MINISTERUL EDUCAȚIEI ŞI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
B-dul. Bucureşti nr. 39, 100680 Ploieşti - România
www.upg-ploiesti.ro
Telefon +40 244 573 171 Fax +40 244 575 847

INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE DOCTORAT
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUŢII PRIVIND OPTIMIZAREA SISTEMULUI ROCI-SONDE

Autor: Drd. Ing. AL GBURI HUSSEIN ALI

Conducător științific: Prof. Dr. Ing. AVRAM LAZĂR

Ploiești 2023

MINISTERUL EDUCAȚIEI ŞI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
B-dul. Bucureşti nr. 39, 100680 Ploieşti - România
www.upg-ploiesti.ro
Telefon +40 244 573 171 Fax +40 244 575 847

INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE DOCTORAT
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUŢII PRIVIND OPTIMIZAREA SISTEMULUI ROCI-SONDE

CONTRIBUTIONS REGARDING THE OPTIMIZATION OF ROCKS-WELLS SYSTEM

Autor: Drd. Ing. AL GBURI HUSSEIN ALI

Conducător științific: Prof. Dr. Ing. AVRAM LAZĂR

Nr. Decizie 430/ 05.07.2023

Comisia de doctorat:

Președinte	Prof.univ.habil.dr.ing. ALBULESCU Mihai Adrian	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof.univ.dr.ing. AVRAM Lazăr	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof.univ. habil.dr.ing. MORARU Roland Iosif	de la	Universitatea din petroșani
Referent oficial	Prof.univ. habil.dr.ing. LAZĂR Maria	de la	Universitatea din petroșani
Referent oficial	Conf.univ.dr.ing. IONESCU Mihail	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești

Ploiești 2023

FISA DE PREZENTARE A DOCTORANDULUI

1. Datele personale ale doctorandul

1.1.Nume:	Al Gburi
1.2.Prenume:	Hussein
1.3. Anul absolvirii Universității din Bagdad	2014

2. Date referitoare la programul de doctorat

2.1.Anul admiterii la doctorat	2017
2.2.Forma de invatamant	Cu frecvenţă
2.3.Titlul lucrării de doctorat	Contribuţii privind optimizarea sistemului roci-sonde
2.4.Facultatea	Ingineria Petrolului şi Gazelor
2.5.Domeniul fundamental	Ştiinţe inginereşti
2.6.Domeniul de doctorat	Mine, Petrol şi Gaze
2.7.Coordonatorul de doctorat	Prof. univ. dr. ing. Lazăr Avram

3. Rezultatele programului de pregătire universitară avansată

3.1.Discipline de pregătire avansată

Nr. crt.	DISCIPLINA	Nota examen
1.	Hidraulica subterana	8,33
2.	Forajul sondelor	8,66
3.	Protectia mediului	8,66

3.2.Discipline de pregătire complementară

Nr. crt	DISCIPLINA	Nota examen
1.	Managementul proiectelor de foraj	8,33
2.	Programarea si conceperea experimentelor de laborator si santier	9,00

CUPRINS

FISA DE PREZENTARE A DOCTORANDULUI

LISTA FIGURILOR ȘI TABELELOR

CAPITOL I: INTRODUCERE 1

CAPITOL II: REVIZUIREA LITERATURII DE SPECIALITATE PRIVITOARE LA OPTIMIZAREA SISTEMULUI ROCI-SONDE 4

2.1. Introducere 4

2.2. Revizuirea literaturii de specialșitate 5

2.3. Proiectarea și optimizarea sondei prin analiza și evaluarea proprietăților rocii 17

2.4. Analiza dinamică a garniturii de foraj și a ansamblului BHA 20

2.5 Studiu de revizuire a literaturii de specialitate în context 32

CAPITOL III: DESCRIEREA ȘANTIERULUI DE LUCRU ZUBAIR 35

3.1. Descrierea geologică și structurală 35

3.2. Planuri de dezvoltare viitoare 44

CAPITOL IV: ASPECTE PRIVIND TEHNICILE DEZVOLTATE ȘI SOLUȚIILE DE ANALIZĂ A STABILITĂȚII SONDELOR VERTICALE ȘI DIRECȚIONALE DIN ȘANTIERELE IRAKIENE 48

4.1. Îmbunătățirea stabilității sondelor de foraj din șantierul Zubair pe baza studiilor de laborator și a analizei datelor offset 48

4.2. Analiza statistică a timpului de foraj și evaluarea comparativă pentru sondele forate în șantierul Zubair 61

CAPITOL V: EFECTUL VIBRAȚIILOR GARNITURII DE FORAJ ASUPRA STABILITĂȚII LOR ȘI A GĂURII DE SONDĂ; EXPERIMENTE DE LABORATOR PRIVIND VIBRATIILE COLOANEI ȘI ALE GARNITURII DE FORAJ 75

5.1. Diagnosticarea vibrațiilor și analiza performanțelor în șantierul Zubair 75

5.2. Descrierea datelor măsurate ale sondelor 75

5.3. Analize și discuții asupra investigării vibrațiilor la sondele din Zubair 76

CAPITOL VI: SIMULAREA CU SOFTWARE-UL LANDMARK 91

6.1.Analiza garniturii de foraj și dinamica ansamblului BHA pentru sondele ZB-290

cu profilul în S; studiu de caz de simulare folosind software-ul landmark 91
6.2. Sinteza rezultatelor: modelul hibrid, schema T&D, analiza garniturilor 98
6.2.1. Model hibrid pentru garnitura de foraj (introducere, extracție, rotire) 98
6.2.2. Scheme de cuplu și tragere 101
6.2.3. Analiza garniturilor 109
6.3. Dinamica ansamblului de fund BHA 112
6.4.nAnaliza de sensibilitate cu privire la impactul vitezei de rotație asupra vibrațiilor ansamblului de fund (BHA) 117
CAPITOL VII : O NOUĂ ABORDARE DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ PENTRU PROGNOZA VITEZEI DE FORARE 130
7.1. Introducere 130
7.2. Inteligență artificială și operațiuni de foraj 131
7.3. Corelația empirică a modelului ANN și MLR cu normalizarea datelor 131
CAPITOL VIII: CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI 144
BIBLIOGRAFIE 147
ANEXA A 174
ANEXA B 186
ANEXA C 242

LISTA FIGURILOR ȘI TABELELOR

Fig.1.1. Sondă tipică de petrol cu coloane tubate și cimentate în varii formațiuni geologice 1
Fig.1.2. Sonde deviate într-un câmp petrolifer 2
Fig.2.1 Sistem de excitație/ răspuns pentru vibrații deterministe. 4
Fig.2 2. Clasificarea sistemelor de vibrații 5
Fig.2.3. Managementul vibrației garniturii de foraj 7
Fig.2.4. Diagrama fluxului optimizării. 17
Fig.2.5 Saricină de compresiune vs problemă de flambaj 27
Fig.2.6. Schița unei grinzi: (a) - o direcție arbitrară; (b) - comportarea cinematică într-un plan; (c) - schița unei deformări spațiale a unei secțiuni arbitrare. 29
Fig.3.1 Harta sondei ZB-398 Dir (AJ-22_3) și a celei mai apropiate DGS (DGS North) (obținută prin satelit) 35
Fig.3.2 Hartă structurală pentru zonele productive ale rezervorului și locația sondelor de referință 35
Fig.3.3 Harta domurilor rezervorului și locația sondei ZB-398 36
Fig.3.4. Offset-ul performanței producției sondelor pentru rezervorul al 3-lea. 38
Fig.3.5 Offset-ul performanței producției sondelor pentru rezervorul al 4-lea. 38
Fig.3.6. Finalizări aproximative de sonde și performanțele de producție. 39
Fig.3.7. Schema programului de construcție. 42
Fig.3.8. Coloana litostratigrafică pentru șantierul Zubair. 43
Fig.3.9. Localizarea și stratigrafia zonei de studiu 44
Fig.3.10. (A) Harta de locație a zăcământului de petrol Zubair;(B) Harta structurală (gresie superioară) din zăcământul Zubair 45
Fig. 3.11. Rezervorul Zubair din sudul Irakului: a) al-4-lea Pay din șantierul Zubair; b) al-3-lea Pay din șantierul Zubair. 46
Fig.4.1. Utilizarea Dop SentinelCem pentru strategia formațiunii Dammam. 57
Fig.4.2. Dopul de ciment convențional pentru strategia formațiunii Hartha. 58
Fig.4.3. Dopul de ciment convențional (solubil în acid) pentru strategia formațiunii Mishrif. 59
Fig.4.4. Diagrama PPFG pentru ZB-398. 60
Fig.4.5. Scheme sondelor Zubair: a- ZB-288, b- ZB-290, c- ZB-295, d- ZB-311, e- ZB- 349, f- ZB-367 65
Fig.4.6. Distribuția reală a timpului pentru sondele din Zubair. 66
Fig.4.7. Distribuția timpului estimat vs. timpul real pentru sondele din Zubair. 67
Fig.4.8. Distribuția timpului de funcționare pentru sondele din Zubair. 67
Fig.4.9. Distribuția de operațiuni diferite pentru sonde din Zubair. 68
Fig.4.10. Variația timpului total în funcție activitățile de la sondele din Zubair. 68
Fig.4.11. Variația timpului total în funcție de tipologie (sonde din Zubair). 69
Fig.4.12. Variația totală a NPT pentru sonde din Zubair. 69
Fig.4.13. Exemplu de date măsurate, utilizate în metodologia noastră pentru ZB-288. 70
Fig.4.14. Diagrama timp vs. adâncime pentru sonde din Zubair. 71
Fig.4.15. Performanța ROP la sondele din șantierul Zubair. 72
Fig.4.16. Adâncime vs ∑ROPindex. 72
Fig.4.17 Comparația performanței sondelor Zubair: (a) Performanța ROP de șantier pentru sondele Zubair, (b) Adâncimea vs ∑ROPindex, (c) Diagrama timp & adâncime pentru sondele Zubair. 74
Fig.5.1. Înregistrarea curselor pentru investigarea vibrațiilor la sondele ZB 288 și ZB 290. 77

Fig.5.2. Înregistrarea curselor de investigare a vibrațiilor pentru sondele ZB 288 și ZB 290. 78
Fig.5.3. Înregistrarea curselor de investigare a vibrațiilor pentru sondele ZB 349 și ZB 367. 79
Fig.5.4. Parametriireprezentați grafic (WOB, ROP și RPM) pentru sondele din Zubair: (a,b,c) pentru cursele 500, 600 și 700 din ZB 288; (d,e,f) pentru cursele 500, 600 și 700 din ZB 290; (g,h,i) pentru cursele 400, 500 și 600 din ZB 295; (j,k) pentru cursele 500 și 600 din ZB 311; (l,m,n) pentru cursele 500, 600 și 700 din ZB 349; și (o,p) pentru cursele 300.400 din ZB367. 90
Fig.6.1. Profilul de sondei ZB-290. 92
Fig.6.2. Tensiune efectivă & adâncime. 93
Fig.6.3. Tensiune & adâncime. 93
Fig.6.4. Cuplu & adâncime. 93
Fig.6.5. Forță laterală & adâncime. 94
Fig.6.6. Oboseală & adâncime. 94
Fig.6.7. Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (introducere). 94
Fig.6.8. Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (extragere). 95
Fig.6.9. Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (rotire la talpă). 95
Fig.6.10. Stres & distanță de-a lungul garniturii (introducere). 97
Fig.6.11. Stres & distanță de-a lungul garniturii (extragere). 97
Fig.6.12. Stres & distanță de-a lungul garniturii (rotire). 97
Fig. 6.13. Model hibrid pentru garnitura de foraj (introducere). 98
Fig. 6.14. Model hibrid pentru garnitura de foraj (extragere). 99
Fig.6.15. Model hibrid pentru garnitura de foraj (rotire). 100
Fig.6.16. Solicitarea la oboseală a ganiturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 101
Fig.6.17. Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 102
Fig.6.18. Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 102
Fig.6.19. Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 103
Fig.6.20. Efectul cuplului asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 103
Fig.6.21. Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj: a - rigidă; b – elastică. 104
Fig.6.22. Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 104
Fig.6.23. Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 105
Fig.6.24. Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 105
Fig.6.25. Efectul cuplului asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 106
Fig.6.26. Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj: a - rigidă; b – elastică. 107
Fig.6.27. Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 107
Fig.6.28. Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 107
Fig.6.29. Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 108
Fig.6.30. Efectul cuplului asupra garniturii de foraj: a – rigidă; b – elastică. 108
Fig. 6.31. Zonele cu defecțiuni ale garniturii (introducere și extragere). 109
Fig. 6.32. Zonele cu defecțiuni (introducere și extragere). 111
Fig.6.33. Zonele garniturii cu defecțiuni (rotirea sapei pe talpă). 111
Fig. 6.34. Deplasare & adâncime. 112
Fig. 6.35. Forță laterală & adâncime. 112
Fig. 6.36. Profil (înclinare). 113
Fig. 6.37. Profil (direcțional). 113
Fig.6.38. Componentele de stres & viteza de rotație – Componentele de stres & distanța de la sapă. 114
Fig.6.39. Deplasare & viteza de rotație – Deplasare & distanța de la sapă. 115

Fig.6.40. Stres principal & viteza de rotație – Stres principal & distanța de la sapă. 115
Fig.6.41. Forța de forfecare & viteza de rotație - Forța de forfecare & distanța de la sapă. 115
Fig.6.42. Momente & viteza de rotație - Momente & distanța de la sapă. 116
Fig.6.43. Forta axiala & viteza de rotație - Forta axiala & Distanța de la sapă. 116
Fig.6.44. Deplasare axială & viteza de rotație - Deplasare axială & distanța de la sapă. 116
Fig.6.45. Cuplu & viteza de rotație - Cuplu & distanța de la sapă. 117
Fig.6.46. Deplasare la torsiune & viteza de rotație - Deplasare la torsiune & distanța de la sapă. 117
Fig 6.47. Variația deplasărilor datorate torsiunii pentru diverse RPM. 123
Fig 6.48. Variația cuplului cu distanța față de sapă pentru diverse RPM. 123
Fig 6.49. Variația deplasării de torsiune cu distanța față de sapă pentru diverse RPM. 124
Fig.6.50.Variația cuplului pentru diverse RPM. 124
Fig 6.51. Variația deplasării axiale cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM. 125
Fig 6.52. Variația deplasării axiale pentru diverse RPM. 125
Fig 6.53. Variația forței axiale cu distanța față de sapă pentru diverse RPM. 126
Fig 6.54. Variația forței axiale pentru diverse RPM. 126
Fig 6.55. Variația momentelor pentru diverse RPM. 127
Fig 6.56. Variația momentelor cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM. 127
Fig 6.57. Variația deplasărilor pentru diverse RPM. 128
Fig 6.58. Variația deplasărilor cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM. 128
Fig 6.59. Variația tensiunilor cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM. 129
Fig 6.60. Variația tensiunilor pentru diverse RPM. 129
Fig.7.1. Normalizarea (WOB cu ROP). 133
Fig.7.2. Erorile & Numere de Epochs . 135
Fig.7.3. ANN etape pentru secțiunea 8 ½ in. 136
Fig.7.4. Variație erorile cu numere Epochs. 136
Fig 7.5. Variația ROP masurata cu predicția ROP pentru secțiunea 8 ½ in. 137
Fig 7.6. Variația ROP masurata cu predicția ROP pentru secțiunea 8 ½ in. 138
Fig 7.7. ANN etape pentru secțiunea 8 ½ in. 139
Fig.7.8. Variație erorile cu numere Epochs. 139
Fig.7.9. Structura modelului rețelei neuronale artificiale (ANN) pentru predicția ROP. 140
Fig.7.10. Erorile & Numere de Epochs. 141
Fig.7.11. Variație erorile cu numere Epochs. 141
Fig.7.12. ANN etape pentru secțiunea 17 ½ in. 142
Fig.7.13. Variația ROP masurata cu predicția ROP pentru secțiunea 17 ½ in. 142

Tabelul 2.1. Moduri majore de vibrație în foraj 7
Tabelul.2.2. Garnitura de foraj - surse de vibrații de excitație cu modurile lor 7
Tabelul.2.3. Modurile de vibrație și gradele lor de severitate 7
Tabelul 2.4. Studiul literaturii de specialitate privind istoricul performanței forajului 8
Tabelul 2.5. Studiul literaturii de specialitate privind istoricul performanței forajului. 33
Tabelul.3.1. Formațiunile așteptate la adâncimi superioare 41
Tabelul.3.2. Componentele formațiunii Zubair din sudul de Irakului 46
Tabelul 4.1. Analiza sondelor offset cu privire la profil, timp, tipurile de formațiuni, tipul și operațiunile de noroi corespunzătoare acestora 49
Tabelul 4.2. Cunoștințe acumulate 50
Tabelul 4.3. Tipuri de fluide și caracteristici 53

Tabelul 4.4. Proprietățile noroiului stabilite în funcție de secțiunea găurii de sondă 54
Tabelul 4.5. Setarea sugerată pentru densitatea noroiului aferentă secțiunilor de gaură de sondă. 55
Tableul.4.6. Analiza sondelor forate recent în Zubair. 62
Tabelul 5.1. Diagnosticarea și analiza vibrațiilor pe baza datelor înregistrate în șase sonde din Zubair 80
Tabelul 5.2. Identificarea modurilor de vibrație în foraj și modalitățile de atenuare a acestora pentru sondele din Zubair 81
Tabelul 6.1. Date de la sonda ZB-290 91
Tabelul 6.2. Analiza defecţiunilor garniturii de foraj 109
Tabelul 6.3. Parametrii de defecțiune (introducere și extragere) 110
Tabelul 6.4. Studiu de revizuire a literaturii de specialitate 118
Tabelul 6.5. Analiza diagnosticării și vibrațiilor datelor înregistrate în șase sonde din Zubair. 122
Tabelul 6.6. Identificarea modurilor de vibrație și a modalitățile lor de atenuare pentru sondele din Zubair. 122
Tabelul.7.1. Definiție ale funcțiilor de transfer 132
Tabelul.7.2. Statistici de regresie (A,B,C) (Regression Statistics) pentru secțiunea 8 ½ in 134
Tabelul.7.3. Statistici de regresie (A,B,C) (Regression Statistics) prentu secțiunea 17 ½ in 140

REZUMAT

Scopul optimizării în timp real a parametrilor de foraj este de a dezvolta o abordare care să țină cont de cunoștințele anterioare, să prognozeze potențialele probleme geologico-tehnice și, în cea mai mare măsură posibilă, să le evite. Aşadar, În această teză sunt dezvoltate noi contribuții privind optimizarea sistemului roci-sonde și modul de detectare a problemelor majore din acest sistem. În plus, sunt prezentate soluții dezvoltate și studii de simulare pentru a aborda aceste probleme, a optimiza parametrii sistemului roci-sonde și a îmbunătăți performanța de foraj pentru activitățile viitoare.

Lucrarea tezei este împărțită în mai multe capitole. În capitolul II se prezintă revizuirea literaturii de specialitate privitoare la optimizarea sistemului roci-sonde, proiectarea și optimizarea sondei prin analiza și evaluarea proprietăților rocii ș.a. În plus, se realizează o analiză dinamică a garniturii de foraj și a ansamblului de fund BHA. În capitolul III s-a descris șantierul de lucru, Zubair, prezentând situația geologică, scopul sondei, expectativa de producție și structura coloanelor. De asemenea, au fost menționate aspectele generale și planurile de dezvoltare viitoare.

Capitolul IV prezintă aspectele privind tehnicile dezvoltate și soluțiile de analiză a stabilității sondelor verticale și direcționale din șantierele irakiene. Mai întâi, îmbunătățirea stabilității sondelor de foraj din șantieru Zubair, a fost realizată pe baza studiilor de laborator și a analizei datelor *offset*. A urmat analiza statistică a timpului de foraj și evaluarea comparativă pentru sondele forate în șantierul Zubair.

Planurile de dezvoltare viitoare sunt stabilite, de multe ori, în timpul producției. Aceste planuri includ repararea sondelor, îmbunătățirea rezervoarelor sau dezvoltare și forarea de noi sonde în vederea creșterii producției. Prin urmare, obiectivul principal al primei secțiunii in acest capitol este de a îmbunătăți stabilitatea sondei și de a propune practici speciale de foraj, bazate pe date *offset*, pentru forarea noilor sonde de dezvoltare a în șantierul Zubair, fără probleme de instabilitate. Se au în vedere, în primul rând, aspectele de ansamblu ale câmpului petrolifer, inclusiv coloana geologică, locațiile sondelor, hărțile de contur, producția sondelor ș.a. Apoi, sunt analizate complet datele sondelor *offset*. S-a constatat că problema majoră pentru sondele *offset* Zubair o reprezintă pierderea circulației în formațiunile Mishrif, Dammam, Hartha și Shuaiba. Materialele de circulație, în vederea combaterii pierderilor, sunt determinate pe baza lucrărilor de laborator și a analizei datelor. Pentru sondele noi sunt propuse profile de presiune adecvate și cele mai bune practici de curățare a găurilor. Apoi, obiectivul de al doilea lucru este acela de a studia sondele recente forate în șantierul Zubair. Operațiunile de foraj și timpii acestora sunt analizate în mod specific (desigur, NPT are un impact major asupra performanțelor în foraj). Apoi, o comparație între sondele din șantierul Zubair a fost făcută și pentru a studia operațiunile de foraj, problemele și comportamentul echipajului executant. În plus, este propusă o abordare de evaluare comparativă bazată pe rata de penetrare (ROP), astfel încât să arate performanța fiecărei sonde în raport cu cea mai bună sondă și cea mai bună performanță. Cu toate acestea, abordarea evaluării comparative, propusă în acest capitol, se concentrează pe aparițiile ROP. Variațiile perioadelor fixe nu sunt luate în considerare. Într-o curbă timp vs. adâncime, o perioadă de timp plat este durata de timp petrecută cu operațiuni în care adâncimea sondei nu crește.

Capitolul V prezintă efectul vibrațiilor garniturii de foraj asupra stabilității ei și a găurii de sondă. E vorba și de experimente de laborator privind vibrațiile coloanei şi ale garniturii de foraj. Au fost apoi dezvoltate diagnosticarea și analiza vibrațiilor de foraj, în șantierul Zubair. Pentru a îmbunătăți performanța de foraj și pentru a preveni deteriorarea garniturii de foraj, este necesar să se reducă vibrațiile din sonde. În consecință, scopul principal al acestui studiu este de a diagnostica și analiza vibrațiile de foraj pentru sondele din șantierul Zubair. Sunt identificate tipurile de moduri de vibrație, cauzele lor relative și acțiunile de atenuare recomandate. Mai mult, aceste vibrații sunt gradate și clasificate pentru a determina gradul de severitate al fiecărei operații respectiv cursă/ traseu din sondele forate. Parametrii de foraj sunt, de asemenea, reprezentați grafic, iar tendințele lor de creștere sau scădere sunt construite astfel încât să se prezică cei mai buni dintre ei, pentru optimizarea activităților viitoare. S-a constatat că majoritatea curselor sondelor au fost supuse unei alunecări severe din cauza vibrațiilor puternice de torsiune și a fost necesară o reducere a apăsării pe sapă WOB, respectiv o creștere a turației RPM pentru diminuarea acestora. În plus, ZB-311 cursa 400, și ZB-349 cursa 600, au fost supuse la lipire-alunecare puternică și la vârtej al ansamblului inferior BHA. În cele din urmă, diagramele parametrilor de foraj au arătat neuniformitățile și neregularitățile dintre ele.

Capitolul VI prezintă simularea cu sistemul Landmark, în care analiza garniturii de foraj și dinamica BHA au fost efectuate pentru sondele ZB-290 cu profilul în S, printr-un semnificativ studiu de caz. În această secțiune a lucrării s-a realizat analiza și dinamica BHA pentru 5 sonde din câmpul Zubair, respective simularea sistemului cu ajutorul *software*-ului Landmark printr-un studiu de caz semnificativ. În același timp, s-a investigat și vibrațiile din foraj. Mai mult, cuplul și rezistențele generate asupra garniturii de foraj sunt calculate și verificate cu limitele admise pentru operațiuni specifice (foraj, manevră, rotire etc.). Modelul hibrid cuplu - tracțiune utilizează o abordare care presupune că poziția garniturii corespunde cu curbura minimă a sondei doar în puncte discrete. Modulul privind dinamica BHA facilitează analiza 3D a ansamblului static aferent tălpii sondei, și configurat în funcție de diverse geometrii ale găurii de sondă, la diferite înclinări și direcții. Modelarea dinamică BHA este un modul evoluat care îmbină analiza BHA anterioară și modelarea analizei vitezelor critice. Acest model ne ajută să prezicem o gamă largă de rotații pe minut (RPM) care poate cauza probleme de vibrație. În plus, ajută la prezicerea performanțelor de ansamblurilor de fund pentru cazul forajelor direcționale. Pentru analiza de sensibilitate cu privire la impactul vitezei de rotație asupra vibrațiilor BHA, obiectivul principal al acestei secțiuni este acela de a extinde activitatea de cercetare a vibrațiilor garniturii de foraj, pe care le-am implementat anterior, pentru a identifica, analiza și controla vibrația rezultată în sondele din șantierul Zubair. Aici, realizăm o analiză de sensibilitate pentru a studia influența vitezelor de rotație asupra vibrațiilor BHA din sonda ZB-290. La această sondă, forată, așa cum am mai menționat, în șantierul Zubair, s-au înregistrat date de vibrații bazate pe timp, iar investigările de vibrații ale acestei sonde ne-au permis să efectuăm această analiză. Forțele, tensiunile, deplasările, cuplul și momentele BHA-urilor au fost identificate și analizate cu succes. Astfel că putem afirma, cu deplin temei, că performanțele forajului și proiectele sondelor viitoare vor fi îmbunătățite pe baza lucrărilor anterioare și a acestei lucrări.

Capitolul VII prezintă un nou model pentru prezicerea vitezei de foraj utilizând rețele neuronale artificiale sau inteligenţă artificială, operațiuni de foraj și utilizarea rețelelor neuronale artificiale, a urmat corelația empirică a modelului ANN și MLR cu normalizarea datelor. Obiectivul acestui studiu este de a utiliza ANN pentru a dezvolta un nou model ROP în timp real, utilizând date de șantier, inclusiv parametrii de foraj și schimbarea rezistenței formațiunii din 4 secțiuni ale unei sonde terestre (ZB-290) forate în șantierul Zubair din Irak. După filtrarea și screening-ul datelor, o secțiune a fost folosită pentru a antrena și testa modelul ANN, în timp ce cealaltă a fost folosită pentru a valida modelul dezvoltat. Noi corelații empirice ROP au fost, de asemenea, derivate pentru fiecare secțiune pe baza modelului ANN optimizat și comparate cu patru modele ROP comune. Corelațiile dezvoltate au fost simplificate pentru a prezenta cea mai simplă formă care poate fi utilizată în site-ul platformei fără a fi nevoie de codul ANN sau licența MATLAB.

CAPITOLUL I
INTRODUCERE

Rocile nu sunt omogene, iar deseori micro-fisurile sau fisurile pot fi găsite în anumite direcții în formațiune din cauza proceselor geologice. Spre deosebire de metale, rocile, în special șisturile și pietrele argiloase cu diverse laminări, au proprietăți direcționale și, prin urmare, sunt anizotrope. De obicei, sunt slabe de-a lungul laminelor, dar puternice peste ele.

Pentru a fora o sondă de petrol, un inginer trebuie să înțeleagă mecanismele de bază ale penetrării rocilor și conceptele mecanicii rocilor. Mecanica rocilor se ocupă, în acest caz, în mod special, de modul în care rocile se comportă ca răspuns la perturbările și modificările cauzate de excavare, modificarea tensiunilor, fluxului de fluid, schimbărilor de temperatură, eroziune ș.a. În figura 1.1 se prezintă o carcasă tipică de sondă tubată și cimentată într-un câmp cu diferite formațiuni geologice [1,2].

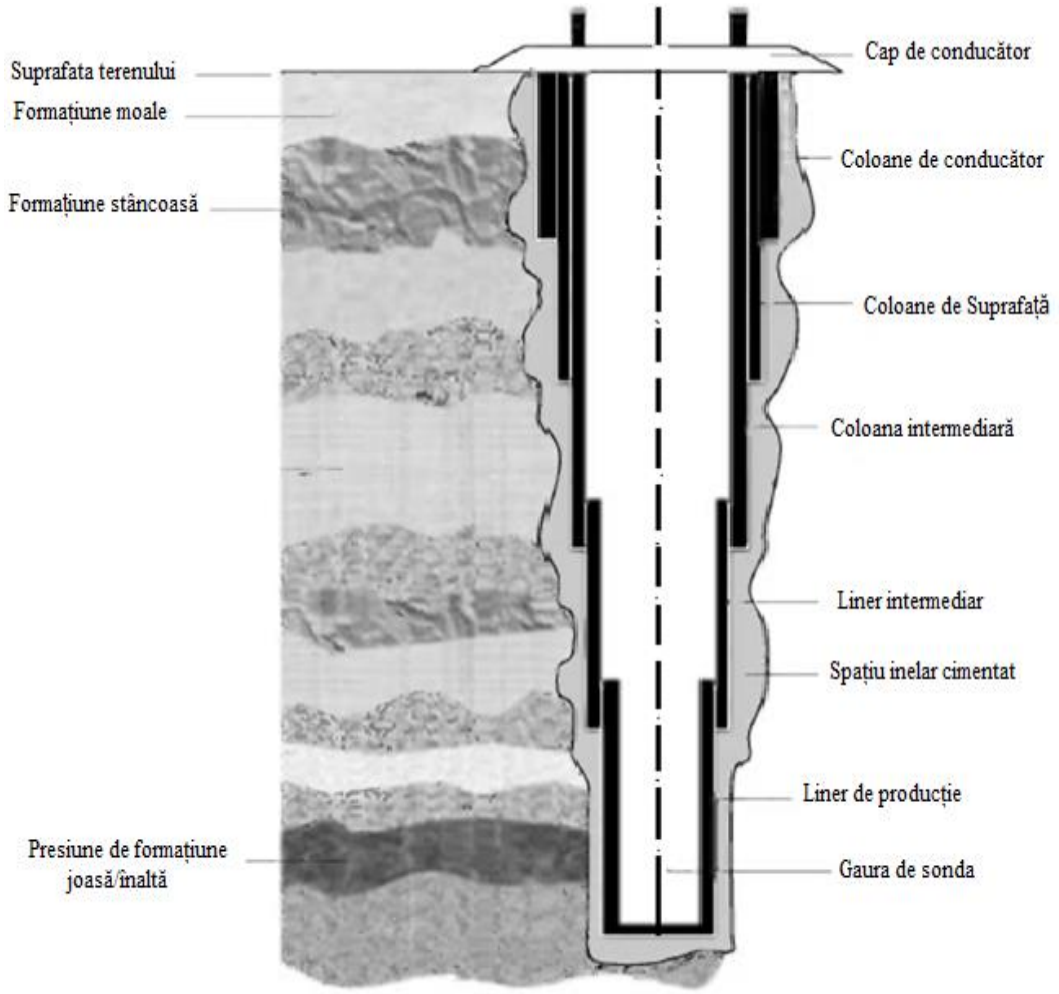


Fig.1.1. *Sondă tipică de petrol cu coloane tubate și cimentate în varii formațiuni geologice* [1,2]

Crearea unei găuri circulare prin forare, completarea sondei ș.c.l., conduc la o serie de fenomene care au ca rezultat imediat instabilitatea sau chiar cedarea sondei. Gaura circulară, care poate fi deviată (fig. 1.2), provoacă o concentrare a tensiunii care se poate extinde la câteva

diametre de sondă față de axa găurii. Această concentrație de tensiuni, care diferă de tensiunile din câmpul îndepărtat, ar putea depăși rezistența formațiunii, ducând la cedare.

Gaura circulară poate, în funcție de proprietățile fizico-mecanice ale rocilor din formațiune, să reducă rezistența formațiunii și să genereze defecțiuni plastice și dependente de timp. Fluidele de completare pot perturba presiunea porilor și pot reduce rezistența formațiunii. Severitatea acestor modificări și orice defecțiune ulterioară a forajului depind de mărimile tensiunii și de proprietățile fizico-mecanice ale rocilor din formațiune.

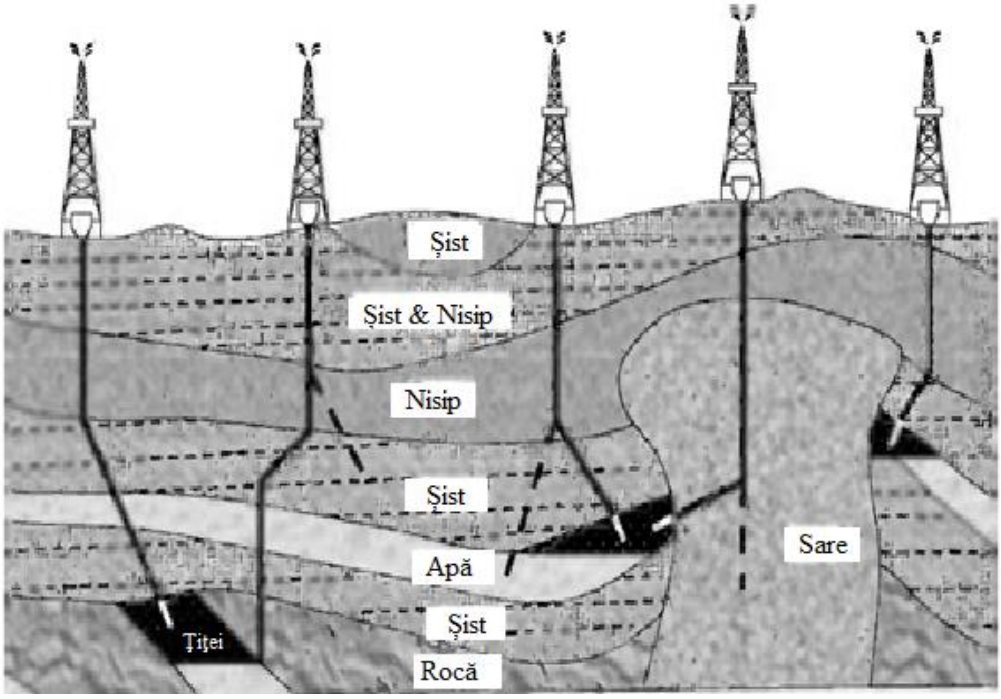


Fig.1.2. *Sonde deviate într-un câmp petrolifer* [1,2]

Realizarea unei găuri circulare și aplicarea unor fluide de completare penetrante reprezintă, în fapt, principalul motiv al fragilității sondei și al prăbușirii coloanelor de tubare. Există, prin urmare, o *expansiune* care necesită crearea unor modele științifice de simulare a multitudinii de probleme care apar în timpul forajului.

Producția de petrol și gaze se axează, la ora actuală, din ce în ce mai mult pe condiții mai dure, cum ar fi apele adânci și sursele de înaltă presiune și temperatură, astfel că e nevoie, implicit, și de informații mai multe și mai exacte despre soliditatea sondei. Principalele cauze ale instabilității unei găuri de sondă sunt presiunea ridicată a porilor din formațiune, perturbarea indusă de foraj și posibilele reacții chimice dintre formațiunea rezervorului și fluidele de foraj, respectiv de completare.

Logica optimizării, în operațiunile de foraj, este utilizarea rezultatelor de la primele sonde forate (ca premisă) și aplicarea unor proceduri de optimizare pentru a diminua costurile de foraj pentru următoarele sonde care se vor fora. Optimizarea forajului poate fi caracterizată ca un proces care utilizează senzori de adâncime și de suprafață, produse computerizate speciale, sistemele MWD și LWWD, forța de muncă specializată și cu experiență etc., astfel ca, finalmente, să se reducă timpul de lucru și să sporească eficiența forării [3]**.** Mai mult, e vorba de aranjarea datelor în timp real pentru a accelera luarea deciziilor pe baza datelor transmise din procesul de foraj [4].

Dezavantajul utilizării formelor obișnuite de optimizare a forajului o reprezintă autonomia informațiilor obținute în timp real, ceea ce face ca procesul de optimizare să fie neconvingător. Timpul real și informațiile despre *site*-ul instalației ar trebui utilizate pentru ca optimizarea să fie mai exactă și mai eficientă. Parametrul principal care trebuie analizat în pregătirea optimizării este timpul de săpare, care poate fi optimizat, la rându-i, prin extinderea ratei de forare.

Obiectivul optimizării parametrilor de foraj în timp real este acela de a ajunge la o metodologie care să ia în considerare informațiile anterioare și care, apoi, să prezică variile probleme geologo-tehnice care pot să apară, respectiv, în măsura posibilului, să le evite.

În această teză sunt dezvoltate noi contribuții privind optimizarea sistemului roci-sonde și modul de detectare a problemelor majore din acest sistem. În plus, sunt prezentate soluții dezvoltate și studii de simulare pentru a aborda aceste probleme, a optimiza parametrii sistemului roci-sonde și a îmbunătăți performanța de foraj pentru activitățile viitoare.

Lucrarea este împărțită în mai multe capitole, după cum urmează…

În capitolul II se prezintă revizuirea literaturii de specialitate privitoare la optimizarea sistemului roci-sonde, proiectarea și optimizarea sondei prin analiza și evaluarea proprietăților rocii ș.a. În plus, se realizează o analiză dinamică a garniturii de foraj și a ansamblului de fund BHA.

În capitolul III am descris șantierul de lucru, Zubair, prezentând situația geologică, scopul sondei, expectativa de producție și structura coloanelor. De asemenea, au fost menționate aspectele generale și planurile de dezvoltare viitoare.

Capitolul IV prezintă aspectele privind tehnicile dezvoltate și soluțiile de analiză a stabilității sondelor verticale și direcționale din șantierele irakiene. Mai întâi, îmbunătățirea stabilității sondelor de foraj din șantieru Zubair, a fost realizată pe baza studiilor de laborator și a analizei datelor *offset*. A urmat analiza statistică a timpului de foraj și evaluarea comparativă pentru sondele forate în șantierul Zubair.

Capitolul V prezintă efectul vibrațiilor garniturii de foraj asupra stabilității ei și a găurii de sondă. E vorba și de experimente de laborator privind vibrațiile coloanei și ale garniturii de foraj. Au fost apoi dezvoltate diagnosticarea și analiza vibrațiilor de foraj, în șantierul Zubair.

Capitolul VI prezintă simularea cu sistemul Landmark, în care analiza garniturii de foraj și dinamica BHA au fost efectuate pentru sondele ZB-290 cu profilul în S, printr-un semnificativ studiu de caz.

Capitolul VII prezintă un nou model pentru prezicerea vitezei de foraj utilizând rețele neuronale artificiale sau inteligență artificială, operațiuni de foraj și utilizarea rețelelor neuronale artificiale, a urmat corelația empirică a modelului ANN și MLR cu normalizarea datelor.

În final, concluziile și recomandările sunt prezentate în capitolul VIII.

CAPITOL II
REVIZUIREA LITERATURII DE SPECIALITATE PRIVITOARE LA OPTIMIZAREA SISTEMULUI ROCI-SONDE

2.1. Introducere

Vibrațiile reprezintă o apariție obișnuită în activitățile de petrol și gaze, și pot afecta semnificativ operațiunile, planificarea, proiectarea instalațiilor și interpretarea rezultatelor. E vorba, mai ales, de vibrațiile aferente garniturii de foraj, respective platformelor, cu alte cuvinte, oriunde funcționează motoare mari, în operațiuni seismice și multe alte aspecte specifice petrolului și gazelor.

Înțelegerea teoriei vibrațiilor și a matematicii acestora sunt extreme de importante pentru operațiunile de succes. O actualizare a calculului diferențial poate fi, de asemenea, utilă. Teoriile fundamentale ale vibrațiilor nu sunt noi. Într-adevăr, Saint-Venant (1867) [5] și-a publicat teoria despre vibrațiile tijelor, iar Love (1926) [6] a publicat un întreg tratat despre teoria vibrațiilor. Matematica teoriei vibrațiilor implică serii infinite, funcții complexe și integrale Fourier, iar fizica sa implică mecanica newtoniană (și nu numai!) și analizele de stres. Până de curând, cu excepția unor condiții relativ simple, complexitatea unor astfel de sisteme matematice a restrâns aplicarea teoriei vibrațiilor pentru rezolvarea unor probleme comune simple. Acum, însă, computerele de ultimă generație pot efectua aceste calcule complexe într-un interval de timp rezonabil, făcând posibil un val de noi studii.

O vibrație este o mișcare fluctuantă în jurul unei stări de echilibru. Există două tipuri de vibrații: deterministă și aleatorie. O vibrație deterministă este aceea care poate fi caracterizată cu precizie, în timp ce o vibrație aleatorie poate fi analizată doar statistic. Vibrația generată de o unitate de pompare este un exemplu de vibrație deterministă, iar o problemă de *lipire* intermitentă în cadrul aceluiași sistem este o vibrație aleatorie.

În cadrul sistemelor mecanice, vibrațiile deterministe sunt excitații care provoacă un răspuns dintr-un sistem, așa cum se arată schematic în figura.2.1. În teorie, atâta timp cât sunt cunoscute două dintre cele trei variabile (excitație, sistem și răspuns), a treia poate fi determinată; cu toate acestea, matematica ar putea fi o provocare. Cel mai adesea se caută funcția de răspuns, astfel încât trebuie cunoscute funcția de excitație și sistemul:

Funcția de excitație : E(t)→ Sistem → Funcția de răspuns : R(t)

Fig.2.1 *Sistem de excitație/ răspuns pentru vibrații deterministe*.

Sistemele de vibrații pot fi liniare sau neliniare, respectiv discrete sau continue (fig. 2.2). În toate cazurile, un sistem de vibrații poate avea una, două sau trei dimensiuni reciproc ortogonale. Un sistem liniar este un sistem în care proporționalitatea (ecuația 2.1) și suprapunerea (ecuația 2.2) sunt adevărate, adică în care:

IF E(t) → R(t) , atunci rE(t) → rR(t) .....(2.1)

și

IF $E_1(t) \rightarrow R_1(t)$, atunci $E_2(t) \rightarrow R_2(t)$.....(2.2)

Atunci când proporționalitatea și suprapunerea nu sunt adevărate, sistemul este neliniar.

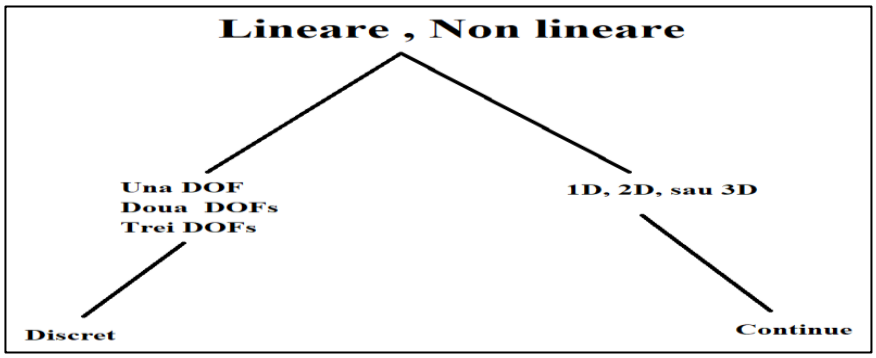


Fig.2 2. *Clasificarea sistemelor de vibrații*

Un sistem discret este acela care are un număr finit de coordonate independente ce pot descrie răspunsul unui sistem. Aceste coordonate independente sunt cunoscute ca grade de libertate (DOF) (fig. 2.2). Dacă mișcarea masei, fie de translație, fie de rotație, a unui sistem vibrant este o funcție a unei singure coordonate independente, atunci sistemul are un DOF. Dacă sunt necesare două sau mai multe coordonate independente pentru a descrie unul sau ambele tipuri de mișcare, atunci sistemul are două sau mai multe DOF-uri. Dacă un sistem este continuu (este necesar un set infinit de coordonate independente pentru a descrie răspunsul sistemului), acesta are un număr infinit de DOF-uri.

Deoarece toate structurile materiale au o natură continuă, toate sistemele au un număr infinit de DOF-uri. Majoritatea sistemelor au DOF-uri dominante; unele chiar au un singur DOF dominant. Prin urmare, astfel de sisteme pot fi caracterizate ca sisteme discrete, ceea ce face contribuția matematicii mai manevrabilă. Dacă un sistem are un singur DOF sau un set de DOF-uri într-o singură direcție, atunci este un sistem 1D. Dacă există două direcții reciproc ortogonale pentru DOF-uri, acesta este un sistem 2D; iar dacă există trei direcții reciproc ortogonale pentru DOF, acesta este un sistem 3D.[7]

2.2. Revizuirea literaturii de specialitate

Vibrațiile garniturii de foraj sunt extrem de complexe ca urmare a naturii aleatorii a mai multor factori, cum ar fi contactul sapă/ formațiune, contactul garnitură de foraj/ gaură de sondă și hidraulica aferentă. Acestea includ numeroase fenomene care fac analiza atât de provocatoare. Există trei moduri majore de vibrații care au apărut în timpul forajului: axiale, de torsiune și laterale. Asociate acestor moduri sunt fenomenele specifice precum avansarea sapei, lipirea/ alunecarea și, respectiv, rotirea acesteia.

Vibrațiile garniturii de foraj pot fi induse și de excitații externe, cum ar fi contactul sapă/ formațiune [8]. În aceste situații, modificarea sursei de excitație la o frecvență naturală a ansamblului garniturii de foraj sau a componentelor acesteia poate produce mișcări dăunătoare. Mai mult, vibrațiile auto-excitație există și în gaura de sondă [9]. Vibrațiile pot apărea și din

cauza curgerii fluidului în interiorul sau spațiul inelar aferent garniturii de foraj [10]. Tranzitorie (starea instabilă) sau stare staționară (statică) reprezintă, în esență, comportamentul dinamic al garniturii de foraj.

Vibrațiile garniturii de foraj influențează, în mod direct, performanța de forare din cauza faptului că diferitele componente ale ansamblului acesteia pot produce uzură și deteriorare prematură [11, 12, 13], iar rata de penetrare (ROP) scade pe măsură ce energia de foraj, necesară pentru îndepărtarea tăierilor de rocă, se pierde în vibrații [14, 15, 16]. În plus, vibrațiile pot produce obstacole cu instrumentele de măsurare din timpul forajului (MWD) [17]. În sfârșit, vibrațiile produc, adesea, instabilitatea sondei care deteriorează condițiile normale de funcționare ale acesteia și scad controlul direcției și calitatea completă a sondei [8].

Prăjinile grele (DC) și prăjinile de foraj adiacente (DP) sunt cunoscute, de mult timp, precum că elementele lor componente lor sunt expuse la cele mai distructive vibrații. În consecință, ansamblul de fund (BHA) nu numai că afectează întregul răspuns dinamic al ansamblului, dar reprezintă și locul majorității defecțiunilor [18,19].

Prin urmare, atenuarea vibrațiilor necesită înțelegerea comportamentului dinamic al mecanicii și performanței BHA [20]. Cu toate acestea, vibrațiile aferente forajului oferă o sursă bună de informații în ceea ce privește perspectiva asupra proprietăților formațiunii, uzura sapei și interacțiunile garnitură de foraj/ gaură de sondă. Aceste informații pot fi utilizate ca o sursă seismică valoroasă [21, 22]. În plus, cunoașterea vibrațiilor garniturii de foraj a fost considerată ca o modalitate de îmbunătățire a eficienței forajului prin adăugarea puterii disponibile la sapă [23].

Sursele de excitație ale garniturii de foraj arată că acestea induc frecvent, instantaneu, mai multe moduri de vibrație, așa cum au apărut prin rezumarea modurilor de vibrație majore de foraj prezentate în tabelele 2.1, 2.2 și 2.3. Gestionarea acestor tipuri de vibrații implică sistemul BHA și jurnalul de vibrații înregistrat pentru a selecta cea mai bună acțiune de atenuare a vibrațiilor apărute (figura. 2.3).

Pe baza analizei literaturii de specialitate de mai sus, o bună înțelegere a bazei sale științifice, a teoriilor și a practicilor reprezintă un element cheie pentru a identifica, diagnostica și analiza vibrațiile de foraj produse. Prin urmare, atenuările sunt determinate prin selectarea celor mai bune practici de foraj care împiedică aceste tipuri de vibrație.

În consecință, în acest studiu, vibrațiile de foraj înregistrate sunt diagnosticate și analizate pentru sondele din șantierul Zubair. Sunt determinate tipurile de vibrație și, prin urmare, sunt sugerate acțiunile lor atenuante. Mai mult, aceste vibrații sunt clasificate pentru a determina gradul de severitate al fiecărei alergări din sondele forate. Parametrii de foraj sunt, de asemenea, reprezentați grafic, iar liniile lor de tendință sunt construite astfel încât să arate dacă există o relație bună pentru o anumită cursă care poate fi utilă în viitoarele sonde, pentru a le prezice, în viitor, pe cele mai bune. În tabelul 2.1 sunt prezentate modurile majore de vibrație de foraj, în tabelul 2.2 – sursele de vibrații de excitație cu modurile lor aferente garniturii de foraj, iar în tabelul 2.3 – modurile de vibrație și gradele lor de severitate. Complementar, în figura 2.3 este sintetizat *Managementul vibrației garniturii de foraj*.

Tabelul.2.1. **Moduri majore de vibrație în foraj** [24]

Modul de Vibrație / Item	**Axial**	**Torsiune**	**Lateral**
Nume alternativ	Longitudinal	Rotațional	incovoiere, flexurală, transversală
Legate de fenomene	Sapă / adâncire	Lipire/ alunecare, Inversari de cuplu	Turbionară
Mecanisme de cuplare	Condiția de limită asapa lor	Componente / Garnitura de foraj curbată	-

Tabelul.2.2. **Garnitura de foraj - surse de vibrații de excitație cu modurile lor** [24]

Sursă	**Mișcarea primară**	**Mișcare secundară**
Dezechilibru de masă or garnitură curbată	Lateral	Axial/Torsiune/Lateral
Dezaliniere	Lateral	Axial
Sapă tricon	Axial	Torsiune / Lateral
Garnitura de foraj *necompactată*	Axial/ Torsiune / Lateral	-
Undă Rotaționala	Lateral	Torsiune / Lateral
Undă Asincronă or Vârtej	Lateral	Torsiune / Lateral
Răsucire a garniturii de foraj	Lateral	Torsiune / Lateral

Tabelul.2.3. **Modurile de vibrație și gradele lor de severitate**

Modul / Grade	**DDS Avg , lateral (x or y)**	**DDS Vârf , lateral (x or y)**	**DDS Vârf Axial (z)**
Roșu = Trebuie să fie redus	>4g	>40g	>20g
Mediu			
Verde = Ok	>2g	>20g	>10g
	Impacturi laterale	Șocuri, & vârtej	Sapa saritură

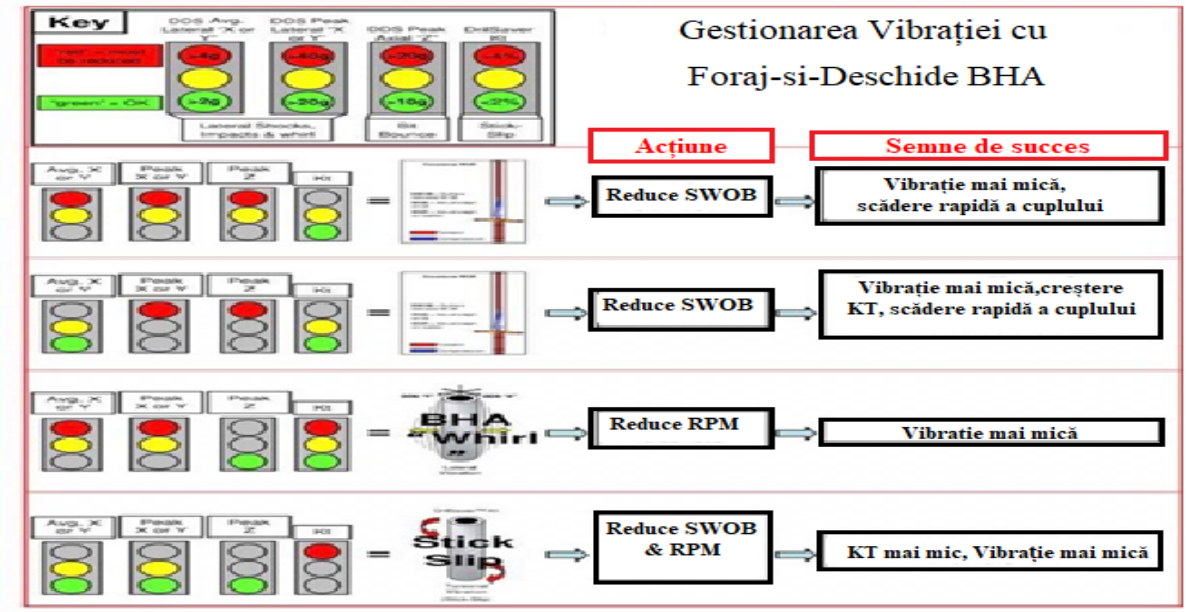


Fig.2.3. *Managementul vibrației garniturii de foraj* [25]

În tabelul 2.4 este prezentat un studiu exhausiv privitor la istoricul performanței forajului.

Tabelul 2.4. **Studiul literaturii de specialitate privind istoricul performanței forajului**

Autor(I) & An	Studiu de revizuire
Dareing, 1984 [26]	Explicarea cauzelor vibrațiilor severe ale garnitură de foraj și oferrirea unor linii directoare pentru controlul acestora.
Mitchell et al., 1987 [27]	Prezentarea opt studii de caz, care implică defecțiuni reale ale BHA, în care modelul a prezis vibrații laterale cu viteze critice de rotație care corespund îndeaproape condițiilor de funcționare în momentul defecțiunii pentru toate BHA-urile studiate.
Vandlver et al., 1990 [28]	Descrierea a două surse principale, a două studii de caz de încovoiere BHA datorată vibrațiilor; rotirea prăjinilor grele și cuplarea liniară, între fluctuațiile WOB și vibrații & încovoierea unui BHA curbat inițial.
James, 1990 [29]	Prezentarea utilizării vibrațiilor cu sapa de foraj, ca sursă seismică la tălpa sondei.
Rector et al., 1991 [30]	Prezentarea utilizării energiei la sapă ca sursă seismică pe talpa sondei, prin care o nouă tehnică seismică vs. gaura de sondă, utilizează vibrațiile produse de o sapă în timpul forării ca sursă de energie seismică la talpa sondei.
Dunayevsky et al., 1998 [31]	Abordarea stabilității dinamice a sapelor cu diamante policristaline (PDC), sub vibrații torsionale și laterale induse; această stabilitate este investigată luându-se în considerare trei sisteme mecanice simple, reprezentând vibrația de torsiune a corzii, dinamica laterală a sapelor și vibrația torsio-laterală cuplată.
Poletto et al., 2004 [32]	Prezentarea seismului în timpul forajului: fundamentele seismice cu sapa de foraj pentru operațiile de explorare.
Zhi et al. 2005 [33]	Concentrarea și sumarizarea asupra aplicării punctelor fierbinți și a progresului metodelor de dinamică a fluidelor, în studiul vibrațiilor induse de *vortex* la structurile marine.
Shi et al., 2009 [34]	Proiectarea și controlul teoriei sondelor orizontale și a traiectoriei sondelor de ramificație.
Hanno et al., 2010 [35]	Stabilirea legăturii între defecțiunea dispozitivului MWD sau LWD și dinamica forării, pentru a reduce ratele de eșec și costurile cu monitorizarea în timp real a dinamicii forajului.
Chen et al., 2012 [36]	Dezvoltarea unui instrument de măsurare la talpa sondei care poate măsura în timp real presiunea inelară, presiunea aferentă prăjinilor de foraj și temperaturile la talpa sondei, atunci când se forează găuri de sonă adânci.
Chuan et al., 2013 [37]	Prezentarea progresului în cercetare și dezvoltare a aparatelor MWD.
Parimal et al., 2013 [38]	Prezentarea unei analize comparative a modelării și controlului vibrațiilor de torsiune, și experimente folosindu-se configurații de laborator.

Xiaohua et al., 2014 [39]	Oferirea unei revizuiri actualizate a comportamentului vibrațiilor de lipire-alunecare, în garniturile de foraj, și revizuirea fenomenelor și metodelor de modelare ale vibrațiilor de lipire-alunecare.
Ahmad et al., 2015 [40]	Prezentarea unui studiu amplu al literaturii de specialitate privind modelarea vibrațiilor din garnitura de foraj. Se trece în revistă stadiul tehnicilor și a modelelor pentru prezicerea vibrațiilor axiale, de torsiune și de încovoiere (decuplate și cuplate), ipotezele privind condițiile la limită, metodele de formulare a ecuațiilor și aplicațiile pentru atenuarea vibrațiilor. Mai mult, sunt discutate provocările modelării vibrațiilor garniturii de foraj în prezența tehnicilor moderne de foraj, cum ar fi forarea deviată și utilizarea dispozitivelor vibrante la talpa sondei.

Autor(I) & An	**Forme de vibrații în foraj și metode de evaluare**
Finnie et al., 1960 [41]	Descrierea echipamentelor care au fost dezvoltate pentru măsurarea experimentală a forței axiale, a cuplului și a mișcărilor axiale și de rotație în partea superioară a unei garnituri de foraj.
Paslay et al., 1963 [42]	Prezentarea unei analize a forțelor și mișcărilor longitudinale aferente unei garnituri de foraj idealizate și a vibrațiilor datorate contactului intermitent al dinților sapei cu roca.
Michael et al., 1981 [43]	Raportarea efectului dinamicii BHA asupra traiectoriei unei sape - efort continuu de a dezvolta un model computerizat care simulează mișcarea tridimensională (3D) a sapei.
Don, 1984 [44]	Oferirea unei noi interpretări a cauzei și controlului vibrațiilor garniturii de foraj și prezentarea rezultatelor în termeni de formule care pot fi aplicate direct de către inginerul de foraj.
Huang et al., 2001 [45]	Stabilirea modelului dinamic de vibrație laterală a sistemului rocă - sapă cu role și soluția acestuia pentru vibrațiile verticale, laterale și cuplate de torsiune ale garniturii de foraj.
1. Vibrații și șocuri - forme	
Allen, 1987 [46]	Lucrarea prezintă o colecție de defecțiuni BHA datorate vibrațiilor laterale, luându-se în considerare circumstanțele producerii acestora, făcându-se comparații cu un model computerizat cu vibrații laterale.
Warren et al., 1995 [47]	Aplicarea tehnologiei de reducere a *vârtejului* la carote pentru a îmbunătăți performanța de carotaj.
Baumgart, 2000 [48]	Derivarea și rezolvarea numerică a unui model matematic ca problemă inițială pentru procesul de foraj, folosindu-se ecuații diferențiale neliniare pentru mișcarea longitudinală, laterală și de rotație a materialului tubular, precum și pentru viteza de curgere și presiunea noroiului.
Andreas et al., 2006 [49]	Prezentarea interacțiunii lipire-alunecare și sapă-cădere în garnitura de foraj pentru sondele de petrol, prin construirea unui model simplu care surprinde dinamica și simulează efectele diferitelor condiții de operare asupra interacțiunilor lipire-alunecare și sapă-cădere.
Kreuzer et al., 2011 [50]	Prezentarea modului de control al vibrațiilor de torsiune ale garniturilor de foraj, prin descompunerea undelor care se deplasează.

Weiji et al., 2013 [51]	Prezentarea unui model pentru calcularea impactului garniturii de foraj asupra stabilității sondei pe baza unui studiu experimental, a principiilor mecanicii rocilor și a mecanicii deteriorării rocilor, precum și a criteriului de randament Drucker-Prager.
2. Tehnologii de evaluare	
Deily et al., 1968 [52]	Abordarea unui nou instrument de cercetare în foraj, privitor la analiza găurii de sondă.
Arias et al., 1970 [53]	Prezentarea unei măsurători privitoare la intensitatea cutremurelor.
Zacksenhouse et al., 1985 [54]	Prezentarea măsurătorilor în şantier, a vibrațiilor garniturii de foraj la talpa sondei și discutarea, pe scurt, a vibrațiilor longitudinale și laterale, respectiv corelarea acestora cu caracteristicile formațiunii.
Hwa-shan, 1987 [55]	Prezentarea unei metode și a unui aparat pentru măsurarea părții inferioare a găurii de sondă, a cuplului și a forței axiale pe reducția strâmbă.
Engelder, 1988 [56]	Prezentarea unei metode și unui dispozitiv pentru telemetrie în timpul forajului prin schimbarea unghiului de rotație sau a vitezei garniturii de foraj, pentru a comunica la suprafață cu un microprocesor plasat la talpa găurii de sondă.
Dykstra et al., 1994 [57]	Efectuarea de experimente de laborator și de şantier pentru a investiga dinamica sapei și a garniturii de foraj (sape PDC antivârtejși convenționale).
Anatoly et al., 1997 [58]	Prezentarea unei noi abordări a analizei comportamentului la oboseală a garniturii de foraj, în condiții de mediu date.
Macpherson et al., 1998 [59]	Efectuarea analizei datelor măsurate privind vibrațiile de foraj printr-un test de şantier, folosit atât dispozitivele de măsurare a vibrațiilor de suprafață, cât și a celor de fund.
Hossain et al., 1998 [60]	Predicția reală a duratei de viață, în siguranță, a prăjinilor de foraj marcate împotriva defecțiunii prin oboseală.
Rodney et al., 2000 [61]	Prezentarea unei metode și a unui dispozitiv pentru calcularea densității spectrale a puterii de vibrație a sapei de foraj pentru a îmbunătăți tehnicile seismice.
Ashley et al., 2001 [62]	Îmbunătățirea duratei de viață a BHA prin măsurători de vibrații pe mai multe axe, prin controlul vibrațiilor cu modificarea parametrilor de suprafață, cum ar fi apăsarea pe sapa și turația, împreună cu instrumentele de măsurare de talpa sondei.
Chen et al., 2002 [63]	Efectuarea unei investigații pe teren a efectelor vibrațiilor lipire/ alunecare, laterale și de vârtej asupra performanței sapelorcu role.
Finger et al. 2002 [64]	Dezvoltarea unui sistem de diagnosticare în timpul forării (DWD) care oferă date de mare viteză, în timp real, în timpul forajului.
Smith et al. 2003 [65]	Prezentarea considerațiilor și recomandărilor pentru îmbunătățirea duratei de viață, la oboseală, a conexiunilor cu umăr rotativ ale prăjinilor și ale unor instrumente specifice de foraj.
Martin et al. 2005 [66]	Efectuarea de teste de laborator cu ajutorul unui sistem activ de monitorizare și control al vibrațiilor de foraj.

Sean et al., 2005 [67]	Descrierea proiectării comparative care normalizează mai mulți factori ce afectează oboseala, care sunt în general necunoscuți de proiectant, permițându-i acestuia să compare cantitativ performanța la oboseală.
Feng et al., 2006 [68]	Discutarea cazurilor de colectare a materialelor tubulare petroliere și analiza defecțiunilor echipamentelor.
Chi et al., 2006 [69]	Predicția duratei de viață la oboseală a garniturii de foraj sub vibrații combinate axial-torsionale, prin construirea unui model computerizat pentru a simula sarcinile datorate vibrațiilor axiale și de torsiune.
Macdonald et al., 2007 [70]	Prezentarea mai multor de studii de caz privitoare la analiza defecțiunilor garniturii de foraj din Marea Nordului
Mark et al., 2010 [71]	Prezentarea unei metode de stabilire a limitelor de vibrație și de determinare a daunelor acumulate de vibrații în instrumentele de foraj.
Zang et al., 2011 [72]	Prezentarea unei analize a defecțiunilor garniturii de foraj pe baza arborelui de defecte.
Yezid et al., 2012 [73]	Efectuarea unei cuantificări a riscului de defectare a integrității garniturii de foraj utilizându-se măsurători de vibrații în timp real.
Hatem et al., 2014 [74]	Prezentarea unui studiu de caz de teren dintr-o aplicație la mare, care arată nevoia de măsurare a vibrațiilor de înaltă frecvență împreună cu modelarea dinamică, pentru a înțelege geneza deteriorării sapelor PDC.
Ping et al., 2015 [75]	Dezvoltarea și utilizarea unui sistem de foraj pentru măsurarea parametrilor de inginerie de foraj, inclusiv WOB, cuplul pe sapă (TOB) și forța laterală asupra sapei.

Autor(I) & An	**Tehnologia de control**
1. Control pasiv	
1.1. Prevenirea rezonanței garniturii de foraj	
Aarrestad et al., 1986 [76]	Efectuarea unei comparații între teorie și experimente pe o instalație de foraj la scară completă, pentru determinarea vibrațiilor garniturii de foraj.
Wang et al., 1990 [77]	Studierea efectelor fluidului de foraj asupra vibrațiilor laterale și asupra stabilității prăjinilor de foraj.
Chen et al., 1998 [78]	Analizarea efectului temperaturii dintr-o sondă în foraj asupra caracteristicilor de vibrație ale garniturii de foraj.
Z. Li et al., 1999 [79]	Utilizarea ecuațiilor fundamentale și a aplicațiilor acestora pentru analiza dinamică a materialului tubular la sondele de petrol și gaze.
Christoforou et al., 2001 [80]	Prezentarea mai multor studii de caz pentru a ilustra conceptul de zonă optimă și eficacitatea acestuia în decuplarea lipire/ alunecare și vârtej pentru creșterea performanțelor în foraj.
Zhang et al., 2004 [81]	Efectuarea calculelor de rezistență ale garniturii de foraj îprin aplicarea unor eforturi alternative de încovoiere-torsionare.
Yucai et al., 2007 [82]	Efectuarea unor cercetări asupra mecanismului de rotire a garniturii de foraj prin experimente simulate.
Menand et al., 2008 [83]	Arătarea modului în care rotația garniturii de foraj afectează sarcina critică de flambaj în condițiile efectuării unor operațiuni în siguranță.

Goke et al., 2009 [84]	Implementarea unui proces de atenuare a șocurilor și vibrațiilor: obținerea de soluții și economii în timp real.
Remmert et al., 2010 [85]	Gestionarea vibrațiilor din cadrul operațiunilor de foraj prin optimizarea *design*-ului BHA, pentru a obține o îmbunătățire semnificativă a performanței și pentru a identifica cele mai bine condițiile cu viteze de rotație preferate
Paul et al., 2012 [86]	Modelarea BHA cuplată cu datele de înaltă frecvență privind vibrațiile de la talpa sondei oferă o soluție unică folosindu-se analiza cu elemente finite pentru performanțele de foraj inconsecvente în dezvoltarea câmpului petrolifer din sudul Irakului.
Hatem et al., 2013 [87]	Prezentarea de noi perspective asupra dinamicii forajului prin măsurarea și modelarea vibrațiilor de înaltă frecvență; studii de caz la nivel mondial.
1.2. Schimbarea distribuției de energie a garniturii de foraj	
Tseng et al., 1968 [88]	Abordarea flambajului și vibrațiilor laterale ale prajinilor de foraj prin determinarea sarcinilor critice de flambaj și a frecvențelor naturale ale modurilor de vibrație laterală.
Feng, 1969 [89]	Măsurarea efectelor induse de vortex în curgerea prin cilindrii circulari cu secțiune staționară și oscilantă.
Robert et al., 1990 [90]	Prezentarea vibrațiilor induse de flux (FIV).
Kyllingstad et al., 1988 [91]	Studierea condițiilor limită, experimentale și teoretice, pentru vibrațiile din garniturile de foraj.
Burgess et al., 1987 [92]	Îmbunătățirea fiabilității dispozitivelor BHA cu modele de vibrații ale garnitura de foraj, folosindu-se experiența și limitările de teren, cu exemple de studii de caz efectuate pe teren.
Skaugen et al., 1987 [93]	Studierea efectelor vibrațiilor cvasialeatoare ale sapelor de foraj asupra comportamentului dinamic al garniturii de foraj folosindu-se un model dinamic al acesteia.
Abbassian et al., 1998 [94]	Prezentarea noului concept al unei sape PDC și a capacității sale de a reduce vibrațiile dăunătoare.
Blackburn et al., 2001 [95]	Efectuarea unor investigații numerice și fizice complementare a vibrațiilor induse de vortex, cu rezultate din simulări numerice directe bidimensionale și tridimensionale corespunzătoare.
Yigit et al., 2001 [96]	Prezentarea unui model complet pentru vibrații axiale, de încovoiere și de torsiune, cuplat cu o strategie de control activ pentru vibrațiile de lipire/ alunecare.
Jamal et al., 2008 [97]	Studierea combinației sapă - Bi-Center stabilizați, instrument de amortizare a vibrațiilor pentru a îmbunătăți performanța de deschidere a găurilor în formațiuni intercalate din Arabia Saudită.
Tian et al., 2008 [98]	Analiza deteriorării structurale a stabilizatorilor utilizați în mod curent în garnitura de foraj, pe baza analizei principiului de turbionare a materialului tubular și a vitezei unghiulare de turbionare.
Johnson et al., 2008 [99]	Prezentarea unei noi metode de producere a sapelor PDC, care reduce sau elimină vârtejul de sapă.

Steven et al., 2009 [100]	Examinarea efectului diferitelor componente ale unui sape de foraj FC pentru a determina cerințele cheie de proiectare și pentru a oferi un răspuns clar în privința cuplului și performanțelor direcționale.
Sowers et al., 2009 [101]	Detalierea condițiilor în care alezoarele cu role oferă beneficii printr-un model conceptual de lipire/ alunecare, cuplat cu un rezumat al caracteristicilor găurilor de sondă induse de vârtej.
Radford et al., 2009 [102]	Studierea unui nou stabilizator concentric expandabil care are ca rezultat rate de penetrare crescute și eficiență de forare cu vibrații reduse.
Xianping et al., 2010 [103]	Studierea decuplării lipire/ alunecare și vârtej pentru a obține progrese în performanțele forajului.
Rolf et al., 2011 [104]	Descrierea unei noi generații de sape hibride care se bazează pe modele de sapă PDC cu freze rulante la periferie.
Gerbaud et al., 2011 [105]	Înțelegerea comportamentului dinamic al interacțiunii sapă/ rocă și evaluarea modului în care fenomenul de lipire/ alunecare depinde de *design*-ul sapei.
McCarthy et al., 2012 [106]	Demonstrarea modului în care vârtejul sincron (indus într-o sub-alezare prin aplicarea unui instrument de amortizare a vibrațiilor asimetrice (AVDT)), reduce substanțial atât fenomenul de lipire/ alunecare, cât și vibrațiile laterale, și îmbunătățește semnificativ performanța de forare.
Thorsten et al., 2014 [107]	Dezvoltarea și testarea sapelor PDC rezistente la lipire/ alunecare și îmbunătățirea acestei tehnici pentru a identifica cu precizie aplicarea optimă a controlului DOC pentru o fiabilitate și o performanță maxime.
1.3. Amortizorul echilibrează sistemul energetic dinamic al garniturii de foraj	
Clayer et al., 1990 [108]	Prezentarea unui studiu de caz folosindu-se date privind vibrațiile de suprafață obținute în operațiunile de producție din sudul Franței.
Selnes et al., 2008 [109]	Descrierea în detaliu, atât pe baza teoriei cât și pe experiențelor practice, de teren, a modului în care fluctuațiile cuplului induse de sapă sunt reduse semnificativ pentru a îmbunătăți forajul și a preveni deteriorarea BHA.
Nils et al., 2012 [110]	Studierea unei noi metode în uz pentru a reduce riscul și a crește eficiența la forarea formațiunilor dificile.
2. Control activ	
Jansen et al., 1995 [111]	Descrierea dezvoltării și a testării pe teren a unui nou sistem de amortizare activă pentru a elimina vibrațiile de torsiune lipire/ alunecare ale garniturii de foraj.
Serrarens et al., 1998 [112]	Studierea controlului H și a aplicării acestuia pentru suprimarea lipirii și alunecării garniturilor de foraj în sondele de petrol.
Koledić et al., 1998 [113]	Optimizarea sistemului de control al vitezei cu procedură analitică pentru acționările electrice cu cuplaj elastic.
Robin et al., 2003 [114]	Prezentarea controlului vibrațiilor de torsiune și a dinamicii unui ansamblu al instalației de foraj.
Christoforou P., et al., 2003 [115]	Prezentarea unui model complet, cuplat pentru vibrațiile axiale, laterale și de torsiune ale garniturile de foraj controlate activ.
Al-Hiddabi et al., 2003 [116]	Utilizarea unei metode de proiectare a controlului inversării dinamice neliniare pentru a suprima vibrațiile laterale și de torsiune ale unei garnituri de foraj neliniare.

Corchero et al., 2006 [117]	Propunerea instrumentului D-OSKIL ca nou mecanism pentru suprimarea lipirii-alunecări garniturilor de foraj în găurile de sondă forate pentru petrol.
Abdulgalil et al., 2005 [118]	Prezentarea unui *controler* robust pentru a face față vibrațiilor și lipirii-alunecării unui sistem de foraj rotativ.
Hector et al., 2008 [119]	Prezentarea unei abordări de control pentru suprimarea robustă a oscilațiilor și a fenomenului de lipire-alunecăre în garniturile de foraj.
Karkoub et al., 2009 [120]	Abordarea problemei de suprimare a oscilațiilor de lipire-alunecare a garniturilor de foraj folosite pentru forarea sondelor de petrol, folosindu-se derivate ale unor integrale proporționale (PID) și controlere de întârziere în legătură cu algoritmi genetici.
Danijel et al., 2011 [121]	Propunerea unei strategii de control bazată pe un estimator de cuplu pentru amortizarea activă a vibrațiilor de torsiune din garniturile de foraj, inclusiv un algoritm de reglare automată.
Sarker et al., 2012 [122]	Abordarea avantajelor unui *controler* cu regulator liniar pătratic (LQR) pentru prevenirea lipirii-alunecării și pierderii sapei atașate garniturilor de foraj (sonde de petrol).
Abdul Majeed et al., 2013 [123]	Explorarea *design*-ului și implementării unui *controler* adaptiv pentru a minimiza vibrațiile sapelor de foraj.
Sabine et al., 2013 [124]	Introducerea unui model de întârziere de tip neutru care descrie eficient comportamentul oscilator în sistemul de foraj prin simplificarea semnificativă a analizei și simulării sistemului.
3. Control semiactiv	
Cepeda e al., 2008 [125]	Studierea unui amortizor de vibrații activ pentru a îmbunătăți performanța și a reduce costurile de forare.
Mark et al., 2013 [126]	Prezentarea suprimarii vibrațiilor BHA cu autoadaptare.

Autor(I) & An	**Aplicarea șocurilor și vibrațiilor în garnitura de foraj**
1. Îmbunătățirea ROP	
Downs et al., 1960 [127]	Prezentarea unor aplicații de evaluare a forajului prin utilizarea unui ciocan pneumatic în bazinul permian.
Pratt et al., 1987 [128]	Prezentarea modificărilor și a experienței în forajul cu aer realizat prin percuție.
Yuri et al., 1999 [129]	Prezentarea tehnologiei de foraj cu ciocan hidraulic; evoluțiile și capacitățile acestora.
Kong et al., 2008[130]	Introducerea aplicării tehnologiei ciocanului pneumatic în câmpul petrolifer Puguang.
H. Gao et al., 2010 [131]	Abordarea cercetării și practicii pentru îmbunătățirea vitezelor de foraj și optimizarea instrumentelor de foraj în zona Yuanba.
Q. Sun et al., 2010 [132]	Introducerea unei aplicații a generatorului de impact de torsiune la sapă în sondaYuanba 10.
Aron et al., 2011[133]	Prezentarea unei aplicații cu un ciocan cu impact de torsiune pentru a îmbunătăți eficiența forajului în vestul Oklahomei și în sud-estul Arabiei.

H. Tong et al., 2012 [134]	Dezvoltarea unui model de simulare dinamică neliniară 3D a spargerii dinamice a rocii cu o sapă PDC, cu ecartament complet, utilizându-se metoda elementelor finite bazată pe mecanica elastoplastică și mecanica rocilor.
M. Guo et al., 2013 [135]	Prezentarea unei aplicații a tehnologiei de forare cu ciocan pneumatic în sonda continentală din blocul Yuanba.
Li, Wei et al., 2013 [136]	Prezentarea mecanismelor de fragmentare a rocii și a unui studiu experimental al instrumentelor de foraj în timpul vibrațiilor armonice de înaltă frecvență.
Zhichuan et al., 2014 [137]	Proiectarea unui generator de absorbție și jet hidraulic în impulsuri a unei garnituri de foraj, stabilirea modelului său de simulare și efectuarea analizei de simulare, urmate de testarea performanței acestuia în aplicații pe teren.
Li, Q. et al., 2015 [138]	Prezentarea modelării răspunsului la vibrații ale rocii prin impact armonic.
Mohammad et al., 2014 [139]	Studierea influenței ratei de penetrare și a diametrului *indentorului* în măsurarea rezistenței prin testarea pe eșantioane mici de rocă.
Qiang et al., 2015 [140]	Studierea analizei factorilor de influență a măsurării micro-indentației șisturilor pentru a determina modulul micro-elastic și duritatea de indentare a unui afloriment de șist.
Dong et al., 2016 [141]	Construirea unui nou model pentru estimarea procesului de fragmentare prin indentare a șisturilor și simularea comportamentului de deteriorare și de rupere a rocilor prin utilizarea metodei elementelor finite de contact explicit.
2. Sursa seismică din timpul forajului	
Heisig et al., 2000 [142]	Studierea vibrațiilor laterale ale garniturii de foraj în sondele cu rază extinsă prin derivarea unor soluții analitice pentru viteza de rotație de prag.
Hutchinson, 2013 [143]	Prezentarea perspectivelor cu privire la natura vibrațiilor de fond de foraj, întâlnite la forajul în Orientul Mijlociu, descrierea amortizorului inteligent auto-adaptabil, examinarea unora dintre caracteristicile unui fluid de amortizare magento-reologic și explicarea modului în care poate fi configurat amortizorul inteligent pentru diverse scenarii de foraj.
3. Reducerea forței de frecare a garniturii de foraj	
Philip 1976 [144]	Prezentarea unei teorii a amortizarii frecării solide a vibrațiilor mecanice care se bazează pe un model matematic de frecare solidă.
Alali 2011 [145]	Prezentarea unui instrument unic de oscilație axială pentru a îmbunătăți performanța sculelor direcționale în aplicații cu rază extinsă.
Gee, R. et al., 2015 [146]	Descrierea celei mai bune modalități de manevrare (scuturare) a garniturii prin studierea instrumentelor de oscilație axială vs. instrumentele de vibrație laterală pentru reducerea frecării în sondele orizontale.
Yang et al., 2016 [147]	Modelarea performanței de reducere a frecării unui instrument de oscilație axială bazată pe modelul de frecare dinamică și teoria deformării contactului microscopic folosindu-se mediul Matlab/ Simulink.

Pe măsură ce companiile continuă să-și extindă operațiunile de foraj în câmpurile de petrol și gaze existente din întreaga lume, acum este momentul să se maximizeze și profitabilitatea prin optimizarea operațiunilor de foraj pentru a reduce, finalmente, costurile asociate. Pentru optimiza viitoarelor sonde este important să înțelegem: (1) problemele întâlnite în la sondelor forate anterior în același domeniu, (2) efectele parametrilor de foraj și specificațiile echipamentului asupra performanțelor de foraj, (3) metodele de determinare a rezistenței formațiunii sau (gaurire-abilitate) întâlnite în sondă și (4) aplicațiile optimizatorului de foraj în simularea sondelor viitoare.

Cunoașterea momentului în care echipamentele și parametrii operaționali inadecvați sunt implementați în procedura de foraj, precum și evitarea utilizării acestora permite forarea și optimizarea economică. Această abordare a fost aplicată unui câmp bine dezvoltat, situat în Irak, unde timpul neproductiv (NPT) și costurile inutile au apărut din cauza parametrilor operaționali insuficienţi și a specificațiilor echipamentelor implementate în procesul de foraj. De multe ori, în câmpurile cu producție intensă, procesul de foraj a devenit o procedură standard de rutină, în special pe uscat.

Creșterea performanțelor de foraj și minimizarea costurilor încep cu o înțelegere precisă a caracteristicilor litologice întâlnite în sondă (elementul cel mai important îl reprezintă rezistența rocii din formațiune sau așa numita (gaurire-abilitate)) [148]. O estimare precisă a acestor parametri este vitală pentru reducerea costurilor prin îmbunătățirea performanței generale de forare a oricărei sonda. Metodele tipice utilizate pentru a prezice rezistența rocii implică testarea mecanică pe probe fizice de rocă [149], testarea pe tăieturi de rocă [150], evaluarea investigărilor sonice [151] și analizele de modelare ROP [152]. Modelarea ROP a parcurs un drum lung de când Maurer [153] și-a prezentat pentru prima dată teoria (bune practici de curățare) pentru sape cu role-con. În 1994, Hareland și Rampersad au prezentat modelul standard ROP pentru sape compacte cu diamante policristaline (PDC).

Factorul cheie al acestor modele ROP se bazează pe rezistența formațiunilor întâlnite în timpul forajului. În timp ce aceste modele sunt aplicate pentru a prezice ROP pe baza *design*-ului/ specificațiilor sapei, a parametrilor operaționali și a caracteristicilor formațiunii, inversarea lor ar putea fi rezolvată pentru a găsi rezistența la compresiune limitată sau (gaurire-abilitate) formațiunii [154,155]. Instrumentul *Optimizer* generează investigarea de rezistență a rocii aparentă (ARSL) și a (gaurire-abilitate) rocii pentru fiecare metru al găurii de sondă prin utilizarea datelor dintr-o sondă de compensare [156]. Acest (ARSL) poate fi apoi utilizat pentru a simula și optimiza sondele viitoare în același câmp, arătând efectele pe care le pot avea modificarea parametrilor operaționali și a *design*-ului echipamentelor asupra performanței generale de foraj [154,155]. Pe măsură ce mai multe sonde din același câmp sunt adăugate în optimizator pentru referință, precizia simulărilor produse va continua să crească.

- **Modelarea performanțelor din foraj prin analizele rezistenței rocilor**

În ultimele decenii, au fost dezvoltate mai multe metode pentru a estima ROP [157]. Aceste modele sunt capabile să prezică ROP din parametrii operaționali și caracteristicile formațiunii. În plus, inversarea acestor modele poate fi utilizată pentru a prezice rezistența rocii sau (gaurire-abilitate) [156]. Odată ce rezistența rocii este stabilită, alți parametri operaționali pot fi modificați pentru a estima efectele pe care le pot avea asupra performanțelor în foraj.

Acest lucru poate avea un efect semnificativ asupra optimizării operațiunilor de foraj [158]. În 1994, Hareland și Rampersad au prezentat un nou model pentru a prezice ROP-ul la sapele PDC, care ia în considerare interacțiunea dintre elementul tăietor și rocă, litologie și uzura sapei. Sunt introduși noi parametri pentru raza echivalentă a sapelor, acțiunea dinamică a elementului tăietor, coeficienții de litologie și uzura dinților sapei, confor ecuației:

$$\mathbf{ROP} = \frac{14.14 \times WOB \times RPM \times \cos \boldsymbol{\alpha}}{S \times ROP \times d_b \times \tan \theta} \times \frac{a}{RPM^b \times WOB^c} \quad (2.3)$$

în care:

ROP este rata de penetrare;
WOB - apăsarea pe sapa;
S - rezistența rocilor;
$\mathbf{d_b}$ - diametrul sapei;
$\boldsymbol{\alpha}$ - unghiul lateral de tăiere;
θ - unghiul de tăiere în spate;
a, **b** și **c** - factori de corecție a geometriei frezei. În plus, rezistența rocii poate fi estimată prin rezolvarea inversării lui (ecuația 2.3), conform ecuației:

$$\mathbf{S} = \frac{14.14 \times WOB \times RPM \times cos\, \boldsymbol{\alpha}}{ROP \times d_b \times tan\, \theta} \times \frac{a}{RPM^b \times WOB^c} \quad (2.4)$$

❖ **Optimizarea fluxului de lucru**

Fluxul de lucru utilizat pentru procesul de optimizare din această lucrare este conform cu figura 2.4.

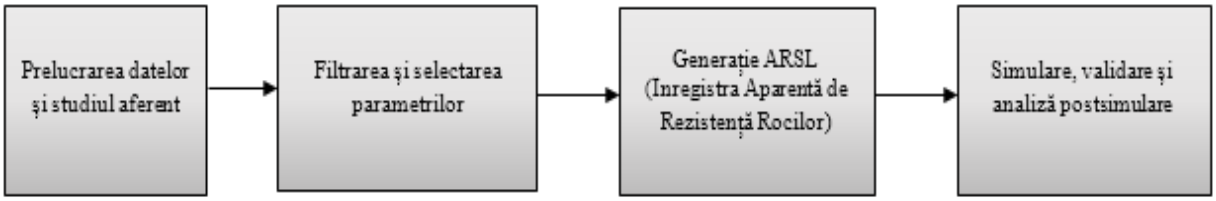


Fig. 2.4. *Diagrama fluxului optimizării*.

2.3. Proiectarea și optimizarea sondei prin analiza și evaluarea proprietăților rocii

A fost nevoie de o multitudine de lucrări pentru a stabili relația dintre parametrii elastici dinamici și cei statici (inclusiv modulul lui Young și raportul lui Poisson), demonstrându-se că modulul lui Young dinamic este de unul până la zece ori mai mare decât modulul lui Young static (și că există o bună corelație între modulul Young static și dinamic [159]). Factorul de conversie al modulului Young dinamic și static variază de la o regiune a lumii la alta. Pentru a stabili un model de transformare adecvat între modulul elastic dinamic și cel static, este nevoie să se efectueze experimente de laborator pe carote, astfel încât să se obțină relația dintre parametrii elastici dinamici și statici în condiții de rezervor.

Obiectivul acestei lucrări, așa cum am mai menționat, este acela de a optimiza proiectarea sondei prin analiza și evaluarea proprietăților rocii, ceea ce va ajuta și la o mai bună planificare a sondei pentru a asigura un management eficient al stabilității acesteia. La rezolvarea problemelor de instabilitate a sondei, este esențial să se studieze diferitele activități ale operațiunilor de foraj și să se facă o bună evaluare a proprietăților elastice ale formațiunii geologice.

Pentru realizarea unui proiect adecvat de foraj, cu program eficient de producție și finalizare a sondei, este esențial să se ia în considerare caracterizarea cantitativă a proprietăților mecanice ale rocii rezervor, cum ar fi rezistența la compresiune, modulul Young și raportul lui Poisson. Acestea reprezintă elemente esențiale în studierea instabilității sondei, predicția fisurilor și alte probleme de foraj cu care ne putem confrunta în timpul operațiunilor.

Metodele statice se aplică, în general, în laborator, cu echipamente de testare specifice care conțin carote supuse unei comprimări continue până la producerea defecțiunii Curbele eforturilor de deformare sunt înregistrate simultan de pe calculator și cu ajutorul parametrilor mecanici obținuți din curbele generate.

Metoda dinamică presupune calcularea parametrilor mecanici din vitezele undelor de compresiune (VP), respectiv a vitezelor undei de forfecare (VS) obținute, cu precădere, din studiile de laborator. Metodele statice sunt mai directe și mai realiste, în timp ce metodele dinamice sunt mai ușoare și mai continue. Totodată, date cuprinzătoare despre proprietățile mecanice ale rocii pot fi obținute atât din experimente de laborator, cât și din investigări de sondă.

Revizuirea literaturii de specialitate în acest context

Lora et al (2016) [160] au efectuat o lucrare experimentală pentru a obține proprietățile geomecanicii șisturilor Marcellus prin compresia izotropă a rocii și prin testul triaxial. Ei au studiat, în primul rând, răspunsurile rocilor la deformare și cedare în diferite condiții de temperatură și stres din teste triaxiale. Ei au examinat, de asemenea, condițiile rezervorului și proprietățile materialelor care guvernează comportamentul geomecanic al formațiunilor de șist *in situ*, cercetare de o importanță vitală pentru aplicațiile geomecanicii.

Rezultatele de laborator din cercetările lor au arătat un răspuns mecanic neliniar și dependent de presiune semnificativ, ca o consecință a proprietăților rocilor și a apariției microfisurilor în formațiunile de șist. Mai mult, natura anizotropă a șisturilor Marcellus a fost caracterizată cu succes folosindu-se un model cuplat cu trei parametri [161].

În fapt, ei au efectuat o analiză a caracteristicilor elastice ale nisipurilor și șisturilor pe baza unor teste petrofizice. Astfel, ei au descoperit că rezervorul etanș de gaz din cel de-al cincilea etaj al formațiunii Xujiahe conține straturi intermediare eterogene de gresie și șist care au porozități și permeabilități scăzute. În urma testelor efectuate, s-a descoperit că probele de gresie și noroiul gelificat au relații diferite stres – deformare, cu tendința de a prezenta deformare elastoplastică, iar rezistența la compresiune se corelează cu presiunea și modulul elastic.

Rezultatele obținute din analiza bazată pe investigarea lui în pat subțire se potrivesc cu modulul Young dinamic și raportul lui Poisson prezis de teorie. Lucrările [162] au stabilit o relație între comportamentele dinamice și statice ale gresiei din formațiunea Phu Kradung, la

diferite niveluri de solicitare axială aplicată. Experimentul a fost realizat la presiuni de limitare de 0, 6, 12, 20, 30 MPa, pentru a obține rezistența la compresiune și modulul de deformare.

De asemenea, în lucrările experimentale efectuate pentru determinarea rezistenței la compresiune UCS au fost utilizate manometre electrice pentru măsurarea deformațiilor axiale și laterale, în timp ce manometrul mecanic și schimbătorul volumului de ulei au fost utilizate pentru măsurătorile compresiei limitate.

Undele ultrasonice au fost măsurate în trepte de rocă în câmpuri de stres hidrostatic, și a fost aplicat un nivel de stres de compresie cu procente de 50 și 75 din puterea lor sub acea serie de tensiuni de limitare. Probele de rocă au fost orientate la laminare transversală perpendiculară (00) și paralelă (900), cu direcția de sarcină axială, astfel încât să se asigure observarea anizotropă. La fiecare stare de nivel de stres, a fost obținut raportul vitezelor undelor ultrasonice.

S-a stabilit astfel o relație empirică între vitezele undelor ultrasonice și rezistența rocii, precum și modulul lor elastic, dinamic și static. Acest lucru a permis utilizarea măsurătorilor cu ultrasunete pentru predicția rezistenței rocii și a caracteristicilor de deformare. Rezultatele obținute au arătat că vitezele undelor ultrasonice, modulul elastic static (Es) și modulul elastic dinamic (Ed) tind să crească odată cu creșterea stresurilor aplicate.

S-a stabilit și o corelație matematică a modulului elastic cu stresurile de limitare a fiecărui nivel de stres și a fost, de asemenea, discutat efectul laminării încrucișate asupra rezultatelor.

Deși vitezele undelor au oferit o corelație bună cu modulul de deformare, a fost evaluată numai starea uscată a probelor. Rezistența la compresiune uniaxială (UCS) și proprietățile elastice ale rocilor, cum ar fi raportul lui Poisson și modulul lui Young, sunt utilizate pe scară largă pentru a estima stresurile *în situ*, analiza stabilității sondei, studiul compactării rezervorului și predicția presiunilor optime ale noroiului de foraj [163, 164]. Conform literaturii de specialitate, valoarea parametrului elastic dinamic este mai mare decât cea a parametrului elastic static, deoarece valorile parametrilor statici sunt afectate de prezența porilor și a fisurilor rocii [165].

Rezistența rocilor

Rezistența rocilor reprezintă abilitatea acestora de a rezista la stres fără deformaţie. Este afectată de conținutul mineral al fragmentelor de rocă și de comportamentul contactelor cu varii particule. Depunerea, diageneza și catageneza sunt factorii care conferă rocilor proprietățile inițiale, acestea fiind ulterior modificate prin pliere, deformare, fracturare, îmbinare și intemperii. Drept urmare, rezistența rocilor reflectă fondul lor geologic.

Rezistența rocilor este evaluată prin două metode de laborator, utilizate pe scară largă: teste de rezistență la compresiune neconfinată (UCS) și teste triaxiale. Rezistența la compresiune neconfinată (UCS) se referă la rezistența unui rezervor atunci când o forță de compresiune este aplicată într-o direcție fără constrângere laterală. Testele de rezistență la compresiune neconfinate sunt utilizate pentru a determina rezistența finală a rocii, care este cea mai mare valoare a stresului atinsă înainte de cedarea formațiunii.

Rezistenta la compresiune neconfinată (UCS)

Testul se efectuează prin plasarea probei între două plăci și aplicarea unei sarcini axiale mici, de aproximativ 100 N (pentru a așeza corect proba în aparat). Sarcina axială este aplicată în mod constant și continuu, fără șoc, până ea devine constantă, se reduce sau se obține o cantitate predeterminată de deformare. Această sarcină axială este aplicată astfel încât să producă o viteză constantă de deformare.

Testul de rezistență la compresiune neconfinată este un mijloc mai puțin precis de măsurare a deformării, în comparație cu testul triaxial. Este utilizat pe scară largă, simplu, rapid și ușor de corelat și este convenabil și potrivit pentru calcularea sensibilităților. În sfârșit, costul efectuării acestui test este mai mic decât cel necesar pentru un test triaxial.

În cadrul cercetărilor realizate de Lora și colab. (2016), la Institutul de tehnologie din Massachusetts (MIT), aceștia au determinat proprietățile geomecanice ale șistului Marcellus, prin compresia izotropă a rocii și testul triaxial. În munca lor, ei au studiat răspunsurile rocilor la deformare și cedare în diferite condiții de temperatură și stres rezultate din testele triaxiale. Ei au examinat, de asemenea, condițiile rezervorului și proprietățile mineralelor care guvernează comportamentul geomecanic al formațiunilor de șist în condiții in situ, care este de o importanță vitală pentru aplicațiile geomecanicii.

Rezultatele muncii lor de laborator au arătat un răspuns mecanic neliniar și dependent de presiune semnificativ, ca o consecință a proprietăților rocilor și a apariției microfisurilor în formațiunile de șist. Mai mult decât atât, natura anizotropă a șisturilor Marcellus a fost caracterizată cu succes folosindu-se un model cuplat cu trei parametri. Totuși, această lucrare nu a luat în considerare efectul fluidului de foraj asupra proprietăților mecanice a rocii și a planurilor de așezare ale rocii, aspect deosebit de important atunci când se ia în considerare traseul sondei în timpul operațiunilor de foraj.

2.4. Analiza dinamică a garniturii de foraj și a ansamblului BHA

Revizuirea literaturii de specialitate în acest context

O garnitură de foraj este compusă, în principal, din prăjini de foraj, prăjini grele, prăjini intermediare și prăjina de antrenare. Funcțiile sale de bază privesc circulația fluidului de foraj, rotirea ansamblului și asigurarea apăsării pe sapă WOB. Mai exact spus, apăsarea pe sapă este realizată cu aproximativ 75 % din greutatea prăjinilor grele (cazul forajului vertical). Totodată, ansamblul de fund BHA asigură și centatrea garniturii în gaura de sondă grație, mai ales, stabilizatorilor. În același timp, el poate conține și instrumente de măsurare în timpul forajului (MWD), respectiv instrumente de înregistrare în timpul forajului (LWD).[166]

O descriere completă a comportamentului dinamic al unui ansamblu BHA necesită analiza a trei deplasări și trei rotații alocate fiecărui nod. Acest model este mai precis decât anumite modele simplificate care descriu doar moduri specifice de vibrație. Cu toate acestea, un model complet cu elemente finite necesită mai multă putere de calcul. Pentru a reduce efortul de calcul și a facilita interpretarea rezultatelor numerice, în cazul de față sunt examinate doar vibrațiile laterale și de torsiune [167].

În scopul dezvoltării strategiilor de control și optimizare ale garniturii de foraj, în ultimii ani s-au efectuat o sumedenie de cercetări teoretice și experimentale privind dinamica garniturii de foraj [168]. Din rezultatele raportate în [171, 172] s-a demonstrat că principala cauză a fenomenelor de lipire-alunecare o reprezintă forțele de frecare care acționează asupra sapei, la interfața sapă-rocă. În plus, conform [172], amortizarea negativă a forțelor de frecare din cauza interacțiunilor sapă-rocă ar putea fi una dintre cauzele acestor vibrații dăunătoare.

Leine şi colab. [173] au propus un model de garnitură de foraj cu trei grade de libertate, care poate observa simultan vibrațiile de lipire - alunecare și vârtej. Melakhessou et al. [174] au studiat contactul local și frecarea dintre garnitura de foraj și coloane, ansamblul de fund fiind comprimat pentru a înțelege comportamentul complex al sistemului de foraj.

În [175], au fost dezvoltate modele care permit mișcările radiale, de încovoiere și de torsiune ale unei garnituri de foraj flexibile și cu interacțiuni de lipire - alunecare între garnitură și gaura de sondă, sau între garnitură și coloană. Modificările calitative în mișcarea sistemului au fost studiate numeric și experimental în ceea ce privește viteza de rotație și coeficientul de frecare dintre garnitura de foraj și coloana de tubare.

Pentru a obține o perspectivă mai profundă asupra cauzei fundamentale a acestor vibrații, C.M. Liao et al [176] au folosit o instalație de foraj experimentală pentru a imita toate vibrațiile majore ale garniturii de foraj. Caracteristicile neliniare ale garniturii de foraj au fost apoi modelate folosindu-se metode cu elemente finite și verificate prin experimente.

În lucrarea lui Dunayevsky și Abbassian [177], autorii au studiat influența utilizării diferitelor garnituri de foraj asupra stabilității operațiunilor de foraj, în ceea ce privește vibrațiile de torsiune nedorite. Studii parametrice suplimentare au fost efectuate de Kamel și Yigit [178], care au investigat efectele variației parametrilor operaționali de foraj. În cercetarea lor, principala concluzie a fost aceea că, atunci când viteza de avansare este crescută, viteza de penetrare și greutatea aplicată pe sapă (WOB) sunt, de asemenea, crescute, ceea ce are ca rezultat, totuși, vibrații axiale și de torsiune. Prin urmare, acest studiu sugerează că scăderea (WOB) și a cuplului pe sapă ar putea fi utilizate ca metode de control pentru suprimarea alunecării.

O altă observație relevantă în această lucrare a fost aceea că vibrațiile de lipire - alunecare pot fi reduse prin modificarea adecvată a vitezei mesei rotative. O concluzie similară a fost obținută și de Tang și colab. [179], unde au fost investigate efectele vitezei mesei rotative asupra fenomenului de lipire - alunecare. S-a constatat, astfel, că odată cu creșterea vitezei mesei rotative au apărut efecte asupra perioadei fazei de *stick* în vibrațiile de lipire - alunecare. Navarro-López și colegii [169,170] au confirmat acest efect. Ei au investigat, în plus, efectul variației cuplului de control și a apăsării (WOB) asupra vibrațiilor de lipire - alunecare.

O altă problemă care a fost analizată în trecut se referă la incertitudinea parametrilor în aplicațiile de foraj. În [180], Hong et al. au propus utilizarea unui estimator Kalman pentru a trata parametrii nemăsurați la talpa sondei. Simulările numerice au arătat că estimatorul propus a fost capabil să identifice vibrațiile de lipire - alunecare și să estimeze cuplul de frecare, conducând astfel la o scădere a apariției fenomenului. Liu et al [181] a propus o metodă de control al modului de alunecare pentru a suprima vibrațiile de lipire-alunecare, presupunând că parametrii fizici ai garniturii de foraj sunt necunoscuți.

Un control robust (*output-feedback*) pentru a elimina fenomenul de lipire-alunecare, într-un sistem de foraj, a fost prezentat în [182]. Sistemul de control s-a dovedit a avea avantaje

majore deoarece necesită, pentru funcționare, doar măsurători de suprafață. De asemenea, poate face față în mod eficient parametrilor necunoscuți în ceea ce privește interacțiunile sapă-rocă și poate face față mai multor moduri de flexibilitate torsională.

Flambarea materialului tubular reprezintă o problemă deosebit de importantă în ingineria sondei. Flambarea face ca garnitura de foraj, inițial dreaptă, să ia forme curbe, ceea ce este un motiv important pentru problema deviației sondei. Flambajul poate crește, de asemenea, atât efortul de încovoiere al garniturii, cât și forța de contact dintre garnitură și gaura de sondă, ceea ce poate duce și la probleme serioase la talpa sondei, cum ar fi defecțiunea garniturii ori uzura coloanei.

Garnitura rămâne dreaptă până când forţa axială depăşeşte o anumită valoare, și anume încărcarea critică. Atunci când forța axială depășește valoarea critică, configurația inițială devine instabilă garnitura se prinde într-o configurație deformată lateral. Cu toate acestea, spre deosebire de deformarea liberă după flambaj (prăjina Euler), diverși factori externi, cum ar fi configurația sondei, greutatea garniturii, cuplul, forța de frecare etc., fac comportamentul de flambaj al garnitura tubular mai complex [183].

Prima cercetare sistematică privind flambajul garniturii de foraj a fost efectuată de [184]. Lucrarea sa de pionierat a dezvăluit mecanismul de flambaj al garniturii de foraj la forajele verticale și a dat starea critică de flambaj și comportamentul post flambaj al garniturii de foraj. De atunci, s-au adăugat multe îmbunătățiri la modelele teoretice și experimente. Au fost propuse multe modele de flambaj ale garniturii în sonde verticale, orizontale, înclinate și curbate sub acțiunea cuplului, a condiției la limită, a forței de frecare, a conectorilor etc. Unele dintre ele au fost verificate în experimente ulterioare și operațiuni de inginerie efectivă. În ciuda tuturor acestor realizări, unele probleme rămân și trebuie rezolvate.

De exemplu, până acum nu există un model precis care să descrie procesul de tranziție de la flambajul lateral bidimensional la flambajul tridimensional în forajele verticale. Diferiți cercetători obțin rezultate inconsecvente ale încărcăturilor critice de flambaj elicoidal pentru forajul sondelor ușor înclinate, deoarece procesul de tranziție de la flambajul sinusoidal la flambajul elicoidal este un fenomen destul de complex, iar diferiții cercetători au adoptat ipoteze diferite. Studiile efectelor forței de frecare, ale conectorilor etc., nu sunt sistematice și nici aprofundate.

În lucrarea [184] s-a studiat problema bidimensională a flambajului lateral, cu modelul de flambaj, și a dat forțele critice de flambaj pentru cele mai mici două moduri de soluții de flambaj. Când forța axială, de pe partea inferioară a garnitura lui tubular, atinge prima forță critică, garnitura inițial dreaptă devine instabilă, apoi devine o curbă bidimensională cu doar o vibrație de ordinul întâi. Când forța axială crește și mai mult, și depășește a doua valoare critică, curba de deformare a garniturii este văzută ca o funcție de vibrație de ordinul doi, iar garnitura tinde să atingă suprafața interioară a găurii de sondă pe ambele părți ale axei sondei [185].

S-au depus, de-a lungul anilor, multe și consistente eforturi în stabilirea și calculul modelului de rezistență și al cuplului aferent garniturii de foraj. Pe baza modelului de prajină moale, propus de Johansick în 1984 [186], cercetătorii au dezvoltat modele de calcul pentru rezistența și cuplul direcțional al sondei. În lucrarea [187] s-a propus un model modificat de cuplu de tracțiune bazat pe teoria deformării mari, luându-se în considerare, pentru prima dată, rigiditatea garniturii de foraj. Ulterior, Mitchell și Samuel [188], luând în considerare poziția

de contact a garniturii de foraj cu gaura de sondă, au stabilit un model de prajină rigidă relativ complet.

Li și Liu [189] au stabilit un model de cuplu de tracțiune în stare de echilibru, studiind starea de mișcare a garniturii de foraj și influența fluidului de foraj. Bai și Lin [190] au propus teoria coloanei fasciculului pentru a rezolva modelul bidimensional al deformării BHA și au extins cercetarea la trei dimensiuni, în 1989 [191]. Liu și colab. [192,193] au stabilit modele de vibrații longitudinale și de torsiune ale garniturii de foraj și le-au rezolvat prin metoda diferențelor finite.

Song și colab. [194] au propus un nou model de calcul pentru rezistență și pentru cuplu. Apoi, Zhu şi colab. [195] au stabilit un model dinamic al unui sistem de sondă cu traiectorie tridimensională, bazat pe principiul lui Hamilton și pe metoda elementelor finite și a dezvoltat un *software* de simulare a dinamicii garniturii de foraj [196]. Zhu şi colab. [197] au stabilit un model dinamic de rezistență și cuplu pentru sondele cu deviație mare, bazat pe dinamica sistemului sondă - garnitură de foraj, și a dezvoltat metoda sa de simulare numerică, a cărei acuratețe de calcul a fost verificată prin date de teren.

Stresul la suprafața de contact este este acela care apare în zona de contact a două suprafețe diferite, care se comprimă una împotriva celeilalte. Această zonă de contact poate fi definită, teoreti,c ca un punct sau o linie sub încărcătură zero. Un contact punctual poate fi descris pentru interacțiunea dintre o minge și o suprafață plană, dar contactul de linie reprezintă contactul dintre un cilindru și o suprafață plană [198]. Un astfel de fenomen are ca rezultat modificări ale cantității și distribuției stresului de contact [198].

Deplasări

În viitor, rezultatele noastre vor afișa deplasarea relativă maximă. Putem comuta zona graficului la RPM pentru a identifica deplasarea maximă în orice punct dat de pe garnitură. Totodată, se poate determina locul din garnitură în care apare valoarea relativă maximă sau a unghiului de fază pentru a vizualiza forța de excitație care se deplasează în sus și în jos pe garnitură, pe măsură ce sapa se rotește. Un exemplu de diagramă specifică poate fi utilizat pentru a facilita analiza vitezei critice, în cazul în care ansamblul garniturii de la sapă la prăjina de antrenare este analizat folosindu-se metoda de analiză cu elemente finite.

În plus, analiza vitezei critice este utilizată pentru a identifica vitezele de rotație critice și zonele cu concentrație ridicată a tensiunilor din garnitura de foraj. Rezultatele obținute pot fi utilizate pentru a evita vitezele de rotație critice care accelerează oboseala materialului tubular, ducând la defectarea catastrofală a garnitura de foraj.

Stresurile calculate sunt relative (nu absolute) și ar trebui utilizate numai pentru localizarea frecvențelor critice. O altă sursă de excitație poate rezulta din frecarea stabilizatorilor în gaura de sondî. Când stabilizatorii intră în contact cu gaura de sondă, forțele de frecare se dezvoltă ca urmare a contactului și rotației, și pot produce vibrații autoexcitate. Această autoexcitare va alimenta energia în modul de vibrație de torsiune.

Parametrii de bază sunt:

- *înclinarea:* se referă la deplasarea BHA în planul de înclinare (în sus și în jos din partea înaltă);
- *direcția*: aceasta se referă la deplasarea BHA în planul direcțional;

- *curățirea sondei:* aceasta se referă la deplasarea BHA din punctul cel mai apropiat de pe peretele sondei**:**
  - axa orizontală (axa x) prezintă deplasarea,
  - axa verticală (axa y) prezintă adâncimea măsurată.

Notă: *Pe toate cele trei deplasări, valorile pozitive implică deplasări spre dreapta sau pe partea înaltă a sondei. Rezultatele negative implică deplasări în partea stângă sau inferioară a sondei***.**

Tipurile de deplasări sunt următoarele:

- *Deplasarea verticală:* vizualizează interacțiunea dintre distanța de la sapă și viteza de rotație pe deplasarea verticală.
- *Deplasarea transversală:* vizualizează interacțiunea atât a distanței față de sapă, cât și a vitezei de rotație pe deplasarea transversală.
- *Deplasarea laterală netă medie:* pătratul mediu al deplasărilor și vizualizarea interacțiunii distanței de la sapă și a vitezei de rotație pe deplasarea laterală netă medie.

Deplasarea garniturii în (bbl/ft) = $\mathbf{(OD^2 - ID^2) \div 1029.4}$ și OD, ID = inch (2.5)

Deplasarea garniturii în (m3/m) = $\mathbf{(OD^2 - ID^2) \div 1{,}273{,}240}$ și OD, ID = mm (2.6)

❖ ***Deplasarea axială*** [199,200]

Deplasarea axială vizualizează interacțiunea dintre distanța de la sapă și viteza de rotație pe deplasarea axială.

- *Dinamica garniturii de foraj, inclusiv AST*

$$\mathbf{U - U_b = \frac{P}{2\,\pi\, r_{spline}}\left(\Gamma\, r_{spline} - \Gamma_b\, r_{spline}\right) = \frac{P}{2\pi}(\Gamma - \Gamma_b) =: \alpha(\Gamma - \Gamma_b)} \quad (2.7)$$

unde:

U, Γ reprezintă deplasarea părții superioare;

U_b, Γ_b - deplasarea părții de sub sapă /garnitură;

P – ”plumbul” = $2\,\pi\, r_{spline}\, tan\,\beta$;

β - unghiul de plumb;

r_{spline} - raza *spline*-ului elicoidal.

Aici, U (Γ) și U_b (Γ_b) reprezintă pozițiile axiale (unghiulare) deasupra sapei și la sapă.

❖ ***Deplasarea torsională*** [201,202,203,204]

Dacă se ignoră mișcarea axială și laterală a garniturii de foraj, dinamica este determinată de o soluție $\Gamma(\sigma,\eta)$ a ecuației următoare (2.8), care descrie poziția unghiulară a segmentului garniturii de foraj la locația σ și timpul η (limită satisfăcătoare). Garnitura de foraj este atașată la unitatea de sus la σ =0 și la BHA la σ =1. Cu abrevierile $\Gamma_T(\eta) := \Gamma(0,\eta)$,

$\Gamma_B(\eta) := \Gamma(1,\eta)$, $\Gamma'_T(\eta) := (\partial\Gamma/\partial\sigma)(0,\eta)$, $\Gamma'_B(\eta) = (\partial\Gamma/\partial\sigma)(1,\eta)$, condițiile la limită se obțin prin echilibrarea cuplurilor la fiecare capăt al garniturii de foraj:

$$\mathbf{\Gamma''_T - G_{top}\,\Gamma'_T - T_{motor}(\Gamma_T, \Gamma'_T, \dot{\Gamma}_T, \eta) = 0, \ddot{\Gamma}_B + G_{bit}\,\Gamma'_B + \mathcal{F}(\dot{\Gamma}_B) = 0,} \qquad (2.8)$$

unde $\mathcal{F}$ descrie frecarea cuplului la sapă și momentele efective de inerție ale unității de sus și, respectiv BHA (au fost scalate în constantele de cuplare G_{top} și G_{bit}). Într-o astfel de aproximare, se ignoră excitația tuturor vibrațiilor axiale și laterale din sistem și se înlocuiește întregul spectru de excitații de torsiune ale garniturii de foraj cu un simplu arc de torsiune care leagă cuplul de la transmisia superioară cu cuplul generat între sapă și suprafața rocii, ($\dot{\Gamma}_T \cong \Gamma_T - \Gamma_B$). Ecuațiile de mișcare pentru deplasarea de torsiune Γ_T, în partea de sus și Γ_B la sapă, iau apoi forma:

$$\ddot{\Gamma}_T + G_{top}(\Gamma_T - \Gamma_B) - T_{motor}\left(\Gamma_T, \Gamma_B, \dot{\Gamma}_T, \eta\right) = 0, \qquad (2.9)$$

$$\ddot{\Gamma}_B + G_{bit}(\Gamma_B - \Gamma_T) + \mathcal{F}\left(\dot{\Gamma}_B\right) = 0. \qquad (2.10)$$

$$T_{motor}(\eta) = [G_{top}/(G_{top} + \Gamma_T)]\left(\kappa_p \dot{\xi}(\eta) + \kappa_i \xi(\eta) + \lambda \dot{\Gamma}(0,\eta)\right) \qquad (2.11)$$
$$= \underline{\kappa}_p \dot{\underline{\xi}}(\eta) + \underline{\kappa}_i \underline{\xi}(\eta),$$

unde κ_p și κ_i sunt așa numiții parametri de control pozitiv (cunoscuți ca variabile proporționale și, respectiv, integrale).

$$\underline{\kappa}_p = G_{top}(\kappa_p + \lambda)/(G_{top} + \lambda), \quad \underline{\kappa}_i = G_{top}\kappa_i / ((G_{top} + \lambda)) \qquad (2.12)$$

$$\underline{\xi}(\eta) = \Omega_0 \eta - \Gamma(0,\eta) + \xi_0 - \lambda\,\Omega_0/\kappa_i = \xi(\eta) - \lambda\Omega_0/\kappa_i, \qquad (2.13)$$

$$\dot{\underline{\xi}}(\eta) = \Omega_0 - \dot{\Gamma}(0,\eta) = \dot{\xi}(\eta). \qquad (2.14)$$

unde:
Ω_0 este viteza de rotatie;
λ - parametrul de control.

Momente [205]

Sunt reprezentate următoarele tipuri de momente:

- *momentul transversal (Theta X):* vizualizarea interacțiunii dintre distanța de la sapă și viteza de rotație pe momentul transversal (thetaX).
- *momentul vertical (Theta Y):* vizualizează interacțiunea dintre distanța de la sapa și viteza de rotație pe momentul vertical (theta Y).

Pentru a calcula momentul unei forțe față de un anumit punct, trebuie cunoscute trei elemente de bază:

1. Vectorul forță, exprimat cu componentele într-o bază (Fx,Fy,Fz), sau mai bine ca

$$\mathbf{F} = \mathbf{F_X i} + \mathbf{F_y j} + \mathbf{F_z k} \tag{2.15}$$

2. Vectorul de poziție (relativ la o origine convenabilă) al punctului în care acționează forța (x,y,z) sau mai bine ca

$$\mathbf{r} = \mathbf{x\,i} + \mathbf{y\,j} + \mathbf{z\,k} \tag{2.16}$$

3. Vectorul de poziție al punctului (să spunem punctul **A**) față de care dorim să luăm câteva momente (trebuie utilizată aceeași origine ca pentru 2) (x(A),y(A),z(A)) sau

$$\mathbf{r_A} = \mathbf{x_{(A)}i} + \mathbf{y_{(A)}j} + \mathbf{z_{(A)}k} \tag{2.17}$$

Momentul lui F față de punctul A este definit apoi ca

$$\mathbf{M_A} = (\mathbf{r} - \mathbf{r_A}) \times \mathbf{F} \tag{2.18}$$

$$\boldsymbol{M_A} = [(\boldsymbol{x} - \boldsymbol{x_A})\boldsymbol{i} + (\boldsymbol{y} - \boldsymbol{y_A})\boldsymbol{j} + (\boldsymbol{z} - \boldsymbol{z_A})\boldsymbol{k}].\left[\boldsymbol{F_{xi}} + \boldsymbol{F_{yj}} + \boldsymbol{F_{zk}}\right] \tag{2.19}$$

$$= \begin{vmatrix} \boldsymbol{i} & \boldsymbol{j} & \boldsymbol{k} \\ (\boldsymbol{x} - \boldsymbol{x_A}) & (\boldsymbol{y} - \boldsymbol{y_A}) & (\boldsymbol{z} - \boldsymbol{z_A}) \\ \boldsymbol{F_x} & \boldsymbol{F_y} & \boldsymbol{F_z} \end{vmatrix}$$

$$= \{(\mathbf{y} - \mathbf{y_A})\mathbf{F_z} - (\mathbf{z} - \mathbf{z_A})\mathbf{F_y}\}\mathbf{i} + \{(\mathbf{z} - \mathbf{z_A})\mathbf{F_x} - (\mathbf{x} - \mathbf{x_A})\mathbf{F_z}\}\mathbf{j} + \{(\mathbf{x} - \mathbf{x_A})\mathbf{F_y} - (\mathbf{y} - \mathbf{y_A})\mathbf{F_x}\}\mathbf{k}$$

Momentul lui F față de origine este

$$\boldsymbol{M_O} = \boldsymbol{r} \times \boldsymbol{F} \tag{2.20}$$

sau, din punct de vedere al componentelor

$$\boldsymbol{M_O} = [\boldsymbol{x\,i} + \boldsymbol{y}\,\mathbf{j} + \boldsymbol{z}\,\mathbf{k}] \times [\boldsymbol{F_X i} + \boldsymbol{F_y j} + \boldsymbol{F_z k}] \tag{2.21}$$

$$= \begin{vmatrix} \boldsymbol{i} & \boldsymbol{j} & \boldsymbol{k} \\ \boldsymbol{x} & \boldsymbol{y} & \boldsymbol{z} \\ \boldsymbol{F_x} & \boldsymbol{F_y} & \boldsymbol{F_z} \end{vmatrix}$$

$$= \{\boldsymbol{yF_z} - \boldsymbol{zF_y}\}\boldsymbol{i} + \{\boldsymbol{zF_x} - \boldsymbol{xF_z}\}\boldsymbol{j} + \{\boldsymbol{xF_y} - \boldsymbol{yF_x}\}\boldsymbol{k}$$

Forța axială

Forța axială acționează de-a lungul axei longitudinale a garniturii deformate și vizualizează interacțiunea dintre distanța de la sapă și viteza de rotație (pe forța axială).[206]

- *Forța axială* care acționează asupra garniturii are un impact deosebit asupra efectului de oboseală. Forța necesară pentru a genera stresul de deformațiune poate fi scrisă ca:

$$\mathbf{F_y} = \boldsymbol{\sigma} \times \mathbf{Ae} = \mathbf{EA}\,(\boldsymbol{\partial u}/\boldsymbol{\partial x}) \tag{2.22}$$

unde:

σ este stresul axial;

Ae - aria efectivă a secțiunii transversale, in^2;

E - modulul lui Young;

U - deplasarea axială;

$\partial u/\ \partial x$ - deformarea axială.

- *Calculul de tracțiune suplimentară/ slăbire,* atunci **c**ând garniture este blocată (cu greutatea măsurată în starea blocată)

Presupune utilizarea relației

$$\mathbf{F_{sp} = F_{td} - F_{sd}} \tag{2.23}$$

unde:

F_{sp} este forța aferentă adâncimii punctului de blocare;

F_{td} - forța axială aferentă adâncimii găurii sondă;

F_{sd} - forța axială până la adâncimea de blocare.

- *Forța axială de-a lungul garniturii de foraj*

$$\mathbf{F_2 = F_1 + \mu\,\beta\,w \times \Delta L} \tag{2.24}$$

unde:

ΔL este lungimea unui element fără flambaj;

F_1 - forța de compresiune în partea inferioară a elementului.

O forță adiţională de frecare este generată din cauza limitării la flambajul elicoidal în sondă, care ar trebui luat în considerare în analiza cuplului și rezistenței. Wu și Juvkam-Wold, (1993), [208] au arătat că această forță adiţională de frecare crește odată cu rata pătratului saricinii compresive axiale. Distribuția saricinii de compresiune axială devine neliniară așa cum se arată în figura 2.5 și trebuie calculată prin ecuația următoare:

$$\mathbf{F_2 = 2(EI\,\beta\,\mathcal{W}\,/\,r)^{1/2}\tan\left(\mu \times \Delta L[r\,\beta\,\mathcal{W}/(4EI)]^{\frac{1}{2}} + \tan^{-1}\{F_1[r/(4EI\,\beta\,\mathcal{W})]^{\frac{1}{2}}\}\right)} \tag{2.25}$$

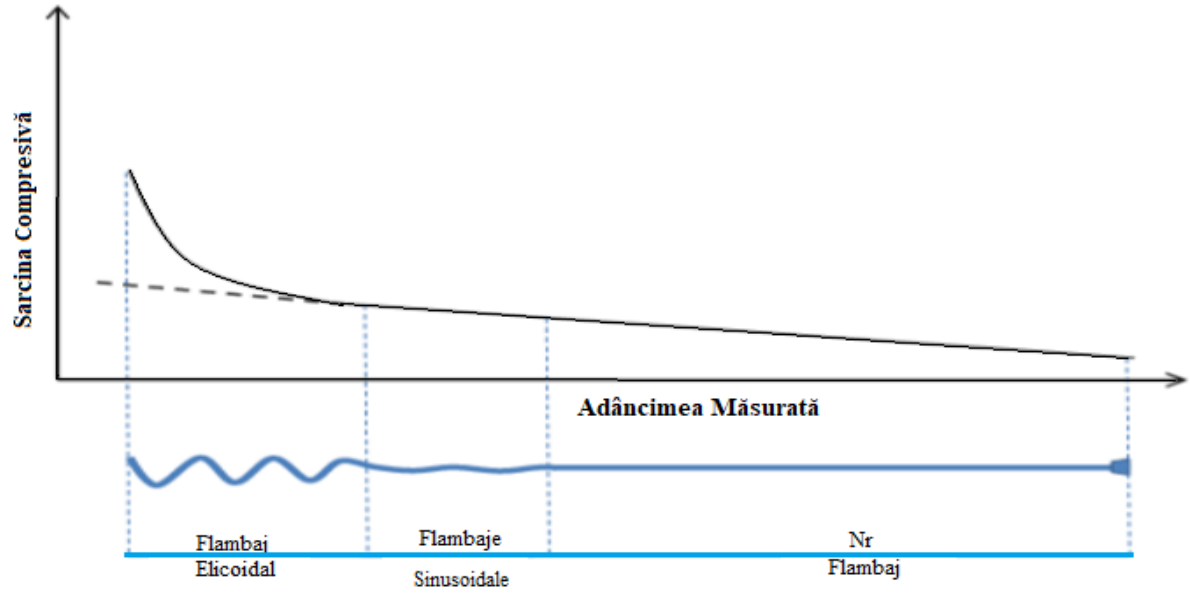


Fig. 2.5 *Saricină de compresiune vs problemă de flambaj*

ΔL se măsoară acum pentru elementul din porțiunea cu formă elicoidală a garniturii. Pentru secțiunile înclinate și curbate, ecuația poate fi scrisă ca:

$$\mathbf{F_2 = 2(EI\ \beta\ \mathcal{W} \sin \alpha\ /\ r)^{1/2} \tan\left(\mu \times \Delta L[r\ \beta\ \mathcal{W} \sin \alpha/(4EI)]^{\frac{1}{2}} + \tan^{-1}\{F_1[r/(4EI\ \beta\ \mathcal{W} \sin \alpha)]^{\frac{1}{2}}\}\right)} \quad (2.26)$$

Teoretic, nu există o forță de frecare axială în sonda verticală, iar forța de compresiune de-a lungul garniturii de foraj poate fi scrisă astfel:

$$\mathbf{F_2 = F_1 - \mu\ \beta\ w \times \Delta L} \quad (2.27)$$

ΔL este, în acest caz, elementul luat în considerare de-a lungul garniturii de foraj (și în sus), iar F_1 este forța de compresiune axială în partea de jos a elementului. Wu și Juvkam-Wold, (1993) au prezentat ecuația pentru a calcula distribuția sarcinilor axiale de compresiune atunci când are loc flambajul elicoidal și care cauzează forța de frecare axială într-un sondă verticală:

$$\mathbf{F_2 = 2(EI\ \beta\ \mathcal{W}\ /\ \mu r)^{1/2} \tanh\left(-\Delta L[\ \mu\ r\ \beta\ \mathcal{W}/(4EI)]^{\frac{1}{2}} + \tan^{-1} h\{F_1[\mu r/(4EI\ \beta\ \mathcal{W})]^{\frac{1}{2}}\}\right)} \quad (2.28)$$

(ΔL se măsoară pentru porțiunea cu flambare elicoidă a garniturii în sondele verticale).

Cuplu [207]

- *Creșterea cuplului* este

$$\mathbf{\Delta T = \mu . F_n . r} \quad (2.29)$$

unde:

ΔT este creșterea cuplului de-a lungul elementului de garnitură;

μ - coeficientul de frecare (presupus a fi 0,25 pentru secțiunea găurii închise și 0,35 pentru secțiunea găurii deschise);

F_n - forța normală la capătul inferior al elementului de garnitură este:

$$\mathbf{F_n = \sqrt{(F_t \triangle a \sin \theta)^2 + (F_t \triangle \theta + W \sin \theta)^2}} \quad (2.30)$$

unde:

F_t este forța de tracțiune la capătul inferior al elementului de garnitură:

$$\mathbf{F_t = W \cos \theta} \quad (2.31)$$

Δa – schimbarea unghiului de azimut peste elementul de garnitură;

θ – înclinarea la capătul inferior al elementului de garnitură;

Δθ – schimbarea unghiului de înclinare peste elementul garniturii;

W – greutatea susținută a elementului garniturii;

r – raza elementului garniturii.

- *Cuplul de jos*

Pentru a calcula cuplul (în partea de jos), trebuie adăugat cuplul de la sapă. Prin urmare, creșterea de torsiune este calculată pornindu-se de la cuplul de la sapă:

Cuplul la suprafață = Cuplul pe sapă + M1 (ultimul element din jos) + M2 + . . . , + Mn (primul element de la suprafață).

➢ *Model de dinamică axial-laterală-torsională* [210]

În figura 2.6 este prezentată schița unei grinzi în care (a) este o direcție arbitrară, (b) - comportarea cinematică într-un plan și (c) - schița unei deformări spațiale a unei secțiuni arbitrare.

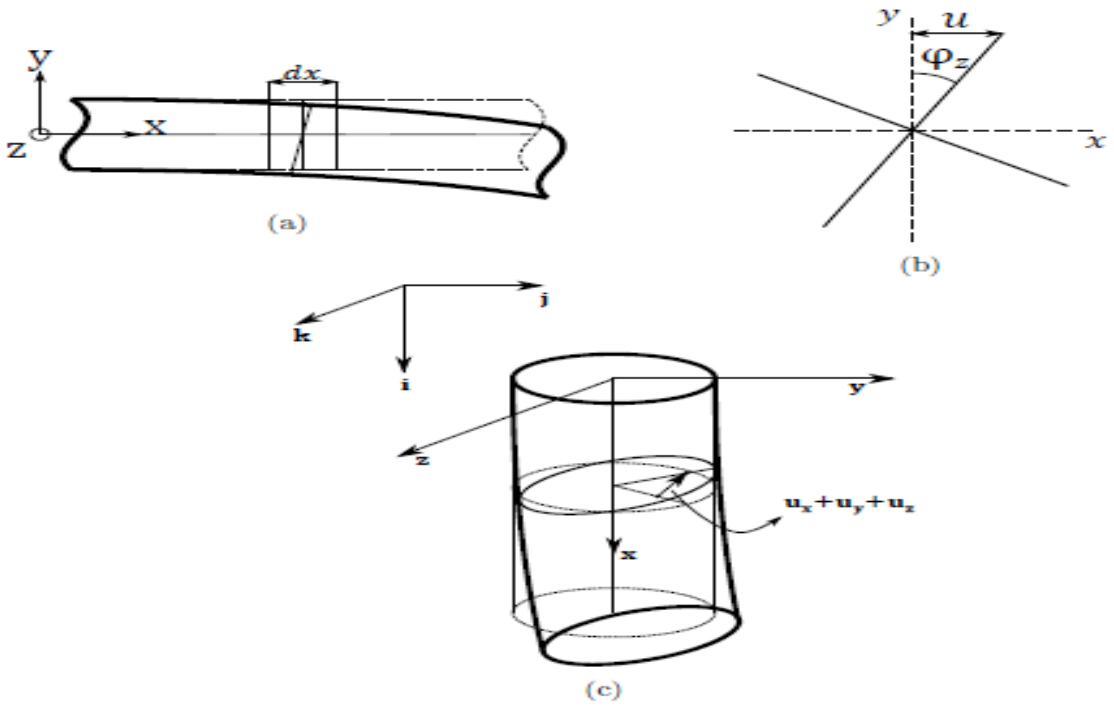


Fig. 2.6. *Schița unei grinzi*: (a) - o direcție arbitrară;
(b) - comportarea cinematică într-un plan;
(c) - schița unei deformări spațiale a unei secțiuni arbitrare.

Pentru rotații mici, se presupune că unghiurile sunt:

$$\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{y}} = -\frac{\partial \mathbf{u_z}}{\partial \mathbf{x}} \quad \text{and} \quad \boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{z}} = -\frac{\partial \mathbf{u_y}}{\partial \mathbf{x}} \tag{2.32}$$

unde φ_y și φ_z sunt unghiurile de rotație în jurul axei respective, în configurația deformată .

$$\mathbf{u}_{\mathbf{x}} = \mathbf{z}\,\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{y}} - \mathbf{y}\,\boldsymbol{\varphi}_{\mathbf{z}} \tag{2.33}$$

$$\mathbf{u_y} = \boldsymbol{\upsilon} + \mathbf{y}(\cos\boldsymbol{\theta} - \mathbf{1}) - \mathbf{z}\sin\boldsymbol{\theta} \tag{2.34}$$

$$\mathbf{u_z} = \boldsymbol{\omega} + \mathbf{z}(\cos\boldsymbol{\theta} - \mathbf{1}) + \mathbf{y}\sin\boldsymbol{\theta} \tag{2.35}$$

unde $\mathbf{u}_{\mathbf{x}}$, $\mathbf{u_y}$ și $\mathbf{u_z}$ sunt deplasările totale în fiecare direcție și $\boldsymbol{\theta}$ unghiul, $\boldsymbol{\upsilon}$ și $\boldsymbol{\omega}$ sunt deformații în direcția axei **y** și respectiv **z**.

➢ *Forța laterală*

Forța laterală arată apăsarea garniturii asupra formațiunii la fiecare nod analizat. Aceste informații sunt afișate și sub formă de tabel în secțiunea forțelor BHA a raportului. Apoi, graficul adecvat afișează forța laterală pe unitatea de lungime din garnitură pentru operațiunile activate în fila Operații. Această diagramă poate fi utilizată pentru a localiza punctele, de-a

lungul sondei, care pot fi supuse unor forțe mari. Identificarea zonelor supuse unor forțe mari, poate ajuta la prevenirea uzurii coloanei sau a dezvoltării găurii de cheie. Sunt incluse date pentru adâncimile măsurate de la suprafață până la adâncimea specificată în fila Garnitură. Forța laterală este, în fapt, forța normală care acționează perpendicular pe partea curbată a garniturii, iar graficul afișează forța laterală pe unitatea de lungime, nu într-un singur punct. Această lungime se numește *Lungimea de normalizare a forței de contact*. Mai departe se specifică lungimea de normalizare a forței de contact în partea de sus a graficului. De obicei, această lungime este setată să fie egală cu lungimea unei îmbinări de prăjină. Se trece apoi cursorul peste curbă pentru a indica acea componentă a garniturii pentru adâncimea aferentă.[206,209]

a- Forța laterală a DP împotriva pereților sondei:

$$\mathbf{F_s = W_b} \boldsymbol{sin\, \alpha} \tag{2.36}$$

unde:
W_b este greutatea garniturii susținută în cârlig;
α - înclinarea sondei.

b- Forța laterală la locul găurii de cheie:

$$\mathbf{F_L = T \sin \beta} \tag{2.37}$$

$$\mathbf{F_L = 2T \sin \beta \,/\, 2} \tag{2.38}$$

$$\mathbf{F_L = T\, \beta\, L} \tag{2.39}$$

în care:
F_L reprezintă forta lateral;
T - tensiunea din garnitura de foraj;
β - unghiul *dog-leg*-ului;
L - lungimea *dog-leg*-ului.

c- Forța normală:

$$\mathbf{F_n = \sqrt{(F_t \triangle a \sin \theta)^2 + (F_t \triangle \theta + W \sin \theta)^2}} \tag{2.40}$$

unde:
F_n reprezintă forța normală la capătul inferior al elementului din garnitură;
F_t - forța de tracțiune la capătul inferior al elementului din garnitură;
Δ a - schimbarea unghiului de azimut peste elementul din garnitură;
θ - înclinarea la capătul inferior al elementului de garnitură;
Δθ - schimbarea unghiului de înclinare peste elementul de garnitură;
W - greutatea elementului de garnitură.

d- Forța de frecare:

$$\mathbf{F_f = W\, \mu\, \sin \theta} \tag{2.41}$$

unde:

W este greutatea susținută a elementului de garnitură;
μ - coeficientul de frecare.

e- Forța de tracțiune:

$$\mathbf{F_t = F_x \pm F_f} \quad (2.42)$$

$$\mathbf{F_f = W \cos\theta \pm W \sin\theta} \quad (2.43)$$

$$\mathbf{F_x = W \cos\theta} \quad (2.44)$$

relații în care F_x reprezintă componenta de greutate care acționează paralel cu axa găurii de sondă.

Notă: *Forța de tracțiune sau rezistența la tracțiune acționează întotdeauna în direcția opusă forței de tragere F_t. Prin urmare, semnul este negativ (-) dacă prajina de foraj este coborâtă, și pozitiv (+) atunci când garnitura de foraj este extrasă din gaura de sondă..*

Componente de stres [206]

- *Stresul axial:* stresul care se manifestă de-a lungul axei longitudinale a garniturii. Nu este necesar ca sonda să fie verticală (eventuala cădere a sapei reprezintă un exemplu sever de stres axial). Explicit:

$$\mathbf{\sigma_a = F_T / [\pi(r_o^2 - r_i^2)]} \quad (2.45)$$

unde:
F_T este forța axială reală;
r_i - raza interioară;
r_o - este raza exterioară.

- *Stresul de încovoiere:* stresul transversal creat de tensiunea din partea inferioară a garniturii (care se opune compresiunii la sapă), ducând la încovoierea sau înclinarea garniturii. Acest tip de solicitare este semnificativ deoarece punctul de întoarcere sau neutru în care se oprește încovoiere spre exterior și începe încovoiere spre interior este supus unor vibrații laterale violente. Se exprimă prin relația:

$$\mathbf{\sigma_b = M / S} \quad (2.46)$$

în care:
M este momentul de încovoiere ($M = EI / \rho$);
S - lungimea catenarei.

- *Stresul de torsiune:* stresul creat de oscilația garniturii de foraj, care rezultă în urma mișcărilor de răsucire și de cotitură ce au loc în mai multe dimensiuni (modelarea acțiunii clasice a undei):

$$\mathbf{\tau = (k_\alpha k_\phi - k_\phi k_\alpha / k^2) \times \sin\alpha + k_\phi (1 + k_\alpha^2 / k^2) \cos\alpha} \quad (2.47)$$

relație în care:
τ reprezintă torsiunea de sondei, în ^{0}/30 m sau în ^{0}/ 100 ft;

k_α - prima derivată a ratei de schimbare a înclinării, adică a doua derivată a unghiului de înclinare;

k_ϕ - prima derivată a ratei de schimbare a azimutului, adică a doua derivată a unghiului azimutal;

k - curbura traiectoriei sondei, în ^{0}/30 m (sau grade ^{0}/100 ft);

α - unghiul de înclinare.

- *Stresul de forfecare:* stresul creat în direcții opuse, paralele cu planul de contact, atunci când garnitura și un alt solid rigid alunecă unul pe lângă celălalt. În acest context, forța este cea care face ca garnitura să alunece pe suprafața de contact (în direcții opuse).

Relația stresului de forfecare pentru diferite fluide este

$$\boldsymbol{\tau = \mu \gamma} \tag{2.48}$$

unde:

μ este vâscozitatea efectivă: $\mu = \rho\,(t - 25)$;

ρ – densitatea;

t – timpul;

γ - rata de forfecare: γ = (1.073) N 1/s;

N – viteza, în 1/sec.

Formula generală a stresului de forfecare**:**

$$\boldsymbol{\tau = F\,Q/I\,b} \tag{2.49}$$

în care:

τ reprezintă stresul de forfecare;

F- forța de forfecare în secțiune;

I - momentul de inerție;

b - lățimea secțiunii t (punctul stresului de forfecare);

Q = A y;

A aria secţiunii;

y - distanța de la centroidul ariei la axa neutră.

2.5. Studiu de revizuire a literaturii de specialitete în context

Aruncând o privire generală asupra literaturii de specialitate, am putea aprecia, dintru început, că evaluarea comparativă a performanțelor în foraj depind, în mod esnențial, de datele colectate din locațiile platformelor de lucru, și în procent redus, sau chiar foarte redus, de datele brute. Pentru industria petrolului și gazelor este necesară, așadar, o abordare alternativă de comparare a performanțelor forajului, deoarece metodele prezente sunt centrate, în primul rând, pe afișarea graficelor de timp în funcție de adâncime și pe analizarea îmbunătățirilor din cele mai recente sonde.

Graficele *Timp de forare* vs. *Adâncime* sunt alcătuite, în principal, din două tipuri de date: de timp și de foraj. Atunci când se dezvoltă un zăcământ masiv, procedurile operaționale pentru componenta timp plat sunt de rutină și vor dura identic pentru același tip de activitate în sondele forate succesiv în același zăcământ. Pe baza istoriilor anterioare privitoare la ROP,

studiile de cercetare actuale sugerează analizarea sondei (sondelor) care au avut cea mai bună performanță a ROP-ului. În tabelul 2.5 am prezentat studiile de cercetare ale autorilor privitoare la acest aspect: istoricul performanței forajelor.

Tabelul 2.5. **Studiul literaturii de specialitate privind istoricul performanței forajului**.

Autor(I) & An	**Studii de cercetare**
Ikoku, 1978 [211]	Prognoza timpului de foraj și necesarul forțelor pentru viitoarele operațiuni de foraj prin propunerea unei tehnici de *curbă de învățare*.
Bourgoyne et al., 1986 [212]	Efectuarea examinării datelor de performanță de foraj pe baza modificărilor comportamentului sapei, ca o consecință a măsurătorilor de suprafață.
Millheim, 1986 [213]	Se ilustrează faptul că, singurul instrument utilizat pentru a compara succesul (sau insuccesul) forajului unei serii de sonde, este graficul tradițional de adâncime în funcție de timp (zile). Conform constatărilor lor, datele culese din analiza curbei de performanță de foraj pot arăta competența tehnologică și operațională a unei companii de a fora rapid într-o anumită locație.
Walker, 1988 [214]	Utilizarea computerelor pentru a analiza și stocarea datelor de foraj face analiza performanțelor mult mai ușoară.
McCammon et al., 1993 [215]	Utilizarea evaluării comparative pentru a valorifica datele colectate pentru îmbunătățirea continuă a procesului de foraj, mai degrabă decât dezvoltarea parametrilor din datele colectate.
Bernt, 2010 [216]	Vorbind de disponibilitatea datelor din trecut, autorul arată importanța acestora pentru îmbunătățirea evaluării forabilității.
Devereux, 1998 [217]	Prezentarea a două moduri de optimizare a performanței în ceea ce privește evitarea problemelor din foraj, și bunele practici de foraj.
Mitchell, 2007 [218]	Autorul face referiri la măsurătorile dinamicii forajului ca metodă de monitorizare a performanței acestuia, inclusiv semnalele de foraj pentru a îmbunătăți eficiența forajului, reducându-se, în același timp, timpul neproductiv.
Amar, 2007 [219]	Autorul arată că analiza forajului nu este atât de obișnuită pe cât ar putea fi, iar operatorii companiilor sunt dornici să scurteze timpul (pe instalație, pe sondă ș.a.), pentru a alinia schemele de stimulare cu obiectivele lor.
La Greca Veiga et al., 2008 [220]	Autorii arată că tehnologiile actuale de monitorizare a performanței forajului necesită un cadru uniform pentru prelucrarea datelor de foraj. Ei susțin organizarea informațiilor actuale într-o metodologie de analiză a forajului care să răspundă nevoilor specialității emergente de analiză a forajului.
Kaiser, 2009 [221]	Autorul face referiri la timpul și costul de modelare pentru forarea unei sonde *offshore*.
Mensa-Wilmot et al., 2009 [222]	Descrierea evaluării comparative, ca o examinare a performanței forajului dintr-o perspectivă istorică, pentru a determina ceea ce a funcționat cu succes.

Rushmore, 2011 [223]	Selectarea celei mai bune sonde într-o structură în care operatorii își pot organiza la nivel regional și global evaluarea comparativă a performanței în construcția sondelor și abandonarea acestora.
Armenta et al., 2013 [224]	Efectuarea unor studii recente privind îmbunătățirea performanței șantierelor petrolifere din regiunea Estului Mijlociu, bazate pe timpul de foraj în funcție de curbele de adâncime.
Benyeogor et al., 2016 [225]	Efectuarea evaluării comparative pentru performanța de foraj pe baza costurilor, timpului și producției din sondele de petrol sau gaze.
Basbar et al., 2016 [226]	Autorii arată că NPT total, prezentat în raportul sondei de foraj, conține *subiectivitate*, deoarece definiția NPT-ului variază în funcție de supervizorul de foraj și/ sau de inginerul de operațiuni.
Eren and Kok, 2018 [227]	Introducerea metodologiei de indexare ROP ca o nouă tehnică de evaluare comparativă pentru determinarea performanțelor de foraj.
Halafawi and Avram, 2019 [228]	Efectuarea unei analize statistice a performanței utilizându-se gaura de sondă și talpa acesteia, ca și ecipamentele aferente dintr-o sondă orizontală care a trecut prin 5 ținte.
Ivan et al., 2022 [229]	Efectuarea unui studiu statistic NPT și evaluarea comparativă, pentru sondele HPHT, pentru a determina performanțele de foraj în comparație cu cea mai bună sondă la nivel local și/ sau global.

CAPITOLUL III
DESCRIEREA ȘANTIERULUI DE LUCRU ZUBAIR

3.1. Descrierea geologică și structurală

În cadrul șantierului Zubair, situat în sudul Irakului, se exploatează mai multe zăcăminte *onshore* de petrol. Harta domurilor rezervorului și harta conturului structurii care arată zonele producătoare se referă la zonele celui de-al 3-lea rezervor Pay (3-rd *Pay Reservoir*) și zonele din al 4-lea rezervor Pay **(**4-th *Pay Reservoir*) (figurile 3.1, 3.2 și 3.3).

