

DETERMINACIÓN DEL TORQUE Y ARRASTRE EN OPERACIONES DE LINER
HANGER PARA POZOS DIRECCIONALES

Marlon Eduardo Cely Palacio

Trabajo de grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ingeniero de petróleoos

Dr. En Ingeniería Química

Codirector

Marlon Cely Moreno

Ingeniero de Petróleos



Escuela de Ingeniería
de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios nuestro señor grande y todo poderoso por darme el conocimiento, disciplina y entusiasmo para poder cumplir esta meta de ser ingeniero.

A mi padre por ser la inspiración para mi vida profesional y como persona, por brindarme ayuda, conocimiento en la construcción de este trabajo, con el objetivo de hacerme crecer como persona y profesional.

A mi madre por acompañarme en toda la vida universitaria y siempre recibirme con los brazos abiertos, enseñarme dedicación y trabajo duro.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	21
1. Objetivos	23
1.1 Objetivo General	23
1.2 Objetivos Específicos.....	23
2. Marco teórico	24
2.1 Arrastre	25
2.2 Torque	26
2.3 Fricción	27
2.4 Factor de flotabilidad (Buoyancy)	28
2.5 Colgadores de Liner (Liner Hangers)	29
2.6 Pozos Direccionales	30
2.7 Pandeo (Buckling)	30
2.8 Modelo de Sarta Distendida (Soft String).....	32
2.9 Unión giratoria en pozos de alcance extendido	32
2.10 Liner Flotado.....	33
2.11 Registro direccional	34
2.11.1 Profundidad Medida (MD)	34
2.11.2 Profundidad vertical verdadera (TVD)	34
2.11.3 Norte verdadero	36
2.11.4 Norte de cuadrícula	36
2.11.5 Dog Leg	37

2.11.6 Severidad del Dog Leg.....	37
2.12 Corridas de liner.....	37
2.13 Cálculo de Surveys	44
2.13.1 Método tangencial:.....	44
2.13.2 Método del ángulo promedio	44
2.13.3 Método del radio de curvatura	45
2.13.4 Método de mínima curvatura	45
3. Problemas en la corrida del liner	48
3.1 Llevar la tubería a fondo	48
3.2 Pega de tubería.....	48
3.3 Liberar la herramienta de corrida (“Running tool”)	49
3.4 Sentar el empaque de tope de liner	49
4. Modelo de torque y arrastre	50
4.1 Efecto de los Dog Legs.....	54
4.1.1 Pozo descendente	54
4.1.2 Pozo ascendente	56
4.2 Cálculo del torque	59
4.3 Rotación de la sarta.....	61
4.4 Ecuaciones de pandeo	62
5. Herramienta software DragOn.....	67
6. Casos de estudio.....	74
6.1 Campo Dammam, Saudí Arabia, pozo DMMM-110.....	74
6.2 Campo Zuluf, Arabia Saudita, pozo Zuluf-2101	90

6.3 Campo Harad, Saudí Arabia, pozo Harad-2361	104
6.4 Campo Shaybah, Saudí Arabia, pozo Shaybah-348	119
6.5 Campo Berri, Saudí Arabia, pozo Berri-210	133
7. Conclusiones	147
8. Recomendaciones	149
Referencias Bibliográficas	150
Apéndices.....	152
Apéndice A. Reporte generado por DragOn, pozo DMMM-110	152
Apéndice B. Reporte generado por DragOn, pozo Zuluf-2101	154
Apéndice C. Reporte generado por DragOn, pozo Harad-2361	156
Apéndice D. Reporte generado por DragOn, pozo Shaybah-348.....	158
Apéndice E. Reporte generado por DragOn, pozo Berri-210.....	160

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Modelo de Survey	45
Tabla 2. Estado mecánico DMMM-110.....	75
Tabla 3. Sarta de corrida de liner DMMM-110	75
Tabla 4. Factores de fricción DMMM-110	75
Tabla 5. Comparativo pesos subiendo y bajando DMMM-110.....	82
Tabla 6. Error relativo obtenido en peso subiendo sin rotación DMMM-110.....	83
Tabla 7. Comparativo peso rotando y torque DMMM-110	83
Tabla 8. Error relativo peso rotando DMMM-110.....	83
Tabla 9. Error relativo torque DMMM-110.....	84
Tabla 10. Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo DMMM-110	84
Tabla 11. Error relativo peso subiendo rotando DMMM-110	84
Tabla 12. Error relativo torque subiendo DMMM-110	85
Tabla 13. Comparativo peso bajando rotando y torque bajando DMMM-110.....	85
Tabla 14. Error relativo peso bajando rotando DMMM-110.....	85
Tabla 15. Error relativo torque bajando DMMM-110	86
Tabla 16. Comparativo peso y torque para sentar el empaque DMMM-110.....	88
Tabla 17. Error relativo del peso para sentar el empaque DMMM-110	88
Tabla 18. Error relativo del torque para sentar el empaque DMMM-110	88
Tabla 19. Unión más débil después de liberar la herramienta DMMM-110	89
Tabla 20. Estado mecánico Zuluf-2101	90
Tabla 21. Sarta de corrida de liner Zuluf-2101	91

Tabla 22. Factores de fricción Zuluf-2101.....	91
Tabla 23. Comparativo peso subiendo y bajando Zuluf-2101	97
Tabla 24. Error relativo peso subiendo Zuluf - 2101	98
Tabla 25. Error relativo peso bajando Zuluf-2101.....	98
Tabla 26. Comparativo peso rotando y torque Zuluf-2101.....	98
Tabla 27. Error relativo peso rotando Zuluf-2101	99
Tabla 28. Error relativo torque Zuluf-2101.....	99
Tabla 29. Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo Zuluf-2101.....	99
Tabla 30. Error relativo peso subiendo rotando Zuluf-2101.....	100
Tabla 31. Error relativo torque subiendo Zuluf-2101	100
Tabla 32. Comparativo peso bajando rotando y torque bajando Zuluf-2101	100
Tabla 33. Error relativo peso bajando rotando Zuluf-2101.....	101
Tabla 34. Error relativo torque bajando Zuluf-2101	101
Tabla 35. Comparativo peso y torque para sentar el empaque Zuluf-2101	103
Tabla 36. Unión más débil después de liberar la herramienta Zuluf-2101	104
Tabla 37. Estado mecánico pozo Harad-2361.....	104
Tabla 38. Sarta de corrida de liner Harad-2361	105
Tabla 39. Factores de fricción Harad-2361	105
Tabla 40. Comparativo peso subiendo y bajando Harad-2361	111
Tabla 41. Error relativo peso subiendo Harad-2361	112
Tabla 42. Error relativo peso bajando Harad-2361	112
Tabla 43. Comparativo peso rotando y torque Harad-2361	112
Tabla 44. Error relativo peso rotando Harad-2361	113

Tabla 45. Error relativo torque Harad-2361.....	113
Tabla 46. Comparativo peso rotando y torque subiendo Harad-2361	113
Tabla 47. Error relativo peso subiendo rotando Harad-2361	114
Tabla 48. Error relativo torque subiendo Harad-2361	114
Tabla 49. Comparativo peso bajando y torque bajando Harad-2361.....	114
Tabla 50. Error relativo peso bajando rotando Harad-2361.....	115
Tabla 51. Error relativo torque bajando Harad-2361	115
Tabla 52. Error relativo peso y torque apra sentar el empaque Harad-2361.....	117
Tabla 53. Error relativo peso para asentamiento del empaque Harad-2361	117
Tabla 54. Error relativo torque para sentar el empaque Harad-2361	117
Tabla 55. Unión más débil después de liberar la herramienta Harad-2361	118
Tabla 56. Estado mecánico Shaybah-348	119
Tabla 57. Sarta de corrida de liner Shaybah-348	119
Tabla 58. Factores de fricción Shaybah-348.....	120
Tabla 59. Comparativo peso subiendo y peso bajando Shaybah-348.....	125
Tabla 60. Error relativo peso subiendo Shaybah-348	126
Tabla 61. Error relativo peso bajando Shaybah-348.....	126
Tabla 62. Comparativo peso rotando y torque Shaybah-348.....	126
Tabla 63. Error relativo peso rotando Shaybah-348	127
Tabla 64. Error relativo torque Shaybah-348.....	127
Tabla 65. Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo Shaybah-348.....	127
Tabla 66. Error relativo peso subiendo rotando Shaybah-348.....	128
Tabla 67. Error relativo torque subiendo Shaybah-348	128

Tabla 68. Comparativo peso bajando rotando y torque bajando Shaybah-348.....	128
Tabla 69. Error relativo peso bajando rotando Shaybah-348.....	129
Tabla 70. Error relativo torque bajando Shaybah-348	129
Tabla 71. Comparativo peso y torque para sentar el empaque Shaybha-348	131
Tabla 72. Error relativo peso para sentar el empaque Shaybah-348.....	131
Tabla 73. Error relativo torque para sentar el empaque Shaybah-348.....	131
Tabla 74. Unión más debil después de liberar la herramienta de corrida Shaybah-348	132
Tabla 75. Estado mecánico Berri-210.....	133
Tabla 76. Sarta para correr el liner Berri-210	133
Tabla 77. Factores de fricción Berri-210	134
Tabla 78. Comparativo peso subiendo y bajando Berri-210.....	139
Tabla 79. Error relativo peso subiendo Berri-210.....	140
Tabla 80. Error relativo peso bajando Berri-210	140
Tabla 81. Comparativo peso rotando y torque Berri-210	140
Tabla 82. Error relativo peso rotando Berri-210.....	141
Tabla 83. Error relativo torque Berri-210	141
Tabla 84. Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo Berri-210.....	141
Tabla 85. Error relativo peso subiendo bajando Berri-210	142
Tabla 86. Error relativo torque subiendo Berri-210.....	142
Tabla 87. Comparativo peso bajando rotando y torque bajando Berri-210	142
Tabla 88. Error relativo peso bajando rotando Berri-210	143
Tabla 89. Error relativo torque bajando	143
Tabla 90. Comparativo peso y torque para sentar el empaque Berri-210.....	145

Tabla 91. Error relativo peso para asentar el empaque Berri-210.....	145
Tabla 92. Error relativo torque para asentar el empaque Berri-210.....	145
Tabla 93. Unión más débil después de liberar la herramienta Berri-210.....	146

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Diagrama de cuerpo libre tubería en un plano inclinado	26
Figura 2. Torque en una tubería	27
Figura 3. Diagrama de cuerpo libre tubería, análisis de la fricción	28
Figura 4. Flotabilidad de la tubería	29
Figura 5. Pandeo sinusoidal	31
Figura 6. Pandeo helicoidal.....	31
Figura 7. Unión giratoria.....	33
Figura 8. Profundidad medida y profundidad vertical verdadera	35
Figura 9. Norte verdadero	36
Figura 10. Esquema de completamiento de pozo con tuberías de revestimiento cortas	38
Figura 11. Zapato flotador y collar flotador.....	39
Figura 12. Collar de asentamiento	39
Figura 13. Colgador de liner	40
Figura 14. Herramienta de corrida de liner modelo Collet	41
Figura 15. Método de la mínima curvatura.....	46
Figura 16. Cuerpo estacionario	50
Figura 17. Cuerpo en movimiento	51
Figura 18. Tubería sin movimiento en un plano inclinado	52
Figura 19. Efecto de la fricción.....	53
Figura 20. Efecto de los dog legs pozo descendente.....	54
Figura 21. Efecto de los doglegs pozo ascendente.....	56

Figura 22. Torque en un tubo dentro de un pozo	59
Figura 23. Torque en una tubería mientras que se trepa en la pared la tubería.....	60
Figura 24. Relación velocidad axial y circunferencial vs Fuerza de fricción axial y circunferencial.....	61
Figura 25. Pantalla de inicio herramienta DragOn.....	67
Figura 26. Pestaña de datos generales.....	68
Figura 27. Pestaña de detalles del caso	69
Figura 28. Pestaña del registro direccional	70
Figura 29. Pestaña del cálculo de torque y arrastre.....	71
Figura 30. Pestaña de los parámetros del caso	72
Figura 31. Pestaña de cambio de unidades.....	73
Figura 32. Esquema de la trayectoria del pozo DMMM-110	76
Figura 33. Parámetros del pozo DMMM-110 herramienta DragOn.....	77
Figura 34. Cargas en la sarta con la profundidad medida DMMM-110 herramienta DragOn	78
Figura 35. Cargas durante la corrida DMMM-110 herramienta DragOn	79
Figura 36. Perfil de torque sin unión giratoria DMMM-110 herramienta DragOn	79
Figura 37. Perfil del torque con unión giratoria DMMM-110 herramienta DragOn	81
Figura 38. Cargas a profundidad medida para asentar el empaque DMMM-110 herramienta DragOn.....	86
Figura 39. Tensión máxima y sobre tensión DMMM-110 herramienta DragOn	89
Figura 42. Esquema de la trayectoria del pozo Zuluf-2101	92
Figura 43. Parámetros del pozo Zuluf-2101 herramienta DragOn	93

Figura 44. Cargas en la sarta con la profundidad medida Zuluf-2101 herramienta DragOn.	94
Figura 45. Cargas durante la corrida Zuluf-2101 herramienta DragOn.....	95
Figura 46. Perfil del torque Zuluf-2101 herramienta DragOn	95
Figura 47. Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Zuluf-2101 herramienta DragOn.....	101
Figura 48. Tensión máxima y sobre tensión Zuluf-2101 herramienta DragOn	103
Figura 49. Esquema de la trayectoria del pozo Harad-2361	106
Figura 50. Parámetros del pozo Harad-2361 herramienta DragOn.....	107
Figura 51. Cargas en la sarta con la profundidad medida Harad-2361 herramienta DragOn	108
Figura 52. Cargas durante la corrida Harad-2361 herramienta DragOn	109
Figura 53. Perfil del torque Harad-2361 herramienta DragOn	109
Figura 54. Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Harad-2361 herramienta DragOn.....	115
Figura 55. Tensión máxima y sobre tensión Harad-2361 herramienta DragOn	118
Figura 56. Esquema de la trayectoria del pozo Shaybah-348	120
Figura 57. Parámetros del pozo Shaybah-348 herramienta DragOn.....	121
Figura 58. Cargas en la sarta con la profundidad medida Shaybah-348 herramienta DragOn	122
Figura 59. Cargas durante la corrida Shaybah-348 herramienta DragOn	123
Figura 60. Perfil del torque Shaybah-348 herramienta DragOn	123
Figura 61. Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Shaybah-348 herramienta DragOn.....	129

Figura 62. Tensión máxima y sobre tensión Shaybah-348 herramienta DragOn	132
Figura 63. Esquema de la trayectoria del pozo Berri-210.....	134
Figura 64. Parámetros del pozo Berri-210 herramienta DragOn	135
Figura 65. Cargas en la sarta con la profundidad medida Berri-210 herramienta DragOn...	136
Figura 66. Cargas durante la corrida Berri-210 herramienta DragOn	137
Figura 67. Perfil del torque Berri-210 herramienta DragOn.....	137
Figura 68. Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Berri-210 herramienta DragOn.....	143
Figura 69. Tensión máxima y sobre tensión Berri-210 herramienta DragOn.....	146

Lista de Apéndices

Apéndice A. Reporte generado por DragOn, pozo DMMM-110	142
Figura A 1. Cargas y torques a profundidades críticas DMMM-110	152
Figura A 2. Cargas y torques a medida que se corre el liner con unión giratoria DMMM-110	152
.....	152
Figura A 3. Cargas y torques a medida que se corre el liner sin unión giratoria DMMM-110	153
.....	153
Figura A 4. Asentamiento del empaque DMMM-110	153
Figura A 5. Máxima tensión y sobre tensión DMMM-110	154
Apéndice B. Reporte generado por DragOn, pozo Zuluf-2101	144
Figura B 1. Cargas y torques a profundidades críticas Zuluf-2101	154
Figura B 2. Cargas y torques a medida que se corre el liner Zuluf-2101	155
Figura B 3. Asentamiento del empaque Zuluf-2101	155
Figura B 4. Máxima tensión y sobre tensión Zuluf-2101	156
Apéndice C. Reporte generado por DragOn, pozo Harad-2361	146
Figura C 1. Cargas y torques a profundidades críticas Harad-2361	156
Figura C 2. Cargas y torques a medida que se corre el liner harad-2361	157
Figura C 3. Asentamiento del empaque Harad-2361	157
Figura C 4. Máxima tensión y sobre tensión Harad-2361	158

Apéndice D. Reporte generado por DragOn, pozo Shaybah-348	148
Figura D 1. Cargas y torques a profundidades críticas Shaybah-348	158
Figura D 2. Cargas y torques a medida que se corre el liner Shaybah-348	159
Figura D 3. Asentamiento del empaque Shaybah-348.....	159
Figura D 4. Máxima tensión y sobre tensión Shaybah-348	160
 Apéndice E. Reporte generado por DragOn, pozo Berri-210	 150
Figura E 1. Cargas y torques a profundidades críticas Berri-210	160
Figura E 2. Cargas y torques a medida que se corre el liner Berri-210	161
Figura E 3. Asentamiento del empaque Berri-210.....	161
Figura E 4. Máxima tensión y sobre tensión berri-210.....	162

Glosario

Arrastre: fuerza de fricción que se opone al movimiento.

Acimut: es la dirección del pozo en un plano horizontal

Cementación: Proceso para bombear cemento entre las tuberías de revestimiento y las paredes del pozo.

Colgador de liner: son las cuñas que se insertan en las paredes de una tubería de revestimiento previa.

Completamiento: Proceso por el cual se completa la conexión del yacimiento con el pozo para su producción.

Dog Leg: curvatura total del pozo, la combinación del cambio de inclinación y el cambio de dirección.

Empaque: aparato usado para aislar un espacio anular.

Inclinación: ángulo entre el eje del pozo y la vertical.

Tubería de revestimiento corta (“Liner”): tubería de revestimiento corta, se usan para dar estabilidad al pozo y sellar formaciones.

Pandeo: fenómeno físico que se presenta cuando hay compresión causando que el cuerpo se doble.

Sarta: conjunto de tuberías unidas.

Software: conjunto de herramientas intangibles que se utilizan para dar instrucciones a un ordenador.

Registro direccional (“Survey”): conjunto de datos medidos a una profundidad de inclinación y acimut.

Torque: Momento necesario para hacer girar una tubería.

Unión giratoria (“Swivel”): Un tubular que permite la rotación, puede instalarse en la sarta aislando la rotación

Sarta distendida (“Soft-String”): Modelo que asume que la sarta se comporta como un hilo y toma la forma del pozo.

Construir ángulo (“Build-Up”): Sección de pozo curvado en la cual el ángulo aumenta.

Tumbar ángulo (“Drop-Down”): Sección de pozo curvado en la cual el ángulo disminuye.

Peso subiendo (“Pick Up Weight”): Es el peso que registra el indicador de peso cuando se saca la sarta.

Peso bajando (“Slack Off Weight”): Es el peso que registra el indicador de peso cuando se baja la sarta.

Peso rotando (“Rotating weight”): Es el peso que registra el indicador de peso cuando solo se rota la tubería.

Peso subiendo rotando (“Pick Up Rotating Weight”): Es el peso que registra el indicador de peso cuando se saca y rota la tubería al mismo tiempo.

Peso bajando rotando (“Slack Off Rotating Weight”): Es el peso que registra el indicador de peso cuando se baja y se rota la tubería al mismo tiempo.

Resumen

Título: Determinación de torque y arrastre para operaciones de liner hanger en pozos direccionales*

Autor: Marlon Eduardo Cely Palacio**

Palabras clave: Liner, Arrastre, Torque

Descripción:

El torque y arrastre en operaciones de corrida de liner hanger es esencial para la viabilidad del trabajo y más hoy en día que los pozos por lo general no son verticales, estos presentan inclinaciones y estas trayectorias no solo complejas, sino que hoy en día más largas, hacen que las tuberías al entrar en contacto con las paredes del pozo generen fuerzas de arrastre relacionadas con la fricción, conocer cuanto podemos halar, empujar y rotar se hace necesario en situaciones como: un pegue de tubería donde conocer cuánto es el límite de tensión para la herramienta más débil para no excederlo y así no presentar una falla mecánica, cuanto se puede empujar una tubería para llegar a un objetivo o conocer cuanta fuerza tengo que aplicar para girar una tubería extensa, estas situaciones hacen necesario conocer el torque y el arrastre son necesarios en la industria.

Las tuberías de revestimiento cortas (“liner”), presentan ahorros a las empresas debido a que no se extienden hasta superficie disminuyendo costos tanto en número de tubos como en cemento, haciéndose esto más visible en pozos con profundidades largas.

Este trabajo presenta una herramienta de fácil uso e intuitiva en Excel que permite calcular, en operaciones de corrida de liner, tanto el torque como las fuerzas de tensión y compresión, obteniendo resultados muy cercanos a la realidad y de una manera sencilla estimar si el liner puede ser llevado a fondo de manera segura sin exceder las propiedades mecánicas de la tubería usada y así conectar los hidrocarburos con superficie.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Doctor en Ingeniería Química. Codirector: Marlon Cely Moreno. Ingeniero de petróleos.

Abstract

Title: Torque and drag determination in liner hanger operations*

Author: Marlon Eduardo Cely Palacio**

Key words: Liner, Drag, Torque

Description:

To produce oil from a well its necessary to connect de reservoir with the surface, this operation must not only be safe but also effective and profitable. The wells aren't generally vertical, most of them are inclined and their trajectories are complex, and nowadays even longer, this makes the pipes to lay on the wellbore walls generating drag forces, which are related to friction, its necessary for us to know how much we can pull, push or rotate in some situations like: a pipe stuck where knowing how much we can pull is necessary so we don't break the string, knowing how much we can pull a string to get to a specific target or how much torque its necessary to rotate the string, this are examples of why is it necessary to know torque and drag. Liners are basically shorter casing used to save money in both number of pipes and cementation, liners aren't extended to surface but they are hanged in the previous casing or liner, this saving is visualized in longer wells.

This thesis presents an easy and intuitive tool in excel which permits to calculate, in liner hanger operations, the torque and forces giving accurate results and presenting them in a simple way so that they can be used to give a safe and cost-effective operation.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Petroleum Engineer. Director: Emiliano Ariza León. Doctor in Chemical Engineering. Codirector: Marlon Cely Moreno. Petroleum Engineer.

Introducción

Los softwares de torque y arrastre (T&D) son una herramienta para la industria petrolera que se implementó en la década de los 80s con el Dr. Johancsik en 1984 que desarrollo el primer modelo computacional para calcular el torque y arrastre de una tubería. El torque y el arrastre son de vital importancia para la industria petrolera, ya que son dos retos que se presentan a la hora de mover tuberías dentro de un pozo, torque y arrastre excesivos pueden llevar a daños en las tuberías, no cumplir los objetivos, como el caso de este trabajo correr una tubería de revestimiento corta (liner) que significan gastos para las empresas.

Con el paso de los años la geometría de los pozos se ha hecho más compleja y se han implementado nuevas tecnologías, los pozos direccionales suponen retos mayores para el análisis de T&D lo que supone que se debe tener más cuidado a la hora de evaluar estos parámetros para conseguir resultados óptimos.

Para esto se buscó la elaboración de una herramienta en Excel, con el lenguaje de programación “Visual Basic”, utilizando un modelo matemático de *soft string* que dé a conocer los pesos de la tubería subiendo, bajando y rotando, el torque a distintas profundidades para así visualizar el escenario que se tenga, predecir problemas y hacer las correcciones necesarias en el diseño para evitarlos y así cumplir los objetivos de un trabajo en pozo.

Esta herramienta calcula las fuerzas y el torque durante la corrida, basados en el modelo mencionado y muy cercanos a la realidad que se presentan de manera que su interpretación permita tomar decisiones, el objetivo es que quien use el software lo encuentre amigable al usuario y facilite su uso, ya que los softwares disponibles en el mercado son complejos y requieren de entrenamiento para su uso. El software predice los principales parámetros de T&D durante las

diferentes fases de instalación de un Liner, haciéndolo supremamente útil para el personal de campo durante la corrida. Es decir, es útil durante la planeación, y durante la ejecución del trabajo.

En este trabajo primero se muestran las bases teóricas del modelo, se presenta una operación típica de corrida de liner hangers, se habla de los principales problemas que pueden aparecer durante la corrida, se enseña tanto el modelo de pandeo como el modelo de torque y arrastre utilizado, se expone la herramienta creada y se comparan los datos que arroja el software con los datos reales.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta software para determinar el torque y arrastre en operaciones de “Liner Hangers” para pozos direccionales.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar los problemas que se presentan para realizar las corridas y asentamiento de “Liner Hangers” en pozos direccionales.
- Estimar las fuerzas de torque, arrastre y “buckling” durante la corrida para no exceder los valores máximos de la tubería de completamiento.
- Determinar los pesos de tubería subiendo, bajando y/o rotando antes y después de liberar la herramienta de corrida en operaciones de “Liner Hanger”.
- Desarrollar una herramienta de cálculo para estimar torque y arrastre durante la corrida de liner hangers.
- Aplicar la herramienta de cálculo para determinar el torque y arrastre en la corrida de un liner hanger en las diferentes configuraciones típicas de pozos direccionales.

2. Marco teórico

Los estudios del torque y arrastre en la industria petrolera se pueden decir que empezaron desde 1925 con los primeros documentos escritos sobre el tema tratándolo por encima, ya los documentos que tratan sobre la creación de modelo de computador comienzan con....

Johancsik (1984) desarrollo un modelo de computador para predecir el torque y arrastre e cual se basaba en el principio de que lo que genera principalmente el torque y arrastre en un pozo es la fricción deslizante la cual es descrita como la fuerza de contacto con la pared del pozo por un coeficiente de fricción, la validez de este modelo fue comprobado con datos recolectados en los pozos. Los coeficientes de fricción deslizante en sistemas de lodo base salmuera varían entre 0.25-0.4.

Aston (1998) comparó los diferentes métodos mecánicos y químicos para reducir el torque y arrastre, con evidencias de campo, mostrando que existe una gran cantidad de lubricantes que pueden ser efectivos en lodos base agua y la elección de los lubricantes debe ser seleccionada de acuerdo al costo y las consideraciones disponibles del diseño de pozo.

Mason (2007) describió las limitaciones que tienen varios modelos de T&D a la hora de evaluarse en sargas rígidas y la necesidad de hacer algunos cambios para modernizar los softwares de T&D, en el caso de las tuberías rígidas tener más en cuenta el impacto de la rigidez de la tubería, la limpieza del hueco y los efectos de tortuosidad.

Aadnoy, B.S., Djurhuus J. (2008) presentó una manera de simplificar la complejidad de los modelos de fricción de los diferentes simuladores numéricos y modelos matemáticos analíticos, dando una solución generalizada de dos ecuaciones una para el torque y otra para el arrastre, que es válida para todas las geometrías de pozo abarcando secciones verticales, de *build-up*, *drop-down* y secciones rectas validas tanto en tensión y compresión.

Mirhal, S.A., Fazaelizabeth, M., Kaarstad, E., Aadnoy, B.S. (2010) trata del gran incremento del largo e inclinación de los pozos en los últimos años y como esto ha aumentado los retos de perforación con respecto al torque y arrastre, presentando tres modelos antiguos y uno nuevo, mostrando resultados similares, pero probando que en el nuevo modelo maneja los *dog legs* de manera más sencilla.

Tveitdal, T. (2011) nos habla de que las ecuaciones que se usan en los modelos de torque y arrastre hoy en día son ecuaciones que se desarrollaron hace ya dos décadas y muy pocas mejoras se han presentado en ellas, dando una visión general de los retos de usar tales ecuaciones, mostrando un nuevo modelo el cual se le han aplicado algunas mejoras con la importancia de tener factores de fricción más realistas para así tener una visión más clara del torque y arrastre que van a sufrir los pozos de alcance extendido y horizontales y así tener una mejor planeación de los pozos.

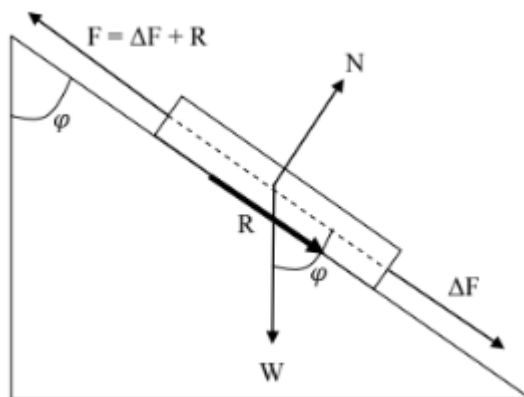
2.1 Arrastre

El arrastre es un fenómeno que se da entre la tubería y las paredes del pozo, ocurre cuando se inserta o se saca la tubería (figura 1), este fenómeno ocurre principalmente en pozos que tengan desviación. Físicamente es la diferencia de fuerza entre el peso sin rotarlo y la fuerza necesaria para moverlo la tubería arriba y abajo en el hueco. Normalmente el arrastre subiendo es mayor que

el peso libre de rotación y el arrastre bajando es menor que el peso libre de rotación (Tveitdal, T., 2011).

Figura 1

Diagrama de cuerpo libre tubería en un plano inclinado



Nota. El gráfico muestra las fuerzas actuando en una sección de tubería en un plano inclinado. Tomado de *Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model*, (p. 12), por Terje Tveitdal, 2011.

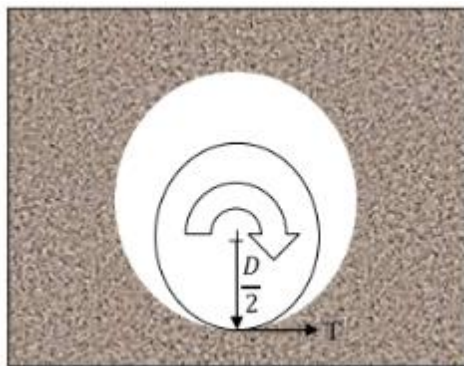
2.2 Torque

En perforación el torque es el momento necesario para girar la tubería, este momento es usado para sobrepasar la fricción rotacional en el pozo y en la broca (figura 2), en nuestro caso de estudio que es pozos direccionales el torque puede ser de una gran magnitud debido a la fuerza de contacto que se presenta entre la tubería y las paredes del pozo. Otros factores del incremento de torque que se pueden dar en el pozo son por la acción viscosa del lodo, una mala limpieza de los perforados y trayectorias no ideales de pozos, que es lo que generalmente ocurre. Entre más largo y más direccionalmente complicado sea el pozo que se perfora se esperara obtener torques más altos, que de no tener cuidado con ellos pueden sobrepasar las limitaciones de la sarta o el taladro de

perforación. Generalmente el torque es directamente proporcional a la fricción, la normal y el radio en el que gire (Tveitdal, T., 2011).

Figura 2

Torque en una tubería



Nota. El gráfico muestra el torque actuando en una sección de tubería. Tomado de *Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model*, (p. 13), por Terje Tveitdal, 2011.

2.3 Fricción

La fricción es la fuerza que se opone al movimiento (figura 3), esta puede ser estática o dinámica, para nuestro caso de estudio será la fricción dinámica que aparecerá a la hora de mover la tubería arriba, abajo o girándola, la fricción estática es la que resiste el movimiento y debe ser sobrepasada para que el movimiento inicie, en términos generales la fricción estática es mayor que la dinámica. La fricción es independiente de la velocidad con la que se muevan los cuerpos en contacto y también es independiente del área de contacto, sin embargo, será proporcional a la fuerza de contacto en el que las superficies son empujadas juntas (Tveitdal, T., 2011).

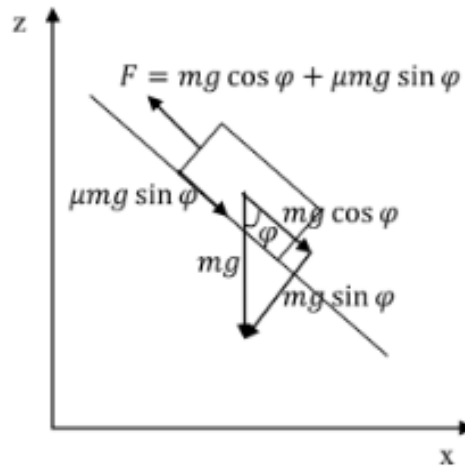
El coeficiente de fricción μ es una relación entre la fuerza normal (F_n) y la fuerza de fricción (F_f), es adimensional, este valor en el pozo toma valores generalmente de entre $0.15 < \mu < 0.4$.

$$\mu = \frac{F_f}{F_n} \quad (1)$$

En el caso de un pozo inclinado, es decir con un ángulo φ , evaluando una junta de la sarta de perforación tendríamos el siguiente diagrama de fuerzas:

Figura 3

Diagrama de cuerpo libre tubería, análisis de la fricción



Nota. Fuerza de fricción en un plano inclinado sobre un cuerpo. Tomado de *Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model*, (p. 15), por Terje Tveitdal, 2011.

Donde la fuerza de fricción sería:

$$F_f = \mu N = \mu mg \sin(\varphi) \quad (2)$$

2.4 Factor de flotabilidad (Buoyancy)

El factor de flotabilidad en la industria petrolera es el peso que tendría una sarta de perforación en el aire menos el peso de lodo que desplaza la sarta al ser sumergida en éste (figura 4), fenómeno descrito en el principio de Arquímedes y se define como:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{acero}} \quad (3)$$

En el caso de que haya una diferencia de densidades entre el interior de la tubería y el exterior de la tubería, la ecuación se convierte en:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{externa} * A_{externa} - \rho_{interna} * A_{interna}}{\rho_{acero} (A_{externa} - A_{interna})} \quad (4)$$

Nomenclatura:

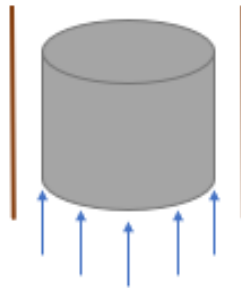
ρ : densidad del lodo

A: Área transversal

Sí multiplicamos este factor de flotabilidad por el peso de la sarta tendremos el peso que se leerá en superficie.

Figura 4

Flotabilidad de la tubería



2.5 Colgadores de Liner (Liner Hangers)

Los liner hangers hacen parte de un completamiento de un pozo, son colgadores que se instalan en las paredes internas de un revestimiento previo y cuelgan un liner que se corre en el pozo, pero no llegan a superficie, son idóneos para reducir costos, ya que al no extenderse hasta la superficie

se necesita menos tubería y menos cemento y permiten perforar con sartas combinadas necesarias para pozos profundos y de largo alcance. Vienen en una gran cantidad de rangos y especificaciones para cumplir con las condiciones del completamiento.

