

**UNIVERZITET U BEOGRADU
RUDARSKO-GEOLOŠKI FAKULTET**

Emad Ibrahim Mohamed Fandi

**OPTIMIZACIJA HIDRAULIČKOG
FRAKTURIRANJA U CILJU
POBOLJŠANJA PROIZVODNOG
POTENCIJALA NAFTNOG POLJA
SEVERNO GIALO U LIBIJI**

doktorska disertacija

Beograd, 2019

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

Emad Ibrahim Mohamed Fandi

**OPTIMIZATION OF HYDRAULIC
FRACTURING IN ORDER TO IMPROVE
THE PRODUCTION POTENTIAL OF THE
OIL FIELD NORTH OF GIALO IN LIBYA**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2019

Mentor:

Dr Branko Leković, vanredni profesor,
Inženjerstvo nafte i gasa
Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet.

Članovi komisije:

Dr Dušan Danilović, vanredni profesor,
Inženjerstvo nafte i gasa
Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet.

Dr Marija Ilić, docent,
Hemija
Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet.

Dr Mirjana Stamenić, docent,
Procesna tehnika
Univerzitet u Beogradu - Mašinski fakultet.

Datum odbrane: _____

OPTIMIZACIJA HIDRAULIČKOG FRAKTURIRANJA U CILJU POBOLJŠANJA PROIZVODNOG POTENCIJALA NAFTNOG POLJA SEVERNO GIALO U LIBIJI

Sažetak

Iako su rezerve ugljovodonika na polju Severno Gialo (Libija) ogromne, relativno loše osobine kolektor stena, ograničavaju proizvodne mogućnosti. Cilj ove studije je analiza primene jedne od metoda stimulacije proizvodnje, kako bi se poboljšalo iskorišćenje nafte iz glavnog ležišta (nubijski peščari). Znatno povećanje proizvodnje nakon tretmana hidrauličkog frakturiranja, ukazuje na značaj primene ove metode za optimizaciju procesa.

Pored problema vezanih za petrofizičke karakteristike ležišta, polje Severno Gialo prate i problemi vezani, kako za geološki, tako i za temperaturni profil ležišta. Naime, smatra se da je polje Severno Gialo donekle prirodno frakturirano ležište, te je proces stimulacije frakturiranjem fokusiran na poboljšanje veze prirodne frakture u ležištu sa bušotinom, što odlaže primenu gas-lift metode eksploatacije, povećava dnevnu proizvodnju i produžava proizvodni vek bušotine. Tokom procesa frakturiranja je neophodno obezbediti konstantnu vremensku kontrolu veze prirodne frakture i raseda, pošto njihov uzajamni odnos direktno uslovljava dnevnu proizvodnju, kao i sve probleme koji je prate, što sve ima uticaj na konačni stepen iskorišćenja.

Sledeći problem za primenu tretmana hidrauličkog frakturiranja predstavlja ležišna temperatura polja Severno Gialo, koja diktira primenu odgovarajućih fluida za frakturiranje i aditiva, kako bi se obezbedila stabilnost gela u uslovima visoke temperature.

Ovom studijom su obuhvaćeni i izbor optimalnog fluida za frakturiranje i optimalnog propanta (podupirača), kao ključnih parametara u cilju poboljšanja efikasnosti proizvodnih rezultata.

Studija simulacije se sastoji od glavnih koraka u kojima se koriste različite tehnologije. Za modeliranje se koriste programi Production Simulator i Fracture Simulator. Programi Rheology Fluid Software Application i Fracture Simulator koriste poznatu reologiju fluida, viskoznost, podatke o rezervoar stenama i mehaničke karakteristike stena, uz odgovarajući plan, program i raspored pumpi, za postizanje optimizovane geometrije fraktura, provodljivosti i površinske koncentracije propanta (kg/m^2).

Povećanje proizvodnje nafte za bušotinu 6J9, nakon procesa stimulacije frakturiranjem iznosi čak 224,7%, što pokazuje da se primenom ove metode na polju Severno Gialo, mogu očekivati spektakularni rezultati.

Ključne reči: hidrauličko frakturiranje, nubijske formacije, optimizacija, Severno Gialo, Libija.

Naučna oblast: Rudarsko inženjerstvo

Uža naučna oblast: Inženjerstvo nafte i gasa

UDK broj:

519.983:519.863
622:007.5
622.276/.277:622.313(612)
622.323
665.6/.62(612) (043.3)

OPTIMIZATION OF HYDRAULIC FRACTURING IN ORDER TO IMPROVE THE PRODUCTION POTENTIAL OF THE OIL FIELD NORTH OF GIALO IN LIBYA

Abstract

The aim of this study is an investigation on North Gialo Field to enhance the oil recovery by stimulating the main reservoir, the Upper Nubian-Nubijski Sandstone, which is affected by pervasive diagenetic modifications of porosity and permeability. The significant increase in the production rate after hydraulic fracturing treatment shows the importance of implementing this method for this formation in Libya for optimizing production.

North Gialo reservoir intervals are susceptible to a variety of mechanical and chemical formation damage mechanisms. Due to the limited in situ permeability initially available, drilling, and completion thus fracture stimulation to mitigate a number of formation damage issues, improved productivity, and ultimate economic recovery.

North Gialo field thought to be a naturally fractured reservoir to some extent. Hence the coupling between natural fracture and matrix rock is also important; this characterized by the time constant controlling by fracture stimulation to Connect natural fracture, faults, Help control the production of formation sand and fines.

The sensitivity of this case that is required a critical treatment with a precaution investigation during the operation such as High Strength Proppant, type of proppant, sieve size, conductivity indication, production estimation, Net Present Value, and the comparison between treated and untreated cases. An investigation of prop mesh size was performed, which showed that HSP- 16/20 had the best results with maximum performance. Furthermore, deeper Nubijski Sandstone formation and the treatment temperature up to 149 °C. Therefore, choosing the delayed borate crosslinked fluid by using Hydroxy Propyl Guar (HPG), gelling agent and special additives designed to enhance the viscosity at a higher temperature.

Therefore, the programs used for modeling were Production Simulator and Fracture Simulator. Hence, Rheology Fluid Software Application and Fracture Simulator, these programs use known rheology, viscosity, reservoir, and mechanical rock properties along with a user-created pump schedule to produce optimized fracture geometry, conductivity, and areal concentration of proppant (kg/m²).

Simulator modelling improved an excellent accuracy to the results which is good indication comparing to deduction of actual results of 6J9 well. Thereafter, the oil production rate was increased by a ratio of 224.7 % compared to non-stimulated reservoirs.

Key words: Hydraulic Fracture, Nubian Formation, Optimization, North Gialo, Libya.

Scientific field: Mining engineering

Scientific Area: Petroleum engineering

UDC number:

519.983:519.863

622:007.5

622.276/.277:622.313(612)

622.323

665.6/.62(612) (043.3)

LISTA TABELA

Tabela 2.1. Pregled historijata frakturiranja	7-8
Tabela 2.2. Historijat frakturiranja u Sirtskom basenu	9
Tabela 3.1. Hronološka historija polja severno Gialo (2P 2009)	37-38
Tabela 3.2. Geološke rezerve ugljovodonika polja severno Gialo (2P 2009)	39
Tabela 3.3. Karakteristike stena polja severno Gialo	58
Tabela 3.4. Gustina matriksa jezgara.....	66
Tabela 3.5. Metode proračuna geoloških rezervi na polju severno Gialo	67
Tabela 3.6. Volumetrijski podaci	68
Tabela 4.1. Karakteristike devet tretmana osnovne analize bušotine 6J12	83
Tabela 4.2. Bušotina 6J12 - analiza efekta oštećenja	86
Tabela 4.3. Procenjena kumulativna proizvodnja nakon perioda od dve godine za 6J12... 87	
Tabela 4.4. Procenjene stope početne i krajnje proizvodnje (posle dve godine) za 6J12.... 87	
Tabela 4.5. Procenjena neto sadašnja vrednost nakon perioda od dve godine za 6J12..... 88	
Tabela 4.6. Karakteristike devet tretmana osnovne analize bušotine 6J4	91
Tabela 4.7. Bušotina 6J4 - analiza efekta oštećenja	96
Tabela 4.8. Procenjena kumulativna proizvodnja nakon perioda od dve godine za 6J4.... 97	
Tabela 4.9. Procenjene stope početne i krajnje proizvodnje (posle dve godine) za 6J4..... 98	
Tabela 4.10. Procenjena neto sadašnja vrednost nakon perioda od dve godine za 6J4..... 100	
Tabela 4.11. Karakteristike propanta u osnovnoj analizi bušotine 6J9	103
Tabela 4.12. Bušotina 6J9 - analiza efekta oštećenja	106
Tabela 4.13 Procenjena kumulativna proizvodnja nakon perioda od dve godine za 6J9.. 107	
Tabela 4.14. Procenjene stope početne i krajnje proizvodnje (posle dve godine) za 6J9.. 108	
Tabela 4.15. Procenjena neto sadašnja vrednost nakon perioda od dve godine za 6J9..... 109	
Tabela 5.1. Bušotina 6J12 – 22,7 kg Sastav vode za frakturiranje.....	112
Tabela 5.2. Bušotina 6J12 – 22,7 kg Aditivi vodi za frakutriranje.....	112
Tabela 5.3. Bušotina 6J12 – Sastav osnovnog gela.....	112
Tabela 5.4. Bušotina 6J12 – 22,7 kg Sastav aditiva osnovnom gelu.....	113
Tabela 5.5. Bušotina 6J12 – Projektovanje tretmana	117
Tabela 5.6. Bušotina 6J12 –Rezultati projektovanja tretmana u programu FracPro.....	117
Tabela 5.7. Bušotina 6J12 – Detaljne informacije o fluidima u prvom tretmanu	118
Tabela 5.8. Bušotina 6J12 –Ukupna količina fluida u prvom tretmanu	118
Tabela 5.9. 6J12 Geometrija frakture - kratak pregled.....	120
Tabela 5.10. 6J12 Provodljivost frakture - kratak pregled	120
Tabela 5.11. 6J12 Pritisak frakturiranja - kratak pregled	120
Tabela 5.12. 6J12 Kratak pregled operacije	121

Tabela 5.13. 6J12 Projektovani plan tretmana	121-122
Tabela 5.14. 6J12 Karakteristike zaštitnih cevi	122
Tabela 5.15. 6J12 Karakteristike površinskih vodova i tubinga.....	122
Tabela 5.16. 6J12 Karakteristike perforiranog intervala	122
Tabela 5.17. 6J12 Ukupna Putanja	123
Tabela 5.18. Bušotina 6J12 –Ukupna cena hidrauličkog frakturiranja	125
Tabela 5.19. Bušotina 6J4 – 22,7 kg Sastav vode za frakturiranje.....	128
Tabela 5.20. Bušotina 6J4 – 22.7 kg Aditivi vodi za frakutriranje.....	128
Tabela 5.21. Bušotina 6J4 – Sastav osnovnog gela.....	128
Tabela 5.22. Bušotina 6J4 – 22,7 kg Sastav aditiva osnovnom gelu.....	129
Tabela 5.23. Bušotina 6J4 – Projektovanje tretmana	133
Tabela 5.24. Bušotina 6J4 – Rezultati projektovanja tretmana u programu FracPro	133
Tabela 5.25. Bušotina 6J4 – Detaljne informacije o fluidima u prvom tretmanu	134
Tabela 5.26. Bušotina 6J4 – Ukupna količina fluida u prvom tretmanu	134
Tabela 5.27. 6J4 Geometrija frakture - kratak pregled.....	136
Tabela 5.28. 6J4 Provodljivost frakture - kratak pregled	136
Tabela 5.29. 6J4 Pritisak frakturiranja - kratak pregled	136
Tabela 5.30. 6J4 Kratak pregled operacije	137
Tabela 5.31. 6J4 Projektovani plan tretmana	137-138
Tabela 5.32. 6J4 Karakteristike zaštitnih cevi	138
Tabela 5.33. 6J4 Karakteristike površinskih vodova i tubinga.....	139
Tabela 5.34. 6J4 Karakteristike perforiranog intervala	139
Tabela 5.35. 6J4 Ukupna putanja	139
Tabela 5.36. Bušotina 6J4 – Ukupna cena hidrauličkog frakturiranja	141
Tabela 5.37. Bušotina 6J9 – 22,7 kg Sastav vode za frakturiranje.....	144
Tabela 5.38. Bušotina 6J9 – 22.7 kg Aditivi vodi za frakutriranje.....	144
Tabela 5.39. Bušotina 6J9 – Sastav osnovnog gela.....	144
Tabela 5.40. Bušotina 6J9 – 22,7 kg Sastav aditiva osnovnom gelu.....	145
Tabela 5.41. Bušotina 6J9 – Projektovanje tretmana	149
Tabela 5.42. Bušotina 6J9 – Rezultati projektovanja tretmana u programu FracPro	149
Tabela 5.43. Bušotina 6J9 – Detaljne informacije o fluidima u prvom tretmanu	150
Tabela 5.44. Bušotina 6J9 – Ukupna količina fluida u prvom tretmanu	150
Tabela 5.45. 6J9 Geometrija Frakture - kratak pregled.....	152
Tabela 5.46. 6J9 Provodljivost frakture - kratak pregled	152
Tabela 5.47. 6J9 Pritisak frakturiranja - kratak pregled	152
Tabela 5.48. 6J9 Kratak pregled operacije	153
Tabela 5.49. 6J9 Projektovani plan tretmana	153-154

Tabela 5.50. 6J9 Karakteristike zaštitnih cevi	154
Tabela 5.51. 6J9 Karakteristike površinskih vodova i tubinga.....	154
Tabela 5.52. 6J9 Karakteristike perforiranog intervala	154
Tabela 5.53. 6J9 Ukupna putanja	155
Tabela 5.54. Bušotina 6J9 –Ukupna cena hidrauličkog frakturiranja	157
Tabela 5.55. Kratak pregled procesa mini-frakturiranja za 6J9	158

LISTA SLIKA

Slika 2.1. Prvi komercijalni postupak hidrauličkog frakturiranja (Halliburton 1949)	6
Slika 2.2. Izgled površinske opreme pri izvodjenju operacije frakturiranja.....	8
Slika 2.3. Istorijat frakturiranja u SAD.....	9
Slika 2.4. Primer tipova protoka vremenski nezavisnih fluida.....	15
Slika 2.5. Izbor propanta na bazi pritiska zatvaranja frakture	23
Slika 2.6. Efektivni napon na propant	24
Slika 2.7. PKN model frakture	26
Slika 2.8. KGD model frakture.....	29
Slika 2.9. Primer modela planarne 3D propagacije frakture	32
Slika 2.10. Fiksno rešenje problema propagacije frakture	33
Slika 3.1. Geografska lokacija sedimentnih basena	37
Slika 3.2. Lokacija polja severno Gialo u sirtskom basenu, Libija	38
Slika 3.3. Šematski prikaz poprečnog preseka stukture	40
Slika 3.4: Poprečni presek formacije sa strukturnim i stratigrafskim zamkama	41
Slika 3.5. Strukturna karta formacije gornje krede dobijena interpretacijom seizmičkih podataka	41
Slika 3.6. Prikaz naglog prekida zone nubijskih peščara	42
Slika 3.7. Geološki profil serije bušotina sa prikazom naglog prekida zone nubijskih peščara	42
Slika 3.8. Karotažni dijagram na polju severno Gialo.....	43
Slika 3.9. Stratigrafski stub polja severno Gialo	46
Slika 3.10. Temperaturni profil polja severno Gialo	50
Slika 3.11. Određivanje poroznosti jezgra u različitim slojevima polja severno Gialo	51
Slika 3.12. Određivanje propusnosti jezgra u različitim slojevima polja severno Gialo.....	51
Slika 3.13. Propusnost u funkciji poroznosti jezgra za formacije nubijskih peščara	52
Slika 3.14. Dijagram zavisnosti R_i u odnosu na S_w za prelazne slojeve (TB)	53
Slika 3.15. Dijagram zavisnosti R_i u odnosu na S_w za gornje nubijske peščare (UNS).....	54
Slika 3.16. Dijagram zavisnosti R_i u odnosu na S_w za donje nubijske peščare (LNS)	55
Slika 3.17: Dijagram zavisnosti R_i u odnosu na S_w za formaciju LNS 1-4.....	56
Slika 3.18. 3D presek polja severno Gialo	57
Slika 3.19. Ukupan sadržaj minerala prelaznih slojeva dobijen pomoću XRD	59
Slika 3.20. Minerali glina prelaznih slojeva dobijeni pomoću XRD.....	59
Slika 3.21. Relativna zastupljenost minerala glina prelaznih slojeva dobijena..... pomoću XRD.....	60

Slika 3.22. Ukupan sadržaj minerala gornjih nubijskih peščara dobijen pomoću XRD	60
Slika 3.23. Minerali glina gornjih nubijskih peščara dobijeni pomoću XRD	61
Slika 3.24. Relativna zastupljenost minerala glina gornjih nubijskih peščara	
dobijen pomoću XRD.....	61
Slika 3.25. Ukupan sadržaj minerala intervala NMS dobijeni pomoću XRD.....	62
Slika 3.26. Minerali glina intervala NMS dobijeni pomoću XRD	62
Slika 3.27. Relativna zastupljenost minerala glina intervala NMS dobijena	
Pomoću XRD.....	63
Slika 3.28. Ukupan sadržaj minerala donjih nubijskih peščara dobijeni pomoću XRD.....	63
Slika 3.29. Minerali glina donjih nubijskih peščara dobijeni pomoću XRD.....	64
Slika 3.30. Relativna zastupljenost minerala glina donjih nubijskih peščara.....	
dobijena pomoću XRD.....	64
Slika 3.31. Ukupan sadržaj minerala intervala LNS 1- 4 dobijeni pomoću XRD.....	65
Slika 3.32. Minerali glina intervala LNS 1- 4 dobijeni pomoću XRD.....	65
Slika 3.33. Relativna zastupljenost minerala glina intervala LNS 1- 4 dobijena pomoću XRD	68
Slika 3.34. Granice gornjih nubijskih peščara	68
Slika 4.1. Model optimalne stimulacije proizvodnje	70
Slika 4.2. Šematski prikaz algoritma procesa stimulacije naftnog polja Severno Gialo	75
Slika 4.3. Koraci u kreiranju modela provodljivosti	76
Slika 4.4. Koraci u kreiranju modela provodljivosti za bušotinu 6J12.....	81
Slika 4.5. Rezultati osnovne analize bušotine 6J12.....	83
Slika 4.6. Uvećani prikaz opsega naprezanja od 40.000–50.000 kPa za bušotinu 6J12	84
Slika 4.7. Analiza ponašanja bušotine 6J12 sa propantom tipa CarboHSP, 16/20.....	85
Slika 4.8. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J12 posle dve godine	86
Slika 4.9. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J12 ..	87
Slika 4.10. Procenjena neto sadašnja vrednost posle dve godine za bušotinu 6J12.....	88
Slika 4.11. Koraci u kreiranju modela provodljivosti za bušotinu 6J4.....	89
Slika 4.12. Rezultati osnovne analize bušotine 6J4 (donje perforacije).....	91
Slika 4.13. Uvećani prikaz opsega naprezanja od 42.000 – 55.000 kPa za bušotinu 6J4 (donje perforacije)	92
Slika 4.14. Analiza ponašanja bušotine 6J4 sa propantom tipa CarboHSP, 16/20 (donje perforacije).....	93
Slika 4.15. Rezultati osnovne analize bušotine 6J4 (gornje perforacije).....	93
Slika 4.16. Uvećani prikaz opsega naprezanja od 37.000 – 50.000 kPa za bušotinu 6J4 (gornje perforacije)	94
Slika 4.17. Analiza ponašanja bušotine 6J4 sa propantom tipa CarboHSP,16/20 (gornje perforacije).....	94

Slika 4.18. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J4 posle dve godine 96 (donje perforacije).....	96
Slika 4.19. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J4 posle dve godine 97 (gornjeperforacije).....	97
Slika 4.20. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J4(donjeperforacije).....	98
Slika 4.21. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J4(gornjeperforacije).....	99
Slika 4.22. Procenjena neto sadašnja vrednost posle perioda od dve godine za bušotinu 6J4 (donje perforacije)	99
Slika 4.23. Procenjena neto sadašnja vrednost posle perioda od dve godine za bušotinu 6J4(gornje perforacije)	100
Slika 4.24. Koraci u kreiranju modela provodljivosti za bušotinu 6J9.....	101
Slika 4.25. Rezultati osnovne analize bušotine 6J9	103
Slika 4.26. Uvećani prikaz opsega naprežanja od 41.000 – 56.000 kPa za bušotinu 6J9 .	104
Slika 4.27. Analiza ponašanja bušotine 6J9 sa propantom CarboHSP, 16/20 i CarboHSP, 16/30 (osnovna analiza).....	105
Slika 4.28. Analiza ponašanja bušotine 6J9 sa propantom tipa CarboHSP, 16/20 (osnovna analiza).....	105
Slika 4.29. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J9 posle dve godine.....	107
Slika 4.30. Procenjena stopa proizvodnja posle dve godine bušotine 6J9	108
Slika 4.31. Procenjena neto sadašnja vrednost posle dve godine za bušotinu 6J9	109
Slika 5.1. Bušotina 6J12 – Optimalni FOI rezultati	110
Slika 5.2. Bušotina 6J12–Gubici na trenje u cevima za različite koncentracije propanta .	114
Slika 5.3. Bušotina 6J12 – profil za razbijač	114
Slika 5.4. Bušotina 6J12 – Profil Viskoznosti	115
Slika 5.5. Bušotina 6J12 – Osnovna provodljivost propanta u funkciji naprežanja.....	115
Slika 5.6. Bušotina 6J12- Interpretacija karotažnih podataka	116
Slika 5.7. Bušotina 6J12 – Šematski prikaz.....	119
Slika 5.8. Bušotina 6J12–Preliminarna analiza podataka projekta glavnog tretmana.....	123
Slika 5.9. Bušotina 6J12 – Provodljivost frakture (glavni tretman, FracPro model)	124
Slika 5.10. Bušotina 6J12 – Koncentracija propanta u frakturi..... (glavni tretman, FracPro model)	124
Slika 5.11. Bušotina 6J4, donji interval – optimalni FOI rezultati.....	126
Slika 5.12. Bušotina 6J4, gornji interval – optimalni FOI rezultati.....	126
Slika 5.13. Bušotina 6J4–Gubici na trenje u cevima za različite koncentracije propanta .	130
Slika 5.14. Bušotina 6J4 – profil za razbijač	130
Slika 5.15. Bušotina 6J4 – Profil Viskoznosti	131

Slika 5.16. Bušotina 6J4 – Osnovna provodljivost propanta u funkciji naprežanja.....	131
Slika 5.17. Bušotina 6J4 – Interpretacija karotažnih podataka.....	132
Slika 5.18. Bušotina 6J4 – Šematski prikaz.....	135
Slika 5.19. Bušotina 6J4 – Preliminarna analiza podataka projekta glavnog tretmana.....	140
Slika 5.20. Bušotina 6J4 – Provodljivost frakture (glavni tretman, FracPro model)	140
Slika 5.21. Bušotina 6J4 – Koncentracija propanta u frakturi..... (glavni tretman, FracPro model).....	141
Slika 5.22. Bušotina 6J9 – Optimalni FOI rezultati	142
Slika 5.23. Bušotina 6J9–Gubici na trenje u cevima za različite koncentracije propanta .	146
Slika 5.24. Bušotina 6J9 – profil za razbijač	146
Slika 5.25. Bušotina 6J9 – Profil Viskoznosti	147
Slika 5.26. Bušotina 6J9 – Osnovna provodljivost propanta u funkciji naprežanja	147
Slika 5.27. Bušotina 6J9– Interpretacija karotažnih podataka.....	148
Slika 5.28. Bušotina 6J9 – Šematski prikaz.....	151
Slika 5.29. Bušotina 6J9 – Preliminarna analiza podataka projekta glavnog tretmana.....	155
Slika 5.30. Bušotina 6J9 – Provodljivost frakture (glavni tretman, FracPro model).....	156
Slika 5.31. Bušotina 6J9 – Koncentracija propanta u frakturi (glavni tretman, FracPro model).....	156
Slika 5.32. Količina aditiva za mini-frakturiranje 6J9.....	158
Slika 5.33. Količina aditiva za glavno frakturiranje 6J9	159
Slika 5.34. Proizvodnja bušotine 6J9 pre i posle frakturiranja.....	160

Sadržaj

1.	UVOD	1
1.1.	Značaj i cilj istraživanja	1
1.2.	Metodologija istraživanja	3
1.3.	Struktura disertacije sa kratkim pregledom poglavlja	4
2.	PREGLED LITERATURE	6
2.1.	Fluidi za frakturiranje	10
2.2.	Funkcija fluida za frakturiranje	11
2.3.	Inicijacija fraktura	12
2.4.	Aditivi fluidima za frakturiranje	12
2.5.	Reološki modeli fluida	13
2.5.1.	Njutnovski fluidi	14
2.5.2.	Ne-njutnovski fluidi.....	14
2.5.2.1.	Bingamov plastični model	15
2.5.2.2.	Power law model	15
2.5.2.3.	Herschel bulkley model.....	16
2.6.	Zapremina “pad” fluida	16
2.7.	Suspenzija fluida za frakturiranje	17
2.7.1.	Njutnovska suspenzija fluida za frakturiranje	17
2.7.2.	Ne-njutnovske suspenzije fluida za frakturiranje	19
2.8.	Transport propanta	21
2.8.1.	Selekcija propant agensa	23
2.9.	Modeliranje hidrauličkih fraktura	24
2.9.1.	Dvodimenzionalni model propagacije fraktura	25
2.9.1.1.	PKN model fraktura.....	26
2.9.1.2.	KGD model fraktura	28
2.9.1.3.	Trodimenzionalni model propagacije fraktura.....	30
2.9.2.	Planarni trodimenzionalni modeli.....	31
2.9.3.	Pseudo trodimenzionalni modeli	33
2.9.3.1.	Pseudo trodimenzionalni modeli na bazi ćelija.....	33
2.9.3.2.	Zbirni pseudo trodimenzionalni modeli.....	34
3.	KARAKTERISTIKE POLJA SEVERNO GIALO, GEOLOGIJA I KARAKTERIZACIJA LEŽIŠTA	36
3.1.	Tektonika	39
3.2.	Struktura naftnog polja severno GIALO	40
3.2.1.	Konceptualni stratigrafski model.....	40
3.2.2.	Tip strukturne zamke	41
3.2.3.	Karotažne korelacije	42
3.3.	Depoziciono sleganje polja severno GIALO	43
3.4.	Stratigrafski stub polja severno GIALO	45
3.5.	Petrofizička analiza	46
3.5.1.	Temperatura formacije.....	46
3.5.2.	Zapremina šejla.....	47

3.5.3.	Model analize karotažnih dijagrama	48
3.5.4.	Karakteristike fluida	48
3.5.5.	Karakteristike matriksa.....	48
3.5.6.	Proračun poroznosti.....	48
3.5.7.	Određivanje propusnosti i zasićenja vodom.....	48
3.6.	Opis ležišta.....	57
3.6.1.	Kontakti fluida.....	57
3.6.2.	Karakteristike rezervoar stena i fluida.....	57
3.7.	Petrografska (XRD) i (SEM) analiza.....	58
3.7.1.	Petrografska rendgenska difrakciona analiza (XRD)	58
3.7.2.	Rezultati dobijeni elektronskim mikroskopom.....	58
3.7.3.	Gustina matriksa jezgara	66
3.8.	Geološke rezerve nafte.....	67
3.8.1.	3D strukturno mapiranje	67
4.	NOVI MODEL.....	69
4.1.	Model provodljivosti frakture za bušotinu 6J12	81
4.2.	Ulazni podaci za bušotinu 6J12	82
4.3.	Rezultati i interpretacija modela bušotine 6J12	82
4.3.1.	Osnovna analiza bušotine 6J12	82
4.3.2.	Bušotina 6J12 - analiza proizvodnje.....	85
4.4.	Model provodljivosti frakture za bušotinu 6J4	89
4.5.	Ulazni podaci za bušotinu 6J4.....	90
4.6.	Rezultati i interpretacija modela bušotine 6J4.....	90
4.6.1.	Osnovna analiza bušotine 6J4	90
4.6.2.	Bušotina 6J4 - analiza proizvodnje.....	95
4.7.	Model provodljivosti frakture za bušotinu 6J9	101
4.8.	Ulazni podaci za bušotinu 6J9.....	102
4.9.	Rezultati i interpretacija modela bušotine 6J9.....	102
4.9.1.	Osnovna analiza bušotine 6J9.....	102
4.9.2.	Bušotina 6J9 - analiza proizvodnje.....	106
5.	PRIMENA MODELA NA POLJU	110
5.1.	Projektovanje frakturiranja bušotine 6J12	110
5.2.	Projektovanje frakturiranja bušotine 6J4	126
5.3.	Optimalni proračun frakturiranja bušotine 6J9	142
5.4.	Izveštaj posle tretmana bušotine 6J9	157
5.4.1.	Količina hemijskih aditiva za mini frakturiranje 6J9.....	158
5.4.2.	Količina aditiva za glavno frakturiranje 6J9	159
5.4.3.	Povećanje proizvodnje usled frakturiranja bušotine 6J9.....	160
6.	ZAKLJUČAK I PREPORUKE ZA DALJI RAD	161
	LITERATURA	163
	PRILOG	169
	Prilog 1 - ukupna x - ray difrakcija polja severno GIALO.....	169
	Prilog 2 - podaci skenirajućeg elektronskog mikroskopa.....	171
	Prilog 3 - dijagrami konduktivnosti bušotine 6J12	174
	Prilog 4 - dijagrami konduktivnosti donjih perforacija bušotine 6J4.....	178

Prilog 5 - dijagrami konduktivnosti gornjih perforacija bušotine 6J4.....	182
Prilog 6 - dijagrami konduktivnosti bušotine 6J9	186
Prilog 7 - Proizvodnja pre i posle frakturiranja bušotine 6J9	190
BIOGRAFIJA	191

1. UVOD

Naftno polje Severno Gialo se nalazi u jugoistočnom delu Sirskog basena. Sirski sedimentacioni basen je geološki najmlađi basen u Libiji. To je najbogatiji naftni basen u Africi, koji čini oko 89% ukupnih rezervi libijske nafte, a rangiran je kao trinaesti najveći naftni basen na svetu. U ovoj naftnoj provinciji postoji više od 23 velika naftna polja, sa procenjenim rezervama preko 100 miliona barela ekvivalentne nafte i 16 džinovskih naftnih polja, sa procenjenim rezervama preko 500 miliona barela ekvivalentne nafte. Sirski basen je kontinentalan rif kasno mezozojske do tercijarne starosti, sa jedinstvenim naftnim sistemom (Sirt-Zelten), koji je podeljen u 4 zasebne celine. Provincija se pruža i preko mediteranske offshore zone, pri čemu se, na osnovu podataka batimetrije, severna granica nalazi na oko 2000 m.

Pre nego što je Sirski basen formiran, pretpostavlja se da je ovo područje bilo visoravan, koja nije imala marinsku depoziciju sedimenata od srednjeg paleozoika do rane krede. Tokom ovog perioda, visoravan je podeljena na serije horstova i grebena kao posledica regionalnog pružanja tokom Tetiske i Hercinske tektonske deformacije. Sleganje basena je nastavljeno tokom kasne krede i tercijara, da bi dostiglo svoj maksimum u toku paleocena i eocena, pri čemu je formirana Amal platforma, kao i strukturne depresije Hameimat i Agedabia u blizini. Polje Severno Gialo se nalazi na jednom od horstnih blokova, i nastalo je u plitkovodnim uslovima sedimentacije u ranom paleozoiku. U ovoj zoni, glavna sedimentna ležišta čine nubijski peščari.

1.1. ZNAČAJ I CILJ ISTRAŽIVANJA

Glavno ležište naftnog polja Severno Gialo se nalazi u gornjim nubijskim peščarima (UNS), dok se dodatne količine ugljovodonika očekuju iz donjih nubijskih peščara (LNS). Tipična karakteristika ležišta je niska vrednost propusnosti kolektor stena, uprkos ogromnim rezervama nafte, što predstavlja ograničavajući faktor za primenu konvencionalnih metoda eksploatacije. Pored toga, proizvodni intervali su podložni različitim mehaničkim i hemijskim mehanizmima oštećenja. Sve ovo jasno govori, da se bez primene metoda u cilju povećanja produktivnosti, ne može postići rentabilna proizvodnja. Jedna od metoda stimulacije ležišta je i hidrauličko frakturiranje, kojim se

stena, delovanjem viskoznog fluida pod pritiskom, hidraulički razbija, pri čemu se stvara protočna pukotina (povećava se efikasni radius), čime se, praktično, povećava površina pritoka fluida u bušotinu, tj. povećava se kontaktna površina između bušotine i ležišta. Ova studija je pokazala da stimulacija proizvodnje tretmanom hidrauličkog frakturiranja, u konkretnom slučaju, predstavlja delotvornu operaciju, koja utiče na povećanje stepena iskorišćenja ležišta, što se može i statistički kvantifikovati.

Za slučaj nisko propusnih ležišta, stimulacija frakturiranjem je industrijski isprobana tehnologija, koja se u današnje vreme sve više koristi kao deo završnog proizvodnog opremanja bušotine. Primena frakturiranja u što ranijoj fazi, omogućava izbor optimalnih projektnih rešenja, što ima za posledicu smanjenje troškova i povećanje efikasnosti.

Da bi postupak hidrauličnog frakturiranja bio uspešno izveden, jedan od osnovnih zahteva je izbor fluida za frakturiranje. Odabrani fluid treba da stvori pukotinu dovoljne širine i dužine, za smeštanje propanta (podupirača), kako bi se obezbedila stabilnost pukotine. Osim toga, radni fluid ne sme da oštećuje ležišnu stenu, treba da bude ekološki prihvatljiv i dostupan po pristupačnoj ceni.

Pri projektovanju operacije hidrauličnog frakturiranja, potrebno je definisati ulazne parametre proračuna, od kojih su neki od važnijih: pritisak zatvaranja frakture (closure pressure), efikasnost radnog fluida i pritisak loma stene.

Postoje mnogi radovi koji pokušavaju da sistematizuju bitne parametre za izbor bušotina koje su optimalni kandidati za primenu hidrauličnog frakturiranja. Do danas, međutim, nisu definisani univerzalni parametri, koji bi bili primenljivi za sva ležišta. Zbog toga se u ovom radu, ispitivanja ograničavaju na tri bušotine: 6J12, 6J4 i 6J9.

Na osnovu rezultata primenjenog postupka frakturiranja za bušotine 6J12, 6J4, a posebno 6J9, ova studija pokazuje, da se metoda može smatrati efikasnom, u povećanju produktivnosti naftnog polja Severno Gialo, s tim što neke aspekte treba dodatno proučiti i statistički obraditi.

Naime, smatra se da je polje Severno Gialo donekle prirodno frakturirano ležište, te je proces stimulacije frakturiranjem fokusiran na poboljšanje veze prirodne frakture u ležištu sa bušotinom, što će odložiti primenu gas-lift metode, povećati dnevnu proizvodnju i produžiti proizvodni vek bušotine. Tokom procesa frakturiranja je neophodno obezbediti konstantnu vremensku kontrolu veze prirodne frakture i raseda,

pošto njihov uzajamni odnos direktno uslovljava dnevnu proizvodnju, kao i sve probleme koji je prate (pre svega borba sa peskom), što sve ima uticaj na konačni stepen iskorišćenja. Materija prikazana u ovom radu predstavlja solidnu osnovu za procenu uspešnosti stimulacije proizvodnje nafte iz gornjih nubijskih peščara metodom hidrauličnog frakturiranja, upoređenjem proizvodnje nafte stimulisanih i nestimulisanih bušotina.

1.2. METODOLOGIJA ISTRAŽIVANJA

Realizacija istraživanja je rađena pomocu dve vrste analize, koje se vrše u okviru programa Production Simulator modela “Stim Lab Product K”: osnovna analiza provodljivosti i analiza proizvodnje. Production Simulator pruža mogućnost predviđanja profila proizvodnje, kao i izradu dijagrama neto sadašnje vrednosti, NSV (u milionima dolara). Svi ulazni podaci za ove krive su vezani za troškove, mada se radi samo o proceni, a ne o stvarnim troškovima projekta za polje Severno Gialo. Sve krive neto sadašnje vrednosti (NSV) se koriste samo za kvalitativno, a ne i kvantitativno poređenje.

Studija simulacije se sastoji od glavnih koraka u kojima se koriste različite tehnologije. Za modeliranje se koriste programi Production Simulator i Fracture Simulator. Programi Rheology Fluid Software Application i Fracture Simulator koriste poznatu reologiju fluida, viskoznost, podatke o rezervoar stenama i mehaničke karakteristike stena, uz odgovarajući plan, program i raspored pumpi, za postizanje optimizovane geometrije fraktura, provodljivosti i površinske koncentracije propanta (kg/m^2).

Simulacija hidrauličkog frakturiranja je rađena za tri busotine, 6J9, 6J4, i 6J12, u gornjim i donjim nubijskim peščarima, pod određenim uslovima. Ležišna temperatura je 143°C tako da je izabran hidroksipropil guar (HPG) sa odloženim umrežavanjem na bazi borata, kako bi se obezbedila stabilnost gela u uslovima visoke temperature. Hidroksipropil guar umreženi sistem na bazi borata se preporučuje za statičke temperature na dnu bušotine (BHST) koje se kreću od 51.7° do 149°C .

Vodeni, linearni rastvor, obično sastavljen od polimera na bazi guara, koji se koristi kao osnovni radni fluid, u fazi utiskivanja bez propanta (tzv. „pad fluid“), nosi naziv “voda za frakturiranje”. “Vodeno frakturiranje” je značajna i često primenjivana faza procesa hidrauličnog frakturiranja. Priprema “vode za frakturiranje” je dvostepeni process: prvo

se vrši disperzija gelirajućeg agensa u vodi, a zatim, hidratacija u cilju postizanja potrebne viskoznosti fluida.

1.3. STRUKTURA DISERTACIJE SA KRATKIM PREGLEDOM POGLAVLJA

Sa naglim razvojem novih tehnologija, raste i njihova primena u proizvodnji ugljovodonika, pre svega u smislu povećanja mogućnosti pridobijanja fluida iz ležišta. Adekvatna karakterizacija, procena i povećanje efikasnosti procesa hidrauličnog frakturiranja su od ključnog značaja za poboljšanje ekonomičnosti i sigurnosti operacije. Struktura ove teze je uređena na sledeći način:

Poglavlje 1:

U ovom poglavlju dat je kratak opis značaja i cilj istraživanja, metodologija i struktura disertacije sa kratkim pregledom poglavlja.

Poglavlje 2:

U ovom poglavlju predstavljen je kratak pregled literature o hidrauličkom frakturiranju. U pregledu literature dat je jedinstveni istorijat frakturiranja u Sirtskom basenu, procesa frakturiranja, fluida za frakturiranje, aditiva, reoloških modela, zapremina fluida i suspenzija za transport propanta kao i modeli protoka fluida u ležištu.

Poglavlje 3:

U ovom poglavlju dat je kratak opis ležišta i geologija područja sa lokacijom, tektonska istorija, stratigrafska kolona, depoziciona sredina geološke oblasti, kao i strukturna karta ležišta. U nastavku su prikazane petrofizicke osobine kao što su ležišni pritisak, temperatura, poroznost, zasićenja fluidima i propusnost.

Poglavlje 4:

Ovo poglavlje opisuje ideju modela, dijagram toka i osnovne korake modela, analizu

busotinskih podataka koji se koriste za prognozu i optimizaciju procesa frakturiranja, provodljivost, procenu proizvodnje i profila neto sadašnje vrednosti, NSV (u milionima dolara), uključujući i poređenje rezultata nestimuliranih i stimuliranih busotina.

Poglavlje 5:

Ovo poglavlje se bavi fazom projektovanja frakturiranja, kao i analizom i procenom troškova operacija za svaku busotinu. Sastoji se od glavnih koraka modeliranja, a glavni programi koji se koriste za modeliranje su Frac Simulator i Rheology fluid. Ovi programi koriste poznate podatke o reologiji fluida, viskoznosti, rezervoar stenama, i mehaničkim svojstvima stena zajedno sa planom, programom i rasporedom pumpi u cilju optimizacije geometrije fraktura.

Poglavlje 6:

U ovom poglavlju razmatraju se rezultati primenjene metode u odnosu na prognozirani plan. Pored toga, sumirani su zaključci i date preporuke koje treba slediti u budućnosti.

Literatura, dodatak, i korisne informacije date su na kraju ove studije.

2. PREGLED LITERATURE

Prvi postupak hidrauličkog frakturiranja je izveden 1947. godine na polju Hugoton u državi Kansas, SAD. Fluidi na bazi nafte sa niskom koncentracijom propanta su korišćeni do ranih sedamdesetih godina prošlog veka.

Gelovi na bazi vode sa aditivima su korišćeni osamdesetih godina, i omogućavali su koncentraciju propanta do 2397 kg/m³. Prvi komercijalni postupak hidrauličkog frakturiranja je izveden od strane kompanije Halliburton 1949. godine (Slika 2.1). Koncept mini frakturiranja i masivnog frakturiranja razvijen je devedesetih godina prošlog veka, kao i razvoj sofisticiranih pumpi i blendera visokog kapaciteta. Procesi frakturiranja se u svetu primenjuju u vrlo širokom opsegu, a izgled savremenog postrojenja za obavljanje operacija frakturiranja dat je na slici 2.2. Istorijat frakturiranja gasnih bušotina u Sjedinjenim Američkim Državama je prikazan na slici 2.3. Tabela 2.1 ilustruje pregled istorijata frakturiranja.



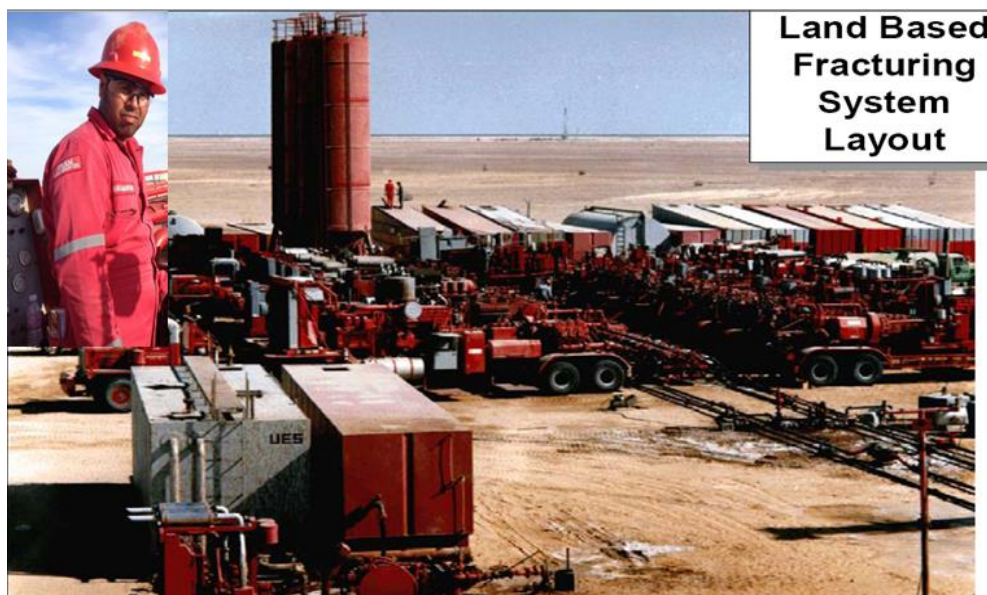
Slika 2.1. Prvi komercijalni postupak hidrauličkog frakturiranja (Halliburton 1949).

Posle prve uspešno izvedene operacije frakturiranja 1949. godine, razvoj tehnologije hidrauličkog frakturiranja je u konstantnom fokusu kompanije Halliburton. Operacija sa fotografije (slika 2.1), prikazuje izgled opreme na površini pri izvođenju prvog komercijalnog frakturiranja, na lokaciji gde se za tretman koristio fluid na bazi vode (King, 2012).

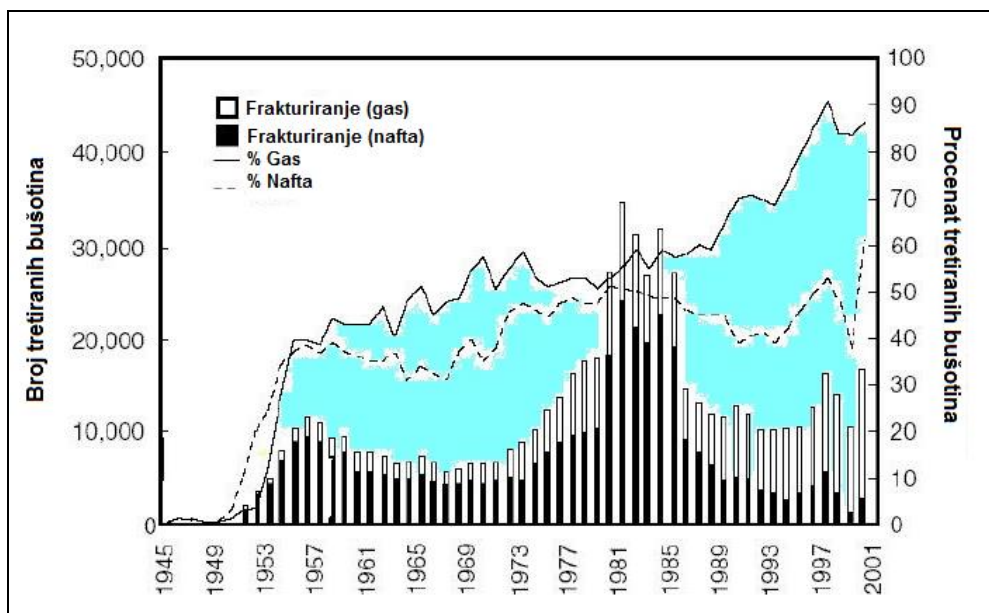
Tabela 2.1. Pregled istorijata frakturiranja (Gray, 2006).

Godina	Istorijat
1860	U procesu stimulacije bušotina se koriste barut i nitroglicerina
1894	Prvi kiselinski tretman u gradu Lima, Ohajo
1896	Herman Frasch's patentira recepturu za kiselinske obrade
1932	Meci za perforaciju razvijeni u Kaliforniji
1946	Uvedeno perforiranje mlaznicama
1947	Započeto frakturiranje od strane kompanije Halliburton.
1988	Obavljeno više od 1 000 000 operacija frakturiranja. 1271898359 milijardi kubnih metara nafte je rezultat operacije frakturiranja
1932's	Započete kiselinske obrade krečnjaka i dolomita. Međutim, tehnika nije bila efektivna u formacijama koje ne reaguju sa kiselinama.
1941	Po ulasku SAD u Drugi svetski rat, pažnja je skoncentrisana na pronalaženje drugih metoda za stimulaciju proizvodnje nafte.
1940's	Sredinom četrdesetih godina, Pan American Petroleum korporacija (tada Stanolind Oil & Gas Co. a kasnije Amoco pa BP) intenzivira istraživanja i razvoj procesa hidrauličkog frakturiranja.
	“Hidrofrak”
	Napalm (aluminijumska so naftenske i palmitinske kiseline) je prvi agens za geliranje, korišćen za fluide na bazi nafte.
1947	Klepper No. 1 na polju Hugoton, Kansas Field uspešno izvedena operacija hidrofrak u julu
1949	Proces počinje industrijski da se primenjuje, sa licencom kompanije Halliburton Oil Well Cementing Company.
1953	Ekskluzivna licenca sa kompanijom Halliburton je raskinuta.
1955	Obim operacija dostiže broj od 4500 frakturiranja mesečno.
1957	U proces frakturiranja uvedeni matematički modeli. Pojava prvih simulatora.

1960's	Krajem šezdesetih godina razvijeni fluidi na bazi vode sa guar polimerima
1960's	Krajem šezdesetih godina, uvedeni fluidi na bazi vode
1970's	Ranih sedamdesetih godina su sistemi na bazi vode zamenjeni fluidima na bazi nafte
1970 - 1980	U ovom periodu su unapređeni fludi na bazi vode.
	CMHPG polimeri zamenili HPG polimere
1990's	Industrija je vratila Guar polimere u upotrebu, zbog cene aditiva.
1990's	Kasnih devedesetih godina preferiran je Guar polimer
	Danas je Karboksimetil guar (CMG) zamenio većinu fluida na bazi Guar polimera.



Slika 2.2. Izgled površinske opreme pri izvodjenju operacije frakturiranja.



Slika 2.3 Istorijat frakturiranja u SAD (Gray, 2006).

Fluidi za frakturiranje se koriste uspešno u svetu više od 15 godina. Glavni razlog za globalno korišćenje Hybor sistema je taj što se može pripremiti od bilo kog tipa vode. Hybor sistem frakturiranja je korišćen skoro na svim ležištima sa temperaturama iznad 90 °C u Libiji, Alžiru, Egiptu, Evropi, Omanu, Rusiji, i Saudijskoj Arabiji.

Istorijat hidrauličkog frakturiranja u Sirtskom basenu je započet 1993. godine na bušotini C217 (tabela 2.2) od tada je ukupan broj frakturiranih bušotina porastao na 9 i to C304, C217, C316, C303, L040, C313, C238, L059 i C139.

Tabela 2.2. Istorijat frakturiranja u sirtskom basenu.

Bušotina	C304	C217	C316	C303	L040	C313	C238	L059	C139	
Naziv polja	C-North	C-Main	C-Main	C-Main	L-Field	C-Main	C-Main	L-Field	C-Main	
Datum Frakturiranja	1.3.1996	1.2.1993	1.11.2005	1.1.2006	6.11.2006	1.10.2007	1.10.2007	2.10.2007	1.10.2007	
Parametri Frakturiranja										
Trenutni pritisak zatvaranja frakture (kPa)	38004	40976	36597	36487	45188	36825	43589	33839	-	
Pritisak zatvaranja frakture (kPa)	33970	33026	33474	32833	36590	33012	38025	32943	32819	
Gradijent frakturiranja (kPa/m)	12.4	12.4	12.4	12.2	13.6	12.4	14.5	12	12.2	
Efikasnost fluida (%)	21	30	14	12	17	20	-	29	-	
Količina propanta u formaciji (Kg)	9,072.00	5,896.70	18,143.70	17,418.00	18,279.70	15,831.00	13,607.70	128,366.60	24947.6	
Trenutna Proizvodnja										
Nafta (m ³ /dan)	Pre	0	23.8	28	0	31.6	46.6	73	26.5	73
	Posle	95.4	218.4	161	91	40.1	95.6	88	53.4	116.1
Vodeni udeo (%)	Pre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Posle	0	4	0	0	0	24	0	16	0

2.1. FLUIDI ZA FRAKTURIRANJE

Godine 1949. autor J.B. Clark objavio je tekst pod nazivom Hidrofrak (eng. Hydrafrac) objašnjavajući da je to inovativni proces kojim se povećava proizvodnja bušotine. Da bi se povećala proizvodnja potrebno je da fluid zadovoljava određene kriterijume u pogledu svojih karakteristika kako bi se ostvarilo povećanje, odnosno da ima sledeće karakteristike:

- dovoljna viskoznost da bi se stvorila fraktura i transportovao propanat kao
- kompatibilnost fluida sa formacijom u cilju smanjenja oštećenja formacije.

Smanjenje viskoznosti fluida posle utiskivanja propanta je potrebno u cilju maksimiziranja provodnosti frakture. Pored toga, smanjenje viskoznosti ima minoran uticaj na geometriju frakture. Zbog toga, fluidi za frakturiranje se nisu menjali u poslednjih 60 godina. Međutim, ovi fluidi su razvijani u cilju postizanja učinka u različitim uslovima pa zbog toga hemijski sastav fluida igra glavnu ulogu u projektovanju procesa frakturiranja.

Zbog problematike kompatibilnosti sa vodom, rani fluidi za frakturiranje su bili na bazi ugljovodonika i korišćen je napalm u cilju postizanja zahtevane vrednosti viskoznosti. (Clark, 1949 i Hendrickson i dr., 1956). Napalm obuhvata fluide kao što su benzin i kerozin sa solima aluminijuma naftenske i palmitinske kiseline. Zapaljivi ugljovodonici su postepeno zamenjeni sa viskoznijim rafiniranim uljima a kasnije sa geliranom sirovom naftom. Generalno, fluidi na bazi nafte su se pokazali kao ograničeni zbog svoje cene i ograničenih količina. Fluidi za frakturiranje na bazi nafte su korišćeni do 1960. godine kada su bezbedonosne i ekonomske regulative dale prednost fluidima na bazi vode. Godine 1962. korišćenje fluida na bazi vode prevazilazi fluide na bazi nafte (Hassebroek and Waters, 1964). Početni problemi kompatibilnosti fluida na bazi vode (bubrenje glina i disperzija) su prevaziđeni dodavanjem soli natrijum hlorida, kalcijum hlorida ili amonijum hlorida.

Drugi, suptilniji razlog koji možda nije dobro razmotren je da korišćenje fluida na bazi nafte u formacijama koje su osetljive na vodu nije neophodno. Oštećenje fraktura ima mali uticaj u nisko propusnim i srednje propusnim ležištima.

U cilju postizanja željene viskoznosti za transport propanta, razvijen je široki spektar vodorastvorljivih polimera na bazi polisaharida (skrob, celuloza i guar) ili sintetičkih

polimera (poliakrilamida). Tokom vremena, polimeri na bazi guara postali su dominantni u fluidima na bazi vode zbog svoje dostupnosti, cene i učinka.

Fluidi na bazi vode čija je viskoznost povećana dodavanjem guara ili derivata omogućava prihvatljive performanse u određenom rasponu temperatura. Međutim, kada se frakturiranje obavlja u ležištima sa visokim temperaturama, može doći do raspadanja polimera. Pokušavano je sa povećavanjem koncentracije polimera sa 12 kg/m³ vode (Alderman, 1970). Međutim, visoke koncentracije polimera izazivaju velike frikционе pritiske i oštećuju provodnost frakture zbog fragmenata polimera koji ostaju povezani sa propantom. U cilju prevazilaženja ovog problema, razvijeni su aditivi koji mogu povećati viskoznost i temperaturni opseg primene polimera. Zbog odloženog dejstva aditiva, poboljšava se frikcionni pritisak i propusnost propanta.

Razvijen je čitav spektar komponenata koje deluju efektivno sa polimerima na bazi guara u ograničenim uslovima temperature i pH vrednosti. Dalji razvoj aditiva rezultovao je u razvijanju aditiva za širok spektar pH vrednosti i ekstremne temperature uslove. Pored fluida na bazi vode i nafte, kao fluidi za frakturiranje koriste se pene i emulzije (BJ, 2006).

2.2. FUNKCIJA FLUIDA ZA FRAKTURIRANJE

Glavna funkcija fluida za frakturiranje je stvaranje i produžavanje frakture, transport propanta kroz opremu za injektiranje i postavljanje propanta u željenu lokaciju u frakturi. Neadekvatno izvođenje bilo koje od navedenih funkcija se direktno odražava na učinak tretmana. Kolektivni naziv fluida za frakturiranje je propantni agensi. Karakteristike fluida utiču na propagaciju frakture i postavljanje propanta. Viskoznost fluida je možda najvažnija karakteristika fluida za frakturiranje jer diktira unutrašnji pritisak frakture i kapacitet transporta propanta. Fluidi koji brzo cure u formaciju tokom frakturiranja imaju loš efekat na produžavanje frakture i širinu kao i za taloženje sitnih čestica u frakturi. Ostale poželjne karakteristike koju fluidi za frakturiranje trebaju da poseduju su:

- Dobra kontrola gubitka fluida u cilju dobijanja maksimalnog produženja frakture i minimalnog proširivanja
- Zapremina fluida

- Dovoljna viskoznost za generisanje adekvatne frakture i efikasno prenošenje propanta
- Propant u frakturi
- Minimalnu frikciju u frakturi
- Dobru temperaturnu stabilnost
- Sprečavanje bubrenja formacije
- Mali gubitak u cevima zbog uticaja sile trenja
- Dobro ispiranje i povratni utok
- Cena

Izbor fluida za frakturiranje je baziran na grupi karakteristika koje kritično utiču na projektovanje, izvođenje i cenu tretmana kao i eventualno povećanje produktivnosti.

2.3. INICIJACIJA FRAKTURA

Da bi izazvali i produžili frakturu, fluidi za frakturiranje prenose hidrauličnu energiju od sistema za upumpavanje do ležišta. Fluid niske viskoznosti kao što je voda ili nafta može se koristiti u cilju stvaranja frakture. Međutim, u formaciji sa prirodnim frakturama, većina fluida će iscureti u formaciju i tako dati lažan indikator da je fluid efikasno prenet u formaciju. Ovi fluidi takođe imaju visoke gubitke zbog delovanja sile trenja a to je faktor koji utiče na efikasnost procesa. Dodavanjem aditiva za smanjenje frikcije, povećavanje viskoznost povećava efikasnost fluida da prenese energiju u frakturu, (BJ, 2006).

2.4. ADITIVI FLUIDIMA ZA FRAKTURIRANJE

U ležištima niske propusnosti, gubitak fluida za frakturiranje i efikasnost je u funkciji propusnosti formacije. U visokopropusnim formacijama, aditiv za gubitak fluida se mora dodati fluidima za frakturiranje u cilju smanjenja gubitka fluida u formaciji i povećavanja efikasnosti.

Tipični aditivi za fluide na bazi vode su: (Gidley i dr., 1989).

- Polimeri – u cilju povećavanja viskoznosti.
- Aditivi za promenu viskoznosti (eng. crosslinkers).

- Biocidi – u cilju uništavanja bakterija.
- Puferi– u cilju kontrole pH vrednosti fluida.
- Površinski aktivne materije – u cilju smanjenja površinskog napona.
- Aditivi protiv gubitka fluida – u cilju minimiziranja gubitaka fluida u formaciju.
- Stabilizatori- u cilju otpornosti na visoke temperature.
- Razarači- u cilju razbijanja polimera na niskim temperaturama.

Temperatura u formaciji je jedan od glavnih faktora pri odabiru tipa aditiva potrebnih za formiranje optimalnog fluida za frakturiranje. U dubokim ležištima sa visokom temperaturom (>120 °C), potrebno je više aditiva nego u ležištima u plitkim formacijama sa nižim temperaturama.

Vlasnik naftne ili gasne bušotine najčešće ne poseduje opremu i aditive potrebne za frakturiranje. Operator unajmljuje servisnu kompaniju za obavljanje operacije frakturiranja. Svaka servisna kompanija ima svoj istraživački departman za razvoj fluida za frakturiranje i aditiva kao i svog dobavljača aditiva tako da ne postoji skup pravila koji definiše izbor odgovarajućih aditiva za frakturiranje pre konsultovanja sa servisnom kompanijom koja sastavlja odgovarajući fluid i upumpava u bušotinu. Mnogo puta, potrebno je izvršiti pilot testove kako bi osigurali da svi aditivi funkcionišu na datoj temperaturi i tokom tretmana, (Gidley i dr., 1989).

2.5. REOLOŠKI MODELI FLUIDA

Reologija kao nauka izučava deformacije i karakteristike protoka tečnosti i gasova. Reologija opisuje veze između sila, deformacija i vremena i potiče od Grčke reči rheos koja označava protok. Reološke karakteristike fluida su važne pri evaluaciji korišćenja fluida za različite funkcije.

Reološke karakteristike fluida za frakturiranje imaju krucijalnu ulogu jer direktno utiču na performanse fluida u svim funkcijama. Reološke karakteristike mogu biti direktno korišćene za proračun gubitaka usled delovanja sile trenja u bušotini, perforacijama i frakturi. Sa inženjerske tačke gledišta, gubici frikcionog pritiska usled delovanja sile trenja mogu biti opisani korišćenjem stacionarnih aproksimacija tako da se reološke karakteristike fluida za frakturiranje određuju viskozimetrom.

U naftnoj industriji, fluidi korišćeni za transport suspendovanih čestica smanjuju frikcionu pritisak i kontrolišu gubitke fluida. Fluidi mogu biti široko klasifikovani u dve kategorije: Njutnovski i ne-Njutnovski fluidi.

2.5.1. NJUTNOVSKI FLUIDI

Njutnovski fluidi su fluidi čiji je odnos između napona smicanja i brzine smicanja konstanta tokom vremena. Veza koja karakteriše Njutnovske fluide se može matematički izraziti jednačinom 2.1

$$\tau = \mu * \gamma \dots\dots\dots 2.1$$

gde je,

τ = napon smicanja

μ = viskoznost

γ = brzina smicanja

Jednačina 2.1 je poznata i kao Njutnov zakon viskoznosti. Fluidi koji imaju linearnu zavisnost između napona smicanja i brzine smicanja nazivaju se Njutnovski fluidi. Primeri takvih fluida su voda, laki ugljovodonici i svi gasovi.

2.5.2. NE-NJUTNOVSKI FLUIDI

Ne-njutnovski fluidi su oni fluidi čiji je reogram, tj. odnos između napona smicanja i brzine smicanja, nelinearan i ne polazi iz koordinatnog početka. Većina fluida koji se koriste u naftnoj industriji su Ne-njutnovski fluidi. Ne-njutnovski fluidi se dalje mogu klasifikovati kao:

- Fluidi čija brzina smicanja je određena naponom smicanja u određenoj tački ili rastojanju i nazivaju se vremenski nezavisni, čisto viskozni ili neelastični fluidi.
- Kompleksniji fluidi čiji odnos između napona smicanja i brzine smicanja zavisi od trajanja vremena smicanja i istorijata kinematike. Nazivaju se i vremenski zavisni fluidi.
- Fluidi koji su delimično elastični i koji se vraćaju u prvobitno stanje posle deformacije, poznatiji kao viskoelastični fluidi.

Slika 2.4 prikazuje krive ponašanja protoka za vremenski nezavisne fluide u pravouglom, dekadnom, koordinatnom sistemu. Linearno ponašanje protoka, tipična karakteristika njutnovskih fluida, je takođe uključena u sliku.

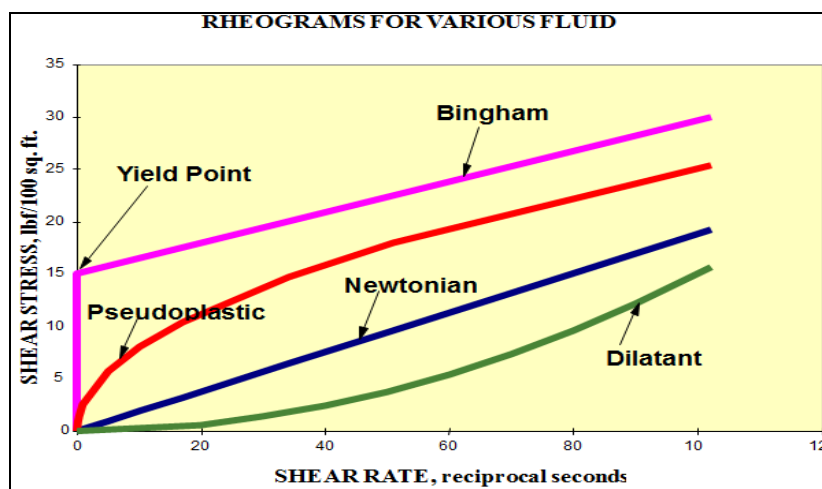
2.5.2.1. BINGAMOV PLASTIČNI MODEL

Bingamov plastični model je reološki model sa dva vremenski nezavisna parametra koji izračunava napon potreban da bi se inicirao protok viskoznih fluida. Inicijalni napon je definisan kao granica tečenja. Jednom kada se granica tečenja prevaziđe, fluid se ponaša kao Njutnovski fluid, što je prikazano linearnom zavisnošću između primenjenog napona smicanja i brzine smicanja. Konstitutivna jednačina za Bingamov plastični model je:

$$\tau = \tau_0 + \gamma \rho \dots\dots\dots 2.2$$

gde je : τ_0 = granica tečenja

$\gamma \rho$ = plastična viskoznost



Slika 2.4. Primer tipova protoka vremenski nezavisnih fluida (Youness, 2005).

2.5.2.2. POWER LAW MODEL

Kao i Bingamov plastični model, i “Power law” model predstavlja reološki model sa dve vremenski nezavisne promenljive. Međutim, za razliku od Bingamovog plastičnog modela, koji daje linearnu zavisnost između brzine smicanja i napona smicanja, “Power law” model koristi nelinearnu zavisnost, koja bolje opisuje karakteristike smicanja većine poznatih kako bušaćih, tako i fluida za frakturiranje. “Power law” model je

prikazan jednačinom (Vassilios, 2003).

$$\tau = k (\dot{\gamma})^n \dots\dots\dots 2.3$$

gde su n i k indeksi reološkog ponašanja protoka i konzistencije.

Fluidi za koje je $n < 1$ se nazivaju pseudoplastičnim fluidima a ako je $n=1$ to su Njutnovski fluidi.

2.5.2.3. HERSCHEL BULKLEY MODEL

“Herschel-Bulkley” model (Chhabra i Richardson, 1999) predstavlja jednostavno uopštavanje Bingamovog plastičnog modela, i koristi se za definisanje nelinearne krive protoka. Ovaj model prikazuje granicu tečenja i viskoznost kao promenljive zavisne od brzine smicanja. Jednačina koja opisuje “Herschel-Bulkley” model je:

$$\tau = \tau_0 + k (\dot{\gamma}) \dots\dots\dots 2.4$$

gde je,

τ_0 = granica tečenja

“Herschel-Bulkley” model se široko primenjuje u naftnoj industriji za opis ponašanja kako fluida za frakturiranje tako i bušaćih fluida.

2.6. ZAPREMINA “PAD” FLUIDA

Pri tretmanima u kojima se koristi viskozni fluid, potrebno je da karakteristike fluida budu takve, da se uspešno izvrši prenos propanta. Fluid koji se koristi za inicijaciju hidrauličke frakture i koji ne sadrži u sebi propant, se naziva “pad” fluid. Zapremina “pad” fluida određuje, koliki se prodor frakture kroz sloj može postići, pre nego što propant dospe u frakturu. Kada se utisne “pad” fluid u frakturu, dolazi do propagacije frakture u nepropusne slojeve. Ovo znači da je izuzetno važno upumpati dovoljnu zapreminu “pad” fluida, kako bi se stvorila fraktura određene širine. Za tretmane u kojima se koristi fluid male viskoznosti, propant ima tendenciju da dopuni fluid. Zapremina “pad” fluida mora biti takva, da dovoljno otvori frakturu, kako bi se

omogućio prijem propanta i ona, u krajnjem, određuje konačnu dužinu frakture.

Sa druge strane, velika količina “pad” fluida u nekim slučajevima može biti štetna, posebno kada su frakture veoma provodljive. Dužina frakture će nastaviti da se povećava, kada se prestane sa upumpavanjem i može doći do slabe distribucije propanta.

Nakon zatvaranja bušotine može doći do dotoka fluida, zbog toga što je najveći deo frakture u pribušotinskoj zoni. Međutim, najveći gubici fluida nastaju tokom upumpavanja, tako da može doći do isticanja propanta iz frakture. Dotok se zaustavlja kada se fraktura zatvori i “zarobi” propant. U toj tački suspenzija fluida dehidrira i zaustavlja se svaka dalja propagacija frakture. Idealno bi bilo kada bi dotok bio minimalan i većina propanta ostala u frakturi. Kritični parametar celog procesa je zapremina “pad” fluida, što je u direktnoj korelaciji sa efikasnosti tretmana (Nolte, 1986).

2.7. SUSPENZIJA FLUIDA ZA FRAKTURIRANJE

Suspenzija ili smeša fluida za frakturiranje sa propantom, može se klasifikovati u grupu njutnovskih ili ne-njutnovskih fluida.

2.7.1. NJUTNOVSKA SUSPENZIJA FLUIDA ZA FRAKTURIRANJE

U literaturi postoje brojne korelacije i eksperimentalni podaci u cilju određivanja viskoznosti njutnovskih fluida, ili povećanja relativne viskoznosti suspenzije dodavanjem čvrstih čestica (Howard i Fast, 1970), (Frankel i Acrivos, 1987), (Landel i Moser i Bauman, 1965), (Fang i Manglik i Jog, 1997).

Prvi izraz za viskoznost suspenzije razvio je Ajnštajn (Einstein, 1956), i ovaj izraz je bio tačan samo u idealnom slučaju tj. za beskonačno razblaženu koncentraciju čestica:

$$\mu_s = \mu_o (1 + 2.5\Phi) \dots\dots\dots 2.5$$

gde je,

μ_s i μ_o su viskoznost suspenzije i fluida u suspenziji a Φ zapreminska frakcija čestica
Do sada su rađena brojna istraživanja u cilju modifikacije Ajnštajnovne jednačine za

visoko koncentrovane suspenzije. (Frankel i Acrivos, 1987) su razvili korelaciju za čestice koje su u približno maksimalnoj zapreminskoj frakciji, definisano sa Φ_{max} . Njihov analitički izraz razvijen za relativnu viskoznost visoko koncentrovanih suspenzija prikazan je sledećom jednačinom:

$$\mu_r = \frac{9}{8} \left[\frac{\Phi/\Phi_{max}}{1 - (\frac{\Phi}{\Phi_{max}})^{1/3}} \right] \dots\dots\dots 2.6$$

Drugu empirijsku korelaciju razvio je Thomas (1965) , a koristili su je Hannah i saradnici:

$$\mu_r = 1 + 1.25\Phi + 10.5\Phi^2 + 0.00273 \exp(16.6) \dots\dots\dots 2.7$$

(Landel i dr., 1965). su izveli izraz iz podataka o vodi sa suspendovanim česticama stakla i bakarnim prahom veličina od 10 do 100 μm da bi ispunili granice beskonačno razblaženog stanja i visoke koncentracije čestica:

$$\mu_r = [1 - (\Phi/\Phi_{max})]^{-2.5} \dots\dots\dots 2.8$$

Graham, 1980 je izveo izraz za relativnu viskoznost bez smicanja, pretpostavljajući dominaciju hidrodinamičkih sila, i tako uračunavajući međusobno dejstvo čestica i ponašanje fluida oko čestica:

$$\mu_r = 1 + 2.5\phi + \frac{2.5}{1 + \frac{h}{a}} \left\{ \frac{1}{h/a} - \frac{1}{(\frac{h}{a}) + 1} - \frac{1}{[(\frac{h}{a}) + 1]^2} \right\} \dots\dots\dots 2.9$$

Gde je:

(h/a) je odnos rastojanja između čestica i radijusa čestica. Za idealan, kockast raspored čestica:

$$\frac{h}{a} = 2 \left\{ [1 - (\Phi/\Phi_{max})^{\frac{2}{3}}] / (\Phi/\Phi_{max})^{1/3} \right\} \dots\dots\dots 2.10$$

Nekoliko autora (Nicodemo i dr., 1974 i Jeffrey i Acrivos, 1976), tvrdi da je viskoznost suspenzije, čak i za njutnovske fluide, funkcija brzine smicanja. Postojanje efekta smicanja kod jednostavnih, njutnovih fluida sugerise da postoji veći efekat smicanja kod nenjutnovskih fluida za frakturiranje.

2.7.2. NE-NJUTNOVSKE SUSPENZIJE FLUIDA ZA FRAKTURIRANJE

Ne-njutnovske suspenzije se ponašaju kao Njutnovski fluidi pri malim koncentracijama čestica ali sa povećavanjem koncentracije čestica dobijaju ne-Njutnovsko ponašanje. Precizno predviđanje reoloških parametara fluida za frakturiranje je esencijalno pri projektovanju optimalnog tretmana. Viskoznost fluida utiče na nekoliko važnih komponenata kao što je gubitak trenja u cevima, curenje, geometrija frakture i postavljanje propanta.

U slučaju guara ili fluida na bazi guara, nekoliko promenljivih direktno utiču na viskoznost. Te promenljive obuhvataju koncentraciju polimera, pH vrednost, brzinu smicanja, istorijat smicanja, temperaturu, istorijat temperature, aditiva i razbijača emulzija. Veliki broj istraživača u prošlosti je ukazivao na kompleksnu prirodu reološke karakterizacije fluida za frakturiranje. Jedna od studija reološke karakterizacije je sprovedena korišćenjem staklenih kuglica sa polipropilenskim kompozitom sa brzinom smicanja od 50 do 600 s⁻¹ od strane autora (Faulker i Schmidt,1977). U svom izveštaju navode da se “power law” eksponent n smanjuje sa povećanjem zapreminske frakcije kuglica a relativna viskoznost smanjuje sa povećanjem brzine smicanja, za zapreminske frakcije od 0 do 0,26. (Fang i dr., 1997). Takođe su predstavili i studiju laminarnog protoka vremenski nezavisnih viskoznih fluida u pravom ekscentričnom prstenastom prostoru. Reologija fluida je modelirana preko konstitutivne jednačine za “power law”.

Numerička rešenja za razne varijacije odnosa prstenastog prostora i indeksa smicanja ($1 \geq n \geq 0.2$) su prezentovane. Reologija fluida i ekscentričnost prstenastog prostora su imali jak uticaj na ponašanje protoka. Ekscentričnost izaziva stagnaciju protoka u uskim delovima na velikim brzinama protoka a pseudoplastičnost se povećava pri promenama protoka kroz prstenasti prostor sa ne uniformnom brzinom, promenom napona smicanja i promenom karakteristika faktora trenja.

(Gardner i Eikerts,1982) su evaluirali efekat smicanja koji ima propant dimenzija 20/40 meša na reološke karakteristike fluida za frakturiranje.

Postoji veliko povećanje viskoznosti suspenzije zbog efekta propanta veličine 20/40 meša nego kod modela Njutnovih suspenzija. Laboratorijski testovi su takođe sprovedeni da bi ukazali na trenutnu viskoznost, uračunavajući smicanje i uticaj propanta u frakturi koje je u ovom slučaju srednjeg do manjeg intenziteta nego rezultati nastali predviđanjem konvencionalnim reološkim modelima.

(Baree i Conway,1994) su računali brzinu taloženja čestica peska kod Njutnovskih i ne-Njutnovskih fluida pri različitim brzinama. Njihovi zaključci ukazuju da je Stoksov zakon jedino primenjiv u slučaju Njutnovskih fluida sa veoma malim česticama

(≤ 100 meša). Međutim, za viskoznije fluide, protok ostaje laminaran i Stoksov zakon važi za čestice veće od 12 meša. Brzina taloženja je bila veoma mala za ne-Njutnovske fluide različitih viskoznosti.

Kompleksna studija Ne-Njutnovih fluida je sprovedena od strane autora (Kruijff i dr., 1994) u cilju razvijanja dva nova reološka uređaja za merenje fluida za hidrauličko frakturiranje.

Nedostatak primenljivog konvencionalnog reometra za karakterizaciju fluida za hidrauličko frakturiranje je dovelo do razvoja helikoidnog viskozimetra (HSV) za izučavanje reologije suspenzija, relacija između hemije i mehanike protoka gelova, propanta i fluida za frakturiranje i dinamičkog testera za taloženje (DST) koji omogućava visoko efektivnu studiju fundamentalnih karakteristika kompleksnih fluida za frakturiranje.

(Nolte, 1988) je predstavio modifikaciju Njutnove korelacije za ne-Njutnovske fluide pošto je uočio veliko povećanje viskoznosti tokom dodavanja peska u suspenziju.

Relacija za povećanje viskoznosti za “power law” fluide je upoređena sa eksperimentalnim podacima za hidroksipropil fluid na bazi guara. “Power law” model je dao odličnu korelaciju napona smicanja u funkciji brzine smicanja za HPG fluid bez čestica, za promenu brzine smicanja od nule do 50 s^{-1} . Značajna promena je primećena u parametru indeksa konzistencije k , za “power law” model koji je usklađen sa podacima za brzine smicanja.