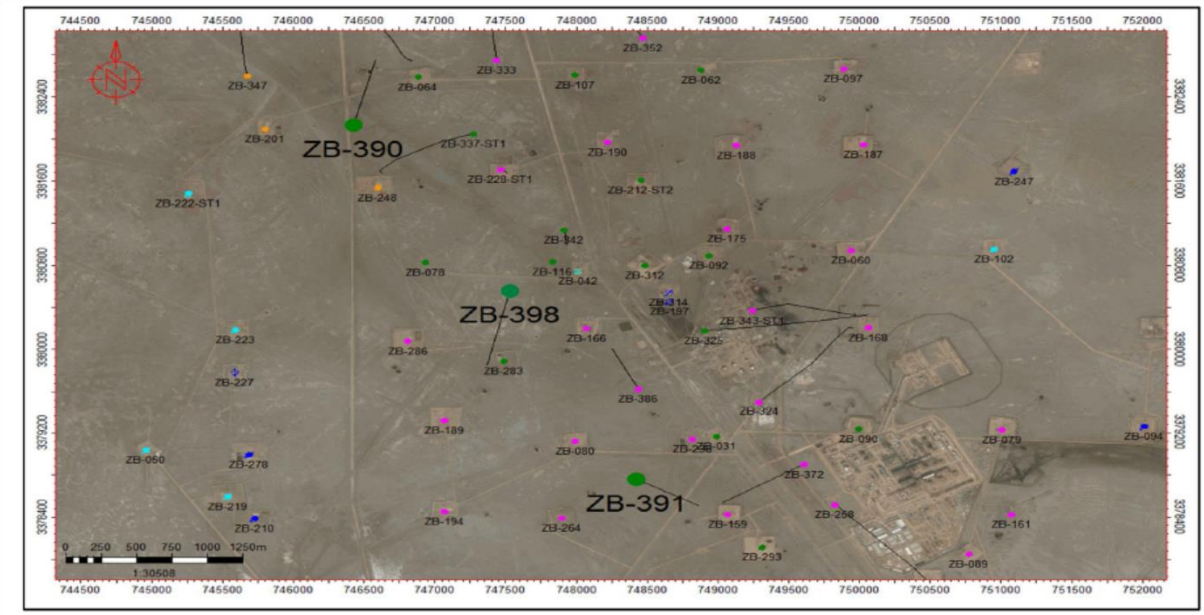


Fig.3.1 *Harta sondei ZB-398 Dir (AJ-22_3)*
și a celei mai apropiate DGS (DGS North) (obținută prin satelit)

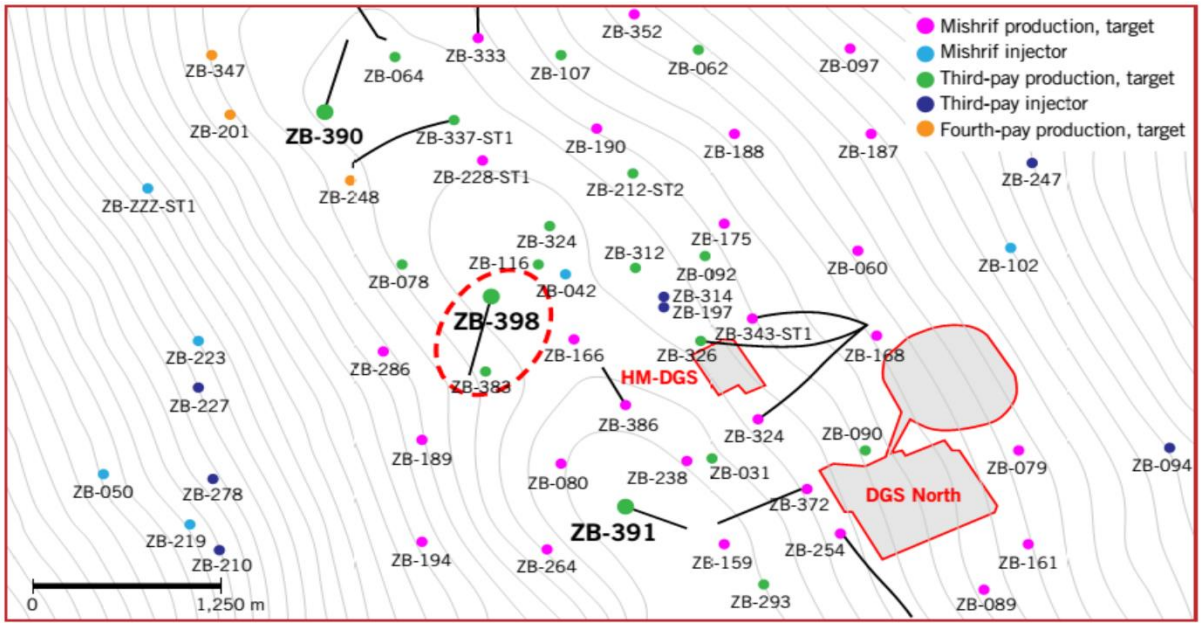


Fig.3.2 *Hartă structurală pentru zonele productive*
ale rezervorului și locația sondelor de referință.

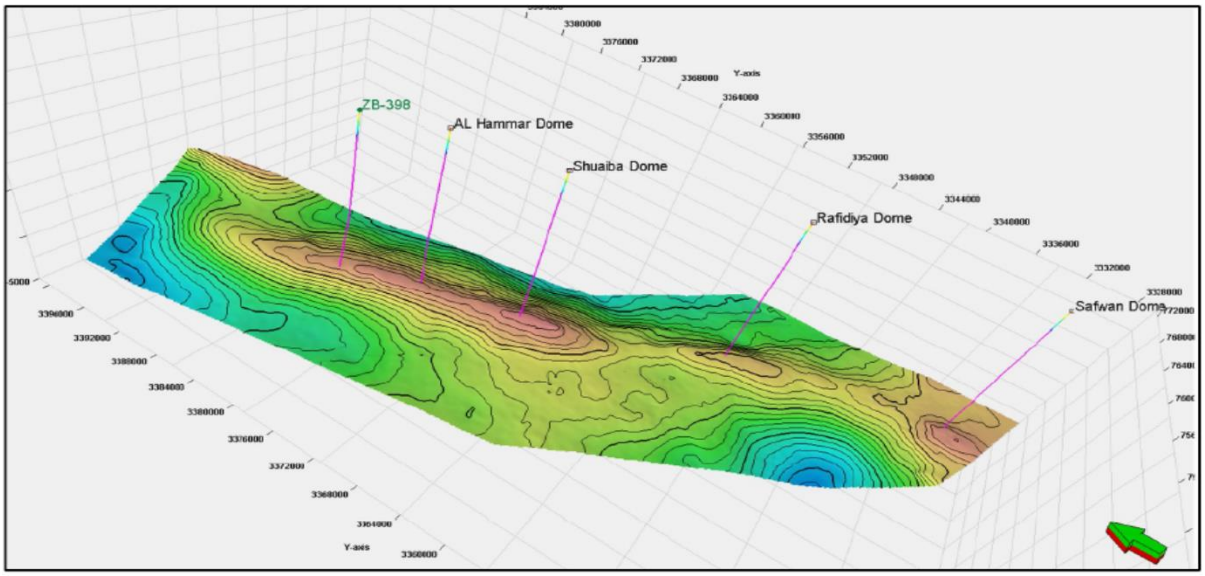


Fig.3.3 *Harta domurilor rezervorului și locația sondei ZB-398*

În rezervorul din zona productivă al celui de-al 3-lea rezervor Pay sondele de referință (pentru aprecierea producției din sonda ZB-398) sunt ZB-283, ZB-325, ZB-078, ZB-116 (extracție) ZB-278 și ZB-210 (injecție de apă). Pentru al 4-lea rezervor Pay, sonda de referință (pentru aprecierea producției din sonda ZB-385) este ZB-200.

Planurile de viitor ale companiei vizează creșterea producției și explorarea de noi zone. Prezentele planuri reprezintă o strategie de dezvoltare. Pentru creșterea producției de petrol din a 3-a zonă productivă sunt planificate să fie forate trei sonde de dezvoltare (actualmente sunt 14 sonde care produc din această zonă). Cele trei sonde care ar urma să fie forate se numesc ZB-390, ZB-391 și ZB-398. Operațiunile de foraj se vor desfășura prin diferite secțiuni, după cum urmează:

- Mișcarea instalației – R/U & Echipament de test,
- 23 in - Secțiune de gaură – Cursă & Set 18 ⅝ in - Coloană @ specificat TVD/MD,
- 17 ½ in - Secțiune de gaură – Cursă & Set 13 ⅜ in - Coloană @ specificat TVD/MD,
- 12 ¼ in - Secțiune de gaură – Cursă & Set 9 ⅝ in - Coloană @ specificat TVD/MD,
- 8 ½ in - Secțiune de gaură – Cursă & Set 7 in Liner @ specificat TVD/MD.

Situația geologică

a. Scopul sondei

Țintele ZB-398 Dir (AJ-22_3) vizează rezervoarele productive (al 3-lea și al 4-lea Pays) din partea de nord a șantierului. Cele mai apropiate sonde de ZB-398 Dir (AJ-22_3), în scopuri de corelare, sunt (v figurile 3.4 și 3.5):

- ZB-116 536 m NW
- ZB-312 1050 m W
- ZB-325 1580 m E
- ZB-342 1084 m N
- ZB-283 520 m N

Sonda este planificată a se fora deviat. Adâncimea totală așteptată este la 3662 m MD / 3495 m TVD /3482 m TVDSS, aproximativ 60 m MD în interiorul șistului argilos inferior Mbr.

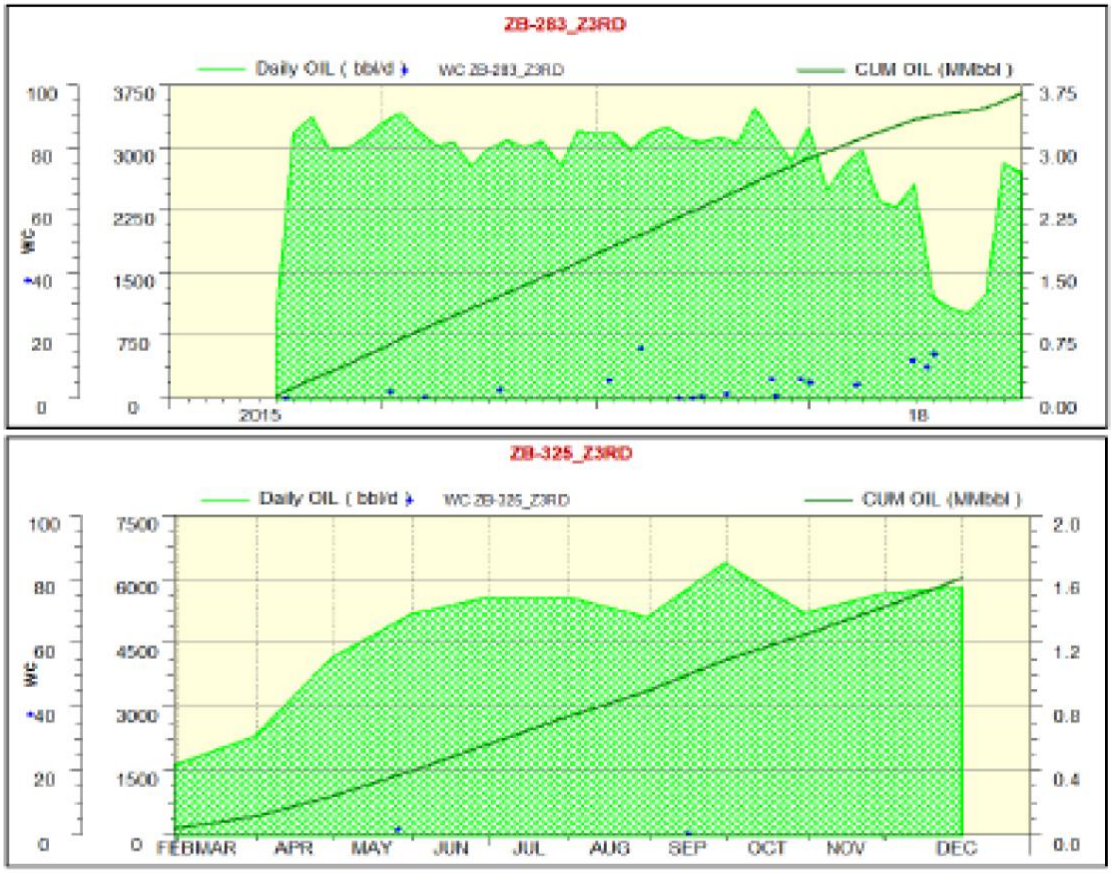
Prima țintă – stratul superior de gresie din al 3-lea Pay – este prognozată la adâncimea de 3334 m (MD / 3201 m TVD / 3188 m TVDSS). Proprietățile așteptate ale rezervorului:

- grosimea brută: 100 – 110 m, rapoarte N/G: 60 – 80%, porozitate: 16 – 20%;
- interval de permeabilitate: 100 – 200 cu vârfuri care pot depăși 1500 mD, interval de gravitație API: 30 – 36 cu GOR de 690 scf/stb.

A doua țintă – stratul inferior de gresie din al 4-lea Pay – este prevăzută la adâncimea de 3510 m (MD / 3358 m TVD / 3354 m TVDSS). Proprietățile așteptate ale rezervorului:

- grosimea brută: 70 m, rapoarte N/G: 30 – 40%, porozitate medie: 18%;
- permeabilitate aproximativă de 100 mD, cu vârfuri de aproximativ 500 mD, medie gravitațională API: 38°, cu GOR de 690 scf/stb.

Schemele sistemului de separare a condensului cu și fără răcire, prin absorbție în contracurent, sunt prezentate în figurile 3.4, 3.5 și 3.6.



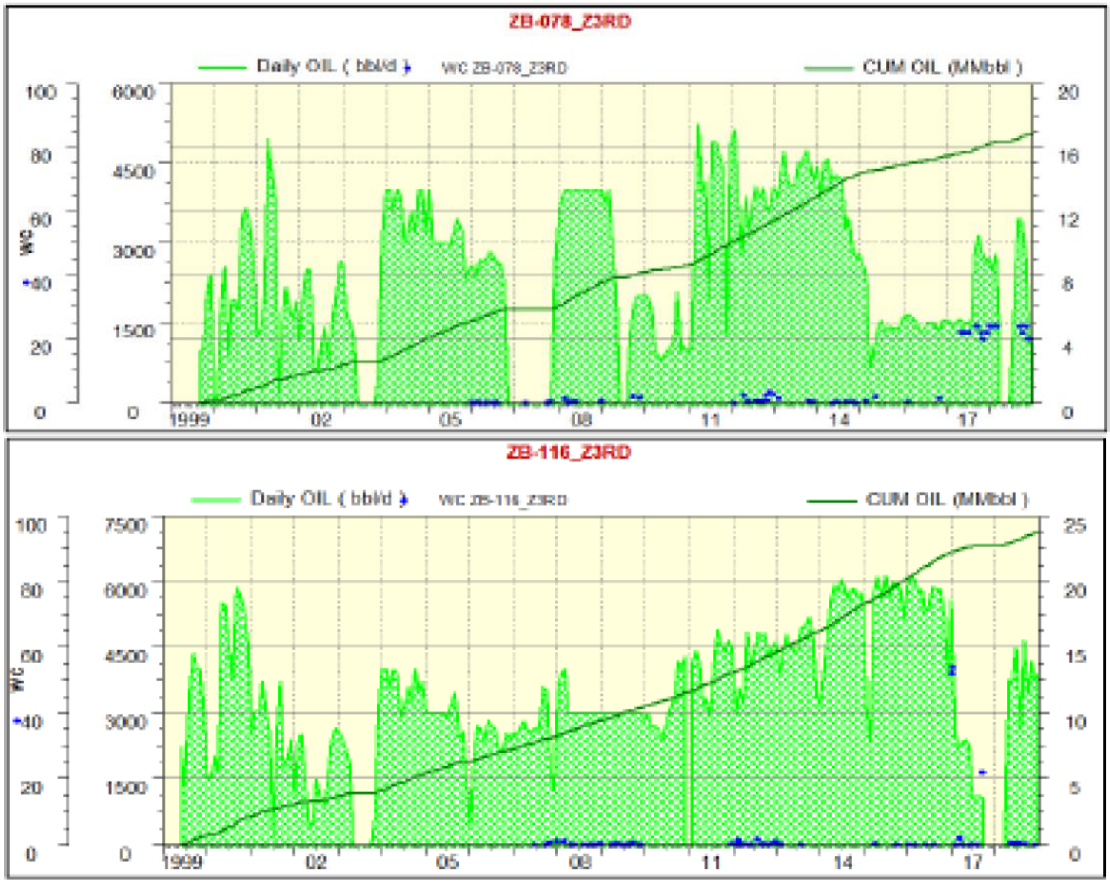


Fig.3.4. *Offset-ul performanței producției sondelor pentru rezervorul al 3-lea.*

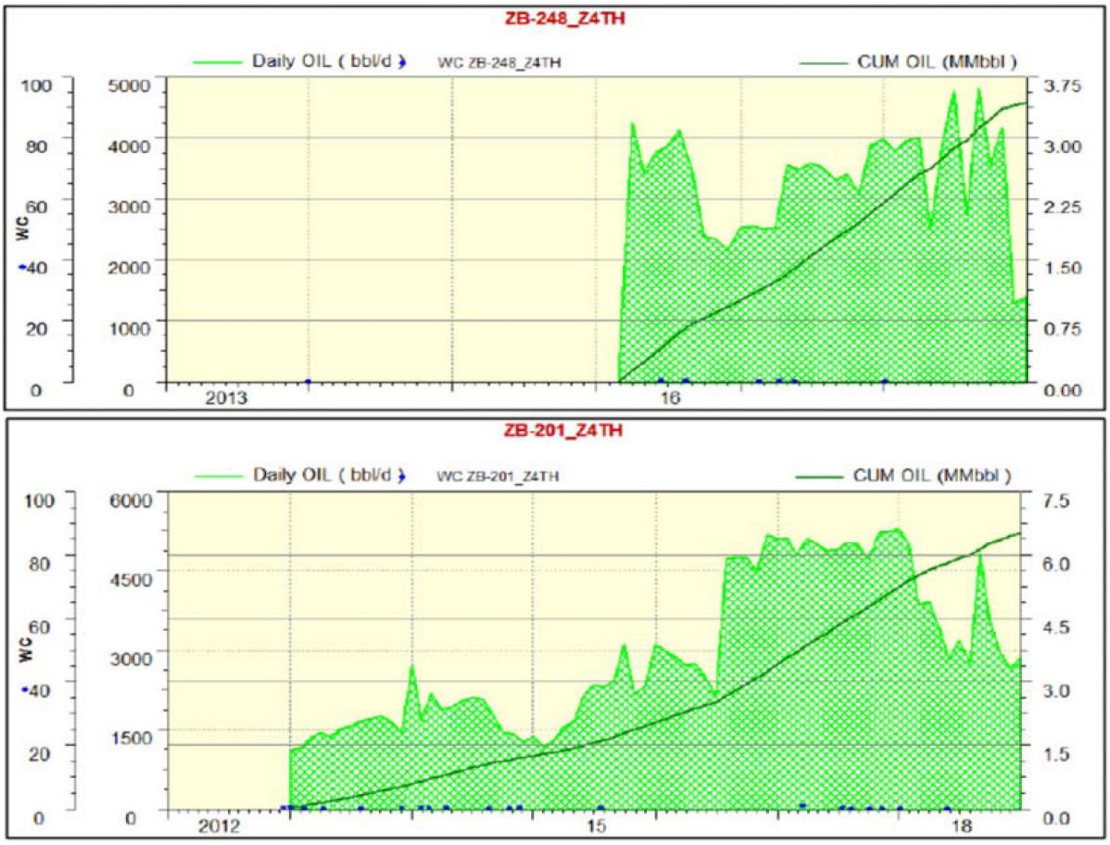


Fig.3.5 *Offset-ul performanței producției sondelor pentru rezervorul al 4-lea.*

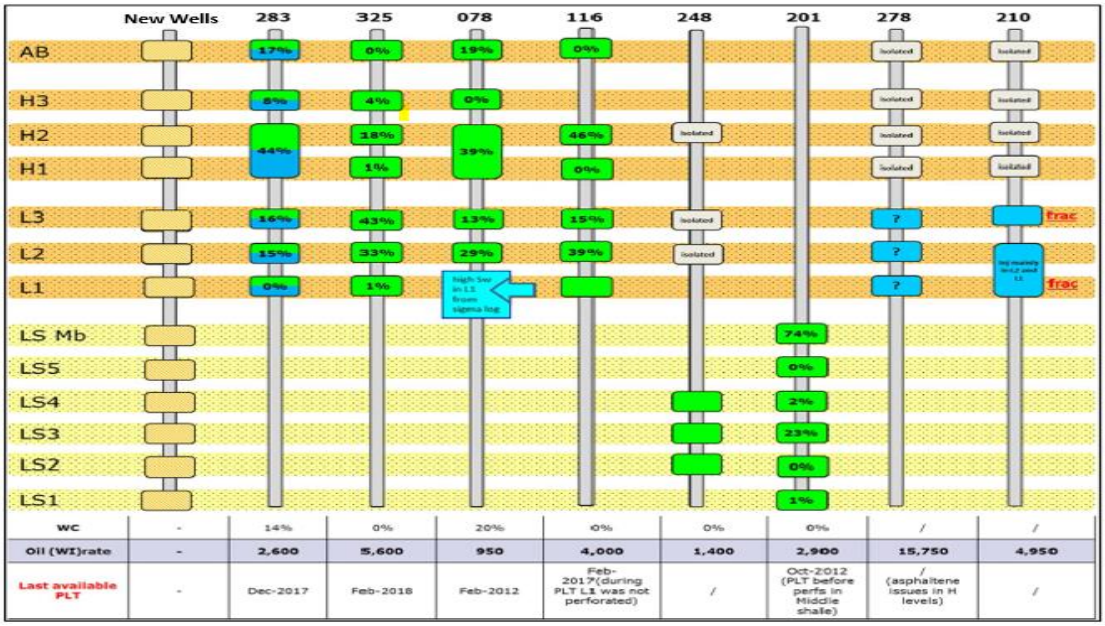


Fig.3.6. *Finalizări aproximative de sonde și performanțele de producție*.

b. Expectativă de producție

Rezervorul productiv din al 3-lea Pay

Sondele de referință pentru aprecierea producției din sonda ZB-398 Dir (AJ-22-3) (al 3-lea Pay) sunt ZB-283, ZB-325, ZB-078, ZB-116 (extracție petrol și gaxe) și ZB-278, ZB-210 (injecție de apă).

ZB-283 este în prezent finalizat în NF și produce 2600 bpd cu 14% WCT pe baza evaluării potențiale din decembrie 2018. Sonda este perforată în USS Mb, toate nivelurile H și L (USS Mb, H3, H2, H1, L3, L2 și L1). Ultimul PLT disponibil a fost realizat în decembrie 2017 și a evidențiat H2 și H1 ca principale puncte de intrare (44% producție dintr-un singur set de perforare pe stratul H2 și H1) pentru producția de lichide. Nu a fost prezentă apă în timpul PLT din decembrie 2017.

ZB-325 este în prezent deschis în finalizarea NF și produce 5600 bpd, cu 0% WCT, pe baza ultimei evaluări potențiale din decembrie 2018. Sonda este perforată în USS Mb, la toate nivelurile H și L (H3, H2, H1, L3, L2 și L1). Ultimul PLT disponibil a fost realizat în februarie 2018 și a evidențiat că 76% din producția totală provenea din straturile L3 (33%) și L2 (43%).

ZB-078 produce în prezent 950 bpd cu 20% WC în debit natural de la ultima evaluare potențială din decembrie 2018. Sonda este perforată în toate straturile (USSMb, H3, H2, H1, L3, L2) cu excepția stratului L1. Sonda a fost finalizată inițial ca al 3-lea producător prin tubing, și ca producător Mishrif prin coloana de exploatare. Ultimul PLT disponibil a fost efectuat în februarie 2012 și a evidențiat o posibilă comunicare între coloana de exploatare și tubing, precum și următoarele contribuții: AB (19%), H2/H1 (34%) și L2 (29%) (ca puncte de intrare principale pentru producția de țiței). O reparație vizând integritatea sondei a fost efectuată în ianuarie 2018, iar achiziția *log*-ului *sigma* a făcut parte din WO pentru a evalua saturația la nivelurile H și L pentru oportunitatea de extindere reper/ perforatură. Extensia perforației în stratul L1 a fost anulată din cauza saturației mari cu apă din interpretarea *log* ului *sigma*.

ZB-116 - produce în prezent 4000 bpd fără apă, cu un ansamblu ESP din ultima evaluare potențială din decembrie 2018. În prezent, sonda este perforată în toate straturile (USSMb, H2, H1, L3, L2), cu excepția stratului H3. Conform PLT înregistrat în februarie 2017, cea mai mare parte a producției provine din stratul H2 (~46%), L2 (~39%). Acest PLT din februarie 2017 a fost efectuat înaintea unui job WO din noiembrie 2017. Nu este disponibil niciun PLT în configurația actuală a sondei. O reparație pentru integritatea sondei a fost efectuată în noiembrie 2017 (înainte ca sonda WO să fie în flux natural, producând 1100 bpd cu 0% WC). În timpul WO din noiembrie 2017, au fost efectuate operațiuni suplimentare pentru a evaluarea evoluției saturației în al 3-lea nivel. Pe baza rezultatelor obținute cu *log*-ul *sigma*, perforațiile au fost extinse la nivelurile H1 și L1 cu 1,5 și, respectiv, 6,5 m. De asemenea, nivelurile existente (USSMb, H2/H1, L3 și L2) au fost reperforate. După operațiunile PO, ESP a fost instalat în sondă. Principalul rezultat al activității de reperforare și perforare-extensie a fost acela că PI-ul sondei a crescut de la 7 bbl/d/psi la 18 bbl/d/psi împreună cu creșterea presiunii statice de la 3080 psi@2017, față de 2960 psi @2015 vs. 3040 psi@2013.

Prin sonda **ZB-278** se injectează, în prezent, aproximativ 15.750 bwpd pe baza ultimei evaluări potențiale din decembrie 2018. Sonda este perforată în prezent în toate straturile L (L3, L2 și L1). Nu este disponibil ILT după izolarea straturilor H și USSMb pentru a aloca ratele de injecție. Sonda a fost închisă din noiembrie 2017, din cauza lipsei de injectivitate (prezență confirmată de asphaltene în straturile H). În octombrie 2018 a fost efectuată o reparație pentru a izola straturile USSMb și H. După WO și o stimulare cu acid, indicele de injectivitate al sondei a crescut la 7,2 bwpd/psi w.r. t IT + PT în septembrie 2016 (3,3 bwpd/psi).

Prin sonda **ZB-210** se injectează, în prezent, aproximativ 4.950 bwpd (pe baza ultimei evaluări potențiale din decembrie 2018). Sonda este perforată în prezent în toate straturile L (L3, L2 și L1). În februarie-2015, nivelurile de H au fost izolate în această sondă și a fost efectuată o operație de fisurare în timpul WO, în straturile L. Nu este disponibil niciun ILT pentru a aloca ratele de injecție în configurația curentă a sondei.

Rezervorul productiv din al 4-lea Pay

Sonda de referință pentru așteptarea producției din rezervorul al 4-lea, pentru ZB-385 Dir (AL-28-3), este ZB-200.

ZB-248 este în prezent deschisă cu finalizarea NF, și produce aproximativ 1400 bpd cu 0% WCT pe baza ultimei evaluări potențiale din decembrie 2018. A fost efectuată o stimulare cu acid de nămol, dar testul sondei a arătat BSW ~ 80% cu curgere intermitentă. Din acest motiv, s-a decis achiziționarea unui gradient static în al 3-lea Pay și apoi abandonarea temporară a acestuia pentru deschiderea al 4-lea (testat deja în faza de foraj în 2013). Nu este disponibil niciun PLT pentru a efectua alocarea producției pe strat.

ZB-201 este deschis în prezent cu finalizarea NF, și produce aproximativ 2900 bpd cu 0% WCT pe baza ultimei evaluări potențiale din noiembrie 2018. Sonda a fost perforată inițial la toate nivelurile celui de-al 4-lea Pay. În iulie 2016, perforațiile au fost extinse în formațiunea medie de șist, adăugându-se la producția totală aproximativ 2500 bpd. Ultimul PLT disponibil a fost înregistrat în octombrie 2012, înainte de extinderea perforațiilor în zona mediu de șist.

Acesata a evidențiat LSS Mb ca fiind principalul punct de intrare în producție (74%). Se așteaptă ca sonda să producă aproximativ 2000 bopd, numai din al 4-lea Pay, pe baza analizei sondei vecine.

Coloana litostratigrafică

Coloana litostratigrafică aferentă sondei ZB-398 Dir (AJ-22_3) este prezisă pe baza informațiilor disponibile din cele mai apropiate sonde (tabelul 3.1 și figurile 3.7, 3.8) și a modelului static al rezervorului.

ZB-398 Dir (AJ-22_3) Sonda, TD a fost instalată la aproximativ 60 m MD sub partea de jos a celui de-al 4-lea Pay, în partea inferioară a stratului cu șist inferior Mbr. TD-ul sondei s-ar putea schimba dacă adâncimea rezervorului este diferită de prognoza în timpul forajului.

Tabelul.3.1 **Formațiunile așteptate la adâncimi superioare**

Formaţiune	MD RTE (m)	TVD RTE (m)	TVDSS (m)	Incertitudine (m)	Litologia
Dibdibba	Suprafaţă	Suprafaţă	Suprafaţă		Gresie, argilă, nisip și pietriș
Lower Fars	376.62	376.62	364	20	Marnă - Anhidrit - Calcar -Gips
Abu Ghar	583.62	583.62	571	20	Nisip și pietriș, gresie, argilă și calcar
Dammam	707.62	707.62	695	20	Dolomită
Rus	928.62	928.62	916	20	Anhidrit și dolomit
Umm-Er Radhuma	998.62	998.62	986	20	Dolomit și anhidrit
Tayarat	1,476.62	1,476.62	1,464.00	20	Șisturi bituminoase și dolomit
Shiranish	1,666.62	1,666.62	1,654.00	20	Marnă și calcar argilos
Hartha	1,764.62	1,764.62	1,752.00	20	Dolomit și calcar argilos
Sadi	1,918.62	1,918.62	1,906.00	20	Calcar cretos și calcar argilos
Tanuma	2,145.95	2,137.62	2,125.00	20	Sist
Khasib	2,175.00	2,163.62	2,151.00	20	Calcar și calcar argilos
Mishrif	2249	2230.62	2218,00	10	Calcar cretos
Rumaila	2,414.12	2,377.62	2,365.00	10	Calcar argilos
Ahmadi	2,500.16	2,454.62	2,442.00	20	Șist gri închis cu calcar, șis gri compact
Mauddud	2,662.19	2,599.62	2,587.00	20	Calcar bej maro, poros detritic
Nahr Umr	2,817.51	2,738.62	2,726.00	20	Șist negru fisionabil cu calcar cenușiu șistos compact
Shuaiba	3,161.67	3,046.62	3,034.00	20	Calcar cretos
șist superior Mbr	3,214.19	3,093.62	3,081.00	10	Sist, negru, gri, fisil
Gresie superioară (productiva a 3-a)	3,333.75	3,200.62	3,188.00	10	Gresie fină, friabil granulat
Sist mediu Mbr	3,456.66	3,310.62	3,298.00	10	Sist, negru, fisil
Gresie inferioară (productiva a 4-a)	3,509.18	3,357.62	3,345.00	10	Gresie fină, friabil granulat
Șist inferior Mbr	3,601.00	3,440.00	3,428.00	10	Șist negru, fisil

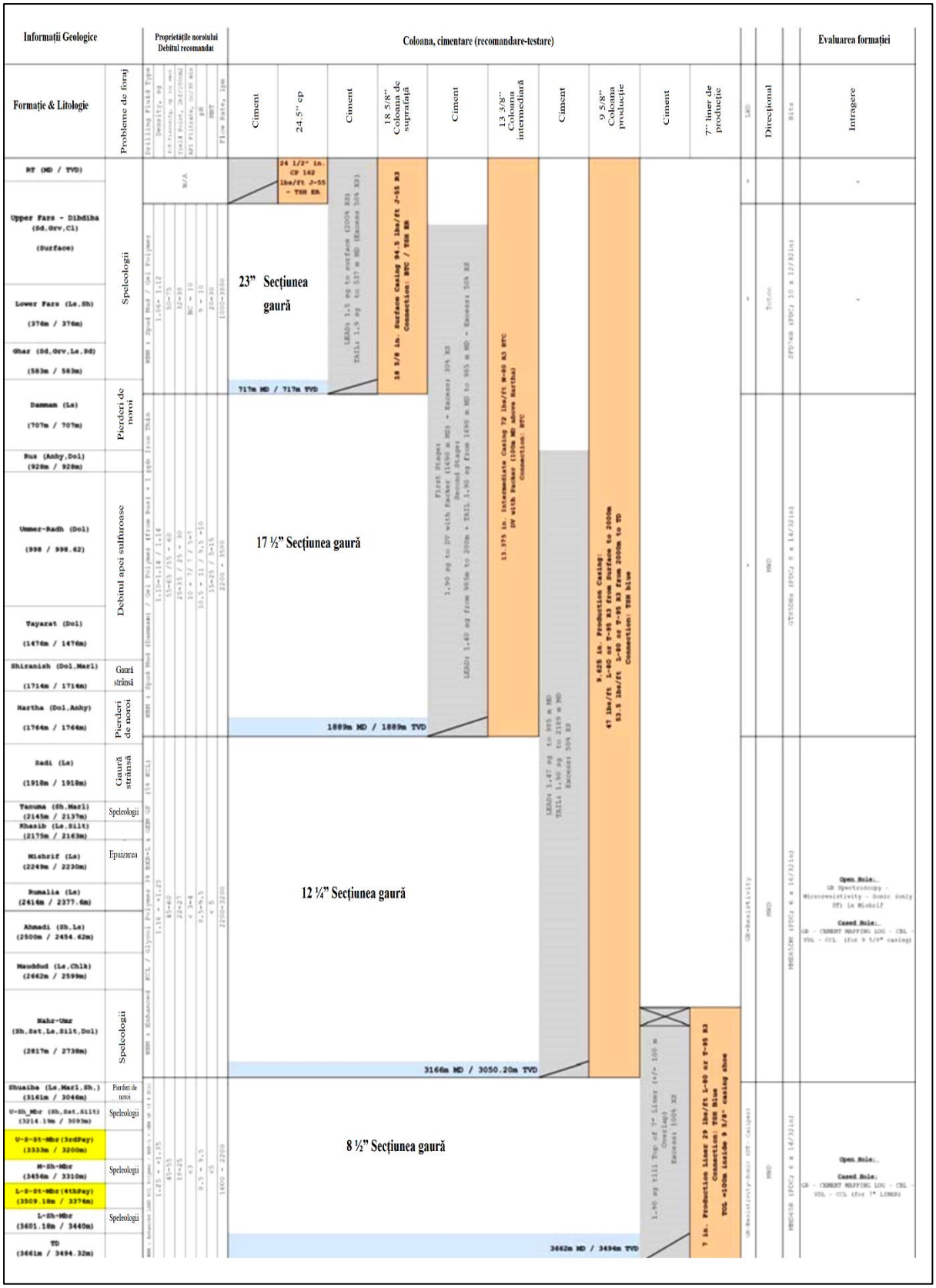
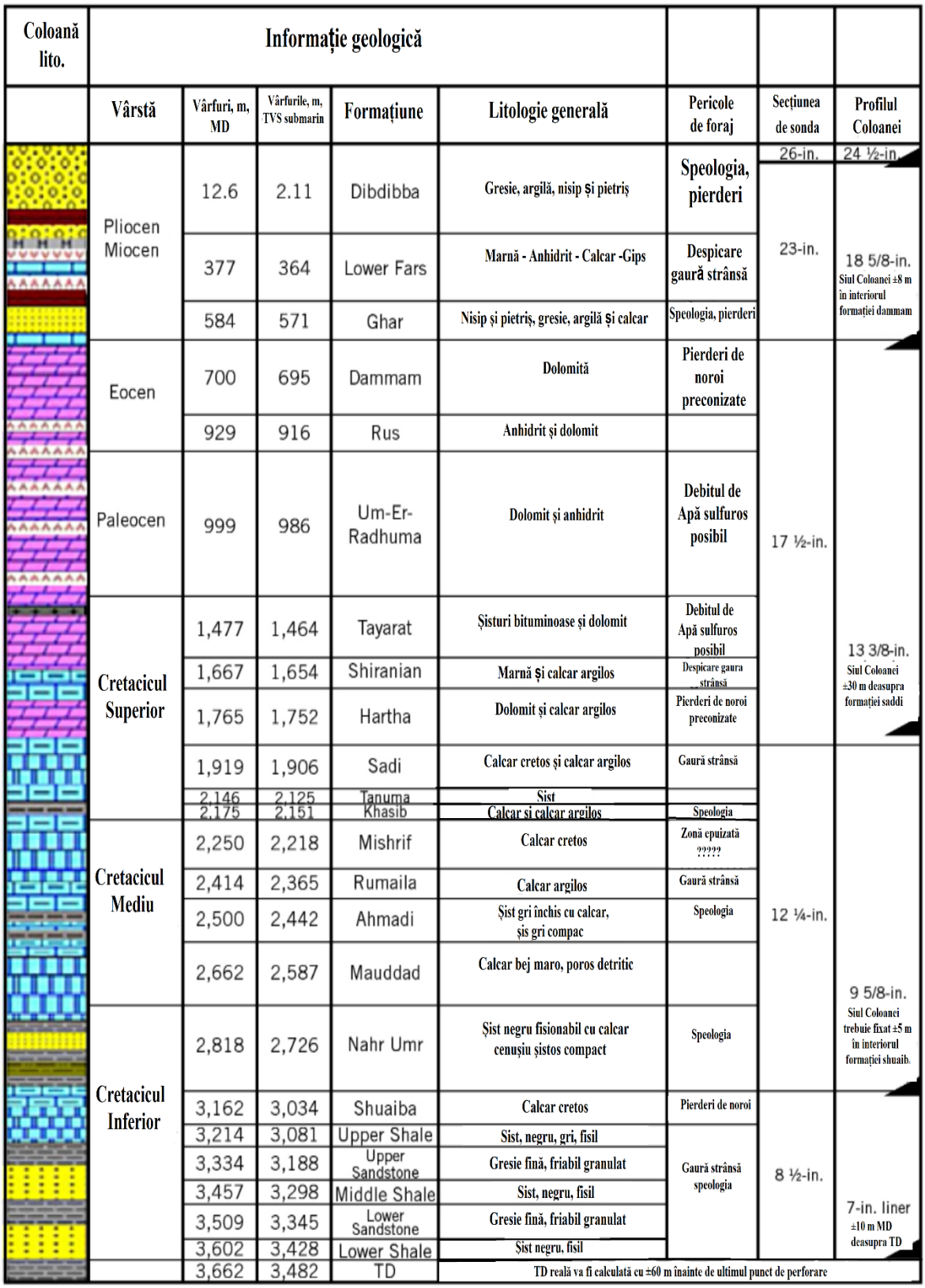


Fig.3.7. *Schema programului de construcție.*



Coloană lito.	Informație geologică							
	Vârstă	Vârfuri, m, MD	Vârfurile, m, TVS submarin	Formațiune	Litologie generală	Pericole de foraj	Secțiunea de sonda	Profilul Coloanei
	Pliocen Miocen	12.6	2.11	Dibdibba	Gresie, argilă, nisip și pietriș	Speologia, pierderi	26-in.	24 ½-in.
		377	364	Lower Fars	Marnă - Anhidrit - Calcar -Gips	Despicare gaură strânsă	23-in.	18 5/8-in. Siul Coloanei ±8 m in interiorul formației dammam
		584	571	Ghar	Nisip și pietriș, gresie, argilă și calcar	Speologia, pierderi		
	Eocen	700	695	Dammam	Dolomită	Pierderi de noroi preconizate	17 ½-in.	
		929	916	Rus	Anhidrit și dolomit			
	Paleocen	999	986	Um-Er-Radhuma	Dolomit și anhidrit	Debitul de Apă sulfuros posibil		
	Cretacicul Superior	1,477	1,464	Tayarat	Șisturi bituminoase și dolomit	Debitul de Apă sulfuros posibil		13 3/8-in. Siul Coloanei ±30 m deasupra formației saddi
		1,667	1,654	Shiranian	Marnă și calcar argilos	Despicare gaura strânsă		
		1,765	1,752	Hartha	Dolomit și calcar argilos	Pierderi de noroi preconizate		
		1,919	1,906	Sadi	Calcar cretos și calcar argilos	Gaură strânsă	12 ¼-in.	
		2,146	2,125	Tanuma	Șist			
		2,175	2,151	Khasib	Calcar și calcar argilos	Speologia		
	Cretacicul Mediu	2,250	2,218	Mishrif	Calcar cretos	Zonă epuizată ?????		
		2,414	2,365	Rumaila	Calcar argilos	Gaură strânsă		
		2,500	2,442	Ahmadi	Șist gri închis cu calcar, șis gri compac	Speologia		
		2,662	2,587	Mauddad	Calcar bej maro, poros detritic			9 5/8-in. Siul Coloanei trebuie fixat ±5 m în interiorul formației shuaib.
	Cretacicul Inferior	2,818	2,726	Nahr Umr	Șist negru fisionabil cu calcar cenușiu șistos compact	Speologia		
		3,162	3,034	Shuaiba	Calcar cretos	Pierderi de noroi	8 ½-in.	
		3,214	3,081	Upper Shale	Șist, negru, gri, fisil	Gaură strânsă speologia		
		3,334	3,188	Upper Sandstone	Gresie fină, friabil granulat			
		3,457	3,298	Middle Shale	Șist, negru, fisil			
		3,509	3,345	Lower Sandstone	Gresie fină, friabil granulat			7-in. liner ±10 m MD deasupra TD
		3,602	3,428	Lower Shale	Șist negru, fisil			
		3,662	3,482	TD	TD reală va fi calculată cu ±60 m înainte de ultimul punct de perforare			

Fig.3.8. *Coloana litostratigrafică pentru șantierul Zubair.*

3.2. Planuri de dezvoltare viitoare

Șantierul Al-Zubair este cunoscut mai ales sub numele de Az-Zubayr. Este una dintre cele mai mari zone din lume și a fost descoperită de Basrah Petroleum Company, o rudă a Irak Petroleum Company, în 1949. Are 4,5 miliarde de barili (~$6{,}1\times10^{8}$ t), iar actualmente produce 195 mii barili pe zi ($31{,}0\times10^{3}$ m3/zi). În prezent, ENI deține o participație de 41,56%, urmată de Kogas, din Coreea de Sud, cu 23,75%, Basra Oil Co., deținută de stat, cu 29,69% și o altă companie de stat, cu 5% [230]. Contractul de îmbunătățire a fost acordat unui consorțiu condus de Eni (32,81%) cu Occidental Petroleum Organization (23,44%), Korea Gas Enterprise (18,75%) și Missan Oil Company, administrată statul irakian (25%)). Prin programul de extindere a câmpului, se preconizează că generarea va atinge un nivel de 1,125 milioane de barili pe zi ($178{,}9\times10^{3}$ m3/zi) [231].

Fiecare companie are propriile planuri de performanță viitoare pentru a-și păstra poziția pe piața competitivă a industriei petroliere. Aceste planuri de viitor sunt împărțite în planuri de creștere a producției și planuri de explorare a noi domenii. Planurile prezente pentru compania reprezintă o strategie de dezvoltare. Pentru a crește producția de petrol din zona a 3-a a lacului de acumulare Zubair, trebuie forate trei sonde de dezvoltare. Există 14 sonde care produc din zona a 3-a. Cele trei sonde, care vor fi forate, se numesc ZB-390, ZB-391 și ZB-398.

a. Locația zonei de studiu

Șantierul Zubair se găsește la aproximativ 20 km sud-vest de orașul Basra, la sud de Irak. Poziția șantierului este între (47° 32’ – 47° 45’), domeniul de aplicare (30° 42’ – 30° 05’) longitudine, așa cum apare în figura 3.9 (a, b și c), acoperind un interval de aproximativ 1170 km^2.

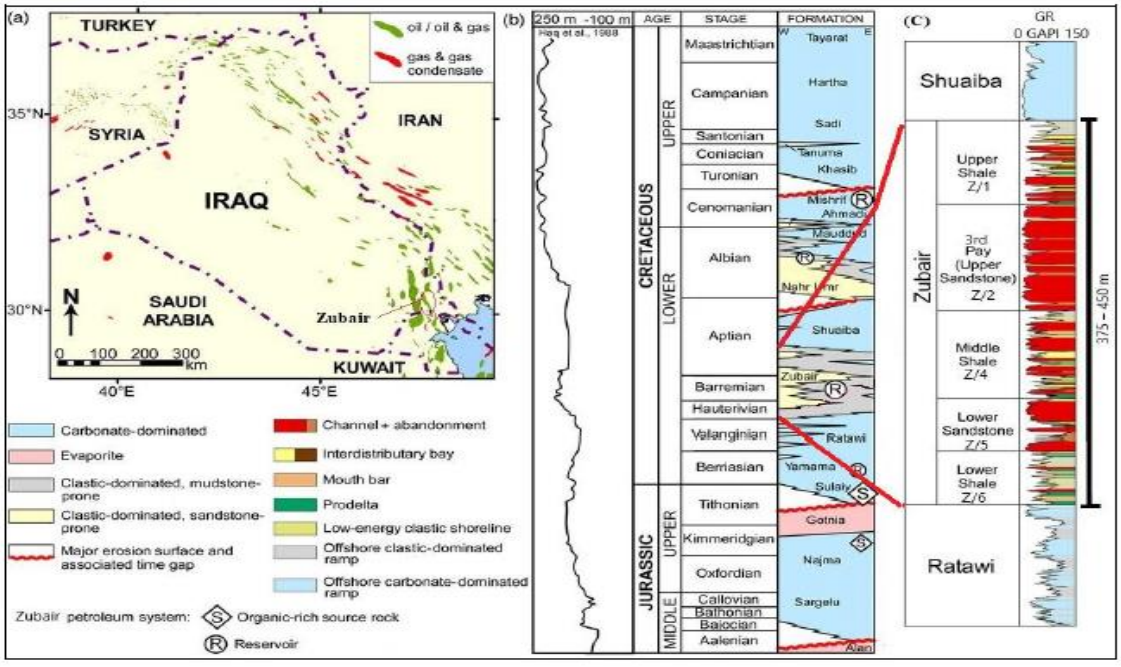


Fig.3.9. *Localizarea și stratigrafia zonei de studiu* (after Wells et al., 2017) [232]

Cele trei repere din figura 3.9 se referă la: a) Harta de locație care arată zăcământul de petrol din Zubair; b) Coloana stratigrafică din Jurasicul mijlociu până la Cretacicul superior din SE Irakului, alături de o curbă relativă globală a nivelului mării; c) Tipul sondei din sudul Zubairului, cu subdiviziunile stratigrafice și asociațiile cheie de facies.

Se mărginește la nord cu zăcământul petrolifer Nahran Ummr, la vest cu zăcământul petrolifer Rumaila, iar la sud cu granița Kuweit – Irak, așa cum apare în figura 3.10 (A și B).

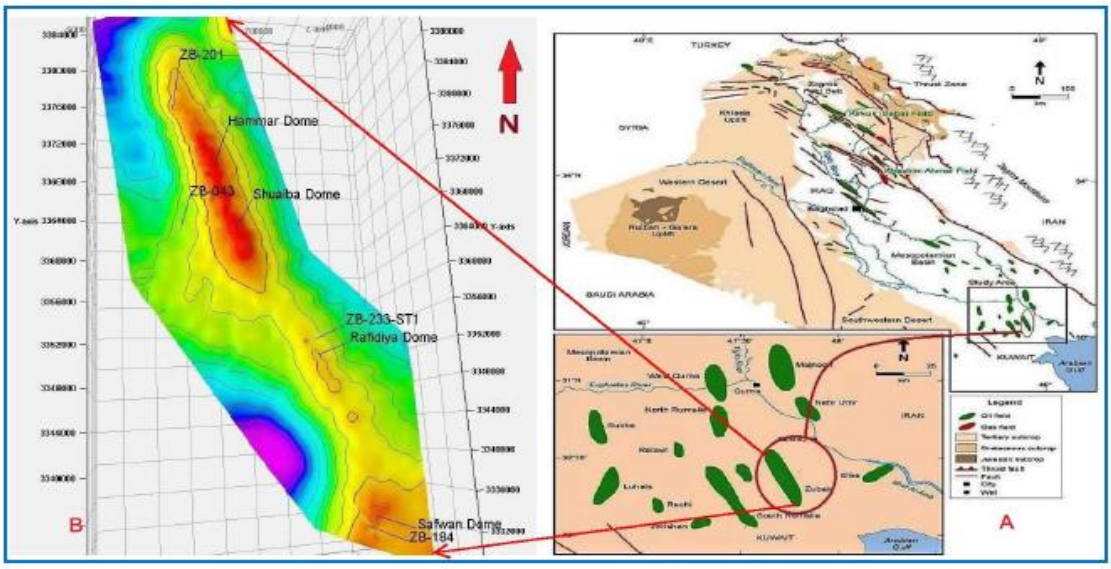


Fig.3.10. *(A) Harta de locație a zăcământului de petrol Zubair; (B) Harta structurală (gresie superioară) din zăcământul Zubair.*[233]

b. Situația geologică

Șantierul Zubair se găsește în interiorul bolului înclinat al extinderii Mesopotamiane, fiind în acord cu diviziunile structurale ale Irakului [234]. Gama mesopotamiană conține [235] trei subzone: Eufrat, Tigru și subregiunea Zubair. Zona ponderală se găsește în interiorul semizonei Zubair, care a fost numită de grupul irakiano-sovietic, în 1979, zona Basrah.

Sub-domeniul Zubair este caracterizat a fi instabil structural, din trei motive principale: impactul dezvoltării orogenice, emisia rocilor de bază și tectonica sărurilor. Acești trei factori sunt, de obicei, importanți, împreună, în amenajarea structurilor subterane, fiecare dintre ei putând acționa pentru a-l fortifica pe celălalt.

Rocile de bază de sub traseul al-Zubair sunt împărțite în trei subblocuri, iar piața auxiliară de sud, aflată sub linia Basra, se amplifică în Kuweit și Arabia Saudită [236].

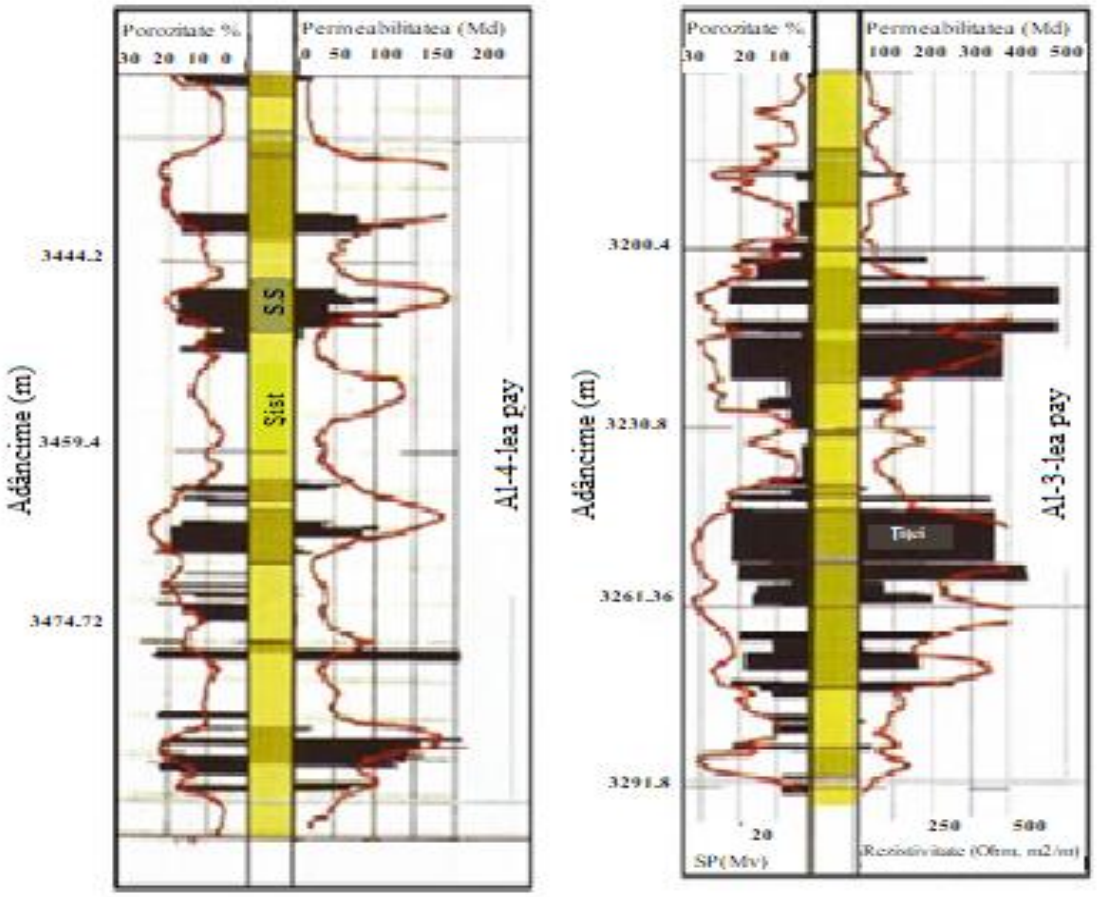
c. Structura Zubair

Structura Zubair este împărțită în cinci părți: partea inferioară de sist, partea inferioară de gresie, partea medie de șist, partea superioară de gresie și partea superioară de sist (tabelul 3.2) [237]. Mai mult, reprezintă *furnizorul* primar de petrol și gaze al majorității zonelor petrolifere din sud, cu grosimi nete de 150–250 m și 90–170 m. Producția de hidrocarburi din Aranjamentul Zubair provine din patru zone productive (figura.3.11) [238, 239].

Tabelul. 3.2. **Componentele formațiunii Zubair din sudul de Irakului.** [240]

Formaţiunea	Componenta	Grosimea, m	Litologia
ZUBAIR	Partea superioară de șist Z/1	85 – 95	Șist cu două unități de gresie (conțin o cantitate secundară de șist)
	Partea superioară de nisip Z/2	95 – 110	Gresie cu cantități reduse de șist
	Partea medie de șist Z/4	65 – 75	Șist negru cu cantitate mici de gresie
	Partea inferioară de nisip Z/5	50 – 60	Gresie fină până la foarte fină, cu cantități reduse de șist
	Partea inferioară de șist Z/6	60 – 70	Fisil, șist gri spre negru cu zonă de gresie

Mai exact spus, producțiile majore de petrol provin din cretacicul inferior, în succesiuni profunde cu investigațiile de litologie, rezistivitate (convertită în permeabilitate) și SP (transformată în porozitate) (fig. 3.11).



a. b.

Fig. 3.11. *Rezervorul Zubair din sudul Irakului*:
a) al-4-lea Pay din șantierul Zubair;
b) al-3-lea Pay din șantierul Zubair.

Din punct de vedere istoric, peste 90% dintre problemele legate de sondele din cadrul Aranjamentului Zubair se datorează insecurității acestora. E vorba de fragilitatea sondei, prăbușiri de gaură, blocări ale materialului tubular etc., probleme care afectează, de multe ori substanțial, costurilor sondei, prin creșterea timpului neproductiv (NPT). Mai mult, aceste probleme pot fi accentuate de depășirea calității rocilor mai slabe, cum ar fi șisturile. În expansiune, fluidele de foraj pot *provoca* structura șisturilor prin modificări ale proprietăților porilor sau ale stării de împingere laterală, ori calitatea șistului prin interacțiunea acestuia cu fluidul. În continuare, caracteristicile și chimia noroiului joacă un rol deosebit de important în înțelegerea problemelor de fragilitate ale sondei [241].

Aranjamentul structural Zubair cuprinde aproximativ 55% șist, care cauzează aproape 70% din problemele de sondă ca urmare a incongruențelor dintre lichidele de foraj și formațiunile de șist. Cel mai obișnuit aranjament pentru fragilitatea șisturilor privește planul și alegerea potrivită a lichidelor penetrante. Înțelegerea interacțiunii dintre lichidele penetrante și șist reprezezintă o provocare continuă din cauza complexității și varietății fizice și chimice din aranjamentele de șist [241].

Cele mai importante rezultate corespund aranjamentelor structurale ale zonelor petrolifere din sudul Irakului. Faris, Mishrif ș.a. [242] au clarificat toate problemele apărute în cadrul puțurilor contrabalansate sau problemele posibil să apară din alte cauze potențiale, astfel ca economiile de timp obținute să fie substanțiale, iar pierderile bugetare minime [243].

În plus, problema vibrațiilor legate mai ales de cuplul de rotație, duritatea aranjamentului, structura de tăiere, planurile de tăiere ș.a. este mereu și mereu în atenția cercetătorilor. Ca să nu mai vorbim de rezistența la uzură, tipul sapei, rezistența la abraziune etc. [244].

CAPITOL IV
ASPECTE PRIVIND TEHNICILE DEZVOLTATE ȘI SOLUȚIILE DE ANALIZĂ A STABILITĂȚII SONDELOR VERTICALE ȘI DIRECȚIONALE DIN ȘANTIERELE IRAKIENE

4.1. Îmbunătățirea stabilității sondelor de foraj din șantierul Zubair pe baza studiilor de laborator și a analizei datelor *offset*

Planurile de dezvoltare viitoare sunt stabilite, de multe ori, în timpul producției. Aceste planuri includ repararea sondelor, îmbunătățirea rezervoarelor sau dezvoltare și forarea de noi sonde în vederea creșterii producției. Prin urmare, obiectivul principal al acestei secțiuni este de a îmbunătăți stabilitatea sondei și de a propune practici speciale de foraj, bazate pe date *offset*, pentru forarea noilor sonde de dezvoltare a în șantierul Zubair, fără probleme de instabilitate.

Se au în vedere, în primul rând, aspectele de ansamblu ale câmpului petrolifer, inclusiv coloana geologică, locațiile sondelor, hărțile de contur, producția sondelor ș.a. Apoi, sunt analizate complet datele sondelor *offset*. S-a constatat că problema majoră pentru sondele compensate Zubair o reprezintă pierderea circulației în formațiunile Mishrif, Dammam, Hartha și Shuaiba. Materialele de circulație, în vederea combaterii pierderilor, sunt determinate pe baza lucrărilor de laborator și a analizei datelor. Pentru sondele noi sunt propuse profile de presiune adecvate și cele mai bune practici de curățare a găurilor.

Introducere

Sondele de dezvoltare sunt executate pentru a spori productivitatea șantierului petrolifer. Prin urmare, datele de foraj ale sondelor *offset* trebuie colectate pentru a fi verificate și analizate. După aceea, planurile de producție și strategia de dezvoltare sunt, evident, determinate.

Importanța datelor sondelor *offset* apare în timpul forării noilor sonde de explorare sau de dezvoltare. Adams [245] a prezentat pentru companie două strategii diferite, despre modul în care datele *offset* influențează performanța și operațiunile de foraj. Valorificarea la maximum a datelor din sondele *offset* a fost una dintre cele două abordări..

Pe baza datelor din sondele offset s-a stabilit stratigrafia coloanei geologice, tipul formațiuni, adâncimea straturilor productive, problemele specifice de foraj, operațiunile de foraj, profilurile de presiune, problemele de formațiune și stabilitate etc. Cu toate acestea, instabilitatea sondelor rămâne încă o problemă [246,247]. Apoi, stabilitatea sondei poate fi afectată și probleme complementare, precum pierderea circulației (LOC), materialele de circulație necesare (LCM) ș.a. Majoritatea modelelor de stabilitate ale sondei, pentru a face față pierderilor prin fisurare le-am prezentate anterior [247,248]. În plus, Halafawi și Avram [249, 250] au prezentat și identificat evaluarea riscurilor pentru problemele de foraj prin operațiuni cu studii de caz de teren. Pentru a gestiona pericolele potențiale și tot riscurile și sa

finalizeze cu succes sarcina într-un mod sigur, este esențial să înțelegem problemele, cauzele acestora și cum să anticipăm și să pregătiți remediile. Prin urmare, stabilitatea noilor sonde de dezvoltare Zubair este, de asemenea, necesară pentru a le fora în siguranță.

În acest capitol, sunt abordate activități complete de foraj pentru sondele din șantierul Zubair. Totodată, problemele majore ale forării sondelor sunt identificate, detectate și tratate.

Analiza datelor *offset* aferente șantierului Zubair

În tabelul 4.1 se prezintă analiza statistică a sondelor *offset* aferente șantierului Zubair, în ceea ce privește profilul sondei, timpul, tipurile de formațiuni, tipul de noroi și operațiunile corespunzătoare. Șantierul Zubair are o mulțime de sonde forate, dar sondele *offset* sunt selectate în zona în care vor fi executate noile sonde de dezvoltare pentru a analiza și evalua complet toate condițiile anticipate în timpul activităților viitoare de foraj.

Analizele prezintă fluidele de foraj utilizate, densitățile acestora, timpul de foraj, profilul sondei și problemele majore. Cele mai periculoase probleme apărute din datele *offset* sunt, așa cum am mai menționat, pierderea circulației și instabilitatea sondelor. E vorba, în principal, de formațiunile Dammam și Mishrif.

Tabelul 4.1. **Analiza sondelor *offset* cu privire la profil, timp, tipurile de formațiuni, tipul și operațiunile de noroi corespunzătoare acestora**

Sondele din Zubair	straturi	Profilul	Timpul de sonda (zile)	Noroi	Comentarii	Noroi	Comentarii	Noroi	Comentarii	Noroi	Comentarii
116	șist superior Mbr	Vertical	86	-	-	Spud Mud 1,07 – 1,10	20 in la 39m. Gaură de 17 ½ in la 717m. 13 3/8 in coloane la 715m. Nu au fost raportate probleme	FCL 1,10 - 1,17	12 ¼ in gaură la 1925m. 9 5/8 in coloane la 1923m. Pierderi observate în Dammam	FCL-Cl 1,17 - 1,25	8 ½ in gaură la 3341m. 7 in linear la 3339m. În timpul forajului Mishrif Fm. Lovitură observată(MW 1,17sg), sonda c cu MW la 1.25sg.
283	al 3-lea pay	Vertical	BKR: 27 HAL: 43	PHB 1,07 – 1,10	24 ½ in la 54m. 23 in gaură la 705m. 18 5/8 in coloane la 702 m. Nu există probleme	Polimer PHB & Polimer PHPA 1,10 - 1,13	17 ½ in gaură la 1943m. 13 3/8 in coloane la 1938m. Pierderi minore observate în Dammam. Lucrării de cimentare de 13 3/8 in coloane doua etapă s-au observat pierderi (200 bbl)	KCl / Polimer /Gem GP 1,14 - 1,23	12 ¼ in gaură la 3109m, 9 5/8 in coloane la 3104m. S-au găsit pierderi în Mishrif Fm, controlate cu 1xLCP (acid solubil)	KCl /Polimer/ Gem GP 1,28 - 1,29	8 ½ in gaură la 3347m. 7 in linear - 29 la 3342m. Nu există probleme
342	al 3-lea și al 4-lea pays	Deviat	42.21	Gel Polimer 1,08-1,12	24 ½ in la 54m. 23 in gaură la 718m. 18 5/8 in coloane la 714m. Nu există probleme	Gel Polimer 1,10 - 1,14	17 ½ in gaură la 1860m. 13 3/8 in coloane la 1855m. S-au observat pierderi prin infiltrații la Dammam formare.	KCl /Polimer/ Gem GP 1,14 – 1,30	12 ¼ in gaură la 3123m, 9 5/8 in coloane la 3118m. La formația Nahr Umr la 3062 m a fost observată lent ROP. POOH pentru a schimba sapa	KCl /Polimer/ Gem GP 1,30 – 1,99	8 ½ in gaură la 3580m. 7 in linear la 3565m. Nu există probleme
116	șist superior Mbr	Vertical	86			Spud Mud 1,07 – 1,10	20 in la 39m. Găuri de 17 ½ in la 717 m. 13 3/8 in coloane la 715m. Nu au fost raportate probleme.	FCL 1,10 - 1,17	12 ¼ in gaură la 1925m, 9 5/8 in coloane la 1923m. Pierderi observate în Dammam, controlate cu 3xLCP	FCL-Cl 1,17 - 1,25	8 ½ in gaură la 3341m. 7 in linear la 3339m. În timpul forajului Mishrif Fm. Lovitură observată (MW 1,17sg), sonda cu MW la 1.25sg
283	al 3-lea pay	Vertical	BKR: 27 HAL: 43	PHB 1,07 – 1,10	24 ½ in CP la 54m. 23 in gaură la 705m. 18 5/8 in coloane la 702m. Nu există probleme	Polimer PHB & Polimer PHPA 1,10 - 1,13	17 ½ in gaură la 1943m. 13 3/8 in coloane la 1938m. Pierderi minore observate în Dammam, Lucrării de cimentare de 13 3/8 in coloane , în a doua etapă s-au observat pierderi (200 bbl)	KCl /Polimer/ Gem GP 1,14 - 1,23	12 ¼ in gaură la 3109m 9 5/8 coloane la 3104m. S-au găsit pierderi în Mishrif Fm, controlat cu 1xLCP (solubil în acid)	KCI /Polimer/ Gem GP 1,28 - 1,29	8 ½ in gaură la 3347m. 7 in linear la 3342m. Nu există probleme

În tabelul 4.2 Enumeră câteva concluzii din studiul de caz.

Tabelul 4.2. **Cunoștințe acumulate**

Puţuri din Zubair	Secţiune	Strat	Detalii	Provocări	Impact	Efectele	Sugerare
328	12 ¼ in	Nahr Umr	În timpul forării, secțiunea de găuri de 12 ¼ in la 2944 m se blochează	MW scăzut de Nahr Umr Formare	Începeți să funcționeze granitura în timp ce crește treptat MW de la 1,22sg până la 1,25sg.	Obțineți o deplasare gratuită a ștergătoarelor efectuate, înlocuiți componentele BHA și continua forajului secțiunea de găuri de 12 ¼ in	Lecția aplicată învață despre campania anterioară și asigurați-vă că intrați în Nahr Umr cu minim 1,25 sg
328	8 ½ in	Superior Gresie	ROP scăzut în gresie superioară Fm folosind sapa PDC de 8 ½ in	Trail cursa cu același tip de biți de 8 ½ in și motor Geo Force de 7 in.	POOH la suprafață pentru a verifica sapa și sculele. Observați gradul prea plictisitor al sapei	Geoforce Motor rula ca un test în căutarea unei performanțe mai bune. Acest proces nu a adăugat valoare Operațiunilor	Continuați să utilizați motorul convențional de 7 in
337	23 in	-	După instalarea secțiunii A și Problemă observată DSA pentru N/U BOP; bobină distanțier prea lungă. Am instalat unul mai scurt. 3 ore NPT	Pregătirea locului de muncă.	S-a instalat o bobină distanțier mai scurtă.	Continuați cu activitățile planificate	Verificați adâncimea pivniței și capul sondei & măsurători BOP
337	8 ½ in	Zubair Fms	Setul rapid de ciment timp de 7 in Operațiuni de ciment LNR generatoare de presiune ridicată și deplasare parțială a ciment	A fost uitat să adăugați retarder la nămolul pe depus în timpul loc de munca	Am încercat să seteze și să elibereze căptușeala cuier, POOH la suprafață și instrument de fixare recuperat, umeraș pentru căptușeală și 12 jts de căptușeală de 7 in	A fost necesar să efectuați un Urmă laterală a Re-forată întreaga secțiune a găurii	A evaluat procedurile și proces de comunicare pentru a evita repetarea acestei situații.
337	TOATE	-	NPT excesiv din cauza reparatii instalatie Probleme	Reparatii instalatie nou în țară și în proiect. O mulțime de probleme apar odată ce instalația începe să foreze cu sarcina operațională completă	Toate problemele au fost rezolvate în timpul operatiile de foraj	Reparatii instalatie excesiv NPT în timpul primului sonda proiectului reparatii instalatie pentru ENI	Continuați să lucrați împreună cu antreprenorul reparatii instalatie pentru a obține o performanță excelentă pentru platformă. T-210
310	12 ¼ in	-	Fișa de la a doua etapă nu a fost lovită	Verificarea eficienței pompei de noroi a fost nu este condusă în mod corespunzător.	Volumul compresibilității pompei plus 10 bbl în plus. WOC timp de 6.25 ore până când cimentul a ajuns la 70 BB. Sângera depresiune – fără retur	Eficiența a scăzut cu 2-3% semnificație (827 bls * 0,03 = ~20 bls) ceea ce a făcut diferența să nu ciocniți ștecherul. Rezultatul a fost să WOC și mențineți presiunea în loc de lovirea ștecherului și închiderea porturi DVT	O eficiență adecvată a pompei de noroi testul trebuie făcut prin golire un rezervor complet și când pompare, direcție linie de întoarcere la goliți rezervorul și calculați randamentul pompei.

310	8 ½ in	Inferior șist	Garnitură RIH 7 in la 3440m, încercare pentru a începe spălarea observa presiune înaltă (ambalare tendinţă).	Stare gaura	POOH la 3385m, rotiți garnitură (10-15 rpm) restabiliți circulația cu 300 până la 900 LPM, SPP=750 psi. Căptușeală RIH 7 in până la adâncimea de întărire spălare cu 300 lpm	După stabilizarea circulației presiune, liner RIH 7 in spălare	liner RIH 7 in în spălarea OH jos
349	17 ½ in	Tayarat, Shiranish, Hartha	La baza UER, în timpul călătoriei ștergătoarelor, a decis POOH să iasă la suprafață și a schimbat sapa pentru a evalua performanța.	Scăzuta ROP în această secțiune în puțuri anterioare ale actualului campanie	Cursa un GT65Hs de 17 ½ in (6 lame) de la baza UER la TD al secțiunii	Sapa arată o performanță bună în timpul acestei formaţii și an grad acceptabil de plictisitor.	Evaluat într-o nouă cursa, încercați să finalizați o alergare pantof la pantof cu o performanță mai bună decât GTD85DHs (8 lame) sapei PDC.
349	12 ¼ in	Toata Sectiunea	După foraj și circulat în timpul curselor, s-au observat operațiuni de largitoare excesivă & corectare spatelui	Gaură strânsă, probleme de stabilitate.	Instrument folosit pentru corectare *Dog Leg* în 12¼ in BHA	corectare DL Reduce semnificativ largitoare spatelui în timpul deplasărilor ștergătoarelor în acest sonda.	Cursa din nou într-una sonda următor, afișați același comportament inclus permanent în designul BHA pentru Secțiune de 12 ¼ in.
367	17 ½ in	Toata Sectiunea	Timp de decuplare excesiv cu riscul de a induce pierderi în Dammam Fm.	Formațiuni naturale de fractură, gaură strânsă	Foraj continuu până la KOP, făcut munca directionala in UER Fm si continuați forarea până în vârful Nahrului Umr, înainte de a face o călătorie cu ștergătorul până la vârful Rus RM, evitați POOH până la 18 5/8 in Csg siu și induceți pierderi	Reduceți semnificativ decuplare timp (evitați 2 cursa scurta) și reduceți riscul de a induce pierderi în Dammam în timpul cursa ștergătoaralui.	Evaluat într-una sonda alăturat confirma aceasta practica
În Dammam Fm.							
339	17 ½ in	UER	Lucrări direcționale suplimentare (alunecare) în secțiune de găuri de 17 ½ in.	Sonda începeți să vă deplasați în interior direcția apozitivă la Azimut planificat.	A fost necesar să se facă suplimentar munca pentru corectarea traiectoriei si a aliniat sonda cu planul	Fântâna a fost întoarsă corect direcție (azimut)	Continuați să lucrați împreună cu antreprenorul reparatii instalatie pentru a obține o performanță excelentă pentru platformă. T-210.
339	12 ¼ in	Întreaga secțiune	corectare excesivă și înapoi corectare în timpul cursele ștergătoarelor.	gaură strânsă, probleme de stabilitate, traiectorie direcțională, gaură tortuozitate	Efectuați cursa ștergătoaralui cu spatele corectare și corectare din nou la conditionarea gaurii.	Îmbunătățiți starea găurii, totuși petrece prea mult timp intragere/extragere.	S-a evaluat posibilitatea de cursa din nou instrumentul pentru corectare *dogleg* 12 ¼ in BHA
364	23 in	Toata Sectiunea	Cursa ștergătoaralui după atingere secțiunea TD a fost eliminată	Deplasarea ștergătoarelor a fost efectuată sonde anterioare, corectare / înapoi alezarea nu a fost necesară; acea este un indiciu al gaurii bune condiție	cursele ștergătoarelor au fost eliminate	Coloana a fost rulată până în jos cu nu Probleme	Monitorizați starea găurii în timp ce POOH și curățați orice strâns la loc dacă este necesar
364	17 ½ in	UER	ROP alunecare scăzut și dificil de începe	Ieșire de alunecare neașteptată și TF neregulat face dificil de lovit oprit	Ajustați parametrii de foraj și reduce presiunea diferențială (100-150 psi)	Dupa 70% in 4 standuri inclinarea a fost de 10 grade	Când este posibil, schimbați KOP-ul secțiunea de găuri de 12 ¼ in.

342	12 ¼ in	Toata Sectiunea	SPP observat mai mare decât uzuală Datorită utilizării agitator pentru a îmbunătăți alunecarea	Presiune suplimentară de 500 psi picătură din cauza instrumentului Agitator.	A fost necesar să se reducă debitul și să se reducă presiunea diferențială aplicată pentru a scădea SPP	S-a efectuat alunecare lină, totuși ROP observat a fost similar cu sondele anterioare	Opțiuni evaluate pentru a încerca să utilizați în continuare instrumentul de agitare, cum ar fi reducerea debitului, reducerea MW, îmbrăcarea pompelor de noroi cu liner de 5 ½ in și crește sapa de TFA
342	12 ¼ in	Toata Sectiunea	ROP scăzut și gradul de sapa plictisitor excesiv observat în această secțiune.	WOB excesiv aplicat în timpul forajului	A fost necesar să se reducă debitul și să se reducă presiunea diferențială aplicată pentru a scădea instrumentul SPP și echipamentul Float și să nu depășească 21 de tone de WOB pentru sapei PDC în secțiunea de găuri de 12 ¼ in	De evaluat	Includeți parametrii de foraj pe montajul de foraj pentru fiecare secțiune
385	17 ½ in	Toata Sectiunea	Sonda a fost planificat pentru KOP la gaură de 12 ¼ in pentru a optimiza timpul de gaură de 17 ½ in cu BHA rotativ și motor	Timpul de foraj a fost optimizat prin deplasarea KOP la 12 ¼ in	La gaura 12 ¼ in Schimb KOP. secțiune ori de câte ori este posibil	Performanță bună în timp de foraj Secțiune de găuri de 17 ½ in	La gaura 12 ¼ in Schimb KOP. secțiune ori de câte ori este posibil
385	12 ¼ in	Toata Sectiunea	Rotatie motorului de noroi BHA pentru foraj ieșiți pe pista de siu înainte rulează GeoPilot	Vibrațiile severe pot fi premature deteriora GeoPilot și sau sapa	Rotatie motorul de noroi BHA pentru foraj pista de siu înainte de rulează GeoPilot	Performanță bună în timp de foraj Secțiune de găuri de 12 ¼ in.	Foraj *dog-leg* de cu o înclinare de 2-3 grade și POOH fara motorul de noroi și PU GeoPilot
385	12 ¼ in	Toata Sectiunea	O dată ajuns la secțiunea TD. CHC și POOH direct la suprafață a rula coloana. Hi vis pastila a fost nu este reperat și fără ștergător a fost dirijat	Coloana a fost rulată până în jos, unii a fost necesară spălarea făcută	O dată ajuns la secțiunea TD. CHC și POOH direct la suprafață pentru a rulată coloana . Pastila Hi Vis nu a fost depistată și nu a fost efectuată nicio deplasare a ștergătoarelor	Coloana a rulată în jos cu unele pierdute timpul de spălare	Localizați pastilele de salut înainte de POOH pentru deplasarea ștergătoarelor sau POOH la suprafață
364	23 in	Toata Sectiunea	Declanșarea ștergătoarelor după atingere secțiunea TD a fost eliminată	Deplasarea ștergătoarelor a fost efectuată în sondele anterioare, nu a fost necesară Corectare / Corectare înapoi; acesta este un indiciu al gaurii bune	Deplasările ștergătoarelor au fost eliminate	Coloana a fost rulată până în jos cu nr Probleme	Monitorizați starea găura în timp ce POOH și curățați orice punct strâns, dacă este necesar
Condiție							
364	17 ½ in	UER	Alunecare ROP scăzută și greu de pornit.	Ieșirea de alunecare neașteptată și TF neregulat fac dificil de început	Reglați parametrii de foraj și reduceți presiunea diferențială (100-150 psi)	După 70% în 4 standuri înclinarea a fost de 10°	Continuați să lucrați împreună cu antreprenorul reparatii instalatie pentru a obține o performanță excelentă pentru platformă.T-210.
342	12 ¼ in	Toata Sectiunea	SPP observat mai mare decât uzuală Datorită utilizării agitator pentru a îmbunătăți alunecarea	Presiune suplimentară de 500 psi picătură din cauza instrumentului Agitator.	A fost necesar să se reducă debitul rata și reducerea diferențialului presiunea aplicată pentru a scădea SPP	S-a efectuat alunecare lină cu toate acestea, POR observat a fost similare cu sondele anterioare	Opțiuni evaluate pentru a încerca să utilizați în continuare instrumentul de agitare, cum ar fi reducerea debitului, reducerea MW, îmbrăcarea pompelor de noroi cu liner de 5 ½ in și sapa de TFA crește

342	12 ¼ in	Toata Sectiunea	ROP scăzut și gradul de sapei plictisitor excesiv observat în această secțiune..	WOB excesiv aplicat în timpul foraj	Controlați WOB (2-5 tone) și debitul (2000 lpm) în timpul de foraj instrumentului DV și a echipamentului Float și nu depășiți 21 de tone WOB pentru sapei PDC în secțiunea de găuri de 12 ¼ in	De evaluat	Includeți parametrii de foraj activați Montaj de foraj pentru fiecare secțiune
365	12 ¼ in	Toata Sectiunea	Rotativ motorul de noroi BHA pentru a foraj siu înainte de a rula GeoPilot	Vibrațiile severe pot deteriora prematur GeoPilot și/sau sapa	Porniți motorul de noroi BHA pentru a foraj siu înainte de a rula GeoPilot	Performanță bună în timp de foraj Secțiune de găuri de 12 ¼ in.	Foraj *dog-leg* de siu și cu înclinare de 2-3 grade și POOH fara motorul de noroi și PU GeoPilot
365	12 ¼ in	Toata Sectiunea	Odată ajuns la secțiunea TD. CHC și POOH drept la suprafață pentru a rula coloana. Pastila Hi Vis nu a fost depistată și nu a fost efectuată nicio deplasarea cu ștergătorul	Coloana a fost rulată până în jos, a fost necesară o spălare	O dată ajuns la secțiunea TD. CHC și POOH direct la suprafață pentru a rula coloana . Pastila Hi Vis nu a fost depistată și nu a fost efectuată nicio deplasarea cu ștergătorul	Coloana rulează până în jos cu ceva timp pierdut la spălare	Localizați pastilele de înaltă vizibilitate înainte de POOH pentru deplasarea ștergătoarelor sau POOH la suprafață

Cercetări privind problemele de sonde și pierderile de circulație

Pierderea de circulație va apărea în unele formațiuni, cum ar fi Mishrif, Dammam și Hartha, când se ține cont de coloana litostratigrafică a sondei, pe de o parte, și de analiza sondelor compensate, pe de altă parte. Pentru a alege cea mai eficientă abordare pentru rezolvarea acestor probleme, ingredientele care trebuie adăugate în noroiul de foraj, precum și planurile pentru tratarea materialele de pierderi de circulație trebuie planificate în prealabil.

Pe baza cercetărilor de laborator și a analizei *offset*, se creează o concentrație de materiale de lipire. Diverse caracteristici ale sondei pot afecta programul noroiului de foraj. Tipurile de fluide utilizate sunt prezentate în Tabelul 4.3, iar parametrii noroiului conform secțiunii de foraj sunt prezentați în Tabelul 4.4.

Tabelul 4.3. **Tipuri de fluide și caracteristici**

Mărimea găurii, in	**Tipul de fluide**
23	WBM : Noroi Spud/ Noroi Gel Polimer
17 ½	WBM: Noroi Spud/ Noroi Gel Polimer din Secțiunea anterioară (foraj Damman). Adăugați bentonită pentru a crește vâscozitatea
	WBM: Noroi cu polimeri (din Tayarat de la Secțiune TD) **+ 1 ppb Iron Thin mai sus de Rus**
12 ¼	WBM : LNSD KCL / Polimer / BRX-L / 5% KCL & Întărirea gaurii de sondă (48 lb/bbl Baratrol 4ppb)
8 ½	WBM : LNSD KCL / Polimer / BRX-L / 3% KCL + (Inhibitor de Șist ; Întărirea gaurii de sondă)

Tabelul 4.4. **Proprietățile noroiului stabilite în funcție de secțiunea găurii de sondă**

Mărimea Găurii (in)	MW(SG)	PV(cp)	Fv (Sec/q)	Punct de randament (Ibs/100^2)	MBT (ppb)	API (ml)	PH	KCL (%)	LGS (%)
23	1.06- 1.12	ALAP	50-75	32-38	20-30	NC-10	9-10	-	<6
17 ½ până sus Rus	1.10	ALAP	55-65	25-35	15-25	10-7	10.5-11	-	<6
17 ½ până sus de Tayarat Fm	1.10 – 1.14	ALAP	55-65	25-35	15-25	7	9.5-10	-	<6
17 ½ din Tayarat Fm de la TD	1.14	ALAP	55-60	25-30	5-15	5-7	9.5-10	-	<6
12 ¼	1.16 -1.25*	ALAP	45-60	22-27	<5	3-4	8.5-9.5	5	<6
8 ½	1.25 -1.35*	ALAP	45-55	18-25	<5	<3	8.5-9.5	3	<5

Pentru secțiunea de gaură de **17 ½ in**, se propune utilizarea Gel Polimerului din secțiunea anterioară (PV > 60), diluat la 1,10 sg (formaţiunea Dammam). După aceea, densitatea noroiului va fi ajustată, treptat, la 1,14 sg în timpul forajului Rus & UER până la ~50 m deasupra vârfului Tayarat (mai sus de Rus se adaugă 1 ppb de Iron Thin).

Notă. *Sentinelcem trebuie să fie disponibil, la fața locului, înainte de forajul în formațiunea Dammam* !

Pentru secțiunea de **12 ¼ in**, forajul va începe cu un fluid de densitate 1,16 sg, care apoi va crește până la 1,18 sg pentru forajul în Tanuma. Densitatea noroiului se va mări treptat, până la 1,29 sg, înainte de forajul în formațiunea Nahr-Umr. Creșterea în continuare a MW va depinde de condițiile găurii și va necesita aprobarea HAL CPM.

În timpul forării în formațiunile Tanuma, Ahmadi și Nahr Umar, se va adăuga BAROTROL-PLUS*+ 5,7 kg/m3 (2 ppb). Adăugarea de lubrifiant depinde de evaluarea, de la caz la caz, și necesită aprobarea HAL CPM.

Notă. *Inspecția giroscopică va fi efectuată cu E-Line înainte de introducerea coloanei cu șiul de 13 3/8 in*.

Secțiunea de gaură de **8 ½ in** va începe cu același MW din secțiunea anterioară și va fi crescută la 1,35 sg înainte de pătrunderea în formațiunea șistului superior. MW ar putea fi crescut la 1,40 sg, în funcție de condițiile de găurii (o creștere suplimentară ar necesita și aprobarea HAL CPM).

Pentru controlul salinității, în timpul forajului în formațiunile de șist superioare și inferioare, se adaugă (Cl-) 120 K mg/l, BAROTROL-PLUS*+ 5,7 kg/m3 (2 ppb) & 2,85 kg/m3 (1ppb) și TORQ TRIM II & EP LUBE (adăugarea de lubrifiant depinde de evaluarea, de la caz la caz, și necesită aprobarea HAL CPM). Totodată, pentru secțiunile de 12 ¼ in și 8 ½ in se pot

folosi CaCO3 și sarea. Tabelul 4.4, cu proprietățile noroiului de mai sus, poate fi modificat în cazul modificării MW.

În tabelul 4.5 sunt prezentate densitățile fluidului de foraj pentru varii formațiuni.

Tabelul 4.5. **Setarea sugerată pentru densitatea noroiului aferentă secțiunilor de gaură de sondă**.

Secțiunea de gaură (in)	**Formaţiune**	**Densitatea noroiului (sg)**
23	Dibdibba	1.06 – 1.10
	Lower Fars	1.10 - 1.12
	Abu Ghar – Dammam	1.12
17 ½	Dammam	1.10
	Rus	1.10 - 1.12
	Umm-Er-Radhuma	1.12 – 1.14
	Tayarat – Shiranish – Hartha	1.14
12 ¼	Hartha – Sadi	1.16 – 1.18
	Tanuma - Khasib – Mishrif – Rumaila	1.18
	Rumaila	1.18 – 1.22
	Ahmadi - Mauddud –	1.22 – 1.25
	Nahr Umr – Shuaiba	1.25*
8 ½	Shuaiba	1.25 – 1.35
	Zubair	1.35*

În secțiunea de **12 ¼ in**, concentrațiile de materiale de legătură trebuie menținute prin adăugarea de volume proaspete de Pre-Mix la sistemul de circulație activ și NU sub formă de pilule pompate direct în gaură, pentru a obține eficiență maximă Sistemul de circulație activ total va fi încărcat după cum urmează:

*** Opțiunea 1 (principală):** produsele Baracarb – 5 și Steel Seal – 25, de concentrații 28.8 ppb, respectiv 19.2 ppb;

*** Opțiunea 2:** produsele Baracarb – 5, Steel Seal – 25 și $CaCO_3$ Fine, de concentrații 22 ppb, 14 ppb și 12 ppb.

Notă. *Sentinelcem trebuie să fie disponibil la fața locului înainte de forarea în formațiunea Mishri*f !

Concentrațiile menționate mai sus, în sistemul activ, trebuie luate în considerare în special în timpul forajului pentru Mishrif epuizat Fm. Aceste concentrații se bazează pe rezultatele lucrărilor de laborator /studiului pentru izolarea optimă/ legarea/ etanșarea formațiunii epuizate de Mishrif, în fluide polimerice KCL realizate de Baroid.

Tratament cu Pastile LCM

• *Dammam & Hartha Fms*

Concentrația maximă de LCM care trebuie pompată prin orificiile sapei este de 120 ppb. În condițiile utilizării unui ansamblu de fund BHA pentru foraj înclinat, pentru secțiunea găurii de 17 ½ in, PBL și MWD sunt incluse în BHA, iar pastila LCM (vorbim de concentrații de 60 ppb și 120 ppb) trebuie să fie disponibilă și gata de pompare pentru a face față pierderilor mari din Dammam și Hartha, dacă este necesar.

a. *Dammam – pastila LCM de 60 ppb dacă rata de pierdere este < 10 m^3/h.* Compoziția pilulei LCM conține produsele Baracarb – 600, Steel Seal – 400 și Baro fiber, în concentrații de 25 ppb, 25 ppb și, respectiv, 10 ppb.

b. *Dammam și Hartha Fm – pastila LCM de 120 ppb dacă rata de pierdere este mai mare 10 m^3/h.* Compoziția pilulei LCM conține: Nut Plug Coarse (45 ppb), $CaCO_3$ Coarse (36 ppb), $CaCO_3$ Medium (35 ppb), Baracarb – 1200 (30 ppb), Steel Seal – F (13,5 ppb) și Baro lift (0,5 ppb).

• *Mishrif și Shuaiba Fms*

a. *Opțiunea 1 – pastila LCM de 60 ppb dacă rata de pierdere este < 10 m^3/h.* Compoziția pilulei LCM este următoarea: Baracarb – 5 (20 ppb), Baracarb – 25 (20 ppb) și Baracarb – 150 (20 ppb).

b. *Opțiunea 2 – pastila LCM de 180 ppb dacă rata de pierdere este mai mare de 10 m^3/h.* Compoziția pilulei LCM este următoarea: Baracarb – 1200 (65 ppb), Baracarb – 600 (45 ppb), EZ – Plug (35 ppb) și N – Seal (35 ppb).

Graficele din figurile 4.1 … 4.3 reprezintă linia de bază pentru gestionarea zonelor cu pierderi de circulație, pentru fiecare zonă permeabilă, în timpul forării sondei. Arborele de decizie va depinde de severitatea pierderii și structurii forate.

DESCRIERE SENTINELCEM

- Pastă de ciment foarte tixotropă
- ACID SOLUBIL – poate fi pompat prin BHA.
- Suspensie cu densitate scăzută 1,2 sg, conținut scăzut de solide și randament ridicat.
- Nu depinde de ora setata TT .
- Rezistență scăzută la compresiune 100 -350 psi.
- 94% din solubilitate acidă cu 15% HCL la 155 F .
- Vizibilitate scăzută în timpul pompării.
- Vizibilitate ridicată în timp ce este statică.
- Gelifică rapid dezvoltarea rezistenței atunci când rata de forfecare este redusă.
- Devine capabil de pompare atunci când forfecarea este returnată.
- Pentru pierderi parțiale, inelul trebuie să se închidă și să aibă o contrapresiune constantă aplicată.
- În cazurile de pierderi totale, aplicarea contrapresiunii asupra inelului poate să nu fie necesară.
- Mixer lot necesar pentru hidratarea getului și pomparea dopului. Nu pompați din zbor.

DACĂ APAR PIERDERI IN DAMMAM , POMPĂ SENTINELCEM PLUG

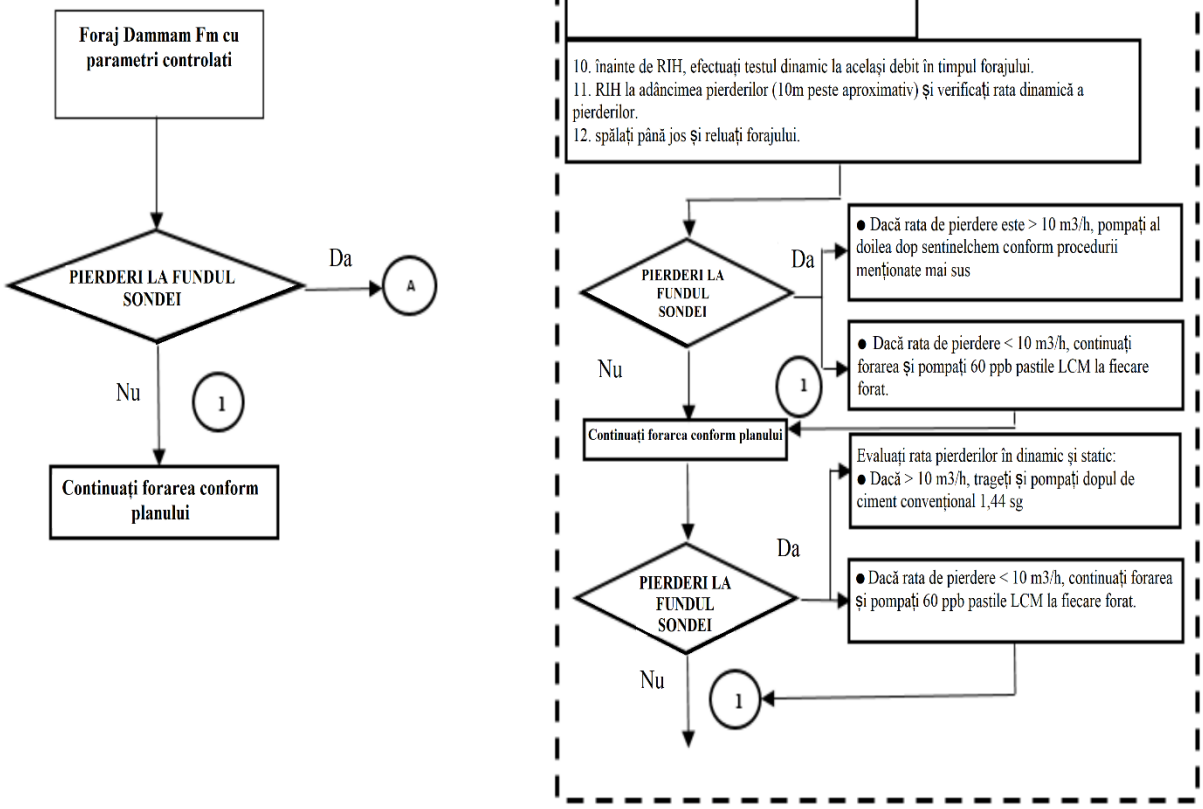
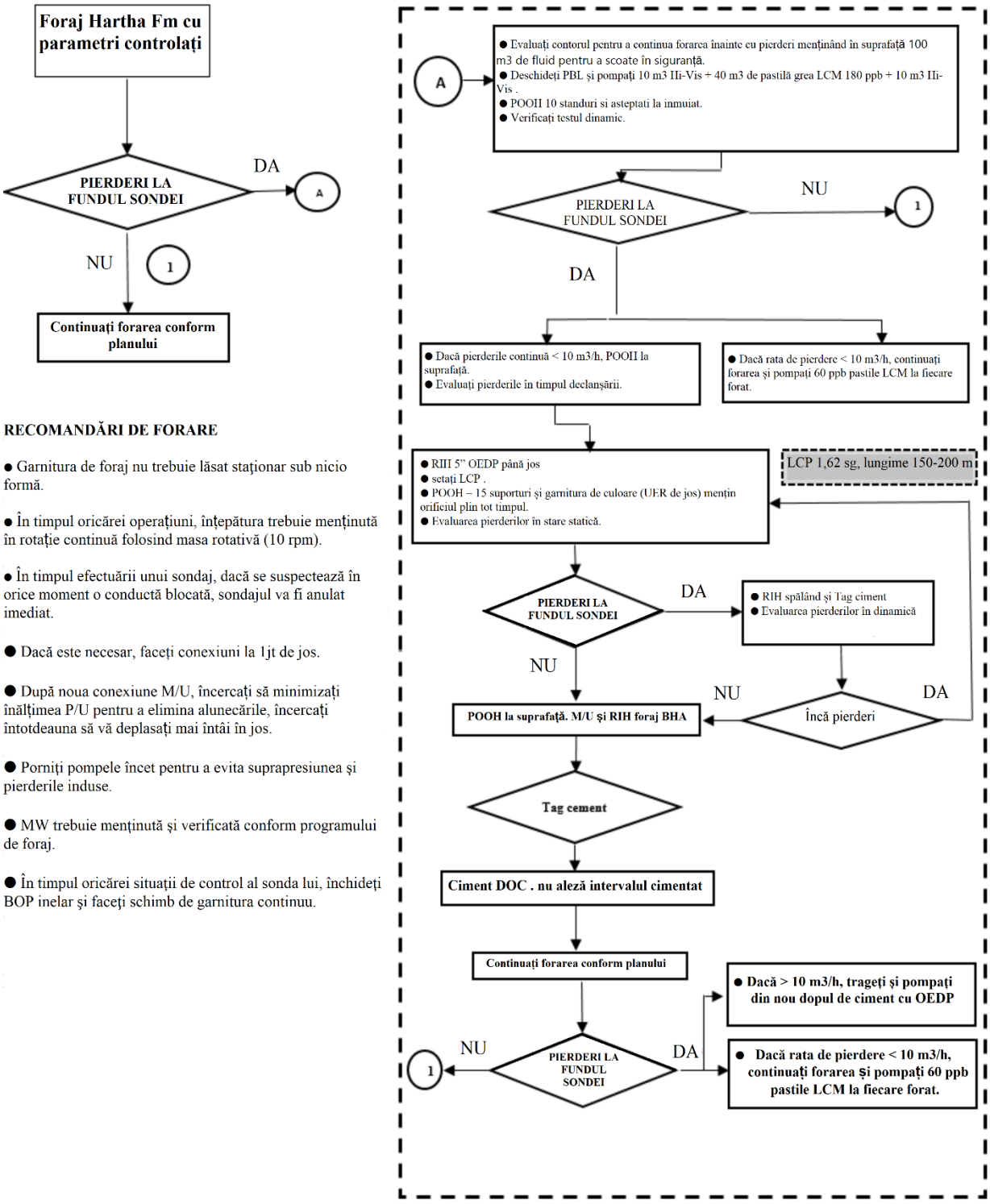


Fig.4.1. *Utilizarea Dop SentinelCem pentru strategia formațiunii Dammam.*

Observații: 1) *Dacă rata pierderilor este mai mica de 10 m^3/h, se aplică prima obțiune cu tratamentul LCM*; 2) *Volumul cimentului poate varia în funcție de rata pierderilor.*



RECOMANDĂRI DE FORARE

● Garnitura de foraj nu trebuie lăsat staționar sub nicio formă.

● În timpul oricărei operațiuni, înțepătura trebuie menținută în rotație continuă folosind masa rotativă (10 rpm).

● În timpul efectuării unui sondaj, dacă se suspectează în orice moment o conductă blocată, sondajul va fi anulat imediat.

● Dacă este necesar, faceți conexiuni la 1jt de jos.

● După noua conexiune M/U, încercați să minimizați înălțimea P/U pentru a elimina alunecările, încercați întotdeauna să vă deplasați mai întâi în jos.

● Porniți pompele încet pentru a evita suprapresiunea și pierderile induse.

● MW trebuie menținută și verificată conform programului de foraj.

● În timpul oricărei situații de control al sonda lui, închideți BOP inelar și faceți schimb de garnitura continuu.

Fig.4.2. *Dopul de ciment convențional pentru strategia formațiunii Hartha.*

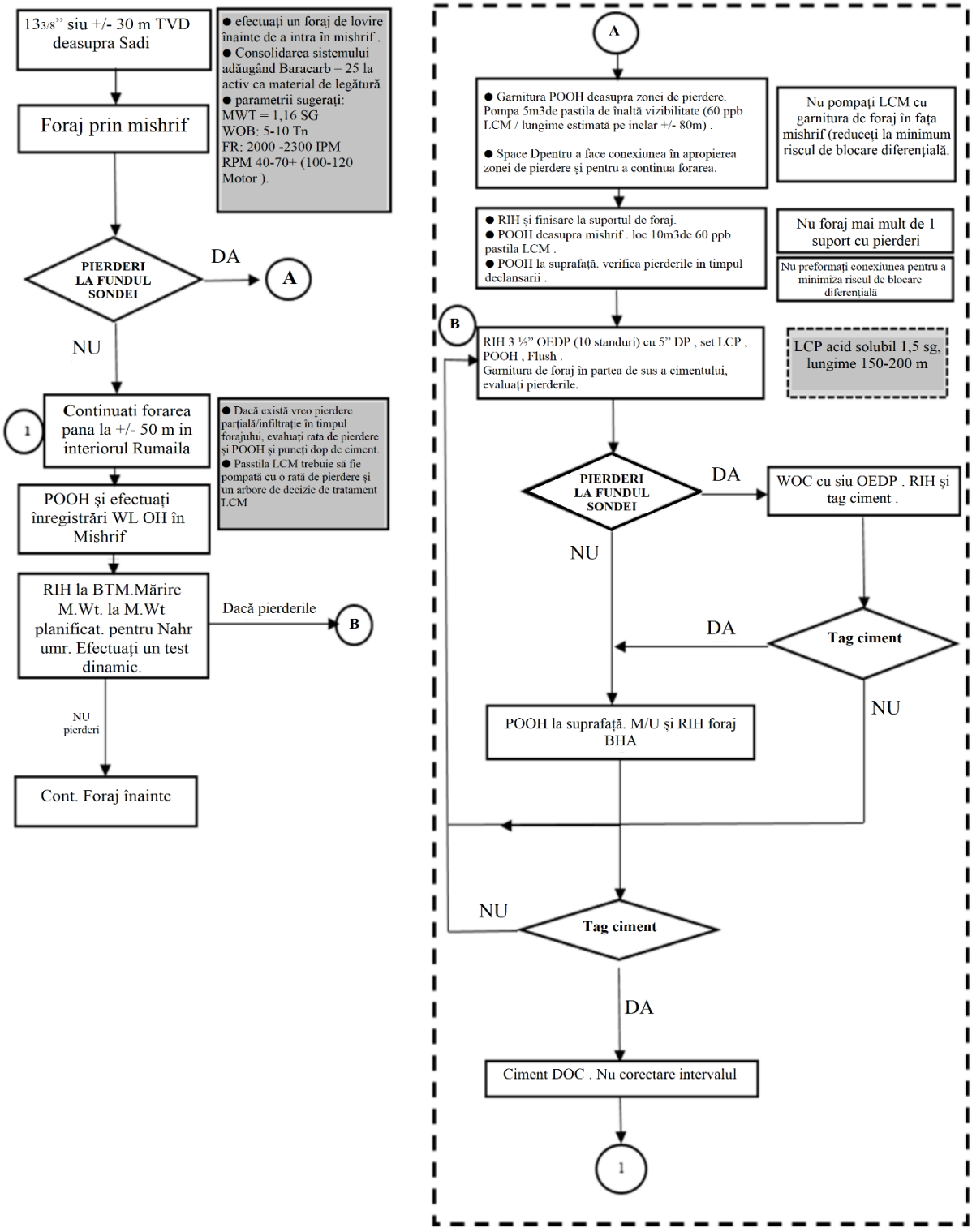


Fig.4.3. *Dopul de ciment convențional (solubil în acid) pentru strategia formațiunii Mishrif.*

Observație: *Dopul de ciment solubil în acid va fi pompat doar în cazul în care nu este disponibil produsul SentincelCem.*

Profiluri de presiune

Profilurile de presiune includ gradientul presiunii din poril, gradientul presiunii de fisurare, gradientul de suprasarcină și curbele aferente gradient fluidului de foraj. Din datele colectate de la sonde *offset*, toate tipurile de profile de presiune sunt prezise și construite pentru noile sonde de dezvoltare ale șantierului Zubair (fig 4.4).

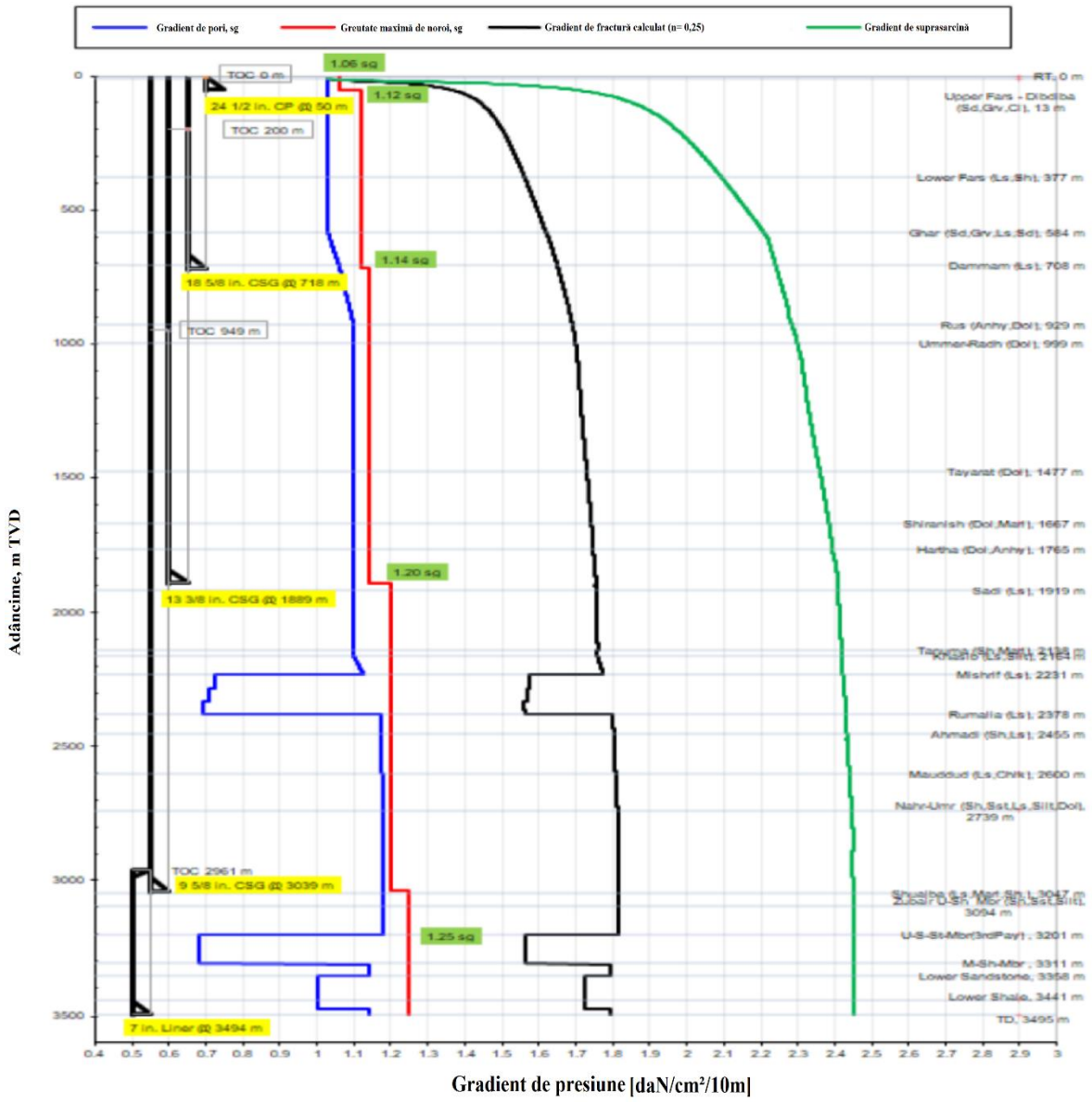


Fig.4.4. *Diagrama PPFG pentru ZB-398.*

După tubarea coloanei de 13 3/8 in la 1889 m, noua sondă este expusă zonei de joasă presiune, Mishrif, la 2231 m. În plus, există alte două straturi de joasă presiune la adâncimea de 3201 m și 3358 m de gresie superioară, respectiv de gresie inferioară, care apar după tubarea coloanei de 9 5/8 in la adâncimea de 3039 m. Această problemă a presiunii scăzute va fi rezolvată prin controlul greutății specifice a noroiului.

4.2. Analiza statistică a timpului de foraj și evaluarea comparativă pentru sondele forate în șantierul Zubair

Planificatorii și inginerii activităților și operațiunilor de foraj sunt însărcinați cu evaluarea costurilor și eficienței operațiunilor de foraj și servicii de sondă. Aceste evaluări pot fi utilizate pentru a determina zonele productive, precum și operațiunile sau activitățile care au performanțe bune sau slabe și pentru necesarele comparații ulterioare.

De asemenea, analizele pot fi utilizate pentru a compara și evalua eficacitatea diferitelor proceduri și tehnologii de foraj și construcție a sondelor. Aceste tipuri de analize pot fi efectuate de către operator folosindu-se date electronice colectate pe *site*-ul platformei și conectate la sisteme de raportare corporative sau la datele stocate. Tot ceea ce am discutat mai înainte poate fi denumit, sintetic, (performanța *benchmarking*) [217, 228, 229, 251, 252]. Prin urmare, atunci când vine vorba de determinarea performanțelor de foraj, această analiză este extrem de utilă.

Prin urmare, obiectivul nostru de lucru este acela de a studia sondele recente forate în șantierul Zubair. Operațiunile de foraj și timpii acestora sunt analizate în mod specific (desigur, NPT are un impact major asupra performanțelor în foraj). Apoi, o comparație între sondele din șantierul Zubair a fost făcută și pentru a studia operațiunile de foraj, problemele și comportamentul echipajului executant.

În plus, este propusă o abordare de evaluare comparativă bazată pe rata de penetrare (ROP), astfel încât să arate performanța fiecărei sonde în raport cu cea mai bună sondă și cea mai bună performanță. Cu toate acestea, abordarea evaluării comparative, propusă în acest capitol, se concentrează pe aparițiile ROP. Variațiile perioadelor fixe nu sunt luate în considerare. Într-o curbă timp vs. adâncime, o perioadă de timp plat este durata de timp petrecută cu operațiuni în care adâncimea sondei nu crește. Al-3-lea

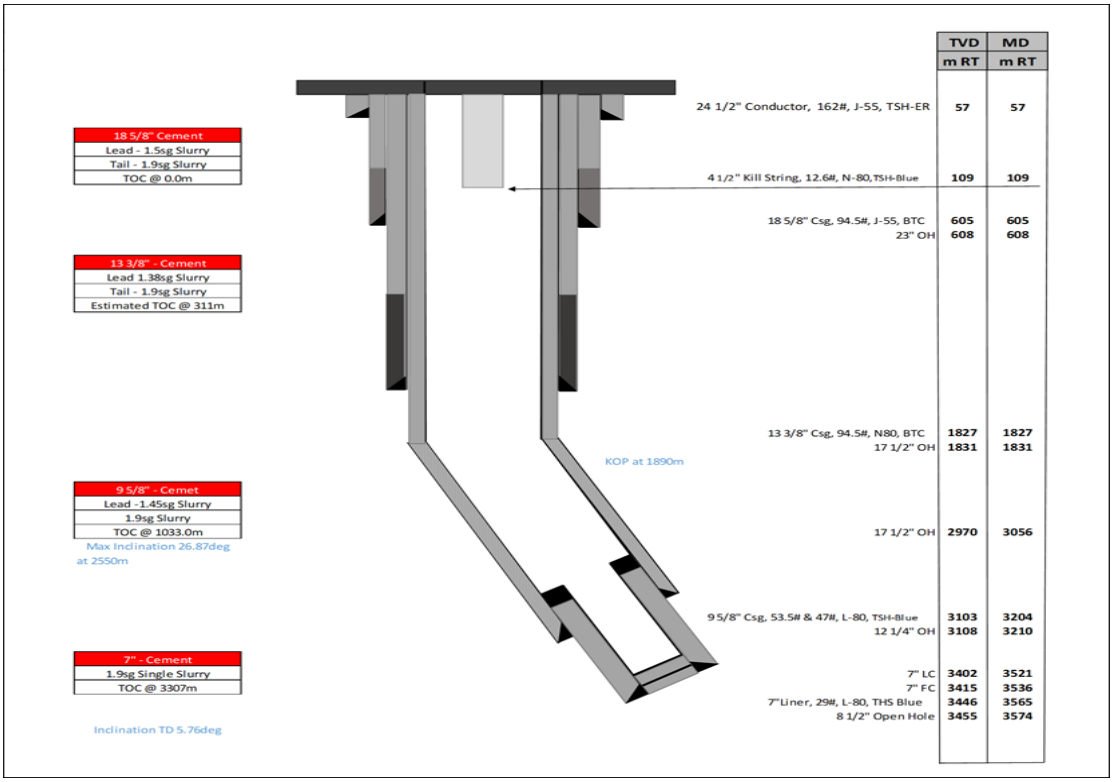
Analiza datelor de la sonde

Există o multitudine de sonde forate în șantierul Zubair, din momentul în care acesta a fost descoperit. Cu toate acestea, ne vom axa, cu precădere, pe analiza celor mai recente șapte sonde disponibile: ZB-288, ZB-290, ZB-295, ZB-311, ZB-349, ZB-367 și ZB-398 (tabelul 4.6 și figura 4.5).

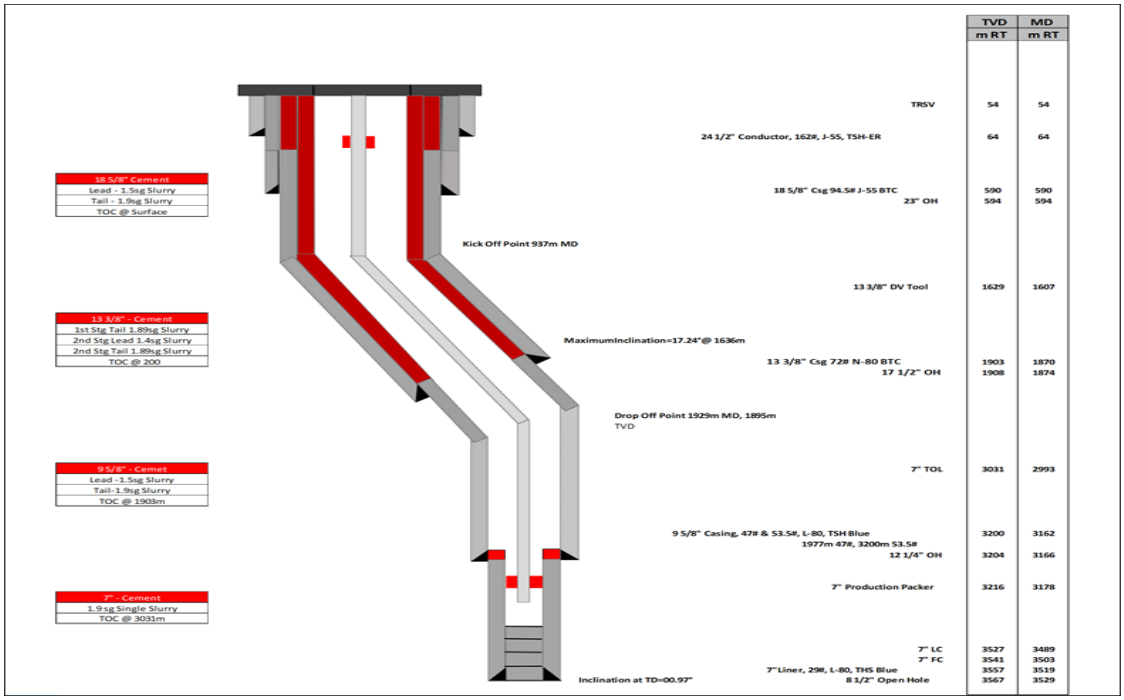
Tableul.4.6. **Analiza sondelor forate recent în Zubair.**

Numele sondei / Item	ZB-288	ZB-290	ZB-295	ZB-311	ZB-349	ZB-367	ZB-398
Locație	AQ-39 Dir	N/A	AN-34	AP-36	Dir. (AG-18 Dir)	Dir. (AI-15-3 Dir)	Dir. (AJ-22_3)
Clasificarea sondelor	Titei Producator/ Direcțional	Titei Producator (*S-Shape*)	Titei Producator (*S-Shape*)	Titei Producator/ Direcțional	Titei Producator / Deviat	Titei Producator / Deviat	Titei Producator / Deviat
Adâncime totală probabilă	3455 m TVD RT / 3581 MD m RT	3515m TVD RT /3559m MD RT	3427m TVDSS / 3453m TVD RT /3542m MD RT	3438m TVDSS /3466m TVD RT / 3555m MD RT	3542 m TVDSS / 3529 m TVD RT / 3709 m MD RT	3515 m TVDSS / 3525 m TVD RT / 3635 m MD RT	3481 m TVDSS /3494 m TVD RT / 3662 m MD RT
Cel mai aproape DGS	Zubair DGS 1900 m	Zubair DGS 1500 m	Zubair Mishrif DGS 1500 m	Zubair Mishrif DGS	Hammar-Mishrif	Hammar Mishrif DGS	Hammar Mishrif DGS
GL – MSL	18.052 m	21.29 m	13.67 m	17.59m	2.36 m	1.02 m	2.12 m

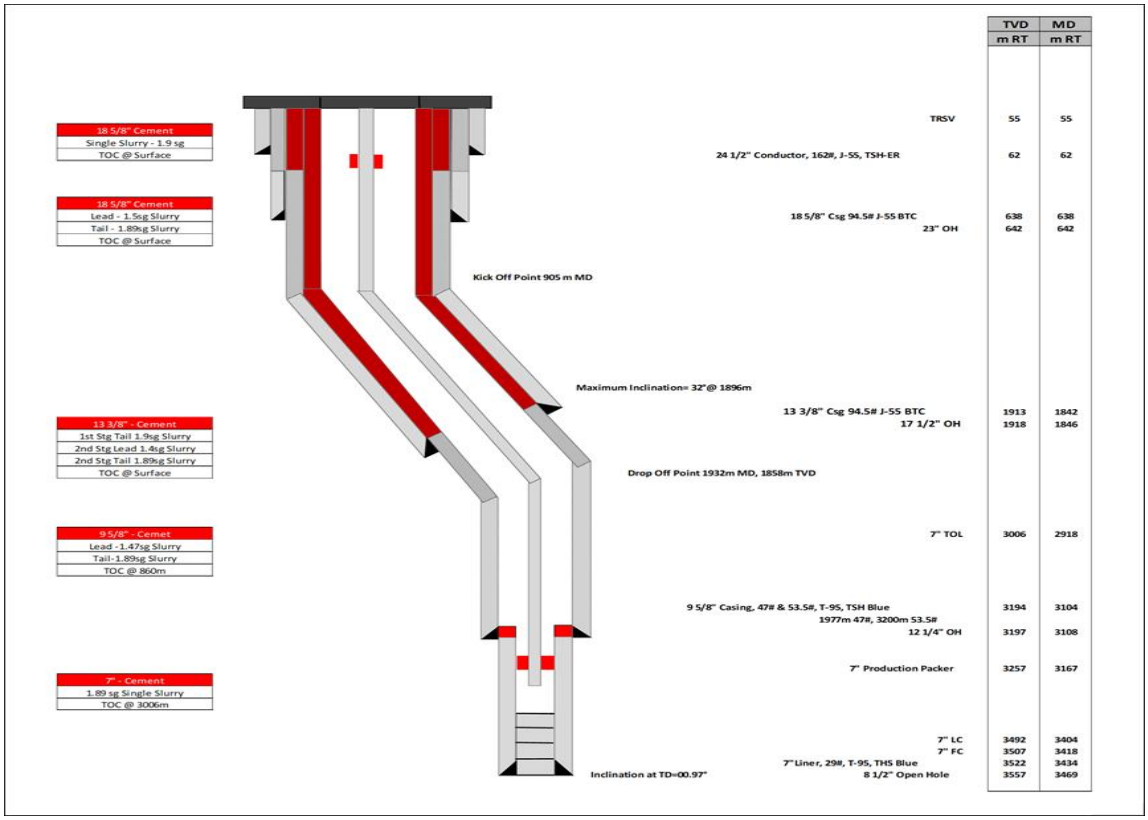
RT Elevație (GL)	10.500 m	11.66 m	11.66 m	10.5m	10.5 m	9.10 m	10.50 m
RT Elevație (MSL)	28.552 m	32.95 m	25.33 m	28.09m	12.86 m	10.12 m	12.62 m
Identificarea țintelor sondei							
Litologia țintelor	Gresie	Gresie	Gresie	Gresie	Gresie	Gresie	Gresie
Formațiunile țintelor	Al-3-lea & Al-4-lea Pay	Al-3-lea & Al-4-lea Pay	Al-3-lea & Al-4-lea Pay	Al-3-lea & Al-4-lea Pay	Al-3-lea & Al-4-lea Pay	Al-3-lea & Al-4-lea Pay	Al-3-lea & Al-4-lea Pay
Adâncimea țintelor	**Al-3-lea** Pay 3182 m TVD RT / 3284 m MD RT **Al-4-lea** Pay 3349 m TVD RT / 3465 m MD RT	**Al-3-lea** Pay 3234m TVD RT / 3278m MD RT	**Al-3-lea** Pay 3160m TVD SS 3186m TVD RT / 3275m MD RT **Al-4-lea** Pay 3317m TVD SS / 3342m TVD RT / 3432m MD RT	**Al-3-lea** Pay 3152m TVD SS / 3180m TVD RT / 3269m MD RT **Al-4-lea** Pay 3314m TVD SS / 3342m TVD RT / 3430m MD RT	**Al-3-lea** Pay -3263 m TVD SS / 3276 m TVD RT / 3421 m MD RT **Al-4-lea** Pay 3415 m TVD SS / 3428 m TVD RT / 3585 m MD RT	**Al-3-lea** Pay 3232 m TVD SS / 3242 m TVD RT / 3337 m MD RT	**Al-3-lea** Pay 3188 m TVD SS / 3200 m TVD RT / 3334 m MD RT **Al-4-lea** Pay 3345 m TVD SS / 3358 m TVD RT / 3509 m MD RT
Raza de toleranță	-	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m	50 m
Presiunile rezervorului și estimările timpului de foraj							
Presiunea estimată a rezervorului și țintelor	**Al-3-lea** Pay: 3277 psi si 3595 psi @ 3261 m TVDSS la nivelul H și respectiv L, pe baza RFT înregistrată în sonda ZB230. **Al-4-lea** Pay: 4140 psi @ 3460 m baza TVDSS pe WT+PLT înregistrat în sonda ZB-139T	**Al-3-lea** Pay: 3280 psi @ 3261 m TVDSS in H nivelul si 3590psi @3261 m TVDss in L nivelul pe baza sondelor de compensare ZB-255 inregistrate. **Al-4-lea** Pay: 4800-4900 psi @ 3460 m TVDss bazat pe sondelor compensate ZB-230 RFT.	**Al-3-lea** Pay Rezervor: 3175-3325 psi @ 3261 m TVDSS bazat pe sondele de compensare ZB-254 RFT înregistrate. **Al-4-lea** Pay Rezervor: 4700 psi @ 3461 m TVDSS bazat pe sondele de compensare ZB-260 RFT înregistrate**.**	**Al-3-lea** Pay Rezervor: strat (H) 3.150 psi @ 3261m TVDSS, strat (L): 3.350 psi @ 3261m TVDSS. Toate straturile medii: 3.100 – 3.200 psi @ 3261 mTVDss. **Al-4-lea** Pay Rezervor: 5.000 psi @ 3.460 m TVDss.	**Straturi H**: 3000 – 3100 psi @ 3.261 mTVDss. **Straturi L**: 4850 - 5050 psi @ 3.261 mTVDss **Referință** de sonda: ZB 325 RFT achiziționat	**Mishrif superior:** 2200 – 2800 psi @ 2316 mTVDss. **Mishrif Mediu**: 3300 – 3500 psi @ 2316 mTVDss. **Mishrif inferioară:** 3300 – 3500 psi @ 2316 mTVDss. **Al-3-lea** Pay**:** 3400 – 3500 psi @ 3261 mTVDss. **Al-4-lea** pay**:** 4850 - 5050 psi @ 3261 mTVDss	**Mishrif:** 2100 – 2500 pisa **l**a 2316m TVDss**.** **Al-3-lea** Pay**:** 2700 – 3500 psia la 3261mTVDss**.** **Al-4-lea** Pay**:** 4800 - 5100 psia la 3460mTVDss
Timpul de foraj	82.5 Zile	75.81 Zile	62.70 Zile	62.1 Zile	54.4 Zile	55 Zile	43.00 Zile


18 5/8" Cement
Lead - 1.5sg Slurry
Tail - 1.9sg Slurry
TOC @ 0.0m
13 3/8" - Cement
Lead 1.38sg Slurry
Tail - 1.9sg Slurry
Estimated TOC @ 311m
9 5/8" - Cemet
Lead -1.45sg Slurry
1.9sg Slurry
TOC @ 1033.0m
Max Inclination 26.87deg at 2550m
7" - Cement
1.9sg Single Slurry
TOC @ 3307m
Inclination TD 5.76deg
KOP at 1890m
TVD m RT
MD m RT
24 1/2" Conductor, 162#, J-55, TSH-ER 57 57
4 1/2" Kill String, 12.6#, N-80,TSH-Blue 109 109
18 5/8" Csg, 94.5#, J-55, BTC 605 605
23" OH 608 608
13 3/8" Csg, 94.5#, N80, BTC 1827 1827
17 1/2" OH 1831 1831
17 1/2" OH 2970 3056
9 5/8" Csg, 53.5# & 47#, L-80, TSH-Blue 3103 3204
12 1/4" OH 3108 3210
7" LC 3402 3521
7" FC 3415 3536
7"Liner, 29#, L-80, THS Blue 3446 3565
8 1/2" Open Hole 3455 3574

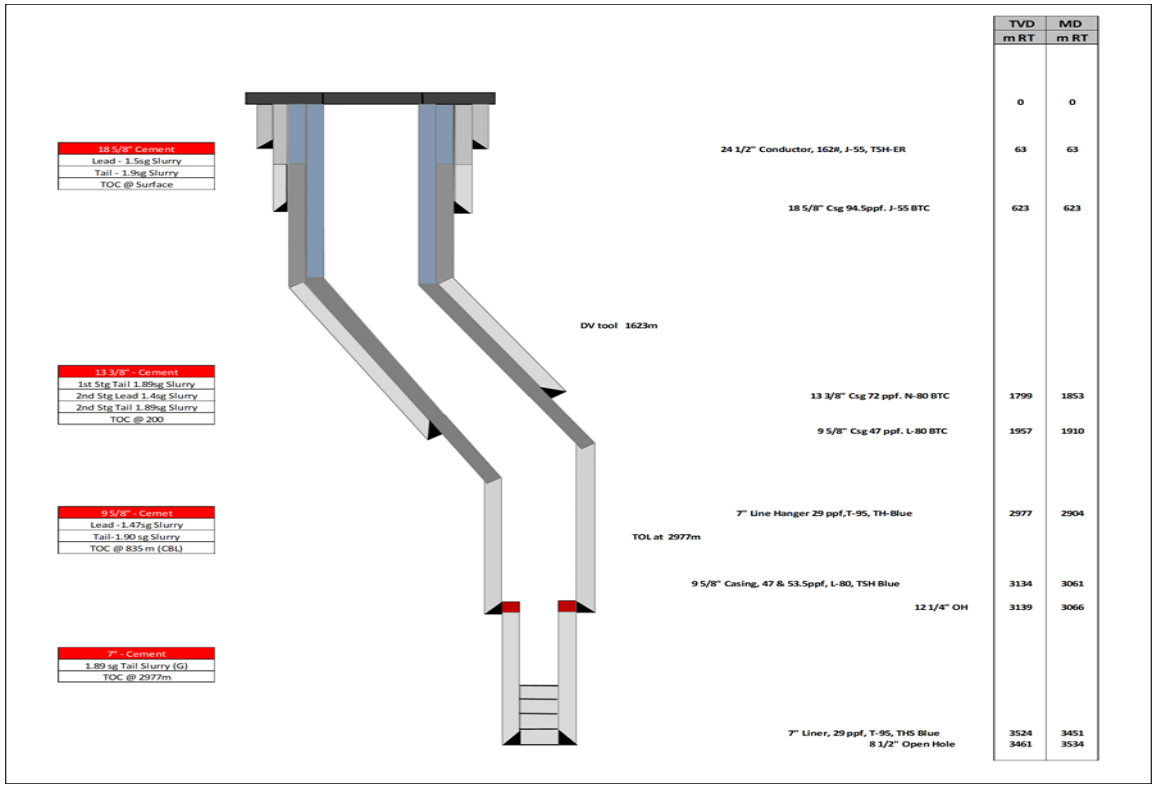
(a)


18 5/8" Cement
Lead - 1.5sg Slurry
Tail - 1.9sg Slurry
TOC @ Surface
13 3/8" - Cement
1st Stg Tail 1.89sg Slurry
2nd Stg Lead 1.4sg Slurry
2nd Stg Tail 1.89sg Slurry
TOC @ 200
9 5/8" - Cemet
Lead -1.5sg Slurry
Tail-1.9sg Slurry
TOC @ 1903m
7" - Cement
1.9 sg Single Slurry
TOC @ 3031m
Kick Off Point 937m MD
MaximumInclination=17.24°@ 1636m
Drop Off Point 1929m MD, 1895m TVD
Inclination at TD=00.97°
TVD m RT
MD m RT
TRSV 54 54
24 1/2" Conductor, 162#, J-55, TSH-ER 64 64
18 5/8" Csg 94.5# J-55 BTC 590 590
23" OH 594 594
13 3/8" DV Tool 1629 1607
13 3/8" Csg 72# N-80 BTC 1903 1870
17 1/2" OH 1908 1874
7" TOL 3031 2993
9 5/8" Casing, 47# & 53.5#, L-80, TSH Blue 3200 3162
1977m 47#, 3200m 53.5# 12 1/4" OH 3204 3166
7" Production Packer 3216 3178
7" LC 3527 3489
7" FC 3541 3503
7"Liner, 29#, L-80, THS Blue 3557 3519
8 1/2" Open Hole 3567 3529

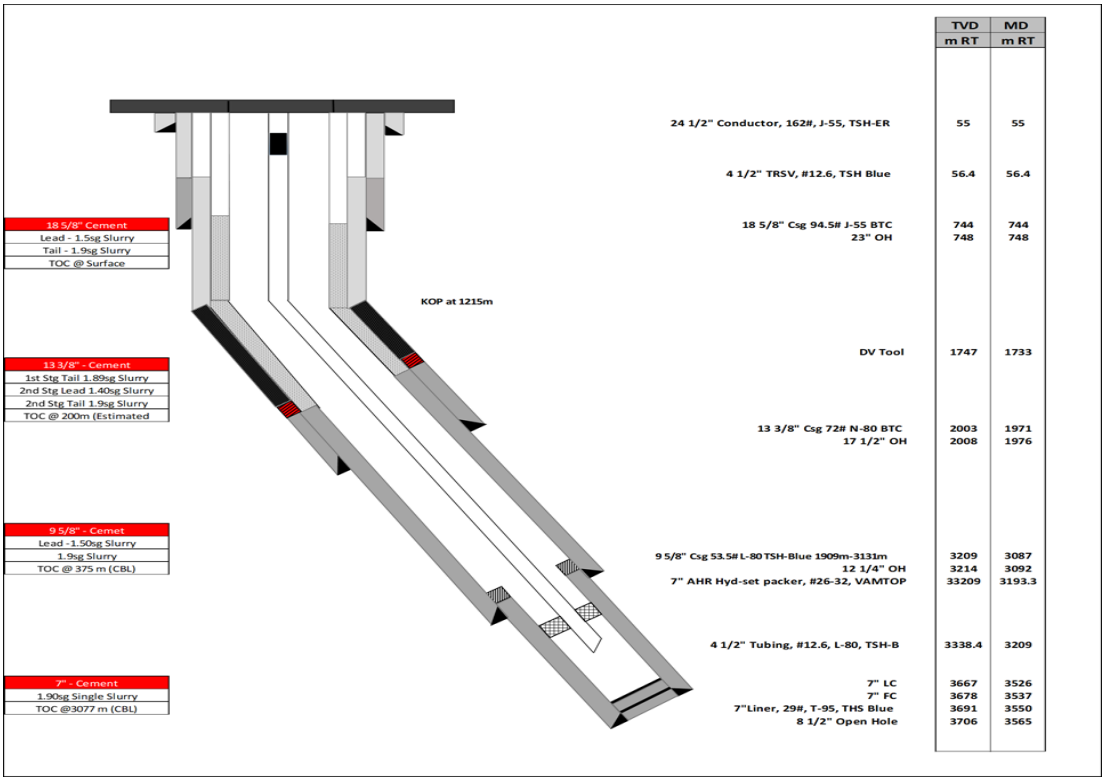
(b)


18 5/8" Cement
Single Slurry - 1.9 sg
TOC @ Surface
18 5/8" Cement
Lead - 1.5sg Slurry
Tail - 1.89sg Slurry
TOC @ Surface
13 3/8" - Cement
1st Stg Tail 1.9sg Slurry
2nd Stg Lead 1.4sg Slurry
2nd Stg Tail 1.89sg Slurry
TOC @ Surface
9 5/8" - Cemet
Lead -1.47sg Slurry
Tail-1.89sg Slurry
TOC @ 860m
7" - Cement
1.89 sg Single Slurry
TOC @ 3006m
Kick Off Point 905 m MD
Maximum Inclination= 32°@ 1896m
Drop Off Point 1932m MD, 1858m TVD
Inclination at TD=00.97°
TVD m RT
MD m RT
TRSV 55 55
24 1/2" Conductor, 162#, J-55, TSH-ER 62 62
18 5/8" Csg 94.5# J-55 BTC 638 638
23" OH 642 642
13 3/8" Csg 94.5# J-55 BTC 1913 1842
17 1/2" OH 1918 1846
7" TOL 3006 2918
9 5/8" Casing, 47# & 53.5#, T-95, TSH Blue 3194 3104
1977m 47#, 3200m 53.5#
12 1/4" OH 3197 3108
7" Production Packer 3257 3167
7" LC 3492 3404
7" FC 3507 3418
7" Liner, 29#, T-95, THS Blue 3522 3434
8 1/2" Open Hole 3557 3469

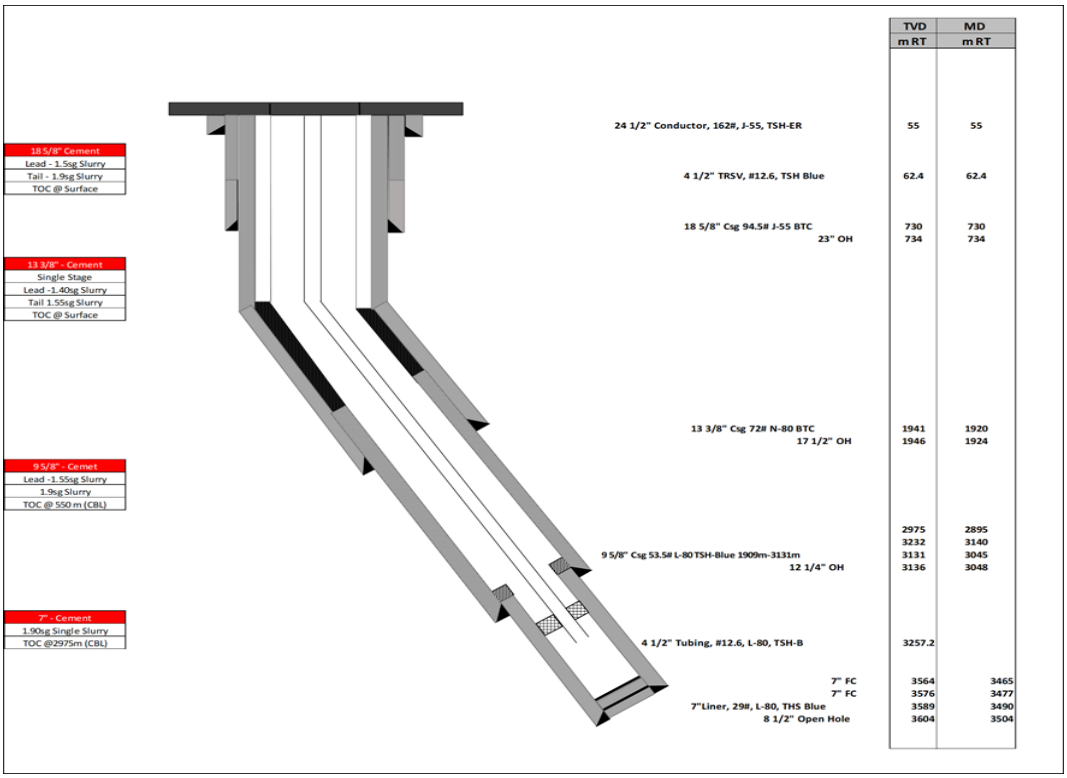
(c)


18 5/8" Cement
Lead - 1.5sg Slurry
Tail - 1.9sg Slurry
TOC @ Surface
13 3/8" - Cement
1st Stg Tail 1.89sg Slurry
2nd Stg Lead 1.4sg Slurry
2nd Stg Tail 1.89sg Slurry
TOC @ 200
9 5/8" - Cemet
Lead -1.47sg Slurry
Tail-1.90 sg Slurry
TOC @ 835 m (CBL)
7" - Cement
1.89 sg Tail Slurry (G)
TOC @ 2977m
DV tool 1623m
TOL at 2977m
TVD m RT
MD m RT
0 0
24 1/2" Conductor, 162#, J-55, TSH-ER 63 63
18 5/8" Csg 94.5ppf. J-55 BTC 623 623
13 3/8" Csg 72 ppf. N-80 BTC 1799 1853
9 5/8" Csg 47 ppf. L-80 BTC 1957 1910
7" Line Hanger 29 ppf,T-95, TH-Blue 2977 2904
9 5/8" Casing, 47 & 53.5ppf, L-80, TSH Blue 3134 3061
12 1/4" OH 3139 3066
7" Liner, 29 ppf, T-95, THS Blue 3524 3451
8 1/2" Open Hole 3461 3534

(d)



(e)



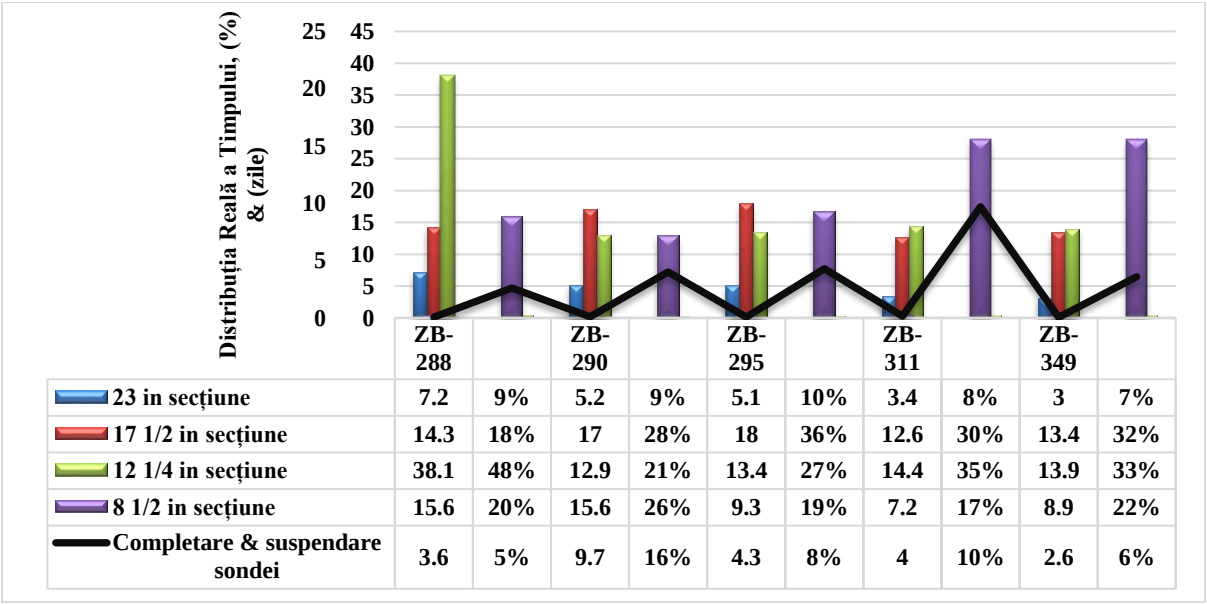
(f)

Fig.4.5. *Scheme sondelor Zubair: a - ZB-288 , b - ZB-290 , c - ZB-295 , d - ZB-311 , e - ZB- 349 , f - ZB-367*

Analiza timpului de foraj pentru sondele forate în Zubair

Timpul de foraj este un factor deosebit de important în explorarea oricărui șantier de hidrocarburi, deoarece este considerat un indicator direct al sumei de bani cheltuite. Acest timp poate fi productiv sau neproductiv (NP). În cazul NPT, compania irosește multe resurse financiare fără realizări. Prin urmare, în această secțiune analizăm timpul de foraj și distribuția acestuia.

În figurile 4.6 … la 4.12 se prezintă distribuția timpului real în raport cu cel estimat, timpul productiv și neproductiv în raport cu cel total (distribuția timpului pe baza diferitelor operațiuni de foraj, distribuția defalcării timpului total pe activități, defalcarea timpului total pe tipologie, NPT total ș.a.). În primul rând, în figura 4.6 este prezentată distribuția reală a timpului pentru sondele din Zubair.



	ZB-288		ZB-290		ZB-295		ZB-311		ZB-349	
23 in secțiune	7.2	9%	5.2	9%	5.1	10%	3.4	8%	3	7%
17 1/2 in secțiune	14.3	18%	17	28%	18	36%	12.6	30%	13.4	32%
12 1/4 in secțiune	38.1	48%	12.9	21%	13.4	27%	14.4	35%	13.9	33%
8 1/2 in secțiune	15.6	20%	15.6	26%	9.3	19%	7.2	17%	8.9	22%
Completare & suspendare sondei	3.6	5%	9.7	16%	4.3	8%	4	10%	2.6	6%

Fig.4.6. *Distribuția reală a timpului pentru sondele din Zubair.*

Într-o curbă de bare, o perioadă de timp plat este durata de timp petrecută cu operațiuni în care adâncimea sondei nu se modifică. Având în vedere cât de mult a durat săparea segmentului de 12 ¼ in, este evident că timpul de foraj pentru sonda ZB-288 este mai scurt (figura 4.6). Acest lucru se datorează timpului mai mare neproductiv al NPT petrecut pe probleme cu ZB-288, cum ar fi reparațiile și provocările de foraj (a se vedea figurile 4.7, 4.8 și 4.12).

Aceleași date arată, de asemenea, că diferitele obiective de finalizare pentru zonele productive și tehnicile de producție au crescut timpul necesar pentru forarea gaura de 8 ½ in. În plus, timpii efectivi de foraj și de producție sunt, în mod evident, reduse în comparație cu cei estimați (figurile 4.7 și 4.8).

De asemenea, NPT total este redus pentru sonda care urmează a se fora ZB-288 (figura 4.8). În ceea ce privește operațiunile și activitățile de foraj, toți timpii de operare sunt considerabil reduși. Există și momente neplanificate, unele prezentate în figura 4.11, care au apărut în timpul comparării a patru sonde din șantierul Zubair. Acest lucru se datorează

problemelor neprevăzute, reparațiilor, întreținerii sau logisticii. Astfel, NPT total a crescut așa cum se arată în figura 4.12.

