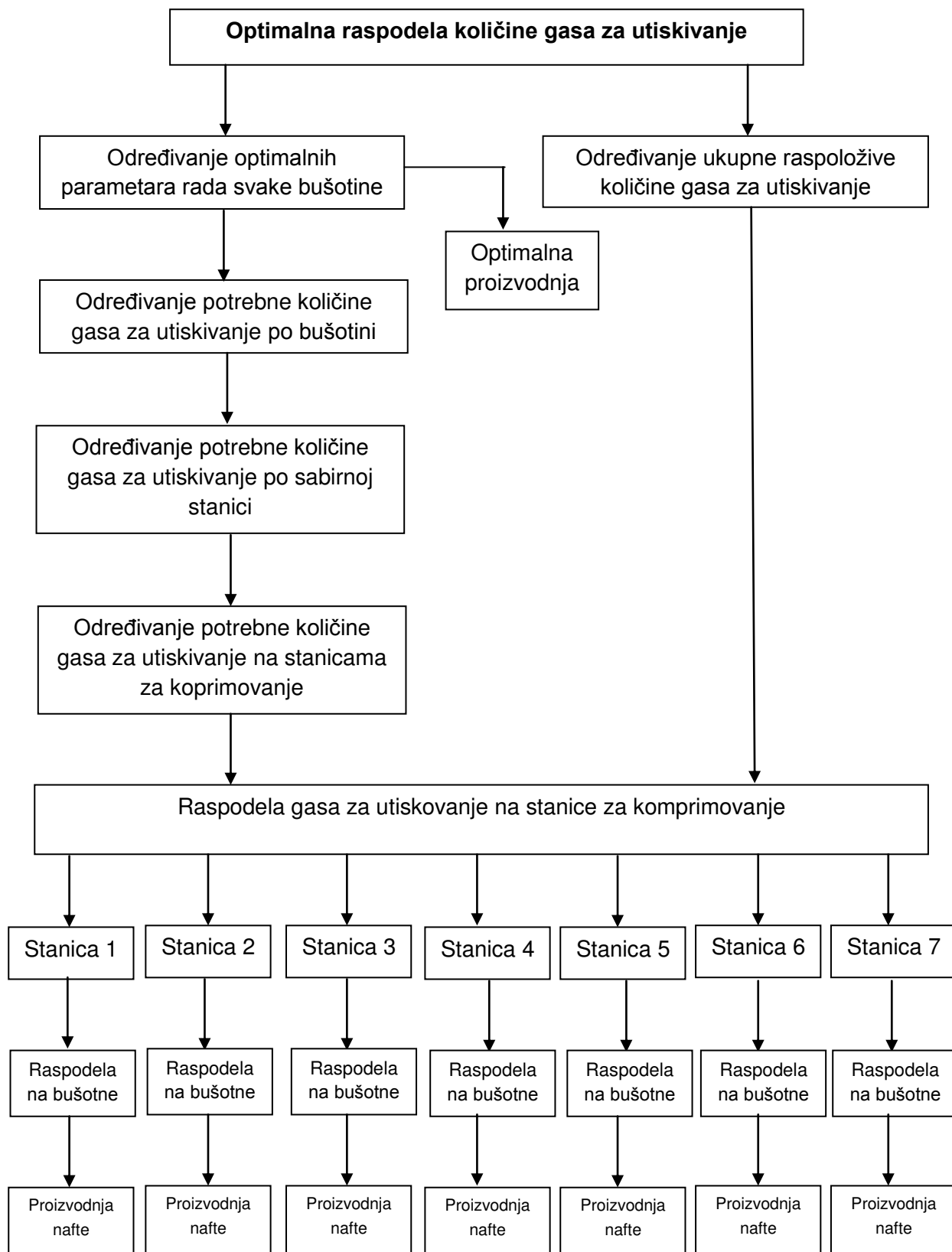
Količina gasa koja se koristi za rad gaslifta je ograničena, pre svega zbog limitiranog kapaciteta kompresora i povećanja operativnih troškova utiskivanja.

Cilj optimizacije rada bušotina u gasliftu je ostvarivanje maksimalne proizvodnje svake bušotine pri optimalnim količinama gasa za utiskivanje sa troškovima koji će omogućiti profitabilnu proizvodnju.

Polazeći od osnovnih postulata za raspodelu količine gasa po bušotinama (Brown, 1984) i analize najnovih saznanja (Camponogara i Nakashima, 2006; Ray i Sarker, 2007; Souza i dr, 2010; Codas i Camponogara, 2012; Guerrero-Sarabia i Fairuzov, 2013) definisan je model za optimalnu raspodelu količine gasa za utiskivanje na naftnom polju Amal. Model je prikazana na slici 5.11.

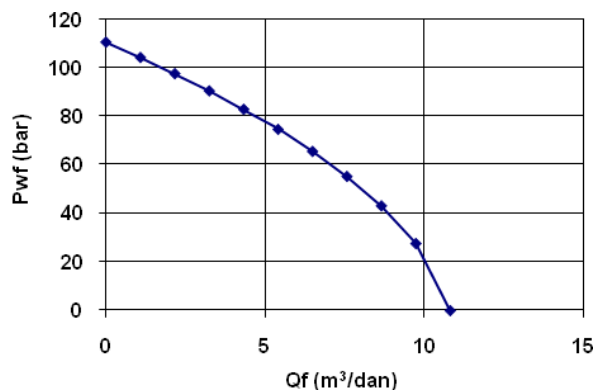
Da bi se mogla odrediti potrebna količina gasa koja će se utiskivati za rad pojedinačnih bušotina u gasliftu prvo se moraju odrediti optimalni parametri rada. Na osnovu njihovih vrednosti definiše se potrebna količina gasa koju je potrebno utisnuti za rad svake bušotine. Potrebne količine gasa za utiskivanje po bušotinama se sumiraju po sabirnim stanicama, a zatim po stanicama za komprimovanje gasa koje se nalaze na naftnom polju Amal. Svi navedeni koraci se nalaze sa leve strane modela. Uporedo, kako je dato na desnoj strani modela, određuje se ukupna raspoloživa količina gasa na naftnom polju Amal koja se može iskoristiti za utiskivanje, odnosno za rad gaslifta. Time su određene ukupne raspoložive količina gasa na naftnom polju sa jedne strane i zahtevane količine gasa za rad gaslifta sa druge strane. Sada je potrebno izvršiti optimalnu raspodelu raspoloživog gasa po stanicama za komprimovanje, odnosno po bušotinama. Model ima zadatak da izbalansira raspodelu ukupne količine gasa za injektiranje po bušotinama, kako bi se ostvarila maksimalno moguća proizvodnja nafte. Cilj je da proizvodnja nafte dobijena po pojedinačnoj bušotini bude što približnija izračunatoj optimalnoj proizvodnji definisanoj prilikom određivanja optimalnih parametara rada svake bušotine.

Raspodela količina gasa po bušotinama zavisi direktno od njihovih dinamičkih karakteristika.

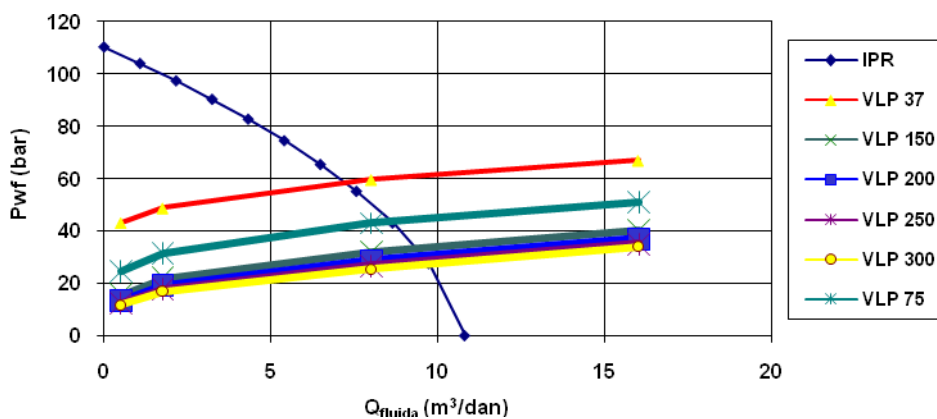


Slika 5.11. Model za optimalnu raspodelu količine gasa za utiskivanje

Početni elemenat za raspodelu ograničene količine gasa predstavlja kriva karakteristika rada gaslifta za pojedinačnu bušotinu. Prvo je potrebno odrediti krivu karakteristika utoka fluida u bušotinu-IPR krivu, slika 5.12, zatim krivu karakteristika protoka fluida kroz proizvodni sistem za različite vrednosti gasnog faktora (VLP kriva, slika 5.13).



Slika 5.12. IPR kriva



Slika 5.13. IPR kriva i VLP krive za različite vrednosti gasnog faktora

Kriva karakteristika rada gaslifta (slika 5.14.) predstavlja funkcionalnu zavisnost količine utisnutog gasa i količine proizvedene nafte (fluida, Q_{fluida}). Vrednosti količine proizvedenog fluida dobijaju se u preseku IPR krive i VLP krivih (slika 5.13). Količina utisnutog gasa se izračunava preko jednačine (Brown, 1984):

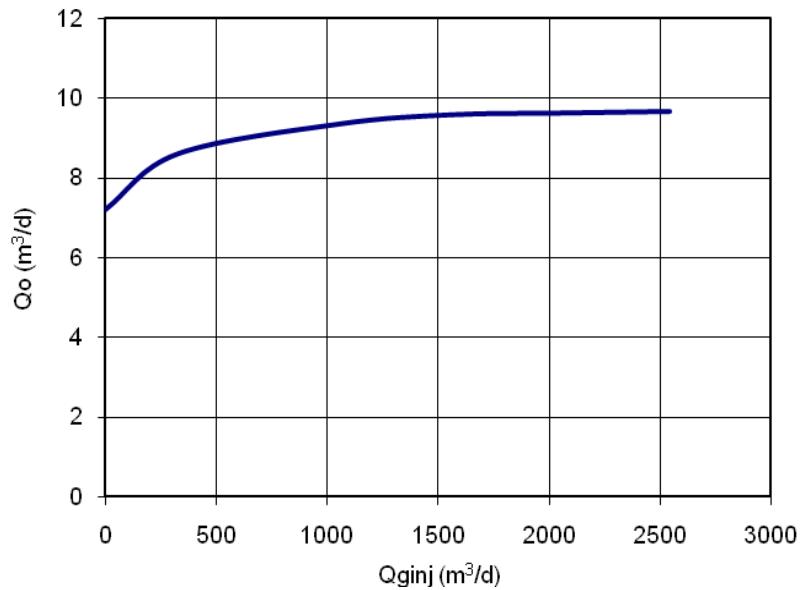
$$Q_{g\text{inj}} = (GLR_{ti} - GOR_f) \cdot Q_{fluida} \quad (5.1)$$

gde su:

GLR_{ti} - vrednost gasnog faktora VLP krive, m^3/m^3

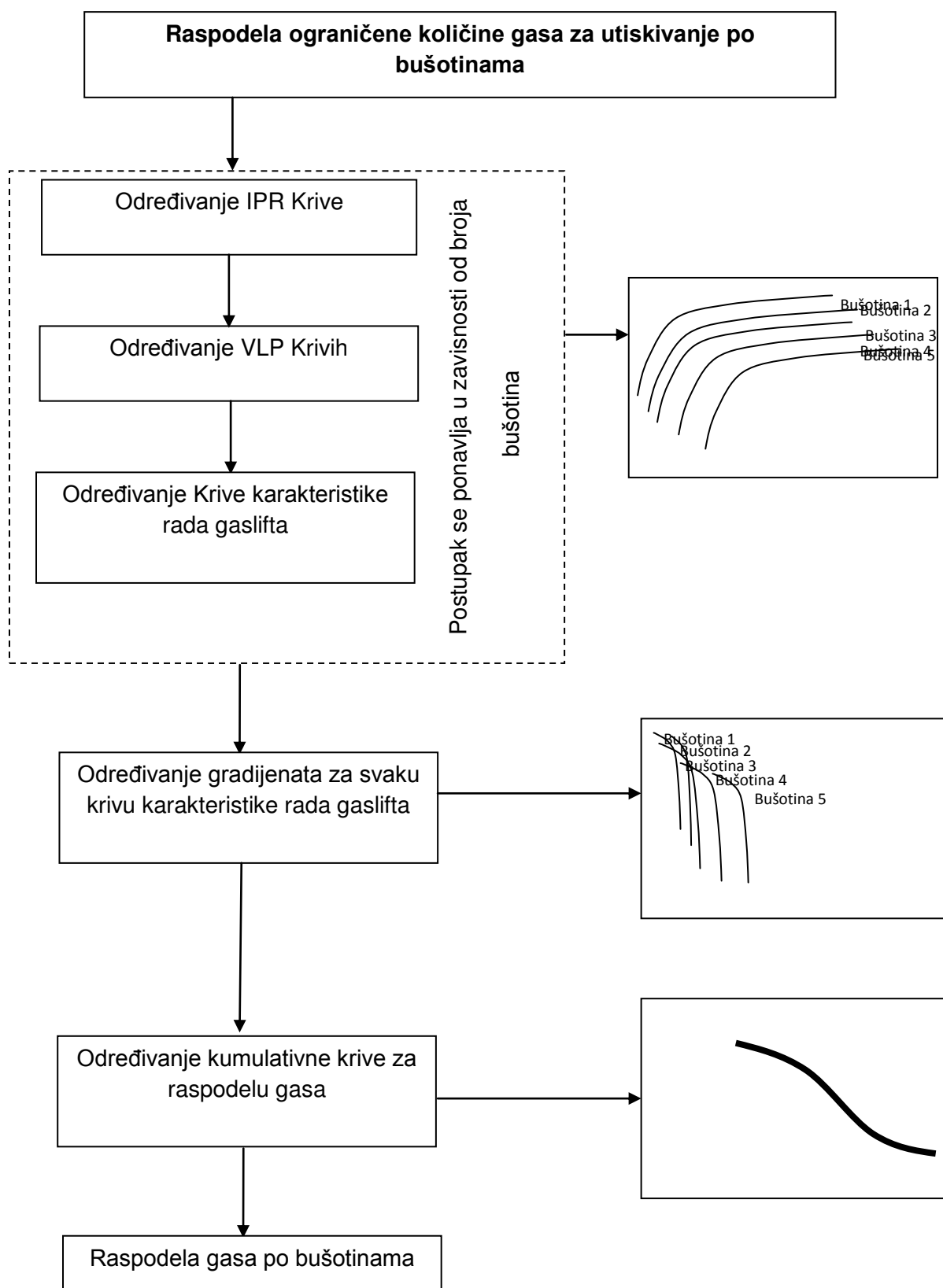
GOR_f - gasni faktor, m^3/m^3

Q_{fluida} - količina proizvedenog fluida, m^3/dan



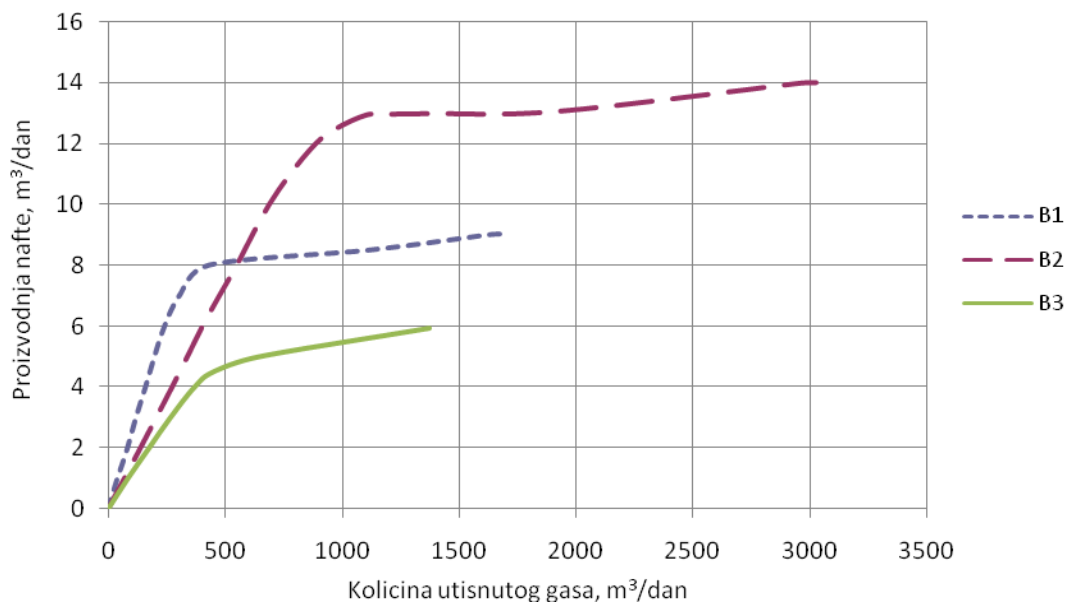
Slika 5.14. Kriva karakteristike rada gaslifta

Na slici 5.15 prikazan je razvijeni model za raspodelu određene količine gasa po bušotinama. Ista metodologije se primenjuje i za raspodelu ukupne količine gasa na naftnom polju na stanice za komprimovanje, odnosno sa stanice za komprimovanje na sabirne stanice.



Slika 5.15. Metodologija raspodele ograničene količine gasa za utiskivanje po bušotinama

U cilju pojašnjenja date metodologije ilustrativno se prezentuje raspodela ograničene količine gasa na tri bušotine (B1, B2 i B3). Izračunate krive karakteristika rada gaslifta za sve tri bušotine prikazane su naslici 5.16.



Slika 5.16 Krive karakteristike rada gasliftaza tri bušotine

U sledećem koraku potrebno je izračunati gradijent krive za svaku bušotinu na osnovu prethodno izračunatih krivih karakteristika rada gaslifta. Vrednost gradijenata (dq_o/dq_{gInj}) u izabranim tačkakama vrši se korišćenjem jednačine:

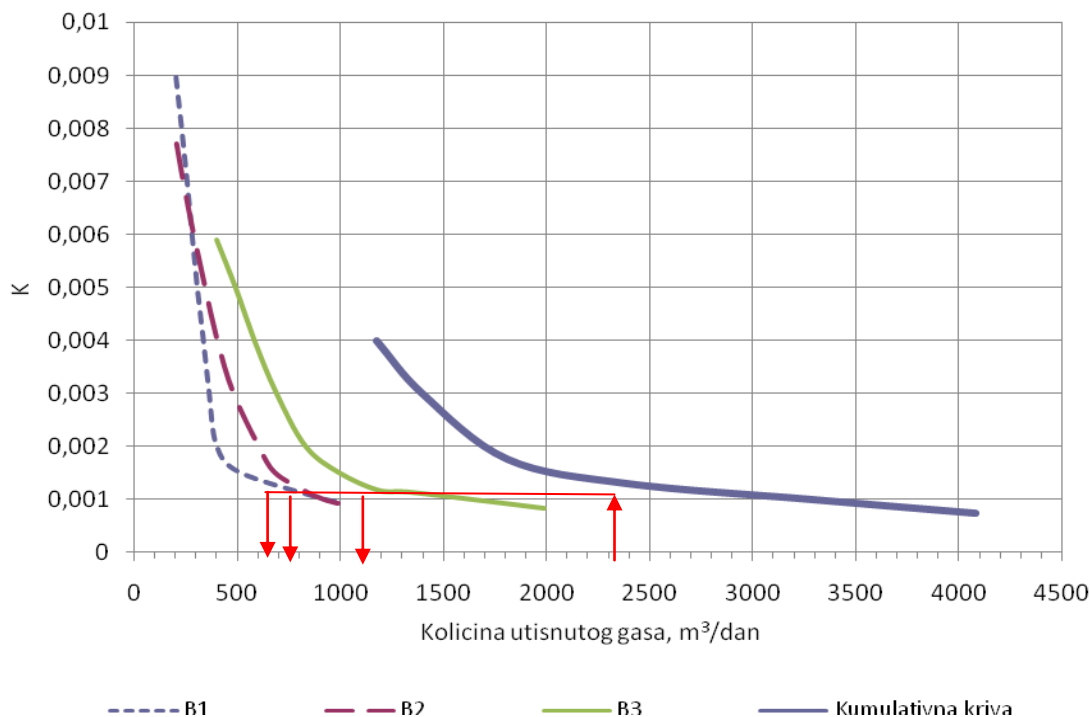
$$K=\Delta q_{grad} = \frac{dq_o}{dq_{gInj}} = \left[\frac{q_{o(1)} - q_{o(2)}}{q_{gInj(1)} - q_{gInj(2)}} \right] \quad (5.2)$$

Izračunati gradijenti (gradijent krive) za sve tri bušotine prikazane su na slici 5.17.

Sumiranjem gradijent krivih dobije se kumulativna kriva (slika 5.17) na osnovu koje se može izvršiti raspodela ograničene količine gasa na tri bušotine.

Na osnovu kumulativne krive vrši se raspodela ograničene količine gasa na pojedinačne bušotine u funkciji dinamičkih karakteristika bušotina. Kao što je prikazano na slici 5.17, ograničena količina gasa za utiskivanje od 2320 m³/dan

se preko kumulativne krive i gradijent krivih raspoređuje za svaku bušotinu u količini od 510 m³/dan (B1), 720 m³/dan (B2) i 1090 m³/dan (B3).



