

OPTIMIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CORTE DE TUBERÍA FLEXIBLE EN
LAS ACTIVIDADES DE INTERVENCIÓN DE POZOS QUE DESARROLLA LA
EMPRESA HALLIBURTON EN COLOMBIA, MEDIANTE UNA SIMULACIÓN
NUMÉRICA

BELLO DÍAZ YEIMY TATIANA
MANRIQUE ALZATE SANTIAGO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019

OPTIMIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CORTE DE TUBERÍA FLEXIBLE EN
LAS ACTIVIDADES DE INTERVENCIÓN DE POZOS QUE DESARROLLA LA
EMPRESA HALLIBURTON EN COLOMBIA, MEDIANTE UNA SIMULACIÓN
NUMÉRICA

BELLO DÍAZ YEIMY TATIANA
MANRIQUE ALZATE SANTIAGO

Proyecto integral de grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
ALEX OROZCO
Ingeniero de petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019

Nota de aceptación

Ing Diego Camilo Araque Barrera

Ing Laydy Paola Mora Parrado

Bogotá, D.C, Agosto del 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrado

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Para mi familia que me ha apoyado durante todo este proceso de convertir en realidad mi sueño de ser ingeniero de petróleos.

Para mi novia, gracias por realizar este viaje siempre junto a mí.

Santiago Manrique Alzate

*A Dios y a mis padres, por su amor,
trabajo y sacrificio en todos estos años,
gracias a ustedes he logrado llegar
hasta aquí y convertirme en lo que soy.*

Tatiana Bello Diaz

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a la empresa HALLIBURTON. Quien creyó y nos apoyó en el desarrollo de nuestro proyecto.

A nuestro director de trabajo de grado el ingeniero Alex Orlando Orozco quien con su apoyo y conocimiento orientó nuestras ideas y entregó la mejor disposición para cumplir satisfactoriamente nuestros objetivos. De igual manera por su apoyo desinteresado y sin ánimo diferente a contribuir al proceso de aprendizaje de los autores, sus valiosas asesorías, lecciones y tiempo dedicado al proyecto. Su aporte técnico fue fundamental en el alcance efectivo de los objetivos planteados.

A la Geóloga Adriana Henao, quien con sus ideas y colaboración aclaró cada una de nuestras dudas para el mejor entendimiento en la investigación. De igual manera, por la paciencia y dedicación aportada a los estudiantes.

Al comité de proyecto de grado, que en cada una de las sesiones estuvieron dispuestos a orientar de la mejor forma el proyecto desarrollado, con sus ideas y opiniones valiosas para nosotros.

CONTENIDO

	pág
RESUMEN	22
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	25
1. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	26
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	26
1.2 COMPONENTES BÁSICOS DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE Y SU FUNCIONAMIENTO	29
1.2.1 Unidad de potencia	31
1.2.2 Carrete	32
1.2.3 Cabina de control	33
1.2.4 Cabezal de inyección	34
1.2.5 Equipo de control de presión	37
1.2.6 Equipo auxiliar	43
1.3 FABRICACION DE LA TUBERIA FLEXIBLE	44
1.3.1 Proceso de fabricación	45
1.3.2 Proceso de fabricación de la lámina	46
1.3.3 Transporte y almacenamiento	51
1.4 CONTROL DE CALIDAD DE LA TUBERIA FLEXIBLE	52
1.4.1 Normas de inspección de la tubería flexible.	52
1.4.2 Pruebas no destructivas	53
1.4.3 Pruebas destructivas	53
1.5 ESCENARIO DE ESFUERZOS	54
1.5.1 Esfuerzos que afectan la tubería flexible	56
1.6 APLICACIONES DE LA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE EN OPERACIONES DE INTERVENCION	58
1.6.1 Limpieza con tubería flexible	58
1.6.2 Registros con tubería flexible	59
1.6.3 Estimulaciones	59
1.6.4 Pesca con tubería flexible	61

1.6.5 Cañoneo y re cañoneo con tubería flexible	61
1.6.6 Cementación remedial con tubería flexible	61
1.6.7 Inducciones con Nitrógeno	62
1.7 TIPOS DE DAÑOS EN TUBERIA FLEXIBLE	63
1.7.1 Daño mecánico	63
1.7.2 Daño por fluidos	63
1.7.3 Daño reactivo	64
1.7.4 Daño metalúrgico	64
2. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA DEL CORTE DE TUBERÍA FLEXIBLE IMPLEMENTADA POR HALLIBURTON	65
2.1 GENERALIDADES DE LA FATIGA EN TUBERIA FLEXIBLE	65
2.1.1 Fatiga	65
2.1.2 Predicción de fallos	66
2.1.3 Puntos críticos de fatiga	67
2.1.4 Factores que afectan la fatiga	68
2.1.5 Factor de aplicación	70
2.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CORTE DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	73
2.2.1 Métodos de gestión de tubería flexible en la empresa HALLIBURTON	73
2.2.2 Tipos de cortes de Tubería Flexible	74
2.3 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR IWI (INSITE FOR WELL INTERVENTION)	75
2.3.1 Secciones del simulador (tiempo real)	77
2.3.2 Secciones del simulador (diseñar proyecto)	80
2.4 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN DE METODOLOGÍA DE CORTE IMPLEMENTADA POR HALLIBURTON	82
2.4.1 Pozo	87
2.4.2 Opción de pozo único	89
2.4.3 Perfil de fricción	89
2.4.4 Tubería flexible	90
2.4.5 Carrete	92
2.4.6 BHA	92

2.4.7 Posición inicial de los fluidos	93
2.4.8 Fluidos para bombeo	94
2.4.9 Configuración del stripper	94
2.4.10 Fuerza de tensión en el carrete	95
2.4.11 Velocidad de la tubería flexible	95
2.4.12 Ovalidad de la tubería flexible	95
2.4.13 Excentricidad de la tubería flexible	95
2.4.14 Adicionar corrida	96
2.4.15 Cortes de tubería	102
2.5 EVALUACIÓN DE LA ACTUAL METODOLOGÍA DE CORTE EN LA TUBERIA FLEXIBLE HAL53228	103
3 DISEÑO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CORTE DE TUBERÍA FLEXIBLE	104
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CORTE	105
3.1.1 Longitud total de corte	105
3.1.2 Pull test	105
3.1.3 Periodo entre cortes	105
3.2 ESCENARIOS PROPUESTOS	106
3.2.1 Escenario 1	106
3.2.2 Escenario 2	107
3.2.3 Escenario 3	108
3.2.4 Escenario 4	108
3.2.5 Escenario 5	108
3.2.6 Escenario 6	109
3.2.7 Escenario 7	109
3.2.8 Escenario 8	109
3.2.9 Escenario 9	110
3.2.10 Escenario 10	110
3.3 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS PROPUESTOS	111
3.3.1 Escenario 1	111
3.3.2 Escenario 2	114

3.3.3 Escenario 3	117
3.3.4 Escenario 4	119
3.3.5 Escenario 5	121
3.3.6 Escenario 6	124
3.3.7 Escenario 7	127
3.3.8 Escenario 8	130
3.3.9 Escenario 9	133
3.3.10 Escenario 10	136
3.4 ANALISIS DE RESULTADOS	139
3.4.1 Longitud total de corte	139
3.4.2 Pull test	139
3.4.3 Periodo entre cortes	144
3.5 FORMULACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA	146
3.5.1 Diseño de la metodología	147
4. COMPARACIÓN ENTRE LA METODOLOGÍA DE CORTE IMPLEMENTADA POR HALLIBURTON Y LA METODOLOGIA PROPUESTA	151
4.1 NÚMERO DE CORRIDAS TOTALES	151
4.2 NÚMERO DE POZOS TOTALES	152
4.3 INCREMENTO EN LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	153
4.4 COMPARACIÓN FINAL	153
5. ANÁLISIS FINANCIERO	155
5.1 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN	155
5.1.1 Propuesta financiera 1	156
5.1.2 Propuesta financiera 2	157
5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS	158
5.2.1 Propuesta financiera 1	159
5.2.2 Propuesta financiera 2	159
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	160
5.3.1 Valor presente neto (VPN)	161
5.3.2 Flujo de caja	161
5.3.3 Flujo de caja neto	165

5.3.4 Calculo del valor presente neto	166
5.4 RELACIÓN BENEFICIO COSTO	167
5.5 PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN	168
5.5.1 Propuesta financiera 1	168
5.5.2 Propuesta financiera 2	169
6. CONCLUSIONES	166
7. RECOMENDACIONES	168
BIBLIOGRAFIA	169

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Dimensiones del arco guía	36
Tabla 2. % en composición de aleaciones en la fabricación de la tubería flexible	45
Tabla 3. Componentes de tubería de grado 9	46
Tabla 4. Componentes de tubería de grado 12	46
Tabla 5. Especificaciones de la tubería flexible	80
Tabla 6. Historial de tubería HAL53228	80
Tabla 7. Especificaciones adicionales	81
Tabla 8. Historial de corte de la tubería flexible escenario base	81
Tabla 9. Información de los fluidos usados	87
Tabla 10. Datos de presión	95
Tabla 11. Periodo de corte escenario 1 con 1.700 pies	103
Tabla 12. Periodo de corte escenario 1 con 2.000 pies	104
Tabla 13. Periodo entre cortes 1 con 1.700 pies	105
Tabla 14. Periodo entre cortes 1 con 2.000 pies	106
Tabla 15. Periodo entre cortes 2 con 1.700 pies	106
Tabla 16. Periodo entre cortes 2 con 2.000 pies	107
Tabla 17. Costos del carrete propuesta financiera 1	152
Tabla 18. Costos diarios propuesta financiera 1	153
Tabla 19. Costos del carrete propuesta financiera 2	153
Tabla 20. Costos diarios propuesta financiera 2	154
Tabla 21. Ingresos por cada intervención	154
Tabla 22. Ingresos del carrete propuesta financiera 1	155
Tabla 23. Distribución de ingresos propuesta financiera 1	155
Tabla 24. Ingresos del carrete propuesta financiera 2	156
Tabla 25. Distribución de ingresos propuesta financiera 2	156
Tabla 26. Retorno de la inversión propuesta financiera 1	164
Tabla 27. Retorno de la inversión propuesta financiera 2	165

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Distribución de unidades de tubería flexible a nivel mundial	30
Gráfico 2. Fatiga generada por la primera corrida escenario base	97
Gráfico 3. Fatiga corrida 32 escenario base	98
Gráfico 4. Distribución de fatiga en la corrida 32 escenario 1	108
Gráfico 5. Fatiga en la corrida 33 escenario 1	109
Gráfico 6. Distribución de fatiga en la corrida 32 escenario 2	111
Gráfico 7. Fatiga de la corrida 34 escenario 2	112
Gráfico 8. Fatiga de la corrida 33 escenario 3	114
Gráfico 9. Fatiga de la corrida 34 escenario 4	116
Gráfico 10. Distribución de fatiga en la corrida 33 escenario 5	118
Gráfico 11. Fatiga de la corrida 34 escenario 5	119
Gráfico 12. Distribución de fatiga en la corrida 34 escenario 6	121
Gráfico 13. Fatiga de la corrida 34 escenario 6	122
Gráfico 14. Distribución de fatiga en la corrida 35 escenario 7	124
Gráfico 15. Fatiga de la corrida 34 escenario 7	125
Gráfico 16. Distribución de fatiga en la corrida 38 escenario 8	127
Gráfico 17. Fatiga de la corrida 54 escenario 8	128
Gráfico 18. Distribución de fatiga en la corrida 35 escenario 9	130
Gráfico 19. Fatiga de la corrida 53 escenario 9	131
Gráfico 20. Distribución de fatiga en la corrida 38 escenario 10	133
Gráfico 21. Fatiga de la corrida 54 escenario 10	134
Gráfico 22. Longitud de tubería afectada por el Pull test	136
Gráfico 23. Número de corridas ganadas del escenario 5 con respecto al 3	137
Gráfico 24. Número de corridas ganadas del escenario 6 con respecto al 4	138
Gráfico 25. Número de pozos ganados del escenario 5 con respecto al 3	139
Gráfico 26. Número de pozos ganados del escenario 6 con respecto al 4	139
Gráfico 27. Número de corridas ganadas del escenario 7 con respecto al 9	140
Gráfico 28. Número de pozos ganados del escenario 7 con respecto al 9	141
Gráfico 29. Incremento de la vida útil por escenario	142
Gráfico 30. Peso de cada variable en la fatiga de la tubería flexible	143
Gráfico 31. Peso de cada variable en la fatiga de la tubería flexible	148
Gráfico 31. Número de corridas totales escenario base y escenario 7	148
Gráfico 32. Número de pozos totales escenario base y escenario 7	149

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Operación “PLUTO”	26
Figura 2. Evolución de longitud de la tubería flexible	28
Figura 3. Componentes de la unidad de tubería flexible	29
Figura 4. Unidad de potencia	31
Figura 5. Carrete de tubería flexible	32
Figura 6. Controles básicos de una cabina de control	33
Figura 7. Componentes principales de un cabezal de inyección	34
Figura 8. Arco guía de una unidad de tubería flexible	35
Figura 9. Motores hidráulicos del cabezal de inyección	36
Figura 10. Indicador de peso	37
Figura 11. Componentes del equipo de control de presión	38
Figura 12. Preventores cuádruples	39
Figura 13. Arietes de corte	39
Figura 14. Arietes de cuñas	40
Figura 15. Arietes fijos	40
Figura 16. Preventor doble o combi	41
Figura 17. Partes del Stripper	42
Figura 18. Lubricador	43
Figura 19. Rollos de muestra	47
Figura 20. Lámina atravesando horno a alta temperatura	47
Figura 21. Proceso de fresado de láminas	48
Figura 22. Tubería telescopada	49
Figura 23. Tipos de soldadura	50
Figura 24. Soldadura tipo tope o butt	50
Figura 25. Soldadura tipo inclinada o Bias	51
Figura 26. Ovalidad en la tubería flexible	55
Figura 27. Esfuerzos que afectan la tubería flexible	57
Figura 28. Limpieza con tubería flexible	58
Figura 29. Estimulación de un yacimiento	60
Figura 30. Cementación remedial	62
Figura 31. Unidad de nitrógeno	63
Figura 32. Áreas del ciclo de fatiga	68
Figura 33. Metodología actual de corte de HALLIBURTON	74
Figura 34. Perfil de fricción	76
Figura 35. Perfil de temperatura	76
Figura 36. Visor de fatiga en tiempo real	79
Figura 37. Ventana IWI Job selection	82
Figura 38. Ventana Create New Project	83
Figura 39. Ventana de aplicaciones	84
Figura 40. Ventana de valores predeterminados y configuraciones	85
Figura 41. Ventana Well Manager	86

Figura 42. Ventana perfil de fricción	87
Figura 43. Ventana String Editor	88
Figura 44. Ventana escenario de fatiga	89
Figura 45. Ventana Row Defaults	90
Figura 46. Ventana Fluid manager	91
Figura 47. Ventana ajustes de cálculos	93
Figura 48. Adicionar una corrida	94
Figura 49. Ventana opciones de corrida	94
Figura 50. Primera corrida escenario base	95
Figura 51. Ventana corte de tubería	99
Figura 52. Diseño de la metodología propuesta para el corte de tubería flexible	101
Figura 53. Método revisión y variación propuesto por los autores	145
Figura 54. Metodología propuesta por los autores en base a la metodología de HALLIBURTON	146
Figura 55. Flujo de caja propuesta financiera 1	159
Figura 56. Flujo de caja propuesta financiera 2	160
Figura 57. Flujo de caja neto propuesta financiera 1	161
Figura 58. Flujo de caja neto propuesta financiera 2	162

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Máximo factor de estrés	91
Ecuación 2. Valor presente neto	157
Ecuación 3. Conversión de tasa anual a mensual	157
Ecuación 4. Relación beneficio costo	163

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°C	Grados centígrados
°F/100ft	Gradiente Geotérmico
API	American Petroleum Institute
BHA	Bottom hole assembly
CO2	Dióxido de Carbono
CT	Coiled Tubing
CTP	Coiled Tubing Pressure Sistema de adquisición de datos
DAS	datos
Ft	Pies
H2S	Sulfuro de hidrógeno
In	Pulgadas
IWI	Insite Well Intervention Miles de libras por pie cúbico
Klpc	cúbico
Lbf	Libra Fuerza
m	Metros
mm	Milímetros
OD	Diámetro externo
POOH	Put out of hole
PSI	Libra por pulgada cuadrada
RIH	Run in hole
Seg	Segundos
TF	Tubería flexible
WHP	Well Head Pressure

GLOSARIO

ARCO GUÍA: componente de la unidad de tubería flexible, que se encarga de sostener la tubería y proveer el ángulo necesario para que esta pueda pasar a través del inyector, disminuyendo la fatiga en este punto de la tubería.

CABEZA DE POZO: equipo de control de flujo que se encuentra en la parte superior de un pozo.

CAMPO: es una zona donde se encuentran uno o más pozos petroleros con sus respectivas facilidades de superficie, para explotar uno o más yacimientos.

CARRETE: componente que almacena la tubería flexible durante el transporte y la intervención.

CASING: tubería de completamiento de gran diámetro que suministra la estabilidad y protección al pozo.

CICLO: serie de fases o estados por las que pasa un acontecimiento o fenómeno y que se suceden en el mismo orden hasta llegar a una fase o estado a partir de los cuales vuelven a repetirse en el mismo orden.

CONTADOR: componente de la unidad de la unidad de tubería flexible, que se encarga de medir la longitud de tubería que se ha usado en cada viaje.

ESPACIO ANULAR: es el espacio que existe entre la tubería flexible y la tubería de producción por donde un fluido puede fluir.

GRADIENTE GEOTÉRMICO: es aquella variación de la temperatura con respecto a la profundidad.

INYECTOR: componente de la unidad de tubería flexible, encargado de sostener la tubería flexible y suministrar la fuerza necesaria para que pueda ser ingresada o retirada del pozo.

PREVENTORAS: unión de válvulas que asumen como función controlar la presión de un pozo en cabeza.

POZO PETROLERO: es el encargado de comunicar el yacimiento con la superficie, para producir los fluidos del mismo.

PULL TEST: es una prueba de tensión que se hace en la tubería cuando esta va ingresando al pozo, para saber que el peso máximo de la tubería en esa profundidad.

STRIPPER: componente de control primario de presión que permite trabajar con el pozo vivo, ya que esta creado para dar un sello dinámico a la tubería.

TUBERIA FLEXIBLE: tubería larga y continúa de diámetro pequeño y es usada en operaciones de perforación, completamiento e intervención de pozos.

VIAJE: cuando la tubería se desplaza hacia el interior del pozo o viceversa.

RESUMEN

La unidad de tubería flexible se ha convertido en una técnica esencial en la industria petrolera, en muchas operaciones de intervención de pozos. Gracias a su capacidad de reducir costos generales, mayor confiabilidad y amplio abanico de opciones operacionales. Esta tecnología se logró consolidar entre las empresas operadoras durante la década de 1990. A día de hoy la unidad de tubería flexible se considera como una técnica de vital importancia, que ha venido evolucionando a lo largo de los años.

Debido a que la tubería flexible es imprescindible para desarrollar diferentes operaciones de intervención a pozos, por lo cual es importante realizar estudios e investigaciones para optimizar la vida útil del carrete de la unidad de tubería flexible y así poder disminuir costos a las empresas prestadoras de servicios.

El presente proyecto busca la optimización de la metodología de corte de tubería flexible en las actividades de intervención de pozos que desarrolla la empresa HALLIBURTON en Colombia, mediante una simulación numérica, analizando las variables: longitud total de corte, pull test y periodo entre cortes, a partir de 10 escenarios, con el fin de realizar un análisis completo de estas variables para proceder a diseñar una metodología nueva, que optimice la que se está implementando en este momento. Y se realiza su respectivo análisis financiero para encontrar si esta metodología diseñada es atractiva económicamente para la empresa soporte.

En el presente proyecto se logran disminuir los costos operativos, de una unidad de tubería flexible mediante la optimización de la metodología de corte de tubería flexible.

Palabras clave:

- ✓ Tubería flexible
- ✓ Metodología de corte
- ✓ Fatiga
- ✓ Longitud total de corte
- ✓ Pull test
- ✓ Periodo entre cortes

INTRODUCCIÓN

El servicio de unidad de tubería es utilizado en trabajos de perforación, intervención y terminación de pozos, este puede ser utilizado en ambientes terrestres o costa afuera así mismo puede ser utilizado en pozos horizontales y desviados, gracias a que es una tubería rígida flexible y continua de diámetro pequeño, que se desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente, lo cual es útil para su transporte y almacenamiento.

En la actualidad se hace necesario usar técnicas especiales que nos permitan lograr los objetivos de los programas propuestos de intervención de pozos alcanzando producciones eficientes de hidrocarburos, realizando las operaciones con la máxima seguridad, reduciendo el tiempo de estas y a un menor costo. Por todos estos beneficios en la industria del petróleo la tubería flexible toma un papel importante en el momento de planear una intervención a un pozo.

Por sus características es especialmente útil en actividades de intervención como pesca, estimulaciones, limpieza de pozo, inducción con nitrógeno, registros de pozo, cañoneo, entre otras. En cada una de estas actividades la tubería está expuesta a distintos esfuerzos ya que al desenrollarse del carrete la tubería se dobla en un arco guía para posteriormente enderezarse antes de entrar al pozo, adicional a esto en caso de que la intervención se lleve a cabo en un pozo horizontal la tubería flexible también se expone a una flexión en el punto donde el pozo deja de ser vertical. En cada uno de estos puntos donde se expone a grandes esfuerzos se puede sobrepasar el límite de elasticidad de la tubería flexible, donde a su vez se enfrenta a condiciones severas que provoca un cambio en el estado del material, que afecta el éxito de las operaciones, por lo que se hace necesario, monitorear las condiciones a las que ha sido sometida la tubería para poder predecir en que momento cortar un tramo de tubería antes de provocar una falla por fatiga. Debido a esto las empresas han visto necesario contar con una metodología de monitoreo, HALLIBURTON actualmente tiene en consideración para su criterio de corte una fatiga no superior al 40% en los puntos más susceptibles de la tubería flexible.

Este trabajo de grado se centra en el análisis y la optimización de la metodología de corte actual que implementa HALLIBURTON en las unidades de tubería flexible utilizadas en las intervenciones a pozo en Colombia. Se describirá la historia y proceso de fabricación de la tubería flexible, especificando las normas que deben cumplir la tubería para usarse en intervenciones, los daños que pueden sufrir las tuberías flexibles y como mitigarlos. Adicionalmente, se realizará la descripción de las generalidades y aplicaciones de la tubería flexible, así como la descripción de sus componentes aclarando su funcionamiento y mencionando las condiciones de transporte.

Posteriormente se realizarán las simulaciones, con las cuales se planteará una nueva metodología con la que se buscará optimizar la metodología de corte que implementa HALLIBURTON actualmente.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Optimizar la metodología de corte de tubería flexible en las actividades de intervención de pozos que desarrolla la empresa HALLIBURTON en Colombia, mediante una simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Explicar los conceptos básicos y generalidades de la tubería flexible.
2. Evaluar la actual metodología de corte de tubería flexible, implementada por HALLIBURTON en operaciones de intervención de pozo en Colombia, mediante simulación numérica.
3. Diseñar una nueva metodología de estandarización para el corte de tubería flexible, a partir de una simulación numérica.
4. Comparar las dos metodologías mediante el análisis de las simulaciones, teniendo en cuenta la optimización del carrete de tubería flexible.
5. Evaluar la viabilidad financiera de la metodología diseñada mediante el indicador de costo beneficio

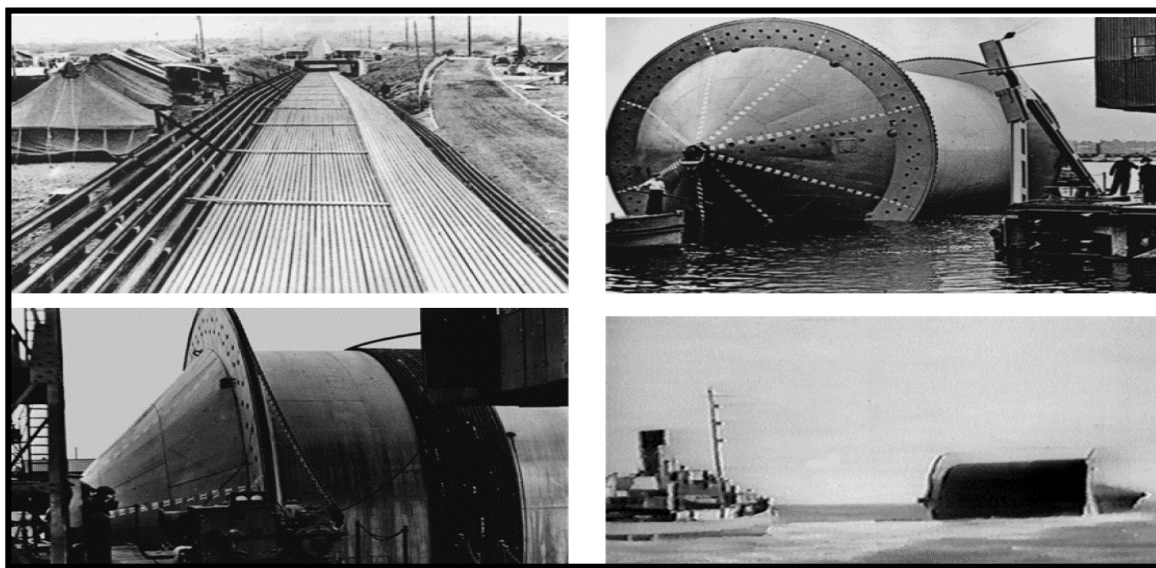
1. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

El origen de la tubería flexible se remonta a 1944, año en el cual se presentaba la segunda Guerra Mundial, Inglaterra tenía problemas para transportar el combustible necesario para abastecer sus ejércitos aliados, ya que los buques cisternas que transportaban el combustible eran constantemente atacados al momento de atravesar el canal de la Mancha. Por lo que se vio la necesidad de desarrollar y fabricar oleoductos que permitieran distribuir combustible a sus fuerzas aliadas. El proyecto recibió el nombre de operación “PLUTO”, y fue desarrollado de forma secreta, ideada por el almirante Louis Mountbatten y ejecutada por el ingeniero AC Hartley. Consistió en la colocación de tubería larga y continua (conocida hoy en día como tubería flexible) bajo el agua. La tubería era almacenada y transportada por grandes carretes de hasta 15 metros de diámetro, los cuales eran remolcados por buques (figura 1).

Al finalizar la segunda Guerra Mundial se transportó más de 780 millones de litros de combustible desde el Reino Unido hasta la costa de Francia, por más de 17 oleoductos construidos bajo esta tecnología.

Figura 1. Operación PLUTO



Fuente: LEMA, Jonathan. Coiled Tubing Manual. Quito. 2018.[En línea]. Disponible en: <https://www.dynadrill.com.ec/origen-del-coiled-tubing/>

Con los buenos resultados obtenidos del proyecto “PLUTO” se empezaron a desarrollar tuberías flexibles con variedad de usos técnicos para su posterior implementación en sus diferentes industrias. En la década de 1960 se usó “para el

despliegue de antenas de radio en la superficie del océano, desde submarinos sumergidos hasta 183 M [600 pies] de profundidad. Las antenas eran guardadas en un carrete, por debajo del inyector, para facilitar su extensión y recuperación.”¹

Posteriormente en 1962 se desarrolló la primera unidad de tubería flexible que fue usada en tubería de producción de pozos petroleros para remover tapones de arena, esta unidad fue diseñada y creada por la California Oil Company y Bowen Tools. A partir de esta implementación, la unidad de tubería flexible se posicionó como una herramienta de reparación y mantenimiento de pozos.

Las primeras unidades eran muy simples, tenían un cabezal de inyección que constaba de dos cadenas que rotaban en direcciones contrarias; el stripper era un mecanismo de sellado anular que se activaba hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería flexible presiones de cabeza de pozo relativamente bajas; la tubería eran secciones de 50 pies, 1 3/8 de pulgada de diámetro externo las cuales se soldaban para alcanzar una longitud de sarta de 15.000 pies y un carrete de 9 pies de diámetro. ²

En 1965 aumentó considerablemente la demanda de operaciones de las unidades de tubería flexible, enfrentándose a diferentes desafíos como: un ducto continuo capaz de ser introducido en el pozo, un método para correr y retirar la sarta de tubería flexible dentro y fuera del pozo mientras se encuentra a una presión y un dispositivo capaz de suministrar sello dinámico alrededor de la sarta de tubería³

Con el tiempo se lograron hacer mejoras significativas como el aumento en los diámetros de la tubería flexible y la profundidad máxima alcanzada en el desarrollo de los trabajos en pozo, también se vieron avances en los componentes de la unidad de tubería flexible, disminuyendo las estadísticas de fallas de los mismos. A final de la década de 1970 se logró aumentar la longitud de la sección y con esto se disminuyó el número de soldaduras realizadas a lo largo del carrete, generando un aumento en la confiabilidad de la implementación de la unidad de tubería flexible.

Al final de la década de 1970 la tubería flexible estaba constituidas por secciones de 1.500 pies. En 1978 se presentó una evolución en su proceso de fabricación que permitió la fabricación de tubos de 1 ¼ pulgadas de diámetro exterior. Posteriormente se fabricaron tuberías flexibles de 1 ½ y 1 ¾ pulgadas de diámetro exterior.

En 1980, la compañía Southwestern Pipe incursionó al mercado trayendo un nuevo material para la fabricación de la tubería flexible, conocido como acero de baja aleación y alta resistencia a 70 Klp. En el transcurso de esta década se vivió una

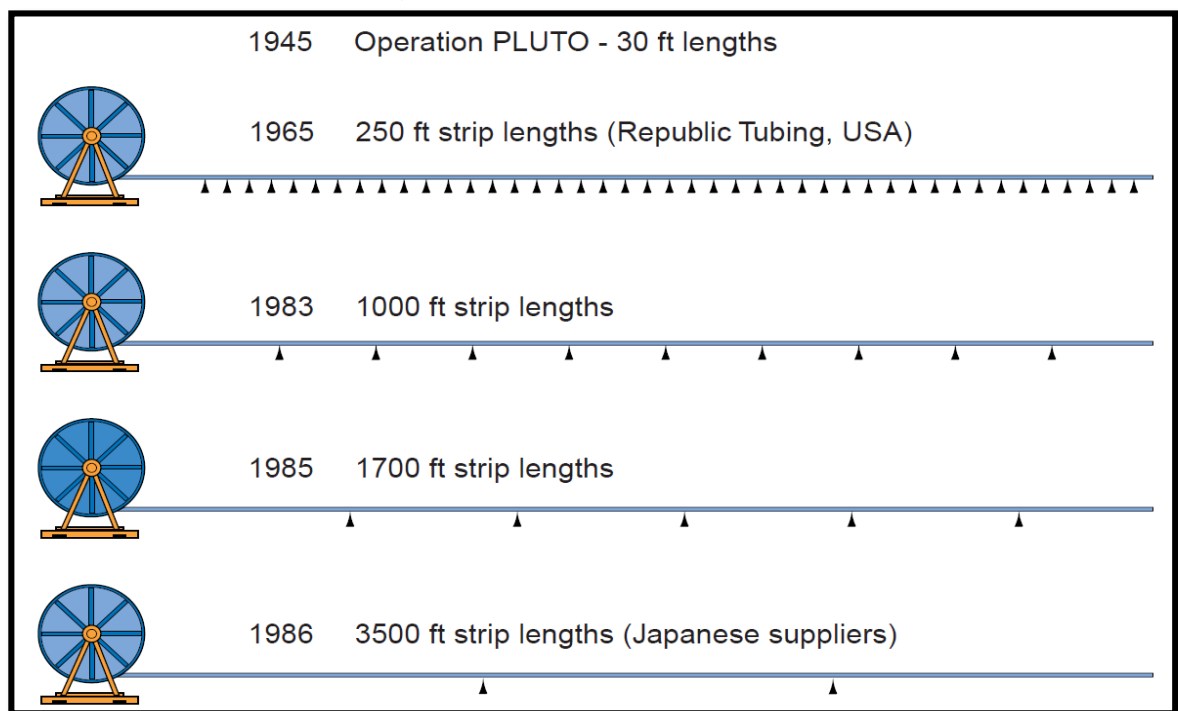
¹ CARABALLO, Katheryne y ALEN, Graciela. *Estudio de factibilidad técnico económica del uso del coiled tubing para la perforación de pozos someros en el campo sata rosa, distrito anaco. Puerto la Cruz. Universidad de Oriente. Facultad de ingenierías. 2011. 25 p.*

² *Ibid.*, p.25.

³ ICOTA. *Una introducción a la tubería enrollada. Historia, aplicaciones y beneficios de la tubería enrollada. 2007. 10 p.*

época de constantes cambios en el proceso de fabricación de tubería flexible dando lugar a que diferentes compañías aportaran avances significativos para dar soluciones a diversas problemáticas que presentaba la industria petrolera en ese momento. Quality Tubing Inc introdujo el acero japonés de más de 3.000 pies **(figura 2)** reduciendo así el número de soldaduras presentes en un carrete a la mitad, e implementó la nueva técnica de soldadura inclinada para evitar la soldadura a tope. Esta revolucionaria técnica consiste en “cortar fajas de acero planas, en sentido diagonal, para aumentar la resistencia y la vida útil de la tubería flexible expandiendo la zona de soldadura afectada por el calor en forma de espiral alrededor del tubo”⁴.

Figura 2. Evolución de longitud de la tubería flexible



Fuente: LEMA, Jonathan. Coiled Tubing Manual. Quito. 2018.[En línea]. Disponible en: <https://www.dynadrill.com.ec/origen-del-coiled-tubing/>

En 1990, se fabricó una nueva tubería flexible, siendo la primera con un diámetro exterior de 2 pulgadas que fue implementada para la terminación permanente de un pozo. Con esto se obtuvo una gran ventaja al no tener que dejar de circular el pozo mientras se introduce y se extrae la tubería durante el servicio al pozo. En los siguientes años las empresas encargadas de la fabricación de estas tuberías incluyeron nuevos diámetros exteriores de 2 3/8, 2 5/8, 2 7/8, 3 1/2 y 4 1/2 pulgadas.

⁴ CHAREUF, Ali, AMARAVADI, Sridhar, BOUMALI, Abderrahmane, NEVES, Joao, LIMA, Joe, LOVEL, John, TINKHAM, Scott, ZEMLAK, Kean y STALL, Timo. Tubería flexible: La próxima generación. Texas.:Schlumberger. 2004. 44 p.

Hasta el día de hoy los proveedores de tuberías flexibles han realizado diversos cambios en materiales y técnicas de fabricación con el fin de mejorar la calidad del servicio prestado, llegando a tuberías con “acero de alto límite elástico de 90, 100, 110 y 120 Klpc, y aleaciones resistentes a la corrosión”⁵.

La calidad del servicio prestado por las unidades de tubería flexible hizo que creciera la demanda internacional, generando que las empresas prestadoras de servicio aumentaran el número de unidades disponibles. Actualmente Estados Unidos y Canadá lideran a nivel mundial la lista de los países con mayor número de unidades de tubería flexible activas. En el año 2018, se reportaron un total de 2.040 unidades distribuidas a nivel mundial como se muestra en el gráfico 1.

1.2 COMPONENTES BÁSICOS DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE Y SU FUNCIONAMIENTO

Para llevar a cabo las actividades de intervención estándar en los campos petroleros con la unidad de tubería flexible, esta debe contar con un conjunto de equipos que permitan alcanzar el objetivo propuesto de cada intervención. Esta consta de seis elementos básicos como se muestra en la **figura 3**.