Povećanje prividne viskoznosti zbog prisustva čestica je nezavisno od brzine smicanja i jednostavno je rezultat povećanja indeksa konzistencije k . Jednostavna korekcija Njutnove korelacije je sprovedena u cilju bolje aproksimacije brzina smicanja kod ne-Njutnovskih fluida.

(Shah i dr., 2004) je proučavao fenomene kao što su brzina pumpanja, koncentracija suspenzije i karakteristike fluida za Njutnovske (voda) i ne-Njutnovske (gelovi za frakturiranje, suspenzije) korišćenjem simulacija kroz vertikalnu bušotinu.

(Baree i Conway, 1994) su razvili generalnu jednačinu da bi odredili zavisnost viskoznosti suspenzije kao funkcije količine čestica i brzine smicanja. Generalizovana jednačina trenutne reologije fluida za frakturiranje (GEFFAR) je:

$$\mu = \mu_o (1 - C_n)^{\frac{\tan^{-1} \left(\frac{\gamma}{\gamma_L} \right)^{n_o - 1}}{\tan^{-1} \left(\frac{\gamma}{\gamma_H} \right)^{n_o - 1}}}$$

2.11

gde je,

n_o = “power law” indeks protoka čistog fluida ;

Y_L = parametar koji definiše odstupanje viskoznosti pri maloj brzini smicanja od izračunate vrednosti viskoziteta ;

Y_H = parametar koji definiše odstupanje viskoznosti pri velikoj brzini smicanja od izračunate vrednosti viskoziteta ;

C_n = $C_v / C_{v max}$;

C_v = zapreminska frakcija čestica ;

$C_{v max}$ = maksimalna zapreminska frakcija čestica ;

a = eksponent povećanja viskoznosti suspenzije ;

Uočeno je da prividna viskoznost suspenzije varira delimično u odnosu na brzinu smicanja. Viskoznost se povećava kao rezultat količine čestica i malo zavisi od temperature.

2.8. TRANSPORT PROPANTA

Podjednako važna funkcija fluida za frakturiranje je transport propanta kroz frakturu. Različiti mehanizmi transporta su uključeni kada je brzina taloženja zanemarljiva a fluid za frakturiranje se ponaša kao savršena suspenzija i čestice se efikasno kreću sa suspenzijom. Takođe, kada je brzina taloženja propanta značajna može doći do gomilanja propanta, tako da se kreće ka frakturi manjom brzinom od brzine fluida (Novotny, 1977). Prelaz između ova dva mehanizma uglavnom zavisi od dva faktora, a to su : prividna brzina fluida (u uslovima taloženja) i razlika gustina između propanta i fluida (Aboud i Melo, 2007).

Kod fluida sa malom viskoznošću, propant se transportuje stacionarnim stepenastim protokom koji se karakteriše depozicijom propanta praćenom stepenastim protokom fluida. Laboratorijski eksperimenti ukazuju da taloženje propanta nastaje u tri faze.

Tokom prve faze, debljina sloja propanta je u funkciji vremena dok se ne postigne ravnotežno stanje. Talozjenje se zaustavlja u toj tački kao rezultat erozije.

Tokom druge faze, debljina sloja propanta se povećava dok se ne postigne ravnoteža po celoj njegovoj dužini. U trećoj fazi, debljina sloja propanta se povećava samo u dužinu i injektirani propant se stepenasto kreće po celoj dužini povećavajući koncentraciju u smeru protoka.

Analitičke relacije izvedene za svaku od ovih faza su potvrđene eksperimentima i transparentnim modelima (Schols i Visser, 1974).

Frakturiranje vodom (korišćenjem vode umesto gela za transport propanta) se uspešno koristi kod frakturiranja niskopropusnih gasnih formacija.

Postavljanje propanta je esencijalni faktor koji određuje efektivnost procesa

hidrauličkog frakturiranja. (Liu i Sharma 2005) su istraživali uticaj dužine fraktura i reologije fluida na transport uključujući taloženje čestica i horizontalni transport. Njihovi rezultati pokazuju da brzina taloženja značajno opada kada se širina fraktura približava prečniku propanta. Njihova istraživanja su pokazala da propant protiče manjim horizontalnim brzinama nego fluid, posebno u uskim frakturama.

Propant je najčešće usporen ili ubrzan u zavisnosti od odnosa veličine propanta i širine frakture. Dokazali su da jedna čestica propanta, u uslovima kada je ovaj odnos mali, prolazi brže nego fluid, jer propant teži da protiče sredinom kanala gde je brzina proticanja najveća. Sa povećavanjem veličine propanta, uticaj zidova frakture postaje važniji i zidovi usporavaju propant.

Usporavanje propanta u odnosu na fluid je veće kod većih čestica i manje blizine protoka do zida frakture zbog hidrodinamičkog naprežanja izazvanog naprežanjem usled prolaska kroz uske kanale. Kod viskoznijih fluida, transport propanta je kompleksniji fenomen.

U naftnoj industriji viskoznost se smatra kao glavni faktor pri transportu propanta i zbog toga se koristi reometar da bi odredili "power law" parametre i potrebnu veličinu viskoznosti od 40, 80, 100 ili 170 sec^{-1} protoka, u zavisnosti od prethodnih iskustava. Nekoliko testova je pokazalo da su fluidi na bazi borata savršeni za transport propanta (Harris, 1988). Nekoliko testova je sprovedeno sa samo jednom česticom. Sigurno je da testiranja sa jednom česticom ne mogu odraziti realno stanje, sprovedeni su testovi sa više čestica u dinamičkim uslovima.

Mogućnost transporta propanta fluidima za frakturiranje nastaje zbog polimernih veza koje nastaju u gelovima (Harris i Heath, 1998). Ove veze omogućavaju snažnu mrežnu strukturu u fluidu i značajno povećavaju mogućnost polimera da drži propant u suspenziji. Ovako formirana mreža u fluidu je u korelaciji sa suspendovanim česticama. Razlika u karakterizaciji suspenzije čestica sa viskoznošću fluida u statičkim ili dinamičkim uslovima pokazuje da viskoznost ne oslikava mrežnu strukturu u fluidima za frakturiranje.

Fluidi sa boratom na bazi polimera, pored ne-Njutnovskog ponašanja, imaju viskoelastične karakteristike sa elastičnim i viskoznim komponentama (Constien, 1989).

Viskoelastičnost, opisuje karakteristike materijala koji imaju i viskozna i elastična svojstva pri deformaciji. Atipično tome, fluid sa boratom na bazi HydroxyPropyl-Guar (HPG) gela je postojan na relativno visokim temperaturama.

Viskozni materijali su otporni na smicanje tokom protoka i ponašaju se linearno u funkciji vremena kada su pod naprežanjem.

Elastični materijali se ponašaju linearno pri naprežanju i brzo se vraćaju u prvobitno

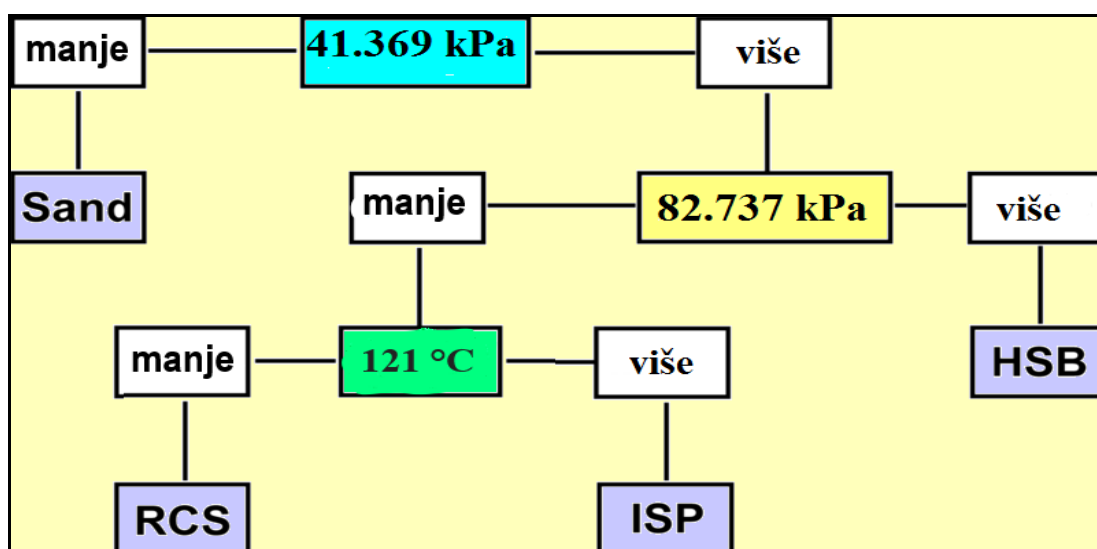
stanje pri prestanku dejstva sile. Viskoelastični materijali imaju elemente obeju karakteristika osim vremenski zavisnog istežanja. Elastične karakteristike se koriste pri boljem opisivanju mrežne strukture formirane u fluidima sa boratom i omogućavaju alternativnu tehniku boljeg opisivanja karakteristike suspenzija u fluidima za frakturiranje (Kramer i dr., 1987).

(Goel i Shah, 2001) su ispitivali taloženja propanta u fluidima za frakturiranje sa boratom. Rezultati njihovih ispitivanja pokazuju da fluidi za frakturiranje na bazi borata imaju zadovoljavajuće ponašanje prilikom transporta propanta. Svi gelovi koji pokazuju dobre karakteristike transporta propanta imaju sličan modul elastičnosti na malim frekvencijama. Tako, zaključili su da modul elastičnosti ima bolje karakteristike nego viskoznost za korelisanje reoloških karakteristika fluida i propanta kroz frakturu.

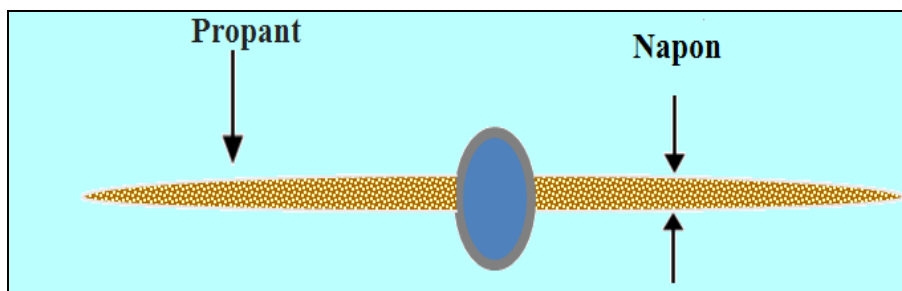
2.8.1. SELEKCIJA PROPANT AGENSA

Na slici 2.5 prikazan je dijagram (Economides i Nolte, 2000) za izbor agensa za frakturiranje. Da bi se mogla praktično upotrebljavati dijagram-šema koja je prikazana 2.5 potrebno je odrediti maksimalni efektivni napon. Efektivni napon je definisan na slici 2.6. Maksimalni efektivni napon zavisi od minimalne vrednosti dinamičkog pritiska na dnu bušotine. Ukoliko je maksimalni efektivni napon manji od 41.369 kPa tada dijagram na slici 2.5 preporučuje pesak kao propant agens.

Ukoliko je maksimalni efektivni napon između 41.369 i 82.737 kPa tada se preporučuje pesak sa specijalnom oblogom (RCS) ili pesak srednje čvrstoće (ISP). U slučajevima kada maksimalni efektivni napon prevazilazi vrednost od 82737 kPa koristi se boksit visoke čvrstoće (HSB) kao propant agens.



Slika 2.5. Izbor propanta na bazi pritiska zatvaranja frakture (Economides i Nolte, 2000).



Slika 2.6. Efektivni napon na propant.

Šemu 2.5 bi trebalo koristiti samo kao smernicu, osim u par izuzetaka. Na primer, ako je maksimalni efektivni napon manji od 41.369 kPa projektant može izabrati RCS ili ostale aditive kako bi "zaključao propant" u mestu gde bi povratak fluida predstavljao problem. Kod bušotina sa velikim protokom gasa, pad pritiska koji se ne odvija po Darsijevom zakonu može dovesti do izbora keramičkih propanata kako bi maksimizirali konduktivnost frakture. Za tretman fraktura koj nemaju pesak za frakturiranje, najveći troškovi su nabavka i transport propanta. Ukoliko se propant uvozi, mogu se izabrati propanti srednje čvrstoće čak i u relativno plitkim bušotinama zbog razlike u cenama, jer razlika u ceni između propanta srednje čvrstoće i peska nije velika.

2.9. MODELIRANJE HIDRAULIČKIH FRAKTURA

Modeliranje fraktura omogućava bolje razumevanje nekih aspekata koji utiču na geometriju fraktura. Smisao modeliranja je analiza procesa kroz različite scenarije.

Postoje tri tipa modela: fizički, analitički i empirijski modeli. Fizički modeli relano oslikavaju trenutni proces. Empirijski modeli su razvijeni na bazi laboratorijskih podataka ili podataka sa terena. Analitički modeli koriste matematičke izraze, koji opisuju fizičke procese, kroz skup jednačina. U modeliranju hidrauličkog frakturiranja koriste se analitički modeli, koji se primenjuju u cilju kvantifikovanja zapremine fluida i propanta za specifičnu formaciju ili, za proračun ekonomičnosti projekta i predviđanje geometrije fraktura posle tretmana (Slike 2.7 - 2.8), (Economides i Nolte, 2000).

Prvi tretmani frakturiranja su sprovedjeni samo da bi se videlo da li se može stvoriti fraktura i da li se u nju može upumpati pesak. Howard i Fast (1955) objavljuju prvi matematički model za inženjersku primenu, pri projektovanju tretmana frakturiranja. Ovaj model predpostavlja konstantnu širinu frakture po celom njenom prostiranju, omogućujući proračun površine frakture, na bazi karakteristika ležišta po pitanju

„curenja“ fluida. Sa razvojem računarske tehnologije i boljim razumevanjem podataka o ležištu, znatno je napredovalo i modeliranje propagacije frakture.

2.9.1. DVODIMENZIONALNI MODEL PROPAGACIJE FRAKTURA

Howard i Fast model (1955) je bio dvodimenzionalan model, koji se fokusirao na karakteristike protoka fluida i mehanike frakture. Narednih godina su objavljeni i drugi dvodimenzionalni modeli.

Univerzalna pretpostavka svih dvodimenzionalnih modela je fiksna jedna dimenzija (obično, visina frakture), pri čemu se proračunavaju širina i dužina frakture. Sa iskustvom i preciznim skupom podataka, dvodimenzionalni modeli se mogu pouzdano koristiti kod određenih formacija, pod pretpostavkom da je projektant tačno predvideo visinu kreirane frakture.

Dvodimenzionalni modeli se obično koriste kod malih tretmana i kada je vreme rada pumpi kratko (Holditch i dr., 1987). Osnova preciznosti ovakvih modela zavisi od preciznog određivanja visine frakture.

Modeli u hidrauličnom frakturiranju se koriste da bi optimizovali količinu injektiranih fluida, vreme tretmana i protok fluida, sa dimenzijama frakture. Osnovna ideja modeliranja je korišćenje modela (bilo kog) za donošenje odluka, a ne proračun preciznih vrednosti dimenzija frakture. Projektovanje se uvek zasniva na poređenju rezultata za svaki konkretan slučaj, sa prognoznim ponašanjem iz modela. „Kalibracijom“ dvodimenzionalnog modela sa terenskim rezultatima, dvodimenzionalni modeli se primenjuju za izmene projekta i veću efikasnost tretmana stimulacije. Ako se u dvodimenzionalnom modelu koristi tačna vrednost visine frakture, model daje prihvatljivu procenu dužine i širine frakture, pod pretpostavkom da su i drugi parametri (naprezanje stene u ležišnim uslovima, Jungov modul, propusnost formacije, kao i koeficijent ukupnog „curenja“) dobro određeni. Nakon brojnih radova i njihovih modifikacija potvrđenih u praksi, izdvojila su se dva osnovna dvodimenzionalna modela propagacije frakture: Perkins-Kern-Nordgren (PKN) i Khristianovich-Geertsma-de Klerk (KGD) modeli.

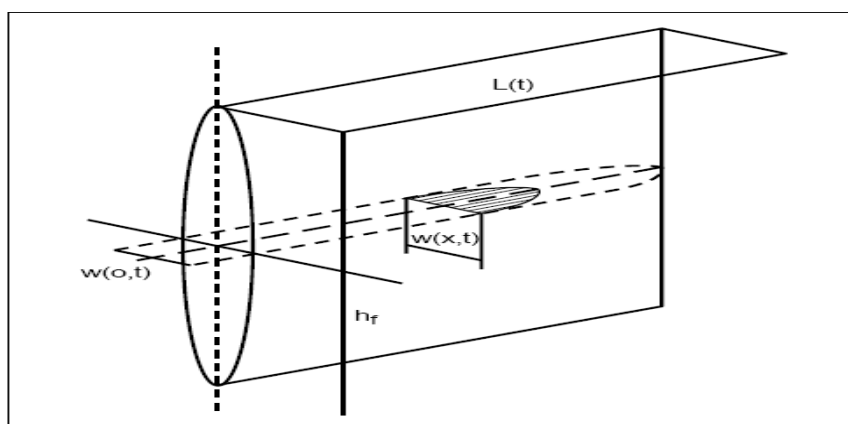
Prema autoru Holditch, dvodimenzionalni modeli polaze od pretpostavke da je

formacija homogena i izotropna, deformacija formacije je izražena preko teorije elastičnog napona, fluidi za frakturiranje se smatraju kao čisto viskozni fluidi, distribucija gela i peska se ignoriše itd.

Oba modela, PKN i KGD, su dvodimenzionalni modeli propagacije fraktura i imaju zajedničke pretpostavke. Oba modela pretpostavljaju da će fraktura da se propagira u smeru normalnom na minimalni planarni napon. Oba modela pretpostavljaju njutnovski fluid, i jednodimenzionalni protok fluida kroz frakture. Stenska masa u kojoj se fraktura stvara je kontinualna, homogena i izotropna. Pretpostavka je da je vrednost visine vertikalne frakture fiksna.

2.9.1.1. PKN MODEL FRAKTURA

PKN model je formulisan od strane autora (Perkins i Kern , 1961) a kasnije modifikovan od strane (Nordgren, 1972). Na slici 2.7 prikazana je skica PKN modela gde je w širina frakture L dužina a h_f fiksna vrednost visine frakture. Širina i dužina frakture se menja sa vremenom t na rastojanju x od bušotine.



Slika 2.7 PKN model frakture (Economides i Nolte, 2000).

Pretpostavlja se da svaki vertikalni poprečni presek frakture ponaša nezavisno implicirajući da je pritisak u bilo kojoj sekciji funkcija visine sekcije, a ne dužine frakture pošto je dužina frakture mnogo veća od širine.

Model takođe pretpostavlja fiksnu vrednost visine frakture implicirajući da je naprezanje iznad i ispod zone ugljovodonika dovoljno veliko da inhibira bilo koju dužinu fraktura.

Pored toga, model pretpostavlja da je poprečni presek frakture eliptičan i da širina

maksimalna u poprečnom preseku proporcionalnom pritisku i nezavisan od širine u bilo kojoj tački.

Model takođe pretpostavlja da je pritisak fluida tokom hidrauličkog frakturiranja konstantan u vertikalnom poprečnom preseku u smeru propagacije fraktura. Model kasnije pretpostavlja da je gradijent pritiska fluida u smeru propagacije na otpor protoka u frakturi.

Takođe, postoji pretpostavka da pritisak fluida opada sa produženjem frakture.

U slučaju PKN modela naglasak je na uticaj protoka fluida i odgovarajućim gradijentima pritiska. PKN model zanemaruje mehaniku fraktura (Economides i Nolte, 2000).

U početku, Perkins i Kern su razvili model za ne-Njutnovske fluide pa je Lamb (1932) prilagodio model za Njutnovske fluide, tako da je pritisak definisan preko jednačine;

$$P_{net} = \left[\frac{16\mu q_i \hat{\epsilon}^3}{\pi h_f^4} L \right]^{1/4} \dots\dots\dots 2.12$$

gde je;

P_{net} - pritisak = pritisak loma – naprezanje pri otvaranju fracture;

q_i - količina injektiranog fluida;

μ - viskoznost;

Širina frakture u bilo kojoj poziciji je data jednačinom;

$$W(x) = 3 \left[\frac{\mu q_i (L-x)}{\hat{\epsilon}} \right]^{1/4} \dots\dots\dots 2.13$$

$\hat{\epsilon}$ - deformacija formacije definisana jednačinom:

$$\hat{\epsilon} = \frac{E}{1-\nu^2} \dots\dots\dots 2.14$$

gde je:

ν - Poisson-ov koeficijent;

E - Young-ov moduo elastičnosti;

(Perkins i Kern, 1961) su zapazili da srednji pritisak u frakturi prevazilazi minimalni pritisak dovoljan za propagaciju frakture sve dok je količina fluida ekstremno mala ili je viskoznost fluida drastično niska. U realnim uslovima, pritisak protoka fluida je značajno veći od minimalnog pritiska potrebnog da se otvori fraktura što implicira da će propagacija frakture biti nastavljena kad se zaustavi proces pumpanja ili će se nastaviti dok se pritisak ne smanji do minimalne vrednosti za propagaciju fraktura. Ovaj efekat zanemaruje uticaj mehanike fraktura u modelu.

U početku, ovaj model pretpostavlja ravan naprezanja u vertikalnom smeru. Takođe, pretpostavlja fiksnu vrednost visine frakture. Promene zapremine su takođe

zanemarene. Otpornost frakture na lom se takođe zanemaruje. (Carter, 1957) je uključio brzinu prodora fluida u formaciju u Perkins i Kernovom modelu i izrazio kao brzinu protoka fluida jednačinom 2.15.

$$u_L = \frac{C_L}{\sqrt{t-t_{exp}}} \dots\dots\dots 2.15$$

gde je;

u_L - brzina protoka;

C_L - koeficijent brzine;

t - vreme;

t_{exp} - vreme u tački pri brzini u_L ;

Carter je takođe smatrao da količina „curenja“ fluida, skladišni kapacitet frakture i količina fluida koji se utiskuje, podležu jednačini masenog balansa. Jednačina masenog balansa pokazuje da je dužina frakture definisana masenim balansom između količine fluida koji „curi“ i protokom u frakturi, pošto dužina frakture zavisi od balansa brzine i utoka.

Količina utisnutog fluida	=	Količina fluida koji je „iscureo“ u formaciju	+	Skladišni kapacitet frakture 2.16
---------------------------------	---	---	---	------------------------------------	------------

Nordgren (1972) je dodao brzinu proticanja fluida u frakturi, PKN modelu.

U početku, Perkins i Kern su pretpostavljali da nema gubitaka fluida tokom procesa hidrauličkog frakturiranja. Gubici su se pripisivali grešci u proračunu zbog neodgovarajućeg masenog balansa. Uvođenjem bezdimenzionalnog vremena, Nordgren je dobio sledeći izraz za proračun širine, dužine i visine frakture:

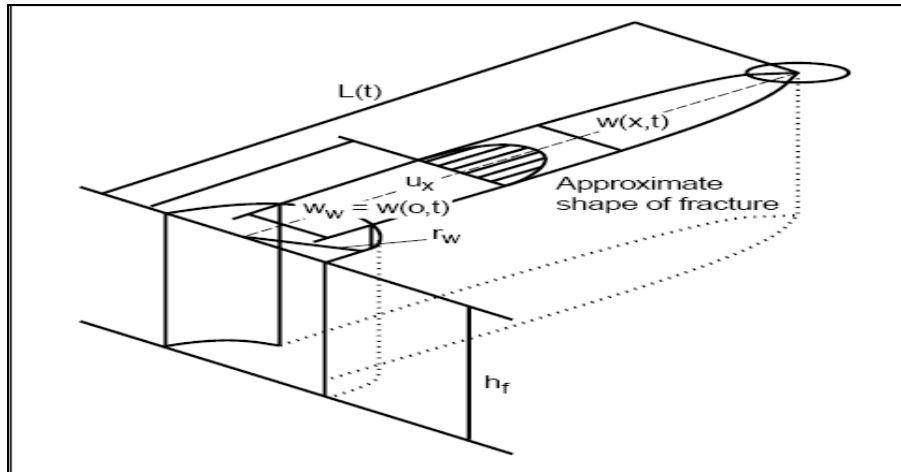
$$t_D = \left[\frac{64C^5_L \hat{E} h_f}{\pi^3 \mu q_i^2} \right]^{2/3} t \dots\dots\dots 2.17$$

Rešenja PKN modela jedino važe kada je dužina fraktura mnogo veća od visine.

2.9.1.2. KGD model fraktura

(Khristianovich i Zheltov, 1955) pretpostavljaju da je širina frakture na bio kom rastojanju nezavisna od vertikalne pozicije. Ovaj model razmatra mehaniku frakture koja nastaje na početku frakture.

Ovaj model pretpostavlja konstantan protok u frakturi i konstantan pritisak u frakturi sem u slučaju kada na početku frakturiranja nema penetracije fluida implicirajući nultu vrednost pritiska. Takođe, pretpostavlja se da je pritisak u frakturi skoro jednak pritisku u bušotini u većem delu frakture sa ostrim smanjenjem pritiska ka vrhu frakture. Model takođe pretpostavlja fiksnu vrednost visine frakture. Gradijent pritiska fluida u smeru propagacije frakture zavisi od otpora protoku.



Slika 2.8: KGD model fraktura (Economides i Nolte, 2000).

Koristeći predpostavku KGD modela da je vrh frakture veoma mali, Geertsma i de Klerk pojednostavljaju model. Širina frakture je data jednačinom:

$$W_W = \left[\frac{84\mu q_i L^2}{\pi \hat{E} h_f} \right]^{1/4} \dots\dots\dots 2.18$$

Pritisak je dat jednačinom

$$P_{net,W} \approx \left[\frac{21\mu q_i}{64\pi h_f L^2} \hat{E}^3 \right]^{1/4} \dots\dots\dots 2.19$$

Sledi

$$L(t) = 0.38 \left[\frac{\hat{E} q^3 t}{\mu h^3 f} \right]^{1/6} t^2/3 \dots\dots\dots 2.20$$

$$W_W = 1.48 \left[\frac{\mu q^3 i}{\hat{E} h^3 f} \right]^{1/6} t^1/3 \dots\dots\dots 2.21$$

Zapremina „dvokrake“ frakture, po modelu KGD, je data jednačinom:

$$V_f = \frac{\pi}{2} h_f L W_W \dots\dots\dots 2.22$$

Razne jednačine u ovom poglavlju su preuzete iz knjige autora Economides i Nolte o simulaciji ležišta.

Timovi naučnika su došli do zaključka da postoji nekoliko ključnih problema u oba dvodimenzionalna modela. Najčešći problem je pretpostavljanje oblika frakture. Treba zapaziti da frakture nemaju jednostavne oblike, kako se pretpostavlja u većini modela, zbog niske propusnosti formacije i višeslojnih ležišta sa različitim mehaničkim karakteristikama. Drugi problem je opšta pretpostavka da je ponašanje brzine protoka fluida u frakturi linearno u odnosu na kvadratni koren vremena, što nije tačno za produžene periode, posle utoka fluida. Takođe, postoje problemi sa pretpostavkom da je viskoznost fluida za frakturiranje konstantna sa vremenom, što nije realno u stvarnosti.

2.9.1.3. TRODIMENZIONALNI MODEL PROPAGACIJE FRAKTURA

Dvodimenzionalni modeli propagacije fraktura kao što su PKN i KGD modeli pretpostavljaju fiksnu vrednost ili pretpostavku da će se razviti radijalna fraktura posle završetka tretmana što je ograničeno u dvodimenzionalnim modelima.

U realnosti, dužina frakture se smanjuje zbog uticaja pritiska pumpe. Trodimenzionalni modeli prikazuju odziv formacije kada je pod hidrauličkim pritiskom fluida. Nasuprot dvodimenzionalnim modelima gde se horizontalna propagacija frakture pretpostavljajući konstantnu visinu frakture 3D modeliranje obuhvata sve aspekte geometrije frakture, visinu, dužinu i širinu u odnosu na promene pritiska fluida sa vremenom.

Primena 3D modela uračunava varijacije visine frakture sa injektiranjem fluida što je realan slučaj. Obično se 3D modeliranje primenjuje kada konvencionalni 2D modeli ne mogu biti primenjeni za projektovanje procesa frakturiranja. Trodimenzionalni modeli propagacije fraktura uključuju podelu frakture na individualne elemente i rešavanje kompleksnih jednačina korišćenjem digitalnih kompjuterskih softvera. Jednačine obuhvataju inicijaciju frakture u steni, jednačine protoka fluida i naprezanje koje se javlja u steni.

U trodimenzionalnom modelu propagacije fraktura, formacija se smatra kao linearno elastično čvrsto telo pod pritiskom fluida za hidrauličko frakturiranje. Takođe, efekti poroelastičnosti se zanemaruju. U 3D modeliranju, izotropna elastičnost se pretpostavlja. Formacija se smatra beskonačnom zato što je zona ugljovodonika na

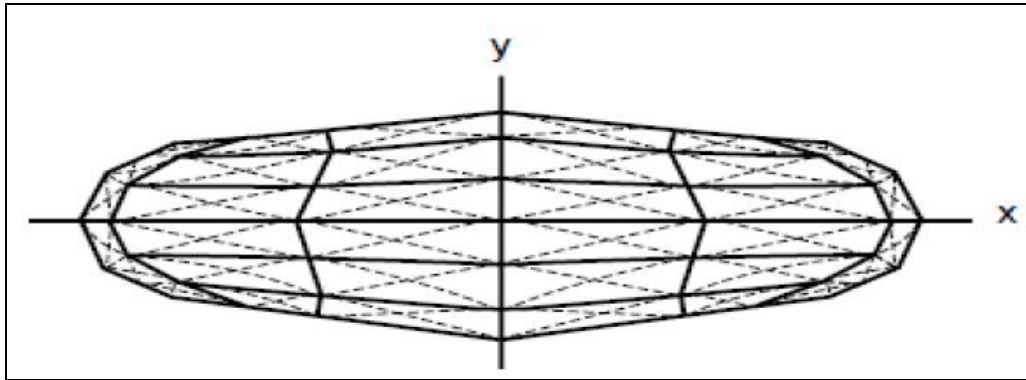
velikim dubinama u odnosu na dimenzije frakture. Fraktura se razvija u ravni, vertikalno orijentisana normalno na pravac minimalnog kompresivnog naprezanja (Gidley i dr., 1989).

Trodimenzionalni modeli propagacije fraktura omogućavaju realno predviđanje geometrije fraktura, distribuciju propanta i performanse tretmana tokom projektovanja. Prema autorima Economides i Nolte, postoje tri tipa trodimenzionalnih modela: generalni 3D, planarni 3D i pseudo 3D modeli (P3D). Generalni 3D modeli ne uzimaju pretpostavku orijentacije fraktura i koriste se u istraživačke svrhe. Planarni 3D modeli pretpostavljaju da je fraktura planarna i orijentisana normalno na minimum naprezanja. Takvi modeli se koriste u tretmanima kada je značajna količina zapremina frakture van zone gde se fraktura inicira ili gde je veći vertikalni od horizontalnog protoka. To je evidentno kada je naprezanje na gornjim ili donjim slojevima jednako ili manje od naprezanja u zoni ugljovodonika.

Pseudo-3D modeli se klasifikuju u eliptične ili modele na bazi ćelija. Eliptični modeli pretpostavljaju da je vertikalni profil frakture sastavljen od dve polovine elipse koje se spajaju u centru. Modeli na bazi ćelija pretpostavljaju da su frakture serija povezanih ćelija. Planarni i pseudo-3D modeli zavise od podataka o slojevima oko zone ugljovodonika u cilju predviđanja formiranja frakture u ovim slojevima. Modeli dimenzionalne propagacije fraktura se uglavnom koriste u simulatorima tokom proračuna u cilju dobijanja potrebnih parametara tokom procesa tretmana (Economides i Nolte, 2000).

2.9.2. PLANARNI TRODIMENZIONALNI MODELI

Planarna fraktura se može opisati, kao uzan kanal čija širina varira sa protokom fluida. Širina frakture varira sa vremenom u zavisnosti od promene pritisaka zbog protoka fluida u frakturi, dok je geometrija frakture pod velikim uticajem protoka. Oblik frakture se menja sa vremenom u zavisnosti od pritiska fluida u frakturi, na granicama koje su najbolje opisane linearnim elastičnim mehanizmom frakture (LEFM). Ukoliko linearni elastični mehanizam stene prevazilazi granicu tečenja, fraktura će se produžiti.

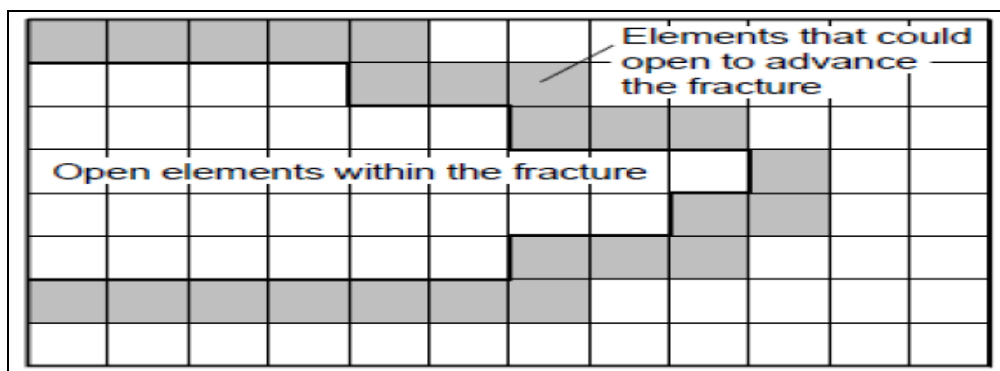


Slika 2.9 Primer modela planarne 3D propagacije fracture (Clifton i Abou Sayed, 1979).

Kompleksne jednačine izvedene iz planarnog 3D modela zahtevaju za rešavanje kompjuterizovane „moćne“ numeričke simulatore. Većina jednačina je konceptualna, zbog složenog procesa modeliranja, koji proizilazi iz nelinearnog odnosa između širine frakture i pritiska, kao i složenog problema granica frakture u pokretu.

Clifton i Abou Sayed (1979) (slika 2.9), su primenili prvi numerički planarni 3D model, deleći frakturu na jednake elemente, poznate površine, formirajući na taj način sistem jednačina za koje se traži rešenje. Ova dva autora smatraju da sa pomeranjem granica frakture, elementi takođe menjaju oblik, kako bi pokrili novi oblik frakture. Ograničenje ove metode je nedovoljna preciznost, zbog malih uglova elemenata, koji se ne mogu dovoljno dobro definisati.

Barree (1983) je podelio ležište na jednake pravougaone elemente, preko cele površine koju pokriva fraktura. Ovaj slučaj podrazumeva, da se mreža elemenata ne pomera kada se kriterijumi promene, a elementi se „otvaraju“, kako se fraktura širi i postaju deo frakture. Ograničenja ovog modela se ogledaju u broju elemenata u simulaciji, koji se povećava tokom same simulacije, a ukoliko je početni broj elemenata mali, metoda je neprecizna; takođe ova metoda zahteva da generalna veličina frakture mora biti određena unapred, u cilju racionalnog broja elemenata, kao što je prikazano na slici 2.10.



Slika 2.10. Fiksno rešenje problema propagacije frakture (Barree, 1983) (Economides i Nolte, 2000).

2.9.3. PSEUDO TRODIMENZIONALNI MODELI

Pseudo-trodimensionalni modeli (P3D) su u mnogim situacijama bolji od 2D modela, zbog toga što su u proračun visine, širine i dužine frakture, uključeni podaci otvorenog ležišnog intervala (proizvodne zone ugljovodonika), kao i svih slojeva iznad i ispod perforiranog intervala. P3D modeli daju mnogo realnije procene, kako dimenzija, tako i ukupne geometrije frakture, što vodi boljim projektnim rešenjima i, u krajnjoj liniji, povećanju proizvodnje. P3D modeli se koriste za proračun dimenzija i oblika hidraulički kreirane frakture. U većini slučajeva, skup podataka treba da sadrži informacije o 5-25 slojeva, tako da model odredi porast visine frakture, u funkciji mesta na kome započinje fraktura u modelu. U slučajevima kada se unose podaci o samo 3-5 slojeva, na neki način, krajnji korisnik, a ne model, odlučuje o obliku frakture.

Pseudo trodimenzionalni modeli na bazi ćelija obuhvataju podelu dužine frakture u nekoliko ćelija.

2.9.3.1. PSEUDO TRODIMENZIONALNI MODELI NA BAZI ĆELIJA

Clifton je detaljno objasnio kako se 3D teorija propagacije frakture koristi za izvodjenje jednačina za programiranje 3D modela, uključujući i pseudo-trodimensionalne modele (P3D). Za primenu bilo kog modela, uključujući i P3D, ključno je raspolagati kompletnim podacima, tj. skupom preciznih podataka, koji opisuju slojeve formacije koja će se stimulisati frakturiranjem, uključujući i slojeve iznad i ispod zone otvorenog intervala.

Kod pseudo- trodimenzionalnih modela na bazi ćelija, dužina frakture se deli na niz

ćelija. Model pretpostavlja horizontalni protok fluida dužinom frakture i planarno naprezanje celim poprečnim presekom. Pritisak pri jednodimenzionalnom protoku je definisan jednačinom

$$p = p_{cp} + \rho gy \dots\dots\dots 2.23$$

gde je p_{cp} pritisak duž horizontalne linije kroz centar perforacija, y rastojanje od centra perforacija, g gravitaciono ubrzanje i ρ gustina.

Na osnovu pretpostavke o ravnotežnoj visini, rešenje mehanike čvrstih tela se koristi u cilju određivanja oblika poprečnog preseka kao funkcije pritiska.

Simonson i dr (1978) su ovo rešenje dali, za simetričnu troslojnu formaciju, a kasnije su Fung i dr (1987) dali opšte rešenje, za nesimetrične slojeve.

Faktori intenziteta naprezanja na dnu i vrhu frakture se koriste u cilju određivanja geometrije frakture. Ovo rešenje zanemaruje vertikalni protok fluida i varijacije horizontalne brzine u funkciji vertikalnog položaja, što daje loše rezultate u smislu sagledavanja različitih problema kao što su, efekat varijacije vertikalne širine na brzinu fluida, lokalna dehidracija, gubitak tečnosti nakon izlivanja na vrhu, itd. (Economides i Nolte, 2000).

2.9.3.2. ZBIRNI PSEUDO TRODIMENZIONALNI MODELI

Ova forma trodimenzionalnog modeliranja je prvi put uvedena od strane (Cleary ,1980). Model je korišćen u cilju razvoja kompjuterskog softvera za korišćenje pri hidrauličkom frakturiranju za određivanje različitih parametara. Neke od karakteristike softvera su; realističnost i generalna fizika je unapređena, vreme simulacije je brže od vremena tretmana i softver se može koristiti u cilju realne simulacije u realnom vremenu. Sa naprednom tehnologijom, primena ovog softvera je ograničena. Međutim, preciznost ovog modela uveliko zavisi od odgovarajuće selekcije koeficijenata korišćenih u analizi problematike.

Tokom “lumped” pseudo trodimenzionalnog modeliranja primenjuju se jednačine : očuvanja mase, relacija između distribucije otvaranja frakture po dužini i jednačina distribucije pritiska. U cilju pojednostavljenja jednačine, oblik frakture se sastoji od dve polovine elipse sa jednakim lateralnim prostiranjem ali se različitim vertikalnim

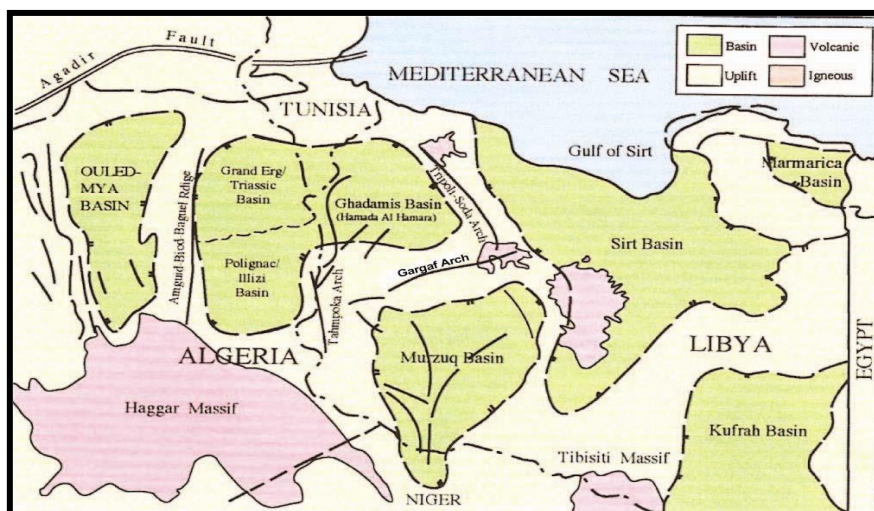
prostiranjem i prostornim osrednjavanjem. Međutim, 3D modeliranje dolazi sa povećanim cenama dobijanja dodatnih informacija o karakteristikama formacija i manje vreme proračuna. Vitalne dodatne informacije uključuju varijacije minimalnog in situ napreznja sa dubinom i promene modula elastičnosti od sloja do sloja. U bliskoj budućnosti, 3D modeliranje služice kao reper za simuliranje procesa hidrauličkog frakturiranja i tehnologija se razvija iz dana u dan.

Danas, većina naftnih kompanija koriste 3D modeliranje u cilju donošenja krucijalnih odluka tokom projektovanja hidrauličkog frakturiranja gde je 2D modeliranje neakedvatno. Većina naftnih i gasnih kompanija koriste 3D modeliranje u cilju pojednostavljiivanja procesa projektovanja. Neki od softvera na tržištu uključuju; StimPlan od strane NSI Technologies, MFrac od strane Baker Hughes, Mangrove Reservoir Stimulation Design Software od strane Schlumberger.

Neki od primera planarnih 3D modela su TerraFrac i HYFRAC3D. Najčešći primeri uključuju pseudo-3D modeli kao što su : StimPlan, ENERFRAC, TRIFAC, FRACPRO i MFRAC-II. Primeri su klasični PKN i KGD modeli kao PROP, chevron 2D model, Conoco 2D model i shell 2D model. (Warpinski i dr., 1994).

3. KARAKTERISTIKE POLJA SEVERNO GIALO, GEOLOGIJA I KARAKTERIZACIJA LEŽIŠTA

Polje Severno Gialo se nalazi u jugoistočnom delu Sirtskog basena. Pre nego što je Sirtski basen formiran, pretpostavlja se da je ovo područje bilo visoravan, koja nije imala marinsku depoziciju sedimenata od Srednjeg Paleozoika do rane Krede. Tokom ovog perioda, visoravan je podeljena na serije horstova i grebena kao posledica regionalnog tokom Tetiske i Hercinske tektonske deformacije. Sleganje basena je nastavljeno tokom kasne Krede i Tercijara, da bi sleganje bilo maksimalno u toku Paleocena i Eocena, pri čemu je formirana Amal platforma, kao i Hameimat i Agedabia sinklinale u blizini. Polje Severno Gialo se nalazi na jednom od horstnih blokova, i nastalo je u plitkovodnim uslovima sedimentacije u ranom Paleozoiku. U ovoj zoni, glavna sedimentna ležišta čine Nubijski peščari, čija se starost kreće od prekrede do Donje krede. Libija se nalazi na mediteranskom predgorju Afričkog Štita, i obuhvata nekoliko sedimentacionih basena. Brojni tektonski poremećaji formirali su današnje strukturne i tektonske karakteristike uključujući Kaledonsku i Hercinsku orogenezu u doba Paleozoika, kao i tektonski poremećaji u periodu od Krede do Srednjeg Tercijara (Conant i Goudarzi, 1967). Ovi geološki događaji rezultirali su podizanjem, spuštanjem, i rasedanjem terena. Libija je podeljena na nekoliko sedimentacionih basena (slika 3.1). Najveći broj podataka za Sirtski basen je dobijen tokom istražnih radova u periodu od preko 40 godina. Izbušeno je na hiljade bušotina, prikupljeni su standardni geofizički podaci (seizmički, gravimetrijski i geomagnetni), tako da je ovaj basen znatno bolje proučen u odnosu na ostale basene u Libiji, mada se ne može sa sigurnošću tvrditi da su najdublji delovi Sirtskog basena u potpunosti poznati. Istraživanja na temu istorijata spuštanja Sirtskog basena objavili su sledeći autori: Gumati i Kanis, Gumati i Nairna, Van der Meer-a, Cloetingh i Baird sa saradnicima i drugi, dok je rezultate gravimetrijske studije Sirtskog basena dao Suleiman sa saradnicima [1]. Sirtski basen je smešten u centralnoj Libiji, obuhvata površinu od 600 000 km² i ima debljinu do 7500 m. Pri proučavanju migracija nafte je posebno značajna priroda raseda koji kontrolišu blokove Sirtskog basena. Podinske stene Sirtskog basena su izbušene brojnim dubokim naftnim bušotinama i generalno obuhvataju akrecijske okeanske terase severne Širine 27 °N.



Slika 3.1. Geografska lokacija sedimentnih basena (Clifford, 1986).

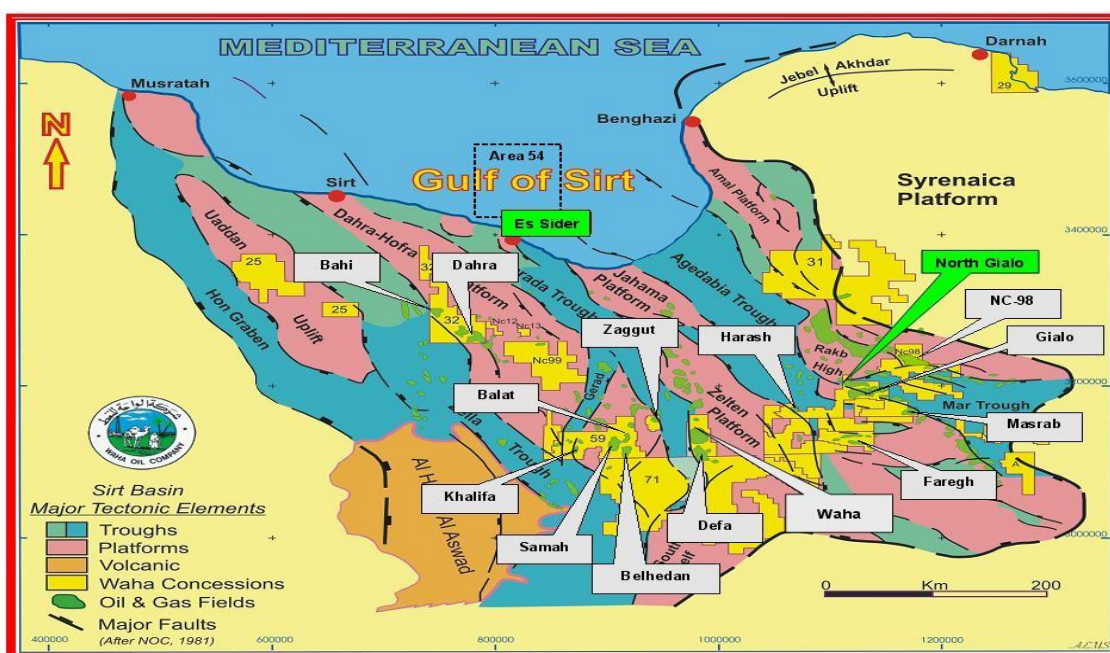
Polje Severno Gialo je otkriveno početkom 2002. Godine. Prva bušotina na ovom lokalitetu čijim testiranjem su dobijene komercijalne količine nafte je bušotina 6J-1. U periodu od 2002-2004, bušotina je povremeno proizvodila i za 129 dana kumulativno dala 53.793 m³ nafte, sa prosečnom proizvodnjom od 417 m³ dnevno. Otkriće polja se zasniva na interpretaciji podataka dobijenih 3D seizmičkim merenjima, podacima sa četiri istražne bušotine koje su izbušene sedamdesetih godina prošlog veka kao i na korelaciji podataka sa polja Farigh, koje se nalazi severozapadno. Potom je izrađeno dodatnih 17 razradnih bušotina, u cilju definisanja granica polja, kontakta fluida i karakteristika ležišta. Tabela 6.1 prikazuje hronološki istorijat polja severno Gialo.

Tabela 3.1. Hronološka istorija polja severno Gialo,(2P 2009).

Godina	Istorijat
1970 – 1974	Kompanija Waha izradila 4 istražne bušotine u cilju definisanja granica polja Farigh
1995	Kompanija Waha razvija novu strukturno stratigrafski koncept na bazi podataka 3D seizmike
2002	Uspešno izbušena istražna bušotina (bušotina 6J1) sa testiranom prosečnom dnevnom proizvodnjom od 417 m ³ /dan dnevno
2002 – 2005	Izbušeno 13 razradnih bušotina u cilju definisanja granica polja. Testiranja proizvodnje pokazuju širok spektar vrednosti, od 32-1590 m ³ /dan dnevno
2005	Ponovna procena rezervi, vrednost geoloških rezervi 476961885 m ³ nafte
2005 -2006	Izbušene 4 bušotine južno i istočno

2006	Izvršena simulacija ležišta, detaljne analize jezgara, reinterpretacija seizmičkih merenja i revizija geološkog modela
2008	Započet plan razrade polja
2009	Završena studija razrade polja. Pravci razvoja usmereni ka injektiranju gasa
2010	Početak ažuriranja plana razrade polja

Severno Gialo je novo naftno polje sa procenjenim rezervama od 0,64 milijardi kubnih metara lake nafte i 187 milijardi kubnih metara pratećeg prirodnog gasa. Severno Gialo se nalazi u jugoistočnom delu Sirtskog basena i zauzima površinu veću od 307.561.056 m², pri čemu je proizvodna površina oko 101.171.400 m² (Slika 3.2).



Slika 3.2. Lokacija polja Severno Gialo u Sirtskom basenu, Libija (Canales i Recep ,2002).

Glavno ležište naftnog polja Severno Gialo se nalazi u gornjim nubijskim pešćarima, dok se dodatne količine ugljovodonika očekuju u donjim nubijskim pešćarima i prelaznim slojevima. Tipične karakteristike ležišta su niska propusnost (u gornjim nubijskim pešćarima oko 29 mD) i niska poroznost (manja od 10%) na dubini od oko 3353 - 3871 metara. Lokalne pojave visoke propusnosti se javljaju u gornjim nubijskim pešćarima i prelaznim slojevima, što daje, kao rezultat visoku produktivnost u pojedinim bušotinama. Individualne vrednosti proizvodnje po bušotini se kreću od 48 m³/dan do 1335 m³/dan, sa prosečnom vrednošću od oko 509 m³/dan. U koncesionoj

površini koju drži kompanija Waha, gonji nubijski peščari sadrže oko 302.075.860 kubnih metara nafte a donji nubijski peščari oko 238.480.942 kubnih metara nafte, što čini oko 85% ukupnih geoloških rezervi nafte na polju Severno Gialo. Na osnovu karata porne zapremine se vidi da se većina produktivnih zona u gornjim i donjim nubijskim peščarima ne poklapaju međusobno. Ovo ima kritičan uticaj na pozicioniranje bušotina tokom razrade polja. Vrednosti geoloških rezervi ugljovodonika prikazane su u tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Geološke rezerve ugljovodonika polja Severno Gialo,(2P 2009).

Zona	Porna zapremina (Milion kubnih metara)	Ukupno nafte (Milion kubnih metara)	Ukupno gasa (Milion kubnih metara)
Prelazni slojevi	278,2	7,3	19397
Gornji Nubian-nubijski	1704,8	301,4	549261,8
Donji Nubian-nubijski	3176	236,3	80391,5
Donji Nubijski 1-4	892,5	19,9	7815,4
Donji Nubijski bazal	108,4	2,9	1104,4
Ukupno	6160,4	633,5	186891,2

3.1. TEKTONIKA

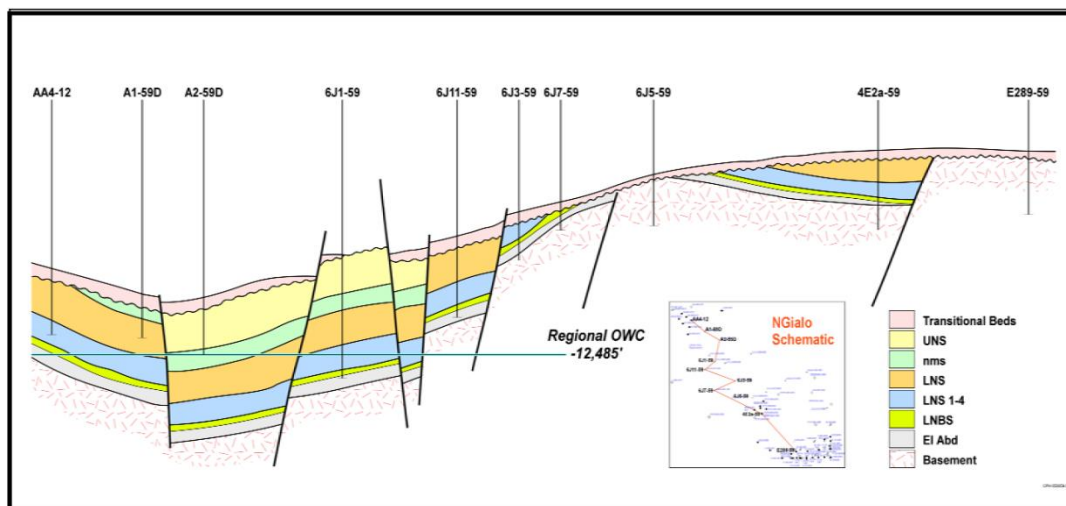
Naftno polje Severno Gialo se nalazi u jugoistočnom delu Sirtskog basena. Pre nego što je Sirtski basen formiran, pretpostavlja se da je ovo područje bilo visoravan, na šta ukazuje odsustvo marinskih sedimenata u periodu od Srednjeg Paleozoika do rane Krede. Tokom ovog perioda, visoravan je podeljena u serije horstova i grebena zbog regionalnog izduženja tokom Tetiske i Hercinske tektonske deformacije. Dodatno spuštanje basena se nastavilo tokom perioda kasne Krede i Tercijara, dostižući svoj maksimum tokom Paleocena i Eocena, kada su formirane Amal platforma kao i Hameimat i Agedabia sinklinale. Ukupna sedimentacija basena je u najvećoj meri pod uticajem struktura horsta i grebena orijentisanih u pravcu severozapad-jugoistok. Naftno polje Severno Gialo se nalazi u jednom od blokova horsta i proizvodnja se vrši iz plitkih zona donjeg Paleozoika. Prva ležišta iznad podinskih stena su nubijski sedimenti u Kredi i donjoj Kredi.

3.2. STRUKTURA NAFTNOG POLJA SEVERNO GIALO

Naftno polje Severno Gialo predstavlja strukturno-stratigrafsku zamku . Polje obuhvata seriju rasednih blokova pri čemu je glavni pravac pružanja severozapad-jugoistok. Zapadnom stranom polja dominiraju rasedi koji se prostiru od severozapada do jugoistoka. Polje se nalazi u prelaznoj zoni između sinklinala Ajdabaiya i Hameimat. Smatra se da su nubijski peščari uniformne debljine, modifikovani strukturnim aktivnostima (podizanje, rasedanje, erozioni odroni), koja je uticala na današnju geometriju polja.

3.2.1. KONCEPTUALNI STRATIGRAFSKI MODEL

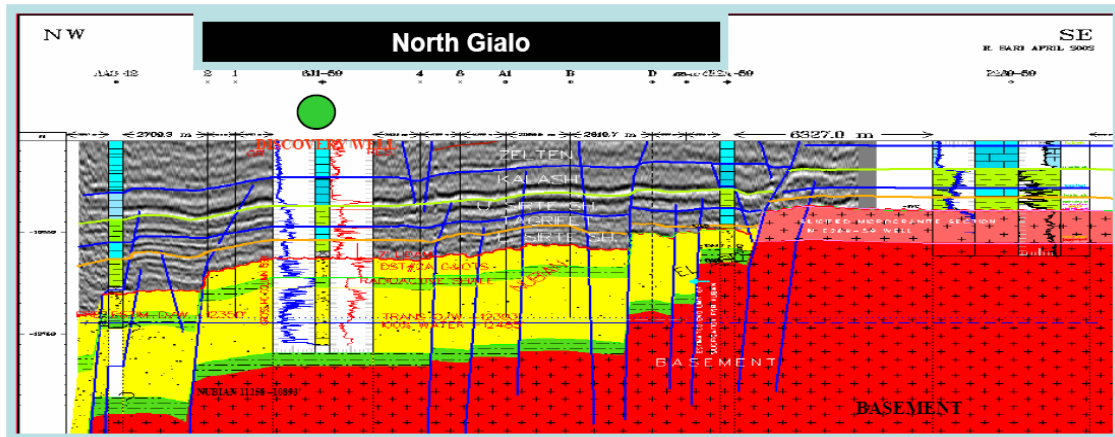
Na osnovu karotažnih korelacija, usvojen je jednostavan “tortast” višeslojni model praćen rasedima, podizanjem i erozionom deformacijom (slika 3.3). Nubijski peščari su celom površinom od severoistoka do jugozapada izrazito “presečeni”. Za izradu geološkog modela su izuzetno značajni podaci dobijeni na osnovu detaljne analize jezgara, kao i kompletni podaci dobijeni testiranjem bušotine.



Slika 3.3. Šematski prikaz poprečnog preseka stukture i stratigrafija

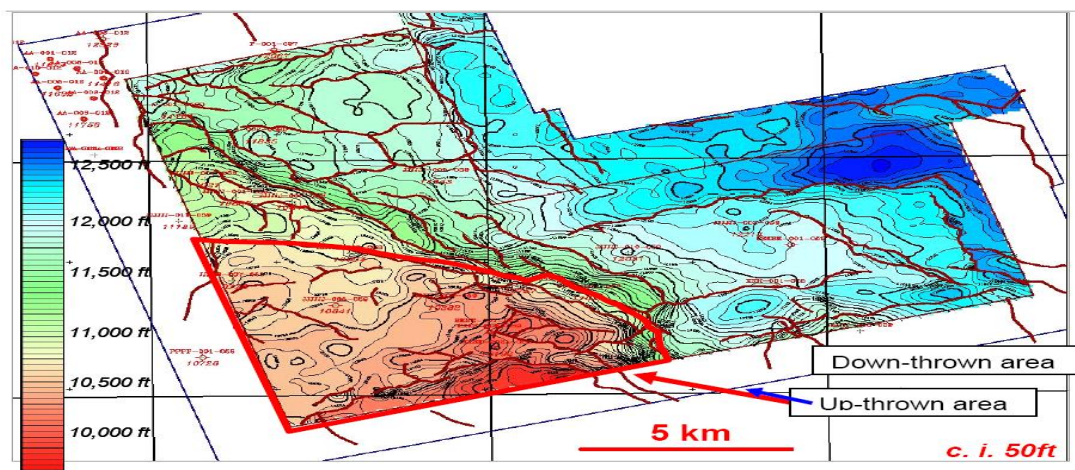
3.2.2. TIP STRUKTURNE ZAMKE

Zamka na naftnom polju Severno Gialo se sastoji od spuštenih nubijskih peščara blokovske građe i/ili erozionih ostataka koji leže ispod gornje Krede (Slika 3.4). Povlatne slojeve čine prelazne zone i mlađi nepropusni glinoviti škriljci, dok podinu predstavljaju stene izolatori i/ili veoma tanke zone, koje pripadaju slojevima gornje Krede (tanki nubijski peskovi, El Abd glinoviti škriljci).



Slika 3.4. Poprečni presek formacije sa strukturnim i stratigrafskim zamkama.

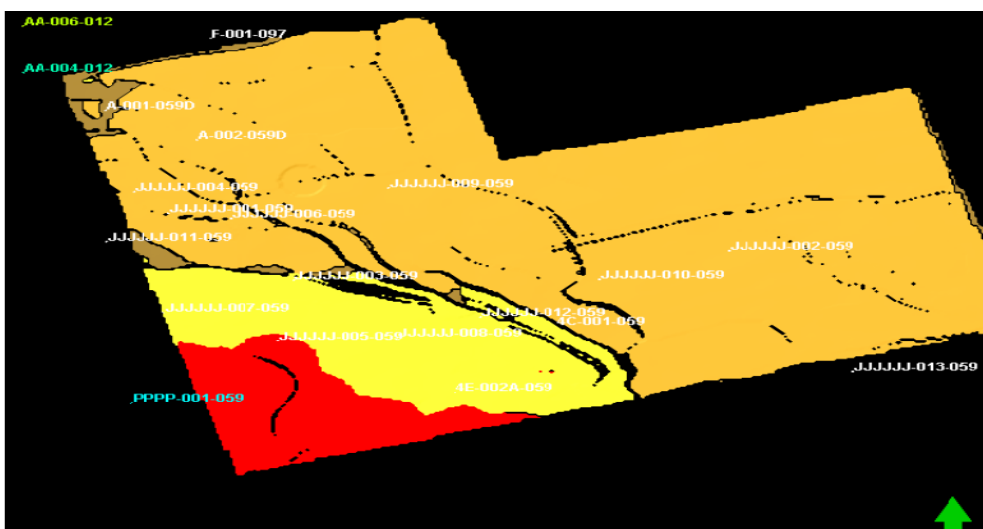
Na slici 3.5 je prikazana strukturna karta formacija gornje krede polja Severno Gialo, gde je prikazan položaj rasednih struktura kao i njihov pravac pružanja u odnosu na relativne dubine. Na slici se jasno uočava gornja i donja struktura. Gornja struktura je odvojena od donje složenim sistemom raseda, koji se pružaju pravcem severozapad-jugoistok.



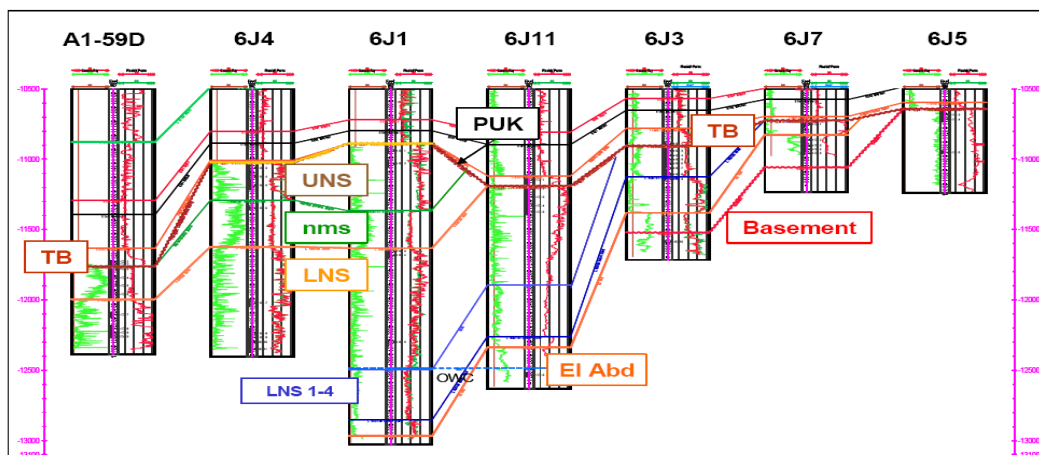
Slika 3.5. Strukturna karta formacija gornje krede dobijena interpretacijom seizmičkih podataka.

3.2.3. KAROTAŽNE KORELACIJE

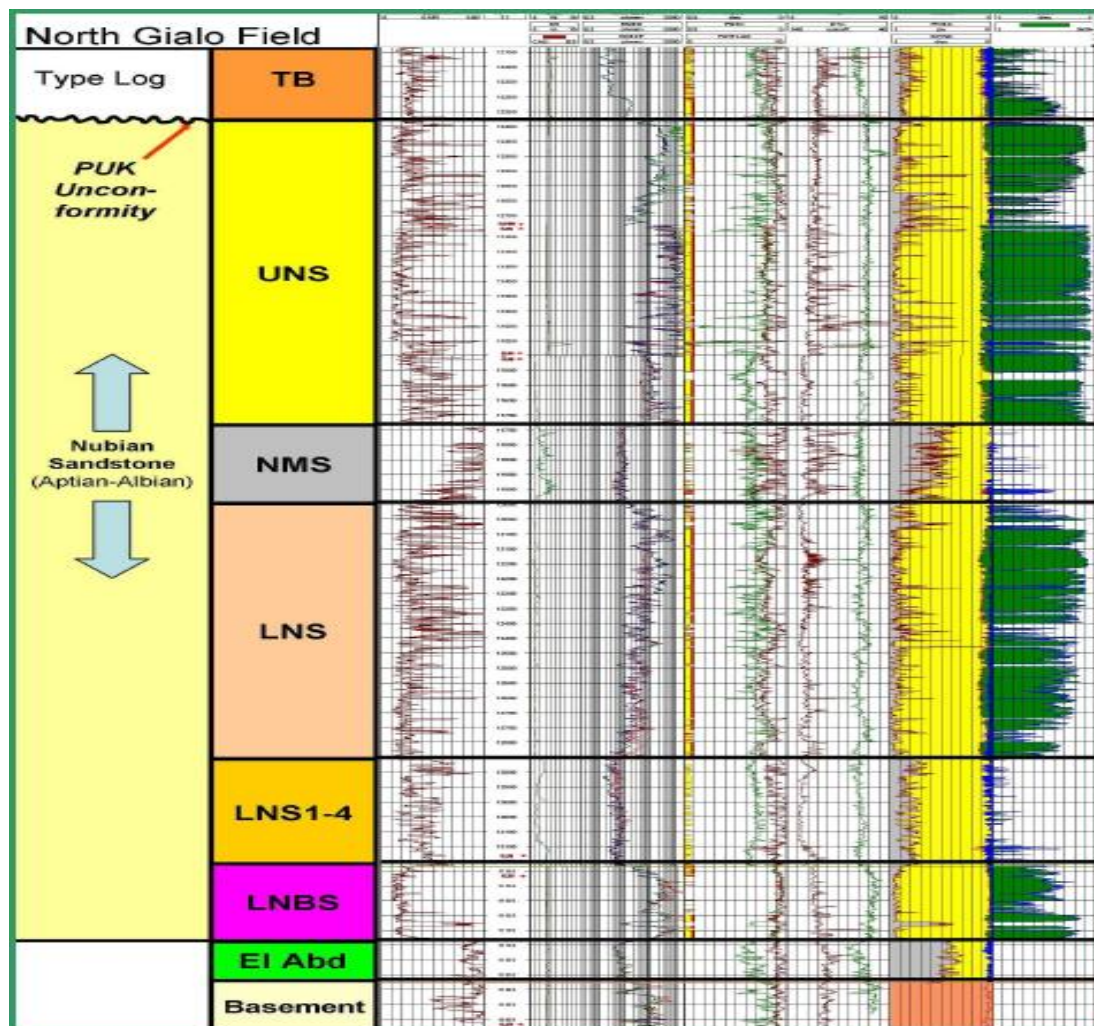
Karotažne korelacije su formirane korišćenjem softvera Strat Works. Generalno, korišćene su korelacije za donje nubijske pešćare (LNS), kao i korelacije za bušotine 6J-11 I 6J-1. Na slici 3.6 je prikazan prekid zone nubijskih pešćara. Na slici 3.7 je dat geološki profil serije bušotina zajedno sa karotažnim dijagramom (slika 3.8), koji definišu izbor odgovarajućih korelacija po zonama. Ovde se, isto, uočava nagli prekid zone nubijskih pešćara (slika 3.8). Većina raseda dijagnostikovanih na seizmičkim kartama u ovoj sekciji, se može takođe identifikovati na karotažnim dijagramima. Nedostatak kvalitetnih snimaka u zonama ispod gornje krede, otežava identifikaciju raseda.



Slika 3.6. Prikaz naglog prekida zone nubijskih pešćara.



Slika 3.7. Geološki profil serije bušotina sa prikazom naglog prekida zone nubijskih Pešćara.



Slika 3.8. Karotažni dijagram na polju Severn Gialo.

3.3. DEPOZICIONO SLEGANJE POLJA SEVERNO GIALO

Ukupno depoziciono sleganje na polju North Gialo se nalazi u plitkoj vodi, ograničena sistemom delti i aluvijalnom lepezom koja se završava u morskoj sredini. Ležišta u nubijski skim pešćarima se uglavnom sastoje od depozicije morskih struja u plitko vodeno okruženje. Teksture i strukture ukazuju na depozicioni sistem.

Dva intervala sa povišenim sadržajem gline mogu ukazivati na transgresivni sedimentacioni tok. Ove finozne intervale čine srednji nubijski glinoviti škriljci (NMS) i blok koji predstavlja donje delove nubijske formacije (LNS1-4). Ovaj blok se jasno razlikuje od goreležećih LNS, na šta ukazuju i karotažni dijagrami, i ležišne karakteristike. Interval LNS1-4 ima generalno viša očitavanja Gama karotaža i nižu električnu otpornost, usled višeg sadržaja gline i finije veličine zrna.

Srednji nubijski glinoviti škriljci odvajaju gornje nubijske pešcare (UNS) od donjih (LNS) nubijskih peščara. LNS1-4 odvajaju donje nubijske pešcare (LNS) od donjih nubijskih bazaltnih peščara (LNBS), koji variraju sa prečnikom zrna i time sprečavaju određivanje njihove depozicione sredine.

Kod srednjih nubijskih glinovitih škriljaca (NMS) se zapažaju slojevitost, tekstura i bioturbacije koje ukazuju na stajaću plitkovodnu sredinu. Promenjiva energija depozicije uslovlila je periodično ili epizodno taloženja peska i sitnih čestica. Prividno nemarinski karakter nubijskih peščara i priroda srednjih nubijskih glinovitih škriljaca ukazuju da je depozicija nastala u plitkoj jeserskoj sredini, iako se delimična povezanost sa morskim okruženjem ne može odbaciti. Iako postoje sličnosti u formacijama NMS i LNS1-4, postoje i značajne razlike u karakteru sedimentacije srednjih nubijskih glinovitih škriljaca (NMS) duž celog naftnog polja.

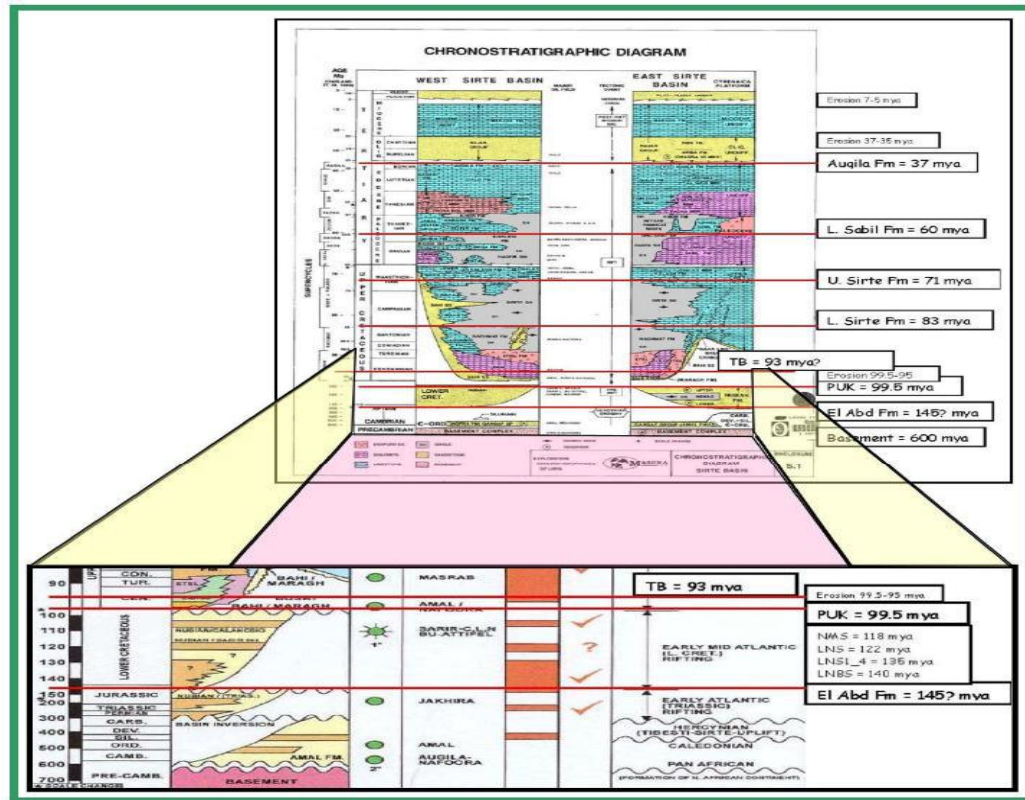
Prelazni slojevi (TB) variraju od konglomerata preko šljunkovitih peščara do glinaca sa srednje izraženom bioturbacijom. Smatra se da prelazni slojevi imaju sedimentaciono „mirnu“ topografiju gornje Krede, zbog relativno ujednačene debljine, od vrha strukture do dna. Prema depozicionoj sredini, nastali su u lokalnim ili privremenim obalskim sistemima. Depozicija je pod isključivim uticajem geološkog toka događaja i ne uključuje značajnu progradaciju, na koju ukazuje promena veličine zrna i karakter slojevitosti. Veličina zrna šljunka govori o masivnom toku, kao što su bujični i/ili poplavni tok. Međutim, u slučajevima konglomerata sa povišenim sadržajem klastita oštih ivica, ne može se isključiti tok depozicionog materijala u uslovima kotrljanja i klizanja. Konglomeratni klastiti se sastoje većinom od peščara sličnih Nubijskim peščarima. Poreklo im može biti lokalno, ali visok stepen zaobljenosti zrna ukazuje ili na velike količine transportovanog depozicionog materijala ili na rečnu tj. obalsku sredinu pre redepozicije materijala usled masivnog toka.

Iznad slojeva konglomerata se javljaju slojevi sa različitom granulacijom zrna, od glinovitih peščara do peskovitih glina, bez dovoljno dokaza o različitim depozicionim procesima (npr. pod uticajem talasa ili plima). Intervali peščara sa lokalnim bioturbacijama i donekle boljim stepenom sortiranosti zrna, govore o depoziciji u plitkoj marinskoj sredini. Depozicioni ciklusi gornje Krede se sastoje od: karbonata predstavljenih dolomitima, glinaca i siltova praćenih dubokim marinskim sedimentima gornjeg i donjeg Sirta i Tagrifet šejlova kao i plitkih Kalash krečnjaka. Kontinualna

sedimentacija tokom Paleocena, rezultovala je depozicijom Zelten formacije koja se sastoji od različitih tipova krečnjaka (kalclutit, calcarenit, oolitski krečnjak) kao i finih fosiliziranih skeletnih ostataka. Formacije gornjeg Paleocena su predstavljene depozicijom plitkih marinskih karbonata (Harash i Kheir formacija). Formacije donjeg Eocena ukazuju na kraj regresivnog ciklusa. Iznad Numulitskih krečnjačkih formacija srednjeg Eocena (Gialo formacija), leže oligocenski i miocenski peščani sedimenti, sa Kvarternarnim peskovima na površini.