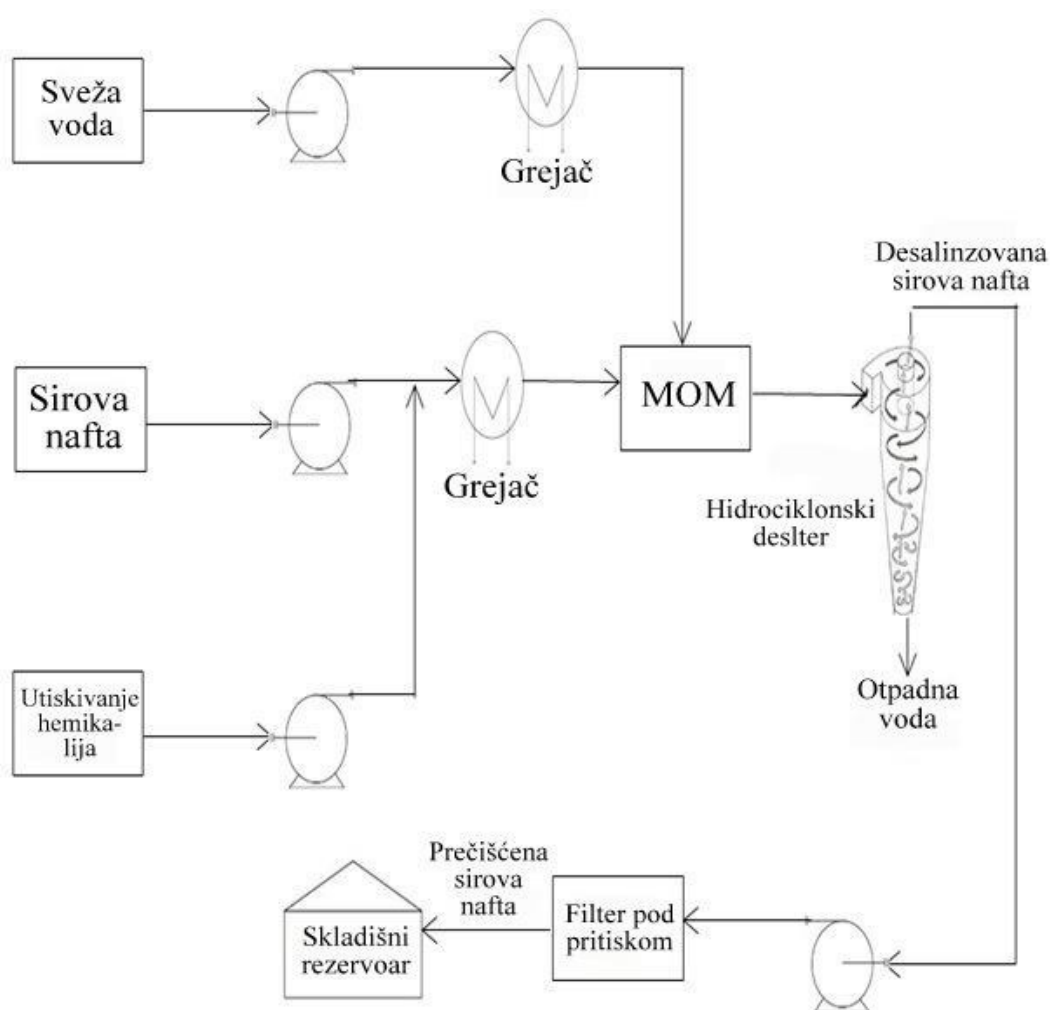
Slika 5.17. Gradijent krive i kumulativna kriva

5.1.4. REŠAVANJE PROBLEMA DESALINIZACIJE NAFTE

Kako primenjena metoda desalinizacije nafte na naftnom polju Amal pomoću elektrostatičkih desaltera (Amal, 2011; Harouge, 2011) nije zadovoljavajuća, potrebno je naći novo efikasnije i ekonomičnije rešenje. U cilju iznalaženja adekvatnog rešenja za izdvajanje soli iz nafte analiziran je veći broj metoda i tehnologija koje se primenjuju (Abdul-Wahab i dr, 2006; Al-Hengari i dr, 2007; Mahadi i dr, 2008; Ye i dr, 2008; Chacartegui i dr, 2009; Leila i dr, 2012; Feiyue i Hong, 2012; Gholam i Dariush, 2013).

Generalno, danas se na naftnim poljima primenjuju dva postupka za desalinizaciju sirove nafte i to hemijski i elektrostatički (Mahadi i dr, 2008; Leila i dr, 2012). Kod elektrostatičkog razdvajanja se koriste za desalinizaciju visoko naponski elektrostatički separatori, dok se kod hemijske desalinizacije hemikalije i voda dodaju u sirovu naftu. Nafta se prvo ispira sa vodom, a zatim se dodaju

hemikalije za deemulgaciju, nakon čega se smeša usmerava u rezervoar za razdvajanje. Nakon detaljne analize postojećeg sistema za desalinizaciju (Amal, 2011; Harouge, 2011), urađenih literaturnih istraživanja i proučavanja savremenih rešenja koja se primenjuju na drugim naftnim poljima, utvrđeno je da je radi efikasnijeg rada (Darwish, 2007; Darwish i dr, 2008) potrebno dodati novu opremu i određenu postojeću zameniti novim tipom uređaja (Abdel-Aal i dr, 2003; Bai i Wang, 2007; DicaLite, 2013). Na slici 5.18. prikazana je šema novog predloženog sistema za desalinizaciju. Od nove opreme dodat je filter pod pritiskom, dok je prigušni ventil zamenjen sa mešalicama sa prigušnicama (MOM) i električni desalter sa hidrociklonskim desalterom.



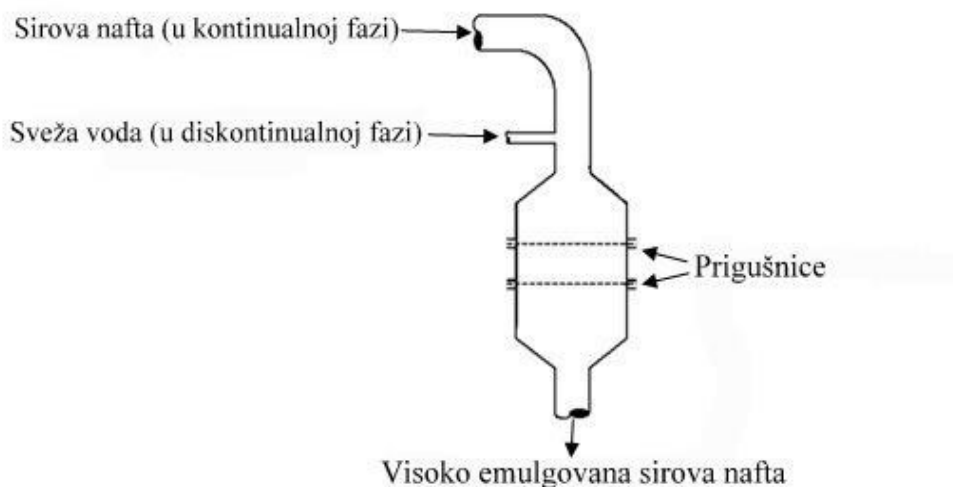
Slika 5.18. Šema novog sistema za desalinizaciju

Instaliranje novog sistema omogućiće značajno smanjenje proizvodnih i operativnih troškova sa jedne strane, dok će sadržaj soli u sirovoj nafti biti

smanjen na manje od 3mg/l. Takođe, eliminiše se opasnost od strujnog udara usled primene električnih desaltera.

5.1.4.1. Opis novog sistema za desalinizaciju

Sirova nafta se uvodi u mešalice sa prigušnicama (MOM) prolaskom kroz grejače. Ubrizgavanje hemikalija se vrši na ulazu sirove nafte u grejač. Sveža voda se takođe uvodi u mešalice sa više prigušnica (slika 5.19) nakon prolaska kroz grejač. Mešalice sa prigušnicama se koriste radi povećanja stepena mešanja. Emulgovana sirova nafta iz mešalice sa prigušnicama sprovodi se do hidrociklona (slika 5.20) gde se vrši odvajanje vodorastvorljive soli iz sirove nafte. Usled takvog procesa, na izlazu se dobija sirova nafta sa veoma malom količinom soli na vrhu hidrociklona dok se rastvor sa visokom koncentracijom soli izdvaja na dnu hidrociklona. Nakon izlaza iz hidrociklona sirova nafta se pumpa u filtere pod pritiskom (slika 5.21). Nakon prolaska kroz filter sirova nafta se transportuje do skladišnog rezervoara (Bai i Wang, 2007).



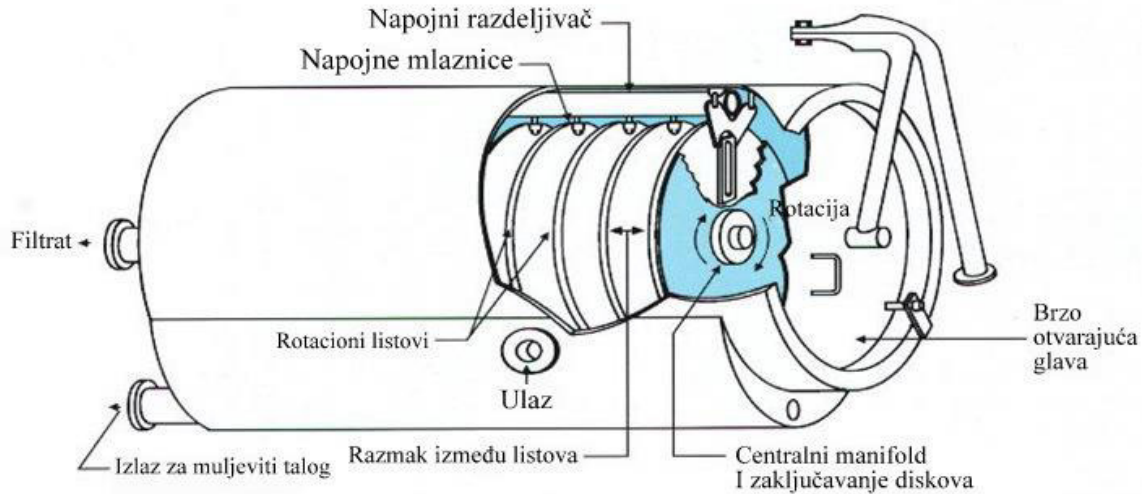
Slika 5.19. Mešalica sa prigušnicama (Abdel-Aal i dr, 2003)

Filteri pod pritiskom predstavljaju tip lisnatih filtera koji su obloženi dijatomejskom zemljom koja služi kao filtrirajući element. Dijatomejska zemlja je veoma dobra filterska sredina i prolaskom sirove nafte kroz ovaj medij njen kvalitet se poboljšava. Dijatomejska zemlja je prirodni kamen sa abrazivnim osobinama nalik kredi. Sastoji se od silicijuma (preko 85%), natrijuma,

magnezijuma i gvožđa. Filteri od dijatomejske zemlje su veoma atraktivni jer su relativno jeftini za instaliranje i ne koriste skupe hemikalije (DicaLite, 2013).



Slika 5.20. Hirociklonski desalter (Bai i Wang, 2007)



Slika 5.21. Filter pod pritiskom (DicaLite, 2013)

5.1.5. REŠAVANJE EKOLOŠKIH PROBLEMA

Na naftnom polju Amal ekološke probleme prvenstveno uzrokuje neadekvatno odlaganje slojne vode. Zbog toga je u doktorskoj disertaciji predložen način pripreme slojne vode za ispuštanje i odlaganje.

Problem sagorevanja gasa sa povećanim sadržajem kiselih komponenti na sabirnim stanicama 1 i 8, može se jednostavno rešiti preusmeravanjem gasa u sistem za prečišćavanje pre sagorevanja. Time se sprečava emisija kiselih komponenti u atmosferu.

Veoma efikasno rešenje predstavljalo bi instaliranje gasmotor generatora koji bi koristio gas koji se sada spaljuje. Na taj način bi se eliminisalo spaljivanje gasa, a on bi se u gasmotor generatorima koristio za proizvodnju električne energije. Proizvedena električna energija supstituisala bi deo električne energije koji se uzima iz energetskog sistema Libije. Time se u potpunosti pokrivaju dodatni troškovi pripreme gasa i ostvaruje ušteda u nabavci električne energije iz energetskog sistema, a rešava problem spaljivanja gasa na bakljama.

Mogućnost primene gas motor generatora nije tema doktorske disertacije i prevazilazi njene okvire, pa se iz tog razloga neće dalje razmatrati.

5.1.5.1. Priprema slojne vode

Slojna voda na naftnom polju Amal u Libiji se razdvaja od nafte na sabirnoj stanici, u separatorima i dodatnim izdvajanjem u rezervoarima za dehidraciju, ali u njoj i dalje ostaje određeni sadržaj nafte. Preostale količine nafte u slojnoj vodi u vidu fino raspršenih sitnih kapljica iznose oko 750 mg/l (Harouge, 2011).

Kako se slojna voda na naftnom polju Amal ispušta u taložne jame u kojima se obavlja njeno isparavanje neophodno je obaviti i njenu adekvatnu pripremu. Priprema slojnih voda obuhvata izdvajanje svih zaostalih količina nafte do granice koju definiše zakonska regulativa. Zakonska regulativa u vezi dozvoljenog sadržaja nafte u vodi koja se ispušta u životnu sredinu nije unificirana u svim državama. U Srbiji, dozvoljeni sadržaj nafte u vodi je do 100 mg/l (za ispuštanje u rečne tokove). U Sjedinjenim Američkim državama voda koja se ispušta u more ne može imati veći sadržaj ugljovodonika od 15 mg/l do

58 mg/l (EPA,2009).

Na naftnom polju Amal u budućem periodu će doći do povećanja proizvodnje slojne vode sa naftom. Primenjeni sistem ispuštanja slojne vode u taložne jame za isparavanje neće moći da zadovolji povećanu proizvodnju slojne vode sa tehničke strane. Takođe, ekološki je nedopustivo da se dalje nastavi sa ispuštanjem slojne vode u taložne jame bez njene prethodne pripreme.

Za rešenje ovog problema predlaže se priprema slojne vode i njeno utiskivanje u geološke formacije bušotinama koje nisu u proizvodnji.

Metoda odlaganja slojne vode utiskivanjem u geološke formacije injekcionim bušotinama izabrana je prvenstveno zbog održavanja slojne energije i eventualnog povećanja iskorišćenja ležišta, odnosno proizvodnje nafte (Abilov i dr, 1999; Dmitriyd i dr, 2000; Farajzadeh, 2004). Ovaj postupak tzv. zavodnjavanja ležišta je najprihvatljivija metoda upravljanja proizvedenom slojnom vodom sa ekonomskog i ekološkog aspekta. Definisani koncept pripreme slojne vode podržava i već postojeći način odlaganja u taložne jame za isparavanje, sa ključnom razlikom što odložena slojna voda više neće biti štetna po životnu sredinu. Na taj način na naftnom polju će postojati dva nezavisna sistema za odlaganje slojne vode što daje veliku sigurnost u radu. U koliko iz bilo kog razloga dođe do kvara u sistemu za utiskivanje, odlaganje slojne vode se jednostavno može preusmeriti u taložne jame za isparavanje.

Utiskivanje slojne vode u geološke formacije zahteva njenu dodatnu pripremu. Pored izdvajanja ugljovodonika neophodno je obaviti izdvajanje čvrstih suspendovanih materija, kao i hemijsku i bakteriološku pripremu.

5.1.5.2. Karakteristike slojne vode za odlaganje

Slojna voda koja se utiskuje u geološke formacije (slojeve) ne sme da sadrži suspendovane čestice (organske i neorganske), gasove koji izazivaju koroziju, kao što su ugljen-dioksid i sumpor-vodonik i kiseonik, jone Ba, Ca, Sr, Fe u rastvoru sa sulfidima i karbonatim, kao i mikroorganizme (gvožddevite, sulfato-reduktivne i muljne bakterije).

Suspendovane čestice imaju prečnik veći od $0,45\mu$ (grubo dispergovane čestice

prečnika većeg od 1μ i koloidno-dispergovane čestice prečnika manjeg od 1μ). One prvenstveno začepuju pore u sloju, pa se zbog toga moraju ukloniti iz slojne vode. Masnoće takođe mogu uzrokovati određene probleme. Mogu biti suspendovane u vodi i spadaju u suspendovane čestice (one koje imaju prečnik veći od $0,45\mu$).

Pojava kiseonika u vodi uzrokuje korozione probleme, pošto rastvara gvožđe-hidroksid. Ugljen-dioksid koji je prisutan u slojnoj vodi uzrokuje koroziju. Ukoliko slojna voda sadrži ugljen-dioksid i kiseonik onda ona postaje znatno korozivnija. Prisustvo sumpor-vodonika u slojnoj vodi znači prisustvo vrlo korozivnog agensa.

Karakteristike slojne vode za njeno utiskivanje u formaciju prikazane su u tabeli 5.2.

Tabela 5-2. Karakteristike slojne vode (Prstojević, 2012)

Autor Parametar	Hensel - Sullivan Stalings	Wright	Watkins
Suspendovane čestice	5 mg/l	do 4,9 mg/l	-
Masnoće	25 mg/l	-	-
Kiseonik	do 0,05 mg/l	-	do 1 mg/l
Ugljen-dioksid	-	-	do 10 mg/l
Sumpor-vodonik	0	0	0
Divalentno gvožđe	-	-	do 1 mg/l
Mikroorganizmi	-	do 10^4 /ml	do 10^4 /ml
Sulfatoreduktivne bakterije	10 - 100 ml/l	10 - 20/ml	do 10 ml
Gvoždevite bakterije	-	-	do 20 ml
Korozija 30 dana	0,025 mm/god	0,025 - 0,124 mm/god	0,025 - 0,124 mm/god

Mikroorganizmi, gvoždevite i muljne bakterije su takođe nepoželjni u slojnoj vodi pošto mogu prouzrokovati začepjenje pora u sloju. Prisustvo velikog broja bakterija može dovesti do potpunog začepjenja vodova u sistemu za zavodnjavanje. Iz tog razloga prisustvo makroorganizama treba kontinuirano kontrolisati.

Problem bakterija se uspešno rešava primenom biocida, efikasnim za određeni tip bakterija, brzog dejstva i postojanosti. U nekim slučajevima je za uspešnu borbu sa problemima bakterija potrebno više različitih tipova hemikalija (Prstojević, 2012).

Kamenac uzrokuje habanje pumpi za utiskivanje slojne vode, začepljuje filtere i porne kanale sloja, što dovodi do povećanja troškove održavanja opreme i sloja za utiskivanje. Odgovarajućim projektnim rešenjima može se preventivno sprečiti nastajanje kamenca tako što će se onemogućiti mešanje vode sa barijumom i vode sa sulfatima, održavati pritisak gde je to moguće da bi se sprečilo izdvajanje ugljen-dioksida i zagrevati proces na temperaturama ispod nivoa na kojima počinje izdvajanje kamenca. Ukoliko nije moguće primeniti navedene mere, problem nastanka kamenca rešava se primenom hemijske obrade.

5.1.5.3. Postupak izbora opreme

Slojna voda dobijena proizvodnjom nafte mora da prođe tretman određene primarne pripreme pre nego se pristupi njenom odlaganju, bilo na površini u taložne jame ili utiskivanjem u geološke formacije. Primarna priprema se može vršiti pomoću rezervoara, hvatača sa naboranim pločama i separatora sa poprečnim protokom. U zavisnosti od složenosti procesa pripreme slojne vode, u pripremu može biti uključena i sekundarna priprema da bi se dostigle potrebne karakteristike slojne vode za odlaganje.

5.1.5.4. Predloženi proces pripreme slojne vode za odlaganje na naftnom polju Amal

Na osnovu proučavanja postojećih rešenja (Daiminger i dr, 1995; Rubio i dr, 2002; Freeman i Pinnau, 2004; Vedavyasan, 2007; HTI, 2011), savremenih rešenja koja se primenjuju na drugim naftnim poljima (Lee i dr, 2002; Honga i dr, 2003; Kocherginsky i dr, 2003; Ichikawa i dr, 2004; Ichikawa i dr, 2004a; Bratskaya i dr, 2006; Song i dr, 2006; Bratskaya i dr, 2006; Yang, 2007; Ma i dr, 2007; Bande i dr, 2008; Cui i dr, 2008; Zhao i dr, 2008; Ju i dr, 2008; Ebenezer i dr, 2012), novih uređaja i tehnologija (Scholz i Fuchs, 2000; Zouboulis i Avranas, 2000; Al-Shamrani i dr, 2002; Ito i dr, 2002; Pangu i Feke, 2004; Cambiella i dr, 2006; Multon i Viraraghavan, 2006; Chen i dr, 2009; Kuo i Lee,

2010; Broekman i dr, 2010; NIS, 2011; Liu i dr, 2012; Bormashenko i dr, 2012; Prstojević, 2012; Le i dr, 2013; Beaudry i dr, 2013; Nikolaou, 2013) definisan je efikasan i ekonomičan proces pripreme slojne vode za odlaganje na naftnom polju Amal. Na slici 5.22. prikazana je šema procesa pripreme slojne vode za odlaganje.