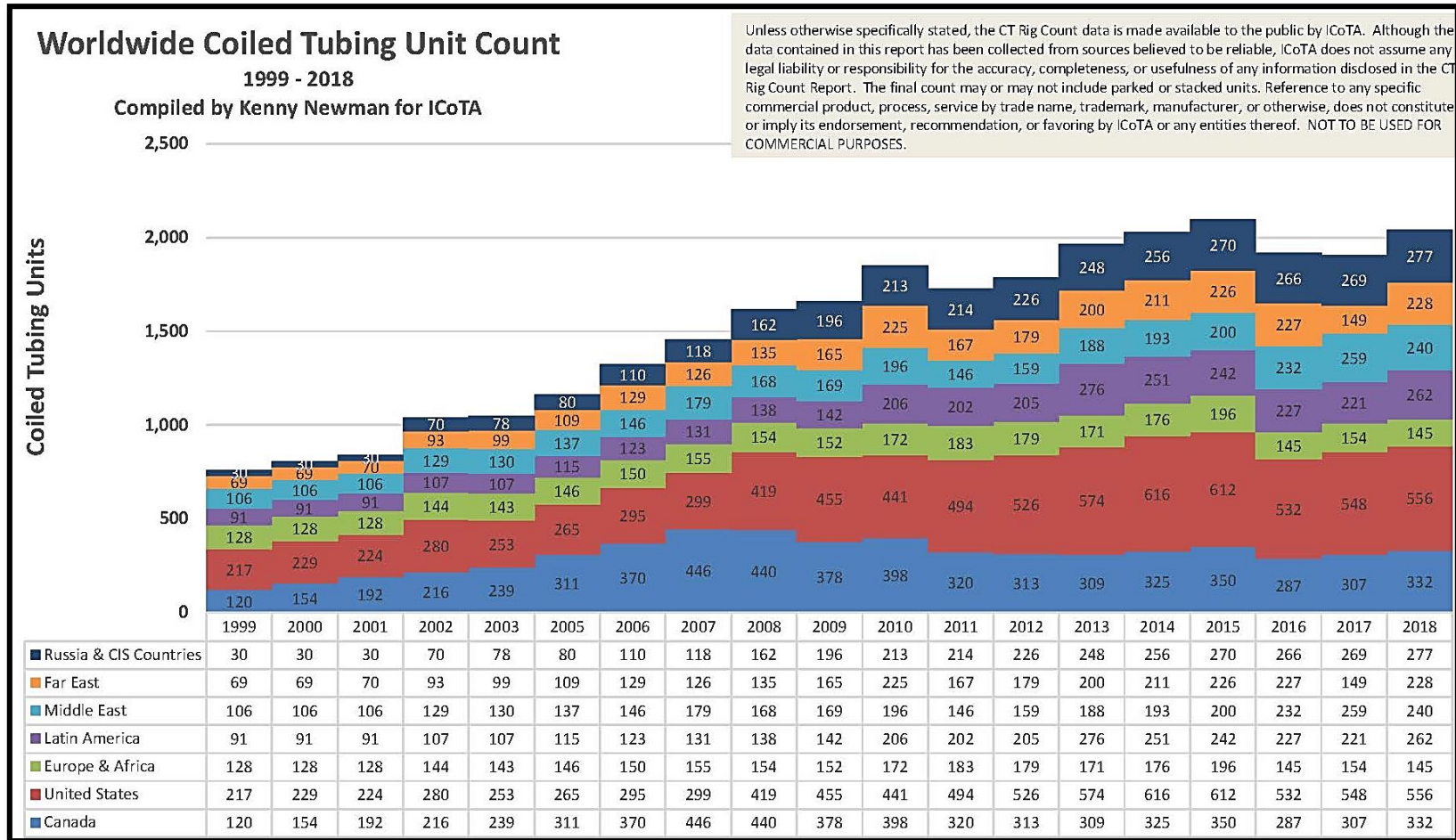
Figura 3. Componentes de la unidad de tubería flexible



Fuente: ARNAOUT, Ibrahim y BROWN, George. La tubería flexible en todo su esplendor. Udhaoliyah. 2009.

⁵ Ibid., p. 44.

Gráfico 1. Distribución de unidades de tubería flexible a nivel mundial



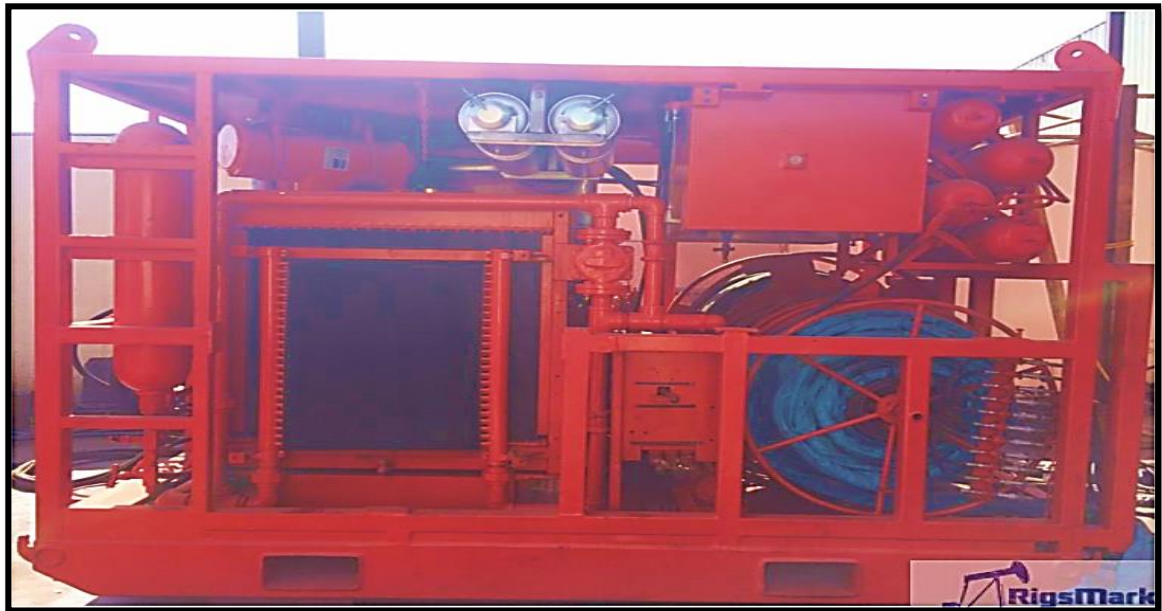
Fuente: NEWMAN, Kenny. Worldwide Coiled tubing unit count. ICOTA. Texas. 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.icota.com/RigCount/2918%20CTU%20Graph%20lg.jpg>

1.2.1 Unidad de potencia. Provee el poder hidráulico necesario para operar la tubería flexible y está compuesto por un tanque hidráulico, filtros, strainers, intercambiadores de calor, termostato, acumulador, válvulas de control de presión, bombas hidráulicas y un motor. Este motor puede ser de 8 o 6 cilindros en forma de “V” o en línea de combustión interna diésel; a través de las mangueras de alta presión se suministra la potencia requerida mediante las bombas hidráulicas, para poder operar los componentes de la unidad de tubería flexible como lo son el carrete, la cabeza inyectora, los motores hidráulicos y el sistema de control de alta presión.

Esta unidad (**figura 4**) posee un sistema que permite la alimentación de un generador de corriente alterna que a su vez abastece de energía a los componentes eléctricos. Además, para poder operar los sistemas neumáticos, se cuenta con un compresor que provee aire a la bomba que acciona el stripper, el sistema de arranque del motor, y la lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora.

En caso de una eventualidad en el cual haya el corte en el suministro de potencia se cuenta con un acumulador el cual tiene como función principal proveer la energía necesaria para que el equipo de control de presión funcione correctamente el tiempo en que se demora en hacer un ciclo de cerrar – abrir – cerrar, y poder tener el control del pozo.

Figura 4. Unidad de potencia.

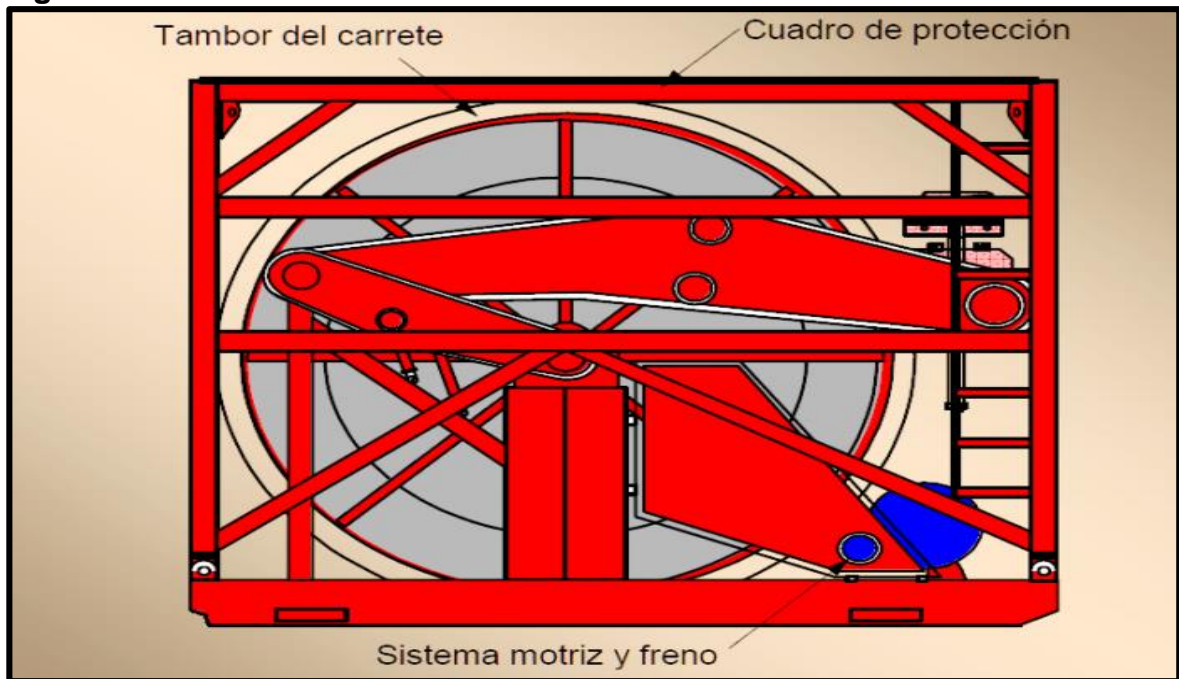


Fuente: RIGSMARKET. Unidad de tubería flexible. Skid montado. Inyector 60K. Houston TX. Universidad tecnológica equinoccial. 2018.[En línea]. Disponible en: <http://rigsmarket.com/main/uncategorized/coiled-tubing-unit-skid-mounted-60k-injector>

1.2.2 Carrete. “Se fabrica de acero. Cuenta con un tambor central (núcleo) con diámetros que varían de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear, son de 8 a 12 pies”⁶ (**figura 5**). Su principal función es proteger y almacenar la tubería, desde que se fabrica, en su transporte hacia las locaciones y durante todas las operaciones de intervención, previniendo daños durante traslados hacia diferentes pozos. Debe contar con un sistema que evite que este tenga movimientos rotacionales del tambor en el transcurso de diferentes actividades.

Consta de cuatro componentes los cuales son: tambor del carrete, sistema de manejo del carrete, guía de nivel, sistema de lubricación los cuales hacen que el carrete funcione correctamente. Los tamaños y diámetros del carrete están condicionados al diámetro y longitud de la tubería flexible que se vaya a almacenar, por ende, pueden existir diversos tamaños y clases de carretes.

Figura 5. Carrete de tubería flexible



Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 15 p.

Una de las funciones del carrete es permitir la conexión entre la tubería de descarga de la unidad de bombeo y el extremo interno de la tubería flexible que se encuentra en la parte interna o núcleo del carrete mediante la junta rotativa.

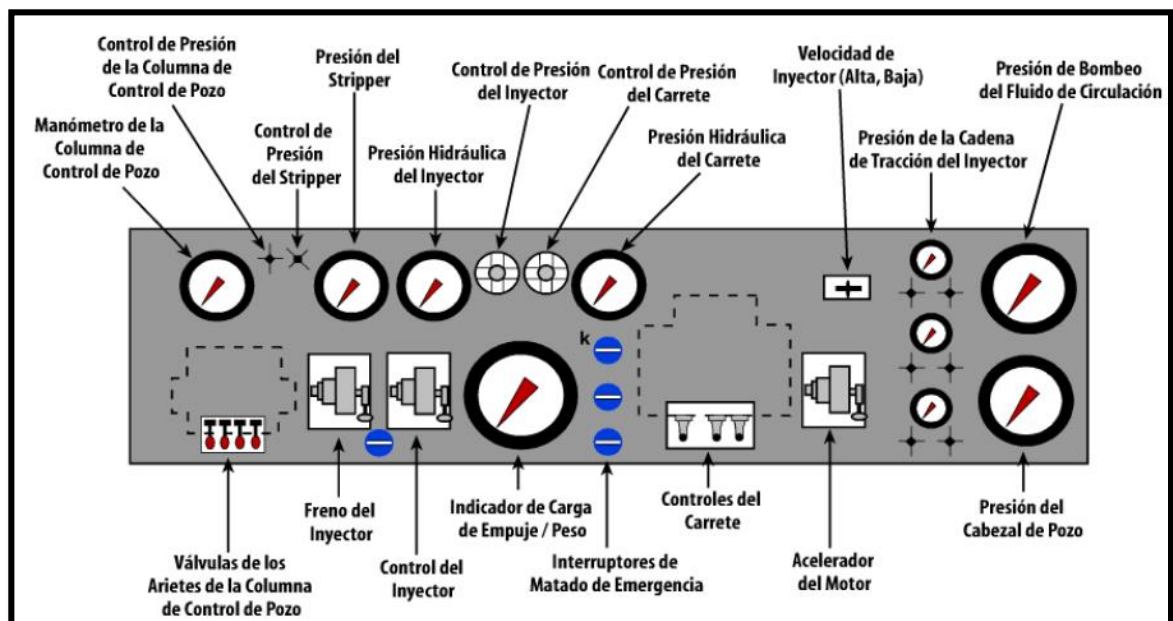
⁶ ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 7 p.

Un componente importante del carrete es la guía de la tubería, la cual se encarga de mantener la tubería alineada en el momento en que se enrolla o desenrolla del carrete. Además, contiene un dispositivo que se encarga de medir la longitud de tubería que se ha desenrollado y ha atravesado la guía de tubería.

Por otro lado, el carrete cuenta con un sistema de frenado el cual se activa hidráulicamente en casos en los que la tubería se rompa entre el carrete y la cabeza inyectora, proporcionando resistencia para restringir la velocidad de la rotación del carrete.

1.2.3 Cabina de control. La ubicación de la cabina de control va a depender del tipo y la configuración de la unidad, pero generalmente esta se ubica en la parte trasera del carrete, donde el operador pueda tener una vista general y total del sistema de tubería flexible, ya que contiene todos los instrumentos y controles necesarios para poder operar la unidad de tubería flexible desde un solo punto. También es capaz de registrar y almacenar ciertos datos como lo son: la presión interna de la tubería, volumen acumulado de fluidos bombeados, tensión y compresión de la tubería, velocidad de extracción o inserción de la tubería flexible, profundidad de operación, entre otros. El diseño de las cabinas puede cambiar según sea el fabricante, pero por lo general la cabina tiene el diseño que se muestra en la **figura 6**.

Figura 6. Controles básicos de una cabina de control

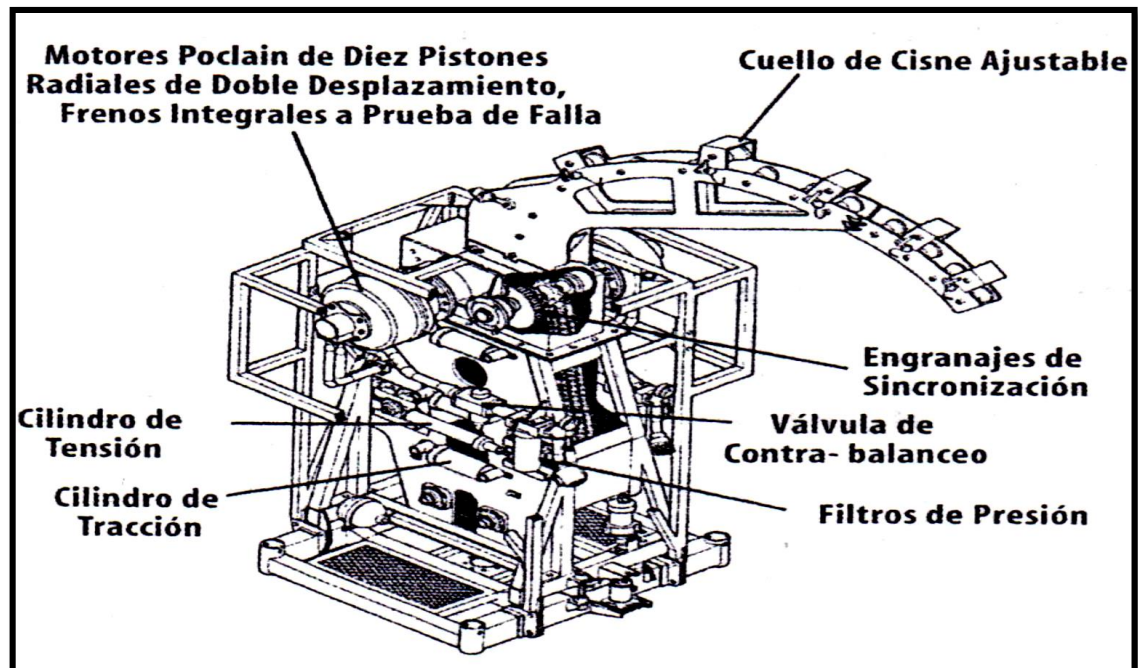


Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de Mexico. Instituto Politécnico Nacional. Facultad de Ingeniería. 2011. 11 p

El operador de la cabina de control es el encargado de monitorear todos los controles que se muestran en el panel de control, pero se debe tener especial observación de los siguientes parámetros: presiones hidráulicas del Sistema de Control de pozo, presión hidráulica del Stripper, presión y tensión de operación del carrete, tensión de cadena, fuerza de tracción, presión hidráulica de la contra – tensión del carrete, presión hidráulica del Sistema Motriz del inyector, velocidad de aceleración del motor del grupo motriz, presión del sistema de aire, presión del circuito auxiliar, presión de operación del inyector de tubería, entre otros.

1.2.4 Cabezal de inyección. Es un sistema mecánico que suministra el sostenimiento y la fuerza necesaria a la tubería flexible en los momentos en los que se dispone para ingresar o salir del pozo. Además, está diseñada para cumplir tres funciones básicas, la primera es proporcionar la fuerza suficiente para que la tubería pueda vencer la fricción generada por la tubería de producción que está en el pozo; la segunda es controlar la velocidad a la cual la tubería flexible entra al pozo y por último soporta el peso total de la tubería flexible en el momento en el que esta se encuentra suspendida en el aire. Está compuesta por un el cuello de ganso, cadenas, motor, indicador de peso, entre otros como se ve en la **figura 7**.

Figura 7. Componentes principales de un cabezal de inyección



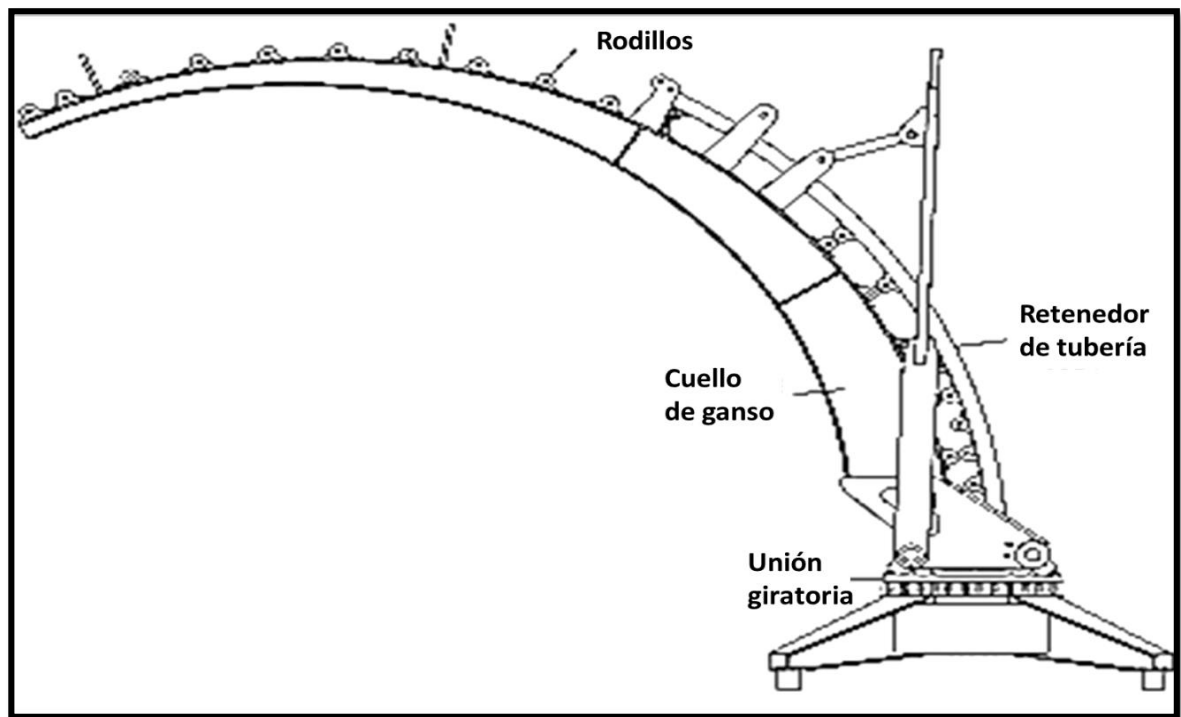
Fuente: TAMAYO, Cristian. Aplicaciones de coiled tubing (CTU) en la limpieza de perforaciones en un pozo inyector. Quito. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ingenierías. 2011. 11 p.

El inyector cuenta con motores de rotación hidráulicos los cuales generan el movimiento de las cadenas, cuando la presión de estos motores se detiene, se activa un sistema de freno el cual mantiene la tubería flexible en su lugar.

“Las cadenas están fabricadas con bloques entrelazados montados entre los eslabones y dispuestos de tal forma para que encaje toda la circunferencia de la tubería enrollada.”⁷. Dichos bloques deben estar fabricados para disminuir o evitar el daño que se pueda ocasionar en la tubería flexible durante los trabajos, así mismo deben contar con el diseño adecuado para que encajen perfectamente con el diámetro de la tubería flexible y no ocurran eventualidades.

Por encima del inyector se encuentra una estructura llamada arco guía (**figura 8**), la cual tiene como función proveer orientación, soporte y alineación apropiadas a las dimensiones de la tubería flexible, al pasar entre las cadenas del inyector. A lo largo de toda la estructura se encuentran distribuidos varios rodillos que sirven para apoyar la tubería flexible que pasa atreves de ellos.

Figura 8. Arco guía de una unidad de tubería flexible



Fuente: elaboración propia, con base. ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 12p.

⁷ TAMAYO, Cristian. Aplicaciones de coiled tubing (CTU) en la limpieza de perforaciones en un pozo inyector. Quito. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ingenierías. 2011. 13 p.

Principalmente sirve para que la tubería pase del carrete e ingrese a la cabeza inyectora sin ningún inconveniente y puedan realizarse todas las actividades. Los tamaños y los ángulos están relacionados directamente con el diámetro de la tubería flexible que se esté usando como se ve en la **Tabla 1** a continuación:

Tabla 1. Dimensiones del arco guía.

Radio del arco guía [in]	Diámetro de la tubería [in]
50	1
72	1 ¼
90	2 – 2 3/8
120	3 1/2

Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 18 p.

La cabeza inyectora también cuenta con motores hidráulicos (**figura 9**) que suministran la potencia requerida para que la tubería sea capaz de entrar y salir del pozo. Se encargan de manejar el movimiento de las cadenas y son operados mediante una caja de velocidades.

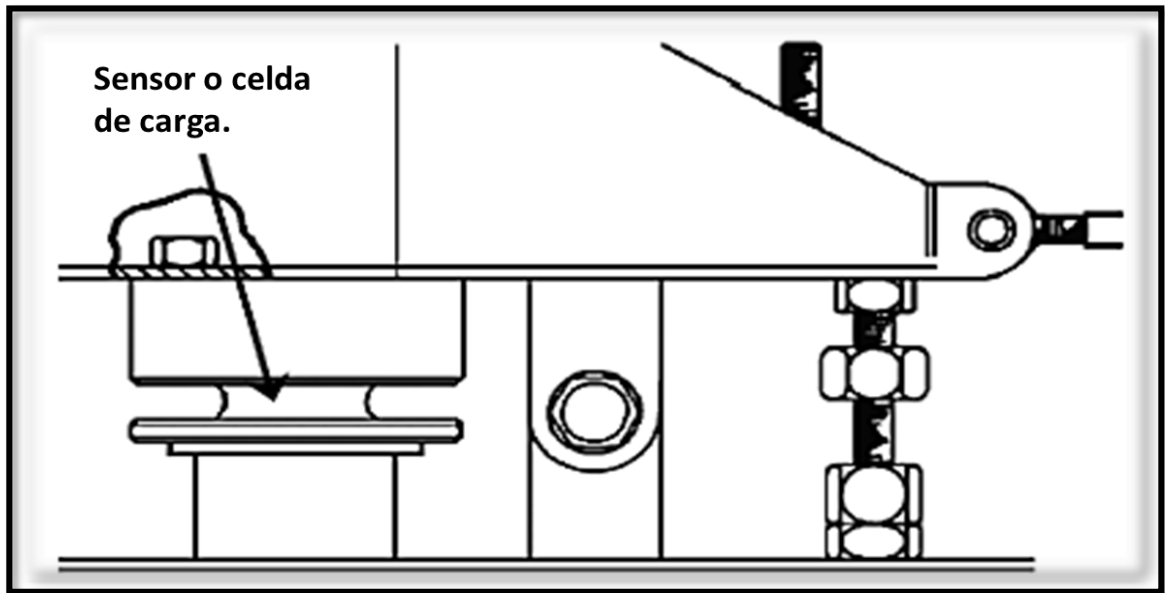
Figura 9. Motores hidráulicos del cabezal de inyección



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 14 p.

Otro de los componentes importantes es el indicador de peso (**figura 10**) que se encuentra en la parte baja de la cabeza inyectora y se encarga de mostrar el peso de la sarta que se esté manejando, y este peso se puede ver en la cabina de control, esto con el fin de conocer la fuerza necesaria para poder sacar la tubería del pozo sin problemas.

Figura 10. Indicador de peso

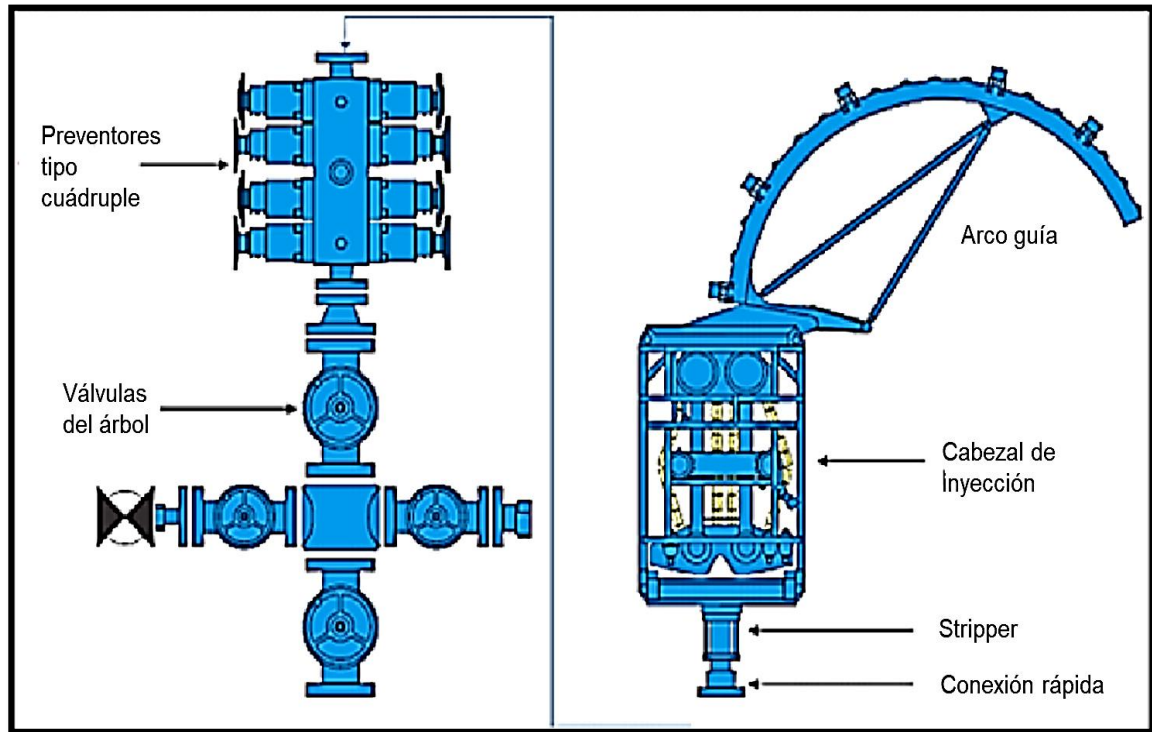


Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 15 p.

La prensa estopa (Stuffing Box) tiene como función aislar la presión anular del pozo mediante un material elástico que comprime la tubería flexible, funciona hidráulicamente y se encuentra ubicado en el extremo inferior de la cabeza inyectora.

1.2.5 Equipo de control de presión. Este componente es de gran importancia en todas las intervenciones de pozos, es indispensable ya que la mayoría de estas intervenciones se realizan con el pozo vivo y se manejan unas altas presiones de cabeza, esto hace que las operaciones sean riesgosas y necesiten de equipos como estos que controlen las altas presiones para disminuir probabilidades de incidentes y aumentar la seguridad de todo el personal. Para asegurar esto, el equipo de control consta de cuatro componentes principales que deben estar clasificados de acuerdo a la presión en cabeza del pozo y las máximas temperaturas que se pueden alcanzar durante las operaciones de intervención, y son los siguientes: preventores, stripper, conexión rápida y lubricadores como se ve en la **figura 11**.

Figura 11. Componentes del equipo de control de presión



Fuente: ORTIZ, Perla. Terminación de pozos mediante el empleo de tubería flexible. México D.F. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2016. 17 p.

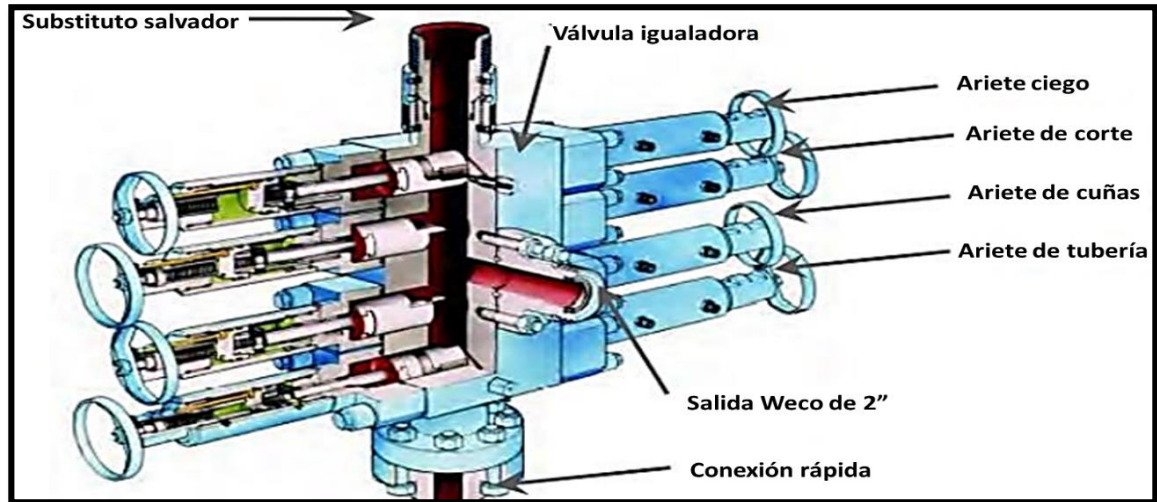
1.2.5.1 Preventores. Hace parte del equipo de control de presión y su principal función es proveer un sistema de sello y sostenimiento de la tubería flexible, o cortar la tubería en cualquier momento en el que se presente una emergencia que requiera aislar el pozo de la superficie y se controlan desde la cabina de control. Presta el control seguro y eficiente de las presiones que se manejan en las actividades que realizan en los pozos.

Está configurado por arietes que están diseñados para resistir una presión mínima de 10.000 psi, cada uno de estos está fabricado para desempeñar una función específica.

Existen diferentes configuraciones o diseños de preventores, en cada uno varía el número y el tipo de arietes. Estos pueden ser sencillos, dobles o cuádruples, este último es el más usado en las operaciones. Todos los preventores deben estar compuestos por los siguientes arietes: ciegos, de corte, de cuñas y fijos, de arriba hacia abajo respectivamente.

Los preventores cuádruples (**figura 12**) están diseñados de la siguiente forma:

Figura 12. Preventores cuádruples



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011.17 p.

- **Arietes ciegos.** Se encuentran en el extremo superior y cumplen la función de aislar el pozo de la superficie cuando no se encuentra la tubería dentro de los preventores.
- **Arietes de corte.** Se encuentran inmediatamente debajo de los arietes ciegos, Están compuestos por dos cuchillas que tienen como función principal cortar la tubería, pero únicamente en caso de emergencia para controlar el pozo **figura 13**.

Figura 13. Arietes de corte



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011.18 p.

- **Arietes de cuñas.** Se encuentran debajo de los arietes de corte y a través de un sistema de cuñas son los encargados de sostener todo el peso de la tubería **figura 14.**

Figura 14. Arietes de cuñas



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011.17 p.

- **Arietes fijos.** Se encuentran en el extremo inferior y su función es sellar alrededor de la tubería **figura 15.**

Figura 15. Arietes fijos

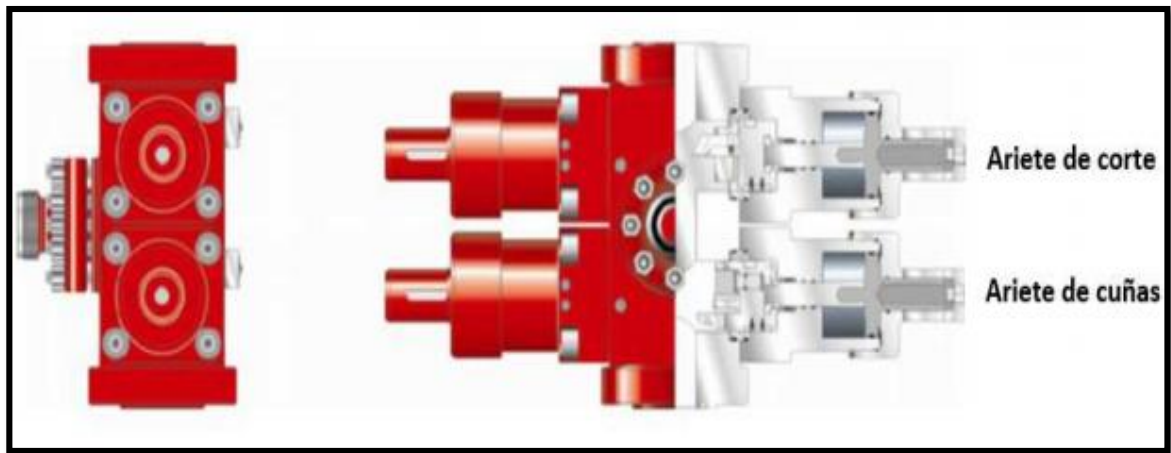


Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011.18

- **Válvula igualadora.** Como su nombre lo indica es la encargada de igualar presión de la parte interna del preventor para así abrir los arietes.
- **Te de bombeo.** Permite el bombeo de fluidos para controlar el pozo en caso de que se requiera.

Los preventores dobles o combi (**figura 16**) están diseñados con dos conjuntos de arietes de la siguiente forma:

Figura 16. Preventor doble o combi



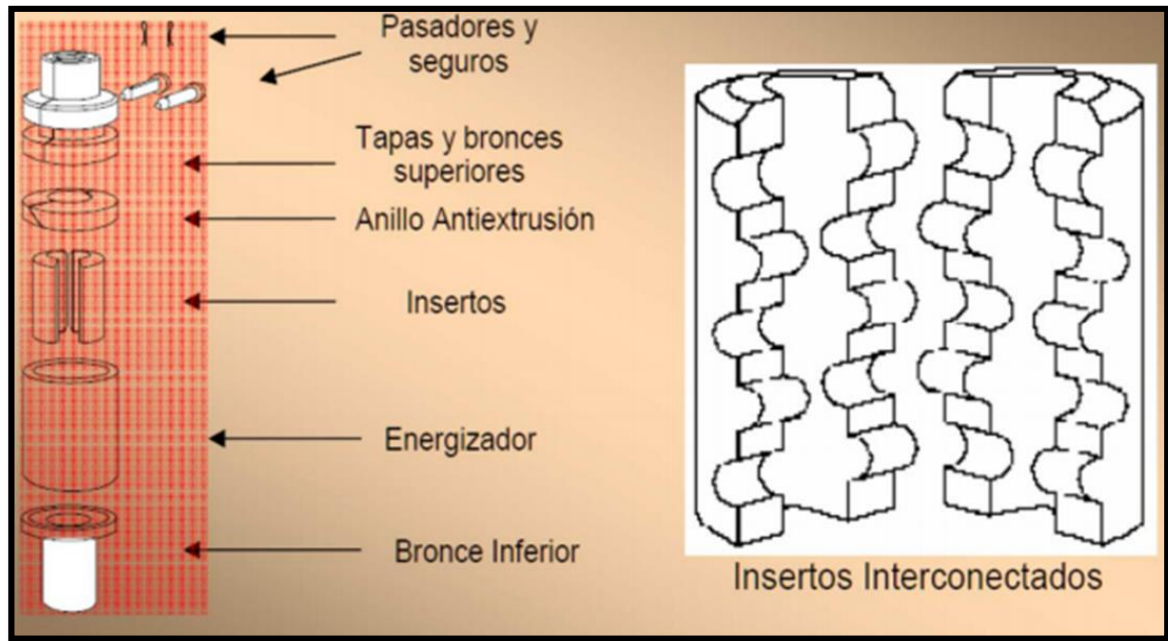
Fuente: ORTIZ, Perla. Terminación de pozos mediante el empleo de tubería flexible. México D.F. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2016.21 p.

