

Analiza remontnih radova u desetogodišnjem periodu na primjeru jednog naftno-plinskog polja u Republici Hrvatskoj

Knežević, Antonio

Master's thesis / Diplomski rad

2023

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

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:019619>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-15**



Repository / Repozitorij:

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



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

**ANALIZA REMONTNIH RADOVA U DESETOGODIŠNJEM PERIODU NA
PRIMJERU JEDNOG NAFTNO-PLINSKOG POLJA U REPUBLICI HRVATSKOJ**

Diplomski rad

Antonio Knežević

N415

Zagreb, 2023.

ANALIZA REMONTNIH RADOVA U DESETOGODIŠNJEM PERIODU NA PRIMJERU JEDNOG
NAFTNO-PLINSKOG POLJA U REPUBLICI HRVATSKOJ

Antonio Knežević

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

Sažetak

U ovom diplomskom radu napravljena je analiza remontnih radova u periodu od 2011. godine do 2022. godine na primjeru jednog naftno-plinskog polja u Republici Hrvatskoj. U radu su opisane metode pridobivanja kapljevine na razmatranom polju te su opisani dijelovi proizvodne opreme koji se koriste za pojedine metode pridobivanja kapljevine. Polja koja su prestala eruptivno proizvoditi vlastitom energijom iz ležišta, proizvode i dalje ali uz primjenu mehaničke metode pridobivanja kapljevine. Najstarija mehanička metoda pridobivanja kapljevine je dubinska klipna sisaljka s klipnim šipkama. Uz tu metodu na ovom naftno-plinskom polju koriste se i centrifugalne sisaljke. Samo na pojedinim bušotinama sisaljke s klipnim šipkama zamijenjene su sa linearnim sustavom podizanja kapljevine, ovaj sustav u cjelini je puno bolji jer troši manje električne energije i radi u više različitih frekvencija koje se reguliraju preko kompjutera. Na temelju prikupljenih podataka provedena je analiza kolika količina fluida nije proizvedena tijekom čekanja na remont opreme i za vrijeme samog remonta, koliko se vremena čekalo i koliko je trajao remont opreme te je procijenjena isplativost remonta.

Ključne riječi: DUS, ESP, LRP, kvarovi dubinske opreme, uzroci kvarova opreme

Diplomski rad sadrži: 61 stranicu, 3 tablice, 52 slike i 21 referencu.

Jezik izvornika: Hrvatski

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

Mentori: Dr. sc. Borivoje Pašić, izvanredni profesor RGNF-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Borivoje Pašić, izvanredni profesor RGNF-a
Dr. sc. Vladislav Brkić, izvanredni profesor RGNF-a
Dr. sc. Sonja Koščak Kolin, docentica RGNF-a

Datum obrane: 28.09.2023, Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu

ANALYSIS OF REPAIR WORKS IN A TEN-YEAR PERIOD ON THE EXAMPLE OF AN OIL AND
GAS FIELD IN THE REPUBLIC OF CROATIA

Antonio Knežević

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

Abstract

This thesis presents an analysis of repair works in the period from 2011 to 2022 on the example of an oil and gas field in the Republic of Croatia. The thesis describes the methods of fluid extraction in the considered field and provides an overview of the components of production equipment used for each method of fluid extraction. Fields that have ceased to produce fluid naturally from reservoirs continue to produce using mechanical methods of fluid extraction. The oldest mechanical method of fluid extraction is the deep piston pump with piston rods. In addition to this method, centrifugal pumps are also used in this oil and gas field. Only in certain wells, piston pumps have been replaced with a linear fluid lifting system, which is overall more efficient as it consumes less electrical energy and operates at various frequencies regulated by a computer. Based on the collected data, an analysis was conducted to determine the amount of fluid not produced during equipment maintenance and repair, the waiting time for repairs, the duration of equipment maintenance, and the cost-effectiveness of the repairs.

Keywords: sucker rod pump, ESP, LRP, failures of deep equipment, causes of equipment failures

Thesis contains: 61 pages, 3 tables, 52 figures and 22 references.

Original in: Croatian

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

Supervisors: Associate Professor Borivoje Pašić, PhD

Reviewers: Associate Professor Borivoje Pašić, PhD
Associate Professor Vladislav Brkić, PhD
Assistant Professor Sonja Koščak Kolin, PhD

Defence date: September 28, 2023, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	I
POPIS TABLICA	V
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA	VI
1. UVOD	1
2. METODE PRIDOBIVANJA KAPLJEVINE	3
2.1. Eruptivna metoda pridobivanja kapljevine	3
2.1.1. Ušće bušotine i erupcijski uređaj.....	4
2.1.2. Proizvodni niz cijevi.....	5
2.1.3. Izolacijska alatka (paker).....	6
2.2. Mehaničke metode pridobivanja kapljevine	6
2.2.1. Dubinske sisaljke s klipnim šipkama (DUS).....	7
2.2.1.1. Polirana šipka.....	8
2.2.1.2. Klipne šipke.....	9
2.2.1.3. Sidreni paker.....	9
2.2.1.4. Plinsko sidro.....	10
2.2.1.5. Dubinska sisaljka.....	10
2.2.1.6. Njihalica.....	11
2.2.1.7. Pogonski motor.....	12
2.2.2. Uronjive centrifugalne sisaljke.....	12
2.2.2.1. Nova generacija uronjivih centrifugalnih sisaljki.....	13
2.2.3. Linearno pogonjena dubinska sisaljka.....	15
3. KVAROVI DUBINSKE PROIZVODNE OPREME NA BUŠOTINAMA OPREMLJENIM DUBINSKOM SISALJKOM S KLIPNIM ŠIPKAMA I NJIHOVI UZROCI	16
3.1. Kvarovi niza klipnih šipki i njihovi uzroci	17
3.1.1. Goodmanov dijagram.....	21
3.2. Oštećenja proizvodnog niza cijevi (tubinga) i njihovi uzroci	23
3.3. Kvarovi dubinskih sisaljki s klipnim šipkama i njihovi uzroci	25
3.3.1. Dinamograf.....	25

3.3.2. Dinamometar.....	27
3.3.3. Dotok pijeska i poteškoće u radu dubinske sisaljke s klipnim šipkama.....	33
3.4. Uzroci kvarova uronjivih centrifugalnih sisaljki.....	34
4. UZROCI KVAROVA OPREME U PERIODU OD 2011. GODINE DO 2022. GODINE NA PRIMJERU JEDNOG NAFTNO-PLINSKOG POLJA U REPUBLICI HRVATSKOJ.....	35
4.1. Analiza remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju.....	37
4.2. Povezanost remontnih radova s dubinama i otklonom kanala bušotina.....	43
4.3. Ekonomska isplativost remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	53
4.3.1. Smanjena proizvodnja za vrijeme čekanja na tehnički remont opreme i za vrijeme tehničkog remonta opreme	55
4.3.2. Vrijeme čekanja tehničkog remonta opreme i trajanje tehničkog remonta opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	56
4.3.3. Utjecaj ne pridobivenih ugljikovodika na financijske rezultate u razmatranom periodu.....	57
5. ZAKLJUČAK.....	58
6. LITERATURA.....	60

POPIS SLIKA

Slika 1-1. Ilustrativna fotografija mehaničkog podizanja kapljevine.....	2
Slika 2-1. Proizvodna oprema eruptivne bušotine.....	3
Slika 2-2. Osnovni dijelovi ušća bušotine.....	4
Slika 2-3. Erupcijski uređaji: a) klasičan, b) monolitni erupcijski uređaj s integralnim ventilima.....	5
Slika 2-4. Proizvodni niz cijevi.....	6
Slika 2-5. Odnos moguće dubine ugradnje i dobave za različite načine opremanja sustavima za mehaničko podizanje tekućina.....	7
Slika 2-6. Tipska podzemna i nadzemna oprema bušotine s dubinskom sisaljkom.....	8
Slika 2-7. Klipne šipke.....	9
Slika 2-8. Dubinska sisaljka.....	10
Slika 2-9. Njihalica.....	11
Slika 2-10. Površinska i dubinska oprema bušotine opremljene sustavom za prinudno podizanje kapljevine pomoću uronjene centrifugalne sisaljke.....	13
Slika 2-11. LRP sustav.....	15
Slika 3-1. Goodmanov dijagram.....	22
Slika 3-2. Modificirani Goodmanov dijagram.....	22
Slika 3-3. Mehaničko trošenje tubinga.....	23
Slika 3-4. Kombinacija mehaničkog trošenja i korozijskog djelovanja.....	24
Slika 3-5. Shematski prikaz Sargent-Gilbert-ovog dinamografa.....	26
Slika 3-6. Karakteristični dijagrami dobiveni s dubinskim dinamografom za slučaj pojave slobodnog plina u cilindru sisaljke.....	27
Slika 3-7. Dinamometar.....	28
Slika 3-8. Dinamogram idealiziranog sustava.....	29
Slika 3-9. Izgled stvarnog dinamograma.....	29
Slika 3-10. Izgled teoretskog dinamograma kada je pridobivanje nafte ostvarivano sinkronom brzinom.....	30

Slika 3-11. Izgled stvarnog dinamograma kada je pridobivanje nafte ostvarivano sinkronom brzinom.....	30
Slika 3-12. Teoretski (lijevo) i stvaran (desno) dinamogram trećeg reda.....	31
Slika 3-13. Teoretski (lijevo) i stvaran (desno) dinamogram četvrtog reda	31
Slika 3-14. Dinamogram koji ukazuje na pojavu trenja u bušotini.....	31
Slika 3-15. Dinamogrami prikazuju prihvat ili povećano trenje klipa.....	32
Slika 3-16. Dinamogram za slučaj potpunog ispunjenja plinom.....	32
Slika 3-17. Dinamogram koji ukazuje na skraćeno kretanje klipa.....	33
Slika 4-1. Geografski položaj Savske depresije.....	35
Slika 4-2. Broj bušotina na razmatranom naftno-plinskom polju, na kojima je obavljen remont u periodu od 2011. godine do 2022. godine, s obzirom na konstrukciju bušotine	37
Slika 4-3. Broj remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju s obzirom na konstrukciju kanala bušotine, u periodu od 2011. godine do 2022. godine	38
Slika 4-4. Broj remontnih radova na bušotinama s obzirom na način pridobivanja kapljevine, u periodu od 2011. godine do 2022. godine na razmatranom naftno-plinskom polju.....	39
Slika 4-5. Broj remontnih radova na dubinskim sisaljka u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na razmatranom naftno-plinskom polju, s obzirom na tip ugrađene sisaljke.....	39
Slika 4-6. Broj remontnih radova na pojedinim komponentama opreme za proizvodnju kapljevine, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	40
Slika 4-7. Broj remontnih radova s obzirom na tip oštećenja koji je uzrokovao tehnički remont opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine...	41
Slika 4-8. Broj remontnih radova s obzirom na razloge tehničkog remonta dubinskih sisaljki s klipnim šipkama, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	41
Slika 4-9. Broj remontnih radova s obzirom na uzroke oštećenja opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	42
Slika 4-10. Prikaz broja bušotina na kojima su obavljani remontni radovi s obzirom na duljinu kanala, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	44

Slika 4-11. Prikaz broja odrađenih remontnih radova na bušotinama podijeljenih u skupine s obzirom na dubinu, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	45
Slika 4-12. Broj kvarova pojedinih komponenti opreme u bušotinama do dubine od 1100 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	46
Slika 4-13. Tip oštećenja proizvodne opreme u bušotinama do dubine 1100 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine	46
Slika 4-14. Uzroci oštećenja opreme u bušotinama dubine do 1100 m koji su doveli do tehničkog remonta opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	47
Slika 4-15. Broj kvarova pojedinih komponenti opreme u bušotinama na dubinama od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	48
Slika 4-16. Tipovi oštećenja proizvodne opreme koji su uzrokovali tehnički remont opreme u bušotinama dubine od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine	48
Slika 4-17. Uzroci oštećenja opreme u bušotini koji su doveli do tehničkog remonta opreme u bušotinama s dubinama od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine	49
Slika 4-18. Broj kvarova pojedinih komponenti opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	50
Slika 4-19. Tipovi oštećenja koji su uzrokovali tehnički remont opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine	50
Slika 4-20. Uzroci oštećenja opreme u bušotini koji su doveli do tehničkog remonta opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine	51
Slika 4-21. Raspodjela bušotina na kojima je obavljan remont, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, s obzirom na kut otklona	52

Slika 4-22. Broj obavljenih remontnih radova s obzirom na otklon kanala bušotine, na razmatranom naftno plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	52
Slika 4-23. Troškovi tehničkog remonta opreme na sve radove osim servisa, na razmatranim naftno-plinskim bušotinama u periodu od 2011. godine do 2022. godine.....	53

POPIS TABLICA

Tablica 3-1. Vrsta čelika koja se koristi za izradu klipnih šipki.....	18
Tablica 3-2. Kemijska i mehanička svojstva klipnih šipki.....	20
Tablica 4-1. Podaci o bušotinama na određenom naftno-plinskom polju.....	35

POPIS KORIŠTENIH OZNAKA

Oznaka	Opis
DUS	dubinske sisaljke s klipnim šipkama
ESP	električne uronjive sisaljke (eng. <i>Electrical Submersible Pumps</i>)
SAGD	metoda pridobivanja ugljikovodika iz ležišta uz pomoć pare (eng. <i>Steam-Assisted Gravity Drainage</i>)
LRP	linearno pogonjena dubinska sisaljka (eng. <i>Linear Rod Pump</i>)

1. UVOD

Naftno-plinska industrija igra ključnu ulogu u energetsom sektoru Republike Hrvatske, pružajući značajan izvor energije i potpomažući gospodarski razvoj zemlje. Kako naftno-plinska polja postaju starija, ključno je održavanje postrojenja koja su u funkciji proizvodnje nafte i plina putem remonta kako bi se osigurala njihova kontinuirana operativnost i optimalna proizvodnja ugljikovodika.

Pridobivanje nafte iz ležišta moguće je temeljem tri različite skupine metoda:

- primarne,
- sekundarne i
- tercijarne metode.

Primarni način proizvodnje koristi se u ranoj fazi proizvodnje dok ležište posjeduje vlastitu energiju za proizvodnju. Sekundarni način proizvodnje uključuje utiskivanje vode za podržavanje tlaka u ležištu. Tercijarne metode se koriste kad sekundarne metode nisu više učinkovite i isplative (Vulin, 2020).

Cilj ovog diplomskog rada je provesti detaljnu analizu remonata na primjeru jednog konkretnog naftno-plinskog polja u Republici Hrvatskoj. Kroz proučavanje radova održavanja i temeljite analize dostupnih informacija, istražiti će se različiti aspekti remontnih aktivnosti.

Ovaj rad će također istražiti glavne čimbenike koji utječu na potrebu za remontima na naftno-plinskim poljima, uključujući starenje opreme, promjene u proizvodnim uvjetima, tehničke kvarove i druge faktore koji mogu zahtijevati intervenciju i popravke. Cilj je identificirati najbolje prakse i poboljšanja u procesu remonta koji mogu pomoći u optimizaciji postupaka, smanjenju vremena zastoja i povećanju efikasnosti operacija na naftno-plinskom polju.

Metodologija koja će se koristiti u ovom diplomskom radu uključuje pregled relevantne literature, analizu dostupnih podataka, i studiju slučaja na konkretnom naftno-plinskom polju u Republici Hrvatskoj. Kombinacija kvantitativnih i kvalitativnih metoda istraživanja pružit će cjelovit uvid u procese remonta i njihovu važnost za održavanje kontinuiteta proizvodnje ugljikovodika na naftno-plinskom polju.

Također, kroz ovu analizu, očekuje se dobivanje vrijednih saznanja i smjernica za unapređenje procesa remonta na naftno-plinskim poljima u Republici Hrvatskoj. Konačni rezultati ovog istraživanja mogu biti korisni za industriju naftno-plinskog sektora u smislu

optimizacije radova održavanja, smanjenja zastoja u proizvodnji i povećanja ukupne efikasnosti operacija. Na Slici 1-1 prikazano je mehaničko podizanje kapljevine iz ležišta pomoću dubinske sisaljke s klipnim šipkama kao najčešća metoda podizanja kapljevine na razmatranom polju.



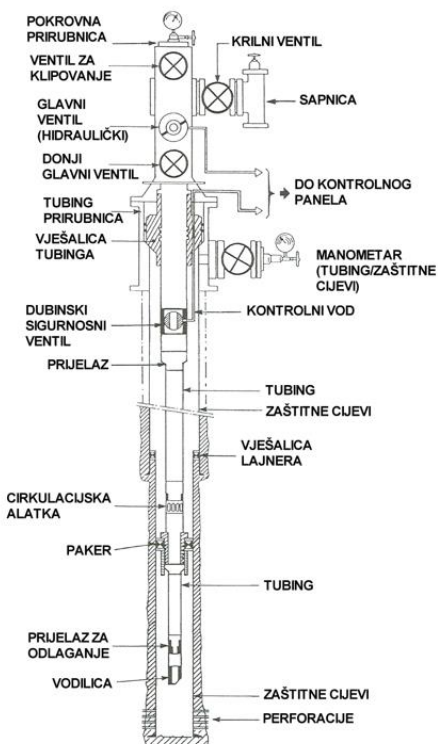
Slika 1-1. Ilustrativna fotografija mehaničkog podizanja kapljevine (Bing, 2022)

2. METODE PRIDOBIVANJA KAPLJEVINE

U ovom poglavlju opisane su metode pridobivanja kapljevine na razmatranom naftno-plinskom polju.

2.1. Eruptivna metoda pridobivanja kapljevine

Eruptivni način proizvodnje ugljikovodika podrazumijeva dotok kapljevine ili plina sa dna bušotine do površine pod utjecajem ležišnog tlaka. Opremanje eruptivnih bušotina ovisi o tome pridobiva li se plin ili kapljevina, a primjer opremljene eruptivne bušotine prikazan je na Slici 2-1.



Slika 2-1. Proizvodna oprema eruptivne bušotine (Matanović i Moslavac, 2011)

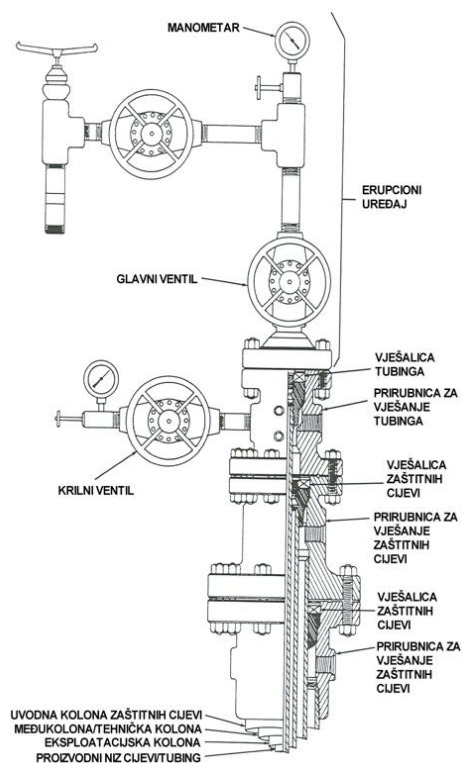
Proizvodna oprema eruptivne bušotine sastoji se od sljedećih komponenti (Matanović i Moslavac, 2011):

- ušća bušotine i erupcijskog uređaja,
- proizvodnog niza cijevi (tubinga),

- izolacijske alatke (pakera),
- dubinske pomoćne opreme,
- ostale potrebne opreme ovisno o projektnim zahtjevima (dubinski sigurnosni ventil, perforirana cijev, protočne spojnice, debelo-stijene spojnice, sigurnosne spojnice, klizne spojnice, spojnice za odvajanje i slično).