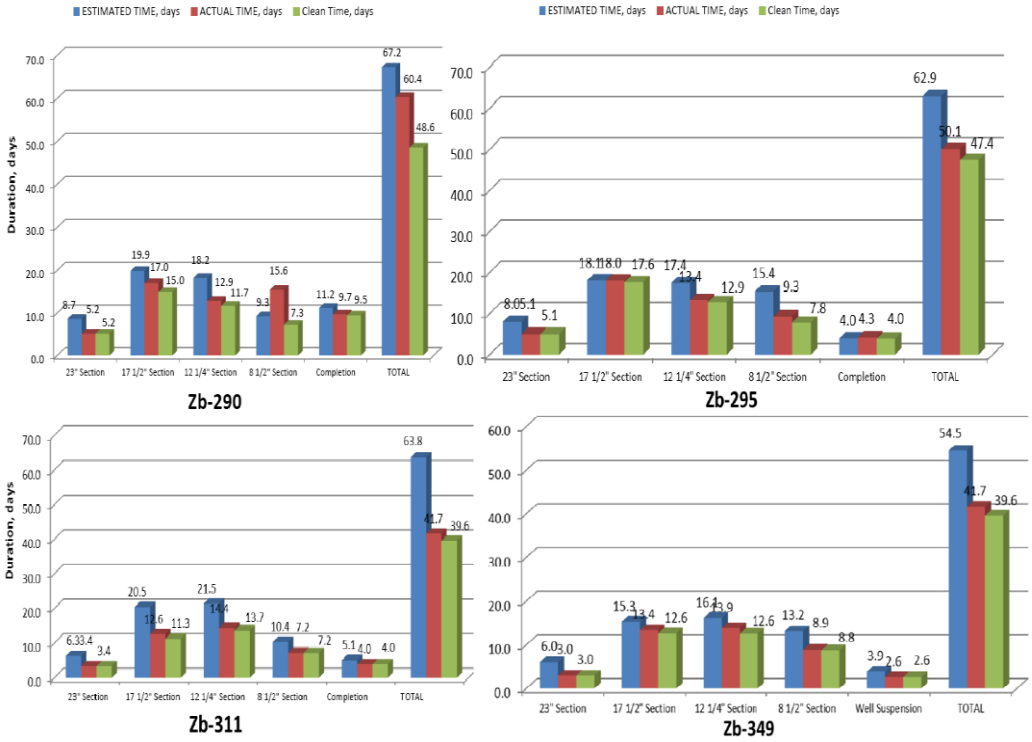
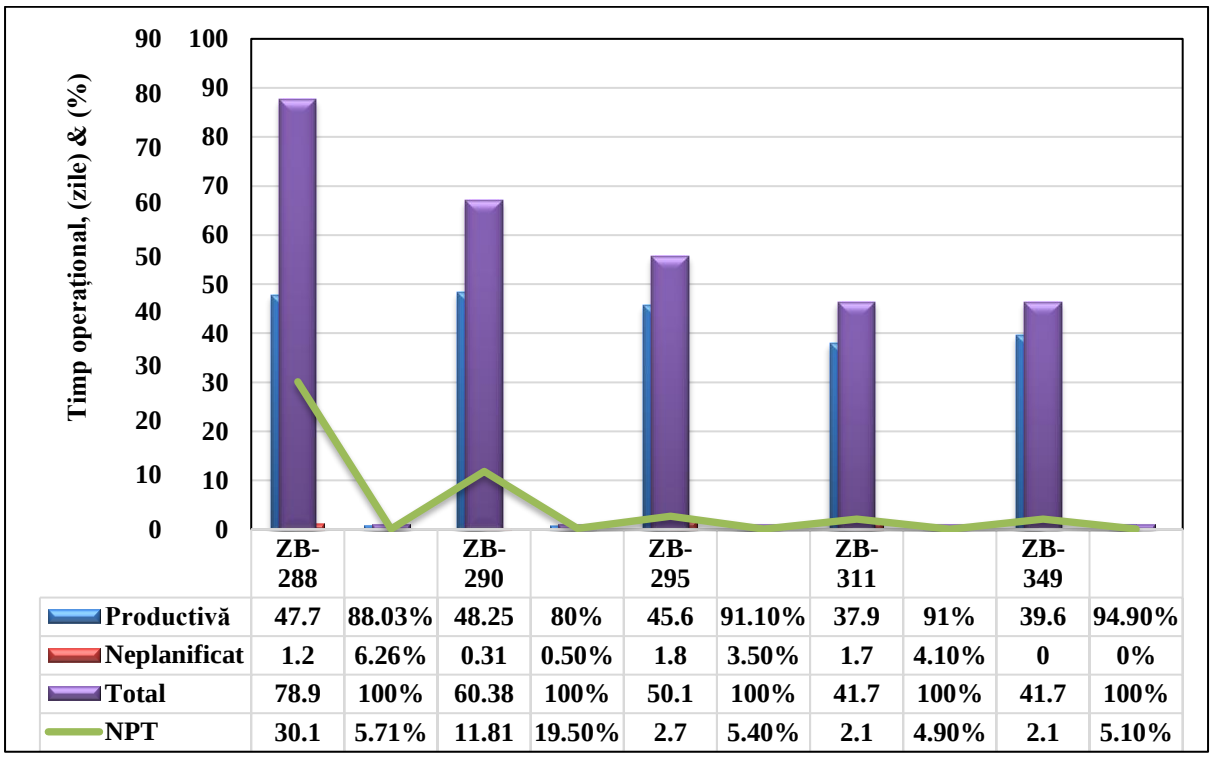
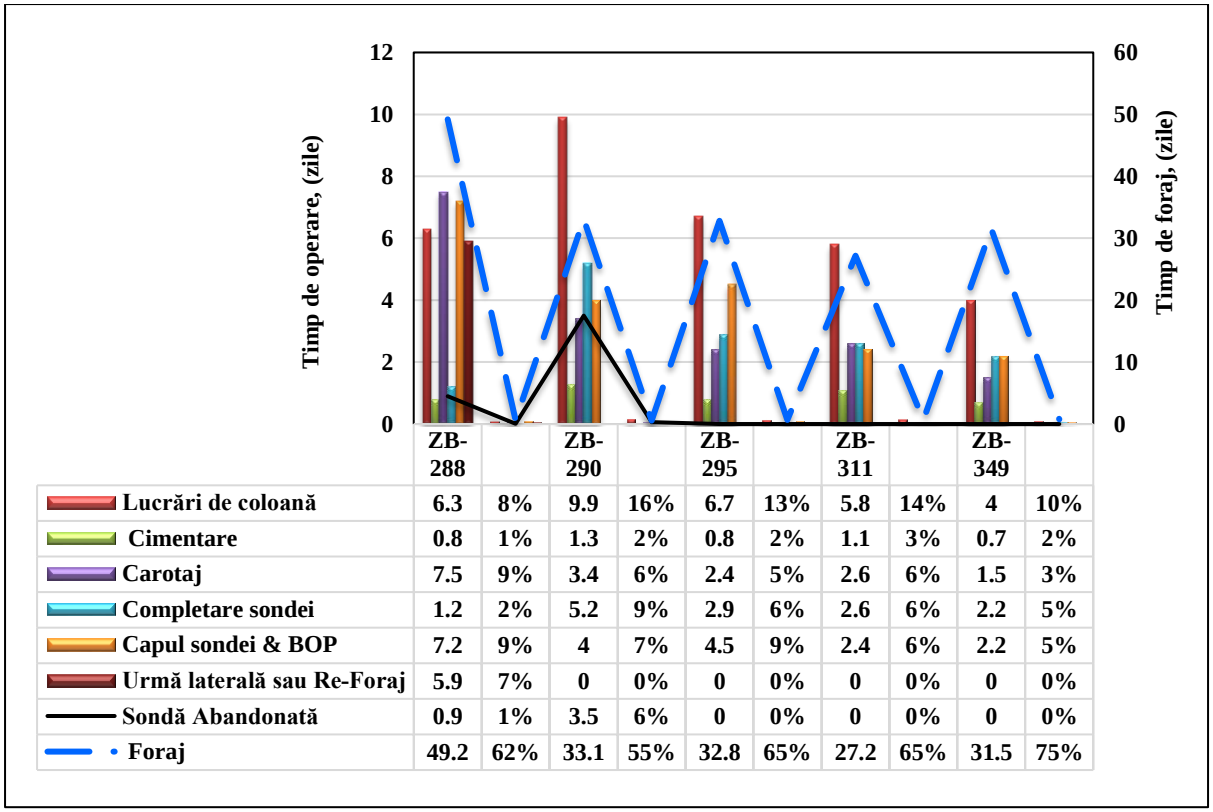


Fig.4.7. *Distribuția timpului estimat vs. timpul real pentru sondele din Zubair.*



	ZB-288		ZB-290		ZB-295		ZB-311		ZB-349	
Productivă	47.7	88.03%	48.25	80%	45.6	91.10%	37.9	91%	39.6	94.90%
Neplanificat	1.2	6.26%	0.31	0.50%	1.8	3.50%	1.7	4.10%	0	0%
Total	78.9	100%	60.38	100%	50.1	100%	41.7	100%	41.7	100%
NPT	30.1	5.71%	11.81	19.50%	2.7	5.40%	2.1	4.90%	2.1	5.10%

Fig.4.8. *Distribuția timpului de funcționare pentru sondele din Zubair.*



	ZB-288		ZB-290		ZB-295		ZB-311		ZB-349	
Lucrări de coloană	6.3	8%	9.9	16%	6.7	13%	5.8	14%	4	10%
Cimentare	0.8	1%	1.3	2%	0.8	2%	1.1	3%	0.7	2%
Carotaj	7.5	9%	3.4	6%	2.4	5%	2.6	6%	1.5	3%
Completare sondei	1.2	2%	5.2	9%	2.9	6%	2.6	6%	2.2	5%
Capul sondei & BOP	7.2	9%	4	7%	4.5	9%	2.4	6%	2.2	5%
Urmă laterală sau Re-Foraj	5.9	7%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Sondă Abandonată	0.9	1%	3.5	6%	0	0%	0	0%	0	0%
Foraj	49.2	62%	33.1	55%	32.8	65%	27.2	65%	31.5	75%

Fig.4.9. *Distribuția de operațiuni diferite pentru sonde din Zubair.*

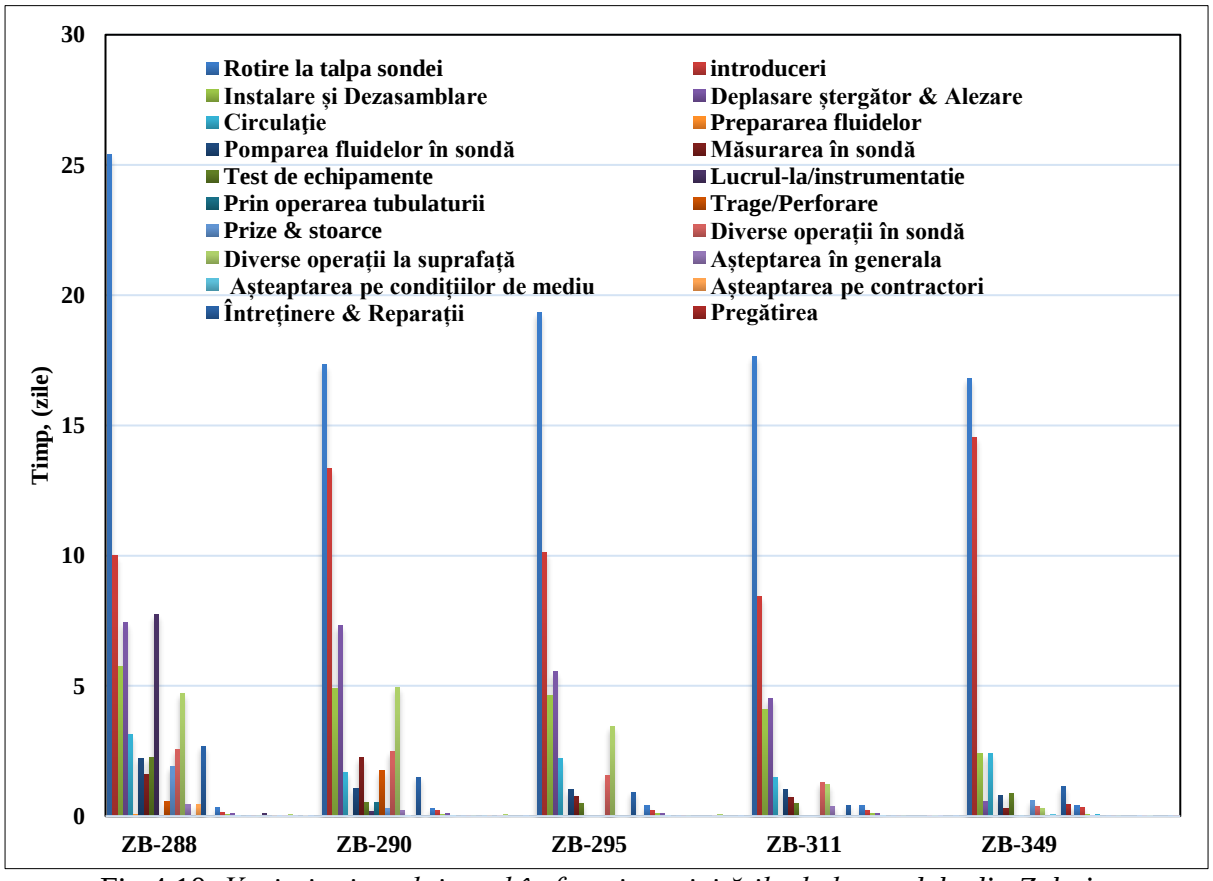
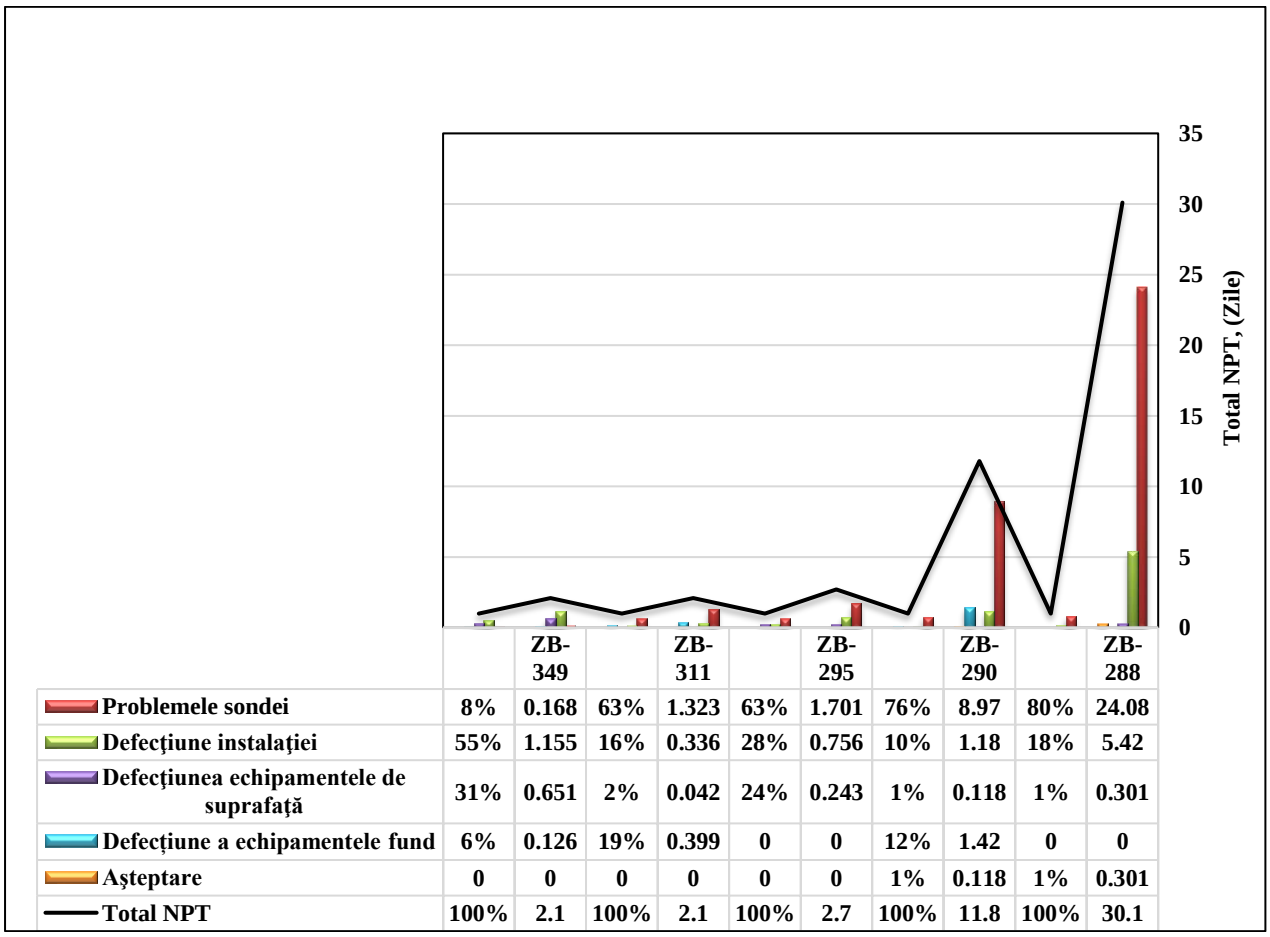


Fig.4.10. *Variația timpului total în funcție activitățile de la sondele din Zubair.*



Fig.4.11. *Variația timpului total în funcție de tipologie (sonde din Zubair).*



	ZB-349		ZB-311		ZB-295		ZB-290		ZB-288
Problemele sondei	8%	0.168	63%	1.323	63%	1.701	76%	8.97	80%	24.08
Defecțiune instalației	55%	1.155	16%	0.336	28%	0.756	10%	1.18	18%	5.42
Defecțiunea echipamentele de suprafață	31%	0.651	2%	0.042	24%	0.243	1%	0.118	1%	0.301
Defecțiune a echipamentele fund	6%	0.126	19%	0.399	0	0	12%	1.42	0	0
Așteptare	0	0	0	0	0	0	1%	0.118	1%	0.301
Total NPT	100%	2.1	100%	2.1	100%	2.7	100%	11.8	100%	30.1

Fig.4.12. *Variația totală a NPT pentru sonde din Zubair.*

Rata de penetrare (ROP), evaluarea comparativă și calcule

Metodologia de evaluare comparativă a ROP depinde de datele înregistrate ale sondelor de compensare care provin din rapoartele zilnice ale tuturor operațiunilor de foraj. Aceste rapoarte conțin o cantitate foarte mare de date și informații pentru fiecare activitate sau operațiune efectuată în timpul forării unei anumite sonde. Metodologia propusă utilizează ecuațiile de mai jos, (4.1) … (4.4), furnizate de (Eren și Kok) [227].

Metodologia și calculele noastre se bazează pe datele de teren colectate din rapoartele de foraj și investigațiile MWD/LWD. Exemplul de diagramă prezentat în figura 4.13 ilustrează datele utilizate în timpul calculelor pentru sonda ZB-288.

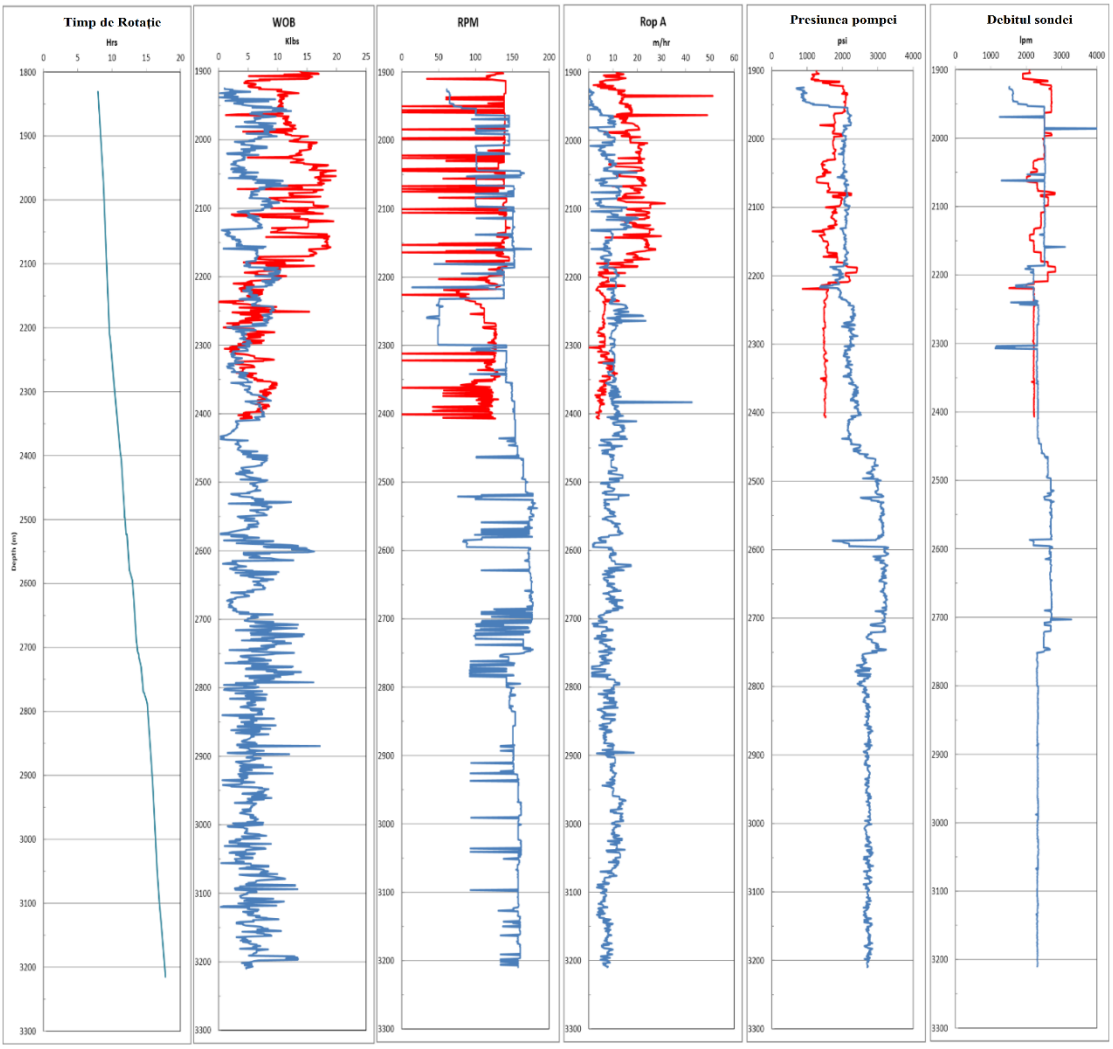


Fig.4.13. *Exemplu de date măsurate, utilizate în metodologia noastră pentru ZB-288.*

Performanța ROP este calculată cu ajutorul ecuației (4.1), prin care o variabilă non-fizică (ROP_{Index}) este apoi definită pentru secțiunile de foraj de la adâncimi mai mari, și calculată din ecuația (4.2) pe baza $\Delta Depth$.

$$\boldsymbol{ROP} = \frac{\boldsymbol{\Delta Depth}}{\boldsymbol{\Delta Time}} \quad (4.1)$$

$$\boldsymbol{ROP_{IndexD1-D2}} = \boldsymbol{\Delta Depth_{D1-D2} x\ ROP_{D1-D2}} \quad (4.2)$$

Următoarea ecuație este utilizată pentru a calcula însumarea mărimilor ROP_{Index} :

$$\sum \boldsymbol{ROP_{Index}} = \sum_{1}^{TD} \boldsymbol{ROP_{IndexD1-TD}} \quad (4.3)$$

$$\boldsymbol{Depth - ROP_{Index}} = \frac{\sum \boldsymbol{ROP_{Index}}}{\boldsymbol{Total\ Well\ Depth}} \quad (4.4)$$

Graficul (ROP_{Index}) (figurile 4.15 și 4.16) arată $\sum ROP_{Index}$ vs Adâncime pentru aceleași sonde, în timp ce al doilea (figura 4.14) arată datele tradiționale de timp vs adâncime pentru aceleași sonde.

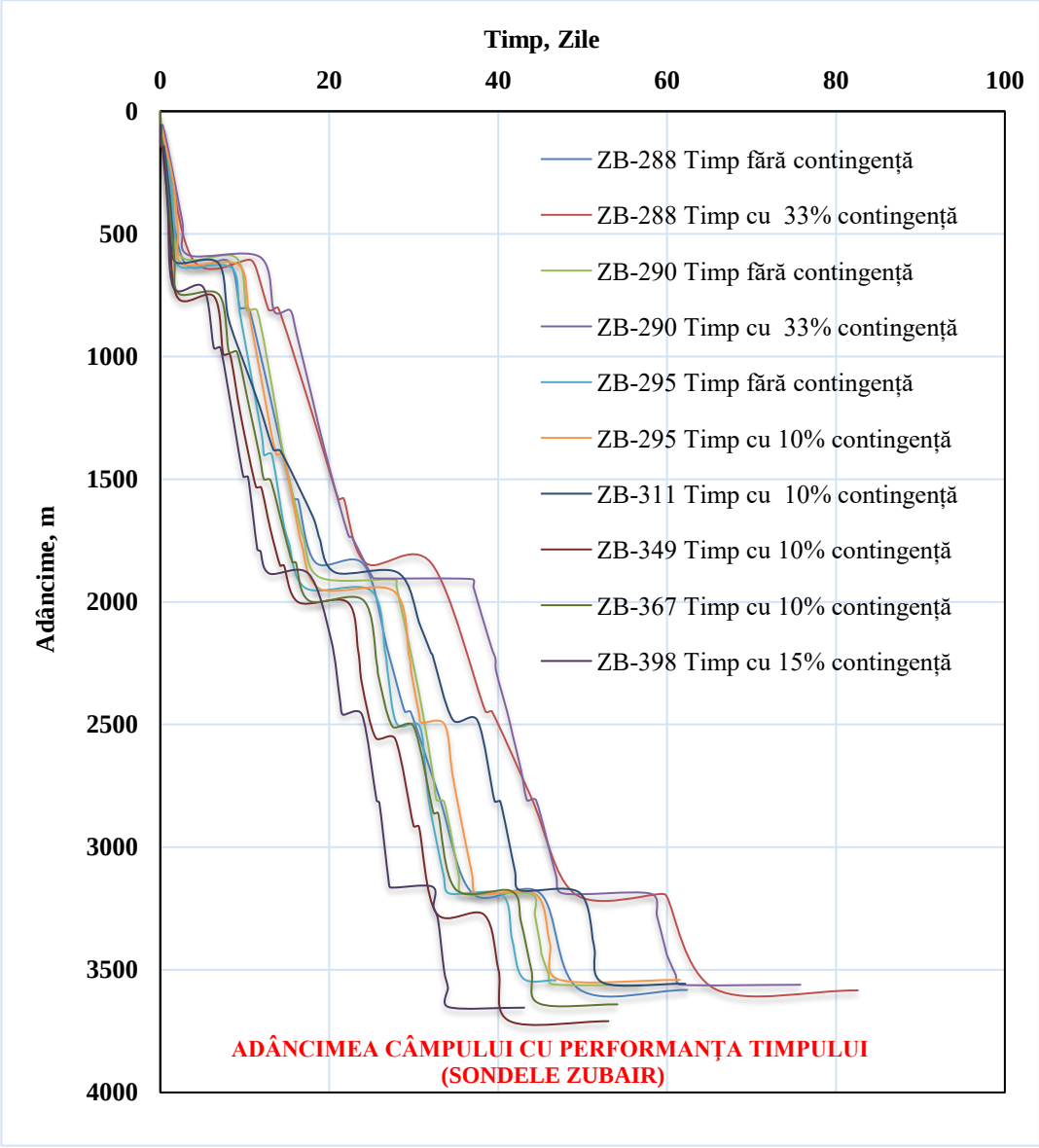


Fig.4.14. *Diagrama timp vs. adâncime pentru sonde din Zubair.*

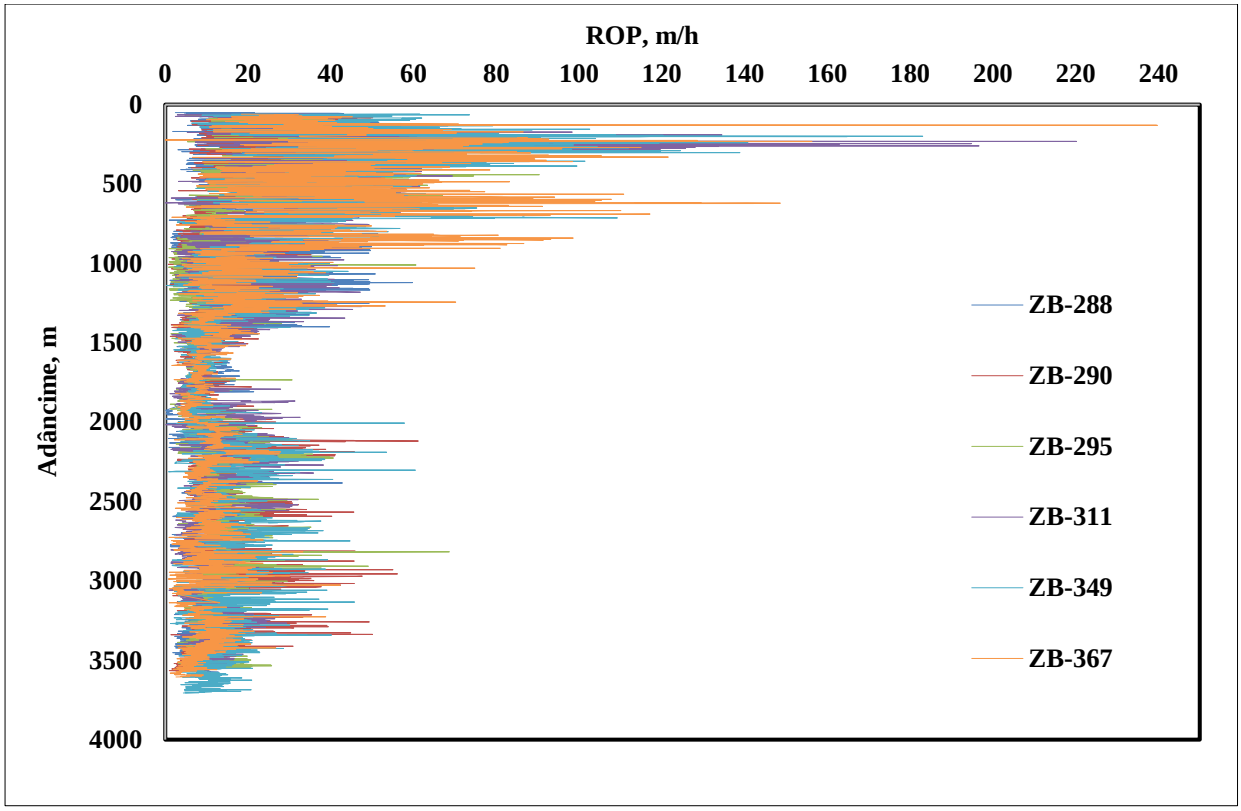


Fig.4.15. *Performanța ROP la sondele din șantierul Zubair*.

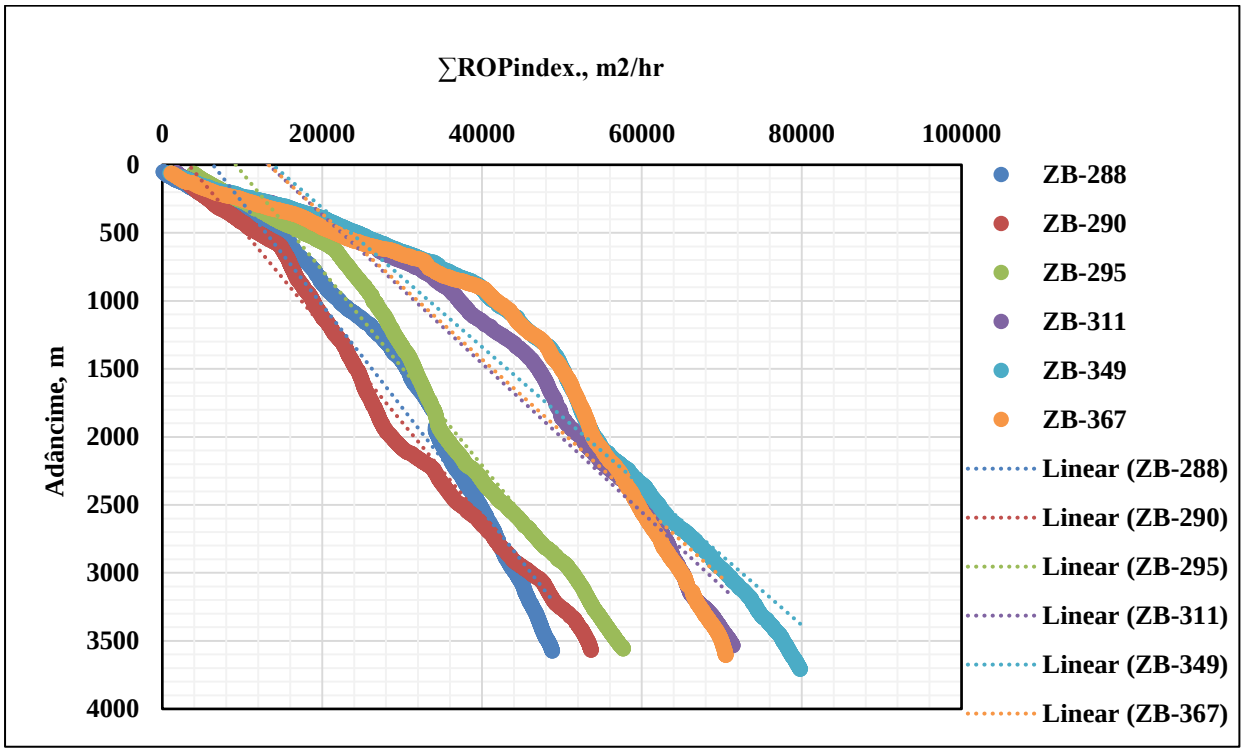


Fig.4.16. *Adâncime vs* $\sum ROP_{index.}$

Diagramele rezultatelor pentru sondele Zubair sunt prezentate în figura 4.17. Ele demonstrează diferențele care apar atunci când se compară eficiența forajului între timpul tradițional vs. adâncime și metodologiile de indexare ROP.

Desigur, sondele care au un cumul semnificativ de NPT și, totuși, au fost forate eficient din punct de vedere al ROP, nu sunt cele mai bune sonde. Când ne uităm la curbele timp vs adâncime, putem observa că sonda ZB-398 are un timp mai bun față de sondele Zubair disponibile (tabelul 4.7). Cu toate acestea, când ne uităm la (ROP_{Index} șantierului), graficul arată că sonda ZB-349 a depășit sondele Zubair în ceea ce privește indexul ROP.

Proprietarul/ operatorul platformei ar fi trebuit să analizeze de ce ZB-398 nu pare a fi cea mai bună sondă, deși are cel mai mic timp de foraj, deoarece motivul rezidă în etapele operaționale care au fost cauzate de activitățile, respectiv timpii neproductivi. Noua evaluare comparativă arată care sondă a funcționat cel mai bine în ROP, și care sonda nu.

Totuși, o privire mai atentă asupra factorului timp, scoate la iveală situația ZB-398 cu privire la NPT, dificultățile de la sondă, reparațiile garniturilor și alte probleme care au afectat astfel performanța forajului din punct de vedere al ROP.

În plus, cele mai bune performanțe ROP sunt obținute prin forarea sondelor ZB-288, ZB-290 și ZB-295, deși au avut un timp de foraj mai mare. Aceasta indică faptul că sondele timpurii de la Zubair au fost forate, în mare parte, cu un ROP mai bun decât cele forate recent. Metodologia propusă utilizează datele raportului zilnic ca intrare pentru a genera date de evaluare comparativă, pentru a determina performanța ROP a unei sonde aflate în derulare.

Evenimentele legate de NPT sunt eliminate folosindu-se această tehnologie, mascând astfel performanța unei sonde relativ eficientă. Echipajul responsabil cu eficiența sondei poate spune în orice moment în ce stadiu se află sonda, și dacă a fost îndeplinită sau nu curba de învățare.

Deoarece informațiile raportate zilnic sunt necesare ca intrare, abordarea de indexare ROP este simplu de aplicat. Această metodologie poate fi utilizată pentru a contracta misiuni de foraj în viitor. Companiile care operează pot stabili stimulente pentru tendința indexului ROP al sondei și pot oferi o sumă forfetară pentru restul sondei.

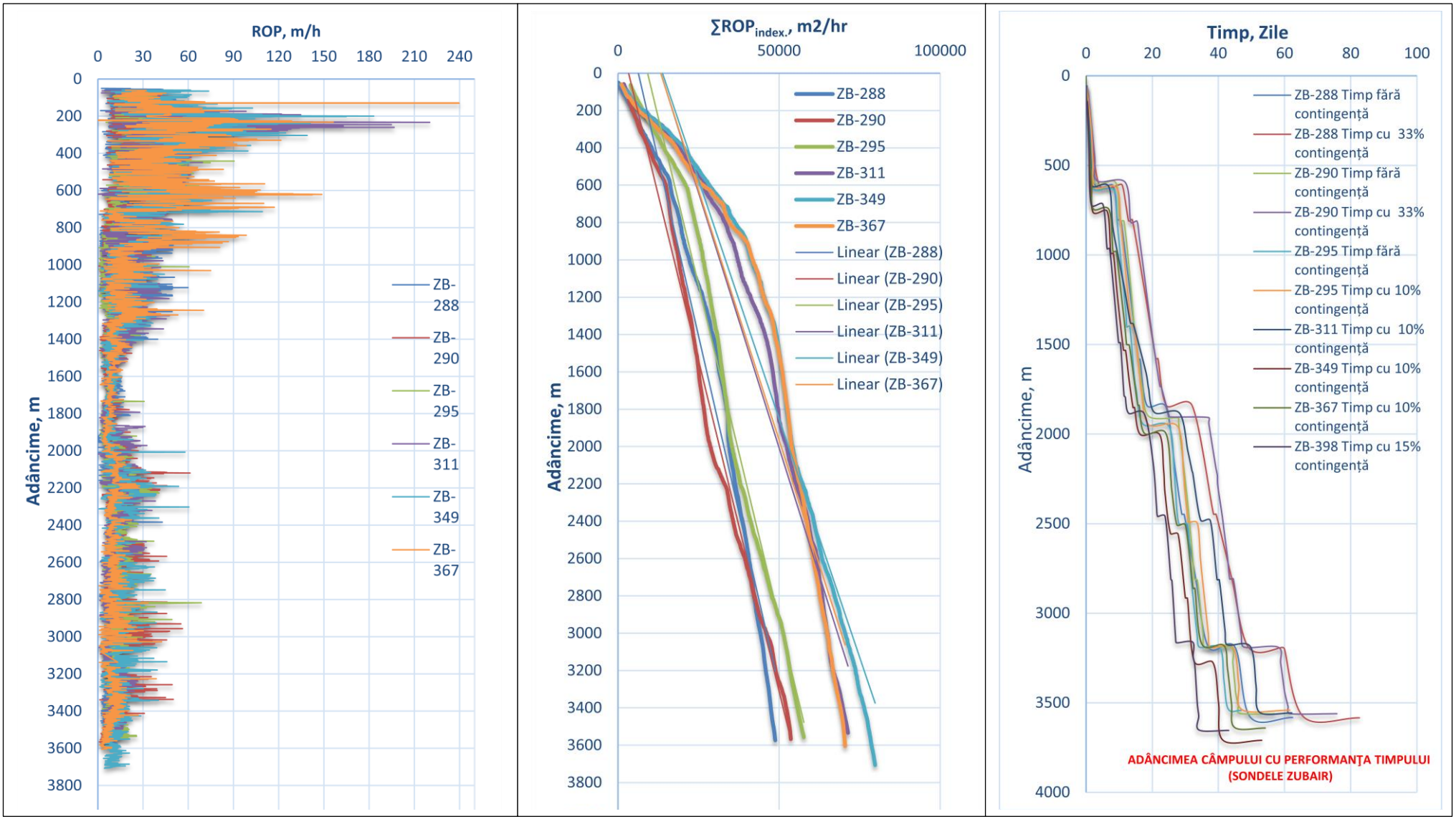


Fig.4.17 Comparația performanței sondelor Zubair: **(a)** Performanța ROP de șantier pentru sondele Zubair, **(b)** Adâncimea vs $\sum ROP_{index}$, **(c)** Diagrama timp & adâncime pentru sondele Zubair.

CAPITOLUL V
EFECTUL VIBRAȚIILOR GARNITURII DE FORAJ ASUPRA STABILITĂȚII LOR ȘI A GĂURII DE SONDĂ; EXPERIMENTE DE LABORATOR PRIVIND VIBRATIILE COLOANEI ȘI ALE GARNITURII DE FORAJ

5.1. Diagnosticarea vibrațiilor și analiza performanțelor în șantierul Zubair

Pentru a îmbunătăți performanța de foraj și pentru a preveni deteriorarea garniturii de foraj, este necesar să se reducă vibrațiile din sonde. În consecință, scopul principal al acestui studiu este de a diagnostica și analiza vibrațiile de foraj pentru sondele din șantierul Zubair. Sunt identificate tipurile de moduri de vibrație, cauzele lor relative și acțiunile de atenuare recomandate.

Mai mult, aceste vibrații sunt gradate și clasificate pentru a determina gradul de severitate al fiecărei operații respectiv cursă/ traseu din sondele forate. Parametrii de foraj sunt, de asemenea, reprezentați grafic, iar tendințele lor de creștere sau scădere sunt construite astfel încât să se prezică cei mai buni dintre ei, pentru optimizarea activităților viitoare.

Am constatat că majoritatea curselor sondelor au fost supuse unei alunecări severe din cauza vibrațiilor puternice de torsiune și a fost necesară o reducere a apăsării pe sapă WOB, respectiv o creștere a turației RPM pentru diminuarea acestora. În plus, ZB-311 cursa 400, și ZB-349 cursa 600, au fost supuse la lipire-alunecare puternică și la vârtej al ansamblului inferior BHA. În cele din urmă, diagramele parametrilor de foraj au arătat neuniformitățile și neregularitățile dintre ele.

5.2. Descrierea datelor măsurate ale sondelor

Datele de vibrație bazate pe variația în timp sunt înregistrate, iar investigațiile de vibrații sunt disponibile pentru 6 sonde: ZB-288, ZB-290, ZB-295, ZB-311, ZB-349 și ZB-367. Investigațiile de vibrații sunt înregistrate pentru trei curse, pentru fiecare sondă, după cum urmează:

- SONDA ZB-288, CURSE: 500, 600, 700;
- SONDA ZB-290, CURSE: 500, 600,700;
- SONDA ZB-295, CURSE: 400, 500, 600;
- SONDA ZB-311, CURSE: 400, 500, 600;
- SONDA ZB-349, CURSE: 500, 600,700
- SONDĂ ZB-367, CURSE: 300, 400, 500.

Intervalul de adâncime al fiecărei curse, pentru fiecare sondă, este prezentat în tabelul 4.1, capitolul IV. Investigațiile de vibrații prezentate în figurile 5.1 … 5.3 conțin date înregistrate ale razelor gamma combinate, debitul total, ROP, presiunea de suprafață, viteza de rotație la suprafață, WOB medie, cuplul mediu, vibrații laterale (Avg X și Avg Y), vibrații axiale, variațiuni DDSr RPM și lipire-alunecare severe cu adâncimea [252].

5.3. Analize și discuții asupra investigării vibrațiilor la sondele din Zubair

Este clar că vibrațiile de foraj cu diferitele lor moduri au un impact major asupra performanțelor forajului și conduc la creșterea timpului neproductiv NPT. Prin urmare, costul aferent timpului neproductiv va fi majorat direct. Ne referim la șase sonde forate în șantierele din Zubair, iar investigarea vibrațiilor înregistrate sunt prezentate în figurile 5.1 … la 5.3.

Aceste sonde sunt ZB-288, ZB-290, ZB-295, ZB-311, ZB-349 și ZB-367. Astfel, am realizat un studiu de diagnostic-analiză pentru a identifica tipurile de vibrații apărute în fiecare sondă și fiecare cursă, cauzele, gravitatea acestora și selectarea metodelor de atenuare pentru fiecare sondă.

De la prima vedere, cursele de la cele șase sonde (figurile 5.1 … 5.3), ne-au dat posibilitatea să constatăm că majoritatea sondelor au fost expuse la vibrații mari, excepție făcând unele curse din sondele ZB-288, ZB-290 și ZB-367. Cu toate acestea, o analiză profundă a acelorași date, după efectuarea studiului de diagnostic-analiză (tabelele 5.1 și 5.2) și realizarea unui tabel de clasificare bazat pe revizuirea literaturii de specialitate, a arătat că majoritatea exploatărilor sondelor a fost supusă lipirii-alunecării severe.

A fost necesară o reducere intermediară a acestor vibrații prin reducerea WOB și creșterea RPM. Deși majoritatea curselor au fost supuse la vibrații mai mari, au existat patru curse în ZB-288, ZB-290, Z295 și ZB-367, care au fost expuse la vibrații scăzute sau normale (tabelul 5.1). Prin urmare, putem admite că aceste curse nu au fost afectate de vibrații.

Pentru a atinge vibrații scăzute și operațiuni sigure, vibrațiile laterale, de torsiune și axiale sunt diagnosticate, analizate și apoi gradate (tabelul 5.2). De asemenea, am constatat că aceste sonde au fost supuse lipirii-alunecării din cauza vibrațiilor de torsiune, motiv pentru care a fost necesară reducerea WOB și creșterea RPM.

Cu toate acestea, ZB-311, cursa 400, și ZB-349, cursa 600, au fost supuse la alunecare puternică și la vârtejul BHA (tabelul 5.2). Ambele aspecte au nevoie de un răspuns rapid pentru a preveni deteriorarea garniturii de foraj.

În final, parametrii regimului de foraj sunt reprezentați împreună, în special cei care afectează direct gradul și modul de vibrații precum WOB și RPM (la acești parametri adăugăm și ROP), pentru a genera noi corelații sau relații pentru obșinerea celor mai bune performanțe în cadrul activităților viitoare. Majoritatea curselor (figura 5.4) arată neuniformitatea și neregularitatea potrivirii între acești parametri.

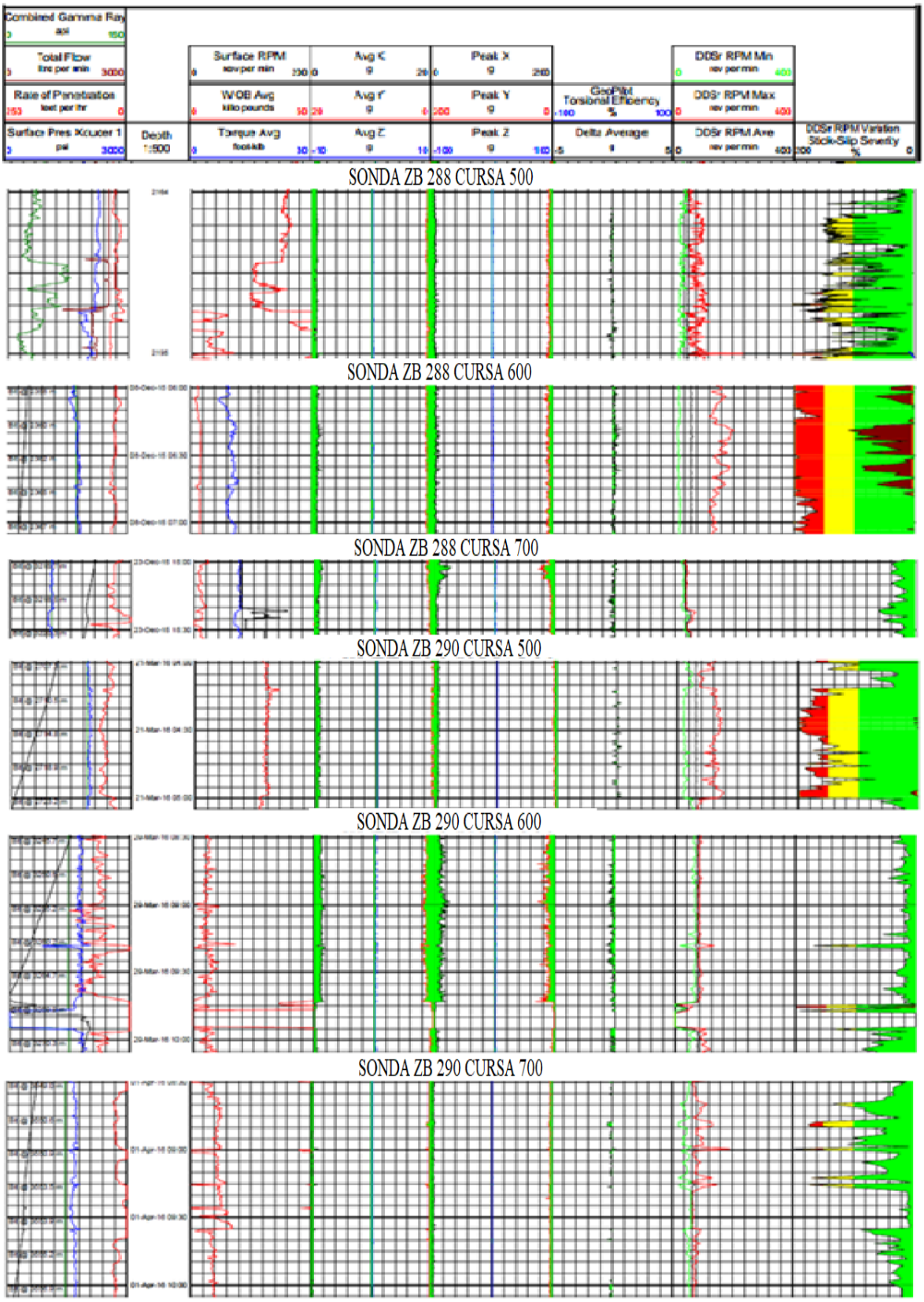


Fig.5.1. *Înregistrarea curselor pentru investigarea vibrațiilor la sondele ZB 288 și ZB 290.*

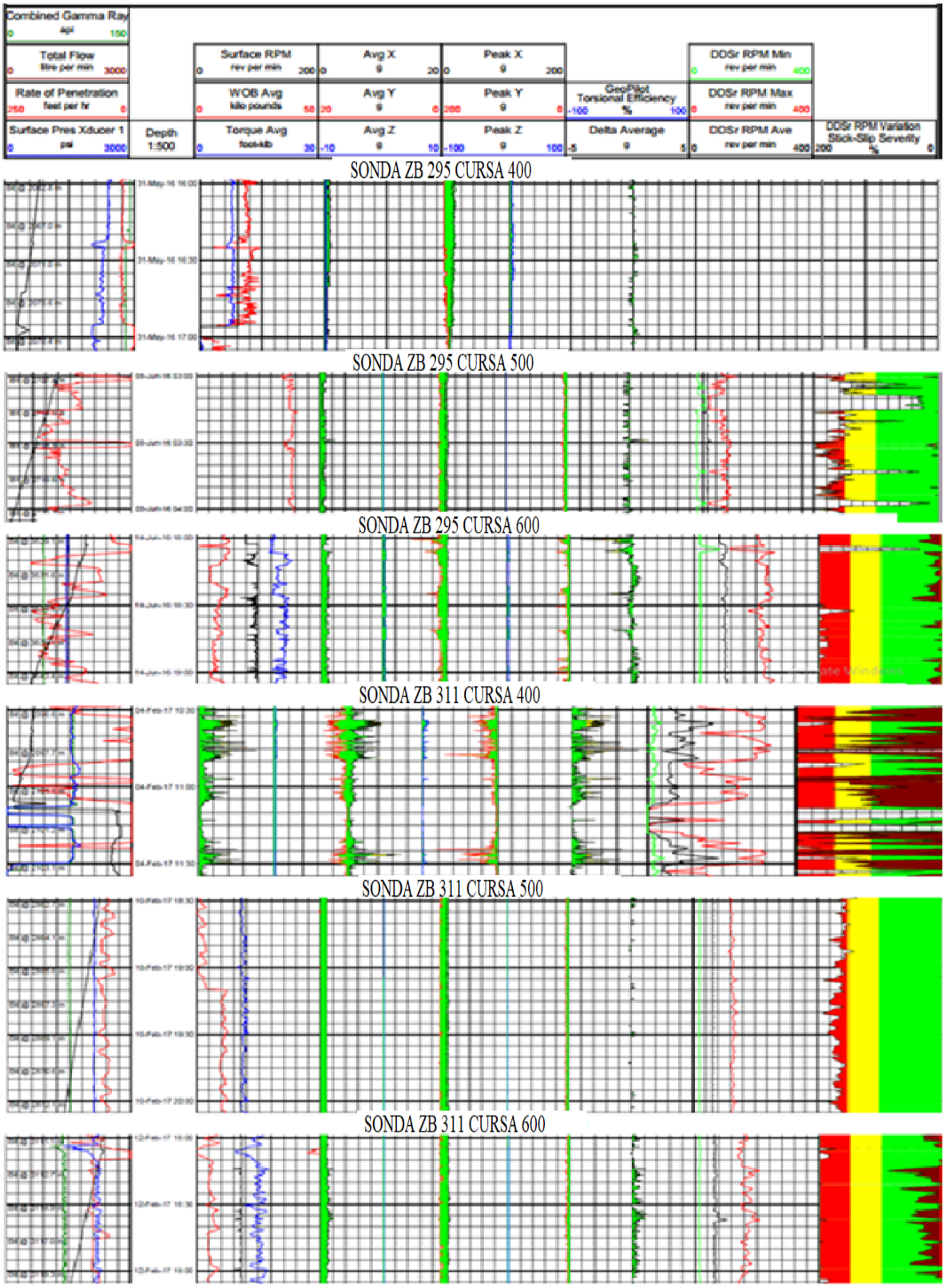


Fig.5.2. *Înregistrarea curselor de investigare a vibrațiilor pentru sondele ZB 295 și ZB 311.*

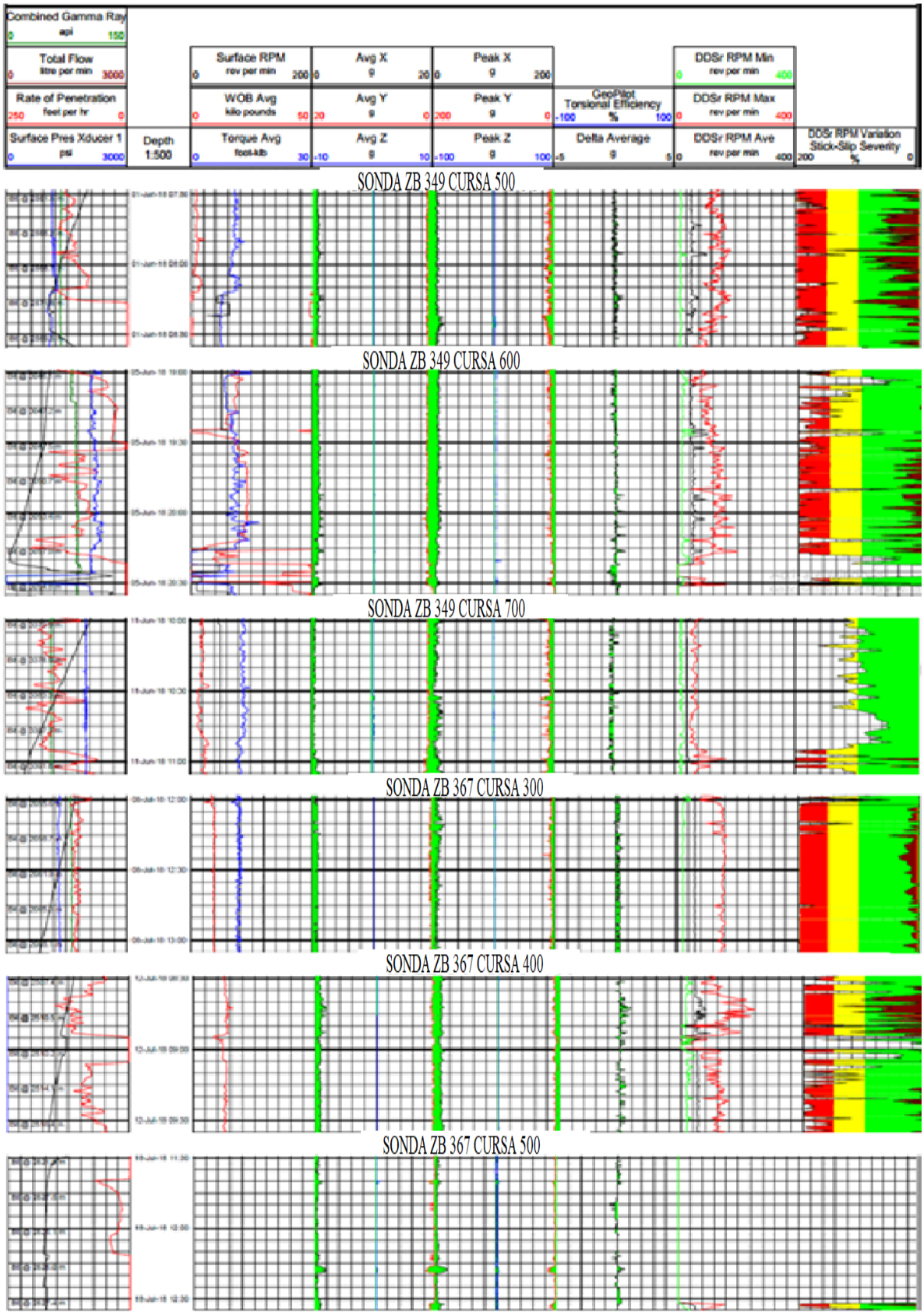


Fig.5.3. *Înregistrarea curselor de investigare a vibrațiilor pentru sondele ZB 349 și ZB 367.*

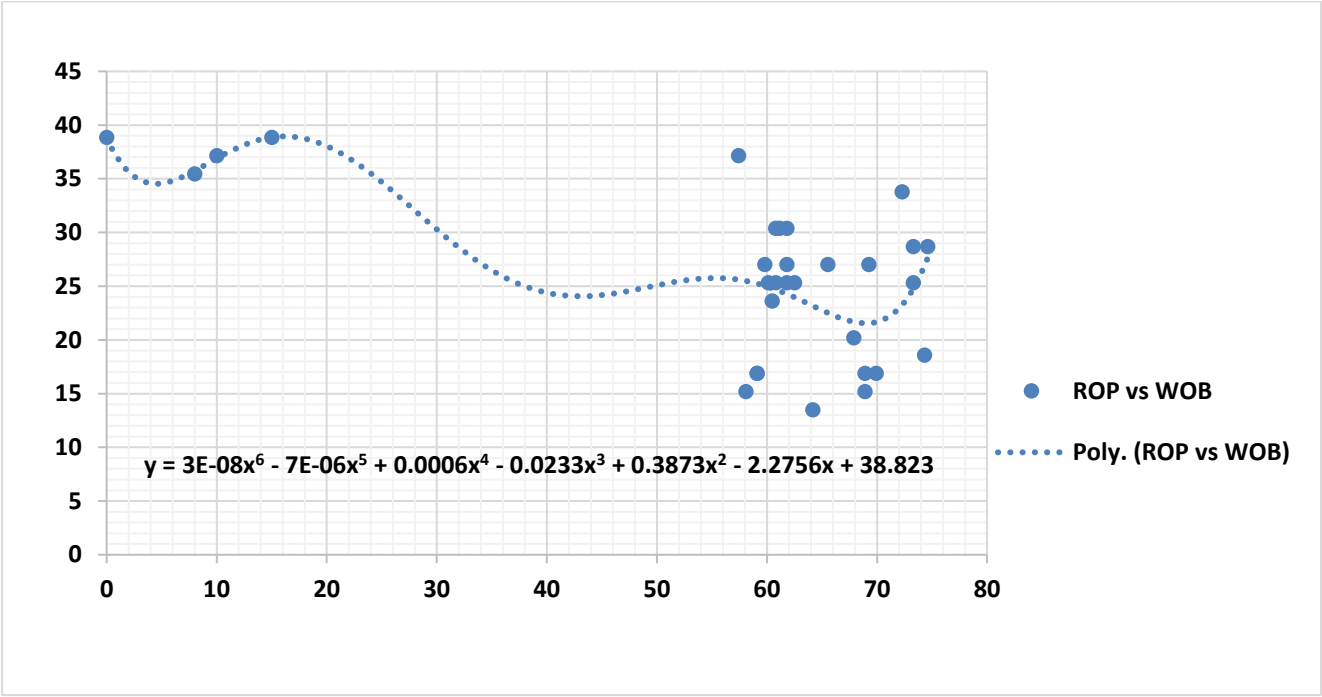
Tabelul 5.1. **Diagnosticarea și analiza vibrațiilor pe baza datelor înregistrate în șase sonde din Zubair**

SONDE Nr.	VALOARE (RPM) %	LIPIRE-ALUNECARE (RPM)% (CURA)	NIVEL	STAT	ADÂNCIME (m)	TIMP LIMIT
	140-160	>100 (500)	Sever	Lipire-Alunecare	2164-2195	Imediat reduce vibrația
ZB 288	180-200	>100 (600)	Sever	Lipire-Alunecare	2358-2367	Imediat reduce vibrația
	37-60	40~60 (700)	Mediu	Vibrație Torsiune	3215-3220	Nu
	160-200	>100 (500)	Sever	Lipire-Alunecare	2707-2723	Imediat reduce vibrația
ZB 290	20-40	0~40 (600)	Mic	-	3245- 3270	Nu
	80-120	80~100(700)	Mare	Lipire-Alunecare	3549-3556	Trebuie reducă vibrația 30 minute
	0-10	0~40 (400)	Mic	-	2062-2078	Nu
ZB 295	180-200	>100 (500)	Sever	Lipire-Alunecare	2707-2723	Imediat reduce vibrația
	200	>100(600)	Sever	Lipire-Alunecare	3529-3543	Imediat reduce vibrația
	200	>100(400)	Sever	Lipire-Alunecare	2096-2103	Imediat reduce vibrația
ZB 311	180-200	>100(500)	Sever	Lipire-Alunecare	2865-2872	Imediat reduce vibrația
	200	>100(600)	Sever	Lipire-Alunecare	3111-3119	Imediat reduce vibrația
	200	>100(500)	Sever	Lipire-Alunecare	2561-2569.5	Imediat reduce vibrația
ZB 349	200	>100(600)	Sever	Lipire-Alunecare	3046-3054	Imediat reduce vibrația
	80-100	80~100(700)	Mare	Lipire-Alunecare	3373-3391	Trebuie reducă vibrația 30 minute
	180-200	>100(300)	Sever	Lipire-Alunecare	2055-2068	Imediat reduce vibrația
ZB 367	180	>100(400)	Sever	Lipire-Alunecare	2507-2516	Imediat reduce vibrația
	0-20	0~40 (500)	Mic	-	2821-2827	Nu

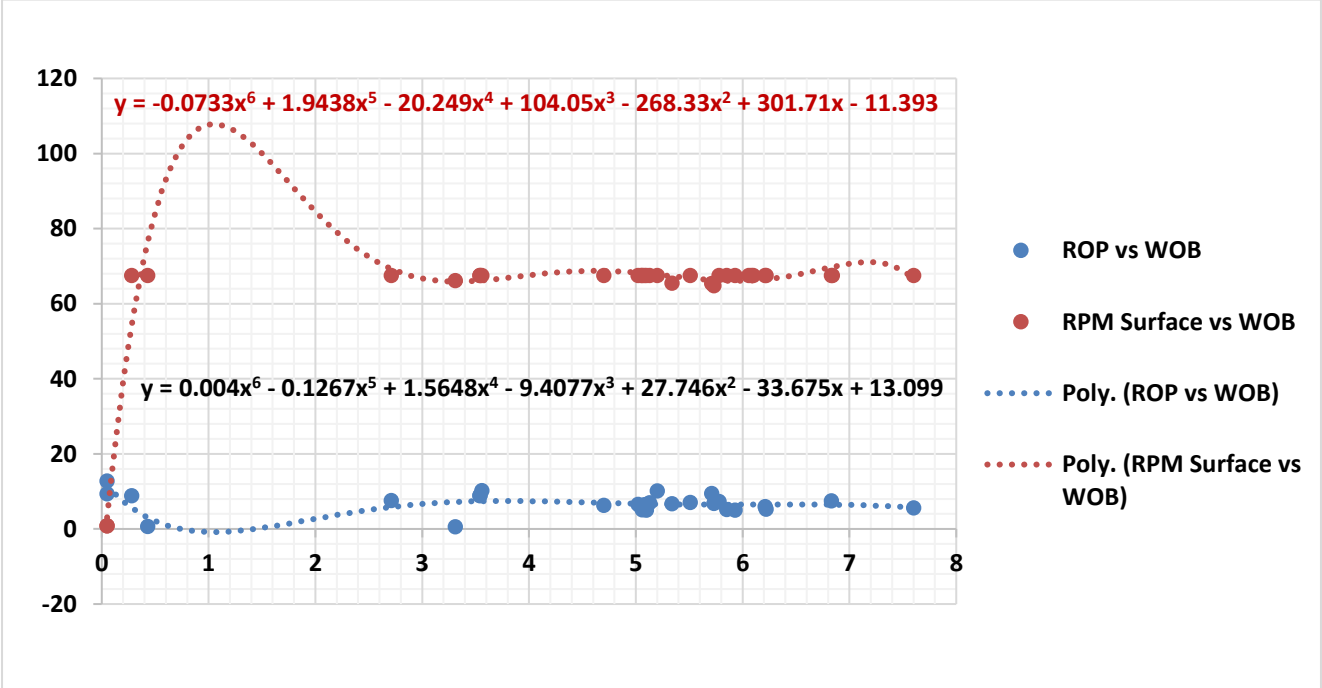
Tabelul 5.2. **Identificarea modurilor de vibrație în foraj și modalitățile de atenuare a acestora pentru sondele din Zubair**

Sonda / Cursa	Valoae	Avg X(g)	Avg Y(g)	Avg Z(g)	Vârf X(g)	Vârf Y(g)	Vârf Z(g)	Formal & Tipuri	Acțiune	Semne de succes
288 Cura 500	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.8	0.92	0	4	5.36	0			
	MAX	1.2	1.18	0.15	11.56	12.08	1.36			
		>2	>2		>20	>20	>10			
288 Cura 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.53	0.58	0	4.05	2.76	0			
	MAX	4	1.97	0	24.3	34.75	2.7			
		>4	>2		>20	>20	>10			
288 Cura 700	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.34	0.387	0	1.72	4.18	0			
	MAX	0.93	0.88	0.422	11.45	9.43	0.83			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cura 500	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.13	0.40	0	2.7	1.36	0			
	MAX	0.939	1.07	0	12.16	9.52	0			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cura 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.54	0.54	0	1.34	6.71	0			
	MAX	1.21	1.21	0.273	12	12.08	2.73			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cura 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.54	0.54	0	1.34	6.71	0			
	MAX	1.21	1.21	0.273	12	12.08	2.73			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cura 700	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.13	0.45	0	2.48	1.83	0			
	MAX	1.2	1.10	0.5	10.58	8.19	2.71			
		>2	>2		>20	>20	>10			
295 Run 400	RANG	0-20	0-20	0-(20/-20)	0-200	0-200	0-(40/-40)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Lower vibration
	MIN	0.2	0.308	0	3.988	0	1.08			
	MAX	3.77	0.83	0	11.74	0	3.25			
		>2	>2		>20	>20	>10			
295 Run 500	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.405	0.4	0.27	2.70	4.08	1.36			
	MAX	0.945	1.466	0.4	9.45	9.52	4.109			
		>2	>2		>20	>20	>10			
295 Cura 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.42	0.51	0.26	1.37	1.92	2.76			
	MAX	1.429	1.892	0.742	5.38	9.83	5.17			
		>2	>2		>20	>20	>10			
311 Cura 400	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire-Alunecare BHA Vârtej (Vibrație torsiunala & laterală)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.344	0.28	0.40	3.25	1.97	0			
	MAX	4.533	2.27	0.62	18	15.1	3.15			
		>4	>2		>20	>20	>10			
311	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire	Reduce SWOB	
	MIN	0.31	0.5	0	1.7	3.78	0			

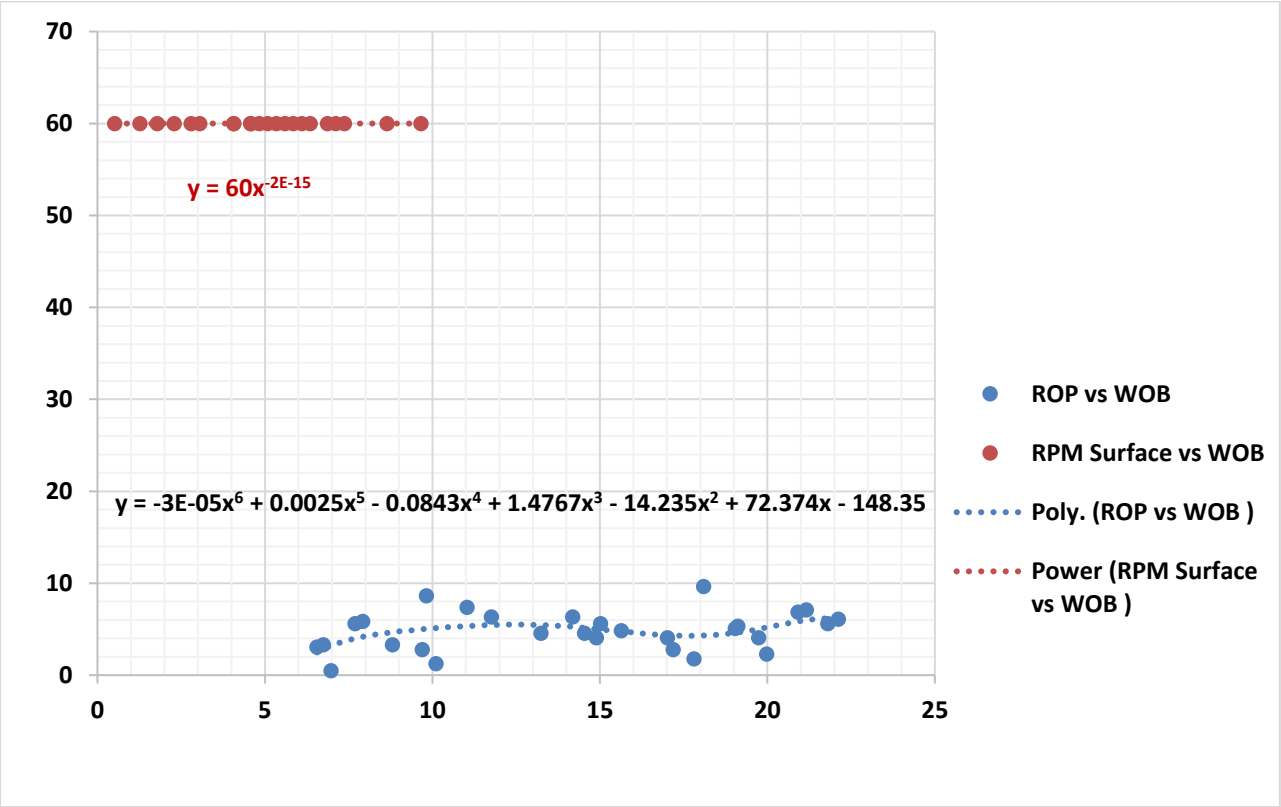
Cura 500	MAX	2.28	1.38	0	13	11.12	0	Alunecare (Vibrație torsiune)	& crește RPM	Vibrație mai scăzută
		>2	>2		>20	>20	>10			
311 Cura 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.53	0.93	0	1.35	2.72	0			
	MAX	2.93	1.46	0	8.1	6.8	0			
		>2	>2		>20	>20	>10			
349 Cura 500	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.24	0.44	0	1.4	1.53	0			
	MAX	1.09	1.18	0	7.98	7.21	0			
		>2	>2		>20	>20	>10			
349 Cura 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	BHA Vârtej	Reduce RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.67	0.94	0.27	4.026	5.29	1.33			
	MAX	4.18	2.7	0.54	28.18	23.84	5.33			
		>4	>2		>20	>20	>10			
349 Cura 700	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută, Scade rapid cuplul
	MIN	0.64	0.36	0	4.18	1.14	0			
	MAX	1.51	1.35	0.67	19.9	17.32	22.87			
		>2	>2		>20	>20	>20			
367 Cura 300	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	2.68	0.13	0	1.36	2.7	0			
	MAX	0.93	0.94	0	6.8	10.81	0			
		>2	>2		>20	>20	>10			
367 Cura 400	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.667	0.53	0	2.72	1.34	1.35			
	MAX	1.33	1.33	0	21.76	16.10	5.4			
		>2	>2		>20	>20	>10			
367 Cura 500	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.53	0.4	0	1.35	2.66	1.31			
	MAX	3.46	1.48	0	14.86	18.67	6.57			
		>2	>2		>20	>20	>10			


y = 3E-08x⁶ - 7E-06x⁵ + 0.0006x⁴ - 0.0233x³ + 0.3873x² - 2.2756x + 38.823
ROP vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)

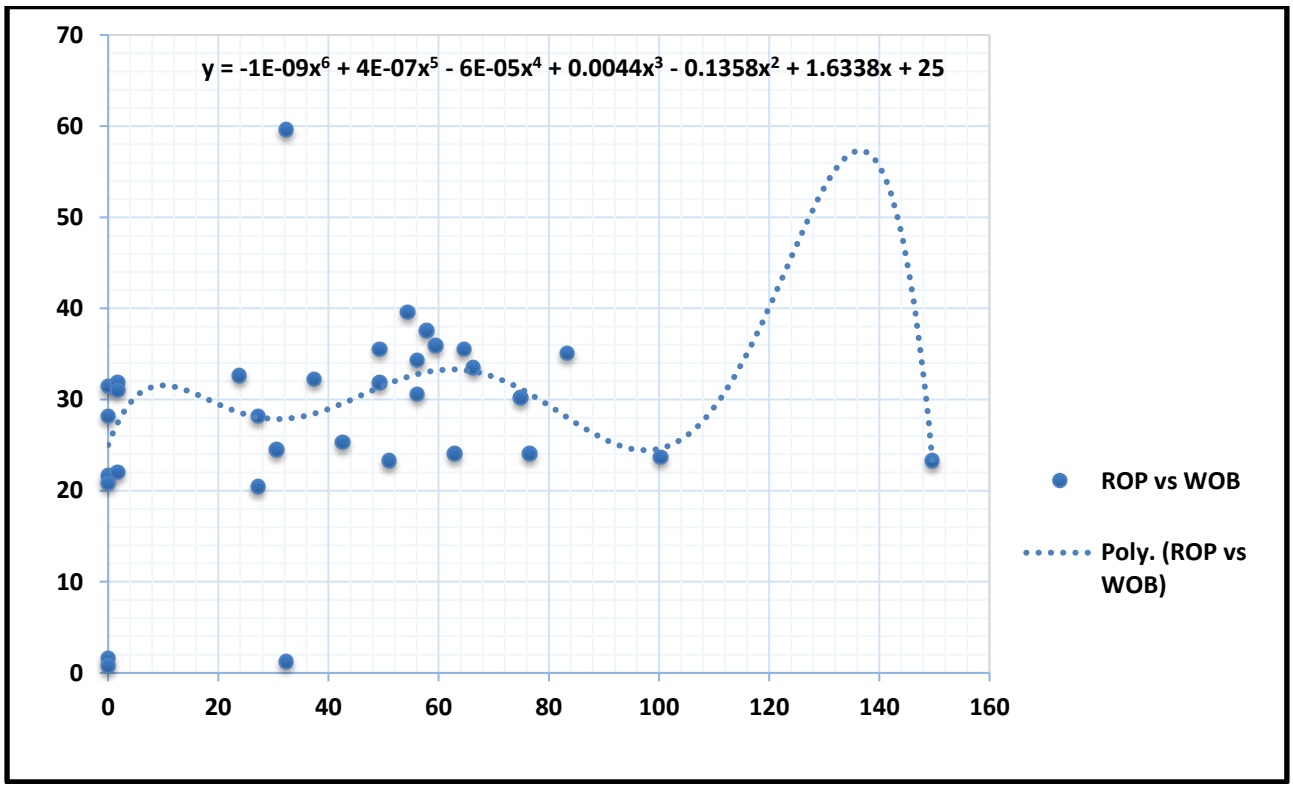
a.


y = -0.0733x⁶ + 1.9438x⁵ - 20.249x⁴ + 104.05x³ - 268.33x² + 301.71x - 11.393
y = 0.004x⁶ - 0.1267x⁵ + 1.5648x⁴ - 9.4077x³ + 27.746x² - 33.675x + 13.099
ROP vs WOB
RPM Surface vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Poly. (RPM Surface vs WOB)

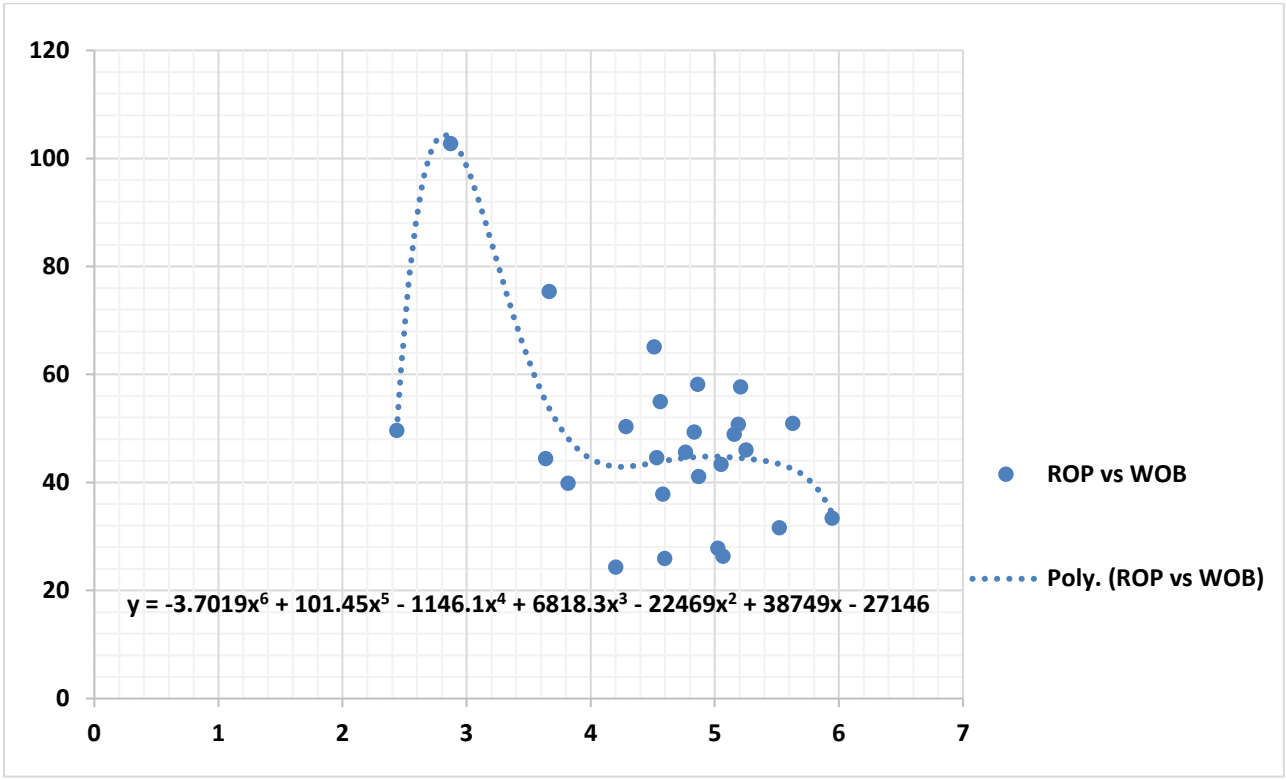
b.


y = 60x^-2E-15
y = -3E-05x^6 + 0.0025x^5 - 0.0843x^4 + 1.4767x^3 - 14.235x^2 + 72.374x - 148.35
ROP vs WOB
RPM Surface vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Power (RPM Surface vs WOB)

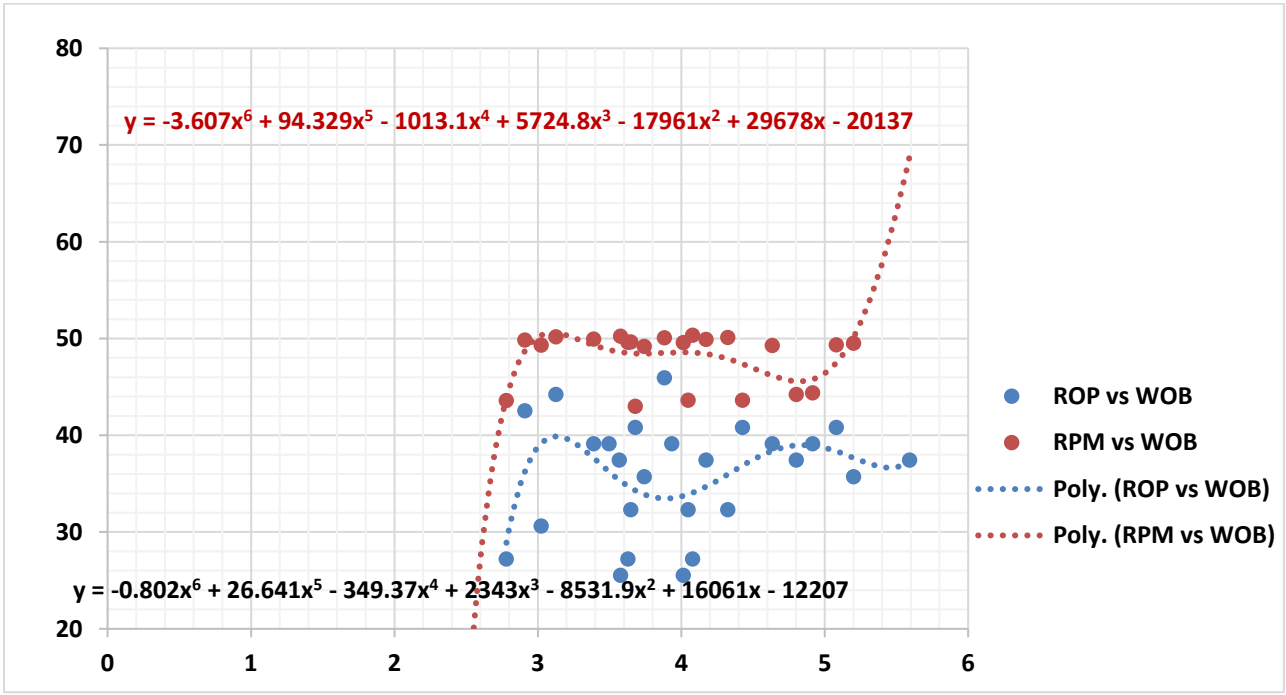
c.


y = -1E-09x^6 + 4E-07x^5 - 6E-05x^4 + 0.0044x^3 - 0.1358x^2 + 1.6338x + 25
ROP vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)

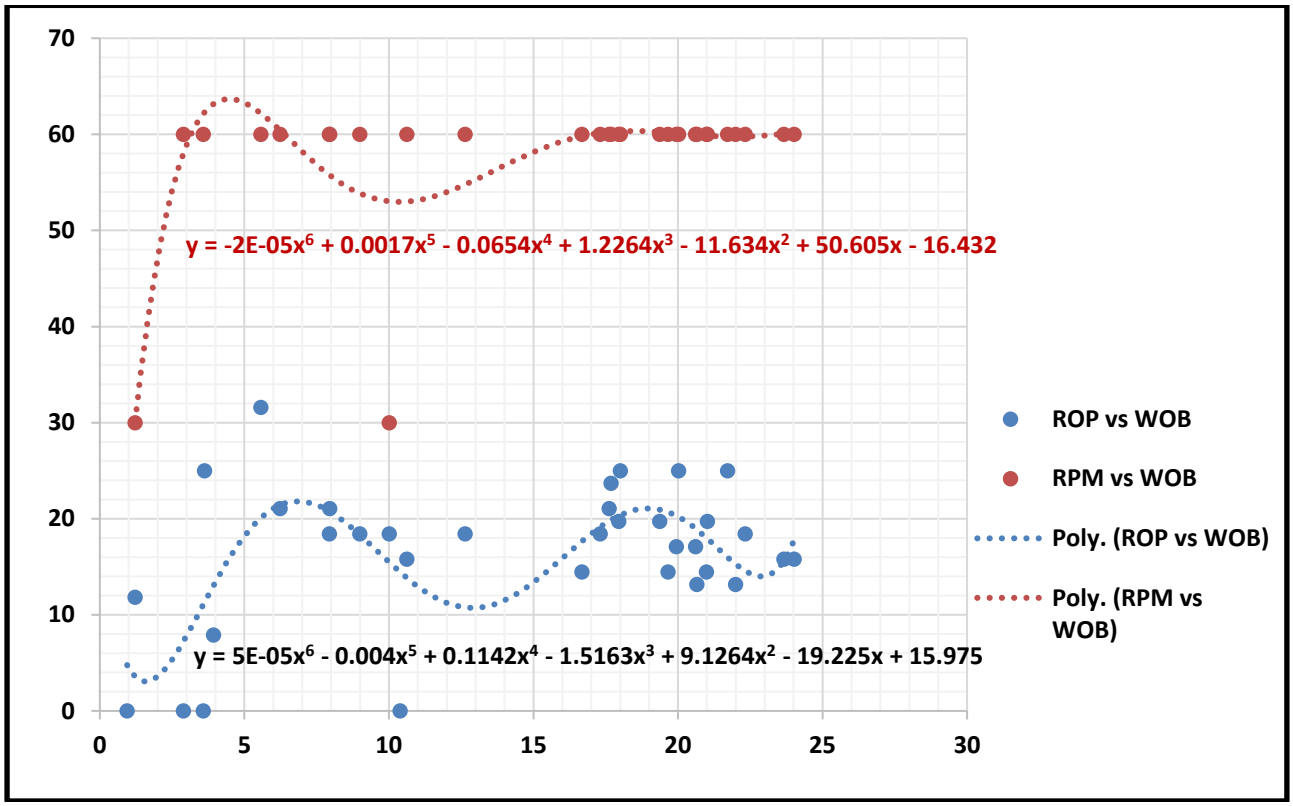
d.


120
100
80
60
40
20
0
0
1
2
3
4
5
6
7
y = -3.7019x⁶ + 101.45x⁵ - 1146.1x⁴ + 6818.3x³ - 22469x² + 38749x - 27146
ROP vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)

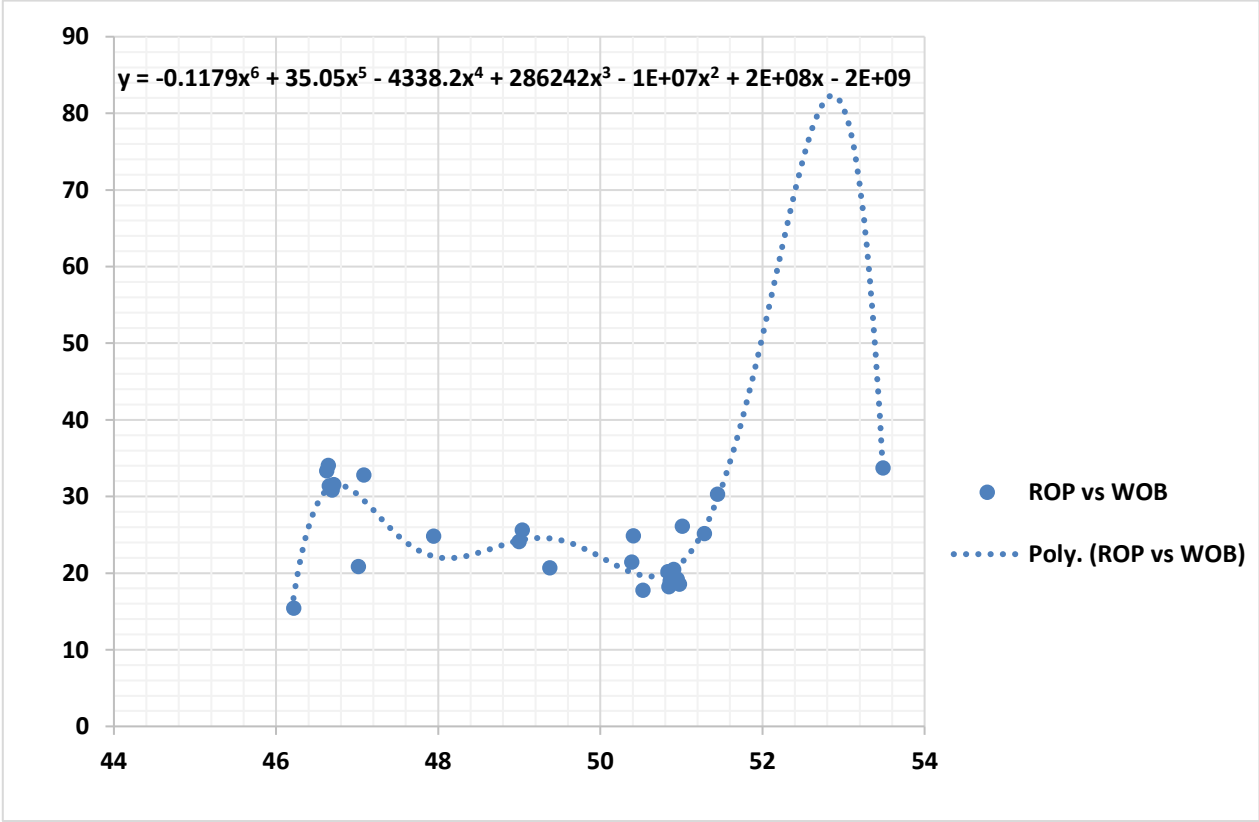
e.


80
70
60
50
40
30
20
0
1
2
3
4
5
6
y = -3.607x⁶ + 94.329x⁵ - 1013.1x⁴ + 5724.8x³ - 17961x² + 29678x - 20137
y = -0.802x⁶ + 26.641x⁵ - 349.37x⁴ + 2343x³ - 8531.9x² + 16061x - 12207
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Poly. (RPM vs WOB)

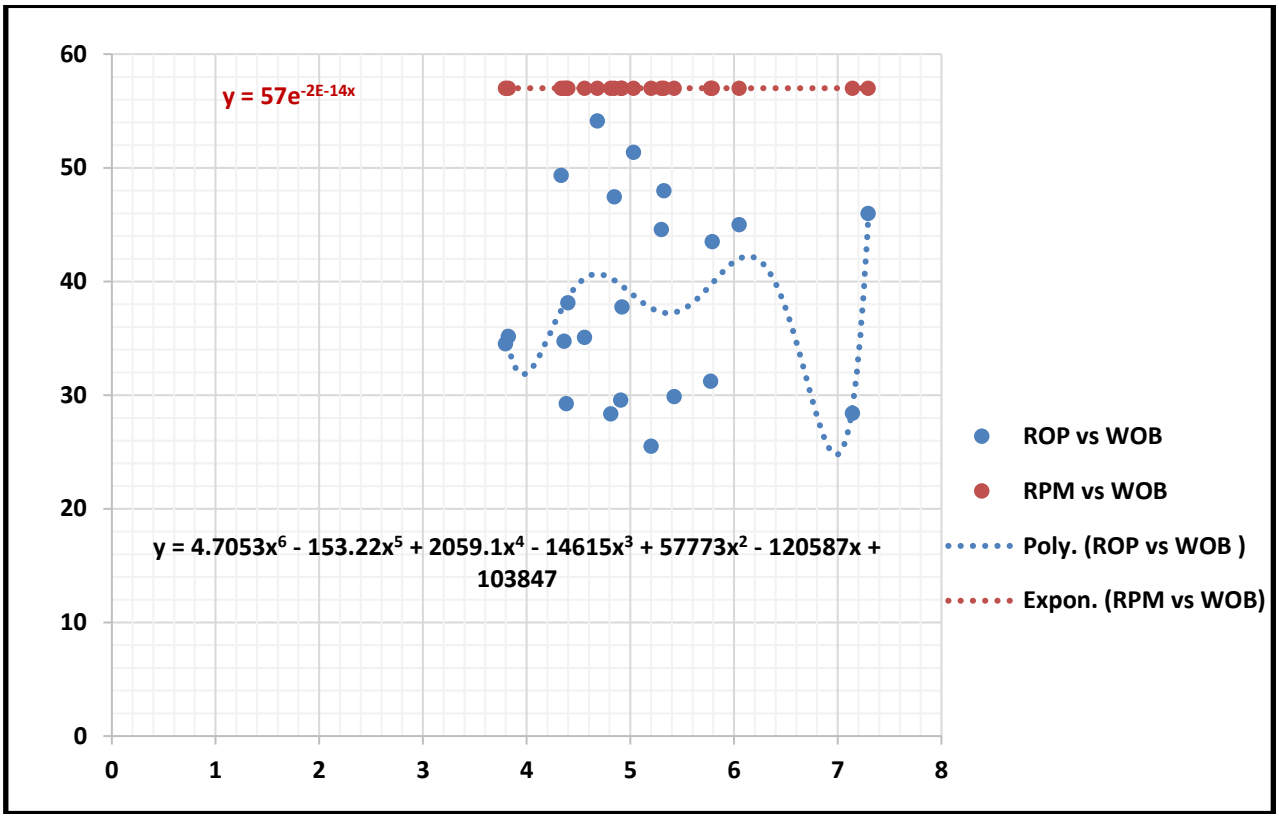
f.


y = -2E-05x⁶ + 0.0017x⁵ - 0.0654x⁴ + 1.2264x³ - 11.634x² + 50.605x - 16.432
y = 5E-05x⁶ - 0.004x⁵ + 0.1142x⁴ - 1.5163x³ + 9.1264x² - 19.225x + 15.975
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Poly. (RPM vs WOB)

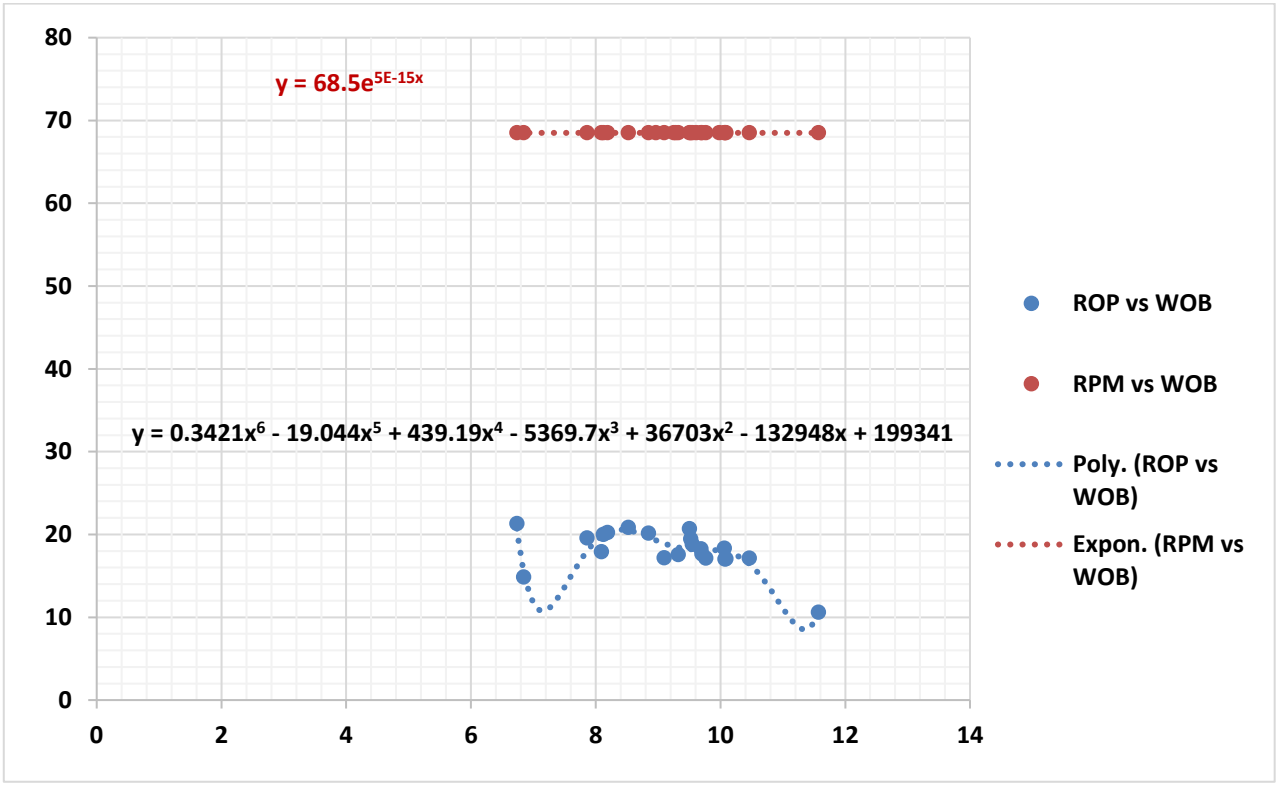
g.


y = -0.1179x⁶ + 35.05x⁵ - 4338.2x⁴ + 286242x³ - 1E+07x² + 2E+08x - 2E+09
ROP vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)

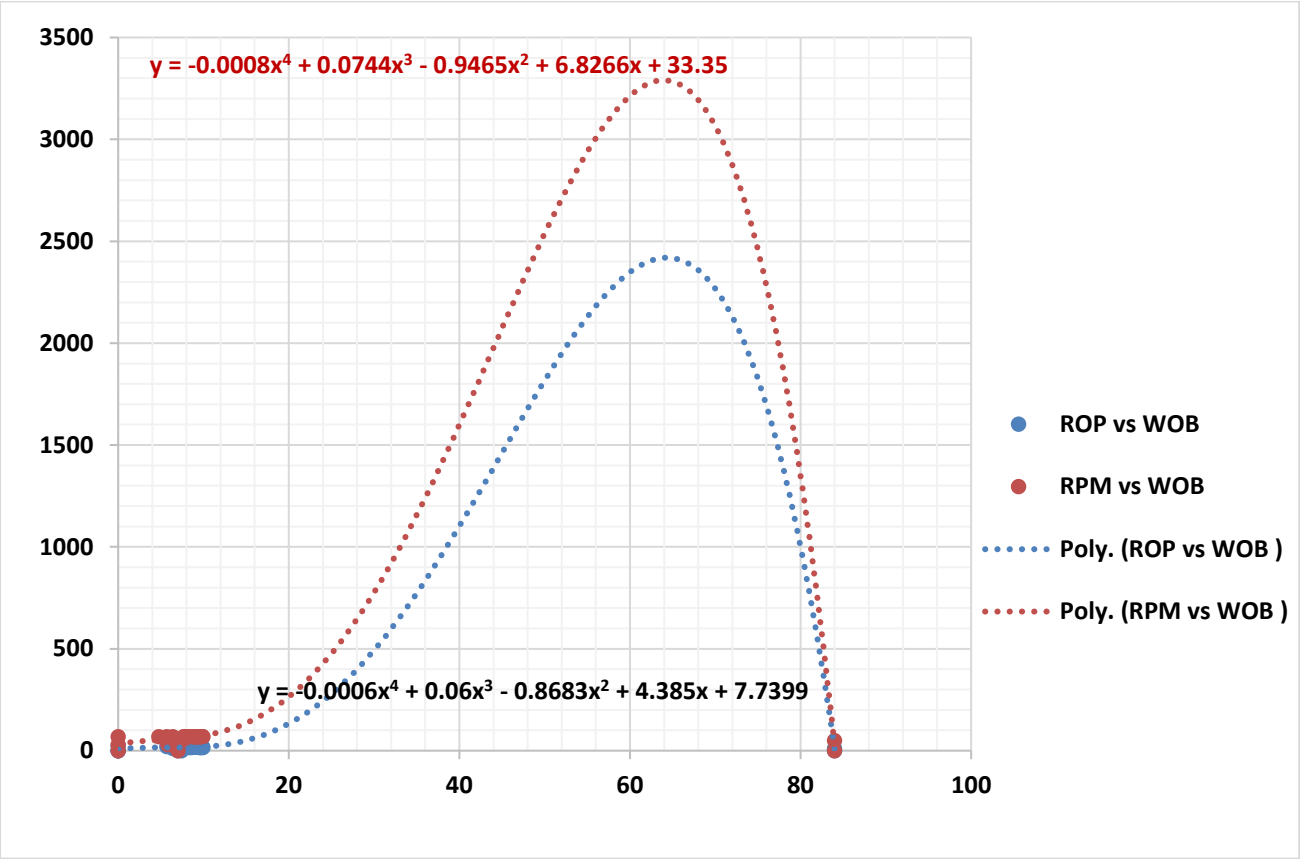
h.


y = 57e-2E-14x
y = 4.7053x6 - 153.22x5 + 2059.1x4 - 14615x3 + 57773x2 - 120587x + 103847
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Expon. (RPM vs WOB)

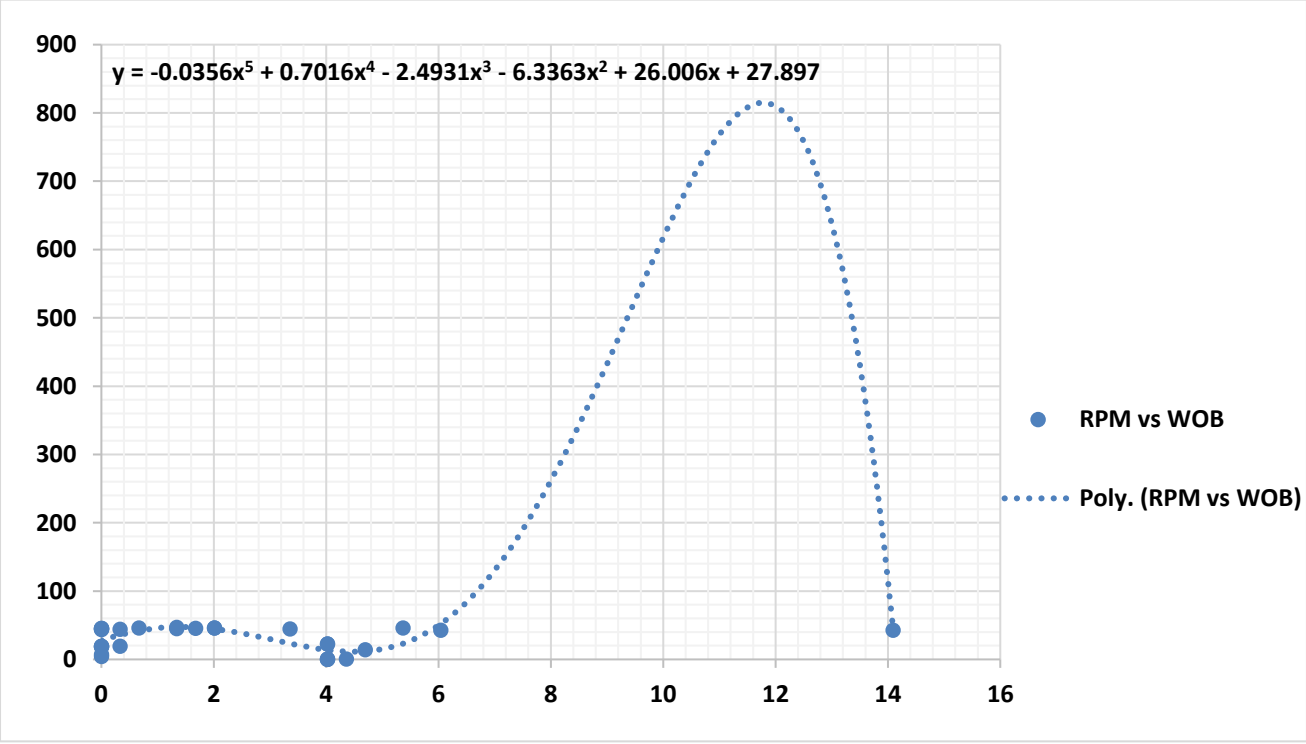
i.


y = 68.5e5E-15x
y = 0.3421x6 - 19.044x5 + 439.19x4 - 5369.7x3 + 36703x2 - 132948x + 199341
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Expon. (RPM vs WOB)

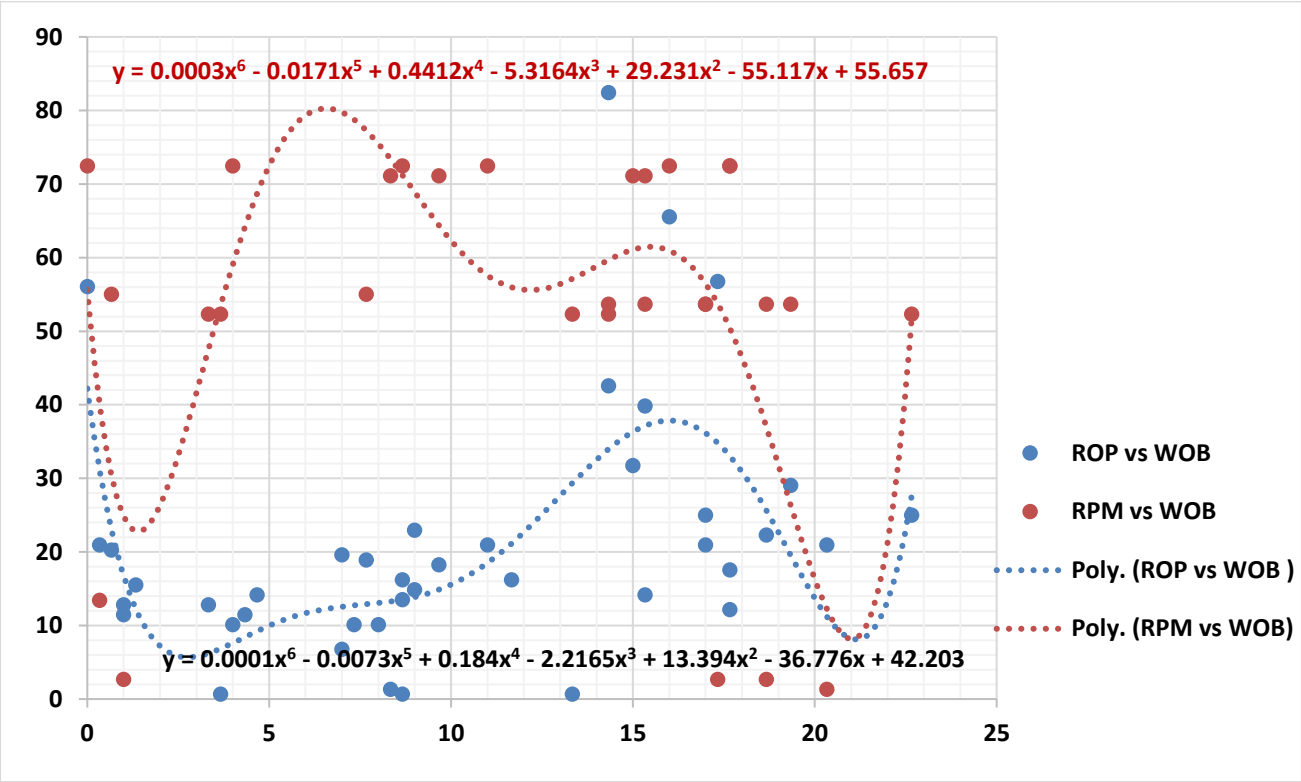
j.


y = -0.0008x⁴ + 0.0744x³ - 0.9465x² + 6.8266x + 33.35
y = -0.0006x⁴ + 0.06x³ - 0.8683x² + 4.385x + 7.7399
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
0
20
40
60
80
100
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Poly. (RPM vs WOB)

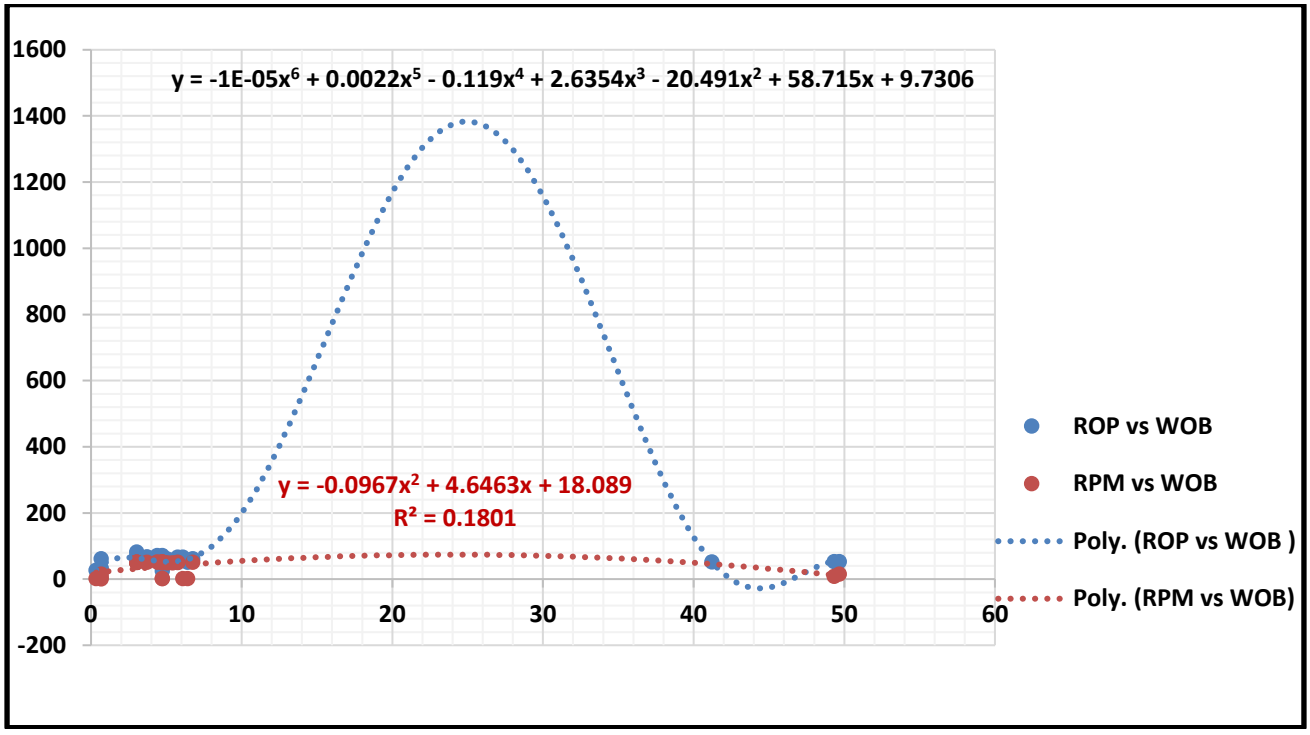
k.


y = -0.0356x⁵ + 0.7016x⁴ - 2.4931x³ - 6.3363x² + 26.006x + 27.897
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
RPM vs WOB
Poly. (RPM vs WOB)

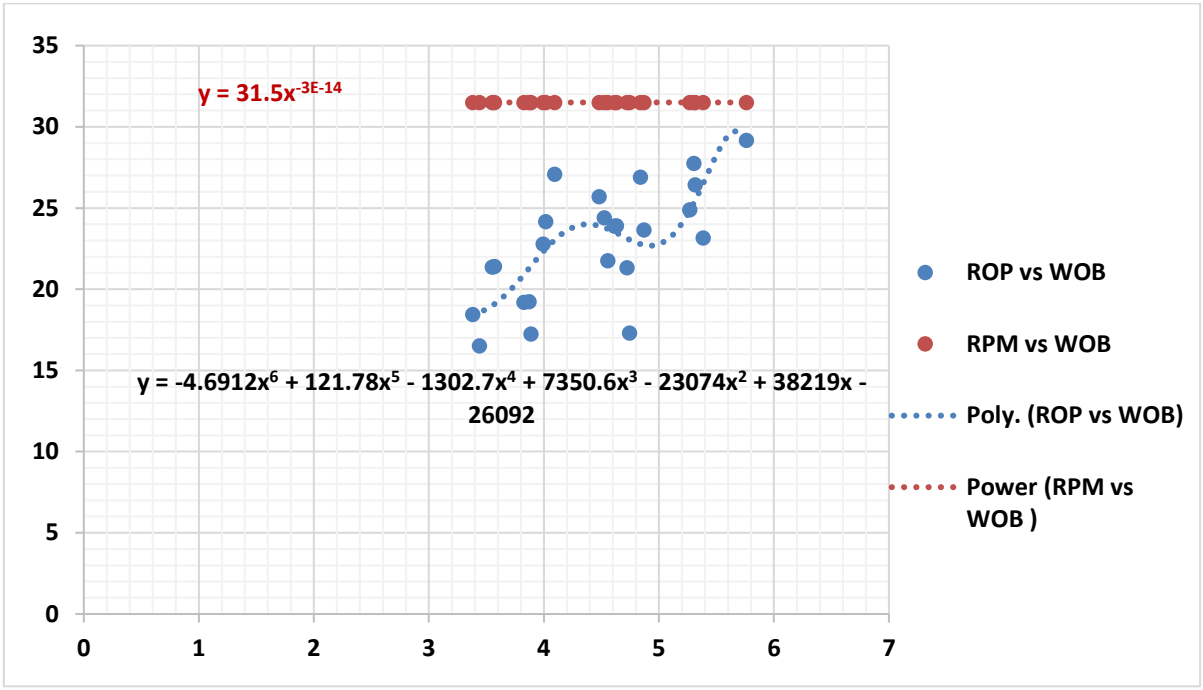
l.


y = 0.0003x⁶ - 0.0171x⁵ + 0.4412x⁴ - 5.3164x³ + 29.231x² - 55.117x + 55.657
y = 0.0001x⁶ - 0.0073x⁵ + 0.184x⁴ - 2.2165x³ + 13.394x² - 36.776x + 42.203
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Poly. (RPM vs WOB)

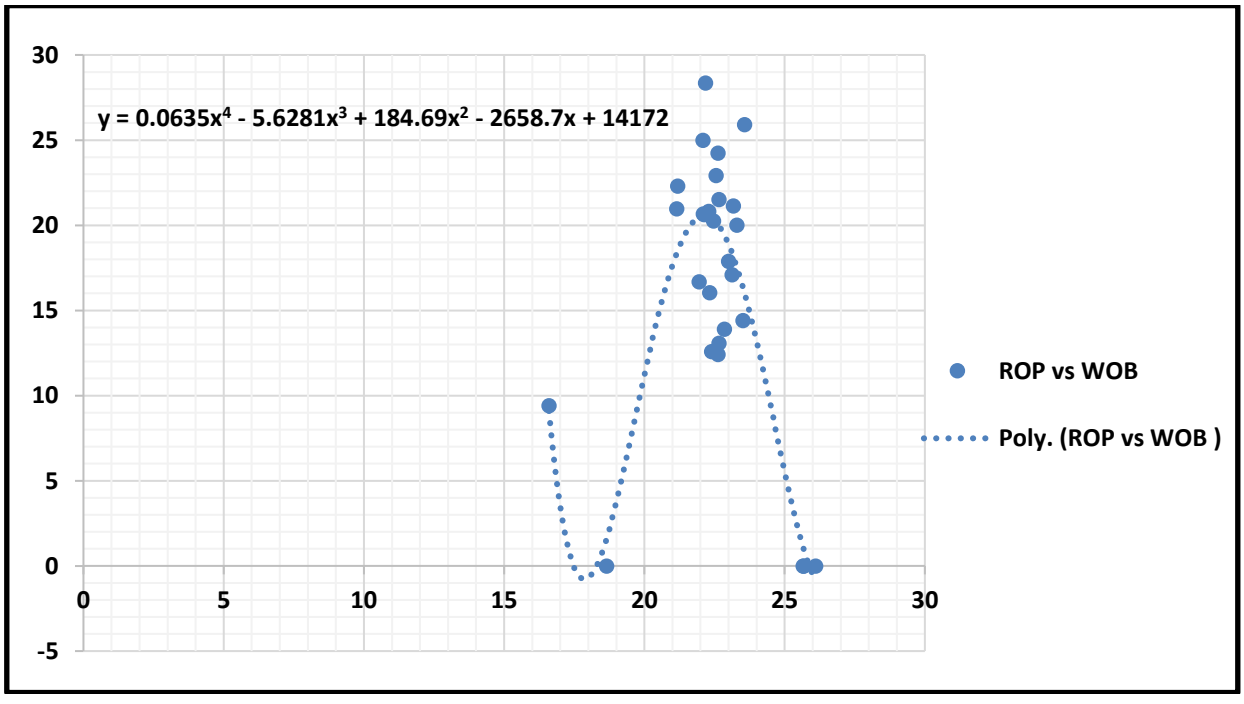
m.


y = -1E-05x⁶ + 0.0022x⁵ - 0.119x⁴ + 2.6354x³ - 20.491x² + 58.715x + 9.7306
y = -0.0967x² + 4.6463x + 18.089
R² = 0.1801
ROP vs WOB
RPM vs WOB
Poly. (ROP vs WOB)
Poly. (RPM vs WOB)

n.



o.



p.

Fig.5.4. *Parametrii reprezentați grafic (WOB, ROP și RPM) pentru sondele din Zubair: (a,b,c) pentru cursele 500, 600 și 700 din ZB 288; (d,e,f) pentru cursele 500, 600 și 700 din ZB 290; (g,h,i) pentru cursele 400, 500 și 600 din ZB 295; (j,k) pentru cursele 500 și 600 din ZB 311; (l,m,n) pentru cursele 500, 600 și 700 din ZB 349; și (o,p) pentru cursele 300.400 din ZB 367.*

CAPITOL VI
SIMULAREA CU *SOFTWARE*-UL LANDMARK

6.1. Analiza garniturii de foraj și dinamica ansamblului BHA pentru sondele ZB-290 cu profilul în S; studiu de caz de simulare folosind software-ul landmark

În această secțiune a lucrării am realizat analiza și dinamica BHA pentru 5 sonde din câmpul Zubair, respective simularea sistemului cu ajutorul *software*-ului Landmark printr-un studiu de caz semnificativ. În același timp, am investigat și vibrațiile din foraj. Mai mult, cuplul și rezistențele generate asupra garniturii de foraj sunt calculate și verificate cu limitele admise pentru operațiuni specifice (foraj, manevră, rotire etc.). Modelul hibrid cuplu - tracțiune utilizează o abordare care presupune că poziția garniturii corespunde cu curbura minimă a sondei doar în puncte discrete. Modulul privind dinamica BHA facilitează analiza 3D a ansamblului static aferent tălpii sondei, și configurat în funcție de diverse geometrii ale găurii de sondă, la diferite înclinări și direcții. Modelarea dinamică BHA este un modul evoluat care îmbină analiza BHA anterioară și modelarea analizei vitezelor critice. Acest model ne ajută să prezicem o gamă largă de rotații pe minut (RPM) care poate cauza probleme de vibrație. În plus, ajută la prezicerea performanțelor de ansamblurilor de fund pentru cazul forajelor direcționale.

Profilul și parametrii de sondă

În tabelul 6.1 și figura 6.1 am prezentat datele care au stat la baza studiile de simulare ale sondei ZB-290.

Tabelul 6.1. **Date de la sonda ZB-290.**

Cuplu & Tragere	
WOB (Apăsarea pe sapa)	9 tf
Greutatea blocului	500 tf
Sarcina la cirlig	(590 tf) Cu 14 linii
Cuplu la sapa	50843.173 N-m
Cuplu la suprafață	50843.173 N-m
Introducere (speed/Rpm)	40 Rpm
Extragere (speed/Rpm)	60 Rpm
Sapa Rpm (Rotary on bottom)	55 Rpm
BHA Dinamic	
Debitul pompei (mud #5)	720 g/m
Viteza de pornire	40 Rpm
Viteza de sfarsit	60 Rpm
Creștere de viteză	2 Rpm

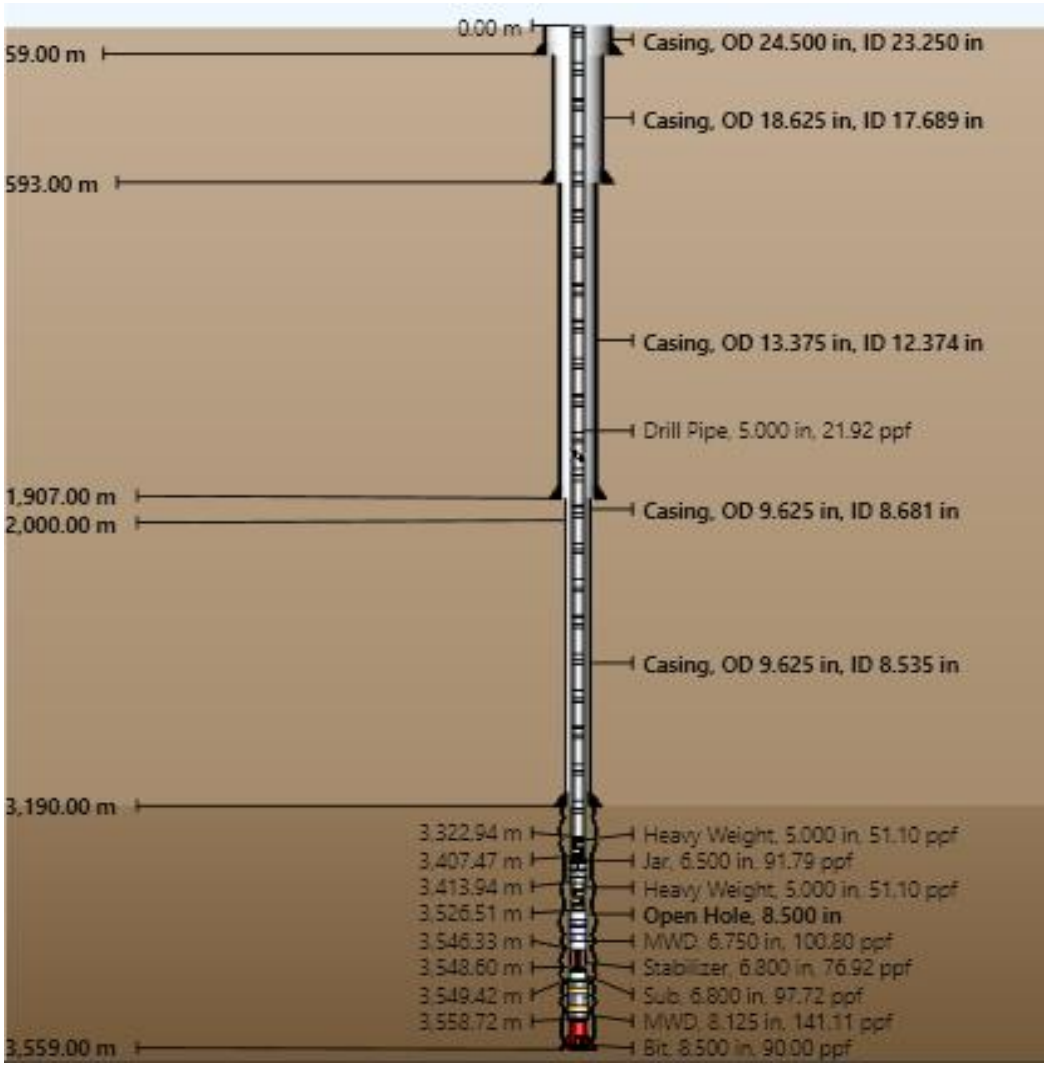


Fig.6.1. *Profilul de sondei ZB-290.*

Cuplu & tragere

Modelarea cuplului și tragerii poate prezice greutățile și cuplurile care pot fi așteptate în timpul procesului de foraj. Mai exact spus, modelul *Cuplu & tragere* poate fi folosit pentru a prezice greutățile măsurate și cuplurile care pot fi așteptate în timp în situații precum:

- Manevra de introducere a materialului tubular (*tripping in*);
- Manevra de extragere (*tripping out*);
- Rotirea sapei la talpa sondei (*rotating on bottom*);
- Rotirea deasupra tălpii (*rotating off bottom*);
- Foraj cu alunecare (*sliding drilling*);
- Alezarea găurii de sondă (*backreaming*).

Mai mult, aceste informații pot fi folosite și pentru a determina dacă sonda poate fi sau nu poate fi forată, respectiv să evaluăm ceea ce se întâmplă în timpul forării acesteia. Acest model poate fi utilizat pentru analiza garniturilor de foraj, coloanelor întregi și lainerelor (figurile 6.2 … 6.9).

a. Diagrame: parametri & adâncime

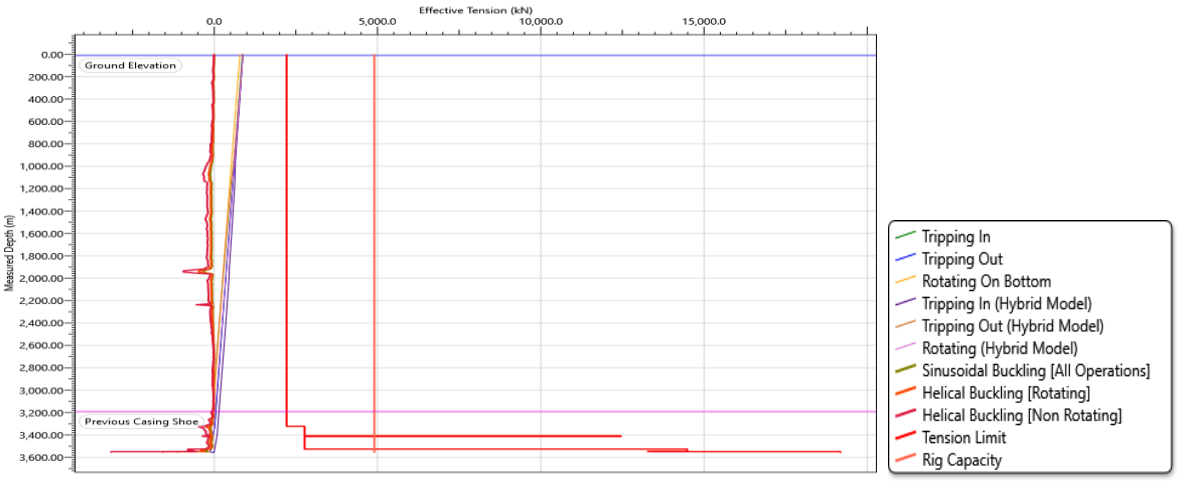


Fig.6.2. *Tensiune efectivă & adâncime*.

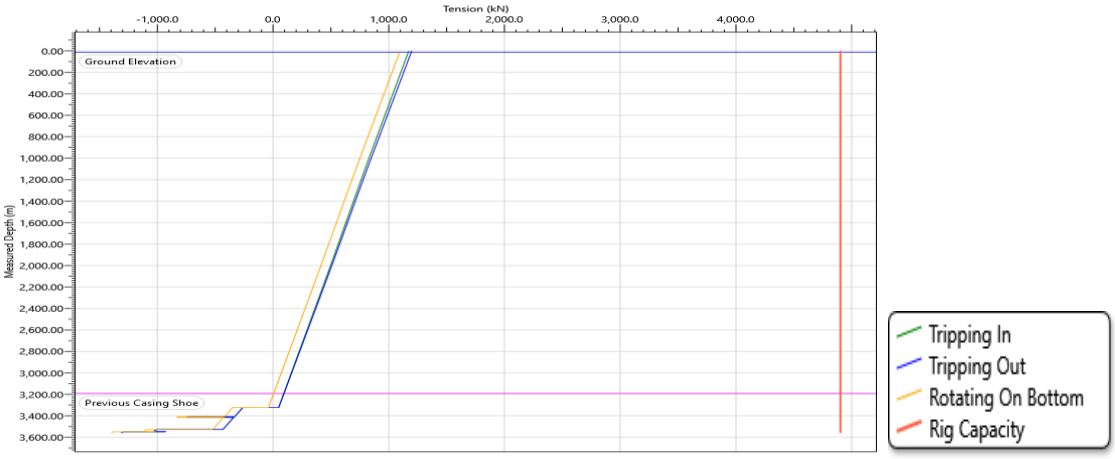


Fig.6.3. *Tensiune & adâncime.*

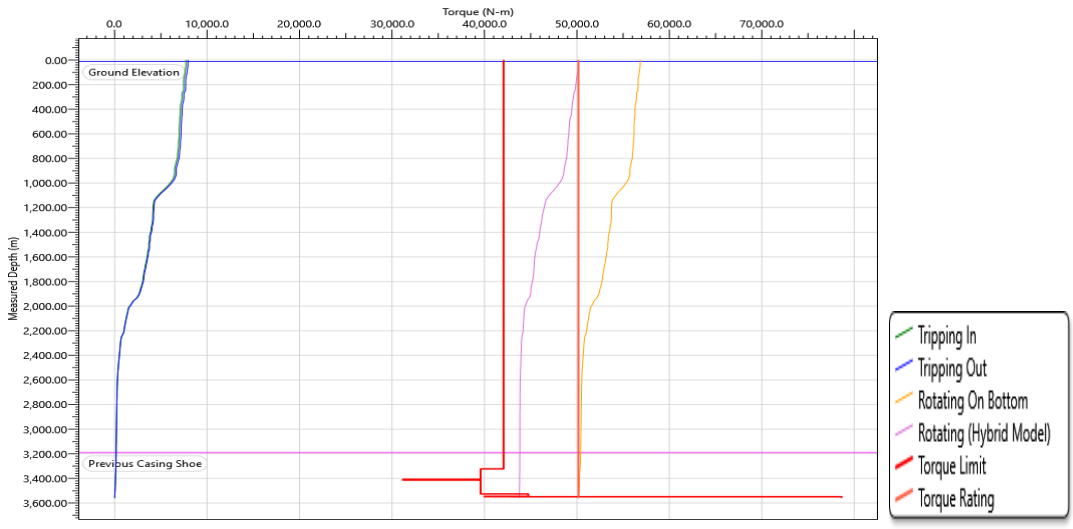


Fig.6.4. *Cuplu & adâncime*.

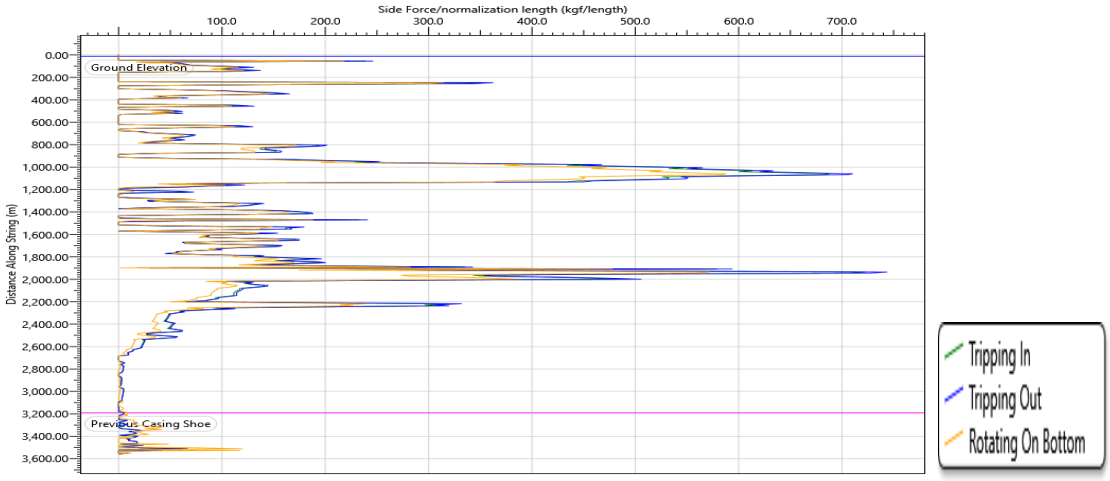


Fig.6.5. *Forță laterală & adâncime.*

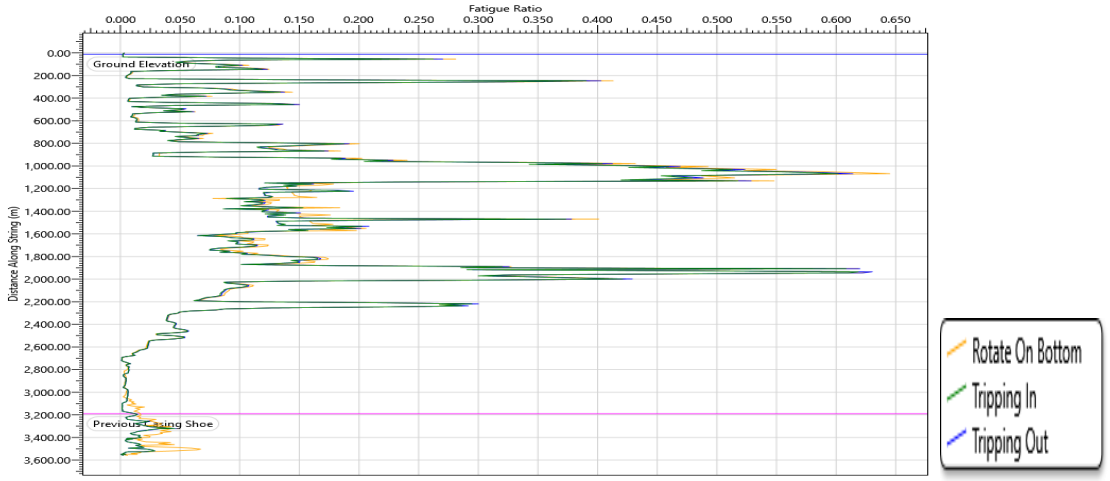


Fig.6.6. *Oboseală & adâncime.*

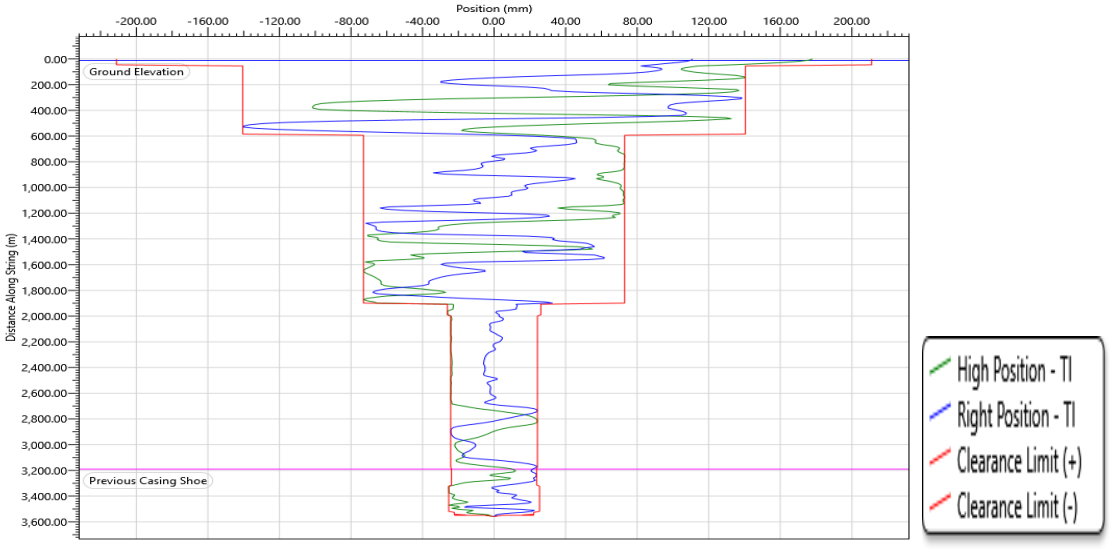


Fig.6.7. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (introducere).*

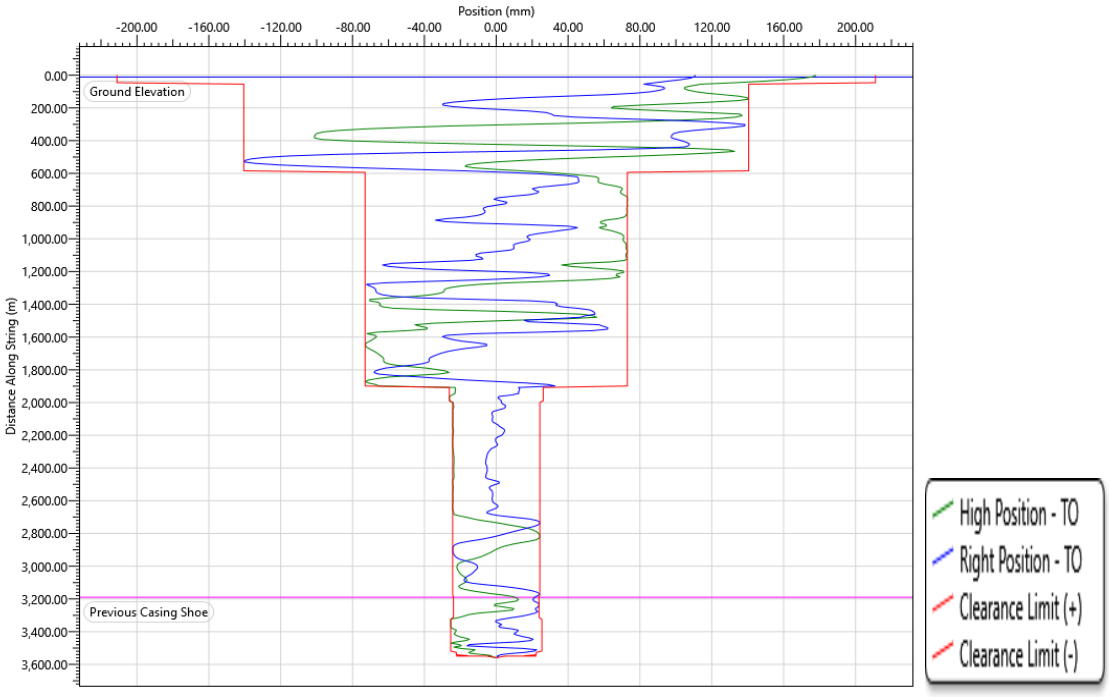


Fig.6.8. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (extragere).*

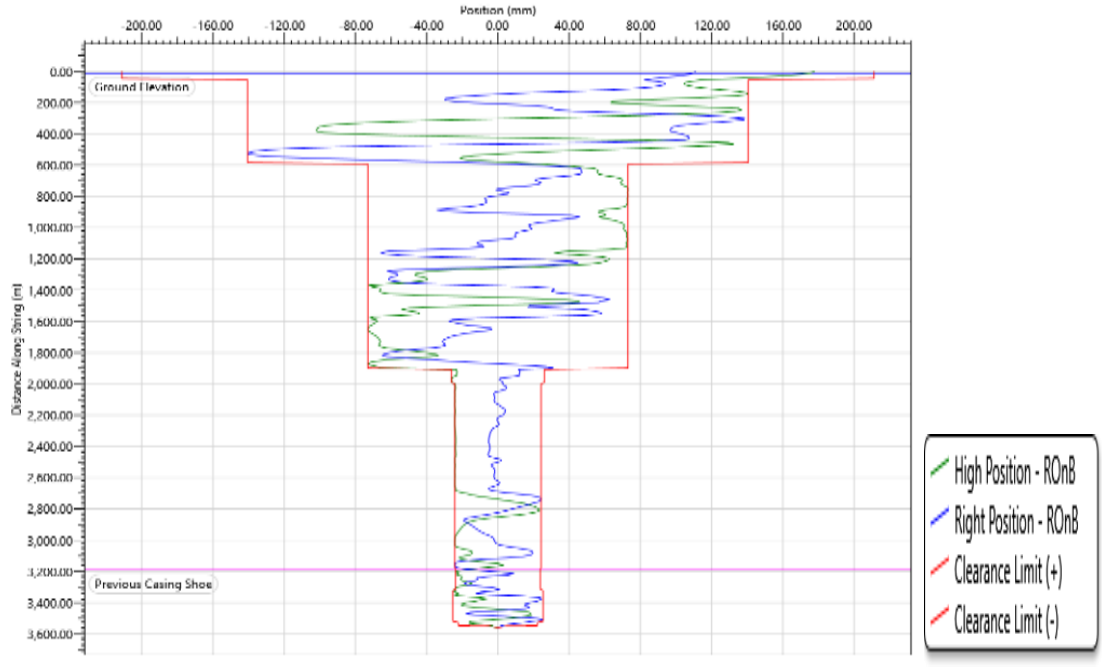


Fig.6.9. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (rotire la talpă).*

b. Diagrame de stres

În acest caz sunt efectuate multe calcule de stres, inclusiv efectul privind:

•tensiunile axiale datorate încărcărilor hidrostatice și mecanice;
•stresul de încovoiere aproximat la curbura sondei;
•stresul de încovoiere datorat flambajului;
•tensiunea datorată presiunilor interioare și exterioare;
•stresul radial datorat presiunilor interioare și exterioare;
•stresul de torsiune;
•stresul transversal de forfecare;
•tensiunile Von Mises.

În continuare, sunt afișate următoarele stresuri:

- circumferențial;
- radial;
- de torsiune;
- de forfecare;
- axial;
- de flambare;
- de încovoiere;
- tensiunile Von Mises (combinație triaxială a tensiunilor);
- limita de stres (rezistența de curgere a materialului pe care tensiunile Von Mises nu trebuie să o depășească).

În figurile 6.10 … 6.12 sunt prezentate rezultatele simulării componentelor solicitate în timpul manevrelor și forajului.