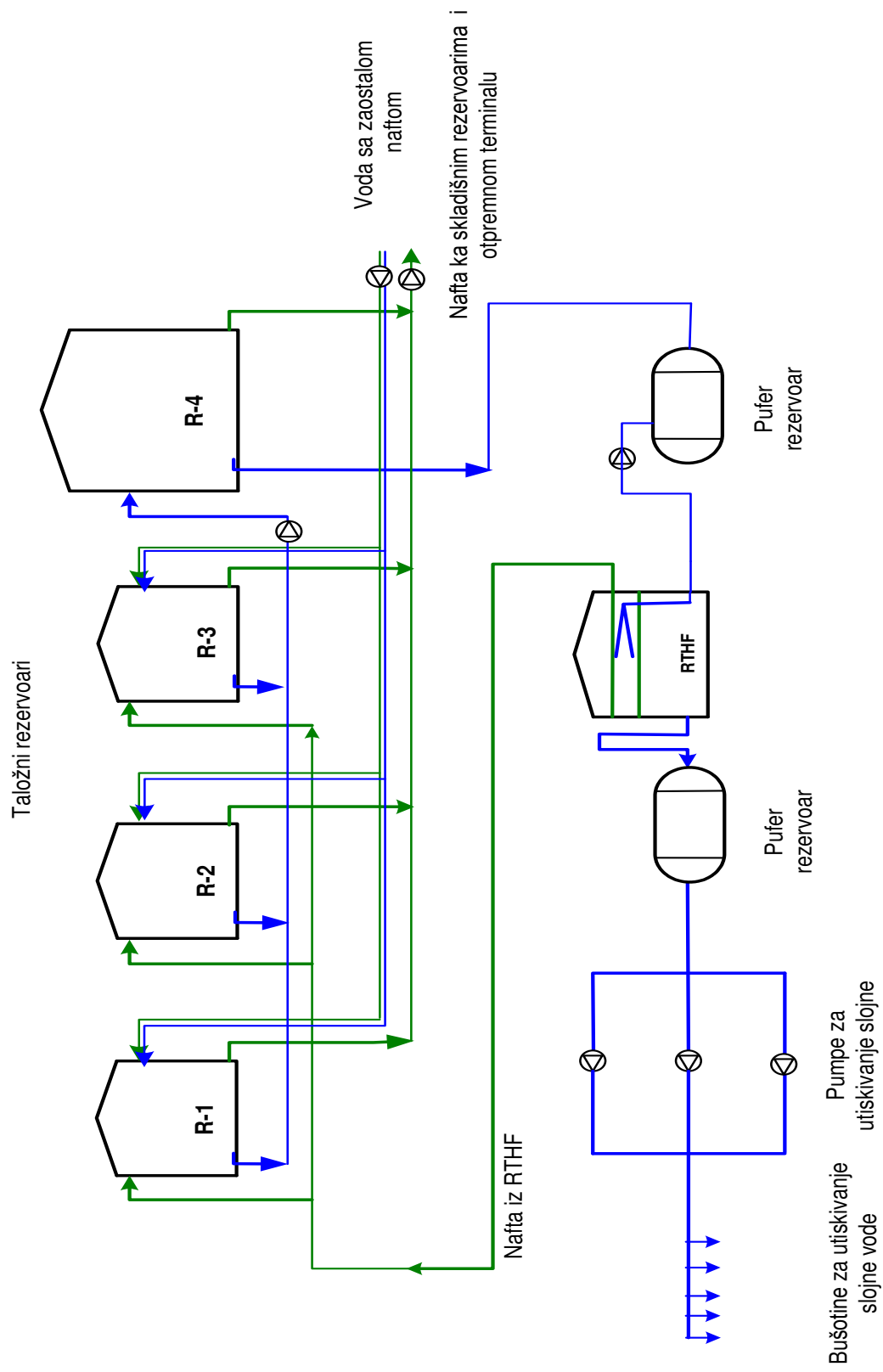
Nafta koja je ostala u slojnoj vodi nakon procesa separacije izdvajaće se iz nje u tehnološkim rezervoarima R-1, R-2, i R-3. Rezervoari su vertikalni, zapremine po 500 m³. Zbog nepovoljnih reoloških karakteristika (sadržaja parafina i visoke tačka stinjanja), nafta će se zagrevati do temperature od 45°C. U tehnološkim rezervoarima će se uz održavanje temperature (40-45°C) vršiti gravitaciono sedimentaciono razdvajanje nafte i slojne vode u trajanju od 8 do 12 sati, nakon čega će se slojna voda ispuštati na dalji proces pripreme. Za poboljšanje razdvajanja u tehnološkim rezervoarima će se dodavati i deemulgatori.

Slojna voda, koja je ranijim procesom usmeravana u taložne jame na isparavanje, sada će se usmeravati na dalji proces pripreme.

Treba naglasiti da će slojna voda, nakon završenog procesa pripreme ukoliko je potrebno iz bilo kog razloga i dalje moći da se usmerava u taložne jame za isparavanje ali neće biti štetna po životnu sredinu.

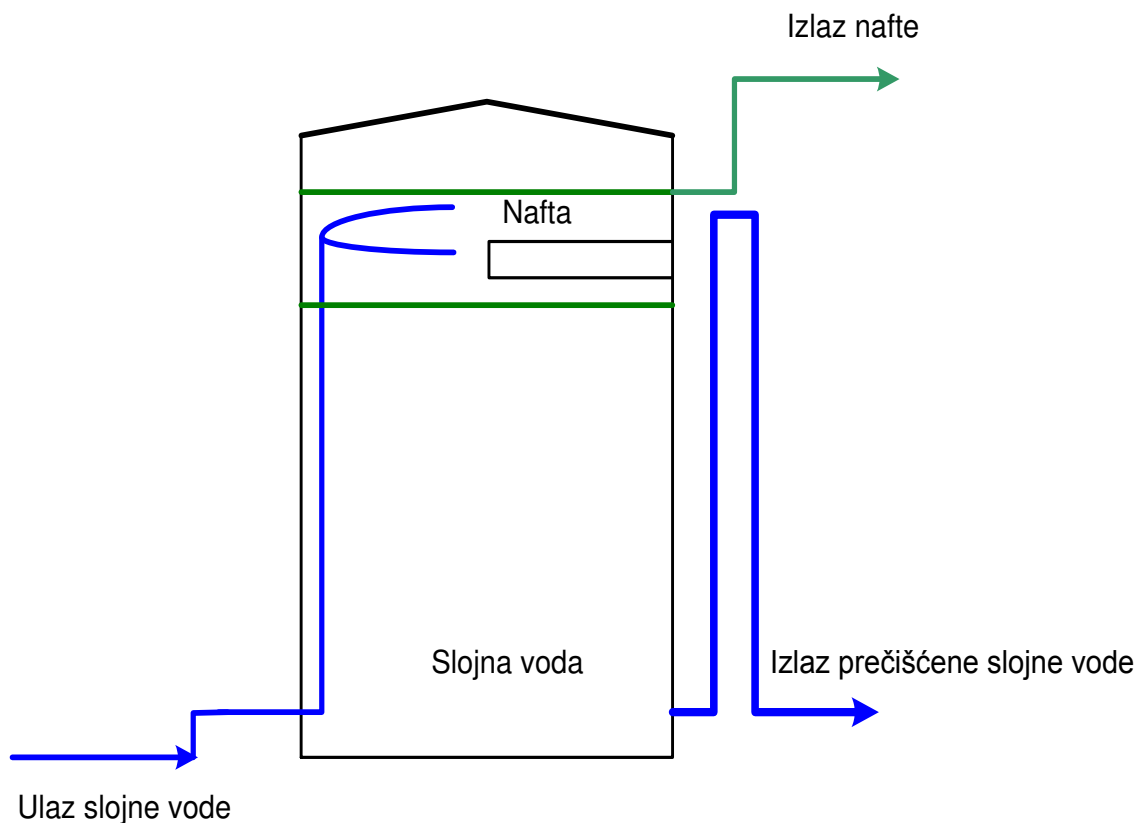
Slojna voda će se iz tehnoloških rezervoara R-1, R-2 i R-3 pumpati u taložni rezervoar R-4, zapremine 1000 m³, u kome će se obavljati dodatni proces gravitaciono sedimentacionog razdvajanja, ali sa mnogo manjom količinom prisutne nafte obzirom da je većina nafte prethodno izdvojena u tehnoloških rezervoara R-1, R-2 i R-3.

Slojna voda će se iz taložnog rezervoara usmeravati preko pufer rezervoara u rezervoar sa hidrofobnim filterom gde će se njeno prečišćavanje vršiti hidrofobnom filtracijom i gravitacionom sedimentacijom.



Slika 5.22. Šematski prikaz procesa pripreme slojne vode za odlaganje

Rezervoar sa tečnim hidrofobnim filterom (RTHF) prikazan na slici 5.23. je nadzemni cilindrični rezervoar zapremine 500 m³ sa distributerom slojne vode na ulazu u hidrofobni sloj i hidrozaporom (NIS, 2011; Prstojević, 2012).



Slika 5.23. Šematski prikaz rezervoara sa tečnim hidrofobnim filterom (RTHF)

Rezervoar će biti opremljen sa:

- Dva reviziona otvora DN 600,
- Izmenjivačima toplote,
- Meračem nivoa,
- Mehaničkim disajnim ventilom DN 150 NP 6,
- Uljno sigurnosnim ventilom DN 150 NP 6,
- Lokalnim instrumentima za kontrolu temperature fluida,
- Priključcima za uzorkovanje fluida na plaštu rezervoara,
- Instalacijama za gašenje požara u rezervoaru i hlađenje krova i plašta rezervoara,
- Usisnim priključkom DN 150 i
- Odmuljnim priključkom DN 150.

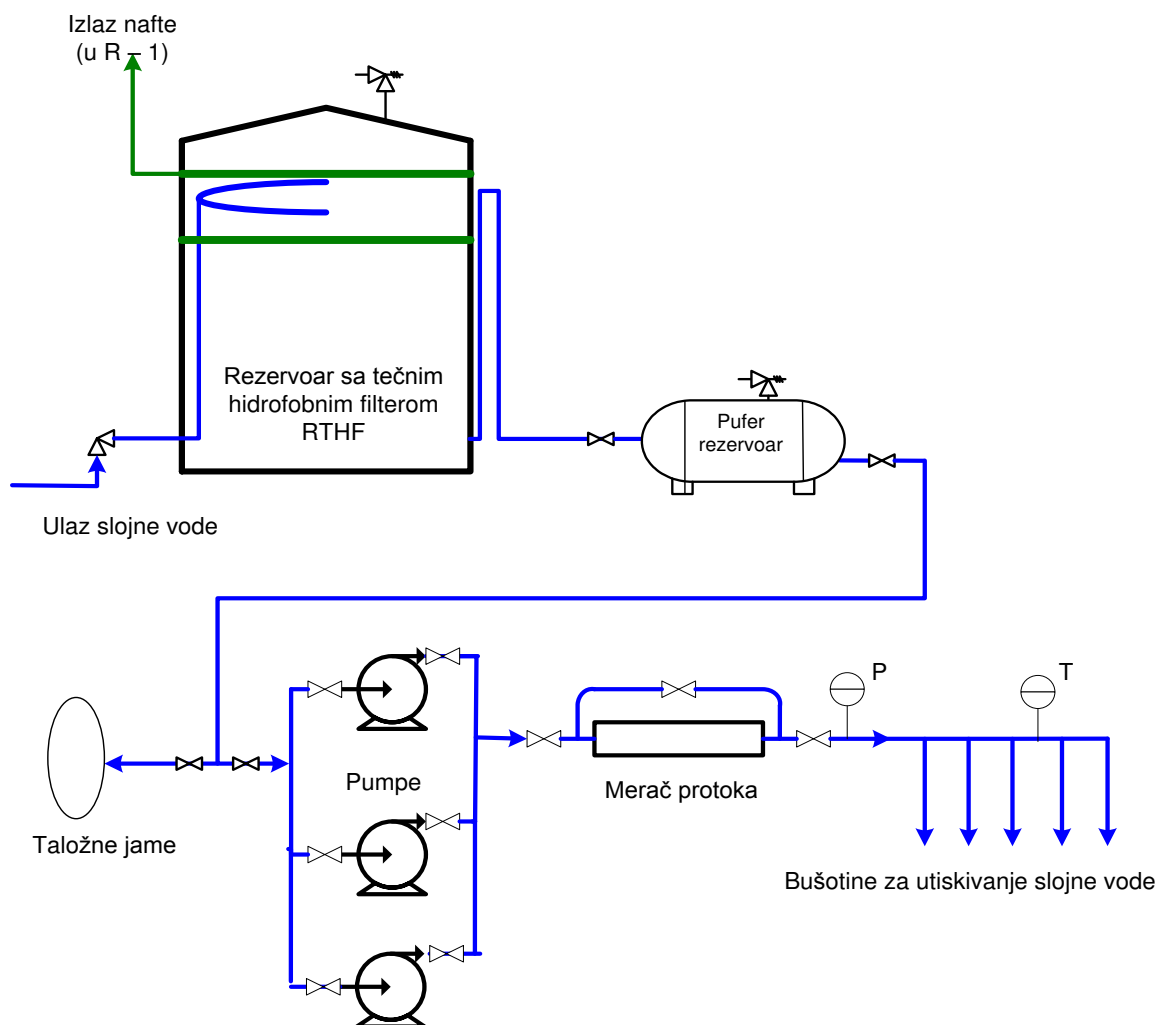
Tehnološka funkcionalnost zasniva se na hidrodinamičkoj ravnoteži stuba slojne vode u hidrozaporu i stuba slojne vode i naftne zone u rezervoaru. U gornjem delu rezervoara formira se zona nafte debljine 1,8 m (137 m^3) u koji se uvodi slojna voda sa zaostalom naftom preko distributera DN 150 na visini od 9 m. Distributer je opremljen cevnim izvodima DN 100 sa laminatorima koji obezbeđuju laminarno strujanje. Zaostale kapi nafte i čvrste suspendovane materije izdvajaju se u hidrofobnom sloju, a slojna voda, pošto je teža, pada naniže. Visina slojne vode je oko 4,3 m ($V_w = 425 \text{ m}^3$), što obezbeđuje sporo kretanje vode nadole i dodatno izdvajanje čestica nafte, kao i sedimentaciju suspendovanih materija na dno rezervoara. Izdvojena nafta će se prelivati sa vrha hidrofobnog sloja na visini od 8.0 mm i vraćati u tehnološke rezervoare za pripremu nafte (R-1, R-2 ili R-3). Odvod slojne vode je pri dnu rezervoara preko sifonske cevi DN 150. Nivo nafte, odnosno debljina hidrofobnog sloja regulisaće se prelivom na sifonskoj cevi. Nivo u rezervoaru je konstantan, temperatura u rezervoaru će se kretati od 40 do 45 °C, brzina kretanja tečnosti kroz naftnu zonu iznosiće 2,5 do 3 m/dan. Kvalitet vode na izlazu iz rezervoara sa hidrofobnim filterom biće:

- sadržaj organske materije, nafte: 60 do 80 mg/l;
- sadržaj suspendovanih materija: 130 do 145 mg/l.

Kada se uzimanjem uzoraka ustanovi da je nafta u hidrofobnom filteru zasićena i više ne vrši filtriranje, prepumpavaće se u tehnološke rezervoare, a na njeno mesto će se upumpavati nova količina nafte.

Prečišćena slojna voda iz rezervoara sa tečnim hidrofobnim filterom (RTHF) će se preko odvodnog cevovoda odvoditi u pufer rezervoar koji će se nalaziti neposredno pre pumpi za utiskivanje slojne vode (slika 5.24).

U slučaju pojave kvara na pumpama, meraču protoka i/ili bušotinama za utiskivanje slojne vode, slojna voda će moći da se preusmeri u taložne jame za isparavanje.



Slika 5.24. – Šematski prikaz predloženog sistema za utiskivanje slojne vode

Pufer rezervoar je horizontalna rezervoarska komora zapremine 100 m^3 . Ova otvorena komora se koristi za radni pritisak do 2 bara i radi na atmosferskim uslovima. Punjenje pufer rezervoara slojnom vodom vršiće se slobodnim padom zbog visinske razlike rezervoara sa tečnim hidrofobnim filterom (RTHF) i pufer rezervoara. Cevovodom DN 150 biće povezan pufer rezervoar sa usisom tri višestepene centrifugalne pumpe.

Pumpe za utiskivanje slojne vode nalaziće se na sabirnoj stanici u blizini tehnoloških rezervoara R-1, R-2 i R-3. Dve pumpe su radne, a jedna je rezervna kako bi se proces utiskivanja mogao nesmetano obavljati u slučaju otkaza rada neke od pumpi ili njenog remonta.

Na cevovodu pre usisa pumpi predviđen je hvatač nečistoće u culju zaštite pumpi. Takođe, planirano je instaliranje merača protoka za merenje količine slojne vode koja se utiskuje.

Utiskivanje slojne vode obavljaće se preko bušotina za utiskivanje. To su bušotine iz kojih se više ne proizvodi nafta, a imaju kontakt sa vodenim basenom. U početnoj fazi planira se utiskivanje slojne vode u bušotine B-71, B-41, N-22, B-39, B-10, B-70 i B-68. Sa povećanjem sadržaja slojne vode u nafti biće potrebno definisati i druge bušotine za utiskivanje slojne vode.

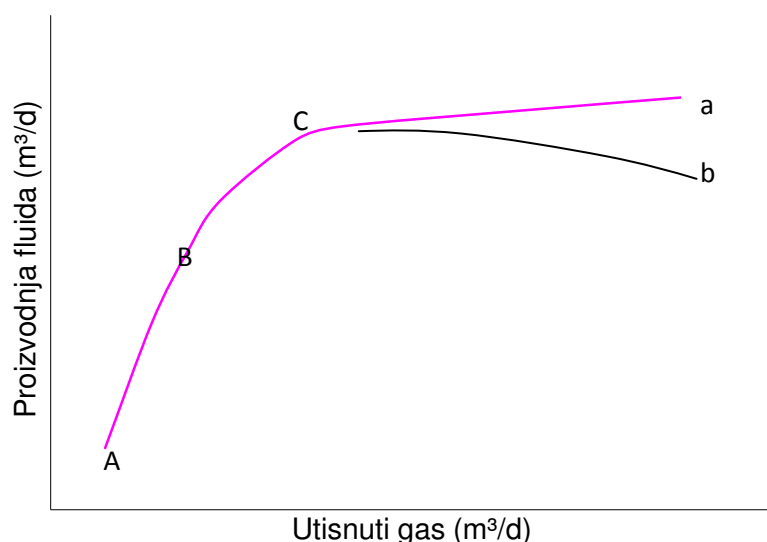
Povezivanje bušotina za utiskivanje slojne vode, prema proračunu, potrebno je izvesti cevovodom prečnika $d = 88,9$ mm, debljine zida cevit = 5,49 mm u skladu prema API standardu Std 5L GRAD B. Dimenzionisanje cevovoda urađeno je prema mehaničkom proračunu za maksimalni radni pritisak od 70 bar -a. Cevovodi se ukopavaju u zemlju na dubinu od 1,0 do 1,2 m.

Napajanje električnom energijom pumpi za utiskivanje slojne vode će se izvesti sa niskonaponske mreže sabirne stanice koja se nalazi u blizini.

5.2. ODREĐIVANJE OPTIMALNIH PARAMETARA RADA GASLIFTA

5.2.1. Optimizacija rada

Određivanje optimalnih parametara rada gaslifta bazira se na primeni analize proizvodnog sistema, takozvane nodal analize. (Solesa, 1997; Gutierrez i dr, 2007; Beggs, 2008; Fariborz i dr, 2010; Rashid i dr, 2012; Binder, 2012). Cilj optimizacije je da se odredi minimalna količina gasa koja će se utiskivati u bušotinu, a ostvariti optimalna proizvodnja uz respektovanje parametara proizvodne opreme i ležišnih ograničenja. Postizanje maskimalno moguće proizvodnje pri radu gaslifta u većini slučajeva ne znači da se radi i o optimalnoj proizvodnji. Maksimalno moguća proizvodnja zahteva veoma velike količine gasa koje je potrebno utisnuti za njeno ostvarenje. Objašnjenje za ovo je u tome što utisnuta količina gasa i proizvodnja nafte imaju nelinearnu zavisnost (slika 5.25).



Slika 5.25 Kriva karakteristike rada gaslifta

Kao što se sa slike 5.25 vidi, povećanje količine utisnutog gasa (od tačke A) utiče na povećanje proizvodnje nafte. Intenzivno povećanje proizvodnje nafte registruje se do tačke C, nakon čega sledi njeno veoma malo povećanje (kriva a). Posle dostizanja tačke C zapaža se da je potrebno utisnuti veliku količinu gasa da bi se ostvarilo malo povećanje proizvodnje nafte. Praktično gledajući to znači da je optimalnu proizvodnju nafte moguće ostvariti samo do tačke C. Posle tačke C proces utiskivanja gasa je nerentabilan.

U nekim slučajevima, kada se utiskuje suviše velika količina gasa, proizvodnja nafte počinje čak i da se smanjuje nakon tačke C (kriva b) jer tako velika količina gasa u tubing-u počinje da deluje kontraproduktivno na protok nafte, odnosno dolazi do blokade protoka.

5.2.2. Postupak optimizacije

Nelinearni model krive karakteristike rada bušotine se predstavlja matematičkim izrazom:

$$q_{oj}(q_g) = \sum_{i=1}^n b_{j,i} q_g^i \quad (5.1)$$

gde je q_g količina gasa koja se utiskuje, $b_{j,i}$ su koeficijenti koji se određuju primenom metode najmanjih kvadrata. Funkcija predstavljena prethodnom

jednačinom određuje se za svaku pojedinačnu bušotinu. (Santos i dr, 2001; Denney, 2002; Rashid, 2008; Rashid, 2010)

Sledeć korak u postupku optimizacije rada bušotina u kontinualnom gasliftu je određivanje uslova optimuma kada je na raspolaganju ograničena količina gasa za utiskivanje. To podrazumeva da se za pretpostavljenu neograničenu količinu gasa za utiskivanje traži uslov maksimuma definisanog modela (funkcije). Kada se ograniči raspoloživa količina gasa, problem se svodi na raspodelu odgovarajućih količina saglasno proizvodnim karakteristikama bušotine i ukupno raspoloživoj količini gasa.