2.6 Pozos Direccionales

La dirección de los pozos está dada por la inclinación (ϕ) y el acimut (α), la inclinación siendo el ángulo que se forma entre la vertical y la tangente al pozo, un pozo vertical tendrá cero grados de inclinación mientras que uno horizontal tendrá 90 grados de inclinación. El acimut es el ángulo entre el norte verdadero y la tangente al pozo proyectados en un plano horizontal (Tveitdal, T., 2011).

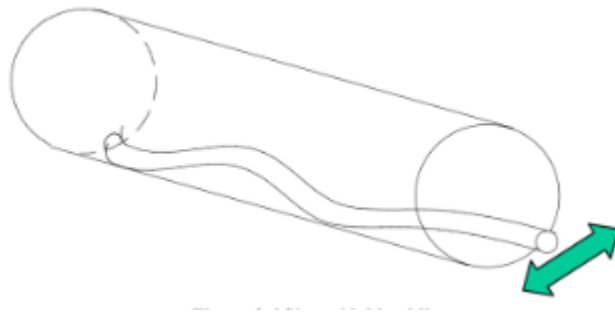
La forma de medir la inclinación y el acimut es usando una herramienta MWD (measurement while drilling) la cual va registrando la dirección que lleve el pozo y así conocer la trayectoria. Un efecto bastante común que se da en los pozos es el Dog leg (DL) o Dog leg severity (DLS) el cual es una combinación de inclinación y acimut que es el ángulo entre las tangentes de dos posiciones del pozo (Tveitdal, T., 2011).

2.7 Pandeo (Buckling)

El pandeo de una tubería se da cuando la compresión axial aumenta y la tubería comienza a tener una deflexión lateral, comenzando con lo que se conoce como pandeo sinusoidal (figura 5) y si se sigue aumentando la compresión tendremos un pandeo helicoidal (figura 6), donde la tubería tendrá forma de una espiral, en cualquier caso, el pandeo aumentará las fuerzas laterales entre el pozo y la tubería aumentando el torque y el arrastre (Tveitdal, T., 2011).

Figura 5

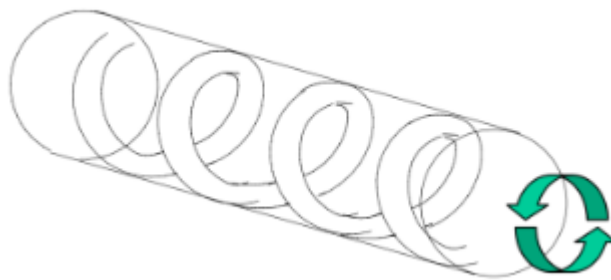
Pandeo sinusoidal



Tomado de *Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model*, (p.), por Terje Tveitdal, 2011.

Figura 6

Pandeo helicoidal



Tomado de *Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model*, (p. 20), por Terje Tveitdal, 2011.

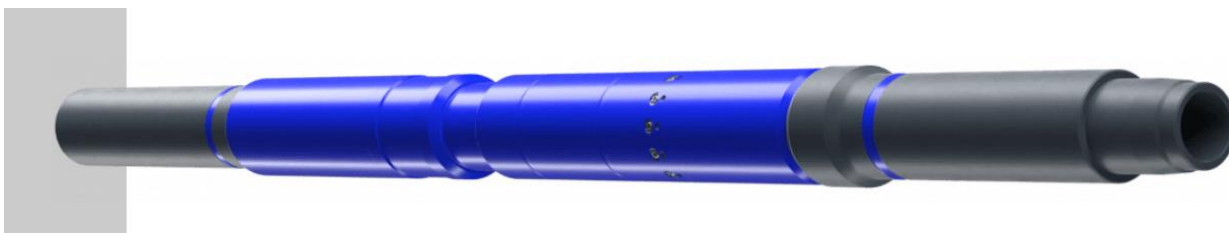
2.8 Modelo de Sarta Distendida (Soft String)

Un modelo de “Soft String” considera a la sarta de perforación como un cable extensible sin rigidez, como si fuera un hilo, también es conocido como el modelo de cable de Dawson, este tipo de modelo es el que uso Johancsik en 1984 para su modelo de computador para calcular torque y arrastre y que fue estandarizado por Sheppard en 1987.

El modelo asume que la fricción se da en la dirección opuesta al movimiento y que si ocurre pandeo este debe ser tomado en cuenta.

2.9 Unión giratoria en pozos de alcance extendido

Las tuberías de revestimiento cortas por lo general tienen un límite de torque que es menor que el que posee la sarta de trabajo con la que son corridas, tubería de perforación y tubería de perforación pesada, debido a que en varias ocasiones no es posible llegar a los objetivos con solo empujar la sarta debido a las pérdidas de peso por la fricción por efectos como el pandeo, especialmente en pozos de largas longitudes horizontales donde la tubería es recostada en la cara baja del pozo generando fuerzas de contacto más grandes, se ha implementado el uso de unión giratoria (figura 7), que es un tubo que permite aislar el giro de una parte de la sarta, para así no exceder los límites de torque de la tubería más débil, para así poder llegar más lejos y lograr los objetivos propuestos, que en este caso sería correr un liner.

Figura 7*Unión giratoria*

Nota. SwivelMASTER de INNOVEX [Imagen]. SwivelMASTER INNOVEX, 2023, <https://www.innovex-inc.com/our-products/drilling/downhole-swivel-tools/swivelmaster/>.

2.10 Liner Flotado

Esta es una técnica usada para reducir el arrastre en pozos de largo alcance, cuando es imposible llevar la tubería hasta la profundidad de asentamiento debido a la larga sección horizontal.

Tomemos por ejemplo una pelota de playa al intentar sumergirla en el agua, ésta por su flotabilidad será empujada hacia afuera debido a la diferencia de densidades entre el aire y el agua, aplicando este fenómeno en un pozo, se corre la sarta o una parte de la sarta vacía (para lograr que baje vacía se instalan válvulas flotadoras en la nariz de la sarta y discos que eviten su llenado), por su flotabilidad se reducirá la fuerza normal entre la sarta y las paredes del pozo reduciendo la fuerza de fricción y así podrá llegar más lejos cumpliendo los objetivos de completamiento. Debido a las diferencias de densidades adentro y afuera de la tubería se hace necesario tener cuidado con el colapso de la tubería, también al no poder entrar fluido en la sarta no se puede circular para poder limpiar cortes mientras se corre, se hace necesario que el camino sea repasado varias veces para evitar atascamientos.

2.11 Registro direccional

Los surveys son registros de la posición del pozo que sirven para conocer la trayectoria del mismo, estos se pueden calcular por distintos métodos y proporcionan una ilustración del perfil direccional del pozo.

Los surveys son tomados para calcular las coordenadas del pozo en una serie de profundidades medidas, pudiendo especificar la trayectoria del pozo y ubicación actual, también para medir la inclinación y dirección en fondo de pozo y determinar hacia donde se dirige el pozo, para calcular los dog legs y poder calcular los valores de severidad de los dog legs y determinar la orientación de las herramientas de deflexión o sistemas direccionales.

Conocer el curso del pozo es necesario para poder alcanzar los objetivos geológicos, para evitar colisión con otros pozos, para definir un pozo de alivio en eventos de reventones, para proveer una mejor definición de los datos geológicos y de yacimiento, para poder optimizar la producción y para estar dentro de los requerimientos de la legislación local. Las herramientas de medición miden la inclinación y dirección a una profundidad dada.

2.11.1 Profundidad Medida (MD)

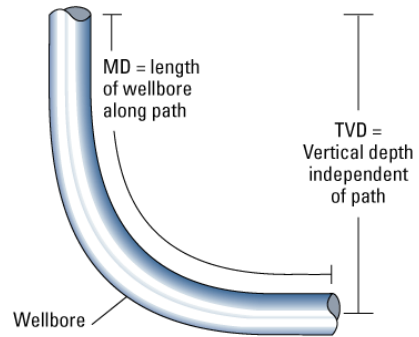
La distancia medida a lo largo del curso actual del pozo desde un punto de superficie como referencia al punto actual.

2.11.2 Profundidad vertical verdadera (TVD)

La profundidad vertical desde un punto de referencia a un punto correspondiente al curso del pozo (figura 8).

Figura 8

Profundidad medida y profundidad vertical verdadera



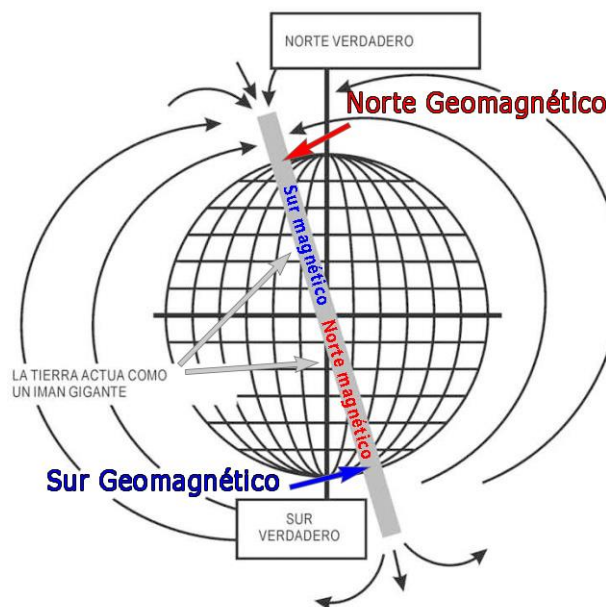
Nota. Profundidad medida de SLB Energy Glossary [Imagen]. Profundidad medida SLB Energy Glossary en español, 2024, https://glossary.slb.com/es/terms/m/measured_depth.

2.11.3 Norte verdadero

La dirección del polo norte geográfico el cual reposa en el eje de rotación de la tierra (figura 9).

Figura 9

Norte verdadero



Nota. Norte verdadero y norte magnético de encorda 2 [Imagen]. Orientación básica: norte magnético, norte geográfico y norte Lambert encorda 2, 2024, <https://encorda2.com/2013/10/06/orientacion-basica-norte/>.

2.11.4 Norte de cuadrícula

El norte direccional en un mapa. Este norte y el verdadero son idénticos en unos meridianos específicos, el resto deben ser corregidos por convergencia (el ángulo entre el norte de cuadrante y el norte verdadero a cualquier ubicación).

2.11.5 Dog Leg

La curvatura total del pozo (la combinación de cambios de inclinación y dirección), entre dos estaciones de survey. Se mide en grados.

2.11.6 Severidad del Dog Leg

La cantidad del dog leg normalizada a un intervalo estándar, usualmente de 100 ft.

$$D.L.S = \frac{(DL * 100)}{X} \quad (5)$$

Donde:

DL = dog leg

X = la profundidad medida entre las dos estaciones

2.12 Corridas de liner

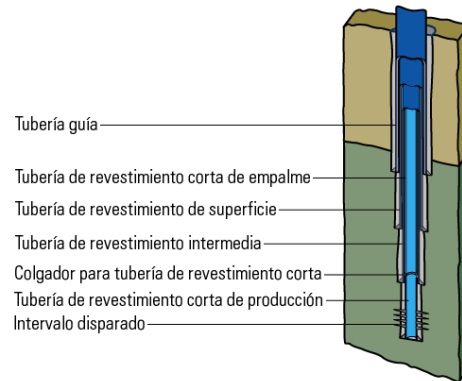
Los liners son corridos para el mismo objetivo que se corre un revestimiento, buscan dar estabilidad al pozo recubriendo las parades y su principal función conectar el yacimiento con superficie de una forma segura, la diferencia es que estos liners no se extienden hasta superficie, generando ahorro en costos de tubería, cementación y para permitir correr sartas combinadas en pozos profundos.

Estas tuberías se cuelgan a un revestimiento previo. La corrida de liner se compone de las siguientes partes:

- Tubos de liner: generalmente de 40 ft, la tubería es similar a la del revestimiento con rosca integral o acoples (figura 10).

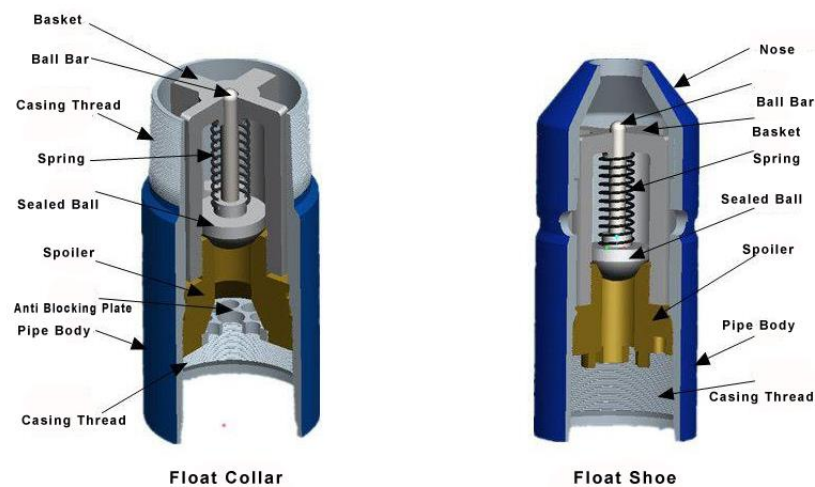
Figura 10

Esquema de completamiento de pozo con tuberías de revestimiento cortas

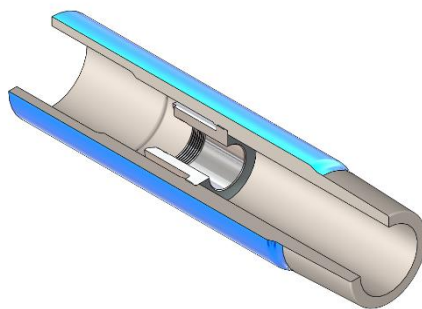


Nota. Tubería de revestimiento corta de SLB Energy Glossary [Imagen]. Tubería de revestimiento corta SLB Energy Glossary en español, 2024, <https://glossary.slb.com/es/terms/l/liner>.

- El equipo de flotación: Está compuesto de tres partes principales, el zapato flotador (figura 11) el cual es una tubería culla punta es redondeada, va equipado con una válvula cheque, su forma es para guiar la sarta al centro del pozo y que la sarta puede llegar a fondo con mayor facilidad, lo siguiente es el collar flotador también presenta una válvula cheque y el collar de asentamiento (figura 12) que es lugar donde las bolas y los tapones, usados para la cementación, se asentaran para asegurar una apropiada cementación, la longitud de estos tres elementos componen el llamado *shoe track*.

Figura 11*Zapato flotador y collar flotador*

Nota. Collar flotador y zapato flotador de Puzang Zhongshi group CO, LTD [Imagen]. Float collar and float shoe, 2016, <http://zspetro.net/view.asp?id=43>.

Figura 12*Collar de asentamiento*

Nota. Collar de asentamiento de Ferro Tube [Imagen]. Collar de asentamiento, 2024, <https://ferrotube.com/products/specialty/landing-collar/>.

- El ensamble de colgador de liner: Se compone de varias partes, siendo la principal siendo el colgador de liner (figura 13) el cual son unas cuñas que se expanden con presión o mecánicamente y se incrustan en la tubería de revestimiento previa; el empaque de tope de liner “*Liner Top Packer*” el cual es un empaque de caucho que se expande a compresión y sella el espacio anular y la herramienta de corrida “*Running Tool*” (figura 14) la cual conecta el liner con la sarta de trabajo para llevar el liner a fondo y poder liberarse de él, permite de acuerdo a su diseño, halar, empujar, rotar, circular, cementar y sentar el empaque de tope.

Figura 13

Colgador de liner



Nota. Colgador de liner de HP Well Screen [Imagen]. Colgador de liner, 2020, <https://hpwellscreen.com/liner-hanger/>.

Figura 14

Herramienta de corrida de liner modelo Collet



Nota. Herramienta de corrida de liner Collet de SLB [Imagen]. Collet running tool, 2024, <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/liner-hangers/crt-collet-running-tool>.

- La sarta de trabajo: Que no es otra cosa que tubería de perforación, tubería de perforación pesada y collares de perforación (para liners no cementados), unidos para llevar el liner a fondo.
- Cabeza de cementación: Herramienta que se pone en cabeza de pozo y por el cual se bombeara los tapones y el cemento para cementar el liner en fondo.

Un procedimiento general de corrida de liner se hace de la siguiente manera:

- Una vez instalado el revestimiento que precede al liner y se ha perforado una nueva sección de hueco abierto se prepara y se alistan todos los tubos que se van a correr en la operación, esto incluye el equipo de flotación, la tubería de liner, el ensamblaje de colgador de liner y la sarta de trabajo que se correrán en el pozo.

- Se corre el equipo de flotación y revisa que las válvulas cheque estén funcionando y no haya flujo hacia adentro de la tubería. También se va a circular para asegurarse de que no haya obstrucciones.
- Se corren tubos de liner de manera que se cubra todo el hueco abierto además de unos extras que pasen por el revestimiento anterior, debido a que no hay flujo hacia adentro de la tubería es necesario llenarlos por dentro para evitar que la tubería se colapse.
- Cuando ya se han corrido la cantidad de liners necesarios, se procede a instalar el ensamblaje de colgador de liner.
- Usando tubería de trabajo se corre todo el liner hasta el zapato del revestimiento antes de entrar a hueco abierto. A esta profundidad se toman todos los parámetros tales como peso subiendo, bajando, rotando, torque (si la herramienta lo permite) y presiones de circulación.
- Se baja todo el conjunto a fondo de pozo o profundidad deseada del zapato.
- Con esta tubería en fondo y lleno de lodo se mide peso subiendo, peso bajando y peso rotando (si la herramienta lo permite).
- Para los parámetros tomados en el zapato del revestimiento, durante la corrida en hueco abierto y en fondo la herramienta de torque y arrastre muestra su utilidad, ya que en un hueco vertical el peso calculado verticalmente es similar al indicado en el indicador de peso; sin embargo, en pozos desviados, el cálculo de los pesos y el torque requiere muchos cálculos matemáticos que no son viables de realizar manualmente.
- Para activar el colgador de liner, se arroja una bola que se asentará en el collar flotador y se aplicará presión y esto hará que las cuñas del liner hanger se activen y toquen las

paredes del revestimiento; en caso de colgadores mecánicos el asentamiento se hace por manipulación de la tubería.

- Una vez activadas las cuñas se procede a bajar la sarta, para así colgar el liner, esto lo sabemos con la caída de peso en el indicador de peso.
- Con el liner colgado se procede a liberar la herramienta, esto dependerá del tipo de herramienta que se haya corrido en pozo, el más convencional es el mecánico el cual libera simplemente rotando la tubería o hidráulicamente usando una bola para poder aplicar presión. Ahora la sarta de trabajo es levantada para asegurarse que la herramienta es liberada y se esperaría ver una pérdida en el peso que, dependiendo de la trayectoria del pozo, el torque y arrastre nos dirá cuanto peso tuvimos que perder. Como el empaque se activa a compresión, que se consigue sacando la herramienta y luego aplicando peso, hay que tener cuidado de no subir mucho la tubería porque todavía NO la queremos activar.
- Se realiza el trabajo de cementación con la cabeza de cementación.
- Se procede a activar el empaque de tope de liner, aplicando el peso requerido de acuerdo a las especificaciones del fabricante, asegurando así un sello efectivo entre el liner y el revestimiento.
- Se desconecta la sarta de trabajo del liner instalado y se circula exceso de cemento hasta tener el hueco limpio.

2.13 Cálculo de Surveys

Para poder hacer un cálculo de torque y arrastre lo más acercado a lo que sucede en el pozo es necesario poder conocer la trayectoria del pozo, para esto existen varios métodos que nos permitan conocer con más exactitud como se ve el pozo. Los métodos más conocidos son el método tangencial, el método de ángulo promedio, el método de mínima curvatura y el método del radio de curvatura. La herramienta de este trabajo utiliza el método de mínima curvatura, ya que es el método con mayor aceptación y el que se considera que da los resultados más precisos, los otros tres métodos solo serán mencionados.

2.13.1 *Método tangencial:*

Este método es el más antiguo y el más simple, por lo cual es el menos preciso como recomendación no usarlo para cálculos oficiales debido al error asociado que conlleva. Hay dos versiones uno que solo usa inclinación y dirección en el punto de survey actual y otro que usa el del punto actual y el anterior. Este método asume que el pozo tiene una inclinación constante en cada punto de survey y que es tangencial a los ángulos de inclinación y acimut. La falla de este método es que no todos los pozos tienen una inclinación constante por lo que en secciones curvas d ellos pozos no puede dar resultados realísticos.

2.13.2 *Método del ángulo promedio*

Este método calcula el promedio del ángulo de inclinación y el acimut en ambos puntos de survey, este promedio es el nuevo camino asumido para el pozo con una longitud igual a la distancia entre las dos estaciones. Este método tiene un error asociado y es que asume que el pozo es una línea recta.

2.13.3 Método del radio de curvatura

El método de radio de curvatura busca encajar dos puntos de survey en la superficie de un cilindro. El pozo puede ser curvado en ambos planos horizontal y vertical. Cuando se calcula el punto actual, el radio de curvatura envuelve hacer proyecciones horizontales y verticales.

2.13.4 Método de mínima curvatura

Este es el método aplicado en el software lo que hace es encajar un arco esférico entre dos puntos de survey (figura 15). Toma vectores espaciales tridimensionales definidos por la inclinación y el acimut en ambos puntos de survey y los suaviza dentro del pozo usando un factor de relación. Este factor de relación está definido por el dog leg.

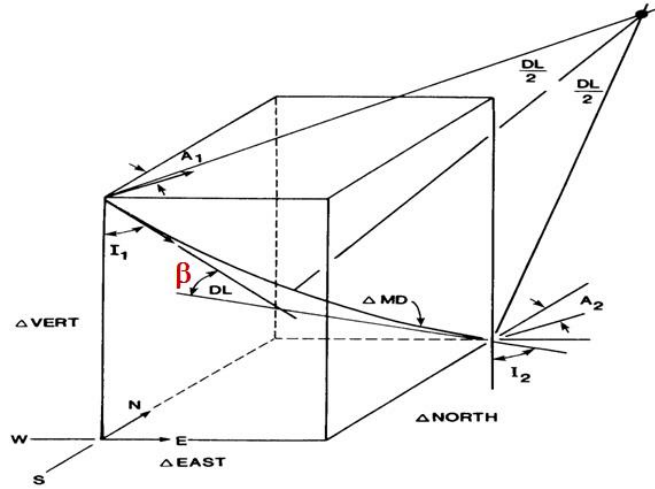
Los resultados del survey se presentan en la tabla 1 como la que se presenta a continuación:

Tabla 1

Modelo de Survey

Survey	MD	INC	AZM	TVD	N/S	E/W
Anterior	MD_1	I_1	A_1			
Actual	MD_2	I_2	A_2			

Los cálculos de distancia medida (MD), inclinación y acimut son datos que proporciona la herramienta de survey, los cálculos que se harán son para calcular True Vertical Depth (TVD), profundidad vertical verdadera, y los cambios en las coordenadas rectangulares Norte/Sur y Este/Oeste. Para facilitación de donde salen los cálculos se muestra el diagrama de lo que se está asumiendo entre cada estación:

Figura 15*Método de la mínima curvatura*

Nota. La imagen muestra la geometría de un pozo curvado para poder determinar su trayectoria con medidas estacionarias [Imagen]. Tomado de *Minimum Curvature Method* de DrillingFormulas, 2010, <https://www.drillingformulas.com/minimum-curvature-method/>.

Lo primero a calcular es el dogleg del pozo, por medio de trigonometría se saca la siguiente formula:

$$DL = \cos^{-1} \{ \cos(I_2 - I_1) - (\sin I_1 * \sin I_2) * [1 - \cos(A_2 - A_1)] \} \quad (6)$$

Una vez calculado el dog leg, la curvatura del pozo, se puede calcular el factor de relación, esta relación es usada para encajar las líneas de acimut e inclinación en la curva de la profundidad medida del pozo.

$$RF = \frac{360}{DL * \pi} * \tan \frac{DL}{2} \quad (7)$$

Lo siguiente a calcular es la profundidad vertical real, TVD, la cual es la distancia vertical entre el punto de survey anterior y el actual, lo que calcula la siguiente ecuación es el cambio entre el punto anterior y el actual un ΔTVD , este valor se le añade al TVD anterior.

$$\Delta\text{TVD} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\cos I_1 + \cos I_2) * \text{RF} \quad (8)$$

Por último, se calcula el cambio en las coordenadas rectangulares los cuales son los cambios en la distancia N/S y E/O del pozo entre una estación y otra.

$$\Delta\text{N,S distancia} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\sin I_1 * \cos A_1) + (\sin I_2 * \cos A_2) * \text{RF} \quad (9)$$

$$\Delta\text{E,W distancia} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\sin I_1 * \sin A_1) + (\sin I_2 * \sin A_2) * \text{RF} \quad (10)$$

Nomenclatura:

MD es la profundidad medida en pies

I es la inclinación en grados

A es el acimut en grados

$\Delta\text{N/S}$ es el cambio de la coordenada norte/sur en pies

ΔEW es el cambio de la coordenada este/oeste en pies

RF es el factor de relación en fracción

TVD es la profundidad real vertical en pies

DL es la curvatura del pozo en grados.

3. Problemas en la corrida del liner

La corrida de un liner como toda operación de la industria tiene sus implicaciones, en el caso de esta en específico encontramos cuatro situaciones que se pueden presentar durante la instalación de la tubería de producción en fondo.

3.1 Llevar la tubería a fondo

Primero y lo más importante es llegar a fondo, primordial para el éxito del trabajo, sucede cuando las fuerzas friccionales exceden el peso disponible de tubería y no se cuenta con fuerza para empujarlo, el software desarrollado puede mostrar cuando no se es posible llegar a fondo sin rotar y permite analizar técnicas y/o herramientas que se pueden implementar durante la planeación para asegurar el libre recorrido del liner a fondo, tales como: a) Análisis rotando la tubería, requiere del uso de herramientas de ensamblaje de liner con capacidad de rotar durante la corrida, b) Uso de Unión Giratoria de tubería de trabajo, que disminuye el torque aplicado en el liner y reduce la fricción, c) Liner Flotado, técnica para reducir la fuerza normal y por ende la fricción.

3.2 Pega de tubería

Luego tendríamos la pega de tubería, que puede ser diferencial, mecánica o empaquetamiento, el software permite evaluar de forma segura la máxima tensión que se puede aplicar para intentar liberar la sarta de la pega sin poner en riesgo la operación y exceder la tensión en el elemento más débil y probable rompimiento de tubería que adicionaría al escenario un trabajo de pesca.

3.3 Liberar la herramienta de corrida (“Running tool”)

Una vez se ha llegado a fondo y se ha instalado el colgador de liner, llega la hora de liberar la herramienta de corrida, para esto es necesario saber cuánto peso se va a perder, valor que se conoce por cálculo de torque y arrastre, en pozos verticales se puede esperar perder todo el peso de la tubería de liner pero en pozos inclinados o curvados el peso perdido no se puede estimar fácilmente y es crucial conocerlo, para confirmar la liberación y también no exceder el recorrido máximo de herramienta de corrida libre y no sacar los perros de asentamiento del empaque de tope de liner.

3.4 Sentar el empaque de tope de liner

Por último, para asegurar un sello entre el espacio anular del liner y la tubería de revestimiento en el ensamblaje se corre un empaque, empaque que se activa poniendo una carga en la herramienta que se transmite, expandiendo el empaque y dejándolo en el lugar, para esto es necesario reposar peso de la sarta ej. 50 klbs, efectivos en el empaque, para asegurar que se aplica la fuerza de compresión mínima. la única forma de ver esto es con el indicador de peso en superficie que en el caso de un pozo vertical sería bajar la sarta hasta que se pierdan 50 klbs, pero en pozos curvados debido a la geometría del pozo el peso se puede estar perdiendo en otros puntos, pandeo, causando así que no se siente el packer correctamente, el software permite conocer el peso aplicado en superficie que proporcionara el peso necesario para activación del packer en fondo en nuestro ejemplo 50 klb, podrían ser 60 klb en superficie.

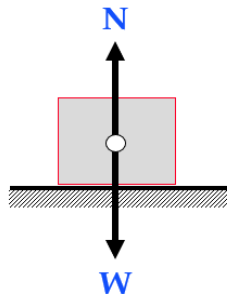
4. Modelo de torque y arrastre

Las tuberías en su camino hacia el las formaciones de roca para llegar a fondo están en contacto con las paredes del pozo, este contacto generará dos efectos torque y arrastre. En la siguiente sección se presentan los cálculos del torque y arrastre que serán usados para la creación de la herramienta software.

El análisis comienza en el estudio de la fricción, que se presenta cuando dos cuerpos se deslizan entre ellos, es independiente la velocidad a la que se deslicen e independiente del área de contacto, sin embargo, será directamente proporcional a la fuerza de contacto. Un cuerpo quieto tendrá lo siguiente (Figura 16):

Figura 16

Cuerpo estacionario



Nota. El diagrama muestra las fuerzas actuando en un cuerpo estacionario [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations (p.4)*.

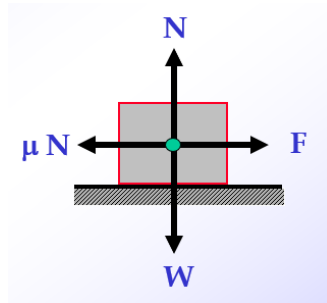
En una superficie horizontal, sin movimiento y sin fuerzas aplicadas, solo tendremos el peso y la fuerza de contacto.

$$\begin{aligned}\sum F_y &= 0 \\ N &= W\end{aligned}\tag{11}$$

Al aplicar una fuerza y generar movimiento tendremos (Figura 17):

Figura 17

Cuerpo en movimiento



Nota. El diagrama muestra las fuerzas actuando en un cuerpo en movimiento [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.5).

De nuevo una superficie horizontal, donde se aplica una fuerza y el cuerpo se mueve a una velocidad mayor que cero y constante. La fuerza de fricción se hará presente.

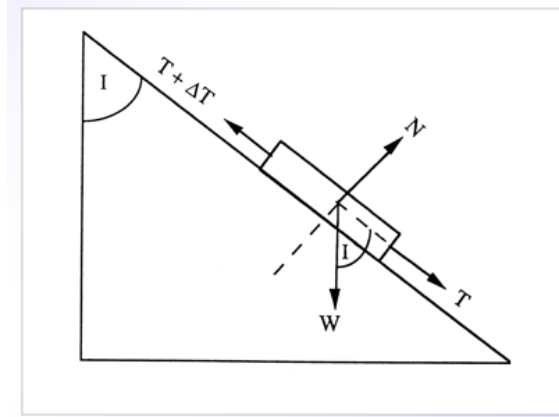
$$\begin{aligned}\sum F_y &= 0 \\ N &= W\end{aligned}\tag{12}$$

$$\begin{aligned}\sum F_x &= 0 \\ F &= F_f = \mu N\end{aligned}\tag{13}$$

El caso de un pedazo de tubería en una sección de yacimiento inclinado, sin fricción se ilustra en la figura 18:

Figura 18

Tubería sin movimiento en un plano inclinado



Nota. El diagrama muestra las fuerzas actuando en una sección de tubería en un plano inclinado sin movimiento [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.6).

En este caso se tiene el peso boyado de la tubería, la tensión axial y la fuerza de reacción normal al yacimiento.

$$\sum F \text{ a lo largo del pozo} = 0 \quad (14)$$

$$\Delta T = W \cos I$$

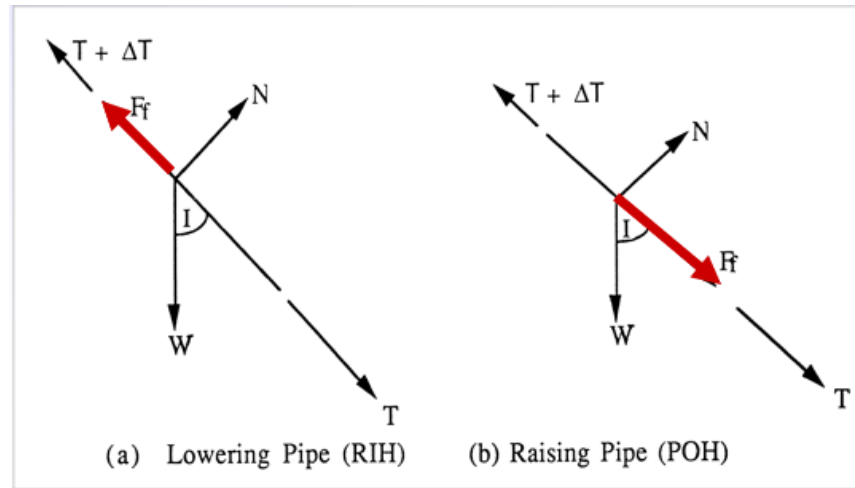
$$\sum F \perp \text{ al pozo} = 0 \quad (15)$$

$$N = W \sin I$$

Cuando el cuerpo presenta movimiento la fuerza de fricción se opone al movimiento como se ve en la figura 19:

Figura 19

Efecto de la fricción



Nota. El diagrama muestra las fuerzas actuando en una sección de tubería en un plano inclinado cuando hay movimiento [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.8).