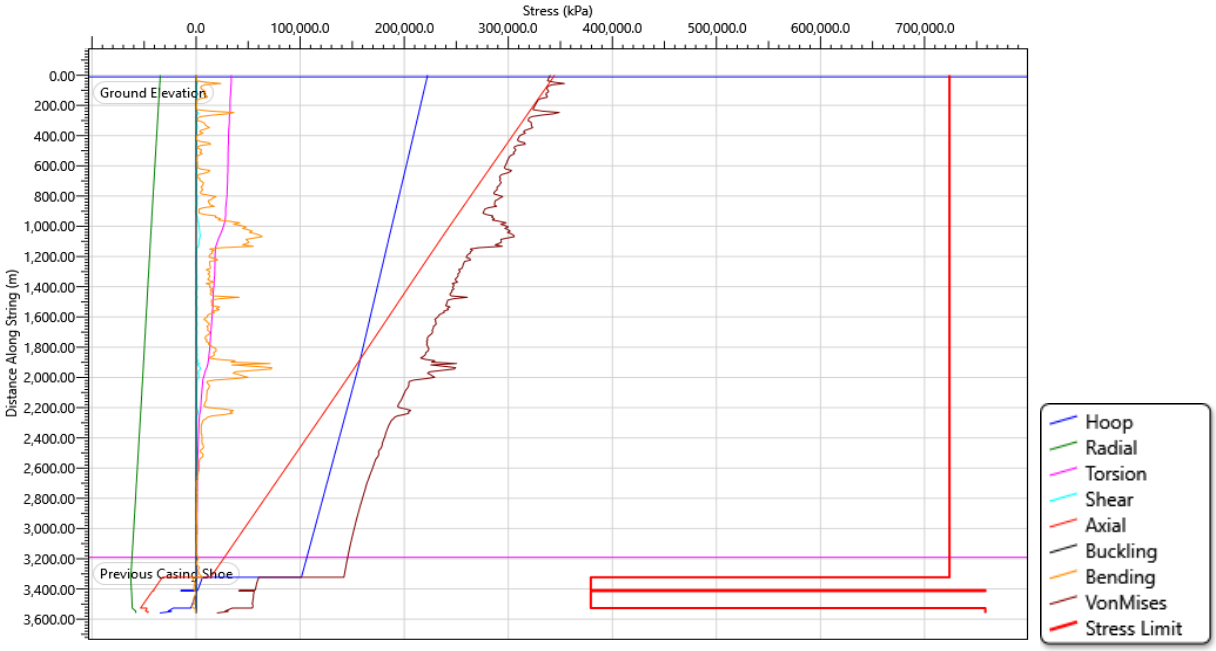


Fig.6.10. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (introducere).*

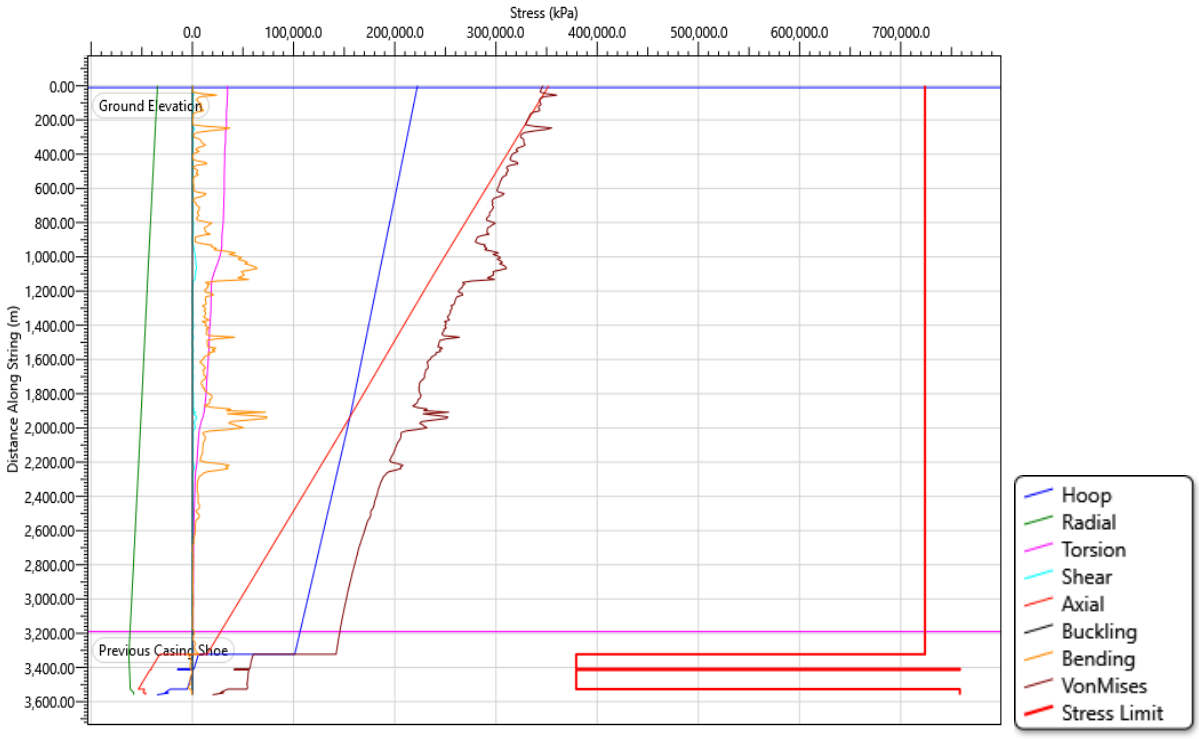


Fig.6.11. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (extragere).*

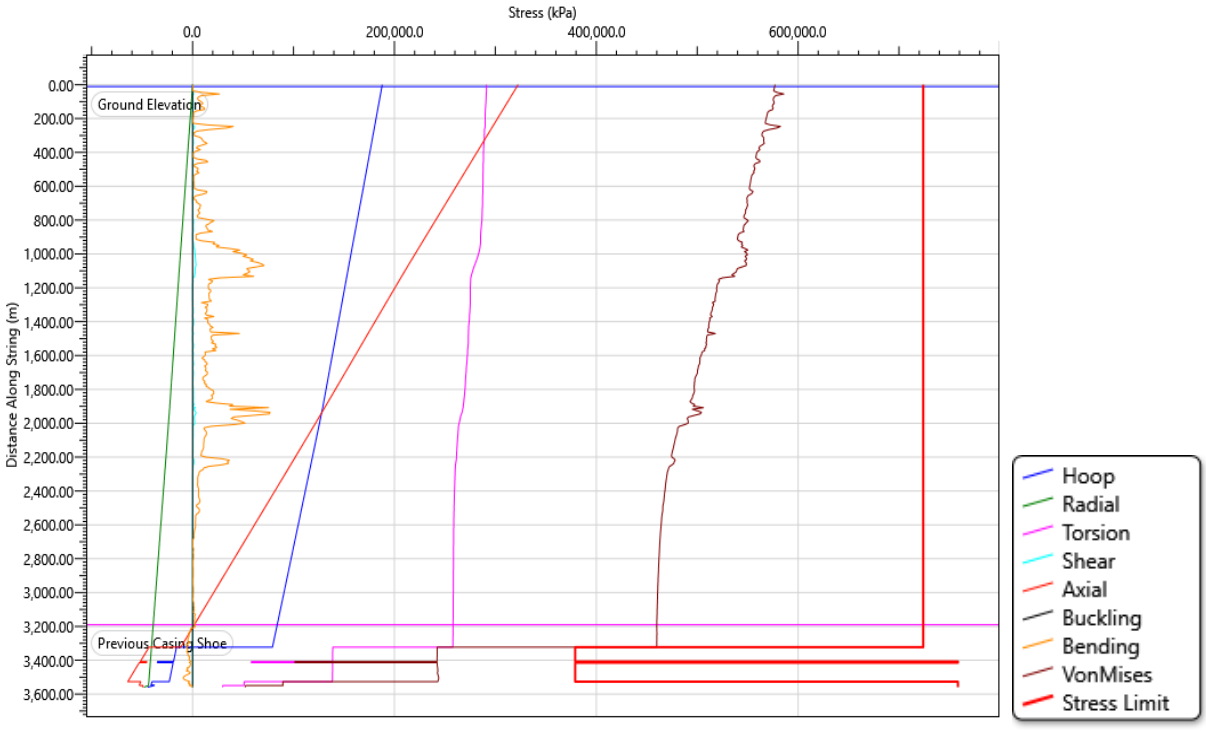


Fig.6.12. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (rotire).*

6.2. Sinteza rezultatelor: modelul hibrid, schema T&D, analiza garniturilor

Rezumatul analizei garniturilor afișează datele de încărcare și stres pentru operațiunile selectate. Sunt indicate orice defecțiuni cauzate de stres, flambaj sau cuplu.

6.2.1. Model hibrid pentru garnitura de foraj (introducere, extracție, rotire)

Modelul hibrid permite vizualizarea detaliilor pentru forțele de forfecare și momentele încovoietor și de contact pe direcții normale și binormale, în puncte discrete (figurile 6.13 … 6.15).

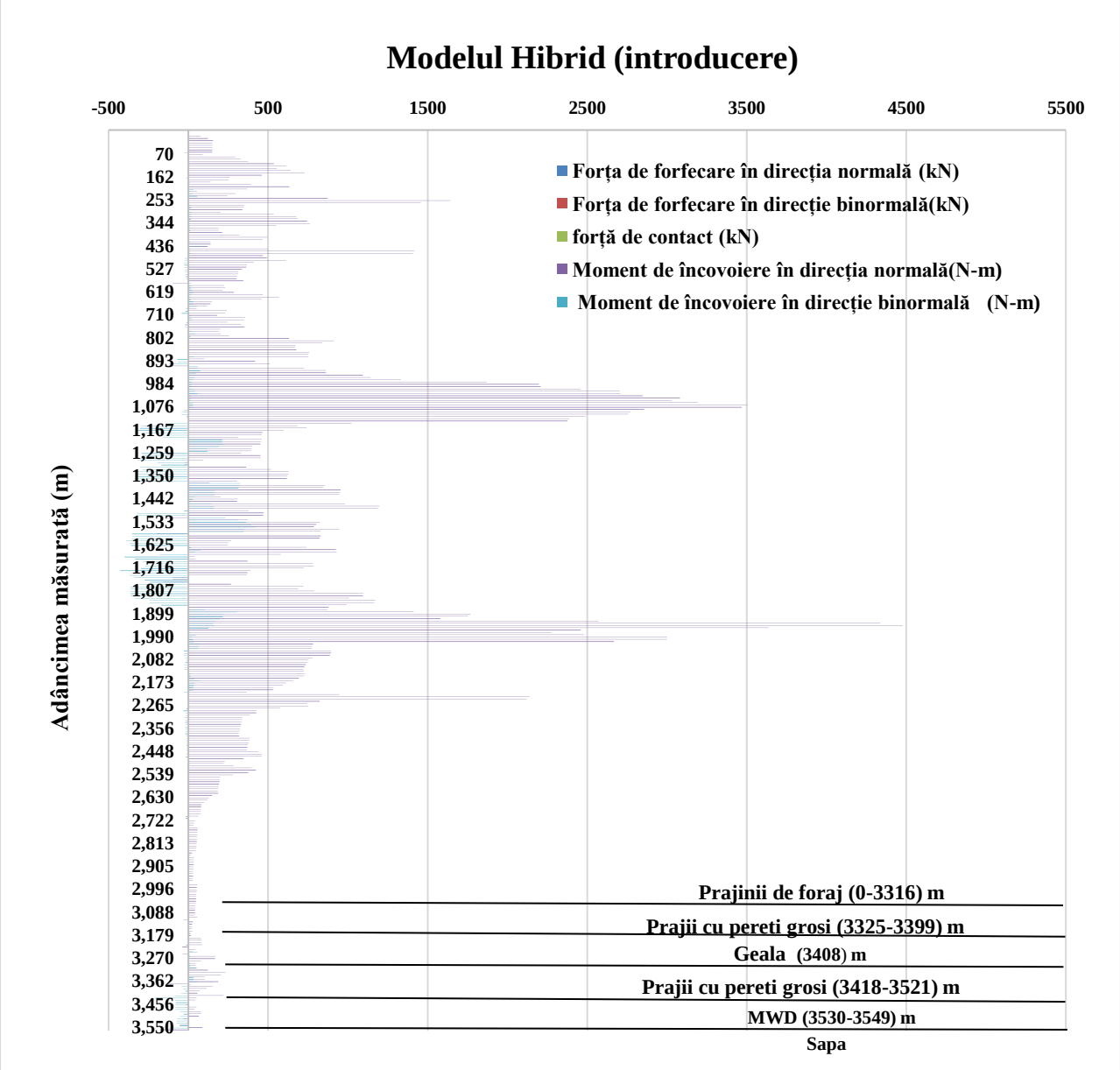


Fig. 6.13. *Model hibrid pentru garnitura de foraj (introducere).*

De asemenea, este afișat și un grafic care compară volumul de tăiere cu adâncimea. În acest sens se utilizează lista de derulare a operației pentru a indica rândurile care să fie afișate în tabel pentru introducerea, extragerea și rotirea garniturii de foraj (figurile 6.13 … 6.15).

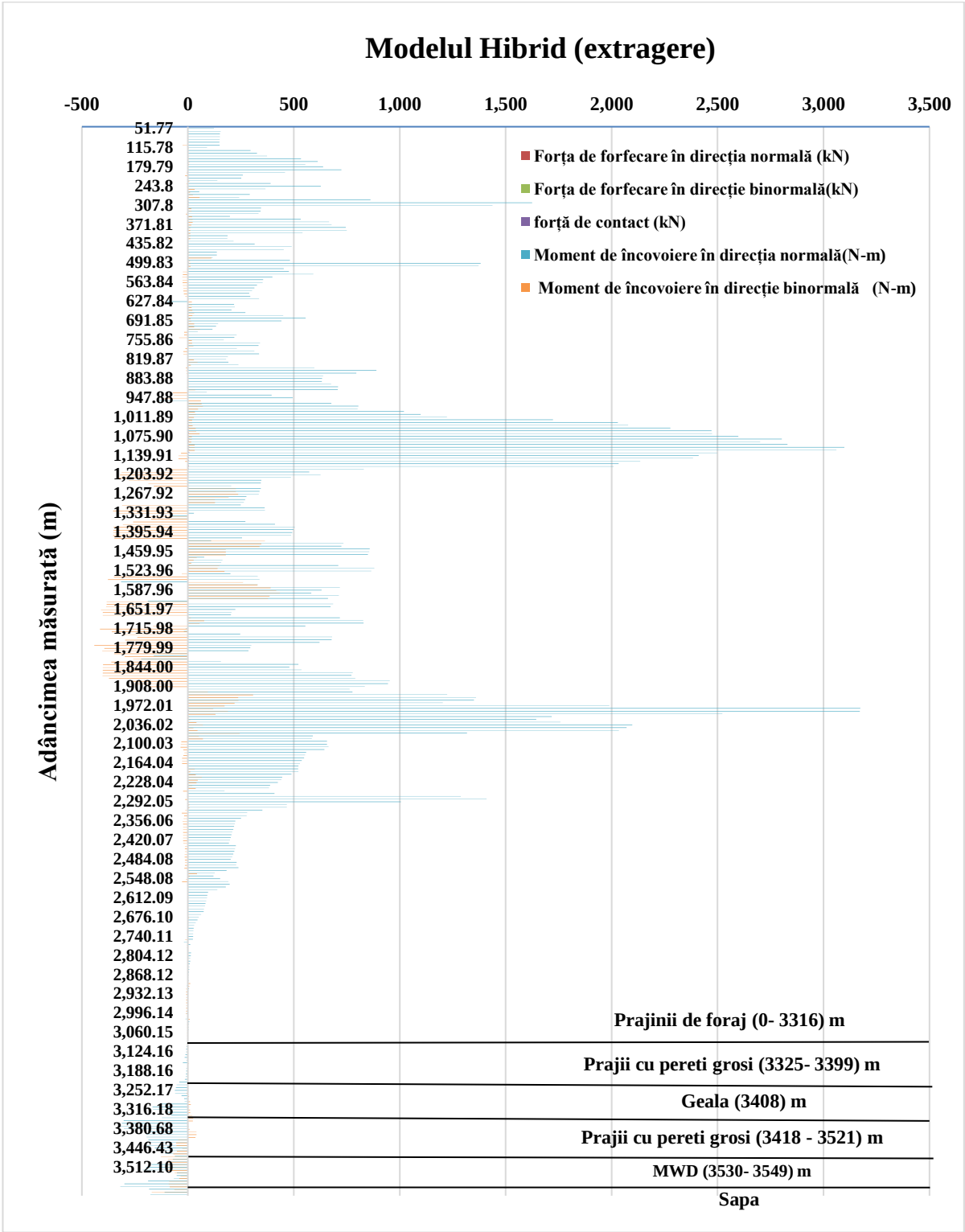


Fig. 6.14. *Model hibrid pentru garnitura de foraj (extragere).*

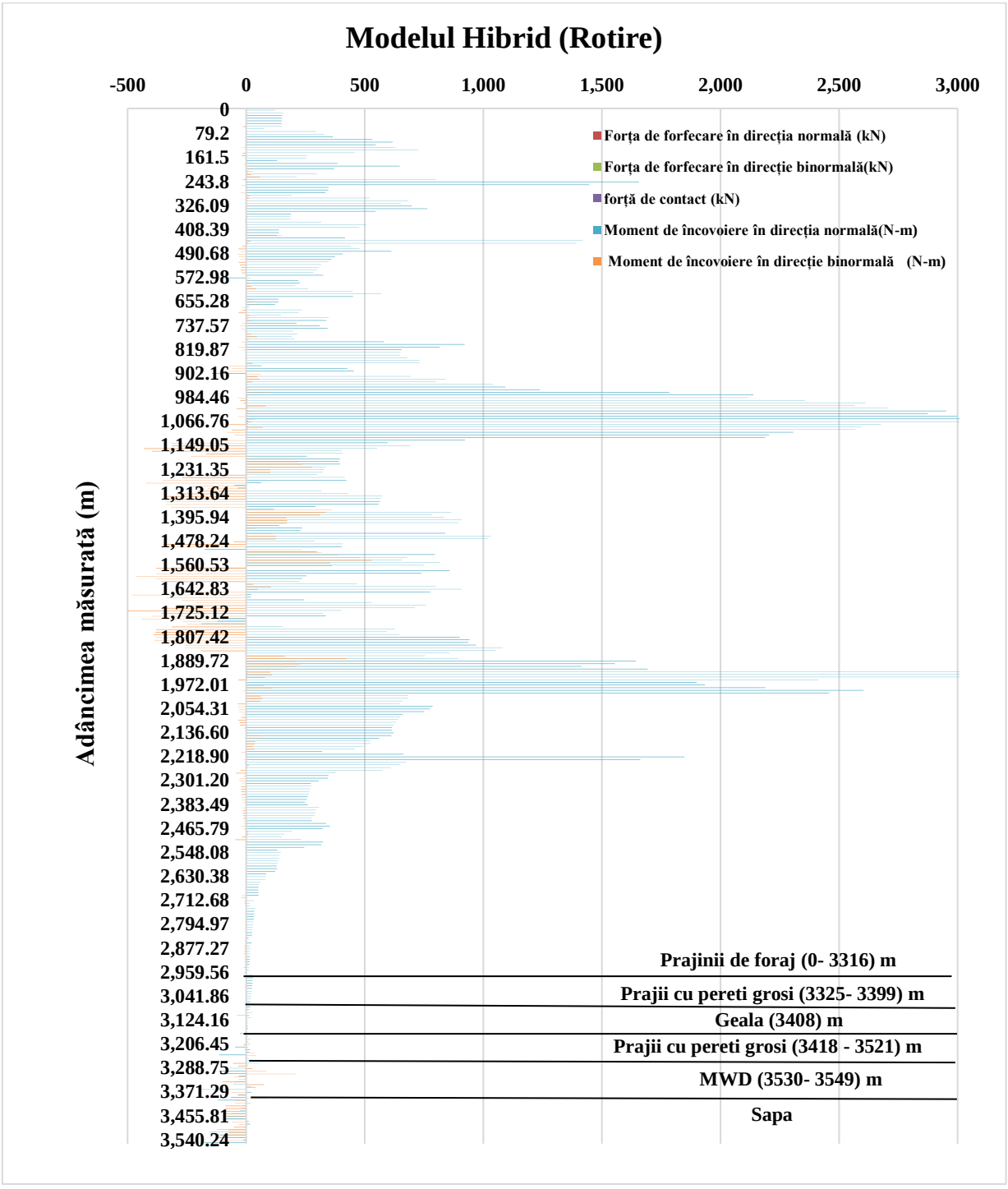


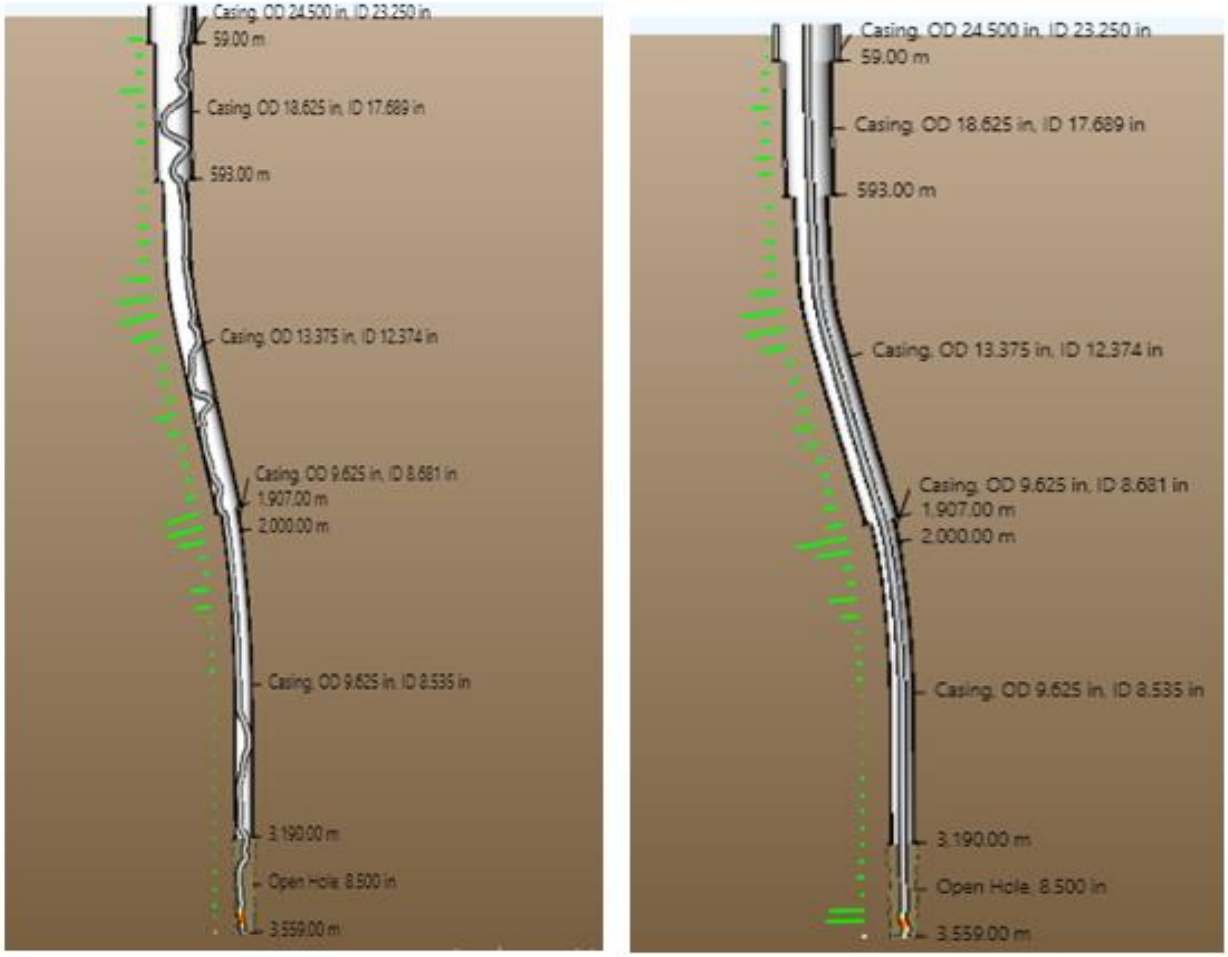
Fig.6.15. *Model hibrid pentru garnitura de foraj (rotire).*

6.2.2. Scheme de cuplu și tragere

Introducere

În figurile 6.16 … 6.20 sunt prezentate efectele oboselii, forței laterale, *Vom mises*, tensiunii eficiente și cuplului pentru operația de introducere a garniturii de foraj, în două ipostaze: rigidă și elastică. În toate cazurile care urmează, e vorba și de mărirea stresului de încovoiere.

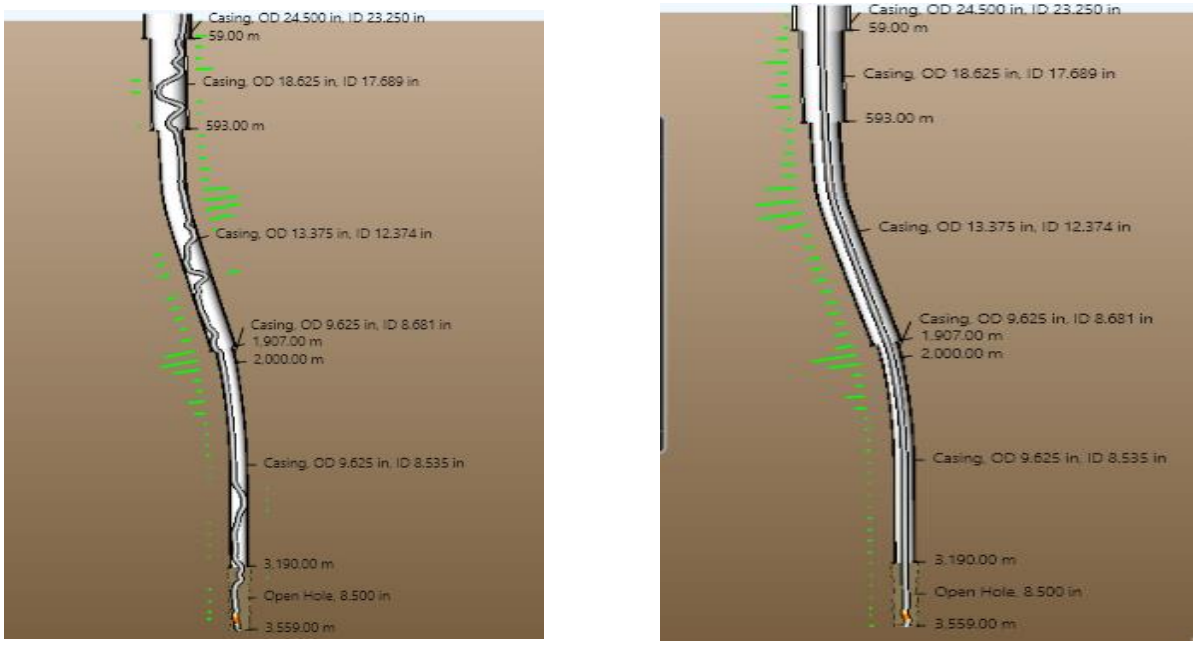
Obosală



(a) (b)

Fig.6.16. *Solicitarea la oboseală a garniturii de foraj:* a – rigidă; b – elastică.

Forța laterală



(a) (b)

Fig.6.17. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Efectul Vom mises



(a) (b)

Fig.6.18. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Tensiunea eficientă

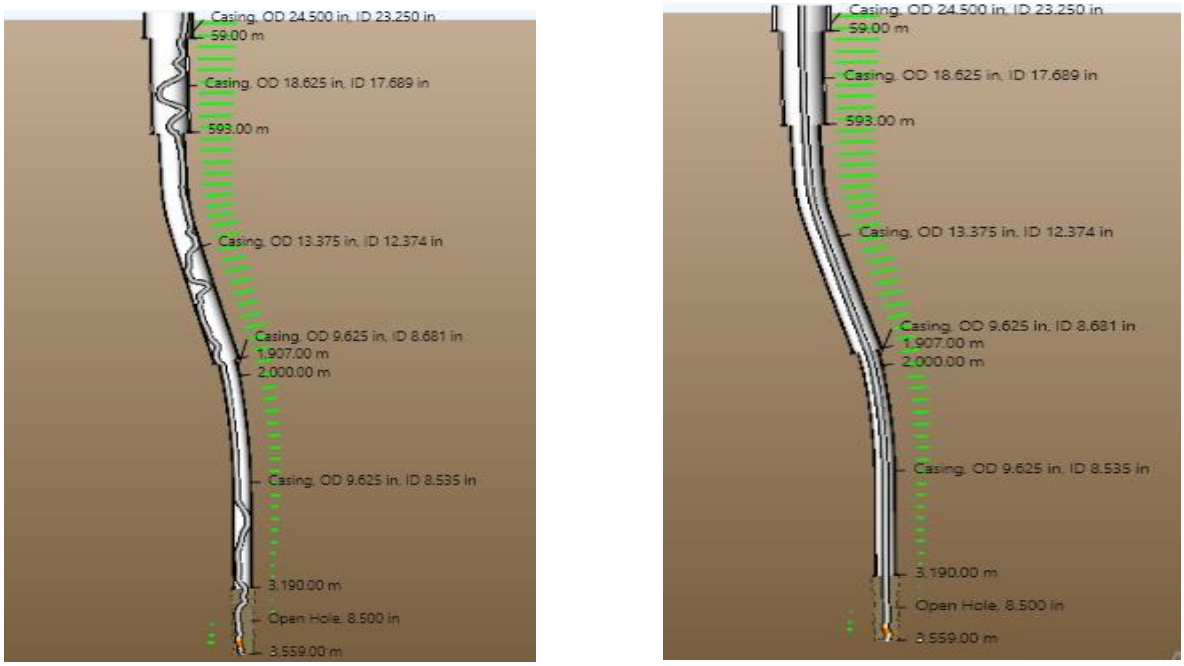


Fig.6.19. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

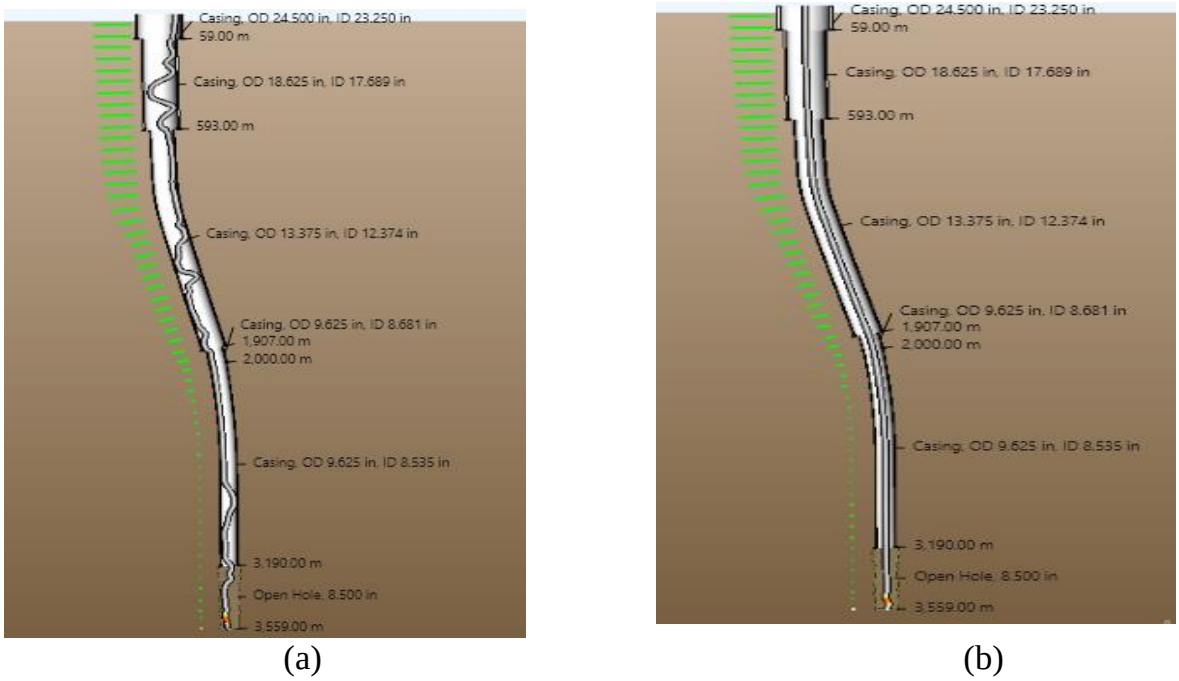
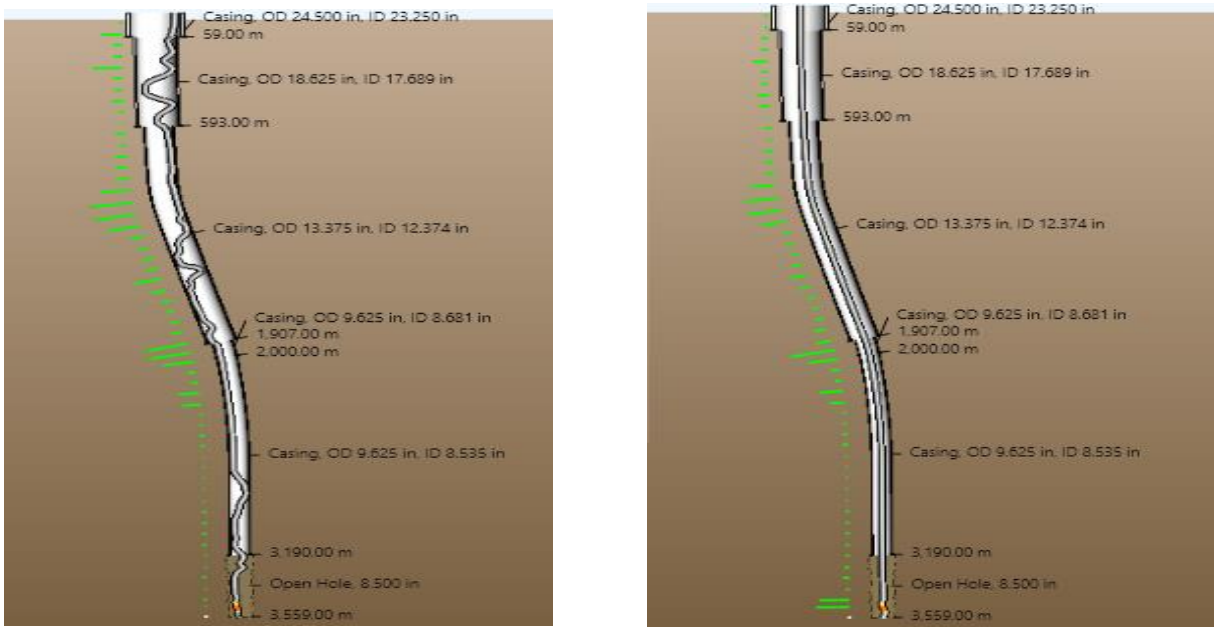


Fig.6.20. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Extragere

În figurile 6.21 … 6.25 sunt prezentate efectele oboselii, forței laterale, *Vom mises*, tensiunii eficiente și cuplului pentru operația de extragere a garniturii de foraj, în două ipostaze: rigidă și elastică.

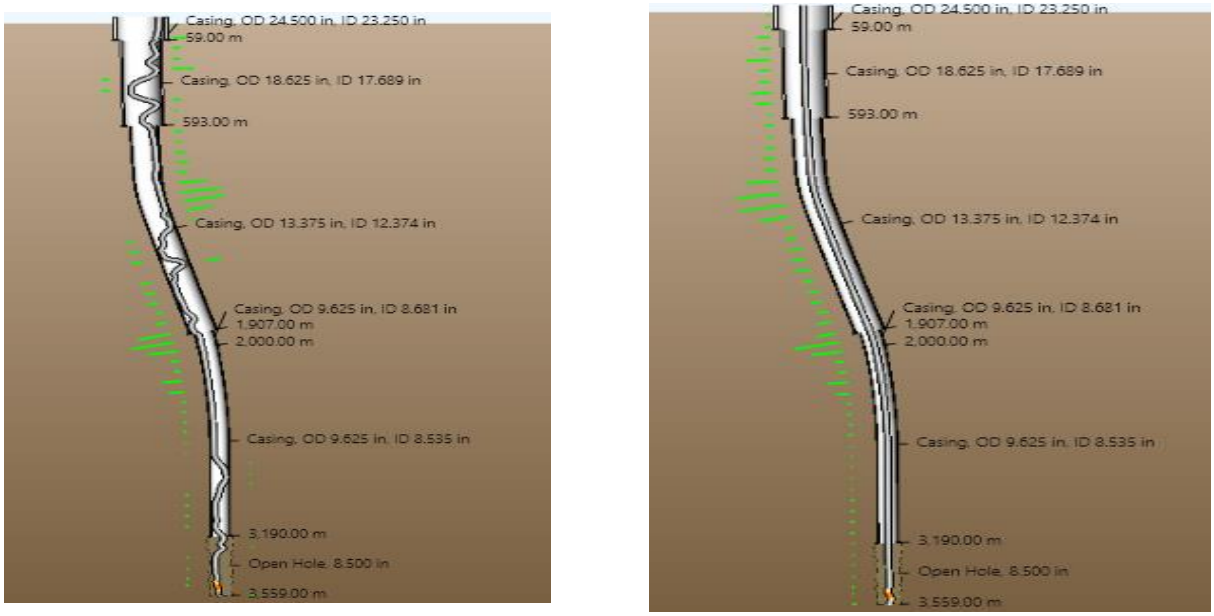
Oboseală



(a) (b)

Fig.6.21. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

Forța laterală



(a) (b)

Fig.6.22. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Vom mises stres

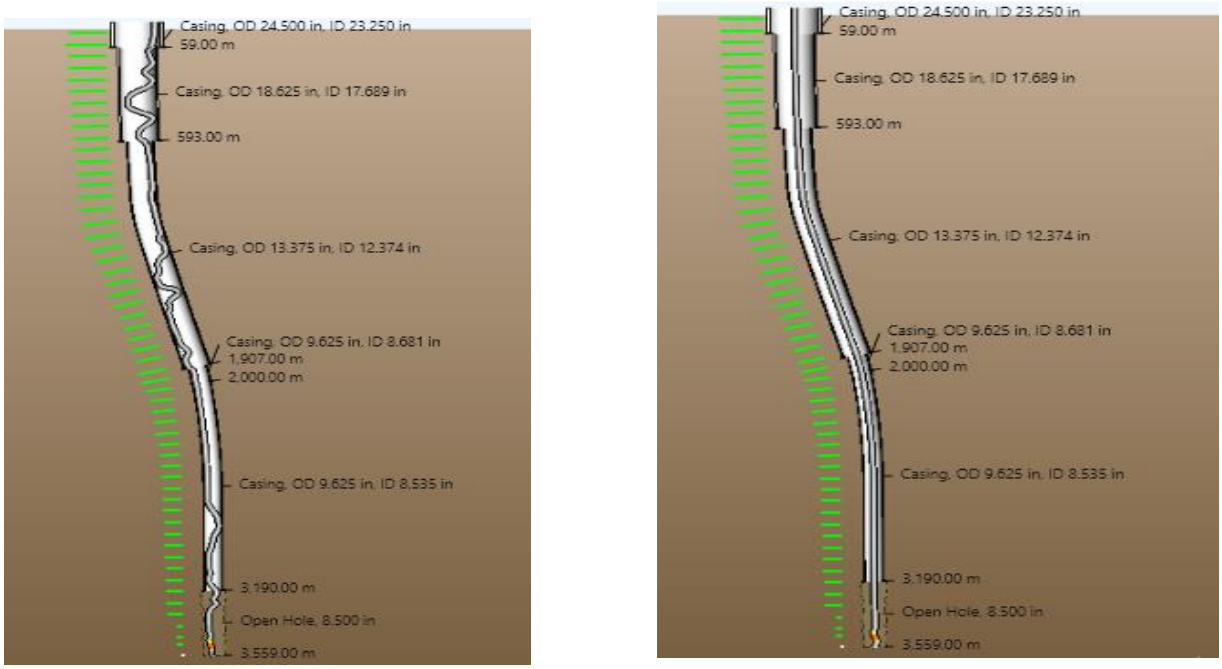


Fig.6.23. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Tensiunea eficientă

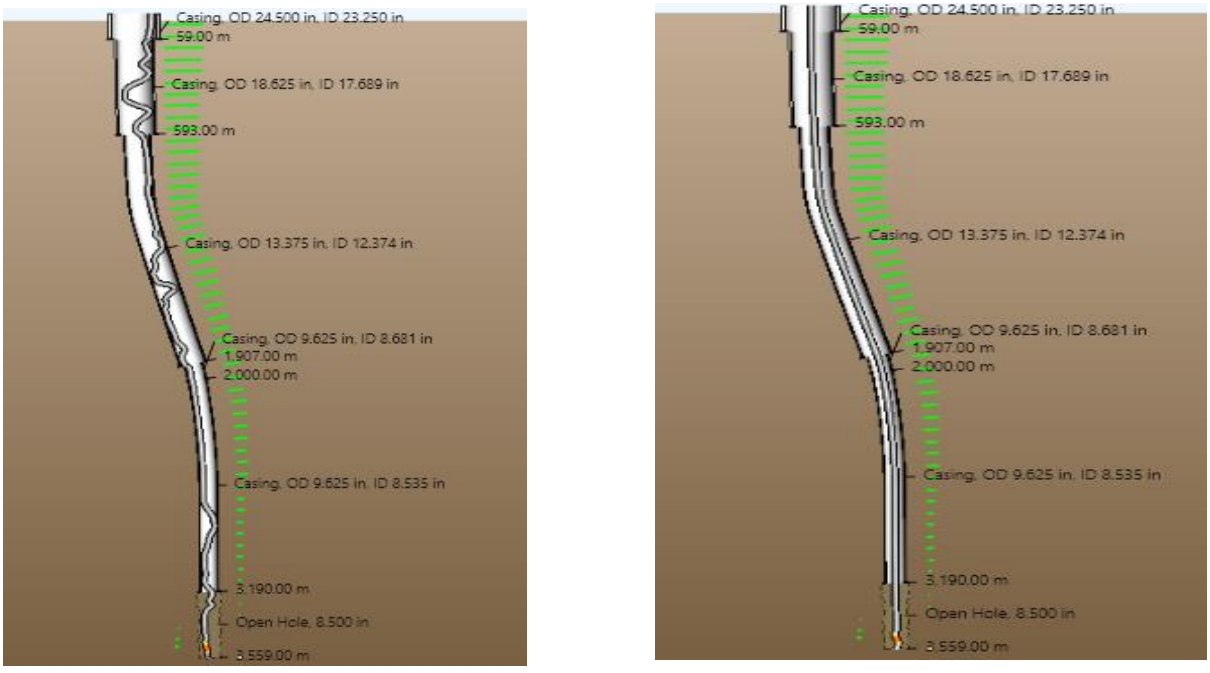
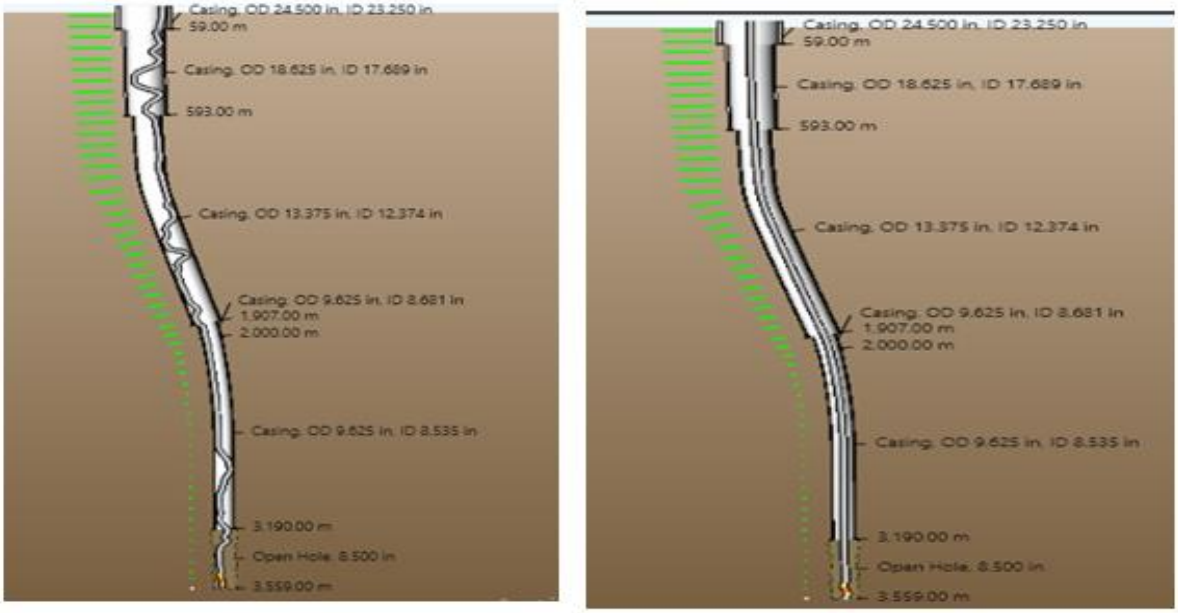


Fig.6.24. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul



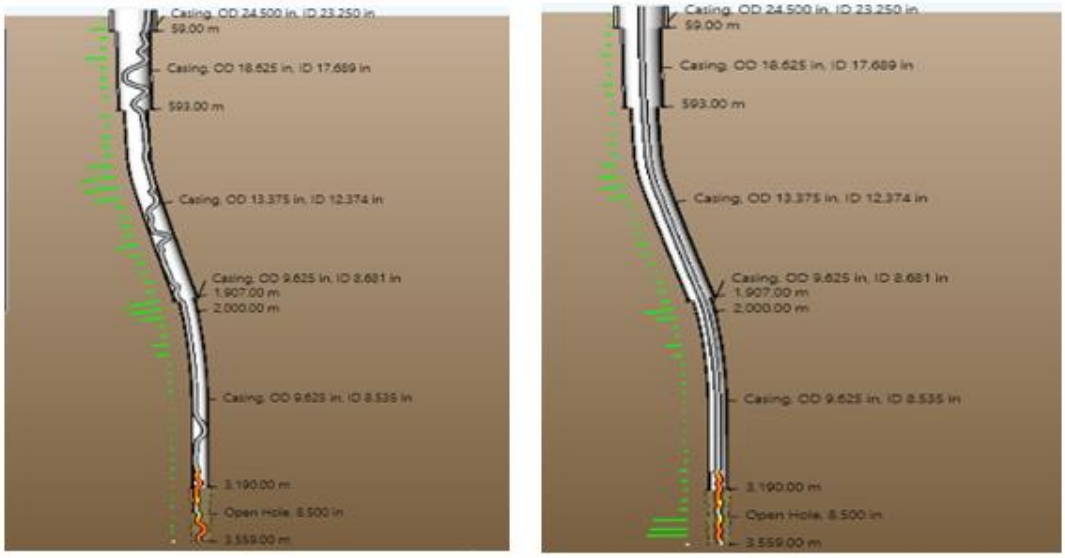
(a) (b)

Fig.6.25. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Rotirea sapei pe talpă

În figurile 6.26 … 6.30 sunt prezentate efectele oboselii, forței laterale, *Vom mises,* tensiunii eficiente și cuplului, aferente garniturii de foraj, in cazul rotirii sapei la talpă (cazul garniturilor rigide, respectiv elastice).

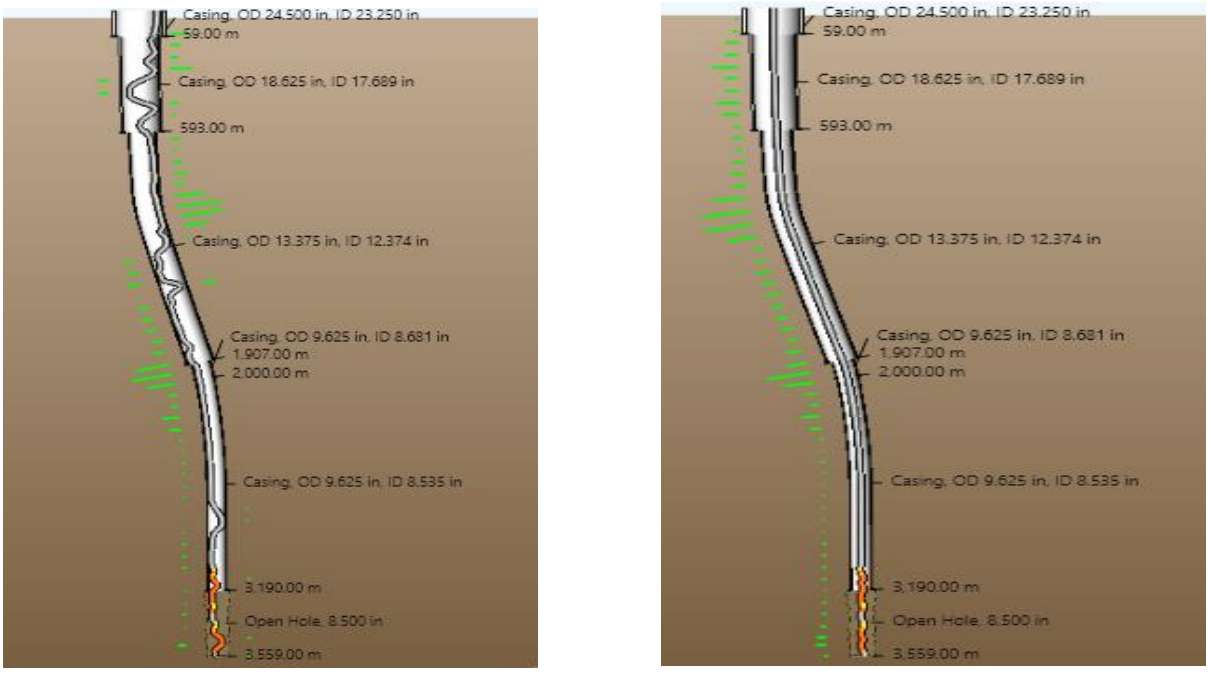
Oboseala



(a) (b)

Fig.6.26. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

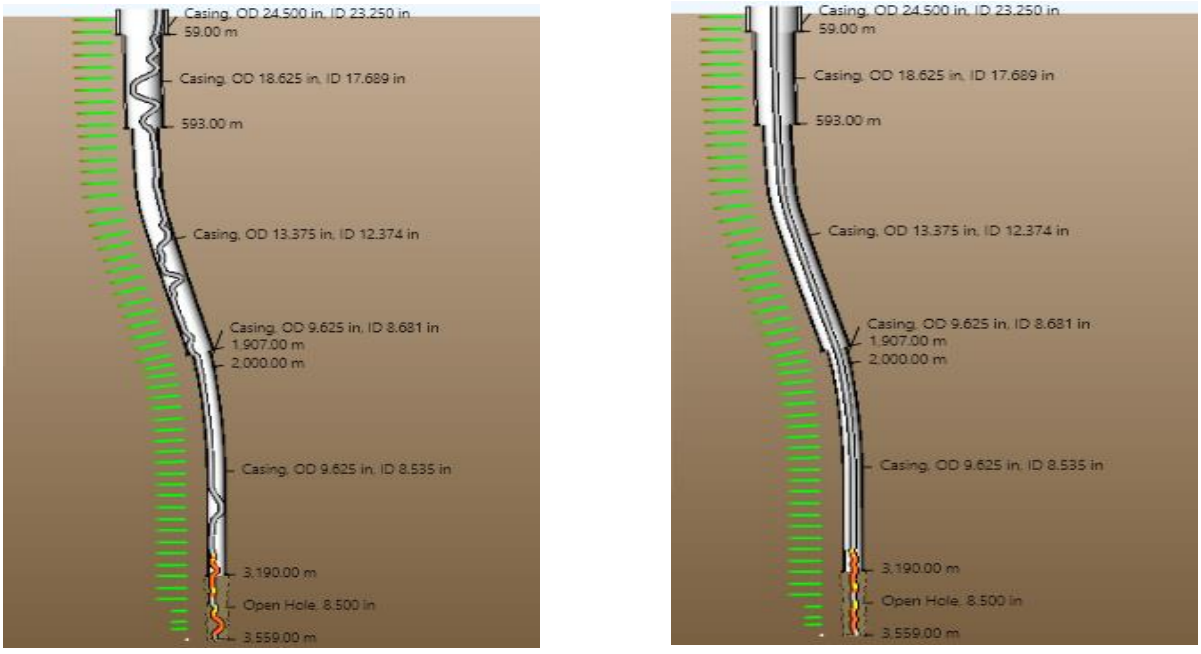
Forța laterală



(a) (b)

Fig.6.27. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

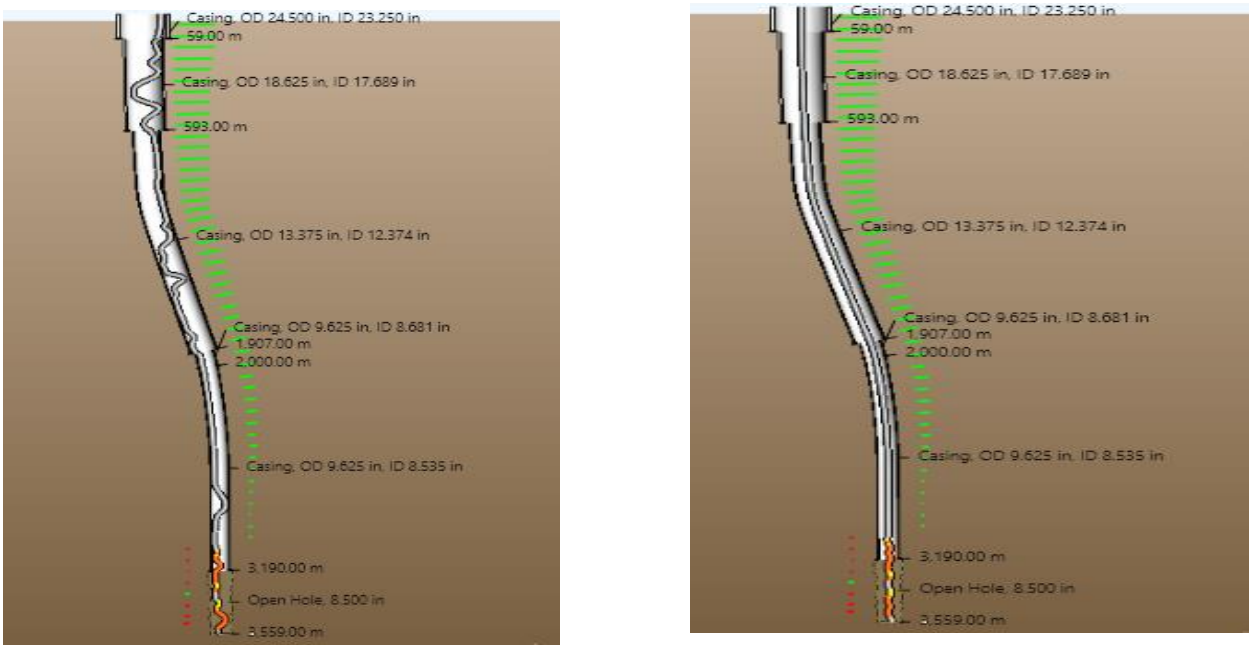
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.6.28. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.6.29. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul



(a) (b)

Fig.6.30. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

6.2.3. Analiza garniturilor

În tabelul 6.2 se prezintă o analiză a defecțiunilor garniturilor de foraj, iar în figura 6.31 sunt prezentate zonele cu defecțiuni în cazul manevrei de introducere, respectiv de extragere a garniturii de foraj (*Introducere, Extragere*). Este vorba de cazul garniturilor rigide, cu mărirea stresului de încovoiere.

Tabelul 6.2. **Analiza defecţiunilor garniturii de foraj**

Operațiune	**Tensiune de Rupere**			**Limite de Flambaj**			**Rupere la cuplu**	**Greutate Măsurată (kN)**	**Intindere (m)**				Masa Rotary Cuplu (N-m)	Ridica Cu Troliul Cu Cuplu (revs)	Ridica Cu Troliul fara Cuplu (revs)	Stres Axial = 0 [din TD] (m)	Punct neutru de suprafață [din TD] (m)
	Oboseala	90% Deformare	100% Deformare	Sinusoidal	Elicoidal	Blocare			Mecanic	Balonare	Termic	Total					
Introducere				X	X			5762.4	2.72	-0.46	0.02	2.28	7.712	1.8	1.8	236.06	0.00
Extragere				X	X			5788.4	2.78	-0.46	0.02	2.34	7.93	1.9	1.9	236.06	0.00
Rotirea sapei pe talpă				X	X		X	5687.7	2.34	-0.46	0.02	1.90	56.85	29.4	1.6	351.78	531.88

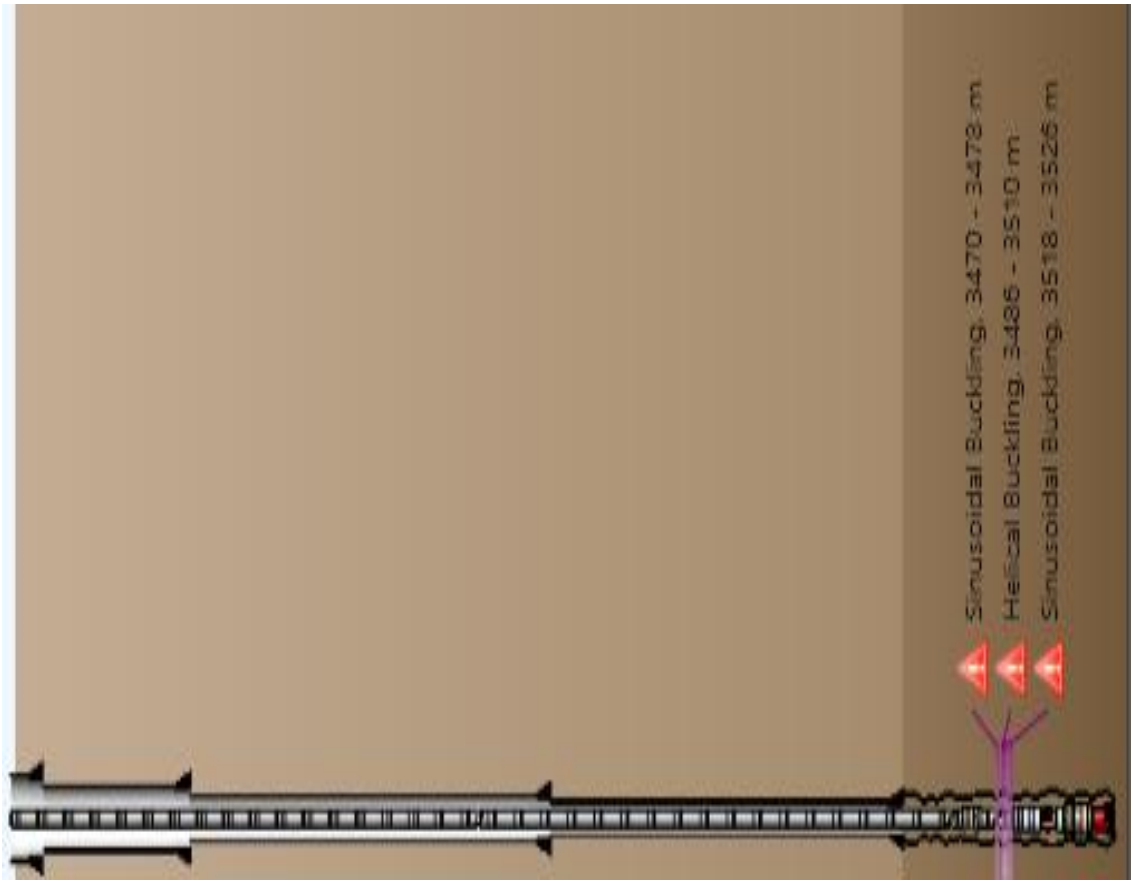


Fig. 6.31**.** *Zonele cu defecțiuni ale garniturii (introducere și extragere).*

În tabelul 6.3 se prezintă parametrii care conduc la defecțiunile garniturilor, iar în figura 6.32 - zonele cu defecțiuni în cazul manevrei de introducere, respectiv de extragere a garniturii de foraj (*Introducere*, *Extragere*). Este vorba de cazul garniturilor elastice, cu mărirea stresului de încovoiere.

Tabelul 6.3. **Parametrii de defecțiune (introducere și extragere).**

Adâncime Măsurată (m)	**3470.23**	**3478.27**	**3486.31**	**3494.35**	**3502.39**	**3510.43**	**3518.47**	**3526.51**
Tip de componentă	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**	**Prăjini cu pereti grosi**
Oboseala								
90% Tensiune la limita de curgere								
100% Tensiune la limita de curgere								
Flambaj Sinusoidal	X	X					X	X
Flambaj Elicoidal			X	X	X	X		
Blocare								
Rupere la Cuplu								
Distanța de la Sapa (m)	88.77	80.73	72.69	64.648	56.607	48.57	40.529	32.49
Presiune Interioara (MPa)	61.700	61.7006	61.667	61.558	61.513	61.523	61.451	61.36
Presiune Exterioara (MPa)	42.627	42.778	42.895	42.9377	43.044	43.2046	43.2838	43.34368
Forța Axială P. Aria (kN)	-386.995	-393.6676	-400.34	-407.012	-413.24	-419.912	-426.584	-433.2567
Forță Axială de de emersiune (E. Tensiune) (kN)	-80.512	-84.961	-89.854	-95.1919	-100.084	-104.53	-109.426	-114.764
Trage (kN)	10.23	9.786	8.8964	8.451	8.0067	7.561	6.6723	6.2275
Cuplu (N-m)	54.91	53.283	47.182	43.657	42.3	36.6	21.557	20.337
Răsucire (revs)	0	0	0	0	0	0	0	0
Alungire (mm)	-9.997	-9.997	-9.997	-9.997	-9.997	-9.997	0	0
Flambaj Sinusoidal (kN)	-78.288	-78.733	-56.047	-54.713	-53.3786	-58.27	-84.071	-84.516
Flambaj Elicoidal (Non-Rotativ) (kN)	-221.076	-222.41	-157.91	-154.35	-150.794	-165.03	-237.98	-238.87
Forța de Contact (N/length)	17.7928	231.307	111.205	0	217.96	653.888	0	409.236
Tensiune Inelară (MPa)	-2.096	-2.568	-3.007	-3.37	-3.797	-4.278	-4.678	-5.0586
Tensiune Radial (MPa)	-61.7	-61.70	-61.666	-61.557	-61.513	-61.522	-61.45	-61.36
Stresul de Torsiune (kPa)	91.01	88.25	77.91	72.395	70.326	60.6738	35.8527	33.784
Tensiunea de Forfecare (kPa)	3.447	48.263	23.442	0	45.5	137.2	0	53.09
Stresul Axial (MPa)	-47.751	-48.561	-49.371	-50.181	-50.991	-51.8	-52.611	-53.422
Stres la Flambaj (MPa)	0	0	0	0	0	0	0	0
Tensiune de Incovoiere (kPa)	-1786.43	-2346.285	-2717.22	-940.444	-3075.75	-3639.053	-3967.24	-2667.58
Factor de Mărire a Tensiunii de Incovoiere	1	1	1	1	1	1	1	1
Von Mises Stresul (MPa)	54.549	54.5423	54.5058	53.7356	54.377	54.4596	54.5	53.86
Raportul Von Mises	0.144	0.144	0.144	0.142	0.143	0.144	0.144	0.142
Gradul de oboseală	0.013	0.017	0.02	0.007	0.022	0.026	0.029	0.019

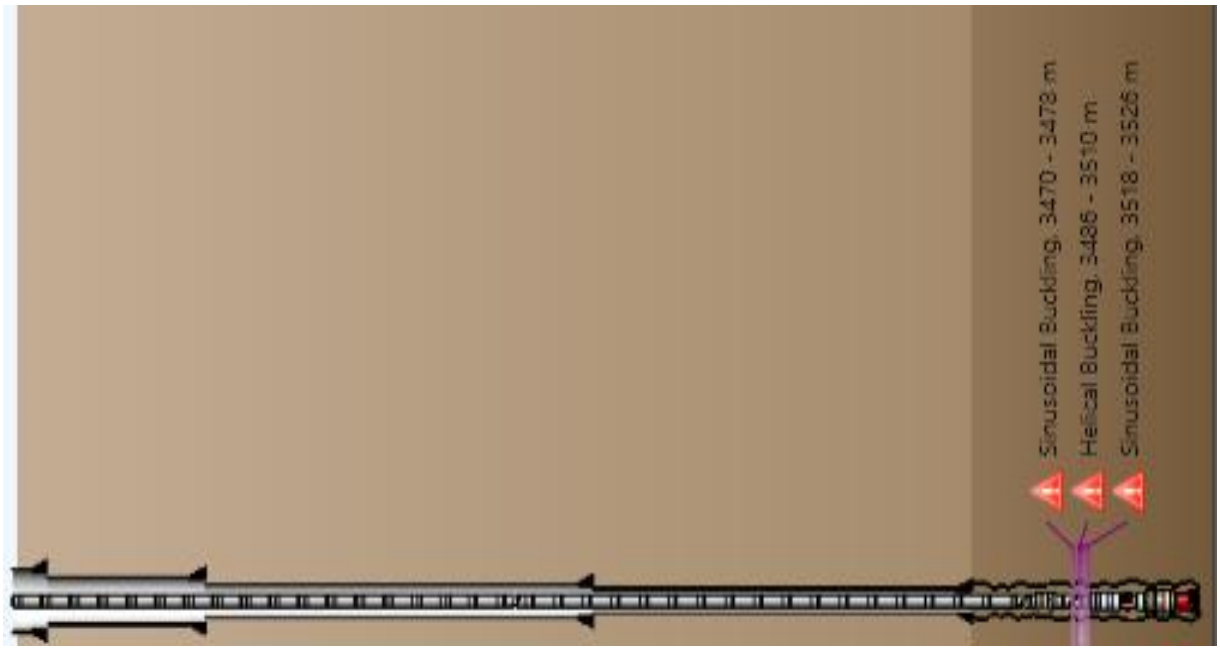


Fig. 6.32. *Zonele cu defecțiuni (introducere și extragere).*

În figura 6.33 sunt prezentate zonele cu defecțiuni ale garniturii de foraj în cazul rotirii sapei pe talpă. Este vorba atât de cazul utilizării garniturilor rigide, cât și a celor elastice, cu mărirea stresului de încovoiere.

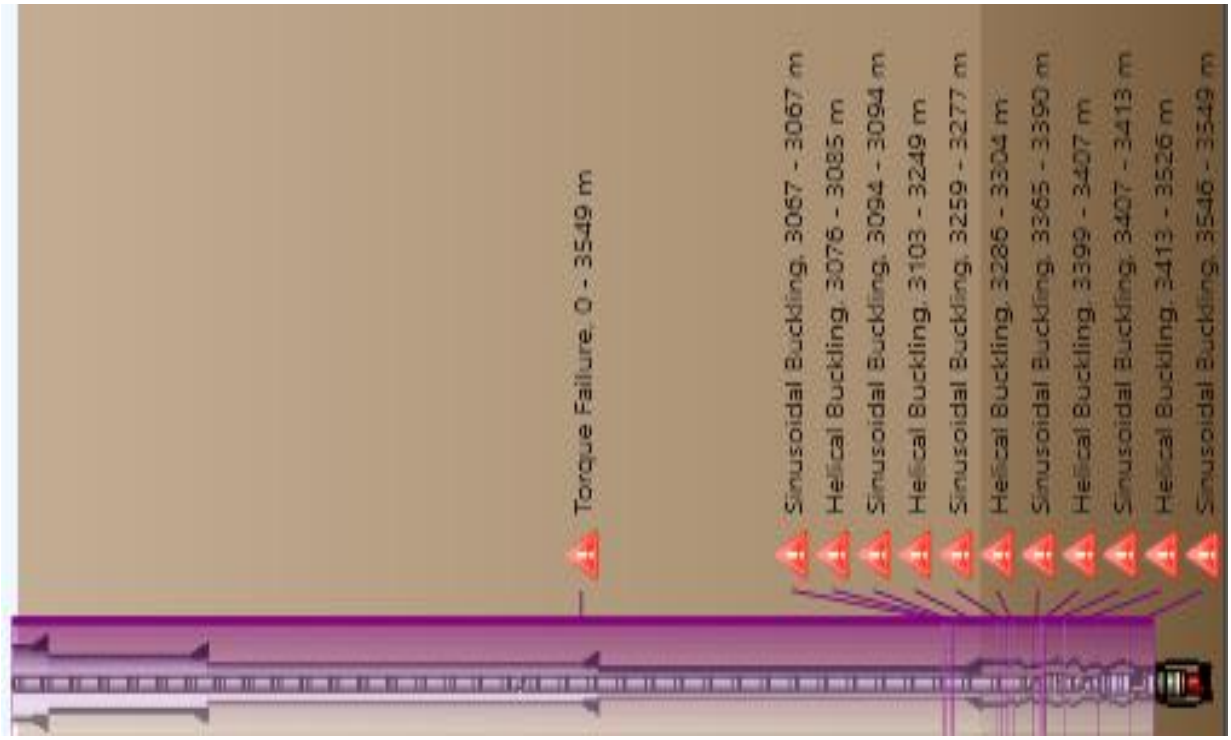


Fig.6.33. *Zonele garniturii cu defecțiuni (rotirea sapei pe talpă).*

6.3. Dinamica ansamblului de fund BHA

Modelarea dinamicii BHA facilitează analiza 3D a tălpii sondei, configurată în funcție de diverse geometrii ale sondei, cu diferite înclinări și direcții. Mai mult, modelarea dinamicii BHA este un model evoluat care îmbină modulele anterioare de analiză BHA și analiza vitezelor critice. Altfel spus, acest model ajută să prezicem o gamă a turațiilor RPM, care pot cauza probleme de vibrație, și ajută la prezicerea performanțelor ansamblurilor de fund în cazul forajelor direcționale.

Graficele disponibile în cadrul acestui model pot fi utilizate pentru calcularea tendințelor de deviere a diferitelor ansambluri, tendințe direcționale pentru prezicerea ratei de avansare, analiza vitezei critice etc. Forțele de contact ale sapelor, stabilizatori ș.a. sunt, de asemenea, calculate și pot fi utilizate pentru a determina starea adecvată de stabilizare.

În figurile 6.34 … 6.37 sunt prezentate rezultatele simulării dinamicii BHA pentru sonda ZB-290.

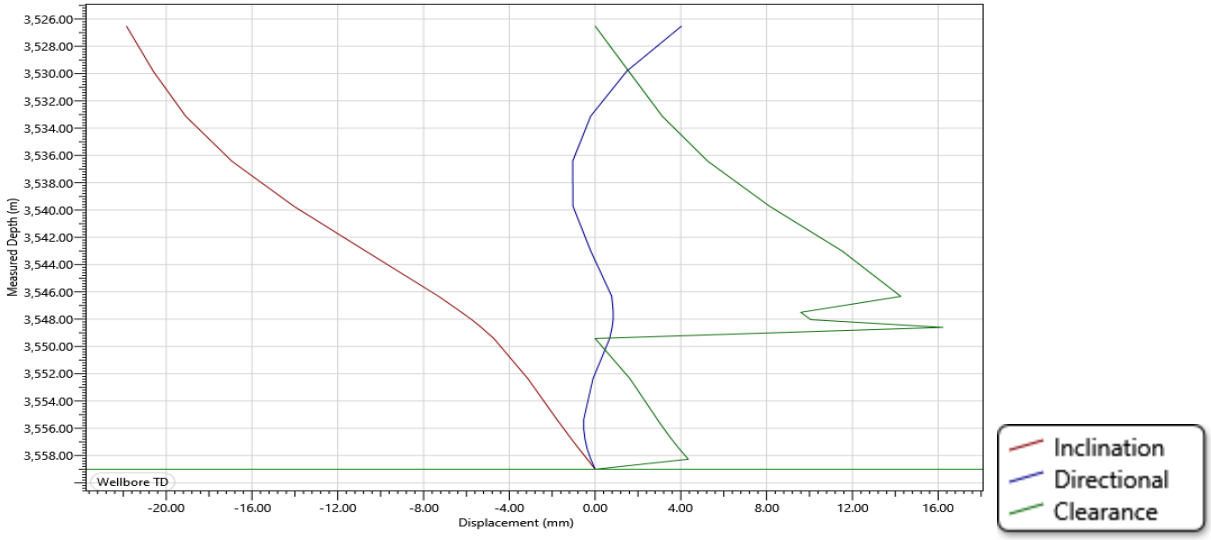


Fig. 6.34. *Deplasare & adâncime*.

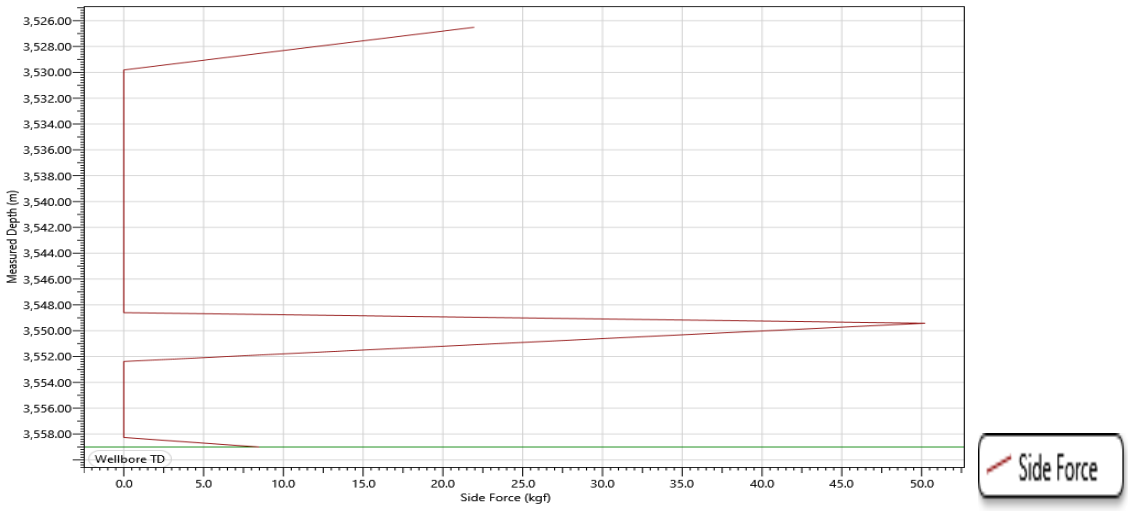


Fig. 6.35. *Forță laterală & adâncime*.

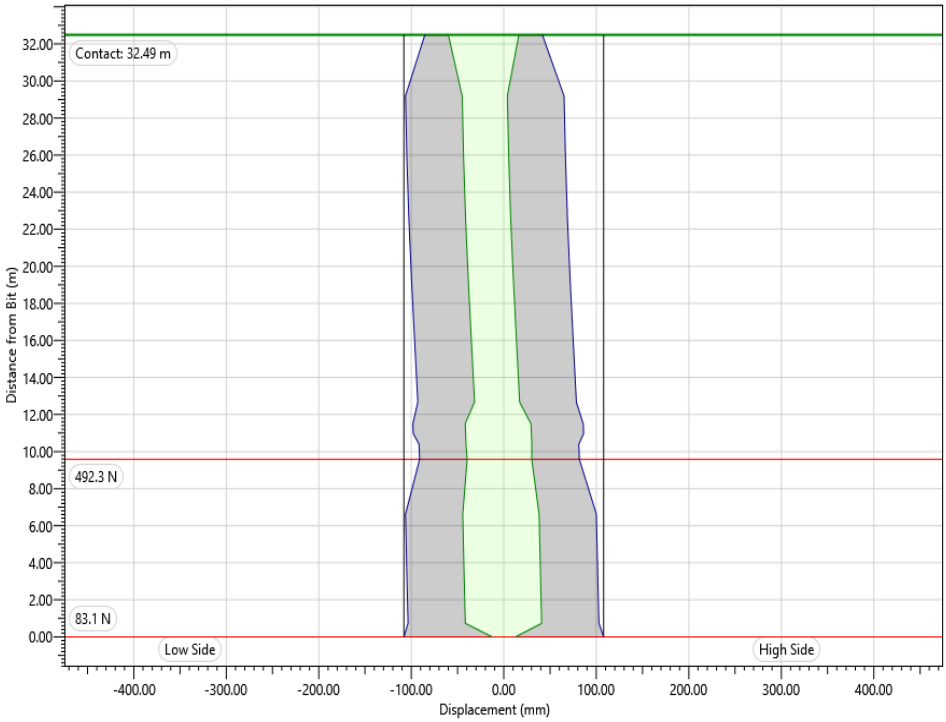


Fig. 6.36. *Profil (înclinare).*

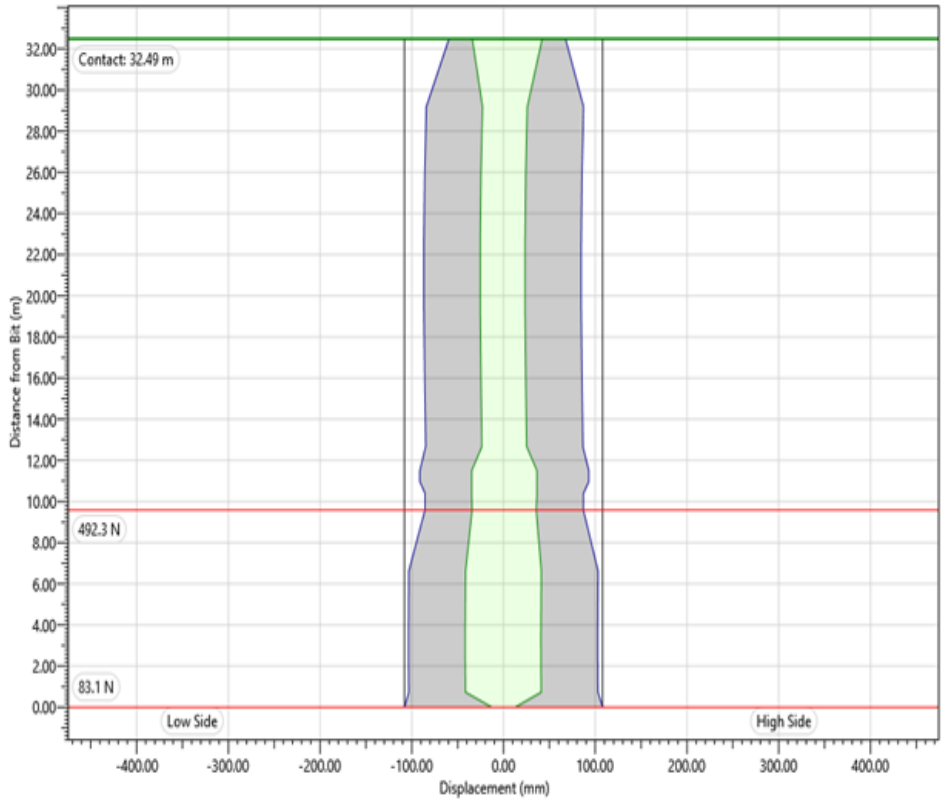


Fig. 6.37. *Profil (direcțional).*

Analiza vibrațiilor

Componentele tensiunii arată valoarea relativă maximă a fiecăreia dintre cele patru componente ale tensiunii: stres axial, stres de încovoiere, stres de torsiune și stres de forfecare. Pentru a identifica stresul maxim în orice punct dat al garniturii se poate comuta zona grafică la RPM. De asemenea, se poate determina poziția valorii relative maxime sau a unghiului de fază pentru a vizualiza forța de excitare care se deplasează în sus și în jos pe garnitură, pe măsură ce sapa se rotește.

Graficul tensiunilor rezultate afișează solicitarea relativă maximă (peste și dincolo de tensiunile de la starea de echilibru), cauzate de vibrații. Ele sunt relative la magnitudinea funcției de forțare utilizată și, prin urmare, ar trebui utilizate numai pentru localizarea vitezelor de rotație critice (sau periculoase).

Așadar, pentru a identifica stresul maxim în orice punct dat al garniturii, se va comuta zona grafică la RPM. Se poate, astfel, poziționa, în garnitură, valoarea relativă maximă a unghiului de fază, pentru a vizualiza forța de excitație care se deplasează în sus și în jos, pe garnitură, pe măsură ce sapa se rotește. Graficul stresurilor prezentate în figurile 6.38 … 6.46, face parte din categoria *Analiza vibrațiilor din dinamica BHA*. Sunt reprezentate grafic următoarele componente ale tensiunilor rezultate:

- Principală (maximă): permite vizualizarea interacțiunii atât a distanței de la sapă, cât și a vitezei de rotație (pe stresul maxim rezultat);
- Principală (minmă): permite vizualizarea interacțiunii atât a distanței de la sapă, cât și a vitezei de rotație asupra tensiunii principale (minime) rezultate;
- Forfecare (maximă): permite vizualizarea interacțiunii atât a distanței de la sapă, cât și a vitezei de rotație asupra efortului rezultat (maxim) de forfecare.

De asemenea, tensiunea rezultată echivalentă permite vizualizarea interacțiunea atât a distanței de la sapă, cât și a vitezei de rotație asupra tensiunilor echivalente rezultate.

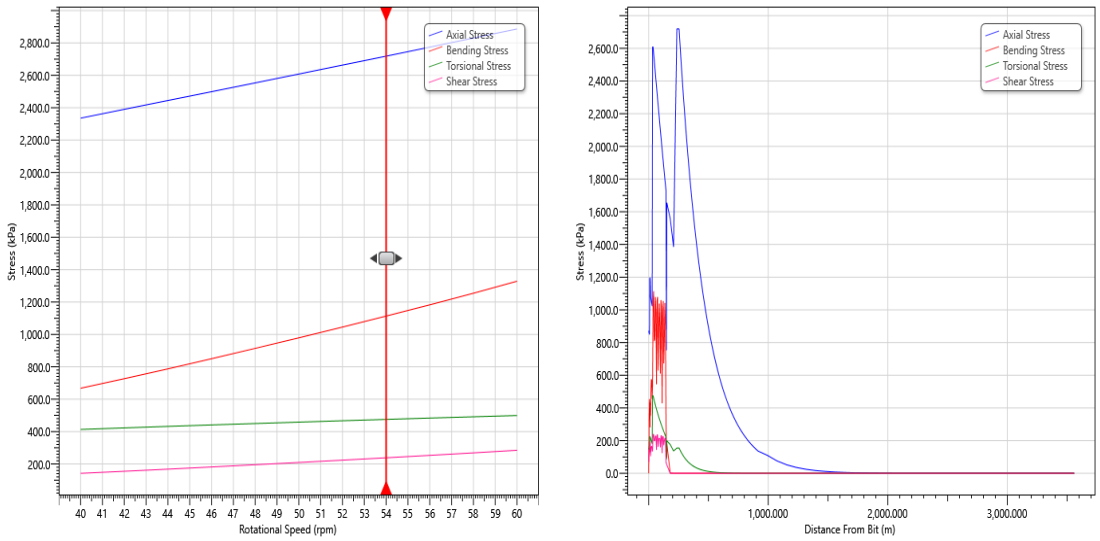


Fig.6.38. *Componentele de stres & viteza de rotație – Componentele de stres & distanța de la sapă*.

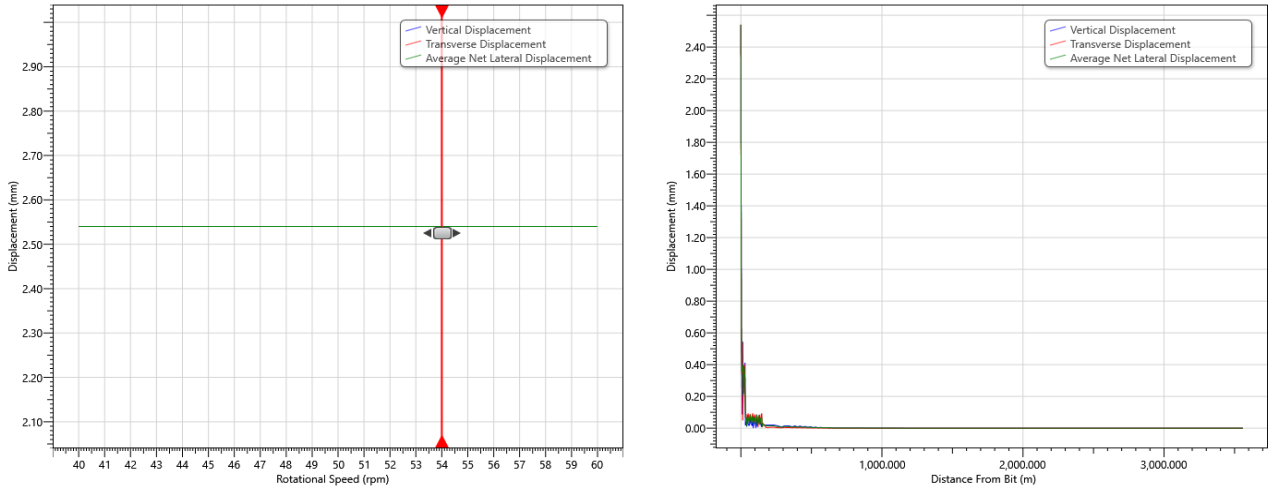


Fig.6.39. *Deplasare & viteza de rotație – Deplasare & distanța de la sapă.*

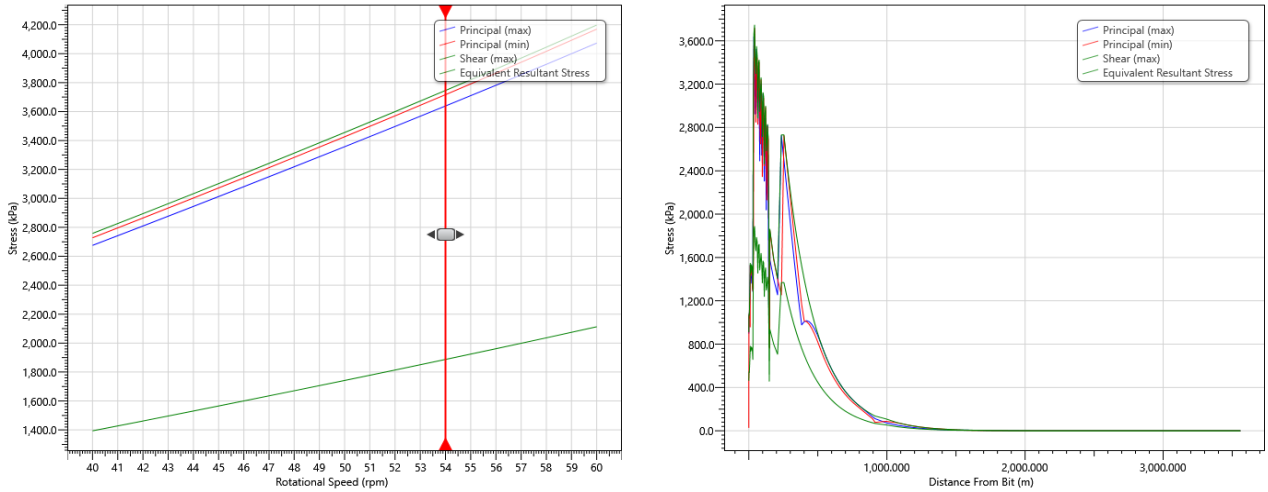


Fig.6.40. *Stres principal & viteza de rotație – Stres principal & distanța de la sapă.*

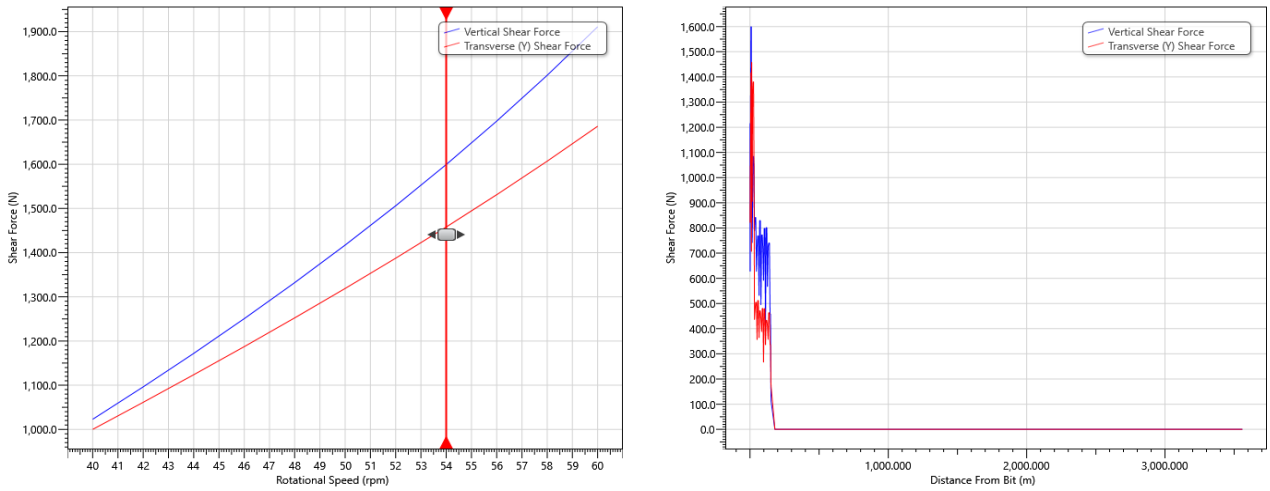


Fig.6.41. *Forța de forfecare & viteza de rotație - Forța de forfecare & distanța de la sapă.*

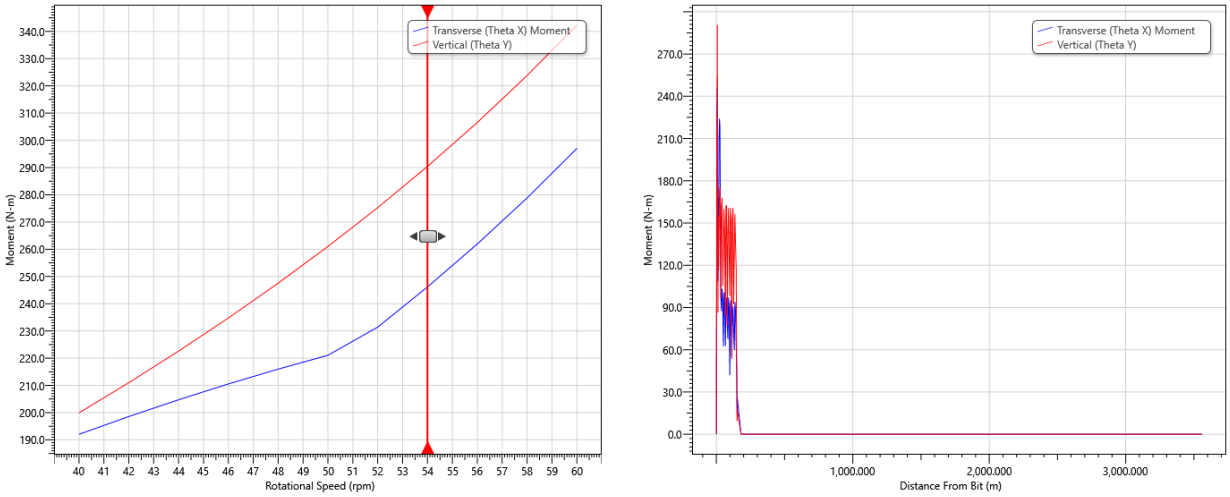


Fig.6.42. *Momente & viteza de rotație - Momente & distanța de la sapă.*

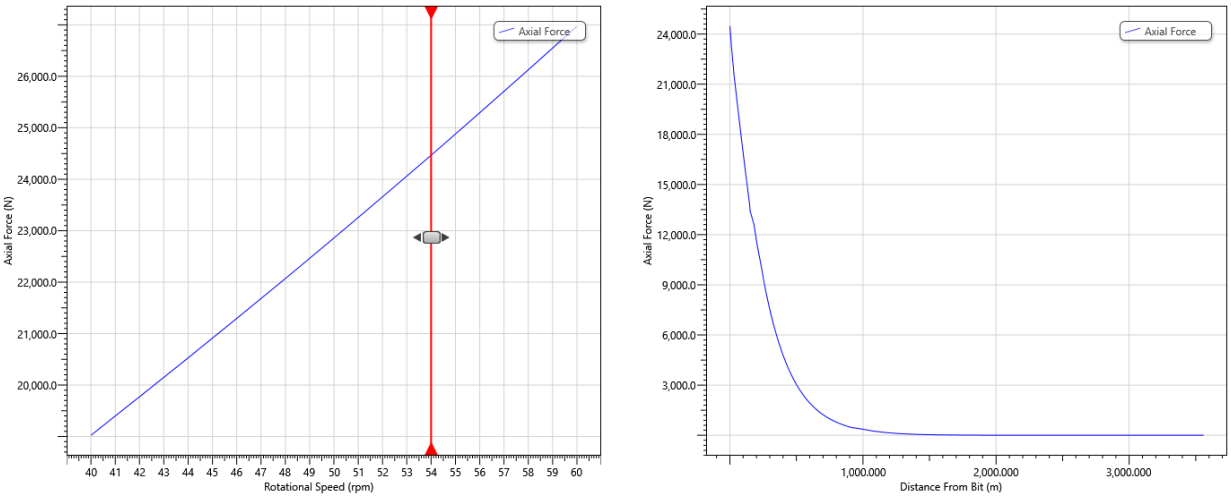


Fig.6.43. *Forta axiala & viteza de rotație - Forta axiala & Distanța de la sapă.*

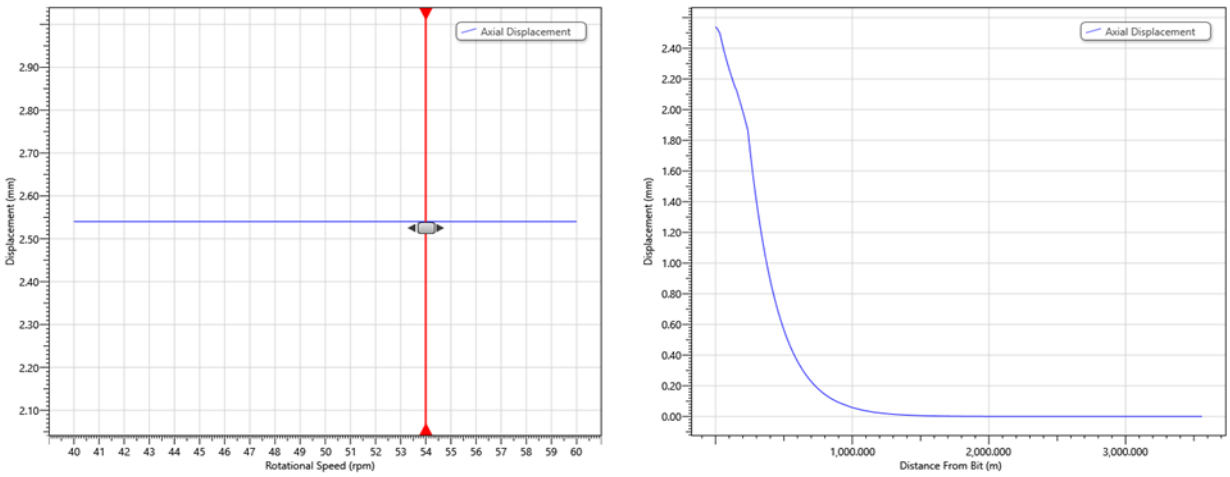


Fig.6.44. *Deplasare axială & viteza de rotație - Deplasare axială & distanța de la sapă.*

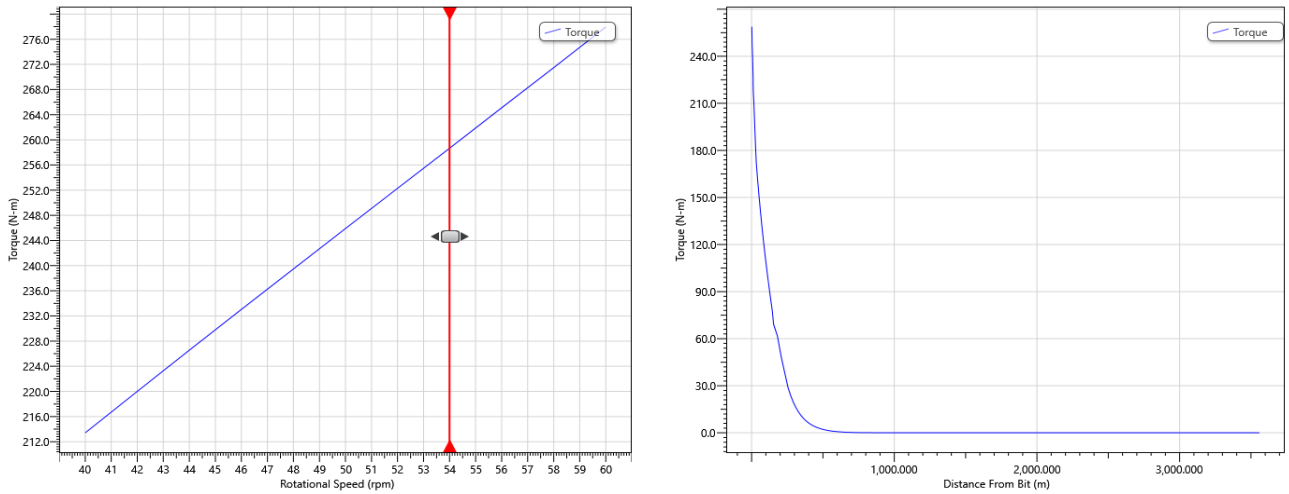


Fig.6.45. *Cuplu & viteza de rotație - Cuplu & distanța de la sapă.*

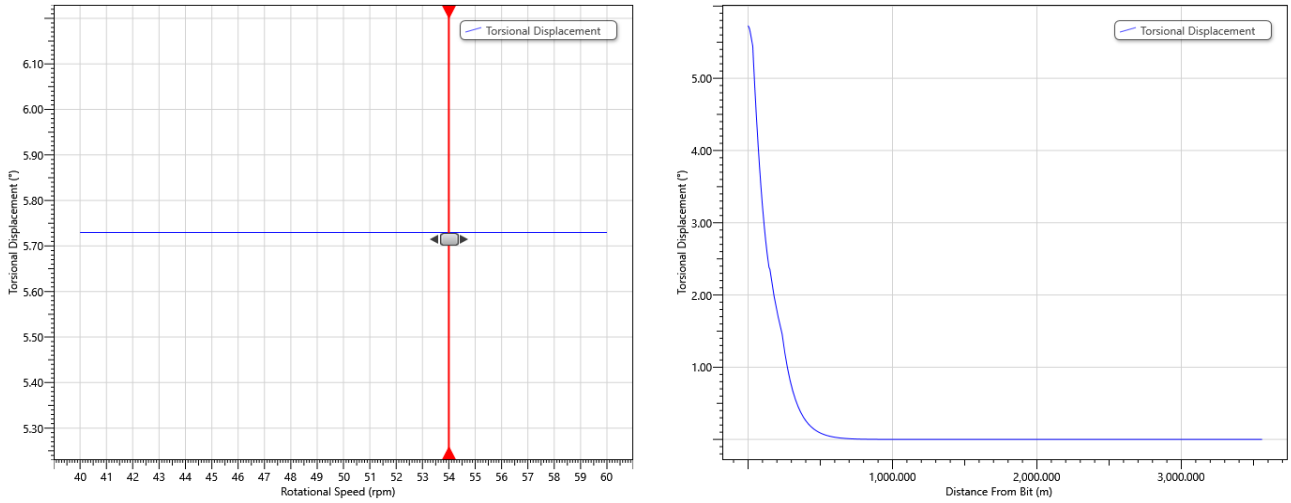


Fig.6.46. *Deplasare la torsiune & viteza de rotație - Deplasare la torsiune & distanța de la sapă.*

6.4. Analiza de sensibilitate cu privire la impactul vitezei de rotație asupra vibrațiilor ansamblului de fund (BHA)

Obiectivul principal al acestei secțiuni este acela de a extinde activitatea de cercetare a vibrațiilor garniturii de foraj, pe care le-am implementat anterior, pentru a identifica, analiza și controla vibrația rezultată în sondele din șantierul Zubair. Aici, realizăm o analiză de sensibilitate pentru a studia influența vitezelor de rotație asupra vibrațiilor BHA din sonda ZB-290.

La această sondă, forată, așa cum am mai menționat, în șantierul Zubair, s-au înregistrat date de vibrații bazate pe timp, iar investigările de vibrații ale acestei sonde ne-au permis să efectuăm această analiză. Forțele, tensiunile, deplasările, cuplul și momentele BHA-urilor au fost identificate și analizate cu succes. Astfel că putem afirma, cu deplin temei, că performanțele forajului și proiectele sondelor viitoare vor fi îmbunătățite pe baza lucrărilor anterioare și a acestei lucrări.

Introducere

Ca urmare a naturii aleatorii a mai multor componente, inclusiv contactul sapă/ formațiune, interacțiunea garnitură de foraj/ gaură de sondă, hidraulica și vibrațiile garniturilor de foraj sunt extrem de complicate. Ele conțin o mare varietate de fenomene, ceea ce face analiza destul de dificilă.

Forajul poate provoca vibrații în trei moduri diferite: axial, torsional și lateral. Aceste moduri sunt însoțite de fenomenele de cădere a sapei, lipire/ alunecare și, respectiv, rotire. Excitațiile externe precum contactul cu sapa/ formațiunea pot provoca vibrații garniturilor de foraj [254, 255]. În aceste condiții, schimbarea sursei de excitație în ansamblul garniturii de foraj, sau frecvența nativă a componentei sale, ar putea duce la mișcări dăunătoare.

În plus, sunt prezente în subteran și așa numitele vibrații autoexcitate [254, 256]. Totodată, fluxul din inelul garniturilor de foraj poate provoca, la rându-i, vibrații [254, 257]. Sistemele dinamice pot fi ori tranzitorii (stare nesigură), ori cu stare constantă (statică). Ca urmare a vibrațiile garniturilor de foraj, diferitele componente ale asamblului pot fi supuse uzurii și daunelor premature, iar rata de penetrare (ROP) scade, deoarece o parte din energia de foraj necesară pentru a forarea rocii este pierdută în vibrații.

Pe de altă parte, vibrațiile pot interfera cu instrumentele utilizate pentru diferite măsurători în timpul forajului (MWD, LWD ș.a.). În cele din urmă, vibrațiile provoacă, frecvent, instabilități ale sondei care pot afecta atât starea și controlul direcțional, cât și calitatea generală a găurii de sondă [254]. Finalmente, analiza sensibilității se face pentru a arăta impactul vitezelor de foraj asupra vibrațiilor din ansamblul de fund (BHA).

Anterior, pentru a determina tipurile de vibrații care au avut loc în fiecare sondă și fiecare cursă în aceasta, sursele lor, severitatea lor și cele mai bune strategii de atenuare pentru fiecare sondă, a fost realizat și publicat în RJPGT un studiu de analiză de diagnostic. În plus, aceste vibrații sunt clasificate și clasificate pentru a stabili nivelul de severitate al fiecărei curse în gaura de sondă.

Pentru a prognoza parametrii optimi de foraj pentru următoarele operațiuni, sunt afișați parametrii de foraj și sunt generate liniile lor de tendință. Rezultă, de aici, că cercetările noastre trebuie să continue și în viitor pentru a stabili cu precizie impactul diferitelor viteze ale garniturilor de foraj asupra analizei vibrațiilor.

În acest sens, va trebui să examinăm, în primul rând, studiile anterioare și modelele de simulare. Mulți autori și manuale au prezentat mai multe studii, simulări, modele dezvoltate astfel încât să se măsoare sau să se detecteze, să se modeleze, să se simuleze și, în cele din urmă, să se controleze eficient vibrațiile rezultate din manevra garniturilor de foraj în gaura de sondă.

În continuare, în tabelul 6.4, am prezentat o recenzie a literaturii de specialitate a majorității studiilor anterioare, a articolelor și a tehnologiilor publicate.

Tabelul 6.4. **Studiu de revizuire a literaturii de specialitate**.

Autor(I) & An	Studiu, metodă, tehnică, abordare sau model
Finnie & Bailey, 1960 [256]	Descrierea aparatului care a fost creat pentru a detecta, experimental, forța axială, cuplul și mișcările axiale și de rotație în partea superioară a unei garnituri de foraj.
Huang & Dareing, 1968 [258]	Abordarea vibrațiilor laterale și a flambajului prajinii de foraj.
Millheim & Apostal, 1981 [259]	Raportarea modului în care dinamica BHA afectează traiectoria unei sape este o parte a unui proiect în desfășurare (crearea unui model de computer care să reproducă avansarea 3D a sapei).

Dareing, 1984 [260]	Oferirea de sfaturi pentru reducerea vibrațiilor severe ale garnituri de foraj și explicarea surselor acestora.
Wolf et al., 1985 [261]	Prezentarea datelor de teren privind vibrațiile garniturilor de foraj și analizarea rapidă a relației dintre vibrațiile longitudinale & laterale din timpul forajului, și proprietățile formațiunii.
Mitchell & Alle, 1987 [262]	Furnizarea a opt studii de caz privind defecțiuni reale ale BHA; modelul preconizat a prezis vibrațiile laterale legate de vitezele critice de rotație (în concordanță cu parametrii operaționali din momentul defecțiunii ansamblului BHA).
Skaugen, 1987 [263]	Folosirea unui model dinamic al garniturii de foraj pentru a examina modul în care vibrațiile cvasialeatoare ale sapei afectează comportamentul dinamic al garniturii.
Vandlver et.al., 1990 [264]	Descrierea ansamblului de prăjini grele și a conexiunilor acestora, în concordanță cu variațiile WOB și vibrațiile de încovoiere ale unui ansamblu BHA curbat (două cauze principale din celor două studii de caz ale vibrației de încovoiere BHA).
Rector III, 1990 [265]	Demonstrarea utilizării surselor seismice de la talpa sondei, create de vibrațiile sapei.
Wang, 1990 [266]	Investigarea impactului fluidului de foraj asupra stabilității garniturii de foraj și asupra vibrațiilor laterale.
Rector III & Marion 1991 [267]	Descrierea unei noi abordări seismice de sondă, pe baza vibrațiilor pe care o sapă le produce în timpul forajului.
Dunayevsky & Abbassian, 1998 [268]	Luarea în considerare a trei sisteme mecanice de bază care descriu vibrația de torsiune a garniturilor, dinamica laterală a sapelor și vibrația torsio-laterală cuplată (în felul acesta poate fi înțeleasă mai bine stabilitatea dinamică a sapelor PDC sub acțiunea vibrațiilor de torsiune și laterale induse).
Macpherson et al., 1998 [269]	Analizarea datelor privind vibrațiile din timpul unui test pe teren, utilizându-se echipamente de măsurare a vibrațiilor atât la fundul sondei, cât și la suprafață.
Baumgart, 2000 [270]	Folosirea unor ecuații diferențiale neliniare pentru descrierea mișcărilor longitudinale, laterale și de rotație ale materialului tubular, precum și pentru analiza ratei de curgere și a presiunii noroiului; mai mult, se poate dezvolta și rezolva numeric un model matematic privind unele proceduri de foraj.
Yigit & Christoforou, 2001 [271]	Prezentarea unei metode de control activ pentru vibrațiile de lipire-alunecare, împreună cu un model complet legat de vibrațiile axiale, de încovoiate și de torsiune.
Liu & Huang, 2001 [272]	Stabilirea vibrațiilor verticale, laterale și de torsiune aferente garniturilor de foraj; utilizarea soluției pentru modelul dinamic de vibrație laterală a sapelor cu role.
Chen et al., 2002 [273]	Afișarea unei examinări pe teren a impactului vibrațiilor laterale, de rotire și de lipire-alunecare asupra performanțelor unei sape cu role.
Al-Hiddabi et.al., 2003 [274]	Utilizarea unei strategii de proiectare a controlului inversorului dinamic neliniar pentru a reduce vibrațiile laterale și de torsiune ale unei garnituri de foraj neliniare.
Pan et.al., 2005 [275]	Evidențierea și rezumarea utilizării metodelor computaționale de dinamică a fluidelor în investigarea vibrațiilor induse de vortex la structurile maritime.
Cobern & Wassell, 2005 [276]	Stabilirea unui sistem activ de monitorizare și control al vibrațiilor de foraj prin teste de laborator.
Yigit & Christoforou, 2006 [277]	Afișarea interacțiunilor de lipire-alunecare ale sapei și garniturii de foraj pentru o sondă de petrol, prin dezvoltarea unui model simplu care surprinde cu acuratețe dinamica și simulează impactul schimbării circumstanțelor de operare asupra interacțiunilor de lipire-alunecare ale sapei.
Shi et.al., 2009 [278]	Proiectarea și controlul sondelor orizontale și a traiectoriei găurilor de sondă ramificate.
Reckmann et al., 2010 [279]	Stabilirea unei conexiuni între defecțiunea unui instrument MWD sau LWD și dinamica de la talpa sondei, pentru a reduce ratele de eșec și cheltuielile.

Bailey & Remmert, 2010 [280]	Controlul vibrațiilor rezultate în timpul forajului prin optimizarea *design*-ului ansamblului BHA, pentru a îmbunătăți considerabil performanțele și pentru a găsi (condițiile optime) pentru viteza de rotație.
Wassell, 2010 [281]	Descrierea unei tehnici pentru evaluarea daunelor cauzate de vibrații în cadrul unor dispozitive de foraj și stabilirea limitelor de vibrație.
Pavković et al., 2011 [282]	Sugerarea unei tehnici de control bazată pe un estimator de cuplu, cu ajutorul unui algoritm de auto-ajustare pentru amortizarea activă a vibrațiilor de torsiune în garniturile de foraj din sondele de petrol.
Zhu et al., 2012 [283]	Dezvoltarea unui dispozitiv de măsurare a parametrilor la talpa sondei în cazul unui foraj *offshore* în ape adânci (presiunea inelară, presiunea exercitată asupra garniturii de foraj, temperaturile de la talpa sondei ș.a.).
Kreuzer & Steidl, 2012 [284]	Demonstrarea utilizării descompunerii undelor mobile pentru a controla vibrațiile de torsiune ale garniturii de foraj.
Yang et el., 2013 [285]	Demonstrarea dezvoltării echipamentelor MWD și studiul acestora.
Patil & Teodoriu, 2013 [286]	Compararea diferitelor metode de simulare, reglare și efectuare a experimentelor de laborator pe baza vibrațiilor de torsiune.
Zhu et.al., 2014 [287]	Studierea fenomenelor și tehnicilor de modelare ale vibrațiilor de lipire-alunecare, precum și oferirea unei imagini de ansamblu actualizat asupra comportamentului vibrațiilor de lipire-alunecare în cadrul garniturilor de foraj.
Ghasemloonia et al., 2015 [288]	Prezentarea unei analize extinse a literaturii de specialitate privind simularea vibrațiilor garnituii de foraj. Se examinează starea actuală a modelelor de predicție a vibrațiilor axiale, de torsiune și de încovoiere (decuplată și cuplată), ipotezele condițiilor la limită, tehnicile de formulare a ecuațiilor și aplicațiile pentru atenuarea vibrațiilor. În plus, sunt acoperite dificultățile de simulare a vibrațiilor unei garnituri de foraj în cazul metodelor de foraj actuale, inclusiv al forajului deviat, și utilizarea instrumentelor vibrante la talpa sondei.

Vibrațiile garniturii de foraj: teorie și tipuri

Se știe de mult timp că prajinile grele și prajinile de foraj din apropiere lor sunt părțile supuse celor mai periculoase vibrații. Drept urmare, ansamblul BHA nu afectează doar răspunsul dinamic particular, ci servește drept *site*-ul majorității eșecurilor. Prin urmare, înțelegerea comportamentului dinamic al BHA este absolut necesară pentru atenuarea vibrațiilor.

Cu toate acestea, trebuie remarcat faptul că vibrațiile din gaura de sondă pot fi și o sursă utilă de date care explică uzura sapei, caracteristicile formațiunii și a garniturilor de foraj. Potrivit unor cercetări, ele pot fi folosite și ca o posibilă sursă seismică. În plus, vibrațiile garniturilor de foraj au fost considerate și ca o modalitate de a îmbunătăți eficiența forajului prin stimularea puterii disponibile pentru sapă [254, 255].

Ca urmare a naturii aleatorii a mai multor componente, inclusiv contactul sapă/ formațiune, ansamblul - garnitură de foraj, gaură de sondă, hidraulica forajului, vibrațiile garniturii de foraj ș.a. – este extrem de complicat. E vorba de o mare varietate de fenomene, ceea ce face analiza destul de dificilă.

Pe de altă parte, forajul poate provoca vibrații în trei moduri diferite: axial, torsional și lateral. Aceste moduri sunt însoțite de fenomenele saltului sapei pe talpă, lipirii/ alunecarii și, respectiv, vârtejului [254, 255, 257, 268].

a. Modelul de vibrație axială:

$$\frac{\partial^2 \xi(x,t)}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2}\,\frac{\partial^2 \xi(x,t)}{\partial t^2} \tag{6.1}$$

$$\xi_n(x,t) = \left(A_n \sin\frac{\omega_n}{c}\,x + B_n \cos\frac{\omega_n}{c}\,x\right).(C_n \sin\omega_n\,t + D_n \cos\omega_n\,t), n = 1,2, \tag{6.2}$$

$$c^2 = \frac{E}{\rho} \tag{6.3}$$

$$\rho\frac{\partial^2 \xi}{\partial t^2} + c_a\frac{\partial \xi}{\partial t} - E\frac{\partial^2 \xi}{\partial x^2} + \rho\, g_z = g_a\left(x,t,\xi,\frac{\partial \xi}{\partial x},\frac{\partial \xi}{\partial t}\right) \tag{6.4}$$

În cazul săltării sapei pe talpa sondei:

$$S(r,\phi) = S_o\, sin\left(\frac{r}{\Delta r_b}\,\frac{\pi}{2}\right)\sin(3\phi), 0 \le r \le \Delta r_b \; and \; 0 \le \phi \le 2\pi$$

$$S_o\, sin\left(\frac{r}{\Delta r_b}\,\frac{\pi}{2}\right)\sin(3\phi), \Delta r_b \le r \le r_b \tag{6.5}$$

b. Vibrații de torsiune:

$$\rho J\frac{\partial^2 \phi}{\partial t^2} - JG\,\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} = g_T(x,\phi,t) \tag{6.6}$$

Modelul pentru fenomenul de lipire/ alunecare:

$$I\,\ddot{\phi} + c_r\dot{\phi} + F(\dot{\phi}) + k\,\phi = k\Omega t \tag{6.7}$$

c. Vibrații laterale:

$$\rho\frac{\partial^2 \phi}{\partial t^2} - \frac{\partial^2}{\partial x^2}\left(EI_z\frac{\partial^2 u}{\partial x^2}\right) = g(x,t) \tag{6.8}$$

Modelul vârtejului:

$$m\ddot{y} + c_w\dot{y} + k_w\,y = me_0\,\Omega^2 cos(\Omega\,t) \tag{6.9}$$

$$m\ddot{z} + c_w\dot{z} + k_w\,y = me_0\,\Omega^2 sin(\Omega\,t) \tag{6.10}$$

Rezultatele studiului. Analize

Este evident că diferitele tipuri de vibrații de foraj au o influență semnificativă asupra performanței forajului și prelungirea timpului neproductiv. Drept urmare, costul neproductiv va crește. Există șase sonde de foraj din cadrul șantierului Zubair (v figura 3.2, capitolul 3), cu date privitoare la vibrații prezentate în figura 5.1, capitolul 5: ZB-288, ZB-290, ZB-295, ZB-311, ZB-349 și ZB-367.

Anterior, investigațiile privind vibrațiile și parametrii de foraj au fost folosite pentru a identifica și evalua vibrațiile aferente garniturii de foraj de la sondele din șantierul Zubair. În urma identificării diferitelor tipuri de moduri de vibrație și a surselor asociate acestora, am propus măsuri de atenuare adecvate.

În plus, aceste vibrații sunt graduate pentru a stabili nivelul de severitate al fiecărei sonde forate. În cele ce urmează, am prezentat doar rezultatele aferente sondei ZB-290.

În tabelele 6.5 și 6.6 am prezentat analiza diagnostică a vibrațiilor recodificate, a modurilor lor și a metodelor de control necesare. Totodată, am realizat și un studiu de analiză a sensibilității pentru sonda ZB-290, așa cum se arată în figurile 6.47 … 6.60.

Tabelul 6.5. **Analiza diagnosticării și vibrațiilor datelor înregistrate în șase sonde din Zubair.** [289]

Sonda No.	**VALOARE (RPM) %**	**STICK-SLIP (RPM)% (Cursa)**	**NIVEL**	**STAT**	**ADÂNCIME (m)**	**TIMP LIMITĂ**
	160-200	>100 (500)	Sever	Lipire-alunecare	2707-2723	Imediat reduce vibrațiile
ZB-290	20-40	0~40 (600)	Mic	-	3245- 3270	Nu
	80-120	80~100(700)	Mare	Lipire-Alunecare	3549-3556	Trebuie reduse vibrațiile 30 de minute

Tabelul 6.6. **Identificarea modurilor de vibrație și a modalitățile lor de atenuare pentru sondele din Zubair.** [289]

Sonda / Cursa	**Valoare**	**Avg X(g)**	**Avg Y(g)**	**Avg Z(g)**	**Vârf X(g)**	**Vârf Y(g)**	**Vârf Z(g)**	**Fenomene și tipuri**	**Acțiune**	**Semne de succes**
290 Cursa 500	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație de torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.13	0.40	0	2.7	1.36	0			
	MAX	0.939	1.07	0	12.16	9.52	0			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cursa 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.54	0.54	0	1.34	6.71	0			
	MAX	1.21	1.21	0.273	12	12.08	2.73			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cursa 600	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație de torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.54	0.54	0	1.34	6.71	0			
	MAX	1.21	1.21	0.273	12	12.08	2.73			
		>2	>2		>20	>20	>10			
290 Cursa 700	RANG	0-20	0-20	0-(10/-10)	0-200	0-200	0-(100/-100)	Lipire Alunecare (Vibrație de torsiune)	Reduce SWOB & crește RPM	Vibrație mai scăzută
	MIN	0.13	0.45	0	2.48	1.83	0			
	MAX	1.2	1.10	0.5	10.58	8.19	2.71			
		>2	>2		>20	>20	>10			

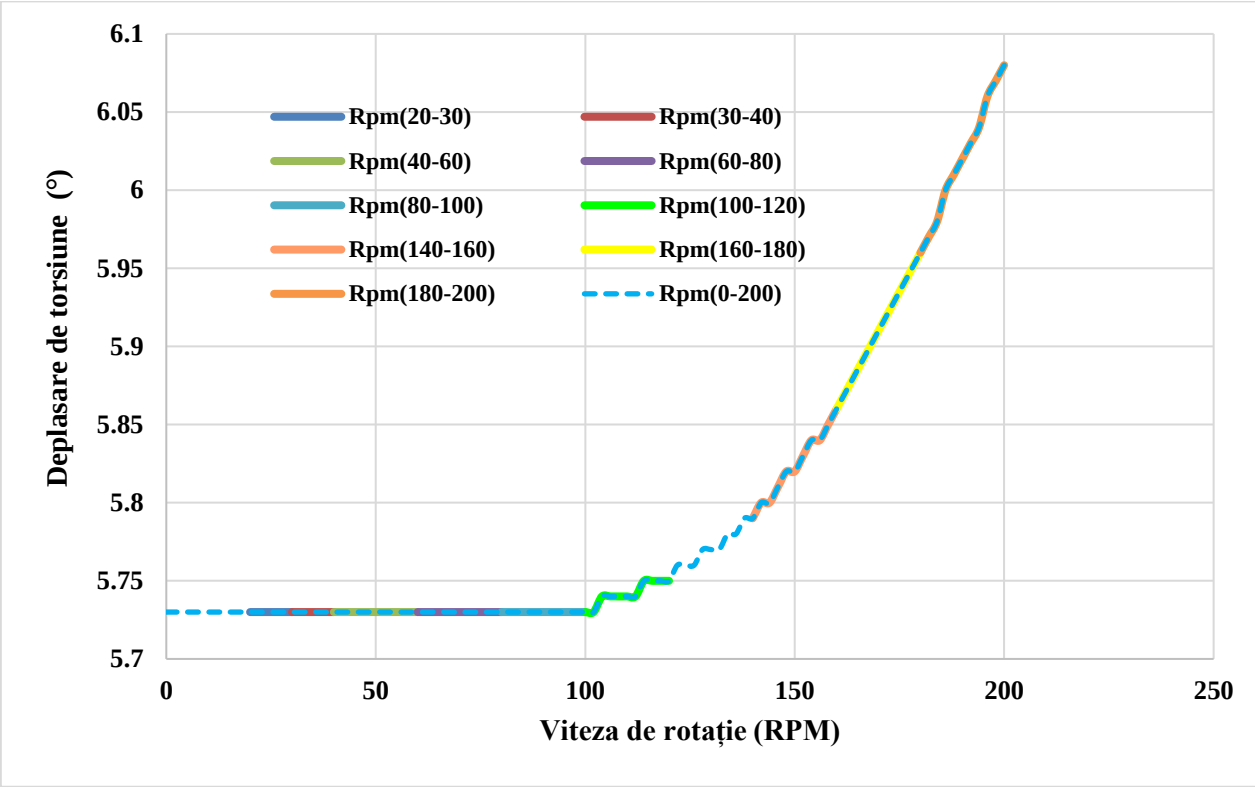


Fig 6.47. *Variația deplasărilor datorate torsiunii pentru diverse RPM.*

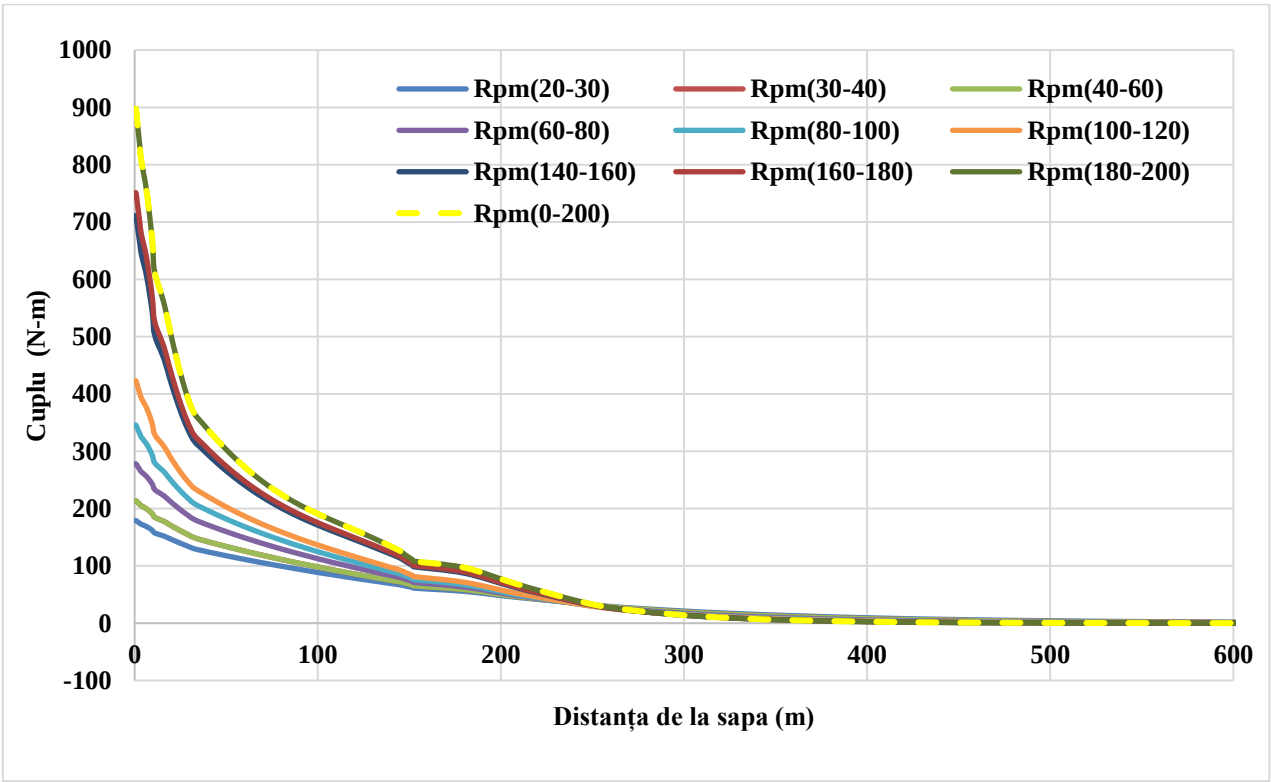


Fig 6.48. *Variația cuplului cu distanța față de sapă pentru diverse RPM.*

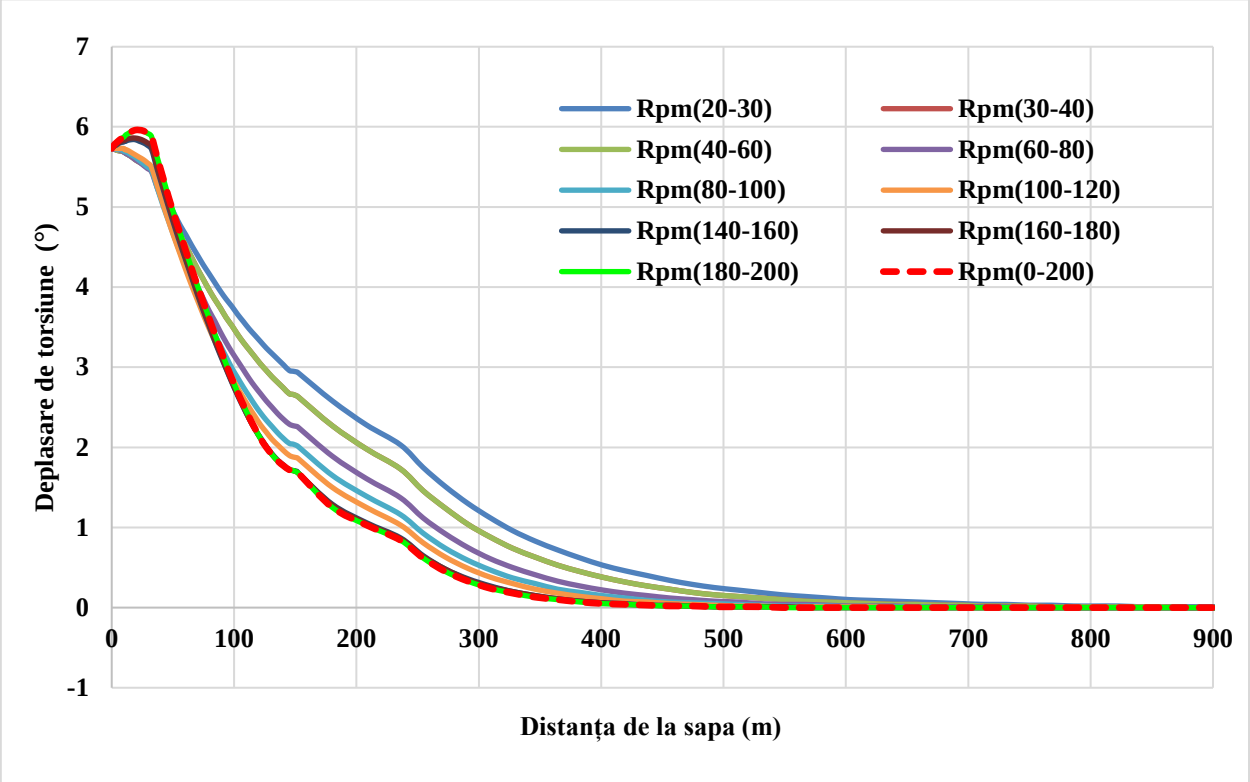


Fig 6.49. *Variația deplasării de torsiune cu distanța față de sapă pentru diverse RPM.*

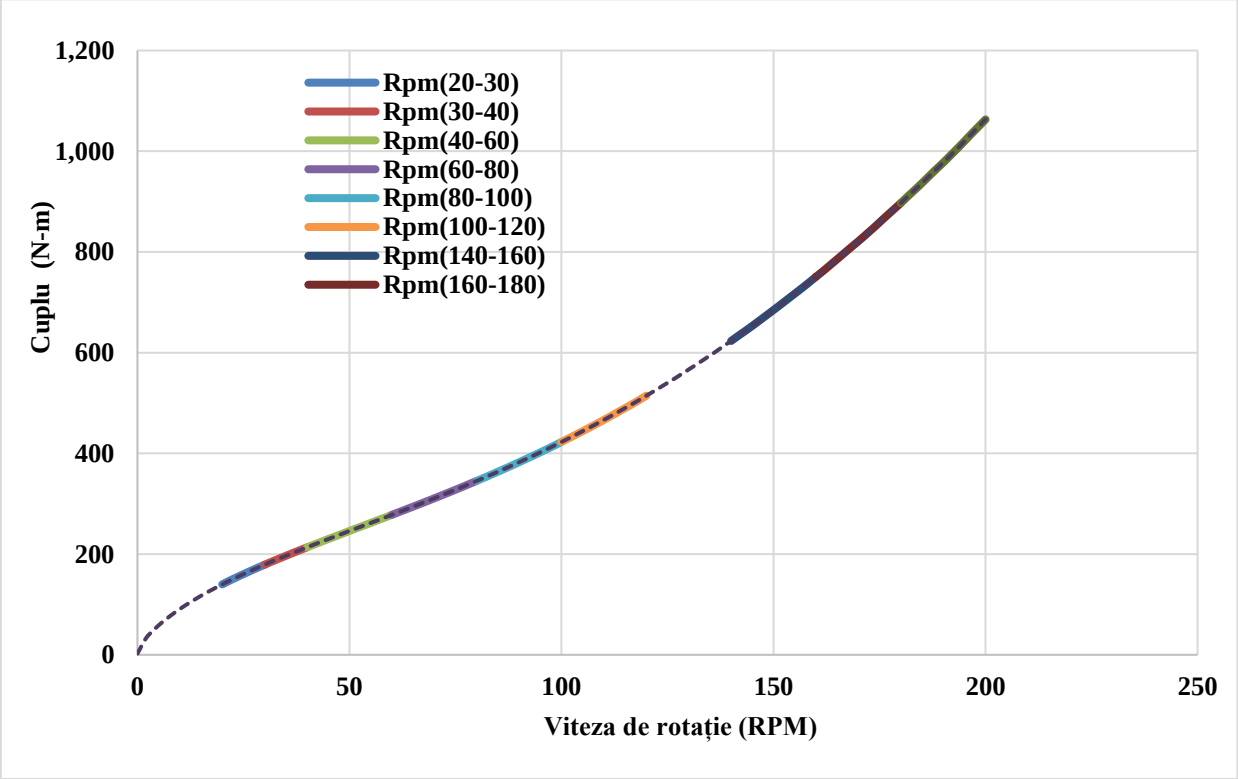


Fig. 6.50. *Variația cuplului pentru diverse RPM.*

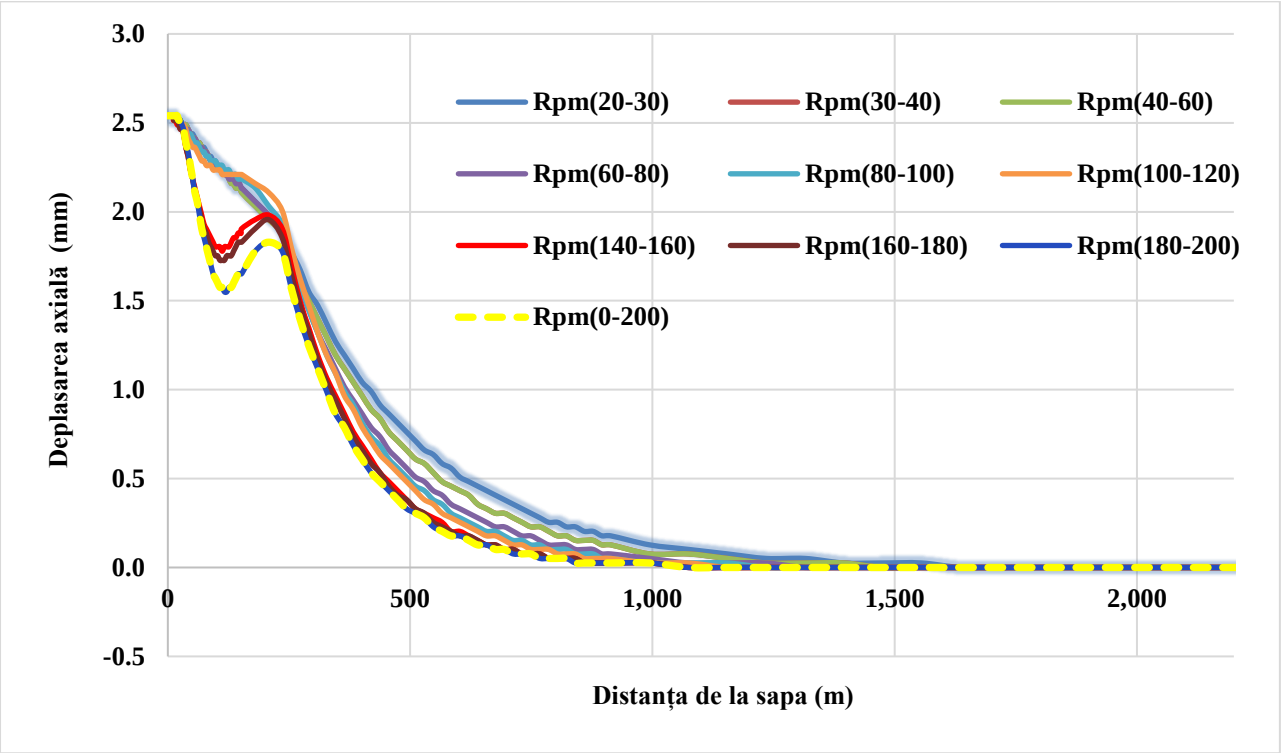


Fig 6.51. *Variația deplasării axiale cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM.*

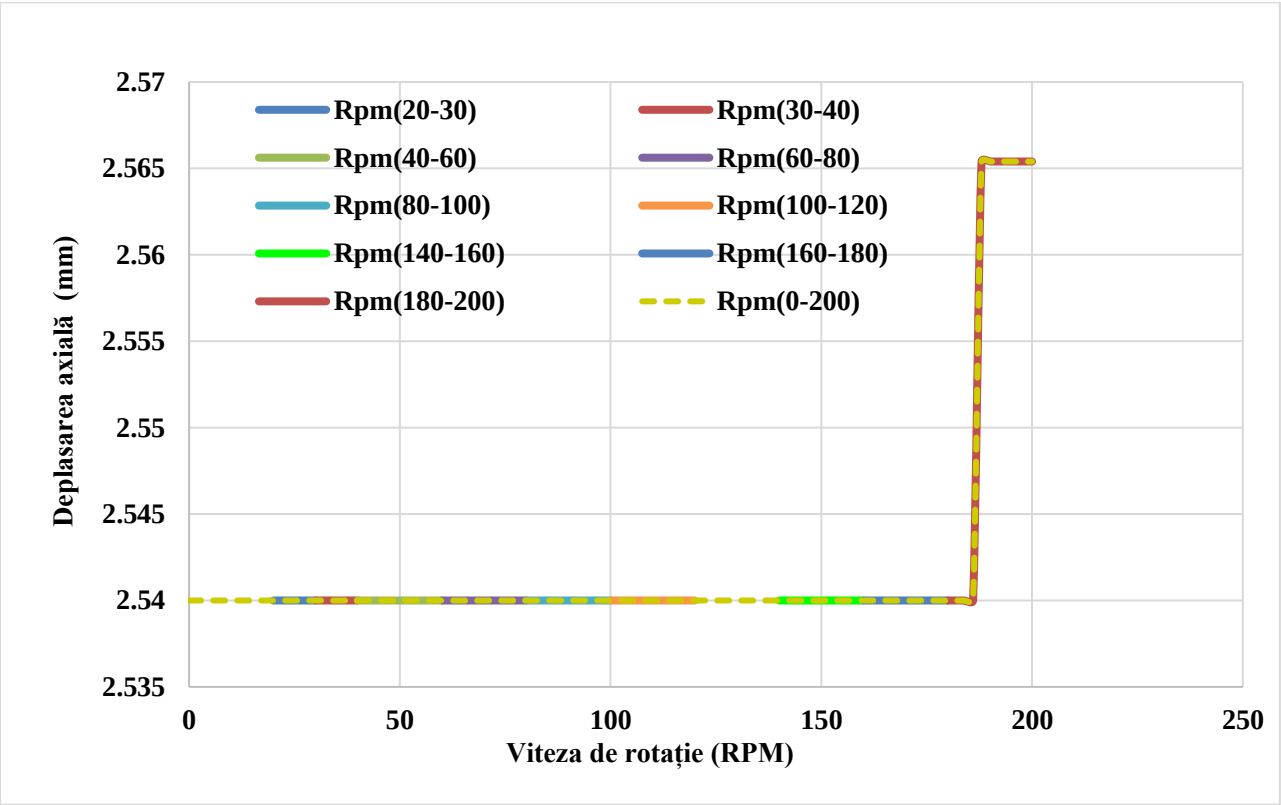


Fig 6.52. *Variația deplasării axiale pentru diverse RPM.*

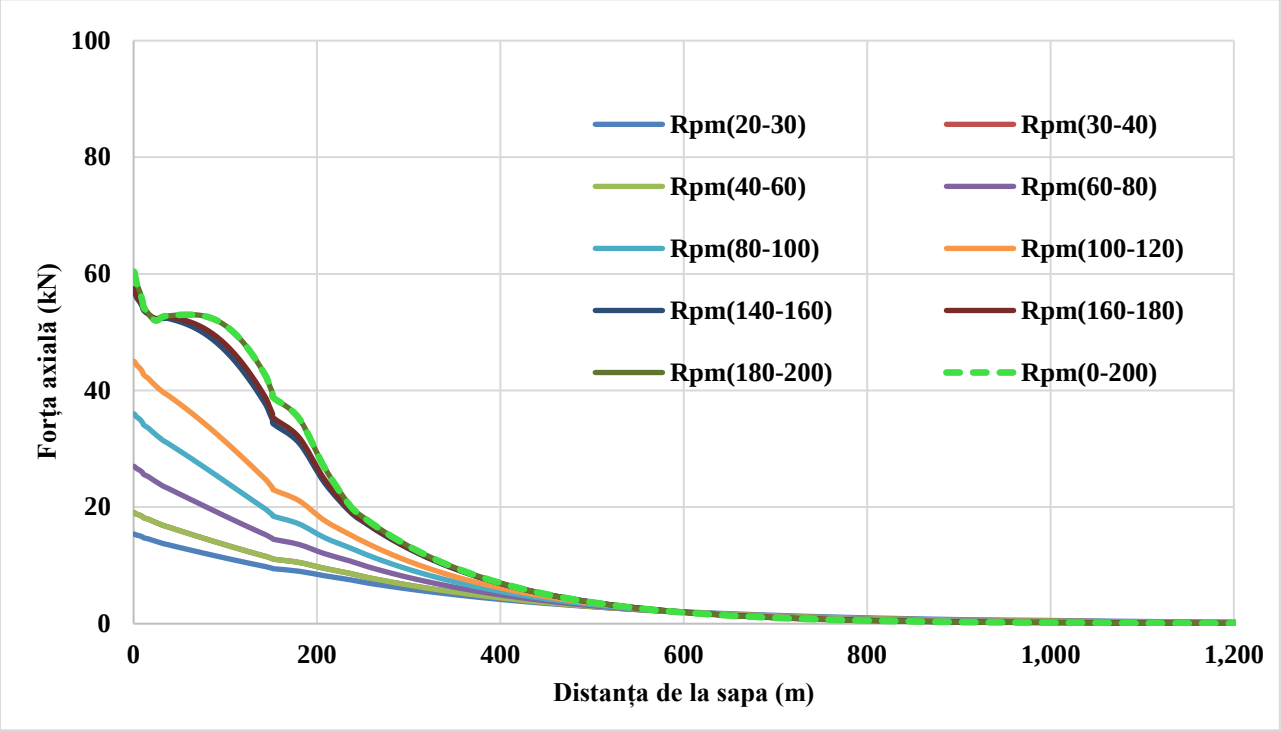


Fig 6.53. *Variația forței axiale cu distanța față de sapă pentru diverse RPM.*

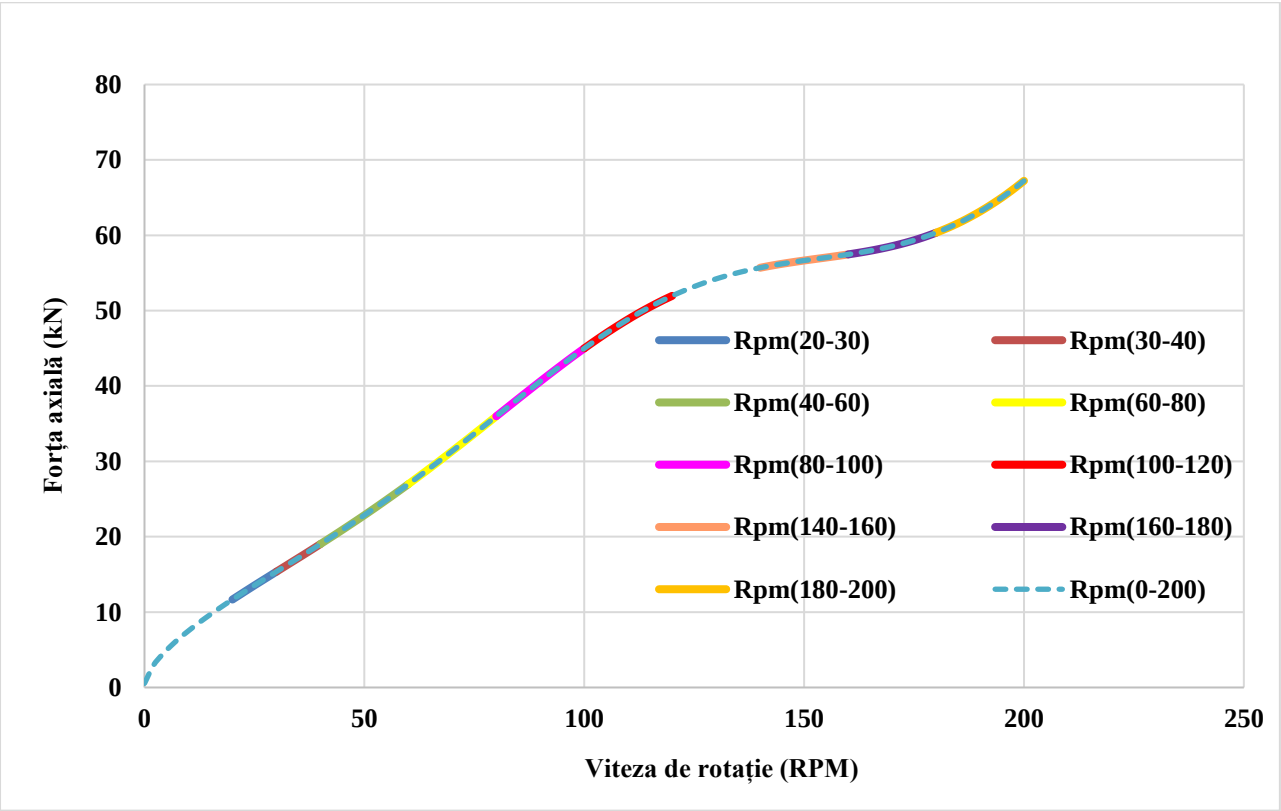


Fig 6.54. *Variația forței axiale pentru diverse RPM.*

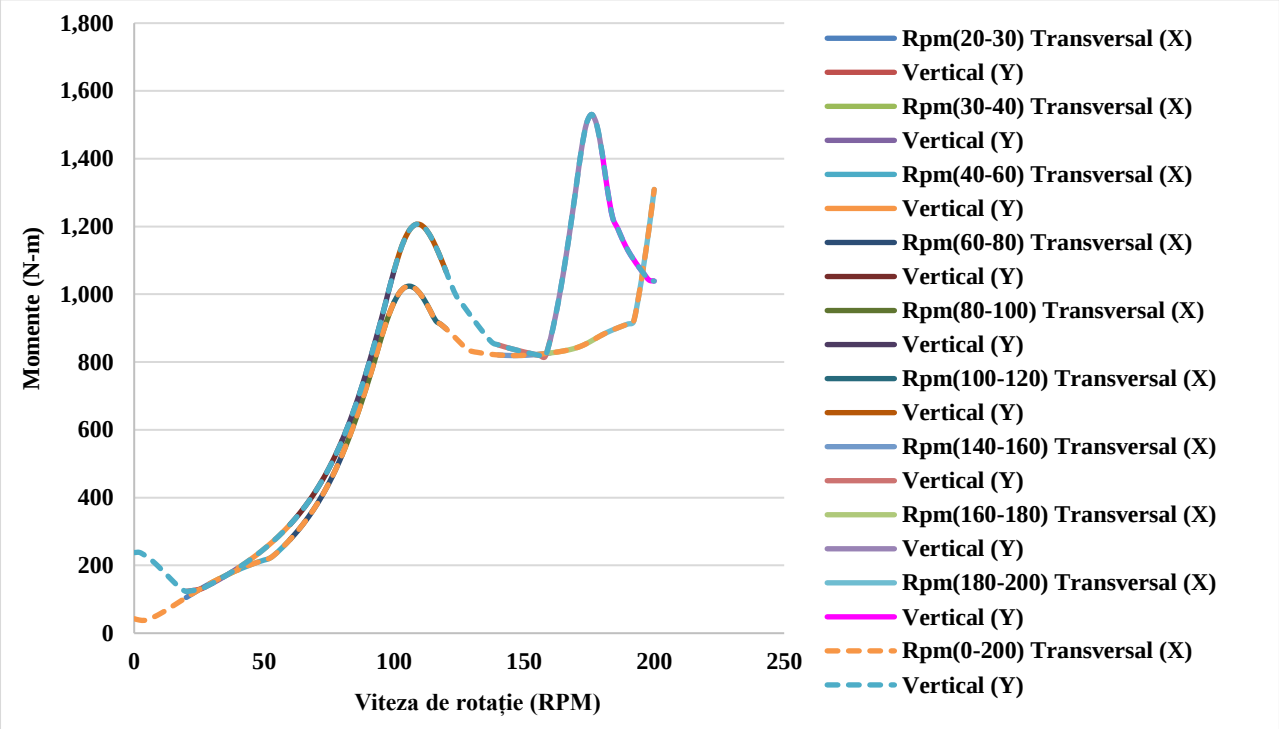


Fig 6.55. *Variația momentelor pentru diverse RPM.*

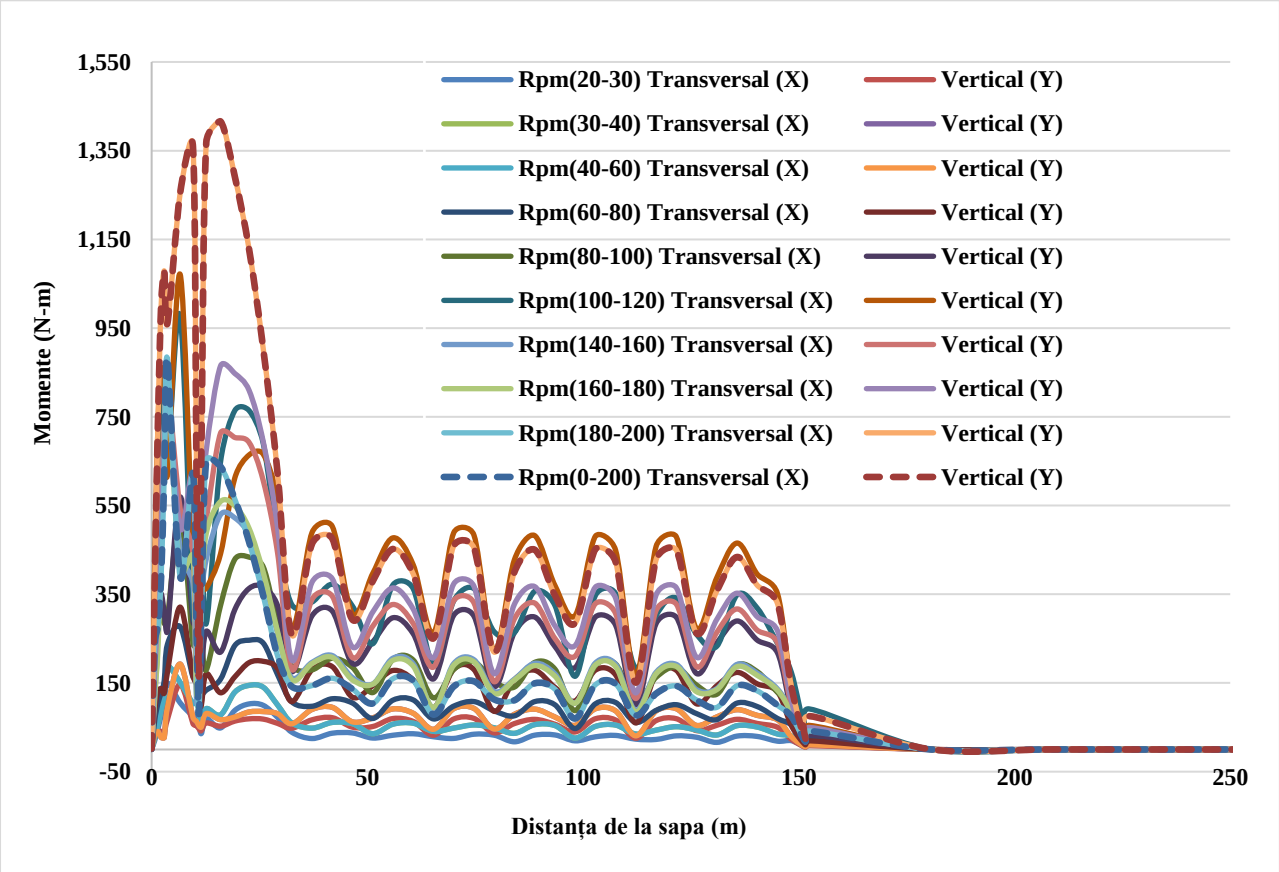


Fig 6.56. *Variația momentelor cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM.*

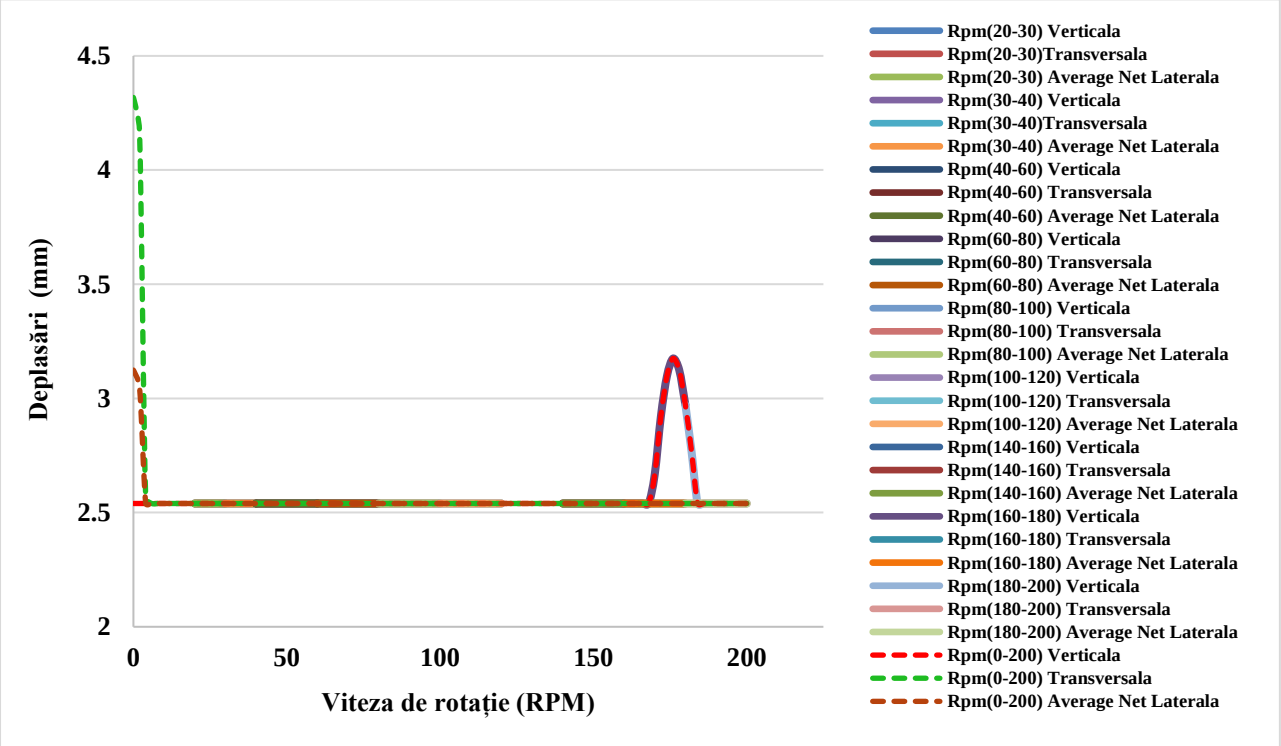


Fig 6.57. *Variația deplasărilor pentru diverse RPM.*

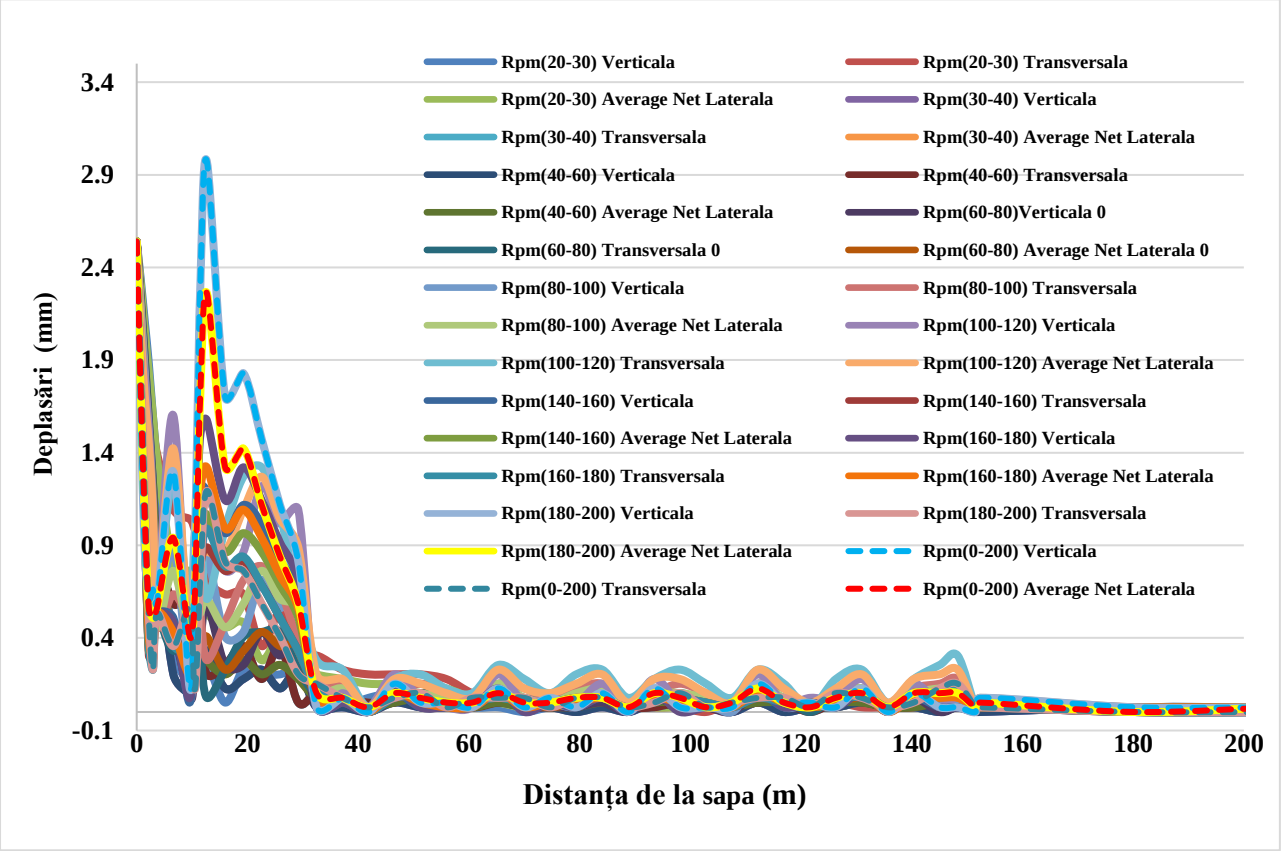


Fig 6.58. *Variația deplasărilor cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM.*

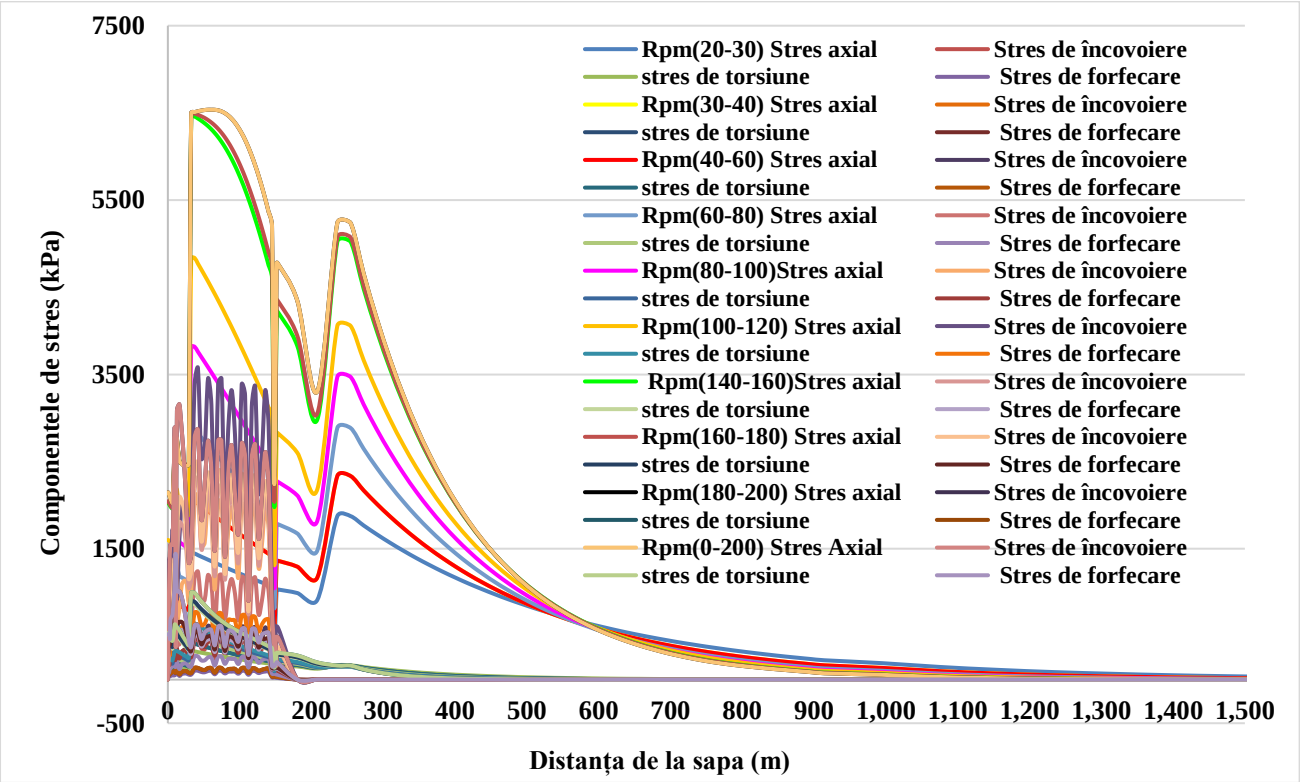


Fig 6.59. *Variația tensiunilor cu distanța față de sapă, pentru diverse RPM.*

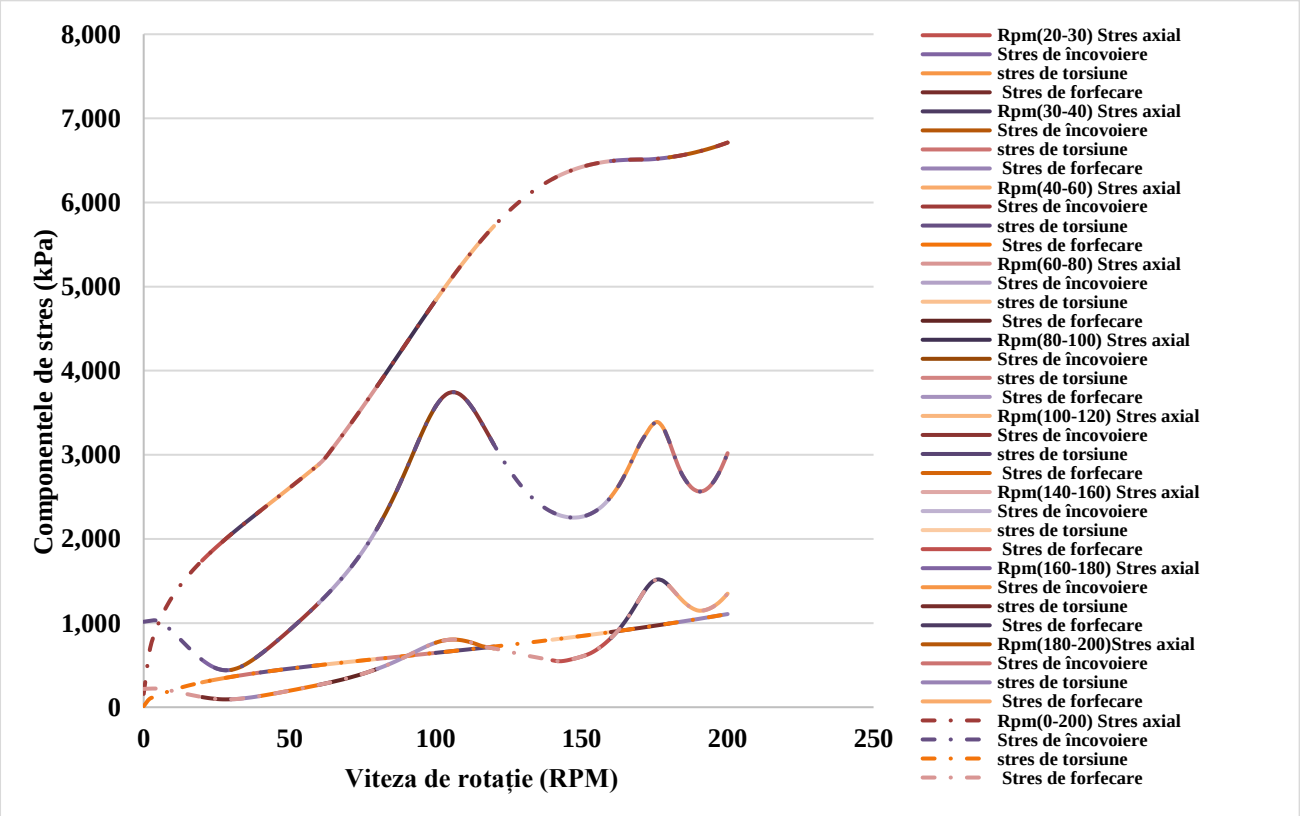


Fig 6.60. *Variația tensiunilor pentru diverse RPM.*

CAPITOL VII
O NOUĂ ABORDARE DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ PENTRU PROGNOZA VITEZEI DE FORARE

Scopul acestei lucrări este de a aplica AI pentru a crea un nou model ROP în timp real, utilizând date de câmp din patru secțiuni ale unei sonde terestre (ZB-290) forate în câmpul Zubair din Irak, inclusiv parametrii de foraj și modificarea rezistenței formațiunii. Un segment de date a fost utilizat pentru a instrui și testa modelul AI, în timp ce celălalt a fost folosit pentru a verifica modelul creat după filtrarea și filtrarea datelor. Modelul AI îmbunătățit a fost folosit pentru a crea noi corelații empirice ROP pentru fiecare parte, care au fost apoi comparate cu patru modele standard ROP. Corelațiile create au fost reduse la forma lor cea mai de bază, care poate fi utilizată pe teren fără a necesita AI sau o programare MATLAB.