5.2.2.1. Metoda najmanjih kvadrata

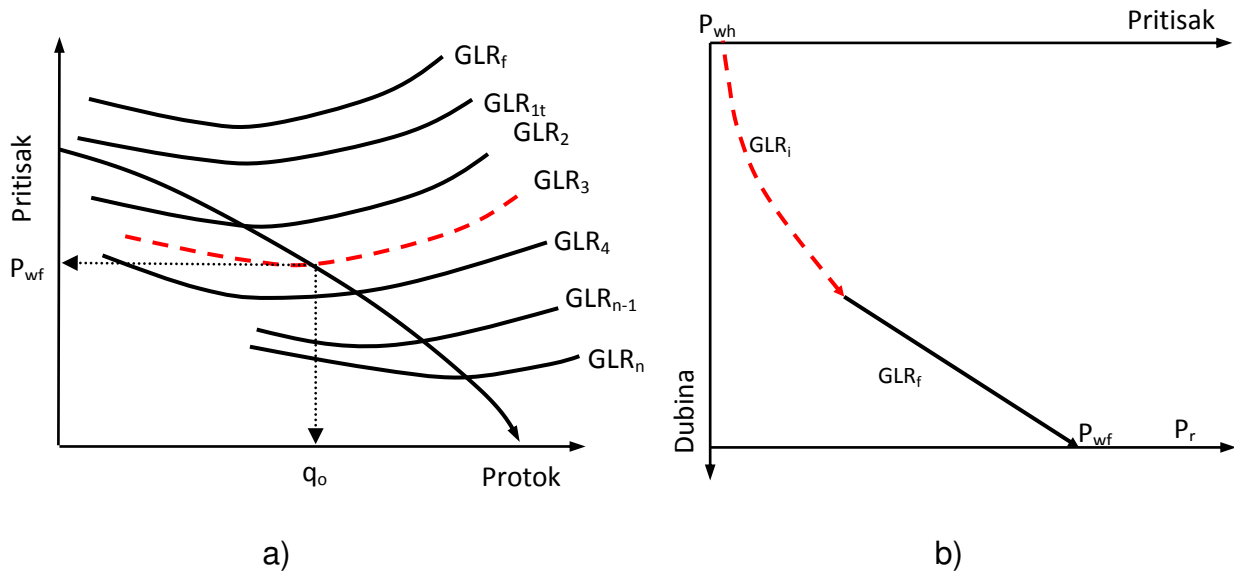
Metoda najmanjih kvadrata se može uspešno primeniti za određivanje krive karakteristike rada gaslifta (Schmidt i dr, 1990; Solesa, 1990; Solesa, 1997; Bahadori i Moshfeghian, 2001; Ayatollahi i dr, 2001; Vazquez-Roman i Palafox-Hernandez, 2005). Optimalnu proizvodnju bušotine treba dobiti pri optimalnoj raspodeli pritiska od ležišnog do njegove vrednosti u separatoru. Ostale vrednosti pritiska između ove dve granične vrednosti zavise od proizvodnje fluida i količine utisnutog gasa.

Kriva karakteristike rada gaslifta određuje se iterativnim postupkom. Polazni element u iterativnom postupku predstavlja IPR kriva. Količina utisnutog gasa (GLR) prikazana je u funkciji pritiska i protoka na slici 5.26.a isprekidanom linijom. Ista ta količina utisnutog gasa prikazana je u funkciji dubine i pritiska na slici 5.26. b. (takođe isprekidana linija).

Za pretpostavljene vrednosti proizvodnje fluida iterativnim postupkom se određuje potrebna vrednost GLR-a. Kao što se sa slike 5.26 vidi, jedna vrednost GLR mora da ima istu vrednost dinamičkog pritiska na dnu bušotine i to vrednost dinamičkog pritiska sa IPR krive (slika 5.26. a) i vrednost dinamičkog pritiska pri protoku fluida kroz bušotinu (slika 5.27 b). Iterativni postupak za određivanje GLR se ponavlja dok se ne postigne izjednačavanje vrednosti dinamičkog pritiska.

Iterativni postupak se ponavlja za nove vrednosti protoka fluida kako bi se odredio dovoljan broj tačaka koje predstavljaju vrednosti proizvodnje ,a koje su

neophodne za određivanje krive karakteristike rada gas lifta (već prikazano u tački 5.1.3.1, jednačina 5.1.). Svaki presek VLP krive sa IPR predstavlja jednu koordinatu tačke karakterisitike rada gaslifta.



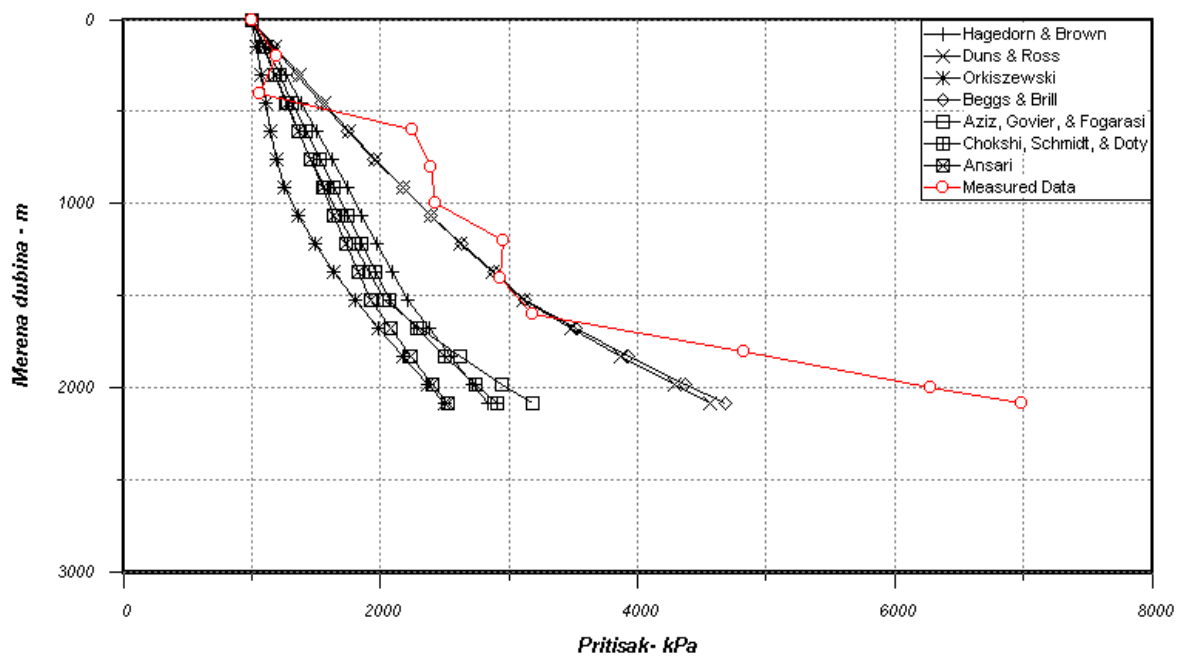
Slika 5.26. Postupak određivanja potrebne količine gasa za utiskivanje

5.2.3. Postupak analize proizvodnog sistema

Prvi i osnovni korak u postupku analize proizvodnog sistema predstavlja izbor korelacije za proračun gradijenta dinamičkog pritiska. Ovde su analizirane dve varijante: prva kada su poznate vrednosti dinamičkog pritiska i druga kada nisu poznate.

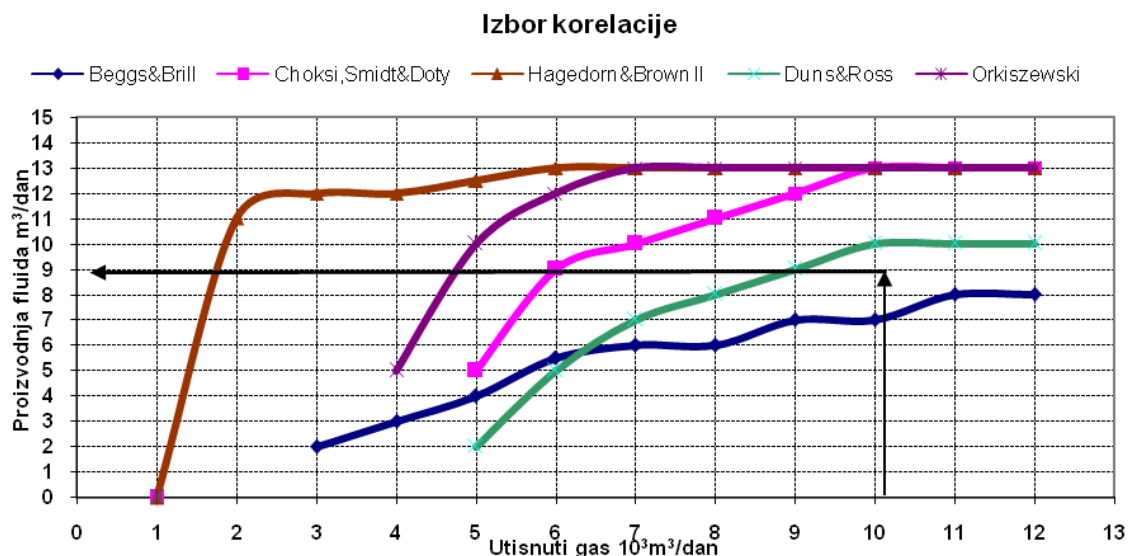
Ukoliko je vrednost merenog dinamičkog pritiska poznata, tada se na osnovu

rezultata primene različitih korelacija za proračun gradijenta dinamičkog pritiska kao što su Hagedorn&BrownII, Duns&Ross, Orkiszewski, Beggs&Brill, Chokshi, Smidt&Doty (Solesa i dr, 1999) bira ona korelacija koja se najbolje slaže sa merenim dinamičkim pritiskom. Na slici 5.27. vidi se da se vrednosti sa krive merenog dinamičkog pritiska najviše poklapaju sa vrednostima krivih izračunatih pomoću korelacija Duns-Ross I Beggs-Brill.



Slika 5.27. Izbor korelacije za proračun gradijenta dinamičkog pritiska na osnovu merenog dinamičkog pritiska

Ako vrednost merenog dinamičkog pritiska nije poznata, tada se korišćenjem odgovarajućih korelacija (Hagedorn&BrownII, Duns&Ross, Orkiszewski, Beggs&Brill, Chokshi, Smidt&Doty,...) određuju krive karakteristike rada. Izbor korelacije vrši se na osnovu merenih podataka proizvodnje fluida I količine utisnutog gasa. Na slici 5.28. prikazan je izbor korelacije na osnovu merene proizvodnje fluida I količine utisnutog gasa. Na osnovu poklapanja vrednosti utisnutog gasa I izmerene proizvodnje fluida zadovoljavajuće korelacije koje bi mogle da se koriste su Beggs-Brill I Duns-Ross.



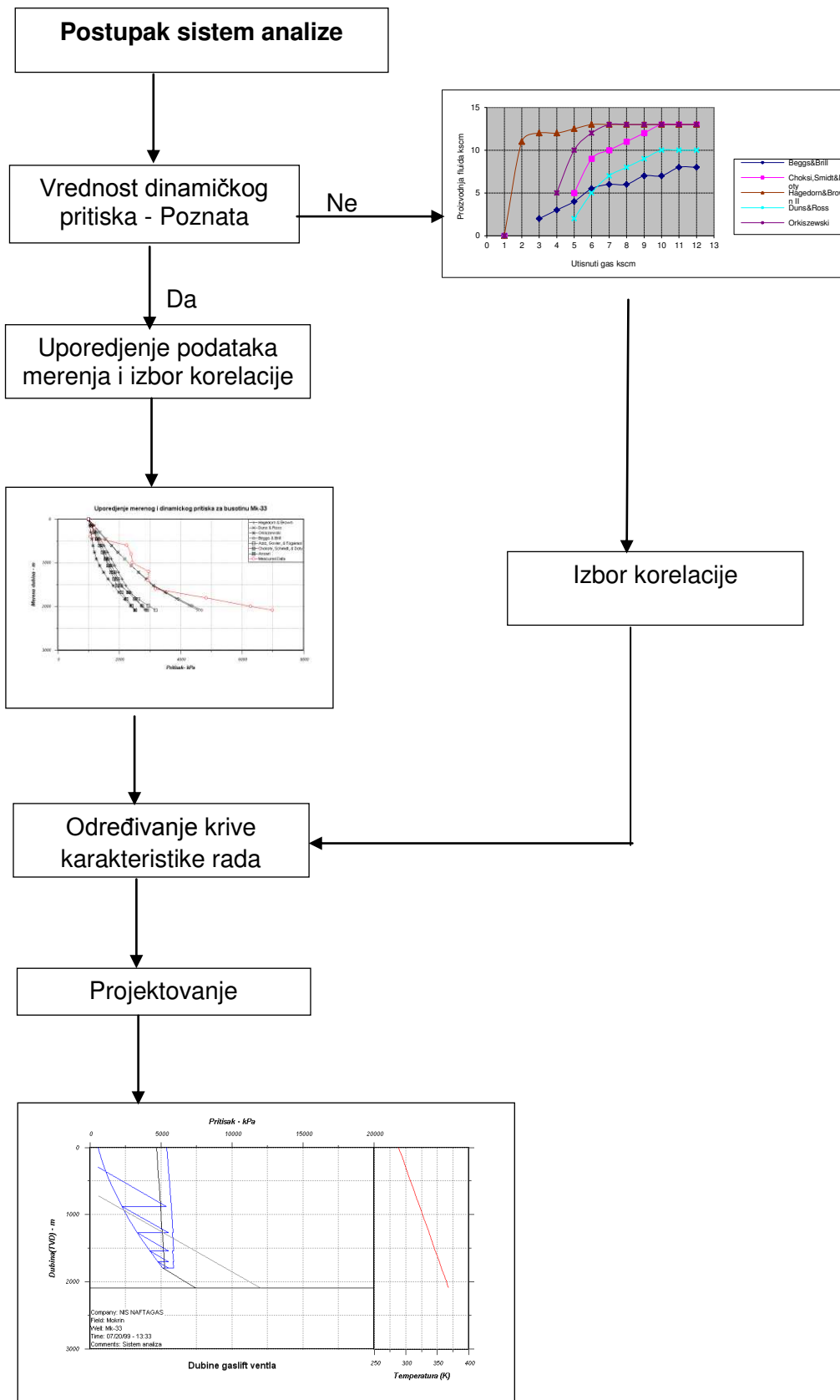
Slika 5.28. Izbor korelacije za proračun gradijenta dinamičkog pritiska na osnovu merenih podataka proizvodnje i utisnutog gasa

Na osnovu oba načina izbora korelacije dobijena je mogućnost da mogu da se koriste Beggs-Brill i Duns-Ross korelacije za proračun gradijenta dinamičkog pritiska.

U sledećem koraku, nakon izbora odgovarajuće korelacije (Beggs & Brill), vrši se određivanje krive karakteristike rada gaslifta.

Opisanim postupkom analize proizvodnog sistema stvorena je osnova za optimalno projektovanje kontinualnog gaslifta. Za projektovanje gaslifta primenjena je metoda smanjenja pritiska utiskivanja ($3,5 \text{ bara} + \Delta P$).

Posupak analize proizvodnog sistema i projektovanja prikazan je na slici 5.29.



Slika 5.29. Algoritam postupka analize proizvodnog sistema i projektovanja

6. PRIMENA MODELA

Primena modela urađena je na bušotinama naftnog polja Amal na kojima su prisutni analizirani proizvodni problemi. Urađena je analiza efikasnosti utiskivanja hemijskih inhibitora i određivanje optimalnih parametara rada bušotina u gas liftu. Svi eksperimentalni rezultati, kao i rezultati optimizacije egzaktno su prikazani osim oznaka bušotina na koje se podaci odnose prema dogovoru sa operaterom naftnog polja Amal.

6.1. ANALIZA EFIKASNOSTI UTISKIVANJA HEMIJSKIH INHIBITORA

Pritisak utiskivanja gasa u sistemu gas lifta se kreće od 77,22 bar do 82,74 bar. Kod bušotina sa manjom proizvodnjom instalirana je gasna dizna (na površini) u cilju kontrole zapremine gasa koji se utiskuje u bušotinu. Primena dizne uzrokuje pad temperature pri protoku gasa kroz nju što dovodi do hlađenja gasa koji se nalazi u međuprostoru. Takođe, smanjenje temperature gasa je još veće za dublje bušotine. Ohlađeni gas smanjuje temperaturu proizvedene nafte ponekad i ispod tačke stinjanja na površini što dovodi do intenzivnog taloženja parafina.

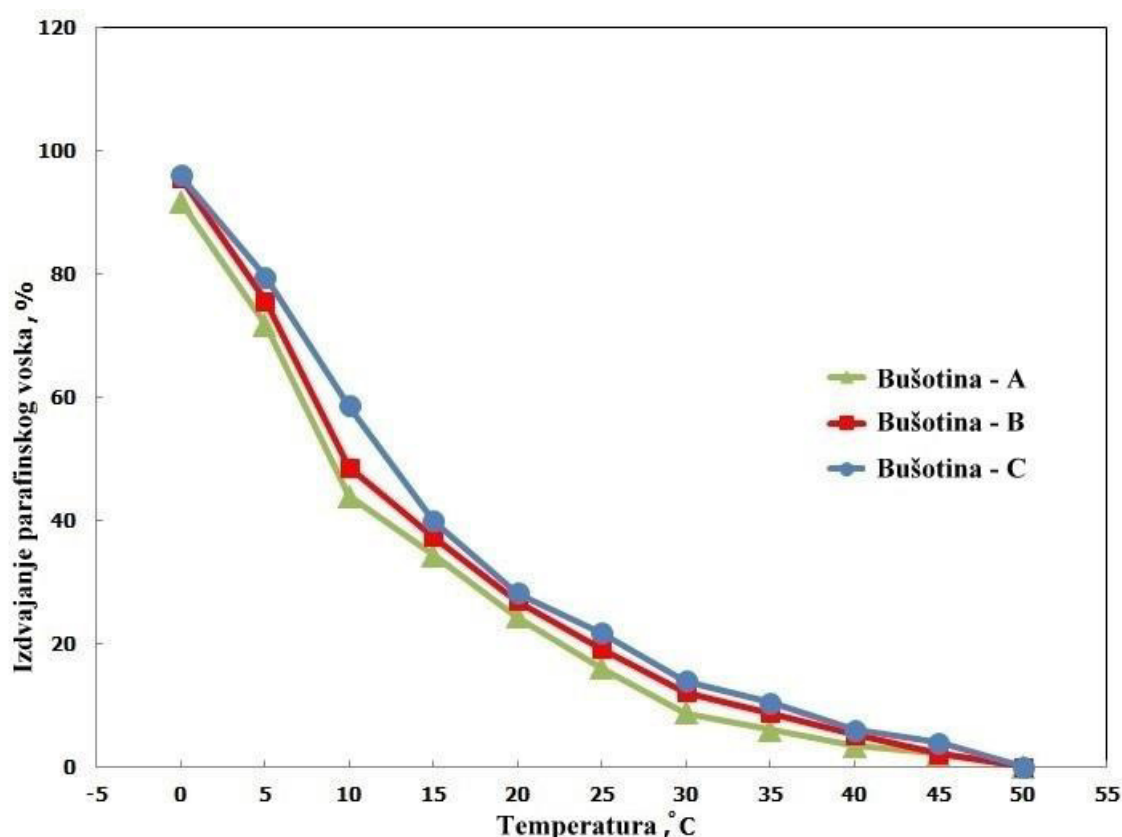
U tabeli 6.1 prikazan je procenat taloženja parafina u tubing u na tri bušotine (A, B i C) pre primene hemijskih metoda i optimizacije pritiska utiskivanja gasa. Takođe, u tabeli su prikazane vrednosti dnevne proizvodnje, pritiska zasićenja, pritiska utiskivanja gasa i maksimalno moguće dnevne proizvodnje.

Tabela 6.1. Procenat izdvajanja parafina u bušotini pre primene hemijskih inhibitora

Naziv Bušotine	Pritisak , (bar)	Pritisak zasićenja, (bar)	Temperatura na površini međuprostora, (°C)	Temperatur a taloženja, °C	Tačka stinjanja, (°C)	Proizvodnja , m ³ /dan	Maksimalna proizvodnja bušotina, m ³ /dan	Procenat izdvajanja parafina u bušotini
A	60.673	234.421	33	46	42	71.55	302.1	95%
B	62.052	234.421	35	48	43	79.49	286.2	80%
C	65.500	234.421	37	50	44	87.45	270.3	57%

Analiza efikasnosti utiskivanja hemijskih inhibitora izvedena je utiskivanjem hemijskih inhibitora zajedno sa gasom i to trihloretilen-kiseline (TEKS) u bušotinu A, etilen kopolimera u bušotinu B i kombinovanog polimera u bušotinu C. Uzorkovanje sirove nafte je vršeno svaki dan u periodu od 14 dana na sve tri bušotine, kako bi se utvrdila efikasnost primenjenih inhibitora.

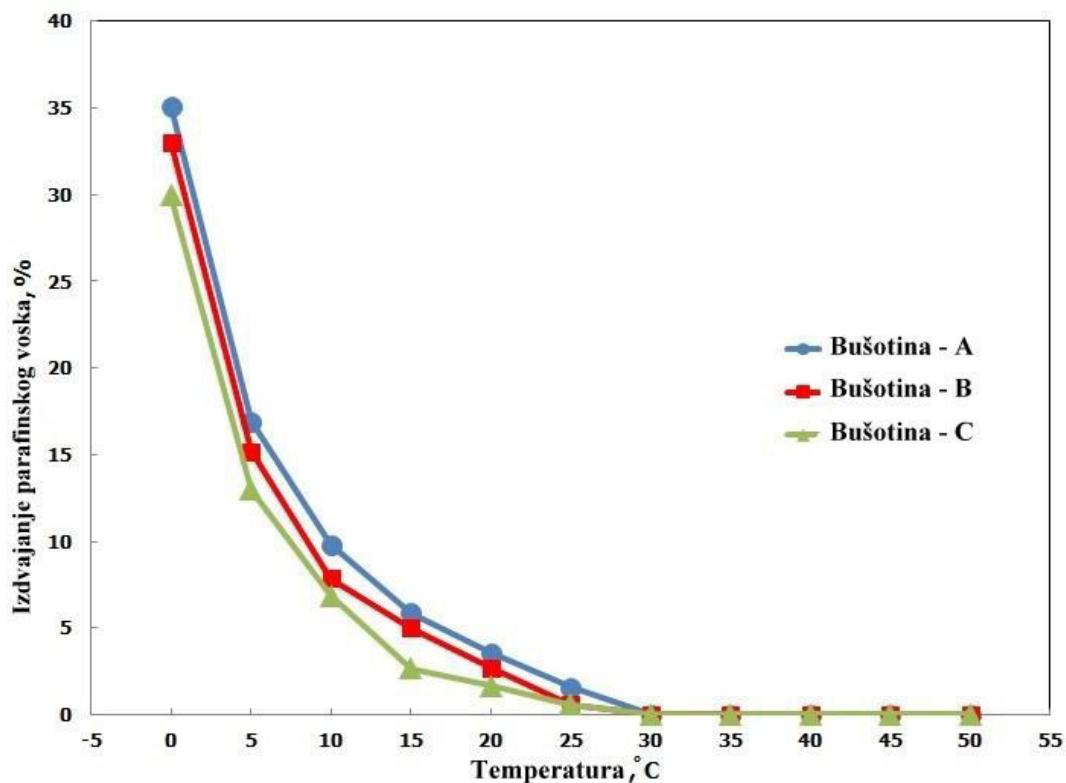
Na slici 6.1 prikazan je procenat taloženja parafina u zavisnosti od temperature pre utiskivanja hemijskih inhibitora. Parafini počinju da se talože u tubing u kada temperatura na površini međuprostora padne ispod 30°C, da bi dalji pad temperature intenzivirao taloženje.