La fuerza de fricción es el coeficiente de fricción por la fuerza de contacto, con lo que ahora se tienen dos situaciones, la primera bajando la sarta:

$$\Delta T = W \cos I - F_f$$

$$N = W \sin I$$

$$\Delta T = W \cos I - \mu N \quad (16)$$

$$\underline{\Delta T = W \cos I - \mu W \sin I}$$

Subiendo la sarta:

$$\begin{aligned}\Delta T &= W \cos I + F_f \\ N &= W \sin I \\ \Delta T &= W \cos I + \mu N \\ \Delta T &= W \cos I + \mu W \sin I\end{aligned}\tag{17}$$

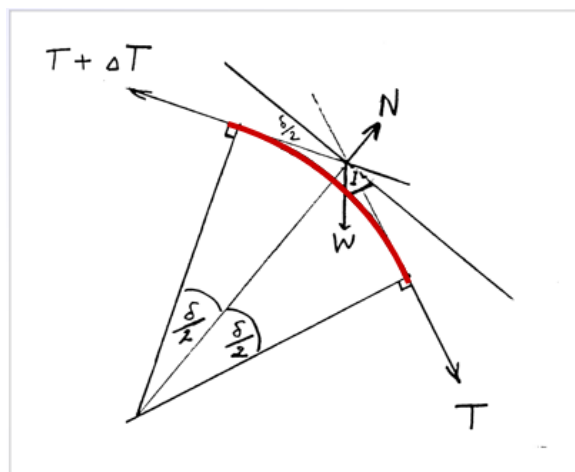
4.1 Efecto de los Dog Legs

El siguiente efecto a considerar en el pozo son los Dog Legs el efecto se ilustra en la figura 20 para un pozo descendente y en la figura 21 para un pozo ascendente, en las que se puede analizar las fuerzas en la tubería:

4.1.1 Pozo descendente

Figura 20

Efecto de los dog legs pozo descendente



Nota. El diagrama muestra las fuerzas actuando en una sección de tubería en un plano curvado en el cual se está dejando caer el ángulo [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.39).

Despreciando la fricción axial (rotando)

$$\sum F \text{ a lo largo del pozo} = W \sin I + (T + \Delta T) \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) - N = 0$$

$$\sum F \text{ a lo largo del pozo} = W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) - N = 0$$

$$N = W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (18)$$

$$\sum F \perp \text{ al pozo} = (T + \Delta T) \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) - W \cos I - T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 0$$

$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I \quad (19)$$

Mientras se rota:

$$N = W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I \quad (20)$$

Mientras se corre tubería:

$$N = W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I - \mu N$$

$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I - \mu \left(W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \right) \quad (21)$$

Mientras se saca tubería:

$$N = W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

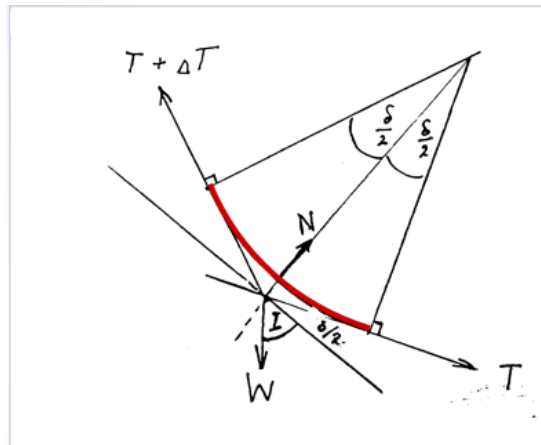
$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I + \mu N$$

$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I + \mu \left(W \sin I + 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \right) \quad (22)$$

4.1.2 Pozo ascendente

Figura 21

Efecto de los doglegs pozo ascendente



Nota. El diagrama muestra las fuerzas actuando en una sección de tubería en un plano curvado en el cual se está construyendo ángulo [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.45).

Despreciando la fricción axial (rotando)

$$\sum F \text{ a lo largo del pozo} = W \sin I - (T + \Delta T) \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) - T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) - N = 0$$

$$W_{senI} - 2T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - N = 0$$

$$N = W_{senI} - 2T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (23)$$

$$\sum F \perp \text{ al pozo} = (T + \Delta T) \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) - W_{cosI} - T_{cos}\left(\frac{\delta}{2}\right) = 0$$

$$\Delta T_{cos}\left(\frac{\delta}{2}\right) = W_{cosI} \quad (24)$$

Mientras se rota:

$$N = W_{senI} - 2T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

$$\Delta T_{cos}\left(\frac{\delta}{2}\right) = W_{cosI} \quad (25)$$

Mientras se corre tubería:

$$N = W_{senI} - 2T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

$$\Delta T_{cos}\left(\frac{\delta}{2}\right) = W_{cosI} - \mu N$$

$$\Delta T_{cos}\left(\frac{\delta}{2}\right) = W_{cosI} - \mu \left(W_{senI} - 2T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) \right) \quad (26)$$

Mientras se saca tubería:

$$N = W_{senI} - 2T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T_{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

$$\Delta T_{cos}\left(\frac{\delta}{2}\right) = W_{cosI} + \mu N$$

$$\Delta T \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = W \cos I + \mu \left(W \sin I - 2T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) - \Delta T \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \right) \quad (27)$$

Nomenclatura:

ΔT es la tensión en lbf

W es el peso en lbf

F_f es la fuerza de fricción en lbf

I es la inclinación en grados

δ es la curvatura del pozo en grados

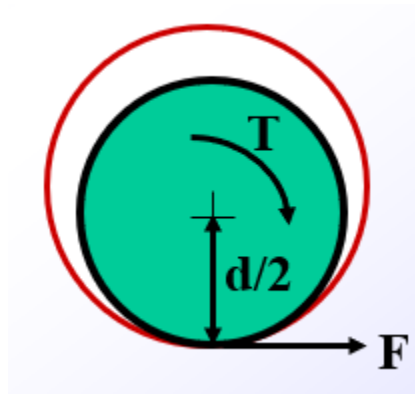
N es la fuerza normal en lbf.

4.2 Cálculo del torque

Lo siguiente son las ecuaciones del cálculo del torque, el torque o momento es la fuerza por la distancia a la que se aplica, suponiendo la tubería en reposo dentro del pozo, la distancia será el radio de la tubería y la fuerza a vencer para que rote será la de fricción (Figura 22).

Figura 22

Torque en un tubo dentro de un pozo



Nota. El diagrama muestra el torque en una tubería que esta recostada en la parte baja del pozo [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.16).

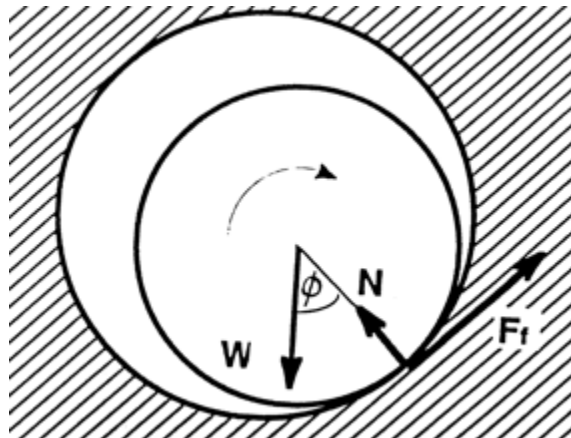
$$T = Fd = F_f \frac{d}{2}$$

$$T = \mu N^* \frac{d}{2} \quad (28)$$

Una ecuación más exacta de torque para un pozo horizontal tendrá en cuenta la consideración de que la tubería al rotar se subirá al lado del pozo a un ángulo ϕ (Figura 23).

Figura 23

Torque en una tubería mientras que se trepa en la pared la tubería



Nota. El diagrama muestra el torque en una tubería que al girar escala en la pared del pozo generando un ángulo con la normal [Imagen]. Tomado de *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations* (p.30).

$$T = W * \frac{d}{2} \sin \phi \quad (29)$$

Donde: $\phi = \text{atan}(\mu)$

Nomenclatura:

T es el torque en lbf-pie

N es la fuerza normal en lbf

W es la fuerza normal en lbf

d es el diámetro de la tubería en pies

μ es el coeficiente de fricción

ϕ es el ángulo en grados que se forma entre la tubería y la pared al trepar por su rotación.

4.3 Rotación de la sarta

En ocasiones alcanzar el objetivo del trabajo no es posible con solo empujar la sarta, esto debido a que las fuerzas de fricción se hacen demasiado grandes evitando que se pueda mover la tubería, una solución a esto es hacer girar la sarta, ya que al girarla la fricción axial es reducida.

Este fenómeno ocurre porque la fuerza de arrastre por fricción actúa en una dirección opuesta a la velocidad en un punto de la superficie de la tubería. La velocidad se compone de dos vectores la velocidad circunferencial V_c y la velocidad axial V_a , cuando la tubería no se rota, solo existe la velocidad axial, cuando solo se rota solo existe la circunferencial y cuando se rota y se mueve la tubería ambas trabajan (Figura 24).

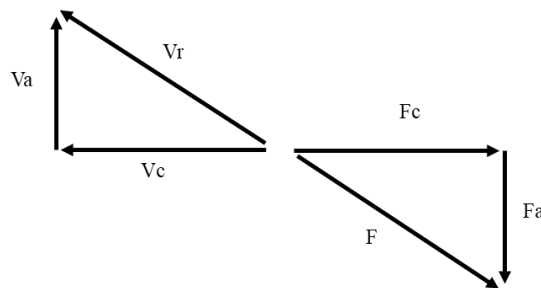
La velocidad axial es la velocidad a la que el taladro trabaja y la circunferencial está dada por:

$$V_c = \pi * D * RPM \quad (30)$$

Donde D es el diámetro de la tubería, rpm es la velocidad de rotación y la velocidad circunferencial en pies/min.

Figura 24

Relación velocidad axial y circunferencial vs Fuerza de fricción axial y circunferencial



Nota. La imagen muestra el diagrama de fuerzas al tener una velocidad axial y circunferencial en una tubería y como se relacionan [Imagen].

Como muestra el esquema la velocidad axial y la velocidad circunferencial son perpendiculares la una de la otra por lo que:

$$Vr^2 = Vc^2 + Va^2 \quad (31)$$

Donde Va , la velocidad axial, y Vr , la velocidad resultante, están en pies/min. Por relación de triángulos tenemos que:

$$F_{fa} = F_f * \frac{Va}{Vr} \quad (32)$$

$$F_{fc} = F_f * \frac{Vc}{Vr} \quad (33)$$

La fuerza de fricción que nos interesa es la axial y podemos ver que ahora es multiplicada por un factor que relaciona la velocidad axial entre la velocidad resultante, este factor siempre será menos que 1 por lo que se nos ve reducida la fuerza de fricción y es posible llegar más lejos con la tubería y poder alcanzar los objetivos. Entre más rápido se gire y se empuje la sarta menor será la fuerza de fricción axial.

4.4 Ecuaciones de pandeo

Las cargas compresivas a las que se someta la sarta cuanto se corre en el pozo pueden llegar a ser tan altas que generen un fenómeno conocido como pandeo, este fenómeno hace que el hilo de tubería se comience a doblar tomando primero una forma sinusoidal, por su parecido a la función seno y si luego se sigue aumentando alcanzarán la forma helicoidal llamado así por su forma de hélice.

El pandeo en corridas de liner se puede presentar en situaciones donde la sarta no se pueda desplazar hacia abajo por pegas o cualquier cosa que impida su movimiento, aumentando la compresión, pasando a un estado sinusoidal y luego a uno helicoidal, el cual debe ser evitado ya que al entrar más partes de la tubería en contacto con las paredes de pozo, generara un incremento

en la fuerza de contacto, aumentando así la fuerza de fricción y llegando a una situación conocida como lock-up, un atascamiento, en el cual la tubería no se podrá mover más.

Las ecuaciones que describen estos dos fenómenos están dadas ya sea por las fórmulas de Lubinsky, Dawson/Paslay, Chen/Cheatham, Sextro y He/Kyellingstad o por las de Wu/Juvkam-Wold, también conocidos como el modelo conservativo y el modelo extendido respectivamente. Ambos sets de fórmulas describen el pandeo sinusoidal y helicoidal en un pozo vertical, inclinado y curvado (construyendo o bajando ángulo).

El pandeo sinusoidal en pozo vertical está definido por:

$$F_s = 1.94(EIq^2)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Lubinski (34)}$$

$$F_s = 2.55(EIq^2)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (35)}$$

El pandeo sinusoidal en pozo inclinado está definido por:

$$F_s = \sqrt{\frac{Elq\sin\theta}{r}} \quad \text{Dawson (36)}$$

$$F_s = 2\sqrt{\frac{Elq\sin\theta}{r}} + \frac{q\cos\theta}{2} \sqrt[4]{\frac{r\pi^4 EI}{q\sin\theta}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (37)}$$

El pandeo sinusoidal en pozo curvado está definido por:

Construyendo ángulo:

$$F_s = \frac{2EI}{rR} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{rR^2 q\sin\theta}{EI}} \right] \quad \text{Chen/Cheatham (38)}$$

$$F_s = \frac{2EI}{rR} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{rR^2 q\sin\theta}{EI}} \right] \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (39)}$$

Bajando ángulo:

$$F_s = \frac{2EI}{rR} \left[1 + \sqrt{1 - \frac{rR^2 q \sin \theta}{EI}} \right], \text{ si } \frac{1}{R} \geq \sqrt{\frac{rq \sin \theta}{EI}} \quad \text{Chen/Cheatham (40)}$$

$$F_s = \frac{2EI}{rR} \left[\sqrt{1 + \frac{rR^2 q \sin \theta}{EI}} - 1 \right], \text{ si } \frac{1}{R} < \sqrt{\frac{rq \sin \theta}{EI}} \quad \text{Chen/Cheatham (41)}$$

$$F_s = \frac{4EI}{rR} \left[1 + \sqrt{1 - \frac{rR^2 q \sin \theta}{EI}} \right], \text{ si } \frac{1}{R} \geq \sqrt{\frac{rq \sin \theta}{EI}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (42)}$$

$$F_s = \frac{4EI}{rR} \left[\sqrt{1 + \frac{rR^2 q \sin \theta}{EI}} - 1 \right], \text{ si } \frac{1}{R} < \sqrt{\frac{rq \sin \theta}{EI}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (43)}$$

El pandeo helicoidal para pozo vertical está dado por:

$$F_H = 4.22(EIq^2)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Lubinski (44)}$$

$$F_H = 5.55(EIq^2)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (45)}$$

El pandeo helicoidal para pozo inclinado está dado por:

$$F_H = \sqrt{2}F_s \quad \text{Chen/Cheatham (46)}$$

$$F_H = (2\sqrt{2} - 1)2 \sqrt{\frac{EIq \sin \theta}{r}} + \sqrt{2} \frac{q \cos \theta}{2} \sqrt[4]{\frac{8r\pi^4 EI}{q \sin \theta}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (47)}$$

El pandeo helicoidal en pozo curvado está dado por:

Construyendo ángulo:

$$F_H = \sqrt{2}F_s \quad \text{Chen/Cheatham (48)}$$

$$F_H = \frac{12EI}{rR} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{rR^2 q \sin \theta}{EI}} \right] \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (49)}$$

Bajando ángulo:

$$F_H = \sqrt{2}F_s \quad \text{Chen/Cheatham (50)}$$

$$F_H = \frac{12EI}{rR} \left[1 + \sqrt{1 - \frac{rR^2 q \sin \theta}{8EI}} \right], \text{ si } \frac{1}{R} \geq \sqrt{\frac{rq \sin \theta}{EI}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (51)}$$

$$F_H = \frac{12EI}{rR} \left[\sqrt{1 + \frac{rR^2 q \sin \theta}{8EI}} - 1 \right], \text{ si } \frac{1}{R} < \sqrt{\frac{rq \sin \theta}{EI}} \quad \text{Wu/Juvkam-Wold (52)}$$

Nomenclatura:

F_s es la carga generada por el pandeo sinusoidal en lbs

F_H es la carga generada por el pandeo helicoidal en lbs

E es el coeficiente de Poisson en psi

I es el momento de inercia en pulgadas⁴

q es el peso efectivo de la tubería en lbs por pulgada

r es el espacio entre la tubería y el pozo en pulgadas

θ es el ángulo de inclinación del pozo en radianes

R es el radio de curvatura del pozo en pulgadas.

Una vez se ha excedido la carga del pandeo helicoidal se generará una fuerza normal extra cuyo valor esta dado por:

$$\Delta N = \frac{rF^2}{eEI} \quad (53)$$

Este valor debe ser sumado a la fuerza normal, su unidad es lbf/pulgada, donde F es la carga compresiva axial, nótese que se le añadirá una fuerza de la magnitud del cuadrado de la carga compresiva axial, resultando en una fuerza de fricción grande la cuál causará que la tubería se atasque, fenómeno conocido como “*lock-up*”, y no pueda llegar al objetivo.

La diferencia entre ambos modelos es en términos de aplicación e impacto del modelo el modelo conservativo representa el comportamiento mecánico de elementos tubulares largos y finitos, y produce errores grandes para elementos cortos, el modelo extendido prueba su utilidad en pozos direccionales con largas secciones tangentes e inclinaciones llegando a ángulos críticos con respecto a la fricción. El modelo conservativo evalúa las cargas de pandeo basadas en un coeficiente de rigidez unitaria y fuerza normal, mientras que el modelo extendido asume índices mayores para los modificadores de los términos de rigidez y fuerza normal (Opeyemi, A. et al, 1998). La herramienta creada permite hacer tanto uso de las ecuaciones en dos paquetes: las ecuaciones de Lubinsky, Dawson/Paslay, Chen/Cheatham, Sextro y He/Kyllingstad o las ecuaciones de Wu/Juvkam-Wold, esto a criterio del usuario.

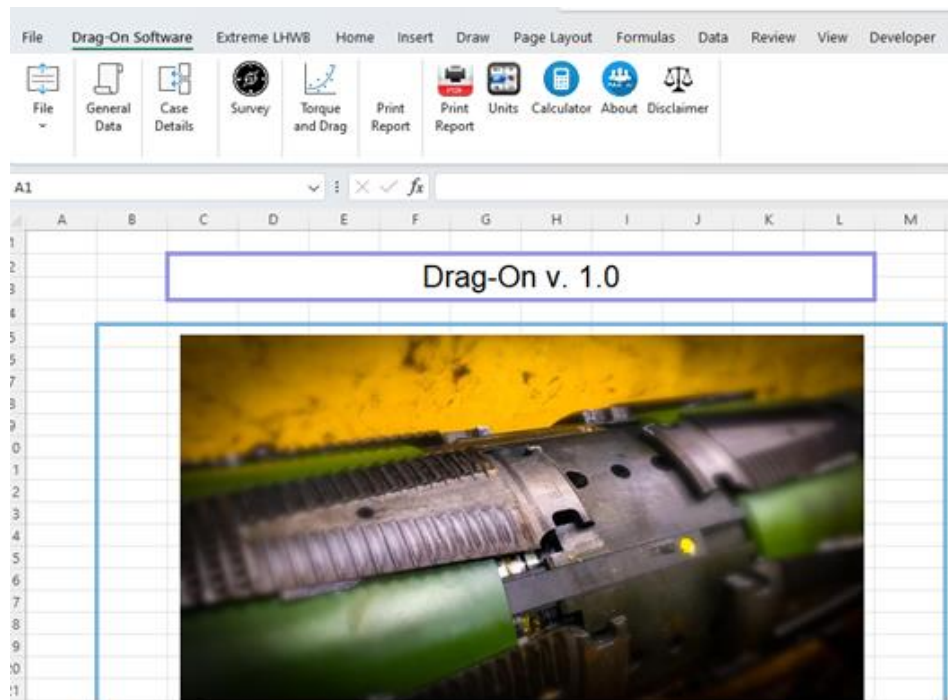
5. Herramienta software DragOn

En esta sección se presenta la herramienta de Excel con cálculos programados en visual basic, que se diseñó en el presente trabajo de grado, para calcular torque y arrastre en corridas de liner hanger, que se denominó DragOn.

Al iniciar la herramienta DragOn, arroja la siguiente pestaña donde se visualizan las funciones principales (Figura 25):

Figura 25

Pantalla de inicio herramienta DragOn

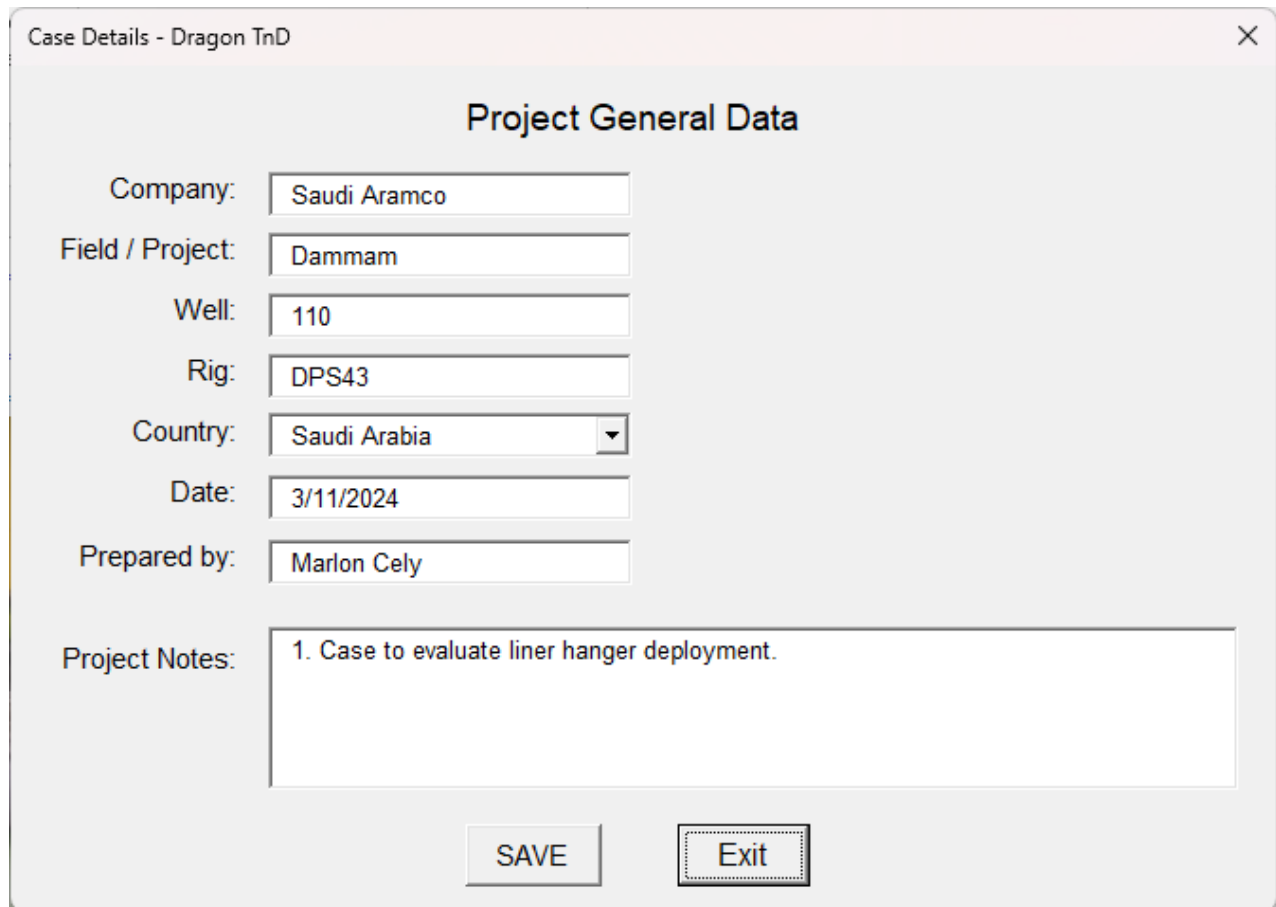


Nota. En la imagen se muestran las pestañas file para guardar y cerrar archivos, general data que son datos del pozo, case details los detalles del trabajo como el estado mecánico y la sarta de corrida, el survey que es el registro direccional y el módulo de ejecución del cálculo de torque y arrastre.

De la pantalla de inicio al seleccionar “*General data*” la herramienta desplegará la pestaña de datos generales que se muestra en la figura 26:

Figura 26

Pestaña de datos generales



Case Details - Dragon TnD

Project General Data

Company: Saudi Aramco

Field / Project: Dammam

Well: 110

Rig: DPS43

Country: Saudi Arabia

Date: 3/11/2024

Prepared by: Marlon Cely

Project Notes: 1. Case to evaluate liner hanger deployment.

SAVE Exit

Una vez insertados los datos generales, se insertan los detalles del caso, pestaña “*Case details*” , en la cual se construye el estado mecánico del pozo y la sarta de trabajo (Figura 27):

Figura 27

Pestaña de detalles del caso

WELL SECTIONS (TOP - DOWN)												
Item	Description	OD (inch)	ID (inch)	Drift ID (inch)	Lineal Density (lb/ft)	Yield Strength (psi)	Burst (psi)	Collapse (psi)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)	Length (ft)	Volume (bbl)
1	Casing	9.625	8.835	8.679	40.0	95,000	6,822.7	3,325.0	0.0	18,600.0	18,600.0	1,410.27
2	Open Hole		8.625	8.625					18,600.0	22,786.0	4,186.0	302.48

Nota. En esta sección se añade el estado mecánico del pozo y la sarta de corrida, al seleccionar opciones como “*edit*”, “*insert below*” e “*insert above.*”, mostrara diferentes tubulares que se podrán seleccionar.

En la sección de “Survey” se ingresa el reporte direccional del pozo que contenga los datos de profundidad, inclinación y acimut, el resto de variables son calculadas (Figura 28).

Figura 28

Pestaña del registro direccional

File General Data Case Details Survey Clear Survey Text to Survey Torque and Drag Print Report Print Report Units Calculati							
Survey_Origin							
SURVEY REPORT - Dragon TnD							
Well: Dammam 110							
Report Date: 17-Mar-24							
Company: Saudi Aramco							
29	Depth	Inclination	Azimuth	TVD	DLS	N/S	E/W
30	(ft)	(°)	(°)	(ft)	(°/100 ft)	(ft)	(ft)
31	0.00	0.00	0.00	0.00		N 0.00	E 0.00
32	100.00	0.38	169.19	100.00	0.38	S 0.33	E 0.06
33	152.00	0.33	172.86	152.00	0.10	S 0.64	E 0.11
34	200.00	0.29	177.31	200.00	0.10	S 0.90	E 0.14
35	300.00	0.37	158.85	300.00	0.13	S 1.46	E 0.26
36	400.00	0.75	141.93	399.99	0.41	S 2.27	E 0.78
37	500.00	1.05	141.58	499.98	0.30	S 3.51	E 1.76
38	600.00	1.13	140.39	599.96	0.08	S 4.99	E 2.96
39	648.00	1.15	140.19	647.95	0.05	S 5.72	E 3.57
40	700.00	1.18	139.99	699.94	0.05	S 6.53	E 4.25
41	778.00	1.17	89.27	777.93	1.29	S 7.14	E 5.56
42	800.00	1.32	78.02	799.92	1.29	S 7.08	E 6.04
43	900.00	2.56	48.10	899.86	1.56	S 5.35	E 8.82

La sección se “*Torque and Drag*” despliega 3 opciones “*Run TnD, Add or Remove Blocks y Operational Parameters*” (Figura 29).

Figura 29

Pestaña del cálculo de torque y arrastre

PROJECT INFORMATION			
Company Name:	Saudi Aramco	Prepared by:	Marlon Cely
Field / Project:	Dammam	Well Number:	110

T&D Results

Nota. En esta sección se realizan los cálculos de torque y arrastre, de acuerdo a los parámetros que se seleccionen.

Seleccionando “*Operational Parameters*” se insertan los datos de: detalles del caso operacional, los factores de seguridad de la sarta, los factores de fricción y parámetros de corrida como velocidad axiales y revoluciones por minuto (Figura 30).

Figura 30

Pestaña de los parámetros del caso

Torque and Drag Operational Parameters - Dragon TnD

Case Operational Details

Mud Weight (ppf3)

Run Depth (ft)

Block Weight (lb)

String Safety Factors

Liner Tensile (%):

Drill String (%):

Float-In Liner ☐

Swivel for ERW ☐

Friction Factors

☒ Well Section

☐ Detailed FF

Cased Hole:

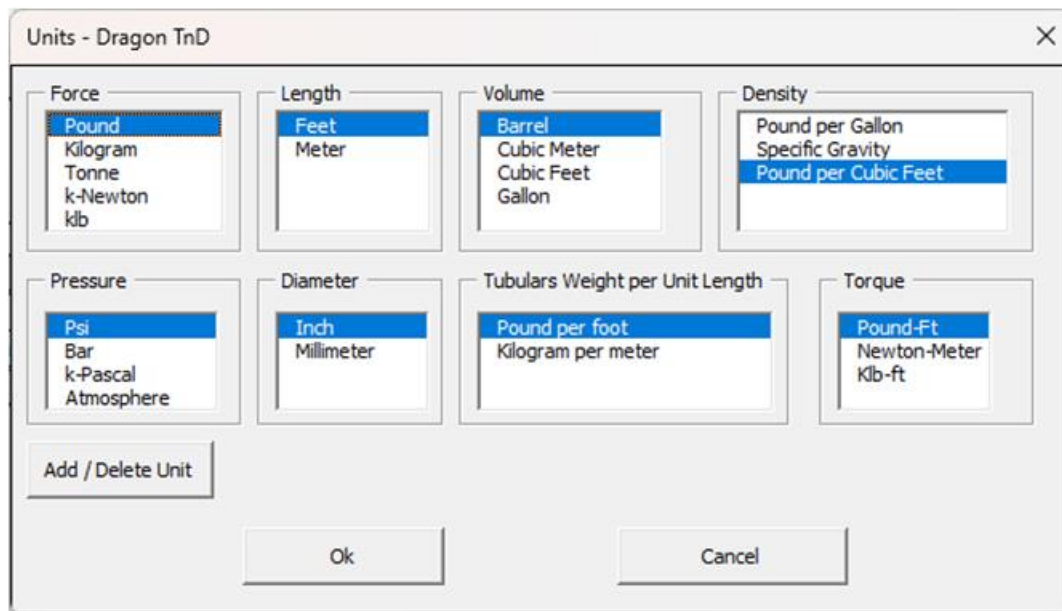
Open Hole:

	Run in Hole	Pull of Hole	☒ Liner Top Packer
RPM	40	40	20
Axial Velocity (ft/min)	30.0	30.0	10.0
Shoe Drag Force (lb)	0.0	0.0	50,000.0 Setting Force (lb)

En la pestaña “Units” es posible modificar el sistema de unidades para que el usuario de la herramienta use las de su agrado (Figura 31).

Figura 31

Pestaña de cambio de unidades



6. Casos de estudio

Para validar los resultados obtenidos con la herramienta software, se realizaron cálculos para 5 casos que se presentan a continuación, se comparan los resultados obtenidos con la herramienta de este estudio, con los datos tomados durante la ejecución del trabajo y con un software comercial creado por una compañía de servicios líder en liner hangers y simulación de torque y arrastre.

Se reportan datos de peso subiendo, peso bajando, peso rotando, peso subiendo rotando, peso bajando rotando y el torque en el zapato del revestimiento, a profundidad total y cuando se libera la herramienta de corrida, también las gráficas de cargas durante la corrida y en fondo generadas por el software.

6.1 Campo Dammam, Saudí Arabia, pozo DMMM-110

El primer caso evalúa el uso de la herramienta de torque y arrastre en el pozo DMMM-110, pozo ubicado en el campo Dammam de Arabia Saudita, donde se hizo un pozo de alcance extendido con una profundidad MD de 22,786 ft, pozo cuyo reto era llevar el liner de producción a esa profundidad. Debido a la distancia que tenía que recorrer la sarta la fuerza de fricción hacía imposible llevar la tubería a esa distancia sin rotarla, sin embargo, una vez se aplicaba rotación, si se podía llevara fondo, pero el torque a nivel del tope del liner excedía el torque máximo para la conexión, 10 klb-pie, valor que excede el torque de conexión de la Tenaris Hydrill llegando a causar falla mecánica, lo que se solucionó usando una unión giratoria en la tubería que rotaba la sarta de trabajo, de esta forma si era posible llevar la tubería a fondo e instalar el liner sin exceder las propiedades mecánicas (torque) del liner usado.

La tabla 2 muestra el estado mecánico del pozo, la tabla 3 la sarta que fue corrida en el pozo, la tabla 4 los factores de fricción, la figura 32 el esquema de la trayectoria del pozo y la figura 33 los parámetros operacionales.

Tabla 2

Estado mecánico DMMM-110

Estado Mecánico	
Descripción	Longitud (ft)
9-5/8" Casing, 40#/ft, 95 ksi	18,600
8-5/8" Hueco abierto	4,186

Tabla 3

Sarta de corrida de liner DMMM-110

Sarta Corrida	
Descripción	Longitud (ft)
5-1/2" Drill Pipe, 24.7#/ft, G-105, XT54	18256
7" Liner, 26 #/ft, L-80, Tenaris Hydrill	4530

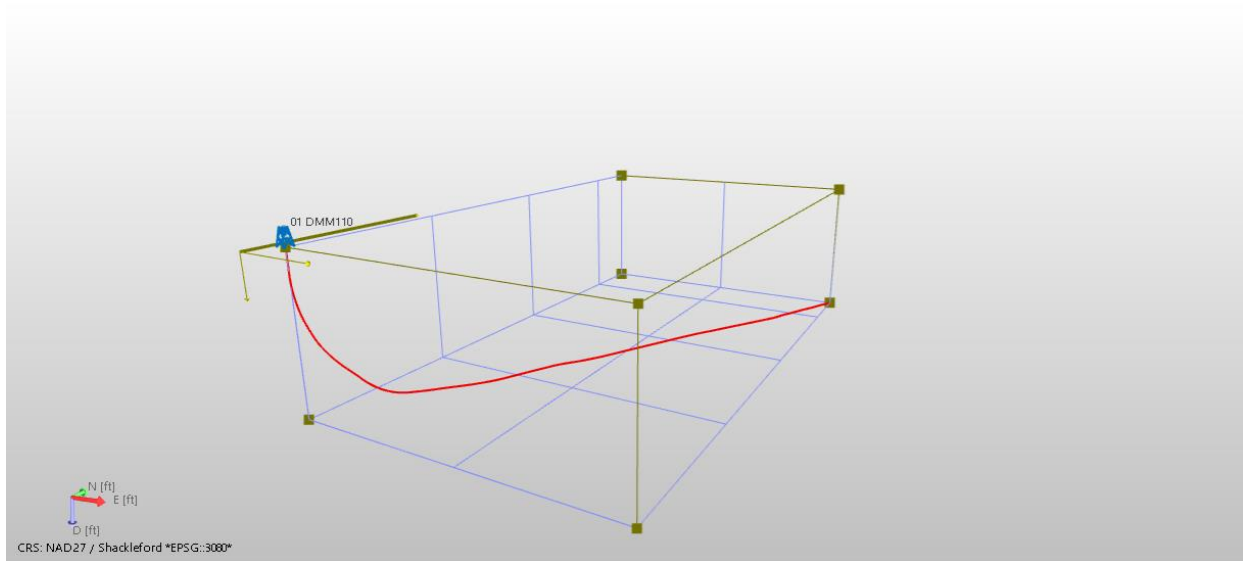
Tabla 4

Factores de fricción DMMM-110

Factores de fricción	
Sección	Valor
Hueco entubado	0.25
Hueco abierto	0.4

Figura 32

Esquema de la trayectoria del pozo DMMM-110



Nota. La imagen es realizada con el software comercial [Imagen].