3.4. STRATIGRAFSKI STUB POLJA SEVERNO GIALO

Primarna ležišta na polju severno Gialo su prelazni slojevi gornje Krede i nubijski peščari donje Krede (koji se obično nazivaju Sarir peščari). Maksimalna debljina nubijske formacije se javlja u donjim rasednim blokovima na severoistočnoj strani polja, dok je čitava nubijska sekcija erodirana na gornjim blokovima na jugozapadnoj strani polja. Nubijsku formaciju primarno čine čisti peščari bogati kvarcom (kvarc areniti). Kvalitet ležišnih peščara je pod negativnim uticajem dijagenetskih modifikacija poroznosti i propusnosti. Nubijski peščari predstavljaju seriju slojeva nastalih u uslovima kontinentalne, fluvijalne (rečne) sedimentacije i podeljeni su u tri zone: gornji nubijski peščari (UNS), srednji nubijski šejlovi (NMS) i donji Nubijski peščari (LNS). Donji Nubijski peščari se dele na tri sekcije: LNS, LNS 1-4 i LNBS. Na slici 3.9 prikazan je hrono-stratigrafski stub polja severno Gialo.



Slika 3.9. Stratigrafski stub polja severno Gialo (2P 2009).

3.5. PETROFIZIČKA ANALIZA

Ključni podaci za određivanje petrofizičkih parametara ležišnih stena polja Severno Gialo su dobijeni analizom rezultata karotažnih merenja kao i ispitivanjem konvencionalnih jezgara. Iz ovih petrofizičkih podataka, određene su ulazne veličine u Geomodel i iskorišćene u distribuciji svojstava ležišta u programu Petrel.

3.5.1. TEMPERATURA FORMACIJE

Za proračun temperature formacije se koristi temperaturni gradijent od $3,37\text{ }^{\circ}\text{C}/(100\text{m})$, pri čemu temperatura na površini iznosi $29,44\text{ }^{\circ}\text{C}$. Temperatura je procenjena na osnovu izveštaja dobijenih prilikom Drill Stem Testa (DST). Na slici 3.10 je prikazan temperaturni profil polja Severno Gialo.

3.5.2. ZAPREMINA ŠEJLA

Obzirom da je šejl znatno radioaktivniji od peskova i karbonata, zapremina šejla, V_{sh} se proračunava korišćenjem dve ili jednom od dve metode geofizičkog karotaža.

indikatora šejla:

- 1) Prva metoda je metoda korigovane gama-ray krive (CGR), koja se zasniva na linearnim i nelinearnim empirijskim jednačinama.

Standardna linearna jednačina je:

$$X = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \dots\dots\dots 3.1$$

Nelinearna empirijska jednačina koja se koristi u ovom radu je Larionova jednačina:

$$VSHGR = 0.33 * (2^{2*X} - 1.0) \dots\dots\dots 3.2$$

gde su:

X = gamma ray indeks

GR_{log} = gamma ray očitavanje sa dijagrama

GR_{clean} = gamma ray očitavanje u čistom pesku

GR_{shale} = gamma ray očitavanje u šejlu

- 2) Druga metoda se zasniva na kombinovanim podacima neutron karotaža i karotaža gustine, tj. određivanju zapremine šejla na osnovu prividne gustine matriksa sa Neutron/Density dijagrama, (RHOMAND).

Koristi se sledeća linearna jednačina

$$VSHND = \frac{RHOMAND_{log} - RHOMAND_{clean}}{RHOMAND_{shale} - RHOMAND_{clean}} \dots\dots\dots 3.3$$

gde je:

$RHOMAND_{log}$ = prividna gustina matriksa, sa dijagrama.

$RHOMAND_{clean}$ = prividna gustina matriksa očitana u čistom pesku

$RHOMAND_{shale}$ = prividna gustina matriksa očitana u šejlu

3.5.3. MODEL ANALIZE KAROTAŽNIH DIJAGRAMA

Power Log, TechLog i Quicklook modeli su korišćeni za izračunavanje poroznosti, zasićenja vodom i zapremine vode po jedinici zapremine stene. Quicklook je integrisani model za glinovite peskove projektovan za korekciju vrednosti poroznosti i zasićenja vodom. Koristi sve ulazne karotažne dijagrame i petrofizičke parametre u cilju izračunavanja izlaznih podataka.

3.5.4. KARAKTERISTIKE FLUIDA

Gustina filtrata isplake u modelu je $1,0 \text{ g/cm}^3$ za isplake na bazi vode i $0,83 \text{ g/cm}^3$ za isplake na bazi nafte. Gustina nafte u ovom modelu je određena i iznosi $0,50 \text{ g/cm}^3$. U zonama gde su za proračun poroznosti dostupni podaci samo akustičnog karotaža, vreme prolaska kroz filtrat isplake je $260 \text{ } \mu\text{s/m}$ u isplakama na bazi vode i $755 \text{ } \mu\text{s/m}$ u isplakama na bazi nafte.

3.5.5. KARAKTRISTIKE MATRIKSA

U bušotinama gde se raspolože podacima neutronske karotaža i karotaža gustine, poroznost se izračunava korišćenjem karotažnih dijagrama. Gustina matriksa nije potrebna u ovom slučaju. Kod bušotine 4C1-59 se raspolagalo jedino podacima karotaža gustine. Gustina matriksa je $2,65 \text{ g/cm}^3$ za merenja poroznosti karotažom gustine. Kod primene akustičnog karotaža za određivanje poroznosti (generalno, u sekciji iznad nubijskih peščara), usvojeno je da je Dt matriksa $171 \text{ } \mu\text{s/m}$.

3.5.6. PRORAČUN POROZNOSTI

Efektivna poroznost je izračunata kao integralni deo Quicklook modela. U zavisnosti od dostupnosti karotažnih merenja, redosled preferiranih metoda je sledeći: neutronske ili karotaž gustine, karotaž gustine i na kraju akustični karotaž. Efektivna poroznost je simultano korigovana za šejlove i lakše ugljovodonike u modelu.

3.5.7. ODREĐIVANJE PROPUSNOSTI I ZASIĆENJA VODOM

Poroznost jezgra, poroznost u funkciji propusnosti i propusnost je korišćena kao baza za proračun propusnosti iz karotažnih dijagrama (Slike 3.11 - 3.13).

Faktor otpornosti formacije u funkciji zasićenja vodom je prikazan na slikama 3.14 - 3.17. Jednačina za izračunavanje zasićenja vodom:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{PHIE^m * S_w^n}{a * R_w} + \frac{V_{sh} * S_w}{R_t shale} \dots\dots\dots 3.4$$

gde je:

a = Arčijeva konstanta.

m = Arčijev eksponent cementacije.

n = Arčijev eksponent zasićenja.

Rt = Stvarna otpornost formacije.

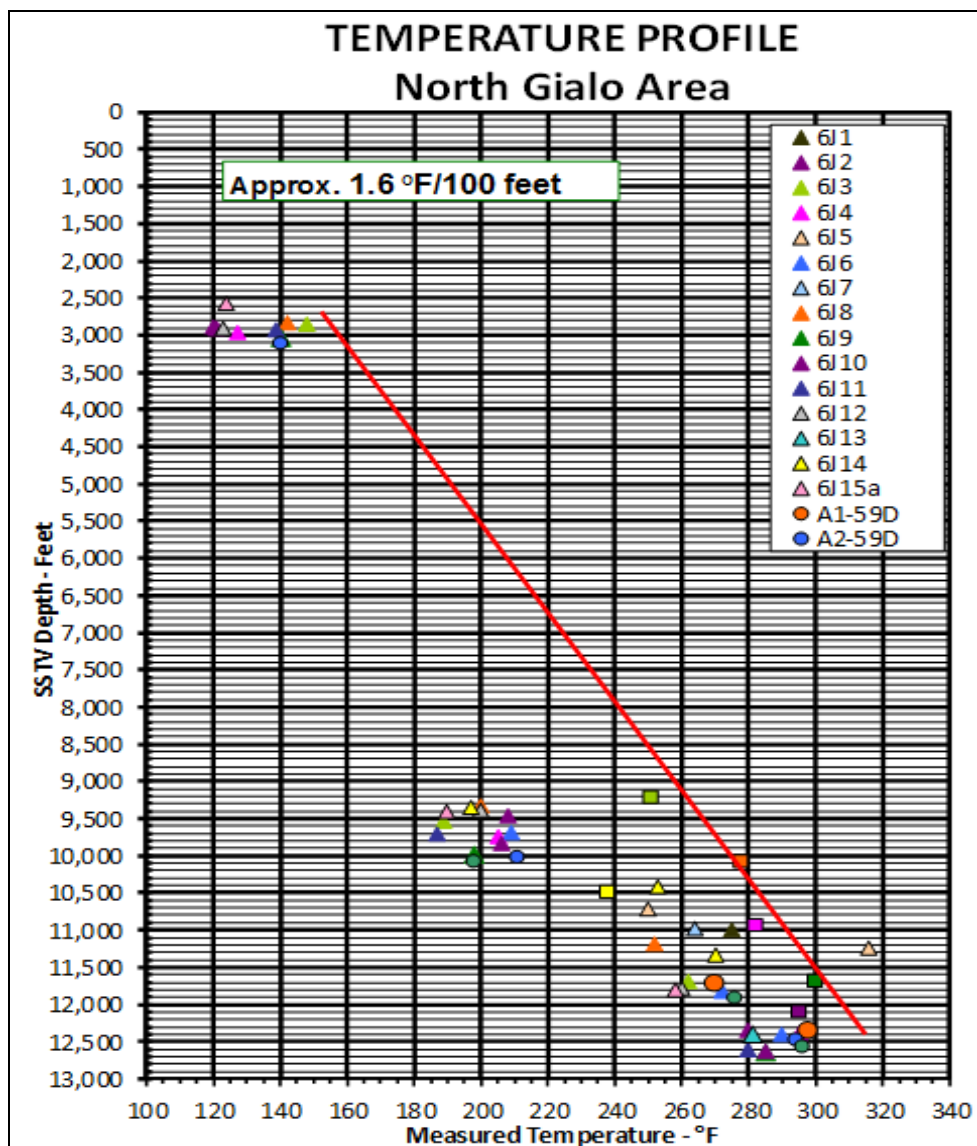
PHIE = Efektivna poroznost.

Rw = Otpornost slojne vode na temperaturi formacije.

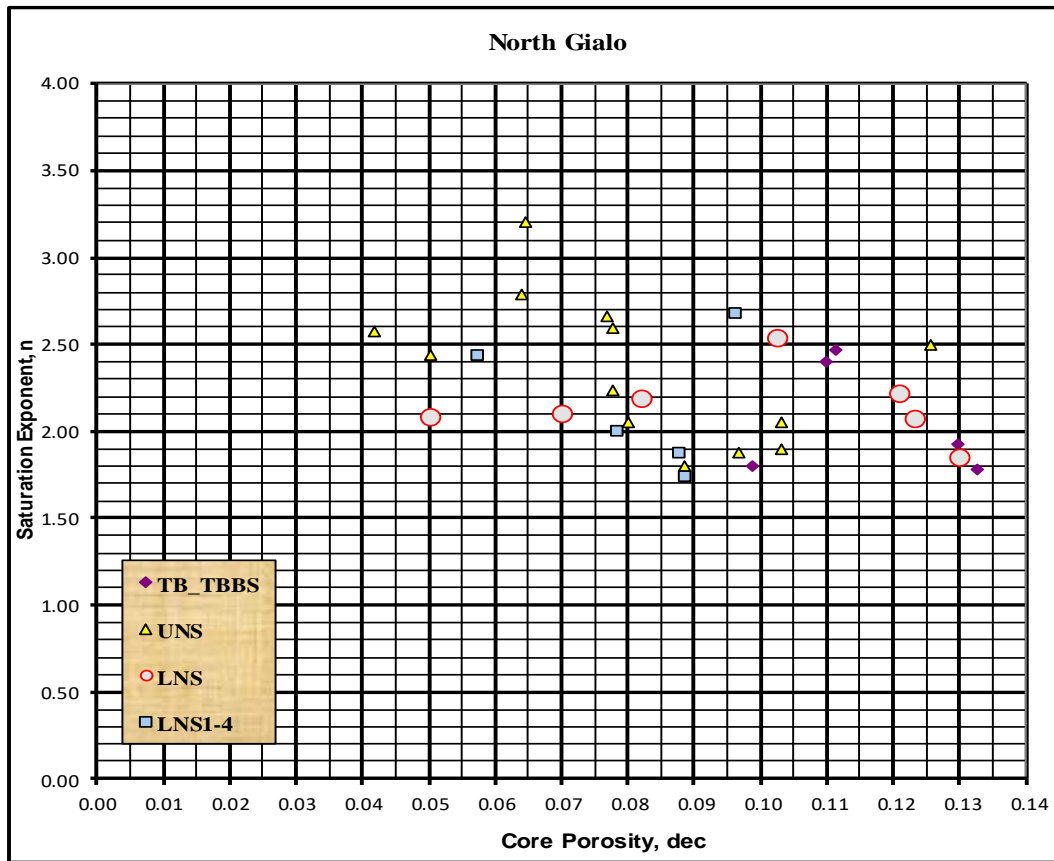
Vsh = Zapremina šejla.

Sw = Zasićenje vodom.

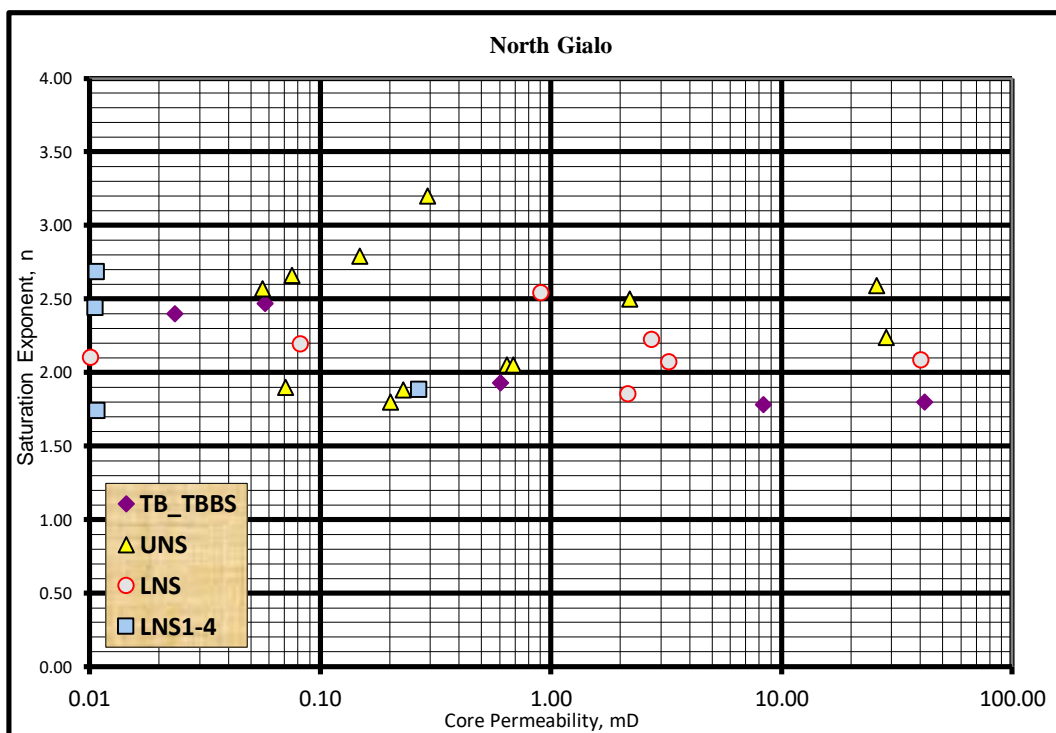
Rtshale = Stvarna otpornost šejla.



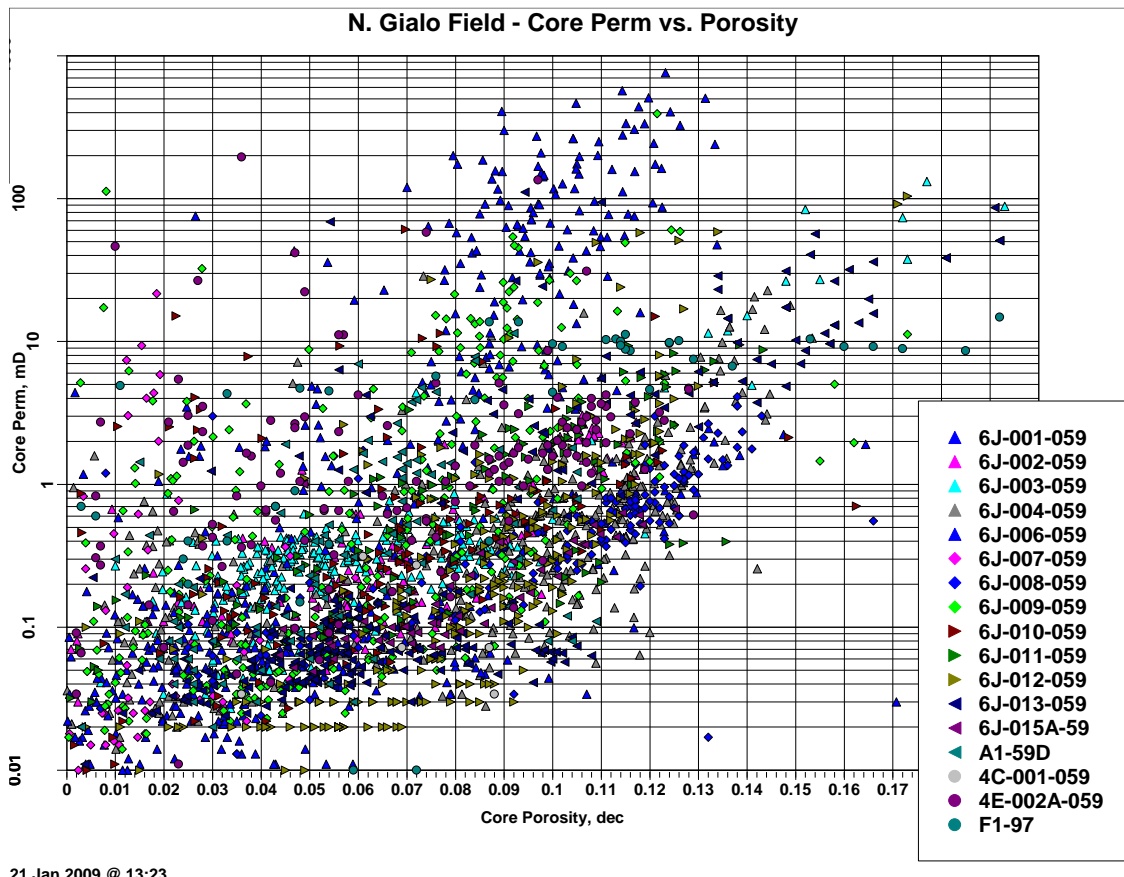
Slika 3.10. Temperaturni profil polja severno Gialo.



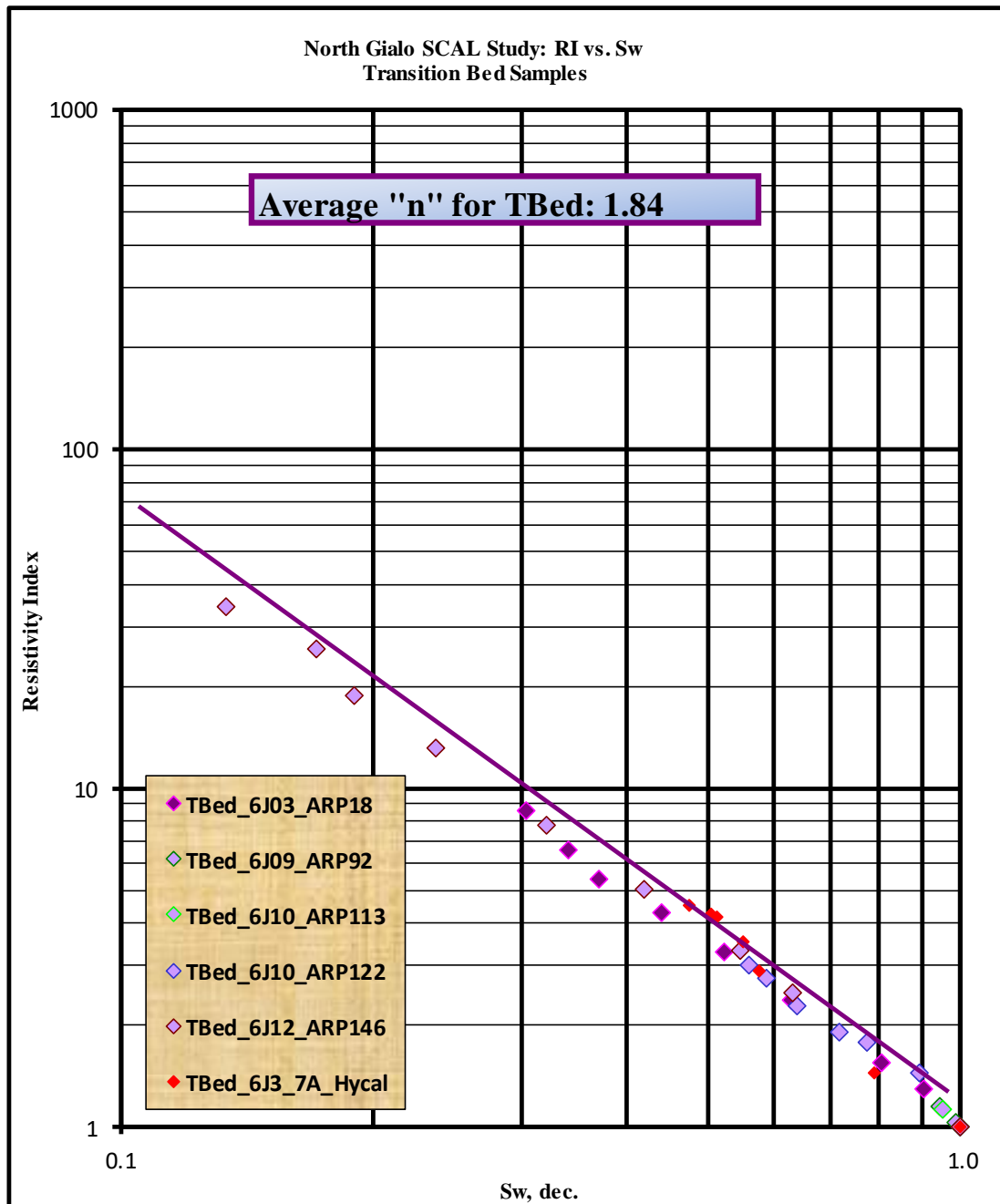
Slika 3.11. Određivanje poroznosti jezgra u različitim slojevima polja Severno Gialo



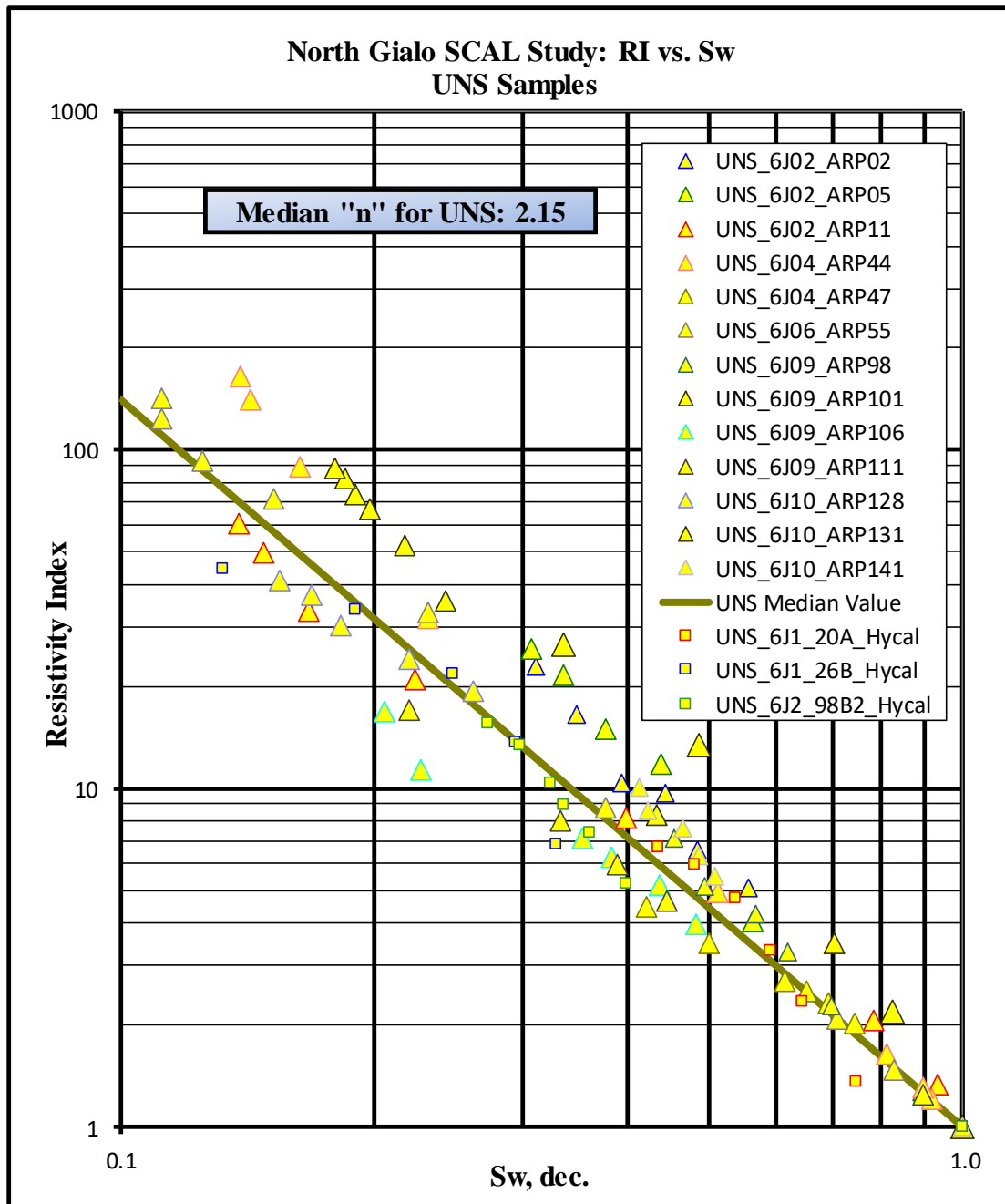
Slika 3.12. Određivanje propusnosti jezgra u različitim slojevima polja Severno Gialo



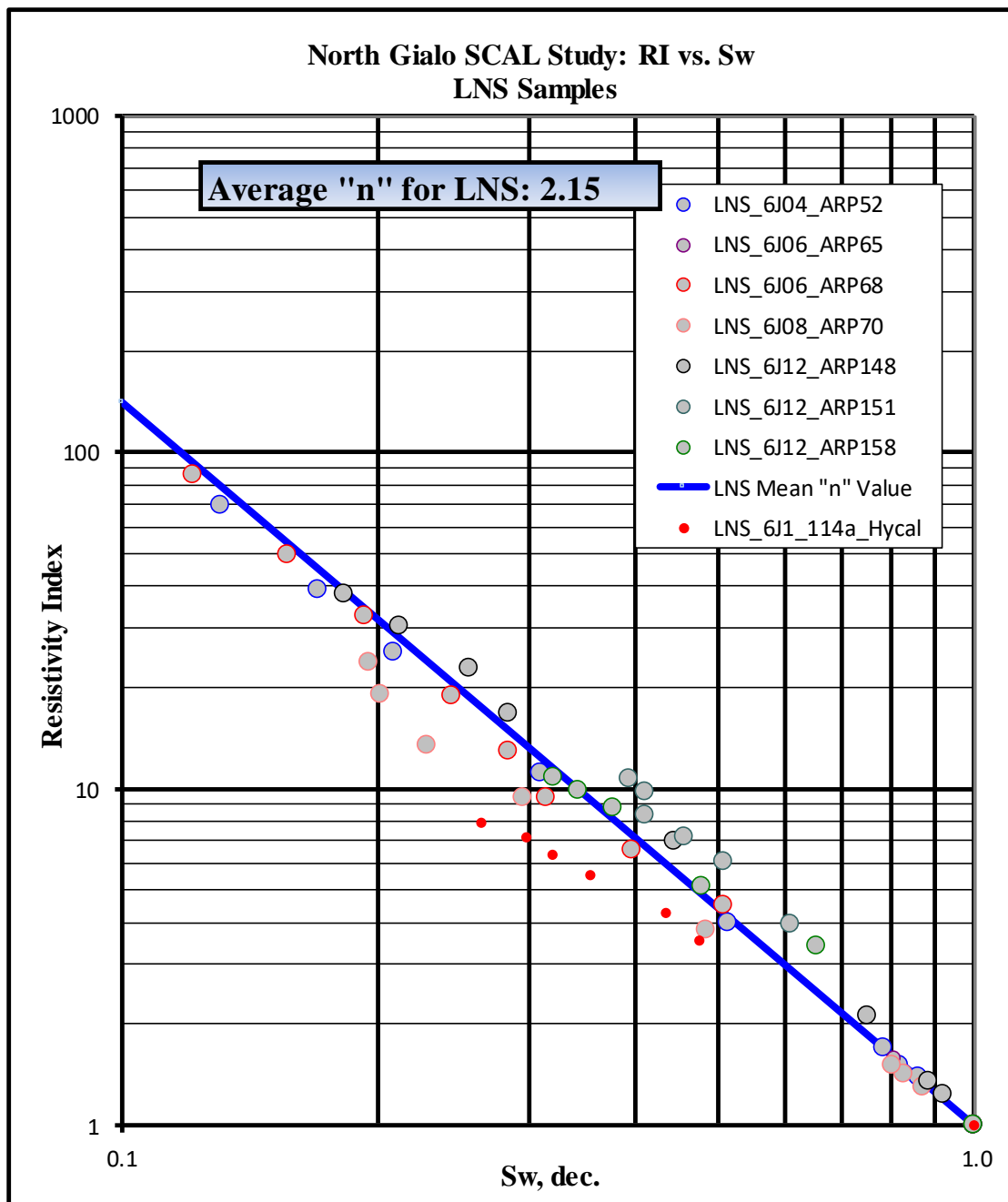
Slika 3.13. Propusnost u funkciji poroznosti jezgra za formacije nubijskih peščara



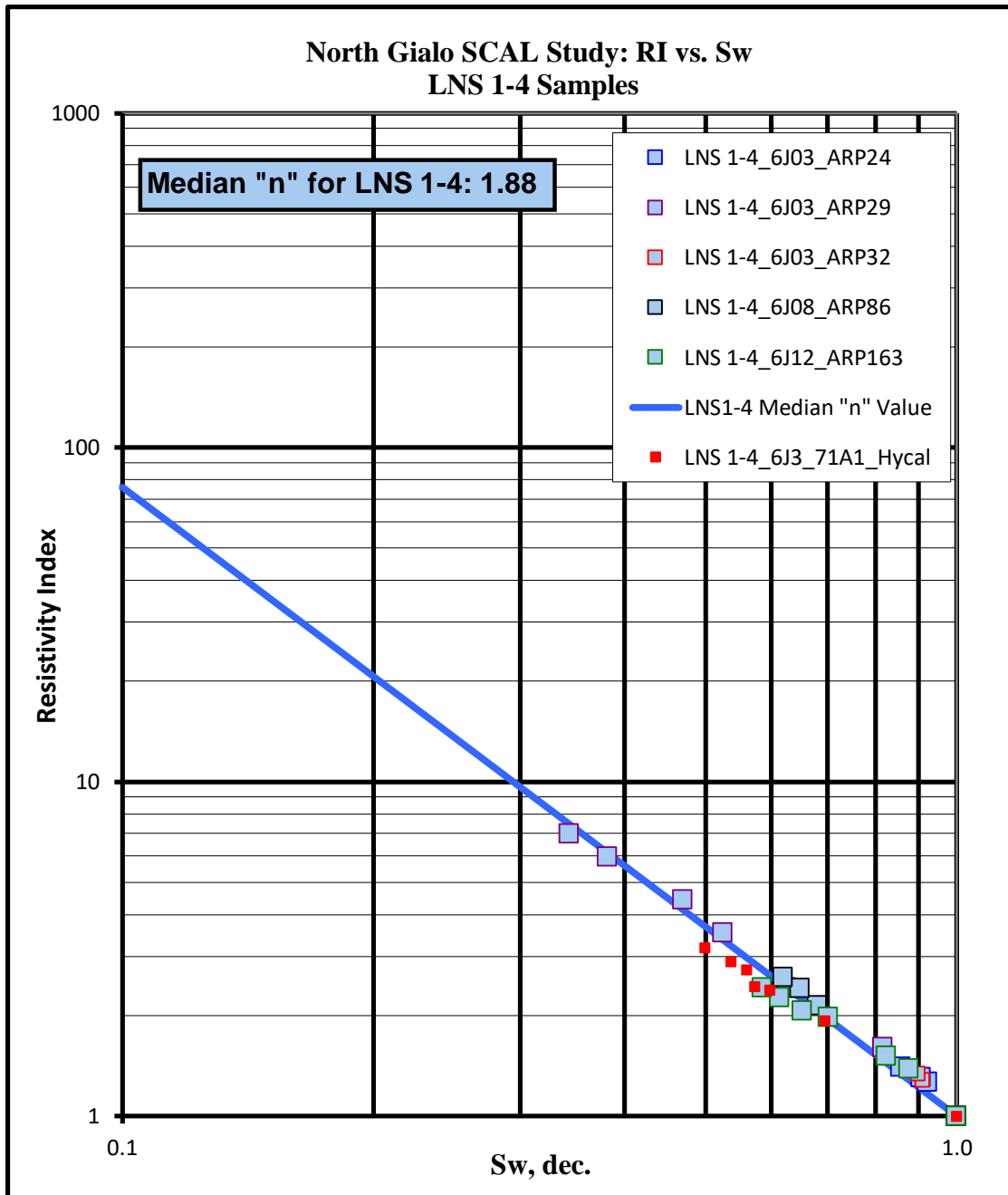
Slika 3.14. Dijagram zavisnosti Ri u odnosu na Sw za prelazne slojeve (TB), prema rezultatima Laboratorije za specijalne analize jezgara (SCAL).



Slika 3.15. Dijagram zavisnosti Ri u odnosu na Sw za gornje nubijske pešćare (UNS), prema rezultatima Laboratorije za specijalne analize jezgara (SCAL).



Slika 3.16. Dijagram zavisnosti Ri u odnosu na Sw za donje nubijske pešcare (LNS), prema rezultatima Laboratorije za specijalne analize jezgara (SCAL).



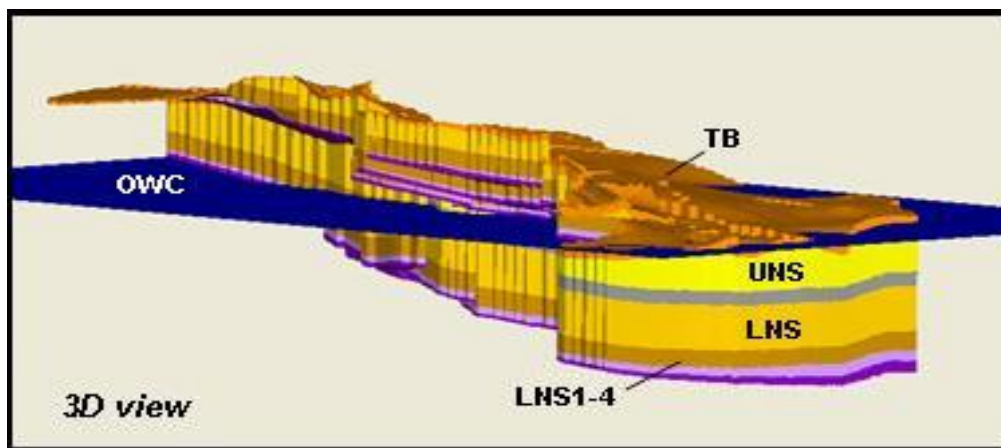
Slika 3.17. Dijagram zavisnosti Ri u odnosu na Sw za formaciju (LNS 1-4), prema rezultatima (SCAL).

3.6. OPIS LEŽIŠTA

Severno Gialo je glavno ležište u gornjim nubijskim pešćarima, sa dodatnom proizvodnjom koja se očekuje iz donjih nubijskih pešćara i prelaznih slojeva. Tipične karakteristike ležišta su niska propustljivost (u gornjim nubijskim pešćarima prosek je oko 29 mD), a poroznost, u proseku manja od 10%, na dubini od oko 3353 - 3871 metara.

3.6.1. KONTAKTI FLUIDA

Kontakt nafta-voda se nalazi na dubini od 3814 m. Na slici 3.18 prikazan je 3D poprečni presek polja severno Gialo, sa jasno izraženim kontaktom nafta-voda.



Slika 3.18. 3D presek polja severno Gialo.

3.6.2. KARAKTERISTIKE REZERVOAR STENA I FLUIDA

Karakteristike stena polja severno Gialo prikazane su u tabeli 3.3.

Tabela 3.3. Karakteristike stena polja severno Gialo.

Karakteristike rezervoar stena u fluida polja North Gialo			
Naziv polja	North Gialo polje		
Formacija/Geološka starost	Nubian peščari / Donja Kreda		
Litologija	Čisti kvarcni sedimenti		
Tip depozicije	Plitkovodni i deltni sistemi		
Mehanizam iskorišćenja	Injektiranje gasa		
Tip zamke	Struktura/Stratigrafska		
Srednja dubina (SS m)	3,658	Efektivna debljina (m)	91.44 - 350.52
Srednji BOI (m ³ /Sm ²) na početnom pritisku	2.6	Proizvodna površina (m ²)	101,171,400
Srednja poroznost (%)	8% (UNS, LNS), 9% (TB)	Srednja propusnost (md)	29.8 (UNS) 1.3 (LNS) 9.4 (TB)
Srednje Sw (%)	50% (TB), 37% (LNS), 30% (UNS)	Početna temperatura (deg. C)	149
Gustina nafte (Kg/m ³)	816	Kontakt nafta - voda OWC (SS m)	-3,814
Pritisak zasićenja (kPa)	24,394 (na podini) 29,744, 36,977 (u povlati)	Odnos gasa i nafte (sm ³ /sm ³)	598.26 (na podini), 619.63, 361.91 (u povlati)
Minimalni pritisak mešanja (kPa)	32,405	Trenutni pritisak (kPa)	41,369
Početni pritisak (kPa)	41,369	Pritisak zasićenja (kPa)	24,394 (na podini) 29,744, 36,977 (u povlati)
Sadržaj NaCl (mg/kg)	110,500	Geološke rezerve na površinsko, uslovima (Milion, m ³)	634

3.7. PETROGRAFSKA (XRD) I (SEM) ANALIZA

Podaci rendgenske difrakcione analize dobijeni iz prve faze geološkog opisa i druge faze SCAL programa su sistematizovani u cilju analize primarnog mineralnog sastava i sastava gline.

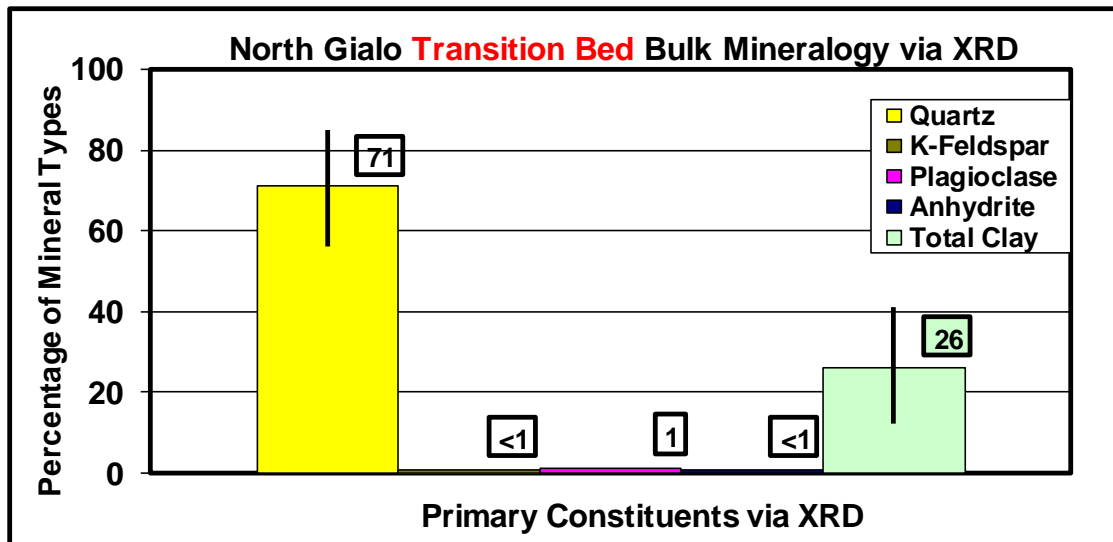
3.7.1. PETROGRAFSKA RENDGENSKA DIFRAKCIONA ANALIZA (XRD)

Prelazni slojevi i nubijski intervali sa relativno visokim sadržajem kvarca pri čemu su hlorit, ilit i kaolinit prisutni u svim sekcijama. Svi intervali uglavnom predstavljaju kombinaciju sistema kvarc + glina, sa minornim količinama ostalih mineralnih sadržaja. Gornji nubijski peščari imaju najveći ukupan sadržaj kvarca, dok prelazni slojevi i intervali LNS1-4 i NMS pokazuju visok procenat glina (slike 3.19 - 3.33)

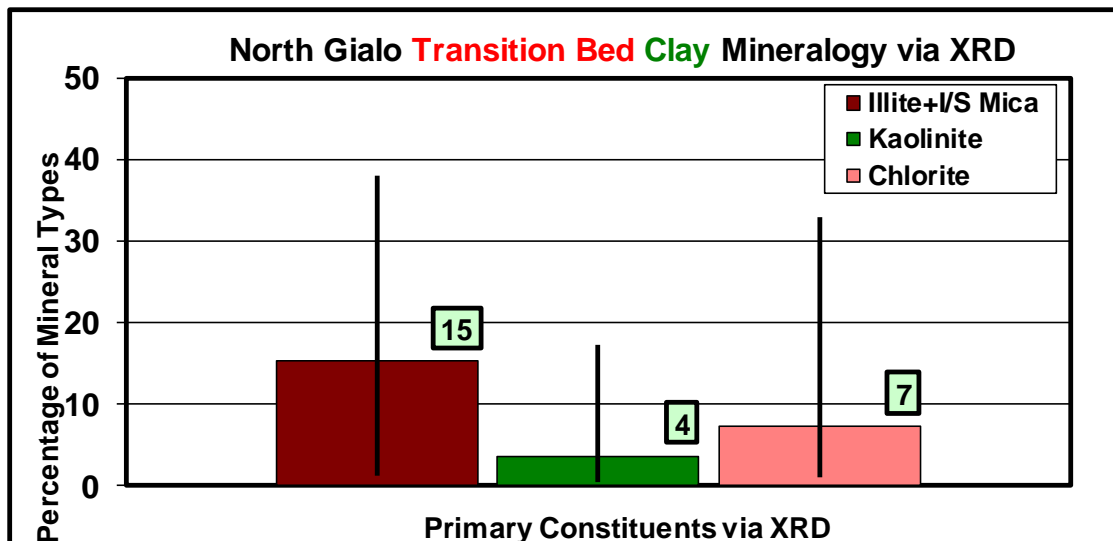
Uopšteno govoreći, gornji i donji Nubijski peščari imaju sličnu XRD distribuciju minerala, dok prelazni slojevi i intervali NMS i LNS1-4, imaju sličan mineralni sastav. Gornji i donji nubijski peščari su uglavnom kvarcno-glinoviti sistem, sa kaolinitom kao dominantnim tipom glina. Prelazni slojevi imaju dominantnu koncentraciju ilita, dok su gline NMS i LNS1-4 intervala, pretežno ilitsko-smetitskog tipa. Rezultati XRD interpretacije prikazani su u prilogu 1.

3.7.2. REZULTATI DOBIJENI ELEKTRONSKIM MIKROSKOPOM

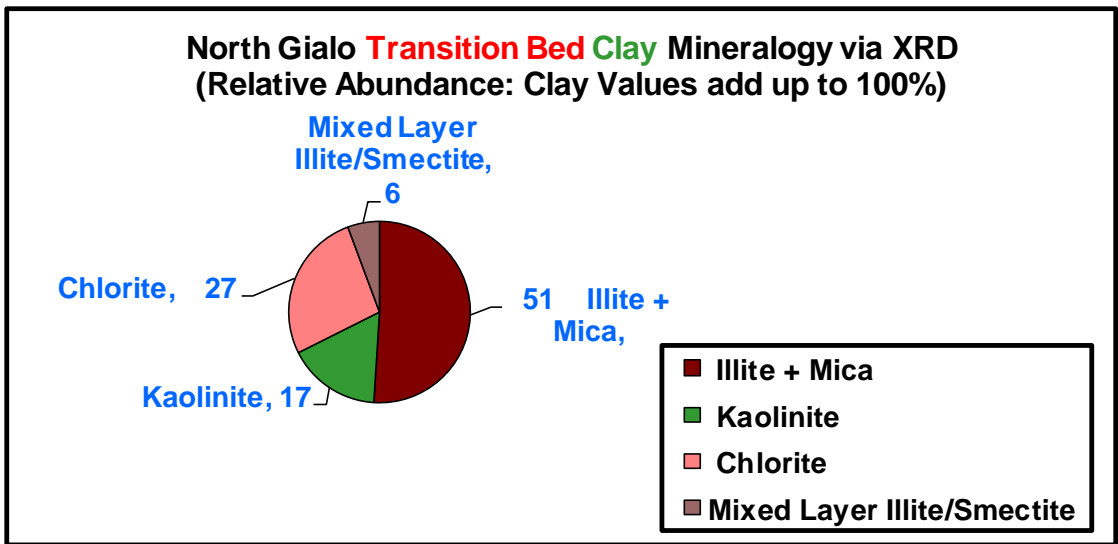
Rezultati ispitivanja stena elektronskim mikroskopom su prikazani u prilogu 2.



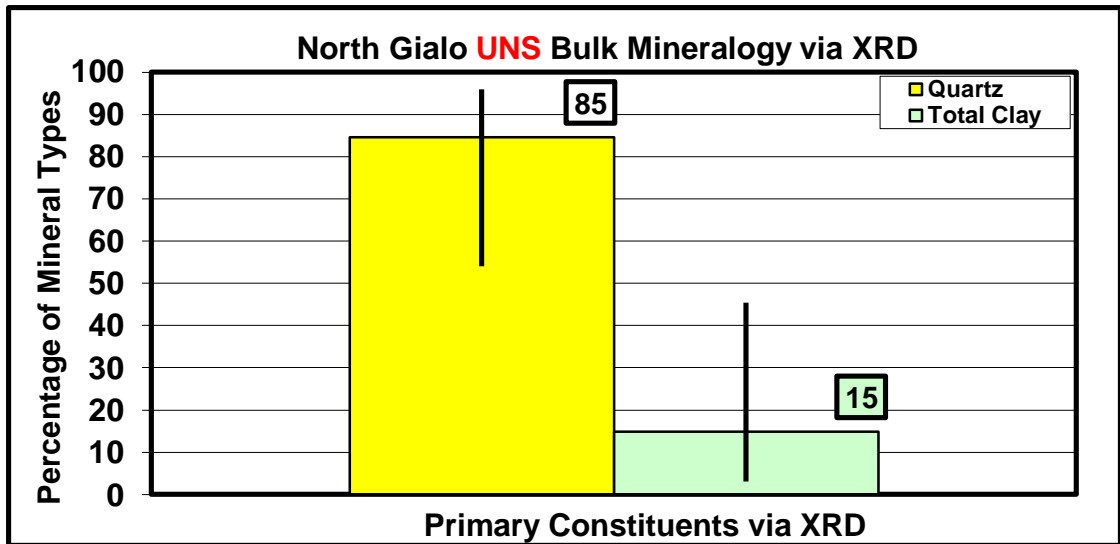
Slika 3.19. Ukupan sadržaj minerala prelaznih slojeva dobijen pomoću XRD.



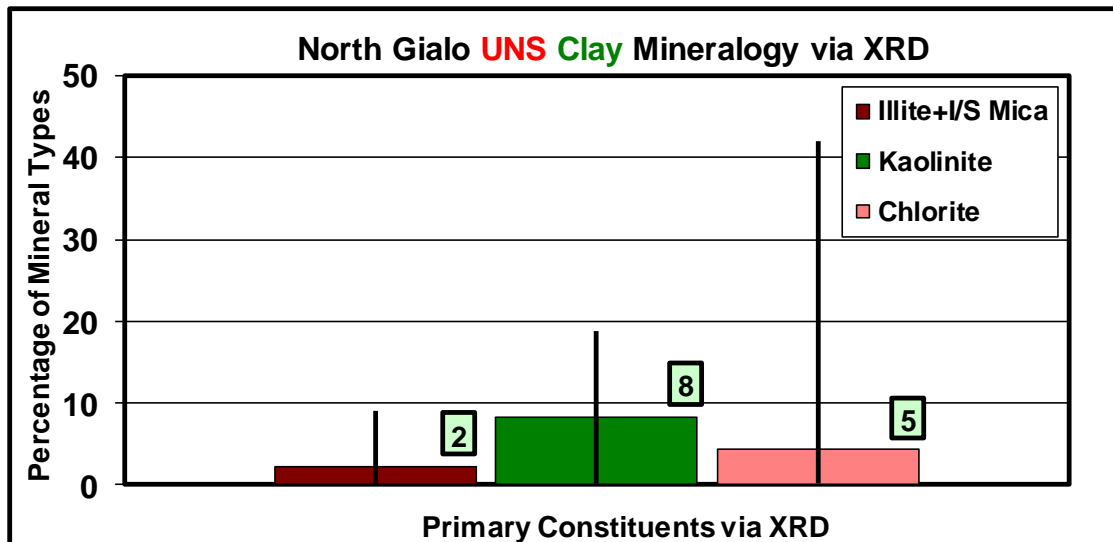
Slika 3.20. Minerali glina prelaznih slojeva dobijeni pomoću XRD.



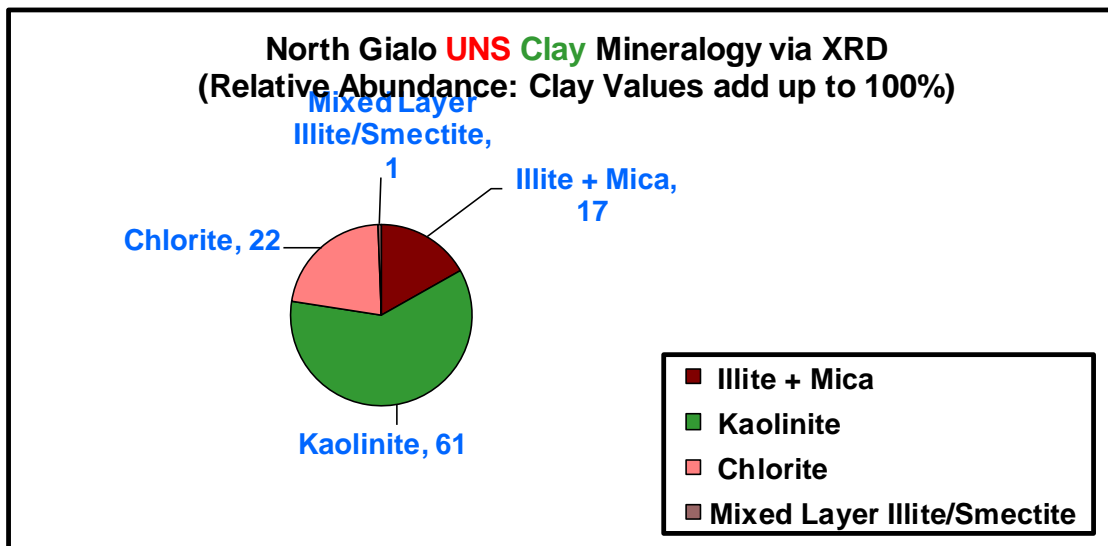
Slika 3.21. Relativna zastupljenost minerala glina prelaznih slojeva dobijena pomoću XRD.



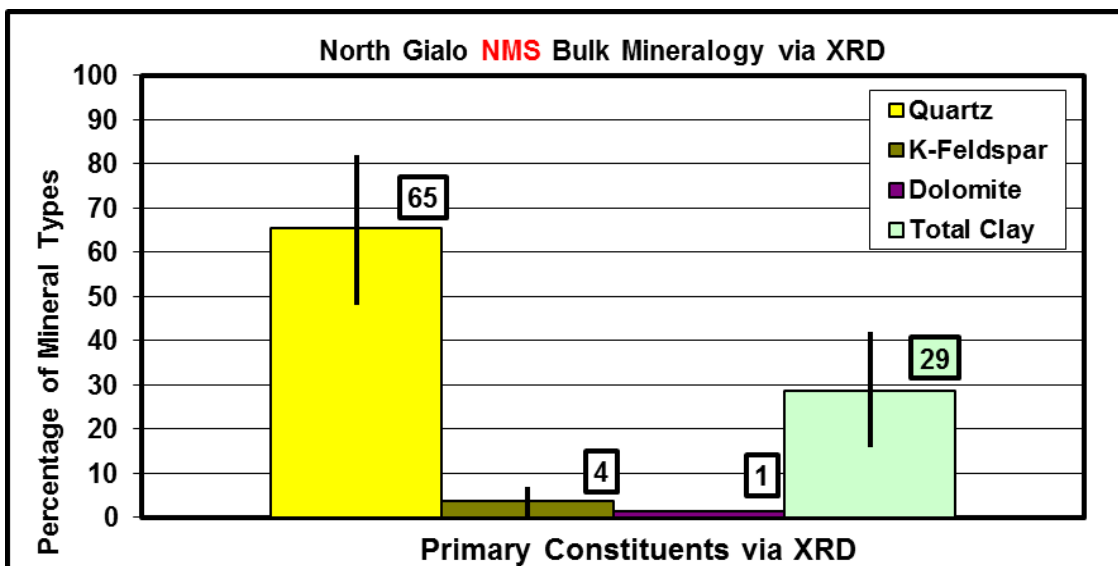
Slika 3.22. Ukupan sadržaj minerala gornjih nubijskih peščara dobijen pomoću XRD.



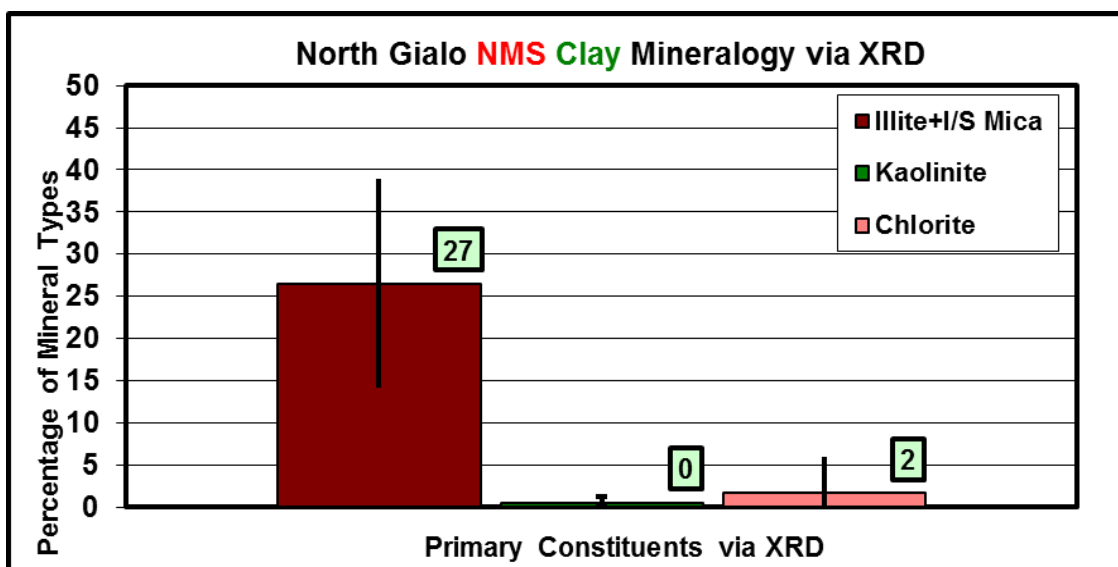
Slika 3.23. Minerali glina gornjih nubijskih peščara dobijeni pomoću XRD.



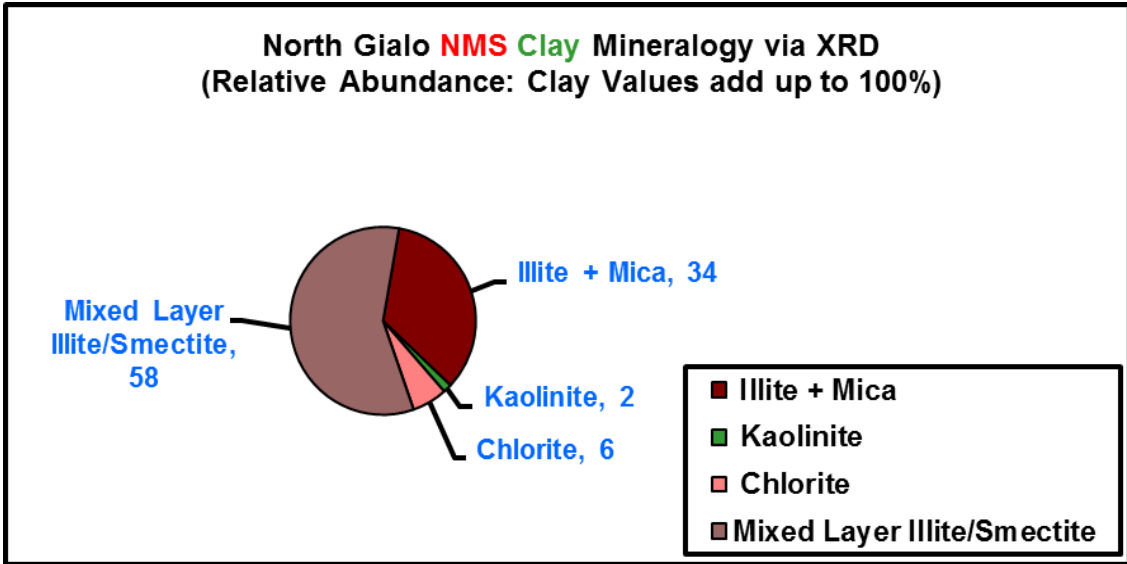
Slika 3.24. Relativna zastupljenost minerala glina gornjih nubijskih peščara dobijena pomoću XRD.



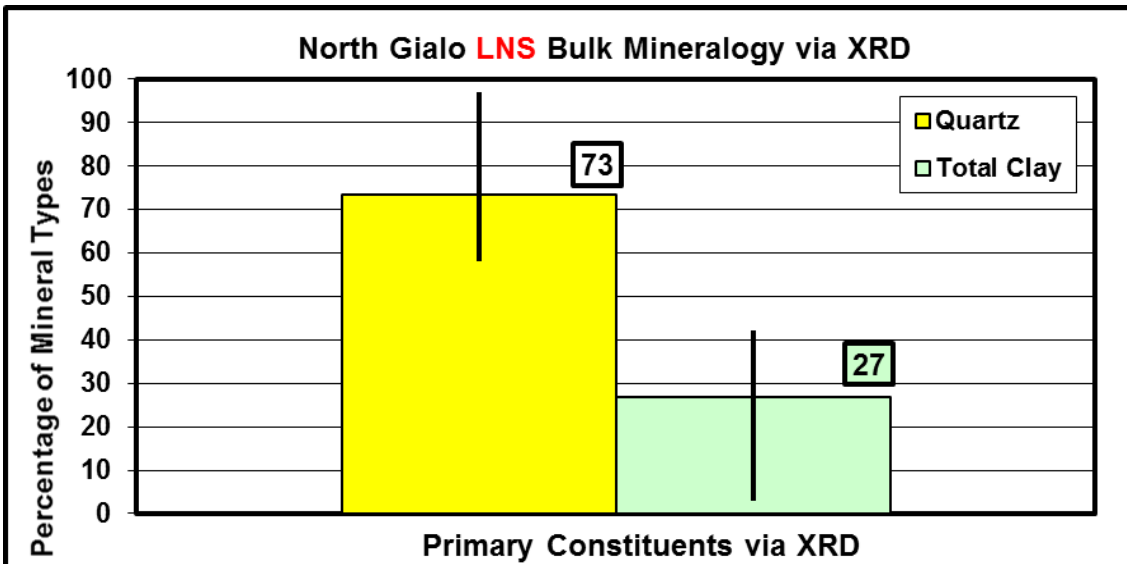
Slika 3.25. Ukupan sadržaj minerala intervala NMS dobijen pomoću XRD.



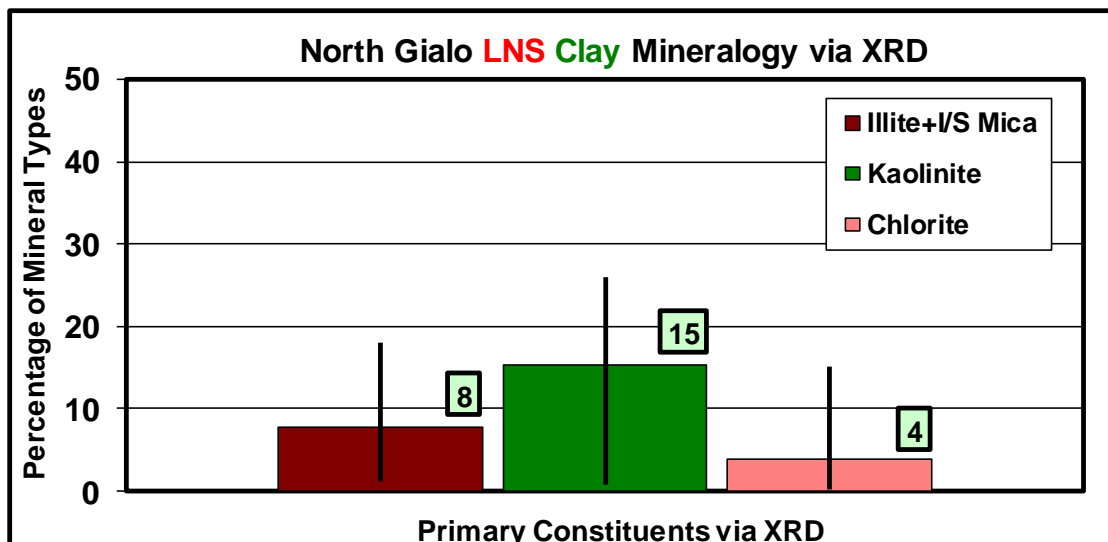
Slika 3.26. Minerali glina intervala NMS dobijeni pomoću XRD.



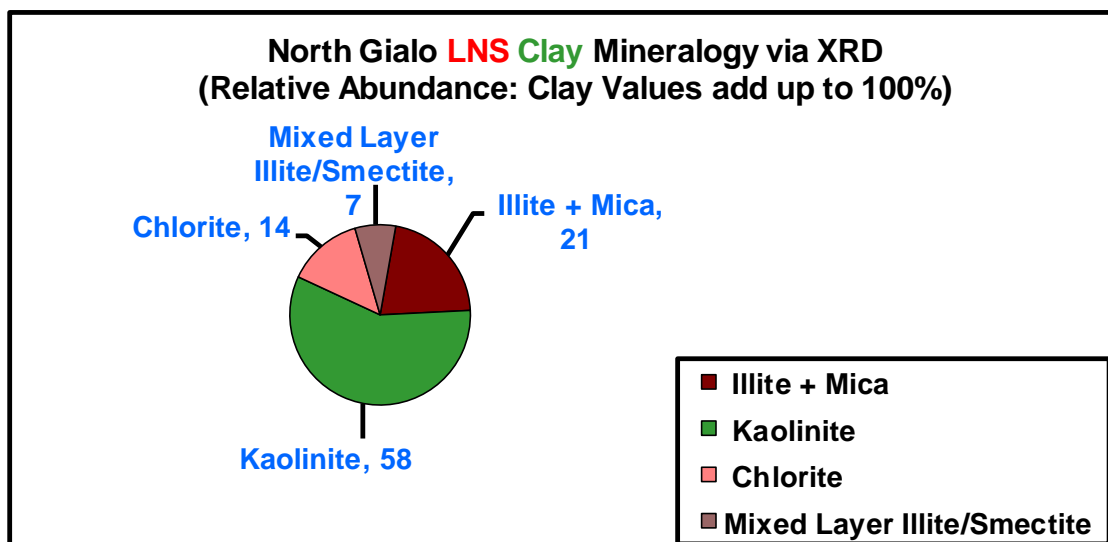
Slika 3.27. Relativna zastupljenost minerala glina intervala NMS dobijena pomoću XRD.



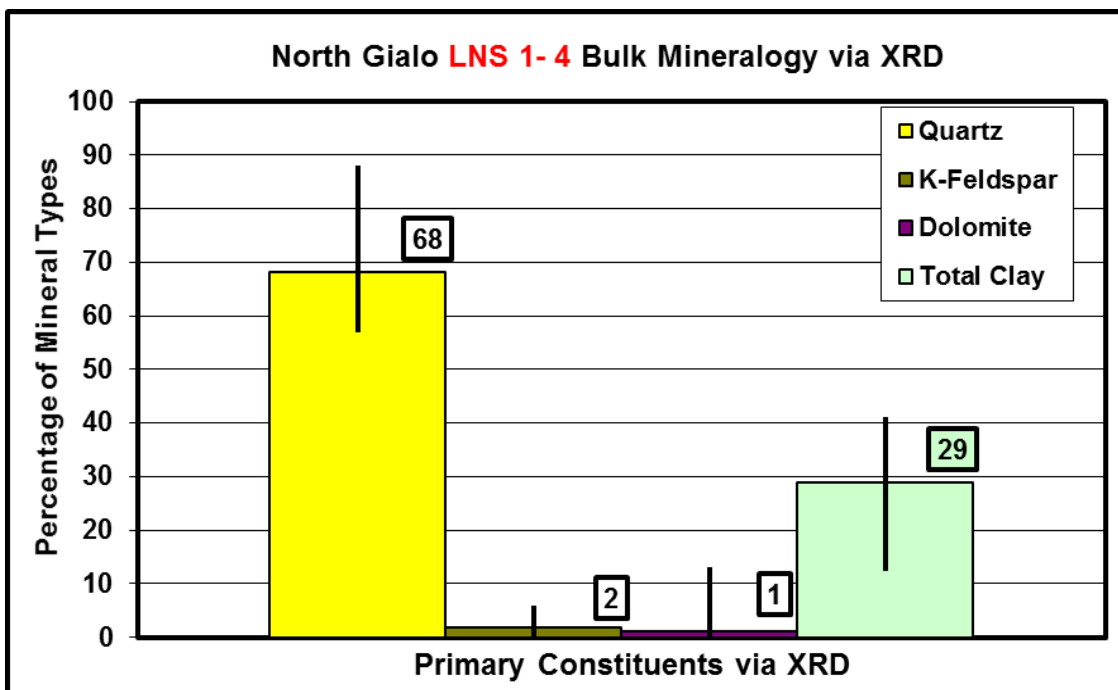
Slika 3.28. Ukupan sadržaj minerala donjih nubijskih pešćara dobijen pomoću XRD.



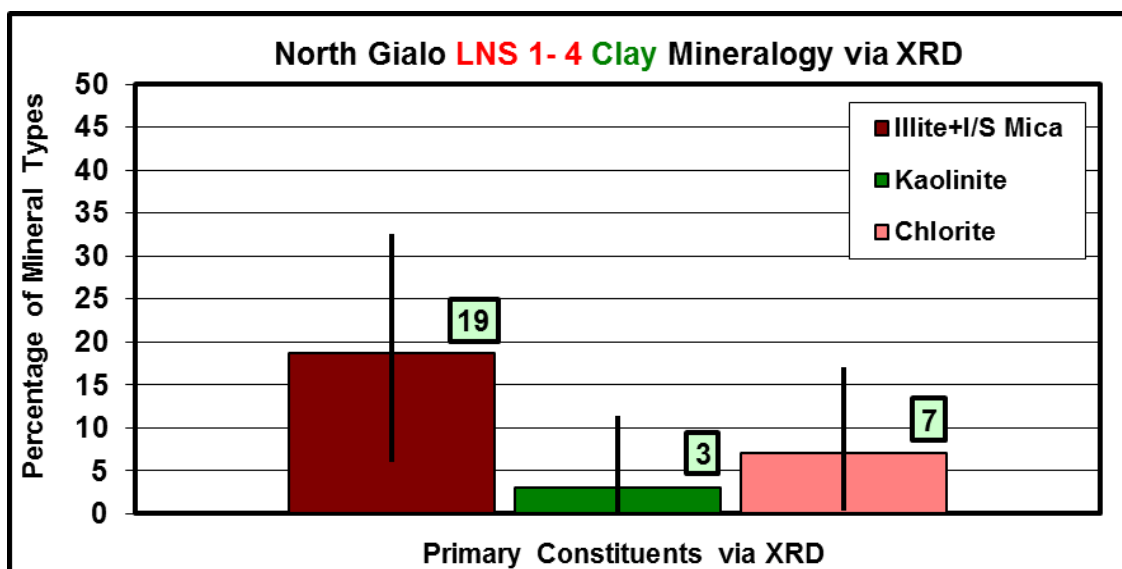
Slika 3.29. Minerali glina donjih nubijskih peščara dobijeni pomoću XRD.



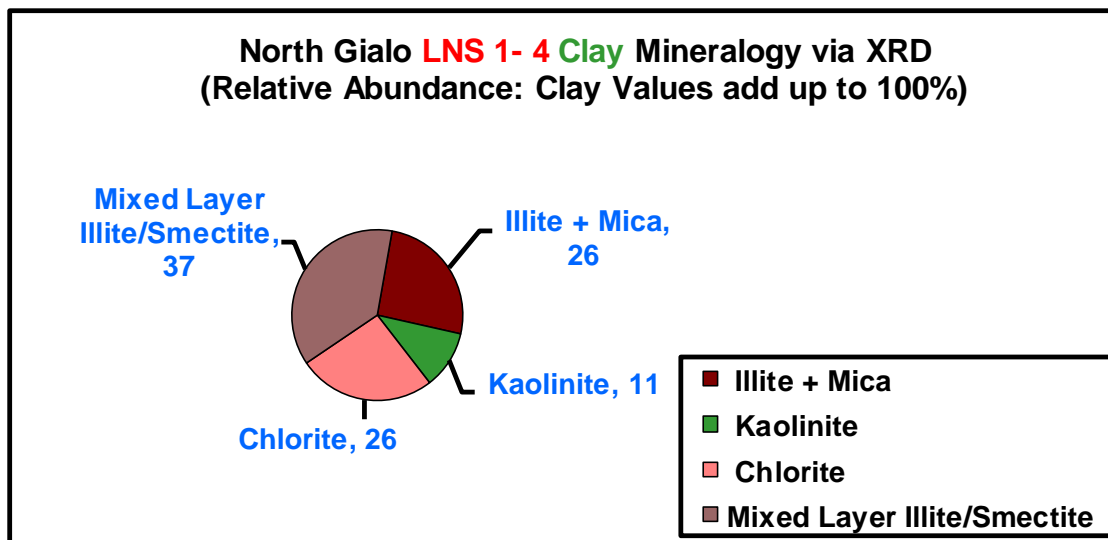
Slika 3.30. Relativna zastupljenost minerala glina donjih nubijskih peščara dobijena pomoću XRD.



Slika 3.31. Ukupan sadržaj minerala intervala LNS 1-4 dobijeni pomoću XRD.



Slika 3.32. Minerali glina intervala LNS 1-4 dobijeni pomoću XRD.



Slika 3.33. Relativna zastupljenost minerala glina intervala LNS 1- 4 dobijena pomoću XRD.

3.7.3. GUSTINA MATRIKSA JEZGARA

Podaci o merenju gustine matriksa jezgara su prikupljeni po bušotinama i intervalima, kako bi se obezbedili ulazni podaci za određivanje poroznosti iz karotažnih dijagrama gustine. Tabela 3.4 prikazuje vrednosti gustine matriksa po intervalima.

Tabela 3.4. Gustina matriksa jezgara.

Interval	Srednja gustina zrna g/cm ³	Broj bušotina	Vrednosti jezgra
T. Bed	2.65	7	329
UNS	2.65	7	929
NMS	2.7	4	232
LNS	2.64	9	834
LNS1-4	2.67	3	280
LNBS	2.65	3	52
EL Abd	2.7	3	53
Basement	2.66	3	92

3.8. GEOLOŠKE REZERVE NAFTE

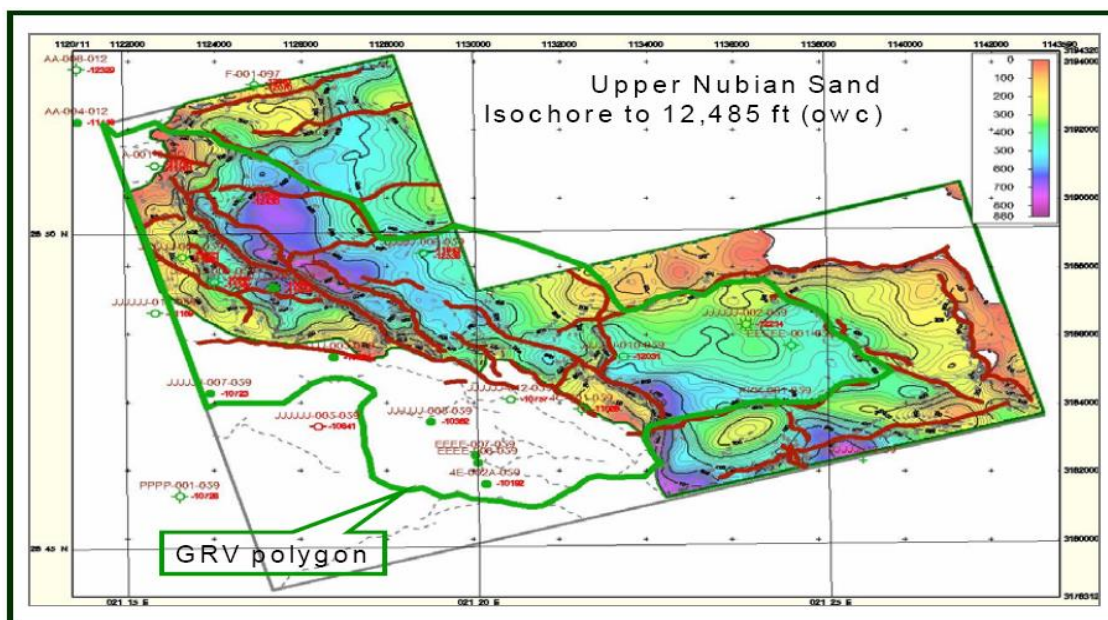
Geološke rezerve nafte su proračunate kroz tri specifične faze tokom studija polja severno Gialo, pri čemu je svaka naredna faza preciznija od prethodne. Rezerve su određene na osnovu početnog 3D strukturnog mapiranja sa graničnim vrednostima petrofizičkih parametara, potom ponovo sa geološkim modelom Petrel i na kraju, numeričkom metodom Monte Carlo koja se zasniva na teoriji verovatnoće. Tabela 3.5 prikazuje sumirane metode proračuna geoloških rezervi na polju severno Gialo.

Tabela 3.5. Metode proračuna geoloških rezervi na polju severno Gialo.