Slika 6.1. Procenat taloženja parafina u zavisnosti od temperature u međuprostoru pre utiskivanja hemijskih inhibitora

Rezultati dobijeni eksperimentalno su ilustrativno dati na slici 6.2 i u tabeli 6.2. Prikazano je smanjenje procenta taloženja parafina sa temperaturama u međuprostoru nakon utiskivanja hemijskih inhibitora. Rezultati pokazuju da su temperature na kojima parafini počinju da se deponuje u tubing u značajno smanjene nakon utiskivanja hemijskih inhibitora kroz tubing zajedno sa gasom.

Takođe, može se videti da nema taloženja parafina nakon utiskivanja hemijskih inhibitora na tri bušotine, čak i na temperaturi od 30°C, u poređenju sa slučajem bez ubrizgavanja hemijskih inhibitora na 50°C (slika 6.1).



Slika 6.2. Procentualno smanjenje taloženja parafina nakon utiskivanja hemijskih inhibitora

Tabela 6.2. Procenat izdvajanja parafina na 0°C pre i posle utiskivanja hemijskih inhibitora

Naftne bušotine	Tačka stinjanja, (°C)	Temperatura taloženja, (°C)	Količine izdvojenog parafina u tubingu			
			Pre		Posle	
			Temp, (°C)	Taloženje	Temp, (°C)	Taloženje
A	42	46	0	94%	0°	30%
B	43	48	0	96%	0°	33%
C	44	50	0	98%	0°	35%

U tabeli 6.2 pokazan je procenat izdvajanja parafina na temperaturi od 0°C pre i nakon upotrebe hemijskih inhibitora. Rezultati potvrđuju da je procenat izdvajanja parafina redukovan na polovinu vrednosti posle upotrebe hemijskih inhibitora na temperaturi od 0°C.

Iako su korišćene tri različite vrste hemijskih inhibitora u ovim eksperimentima, sve su bile efikasne u smanjenju količine taloženja parafina u bušotini sa smanjenjem temperature sirove nafte. Eksperimentalno dobijeni rezultati mogu se interpretirati na sledeći način. Hemijski inhibitor TEKS reaguje sa parafinskim talogom u formiranju i sprečava njegov dalje taloženje održavajući tubing čistim. Etilen kopolimeri i hemijski kombinovani polimeri primarno imaju ulogu u prevenciji geliranja i/ili taloženja parafinskog voska u cevima. To je usled njihove reakcije sa kristalima parafina kako bi se sprečilo njihovo vezivanje i taloženje.

Dobijeni rezultati na osnovu eksperimenta pokazuju da utiskivanje hemijskih inhibitora zajedno sa gasom predstavlja moguće rešenje problema taloženja parafina u naftnim bušotinama kod kojih se primenjuje gas lift.

6.2. ODREĐIVANJE OPTIMALNIH PARAMETRA GAS LIFTA

6.2.1. Raspodela količine gasa za utiskivanje

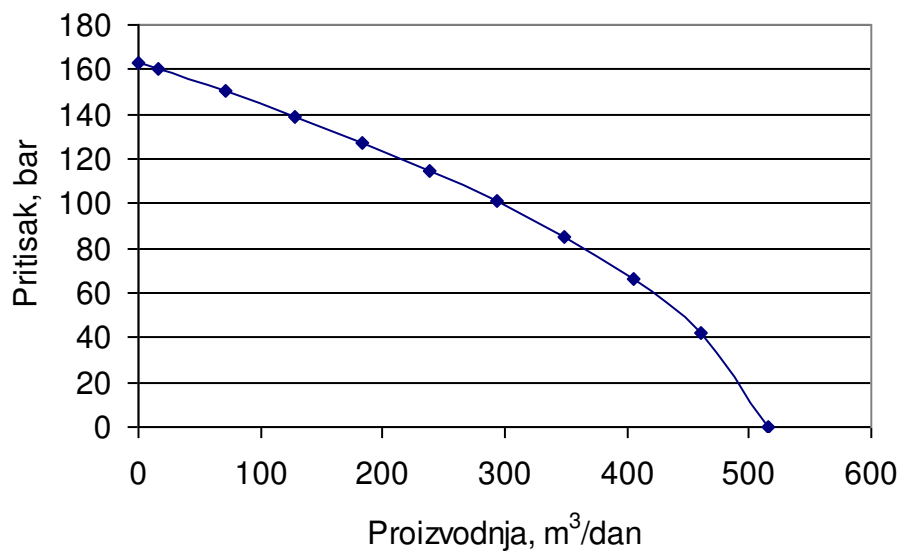
Primena razvijenog modela za raspodelu količine gasa za utiskivanje po bušotinama prikazaće se na primeru bušotina X1, X2, X3 i X4 koje se nalaze u blizini kompresorske stanice X. Podaci o bušotinama prikazani su u tabeli 6.3.

Tabela 6.3. Podaci o bušotinama

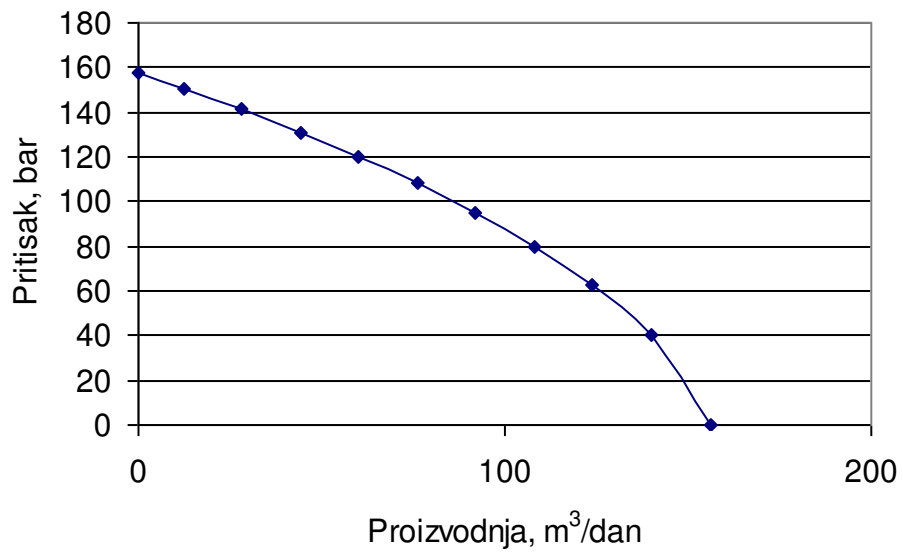
	Bušotina			
	X1	X2	X3	X4
Dubina bušotine, m	3111	3099	3164	3147
Dubina perforacija, m	2987	3059	3125	2953
Spoljni prečnik tubinga, mm / "	88,9 3,5	88,9 3,5	88,9 3,5	88,9 3,5
Dinamički pritisak na glavi bušotine, bar	7,6	6,2	6,9	5,5
Ležišni pritisak, bar	163,4	158	179,4	167
Dinamički pritisak, bar	82	58	138	131

	Bušotina			
	X1	X2	X3	X4
Proizvodnja nafte, m ³ /dan	372	124,9	14,9	66,6
Proizvodnja vode, m ³ /dan	0	13,6	82,2	0
GOR, m ³ / m ³	15,68	19,4	19,3	17,6
Gustina nafte, API ^o	36	36	37	36
Relativna gustina gasa	0,83	0,83	0,83	0,83
Radni pritisak utiskivanja, P _{inj} ,	71,7	43,5	69	40

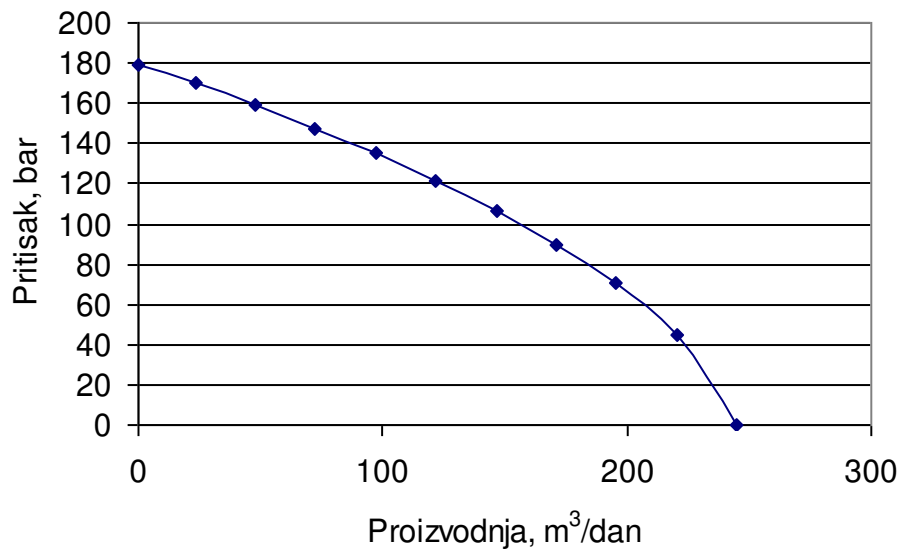
Na osnovu Vogel-ove metode i merenih vrednosti dinamičkog pritiska i proizvodnje fluida (tabela 6.3) izračunate su IPR krive za ove bušotine i predstavljene na slikama 6.3., 6.4. , 6.5. i 6.6.



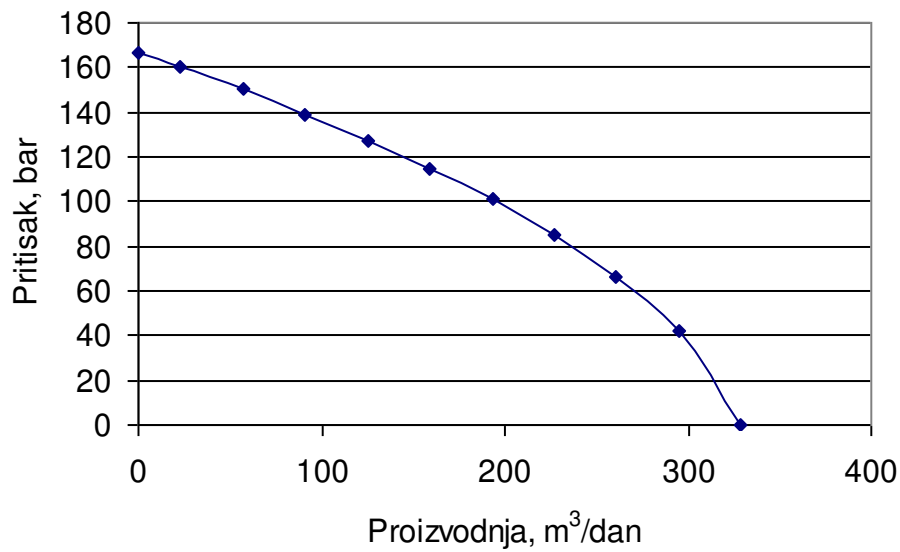
Slika 6.3. IPR kriva za bušotinu X1



Slika 6.4. IPR kriva za bušotinu X2

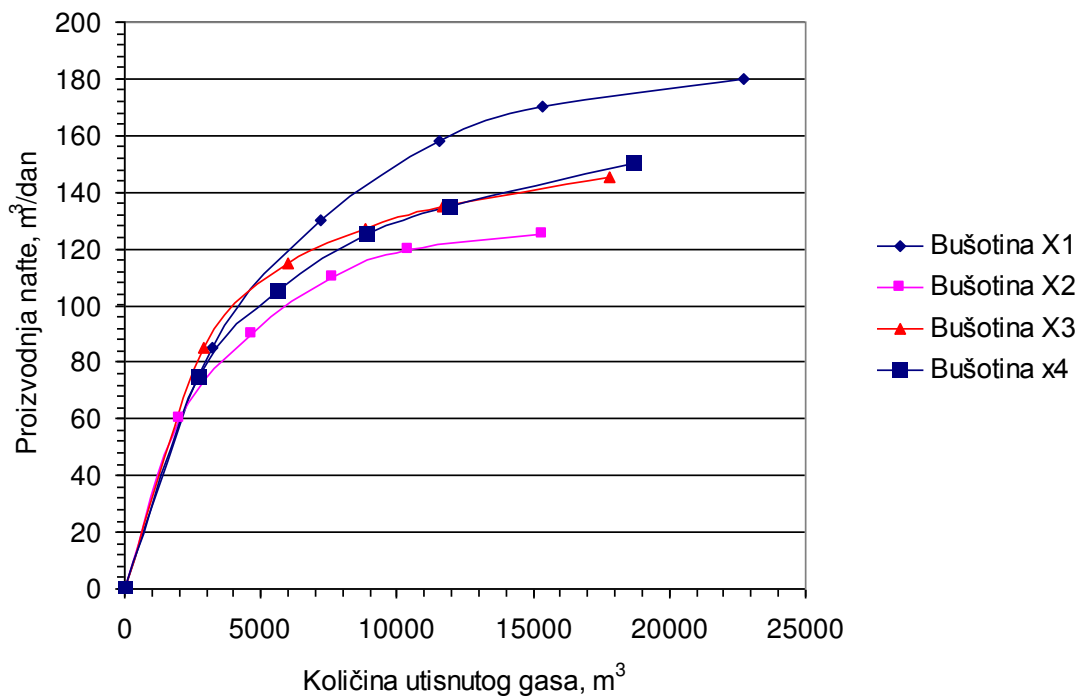


Slika 6.5. IPR kriva za bušotinu X3

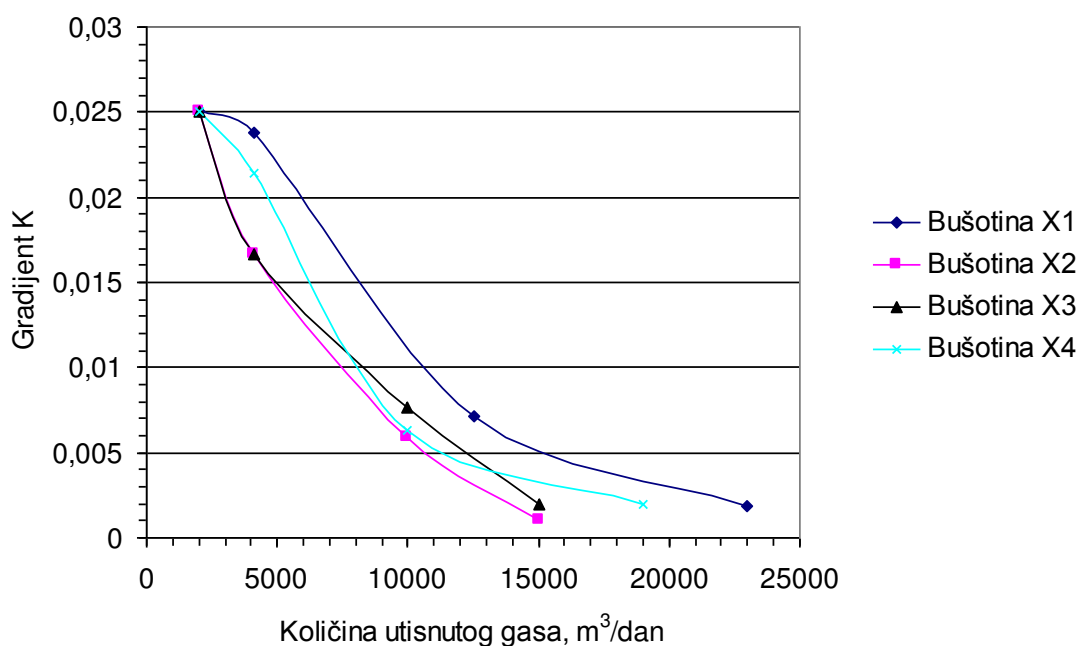


Slika 6.6. IPR kriva za bušotinu X4

Na osnovu VLP krivih i jednačine 5.1 definisane su krive karakteristike rada gas lifta za bušotine X1, X2, X3 i X4 (slika 6.7.). Primenom jednačine 5.2 izračunati su gradijenti u funkciji promene proizvodnje i količine utisnutog gasa za svaku bušotinu na bazi prethodno definisane krive karakteristike rada gas lifta. Izračunate gradijente krive za bušotine X1, X2, X3 i X4 prikazane su na slici 6.8.



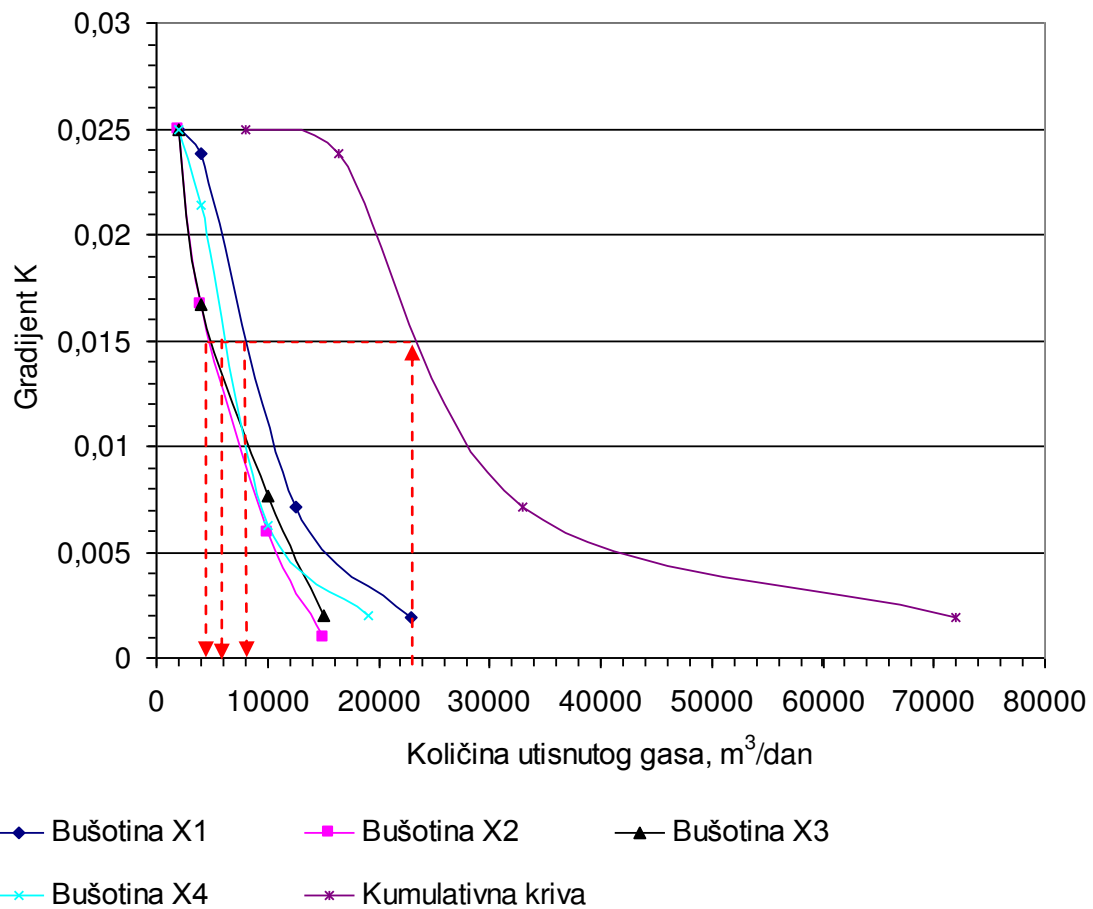
Slika 6.7. Krive karakteristike rada gaslifta



Slika 6.8. Gradijent krive

Sumiranjem gradijent krivih dobijena je kumulativna kriva (slika 6.9) na osnovu koje je izvršena raspodela količine gasa koja se utiskuje u bušotine X1, X2, X3 i X4.

Kao što je prikazano na slici 6.9, ograničena količina gasa za utiskivanje od 23100 m³/dan se preko kumulativne krive i gradijent krivih, raspoređuje za svaku bušotinu u količini od 8100 m³/dan (X1), 6000 m³/dan (X2), 4500 m³/dan (X3) i 4500 m³/dan (X4).



Slika 6.9. Gradijent krive i kumulativna kriva

Na osnovu utvrđene količine gasa koja se utiskuje određuje se proizvodnja za svaku bušotinu sa njene krive karakteristike rada. Dobijeni rezultati prikazani su u tabeli 6.4.

Table 6.4. Rezultati raspodele količine gasa i proizvodnje nafte

Bušotina	X1	X2	X3	X4
Količina utisnutog gasa, m ³ /dan	16.14	13.45	15.57	10.76
Proizvodnja nafte, m ³ /dan	90.6	66.8	81.88	50.1

Primenom prikazane metodologije može se za celo naftno polje Amal definisati optimalna proizvodnja nafte i količina utisnutog gasa.

6.2.2. Određivanje optimalnih parametara rada bušotina u gas liftu

Određivanje optimalnih parametara rada gaslifta na osnovu metodologije date u tački 5.2, urađeno je takođe za bušotine X1, X2, X3 i X4. Izračunavanje optimalnih parametara urađeno je na bazi računskog program razvijenog u okviru Excel-a. Za projektovanje gaslifta primenjena je metoda smanjenja pritiska utiskivanja od 3,5 bara za prvi gas lift ventil i dodatnog smanjenja pritiska za svaki naredni gaslift ventil (ΔP).