Figura 33

Parámetros del pozo DMMM-110 herramienta DragOn

Torque and Drag Operational Parameters - Dragon TnD

Case Operational Details

Mud Weight (ppf3)

Run Depth (ft)

Block Weight (lb)

String Safety Factors

Liner Tensile (%):

Drill String (%):

Float-In Liner ☐

Swivel for ERW ☒

Friction Factors

☒ Well Section

☐ Detailed FF

Cased Hole:

Open Hole:

Swivel Above Shoe (ft)

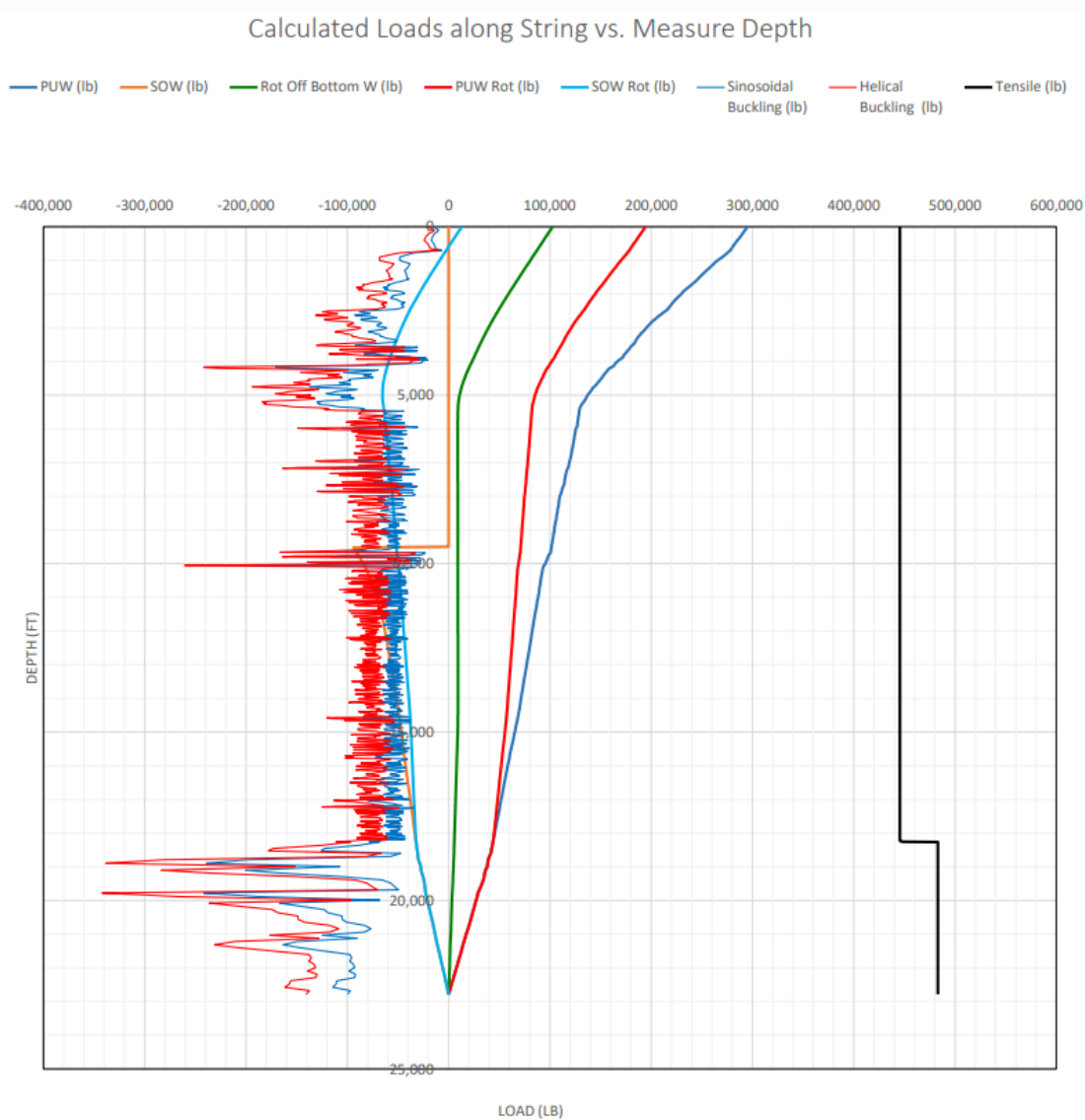
	Run in Hole	Pull of Hole	☒ Liner Top Packer
RPM	40	40	20
Axial Velocity (ft/m)	30.0	30.0	10.0
Shoe Drag Force (lb)	0.0	0.0	50,000.0

Setting Force (lb)

A continuación, se muestra el peso subiendo sin rotar (“PUW”), el peso bajando sin rotar (SOW), el peso rotando (Rot Off Bottom W), el peso subiendo y rotando (PUW Rot), el peso bajando y rotando (SOW Rot), el pandeo sinusoidal y helicoidal y el límite de tensión de la tubería a esa profundidad, para el pozo DMMM-110 (Figura 34).

Figura 34

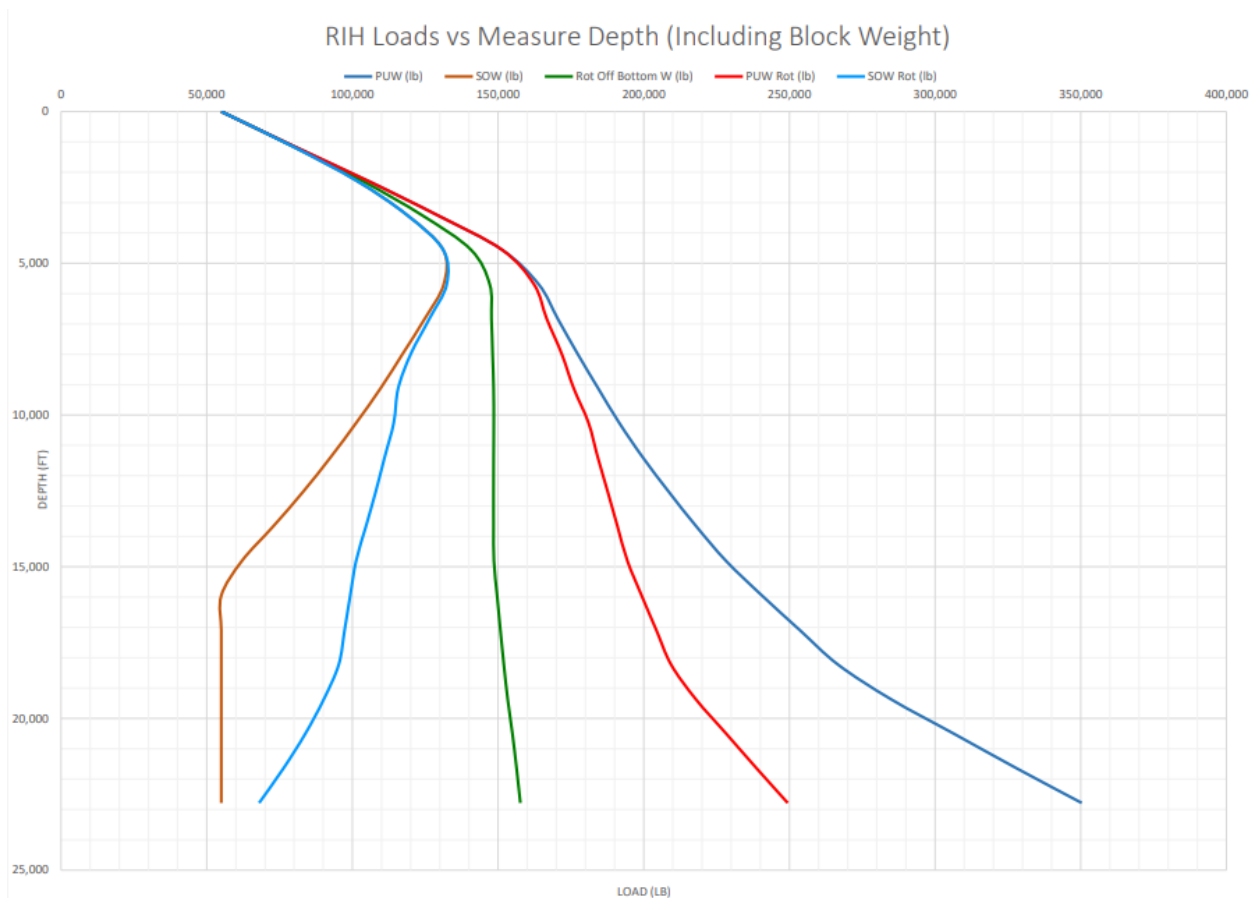
Cargas en la sarta con la profundidad medida DMMM-110 herramienta DragOn



La figura 35 muestra el PUW, SOW, Rot Off Bottom W, PUW Rot y SOW Rot de la sarta a medida que es corrida en el pozo DMMM-110.

Figura 35

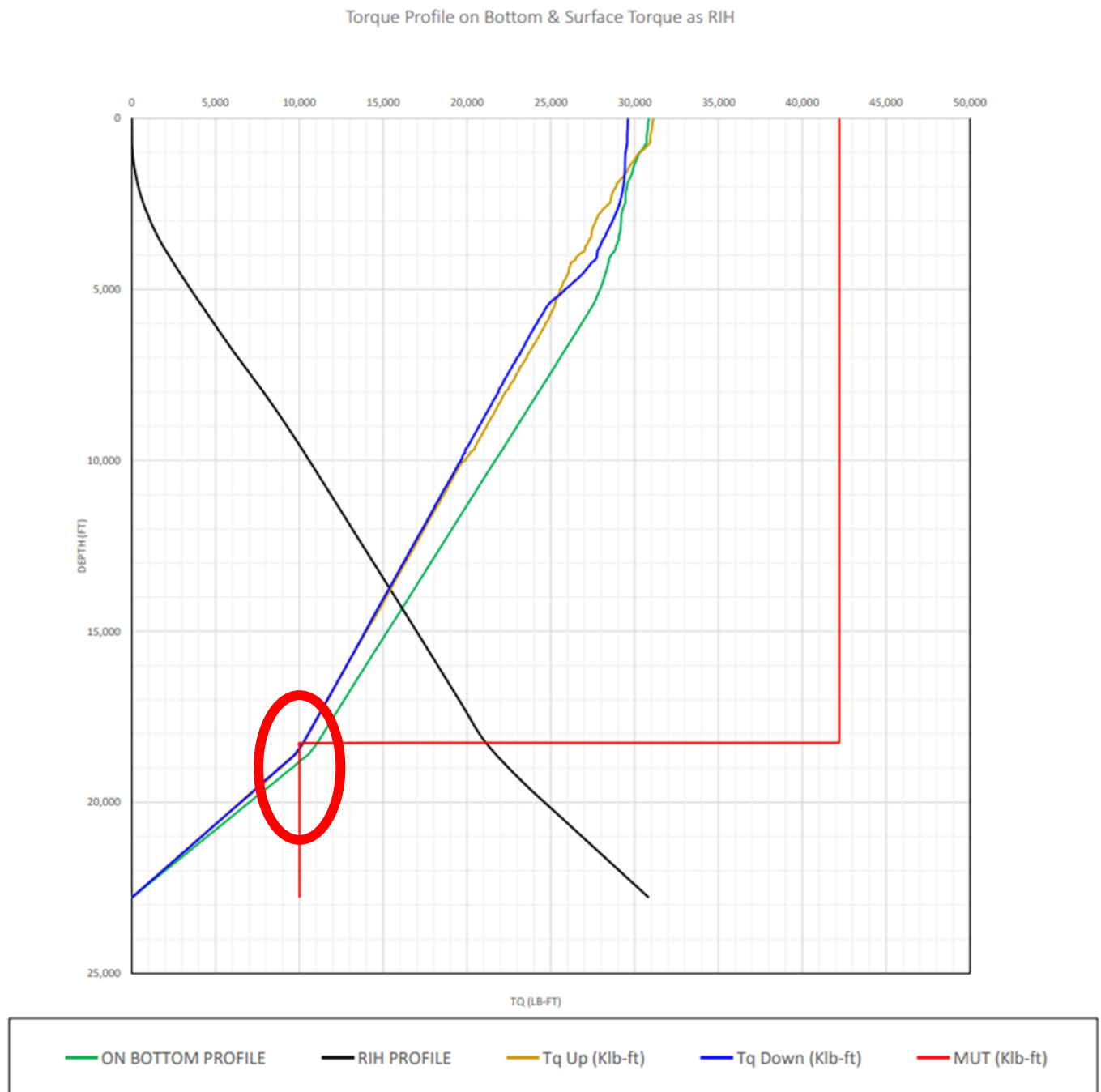
Cargas durante la corrida DMMM-110 herramienta DragOn



La figura 36 para el caso de DMMM-110 muestra el perfil del torque en fondo (“*On Bottom Profile*”), el perfil de torque a medida que se corre la sarta (“*RIH Profile*”), torque subiendo (“*Tq Up*”), torque bajando (“*Tq Down*”) y el torque de conexión de la herramienta (“*MUT*”) cuando no se tiene unión giratoria y la figura 37 con unión giratoria.

Figura 36

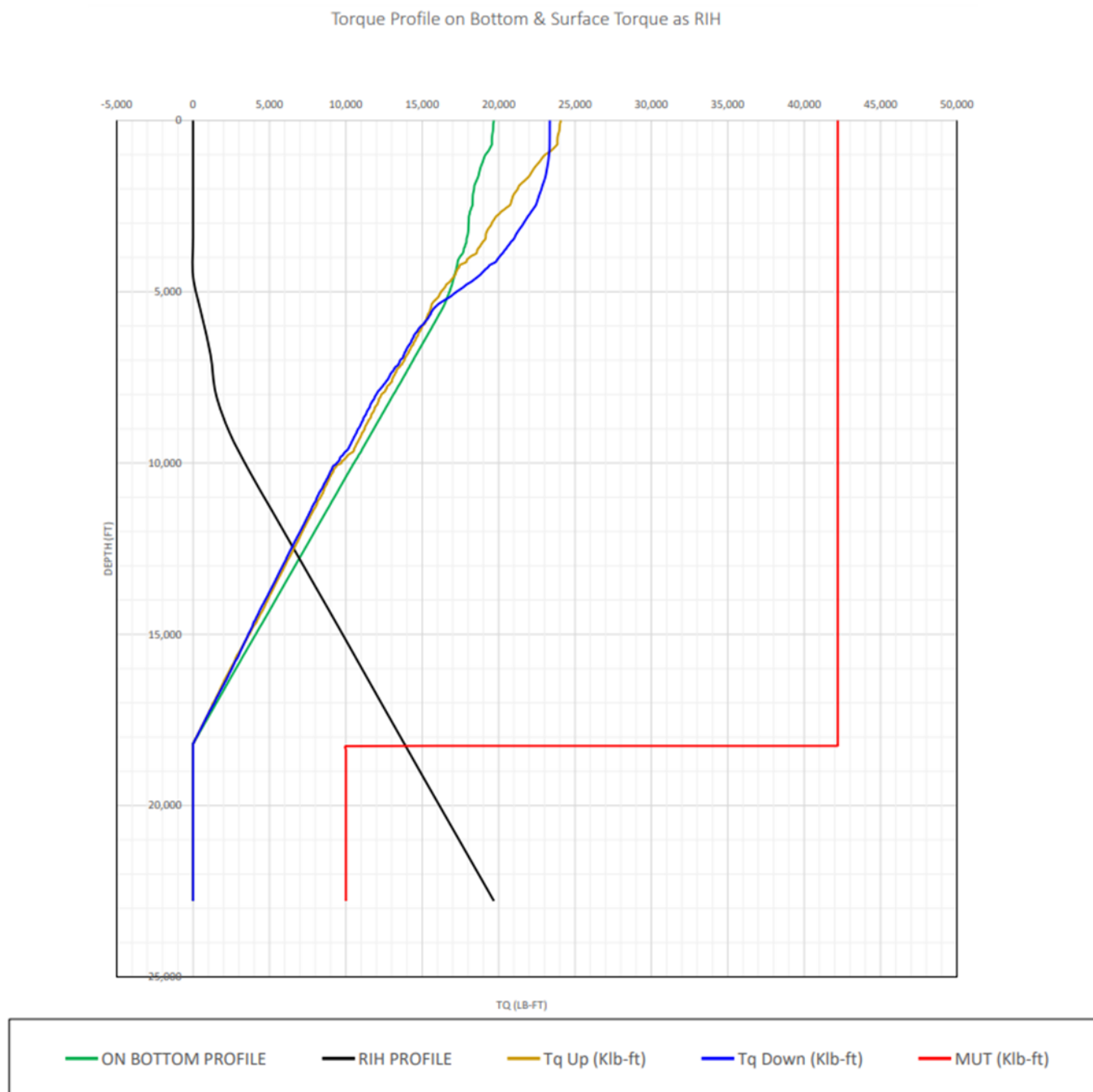
Perfil de torque sin unión giratoria DMMM-110 herramienta DragOn



Nota. La gráfica muestra como a la profundidad del tope del liner el torque excede el torque de conexión del liner, situación que causará falla mecánica.

Figura 37

Perfil del torque con unión giratoria DMMM-110 herramienta DragOn



En el trabajo no se tomaron datos reales de peso subiendo **sin rotación** por lo que solo se compara con el software comercial y en ambos softwares se arroja que no es posible bajar la tubería sin rotar debido al pandeo. En las siguientes tablas se presentan los datos reales, los datos obtenidos en DragOn y los datos obtenidos por el software comercial a profundidad del zapato, profundidad total y cuando se libera la sarta; la tabla 5 el peso subiendo y bajando, la tabla 7 el peso rotando y torque del peso rotando, la tabla 10 el peso subiendo rotando y el torque subiendo y la tabla 13 el peso bajando rotando y el torque bajando. También están las tablas que muestra el error relativo entre datos reales y DragOn, datos reales y el software comercial y DragOn comparado con el software comercial donde, la tabla 6 es el %error del peso subiendo, la tabla 8 es el %error del peso rotando, la tabla 9 el %error del torque, la tabla 11 el %error del peso subiendo rotando, la tabla 12 el %error del torque subiendo, la tabla 14 el %error del peso bajando rotando y la tabla 15 el % error del torque bajando.

Tabla 5

Comparativo pesos subiendo y bajando DMMM-110

	Peso Subiendo (klb)			Peso Bajando (klb)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	271	277	N/A	Lock.up	Lock-up
Prof. Total	N/A	350	364	N/A	Lock.up	Lock-up
Sarta Libre	N/A	268	274	N/A	Lock-up	Lock-up
ΔW	-	-82	-90	-	-	-

Nota. La tubería se encuentra bloqueada bajando (“Lock-up”).

Tabla 6*Error relativo obtenido en peso subiendo sin rotación DMMM-110*

% de error Peso Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	2.2
Prof. Total	-	-	3.8
Sarta Libre	-	-	2.2

Nota. No se tienen datos reales de la tubería subiendo y bajando, solo se compara entre los softwares.

Tabla 7*Comparativo peso rotando y torque DMMM-110*

	Peso Rotando (klb)			Torque (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	155	152	152	14	14	16
Prof. Total	152	158	158	22	20	22
Sarta Libre	154	152	152	20	20	22
ΔW	2	-6	-6	-2	0	0

Tabla 8*Error relativo peso rotando DMMM-110*

% de error Peso Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	1.9	1.9	0.0
Prof. Total	3.9	3.9	0.0
Sarta Libre	1.3	1.3	0.0

Tabla 9*Error relativo torque DMMM-110*

	% de error Torque		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.0	14.3	12.5
Prof. Total	9.1	0.0	9.1
Sarta Libre	0.0	10.0	9.1

Tabla 10*Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo DMMM-110*

	Peso Subiendo Rotando (klb)			Torque Subiendo (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	200	211	209	14	15	18
Prof. Total	240	249	248	22	24	29
Sarta Libre	195	193	190	20	19	21
ΔW	-45	-56	-58	-2	-5	-8

Tabla 11*Error relativo peso subiendo rotando DMMM-110*

	% de error Peso Subiendo Rotando		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	5.5	4.5	1.0
Prof. Total	3.8	3.3	0.4
Sarta Libre	1.0	2.6	1.6

Tabla 12*Error relativo torque subiendo DMMM-110*

	% de error Torque Subiendo		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	7.1	28.6	16.7
Prof. Total	9.1	31.8	17.2
Sarta Libre	5.0	5.0	9.5

Tabla 13*Comparativo peso bajando rotando y torque bajando DMMM-110*

	Peso Bajando Rotando (klb)			Torque Bajando (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	110	95	97	14	15	17
Prof. Total	65	68	73	22	23	26
Sarta Libre	113	110	114	20	19	21
ΔW	48	42	41	-2	-4	-5

Tabla 14*Error relativo peso bajando rotando DMMM-110*

	% de error Peso bajando Rotando		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	13.6	11.8	2.1
Prof. Total	4.6	12.3	6.8
Sarta Libre	2.7	0.9	3.5

Tabla 15*Error relativo torque bajando DMMM-110*

	% de error Torque Bajando		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	7.1	21.4	11.8
Prof. Total	4.5	18.2	11.5
Sarta Libre	5.0	5.0	9.5

La gráfica muestra el SOW y SOW Rot para sentar el empaque a profundidad del tope del liner, se puede ver que si no se rota no se puede aplicar el suficiente peso para asentar el empaque (Figura 38). La tabla 16 presenta los resultados obtenidos de peso para sentar el empaque y el torque para la herramienta DragOn y el software comercial, la tabla 17 el %error del peso para sentar el empaque y la tabla 18 el %error para el torque para sentar el empaque.

Figura 38

Cargas a profundidad medida para asentar el empaque DMMM-110 herramienta DragOn

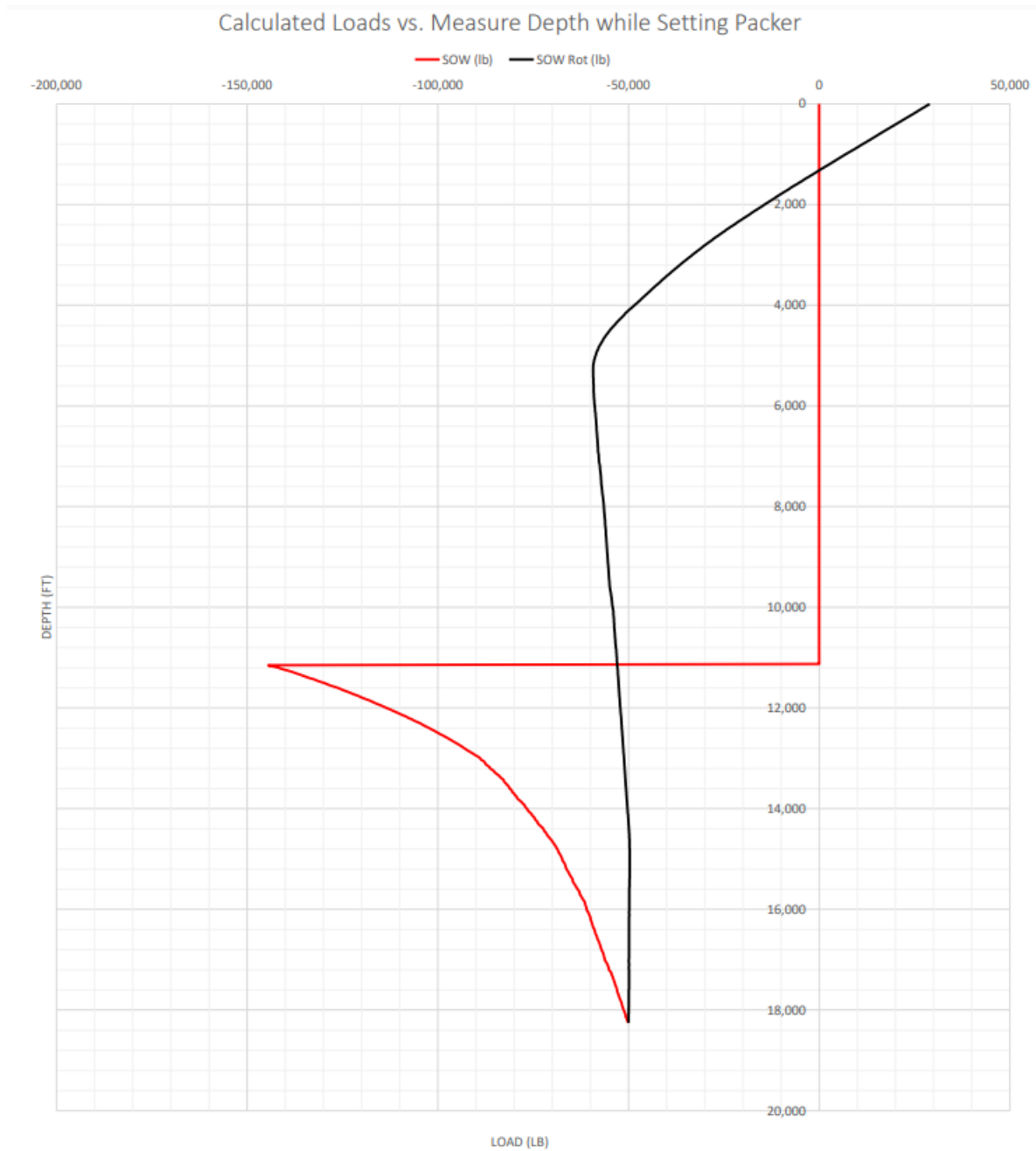


Tabla 16*Comparativo peso y torque para sentar el empaque DMMM-110*

	Peso para sentar empaque (klb)		Torque (klb-pie)	
	DragOn	Comercial	DragOn	Comercial
Sarta Libre	59	68	29	28

Tabla 17*Error relativo del peso para sentar el empaque DMMM-110*

% de error Asentamiento del empaque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	13.2

Tabla 18*Error relativo del torque para sentar el empaque DMMM-110*

% de error Torque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	3.6

La figura 39 muestra la máxima tensión (“Max Pull”) y el valor de sobretensión (“Over Pull”), que se puede aplicar a cada profundidad. La tabla 19 muestra la profundidad, máxima tensión y sobretensión de la unión más débil de la sarta arrojada por DragOn.

Figura 39

Tensión máxima y sobre tensión DMMM-110 herramienta DragOn

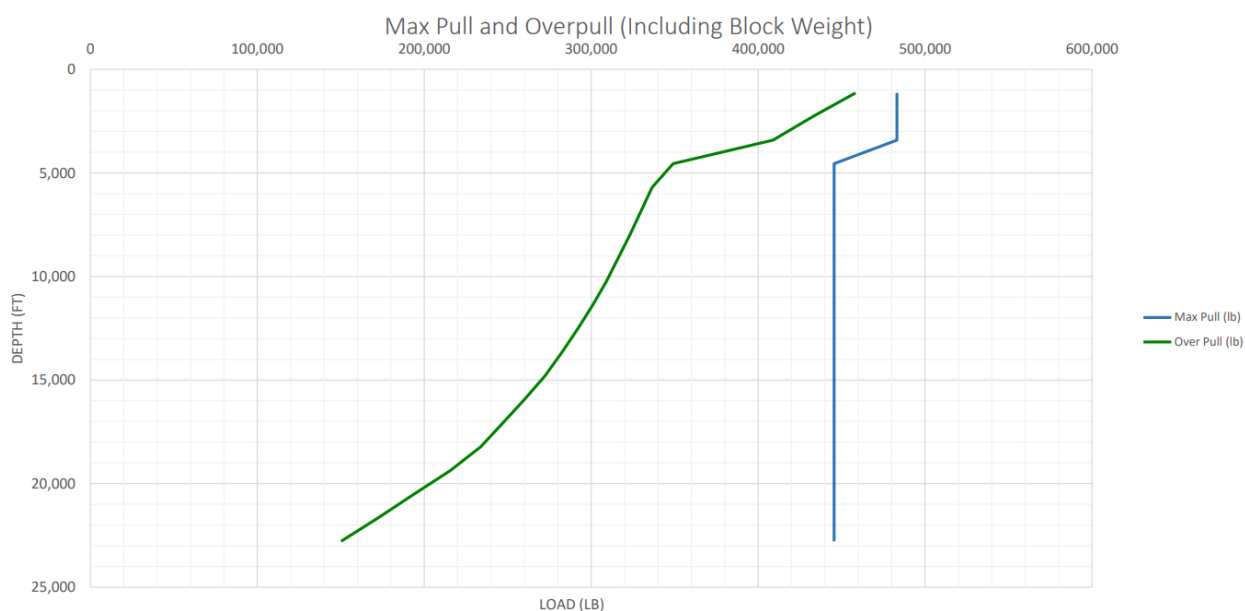


Tabla 19

Unión más débil después de liberar la herramienta DMMM-110

Máxima tensión después de liberar la herramienta de corrida			
Profundidad (pie)	Máxima tensión (klb)	Sobretensión (klb)	Unión débil
18,255	500	232	5-1/2" Drill Pipe
			24.7 #/pie G-105

6.2 Campo Zuluf, Arabia Saudita, pozo Zuluf-2101

El pozo Zuluf es un pozo offshore de 16,423 ft de profundidad medida perforado en el campo Zuluf de Arabia Saudita, fue completado con un liner de 4 ½" de liner no cementado con mallas con envoltura de alambre para el control de arena, en este pozo el análisis de torque y arrastre mostro que el liner podía ser corrido a fondo sin problemas, sin embargo, a la hora de activar el empaque este no se podía activar sin rotar debido al pandeo, se necesitaban 60 klb en fondo para activar el empaque, peso que no se podía proporcionar debido a que el pandeo hacía perder bastante peso, haciendo imposible activar el empaque, se prevé que se necesita rotar la tubería para poder proporcionar el suficiente peso en el empaque.

La tabla 20 muestra el estado mecánico del pozo, la tabla 21 la sarta que fue corrida en el pozo, la tabla 22 los factores de fricción, la figura 40 el esquema de la trayectoria del pozo y la figura 41 los parámetros operacionales.

Tabla 20

Estado mecánico Zuluf-2101

Estado Mecánico	
Descripción	Longitud (ft)
9-5/8" Casing, 40#/ft, L-80	8707
7" Liner, 26#/ft, 95 ksi	3803
6-1/8" Hueco abierto	40
7-1/4" Hueco abierto	3750
6-1/8" Hueco abierto	123

Tabla 21*Sarta de corrida de liner Zuluf-2101*

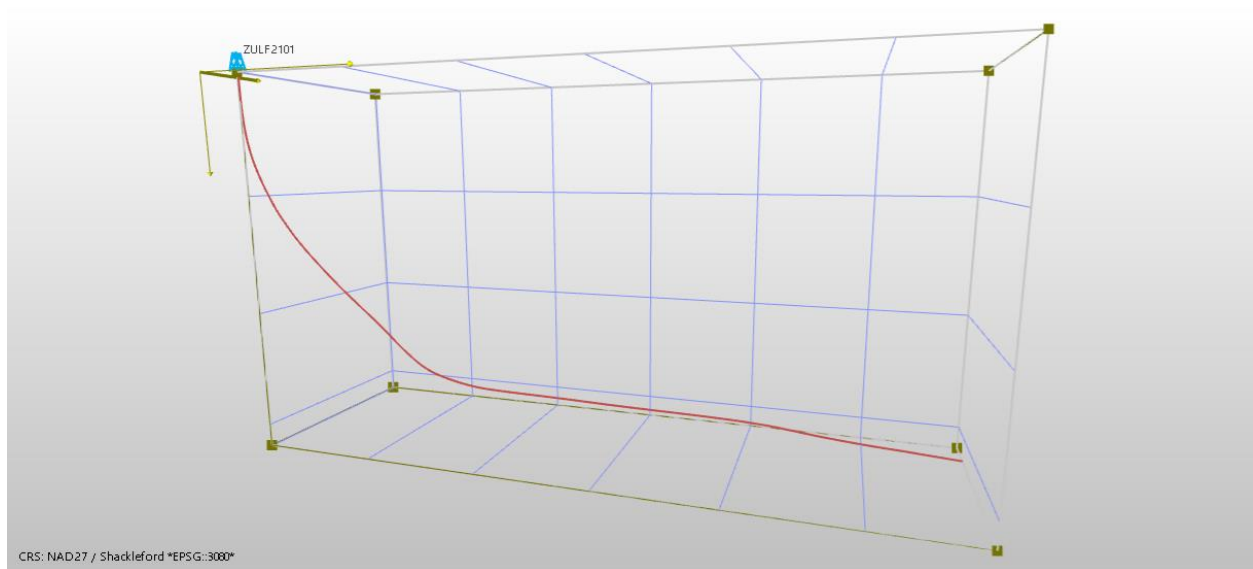
Sarta Corrida	
Descripción	Longitud (ft)
5-1/2" Drill Pipe, 26.6#/ft, G-105, XT54	2820
5-1/2" Drill Pipe, 57.6#/ft, HW-55, XT54	1505
5-1/2" Drill Pipe, 26.6#/ft, G-105, XT54	4272
4" Drill Pipe, 27.9#/ft, HW-55, XT39	563
4" Drill Pipe, 15.3#/ft, G-105, XT39	3044
4-1/2" Liner, 12.6 #/ft, L-80, New Vam	4226

Tabla 22*Factores de fricción Zuluf-2101*

Factores de fricción	
Sección	Valor
Hueco entubado	0.19
Hueco abierto	0.22

Figura 40

Esquema de la trayectoria del pozo Zuluf-2101



Nota. La imagen es realizada con el software comercial [Imagen].