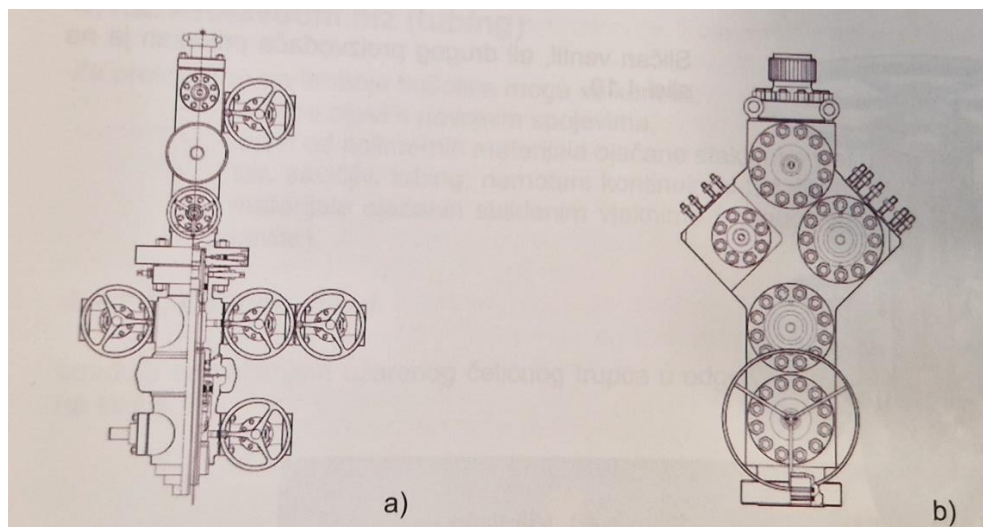
2.1.1. Ušće bušotine i erupcijski uređaj

Zadatak opreme ušća bušotine je da kontrolira dotjecanje iz bušotine, spriječi bilo kakav nekontrolirani dotok iz bušotine, omogućava obavljanje mjerenja, i podržava djelovanje tlaka i temperature. Ušće bušotine (Slika 2-2) mora imati sposobnost da podnese težinu svih cijevnih alatki koje se nalaze u bušotini uz istovremeno brtvljenje i kontrolu protoka fluida. Formira se tijekom izrade kanala bušotine.



Slika 2-2. Osnovni dijelovi ušća bušotine (Matanović i Moslavac, 2011)

Ušće bušotine minimalno mora sadržavati: prirubnicu za odsjedanje zaštitnih cijevi, prirubnicu za vješanje tubinga i erupcijski uređaj. Erupcijski uređaj (Slika 2-3) sastoji se od sustava ventila, sapnice i spojeva, kojima se kontrolira količina dotoka fluida iz bušotine. Drugi naziv koji se koristi za erupcijski uređaj je „Božično drvo“ od engleskog izraza „Christmas tree“.



Slika 2-3. Erupcijski uređaji (Matanović i Moslavac, 2011): a) klasičan, b) monolitni erupcijski uređaj s integralnim ventilima

2.1.2. Proizvodni niz cijevi

Proizvodni niz cijevi (Slika 2-4) služi za provođenje fluida iz ležišta do površine i obrnuto. Mogu se primijeniti: čelične cijevi s navojnim spojevima, cijevi od polimernih materijala ojačane staklenim vlaknima i savitljivi tubing.

Tubing je svrstan u dvije kategorije duljina (Matanović i Moslavac, 2011):

- (R-1) je od 6,10 m do 7,32 m,
- (R-2) je od 8,53 m do 10,36 m, i ova kategorija se najčešće koristi zbog rada u pasovima.

Pravilan izbor tubinga bazira se na otpornosti cijevi na (Matanović i Moslavac, 2011):

- vlačna opterećenja,
- gnječenje,
- rasprskavanje.



Slika 2-4. Proizvodni niz cijevi (Bing, 2015)

2.1.3. Izolacijska alatka (paker)

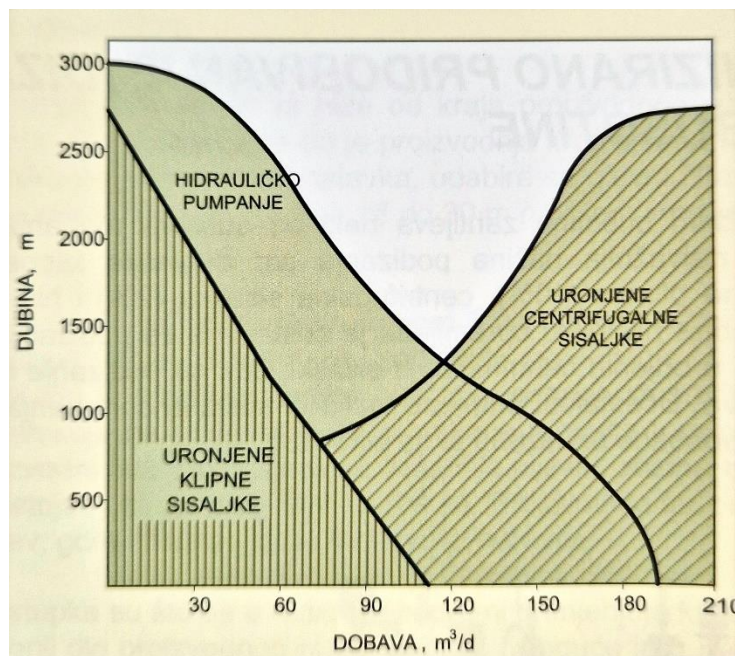
Pakeri služe za odjeljivanje prstenastog prostora od unutrašnjosti proizvodnog niza cijevi. Pakeri izoliraju bušotinske fluide i tlakove, zadržavaju plin pomiješan s tekućinom kako bi se olakšalo njeno iznošenje do površine smanjenjem težine stupca kapljevine te odjeljuju eksploatacijske zone.

Podjela pakera (Matanović i Moslavac, 2011):

- s obzirom na duljinu perioda koji će alatka biti u bušotini (kratkotrajna ugradnja i dugotrajna ugradnja),
- s obzirom na način ugradnje (na radnom nizu cijevi, na proizvodnom nizu cijevi, opremom na žici),
- s obzirom na način aktivacije (mehanički, hidraulički, s posebnim sustavom aktivacije).

2.2. Mehaničke metode pridobivanja kapljevine

Neke od mehaničkih metoda pridobivanja kapljevine na analiziranom naftno-plinskom polju navedene su na Slici 2-5, koja prikazuje odnos moguće dubine ugradnje i dobave za različite načine opremanja sustavima za mehaničko podizanje tekućina.



Slika 2-5. Odnos moguće dubine ugradnje i dobave za različite načine opremanja sustavima za mehaničko podizanje tekućina (Matanović i Moslavac, 2011)

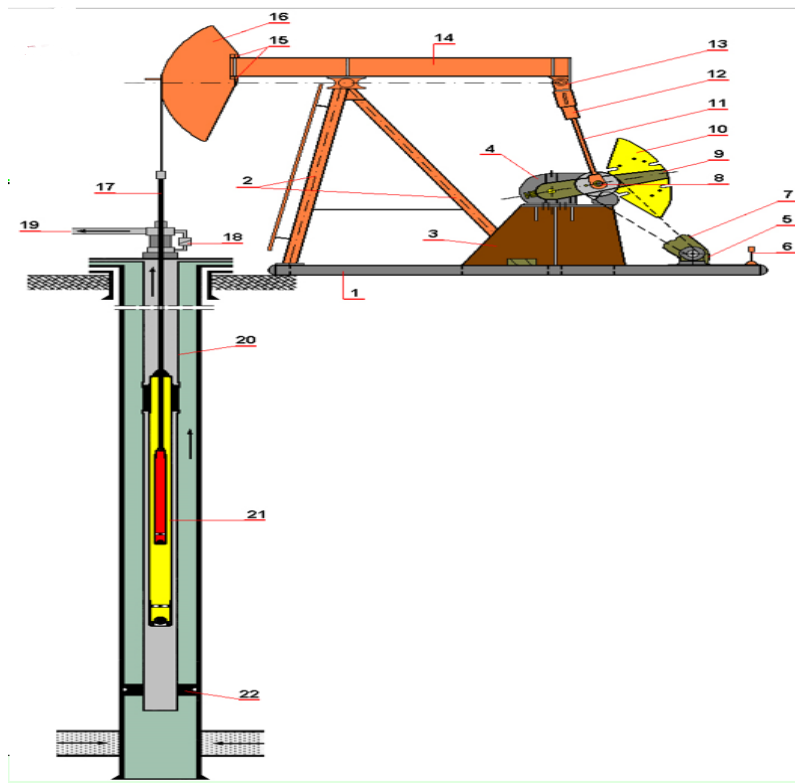
2.2.1. Dubinske sisaljke s klipnim šipkama (DUS)

Metoda podizanja kapljevine dubinskim sisaljka s klipnim šipkama jedna je od najstarijih i najčešće primjenjivanih mehaničkih metoda kod eksploatacijskih bušotina koje su prestale proizvoditi eruptivno.

Glavni dijelovi sustava za podizanje kapljevine dubinskim klipnim sisaljka su (Matanović i Moslavac, 2011):

- pogonski dio,
- površinski sustav pogona dubinske sisaljke,
- niz klipnih šipki i
- dubinska klipna sisaljka.

Na Slici 2-6 detaljno je prikazana dubinska i površinska oprema kod bušotine opremljene dubinskom sisaljkom s klipnim šipkama.



Slika 2-6. Tipična podzemna i nadzemna oprema bušotine s dubinskom sisaljkom (Matanović i Moslavac, 2011)

Sastav podzemne i nadzemne opreme bušotine s dubinskom sisaljkom prikazan na Slici 2-6 uključuje: 1. Temelj njihalice, 2. Tronožac, 3. Postolje reduktora, 4. Reduktor, 5. Elektromotor, 6. Kočnica, 7. Zaštitni oklop remenice, 8. Donji ležaj ruke, 9. Ekscentar, 10. Protuuteg, 11. Klipna poluga, 12. Gornji ležaj ruke, 13. Ležaj križne grede, 14. Balans greda, 15. Okretni rukavac, 16. Glava njihalice, 17. Polirana šipka, 18. Spoj tubing-casing, 19. Priključni naftovod, 20. Niz tubinga, 21. Dubinska sisaljka, 22. Sidreni paker

2.2.1.1. Polirana šipka

Polirana šipka služi kao spoj između njihalice i niza klipnih šipki. Drugi naziv za poliranu šipku je još i glatka šipka, te je jedan od najvažnijih dijelova sustava jer podnosi najveća naprezanja i izložena je trenju kroz brtveni sustav.

2.2.1.2. Klipne šipke

Klipne šipke služe kao spoj između polirane šipke i dubinske sisaljke koje prenose vertikalna opterećenja kod podizanja kapljevine (Schmidt, 1993). Izložene su trenju s tubingom te se zbog toga postavljaju centralizeri na same šipke i mogu se postaviti strugači parafina da čiste tubing iznutra. Osnovni problem odabira klipnih šipki je odrediti najlakši niz koji se može upotrijebiti bez da dođe do loma klipnih šipki uslijed naprezanja. Klipne šipke koje se ugrađuju u bušotinu su u pravilu različitih promjera da bi se smanjilo opterećenje na glavu njihalice, i to na način da se bliže dubinskoj sisaljci stavljaju šipke manjeg promjera zbog manjeg opterećenja te kako se ide prema površini stavljaju se šipke većeg promjera, jer uz težinu stupca kapljevine koju podižu moraju podnijeti i težinu donjeg dijela niza klipnih šipki.

Klipne šipke se izrađuju od čelika ili polimernih materijala ojačanih staklenim vlaknima. Duljina klipnih šipki nalazi se u rasponu od 7,62 m do 9,1 m, s ojačanim muškim navojima na kraju i dijelom kvadratnog oblika (Slika 2-7) radi zahvata ključevima pri odvrtnanju i navrtanju (Čikeš i Zelić, 2006).



Slika 2-7. Klipne šipke (Čikeš i Zelić, 2006)

2.2.1.3. Sidreni paker

Sidreni paker se ugrađuje pri dnu niza tubinga kako ne bi dolazilo do izvijanja niza prilikom podizanja kapljevine.

2.2.1.4. Plinsko sidro

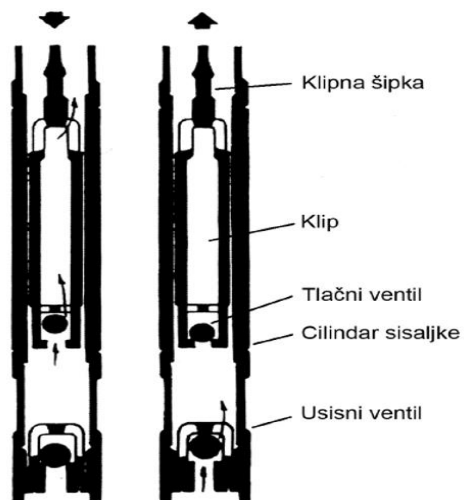
Plinsko sidro se ugrađuje pri dnu niza tubinga kako bi se izdvojila plinska faza iz kapljevine, jer plinska faza štetno djeluje na rad dubinske sisaljke. Kod pojave plina u dubinskoj sisaljki može doći do loma klipnih šipki prilikom spuštanja prema dolje.

2.2.1.5. Dubinska sisaljka

Dubinska sisaljka (Slika 2-8) se ugrađuje na dubinu na kojoj će stalno biti uronjena u kapljevinu.

Dijelovi dubinske sisaljke (Čikeš i Zelić, 2006):

- sjedište,
- cilindar,
- klip,
- tlačni ventil i
- usisni ventil.



Slika 2-8. Dubinska sisaljka (Matanović i Moslavac, 2011)

Na lijevoj strani Slike 2-8 prikazan je hod prema dolje. Prilikom hoda prema dolje usisni ventil je zatvoren, a tlačni ventil je otvoren i kapljevina prolazi kroz klip. Na desnoj strani Slike 2-8 prikazana je obrnuta situacija, odnosno hod klipa prema gore prilikom čega dolazi do

podizanja kapljevine. U ovoj situaciji usisni ventil je otvoren, a tlačni ventil je zatvoren te se stupac kapljevine podiže prema površini.

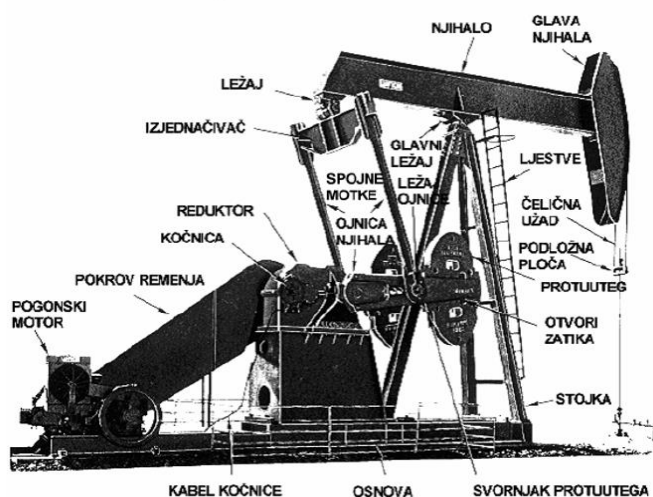
Dubinske sisaljke mogu se podijeliti na sisaljke koje se ugrađuju kao dio tubinga ili na klipnim šipkama. Dubinske sisaljke koje se ugrađuju kao dio tubinga imaju veći kapacitet komore za iznošenje kapljevine, ali ih je zato teže servisirati jer ukoliko dođe do kvara cijeli tubing treba izvlačiti na površinu. Dubinske sisaljke koje se ugrađuju na klipnim šipkama lakše je servisirati ali im je zato manji kapacitet iznošenja kapljevine jer se nalaze unutar tubinga.

2.2.1.6. Njihalica

Njihalica (Slika 2-9), je površinski strojni sklop koji pretvara rotacijsko gibanje pogonskog motora u pravocrtno (linijsko) gibanje niza klipnih šipki i klipa sisaljke.

Osnovne karakteristike (Matanović i Moslavac, 2011):

- nosivost na glavi njihalice,
- broj hodova u minuti,
- maksimalna duljina hoda i
- maksimalni zakretni moment.



Slika 2-9. Njihalica (Matanović i Moslavac, 2011)

2.2.1.7. Pogonski motor

Pogonski motori koji se koriste su motori s unutarnjim izgaranjem ili elektromotori. Motori s unutrašnjim izgaranjem se koriste na lokacijama na kojima nije dostupna električna energija. Elektromotori su bolji za korištenje ako je dostupna električna energija jer ih se može lakše automatizirati i upravljati s njima.

2.2.2. Uronjive centrifugalne sisaljke

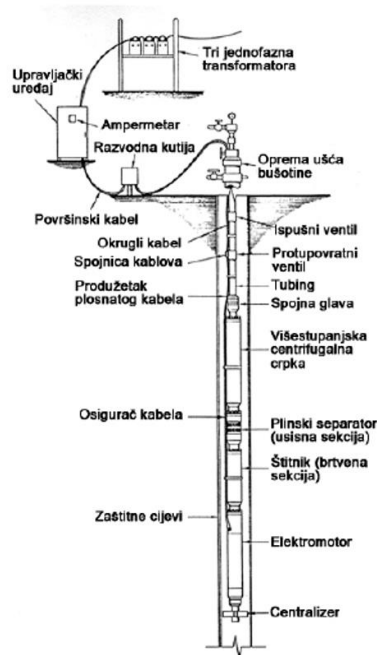
Uronjene centrifugalne sisaljke (Slika 2-10) su vrsta sustava za umjetno podizanje velike količine kapljevine i koji se često koristi u naftnom inženjerstvu radi poboljšanja proizvodnje nafte iz ležišta. Uobičajeni sustav uronjene centrifugalne sisaljke čine: elektromotor, plinski separator, višestupanjska uronjena centrifugalna sisaljka, električni kabel, površinski upravljački uređaj, razvodna kutija i transformator (Čikeš i Zelić, 2006).

Uronjene centrifugalne sisaljke omogućavaju crpljenje kapljevine u količinama od 30 m³ /d do čak 10000 m³ /d s dubina i do 4500 m, pri čemu udio nafte u kapljevini može biti do 100% (Čikeš i Zelić, 2006).

Uronjene centrifugalne sisaljke uspješno se koriste u bušotinama s relativno visokim plinskim faktorom kao i kod crpljenja viskozne nafte, iako su najdjelotvornije pri crpljenju nezapljinjene kapljevine (Čikeš i Zelić, 2006).

Uronjene centrifugalne sisaljke moraju biti konstantno uronjene u kapljevinu da bi optimalno radile.

Svaki proizvođač jasno specificira minimalni ulazni tlak pod kojim će pumpa raditi. Vrijednost minimalnog ulaznog tlaka nalazi se u rasponu od 10 bar do 20 bar.



Slika 2-10. Površinska i dubinska oprema bušotine opremljene sustavom za prinudno podizanje kapljevine pomoću uronjene centrifugalne sisaljke (Čikeš i Zelić, 2006)

2.2.2.1. Nova generacija uronjivih centrifugalnih sisaljki

U 2017. godini predstavljen je novi sustav električnih uronjivih sisaljki (eng. *electrical submersible pumps-ESP*) za visoke temperature koji je dizajniran za rješavanje dokumentiranih kvarova u bušotinama koje koriste metode pridobivanja ugljikovodika iz ležišta uz pomoć pare (eng. *steam-assisted gravity drainage-SAGD*) pri temperaturi od 250 °C. Proces unaprjeđenja proizvoda temeljen na rastavljanju opreme, inspekciji i analizi kvarova značajno je potaknuo razvoj tehnologije ESP-a, kako bi ona bila pouzdana i na visokoj temperaturi.

Gaviria i Santos (2007) i Bowman et al. (2005) zaključili su da ESP sustavi omogućuju veću operativnu fleksibilnost i dovode do efikasnije eksploatacije ležišta u usporedbi s plinskim podizanjem i prirodnim podizanjem odnosno eruptivnom proizvodnjom u bušotini.

Uronjive centrifugalne sisaljke pri visokim temperaturama izložene su zahtjevnim uvjetima. Ekstremne temperature i para štetno djeluju na sve nemetalne dijelove, te ako se tome doda vrijeme, rezultat je starenje materijala. Nije iznenađujuće da su komponente u područjima gdje

se stvara toplina među onima identificiranim u bazi podataka o kvarovima (Caridad i Shang, 2019):

- izolacijski sustav motora je posebno izložen zbog visoke temperature unutar bušotine i topline stvorene Jouleovim efektom;
- ležajevi su izloženi visokom trenju koje proizlazi iz mehaničkog opterećenja i niske viskoznosti ulja;
- brtve osovine možda su najizloženije komponente jer su u kontaktu s fluidom iz bušotine i abrazivnim tvarima pri visokim temperaturama, uključujući toplinu koja se generira na površinama koje se kreću relativno jedva u odnosu na drugu.