Slučaj	Kontakt nafta - voda (m)	Faktor volumena formacije za naftu (m^3/Sm^3)	Rezerve na ležišnim uslovima (Milion, m^3)	Geološke rezerve na površinskim uslovima (Milion, m^3)
Početni strukturni model	-3797.1984	2	866	454
Geomodel	-3797.1984	2.02	886	439
Model verovatnoće	-3797.1984	1.84 - 2.13 - 2.45	-	286 – 437 – 660

3.8.1. 3D STRUKTURNO MAPIRANJE

3D mreža konačnih dubina je korišćena u proračunu zapremine pora za tri ležišna intervala: prelazne slojeve, gornje nubijske peščare i donje nubijske peščare. Mapirane su osrednjene vrednosti petrofizičkih parametara, tj. zasićenja vodom i poroznosti po bušotinama i ležišnim intervalima. Usvojeno je da se kontakt nafta-voda za celo polje nalazi na dubini od 3814 m. Proračun geoloških rezervi je vršen na osnovu podataka ograničenih poligonom oko proizvodnih bušotina (slika 3.34). Proračuni su izvedeni korišćenjem softvera PetroSys.



Slika 3.34. Granice gornjih Nubijski peščara.

Svi rezultati su prikazani u tabeli 3.3. Iako nisu mapirane, površine zapadno od bušotine 6J-11 i istočno od 6J-9 su van 3D modela, ali su uključene u proračun. Rezultati su prikazani u donjem delu tabele 3.6.

Tabela 3.6. Volumetrijski podaci

LEŽIŠNE JEDINICE	Poligon	Površina Akre km ²	Ukupna porna zapremina km ² -m	LEŽIŠTE (Milion, m ³)
Prelazni slojevi	Ukupna površina	88.70	3,548	40
Gornji nubijski peščari		59.97	7,616.2	413.4
Donji nubijski peščari		52.94	8,999.8	318
UKUPNO			20,164	771.4
Površina istočno od J 6J9				20.6
Površina zapadno od 6J11				75
Poligon	Km²	Akri		
Ukupna površina	95.01	23,477		
			Ukupna	867
	Faktor volumena formacije za naftu	1.6	Geološke rezerve na površinskim uslovima	542
	Faktor volumena formacije za naftu	2	Geološke rezerve na površinskim uslovima	454
	Faktor volumena formacije za naftu	2.45	Geološke rezerve na površinskim uslovima	354

4. NOVI MODEL

Novim modelom simulira se proces stimulacije bušotine, u cilju sprovođenja ispitivanja i dostizanja najboljih mogućih rezultata koji se mogu primeniti na naftnom polju Severno Gialo.

Model predstavlja funkcionalnu celinu koju čine brojni strukturni elementi, čijim se definisanjem formira logička osnova funkcionisanja modela. Kao što je slučaj kod mnogih drugih uspešnih procesa, kritična tačka je dobijanje povratnih informacija koje bi omogućile bolje praćenje procesa i poboljšanje budućih ispitivanja. Novi model predstavlja proces koji se kontinuirano unapređuje, čime se postiže da ispitivanja primenjena u modelu, direktno utiču na poboljšanje proizvodnje u hidraulički frakturiranim bušotinama, pri čemu su u model uključeni konkretni uslovi koji vladaju u bušotini.

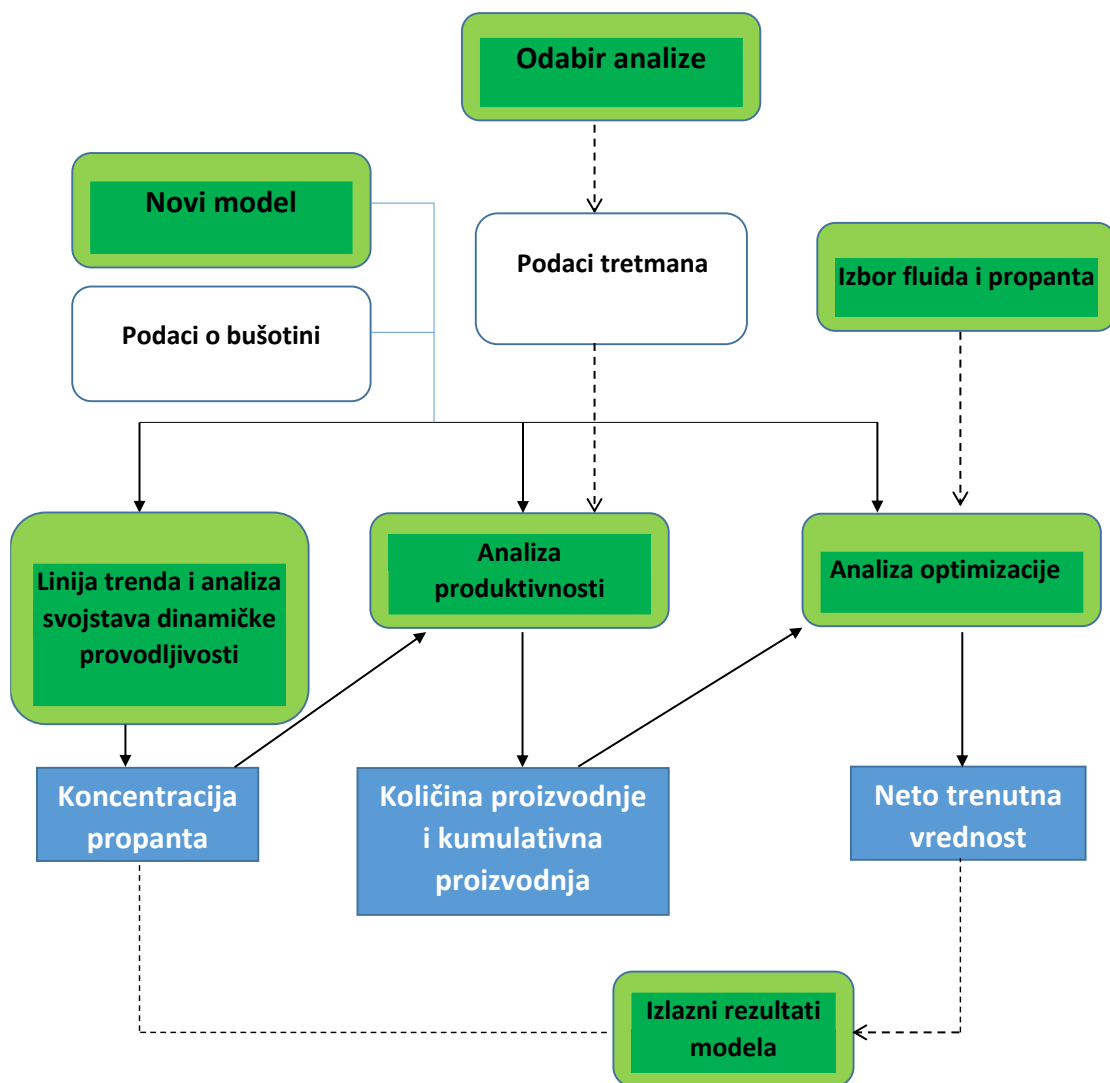
Cilj pravljenja modela je analiza mogućnosti povećanja proizvodnje, primenom procesa stimulacije. Put ka ostvarenju ovog cilja se nalazi, pre svega, u poznavanju karakteristika ležišta kao i u mogućnosti predviđanja geometrije i provodljivosti fraktura. Maksimalna efektivna dužina fraktura za svako pojedino ležište, zavisi od toga kolika se provodljivost može postići i kolika je provodljivost potrebna za uspešan proces stimulacije proizvodnje. Upotrebom odgovarajućeg simulatora, podaci sa polja Severno Gialo se kroz model, uspešno primenjuju, za prikaz geometrije ležišta kao i geometrije fraktura.

Deo modela koji se odnosi na određivanje optimalnih parametara izabrane metode ispitivanja, kao i na određivanje provodljivosti fraktura, treba da omogući prognozu ostvarivog povećanja proizvodnje u fazi nakon frakturiranja.

U idealnom slučaju, ispitivanje koje je ovde prikazano, može se primeniti za veliki broj različitih hidrauličkih propantskih tretmana, za širok spektar ležišnih uslova.

Model kojim se postiže optimalni proces stimulacije prikazan je na slici 4.1. i detaljno je opisan u tekstu koji sledi.

Kada se planira bilo koja vrsta tretmana hidrauličkog frakturiranja, neophodno je pribaviti najpreciznije moguće informacije o bušotini i pribušotinskoj zoni.



Slika 4.1 Model optimalne stimulacije proizvodnje.

Za izbor najboljeg mogućeg tretmana za datu bušotinu, neophodno je imati odgovarajuće informacije o rezervoar-stenama, kao i podatke o samoj bušotini.

Elementarne informacije se unose ručno, i to su: ime polja, ime bušotine, ime formacije, lokacija bušotine.

U listi “Izbor fluida i propanta” se nalaze oni fluidi i propanti koji su na raspolaganju za izabrani model. Model omogućava korisniku da odabere odgovarajuće fluide i propant za stimulaciju. Model takođe vrši učitavanje (unos) reoloških svojstava i koeficijenta trenja za svaki odabrani fluid, kao i unos karakteristika za svaki odabrani

tip propanta (cena, ukupna gustina, poroznost, koeficijenti turbulencije, prečnik, odnos pritisak zatvaranja frakture-propusnost).

Analiza provodljivosti propanta prikazuje linije trenda osnovne provodljivosti, kao i rezultate provodljivosti u dinamičkim uslovima. Ovi rezultati se primenjuju i za naftu i za gas kao primarne proizvodne fluide, sa ili bez uključene proizvodnje vode. Takođe, rezultati uključuju podatke i modele iz softvera "Stim Lab Product K" vezane za višefazni protok, oštećenje fluida i efekte protoka kroz propante pod određenim opsegom naprezanja, gde protok ne podleže Darsijevom zakonu.

Analiza koncentracije propanta po hidraulički kreiranoj frakturi prikazuje očekivanu prosečnu koncentraciju propanta in-situ. Ako se radi o istovremenom scenariju više različitih tretmana hidrauličkog frakturiranja, vrednosti prikazane određenom bojom, odgovaraju jednom tretmanu. Analiza pokazuje, da niža koncentracija propanta, predstavlja potencijal za smanjenje provodljivosti fraktura, kao i oštećenje gelova.

Analizom produktivnosti proračunavaju se stope proizvodnje, tj. dnevna proizvodnja, kumulativna, tj. ukupna proizvodnja, provodljivost, protočne i konačne vrednosti provodljivosti polu-dužina fraktura, propusnost, faktori zagađenja po širini fraktura, širine eksternih i internih pakovanja propanta. U isto vreme, vrši se i upoređenje ekonomskih efekata.

Analiza optimizacije koristi proračune slične kao kod analize produktivnosti za opseg mogućih dužina fraktura. Ovom analizom takođe se određuje ukupna cena propanta ili drugačije izraženo cena propanta po metru. Ukupna cena propanta treba da uključi cenu koštanja svih fraktura. Ukupna cena fluida za frakturiranje, ili drugačije izraženo cena po litru. Neto sadašnja vrednost (NPV), ovaj broj je izračunat koristeći samo cenu stimulacije na kraju perioda proizvodnje odabrane bušotine. Proizvodnja koja se koristi za dobijanje ove vrednosti računa se kao ukupna (stimulisana) proizvodnja umanjena za proizvodnju pre primene procesa stimulacije. Proces simulacije prikazan u ovom radu, omogućava prognozu proizvodnih karakteristika frakture. Primenom ovog modela, na osnovu rezultata dobijenih simulatorom, mogu se dobiti realne procene učinka procesa hidrauličnog frakturiranja u proizvodnim uslovima, za odabrano naftno polje. Model takođe daje, realne prognoze perioda proizvodnje nakon frakturiranja kao i prognozu ekonomike.

Cilj studije modela je kreiranje procedure stimulacije formacije nubijskih pešćara na naftnom polju Severno Gialo. Šematski prikaz dijagrama toka procesa stimulacije je prikazan na slici 4.2.

Ovaj model pokriva sve korake navedene u algoritmu koji su označeni žutom bojom. Model je kreiran u cilju podrške planiranju procesa hidrauličkog frakturiranja formacije nubijskih pešćara polja Severno Gialo, u Sirtskom basenu, u Libiji. U daljem tekstu su opisane faze modela za uspešno sprovođenje ovog ispitivanja:

- a) Podaci o karakteristikama stena su dobijeni analizom vertikalnih uzoraka sa polja Severno Gialo. U cilju određivanja brzine pulsiranja ultrazvuka, pripremljeno je šest uzoraka prečnika 1.5 inča (po dva uzorka sa svakog intervala). Za analizu mehaničkih karakteristika (Poissonov odnos i Jungov modul elastičnosti) su korišćeni uzorci prečnika 1 inč. Podaci dobijeni laboratorijskom analizom jezgara, različitim metodama geofizičkog karotaža, kao i podaci o naprezanjima uzoraka stene su korišćeni kao ulazni podaci za softversku simulaciju procesa, u cilju kreiranja prognoznog profila mehaničkih karakteristika i karakteristika naprezanja. Rezultujući profili naprezanja i mehaničkih karakteristika se koriste kao ulazni podaci za modeliranje softvera frakturiranja.

- b) Podaci o reologiji fluida za frakturiranje se koriste za definisanje profila viskoznosti u samoj frakturi pri simuliranim uslovima. Međutim, ranija ispitivanja pokazuju da se viskoznost fluida za umrežavanje pod uticajem sila smicanja, ponaša slično gelu u frakturi. Profil viskoziteta je još značajniji kada se koriste boratom umreženi hidroksipropil gelovi na bazi guara. Naime, ponašanje gela je krucijalno za uspeh procesa, a zavisi od temperature, vremena zadržavanja gela u tubingu, brzine smicanja u frakturi, pH vrednosti fluida kao i korišćenih aditiva. Svi ovi faktori zahtevaju da se osobine fluida za frakturiranje, ispituju u ležišnim uslovima. Slično aditivima koji se koriste u cilju poboljšanja prividnog viskoziteta, stabilizatori gela imaju potencijal da zadrže osobine fluida, kako bi se tokom izvođenja operacije sprečila kristalizacija gela. Pored navedenog, da bi se obezbedio bolji transport propanta,

potrebno je permanentno vođenje računa o karakteristikama viskoziteta, kao i optimalan izbor aditiva koji se dodaju fluidima za frakturiranje.

- c) Na osnovu ulaznih podataka su sprovedena dva ispitivanja u programu Predict-K: osnovna analiza provodljivosti i analiza proizvodnje. Svi ulazni podaci za analizu provodljivosti prikazani su u priložima. Ovi ulazni podaci se baziraju na operativnim, “terenskim” podacima, kao i podacima geologije ležišta i razrade ležišta. Program Predict-K pruža mogućnost predviđanja količine proizvodnje nafte, kao i izradu dijagrama neto sadašnje vrednosti, NSV (u milionima dolara). Svi ulazni podaci za ove krive su vezani za troškove, mada se radi samo o proceni, a ne o stvarnim troškovima projekta za polje Severno Gialo. Takođe, sve krive neto sadašnje vrednosti (NSV) treba koristiti samo za kvalitativno, a ne i kvantitativno poređenje.

Prva analiza u programu Predict-K je osnovna analiza provodljivosti. Ova analiza omogućava korisniku da unese uslove koji vladaju u bušotini, a zatim izabere različite vrste propanta, veličine sita i pokrivenost propantom, kako bi se izvršilo poređenje, u cilju postizanja optimalne provodljivosti, optimalnog izbora propanta i optimalne pokrivenosti propantom. Nakon pokretanja modela sa raznim vrstama propanta, dobijaju se izlazne vrednosti u obliku dijagrama provodljivosti propanta u funkciji naprežanja. To omogućava korisniku da odabere optimalni tip i granulaciju propanta, kao i pokrivenost propantom, za određeno stanje naprežanja.

Glavni ulazno-izlazni podaci neophodni za kreiranje modela provodljivosti, detaljno su prikazani na slici 4.3. Program Predict-K koristi proširenu bazu podataka sa karakteristikama propanata kao i bazu podataka sa karakteristikama fluida koji se koriste pri stimulaciji.

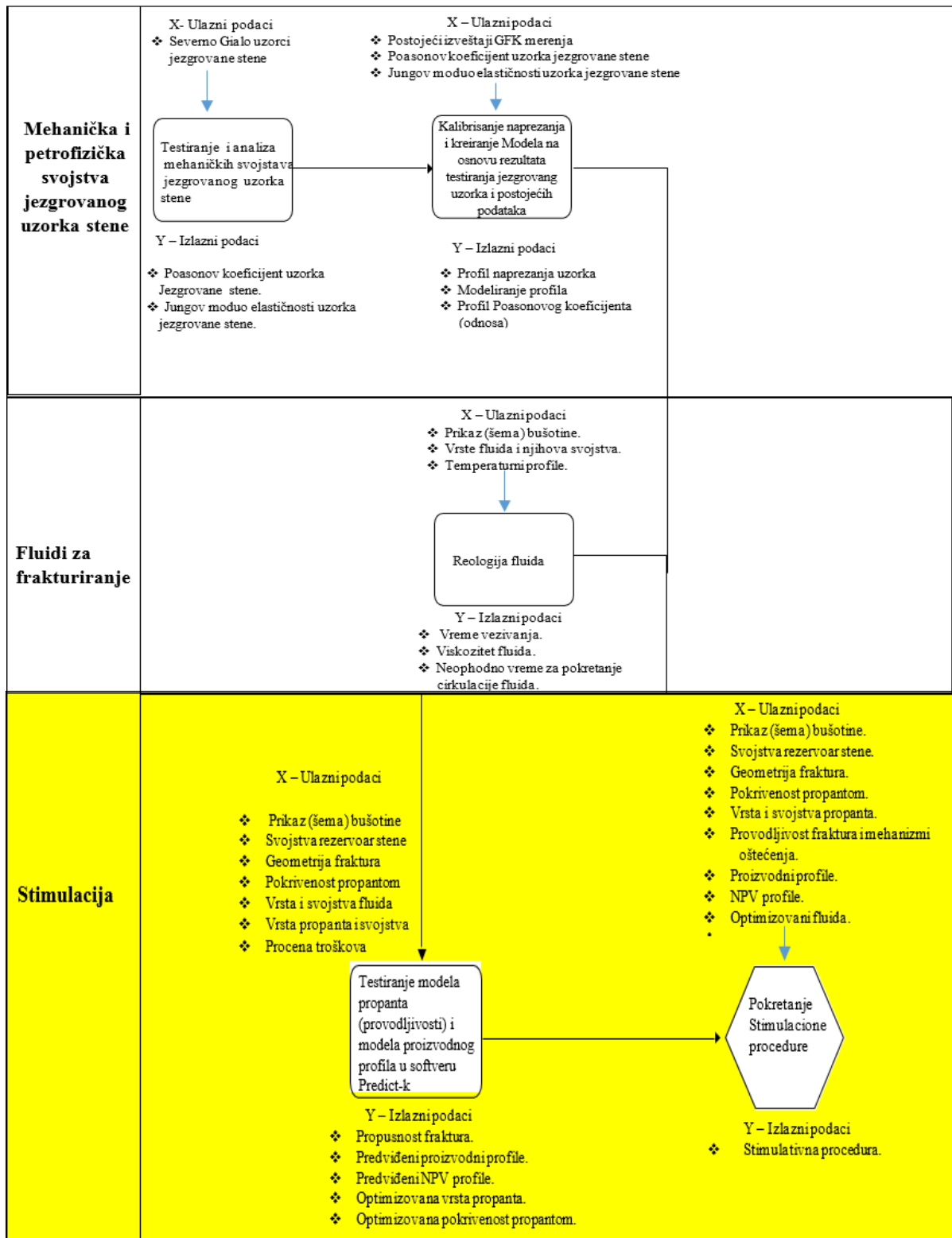
Naredna analiza koja se dobija primenom programa Predict-K je analiza proizvodnje. Ova analiza omogućava dobijanje profila proizvodnje kao i profila neto sadašnje vrednosti (NSV), na osnovu karakteristika bušotine i troškova koje je uneo korisnik. Ovom analizom se takođe analiziraju i upoređuju profili netretirane i tretirane bušotine.

Analiza proizvodnje obuhvata efekte oštećenja uzrokovane ne-Darsijvim protokom, višefaznim protokom i oštećenjem gela u proizvodnji. Ona takođe daje korigovane vrednosti propusnosti, širine, i provodljivosti frakture na osnovu efekata oštećenja.

Program Predict-K se koristi se za:

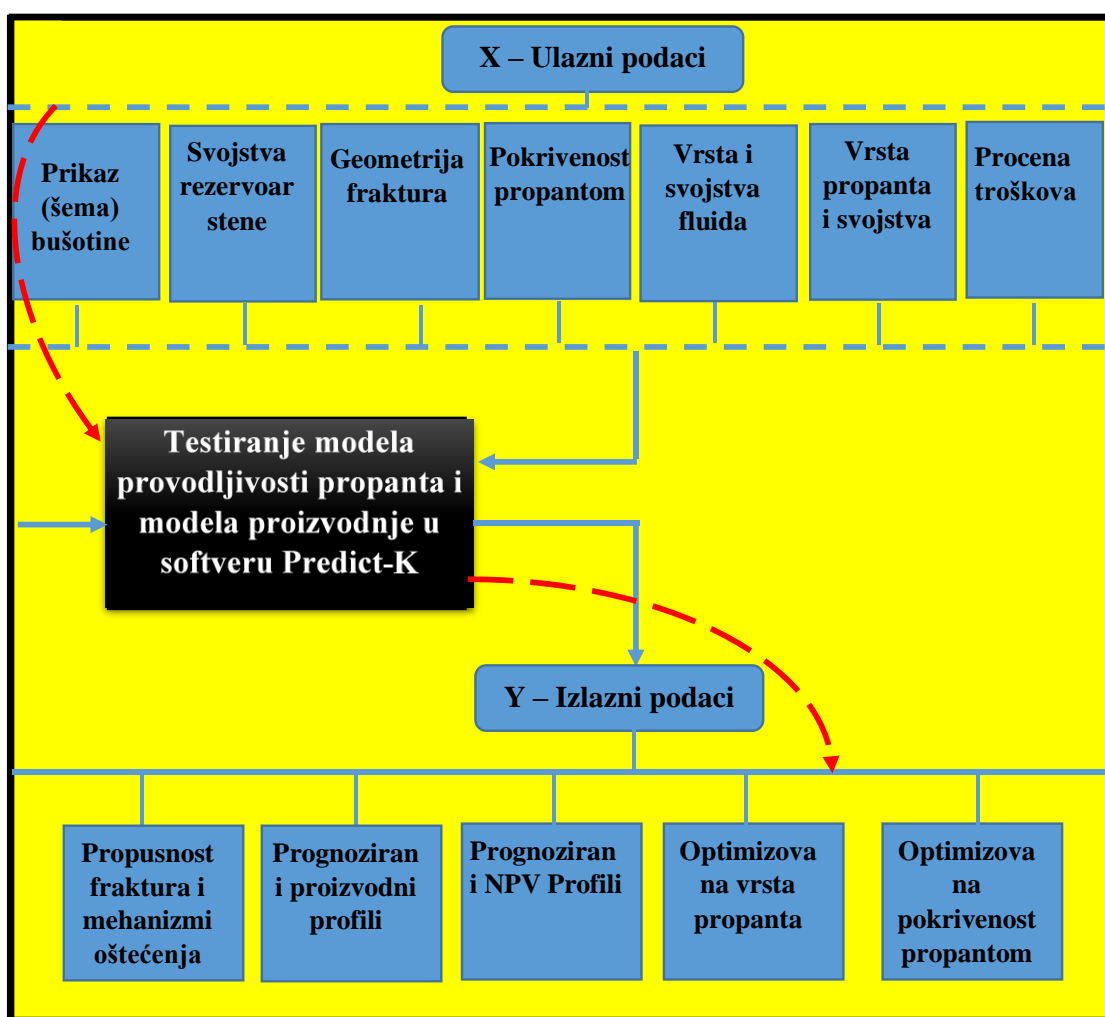
- a) Ispitivanje svojstava propanta i fluida.
- b) Prognozu i poređenje ponašanja bušotine sa primenom različitih vrsta i koncentracije propanta i fluida, procenu dužine i visine frakture, kao i orijentaciju frakture.

Analizom provodljivosti moguće je proračunati propusnost „pakovanja” propanta, provodljivost, tortuozitet, Tau (za uslove ne-Darsijevog protoka) kao i utvrditi zavisnost širine frakture ispunjene propantom (“pakovanje propanta”) od naprezanja. Set dijagrama koji prikazuju trend osnovne provodljivosti obuhvata uticaje naprezanja, temperature, i koncentracije propanta.



Slika 4.2. Šematski prikaz algoritma procesa stimulacije naftnog polja severno Gialo, Libija.

Dinamička provodljivost takođe uključuje uticaje relativne propusnosti, ne-Darsijevo protoka, propusnosti koja nastaje usled “zaostajanja” fluida za frakturiranje i širine filter kolača, pri korisnički unetoj konstantnoj količini utiskivanog fluida i pritiska na dnu bušotine. Prilikom kreiranja dinamičkog modela, koristi se i dodatni izveštaj u kome su prikazani faktori oštećenja. Analizom proizvodnje proračunavaju se dnevna proizvodnja, kumulativna proizvodnja, pritisak na dnu bušotine, provodljivost, protočne i konačne vrednosti provodljivosti polu-dužina fraktura, propusnost, faktori zagađenja po širini fraktura, širine eksternih i internih pakovanja propanta. Dijagram pritiska dostupan ja za potrebe komparacije rezultata hidrauličkog frakturiranja sa ostvarenom proizvodnjom fluida tokom perioda eksploatacije.



Slika 4.3. Koraci u kreiranju modela provodljivosti.

Predict-K je glavni alat kojim se sva saznanja do kojih se došlo Stim-Lab-om prevode u oblik pogodan za projektovanje i analizu stimulacije bušotina. Sve što se koristi u projektovanju i izvođenju samog procesa frakturiranja, ima za cilj povećanje neophodne provodljivosti i povećanje dužine fraktura, koje predstavljaju putanje kretanja fluida. Krajnji cilj metoda koje se koriste za određivanje provodljivosti fraktura, je prognoza proizvodnih karakteristika nakon stimulacije i puštanja bušotine u proizvodnju. Bez sistematskog zaokruživanja celokupnog procesa koji počinje projektovanjem, a završava se poboljšanjem performansi rezervoar stene, odnosno preciznije povećanjem permeabilnosti, a samim tim i proizvodnje fluida iz ležišta, nemoguće je sprovesti optimalno dizajniranje procesa hidrauličkog frakturiranja, kao ni odabir adekvatnih rešenja za povećanje iskorišćenja nakon završenog procesa frakturiranja, bez obzira na cenu koštanja. Model Predict-K je do danas najbolja poznata metoda za analizu objedinjenih svih poznatih mehanizama koji utiču na konačnu provodljivost frakture, kao i ponašanje bušotine nakon primenjenog tretmana hidrauličkog frakturiranja. Ciljevi svakog tretmana stimulacije bušotine su slični. Put kojim se ovi ciljevi dostižu, zavisi od razumevanja karakteristika ležišta i mogućnosti za prognozu geometrije i provodljivosti frakture.

Jedini material koji ostaje u frakturi nakon prestanka utiskivanja radnog fluida i njegovog iznošenja na površinu na dalju obradu, jeste propant. Zbog toga je za uspešan proces značajno da karakteristike propanta u dužem vremenskom periodu (nekoliko meseci i duže), omogućavaju visoku propusnost i provodljivost pri pritisku zatvaranja frakture i ležišnoj temperaturi. Propusnost "pakovanja propanta" zavisi od veličine, sortiranosti i čistoće materijala, kao i od mehaničke čvrstoće koja mora biti dovoljno visoka da izrži naprezanja koja dovode do loma. Dostupne su različite veličine i vrste materijala u zavisnosti od očekivane vrednosti pritiska zatvaranja fraktura i potrebne provodljivosti. Na propusnost propanta unutar formacije utiču reziduali "zaostalog" fluida za frakturiranje, začepljenja pornog prostora sitnim, finim česticama, efekti višefaznog protoka fluida, i drugi mehanizmi oštećenja. Konačna proizvodnja bušotine, nakon završenog procesa hidrauličnog frakturiranja mnogo više zavisi od oštećenja propantnog pakovanja, nego od oštećenja same formacije.

Svrha programa Predict-K je procena realne provodljivosti frakture (sa “propantnim pakovanjem”) kao i određivanje efektivne dužine fraktura pri proizvodnim uslovima za navedeno polje u Libiji. Program takođe služi za prognozu realne proizvodnje nakon frakturiranja kao i za tehno-ekonomsku analizu. Kao rezultat svega navedenog, u ovom radu je demonstriran i ispitan računarski program Predict-K.

Prvi korak pri određivanju provodljivosti je utvrđivanje širine propantnog pakovanja postavljenog u frakturu. Na širinu propantnog pakovanja utiču koncentracija propanta (kg/m^2), gustina propanta, (kako specifična težina, tako i ukupna gustina), raspored propantnih zrna u pakovanju, odnosno poroznost, debljina filter kolača koji može smanjiti poroznost i protočnu površinu, i pritisak zatvaranja frakture. Pritisak zatvaranja frakture utiče na nekoliko parametara među kojima je i raspored zrna propantnog pakovanja. Pritisak zatvaranja frakture može takođe dovesti do elastičnih i neelastičnih promena na zrnima propantnog pakovanja (trajna deformacija, pa čak i lom zrna) utičući pri tom, na širinu samog pakovanja. Zrna mogu biti potisnuta u zidove frakture što dovodi do “ugrađivanja” zrna, a samim tim i smanjenja širine tj. obuhvata propantnog pakovanja. Polomljena zrna same formacije mogu biti potisnuta iz frakture u propantno pakovanje, prouzrokujući smanjenje širine pakovanja odnosno njegovog obuhvata.

Kada ista laboratorija u idealnim uslovima sprovodi ponovljena ispitivanja primenom iste tehnike pakovanja propanta, standardna devijacija je manja od 2% u odnosu na srednju vrednost niza sprovedenih merenja. Kada se uključe rezultati dobijeni međulaboratorijskim ispitivanjima, standardna devijacija raste na 5% u odnosu na srednju vrednost. Uopšteno govoreći, širina propantnog pakovanja treba da bude procenjena sa greškom do 5%, za bilo koju specificiranu koncentraciju pakovanja, pod uslovom da je propant relativno dobre zbijenosti odnosno konsolidovan.

Provodljivost se “podešava” na osnovu procenjene širine obuhvata propantskog pakovanja unutar fraktura i na osnovu propusnosti propantskog pakovanja pod uslovima realnog protoka fluida. Obično se smatra da propusnost poroznog medijuma, kao prirodna karakteristika, ne zavisi od veličine uzorka, pa prema tome, u ovom slučaju, ni od koncentracije. Ova pretpostavka je tačna, samo u slučajevima kada su porozitet, struktura zrna i stanje propantnog pakovanja isti kod svih uzoraka. U

stvarnosti, koncentracija i debljina propantnog pakovanja utiču u izvesnoj meri na poroznost pakovanja i raspored zrna u pakovanju. Različiti propanti su prirodno različito sortirani, a razlikuju im se i vrednosti poroznosti, zbog razlika kako u veličini i obliku, tako i u rasporedu, tj. distribuciji zrna.

U većini slučajeva, sa sigurnošću se može pretpostaviti, da se svako propantno pakovanje može opisati karakterističnim odnosom propusnost-naprezanje, koji podrazumeva uticaj veličine i sortiranosti zrna, stepena zaobljenosti zrna, načina pakovanja, itd. U isto vreme se može zaključiti da zavisnost od koncentracije propanta, nema velikog uticaja. Ovo pruža mogućnost jasnog razdvajanja faktora koji utiču na propusnost, od faktora koji utiču na širinu obuhvata propantnog pakovanja.

Program Predict-K nije predviđen za niske koncentracije propanta zbog pretpostavke da propusnost ne zavisi od širine propantnog pakovanja.

Kod svakog propanta, mogu se odabrati određeni ispitivani podaci za primenu regresione analize.

Ispitivanja koja nisu u skladu sa eksperimentalnim procedurama, ili koja Stim-Lab ili proizvođač ne smatra odgovarajućim, se mogu isključiti iz analize. Upoređivanje rezultata regresione analize se može sprovesti na raznim ispitivanim podacima.

U delu modela koji se odnosi na analizu proizvodnje, oštećenja i smanjena propusnost propantnog pakovanja koja nastaje usled “zaostajanja” fluida za frakturiranje, se proračunavaju na osnovu Rejnoldsovog broja, budući da u propantnom pakovanju vladaju uslovi prelaznog protoka. Maksimalno moguće čišćenje predstavlja ulazni parameter koji zavisi od tipa i sastava fluida, kao i korišćenog razbijača, čiji je zadatak da obezbedi kontrolisanu degradaciju viskoznog fluida u slabo viskozni fluid. Step čišćenja je definisan dnevnom proizvodnjom koja se može postići iz ležišta, pri datom pritisku na dnu bušotine (izdašnost ležišta). Dva paramtera koja se odnose na deo modela vezan za kontrolu čišćenja, dostupna su odabirom opcija Tretmana u okviru menija za svojstva fluida. Vremenski zavisni faktori čišćenja su programom podešeni za standardnu proceduru čišćenja, ali se mogu izmeniti, u slučaju da se na polju savetuje sporije čišćenje.

Program Predict-K se uspešno koristi u mnogim delovima sveta. Sa uključivanjem novih vrsta propanta, menjaće se baza podataka, kao i rezultati ispitivanja.

Laboratorijskim ispitivanjima se nastavlja procena važećih matematičkih modela, koji opisuju svojstva propantnog pakovanja. Kritična oblast sadašnjih i budućih ispitivanja je čišćenje. Sa dolaskom novih saznanja, programski kod će biti ažuriran. Korisnicima se savetuje da izbegavaju konfliktne i zbunjujuće rezultate.

Dinamička provodljivost u samoj frakturi, pri velikoj brzini kretanja fluida, je faktor koji kontroliše stvarnu, “proizvodnu” dužinu frakture. Stvarna dinamička dužina frakture se najbolje definiše analizom proizvodnje. Trenutnim modelima kumulativnog oštećenja u programu Predict-K, precizno se prognozira stvarna dinamička dužina frakture.

Važeći model se pokazao dovoljno efikasnim u prognozi proizvodnje za fluide, propante i aditive, koji se obično koriste u procesu stimulacije proizvodnje. Konačan izazov biće identifikacija metoda za izbor optimalnog fluida za frakturiranje i optimalnog propanta, u cilju poboljšanja proizvodnih rezultata.

Program Predict-K je postao standardni alat za realno upoređenje originalnih ležišnih karakteristika, sa karakteristikama nakon procesa stimulacije. Trenutno važeće prognoze se intenzivno upoređuju sa rezultatima sa terena, i slaganja su izuzetno dobra. Naftno polje koje je predmet ovog istraživanja, iziskuje dodatna laboratorijska ispitivanja, kako bi se omogućilo sagledavanje pravog stanja, u smislu karakteristika generisanih fraktura, u ležištu koje je podvrgnuto procesu hidrauličkog frakturiranja.

Članstvo u Propantskom Konzorcijumu, dozvoljava članovima da identifikuju probleme vezane za problematiku frakturiranja, i usmere napore ka njihovom rešavanju. Odlukom uprave, odnosno svih članova, određuje se budžet neophodan za istraživanje novih oblasti.

Osnovni model analize proizvodnje je razvijen za primenu kod gasnih bušotina sa konstantnim padom pritiska i kod naftnih bušotina za uslove iznad pritiska zasićenja. Problematika vezana za rad eksploatacionih pumpi, proizvodnja u uslovima ispod pritiska zasićenja, kao i proizvodnja u uslovima vodonapornog režima, nisu obuhvaćeni ovom studijom. Studijom takođe nije obuhvaćena problematika vezana za primenu klip lifta kod gasnih bušotina, tj. problematika delikvifacije prirodnog gasa.

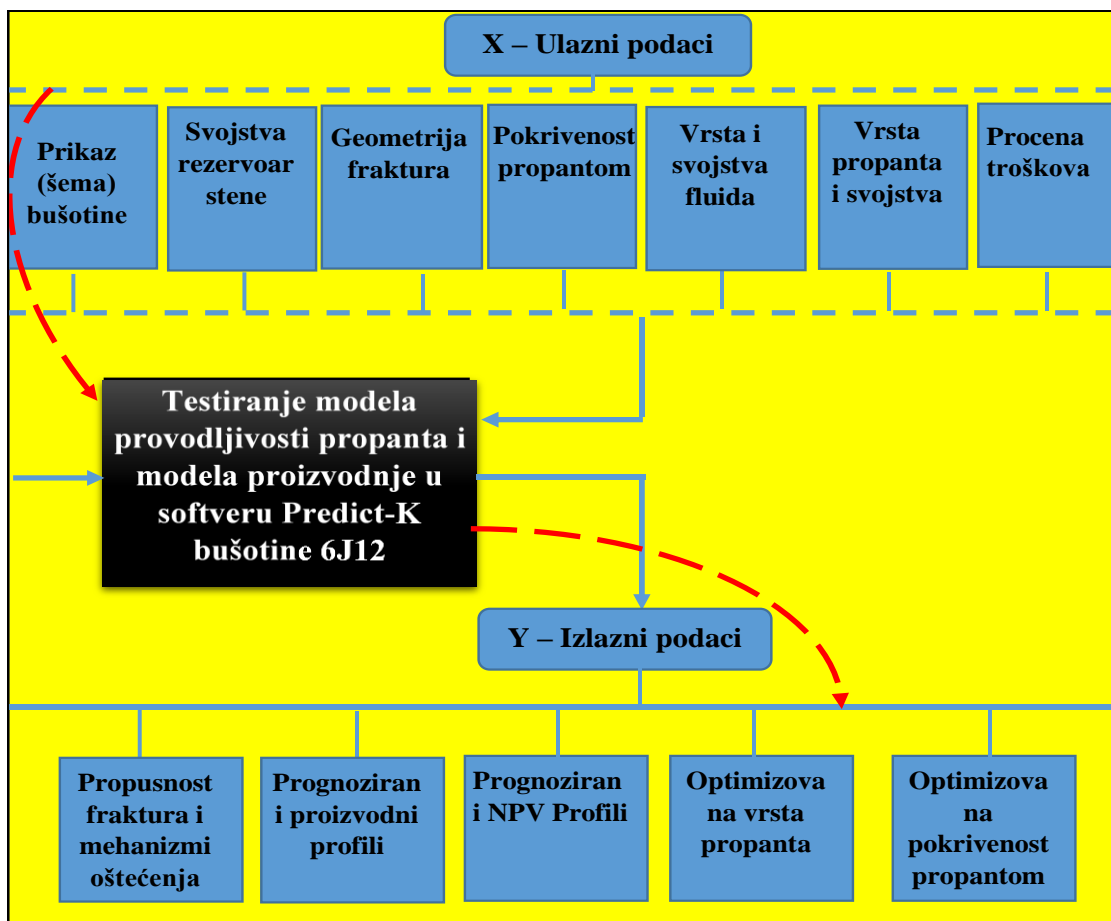
Ovaj rad pokazuje da postoji tehnologija koja može da simulira širok dijapazon različitih proizvodnih problema, ali, da li će se primeniti ova tehnologija, ili uobičajena

laboratorijska analiza, zavisi od odluke tj. interesa Konzorcijuma. Tradicionalno, istraživanja su fokusirana na laboratorijska ispitivanja. Međutim, uz određene napore, mogu se proširiti i na prognozu proizvodnih karakteristika.

4.1. MODEL PROVODLJIVOSTI FRAKTURE ZA BUŠOTINU 6J12

Kao što je ranije navedeno, cilj procesa simulacije bušotine 6J12 je da obezbedi operativne korake za pripremu bušotine za određivanje provodljivosti frakture i pokrivenosti propantom. U cilju Its stimulation procedure

određivanja optimalne geometrije frakture, kao i njene provodljivosti i pokrivenosti propantom, kreiran je i pokrenut model provodljivosti propanta, pri čemu su analizirani rezultati. Glavni ulazni i izlazni koraci u simulaciji su detaljno opisani na Slici 4.4.



Slika 4.4. Koraci u kreiranju modela provodljivosti za bušotinu 6J12.

4.2. ULAZNI PODACI ZA BUŠOTINU 6J12

Dve analize su sprovedene u programu Predict-K: Osnovna analiza za bušotinu 6J12 i analiza proizvodnje za bušotinu 6J12. Predict-K Conductivity Model Inputs prikazuje sve ulazne podatke koji se koriste za ove analize. Ove ulazne podatke čine operativni, “terenski” podaci polja Severno Gialo, kao i podaci geologije ležišta i razrade ležišta.

Softver Predict-K ima mogućnost generisanja krivih prognoziranе proizvodnje kao i krivih neto sadašnje vrednosti (NSV). Svi ulazni podaci za ove krive se odnose na troškove, međutim, ova procena, se ne odnosi na stvarne troškova projekta za polje Severno Gialo. Dakle, sve krive neto sadašnje vrednosti (NSV) treba koristiti samo za kvalitativno, a ne kvantitativno poređenje.

4.3. REZULTATI I INTERPRETACIJA MODELA BUŠOTINE 6J12

Ovo poglavlje pokazuje rezultate dve analize koje se dobijaju primenom programa Predict-K.

4.3.1. OSNOVNA ANALIZA BUŠOTINE 6J12

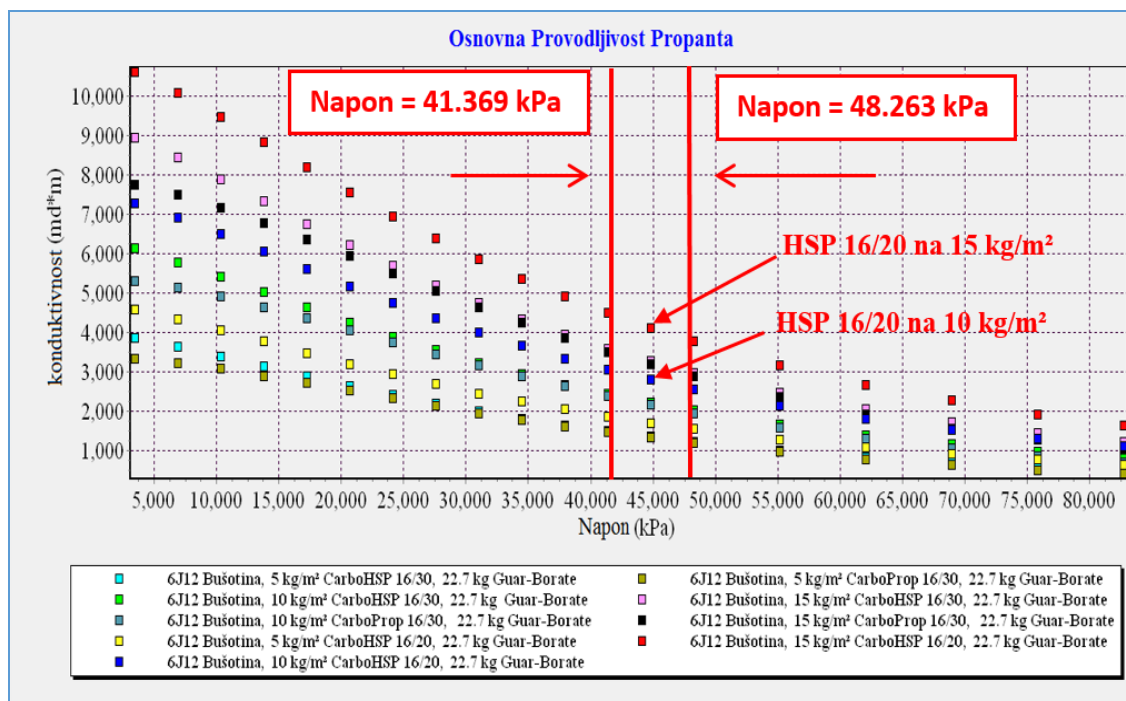
Prve analize u programu Predict -K su osnovne analize. Ova analiza omogućava korisniku da unese uslove koji vladaju u bušotini, a zatim izabere različite vrste propanta, veličine sita i pokrivenost propantom, kako bi se izvršilo poređenje. Nakon pokretanja modela sa raznim vrstama propanta, dobijaju se izlazne vrednosti u obliku dijagrama provodljivosti propanta u funkciji naprežanja. To omogućava korisniku da odabere optimalni tip i granulaciju propanta, kao i pokrivenost propantom, za određeno stanje naprežanja.

U osnovnoj analizi je najpre upoređivano devet različitih tretmana. Tretmani obuhvataju dva tipa propanta: propant tipa CarboHSP i CarboProp sa brojem otvora sita od 16/20 i / i 16/30 mesh i pokrivenošću propanta od 5, 10 i 15 kg/m². U tabeli 4.1 je dat tabelarni prikaz karakteristika ovih devet tretmana.

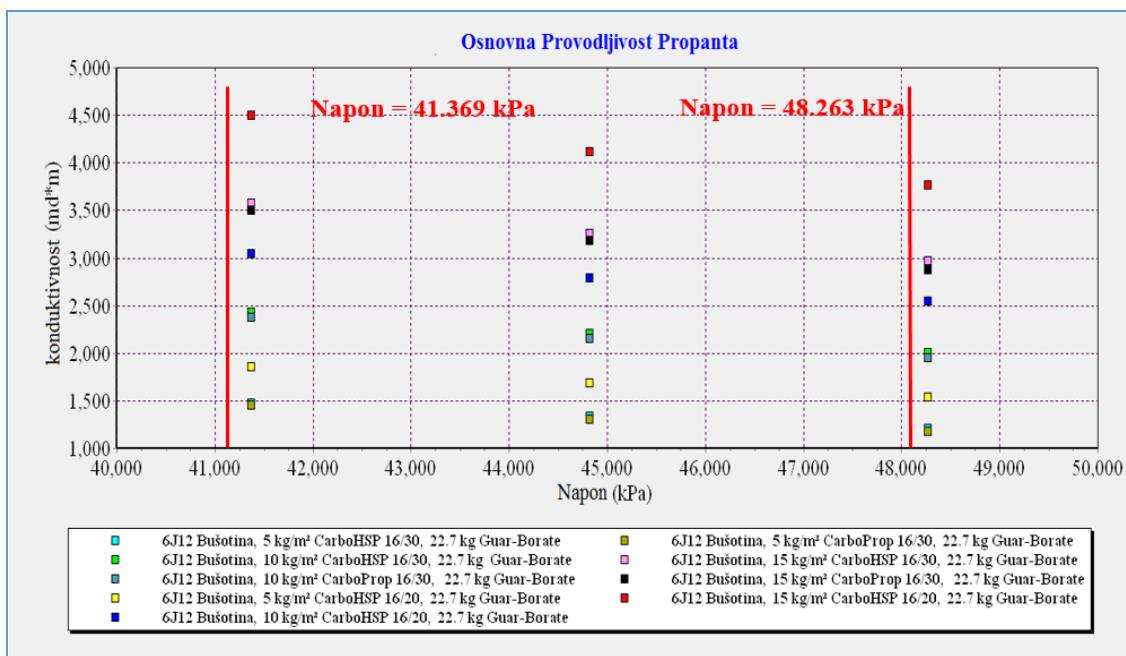
Tabela 4.1. Karakteristike devet tretmana osnovne analize bušotine 6J12.

Tip	Veličina sita	Pokrivenost propanta	Boja na dijagramu
Carbo HSP	16/20	5 kg/m ²	Yellow
Carbo HSP	16/20	10 kg/m ²	Purple
Carbo HSP	16/20	15 kg/m ²	Red
Carbo HSP	16/30	5 kg/m ²	Cyan
Carbo HSP	16/30	10 kg/m ²	Light Green
Carbo HSP	16/30	15 kg/m ²	Pink
Carbo Prop	16/30	5 kg/m ²	Olive Green
Carbo Prop	16/30	10 kg/m ²	Dark Blue
Carbo Prop	16/30	15 kg/m ²	Black

Slike 4.5 – 4.6 pokazuju rezultate osnovne analize provodljivosti u funkciji napreznja. Kod bušotine 6J12-59E se opseg očekivanog minimalnog horizontalnog napreznja kroz perforirane intervale kreće od 41.369 kPa – 48.263 kPa. Ovaj opseg je prikazan crvenim vertikalnim linijama na dijagramu.



Slika 4.5. Rezultati osnovne analize bušotine 6J12.

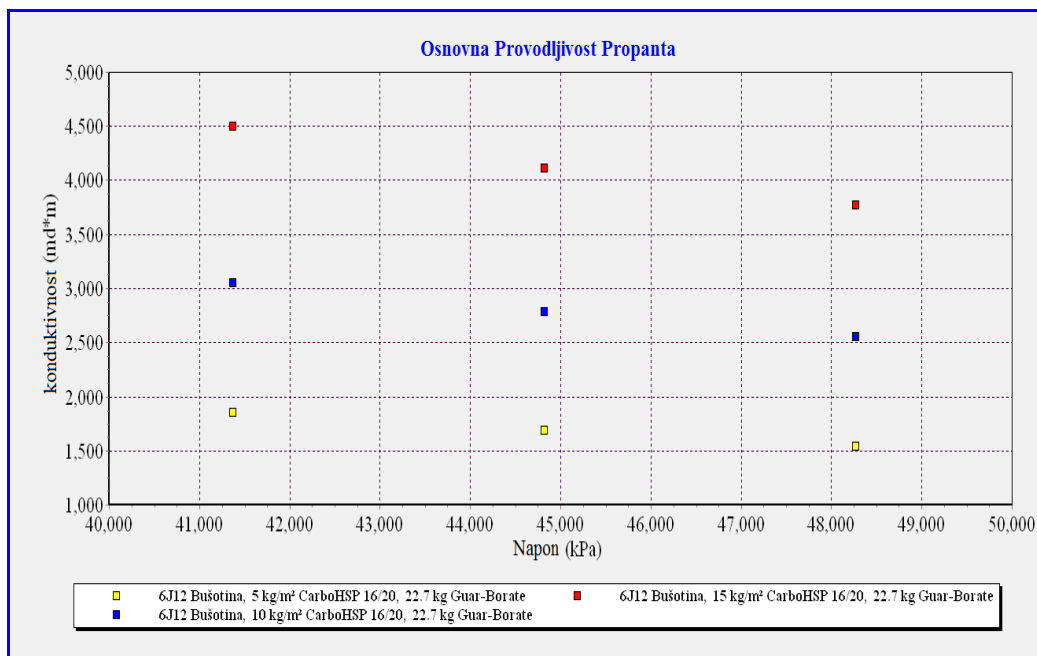


Slika 4.6. Uvećani prikaz opsega naprezanja od 40.000–50.000 kPa za bušotinu 6J12.

Dijagram prikazuje da se tri najveće vrednosti provodljivosti: 4.110 md*m, 2.790 md*m i 3.260 md*m, dobijaju pri naprezanju od 44.816 kPa za Carbo HSP propant. I to: za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (crvena tačka na dijagramu), za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 10 kg/m² (teget tačka na dijagramu), i za veličinu sita 16/30 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (roze tačka na dijagramu).

Kao što je prikazano u ovoj sekciji, optimalnu kombinaciju čini propant CarboHSP sa veličinom sita od 16/20. Eliminisanjem svih ostalih vrsta propanta, dijagram zavisnosti naprezanja u funkciji provodljivosti je kreiran korišćenjem propanta CarboHSP veličinom sita 16/20, na tri različite vrednosti pokrivanja propantom: 5 kg/m² (žute tačke), 10 kg/m² (teget tačke), i 15 kg/m² (crvene tačke).

Dijagram je prikazan na slici 4.7. Rezultati i deatalji su prikazani u Prilogu – 3.



Slika 4.7. Analiza ponašanja bušotine 6J12 sa propantom tipa CarboHSP, 16/20.

Kao što se vidi na slici 4.7, provodljivost se povećava sa povećanjem pokrivenosti propantom. Takođe se sa dijagrama uočava, smanjenje provodljivosti sa povećanjem naprezanja.

4.3.2. BUŠOTINA 6J12 - ANALIZA PROIZVODNJE

Naredna analiza koja se dobija primenom programa Predict-K je analiza proizvodnje. Ova analiza omogućava dobijanje profila proizvodnje kao i profila neto sadašnje vrednosti (NSV), na osnovu karakteristika bušotine i troškova koje je uneo korisnik. Ovom analizom se takođe analiziraju i upoređuju profili netretirane i tretirane bušotine. Analiza proizvodnje obuhvata efekte oštećenja uzrokovane ne-Darsijvim protokom, višefaznim protokom i oštećenjem gela u proizvodnji. Ona takođe daje korigovane vrednosti propusnosti, širine, i provodljivosti na osnovu efekata oštećenja.

Tabela 4.2 pokazuje rezultate oštećenja u analizi proizvodnje bušotine 6J12, za propant CarboHSP sa veličinom sita 16/20, nakon dve godine proizvodnje. Tabela pokazuje da kako pokrivenost propantom raste, tako se povećavaju i provodljivost i % širine frakture. Propusnost se, međutim, smanjuje kako se povećava pokrivenost propantom. Najveća provodljivost i % dostupne širine frakture se uočava pri količini od 15 kg/m² pokrivenosti propantom, ali najveće poboljšanje ukupnih karakteristika se dobija pri

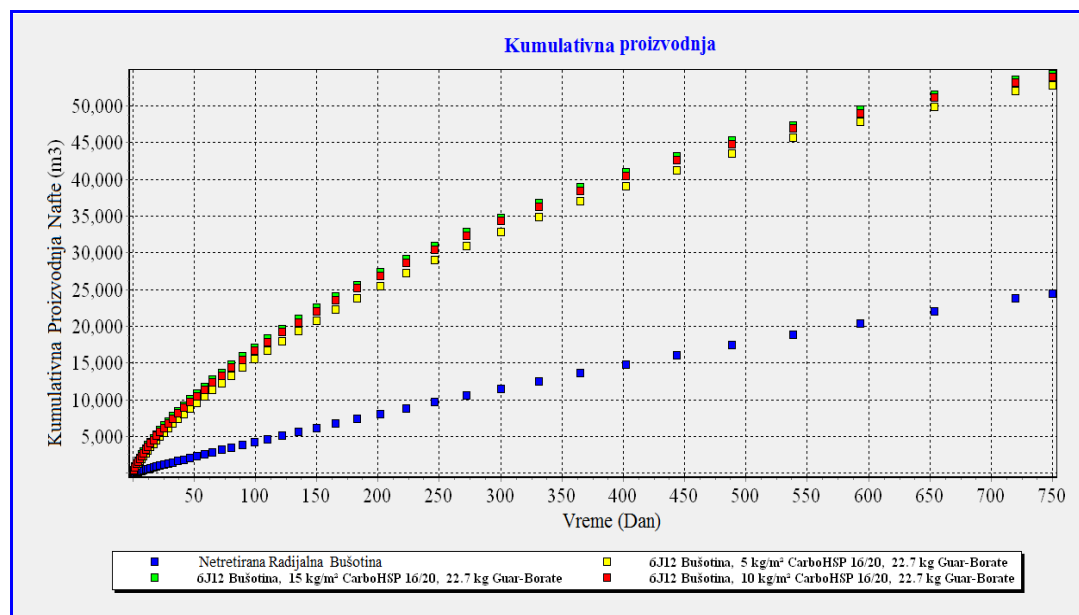
pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m². Analiza rezultata je detaljnije prikazana u Prilogu-3.

Tabela 4.2. Bušotina 6J12 - analiza efekta oštećenja.

Pokrivenost propanta	Provodljivost	Dostupna širina	Korigovana propusnost
5 kg/m ²	266,5 md*m	51,89 %	207,4 darcy
10 kg/m ²	563,4 md*m	72,17 %	170,6 darcy
15 kg/m ²	900,8 md*m	80,27 %	163,4 darcy

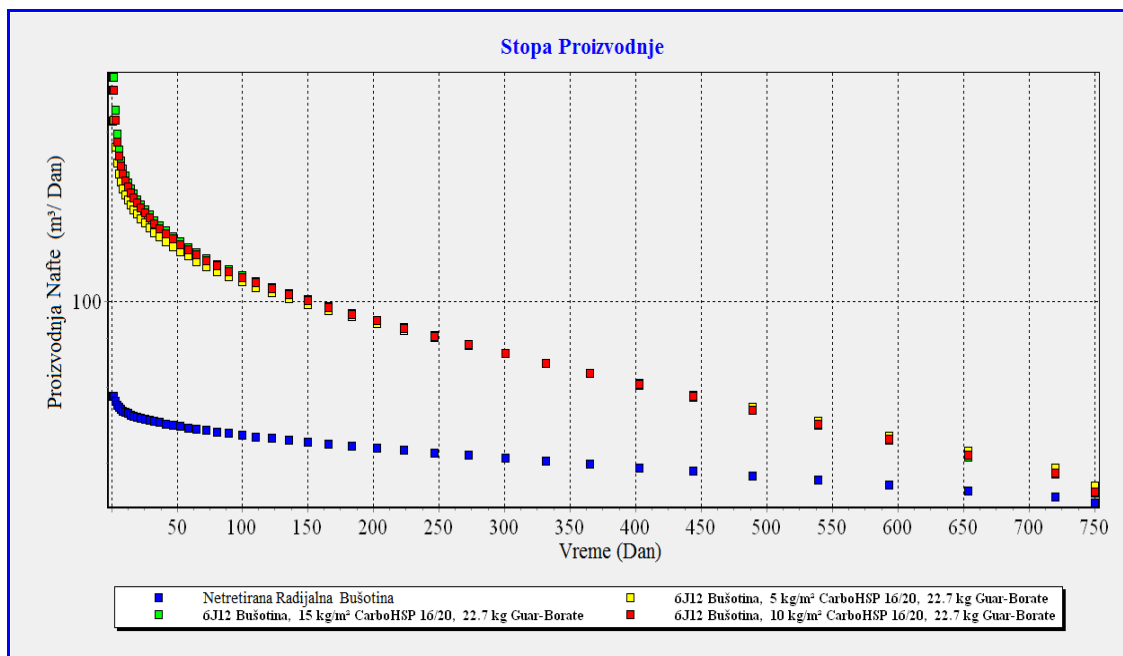
Prethodne korigovane vrednosti, kao i druge karakteristike ležišta i bušotine, se koriste za izradu profila proizvodnje i neto sadašnje vrednosti (NSV), kod bušotine 6J12.

Slike 4.8, 4.9 i 4.10 u nastavku prikazuju procenjenju kumulativnu proizvodnju i profil neto sadašnje vrednosti (NSV). Dijagram sadrži profile za propant 16/20 CarboHSP na 5, 10, i 15 kg/m² pokrivenosti, kao i vrednosti za netretiranu bušotinu.



Slika 4.8. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J12 posle dve godine.

Nakon perioda od dve godine, dobijene su vrednosti proizvodnje, prikazane u tabeli 4.3. Ponovo, najviša ukupna proizvodnja se javlja kod propanta sa 15 kg/m² pokrivenost, ali se, generalno, najveće ukupno poboljšanje karakteristika, dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².



Slika 4.9. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J12.

Tabela 4.3. Procenjena kumulativna proizvodnja nakon perioda od dve godine za 6J12.

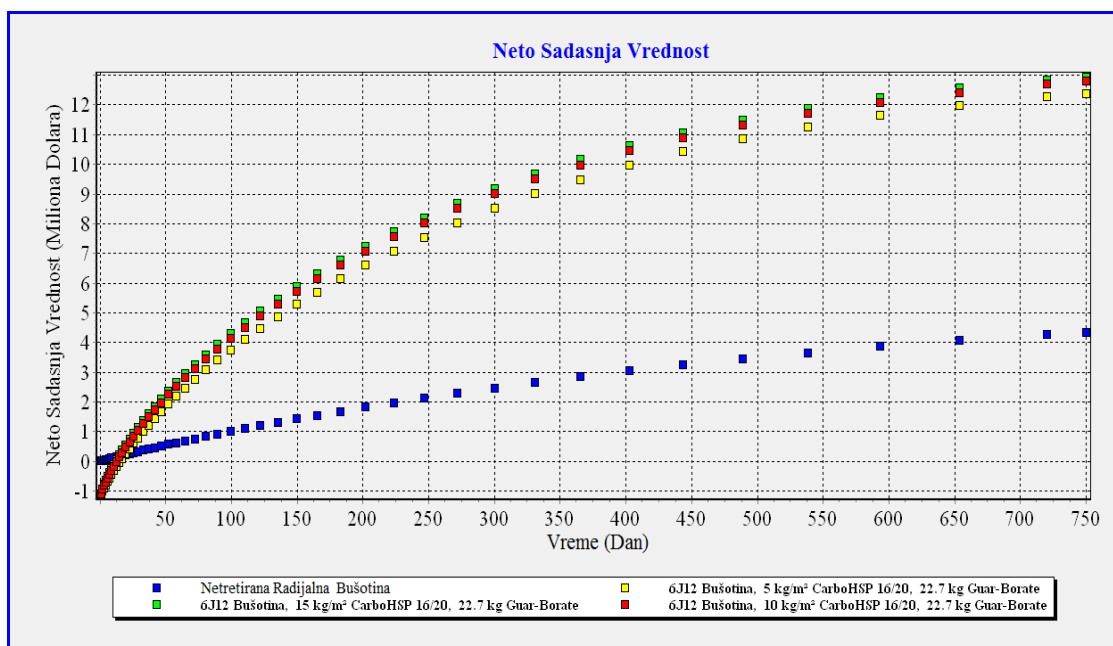
Pokrivenost propantom	Kumulativna Proizvodnja
5 kg/m ²	52.830 m ³
10 kg/m ²	53.910 m ³
15 kg/m ²	54.290 m ³
Netretirana bušotina	24.500 m ³

Početna i krajnja stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine prikazane su u tabeli 4.4. Kada se vrši upoređenje početnih stopa proizvodnje, vidi se da pokrivenost propantom od 15 kg/m² pokazuje najveću stopu početne proizvodnje, ali se ipak, najveće ukupno poboljšanje, dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.4. Procenjene stope početne i krajnje proizvodnje (posle dve godine) za 6J12.

Pokrivenost propantom	Početna Proizvodnja	Proizvodnja nakon perioda od dve godine
5 kg/m ²	350,5 (m ³ /dan)	27,77 (m ³ /dan)
10 kg/m ²	435,9 (m ³ /dan)	26,79 (m ³ /dan)
15 kg/m ²	476,6 (m ³ /dan)	26,45 (m ³ /dan)
Netretirana bušotina	51,84 (m ³ /dan)	24,75 (m ³ /dan)

Dijagram stopa proizvodnje pokazuje, da se nakon perioda od oko godinu dana, proizvodnja tretirane bušotine značajno smanjuje ali je, u svakom slučaju, iznad proizvodnje netretirane bušotine.



Slika 4.10. Procenjena neto sadašnja vrednost posle perioda od dve godine za bušotinu 6J12.

Procenjena neto sadašnja vrednost, NSV (u milionima dolara), posle perioda od dve godine je data u nastavku, u tabeli 4.5. Opet, najveća neto sadašnja vrednost (NSV), javlja se na 15 kg/m² pokrivenost, ali najveći napredak se vidi kada se ide od 5 kg/m² do 10 kg/m² pokrivenost.

Tabela 4.5. Procenjena neto sadašnja vrednost nakon perioda od dve godine za 6J12.

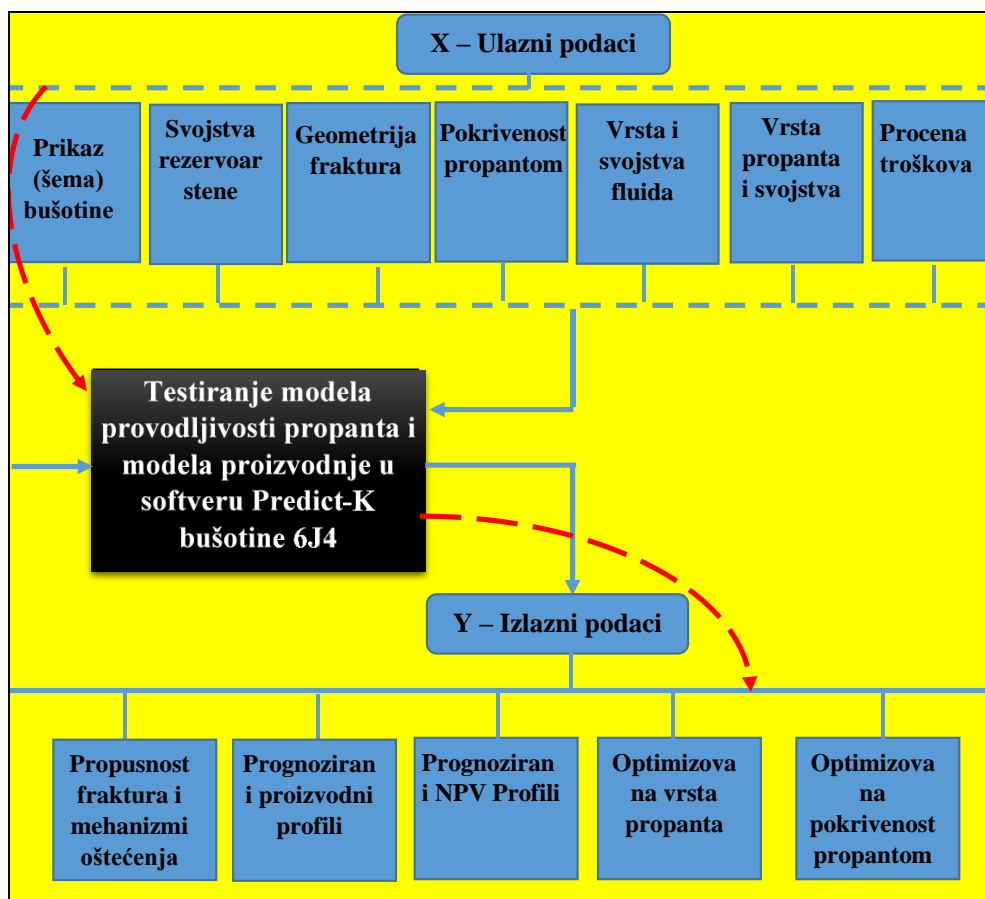
Pokrivenost Propanta	Neto Sadašnja Vrednost
5 kg/m ²	12,39 (Milion Dolar)
10 kg/m ²	12,80 (Milion Dolar)
15 kg/m ²	12,94 (Milion Dolar)
Netretirana bušotina	4,36 (Milion Dolar)

4.4. MODEL PROVODLJIVOSTI FRAKTURE ZA BUŠOTINU 6J4

Kao i u prethodnom slučaju, cilj procesa simulacije bušotine 6J4 je da obezbedi operativne korake za pripremu bušotine za određivanje provodljivosti frakture i pokrivenosti propantom.

U cilju određivanja optimalne geometrije frakture, kao i njene provodljivosti i pokrivenosti propantom, kreiran je i pokrenut model provodljivosti propanta, pri čemu su analizirani rezultati. I u ovom slučaju, program koji je korišćen za prognozu je Predict-K, verzija K.15.1.

Program Predict-K pruža mogućnost procene proizvodnje, kao i izradu profila neto sadašnje vrednosti, NSV (u milionima dolara), a obuhvata uporedne rezultate kako za slučaj nestimulisane bušotine, tako i za slučaj stimulisane bušotine. Glavni ulazni i izlazni koraci u simulaciji su detaljno prikazani na slici 4.11.



Slika 4.11. Koraci u kreiranju modela provodljivosti za bušotinu 6J4.

4.5. ULAZNI PODACI ZA BUŠOTINU 6J4

U programu Predict-K su izvršene dve analize: Osnovna analiza za bušotinu 6J4 i analiza proizvodnje za bušotinu 6J4. Predict-K Conductivity Model Inputs prikazuje sve ulazne podatke koji se koriste za ove analize. Ove ulazne podatke čine operativni, “terenski” podaci polja severno Gialo, kao i podaci geologije ležišta i razrade ležišta.

Softver Predict-K ima mogućnost generisanja krivih prognozirane proizvodnje kao i krivih neto sadašnje vrednosti (NSV). Svi ulazni podaci za ove krive se odnose na troškove, međutim, ova procena, se ne odnosi na stvarne troškova projekta za polje severno Gialo. Dakle, sve krive neto sadašnje vrednosti (NSV) treba koristiti samo za kvalitativno, a ne kvantitativno poređenje.

4.6. REZULTATI I INTERPRETACIJA MODELA BUŠOTINE 6J4

Ovo poglavlje pokazuje rezultate dve analize, koje se dobijaju primenom programa Predict-K, za bušotinu 6J4.

4.6.1. OSNOVNA ANALIZA BUŠOTINE 6J4

Prve analize u programu Predict-K su osnovne analize. Ova analiza omogućava korisniku da unese stanje bušotine, a zatim izabere različite vrste propanta, veličine sita i pokrivenost propantom, kako bi se izvršilo poređenje. Nakon pokretanja modela sa različitim vrstama propanta, dobijaju se izlazne vrednosti u obliku dijagrama provodljivosti propanta u funkciji naprezanja. To omogućava korisniku da odabere optimalni tip i granulaciju propanta, kao i pokrivenost propantom, za određeno stanje naprezanja. Kao i kod bušotine 6J4, i kod bušotine 6J4 je u osnovnoj analizi najpre upoređivano devet različitih tretmana. Tretmani obuhvataju dva tipa propanta: propant tipa CarboHSP i CarboProp sa brojem otvora sita od 16/20 i / i 16/30 mesh i

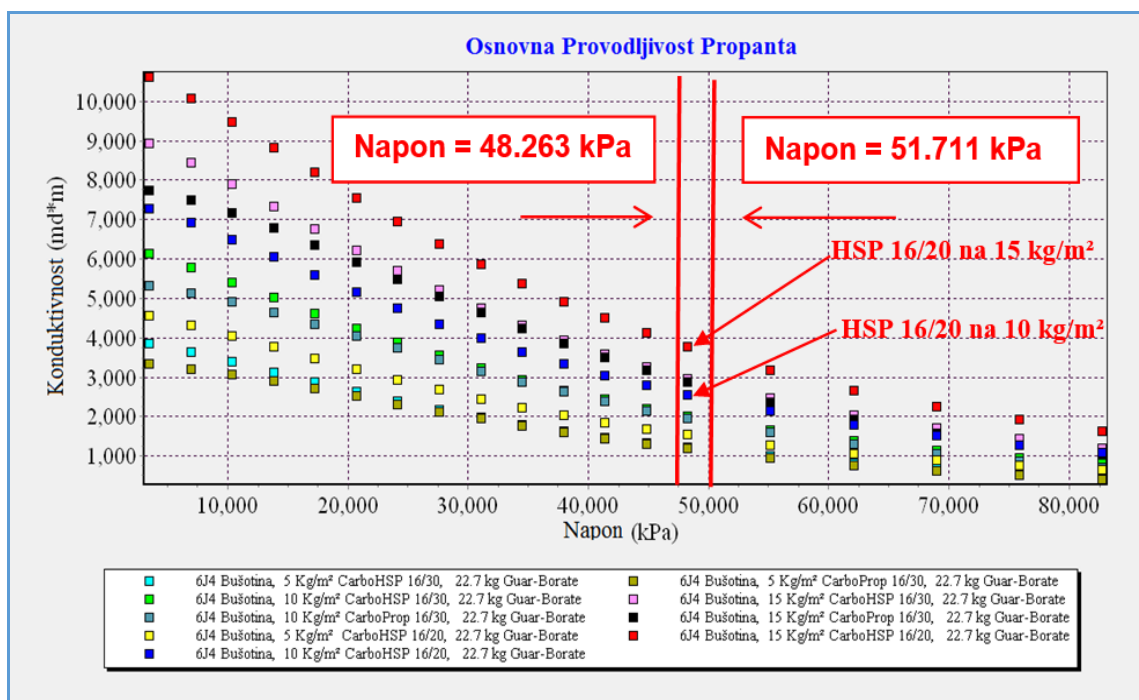
pokrivenošću propantom od 5, 10 i 15 kg/m². U tabeli 4.6 je dat tabelarni prikaz karakteristika ovih devet tretmana.

Tabela 4.6. Karakteristike devet tretmana osnovne analize bušotine 6J4.

Tip	Veličina sita	Pokrivenost Propanta	Boja na dijagramu
Carbo HSP	16/20	5 kg/m ²	Yellow
Carbo HSP	16/20	10 kg/m ²	Purple
Carbo HSP	16/20	15 kg/m ²	Red
Carbo HSP	16/30	5 kg/m ²	Cyan
Carbo HSP	16/30	10 kg/m ²	Light Green
Carbo HSP	16/30	15 kg/m ²	Pink
Carbo Prop	16/30	5 kg/m ²	Olive Green
Carbo Prop	16/30	10 kg/m ²	Dark Blue
Carbo Prop	16/30	15 kg/m ²	Black

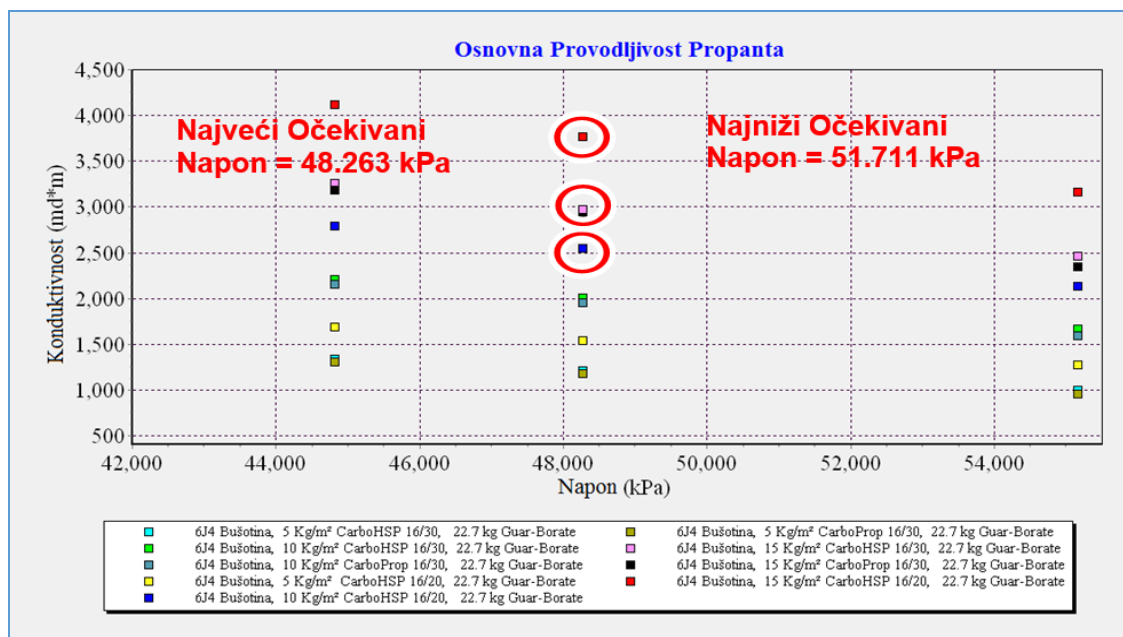
Slike 4.12 – 4.17 pokazuju rezultate osnovne analize provodljivosti u funkciji naprežanja.

Kod bušotine 6J4-59E se opseg očekivanog minimalnog horizontalnog naprežanja kroz perforirane intervale kreće od 48.263 kPa – 51.711 kPa. Ovaj opseg je prikazan crvenim vertikalnim linijama na dijagramu.



Slika 4.12. Rezultati osnovne analize bušotine 6J4 (donje perforacije).