7.1. Introducere

Rata de penetrare a forajului este ritmul în care un pic sparge roca. Având în vedere numărul de factori interconectați în joc, este destul de dificil să se prezică modul în care un factor va afecta ROP. Un ROP robust este necesar pentru a înțelege complexitatea operațiunii de foraj. Ritmul în care unei sapa pătrunde într-o formațiune subterană servește ca un indicator al vitezei sau progresului său. Unitățile SI sau unitățile de câmp sunt utilizate frecvent pentru a exprima ROP. Majoritatea cheltuielilor de capital ale sondei sunt cheltuite pe operațiuni de foraj, prin urmare optimizarea ROP este crucială pentru reducerea costului total al sondei [290-292]. Probleme de modelare apar, deoarece este dificil să se prezică modul în care fiecare parametru ar afecta ROP în ansamblu, din cauza complexității interacțiunilor ROP. Multe firme de petrol și gaze păstrează date pentru sondele compensate din același domeniu și desemnează anumiți parametri cheie de performanță pentru a estima POR pentru fiecare sondă nou forată [293].

Forarea unui sondei necesită determinarea a trei factori. Sarcina inițială care trebuie aplicată sapei se numește greutatea pe sapa și este prima fază. Mecanismul de ridicare a platformei poate ajunge la greutatea pe sapa prin descărcarea unei părți din greutatea garniturii de foraj pe gaura care este forată. Viteza cu care piesele care se rotesc ale instalației, cum ar fi partea superioară sau tija pe platformele mai vechi, rotesc garnitura de foraj este măsurată în rotații pe minut. Contactul dintre burghiu și formațiunea forată determină ca acțiunea apasarea pe sapa și rotirea garniturii de foraj să producă un cuplu, în plus față de frecarea cu peretele găurii [294]. Un fluid de foraj trebuie în cele din urmă să fie ciclat în puț folosind sistemul de circulație al instalației la o rată de circulație de pentru a curăța și răci puțul. Presiunea de suprafață este produsă la conducta de sprijin în timpul circulației noroiului pentru a compensa pierderile de presiune cauzate de frecare, presiune hidrostatică, duze de șanț, etc. Această presiune este cunoscută sub denumirea de presiune a conductei vertical [295].

Combinația a numeroși parametri de foraj, inclusiv apasarea pe sapa, rotația șirului de foraj, cuplul, debitul de noroi , tipul de sapa și hidraulica burghiului, determină eficiența operației de foraj. Scopul principal al unei operațiuni de foraj de succes este, în general, optimizarea acestor parametri pentru a crește ROP și a reduce cheltuielile.

Prin aplicarea setărilor de foraj controlate și calculul ROP în timp real, operația de foraj poate fi optimizată și recomandată eficient. O evaluare amănunțită a calității datelor ROP este

necesară pentru a determina WOB și rotația cordului de foraj corespunzătoare pentru a obține cele mai mici costuri de foraj [296]. Cuplul, apasarea pe sapa, rotația cordonului de foraj, debitul fluidului de foraj și presiunea de suprafata sunt câțiva factori care afectează semnificativ ROP în timpul procesului de foraj [297]. Datorită complexității operațiunii de foraj, nu există un model de încredere care să prezică ROP din aceste valori de suprafață. Este necesar să se dezvolte un model care să prognozeze ROP, luând în considerare impactul fiecărui factor. ROP poate fi prezis într-o varietate de metode, inclusiv prin utilizarea corelațiilor empirice sau a altor tehnici de inteligență artificială (AI). O ecuație empirică ROP a fost dezvoltată cu cinci intrări: rotația șirului de foraj, apasarea pe sapa, diametrul burghiului, rezistența rocii și constanta de foraj pentru a prognoza ROP pentru biți tri-con în condiții optime de curățare [298]. Înainte de a utiliza ecuația dezvoltată, regresia este necesară pentru a defini forajul de formare. Ulterior, exponentul greutății sapei a fost inclus în model [299].

7.2 Inteligență artificială și operațiuni de foraj

Inteligența artificială se referă la emularea sistemului organic al creierului [300]. AI a fost folosită pentru a depăși problemele de calcul pe care metodele de calcul liniare nu le pot gestiona [301,302]. Structura IA este reprezentată de numărul de niveluri, în care fiecare strat conține un element fundamental cunoscut sub numele de neuron. Neuronii sunt elementele fundamentale de procesare ale unui sistem AI

Minimul pentru o structură AI este de trei straturi: stratul de intrare, stratul ascuns și stratul de ieșire. În mod fundamental, straturile AI sunt conectate prin funcții de transfer, iar tehnicile adecvate sunt utilizate în timpul antrenamentului de date [303]. Greutățile modelului sunt variabile suplimentare care leagă neuronii din fiecare strat de neuronii din stratul de deasupra [304]. Numărul de neuroni trebuie optimizat, deoarece includerea mai multor neuroni ar putea duce la supraadaptare și poate avea o influență dăunătoare asupra preciziei predicției. Subadaptarea, totuși, s-ar putea întâmpla dacă nu există destui neuroni [305]. Valorile parametrilor de intrare ale unui model AI sunt de obicei standardizate între -1 și 1 [306]. În timpul fazei de antrenament, procesarea datelor și propagarea înapoi a erorilor sunt folosite de la nivelul de intrare la nivelul de ieșire. Ieșirile reale sunt apoi comparate cu parametrii de ieșire estimați. Pentru un model AI eficient, ponderile și părtinirile fiecărui strat sunt ajustate la ieșirile estimate cu cea mai mică cantitate de eroare posibilă [307-309].

Pentru organizarea și modelarea cantităților enorme de date care sunt generate frecvent în industria petrolului, tehnica AI oferă avantaje utile. Puteți găsi un rezumat al numeroaselor aplicații ale AI în industria petrolului de către Al-Bulushi și colab. în [310]. Rețelele neuronale artificiale (ANN) au fost utilizate într-o gamă largă de aplicații de inginerie petrolieră, cum ar fi prognoza producției [311,312], predicția parametrilor cum are fi: presiune, volum și Temperatură [313], evaluarea integrității sondei [314], foraj. proprietățile fluidului [315-317], zăcământ, mecanica rocilor [318-322], optimizarea găurilor de foraj [323-328] și estimarea permeabilității din buștenii de sondă [329].

7.3 Corelația empirică a modelului ANN și MLR cu normalizarea datelor

Pentru a activa predicția ROP în afara aplicației de modelare AI și pentru a oferi predicții în timp real, modelul de cutie neagră existent trebuie transformat într-un model de cutie albă. O corelația empirică poate fi construită din modelul AI pentru a explica structura AI pe baza modelului AI optimizat. Aceste corelații sunt construite pe matrice, care sunt în esență colecții de părtiniri și

ponderi. Greutățile și părtinirile pot fi transformate matematic într-o ecuație empirică pentru a face modelul creat mai ușor de utilizat de către ingineri. Următoarele sarcini sunt efectuate de fiecare neuron din modelul AI:

1. Greutățile de intrare potrivite sunt înmulțite cu parametrii de intrare C1, C2, ... și C_n;
2. Valoarea de polarizare legată de neuron este calculată prin adăugarea greutății de intrare și a produsului; și
3. După ce a fost supus unei funcții de activare (o transformare liniară sau neliniară), rezultatul însumării, R, este apoi procesat.

Funcția de transfer poate fi sigmoid logistic, sigmoid tangentă hiperbolică sau liniară, așa cum se arată în tabelul de mai jos.

Tabelul.7.1. **Definiții ale funcțiilor de transfer**

Expresie de transfer	**Ecuația**
Sigmoid logistic	$f_{trans} = \frac{1}{1+e^{-R}}$
Sigmoid tangentă hiperbolică	$f_{trans} = \frac{1}{1+e^{-2R}} - 1$
Sigmoid liniară	$f_{trans} = R$

Acțiunile funcției de activare au următoarele efecte asupra ieșirea neuronului (γ):

$$\gamma = f_{trans}\left(\sum_{i=1}^{n} C_i\, \omega_i + b\right) = f_{trans}(\omega^T C + b) \quad (7.1)$$

Ecuația poate fi formulată astfel:

$$\gamma = f_{trans\,2}\left(\sum_{j=1}^{m} \omega_{j1}\, f_{trans\,1}\left[\sum_{i=1}^{n} \omega_{ij}\, C_i + b_j\right] + b_1\right) \quad (7.2)$$

Unde:
m este numărul de neuroni;
n - numărul de intrări.

Pentru o structură AI cu un singur strat (plus unul ascuns). Ecuația menționată mai sus poate fi exprimată după cum urmează dacă funcția de transfer liniar a fost aplicată atât primului strat, cât și celor ascunse:

$$\gamma = \left(\sum_{j=1}^{m} \omega_{j1}\left[\sum_{i=1}^{n} \omega_{ij}\, C_i + b_j\right] + b_1\right) \quad (7.3)$$

În limbajul MATLAB, ecuația (3) poate fi scrisă ca:

$$\gamma = C_{LW}(C_{IW}.\ C + b_1) + b_2 = (C_{LW}\, C_{IW}).C + (C_{LW}.b_1) + b_2 \quad (7.4)$$

Unde:
m este Numărul de neuroni;
n - Numărul de intrări;
C - Matricea de intrare (C1, C2, ..., C_n);
C_{LW} - Matricea ponderilor stratului [1, m] ;
C_{IW} - Matricea ponderilor de intrare [m, n];
b1 - Matricea de polarizare a primului strat, [m,1];
b2 - bias al doilea strat, scalar.

Fiecare intrare (C) va avea un singur coeficient (B). Astfel, matricea eficienței modelului AI poate fi scrisă după cum urmează:

$$[B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \dots\dots\dots B_n] = (C_{LW}.C_{IW}) \tag{7.5}$$

În timp ce o constantă (υ) poate fi reprezentată prin:

$$\upsilon = (C_{LW}\, b1) + b2 \tag{7.6}$$

În continuare, modelul complet de proiectare a cercetării va fi:

$$\gamma = B1\, x1 + B2\, x2 + B3\, x3 + B4\, x4 + \cdots \dots\dots\dots + B_n\, C_n + \upsilon \tag{7.7}$$

Următoarea corelație ROP rezultă din inserarea valorilor (C) cu parametrii de intrare normalizați din modelul ROP corespunda:

$$\boldsymbol{ROPn = B1\, Depthn + B2\, WOBn + B3\, RPMn + B4\, Torquen + B5\, Pressuren + \upsilon} \tag{7.8}$$

Când valorile de la B1 la B6 sunt listate în ordine, iar parametrii normalizați pot fi determinați folosind următoarele ecuații:

ROPn **=0,02062 ROP+ 0,03855**

Depthn **=0,00326 Depth+ 10,4426**

WOBn **=0,07013 WOB+ 0,00219**

RPMn **=0,01967 RPM+ 0,77805**

Torquen **=0,00018 Torque+ 1,87139**

Pressuren **=0,00072 Pressure+ 1,52729**

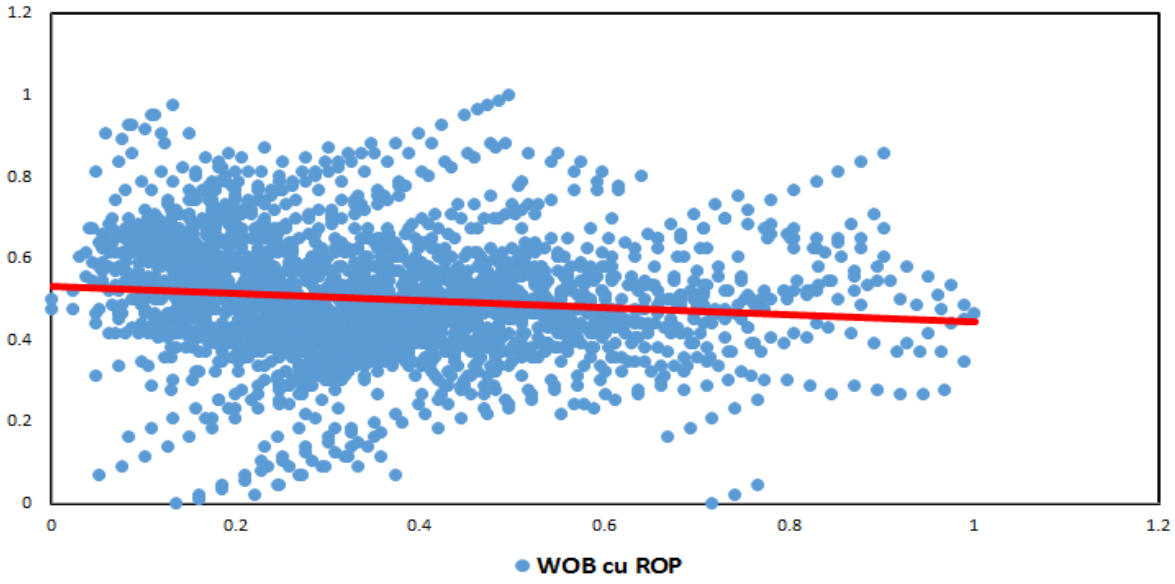


Fig.7.1. *Normalizarea (WOB cu ROP).*

Secțiunea (8 ½ in) sonda ZB-290 șantierul Zubair Irak

Corelația cu MLR este statistici de regresie

Tabelul.7.2. **Statistici de regresie (A,B,C),** ***(Regression Statistics).***

A	
Multiple R	0.424852564
R Square	0.180499701
Adjusted R Square	0.178482056
Standard Error	8.415933813
Observations	2444

B					
ANOVA					
	df	***SS***	***MS***	***F***	***Significance F***
Regression	6	38017.84735	6336.307891	89.46057	1.1155E-101
Residual	2437	172607.6945	70.82794195		
Total	2443	210625.5419			

C								
	Coefficients	***Standard Error***	***t Stat***	***P-value***	***Lower 95%***	***Upper 95%***	***Lower 95.0%***	***Upper 95.0%***
Intercept	190.6007652	7.972976348	23.90584857	1.2E-113	174.9662538	206.2353	-202.993	584.1946
Depth	-0.054635722	0.002589469	-21.0991956	6.72E-91	-0.059713511	-0.04956	-0.18247	0.073196
WOB	0.180229523	0.092318646	1.95225484	0.051022	-0.000801608	0.361261	-4.37717	4.73763
RPM	-0.04970599	0.014220274	-3.49543117	0.000482	-0.077591065	-0.02182	-0.7517	0.652292
Torque	0.00032745	0.000183494	1.784529141	0.074462	-3.23699E-05	0.000687	-0.00873	0.009386
Pressure	0.002726661	0.000885722	3.078462259	0.002104	0.000989816	0.004464	-0.041	0.046451
Dia	0	0	65535	#NUM!	0	0	0	0

$$\boldsymbol{ROP = 190,601 - 0,05464 DEPTH + 0,18022952 WOB - 0,04970599 RPM + 0,00032745\ TORQUE + 0,0027266\ PRESSURE + 0,0\ DIA} \quad (7.9)$$

Corelația cu MLR si normalizarea este :

$$\boldsymbol{ROP = 0,43373 - 0,34563 DEPTHn + 0,053 WOBn - 0,0521 RPMn + 0,0381 TORQUEn + 0,07862\ PRESSUREn + 0,0\ DIA} \quad (7.10)$$

Corelația cu AI in timpul predicției numai ROP (numai un parametru ca este funcție de Depth, WOB, RPM, Torque, pressure cum ar fi:

$$\boldsymbol{ROP = B1\ Depth + B2\ WOB + B3\ RPM + B4\ Torque + B5\ Pressure + \upsilon} \quad (7.11)$$

$$[\boldsymbol{B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \ldots\ldots\ldots B_n}] = (\boldsymbol{C_{LW}.C_{IW}}) \quad (7.12)$$

$$\boldsymbol{\upsilon = (C_{LW}.b1) + b2} \quad (7.13)$$

$\mathbf{C_{IW}}$ = [-0.10177 -1.8302 -0.57691 -1.3651 1.4439;

-0.084432 2.5463 1.1185 1.871 -1.9752;

-0.68538 -2.4369 -0.44992 1.5005 -0.15109;

4.7418 -0.55479 4.0445 1.1568 0.043587;

1.6775 -1.6567 -0.4819 -2.5479 0.30682;

-0.512 -2.6279 2.8154 0.69213 -1.8857;

-3.4121 -3.5105 1.2893 0.98903 0.051441;

-2.7579 -0.44225 -0.85457 -1.7517 0.23428;

-0.86248 -0.20763 0.95953 -0.60334 2.0349;

2.549 -1.7048 -3.4823 -2.1224 -1.2129]

$\mathbf{C_{LW}}$ = [-1.8708 -1.8545 0.80997 -0.54424 0.65371 -0.23047 0.6472 -0.69908 -0.14026 -0.67752]

b1 = [1.3664;

-2.1423;

-2.8782;

0.88017;

0.56441;

0.5588;

1.6557;

-2.2685;

-1.8082;

3.6452]

b2 = [0.73655]

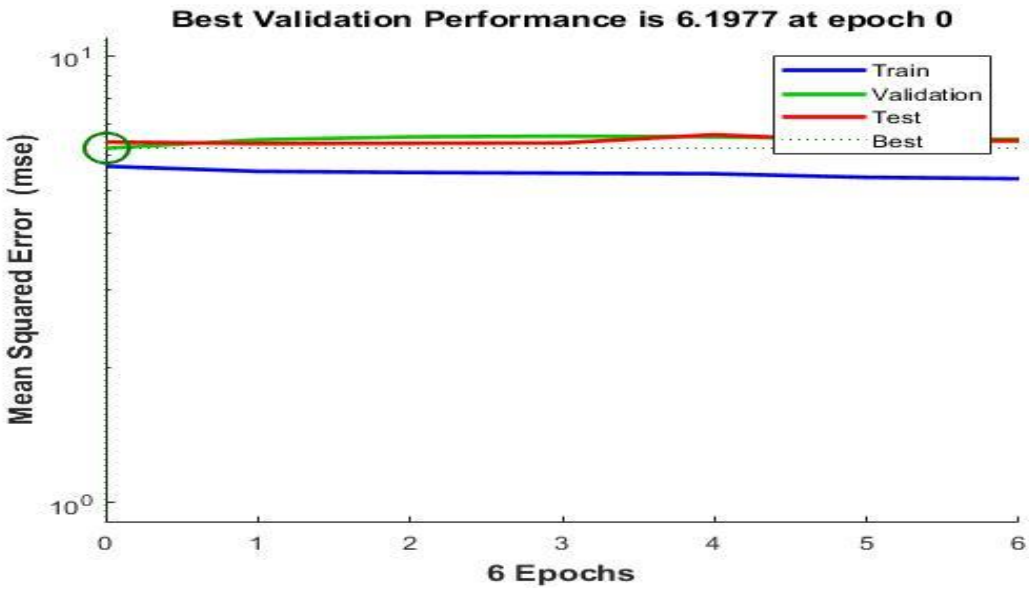


Fig.7.2. *Erorile & Numere de Epochs.*

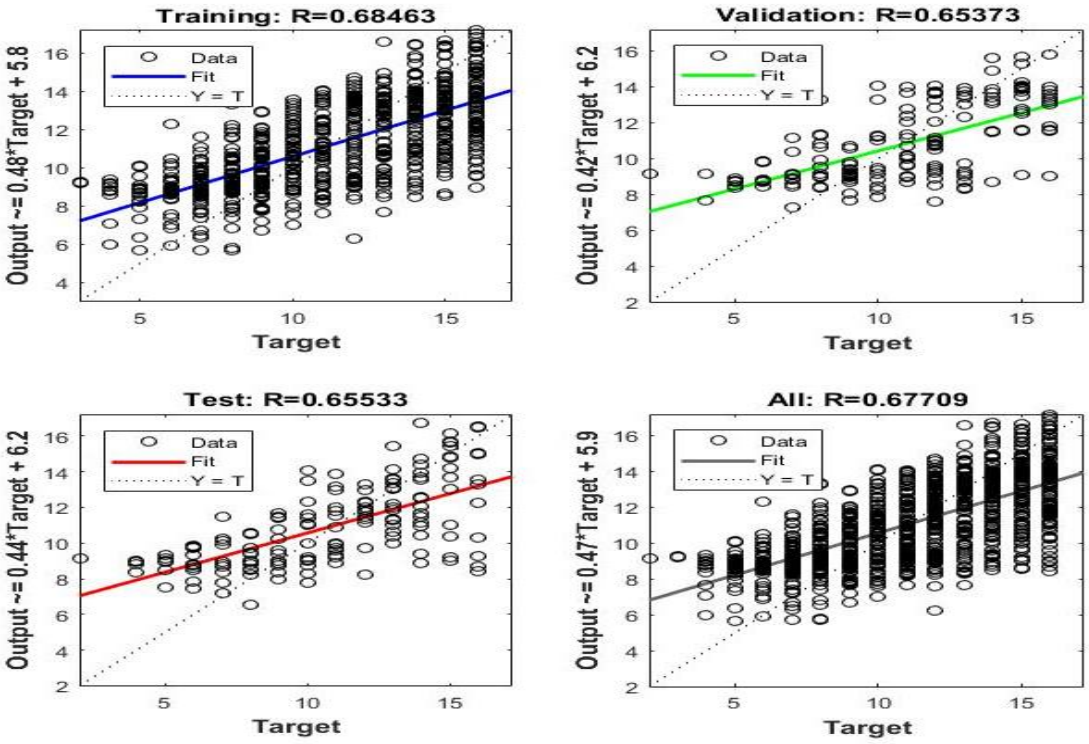


Fig.7.3. *ANN etape pentru secțiunea 8 ½ in.*

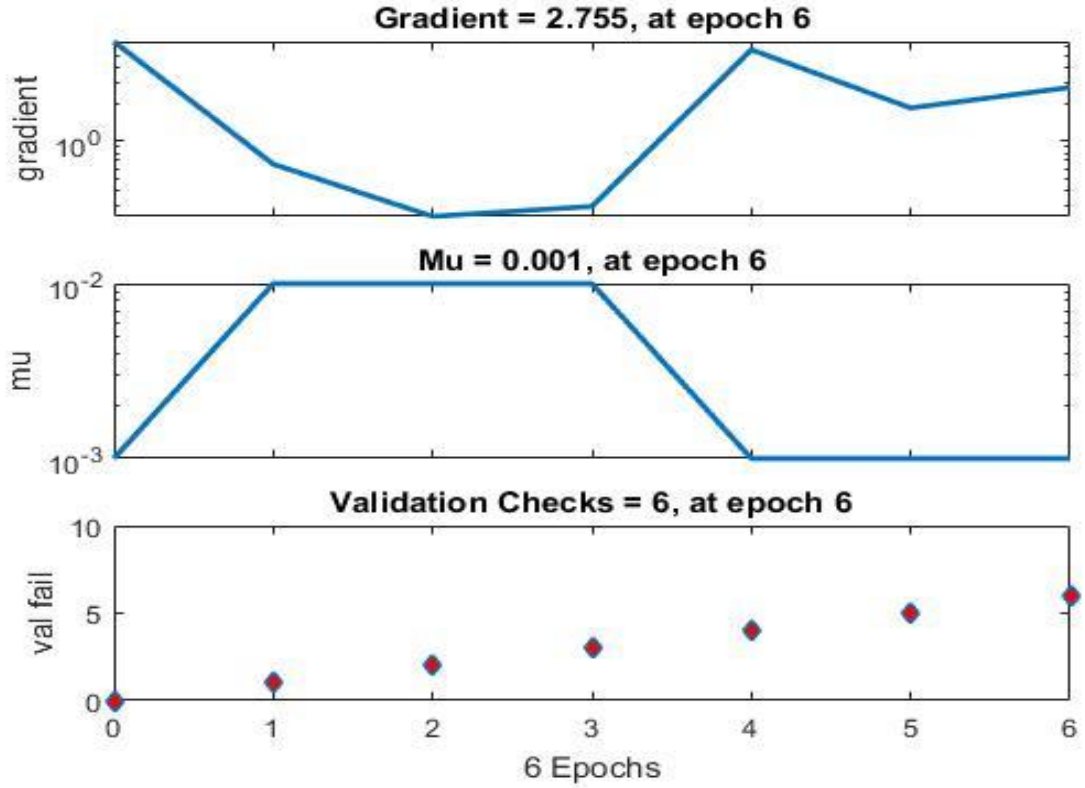


Fig.7.4. *Variație erorile cu numere Epochs.*

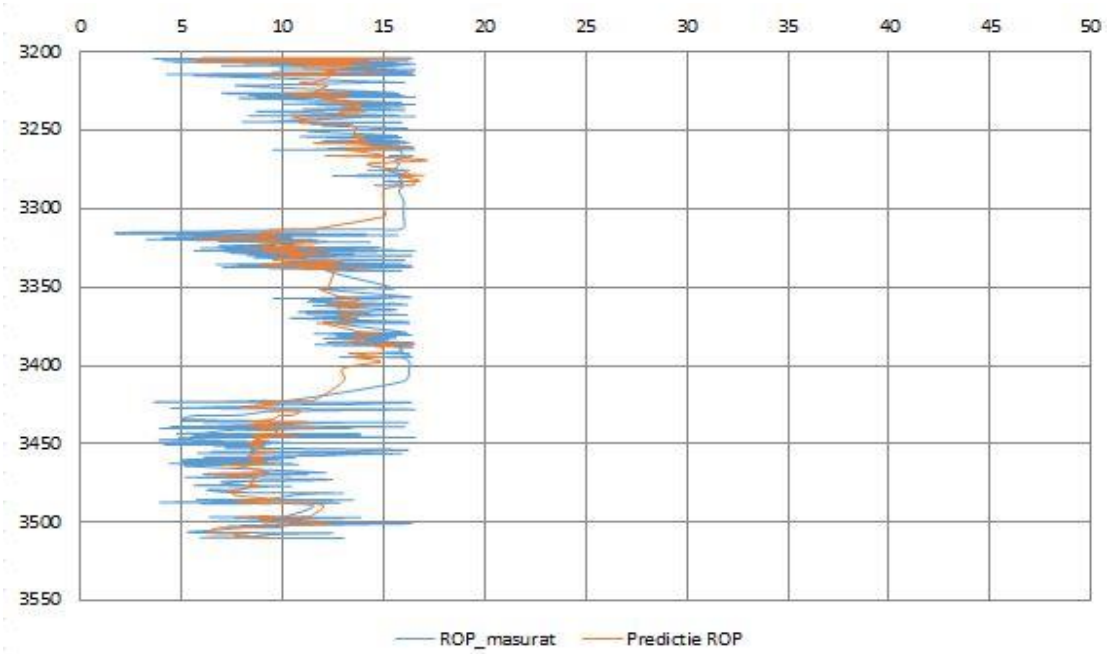


Fig 7.5. *Variaţia ROP masurata cu predicția ROP pentru secțiunea 8 ½ in.*

Corelația cu AI in timpul predicției ROP și adâncime (numai un parametru ca este funcție de Depth, WOB, RPM, Torque, pressure cum ar fi:

$$\boldsymbol{ROP = B1\ Depth + B2\ WOB + B3\ RPM + B4\ Torque + B5\ Pressure + \upsilon} \quad (7.14)$$

$$[\boldsymbol{B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \ldots\ldots\ldots B_n}] = (\boldsymbol{C_{LW}.C_{IW}}) \quad (7.15)$$

$$\boldsymbol{\upsilon = (C_{LW}.b1) + b2} \quad (7.16)$$

$\mathbf{C_{IW}}$ = [-0.011811 1.8212 1.0995 -1.2802 2.0951;

1.4148 0.92685 0.72652 0.1013 0.23316;

-1.1261 1.1579 0.12231 -0.92593 1.0775;

-2.3622 -2.5456 -2.6254 -0.27724 -1.768;

3.5208 3.348 4.0913 0.59591 1.7192;

-0.68346 -0.0031955 -0.0028278 0.00034199 -0.0057178;

-2.2336 -1.0358 0.74237 1.0171 -2.751;

-2.7121 -0.81256 -0.064421 -2.3431 -0.049638;

0.30285 -0.0098203 0.76244 1.0437 -0.88818;

-1.2429 0.0090556 0.0059862 0.0048231 0.019838]

$\mathbf{C_{LW}}$ = [0.83823 1.2923 -1.4908 -1.4731 -1.2222 5.0448 0.71236 -0.35109 -1.2702 -1.7499;

0.0025444 -0.0083532 -0.0027426 -0.0039799 -0.0035681 -1.4202 -0.0028756 -0.0019612 0.0027668 -0.48474]

b1 = [1.5555;

-1.2386;

0.72894;

0.64013;

-0.94978;

0.43749;

-2.1064;

-2.0929;

-0.53863;

-1.1971]

b2 = [-2.8049; 0.16785]

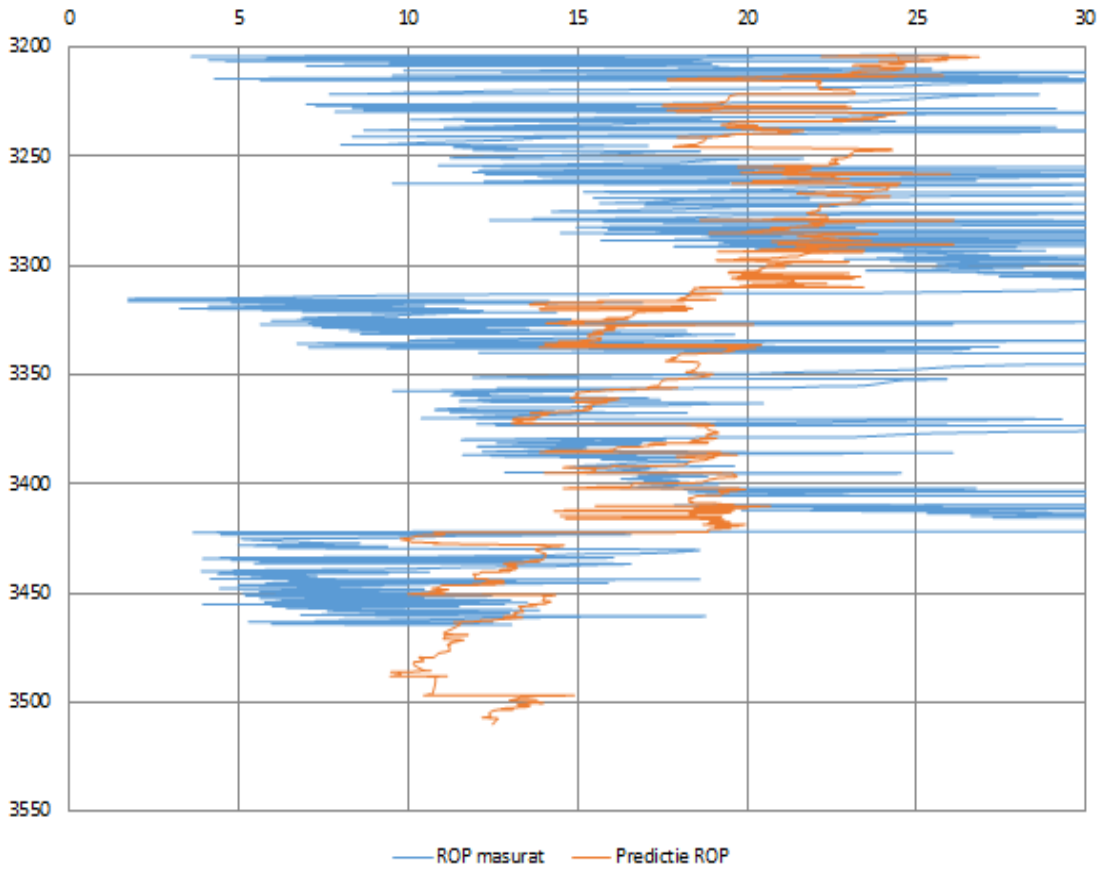


Fig 7.6. *Variaţia ROP masurata cu predicţia ROP pentru secţiunea 8 ½ in.*

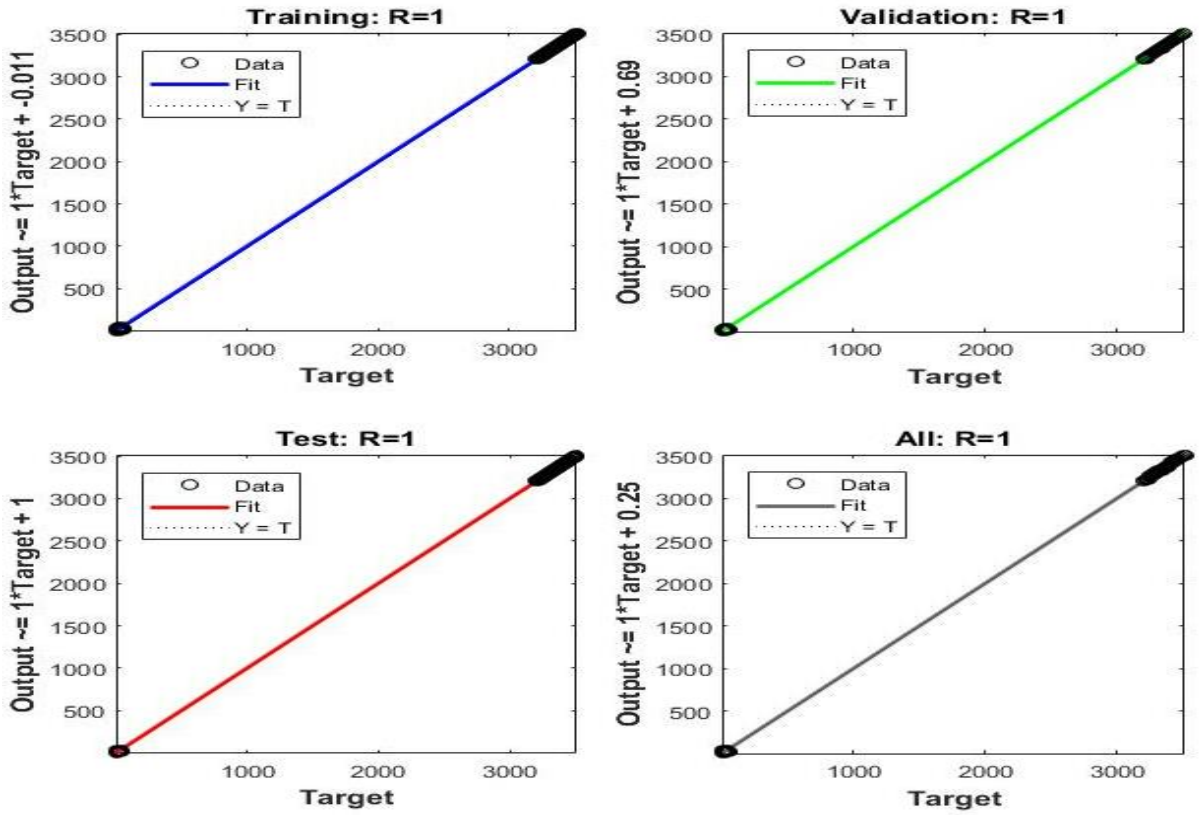


Fig 7.7. *ANN etape pentru secțiunea 8 ½ in.*

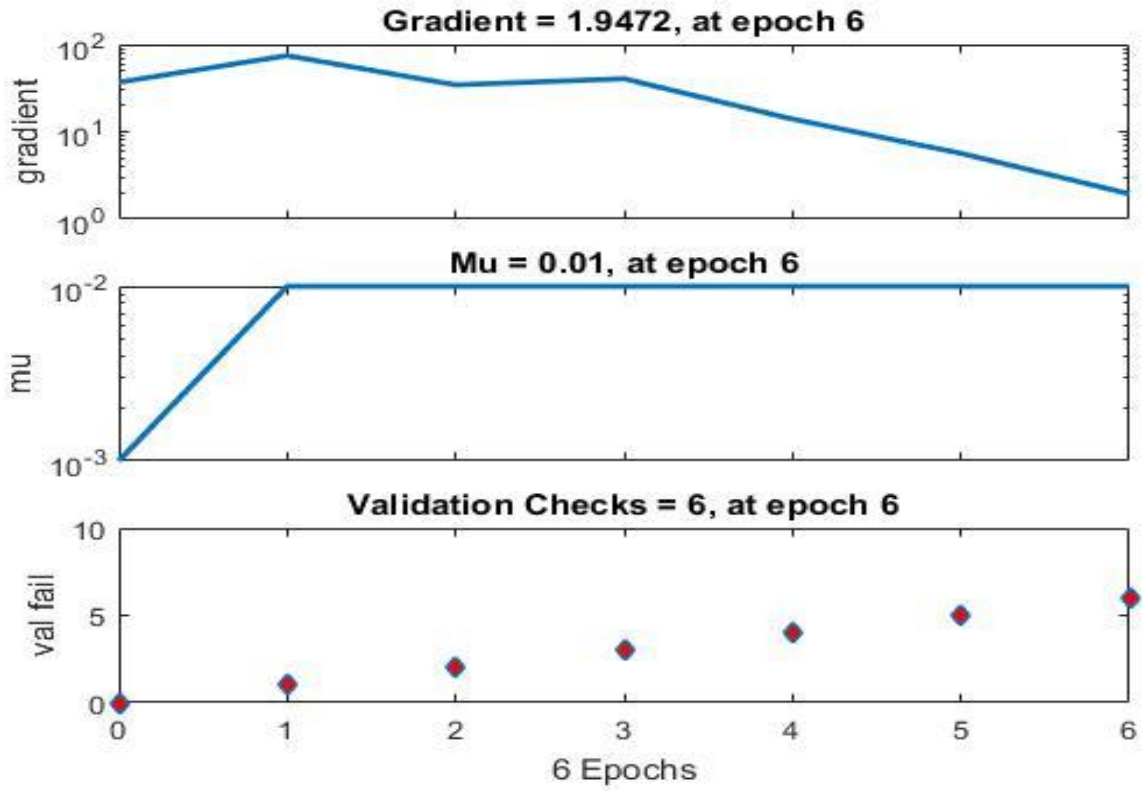


Fig.7.8. *Variație erorile cu numere Epochs.*

Secțiunea (17 ½ in) sonda x din Romania

Corelația cu MLR si normalizarea este :

$$ROP = 63.85 - 5.851070629DEPTH + 5.817634272\,TVD - 0.93109677BITSIZE + 0.143209096\,WOB + 0.06724562\,RPM + 0.007992367\,TORQUE + 0.010961675\,PFLE\,IN + 0.395841422\,SPP + 27.71184549\,ECD \quad (7.17)$$

Tabelul.7.3. **Statistici de regresie (A,B,C), (*Regression Statistics*).**

A	
Multiple R	0.7219083
R Square	0.521151594
Adjusted R Square	0.519088581
Standard Error	2.494501507
Observations	2099

B					
ANOVA					
	df	***SS***	***MS***	***F***	***Significance F***
Regression	9	14147.24929	1571.916588	252.6166406	0
Residual	2089	12998.8814	6.22253777		
Total	2098	27146.13069			

C								
	Coefficients	***Standard Error***	***t Stat***	***P-value***	***Lower 95%***	***Upper 95%***	***Lower 95.0%***	***Upper 95.0%***
Intercept	63.85866538	11.46227213	5.571204791	2.8565E-08	41.38000085	86.33733	41.38	86.33733
X Variable 1	-5.851070629	3.896766228	-1.501519539	0.133372367	-13.49301979	1.790879	-13.493	1.790879
X Variable 2	5.817634272	3.896715855	1.492958298	0.135599111	-1.8242161	13.45948	-1.82422	13.45948
X Variable 3	-0.93109677	0.3881636	-2.398722524	0.01653956	-1.692324496	-0.16987	-1.69232	-0.16987
X Variable 4	-0.143209096	0.051877513	-2.760523534	0.005821297	-0.244946099	-0.04147	-0.24495	-0.04147
X Variable 5	0.06724562	0.0102924	6.533521725	8.04628E-11	0.047061192	0.08743	0.047061	0.08743
X Variable 6	0.007992367	0.00045631	17.51522541	3.3854E-64	0.007097498	0.008887	0.007097	0.008887
X Variable 7	-0.010961675	0.001105518	-9.915423164	1.12058E-22	-0.013129706	-0.00879	-0.01313	-0.00879
X Variable 8	0.395841422	0.029689892	13.3325315	5.59289E-39	0.337616568	0.454066	0.337617	0.454066
X Variable 9	-27.71184549	7.264066081	-3.814921998	0.000140182	-41.95740717	-13.4663	-41.9574	-13.4663

AI Model

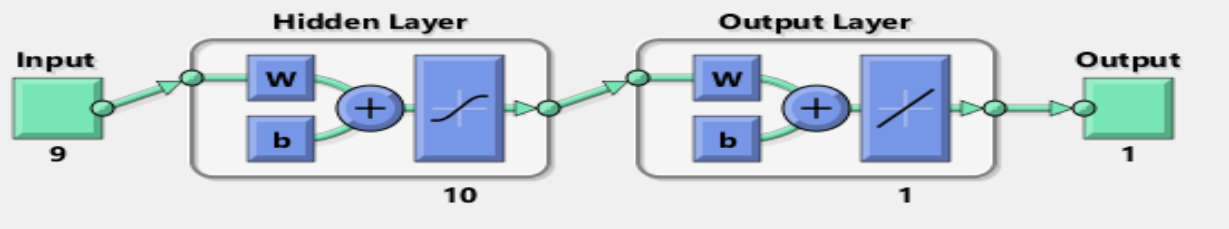


Fig.7.9. *Structura modelului rețelei neuronale artificiale (ANN) pentru predicția ROP.*

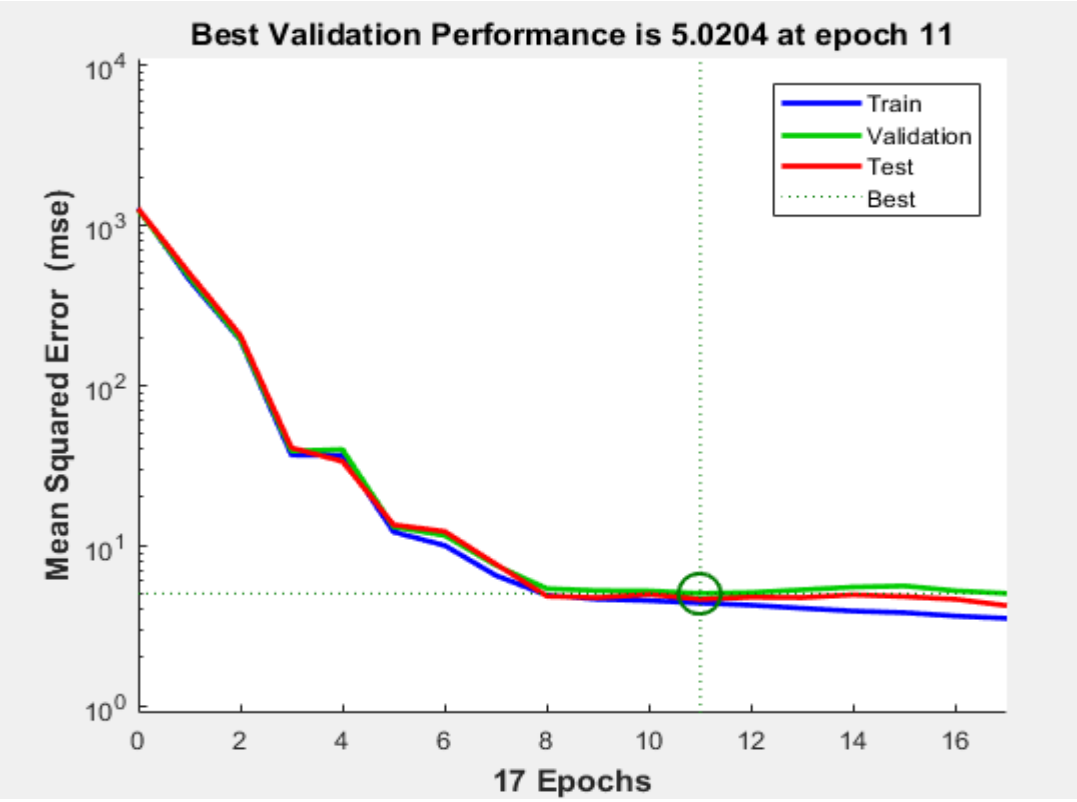


Fig.7.10. *Erorile & Numere de Epochs.*

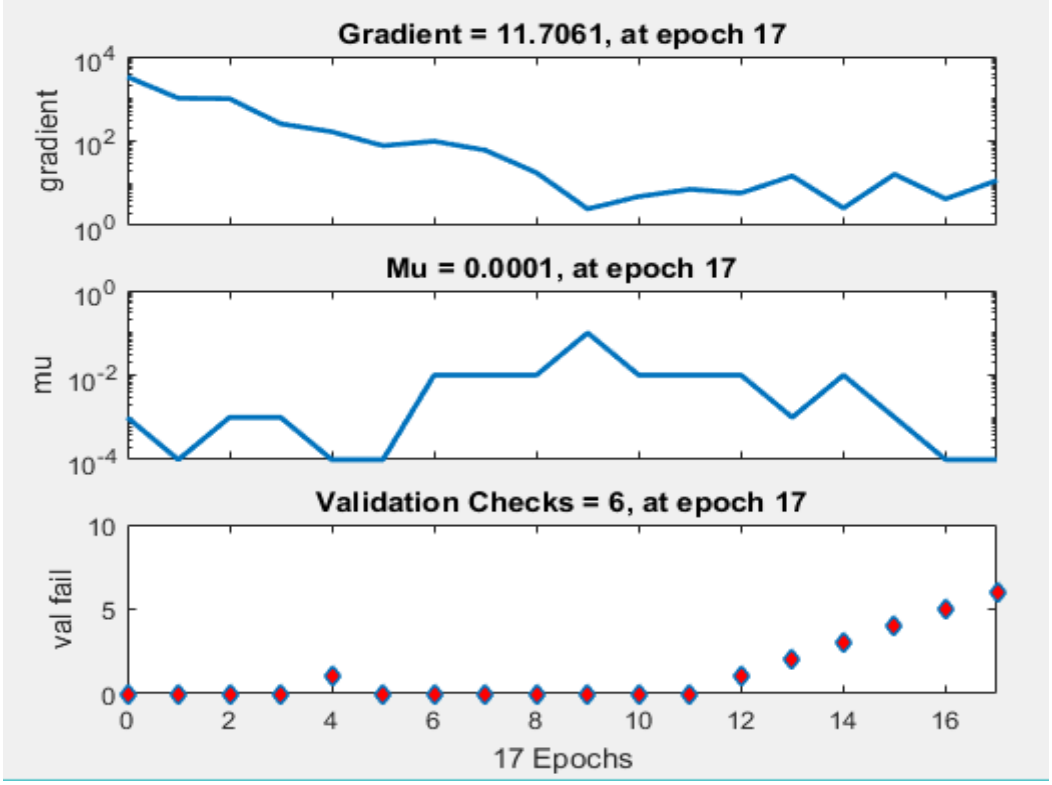


Fig.7.11. *Variație erorile cu numere Epochs.*

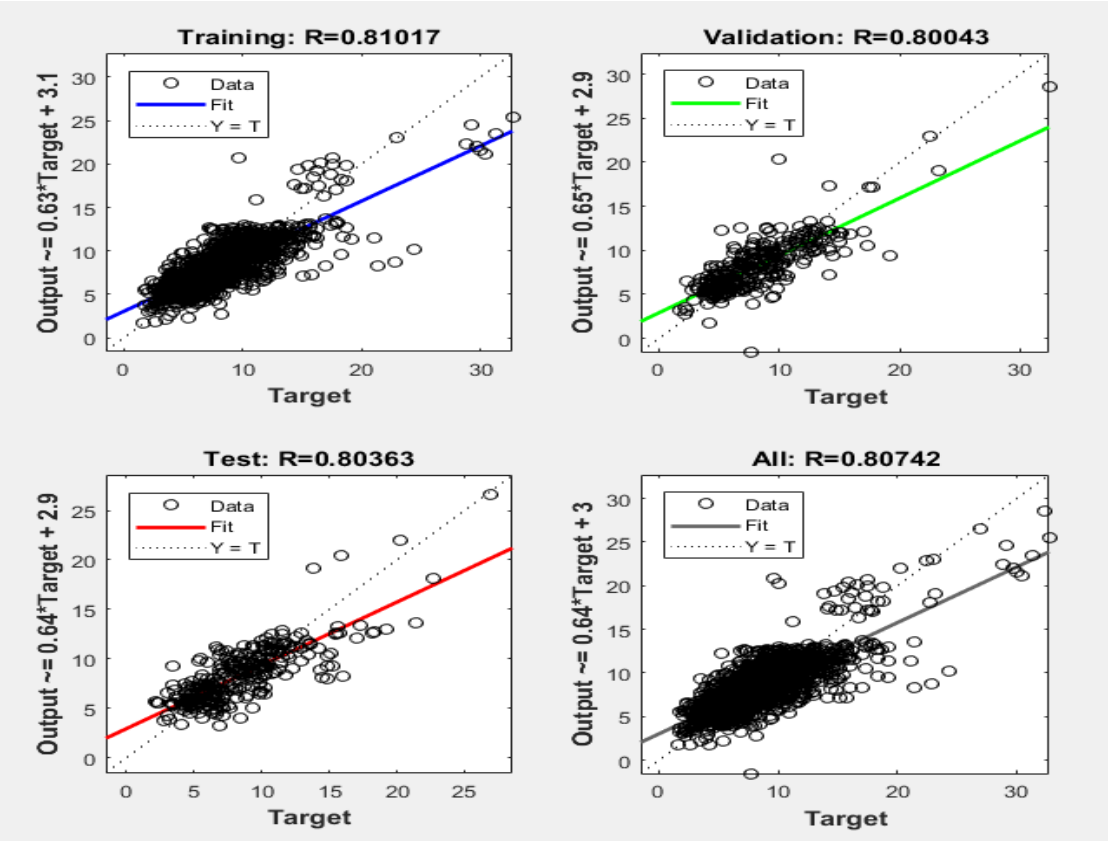


Fig.7.12. *ANN etape pentru secţiunea 17 ½ in.*

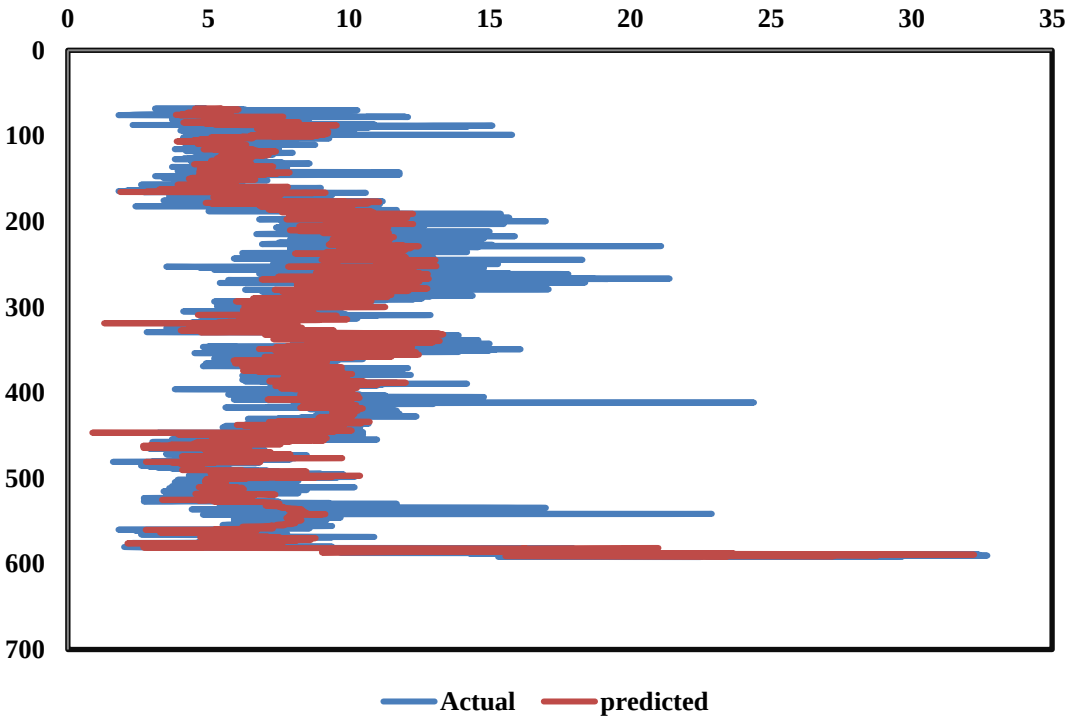


Fig.7.13. *Variaţia ROP masurata cu predicţia ROP pentru secţiunea 17 ½ in.*

Corelatia cu AI in timpul predictiei numai ROP (numai un parametru ca este functie de Depth, WOB, RPM, Torque, pressure, etc cum ar fi:

$$\boldsymbol{ROP = B1\,DEPTH + B2\,TVD - B3\,BITSIZE + B4\,WOB + B5\,RPM + B6\,TORQUE + B7\,FLW\,IN + B8\,SPP + B9\,ECD + \upsilon} \quad (7.18)$$

$$[\boldsymbol{B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \ldots\ldots\ldots B_n}] = (\boldsymbol{C_{LW}.C_{IW}}) \quad (7.19)$$

$$\boldsymbol{\upsilon = (C_{LW}.b1) + b2} \quad (7.20)$$

$\mathbf{C_{IW}}$ = [0.64076 -0.53118 -0.054843 -1.6246 -1.3804 -2.3704 -3.7165 -0.015929 3.5923;
-2.084 -2.3143 -0.42153 0.90924 -0.73509 0.43274 2.9583 -2.4307 0.57039;
0.50813 0.38016 0.51606 0.14059 0.9918 -1.4161 -0.3568 0.044478 -0.57265;
1.9386 1.3676 -0.069005 -1.9478 -2.6863 2.0495 0.43375 1.5532 -2.9818;
0.31358 -0.15391 0.32235 3.1925 -2.2123 1.3414 1.7184 -0.58394 -1.295;
2.1488 1.9001 0.385 -2.9165 -4.7973 -0.25355 -3.8786 0.78523 0.3444;
-0.20349 0.38786 -2.1936 0.71793 0.67393 0.74512 -0.96257 -0.18968 1.7602;
1.58 1.4408 1.4958 -1.0963 -1.0794 2.7411 0.50196 2.5826 -0.4778;
-1.3518 -0.97013 -3.1719 1.9031 -0.069604 3.0028 0.83272 -1.7836 3.3701;
0.066316 -0.13665 -0.34562 0.38469 2.1351 -2.8518 -4.592 4.3691 0.56938]

$\mathbf{C_{LW}}$ = [0.064576 -0.20207 -1.064 -0.17262 0.061129 -0.25865 -0.39795 0.3856 1.2164 0.31937]

b1 = [1.7127;
2.2485;
-1.8952;
0.75393;
-1.4356;
1.1788;
2.4924;
2.1745;
-0.23045;
1.9796]

b2 = [-0.16611]

CAPITOL VIII
CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Teza de față prezintă o abordare sistemică de simulare și optimizare a operațiunilor de foraj pentru sondele viitoare care se vor fora în câmpul irakian, folosindu-se datele de la o sondă compensată. Concluziile principale care se desprind din lucrare sunt următoarele…

1. Prezentarea inventiva a anumitor particularități ale optimizării sistemului rocisonde și a modului de a identifica probleme serioase cu acesta.

2. Prezentarea unor soluții viabile și a unor studii de simulare pentru optimizarea parametrilor aferenți sistemului roci-sonde și îmbunătățirii performanțelor de foraj pentru activitățile viitoare.

3. Compararea rezultatelor simulate și a celor reale, de la sondele disponibile, pentru optimizarea viitoarelor sonde care se vor fora în șantierul Zubair.

4. Revizuirea literaturii de specialitate privitoare la optimizarea sistemului roci-sonde, proiectarea și optimizarea sondei prin analiza și evaluarea proprietăților rocilor.

5. Stabilirea unui model geologic îmbunătățit pentru o mai bună vizualizare a orizonturilor și parametrilor de intrare în vederea obținerii unei bune stabilități atât pentru sondele din câmp, cât și pentru cele din afara câmpului. În acest sens am realizat, în prealabil, o descriere a șantierului de lucru, Zubair, prezentând situația geologică, scopul sondei, expectativa de producție ș.a.

6. Compararea diferențelor de acuratețe a simulărilor pentru diverse sonde pentru a dovedi că, pe măsură ce sunt incluse mai multe date de referință, de la mai multe sonde, discrepanțele dintre performanța de foraj prevăzută și cea reală sunt reduse.

7. Aplicarea modelării performanțelor de foraj, bazată pe date de compensare, s-a dovedit eficientă pentru a ne asigura că echipamentele și parametrii operaționali sunt corect implementați înainte de forarea noilor sonde.

8. Prezentarea aspectelor de bază privitoare la tehnicile dezvoltate și la soluțiile de analiză a stabilității sondelor verticale și direcționale din șantierele irakiene.

9. Îmbunătățirea stabilității sondelor de foraj din șantieru Zubair pe baza studiilor de laborator și a analizei datelor *offset*.

10. Reducerea timpului de foraj prin optimizarea sapelor și hidraulicii acestor, ca și parametrilor WOB și RPM.

11. Analiza statistică a timpului de foraj și evaluarea comparativă pentru sondele forate în șantierul Zubair.

12. Implementarea unui sistem de optimizare a traiectoriei sondelor în timpul fazei de planificare a construcției acestora, cu efecte importante asupra performanței forajului și reducerii NPT.

13. Sistemul optimizat prezentat conduce procesul de integrare completă și de automatizare a evaluării traiectoriei sondei prin care se minimizează riscurile de foraj, furnizând, totodată, traiectoria optimă a sondei încă din etapa de planificare; în felul acesta specialiștii din domeniul ingineriei petrolului vor înțelege mai bine geologia structurală și riscul geografic, de la suprafață până la adâncimea finală (TD).

14. Sistemul optimizat oferă și o modalitate rapidă de obținere a proprietăților rocii pentru regiunea selectată în timpul etapei de planificare a sondei, în special în scopul alegerii corecte a tipului și proprietăților fluidului de foraj.

15. Stabilirea unei scheme speciale de diagnosticare a problemelor de stabilitate ale sondei, utilizată, mai întâi, pentru a identifica orizonturile problematice. Posibilele cauze ale problemelor de stabilitate a sondei pot fi astfel restrânse. Se poate constata că traiectoria sondei, densitatea fluidului de foraj și tipurile de noroi pe bază de apă au un impact dominant asupra apariției problemelor de stabilitate ale sondei.

16. Utilizarea investigărilor în gaura de sondă, a datelor geologice, a istoricului tectonicii zonei de interes ș.a. pentru a rezolva problemele de stabilitate ale sondei. Disponibilitatea sondelor cheie cu date critice de investigare este de cea mai mare importanță pentru a efectua studii de stabilitate ale sondei fără date de bază disponibile.

17. Realizarea unei analize dinamice a garniturii de foraj și a ansamblului de fund BHA, prin luarea în considerare a efectului vibrațiilor garniturii de foraj asupra stabilității ei şi a găurii de sondă. E vorba și de experimente de laborator privind vibrațiile garniturii de foraj.

18. Sondele din Zubair au o serie de probleme care apar în timpul și după activitățile de foraj. Scopul acestei cercetări a fost și analiza acestor aspecte prin prisma timpului de activitate. Mai mult, am efectuat și un studiu de evaluare comparativă baza abordării ROP propuse.

19. Analiza timpului de foraj reprezintă un instrument important pentru identificarea majorității problemelor de foraj și operaționale. Evaluarea comparativă este elementul cheie pentru determinarea performanțelor de forare a sondelor.

20. În comparație cu sondele forate, sondele timpurii din studiul nostru arată o performanță mai bună în ceea ce privește abordarea ROP-ului decât cele forate recent, deși au durat mai mult operațiunile propriu-zise de foraj și cele de finalizare.

21. Îmbunătățirea planurilor viitoare de dezvoltare ale șantierului Zubair prin îmbunătățirea stabilității sondelor de foraj și prin identificarea celor mai bune practici de curățare a găurilor de sondă.

22. Prin lucrările de laborator și analiza datelor *offset* am stabilit cea mai bună metodă de tratare a pierderilor de circulație și LCM adecvate, ca și concentrațile aferente (a se vedea tratarea pierderilor din Dammam, Mishrif, Shuiaba și Hartha).

23. Recomandarea unui studiu de cost cu metodele utilizate anterior pentru a obtine performanța totală și mai exactă a forajului.

24. Efectuarea unui studiu de evaluare comparativă la nivel regional și global pentru a compara performanța sondelor Zubair cu cele forate la nivel local și mondial, similar cu cel al lui Ivan et al. [229].

25. Întocmirea diagramelor timp-adâncime și a metodologiei ROP pentru cunoașterea performanțelor efective de foraj. NPT total redus, în tandem cu rezolvarea problemelor de compensare reprezintă o cale sigură de creștere a performanțelor.

26. Simularea cu sistemul Landmark și analiza garniturii de foraj și a dinamicii BHA pentru sondele ZB-290 cu profilul în S, printr-un semnificativ studiu de caz.

27. Analiza de diagnosticare și performanță a vibrațiilor de foraj în șantierul Zubair va conduce la îmbunătățirea performanțelor noilor sonde de dezvoltare, cum ar fi ZB-398.

28. Realizarea unui studiu de diagnostic-analiză, foarte util pentru identificarea diferitelor moduri de vibrație și a cauzelor fundamentale ale acestora.

29. Reducerea WOB și creșterea RPM reprezintă elemente cheie pentru atenuarea vibrațiilor garniturii de foraj.

30. Recomandarea clasificării vibrațiilor pentru determinarea intervalului acceptabil de vibrație a garniturii de foraj. Deși graficul parametrilor de foraj poate să nu producă o corelație sau o relație bună, totuși valorile lor se apropie ei de cele optime.

31. Identificarea și analiza forțelor din ansamblul de fund BHA, a stresurilor, a deplasărilor, a cuplului și a momentelor în vederea creșterii performanțelor de foraj la sondele prezente și la cele viitoare.

32. Analiza sensibilității pentru stabilirea impactului oricărui parametru asupra performanței forajului, diagnosticării modurilor de vibrație și alegerii metodelor de atenuare.

BIBLIOGRAFIE

1- Aadnoy Bernt, R Looyeh. Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design. Google Books, 15 June 2019, books.google.com/books/about/Petroleum_Rock_Mechanics.html?id=XZadDwAAQBAJ

2- Aadnoy B, L. Reza. Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design. Google Books, 13 July 2011, books.google.com/books/about/Petroleum_Rock_Mechanics.html?id=QvvFW_x9rpoC

3- Paes P, et al. Cost-effective drilling optimization technologies in campos basin. OnePetro, 20 June 2005, https://doi.org/10.2118/94785-MS

4- Bharadwaj M, S. Vinayaka. Drilling optimization: A Review. International Journal on Theoretical and Applied Research in Mechanical Engineering (IJTARME), 2013, www.irdindia.in/journal_ijtarme/pdf/vol1_iss2/1.pdf

5- Barré de Saint-Venant C. Sur Le Choc Longitudinal de Deux Barres Élastiques. PetroWiki, 25 June 2015, petrowiki.spe.org/Vibration_theory

6- Love AH. A treatise on the mathematical theory of elasticity. Google Books, 3 Jan. 2013, books.google.com/books/about/A_Treatise_on_the_Mathematical_Theory_of.html?id=JFTbrz0Fs5UC. 1926

7- https://petrowiki.spe.org/PetroWiki

8- Dunayevsky A, et al. Dynamic stability of drillstrings under fluctuating weight on bit. SPE Drilling & Completion, vol. 8, no. 02, 1993, pp. 84–92, https://doi.org/10.2118/14329-pa

9- Finnie I, J. Bailey. An experimental study of drill-string vibration. Journal of Engineering for Industry, vol. 82, no. 2, 1960, pp. 129–135, https://doi.org/10.1115/1.3663020

10- Paı¨doussis P, et al. Dynamics of a long tubular cantilever conveying fluid downwards, which then flows upwards around the cantilever as a confined annular flow. Journal of Fluids and Structures, vol. 24, no. 1, 2008, pp. 111–128, doi:10.1016/j.jfluidstructs.2007.07.004

11- Dykstra W, et al. Experimental evaluations of drill bit and drill string dynamics. OnePetro, 25 Sept. 1994, https://doi.org/10.2118/28323-MS

12- Macdonald VB. failure analysis of drillstrings. Engineering Failure Analysis, vol. 14, no. 8, 2007, pp. 1641–1666, https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2006.11.073

13- Mason S, B. Sprawls. Addressing BHA WHIRL: The culprit in mobile bay. SPE Drilling & Completion, vol. 13, no. 04, 1998, pp. 231–236, https://doi.org/10.2118/52887-pa

14- Dareing D, et al. Self-Excited Vibrations Induced by Drag Bits. Journal of Energy Resources Technology, vol. 112, no. 1, 1990, pp. 54–61, https://doi.org/10.1115/1.2905713

15- Macpherson JD, et al. Surface Measurement and Analysis of Drillstring Vibrations While Drilling. OnePetro, 22 Feb. 1993, https://doi.org/10.2118/25777-MS

16- Wise JL, et al. Hard-Rock Field Performance of Drag Bits and a Downhole Diagnostics-While-Drilling (DWD) Tool. 2005, www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/1014.pdf

17- Lear WE, D W Dareing. Effect of Drillstring Vibrations on MWD Pressure Pulse Signals. Journal of Energy Resources Technology; (USA), 1 June 1990, https://doi.org/10.1115/1.2905727

18- Dareing DW. Guidelines for Controlling Drill String Vibrations. Journal of Energy Resources Technology, vol. 106, no. 2, 1984, pp. 272–277, https://doi.org/10.1115/1.3231051

19- Gatlin C. How Rotary Speed and Bit Weight Affect Rotary Drilling Rate, Oil and Gas Journal 55(May): 193-198, 1957.

20- Halafawi M, L Avram. Complex BHA Mechanics and Performance Analysis for Horizontal Wells. Petroleum and Coal Journal, 2020, www.vurup.sk/wp-content/uploads/2020/07/PC-X_Halafali_203.pdf

21- Booer A, R Meehan. Drillstring Imaging—an Interpretation of Surface Drilling Vibrations. SPE Drilling & Completion, vol. 8, no. 02, 1993, pp. 93–98, https://doi.org/10.2118/23889-pa

22- Poletto Flavio, Cinzia Bellezza. Drill-Bit Displacement-Source Model: Source Performance and Drilling Parameters. GEOPHYSICS, vol. 71, no. 5, 2006, https://doi.org/10.1190/1.2227615

23- Dareing DW. Vibrations Increase Available Power at the Bit. Journal of Energy Resources Technology, vol. 107, no. 1, 1985, pp. 138–141, https://doi.org/10.1115/1.3231153

24- Aadnoy B, et al. Advanced Drilling and Well Technology. SPE Books, 2009, store.spe.org/Advanced-Drilling-and-Well-Technology-P357.aspx

25- https://www.halliburton.com

26- Dareing W. Guidelines for Controlling Drill String Vibrations. Journal of Energy Resources Technology, vol. 106, no. 2, 1984, pp. 272–277, https://doi.org/10.1115/1.3231051

27- Mitchell F, M Allen. Case Studies of BHA Vibration Failure. OnePetro, 27 Sept. 1987, https://doi.org/10.2118/16675-MS

28- Shyu J, et al. Case Studies of the Bending Vibration and Whirling Motion of Drill Collars. SPE (Society of Petroleum Engineers) Drilling Engineering; (USA), 1 Dec. 1990, www.osti.gov/biblio/5820397

29- Rector III, James W. Utilization of Drill-Bit Vibrations as a Downhole Seismic Source. Stanford Rock and Geomaterials Project, 1990, srgp.stanford.edu/publications/phd/utilization-drill-bit-vibrations-downhole-seismic-source

30- Rector James, and Bruce Marion. The Use of Drill-Bit Energy as a Downhole Seismic Source. Geophysics, 1 May 1991, https://doi.org/10.1190/1.1443079

31- Dunayevsky V, F. Abbassian. Application of Stability Approach to Bit Dynamics, OnePetro. Spe Drilling & Completion, 1 Jan. 1998, https://doi.org/10.2118/30478-PA

32- Poletto B. Seismic While Drilling: Fundamentals of Drill-Bit Seismic for Exploration. Google Books, 30 June 2004, books.google.com/books/about/Seismic_While_Drilling.html?id=HAIZdfDXT2IC

33- Zhi Pan, et al. An Overview on Viv of Slender Marine Structures. Journal of Ship Mechanics, Jan. 2005, www.researchgate.net/publication/289281509

34- X Shi, et al. Design and Control Theory of the Sidetrack Horizontal Well and Branch Wellbore Trajectory, Petroleum Industry Press, Beijing, China, 2009. https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635/

35- Reckmann Hanno, et al. MWD Failure Rates Due to Drilling Dynamics. OnePetro, 2 Feb. 2010, https://doi.org/10.2118/127413-MS

36- Zhu RD, et al. The development of a downhole tool used in deep water top hole drilling that can measure pressure and temperature while drilling. Machinery, 2012, pp. 93-95. https://www.hindawi.com/journals/sv/2021/8821986/

37- Yang Chuan, et al. Progress in research and development of measurement-while-drilling apparatuses. Natural Gas Industry, 2013, pp. 71-75, https://www.researchgate.net/publication/286955168

38- Patil Arjun, Catalin Teodoriu. A Comparative Review of Modelling and Controlling Torsional Vibrations and Experimentation Using Laboratory Setups. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 112, 2013, pp. 227–238, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.008

39- Zhu Xiaohua, et al. A Literature Review of Approaches for Stick-Slip Vibration Suppression in Oilwell Drillstring. Advances in Mechanical Engineering, vol. 6, 2014, p. 967952, https://doi.org/10.1155/2014/967952

40- Ghasemloonia Ahmad, et al. A Review of Drillstring Vibration Modeling and Suppression Methods. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 131, 2015, pp. 150–164, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.030

41- Finnie I, J Bailey. An Experimental Study of Drill-String Vibration. Journal of Engineering for Industry, vol. 82, no. 2, 1960, pp. 129–135, https://doi.org/10.1115/1.3663020

42- Paslay R, D Bogy. Drill String Vibrations Due to Intermittent Contact of Bit Teeth. Journal of Engineering for Industry, vol. 85, no. 2, 1963, pp. 187–194, https://doi.org/10.1115/1.3667632

43- Millheim K, Michael C. Apostal. The Effect of Bottomhole Assembly Dynamics on the Trajectory of a Bit. Journal of Petroleum Technology, vol. 33, no. 12, 1981, pp. 2323–2338, https://doi.org/10.2118/9222-pa

44- Dareing W. Drill Collar Length Is a Major Factor in Vibration Control. Journal of Petroleum Technology, vol. 36, no. 04, 1984, pp. 637–644, https://doi.org/10.2118/11228-pa

45- Q Liu, Huang B . Establishment of Lateral Vibration Dynamic Model of Roller Cone Rock Bit and its Solution, 2001, www.researchgate.net/publication/293162590_Establishment_of_lateral_vibration_dynamic_model_of_roller_cone_rock_bit_and_its_solution

46- Allen B. BHA Lateral Vibrations: Case Studies and Evaluation of Important Parameters. All Days, 1987, https://doi.org/10.2118/16110-ms

47- Sinor A, et al. Development of an Antiwhirl Core Bit. OnePetro, 1 Sept. 1995, https://doi.org/10.2118/24587-PA

48- Baumgart A. Stick-Slip and Bit-Bounce of Deep-Hole Drillstrings. Journal of Energy Resources Technology, vol. 122, no. 2, 2000, pp. 78–82, https://doi.org/10.1115/1.483168

49- Yigit Ahmet S, Andreas P. Christoforou. Stick-Slip and Bit-Bounce Interaction in Oil-Well Drillstrings. Journal of Energy Resources Technology, vol. 128, no. 4, 2006, pp. 268–274, https://doi.org/10.1115/1.2358141

50- Kreuzer E, M Steidl. Controlling Torsional Vibrations of Drill Strings via Decomposition of Traveling Waves. Archive of Applied Mechanics, vol. 82, no. 4, 2011, pp. 515–531, https://doi.org/10.1007/s00419-011-0570-8

51- Zhu Xiaohua, Weiji Liu. The Effects of Drill String Impacts on Wellbore Stability. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 109, 2013, pp. 217–229, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.004

52- Deily FH, et al. New drilling-research tool shows what happens down hole. The Oil And Gas Journal, P 55-65, JANUARY 8, 1968. https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635/

53- Arias A. Measure of Earthquake Intensity. Pp. 438-83 of Seismic Design for Nuclear Power Plants. /Hansen, Robert J. (Ed.). Cambridge, Mass. Massachusetts Inst. of Tech. Press (1970)., 1 Jan. 1970, www.osti.gov/biblio/4167721

54- Wolf SF, et al. Field Measurements of Downhole Drillstring Vibrations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1985, https://doi.org/10.2118/14330-ms

55- Ho Hwa-shan. Method and Apparatus for Bottom Hole Measurement. Method and Apparatus for Bottom Hole Measurement (Patent) | OSTI.GOV, 5 May 1987, www.osti.gov/biblio/6391197

56- P Engelder. Method and Apparatus for Trelemetry While Drilling by Changing Drill String Rotation Angle or Speed. Google Patents, 1988, patents.google.com/patent/US4763258A/en

57- Dykstra M, et al. Experimental Evaluations of Drill Bit and Drill String Dynamics. OnePetro, Software - Practice and Experience, 1 Jan. 1994, https://doi.org/10.2118/28323-MS

58- Baryshnikov Anatoly, et al. A New Approach to the Analysis of Drillstring Fatigue Behavior. OnePetro, 1 June 1997, https://doi.org/10.2118/30524-PA

59- Macpherson D, et al. Application and Analysis of Simultaneous near Bit and Surface Dynamics Measurements. SPE Drilling & Completion, vol. 16, no. 04, 1998, pp. 230–238, https://doi.org/10.2118/74718-pa

60- Hossain M, et al. Fatigue Life Evaluation: A Key to Avoid Drillpipe Failure Due to Die-Marks. OnePetro, 7 Sept. 1998, https://doi.org/10.2118/47789-MS

61- F Rodney, Method and apparatus for computing drill bit vibration power spectral density, Google Patents, 2000. https://patentimages.storage.googleapis.com/53/56/87/59a7d8493deb2a/CA2333238A1.pdf

62- Ashley DK, et al. Extending BHA Life with Multi-Axis Vibration Measurements. OnePetro, 27 Feb. 2001, https://doi.org/10.2118/67696-MS

63- Chen SL, et al. Field Investigation of the Effects of Stick-Slip, Lateral, and Whirl Vibrations on Roller-Cone Bit Performance. OnePetro, 1 Mar. 2002, https://doi.org/10.2118/76811-PA

64- Finger JT, et al. Development of a System for Diagnostic-While-Drilling (DWD). OnePetro, 2002, https://doi.org/10.2118/79884-MS

65- E Bailey, J Smith. The Goodman Diagram as an Analytical Tool to Optimize Fatigue Life of Rotary Shouldered Connections. OnePetro, 19 Feb. 2003, https://doi.org/10.2118/79874-MS

66- Martin Cobern, Wassell E. Laboratory Testing of an Active Drilling Vibration Monitoring & Control System. 2005, www.aps-tech.com/site/assets/files/1301/aps-aade-05-ntce-025.pdf

67- Ellis Sean, et al. An Innovative Design Approach to Reduce Drill String Fatigue. OnePetro, 2 Mar. 2005, https://doi.org/10.2118/87188-MS

68- H Li, Y Feng. The Cases Collection of Petroleum Tubular Goods and Equipment Failure Analysis, Petroleum Industry Press, Beijing, China, 2006 https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635/

69- Chi A, et al. Prediction of Drillstring Fatigue Life under Axial-Torsional-Combined Vibration. OnePetro, 15 May 2006, https://doi.org/10.2118/99356-MS

70- Macdonald KA, JV Bjune. Failure Analysis of Drillstrings. Engineering Failure Analysis, vol. 14, no. 8, 2007, pp. 1641–1666, https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2006.11.073

71- Wassell Mark, Brian Stroehlein. Method of Establishing Vibration Limits and Determining Accumulative Vibration Damage in Drilling Tools. OnePetro, 19 Sept. 2010, https://doi.org/10.2118/135410-MS

72- Zang Y, et al. A Failure Analysis of Drill String Based on Fault Tree. 2011, www.researchgate.net/publication/287073901

73- Arevalo Yezid, Ashley Fernandes. Quantification of Drillstring-Integrity-Failure Risk Using Real-Time Vibration Measurements. OnePetro, 30 May 2012, https://doi.org/10.2118/147747-PA

74- Oueslati Hatem, et al. The Need for High-Frequency Vibration Measurement along with Dynamics Modeling to Understand the Genesis of PDC Bit Damage. OnePetro, 4 Mar. 2014, https://doi.org/10.2118/167993-MS

75- Tian-shou Ma, Chen Ping. Development and Use of a Downhole System for Measuring Drilling Engineering Parameters - Chemistry and Technology of Fuels and Oils. SpringerLink, 5 Aug. 2015, https://doi.org/10.1007/s10553-015-0603-z

76- Aarrestad V, et al. Drillstring Vibrations: Comparison between Theory and Experiments on a Full-Scale Research Drilling Rig. IADC/SPE Drilling Conference, 1986, https://doi.org/10.2118/14760-ms

77- Z Wang. Effects of the lowing drill fluid on lateral vibration and stability of the drill stem, *China Petroleum Machinery*, vol. 18, no. 1, pp. 31–36, 1990

78- J Chen, et al. Analysis of the downhole temperature affection on the inherent vibration characteristics of the drillstring containing drill fluid flow, *Journal of Vibration and Shock*, vol. 2, pp. 75–78, 1998

79- Z Li. Fundamental equations and its applications for dynamical analysis of rod and pipe string in oil and gas wells, *Acta Petrolei Sinica*, vol. 20, 1999, https://doi.org/10.2118/02-05-02

80- Christoforou Andreas P, Ahmet S Yigit. Active Control of Stick-Slip Vibrations: The Role of Fully Coupled Dynamics. All Days, 2001, https://doi.org/10.2118/68093-ms

81- X Zhang Di. Strength Calculation of the Whirled Drillstring at Flexural-Torsional Alternate Stress 2004, www.researchgate.net/publication/291659124_Strength_calculation_of_the_whirled_drillstring_at_flexural-torsional_alternate_stress

82- Zhichuan G, et al. Research on Whirling Mechanism of Bottom Drillstring and Its Rules by Inner Simulated Experiments. 2007, https://www.semanticscholar.org/paper/Research-on-whirling-mechanism-of-bottom-and-its-by-Zhichuan/e73ae65498a7fabf9029b32f6d5c1b8b86f6fbca

83- Menand S, et al. How Drillstring Rotation Affects Critical Buckling Load? All Days, 2008, https://doi.org/10.2118/112571-ms

84- Akinniranye Goke, et al. Implementation of a Shock and Vibration Mitigation Process: Achieving Real-Time Solutions and Savings. OnePetro, 31 May 2009, https://doi.org/10.2118/107903-PA

85- Bailey JR, SM Remmert. Managing Drilling Vibrations through BHA Design Optimization. SPE Drilling & Completion, vol. 25, no. 04, 2010, pp. 458–471, https://doi.org/10.2118/139426-pa

86- Teasdale Paul, et al. BHA Modeling Coupled with High Frequency Downhole Vibration Data Provides Unique Solution to Inconsistent Drilling Performance in South Iraq Oilfield. OnePetro, 9 July 2012, https://doi.org/10.2118/156445-MS

87- Oueslati Hatem, et al. New Insights into Drilling Dynamics through High-Frequency Vibration Measurement and Modeling. Day 3 Wed, October 02, 2013, 2013, https://doi.org/10.2118/166212-ms

88- Huang Tseng, DW Dareing. Buckling and Lateral Vibration of Drill Pipe. Journal of Engineering for Industry, vol. 90, no. 4, 1968, pp. 613–619, https://doi.org/10.1115/1.3604697

89- Feng C. The Measurement of Vortex Induced Effects in Flow Past Stationary and Oscillating Circular and D-Section Cylinders. Semantic Scholar, 1 Jan. 1969, https://dx.doi.org/10.14288/1.0104049

90- Blevins Robert D. Flow-Induced Vibration by Robert D. Blevins. Open Library, 1 Jan. 1990, openlibrary.org/books/OL2197023M/Flow-induced_vibration

91- Aarrestad TV, A Kyllingstad. An Experimental and Theoretical Study of a Coupling Mechanism between Longitudinal and Torsional Drillstring Vibrations at the Bit. OnePetro, 1 Mar. 1988, https://doi.org/10.2118/15563-PA

92- Burgess TM, et al. Improving BHA Tool Reliability with Drillstring Vibration Models: Field Experience and Limitations. All Days, 1987, https://doi.org/10.2118/16109-ms

93- Skaugen E. The Effects of Quasi-Random Drill Bit Vibrations upon Drillstring Dynamic Behavior. All Days, 1987, https://doi.org/10.2118/16660-ms

94- Defourny PM, and Fereidoun Abbassian. Flexible Bit: A New Antivibration PDC-Bit Concept. SPE Drilling & Completion, vol. 13, no. 04, 1998, pp. 237–242, https://doi.org/10.2118/52888-pa

95- Blackburn HM, et al. A Complementary Numerical and Physical Investigation of Vortex-Induced Vibration. Journal of Fluids and Structures, vol. 15, no. 3–4, 2001, pp. 481–488, https://doi.org/10.1006/jfls.2000.0345

96- Christoforou Andreas P, and S Yigit. Active Control of Stick-Slip Vibrations: The Role of Fully Coupled Dynamics. All Days, 2001, https://doi.org/10.2118/68093-ms

97- Al Thuwaini Jamal, et al. Combination of a Unique Stabilized Bi-Center Bit and Vibration Dampening Tool Improve Hole Opening Performances through Interbedded Formations in Saudi Arabia. All Days, 2008, https://doi.org/10.2118/117248-ms

98- Z Wang et al. Swirling analysis of drilling strings and anti-whirl stabilizers design, Oil Drilling & Production Technology, vol. 3, p. 36, 2008 http://open.oriprobe.com/articles/23585543/Swirling_analysis_of_drilling_strings_and_anti_whi.htm

99- Johnson S. A New Method of Producing Laterally Stable PDC Drill Bits. SPE Drilling & Completion, vol. 23, no. 03, 2008, pp. 314–324, https://doi.org/10.2118/98986-pa

100- Barton Steven, et al. Gauge, Cutting Structure, Torque Control Components—What Really Counts for Optimal Tool Face Control with FC Drill Bits?. SPE Drilling & Completion, vol. 24, no. 02, 2009, pp. 293–300, https://doi.org/10.2118/107289-pa

101- Sowers F, et al. Roller Reamers Improve Drilling Performance in Wells Limited by Bit and Bottomhole Assembly Vibrations. OnePetro, 17 Mar. 2009, https://doi.org/10.2118/119375-MS

102- Radford Steven, et al. Novel Concentric Expandable Stabilizer Results in Increased Penetration Rates and Drilling Efficiency with Reduced Vibration. OnePetro, 17 Mar. 2009, https://doi.org/10.2118/119534-MS

103- Wu Xianping, et al. Decoupling Stick-Slip and Whirl to Achieve Breakthrough in Drilling Performance. OnePetro, 2 Feb. 2010, https://doi.org/10.2118/128767-MS

104- Pessier Rolf, Michael Damschen. Hybrid Bits Offer Distinct Advantages in Selected Roller-Cone and PDC-Bit Applications. OnePetro, 1 Mar. 2011, https://doi.org/10.2118/128741-PA

105- Pelfrene G, et al. Mitigating Stick-Slip in Deep Drilling Based on Optimization of PDC Bit Design. OnePetro, 1 Mar. 2011, https://doi.org/10.2118/139839-MS

106- McCarthy John, et al. Careful Planning and Application of an Asymmetric Vibration Damping Tool Dramatically Improves Underreaming While Drilling Performance in Deepwater Drilling. 20 June 2012, https://doi.org/10.2118/156164-MS

107- Schwefe Thorsten, et al. Development and Testing of Stick/Slip-Resistant PDC Bits. 4 Mar. 2014, https://doi.org/10.2118/168026-MS

108- Clayer F, et al. The Effect of Surface and Downhole Boundary Conditions on the Vibration of Drillstrings. All Days, 1990, https://doi.org/10.2118/20447-ms

109- Selnes Sigve, et al. Drilling Difficult Formations Efficiently with the Use of an Antistall Tool. 4 Mar. 2008, https://doi.org/10.2118/111874-MS

110- Reimers Nils. Antistall Tool Reduces Risk in Drilling Difficult Formations. 1 Jan. 2012, https://doi.org/10.2118/0112-0026-JPT

111- Jansen JD, et al. Active Damping of Torsional Drillstring Vibrations with a Hydraulic Top Drive. SPE Drilling & Completion, vol. 10, no. 04, 1995, pp. 250–254, https://doi.org/10.2118/28911-pa

112- Serrarens FA, et al. H_INF Control for Suppressing Stick-Slip in Oil Well Drillstrings. Eindhoven University of Technology Research Portal, 1 Jan. 1998, https://doi.org/10.1109/37.664652

113- Deur J, et al. Optimization of Speed Control System for Electric Drives with Elastic Coupling. Proceedings of the 1998 IEEE International Conference on Control Applications (Cat. No.98CH36104), 1 Jan. 1998, https://doi.org/10.1109/CCA.1998.728434

114- Tucker Robin W, Charles Wang. Torsional Vibration Control and Cosserat Dynamics of a Drill-Rig Assembly - Meccanica. SpringerLink, 2003, https://doi.org/10.1023/A:1022035821763

115- Christoforou AP, AS Yigit. Fully Coupled Vibrations of Actively Controlled Drillstrings. Journal of Sound and Vibration, vol. 267, no. 5, 2003, pp. 1029–1045, https://doi.org/10.1016/s0022-460x(03)00359-6

116- Al-Hiddabi SA, et al. Non-Linear Control of Torsional and Bending Vibrations of Oilwell Drillstrings. Journal of Sound and Vibration, vol. 265, no. 2, 2003, pp. 401–415, https://doi.org/10.1016/s0022-460x(02)01456-6

117- Corchero Miguel A, et al. Stability of the D-Oskil Oscillation Suppression Mechanism for Oil Well Drillstrings. Proceedings of the 45th IEEE Conference on Decision and Control, 2006, https://doi.org/10.1109/cdc.2006.376743

118- Abdulgalil F, H Siguerdidjane. PID Based on Sliding Mode Control for Rotary Drilling System. EUROCON 2005 - The International Conference on "Computer as a Tool," 2005, https://doi.org/10.1109/eurcon.2005.1629911

119- Puebla Hector, Jose Alvarez-Ramirez. Suppression of Stick-Slip in Drillstrings: A Control Approach Based on Modeling Error Compensation. Journal of Sound and Vibration, vol. 310, no. 4–5, 2008, pp. 881–901, https://doi.org/10.1016/j.jsv.2007.08.020

120- Karkoub M, et al. Drill-String Torsional Vibration Suppression Using GA Optimized Controllers. Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 48, no. 12, 2009, pp. 32–38, https://doi.org/10.2118/132161-pa

121- Pavković Danijel, et al. A Torque Estimator-Based Control Strategy for Oil-Well Drill-String Torsional Vibrations Active Damping Including an Auto-Tuning Algorithm. Control Engineering Practice, vol. 19, no. 8, 2011, pp. 836–850, https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2011.04.012

122- Sarker Mejbahul, et al. Advantages of an LQR Controller for Stick-Slip and Bit-Bounce Mitigation in an Oilwell Drillstring. Vol. 4: Dynamics, Control and Uncertainty, Parts A and B, 2012, https://doi.org/10.1115/imece2012-87856

123- Abdul Majeed F, et al. Experimental Verification of Drill String Vibration Suppression Using Adaptive Self Tuning Controller. The International Journal of Acoustics and Vibration, vol. 18, no. 1, 2013, https://doi.org/10.20855/ijav.2013.18.1316

124- Saldivar Belem, Sabine Mondié. Drilling Vibration Reduction via Attractive Ellipsoid Method. Journal of the Franklin Institute, vol. 350, no. 3, 2013, pp. 485–502, https://doi.org/10.1016/j.jfranklin.2012.12.010

125- Wassell M, et al. Active Vibration Damper Improves Performance and Reduces Drilling Costs, Jan. 2008, www.researchgate.net/publication/292012906

126- Hutchinson Mark, et al. Self-Adapting Bottom-Hole-Assembly Vibration Suppression. OnePetro, 30 Sept. 2013, https://doi.org/10.2118/166071-MS

127- HF Downs. Application and Evaluation of Air-Hammer Drilling in the Permian Basin. Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute, Washington, DC, USA, 1960. https://search.spe.org/i2kweb/SPE/doc/onepetro:7249E3A2

128- Pratt CA. Modifications to and Experience with Air-Percussion Drilling. SPE Drilling Engineering, vol. 4, no. 04, 1987, pp. 15–18, https://doi.org/10.2118/16166-pa

129- Melamed Yuri, et al. Hydraulic Hammer Drilling Technology: Developments and Capabilities. Journal of Energy Resources Technology, vol. 122, no. 1, 1999, pp. 1–7, https://doi.org/10.1115/1.483154.

130- Y Kong, J Zhang. Air hammer used in puguang gas field. Chinese Journal of Engineering Geophysics, vol. 5, no. 2, pp. 237–241, 2008. http://open.oriprobe.com/order.htm?id=13956876&ftext=base

131- H Gao, et al. Research and practice to improve drilling speed in Yuanba Area. *Petroleum Drilling Techniques*, vol. 38, no. 4, pp. 26–29, 2010, http://open.oriprobe.com/order.htm?id=25654129&ftext=base

132- Q Sun, et al. Application of bit torsional impact generator in well Yuanba 10, *Petroleum Drilling Techniques*, vol. 38, no. 6, pp. 84–87, 2010, http://open.oriprobe.com/order.htm?id=25830922&ftext=base

133- Deen Aron, et al. Application of a Torsional Impact Hammer to Improve Drilling Efficiency. OnePetro, 30 Oct. 2011, https://doi.org/10.2118/147193-MS

134- X-H Zhu, et al. Rock breaking mechanism of a high frequency torsional impact drilling, Journal of Vibration and Shock, vol. 31, no. 20, pp. 75–109, 2012. http://open.oriprobe.com/order.htm?id=30808002&ftext=base

135- P Ge, et al. Application of air hammer drilling technology in continental well in Yuanba Block, *China Petroleum Machinery*, vol. 8, 2013. https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635/

136- Li Wei, et al. Rock Fragmentation Mechanisms and an Experimental Study of Drilling Tools during High-Frequency Harmonic Vibration. Petroleum Science, vol. 10, no. 2, 2013, pp. 205–211, https://doi.org/10.1007/s12182-013-0268-3

137- Guan Zhichuan, et al. Equipment and Technique for Improving Penetration Rate by the Transformation of Drill String Vibration to Hydraulic Pulsating Jet. Petroleum Exploration and Development, vol. 41, no. 5, 2014, pp. 678–683, https://doi.org/10.1016/s1876-3804(14)60081-1

138- Li SQ, et al. Modeling of Vibration Response of Rock by Harmonic Impact. Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 23, 2015, pp. 90–96, https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.01.025

139- Haftani Mohammad, et al. Influence of Penetration Rate and Indenter Diameter in Strength Measurement by Indentation Testing on Small Rock Specimens. Rock Mechanics and Rock Engineering, vol. 48, no. 2, 2014, pp. 527–534, https://doi.org/10.1007/s00603-014-0563-3

140- Han Qiang, et al. Influencing Factor Analysis of Shale Micro-Indentation Measurement. Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 27, 2015, pp. 641–650, https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.010

141- Dong G, et al. Indentation Fragmentation Mechanism of Anisotropy Shale under Dynamic and Static Loads. Rock Dynamics: From Research to Engineering, 2016, pp. 283–288, https://doi.org/10.1201/b21378-42

142- Heisig G, M Neubert. Lateral Drillstring Vibrations in Extended-Reach Wells. All Days, 2000, https://doi.org/10.2118/59235-ms

143- Hutchinson Mark. Automated Downhole Vibration Damping. OnePetro, 7 Oct. 2013, https://doi.org/10.2118/166736-MS

144- Dahl Philip R. Solid Friction Damping of Mechanical Vibrations. AIAA Journal, vol. 14, no. 12, 1976, pp. 1675–1682, https://doi.org/10.2514/3.61511

145- Al ali A, et al. Unique Axial Oscillation Tool Enhances Performance of Directional Tools in Extended Reach Applications. OnePetro, 14 June 2011, https://doi.org/10.2118/143216-MS

146- Gee R, et al. Axial Oscillation Tools vs. Lateral Vibration Tools for Friction Reduction – What's the Best Way to Shake the Pipe? Day 2 Wed, March 18, 2015, 2015, https://doi.org/10.2118/173024-ms

147- Liu Yang, et al. Modeling Friction-Reducing Performance of an Axial Oscillation Tool Using Dynamic Friction Model. Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 33, 2016, pp. 397–404, https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.05.034

148- Hareland G, et al. Increased Drilling Efficiency of Gas-Storage Wells Proven Using Drilling Simulator. All Days, 2008, https://doi.org/10.2118/114798-ms

149- Berre Toralv, et al. The Measurement of Small Strains and Ko-Values in Triaxial Tests on Clay-Shales. OnePetro, 25 Sept. 1995, onepetro.org/isrmcongress/proceedings/CONGRESS95/All-CONGRESS95/ISRM-8CONGRESS-1995-221/169364

150- Zausa F, et al. Real-Time Wellbore Stability Analysis at the Rig-Site. All Days, 1997, https://doi.org/10.2118/37670-ms

151- Tokle K, et al. Predicting Uniaxial Compressive Strength from Log Parameters. OnePetro, 5 Oct. 1986, https://doi.org/10.2118/15645-MS

152- Rampersad PR, et al. Drilling Optimization Using Drilling Data and Available Technology. SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1994, https://doi.org/10.2118/27034-ms

153- Maurer WC. The Perfect-Cleaning Theory of Rotating Drilling. OnePetro, 1 Nov. 1962, https://doi.org/10.2118/408-PA

154- Hareland G, et al. Drilling Simulation Improves Field Communication and Reduces Drilling Cost in Western Canada. Canadian International Petroleum Conference, 2007, https://doi.org/10.2118/2007-086

155- Hareland G, et al. Cutting Efficiency of a Single PDC Cutter on Hard Rock. Canadian International Petroleum Conference, 2007, https://doi.org/10.2118/2007-082

156- Andrews R, et al. Methods of Using Logs to Quantify Drillability. OnePetro, 16 Apr. 2007, https://doi.org/10.2118/106571-MS

157- Bratli RK, et al. Drilling Optimization Software Verified in the North Sea. All Days, 1997, https://doi.org/10.2118/39007-ms

158- Onyia EC. Relationships between Formation Strength, Drilling Strength, and Electric Log Properties. OnePetro, 2 Oct. 1988, https://doi.org/10.2118/18166-MS

159- Zisman W. Comparison of the Statically and Seismologically Determined Elastic Constants of Rocks. Proceedings of the National Academy of Sciences, vol. 19, no. 7, 1933, pp. 680–686, https://doi.org/10.1073/pnas.19.7.680

160- Villamor Lora, et al. Geomechanical Characterization of Marcellus Shale. Rock Mechanics and Rock Engineering, vol. 49, no. 9, 2016, pp. 3403–3424, https://doi.org/10.1007/s00603-016-0955-7

161- Xu Hao, et al. Characterization of Rock Mechanical Properties Using Lab Tests and Numerical Interpretation Model of Well Logs. Mathematical Problems in Engineering, vol. 2016, 2016, pp. 1–13, https://doi.org/10.1155/2016/5967159

162- Sukplum W, et al. Static and Dynamic Elastic Properties of the Phu Kradung Sandstone at Variation Applied Stress Levels. OnePetro, 14 Oct. 2014, onepetro.org/ISRMARMS/proceedings/ARMS814/All-ARMS814/ISRM-ARMS8-2014-016/40177

163- Cheng CH, David H Johnston. Dynamic and Static Moduli. Geophysical Research Letters, vol. 8, no. 1, 1981, pp. 39–42, https://doi.org/10.1029/gl008i001p00039

164- Abdulraheem A, et al. Prediction of Rock Mechanical Parameters for Hydrocarbon Reservoirs Using Different Artificial Intelligence Techniques. OnePetro, 9 May 2009, https://doi.org/10.2118/126094-MS

165- Fjær Sveinung, et al. Deep Gray Matter Demyelination Detected by Magnetization Transfer Ratio in the Cuprizone Model. PLoS ONE, vol. 8, no. 12, 2013, https://doi.org/10.1371/journal.pone.0084162

166- Committee, ASME Shale Shaker. Drilling Fluids Processing Handbook. Google Books, 15 Mar. 2011, books.google.com/books/about/Drilling_Fluids_Processing_Handbook.html?id=qLhQTz3u6-4C

167- Spanos PD, et al. Nonlinear Stochastic Drill-String Vibrations. ASME Digital Collection, 20 Sept. 2002, https://doi.org/10.1115/1.1502669

168- Patil Arjun, Catalin Teodoriu. A Comparative Review of Modelling and Controlling Torsional Vibrations and Experimentation Using Laboratory Setups. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 112, 2013, pp. 227–238, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.008

169- Kapitaniak Marcin, et al. Unveiling Complexity of Drill–String Vibrations: Experiments and Modelling. International Journal of Mechanical Sciences, vol. 101–102, 2015, pp. 324–337, https://doi.org/10.1016/j.ijmecsci.2015.07.008

170- Navarro-López EM. Bit-Sticking Phenomena in a Multi-Degree-of-Freedom Controlled Drillstring, 2010, pp. 70-75, www.researchgate.net/publication/265641739

171- Navarro-López Eva M. An Alternative Characterization of Bit-Sticking Phenomena in a Multi-Degree-of-Freedom Controlled Drillstring. Nonlinear Analysis: Real World Applications, vol. 10, no. 5, 2009, pp. 3162–3174, https://doi.org/10.1016/j.nonrwa.2008.10.025

172- Brett JF. The Genesis of Torsional Drillstring Vibrations. SPE Drilling Engineering, vol. 7, no. 03, 1992, pp. 168–174, https://doi.org/10.2118/21943-pa

173- Mihajlovic´ N, et al. Analysis of Friction-Induced Limit Cycling in an Experimental Drill-String System. Journal of Dynamic Systems, Measurement, and Control, vol. 126, no. 4, 2004, pp. 709–720, https://doi.org/10.1115/1.1850535

174- Leine RI, et al. Stick-Slip Whirl Interaction in Drillstring Dynamics. Journal of Vibration and Acoustics, vol. 124, no. 2, 2002, pp. 209–220, https://doi.org/10.1115/1.1452745

175- Melakhessou Hayat, et al. A Nonlinear Well-Drillstring Interaction Model. Journal of Vibration and Acoustics, vol. 125, no. 1, 2003, pp. 46–52, https://doi.org/10.1115/1.1523071

176- Liao Chien-Min, et al. Drill-String Dynamics: Reduced-Order Models and Experimental Studies. Journal of Vibration and Acoustics, vol. 133, no. 4, 2011, https://doi.org/10.1115/1.4003406

177- Abbassian F, VA Dunayevsky. Application of Stability Approach to Torsional and Lateral Bit Dynamics. SPE Drilling & Completion, vol. 13, no. 02, 1998, doi:10.2118/30478-pa

178- Kamel Jasem M, and Ahmet S. Modeling and Analysis of Stick-Slip and Bit Bounce in Oil Well Drillstrings Equipped with Drag Bits. Journal of Sound and Vibration, vol. 333, no. 25, 2014, pp. 6885–6899, https://doi.org/10.1016/j.jsv.2014.08.001

179- Tang Liping, et al. Study of the Influences of Rotary Table Speed on Stick-Slip Vibration of the Drilling System. Petroleum, vol. 1, no. 4, 2015, pp. 382–387, https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.10.004

180- Hong Liu, et al. Identification and Control of Stick–Slip Vibrations Using Kalman Estimator in Oil-Well Drill Strings. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 140, 2016, pp. 119–127, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.017

181- Liu Yang. Suppressing Stick-slip Oscillations in Underactuated Multibody Drill-strings with Parametric Uncertainties Using Sliding-mode Control. IET Control Theory & Applications, vol. 9, no. 1, 2015, pp. 91–102, https://doi.org/10.1049/iet-cta.2014.0329

182- Besselink Bart, et al. Analysis and Control of Stick-Slip Oscillations in Drilling Systems. IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 24, no. 5, 2016, pp. 1582–1593, https://doi.org/10.1109/tcst.2015.2502898

183- Gao De-Li, Wen-Jun Huang. A Review of Down-Hole Tubular String Buckling in Well Engineering. Petroleum Science, vol. 12, no. 3, 2015, pp. 443–457, https://doi.org/10.1007/s12182-015-0031-z

184- Lubinski A A. Study of the Buckling of Rotary Drilling Strings. SciSpace - Paper, 1 Jan. 1950, typeset.io/papers/a-study-of-the-buckling-of-rotary-drilling-strings-1pt27n7a37

185- Lubinski Arthur, WS Althouse. Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers. Journal of Petroleum Technology, vol. 14, no. 06, 1962, pp. 655–670, https://doi.org/10.2118/178-pa

186- Johancsik C, et al. Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement. Journal of Petroleum Technology, vol. 36, no. 06, 1984, pp. 987–992, https://doi.org/10.2118/11380-pa

187- Ho H-S. An Improved Modeling Program for Computing the Torque and Drag in Directional and Deep Wells. OnePetro, 2 Oct. 1988, https://doi.org/10.2118/18047-MS

188- Mitchell F, Robello S. How Good Is the Torque/Drag Model?. OnePetro, 1 Mar. 2009, doi.org/10.2118/105068-PA.

189- Li Zifeng, Liu Xisheng. Steady state tubing string tensione torque physical models and its application for drill stem in horizontal well. Petrol Drill Techn, vol. 20, no. 4, 1992, pp. 1-6

190- Bai Jiazhi, Lin Xiaomin. Two-dimensional analysis of bottom hole assembly by beam-column theory. Acta Pet Sin, vol.6, no.3, 1985, pp.75-84, https://doi.org/10.7623/syxb198503010

191- Bai Jiazhi, et al. Three-Dimensional Analysis Of Bottom Hole Assembly By Beam-Column Theory. Acta Pet Sin, vol. 72, 1989, pp.60-66, https://doi.org/10.7623/syxb198902008

192- Liu Qingyou, , et al. The method of solution and establishment for axial vibration model of drilling string. J Southwest Pet Inst, vol.21, no.4, 1998, pp.66-69. https://doi.org/10.3863/j.issn.1000-2634.1998.04.015

193- Liu Qingyou, et al. A Drilling String Torsional Vibration Model and Its Solution. SciSpace - Paper, 1 Jan. 2000, typeset.io/papers/a-drilling-string-torsional-vibration-model-and-its-solution-47dzpn31bf

194- Song Zhiwu, et al. New model for forecasting drag and torque in extended reach well. Oil Drill Prod Technol, vol.27, no.6, 2006, pp.1-4, https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-7393.2006.06.001

195- Zhu Xiaohua, et al. Research on dynamics model of full hole drilling-string system with three-dimensional trajectory. Acta Pet Sin, vol.29, no.2, 2008, pp.288-291, https://doi.org/10.1080/02699930701369035

196- Xiaohua Zhu, et al. Review and New Research of Drill String System Dynamics. offshore oil, 31 Mar. 2007, hysy.shopc.com.cn/en/article/id/695

197- Zhu Xiao-hua, et al. New Analysis Theory and Method for Drag and Torque Based on Full-Hole System Dynamics in Highly Deviated Well. Mathematical Problems in Engineering, vol. 2015, pp. 1–13, https://doi.org/10.1155/2015/535830

198- Harris Tedric A. Rolling Bearing Analysis. Google Books, 2001, books.google.com/books/about/Rolling_bearing_analysis.html?id=Pt9SAAAAMAAJ

199- Leine Remco, Nathan Van de Wouw. Stability and Convergence of Mechanical Systems with Unilateral Constraints. Springer, vol. 36, 2008, pp. 217–219, https://doi.org/10.1007/978-3-540-76975-0_9

200- Liu Xianbo, et al. Nonlinear Motions of a Flexible Rotor with a Drill Bit: Stick-Slip and Delay Effects. Nonlinear Dynamics, vol. 72, no. 1–2, 2012, pp. 61–77, https://doi.org/10.1007/s11071-012-0690-x

201- Jansen JD, L Van den Steen. Active Damping of Self-Excited Torsional Vibrations in Oil Well Drillstrings. Journal of Sound and Vibration, vol. 179, no. 4, 1995, pp. 647–668, https://doi.org/10.1006/jsvi.1995.0042

202- Tucker WR, C Wang. An Integrated Model for Drill-String Dynamics. Journal of Sound and Vibration, vol. 224, no. 1, 1999, pp. 123–165, https://doi.org/10.1006/jsvi.1999.2169

203- Antman Stuart S. Nonlinear Problems of Elasticity. SpringerLink, 1991, link.springer.com/book/10.1007/0-387-27649-1

204- Dunayevsky V, F Abbassian. Application of Stability Approach to Bit Dynamics. OnePetro, Jan. 1995, https://doi.org/10.2118/30478-PA

205- https://www.brown.edu/Departments/Engineering/Courses/En4/Notes/Forces.pdf

206- Speight James G. Formulas and Calculations for Drilling Operations Second Edition. Scrivener Publishing LLC, 2018, https://doi.org/10.1002/9781119083689

207- Mustafa SA. Torque and Drag Analysis. Technical University of Crete School of Mineral Resources Engineering, 2019, www.coursehero.com/file/53035382

208- Wu Jiang, HC Juvkam-Wold. Study of Helical Buckling of Pipes in Horizontal Wells. SPE Production Operations Symposium, 1993, https://doi.org/10.2118/25503-ms

209- Johancsik CA, et al. Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement. Journal of Petroleum Technology, vol. 36, no. 06, 1984, pp. 987–992, https://doi.org/10.2118/11380-pa

210- Ritto TG. Numerical Analysis of the Nonlinear Dynamics of a Drill- String with Uncertainty Modeling. Doctoral Thesis, Universit_e Paris-Est, 2010, www.abcm.org.br/downloads/TESE-RITTO_FINAL.pdf

211- Ikoku Chi U. Application of Learning Curve Models to Oil and Gas Well Drilling. OnePetro, 12 Apr. 1978, https://doi.org/10.2118/7119-MS

212- Bourgoyne Jr, et al. Applied Drilling Engineering. SPE Books, 1986, store.spe.org/Applied-Drilling-Engineering-P10.aspx

213- Brett JF, KK Millheim. The Drilling Performance Curve: A Yardstick for Judging Drilling Performance. All Days, 1986, https://doi.org/10.2118/15362-ms

214- Walker S, H Coumans. Drilling Related Performance. All Days, 1988, https://doi.org/10.2118/17563-ms

215- McCammon C, et al. The Development and Implementation of a Drilling Database: A Case Study. All Days, 1993, https://doi.org/10.2118/26257-ms

216- Aadnoy Bernt S. Modern Well Design: Second Edition. Google Books, 15 Sept. 2010, books.google.com/books/about/Modern_Well_Design.html?id=m8TLBQAAQBAJ.

217- Devereux Steve. Practical Well Planning and Drilling Manual. Google Books, 1998, books.google.com/books/about/Practical_Well_Planning_and_Drilling_Man.html?id=tB0-AaF0QL4C

218- Mitchell Robert F. Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering. SPE Books, 2007, store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-II-Drilling-Engineering-Print-and-Digital-Edition-Set-P481.aspx

219- Amar Rahil. Drilling Performance Management System. International Petroleum Technology Conference, 2007, https://doi.org/10.2523/11099-ms.

220- Lagreca Alejandro J, et al. The Role of Knowledge, Tools, and Systems for Drilling Analysis. SPE Drilling & Completion, vol. 23, no. 04, 2008, pp. 330–337, https://doi.org/10.2118/87996-pa

221- Kaiser Mark J. Modeling the Time and Cost to Drill an Offshore Well. Energy, vol. 34, no. 9, 2009, pp. 1097–1112, https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.02.017

222- Mensa-Wilmot Graham, et al. Performance Drilling—Definition, Benchmarking, Performance Qualifiers, Efficiency and Value. All Days, 2009, https://doi.org/10.2118/119826-ms

223- Rushmore Peter. Anatomy of the 'Best in Class Well': How Operators Have Organised the Benchmarking of Their Well Construction and Abandonment Performance. All Days, 2011, https://doi.org/10.2118/140172-ms

224- Armenta Miguel, et al. Improving Drilling Performance at Majnoon Field. OnePetro, 7 Oct. 2013, https://doi.org/10.2118/166685-MS

225- Benyeogor Ogochukwu, et al. Changing the Dynamics of Performance Management - The Micro KPI Concept. All Days, 2016, https://doi.org/10.2118/184246-ms

226- Basbar Ashraf, et al. Reducing NPT of Rigs Operation through Competency Improvement: A Lean Manufacturing Approach. Day 1 Wed, April 20, 2016, https://doi.org/10.2118/180066-ms

227- Eren Tuna, Mustafa Kok. A New Drilling Performance Benchmarking: ROP Indexing Methodology. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 163, 2018, pp. 387–398, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.002

228- Halafawi M, Lazar Avram . Wellbore, BHA, Motor / Rotary Steerable, and Bits Statistical Performance Analyses for Drilling Horizontal Wells. 2019, www.researchgate.net/publication/341407066

229- Ivan R, et al. NPT Statistical Analysis and Benchmarking for HPHT Wells. IJIET, 2022, ijiet.com/wp-content/uploads/2022/03/6.pdf

230- Corp, Occidental Petroleum. Eni Consortium to Redevelop Zubair Field in Iraq. Rigzone, 22 Jan. 2010, www.rigzone.com/news/oil_gas/a/86237

231- Eni, Occidental Petroleum and KOGAS Sign the Technical Service Contract with Iraq's South Oil Company and Missan Oil Company to Redevelop Zubair Field. Wikipedia, Mar. 2010, en.wikipedia.org/wiki/Az_Zubair_Field

232- HAQ BILAL U, et al. Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphy and Cycles of Sea-Level Change. Sea-Level Changes, 1988, pp. 71–108, https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0071

233- Al-Ameri Thamer K, et al. Petroleum System Analysis of the Mishrif Reservoir in the Ratawi, Zubair, North and South Rumaila Oil Fields, Southern Iraq. GeoArabia, vol. 14, no. 4, 2009, pp. 91–108, https://doi.org/10.2113/geoarabia140491

234- Numan N. A Plate Tectonic Scenario for the Phanerozoic Succession in Iraq. 1997, www.researchgate.net/publication/262368041_A_plate_tectonic_scenario_for_the_Phanerozoic_succession_in_Iraq

235- Buday T, Z Jassim . The Regional Geology of Iraq: Tectonism, Magmatism and Metamorphism. Free Website Stats Program, 1987, www.marthawilliams.org/book/the-regional-geology-of-iraq-tectonism-magmatism-and-metamorphism/.

236- Al-Najjar Issam Muhammad Salih, 1989: The use of ancient magnetism in determining the ages of modern sediments in southern Iraq. Unpublished Master Thesis, University of Baghdad, College of Science, Geoscience Department 157 pages

237- Abbo AS, Safar VM, 1967. Sand and Shale Correlation in the Zubair and Rumaila Oil Fields. Iraq Petroleum Company.

238- AL-Gailani M. Iraq`s Significant Hydrocarbon Potential Remains Relatively Undeveloped. Oil and Gas Journal, 29 July 1996, www.osti.gov/biblio/268156

239- Alsharahan S, A Nairn. Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East. Sedimentary Basins and Petroleum Geology of the Middle East (Book) | ETDEWEB, 31 Dec. 1997, www.osti.gov/etdeweb/biblio/600266

240- Owen RS, Sami N Nasr. Stratigraphy of the Kuwait-Basra Area. GeoScienceWorld, 1 Jan. 1958, pubs.geoscienceworld.org/aapg/books/book/1490/chapter/107178788/Stratigraphy-of-the-Kuwait-Basra-Area1

241- Ahmed AK, et al. Testing and Evaluation of Shale Stability for Zubair Shale Formation. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, 2018, https://doi.org/10.2118/192274-MS

242- Saleh Abdul-Salam, et al. Southern Iraqi Oil Fields Drilling Problems Identification, Analysis, and Treatment. Day 3 Thu, March 22, 2018, 2018, https://doi.org/10.4043/28597-ms

243- Mohammed WJ, et al. Reservoir Flow Simulation Study for a Sector in Main Pay-South Rumaila Oil Field. All Days, 2010, https://doi.org/10.2118/126427-ms

244- Al-Saeedi M J, et al. Kuwait Oil Company Sets Drilling Record Completing the Zubair Section in One Run. OnePetro, 12 Sept. 2005, https://doi.org/10.2118/97364-MS

245- Adams Neal Jay. Drilling Engineering : A Complete Well Planning Approach. In SearchWorks Catalog, 1985, https://searchworks.stanford.edu/view/1145523

246- Azar Jamal J. Drilling Engineering. Google Books, 2007, books.google.com/books/about/Drilling_Engineering.html?id=eseViO982VgC

247- Salehi S, et al. Wellbore Stability Analysis in UBD Wells of Iranian Fields. OnePetro, 11 Mar. 2007, https://doi.org/10.2118/105155-MS

248- Mitchell Robert F, Stefan Z Miska. Fundamentals of Drilling Engineering. OnePetro, 1 Jan. 2011, https://doi.org/10.2118/9781555632076

249- H Mohamed, Lazăr A. Application of Risk Analysis in Drilling Well Problems and Operations-Field Case Study. Journal of Engineering Sciences and Innovation, vol. 3, no. 4, 2018, https://doi.org/10.56958/jesi.2018.3.4.393

250- Halafawi M, L Avram. Well Integrity, Risk Assessment and Cost Analysis for Petroleum Fields and Production Wells with CO2. International Journal of Innovations in Engineering and Technology (IJIET), 4 July 2018, https://ijiet.com/wp-content/uploads/2018/08/7.pdf

251- Lake L, and F M Robert . Petroleum Engineering Handbook. Drilling Engineering Volume II. Anna's Archive, 2006, annas-archive.org/md5/578c4900c5a510c682e8fcf06eef96fc

252- Mitchell F, Stefan Miska. Fundamentals of Drilling Engineering. SPE Book Series, 2011, https://doi.org/10.2118/9781555632076

253- El Gburi H, et al. Offset-Well Data Improve Zubair Wellbore Stability. Oil and Gas Journal, 2020, www.ogj.com/drilling-production/article/14074633/offsetwell-data-improve-zubair-wellbore-stability

254- Aadnoy B, et al. Advanced Drilling and Well Technology. SPE, 2009, https://doi.org/10.2118/9781555631451.

255- Dunayevsky VA, et al. Dynamic Stability of Drillstrings under Fluctuating Weight on Bit. SPE Drilling & Completion, vol. 8, no. 02, 1993, pp. 84–92, https://doi.org/10.2118/14329-pa

256- Finnie I, J Bailey. An Experimental Study of Drill-String Vibration. Journal of Engineering for Industry, vol. 82, no. 2, 1960, pp. 129–135, https://doi.org/10.1115/1.3663020

257- Paı¨doussi, MP, et al. Dynamics of a Long Tubular Cantilever Conveying Fluid Downwards, Which Then Flows Upwards around the Cantilever as a Confined Annular Flow. Journal of Fluids and Structures, vol. 24, no. 1, 2008, pp. 111–128, https://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2007.07.004

258- Huang Tseng, DW Dareing. Buckling and Lateral Vibration of Drill Pipe. Journal of Engineering for Industry, vol. 90, no. 4, 1968, pp. 613–619, https://doi.org/10.1115/1.3604697

259- Millheim Keith, Michael Apostal. The Effect of Bottomhole Assembly Dynamics on the Trajectory of a Bit. Journal of Petroleum Technology, vol. 33, no. 12, 1981, pp. 323–338, https://doi.org/10.2118/9222-PA

260- Dareing DW. Guidelines for Controlling Drill String Vibrations. Journal of Energy Resources Technology, vol. 106, no. 2, 1984, pp. 272–277, https://doi.org/10.1115/1.3231051

261- Wolf SF, et al. Field Measurements of Downhole Drillstring Vibrations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1985, https://doi.org/10.2118/14330-ms

262- Mitchell RF, MB Allen. Case Studies of BHA Vibration Failure. All Days, 1987, https://doi.org/10.2118/16675-ms

263- Skaugen E. The Effects of Quasi-Random Drill Bit Vibrations upon Drillstring Dynamic Behavior. All Days, 1987, https://doi.org/10.2118/16660-ms

264- Vandiver J Kim, et al. Case Studies off the Bending Vibration and Whirling Motion off Drill Collars. SPE Drilling Engineering, vol. 5, no. 04, 1990, pp. 282–290, https://doi.org/10.2118/18652-pa

265- Rector James Ward. Utilization of Drill - Bit Vibrations as a Downhole Seismic Source. In SearchWorks Catalog, 1990, searchworks.stanford.edu/view/3474463

266- Wang Z. Effects of the lowing drill fluid on lateral vibration and stability of the drill stem, China Petroleum Machinery, vol. 18, no. 1, pp. 31–36, 1990. https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635

267- Rector JW, BP Marion. The Use of Drill-bit Energy as a Downhole Seismic Source. GEOPHYSICS, vol. 56, no. 5, 1991, pp. 628–634, https://doi.org/10.1190/1.1443079

268- Abbassian Fereidoun, VA Dunayevsky. Application of Stability Approach to Torsional and Lateral Bit Dynamics. SPE Drilling & Completion, vol. 13, no. 02, 1998, pp. 99–107, https://doi.org/10.2118/30478-pa

269- Macpherson JD, et al. Application and Analysis of Simultaneous near Bit and Surface Dynamics Measurements. SPE Drilling & Completion, vol. 16, no. 04, 1998, pp. 230–238, https://doi.org/10.2118/74718-pa

270- Baumgart A. Stick-Slip and Bit-Bounce of Deep-Hole Drillstrings. Journal of Energy Resources Technology, vol. 122, no. 2, 2000, pp. 78–82, https://doi.org/10.1115/1.483168.

271- Christoforou Andreas P, Ahmet S Yigit. Active Control of Stick-Slip Vibrations: The Role of Fully Coupled Dynamics. All Days, 2001, https://doi.org/10.2118/68093-ms

272- Q Liu, B Huang, Establishment of lateral vibration dynamic model of roller cone rock bit and its solution. Natural Gas Industry, vol. 21, no. 4, pp. 55–56, 2001. https://www.researchgate.net/publication/293162590

273- Chen SL, et al. Field Investigation of the Effects of Stick-Slip, Lateral, and Whirl Vibrations on Roller-Cone Bit Performance. SPE Drilling & Completion, vol. 17, no. 01, 2002, pp. 15–20, https://doi.org/10.2118/76811-pa

274- Al-Hiddabi SA, et al. Non-Linear Control of Torsional and Bending Vibrations of Oilwell Drillstrings. Journal of Sound and Vibration, vol. 265, no. 2, 2003, pp. 401–415, https://doi.org/10.1016/s0022-460x(02)01456-6

275- Z-Y Pan, et al. Overview on Viv of Slender Marine Structures - Researchgate. Researchgate, 2005, www.researchgate.net/publication/289281509

276- ME Cobern, Wassell ME. Laboratory Testing of an Active Drilling Vibration Monitoring & Control System. 2005, www.aps-tech.com/site/assets/files/1301/aps-aade-05-ntce-025.pdf

277- Yigit Ahmet, P Christoforou. Stick-Slip and Bit-Bounce Interaction in Oil-Well Drillstrings. Journal of Energy Resources Technology, vol. 128, no. 4, 2006, pp. 268–274, https://doi.org/10.1115/1.2358141

278- X Shi, et al. Design and Control Theory of the Sidetrack Horizontal Well and Branch Wellbore Trajectory. Petroleum Industry Press, Beijing, China, 2009, https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635

279- Reckmann Hanno, et al. MWD Failure Rates Due to Drilling Dynamics. All Days, 2010, https://doi.org/10.2118/127413-MS

280- Bailey JR., SM. Remmert. Managing Drilling Vibrations through BHA Design Optimization. SPE Drilling & Completion, vol. 25, no. 04, 2010, pp. 458–471, https://doi.org/10.2118/139426-pa

281- Wassell Mark, Brian Stroehlein. Method of Establishing Vibration Limits and Determining Accumulative Vibration Damage in Drilling Tools. All Days, 2010, https://doi.org/10.2118/135410-ms.