Na temelju provedene analize izvedena su sljedeća poboljšanja (Caridad i Shang, 2019):

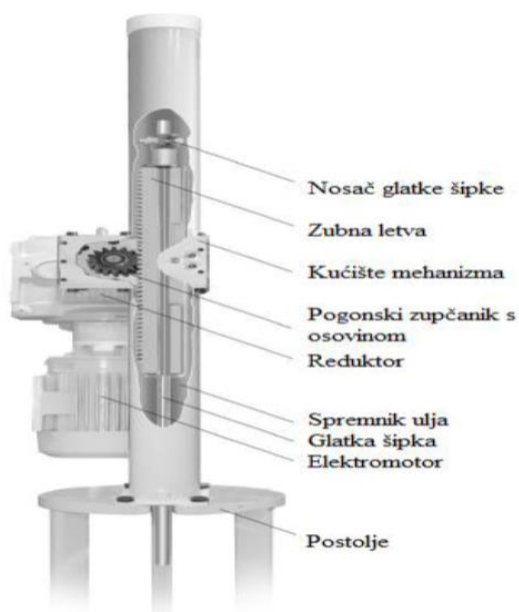
- Jedna od ključnih prilika za poboljšanje dugoročne pouzdanosti identificirana je u poboljšanju izolacijskog sustava, uključujući izolaciju žica motora i drugih komponenti koje pružaju električnu izolaciju. Zbog visokih temperatura kojima su ove komponente izložene, termalno starenje je čest problem. Predložen je novi izolacijski sustav s poboljšanim materijalima koji su manje osjetljivi na vodu te s povećanom dimenzijskom stabilnošću i dielektričnom čvrstoćom kako bi se produljio vijek trajanja motora. Interno testiranje je pokazalo veće vrijednosti propusnih napona i poboljšano ponašanje tijekom starenja, pri čemu nisu uočeni nikakvi nedostaci u proizvodnom procesu;
- Mehanička stabilnost ima izuzetan značaj u rotirajućim sustavima. Keramika se obično koristi za radijalne pomake strojnih elemenata i osovine ležajeva kod primjene SAGD-a zbog njihove veće krutosti i sposobnosti odvoda topline. Mane keramike su smanjena otpornost na lom, stoga su u dizajn uključena poboljšanja kako bi se uklonile ili modificirale značajke koje bi mogle djelovati kao pojačivači naprezanja i dovesti do pukotina. Kod određenih komponenti, korištene su veće površine ležajeva, drugi materijali ili oboje kako bi se poboljšala sposobnost podnošenja opterećenja i otpornost na lom;
- U novom sustavu električnih uronjivih sisaljki za uvjete visoke temperature uvedeno je poboljšano brtvljenje osovine koje ima stabilniji dizajn sposoban održavati pravocrtnost u širem rasponu temperatura. Osim toga, kao dio poboljšanja, implementirane su i povećane mogućnosti aksijalnog pomaka radi apsorpcije termičke ekspanzije te stabilniji dizajn falde. Testiranje prototipa komponenti pokazalo je primjetno poboljšanje smanjenja brzine curenja fluida kao i stanja kliznih površina na licima brtvila nakon ispitivanja;

2.2.3. Linearno pogonjena dubinska sisaljka

Linearno pogonjena dubinska sisaljka (eng. *Linear Rod Pump-LRP*) (Slika 2-11) je sustav koji se sastoji od dubinske sisaljke klipnih šipki koje se nalaze u kanalu bušotine i linearnog pogona na površini. LRP je sustav koji ima potpuno jednak sastav opreme unutar bušotine kao i ranije spomenuta dubinska sisaljka s klipnim šipkama, s razlikom da LRP sustav ima linearni električni motor na površini umjesto ranije spomenute njihalice.

Osnovne značajke LRP sustava (Čikeš i Zelić, 2006):

- podzemno opremanje identično sustavu pokretanom njihalicom,
- jednostavna i lagana konstrukcija,
- jednostavan transport i montaža,
- tihi rad,
- autonomno upravljanje radom bušotine,
- mogućnost praćenja parametara rada sisaljke,
- bežični prijenos podataka do kontrolne stanice.



Slika 2-11. LRP sustav (Čikeš i Zelić, 2006)

3. KVAROVI DUBINSKE PROIZVODNE OPREME NA BUŠOTINAMA OPREMLJENIM DUBINSKOM SISALJKOM S KLIPNIM ŠIPKAMA I NJIHOVI UZROCI

Tehnički remont opreme se obavlja kad se utvrdi da dolazi do naglih odstupanja parametara proizvodnje ili kad je proteklo propisano vrijeme remonta opreme definirano od strane proizvođača. Odnosno tehničkom remontu opreme može se pristupiti i u slučaju kad se želi poboljšati proizvodnju fluida iz bušotine zbog visoke cijene nafte i plina, i ostvarivanja veće zarade.

Mjesta na kojima dolazi do oštećenja su najčešće: klipne šipke, proizvodni niz cijevi, dubinske usadne sisaljke, ušće bušotine, glatka šipka i ostalo.

Čikeš i Zelić (2006) definirali su pet tipova djelujućih sila:

- sila uzgona,
- težina niza klipnih šipki i uzlaznih cijevi uz težinu stupca kapljevine,
- sila elastičnosti stupca kapljevine i materijala izrade klipnih šipki,
- inercijske sile pri kretanju klipa, klipnih šipki i stupca kapljevine te
- različiti oblici sila trenja.

Smanjenje kvarova opreme zahtijeva sustav praćenja koji identificira kvarove prema vrsti (šipka, cijev, pumpa itd.), lokaciji (tijelo, klip, cilindar itd.) i uzroku (abrazija, zaglava, korozija, puknuće itd.). Redoviti sastanci za raspravu o "problematičnim bušotinama" (onim bušotinama s prijevremenim ili učestalim kvarovima) pomažu u smanjenju broja kvarova i pružanju smjernica u definiranju preventivnih aktivnosti za sprječavanje pojave kvarova.

Neke od metoda za smanjenje trošenja klipnih šipki i tubinga su (Bucaram et al., 1993):

- Uvijek usidriti tubing ili objasniti zašto nije usidren. Tubing treba usidriti uvijek što bliže dubinskoj sisaljki, jer ukoliko ga se učvrsti daleko od dubinske sisaljke moguće je da će doći do izvijanja tubinga između sidra i dubinske sisaljke;

- Postaviti centralizere na mjestima gdje se iz iskustva zna da dolazi do trošenja tubinga ili klipnih šipki. Habanje se često koncentrira na dnu bušotine gdje zna doći do izvijanja tubinga;

- Svaki put kad se tubing izvlači i isti vraća nazad potrebno je zamijeniti pasove tubinga u kojima su se centralizeri kretali jer je sigurno došlo do nekakvog habanja tog tubinga. Duljina tih izmijenjenih pasova mora biti veća od duljine hoda klipa;

- Smanjiti brzinu pumpanja sisaljke što je više moguće jer se trošenje povećava povećanjem brzine pumpanja;

Izbor odgovarajućeg materijala često je najekonomičnije rješenje za rješavanje problema korozije i trošenja kod dubinskih sisaljki s klipnim šipkama, zbog malih tolerancija i visokih brzina protjecanja tekućina;

Korozija površinskih dijelova opreme i klipnih šipki nije mjerodavan pokazatelj za stanje koje prevladava u bušotini. Postoji nekoliko pokazatelja zašto korozija na površinskim dijelovima nije mjerodavna za koroziju na određenoj dubini u bušotini (Dawson et al., 2004):

- Tipičan tretman korozije sastoji se od tjednog tretmana. Odmah nakon pojave filma inhibitora korozije, on se počinje uklanjati uslijed protjecanja fluida. Zbog toga dno klipnih šipki može biti bez filma inhibitora dok se pri površinski dio niza klipnih šipki još uvijek inhibira kako bi se spriječila korozija;

- Pri površinski dio niza klipnih šipki ne pokazuje koroziju koja je ubrzana trošenjem. Gubitak metala može biti ubrzan čak i u blago korozivnim okruženjima uslijed stalnog uklanjanja produkata korozije;

- Bušotina iz koje se povremeno proizvodi imat će gravitacijsko razdvajanje nafte i vode u bušotini, samim tim donji dio niza klipnih šipki bit će u vodi dok će se pripovršinski dio niza klipnih šipki nalaziti u nafti;

- Tlak na površini i na dnu bušotine značajno se razlikuje, zbog toga će parcijalni tlak ugljičnog dioksida i vodikovog sulfida biti mnogo veći na dnu bušotine što će svakako utjecati na pojavu korozije.

3.1. Kvarovi niza klipnih šipki i njihovi uzroci

Klipne šipke i glatka šipka tijekom crpljenja fluida izložene su različitim naprezanjima, te se zbog toga pojavljuju i različita oštećenja. U osnovi razlikuju se tri vrste oštećenja klipnih šipki, i to (Čikeš i Zelić, 2006):

- oštećenja tijela klipnih šipki,
- oštećenja spojnica,
- oštećenja tuljca s muškim navojem.

Eksperimentalna ispitivanja dokazala su da će najveća trajnost klipnih šipki biti kada se ostvari naprezanje koje omogućava 10×10^6 cikličkih naprezanja i popuštanja bez oštećenja. Ova trajnost ovisi o materijalu od kojeg su klipne šipke izrađene (Tablica 3-1), o korozivnim medijima koji su prisutni u fluidu koji se proizvodi, i o razini naprezanja kojima su klipne šipke izložene.

Tablica 3-1. Vrsta čelika koja se koristi za izradu klipnih šipki (Matanović i Moslavac, 2011)

MATERIJAL	KVALITETA (AISI/SAE)	TRAJNOST KOROZIVNOM FLUIDU		TRAJNOST NEKOROZIVNOM FLUIDU		
		10 MPa		10 MPa		
		s H ₂ S	bez H ₂ S	<60%	>60%	<30%
UGLJIČNI ČELIK	C1033			206,8		
	C1035			206,8		
	C1036			206,8		
	C1038			206,8		
	C1039			206,8		
	C1040			206,8		
	C1042			206,8		
	C1043			206,8		
LEGIRANI ČELIK	Mn 1335				206,8	275,8
	Ni-Cr 3310					275,8
	Ni-Cr (Mayari)	151,7	206,8		206,8	275,8
	Ni-Mo 4620	151,7	206,8		206,8	275,8
	Ni-Mo 4621	151,7	206,8		206,8	275,8
	Ni-Mo 4800	151,7				

Oštećenja tijela klipnih šipki uzrokuje više čimbenika. Pukotinska oštećenja koja nastaju zbog zamora materijala, pojavljuju se na način da se na najslabijem dijelu prvo pojavi mala pukotina koja se s vremenom širi i u jednom trenutku dolazi do pucanja klipnih šipki. Jedan od čestih uzroka oštećenja je trenje klipnih šipki o unutarnje stijenke tubinga, pogotovo u dubokim usmjerenim bušotinama te opremljene proizvodnim nizom tubinga koji nije usidren (Blenkarn i Lubinski, 1975). Korozija također izaziva oštećenje klipnih šipki te ona može biti vrlo intenzivna ako proizvedeni fluid sadrži ugljikov dioksid (CO_2) i vodikov sulfid (H_2S), i veći postotak slojne vode. Korozija stvara oštećenja koja se golim okom mogu raspoznati kao rupice do kojih dolazi na mjestima najvećih naprezanja.

Za proizvodnju klipnih šipki koriste se različite vrste čelika. Čeliku se za povećanje čvrstoće, tvrdoće i otpornosti na koroziju dodaju primjese u određenim postotcima, kao što su: nikal (Ni), krom (Cr), bakar (Cu), molibden (Mo), vanadij (V), i drugi (Tablica 3-2).

Ugljik djeluje tako što povećava čvrstoću i tvrdoću, te povećava i krhkost čelika uz smanjenje otpornosti na koroziju, dok primjese mangana smanjuju krhkost metala. Nikal smanjuje korozivnu krhkost metala koja se javlja kod prisustva H_2S -a u fluidu. Dodatkom kroma formiraju se karbidi, te se znatno povećava djelotvornost kaljenja čelika. Molibden povećava otpornost čelika na čvrstoću nakon termičke obrade, dok vanadij omogućava formiranje sitnozrnate strukture čelika.

Tablica 3-2. Kemijska i mehanička svojstva klipnih šipki (Szilas, 1975)

	Mehanička svojstva						Kemijski sastav, %												
	Tvrdoća po Brinelu	Udarna čvrstoća	Smanjenje površine presjeka	Produljenje pri		Granica čvrstoće (MPa)	Granica elastičnosti (MPa)	B	V	Mo	Cr	Ni	Si	S	P	Mn	C	Oznaka po ANSI	Tip klipnih šipki
	183/207	94,2/122	60/67	19/24	203,2 mm	621/724	448/497					0,20	0,035	0,03	1,35	0,32	C1036	60	Axelson
	185 t	88,1 min 1C4 t	53/68	621/724	414/514					0,15	0,05	0,04	1,20	0,30	C1036	N	Oil well
	174 min 192 sred 67,8 min	50 min 60 sred	607 min 665 sred	414 min 448 sred				0,30	0,15	0,05	0,04	0,50	0,40	Special	X Mary	Bethlehem
	173 t	67,8 t	50 t	621 t	414 t			0,08 0,15	0,50	0,20	0,04	0,04	0,55	0,33	Special	62	National
	176/220	142/115	70/60	25/16	45/32	607/779	490/635		0,05 min	0,20 0,30	1,65	0,20	0,04	0,04	0,70	0,17	A4621	5	Continental Emsco
	185/205	122/142	60/72	566/655	448/517			0,20 0,30	1,65	0,20	0,04	0,04	0,70	0,18	Model A4621	40	Norris
	230/260	136/102	66/55	16/12	35/25	793/897	621/724				3,25	0,20	0,025	0,025	0,45	0,08	3310	Realiance	Continental Emsco
	250/275	94/122	60/70	828/897	690/793			0,25 0,30	1,75	0,20	0,030	0,025	1,10	0,21	Special	77	Axelson
	230/260	122/81	63/50	16/12	36/26	793/897	655/759		0,40 0,60	0,20 0,30	0,90	0,55	0,025	0,025	0,90	0,13	Special	Hi-Ten	Continental Emsco
	235 t	102 min 113 +	68/73	22/29	724/793	655/745			0,08 0,15	0,20	0,20	0,04	0,04	0,60	0,17	80V20	4	Oil well

Oštećenja spojnica javljaju se često, a čimbenici koji utječu na njihovu pojavu su (Čikeš i Zelić, 2006):

- oštećenja pri rukovanju i nepravilnim zahvatima kliještima (pri navrtanju i odvrtanju) te dotezanja neprikladnim momentom, uslijed čega dolazi do oštećenja dosjednih „ramena“ spojnica;

- oštećenja uslijed trenja o unutarnje stijenke tubinga koje su, analogno opisanim za tijela klipnih šipki, naročito izložene kod usmjerenih i relativno dubokih bušotina, posebice ako tubing nije usidren. Ta se oštećenja mogu smanjiti ugradnjom vodilica odgovarajuće konstrukcije koje sprječavaju kontakt spojnica sa stijenkom tubinga;

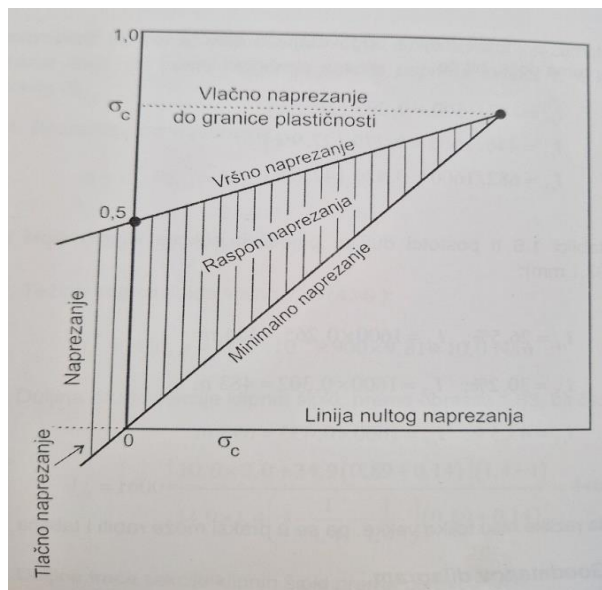
- oštećenja uslijed pojave procesa korozije analogna su ovima opisanim za tijela klipnih šipki. Na koroziju su naročito osjetljivi navoji spojnica, pa ih je nužno zaštititi odgovarajućim premazima te utiskivanjem inhibitora korozije, ako se radi o izrazito korozivnim uvjetima procesa crpljenja fluida.

Spojnice moraju biti izrađene od visokolegiranog čelika da bi mogle izdržati prenaprezanja i pri radu i pri dotezanju.

3.1.1. Goodmanov dijagram

Goodman je obavio niz pokusa na klipnim šipkama kako bi došao do vrijednosti maksimalnog opterećenja pri kojem neće doći do oštećenja, tj. pucanja klipnih šipki. Tijekom pokusa utvrdio je i da nije važno samo maksimalno opterećenje nego i raspon maksimalnog i minimalnog opterećenja.

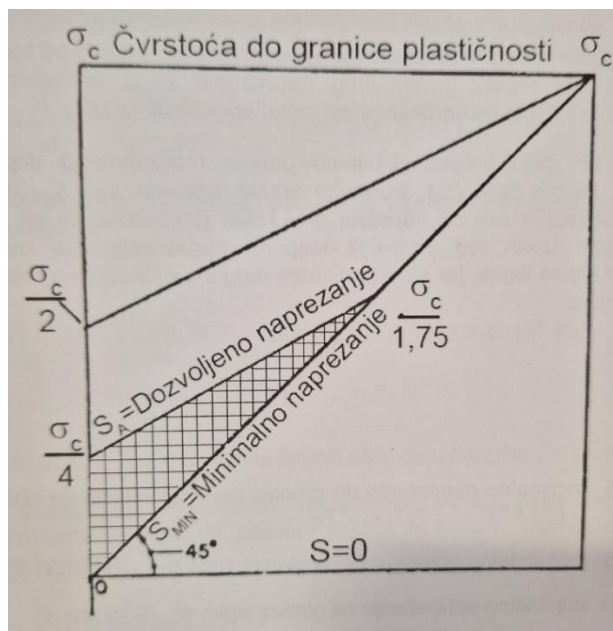
Na Slici 3-1 prikazan je opći Goodmanov dijagram na kojem je prikazano područje omeđeno pravcem maksimalnog i minimalnog naprezanja klipnih šipki. Izvan tog područja nije dopušteno izlaganje naprezanjima klipnih šipki. Na Slici 3-1 oznaka σ_e označava vlačno naprezanje do granice plastičnosti.



Slika 3-1. Goodmanov dijagram (Schmidt, 1993)

Na dijagramu se vidi da se s povećanjem naprezanja raspon između maksimalnog i minimalnog naprezanja smanjuje.

U praksi se ne koristi Goodmanov dijagram, već se koristi modificirani Goodmanov dijagram koji je prilagođen realnim uvjetima, tj. uvjetima u kojim su klipne šipke uronjene u kapljevину.

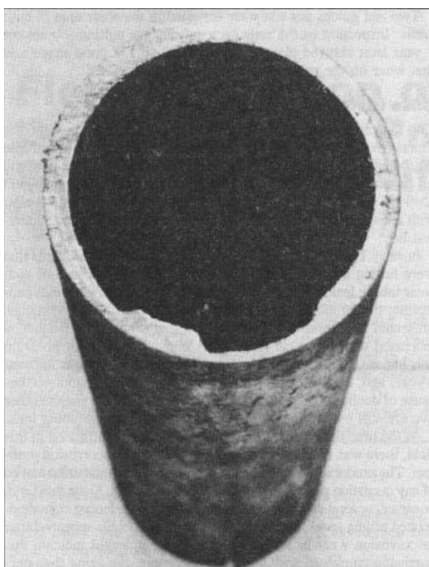


Slika 3-2. Modificirani Goodmanov dijagram (Schmidt, 1993)

3.2. Oštećenja proizvodnog niza cijevi (tubinga) i njihovi uzroci

Oštećenja tubinga predstavljaju u mnogim bušotinama problem i rezultiraju značajnim troškovima. Prvi korak u sprječavanju nastanka oštećenja na tubingu je pravilno i pažljivo rukovanje pri transportu te vizualni pregled pri kojem možemo uočiti površinske nepravilnosti koje kasnije mogu dovesti do puknuća i korozije. Dva najčešća uzroka oštećenja su mehaničko i korozijsko trošenje (McCaslin, 1988).

Mehaničko trošenje je postepeno uklanjanje površinskog sloja metala s tubinga pri kontaktu s klipnim šipkama pod utjecajem trenja. Na Slici 3-3 vidljiv je rezultat mehaničkog trošenja unutarnje stijenke tubinga.