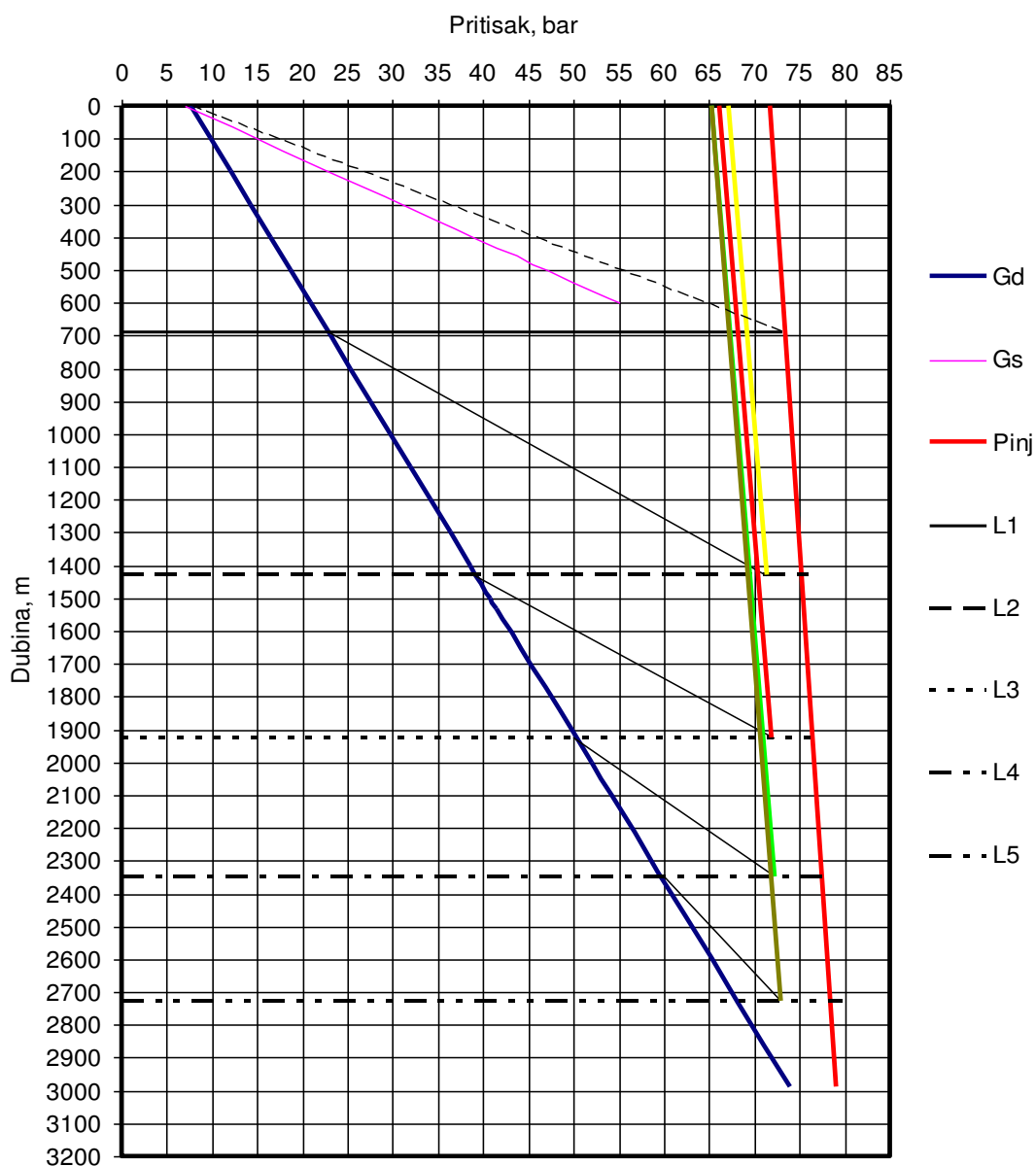
Na slikama 6.10, 6.11, 6.12 i 6.13 grafički su prikazani projektovani parametri gaslifta za bušotine X1, X2, X3 i X4. Na slici je prikazan broj gas lift ventila, dubina ugradnje i pritisak utiskivanja gasa. Takođe se može videti minimalni i maksimalni pritisak za svaki gaslift ventil. Optimalan broj ventila za sve bušotine iznosi pet. Optimalno određenu količinu gasa za utiskivanje potvrđuje i minimalni gradijent pritiska (kriva sa leve strane) koja kod svake bušotine omogućava ugradnju potrebnog broja ventila. Optimalnost sledi iz toga što nije moguće ugraditi nijedan ventil više od određenog broja (u ovom slučaju to je pet).

Projektovani parametri gaslifta nisu detaljno tabelarno prikazani, kako je to uobičajeno, na zahtev menađmenta zbog tajnosti određenih podataka.

U tabeli 6.5 prikazani su procentualni podaci o povećanju proizvodnje i smanjenju količine utisnutog gasa nakon izvršene optimizacije za bušotine X1, X2, X3 i X4. Rezultati ukazuju na uspešnost urađene optimizacije, kao i na neophodnost njene primene.

Tabela 6.5. Rezultati optimizacije rada bušotina u gasliftu

	Bušotina			
	X1	X2	X3	X4
Povećanje proizvodnje, %	7	13	26	18
Smanjenje količine utisnutog gasa, %	5	9	38	27



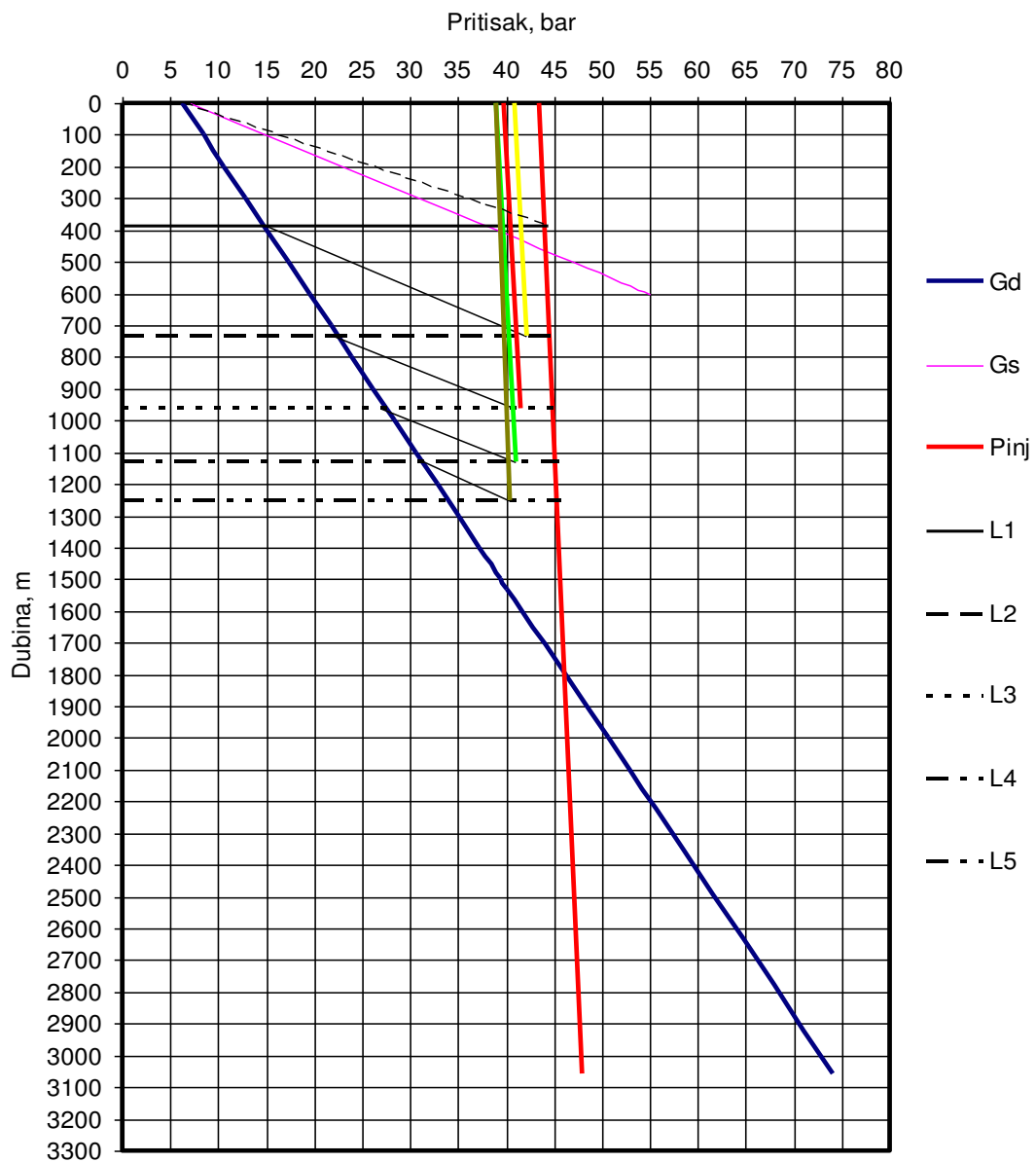
G_d -minimalni gradijent pritiska u bušotini, bar/m

G_s - statički gradijent pritiska u bušotini, bar/m

P_{inj} - pritisak injektiranja, bar

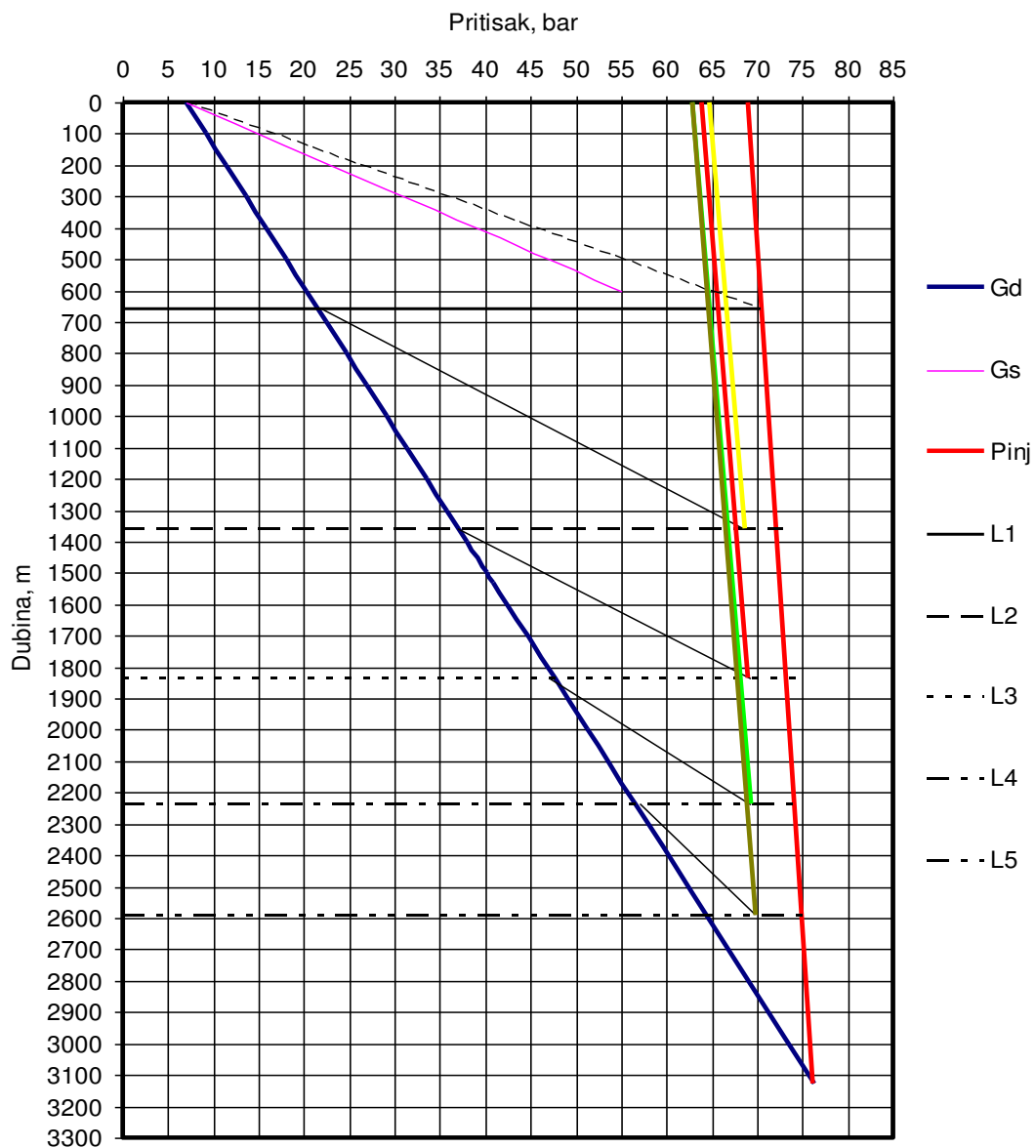
L_{1-5} - Dubina ugradnje gas lift ventila, m

Slika 6.10. Grafički prikaz projektovanih parametara gaslifta za bušotinu X1



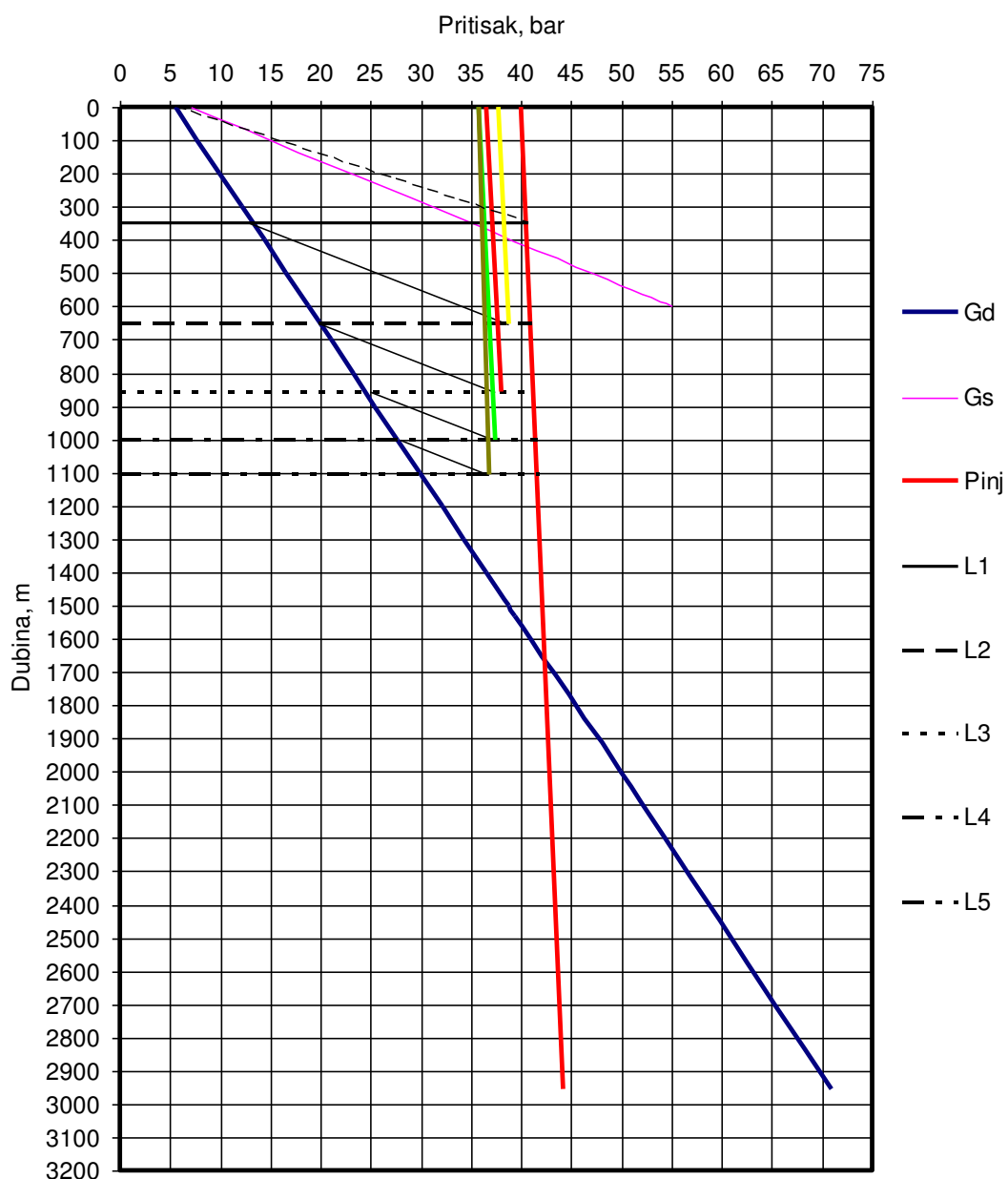
G_d -minimalni gradijent pritiska u bušotini, bar/m
 G_s - statički gradijent pritiska u bušotini, bar/m
 P_{inj} - pritisak injektiranja, bar
 L_{1-5} - Dubina ugradnje gas lift ventila, m

Slika 6.10. Grafički prikaz projektovanih parametara gaslifta za bušotinu X2



G_d -minimalni gradijent pritiska u bušotini, bar/m
 G_s - statički gradijent pritiska u bušotini, bar/m
 P_{inj} - pritisak injektiranja, bar
 L_{1-5} - Dubina ugradnje gas lift ventila, m

Slika 6.10. Grafički prikaz projektovanih parametara gaslifta za bušotinu X3



G_d -minimalni gradijent pritiska u bušotini, bar/m

G_s - statički gradijent pritiska u bušotini, bar/m

P_{inj} - pritisak injektiranja, bar

L_{1-5} - Dubina ugradnje gas lift ventila, m

Slika 6.10. Grafički prikaz projektovanih parametara gaslifta za bušotinu X4

7. ZAKLJUČAK

Doktorskom disertacijom proučavani su i analizirani problemi proizvodnje nafte i primenjene metode za njihovo rešavanje na naftnom polju Amal. Ukratko je prikazana proizvodnje nafte u Libiji, njene karakteristike i rezerve, da bi se ukazalo na značaj ovog naftnog polja.

Utvrđeno je da su na naftnom polju Amal ključni problemi koji prate proces proizvodnje: taloženje parafina, pojava slojnog peska, neefikasan rad gaslift sistema, neefikasna desalinizacija nafte i ekološki problemi. Proizvodni problemi, pojedinačno i više njih zajedno, uzrokovali su na nekim bušotinama smanjenje proizvodnje nafte od 40 do 75%. Zbog toga je bilo neophodno da se preduzmu dodatne mere i aktivnosti na rešavanju proizvodnih problema kako se oni nebi dodatno pogoršali i uzrokovali još veće smanjenje proizvodnje nafte.

Na osnovu karakteristika naftnog polja Amala, detaljne analize proizvodnih problema, kao i najnovijih literaturnih saznanja definisan je novi model za postizanje optimalne proizvodnje nafte. Model se sastoji iz dva ključna dela, prvog koji se bavi rešavanjem proizvodnih problema i drugog za određivanje optimalnih parametara rada gaslifta. Deo modela za rešavanje proizvodnih problema odnosi se na taloženje parafina, slojnog pesaka, rada gaslifta, taloženje soli i desalinizaciju i ekološke probleme. Rešavanje problema obuhvata metodologiju i potrebne alate za kvantifikovanje problema i metode za njihovo rešavanje. Deo modela za određivanje optimalnih parametara rada gaslifta obuhvata optimizaciju rada i to postupak optimizacije i analizu rada proizvodnog sistema.

Model obuhvata i ekološke aspekte funkcionisanja procesa proizvodnje nafte i algoritamski se predlažu mere za smanjenje uticaja na životnu sredinu.

Za efikasnije rešavanje problema taloženja parafina na naftnom polju Amal definisan je skup novih aktivnosti koje se moraju preduzeti. Neophodne aktivnosti obuhvataju određivanje intenziteta taloženja, temperaturni profil bušotine i brzinu taloženja. Nove aktivnosti omogućavaju precizno utvrđivanje zone taloženja parafina u bušotini u cilju određivanja tačnog mesta za utiskivanje aditiva.

Utvrđeno je da se primena hemijskih metoda može nastaviti pri čemu je potrebno izvršiti optimizaciju količinu aditiva koji se koristi uz redovno praćenje i kontrolu procesa utiskivanja. Iz tog razloga izvršena je analiza efikasnosti utiskivanja hemijskih inhibitora i to trihloretilen-kiseline (TEKS), etilen kopolimera i kombinovanog polimera. Na bazi analize uzorkovane sirove nafte u periodu od 14 dana utvrđeno je da nema taloženja parafina nakon utiskivanja hemijskih inhibitora, čak i na temperaturi od 30°C, ali je najbolje rezultate pokazao inhibitor TEKS sa aspekta potrošnje i efikasnosti.

Pored hemijskih metoda, predlaže se primena termičkih metoda za rešavanje problema taloženja parafina, odnosno zagrevanje bušotine i naftovoda grejnim kablom u cilju povećanja proizvodnje bušotina. Termičke metode se lako i brzo mogu primeniti na grupi bušotina sa visokom temperaturom stinjanja nafte. Njihova primena se preporučuje, a od menadžmenta zavisi da li će biti primenjena. Ovaj predlog obuhvata i instaliranje gas motor generatora koji će koristiti gas, koji se sada spaljuje, za proizvodnju električne energije pa će time biti obezbeđeni i dodatni izvori električne energije za primenu termičkih metoda.

Za rešavanje prodora slojnog peska u proizvodni sistem predložena je primena „Gravel pack“ metode. Definisana je kompletna procedura od uzimanje uzorka slojnog peska, izvođenja granulometrijske analize slojnog peska u cilju određivanja uniformnosti slojnog peska, optimalne granulacije gravela, kao i određivanja optimalnog zazora filtera. Izabran je najsavremeniji „Halliburton“-ov troslojni filter, složene konstrukcije, koji uz adekvatno ugrađen gravel u potpunosti sprečava prodor slojnog peska.