282- Pavković Danijel, et al. A Torque Estimator-Based Control Strategy for Oil-Well Drill-String Torsional Vibrations Active Damping Including an Auto-Tuning Algorithm. Control Engineering Practice, vol. 19, no. 8, 2011, pp. 836–850, https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2011.04.012

283- RD Zhu, et al. The development of a downhole tool used in deep water top hole drilling that can measure pressure and temperature while drilling, Machinery, vol. 1, no. 1, pp. 93–95, 2012, https://www.hindawi.com/journals/sv/2016/7418635

284- Kreuzer E, M Steidl. Controlling Torsional Vibrations of Drill Strings via Decomposition of Traveling Waves. Archive of Applied Mechanics, vol. 82, no. 4, 2012, pp. 515–531, https://doi.org/10.1007/s00419-011-0570-8

285- C Yang, et al. Progress in research and development of measurement-while-drilling apparatuses, Natural Gas Industry, vol. 33, no. 2, pp. 71–75, 2013. https://www.researchgate.net/publication/286955168

286- Patil Parimal Arjun, Catalin Teodoriu. A Comparative Review of Modelling and Controlling Torsional Vibrations and Experimentation Using Laboratory Setups. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 112, 2013, pp. 227–238, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.008

287- Zhu Xiaohua, et al. A Literature Review of Approaches for Stick-Slip Vibration Suppression in Oilwell Drillstring. Advances in Mechanical Engineering, vol. 6, 2014, p. 967952, https://doi.org/10.1155/2014/967952

288- Ghasemloonia Ahmad, et al. A Review of Drillstring Vibration Modeling and Suppression Methods. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 131, 2015, pp. 150–164, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.030

289- Hussein Al Gburi, et al. Dignostic and Performance Analysis of Drillstring Vibrations in Zubair Field, Romanian Journal of Petroleum and Gas Technology, 72(2), 2020, p. 23-35, https://www.researchgate.net/publication/360624542

290- Lukawski Maciej Z, et al. Cost Analysis of Oil, Gas, and Geothermal Well Drilling. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 118, 2014, pp. 1–14, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.03.012

291- Wardlaw HR. Simplified Analysis Aids in Optimizing Drilling Factors for Minimum Cost. Journal of Petroleum Technology, vol. 13, no. 05, 1961, pp. 475–482, https://doi.org/10.2118/1542-g-pa

292- Schreuder JC, PJ Sharpe. Drilling the Limit* – a Key to Reduce Well Costs. All Days, 1999, pp. 25–26, https://doi.org/10.2118/57258-ms

293- Judzis Arnis, et al. Optimization of Deep-Drilling Performance—Benchmark Testing Drives Rop Improvements for Bits and Drilling Fluids. SPE Drilling & Completion, vol. 24, no. 01, 2009, pp. 25–39, https://doi.org/10.2118/105885-pa

294- He X, et al. Interactions between Torque and Helical Buckling in Drilling. All Days, 1995, https://doi.org/10.2118/30521-MS

295- Maglione Roberto, Giovanni Robotti. Field Rheological Parameters Improve Stand Pipe Pressure Prediction While Drilling. All Days, 1996, https://doi.org/10.2118/36099-ms

296- Eren Tuna, M. Evren Ozbayoglu. Real Time Optimization of Drilling Parameters during Drilling Operations. All Days, 2010, https://doi.org/10.2118/129126-ms

297- Bielstrein WJ, GE Cannon. Factors Affecting the Rate of Penetration of Bits: Semantic Scholar. Drilling and Production Practice, 1 Jan. 1950, www.semanticscholar.org/paper/Factors-Affecting-the-Rate-of-Penetration-of-Bits-Bielstrein Cannon/b9ab910d1d599829943fe5b9fc849426929535bb

298- Maurer WC. The (Perfect - Cleaning) Theory of Rotary Drilling. Journal of Petroleum Technology, vol. 14, no. 11, 1962, pp. 1270–1274, https://doi.org/10.2118/408-pa

299- Bingham M. A New Approach to Interpreting-- Rock Drillability. Semantic Scholar, 1 Jan. 1965, www.semanticscholar.org/paper/A-new-approach-to-interpreting-rock-drillability-Bingham/aaf3fb1386cc46db2d32ef68cf71c6dfd9d7bb9a

300- Nakamoto Pat. Neural Networks & Deep Learning. Google Books, 2017, books.google.com/books/about/Neural_Networks_Deep_Learning.html?id=PYcLtAEACAAJ

301- Hemphill Terry, et al. Field Validation of Drillpipe Rotation Effects on Equivalent Circulating Density. All Days, 2007, https://doi.org/10.2118/110470-ms

302- Carrillo KI, et al. ECD and Downhole Pressure Monitoring While Drilling at Ecuador Operations. Day 1 Wed, November 18, 2015, 2015, https://doi.org/10.2118/177062-ms

303- Lippmann R. An Introduction to Computing with Neural Nets. IEEE ASSP Magazine, vol. 4, no. 2, 1987, pp. 4–22, https://doi.org/10.1109/massp.1987.1165576

304- Hinton Geoffrey E, et al. A Fast Learning Algorithm for Deep Belief Nets. Neural Computation, vol. 18, no. 7, 2006, pp. 1527–1554, https://doi.org/10.1162/neco.2006.18.7.1527

305- S Rao S, Ramamurti V. A Hybrid Technique to Enhance the Performance of Recurrent Neural Networks for Time Series Prediction. IEEE International Conference on Neural Networks Proceedings, 1 Jan. 1993, jglobal.jst.go.jp/en/detail?JGLOBAL_ID=200902177620101760

306- Niculescu Stefan P. Artificial Neural Networks and Genetic Algorithms in QSAR. Journal of Molecular Structure: THEOCHEM, vol. 622, no. 1–2, 2003, pp. 71–83, https://doi.org/10.1016/s0166-1280(02)00619-x

307- Mirarab M, et al. Annular Pressure Loss while Drilling Prediction with Artificial Neural Network Modeling. Eur. J. Sci. Res., 2013, pp. 272–288, https://www.researchgate.net/profile/Meysam-Mirarab/publication/239735549

308- Naganawa Shigemi, et al. Cuttings Transport Simulation Combined with Large-Scale Flow Loop Experiment and LWD Data Enables Appropriate ECD Management and Hole Cleaning Evaluation in Extended-Reach Drilling. Day 2 Tue, November 11, 2014, 2014, https://doi.org/10.2118/171740-MS

309- Liew Shan Sung, et al. An Optimized Second Order Stochastic Learning Algorithm for Neural Network Training. Neurocomputing, vol. 186, 2016, pp. 74–89, https://doi.org/10.1016/j.neucom.2015.12.076

310- Al-Bulushi N I, et al. Artificial Neural Networks Workflow and Its Application in the Petroleum Industry. Neural Computing and Applications, vol. 21, no. 3, 2010, pp. 409–421, https://doi.org/10.1007/s00521-010-0501-6

311- Weiss William W, et al. How Artificial Intelligence Methods Can Forecast Oil Production. All Days, 2002, https://doi.org/10.2118/75143-ms

312- Ma Xin, Zhibin Liu. Predicting the Oil Production Using the Novel Multivariate Nonlinear Model Based on Arps Decline Model and Kernel Method. Neural Computing and Applications, vol. 29, no. 2, 2016, pp. 579–591, https://doi.org/10.1007/s00521-016-2721-x

313- Khaksar Manshad Abbas, et al. Application of Artificial Neural Network–Particle Swarm Optimization Algorithm for Prediction of Gas Condensate Dew Point Pressure and Comparison with Gaussian Processes Regression–Particle Swarm Optimization Algorithm. Journal of Energy Resources Technology, vol. 138, no. 3, 2016, https://doi.org/10.1115/1.4032226

314- AlAjmi D, et al. Profiling Downhole Casing Integrity Using Artificial Intelligence. SPE Digital Energy Conference and Exhibition, 2015, https://doi.org/10.2118/173422-ms

315- Elkatatny Salaheldin, et al. Real Time Prediction of Drilling Fluid Rheological Properties Using Artificial Neural Networks Visible Mathematical Model (White Box). Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 146, 2016, pp. 1202–1210, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.021

316- Abdelgawad Khaled, et al. Real Time Determination of Rheological Properties of Spud Drilling Fluids Using a Hybrid Artificial Intelligence Technique. All Days, 2018, https://doi.org/10.2118/192257-ms

317- Agwu Okorie E, et al. Artificial Intelligence Techniques and Their Applications in Drilling Fluid Engineering: A Review. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 167, 2018, pp. 300–315, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.04.019

318- Sayadi A, et al. A Comparative Study on the Application of Various Artificial Neural Networks to Simultaneous Prediction of Rock Fragmentation and Backbreak. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, vol. 5, no. 4, 2013, pp. 318–324, https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2013.05.007

319- Mohamad E Tonnizam, et al. Rock Strength Estimation: A PSO-Based BP Approach. Neural Computing and Applications, vol. 30, no. 5, 2016, pp. 1635–1646, https://doi.org/10.1007/s00521-016-2728-3

320- Elkatatny S, et al. An Integrated Approach for Estimating Static Young's Modulus Using Artificial Intelligence Tools. Neural Computing and Applications, vol. 31, no. 8, 2018, pp. 4123–4135, https://doi.org/10.1007/s00521-018-3344-1

321- E Salaheldin, et al. Development of New Mathematical Model for Compressional and Shear Sonic Times from Wireline Log Data Using Artificial Intelligence Neural Networks (White Box). Arabian Journal for Science and Engineering, vol. 43, no. 11, 2018, pp. 6375–6389, https://doi.org/10.1007/s13369-018-3094-5

322- Elkatatny Salaheldin, et al. Development of a New Correlation to Determine the Static Young's Modulus. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 8, no. 1, 2017, pp. 17–30, https://doi.org/10.1007/s13202-017-0316-4

323- Yu Jianbo. Online Tool Wear Prediction in Drilling Operations Using Selective Artificial Neural Network Ensemble Model. Neural Computing and Applications, vol. 20, no. 4, 2011, pp. 473–485, https://doi.org/10.1007/s00521-011-0539-0

324- Bhatnagar A, Manoj Khandelwal. An Intelligent Approach to Evaluate Drilling Performance." Neural Computing and Applications, vol. 21, no. 4, 2010, pp. 763–770, https://doi.org/10.1007/s00521-010-0457-6

325- Wang Yanfang, Saeed Salehi. Application of Real-Time Field Data to Optimize Drilling Hydraulics Using Neural Network Approach. Journal of Energy Resources Technology, vol. 137, no. 6, 2015, https://doi.org/10.1115/1.4030847

326- Ashrafi Seyed Babak, et al. Application of Hybrid Artificial Neural Networks for Predicting Rate of Penetration (ROP): A Case Study from Marun Oil Field. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 175, 2019, pp. 604–623, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.013

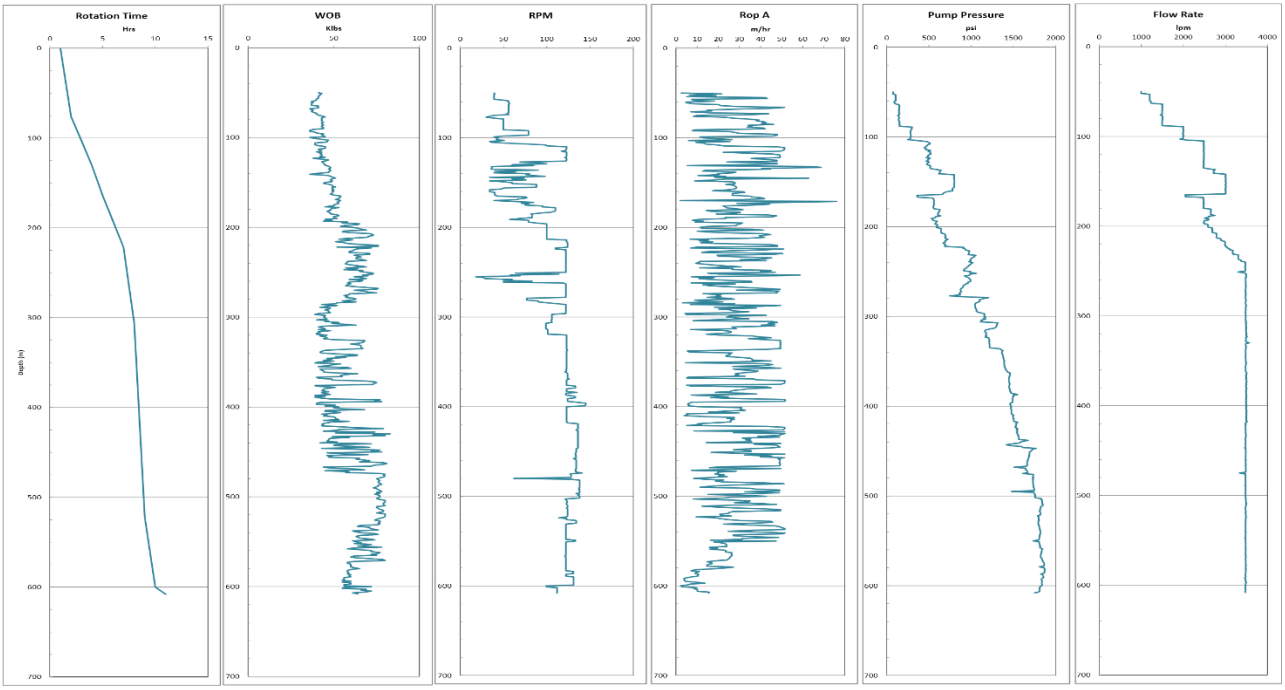
327- Barbosa Luís Felipe, et al. Machine Learning Methods Applied to Drilling Rate of Penetration Prediction and Optimization - A Review. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 183, 2019, p. 106332, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106332

328- Abbas Ahmed K, et al. Modeling Rate of Penetration for Deviated Wells Using Artificial Neural Network. OnePetro, 12 Nov. 2018, https://doi.org/10.2118/192875-MS

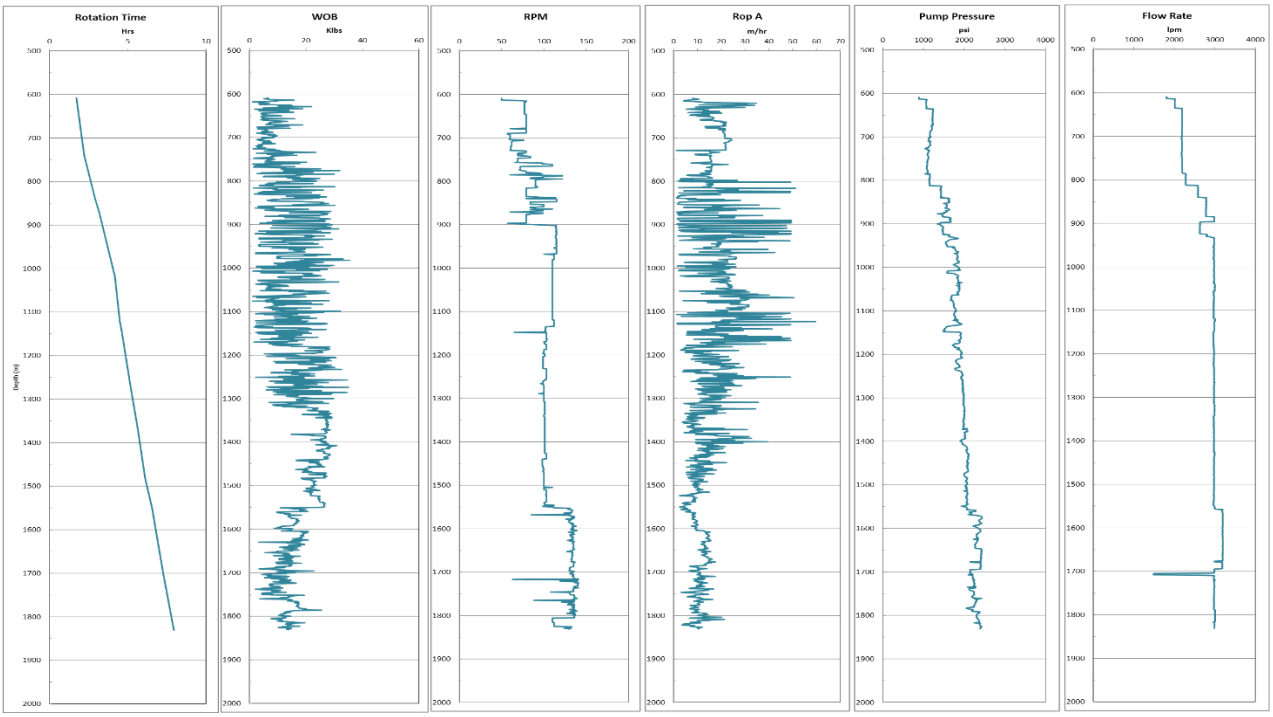
329- Moussa Tamer, et al. Development of New Permeability Formulation from Well Log Data Using Artificial Intelligence Approaches. Journal of Energy Resources Technology, vol. 140, no. 7, 2018, https://doi.org/10.1115/1.4039270

Anexa A

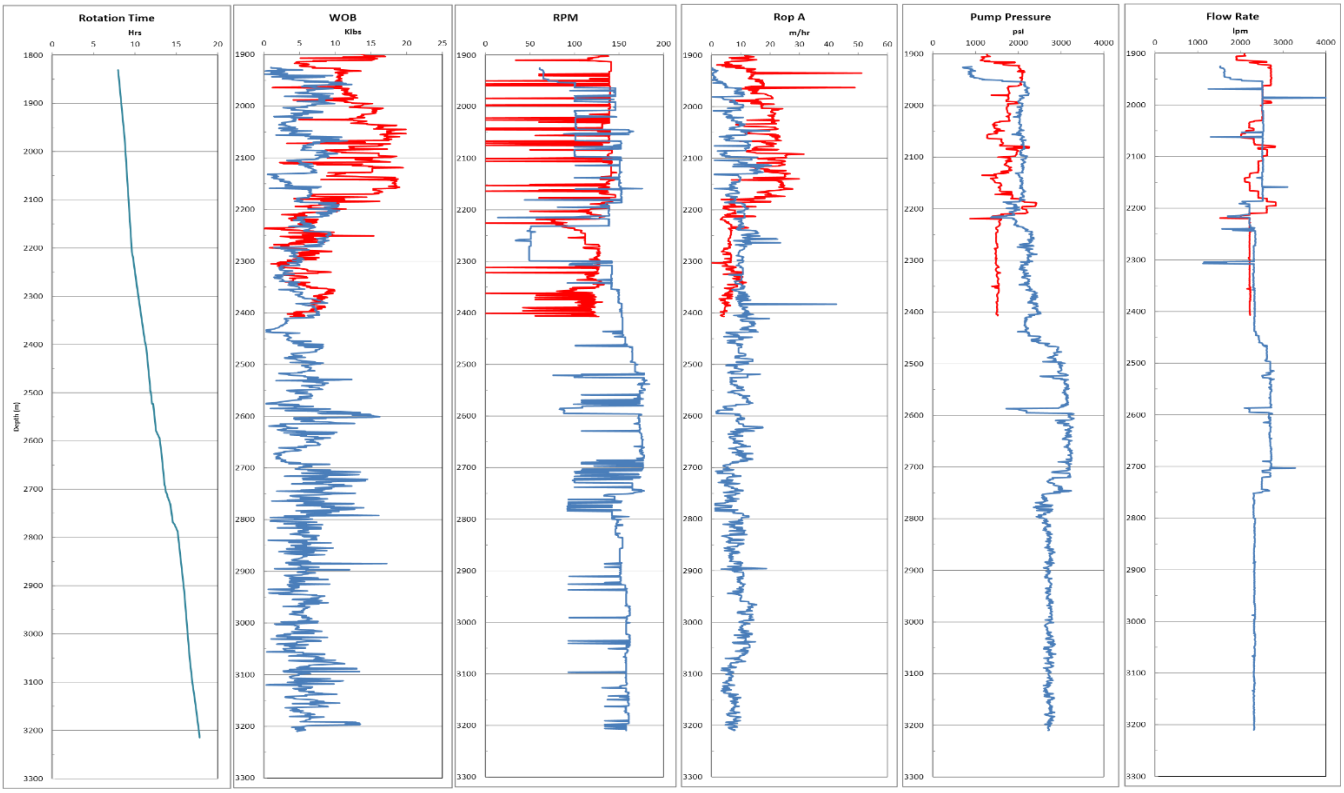
Sunt prezentate diagrame de date măsurate, utilizate în metodologia noastră (capitolul IV) pentru sondele ZB-288, ZB-290, ZB-295, ZB-311, ZB-349, ZB-367.



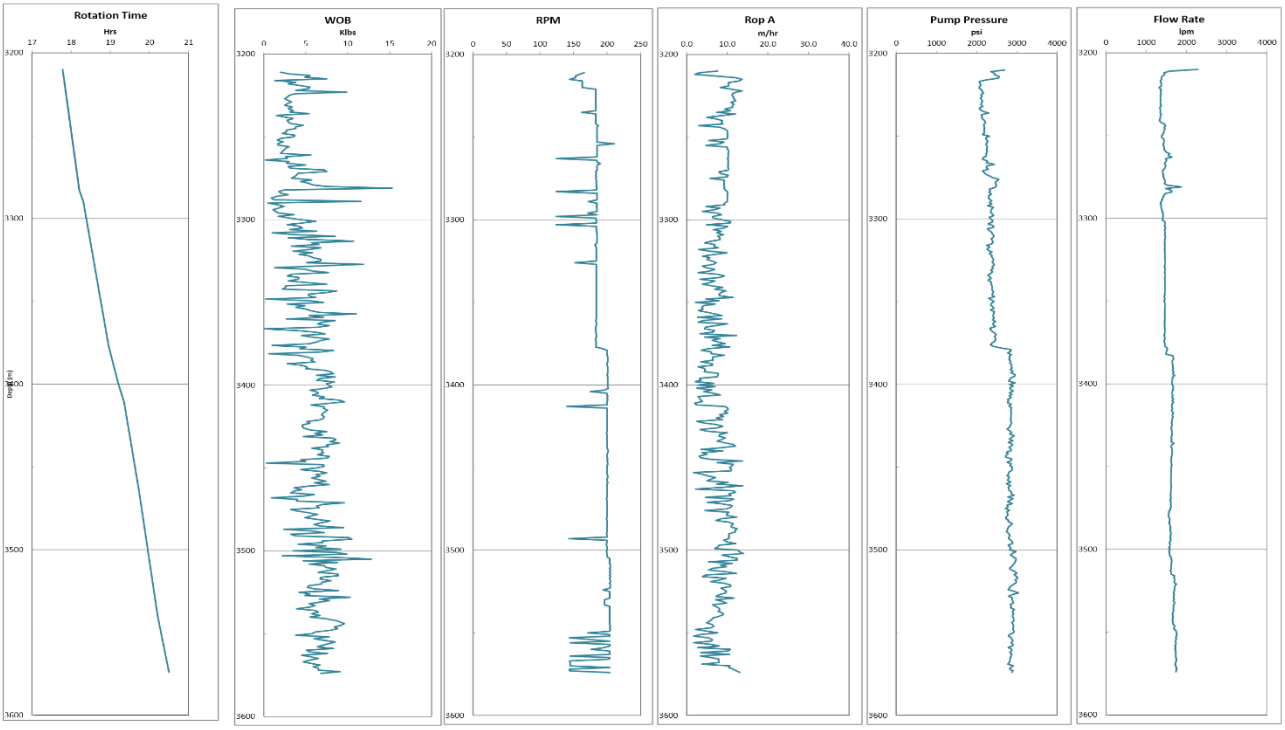
A1. ZB-288 23 in. *Performanțele sapei*



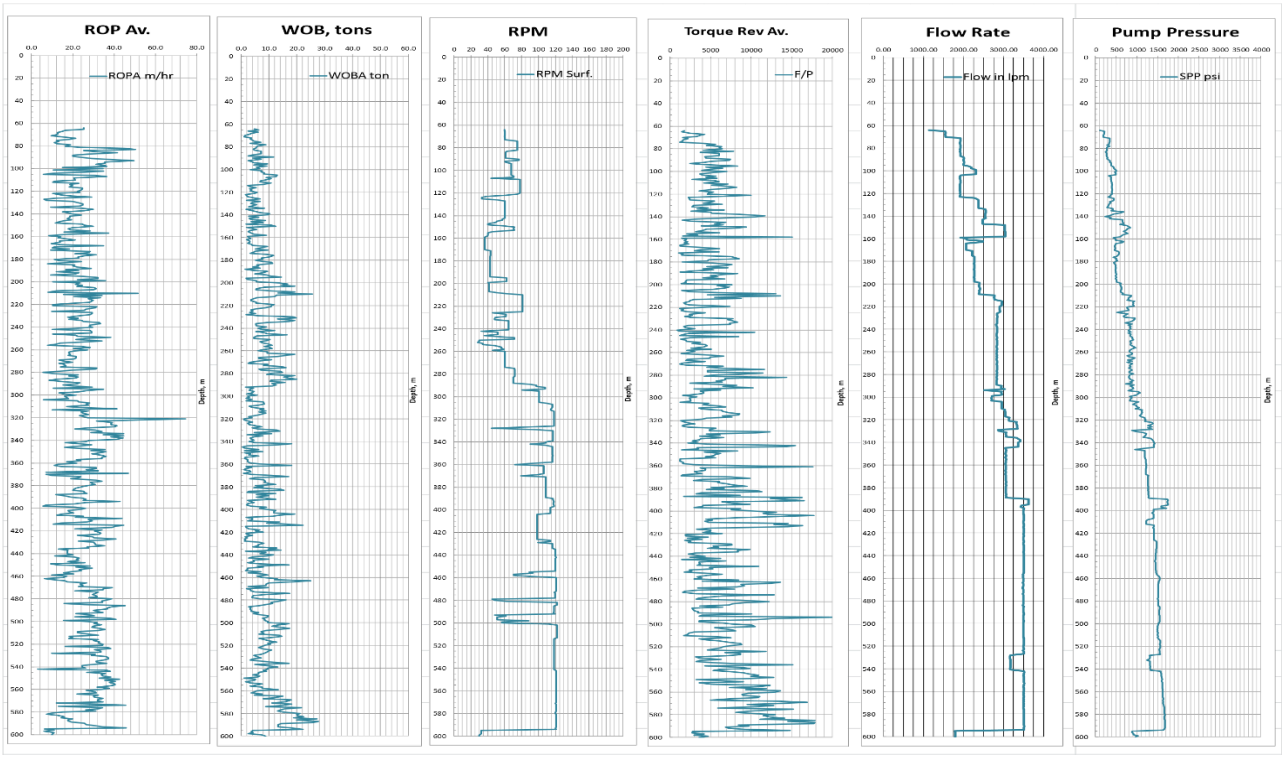
A2. ZB-288 17 ½ in. *Performanțele sapei*



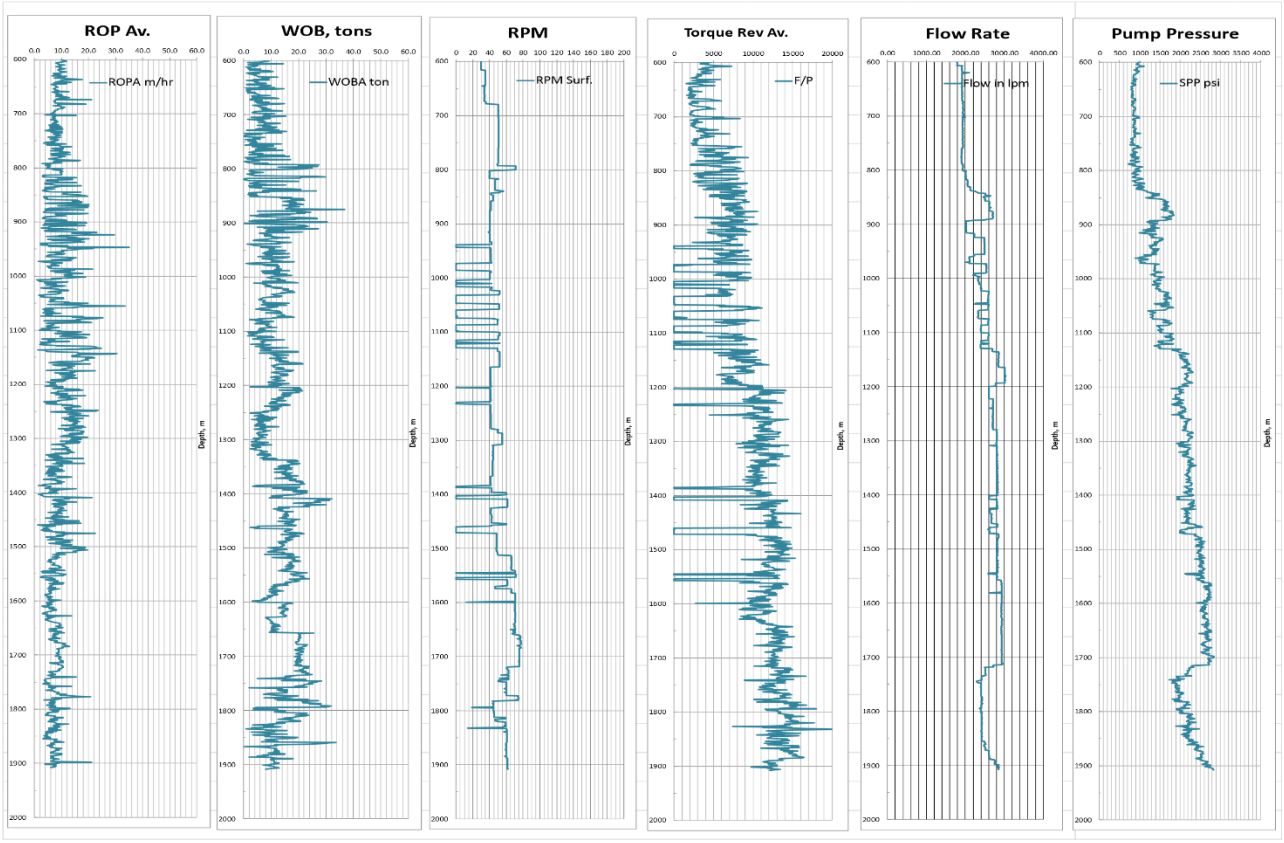
A3. ZB-288 12 ¼ in. ***Performanțele sapei***



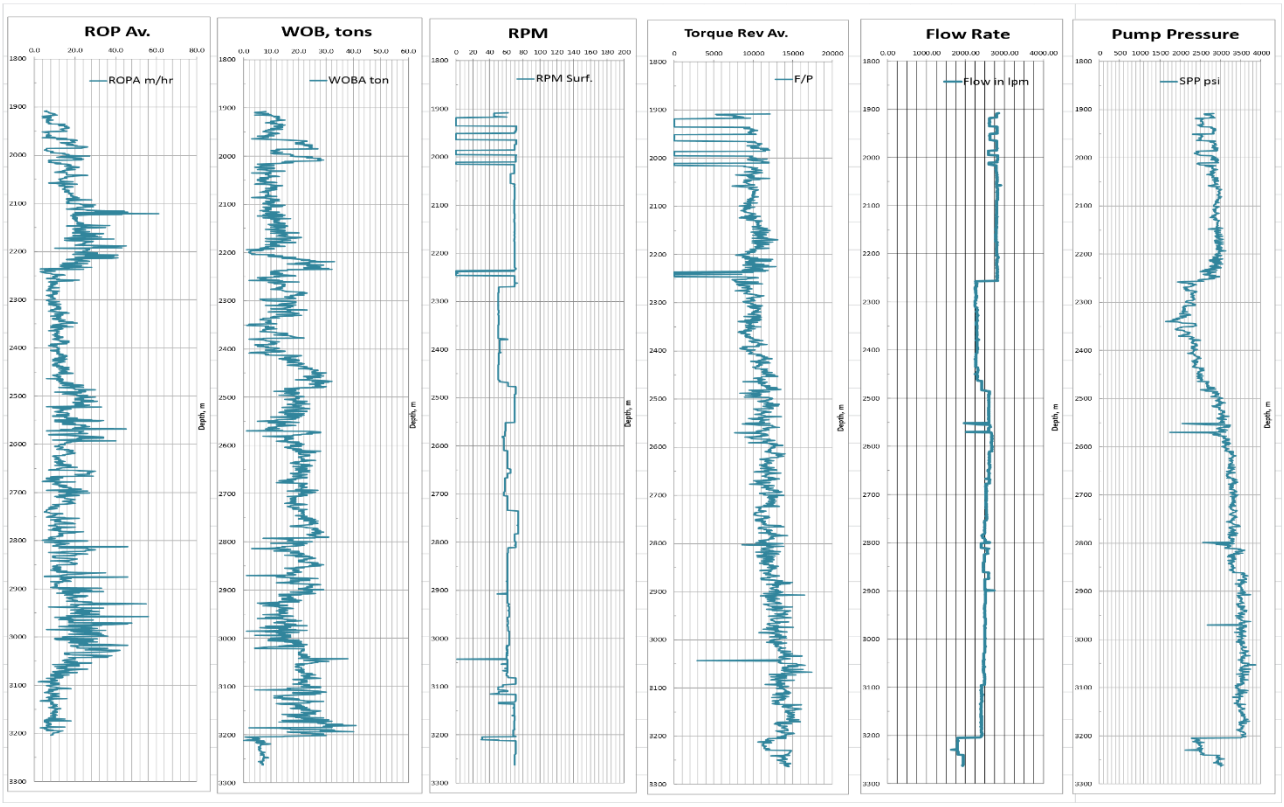
A4. ZB-288 8 ½ in. ***Performanțele sapei***



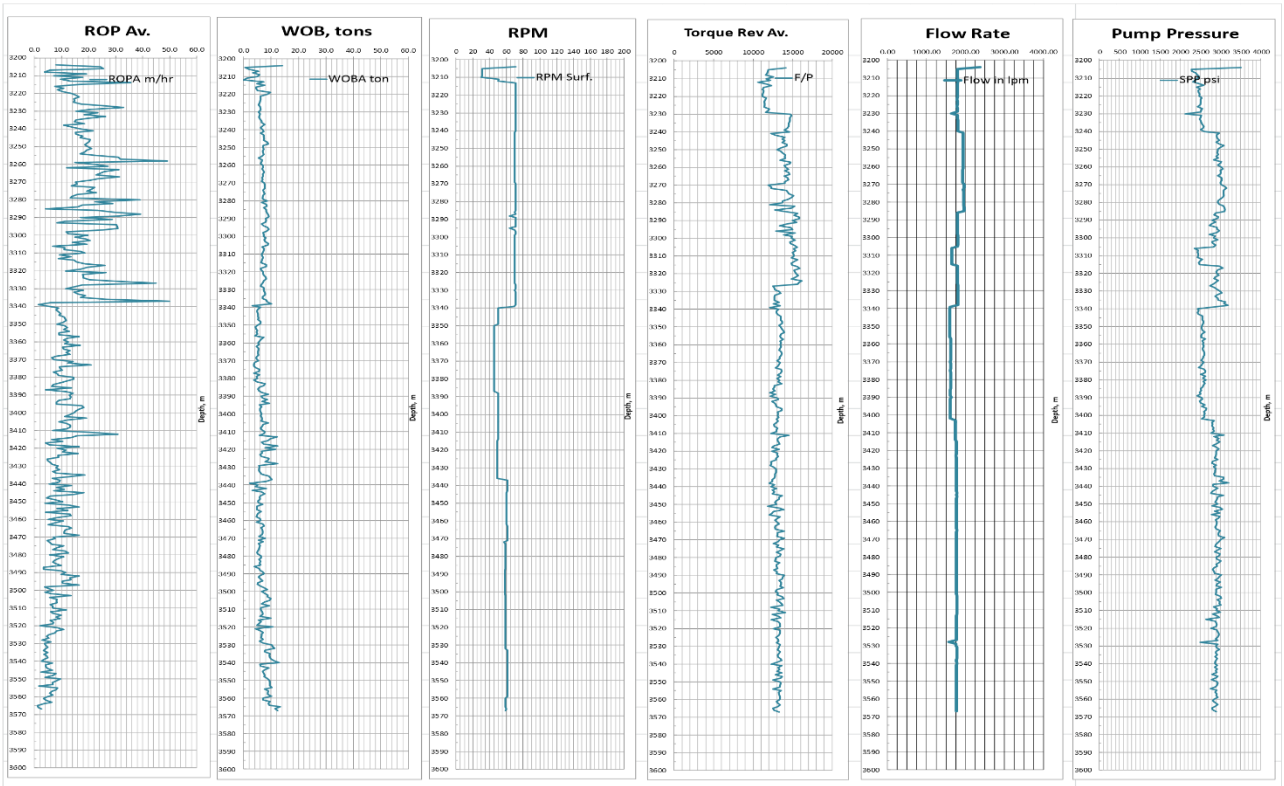
A5. ZB-290 23 in. *Performanțele sapei*



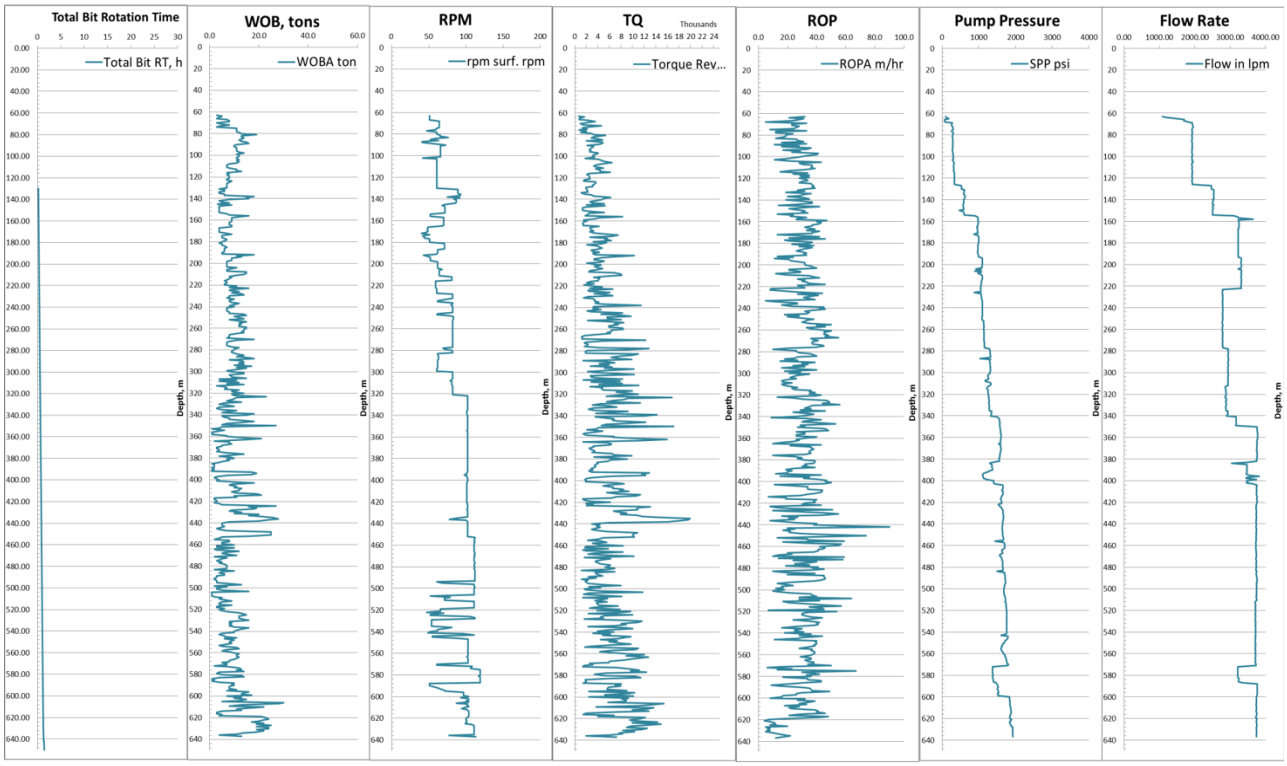
A6. ZB-290 17 ½ in. *Performanțele sapei*



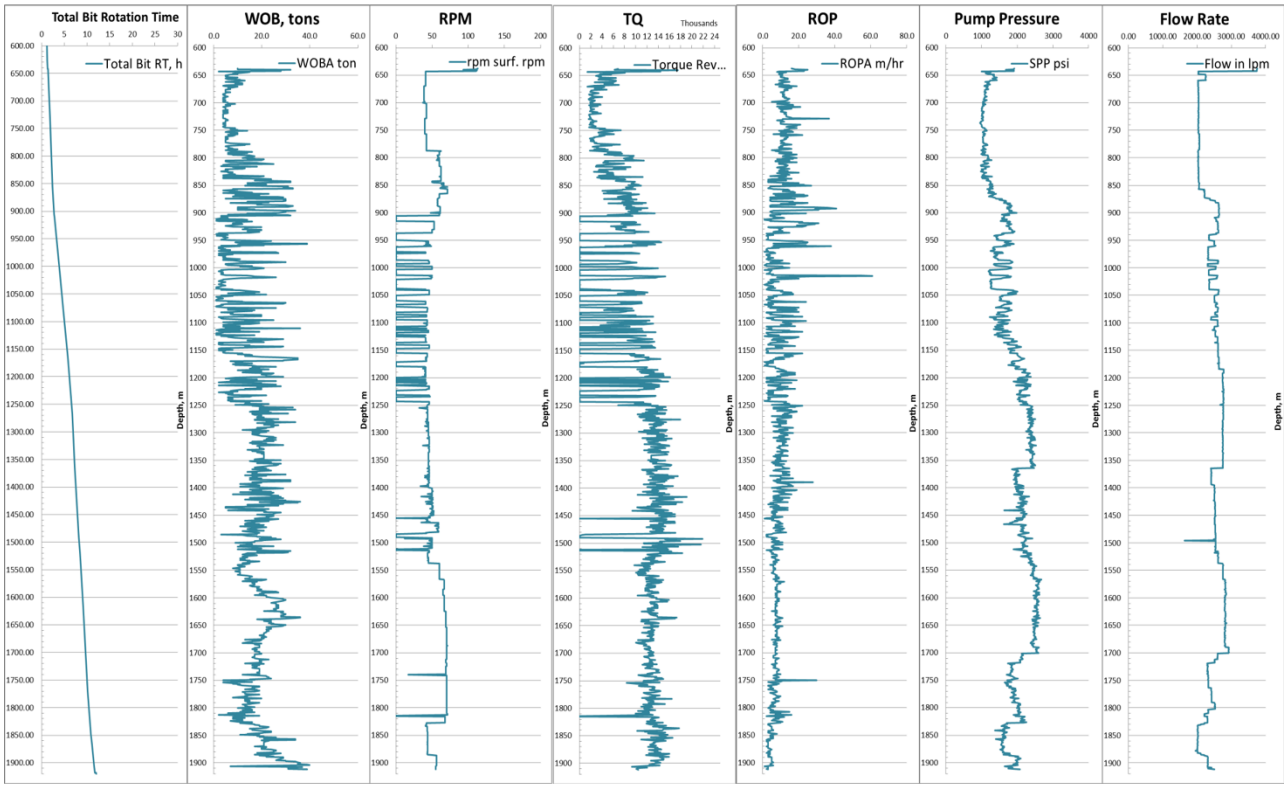
A7. ZB-290 12 ¼ in. ***Performanțele sapei***



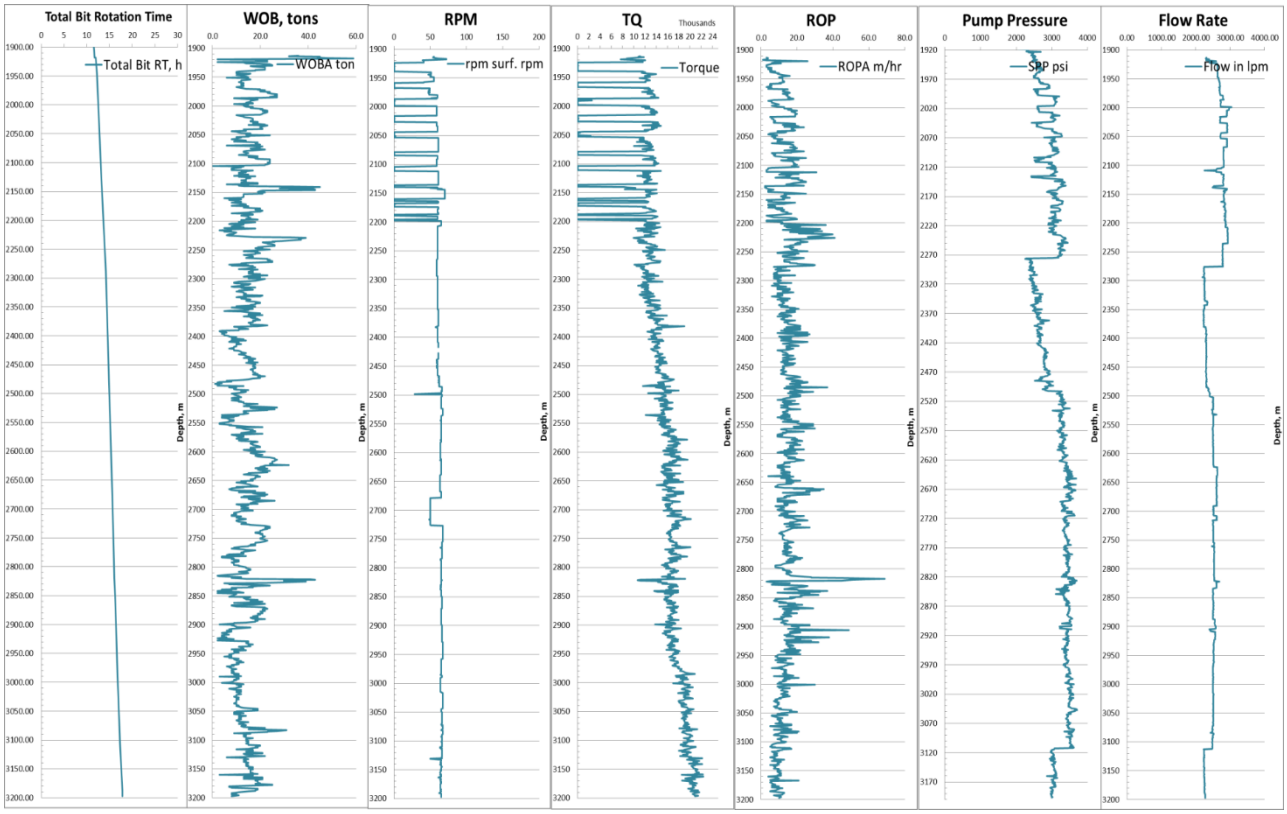
A8. ZB-290 8 ½ in. ***Performanțele sapei***



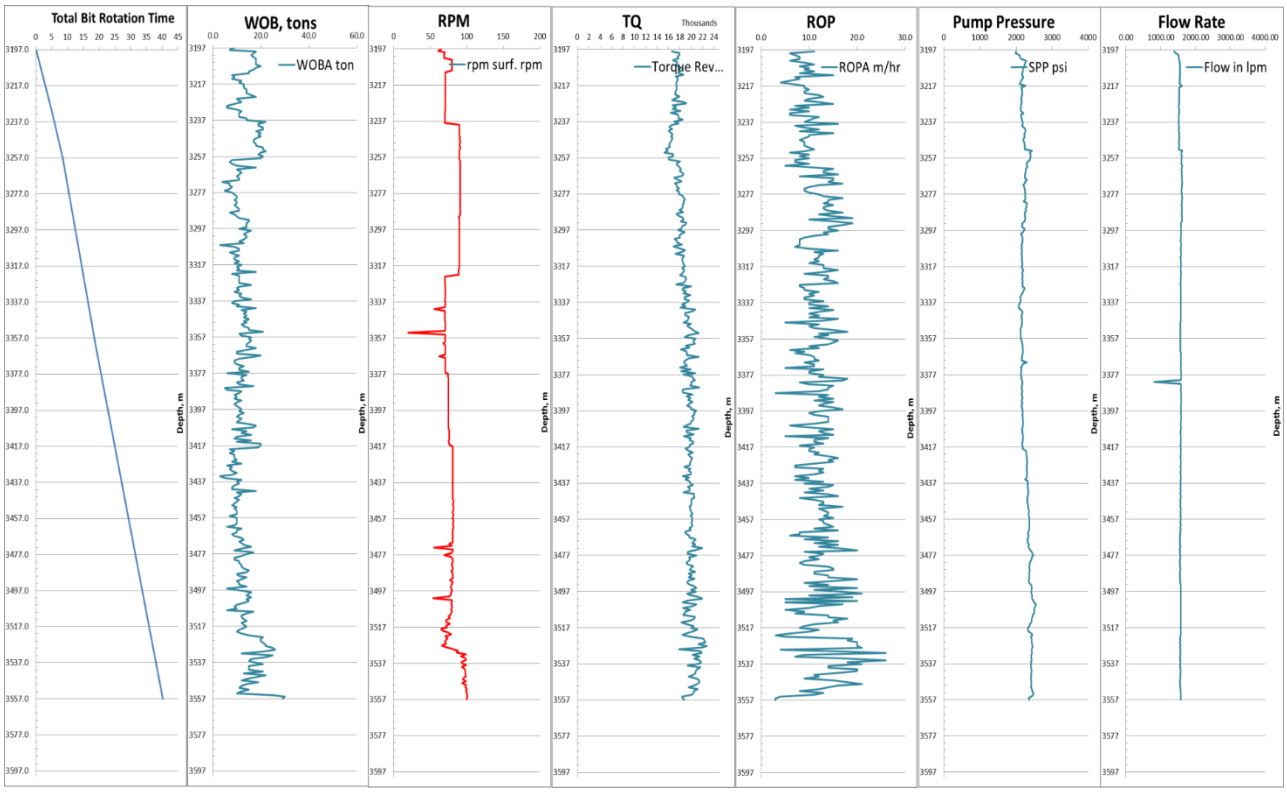
A9. ZB-295 23 in. ***Performanțele sapei***



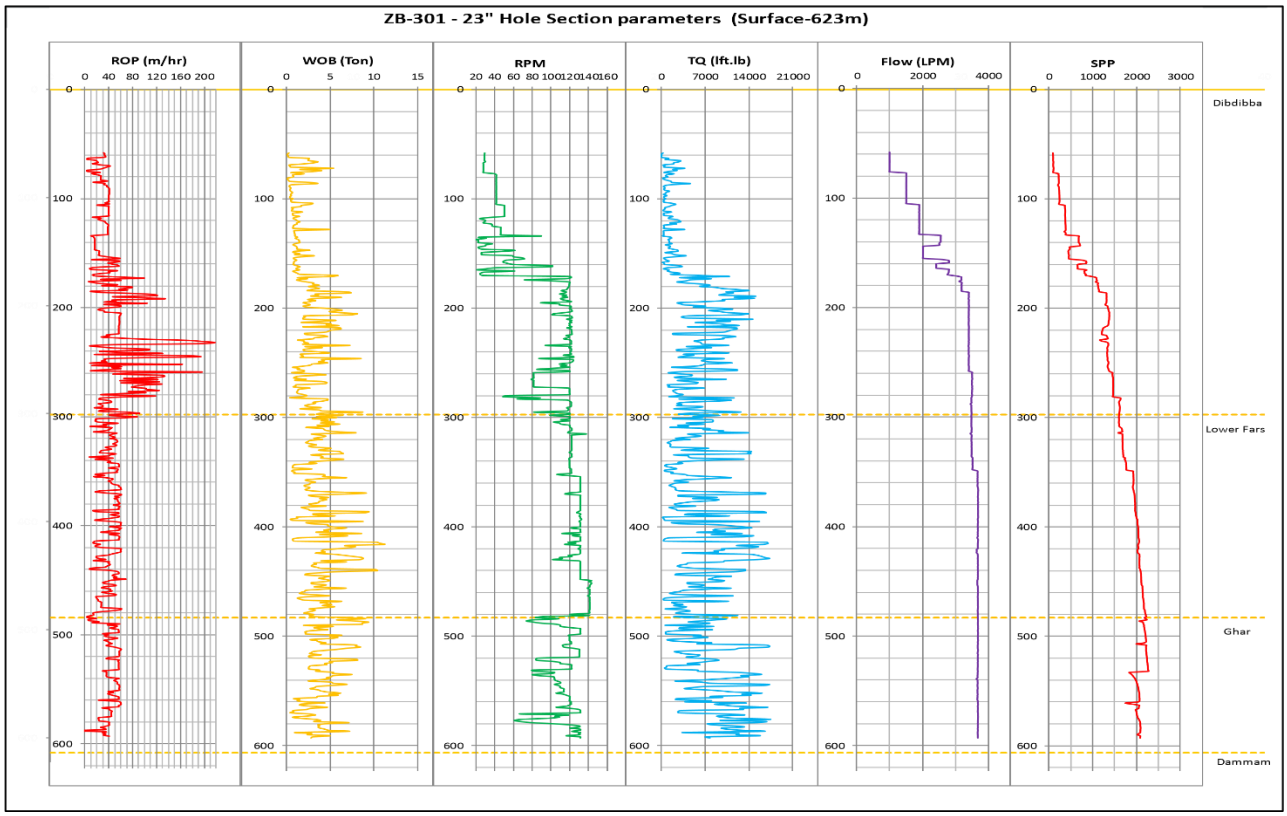
A10. ZB-295 17 ½ in. ***Performanțele sapei***



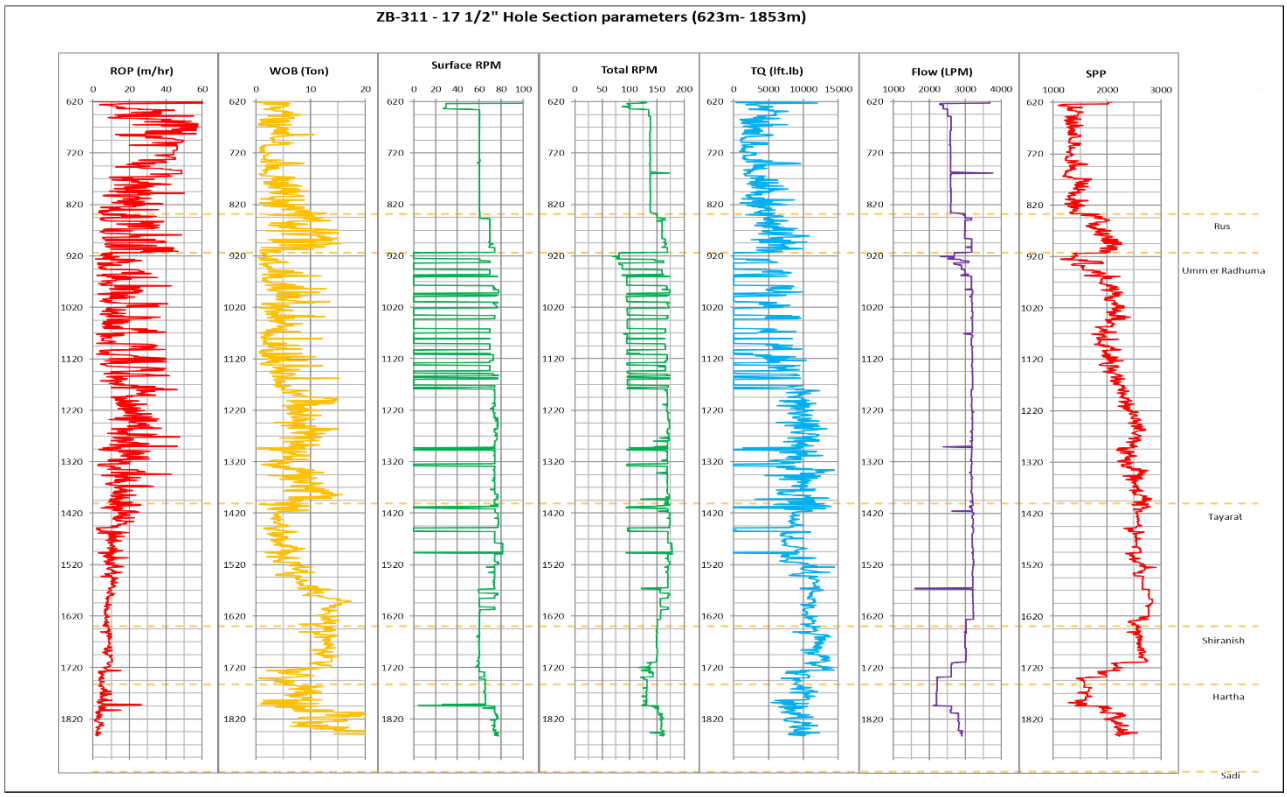
A11. ZB-295 12 ¼ in. ***Performanțele sapei***



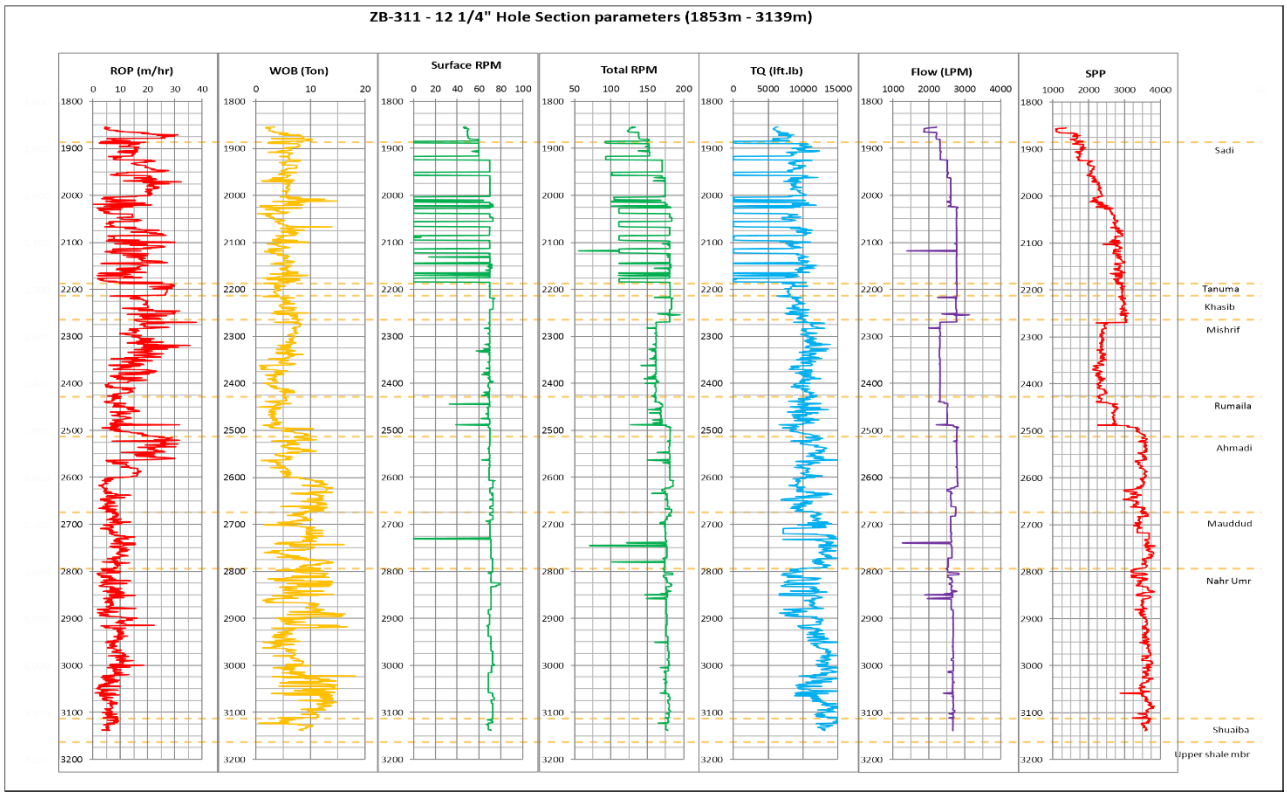
A12. ZB-295 8 ½ in. ***Performanțele sapei***



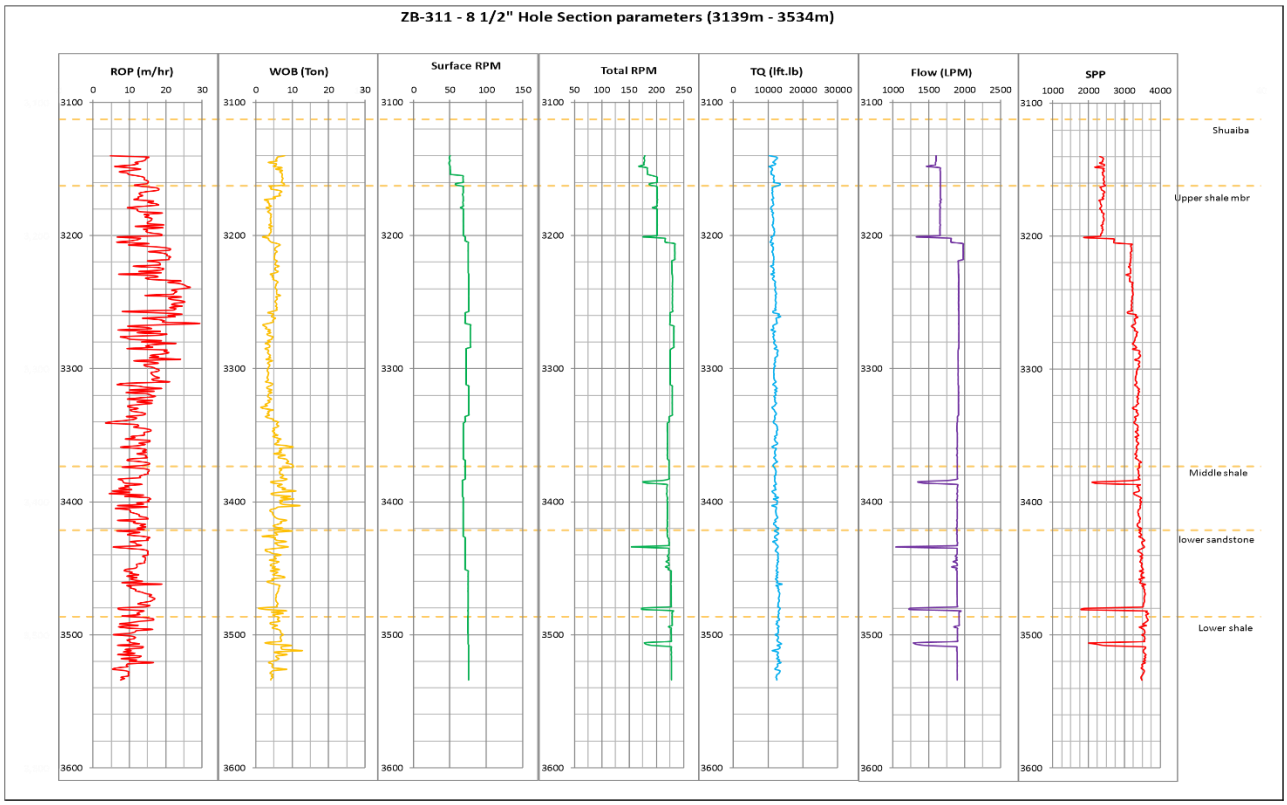
A13. ZB-311 23 in. *Performanțele sapei*



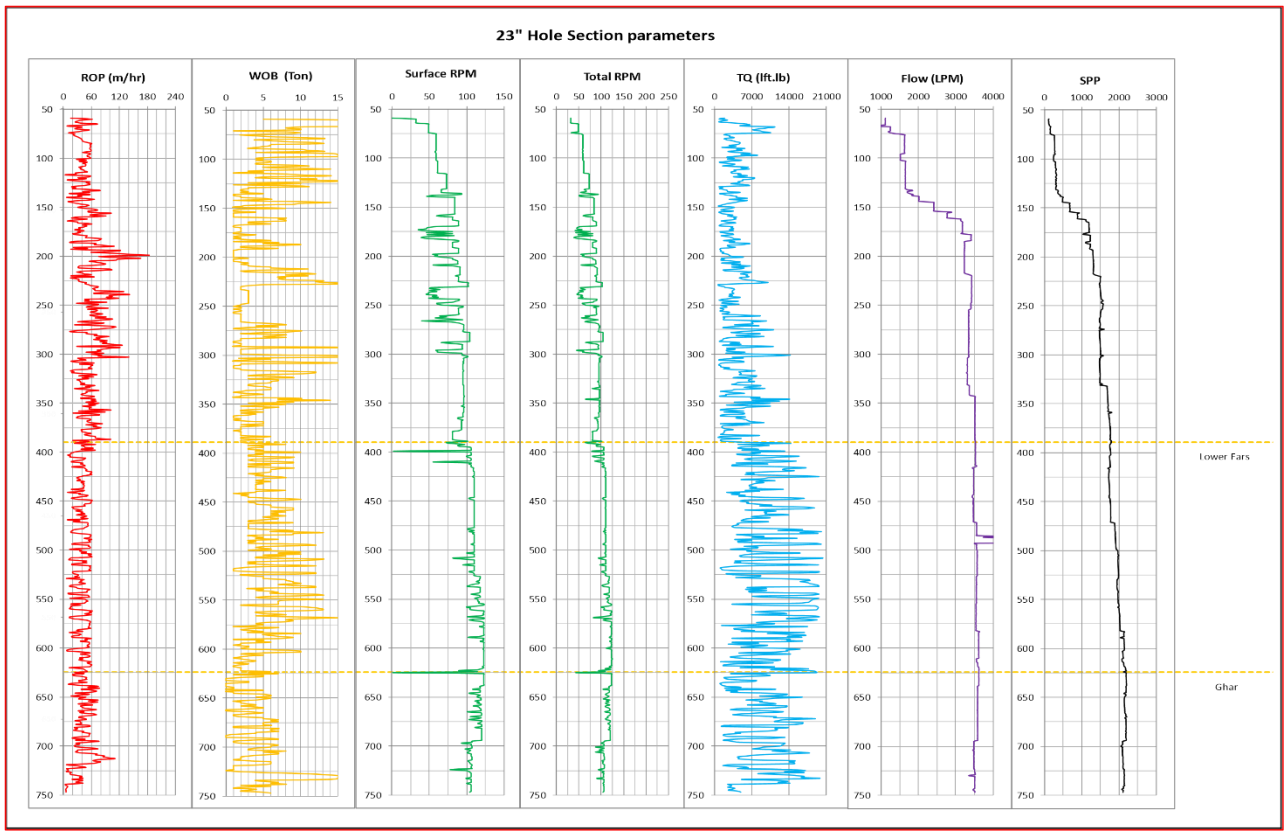
A14. ZB-311 17 ½ in. *Performanțele sapei*



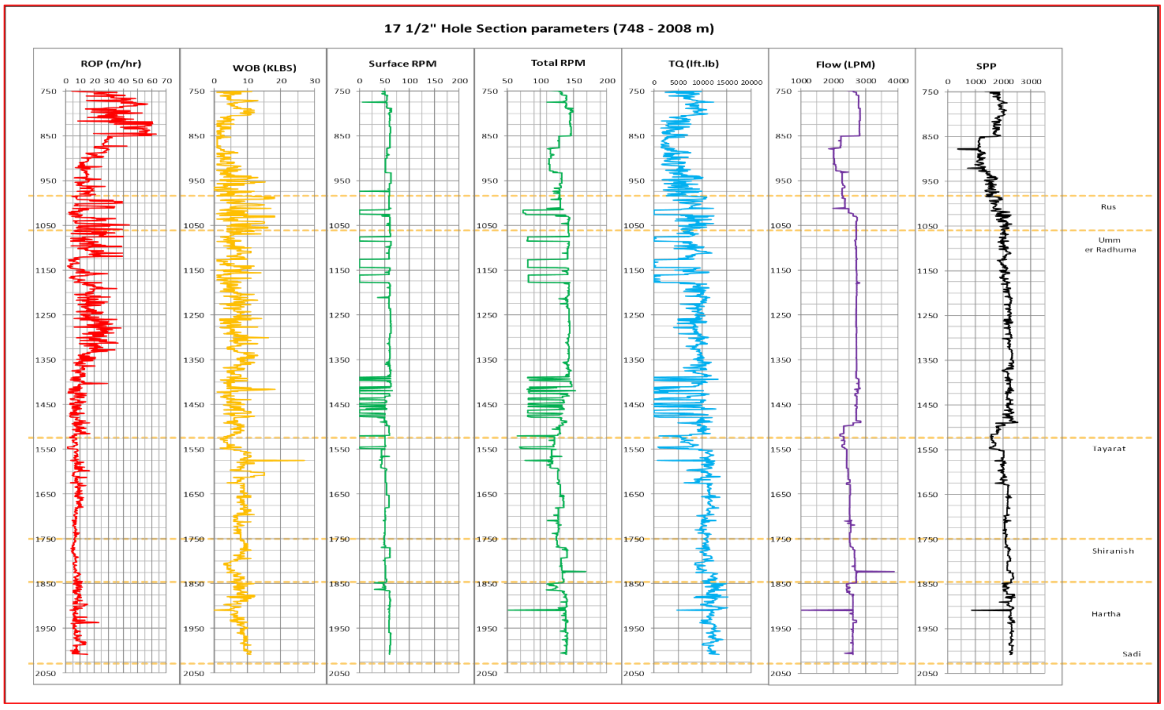
A15. ZB-311 12 ¼ in. *Performanțele sapei*



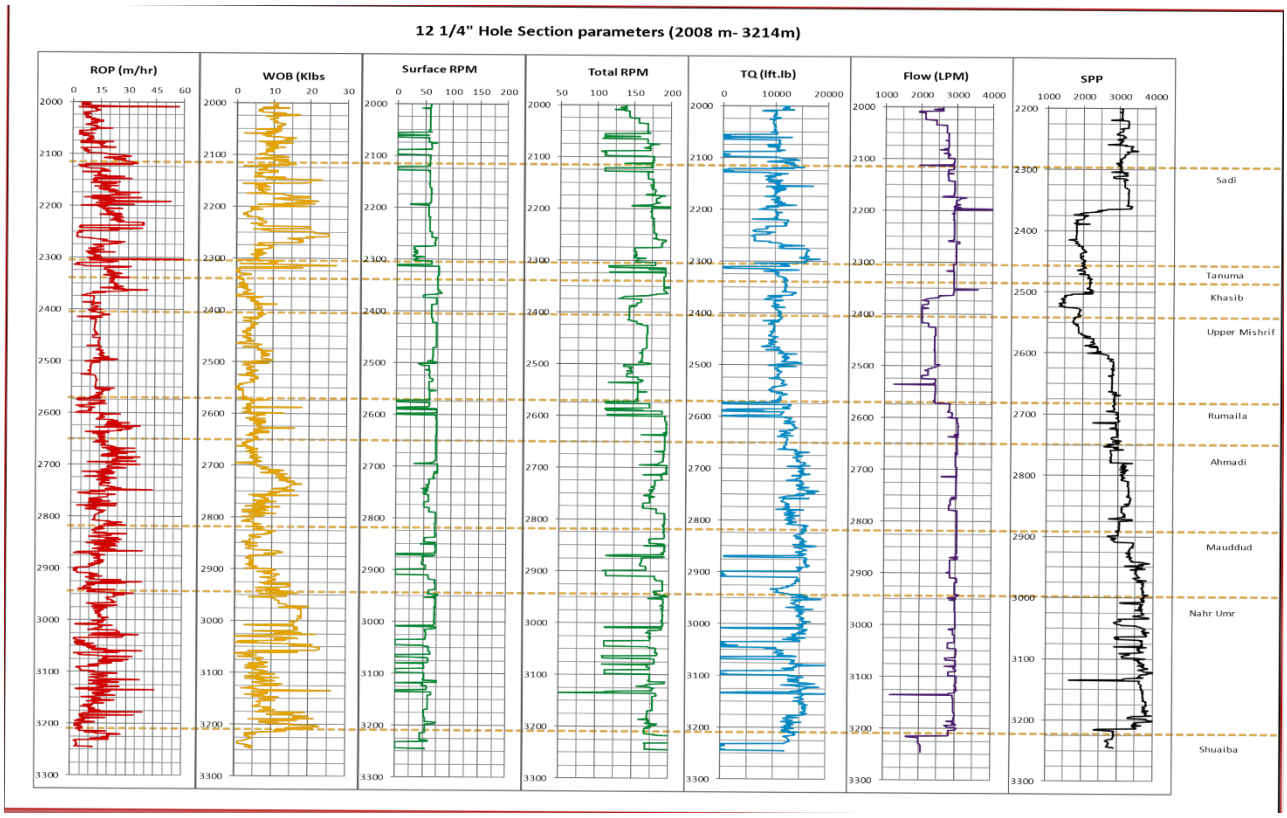
A16. ZB-311 8 ½ in. *Performanțele sapei*



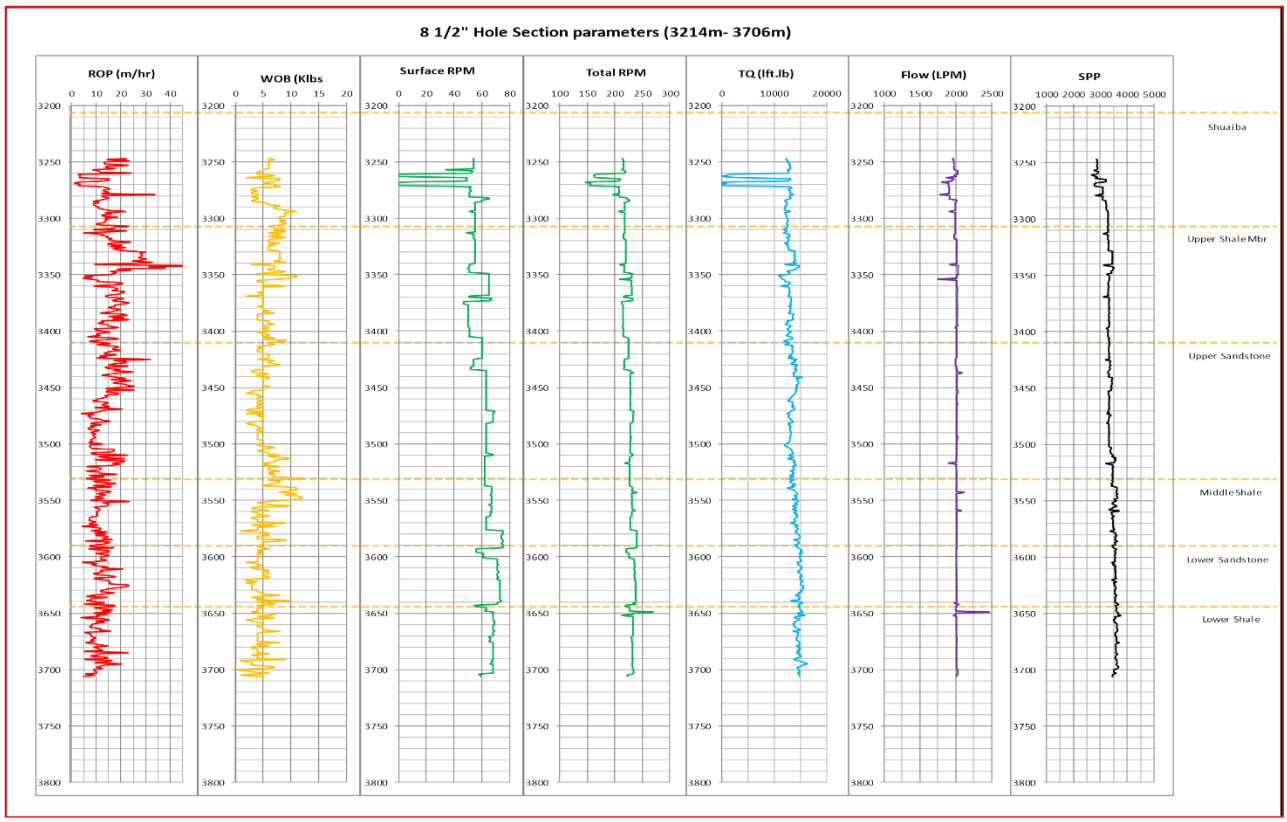
A17. ZB-349 23 in. *Performanțele sapei*



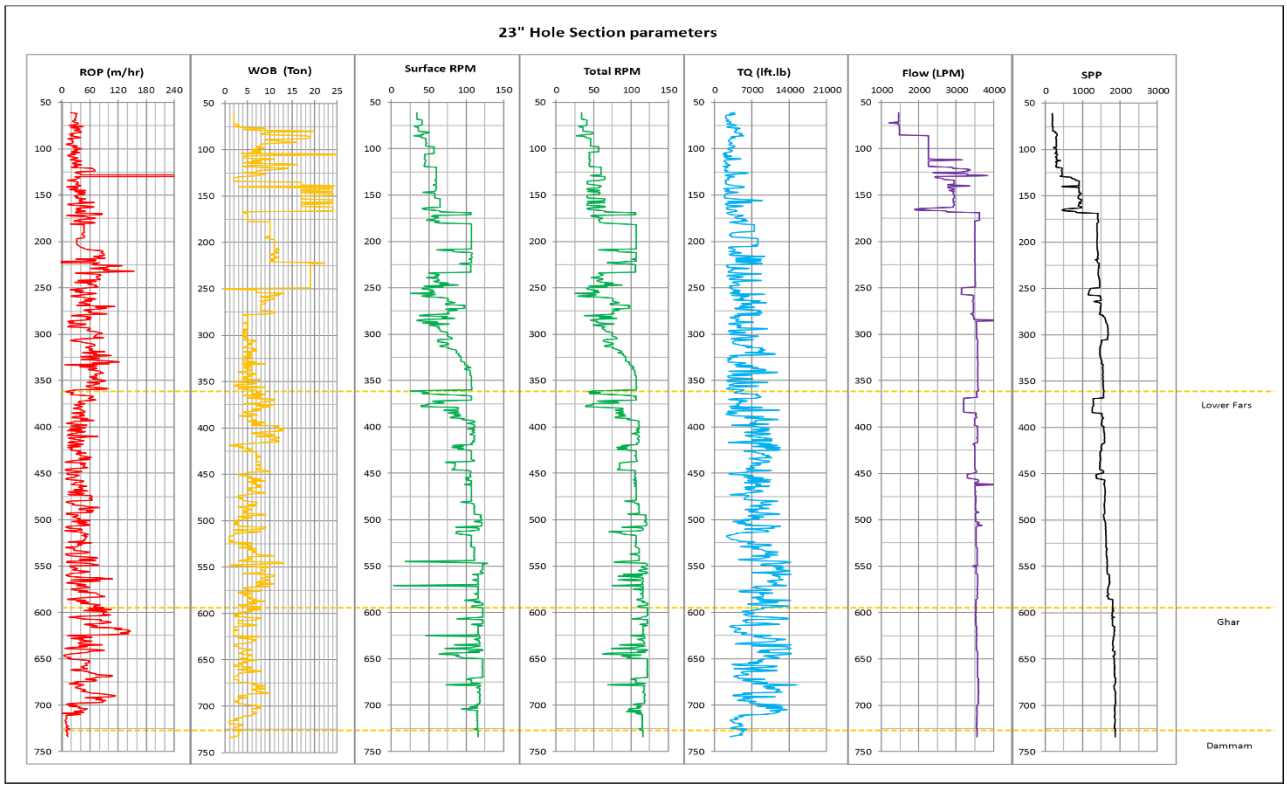
A18. ZB-349 17 ½ in. *Performanțele sapei*



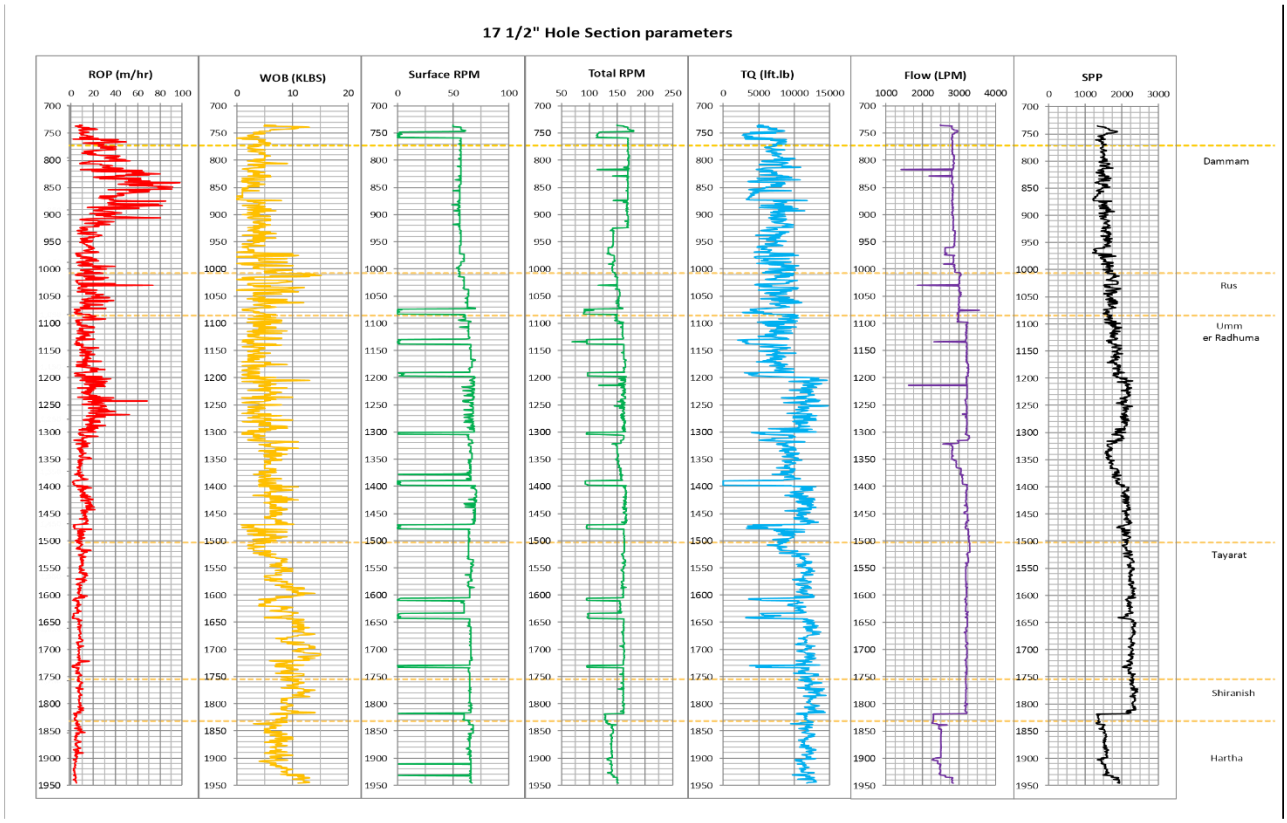
A19. ZB-349 12 ¼ in. *Performanțele sapei*



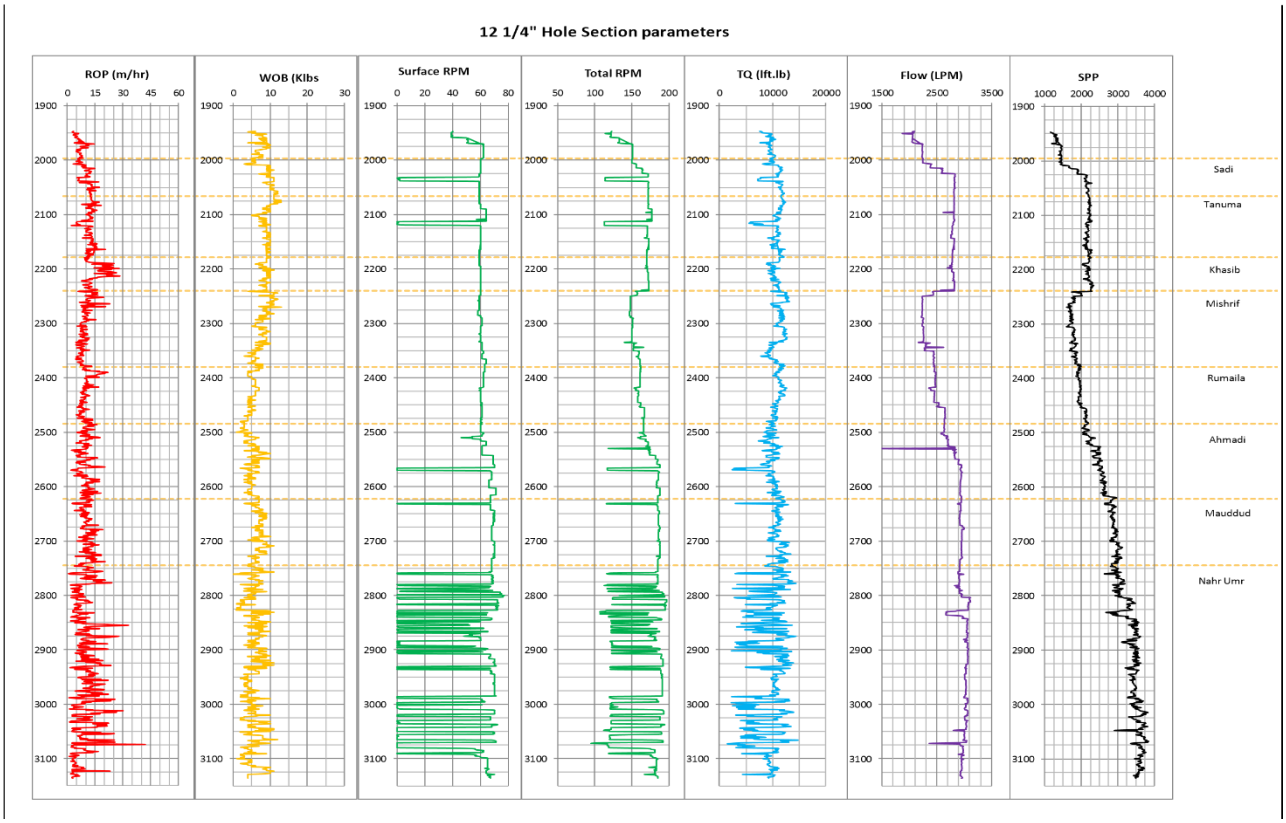
A20. ZB-349 8 ½ in. *Performanțele sapei*



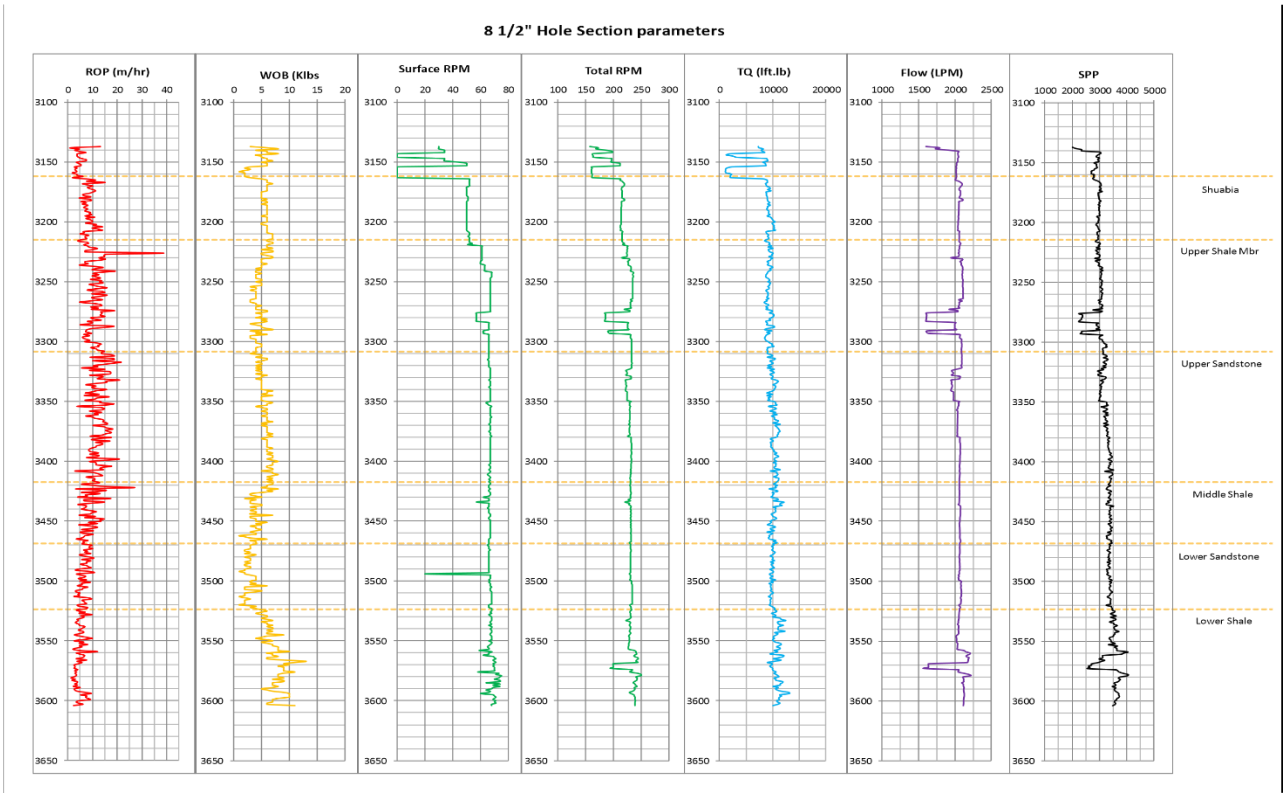
A21. ZB-367 23 in. *Performanțele sapei*



A22. ZB-369 17 ½ in. *Performanțele sapei*



A23. ZB-367 12 ¼ in. *Performanțele sapei*



A24. ZB-367 8 ½ in. *Performanțele sapei*

Anexa B

Sunt prezentate trei exemple de simulare folosind software-ul landmark (capitolul VI) pentru sondele A- ZB-288 Dir, B- ZB-398 Deviat , C- ZB-404 Vertical

A- ZB-288 (Direcțional)

1- Profilul și parametrii de sondă

Tabelul.1 **Date de la sonda ZB-288**

Cuplu & Tragere	
WOB (Apăsarea pe sapa)	5.5 tf
Greutatea blocului	680 tf
Sarcina la cirlig	589.67 tf cu 14 linii
Cuplu la sapa	(85,000 N-m)
Cuplu la suprafață	(85,000 N-m)
Introducere (Speed/Rpm)	140 Rpm
Extragere (Speed/Rpm)	190 Rpm
Sapa Rpm (Rotary on bottom)	165 Rpm
BHA Dinamic	
Debitul pompei (mud #5)	720 gpm
Viteza de pornire	140 Rpm
Viteza de sfarsit	190 Rpm
Creștere de viteză	2 Rpm

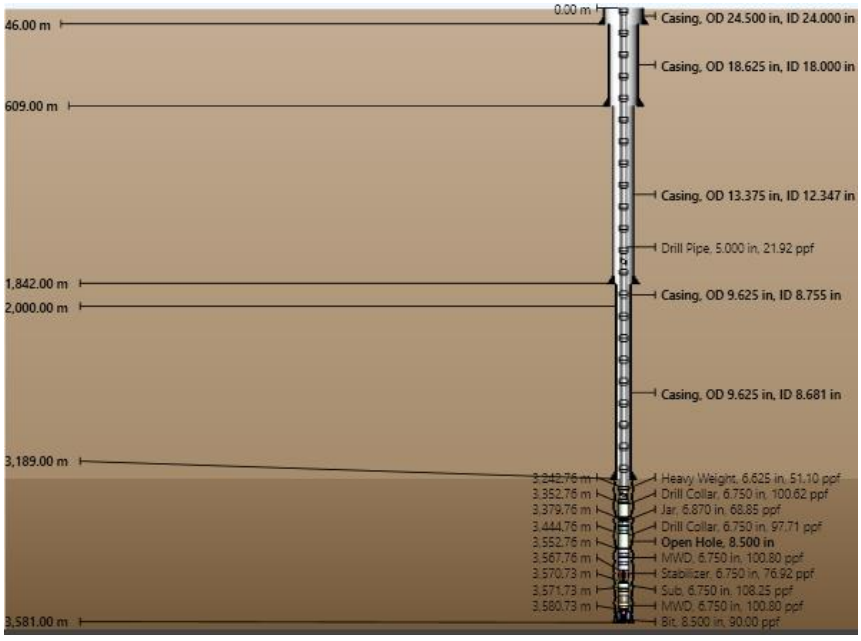


Fig.1. *Profilul de sondei ZB-288.*

Cuplu & tragere

a. Diagrame: parametri & adâncime

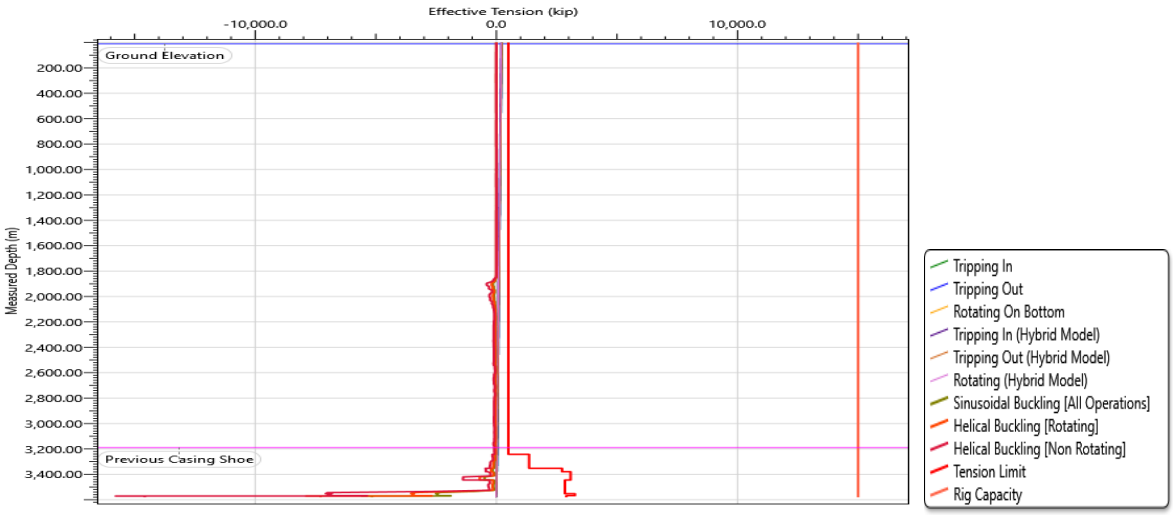


Fig.2. *Tensiune efectivă & adâncime*

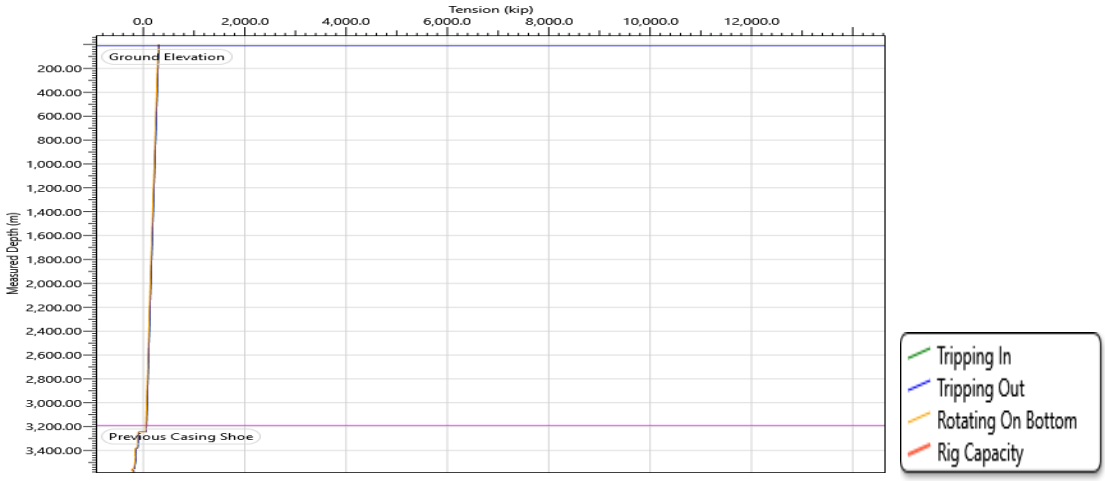


Fig.3. *Tensiune & adâncime.*

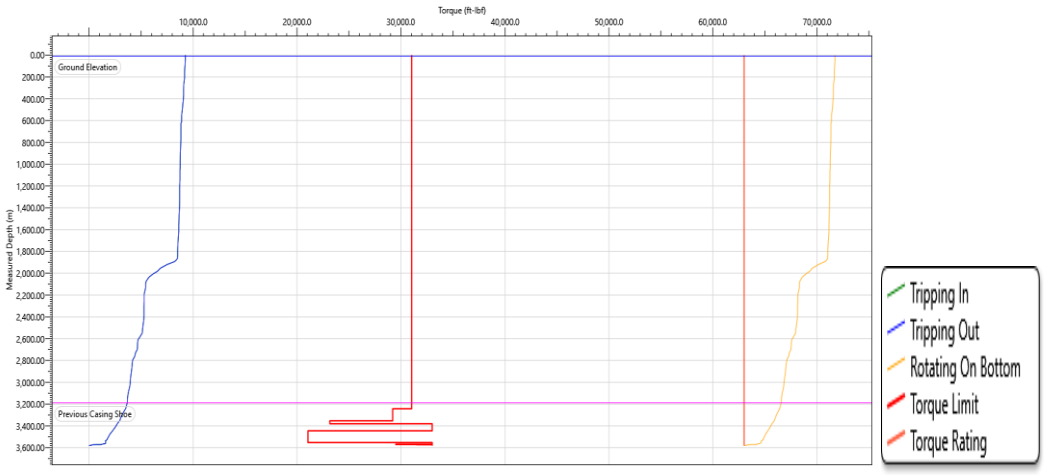


Fig.4. *Cuplu & adâncime*.

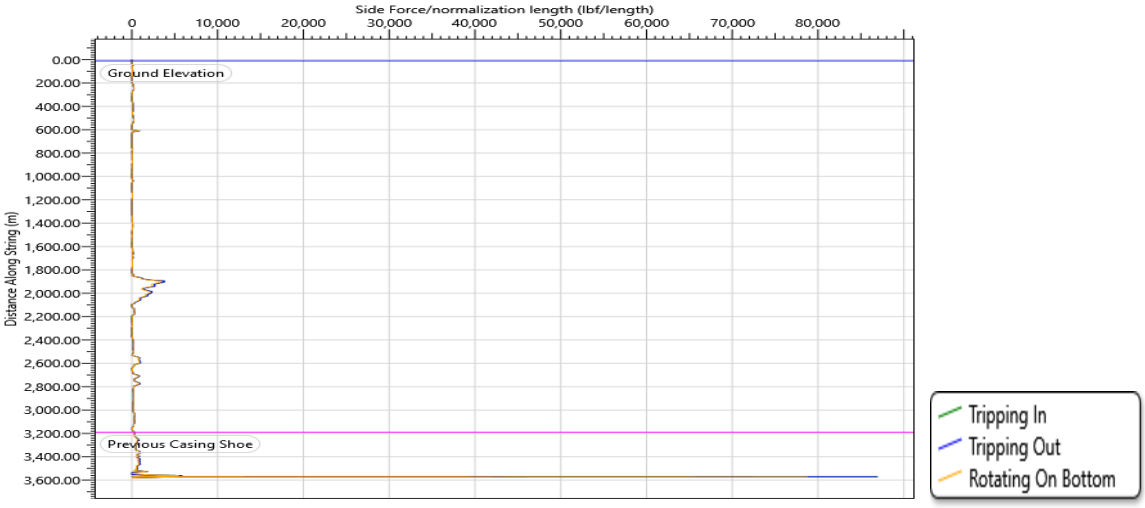


Fig.5. *Forță laterală & adâncime.*

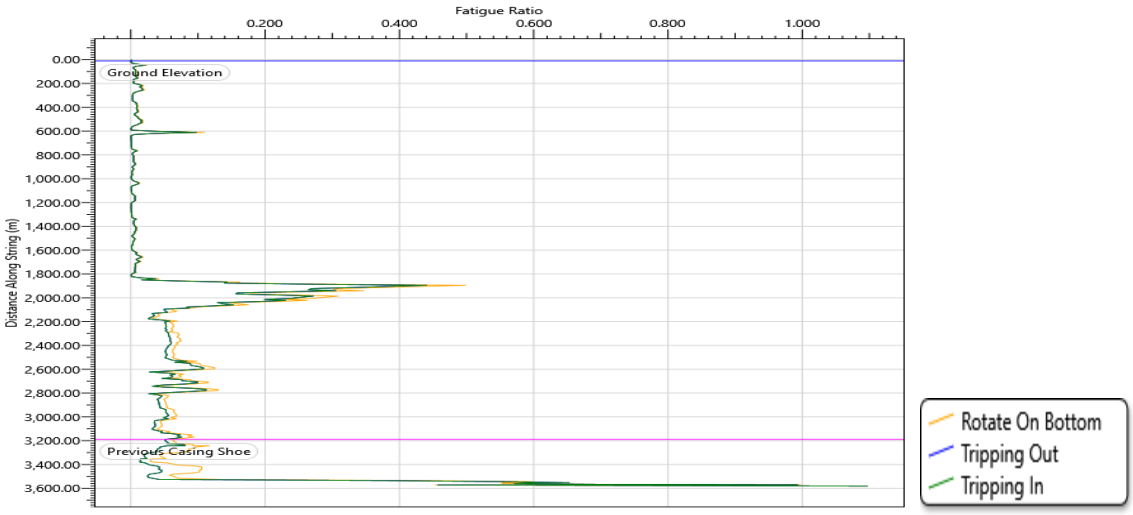


Fig.6. *Oboseală & adâncime.*

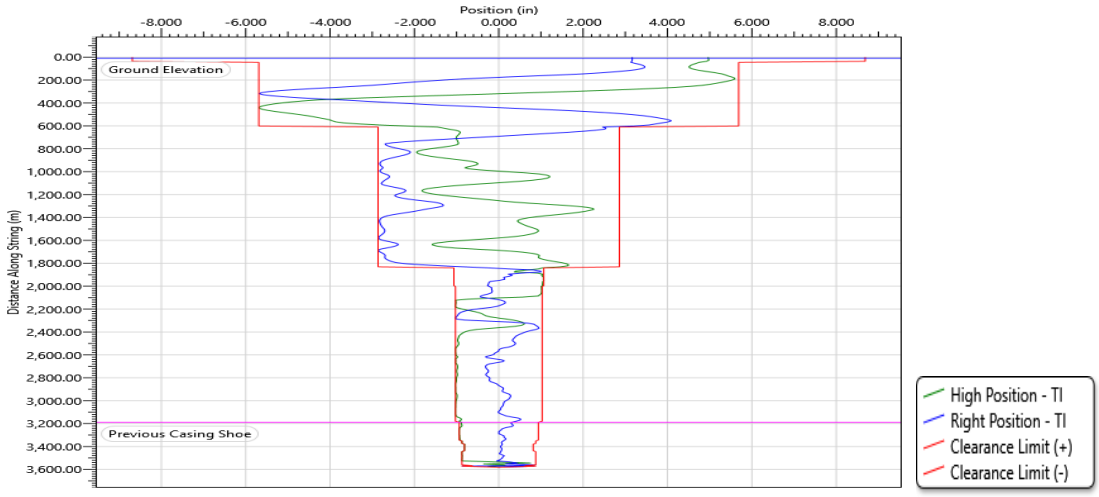


Fig.7. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (introducere).*

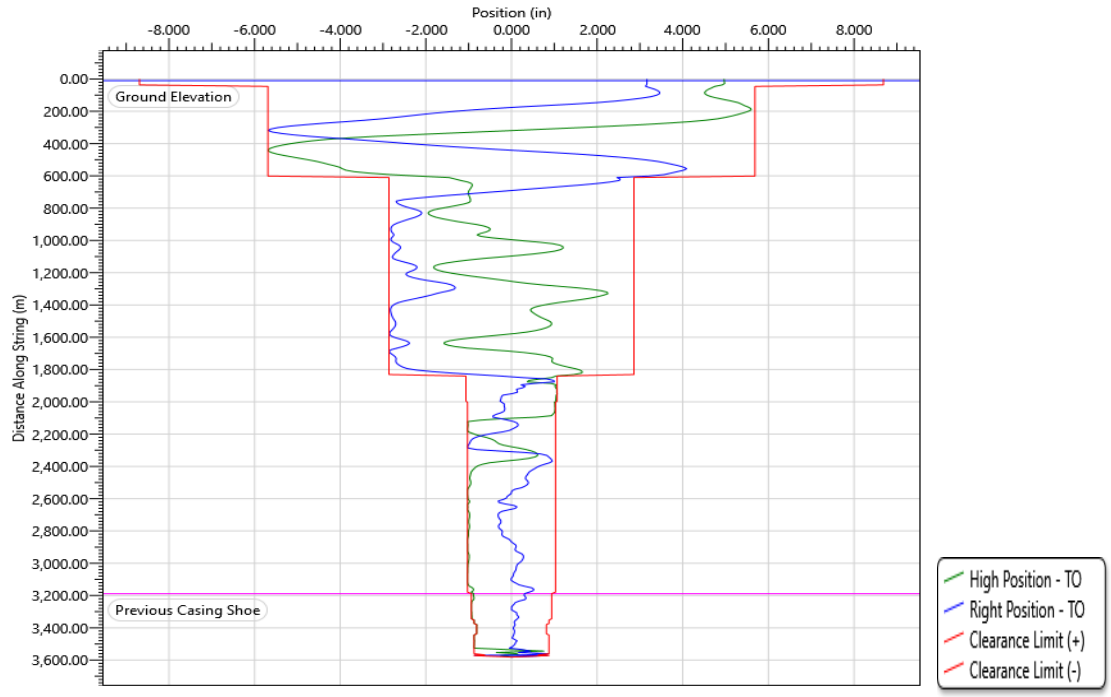


Fig.8. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (extragere).*

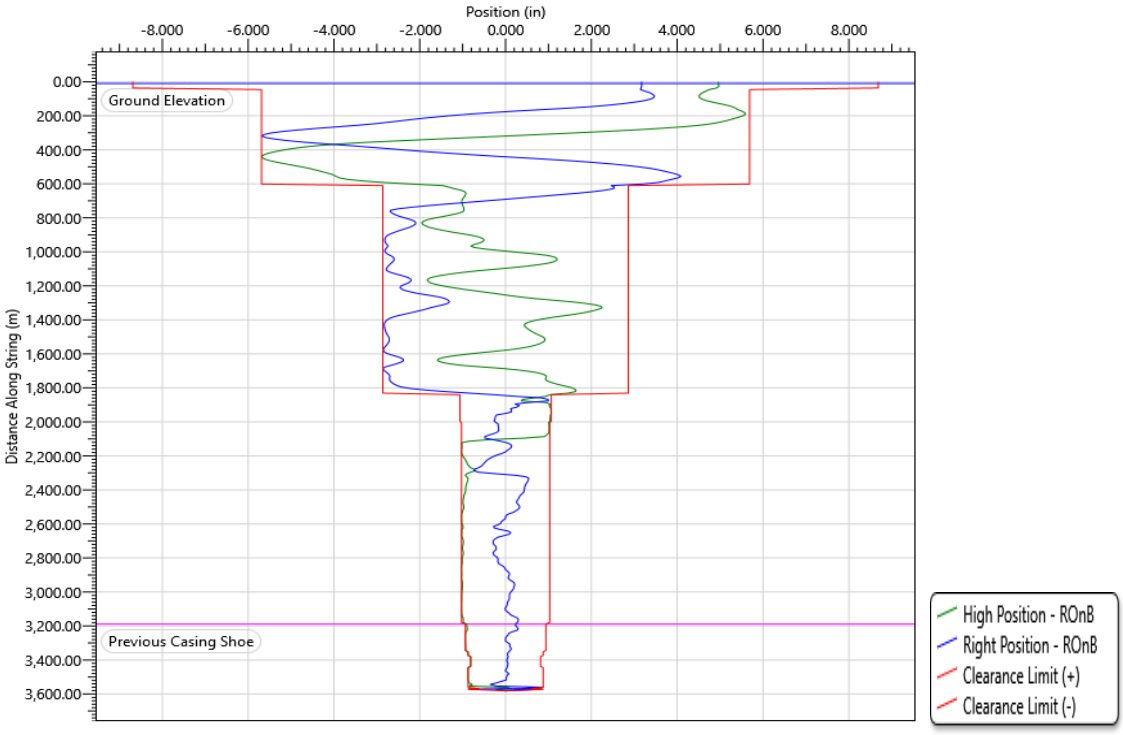


Fig.9. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (rotire la talpă).*

b. Diagrame de stres

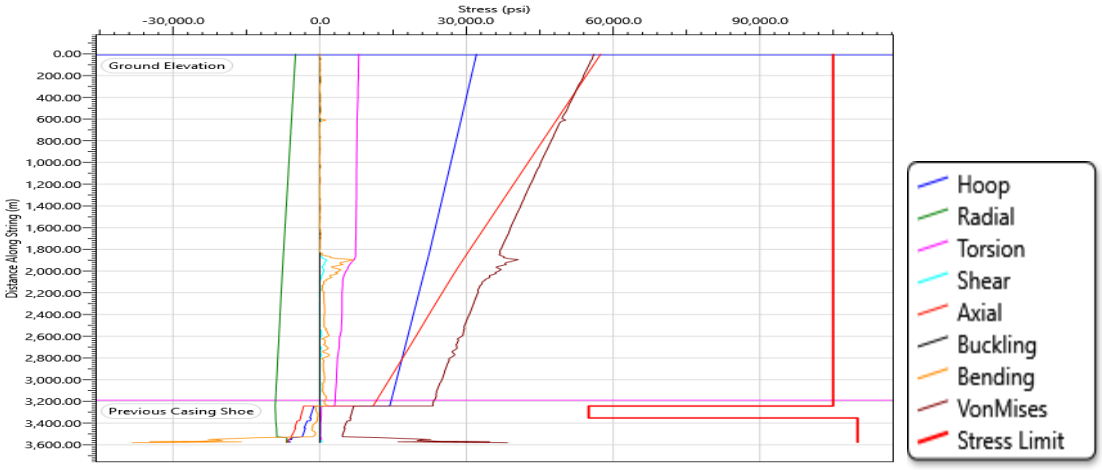


Fig.10. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (introducere).*

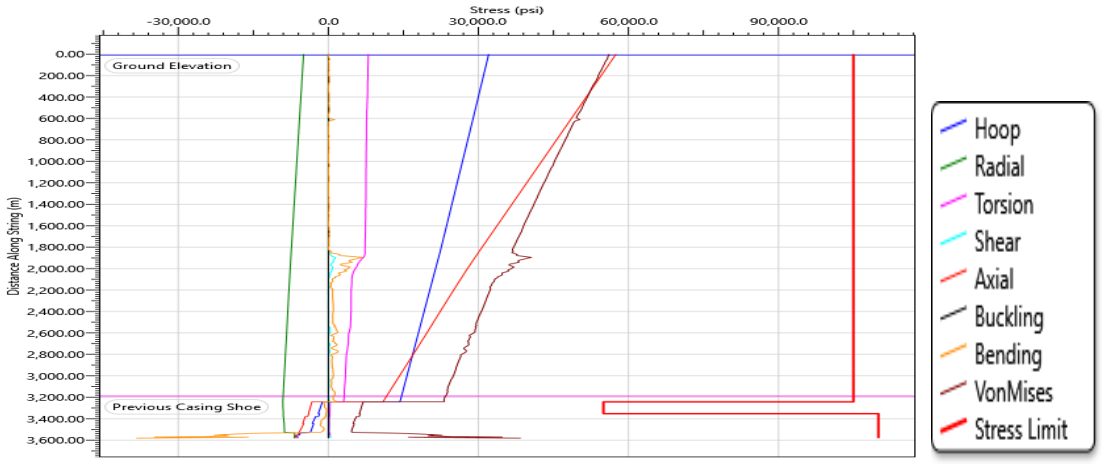


Fig.11. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (extragere).*

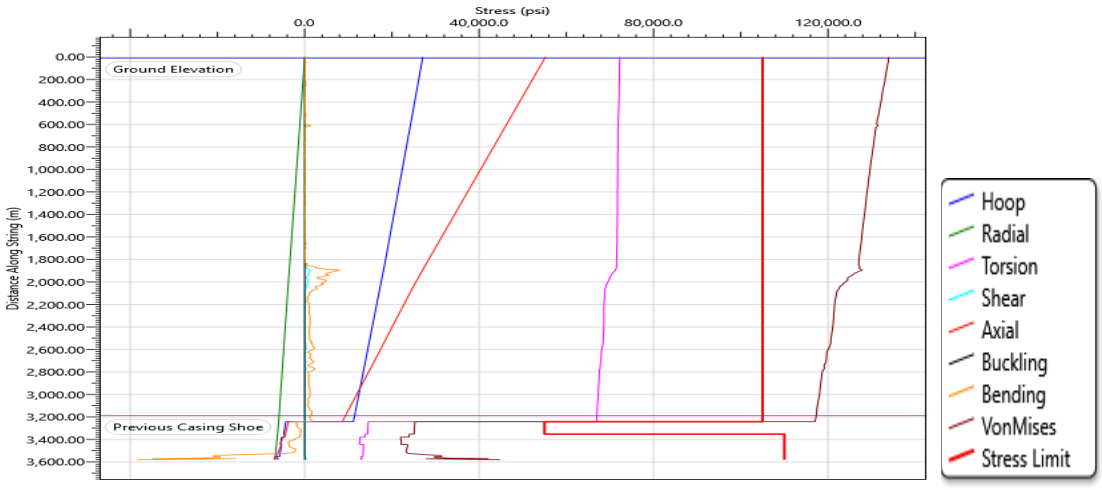


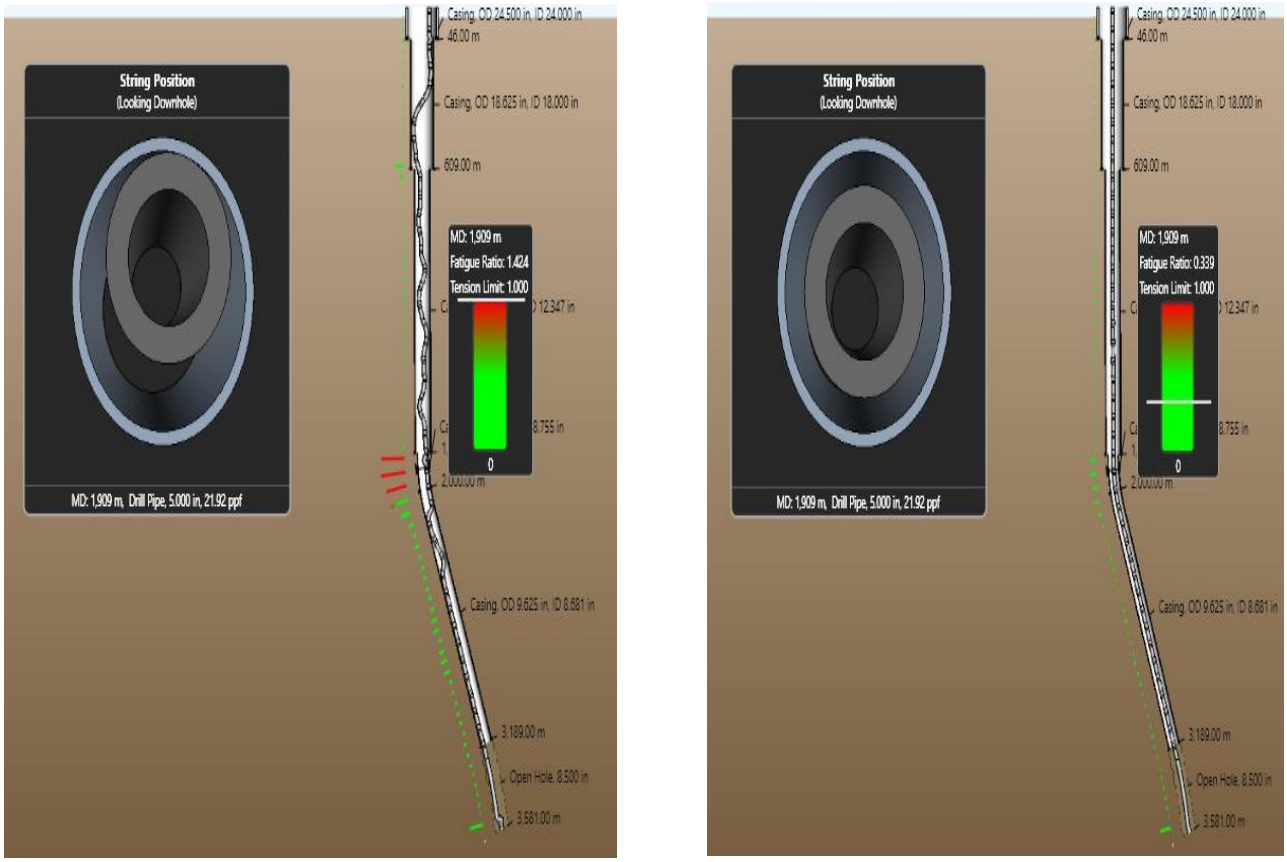
Fig.12. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (rotire).*

2- Sinteza rezultatelor: schema T&D, analiza garniturilor

a- Scheme de cuplu și tragere

Introducere

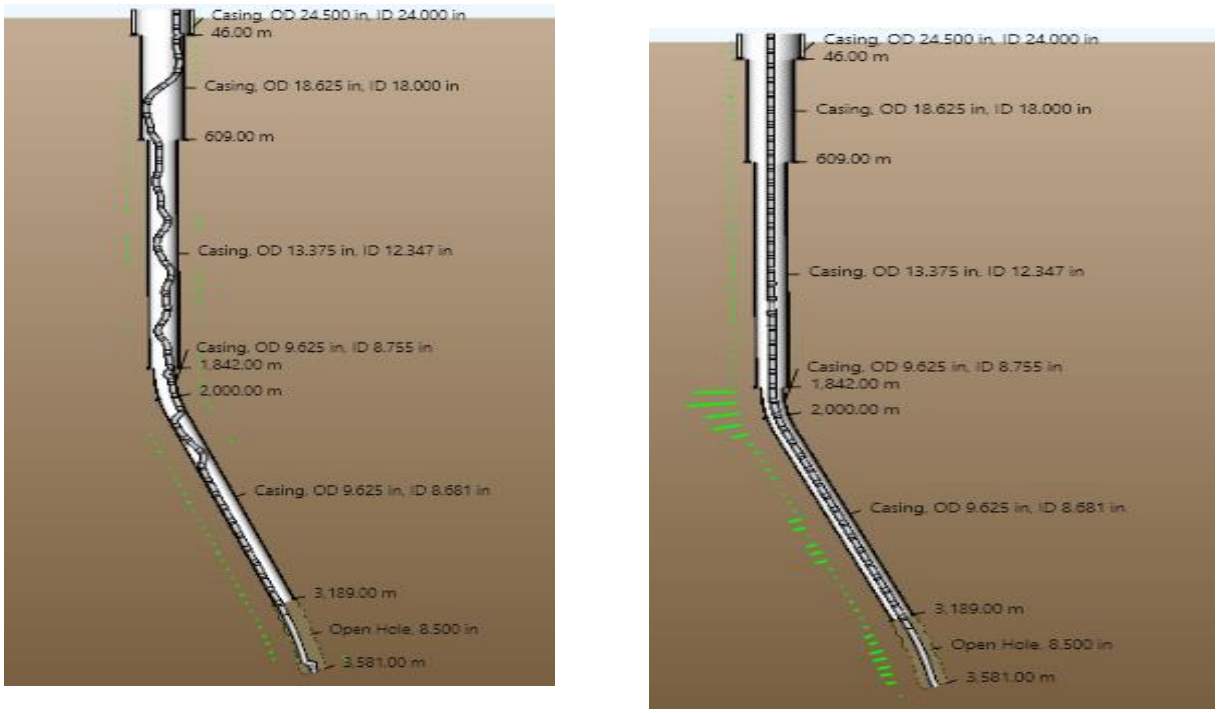
Obosealã



(a) (b)

Fig.13. *Solicitarea la obosealã a ganiturii de foraj:* a – rigidă; b – elastică.

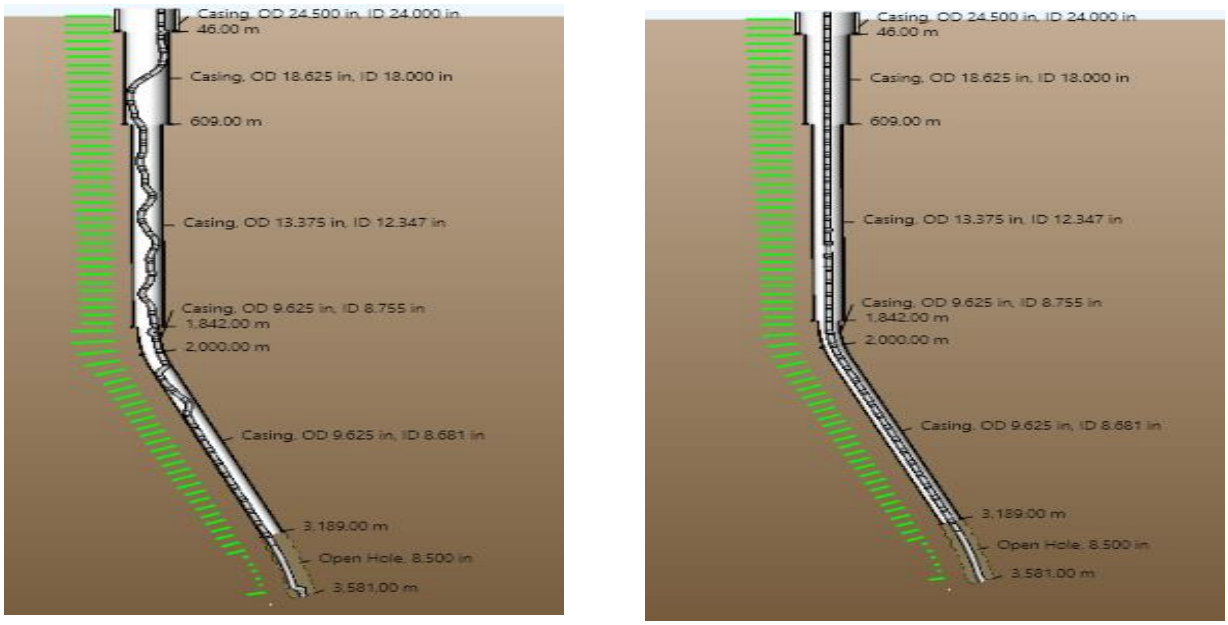
Forța laterală



(a) (b)

Fig.14. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

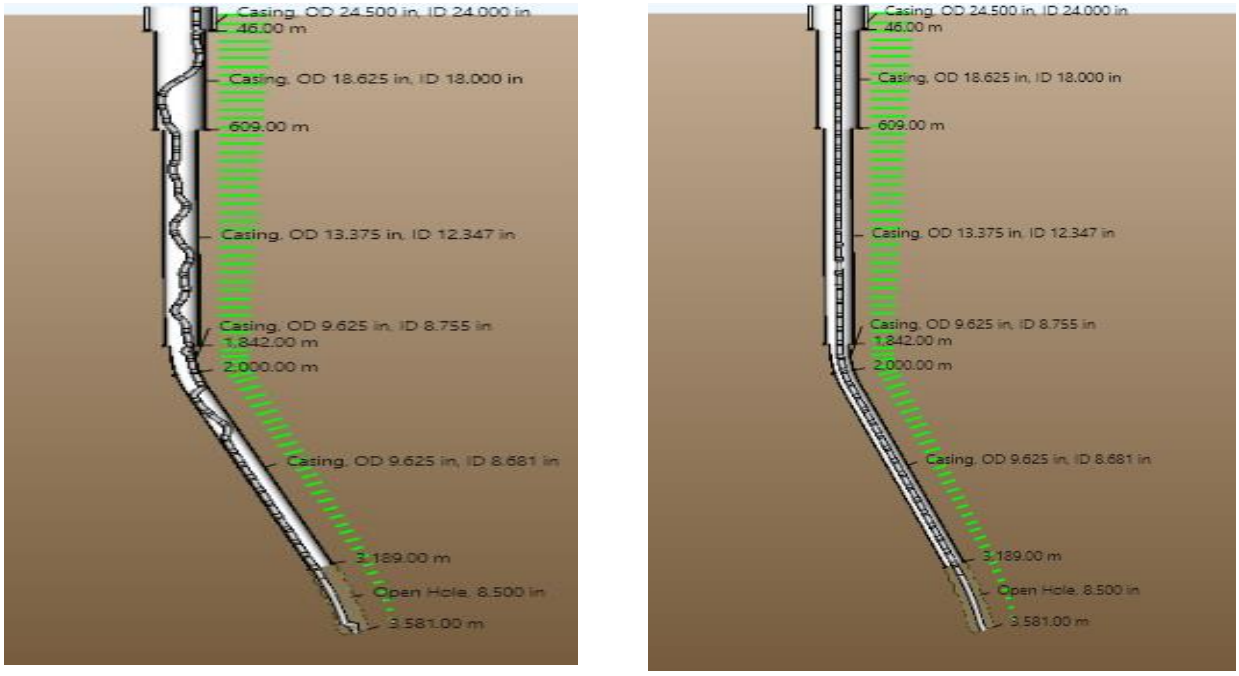
Efectul Vom mises



(a) (b)

Fig.15. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică

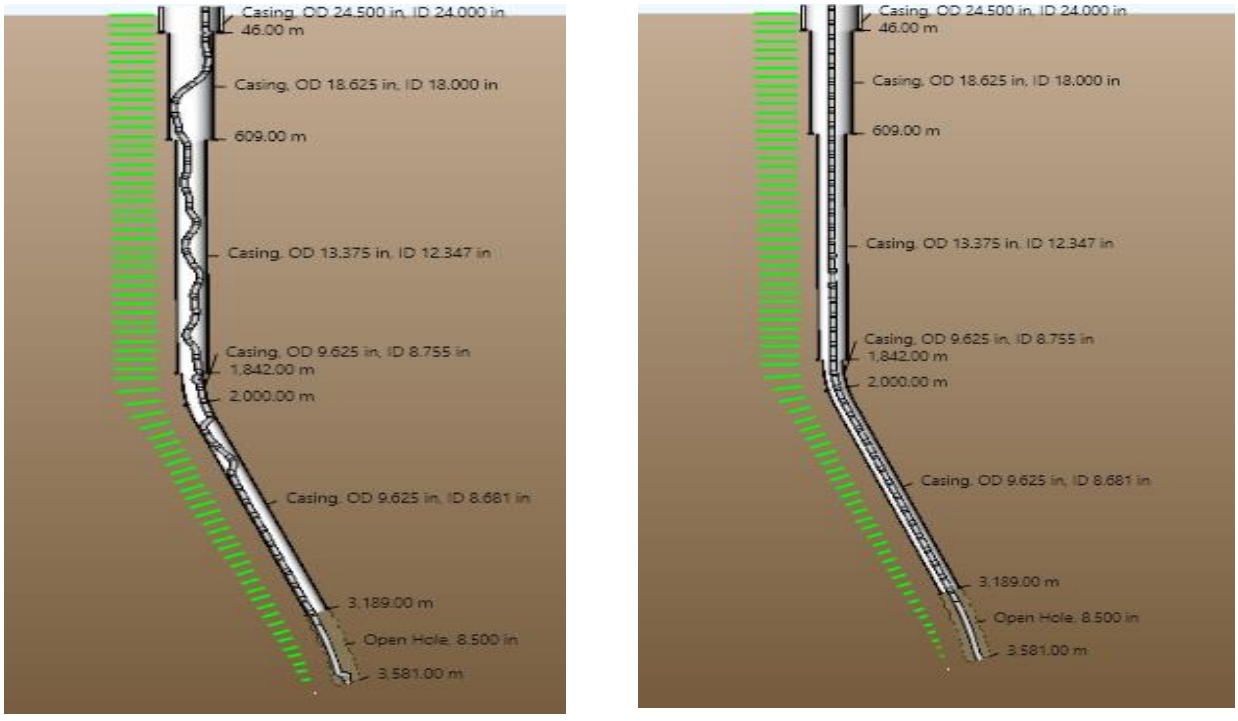
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.16. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

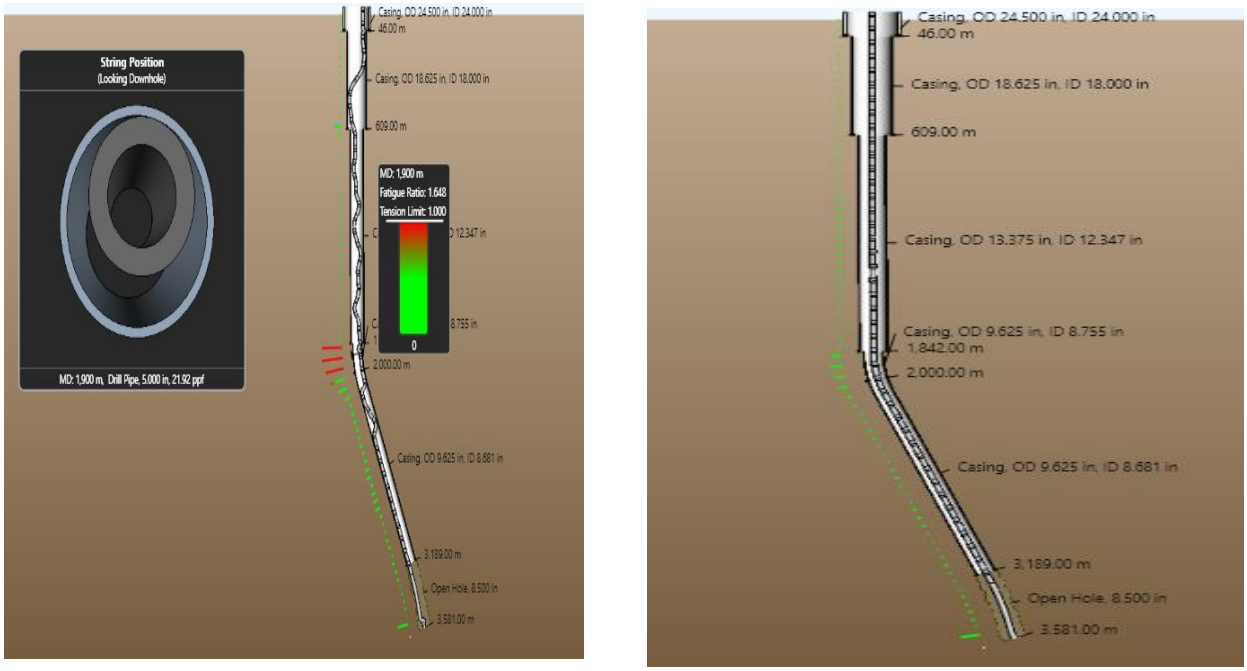


(a) (b)

Fig.17. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Extragere

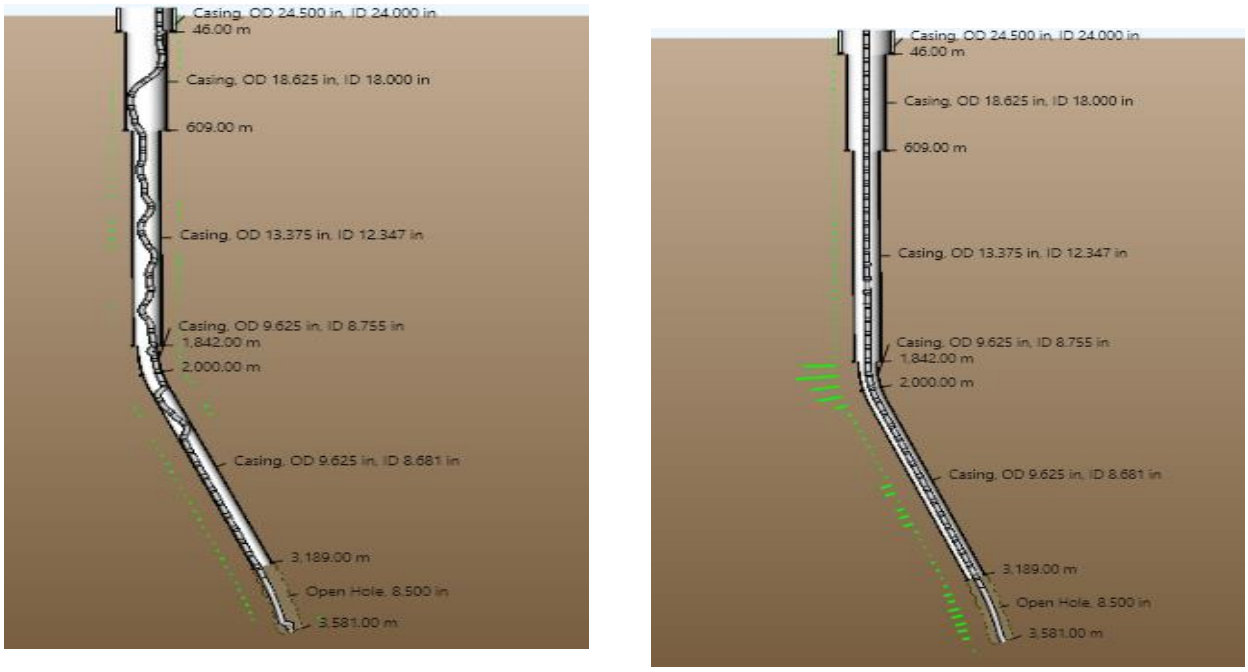
Obosealã



(a) (b)

Fig.18. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

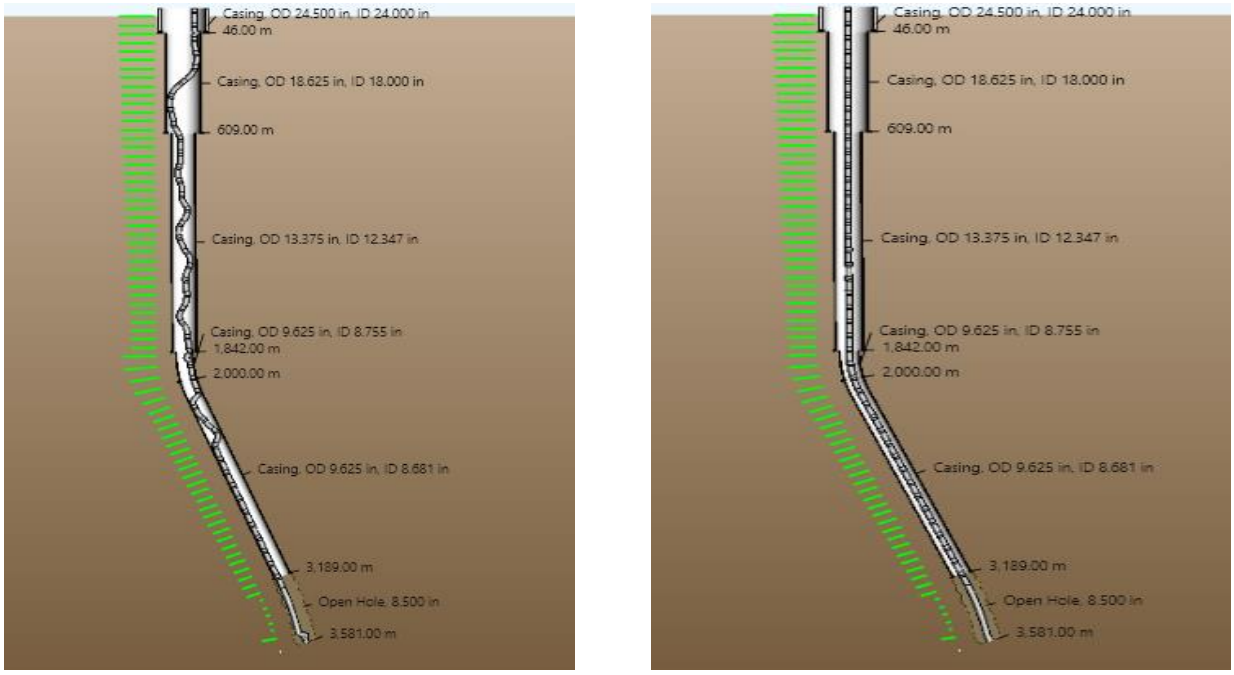
Forța laterală



(a) (b)

Fig.19. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

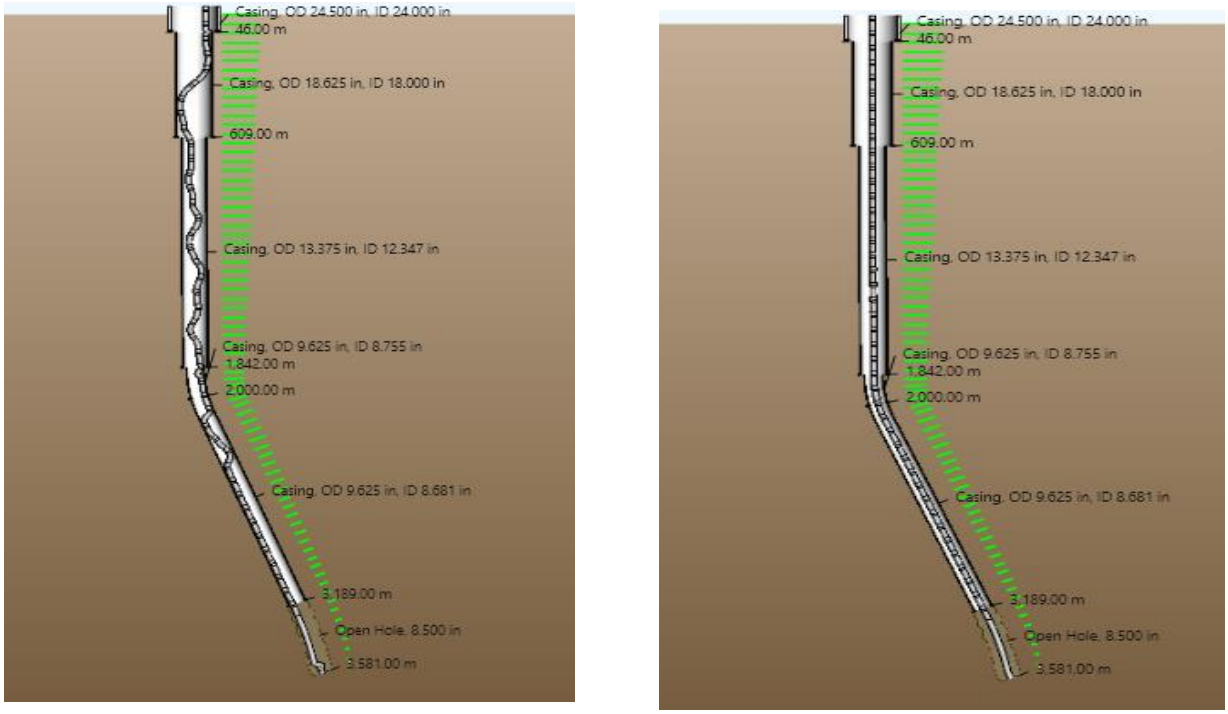
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.20. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

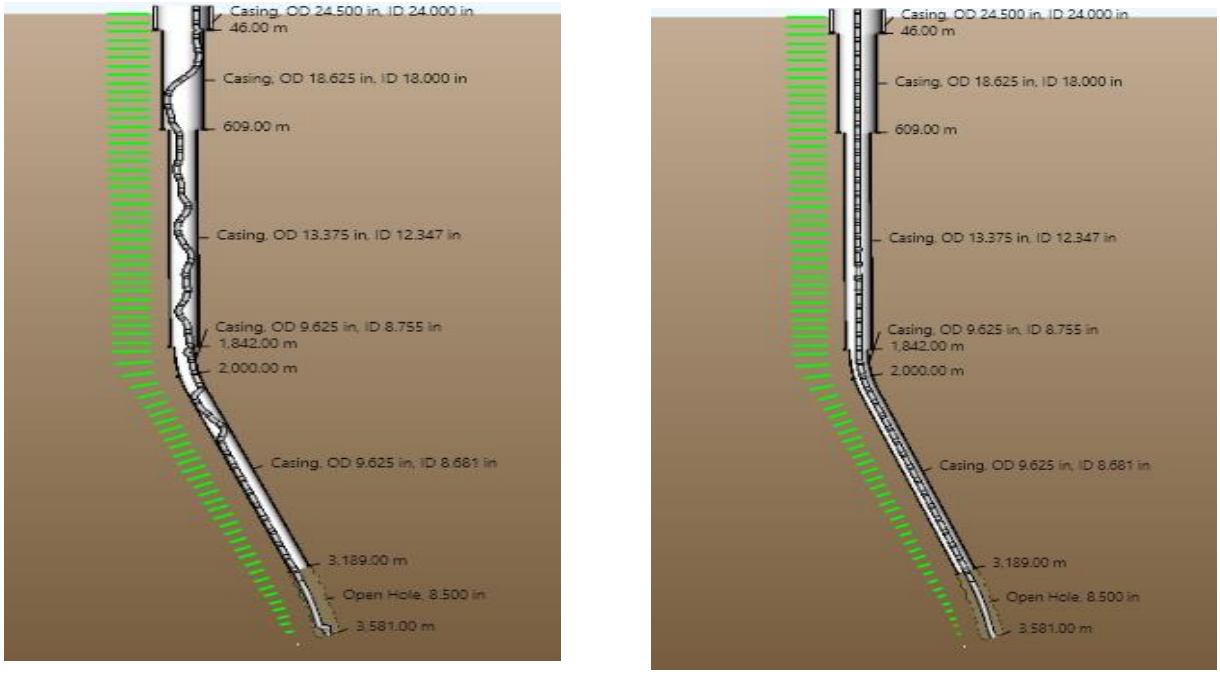
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.21. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

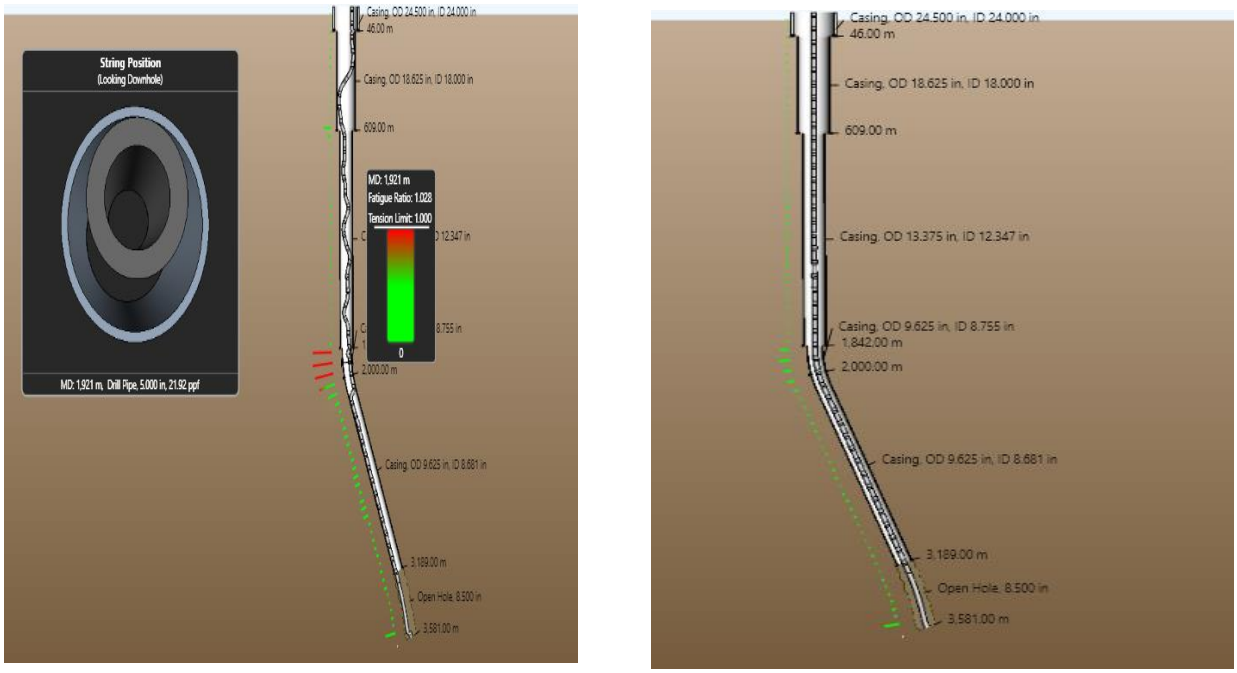


(a) (b)

Fig.22. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Rotirea sapei pe talpă

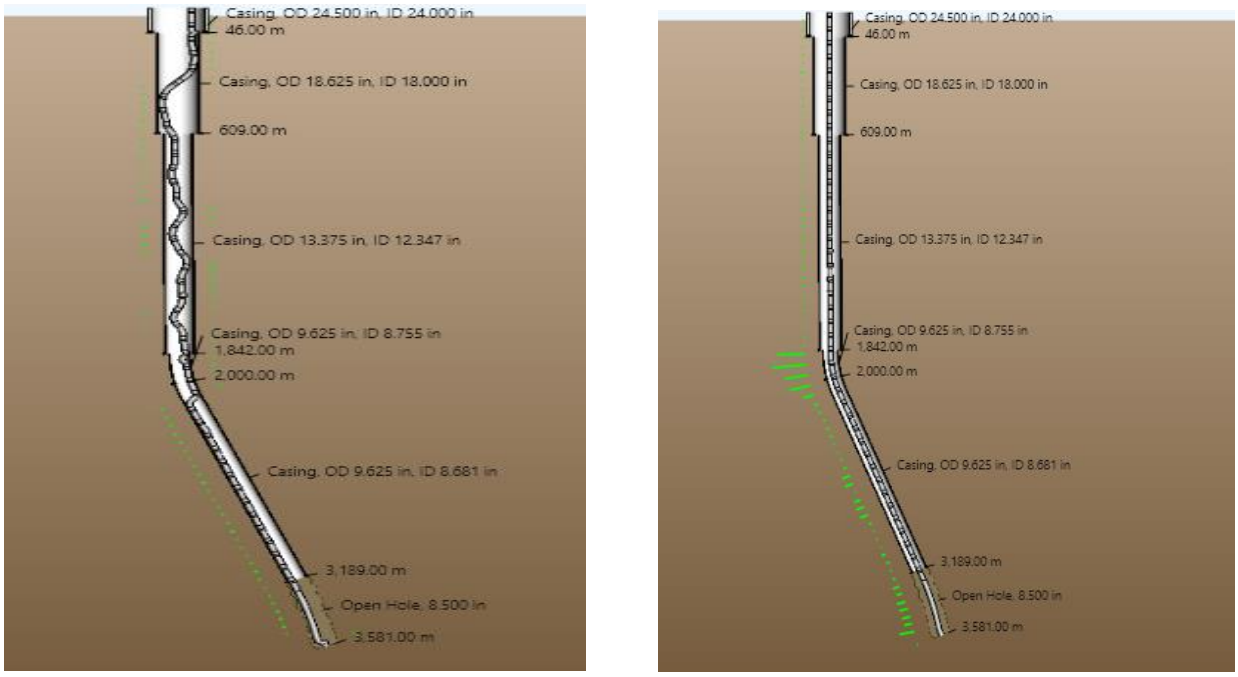
Oboseala



(a) (b)