Slika 3-3. Mehaničko trošenje tubinga (McCaslin, 1988)

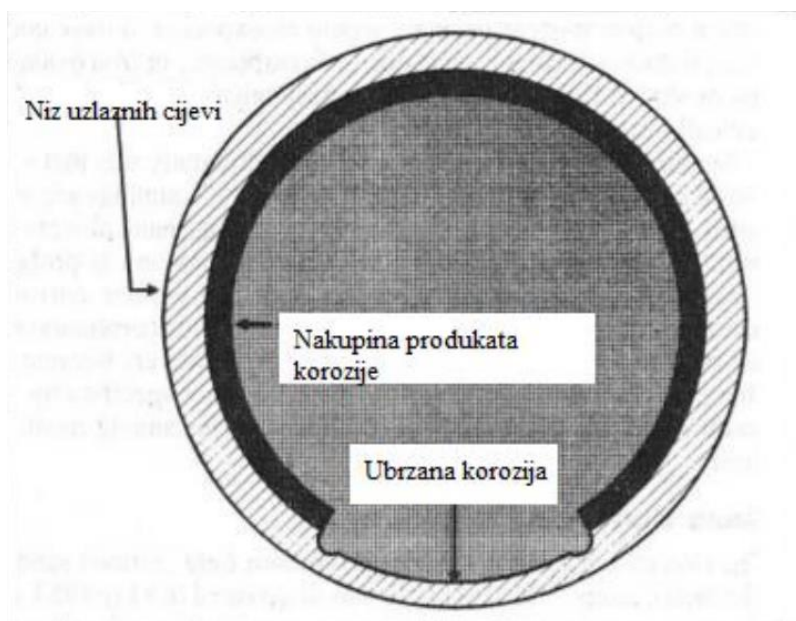
Nekoliko je načina za spriječiti nastajanje mehaničkih oštećenja tubinga međudjelovanjem tubinga i klipnih šipki. Neki od načina su postavljanje centralizera na klipne šipke kako bi ih držali u sredini tubinga bez kontakta na drugim mjestima, postavljanje vodilica klipnih šipki i rotatora klipnih šipki i rotatora tubinga.

Do oštećenja tubinga također dolazi kod međudjelovanja klipnih šipki i tubinga. Često se ta oštećenja pripisuju otklonu kanala bušotine, ali su matematička i eksperimentalna istraživanja Lubinskog i Blenkarna dokazala i utjecaj izvijanja tubinga na ovaj proces. Kao rješenje za takva

oštećenja uvelo se postavljanje sidrenih pakera na dno tubinga, vodilica klipnih šipki i inhibitora korozije.

Osim mehaničkog trošenja postoji i korozijsko trošenje koje se definira kao djelovanje različitih korozijskih procesa na stijenke tubinga. Do korozijskog trošenja dolazi zbog prisustva kiselih plinova u fluidu koji se pridobiva kao što su ugljikov dioksid (CO_2) i vodikov sulfid (H_2S) koji u kombinaciji s vodom (H_2O) čine vrlo jake korozivne medije.

Izrazito je opasno kad dođe do kombinacije mehaničkog trošenja i korozijskog trošenja jer kad korozija kemijski oslabi materijal klipne šipke ga lakše mehanički troše. Na Slici 3-4 možemo vidjeti kombinaciju djelovanja mehaničkog trošenja i korozijskog djelovanja.



Slika 3-4. Kombinacija mehaničkog trošenja i korozijskog djelovanja (McCaslin, 1988)

Metal se može zaštititi korištenjem različitih metoda koje se odnose na dva principa, a to su smanjenje ili poništenje afiniteta prema procesu korozije i povećanje otpora koroziji (Despot i Rajhenbah, 1995). Za prevenciju korozije može se koristiti proizvodna oprema od legiranog čelika, ali i elektrokemijska zaštita, upotreba premaza i inhibitori korozije.

Elektrokemijska zaštita može biti anodna ili katodna, a ostvaruje se tako da se metal spoji na površinu određenog pola izvora struje ili na metal koji ima negativniji elektrodni potencijal od onog koji se zaštićuje. U praksi se češće koristi katodna zaštita.

Korištenje plastike ojačane staklenim vlaknima (staklo-plastika) odnosno presvlačenjem unutarnje stijenke tubinga sprječava se djelovanje korozije na čelik, a ujedno i smanjuje trenje prilikom proizvodnje fluida (Nind, 1964). Nije nužno presvući cijeli tubing iznutra staklo-plastikom već samo na mjestima gdje se očekuju i iz iskustva zna da će korozija izraženije djelovati.

Također, utiskivanjem inhibitora korozije može se umanjiti djelovanje korozije. Inhibitori mogu biti anorganski i organski, a najčešće se koriste inhibitori koji su topljivi u ugljikovodicima. Anorganski inhibitori djeluju bez prisustva kisika, a organski inhibitori djeluju u prisustvu kisika. Prilikom dodavanja inhibitora treba biti oprezan jer ako je dodan u neodgovarajućoj količini on ne samo da neće djelovati već će i suprotno djelovati, odnosno ubrzati koroziju.

Tipične doze korištenja inhibitora u nedostatku laboratorijskih i terenskih podataka su (Palamisamy, 2019) :

- za proizvodnju plina: 10 do 20 litara inhibitora po milijunu m³ plina ili 100 ppm ovisno o količini proizvedene vode s kondenzatom (relevantan podatak je onaj s većim iznosom);
- za proizvodnju nafte: 20 do 50 ppm ovisno o količini ukupno proizvedene vode.

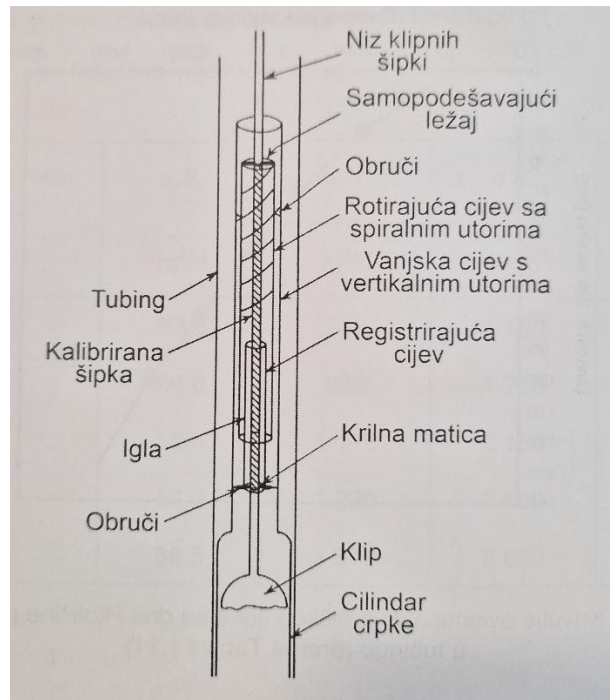
U bušotinu se inhibitori doziraju (Dawson et al., 2004) :

- kontinuirano kroz „tubing“,
- obročnim utiskivanjem,
- pod visokim tlakom (eng. *squeeze treatment*).

3.3. Kvarovi dubinskih sisaljki s klipnim šipkama i njihovi uzroci

3.3.1. Dinamograf

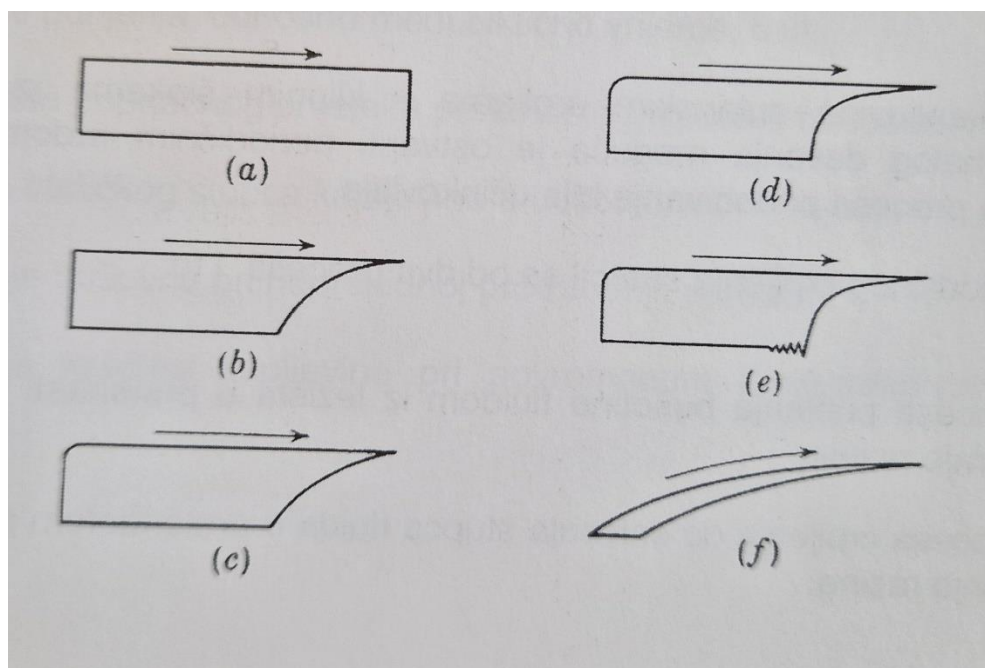
Instrument za mjerenje opterećenja na klip dubinske sisaljke naziva se dinamograf te se uz to registrira i hod klipa. Prvi dinamograf konstruirali su Sargent i Gilbert (Slika 3-5).



Slika 3-5. Shematski prikaz Sargent-Gilbert-ovog dinamografa (Čikeš i Zelić, 2006)

Dinamograf se ugrađuje u niz klipnih šipke neposredno iznad klipa. Relativno kretanje između pokrovne cijevi (koja je pričvršćena na cilindar sisaljke i pritom usidrena na tubing) i kalibrirane šipke (koja je sastavni dio niza klipnih šipki) registrira se na registrirajućoj cijevi kao vodoravna linija. Registrirajuće pero učvršćeno je na trećoj cijevi koja se slobodno okreće, a povezana je vršnim dijelom na kalibriranu šipku. Bilo koje vertikalno kretanje klipa prenosi se rotacijom na treću cijev i na taj način pero presijeca vodoravnu liniju na registrirajućoj cijevi. Svaka promjena opterećenja na klip odražava se na promjenu duljine sekcije kalibrirane cijevi između krilne matice na donjem kraju kojom se podržava registrirajuća cijev i odgovarajućeg radijalnog ležaja na vrhu kojim se podržava rotirajuća cijev tako da se registrirajućim perom presijecaju vertikalne linije na registrirajućoj cijevi (Čikeš i Zelić, 2006).

Tim tijekom dok crpka radi, registrirajuće pero crta seriju dijagrama postavljenih jedan iznad drugog. Na Slici 3-6 vidljivi su karakteristični dijagrami dobiveni s dubinskim dinamografom za slučaj pojave slobodnog plina u cilindru sisaljke.



Slika 3-6. Karakteristični dijagrami dobiveni s dubinskim dinamografom za slučaj pojave slobodnog plina u cilindru sisaljke (Nind, 1964)

Na Slici 3-6a) može se vidjeti da strelica pokazuje smjer kretanja klipa prema gore, s konstantnim opterećenjem. Na Slici 3-6b) vidi se prisustvo slobodnog plina u cilindru te njegovo stlačivanje u hodu klipa prema dolje. Na Slici 3-6c) se događa sličan efekt u hodu klipa prema gore. Na Slici 3-6.d) vidi se nakupljanje slobodnog plina u vrhu cilindra jer je volumen cilindra prevelik za ovakva davanja bušotine i kod kretanja klipa prema dolje dolazi do rasterećenja klipnih šipki. Na Slici 3-6e) zbog prisustva slobodnog plina u cilindru prilikom kretanja klipa može doći do vibracija koje se mogu vidjeti iz priloženog dijagrama. Na Slici 3-6f) može se vidjeti niski koeficijent korisnog učinka zbog visokog udjela slobodnog plina u cilindru.

3.3.2. Dinamometar

Dinamometar (Slika 3-7) je mjerni instrument koji služi za mjerenje sila (vlačnih sila i tlačnih sila), a postavlja se na priključni sklop koji se montira na poliranu šipku.

Instrument se sastoji od tri dijela (Matanović i Moslavac, 2011):

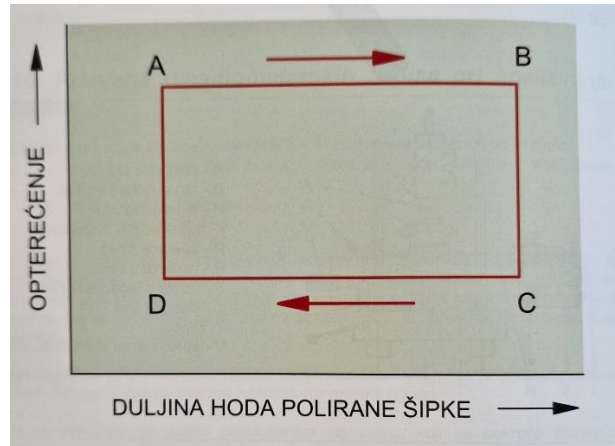
- nosivog sustava, koji podrazumijeva dva klipa, cilindre i visokotlačnu sisaljku;
- sustava za registriranje;
- sustava za zapisivanje.

Da bi se dinamometar mogao koristiti potrebno je postaviti priključni sklop na poliranu šipku, koji se sastoji od nosača, manžete međuprstena i bazne ploče. Kad se priključni sklop montira na poliranu šipku on tamo ostaje trajno.



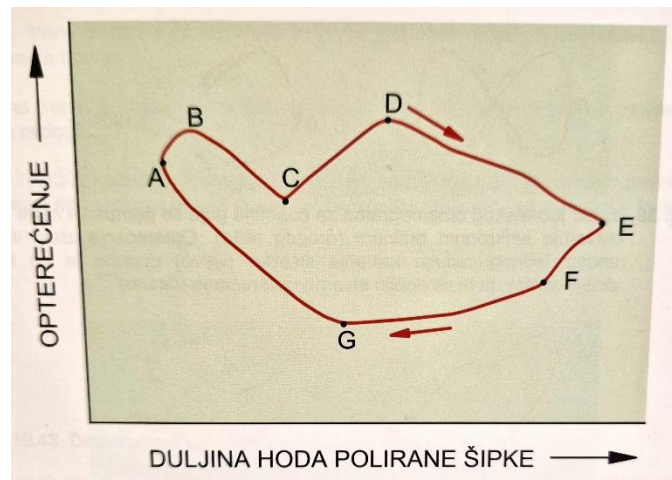
Slika 3-7. Dinamometar (Sonoecho, 2018)

U sljedećih nekoliko slika (Slika 3-8 do Slika 3-17) bit će prikazani dinamogrami u različitim teorijskim i realnim uvjetima rada te pojedinačna pojašnjenja svakog.



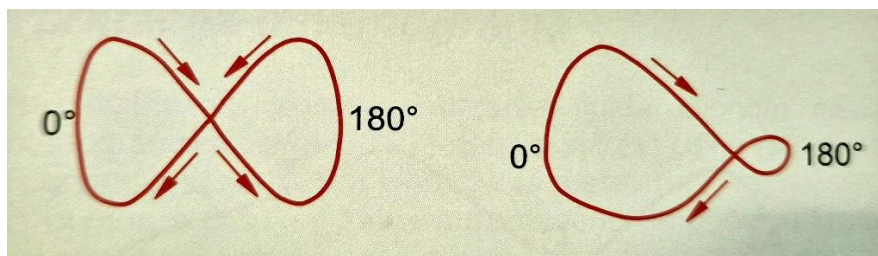
Slika 3-8. Dinamogram idealiziranog sustava (Matanović i Moslavac, 2011)

Na Slici 3-8 može se vidjeti dinamogram idealiziranog sustava, što u stvarnosti nije moguće postići. Linija A-B prikazuje kretanje klipa prema gore, podiže se težina stupca kapljevine i težina klipnih šipki uronjena u kapljevinu. Kod dolaska klipa do točke B završava ciklus podizanja kapljevine te se otvara usisni ventil i težina na poliranoj šipci pada na točku C koja predstavlja težinu klipnih šipki uronjenih u kapljevinu. Linija C-D prikazuje kretanje klipa prema dolje, odnosno punjenje cilindra. Kad klip dođe u točku D usisni ventil se zatvara i težina se povećava za stupac kapljevine u cilindru. Slika 3-9 prikazuje izgled stvarnog dinamograma u realnim uvjetima i odmah je vidljiva razlika u odnosu na idealizirani dinamogram (Slika 3-8).

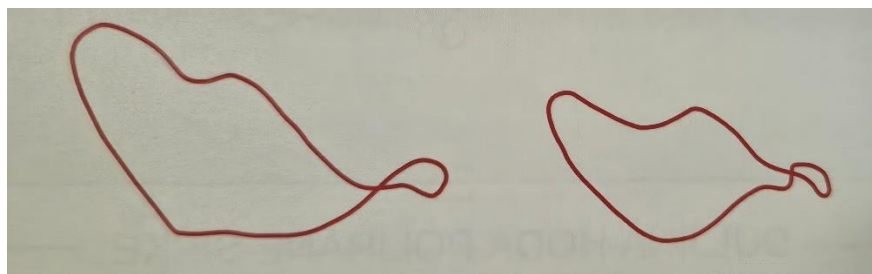


Slika 3-9. Izgled stvarnog dinamograma (Matanović i Moslavac, 2011)

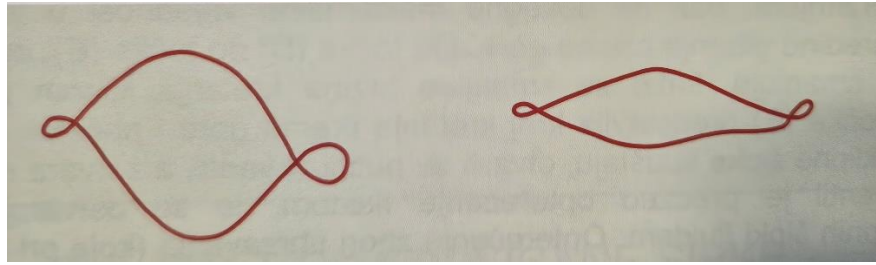
Točka A predstavlja položaj klipa u krajnjem donjem položaju. Klip se počinje kretati prema gore i usisni ventil se zatvara što se može vidjeti na liniji A-B, na liniji B-C vidi se utjecaj produljenja klipnih šipki na smanjenje opterećenja. Točka C označava krajnje produljenje klipnih šipki te se opterećenje povećava zbog ubrzanja do točke D koja predstavlja težinu stupca fluida koji se iznosi i klipnih šipki uronjenih u fluid. Kretanje na liniji D-E je kretanje prema gore ali jednolikom brzinom pa je opterećenje nešto manje nego u točki D, točka E predstavlja krajnju gornju poziciju klipa. Linija E-F predstavlja kretanje klipa prema dolje i usisni ventil se otvara, a u točki F tlačni ventil se zatvara. Linija F-G predstavlja kretanje klipa prema dolje do točke G, te od točke G do točke A opterećenje se povećava zbog trenja polirane šipke.