Figura 41

Parámetros del pozo Zuluf-2101 herramienta DragOn

Torque and Drag Operational Parameters - Dragon TnD

Case Operational Details

Mud Weight (ppf3)

Run Depth (ft)

Block Weight (lb)

String Safety Factors

Liner Tensile (%):

Drill String (%):

Float-In Liner ☐

Swivel for ERW ☐

Friction Factors

☒ Well Section

☐ Detailed FF

Cased Hole:

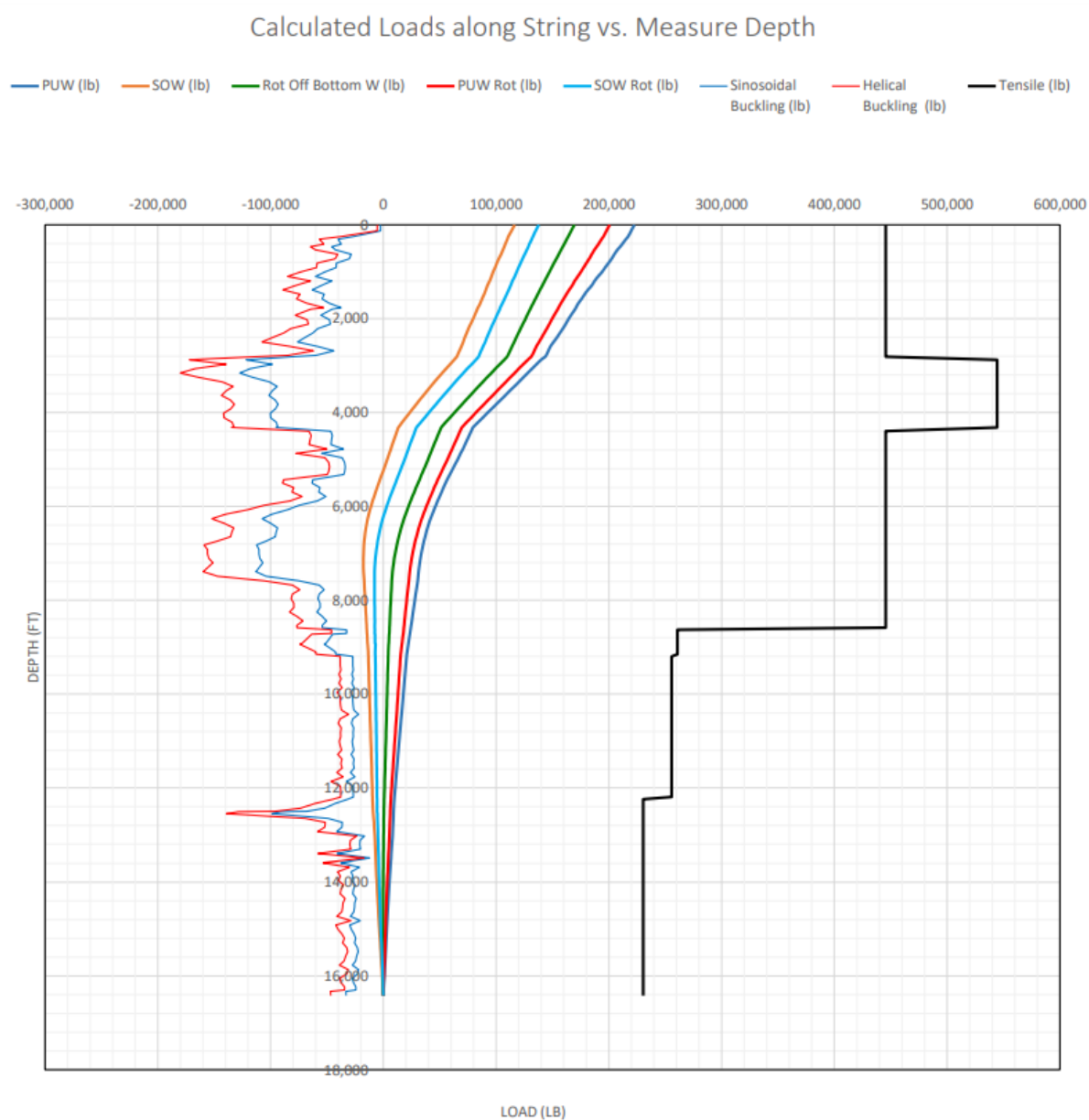
Open Hole:

	Run in Hole	Pull of Hole	☒ Liner Top Packer
RPM	30	30	20
Axial Velocity (ft/m)	30.0	30.0	1.0
Shoe Drag Force (lb)	0.0	0.0	60,000.0
			Setting Force (lb)

A continuación, se muestra el peso subiendo sin rotar (“PUW”), el peso bajando sin rotar (SOW), el peso rotando (Rot Off Bottom W), el peso subiendo y rotando (PUW Rot), el peso bajando y rotando (SOW Rot), el pandeo sinusoidal y helicoidal y el límite de tensión de la tubería a esa profundidad, para el pozo Zuluf-2101 (Figura 42).

Figura 42

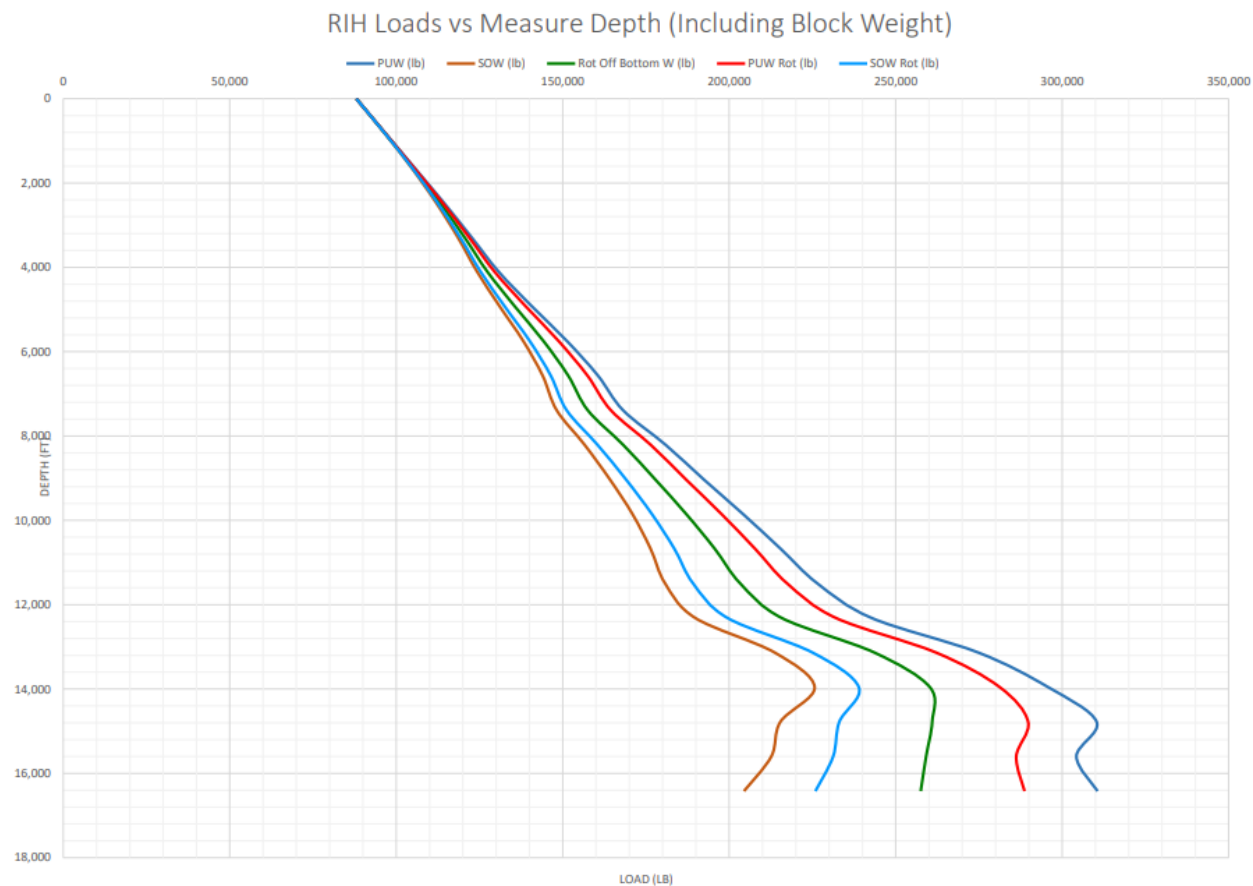
Cargas en la sarta con la profundidad medida Zuluf-2101 herramienta DragOn



La figura 43 muestra el PUW, SOW, Rot Off Bottom W, PUW Rot y SOW Rot de la sarta a medida que es corrida en el pozo Zuluf-2101.

Figura 43

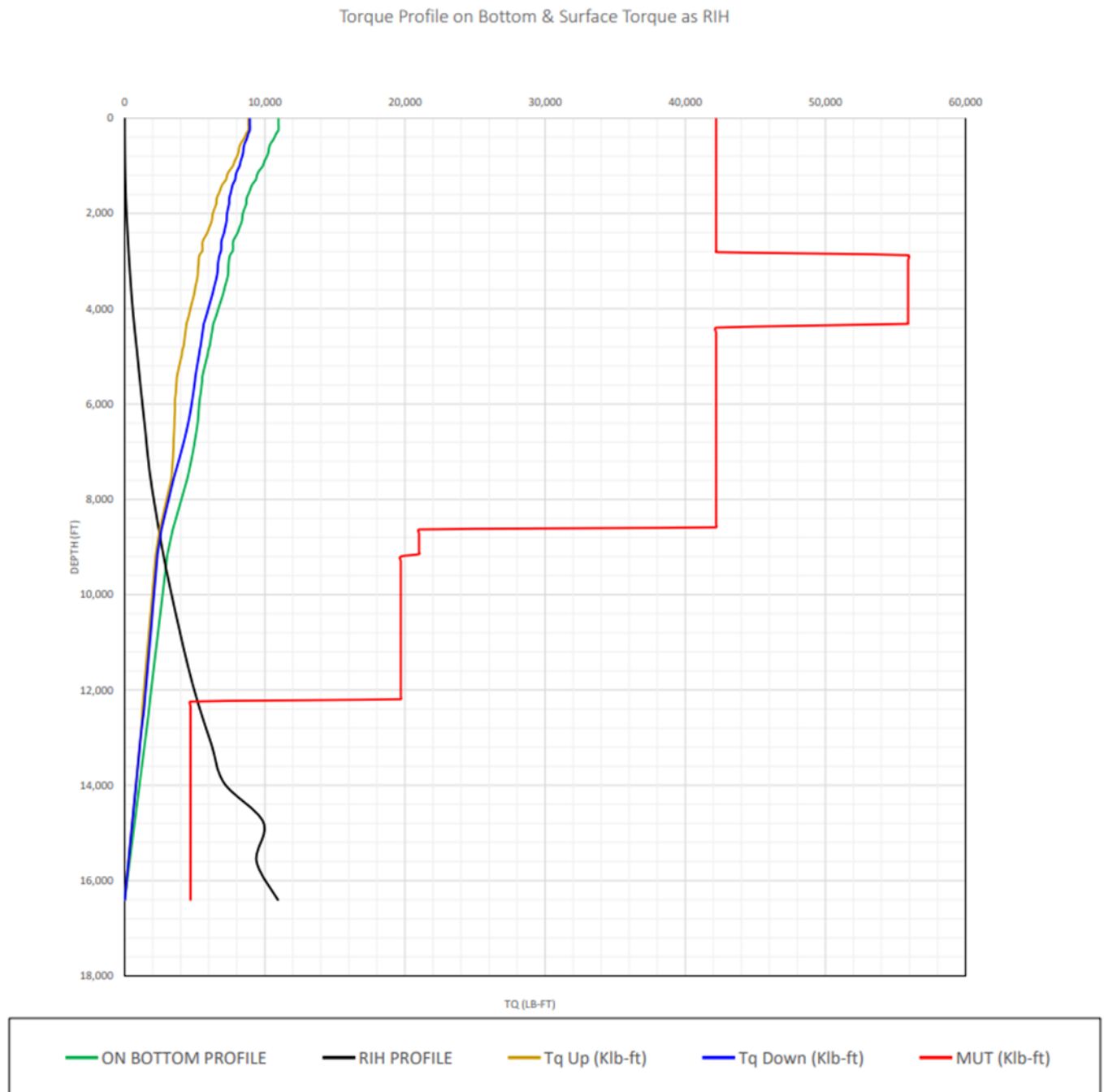
Cargas durante la corrida Zuluf-2101 herramienta DragOn



La figura 44 para el caso de Zuluf-2101 muestra el perfil del torque en fondo (“*On Bottom Profile*”), el perfil de torque a medida que se corre la sarta (“*RIH Profile*”), torque subiendo (“*Tq Up*”), torque bajando (“*Tq Down*”) y el torque de conexión de la herramienta (“*MUT*”).

Figura 44

Perfil del torque Zuluf-2101 herramienta DragOn



En el trabajo realizado en Zuluf-2101 debido a que el liner es no cementado y tienen mallas, no era posible rotar por lo que los datos reales son solo de peso subiendo y bajando, no se registraron pesos rotando. En las siguientes tablas se presentan los datos reales, los datos obtenidos en DragOn y los datos obtenidos por el software comercial a profundidad del zapato, profundidad total y cuando se libera la sarta; la tabla 23 el peso subiendo y bajando, la tabla 26 el peso rotando y torque del peso rotando, la tabla 29 el peso subiendo rotando y el torque subiendo y la tabla 32 el peso bajando rotando y el torque bajando. También están las tablas que muestra el error relativo entre datos reales y DragOn, datos reales y el software comercial y DragOn comparado con el software comercial donde, la tabla 24 es el %error del peso subiendo, la tabla 25 es el %error del peso bajando, la tabla 27 es el %error del peso rotando, la tabla 28 el %error del torque, la tabla 30 el %error del peso subiendo rotando, la tabla 31 el %error del torque subiendo, la tabla 33 el %error del peso bajando rotando y la tabla 34 el % error del torque bajando.

Tabla 23

Comparativo peso subiendo y bajando Zuluf-2101

	Peso Subiendo (klb)			Peso Bajando (klb)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	258	251	254	196	195	194
Prof. Total	320	310	318	206	204	204
Sarta Libre	300	300	302	220	215	216
ΔW	20	10	16	-14	-11	-12

Tabla 24*Error relativo peso subiendo Zuluf - 2101*

% de error Peso Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	2.7	1.6	1.6
Prof. Total	3.1	0.6	2.5
Sarta Libre	0.0	0.7	0.7

Tabla 25*Error relativo peso bajando Zuluf-2101*

% de error Peso Bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.5	1.0	0.5
Prof. Total	1.0	1.0	0.0
Sarta Libre	2.3	1.8	0.5

Tabla 26*Comparativo peso rotando y torque Zuluf-2101*

	Peso Rotando (klb)			Torque (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	222	222	N/A	6	6
Prof. Total	N/A	258	258	N/A	11	13
Sarta Libre	N/A	257	257	N/A	9	10
ΔW	-	1	1	-	2	3

Tabla 27*Error relativo peso rotando Zuluf-2101*

% de error Peso Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No hay datos reales para comparar.**Tabla 28***Error relativo torque Zuluf-2101*

% de error Torque			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	15.4
Sarta Libre	-	-	10.0

Nota. No hay datos reales para comparar.**Tabla 29***Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo Zuluf-2101*

Peso Subiendo Rotando (klb)				Torque Subiendo (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	239	240	N/A	5	6
Prof. Total	N/A	289	289	N/A	9	11
Sarta Libre	N/A	282	281	N/A	8	9
ΔW	-	7	8	-	1	2

Tabla 30*Error relativo peso subiendo rotando Zuluf-2101*

% de error Peso Subiendo Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.4
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.4

*Nota. No hay datos reales para comparar.***Tabla 31***Error relativo torque subiendo Zuluf-2101*

% de error Torque Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	16.7
Prof. Total	-	-	18.2
Sarta Libre	-	-	11.1

*Nota. No hay datos reales para comparar.***Tabla 32***Comparativo peso bajando rotando y torque bajando Zuluf-2101*

	Peso Bajando Rotando (klb)			Torque Bajando (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	205	206	N/A	4	5
Prof. Total	N/A	226	227	N/A	9	11
Sarta Libre	N/A	232	234	N/A	7	8
ΔW	-	-6	-7	-	2	3

Tabla 33*Error relativo peso bajando rotando Zuluf-2101*

% de error Peso Bajando Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.5
Prof. Total	-	-	0.4
Sarta Libre	-	-	0.9

Nota. No hay datos reales para comparar.**Tabla 34***Error relativo torque bajando Zuluf-2101*

% de error Torque Bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	20.0
Prof. Total	-	-	18.2
Sarta Libre	-	-	12.5

Nota. No hay datos reales para comparar.

La gráfica muestra el SOW y SOW Rot para sentar el empaque a profundidad del tope del liner, si no se rota no se puede aplicar el suficiente peso para asentar el empaque (Figura 45). La tabla 35 presenta los resultados obtenidos de peso para sentar el empaque y el torque para la herramienta DragOn y el software comercial.

Figura 45

Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Zuluf-2101 herramienta DragOn

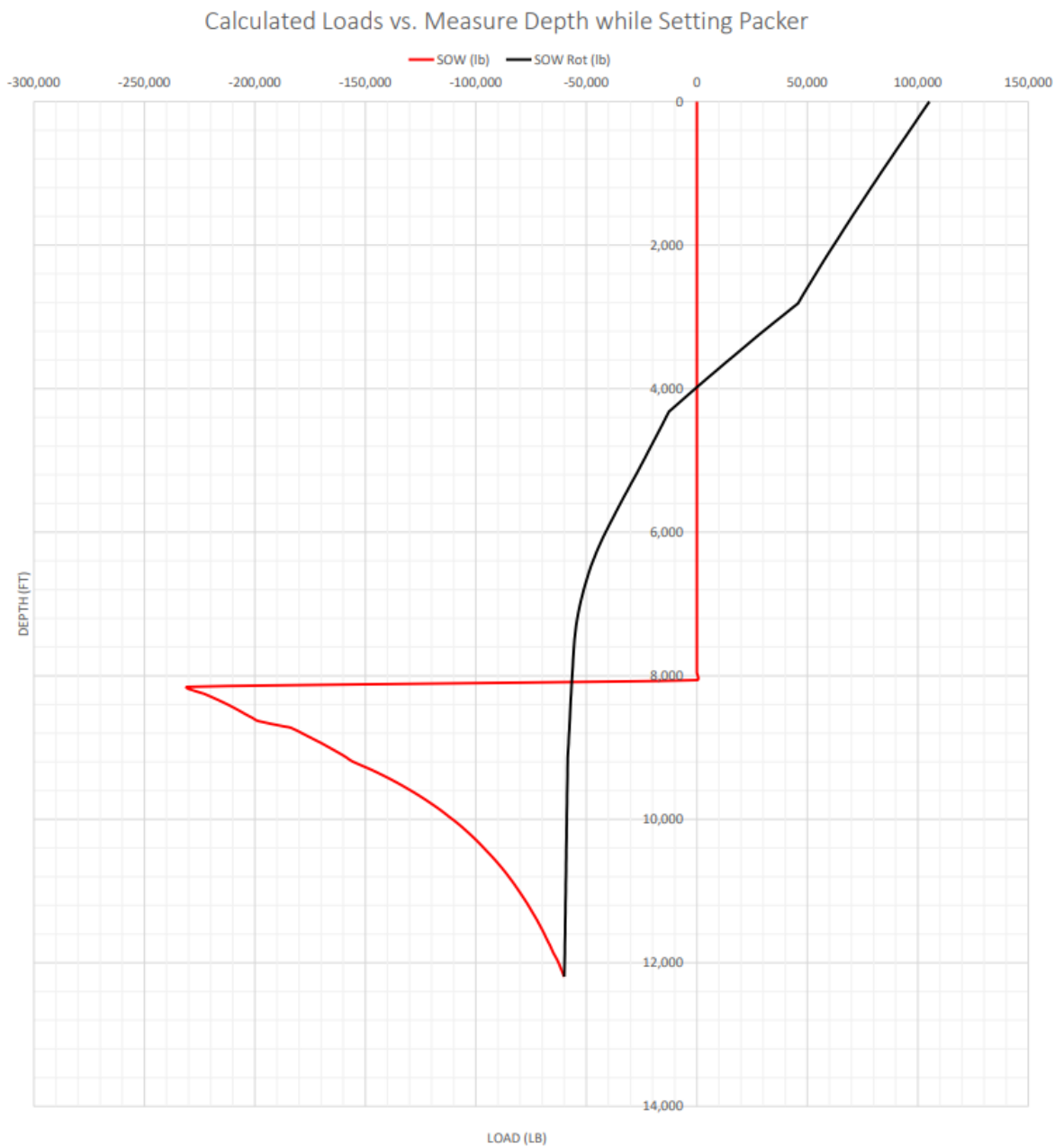


Tabla 35

Comparativo peso y torque para sentar el empaque Zuluf-2101

	Peso para sentar empaque (klb)		Torque Bajando (klb-pie)	
	DragOn	Comercial	DragOn	Comercial
Sarta Libre	62	63	17	17

La figura 46 muestra la máxima tensión (“Max Pull”) y el valor de sobretensión (“Over Pull”), que se puede aplicar a cada profundidad. La tabla 36 muestra la profundidad, máxima tensión y sobretensión de la unión más débil de la sarta arrojada por DragOn.

Figura 46

Tensión máxima y sobre tensión Zuluf-2101 herramienta DragOn

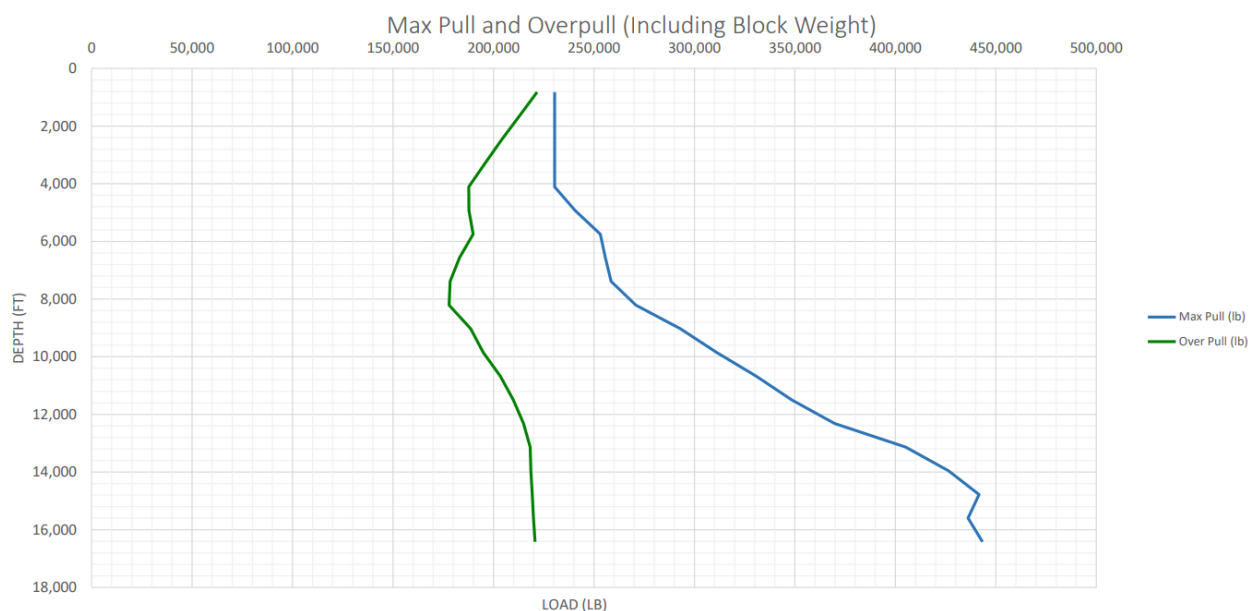


Tabla 36

Unión más débil después de liberar la herramienta Zuluf-2101

Máxima tensión después de liberar la herramienta de corrida			
Profundidad (pie)	Máxima tensión (klb)	Sobretensión (klb)	Unión débil
12,194	536	236	5-1/2" Drill Pipe 24.7 #/pie G-105

6.3 Campo Harad, Saudí Arabia, pozo Harad-2361

El pozo Harad-2361 es un pozo en el cual se corrió un liner de 4 1/2 “dentro de un liner de 7”, el pozo tienen una profundidad de 13,946 pies y la geometría del pozo es una característica tipo S, en este pozo la corrida del liner se realizó sin problema y sin necesidad de rotar se podía sentar el empaque y conectar el yacimiento con superficie.

La tabla 37 muestra el estado mecánico del pozo, la tabla 38 la sarta que fue corrida en el pozo, la tabla 39 los factores de fricción, la tabla 47 el esquema de la trayectoria del pozo y la figura 48 los parámetros operacionales.

Tabla 37

Estado mecánico pozo Harad-2361

Estado Mecánico	
Descripción	Longitud (ft)
9-5/8" Casing, 58.4#/ft, 95 ksi	9536
7" Liner, 26#/ft, 95 ksi	2499
5-7/8" Hueco abierto	1911

Tabla 38*Sarta de corrida de liner Harad-2361*

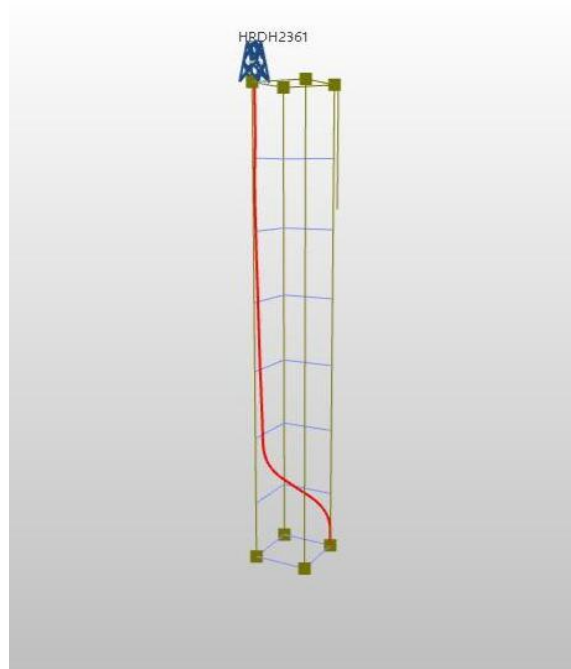
Sarta Corrida	
Descripción	Longitud (ft)
5-1/2" Drill Pipe, 24.7#/ft, G-105, XT54	9,483
4" Heavy Weight Drill Pipe, 27.9#/ft, HW-55, XT39	915
4" Drill Pipe, 14#/ft, G-105, XT39	1,144
4-1/2" Liner, 15.1 #/ft, Q-125, Tenaris Blue	2,425

Tabla 39*Factores de fricción Harad-2361*

Factores de fricción	
Sección	Valor
Hueco entubado	0.15
Hueco abierto	0.22

Figura 47

Esquema de la trayectoria del pozo Harad-2361



Nota. La imagen es realizada con el software comercial [Imagen].

Figura 48

Parámetros del pozo Harad-2361 herramienta DragOn

Torque and Drag Operational Parameters - Dragon TnD

Case Operational Details

Mud Weight (ppf3)

Run Depth (ft)

Block Weight (lb)

String Safety Factors

Liner Tensile (%):

Drill String (%):

Float-In Liner ☐

Swivel for ERW ☐

Friction Factors

☒ Well Section

☐ Detailed FF

Cased Hole:

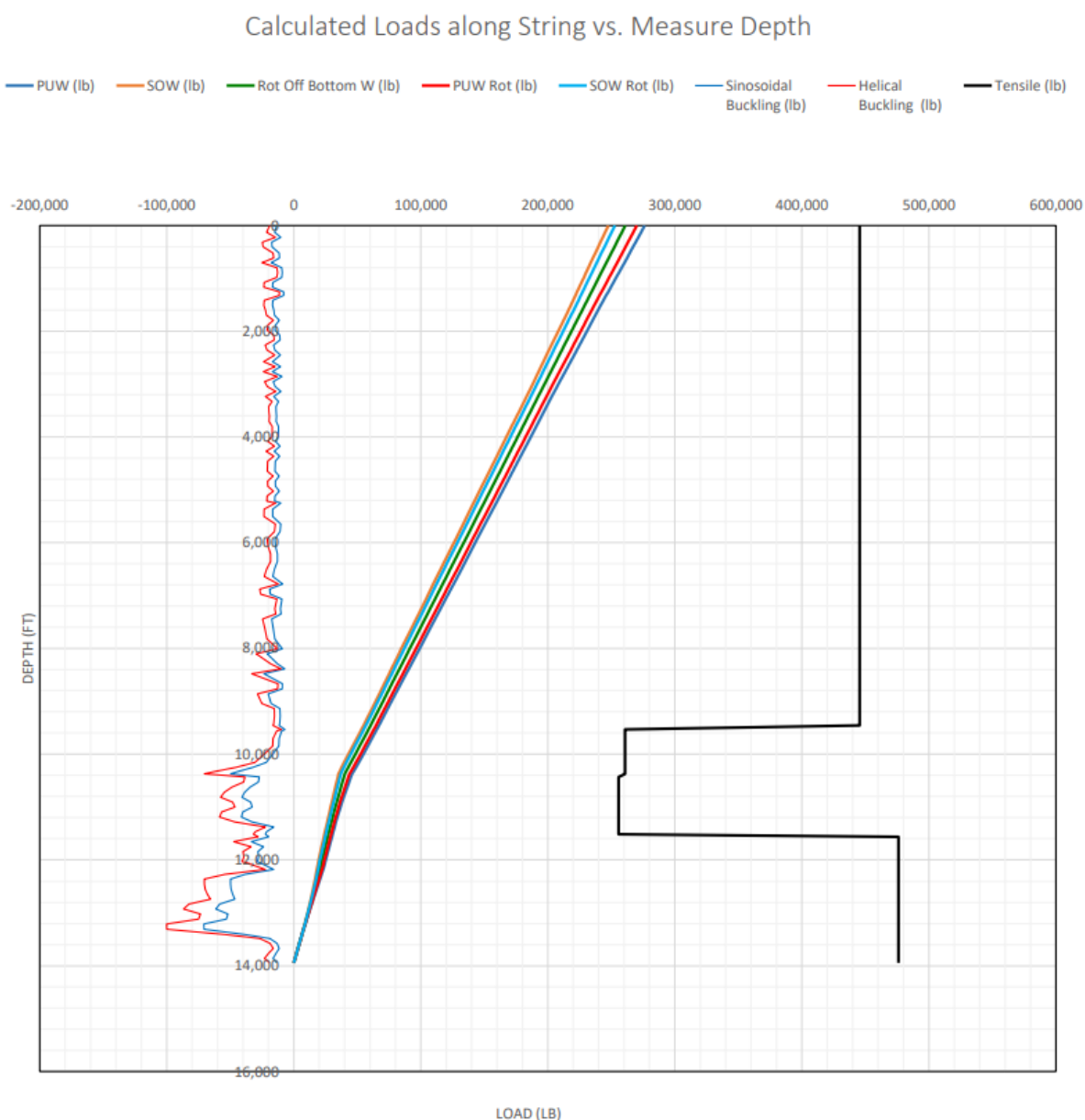
Open Hole:

	Run in Hole	Pull of Hole	☒ Liner Top Packer
RPM	30	30	20
Axial Velocity (ft/m)	30.0	30.0	1.0
Shoe Drag Force (lb)	0.0	0.0	90,000.0 Setting Force (lb)

A continuación, se muestra el peso subiendo sin rotar (“PUW”), el peso bajando sin rotar (SOW), el peso rotando (Rot Off Bottom W), el peso subiendo y rotando (PUW Rot), el peso bajando y rotando (SOW Rot), el pandeo sinusoidal y helicoidal y el límite de tensión de la tubería a esa profundidad, para el pozo Harad-2361 (Figura 49).

Figura 49

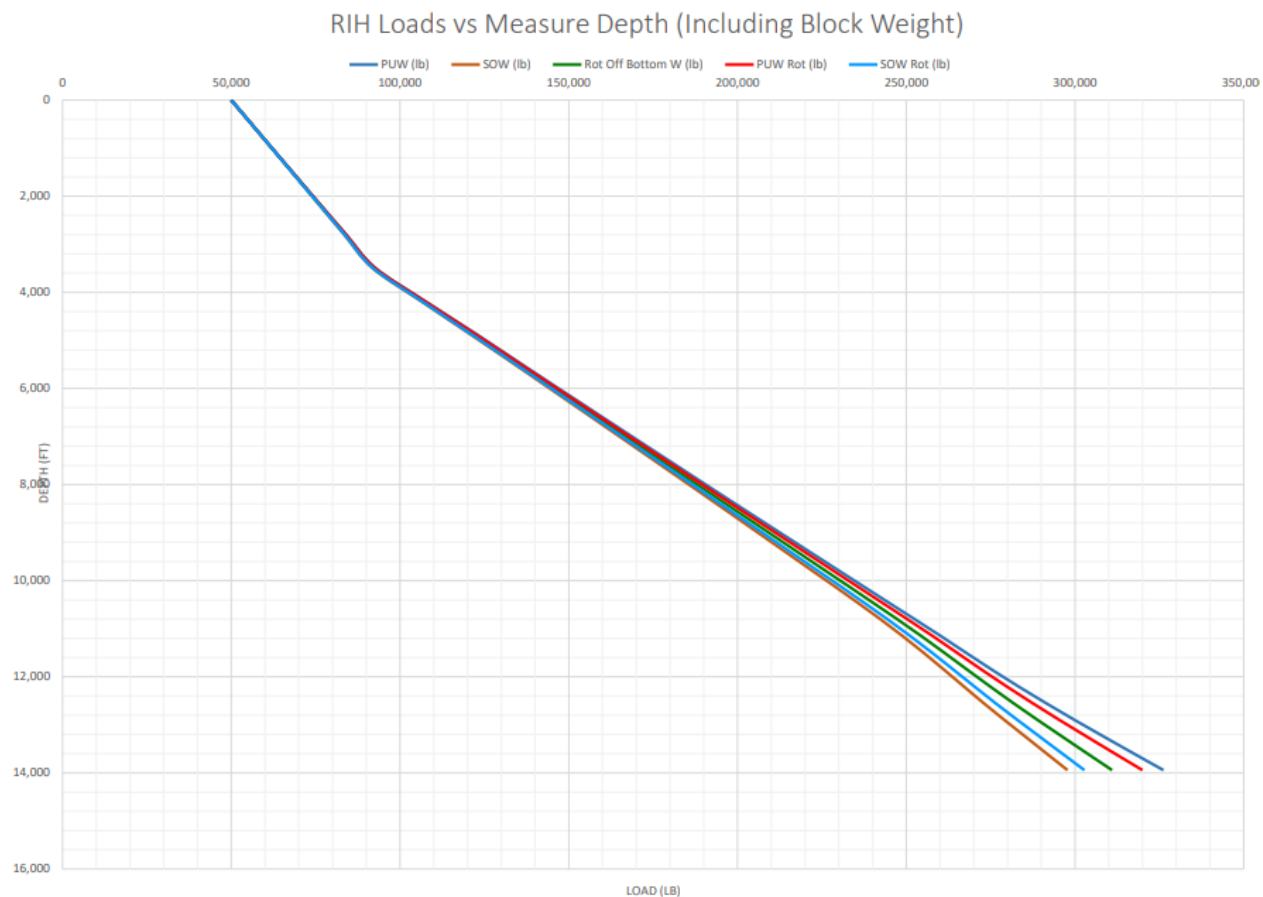
Cargas en la sarta con la profundidad medida Harad-2361 herramienta DragOn



La figura 50 muestra el PUW, SOW, Rot Off Bottom W, PUW Rot y SOW Rut de la sarta a medida que es corrida en el pozo Harad-2361.