Fig.23. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

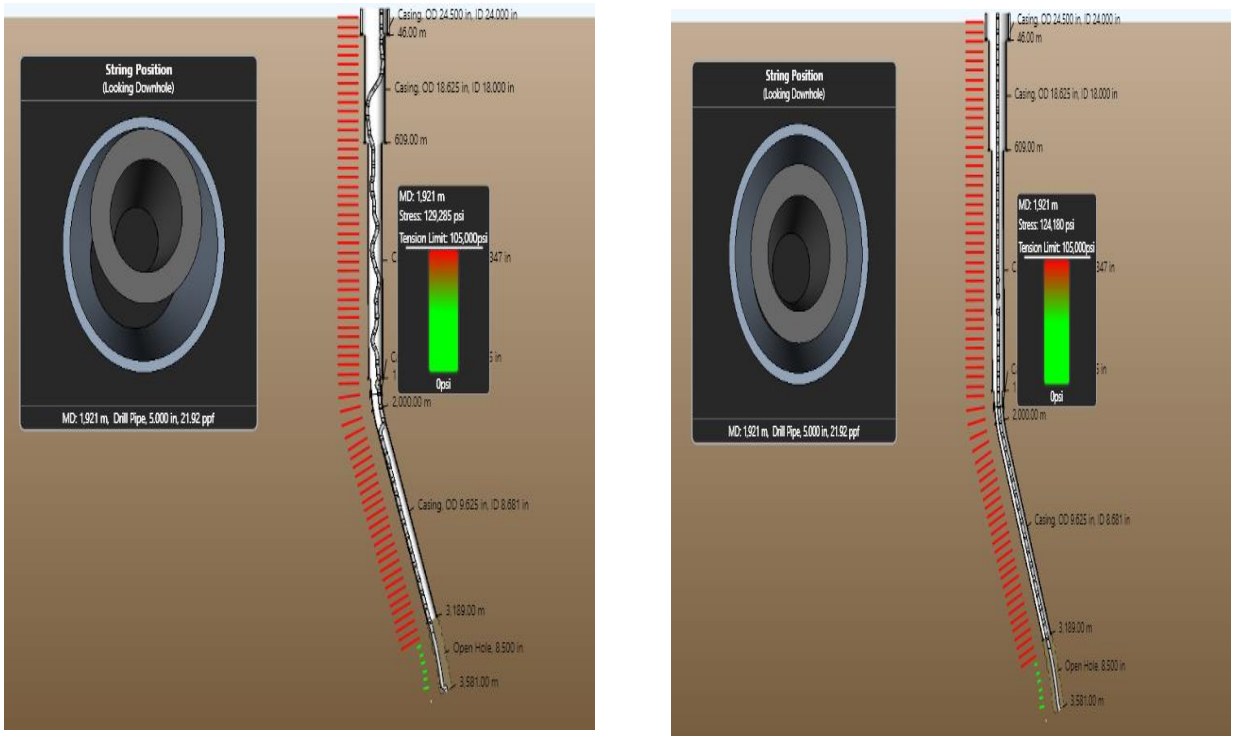
Forța laterală



(a) (b)

Fig.24. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

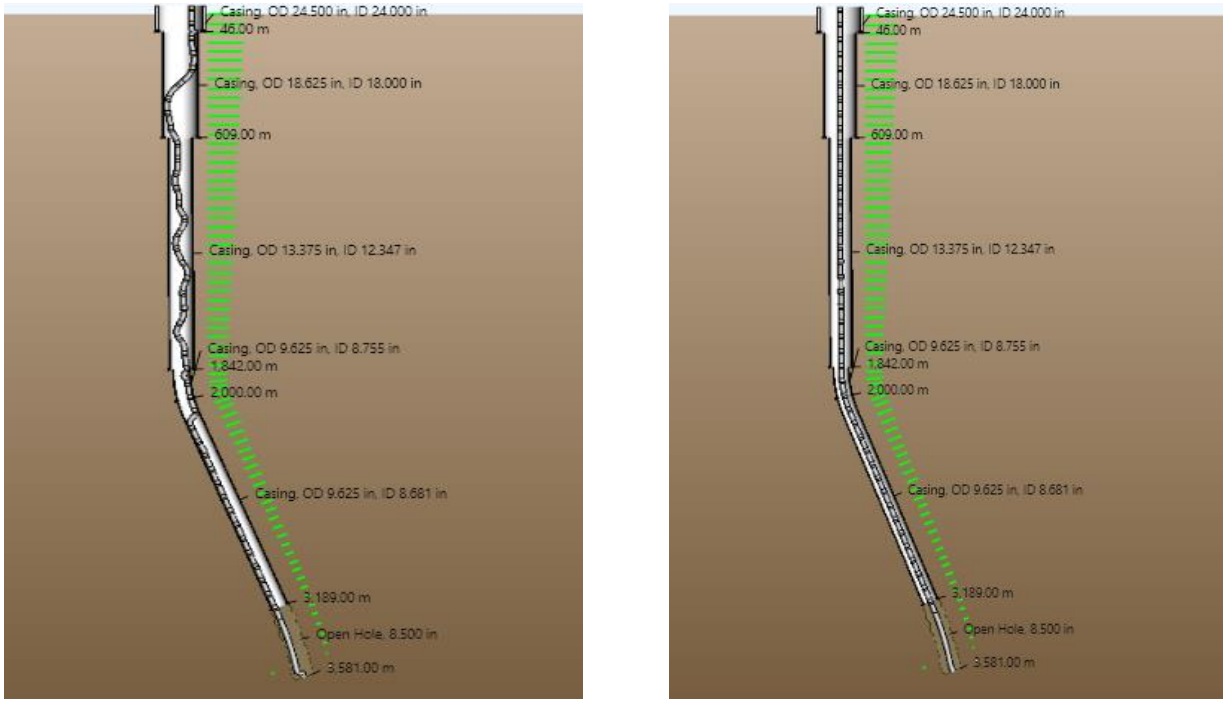
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.25. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

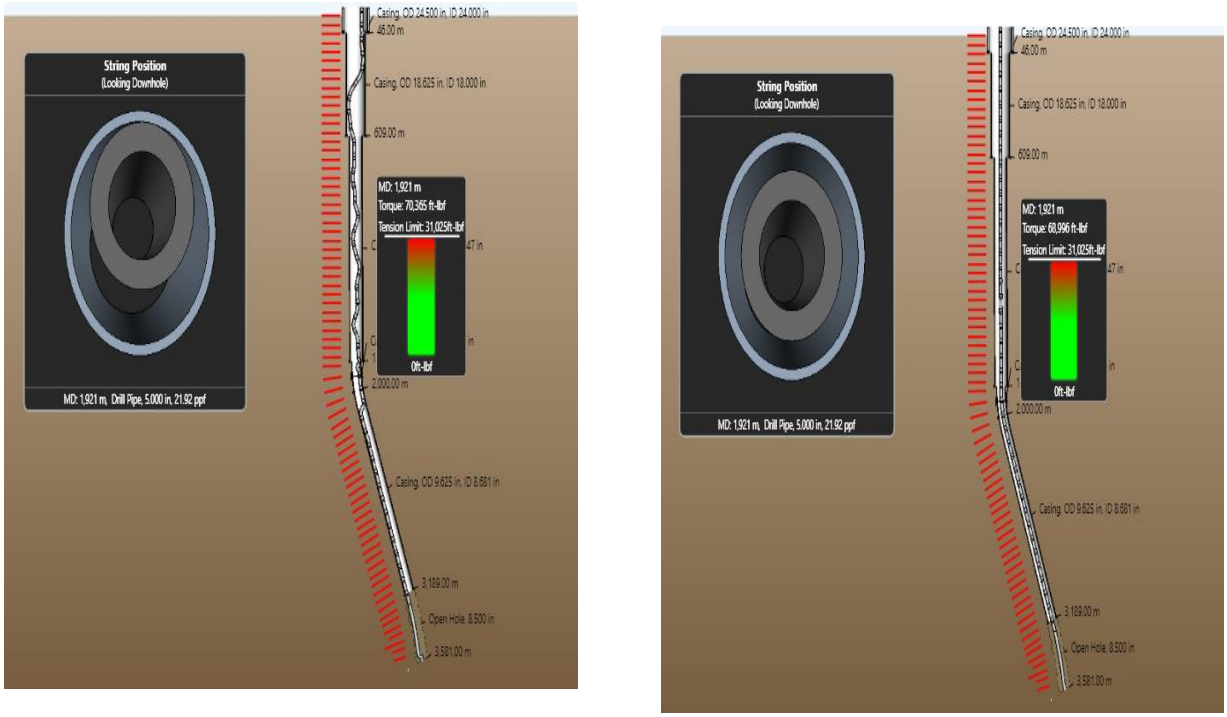
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.26. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul



(a) (b)

Fig.27. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

b- Analiza garniturilor

Tabelul.2. **Analiza garniturilor ale defecțiuni**

Operațiune	Tensiune de Rupere			Limite de Flambaj			Rupere la cuplu	Greutate Măsurată (kN)	Intindere (m)				Masa Rotary Cuplu (N-m)	Ridica Cu Troliul Cu Cuplu (revs)	Ridica Cu Troliul fara Cuplu (revs)	Stres Axial = 0 [din TD] (m)	Punct neutru de suprafață [din TD] (m)
	Oboseala	90% Deformare	100% Deformare	Sinusoidal	Elicoidal	Blocare			Mecanic	Balonare	Termic	Total					
Introducere	X							6,820.2	3.45	-0.42	0.01	3.04	11,316	4.3	4.3	338.24	0.00
Extragere	X							6,820.9	3.45	-0.42	0.01	3.04	11,322	4.3	4.3	338.24	0.00
Rotirea sapei pe talpă	X	X	X				X	6,766.8	3.21	-0.42	0.01	2.80	96,229	49.5	4.1	338.24	65.43

Introducere și Extragere

a – Rigidă

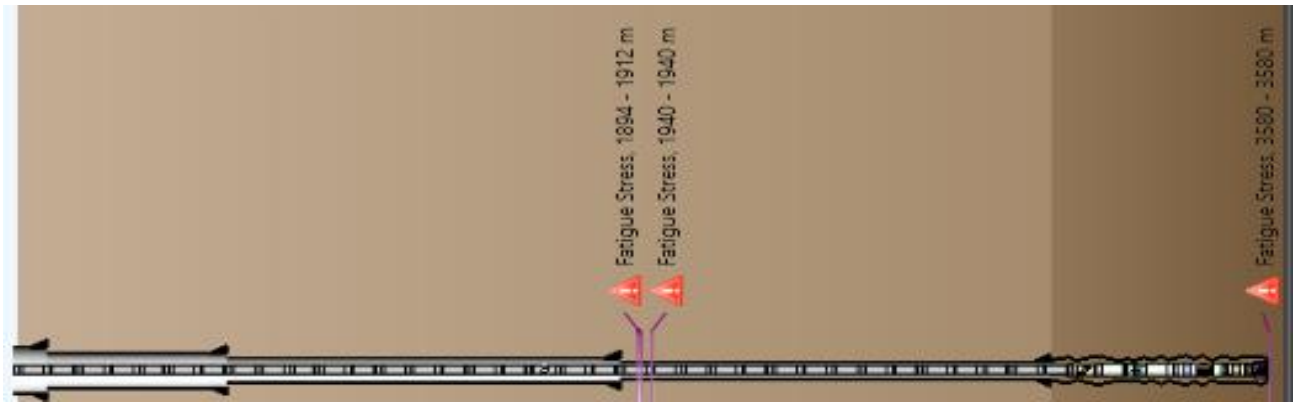


Fig.28. *Zonele cu defecțiuni ale garniturii* – rigidă; *(introducere și extragere).*

b – Elastică

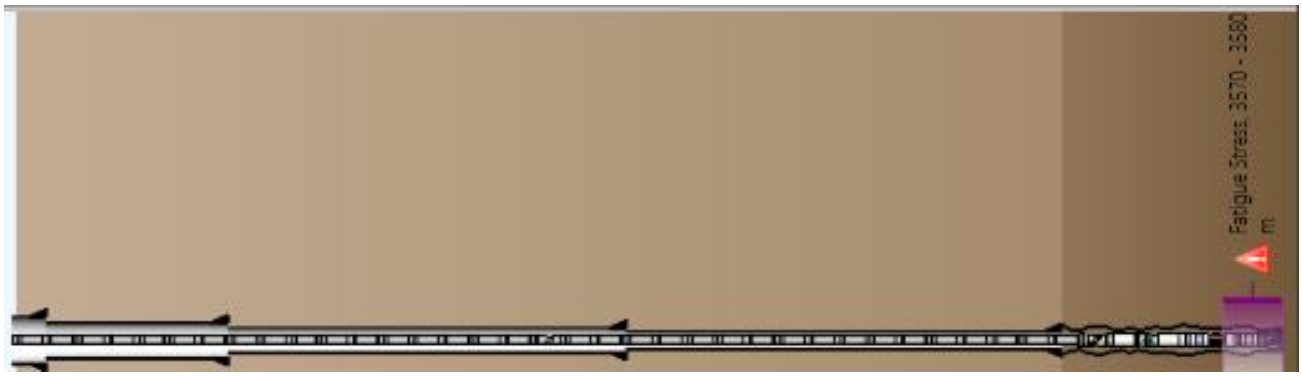


Fig.29. *Zonele cu defecțiuni ale garniturii – elastică (introducere și extragere).*

Rotirea sapei pe talpă

a – Rigidă

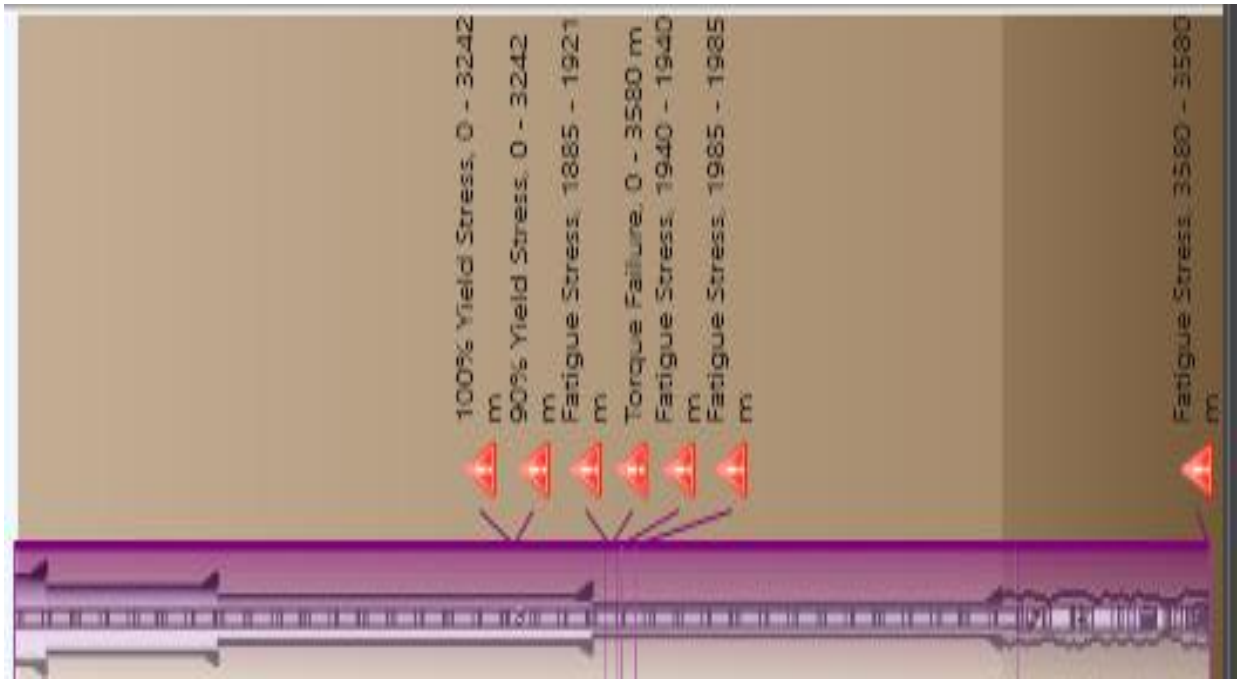


Fig.30. *Zonele garniturii cu defecțiuni* – rigidă *(rotirea sapei pe talpă).*

b – Elastică

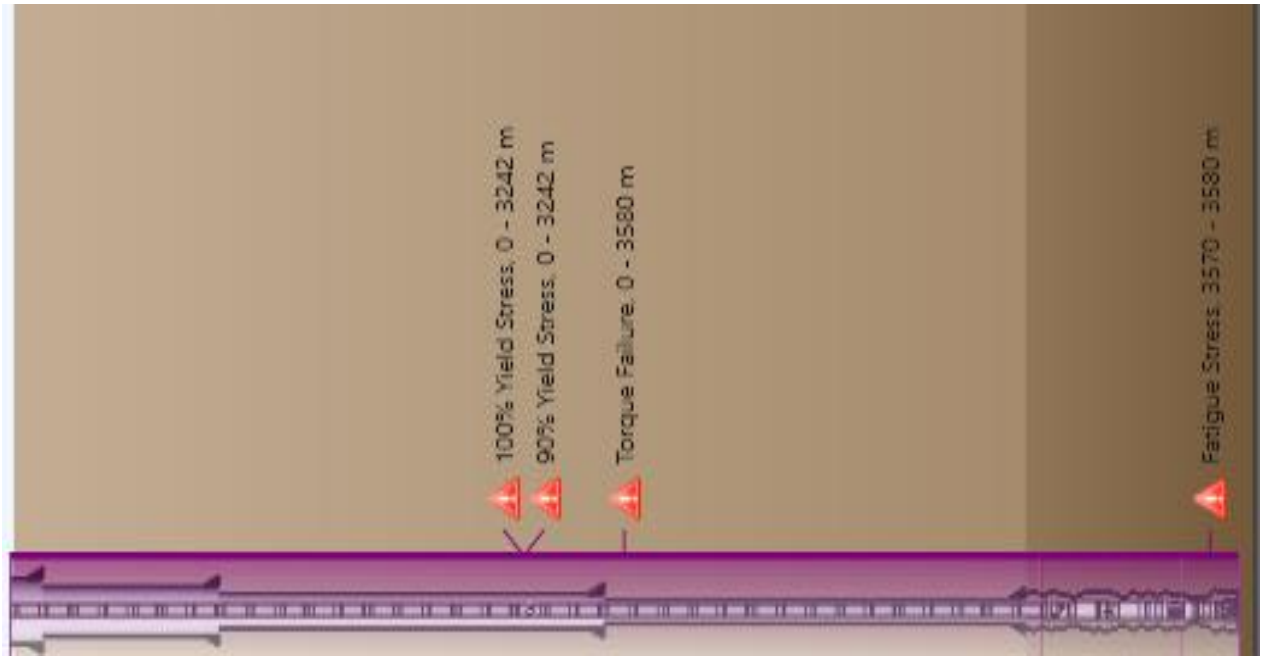


Fig.31. *Zonele garniturii cu defecțiuni – elastică (rotirea sapei pe talpă).*

3- Dinamica ansamblului de fund BHA

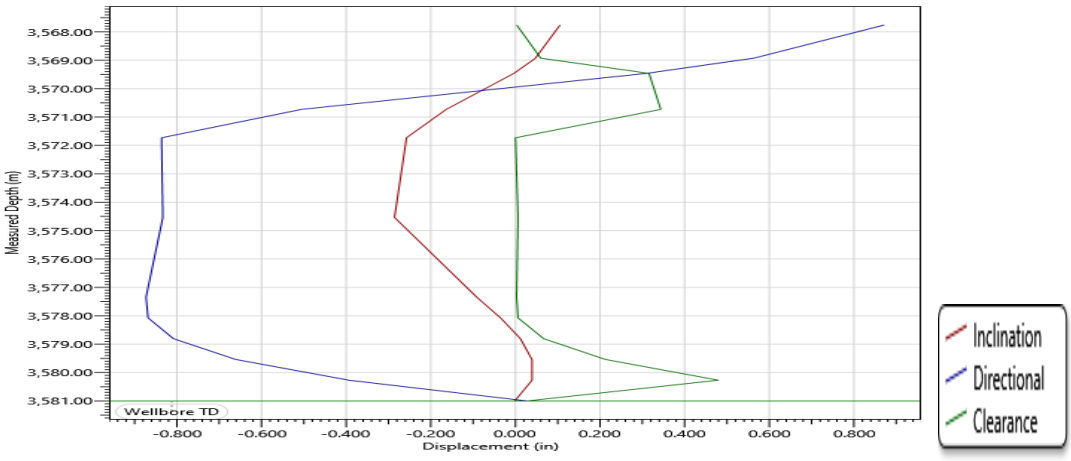


Fig.32. *Deplasare & adâncime*.

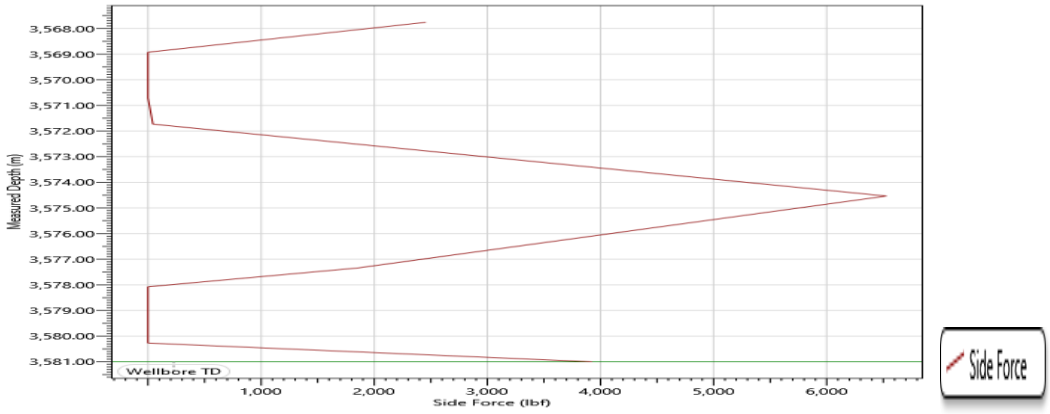


Fig.33. *Forță laterală & adâncime*.

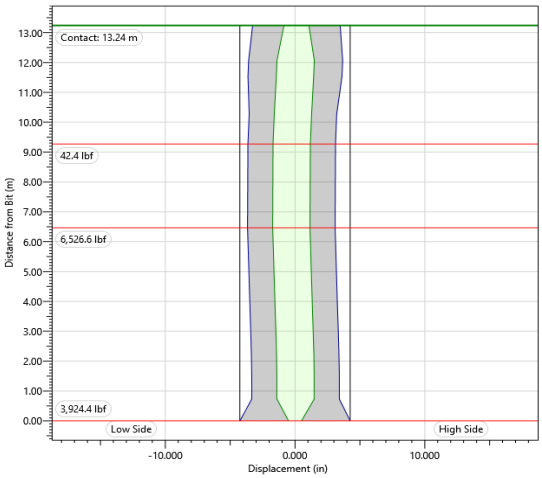


Fig.34. *Profil (înclinare)*.

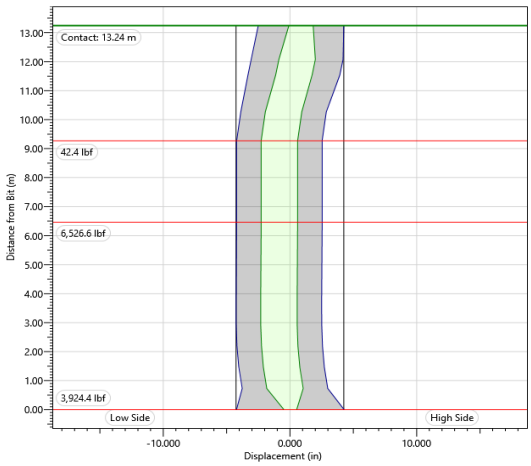


Fig.35. *Profil (direcțional)*.

Analiza vibrațiilor

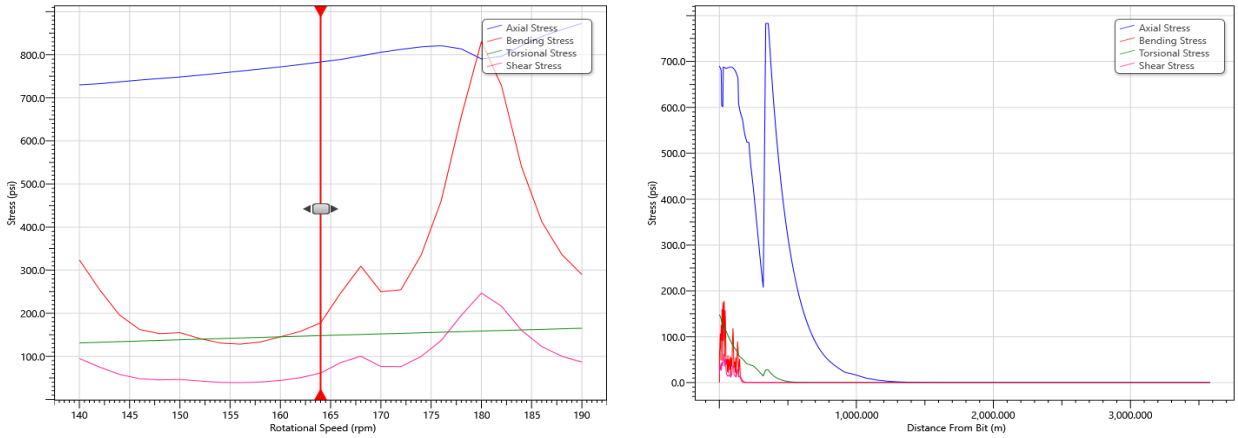


Fig.36. *Componentele de stres & viteza de rotație – Componentele de stres & distanța de la sapă.*

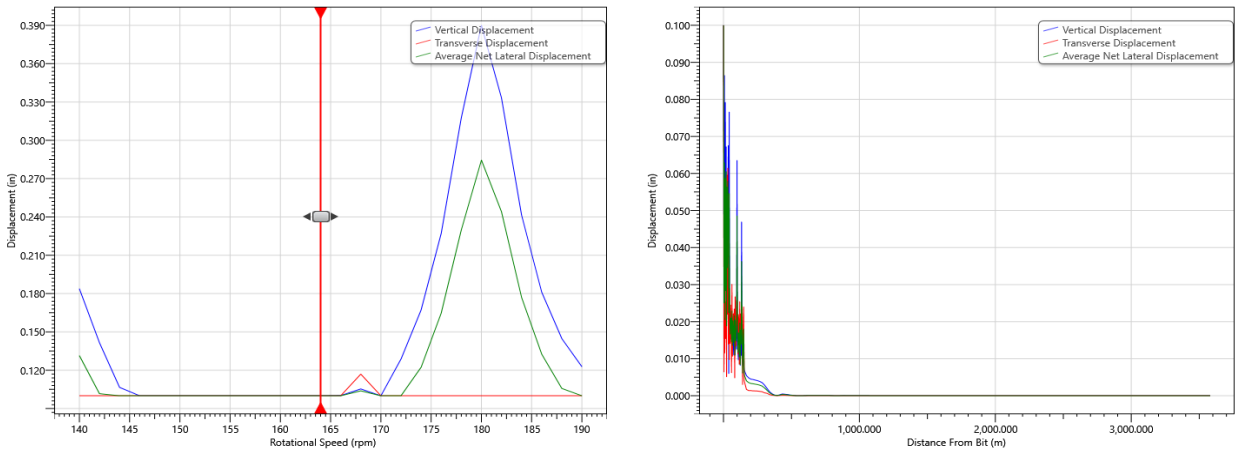


Fig.37. *Deplasare & viteza de rotație – Deplasare & distanța de la sapă.*

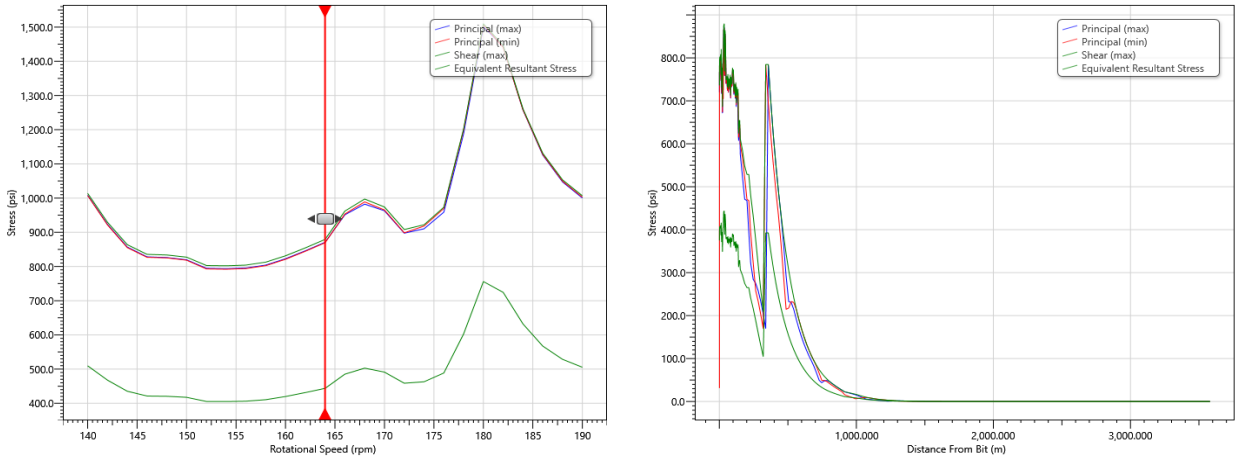


Fig.38. *Stres principal & viteza de rotație – Stres principal & distanța de la sapă.*

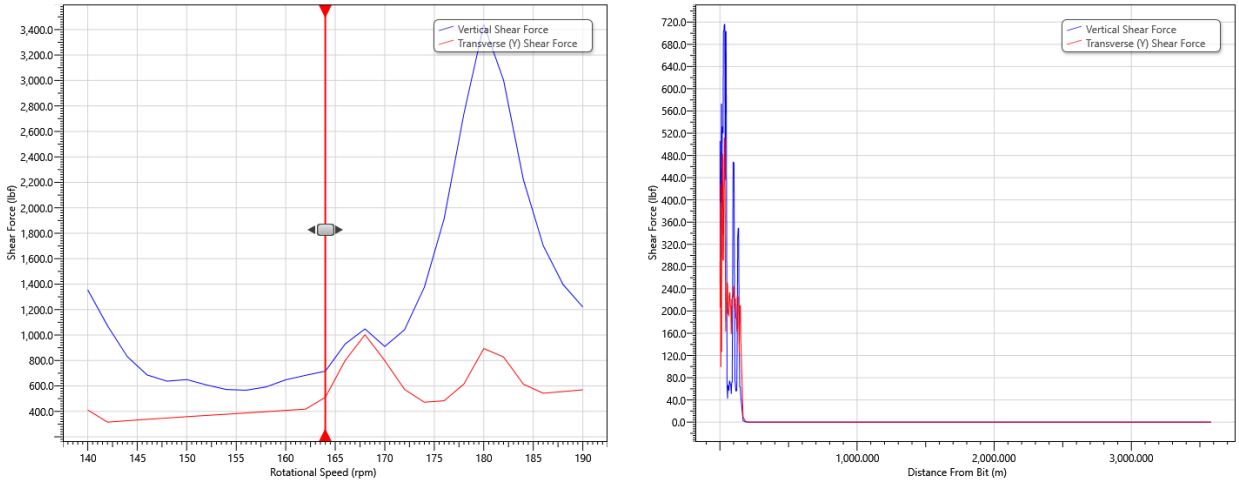


Fig.39. *Forța de forfecare & viteza de rotație - Forța de forfecare & distanța de la sapă.*

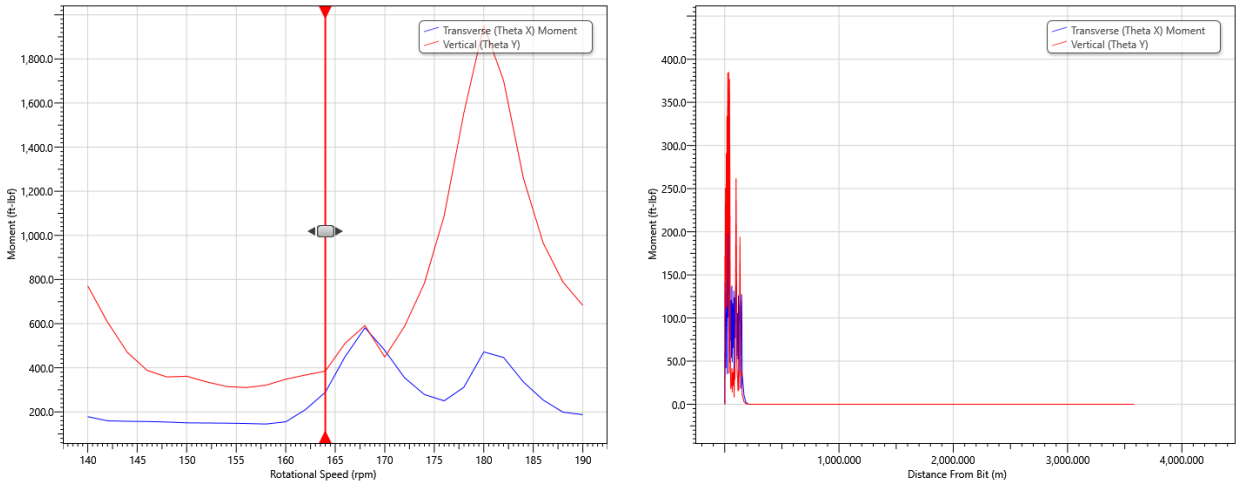


Fig.40. *Momente & viteza de rotație - Momente & distanța de la sapă.*

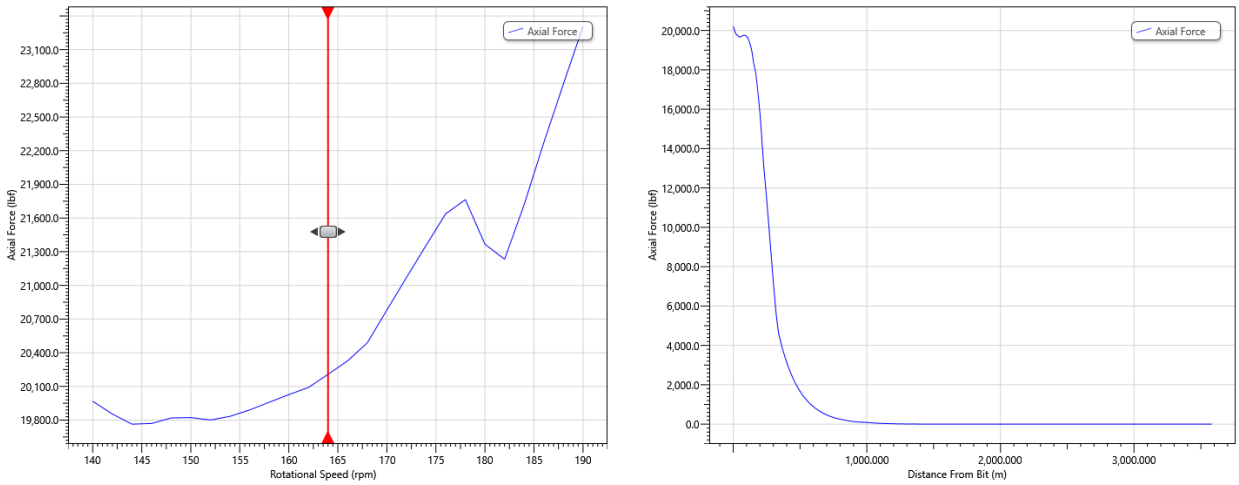


Fig.41. *Forta axiala & viteza de rotație - Forta axiala & Distanța de la sapă*

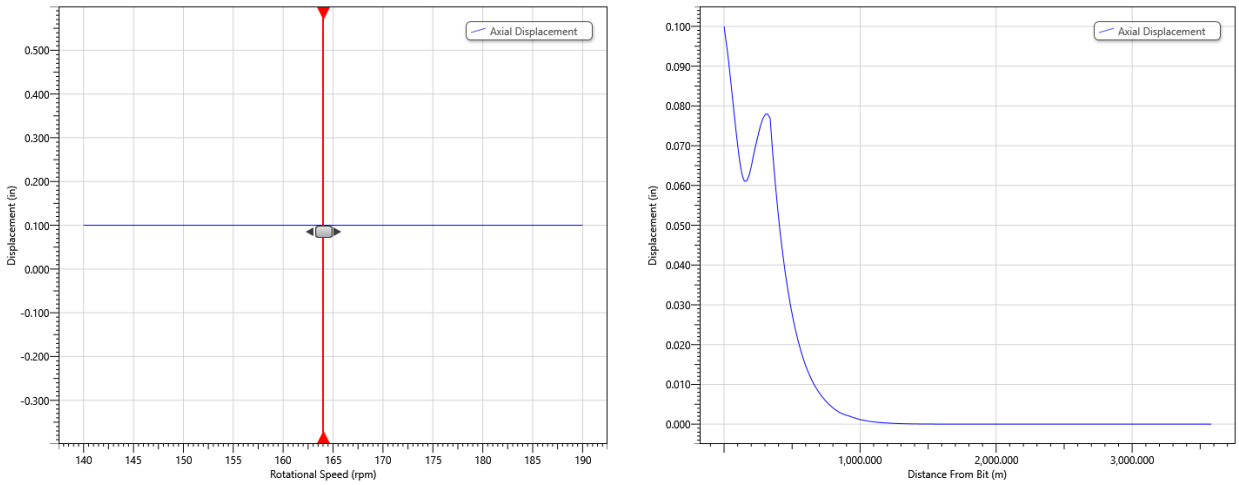


Fig.42. *Deplasare axială & viteza de rotație - Deplasare axială & distanța de la sapă.*

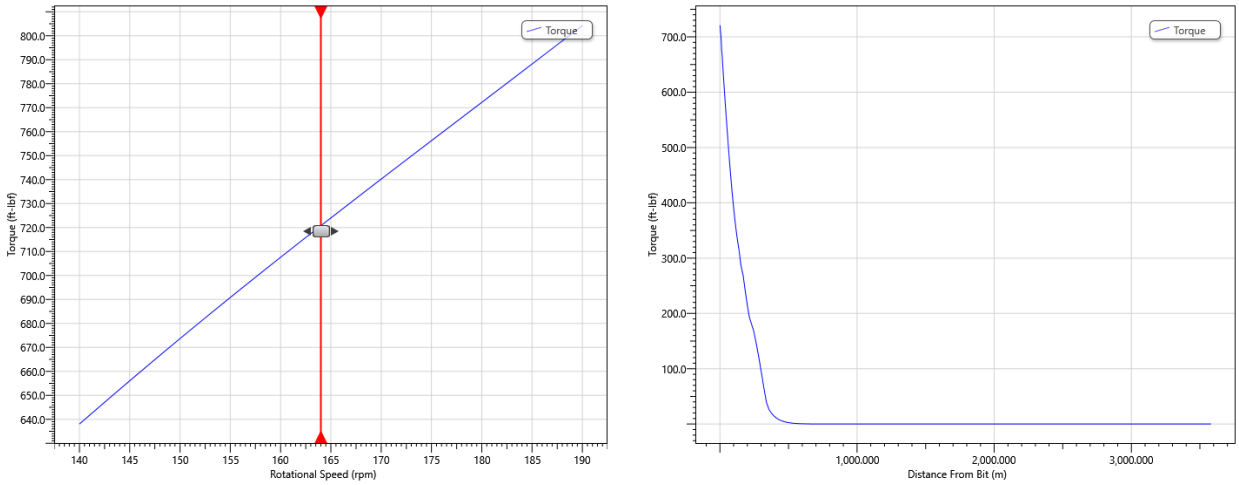


Fig.43. *Cuplu & viteza de rotație - Cuplu & distanța de la sapă.*

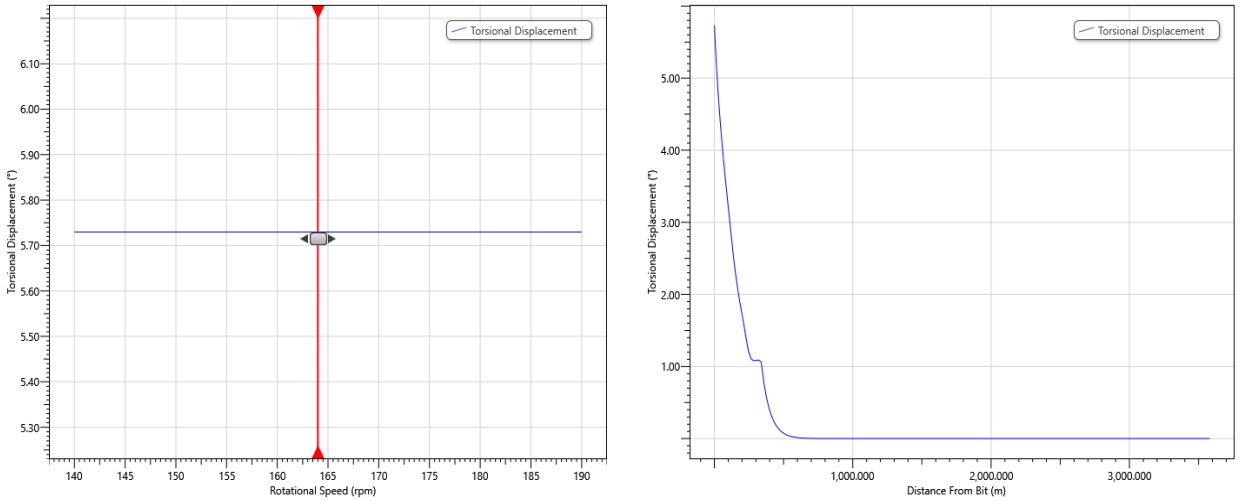


Fig.44. *Deplasare la torsiune & viteza de rotație - Deplasare la torsiune & distanța de la sapă.*

B- ZB-398 (Deviat)

- **Profilul și parametrii de sondă**

Tabelul.1. **Date de la sonda ZB-398**

Cuplu & Tragere	
WOB (Apăsarea pe sapa)	14 tf
Greutatea blocului	680 tf
Sarcina la cirlig	590 tf cu 14 linii
Cuplu la sapa	85,000 N-m
Cuplu la suprafață	85,000 N-m
Introducere (Speed/Rpm)	33 Rpm
Extragere (Speed/Rpm)	220 Rpm
Sapa Rpm (Rotary on bottom)	95 Rpm
BHA Dinamic	
Debitul pompei (mud #5)	720 gpm
Viteza de pornire	33 Rpm
Viteza de sfarsit	220 Rpm
Creștere de viteză	2 Rpm

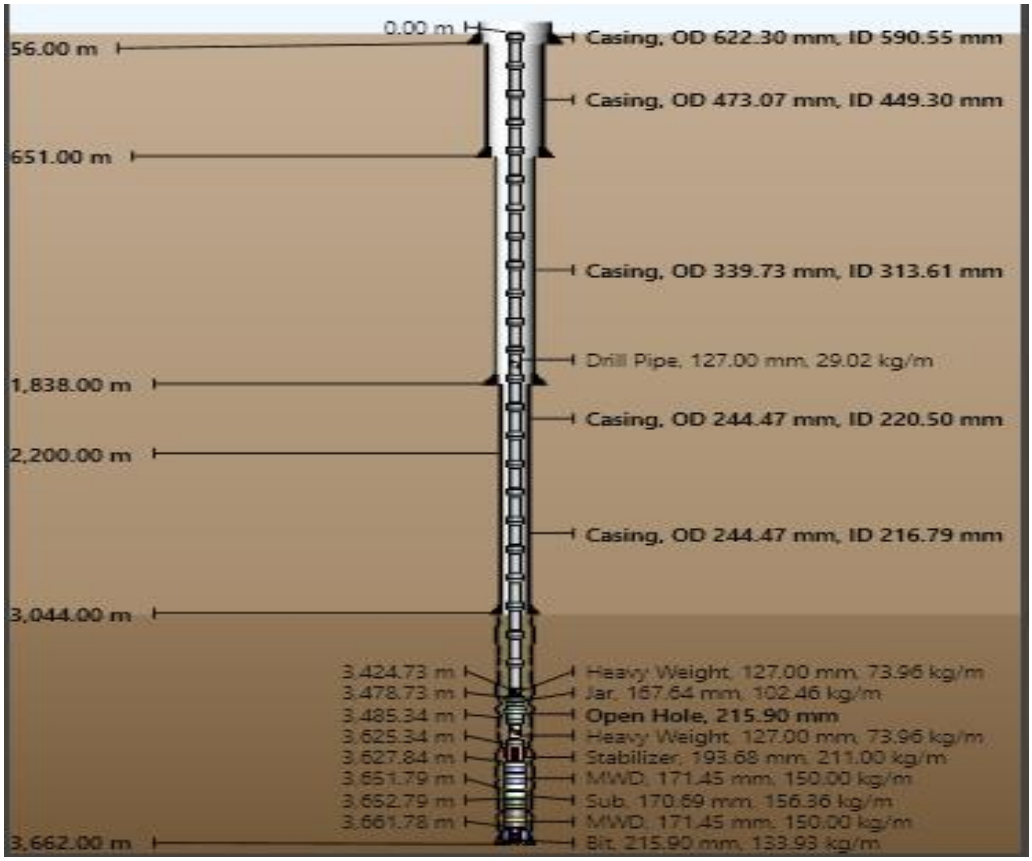


Fig.1. *Profilul de sondei ZB-398*

Cuplu & tragere

a. Diagrame: parametri & adâncime

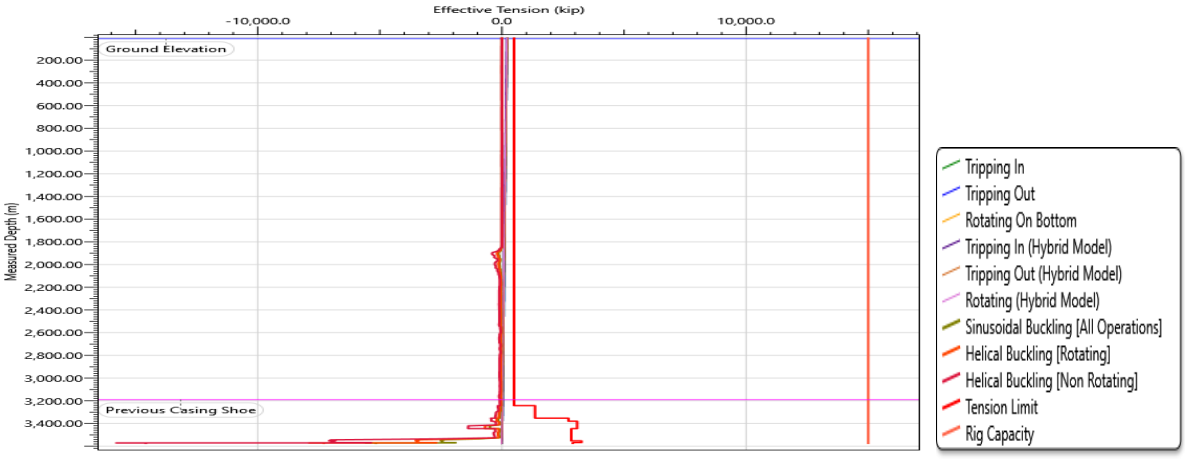


Fig.2. *Tensiune efectivă & adâncime*

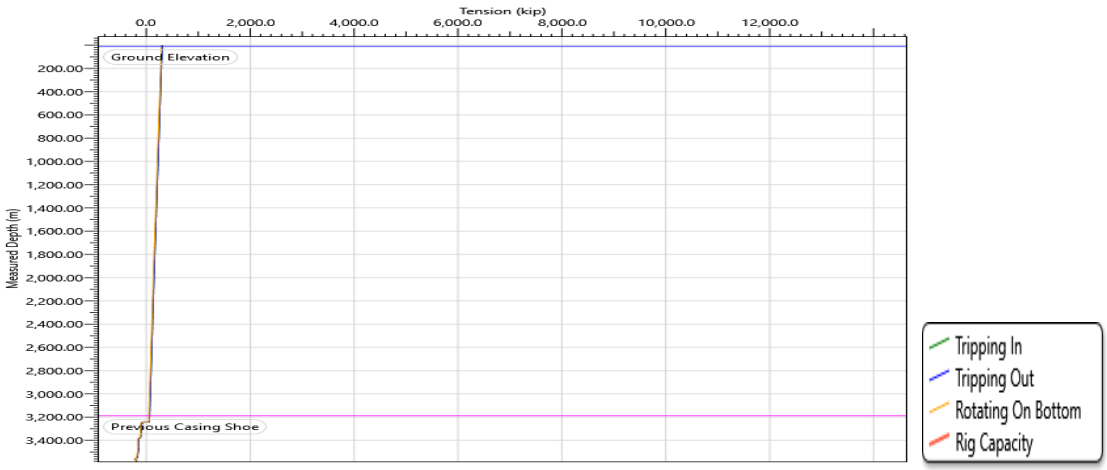


Fig.3. *Tensiune & adâncime.*

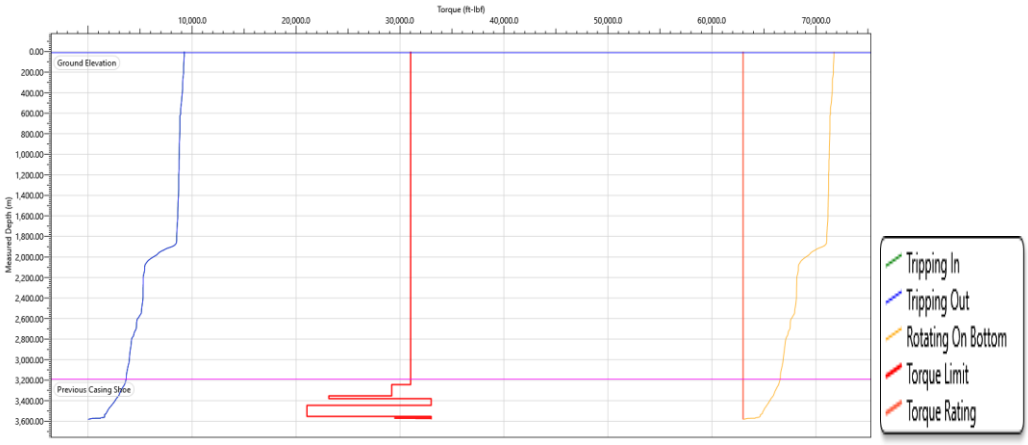


Fig.4. *Cuplu & adâncime*.

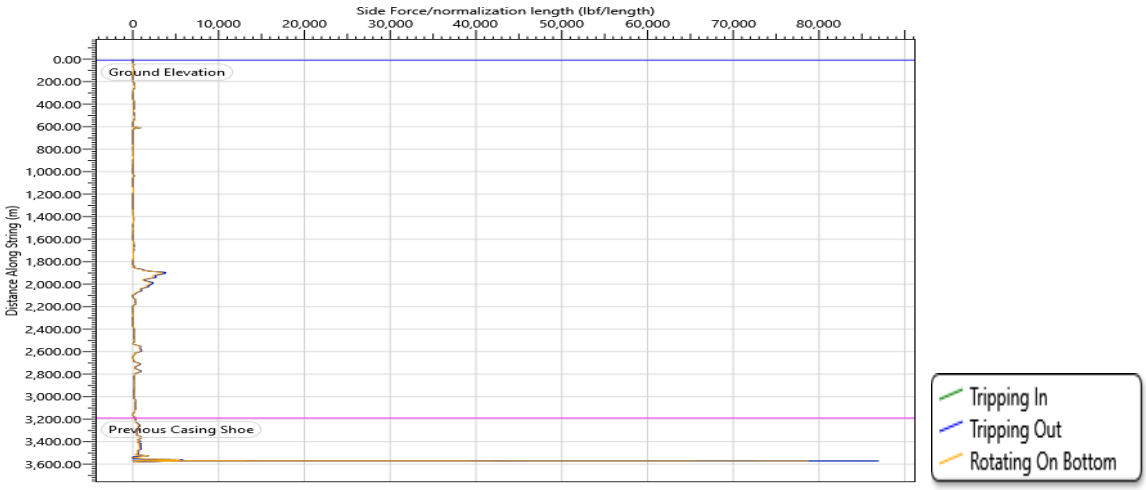


Fig.5. *Forță laterală & adâncime.*

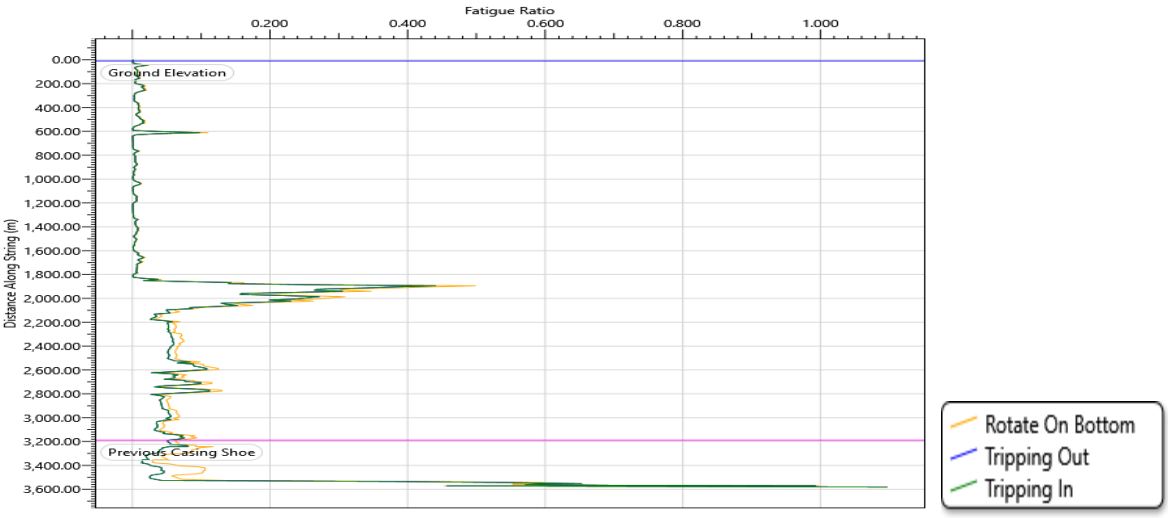


Fig.6. *Oboseală & adâncime.*

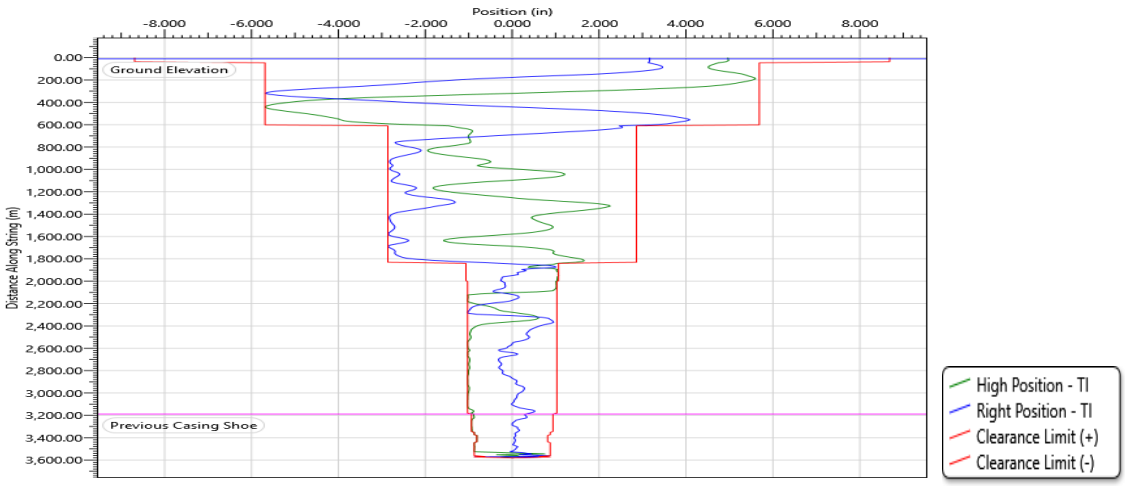


Fig.7. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (introducere).*

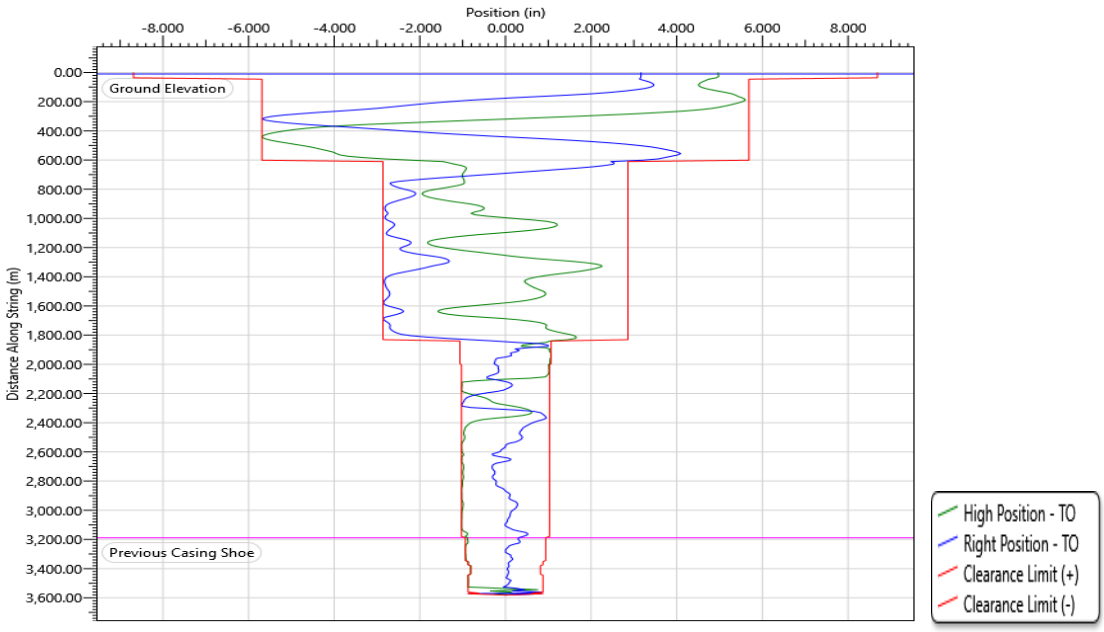


Fig.8. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (extragere).*

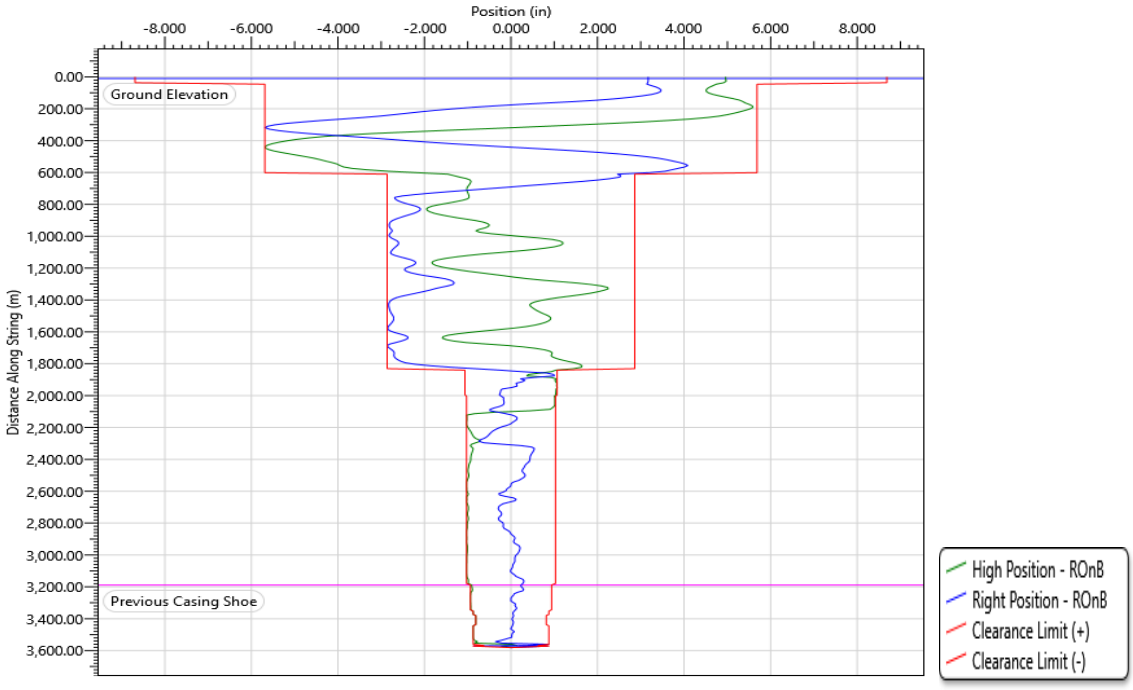


Fig.9. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (rotire la talpă).*

b. Diagrame de stres

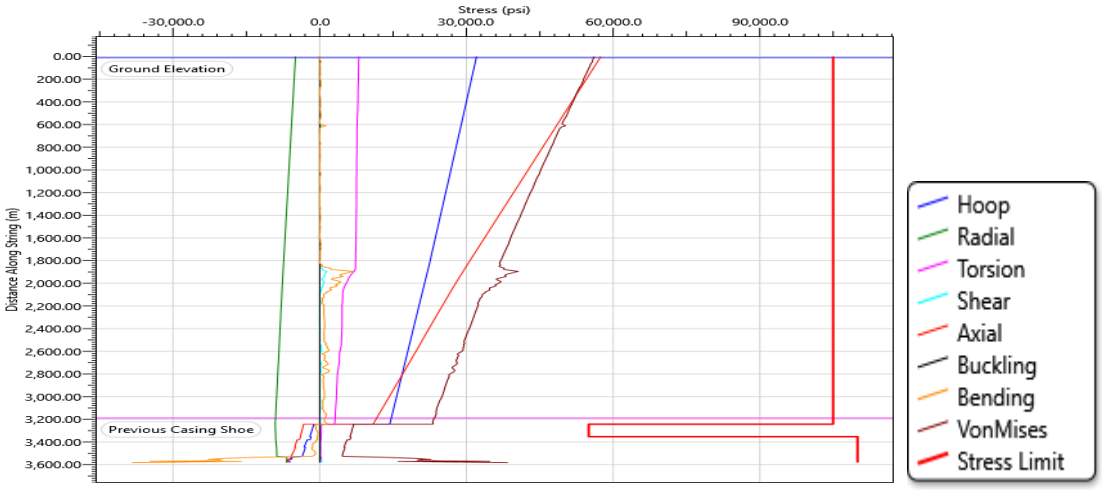


Fig.10. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (introducere).*

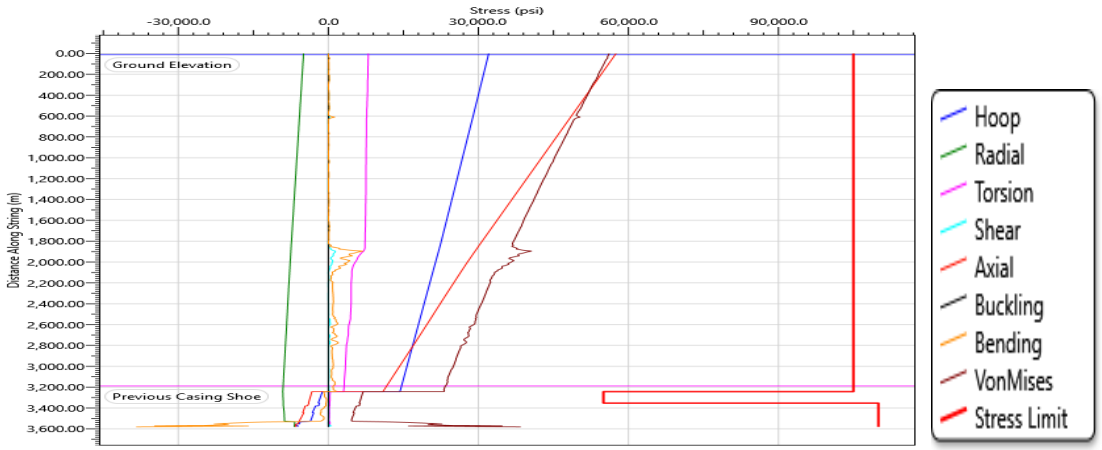


Fig.11. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (extragere).*

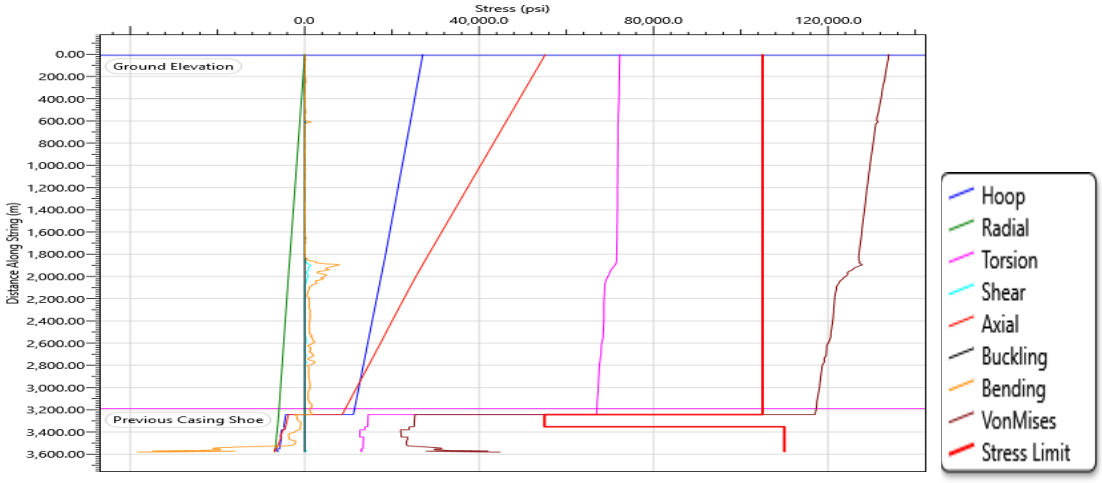


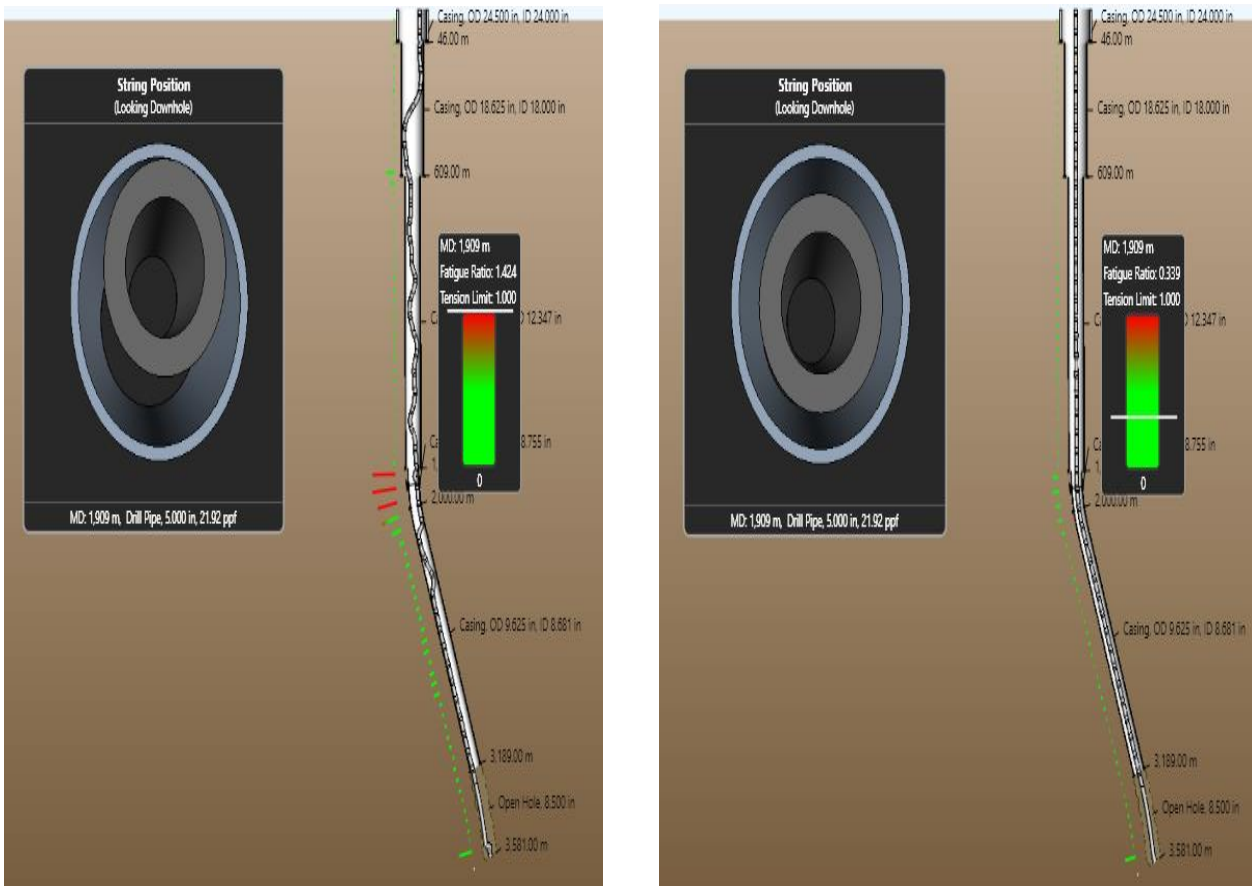
Fig.12. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (rotire).*

2- Sinteza rezultatelor: schema T&D, analiza garniturilor

a- Scheme de cuplu și tragere

Introducere

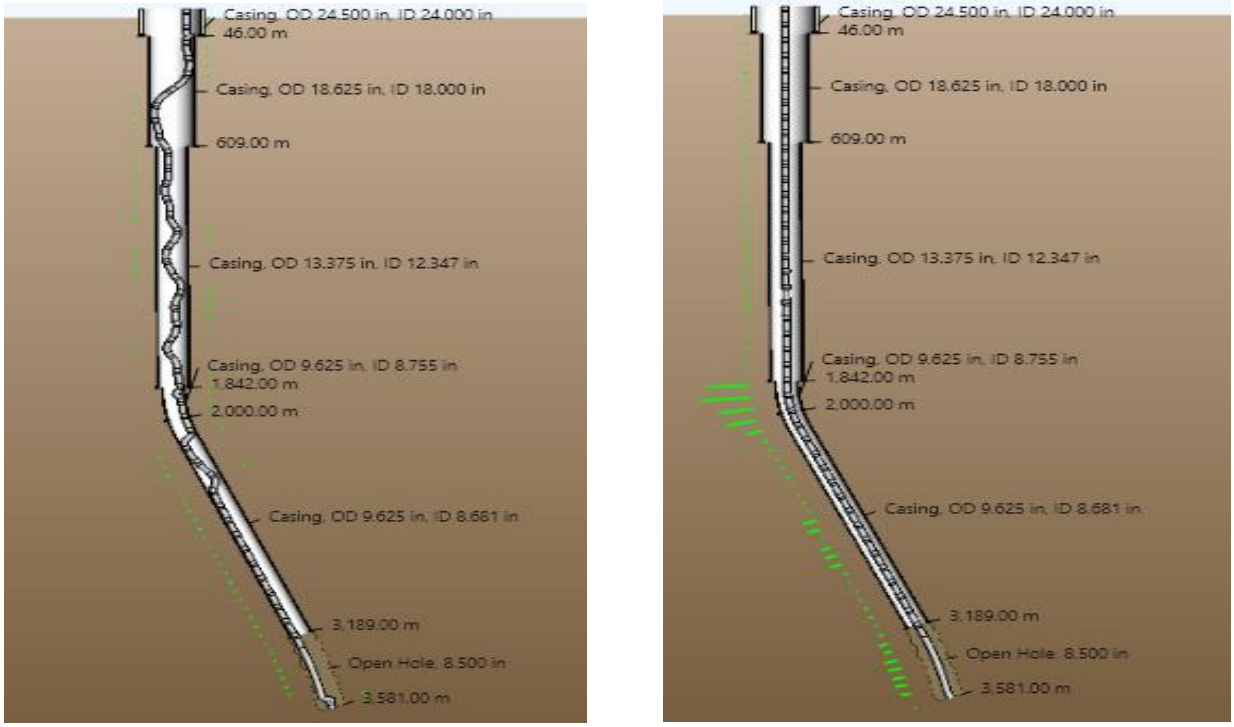
Obosealã



(a) (b)

Fig.13. *Solicitarea la oboseală a ganiturii de foraj:* a – rigidă; b – elastică

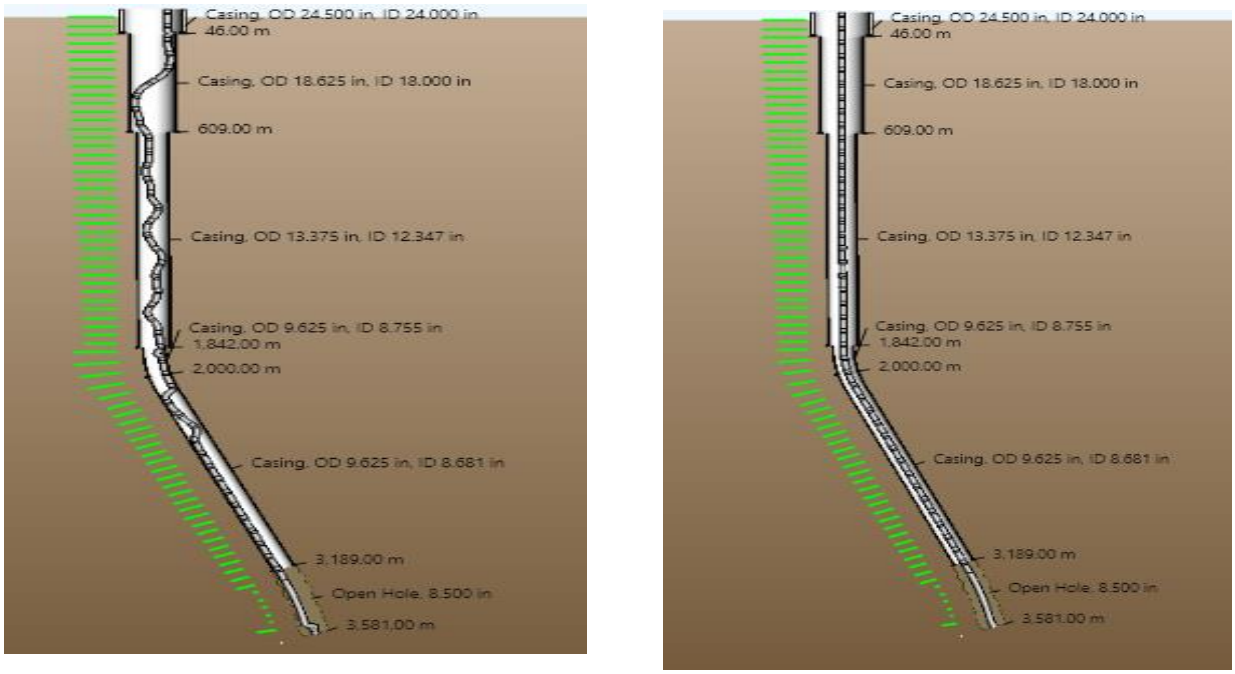
Forța laterală



(a) (b)

Fig.14. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

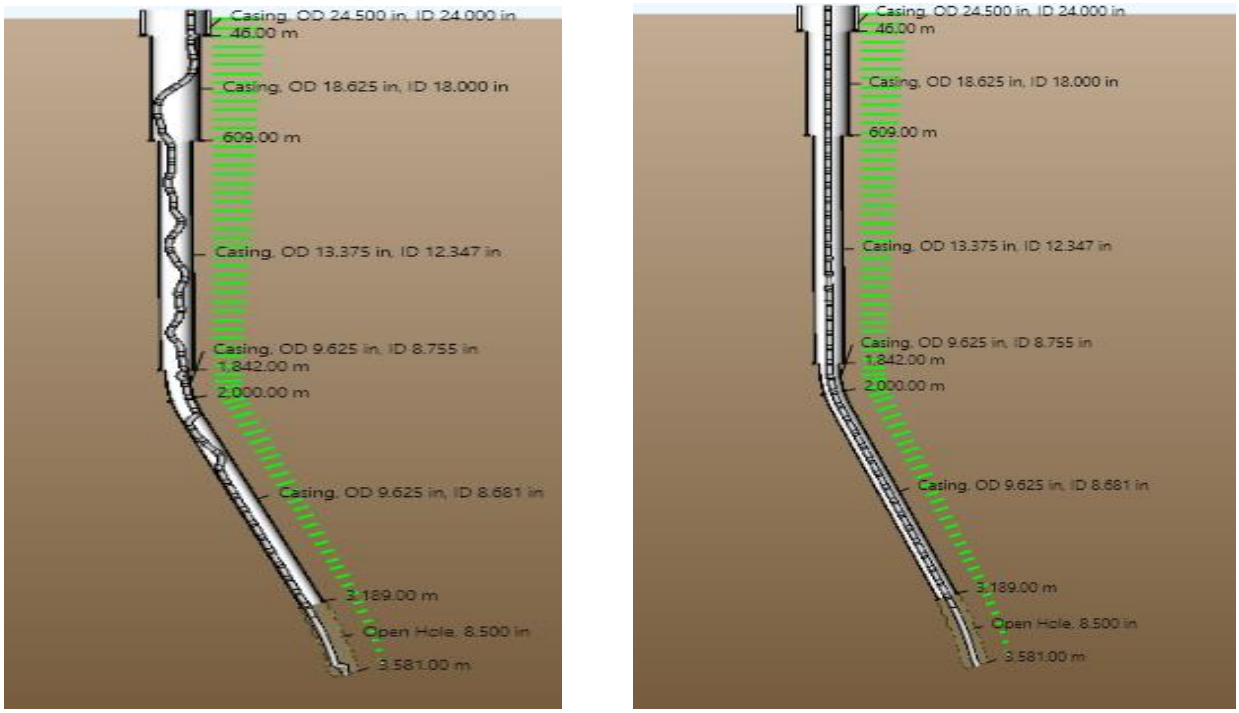
Efectul Vom mises



(a) (b)

Fig.15. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică

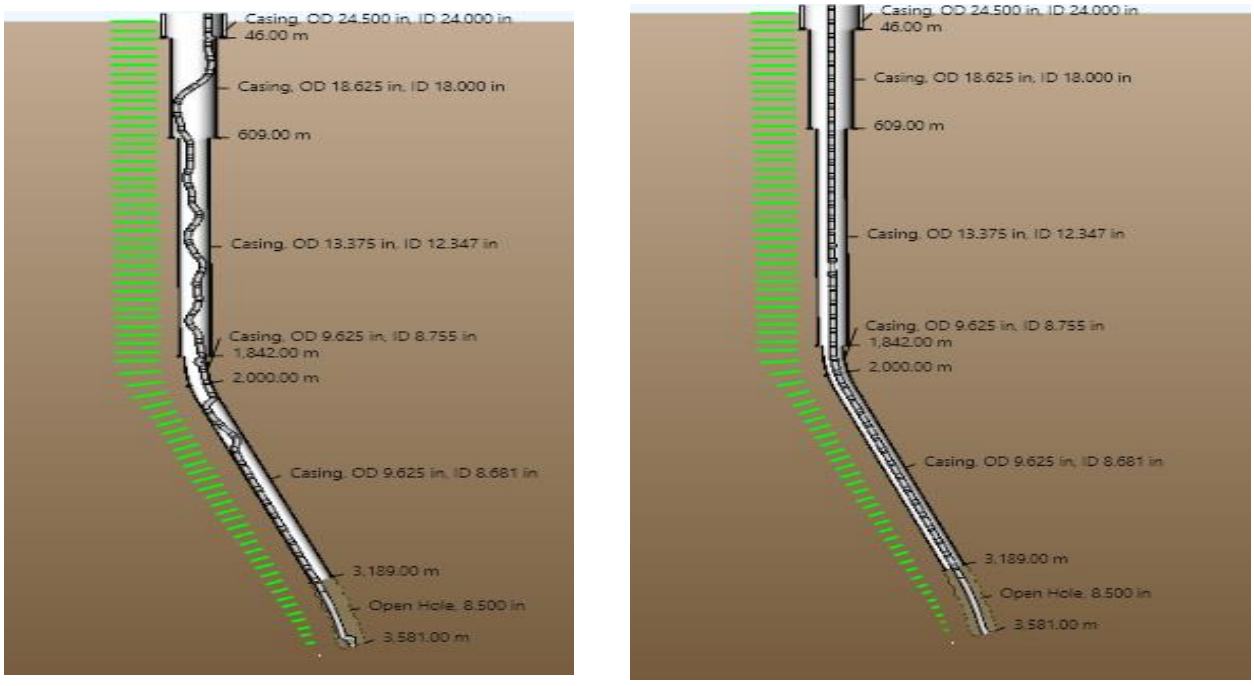
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.16. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

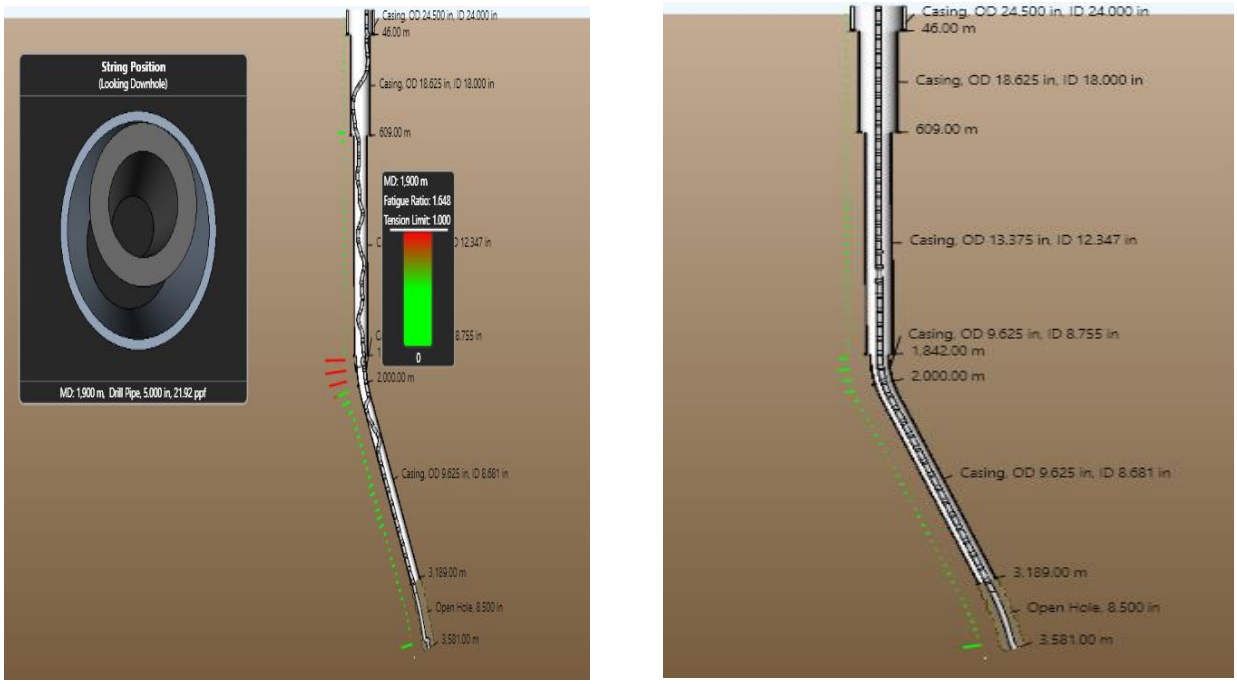


(a) (b)

Fig.17. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Extragere

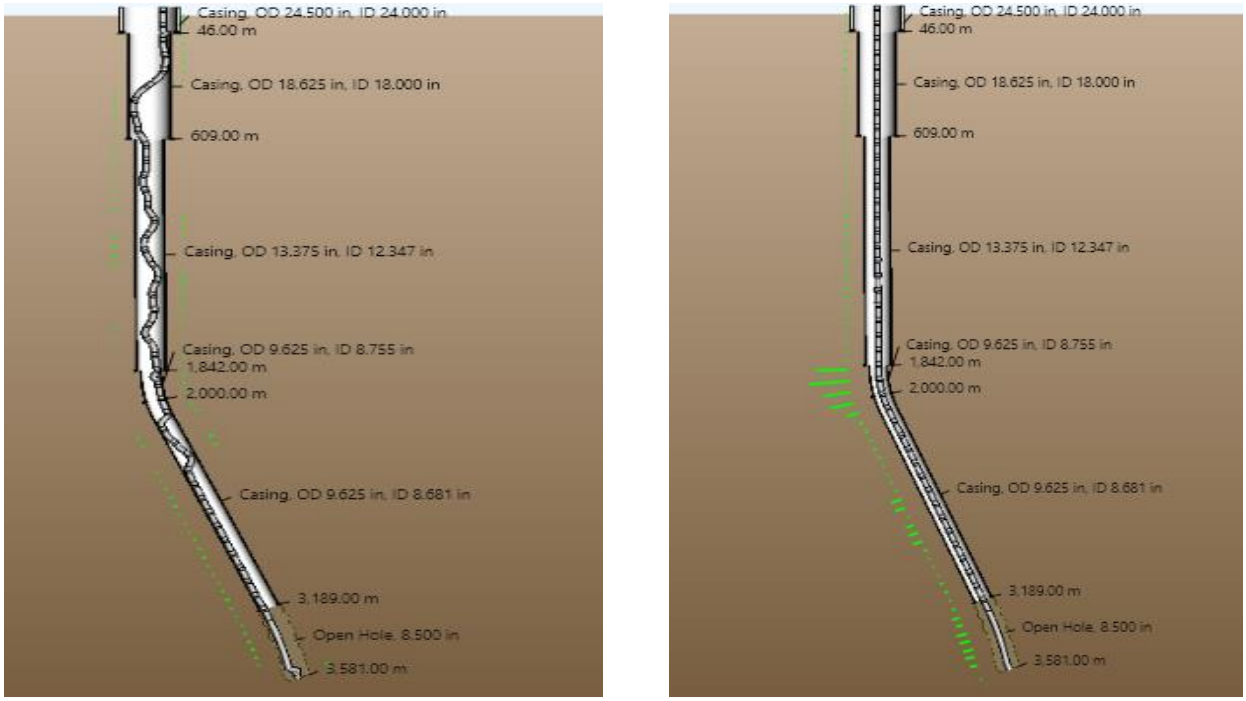
Obosealã



(a) (b)

Fig.18. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

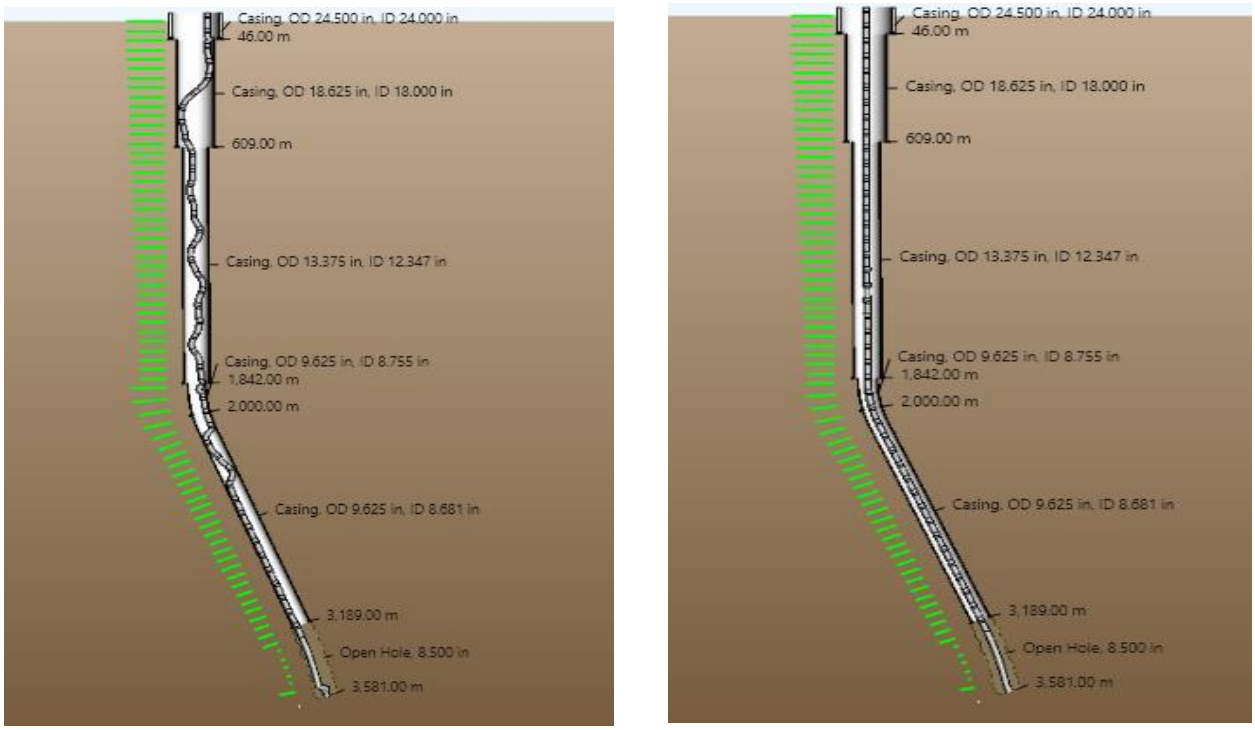
Forța laterală



(a) (b)

Fig.19. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

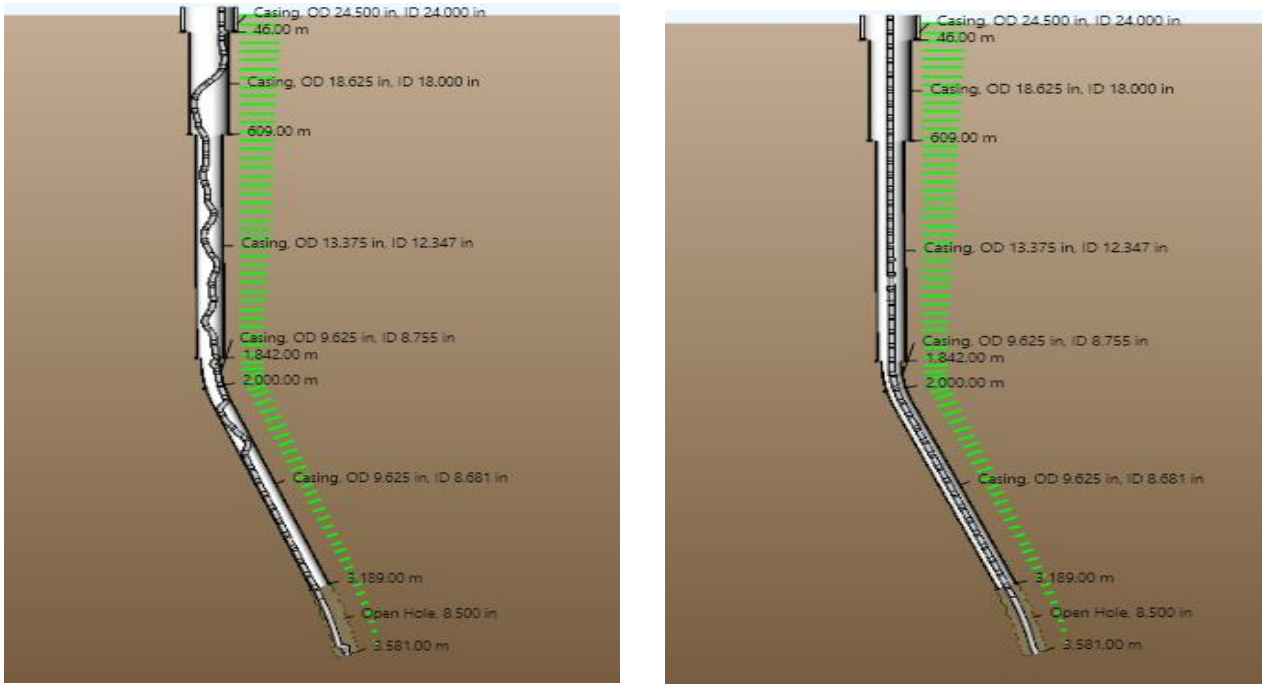
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.20. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

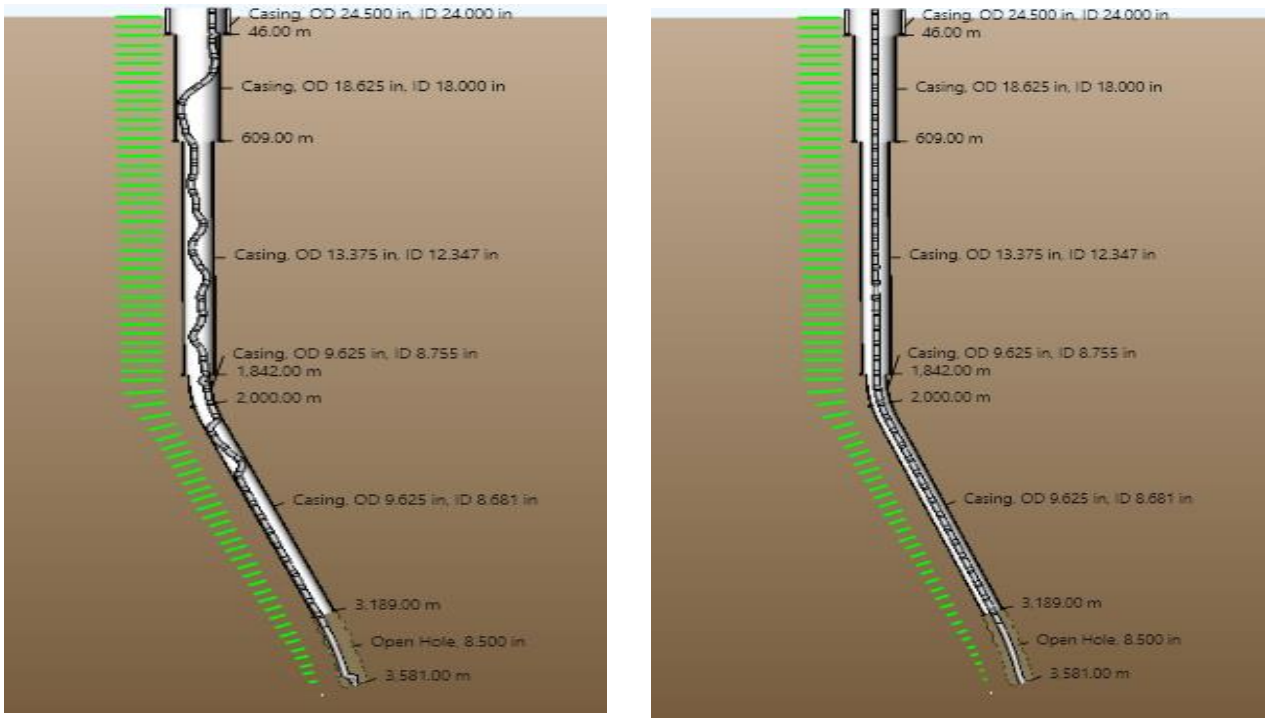
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.21. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

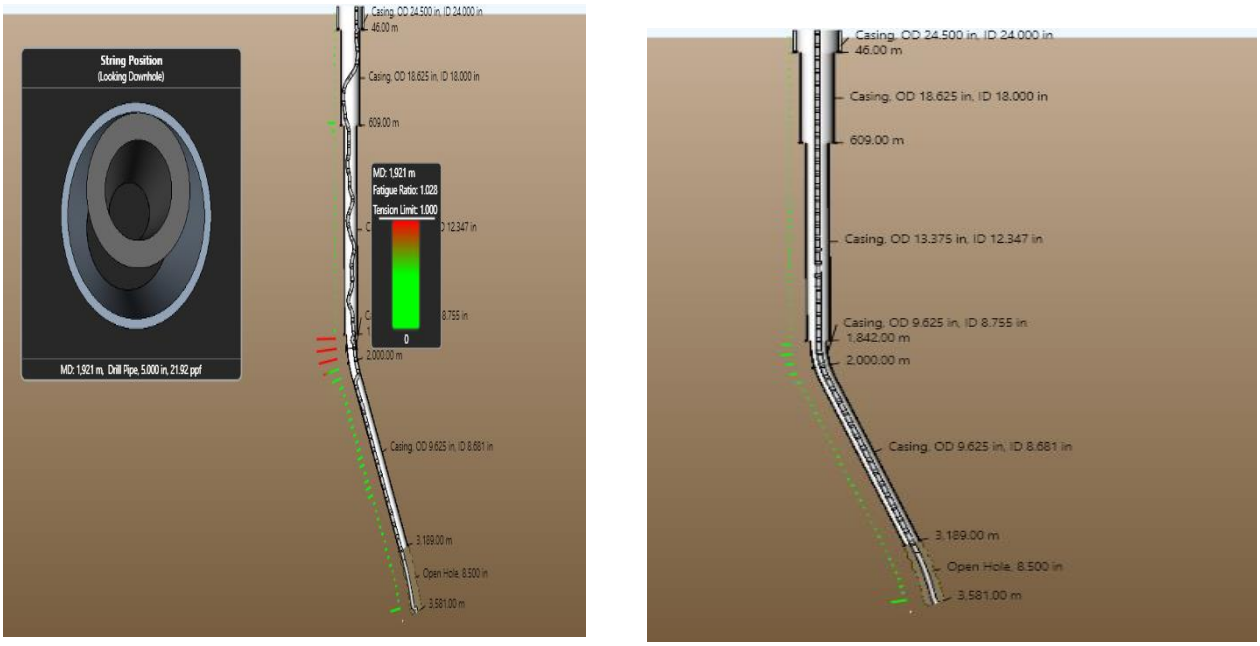


(a) (b)

Fig.22. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Rotirea sapei pe talpă

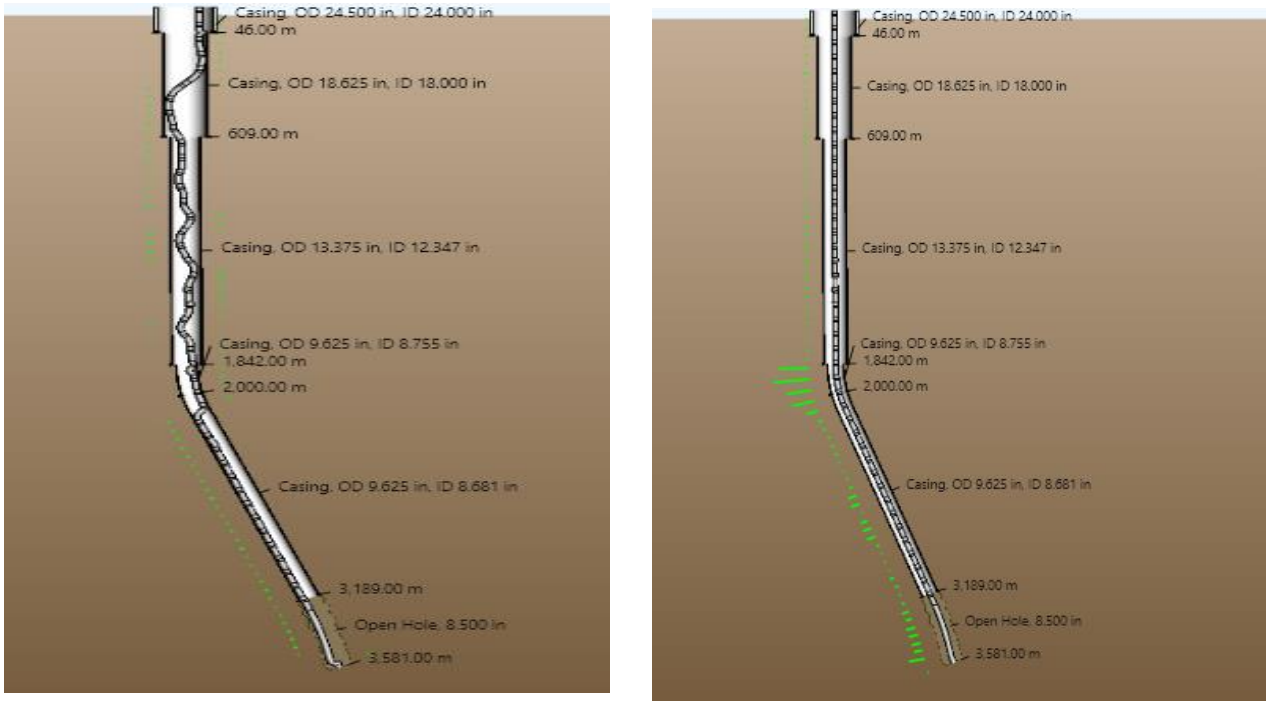
Oboseala



(a) (b)

Fig.23. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

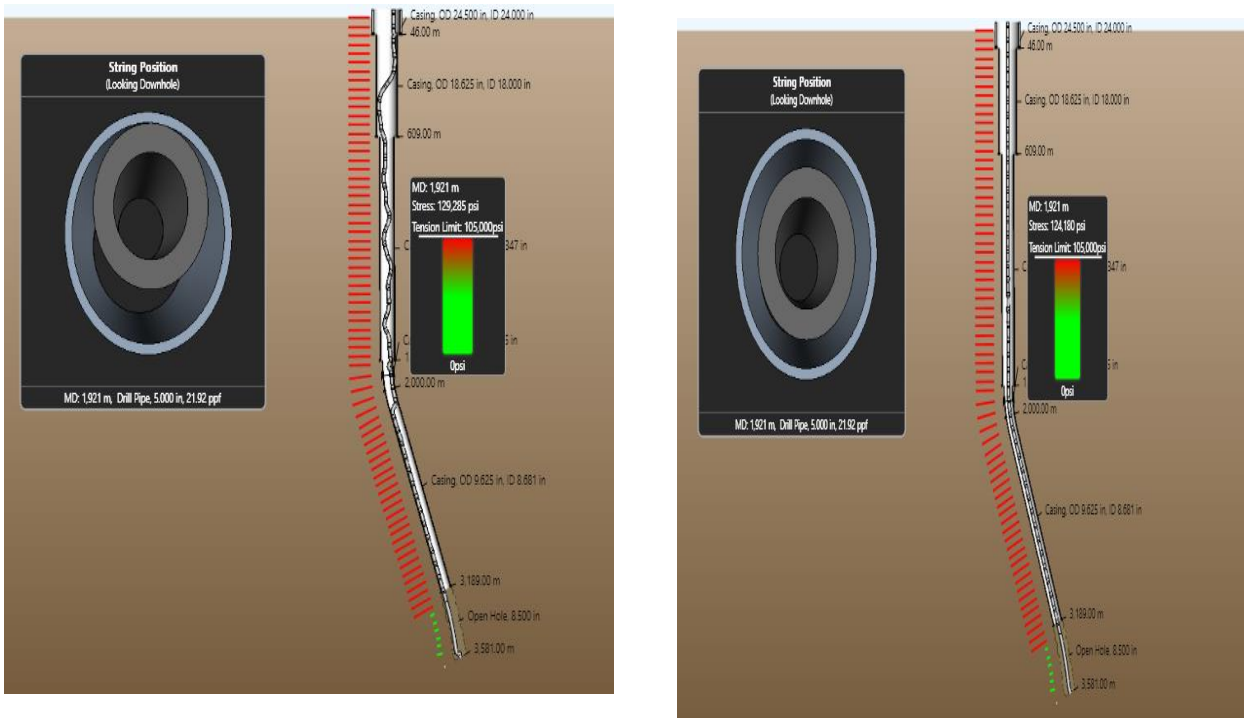
Forța laterală



(a) (b)

Fig.24. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

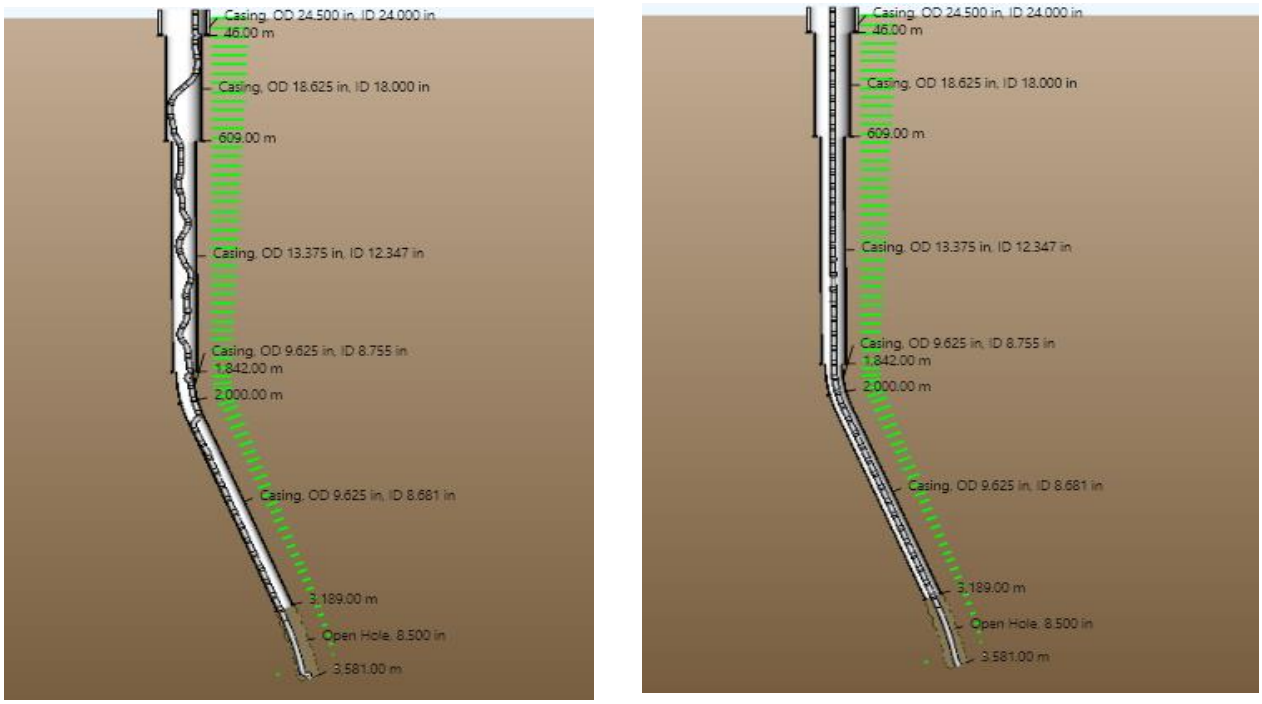
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.25. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

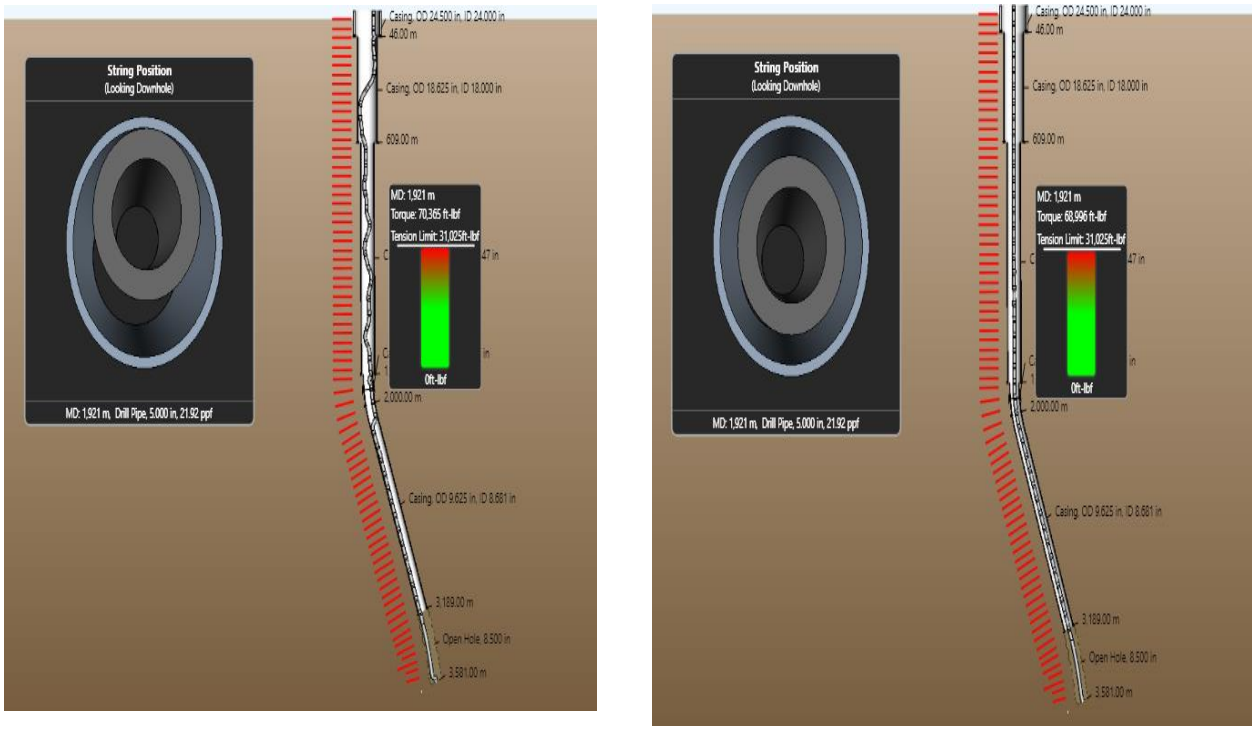
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.26. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul



(a) (b)

Fig.27. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

b- Analiza garniturilor

Tabelul.2. **Analiza garniturilor ale defecțiuni**

Operațiune	**Tensiune de Rupere**			**Limite de Flambaj**			**Rupere la cuplu**	**Greutate Măsurată (kN)**	**Intindere (m)**				Masa Rotary Cuplu (N-m)	Ridica Cu Troliul Cu Cuplu (revs)	Ridica Cu Troliul fara Cuplu (revs)	Stres Axial = 0 [din TD] (m)	Punct neutru de suprafață [din TD] (m)
	Oboseala	90% Deformare	100% Deformare	Sinusoidal	Elicoidal	Blocare			Mecanic	Balonare	Termic	Total					
Introducere	X							6820.01	3.45	-0.42	0.01	3.04	11315.65	4.3	4.3	338.24	0.00
Extragere	X							6820.90	3.45	-0.42	0.01	3.04	11322.4	4.3	4.3	338.24	0.00
Rotirea sapei pe talpă	X	X	X				X	6766.63	3.21	-0.42	0.01	2.80	96229.18	49.5	4.1	338.24	65.43

Introducere și Extragere

a – Rigidă

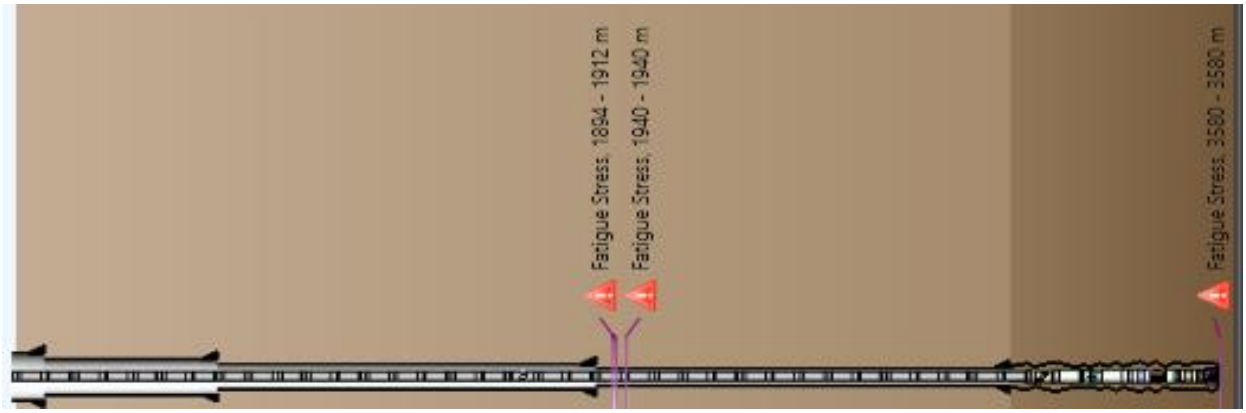


Fig.28. *Zonele cu defecțiuni ale garniturii* – rigidă; *(introducere și extragere).*

b – Elastică

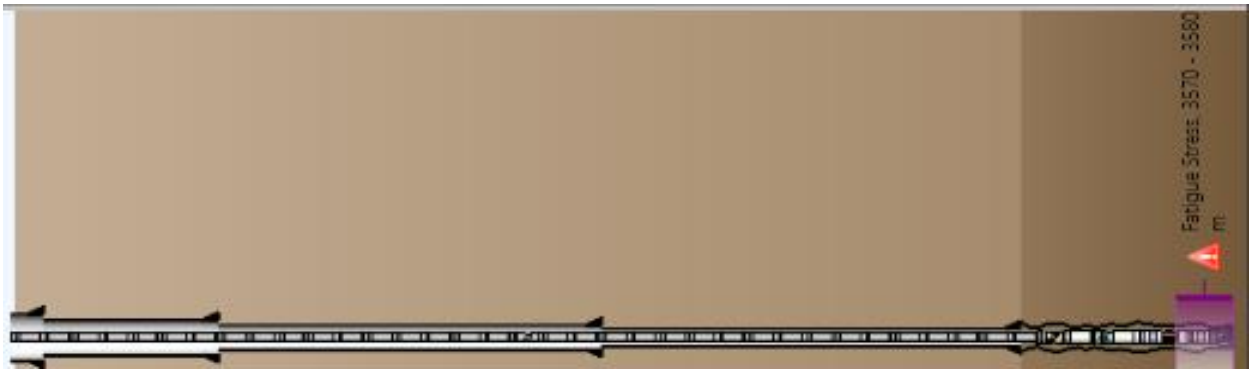


Fig.29. *Zonele cu defecțiuni ale garniturii* ***– elastică*** *(introducere și extragere).*

Rotirea sapei pe talpă

a – Rigidă

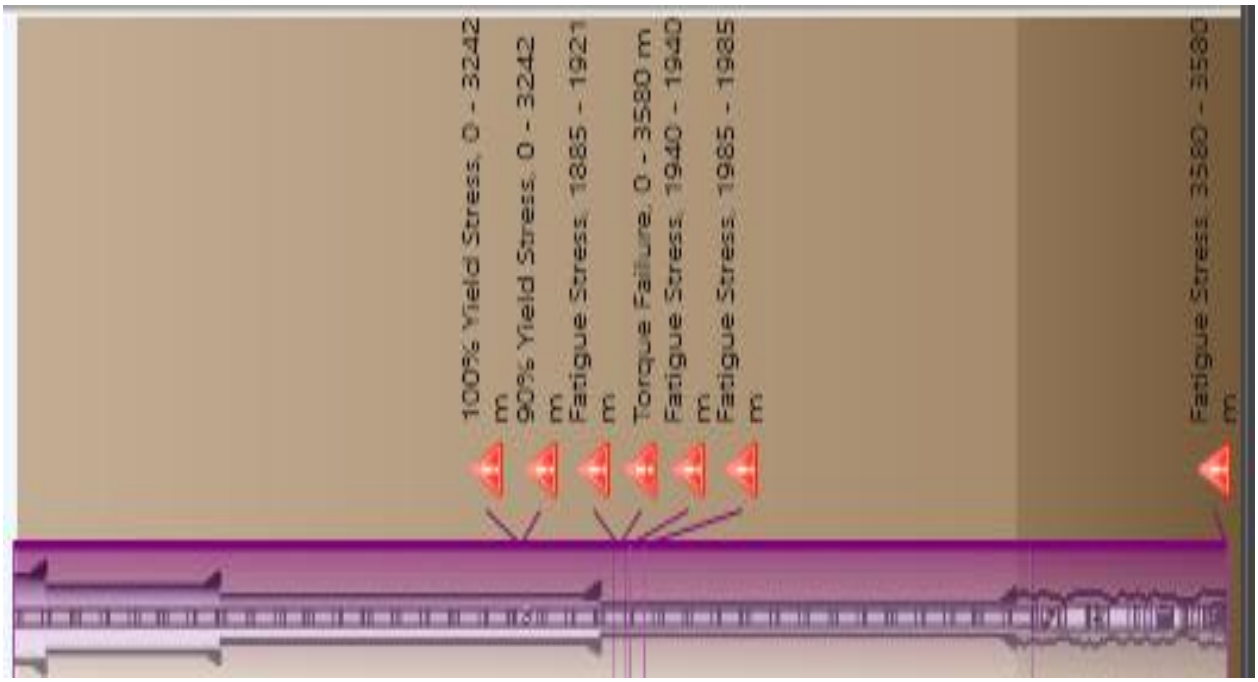


Fig.30. *Zonele garniturii cu defecțiuni* – rigidă *(rotirea sapei pe talpă).*

b – Elastică

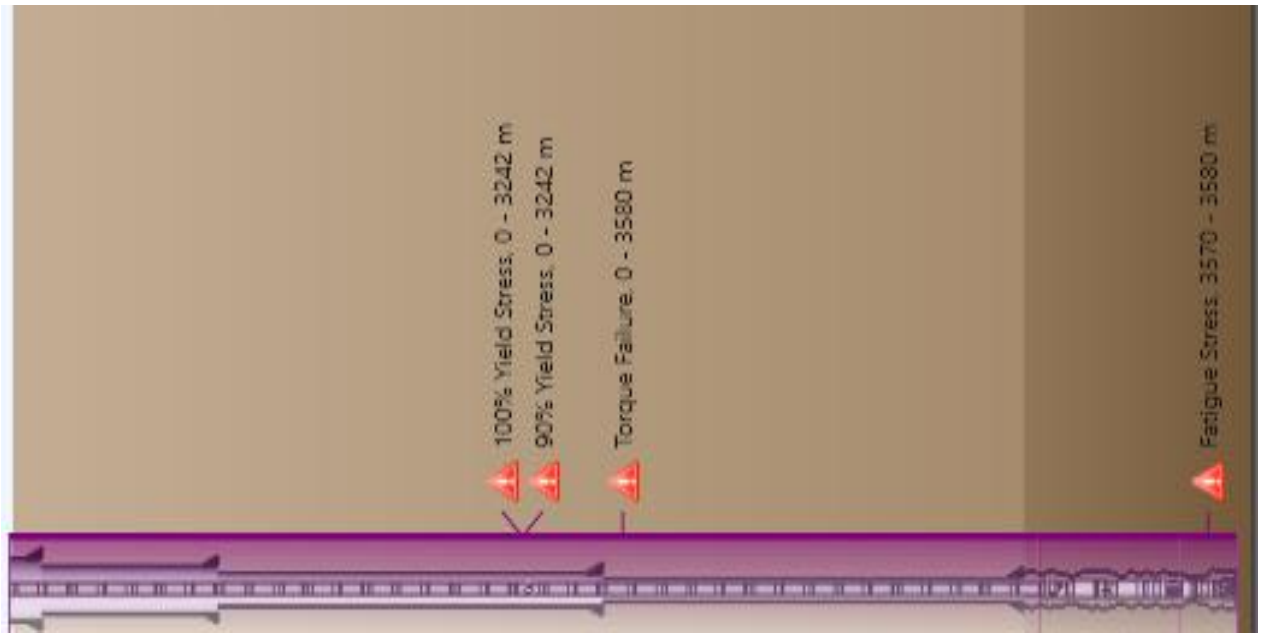


Fig.31. *Zonele garniturii cu defecțiuni – elastică (rotirea sapei pe talpă).*

3- Dinamica ansamblului de fund BHA

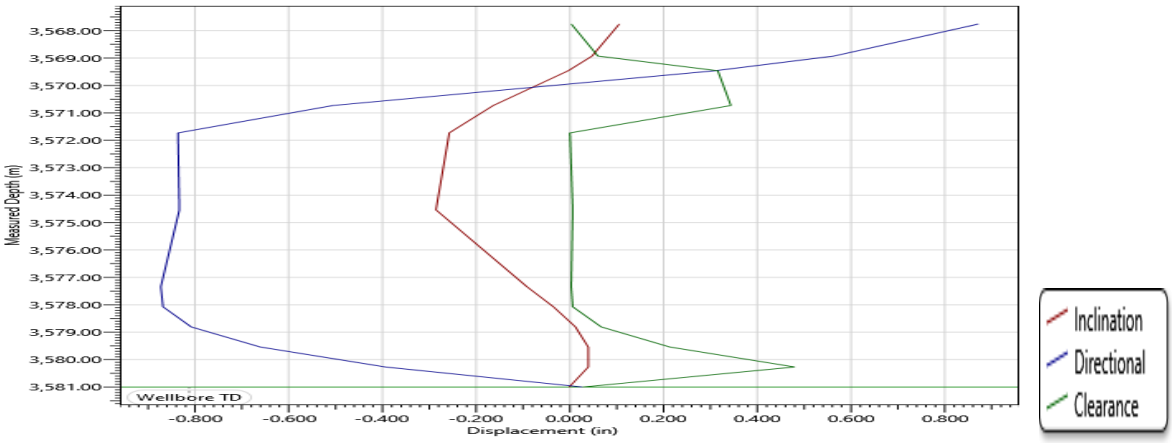


Fig.32. *Deplasare & adâncime*.

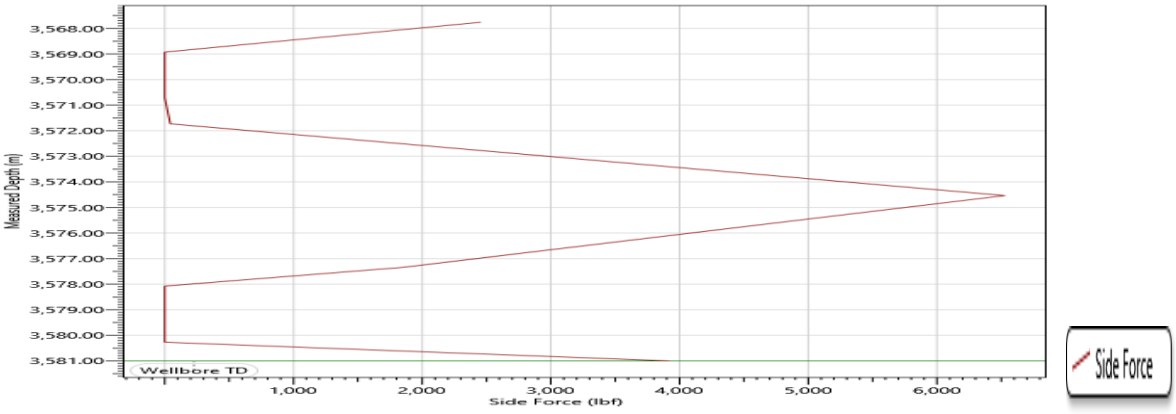


Fig.33. *Forță laterală & adâncime*.

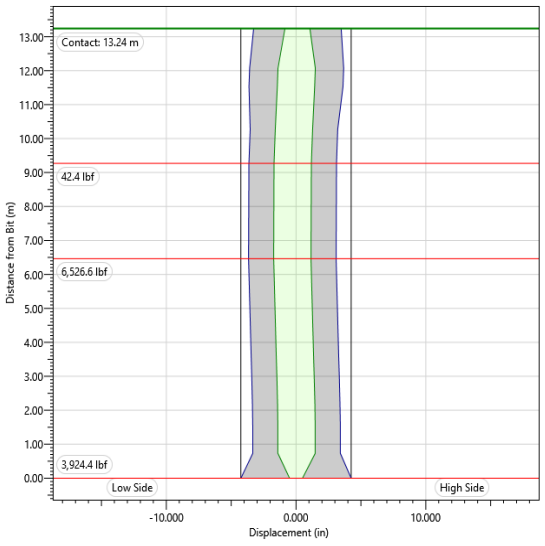


Fig.34. *Profil (înclinare)*.

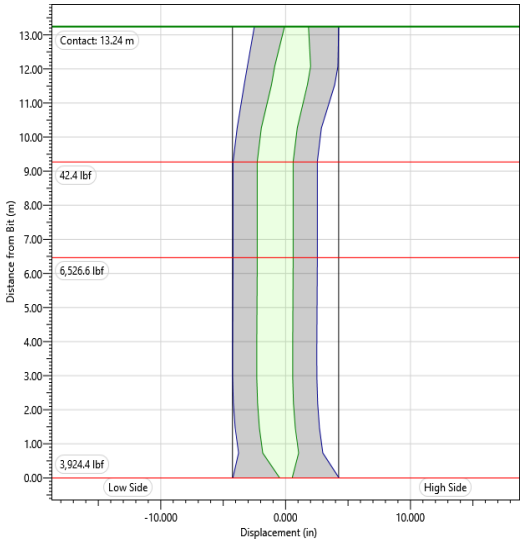


Fig.35. *Profil (direcțional)*

Analiza vibrațiilor

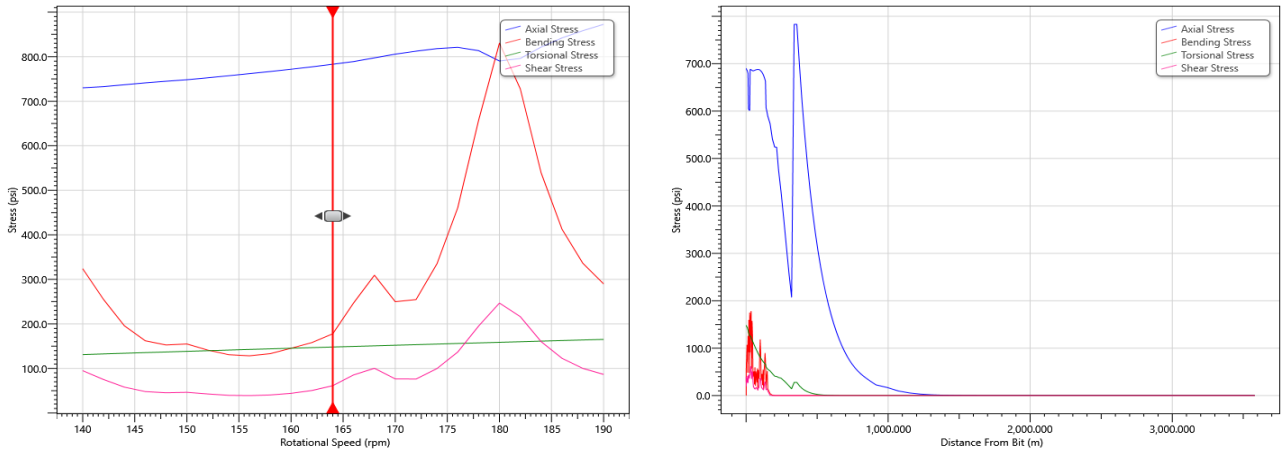


Fig.36. *Componentele de stres & viteza de rotație – Componentele de stres & distanța de la sapă*.

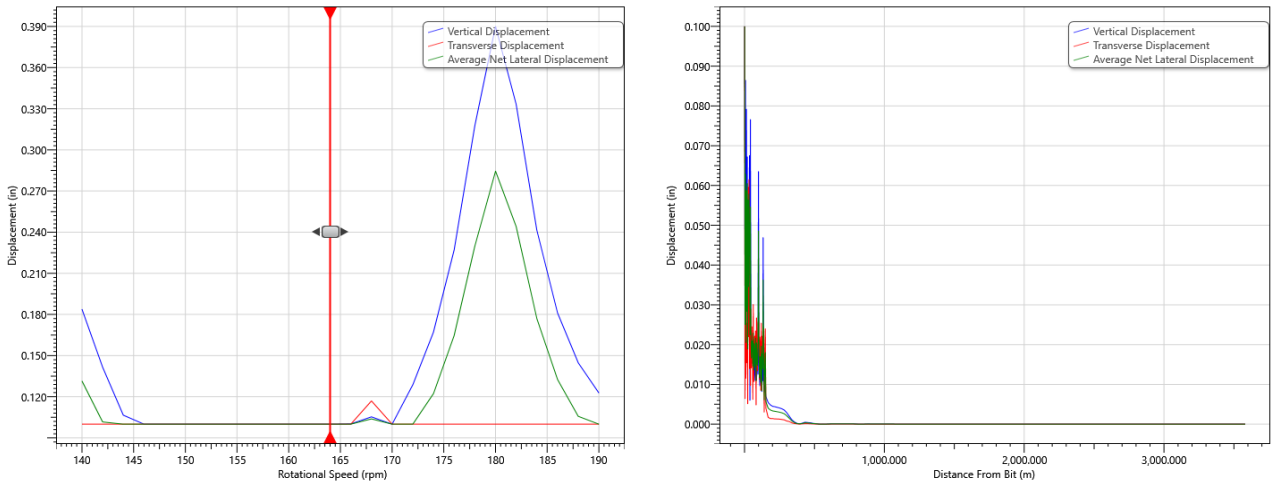


Fig.37. *Deplasare & viteza de rotație – Deplasare & distanța de la sapă*.

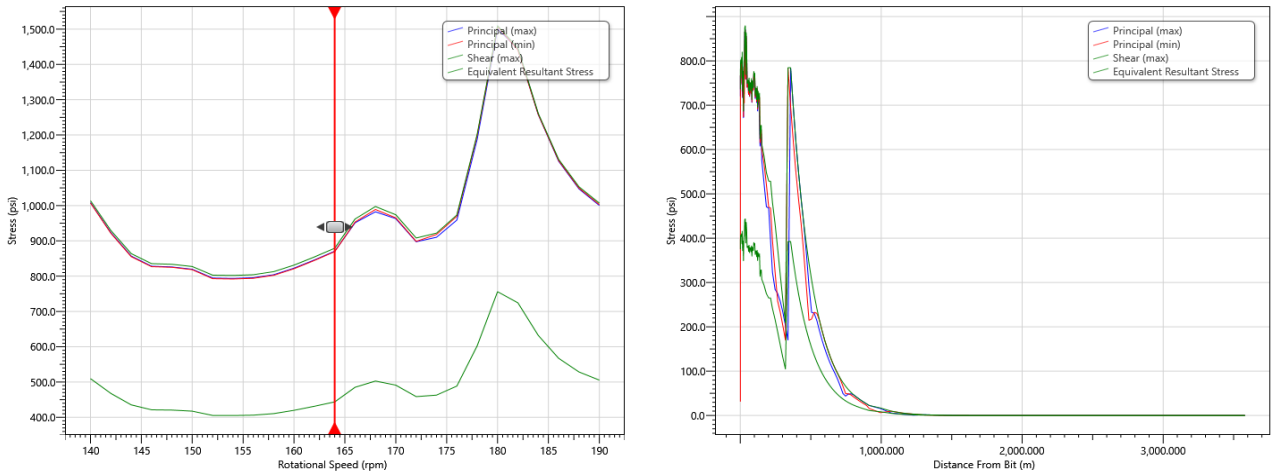


Fig.38. *Stres principal & viteza de rotație – Stres principal & distanța de la sapă*.