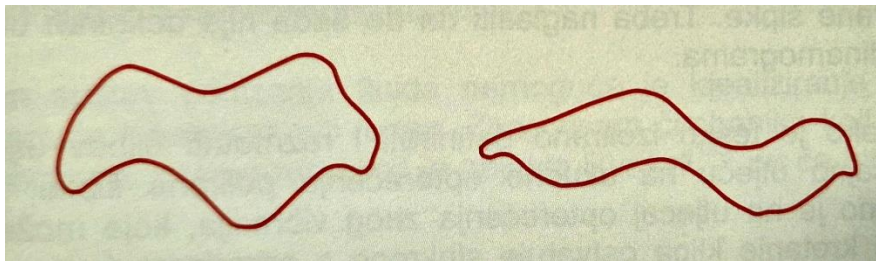
Slika 3-10. Izgled teoretskog dinamograma kada je pridobivanje nafte ostvarivano sinkronom brzinom (Matanović i Moslavac, 2011)



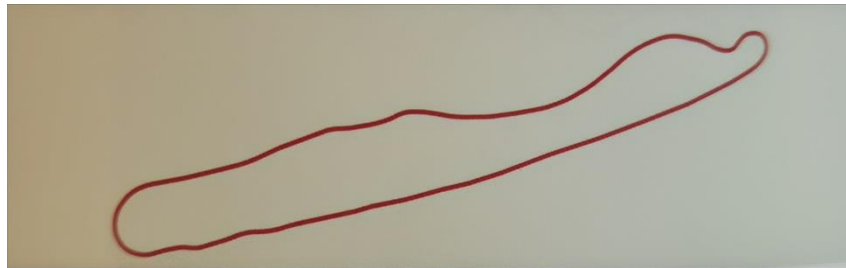
Slika 3-11. Izgled stvarnog dinamograma kada je pridobivanje nafte ostvarivano sinkronom brzinom (Matanović i Moslavac, 2011)



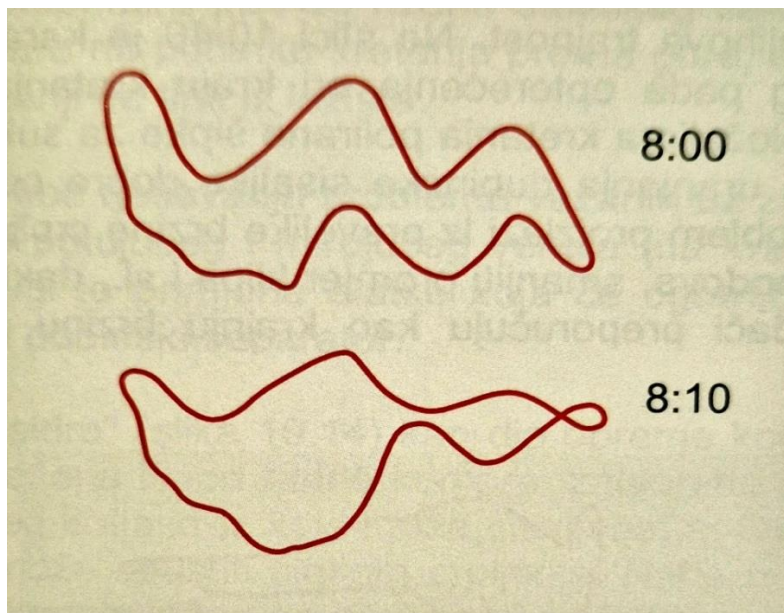
Slika 3-12. Teoretski (lijevo) i stvaran (desno) dinamogram trećeg reda (Matanović i Moslavac, 2011)



Slika 3-13. Teoretski (lijevo) i stvaran (desno) dinamogram četvrtog reda (Matanović i Moslavac, 2011)



Slika 3-14. Dinamogram koji ukazuje na pojavu trenja u bušotini (Matanović i Moslavac, 2011)

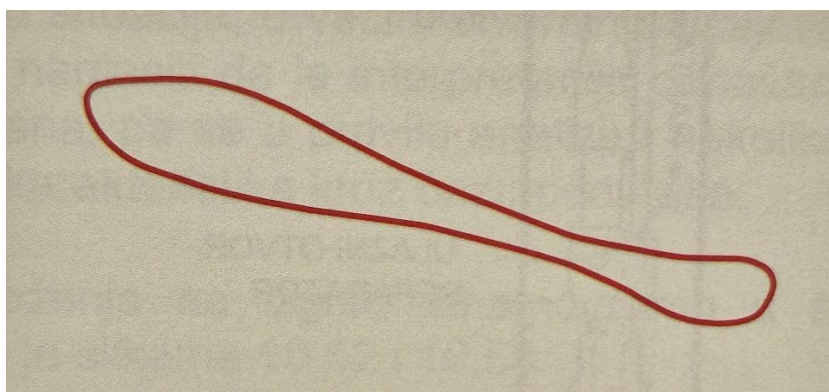


Slika 3-15. Dinamogrami prikazuju prihvat ili povećano trenje klipa (Matanović i Moslavac, 2011)

Na Slici 3-15 prikazan je dinamogram koji prikazuje prihvat ili povećano trenje klipa što može ukazivati na stvaranje naslaga parafina na stijenkama tubinga ili prisustvo pijeska.

Za sprječavanje nakupljanja parafina može se kod samog opremanja bušotine za paker fluid koristiti dušik koji ima veliki koeficijent prijenosa topline te tako spriječiti nastanak parafina. Ukoliko je došlo do stvaranja parafina može ga se probati otopiti kemikalijama, a ako taj postupak ne da rezultat potrebno je očistiti tubing mehanički, spuštanjem strugača parafina u bušotinu.

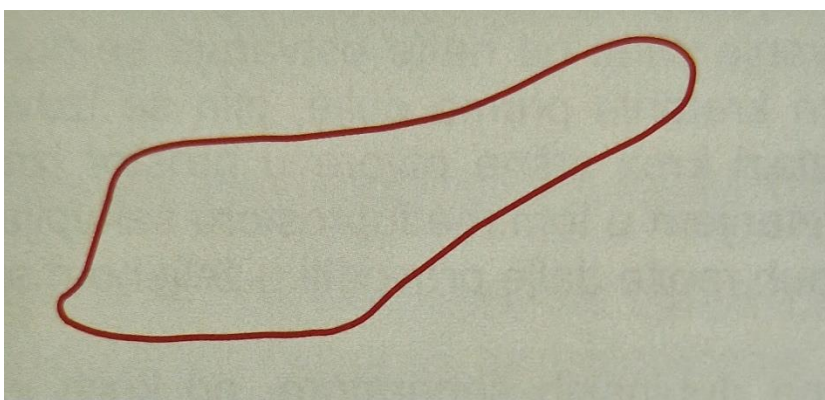
Dotok pijeska u bušotinu sprječava se postavljanjem pješčanog zaslaga ili žičanog filtera. Ukoliko je već prisutan u bušotini onda ga je potrebno periodički isprati s dna bušotine na površinu.



Slika 3-16. Dinamogram za slučaj potpunog ispunjenja plinom (Matanović i Moslavac, 2011)

Na Slici 3-16 prikazan je dinamogram kada je komora ispunjena plinom. Do zapunjenja komore plinom dolazi zbog isplinjavanja lakih ugljikovodika u kanalu bušotine.

Dotok plina u komoru sprječava se ugradnjom plinskog sidra ispod dubinske crpke koji odvaja plin od nafte te ga usmjerava u prstenasti prostor. Na Slici 3-17 prikazan je dinamogram koji potencijalno ukazuje na skraćeno kretanje klipa. Do skraćenog kretanja klipa može doći zbog taloženja pijeska u komori i zbog toga ne dopušta sisaljki da radi punim kapacitetom.



Slika 3-17. Dinamogram koji ukazuje na skraćeno kretanje klipa (Matanović i Moslavac, 2011)

3.3.3. Dotok pijeska i poteškoće u radu dubinske sisaljke s klipnim šipkama

Na eksploatacijskom polju koje se u ovom radu analizira postoji problem dotoka pijeska zbog same starosti polja, prisutnosti pijeska u ležišnim stijenama te promjena uvjeta proizvodnje i sniženja tlaka u ležištu.

Razlozi za kontrolu dotoka slojnog pijeska (Matanović i Moslavac, 2011) su:

- smanjenje proizvodnje,
- oštećenje opreme, tubinga, zaštitnih cijevi,
- potreba za rukovanjem i odlaganjem proizvedenog pijeska.

Dotok pijeska iz ležišta može se kontrolirati na dva načina: mehaničkim putem ili kemijski. Mehanički se kretanje pijeska sprječava na način da se u bušotinu ugrade pješčani zasipi ili

žičani filtri, a kemijski tako da se u ležišnu stijenu utisnu kemikalije za kemijsko konsolidiranje zrna pijeska u ležištu.

Pijesak unutar bušotine smanjuje pridobivenu količinu fluida iz ležišta i štetno djeluje na dubinsku sisaljku. Taloženje pijeska u dubinskoj sisaljki može smanjiti hod klipa te samim tim smanjiti kapacitet komore za podizanje fluida prema površini. Pijesak štetno djeluje na klip i cilindar te ih abrazivno troši i što uzrokuje propuštanje fluida između klipa i cilindra (Beck i Ghareeb, 2012). Taloženjem pijeska u bušotini smanjuje se dotok fluida iz ležišta te na taj način može utjecati na rad dubinske sisaljke tako da razina kapljevine ne bude dovoljna u bušotini, te sisaljka ostane na „suhom“ odnosno ne bude uronjena u kapljevinu.

3.4. Uzroci kvarova uronjivih centrifugalnih sisaljki

Uronjiva centrifugalna sisaljka obješena je na tubing i uronjena u bušotinski fluid, te je s vanjske strane provučen električni kabel koji dovodi električnu energiju za rad sisaljke. Centrifugalna sisaljka pruža konstantni protok pumpanja prema površini bez ikakvih oscilacija. Plin smanjuje djelotvornost crpljenja te je stoga potrebno ugraditi plinski separator koji odvaja slobodni plin iz bušotinskog fluida i usmjerava ga u prstenasti prostor bušotine.

Kao i što je ranije spomenuto za dubinske sisaljke s klipnim šipkama tako i za uronjive centrifugalne sisaljke pijesak ima štetno djelovanje na pokretne dijelove i isto je potrebno poduzeti mjere sprječavanja dotoka pijeska u bušotinu.

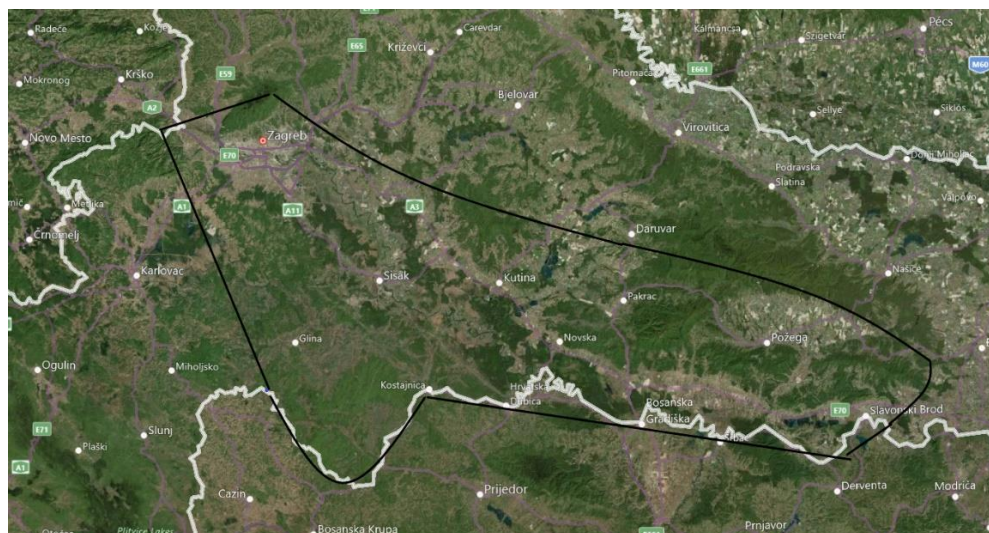
4. UZROCI KVAROVA OPREME U PERIODU OD 2011. GODINE DO 2022. GODINE NA PRIMJERU JEDNOG NAFTNO-PLINSKOG POLJA U REPUBLICI HRVATSKOJ

Područje Savske depresije u Republici Hrvatskoj ima značajan potencijal za proizvodnju nafte i plina. Ovo područje obuhvaća sjeverozapadnu Hrvatsku, s posebnim naglaskom na Sisačko-moslavačku županiju, Bjelovarsko-bilogorsku županiju, Zagrebačku županiju te dijelove Karlovačke i Koprivničko-križevačke županije.

Proizvodnja nafte na području Savske depresije (Slika 4-1) ima dugu povijest. Prvi tragovi eksploatacije nafte datiraju još iz 19. stoljeća, kada su se koristile rudimentarne tehnike vađenja. Prva komercijalna proizvodnja nafte započela je 1964. godine na naftnom polju Đurđevac-Selnik. Nakon toga, otvorena su i druga naftna polja poput Kalinovca, Ludbrega, Petrinje, Slobodnice, Velike Ludine i drugih.

Uz naftu, područje Savske depresije također ima potencijal za proizvodnju prirodnog plina. Eksploatacija prirodnog plina počela je 1977. godine na plinskim poljima Ivanić-Grad i Žutica, a kasnije su otvorena i druga polja poput Poljanica i Gvozd.

Važno je istaknuti da je proizvodnja nafte i plina na području Savske depresije u proteklim godinama doživjela značajan pad. Razlozi za to uključuju prirodno smanjenje proizvodnih kapaciteta postojećih polja, nedostatak ulaganja u istraživanje i razvoj novih ležišta te promjene na globalnom naftnom tržištu.



Slika 4-1. Geografski položaj Savske depresije (Google Maps, 2023)

Naftno-plinsko polje koje je analizirano u ovom diplomskom radu smješteno je uz SI rub Savske depresije, na zapadnim padinama Moslavačke gore.

Tablica 4-1. Podaci o bušotinama na određenom naftno-plinskom polju (INA d.d., 2023)

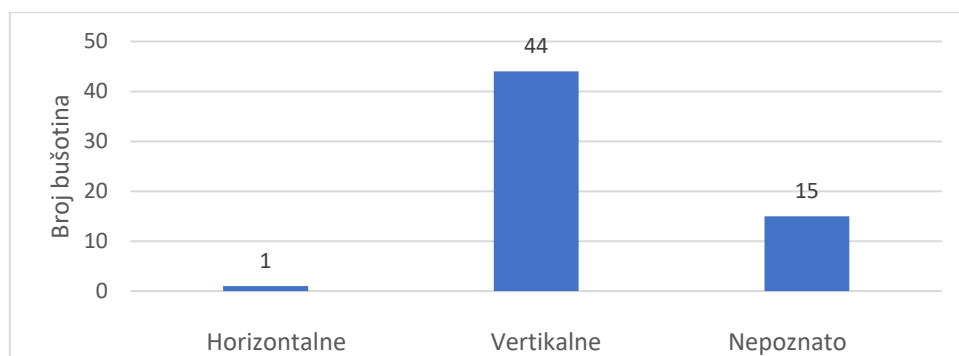
Statusi bušotina		Broj bušotina	
Aktivne	Naftne	Dubinske sisaljke	26
		Uronjene centrifugalne sisaljke	1
		Eruptivne	2
		Linearno pogonjene dubinske sisaljke	0
	Utisne	1	
Neaktivne	Naftne	39	
	Plinske	2	
	Utisne	6	
Mjerne	Naftne	43	
	Plinske	0	
	Utisne	0	
Likvidirane		66	
Napuštene		9	

Iz Tablice 4-1. vidljivo je da je ukupan broj bušotina na razmatranom naftno-plinskom polju 195. Od čega je aktivno 30 bušotina od kojih su 29 eksploatacijskih naftnih i jedna utisna. Neaktivnih bušotina na ovom polju je 47, mjernih bušotina je 43, likvidiranih 66, te napuštenih 9. Iz priloženih podataka može se zaključiti da su aktivne ostale samo naftne bušotine, dok su plinske bušotine neaktivne. Gledajući u postotcima proizvodi se iz manje od 15% ukupno izrađenog broja bušotina, što ukazuje da se radi o relativno starom eksploatacijskom polju. Vidljivo je da se iz 1% bušotina proizvodi eruptivno, odnosno vlastitom snagom tlaka u ležištu.

Potrebno je istaknuti da se podaci iz Tablice 4-1. o statusima bušotina neće podudarati s podacima koji će kasnije biti analizirani zbog nepodudaranja dobivenih podataka od INA-e d.d.. Dobiveni podatci od INA-e d.d. o statusima bušotina na određenom naftno-plinskom polju nisu usklađena s podacima o analizi remontnih radova. Kod podataka o statusima bušotina piše da ne postoje linearno pogonjene dubinske sisaljke, dok kod podataka o analizi remontnih radova pod opisom radova stoji da su ugrađene linearno pogonjene dubinske sisaljke.

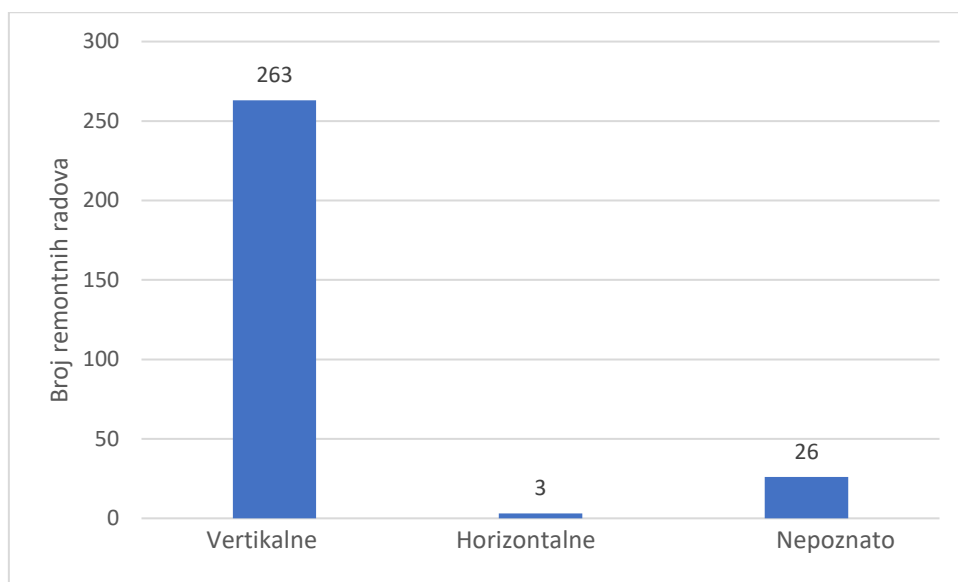
4.1. Analiza remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju

Prema pregledanim podacima na analiziranom naftno-plinskom polju odrađena su 292 remonta na 60 bušotina, u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-2 može se vidjeti koliko remontnih radova se ukupno obavilo s obzirom na konstrukciju bušotine.



Slika 4-2. Broj bušotina na razmatranom naftno-plinskom polju, na kojima je obavljen remont u periodu od 2011. godine do 2022. godine, s obzirom na konstrukciju bušotine (INA d.d., 2023)

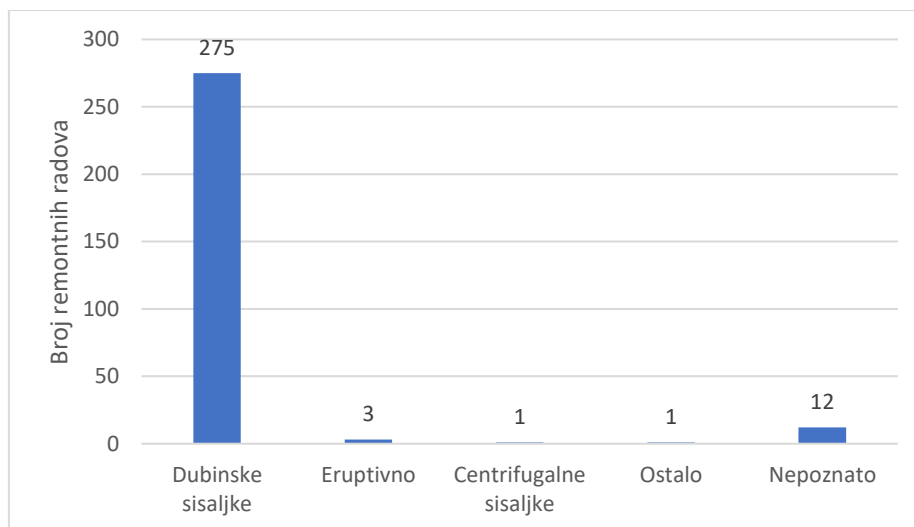
Na Slici 4-2 vidljivo je da je 74% bušotina na kojima je obavljan remont u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na analiziranom naftno-plinskom polju vertikalne konstrukcije. Za 25% bušotina nije navedeno o kakvoj se konstrukciji radi, dok je samo jedna bušotina karakterizirana kao horizontalna. Na Slici 4-3 može se vidjeti ukupan broj remontnih radova s obzirom na konstrukciju bušotine.



Slika 4-3. Broj remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju s obzirom na konstrukciju kanala bušotine, u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

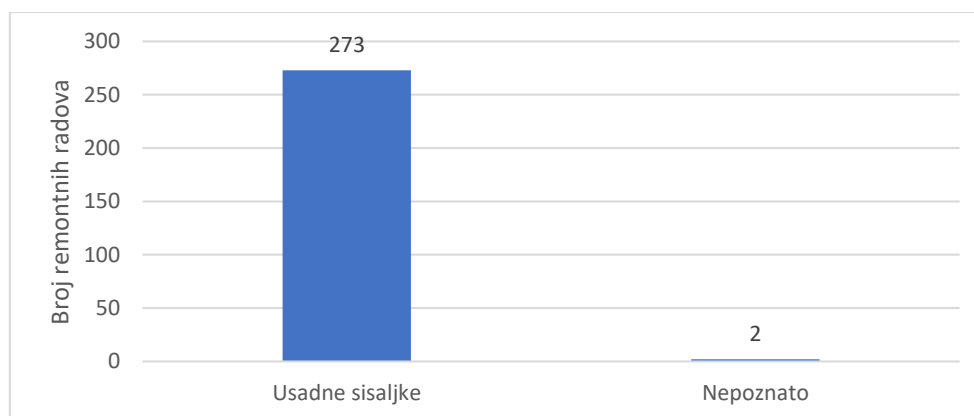
Kao što se i vidi na Slici 4-3, 90% remontnih radova je obavljano na vertikalnim bušotinama u periodu od 2011. godine do 2022. godine na razmatranom naftno-plinskom polju, 1% na horizontalnim bušotinama, dok je 9% remonata obavljano na bušotinama čija konstrukcija nije jasno definirana u izvješćima.