Figura 50

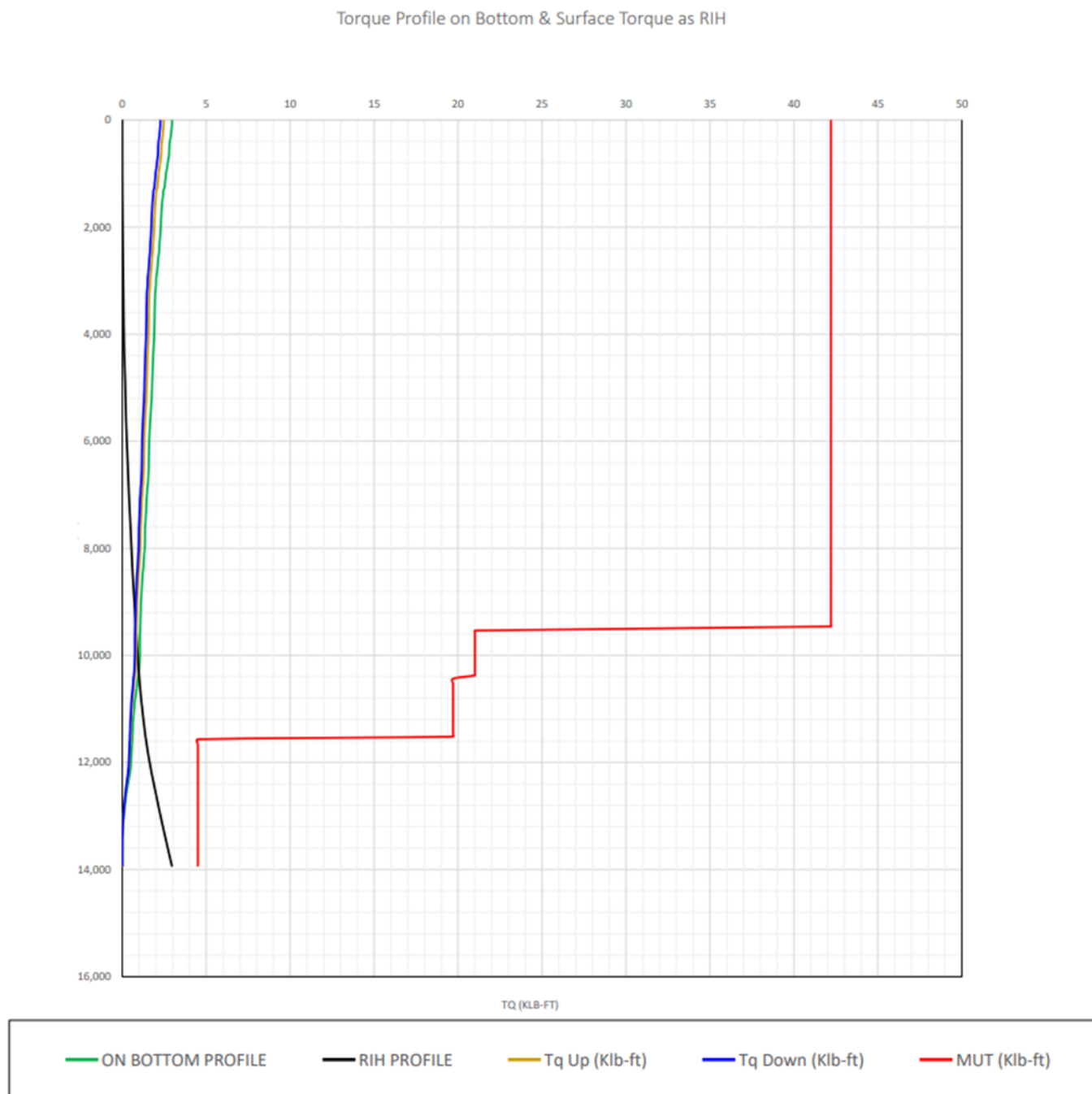
Cargas durante la corrida Harad-2361 herramienta DragOn



La figura 51 para el caso de Harad-2361 muestra el perfil del torque en fondo (“*On Bottom Profile*”), el perfil de torque a medida que se corre la sarta (“*RIH Profile*”), torque subiendo (“*Tq Up*”), torque bajando (“*Tq Down*”) y el torque de conexión de la herramienta (“*MUT*”).

Figura 51

Perfil del torque Harad-2361 herramienta DragOn



En este pozo debido a que a después del zapato la formación no era estable, rotar generaba rips que generaban problemas, por este motivo no se tienen datos reales rotando a profundidad total y cuando se liberó la sarta. En las siguientes tablas se presentan los datos reales, los datos obtenidos en DragOn y los datos obtenidos por el software comercial a profundidad del zapato, profundidad total y cuando se libera la sarta; la tabla 40 el peso subiendo y bajando, la tabla 43 el peso rotando y torque del peso rotando, la tabla 46 el peso subiendo rotando y el torque subiendo y la tabla 49 el peso bajando rotando y el torque bajando. También están las tablas que muestra el error relativo entre datos reales y DragOn, datos reales y el software comercial y DragOn comparado con el software comercial donde, la tabla 41 es el %error del peso subiendo, la tabla 42 es el %error del peso bajando, la tabla 44 es el %error del peso rotando, la tabla 45 el %error del torque, la tabla 47 el %error del peso subiendo rotando, la tabla 48 el %error del torque subiendo, la tabla 50 el %error del peso bajando rotando y la tabla 51 el % error del torque bajando.

Tabla 40

Comparativo peso subiendo y bajando Harad-2361

	Peso Subiendo (klb)			Peso Bajando (klb)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	270	279	280	265	264	264
Prof. Total	320	326	327	290	298	298
Sarta Libre	280	291	292	280	276	276
ΔW	-40	-35	-35	-10	-22	-22

Tabla 41*Error relativo peso subiendo Harad-2361*

	% de error Peso Subiendo		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	3.3	3.7	0.4
Prof. Total	1.9	2.2	0.3
Sarta Libre	3.9	4.3	0.3

Tabla 42*Error relativo peso bajando Harad-2361*

	% de error Peso bajando		
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.4	0.4	0.0
Prof. Total	2.8	2.8	0.0
Sarta Libre	1.4	1.4	0.0

Tabla 43*Comparativo peso rotando y torque Harad-2361*

	Peso Rotando (klb)			Torque (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	270	271	272	1.4	1.6	1.8
Prof. Total	N/A	311	311	N/A	3	3.2
Sarta Libre	N/A	284	284	N/A	1.7	1.9
ΔW	-	-27	-27	-	-1.3	-1.3

Tabla 44*Error relativo peso rotando Harad-2361*

% de error Peso Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.4	0.7	0.4
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales a profundidad total y zapato, porque no hay datos.

Tabla 45*Error relativo torque Harad-2361*

% de error Torque			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	14.3	28.6	11.1
Prof. Total	-	-	6.3
Sarta Libre	-	-	10.5

Nota. No se compara con datos reales a profundidad total y zapato, porque no hay datos.

Tabla 46*Comparativo peso rotando y torque subiendo Harad-2361*

	Peso Subiendo Rotando (klb)			Torque Subiendo (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	270	276	276	1.4	1.4	1.5
Prof. Total	N/A	320	320	N/A	2.5	2.8
Sarta Libre	N/A	288	288	N/A	1.4	1.7
ΔW	-	-32	-32	-	-1.1	-1.1

Tabla 47*Error relativo peso subiendo rotando Harad-2361*

% de error Peso Subiendo Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	2.2	2.2	0.0
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales a profundidad total y zapato, porque no hay datos.

Tabla 48*Error relativo torque subiendo Harad-2361*

% de error Torque Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.0	7.1	6.7
Prof. Total	-	-	10.7
Sarta Libre	-	-	17.6

Nota. No se compara con datos reales a profundidad total y zapato, porque no hay datos.

Tabla 49*Comparativo peso bajando y torque bajando Harad-2361*

	Peso Bajando Rotando (klb)			Torque Bajando (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	270	267	267	1.4	1.3	1.4
Prof. Total	N/A	303	303	N/A	2.3	2.6
Sarta Libre	N/A	280	280	N/A	1.4	1.6
ΔW	-	-23	-23	-	-0.9	-1

Tabla 50

Error relativo peso bajando rotando Harad-2361

% de error Peso Bajando Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	1.1	1.1	0.0
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales a profundidad total y zapato, porque no hay datos.

Tabla 51

Error relativo torque bajando Harad-2361

% de error Torque Bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	7.1	0.0	7.1
Prof. Total	-	-	11.5
Sarta Libre	-	-	12.5

Nota. No se compara con datos reales a profundidad total y zapato, porque no hay datos.

La gráfica muestra el SOW y SOW Rot para sentar el empaque a profundidad del tope del liner (Figura 52). La tabla 52 presenta los resultados obtenidos de peso para sentar el empaque y el torque para la herramienta DragOn y el software comercial, la tabla 53 el %error del peso para sentar el empaque y la tabla 54 el %error para el torque para sentar el empaque.

Figura 52

Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Harad-2361 herramienta DragOn



Tabla 52*Error relativo peso y torque para sentar el empaque Harad-2361*

Peso para sentar empaque rotando (klb)		Torque Bajando (klb-pie)	
DragOn	Comercial	DragOn	Comercial
Sarta Libre	92	92	8
			7

Tabla 53*Error relativo peso para asentamiento del empaque Harad-2361*

% de error Asentamiento del empaque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	0.0

Tabla 54*Error relativo torque para sentar el empaque Harad-2361*

% de error Torque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	14.3

La figura 53 muestra la máxima tensión (“Max Pull”) y el valor de sobretensión (“Over Pull”), que se puede aplicar a cada profundidad. La tabla 55 muestra la profundidad, máxima tensión y sobretensión de la unión más débil de la sarta arrojada por DragOn.

Figura 53

Tensión máxima y sobre tensión Harad-2361 herramienta DragOn

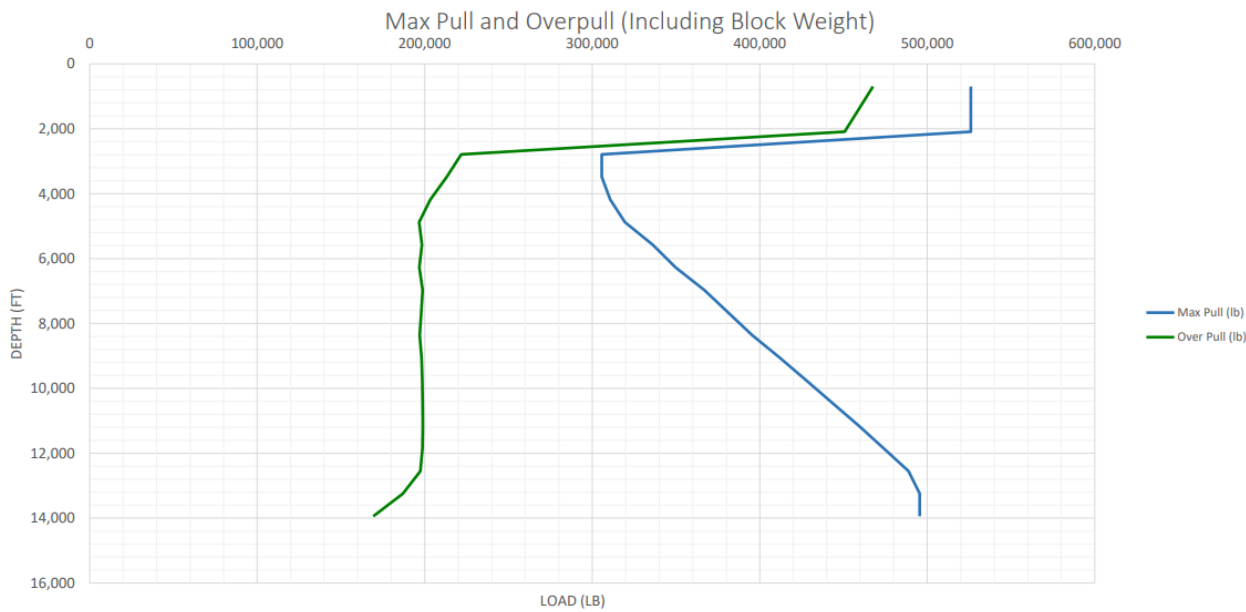


Tabla 55

Unión más débil después de liberar la herramienta Harad-2361

Máxima tensión después de liberar la herramienta de corrida			
Profundidad (pie)	Máxima tensión (klb)	Sobretensión (klb)	Unión débil
11,518	498	207	5-1/2” Drill Pipe
			24.7 #/pie G-105

6.4 Campo Shaybah, Saudí Arabia, pozo Shaybah-348

El pozo Shaybah-348 tiene una profundidad total de 8,500 pies en el cual se colgó un liner de 7" a un casing de 9-5/8", es un pozo horizontal más somero que los otros que hemos visto, el empaque necesitaba de 90 klb de peso para ser activado.

El pozo Shaybah 348 en su simulación de la corrida de liner arrojó que se podía llegar a fondo tanto sin rotar como rotando, sin embargo, en el caso real no se planeó rotar debido a que el colgador de liner tenía un diseño en el cual las cuñas están expuestas y rotar no es una opción.

La tabla 56 muestra el estado mecánico del pozo, la tabla 57 la sarta que fue corrida en el pozo, la tabla 58 los factores de fricción, la figura 54 el esquema de la trayectoria del pozo y la figura 55 los parámetros operacionales.

Tabla 56

Estado mecánico Shaybah-348

Estado Mecánico	
Descripción	Longitud (ft)
9-5/8" Casing, 53.5#/ft, L80	5,404
8-1/2" Hueco abierto	3,096

Tabla 57

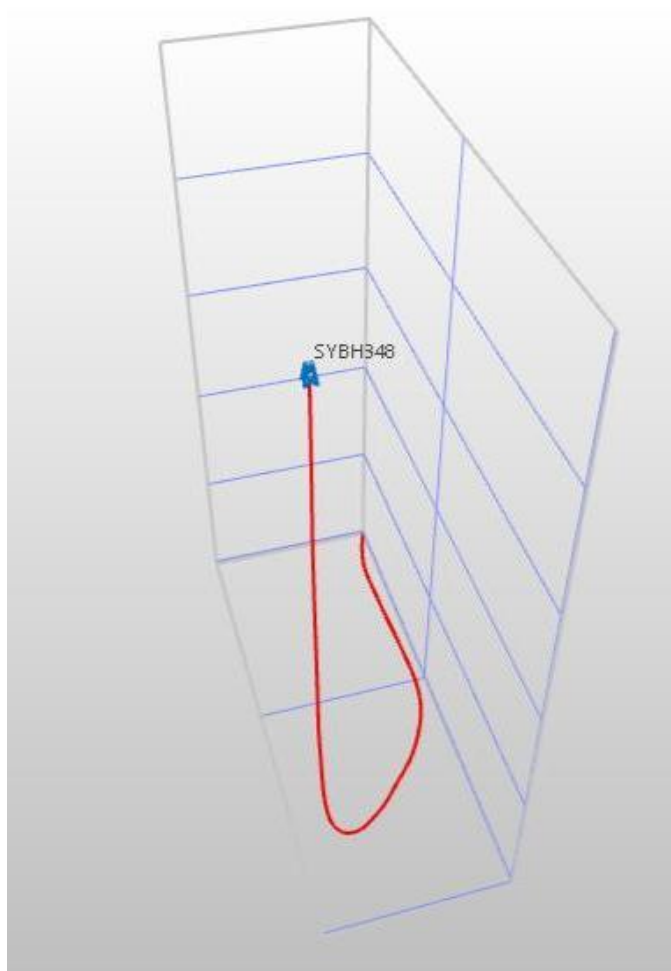
Sarta de corrida de liner Shaybah-348

Sarta Corrida	
Descripción	Longitud (ft)
5" Drill Pipe, 19.5#/ft, G-105, NC-50	1759
5" Heavy Weight Drill Pipe, 50#/ft, HW-55, NC-50	1638
7" Liner, 26 #/ft, J-55, New Vam	5103

Tabla 58

Factores de fricción Shaybah-348

Factores de fricción	
Sección	Valor
Hueco entubado	0.25
Hueco abierto	0.3

Figura 54*Esquema de la trayectoria del pozo Shaybah-348*

Nota. La imagen es realizada con el software comercial [Imagen].

Figura 55

Parámetros del pozo Shaybah-348 herramienta DragOn

Torque and Drag Operational Parameters - Dragon TnD

Case Operational Details

Mud Weight (ppf3)

Run Depth (ft)

Block Weight (lb)

String Safety Factors

Liner Tensile (%):

Drill String (%):

Float-In Liner ☐

Swivel for ERW ☐

Friction Factors

☒ Well Section

☐ Detailed FF

Cased Hole:

Open Hole:

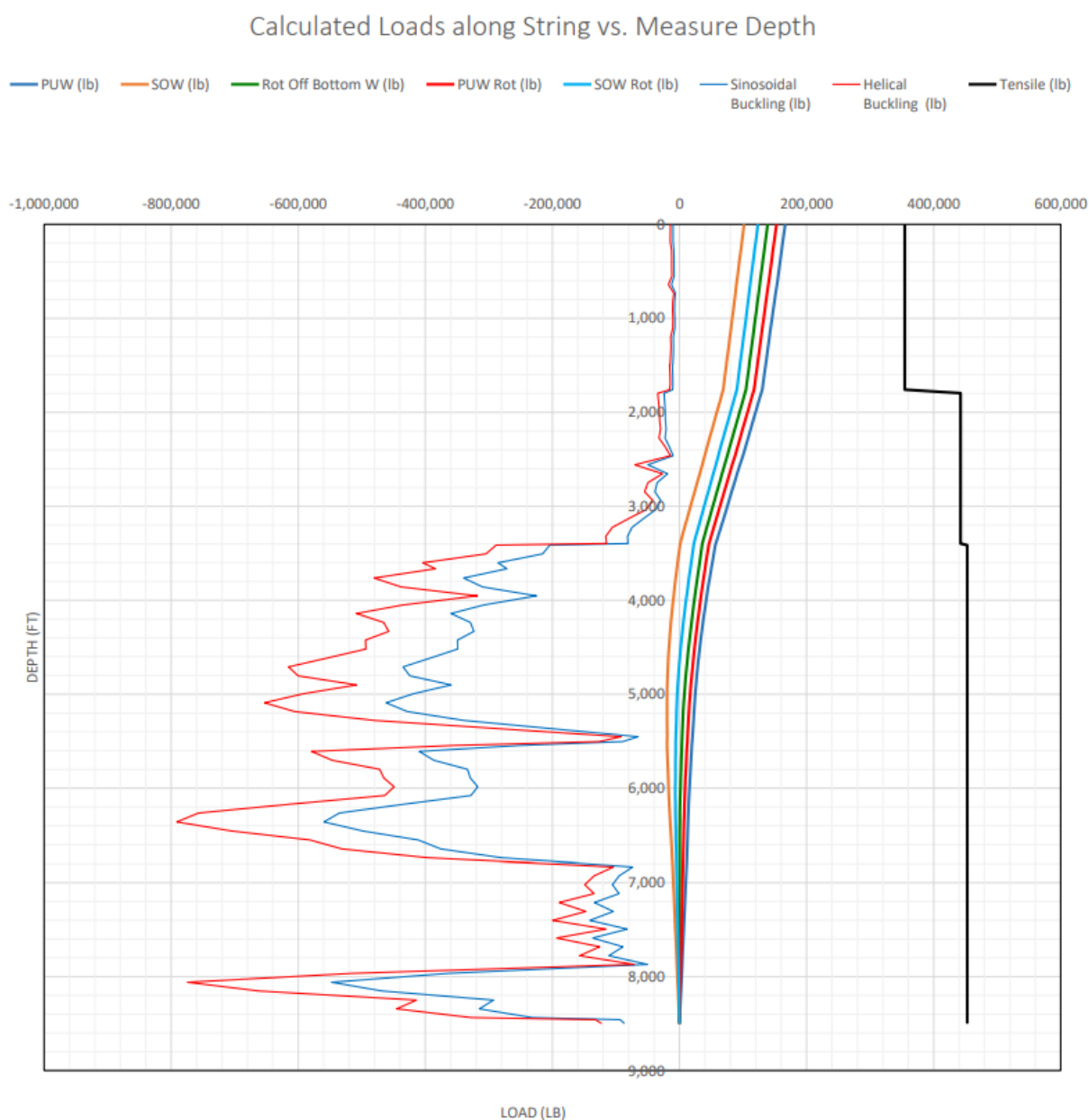
	Run in Hole	Pull of Hole	☒ Liner Top Packer
RPM	30	30	20
Axial Velocity (ft/m)	30.0	30.0	1.0
Shoe Drag Force (lb)	0.0	0.0	90,000.0

Setting Force (lb)

A continuación, se muestra el peso subiendo sin rotar (“PUW”), el peso bajando sin rotar (SOW), el peso rotando (Rot Off Bottom W), el peso subiendo y rotando (PUW Rot), el peso bajando y rotando (SOW Rot), el pandeo sinusoidal y helicoidal y el límite de tensión de la tubería a esa profundidad, para el pozo Shaybah-348 (Figura 56).

Figura 56

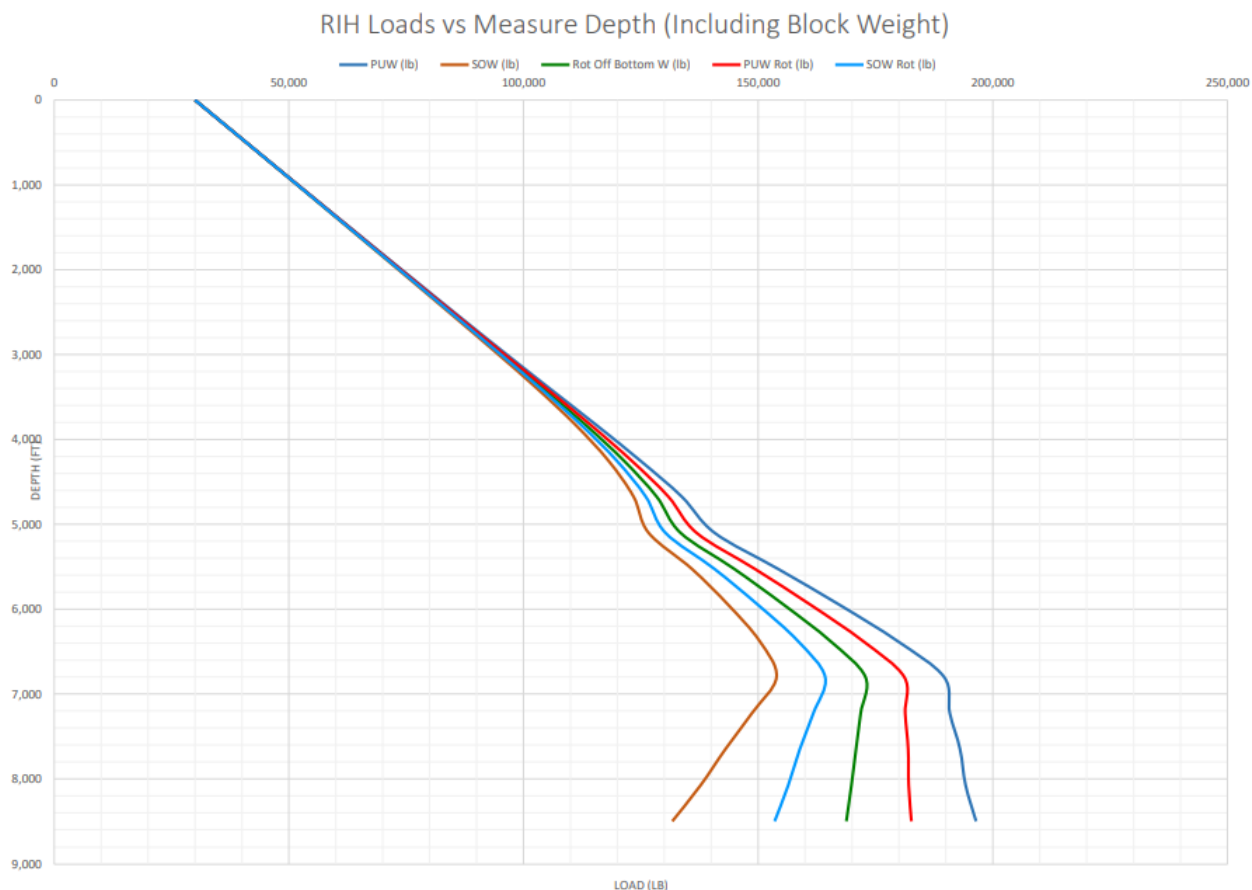
Cargas en la sarta con la profundidad medida Shaybah-348 herramienta DragOn



La figura 57 muestra el PUW, SOW, Rot Off Bottom W, PUW Rot y SOW Rut de la sarta a medida que es corrida en el pozo Shaybah-348.

Figura 57

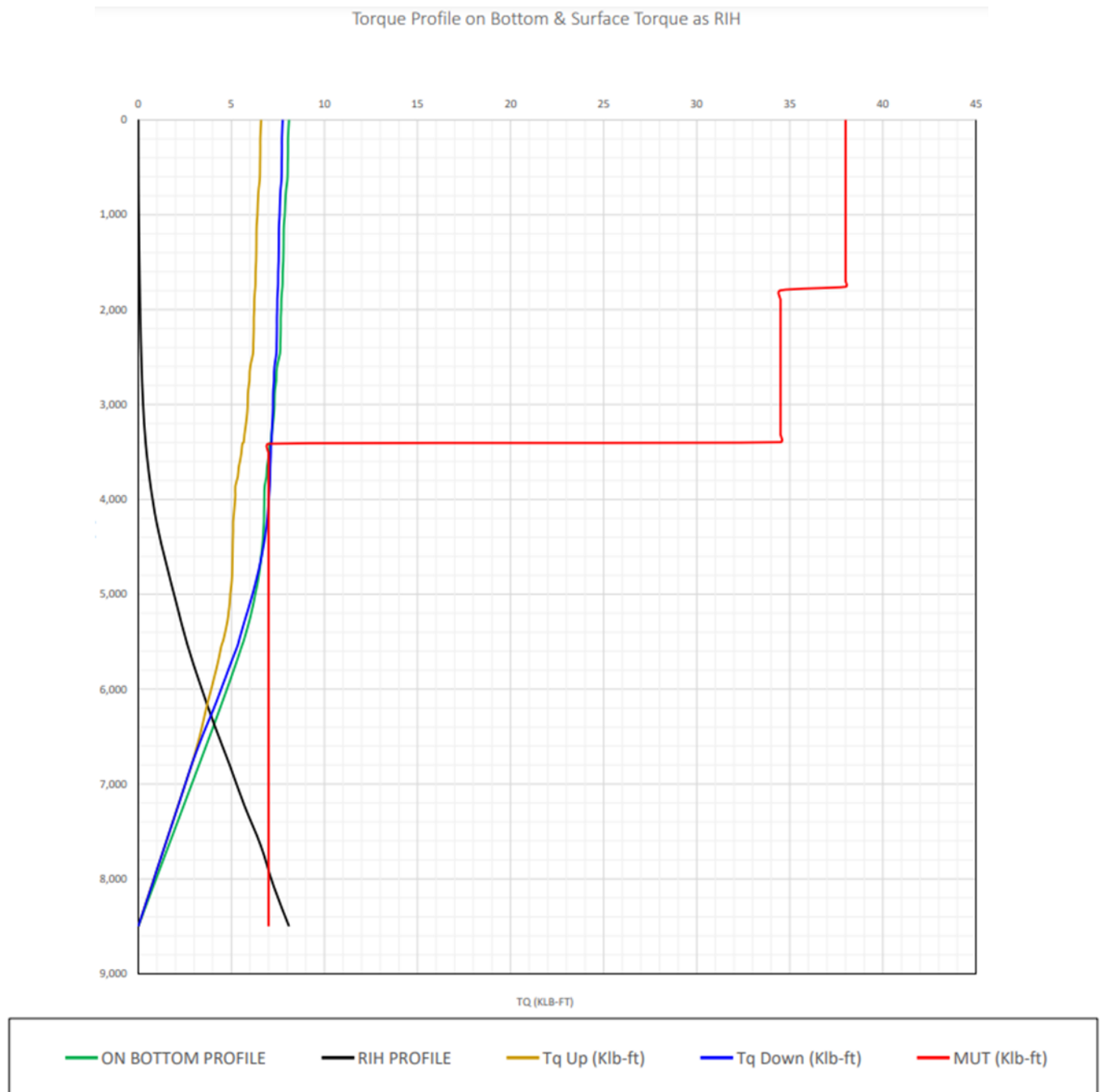
Cargas durante la corrida Shaybah-348 herramienta DragOn



La figura 58 para el caso de Shaybah-348 muestra el perfil del torque en fondo (“*On Bottom Profile*”), el perfil de torque a medida que se corre la sarta (“*RIH Profile*”), torque subiendo (“*Tq Up*”), torque bajando (“*Tq Down*”) y el torque de conexión de la herramienta (“*MUT*”).

Figura 58

Perfil del torque Shaybah-348 herramienta DragOn



En las siguientes tablas se presentan los datos reales, los datos obtenidos en DragOn y los datos obtenidos por el software comercial a profundidad del zapato, profundidad total y cuando se libera la sarta; la tabla 59 el peso subiendo y bajando, la tabla 62 el peso rotando y torque del peso rotando, la tabla 65 el peso subiendo rotando y el torque subiendo y la tabla 68 el peso bajando rotando y el torque bajando. También están las tablas que muestra el error relativo entre datos reales y DragOn, datos reales y el software comercial y DragOn comparado con el software comercial donde, la tabla 60 es el %error del peso subiendo, la tabla 61 es el %error del peso bajando, la tabla 63 es el %error del peso rotando, la tabla 64 el %error del torque, la tabla 66 el %error del peso subiendo rotando, la tabla 67 el %error del torque subiendo, la tabla 69 el %error del peso bajando rotando y la tabla 70 el % error del torque bajando.

Tabla 59

Comparativo peso subiendo y peso bajando Shaybah-348

	Peso Subiendo (klb)			Peso Bajando (klb)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	150	150	151	130	133	133
Prof. Total	210	196	201	140	131	134
Sarta Libre	145	135	135	130	130	130
ΔW	-65	-61	-66	-10	+1	+4

Tabla 60*Error relativo peso subiendo Shaybah-348*

% de error Peso Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.0	0.7	0.7
Prof. Total	6.7	4.3	2.5
Sarta Libre	6.9	6.9	0.0

Tabla 61*Error relativo peso bajando Shaybah-348*

% de error Peso Bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	2.3	2.3	0.0
Prof. Total	6.4	4.3	2.2
Sarta Libre	0.0	0.0	0.0

Tabla 62*Comparativo peso rotando y torque Shaybah-348*

	Peso Rotando (klb)			Torque (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	141	142	N/A	2.5	2.5
Prof. Total	N/A	169	169	N/A	8	8.4
Sarta Libre	N/A	133	133	N/A	0.5	0.6
ΔW	-	-36	-36	-	-7.5	-7.8

Tabla 63*Error relativo peso rotando Shaybah-348*

% de error Peso Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.7
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 64***Error relativo torque Shaybah-348*

% de error Torque			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	4.8
Sarta Libre	-	-	16.7

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 65***Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo Shaybah-348*

	Peso Subiendo Rotando (klb)			Torque Subiendo (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	146	146	N/A	2.2	2.2
Prof. Total	N/A	183	183	N/A	6.6	7.4
Sarta Libre	N/A	134	134	N/A	0.4	0.5
ΔW	-	-49	-49	-	-6.2	-6.9

Tabla 66*Error relativo peso subiendo rotando Shaybah-348*

% de error Peso Subiendo Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 67***Error relativo torque subiendo Shaybah-348*

% de error Torque Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	10.8
Sarta Libre	-	-	20.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 68***Comparativo peso bajando rotando y torque bajando Shaybah-348*

Peso Bajando Rotando (klb)				Torque Bajando (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	138	138	N/A	2.1	2.2
Prof. Total	N/A	153	154	N/A	7.8	7.7
Sarta Libre	N/A	131	131	N/A	0.4	0.5
ΔW	-	-22	-23	-	-7.4	-7.2

Tabla 69*Error relativo peso bajando rotando Shaybah-348*

% de error Peso Bajando Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	0.6
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 70***Error relativo torque bajando Shaybah-348*

% de error Torque Bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	4.5
Prof. Total	-	-	1.3
Sarta Libre	-	-	20.0

Nota. No se compara con datos reales.

La gráfica muestra el SOW y SOW Rot para sentar el empaque a profundidad del tope del liner, se puede ver que si no se rota no se puede aplicar el suficiente peso para asentar el empaque (Figura 59). La tabla 71 presenta los resultados obtenidos de peso para sentar el empaque y el torque para la herramienta DragOn y el software comercial, la tabla 72 el %error del peso para sentar el empaque y la tabla 73 el %error para el torque para sentar el empaque.