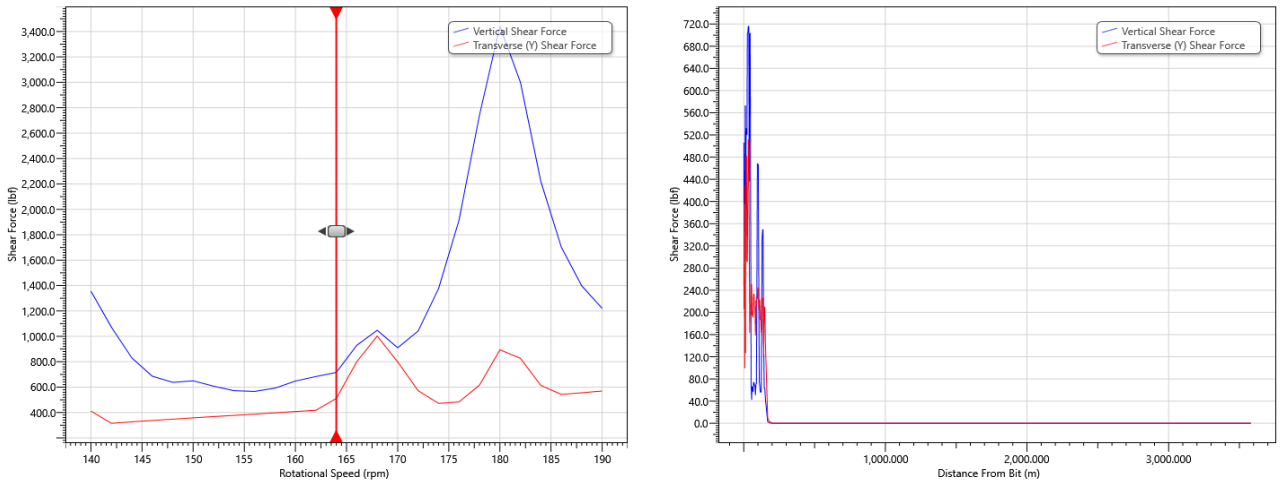


Fig.39. *Forța de forfecare & viteza de rotație - Forța de forfecare & distanța de la sapă.*

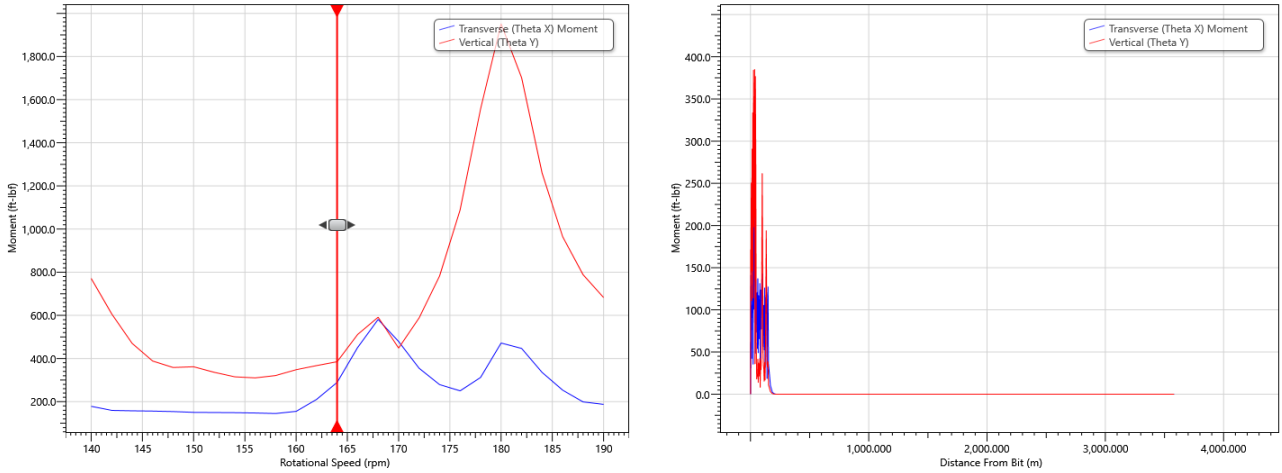


Fig.40. *Momente & viteza de rotație - Momente & distanța de la sapă.*

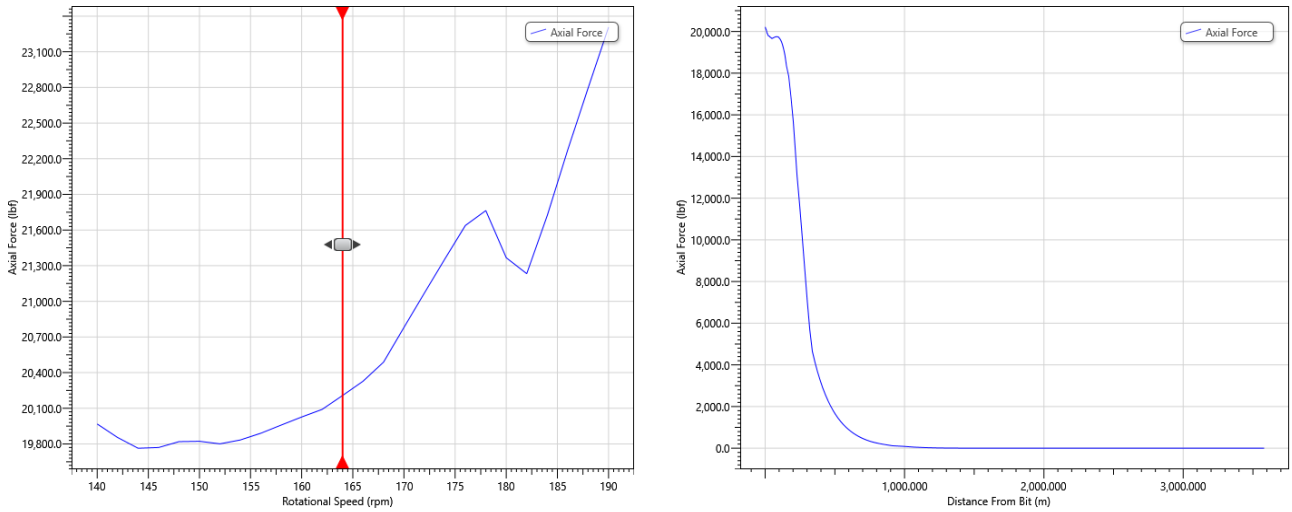


Fig.41. *Forta axiala & viteza de rotație - Forta axiala & Distanța de la sapă*

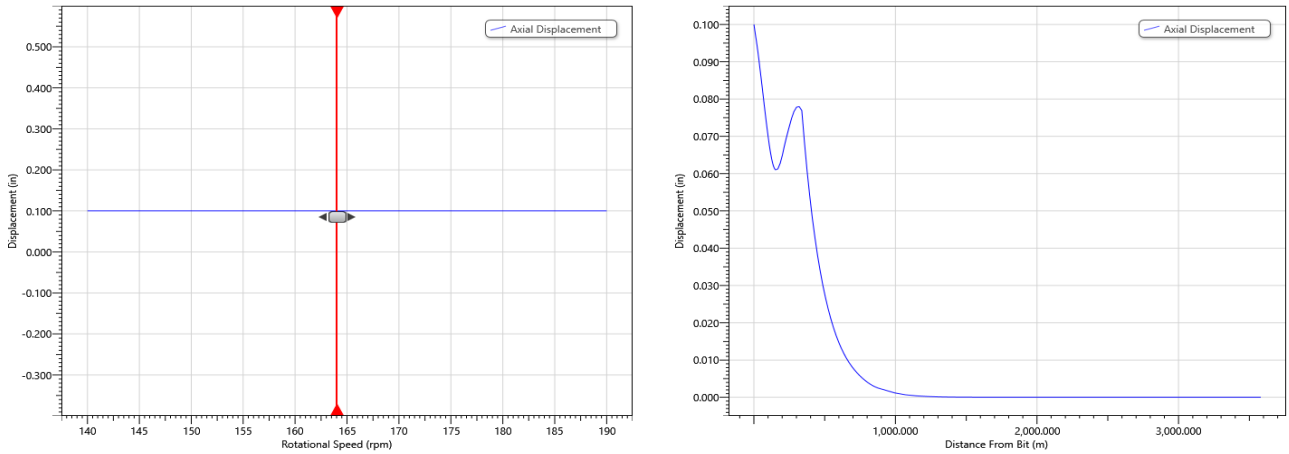


Fig.42. *Deplasare axială & viteza de rotație - Deplasare axială & distanța de la sapă.*

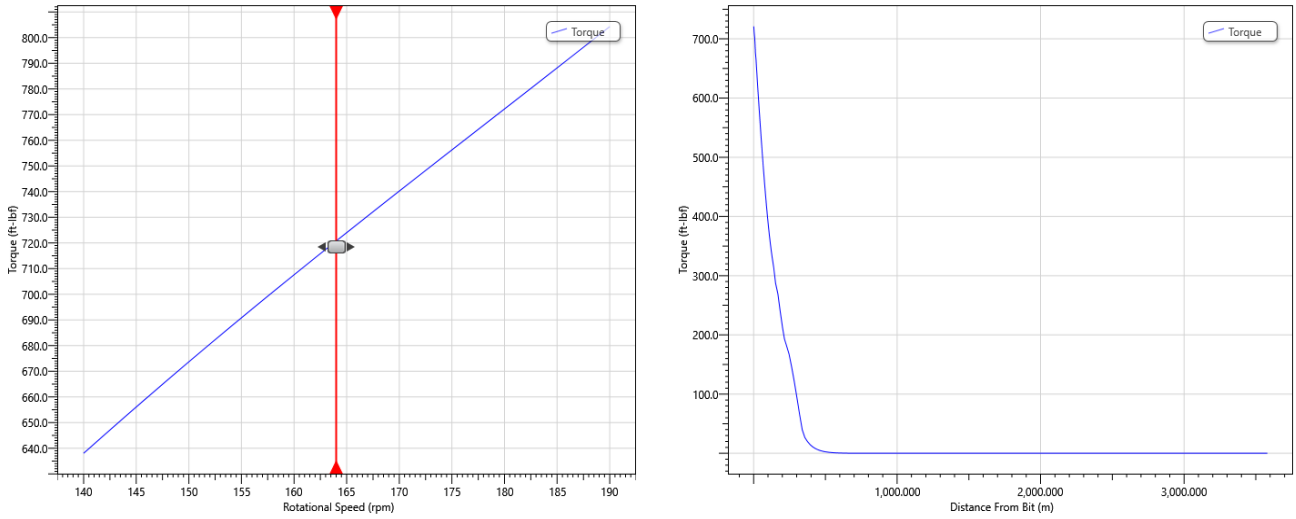


Fig.43. *Cuplu & viteza de rotație - Cuplu & distanța de la sapă.*

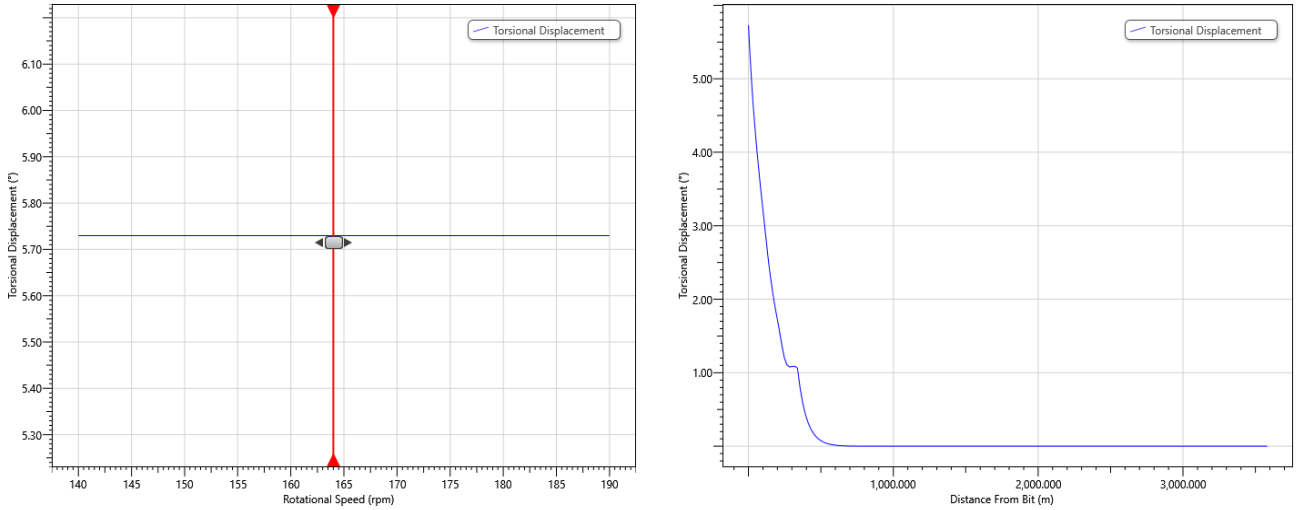


Fig.44. *Deplasare la torsiune & viteza de rotație - Deplasare la torsiune & distanța de la sapă.*

C- ZB-404 (Vertical)

1- Profilul și parametrii de sondă

Tabelul.1. **Date de la sonda ZB-404**

Cuplu & Tragere	
WOB (Apăsarea pe sapa)	14 tf
Greutatea blocului	680 tf
Sarcina la cirlig	590 tf cu 14 linii
Cuplu la sapa	85,000 N-m
Cuplu la suprafață	85,000 N-m
Introducere (Speed/Rpm)	30 Rpm
Extragere (Speed/Rpm)	200 Rpm
Sapa Rpm (Rotary on bottom)	100 Rpm
BHA Dinamic	
Debitul pompei (mud #5)	720 gpm
Viteza de pornire	30 Rpm
Viteza de sfarsit	200 Rpm
Creștere de viteză	2 Rpm

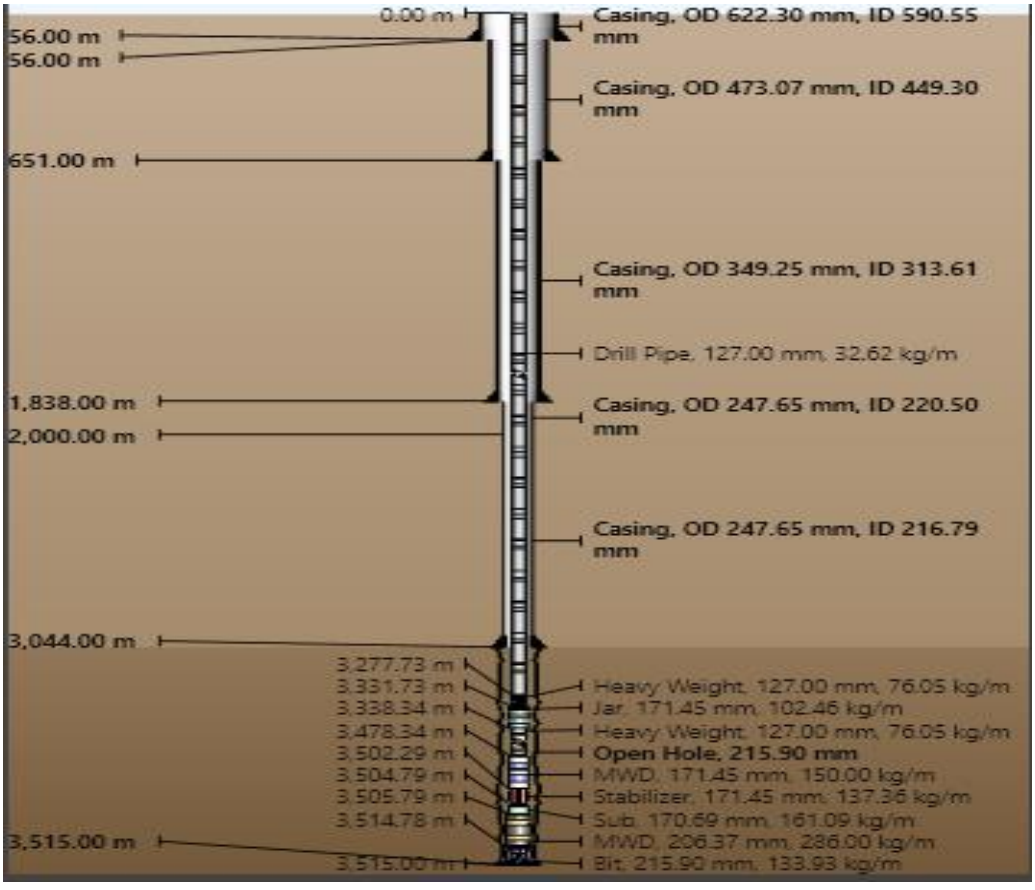


Fig.1. *Profilul de sondei ZB-404.*

Cuplu & tragere

a. Diagrame: parametri & adâncime

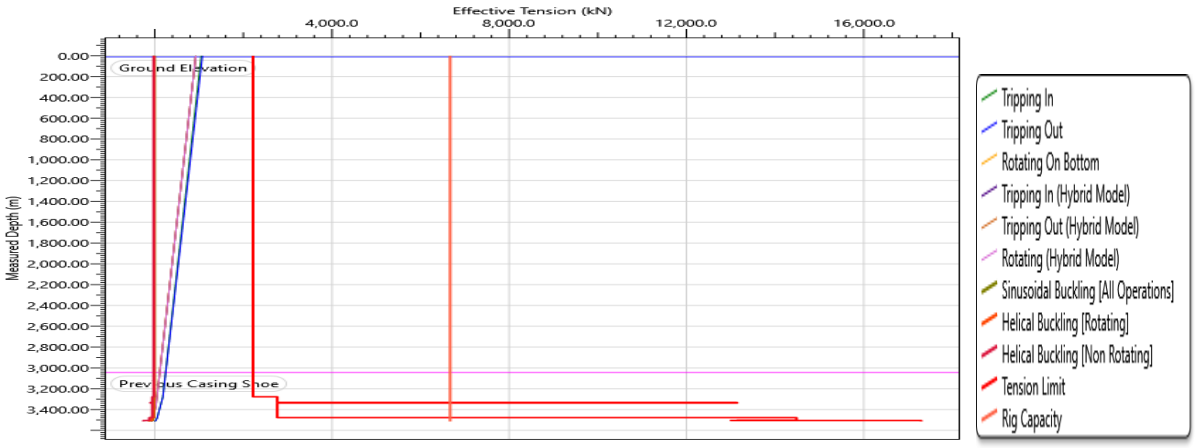


Fig.2. *Tensiune efectivă & adâncime*

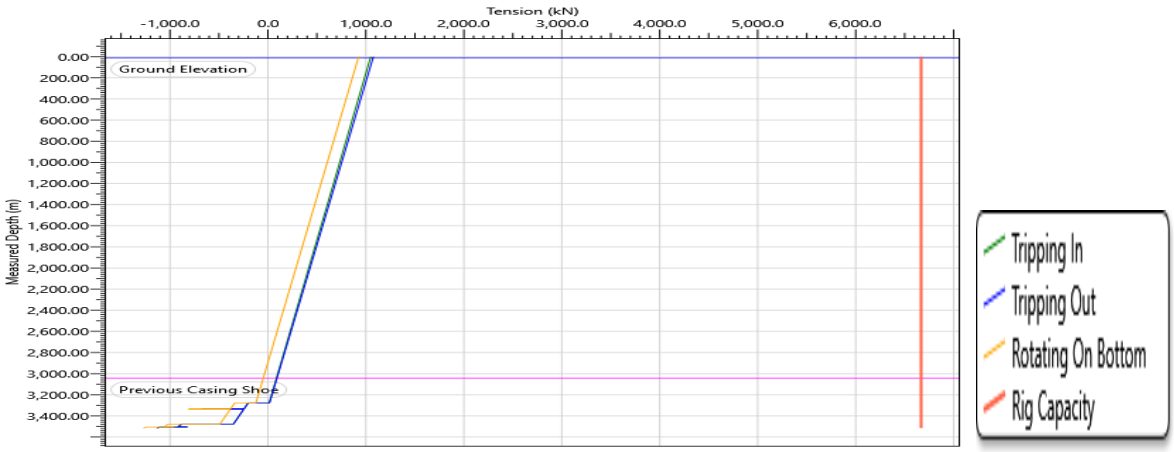


Fig.3. *Tensiune & adâncime.*

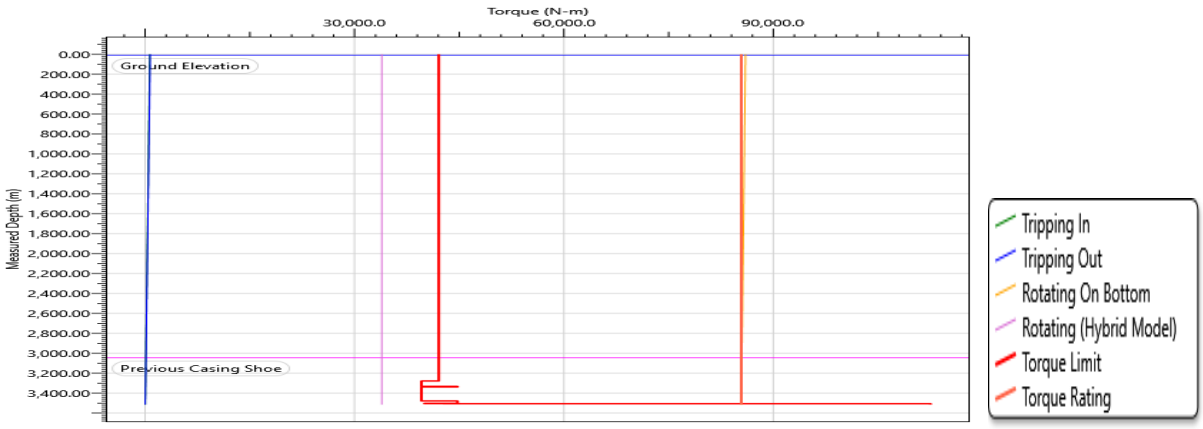


Fig.4. *Cuplu & adâncime*.

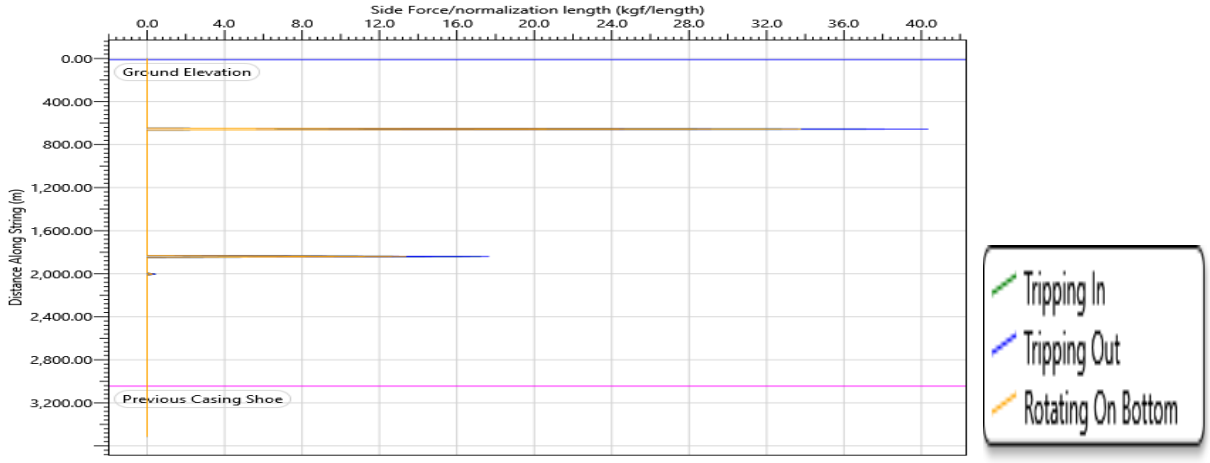


Fig.5. *Forță laterală & adâncime.*

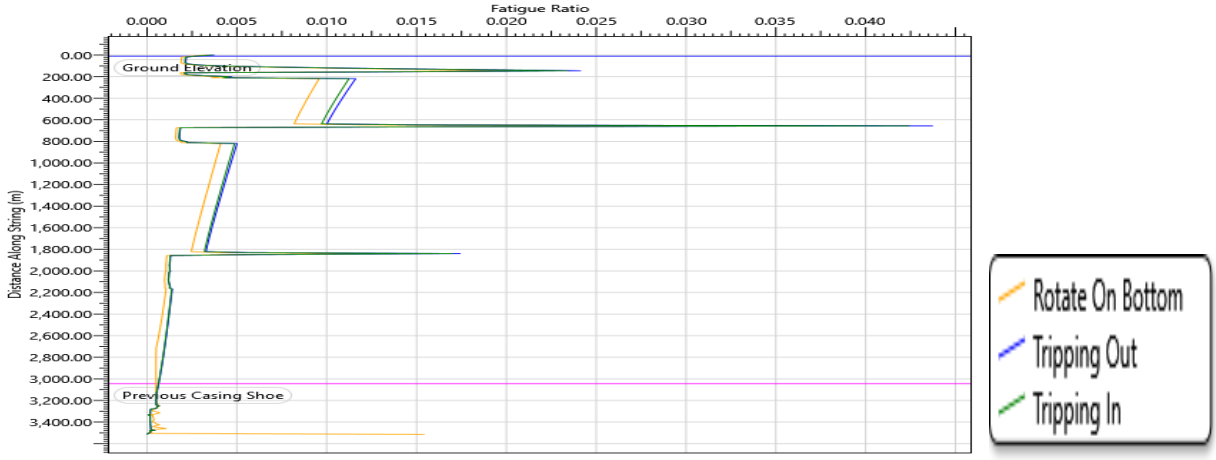


Fig.6. *Oboseală & adâncime.*

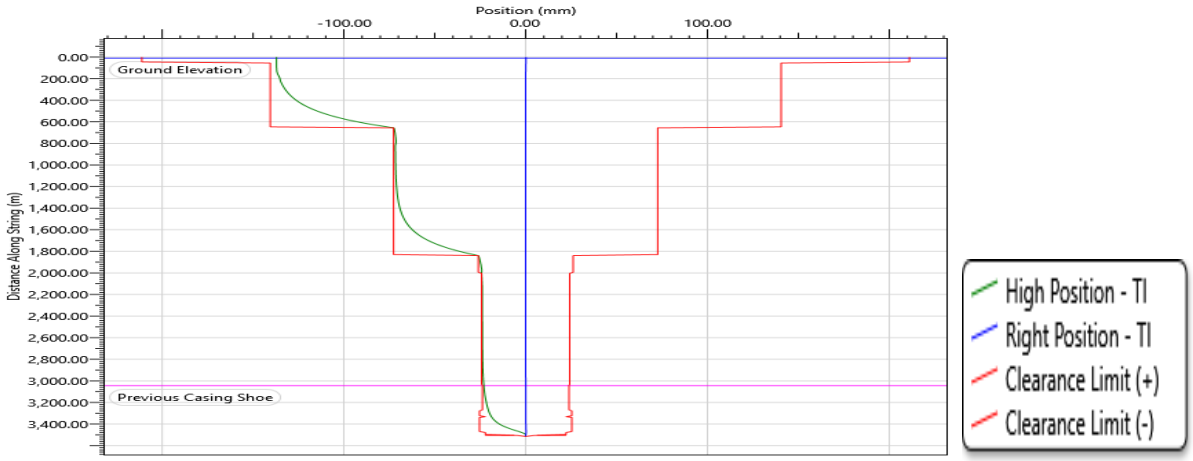


Fig.7. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (introducere).*

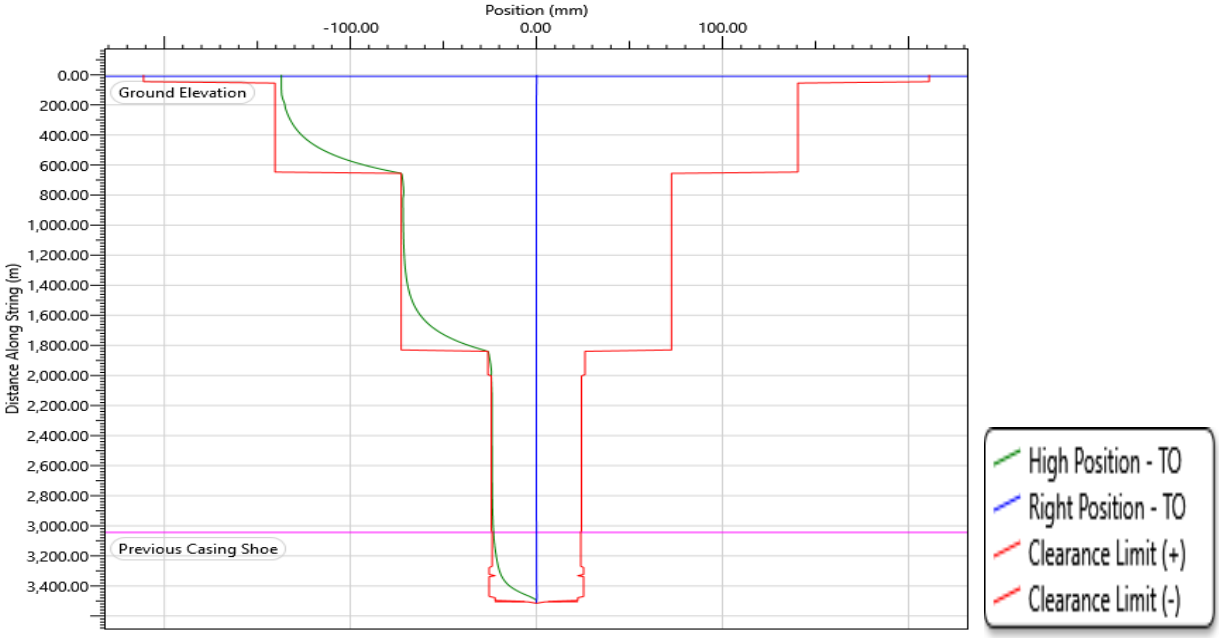


Fig.8. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (extragere).*

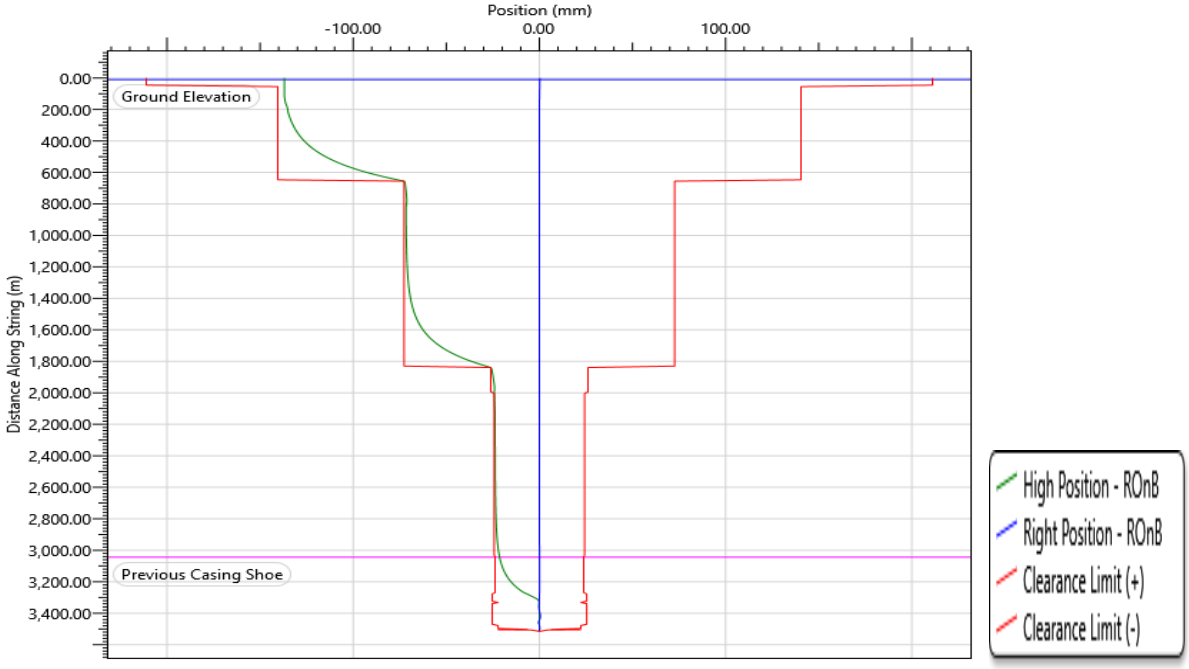


Fig.9. *Distanța de-a lungul garniturii & poziționare (rotire la talpă).*

b. Diagrame de stres

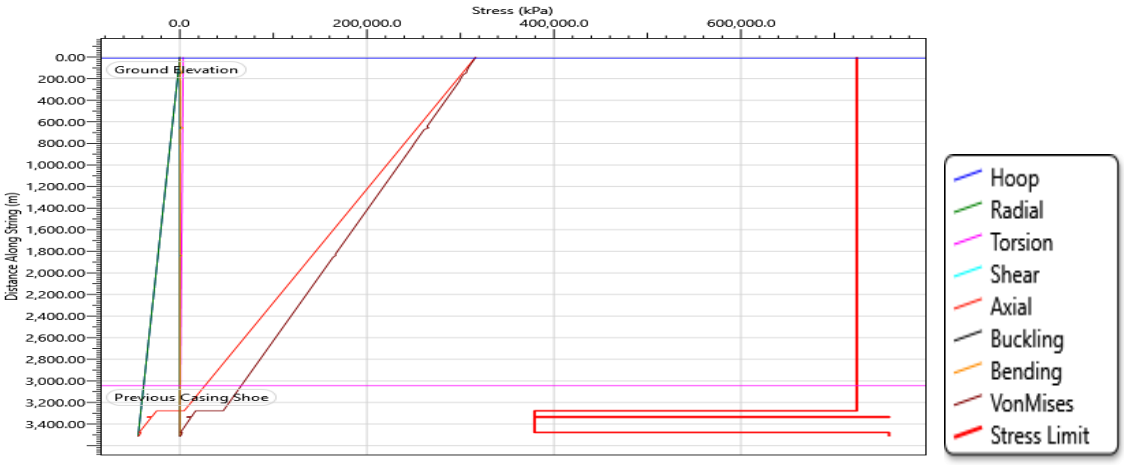


Fig.10. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (introducere).*

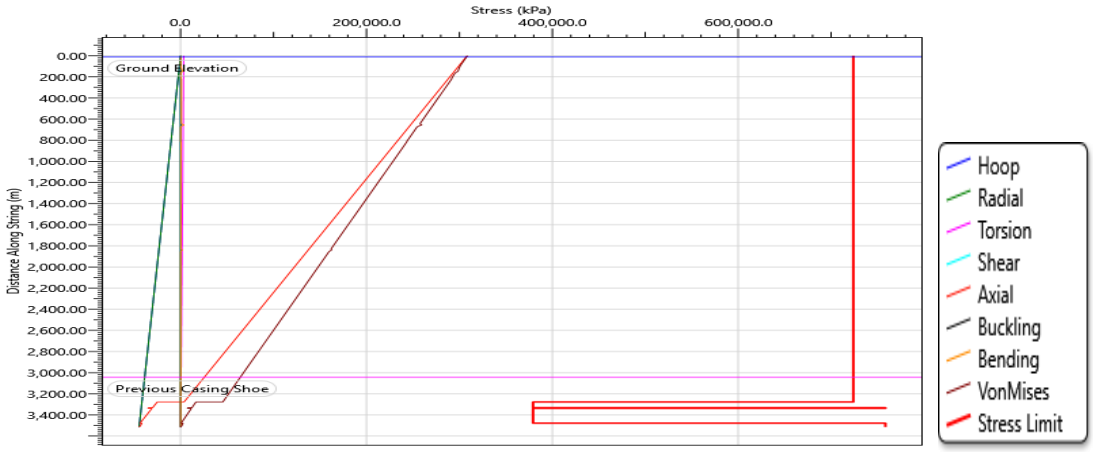


Fig.11. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (extragere).*

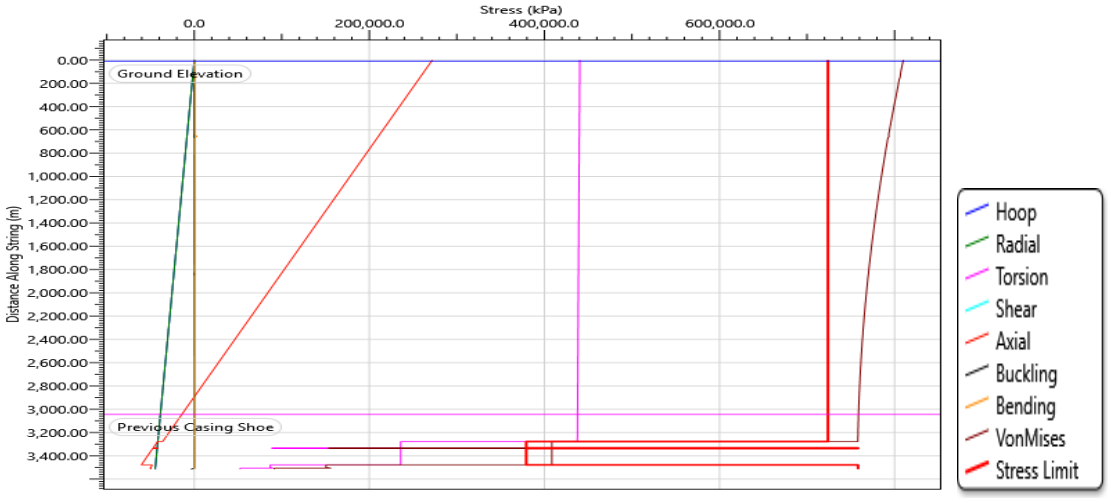


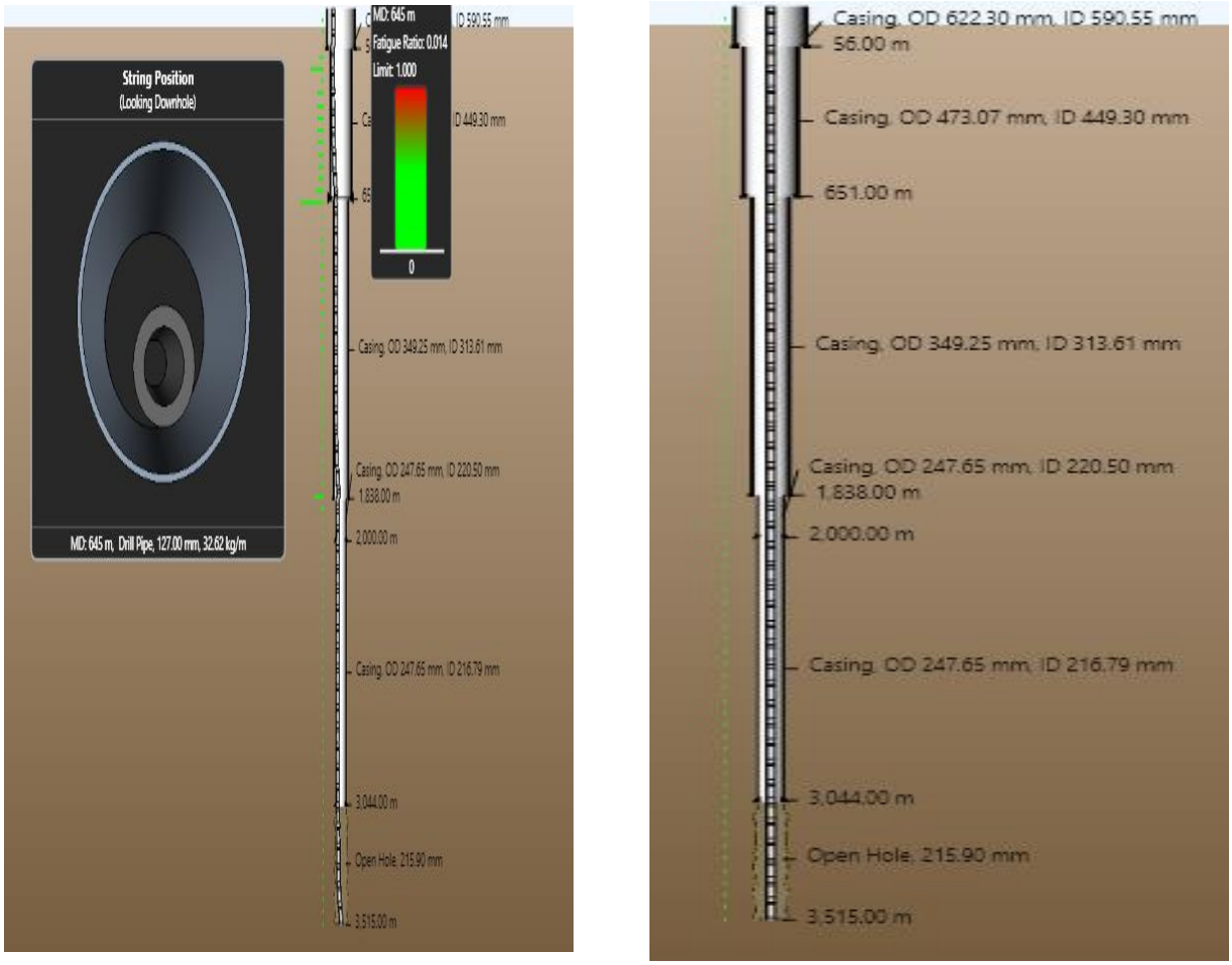
Fig.12. *Stres & distanță de-a lungul garniturii (rotire).*

2- Sinteza rezultatelor: schema T&D, analiza garniturilor

a- Scheme de cuplu și tragere

Introducere

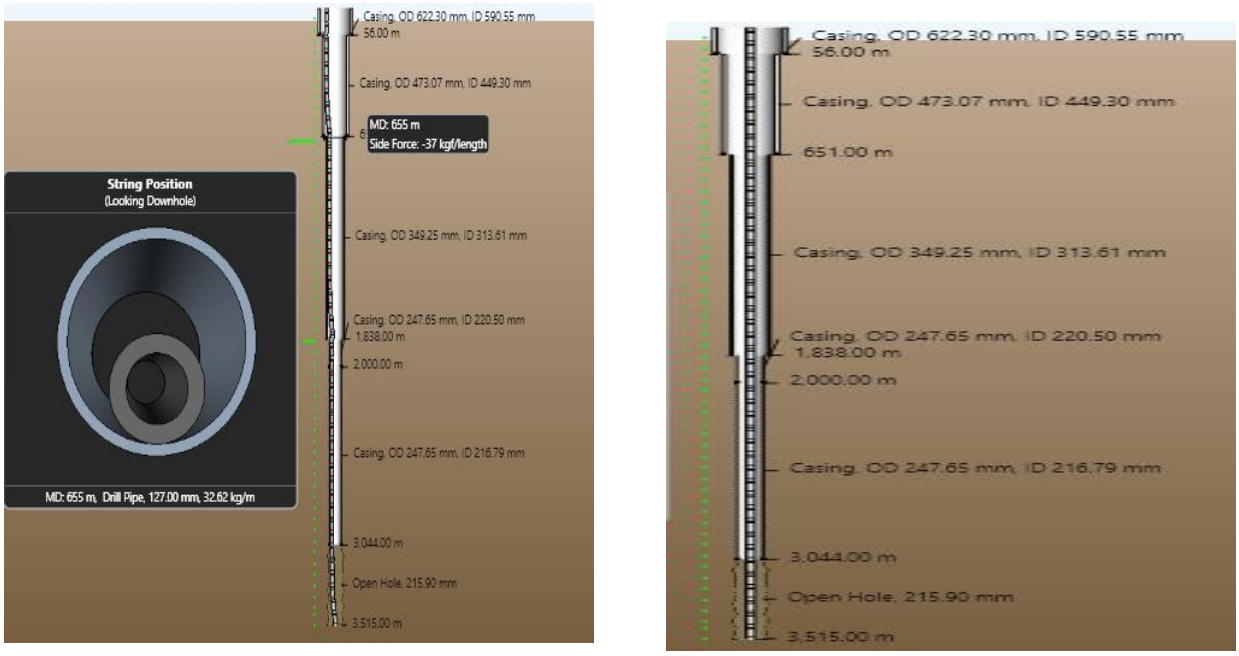
Obosealã



(a) (b)

Fig.13. *Solicitarea la oboseală a ganiturii de foraj:* a – rigidă; b – elastică.

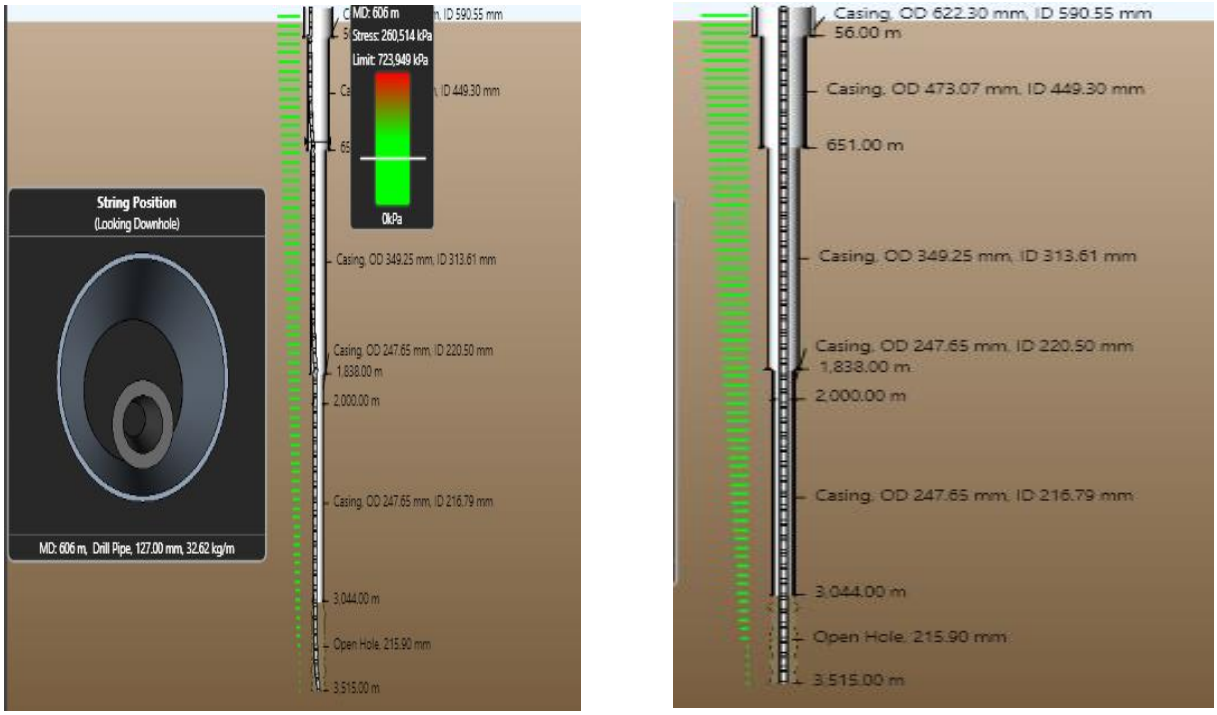
Forța laterală



(a) (b)

Fig.14. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

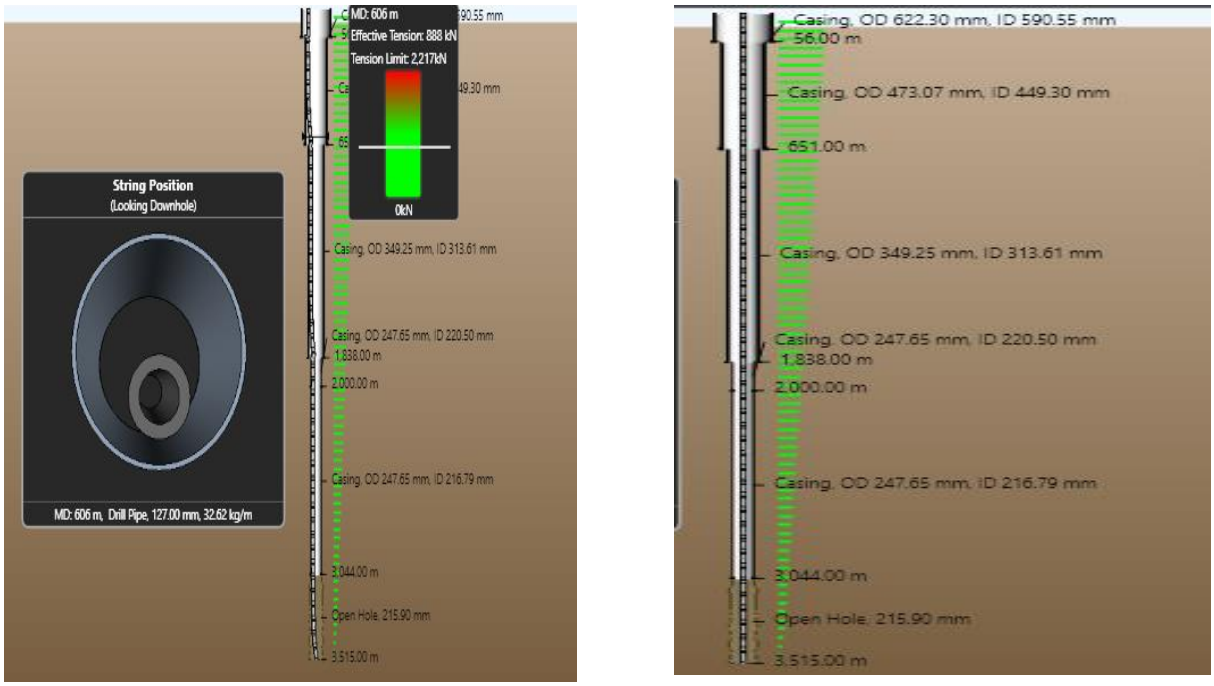
Efectul Vom mises



(a) (b)

Fig.15. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică

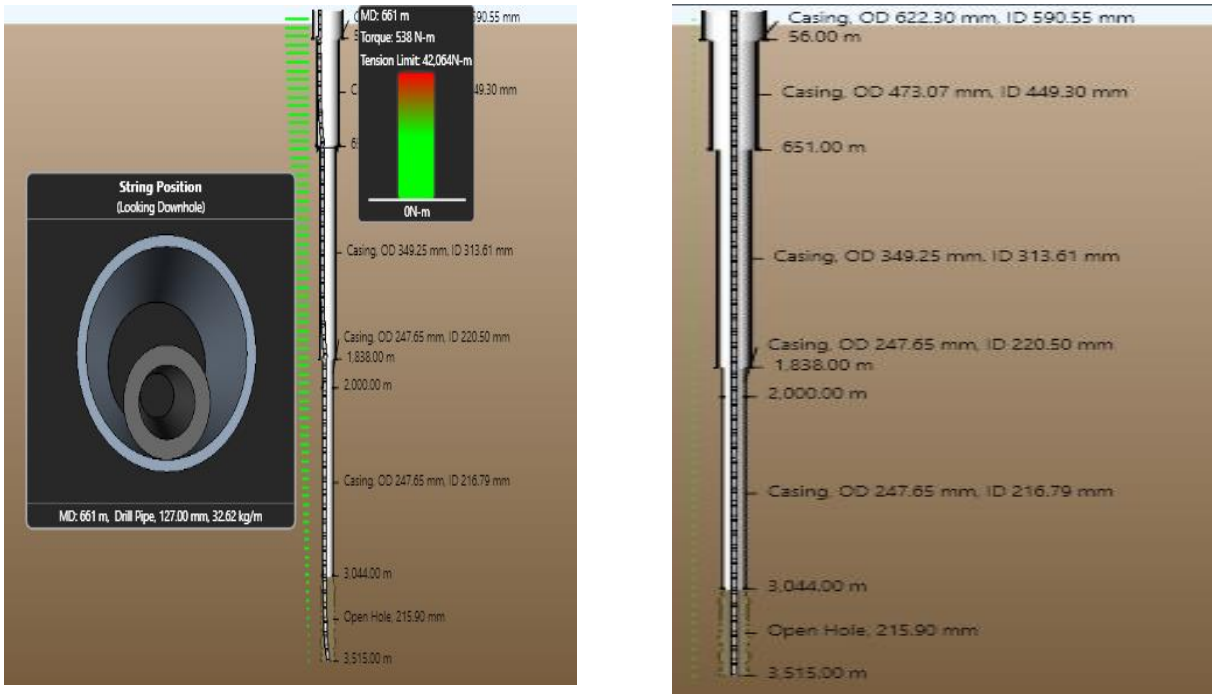
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.16. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

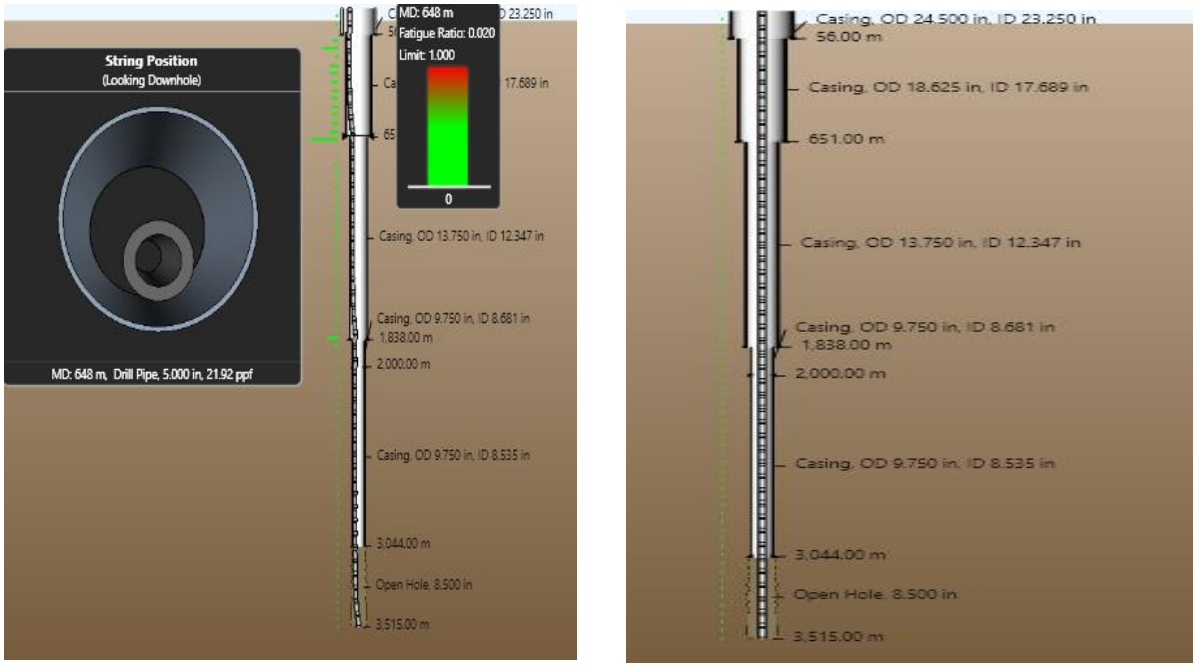


(a) **(b)**

Fig.17. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Extragere

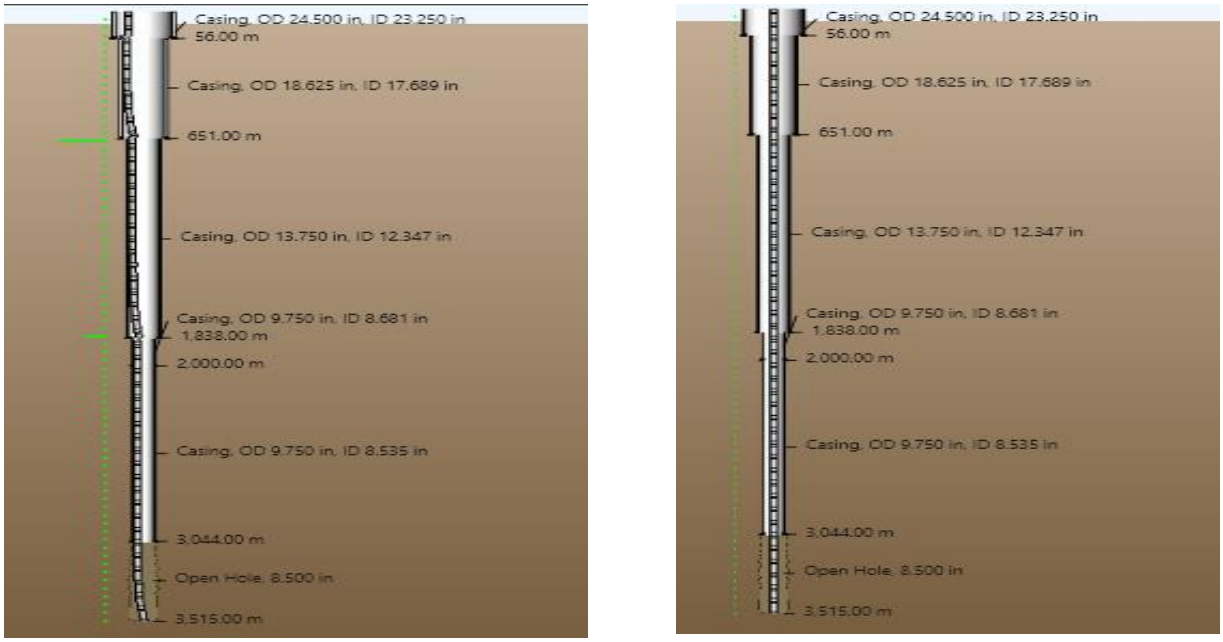
Oboseală



(a) (b)

Fig.18. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

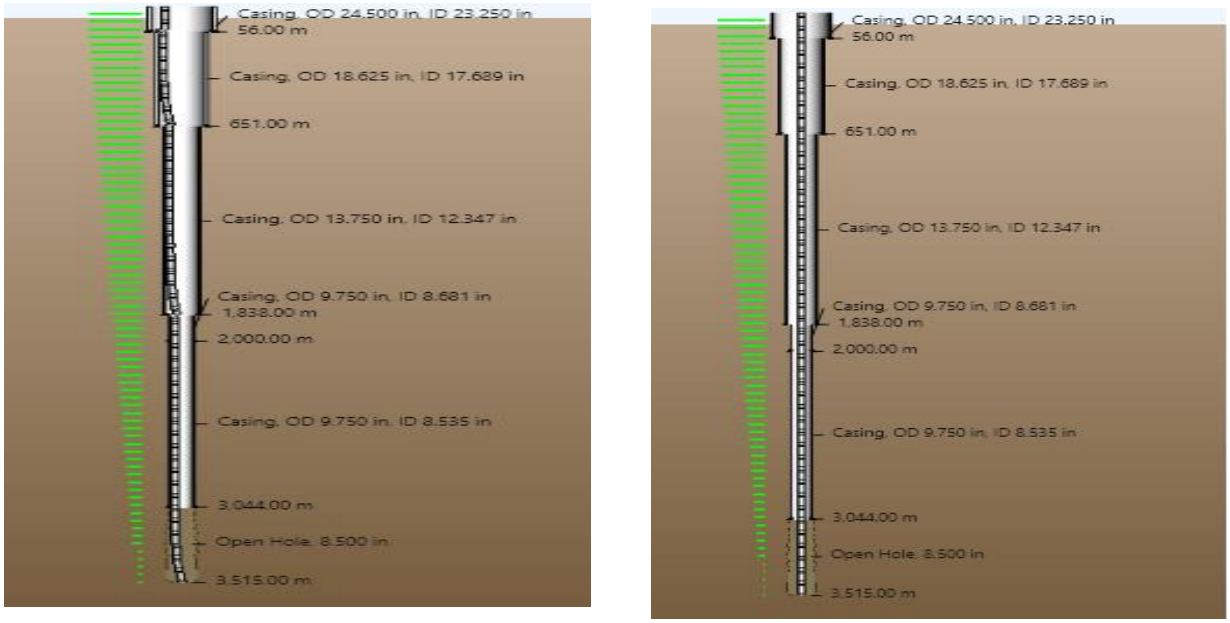
Forța laterală



(a) (b)

Fig.19. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

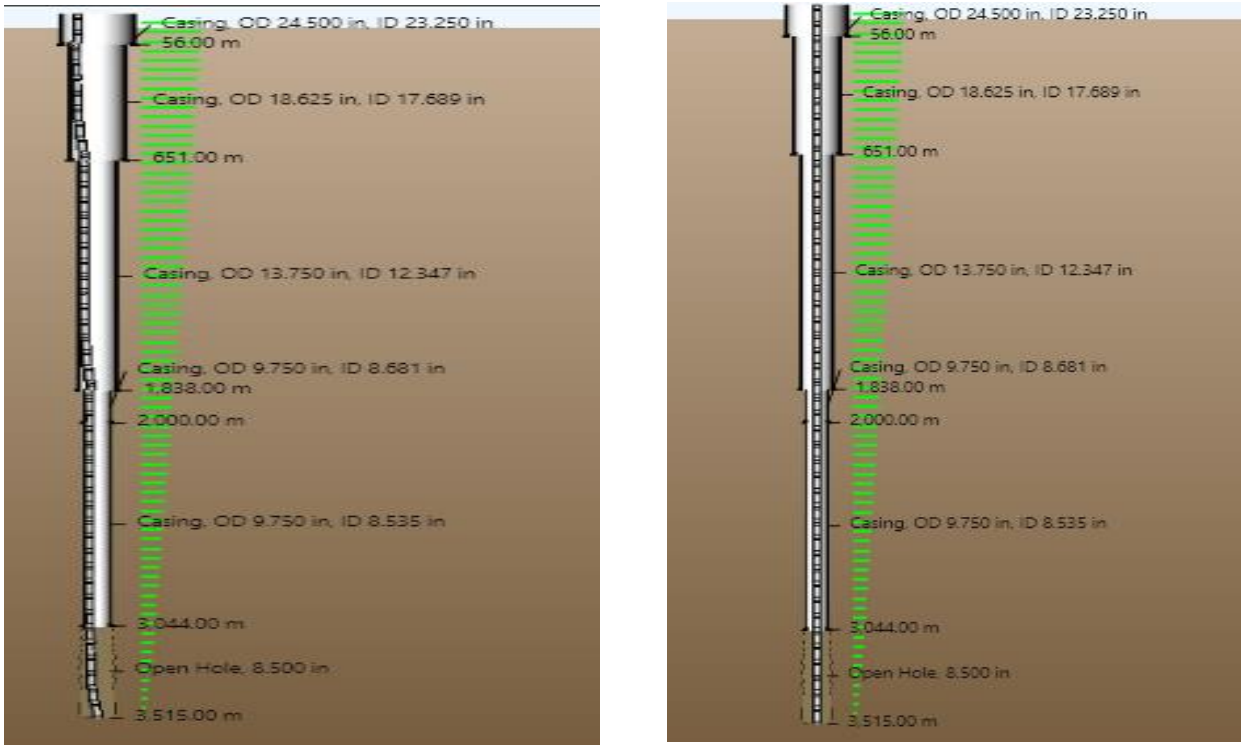
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.20. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

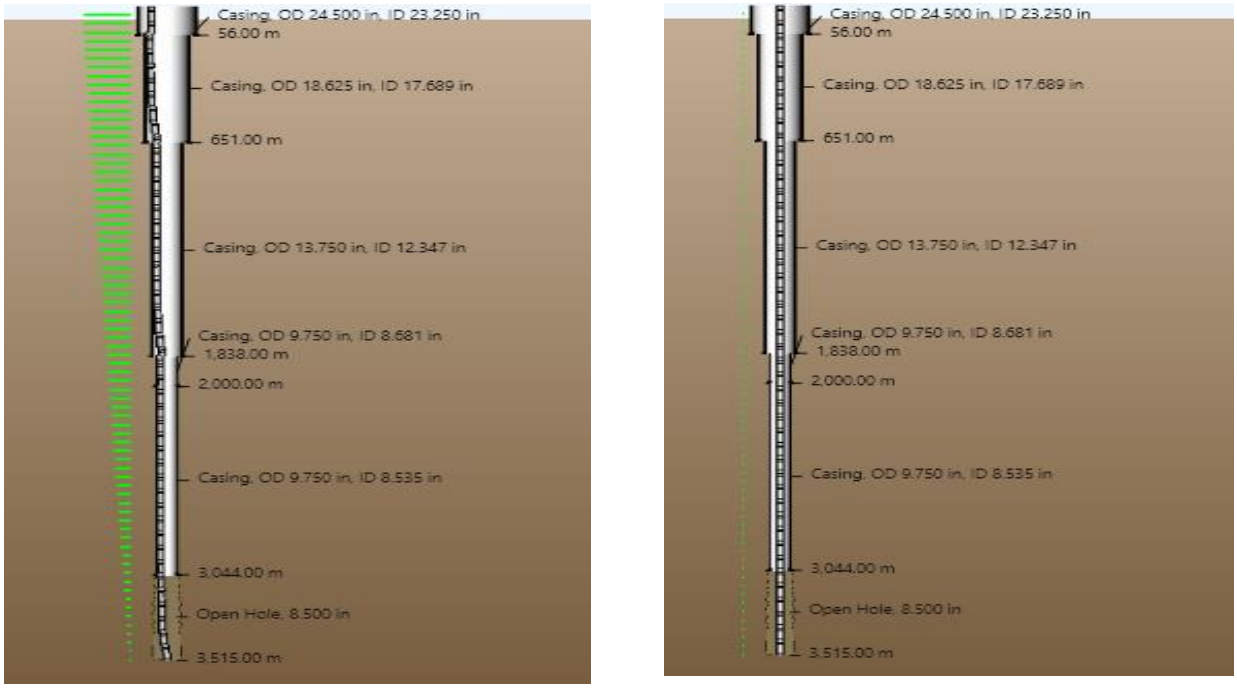
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.21. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul

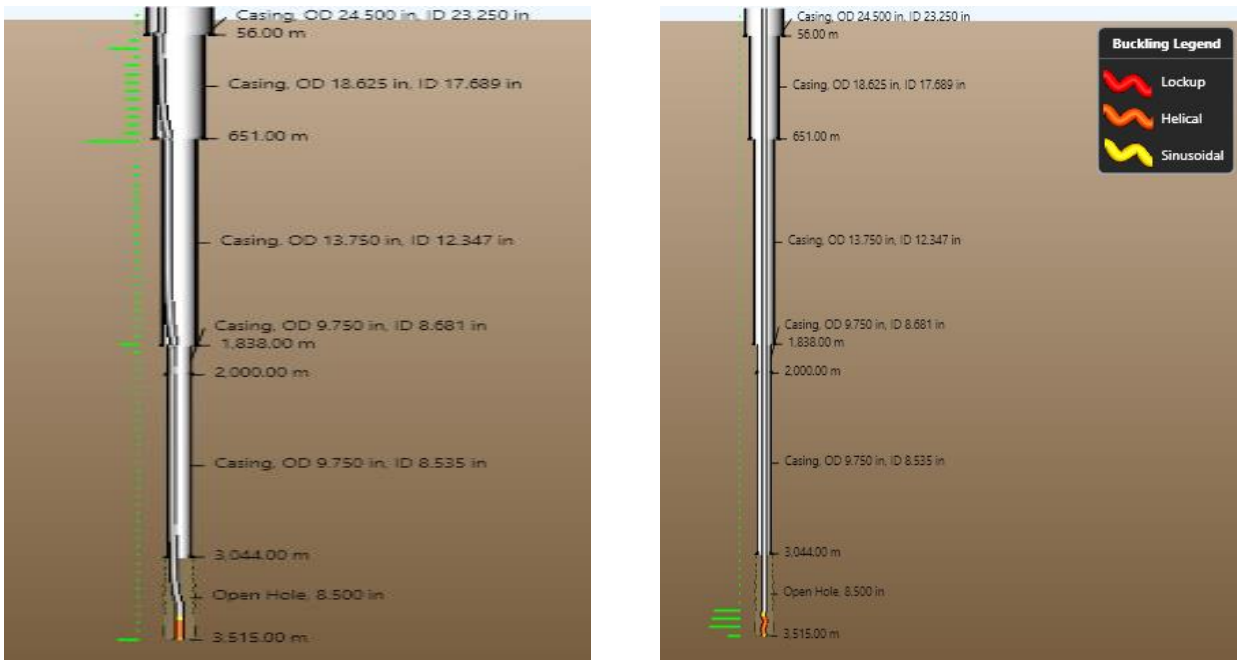


(a) (b)

Fig.22. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Rotirea sapei pe talpă

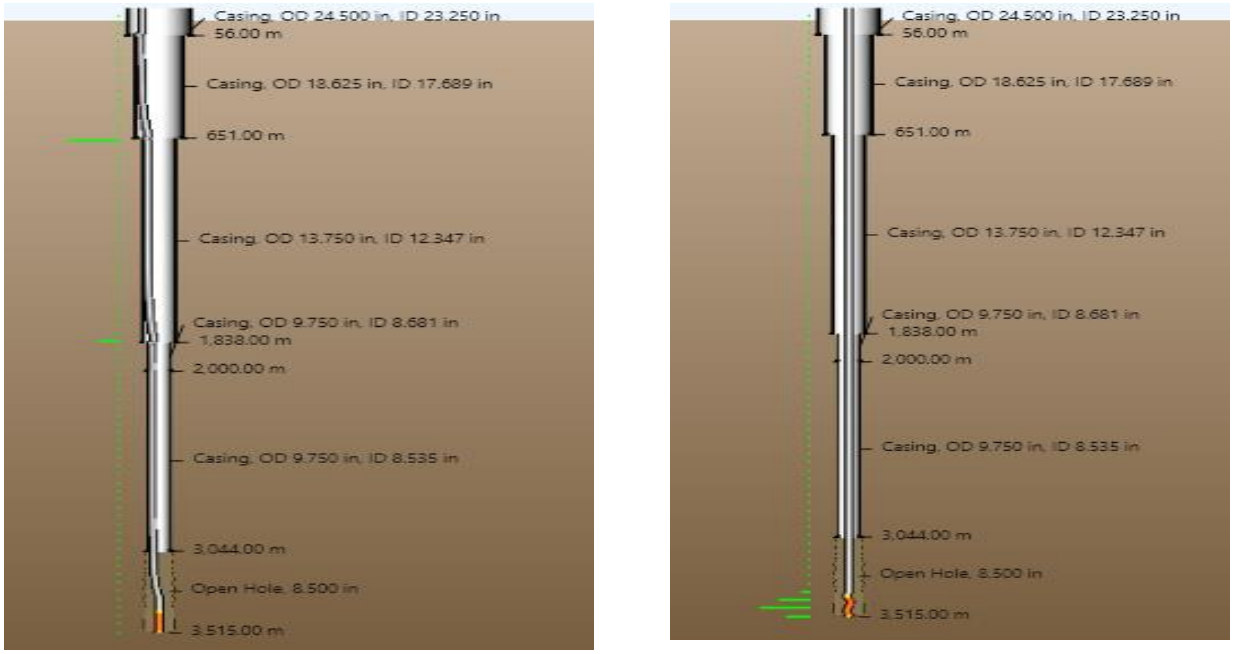
Oboseala



(a) (b)

Fig.23. *Efectul obosealii asupra ganiturii de foraj:* a - rigidă; b – elastică.

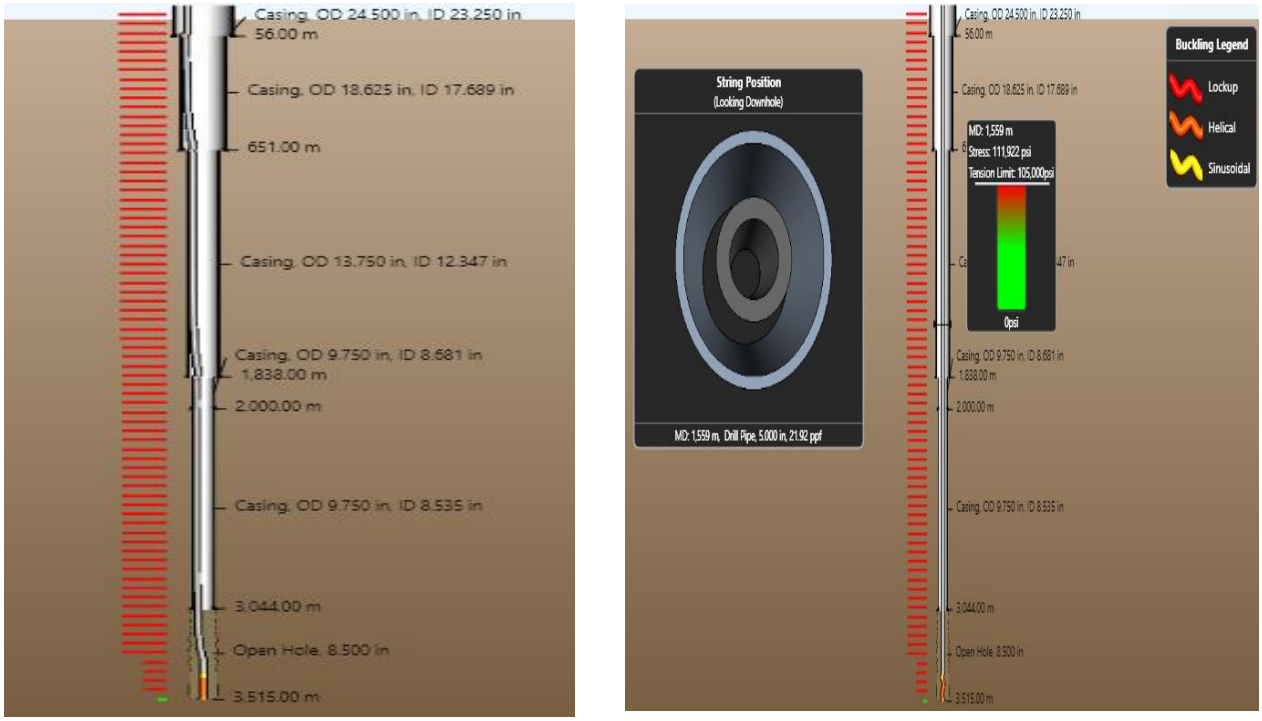
Forța laterală



(a) (b)

Fig.24. *Efectul forței laterale asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

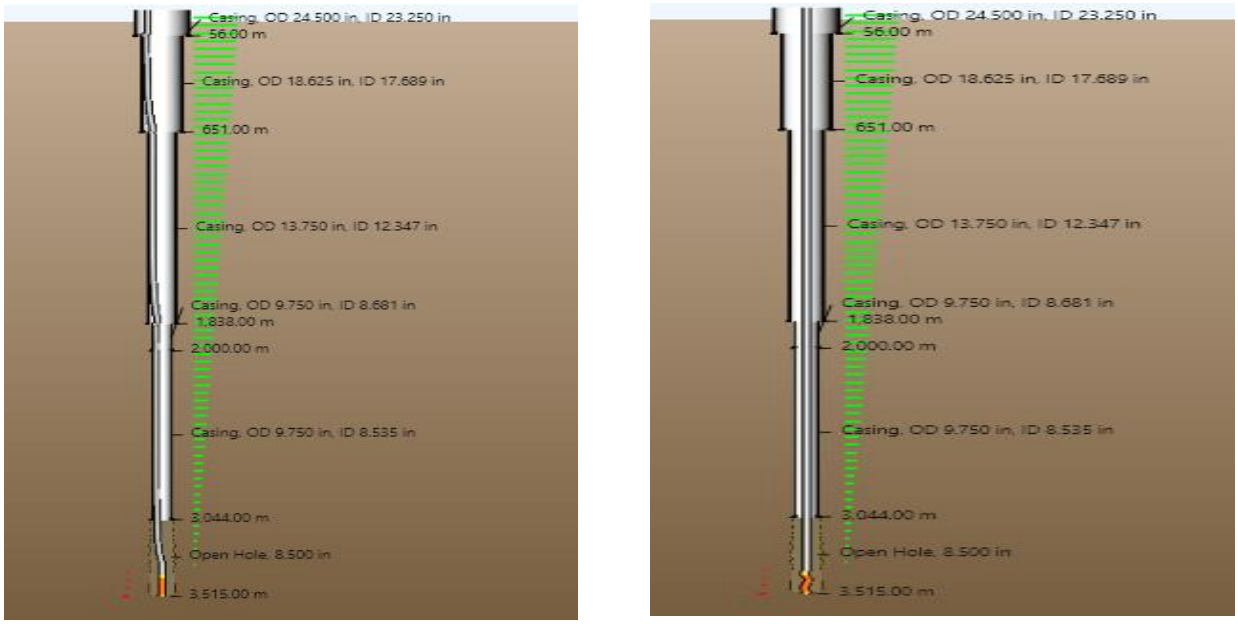
Vom mises stres



(a) (b)

Fig.25. *Efectul Vom mises asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

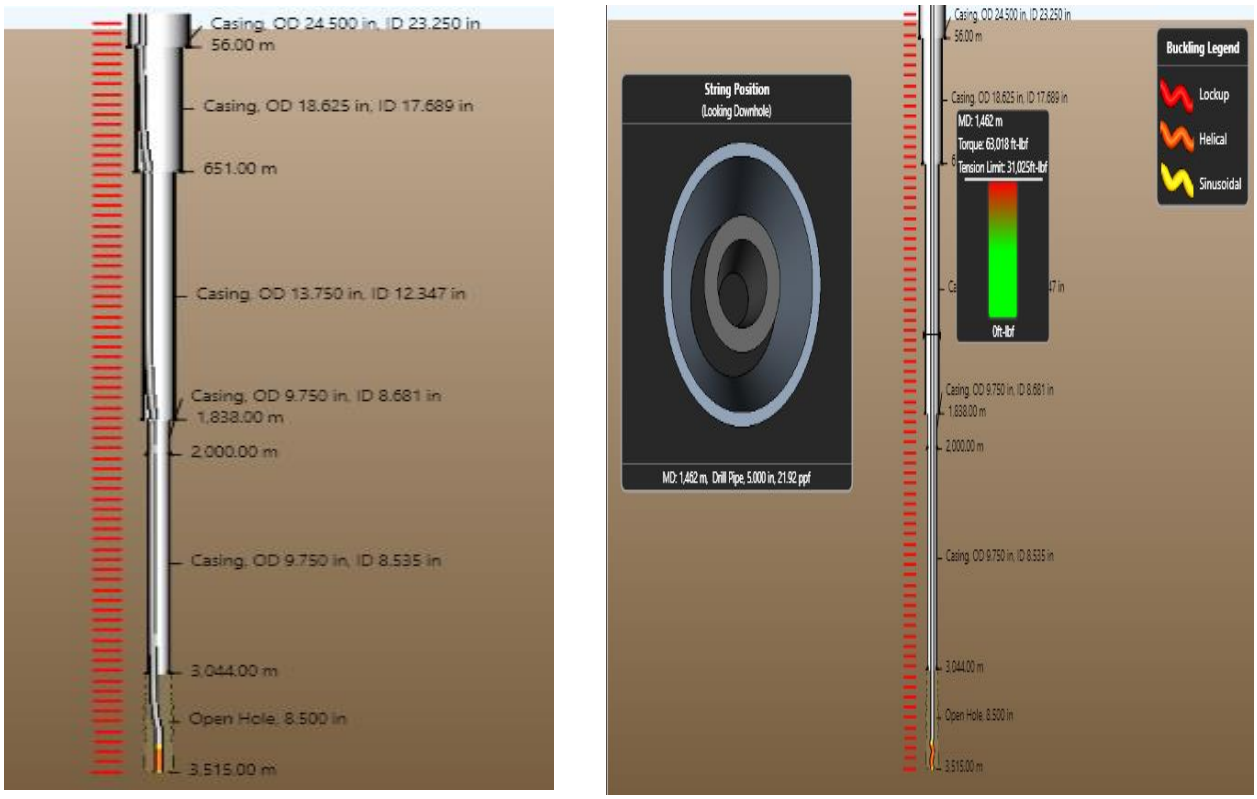
Tensiunea eficientă



(a) (b)

Fig.26. *Efectul tensiunii eficiente asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică.

Cuplul



(a) (b)

Fig.27. *Efectul cuplului asupra garniturii de foraj*: a – rigidă; b – elastică

b- Analiza garniturilor

Tabelul.2. **Analiza garniturilor ale defecțiuni**

Operațiune	Tensiune de Rupere			Limite de Flambaj			Rupere la cuplu	Greutate Măsurată (kN)	Intindere (m)				Masa Rotary Cuplu (N-m)	Ridica Cu Troliul Cu Cuplu (revs)	Ridica Cu Troliul fara Cuplu (revs)	Stres Axial = 0 [din TD] (m)	Punct neutru de suprafață [din TD] (m)
	Oboseala	90% Deformare	100% Deformare	Sinusoidal	Elicoidal	Blocare			Mecanic	Balonare	Termic	Total					
Introducere								1,285.1	2.37	0.26	0.00	2.63	0.0	0.0	0.0	237.27	0.00
Extragere								1,285.1	2.37	0.26	0.00	2.63	0.0	0.0	0.0	237.27	0.00
Rotirea sapei pe talpă		X	X	X	X		X	1,147.9	1.74	0.26	0	2	85,441	46.7	0	622.07	166.51

Introducere și Extragere

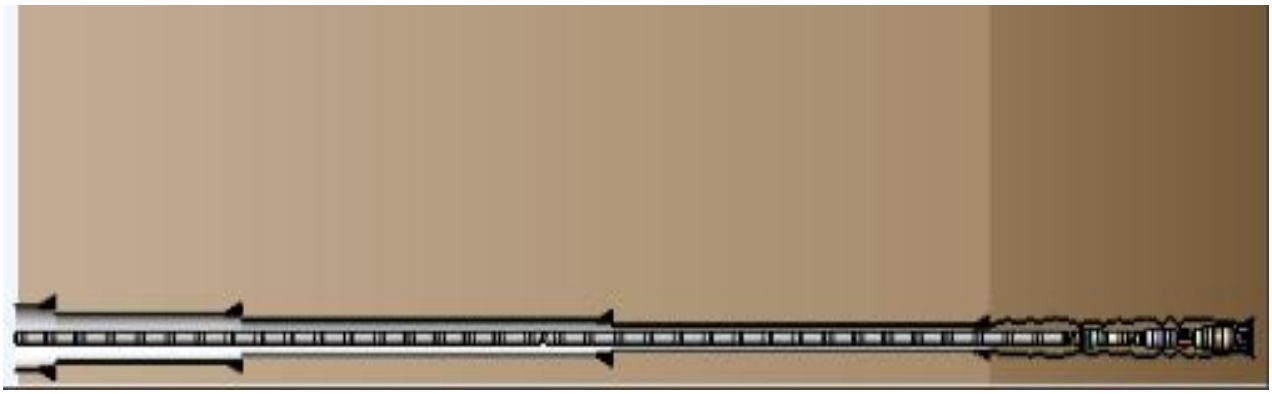


Fig.28. *Zonele cu defecțiuni ale garniturii – rigidă , – elastică (introducere și extragere).*

Rotirea sapei pe talpă

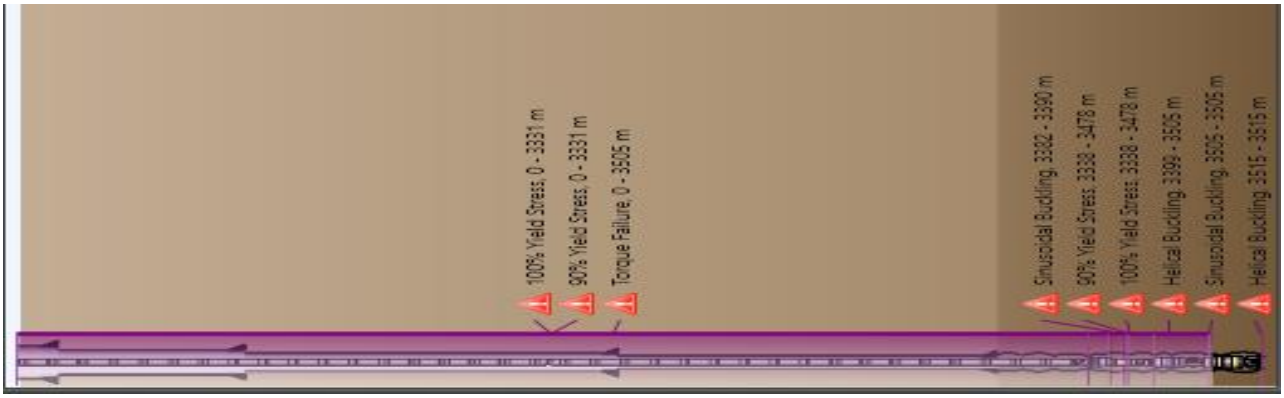


Fig.29. *Zonele garniturii cu defecțiuni – rigidă , – elastică (rotirea sapei pe talpă).*

3- Dinamica ansamblului de fund BHA

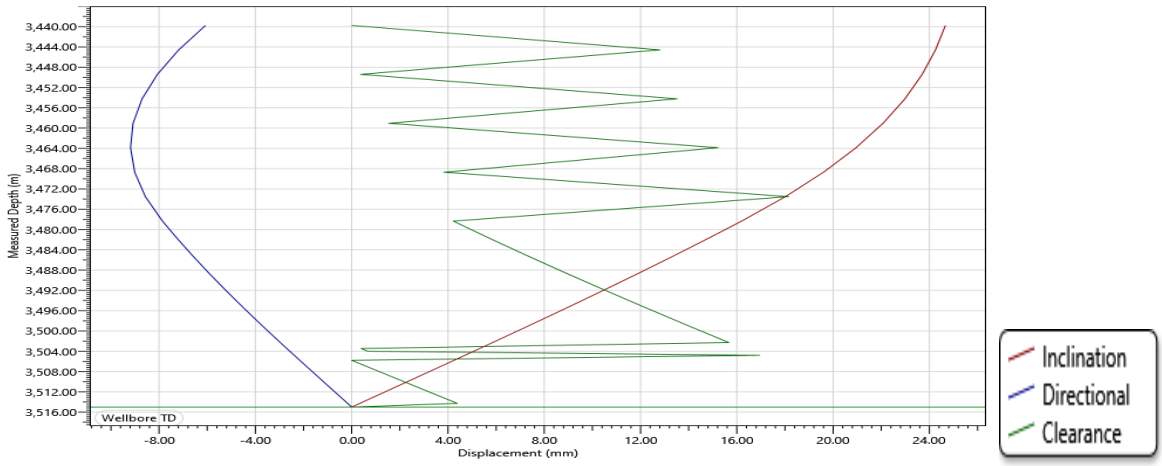


Fig.30. *Deplasare & adâncime.*

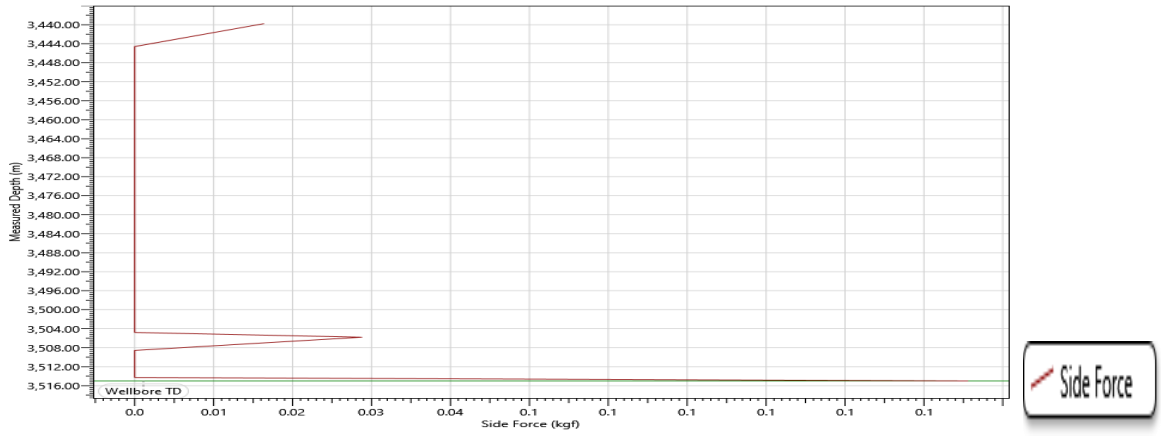


Fig.31. *Forță laterală & adâncime.*

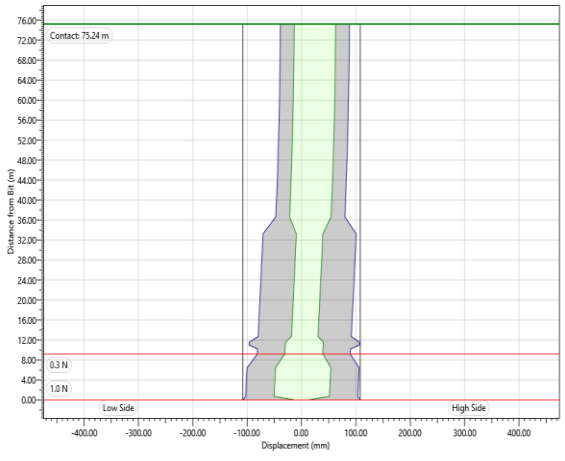


Fig.32. Profil (înclinare).

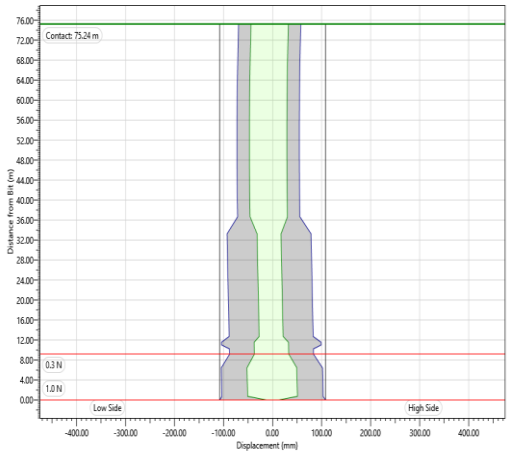


Fig.33. Profil (direcțional).

Analiza vibrațiilor

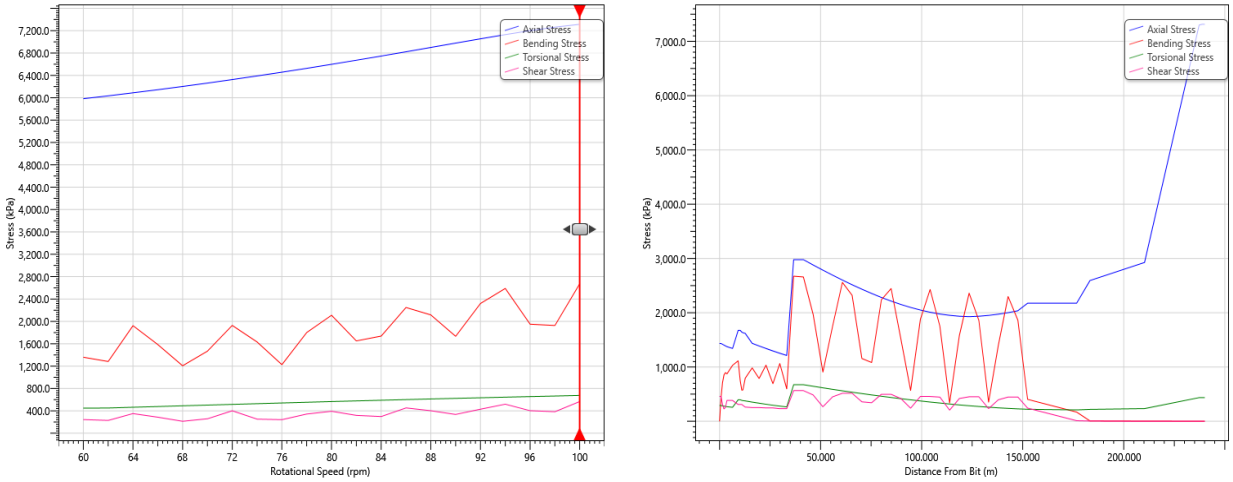


Fig.34. *Componentele de stres & viteza de rotație – Componentele de stres & distanța de la sapă.*

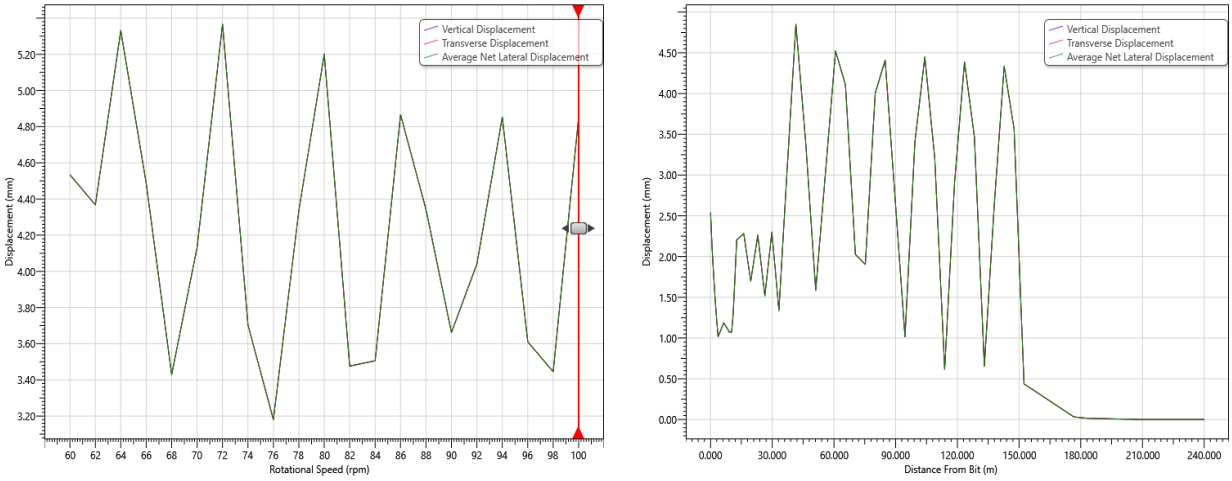


Fig.35. *Deplasare & viteza de rotație – Deplasare & distanța de la sapă.*

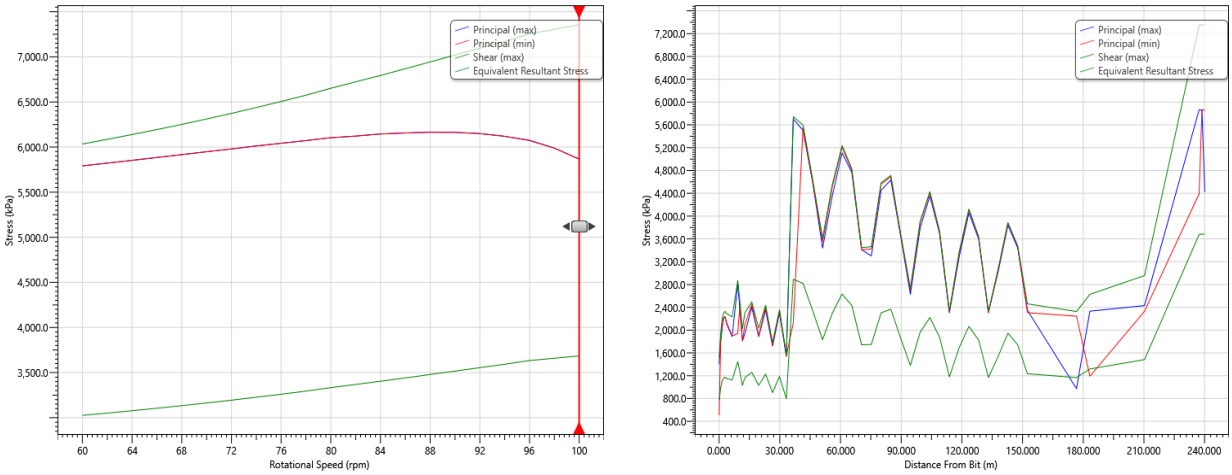


Fig.36. *Stres principal & viteza de rotație – Stres principal & distanța de la sapă.*

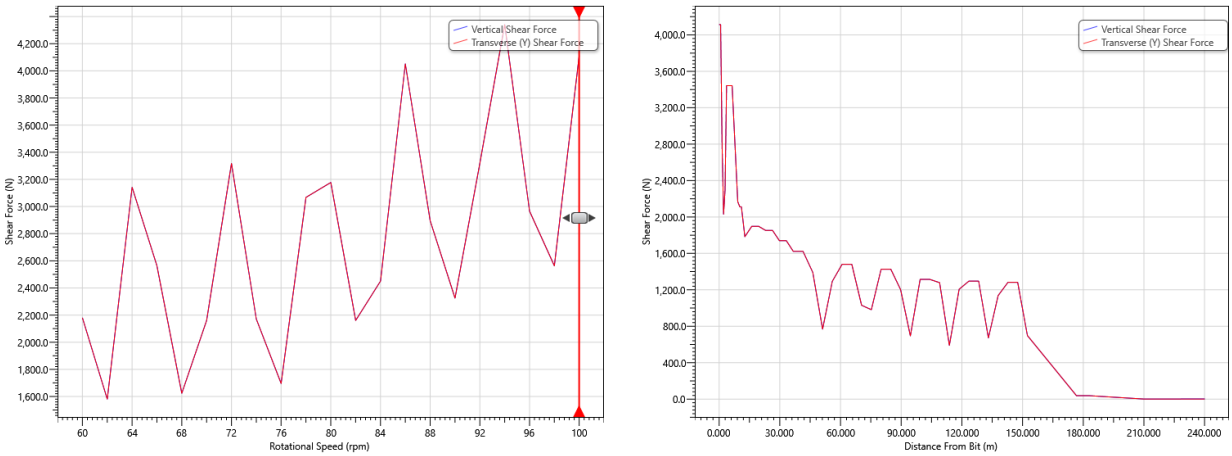


Fig.37. *Forța de forfecare & viteza de rotație - Forța de forfecare & distanța de la sapă.*

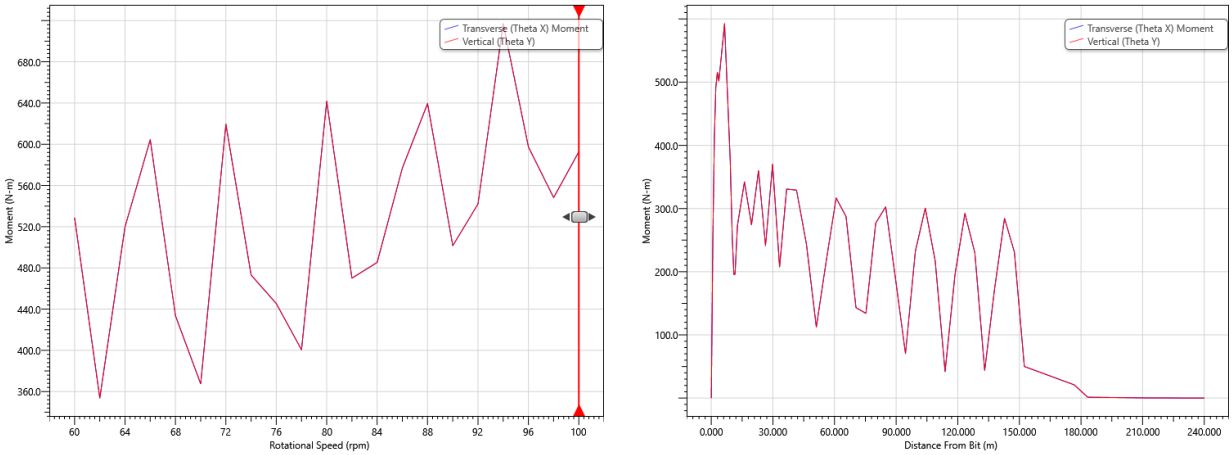


Fig.38. *Momente & viteza de rotație - Momente & distanța de la sapă.*

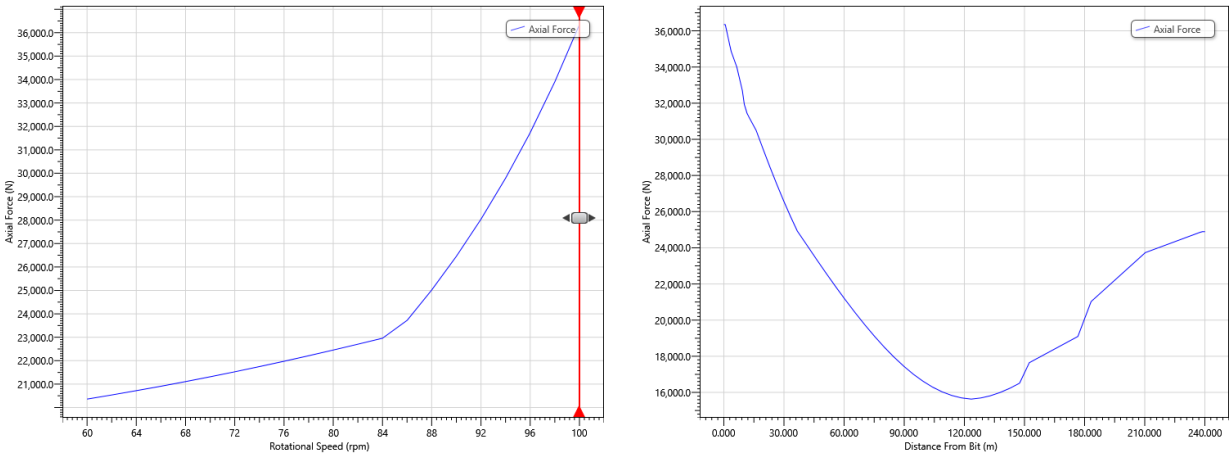


Fig.39. *Forta axiala & viteza de rotație - Forta axiala & Distanța de la sapă*

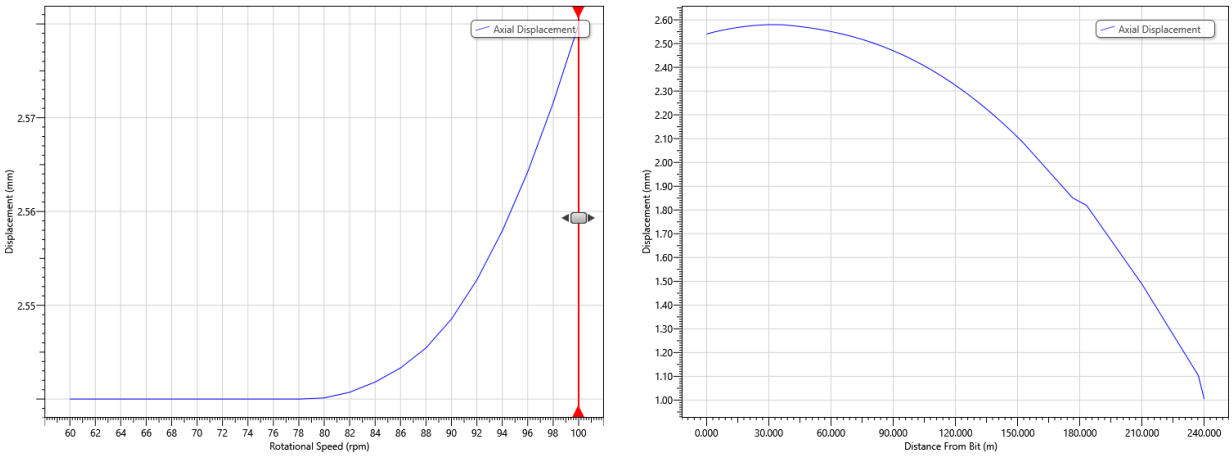


Fig.40. *Deplasare axială & viteza de rotație - Deplasare axială & distanța de la sapă.*

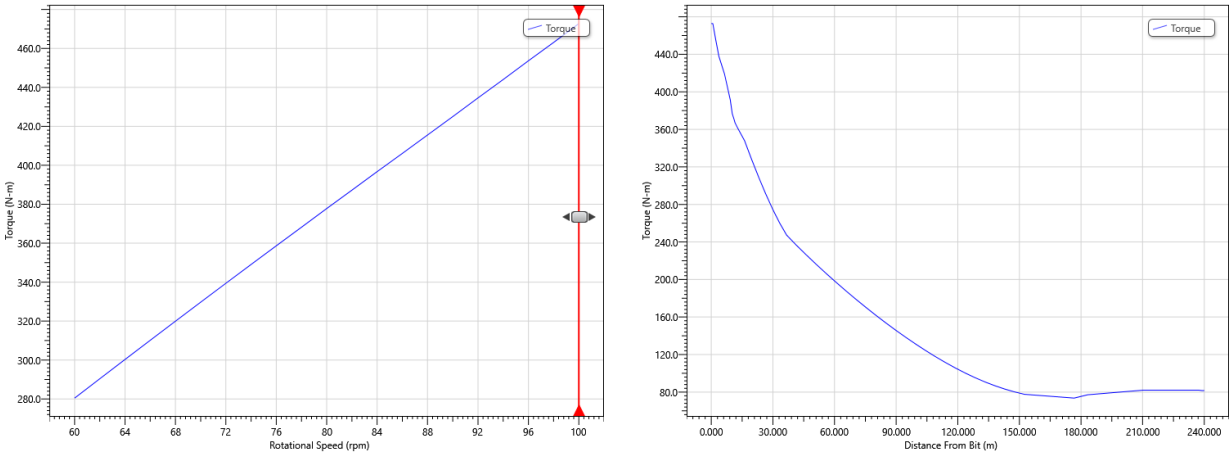


Fig.41. *Cuplu & viteza de rotație - Cuplu & distanța de la sapă.*

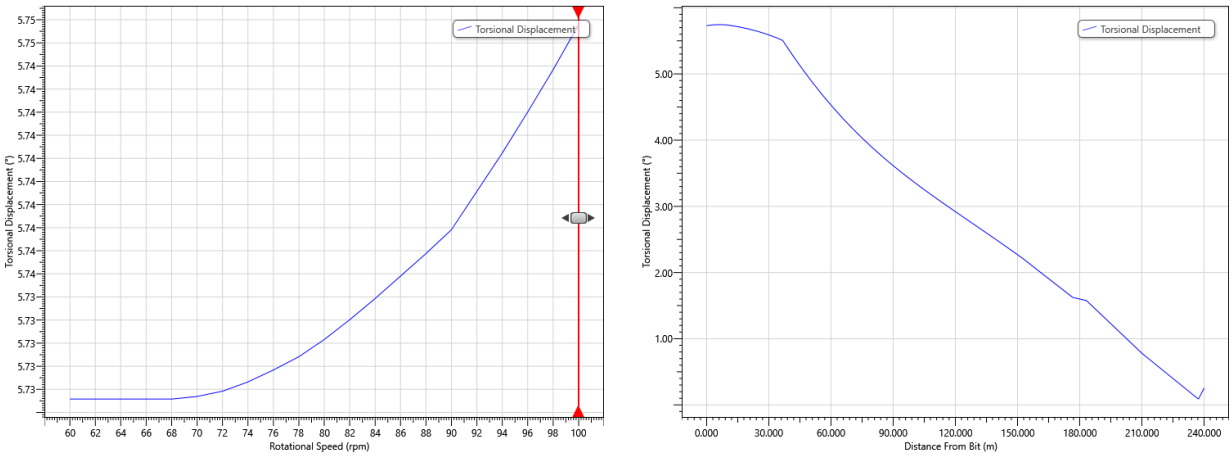


Fig.42. *Deplasare la torsiune & viteza de rotație - Deplasare la torsiune & distanța de la sapă.*

Anexa C

Sunt prezentate rezultate și diagramele de lucrărilor din capitolul VII la o sonda ZB-290 din șantierul Zubair din Irak, este completat de secțiunile (A-23 in, B- 17 ½ in, C- 12 ½ in)

A- Secțiunea 23 in

Model AI

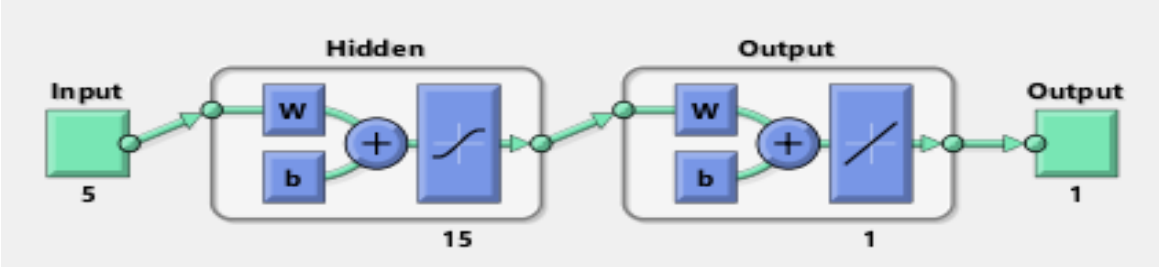


Fig.1. *Structura modelului rețelei neuronale artificiale (ANN) pentru predicția ROP.*

$$\boldsymbol{ROP = B1\ Depth + B2\ WOB + B3\ RPM + B4\ Torquen + B5\ Pressure + v} \quad \textbf{(1)}$$

$$\boldsymbol{[B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \ldots\ldots\ldots Bn] = (C_{LW}.C_{IW})} \quad \textbf{(2)}$$

$$\boldsymbol{v = (C_{LW}.b1) + b2} \quad \textbf{(3)}$$

Model MLR

Corelația cu MLR este statistici de regresie

$$\boldsymbol{ROP = 11.7919\ Depth - 0.00477\ WOB - 0.011568\ RPM + 0.07578\ Torque + 8.83728\ Pressure + 0.001253413} \quad \textbf{(4)}$$

Tabelul.1. **Statistici de regresie (A,B,C), (Regression Statistics).**

A	
Multiple R	0.319374
R Square	0.101999
Adjusted R Square	0.08788
Standard Error	1.735512
Observations	324

B					
ANOVA					
	df	***SS***	***MS***	***F***	***Significance F***
Regression	5	108.7936674	21.75873	7.224011	2.00798E-06
Residual	318	957.8166025	3.012002		
Total	323	1066.61027			

C								
	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95.0%*	*Upper 95.0%*
Intercept	11.79196898	0.325227422	36.2576	5E-115	11.15209965	12.4318383	11.15209965	12.4318383
X Variable 1	-0.004779211	0.001199897	-3.98302	8.4E-05	-0.00713995	-0.002418472	-0.00713995	-0.002418472
X Variable 2	-0.011568694	0.004507829	-2.56636	0.01073	-0.020437631	-0.002699758	-0.020437631	-0.002699758
X Variable 3	0.075789631	0.024360761	3.11114	0.00203	0.027861004	0.123718257	0.027861004	0.123718257
X Variable 4	8.83728E-05	3.32745E-05	2.65587	0.00831	2.29068E-05	0.000153839	2.29068E-05	0.000153839
X Variable 5	0.001253413	0.000370961	3.37883	0.00082	0.000523565	0.001983261	0.000523565	0.001983261

C_{IW} = [-5.6901 -0.2498 -0.97432 0.071033 1.3603;1.2777 -2.4553 3.673 -2.1213 -1.7684;-1.608 0.34895 4.9642 2.989 0.70152;-1.3486 3.0432 2.8703 1.6904 -3.2478;
4.9965 -1.4407 3.3601 -2.0751 0.72009;2.3271 2.1779 4.3077 2.664 1.1903;-3.3741 -3.9402 0.50713 -1.1577 5.1257;-1.2107 3.5155 -4.2905 -0.29787 0.35556;-0.39166 2.7081 -1.5007 0.87519 2.184;-0.67568 -1.7244 1.8232 4.2381 1.3823;0.40374 -1.5736 1.7567 4.6863 2.6393;-3.2371 1.6663 2.7607 -0.059187 1.4474;3.8944 -2.0902 -1.6809 -0.64661 -3.0535;-0.35728 -3.1799 0.54039 -1.2349 4.8329;-2.8969 1.1482 0.88493 -3.7315 0.0017269;-3.2943 1.3619 -4.4415 -0.76498 -2.7192;
-0.82884 -5.2709 1.5071 -0.51658 -3.2923;0.65326 1.5365 -1.3511 -3.1657 2.5721;
-2.0186 3.7387 -3.0136 2.6084 0.54964;-3.3972 -0.34193 -2.2416 -2.9317 -0.94073]

C_{IW} =[2.6202 2.0623 0.48192 -0.37734 1.8527 -0.46926 -0.71066 0.96082 -0.87144 1.5312 -1.3717 -1.0546 -1.509 -0.82677 -0.58288 -1.0378 -1.0574 0.41023 -0.47788 1.3603]

b1= [5.356;-4.8175;3.9575;3.3503;-4.7282;-1.5869;1.6356;2.6907;1.0759;-0.29284; 0.04846;-0.054355;1.332;-3.0581;-2.6439;-3.5136;-3.2796;4.5239;-4.1458;-4.6749]

b2= [-0.29947]

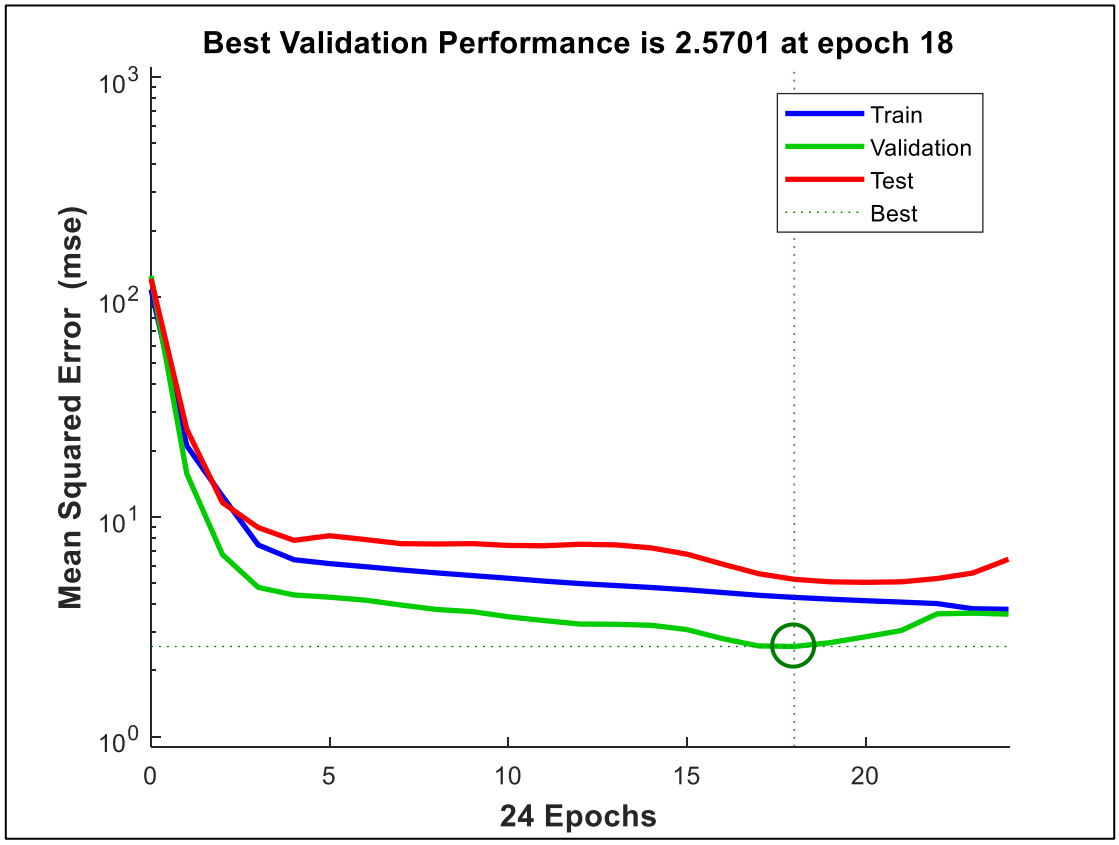


Fig.2. Erorile & Numere de Epochs.

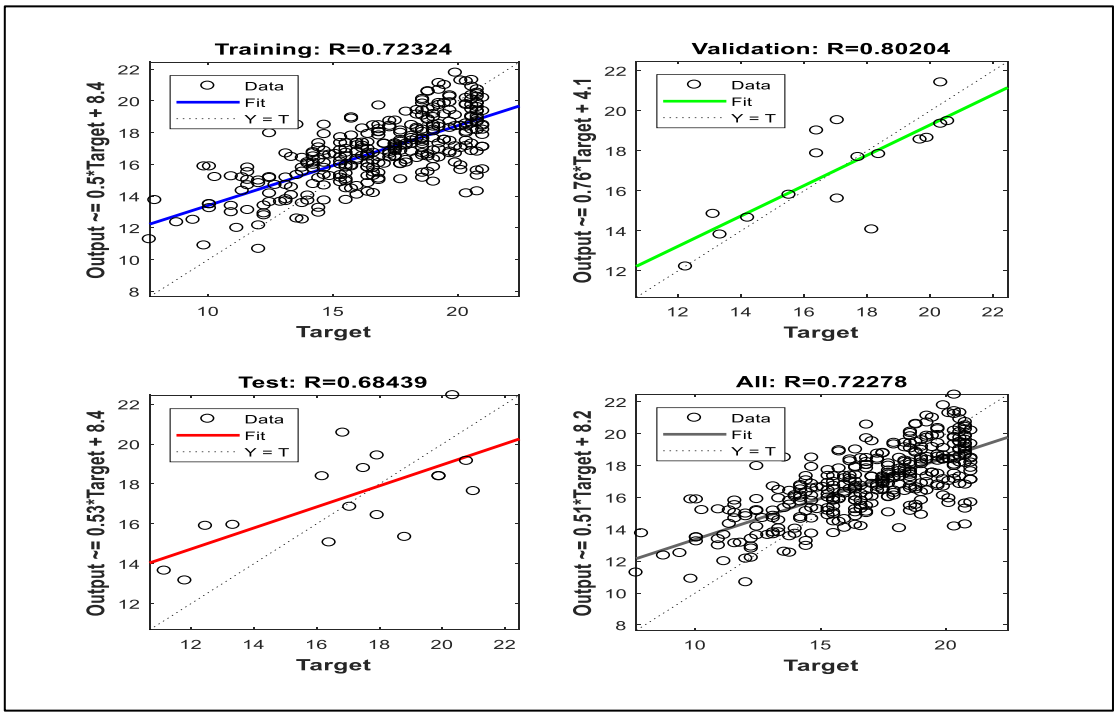


Fig.3. *ANN etape pentru secțiunea 23 in.*

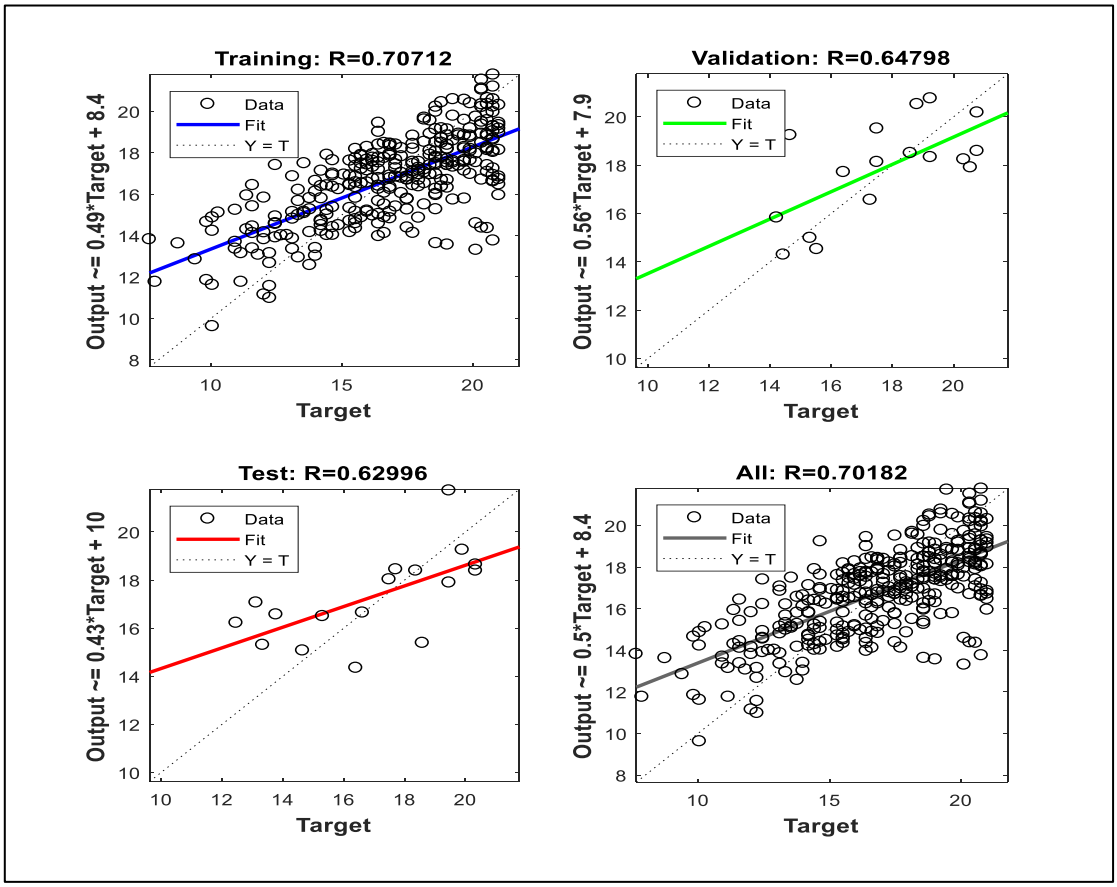


Fig.4. *ANN etape pentru secțiunea 23 in.*

B- Secțiunea 17 ½ in

Model AI

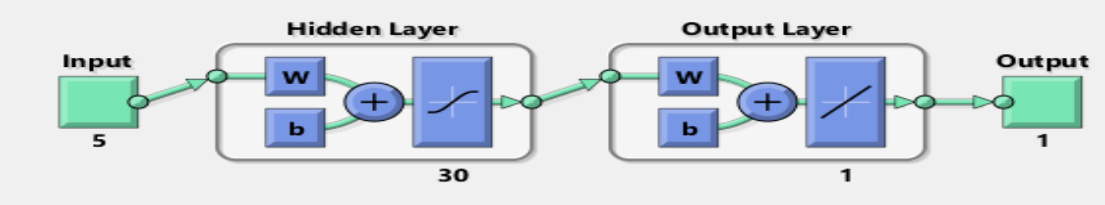


Fig.5. *Structura modelului rețelei neuronale artificiale (ANN) pentru predicția ROP.*

$$ROP = B1\,Depth + B2\,WOB + B3\,RPM + B4\,Torquen + B5\,Pressure + v \quad (5)$$

$$[B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \ldots\ldots\ldots Bn] = (C_{LW}.C_{IW}) \quad (6)$$

$$v = (C_{LW}.b1) + b2 \quad (7)$$

Model MLR

Corelația cu MLR este statistici de regresie

$$ROP = 11.4655\,Depth - 0.00555\,WOB + 0.03746\,RPM + 0.01914\,Torque + 0.00015\,Pressure + 0.00176 \quad (8)$$

Tabelul.2. **Statistici de regresie (A,B,C), *(Regression Statistics)*.**

A	
Multiple R	0.250955
R Square	0.062979
Adjusted R Square	0.061369
Standard Error	4.401359
Observations	2917

B					
ANOVA					
	df	***SS***	***MS***	***F***	***Significance F***
Regression	5	3790.176	758.0353	39.13053	5.1083E-39
Residual	2911	56391.79	19.37197		
Total	2916	60181.97			

C								
	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95.0%*	*Upper 95.0%*
Intercept	11.4655	0.338255079	33.89616192	1.4296E-212	10.80230538	12.12879246	10.80230538	12.12879246
X Variable 1	-0.00555	0.000492512	-11.27037294	7.21747E-29	-0.006516507	-0.004585091	-0.006516507	-0.004585091
X Variable 2	0.03746	0.004823152	7.76694225	1.10556E-14	0.028004008	0.046918281	0.028004008	0.046918281
X Variable 3	0.01914	0.014044028	1.363130407	0.172946838	-0.008393397	0.04668108	-0.008393397	0.04668108
X Variable 4	0.00015	2.16305E-05	6.868021841	7.92737E-12	0.000106146	0.000190972	0.000106146	0.000190972
X Variable 5	0.00176	0.000295852	5.950320486	2.99565E-09	0.001180316	0.002340518	0.001180316	0.002340518

$\mathbf{C_{IW}}$ = [-0.53062530341838809 -6.4074883193959913 2.0129604167308872 -6.4726009162314204 -1.5087456585900769;4.4162329249764714 1.0552873181303539 0.61488702076942647 -2.2493395845464725 2.1747035733190803;1.7512377798189012 -3.5801440603322634 2.554015348949815 0.6577079824069223 -0.23810947548508518; 0.42788701444110611 0.31087328667916769 -2.6608670352095403 0.95141563612051228 1.8125752597441651;7.805445088269451 4.3066051616023389 -2.0868378260268532 -

2.8896461835588592 1.5575261809465153;0.41358120657259712 2.0249576742020281
4.2041347740449728 -2.0799384673916173 5.2321879914909299; 6.5206380209683097
3.576637375358072 -1.5471656773905649 -2.7207335805413466 0.42301537905216891;-
3.3142443657315992 9.2019952982743227 0.5132186432816318 0.24041664081959493
2.9809443747200861;0.43081976600993155 -4.4020949343272733 5.6295826256849573
0.45912058495941738 -2.2843758195813861; 3.5075339432004911 -1.3394207373663678 -
1.2438566228154566 0.96419609856744959 -2.0020786040009448;1.330113126331308 -
4.6098758211367619 -4.3531560896196835 3.833448094781148 1.541439306974282;-
3.4133518025640788 -4.6083414881452356 3.7136339787157007 1.3212065067785905 -
1.6975505621709128; 1.5620715406200136 1.1581912963555308 4.1636123285280382 -
0.083770972439800639 2.4236615093881366;-3.3998381975082386 6.6375077749932618
2.239590242308616 1.0122102608988337 -6.133842970988626;0.59884915275844486
3.24989143233481 -5.8352325750372618 1.9490521555546159 -3.5195462602941716;-
1.9195839079201404 7.8799283858963127 0.77813857753809568 -1.4585648852365696
5.1693190250876562;0.3647877579179441 0.89999130120837689 -2.1903939163415096
2.1386759382042797 -4.2022369904123398;5.4695530883188548 -3.1441727895502538
2.1521146091567713 -5.6872371655995835 -2.46749000523636; 5.1400399017640428
3.2506965600986995 3.2967735871220043 -1.0935928538898225 -0.090529721550396069;-
5.1879088374823796 -0.072077866623198789 2.8899812114985703 -2.0294638802100531
3.6842161900889696;0.28195691697205016 -1.1262119701388447 0.54870911711233072
0.80735089569633167 6.33554281134231; 3.6537888363334123 1.1658822029689688
1.7566806251520546 -1.8311122493420522 4.6926831081449922;3.8859199213760651
0.57635230488512146 -2.159975670193568 1.4977050703008492 -3.2096638037090761;-
2.3537460950976428 0.19621659080621018 1.5858175266257299 -0.32867061236102479
3.1144963006262567;-1.1467421598739387 0.74463862696540439 0.43987446964092386
0.11077854594088532 1.8900902199369971;-3.6608300836275025 0.82233139373815245 -
0.94813629952107747 3.5423884990347201 -2.2970603497117721;-4.3074678466596099 -
1.3268066221828703 -1.8677380424677315 2.2922899793074301 -6.6002371697300442;-
4.7475785164608242 0.44994186319528834 4.2328887701370572 -1.5055733881009161
6.684969685640386;-1.4945383688330287 -1.5412848447551943 -3.6283176179962009 -
2.4938805299296716 5.3887237161075676;-3.5827765710632669 -3.6459667126026685
2.9855335441325233 1.4309000733918995 -1.0722375586914292];

$\mathbf{C_{LW}}$ = [0.089437726909282964 -0.38526510784838158 -0.19604898966586085 -
1.3371893726387745 1.0409284851923652 0.44984980528780244 -1.2023452905382359 -
0.21214114372706291 0.10207928662091457 0.51983388084776183 0.26262144879695576
1.5951010401400159 -0.50713582338767449 -0.10754623316634597 -0.16068057740398023
0.19381946307965467 -0.36800665802852534 0.12364391662697828 0.056140133778563937
1.1122380807049064 -0.42521561786556317 -1.4011548447316249 1.2564050919214831 -
0.86464221152671272 2.0971759444923475 0.36468829575726514 -1.4386134523894369
0.46599572801006983 1.337410294196308 -1.8348593364899559];

b1 = [-2.9164111217183102;-1.7445042357653102;-0.25658874967168138;
3.6935659853901144;-3.5156575669060599;-0.56537420109787306;-2.5478260191672373;
5.3147590249093808; 2.5435854873778303; 0.1443299329644869;3.4620872413398778;-
4.8312156512118314;-0.42658684996334195;2.5098639523981952;-0.15895858360495471;-
5.1245769982396876;-1.4675856005361914; 0.41908034127694449;
2.9335309477941909;0.046553934250875929;1.4077280670660215;2.6619182172506166;0.2504
7057573304382;1.8327894003720531;1.1012937301985941;-1.5795330280700934;-
3.038234587650658;-3.9962578093506091; 5.1824895873540147;-4.2767487152986794];

b2 = -0.97610871963784995;

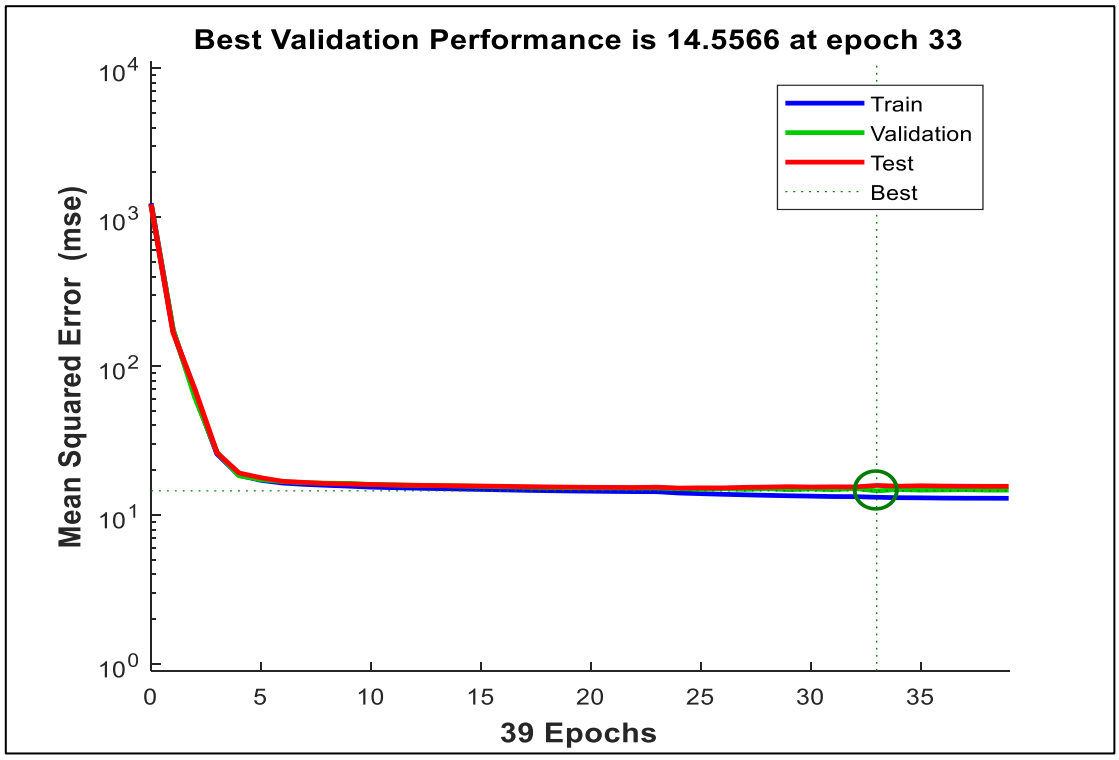


Fig.6. *Erorile & Numere de Epochs.*

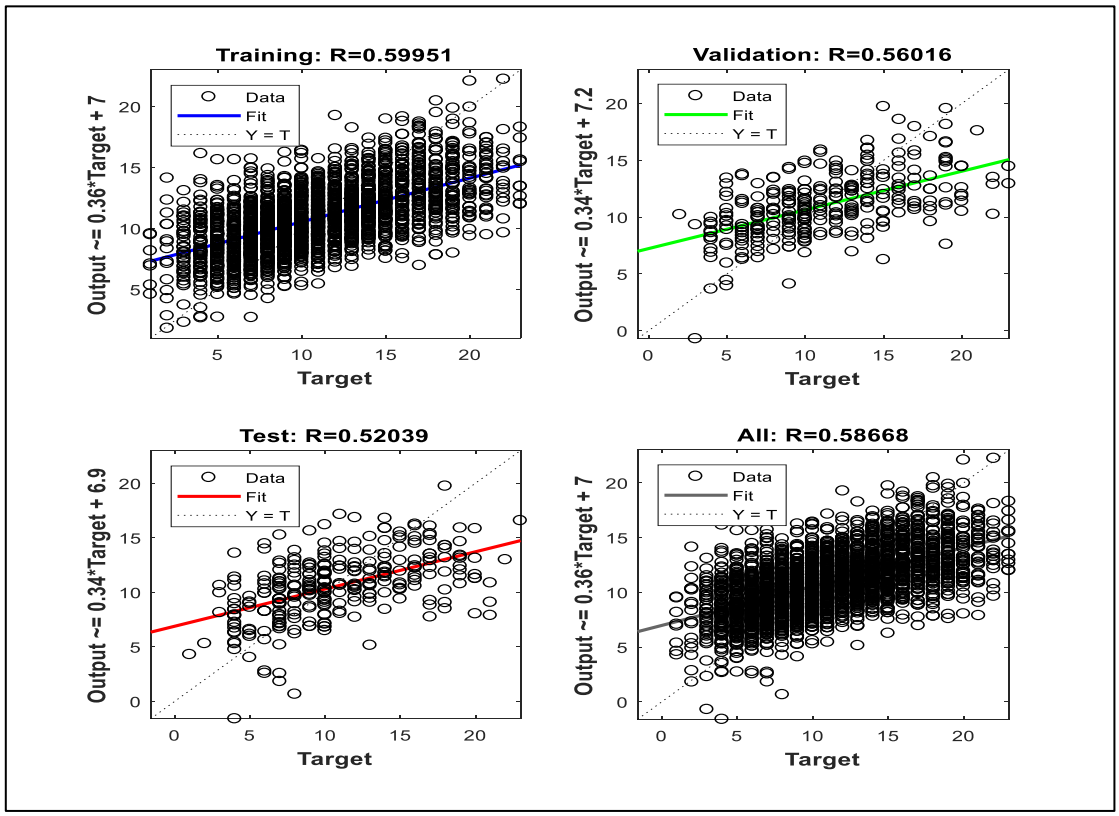


Fig.7. *ANN etape pentru secțiunea 17 ½ in.*

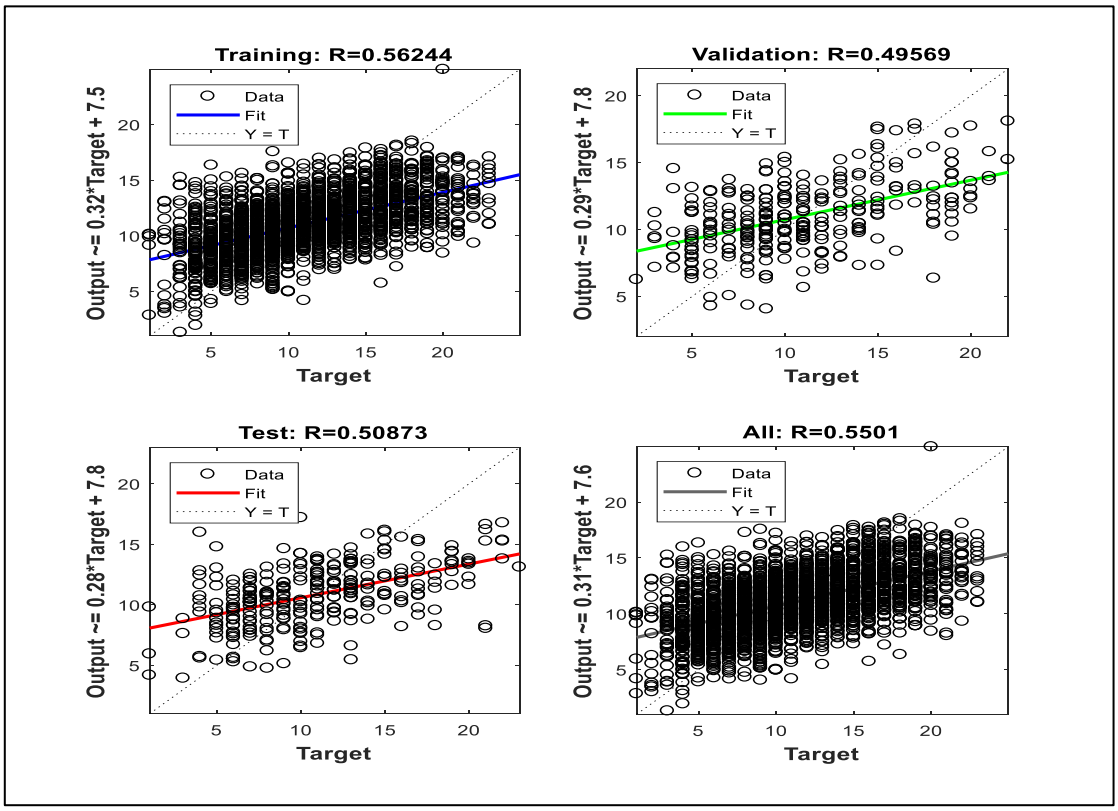


Fig.8. *ANN etape pentru secțiunea 17 ½ in.*

C- Secțiunea 12 ¼ in

Model AI

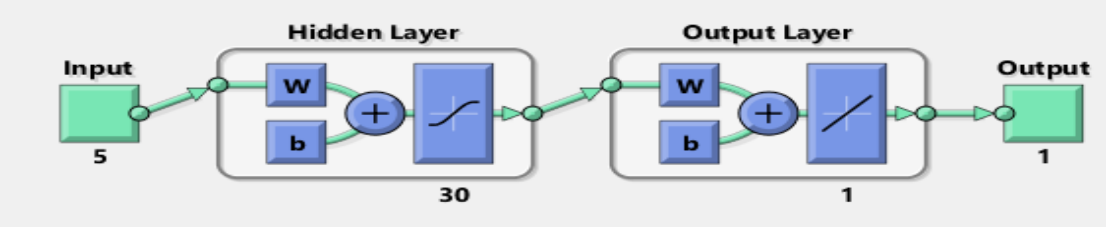


Fig.9. *Structura modelului rețelei neuronale artificiale (ANN) pentru predicția ROP.*

$$ROP = B1\,Depth + B2\,WOB + B3\,RPM + B4\,Torquen + B5\,Pressure + v \quad (9)$$

$$[B1 \quad B2 \quad B3 \quad B4 \quad \ldots\ldots\ldots Bn] = (C_{LW}.C_{IW}) \quad (10)$$

$$v = (C_{LW}.b1) + b2 \quad (11)$$

Model MLR

Corelația cu MLR este statistici de regresie

$$ROP = 18.7912\,Depth - 0.00711\,WOB - 0.00922\,RPM + 0.01835\,Torque + 0.00071\,Pressure + 0.00308 \quad (12)$$

Tabelul.3. **Statistici de regresie (A,B,C), (Regression Statistics).**

A	
Multiple R	0.356536
R Square	0.127118
Adjusted R Square	0.125191
Standard Error	4.999262
Observations	2271

B					
ANOVA					
	df	***SS***	***MS***	***F***	***Significance F***
Regression	5	8243.877	1648.775	65.9705	1.78045E-64
Residual	2265	56608.28	24.99262		
Total	2270	64852.15			

C

	Coefficients	*Standard Error*	*t Stat*	*P-value*	*Lower 95%*	*Upper 95%*	*Lower 95.0%*	*Upper 95.0%*
Intercept	18.7912	0.930483907	20.1951	1.6E-83	16.96650757	20.61588759	16.96650757	20.61588759
X Variable 1	-0.00711	0.000490961	-14.4873	1.5E-45	-0.008075493	-0.006149932	-0.008075493	-0.006149932
X Variable 2	-0.00922	0.005022723	-1.83568	0.06654	-0.019069709	0.000629529	-0.019069709	0.000629529
X Variable 3	0.01835	0.017462931	1.05057	0.29357	-0.015899064	0.052590967	-0.015899064	0.052590967
X Variable 4	0.00071	5.00873E-05	14.0991	2.5E-43	0.000607963	0.000804407	0.000607963	0.000804407
X Variable 5	0.00308	0.000297664	10.3407	1.6E-24	0.002494344	0.003661791	0.002494344	0.003661791

$\mathbf{C_{IW}}$ = [-3.6069094383235143 -5.2934912207253531 1.4014036200530855 0.034812983153405946 1.6459875682556273;6.5113080152046168 -0.11932255519607129 0.49611068092421939 -0.15167149876050512 -0.84653083989430578;-1.5647316905908915 3.0813984879281073 3.9819542784989461 0.41050208145621814 -2.7806621942004788;-4.1518089351296688 5.3292025071994216 3.4755001900504099 -2.8440173117182193 -0.52719131132384023;1.0239850641119594 -2.5009948647935225 1.8086454810219119 -3.0913126516708815 -0.49790792753745938;-5.519450298447687 2.0803141828621392 0.70265717943704953 -2.9815410759475292 -4.279109590402749; 2.3758784340522041 -1.1537136539810491 0.19014897477321013 0.72355093629298717 -0.88110343624175624;-2.7307210903601518 -2.1769708928614944 -1.1993027736078543 5.993702629413499 -1.3897037761302264;-1.8635544581738677 -3.1686946794998159 -0.39221425370848767 -0.7585956560355509 -0.76448915612946167;-4.9665888837719638 0.1178389181615217 -0.50465452638635777 0.059319585282624807 0.92663954788131875;-7.425096392756533 0.969072624724159 0.73599333438315018 -0.12553370017822749 -3.9196217303146184;4.2639497400887736 2.8877316084473525 0.29546476769083607 2.1506468856782117 -4.710923731454284; 3.802126350391088 2.4484538194149428 1.2956730863798533 2.8767019195897552 -4.1494056248989066;1.863879696391737 -3.5489737237754548 -2.5368818344753468 -6.6808008575412723 -1.4858336976172588;3.5983391257349941 -3.5740047246398232 1.6815637806411183 0.95030496099200645 -4.9046084258367708; 1.8697064973624127 -2.7698171419005697 1.7530018141436248 1.194129194473321 -2.9373410013026007;-0.82347622220926664 0.13112021948268041 -0.51531658258977275 0.03144143533123761 -1.7841672639209827;1.6966225269296153 -0.012050853963361061 -0.5567730213799128 1.5875768103946848 0.4550216539234791; 3.8572273052138275 -2.0656562837877157 3.4579268434536798 0.40481357127043749 -4.3189837485382059;3.2361554506480044 1.3274942280851936 -0.78490779691520174 -4.9258509943552706 2.5064477778954481;0.017747954606958882 -2.6734875004957783 1.9183541236445516 -

3.2062375254562507 2.991810487421886; 0.46438237118462655 1.086883937641133 -2.5123049663422643 -1.758294152918328 -6.2245287846122306;-9.9507596983758368 -0.060312542788792084 0.96258643840291624 0.29462379760954366 -0.12318289391632475;-5.5937380770518175 -1.6561160468239295 -5.870496165027081 1.090980444735669 -0.58374337341071725;-0.91629050648827581 -2.0586960554861884 0.2439203377255667 -0.30632498228072608 2.39376566019132;-3.7362529866206917 -1.4222973786162003 2.1351743039959237 0.98587676921617806 2.7834530762088256;1.389689638191447 2.5735922367273063 0.11137505967514322 1.4276083781315398 0.66109553746464034; 0.54059092771056672 -0.87169071338986726 3.7669240833746582 2.3373695808694861 -3.0086225031662632;1.807573505981483 -0.7029048453021407 0.9088108184856627 1.8159997415227727 2.034137808907801;-0.36916890172682865 -0.63506077634361469 1.460831741893156 1.3228928310816668 4.4449382662577674];

C_{LW} = [0.3267067675348323 2.3810195841299016 -0.094501923886616504 0.11777384376278659 0.68988182286012389 0.36974729095041786 -1.491934791289985 0.2636118924445825 -1.4362347386011987 2.5736079201828437 0.38106077646940628 -0.75012986126154502 0.6979598239933289 -0.34458931747009769 -0.62359161515641537 0.77573765700520048 -1.3339777385460914 1.2334607384269234 -0.13118915798355227 0.28810258242202719 -0.40758731053207625 -1.5291871522183389 0.63296175480372463 0.24079174852134091 -0.61857846924876714 -0.84328880920306815 -1.8156623731754951 -0.16261018093826676 0.66623536074773348 -2.4489704456588592];

b1 = [6.2981046161738616;-2.9079493568211139; 4.6539140724388774; 0.44896690170971654;-0.75481737848023733;4.1452672898459859;-2.9359292720493495;-0.50179778667621688; 3.0660529557471552; 2.1211790478548531;0.7156701652604498;-2.1149974530304512;-1.7375655067420148;-4.7783289356111194; 0.72459796463322723; 0.52181236755314542;-0.50456030856140455; 0.81477542745383302; 3.3030745267807791; 1.0807164292484395;-1.0323431847790929;-3.4449737993868865;-4.7040748971565884;-5.8298890269148718; 1.5883059265349193;-4.4698313244400625;-2.6180428869010335;-2.2469837431203565; 3.6877139368507574; 2.2566018136354917];

b2 = -2.2403903395544025;

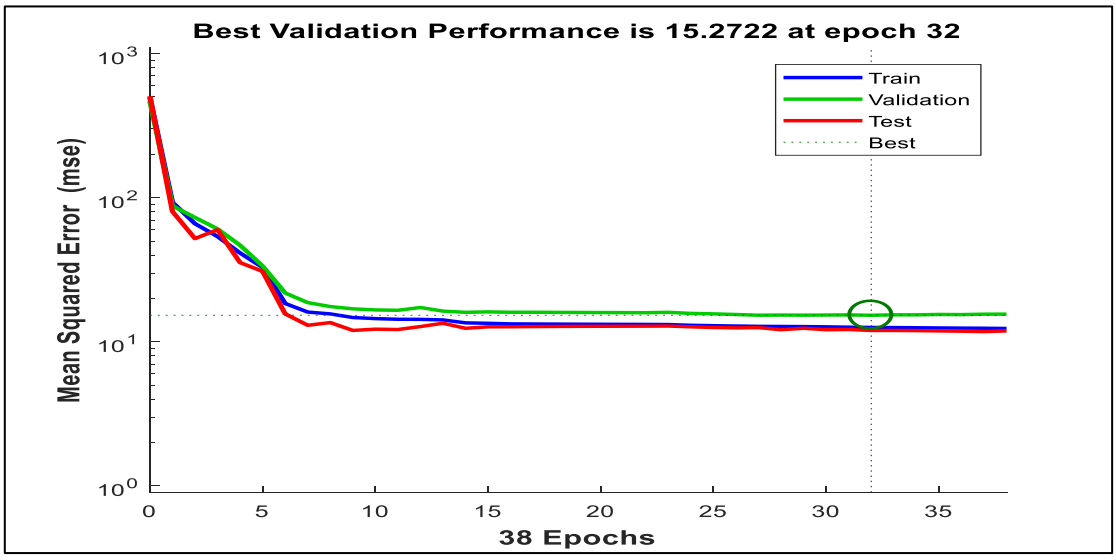


Fig.10. *Erorile & Numere de Epochs.*

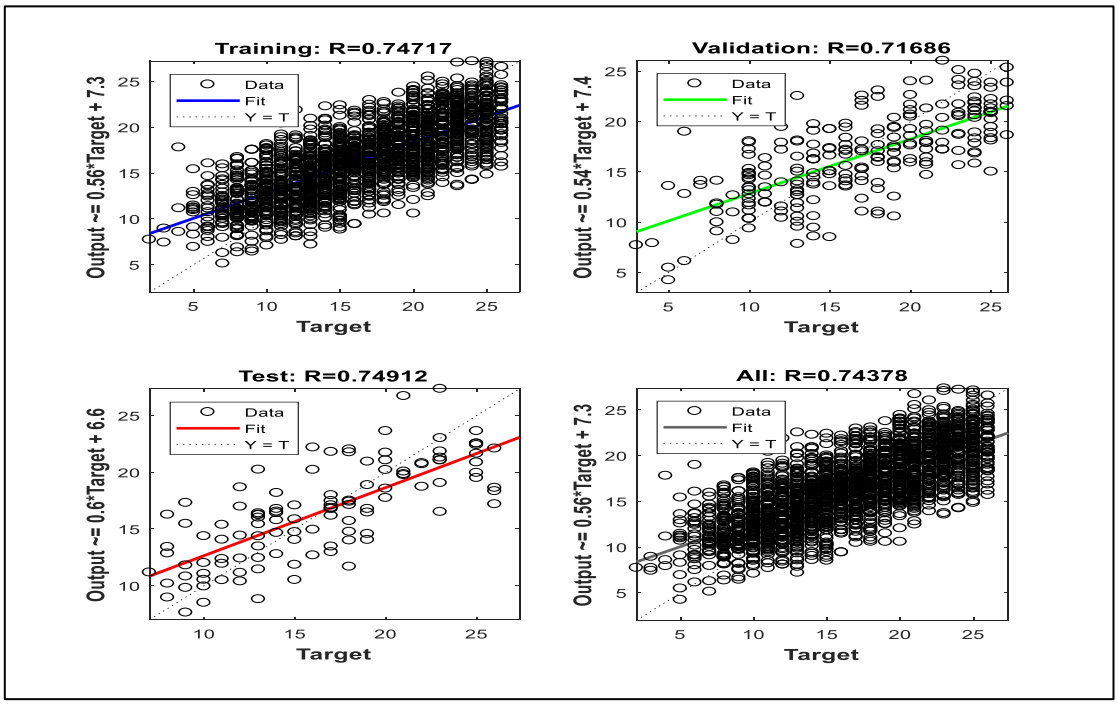


Fig.11. *ANN etape pentru secțiunea 12 ½ in.*

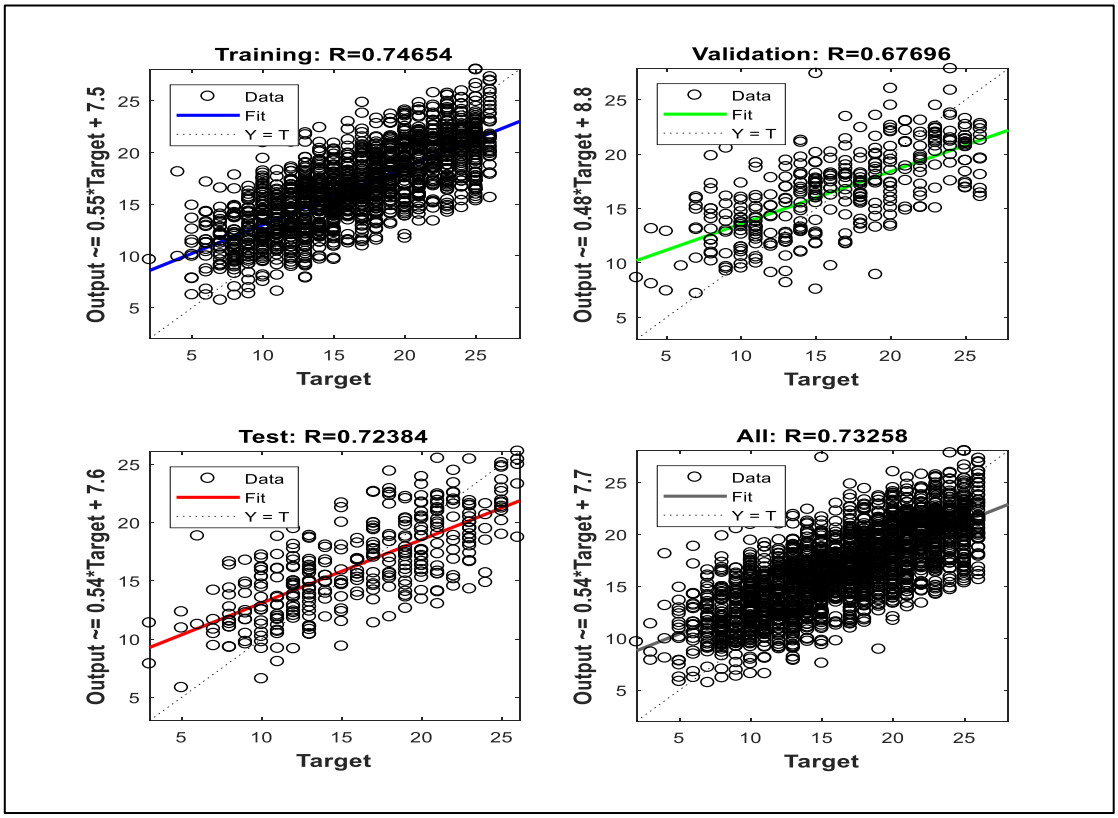


Fig.12. *ANN etape pentru secțiunea 12 ½ in.*