Na Slici 4-4 prikazan je ukupan broj remontnih radova s obzirom na način pridobivanja kapljevine.



Slika 4-4. Broj remontnih radova na bušotinama s obzirom na način pridobivanja kapljevine, u periodu od 2011. godine do 2022. godine na razmatranom naftno-plinskom polju (INA d.d., 2023)

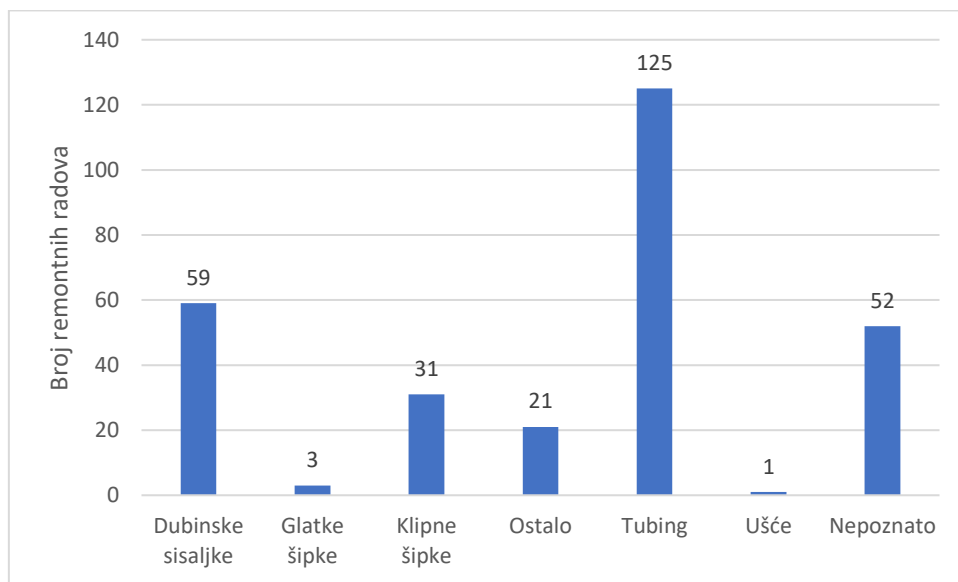
Na Slici 4-4 može se vidjeti da je 94% remontnih radova u periodu od 2011. godine do 2022. godine na razmatranom naftno-plinskom polju obavljano na bušotinama opremljenim sustavom za prinudno podizanje kapljevine dubinskom sisaljkom s klipnim šipkama. Kao što je i prethodno spomenuto dubinske sisaljke s klipnim šipkama su najzastupljeniji način mehaničkog pridobivanja kapljevine na razmatranom eksploatacijskom polju. S obzirom na način ugradnje dubinske sisaljke se dijele na usadne sisaljke i tubing sisaljke. Na Slici 4-5 može se vidjeti broj remonata s obzirom na tip ugrađene sisaljke na razmatranom naftno-plinskom polju.



Slika 4-5. Broj remontnih radova na dubinskim sisaljkama u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na razmatranom naftno-plinskom polju, s obzirom na tip ugrađene sisaljke (INA d.d., 2023)

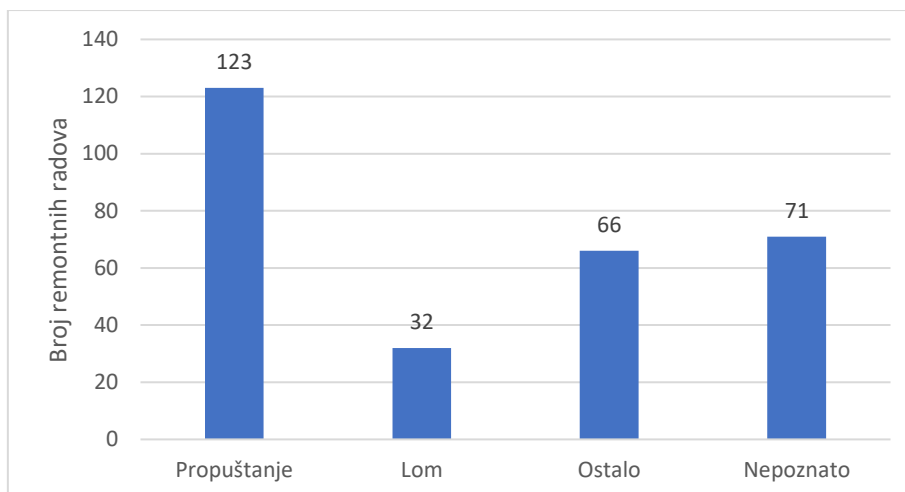
Na Slici 4-5 može se vidjeti da su s obzirom na način ugradnje dubinskih sisaljki s klipnim šipkama, najviše remontnih radova (99%) obavljano na bušotinama opremljenim usadnim sisaljkama, koje se ugrađuju u bušotinu na klipnim šipkama.

Raspodjela kvarova komponentata proizvodne opreme za proizvodnju kapljevine na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine prikazana je na Slici 4-6.



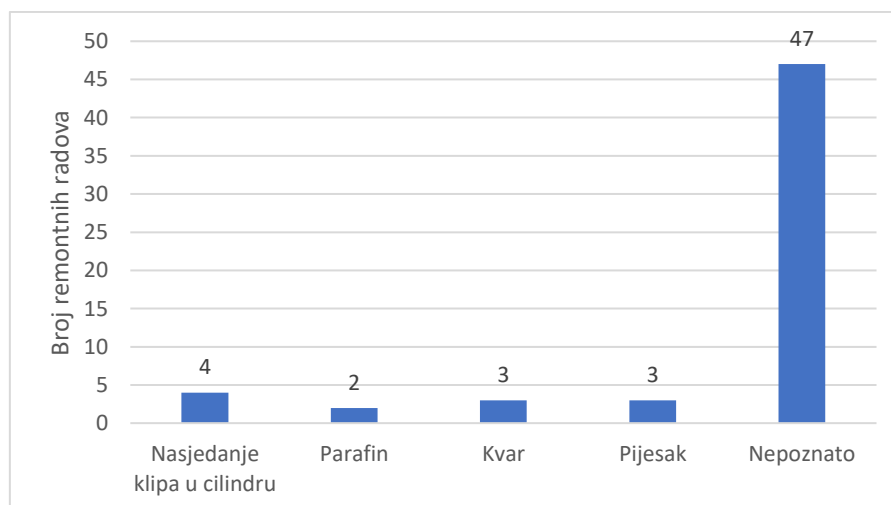
Slika 4-6. Broj remontnih radova na pojedinim komponentama opreme za proizvodnju kapljevine, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-6 može se vidjeti da je 43% remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, obavljano zbog oštećenja tubinga, 20% zbog kvara dubinskih sisaljki, te u manjim postotcima zbog kvara drugih dijelova opreme. Kvar ušća u konkretnom slučaju odnosio se na propuštanje zasuna na zaštitnim cijevima. Kod tubinga je u 95% slučajeva uzrok kvara bilo propuštanje, u manjem postotku puknuće i ostala oštećenja. Kvarovi klipnih šipki u 87 % slučajeva odnosili su se na lomove. Na Slici 4-7 prikazana je raspodjela remontnih radova s obzirom na tip oštećenja koji je uzrokovao tehnički remont opreme.



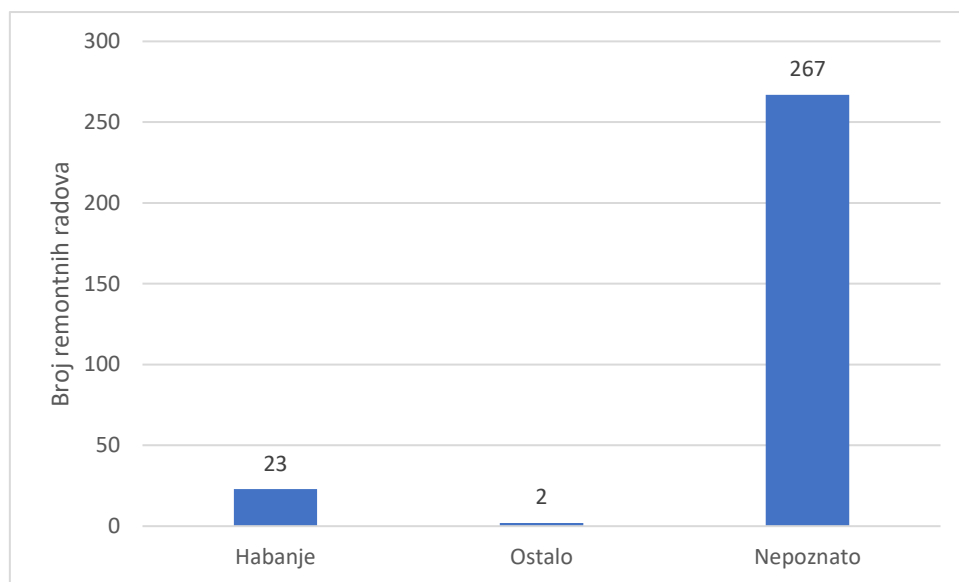
Slika 4-7. Broj remontnih radova s obzirom na tip oštećenja koji je uzrokovao tehnički remont opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-7 vidljivo je da je propuštanje kao uzrok tehničkog remonta opreme najzastupljeniji sa 42%, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Kod ostalih uzroka tehničkog remonta opreme najzastupljenija je ugradnja utisnog voda. Na Slici 4-8 prikazani su uzroci tehničkog remonta dubinske sisaljke s klipnim šipkama.



Slika 4-8. Broj remontnih radova s obzirom na razloge tehničkog remonta dubinskih sisaljki s klipnim šipkama, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-8 vidljivo je kako je 80% uzroka tehničkog remonta dubinskih sisaljki s klipnim šipkama nepoznato, 7% uzroka tehničkog remonta povezano je sa nasjedanjem klipa u cilindru, te ostalih 13% uzroka odnose se na pojavu parafina, pijeska i kvarovi dubinskih sisaljki s klipnim šipkama. Na Slici 4-9 mogu se vidjeti uzroci oštećenja opreme.



Slika 4-9. Broj remontnih radova s obzirom na uzroke oštećenja opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-9 vidljivo je da je 8% remontnih radova obavljeno zbog kvara uzrokovanog habanjem opreme, dok kod 91% remontnih radova nije definiran uzrok oštećenja opreme koji je prouzročio kvar. Do habanja dolazi u dijelovima kanala bušotine koji su zakrivljeni gdje klipne šipke dodiruju tubing te na tim mjestima dolazi do habanja odnosno mehaničkog trošenja klipnih šipki i tubinga. Uslijed habanja dolazi do loma klipnih šipki ili do propuštanja tubinga. Kao i što se vidi na Slici 4-6 najviše remontnih radova odvija se zbog oštećenja tubinga.

Na razmatranom naftno-plinskom polju većinom se koriste uzlazne cijevi (tubing) kvalitete N-80 i P-110. Njihova oštećenja nastaju uglavnom kao posljedica mehaničkog i korozijskog trošenja. Višestruka propuštanja su zabilježena zbog mehaničkog trošenja, a pukotine su nastale i duž tubinga u nekim bušotinama. Korozija se manifestira kao rupice po cijeloj površini tubinga. Zbog pojave parafina i kamenca unutarnji promjer uzlaznih cijevi se smanjuje te samim

tim i proizvodnja ugljikovodika. Uklanjanje parafina i kamenca može se vršiti utiskivanjem kemikalija u bušotinu čime se potiče njihovo otapanje. Na razmatranom naftno-plinskom polju uvedeni su u primjenu rotatori uzlaznih cijevi i centralizeri, kako bi se osigurala ravnomjernija raspodjela mehaničkog djelovanja spojnice klipnih šipki na unutrašnju stijenu tubinga. Većina dosadašnjih uzlaznih cijevi od čelika, zamijenjena je s ulaznim cijevima koje imaju plastificiranu unutrašnju površinu što sprječava djelovanje korozije na čelik i manji su otpori protjecanju fluida.

Oštećenja klipnih šipki najčešće se događaju zbog mehaničkog trošenja, te habanja. Klipne šipke mehanički se troše u kontaktu s uzlaznim cijevima, te dolazi do loma klipnih šipki na njihovom tijelu ili spojnica. Većina oštećenja nije povezana s otklonom kanala, što će se i vidjeti u daljnjoj analizi. Kao rješenja za oštećenja klipnih šipki, ugrađivanje su klipne šipke većeg promjera ili su se dodavali centralizeri na klipne šipke.

Oštećenja dubinske sisaljke povezana su sa nasjedanjem klipa u cilindru, nakupinama parafina, taloženjem pijeska i drugim kvarovima. Većinom oprema koja se ugrađuje u bušotinu ovisi o tome koja je oprema dostupna na skladištu, što svakako nije najbolja opcija ali je najekonomičnija. Taloženje pijeska i nakupljanje parafina uzrokuju nasjedanje klipa u cilindru, što se rješava ispiranjem bušotine i čišćenjem pumpe. Prisutnost plina u dubinskoj sisaljci dovodio je do manje efikasnosti sisaljke i pojave korozije, te se kao rješenje ugrađivalo plinsko sidro za odvajanje plina.

4.2. Povezanost remontnih radova s dubinama i otklonom kanala bušotina

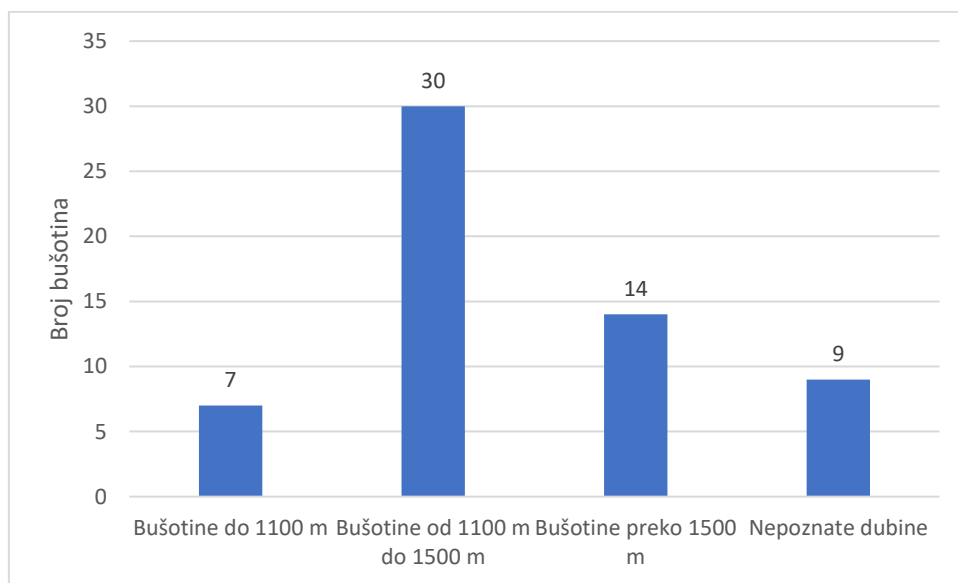
Prosječna dubina kanala bušotina na kojima su obavljani remontni, na analiziranom naftno-plinskom polju je 1316,47 m. Dubine kanala bušotina na razmatranom eksploatacijskom polju su u rasponu od 934 m do 1791,5 m. Točke skretanja kanala bušotina su u prosjeku na 833 m, a nalaze se u rasponu od 297 m do 1150 m. Kut otklona kanala bušotina je u rasponu od 4° do 17°.

Bušotine su podijeljene u 3 skupine po dubinama kanala, kako bi lakše ustanovili postoji li povezanost dubine kanala bušotine i remontnih radova opreme:

- bušotine do 1100 m,
- bušotine od 1100 m do 1500 m i

- bušotine preko 1500 m.

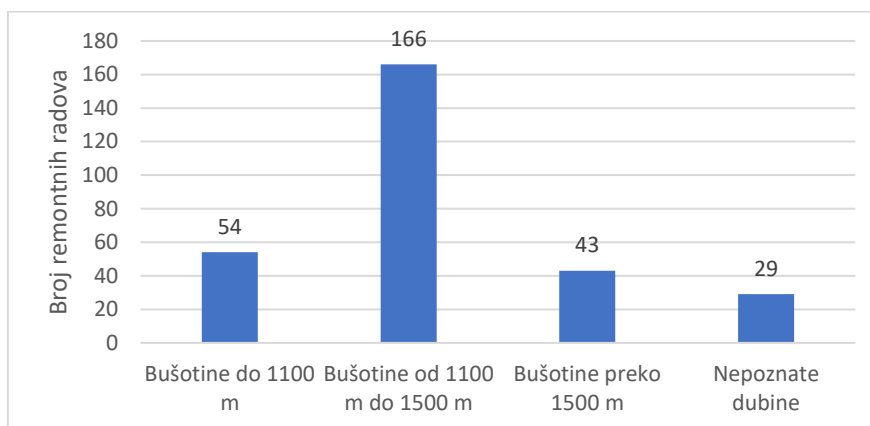
U skupinu bušotina do 1100 m pripada 7 bušotina od ukupno 60 bušotina na kojima je obavljan remont u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na tih 7 bušotina odrađena su 54 remonta u posljednjih 10 godina i sve su bušotine vertikalne konstrukcije. U drugu skupinu bušotina koje su dubine od 1100 m do 1500 m spada 30 bušotina od ukupno 60 bušotina na kojima su obavljani remont u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na tih 30 bušotina odrađeno je 166 remontnih radova u periodu od 2011. godine do 2022. godine i sve su bušotine vertikalne konstrukcije. U treću skupinu bušotina (onih preko 1500 m) spada 14 bušotina od ukupno 60 bušotina na kojima su obavljani remontni radovi u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na tih 14 bušotina odrađena su 43 remonta u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Također, od tih 14 bušotina samo je jedna horizontalna, a sve ostale su vertikalne konstrukcije. Na Slici 4-10 prikazan je broj bušotina na kojima su obavljani remontni radovi s obzirom na duljinu kanala.



Slika 4-10. Prikaz broja bušotina na kojima su obavljani remontni radovi s obzirom na duljinu kanala, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

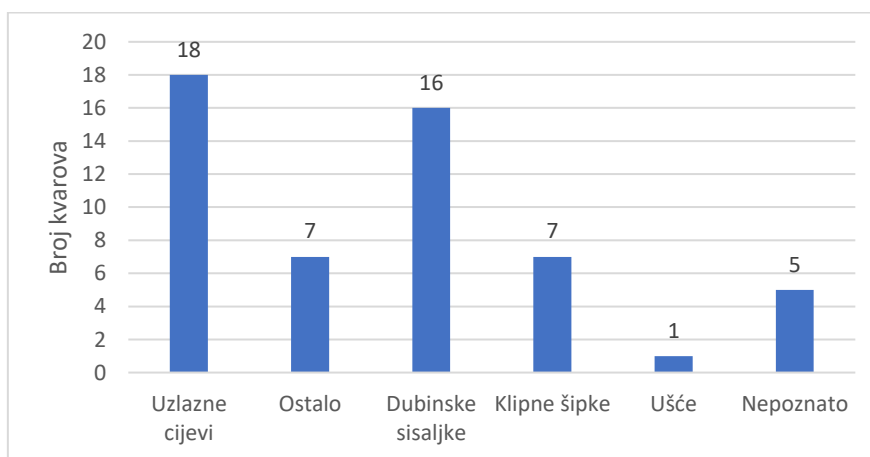
Kao i što se vidi iz grafa prevladavaju bušotine dubine od 1100 m do 1500 m, sa 50% gledajući ukupan broj bušotina koje su podvrgnute remontnim radovima na razmatranom

naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Sve bušotine u toj skupini bušotina od 1100 m do 1500 m su vertikalne konstrukcije. Na Slici 4-11 prikazat će se ukupan broj remontnih radova po navedenim skupinama.