- **Arietes de corte y ciegos.** Que se encargan de cortar la tubería y sellar el paso entre el pozo y la superficie.
- **Arietes de cuñas y anulares.** Se encargan de sujetar la tubería y proporcionar el sello alrededor de la tubería sin necesidad de afectar la integridad de la misma.

1.2.5.2 Stripper. Se encuentra ubicado debajo del cabezal de inyección, y su función principal es controlar la presión del pozo durante todas las intervenciones de pozos. Su mecanismo de operación es hidráulico y se controla desde la cabina de control. Este componente permite trabajar en un pozo fluyendo ya que cuenta con un estopero que soporta presiones de 10.000 psi y 15.000 psi, además de resistir al contacto de ácido sulfhídrico. Realiza dos tipos de sello, uno dinámico, cuando la tubería está en movimiento y el otro estático cuando la tubería no se encuentra en movimiento.

Un Stripper normalmente está compuesto por un cuerpo, energizador, insertos o empaques, bronce superior e inferior y anillos anti- extrusión como se ve en la **figura 17**.

Figura 17. Partes del Stripper.

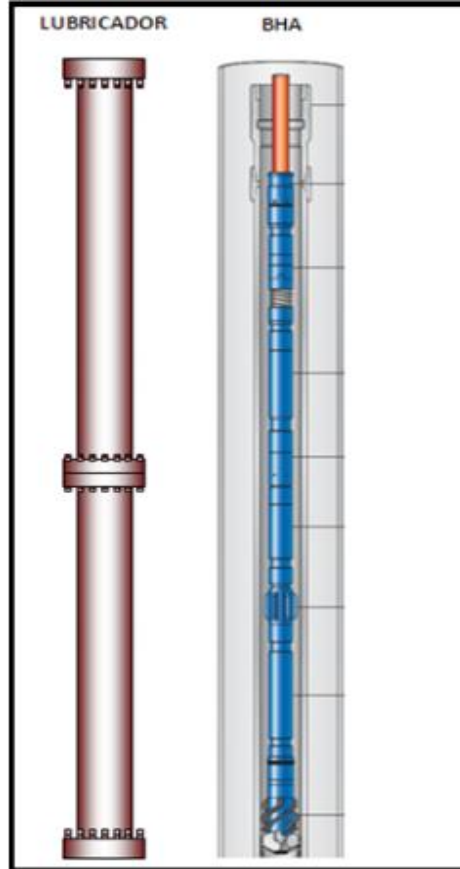


Fuente: ORTIZ, Perla. Terminación de pozos mediante el empleo de tubería flexible. México D.F. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2016. 18 p.

1.2.5.3 Conexión rápida. Se encuentra ubicado entre los lubricadores y los preventores, nos proporciona una conexión rápida y segura entre estos. Su mecanismo de operaciones hidráulico.

1.2.5.4 Lubricadores. Se encuentran ubicados entre la conexión rápida y el stripper; son tuberías que deben tener la capacidad de almacenar toda la longitud de la sarta utilizada en las operaciones, cuando se encuentra preparada para ingresar al pozo o justo luego de salir del mismo, como se muestra en a **figura 18**.

Figura 18. Lubricador



Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 24 p.

1.2.6 Equipo auxiliar. Son equipos adicionales que no hacen parte principal de la unidad de tubería flexible, pero son importantes para armar la unidad y que las operaciones sean exitosas. Dentro de las cuales encontramos:

1.2.6.1 Bombas de fluidos. En estas bombas se preparan y se bombean los fluidos que van a ser enviados al pozo a través de la tubería flexible. Generalmente son bombas triplex y son modulares.

1.2.6.2 Diques de contención fluidos. Son sistemas cerrados para impedir el impacto ambiental en el caso de que se presente un derrame no controlado de fluido.

1.2.6.3 Grúa. Es un equipo de izaje que permite realizar diferentes maniobras en el momento de armar la unidad de tubería flexible, durante la operación y al finalizar la operación para desarmar la unidad. Funciona por medio de pistones hidráulicos con brazos en forma de telescopio que giran y se ajustan según los requerimientos que exija la operación.

1.3 FABRICACION DE LA TUBERIA FLEXIBLE

En la actualidad la implementación de la tubería flexible a nivel mundial ha ido creciendo considerablemente, debido a esto es de gran importancia conocer su proceso de fabricación. Diversas empresas se encargan de fabricar tubería flexible, y aunque son empresas distintas, el proceso no varía mucho entre una y otra empresa. Entre las más destacadas están Southwestern Pipe, Quality tubing Inc, y Precision tube Technology.

Tenaris es otra de las empresas que produce tubería flexible en largos adecuados para los ambientes de pozo más críticos, brindan una variedad de grados y dimensiones, entre los que se incluyen grados de: HS-70™, HS-80™, HS-90™, HS-110™; diámetro externo de 1" a 5" y paredes de 0,080" a 0,300".

A continuación, en la **Tabla 2** se muestra una lista de los metales que más se usan, con el porcentaje correspondiente que cada una de las empresas maneja.

Tenaris es otra de las empresas que produce tubería flexible en largos adecuados para los ambientes de pozo más críticos, brindan una variedad de grados y dimensiones, entre los que se incluyen grados de: HS-70™, HS-80™, HS-90™, HS-110™; diámetro externo de 1" a 5" y paredes de 0,080" a 0,300".

Tabla 2. Porcentaje en composición de aleaciones en la fabricación de la tubería flexible.

Elemento Químico	Quality Tubing		Southwestern Pipe		Precision Tubing
	QT 70/QT 700	QT 70/QT 701	CY MAX 80	CTMAX 100	HS 70WJHS 70C
Carbón C	0.10 a 0.14	0.10 a 0.16	0.10 a 0.17	0.13 a 0.17	0.10 a 0.15
Manganeso Mn	0.70 a 0.90	0.70 a 0.90	0.60 a 0.90	0.60 a 0.90	0.60 a 0.90
Fósforo P	0.025 Max	0.025 Max	0.025Max	0.025 Max	0.03 Max
Sulfuro S	0.005 Max	0.006 Max	0.005 Max	0.005 Max	0.005 Max
Silice Si	0.30 a 0.50	0.30 a 0.50	0.30 a 0.60	0.30 a 0.60	0.30 a 0.50
Cromo Cr	0.50 a 0.70	0.50 a 0.70	0.40 a 0.90	0.40 a 0.90	0.55 a 0.70
Cobre Cu	0.25 Max	0.25 Max			0.20 a 0.40
Níquel Ni	0.2 Max	0.2 Max	0.10 Max	0.10 Max	0.25 Max
Molideniun Mo		0.21 Max		0.08 a 0.015	
Cobalto Cb			0.20 a 0.04	0.02 a 0.04	
Hierra Fe	Balance	Balance	Balance	Balance	Balance

Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 24p.

1.3.1 Proceso de fabricación. La tubería flexible es fabricada con una franja o tira de lámina de acero de baja resistencia y expuesta al ataque del medio ambiente por lo que contiene bajo porcentaje de carbón. El Níquel es un metal que al agregarlo en el proceso de fabricación aumenta la resistencia, pero su vez se hace más susceptible al daño por presencia de ácido sulfhídrico. Esto llevo a las empresas encargadas de la fabricación a realizar nuevas investigaciones para poder solucionar estos inconvenientes y poder mejorar la calidad, resistencia y duración de la tubería flexible. Luego de varias pruebas de laboratorio, descubrieron que la resistencia a la tensión aumenta y la ductibilidad no se reduce al adicionar Cromo y Cobre al proceso.

Otro material para la fabricación de tubería flexible, es el titanio que ofrece alta resistencia en relación al peso, lo que permite que la sarta llegue a grandes profundidades con un menor peso. También brinda alta resistencia a la corrosión en presencia de ácido sulfhídrico y mayor resistencia a la fatiga, pero no es muy resistente en presencia de ácido clorhídrico.

Con el Titanio se puede fabricar una longitud mayor que en la fabricada con acero antes de que se rompa por su propio peso. Por esto es que su precio es 6 o 7 veces mayor que la que está hecha de acero.

En la industria petrolera se manejan principalmente dos grados de tubería hecha por Titanio, grado 9 y grado 12. La composición de la tubería de titanio grado 9 se muestra en la **Tabla 3** a continuación:

Tabla 3. Componentes de tubería de grado 9

Componente	Porcentaje [%]
Titanio	94.5
Aluminio	3
Vanadio	2.5

Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 4 p.

La composición de la tubería de titanio grado 12 se muestra en la **Tabla 4** a continuación:

Tabla 4. Componentes de tubería de grado 12

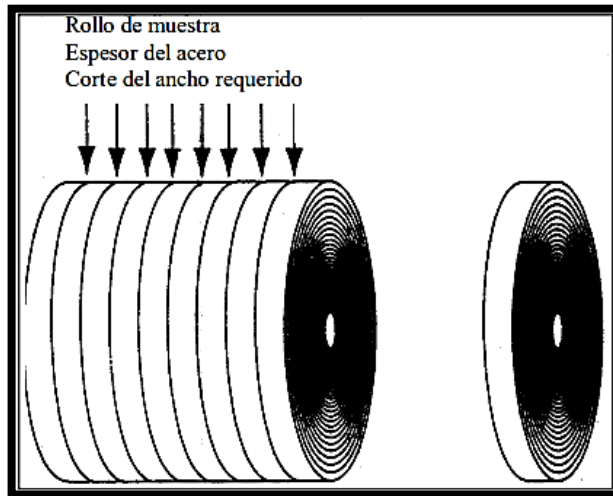
Componente	Porcentaje [%]
Titanio	99
Níquel	0.7
Molibdeno	0.3

Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 4 p.

1.3.2 Proceso de fabricación de la lámina. Para realizar la fabricación de la lámina se deben seguir los siguientes pasos:

- ✓ Paso 1: se adquiere la materia prima de acero en láminas de 48 pulgadas (in) de ancho y 1.100 metros de largo.
- ✓ Paso 2: cuando se escoge el diámetro de la tubería flexible a fabricar, se corta la lámina para formar la circunferencia del tubo especificado (**figura 19**).

Figura 19. Rollos de muestra.



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 27 p.

- ✓ Paso 3: luego la lámina pasa por un horno a alta temperatura, con el fin de que se vuelva maleable para poder continuar con el proceso (**figura 20**).

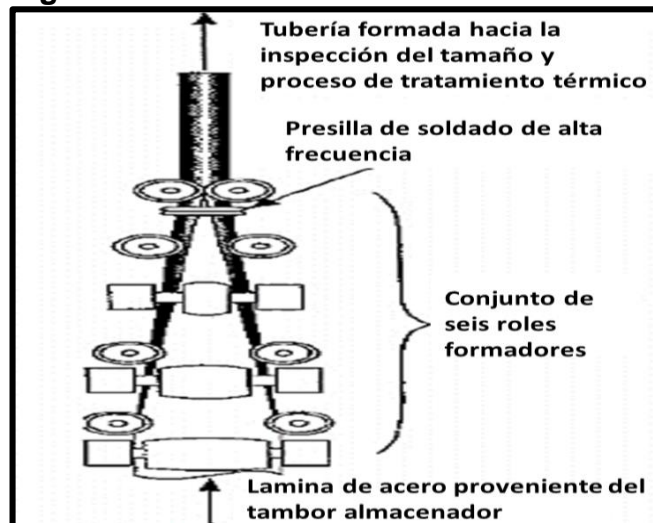
Figura 20. Lámina atravesando horno a alta temperatura



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 25 p.

- ✓ Paso 4: se pasa la lámina por una serie de rodillos que se encargan de darle el espesor a la lámina.
- ✓ Paso 5: se realiza la soldadura más adecuada, ya sea de tope o de sesgo; esto con el fin de formar un rollo continuo. El área que se soldó se pule hasta que quede limpia y suave. Se realiza inspección por rayos X para saber el estado de la tubería.
- ✓ Paso 6: las tiras de láminas son enrollados en una bobina y pasan a un proceso de fresado.
- ✓ Paso 7: nuevamente las láminas se pasan por una serie de 6 rodillos que están a una distancia entre 50 y 80 centímetros que se encargan de darle la forma al tubo (**figura 21**).
- ✓ Paso 8: se realiza el tratamiento térmico pasando el tubo pasa atreves de un horno a una temperatura de 1.600 ° C.
- ✓ Paso 9: subsiguientemente los tubos se enfrían con aire y agua.
- ✓ Paso 10: por último, los moldes son enrollados en carretes y se realiza la prueba hidrostática por un tiempo de 30 minutos con una presión igual al 80% del valor de cadencia interno. Y si no se hayan fugas, los tubos están listos para ser almacenados y transportados hacia las locaciones.

Figura 21. Proceso de fresado de láminas.



Fuente: ORTIZ, Perla. Terminación de pozos mediante el empleo de tubería flexible. México D.F. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2016. 37 p.

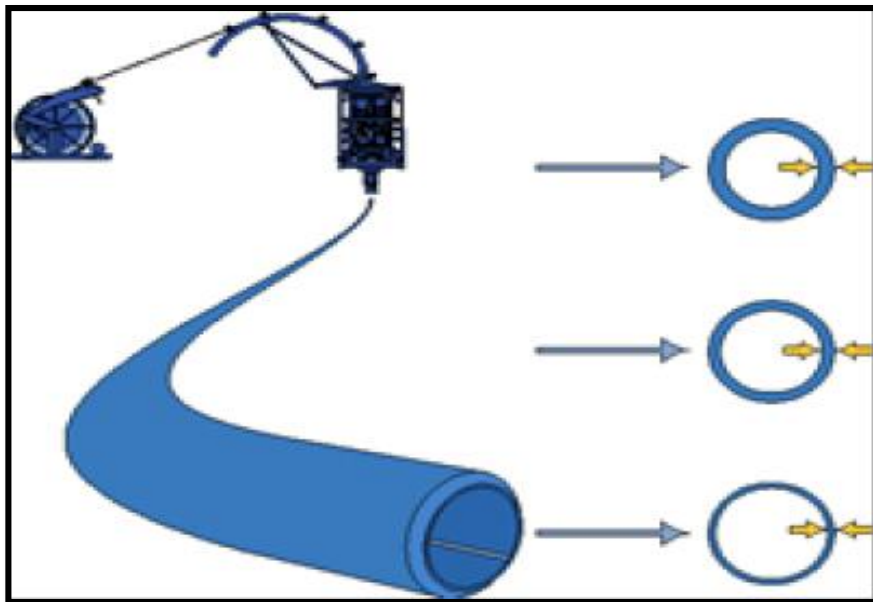
El proceso puede variar, ya que la tubería flexible se puede hacer con espesor constante y espesor variable (telescopeada).

La tubería con espesor constante está diseñada y fabricada con el mismo grosor de pared a lo largo de toda la tubería. Por lo general en la industria del petróleo se usa para operaciones de perforación y fracturamiento.

Y la tubería telescopeada esta tubería cuenta con una fabricación especial, ya que a lo largo de toda la tubería el diámetro y el espesor de la pared varían. Una de las ventajas importantes de esta tubería es que el peso se va reduciendo a medida que la tubería se va desenrollando y a su vez el punto de cadencia en superficie se amplía.

Generalmente la parte más ligera, con pared de menor grosor se utiliza en la parte extrema inferior, es decir, es el extremo de la tubería que entra primero al pozo. Y la parte de mayor grosor de pared se encuentra en el otro extremo de la tubería que se encuentra en superficie (**figura 22**).

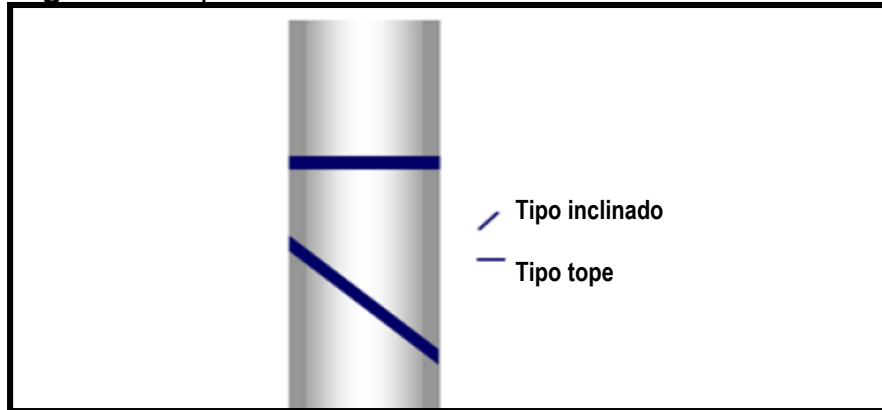
Figura 22. Tubería telescopeada.



Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 6 p.

Durante el proceso de fabricación de la tubería flexible se pueden realizar distintos tipos de soldadura, dentro de los principales tenemos tipo tope y tipo inclinada (**figura 23**).

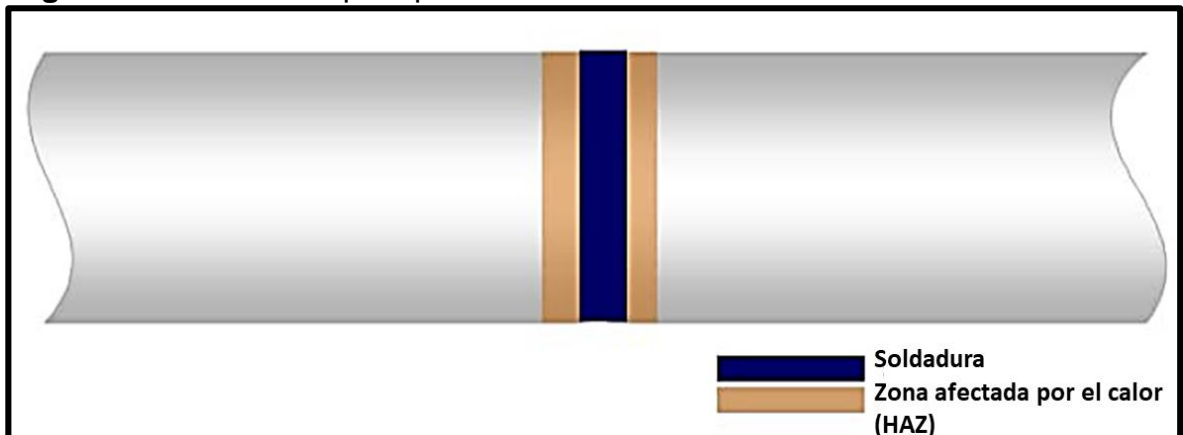
Figura 23. Tipos de soldadura



Fuente: elaboración propia, con base. FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 6 p.

La soldadura tipo tope o butt es el único tipo de soldadura que se puede realizar en campo cuando se presente una eventualidad. El material del área soldada presenta una fatiga más rápida en presencia de ambientes de gases amargos. Así mismo esta zona es más susceptible a verse afectada por el calor (**figura 24**)

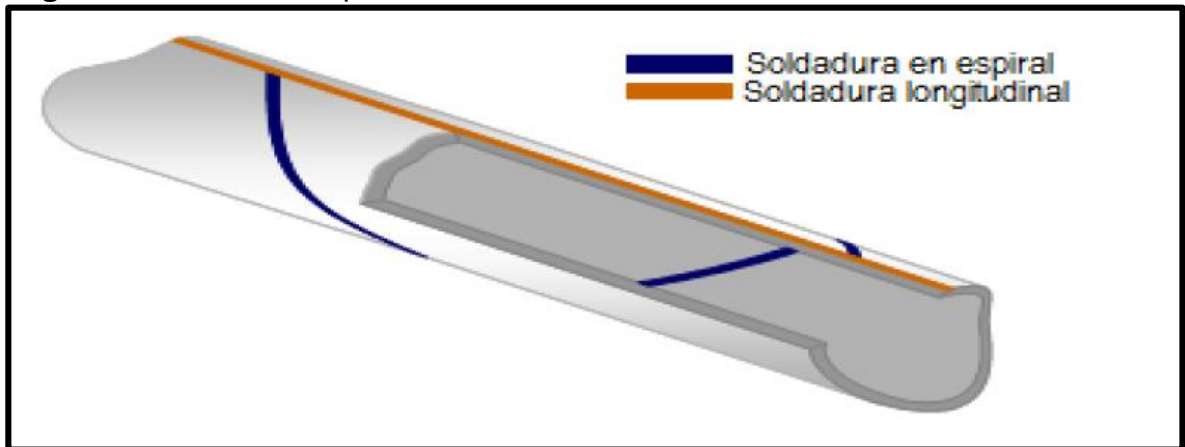
Figura 24. Soldadura tipo tope o butt



Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 7 p.

Por otro lado, la soldadura tipo inclinado o Bias se realizan con un ángulo fijo de 45°, “esta geometría distribuye las tensiones mecánicas experimentadas por la zona de la soldadura en toda la longitud de la hélice en lugar de concentrar todo el estrés en una sola banda estrecha alrededor de la circunferencia del tubo”⁸ (figura 25)

Figura 25. Soldadura tipo inclinada o Bias



Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 7 p.

1.3.3 Transporte y almacenamiento. Al finalizar el proceso de fabricación, la tubería flexible es almacenada en los carretes de acero para ser transportados y usados en las operaciones a pozo. El sitio de almacenamiento tiene que cumplir con requisitos como estar en un sitio cubierto, donde no este expuesta a ambientes corrosivos que puedan afectar la integridad de la tubería.

En caso de la tubería está expuesta al sol, se debe proteger la tubería con un material opaco y con ventilación para evitar el sobrecalentamiento. Se debe evitar cubrir las tuberías con lonas negras sin ventilar, además no se debe colocar la tubería cerca de las fuentes de calor, ya que pueden afectar sus propiedades.

En el momento que se necesite llevar la tubería flexible a una locación, es transportada por un camión en el cual es asegurada de forma correcta evitando que la tubería sufra daños y desgastes durante el transporte. Para esto, el carrete cuenta con sistemas para impedir que durante el movimiento la tubería se suelte.

⁸ FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. Mexico D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 7 p.

1.4 CONTROL DE CALIDAD DE LA TUBERIA FLEXIBLE

Con el fin de mantener un alto nivel de calidad y satisfacer las necesidades de los clientes, es que se debe tener un control de calidad de la tubería flexible, dicho control de calidad se da desde el proceso inicial de fabricación hasta la tubería flexible como producto final. Para asegurar la salud y bienestar de las personas presente en la operación y el cumplimiento satisfactorio del trabajo a pozo que se realice.

1.4.1 Normas de inspección de la tubería flexible. Durante la fabricación de la sarta de tubería flexible, se debe asegurar que se cumplan con normas que son necesarias para su implementación en trabajos a pozos. La NACE-01-75 e ISO-9001 son dos normas que se deben cumplir si la tubería flexible va a estar en un ambiente con presencia de ácido sulfhídrico.

Por otro lado, la norma que contiene las especificaciones de la tubería flexible es en la API 5L15CT. En donde se encuentra, que la tubería flexible debe resistir la corrosión y erosión durante las intervenciones, debe contar con la capacidad de ser soldable tanto en fabrica como en campo, la tubería flexible debe ser lo suficientemente fuerte como para soportar las cargas de tensión, presión interna y colapso durante la operación, debe ser dúctil para poder ser almacenada en carretes y pasar a través de la cabeza inyectora, debe tener un mínimo de soldaduras a tope, ya que estos puntos son los más débiles de la tubería flexible y debe tener una buena resistencia a la fatiga y deformación platica, que puede ocasionar los ciclos.⁹

Para cumplir con estas normas, las tuberías flexibles tienen unas especificaciones generales que cada fabricante sigue como: las tuberías son de acero al bajo carbón, tienen una dureza máxima de Rockwell de 22C, tienen una fabricación empalmada para su soldadura a tope, tienen una elongación minina de 28 a 30%, implementan aleaciones modificadas HSLA de alta resistencia y baja aleación que aseguren mínimos esfuerzos a la cedencia de 70.000 y 80.000 psi y tensión mínima de 80.000 y 90.0000 psi¹⁰

⁹ ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de mexico. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 36 p.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 36.

1.4.2 Pruebas no destructivas. Las inspecciones que se le realizan a la tubería flexible van desde el momento que se recibe la materia prima para su fabricación, a las láminas se le realiza un análisis para controlar su composición química y estado, el cual consiste en primera medida de una inspección visual y medición de dimensiones de la lámina, seguidamente se implementan radiografías para evitar defectos de soldadura en la unión de las tiras y por último se implementa un láser para realizar una inspección continua a lo largo y ancho de la cinta para identificar defectos y removerlos.

Dentro de la fabricación de la tubería flexible se realizan 3 pruebas no destructivas, las cuales se realizan para asegurar la calidad de cada proceso y que el producto final sea el mejor, y que cumpla con las especificaciones de las normas. La primera prueba es conocida como Inspección ultrasónica, la cual se efectúa en forma continua para detectar el espesor de la sarta y tener estos datos en gráficas. La segunda prueba consiste en la implementación de pirómetros ópticos, esta prueba se efectúa en cada etapa del soldado o tratamiento térmico, mediante pirómetros para revelar los esfuerzos en el cuerpo de la tubería.

Y por último tenemos las pruebas electromagnéticas, es una prueba realizada a las soldaduras empleando pruebas electromagnéticas (corriente de Eddy), las cuales se calibran al inicio y final de cada sarta fabricada, e indican de forma audible y sistema de marcado automático áreas que requieran una inspección más detallada.¹¹

1.4.3 Pruebas destructivas. Es importante evaluar ciertos parámetros de la tubería flexible, para asegurarse que esta cumpla con la normativa para su implementación en operaciones de pozo. Por lo que se hace necesario realizar ciertas pruebas destructivas.

La inspección dimensional al inicio y final de cada sarta, consiste en evaluar la ovalidad, el espesor de la pared y la costura de la soldadura. Asegurando que los parámetros siempre estén entre lo que dicta la norma para asegurar que cada sarta sea igual a las demás.

La prueba de tensión, consiste en tensionar secciones al inicio y final de cada sarta, para verificar el esfuerzo de cedencia (0.2%), tensión y porcentaje de elongación. Estos valores y pruebas deben cumplir con el procedimiento y parámetros que se dictan en la norma ASTM A370

También es usual realizar pruebas de dureza, las cuales “son realizadas en la cinta de la soldadura en los extremos de las sartas, con secciones de aplastamiento preparadas metalográficamente para las pruebas de microdureza. Varias

¹¹ *Ibíd.*, p. 34.

mediciones son hechas en la costura de la soldadura, asociada a los efectos en zonas afectadas por calentamiento y metal base sin afectar”¹²

Por otro lado, tenemos las pruebas de aplastamiento y estallamiento, son usadas para verificar la integridad de la costura de la soldadura, por defectos no visibles, se realiza al principio y final de la sarta, de acuerdo a la norma ASTM A450.

Metalografía, Examina la dureza de la costura de la soldadura y determina el grado de emparejamiento, consiste en preparar secciones cruzadas y examinarlas metalográficamente.

Y por último tenemos la prueba hidrostática, en la cual a la tubería final se le inyecta agua, con una esfera de acero de diámetro específico la cual hace la calibración del diámetro interior de la tubería flexible, a una presión que llega al 80% de la cedencia teórica durante 30 min.

1.5 ESCENARIO DE ESFUERZOS

En las operaciones con tubería flexible, se han establecidos los límites operacionales sugeridos para cada trabajo, a partir de escenarios matemáticos. Los límites se ven afectados por diversos factores como lo son: presión interna, presión de colapso, presión de pozo, tensión, ovalidad, vida útil y corrosión.

En primero lugar la presión interna, hace referencia a la presión mínima necesaria para que se deforme el diámetro exterior de la tubería flexible. Principalmente esta presión se encuentra en el carrete debido al bombeo de fluidos utilizados en las operaciones a pozo.

En algunos pozos la presión es tan alta que la tubería tiende a salir del pozo, debido a que la presión de pozo actúa en el área transversal de la tubería flexible, provocando el desplazamiento de esta hacia la superficie.

Por otro lado, la presión de colapso es aquella que actúa de forma externa en el espacio anular, afectando las propiedades físicas de la tubería, en algunos casos puede llegar a darse una deformación grave.

Dependiendo del diámetro exterior, grosor de la pared y el tipo de tubería, se establecen los límites de tensión que una tubería nueva puede alcanzar. Los fabricantes recomiendan no exceder el 80% del límite de una tubería nueva.

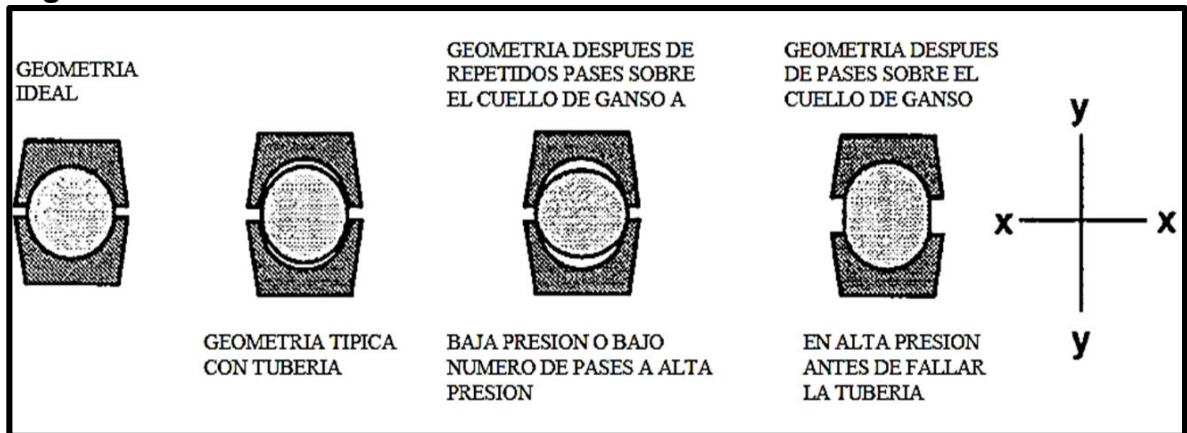
“Los límites de ovalidad permitidos en la tubería flexible están determinados por la habilidad del equipo de control de presión (stripper), para efectuar el sello hermético

¹² *Ibíd.*, p. 35.

en secciones de tubería con un grado de distorsión en la superficie¹³. Como se muestra en la **figura 26**. Los límites de ovalidad que se recomiendan usar durante las operaciones de unidades de tubería flexible máximo de diámetro exterior es de 106% del diámetro nominal y el mínimo diámetro exterior es del 96% del diámetro nominal.

La vida útil de la tubería flexible es un parámetro importante que las empresas prestadoras de servicio deben tener en cuenta antes, durante y después de la operación, ya que es importante tener conocimiento del estado actual de la tubería para saber si hay necesidad de intervenir un tramo o su totalidad. Para esto cuentan con un software especializados para detectar dichos tramos que representan un riesgo operacional.

Figura 26. Ovalidad en la tubería flexible.



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 39 p

Debido a la reacción química que puede generarse entre fluidos al contacto con la tubería se puede generar corrosión, alterando las propiedades físicas de la tubería lo que provoca una reducción en la integridad de la misma. Las principales fuentes de corrosión a los que se enfrentan la tubería flexible en operaciones de pozo son: Fluidos corrosivos de tratamientos, gases amargos, condiciones atmosféricas, fluidos corrosivos del pozo y fluidos residuales.

El efecto de flotación, el estado mecánico del pozo, el pandeo residual, pandeo (flexión) y la fricción del stripper son factores que afectan las fuerzas de la tubería flexible, ya que cada una de ellas ejerce una fuerza sobre la tubería el cual modifica su comportamiento al interior del pozo, cambiando aparentemente propiedades

¹³ ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de Mexico. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 39 p.

como el peso de la sarta y puede afectar de forma crítica las operaciones si no se tienen en cuenta.

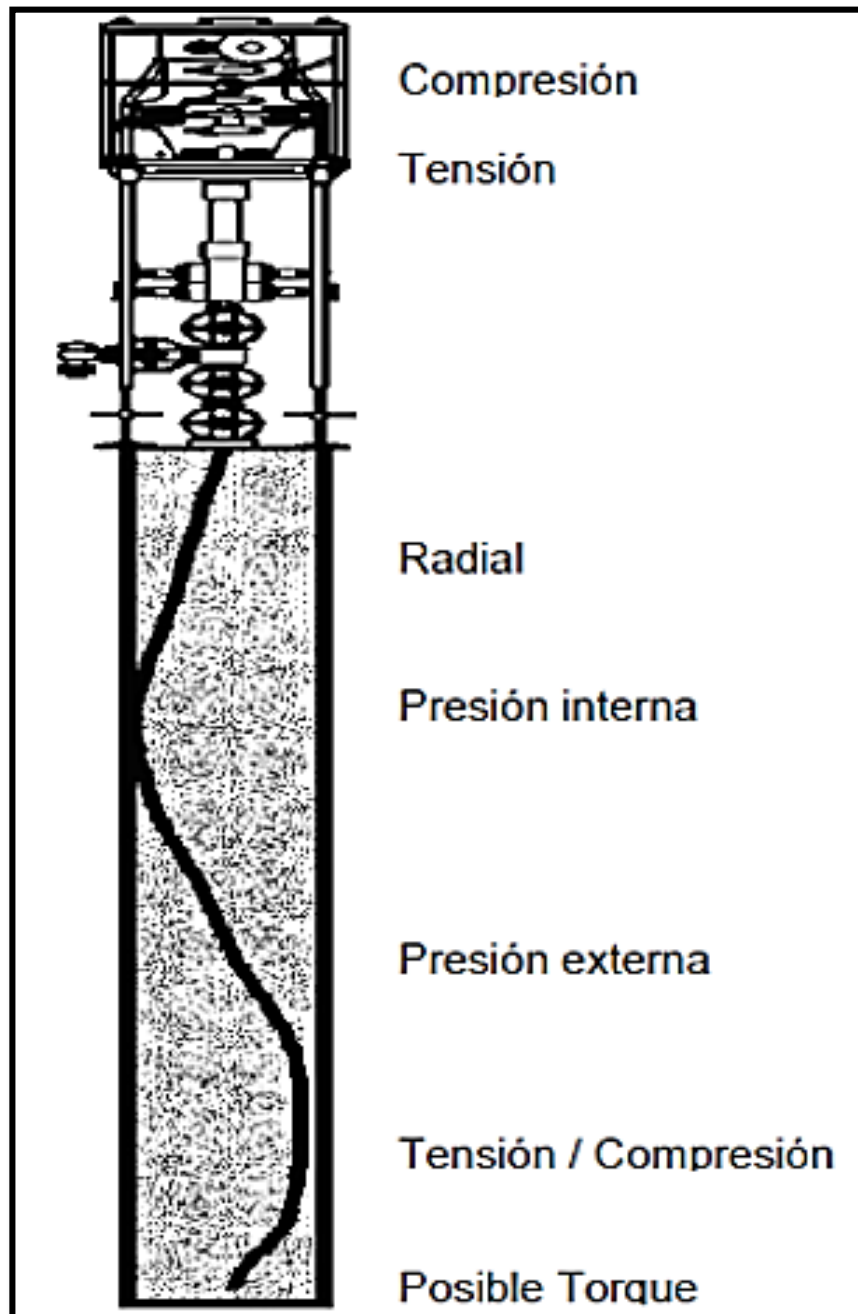
1.5.1 Esfuerzos que afectan la tubería flexible. La vida útil y la capacidad de la tubería flexible se ven afectadas por los esfuerzos que esta pueda sufrir durante las operaciones, estos esfuerzos pueden ser: axiales, de presión y torsión (**figura 27**).

1.5.1.1 Esfuerzo axial. Durante los viajes que realiza la tubería flexible en operaciones a pozos, sufre un doblamiento que se provoca al atravesar el arco guía y de igual manera al enrollarse en el carrete, generando esfuerzos de tensión y compresión los cuales son conocidos como esfuerzo axial.