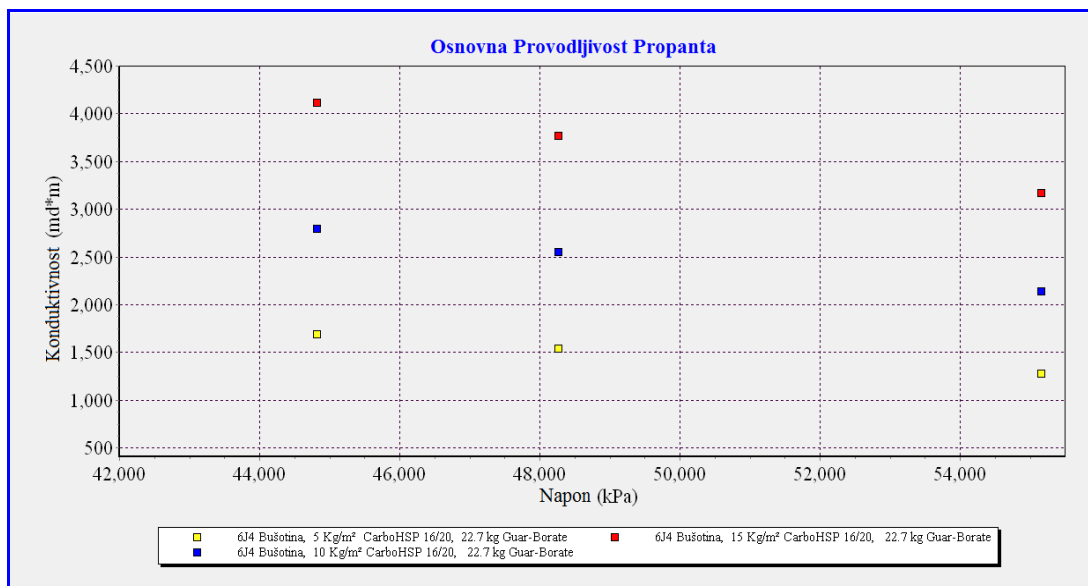
Kao što se sa slike 4.12 vidi, nakon sprovedene simulacije za devet različitih tretmana, najveća provodljivost se dobija upotrebom propanta CarboHSP, za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 15 kg/m². Rezultati i detalji su prikazani u Prilogu - 4



Slika 4.13. Uvećani prikaz opsega napreznja od 42.000 – 55.000 kPa za bušotinu 6J4 (donje perforacije).

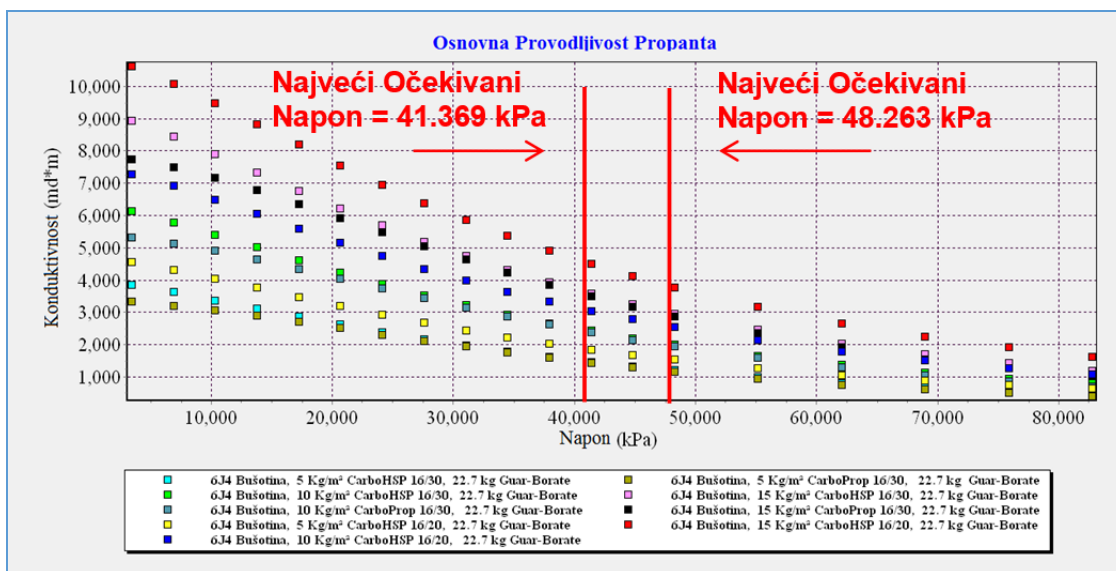
Dijagram prikazuje da se tri najveće vrednosti provodljivosti: 3.770 md*m, 2.550 md*m, i 2.960 md*m dobijaju pri napreznju od 48.263 kPa za Carbo HSP propant. I to: za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (crvena tačka na dijagramu), za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 10 kg/m² (teget tačka na dijagramu), i za veličinu sita 16/30 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (roze tačka na dijagramu).

Kao što je prikazano u ovoj sekciji, optimalnu kombinaciju čini propant CarboHSP sa veličinom sita od 16/20. Eliminisanjem svih ostaih vrsta propanta, dijagram zavisnosti napreznja u funkciji provodljivosti je kreiran korišćenjem propanta CarboHSP sa veličinom sita 16/20, i to za tri različite vrednosti pokrivanja propantom: 5 kg/m² (žute tačke), 10 kg/m² (teget tačke), i 15 kg/m² (crvene tačke). Dijagram je prikazan na slici 4.14.

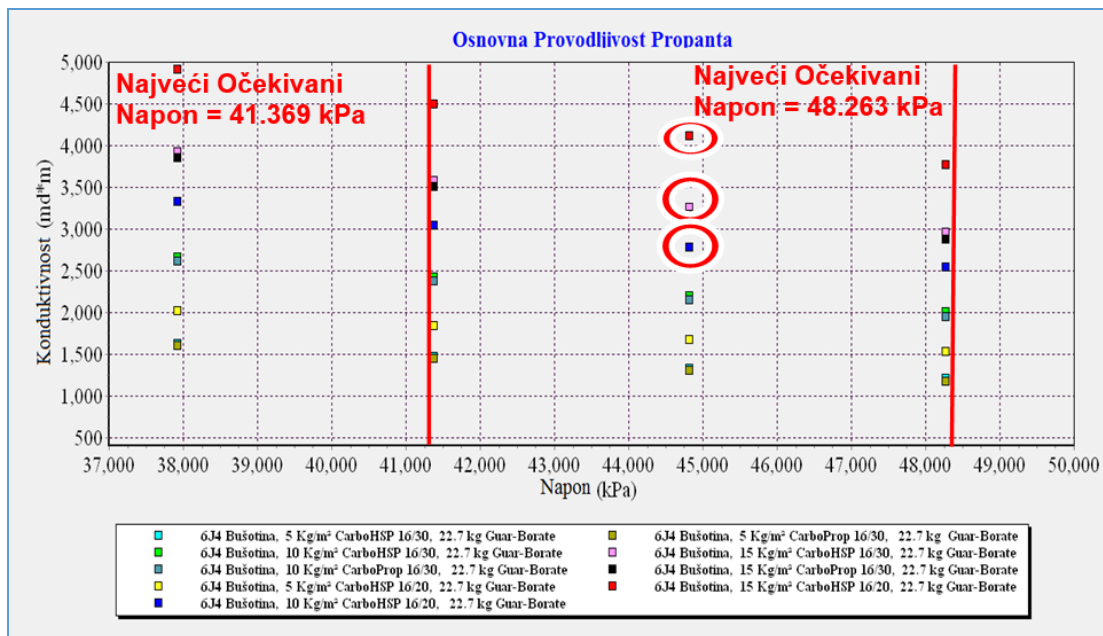


Slika 4.14. Analiza ponašanja bušotine 6J4 sa propantom CarboHSP, 16/20 (donje perforacije).

Kao što se vidi na slici 4.14, provodljivost se povećava sa povećanjem pokrivenosti propantom. Takođe se sa dijagrama uočava, smanjenje provodljivosti sa povećanjem naprežanja.

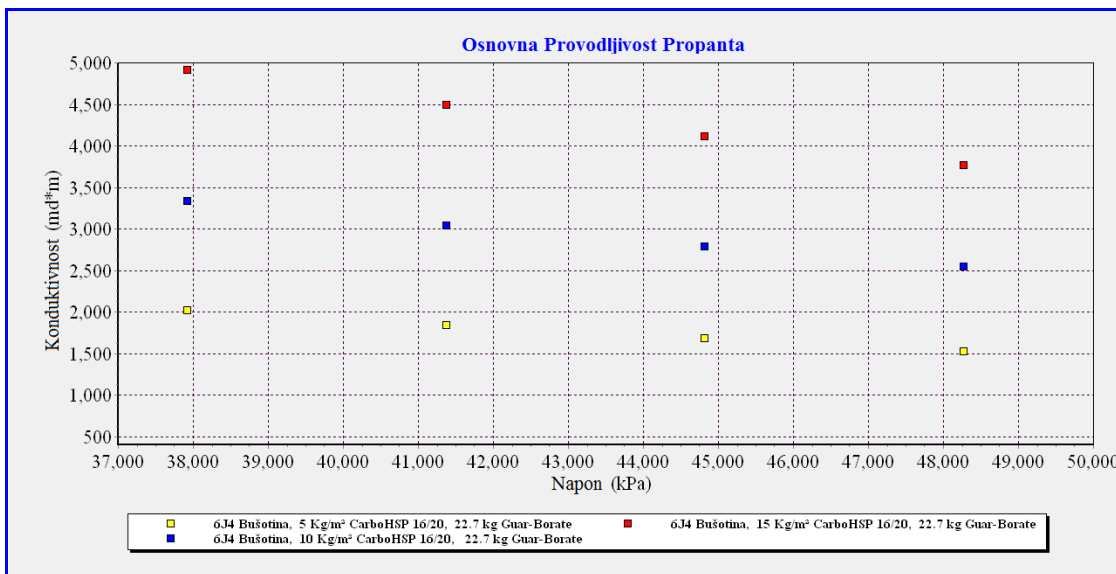


Slika 4.15. Rezultati osnovne analize bušotine 6J4 (gornje perforacije).



Slika 4.16. Uvećani prikaz opsega napreznjanja od 37.000 – 50.000 kPa za bušotinu 6J4 (gornje perforacije).

Sa dijagrama se vidi, da se tri najveće vrednosti provodljivosti: 4.110 md*m, 2.780 md*m, i 3.250 md*m dobijaju pri napreznjanju od 44.816 kPa za Carbo HSP propant. I to: za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (crvena tačka na dijagramu), za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 10 kg/m² (teget tačka na dijagramu), i za veličinu sita 16/30 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (roze tačka na dijagramu).



Slika 4.17. Analiza ponašanja bušotine 6J4 sa propantom CarboHSP 16/20 (gornje perforacije).

Kao što je prikazano u ovoj sekciji, optimalnu kombinaciju čini propant CarboHSP sa veličinom sita od 16/20. Eliminisanjem svih ostalih vrsta propanta, dijagram zavisnosti napreznja u funkciji provodljivosti je kreiran korišćenjem propanta CarboHSP sa veličinom sita 16/20, i to za tri različite vrednosti pokrivanja propantom: 5 kg/m² (žute tačke), 10 kg/m² (teget tačke), i 15 kg/m² (crvene tačke).

Dijagram je prikazan na slici 4.17. Kao što se vidi na slici 4.17, provodljivost se povećava sa povećanjem pokrivenosti propantom, te se usvaja primena propanta CarboHSP sa veličinom sita 16/20. Rezultati i detalji su prikazani u Prilogu – 5.

4.6.2. BUŠOTINA 6J4 ANALIZA PROIZVODNJE

Naredna analiza koja se dobija primenom programa Predict-K je analiza proizvodnje. Ova analiza omogućava dobijanje profila proizvodnje kao i profila neto sadašnje vrednosti (NSV), na osnovu karakteristika bušotine i troškova koje je uneo korisnik. Ovom analizom se takođe analiziraju i upoređuju profili netretirane i tretirane bušotine. Analiza proizvodnje obuhvata efekte oštećenja uzrokovane ne-Darsijvim protokom, višefaznim protokom i oštećenjem gela u proizvodnji. Ona takođe daje korigovane vrednosti propusnosti, širine, i provodljivosti na osnovu efekata oštećenja.

Tabela 4.7 pokazuje rezultate oštećenja u analizi proizvodnje bušotine 6J4, za propant CarboHSP sa veličinom sita 16/20, nakon perioda od dve godine proizvodnje. Tabela pokazuje da sa povećanjem pokrivenosti propantom, rastu i provodljivost i % širine frakture. Propusnost se, međutim, smanjuje sa povećanjem pokrivenosti propantom.

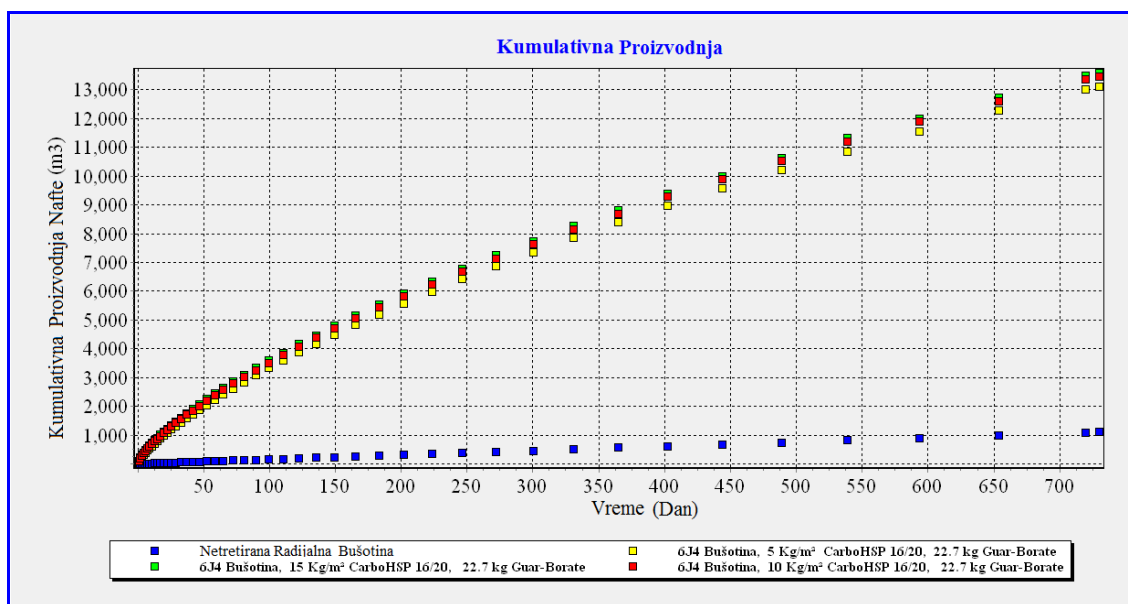
Najveća provodljivost i % dostupne širine frakture se uočava pri količini od 15 kg/m² pokrivenosti propantom, ali najveće poboljšanje ukupnih karakteristika se dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.7. Bušotina 6J4 - analiza efekta oštećenja.

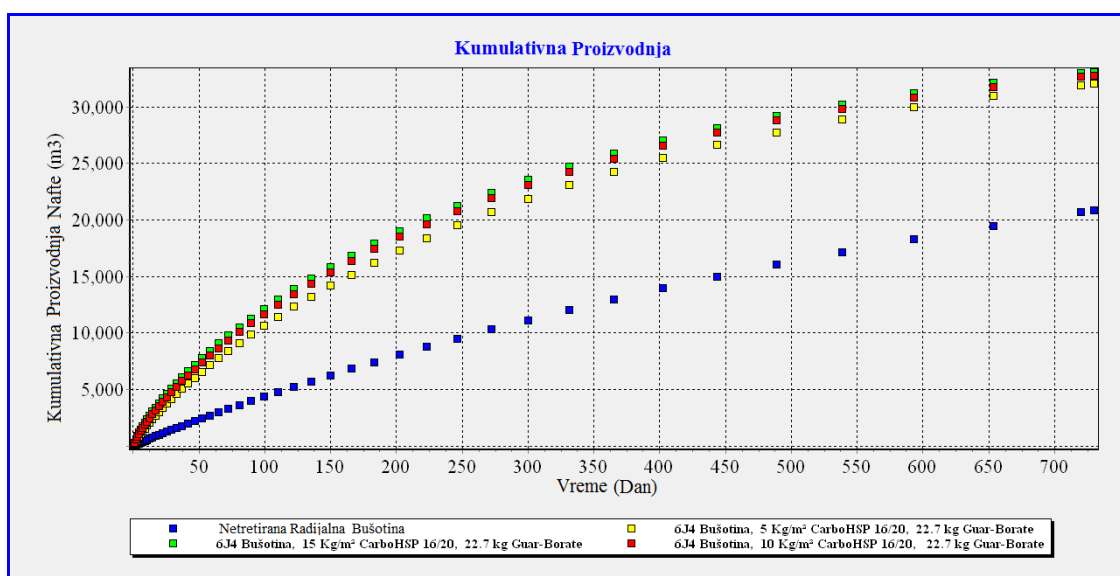
Pokrivenost propantom (kg/m ²)	Provodljivost (md*m)		Dostupna širina (%)		Korigovana propusnost (darcy)	
	Donje perforacije	Gornje perforacije	Donje perforacije	Gornje perforacije	Donje perforacije	Gornje perforacije
5	1.84	244,7	49,19	50,95	153,1	195,6
10	363,9	497,1	70,24	71,53	114,7	153,1
15	554,3	775,8	78,71	79,75	103,9	142,9

Prethodne korigovane vrednosti, kao i druge karakteristike ležišta i bušotine, se koriste za izradu prognoziranih profila proizvodnje i neto sadašnje vrednosti (NSV), kod bušotine 6J4.

Slike 4.18, 4.19, 4.20, 4.21, 4.22 i 4.23 u nastavku prikazuju procenjenju kumulativnu proizvodnju, stopu proizvodnje i profil neto sadašnje vrednosti (NSV). Dijagram sadrži profile za propant CarboHSP sa veličinom sita 16/20 i pokrivenošću propantom od 5, 10, i 15 kg/m², kao i vrednosti za netretiranu bušotinu.



Slika 4.18. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J4 posle dve godine (donje perforacije).

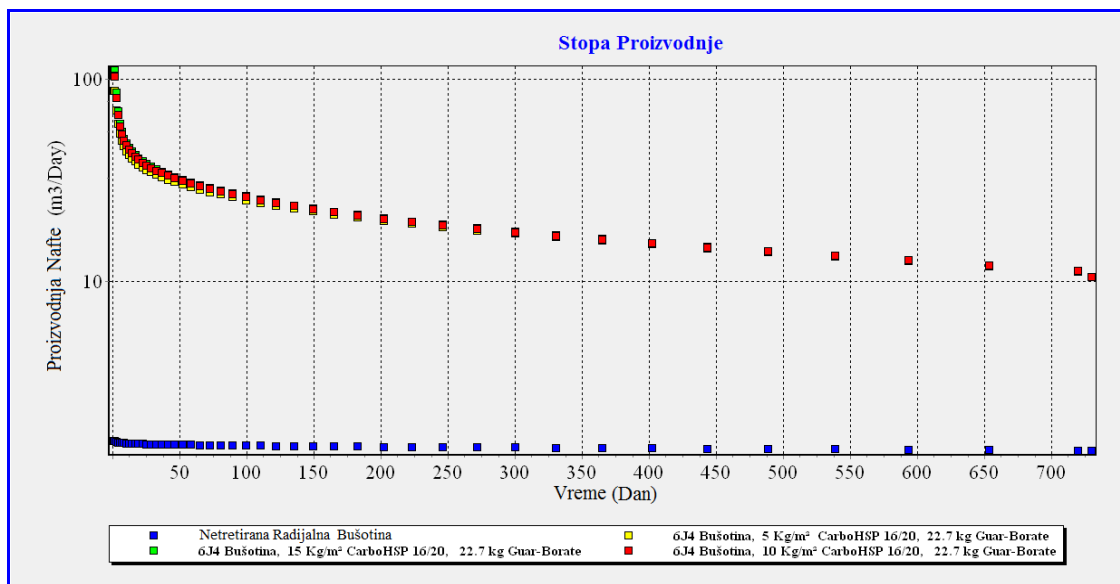


Slika 4.19. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J4 posle dve godine (gornje perforacije).

Nakon perioda od dve godine, dobijene su vrednosti proizvodnje, prikazane u tabeli 4.8. Ponovo, najviša ukupna proizvodnja se javlja kod propanta sa 15 kg/m² pokrivenosti, ali se, generalno, najveće ukupno poboljšanje karakteristika, dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.8. Procenjena kumulativna proizvodnja nakon perioda od dve godine za 6J4.

Pokrivenost propantom	Kumulativna proizvodnja (m ³)	
	Donje perforacije	Gornje perforacije
5 kg/m ²	13.120	32.030
10 kg/m ²	13.450	32.770
15 kg/m ²	13.580	33.060
Netretirana bušotina	1.100	20.830



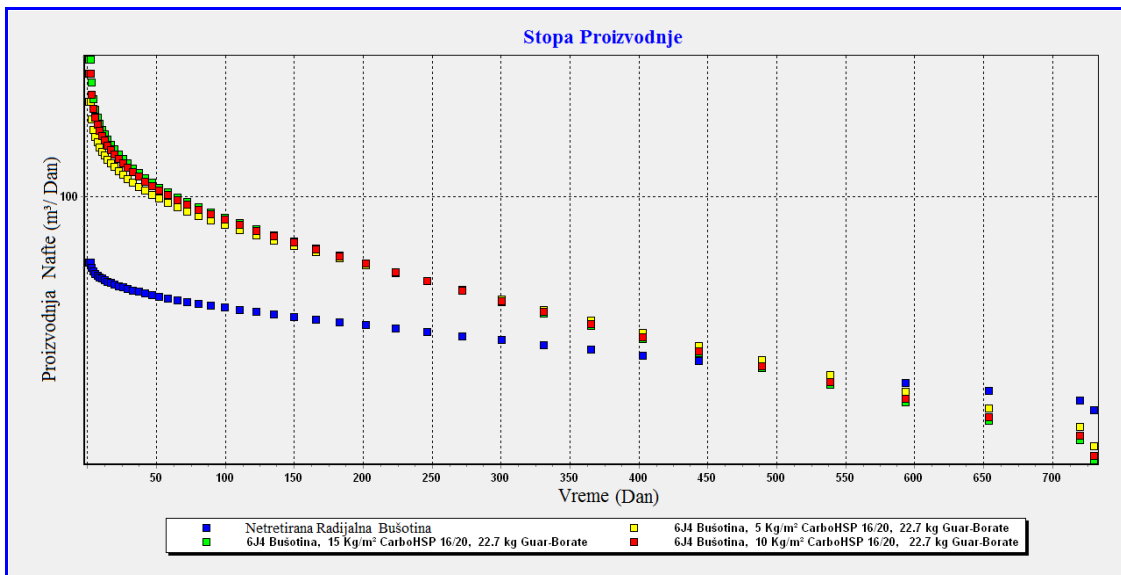
Slika 4.20. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J4 (donje perforacije).

Početne i krajnje stope proizvodnje, nakon perioda od dve godine, prikazane su u tabeli 4.9. Kada se vrši upoređenje početnih stopa proizvodnje, vidi se da pokrivenost propantom od 15 kg/m² pokazuje najveću stopu početne proizvodnje, ali se ipak, najveće ukupno poboljšanje, dobija pri pokrivenosti propantom u rasponu od 5 kg/m² do 10 kg/m². Rezultati i detalji su prikazani u Prilogu - 4.

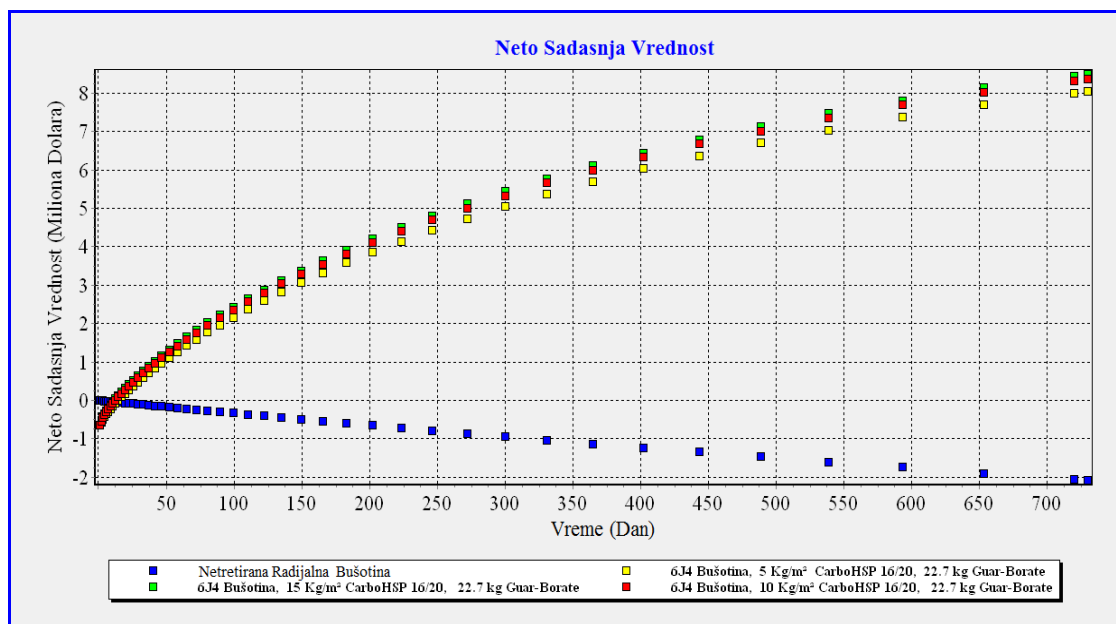
Tabela 4.9. Procenjene stope početne i krajnje proizvodnje (posle dve godine) za 6J4.

Pokrivenost propantom	Početna proizvodnja (m ³ /dan)		Proizvodnja nakon perioda od dve godine (m ³ /dan)	
	Donje perforacije	Gornje perforacije	Donje perforacije	Gornje perforacije
5 kg/m ²	87,09	222,3	10,52	12,25
10 kg/m ²	103,2	2,82	10,55	11,27
15 kg/m ²	110,2	316,4	10,55	10,87
Netretirana bušotina	1,624	57,58	1,459	16,57

Dijagram stope proizvodnje iz donjih perforacija, pokazuje, da se nakon perioda od oko godinu dana, proizvodnja tretirane bušotine značajno smanjuje ali je, u svakom slučaju, iznad proizvodnje netretirane bušotine.



Slika 4.21. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J4 (gornje perforacije).



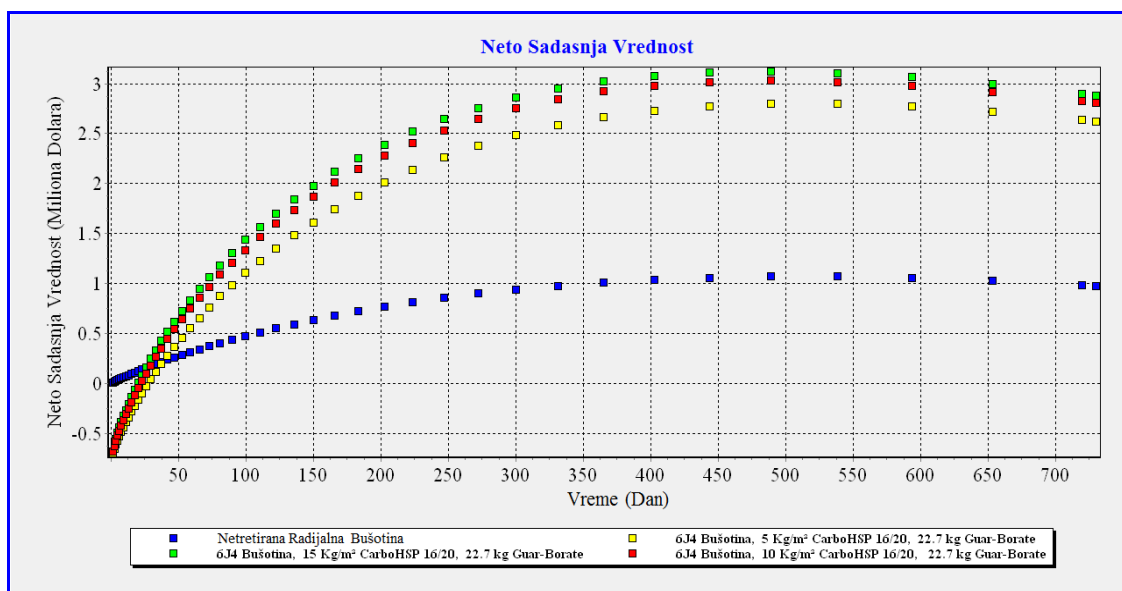
Slika 4.22. Procenjena neto sadašnja vrednost posle perioda od dve godine za bušotinu 6J4 (donje perforacije).

Dijagram proizvodnje iz gornjih perforacija pokazuje da nakon otprilike godinu dana, proizvodnja tretiranih bušotina značajno opada ali je iznad proizvodnje netretiranih bušotina. Rezultati i detalji su prikazani u Prilogu - 5.

Procenjena neto sadašnja vrednost, NSV (u milionima dolara), posle perioda od dve godine je prikazana u nastavku, u tabeli 4.10. Opet, najveća neto sadašnja vrednost (NSV), se javlja na 15 kg/m² pokrivenosti propantom, ali se, generalno, najveće ukupno poboljšanje, dobija pri pokrivenosti propantom u rasponu od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.10. Procenjena neto sadašnja vrednost nakon perioda od dve godine za 6J4.

Pokrivenost propanta	Neto sadašnja vrednost (Milion Dolara)	
	Donje perforacije	Gornje perforacije
5 kg/m ²	8,04173	2,61923
10 kg/m ²	8,36621	2,80649
15 kg/m ²	8,48895	2,88021
Netretirana bušotina	-2,07855	0,97509

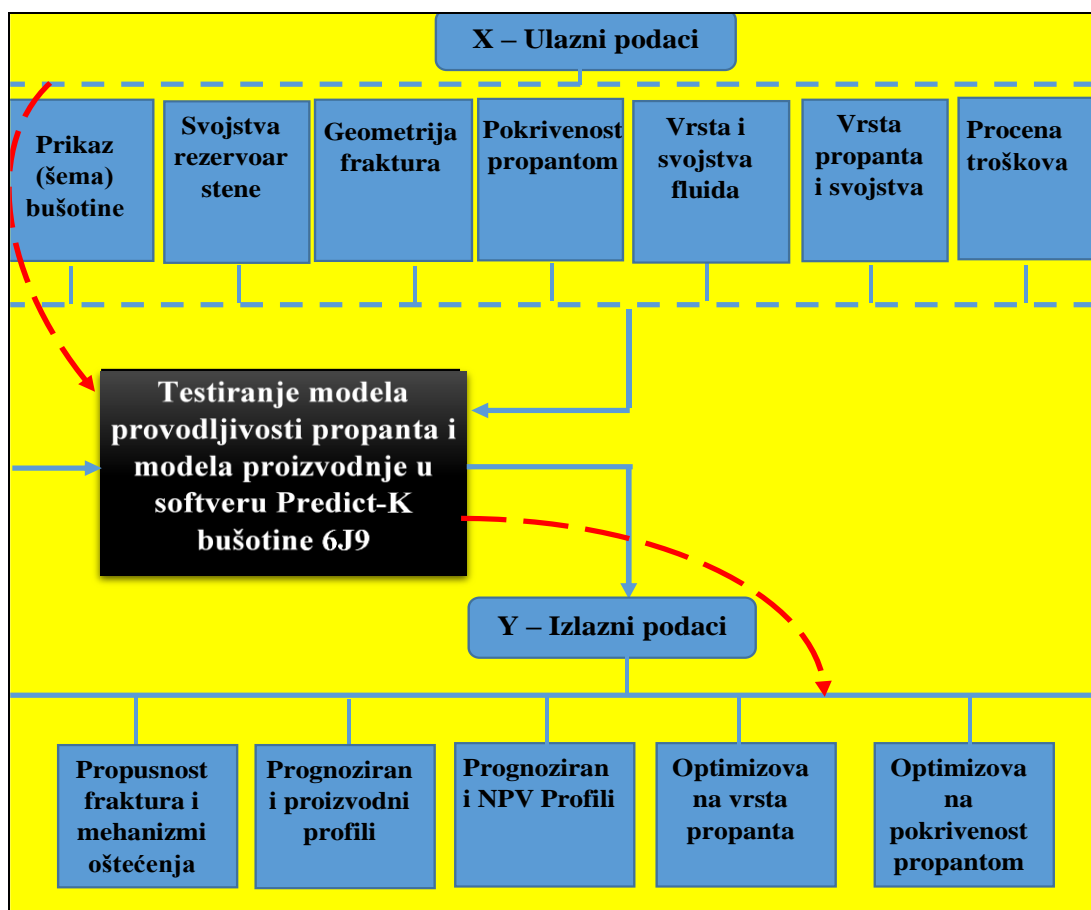


Slika 4.23. Procenjena neto sadašnja vrednost posle perioda od dve godine za bušotinu 6J4 (gornje perforacije).

4.7. MODEL PROVODLJIVOSTI FRAKTURE ZA BUŠOTINU 6J9

Kao i u slučaju prethodne dve bušotine, cilj procesa simulacije bušotine 6J9 je da obezbedi operativne korake za pripremu bušotine za određivanje provodljivosti frakture i pokrivenosti propantom. U cilju određivanja optimalne geometrije frakture, kao i njene provodljivosti i pokrivenosti propantom, kreiran je i pokrenut model provodljivosti propanta, pri čemu su analizirani rezultati.

I u ovom slučaju, program koji je korišćen za prognozu je Predict-K, verzija K.15.1. Program Predict-K pruža mogućnost procene proizvodnje, kao i izradu profila neto sadašnje vrednosti, NSV (u milionima dolara), a obuhvata uporedne rezultate kako za slučaj nestimulisane, tako i za slučaj stimulisane bušotine. Glavni ulazni i izlazni koraci u simulaciji su detaljno prikazani na slici 4.24.



Slika 4.24. Koraci u kreiranju modela provodljivosti za bušotinu 6J9.

4.8. ULAZNI PODACI ZA BUŠOTINU 6J9

Dve analize su sprovedene u programu Predict-K: Osnovna analiza za bušotinu 6J9 i analiza proizvodnje za bušotinu 6J9. Predict-K Conductivity Model Inputs prikazuje sve ulazne podatke koji se koriste za ove analize. Ove ulazne podatke čine operativni, “terenski” podaci polja Severno Gialo, kao i podaci koje daju geologije ležišta i razrade ležišta.

Softver Predict-K ima mogućnost generisanja dijagrama prognozirane proizvodnje kao i dijagrama neto sadašnje vrednosti (NSV). Svi ulazni podaci za ove krive se odnose na troškove, međutim, ova procena, se ne odnosi na stvarne troškova projekta za polje Severno Gialo. Dakle, sve dijagrame neto sadašnje vrednosti (NSV) treba koristiti samo za kvalitativno, a ne kvantitativno poređenje.

4.9. REZULTATI I INTERPRETACIJA MODELA BUŠOTINE 6J9

Ovo poglavlje pokazuje rezultate dve analize koje se dobijaju primenom programa Predict-K.

4.9.1. OSNOVNA ANALIZA BUŠOTINE 6J9

Prve analize u programu Predict -K su osnovne analize. Ova analiza omogućava korisniku da unese stanje bušotine, a zatim izabere različite vrste propanta, veličine sita i pokrivenost propantom, kako bi se izvršilo poređenje. Nakon pokretanja modela sa raznim vrstama propanta, dobijaju se izlazne vrednosti u obliku dijagrama provodljivosti propanta u funkciji naprezanja. To omogućava korisniku da odabere optimalni tip i granulaciju propanta, kao i pokrivenost propantom, za određeno stanje naprezanja.

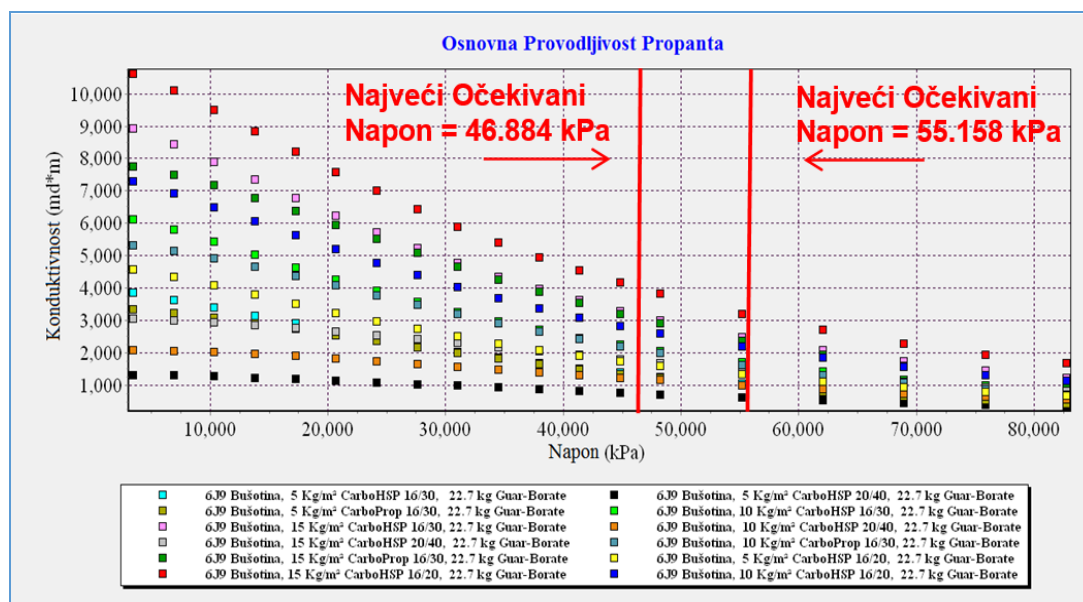
U osnovnoj analizi je najpre upoređivano dvanaest različitih tretmana. Tretmani obuhvataju dva tipa propanta: propant tipa CarboHSP i CarboProp sa brojem otvora sita od 20/40, 16/20 i 16/30 mesh i pokrivenošću propantom od 5, 10 i 15 kg/m². U nastavku, u tabeli 4.11 je dat prikaz karakteristika ovih dvanaest tretmana.

Tabela 4.11. Karakteristike dvanaest tretmana osnovne analize bušotine 6J9.

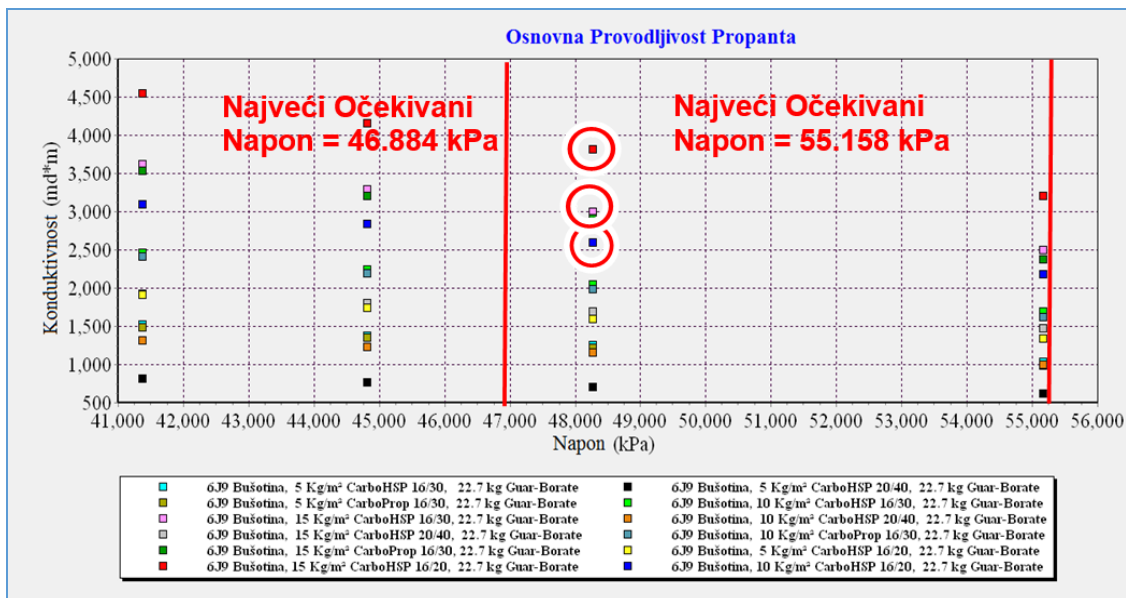
Tip	Veličina sita	Pokrivenost Propanta	Boja na dijagramu
Carbo HSP	20/40	5 kg/m ²	
Carbo HSP	20/40	10 kg/m ²	
Carbo HSP	20/40	15 kg/m ²	
Carbo HSP	16/20	5 kg/m ²	
Carbo HSP	16/20	10 kg/m ²	
Carbo HSP	16/20	15 kg/m ²	
Carbo HSP	16/30	5 kg/m ²	
Carbo HSP	16/30	10 kg/m ²	
Carbo HSP	16/30	15 kg/m ²	
Carbo Prop	16/30	5 kg/m ²	
Carbo Prop	16/30	10 kg/m ²	
Carbo Prop	16/30	15 kg/m ²	

Slike 4.25 – 4.26 pokazuju rezultate osnovne analize provodljivosti u funkciji naprezanja.

Kod bušotine 6J9-59E se opseg očekivanog minimalnog horizontalnog naprezanja kroz perforirane intervale kreće od 46.884 – 55.158 kPa. Ovaj opseg je prikazan crvenim vertikalnim linijama na dijagramu.



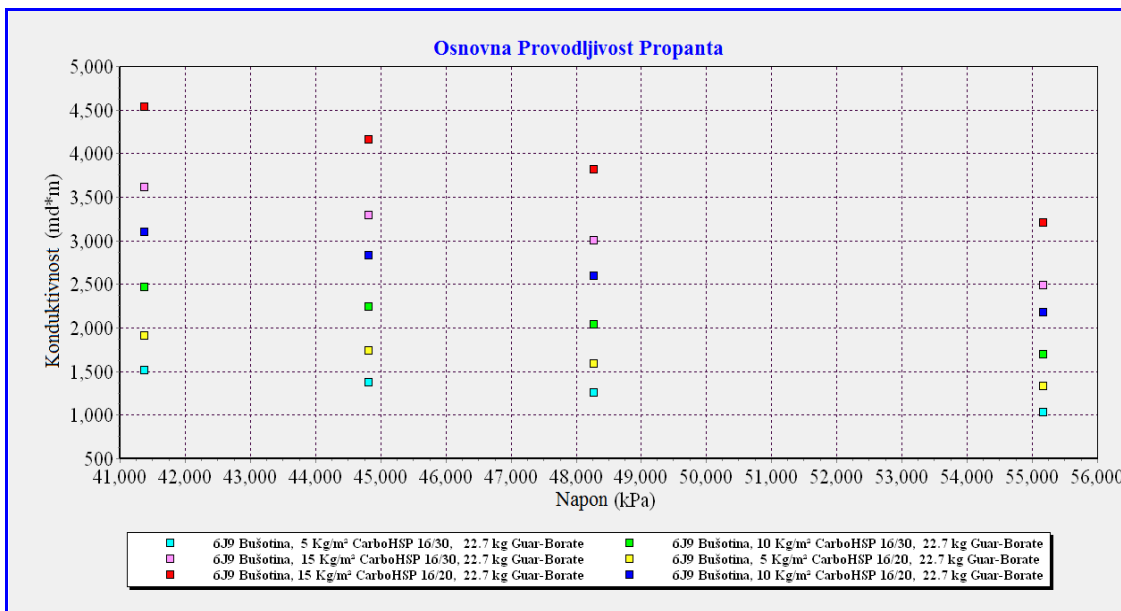
Slika 4.25. Rezultati osnovne analize bušotine 6J9.



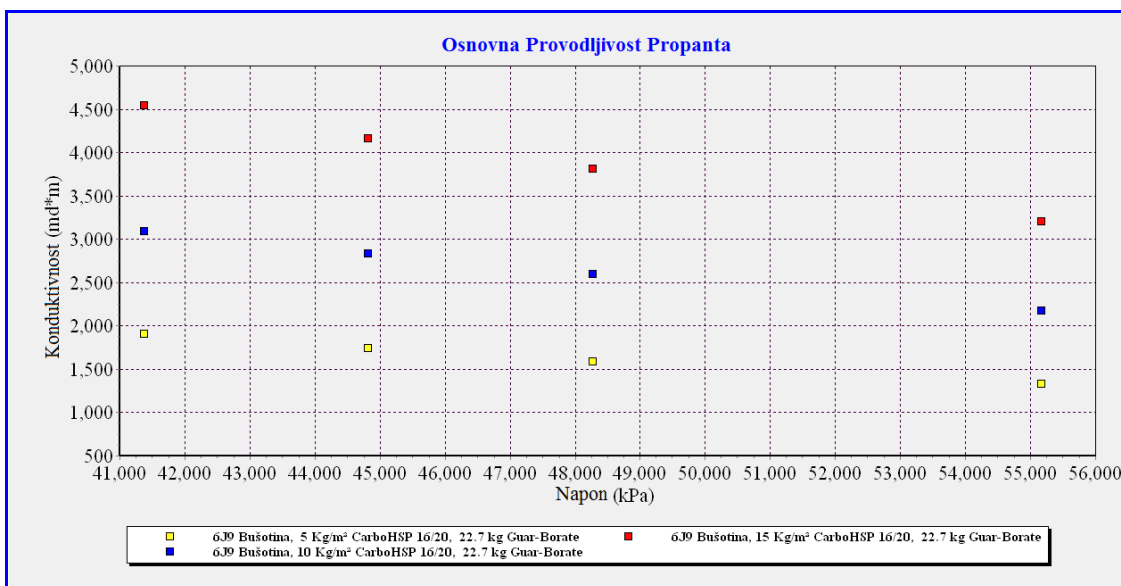
Slika 4.26. Uvećani prikaz opsega naprezanja od 41.000 – 56.000 kPa za bušotinu 6J9.

Dijagram prikazuje da se tri najveće vrednosti provodljivosti: 3.810 md*m, 2.590 md*m i 3.000 md*m, dobijaju pri naprezanju od 48.263 kPa za Carbo HSP propant. I to: za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (crvena tačka na dijagramu), za veličinu sita 16/20 i pokrivenost propantom od 10 kg/m² (teget tačka na dijagramu), i za veličinu sita 16/30 i pokrivenost propantom od 15 kg/m² (roze tačka na dijagramu).

Kao što je prikazano u ovoj sekciji, optimalnu kombinaciju čini propant CarboHSP sa veličinom sita od 16/20. Eliminisanjem svih ostalih vrsta propanta, dijagram zavisnosti naprezanja u funkciji provodljivosti je kreiran korišćenjem propanta CarboHSP i veličinom sita 16/20, na tri različite vrednosti pokrivenosti propantom: 5 kg/m² (žute tačke), 10 kg/m² (teget tačke), i 15 kg/m² (crvene tačke). Dijagram je prikazan na slici 4.27.



Slika 4.27. Analiza ponašanja bušotine 6J9 sa propantom CarboHSP, 16/20 i CarboHSP, 16/30 (osnovna analiza).



Slika 4.28. Analiza ponašanja bušotine 6J9 sa propantom tipa CarboHSP, 16/20 (osnovna analiza).

Kao što se vidi na slici 4.28, provodljivost se povećava sa povećanjem pokrivenosti propantom. Takođe se sa dijagrama uočava, smanjenje provodljivosti sa povećanjem naprezanja. Rezultati i detalji su prikazani u Prilogu - 6.

4.9.2. BUŠOTINA 6J9 - ANALIZA PROIZVODNJE

Naredna analiza koja se dobija primenom programa Predict-K je analiza proizvodnje. Ova analiza omogućava dobijanje profila proizvodnje kao i profila neto sadašnje vrednosti (NSV), na osnovu karakteristika bušotine i troškova koje je uneo korisnik. Ovom analizom se takođe analiziraju i upoređuju profili netretirane i tretirane bušotine. Analiza proizvodnje obuhvata efekte oštećenja koji se javljaju kao posledica ne-Darsijvog protoka, višefaznog protoka i oštećenja gela u proizvodnji.

Ona takođe daje korigovane vrednosti propusnosti, širine, i provodljivosti na osnovu efekata oštećenja. Tabela 4.12 pokazuje rezultate oštećenja u analizi proizvodnje bušotine 6J9, za propant CarboHSP sa veličinom sita 16/20, nakon dve godine proizvodnje.

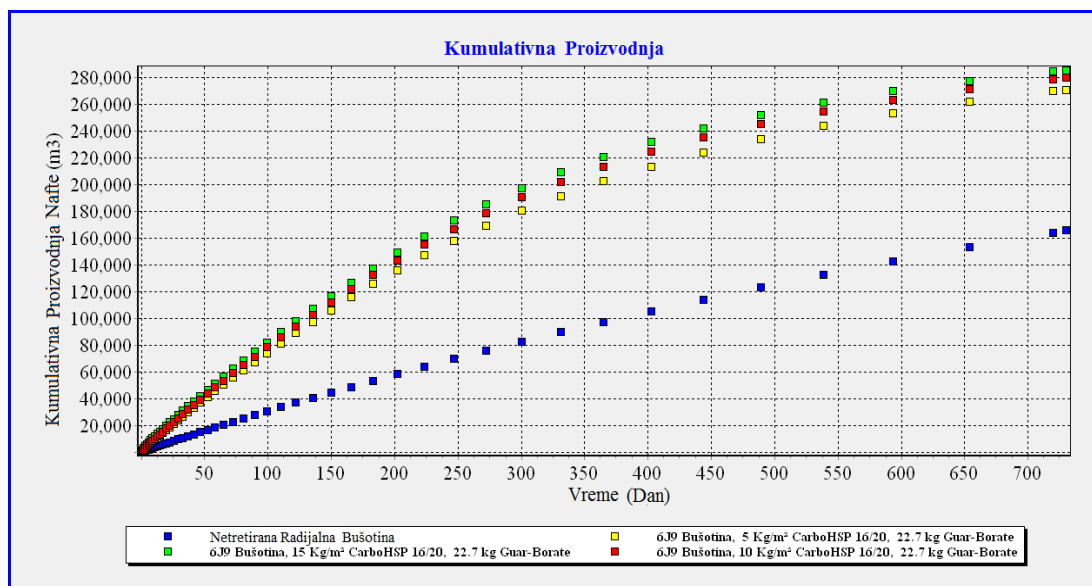
Tabela pokazuje da kako pokrivenost propantom raste, tako se povećavaju i provodljivost i % širine frakture. Propusnost se, međutim, smanjuje kako se povećava pokrivenost propantom. Najveća provodljivost i % dostupne širine frakture se uočava pri količini od 15 kg/m² pokrivenosti propantom, ali najveće poboljšanje ukupnih karakteristika se dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.12. Bušotina 6J9 - analiza efekta oštećenja.

Pokrivenost propantom	Provodljivost	Dostupna širina	Korigovana propusnost
5 kg/m ²	64,05 md*m	61,16 %	42,25 darcy
10 kg/m ²	122,3 md*m	77,62 %	34,40 darcy
15 kg/m ²	190,1 md*m	84,21 %	32,85 darcy

Prethodne korigovane vrednosti, kao i druge karakteristike ležišta i bušotine, se koriste za izradu prognoznog profila proizvodnje i profila neto sadašnje vrednosti (NSV), kod bušotine 6J9.

Slike 4.29, 4.30 i 4.31 u nastavku prikazuju procenjenu kumulativnu proizvodnju, stopu proizvodnje i profil neto sadašnje vrednosti (NSV). Dijagram sadrži profile za propant 16/20 CarboHSP na 5, 10, i 15 kg/m² pokrivenosti, kao i vrednosti za netretiranu bušotinu.



Slika 4.29. Procenjena kumulativna proizvodnja za bušotinu 6J9 posle dve godine.

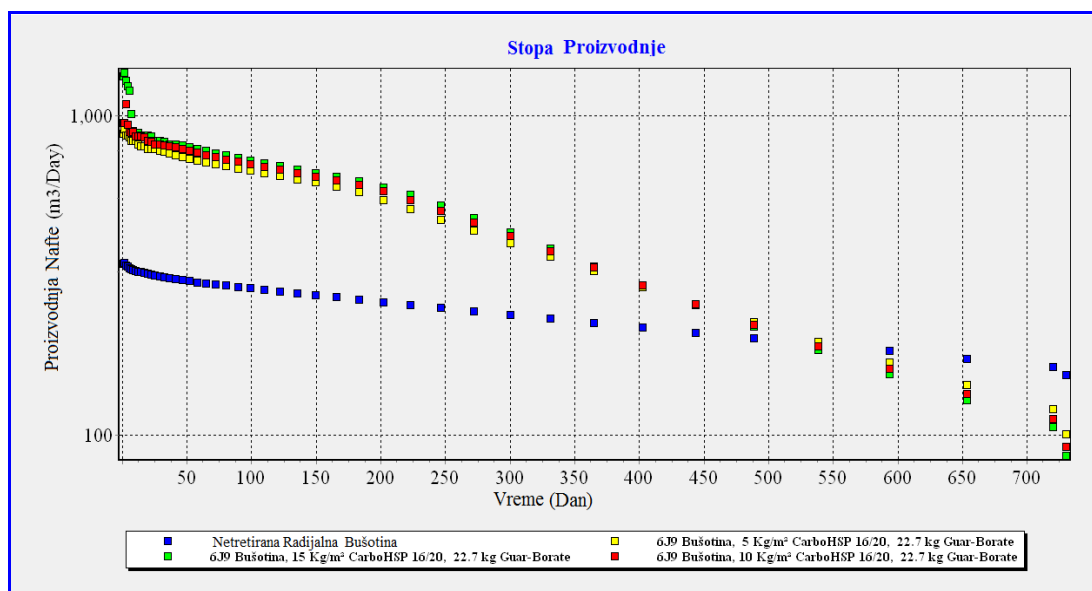
Dijagram sadrži profile za propant 16/20 CarboHSP na 5, 10, i 15 kg/m² pokrivenosti, kao i vrednosti za netretiranu bušotinu. Rezultati i detalji su prikazani u Prilogu - 6.

Nakon perioda od dve godine, dobijene su vrednosti proizvodnje, prikazane u tabeli 4.13.

Ponovo, najviša ukupna proizvodnja se javlja kod propanta sa 15 kg/m² pokrivenosti, ali se, generalno, najveće ukupno poboljšanje dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.13. Procenjena kumulativna proizvodnja nakon perioda od dve godine za 6J9.

Pokrivenost propantom	Kumulativna Proizvodnja
5 kg/m ²	270.600 m ³
10 kg/m ²	279.500 m ³
15 kg/m ²	285.100 m ³
Netretirana bušotina	165.400 m ³



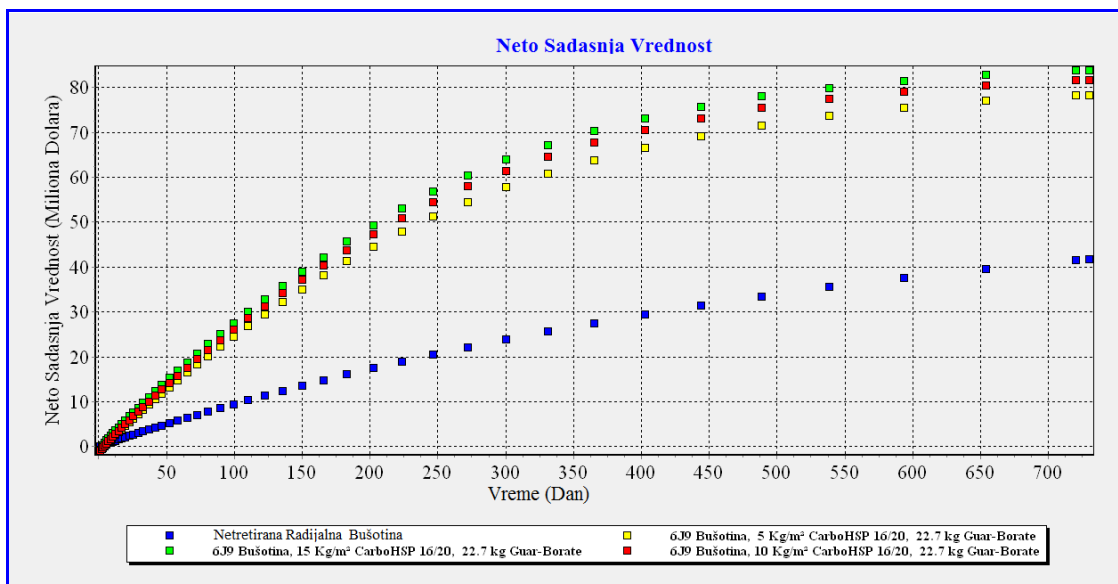
Slika 430. Procenjena stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine za bušotinu 6J9.

Početna i krajnja stopa proizvodnje nakon perioda od dve godine prikazane su u tabeli 4.14. Kada se vrši upoređenje početnih stopa proizvodnje, vidi se da pokrivenost propantom od 15 kg/m² pokazuje najveću stopu početne proizvodnje, ali se ipak, najveće ukupno poboljšanje, dobija pri pokrivenosti propantom od 5 kg/m² do 10 kg/m².

Tabela 4.14. Procenjene stope početne i krajnje proizvodnje (posle dve godine) za 6J9.

Pokrivenost propantom	Početna Proizvodnja	Proizvodnja nakon perioda od dve godine
5 kg/m ²	881,7 (m ³ /dan)	100,5 (m ³ /dan)
10 kg/m ²	951,4 (m ³ /dan)	91,88 (m ³ /dan)
15 kg/m ²	1.331 (m ³ /dan)	85,93 (m ³ /dan)
Netretirana bušotina	342,6 (m ³ /dan)	153,7 (m ³ /dan)

Dijagram stopa proizvodnje pokazuje, da se nakon perioda od oko godinu dana, proizvodnja tretirane bušotine značajno smanjuje ali je, u svakom slučaju, iznad proizvodnje netretirane bušotine.



Slika 4.31. Procenjena neto sadašnja vrednost posle dve godine za bušotinu 6J9.

Procenjena neto sadašnja vrednost, NSV (u milionima dolara), posle perioda od dve godine je data u nastavku, u tabeli 4.15. Ponovo se, najveća neto sadašnja vrednost (NSV), javlja na 15 kg/m² pokrivenosti propantom, ali se najveći napredak vidi, kada se ide od 5 kg/m² do 10 kg/m² pokrivenosti propantom.

Tabela 4.15. Procenjena neto sadašnja vrednost nakon perioda od dve godine za 6J9.

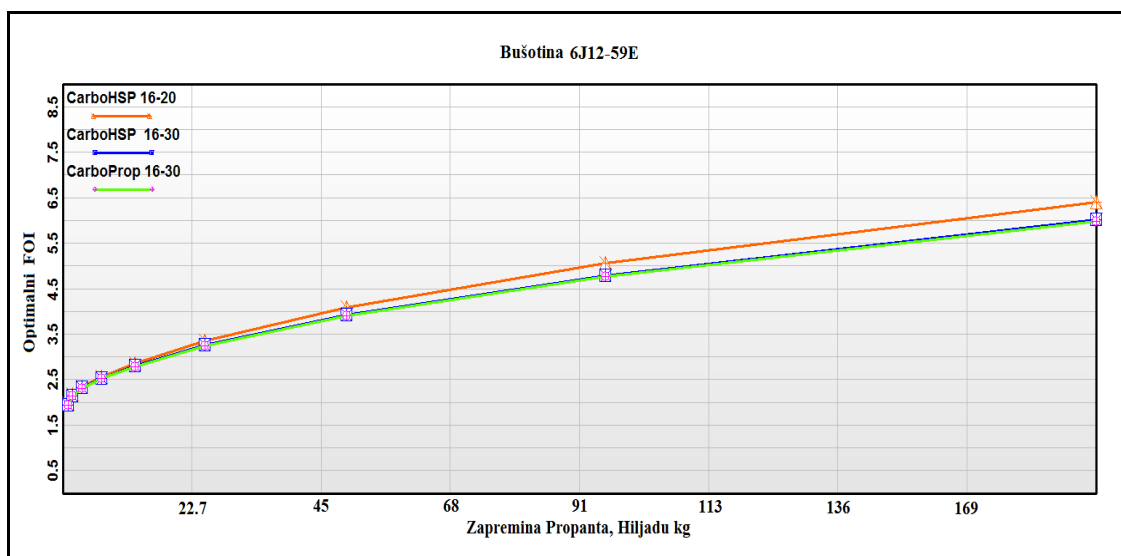
Pokrivenost Propanta	Neto Sadasnja Vrednost (Milion Dolara)
5 kg/m ²	78,34
10 kg/m ²	81,65
15 kg/m ²	83,82
Netretirana bušotina	41,80

5. PRIMENA MODELA NA POLJU

Cilj postupka stimulacije bušotina 6J12, 6J4 i 6J9 je bio da se obezbede operativni koraci za pripremu bušotina za postizanje optimalnog stepena povećanja proizvodnje (fold of increase, FOI) sa različitim tipovima propanta, primenom programa stim Plan verzija 7, kao i analiza projektovanih fraktura primenom programa FracPro verzija (2017). Prema tome, redosled izvođenja operacija upumpavanja mora proizvesti optimizovanu geometriju i provodljivost fraktura, kao i optimalnu pokrivenost propantom, a samim tim i povećanje proizvodnje. Štaviše, oba softvera se koriste kako bi se izbegli brojni problemi koji mogu nastati pri projektovanju i optimizaciji, i kako bi se omogućilo fokusiranje na tačnost rezultata.

5.1. PROJEKTOVANJE FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J12

Prva faza proračuna se radi u softveru StimPlan za interval (3.429 m do 3.459 m), debljine 30 metara. U ovoj fazi je bio predviđen tretman sa propantom tipa CarboHSP i CarboProp sa veličinom otvora sita 16/20 i 16/30 mesha. Na slici (5.1) se vidi da se najbolji rezultati tretmana postižu sa propantom CarboHSP 16/20, međutim, potrebno je ispitati veličinu sita i karakteristike propanta.



Slika 5.1. Bušotina 6J12 – Optimalni FOI rezultati.

5.1.1. OPIS TRETMANA BUŠOTINE 6J12

Predloženi tretman počinje punjenjem bušotine linearnim gelom za smanjenje trenja usled visokih pritisaka tokom loma stene. Zatim se vrši testiranje bušotine metodom stepeničastog pritiska, u cilju određivanja pritiska na dnu bušotine tokom tretmana, i utvrđivanja trenja u zoni perforacija i pribušotinskoj zoni. Rezultatima testiranja bušotine metodom stepeničastog pritiska, kvantitativno se određuju gubici na trenje u zoni perforacija i pribušotinskoj zoni (usled pojave tortuoziteta), i time dobijaju informacije značajne za projektovanje i sprovođenje glavnog tretmana frakturiranja.

Minifrakturiranje je uobičajen dijagnostički test, koji se sprovodi pre glavnog frakturiranja, a ima za cilj praćenje pada pritiska pri utiskivanju fluida. Ova operacija se izvodi bez propanta, sa idejom utvrđivanja naprezanja pri zatvaranju frakture i koeficijenta „curenja“, tj. prodora fluida u formaciju (Leak-off coefficient) u ležišnim, in-situ, uslovima. Jednom, kada se frakture zatvore, pumpe treba vratiti što je moguće brže, u pokušaju da se uspostavi jedna dominantna fraktura.

Veće količine fluida bez propanta (tzv. „pad fluid“) i aditiva (propant) trebalo bi da reše ovaj problem. Stoga, kada pritisak frakturiranja raste, posle nastanka loma i formiranja frakture, trebalo bi upumpati radni fluid sa propantom, i pratiti odziv formacije. Pošto će tretman biti sproveden kroz deo postojećih perforacija, preporučuje se koncentracija propanta od 60 do 240 kg/m³, u zavisnosti od formacije, kako bi se proverilo smeštanje propanta u formaciju.

Stoga, ako postoje višestruke perforacije, najbolje je upumpati propant u perforacije i zatvoriti bušotinu. Tretman minifrakturiranja omogućava prikupljanje i interpretaciju brojnih, kako ležišnih, tako i podataka značajnih za sam proces stimulacije, što omogućava optimizaciju stimulacije za svaku bušotinu ponaosob. Neki od tih parametara su: prosečna propusnost, pritisak frakturiranja, pritisak produženja frakture, brzina prodora fluida u formaciju, mehanička svojstva i pritisak zatvaranja frakture.

Predloženim glavnim tretmanom je projektovano, da se u bušotinu 6J12, upumpa 97,0 tona propanta, sa prečnikom zrna 16/20 mesha u koncentraciji do 839 kg/m³. Parametri simulacije i konačna distribucija propanta na kraju ovog postupka, su prikazani u izveštaju FracPro simulatora, u tabelama od 5.9 – 5.17, i slikama 5.8 – 5.10.

5.1.2. FLUIDI ZA HIDRAULIČKO FRAKTURIRANJE BUŠOTINE 6J12 I IZBOR PROPANTA

Umreženi gel usporenog dejstva (tip Hybore H), redosled operacija pri upumpavanju, projektovani glavni tretman u programu FracPro, detaljne informacije o fluidima, i rezultati stimulacije su prikazani u tabelama (5.1 - 5.8).

Voda za frakturiranje H (Water Frac H)¹

Tabela 5.1. Bušotina 6J12 – 22,7 kg Sastav vode za frakturiranje.

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Koncentracija tečnog gela	LGC-V (WG-11) [HPG]	11,35 l/m ³
Bafer za nižu pH vrednost	BA-20	0,2 l/m ³
Razbijač (1)	SP Razbijač	0,24 kg/m ³

(1) U potiskujućim fluidima je jedino dodat SP razbijač

Tabela 5.2. Bušotina 6J12 – 22,7 kg Aditivi vodi za frakturiranje (u cilju boljeg iskorišćenja fluida i sprečavanja bubrenja glina).

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Kontrola glina	glina Sta. XP	4,0 l/m ³
Surfaktant	Losurf-300	2,0 l/m ³
Razbijač (1)	Vicon -NF	2,0 l/m ³
Biocidi (2)	BE-3S	0,018 kg/m ³
Razbijač (3)	CAT-3	0,5 l/m ³

(1) Vicon -NF je dodat u fazama (0,25 – 2,0 l/m³)

(2) Biocid BE-3S je dodat u rezervoare.

(3) Razbijač CAT-3 je aktivator za SP razbijač i Vicon NF.

Gel usporenog dejstva umrežen boratom (HYBORE H)

Tabela 5.3. Bušotina 6J12 – Sastav osnovnog gela.

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Koncentracija tečnog gela	WG-11, LGC-V (HPG)	11,35 l/m ³
Bafer za nižu pH vrednost	BA-20	0,2 l/m ³
Agens za umrežavanje	CL- 28M	4,2 l/m ³
Agens za umrežavanje (1)	CL-31	0,5 l/m ³
Stabilizatori gela	Gel -STA	0,48 kg/m ³
Bafer za veću pH vrednost (2)	MO-67	1 - 2 l/m ³
Razbijač (3)	CAT-3	0,5 l/m ³
Razbijač (4)	SP Razbijač	0,24 kg/m ³

(1) Agens za umrežavanje CL-31 je ubrzivač reakcije.

(2) Bafer MO-67 je rešenje alkalni rastvor za kontrolu pH vrednosti fluida za uslove stabilnog umrežavanje.

(3) Razbijač CAT-3 je aktivator za SP razbijač i Vicon NF.

(4) U potiskujućim fluidima je jedino dodat SP razbijač

¹ Pojam „voda“ za frakturiranje je zaštićen naziv osnovnog radnog fluida kompanije Halliburton.

Tabela 5.4. Bušotina 6J12 – 22,7 kg Sastav aditiva osnovnom gelu (u cilju boljeg iskorišćenja fluida i sprečavanja bubrenja glina).

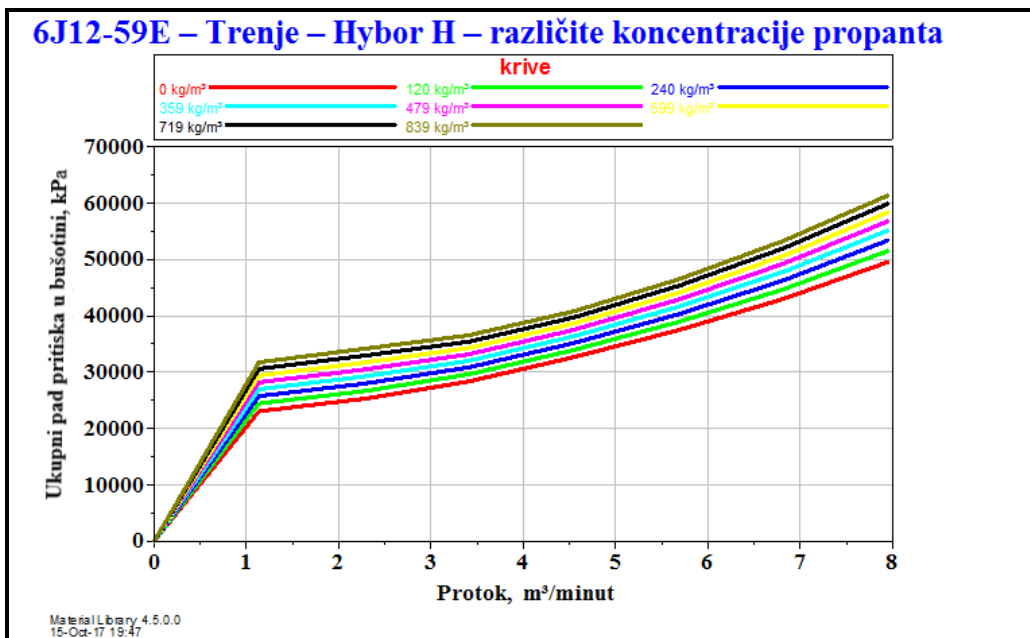
Opis	Aditiv	Koncentracija
Kontrola glina	glina Sta. XP	4,0 l/m ³
Surfaktant	Losurf-300	2,0 l/m ³
Biocidi	BE-3S	0,018 kg/m ³
Razbijač (1)	Vicon -NF	2,0 l/m ³
Razbijač	SP Breaker	0,24 kg/m ³

(1) Vicon -NF je dodat u fazama (0.25 – 2.0 l/m³)

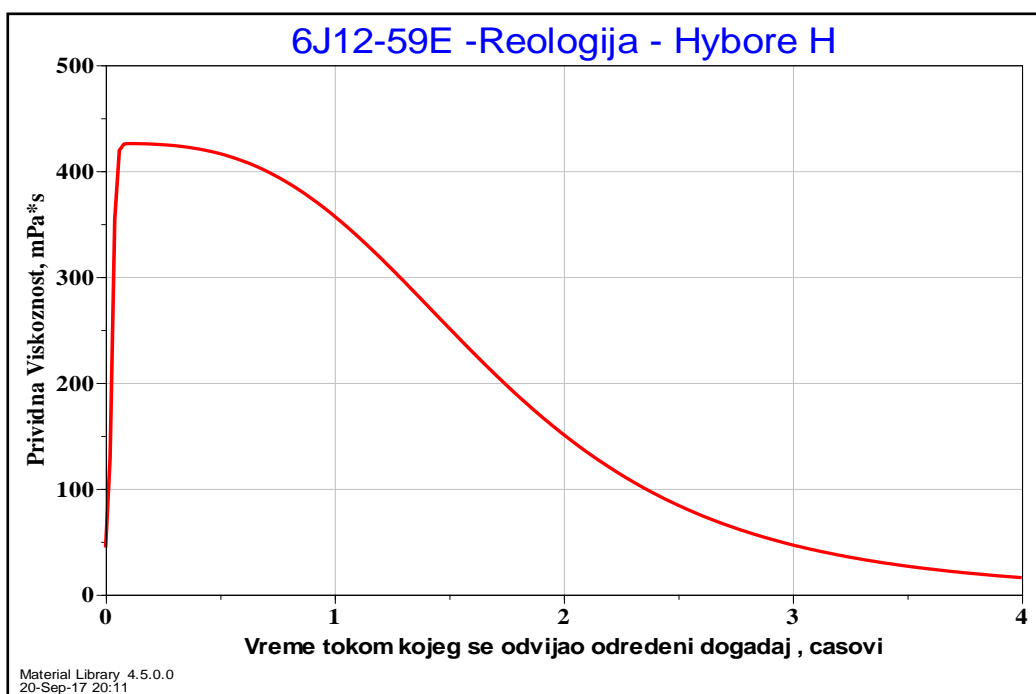
U delu programa „Material Library” su deponovani podaci o karakteristikama materijala, potrebnih za uporednu analizu.

Softver je predviđen za određivanje gubitaka na trenje pomoću dve metode: jednostavna metoda i metoda bušotine. Jednostavna metoda se zasniva na statičkim, izotermnim i izobarskim uslovima. Odabirom opcije “Friction Wellbore” u okviru menija za koeficijent trenja, podaci iz „Material Library” obezbeđuju mnogo realniju simulaciju pada pritiska, koristeći stvarne segmente bušotine i promenu uslova pritiska i temperature. Određivanje gubitaka na trenje metodom bušotine, je namenjeno za jedan fluid i linearni profil temperature. To znači da se u slučaju više različitih fluida u bušotini, ovom metodom ne može izračunati kompozitni gubitak na trenje (slika 5.2).

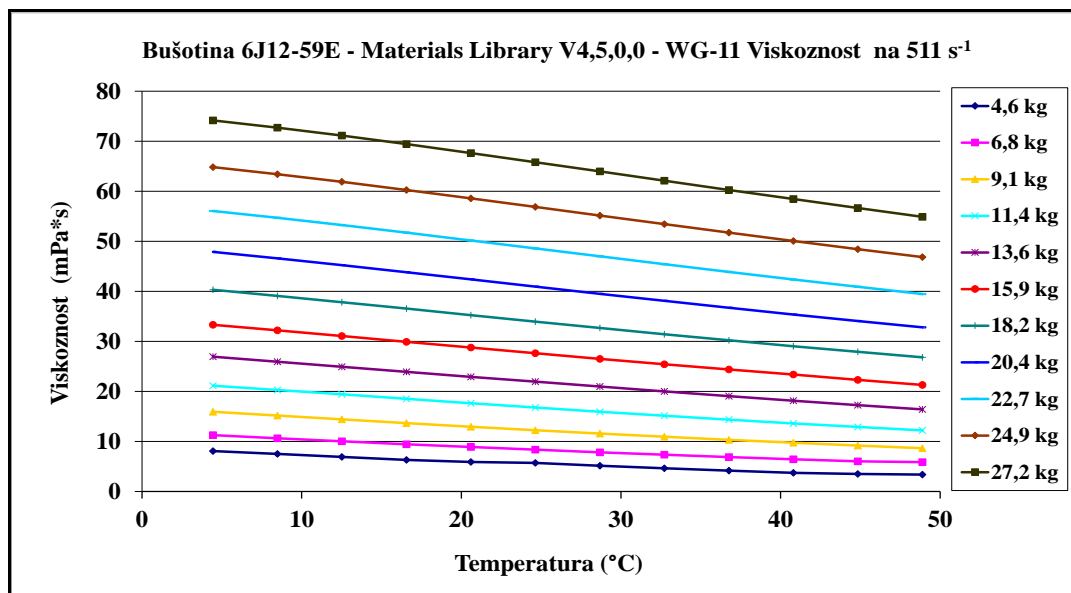
Dijagrami vezani za reologiju fluida i viskozitet, pri različitim koncentracijama i temperaturi, se dobijaju na osnovu krive najboljeg slaganja (regresiona analiza) podataka iz „Material Library” i mernih podataka. Gotovo svaka terenska laboratorija za stimulaciju kompanije Halliburton, može generisati podatke o viskoznosti fluida za frakturiranje u funkciji vremena, kao što je prikazano na slikama (5.3- 5.4).