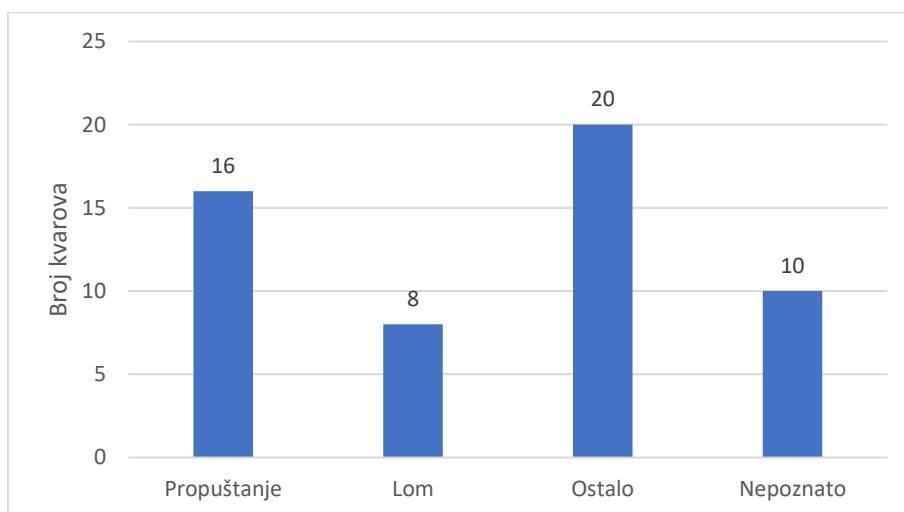
Slika 4-11. Prikaz broja odrađenih remontnih radova na bušotinama podijeljenih u skupine s obzirom na dubinu, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Kao i što je vidljivo iz Slike 4-11, 57% ukupnog broja obavljenih remontnih radova odrađeno je na bušotinama dubine od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-12 prikazan je broj kvarova opreme u bušotinama do dubine od 1100 m s obzirom na mjesto nastanka kvara koje je uzrokovalo potrebu za provođenjem remonta.



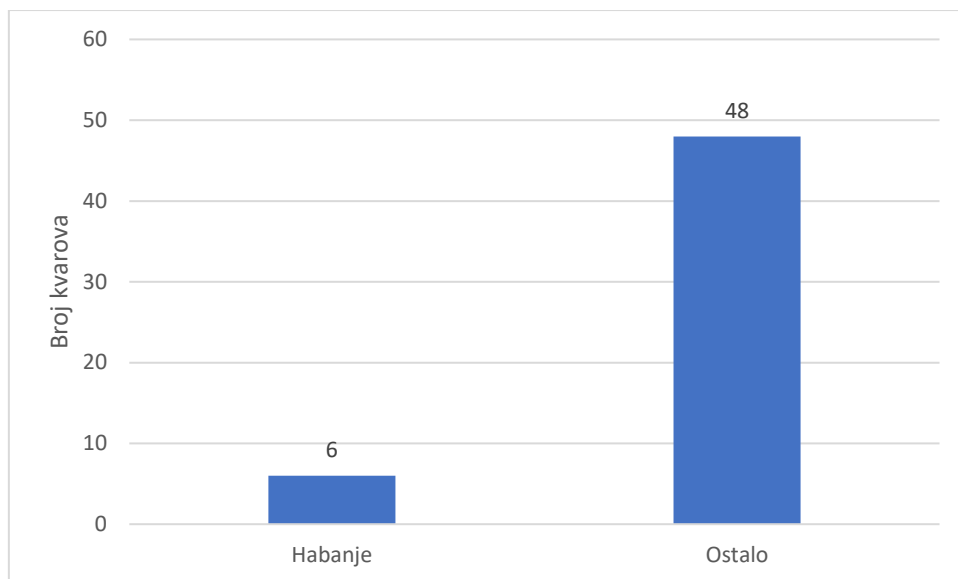
Slika 4-12. Broj kvarova pojedinih komponenti opreme u bušotinama do dubine od 1100 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-12 može se vidjeti da na bušotinama dubine do 1100 m na kojima je obavljan remont prevladavaju kvarovi proizvodnog niza cijevi i dubinskih sisaljki s više od 63%. Kvarovi proizvodnog niza cijevi su najučestaliji s više od 33%, odnosno trećina kvarova odnosi se na proizvodni niz cijevi. Na Slici 4-13 mogu se vidjeti uzroci tehničkog remonta opreme u bušotinama dubine do 1100 m.



Slika 4-13. Tip oštećenja proizvodne opreme u bušotinama do dubine 1100 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

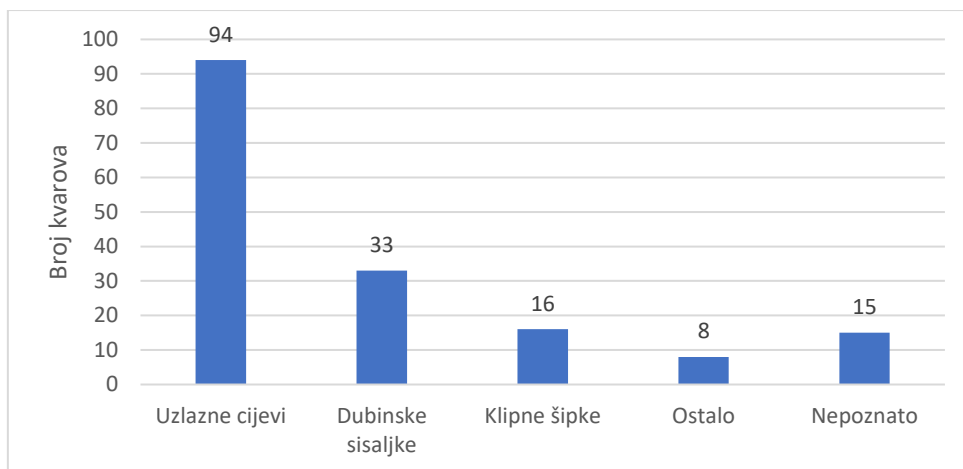
Na Slici 4-13 može se vidjeti da je na bušotinama do dubine od 1100 m, na razmatranom naftno-plinskom polju, propuštanje glavni tip oštećenja proizvodne opreme koji je uzrokovao više od 29% slučajeva, dok na ostale tipove oštećenja otpada više od 37% slučajeva. Do propuštanja dolazi zbog nekih mehaničkih djelovanja u bušotini, što će biti prikazano na Slici 4-14, gdje su vidljivi uzroci oštećenja opreme u bušotinama do 1100 m.



Slika 4-14. Uzroci oštećenja opreme u bušotinama dubine do 1100 m koji su doveli do tehničkog remonta opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

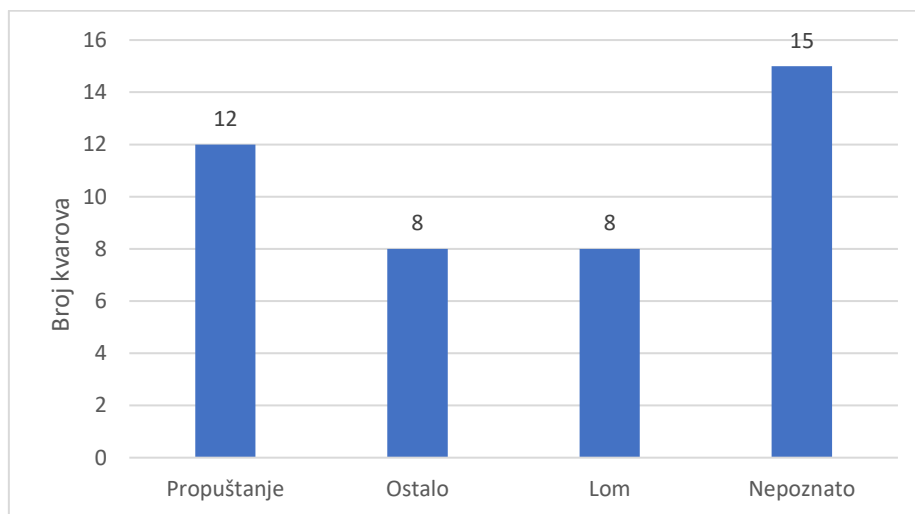
Na Slici 4-14 može se vidjeti da je na bušotinama do dubine od 1100 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, habanje je u 6 slučajeva uzrok oštećenja opreme. Habanje dovodi do propuštanja proizvodnog niza cijevi i do loma klipnih šipki jer habanjem se troši materijal i smanjuje stijenka proizvodnog niza cijevi odnosno promjer klipnih šipki.

Bušotine dubine kanala od 1100 m do 1500 m su najzastupljenije analiziranim bušotinama na razmatranom naftno-plinskom polju. Prema dostupnim podacima od ukupno 60 bušotina na kojima su obavljani remontni radovi u periodu od 2011. godine do 2022. godine njih 30 ima dubinu kanala od 1100 m do 1500 m. Svih 30 bušotina je vertikalne konstrukcije kanala bušotine i ukupno je na njima provedeno 166 remontnih radova u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-15 prikazan je broj kvarova pojedinih komponenti opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.



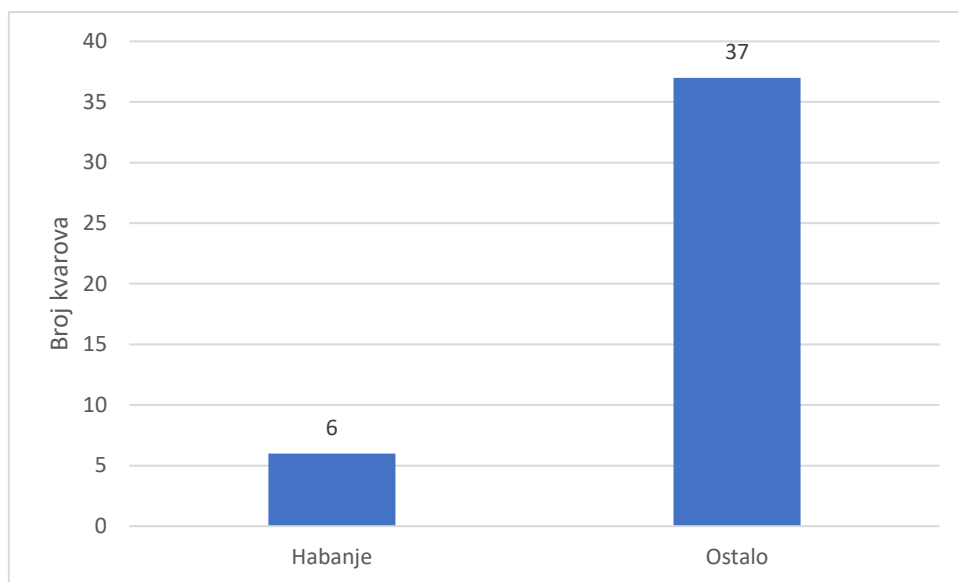
Slika 4-15. Broj kvarova pojedinih komponenti opreme u bušotinama na dubinama od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-15 vidljivo je kako su kvarovi uzlaznog niza cijevi najzastupljeniji s 57%, u bušotinama dubine od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u posljednjih 10 godina. Na Slici 4-16. prikazani su tipovi oštećenja koji su bili povod za tehnički remont opreme.



Slika 4-16. Tipovi oštećenja proizvodne opreme koji su uzrokovali tehnički remont opreme u bušotinama dubine od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

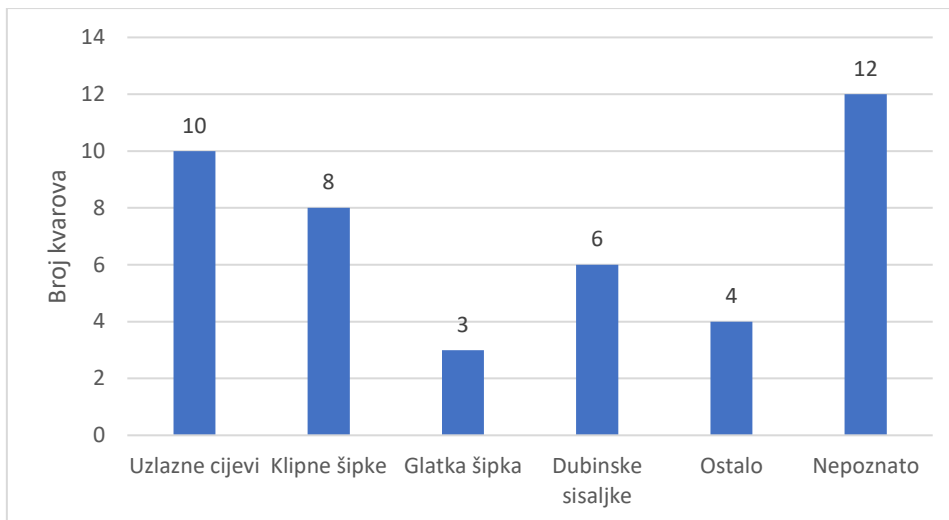
Kao i što je vidljivo sa Slike 4-16 najzastupljeniji tip oštećenja proizvodne opreme je propuštanje s 56% od ukupnog broja kvarova koji su uzrokovali tehnički remont opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-17 prikazani su uzroci oštećenja opreme.



Slika 4-17. Uzroci oštećenja opreme u bušotini koji su doveli do tehničkog remonta opreme u bušotinama s dubinama od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

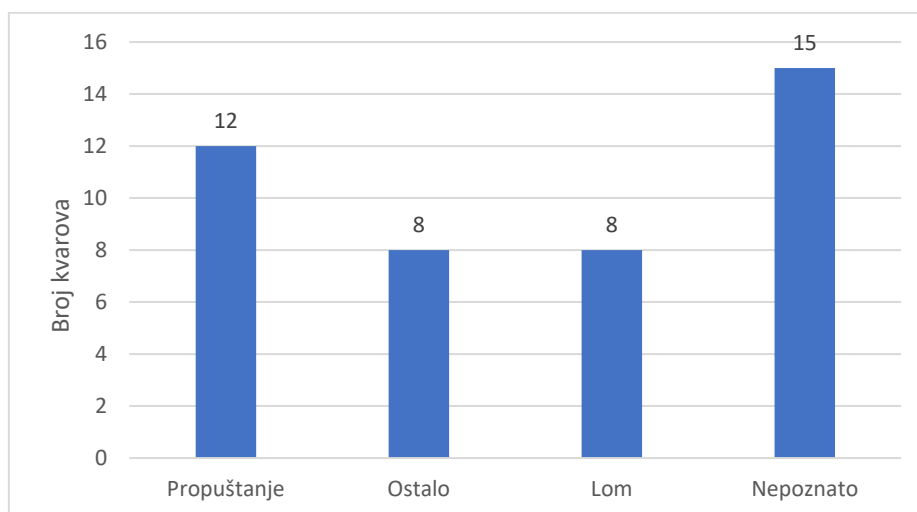
Na Slici 4-17 izdvojeno je habanje kao uzrok oštećenja opreme koji je doveo do tehničkog remonta opreme u bušotinama s dubinama od 1100 m do 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Za preostalih 37 kvarova uzrok oštećenja nije specificiran.

Na ovom naftno-plinskom polju nalazi se 14 bušotina na kojima je obavljan remont u periodu od 2011. godine do 2022. godine sa dubinom kanala bušotine od preko 1500 m. Na tih 14 bušotina obavljena su 43 remontna rada u posljednjih 10 godina. Od tih 14 bušotina, 13 bušotina je vertikalne konstrukcije kanala bušotine, dok je jedna bušotina horizontalne konstrukcije. Na Slici 4-18 prikazan je broj kvarova pojedinih komponenti opreme na ovim bušotinama, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.



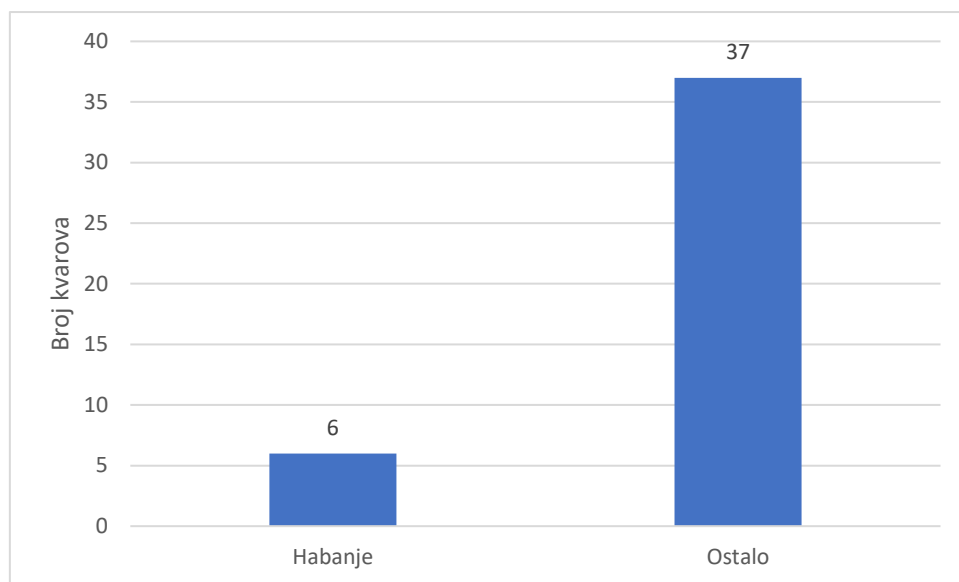
Slika 4-18. Broj kvarova pojedinih komponenti opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na Slici 4-18 vidljivo je kako su kvarovi uzlaznog niza cijevi najzastupljeniji s 23%, u bušotinama dubine preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-19 prikazani su tipovi oštećenja koji su uzrokovali tehnički remont opreme.



Slika 4-19. Tipovi oštećenja koji su uzrokovali tehnički remont opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

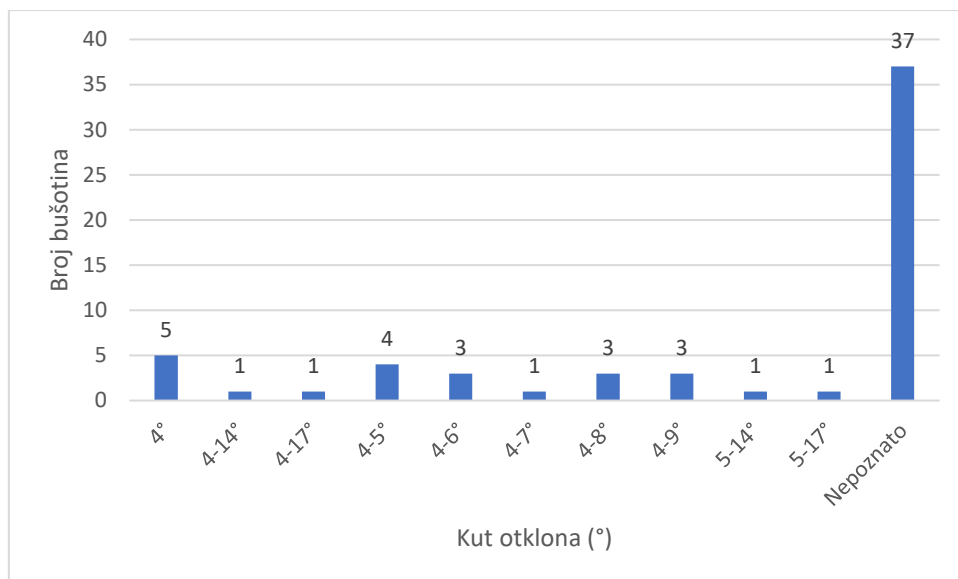
Na Slici 4-19 vidljivo je da je najzastupljeniji tip oštećenja koji je uzrokovao kvar propuštanje sa 28% udjela u ukupnom broju kvarova koji su uzrokovali tehnički remont opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-20 prikazani su uzroci oštećenja opreme.



Slika 4-20. Uzroci oštećenja opreme u bušotini koji su doveli do tehničkog remonta opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

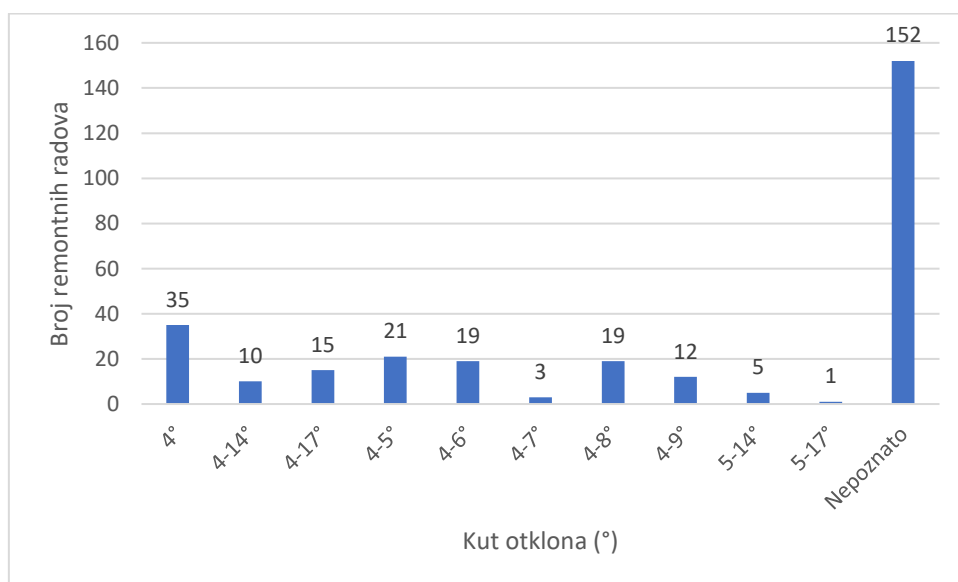
Na temelju podataka na Slici 4-20 izdvojeno je habanje kao jedan od uzroka oštećenja proizvodne opreme koji je doveo do tehničkog remonta opreme u bušotinama s dubinama preko 1500 m, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.