1.5.1.2 Esfuerzos debido a la presión. Constantemente durante las operaciones de tubería flexible se manejan presiones internas y externas, las cuales provocan unos esfuerzos en la misma. La presión interna ejercida a lo largo de la tubería genera un esfuerzo circunferencial. Por otra parte, la presión externa ejerce una fuerza sobre la pared exterior de la tubería flexible, lo cual provoca una pérdida en el espesor. Este efecto es conocido como esfuerzo radial.

1.5.1.3 Esfuerzo de torsión. El esfuerzo de torsión de la tubería flexible se presenta en el extremo inferior en el momento en el que la herramienta hace contacto con la formación en el caso de que se esté perforando, o con una obstrucción que no permita que la tubería continúe descendiendo en el pozo. Si en ese momento se presenta un torque significativo la tubería flexible presentara un esfuerzo de torsión asociado a dicho evento.

Figura 27. Esfuerzos que afectan la tubería flexible.



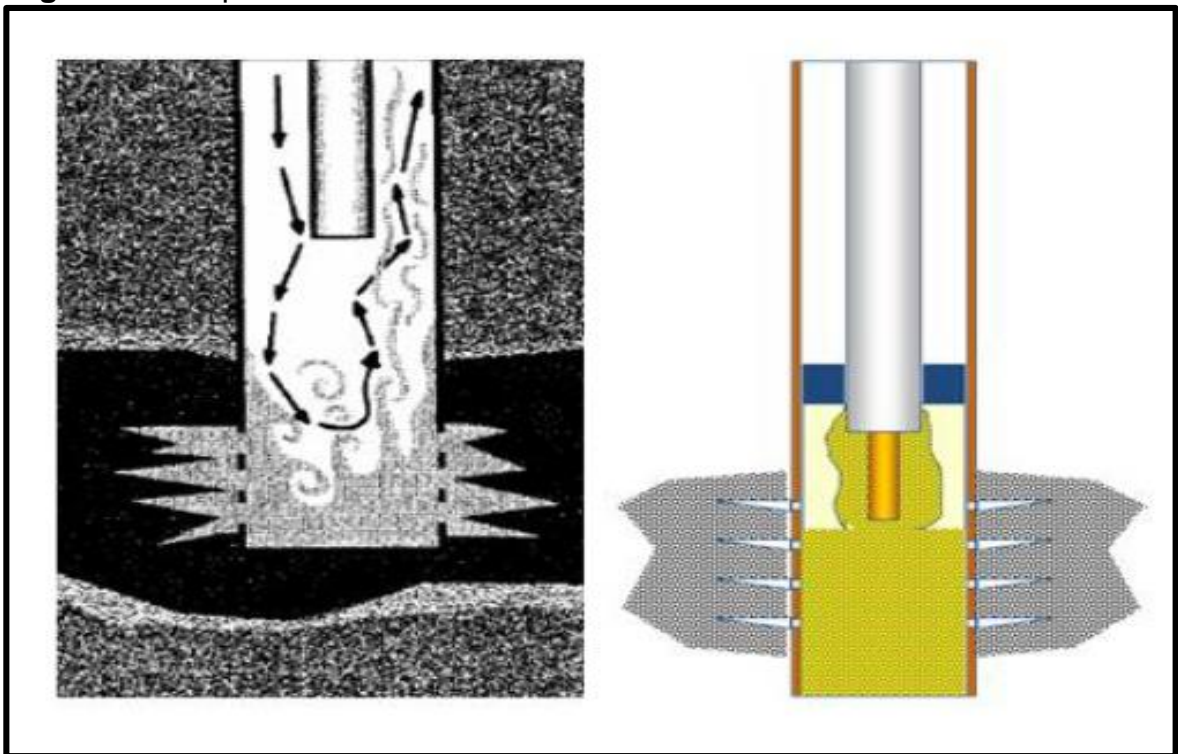
Fuente: FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014. 9 p.

1.6 APLICACIONES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE EN OPERACIONES DE INTERVENCIÓN

En esta sección se expondrán las aplicaciones de tubería flexible en operaciones de intervención a pozo.

1.6.1 Limpieza con tubería flexible. Debido a que muchos yacimientos son explotados de arenas no consolidadas, la migración de finos se vuelve un problema a tener en cuenta en el sistema de producción, es por esto que se hace necesario una intervención a pozo para llevar a superficie dichos finos del fondo del pozo. “La limpieza de pozos es la principal aplicación que tiene la tubería flexible (TF) en la industria de los servicios a pozo, lo que representa alrededor del 50% de todas las operaciones con tubería flexible.”¹⁴(Figura 28).

Figura 28. Limpieza con tubería flexible



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 7 p.

¹⁴ Alva Ramírez Jorge, Ramírez Cortes Jorge and Rosales Acosta Rocio: Aplicaciones de la tubería flexible. 2011. [En línea] disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/16580/Aplicaciones%20de%20la%20tuber%C3%ADa%20flexible.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sabiendo que los daños que reducen productividad en los pozos productores, no son todos iguales, se tiene diferentes tipos de limpieza con tubería como:

1.6.1.1 Tratamientos con jetting a alta presión. Consiste en el bombeo continuo de agua a alta presión, con el fin de que las partículas que se encuentran asentadas, y obstaculizando el paso de fluido en el fondo del pozo, se incorporen al fluido inyectado y puedan ser transportadas a superficie a través del espacio anular creado entre la tubería flexible y la tubería de producción; teniendo en cuentas que la velocidad del fluido en el anular debe ser mayor a la velocidad de asentamiento de las partículas que se quieren remover.

1.6.1.2 Tratamientos químicos. Son efectivos únicamente cuando los depósitos son solubles en fluidos como solventes y formulaciones ácidas. El impacto creado por la acción de chorro de los fluidos a la salida de la tubería disuelve los depósitos presentes.

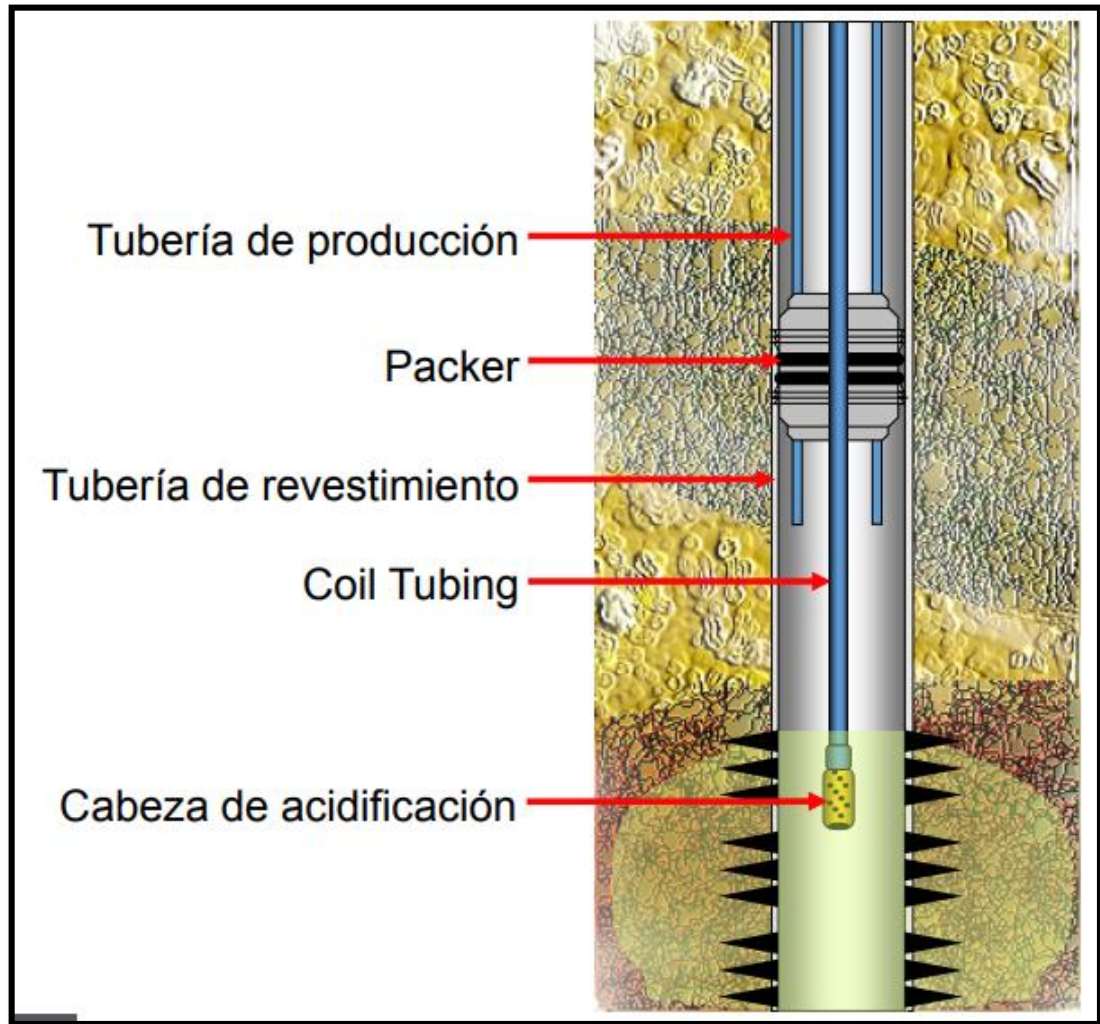
1.6.1.3 Tratamiento mecánico. Se utilizan herramientas como molinos, brocas y herramientas de impacto, para remover los materiales que presentan mayor resistencia a los métodos de limpieza.

1.6.2 Registros con tubería flexible. Esta aplicación es implementada cuando las condiciones del pozo no permiten utilizar servicios convencionales para poder tomar los registros. Para esta implementación aparte de contar con la tubería flexible se debe tener un cable eléctrico al interior de esta que permita tomar datos en tiempo real o memorizado. Se pueden tomar registros de producción como PLT e ILT, monitorear el yacimiento como PBU, registro de desviación de pozo y evaluación de cementaciones.

La implementación de la tubería flexible en la toma de registros eléctricos cuenta con ventajas frente a técnicas convencionales como tener mayor control de la sonda a cualquier profundidad, llegar a altas profundidades en pozos desviados y horizontales, permite la circulación de fluidos a través de la tubería flexible antes, durante y después de la toma de registros, entre otras.

1.6.3 Estimulaciones. El principal propósito de esta aplicación es garantizar que el fluido de tratamiento se inyecte frente al intervalo productor, sin remover las incrustaciones en la tubería de producción, evitando así inyectar fluidos dentro de la misma, y lo más importante es que evita el daño al yacimiento (**figura 29**).

Figura 29. Estimulación de un yacimiento



Fuente: WILD WELL CONTROL. 2018.

Existen 3 tipos de estimulación:

1.6.3.1 Estimulación de limpieza. Se caracteriza por inyectar volúmenes pequeños de tratamientos ácidos o no ácidos sin sobrepasar la presión de fractura, de esta forma permite restablecer la permeabilidad natural de la formación.

1.6.3.2 Estimulación matricial. Se identifica por inyectar volúmenes grandes del fluido de tratamiento suficiente para restaurar el daño causado en la matriz de la formación, mediante la disolución de material calcáreo, haciendo que se agranden los poros comunicados de la roca.

1.6.3.3 Estimulación selectiva. Ocurre cuando en el yacimiento existe más de una zona productora a la cual se le va a realizar un trabajo de estimulación, este trabajo se desarrolla con tubería flexible ya que asegura que la estimulación se realizó en las zonas indicadas, por el plan de trabajo.

1.6.4 Pesca con tubería flexible. Involucra el proceso de retirar herramienta o tuberías que se han quedado en el pozo por algún motivo operativo o accidental. Realizar la pesca con tubería flexible tiene ventajas como la opción de implementar la pesca con el pozo fluyendo y realizar operaciones como bombeo de fluidos a través de la tubería; con esto se disminuyen los tiempos de la operación y se disminuye los costos.

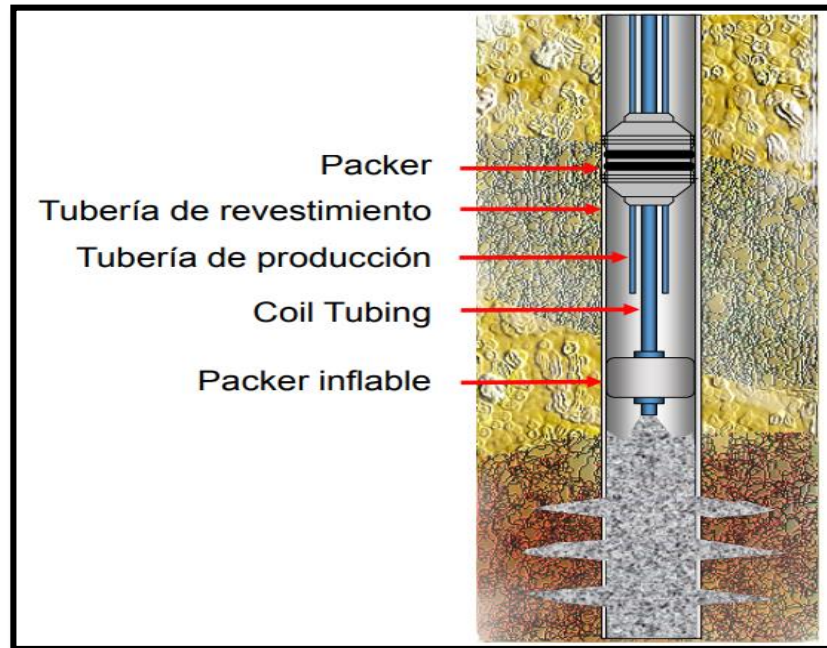
1.6.5 Cañoneo y re cañoneo con tubería flexible. Consiste en comunicar el pozo con la formación, razón por la cual, se perfora el casing, cemento y la formación; para que de esta forma los fluidos del yacimiento ingresen al pozo. La tubería flexible permite dos formas de realizar el cañoneo, la forma convencional en la cual la detonación se realiza por una señal eléctrica que llega al fondo del pozo mediante un cable y de forma hidráulica la cual consiste en bombear fluidos como nitrógeno, presurizando el cañón hasta que supere la presión de diseño de la cabeza del disparo.

1.6.6 Cementación remedial con tubería flexible. La cementación remedial se usa principalmente para abandono de pozos, aislar zonas productoras de agua y gas, depletadas y aislar temporalmente zonas productoras para que no se vean afectadas por otras operaciones que se realizan en el mismo pozo (**figura 30**).

Para poder realizar cualquier tipo de cementación remedial se deben fijar todos los parámetros necesarios para poder empezar la operación de cementación. Los parámetros más importantes son limpieza de pozo, correlación de profundidad, velocidad de ascenso de la tubería, control de pozo y colocación del bache viscoso.

Al final de la operación de cementación se debe evaluar el trabajo realizado, por ejemplo, se realizan pruebas de presión, de producción y se verifican las condiciones en las que se encuentra el pozo. Para asegurar que la eficiencia de la cementación haya sido la deseada.

Figura 30. Cementación remedial



Fuente: WILD WELL CONTROL. 2018.

1.6.7 Inducciones con Nitrógeno. Consiste en la inyección continua de nitrógeno al pozo con el fin de levantar o alzar el fluido de un pozo, provocando una disminución de la densidad de la columna viéndose superada por la presión de la formación, obligando a los fluidos presentes en el pozo a ascender hasta llegar a superficie. Una ventaja clara en esta operación es que la unidad de tubería flexible puede operar mientras el pozo está en circulación, por lo que no se ve una pérdida en la producción por la actividad.

Para esta operación es necesario contar con una unidad de nitrógeno (**figura 31**), la cual se responsabiliza de aportar todo el nitrógeno necesario en la operación con la presión requerida.

Para realizar esta operación de inducción de nitrógeno mediante tubería flexible se debe primero realizar un diseño que considera parámetros importantes como nivel del fluido del pozo, conexiones superficiales, presión y temperatura del fondo del pozo, geometría del pozo, características de la unidad de tubería flexible y la norma de técnica API RP 5C 7.

Figura 31. Unidad de nitrógeno



Fuente: ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011. 144 p.

1.7 TIPOS DE DAÑOS EN TUBERIA FLEXIBLE

Debido a las operaciones, la tubería flexible se encuentra expuesta diferentes entornos y situaciones en las que sufre algún tipo de cambio en sus características iniciales. Dependiendo los cambios que sufra la tubería los daños se clasifican de la siguiente forma:

1.7.1 Daño mecánico. Este tipo de daño es resultado de las operaciones rutinarias con tubería flexible, ocasionado por el contacto con el carrete, el cabezal inyector y en los preventores, algunos indicadores de este tipo de daño son los defectos superficiales, como rayaduras o muescas, pérdida del espesor de la pared con pérdida de diámetro externo.

Esto es posible mitigarlo mediante las siguientes acciones: evitar aplicar esfuerzos cíclicos al defecto formado, disminuir la velocidad con la que se mueve la tubería a través de los tubulares de cromo, utilizar reductores de fricción de metales.

1.7.2 Daño por fluidos. Este tipo de daño ocurre cuando la tubería flexible presenta fugas o filtraciones internas, es reconocido fácilmente por la pérdida de espesor de la pared sin pérdida de la pared del diámetro externo.

Esto es posible mitigarlo si se bombean fluidos menos abrasivos y se reduce la velocidad de bombeo.

1.7.3 Daño reactivo. Este tipo de daño ocurre debido a que el material de la tubería flexible sufre corrosión, esta se puede dar por almacenamiento de fluidos residuales, por presencia de H₂S y por la implementación de ácidos. Se puede identificar fácilmente por anomalías fácilmente identificables a la vista, siendo el más común el pitting.

Esto se puede mitigar incrementando el inhibidor de corrosión, mejorando los procedimientos de purga y evitando el uso de ácidos en el fondo del pozo.

1.7.4 Daño metalúrgico. Este tipo de daño ocurre debido a la deformación plástica como resultado de operar por encima del umbral de fluencia plástica, por soldaduras de mala calidad hechas en campo y por un alto nivel de fatiga. Esto es visible en marcas de tensión en la tubería o pérdida de diámetro externo de forma aislada.

Esto se puede mitigar enderezando la tubería para evitar una alta fatiga, operar por debajo del umbral de fluencia plástica, reducir la presión cuando el daño pasa el cuello de ganso.

2. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA DEL CORTE DE TUBERÍA FLEXIBLE IMPLEMENTADA POR HALLIBURTON

2.1 GENERALIDADES DE LA FATIGA EN TUBERIA FLEXIBLE

La tubería enrollada es la parte más importante y la menos duradera de una unidad de tubería flexible. Tiene una vida finita, se considera un componente que se va gastando con el tiempo de uso y es costoso. La vida de una tubería puede ser limitada por flexión de la fatiga, crecimiento del OD, corrosión de la tubería, o cualquier combinación de éstos. Se requieren registros precisos de los eventos soportados por la tubería flexible y métodos de cálculo consistentes para ayudar a determinar cuándo se ha alcanzado el límite utilizable de la tubería.

2.1.1 Fatiga. Cuando un material se dobla a tal grado que el nivel de estrés va más allá de su límite elástico y alcanza ese límite de elasticidad, se produce una deformación permanente. Cuando la tubería flexible se hace repetidamente ciclar entre el carrete y la guía de tubo, excede su límite elástico y se fuerza a deformarse plásticamente, provocando que finalmente se presente un fallo de fatiga. Por lo tanto, es crítico saber cuál será la vida de fatiga esperada de la tubería cuando se haga un ciclo bajo diferentes condiciones.

La duración esperada de la fatiga dependerá de la calidad del material de la tubería flexible, el diámetro, el grosor de la pared y la presión interna. La norma ASTM define la fatiga como “el proceso de cambio estructural permanente, progresivo y localizado que ocurre en un punto del material sujeto a tensiones y deformaciones de amplitudes variables y que produce grietas que conducen a una fractura total tras un número de ciclos”¹⁵

La fatiga es un factor crítico en la vida útil de la tubería flexible porque es inevitable y puede tener un impacto importante en la vida laboral. Entender, predecir y reducir la condición de fatiga de la tubería en consecuencia es primordial para una operación exitosa y segura. La fatiga se clasifica a menudo en las siguientes categorías:

2.1.1.1 Alto ciclo de fatiga. La carga es principalmente elástica y el fallo se produce después de un exceso de 10.000 ciclos de esfuerzo. Los ejemplos incluyen bombas triplex, ejes y rodamientos, y cualquier objeto sujeto a vibraciones.

2.1.1.2 Bajo ciclo de fatiga. La carga es mayormente elástica, y el fallo se produce en 1.000-10.000 ciclos de tensión.

¹⁵ Norma ASTM Citado por EVA, Esteban. Metodología para el análisis a fatiga mediante el código pro engineer: aplicación a un eje ferroviario. Madrid. Carlos III, 2010, p 5

2.1.1.3 Muy bajo ciclo de fatiga. La carga es de plástico y el fallo ocurre en menos de 1.000 ciclos de esfuerzo. Hay muy pocos ejemplos de fatiga de ciclo ultra bajo en la industria. A medida que la tubería flexible sale de las cadenas del cabezal de inyección, experimenta una fatiga de bajo ciclo, ya que está axialmente tensada por su propio peso o carga.

La fatiga de ciclo muy bajo en la tubería enrollada conduce eventual a la formación de micro grietas. Bajo un ciclo continuo, la grieta se propagará a través de la pared de la tubería hasta que una grieta penetre completamente a través, causando pérdida de integridad de la presión. Normalmente esto aparecerá como un agujero de alfiler que, debido a su tamaño microscópico, no puede ser detectado visualmente o mostrarse como una pérdida de presión durante las pruebas previas al trabajo. Las grietas continuarán propagándose alrededor del cuerpo del tubo hasta que la fuga sea evidente o se produzca una rotura. A altas presiones internas, las grietas se pueden propagar casi instantáneamente desde la iniciación de la tubería flexible, causando grandes grietas transversales y posible separación completa de la tubería.

El parámetro primario para la fatiga de ciclo ultra bajo en la tubería en espiral es el radio mínimo de flexión cíclica. Un segundo parámetro importante es la presión interna durante un evento de flexión. La vida de fatiga disminuye a medida que disminuye el radio de curvatura mínimo y aumenta la presión interna.

2.1.2 Predicción de fallos. Debido a que la pérdida de integridad de la tubería flexible se plantea un riesgo significativo para el personal y el medio ambiente, así como un alto costo de recuperación. Para minimizar los fallos y maximizar el uso de una tubería flexible se han desarrollado varios métodos para predecir la condición de fatiga de la tubería y retirarla del servicio en el momento óptimo. El diámetro exterior de la tubería, el grosor de la pared, presión interna, propiedades de los materiales y el radio de curvatura del núcleo del carrete y del arco guía son los principales factores que influyen en la vida de fatiga de la tubería flexible.

El enfoque más simple para predecir la vida útil de la tubería flexible se basa en el concepto de cantidad de pies acumulados de una tubería flexible en un pozo. La tubería flexible se retira cuando la cantidad de pies recorridos alcanza una cantidad especificada.

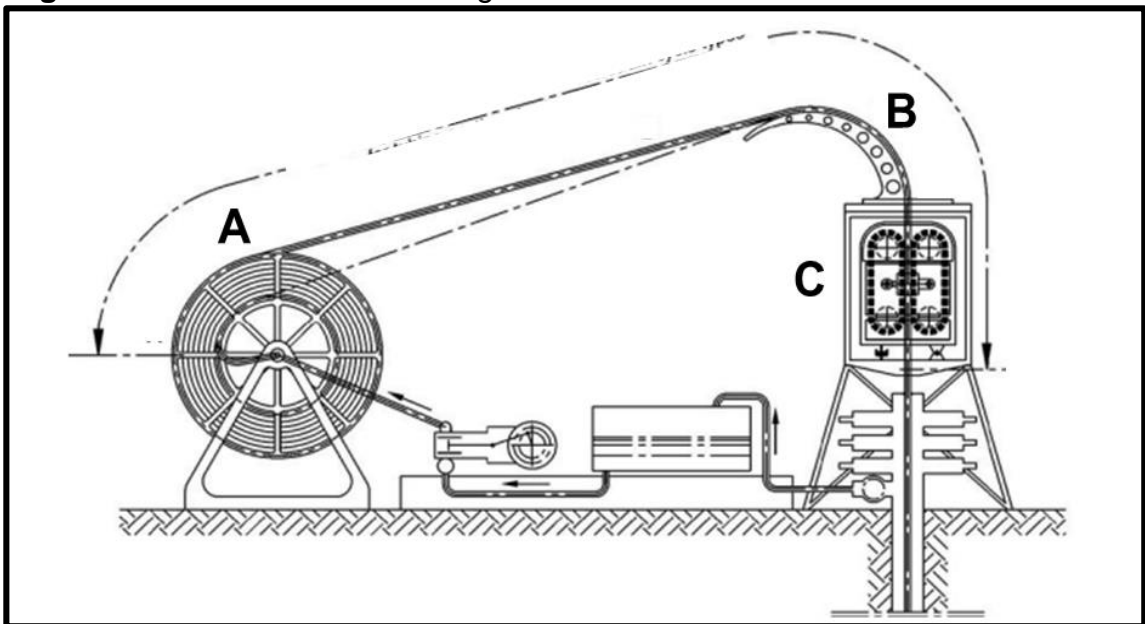
Aunque es un sistema fácil de implementar, se basa en la experiencia previa con el mismo tipo de funcionamiento de la tubería que opera bajo las mismas condiciones de pozo. No se consideran las dimensiones de la tubería enrollada, el radio de curvatura del equipo, la presión interna, o cuando se aplican los ciclos. El sistema es específico del sitio y no se puede transferir confiablemente a otra área donde las condiciones operativas pueden ser significativamente diferentes. Por estas razones, los pies de carrera no se considerarán un método fiable de predicción de la vida de fatiga.

Una mejora de este método es hacer un seguimiento de las secciones de la tubería, ya que se divide en secciones discretas de típicamente 500 pies de largo o menos. El número de viajes dentro y fuera del pozo puede ser rastreado para tener en cuenta el hecho de que algunas partes de la tubería flexible son sometidas a más flexión que otras partes durante un trabajo determinado.

Cuanta más pequeña sea la longitud de la sección, más exacto será el registro de toda la historia de curvado, que identifica mejor la sección más utilizada de la tubería. Como la tubería se divide en secciones, se puede aplicar el efecto de la presión interna. Se pueden recopilar datos empíricos en cuanto a la cantidad de ciclos de flexión que la tubería podría soportar antes de fallar a una presión interna dada. La tubería ahora puede ser manejada eliminando (cortando) áreas con alto porcentaje de fatiga.

2.1.3 Puntos críticos de fatiga. Durante las operaciones de intervenciones a pozo, la tubería flexible experimenta distintos esfuerzos que se ven reflejados a lo largo de la tubería; pero existen 6 puntos críticos donde estos esfuerzos afectan mayormente a la tubería. Estos puntos son: en la entrada del carrete (A), en la salida del carrete (A), en la entrada del arco guía (B), en la salida del arco guía (B), en la entrada del stripper (C) y en la salida del stripper (C). **figura 32.**

Figura 32. Puntos críticos de fatiga.



Fuente: Manual HALLIBURTON.

2.1.4 Factores que afectan la fatiga. Aunque la presión es el componente más activo en la vida de fatiga, la diferencia de material, las propiedades dimensionales y la configuración del equipo afectan la fatiga de diferentes maneras. El efecto compuesto de todos los factores debe ser considerado al diseñar una tubería flexible para aplicaciones en un área particular.

- ✓ Los OD más grandes reducen la vida útil de la fatiga.
- ✓ Mayor resistencia a la fluencia del material aumenta la resistencia a la fatiga a presiones internas más altas, pero no a presiones internas más bajas.
- ✓ El aumento del espesor de la pared aumenta la vida útil de la fatiga.
- ✓ Un radio de curvatura mayor aumenta la vida útil de la fatiga.

La cantidad de presión a la que la tubería flexible se somete a ciclos tiene un efecto significativo sobre los factores anteriores.

2.1.4.1 Corrosión. Es “una oxidación acelerada y continua que desgasta, deteriora y que incluso puede afectar la integridad física de los objetos o estructuras”¹⁶. “El adelgazamiento de la pared debido a los hoyos de corrosión representa el 51% de los fallos que ocurren antes de los valores predichos. La corrosión es la causa número uno de la insuficiencia prematura de fatiga como la causa principal del 92% de los fallos relacionados con la fatiga”¹⁷.

Pueden ocurrir varias condiciones durante la vida de una tubería flexible que no se tienen en cuenta en el escenario de fatiga o en el factor de aplicación. Estos suelen implicar daños localizados a secciones cortas de la tubería que pueden afectar el ciclo total que la tubería puede sufrir en la zona en cuestión. Estas condiciones se pueden gestionar y, por lo general, no requieren cambios en la base de datos de la tubería, excepto en ciertos casos para agregar una sección reducida.

¹⁶ CORTÉS. Teresa y ORTIZ. Pablo. Corrosión. Apuntes científicos uniandinos. 2004, p3

¹⁷ HALLIBURTON Management System. 2016

2.1.4.2 Abrasión. En la parte del extremo libre de la tubería generalmente entre los primeros 100 y 150 pies se forma una pequeña curvatura residual, la cual es más propensa a que haya fricción entre las paredes del pozo que el resto de la tubería. A medida que se aplica la carga axial, la curva de la curva residual se endereza con el peso colgante. Esto puede causar un adelgazamiento de la pared cerca del extremo del fondo de la tubería que afectará la vida de fatiga y las propiedades de carga de la tubería. En la mayoría de los trabajos, esto no es un problema porque el extremo del pozo del tubo típicamente tiene la fatiga acumulada más baja y las cargas más bajas. Las técnicas normales de manejo de tubos controlarán este problema con el corte regular de la tubería desde el extremo libre.

2.1.4.3 Torceduras. Escenario de la fatiga se basa en envolturas lisas, uniformes como cada capa de tubo se agrega al carrete. De vez en cuando algún evento lleva a espacios en las envolturas que aumentan a medida que se añaden las capas. El supervisor a cargo se ve obligado a "llenar" los huecos para obtener todos los tubos en el carrete. Esto hace que la tubería se doble sobre un radio agudo y provoca torceduras en la tubería. Si esto es una ocurrencia de una vez y el carrete se endereza poco después de que ocurre el problema, el efecto será insignificante. Si se permite que la condición continúe, la fatiga calculada para la tubería será incorrecta porque el radio de curvatura para la tubería en el carrete será desconocido y podría causar que la fatiga sea calculada más baja que lo experimentado. Esto es más crítico para los tubos que ejecutan factores de aplicación más bajos.

2.1.4.4 Erosión. Debido a que un mayor porcentaje de trabajo realizado con tubería en espiral implica la circulación de algún material del pozo o el bombeo de fluidos abrasivos por la tubería flexible, la erosión se ha convertido en un factor de fatiga y límites de carga.

La erosión externa alta ocurre en las áreas de la alta turbulencia típicamente en el punto donde el líquido sale del pozo en la te / cruz de vuelta. Se puede minimizar la erosión en la te / cruz de flujo al no permitir que la tubería permanezca estacionaria mientras que la arena se está circulando desde el pozo. El tubo debe estar en movimiento continuo mientras el material erosivo está siendo circulado desde el pozo. La erosión interna del bombeo de cemento o lodos de arena puede minimizarse manteniendo la velocidad del fluido por debajo de 35 pies / seg.

Las unidades que realizan regularmente trabajos de limpieza o bombean un fluido erosivo de forma regular deben tener una inspección regular del grosor de la pared y tener el valor de adelgazamiento de la pared en la base de datos de la tubería actualizada.

2.1.4.5 Curvas inversas. La flexión inversa se produce cuando el tubo se dobla en la dirección opuesta a la flexión en el carrete o guía de tubo. Esto provoca una inversión de esfuerzos extremadamente alta y agrava el daño por fatiga en un factor de 1,5 a 2,0, dependiendo de la gravedad de la curva. El equipo de HALLIBURTON está diseñado para un ángulo máximo de salida del carrete de 30 ° o 70 ° desde la horizontal.

2.1.5 Factor de aplicación. El factor de aplicación de fatiga es un método para aplicar un factor de seguridad a las condiciones que afectan a la fatiga, no se duplica durante la prueba a escala completa y no puede ser o no medido durante las operaciones de trabajo. El factor de aplicación también se utiliza: para corregir la corrosión desconocida, para corregir prácticas deficientes y cuando hay una preocupación de que una condición particular tendrá un efecto adverso en la vida de la fatiga.¹⁸

La probabilidad estadística juega un papel importante en la determinación del factor de aplicación. A medida que aumenta la longitud del tubo, aumenta la probabilidad de que existan condiciones imprevistas.

Los factores de aplicación se aplican al archivo de tubos y determinan la velocidad a la que se acumula la vida de fatiga. El factor de aplicación se puede cambiar durante la vida de la tubería, pero esto no es aconsejable a menos que la condición de la tubería y las condiciones de trabajo anteriores sean plenamente comprendidas por la persona que realiza el cambio.

El factor de aplicación es una función de las prácticas vigentes en cualquier lugar, la exactitud del sistema de mantenimiento de registros y la edad esperada de la tubería. Nueve categorías afectan el cálculo del mejor factor de aplicación basado en el cumplimiento de las directrices existentes.

- ✓ Cálculos de fatiga completados en cada trabajo con registros precisos de DAS o manuales.
- ✓ Exactitud de la importación y la frecuencia del punto de muestreo en los registros obtenidos por un sistema de adquisición de datos (DAS) para los cálculos de fatiga del software IWI.
- ✓ Consistencia de las prácticas de prevención de la corrosión.
- ✓ Porcentaje de trabajos que tienen flexión inversa en la geometría de la plataforma.

¹⁸ HALLIBURTON Management System. 2016

- ✓ Porcentaje de reversiones de tuberías para corregir la colocación de la tubería en el carrete o para inspección.
- ✓ Precisión de las medidas de la geometría del equipo y de los cortes de tubería registrados.
- ✓ Riesgo o consecuencia del fracaso.
- ✓ Tiempo de exposición esperado de la vida de la tubería.
- ✓ Longitud de la tubería

El factor de aplicación ideal es aquel que da como resultado 100% de fatiga cuando la experiencia indica que la tubería está en el punto de falla y el uso adicional de la cadena sería demasiado arriesgado. Los nueve factores anteriores pueden ponderarse por importancia y aplicar un nivel de cumplimiento. El nivel de cumplimiento se califica en una escala de 0 a 10, siendo 0 el "no cumplir con las directrices pertinentes" y 10 siendo "completamente compatible con las directrices."

El factor de aplicación debe utilizarse como una herramienta para establecer el nivel de riesgo aceptable. En cuanto a la probabilidad calculada de falla, el uso de un factor de aplicación establecido en 1,0 con una fiabilidad de 0,95 acepta 5 fallas antes del 100% de vida útil para cada 100 secciones de la tubería. Como la longitud de la sección en la prueba a escala completa fue de 20 pies, una cuerda de 15.000 pies de largo tiene 750 secciones, aumentando la probabilidad de fallo en un factor de 7.5, o 37.5 que fallará antes de 100% de vida útil.

El factor de aplicación más bajo recomendado para operaciones de campo donde hay alguna consecuencia asociada con un posible fallo es 1.6. Este número se basa en que la tubería flexible se ejecuta en condiciones ideales donde todos los parámetros son monitoreados y la vida útil de la tubería se utilizará en menos de un mes. La mayoría de las operaciones de tubería flexible no funcionan bajo estas condiciones. El factor medio de aplicación en uso oscila entre 2.0 y 2.5 para las tuberías flexible utilizadas completamente en 6-9 meses. Los factores de aplicación por debajo de 1,6 no deben usarse a menos que el riesgo de falla en el personal, el ambiente o el equipo sea cero.

2.1.6 Cálculo del modelo de fatiga. Se reconoce globalmente que la vida de fatiga es una variable aleatoria. Es decir, la vida de la fatiga se puede predecir con la probabilidad deseada de la falla, o la confiabilidad deseada (probabilidad de la no-falla). La condición de deformación de tensión de la tubería enrollada es tridimensional y compleja. Las fuerzas axiales alternas son muy altas, y pueden exceder la tensión de rendimiento del material varias veces.

El modelo de fatiga de HALLIBURTON se desarrolló a partir de una teoría de estrés equivalente local basada en ensayos de fatiga a escala completa de varias marcas y dimensiones de tubería enrollada. Como la tubería enrollada no es completamente homogénea, se pueden esperar diferencias en las propiedades del material, dimensiones, condiciones superficiales y estructura molecular a lo largo de la longitud de la tubería enrollada.

La prueba de la fatiga a escala puntual, es una prueba localizada y se puede implementar para sobrestimar la vida de la fatiga porque la longitud de la muestra es bastante corta. La prueba de fatiga a escala completa, utiliza el equipo que se usará para manejar la unidad de tubería flexible en el sitio del pozo e incluye efectos inducidos por el equipo a las muestras de tubería flexible.