Figura 59

Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Shaybah-348 herramienta DragOn

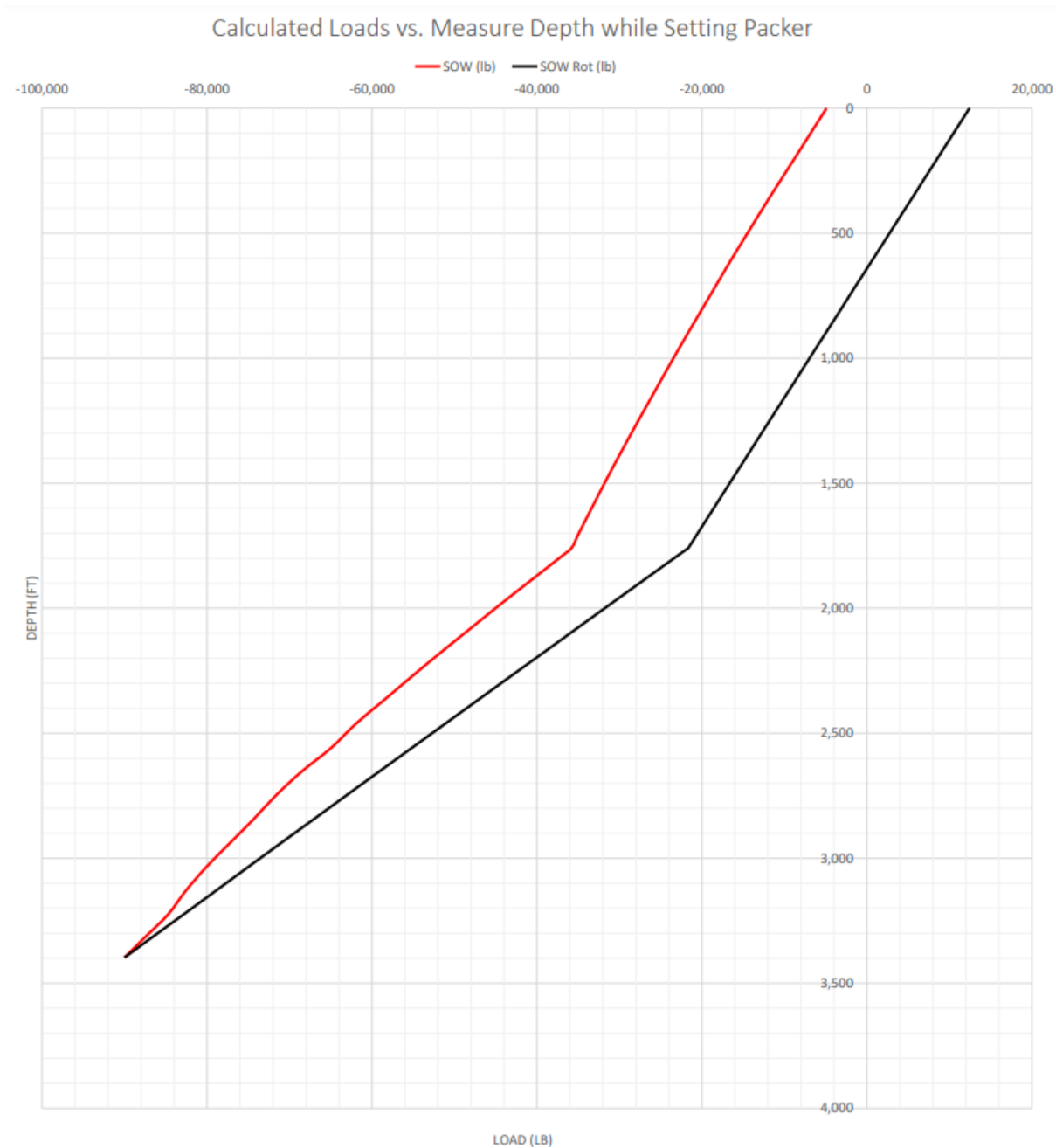


Tabla 71

Comparativo peso y torque para sentar el empaque Shaybha-348

Peso para sentar empaque rotando (klb)		Torque Bajando (klb-pie)	
	DragOn	Comercial	
Sarta Libre	90.4	90.4	2.7
			2

Tabla 72

Error relativo peso para sentar el empaque Shaybah-348

% de error Asentamiento del empaque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	0.0

Tabla 73

Error relativo torque para sentar el empaque Shaybah-348

% de error Torque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	35.0

La figura 60 muestra la máxima tensión (“Max Pull”) y el valor de sobretensión (“Over Pull”), que se puede aplicar a cada profundidad. La tabla 74 muestra la profundidad, máxima tensión y sobretensión de la unión más débil de la sarta arrojada por DragOn.

Figura 60

Tensión máxima y sobre tensión Shaybah-348 herramienta DragOn

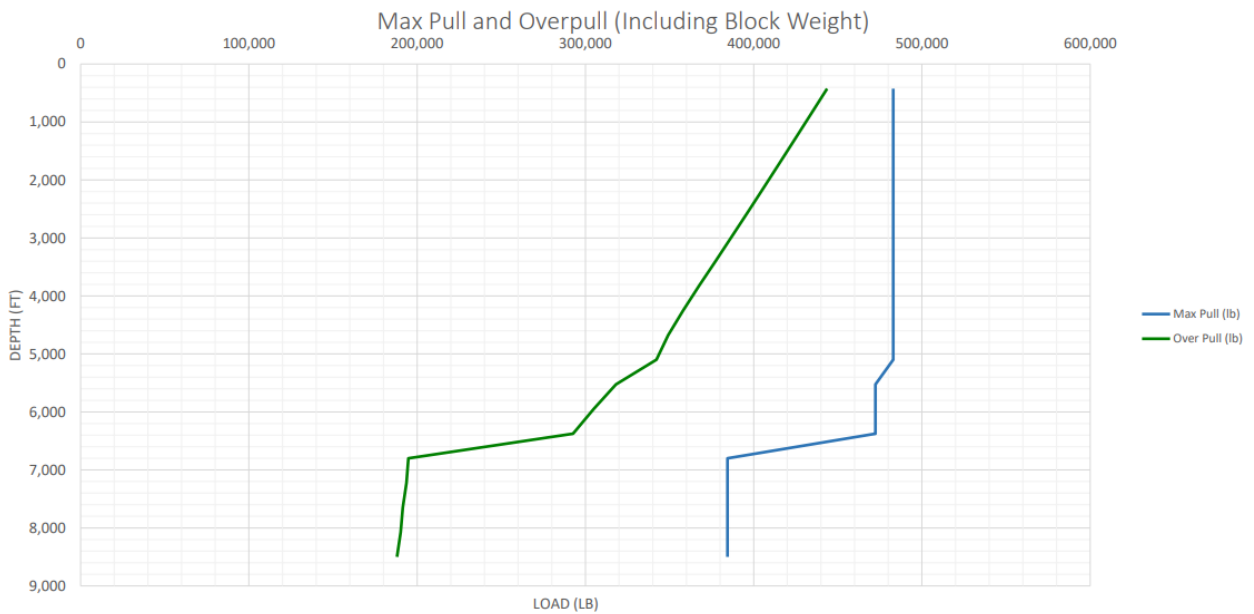


Tabla 74

Unión más débil después de liberar la herramienta de corrida Shaybah-348

Máxima tensión después de liberar la herramienta de corrida			
Profundidad (pie)	Máxima tensión (klb)	Sobretensión (klb)	Unión débil
3,397	388	253	5" Drill Pipe
			19.5 #/pie G-105

6.5 Campo Berri, Saudí Arabia, pozo Berri-210

El pozo offshore Berri-210 es un pozo con una profundidad total de 9,585 pies, en el cual se corrió un liner de 4 1/2", es un pozo cementado fuera de fondo, para el cual el análisis de torque y arrastre mostro que era posible llegar a fondo con suficiente peso y el empaque podía ser puesto con el peso necesario de 60000 lbs.

Este pozo al igual que el anterior también corría un colgador de liner con cuñas expuestas lo que impedía bajar el liner rotando, por esto era necesario realizar el análisis y conocer que le trabajo se podía realizar sin rotar, cosa que el software mostró y se realizó el trabajo.

La tabla 75 muestra el estado mecánico del pozo, la tabla 76 la sarta que fue corrida en el pozo, la tabla 77 los factores de fricción, la figura 61 el esquema de la trayectoria del pozo y la figura 62 los parámetros operacionales.

Tabla 75

Estado mecánico Berri-210

Estado Mecánico	
Descripción	Longitud (ft)
7" Casing, 35#/ft, 55 ksi	6,802
5-7/8" Hueco abierto	2,795

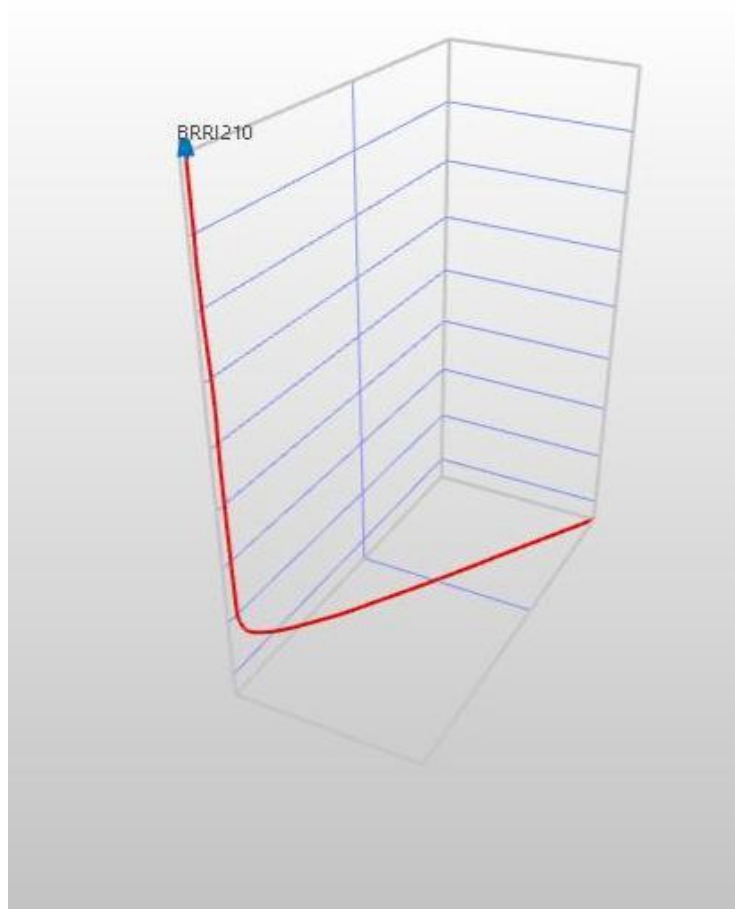
Tabla 76

Sarta para correr el liner Berri-210

Sarta Corrida	
Descripción	Longitud (ft)
4" Drill Pipe, 14#/ft, G-105, XT39	5,177
4" Heavy Weight Drill Pipe, 28.4#/ft, HW-55 XT39	1,391
4-1/2" Liner, 12.6 #/ft, L-80, New Vam	3,028

Tabla 77*Factores de fricción Berri-210*

Factores de fricción	
Sección	Valor
Hueco entubado	0.18
Hueco abierto	0.22

Figura 61*Esquema de la trayectoria del pozo Berri-210*

Nota. La imagen es realizada con el software comercial [Imagen].

Figura 62

Parámetros del pozo Berri-210 herramienta DragOn

Torque and Drag Operational Parameters - Dragon TnD

Case Operational Details

Mud Weight (ppf3)

Run Depth (ft)

Block Weight (lb)

String Safety Factors

Liner Tensile (%):

Drill String (%):

Float-In Liner ☐

Swivel for ERW ☐

Friction Factors

☒ Well Section

☐ Detailed FF

Cased Hole:

Open Hole:

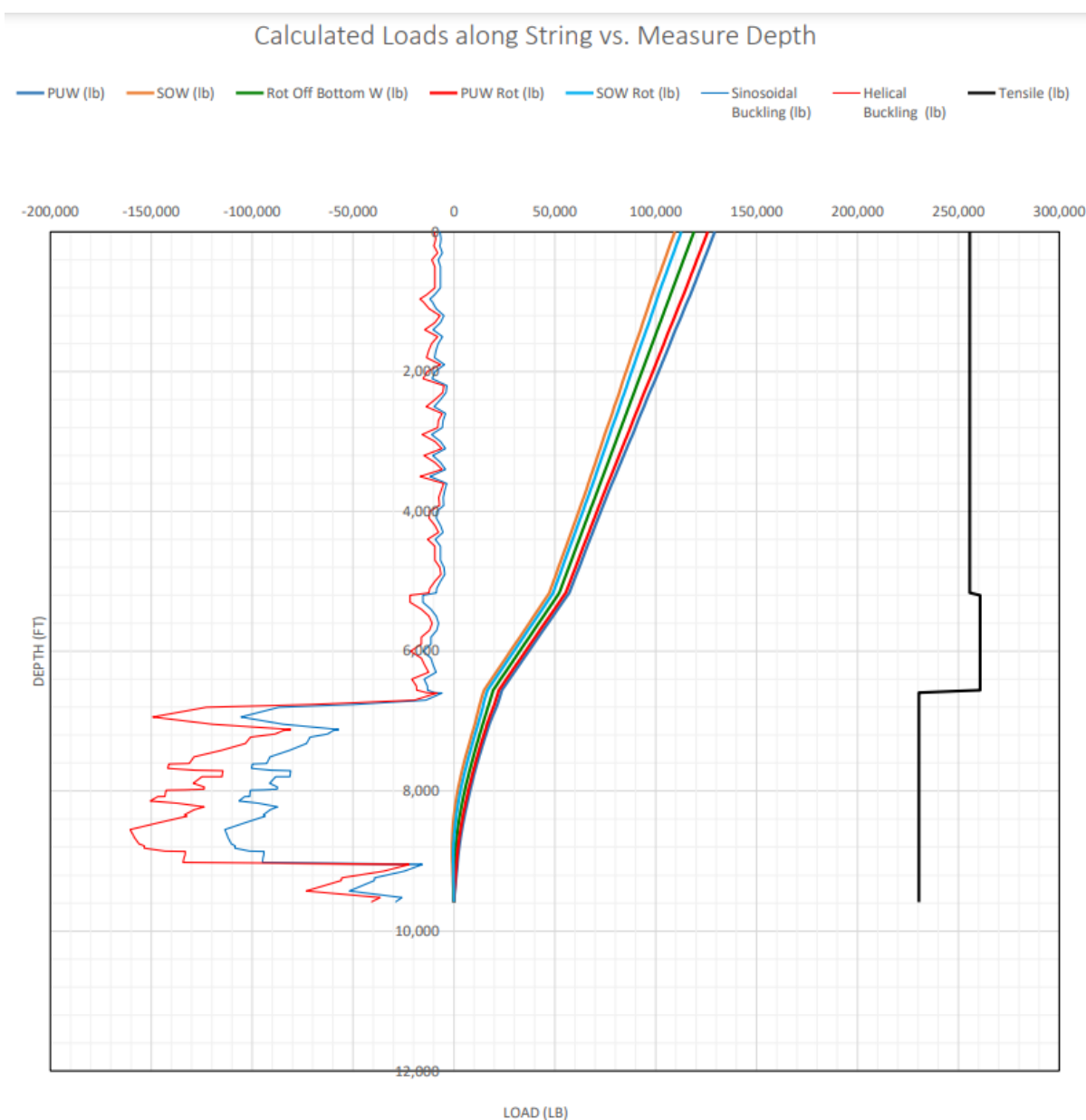
	Run in Hole	Pull of Hole	☒ Liner Top Packer
RPM	30	30	20
Axial Velocity (ft/m)	30.0	30.0	1.0
Shoe Drag Force (lb)	0.0	0.0	60,000.0

Setting Force (lb)

A continuación, se muestra el peso subiendo sin rotar (“PUW”), el peso bajando sin rotar (SOW), el peso rotando (Rot Off Bottom W), el peso subiendo y rotando (PUW Rot), el peso bajando y rotando (SOW Rot), el pandeo sinusoidal y helicoidal y el límite de tensión de la tubería a esa profundidad, para el pozo Berri-210 (Figura 63).

Figura 63

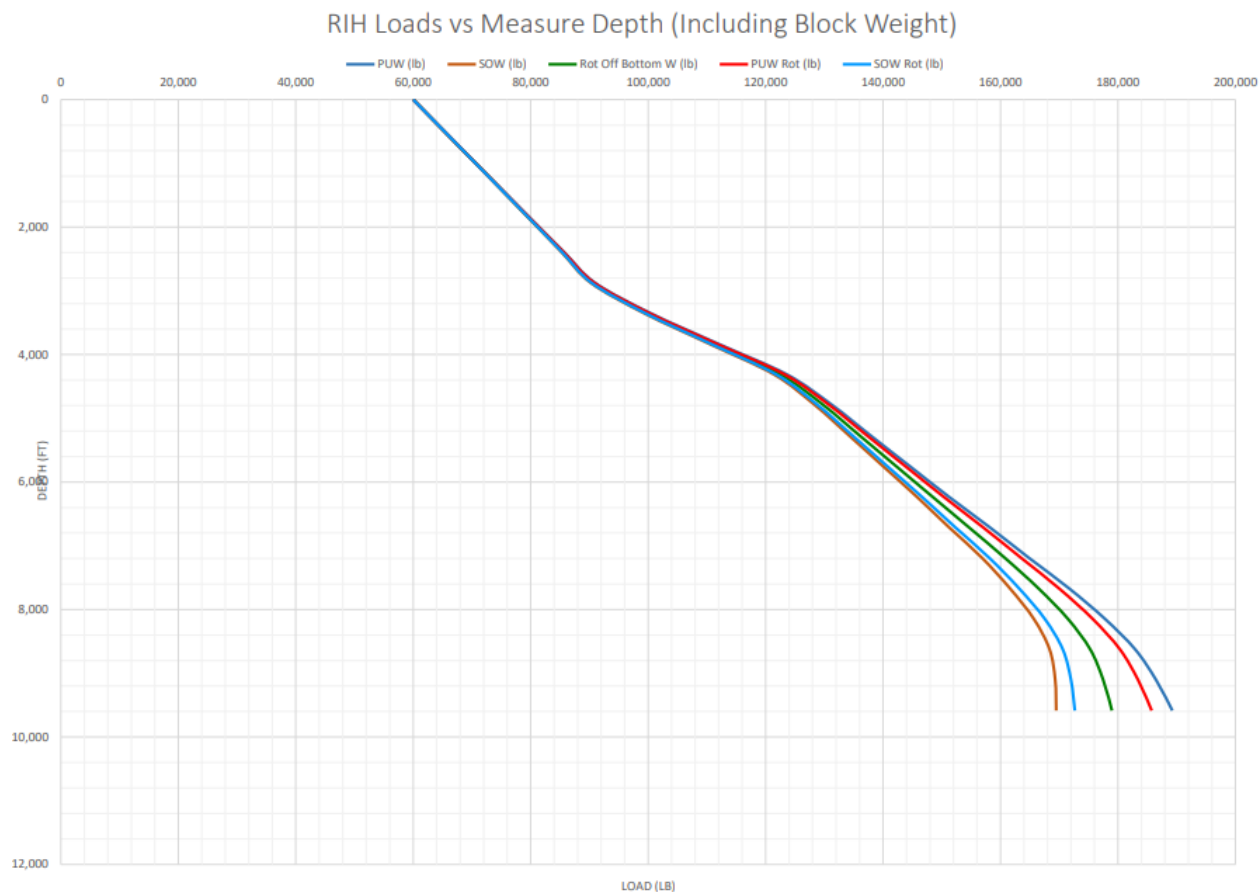
Cargas en la sarta con la profundidad medida Berri-210 herramienta DragOn



La figura 64 muestra el PUW, SOW, Rot Off Bottom W, PUW Rot y SOW Rot de la sarta a medida que es corrida en el pozo Berri-210.

Figura 64

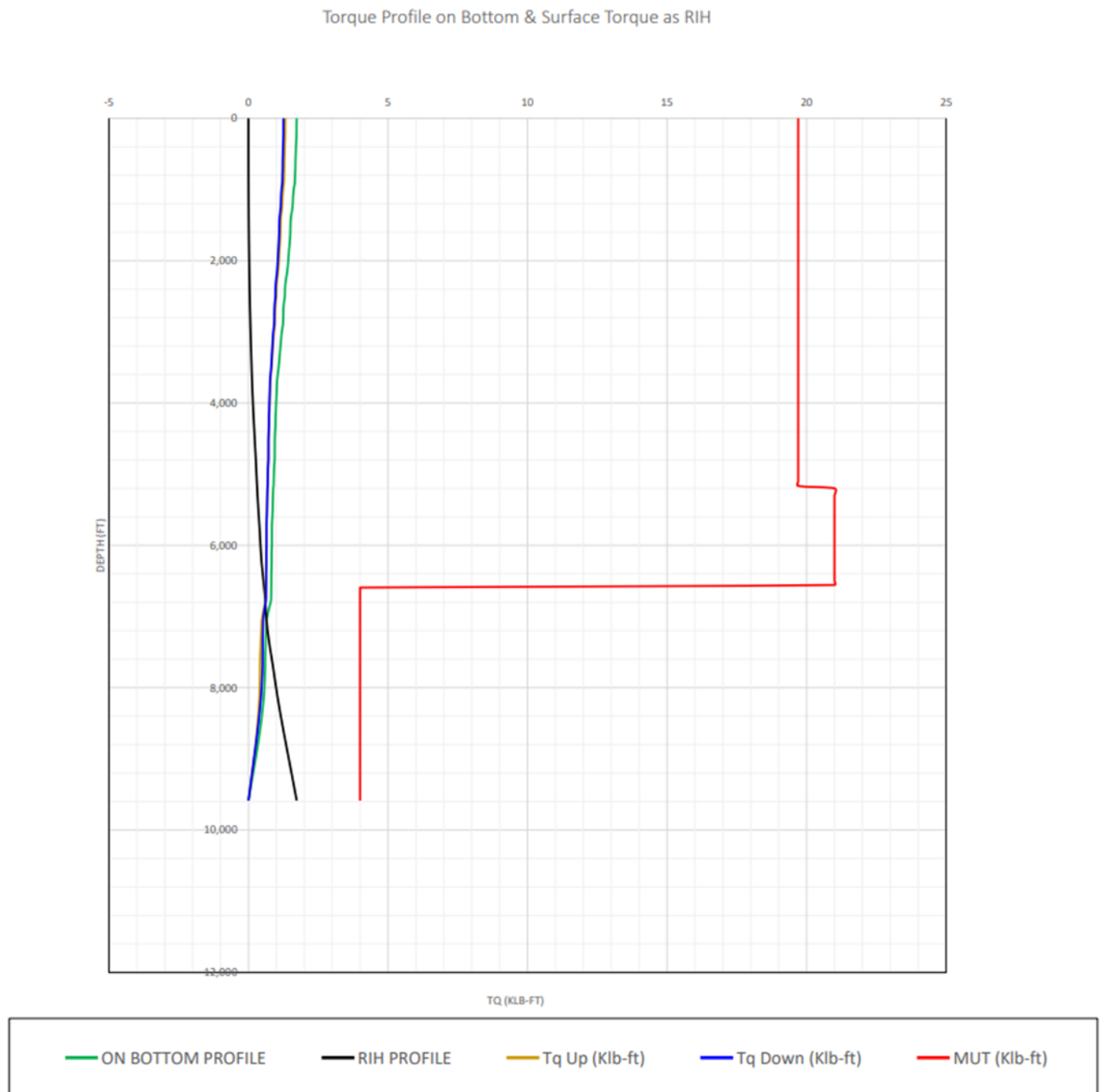
Cargas durante la corrida Berri-210 herramienta DragOn



La figura 65 para el caso de Berri-210 muestra el perfil del torque en fondo (“*On Bottom Profile*”), el perfil de torque a medida que se corre la sarta (“*RIH Profile*”), torque subiendo (“*Tq Up*”), torque bajando (“*Tq Down*”) y el torque de conexión de la herramienta (“*MUT*”).

Figura 65

Perfil del torque Berri-210 herramienta DragOn



En las siguientes tablas se presentan los datos reales, los datos obtenidos en DragOn y los datos obtenidos por el software comercial a profundidad del zapato, profundidad total y cuando se libera la sarta; la tabla 78 el peso subiendo y bajando, la tabla 81 el peso rotando y torque del peso rotando, la tabla 84 el peso subiendo rotando y el torque subiendo y la tabla 87 el peso bajando rotando y el torque bajando. También están las tablas que muestra el error relativo entre datos reales y DragOn, datos reales y el software comercial y DragOn comparado con el software comercial donde, la tabla 79 es el %error del peso subiendo, la tabla 80 es el %error del peso bajando, la tabla 82 es el %error del peso rotando, la tabla 83 el %error del torque, la tabla 85 el %error del peso subiendo rotando, la tabla 86 el %error del torque subiendo, la tabla 88 el %error del peso bajando rotando y la tabla 89 el % error del torque bajando.

Tabla 78

Comparativo peso subiendo y bajando Berri-210

	Peso Subiendo (klb)			Peso Bajando (klb)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	160	159	159	150	152	152
Prof. Total	190	189	190	175	169	169
Sarta Libre	165	164	164	160	156	156
ΔW	-25	-25	-26	-15	-13	-13

Tabla 79*Error relativo peso subiendo Berri-210*

% de error Peso Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	0.6	0.6	0.0
Prof. Total	0.5	0.0	0.5
Sarta Libre	0.6	0.6	0.0

Tabla 80*Error relativo peso bajando Berri-210*

% de error Peso bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	1.3	1.3	0.0
Prof. Total	3.4	3.4	0.0
Sarta Libre	2.5	2.5	0.0

Tabla 81*Comparativo peso rotando y torque Berri-210*

	Peso Rotando (klb)			Torque (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	156	156	N/A	0.6	0.6
Prof. Total	N/A	179	179	N/A	1.7	1.8
Sarta Libre	N/A	160	160	N/A	0.7	0.7
ΔW	-	19	19	-	1	1.1

Tabla 82*Error relativo peso rotando Berri-210*

% de error Peso Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 83***Error relativo torque Berri-210*

% de error Torque			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	5.6
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 84***Comparativo peso subiendo rotando y torque subiendo Berri-210*

	Peso Subiendo Rotando (klb)			Torque Subiendo (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	158	158	N/A	0.4	0.5
Prof. Total	N/A	186	185	N/A	1.3	1.4
Sarta Libre	N/A	162	162	N/A	0.5	0.5
ΔW	-	-24	-23	-	-0.8	-0.9

Tabla 85*Error relativo peso subiendo bajando Berri-210*

% de error Peso Subiendo Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	0.5
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 86***Error relativo torque subiendo Berri-210*

% de error Torque Subiendo			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	20.0
Prof. Total	-	-	7.1
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 87***Comparativo peso bajando rotando y torque bajando Berri-210*

	Peso Bajando Rotando (klb)			Torque Bajando (klb-pie)		
	Real	DragOn	Comercial	Real	DragOn	Comercial
Zapato	N/A	154	154	N/A	0.4	0.5
Prof. Total	N/A	173	173	N/A	1.3	1.4
Sarta Libre	N/A	157	157	N/A	0.5	0.5
ΔW	-	-16	-16	-	-0.8	-0.9

Tabla 88*Error relativo peso bajando rotando Berri-210*

% de error Peso Bajando Rotando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	0.0
Prof. Total	-	-	0.0
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.**Tabla 89***Error relativo torque bajando*

% de error Torque Bajando			
	Real vs DragOn	Real vs Comercial	DragOn vs Comercial
Zapato	-	-	20.0
Prof. Total	-	-	7.1
Sarta Libre	-	-	0.0

Nota. No se compara con datos reales.

La gráfica muestra el SOW y SOW Rot para sentar el empaque a profundidad del tope del liner, se puede ver que si no se rota no se puede aplicar el suficiente peso para asentar el empaque (Figura 66). La tabla 90 presenta los resultados obtenidos de peso para sentar el empaque y el torque para la herramienta DragOn y el software comercial, la tabla 91 el %error del peso para sentar el empaque y la tabla 92 el %error para el torque para sentar el empaque.

Figura 66

Cargas a profundidad medida para asentar el empaque Berri-210 herramienta DragOn

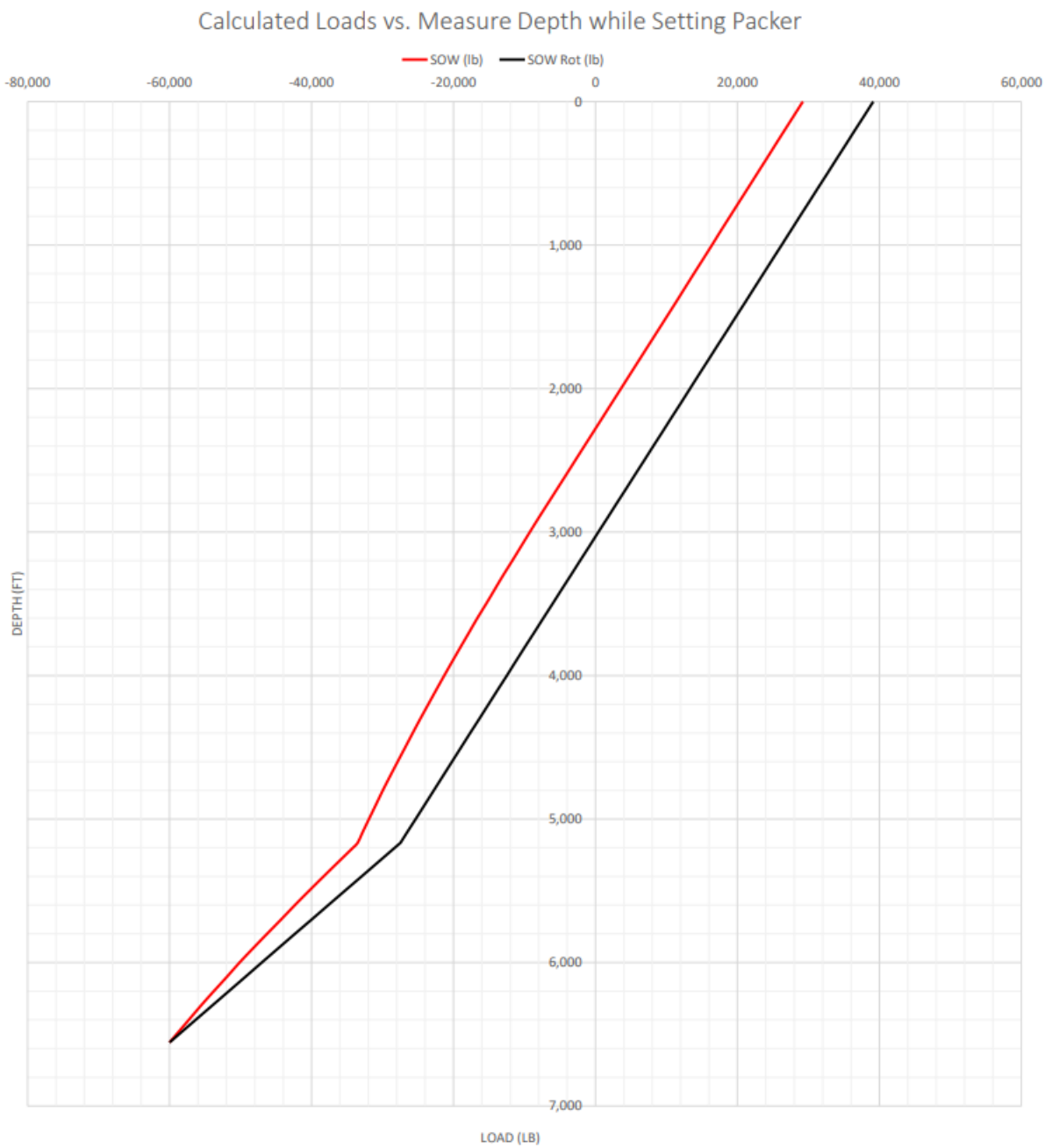


Tabla 90*Comparativo peso y torque para sentar el empaque Berri-210*

Peso para sentar empaque rotando (klb)		Torque Bajando (klb-pie)	
DragOn	Comercial	DragOn	Comercial
Sarta Libre	60	60	1.3
		1.3	1.3

Tabla 91*Error relativo peso para asentar el empaque Berri-210*

% de error Asentamiento del empaque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	0.0

Tabla 92*Error relativo torque para asentar el empaque Berri-210*

% de error Torque	
DragOn vs Comercial	
Sarta Libre	0.0

La figura 67 muestra la máxima tensión (“Max Pull”) y el valor de sobretensión (“Over Pull”), que se puede aplicar a cada profundidad. La tabla 93 muestra la profundidad, máxima tensión y sobretensión de la unión más débil de la sarta arrojada por DragOn.

Figura 67

Tensión máxima y sobre tensión Berri-210 herramienta DragOn

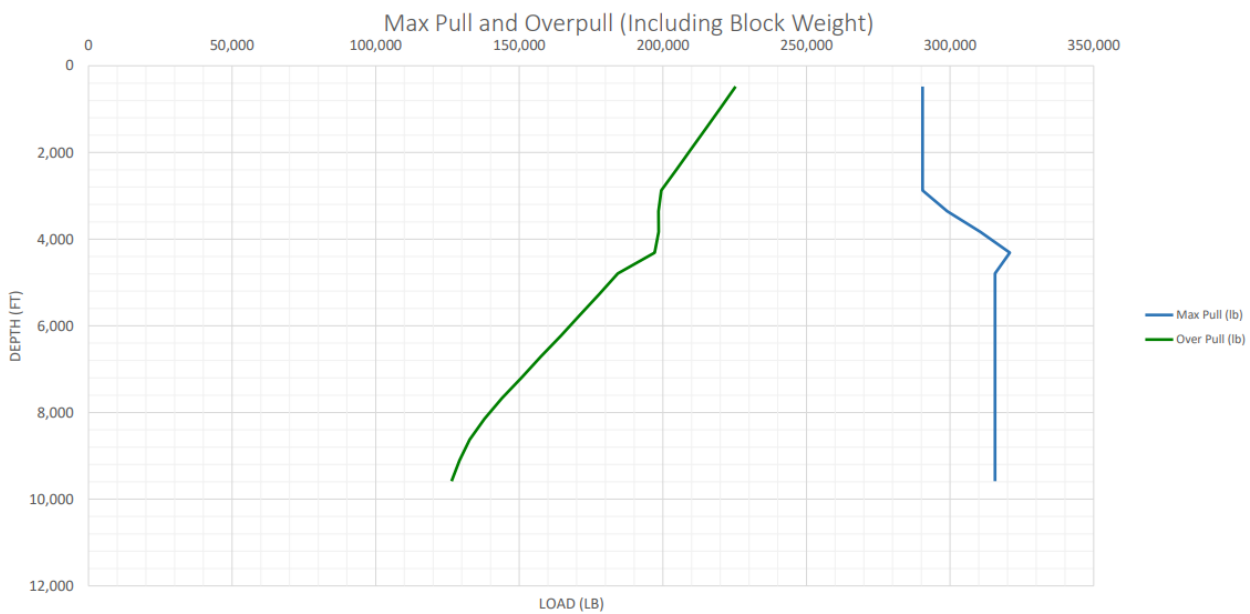


Tabla 93

Unión más débil después de liberar la herramienta Berri-210

Máxima tensión después de liberar la herramienta de corrida			
Profundidad (pie)	Máxima tensión (klb)	Sobretensión (klb)	Unión débil
6,557	317	153	4” Drill Pipe
			14.0 #/pie G-105

7. Conclusiones

Se desarrolló la herramienta software en Excel, con “Visual Basic”, llamada DragOn para determinar el torque y arrastre en operaciones de corrida de Liner Hanger.