Kutovi otklona kanala bušotina na kojima su obavljani remontni radovi, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, nalaze se u rasponu između 4° i 17°. Ukupno su poznati kutovi otklona za 23 bušotine od 60 bušotina na kojima su obavljani remontni radovi u periodu od 2011. godine do 2022. godine. Na Slici 4-21 vidljiva je raspodjela bušotina s obzirom na njihove kutove otklona.



Slika 4-21. Raspodjela bušotina na kojima je obavljan remont, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, s obzirom na kut otklona (INA d.d., 2023)

Na temelju podataka sa Slike 4-21 vidljivo je da su najčešće bušotine na razmatranom naftno-plinskom polju na kojima su se obavljali remontni radovi, s kutom otklona od 4°. Većina bušotina ima kut otklona u rasponu od 4° do 17°. Na Slici 4-22 vidljivo je koliko se remontnih radova obavilo na bušotinama s obzirom na njihov kut otklona, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.

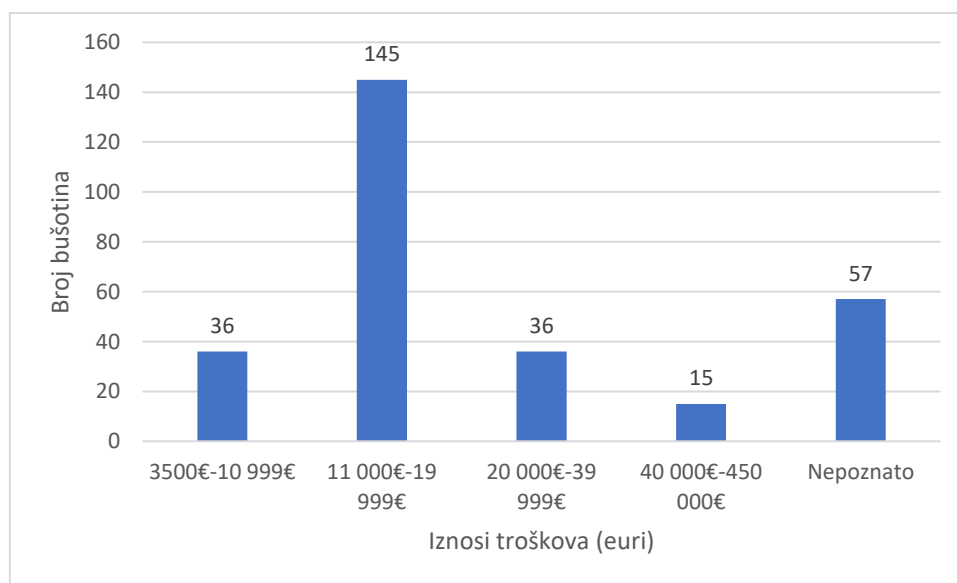


Slika 4-22. Broj obavljenih remontnih radova s obzirom na otklon kanala bušotine, na razmatranom naftno plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Na temelju prikazanih podataka na Slici 4-22 vidljivo je da su remontni radovi najučestaliji na kanalima bušotina s kutom odklona od 4°.

4.3. Ekonomska isplativost remontnih radova na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine

U ovom dijelu bit će prikazani troškovi tehničkog remonta opreme. Na Slici 4-23 prikazani su troškovi tehničkog remonta opreme koji su podijeljeni u skupine. U prvoj skupini nalazi se 36 bušotina na kojima su troškovi tehničkog remonta opreme iznosili između 3500 eura i 10 999 eura, u drugoj skupini nalazi se 145 bušotina na kojima su troškovi remonta iznosili između 11 000 eura i 19 999 eura, u trećoj skupini se nalazi 36 bušotina čiji su troškovi remonta iznosili između 20 000 eura i 39 999 eura, u četvrtoj skupini se nalazi 15 bušotina čiji su troškovi remonta iznosili između 40 000 eura i 450 000 eura, u petoj skupini se nalaze bušotine čiji je iznos troškova remonta nepoznat.



Slika 4-23. Troškovi tehničkog remonta opreme na sve radove osim servisa, na razmatranim naftno-plinskim bušotinama u periodu od 2011. godine do 2022. godine (INA d.d., 2023)

Iz podataka prikazanih na Slici 4-23 vidljivo je da je na najvećem broju bušotina (50%) trošak remonta iznosio između 11 000 eura i 19 999 eura.

Ukupni trošak tehničkog remonta opreme na sve radove osim servisa na bušotinama na kojima su se obavljali remontni radovi u posljednjih 10 godina, iznosi 5 114 651,64 eura, s prosjekom troškova po bušotini od 17 515,93 eura.

Ukupni trošak tehničkog remonta opreme uključujući i servis opreme na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 5 395 502,91 eura. Iz ovog ukupnog troška i iz ukupnog troška bez servisa opreme dolazi se do iznosa od 280 851,27 eura koji se odnosi samo na servis opreme. Prosjek ukupnog troška po bušotini sa uključenim servisom opreme iznosi 18 477,75 eura.

Troškovi koji se odnose na transport postrojenja za remont, transport opreme i drugih stvari, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznose ukupno 1 214 055,96 eura. Iz ukupnog troška dolazi se do prosjeka koji pokazuje da trošak transporta po pojedinom remontnom radu na bušotini iznosi 4157,73 eura.

Ukupni troškovi koji se odnose na građevinske radove koji su obavljani za potrebe servisa bušotina, iznose 207 687,25 eura. Iz ukupnog iznosa utrošenog za građevinske radove dolazi se do prosječnog troška po pojedinom remontnom radu koji iznosi 711, 26 eura.

Ukupni trošak servisa proizvodnog niza cijevi na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 436 428,46 eura, uz prosječni trošak servisa po pojedinom remontnom radu iznosi 1494,62 eura.

Ukupni trošak servisa dubinskih sisaljki na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 263 093,87 eura, uz prosječni trošak servisa dubinske sisaljke po pojedinom remontnom radu iznosi 901,01 eura.

Ukupni trošak servisa klipnih šipki na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 270 477,44 eura, uz prosječni trošak servisa klipnih šipki po pojedinom remontnom radu iznosi 926,29 eura.

Ukupni trošak servisa ostalih dijelova bušotine na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 550 319,84 eura. Najskuplji servis obavio se kod elektro-instrumentacijskih radova, opremanje nadzemnog dijela naftovoda, demontaža balans grede, u ukupnom iznosu od 11 786,91 eura.

Ukupan trošak materijala za obavljanje tehničkog remonta opreme na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 2 172 588,82 eura.

4.3.1. Smanjena proizvodnja za vrijeme čekanja na tehnički remont opreme i za vrijeme tehničkog remonta opreme

U ovom dijelu bit će prikazani podaci o dinamičkom nivou kapljevine, protoku fluida, protoku nafte te udjelu vode u pridobivenom fluidu prije čekanja tehničkog remonta.

Prosječni zabilježen dinamički nivo kapljevine prije čekanja na tehnički remont razmatranog naftno-plinskog polja iznosi je 782,75 m, na bušotinama obuhvaćenim ovom analizom.

Ukupni protok fluida prije čekanja tehničkog remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na bušotinama na kojima su se obavljali remontni radovi iznosi 2443,44 m³/dan, uz prosjek po pojedinoj bušotini na kojoj se obavljao remontni rad od 9,81 m³/dan.

Ukupni protok nafte prije čekanja tehničkog remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na bušotinama na kojima su se obavljali remontni radovi iznosi 647,092 m³/dan, uz prosjek po pojedinoj bušotini na kojoj se obavljao remontni rad od 2,61 m³/dan.

Ukupni protok plina (lakah ugljikovodika) prije čekanja tehničkog remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na bušotinama na kojima su se obavljali remontni radovi iznosi 56 473,06 m³/dan, uz prosjek po pojedinoj bušotini na kojoj se obavljao remontni rad od 227,71 m³/dan.

Prosječni udio vode u proizvodnji fluida prije čekanja tehničkog remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, na bušotinama na kojima su se obavljali remontni radovi iznosi 65,45%.

Sukladno navedenim podacima, zbog čekanja na remont na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine ukupno nije pridobiveno 1 113 461,861 m³ nafte.

Količina ne proizvedene nafte zbog remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 2 674,133 m³.

Kao što se može vidjeti iz navedenih podataka veća količina nafte nije proizvedena zbog čekanja na remont nego što nije proizvedena za vrijeme trajanja remonta.

Zbog potrebe za remontom, odnosno tijekom vremena čekanja na remont i za vrijeme remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, ukupno nije proizvedeno 1 116 130,714 m³ nafte.

Količina ne proizvedenog plina zbog čekanja na remont na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznose 413 751 355,00 m³.

Količina ne proizvedenog plina zbog obavljanja remonta na bušotinama na razmatranog naftno-plinskog polja u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 312 212,12 m³.

Ukupno nije proizvedeno 414 063 291,2 m³ plina zbog vremena čekanja na remont i za vrijeme remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine.

Kao što je vidljivo iz prikazanih podataka najveća količina nafte i plina nije proizvedeno zbog čekanja na remont opreme.

"Izgubljena" proizvodnja nafte i plina zbog čekanja na remont na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 1 488 049,77 TOE (tona ekvivalentne mase).

"Izgubljena" proizvodnja nafte i plina zbog remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 2 628,59 TOE (tona ekvivalentne mase), dok ukupno "izgubljena" proizvodnja nafte i plina na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 1 437 303,39 TOE (tona ekvivalentne mase).

Iz svih analiziranih podataka o ne pridobivenim količinama plina i nafte može se zaključiti da se veliki financijski gubitci generiraju prilikom čekanja na tehnički remont opreme, te da se tijekom remonta opreme ne gubi niti 1% ukupno ne pridobivenog fluida za vrijeme remonta i čekanja na tehnički remont opreme.

4.3.2. Vrijeme čekanja tehničkog remonta opreme i trajanje tehničkog remonta opreme, na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine

U ovom dijelu bit će prikazani podatci o vremenu čekanja na tehnički remont i koliko je vremena potrebno za remont.

Ukupno vrijeme čekanja na remont na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 23 195 dana, odnosno otprilike 64 godine kad uzimamo u obzir sve remontne radove na polju. U prosjeku se čeka oko 80 dana na remont.

Ukupno vrijeme trajanja remonta na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 1508 dana, odnosno otprilike 4 godine. U prosjeku pojedini remontni rad traje 5 dana.

Ukupno vrijeme stajanja rada bušotine na razmatranom naftno-plinskom polju u periodu od 2011. godine do 2022. godine, iznosi 24 703 dana, odnosno otprilike 68 godina. U prosjeku svaka bušotina na kojoj se obavlja remontni rad stoji 85 dana.

4.3.3. Utjecaj ne pridobivenih ugljikovodika na financijske rezultate u razmatranom periodu

Prosječna cijena nafte u periodu od 2011. godine do 2022. godine za koje su se vrijeme obavljali remontni radovi na razmatranom naftno-plinskom polju iznosi 440,77 eura/m³, dok je prosječna cijena plina u istom periodu bila 301,97 eura/1000 m³.

Uzevši u obzir ukupnu količinu nafte i plina koja nije proizvedena u periodu od 2011. godine do 2022. godine na razmatranom naftno-plinskom polju generiran je gubitak od 616 991 626,8 eura.

5. ZAKLJUČAK

Na analiziranom naftno-plinskom polju koriste se različite metode prinudnog podizanja kapljevine, kao što su: primjena dubinskih klipnih sisaljki, uronjive centrifugalne sisaljke i linearno pogonjene dubinske sisaljke. Najstarija i najčešća metoda prinudnog podizanja kapljevine na analiziranom naftno-plinskom polju je primjena dubinskih klipnih sisaljki. Većina bušotina na ovom analiziranom naftno-plinskom polju proizvodi uz pomoć dubinskih klipnih sisaljki, koje se postepeno zamjenjuju linearno pogonjenim dubinskim sisaljka. Glavna prednost linearno pogonjenih dubinskih sisaljki je niska potrošnja električne energije, mogućnost rada na nižim frekvencijama, zauzimaju malo prostora, mogu se upravljati na daljinu zbog digitalnog načina rada te nisu bučne i ne smetaju okolini.

Dubinska oprema kod dubinskih klipnih sisaljki i linearno pogonjenih dubinskih sisaljki je identična. Zbog djelovanja različitih uvjeta u bušotini, tlakova i temperatura te korozivnih medija dolazi do oštećenja i kvarova dubinske opreme. Visoki tlakovi i temperature pospješuju utjecaj djelovanja korozivnih medija u bušotini na dubinsku opremu, kao što su kiseli plinovi i voda. Iz analiziranih podataka može se zaključiti da su klipne šipke i proizvodni nizovi cijevi najizloženiji oštećenjima i kvarovima. Klipne šipke najviše se oštećuju u području spojnice jer su na tom mjestu klipne šipke najčešće u kontaktu sa proizvodnim nizom cijevi. Druga oštećenja klipnih šipki su lomovi koji se događaju zbog zamora materijala, habanja i korozivnog djelovanja. Proizvodni nizovi cijevi najčešće se oštećuju na tijelu cijevi jer na tom mjestu kao i što je navedeno u tekstu dolazi do habanja te njihovog propuštanja. Propuštanje proizvodnog niza cijevi može se prepoznati kad se tlak na manometru u proizvodnom nizu cijevi snizi i u prstenastom prostoru poveća. Osim propuštanja proizvodnog niza cijevi može doći i do nakupljanja parafina i kamenca na unutarnjim stijenkama proizvodnog niza cijevi, što se može riješiti provlačenjem strugača parafina ili kemijskim metodama.

Na analiziranom naftno-plinskom polju u Republici Hrvatskoj u periodu od 2011.godine do 2022.godine, utvrđeno je kako je propuštanje najčešći tip oštećenja koji je uzrokovao tehnički remont opreme. Na ovom naftno-plinskom polju preko 90% bušotina je vertikalne konstrukcije, te samo jedna bušotina horizontalne konstrukcije kanala.

Metode koje se koriste za sprječavanje kvarova proizvodne opreme su: ugradnja centralizera, vodilica i rotatora klipnih šipki te rotatora proizvodnog niza cijevi.

Većina „izgubljene proizvodnje“ odnosi se na čekanje na tehnički remont opreme, a tek mali dio na vrijeme utrošeno na provođenje remontnih radova.

Primjenom svih navedenih metoda za sprječavanje kvarova proizvodne opreme uspijeva se smanjiti broj remonata ali su ti problemi još uvijek prisutni. Osnovni problem ovog analiziranog naftno-plinskog polja je njegova velika starost, nizak ležišni tlak, veliki udio vode i prisutnog korozivnih medija.

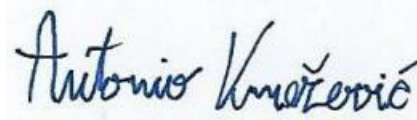
6. LITERATURA

1. BECK, A., GHAREEB, M., 2012. Design of Sucker Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. Izloženo na SPE International Production and Operations Conference & Exhibition, 14-16 Svibanj
2. BING, 2022. Naftno polje, <https://ekas.rs/prirodna-bogatstva/nafta-i-naftni-gas/> (datum pristupa 04.08.2023.)
3. BING, 2015. Proizvodni niz cijevi, <http://www.steelpipes.org/tubing-pipe.html> - Bing (datum pristupa 04.08.2023.)
4. BLENKARN, K., LUBINSKI, A., 1975. Buckling of Tubing in Pumping Wells, Its Effects and Means for Controlling It, SPE Reprint Series No. 12, Artificial Lift, SPE, Dallas
5. BOWMAN, R., KARPUK, B., ROWATT, D., SOLANKI, S., 2005. Steam Assisted Gravity Drainage with Electric Submersible Pumping Systems. Izloženo na SPE-Gulf Coast ESP Workshop, The Woodlands, Texas, USA, 27-29 Travanj
6. BUCARAM, S., M., CURFEW, J., V., PATTERSON, J., C., 1993. Minimizing Equipment Failures in Rod-Pumped Wells. Izloženo na SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California, USA, 23-25 Ožujka. SPE-27855-MS.
7. CARIDAD, J., SHANG, S., 2019. Advancing High-Temperature ESP Technology for SAGD Applications. Izloženo na SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, 13-17 Svibanj. SPE-194387-MS.
8. ČIKEŠ, M., ZELIĆ, M., 2006. Tehnologija proizvodnje nafte dubinskim crpkama. Zagreb: INA Industrija nafte d.d.
9. DAWSON, J. L., HEDGES, W., PALMER, J. W., 2004: The Use of Corrosion Inhibitors in Oil and Gas Production. Wakefield: Maney
10. DESPOT N., RAJHENBAH D. (1995): Korozija i zaštita procesnih postrojenja. Zagreb: INA-Naftaplin
11. GAVIRIA, F., SANTOS, R., 2007. Pushing the Boundaries of Artificial Lift Applications: SAGD ESP Installations at Suncor Energy, Canada. Izloženo na SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 Studeni. SPE-110103-MS.

12. GOOGLE MAPS, 2023. (datum pristupa: 27.07.2023.)
13. INA d.d., 2023. Interna analiza remontnih radova na eksploatacijskom polju ugljikovodika X, provedenih u periodu 2011-2022. Sektor za održavanje, Zagreb
14. MATANOVIĆ, D., MOSLAVAC, B., 2011. Opremanje i održavanje bušotina. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet
15. MCCASLIN, K. P., 1988. A Study of the Methods for Preventing Rod-Wear Tubing Leaks in Sucker-Rod Pumping Wells, SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., 1987
16. NIND, T.E.W., 1964. Principles of Oil Well Production, New York, McGraw-Hill Book Company
17. PALAMISAMY G. (2019): Corrosion Inhibitor: Singh A. ed .2019 .Corrosion Inhibitor. Southwest: IntechOpen.
18. SCHMIDT, Ž., 1993. Sucker rod pumping, Tulsa, Oklahoma, University of Tulsa
19. Sonoecho, 2018., <https://www.sonoecho.com/en/products/dynamometer-dyn17.php> (datum pristupa 23.07.2023.)
20. SZILAS, A. P., 1975. Production and Transport of Oil and Gas, Budapest, Akademiai Kiado
21. VULIN, D., 2020. Interna skripta iz kolegija Projektiranje ležišta ugljikovodika-neobjavljeno. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio-la samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

Handwritten signature of Antonio Knežević in blue ink.

Antonio Knežević



KLASA: 602-01/23-01/150
URBROJ: 251-70-12-23-2
U Zagrebu, 21.09.2023.

Antonio Knežević, student

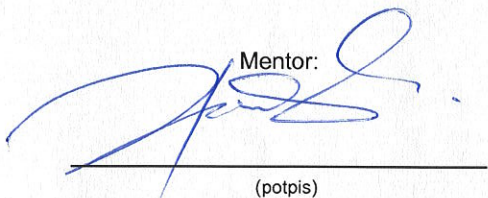
RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-01/23-01/150, URBROJ: 251-70-12-23-1 od 03.07.2023. priopćujemo vam temu diplomskog rada koja glasi:

ANALIZA REMONTNIH RADOVA U DESETOGODIŠNJEM PERIODU NA PRIMJERU JEDNOG NAFTNO-PLINSKOG POLJA U REPUBLICI HRVATSKOJ

Za mentora ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o izradi i obrani diplomskog rada izv. prof. dr. sc. Borivoje Pašić nastavnik Rudarsko-geološko-naftnog-fakulteta Sveučilišta u Zagrebu.

Mentor:

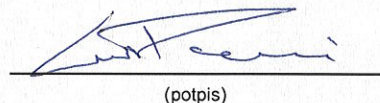


(potpis)

izv. prof. dr. sc. Borivoje Pašić

(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za
završne i diplomske ispite:

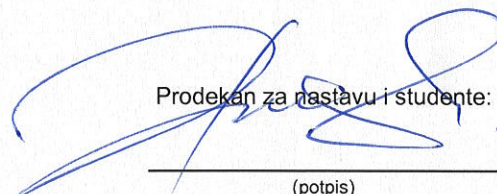


(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Luka Perković

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:



(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Borivoje
Pašić

(titula, ime i prezime)