Las pruebas a gran escala permiten que las muestras más largas se ciclen a lo largo del radio de curvatura real, así como una mejor aproximación de las diferencias materiales inherentes a lo largo de la longitud de la tubería flexible. Los ciclos de flexión se definen como dos sucesos de deformación plástica, desde una configuración doblada hasta una configuración recta o una configuración recta hasta una configuración doblada. Tres ciclos de plástico (6 eventos de deformación) constituyen un viaje.

La tubería flexible también experimenta un ciclo de deformación elástica debido a la carga axial durante un viaje. Como se indicó anteriormente, los criterios de fallo típicos, como el criterio von Mises (energía de distorsión), son útiles en casos de carga estática, no plástica, pero no se correlacionan bien con los datos de fatiga de bajo ciclo. Una teoría de estrés equivalente local fue desarrollada por el Dr. Vladimir Avakov basado en pruebas de fatiga a escala completa de diferentes materiales de tubería, OD, grosor de pared y presión.

Este modelo está compuesto por dos partes interrelacionadas, los cálculos de tensión vs ciclos a fallo y los cálculos de fiabilidad. Cuando el daño acumulado ha alcanzado el 100% en una sección específica de la tubería, la sección debe ser retirada. La configuración de la unidad de tubería flexible juega un papel en el número de ciclos que un punto específico de la tubería puede encontrar en una inversión de dirección. Las distancias entre el carrete y la guía del tubo están lo suficientemente lejos como para considerar una carrera parcial de una sección del tubo que puede salir del carrete pero no llega a la guía del tubo.

De esta forma la herramienta informática Insite for well intervention (IWI), realiza los cálculos de fatiga basado en el modelo desarrollado por el el Dr. Vladimir Avakov, con lo cual la herramienta es capaz de hallar el dato de fatiga en una escala completa, es decir, a lo largo de toda la longitud de la tubería flexible. Todo esto a partir del análisis de los diámetros y presiones a las que se ve expuesta la tubería.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CORTE DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

En primer lugar, la metodología consiste en seleccionar un método de gestión de tubería y luego el tipo de corte de tubería asociado a este.

2.2.1 Métodos de gestión de tubería flexible en la empresa HALLIBURTON. Estos métodos se basan en dos parámetros clave, el primero de ellos es la cantidad de tubería flexible extra que se tiene para cortar y el segundo, es la profundidad en la que se han realizado los trabajos.

2.2.1.1 Método de revisión del trabajo. Este método es más eficaz con las tuberías flexibles que no tienen una larga longitud la cual pueda ser cortada con el propósito de mover el punto de fatiga y tener una mejor gestión de tubería. En este caso, el próximo procedimiento de trabajo se simula y revisa, para revisar las partes de la tubería las cuales serán cortadas, y predecir el aumento en el porcentaje de fatiga que presentara la tubería flexible debido al trabajo.

La fatiga actual utilizada en la sección se compara para determinar si se requiere un corte para mover el ciclo de trabajo a un área inferior. El perfil de fatiga resultante debe ser evaluado y el registro de trabajo propuesto debe ser optimizado con el fin de minimizar el aumento de la fatiga. Si la vida útil es aceptable, no se realiza ningún corte. Si el aumento de la fatiga será alto, se cortará suficiente tubo del extremo de la tubería flexible para mover el área del ciclo de trabajo a una sección utilizada más baja de la misma

2.2.1.2 Método Half Life. Este método es efectivo para las tuberías flexibles las cuales se usan para realizar trabajos frecuentemente a la misma profundidad y se realizan ciclos en la misma área. Este método requiere una cantidad moderada de longitud de tubería flexible de la cual se puede hacer uso para la gestión de tubería. Desde el momento en que la tubería es nueva, no se hacen cortes hasta que una sección alcance el 50% de fatiga. En ese momento, se corta una sección del extremo del pozo igual a la longitud de trabajo normal experimentada en los mismos pozos de profundidad. Esto posiciona la tubería sin ciclo a la profundidad de trabajo normal. El proceso se repite hasta que se utiliza toda la longitud de tubería flexible extra y la tubería se utiliza completamente. ¹⁹

¹⁹ HALLIBURTON Management System. 2016

2.2.1.3 Método de corte continuo. Este método es más efectivo para tuberías flexibles que trabajan a varias profundidades y / o pueden acomodar 3.000 pies adicionales (1000m) de tubería para la gestión de tubería. Como la unidad estará funcionando probablemente en varias profundidades, la tubería se corta continuamente con cada trabajo. La cantidad de cada corte se determina por la longitud de la tubería extra frente a la cantidad de trabajos que se puede esperar. El método permite el ajuste durante la vida de la tubería flexible, sí el uso es diferente del proyectado.

Una vez que uno está familiarizado con los métodos de corte de tubería para la gestión de tuberías, y la tendencia de la fatiga del ciclo para el área de trabajo se determina, una combinación de todos los métodos puede ampliar aún más la vida útil de la tubería.

2.2.2 Tipos de cortes de Tubería Flexible. Para el corte de tubería se tienen tres métodos, las tres opciones disponibles para cortar la tubería afectan de cierta medida el porcentaje de fatiga de la misma. ²⁰

2.2.2.1 Corte del extremo libre. Este método se utiliza para cualquier tubería cortada durante los procedimientos de montaje o cortar la tubería por razones de gestión de la vida útil. Esta acción eliminará los segmentos cortados junto con los datos de fatiga que se tenían de dicho tramo. Cualquier corte hecho desde el extremo del pozo se debe realizar en una longitud de múltiplos de 5 pies

2.2.2.2 Corte en el centro. Este método se utiliza cuando se elimina una sección dañada de la tubería. Esta acción eliminará los segmentos junto con los datos de fatiga en la sección eliminada y volverá a numerar los segmentos restantes en relación con la posición del inicio del carrete. En este caso se debe tener en cuenta información sobre la soldadura.

2.2.2.3 Corte en dos tuberías. Este método permite cortar secciones de la tubería mientras se guardan todos los datos de fatiga de ambas secciones para que las piezas se puedan volver a unir en una fecha posterior o se descarguen como dos tuberías separadas.

En la **figura 33** se ve plasmado el procedimiento a seguir para la selección de un método de gestión de tubería y tipo de corte, dependiendo de las condiciones a las que se ve expuesta la tubería flexible en las operaciones a pozos.

²⁰ HALLIBURTON Management System. 2016

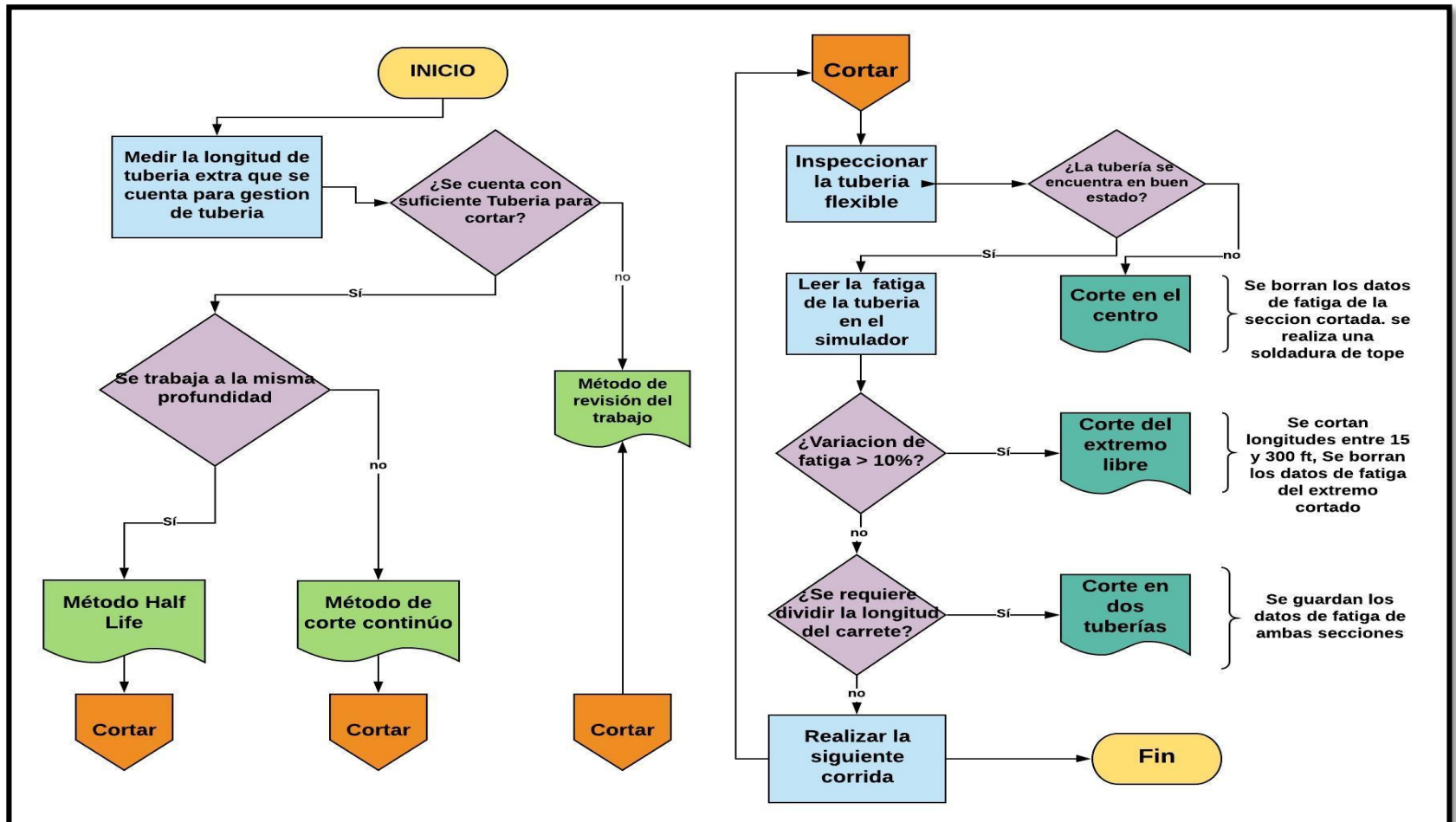
2.3 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR IWI (INSITE FOR WELL INTERVENTION)

INSITE for Well Intervention (IWI) es un sistema de adquisición de datos para la intervención de pozos que se basa en los softwares INSITE Core y INSITE for Stimulation. IWI es el Software que reemplaza el HalWin (CTWin) y el Cerberus, se puede adquirir datos, llevar la fatiga de la tubería y realizar simulaciones. Adicionalmente sirve de interface para los dispositivos y sistemas de adquisición de datos de HALLIBURTON como el UNIPRO II, FLESC, ACE y ARC (Equipos de Skid como conveyor, Blenders, Bombas, y Mountain Movers), estos últimos conectados a través de Ethernet. ²¹

El IWI es una aplicación para los servicios de unidad de tubería flexible y Wireline/Slickline de HALLIBURTON. IWI cuenta con dos opciones para simular los trabajos realizados con la tubería flexible, el primero de ellos es en Real-time Jobs y el segundo es Design Projects.

²¹ Manual de uso virtual, INSITE for Well Intervention. 2018

Figura 33. Metodología actual de corte de HALLIBURTON.



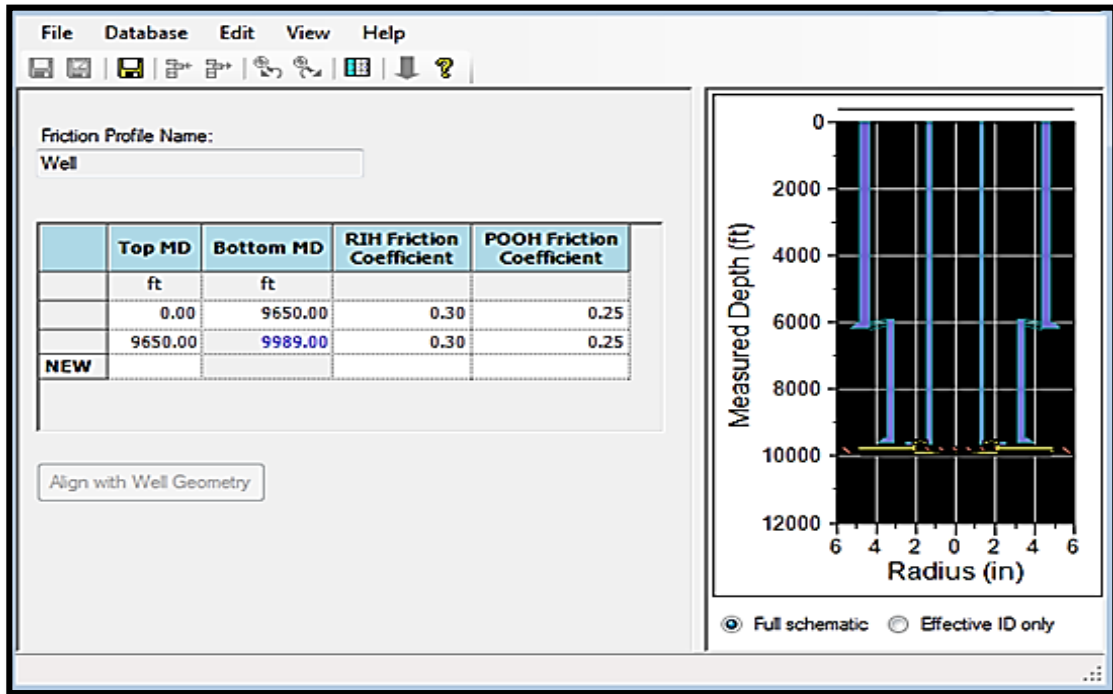
Fuente: HALLIBURTON 2019, modificado por los autores, 2019.

2.3.1 Secciones del simulador (tiempo real). El simulador IWI, cuenta con 4 ventanas de navegación principales en las cuales se debe ingresar información necesaria para poder realizar la correcta ejecución del simulador en tiempo real.

2.3.1.1 Job setup. Es una ventana desde la cual se configura 11 aplicaciones en total, de las cuales 7 son obligatorias para realizar una simulación. Estas son:

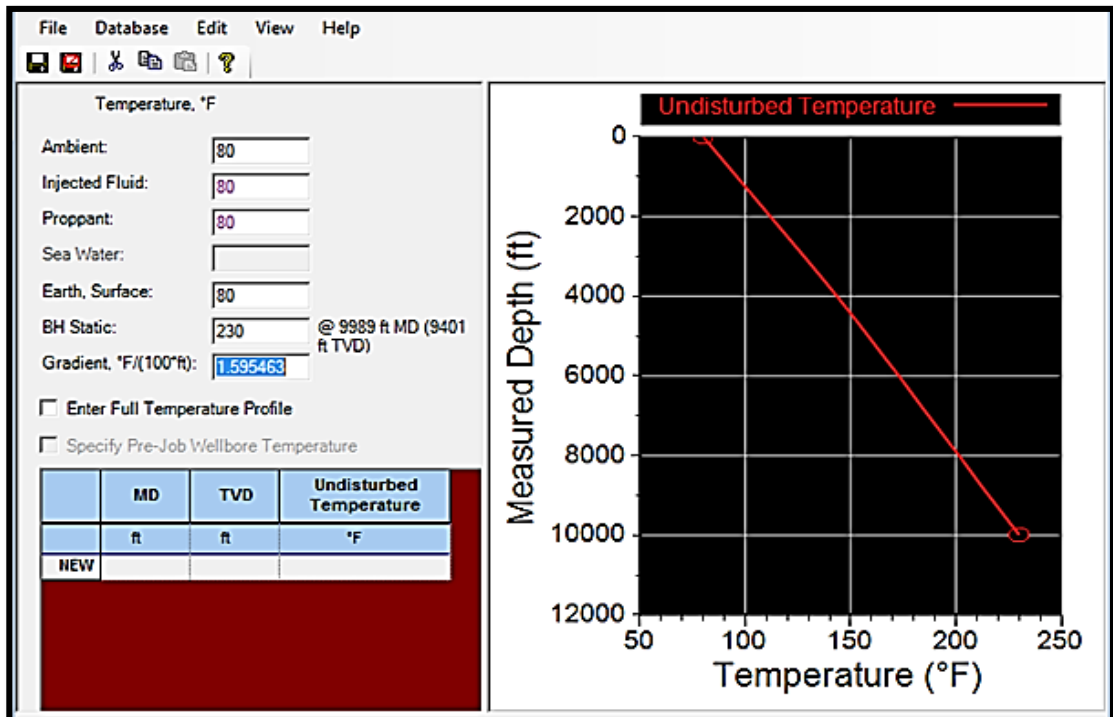
- **Wellbore Geometry.** Es la información requerida por IWI para calcular el volumen del pozo, las fricciones y las restricciones que se pueden encontrar en el pozo. Adicionalmente en esta aplicación se debe ingresar el estado mecánico del pozo teniendo en cuenta las características del completamiento, perforados y formación, por ejemplo, si es un pozo desviado, la profundidad de los perforados y límites de la formación, entre otros.
- **Direccional Data.** Se debe cargar el survey el cual corresponde a la información de inclinación del pozo, donde se ingresa la profundidad medida (MD), la inclinación y la azimuth (este último es la orientación de la desviación, norte, oeste, este o sur). El IWI solo necesita la profundidad medida, la desviación o la profundidad real vertical (TVD) como mínimo.
- **Friction Profile Editor.** Esta aplicación permite ingresar el perfil de las fricciones de la tubería flexible al bajar y subir a lo largo del pozo, si no se asigna un perfil el IWI asigna por defecto un coeficiente de 0.3 RIH (bajando) y 0.25 POOH (Subiendo), sin embargo, se puede modificar incrementando o reduciendo estos valores dependiendo del estado de los tubulares del pozo y con base a corridas y simulaciones previas. **(figura 34)**
- **Temperature Profile.** Se ingresa el valor de temperatura de fondo y el IWI automáticamente calcula el gradiente de temperatura o puede ingresar el gradiente y el IWI calcula la temperatura del fondo. Si se cuenta con un registro de temperatura se puede ingresar manualmente **(figura 35).**

Figura 34. Perfil de fricción.



Fuente: Manual IWI HALLIBURTON 2016.

Figura 35. Perfil de temperatura.



Fuente: Manual IWI HALLIBURTON 2016.

- **CT Wellsite Setup.** Esta sección contiene la información del equipo y tubería que se usaran en la operación como, por ejemplo: tipo de inyector y arco guía, tipo de tubería flexible, datos del BHA, distancia entre el equipo y el pozo y la configuración de la profundidad cero.
- **Fluid Manager.** Esta aplicación permite ingresar los fluidos que se usaran en la operación, con sus características correspondiente, si los fluidos son de HALLIBURTON se encuentra un listado predeterminado, si los fluidos son de otra compañía es necesario crearlos basado en los que se encuentra en la lista.
- **Initial Fluid Positions.** Se debe indicar la ubicación de los fluidos tantos en el pozo como en la tubería flexible, esta información es indispensable para determinar las presiones en fondo e hidrostáticas de acuerdo a cada fluido bombeado. La aplicación calcula la presión hidrostática en el punto medio de perforados con los fluidos que se asignaron e indica que los cálculos de presión están completos.
- **Fluid Manager.** Esta aplicación permite ingresar los fluidos que se usaran en la operación, con sus características correspondiente, si los fluidos son de HALLIBURTON se encuentra un listado predeterminado, si los fluidos son de otra compañía es necesario crearlos basado en los que se encuentra en la lista.
- **Initial Fluid Positions.** Se debe indicar la ubicación de los fluidos tantos en el pozo como en la tubería flexible, esta información es indispensable para determinar las presiones en fondo e hidrostáticas de acuerdo a cada fluido bombeado. La aplicación calcula la presión hidrostática en el punto medio de perforados con los fluidos que se asignaron e indica que los cálculos de presión están completos.

2.3.1.2 Assignments / Signal Defs. Esta sección de la ventana de navegación permite capturar toda la información de los equipos de adquisición que tiene HALLIBURTON (Unipro II, Flesc o ACE), también enviar o recibir información a través de puertos serie. Adicionalmente seleccionar la fuente de la variable para asignarla a las variables necesarias para calcular la fatiga de la tubería, realizar ecuaciones para realizar análisis de las variables y graficarlas. Está compuesta por 6 aplicaciones de las cuales las siguientes dos son obligatorias para iniciar la simulación.

- **Serial Setup.** Esta aplicación permite seleccionar el puerto serie del COM1 al COM16 del equipo donde se puede conectar cualquier dispositivo de adquisición de datos. Es importante saber cómo se debe realizar la conexión de forma correcta con los puertos series del equipo, ya que si no se hace apropiadamente se puede bloquear el equipo.

- **Local Assignments.** Asignaciones lógicas es la aplicación que permite seleccionar la fuente de la variable para ser asignada, es indispensable recordar que IWI utiliza las variables de profundidad, peso y presión de CT y de cabeza para calcular la fatiga de la tubería. Por esta razón es sumamente importante asignar de forma adecuada las variables.

2.3.1.3 Job Control. En esta ventana se cuenta con 3 aplicaciones de las cuales la única obligatoria para realizar la simulación es:

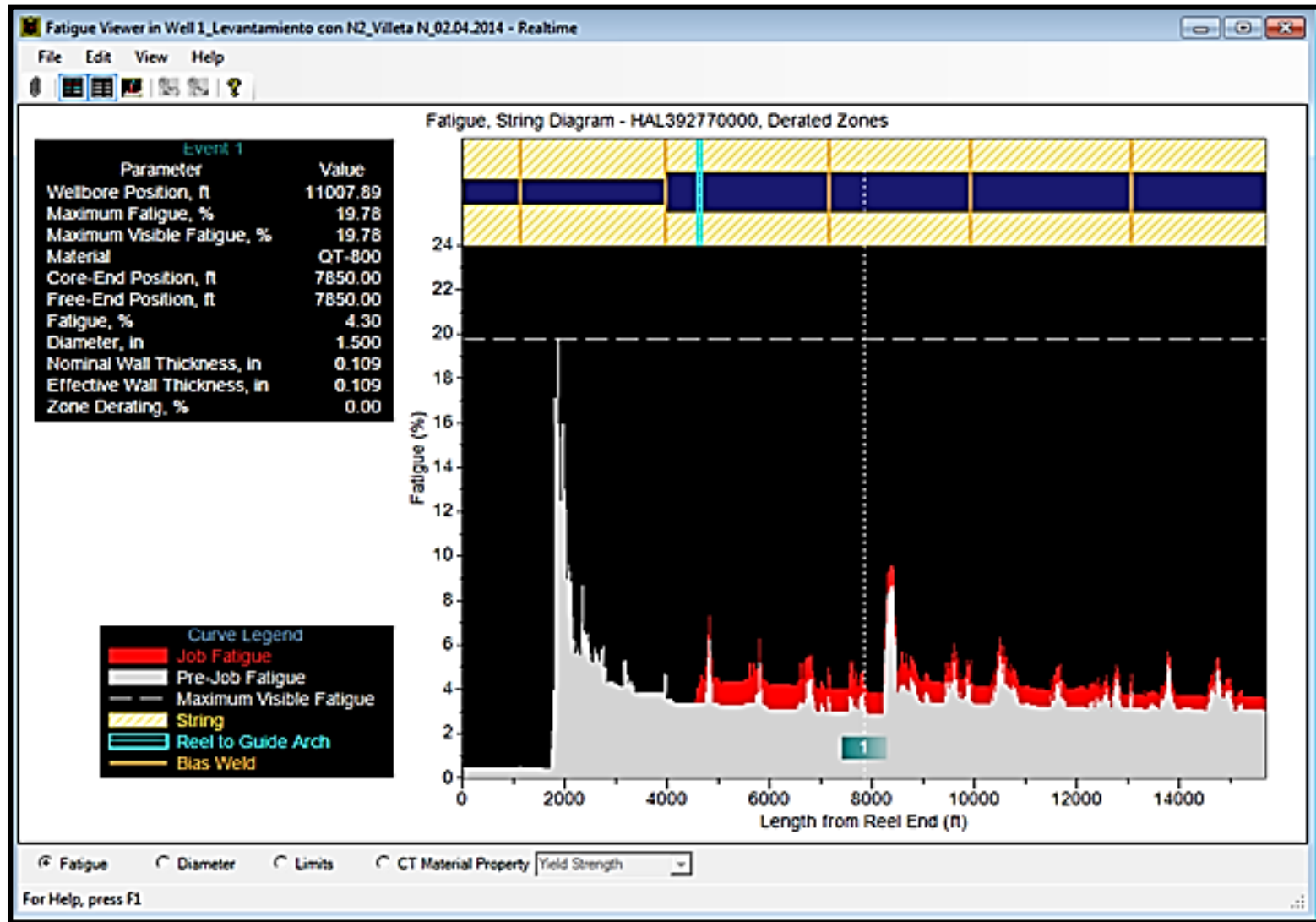
- **Operator Display.** Esta aplicación se encarga de revisar los datos ingresados anteriormente y muestra un Tabla de dialogo donde IWI informa si hay algún dato o configuración que hace falta para iniciar el trabajo o si hay alguna advertencia. En el caso de que haya un error IWI no puede ejecutar el trabajo, pero si hay una advertencia esta no afecta los cálculos, pero hay que tenerse en cuenta.

2.3.1.4 Display. Esta ventana cuenta con 6 aplicaciones las cuales se usan para monitorear el trabajo y analizar datos, pero ninguna de estas aplicaciones es obligatoria para la ejecución del mismo. Para poder visualizar el trabajo se selecciona la aplicación HT Graphics. Se selecciona las variables que se requieren graficar con la herramienta (Select Variables), se selecciona el color de cada curva con la herramienta (Curves). Es muy importante abrir la aplicación Fatigue Viewer para comprobar que la fatiga está corriendo (**figura 36**).

2.3.2 Secciones del simulador (diseñar proyecto). En esta opción del simulador se pueden simular corridas sin necesidad de tener información en tiempo real. Para esta opción solo son indispensables las aplicaciones IWI Design y Fluid Manager de la sección Job Setup.

2.3.2.1 IWI Design. La fatiga generada en la tubería flexible debido a una corrida. Para esto, se deben primero ingresar datos como: el factor de estrés de la tubería flexible, velocidad de bajada y subida en pies por minuto, valores de fricción en el stripper, la tensión en el carrete ascendiendo y descendiendo del pozo, presiones al interior de la tubería flexible y detallar los datos del pull test.

Figura 36. Visor de fatiga en tiempo real.



Fuente: Manual IWI HALLIBURTON 2016.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN DE METODOLOGÍA DE CORTE IMPLEMENTADA POR HALLIBURTON

La empresa HALLIBURTON suministró un historial de trabajos de una tubería flexible, con las siguientes especificaciones (**Tabla 5**).

Tabla 5. Especificaciones de la tubería flexible

Tubería #	HAL53228
Longitud	14325 ft
Od	2.0 in
Tipo de material	QT-1100
Fatiga máxima	81.55%
Fatiga promedio	31.84%

Fuente: elaboración propia

La anterior tubería realizó trabajos en 12 pozos en los cuales se hicieron las siguientes actividades de intervención de pozos: estimulación, limpieza y toma de registros **Tabla 6**

Tabla 6. Historial de tubería HAL53228.

Pozo	Profundidad MD (ft)	# Corridas	Presión interna (psi)	Trabajo
Pozo A	8118	4	2000	Estimulación orgánica
Pozo B	7667	2	800	Toma de registros
Pozo C	8097	2	800	Toma de registros
Pozo D	8065	3	1500	Limpieza
Pozo E	7556	3	1500	Limpieza
Pozo F	7616	2	800	Toma de registros
Pozo G	8057	4	2000	Estimulación orgánica
Pozo H	8019	2	800	Toma de registros
Pozo I	7789	2	800	Toma de registros
Pozo J	8187	3	1500	Limpieza
Pozo K	7963	3	1500	Limpieza
Pozo L	7931	2	800	Toma de registros

Fuente: elaboración propia.

Antes de proceder a realizar la simulación se debe tener en cuenta que HALLIBURTON tiene 5 factores que consideran para el cálculo de la fatiga, estos factores son: presión interna de la tubería flexible, diámetro externo de la tubería

flexible, diámetro del carrete, diámetro arco guía y diámetro interno de la tubería de producción. La presión interna varía de acuerdo a cada trabajo, en cambio los otros factores se especifican a continuación en el **(Tabla 7)**.

Tabla 7. Especificaciones adicionales.

OD tubería flexible	2 in
Diámetro del carrete	84 in
Diámetro del arco guía	96 in
ID de la tubería de producción	2.992 in
Presencia H2S	NO
Presencia CO2	NO
inyector	V95HP
Distancia entre el carrete y el arco guía	100 ft

Fuente: elaboración propia.

HALLIBURTON maneja el tamaño del arco guía como 48 veces el OD de la tubería flexible utilizada, y el tamaño del carrete depende directamente del diámetro externo de la tubería flexible y de su longitud.

Adicionalmente, se realizaron cortes como se muestra en la **Tabla 8**. Estos cortes se realizan en el extremo final de la tubería flexible.

Tabla 8. Historial de corte de la tubería flexible escenario base.

# Corrida	Longitud de corte (ft)
4	50
8	100
11	150
16	50
20	100
23	150
28	50
Longitud total cortada	650

Fuente: elaboración propia.

Con todos los datos proporcionados por la empresa HALLIBURTON se procede a realizar la simulación del historial de la tubería HAL53228.

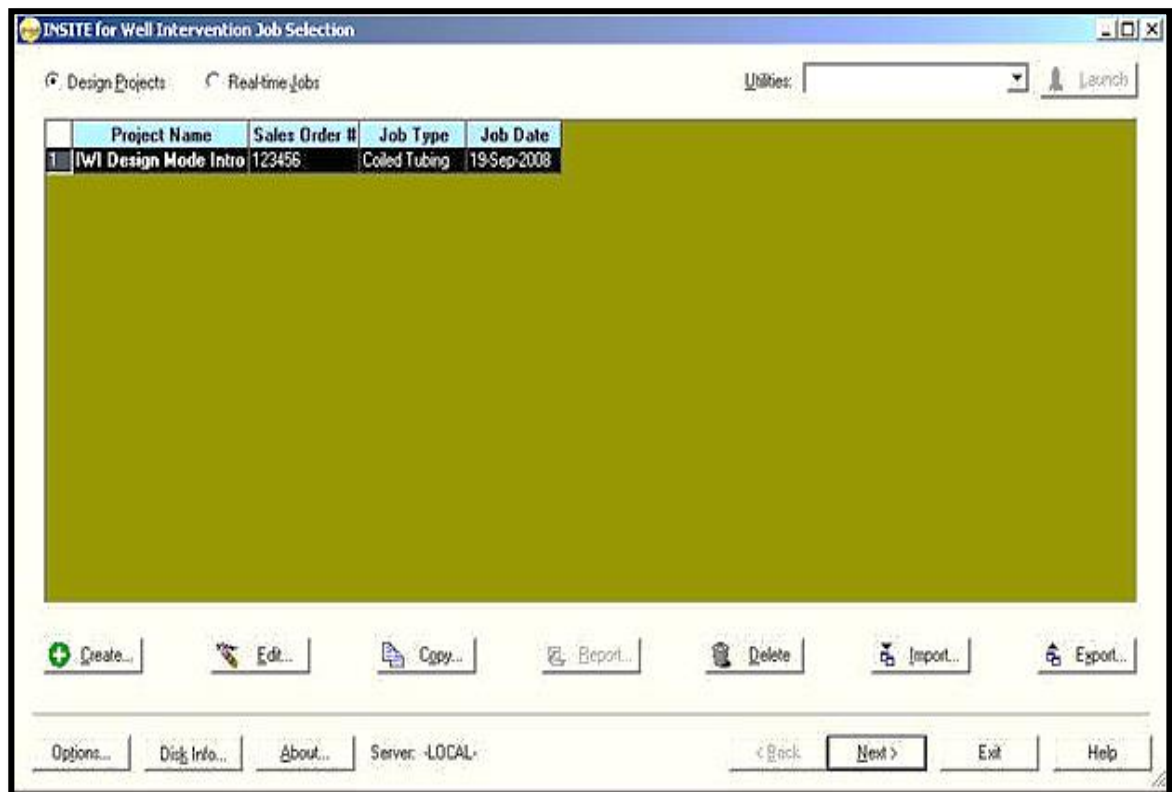
Para poder seleccionar el método adecuado de gestión de tubería, se debe verificar si la unidad de tubería flexible que se está usando cuenta con suficiente (más de 3.000 pies) tubería extra para cortar. En este caso, no se cuenta con la suficiente tubería extra, por ello el método implementado por la compañía es el de revisión del trabajo. Otro parámetro discriminatorio es la profundidad a la cual se llevan a cabo las intervenciones, pero una ventaja del método de revisión del trabajo es que este es aplicado sin tener en cuenta la profundidad en que se ha estado trabajando.

Luego de tener claro el método que implementó la compañía, se procede a realizar la simulación para posteriormente evaluarla.

En primer lugar, se ejecuta el software IWI, el cual usará el módulo de diseño de proyectos para realizar la simulación con ayuda de la aplicación IWI Design.

Posteriormente, al seleccionar el módulo de diseño de proyectos, se ve esta ventana en la cual se va a crear un nuevo trabajo. Como se ve en la **figura 37**.

Figura 37. Ventana IWI Job selection.

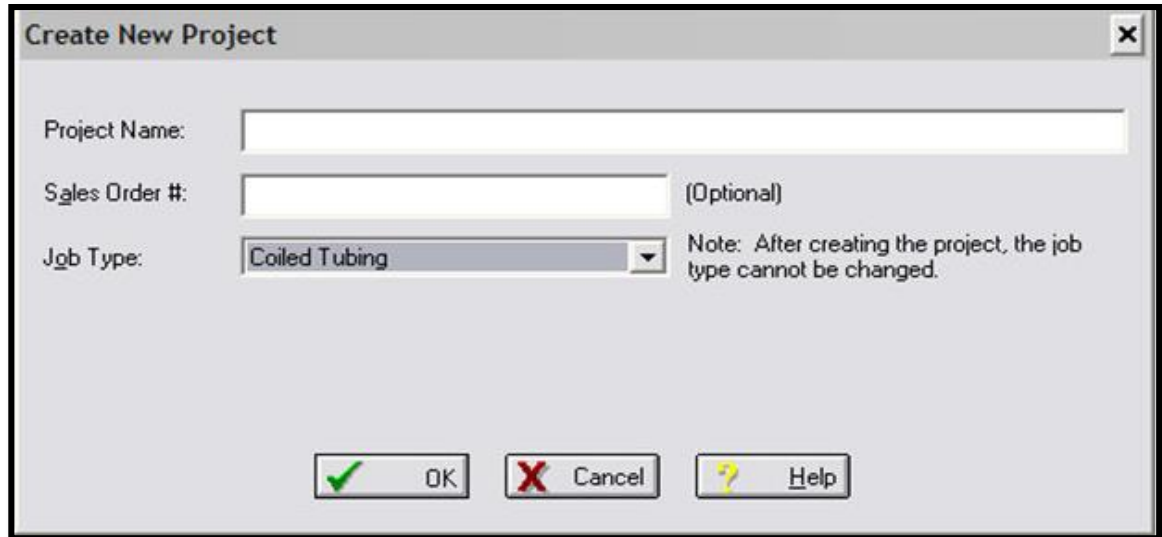


Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention

Para crear el trabajo procedemos a dar clic en el botón crear, en donde se desprende una ventana de dialogo en la cual se puede poner el nombre del

proyecto, numero de orden de venta y tipo de trabajo. Donde por último se dará clic en OK, como se ve en la **figura 38**.