Slika 5.2. Bušotina 6J12– Gubici na trenje u cevima za različite koncentracije propanta.



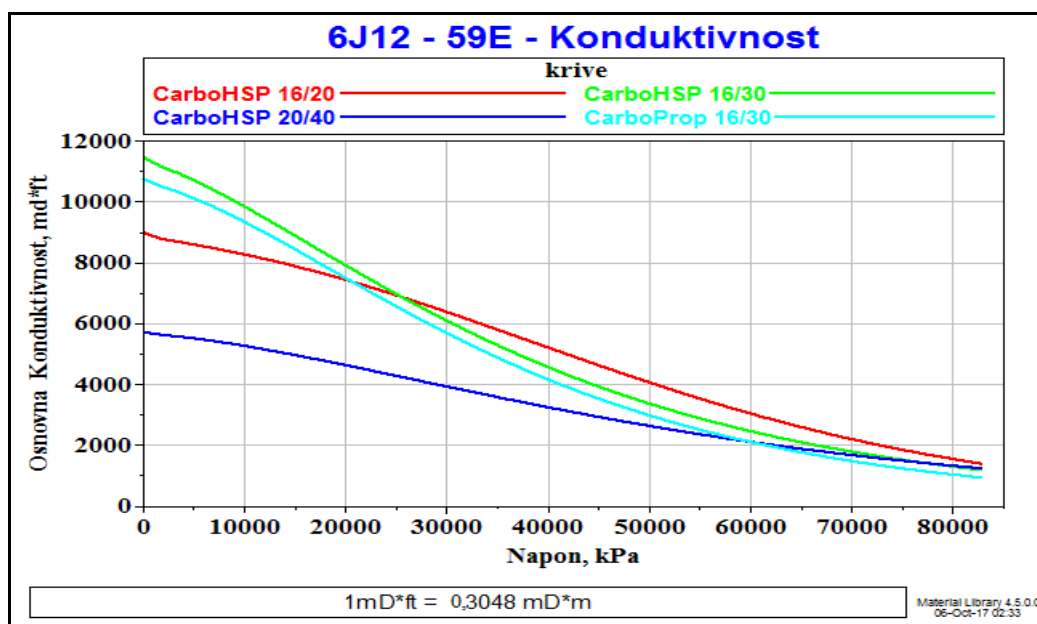
Slika 5.3. Bušotina 6J12 – profil za razbijač.



Slika 5.4. Bušotina 6J12 – profil viskoznosti.

Izbor propanta za bušotinu 6J12

Na osnovu gradijenta frakturiranja, minimalno horizontalno naprezanje duž profila frakture može biti i do 49.736 kPa. Odabran je CarboHSP tip propanta, veličine otvora sita 16/20 mesh, jer je lako dostupan, daje najbolje rezultate u poređenju sa drugim vrstama propanta, a pruža dovoljan kontrast provodljivosti između formacije i frakture (slika 5.5).

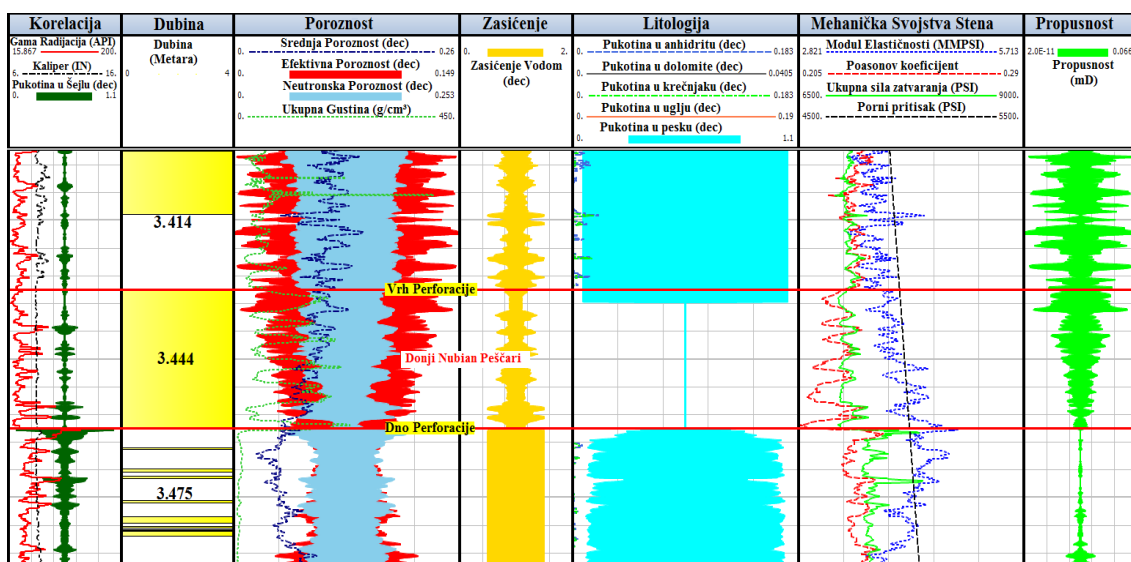


Slika 5.5. Bušotina 6J12 – Osnovna provodljivost propanta u funkciji naprezanja.

5.1.3. PETROFIZIČKA ANALIZA BUŠOTINE 6J12

Petrofizička analiza bušotine 6J12-59E je izvedena korišćenjem softvera za interpretaciju ukupnih karotažnih podataka. Interpretacija je urađena za interval od 3.429 do 3.459 m kroz donje nubijske peščare. Cilj je bio da se proceni litologija, poroznost, propusnost, mehanika stena i zasićenje vodom u ležištu.

Korišćeni litološki model se zasniva na lokalnoj stratigrafiji ove oblasti. Formaciju pretežno čini čist, kvarc-arenitski peščar (slika 5.6).



Slika 5.6. Bušotina 6J12 - Interpretacija karotažnih podataka.

5.1.4. PRVA FAZA PROJEKTOVANJA TRETMANA ZA 6J12

Tabela 5.5. Bušotina 6J12 – Projektovanje tretmana.

naziv bušotine	6J12-59E	22.7 kg Water Frac H (HPG)	65,865 m ³
naziv posla	faza 1	Hybor H 22.7 kg WG-11	369,076 m ³
broj perforacije	500	CarboHSP 16/20	9.8426 kg
srednja dubina perforacija	3,444 m		
vreme upumpavanja	2,36 hrs		
statička temperatura na dnu bušotine	146 °C		
gradijent frakturiranja	14,5 kPa/m		

Frakturirati interval u donjim nubijskim pešćarima sa 206 kubna metra Hybor H fluida (45 mPa*s) sa 97.064 kilograma 16/20 mesh CarboHSP propanta. Tretirati kroz 8,89 cm tubing sa protokom od 3,18 (m³/ minut), i određenim pritiskom na glavi bušotine of 52.000 kPa. Koristiti sledeću proceduru

Tubing (Površini)								
Faza	Opis faze	Opis fluida	protok suspenzije i čistog fluida (m ³ /min)	Zapremina čistog fluida (m ³)	Tip propanta	koncentracija propanta (kg/m ³)	Masa propanta (kg)	komentar
1	Punjenje bušotine	Water Frac H 22,7 kg	0,79	16,277		0	0	Punjenje bušotine
2	zatvaranje bušotine	0	0	0		0	0	
3	test stepeničastog protoka	Water Frac H 22,7 kg	3,18	17,034		0	0	stepeničasti protok
4	zatvaranje bušotine	0	0	0		0	0	
5	test efikasnosti fluida	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	37,854		0	0	mini frakturiranje
6	peščani čep	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	11,356	CarboHSP 16/20	120	1362,72	peščani čep
7	test efikasnosti fluida	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	11,356		0	0	istiskivanje
8	test efikasnosti fluida	Water Frac H 22,7 kg	3,18	16,277		0	0	krajnje istiskivanje
9	zatvaranje bušotine radi analize efikasnosti	0	0	0		0	0	
10	Fluid bez propanta	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	102,206		0	0	
11	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	120	3633,96	
12	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	240	7267,92	
13	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	359	10871,597	
14	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	479	14505,557	
15	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	599	18139,517	
16	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	28,391	CarboHSP 16/20	719	20413,129	
17	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	26,498	CarboHSP 16/20	839	22231,822	
18	ispiranje	Water Frac H 22,7 kg	3,18	16,277		0	0	
	ukupno			434,941		3,475	9.8426	

Tabela 5.6. Bušotina 6J12 –Rezultati projektovanja tretmana u programu FracPro.

Opis	Rezultati Projektovanja
dužina Polovine Frakture	74 (m)
dubina do vrha frakture	3.395 (m)
dubina do dna frakture	3.473 (m)
Srednja širina frakture	0,67 (cm)
Srednja koncentracija propanta	10,62 (kg/m ²)
bezdimenzionalna konduktivnost	19,68
Srednja konduktivnost frakture	1304,8 (mD·m)

5.1.5. BUŠOTINA 6J12–DETALJI O FLUIDIMA U PRVOM TRETMANU

Tabela 5.7. Bušotina 6J12 – Detaljne informacije o fluidima u prvom tretmanu

22,7 kg Water Frac H (HPG)													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Razbijač (L/m ³)	Kontrola glina (L/m ³)	Surfaktant (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Bafer (L/m ³)	Razbijač (kg/m ³)	Biocidi (kg/m ³)					
Voda	Voda *	Vicon NF	glna Sta. XP	Losurf-300	CAT-3	BA-20	SP Razbijač	BE-3S					
0 - 33,3		0	4	2	0	0,2	0	0,018					
		2	4	2	0,5	0,2	0,24	0,018					
66	49,6 - 66	2	4	2	0,5	0,2	0,24	0,018					
Hybor H 22,7 kg WG-11													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (L/m ³)	Kontrola glina (L/m ³)	Surfaktant (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Bafer (L/m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (L/m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Stabilizatori gela (kg/m ³)	Biocidi (kg/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Razbijač (kg/m ³)
Voda	Voda *	BA-20	glna Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	Vicon NF	gela-Sta	BE-3S	CAT-3	SP Razbijač
0 - 60,6		0,2	4	2	0,25	1	4,2	0,5	0,25	0,48	0,018	0,5	0,24
60,0 - 223,4		0,2	4	2	0,25	1	4,2	0,5	0,25	0,48	0,018	0,5	0
223,4 - 284		0,2	4	2	0,5	1,5	4,2	0,5	0,5	0,36	0,018	0,5	0
284 - 314,2		0,2	4	2	1	1,5	4,2	0,5	1	0,24	0,018	0,5	0
314,2 - 342,6		0,2	4	2	1,5	2	4,2	0,5	1,5	0,12	0,018	0,5	0
369	342,6 - 369	0,2	4	2	2	2	4	0,5	2	0	0,018	0,5	0

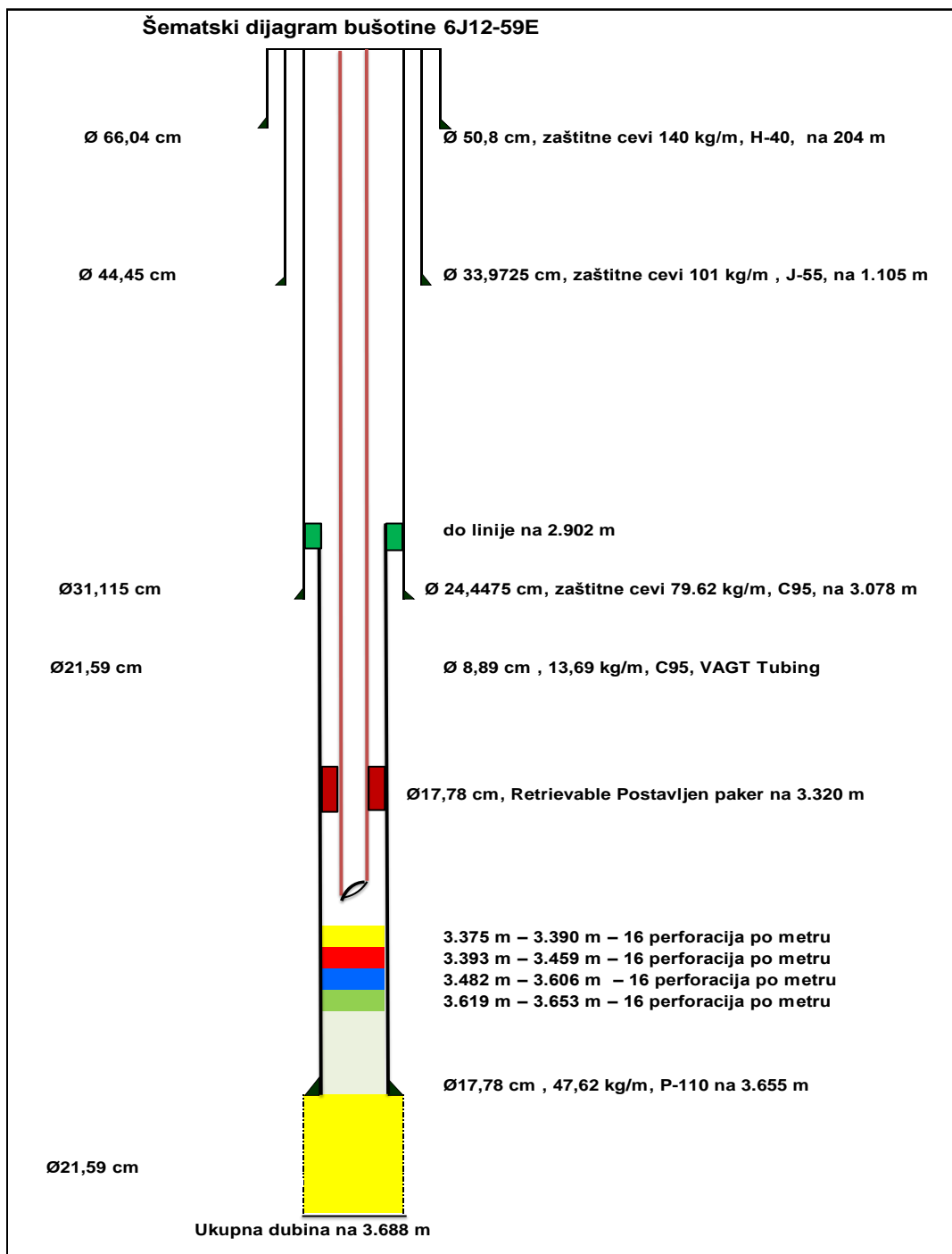
5.1.6. BUŠOTINA 6J12–UKUPNA KOLIČINA FLUIDA U PRVOM TRETMANU

Tabela 5.8. Bušotina 6J12 –Ukupna količina fluida u prvom tretmanu.

22,7 kg Water Frac H (HPG)													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Razbijač (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Bafer (m ³)	Razbijač (m ³)	Razbijač (kg)	Biocidi (kg)					
66	Voda *	Vicon NF	glna Sta. XP	Losurf-300	BA-20	CAT-3	SP Razbijač	BE-3S					
Ukupno	66	65,4	264	132	13,2	16,35	7,848	1,188					
Hybor H 22,7 kg WG-11													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Razbijač (m ³)	Bafer (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Stabilizatori gela (kg)	Biocidi (kg)	Razbijač (m ³)	Razbijač (kg)	
369	Voda *	BA-20	glna Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela -STA	BE-3S	CAT-3	SP Razbijač	
Ukupno	369	73,8	1.476	738	211,75	469,2	1544,52	184,5	139,704	6,642	184,5	14,544	
Ukupno													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Razbijač (m ³)	Bafer (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Stabilizatori gela (kg)	Biocidi (kg)	Razbijač (kg)	Razbijač (m ³)	
435	Voda *	BA-20	glna Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela -STA	BE-3S	SP Razbijač	CAT-3	
Ukupno	435	87	1.740	870	277,15	469,2	1544,52	184,5	139,704	7,83	7,884	200,85	
Propanta													
Projektovana Količina						Zahtevano							
CraboHSP 16/20						9.8426 kg							

5.1.7. SKICA BUŠOTINE 6J12

Šematski prikaz bušotine 6J12 je dat na slici 5.7.



Slika 5.7. Bušotina 6J12 – Šematski prikaz.

5.1.8. FRACPRO 2017 ANALIZA HIDRAULIČKOG FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J12

Naziv bušotine: 6J12 -59E
 Lokacija: Severno Gialo, Libija
 Formacija : Donji Nubijski peščari

Tabela 5.9. 6J12 Geometrija frakture - kratak pregled.

Dužina polovine frakture (m)	79	Dužina polovine frakture (podržana) (m)	74
Ukupna visina frakture (m)	78	Ukupna visina (podržana) (m)	73
Dubina do vrha frakture (m)	3.395	Dubina do vrha frakture (podržana) (m)	3.400
Dubina do dna frakture (m)	3.473	Dubina do dna frakture (podržana) (m)	3.473
Ekvivalentni broj višestrukih fraktura	1,0	Maksimalna širina frakture (cm)	0,97
Efikasnost gela za frakturiranje	0,36	Srednja širina frakture (cm)	0,67
		Srednja koncentracija propanta (kg/m ²)	10,62

Tabela 5.10. 6J12 Provodljivost frakture - kratak pregled.

Srednja provodljivost (mD·m)	1304,8	Srednja širina frakture (ispunjena) (cm)	0,485
Bezdimenzionalna provodljivost	19,68	Propusnost formacije (mD)	0,9
Faktor oštećenja propanta	0,50	Propusnost pri neoštećenog propanta (mD)	791.052
Prividni faktor oštećenja propanta	0,33	Propusnost propanta pri oštećenju propanta (mD)	395.526
Ukupni faktor oštećenja	0,66	Propusnost propanta pri ukupnom oštećenju propanta (mD)	266.341
Efektivna dužina (podržana) (m)	74	“Ugrađivanje” propanta u frakturu (mm)	0.000

Tabela 5.11. 6J12 Pritisak frakturiranja - kratak pregled

Modelirani efektivni pritisak (kPa)	6.167	Pritisak zatvaranja frakture (kPa)	49.736
Posmatrani efektivni pritisak (kPa)	0	Gradijent pritiska pri zatvaranju frakture (kPa/m)	14,434
Hidrostatski pritisak (kPa)	33.236	Srednji pritisak na površini (kPa)	52.009
Ležišni pritisak (kPa)	40.472	Maksimalni pritisak na površini (kPa)	55.812

Tabela 5.12. 6J12 Kratak pregled operacije.

Ukupno upumpano čistog fluida (m ³)	438,19	Ukupno upumpano propanta (t)	98,4
Ukupno upumpano suspenzije (m ³)	465,96	Ukupno upumpano propanta u frakturu (t)	97,1
Zapremina fluida bez podupirača (m ³)	117,77	Srednja hidraulična snaga (kW)	2.756
Udeo fluida zapremine bez podupirača (% od zapremine suspenzije)	33,5	Maksimalna hidraulična snaga (kW)	2.957
Udeo fluida zapremine bez podupirača (% od zapremine čistog fluida)	36,3	Srednja vrednost protoka suspenzije (m ³ /min)	3,2
Primarni tip fluida	HYBOR H 22,7 kg #	Primarni tip propanta	CarboHSP 16/20
Sekundarni tip fluida		Sekundarni tip propanta	

Tabela 5.13. 6J12 Projektovanje plan tretmana.

Faza	Faza Tip	Utrošeno vreme (minut: sekunda)	Tip fluida	Zapremina čistog fluida (m ³)	koncentracija propanta (kg/m ³)	Faza propanta (t)	protok suspenzije (m ³ /min)	tip propanta
fluid bušotine			BRI15K	15,554				
1	Injektiranje vode	20:28	WATER FRAC H 22,7 kg	16,277	0	0,0	0,79	
2	Zatvaranje bušotine	20:28	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
3	Stepeničasti test	25:50	WATER FRAC H 22,7 kg	17,034	0	0,0	3,18	
4	Zatvaranje bušotine	25:50	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
5	mini frak	37:44	HYBOR 22,7 kg	37,854	0	0,0	3,18	
6	mini frak	41:25	HYBOR H 22,7 kg	11,356	120	1,4	3,18	CarboHSP 16/20
7	mini frak	45:00	HYBOR H 22,7 kg	11,356	0	0,0	3,18	
8	mini frak	50:07	WATER FRAC H 22,7 kg	16,277	0	0,0	3,18	
9	Zatvaranje bušotine	80:07	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
10	glavni fluid bez propanta za frakturiranje	112:15	HYBOR H 22,7 kg	102,206	0	0,0	3,18	
11	glavna suspenzija za frakturiranje	122:07	HYBOR H 22,7 kg	30,283	120	3,6	3,18	CarboHSP 16/20
12	glavna suspenzija za frakturiranje	132:17	HYBOR H 22,7 kg	30,283	240	7,3	3,18	CarboHSP 16/20
13	glavna suspenzija za	142:48	HYBOR H 22,7 kg	30,283	359	10,9	3,18	CarboHSP 16/20

Faza	Faza Tip	Utrošeno vreme (minut:sekunda)	Tip fluida	Zapremina čistog fluida (m ³)	koncentracija propanta (kg/m ³)	Faza propanta (t)	protok suspenzije (m ³ /min)	tip propanta
	frakturiranje							
14	glavna suspenzija za frakturiranje	153:38	HYBOR H 22,7 kg	30,283	479	14,5	3,18	CarboHSP 16/20
15	glavna suspenzija za frakturiranje	164:47	HYBOR H 22,7 kg	30,283	599	18,1	3,18	CarboHSP 16/20
16	glavna suspenzija za frakturiranje	175:33	HYBOR H 22,7 kg	28,391	719	20,4	3,18	CarboHSP 16/20
17	glavna suspenzija za frakturiranje	185:54	HYBOR H 22,7 kg	26,498	839	22,2	3,18	CarboHSP 16/20
18	glavna suspenzija za frakturiranje	191:01	WATER FRAC H 22,7 kg	16,277	0	0,0	3,18	
19	Zatvaranje bušotine	241:01	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	

Projektovana zapremina čistog fluida (m³) **434,94** Projektovana propanta (t) **98,4**
 Projektovana zapremina suspenzije (m³) **463,18**

Tabela 5.14. 6J12 Karakteristike zaštitnih cevi

Dužina (m)	Tip segmenta	Unutrašnji prečnik zaštitnih cevi (cm)	Spoljašnji prečnik zaštitnih cevi (cm)	Težina (kg/m)	Klasa
2965	cementirane zaštitne cevi	21,679	24,448	79,617	C-95

Tabela 5.15. 6J12 Karakteristike površinskih vodova i tubinga

Dužina (m)	Tip segmenta	Unutrašnji prečnik tubinga (cm)	Spoljašnji prečnik tubinga (cm)	Težina (kg/m)	Klasa
105	Tubing	7,600	8,890	13,691	C-95
3.353	Tubing	7,600	8,890	17,560	

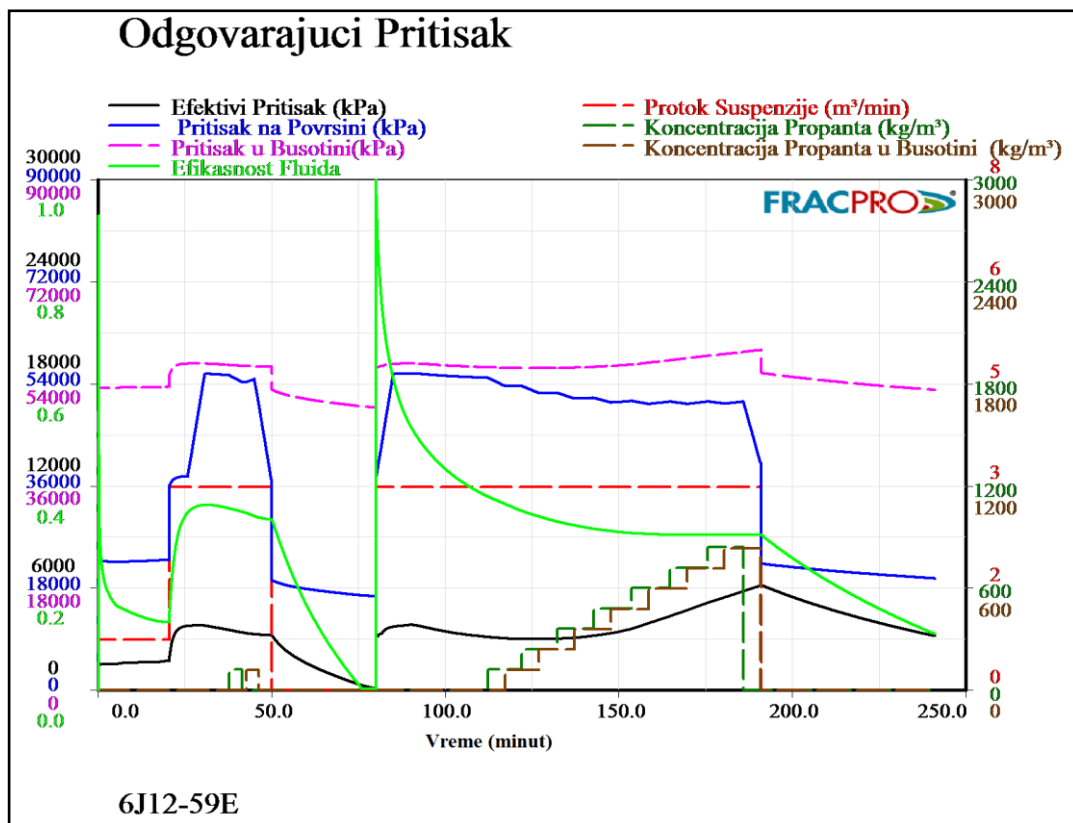
Tabela 5.16. 6J12 Karakteristike perforiranog interval.

	Intervali #1
Vrh perforacija (m)	3.429
Dno perforacija (m)	3.459
Vrh perforacija (m)	3.429
Dno perforacija (m)	3.459
Prečnik perforacija (cm)	1,016
Broj perforacija	500

Tabela 5.17. 6J12 Ukupna putanja

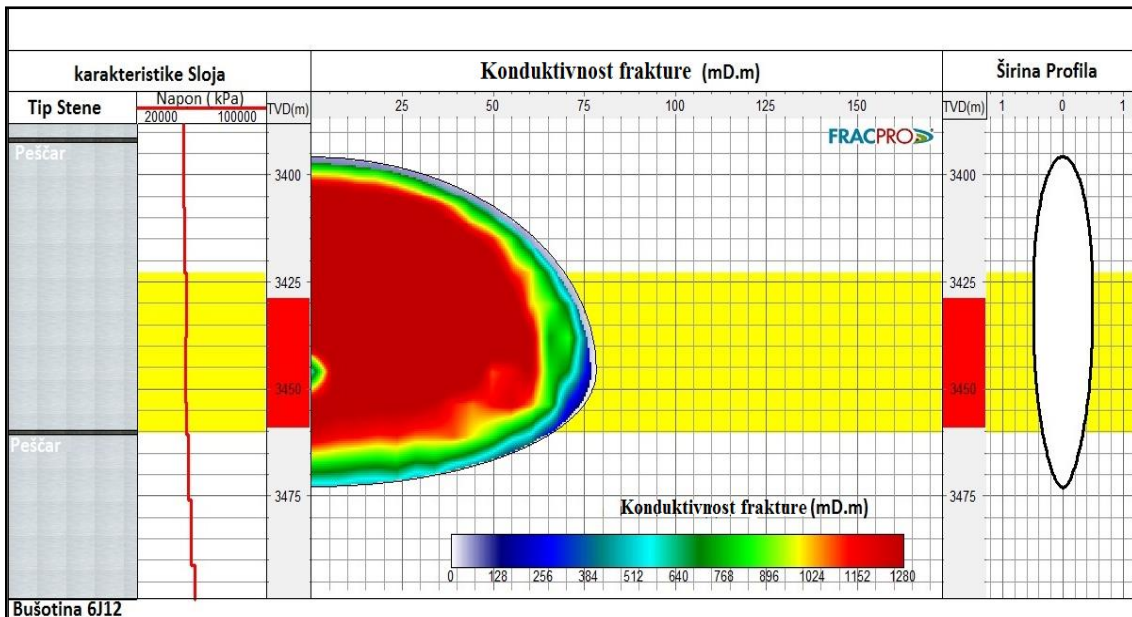
Tip segmenta	Dužina (m)	Merena Dubina (m)	Stvarna vertikalna dubina (m)	Otklon (°)	Spoljašnji prečnik međuprostora (cm)	Unutrašnji prečnik međuprostora (cm)	Unutrašnji prečnik cevi (cm)
Tubing	3.429	3.429	3.429	0,0	0,000	0,000	7,600

5.1.9. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J12 – KONFIGURACIJA PRITISKA (FRACPRO MODEL)



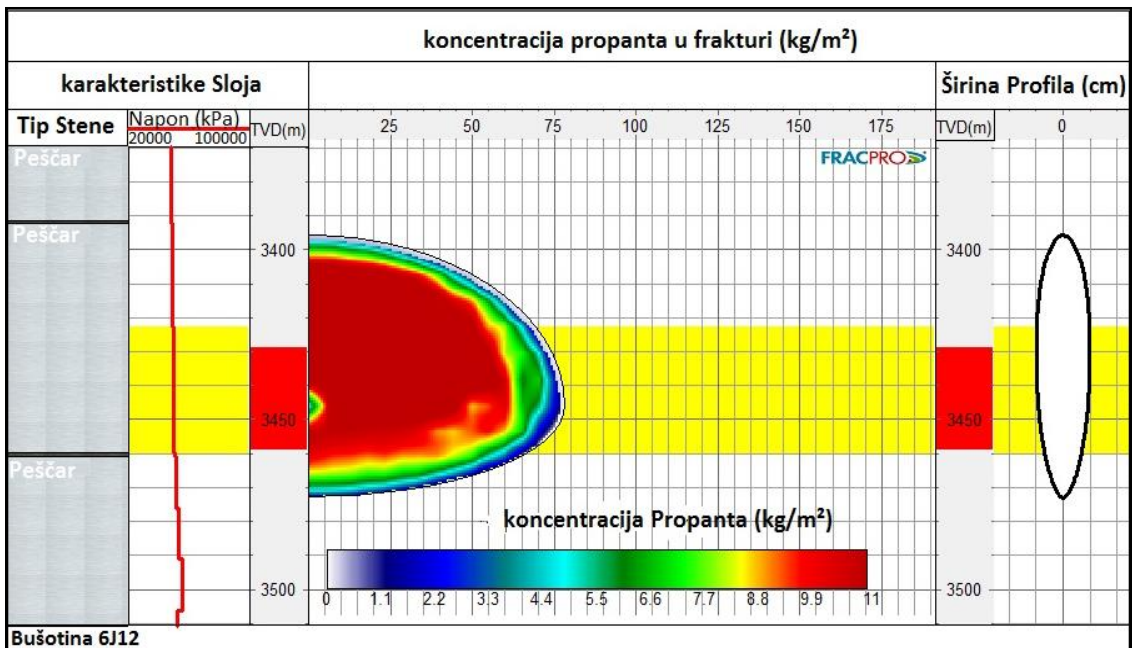
Slika 5.8. Bušotina 6J12–Preliminarna analiza podataka projekta glavnog tretmana.

5.1.10. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J12–PROVODLJIVOST FRAKTURE (FRACPRO MODEL)



Slika 5.9. Bušotina 6J12 – Provodljivost frakture (glavni tretman, FracPro model).

5.1.11. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J12–KONCENTRACIJA PROPANTA (FRACPRO MODEL)



Slika 5.10. Bušotina 6J12 – Koncentracija propanta u frakturi (glavni tretman, FracPro model).

5.1.12. PROCENA UKUPNIH TROŠKOVA FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J12

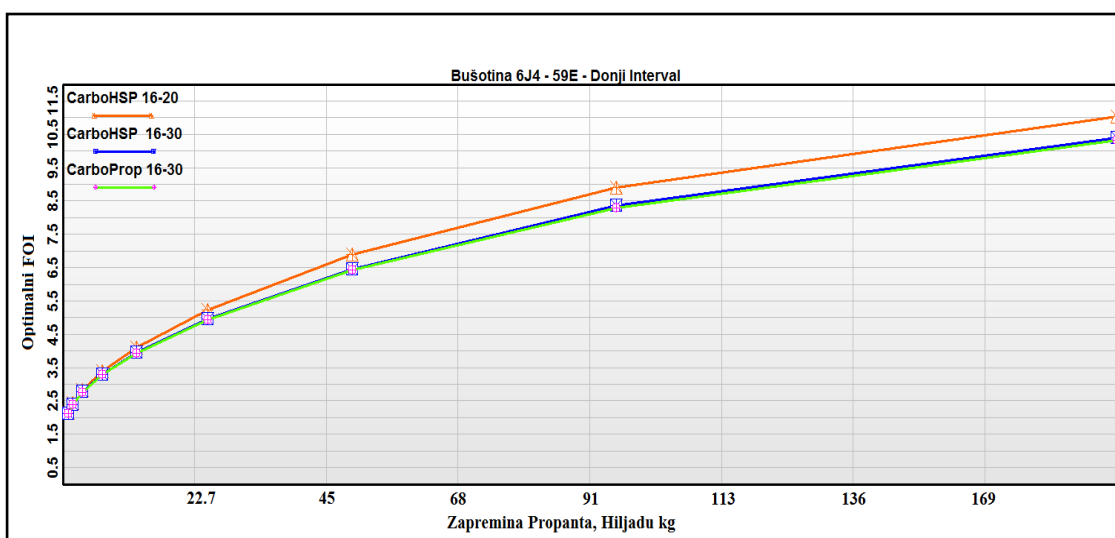
Cena frakturiranja bušotine 6J12 sa kombinovanim popustom je prikazana u tabeli 5.18.

Tabela 5.18. Bušotina 6J12 –Ukupna cena hidrauličkog frakturiranja.

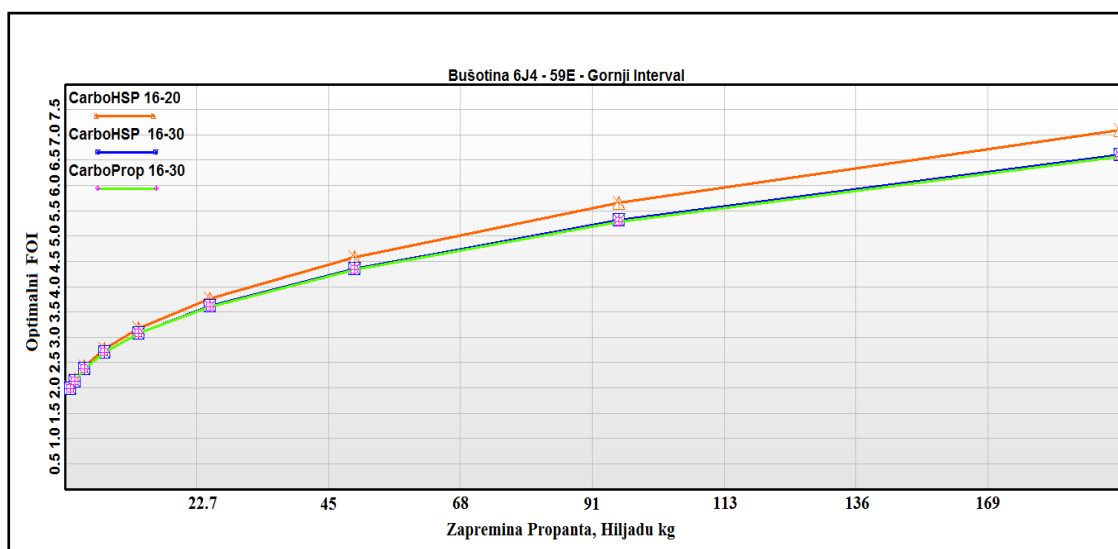
<i>Ukupna cena servisa bušotine 6J12</i>	
<i>Cena Personalna (Dolara)</i>	<i>27888,5</i>
<i>Cena Servisa (Dolara)</i>	<i>285631,74</i>
<i>Cena Transporta (Dolara)</i>	<i>34668</i>
<i>Cena Materijala (Dolara)</i>	<i>913212,23</i>
<i>Kombinovani Popust</i>	<i>41%</i>
<i>Ukupna Cena Frakturiranja (Dolara)</i>	<i>744226,27</i>

5.2. PROJEKTOVANJE FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J4

Prva faza proračuna se radi u softveru StimPlan za interval 3.535 m do 3.545 m, debljine 10 metara i interval 3.472 m do 3.485 m, debljine 13 metara. U ovoj fazi je bio predviđen tretman sa propantom tipa CarboHSP i CarboProp sa veličinom otvora sita 16/20 i 16/30 mesha. Na slikama (5.11–5.12) se vidi da se optimalni rezultati tretmana postižu sa propantom CarboHSP 16/20, međutim, potrebno je ispitati veličinu sita i karakteristike propanta.



Slika 5.11. Bušotina 6J4 donji interval – optimalni FOI rezultati.



Slika 5.12. Bušotina 6J4 gornji interval – optimalni FOI rezultati.

5.2.1. OPIS TRETMANA BUŠOTINE 6J4

Predloženi tretman počinje punjenjem bušotine linearnim gelom za smanjenje trenja usled visokih pritisaka tokom loma stene. Zatim se vrši testiranje bušotine metodom stepeničastog pritiska, u cilju određivanja pritiska na dnu bušotine tokom tretmana, i utvrđivanja trenja u zoni perforacija i pribušotinskoj zoni. Rezultatima testiranja bušotine metodom stepeničastog pritiska, kvantitativno se određuju gubici na trenje u zoni perforacija i pribušotinskoj zoni (usled pojave tortuoziteta), i time dobijaju informacije značajne za projektovanje i sprovođenje glavnog tretmana frakturiranja.

Minifakturiranje je uobičajen dijagnostički test, koji se sprovodi pre glavnog frakturiranja, a ima za cilj praćenje pada pritiska pri utiskivanju fluida. Ova operacija se izvodi bez propanta, sa idejom utvrđivanja naprezanja pri zatvaranju frakture i koeficijenta „curenja“, tj. prodora fluida u formaciju (Leak-off coefficient) u ležišnim, in-situ, uslovima. Jednom, kada se frakture zatvore, pumpe treba vratiti što je moguće brže, u pokušaju da se uspostavi jedna dominantna fraktura.

Veće količine fluida bez propanta (tzv. „pad fluid“) i aditiva (propant) trebalo bi da reše ovaj problem. Stoga, kada pritisak frakturiranja raste, posle nastanka loma i formiranja frakture, trebalo bi upumpati radni fluid sa propantom, i pratiti odziv formacije. Pošto će tretman biti sproveden kroz deo postojećih perforacija, preporučuje se koncentracija propanta od 60 do 240 kg/m³, u zavisnosti od formacije, kako bi se proverilo smeštanje propanta u formaciju. Stoga, ako postoje višestruke perforacije, najbolje je upumpati propant u perforacije i zatvoriti bušotinu. Tretman minifakturiranja omogućava prikupljanje i interpretaciju brojnih, kako ležišnih, tako i podataka značajnih za sam proces stimulacije, što omogućava optimizaciju stimulacije za svaku bušotinu ponaosob. Neki od tih parametara su: prosečna propusnost, pritisak frakturiranja, pritisak produženja frakture, brzina prodora fluida u formaciju, mehanička svojstva i pritisak zatvaranja frakture.

Predloženim glavnim tretmanom je projektovano, da se u bušotinu 6J4, upumpa 97,0 tona propanta, sa veličinom otvora sita 16/20 mesha u koncentraciji do 839 kg/m³. Parametri simulacije i konačna distribucija propanta na kraju ovog postupka, su prikazani u izveštaju FracPro simulatora, u tabelama od 5.27 – 5.35, i slikama 5.19 – 5.21.

5.2.2. FLUIDI ZA HIDRAULIČKO FRAKTURIRANJE BUŠOTINE 6J4 I IZBOR PROPANTA

Umreženi gel usporenog dejstva (tip Hybore H), redosled operacija pri upumpavanju, projektovani glavni tretman u programu FracPro, detaljne informacije o fluidima, i rezultati stimulacije su prikazani u tabelama (5.19 – 5.26).

Voda za frakturiranje H (Water Frac H)*

Tabela 5.19. Bušotina 6J4 – 22,7 kg Sastav vode za frakturiranje.

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Koncentracija tečnog gela	LGC-V (WG-11) [HPG]	11,35 l/m ³
Bafer za nižu pH vrednost	BA-20	0,2 l/m ³
Razbijač (1)	SP Razbijač	0,24 kg/m ³

* pojam objašnjen u ranijem tekstu

(1) SP razbijač je jedino dodat u istiskujući fluid

Tabela 5.20. Bušotina 6J4 – 22.7 kg Aditivi vodi za frakutriranje (u cilju boljeg iskorišćenja fluida i sprečavanja bubrenja glina).

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Kontrola glina	glina Sta. XP	4,0 l/m ³
Surfaktant	Losurf-300	2,0 l/m ³
Razbijač (1)	Vicon -NF	2,0 l/m ³
Biocidi (2)	BE-3S	0,018 kg/m ³
Razbijač (3)	CAT-3	0,5 l/m ³

(1) Vicon -NF je dodat u fazama (0,25 – 2,0 l/m³).

(2) Biocid BE-3S je dodat u rezervoare.

(3) Razbijač CAT-3 je aktivator za SP razbijač i Vicon NF.

Gel usporenog dejstva umrežen boratom (HYBORE H)

Tabela 5.21. Bušotina 6J4 – Sastav osnovnog gela.

Opis	Aditiv	Koncentracija
Koncentracija tečnog gela	WG-11, LGC-V (HPG)	11,35 l/m ³
Bafer za nižu pH vrednost	BA-20	0,2 l/m ³
Agens za umrežavanje	CL- 28M	4,2 l/m ³
Agens za umrežavanje (1)	CL-31	0,5 l/m ³
Stabilizatori gela	Gel –STA	0,48 kg/m ³
Bafer za veću pH vrednosti (2)	MO-67	1 - 2 l/m ³
Razbijač (3)	CAT-3	0,5 l/m ³
Razbijač (4)	SP Razbijač	0,24 kg/m ³

(1) Agens za umrežavanje CL-31 je ubrzivač reakcije.

(2) Bafer MO-67 je alkalni rastvor za kontrolu pH vrednosti fluida za uslove stabilnog umrežavanja.

(3) Razbijač CAT-3 je aktivator za SP razbijač i Vicon NF.

(4) U potiskujući fluid je jedino dodat SP razbijač.

Tabela 5.22. Bušotina 6J4 – 22,7 kg Sastav aditiva osnovnom gelu (u cilju boljeg iskorišćenja fluida i sprečavanja bubrenja glina).

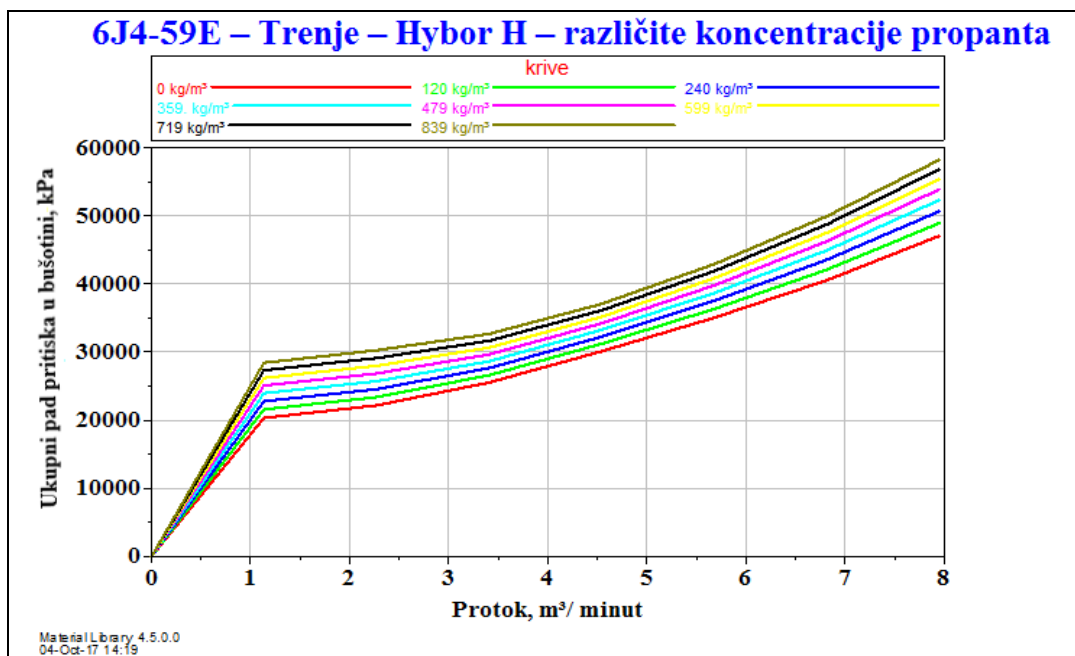
Opis	Aditiv	Koncentracija
Kontrola glina	glina Sta. XP	4,0 l/m ³
Surfaktant	Losurf-300	2,0 l/m ³
Biocidi	BE-3S	0,018 kg/m ³
Razbijač (1)	Vicon -NF	2,0 l/m ³
Razbijač	SP Breaker	0,24 kg/m ³

(1) Vicon -NF je dodat u fazama (0.25 – 2.0 l/m³)

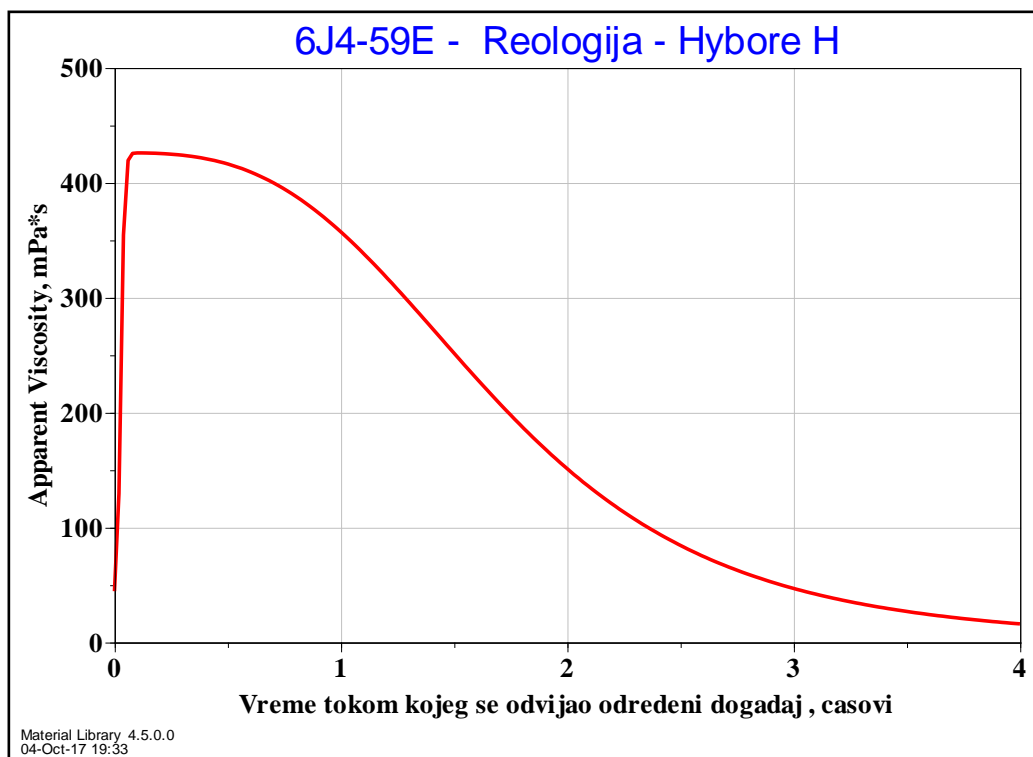
U delu programa „Material Library” su deponovani podaci o karakteristikama materijala, potrebnih za uporednu analizu.

Softver je predviđen za određivanje gubitaka na trenje pomoću dve metode: jednostavna metoda i metoda bušotine. Jednostavna metoda se zasniva na statičkim, izotermnim i izobarskim uslovima. Odabirom opcije “Friction Wellbore” u okviru menija za koeficijent trenja, podaci iz „Material Library” obezbeđuju mnogo realniju simulaciju pada pritiska, koristeći stvarne segmente bušotine i promenu uslova pritiska i temperature. Određivanje gubitaka na trenje metodom bušotine, je namenjeno za jedan fluid i linearni profil temperature. To znači da se u slučaju više različitih fluida u bušotini, ovom metodom ne može izračunati kompozitni gubitak na trenje (slika 5.13).

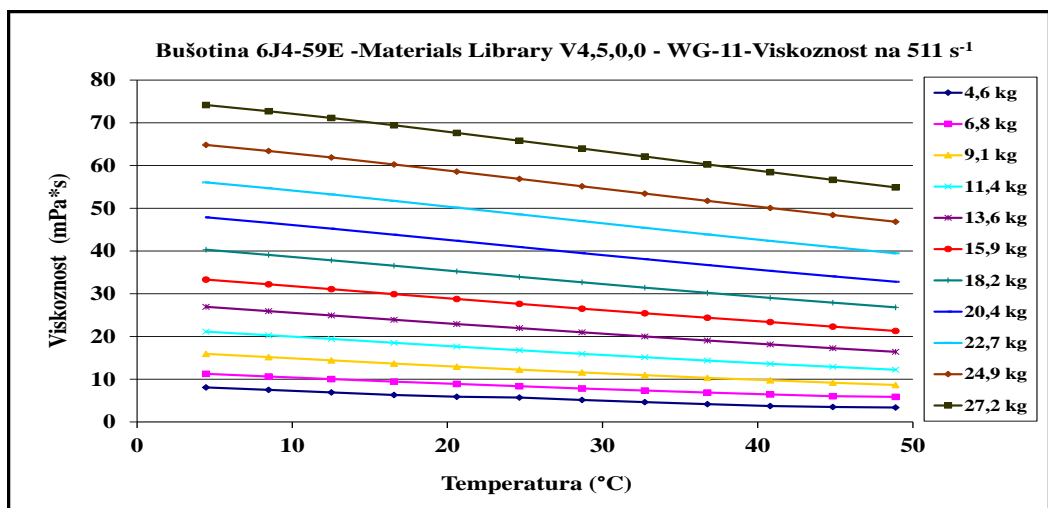
Dijagrami vezani za reologiju fluida i viskozitet, pri različitim koncentracijama i temperaturi, se dobijaju na osnovu krive najboljeg slaganja podataka iz „Material Library” i mernih podataka. Gotovo svaka terenska laboratorija za stimulaciju kompanije Halliburton, može dati podatke o viskozitetu fluida za frakturiranje u funkciji vremena, kao što je prikazano na slikama (5.14– 5.15).



Slika 5.13. Bušotina 6J4–Gubici na trenje u cevima za različite koncentracije propanta.



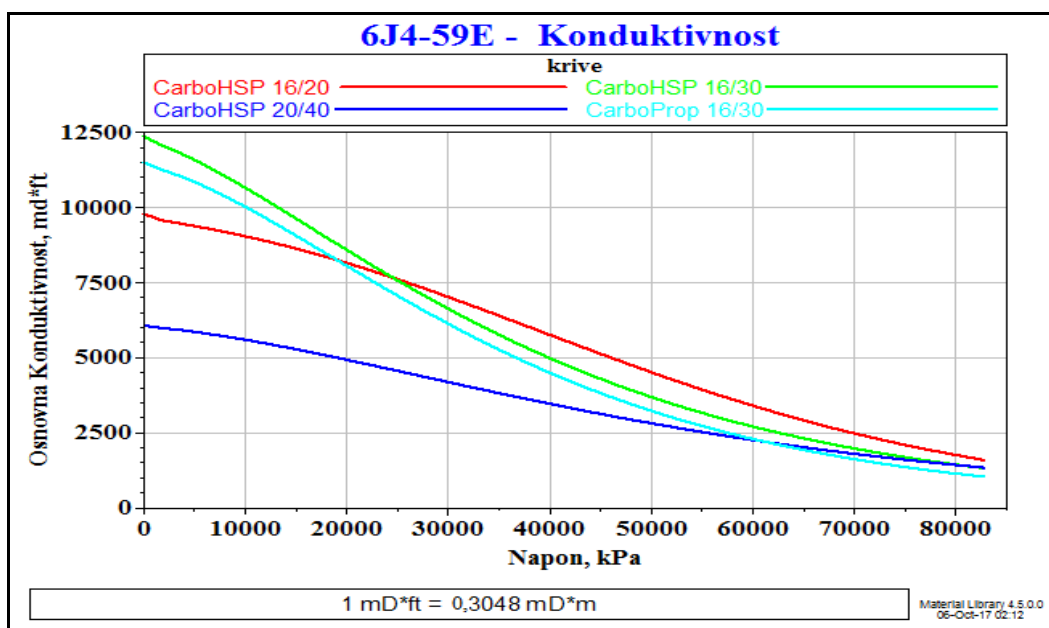
Slika 5.14. Bušotina 6J4 – profil za razbijač.



Slika 5.15. Bušotina 6J4 – profil viskoznosti

Izbor propanta za bušotinu 6J4

Na osnovu gradijenta frakturiranja, minimalno horizontalno naprezanje duž profila frakture može biti i do 49.642 kPa. Odabran je CarboHSP tip propanta, veličine otvora sita 16/20 mesh, jer je lako dostupan, daje najbolje rezultate u poređenju sa drugim vrstama propanta, a pruža dovoljan kontrast provodljivosti između formacije i fracture (slika 5.16).

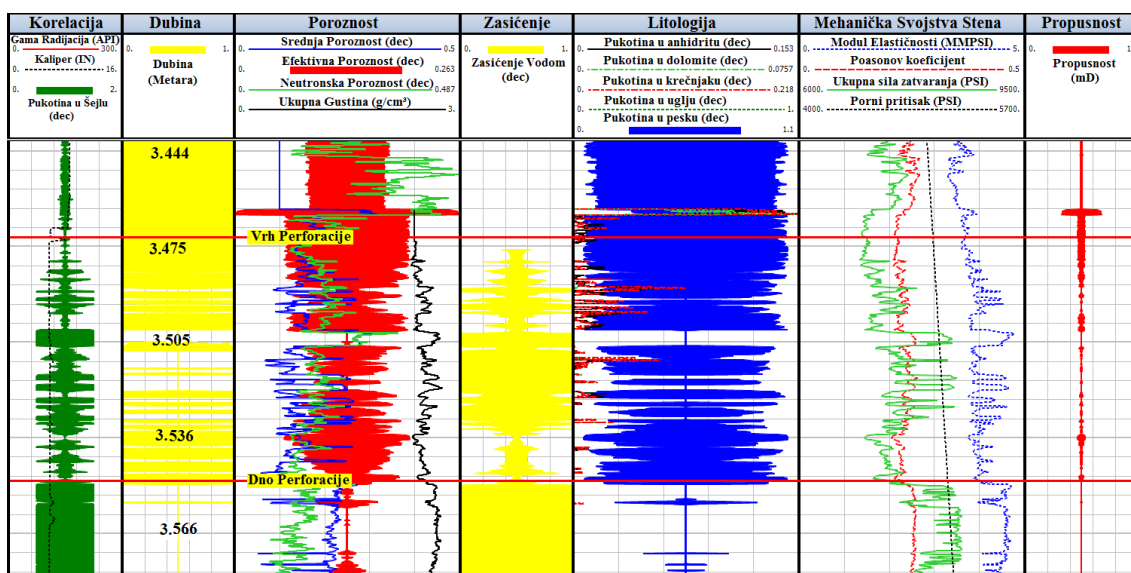


Slika 5.16. Bušotina 6J4 – Osnovna provodljivost propanta u funkciji naprežanja.

5.2.3. PETROFIZIČKA ANALIZA BUŠOTINE 6J4

Petrofizička analiza bušotine 6J4-59E je izvedena korišćenjem softvera za interpretaciju ukupnih karotažnih podataka.. Interpretacija je urađena za interval od 3.472 do 3.549 m kroz donje nubijske pešćare. Cilj je bio da se proceni litologija, poroznost, propusnost, mehanika stena i zasićenje vodom u ležištu.

Korišćeni litološki model se zasniva na lokalnoj stratigrafiji ove oblasti. Formaciju pretežno čini čist, kvarcni pešćar (slika 5.17).



Slika 5.17. Bušotina 6J4 – Interpretacija karotažnih podataka.

5.2.4. PRVA FAZA PROJEKTOVANJA TRETMANA ZA 6J4

Tabela 5.23. bušotina 6J4 – Projektovanje tretmana.

naziv bušotine	6J4-59E	22,7 kg Water Frac H (HPG)	65,865 m³
naziv posla	faza 1	Hybor H 22,7 kg WG-11	376,647 m³
broj perforacije	1530	CarboHSP 16/20	9.8426 kg
srednja dubina perforacija	3510,5 m		
vreme upumpavanja	2.2 hrs		
Statička temperature na dnu bušotine	143 °C		
gradijent frakturiranja	14,2 kPa/m		

Frakturirati interval u gornjim nubijskim pešćarima sa 206 kubna metra Hybor H fluida (45 mPa*s) sa 97.064 kilograma 16/20 mesh CarboHSP propanta. Tretirati kroz 8,89 cm tubing sa protokom od 3,18 (m³/ minut), i određenim pritiskom na glavi bušotine of 52.000 kPa. Koristiti sledeću proceduru

Tubing (Površini)

Faza	Opis faze	Opis fluida	protok suspenzije i čistog fluida (m ³ /min)	Zapremina čistog fluida (m ³)	Tip propanta	koncentracija propanta (kg/m ³)	Masa propanta (kg)	komentar
1	Punjenje bušotine	Water Frac H 22,7 kg	0,79	16,277		0	0	Punjenje bušotine
2	zatvaranje bušotine	0	0	0		0	0	
3	test stepeničastog protoka	Water Frac H 22,7 kg	3,18	17,034		0	0	stepeničasti protok
4	zatvaranje bušotine	0	0	0		0	0	
5	test efikasnosti fluida	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	37,854		0	0	mini frakturiranje
6	peščani čep	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	11,356	CarboHSP 16/20	120	1362720	peščani čep
7	test efikasnosti fluida	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	11,356		0	0	istiskivanje
8	test efikasnosti fluida	Water Frac H 22,7 kg	3,18	16,277		0	0	krajnje istiskivanje
9	zatvaranje bušotine radi analize efikasnosti	0	0	0		0	0	
10	Fluid bez propanta	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	109,777		0	0	
11	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	120	3633,96	
12	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	240	7267,92	
13	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	359	10871,597	
14	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	479	14505,557	
15	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	30,283	CarboHSP 16/20	599	18139,517	
16	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	28,391	CarboHSP 16/20	719	20413,129	
17	fluid sa propantom	Hybor H 22,7 kg WG-11	3,18	26,498	CarboHSP 16/20	839	22231,822	
18	ispiranje	Water Frac H 22,7 kg	3,18	16,277		0	0	
	ukupno			442,512		3,475	9,8426	

Tabela 5.24. Bušotina 6J4 – Rezultati projektovanja tretmana u programu FracPro.

Opis	Rezultati Projektovanja
Dužina polovine frakture	65 (m)
Dubina do vrha frakture	3466 (m)
Dubina do dna frakture	3536 (m)
Srednja širina frakture	0,63 (cm)
Srednja koncentracija propanta	13,12 (kg/m ²)
Bezdimenzionalna provodljivost	11,1
Srednja provodljivost propanta	1406 (mD·m)

5.2.5. BUŠOTINA 6J4 DETALJI O FLUIDIMA U PRVOM TRETMANU

Tabela 5.25. Bušotina 6J4 – Detaljne informacije o fluidima u prvom tretmanu.

22,7 kg Water Frac H (HPG)								
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Razbijač (L/m ³)	Kontrola glina (L/m ³)	Surfaktant (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Bafer (L/m ³)	Razbijač (kg/m ³)	Biocidi (kg/m ³)
Voda	Voda *	Vicon NF	glina Sta. XP	Losurf-300	CAT-3	BA-20	SP Razbijač	BE-3S
0 - 33,3	0	4	2	0	0,2	0	0	0,018
33,33 - 49,6	2	4	2	0,5	0,2	0,24	0,24	0,018
66	49,6 - 66	2	4	2	0,5	0,2	0,24	0,018

Hybor H 22,7 kg WG-11													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (L/m ³)	Kontrola glina (L/m ³)	Surfaktant (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Bafer (L/m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (L/m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Stabilizatori gela (kg/m ³)	Biocidi (kg/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Razbijač (kg/m ³)
Voda	Voda *	BA-20	glina Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	Vicon NF	gela-Sta	BE-3S	CAT-3	SP Razbijač
0 - 60,6	0,2	4	2	0,25	1	4,2	0,5	0,25	0,48	0,018	0,5	0,24	
60,6 - 230,9	0,2	4	2	0,25	1	4,2	0,5	0,25	0,48	0,018	0,5	0	
230,9 - 291,6	0,2	4	2	0,5	1,5	4,2	0,5	0,5	0,36	0,018	0,5	0	
291,6 - 321,8	0,2	4	2	1	1,5	4,2	0,5	1	0,24	0,018	0,5	0	
321,8 - 350,2	0,2	4	2	1,5	2	4,2	0,5	1,5	0,12	0,018	0,5	0	
377	350,2 - 376,6	0,2	4	2	2	2	4	0,5	2	0	0,018	0,5	0

5.2.6. BUŠOTINA 6J4 – UKUPNA KOLIČINA FLUIDA U PRVOM TRETMANU

Tabela 5.26. Bušotina 6J4 – Ukupna količina fluida u prvom tretmanu.

22,7 kg Water Frac H (HPG)								
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Razbijač (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Bafer (m ³)	Razbijač (m ³)	Razbijač (kg)	Biocidi (kg)
66	Voda *	Vicon NF	glina Sta. XP	Losurf-300	BA-20	CAT-3	SP Razbijač	BE-3S
Ukupno	66	65,4	264	132	13,2	16,35	7,848	1,188

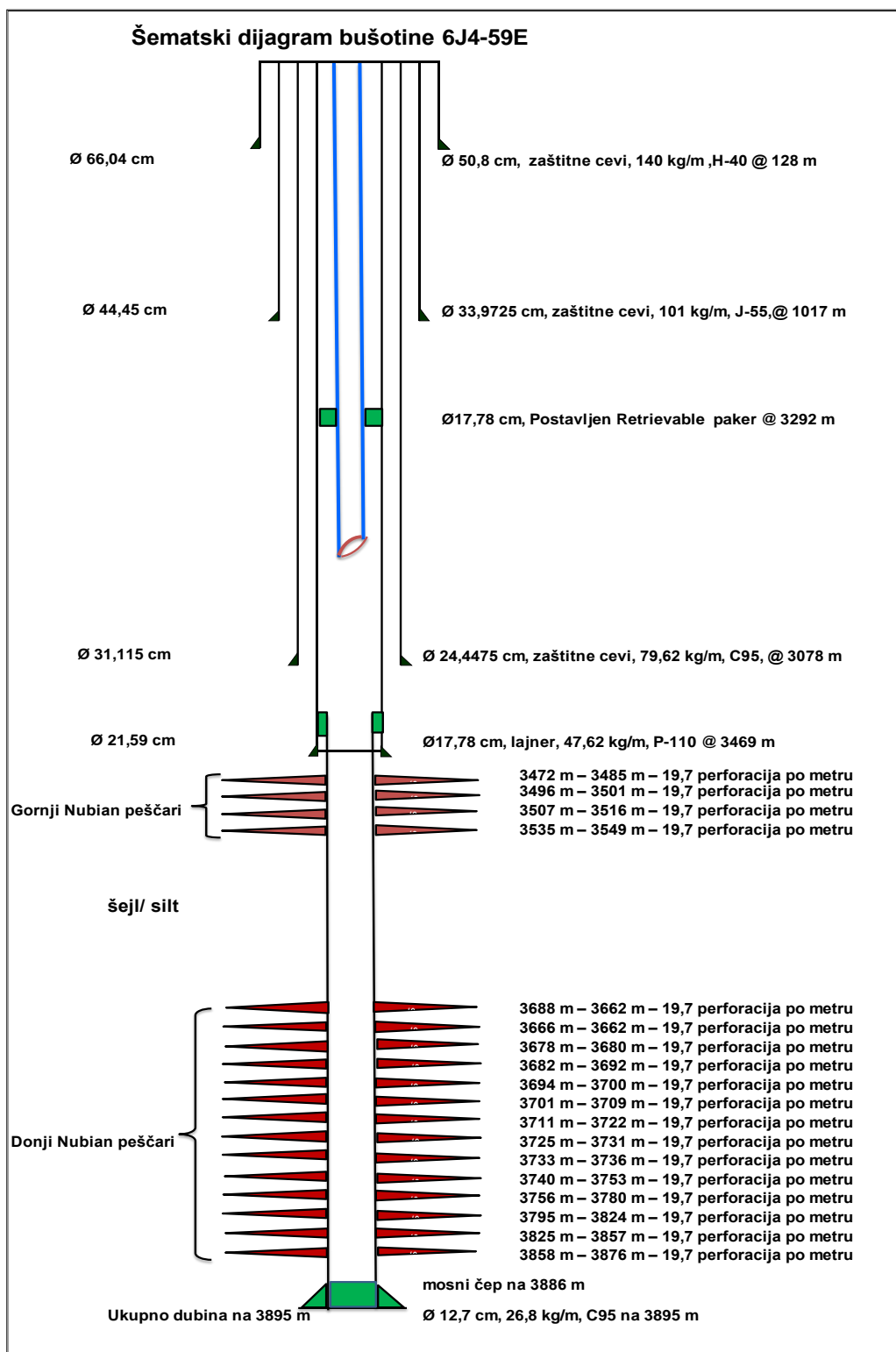
Hybor H 22,7 kg WG-11													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Razbijač (m ³)	Bafer (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Stabilizatori gela (kg)	Biocidi (kg)	Razbijač (m ³)	Razbijač (kg)	
377	Voda *	BA-20	glina Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela -STA	BE-3S	CAT-3	SP Razbijač	
Ukupno	377	75,4	1.508	754	213,675	476,85	1576,44	188,5	143,34	6,786	188,5	14,544	

Ukupno													
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Razbijač (m ³)	Bafer (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Stabilizatori gela (kg)	Biocidi (kg)	Razbijač (kg)	Razbijač (m ³)	
443	Voda *	BA-20	glina Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela -STA	BE-3S	SP Razbijač	CAT-3	
Ukupno	443	88,6	1.772	886	279,075	476,85	1576,44	188,5	143,34	7,974	22,392	204,85	

Propanta		
Projektovana Količina		Zahtevano
CraboHSP 16/20	9.8426 kg	9.8426 kg

5.2.7. SKICA BUŠOTINE 6J4

Šematski prikaz bušotine 6J4 je dat na slici 5.18



Slika 5.18. Bušotina 6J4 – Šematski prikaz.

5.2.8. FRACPRO 2017 ANALIZA HIDRAULIČKOG FRAKTURIRANJA ZA 6J4

Naziv bušotine: 6J4 -59E.
 Lokacija: Severno Gialo, Libija.
 Formacija : Gornji Nubijski peščari.

Tabela 5.27. 6J4 Geometrija frakture - kratak pregled.

Dužina polovine frakture (m)	67	Dužina polovine frakture (podržana) (m)	65
Ukupna visina frakture (m)	70	Ukupna visina (podržana) (m)	68
Dubina do vrha frakture (m)	3.466	Dubina do vrha frakture (podržana) (m)	3.466
Dubina do dna frakture (m)	3.536	Dubina do dna frakture (podržana) (m)	3.534
Ekvivalentni broj višestrukih fraktura	1,0	Maksimalna širina frakture (cm)	1,01
Efikasnost gela za frakturiranje	0,26	Srednja širina frakture (cm)	0,63
		Srednja koncentracija propanta (kg/m ²)	13,12

Tabela 5.28. 6J4 Provodljivost frakture - kratak pregled.

Srednja provodljivost (mD·m)	1406,1	Srednja širina frakture (ispunjena) (cm)	0,625
Bezdimenzionalna provodljivost	11,08	Propusnost formacije (mD)	1,96
Faktor oštećenja propanta	0,50	Propusnost pri neoštećenom propantu (mD)	793.332
Prividni faktor oštećenja propanta	0,42	Propusnost propanta pri oštećenju propanta (mD)	396.666
Ukupni faktor oštećenja	0,71	Propusnost propanta pri ukupnom oštećenju (mD)	231.093
Efektivna dužina (podržana) (m)	65	“Ugrađivanje” propanta u frakturu (mm)	0,000

Tabela 5.29. 6J4 Pritisak frakturiranja - kratak pregled.

Modelirani efektivni pritisak (kPa)	7.917	Pritisak zatvaranja frakture (kPa)	49.580
Posmatrani efektivni pritisak (kPa)	0	Gradijent pritiska pri zatvaranju frakture (kPa/m)	14,171
Hidrostatski pritisak (kPa)	33.891	Srednji pritisak na površini (kPa)	52.357
Ležišni pritisak (kPa)	40.679	Maksimalni pritisak na površini (kPa)	55.372

Tabela 5.30. 6J4 Kratak pregled operacije.

Ukupno upumpanog čistog fluida (m ³)	444,00	Ukupno upumpanog propanta (t)	98,4
Ukupno upumpano suspenzije (m ³)	471,76	Ukupno upumpano propanta u frakturu (t)	97,1
Zapremina fluida bez podupirača (m ³)	125,53	Srednja hidraulična snaga (kW)	2.774
Udeo zapremine fluida bez podupirača (% od zapremine suspenzije)	34,9	Maksimalna hidraulična snaga (kW)	2.933
Udeo zapremine fluida bez podupirača (% od zapremine čistog fluida)	37,8	Srednja vrednost protoka suspenzije (m ³ /min)	3,2
Primarni tip fluida	HYBOR H 22,7 kg #	Primarni tip propanta	CarboHSP 16/20
Sekundarni tip fluida		Sekundarni tip propanta	

Tabela 5.31. 6J4 Projektovani plan tretmana.

Faza	Faza Tip	Utrošeno vreme (minut: sekunda)	Tip fluida	Zapremina čistog fluida (m ³)	Koncentracija propanta (kg/m ³)	Faza propanta (t)	Protok suspenzije (m ³ /min)	Tip propanta
			fluida bušotine					
1	Injektiranje vode	20:28	BRI15K WATER FRAC H 22,7 kg	15,748 16,277	0	0,0	0,79	
2	Zatvaranje bušotine	20:28	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
3	Stepeničasti test	25:50	WATER FRAC H 22,7 kg	17,034	0	0,0	3,18	
4	Zatvaranje bušotine	25:50	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
5	mini frak	37:44	HYBOR 22,7 kg	37,854	0	0,0	3,18	
6	mini frak	41:25	HYBOR H 22,7 kg	11,356	120	1,4	3,18	CarboHSP 16/20
7	mini frak	45:00	HYBOR H 22,7 kg	11,356	0	0,0	3,18	
8	mini frak	50:07	WATER FRAC H 22,7 kg	16,277	0	0,0	3,18	
9	Zatvaranje bušotine	70:07	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
10	glavni fluid bez propanta za frakturiranje	104:38	HYBOR H 22,7 kg	109,777	0	0,0	3,18	
11	glavna suspenzija	114:29	HYBOR H 22,7 kg	30,283	120	3,6	3,18	CarboHSP 16/20

Faza	Faza Tip	Utrošeno vreme (minut:sekunda)	Tip fluida	Zapremina čistog fluida (m ³)	Koncentracija propanta (kg/m ³)	Faza propanta (t)	Protok suspenzije (m ³ /min)	Tip propanta
	za frakturiranje							
12	glavna suspenzija za frakturiranje	124:40	HYBOR H 22,7 kg	30,283	240	7,3	3,18	CarboHSP 16/20
13	glavna suspenzija za frakturiranje	135:10	HYBOR H 22,7 kg	30,283	359	10,9	3,18	CarboHSP 16/20
14	glavna suspenzija za frakturiranje	146:00	HYBOR H 22,7 kg	30,283	479	14,5	3,18	CarboHSP 16/20
15	glavna suspenzija za frakturiranje	157:10	HYBOR H 22,7 kg	30,283	599	18,1	3,18	CarboHSP 16/20
16	glavna suspenzija za frakturiranje	167:56	HYBOR H 22,7 kg	28,391	719	20,4	3,18	CarboHSP 16/20
17	glavna suspenzija za frakturiranje	178:17	HYBOR H 22,7 kg	26,498	839	22,2	3,18	CarboHSP 16/20
18	glavna suspenzija za frakturiranje	183:24	WATER FRAC H 22,7 kg	16,277	0	0,0	3,18	
19	Zatvaranje bušotine	228:24	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	

Projektovana zapremina čistog fluida (m³) **442,5** Projektovana propanta (t) **98,4**
Projektovana zapremina suspenzije (m³) **470,75**

Tabela 5.32. 6J4 Karakteristike zaštitnih cevi.

Dužina (m)	Tip segmenta	Unutrašnji prečnik zaštitnih cevi (cm)	Spoljašnji prečnik zaštitnih cevi (cm)	Težina (kg/m)	Klasa
3.261	cementirane zaštitne cevi	21,679	24,448	79,617	C-95

Tabela 5.33. 6J4 Karakteristike površinskih vodova i tubinga

Dužina (m)	Tip segmenta	Unutrašnji prečnik tubinga (cm)	Spoljašnji prečnik tubinga (cm)	Težina (kg/m)	Klasa
105	Tubing	7,600	8,890	13,691	C-95
3.444	Tubing	7,600	8,890	17,560	

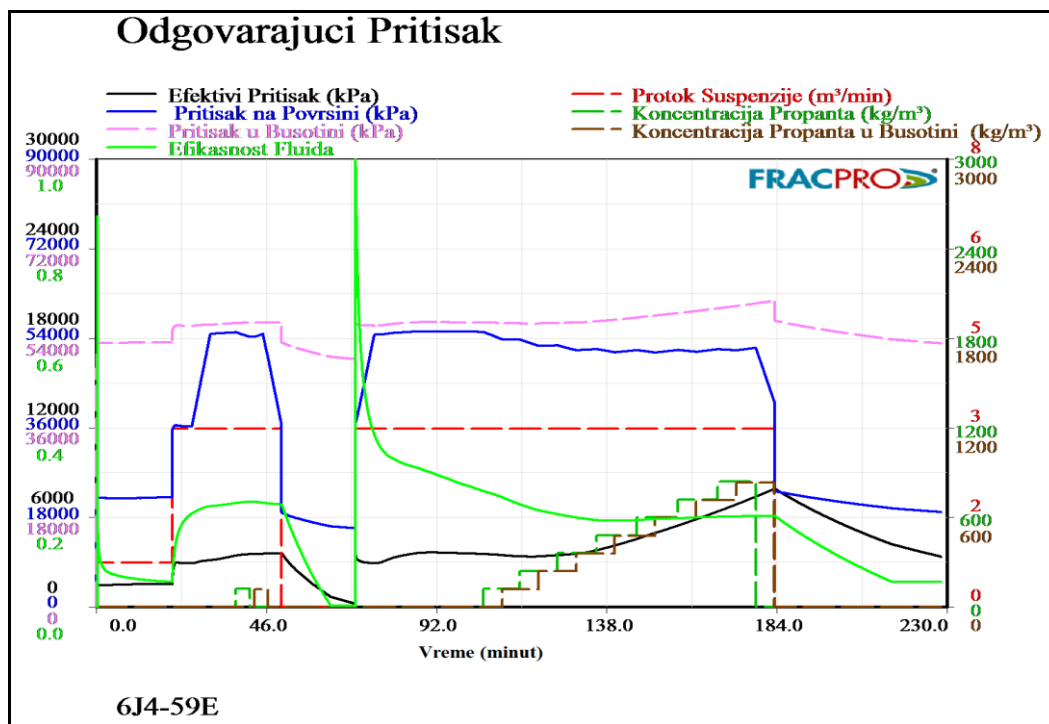
Tabela 5.34. 6J4 Karakteristike perforiranog intervala

	Intervali #1
Vrh perforacija (m)	3.472
Dno perforacija (m)	3.549
Vrh perforacija (m)	3.472
Dno perforacija (m)	3.549
Prečnik perforacija (cm)	1,016
Broj perforacija	1530

Tabela 5.35. 6J4 Ukupna putanja.