Se presentan 5 casos de corrida de liner hanger, en los cuales usando la herramienta DragOn se analizaron los posibles problemas, para poder tomar acciones para prevenirlos durante la fase de planeación.

Se estimó el peso subiendo y bajando sin rotar, el peso rotando, el torque, el peso subiendo y bajando con rotaría, los torques subiendo y bajando y también las fuerzas de pandeo. Todo esto se presenta en gráficas para visualizar los datos y son presentados en tablas a distintas profundidades.

Se aplicó la herramienta a 5 diferentes casos direccionales, como pozos de alcance extendido, horizontales, verticales y tipo S, encontrando resultados realistas para cada configuración con errores muy bajos, mostrando que independiente de la configuración del pozo los resultados son confiables y la herramienta funciona.

Se validaron los resultados obtenidos por la herramienta con los datos reales durante los trabajos y con un software comercial desarrollado por una de las empresas de servicio líder en operaciones de liner hanger y creación de software de torque y arrastre, encontrando que para los pesos el % de error relativo más grande está en el pozo DMMM-110 en el valor del zapato del peso bajando rotando con un valor de 13.6% para DragOn comparado con el real y 11.8% para el software comercial con el real, esto corresponde a una error absoluto de 15 klb y 13 klb respectivamente, en el resto de casos la herramienta DragOn no arroja errores mayores al 7% del valor real, para el torque el error más alto estuvo en el pozo Harad-2361 en el valor del zapato rotando con 14.3%

para DragOn con el valor real y 28.6% para el software comercial con el valor real, con un error absoluto de 0.2 klb-pie y 0.4 klb-pie respectivamente.

La herramienta desarrollada a diferencia de los softwares comerciales tiene como valor agregado que calcula las diferentes etapas de la operación minimizando la necesidad de intervención del usuario, reduciendo drásticamente el tiempo requerido para generar un reporte de planeación o corrida.

8. Recomendaciones

Extender el alcance de la herramienta al modelo de sarta rígida (“Stiff -String”), modelo no considerado en el trabajo.

Añadir al modelo el uso de centralizadores en la sarta los centralizadores reducen el contacto con las paredes, por lo que su análisis puede llevar a otros resultados.

Configurar la herramienta para que se le pueda cambiar a varios idiomas y sea de más fácil acceso para los usuarios.

Agregar a la herramienta la creación del esquema del pozo y la sarta de trabajo para poder visualizar la trayectoria. Adicionar el módulo de visualización del perfil direccional del pozo.

Incorporar un módulo de hidráulica que permita calcular el torque y arrastre en combinación con circulación.

Programar la herramienta en otros lenguajes de programación como lo pueden ser Python, Java Script, etc.

Referencias Bibliográficas

- Tveitdal, T. (2011). Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model. University of Stavanger
- Mason, Colin J., and David C. -K. Chen. "Step Changes Needed To Modernize T&D Software." Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, February 2007.
- Johancsik, C.A., Friesen, D.B., and Rapier Dawson. "Torque and Drag in Directional Wells----- Prediction and Measurement." J Pet Technol 36 (1984): 987–992.
- Aston, -M.S., Hearn, P.J., and G. McGhee. "Techniques for Solving Torque and Drag Problems in Today's Drilling Environment." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1998.
- Mirhaj, S. A., Fazaelizadeh, M., Kaarstad, E., and B. S. Aadnoy. "New Aspects of Torque-and-Drag Modeling in Extended-Reach Wells." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 2010.
- Aadnoy, Bernt S., and Joannes Djurhuus. "Theory and Application of a New Generalized Model for Torque and Drag." Paper presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, August 2008.
- Zhang, Yuan, and Robello Samuel. "Engineers' Dilemma: When to Use Soft String and Stiff String Torque and Drag Models." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 2019.

- Mirhaj, S. A., Kaarstad, E., and B. S. Aadnøy. "Torque and Drag Modeling; Soft-string versus Stiff-string Models." Paper presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, January 2016.
- Gorokhova, Lidia, Parry, Andrew, and Nicolas Flamant. "Comparing Soft-String and Stiff-String Methods Used to Compute Casing Centralization." *SPE Drill & Compl* 29 (2014): 106–114.
- Adewuya, Opeyemi A., and Son V. Pham. "A Robust Torque and Drag Analysis Approach for Well Planning and Drillstring Design." Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, March 1998.
- Egorenkov, M. *Some aspects of Casing / Liner flotation*. LinkedIn <https://www.linkedin.com/pulse/some-aspects-casing-liner-flotation-michael-egorenkov/>, December 2016.
- Maurer Engineering INC. (1977). *DDRAG TORQUE AND DRAG MODEL DDRAG USER'S MANUAL*.
- Texas A&M University. (2024, 03 17). *PETE 411 Well Drilling Lesson 36 Torque and Drag Calculations*. Retrieved from PETE 411 Well Drilling: <https://www.slideserve.com/joyce/pete-411-well-drilling>

Apéndices

Apéndice A. Reporte generado por DragOn, pozo DMMM-110

Figura A 1

Cargas y torques a profundidades críticas DMMM-110

Running Liner parameters (Including Block Weight of 55,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Casing Shoe @ 18,600. ft	270,960	Locked	152,325	14,341	211,034	15,277	94,573	14,996
Final Depth @ 22,785. ft	350,327	Locked	157,651	19,691	249,420	24,077	67,984	23,352
Parameters After Setting Tool Released (Including Block Weight of 55,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Setting Tool @ 18,255. ft	268,114	Locked	152,087	19,790	193,235	18,630	110,670	18,770
String Weight Loss:	82,213	Locked	5,564	-99	56,185	5,447	-42,686	4,582

Figura A 2

Cargas y torques a medida que se corre el liner con unión giratoria DMMM-110

Running Liner parameters (Including Block Weight of 55,000 lb).								
Depth (ft)	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	SOW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	Tq Down (Lb-ft)
1,139.3	79,823.3	79,338.7	79,579.8	0.0	79,823.3	79,338.7	0.0	0.0
2,278.5	105,234.8	101,463.5	103,322.8	0.0	105,234.8	101,463.5	0.0	0.0
3,417.8	129,241.9	118,861.0	123,932.0	0.0	129,241.9	118,861.0	0.0	0.0
4,557.0	151,399.0	131,170.3	140,721.5	0.0	151,399.0	131,170.3	0.0	0.0
5,696.3	163,969.9	131,346.9	147,148.4	569.0	162,343.0	132,383.5	610.8	402.9
6,835.5	170,530.0	124,783.5	147,731.6	1,142.1	166,726.0	126,389.9	1,389.9	615.6
7,974.8	177,246.6	117,319.4	148,120.6	1,486.0	171,808.9	120,107.3	1,940.0	1,074.7
9,114.0	184,321.7	109,716.1	148,472.4	2,388.1	175,942.6	115,733.5	2,869.8	2,250.4
10,253.3	191,554.9	101,358.3	148,542.9	3,701.8	181,026.1	114,203.3	3,547.8	4,262.9
11,392.5	199,646.4	92,519.1	148,476.9	5,164.7	184,222.0	111,067.7	4,943.5	5,738.2
12,531.8	208,605.4	83,071.3	148,446.5	6,626.8	187,643.2	107,999.5	6,393.3	7,223.8
13,671.0	218,036.9	72,817.0	148,455.9	8,087.6	190,997.0	104,649.0	7,907.4	8,717.1
14,810.3	228,275.9	62,069.6	148,579.9	9,545.7	194,411.5	101,270.0	9,528.0	10,194.3
15,949.5	240,578.5	Locked	149,671.0	10,983.8	199,266.5	99,254.7	11,196.4	11,630.1
17,088.8	253,567.4	Locked	150,805.1	12,423.3	204,323.2	97,326.7	12,934.1	13,069.0
18,228.0	266,719.1	Locked	151,982.4	13,868.8	209,403.9	95,307.0	14,704.9	14,504.0
19,367.3	284,870.3	Locked	153,309.1	15,317.1	217,882.4	90,194.3	16,839.5	16,286.3
20,506.5	306,515.2	Locked	154,932.8	16,777.1	228,342.8	83,828.0	19,257.9	18,200.7
21,645.8	328,040.5	Locked	156,359.1	18,234.4	238,756.4	76,335.8	21,653.6	20,558.8
22,785.0	350,327.0	Locked	157,650.9	19,691.1	249,420.2	67,983.9	24,077.3	23,352.2

Figura A 3

Cargas y torques a medida que se corre el liner sin unión giratoria DMMM-110

Running Liner parameters (Including Block Weight of 55,000 lb).								
Depth (ft)	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	SOW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	Tq Down (Lb-ft)
1,139.3	79,823.3	79,338.7	79,579.8	70.7	79,671.8	79,501.6	65.5	65.2
2,278.5	105,234.8	101,463.5	103,322.8	550.0	104,040.7	102,639.9	511.7	506.5
3,417.8	129,241.9	118,861.0	123,932.0	1,509.6	125,908.7	122,026.7	1,408.8	1,386.4
4,557.0	151,399.0	131,170.3	140,721.5	2,920.1	144,625.4	136,992.7	2,760.5	2,648.3
5,696.3	163,939.5	131,365.6	147,148.4	4,485.3	153,520.8	140,981.8	4,167.8	4,104.9
6,835.5	170,475.0	124,794.3	147,731.6	6,093.2	156,496.8	139,100.6	5,570.7	5,693.7
7,974.8	177,261.1	117,320.2	148,120.6	7,817.2	159,371.3	136,885.4	7,108.6	7,368.3
9,114.0	184,321.7	109,716.1	148,472.4	9,413.1	162,412.1	134,375.8	8,549.2	8,869.3
10,253.3	191,560.8	101,365.1	148,542.9	10,910.0	165,255.5	131,323.1	9,970.5	10,226.5
11,392.5	199,643.2	92,515.8	148,476.9	12,369.1	168,113.7	128,143.8	11,292.8	11,625.4
12,531.8	208,544.6	83,067.3	148,446.5	13,827.4	171,014.2	124,962.8	12,617.7	13,040.6
13,671.0	218,020.7	72,799.9	148,455.9	15,292.9	173,971.2	121,794.7	13,964.3	14,481.3
14,810.3	228,277.9	62,119.9	148,579.9	16,747.9	177,109.1	118,758.2	15,314.2	15,915.0
15,949.5	240,566.5	Locked	149,671.0	18,191.6	181,313.3	116,792.9	16,734.8	17,303.2
17,088.8	253,560.0	Locked	150,805.1	19,630.4	185,774.2	114,876.3	18,238.7	18,676.0
18,228.0	266,730.6	Locked	151,982.4	21,079.6	190,470.8	113,011.0	19,839.3	20,060.2
19,367.3	284,860.3	Locked	153,309.1	23,243.1	196,597.6	110,361.3	22,248.1	22,147.8
20,506.5	306,481.9	Locked	154,932.8	25,763.4	203,877.4	107,365.5	25,154.2	24,596.6
21,645.8	328,067.9	Locked	156,359.1	28,302.5	211,023.8	104,092.5	28,123.3	27,087.1
22,785.0	350,265.5	Locked	157,650.9	30,841.1	218,109.3	100,579.3	31,121.7	29,603.4

Figura A 4

Asentamiento del empaque DMMM-110

Setting Liner Top Packer with 50,000 lb of slack off weight, including Block Weight					
	Non Rotation	Rotating Only	Torque Rot Only	RIH Rot	RIH Torque
	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq (Lb-ft)
Initial:	Locked	152,087	19,790	123,523	19,423
After Setting Packer:	Locked	102,087	22,555	59,123	29,179
Delta:	Locked	-50,000	2,765	-64,400	9,756

STRING WILL LOCK UP IN SLACK OFF WITH NO ROTARY WHILE SETTING PACKER

Figura A 5*Máxima tensión y sobre tensión DMMM-110*

MAX PULL RUNNING LINER (w/ Block Weight of 55,000 lb).			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
1,139	538,144	458,321	7 Liner 26.0 lb/ft
2,279	538,144	432,909	7 Liner 26.0 lb/ft
3,418	538,144	408,902	7 Liner 26.0 lb/ft
4,557	335,639	184,240	Running Tool
5,696	363,913	199,943	Running Tool
6,836	391,888	221,358	Running Tool
7,975	415,737	238,490	Running Tool
9,114	437,688	253,366	Running Tool
10,253	447,253	255,698	Running Tool
11,393	455,371	255,725	Running Tool
12,532	464,197	255,592	Running Tool
13,671	473,472	255,435	Running Tool
14,810	483,761	255,485	Running Tool
15,950	494,846	254,267	Running Tool
17,089	500,511	246,944	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
18,228	500,511	233,792	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
19,367	500,511	215,641	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
20,507	500,511	193,996	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
21,646	500,511	172,471	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
22,785	500,511	150,184	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
MAX PULL AFTER RELEASE RUNNING TOOL			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
18,255	500,511	232,397	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105

Apéndice B. Reporte generado por DragOn, pozo Zuluf-2101**Figura B 1***Cargas y torques a profundidades críticas Zuluf-2101*

Running Liner parameters (Including Block Weight of 88,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Casing Shoe @ 12,501. ft	250,606	195,096	222,180	5,557	239,222	4,549	205,226	4,244
Final Depth @ 16,420. ft	310,637	204,440	257,524	10,971	288,713	8,828	225,875	8,930
Parameters After Setting Tool Released (Including Block Weight of 88,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Setting Tool @ 12,194. ft	300,333	214,992	256,713	9,173	281,981	7,523	231,933	7,374
String Weight Loss:	10,304	-10,552	811	1,798	6,732	1,305	-6,058	1,557

Figura B 2*Cargas y torques a medida que se corre el liner Zuluf-2101*

Depth (ft)	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	SOW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	Tq Down (Lb-ft)
821.0	96,726.2	96,551.5	96,638.2	16.4	96,694.9	96,582.0	12.6	12.5
1,642.0	105,512.9	104,630.4	105,066.7	82.9	105,354.0	104,783.7	63.7	62.7
2,463.0	114,258.6	111,942.0	113,076.1	217.3	113,833.9	112,338.0	168.0	163.6
3,284.0	122,590.5	118,465.2	120,473.8	386.7	121,827.3	119,164.0	300.0	290.4
4,105.0	130,778.7	124,309.0	127,385.6	604.0	129,532.0	125,367.3	475.8	447.4
4,926.0	140,760.7	131,075.3	135,610.0	891.1	138,901.8	132,573.1	702.6	648.7
5,747.0	151,268.9	138,152.9	144,218.5	1,174.2	148,764.7	140,093.1	922.8	842.2
6,568.0	160,586.1	143,971.1	151,648.6	1,478.2	157,443.8	146,411.0	1,156.7	1,056.0
7,389.0	168,126.1	148,192.6	157,525.3	1,766.0	164,461.1	151,185.9	1,366.0	1,269.8
8,210.0	180,916.0	156,590.3	168,157.6	2,197.9	176,440.4	160,463.0	1,705.5	1,607.3
9,031.0	192,367.5	164,176.6	177,805.9	2,674.3	187,024.5	169,010.6	2,113.7	2,002.2
9,852.0	204,170.2	170,956.1	187,110.5	3,240.6	197,708.9	176,797.2	2,598.4	2,449.6
10,673.0	215,433.7	176,384.4	195,653.7	3,858.3	207,763.3	183,527.1	3,120.1	2,939.1
11,494.0	226,459.3	180,745.3	203,292.2	4,509.4	217,382.3	189,147.0	3,662.6	3,446.5
12,315.0	242,774.7	189,805.8	215,768.0	5,274.7	232,047.9	199,494.3	4,297.1	4,029.3
13,136.0	274,850.8	213,686.6	243,639.2	6,187.1	262,152.0	225,039.1	5,080.8	4,749.0
13,957.0	295,824.5	225,652.5	260,277.1	7,105.2	281,283.0	238,922.6	5,807.9	5,535.0
14,778.0	310,353.4	215,373.3	260,963.2	9,898.2	289,771.0	233,063.9	8,210.0	7,687.8
15,599.0	304,283.6	212,643.9	259,135.7	9,412.2	286,219.8	231,210.1	7,439.8	7,670.2
16,420.0	310,637.4	204,439.8	257,523.8	10,971.3	288,713.3	225,875.1	8,827.6	8,930.3

Figura B 3*Asentamiento del empaque Zuluf-2101*

Setting Liner Top Packer with 60,000 lb of slack off weight, including Block Weight					
	Non Rotation	Rotating Only	Torque Rot Only	RIH Rot	RIH Torque
	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq (Lb-ft)
Initial:	214,992	256,713	9,173	255,153	9,163
After Setting Packer:	Locked	196,713	16,442	193,236	16,668
Delta:		-60,000	7,269	-61,917	7,505

STRING WILL LOCK UP IN SLACK OFF WITH NO ROTARY WHILE SETTING PACKER

Figura B 4*Máxima tensión y sobre tensión Zuluf-2101*

MAX PULL RUNNING LINER (w/ Block Weight of 88,000 lb).			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
821	318,429	221,703	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
1,642	318,429	212,916	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
2,463	318,429	204,170	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
3,284	318,429	195,838	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
4,105	318,429	187,650	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
4,926	328,520	187,759	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
5,747	341,111	189,842	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
6,568	343,681	183,095	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
7,389	346,549	178,423	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
8,210	358,826	177,910	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
9,031	380,976	188,608	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
9,852	399,090	194,920	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
10,673	418,811	203,377	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
11,494	436,318	209,859	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
12,315	457,732	214,957	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
13,136	493,076	218,225	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
13,957	514,411	218,587	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
14,778	529,610	219,256	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
15,599	524,175	219,891	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
16,420	531,353	220,716	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
MAX PULL AFTER RELEASE RUNNING TOOL			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
12,194	536,312	235,979	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105

Apéndice C. Reporte generado por DragOn, pozo Harad-2361**Figura C 1***Cargas y torques a profundidades críticas Harad-2361*

Running Liner parameters (Including Block Weight of 50,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Casing Shoe @ 12,035. ft	279,393	264,305	271,604	1,642	276,154	1,354	267,264	1,302
Final Depth @ 13,943. ft	326,213	297,779	310,993	2,966	320,005	2,470	302,806	2,270
Parameters After Setting Tool Released (Including Block Weight of 50,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Setting Tool @ 11,518. ft	291,415	276,469	283,754	1,683	288,140	1,397	279,532	1,355
String Weight Loss:	34,798	21,310	27,238	1,282	31,866	1,074	23,274	914

Figura C 2*Cargas y torques a medida que se corre el liner harad-2361*

Depth (ft)	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	SOW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	Tq Down (Lb-ft)
697.2	58,411.1	58,387.2	58,399.1	2.2	58,406.8	58,392.4	1.7	1.7
1,394.3	66,862.7	66,734.0	66,798.2	12.1	66,839.9	66,758.9	9.2	9.2
2,091.5	75,357.3	75,037.1	75,196.5	30.1	75,300.3	75,096.7	23.0	22.9
2,788.6	83,941.2	83,361.4	83,649.7	52.9	83,841.1	83,464.1	40.0	39.7
3,485.8	92,589.4	91,724.5	92,154.1	76.6	92,444.6	91,871.5	57.2	56.7
4,182.9	107,454.3	106,224.7	106,834.8	106.3	107,253.4	106,428.3	78.7	77.9
4,880.1	122,870.6	121,011.5	121,932.9	171.3	122,546.4	121,338.5	130.6	129.0
5,577.2	137,832.6	135,608.1	136,710.8	222.7	137,410.9	136,031.8	175.6	173.5
6,274.4	152,954.6	150,049.8	151,488.4	306.9	152,372.2	150,629.9	246.8	243.8
6,971.5	168,107.2	164,462.5	166,266.2	395.7	167,355.2	165,207.8	321.4	317.2
7,668.7	183,322.9	178,812.9	181,042.4	501.7	182,367.2	179,751.8	411.1	405.5
8,365.8	198,574.6	193,125.9	195,816.6	602.3	197,425.8	194,251.1	492.7	485.3
9,063.0	213,940.0	207,329.7	210,588.9	732.2	212,539.8	208,691.4	600.0	589.9
9,760.1	229,356.5	221,483.1	225,358.6	872.5	227,684.0	223,102.7	715.8	702.3
10,457.3	244,798.8	235,595.7	240,119.5	1,024.5	242,830.4	237,487.0	842.5	825.4
11,154.4	260,295.4	248,959.9	254,506.8	1,244.0	257,888.7	251,248.2	1,021.2	994.7
11,851.6	275,353.0	261,170.2	268,055.7	1,546.7	272,323.9	263,975.5	1,272.8	1,228.7
12,548.7	291,420.9	272,931.7	281,736.4	1,979.8	287,426.8	276,430.7	1,638.2	1,547.9
13,245.9	308,550.7	285,306.9	296,236.0	2,454.7	303,505.7	289,551.2	2,037.7	1,897.6
13,943.0	326,213.0	297,779.4	310,992.9	2,965.5	320,005.3	302,805.6	2,470.5	2,269.8

Figura C 3*Asentamiento del empaque Harad-2361*

Setting Liner Top Packer with 90,000 lb of slack off weight, including Block Weight					
	Non Rotation	Rotating Only	Torque Rot Only	RIH Rot	RIH Torque
	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq (Lb-ft)
Initial:	276,469	283,754	1,683	283,491	1,681
After Setting Packer:	83,668	193,754	7,491	191,804	7,671
Delta:	-192,801	-90,000	5,808	-91,686	5,990

Figura C 4*Máxima tensión y sobre tensión Harad-2361*

MAX PULL RUNNING LINER (w/ Block Weight of 50,000 lb).			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
697	490,744	432,333	4 1/2 Liner 15.1 lb/ft
1,394	490,744	423,881	4 1/2 Liner 15.1 lb/ft
2,091	490,744	415,387	4 1/2 Liner 15.1 lb/ft
2,789	305,681	221,740	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
3,486	305,681	213,092	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
4,183	310,801	203,347	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
4,880	319,528	196,657	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
5,577	336,136	198,303	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
6,274	349,719	196,764	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
6,972	366,868	198,760	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
7,669	381,284	197,961	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
8,366	395,579	197,005	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
9,063	412,109	198,169	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
9,760	427,886	198,529	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
10,457	443,519	198,720	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
11,154	459,152	198,856	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
11,852	474,018	198,665	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
12,549	488,781	197,360	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
13,246	495,511	186,960	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
13,943	495,511	169,298	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105
MAX PULL AFTER RELEASE RUNNING TOOL			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
11,518	498,280	206,866	5 1/2 Drill Pipe 24.7 lb/ft G-105

Apéndice D. Reporte generado por DragOn, pozo Shaybah-348**Figura D 1***Cargas y torques a profundidades críticas Shaybah-348*

Running Liner parameters (Including Block Weight of 30,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Casing Shoe @ 5,404. ft	150,398	133,410	141,737	2,451	145,821	2,164	137,822	2,130
Final Depth @ 8,500. ft	196,350	131,187	168,792	8,110	182,622	6,580	153,433	7,805
Parameters After Setting Tool Released (Including Block Weight of 30,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Setting Tool @ 3,397. ft	135,296	130,563	132,895	507	134,319	410	131,603	403
String Weight Loss:	61,054	624	35,897	7,603	48,303	6,170	21,830	7,402

Figura D 2*Cargas y torques a medida que se corre el liner Shaybah-348*

Depth (ft)	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	SOW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	Tq Down (Lb-ft)
425.0	39,303.8	39,272.0	39,287.9	4.6	39,295.5	39,283.2	4.1	4.1
850.0	48,633.3	48,517.9	48,575.5	16.9	48,603.1	48,559.2	14.8	14.8
1,275.0	58,013.1	57,714.8	57,863.5	43.6	57,934.9	57,811.7	38.4	38.3
1,700.0	67,407.9	66,896.8	67,151.3	74.7	67,273.7	67,057.1	65.8	65.5
2,125.0	76,837.0	76,042.8	76,437.8	116.1	76,628.1	76,284.5	102.2	101.8
2,550.0	86,308.7	85,144.1	85,722.6	170.3	86,001.9	85,489.3	150.0	149.1
2,975.0	95,881.7	94,142.0	95,003.7	254.3	95,421.4	94,642.1	224.4	222.5
3,400.0	105,600.0	102,898.2	104,231.0	395.0	104,880.9	103,650.0	349.2	344.7
3,825.0	115,401.1	111,029.6	113,168.0	638.8	114,223.4	112,202.8	567.0	555.2
4,250.0	124,886.4	118,095.7	121,384.3	990.0	123,027.8	119,866.2	883.0	856.0
4,675.0	133,736.5	123,459.7	128,380.5	1,499.2	130,880.0	126,060.8	1,342.9	1,289.6
5,100.0	140,701.7	126,648.0	133,449.0	2,053.4	136,858.0	130,234.9	1,831.5	1,772.2
5,525.0	154,289.7	135,751.1	144,876.9	2,656.4	149,309.7	140,625.3	2,341.3	2,317.2
5,950.0	167,382.4	143,507.6	155,500.5	3,346.4	161,216.8	149,932.6	2,948.9	2,953.2
6,375.0	179,620.7	150,133.4	165,353.6	4,097.8	172,311.2	158,411.4	3,560.9	3,653.2
6,800.0	189,552.4	153,697.9	172,865.7	4,921.4	181,129.7	164,226.2	4,201.3	4,470.7
7,225.0	190,726.8	148,407.5	171,852.0	5,709.7	181,315.9	161,718.9	4,797.8	5,294.1
7,650.0	192,853.6	142,674.6	170,855.4	6,591.6	181,944.5	158,810.1	5,479.3	6,176.5
8,075.0	194,063.7	137,325.6	169,877.6	7,280.6	182,050.1	156,339.2	5,968.8	6,941.4
8,500.0	196,350.0	131,186.7	168,792.3	8,109.6	182,622.0	153,433.0	6,579.7	7,805.1

Figura D 3*Asentamiento del empaque Shaybah-348*

Setting Liner Top Packer with 90,000 lb of slack off weight, including Block Weight					
	Non Rotation	Rotating Only	Torque Rot Only	RIH Rot	RIH Torque
	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq (Lb-ft)
Initial:	130,563	132,895	507	132,814	506
After Setting Packer:	Locked	42,895	2,701	42,438	2,725
Delta:		-90,000	2,195	-90,376	2,219

STRING WILL LOCK UP IN SLACK OFF WITH NO ROTARY WHILE SETTING PACKER

Figura D 4*Máxima tensión y sobre tensión Shaybah-348*

MAX PULL RUNNING LINER (w/ Block Weight of 30,000 lb).			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
425	482,947	443,643	7 Liner 26.0 lb/ft
850	482,947	434,313	7 Liner 26.0 lb/ft
1,275	482,947	424,933	7 Liner 26.0 lb/ft
1,700	482,947	415,539	7 Liner 26.0 lb/ft
2,125	482,947	406,110	7 Liner 26.0 lb/ft
2,550	482,947	396,638	7 Liner 26.0 lb/ft
2,975	482,947	387,065	7 Liner 26.0 lb/ft
3,400	482,947	377,347	7 Liner 26.0 lb/ft
3,825	482,947	367,545	7 Liner 26.0 lb/ft
4,250	482,947	358,060	7 Liner 26.0 lb/ft
4,675	482,947	349,210	7 Liner 26.0 lb/ft
5,100	482,947	342,245	7 Liner 26.0 lb/ft
5,525	472,336	318,046	5 HWD 50.0 lb/ft J-55
5,950	472,336	304,954	5 HWD 50.0 lb/ft J-55
6,375	472,336	292,715	5 HWD 50.0 lb/ft J-55
6,800	384,453	194,900	5 Drill Pipe 19.5 lb/ft G-105
7,225	384,453	193,726	5 Drill Pipe 19.5 lb/ft G-105
7,650	384,453	191,599	5 Drill Pipe 19.5 lb/ft G-105
8,075	384,453	190,389	5 Drill Pipe 19.5 lb/ft G-105
8,500	384,453	188,103	5 Drill Pipe 19.5 lb/ft G-105
MAX PULL AFTER RELEASE RUNNING TOOL			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
3,397	388,227	252,931	5 Drill Pipe 19.5 lb/ft G-105

Apéndice E. Reporte generado por DragOn, pozo Berri-210**Figura E 1***Cargas y torques a profundidades críticas Berri-210*

Running Liner parameters (Including Block Weight of 60,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Casing Shoe @ 6,802. ft	159,319	152,440	155,795	585	158,183	434	153,498	421
Final Depth @ 9,585. ft	189,254	169,484	178,969	1,728	185,737	1,323	172,654	1,256
Parameters After Setting Tool Released (Including Block Weight of 60,000 lb).								
	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq Down (Lb-ft)
Setting Tool @ 6,557. ft	163,647	155,596	159,512	675	162,333	499	156,809	481
String Weight Loss:	25,607	13,889	19,457	1,053	23,404	824	15,845	775

Figura E 2*Cargas y torques a medida que se corre el liner Berri-210*

Depth (ft)	PUW (lb)	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	PUW Rot (lb)	SOW Rot (lb)	Tq Up (Lb-ft)	Tq Down (Lb-ft)
479.3	65,104.4	65,098.7	65,101.6	0.5	65,103.4	65,100.3	0.4	0.4
958.5	70,217.2	70,189.0	70,203.1	2.6	70,212.2	70,195.5	2.0	2.0
1,437.8	75,356.6	75,252.4	75,304.4	9.8	75,338.1	75,273.1	7.5	7.5
1,917.0	80,526.0	80,285.4	80,405.1	22.6	80,483.2	80,330.7	17.3	17.2
2,396.3	85,718.4	85,294.8	85,505.2	39.8	85,642.7	85,372.8	30.5	30.2
2,875.5	90,966.8	90,252.2	90,606.0	67.1	90,838.4	90,381.2	51.5	50.9
3,354.8	100,481.9	99,392.6	99,930.7	101.1	100,288.1	99,584.6	77.3	76.2
3,834.0	112,001.0	110,474.9	111,226.8	140.6	111,730.3	110,739.2	107.5	105.6
4,313.3	123,638.7	121,444.5	122,522.8	197.6	123,257.7	121,811.1	149.7	146.6
4,792.5	131,340.4	128,392.5	129,839.2	261.6	130,835.5	128,876.4	197.2	192.7
5,271.8	137,895.0	134,233.1	136,027.9	319.9	137,277.4	134,821.1	239.6	233.7
5,751.0	144,544.6	139,985.1	142,217.6	395.0	143,781.3	140,708.5	295.0	287.4
6,230.3	151,194.5	145,741.9	148,408.0	467.7	150,289.7	146,593.3	348.1	338.4
6,709.5	158,155.8	151,220.1	154,600.0	589.8	157,009.7	152,285.1	438.2	423.9
7,188.8	164,819.0	156,843.6	160,719.1	679.8	163,491.3	158,071.1	506.5	488.3
7,668.0	171,664.3	161,600.4	166,454.5	865.1	169,951.8	163,156.3	650.3	621.4
8,147.3	177,785.7	165,668.6	171,476.2	1,047.9	175,687.5	167,539.4	792.9	752.5
8,626.5	182,938.6	168,359.7	175,283.5	1,263.9	180,345.2	170,606.4	966.6	906.7
9,105.8	186,490.2	169,315.3	177,489.2	1,496.9	183,428.3	172,002.1	1,148.3	1,078.2
9,585.0	189,253.6	169,484.4	178,969.1	1,728.4	185,737.2	172,654.1	1,323.0	1,256.4

Figura E 3*Asentamiento del empaque Berri-210*

Setting Liner Top Packer with 60,000 lb of slack off weight, including Block Weight					
	Non Rotation	Rotating Only	Torque Rot Only	RIH Rot	RIH Torque
	SOW (lb)	Rot OB (lb)	Tq (Lb-ft)	SOW Rot (lb)	Tq (Lb-ft)
Initial:	155,596	159,512	675	159,323	674
After Setting Packer:	89,215	99,512	1,320	99,136	1,332
Delta:	-66,381	-60,000	644	-60,187	658

Figura E 4*Máxima tensión y sobre tensión berri-210*

MAX PULL RUNNING LINER (w/ Block Weight of 60,000 lb).			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
479	290,429	225,324	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
959	290,429	220,212	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
1,438	290,429	215,072	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
1,917	290,429	209,903	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
2,396	290,429	204,710	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
2,876	290,429	199,462	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
3,355	298,973	198,491	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
3,834	310,563	198,562	4 1/2 Liner 12.6 lb/ft
4,313	320,801	197,163	4 HWDP 27.9 lb/ft HW-55
4,793	315,681	184,341	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
5,272	315,681	177,786	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
5,751	315,681	171,137	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
6,230	315,681	164,487	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
6,710	315,681	157,526	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
7,189	315,681	150,862	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
7,668	315,681	144,017	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
8,147	315,681	137,896	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
8,627	315,681	132,743	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
9,106	315,681	129,191	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
9,585	315,681	126,428	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105
MAX PULL AFTER RELEASE RUNNING TOOL			
Depth (ft)	Max Pull (lb)	Over Pull (lb)	Weak Link
6,557	317,000	153,353	4 Drill Pipe 14.0 lb/ft G-105