U cilju efikasnije proizvodnje nafte definisan je model za adekvatnu raspodelu gasa koji se utiskuje u bušotine na nivou sabirnih stanica, odnosno kompresorskih stanica. Definisani model se bazira na traženju optimalnog rešenja između ukupno raspoložive količine gasa koja se može utiskivati i potrebne količine gasa za rad bušotina u gasliftu, a u cilju postizanja maksimalno moguće proizvodnje nafte. Model je omogućio, pored same raspodela gasa po bušotinama kao prioritetnog zadatka, i značajno redukovanje troškova komprimovanja gasa što utiče na smanjenje proizvodnih troškova.

U cilju optimizacije proizvodnje nafte urađena je analiza proizvodnog sistema rada bušotina u gasliftu. Primenom analize proizvodnog sistema definisani su optimalni parametri proizvodne opreme u bušotinama kao što su broj gas lift ventila, dubina ugradnje gas lift ventila, radni pritisak u gas lift ventilima i dr. Primenjenom analizom proizvodnog sistema ostvarena je efikasnija proizvodnja nafte sa jedne strane i povećanje proizvodnje nafte sa druge strane.

Predložen je novi savremeni postupak desalinizacije na naftnom polju Amal. Nakon detaljne analize postojećeg sistema za desalinizaciju, urađenih literaturnih istraživanja i proučavanja savremenih rešenja koja se primenjuju na drugim naftnim poljima, utvrđeno je da je radi efikasnijeg rada potrebno dodati novu opremu i određenu postojeću zameniti savremenijom. Od nove opreme dodat je filter podpritiskom, dok je prigušni ventil zamenjen sa mešalicama sa prigušnicama (MOM) i električni desalter zamenjen sa hidrociklonskim desalterom.

Predloženi novi koncept desalinizacije omogućiće znatno smanjenje proizvodnih i operativnih troškova, dok će sadržaj soli u sirovoj nafti biti smanjen na manje od 3 mg/l. Takođe, eliminiše se opasnost od strujnog udara usled primene električnih desaltera u dosadašnjem procesu.

Definisani je savremeni integralni koncept pripreme proizvedene slojne vode na naftnom polju Amal i predložena metoda njenog odlaganja. Izabrano je metoda odlaganje slojne vode utiskivanjem u geološke formacije kao ekonomski i ekološki najbolje rešenje. Za pripremu slojne vode izabrana je varijanta koja ima najmanje eksploatacione troškove (taložni rezervoari i rezervoar sa tečnim hidrofobnim filterom). Definisani koncept pripreme slojne vode podržava postojeći način odlaganja u taložne jame za isparavanje čime se obezbeđuje postojanje dva nezavisna sistema za odlaganje slojne vode na naftnom polju što daje dodatnu sigurnost u radu. Ukoliko iz nekog razloga dođe do kvara u sistemu za utiskivanje, odlaganje slojne vode se može preusmeriti u taložne jame za isparavanje.

Definisani koncept pripreme slojne vode i predloženi način njenog odlaganja ima višestruke efekte s obzirom na to da:

- rešava postojeći ekološki problem zagađenja životne sredine,

- omogućava dalje odlaganje slojne vode u geološke formacije ili taložne jame na ekološki bezbedan način,
- utiče na održavanje ležišne energije i
- doprinosi eventualnom povećanju iskorišćenja ležišta, odnosno proizvodnje nafte.

Naučni doprinos doktorske disertacije se ogleda u originalnom modelu za rešavanje proizvodnih problema na naftnom polju Amal. Predložena rešenja omogućavaju da se unapredi rešavanje proizvodnih problema, efikasnije vodi proces proizvodnje i poveća proizvodnja nafte. Disertacija, pored značaja za ovo naftno polje, ima i širi značaj pošto je predloženi model primenjiv i na drugim naftnim poljima za rešavanje sličnih problema i određivanje optimalnih parametara rada.

Doktorska disertacija, pored naučnog ima i značajan stručni doprinos. On se odnosi na rešavanje brojnih praktičnih problema u procesu optimizacije proizvodnje nafte i modeliranju nove i efikasnije tehnologije za njenu eksploataciju.

Pojedini delovi modela (taloženje parafina, slojni pesak, rad gaslifta) već su primenjeni u praksi i dali pozitivne rezultate. Time je verifikovan urađeni model i potvrđen praktični značaj koji ima doktorska disertacija. Predložena rešenja za pripremu slojne vode i odlaganje i desalinizaciju nafte biće prezentovana menadžmentu kompanije da bi se nakon toga videlo da li će se primeniti.

8. Literatura

- Abdel-Aal, H.K., Aggour M., Fahim. M.A., (2003) Petroleum and Gas Field Processing, CRC Press.
- Abdul-Wahab S., Elkamel A., Madhuranthakam C.R., Al-Otaibi M.B. (2006) Building inferential estimators for modeling product quality in a crude oil desalting and dehydration process, Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, Volume 45, Issue 7, 568-577.
- Abilov F.A., Orudjev A.G., Lange R., (1999) Optimization of oil-containing wastewater treatment processes, Desalination 124, 1–3, 225-229.
- AEO, (2011), Annual Energy Outlook.
- Ahmed S.A. Abuel Ata, Salah S.S. Azzam, Nahla A.A. El- Sayed, (2012) The improvements of three-dimensional seismic interpretation in comparison with the two-dimensional seismic interpretation in Al-Amal oil field, Gulf of Suez, Egypt, Egyptian Journal of Petroleum, Volume 21, Issue 1, 61-69.
- Al-Hengari S., El-Bousiffi M., El-Moudir W., (2007) Libyan Petroleum Institute experience in evaluation of desalination plants in the Libyan oil sector, Desalination, Volume 206, Issues 1–3, 5, 633-652.
- Al-Mabrouk K., Soar J., (2009) Identification of key issues for successful technology transfer in the Arab countries: a Delphi study, International Journal of Technology Transfer and Commercialisation 8 (1), 22–50.
- Al-Shamrani A.A, James A., Xiao H., (2002) Separation of oil from water by dissolved air flotation, Colloid Surf.A-Physicochem.Eng.Asp. 209 15-26.
- Amal, (2013) Amal Oil Field (Redevelopment), Libya, Commercial Asset Valuation and Forecast to 2017, <http://reportsandreports.com/market-reports/amal-oil-field-redevelopment-libya-commercial-asset-valuation>.
- Amal (2011), Production data.
- Ancheyta J., Fernando T. (2009) Asphaltenes: chemical transformation during hydro-processing of heavy oils. New York, NY, USA: CRC Press Taylor & Francis Group.
- APPA (2011), African Petroleum Producers Association, www.appa.int.
- APS (2011) Libya - The Local Refineries, APS Review Downstream Trends.
- Ararimeh A., Dhurjati Prasad C., Angelus P., Sastry M.K.S., (2013) Wax formation in oil pipelines: A critical review, International Journal of Multiphase Flow, 37, 671– 694.

- Ariweriokuma, S. (2008), *Political Economy of Oil and Gas in Africa*, the Routledge Studies in International Business and the World Economy, Taylor & Francis.
- ASPO - Association for the study of peak of oil and gas (2011), www.peakoil.net
- Auty, R., 2001. *Resource Abundance and Economic Development*, Oxford University Press, Oxford, UK, 356.
- Ayatollahi S., Bahadori A., Moshfeghian A., (2001). "Method optimises Aghajari oil field gas lift," *Oil and Gas Journal*, vol. 99, no. 21, pp. 47–49.
- Ayatollahi S., Narimani M., Moshfeghian M. (2004) Intermittent gas lift in Aghajari oil field, a mathematical study, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 42, Issues 2–4, 245-255.
- Bahgat, G. (2006) *Libya Looks to a Bright Future Post-Sanctions*, Mediterranean Yearbook 2006. Institut Europeu de la Mediterrània, Barcelona.
- Bahadori S.A., Moshfeghian M., (2001). "Simulation and optimization of continuous gas lift system in Aghajari oil field," in *Proceedings of the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia.
- BaiZ.S., Wang H.L. (2007) *Crude Oil Desalting Using Hydrocyclones*, *Chemical Engineering Research and Design*, Volume 85, Issue 12, 1586-1590
- Bande R.M., Prasad B., Mishra I.M., Wasewar K.L., (2008) Oil field effluent water treatment for safe disposal by electro-flotation, *Chem. Eng., J.*, 137, 503–509.
- Barre L, Sebastien S, Thierry P. (2008). Solution properties of asphaltenes, *Langmuir*, 24, 3709-3717.
- Beaudry G., Xu Pei, Cath T.Y., (2013) Forward osmosis treatment of drilling mud and fracturing wastewater from oil and gas operations, *Desalination*, 312, 60-66.
- Becker J.R. (1997). *Crude oil waxes, emulsions and asphaltenes*. Tulsa, OK, USA, Penn Well Publishing Company.
- Beggs H., (2008). *Production Optimization Using Nodal Analysis*, Oil & Gas Consultants, 2nd edition.
- Bello O.O., Ademodi B.T., Akinyemi P.O. (2005) Xylene-based inhibitor solves crude oil wax problems in Niger Delta pipeline. *Oil & Gas Journal*, 103, 10-56.
- Bello O.O., Fasesan S.O., Teodoriu C., Reinicke K.M. (2006). An evaluation of the performance of selected wax inhibitors on paraffin deposition of Nigerian crude oils. *Petroleum Science and Technology*, 24, 195-206.

- Binder Benjamin Julian Tomte (2012) Production Optimization in a Cluster of Gas-Lift Wells, Master of Science in Engineering Cybernetics, Supervisor: Bjarne Anton Foss, Department of Engineering Cybernetics, Norwegian University of Science and Technology.
- Bormashenko E., Balter S., Bormashenko Y., Aurbach D., (2012) Honeycomb structures obtained with breath figures self-assembly allow water/oil separation, *Colloid. Surface.A*, 415, 394-398.
- BP (2010), Statistical review of world energy.
- BP (2011), Statistical Review of World Energy.
- Bratskaya S., Avramenko V., Schwarz S., Philippova I., (2006) Enhanced flocculation of oil-in-water emulsions by hydrophobically modified chitosan derivatives, *Colloid Surf. A-Physicochem.Eng.Asp.* 275, 168-176.
- Brown K. E. (1984). The technology of artificial lift methods. Tulsa: PPC Books.
- Broekman S., Pohlmann O., Beardwood E.S., Cordemans de Meulenaer E., (2010) Ultrasonic treatment for microbiological control of water systems, *Ultrason. Sonochem.*, 17, 1041–1048.
- Cambiella A., Benito J.M., Pazos C., Coca J., (2006) Centrifugal separation efficiency in the treatment of waste emulsified oils, *Chem. Eng.Res. Des.* 84, 69-76.
- Camponogara E, Nakashima P.H.R. (2006) Solving a gas lift optimization problem by dynamic programming, *European Journal of Operational Research*, Volume 174, Issue 2, 1220-1246.
- Chacartegui R., Sanchez D., Gregorio N., Jiménez-Espadafor F.J., Muñoz A., Sanchez T. (2009) Feasibility analysis of a MED desalination plant in a combined cycle based cogeneration facility, *Applied Thermal Engineering*, Volume 29, Issues 2–3, 412-417.
- Chen W., Peng J., Su Y., Zheng L., Wang L., Jiang Z., (2009) Separation of oil/water emulsion using Pluronic F127 modified polyethersulfone ultrafiltration membranes, *Sep. Purif. Technol.* 66, 3, 591-597.
- Civan F., (2007) Chapter 20 - Reservoir sand migration and gravel pack damage: Stress-induced formation damage, sanding tendency, and prediction, *Reservoir Formation Damage (Second Edition)*, 814-828.
- Codas A., Camponogara E. (2012) Mixed-integer linear optimization for optimal gas lift allocation with well-separator routing, *European Journal of Operational Research*, Volume 217, Issue 1, 222-231.
- Cordoba A.J., Schall C.A. (2001) Solvent migration in a paraffin deposit, *Fule* 80, 1279-1284.

- Cristante, M., Selves, J. L., Grassy, G., Orrit, J., Garland, F., 1990. Choice of paraffin inhibitors for crude oils by principal component analysis, *Anal. Chim. Acta* 229, 267-276.
- Cui J.Y., Zhang X.F., Liu H.O., Liu S.Q., Yeung K.L., (2008) Preparation and application of zeolite/ceramic microfiltration membranes for treatment of oil contaminated water, *J. Membr. Sci.*, 325, 420–426.
- Danilović D., Elnori Elmabrouk Elhadad, Leković B., Živković M. (2014) Određivanje optimalne količine gasa koji se utiskuje za rad gaslift sistema, *Tehnika* br. 5, 751-758.
- Danilović D., Elnori Elmabrouk Elhadad., Karović Maričić V., Crnogorac M. (2013) Karakteristike proizvodnje nafte u Libiji sa posebnim osvrtom na naftno polje Amal, *Tehnika* br. 1, 46-50.
- Danilovic D., KarovicMaričić V., Batalovic V., Lekovic B., (2012) Device for more efficiency production of heavy oil, *Chemical Engineering Research and Design*, 90 (2), 238-242.
- Danilovic D., (2011) Development of specific heating cables for application in oil well, Ministry of Science and Technological Development of Serbia, Innovation project 391-00-00028/2009-02-RFL-IA/05.
- Danilovic D.S., Karovic-Maričić V.D, Secerov R.M, Ivezić D.D., Živkovic M.A, (2011a) Laboratory testing and simulation of the paraffin deposition in Turija field oil well in Vojvodina, *Hem.ind.* vol 65, No 3, 249-256.
- Danilović D., Karović-Maričić V., Ivezić D. (2010) Primena savremenih metoda u upravljanju procesom proizvodnje nafte i gasa, Rudarsko geološki fakultet, Beograd, 164.
- Danilovic D. S., Karovic-Maričić V. D., Cokorilo V. B., (2010a) Solving paraffin deposition problem in tubing by heating cable application, *Thermal Sci.* 14, 247-253.
- Danilovic D., Karovic-Maričić V., (2008) Method of tubing electric heating application for solving paraffin deposition problem during oil production, *Tehnika* 3, 1–8.
- Danilović D., (1997) Mogućnosti efikasnije proizvodnje parafinske nafte na poljima naftne industrije Srbije, Magistarski rad, Rudarsko-geološki fakultet, 1997.
- Daiminger U., Nitsch W., Plucinski P., Hoffmann S., (1995) Novel techniques for oil/water separation, *J. Membr. Sci.*, 99, 197–203.

- Darwish M.A., Alotaibi S., Alfahad S. (2008), On the reduction of desalting energy and its cost in Kuwait, *Desalination*, Volume 220, Issues 1–3, 483-495.
- Darwish M.A. (2007) Desalting fuel energy cost in Kuwait in view of \$75/barrel oil price, *Desalination*, Volume 208, Issues 1–3, 306-320.
- Davis, J.M., Ossowski, R., Fedilino, A. (2003) *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. International Monetary Fund, Washington, DC.
- Deng F., Deng J., Yan W., Zhu H., Huang L., Chen Z., (2013) The influence of fine particles composition on optimal design of sand control in offshore oilfield, *J Petrol Explor Prod Technol*, DOI 10.1007/s13202-012-0045-7.
- Denney D., (2002). "Simulation and optimization of continuous gas lift," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 54, no. 5, p. 60.
- Diallo M.S., Cagin T., Faulon J.L., and Goddard W.A., (2000) Thermodynamic properties of asphaltenes: a predictive approach based on computer assisted structure elucidation and atomistic simulations, *Elsevier Science*, 40,103-127.
- DicaLite (2013) www.dicalite.com
- Dmitriy S.B., Patzek T.W., (2000) Control of Water Injection into a Layered Formation, *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, 3–5 April, pp. 1-11.
- Đajić N. (2003) *Energija za održivi svet*, Rudarsko geološki fakultet, Beograd.
- Đajić N. (2011) *Energetika Srbije: juče, danas, sutra*, Rudarsko geološki fakultet, Beograd, 245.
- Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen (2012) Produced water treatment technologies, *International Journal of Low-Carbon Technologies* 2012, 0, 1–21.
- EIA (2010), *Libyan crude oil characteristics*, www.eia.gov.
- EIO (2009), *US Energy Information Administration Independent Statistics and Analysis*, www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/liquid_fuels.html.
- Elnori E. Elhaddad, Alireza Bahadori, Manar El-Sayed Abdel-Raouf, Salaheldin Elkatatny, (2014) Nove eksperimentalne metode sprečavanja formiranja taloženja parafina u naftnim bušotinama: Studija slučaja na polju u Libiji, *Hem.ind.* DOI:10.2298/HEMIND130717040E.
- Elsharkawy A. M., Al-Sahhaf T. A., Fahim M. A., Al-Zabbai W. (1999) Determination and Prediction of Wax Deposition from Kuwaiti Crude Oils, *SPE 54006*, Paper presented at the 1999 SPE Latin American and

- Caribbean Petroleum Engineering Conference, Venezuela, April 21-23, 1999.
- EPA (2009), National Primary Drinking Water Regulations, <http://water.epa.gov/drink/contaminants/upload/mcl-2.pdf>.
- EU, (2009), Trade Sustainability Impact Assessment (SIA) of the EU–Libya Free Trade Agreement.
- Farajzadeh R., (2004) Produced Water Re-Injection (PWRI) - An Experimental Investigation into Internal Filtration and External Cake Build-up, Delft University of Technology, 159.
- Fariborz R., Ehsan K., Hanieh R. (2010) Oil Field Optimization Based on Gas Lift Optimization, 20th European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE20.
- Feiyue W., Hong L. (2012) Study on the divided-wall electric desalting technology for Suizhong crude oil, *Desalination*, Volume 307, 20-25.
- Freeman B.D., Pinnau I., (2004) Gas and liquid separations using membranes: an overview, *ACS Symp. Ser.*, 876, 1–23.
- Gholam R.C., Dariush M. (2013) Theoretical and experimental investigation of desalting and dehydration of crude oil by assistance of ultrasonic irradiation, *Ultrasonics Sonochemistry*, Volume 20, Issue 1, 378-385.
- Gravel Packing and Sand Control, *Developments in Petroleum Science*, Volume 26, 1989, Pages 699-842.
- Guerrero-Sarabia I., Fairuzov Y.V. (2013) Linear and non-linear analysis of flow instability in gas lift wells, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, In Press, Accepted Manuscript.
- Guo B., Lyons W.C., Ghalambor A., (2007) *Petroleum production engineering*, Elsevier Science & Technology Books, 288.
- Guo T., Zhang S., Wang L., Sui W., Wen H. (2012) Optimization of proppant size for frac pack completion using a new equipment, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volumes 96–97, 1-9.
- Gutierrez F., Hallquist A., Shippen M., Rashid K., (2007). “A new approach to gas lift optimization using an integrated asset model,” in *SPE International Petroleum Technology Conference (IPTC '07)*, pp. 1371–1380, Dubai, UAE.
- Hallet D. (2002) History of Libyan oil exploration and production, *Petroleum Geology of Libya*, 17-47.
- Hallibarton, (2012), Filter construction.
- Hallibarton, (2012a), Gravel.

- Hamouda A. A., Davidsen S. (1995) An Approach for Simulation of Paraffin Deposition in Pipelines as a Function of Flow Characteristics with a Reference to Teeside Oil Pipeline, SPE 28966, and Paper presented at the 1995 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Texas, and February 14-17.
- Harouge (2011), About Harouge Oil Operations, Harouge Oil Operations, www.vebalibya.com.
- Harvie C. (2013) Oil and economic development: Libya in the post-Gaddafi era, *Economic Modelling*, Volume 32, 273-285.
- Hatcher W.B., Chilingarian G.V., Solum J.R. (1989) Chapter 6 Gravel Packing, *Developments in Petroleum Science*, Volume 19, Part B, 1989, Pages 191-220.
- Honga A., Fane A.G., Burford R., (2003) Factors affecting membrane coalescence of stable oil-in-water emulsions, *J. Membr. Sci.*, 222, 19–39.
- HTI (2011), Oil Wastewater Treatment & Gas Wastewater Treatment: Lead Story, http://www.htiwater.com/divisions/oil-gas/lead_story.html.
- Ichikawa T., Itoh K., Yamamoto S., Sumita M., (2004) Rapid demulsification of dense oil-in-water emulsion by low external electric field I. Experimental evidence, *Colloid Surf. A-Physicochem.Eng. Asp*, 242, 21-26.
- Ichikawa T., Nakajima Y., (2004a) Rapid demulsification of dense oil-in-water emulsion by low external electric field. II. Theory, *Colloid Surf. A-Physicochem.Eng.Asp*. 242, 27-37.
- Ismail L., Westacott R.E., Ni X., (2008) On the effect of wax content on paraffin wax deposition in a batch oscillatory baffled tube apparatus, *Chem. Eng. J.* 137 205–213.
- Ito H., Hayashi H., Sasaki H., (2002) Rapid separation of oil particles from low-concentrated O/W emulsions in the presence of anionic surfactants using fibrous slag”, *J. Colloid Interface Sci.*, 252, 214-221.
- Ju H., McCloskey B.D., Sagle A.C., Wu Y.H., Kusuma V.A., Freeman B.D., (2008) Crosslinked poly (ethylene oxide) fouling resistant coating materials for oil/water separation, *J. Membr. Sci.*, 307, 260–267.
- Kane M., Djabourov, M., Volle, J.L., Lechaire, J.P., Frebourg, G., (2003) Morphology of paraffin crystals in waxy crude oils cooled in quiescent conditions and under flow, *Fuel* 82, 127–135.
- Kasumu A.S., Arumugam S., Mehrotra A.K. (2013) Effect of cooling rate on the wax precipitation temperature of “waxy” mixtures, *Fuel*, 103, 1144–1147.