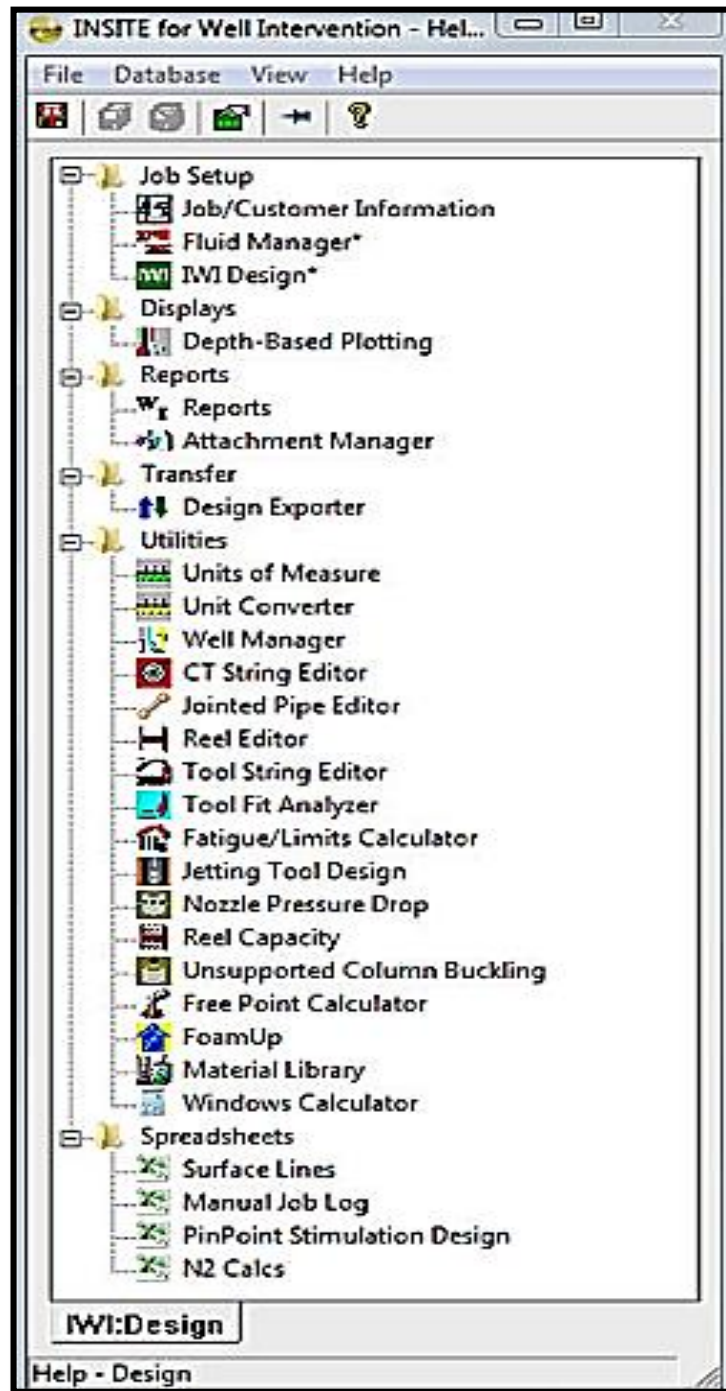
Figura 38. Ventana Create New Project.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Seguidamente, aparecerá una ventana donde se muestran todas las aplicaciones que tiene el módulo de diseño de proyectos como se mencionó antes, se utilizará la aplicación IWI design, el cual permite realizar las simulaciones de las corridas del historial base de la unidad de tubería flexible seleccionada. Pero adicionalmente, esta aplicación hace uso de otras como CT String Editor, Rell Editor, Fluid Manager, Well Manager, entre otras. Las cuales se operarán desde esta aplicación. Para abrir IWI Design, se da doble clic en su icono en la siguiente **figura 39**.

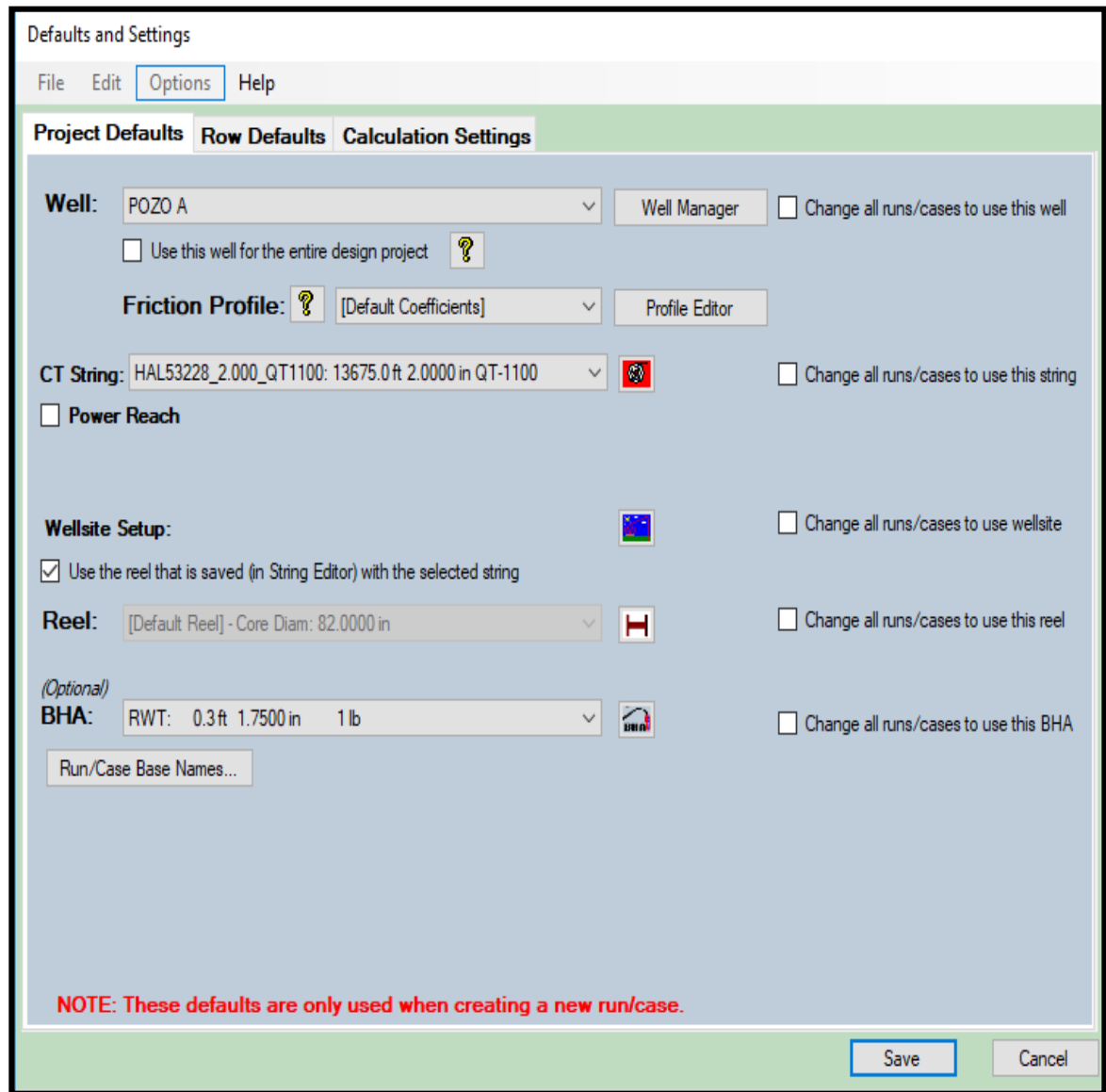
Figura 39. Ventana de aplicaciones.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Al abrir por primera vez IWI Design, aparecerá un Tabla de dialogo desde donde se modificarán los valores predeterminados y configuraciones. En primer lugar, aparecerá la pestaña de proyectos por defectos, como se ve en la **figura 40**.

Figura 40. Ventana de valores predeterminados y configuraciones.

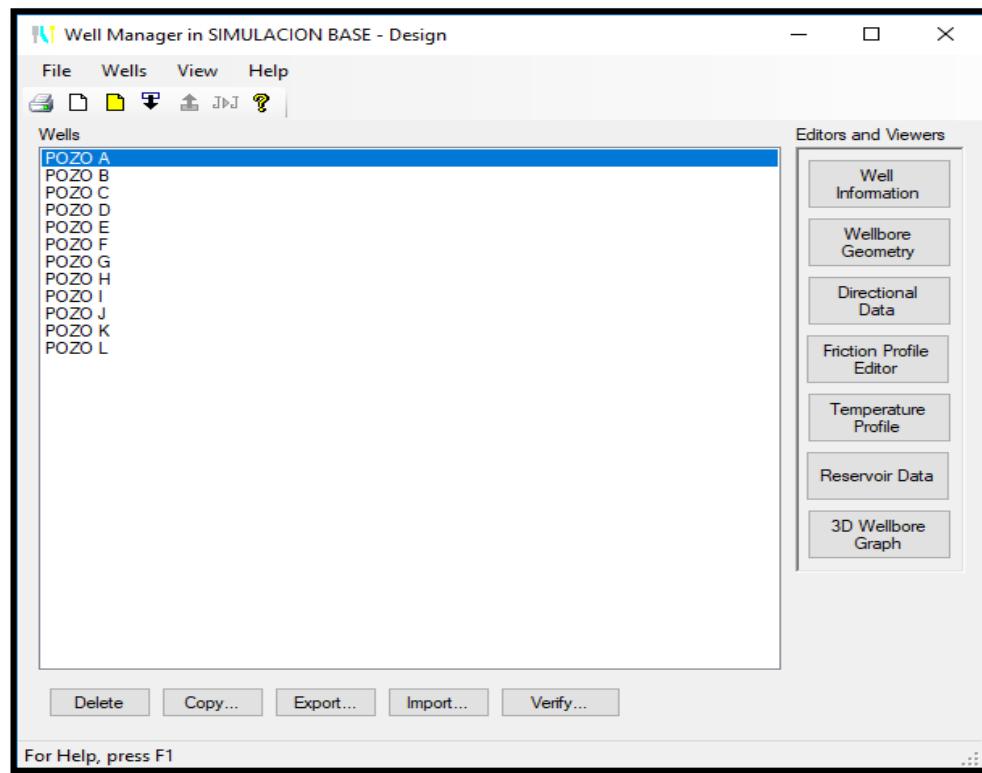


Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention

En esta pestaña encuentra:

2.4.1 Pozo. En donde se puede elegir entre los pozos que se tengan creados, en caso de no tener ninguno, se utiliza la aplicación Well Manager para crear los pozos necesarios para replicar las corridas del historial. Primeramente, se da clic en Well Manager, para abrir esta aplicación y aparecerá la ventana que se muestra en la **figura 41**.

Figura 41. Ventana Well Manager.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Para crear un pozo es necesario tener la información del nombre, estado mecánico, survey y presión del yacimiento. Estos datos compartidos por HALLIBURTON es información confidencial, por lo cual para efectos académicos los nombres de los pozos van a ir numerados desde el pozo A al pozo L. Dando así por terminado la creación del pozo.

Teniendo en cuenta que la información del perfil de fricción y temperatura no fue suministrada para la ejecución de este proyecto por lo cual se usarán los valores predeterminados de la aplicación, los coeficientes de fricción asumidos se muestran en la **figura 42**, mientras que para el perfil de temperatura se usará un gradiente geotérmico de 1.59 °F/ 100Ft.²²

²² Manual de uso virtual, INSITE for Well Intervention. 2018

2.4.2 Opción de pozo único. Este se selecciona cuando todo el diseño de un trabajo y todas las corridas, se realizan en un solo pozo, el cual no es el caso de este proyecto, ya que se ve que los historiales de la tubería aparecen un total de 12 pozos. Esta opción elimina información redundante y simplifica el diseño de una corrida cuando solo se tiene un pozo.

2.4.3 Perfil de fricción. En este caso, se usarán los datos que trae por defecto en el programa, en caso de tener más información del pozo, es posible cargar a la aplicación los perfiles de fricción.²³

Figura 42. Ventana perfil de fricción.

	RIH	POOH
Cased Hole Sections:	0.3	0.25
Open Hole Sections:	0.4	0.35

System Defaults:

Load System Defaults	Load System Default Coefficients into inputs above
Set System Defaults	Set the inputs above as System Default Coefficients
Restore System Defaults	Restore the original System Default Coefficients

Save Cancel

Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

²³ Manual de uso virtual, INSITE for Well Intervention. 2018

2.4.4 Tubería flexible. En esta sección se tendrá una pestaña para desplegar todas las tuberías que hayan sido cargadas al sistema. En caso de no tener ninguna tubería, se da clic en el reTabla de la derecha, el cual abrirá una aplicación llamada CT String Editor, en donde se podrá importar la tubería para la cual se va a realizar el diseño y ver información de la misma como: nombre de la tubería flexible, longitud, OD, datos de ovalidad, material, máxima fatiga, fatiga promedio, número de trabajos corrosivos que ha tenido, distancia total que ha sido corrida en pozos, factor de aplicación de fatiga y localización.

Al momento de dar doble clic en la tubería que se quiere, se abrirá una nueva ventana, en donde se ve información de la tubería, volúmenes, pesos, como está constituida la tubería, y el tipo de soldaduras que tiene, y finalmente un gráfico en el que se puede ver Fatiga vs longitud, Diámetro vs longitud, límites vs longitud y propiedades del material de la tubería flexible vs longitud. **figura 43.**

Figura 43. Ventana String Editor.

String Editor - HAL53228_2.000_QT1100

File Database Edit View Options Help

String Info: String Name: HAL53228_2.000_QT1100
Total Length, ft: 13675
Avg Fatigue, %: 31.84
Max Fatigue, %: 81.55

Volumes: Volume, gal: 1548
Ext. Displacement, gal: 2232
CT Wall Displacement, gal: 683
Min Volume, gal: 1512
Max Volume, gal: 1586

Weights: Empty Weight, lb: 44718
Min Weight, lb: 43261
Max Weight, lb: 46182
Fluid Density, lb/gal: 8.335
Weight (fluid filled), lb: 57624 100 %

Add Section(s)... Grid Filters: Show Sections Show Welds Show Derated Zones Show Tapered Diameters
Show Distance from: Reel End Free End (View Only) No error

	Type	Sec #	Start Distance (Reel)	End Distance (Reel)	Length	Section Starting OD	Section Ending OD	Section Starting Wall Thickness	Section Ending Wall Thickness	Section Starting ID	Section Ending ID	Section Material	Section Specs	Section Flash Removed	Weld Type	Derating Factor	Comments
			ft	ft	ft	in	in	in	in	in	in					%	
1	Section	1	0.00	1345.00	1345.00	2.000	2.000	0.203	0.203	1.594	1.594	QT-1100	Specs...	<input type="checkbox"/>			
2	Weld	1	1345.00											<input type="checkbox"/>	Bias	80.00	

Hide Graph Set Position to Max Fatigue

Diameter, String Diagram - HAL53228_2.000_QT1100, Derated Zones

Parameter Value
Wellbore Position, ft
Maximum Fatigue, % 81.55
Maximum Visible Fatigue, %
Material QT-1100
Core-End Position, ft 6837.50
Free-End Position, ft 6837.50
Fatigue, % 68.46
Diameter, in 2.000
Nominal Wall Thickness, in 0.170
Effective Wall Thickness, in 0.170
Zone Derating, % 0.00

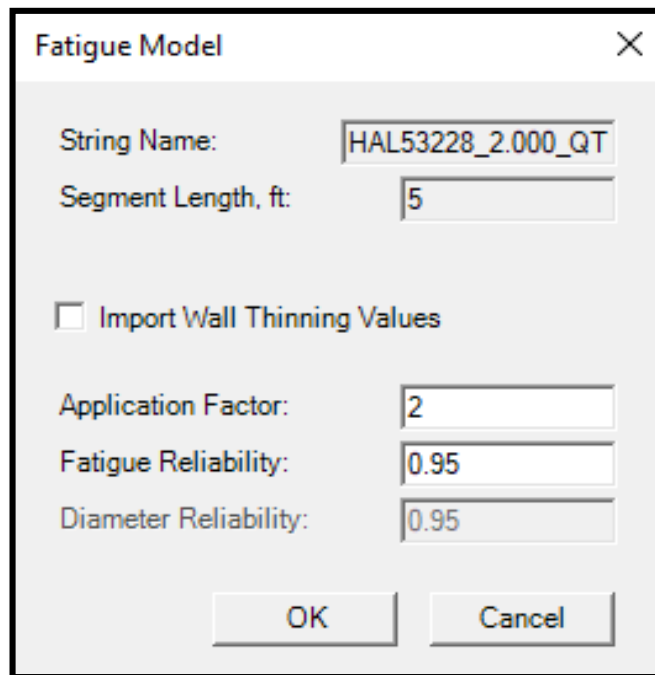
Fatigue Diameter Limits CT Material Property: Yield Strength

For Help, press F1

Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Allí se da clic en escenario de fatiga, el cual se representa con el icono de una F roja, que abre la ventana de la **figura 44**, aquí se debe cambiar el valor del factor de aplicación, HALLIBURTON trabaja con un factor de aplicación de 2, el cual significa que los cálculos de fatiga están sobre estimados en un 100%, para tener la seguridad de evitar un accidente operativo en las intervenciones que realiza en toda Colombia. Y por último se debe asegurar que la fiabilidad de fatiga tenga un valor del 95%, lo cual significa que al llegar a una fatiga de 100%, solo fallaran 5 de cada 100 secciones por la cual está constituida la tubería flexible.²⁴

Figura 44. Ventana escenario de fatiga.



The image shows a software dialog box titled "Fatigue Model". It contains the following fields and controls:

- String Name: HAL53228_2.000_QT
- Segment Length, ft.: 5
- Import Wall Thinning Values
- Application Factor: 2
- Fatigue Reliability: 0.95
- Diameter Reliability: 0.95
- Buttons: OK, Cancel

Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

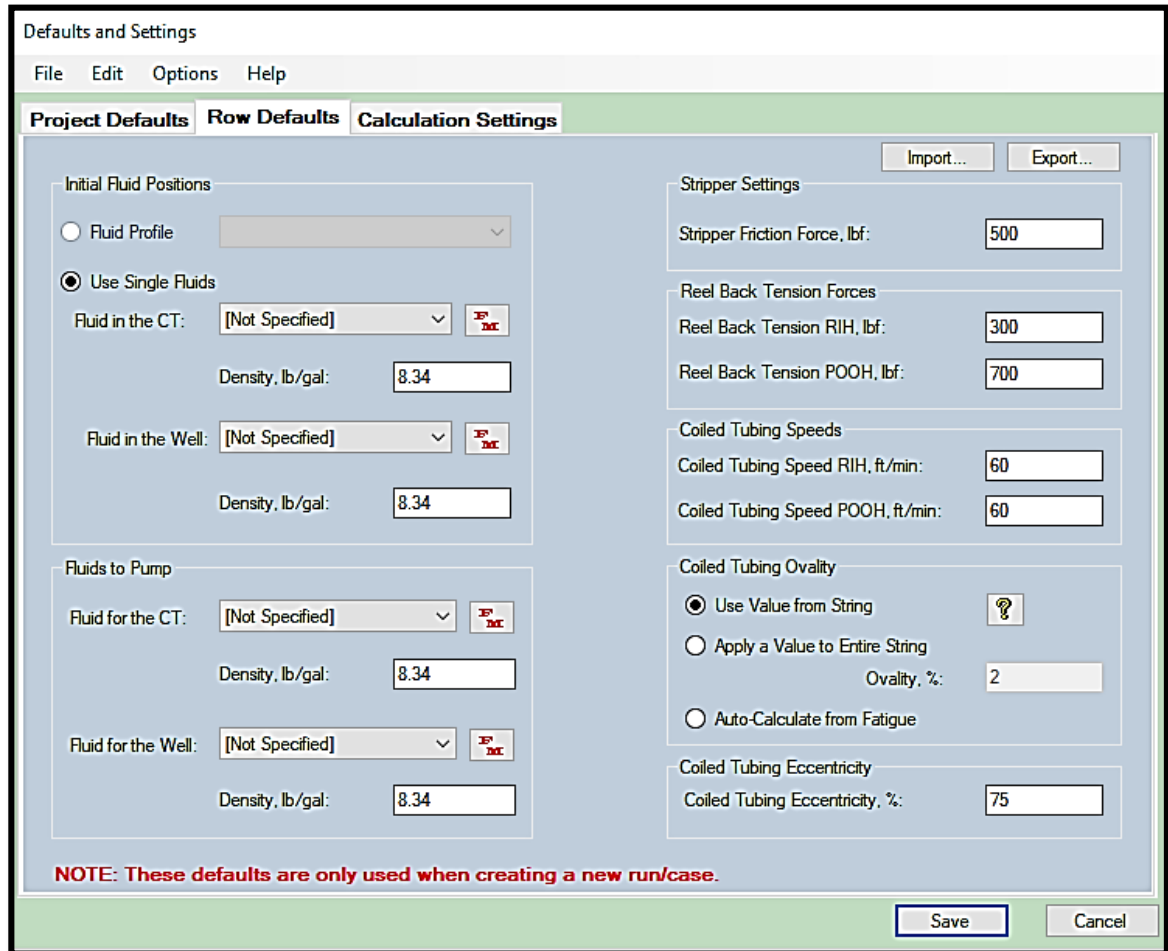
2.4.5 Carrete. Se selecciona el carrete a implementar, los carretes que maneja HALLIBURTON están creados de forma predeterminada, pero también se puede importar o exportar la información de un carrete en específico. Para efectos del proyecto se seleccionó un carrete en conjunto con la asesoría del director del proyecto.

2.4.6 BHA. La sarta de fondo que se implementará en la realización del proyecto. Esta herramienta de fondo puede ser seleccionada de un grupo de herramientas pre cargadas en el software que maneja HALLIBURTON en sus distintas operaciones.

²⁴ Manual de uso virtual, INSITE for Well Intervention. 2018

La siguiente pestaña es desde donde se modifican los valores predeterminados que tendrá cada corrida, en el diseño de la simulación como se ve en la **figura 45**. Más adelante también se podrá modificar los valores de cada corrida, pero estos serán los datos que tomen en un inicio.

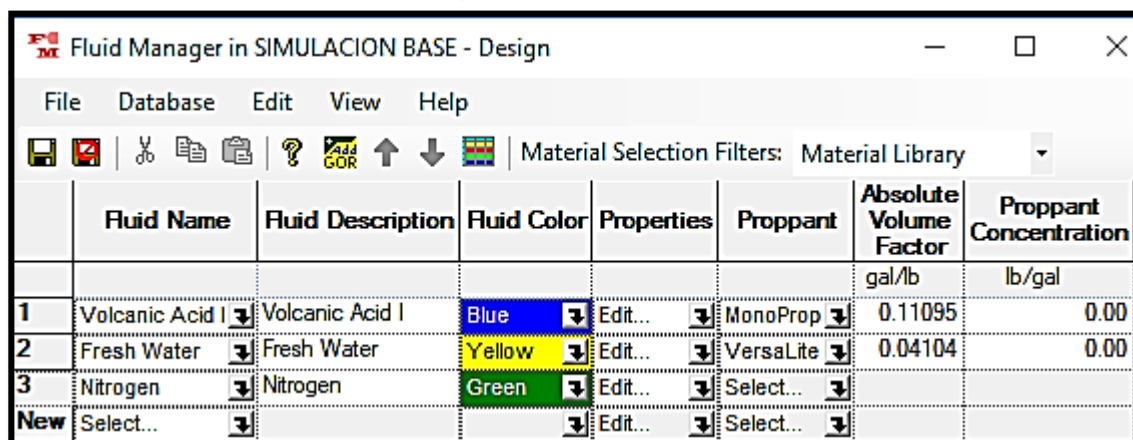
Figura 45. Ventana Row Defaults.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

2.4.7 Posición inicial de los fluidos. Se especifican los fluidos que se encuentran dentro de la tubería flexible y en el anular. Tiene la opción de escoger un fluido previamente cargado en la aplicación Fluid Manager, en caso de no haber cargado uno previamente se da clic en el icono de la derecha, el cual despliega la ventana de la **figura 46**.

Figura 46. Ventana Fluid manager.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Para adicionar un nuevo fluido se da clic en seleccionar y se despliega una ventana con una lista de fluidos predeterminados por HALLIBURTON, se selecciona el fluido deseado y se da clic en OK. Adicionalmente, se puede seleccionar un tipo de propante si es el caso.

2.4.8 Fluidos para bombeo. Se especifican los fluidos que serán bombeados al pozo durante la operación. Al igual que la sección anterior es posible escoger los fluidos que están precargado en la aplicación Fluid Manager o adicionar uno nuevo, como se explicó previamente.

El historial de la tubería flexible suministrado por HALLIBURTON, tiene un total de 32 corridas a pozos, dentro de las cuales realizó actividades de intervención como: toma de registros, limpieza a pozos y estimulaciones ácidas. Durante estas operaciones los fluidos usados se muestran en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Información de los fluidos usados.

INTERVENCIÓN	FLUIDO	DENSIDAD (Lb/gal)
ESTIMULACIÓN ÁCIDA	Volcanic Acid I	8.81
TOMA DE REGISTRO	Nitrogeno	0.01
LIMPIEZA	Agua fresca	8.33

Fuente: elaboración propia.

2.4.9 Configuración del stripper. Se ingresa el valor de fuerza de fricción que se presenta debido al paso de la tubería flexible por el stripper. Puede tener valores entre 0 y 50.000 lbf, para este caso se usarán 500 lbf por recomendación de la empresa soporte.

2.4.10 Fuerza de tensión en el carrete. Se especifican los valores de fricción que presenta el carrete en un viaje ascendente y descendente. En este caso se usará un valor de 300 lbf cuando se esté entrando la tubería flexible al pozo y 700 lbf para cuando se esté sacando la misma.

2.4.11 Velocidad de la tubería flexible. En esta sección se deben ingresar los valores a los cuales la tubería se saca y se mete en el pozo, para el diseño de la simulación, se tomarán valores de 60 Ft/min en ambos casos. Valor implementado por la empresa soporte.

2.4.12 Ovalidad de la tubería flexible. En esta sección se escoge la forma como se asumirá la ovalidad para toda la longitud de la tubería flexible. Para el caso de este proyecto se utilizará el valor de ovalidad que se almacena directamente en información de la tubería flexible cargada al sistema.

2.4.13 Excentricidad de la tubería flexible. En esta casilla se coloca el porcentaje de descentralización de la tubería que se encuentra al interior del pozo, para este caso se usara una excentricidad del 75% el cual es un valor implementado por la empresa soporte (**figura 47**).

Por último, se tiene la pestaña ajustes de cálculos, en la cual se debe seleccionar la casilla en la sección de ajustes de fatiga y crecimiento de diámetro la cual habilita los cálculos de fatiga y crecimiento de diámetro para cada corrida que se simule. Adicionalmente, es muy importante el máximo factor de estrés, este debe estar calculado a partir de la fatiga máxima que presente la tubería flexible mediante la siguiente **ecuación 1**.

Ecuación 1. Máximo factor de estrés.

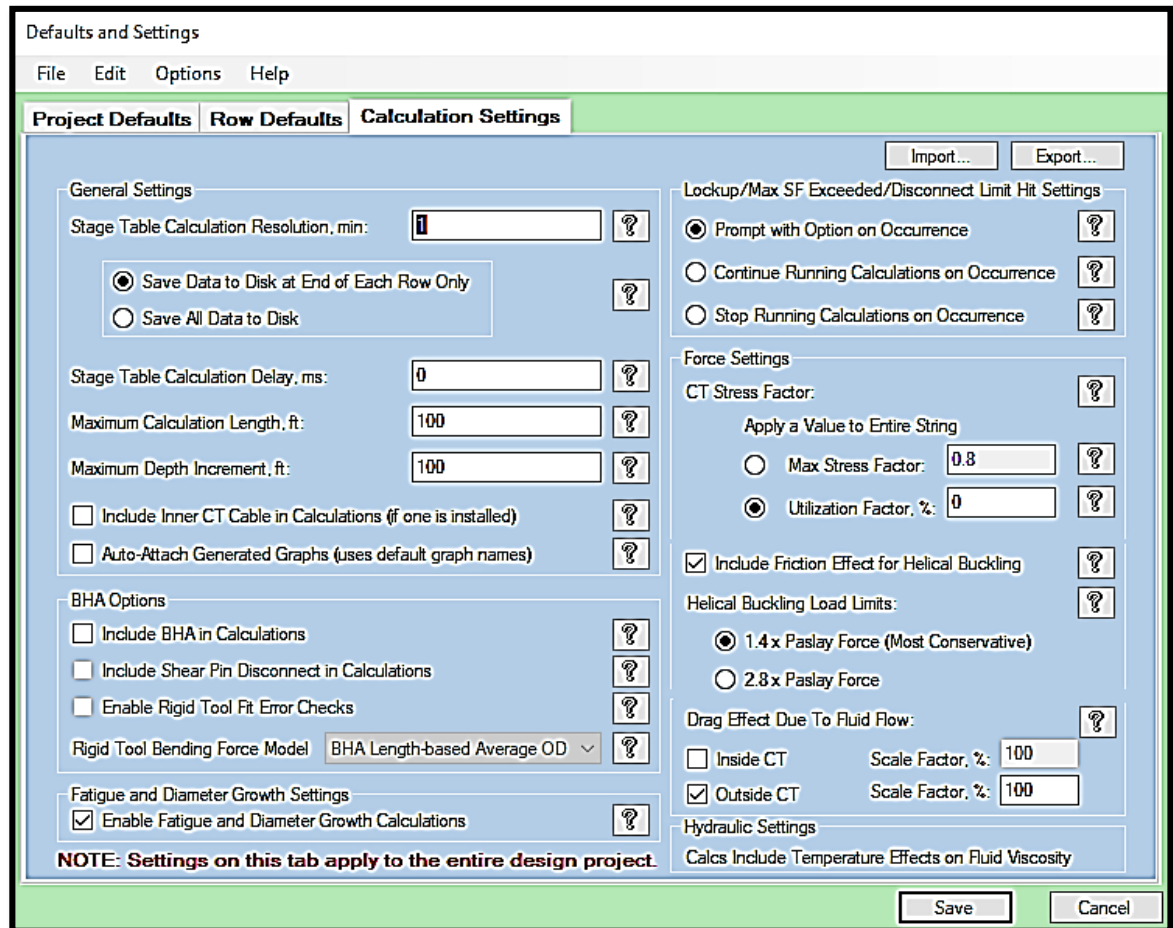
$$SF_{MAX} = 0.8 * 0.8^{UF^{1.5}}$$

Fuente: Manual HALLIBURTON 2016.

Al inicio de la simulación el factor de utilización (UF) corresponde a un valor de cero, ya que la tubería no presenta fatiga, provocando que el máximo factor de estrés sea de 0.8. A medida que el factor de utilización aumente, el valor del máximo factor de estrés decrece. Para este caso, el factor de utilización se va a cambiar cada vez que la fatiga aumente cada 10%. Cabe mencionar que el factor de utilización es equivalente a la máxima fatiga que acumula la tubería flexible.

Estos son los valores predeterminados que se utilizarán para los cálculos realizados en las simulaciones del proyecto. A menos que se especifique lo contrario, todas las selecciones de ajuste de cálculo se aplicarán a todo el proyecto de diseño.²⁵

Figura 47. Ventana ajustes de cálculos.

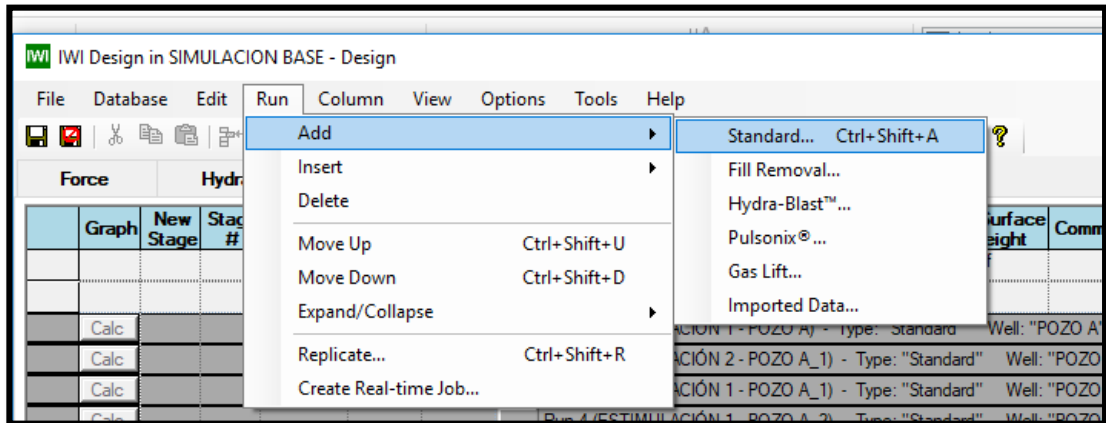


Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

2.4.14 Adicionar corrida. Posteriormente a haber ingresado todos los datos correspondientes, en la barra de herramientas de debe dar clic en Run, seleccionar adicionar y por ultimo seleccionar estándar (**figura 48**).

²⁵ Manual de uso virtual, INSITE for Well Intervention. 2018

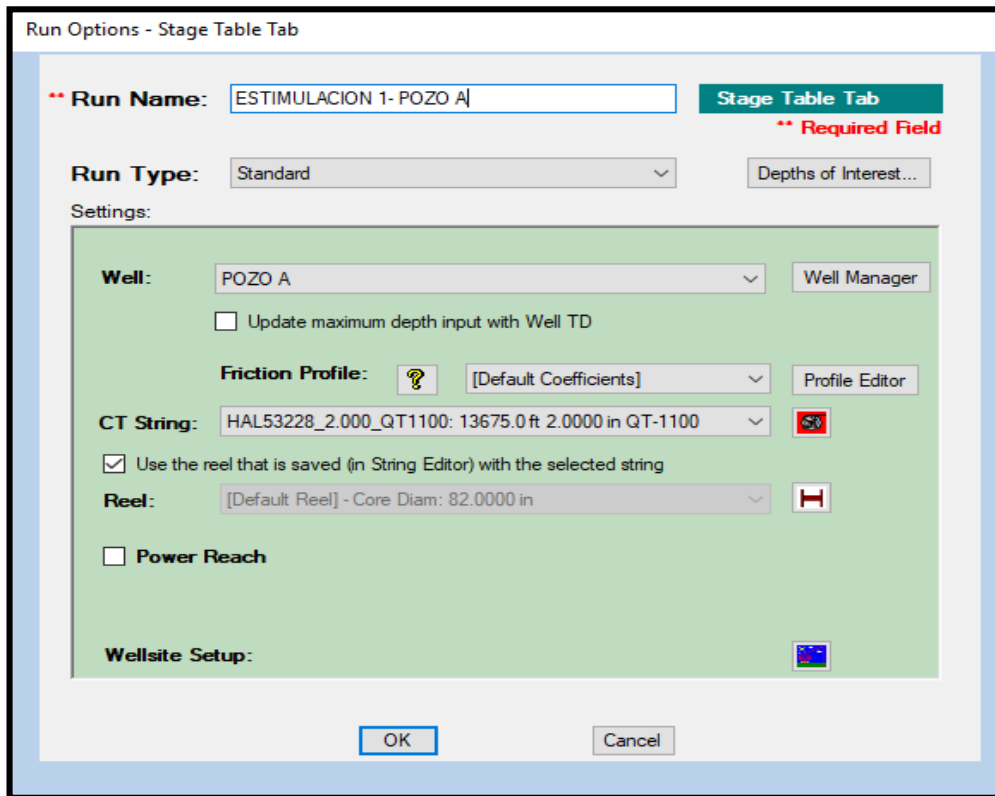
Figura 48. Adición de una corrida.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

A continuación, aparecerá una ventana en donde se debe ingresar el nombre de la corrida, el pozo en el cual se llevará a cabo, la tubería flexible y el carrete, dando clic en OK (**figura 49**).

Figura 49. Ventana opciones de corrida.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Subsiguientemente, se crea la corrida la cual consiste de filas y columnas con información que se puede ingresar o calcular dependiendo de la columna, en la columna de WHP se debe ingresar manualmente la presión en cabeza que tiene el pozo, en la columna de la presión interna de la tubería flexible (CT Pressure) se ingresará manualmente la presión que maneja la tubería flexible en cada viaje mientras no se esté bombeando fluido, en el caso de bombear fluido se usan los datos de presión interna anteriormente mencionados (... véase **Tabla 6**) con los datos de la **Tabla 10**.

Por otro lado, en la segunda fila se deberá dar clic derecho, y seleccionar la séptima opción, donde se ingresará la información correspondiente con el pull test. Para el historial de trabajo de la tubería flexible, en este caso se tiene un pull test cada 2000 ft de una longitud de 50 ft.

Tabla 10. Datos de presión.

Pozo	Whp (psi)	Ct pressure (psi)
Pozo A	120	200
Pozo B	110	170
Pozo C	95	130
Pozo D	100	140
Pozo E	90	120
Pozo F	95	130
Pozo G	115	180
Pozo H	98	135
Pozo I	100	140
Pozo J	95	130
Pozo K	120	200
Pozo L	90	120

Fuente: elaboración propia.

Consecutivamente se debe ajustar la profundidad en la que se va a realizar el trabajo, ya que el software toma de forma predeterminada la profundidad máxima del pozo. Por último, se va a la columna de máxima fatiga y se da clic en calcular (**figura 50**). El programa empezará a simular la corrida y mostrará el **gráfico 2**. Donde se aprecia el incremento de fatiga debido a la corrida a lo largo de la longitud de la tubería flexible. Esta fatiga se mostrará en la última columna, en donde aparecerá la opción aplicar para incluir la corrida simulada en el historial de la tubería.