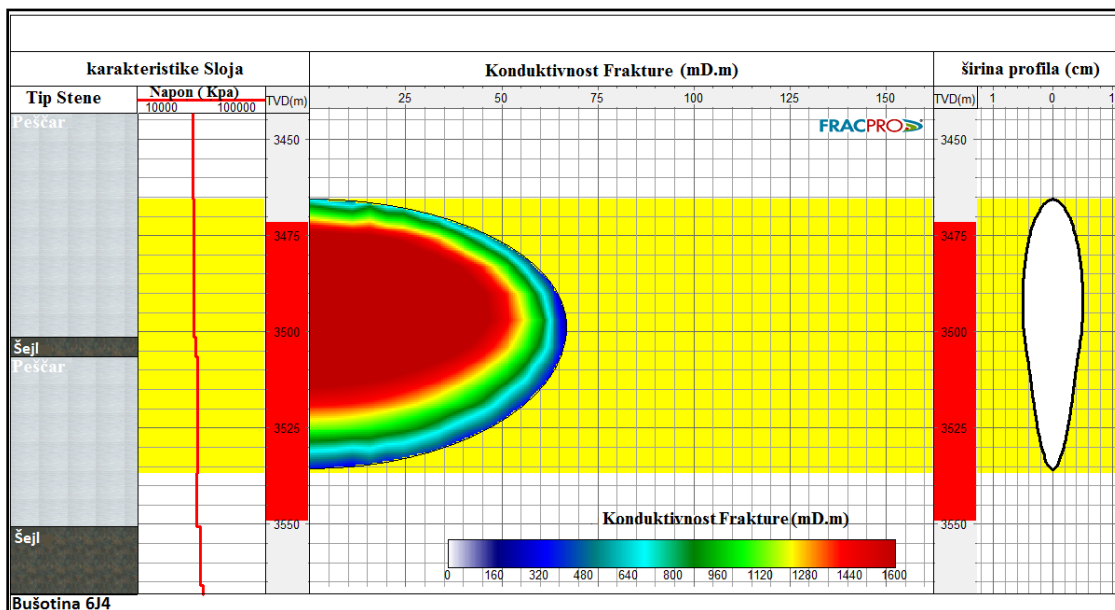
Tip segmenta	Dužina (m)	Merena Dubina (m)	Stvarna vertikalna dubina (m)	Otklon (°)	Spoljašnji prečnik međuprostora (cm)	Unutrašnji prečnik međuprostora (cm)	Unutrašnji prečnik cevi (cm)
Tubing	3.472	3.472	3.472	0,0	0,000	0,000	7,600

5.2.9. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J4 – KONFIGURACIJA PRITISKA (FRACPRO MODEL)



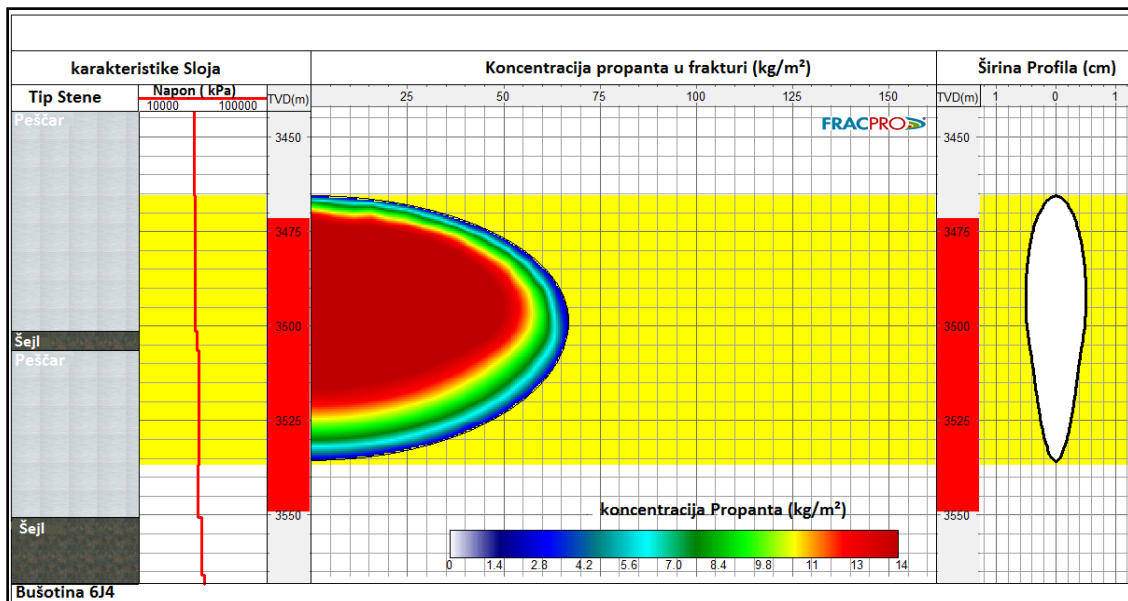
Slika 5.19. Bušotina 6J4 – Preliminarna analiza podataka projekta glavnog tretmana.

5.2.10. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J4–PROVODLJIVOST FRAKTURE (FRACPRO MODEL)



Slika 5.20. Bušotina 6J4 – Provodljivost frakture (glavni tretman, FracPro model).

5.2.11. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J4-KONCENTRACIJA PROPANTA (FRACPRO MODEL)



Slika 5.21. Bušotina 6J4 – Koncentracija propanta u frakturi (glavni tretman, FracPro model).

5.2.12. PROCENA UKUPNIH TROŠKOVA FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J4

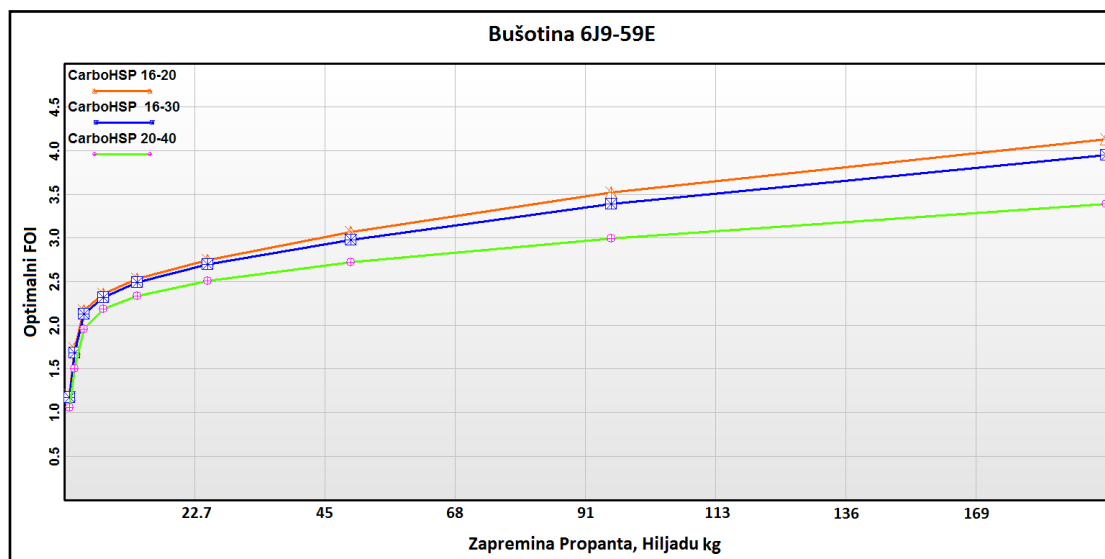
Cena frakturiranja bušotine 6J4 sa kombinovanim popustom je prikazana u tabeli 5.36.

Tabela 5.36. Bušotina 6J4 – Ukupna cena hidrauličkog frakturiranja.

<i>Ukupna cena servisa bušotine 6J4</i>	
<i>Cena Personala (Dolara)</i>	<i>27888,48</i>
<i>Cena Servisa (Dolara)</i>	<i>290408,87</i>
<i>Cena Transporta (Dolara)</i>	<i>34.688</i>
<i>Cena Materijala (Dolara)</i>	<i>917531,94</i>
<i>Kombinovani Popust</i>	<i>41%</i>
<i>Ukupna Cena Frakturiranja (Dolara)</i>	<i>754554,49</i>

5.3. OPTIMALNI PRORAČUN FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J9

Prva faza proračuna se radi u programu StimPlan za interval (3.743 m do 3.788 m), debljine 45 metara. U ovoj fazi je bio predviđen tretman sa propantom tipa CarboHSP sa veličinom otvora sita 16/20, 16/30 i 20/40 mesha. Na slici (5.22) se vidi da najbolje rezultate tretmana daje propant CarboHSP 16/20. Međutim, u praksi je korišćen propant Carbo HSP sa veličinom otvora sita 20/40 mesha iz dva razloga: Prvo, jedini propant koji je u to vreme bio u skladištu je 20/40, a drugo, nikakvo ispitivanje nije urađeno za ostale veličine. Prema tome, u proračun se ide sa propantom Carbo HSP 20/40, u očekivanju da će obezbediti dovoljan kontrast provodljivosti između matriksa formacije i frakture.



Slika 5.22. Bušotina 6J9 – Optimalni FOI rezultati.

5.3.1. OPIS TRETMANA BUŠOTINE 6J9

Predloženi tretman počinje punjenjem bušotine linearnim gelom za smanjenje trenja usled visokih pritisaka tokom loma stene. Zatim se vrši testiranje bušotine metodom stepeničastog pritiska, u cilju određivanja pritiska na dnu bušotine tokom tretmana, i utvrđivanja trenja u zoni perforacija i pribušotinskoj zoni. Rezultatima testiranja bušotine metodom stepeničastog pritiska, kvantitativno se određuju gubici na trenje u

zoni perforacija i pribušotinskoj zoni (usled pojave tortuoziteta), i time dobijaju informacije značajne za projektovanje i sprovođenje glavnog tretmana frakturiranja.

Minifrakturiranje, kao uobičajen dijagnostički test, sprovodi se pre glavnog fakturiranja. Ova operacija se izvodi bez propanta, sa idejom utvrđivanja naprezanja pri zatvaranju frakture i koeficijenta „curenja“, tj. prodora fluida u formaciju (Leak-off coefficient) u ležišnim, in-situ, uslovima. Jednom, kada se frakture zatvore, pumpe treba vratiti što je moguće brže, u pokušaju da se uspostavi jedna dominantna fraktura.

Veće količine fluida bez propanta (tzv. „pad fluid“) i aditiva za smanjenje prodora fluida u formaciju (Leak-off control additives), trebalo bi da reše ovaj problem. Stoga, kada pritisak frakturiranja raste, posle nastanka loma i formiranja frakture, trebalo bi upumpati radni fluid sa propantom, i pratiti odziv formacije. Pošto će tretman biti sproveden kroz deo postojećih perforacija, preporučuje se koncentracija propanta od 60 do 240 kg/m³, u zavisnosti od formacije, kako bi se proverilo smeštanje propanta u formaciju. Stoga, ako postoje višestruke perforacije, najbolje je upumpati propant u perforacije i zatvoriti bušotinu.

Tretman minifrakturiranja omogućava prikupljanje i interpretaciju brojnih, kako ležišnih, tako i podataka značajnih za sam proces stimulacije, što omogućava optimizaciju stimulacije za svaku bušotinu ponaosob.

Neki od tih parametara su: prosečna propusnost, pritisak frakturiranja, pritisak produženja frakture, brzina prodora fluida u formaciju, mehanička svojstva i pritisak zatvaranja frakture.

Predloženim glavnim tretmanom je projektovano, da se u bušotinu 6J9, upumpa 120.8 tona propanta, sa prečnikom zrna 20/40 mesha u koncentraciji do 839 kg/m³. Parametri simulacije i konačna distribucija propanta na kraju ovog postupka, su prikazani u izveštaju FracPro simulatora, u tabelama od 5.45 – 5.53, i slikama 5.29 – 5.31.

5.3.2. FLUIDI ZA HIDRAULIČKO FRAKTURIRANJE BUŠOTINE 6J9 I IZBOR PROPANTA

Umreženi gel usporenog dejstva (tip Hybore H), redosled operacija pri upumpavanju, projektovani glavni tretman u programu FracPro, detaljne informacije o fluidima, i rezultati stimulacije su prikazani u tabelama (5.37- 5.44).

Voda za frakturiranje H (Water Frac H)*

Tabela 5.37. Bušotina 6J9 – 22,7 kg Sastav vode za frakturiranje.

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Koncentracija tečnog gela	LGC-V (WG-11) [HPG]	11,35 l/m ³
Bafer za nižu pH vrednost	BA-20	0,2 l/m ³
Razbijač (1)	SP Razbijač	0,24 kg/m ³

* pojam objašnjen u ranijem tekstu.

(1) U potiskujući fluid je jedino dodat SP razbijač.

Tabela 5.38. Bušotina 6J9 – 22.7 kg Aditivi vodi za frakturiranje (u cilju boljeg iskorišćenja fluida i sprečavanja bubrenja glina).

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Kontrola glina	glina Sta. XP	4,0 l/m ³
Surfaktant	Losurf-300	2,0 l/m ³
Razbijač (1)	Vicon -NF	2,0 l/m ³
Biocidi (2)	BE-3S	0,018 kg/m ³
Razbijač (3)	CAT-3	0,5 l/m ³

(1) Vicon -NF je dodat u fazama (0,25 – 2,0 l/m³)

(2) Biocid BE-3S je dodat u rezervoare.

(3) Razbijač CAT-3 je aktivator za SP razbijač i Vicon NF.

Gel usporenog dejstva umrežen boratom (HYBORE H)

Tabela 5.39. Bušotina 6J9 – Sastav osnovnog gela

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Koncentracija tečnog gela	WG-11, LGC-V (HPG)	11,35 l/m ³
Bafer za nižu pH vrednost	BA-20	0,2 l/m ³
Agens za umrežavanje	CL- 28M	4,2 l/m ³
Agens za umrežavanje (1)	CL-31	0,5 l/m ³
Stabilizatori gela	Gel –STA	0,48 kg/m ³
Bafer za veću pH vrednosti (2)	MO-67	1 - 2 l/m ³
Razbijač (3)	CAT-3	0,5 l/m ³
Razbijač (4)	SP Razbijač	0,24 kg/m ³

(1) Agens za umrežavanje CL-31 je ubrzivač reakcije.

(2) Bafer MO-67 je alkalni rastvor za kontrolu pH vrednosti fluida za uslove stabilnog umrežavanje.

(3) Razbijač CAT-3 je aktivator za SP razbijač i Vicon NF.

(4) U potiskujući fluid je jedino dodat SP razbijač.

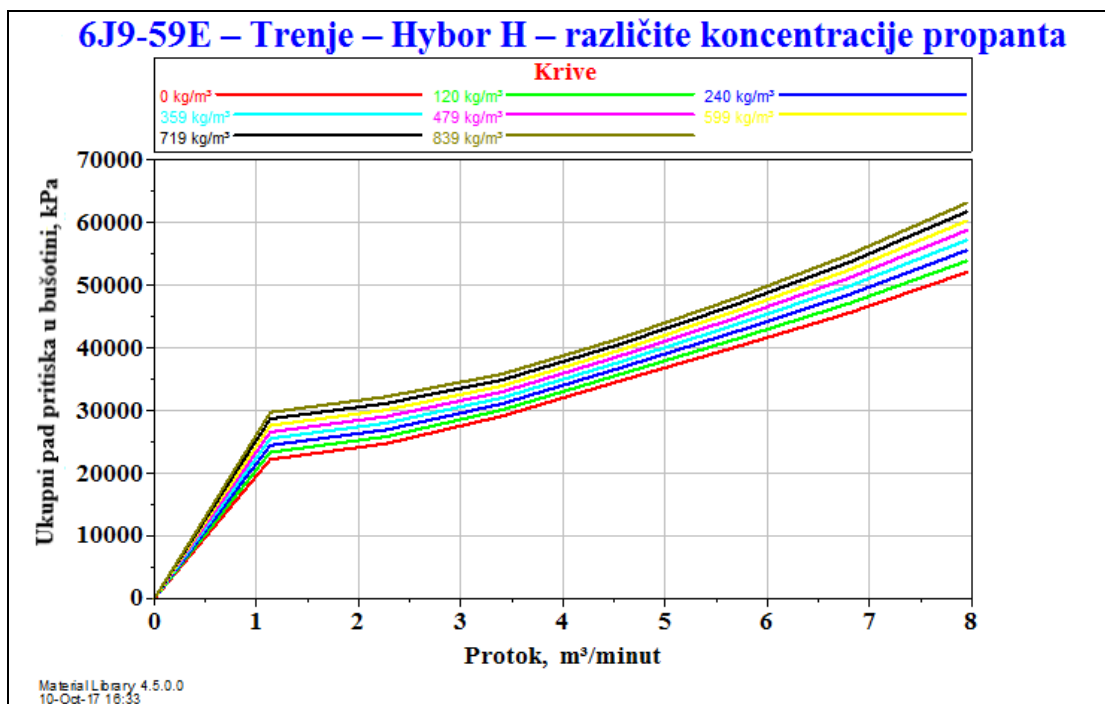
Tabela 5.40. Bušotina 6J9 – 22,7 kg Sastav aditiva osnovnom gelu (u cilju boljeg iskorišćenja fluida i sprečavanja bubrenja glina).

Opis	Naziv aditiva	Koncentracija
Kontrola glina	glina Sta. XP	4,0 l/m ³
Surfaktant	Losurf-300	2,0 l/m ³
Biocidi	BE-3S	0,018 kg/m ³
Razbijač (1)	Vicon -NF	2,0 l/m ³
Razbijač	SP Breaker	0,24 kg/m ³

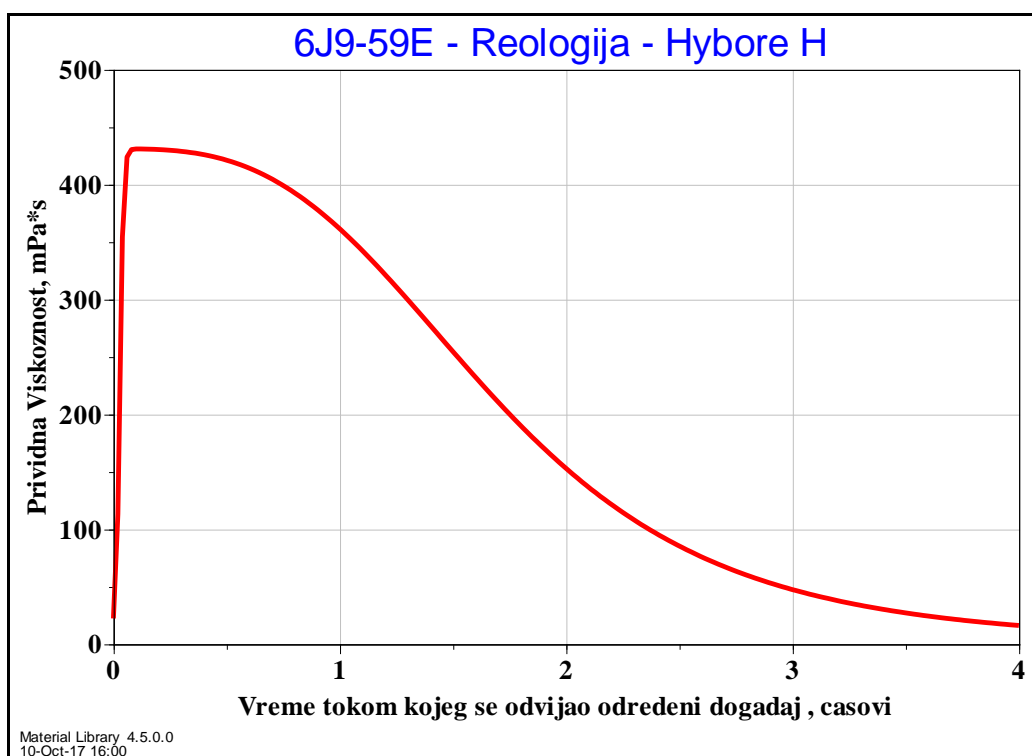
(1) Vicon -NF je dodat u fazama (0.25 – 2.0 l/m³)

U delu programa „Material Library” su deponovani podaci o karakteristikama materijala, potrebnih za uporednu analizu.

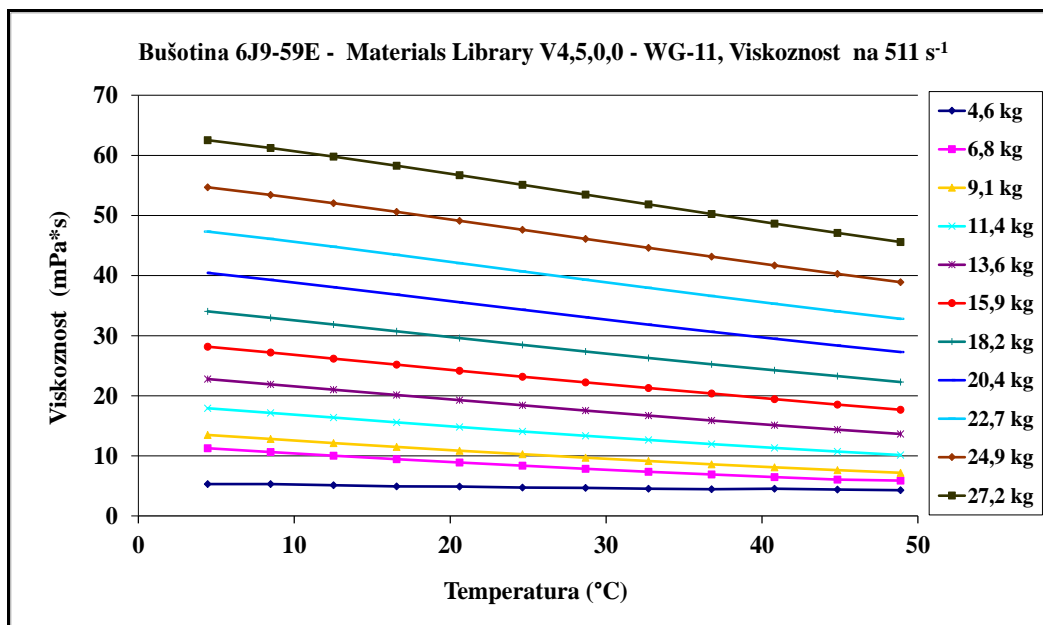
Softver je predviđen za određivanje gubitaka na trenje pomoću dve metode: jednostavna metoda i metoda bušotine. Jednostavna metoda se zasniva na statičkim, izotermkim i izobarskim uslovima. Odabirom opcije “Friction Wellbore” u okviru menija za koeficijent trenja, podaci iz „Material Library” obezbeđuju mnogo realniju simulaciju pada pritiska, koristeći stvarne segmente bušotine i promenu uslova pritiska i temperature. Određivanje gubitaka na trenje metodom bušotine, je namenjeno za jedan fluid i linearni profil temperature. To znači da se u slučaju više različitih fluida u bušotini, ovom metodom ne može izračunati kompozitni gubitak na trenje (slika 5. 23). Dijagrami vezani za reologiju fluida i viskozitet, pri različitim koncentracijama i temperaturi, se dobijaju na osnovu krive najboljeg slaganja podataka iz „Material Library” i mernih podataka. Gotovo svaka terenska laboratorija za stimulaciju kompanije Halliburton, može dati podatke o viskoznosti fluida za frakturiranje u funkciji vremena, kao što je prikazano na slikama (5.24 - 5.25).



Slika 5.23. Bušotina 6J9 – Gubici na trenje u cevima za različite koncentracije propanta.



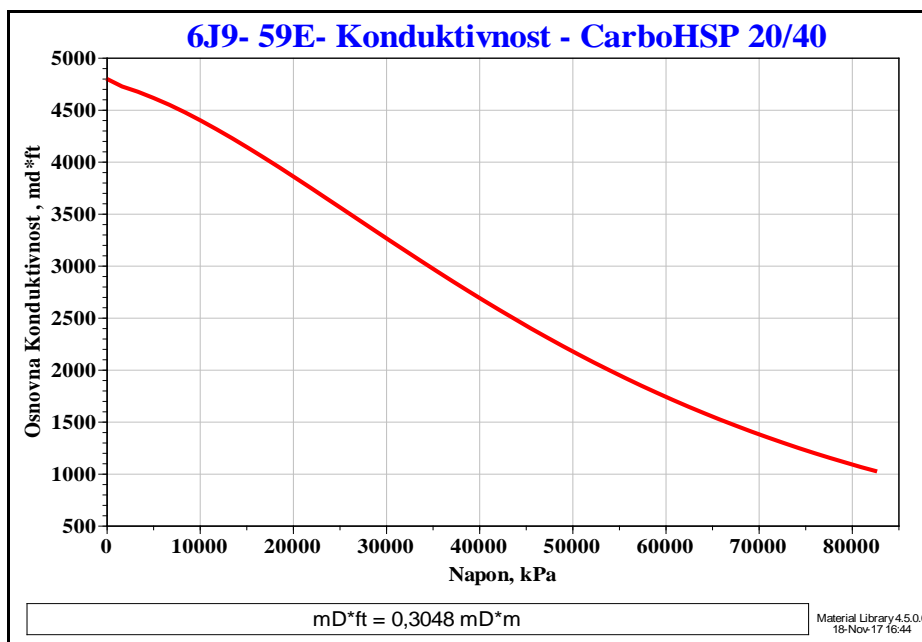
Slika 5.24. Bušotina 6J9 – profil za razbijač.



Slika 5.25. Bušotina 6J9 – profil viskoznosti.

Izbor propanta za bušotinu 6J9

Na osnovu gradijenta frakturiranja, minimalno horizontalno naprezanje duž profila frakture može biti i do 55.158 kPa. Odabran je CarboHSP tip propanta, veličine otvora sita 20/40 mesh, jer je lako dostupan, i pruža dovoljan kontrast provodljivosti između formacije i frakture (slika 5.26).

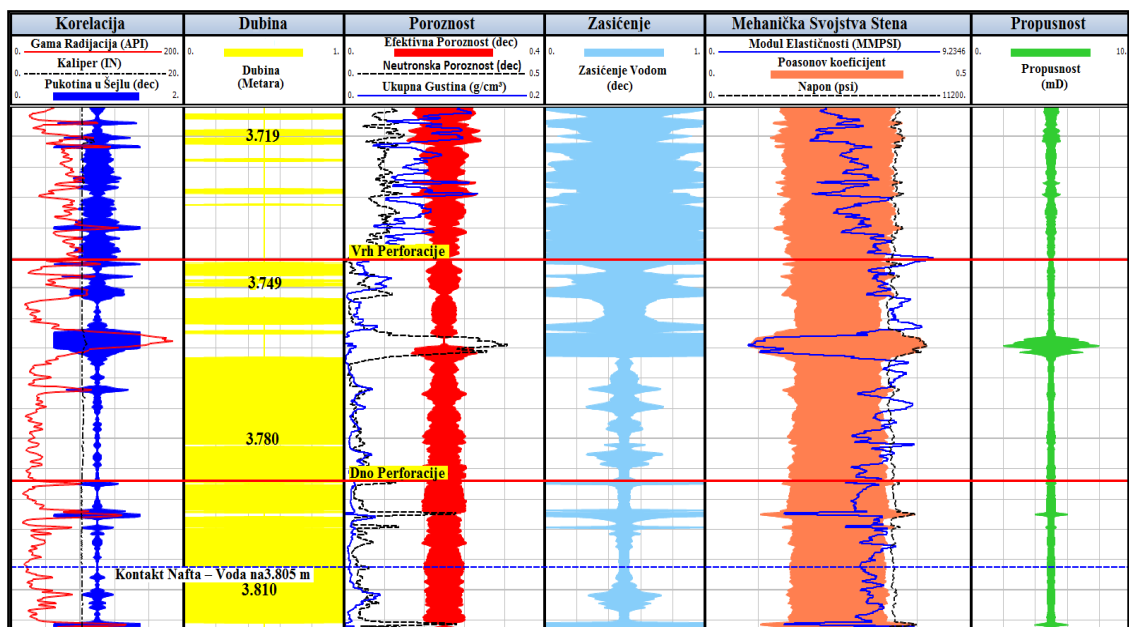


Slika 5.26. Bušotina 6J9 – Osnovna provodljivost propanta u funkciji naprežanja.

5.3.3. PETROFIZIČKA ANALIZA BUŠOTINE 6J9

Petrofizička analiza bušotine 6J9-59E je izvedena korišćenjem softvera za interpretaciju ukupnih petrofizičkih karotažnih podataka. Interpretacija je urađena za interval od 3.743 do 3.788 m kroz donje nubijske pešcare. Cilj je bio da se proceni litologija, poroznost, propusnost, mehanika stena i zasićenje vodom u ležištu.

Korišćeni litološki model se zasniva na lokalnoj stratigrafiji ove oblasti. Formaciju pretežno čini čist, kvarcni pešćar (slika 5.27).



Slika 5.27. Bušotina 6J9– Interpretacija karotažnih podataka.

5.3.4. PRVA FAZA PROJEKTOVANJA TRETMANA ZA 6J9

Tabela 5.41. bušotina 6J9 – Projektovanje tretmana.

naziv bušotine	6J9-59E	22.7 kg Water Frac H (HPG)	70.786 m³					
naziv posla	faza 1	Hybor H 22.7 kg WG-11	488.317 m³					
broj perforacije	736	CarboHSP 20/40	122238 kg					
srednja dubina perforacija	3765.5 m							
vreme upumpavanja	2.8 hrs							
statička temperature na dnu bušotine	143 °C							
gradijent frakturiranja	15.2 kPa/m							
Frakturirati interval u gornjim nubijskim peščari sa 428 kubna metra Hybor H fluida (45 mPa*s) sa 120,875 kilograma 20/40 mesh CarboHSP propanta. Tretirati kroz 8.89 cm tubing sa protokom od 3.18 (m ³ /minut), i određenim pritiskom na glavi bušotine of 61,300 kPa. Koristiti sledeću proceduru								
Tubing (Površini)								
Faza	Opis faze	Opis fluida	protok suspenzije i čistog fluida (m ³ /min)	Zapremina čistog fluida (m ³)	Tip propanta	koncentracija propanta (kg/m ³)	Masa propanta (kg)	komentar
1	Punjenje bušotine	Water Frac H 22.7 kg	0.79	17.791		0	0	Punjenje bušotine
2	zatvaranje bušotine	0	0	0		0	0	
3	test stepeničastog protoka	Water Frac H 22.7 kg	3.18	18.927		0	0	stepeničasti protok
4	zatvaranje bušotine	0	0	0		0	0	
5	test efikasnosti fluida	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	37.854		0	0	mini frakturiranje
6	peščani čep	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	11.356	CarboHSP 16/20	120	1362.72	peščani čep
7	test efikasnosti fluida	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	11.356		0	0	istiskivanje
8	test efikasnosti fluida	Water Frac H 22.7 kg	3.18	17.791		0	0	krajnje istiskivanje
9	zatvaranje bušotine radi analize efikasnosti	0	0	0		0	0	
10	Fluid bez propanta	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	170.344		0	0	
11	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	37.854	CarboHSP 20/40	120	4542.48	
12	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	37.854	CarboHSP 20/40	240	9084.96	
13	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	37.854	CarboHSP 20/40	359	13589.586	
14	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	37.854	CarboHSP 20/40	479	18132.066	
15	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	37.854	CarboHSP 20/40	599	22674.546	
16	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	35.961	CarboHSP 20/40	719	25855.959	
17	fluid sa propantom	Hybor H 22.7 kg WG-11	3.18	32.176	CarboHSP 20/40	839	26995.664	
18	ispiranje	Water Frac H 22.7 kg	3.18	16.277		0	0	
	ukupno			559.103		3475	122237.981	

Tabela 5.42. Bušotina 6J9 – Rezultati projektovanja tretmana u programu FracPro.

Opis	Rezultati Projektovanja
Dužina polovine frakture	93 (m)
Dubina do vrha frakture	3.742 (m)
Dubina do dna frakture	3.789 (m)
Srednja širina frakture	0,83 (cm)
Srednja koncentracija propanta	17,13 (kg/m ²)
Bezdimenzionalna provodljivost	1,24
Srednja provodljivost propanta	554 (mD·m)

5.3.5. BUŠOTINA 6J9 DETALJI O FLUIDIMA U PRVOM TRETMANU

Tabela 5.43. Bušotina 6J9 – Detaljne informacije o fluidima u prvom tretmanu.

22,7 kg Water Frac H (HPG)								
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Razbijač (L/m ³)	Kontrola glina (L/m ³)	Surfaktant (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Bafer (L/m ³)	Razbijač (kg/m ³)	Biocidi (kg/m ³)
Voda	Voda *	Vicon NF	glina Sta. XP	Losurf-300	CAT-3	BA-20	SP Razbijač	BE-3S
0 - 36,7		0	4	2	0	0,2	0	0,018
36,7 - 54,5		2	4	2	0,5	0,2	0,24	0,018
71	54,5 - 70,7	2	4	2	0,5	0,2	0,24	0,018

Hybor H 22,7 kg WG-11												
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (L/m ³)	Kontrola glina (L/m ³)	Surfaktant (L/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Bafer (L/m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (L/m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (L/m ³)	Stabilizatori gela (kg/m ³)	Biocidi (kg/m ³)	Razbijač (L/m ³)	Razbijač (kg/m ³)
Voda	Voda *	BA-20	glina Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela-Sta	BE-3S	CAT-3	SP Razbijač
0 - 60,6		0,2	4	2	0,25	1	4,2	0,5	0,48	0,018	0,5	0
60,6 - 306,6		0,2	4	2	0,25	1	4,2	0,5	0,48	0,018	0,5	0
306,6 - 382,3		0,2	4	2	0,5	1,5	4,2	0,5	0,36	0,018	0,5	0
382,3 - 420,2		0,2	4	2	1	1,5	4,2	0,5	0,24	0,018	0,5	0
420,2 - 456,2		0,2	4	2	1,5	2	4,2	0,5	0,12	0,018	0,5	0
488	456,2 - 488,3	0,2	4	2	2	2	4	0,5	0	0,018	0,5	0

5.3.6. BUŠOTINA 6J9 – UKUPNA KOLIČINA FLUIDA U PRVOM TRETMANU

Tabela 5.44. Bušotina 6J9 – Ukupna količina fluida u prvom tretmanu.

22,7 kg Water Frac H (HPG)								
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Razbijač (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Bafer (m ³)	Razbijač (m ³)	Razbijač (kg)	Biocidi (kg)
71	Voda *	Vicon NF	glina Sta. XP	Losurf-300	BA-20	CAT-3	SP Razbijač	BE-3S
Ukupno	71	68,6	284	142	14,2	17,15	8,232	1,278

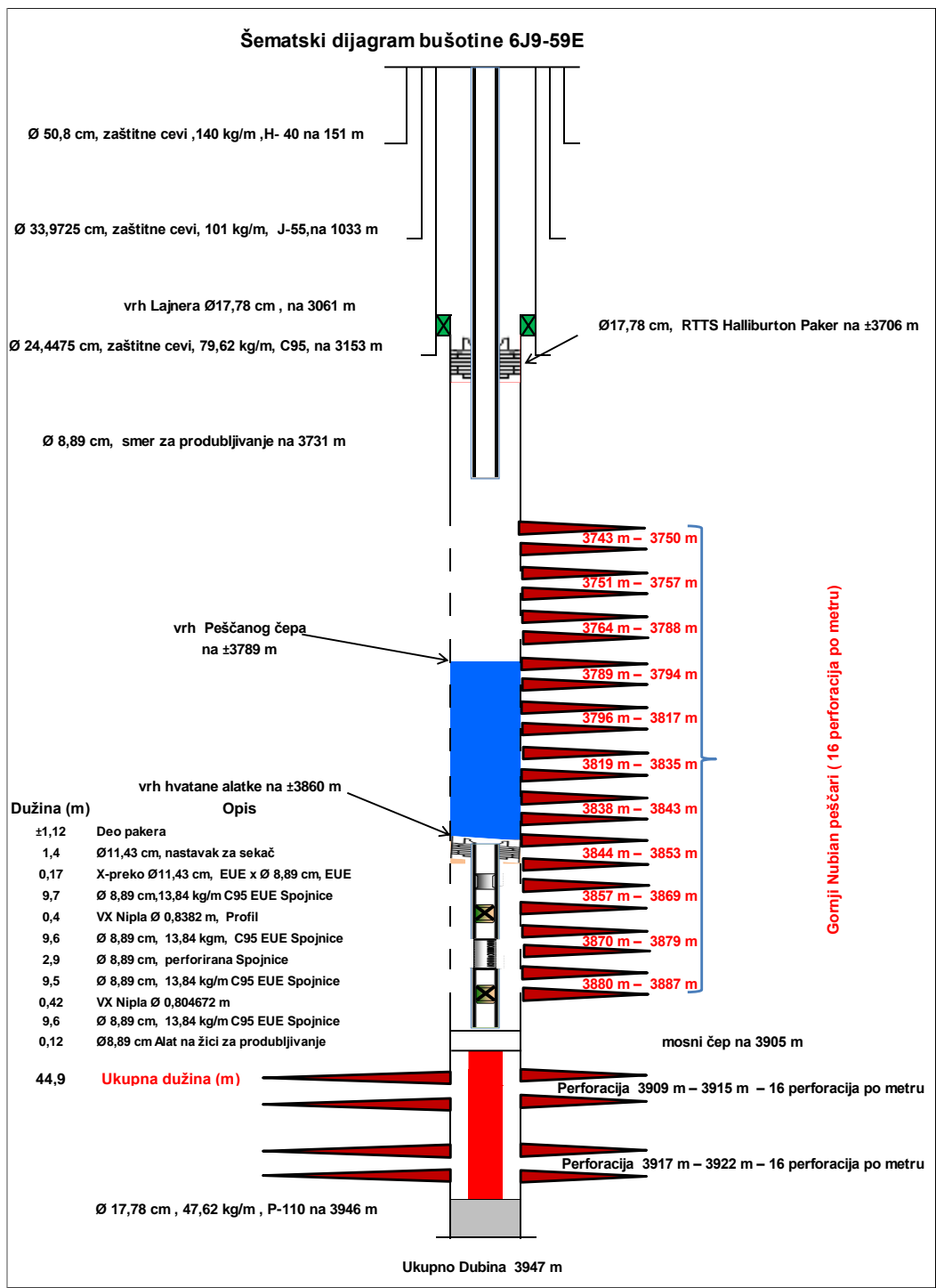
Hybor H 22,7 kg WG-11												
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Razbijač (m ³)	Bafer (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Stabilizatori gela (kg)	Biocidi (kg)	Razbijač (m ³)	Razbijač (kg)
488	Voda *	BA-20	glina Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela -STA	BE-3S	CAT-3	SP Razbijač
Ukupno	488	97,6	1.952	976	270,6	613,2	2044,44	244	187,836	8,784	244	0

Ukupno												
Zapremina (m ³)	Osnovni Fluid (m ³)	Bafer (m ³)	Kontrola glina (m ³)	Surfaktant (m ³)	Razbijač (m ³)	Bafer (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Aditivi za poboljšavanje umrežavanja (m ³)	Stabilizatori gela (kg)	Biocidi (kg)	Razbijač (kg)	Razbijač (m ³)
559	Voda *	BA-20	glina Sta. XP	Losurf-300	Vicon NF	MO-67	CL- 28M	CL-31	gela -STA	BE-3S	SP Razbijač	CAT-3
Ukupno	559	111,8	2.236	1.118	339,2	613,2	2044,44	244	187,836	10,062	8,232	216,15

Propanta	
Projektovana Količina	Zahtevano
CraboHSP 20/40	122237.981 kg

5.3.7. SKICA BUŠOTINE 6J9

Šematski prikaz bušotine 6J9 je dat je na slici 7.28.



Slika 5.28. Bušotina 6J9 – Šematski prikaz.

5.3.8. FRACPRO 2017 ANALIZA HIFRAULIČKOG FRAKTURIRANJA ZA 6J9

Naziv bušotine: 6J9 -59E
 Lokacija: Severno Gialo, Libija
 Formacija : Gornji Nubijski peščari

Tabela 5.45. 6J9 Geometrija Frakture - kratak pregled.

Dužina polovine frakture (m)	96	Dužina polovine frakture (podržana) (m)	93
Ukupna visina frakture (m)	47	Ukupna visina (podržana) (m)	45
Dubina do vrha frakture (m)	3.742	Dubina do vrha frakture (podržana) (m)	3.743
Dubina do dna frakture (m)	3.789	Dubina do dna frakture (podržana) (m)	3.789
Ekvivalentni broj višestrukih fraktura	1,0	Maksimalna širina frakture (cm)	1,25
Efikasnost gela za frakturiranje	0,25	Srednja širina frakture (cm)	0,83
		Srednja koncentracija propanta (kg/m ²)	17,13

Tabela 5.46. 6J9 Provodljivost frakture - kratak pregled.

Srednja provodljivost (mD·m)	554,1	Srednja širina frakture (ispunjena)(cm)	0,832
Bezdimenzionalna provodljivost	1,24	Propusnost formacije (mD)	4,8
Faktor oštećenja propanta	0,50	Propusnost neoštećenog propanta (mD)	293.600
Prividni faktor oštećenja propanta	0,39	Propusnost propanta pri oštećenju propanta (mD)	146.800
Ukupni faktor oštećenja	0,70	Propusnost propanta pri ukupnom oštećenju propanta (mD)	89.214
Efektivna dužina (podržana) (m)	93	“Ugrađivanje” propanta u frakturu (mm)	0,000

Tabela 5.47. 6J9 Pritisak frakturiranja - kratak pregled.

Modelirani efektivni pritisak (kPa)	13.284	Pritisak zatvaranja frakture (kPa)	57.226
Posmatrani efektivni pritisak (kPa)	0	Gradijent pritiska pri zatvaranju frakture (kPa/m)	15,195
Hidrostatski pritisak (kPa)	37.185	Srednji pritisak na površini (kPa)	61.301
Ležišni pritisak (kPa)	42.058	Maksimalni pritisak na površini (kPa)	63.868

Tabela 5.48. 6J9 Kratak pregled operacije.

Ukupno upumpanog čistog fluida (m ³)	560,43	Ukupno upumpanog propanta (t)	122,3
Ukupno upumpanog suspenzije (m ³)	594,06	Ukupno upumpano propanta u frakturu (t)	120,3
Zapremina fluida bez podupirača (m ³)	187,34	Srednja hidraulična snaga (kW)	3.248
Udeo zapremine fluida bez podupirača (% od zapremine suspenzije)	39,1	Maksimalna hidraulična snaga (kW)	3.384
Udeo zapremine fluida bez podupirača (% od zapremine čistog fluida)	42,1	Srednja vrednost protoka suspenzije (m ³ /min)	3,2
Primarni tip fluida	HYBOR H 22,7 kg #	Primarni tip propanta	CarboHSP 20/40
Sekundarni tip fluida		Sekundarni tip propanta	

Tabela 5.49. 6J9 Projektovani plan tretmana.

Faza	Faza tip	Utrošeno vreme (minut:sekunda)	Tip fluida	Zapremina čistog fluida (m ³)	Koncentracija propanta (kg/m ³)	Faza propanta (t)	Protok suspenzije (m ³ /min)	Tip propanta
fluida bušotine			BRI15K	16,980				
1	Injektiranje vode	22:22	WATER FRAC H 22,7 kg	17,791	0	0,0	0,79	
2	Zatvaranje bušotine	22:22	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
3	Stepeničasti test	28:20	WATER FRAC H 22,7 kg	18,927	0	0,0	3,18	
4	Zatvaranje bušotine	28:20	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
5	mini frak	40:14	HYBOR 22,7 kg	37,854	0	0,0	3,18	
6	mini frak	43:55	HYBOR H 22,7 kg	11,356	120	1,4	3,18	CarboHSP 20/40
7	mini frak	47:30	HYBOR H 22,7 kg	11,356	0	0,0	3,18	
8	mini frak	53:05	WATER FRAC H 22,7 kg	17,791	0	0,0	3,18	
9	Zatvaranje bušotine	78:05	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	
10	glavni fluid bez propanta za frakturiranje	131:40	HYBOR H 22,7 kg	170,344	0	0,0	3,18	
11	glavna suspenzija za frakturiranje	143:58	HYBOR H 22,7 kg	37,854	120	4,5	3,18	CarboHSP 20/40
12	glavna suspenzija za frakturiranje	156:40	HYBOR H 22,7 kg	37,854	240	9,1	3,18	CarboHSP 20/40
13	glavna suspenzija za frakturiranje	169:46	HYBOR H 22,7 kg	37,854	359	13,6	3,18	CarboHSP 20/40

Faza	Faza tip	Utrošeno vreme (minut:sekunda)	Tip fluida	Zapremina čistog fluida (m ³)	Koncentracija propanta (kg/m ³)	Faza propanta (t)	Protok suspenzije (m ³ /min)	Tip propanta
14	glavna suspenzija za frakturiranje	183:17	HYBOR H 22,7 kg	37,854	479	18,1	3,18	CarboHSP 20/40
15	glavna suspenzija za frakturiranje	197:11	HYBOR H 22,7 kg	37,854	599	22,7	3,18	CarboHSP 20/40
16	glavna suspenzija za frakturiranje	210:46	HYBOR H 22,7 kg	35,961	719	25,9	3,18	CarboHSP 20/40
17	glavna suspenzija za frakturiranje	223:16	HYBOR H 22,7 kg	32,176	839	27,0	3,18	CarboHSP 20/40
18	glavna suspenzija za frakturiranje	228:23	WATER FRAC H 22,7 kg	16,277	0	0,0	3,18	
19	Zatvaranje bušotine	288:23	Zatvaranje bušotine	0,000	0	0,0	0,00	

Projektovana zapremina čistog fluida (m³) **559,11** Projektovana propanta (t) **122,2**
Projektovana zapremina suspenzije (m³) **593,38**

Tabela 5.50. 6J9 karakteristike zaštitnih cevi.

Dužina (m)	Tip segmenta	Unutrašnji prečnik zaštitnih cevi (cm)	Spoljašnji prečnik zaštitnih cevi (cm)	Težina (kg/m)	Klasa
3.061	cementirane zaštitne cevi	21,679	24,448	79,617	C-95

Tabela 5.51. 6J9 Karakteristike površinskih vodova i tubing.

Dužina (m)	Tip segmenta	Unutrašnji prečnik tubinga (cm)	Spoljašnji prečnik tubinga (cm)	Težina (kg/m)	Klasa
61	Tubing	7,620	8,890	22,471	C-95
3.722	Tubing	7,600	8,890	17,560	

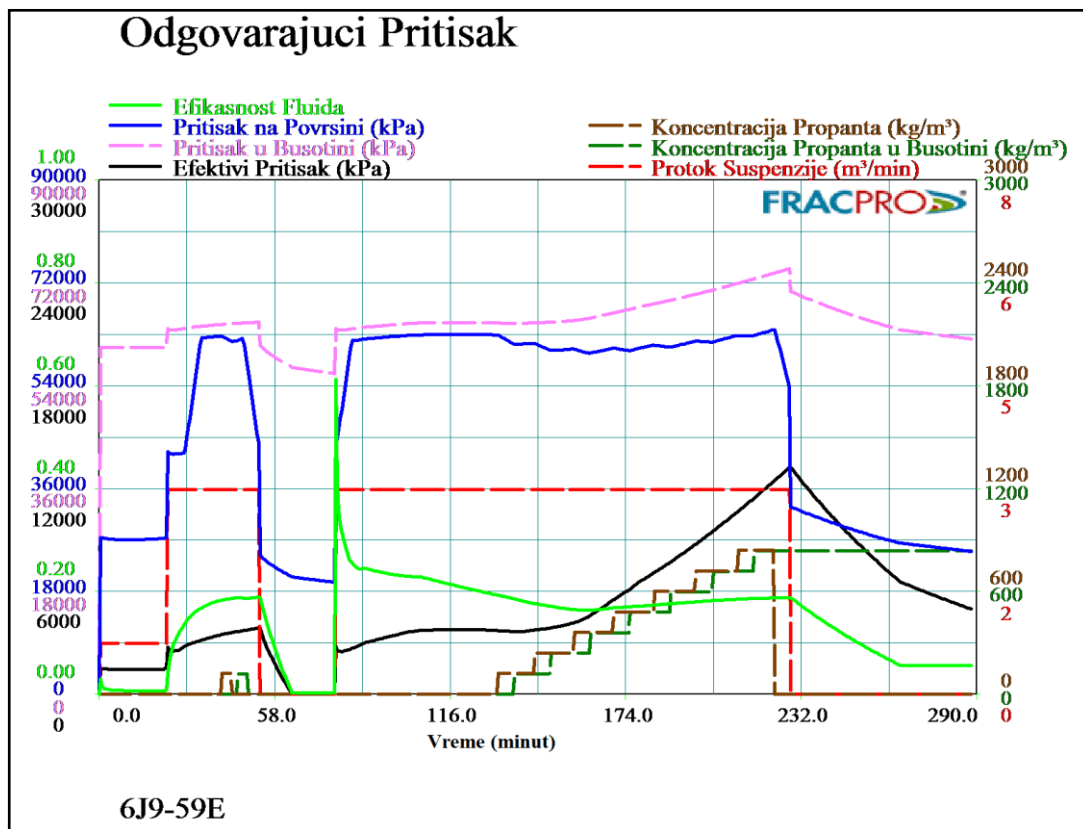
Tabela 5.52. 6J9 Karakteristike perforiranog interval.

	Intervali #1
Vrh perforacija (m)	3.743
Dno perforacija (m)	3.788
Vrh perforacija (m)	3.743
Dno perforacija (m)	3.788
Prečnik perforacija (cm)	1,016
Broj perforacija	736

Tabela 5.53. 6J9 Ukupna putanja.

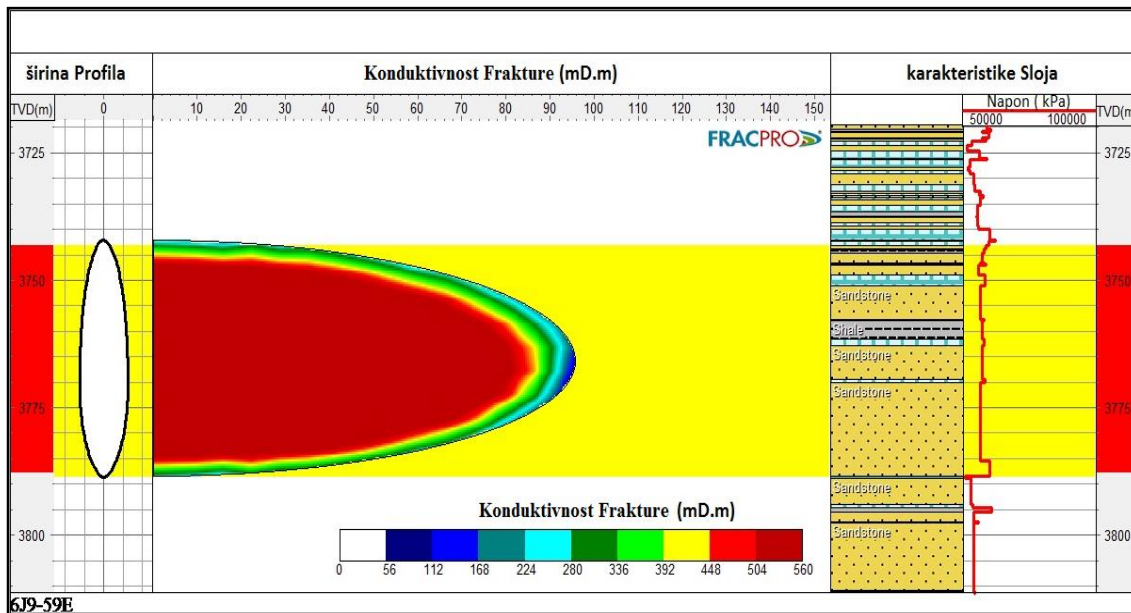
Tip segmenta	Dužina (m)	Merena Dubina (m)	Stvarna vertikalna dubina (m)	Otklon (°)	Spoljašnji prečnik međuprostora (cm)	Unutrašnji prečnik međuprostora (cm)	Unutrašnji prečnik cevi (cm)
Tubing	3,743	3.743	3.743	0,0	0,000	0,000	7,600

5.3.9. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J9 – KONFIGURACIJA PRITISKA (FRACPRO MODEL)



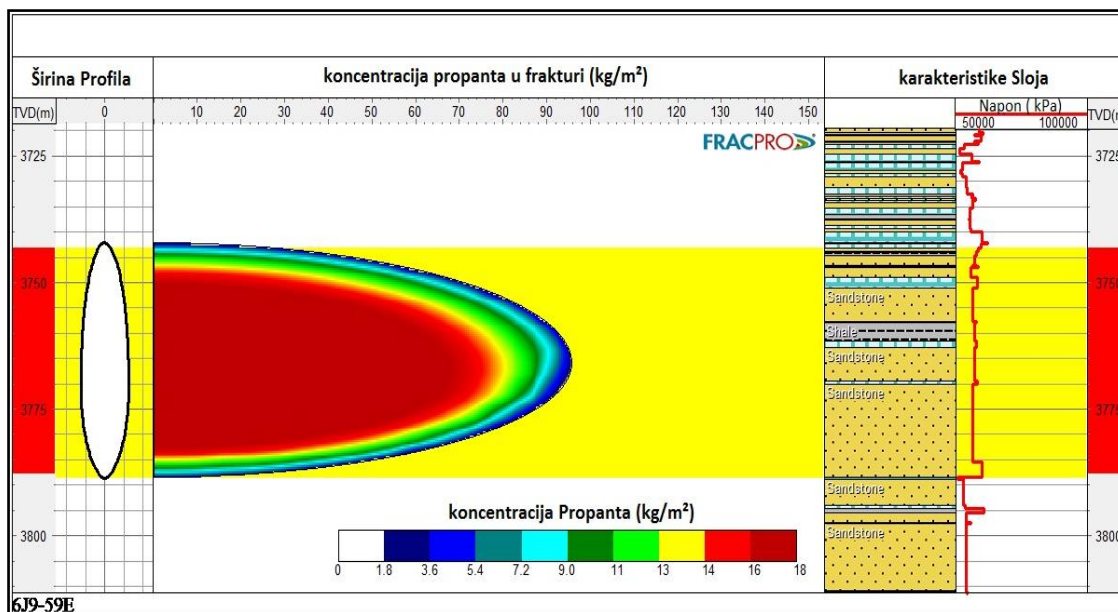
Slika 5.29. Bušotina 6J9 – Preliminarna analiza podataka projekta glavnog tretmana.

5.3.10. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J9-PROVODLJIVOST FRAKTURE (FRACPRO MODEL)



Slika 5.30. Bušotina 6J9 – Provodljivost frakture (glavni tretman, FracPro model).

5.3.11. REZULTATI GLAVNOG TRETMANA ZA 6J9-KONCENTRACIJA PROPANTA (FRACPRO MODEL)



Slika 5.31. Bušotina 6J9 – Koncentracija propanta u frakturi (glavni tretman, FracPro model).

5.3.12. PROCENA UKUPNIH TROŠKOVA FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J9

Cena frakturiranja bušotine 6J9 sa kombinovanim popustom je prikazana u tabeli 5.54.

Tabela 5.54. Bušotina 6J9 –Ukupna cena hidrauličkog frakturiranja.

<i>Ukupna cena servisa bušotine 6J9</i>	
<i>Cena Personalna (Dolara)</i>	<i>27888,48</i>
<i>Cena Servisa (Dolara)</i>	<i>329600,5</i>
<i>Cena Transporta (Dolara)</i>	<i>3.8358</i>
<i>Cena Materijala (Dolara)</i>	<i>1126857,31</i>
<i>Kombinovani Popust</i>	<i>41%</i>
<i>Ukupna Cena Frakturiranja (Dolara)</i>	<i>898395,53</i>

5.4. IZVEŠTAJ POSLE TRETMANA BUŠOTINE 6J9

Halliburton energy service - podružnica Libija je učestvovala u pripremi prve faze 22,7 kilograma gela umreženog boratom sa odloženim dejstvom (Hybore H), za sprovođenje tretmana na polju Severno Gialo, bušotina 6J9. Bezbedonosni sastanak pre početka tretmana je održan na lokaciji, gde se raspravljalo o detaljima posla, potencijalnim bezbednosnim rizicima i usaglašavanju procedure sa zakonskom regulativom iz oblasti ekologije. Maksimalni pritisak tokom tretmana je 68.948 kPa. Tretman je projektovan na 3,18 (m³/min) uz utrošak od 428 m³ Hybore H fluida sa 120.875 kilograma CarboHSP propanta, 20/40 mesha.

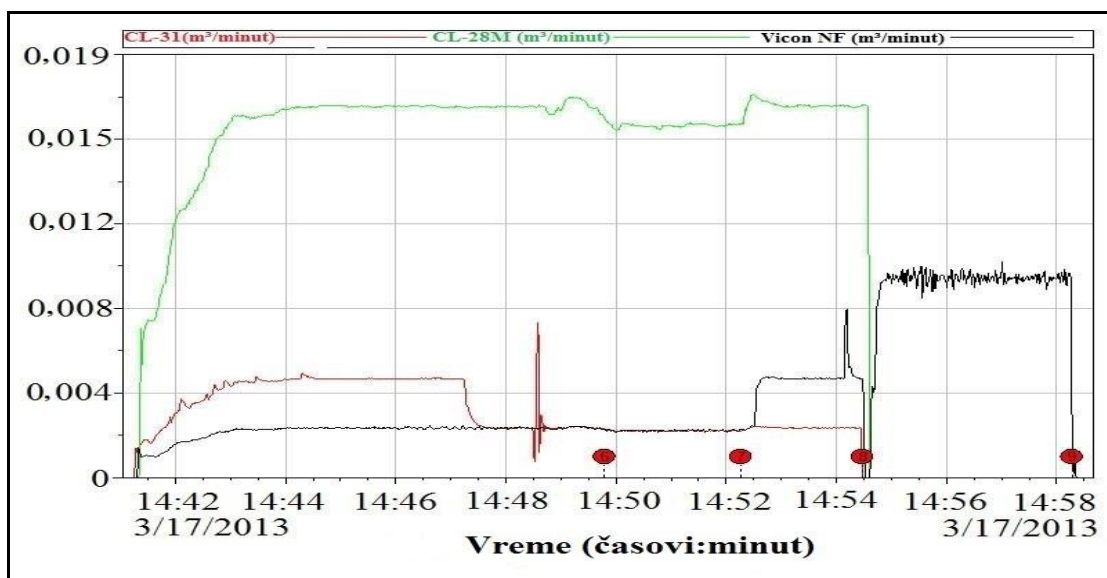
Cilj je bio da se upumpa fluid pri srednjoj vrednosti protoka od 4,8 m³/minut i srednjoj vrednosti pritiska od 55.158 kPa. Prvo je bušotina napunjena sa WATER FRAC H 22,7 kilograma pri protoku od 0,79 - 3,18 (m³/minut) . Kada je bušotina napunjena i kada je došlo do stabilizacije pritiska, pumpe su isključene. Pritisak u bušotini nakon isključivanja pumpi je bio 19.691 kPa. Zatim je sproveden test efikasnosti sa maksimalnim protokom fluida od 4,83 m³/ minut i maksimalnim pritiskom od 53.779 kPa. Detalji procesa su dati u izveštaju mini-frakturiranja u tabeli 5.55.

Tabela 5.55. Kratak pregled procesa mini-frakturiranja za 6J9.

Početak tretmana	17-Mar-13 12:56:59	
Kraj tretmana	17-Mar-13 16:14:14	
Vreme pumpanja	49,28	Minut
Maksimalni pritisak	53.779	Kpa
Maksimalni protok fluida	4,8	(m ³ /minut)
Maksimalna koncentracija propanta	132	Kg/m ³
Zapremina čistog fluida	111,4	m ³
Zapremina gela	111,8	m ³
Masa propanta	1.270	kg
Količina povratnog fluida	111,4	m ³
Trenje u perforacijama	1.813	kPa
NWB trenja	4.847	kPa
Pritisak na dnu bušotine	58.550	kPa
Gradijent frakturiranja	15,6	kPa/m
Gradijent zatvaranja frakture	14	kPa/m
Efikasnost fluida	49,6	%

5.4.1. KOLIČINA HEMIJSKIH ADITIVA ZA MINI FRAKTURIRANJE 6J9

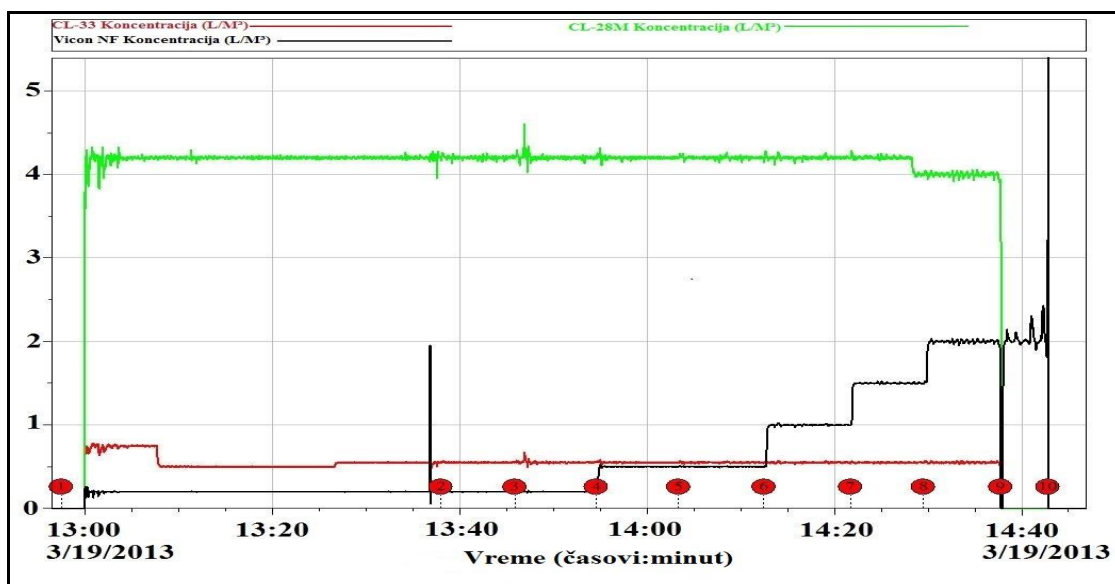
Količina aditiva za **fazu mini-frakturiranja** bušotine 6J9 je data na slici 5.32.



Slika 5.32. Količina aditiva za mini-frakturiranje 6J9.

5.4.2. KOLIČINA ADITIVA ZA GLAVNO FRAKTURIRANJE 6J9

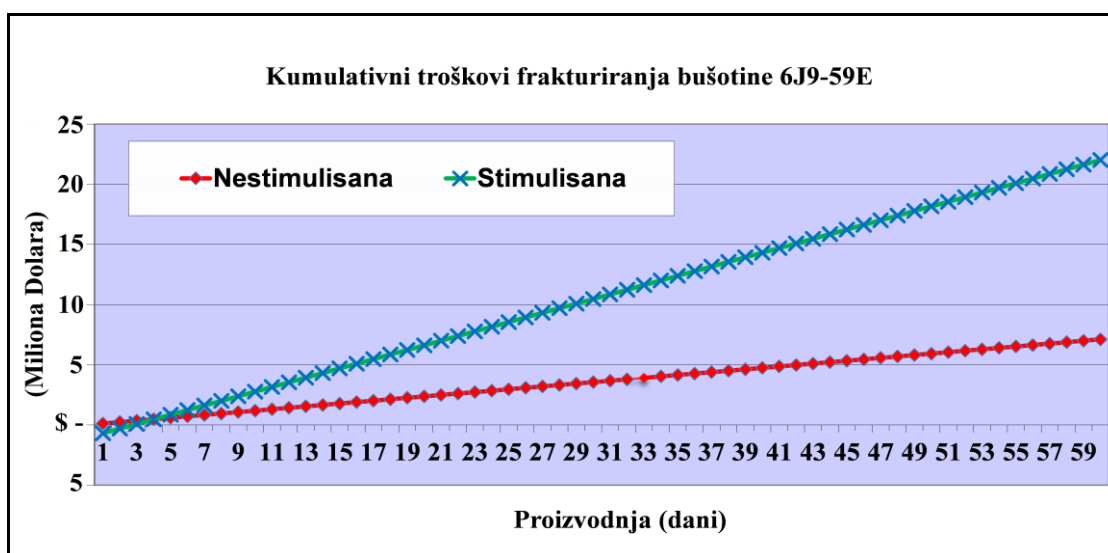
Količina aditiva za fazu glavnog frakturiranja bušotine 6J9 je prikazana na slici 5.33.



Slika 5.33. Količina aditiva za glavno frakturiranje 6J9.

5.4.3. POVEĆANJE PROIZVODNJE USLED FRAKTURIRANJA BUŠOTINE 6J9

Ponašanje bušotine nakon tretmana daje dobru indicaciju uspeha procesa stimulacije. Analiza proizvodnih podataka za hidraulički frakturirane vertikalne bušotine, ostaje najčešće primenjivan metod za određivanje potrebnih parametara primenom softvera StimPlan™ i FracPro. Zbog toga je ova analiza ključni element za optimizaciju hidrauličkog frakturiranja kao i prognozu ponašanja bušotine, kao što je to prikazano na slici 5.34. Svi rezultati su detaljno dati u Prilogu 7.



Slika 5.34. Proizvodnja pre i posle frakturiranja bušotine 6J9.

6. ZAKLJUČAK I PREPORUKE ZA DALJI RAD

Rezultati osnovne analize pokazuju da Carbo HSP propant za veličinu otvora sita 16/20 mesha omogućava najveću provodljivost za bušotine 6J12, 6J4 i 6J9. Stoga je ova vrsta i veličina propanta izabrana za stimulaciju ispitivanih bušotina. Ovi rezultati takođe pokazuju da Carbo HSP 16/20 propant omogućava najveću provodljivost pri stepenu pokrivenosti propantom od 15kg/m².

U isto vreme, rezultati analize proizvodnje pokazuju da stimulisane bušotine 6J12 i 6J9 imaju dvostruko veću kumulativnu proizvodnju nakon perioda od 2 godine, nego što iste bušotine imaju bez stimulacije. Inače, rezultati analize pokazuju da stimulacija bušotine 6J4 u nivou donjih perforacija udvostručuje kumulativnu proizvodnju nakon perioda od 2 godine, međutim, u nivou gornjih perforacija povećanje je jedan i po puta.

Analiza bušotina 6J12 i 6J9 takođe pokazuje da će pokrivenost propantom od 15 kg/m² obezbediti najveću kumulativnu proizvodnju nakon perioda od 2 godine (54290 m³ i 476,6 m³/dan), kao i najveću početnu proizvodnju odmah posle stimulacije (285100 m³ i 1331 m³/dan). Takođe analiza bušotine 6J4, pokazuje da će pokrivenost propantom od 15 kg/m² obezbediti najveću kumulativnu proizvodnju nakon perioda od 2 godine kao i najveću početnu proizvodnju odmah posle stimulacije donjih perforacija (13580 m³, 110,2 m³/dan), odnosno gornjih perforacija (33060 m³ i 316,4 m³/dan).

Kada se uporede ove vrednosti iz bušotina 6J12 i 6J4 za 5 i 10 kg/m² pokrivenosti propanta procenjena kumulativna proizvodnja nakon 2 godine, procenjena početna proizvodnja i proizvodnja nakon 2 godine, veći napredak je prikazan kada se ide od 5 kg/m² do 10 kg/m² nego kada se ide sa 10 do 15 kg/m². Međutim, u bušotini 6J9 poređenjem ovih vrednosti 5 i 10 kg/m² pokrivenosti propanta, rezultati procenjene kumulativne proizvodnje posle 2 godine pokazuju veće poboljšanje kada se ide sa 5 kg/m² do 10 kg/m² nego kada se ide od 10 do 15 kg/m², ali procenjen kapacitet proizvodnje, početni i nakon 2 godine pokazuje veće poboljšanje kada se ide od 10 do 15 kg/m² nego kada se ide od 5 do 10 kg/m².

Prema tome, glavni zaključci koji se mogu izvući iz ovog rada su: hidrauličko frakturiranje je efikasna tehnika za povećanje produktivnosti bušotina iz formacija Nubijskih peščara, bilo da su u pitanju loše kolektorske osobine rezervoar stena, bilo da je u pitanju oštećenje formacije.

Pokazalo se da je moguće prognozirati proizvodnju ugljovodonika iz formacije nubijskih peščara, upoređenjem FOI (fold of increase) pre i posle frakturiranja, tako da se može zaključiti da je bušotina 6J9 pozitivno reagovala na tretman hidrauličkog frakturiranja, uprkos tome što je u procesu stimulacije upotrebljen propant Carbo HSP veličine otvora sita 20/40 mesha. Uza sve to, proizvodnja nafte je povećana za 224,7%.

Analiza proizvodnih podataka je jedini precizan način da se predvide rezerve i optimizuje ponašanje ležišta, kao i da se odredi efikasna dužina frakture i provodljivost.

Ispitivanje dimenzija propanta je pokazalo da Carbo HSP propant za veličinu otvora sita 16/20, pokazuje najbolje rezultate sa maksimalnim performansama za sve bušotine obrađene u ovoj tezi. U praksi je međutim, za bušotinu 6J9-59E korišćena druga veličina propanta Carbo HSP, tj. za veličinu otvora sita 20/40, jer je na lageru jedino bio propant te veličine zrna, tj. nikakvo ispitivanje nije urađeno za veličinu zrna propanta. Skreće se pažnja da bi takva analiza dovela do boljeg donošenja odluka.

Obzirom da se danas otkrivaju ležišta sa sve složenijom geologijom i sve lošijim karakteristikama rezervoar stena, pa čak i ležišta koja je pre desetak godina bilo nemoguće privesti proizvodnji (ležišta u šejlovima), metoda hidrauličnog frakturiranja postaje apsolutni "hit" u naftnom inženjerstvu.

Trenutna svetska istraživanja u ovoj oblasti su usmerena u nekoliko pravaca, pri čemu su neki od značajnijih: fizika nastanka, optimalna geometrija, smer i intenzitet pružanja frakture, količina i čvrstoća potrebnog propanta za svaku bušotinu ponaosob, sprovođenje detaljne analize pritisaka koji se dobijaju nakon različitih testova, kako bi se sa većom sigurnošću išlo u dalje projektovanje operacija, primena neuronskih mreža u predviđanju proizvodnje nafte nakon frakturiranja, zbog velike količine ulaznih podataka koji nisu povezani jasnim vezama, itd.

LITERATURA

- Abhinav, M. et al. (2017) "A Study of Propped-Fracture Conductivity: Impairment Mechanisms under Laboratory Conditions". The SPWLA 58th Annual Logging Symposium, Oklahoma City, USA, pp. 1-16.
- About, S. and Melo, B. (2007) "Past Technologies Emerge Due to Lightweight Proppant Technology: Case Histories Applied on Mature Field". Paper SPE 107184. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. 15–18 April.
- Barree, R. D., and Conway, M. W. (1994) "Experimental and Numerical Modeling of Convective Proppant Transport," SPE 28564 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, New Orleans.
- Conant L. C., and Goudarzi, G. H., (1967) "Stratigraphic and tectonic framework of Libya". American Association of Petroleum Geology Bulletin. Vol. 51, P. 719-730.
- Clifford, A. C., (1986) "African oil-past, present, and future", Am. Ass. Petrol, Geol., Mem., 40, P. 339-372.
- Canales, H. and Recep, S. (2002) "Concession 59 North Gialo". Presentation. Waha Oil Company Exploration Department, ESG, Powerpoint Presentation.
- ConocoPhillips, Hess, Marathon – 2nd Parties (2P 2009) "North Gialo Integrated Reservoir Optimization Study", Volumes 1-9, Houston, TX.
- Chhabra, R. P. and Richardson, J.F., (1999) "Non-Newtonian Flow in the Process Industry – Fundamentals and Applications", Butterworth -Heinemann, Oxford.
- Constien, V.G., (1989) "Fracturing Fluid and Proppant Characterization," Chapter 5, Reservoir Stimulation, 1st Ed., Economides, M.J. , and Nolte, K.S., Eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ.
- Cooke, C.E.: Jr., Hedden, W.A., and Chard, W.C., (1978) "Hydraulic Fracturing Method Using Sintered Bauxite Proppant Agents," U.S. Patent No. 4,068,718 9.
- C.J., (2002) "Lightweight methods for well treating," US 6,364,018.
- Core Laboratories, petroleum service division, X-Ray diffraction - XRD and Scanning electron microscope- SEM. 29th October 2008, Houston, TX 77252 2197.