- King G.E., Wildt P.J., O'Connell E. (2003) Sand Control Completion Reliability and Failure Rate Comparison with a Multi-Thousand Well Database, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 2003, Denver, Colorado.
- Kirvelis R., Davies D.R.,(2003). Enthalpy Balance Model Leads to more Accurate Modelling of Heavy Oil Production with an Electric Submersible Pump, Chem. Eng. Res. Des. 81, 342-351.
- Kocherginsky N.M., Tan C.L., Lu W.F., (2003) Demulsification of water-in-oil emulsion via filtration through a hydrophilic polymer membrane, J. Membr. Sci., 220, 117–128.
- Kuo C.H., Lee C.L., (2010) Treatment of oil/water emulsions using seawater-assisted microwave irradiation. Sep. Purif. Technol., 74, 288–293.
- Lazar, I., Voicu, A., Nicolescu, C., Mucenica, D., Dobrota, S., Petrisor, I.G.,Stefanescu, M., Sandulescu L., (1999) The use of naturally occurring selectively isolated bacteria for inhibiting paraffin deposition, J. Petrol. Sci. Eng. 22, 161-169.
- Lee S., Chung K.C., Shin M.C., Dong J., Lee H., Auh K.H., (2002) Preparation of ceramic membrane and application to the cross flow microfiltration of soluble waste oil, Mater. Lett, 52, 266–271.
- Leila V., Kamran G., Moslem F.(2012) Influence of key parameters on crude oil desalting: An experimental and theoretical study, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volumes 90–91, 107-111.
- Le T.V., Imai T., Higuchi T., Yamamoto K., Sekine M., Doi R., Vo H.T., Wei J., (2013)Performance of tiny microbubbles enhanced with “normal cyclone bubbles” in separation of fine oil-in-water emulsions, Chem. Eng.Sci., 94, 1-6.
- Liu H., Xu J., Zhang J., Sun H., Zhang J., Wu Y., (2012) Oil/water separation in a liquid-liquid cylindrical cyclone, J. Hydrodynam., Ser. B 24, 1, 116-123.
- Lu C., Guo J.C., Wang W.Y., Deng Y., Liu D.F., (2008) Experimental research on proppant embedment and its damage to fracture conductivity. Nat. Gas Ind. 28(2), 99–101.
- Mahdi K., Gheshlaghi R., Zahedi G., Lohi A. (2008) Characterization and modeling of a crude oil desalting plant by a statistically designed approach, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 61, Issues 2–4, 116-123.

- Ma X.L., Sun Q., Su Y.L., Wang Y.Q., Jiang Z.Y., (2007) Antifouling property improvement of poly(vinyl butyral) ultrafiltration membranes through acid treatment, *J. Membr. Sci.*, 54, 220–226.
- Mohamed A.S., Sapuan, S.M. Megat Ahmad M.M.H, Hamouda A.M.S., Hang Tuah Bin Baharudin (2012) Modeling the technology transfer process in the petroleum industry: Evidence from Libya, *Mathematical and Computer Modelling*, Volume 55, Issues 3–4, 451-470.
- Modesty Kelechukwu E., Said Al-Salim H., Saadi A., (2013) Prediction of Wax Deposition Problems of Hydrocarbon Production System, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2012.11.008>.
- Multon L.M., Viraraghavan T., (2006) Removal of oil from produced water by coalescence/filtration in a granular bed”, *Environ. Technol.*, 27, 529-544.
- NAP (2011) North Africa Pipelines map - Crude Oil (petroleum) pipelines - Natural Gas pipelines - Products pipelines" *The World Fact book*.
- Narve A., Harald K., Einar E.J., Johan S. (2002) Asphaltene aggregation from crude oils and model systems studied by high-pressure NIR spectroscopy, *Energy & Fuels*, 16, 1287-1295.
- Nazmul H., Rahmani G., Tadeusz D., Jacob M. (2005). Settling properties of asphaltene aggregates, *Energy & Fuels*, 19, 1099 -1108.
- Nikolaou M. (2013) Computer-aided process engineering in oil and gas production, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 51, 96 -101.
- NIS (2011), *Naftna industrija Srbije*.
- NOC (2011) The Libyan National Oil Corporation, www.en.noclibya.com.ly.
- Norman F., Rice U., (1989) Paraffin Deposition in Petroleum Production, *Journal of Petroleum Technology* Volume 41, Number 10 Date October 1989 Pages 1024-1025, 1106 Copyright 1989.
- O&G (2011), Worldwide Look at Reserves and Production, *Oil & Gas Journal*, dec 2011.
- Okullo S.J., Reynes F. (2011) Can reserve additions in mature crude oil provinces attenuate peak oil?, *Energy*, Volume 36, Issue 9, 5755-5764.
- Onyekonwu M.O., Okonkwo F.C. (1997) Pseudo-skin model for gravel-filled perforations, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 18, Issues 3–4, 233-239.
- Otman W.A., Karlberg E., (2007) *The Libyan Economy: Economic Diversification and International Repositioning*, Springer Verlag.

- Owen N.A, Inderwildi O.R., King D.A., (2010) the status of conventional world oil reserve-Hype or cause for concern ?Energy Policy, Volume 38, Issue 8, 4743-4749.
- Pangu G.D., Feki D.L., (2004) acoustically aided separation of oil droplets from aqueous emulsions, Chem. Eng. Sci. 59, 3183-3193.
- Papamichos E., Malmanger, E.M., 2001.A sand erosion model for volumetric sand predictions in a North Sea reservoir. SPE Reservoir Eval.Eng, 44–50.
- Pedro A., Pedro D.Si. (2009) the peak of oil production—Timings and market recognition, Energy Policy, Volume 37, Issue 4, 1267-1276.
- PipeSim 2009, Schlumberger Logelco inc., <http://www.slb.com/>.
- Prstojević B., (2012) Priprema nafte i gasa, drugo izdanje, Rudarsko geološki fakultet, Beograd, 243.
- Rachovich D. (2012) World's Top 23 Proven Oil Reserves Holders, Oil & Gas Journal, jan 2012.
- Rahmati H., Jafarpour M., Azadbakht S., Nouri A., Vaziri H., Chan D., Xiao Y., (2013) Review of Sand Production Prediction Models, Journal of Petroleum Engineering, Volume 2013, Article ID 864981, 16 pages.
- Rainer H., Lene A., (2013) Influence of wax inhibitor on fluid and deposit properties, Journal of Petroleum Science and Engineering, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.009>.
- Ramirez-Jaramillio E., Lira-Galeana C., Manero O., (2005) Modeling asphaltene deposition in production pipelines, Energy & Fuels, 20, 1184-1196.
- Rashid K., (2008). “A method for gas lift optimization,” in Proceedings of the SIAM Annual Meeting, Boston, Mass, USA.
- Rashid K., (2010). “Optimal allocation procedure for gas-lift optimization,” Industrial and Engineering Chemistry Research, vol. 49, no. 5, pp. 2286–2294.
- Rashid K. Bailey W., Couet B., (2012) A Survey of Methods for gas-Lift optimization, Schlumberger-Doll Research, Cambridge, MA 02139.
- Ray T., Sarker R., (2007) Genetic algorithm for solving a gas lift optimization problem, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 59, Issues 1–2, 84-96.
- Reza M.S., Juan L.J., Pathmanathan I., (2008) case study in the successful design and implementation of frac-pack treatment sinachallenging workover environment in Malaysia. SPE116913, SPE Asia Pacific Oil&Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 20–22October.
- RLR (2008), Ras Lanuf Refinery,Downstream Today.

- Roberts, J.M. (1970). Geology of Giant Petroleum Fields: Amal Field, AAPG.
- Roopa I., Dawe R.A., Samuel T., 2005. Down hole heating: Productivity ratio improvements—dangers of misconceptions, *Petrol. Sci. Technol.* 23, 681-692.
- Rusk, D. C., (2001), Libya: Petroleum potential of the underexplored basin centers—A twenty-first-century challenge, in M.W. Downey, J. C. Threet, and W. A. Morgan, eds., *Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir 74*, 429–452.
- Rubio J., Souza M.L., Smith R.W., (2002) Overview of flotation as a wastewater treatment technique. *Miner, Eng.*, 15, 139–155.
- Santosa J.S.T., Fernandes A.C., Giulietti M., (2004) Study of the paraffin deposit formation using the cold finger methodology for Brazilian crude oils, *J. Petrol. Sci. Eng.*, 45 47– 60.
- Santos O.G., Bordalo S.N., Alhanati F.J.S., (2001) Study of the dynamics, optimization and selection of intermittent gas-lift methods—a comprehensive model, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 32, Issues 2–4, 231-248.
- Saucier R.J. Gravel pack design consideration, SPE of AIME, October 1972
- Schmidt Z., Doty D. R., Agena B., Liao T., Brown K. E., (1990). “New developments to improve continuous-flow gas lift utilizing personal computers,” in *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference & Exhibition (ATCE '90)*, pp. 615–630, New Orleans, La, USA.
- Scholz W., Fuchs W., (2000) Treatment of oil contaminated wastewater in a membrane bioreactor, *Water Res.*, 34, 14, 3621-3629.
- Secerov R., Sokolovic S., Pekaric-Nad N., Sevi, S., 1998, Effect of pulsed electromagnetic field on crude oil density, *Petroleum Coal (RAU)* 40, 106-111
- Sierra R., Tripathy B., Bridges J.E., Farouq S.M., 2001, promising progress in field application of reservoir electrical heating methods, *Porlamar, Margarita Island, Venezuela*, March 12–14, pp. 1-17.
- Singhal H. K., Sahai G. C, Pundeer G. S., Chandra K. (1991) Designing and Selecting Wax Crystal Modifier for optimum Field Performance Based on Crude Oil Composition, SPE 22784, Paper presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, October 6-9, 1991.
- Solesa M., Danilović D., Zsolt B, (1999) Sistem analiza proizvodnje nafte i gasa eruptivnom metodom, *Rudarsko geološki fakultet*, 524.
- Solesa M. (1990) Gas Consumption Reduction by Applying Intermittent Gas Lift, *Conference – Improvement and Optimization of Technological Methods in*

- Mining, Geology and Metalurgy, Belgrade, November, 1990, Conference Proceedings, pp. 302-308.
- Solesa M. (1997) a model for diagnosis and optimization of wells in intermittent gas lift at oilfield mokrin zapad, YUNG 97, Vrnjačka Banja.
- Song C.W., Wang T.H., Pan Y.Q., Qiu J.S., (2006) Preparation of coal-based microfiltration carbon membrane and application in oily wastewater treatment, Sep. Purif. Technol., 51, 80–84.
- Sood N., Lal B., 2008. Isolation and characterization of a potential paraffin-waxdegrading thermophilic bacterial strain *Geobacillus kaustophilus* TERINSM for application in oil wells with paraffin deposition problems, Chemosphere 70, 1445-1451.
- Sorrell S., Speirs J., Bentley R., Miller R., Thompson E., (2012) Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates, Energy, Volume 37, Issue 1, 709-724.
- Soulgani B.S., Tohidi B., Rashtchian D., Jamailahmadi M. (2008). Modelling of asphaltene precipitation in well column of Iranian crudes: Kuapl Case Study, Calgary, Alberta, Canada, Petroleum Society Journals.
- Souza J.N.M., Medeiros J.L., Costa A.L.H., Nunes G.C (2010) Modeling, simulation and optimization of continuous gas lift systems for deepwater offshore petroleum production, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 72, Issues 3–4, 277-289.
- Tian H., Deng J.G., Meng Y.S., Zeng X.L., Sun F.J., (2005) Laboratory simulation on sand production of heavy oil reservoir in Bohai area. Acta Petrol, Sin. 26 (4), 85–87.
- Tinsley J. F., Prudhomme R. K., 2010. Deposition apparatus to study the effects of polymers and asphaltenes upon, J. Petrol. Sci. Eng. 72, 166-174.
- Thermon, 2011, <http://www.thermon.com>.
- Towler B. F., Rebbapragada S., (2004) Mitigation of paraffin wax deposition in cretaceous crude oils of Wyoming, J. Petrol. Sci. Eng. 45, 11-19.
- Tung N.P., Vinh N.Q., Phong N.T.P., Long B.Q.K., Hung P.V., (2003) Perspective for using Nd–Fe–B magnets as a tool for the improvement of the production and transportation of Vietnamese crude oil with high paraffin content, Physica B 327, 443-447.
- Tycothermal, 2011, <http://www.tycothermal.com>.
- Uppsala World oil outlook (2010) Global energy systems, Uppsala University, Sweden.

- Vazquez-Roman R., Palafox-Hernandez P., (2005.) "A new approach for continuous gas lift simulation and optimization," in Proceedings of the SPE Annual Technical Conference & Exhibition (ATCE '05), Dallas, Tex, USA
- Vedavyasan C.V., (2007) Pretreatment trends—an overview, *Desalination*, 203, 296–299.
- Venkatesana, R., Nagarajanb, N.R., Paoa, K., Yic, Y.-B., Sastryc, A.M., Foglera, H.S., 2005. The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions, *Chem. Eng. Sci.* 60, 3587-3598.
- Vulk M., Sarica C. (2003). Tulsa University paraffin project. Department of Petroleum Engineering. University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma.
- Waddams, F.C. (1980), *The Libyan oil industry*, Croom Helm, London, 338.
- Wang X., Qu Q., Javora P., Percy R., (2006) New Trend in Oilfield Flow Assurance Management: A Review of Thermal Insulating Fluids, International Oil & Gas Conference and Exhibition, 5-7 December 2006, Beijing, China, Society of Petroleum Engineers.
- Wang S.L., Flamberg A., Kikabhai T. (1999) Select the optimum pour point depressant, *Hydrocarbon Processing*, 78,2.
- Wang L.H., Deng J.G, Zhou J.L., Liu S.J., Li P., Zhao W.L., Liao J.H., (2011) A physical simulation experiment on sanding in weakly consolidate dsandstone gas reservoirs. *Acta Petrol. Sin.*32 (6), 1007–1011.
- Wang Z.G., Li A.F., (2000) .Experimental study on pore-blocking mechanism in gravel pack sof sand control well. *J.ChinaUniv.Petrol.*24 (5), 49–51.
- Worldlook (2010), *Worldlook at reserves and production*, Oil and gas journal, Vol. 106, No. 48, 23-24.
- Xiang W.T., Wang P.S., (2003) Application of bridging theory on saucier gravel to examine the sand control effect, SPE80450, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 15–17April.
- Yang C.L., (2007) Electrochemical Coagulation for Oily Water Demulsification. *Sep. Purif. Technol.*, 54, 388-395.
- Ye G., Lu X., Peng F., Han P., Shen X. (2008) Pretreatment of Crude Oil by Ultrasonic-electric United Desalting and Dewatering, *Chinese Journal of Chemical Engineering*, Volume 16, Issue 4, 564-569.
- Yildiz T., Langlinais J.P. (1991) Pressure losses across gravel pack, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 6, Issue 3, 201-211.
- Zhang X., Tian J., Wang L., Zhou Z., 2002.Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil, *J. Petrol, Sci. Eng.* 36, 87-95.

- Zhang Y.C., (2011) Research on Water Plugging and Sand Control Integration Technique for Water Flooding Reservoirs with high WaterCut, Master Thesis, China University of Petroleum, Qingdao, China.
- Zhao W., Su Y.L., Li C., Shi Q., Ning X., Jiang Z.Y., (2008) Fabrication of antifouling polyethersulfone ultrafiltration membranes using Pluronic F127 as both surface modifier and pore-forming agent, *J. Membr. Sci.*, 318, 405–412.
- Zouboulis A.I., Avranas A., (2000) Treatment of oil-in-water emulsions by coagulation and dissolved air flotation, *Colloids Surf.*, 172, 153–161.
- Šećerov Sokolović R.M., Bjelović Z.V., Sokolović S.S., (2006) Uticaj sadržaja čvrstih parafina na reologiju model - nafte, *Hem.ind.* 60/1-2 10-14.

Biografija

Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad rođen je 01.01.1967 u gradu Benvaled u Libiji. Odrastao je u gradu Sirtu, gde je završio osnovnu i srednju školu. Na Bright Star Tehnološkom univerzitetu, El-Brega, upisao je naftno inženjerstvo u trajanju od četiri godine. U diplomskom radu razmatrao je istraživanje nafte na Amal naftnom polju u Libiji. Diplomirao je 1991. godine i stekao naziv diplomirani naftni inženjer (petroleum engineer).

Od 1994. radi za Harouge naftnu kompaniju prvo kao proizvodni inženjer, a potom kao menadžer proizvodnje. Bio je zadužen za praćenje i analizu proizvodnje nafte, analizu proizvodnih problema i njihovo rešavanje na naftnom polju Amal. Takođe, imao je zadatak da koordiniše rad svih službi na terenu u cilju ostvarivanja plana proizvodnje (službe proizvodnog pogona, službe za održavanje polja, službe za održavanje proizvodnje i bezbednosne službe).

Bio je na usavršavanju u Velikoj Britaniji 2000. godine, po nalogu Harouge naftne kompanije u periodu od sedam meseci, gde je prošao obuku za površinske proizvodne operacije i napredne kurseve engleskog jezika.

Na Beihang univerzitetu (N.R. Kina), 2002. godine upisao je master studije iz oblasti nauke o materijalima i inženjeringu. Master rad bio je vezan za procenu rizika pri transportu fluida cevovodima pod nazivom "Procena rizika cevovoda", a realizovan je pod mentorstvom profesora Zhang Zheng. Master diplomu stekao je 2006. godine sa odličnom ocenom. Master diploma nostrifikovana je na Univerzitetu u Beogradu, Tehnološkom fakultetu 2010. godine i priznata kao diploma magistarskih studija sa zvanjem magistar tehničkih nauka.

Doktorske studije na Univerzitetu u Beogradu - Rudarsko-geološkom fakultetu, upisao je 2010. na studijskom programu Rudarsko inženjerstvo. Uspešno je položio sve ispite na doktorskim studijama i stekao pravo da prijavi doktorsku disertaciju, što je i uradio u februaru ove godine.

Prema programu doktorskih studija studijskog programa Rudarsko inženjerstvo, položio je sledeće ispite:

Savremeni materijali	10 ESPB
Multi varijabilni sistemi upravljanja	10 ESPB
Fizička hemija površ. procesa i zaštite životne sredine	10 ESPB
Odabrana poglavlja iz eksploatacije naftnih i gasnih ležišta	10 ESPB
Odabrana poglavlja iz pripreme i transporta nafte i gasa	10 ESPB
Odabrana poglavlja iz stimulacije proizvodnih sistema	10 ESPB
Upravljanje i racionalno korišćenje prirodnog gasa	10 ESPB
Kriterijumi loma i klasifikacije stenskog materijala	10 ESPB
Izrada doktorske disertacije	40 ESPB
Naučno istraživački rad	5 ESPB
Naučno istraživački rad	5 ESPB

Ispite na doktorskim studijama položio je sa prosečnom ocenom 8,75, i ostvario je ukupno 130 ESPB.

Kandidat ima jedan rad publikovan u časopisu na SCI listi (M23):

Elnori E. Elhaddad, Alireza Bahadori, Manar El-Sayed Abdel-Raouf, Salaheldin Elkatatny, Nove eksperimentalne metode sprečavanja formiranja taloženja parafina u naftnim bušotinama: Studija slučaja na polju u Libiji, Hem.ind. doi., 2014. DOI: 10.2298/HEMIND130717040E

Takođe ima dva publikovana rada u časopisu nacionalnog značaja (M51):

Dušan Danilović, Elnori Elmabrouk Elhadad, Vesna Karović Maričić, Miroslav Crnogorac, Karakteristike proizvodnje nafte u Libiji sa posebnim osvrtom na naftno polje Amal, Tehnika, 1, 46-50, 2013.

Danilović D., Elnori Elmabrouk Elhaddad, Leković B., Živković M. (2014) Određivanje optimalne količine gasa koji se utiskuje za rad gaslift sistema, Tehnika br. 5, 751-758.

Kandidat je u završnoj fazi recenzije rada pod nazivom "Optimization and Analysis of Production Decline" za časopis Arabian Journal for Science and Engineering koji je na SCI listi.

Kandidat je bio uključen u veliki broj projekata na naftnom polju Amal vezanih za rešavanje proizvodnih problema i efikasniji rad proizvodnog sistema, od kojih je veći deo i sam vodio kao menadžer proizvodnje.

Прилог 1.

Изјава о ауторству

Потписани-а: Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad

број уписа: PC 707/2009

Изјављујем

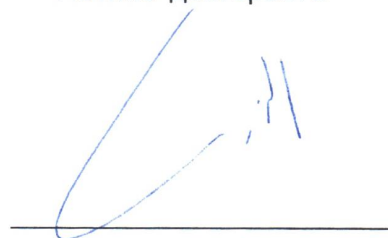
да је докторска дисертација под насловом

Нови модел за постизање оптималне производње на нафтном пољу Амал

- резултат сопственог истраживачког рада,
- да предложена дисертација у целини ни у деловима није била предложена за добијање било које дипломе према студијским програмима других високошколских установа,
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио/ла ауторска права и користио интелектуалну својину других лица.

У Београду, 16.10.2014.

Потпис докторанта



Прилог 2.

Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора: Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad

Број уписа: PC 707/2009

Студијски програм: Рударско инжењерство

Наслов рада: **Нови модел за постизање оптималне производње на нафтном пољу Амал**

Ментор: др Душан Даниловић, ванредни професор

Потписани: Elnori Elmabrouk Ali Elhaddad

изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао/ла за објављивање на порталу Дигиталног репозиторијума Универзитета у Београду.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског звања доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

У Београду, 16.10.2014.

Потпис докторанта

Прилог 3.

Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић“ да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Нови модел за постизање оптималне производње на нафтном пољу Амал

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао/ла сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (Creative Commons) за коју сам се одлучио/ла.

1. Ауторство

2. Ауторство - некомерцијално

3. Ауторство – некомерцијално – без прераде

4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима

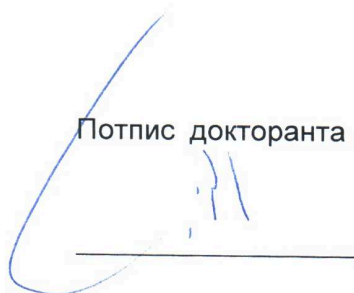
5. Ауторство – без прераде

6. Ауторство – делити под истим условима

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци, кратак опис лиценци дат је на полеђини листа).

У Београду, 16.10.2014.

Потпис докторанта



A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, sweeping initial 'L' followed by several vertical strokes, positioned above a horizontal line.