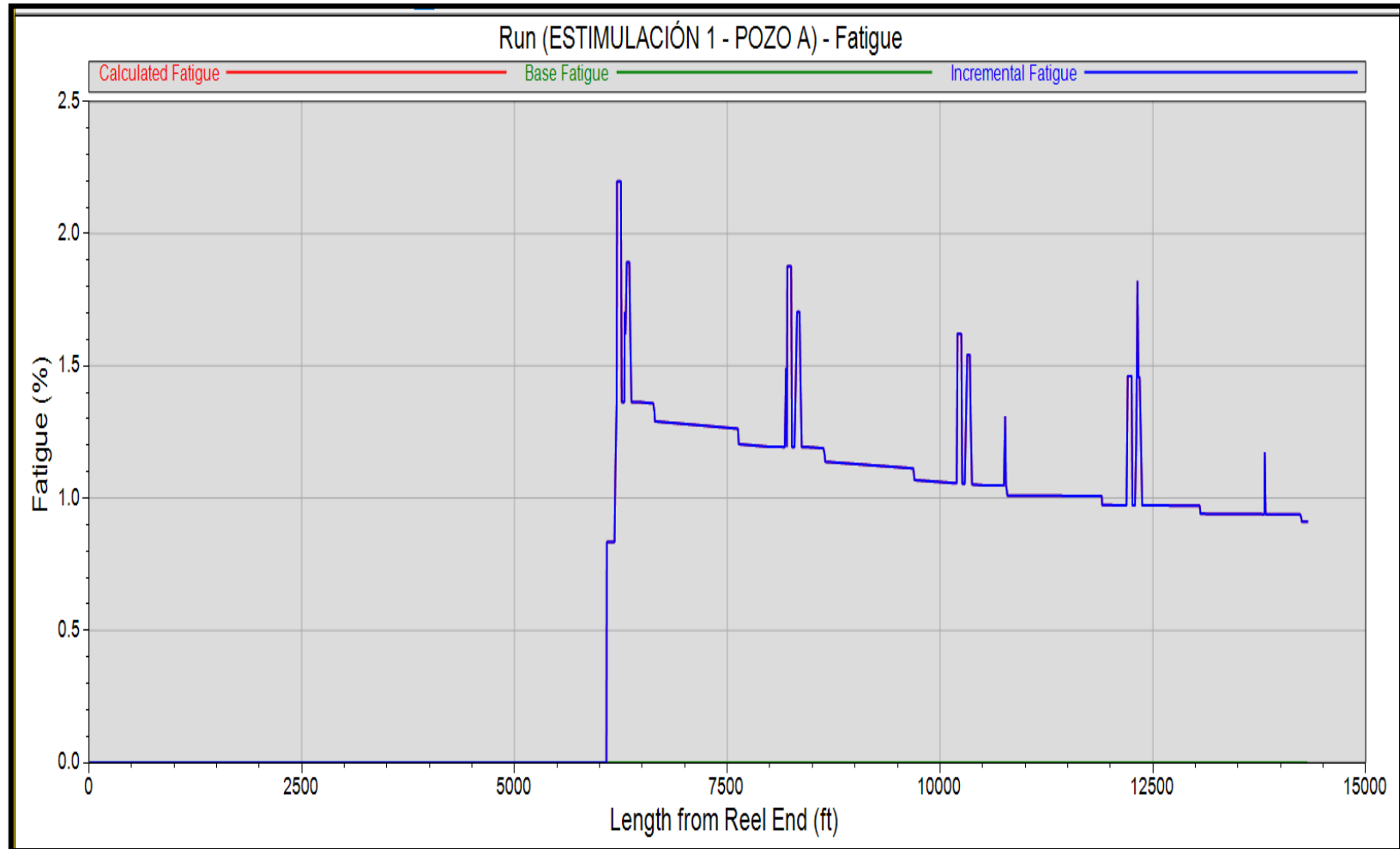
Figura 50. Primera corrida escenario base.

Graph	New Stage	Stage #	Direction	Start Depth ft	End Depth ft	Duration min	Elapsed Time min	BHA	WHP psi	CT Pressure psi	CT Speed ft/min	CT Surface Weight lbf	Comment	Max Diameter With Growth in	Max Fatigue %
														Calc	Calc
	Calc						Run 1 (ESTIMULACIÓN 1 - POZO A) - Type: "Standard" Well: "POZO A"							Calc	Calc
1-1	<input type="checkbox"/>	1	RIH	-122.2	0.0	2.04	2.04	RWT	120	200	60.00			2.0002	0.46
1-2	<input type="checkbox"/>	1	RIH	0.0	2000.0	33.33	35.37		120	200	60.00			2.0002	0.61
1-3	<input type="checkbox"/>	1	POOH	2000.0	1950.0	0.83	36.20		120	200	60.00			2.0002	0.91
1-4	<input type="checkbox"/>	1	RIH	1950.0	4000.0	34.17	70.37		120	200	60.00			2.0002	1.21
1-5	<input type="checkbox"/>	1	POOH	4000.0	3950.0	0.83	71.20		120	200	60.00			2.0002	1.21
1-6	<input type="checkbox"/>	1	RIH	3950.0	6000.0	34.17	105.37		120	200	60.00			2.0002	1.21
1-7	<input type="checkbox"/>	1	POOH	6000.0	5950.0	0.83	106.20		120	200	60.00			2.0002	1.21
1-8	<input type="checkbox"/>	1	RIH	5950.0	8000.0	34.17	140.37		120	200	60.00			2.0002	1.28
1-9	<input type="checkbox"/>	1	POOH	8000.0	7950.0	0.83	141.20		120	200	60.00			2.0002	1.28
1-10	<input type="checkbox"/>	1	RIH	7950.0	8118.0	2.80	144.00		120	200	60.00			2.0002	1.52
1-11	<input type="checkbox"/>	1	None	8118.0	8118.0	0.00	144.00		120	2000	0.00			2.0002	1.52
1-12	<input type="checkbox"/>	1	POOH	8118.0	0.0	135.30	279.30		120	200	60.00			2.0002	2.20
1-13	<input type="checkbox"/>	1	POOH	0.0	-122.2	2.04	281.34		120	200	60.00			2.0002	2.20
NEW	<input type="checkbox"/>														Apply

Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

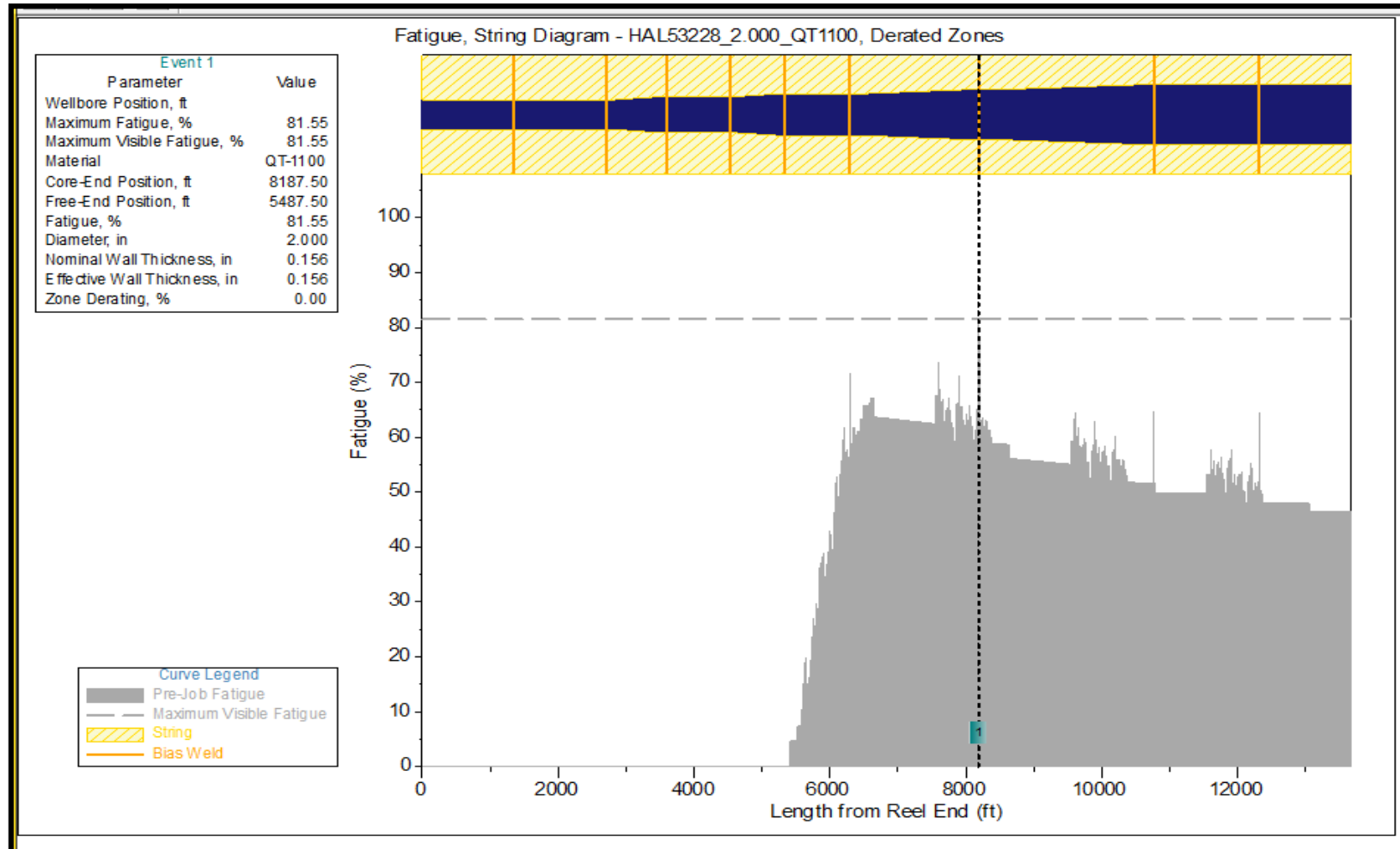
Esto se debe realizar hasta replicar la totalidad de las corridas del historial de la tubería flexible suministrado por la empresa, teniendo en cuenta el pozo y la actividad a realiza para realizar las modificaciones correspondientes para cada corrida. Luego de realizar las 32 corridas en el simulador la fatiga llego a un 80%, alcanzando su máximo valor permitido por HALLIBURTON. Como se ve en el gráfico 3.

Gráfico 2. Fatiga generada por la primera corrida escenario base.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Gráfico 3. Fatiga corrida 32 escenario base.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

2.4.15 Cortes de tubería. Para realizar un corte en la tubería flexible, se usa la aplicación CT String Editor, donde una vez seleccionada la tubería se procede a dar clic en la barra de herramientas Opciones y cortar tubería. En donde aparece la ventana de la **figura 51**. Se puede seleccionar corte en el extremo libre, corte al medio o cortar la tubería en dos tuberías nuevas. Y se debe ingresar la longitud a cortar en ft.

A lo largo del historial de la tubería flexible HAL53228, no se evidenció afectaciones tales como corrosión y erosión, por lo tanto, todos los cortes que se realizaron fueron en el extremo libre de la tubería.

Figura 51. Ventana corte de tubería.

The image shows a software dialog box titled "Cut String" with a close button (X) in the top right corner. The dialog is divided into four main sections, each with a title and a set of controls:

- Cut Operation:** Contains three radio buttons: "Cut Free End" (which is selected), "Cut From Middle", and "Cut Into Two Strings".
- Cut Free End:** Contains a text input field labeled "Length to Cut, ft:" followed by the text "(Length to cut off free (downhole) end)".
- Cut Middle:** Contains three text input fields: "Start Position (reel end), ft:", "End Position (reel end), ft:", and "Length To Cut, ft:". To the right of these fields are two radio buttons for "Rejoin Weld Type": "Manual Butt" (selected) and "Orbital Butt". Below the "Length To Cut" field is another text input field labeled "Derating Factor, %:" with the value "35" entered.
- Cut Into Two Strings:** Contains three text input fields: "String Name 1:" (with the value "HAL53228_2.000" entered), "String Name 2:", and "Cut Position (reel end), ft:" followed by the text "(Position to cut string into two new strings)".

At the bottom right of the dialog, there are two buttons: "Cut" and "Cancel".

Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

2.5 EVALUACIÓN DE LA ACTUAL METODOLOGÍA DE CORTE EN LA TUBERÍA FLEXIBLE HAL53228

De acuerdo al historial de simulación de tubería flexible HAL53228, se pudo evidenciar que los datos de fatiga máxima y fatiga promedio, que se calculó mediante la simulación son los mismos que la empresa soporte entregó en un principio, demostrando de esta forma que el simulador pudo replicar correctamente el historial de la tubería flexible.

Por otro lado, se pudo demostrar que la vida de útil de esta tubería utilizando el método de revisión del trabajo, alcanzó para realizar 32 corridas en un total de 12 pozos dando, así como resultado un promedio de 2.6 corridas por pozo en las cuales cada corrida tuvo un tiempo de viaje promedio de 4.8 horas.

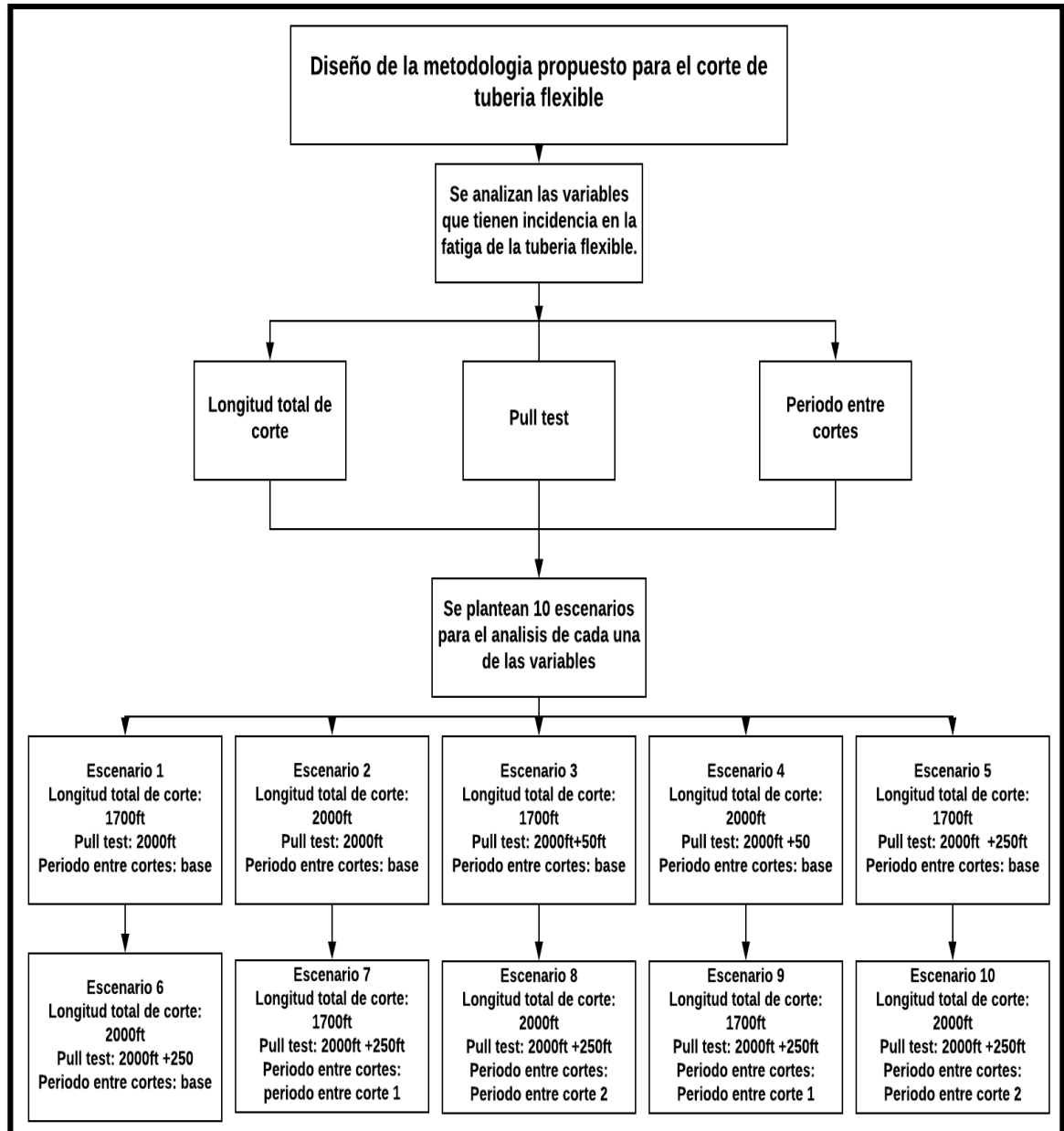
Siguiendo la metodología actual que aplica HALLIBURTON, se cortó un total de 650 ft de tubería flexible, los cuales se realizaron en 7 cortes, teniendo en cuenta que la empresa soporte no varía el pull test en cada corrida y lo aplica cada 2000 ft.

También, se pudo apreciar que en el momento en que la tubería flexible alcanzó su punto máximo de fatiga en un 80%, la tubería que se mantiene sin fatiga alcanza una longitud de 5.300 ft aproximadamente.

3. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CORTE DE TUBERÍA FLEXIBLE

En este capítulo se plantearán y evaluarán los escenarios propuestos con el fin de plantear una nueva metodología de corte, que optimice la metodología actual que implementa HALLIBURTON.

Figura 52. Diseño de la metodología propuesta para el corte de tubería flexible



Fuente: elaboración propia, 2019

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CORTE

Para poder plantear una nueva metodología es necesario identificar y analizar las variables que permiten optimizar la vida útil de la tubería flexible, y así desarrollar diferentes escenarios donde se modifican dichas variables para luego poder analizar el comportamiento de la fatiga en cada uno de los escenarios.

Estas variables están dadas por la empresa soporte y son: longitud total de corte, pull test y periodo entre cortes.

3.1.1 Longitud total de corte. Esta variable consiste en la cantidad total en pies que se cortan en el extremo libre de la tubería flexible, luego de haber realizado trabajos de intervención a pozos hasta que la fatiga máxima llega al 80%, y la tubería se deja de usar. Para poder evaluar la afectación de esta variable en la vida útil de la tubería flexible.

De forma empírica, la empresa ha evidenciado que esta variable es directamente proporcional a la vida útil de la tubería flexible, es decir, que a medida que se aumenta la longitud total de corte también incrementa la misma. Por lo cual, la empresa requiere conocer el análisis de dos escenarios, en donde se estudie una longitud de corte total de 1.700 y 2.000 pies.

Estos escenarios se plantearon debido a las pruebas realizadas por la empresa en el año 2015, en donde se analizaron diferentes longitudes totales de corte entre 1.200 pies y 2.200 pies. Encontrando que los resultados más óptimos corresponden a una longitud de 2.000 pies y 1.700 pies respectivamente.

3.1.2 Pull test. Es una prueba de peso que se hace cada cierta profundidad. Al realizarse varias veces esta prueba en una sola corrida, algunos tramos de tubería se ven afectados por los puntos críticos existentes en la unidad de tubería flexible, como se vio en el capítulo 2. Esta variable no está establecida en la metodología actual, estableciendo dos escenarios con un pull test 1 y dos escenarios con un pull test 2, para poder evaluar la afectación de esta variable en la vida útil de la tubería flexible.

3.1.3 Periodo entre cortes. Esta variable hace referencia al número de corridas que hay entre cada corte, teniendo en cuenta la fatiga máxima que acumula la tubería flexible. Para poder evaluar la afectación de esta variable en la vida útil de la tubería flexible. La empresa soporte ha observado empíricamente que antes del primer corte, se debe dejar avanzar la fatiga mayor al 10% que está establecido en la metodología actual y así se obtendrán mejores resultados en la vida útil de la tubería flexible.

3.2 ESCENARIOS PROPUESTOS

Según el análisis de las variables de longitud total de corte, pull test y periodo entre cortes, se plantearon 10 escenarios en donde se describen las variables que son constantes y que varía, es decir, la variable que se va a evaluar, y así poder determinar la incidencia de cada una de estas variables en la fatiga presentada en la tubería flexible luego de simular el historial de trabajos realizados.

Debido a que el historial base que suministro la empresa soporte solo cuenta con 32 corridas en total, es importante resaltar que llegado el caso en el que algún escenario llegue a sobrepasar las 32 corridas y aún su fatiga máxima no sobrepasa el 80%, se plantea replicar las corridas desde inicio del historial base.

3.2.1 Escenario 1. En este escenario se analizará el cambio de la variable longitud total de corte, manteniendo constante las otras variables como lo son pull test (cada 2000 ft) y periodo entre cortes (cada que la fatiga máxima aumente en un 10%). Para estas variables se manejarán los mismos datos que en el caso base suministrado por la empresa soporte. Al cambiar la longitud total de corte, en consecuencia, la longitud cortada cada vez que la fatiga incrementa en un 10%, aumenta en forma proporcional para cumplir con la longitud total de corte de 1.700 pies. Como se ve en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Periodo de corte escenario 1 con 1.700 pies.

# Corrida	Longitud de corte (ft)
4	130
8	260
11	390
16	130
20	260
23	390
28	140
Total	1700

Fuente: elaboración propia.

3.2.2 Escenario 2. se analizará el cambio de la variable longitud total de corte, manteniendo constante las otras variables como lo son pull test (cada 2000 ft) y periodo entre cortes (cada que la fatiga máxima aumente en un 10%). Para estas variables se manejarán los mismos datos que en el caso base suministrado por la empresa soporte. Al cambiar la longitud total de corte, en consecuencia, la longitud cortada cada vez que la fatiga incrementa en un 10%, aumenta en forma proporcional para cumplir con la longitud total de corte de 2.000 pies. Como se ve en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Periodo de corte escenario 1 con 2.000 pies.

# Corrida	Longitud de corte (ft)
4	160
8	300
11	450
16	160
20	300
23	450
28	180
TOTAL	2.000

Fuente: elaboración propia.

3.2.3 Escenario 3. Se analizará el cambio de la variable pull test, las variables periodo entre cortes y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 1 (... véase **Tabla 11**). Para la selección de las profundidades en las que se van a realizar los pull test, se tuvo en cuenta la longitud que asciende la tubería flexible durante esta prueba (50 pies, establecido por la empresa soporte) el cual será llamado **pull test 1**; por esto se planteó que la profundidad base será de 2.000 pies, realizando un incremento de 50 pies por cada corrida ejecutada, es decir, si se realizan en total 4 corridas, en la primera corrida el pull test será cada 2.000 pies; y en la última corrida el pull test será cada 2.150 pies. Este incremento de 50 pies, se reinicia cada vez que se realiza un corte en el extremo libre de la tubería flexible, ya que los puntos de fatiga se desplazan con el corte.

3.2.4 Escenario 4. Se analizará el cambio de la variable pull test, las variables periodo entre cortes y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 2 (... véase **Tabla 12**). Para la selección de las profundidades en las que se van a realizar los pull test, se tuvo en cuenta la longitud que asciende la tubería flexible durante esta prueba (50 pies, establecido por la empresa soporte) el cual será llamado **pull test 1**; por esto se planteó que la profundidad base será de 2.000 pies, realizando un incremento de 50 pies por cada corrida ejecutada, es decir, si se realizan en total 3 corridas, en la primera corrida el pull test será cada 2.000 pies; y en la última corrida el pull test será cada 2.100 pies. Este incremento de 50 pies, se reinicia cada vez que se realiza un corte en el extremo libre de la tubería flexible, ya que los puntos de fatiga se desplazan con el corte.

3.2.5 Escenario 5. Se analizará el cambio de la variable pull test, las variables periodo entre cortes y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 1 (... véase **Tabla 11**). Para la selección de las profundidades en las que se van a realizar los pull test, se tuvo en cuenta la longitud real vista en el gráfico que arroja el simulador luego de cada corrida. Se evidencia que la longitud de tubería flexible que se ve mayormente afectada con el pull test es de 250 pies, el cual será llamado pull test 2. Por esto se planteó que la profundidad base será de 2.000 pies, realizando un incremento de 250 pies por cada corrida ejecutada, es decir, si se realizan en total 2 corridas, en la primera corrida el pull test será cada 2.000 pies; y en la última corrida el pull test será cada 2.250 pies. Este incremento de 250 pies, se reinicia cada vez que se realiza un corte en el extremo libre de la tubería flexible, ya que los puntos de fatiga se desplazan con el corte.

3.2.6 Escenario 6. Se analizará el cambio de la variable pull test, las variables periodo entre cortes y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 2 (... véase **Tabla 12**). Para la selección de las profundidades en las que se van a realizar los pull test, se tuvo en cuenta la longitud real vista en el gráfico que arroja el simulador luego de cada corrida. Se evidencia que la longitud de tubería flexible que se ve mayormente afectada con el pull test es de 250 pies, el cual será llamado pull test 2. Por esto se planteó que la profundidad base será de 2.000 pies, realizando un incremento de 250 pies por cada corrida ejecutada, es decir, si se realizan en total 3 corridas, en la primera corrida el pull test será cada 2.000 pies; y en la última corrida el pull test será cada 2.500 pies. Este incremento de 250 pies, se reinicia cada vez que se realiza un corte en el extremo libre de la tubería flexible, ya que los puntos de fatiga se desplazan con el corte.

3.2.7 Escenario 7. Se analizará el cambio de la variable periodo entre cortes, las variables pull test y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 5. Se escogió los datos de pull test del escenario 5, ya que sus resultados fueron más óptimo respecto al escenario 3. Para determinar el periodo entre cortes se dividió la fatiga máxima cada 10% en donde se realizarían teóricamente 7 cortes, pero el primer corte se da cuando la fatiga máxima alcanza el 30%; haciendo un corte de la longitud total que se hubiese cortado hasta este punto, el cual se llamará periodo de corte 1. Como se muestra en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Periodo entre cortes 1 con 1.700 pies.

% Fatiga máximo	Longitud de corte (ft)
30	750
40	250
50	250
60	250
70	200

Fuente: elaboración propia.

3.2.8 Escenario 8. Se analizará el cambio de la variable periodo entre cortes, las variables pull test y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 6. Se escogió los datos de pull test del escenario 6, ya que sus resultados fueron más óptimo respecto al escenario 4. Para determinar el periodo entre cortes se dividió la fatiga máxima cada 10% en donde se realizarían teóricamente 7 cortes, pero el primer corte se da cuando la fatiga máxima alcanza el 30%; haciendo un corte de la longitud total que se hubiese cortado hasta este punto, el cual se llamará periodo de corte 1. Como se muestra en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Periodo entre cortes 1 con 2.000 pies.

% Fatiga máximo	Longitud de corte (ft)
30	855
40	285
50	285
60	285
70	290

Fuente: elaboración propia.

3.2.9 Escenario 9. Se analizará el cambio de la variable periodo entre cortes, las variables pull test y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 5. Se escogió los datos de pull test del escenario 5, ya que sus resultados fueron más óptimo respecto al escenario 3. Para determinar el periodo entre cortes se estableció que la fatiga máxima debe alcanzar un valor del 40% antes de realizar el primer corte, momento en el cual se cortará un 10% de la longitud total disponible para cortar (1.700 pies), seguidamente se dividirá la fatiga máxima cada 8%, en donde se distribuye equitativamente el 90% restante de la longitud disponible para cortar, el cual se llamará periodo de corte 2. Como se muestra en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Periodo entre cortes 2 con 1.700 pies.

% Fatiga máximo	Longitud de corte (ft)
40	170
48	380
56	380
64	380
72	390

Fuente: elaboración propia.

3.2.10 Escenario 10. Se analizará el cambio de la variable periodo entre cortes, las variables pull test y la longitud total de corte, serán las mismas que en el escenario 6. Se escogió los datos de pull test del escenario 6, ya que sus resultados fueron más óptimo respecto al escenario 4. Para determinar el periodo entre cortes se estableció que la fatiga máxima debe alcanzar un valor del 40% antes de realizar el primer corte, momento en el cual se cortará un 10% de la longitud total disponible para cortar (2.000 pies), seguidamente se dividirá la fatiga máxima cada 8%, en donde se distribuye equitativamente el 90% restante de la longitud disponible para cortar, el cual se llamará periodo de corte 2. Como se muestra en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Periodo entre cortes 2 con 2.000 pies.

% Fatiga máximo	Longitud de corte (ft)
40	200
48	450
56	450
64	450
72	450

Fuente: elaboración propia.

3.3 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS PROPUESTOS

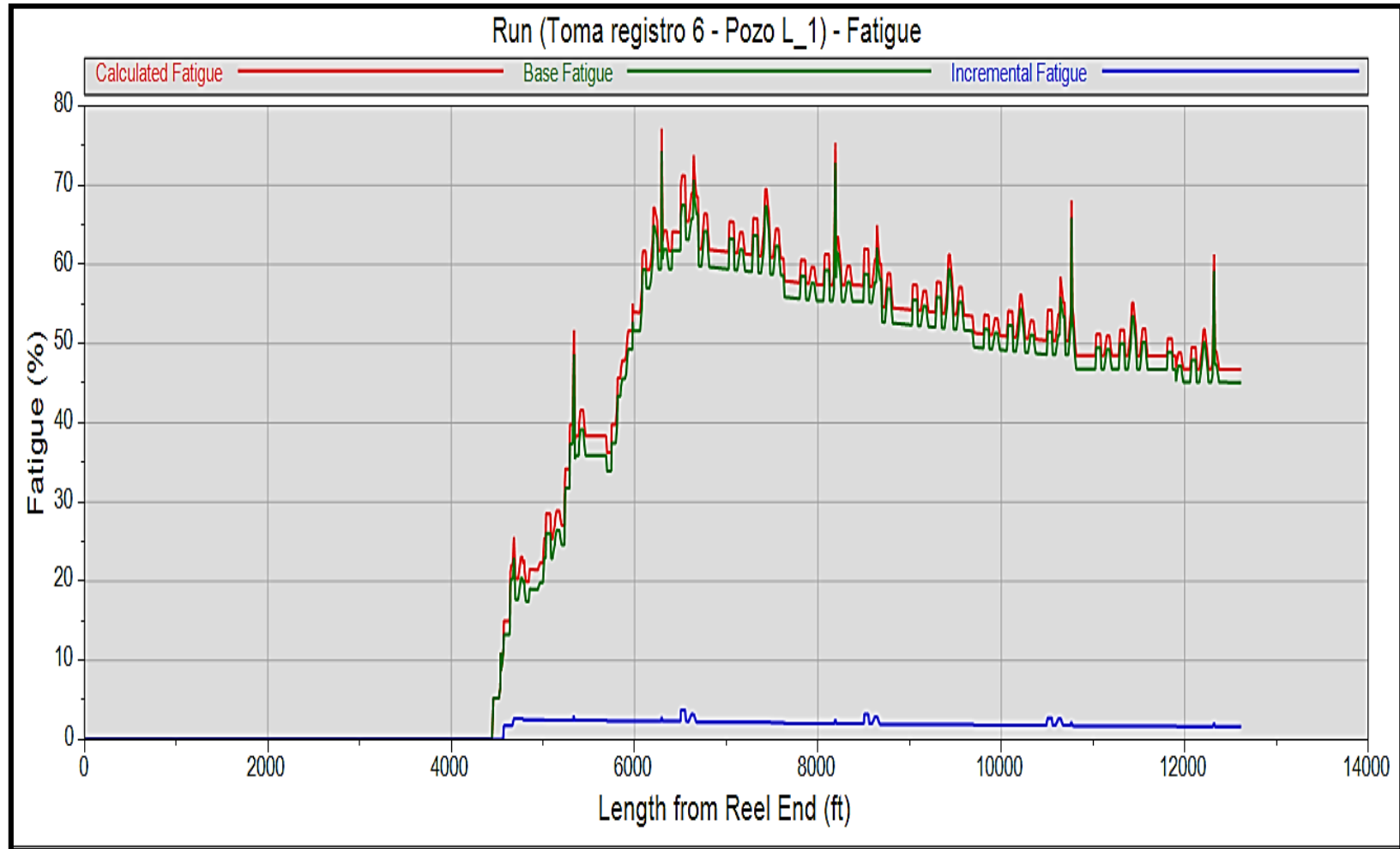
Luego de proponer los 10 escenarios anteriormente descritos, se procede a realizar la simulación de cada uno de ellos. Utilizando la herramienta virtual IWI, como se muestra a continuación.

3.3.1 Escenario 1. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, unicamente variando la longitud total de corte mencionada anteriormente (... **vease Tabla 11**).

Al realizar la corrida número 32, se evidencia una disminución de la fatiga máxima en el escenario 1 con respecto al escenario base en la misma corrida de 4.38%. Lo cual permitió realizar una corrida más. También se puede notar un cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería, en donde se puede observar que se da una mejor distribución de la fatiga en el escenario 1, comparado con el base. el **gráfico 4**.

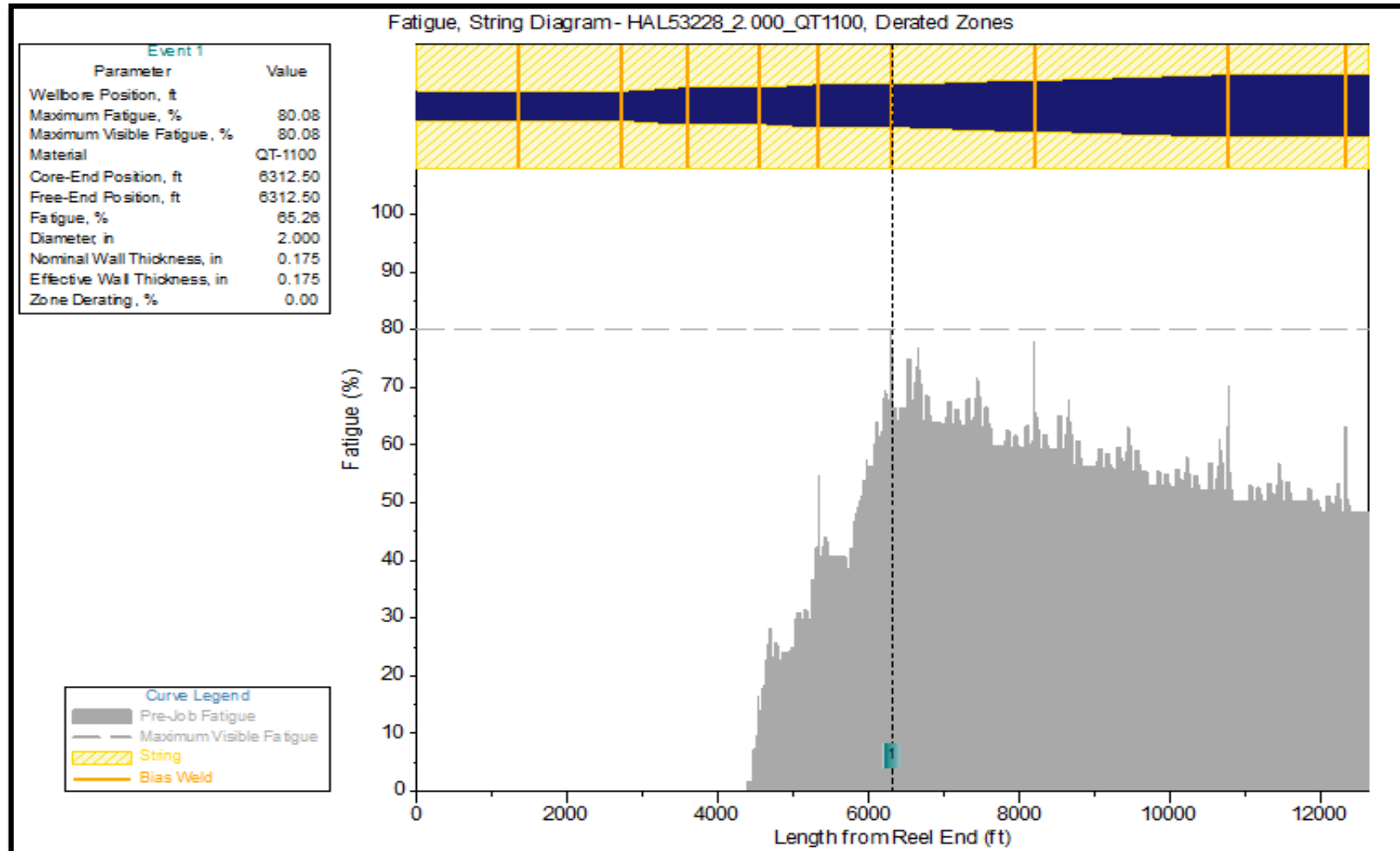
Al final de la simulación se obtuvo un total de 33 corridas del escenario 1. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80.08% y una fatiga promedio de 34.33%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 5**.

Gráfico 4. Distribución de fatiga en la corrida 32 escenario 1.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Gráfico 5. Fatiga en la corrida 33 escenario 1.