- Droegemueller, B. and Leonhardt, B. (2005) “Hydraulic Frac Stimulations in a Libyan Oil Field, a Case History”. SPE European Formation Damage Conference, 25-27 May, Sheveningen, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers, pp. 25-27.
- Duenckel, R. et al. (2016) “The Science of proppant Conductivity Testing-Lessons Learned and Best Practices”. SPE-179125-MS Hydraulic Fracturing Technology Conference, 9-11 February, The Woodlands, Texas, USA.
- Economides, J. and Nolte, G., (2000) Reservoir Stimulation 3rd ed. New York: John Wiley & Sons.
- Elsarawy, A. and Naser-El-Din, H. (2016) “Laboratory Study on using produced in high PH Borate Gels Used in Hydraulic Fracturing”. SPE-179553-MS. Presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April, pp.1-17.
- Einstein, A., (1956) Investigation of the Theory of Brownian movement. New York: Dover Publications Inc.
- Frankel, N. A., and Acrivos, A., (1987) “On the Viscosity of a Concentrated Suspensions of Solid Spheres,” Chem. Eng. Science, 22, 847-853.
- Fang, P., Manglik, M. R., and Jog, A. M., (1997) “Characteristics of Laminar Viscous Shearthinning Fluid flows in Eccentric Annular Channels,” J. of Non-Newt. Fluid Mech , 84, 1-17.
- Faulkner, D. L., and Schmidt, L. R., (1977) “Glass Bead-Filled Polypropylene Part 1: Rheological and Mechanical Properties,” Polymer Eng. And Sciences , 17, No.9, 657-665.
- Fracpro version 2017 is to Fracture Design mode allows engineers to quickly and efficiently generate a treatment schedule based on what the reservoir requires.
- Gidley et al. (1989) “Recent Advances in Hydraulic Fracturing”, SPE Monograph 12, Richardson, Texas.
- Gandler, L. (2010) “North Gialo Unitization Impact”, Presentation, 2nd Parties (2P) Hess Corporation Libya Subsurface Team, PowerPoint Presentation.
- Gray, S., (2006) “BJ Services Technology Center”. ENG103 fundamentals of fracturing engineering version 2.0. Report No. 06-05-0411.
- Gutkoski, Mike; (2009) “North Gialo Facilities Discussions” from the Presentation

- Provided to the Steering Committee, 2nd Parties (2P), Hess Steering Committee Meeting.
- Graham, A. L., (1980) "On the Viscosity of Suspensions of Solid Spheres", Technical Report RRC 62, U. of Wisconsin Rheology Research Center, Madison, June.
- Gardner, C, David., and Eikerts, V. John.: (1982) "The Effect of Shear and Proppant on the Viscosity of cross-linked Fracturing Fluids," SPE 11066 presented at the 1982 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, New Orleans, Sept. 26-29.
- Goel, N. and Shah, S. (2001) "A Rheological Criterion for Fracturing Fluids to Transport Proppant during a Stimulation Treatment". SPE 71663. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-3 October, New Orleans, Louisiana.
- GeoModel and Monte Carlo probabilistic model are provided Geophysical Surveys. Geomodel maps values for structure, and gross isochore. Copyright 2014 USA.
- Howard, G. C., and Fast, C. R. (1970) "Hydraulic Fracturing," Monograph Volume 2 of SPE.
- Hannah, R. R., Harrington, L. J., and Lance, L. C., (1983) "The Real-Time Calculation of Accurate Bottomhole Fracturing Pressure from Surface Measurements Using Measured Pressure as a Base," SPE 12062 presented at Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct. 5-8.
- Harris, P.C., (1988) "Fracturing -Fluid Additives," JPT (October) 40:10, 1277.
- Harris, P.C., and Heath, S.J., (1998) "Rheological Properties of Low-Gel-Loading Borate Fracture Gels," SPEPF, (November) 230-235.
- Irene, J. (2008) "North Gialo Advanced Rock Properties Study", the 2nd Parties ConocoPhillips, Marathon and Hess on behalf of the 3rd Parties Waha Oil Company.
- Jeffrey, D. J., and Acrivos, A., (1976) "The Rheological Properties of Suspensions of Rigid Particles" , AIChEJ., May, 22, No.3, 417-32.
- King, George E., (2012) "Hydraulic Fracturing 101". SPE 152596, In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 6-8 February.
- Kruijf, D. Alexander., Davies, R. D., and Fokker, A. P., (1994) "Novel Rheological Equipment for the Characterization of Hydraulic Fracturing Fluids," SPE 27398

- presented at International Symposium on Formation Damage Control, Louisiana, Lafayette, Feb. 7-10.
- Kramer, J., Prud'homme, R.K., Norman, L.R., and Sandy, J.M., (1987) "Characteristics of Metal-Polymer Interactions in Fracturing Fluid Systems," paper SPE 16914.
- Landel, R. F., Moser, B. T., and Bauman, A. J., (1965) "Rheology of concentrated suspensions: Effect of a Surfactant," Proc., 4th international Congress on Rheology, U.S.A. Part 2, 663-692.
- Liu, Y. and Sharpe, M.M. (2005) "Effect of Fracture Width and Fluid Rheology on Proppant Setting and Retardation: An Experimental Study". SPE 96208. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 9-12 October.
- LaFollette, R.F. and Carman, P.S., 2010. Proppant Diagnosis; Results So Far, paper SPE 131782-MS, SPE Unconventional Oil Conference & Exhibition, Denver, Colorado, May, 18.
- Material Library Application Version 4.5.00"/Halliburton\HES_ Insite\Bin\Material Library copyright©2003-2013.
- Nolte, K.G. (1979) "Determination of Fracture Parameters from Fracture Pressure Decline," paper SPE 8341.
- Nolte, K.G., (1986b) "Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline", paper SPE 13278, SPE Production Engineering (July) 1, No. 4, 255–265.
- Nicodemo, L., Nicolais, L., and Landel, R. F., (1974) "Shear Rate Dependent viscosity of Suspensions in Newtonian and Non-Newtonian Liquids," Chem Eng. Sciences. 29, 729-35.
- Nolte, K, G., (1988) "Fluid Flow Considerations in Hydraulic Fracturing" SPE 16537 presented at Eastern Regional Meeting, Charleston, WV, Nov.1-4.
- Novotny, E.J., (1977) "Proppant Transport," Paper SPE 6813.
- "Predict-K 15.1 Stim-Lab, Version 15.1", program was developed in conjunction with Barree & Associates LLC, with the release date of February 2015.
- Petrel E&P Software platform. Core and modeling application of Volume Calculation. Petrel is a mark of Schlumberger. Version 2013.2. Copyright 2002-2013.
- Philipvan, D. (2008) North Gialo Well Log-Based Mechanical Properties & Stress

Estimates for Application to Hydraulic Fracture Design. Petrophysical Analysis: Report WNT.530405.IF-2008-1. Houston, Texas.

Petrosys is an international provider of software systems to the Petroleum Exploration and Production industry, version 2007.1.3, Australian Petroleum-Mapping Software Market.

Power log PC Application Software for Porosity estimation, May 2007 Version.2.2.10 Copyright 2007-2010.

Quicklook is an integrated shaly sand model designed. Quicklook is a mark of Schlumberger. Version 2.40.05 Copyright 2007.

Ralph W. Veatch, Jr., (2008) — “A Historical Perspective of Hydraulic Fracturing”, Tulsa, Oklahoma January 17.

Raimbay, A. et al. (2017) “Effective of Fracture Roughness, Shear Displacement, Fluid Type, and Proppant on the Conductivity of a single Fracture: A Visual and Quantitative Analysis”. SPE/CSUR 171577. In: the Unconventional resources Conference, Canada, Calgary, pp. 446-470.

Ribeiro, H. and Sharma, M., (2013) “Fluid Selection for Energized Fracture Treatments”. SPE-163867-MS. In: the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 4 - 6 February.

Strat Works software, application of well log Correlation, cross section, petrophysics in analyzing and interpreting well log data, by using Halliburton Landmark, Version 4.03 Copyright 2016-2018.

Silva, M., (2010) MGP SVP Development Production”, ConocoPhillips, Hess, Marathon – 2nd party Corporation Libya Subsurface Team, PowerPoint Presentation.

Shah, S. N., Jain, S., and Zhou, Y., (2004) “Coiled Tubing Erosion during Hydraulic Fracturing Slurry Flow”. SPE-89479. In SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, Houston, Texas, 23-24 March.

Schols, R.S., and Visser, W., (1974) “Proppant bank Bulidup in a Vertical Fracture Withut Fluid Loss,” SPE4834, European Spring Meeting.

S.A. Holditch, B.M. Robinson, W.S. Whitehead, (1987) “Prefracture and Post fracture Formation Evaluation Necessary to Characterize the Three Dimensional Shape of a Hydraulic Fracture” presented at SPE Formation Evaluation 2(4):523-534,

Texas. DOI 10.2118/14086-PA.

Tinker, S.J., Baycroft, P.D., Ellis, R.C., and Fitzhugh, E. (1997) “Mini-Frac Tests and Bottomhole Treating Pressure Analysis Improve Design and Execution of Fracture Stimulations”, paper SPE 37431 presented at SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma.

Rene, F. et al. (2010) “North Gialo Field Development Plan Sirte Basin Libya”, the 2nd parties (2P) Hess Corporation FDP and the 3rd parties Waha Oil Company.

Special Core Analysis Laboratories (SCAL) program was performed by Hycal Laboratories, December 2006.

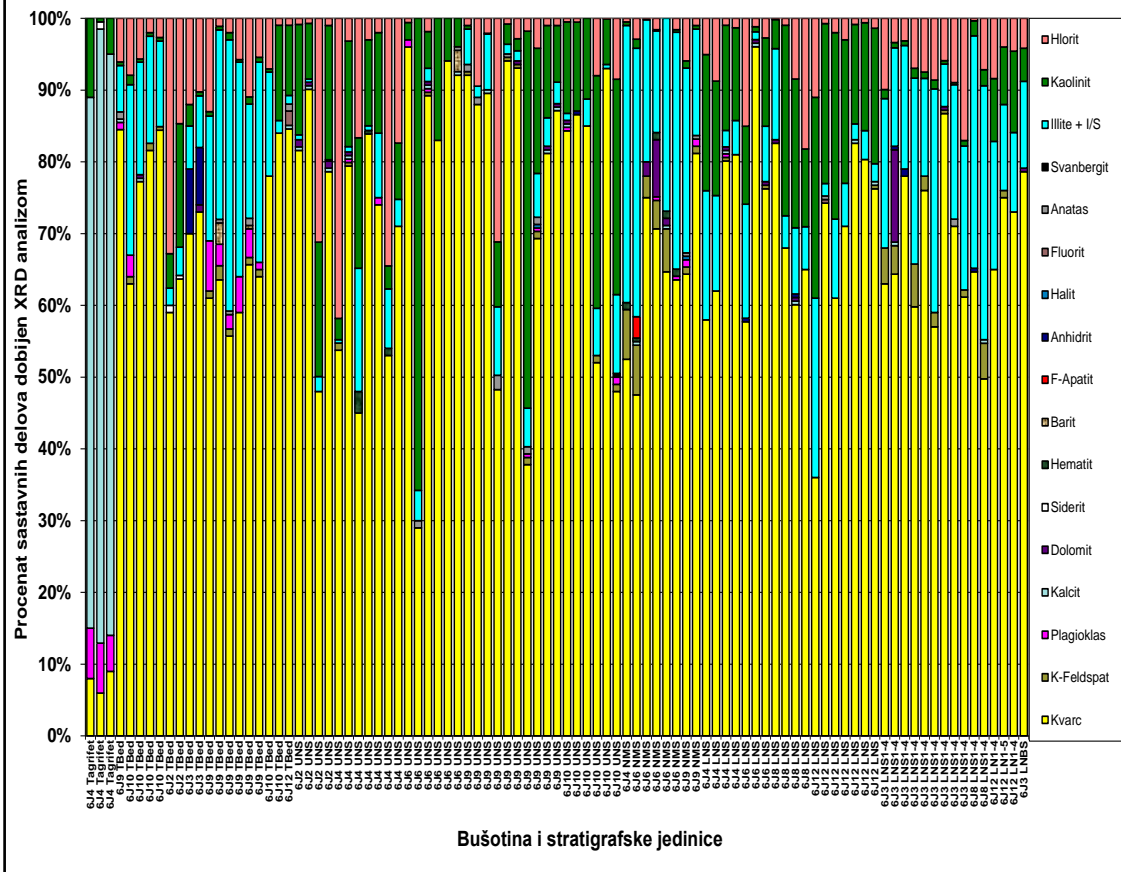
"StimPlan TM / Injecplan TM, Version 7.00", Copyright 1985-2008 NSI Technologies, Inc 70305. Yale, # Tulsa OK 74136 U.S.

Thomas, D. G., (1965) “Transport Characteristics of Suspension: VIII: A Note on the Viscosity of Newtonian Suspension of Uniform Spherical Particles,” Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, USA. Colloid Science, 20, 267-277.

Techlog model application is an ensemble solution for Saturation height modeling in the log, core domain, and calculating a saturation height function. Techlog is a mark of Schlumberger. Version 2011.2.1 Copyright 2011.

Veatch, R. W. Jr. and Moschovidis, Z. A. (1986) “An Overview of Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology”, paper SPE 14085 presented at the International Meeting on petroleum Engineering, Beijing, March 17-20.

Sever Gialo - Rekapitulacija XRD Rezime Analize



PRILOG 2 - PODACI SKENIRAJUĆEG ELEKTRONSKOG MIKROSKOPA

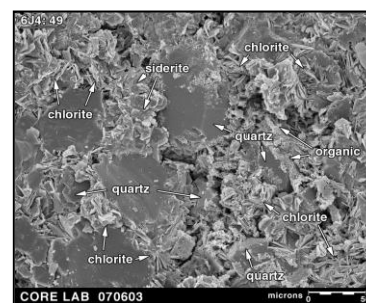
Bušotina 6J4, skenirajući elektronski mikroskop (SEM)	
Uzorak : 49	Zona: UNS
Dubina: 11417,9 ft	Depoziciona sredina: Peščana oblast
Facije: Sa	poroznost = 8,13% , Horizontalna propusnost = 0,060 mD

Umereno sortirani fini do sitnozrni peščar (C) sa matricom koji je skoro potpuno zamenjena diagenetskom fazom (D). Zrna su uglavnom kvarcna. Postoji široko rasprostranjeni ljuskavi liskun, uglavnom muskovit (V). Uobičajena diagenetska faza gotovo u potpunosti ispunjava međukristalni prostor. Hlorit je dominantan od čvrsto do umereno čvrsto upakovanih ploča (D). Lokalno se uočavaju mrlje siderita (D). Većina kvarcnih zrna imaju manju distribuciju (D), najveća je formirana tamo gde su otvorene makropore. Kvarc obuhvata granice hloritnih ploča. Fino zrnasta organska faza linije makropora na vrhu hlorita i kvarca (D; bitumen). Poroznost je umereno niska, dominira sa slabo povezanim mikroporama i vrlo finih makropora hlorita (D). Raspršene makropore su praktično izolovane (C). Kvalitet ležišta je očekivano veoma loš.

Ploča 5C



Ploča 5D

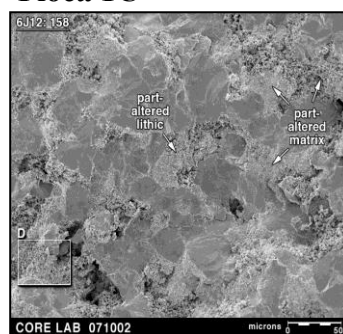


Bušotina 6J12, skenirajući elektronski mikroskop (SEM)	
Uzorak : 158	Zona: LNS
Dubina: 11290,3 ft	Depoziciona sredina: kanali
Facije: Sx	poroznost = 8,7% , Propusnost air = 0,125 mD

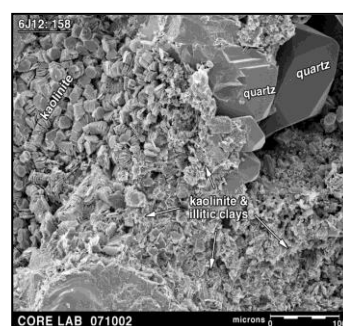
Umereno slabo sortirani fini do srednje fini peščari (C). Kvarc je dominantan detritičan tip zrna. Zrna su zamenjena, litički fragmenti su delimično zamenjeni i neke zaobljene grube makropore najverovatnije nastale sekundarnim rastvaranjem zrna (C). Glinovita matrica se delimično menja (C). Preostale detritične gline su ilitskog tipa. Dijagenetske faze su dobro razvijene, dominira kaolinit koji je glavni produkt izmene. Izmenjena matrica sadrži mešavinu ilitskih detritičnih ostataka i kaolinita (d), i dijagenetsku ilitsku glinu. Kaolinit ispunjava (D) pore i zamenljiv je. Kvarcne izrasline su uglavnom ograničene na manja razvića, bolje su razvijene u makroporama (D).

Poroznost je umerena, sadrži raspoređene fine do krupne makropore, neke sekundarne i zajedničke mikropore. Mikropore su povezane sa detritičnim i dijagenetskim glinama; one su guste i slabo povezane, osim u nekim kaolinitским klasterima koji su otvoreniji. Makropore su međusobno povezane preko mikropora. Očekivani kvalitet ležišta je slab.

Ploča 1C



Ploča 1D



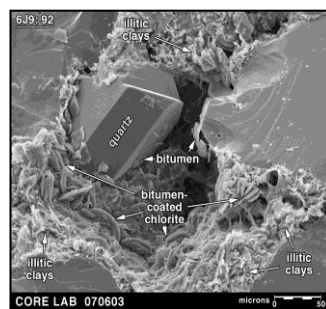
Bušotina 6J9, skenirajući elektronski mikroskop (SEM)	
Uzorak : 92	Zona: UNS
Dubina: 12284,4 ft	Depoziciona sredina: Kanal
Facije: Sp	poroznost = 5,27% , Horizontalna propusnost = 4,560 mD

Umereno sortirani fino-zrni do srednje-zrni peščari (C). Kvarc je dominantan detritični tip zrna. Retka K-feldspat zrna su delimično rastvorena. Tragovi intergranularnih glina su verovatno ostatak delimično izmenjenih detritičnih glina.

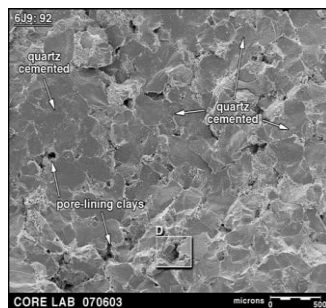
Kvarc je zajednički dijagenetski cement, prisutan u izraslinama između većine zrna koje lokalno u potpunosti zatvaraju interkristalne pore kao mozaik (C). Kao kod intergranularnih glina, neke interkristalne pore obložene glinama koje u nekim slučajevima imaju mogućnost premošćavanja pora, ukazuju na filtraciono poreklo. Intergranularna i glina u porama blokiraju formiranja kvarcnih izraslina, čuvajući neke primarne pore (D). Obe vrste gline su takođe izmenjene, uglavnom sadrže ilitske gline (D), lokalne pojave sa finim do krupnim hloritskih ploča (D). Bitumenske linijske makropore, obložene glinom i kvarcnim izraslinama (D).

Poroznost je umereno niska, lokalno zanemarljiva, čini je mešavina finih intergranularnih makropora (D) i mikropora koji povezuju sa mikroporama preko glina ili su izolovane kvarcnim izraslinama. Kvalitet ležišta je loš

Ploča 6C



Ploča 6D



PRILOG 3 - DIJAGRAMI KONDUKTIVNOSTI BUŠOTINE 6J12

<div style="text-align: center; background-color: #0056b3; color: white; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">PREDICT-K</div> Projekat proizvodnja 6J12						
Naziv Formacija:		Donji Nubian peščari		Proizvodnja Voda (Pukotina):		0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)		2.385		Gasni Faktor (sm ³ /m ³):		814
pritisak na površini (kPa):		2.758		Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):		855.17
Tretmana: 6J12 Bušotina, 5 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate						
Propanta:		CARBOHSP 16/20		koncentracija propanta (kg/m ³):		5
Fluida :		22,7 kg, Guar-Borate		Dužina polovine frakture (m):		60,9
Tip Frakture:		Propanta		Dužina frakture (m):		30,4
Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	ProizvodnjaVoda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	285,3	350,5	0	23.539	116,1	60,62
2	287,3	353	0	23.539	119	60,63
3,1	239,8	294,6	0	23.539	117,8	60,63
4,31	214,3	263,3	0	23.539	131,1	60,69
5,64	198,5	243,9	0	23.539	139,4	60,72
7,11	187,4	230,2	0	23.539	145,1	60,74
8,72	178,7	219,6	0	23.539	149,4	60,76
10,49	171,6	210,8	0	23.539	152,8	60,77
12,44	165,5	203,3	0	23.539	155,8	60,77
14,58	159,9	196,5	0	23.539	158,4	60,78
16,94	154,8	190,1	0	23.539	160,8	60,79
19,53	149,9	184,2	0	23.539	163,1	60,79
22,38	145,3	178,5	0	23.539	165,4	60,8
25,52	140,8	173	0	23.539	167,6	60,81
28,97	136,4	167,6	0	23.539	169,9	60,81
32,77	132,1	162,3	0	23.539	172,1	60,82
36,95	127,9	157,2	0	23.539	174,4	60,82
41,54	123,8	152,1	0	23.539	176,7	60,83
46,6	119,8	147,1	0	23.539	179	60,83
52,16	115,8	142,3	0	23.539	181,3	60,84
58,27	111,9	137,5	0	23.539	183,7	60,84
65	108,1	132,8	0	23.539	186,1	60,85
72,4	104,3	128,2	0	23.539	188,5	60,85
80,54	100,7	123,7	0	23.539	190,9	60,86
89,5	97,13	119,3	0	23.539	193,4	60,86
99,35	93,61	115	0	23.539	195,9	60,87
110,18	90,17	110,7	0	23.539	198,3	60,87
122,1	86,79	106,6	0	23.539	200,8	60,87
135,21	83,46	102,5	0	23.539	203,4	60,88
149,63	80,16	98,47	0	23.539	205,9	60,88
165,49	76,88	94,44	0	23.539	208,5	60,89
182,94	73,6	90,42	0	23.539	211,2	60,89
202,14	70,31	86,37	0	23.539	213,9	60,89
223,25	66,99	82,3	0	23.539	216,8	60,9
246,48	63,64	78,17	0	23.539	219,7	60,9
272,02	60,23	73,99	0	23.539	222,8	60,91
300,13	56,78	69,76	0	23.539	226,1	60,91
331,04	53,29	65,46	0	23.539	229,4	60,92
365,04	49,75	61,12	0	23.539	233	60,92
402,45	46,19	56,75	0	23.539	236,8	60,93
443,59	42,63	52,37	0	23.539	240,7	60,93
488,64	39,08	48,01	0	23.539	244,7	60,93
538,64	35,58	43,7	0	23.539	244,7	60,94
593,4	32,15	39,49	0	23.539	244,7	60,94
653,64	28,82	35,41	0	23.539	244,7	60,95
719,9	25,63	31,49	0	23.539	244,7	60,95
750	22,6	27,77	0	23.539	244,7	60,96

PREDICT-K

**Projekat proizvodnja
6J12**

Naziv Formacija:	Donji Nubian peščari	Proizvodnja Voda (Pukotina):	0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	814
pritisak na površini (kPa):	2.758	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	85.517

Tretmana: 6J12 Bušotina, 10 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ²):	10
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	propanta	Dužina frakture (m):	30,4

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	354,8	435,9	0	23.539	296,2	60,98
2	355,6	436,8	0	23.539	299,6	60,98
3,1	287,9	353,6	0	23.539	297,5	60,98
4,31	248	304,7	0	23.539	330,3	61,01
5,64	224,6	276	0	23.539	353,3	61,02
7,11	209,3	257,1	0	23.539	368	61,03
8,72	197,9	243,2	0	23.539	378,2	61,03
10,49	188,8	232	0	23.539	385,9	61,03
12,44	181,1	222,5	0	23.539	392,3	61,04
14,58	174,2	214	0	23.539	397,8	61,04
16,94	167,9	206,3	0	23.539	402,9	61,04
19,53	162	199	0	23.539	407,6	61,04
22,38	156,3	192	0	23.539	412,1	61,04
25,52	150,9	185,4	0	23.539	416,6	61,05
28,97	145,7	179	0	23.539	420,9	61,05
32,77	140,6	172,7	0	23.539	425,2	61,05
36,95	135,6	166,6	0	23.539	429,5	61,05
41,54	130,8	160,7	0	23.539	433,8	61,05
46,6	126,1	155	0	23.539	438	61,05
52,16	121,6	149,3	0	23.539	442,3	61,05
58,27	117,1	143,9	0	23.539	446,5	61,06
65	112,8	138,5	0	23.539	450,7	61,06
72,4	108,6	133,4	0	23.539	454,8	61,06
80,54	104,5	128,3	0	23.539	459	61,06
89,5	100,5	123,4	0	23.539	463	61,06
99,35	96,64	118,7	0	23.539	467,1	61,06
110,18	92,86	114	0	23.539	471,1	61,06
122,1	89,17	109,5	0	23.539	475	61,06
135,21	85,54	105	0	23.539	479	61,07
149,63	81,96	100,6	0	23.539	482,9	61,07
165,49	78,42	96,33	0	23.539	486,9	61,07
182,94	74,89	92	0	23.539	490,9	61,07
202,14	71,35	87,65	0	23.539	494,9	61,07
223,25	67,8	83,29	0	23.539	499,1	61,07
246,48	64,22	78,89	0	23.539	503,3	61,07
272,02	60,6	74,45	0	23.539	507,7	61,07
300,13	56,95	69,96	0	23.539	512,3	61,07
331,04	53,27	65,44	0	23.539	517	61,08
365,04	49,56	60,88	0	23.539	521,8	61,08
402,45	45,85	56,32	0	23.539	526,8	61,08
443,59	42,15	51,78	0	23.539	531,9	61,08
488,64	38,49	47,28	0	23.539	537,1	61,08
538,64	34,9	42,87	0	23.539	542,4	61,08
593,4	31,41	38,58	0	23.539	547,7	61,08
653,64	28,04	34,45	0	23.539	552,9	61,08
719,9	24,84	30,51	0	23.539	558	61,08
750	21,81	26,79	0	23.539	563,4	61,09

PREDICT-K**Projekat proizvodnja
6J12**

Naziv Formacija:	Donji Nubian peščari	Proizvodnja Voda (Pukotina):	0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	814
pritisak na površini (kPa):	2.758	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	85.517

Tretmana: 6J12 Bušotina, 15 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ³):	15
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	30,4

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	388	476,6	0	23.539	547	61,08
2	388,2	476,8	0	23.539	549	61,08
3,1	309,7	380,5	0	23.539	545,5	61,08
4,31	262	321,8	0	23.539	599,5	61,09
5,64	234,6	288,2	0	23.539	637,8	61,1
7,11	217,2	266,8	0	23.539	661,6	61,1
8,72	204,7	251,5	0	23.539	677,2	61,1
10,49	194,9	239,4	0	23.539	688,5	61,11
12,44	186,5	229,1	0	23.539	697,6	61,11
14,58	179,1	220,1	0	23.539	705,3	61,11
16,94	172,4	211,8	0	23.539	712,2	61,11
19,53	166,1	204	0	23.539	718,7	61,11
22,38	160,1	196,6	0	23.539	724,8	61,11
25,52	154,3	189,6	0	23.539	730,7	61,11
28,97	148,8	182,8	0	23.539	736,5	61,11
32,77	143,4	176,2	0	23.539	742,1	61,11
36,95	138,2	169,8	0	23.539	747,7	61,11
41,54	133,1	163,5	0	23.539	753,2	61,11
46,6	128,2	157,5	0	23.539	758,7	61,11
52,16	123,4	151,6	0	23.539	764,1	61,11
58,27	118,8	145,9	0	23.539	769,4	61,11
65	114,3	140,4	0	23.539	774,6	61,12
72,4	109,9	135	0	23.539	779,7	61,12
80,54	105,7	129,8	0	23.539	784,7	61,12
89,5	101,6	124,8	0	23.539	789,7	61,12
99,35	97,6	119,9	0	23.539	794,5	61,12
110,18	93,71	115,1	0	23.539	799,3	61,12
122,1	89,92	110,4	0	23.539	804	61,12
135,21	86,19	105,8	0	23.539	808,6	61,12
149,63	82,53	101,3	0	23.539	813,2	61,12
165,49	78,89	96,92	0	23.539	817,7	61,12
182,94	75,28	92,48	0	23.539	822,3	61,12
202,14	71,66	88,04	0	23.539	826,9	61,12
223,25	68,04	83,58	0	23.539	831,6	61,12
246,48	64,38	79,09	0	23.539	836,4	61,12
272,02	60,69	74,56	0	23.539	841,3	61,12
300,13	56,98	69,99	0	23.539	846,4	61,12
331,04	53,23	65,39	0	23.539	851,5	61,12
365,04	49,47	60,77	0	23.539	856,9	61,12
402,45	45,7	56,14	0	23.539	862,3	61,12
443,59	41,96	51,55	0	23.539	867,8	61,12
488,64	38,27	47,01	0	23.539	873,4	61,12
538,64	34,65	42,57	0	23.539	878,9	61,12
593,4	31,14	38,26	0	23.539	884,4	61,12
653,64	27,77	34,11	0	23.539	889,9	61,13
719,9	24,55	30,17	0	23.539	895,1	61,13
750	21,53	26,45	0	23.539	900,8	61,13

PREDICT-K**Bušotina Projekat
6J12****Svojstva Rezervoar**

Naziv:	Donji Nubian peščari	Ukupna Poroznost (Frakcije):	0,064
Zona Dreniranja (m ²):	1214057	Zasićenje Vodom (Frakcije):	0,35
kompresibilnost stene (kPa ⁻¹):	3,34E-07	Modul Elastičnosti (GPa):	27,6
Debljine Formacija (m):	30,48	X Nagib:	0,5
Pritisak (kPa):	40,472	Y Nagib:	0,5
Propusnost (mD):	0,9	Aspect Razmere:	4

Svojstva Bušotine

Dubina (m):	3,688	Temperatura na Površini (°C):	29
Radius Bušotine (m):	0,11	Temperatura Bušotina (°C):	146
Unutrašnji Prečnik Tubing (cm):	7,6	Skin:	3,3
Dužina Tubing (m):	3,383	Proizvoanija Voda (Frakcije):	0
Apsolutna Hrapavost Cevi (in):	0,0018	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	814
Orijentacija Bušotine:	Vertikalni		
Propusnost V/ Propusnost H (kv/kh):	0,05		

Svojstva Fluida

Kompresibilnost nafte (kPa ⁻¹):	3,18E-06	Relativna Gustina Gasa:	0,8
Kompresibilnost vode (kPa ⁻¹):	4,20E-07	Gas CO2 Frakcija:	0
Iežšni volumetrijski faktor nafte:	1,8	Gas N2 Frakcija:	0
Viskoznost nafte (mPa ^s):	0,28	Gas H2S Frakcija:	0
Gustina Nafte (API):	40		

Svojstva Frakturi

Gradijent pritiska zatvaranja frakturi (kPa/m): 14

Parametri Model

Maks. Proizvodnja Nafte (m ³ /dan):	2,385	Cena Nafte (\$/m ³):	188,69
broj naponskih ciklusa :	5	Cena Gas (\$/MSCF):	211,89
Ukupna Proizvoanija (dan):	750	Godišnja Diskontna Stopa (%):	20

kontrola Bušotine

Pritisak na površini (kPa): 2.758

PRILOG 4 - DIJAGRAMI KONDUKTIVNOSTI DONJIH PERFORACIJA BUŠOTINE 6J4

<div style="background-color: #0056b3; color: white; padding: 2px; display: inline-block; margin-bottom: 5px;">PREDICT-K</div> Projekat proizvodnja 6J4 Donje Perforacije						
Naziv Formacija:		Donji Nubian peščari		Proizvodnja Voda (Pukotina):		0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)		2.385		gasni Faktor (sm ³ /m ³):		4.025
pritisak na površini (kPa):		1.379		Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):		498.710
Tretmana: 6J4 Bušotina, 5 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate						
Propanta:		CARBOHSP 16/20		koncentracija propanta (kg/m ³):		5
Fluida :		22,7 kg, Guar-Borate		Dužina polovine frakture (m):		60,9
Tip Frakture:		Propanta		Dužina frakture (m):		9,75
Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	350,5	87,09	0	22.810	127,2	60,2
2	350,6	87,11	0	22.810	127,3	60,2
3,1	282,1	70,1	0	22.810	126,4	60,19
4,31	240,7	59,8	0	22.810	137,2	60,27
5,64	215,7	53,59	0	22.810	144,5	60,32
7,11	199	49,45	0	22.810	149,2	60,34
8,72	186,9	46,43	0	22.810	152,4	60,36
10,49	177,3	44,07	0	22.810	154,8	60,38
12,44	169,6	42,13	0	22.810	156,6	60,38
14,58	163	40,49	0	22.810	158,1	60,39
16,94	157,2	39,07	0	22.810	159,4	60,4
19,53	152,1	37,8	0	22.810	160,5	60,4
22,38	147,5	36,65	0	22.810	161,4	60,41
25,52	143,2	35,59	0	22.810	162,3	60,41
28,97	139,2	34,59	0	22.810	163,1	60,42
32,77	135,4	33,64	0	22.810	163,8	60,42
36,95	131,7	32,73	0	22.810	164,5	60,42
41,54	128,2	31,85	0	22.810	165,2	60,43
46,6	124,7	30,98	0	22.810	165,9	60,43
52,16	121,3	30,14	0	22.810	166,5	60,43
58,27	117,9	29,3	0	22.810	167,2	60,44
65	114,6	28,47	0	22.810	167,9	60,44
72,4	111,3	27,65	0	22.810	168,5	60,44
80,54	108	26,84	0	22.810	169,2	60,44
89,5	104,8	26,03	0	22.810	169,8	60,45
99,35	101,6	25,24	0	22.810	170,5	60,45
110,18	98,42	24,45	0	22.810	171,2	60,45
122,1	95,29	23,67	0	22.810	171,8	60,46
135,21	92,19	22,9	0	22.810	172,5	60,46
149,63	89,14	22,14	0	22.810	173,1	60,46
165,49	86,14	21,4	0	22.810	173,8	60,46
182,94	83,19	20,66	0	22.810	174,4	60,47
202,14	80,3	19,95	0	22.810	175,1	60,47
223,25	77,46	19,24	0	22.810	175,7	60,47
246,48	74,68	18,55	0	22.810	176,3	60,48
272,02	71,94	17,87	0	22.810	176,9	60,48
300,13	69,24	17,2	0	22.810	177,5	60,48
331,04	66,58	16,54	0	22.810	178,1	60,48
365,04	63,94	15,88	0	22.810	178,7	60,48
402,45	61,31	15,23	0	22.810	179,3	60,49
443,59	58,67	14,57	0	22.810	179,9	60,49
488,85	56,03	13,92	0	22.810	180,5	60,49
538,64	53,36	13,25	0	22.810	181,1	60,49
593,4	50,67	12,58	0	22.810	181,7	60,5
653,64	47,94	11,91	0	22.810	182,4	60,5
719,9	45,17	11,22	0	22.810	183	60,5
730	42,38	10,52	0	22.810	184	60,5

PREDICT-K**Projekat proizvodnja
6J4 Donje Perforacije**

Naziv Formacija:	Donji Nubian peščari	Proizvodnja Voda (Pukotina):	0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)	2.385	gasni faktor (sm ³ /m ³):	4.025
pritisak na površini (kPa):	1.379	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	498.710

Tretmana: 6J4 Bušotina, 10 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ³):	10
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	9,75

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	415,7	103,2	0	22.810	290,6	60,75
2	415	103,1	0	22.810	287,6	60,75
3,1	325	80,75	0	22.810	285,8	60,75
4,31	268	66,59	0	22.810	305,2	60,77
5,64	234,9	58,37	0	22.810	318,8	60,79
7,11	214,1	53,19	0	22.810	327	60,8
8,72	199,6	49,59	0	22.810	332	60,81
10,49	188,6	46,87	0	22.810	335,4	60,81
12,44	179,8	44,68	0	22.810	337,9	60,81
14,58	172,4	42,84	0	22.810	339,8	60,81
16,94	166	41,25	0	22.810	341,3	60,82
19,53	160,4	39,84	0	22.810	342,6	60,82
22,38	155,2	38,57	0	22.810	343,7	60,82
25,52	150,5	37,39	0	22.810	344,6	60,82
28,97	146	36,29	0	22.810	345,5	60,82
32,77	141,8	35,24	0	22.810	346,2	60,82
36,95	137,8	34,24	0	22.810	347	60,82
41,54	133,9	33,26	0	22.810	347,6	60,82
46,6	130	32,31	0	22.810	348,3	60,82
52,16	126,3	31,38	0	22.810	349	60,82
58,27	122,6	30,46	0	22.810	349,6	60,82
65	118,9	29,55	0	22.810	350,2	60,83
72,4	115,3	28,66	0	22.810	350,9	60,83
80,54	111,8	27,78	0	22.810	351,5	60,83
89,5	108,3	26,9	0	22.810	352,1	60,83
99,35	104,8	26,04	0	22.810	352,8	60,83
110,18	101,4	25,19	0	22.810	353,4	60,83
122,1	98,03	24,35	0	22.810	354	60,83
135,21	94,71	23,53	0	22.810	354,6	60,83
149,63	91,46	22,72	0	22.810	355,2	60,83
165,49	88,26	21,92	0	22.810	355,7	60,83
182,94	85,13	21,15	0	22.810	356,3	60,83
202,14	82,07	20,39	0	22.810	356,8	60,83
223,25	79,07	19,64	0	22.810	357,3	60,83
246,48	76,14	18,91	0	22.810	357,8	60,83
272,02	73,26	18,2	0	22.810	358,3	60,83
300,13	70,43	17,49	0	22.810	358,8	60,83
331,04	67,64	16,8	0	22.810	359,2	60,83
365,04	64,88	16,11	0	22.810	359,7	60,83
402,45	62,13	15,43	0	22.810	360,1	60,83
443,59	59,38	14,75	0	22.810	360,6	60,83
488,85	56,62	14,06	0	22.810	361	60,84
538,64	53,85	13,37	0	22.810	361,4	60,84
593,4	51,05	12,68	0	22.810	361,9	60,84
653,64	48,22	11,98	0	22.810	362,4	60,84
719,9	45,36	11,26	0	22.810	362,9	60,84
730	42,47	10,55	0	22.810	363,9	60,84

PREDICT-K**Projekat proizvodnja
6J4 Donje Perforacije**

Naziv Formacija:	Donji Nubian peščari	Proizvodnja Voda (Pukotina):	0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	4.025
pritisak na površini (kPa):	1.379	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	498.710

Tretmana: 6J4 Bušotina, 15 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ²):	15
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	9,75

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	ProizvodnjaVoda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	443,6	110,2	0	22.810	480,9	60,92
2	443,1	110	0	22.810	475,9	60,92
3,1	343	85,22	0	22.810	472,7	60,91
4,31	278,8	69,27	0	22.810	497,9	60,93
5,64	242,1	60,15	0	22.810	515,2	60,93
7,11	219,5	54,54	0	22.810	525,1	60,94
8,72	204,1	50,71	0	22.810	530,9	60,94
10,49	192,6	47,86	0	22.810	534,6	60,94
12,44	183,5	45,58	0	22.810	537	60,94
14,58	175,8	43,68	0	22.810	538,9	60,94
16,94	169,2	42,04	0	22.810	540,2	60,94
19,53	163,3	40,58	0	22.810	541,3	60,95
22,38	158	39,26	0	22.810	542,2	60,95
25,52	153,1	38,05	0	22.810	542,9	60,95
28,97	148,5	36,91	0	22.810	543,6	60,95
32,77	144,2	35,83	0	22.810	544,1	60,95
36,95	140	34,79	0	22.810	544,6	60,95
41,54	135,9	33,78	0	22.810	545,1	60,95
46,6	132	32,8	0	22.810	545,5	60,95
52,16	128,1	31,83	0	22.810	546	60,95
58,27	124,3	30,88	0	22.810	546,4	60,95
65	120,5	29,95	0	22.810	546,8	60,95
72,4	116,8	29,03	0	22.810	547,2	60,95
80,54	113,1	28,12	0	22.810	547,6	60,95
89,5	109,5	27,22	0	22.810	548	60,95
99,35	106	26,33	0	22.810	548,4	60,95
110,18	102,5	25,46	0	22.810	548,8	60,95
122,1	99,04	24,6	0	22.810	549,2	60,95
135,21	95,64	23,76	0	22.810	549,5	60,95
149,63	92,31	22,93	0	22.810	549,9	60,95
165,49	89,04	22,12	0	22.810	550,2	60,95
182,94	85,85	21,32	0	22.810	550,5	60,95
202,14	82,72	20,55	0	22.810	550,8	60,95
223,25	79,67	19,79	0	22.810	551,1	60,95
246,48	76,68	19,04	0	22.810	551,3	60,95
272,02	73,75	18,32	0	22.810	551,5	60,95
300,13	70,87	17,6	0	22.810	551,7	60,95
331,04	68,03	16,9	0	22.810	551,9	60,95
365,04	65,22	16,2	0	22.810	552,1	60,95
402,45	62,43	15,51	0	22.810	552,3	60,95
443,59	59,64	14,81	0	22.810	552,4	60,95
488,85	56,85	14,12	0	22.810	552,6	60,95
538,64	54,03	13,42	0	22.810	552,7	60,95
593,4	51,19	12,71	0	22.810	552,9	60,95
653,64	48,32	12	0	22.810	553,1	60,95
719,9	45,42	11,28	0	22.810	553,3	60,95
730	42,5	10,55	0	22.810	554,3	60,95

PREDICT-K**Bušotina Projekat
6J4 Donje Perforacije****Svojstva Rezervoar**

Naziv:	Gornji Nubian peščari	Ukupna Poroznost (Frakcije):	0,08
Zona Dreniranja (m ²):	1214057	Zasićenje Vodom (Frakcije):	0,35
kompresibilnost stene (kPa ⁻¹):	3,34E-07	Modul Elastičnosti (GPa):	26,77
Debljine Formacija (m):	9,8	X Nagib:	0,5
Pritisak (kPa):	40.679	Y Nagib:	0,5
Propusnost (mD):	0,5	Aspect Razmere:	4

Svojstva Bušotine

Dubina (m):	3,895	Temperatura na Površini (°C):	29
Radius Bušotine (m):	0,09	Temperatura Bušotina (°C):	143
Unutrašnji Prečnik Tubing (cm):	7,6	Skin:	43
Dužina Tubing (m):	3,444	Proizvoanja Voda (Frakcije):	0
Apsolutna Hrapavost Cevi (in):	0,0018	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	4,025
Orijentacija Bušotine:	Vertikalni		
Propusnost V/Propusnost H (kv/kh):	0,05		

Svojstva Fluida

Kompresibilnost nafte (kPa ⁻¹):	1,73E-06	Relativna Gustina Gasa:	0,95
Kompresibilnost vode (kPa ⁻¹):	4,35E-07	Gas CO2 Frakcija:	0
Iežšni volumetrijski faktor nafte:	1,23	Gas N2 Frakcija:	0
Viskoznost nafte (mPa*s):	0,48	Gas H2S Frakcija:	0
Gustina Nafte (API):	38		

Svojstva Frakturi

Gradijent pritiska zatvaranja frakturi (kPa/m):	14
---	----

Parametri Model

maks. proizvodnja nafte (m ³ /dan):	2.385	Cena Nafte (\$/m3):	188,69
broj naponskih ciklusa :	5	Cena Gas (\$/MSCF):	211,89
Ukupna Proizvoanja (dan):	730	Godišnja Diskontna Stopa (%):	20

kontrola Bušotine

Pritisak na površini (kPa):	1.379
-----------------------------	-------

PRILOG 5 - DIJAGRAMI KONDUKTIVNOSTI GORNJIH PERFORACIJA BUŠOTINE 6J4

PREDICT-K Projekat proizvodnja 6J4 Gornji Perforacije						
Naziv Formacija:		Gornji Nubian peščari		Proizvodnja Voda (Pukotina):		0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)		2.385		Gasni Faktor (sm ³ /m ³):		167,7
pritisak na površini (kPa):		1.379		Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):		685.72
Tretmana: 6J4 Bušotina, 5 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate						
Propanta:		CARBOHSP 16/20		koncentracija propanta (kg/m ²):		5
Fluida :		22,7 kg, Guar-Borate		Dužina polovine frakture (m):		60,9
Tip Frakture:		Propanta		Dužina frakture (m):		13,4
Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	37,31	222,3	0	22.810	131,4	60,92
2	37,27	222,1	0	22.810	131	60,92
3,1	32,14	191,5	0	22.810	130,2	60,92
4,31	29,44	175,4	0	22.810	140	60,94
5,64	27,71	165,2	0	22.810	145,6	60,94
7,11	26,44	157,5	0	22.810	149,3	60,95
8,72	25,4	151,4	0	22.810	152,2	60,95
10,49	24,49	146	0	22.810	154,5	60,96
12,44	23,67	141,1	0	22.810	156,6	60,96
14,58	22,91	136,5	0	22.810	158,6	60,96
16,94	22,17	132,1	0	22.810	160,4	60,96
19,53	21,47	128	0	22.810	162,3	60,97
22,38	20,79	123,9	0	22.810	164,1	60,97
25,52	20,13	120	0	22.810	165,9	60,97
28,97	19,48	116,1	0	22.810	167,7	60,97
32,77	18,85	112,3	0	22.810	169,6	60,97
36,95	18,23	108,6	0	22.810	171,4	60,98
41,54	17,63	105	0	22.810	173,2	60,98
46,6	17,03	101,5	0	22.810	175,1	60,98
52,16	16,45	98,1	0	22.810	176,9	60,98
58,27	15,89	94,72	0	22.810	178,8	60,98
65	15,33	91,42	0	22.810	180,6	60,98
72,4	14,79	88,17	0	22.810	182,5	60,99
80,54	14,25	84,98	0	22.810	184,3	60,99
89,5	13,72	81,82	0	22.810	186,2	60,99
99,35	13,2	78,69	0	22.810	188,1	60,99
110,18	12,67	75,55	0	22.810	190,1	60,99
122,1	12,14	72,41	0	22.810	192,1	61
135,21	11,61	69,24	0	22.810	194,1	61
149,63	11,07	66,03	0	22.810	196,2	61
165,49	10,53	62,77	0	22.810	198,4	61,00
182,94	9,973	59,44	0	22.810	200,8	61
202,14	9,406	56,06	0	22.810	203,2	61
223,25	8,829	52,62	0	22.810	205,7	61,01
246,48	8,245	49,14	0	22.810	208,4	61,01
272,02	7,655	45,62	0	22.810	211,2	61,01
300,13	7,063	42,09	0	22.810	214,1	61,01
331,04	6,473	38,58	0	22.810	217,2	61,01
365,04	5,891	35,11	0	22.810	220,3	61,02
402,45	5,32	31,71	0	22.810	223,5	61,02
443,59	4,766	28,41	0	22.810	226,7	61,02
488,85	4,235	25,24	0	22.810	229,9	61,02
538,64	3,731	22,24	0	22.810	233	61,02
593,4	3,258	19,42	0	22.810	236,1	61,02
653,64	2,819	16,8	0	22.810	239	61,03
719,9	2,418	14,41	0	22.810	241,8	61,03
730	2,055	12,25	0	22.810	244,7	61,03

PREDICT-K**Projekat proizvodnja
6J4 Gornji Perforacije**

Naziv Formacija:	Gornji Nubian peščari	Proizvodnja Voda (Pukotina):	0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	167,7
pritisak na površini (kPa):	1.379	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	685.72

Tretmana: 6J4 Bušotina, 10 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ³):	10
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	13,4

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	47,32	282	0	22.810	312,2	61,05
2	47,34	282,1	0	22.810	312,6	61,06
3,1	39,61	236,1	0	22.810	310,5	61,05
4,31	35,2	209,8	0	22.810	333,2	61,06
5,64	32,54	193,9	0	22.810	347,3	61,06
7,11	30,68	182,8	0	22.810	356,2	61,07
8,72	29,21	174,1	0	22.810	362,5	61,07
10,49	27,97	166,7	0	22.810	367,5	61,07
12,44	26,85	160	0	22.810	371,8	61,07
14,58	25,82	153,9	0	22.810	375,8	61,07
16,94	24,85	148,1	0	22.810	379,5	61,07
19,53	23,92	142,6	0	22.810	383	61,07
22,38	23,04	137,3	0	22.810	386,5	61,07
25,52	22,18	132,2	0	22.810	389,9	61,07
28,97	21,36	127,3	0	22.810	393,3	61,07
32,77	20,56	122,5	0	22.810	396,6	61,07
36,95	19,79	117,9	0	22.810	399,8	61,08
41,54	19,05	113,5	0	22.810	403	61,08
46,6	18,32	109,2	0	22.810	406,2	61,08
52,16	17,63	105	0	22.810	409,3	61,08
58,27	16,95	101	0	22.810	412,3	61,08
65	16,29	97,12	0	22.810	415,3	61,08
72,4	15,65	93,31	0	22.810	418,3	61,08
80,54	15,02	89,57	0	22.810	421,2	61,08
89,5	14,41	85,91	0	22.810	424,1	61,08
99,35	13,8	82,29	0	22.810	427	61,08
110,18	13,2	78,7	0	22.810	429,9	61,08
122,1	12,6	75,12	0	22.810	432,8	61,08
135,21	11,99	71,52	0	22.810	435,8	61,08
149,63	11,39	67,89	0	22.810	438,8	61,08
165,49	10,77	64,22	0	22.810	441,9	61,08
182,94	10,15	60,52	0	22.810	445,2	61,08
202,14	9,525	56,77	0	22.810	448,5	61,08
223,25	8,89	52,98	0	22.810	452	61,08
246,48	8,252	49,18	0	22.810	455,5	61,08
272,02	7,614	45,38	0	22.810	459,2	61,08
300,13	6,979	41,6	0	22.810	462,9	61,08
331,04	6,353	37,87	0	22.810	466,7	61,09
365,04	5,741	34,21	0	22.810	470,5	61,09
402,45	5,148	30,68	0	22.810	474,3	61,09
443,59	4,578	27,29	0	22.810	478	61,09
488,85	4,038	24,07	0	22.810	481,6	61,09
538,64	3,531	21,04	0	22.810	485	61,09
593,4	3,061	18,24	0	22.810	488,3	61,09
653,64	2,63	15,67	0	22.810	491,3	61,09
719,9	2,24	13,35	0	22.810	494	61,09
730	1,891	11,27	0	22.810	497,1	61,09

PREDICT-K**Projekat proizvodnja
6J4 Gornji Perforacije**

Naziv Formacija:	Gornji Nubian peščari	Proizvodnja Voda (Pukotina):	0
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	167.7
pritisak na površini (kPa):	1.379	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	68.572

Tretmana: 6J4 Bušotina, 15 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ²):	15
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	13,4

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	53,09	316,4	0	22.810	546,4	61,09
2	53,06	316,2	0	22.810	544,6	61,09
3,1	43,67	260,3	0	22.810	541,1	61,09
4,31	38,11	227,1	0	22.810	576,5	61,1
5,64	34,83	207,6	0	22.810	599,4	61,1
7,11	32,62	194,4	0	22.810	613,1	61,1
8,72	30,92	184,3	0	22.810	622,3	61,1
10,49	29,49	175,8	0	22.810	629,4	61,1
12,44	28,23	168,2	0	22.810	635,3	61,1
14,58	27,06	161,3	0	22.810	640,6	61,1
16,94	25,97	154,8	0	22.810	645,6	61,1
19,53	24,94	148,7	0	22.810	650,3	61,1
22,38	23,96	142,8	0	22.810	654,8	61,1
25,52	23,02	137,2	0	22.810	659,2	61,1
28,97	22,11	131,8	0	22.810	663,5	61,1
32,77	21,24	126,6	0	22.810	667,6	61,10
36,95	20,41	121,6	0	22.810	671,7	61,1
41,54	19,6	116,8	0	22.810	675,6	61,1
46,6	18,82	112,2	0	22.810	679,4	61,1
52,16	18,07	107,7	0	22.810	683,1	61,1
58,27	17,35	103,4	0	22.810	686,8	61,1
65	16,65	99,26	0	22.810	690,3	61,1
72,4	15,97	95,21	0	22.810	693,7	61,1
80,54	15,31	91,26	0	22.810	697	61,1
89,5	14,66	87,4	0	22.810	700,3	61,1
99,35	14,02	83,59	0	22.810	703,6	61,1
110,18	13,39	79,81	0	22.810	706,8	61,11
122,1	12,75	76,05	0	22.810	710,1	61,11
135,21	12,12	72,27	0	22.810	713,4	61,11
149,63	11,49	68,48	0	22.810	716,7	61,11
165,49	10,84	64,66	0	22.810	720,1	61,11
182,94	10,2	60,8	0	22.810	723,6	61,11
202,14	9,549	56,91	0	22.810	727,2	61,11
223,25	8,892	53	0	22.810	730,9	61,11
246,48	8,234	49,07	0	22.810	734,7	61,11
272,02	7,578	45,16	0	22.810	738,6	61,11
300,13	6,928	41,29	0	22.810	742,5	61,11
331,04	6,289	37,48	0	22.810	746,4	61,11
365,04	5,667	33,78	0	22.810	750,2	61,11
402,45	5,067	30,2	0	22.810	754	61,11
443,59	4,494	26,78	0	22.810	757,7	61,11
488,85	3,952	23,55	0	22.810	761,2	61,11
538,64	3,446	20,53	0	22.810	764,5	61,11
593,4	2,978	17,75	0	22.810	767,5	61,11
653,64	2,551	15,21	0	22.810	770,2	61,11
719,9	2,167	12,91	0	22.810	772,6	61,11
730	1,824	10,87	0	22.810	775,8	61,11

PREDICT-K**Bušotina Projekat
6J4 Gornji Perforacije****Svojstva Rezervoar**

Naziv:	Gornji Nubian peščari	Ukupna Poroznost (Frakcije):	0,078
Zona Dreniranja (m ²):	1214057	Zasićenje Vodom (Frakcije):	0,35
kompresibilnost stene (kPa ⁻¹):	3,34E-07	Modul Elastičnosti (GPa):	25,9
Debljine Formacija (m):	13	X Nagib:	0,5
Pritisak (kPa):	40.679	Y Nagib:	0,5
Propusnost (mD):	1,958	Aspect Razmere:	4

Svojstva Bušotine

Dubina (m):	3,895	Temperatura na Površini (°C):	29
Radius Bušotine (m):	0,09	Temperatura Bušotina (°C):	143
Unutrašnji Prečnik Tubing (cm):	7,6	Skin:	0,7
Dužina Tubing (m):	3,444	Proizvoanja Voda (Frakcije):	0
Apsolutna Hrapavost Cevi (in):	0,0018	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	168
Orijentacija Bušotine:	Vertikalni		
Propusnost V/ Propusnost H (kv/kh):	0,05		

Svojstva Fluida

Kompresibilnost nafte (kPa ⁻¹):	1,73E-06	Relativna Gustina Gasa:	0,95
Kompresibilnost vode (kPa ⁻¹):	4,35E-07	Gas CO2 Frakcija:	0
Iežšni volumetrijski faktor nafte:	1,23	Gas N2 Frakcija:	0
Viskoznost nafte (mPa*s):	0,48	Gas H2S Frakcija:	0
Gustina Nafte (API):	38		

Svojstva Frakturi

Gradijent pritiska zatvaranja frakturi (kPa/m):	14
---	----

Parametri Model

maks. proizvodnja nafte (m ³ /dan):	2,385	Cena Nafte (\$/m3):	188,7
broj naponskih ciklusa :	5	Cena Gas (\$/MSCF):	211,9
Ukupna Proizvoanja (dan):	730	Godišnja Diskontna Stopa (%):	20

kontrola Bušotine

Pritisak na površini (kPa):	1.379
-----------------------------	-------

PRILOG 6 - DIJAGRAMI KONDUKTIVNOSTI BUŠOTINE 6J9

PREDICT-K Projekat proizvodnja 6J9						
Naziv Formacija:		Gornji Nubian peščari		Proizvoanja Voda (Pukotina):		0,5
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan)		2.385		Gasni Faktor (sm ³ /m ³):		177,7
pritisak na površini (kPa):		5.516		Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³): 702.5400		
Tretmana: 6J9 Bušotina, 5 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate						
Propanta:		CARBOHSP 16/20		koncentracija propanta (kg/m ³):		5
Fluida :		22,7 kg, Guar-Borate		Dužina polovine frakture (m):		60,9
Tip Frakture:		Propanta		Dužina frakture (m):		91,4
Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	156,7	881,7	440,8	33.400	45,97	60,9
2	161,5	908,6	454,3	34.060	45,34	60,9
3,1	154,2	867,6	433,8	33.070	44,46	60,89
4,31	154,5	869,6	434,8	33.110	45,24	60,9
5,64	152,6	858,9	429,4	32.860	45,06	60,9
7,11	148,2	834,2	417,1	32.280	44,97	60,9
8,72	148,3	834,5	417,2	32.290	44,79	60,89
10,49	148,1	833,4	416,7	32.260	44,69	60,89
12,44	144,8	815	407,5	31.840	44,61	60,89
14,58	143,1	805,3	402,6	31.620	44,48	60,89
16,94	142,4	801,4	400,7	31.540	44,38	60,89
19,53	140,1	788,4	394,2	31.240	44,3	60,89
22,38	140,2	789	394,5	31.260	44,2	60,89
25,52	139,5	784,8	392,4	31.160	44,12	60,89
28,97	138,3	778,2	389,1	31.020	44,06	60,89
32,77	136,9	770,2	385,1	30.840	43,98	60,89
36,95	135,3	761,5	380,7	30.650	43,91	60,89
41,54	133,7	752,5	376,2	30.460	43,84	60,89
46,6	132,1	743,4	371,7	30.260	43,77	60,89
52,16	130,5	734,2	367,1	30.070	43,7	60,89
58,27	128,8	724,7	362,3	29.870	43,64	60,89
65	127,1	715,1	357,5	29.660	43,58	60,89
72,4	125,3	705,1	352,5	29.460	43,52	60,89
80,54	123,4	694,7	347,3	29.240	43,46	60,89
89,5	121,5	683,9	341,9	29.020	43,42	60,89
99,35	119,5	672,4	336,2	28.790	43,37	60,89
110,18	117,3	660,3	330,1	28.550	43,33	60,88
122,1	115	647,4	323,7	28.300	43,3	60,88
135,21	112,6	633,7	316,8	28.030	43,27	60,88
149,63	110	619	309,5	27.750	43,25	60,88
165,49	106,5	599,4	299,7	27.450	43,25	60,88
182,94	102,2	575,4	287,7	27.450	43,37	60,89
202,14	96,67	543,8	271,9	27.450	44,04	60,89
223,25	90,5	509,1	254,5	27.450	44,98	60,9
246,48	84,06	472,9	236,4	27.450	46,07	60,9
272,02	77,5	436	218	27.450	47,27	60,91
300,13	70,91	398,9	199,4	27.450	48,58	60,92
331,04	64,38	362,1	181	27.450	49,97	60,93
365,04	57,96	326	163	27.450	51,44	60,93
402,45	51,73	291	145,5	27.450	52,98	60,94
443,59	45,75	257,3	128,6	27.450	54,57	60,95
488,85	40,08	225,5	112,7	27.450	56,19	60,96
538,64	34,78	195,7	97,85	27.450	57,83	60,96
593,4	29,89	168,1	84,08	27.450	59,45	60,97
653,64	25,43	143	71,54	27.450	61,03	60,97
719,9	21,42	120,5	60,27	27.450	62,55	60,98
730	17,88	100,5	50,29	27.450	64,05	60,98

PREDICT-K**Projekat proizvodnja
6J9**

Naziv Formacija:	Gornji Nubian peščari	Proizvoanja Voda (Pukotina):	0,5
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan):	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	177,7
pritisak na površini (kPa):	5.516	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	702.5400

Tretmana: 6J9 Bušotina, 10 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ³):	10
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	91,4

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	169,1	951,4	475,7	35.120	107,6	61,07
2	169	951,2	475,6	35.120	106,3	61,06
3,1	193	1085	542,9	35.990	105,9	61,06
4,31	166,9	939	469,5	34.370	100,3	61,06
5,64	158,2	890,4	445,2	33.610	104,6	61,06
7,11	157,5	886,4	443,2	33.510	104,3	61,06
8,72	158,2	890,5	445,2	33.610	104	61,06
10,49	153,6	864,5	432,2	32.990	103,6	61,06
12,44	153,3	862,6	431,3	32.950	103,1	61,06
14,58	153,6	864,4	432,2	32.990	102,9	61,06
16,94	151,8	854,1	427	32.750	102,7	61,06
19,53	148	832,9	416,4	32.250	102,4	61,06
22,38	147	827,3	413,6	32.120	101,8	61,06
25,52	144,7	814,4	407,2	31.830	101,5	61,06
28,97	144,5	813,1	406,5	31.800	101,1	61,06
32,77	144	810,6	405,3	31.740	100,9	61,06
36,95	143	805	402,5	31.620	100,7	61,06
41,54	141,6	796,8	398,4	31.430	100,5	61,06
46,6	139,9	787	393,5	31.210	100,2	61,06
52,16	137,9	776,3	388,1	30.980	99,91	61,06
58,27	136	765,2	382,6	30.730	99,58	61,06
65	134	753,8	376,9	30.490	99,25	61,06
72,4	131,9	742,3	371,1	30.240	98,93	61,06
80,54	129,8	730,5	365,2	29.990	98,6	61,05
89,5	127,6	718,2	359,1	29.730	98,28	61,05
99,35	125,3	705,4	352,7	29.460	97,97	61,05
110,18	122,9	691,9	345,9	29.190	97,65	61,05
122,1	120,4	677,6	338,8	28.900	97,33	61,05
135,21	117,7	662,4	331,2	28.590	97,02	61,05
149,63	114,8	646,2	323,1	28.270	96,71	61,05
165,49	111,7	628,8	314,4	27.940	96,4	61,05
182,94	108,1	608,2	304,1	27.550	96,09	61,05
202,14	103	579,5	289,7	27.450	95,78	61,05
223,25	96,91	545,2	272,6	27.450	96,68	61,05
246,48	89,76	504,9	252,4	27.450	98,14	61,05
272,02	82,17	462,3	231,1	27.450	99,94	61,06
300,13	74,47	419	209,5	27.450	101,9	61,06
331,04	66,86	376,1	188	27.450	104	61,06
365,04	59,45	334,4	167,2	27.450	106,2	61,06
402,45	52,36	294,5	147,2	27.450	108,5	61,07
443,59	45,67	256,9	128,4	27.450	110,7	61,07
488,85	39,44	221,8	110,9	27.450	112,9	61,07
538,64	33,72	189,7	94,85	27.450	115	61,07
593,4	28,54	160,6	80,3	27.450	117	61,08
653,64	23,92	134,6	67,3	27.450	118,9	61,08
719,9	19,86	111,7	55,86	27.450	120,6	61,08
730	16,33	91,88	45,94	27.450	122,3	61,08

PREDICT-K

**Projekat proizvodnja
6J9**

Naziv Formacija:	Gornji Nubian peščari	Proizvoanja Voda (Pukotina):	0,5
Proizvodnja Maksimalna:(m ³ /dan):	2.385	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	177,7
pritisak na površini (kPa):	5.516	Geološke rezerve na površinskim uslovima (m ³):	702.5400

Tretmana: 6J9 Bušotina, 15 kg/m² CarboHSP 16/20, 22,7 kg Guar-Borate

Propanta:	CARBOHSP 16/20	koncentracija propanta (kg/m ³):	15
Fluida :	22,7 kg, Guar-Borate	Dužina polovine frakture (m):	60,9
Tip Frakture:	Propanta	Dužina frakture (m):	91,4

Vreme (dan)	Proizvodnja Gas (10 ³ m ³ /dan)	Proizvoanja Nafta (m ³ /dan)	Proizvodnja Voda (m ³ /dan)	Pritisak u Bušotini (kPa)	konduktivnost (mD*m)	Dužina polovine frakture (m)
1	236,6	1.331	665,8	37.570	177,1	61,11
2	242,7	1.365	682,7	37.680	176	61,11
3,1	228,7	1.286	643,3	37.410	173,7	61,11
4,31	220	1.237	618,8	37.250	176,3	61,11
5,64	213,7	1.202	601,1	37.130	177,6	61,11
7,11	180,3	1.014	507,3	35.140	178,5	61,11
8,72	159	895	447,5	33.720	179	61,11
10,49	157,2	884,4	442,2	33.470	178,8	61,11
12,44	157	883,3	441,6	33.440	177,9	61,11
14,58	154,4	869	434,5	33.100	177,5	61,11
16,94	154	866,6	433,3	33.040	176,5	61,11
19,53	154,4	868,7	434,3	33.090	176,1	61,11
22,38	152,7	859,3	429,6	32.870	175,7	61,11
25,52	148,6	836,1	418	32.330	175,2	61,11
28,97	147,9	832,1	416	32.230	173,7	61,11
32,77	147,7	831,3	415,6	32.220	173,3	61,11
36,95	144,6	814	407	31.820	173	61,11
41,54	144,3	812	406	31.770	171,9	61,11
46,6	143,4	806,8	403,4	31.660	171,6	61,11
52,16	141,9	798,5	399,2	31.470	171,1	61,11
58,27	140,1	788,1	394	31.240	170,4	61,11
65	138	776,4	388,2	30.980	169,7	61,11
72,4	135,8	764	382	30.710	169	61,11
80,54	133,5	751,1	375,5	30.430	168,2	61,11
89,5	131,1	737,8	368,9	30.140	167,4	61,11
99,35	128,7	724,1	362	29.850	166,6	61,11
110,18	126,1	709,7	354,8	29.550	165,8	61,11
122,1	123,4	694,4	347,2	29.240	165	61,11
135,21	120,5	678,3	339,1	28.910	164,1	61,11
149,63	117,5	661,1	330,5	28.570	163,3	61,1
165,49	114,2	642,8	321,4	28.210	162,4	61,1
182,94	110,7	623,2	311,6	27.830	161,6	61,1
202,14	106,1	596,9	298,4	27.450	160,7	61,1
223,25	100,3	564,7	282,3	27.450	160,2	61,1
246,48	92,95	522,9	261,4	27.450	161,8	61,1
272,02	84,78	476,9	238,4	27.450	164	61,11
300,13	76,4	429,8	214,9	27.450	166,5	61,11
331,04	68,09	383	191,5	27.450	169,1	61,11
365,04	60,06	337,8	168,9	27.450	171,9	61,11
402,45	52,43	294,9	147,4	27.450	174,6	61,11
443,59	45,3	254,8	127,4	27.450	177,3	61,11
488,85	38,74	217,9	108,9	27.450	179,8	61,11
538,64	32,8	184,5	92,27	27.450	182,3	61,11
593,4	27,49	154,6	77,33	27.450	184,5	61,11
653,64	22,81	128,3	64,17	27.450	186,5	61,11
719,9	18,75	105,5	52,75	27.450	188,3	61,11
730	15,27	85,93	42,96	27.450	190,1	61,12

PREDICT-K**Bušotina Projekat
6J9****Svojstva Rezervoar**

Naziv:	Gornji Nubian peščari	Ukupna Poroznost (Frakcije):	0,1
Zona Dreniranja (m ²):	1214057	Zasićenje Vodom (Frakcije):	0,35
kompresibilnost stene (kPa ⁻¹):	3,34E-07	Modul Elastičnosti (GPa):	44,8
Debljine Formacija (m):	124	X Nagib:	0,5
Pritisak (kPa):	42.058	Y Nagib:	0,5
Propusnost (mD):	4,8	Aspect Razmere:	4

Svojstva Bušotine

Dubina (m):	3,947	Temperatura na Površini (°C):	29,4
Radius Bušotine (m):	0,12	Temperatura Bušotina (°C):	143,3
Unutrašnji Prečnik Tubing (cm):	7,6	Skin:	14,04
Dužina Tubing (m):	3,702	Proizvoanja Voda (Frakcije):	0,5
Apsolutna Hrapavost Cevi (in):	0,0018	Gasni Faktor (sm ³ /m ³):	177,75
Orijentacija Bušotine:	Vertikalni		
Propusnost V/ Propusnost H (kv/kh):	0,05		

Svojstva Fluida

Kompresibilnost nafte (kPa ⁻¹):	2,18E-06	Relativna Gustina Gasa:	0,65
Kompresibilnost vode (kPa ⁻¹):	4,35E-07	Gas CO2 Frakcija:	0
Iežšni volumetrijski faktor nafte:	1,39	Gas N2 Frakcija:	0
Viskoznost nafte (mPa*s):	0,34	Gas H2S Frakcija:	0
Gustina Nafte (API):	42		

Svojstva Frakturi

Gradijent pritiska zatvaranja frakturi (kPa/m):	14
---	----

Parametri Model

maks. proizvodnja nafte (m ³ /dan):	2,385	Cena Nafte (\$/m ³):	345,94
broj naponskih ciklusa :	5	Cena Gas (\$/MSCF):	211,89
Ukupna Proizvoanja (dan):	730	Godišnja Diskontna Stopa (%):	20

kontrola Bušotine

Pritisak na površini (kPa):	5.516
-----------------------------	-------

**PRILOG 7 - PROIZVODNJA PRE I POSLE FRAKTURIRANJA BUŠOTINE
6J9**

Vreme (dan)	kumulativna (m ³ /dan)	Stimulisana kumulativna (m ³ /dan)	Cena Kumulativna (dolara)	Cena Stimulisana kumulativna (dolara)	Nestimulisana (dolara)	Stimulisana (dolara)
1	342,6	1112,4	118.519	384.818	118.519	693.578
2	685,2	2224,8	118.519	384.818	237.038	308.759
3	1027,8	3337,2	118.519	384.818	355.557	76.059
4	1370,4	4449,5	118.519	384.818	474.076	460.877
5	1713	5561,9	118.519	384.818	592.595	845.695
6	2055,6	6674,3	118.519	384.818	711.114	1230.514
7	2398,2	7786,7	118.519	384.818	829.633	1615.332
8	2740,8	8899,1	118.519	384.818	948.152	2000.15
9	3083,4	10011,5	118.519	384.818	1066.671	2384.969
10	3426	11123,8	118.519	384.818	1185.19	2769.787
11	3768,6	12236,2	118.519	384.818	1303.709	3154.605
12	4111,2	13348,6	118.519	384.818	1422.229	3539.424
13	4453,8	14461,0	118.519	384.818	1540.748	3924.242
14	4796,4	15573,4	118.519	384.818	1659.267	4309.06
15	5139	16685,8	118.519	384.818	1777.786	4693.878
16	5481,6	17798,2	118.519	384.818	1896.305	5078.697
17	5824,2	18910,5	118.519	384.818	2014.824	5463.515
18	6166,8	20022,9	118.519	384.818	2133.343	5848.333
19	6509,4	21135,3	118.519	384.818	2251.862	6233.152
20	6852	22247,7	118.519	384.818	2370.381	6617.97
21	7194,6	23360,1	118.519	384.818	2488.9	7002.788
22	7537,2	24472,5	118.519	384.818	2607.419	7387.607
23	7879,8	25584,8	118.519	384.818	2725.938	7772.425
24	8222,4	26697,2	118.519	384.818	2844.457	8157.243
25	8565	27809,6	118.519	384.818	2962.976	8542.061
26	8907,6	28922,0	118.519	384.818	3081.495	8926.88
27	9250,2	30034,4	118.519	384.818	3200.014	9311.698
28	9592,8	31146,8	118.519	384.818	3318.533	9696.516
29	9935,4	32259,2	118.519	384.818	3437.052	10081.335
30	10278	33371,5	118.519	384.818	3555.571	10466.153
31	10620,6	34483,9	118.519	384.818	3674.09	10850.971
32	10963,2	35596,3	118.519	384.818	3792.609	11235.79
33	11305,8	36708,7	118.519	384.818	3911.128	11620.608
34	11648,4	37821,1	118.519	384.818	4029.647	12005.426
35	11991	38933,5	118.519	384.818	4148.167	12390.244
36	12333,6	40045,8	118.519	384.818	4266.686	12775.063
37	12676,2	41158,2	118.519	384.818	4385.205	13159.881
38	13018,8	42270,6	118.519	384.818	4503.724	13544.699
39	13361,4	43383,0	118.519	384.818	4622.243	13929.518
40	13704	44495,4	118.519	384.818	4740.762	14314.336
41	14046,6	45607,8	118.519	384.818	4859.281	14699.154
42	14389,2	46720,1	118.519	384.818	4977.8	15083.973
43	14731,8	47832,5	118.519	384.818	5096.319	15468.791
44	15074,4	48944,9	118.519	384.818	5214.838	15853.609
45	15417	50057,3	118.519	384.818	5333.357	16238.427
46	15759,6	51169,7	118.519	384.818	5451.876	16623.246
47	16102,2	52282,1	118.519	384.818	5570.395	17008.064
48	16444,8	53394,5	118.519	384.818	5688.914	17392.882
49	16787,4	54506,8	118.519	384.818	5807.433	17777.701
50	17130	55619,2	118.519	384.818	5925.952	18162.519
51	17472,6	56731,6	118.519	384.818	6044.471	18547.337
52	17815,2	57844,0	118.519	384.818	6162.99	18932.156
53	18157,8	58956,4	118.519	384.818	6281.509	19316.974
54	18500,4	60068,8	118.519	384.818	6400.028	19701.792
55	18843	61181,1	118.519	384.818	6518.547	20086.61
56	19185,6	62293,5	118.519	384.818	6637.066	20471.429
57	19528,2	63405,9	118.519	384.818	6755.586	20856.247
58	19870,8	64518,3	118.519	384.818	6874.105	21241.065
59	20213,4	65630,7	118.519	384.818	6992.624	21625.884
60	20556	66743,1	118.519	384.818	7111.143	22010.702

BIOGRAFIJA

Kandidat Emad Fandi rođen je 27.12.1977. u Tripoliju, Libija. Završio je osnovnu i srednju školu u gradu Ganzour u okolini Tripolija. Osnovne akademske studije završio je 2001. godine na Fakultetu za naftne tehnologije Univerziteta Al-Tahaddy u Sirtu, Libija. Kandidat je radio kao tehničar-profesionalac za frakturiranje i kiselinske obrade u kompaniji Halliburton u Libiji od jula 2008. do aprila 2015. godine. U svojoj specijalizaciji obavljao je sledeće dužnosti: nadgledanje i tehnička ekspertiza tokom operacija kiselinskih obrada i frakturiranja, asistira u nabavci materija za kiselinske obrade i frakturiranje, asistira u planiranju, izvršavanju i analizi operacija, i interpretirao podatke sa bušotina. Da bi obavljao navedene poslove, kandidat je prošao kroz odgovarajuću specijalnu obuku u kompaniji Halliburton.

Kandidat Emad Fandi je bio izabran u timu specijalista kompanije Halliburton za obavljanje poslova u Sjedinjenim Američkim državama. U svom angažovanju, kandidat je obavljao sledeće poslove: monitoring, tehnička i operativna ekspertiza u operacijama kiselinskih obrada i frakturiranja, asistira u nabavci materija za kiselinske obrade i frakturiranje, asistira u planiranju, izvršavanju i analizi operacija, i interpretirao podatke sa bušotina. Pored toga, njegova specijalistička obuka u SAD je obuhvatala laboratorijski rad u pripremi, projektovanju i obavljanju stimulacija bušotina. Njegovo znanje je bilo testirano i njegova kompetitivnost dokazana u svim poljima specijalizacije.

Kandidat ima ukupno sedam godina iskustva u kompaniji Halliburton u operacijama kiselinskih obrada i frakturiranja. Master akademske studije je upisao na smeru za naftno i hemijsko inženjerstvo na Libijskoj Akademiji gde je uspešno završio 2011. godine. Tema završnog rada bila je "Buduća studija naftnog polja Wafa sa gas lift sistemom".

Kandidat radi kao glavni tehnički konsultant za kiselinske obrade i frakturiranje u kompaniji Liboaljadeeda Oil Service od 15. juna. godine do danas.

Изјава о ауторству

Име и презиме аутора _____ Emad Ibrahim Mohamed Fandi _____

Број индекса _____ Р 701/15 _____

Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

ОПТИМИЗАЦИЈА ХИДРАУЛИЧКОГ ФРАКТУРИРАЊА У ЦИЉУ ПОБОЉШАЊА
ПРОИЗВОДНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА НАФТНОГ ПОЉА СЕВЕРНО GIALO У ЛИБИЈИ

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

Потпис аутора

У Београду, _____

Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора Emad Ibrahim Mohamed Fandi

Број индекса P701/15

Студијски програм Рударско инжењерство

Наслов рада ОПТИМИЗАЦИЈА ХИДРАУЛИЧКОГ ФРАКТУРИРАЊА У ЦИЉУ
ПОБОЉШАЊА ПРОИЗВОДНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА НАФТНОГ ПОЉА СЕВЕРНО
GIALO У ЛИБИЈИ

Ментор Проф. др Бранко Лековић

Изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао/ла ради похрањена у **Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду.**

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

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

Потпис аутора

У Београду, _____

Изјава о коришћењу

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

ОПТИМИЗАЦИЈА ХИДРАУЛИЧКОГ ФРАКТУРИРАЊА У ЦИЉУ ПОБОЉШАЊА ПРОИЗВОДНОГ ПОТЕНЦИЈАЛА НАФТНОГ ПОЉА СЕВЕРНО GIALO У ЛИБИЈИ која је моје ауторско дело.

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

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

1. Ауторство (CC BY)

2. Ауторство – некомерцијално (CC BY-NC)

3. Ауторство – некомерцијално – без прерада (CC BY-NC-ND)

4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима (CC BY-NC-SA)

5. Ауторство – без прерада (CC BY-ND)

6. Ауторство – делити под истим условима (CC BY-SA)

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци. Кратак опис лиценци је саставни део ове изјаве).

Потпис аутора

У Београду, _____

1. **Ауторство.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.

2. **Ауторство – некомерцијално.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.

3. **Ауторство – некомерцијално – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.

4. **Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.

5. **Ауторство – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.

6. **Ауторство – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.