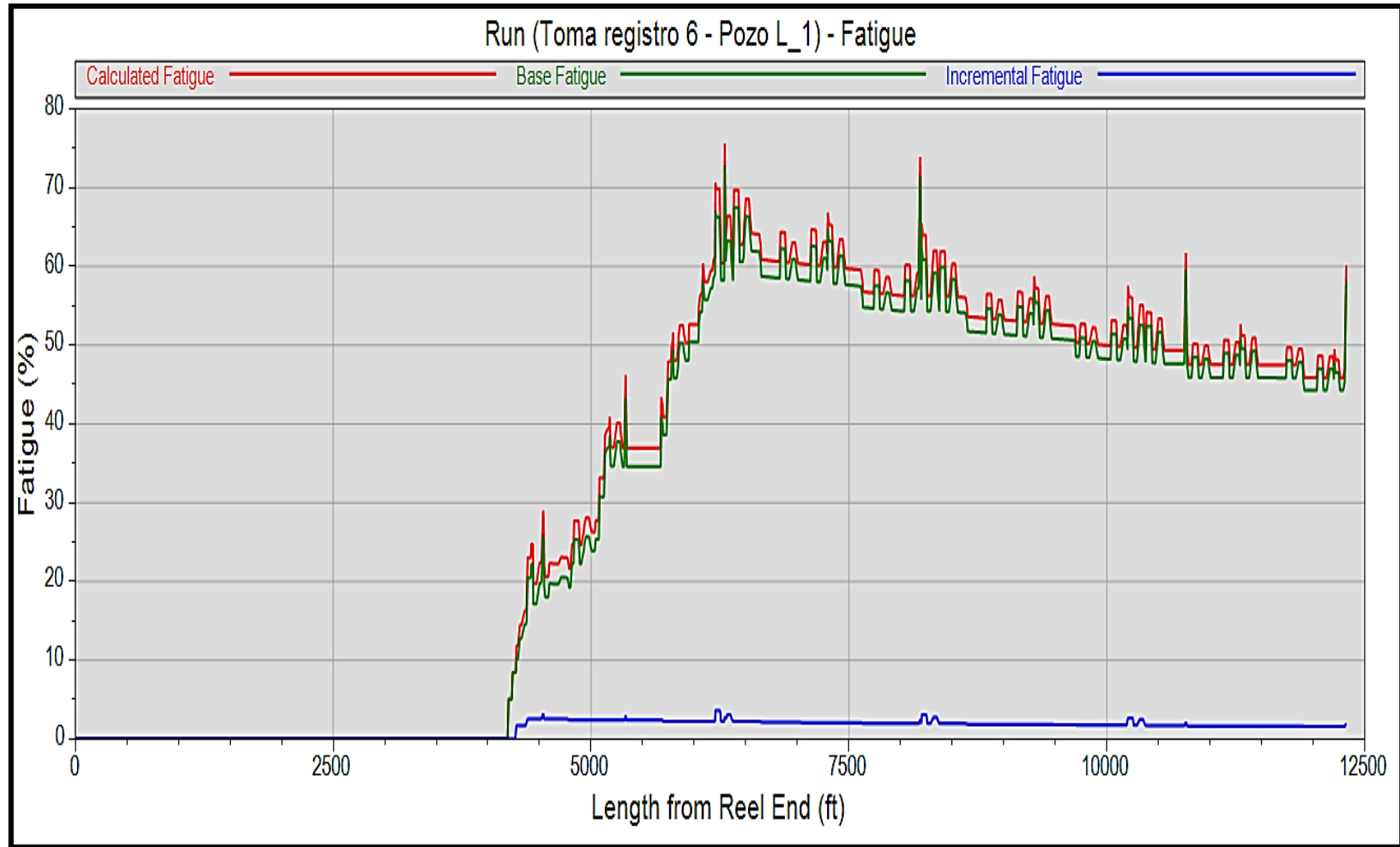
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.2 Escenario 2. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, unicamente variando la longitud total de corte mencionada anteriormente (... **vease Tabla 12**).

Al realizar la corrida número 32, se evidencia una disminución de la fatiga máxima en el escenario 2 con respecto al escenario base en la misma corrida de 6%. Lo cual permitió realizar dos corrida adicionales. También se puede notar un cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería, en donde se puede observar que se da una mejor distribución de la fatiga en el escenario 2, comparado con el base. **gráfico 6**.

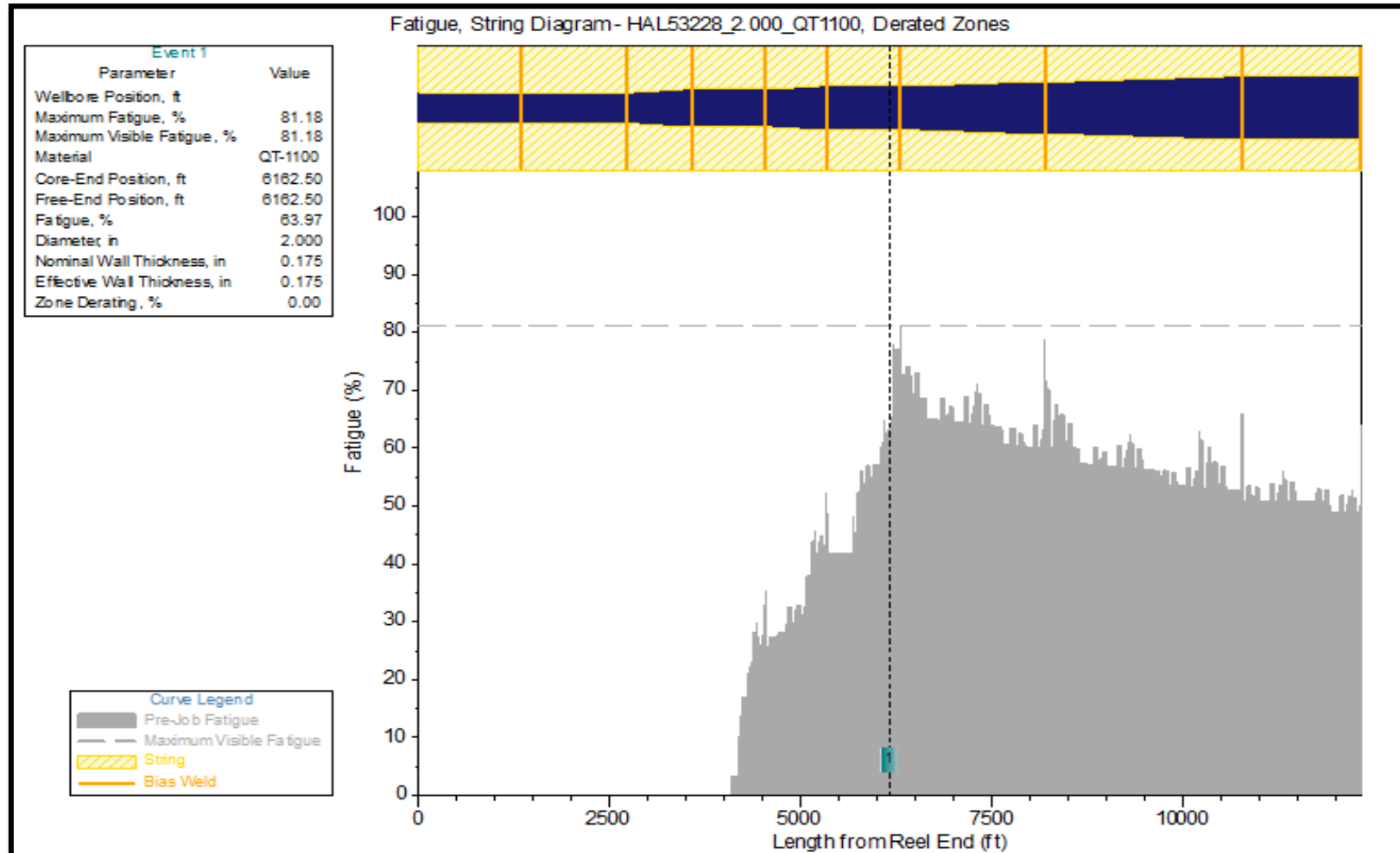
Al final de la simulación se obtuvo un total de 34 corridas del escenario 2. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 81.18% y una fatiga promedio de 35.59%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 7**.

Gráfico 6. Distribución de fatiga en la corrida 32 escenario 2.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Gráfico 7. Fatiga de la corrida 34 escenario 2.



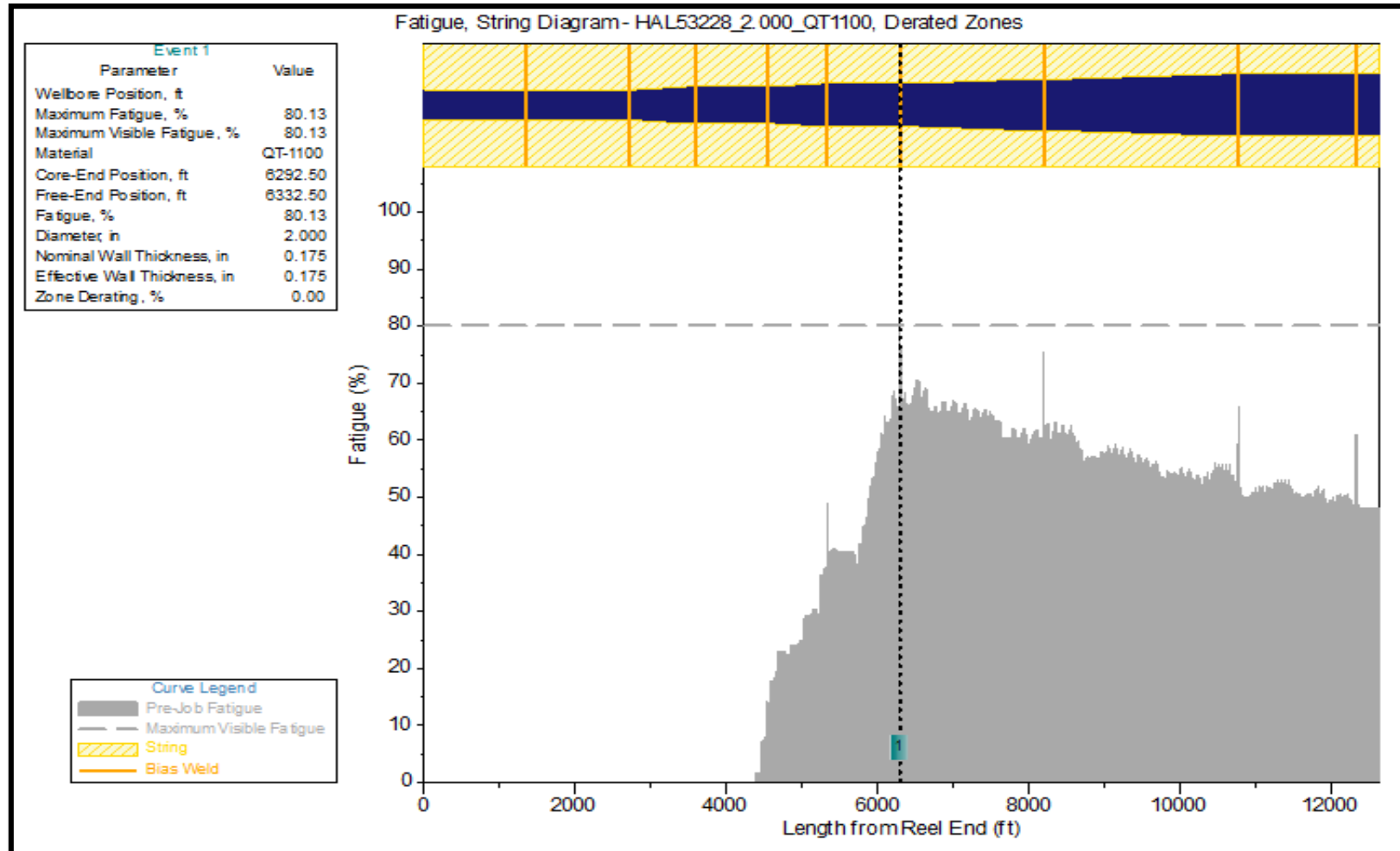
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention

3.3.3 Escenario 3. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 1, unicamente variando el pull test como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 33, se evidencia un aumento de la fatiga máxima en el escenario 3 con respecto al escenario 1, en la misma corrida de 0.05%. por lo que no se pudieron relaizar corridas adicionales respecto al escenario 1. También se puede notar que no hay ningún cambio notable en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería.

Al final de la simulación se obtuvo un total de 33 corridas del escenario 3. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80.13% y una fatiga promedio de 34.01%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 8**.

Gráfico 8. Fatiga de la corrida 33 escenario 3.



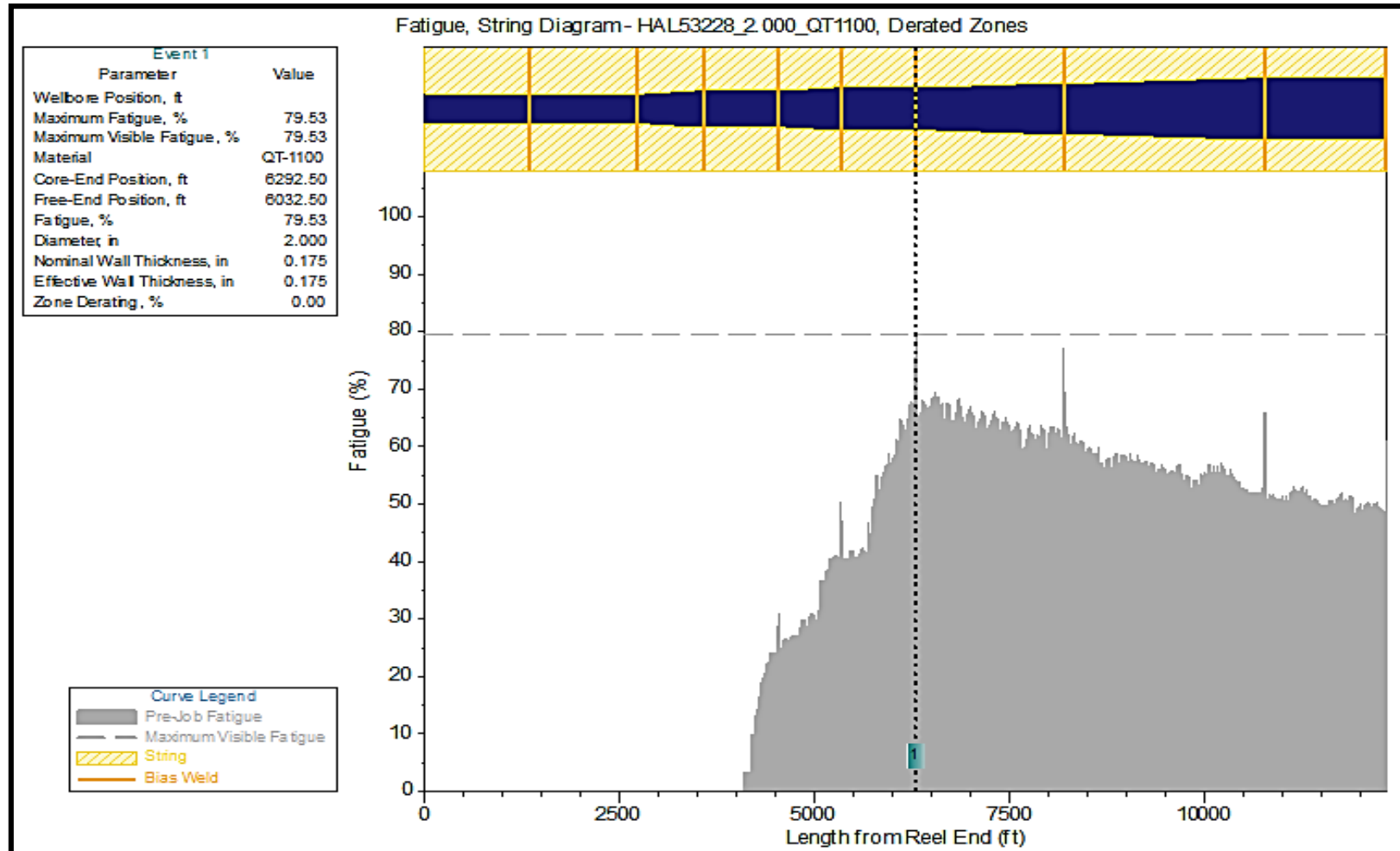
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.4 Escenario 4. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 2, unicamente variando el pull test como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 34, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 4 con respecto al escenario 2, en la misma corrida de 1.76%. por lo que no se pudieron relaizar corridas adicionales respecto al escenario 2. También se puede notar que no hay ningún cambio notable en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería.

Al final de la simulación se obtuvo un total de 34 corridas del escenario 4. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 79.42% y una fatiga promedio de 34.01%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 9**.

Grafico 9. Fatiga de la corrida 34 escenario 4.



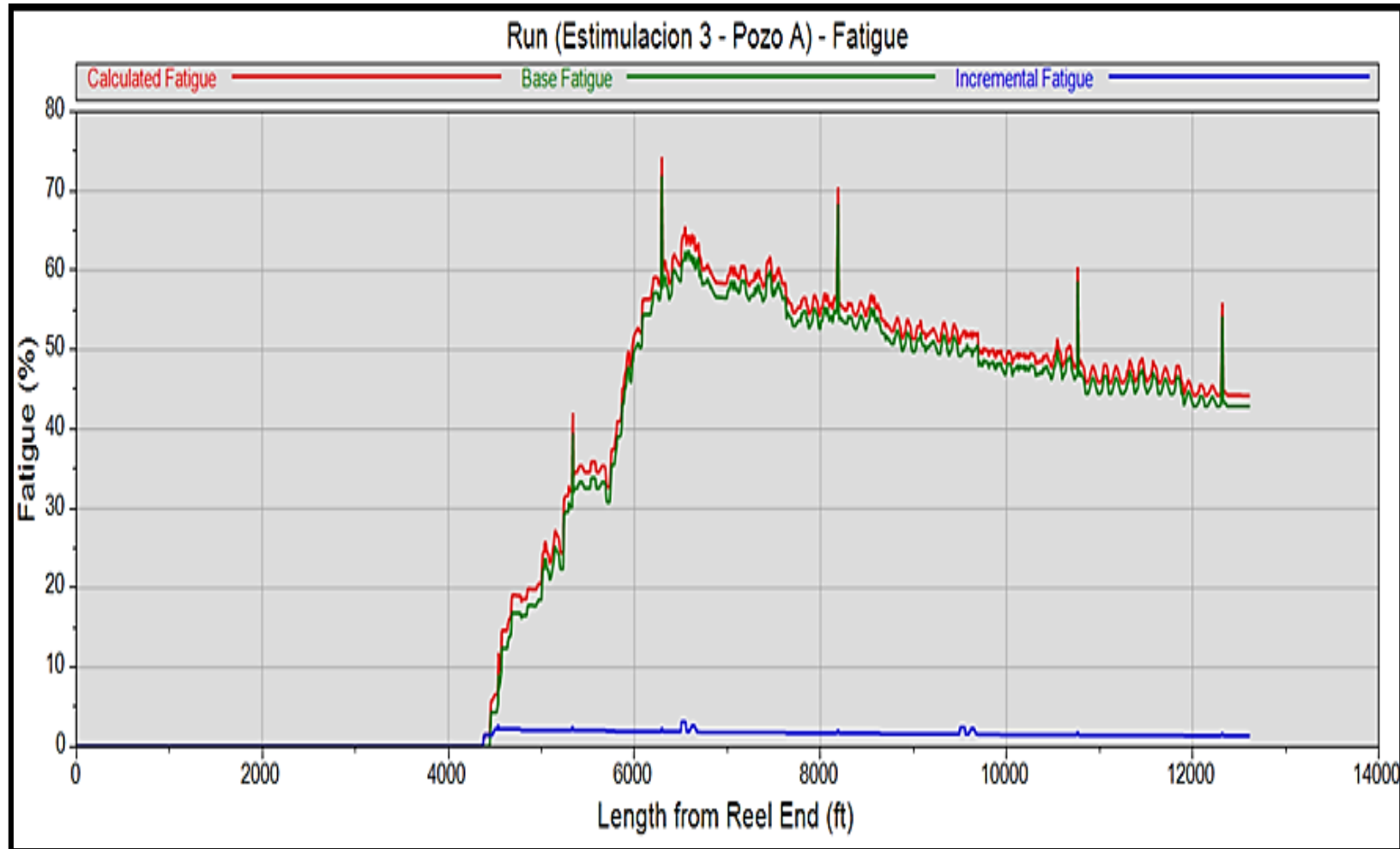
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.5 Escenario 5. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 1, unicamente variando el pull test como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 33, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 5 con respecto al escenario 1, en la misma corrida de 5.82%. por lo que se pudieron relaizar dos corridas adicionales respecto al escenario 1. También se puede notar un ligero cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería flexible. **gráfico 10.**

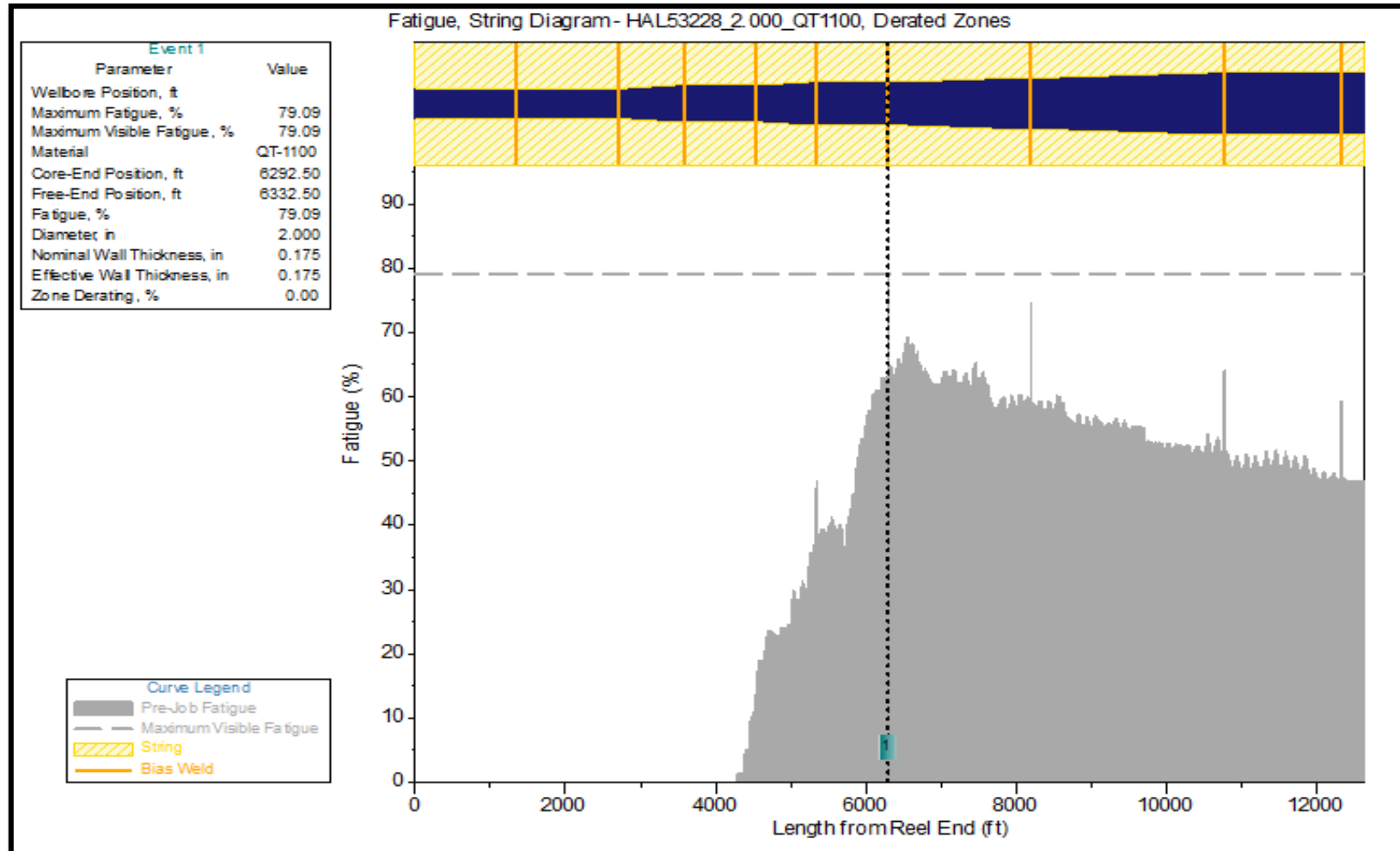
Al final de la simulación se obtuvo un total de 35 corridas del escenario 5. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 79.09% y una fatiga promedio de 33.19%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 11.**

Gráfico 10. Distribución de fatiga en la corrida 33 escenario 5.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Grafico 11. Fatiga de la corrida 34 escenario 5.



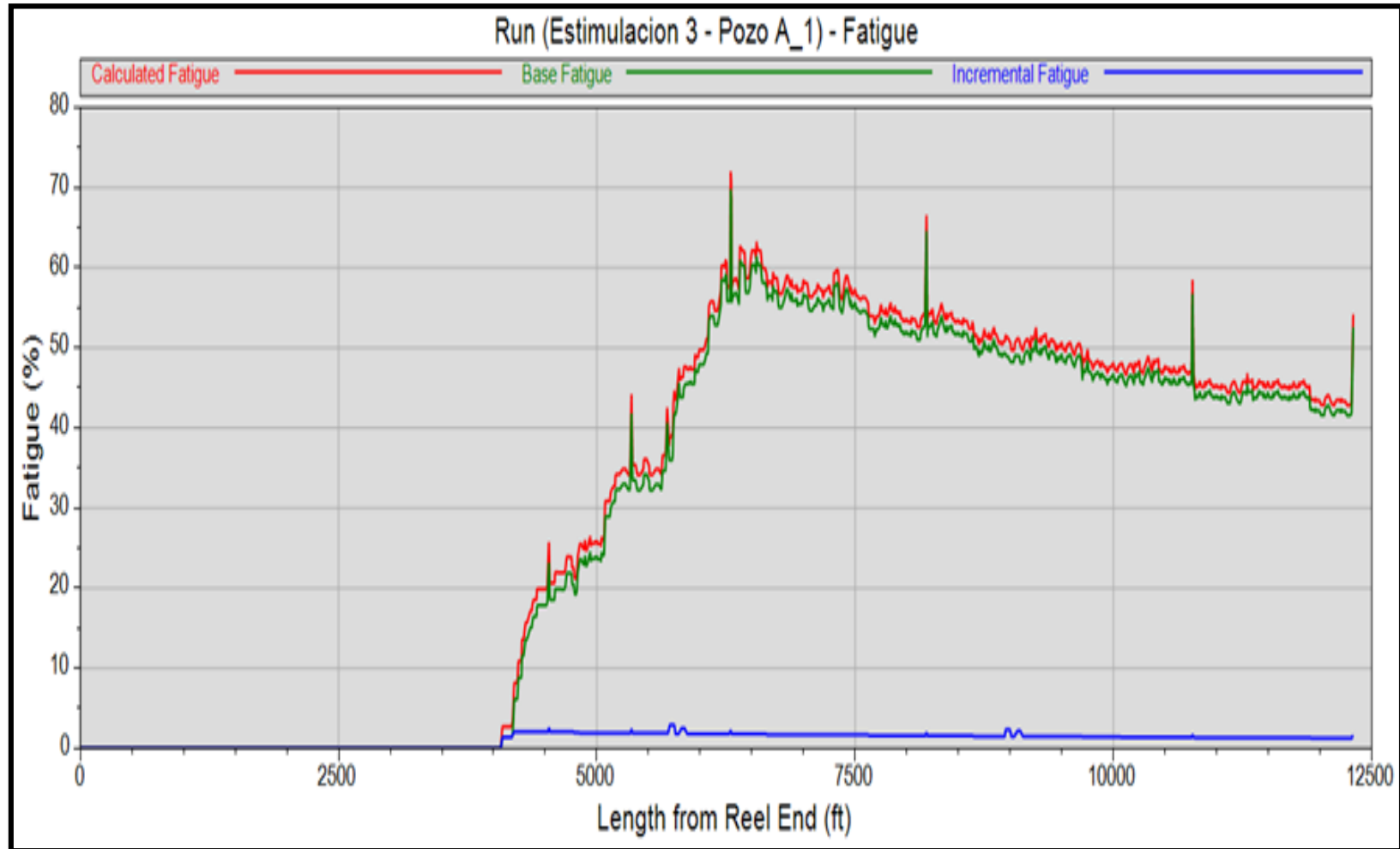
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.6 Escenario 6. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 1, unicamente variando el pull test como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 34, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 6 con respecto al escenario 2, en la misma corrida de 9.17%. por lo que se pudieron relaizar cuatro corridas adicionales respecto al escenario 2. También se puede notar un ligero cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería flexible. **gráfico 12.**

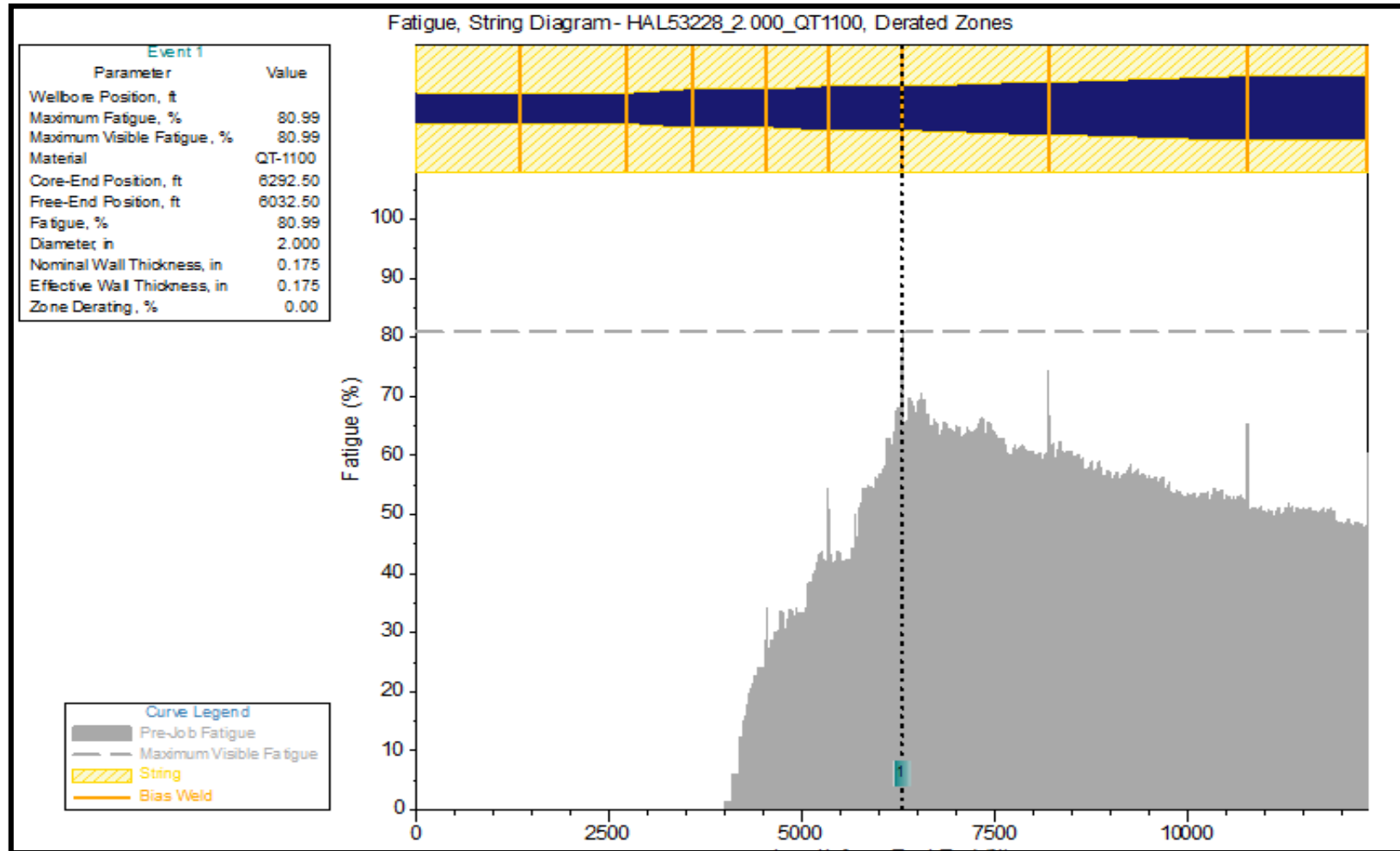
Al final de la simulación se obtuvo un total de 38 corridas del escenario 6. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80.99% y una fatiga promedio de 34.81%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 13.**

Gráfico 12. Distribución de fatiga en la corrida 34 escenario 6.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Grafico 13. Fatiga de la corrida 34 escenario 6.



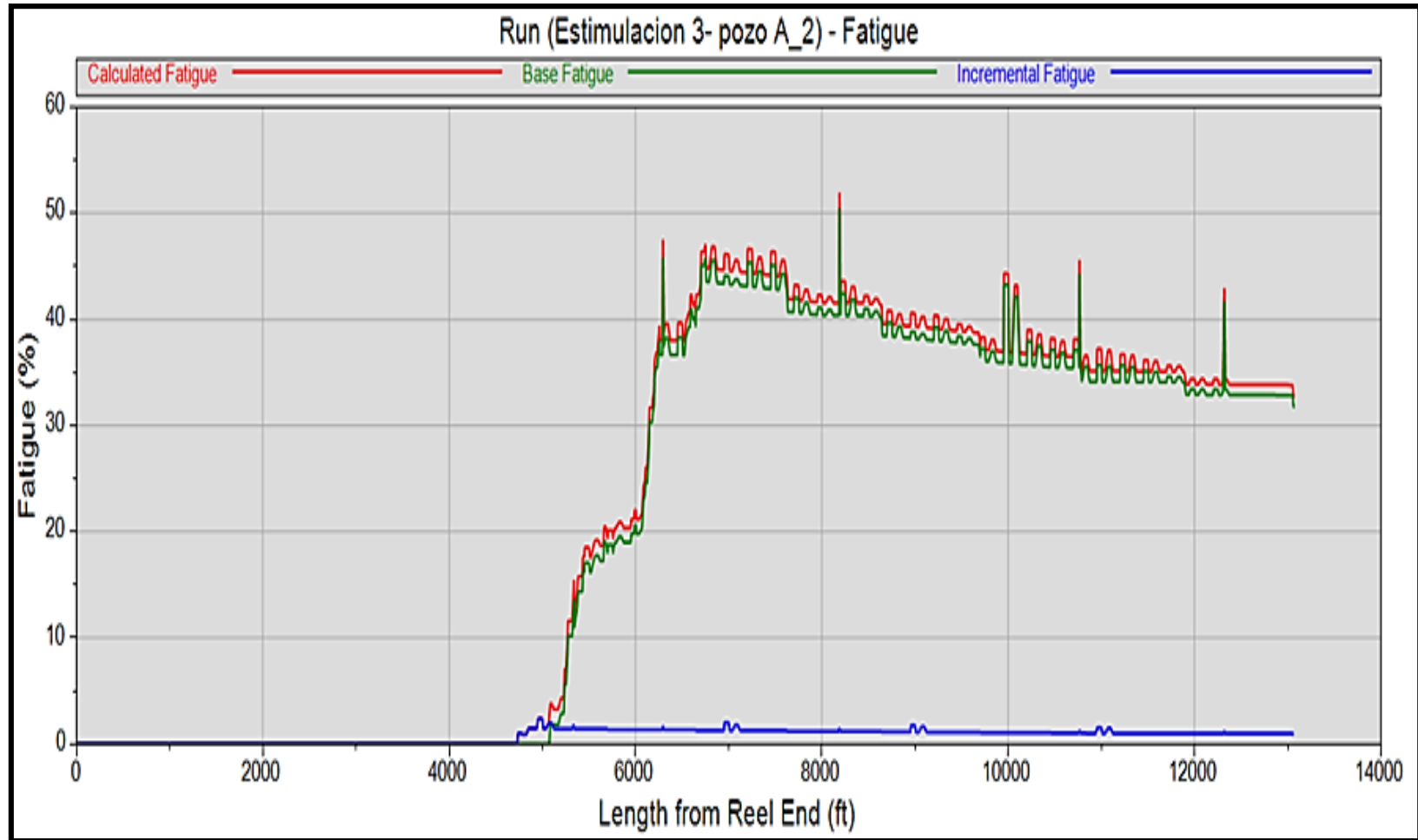
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.7 Escenario 7. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 5, unicamente variando el periodo de corte como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 35, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 7 con respecto al escenario 5, en la misma corrida de 27.15%. por lo que se pudieron relaizar diecinueve corridas adicionales respecto al escenario 5. También se puede notar un ligero cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería flexible. **gráfico 14.**

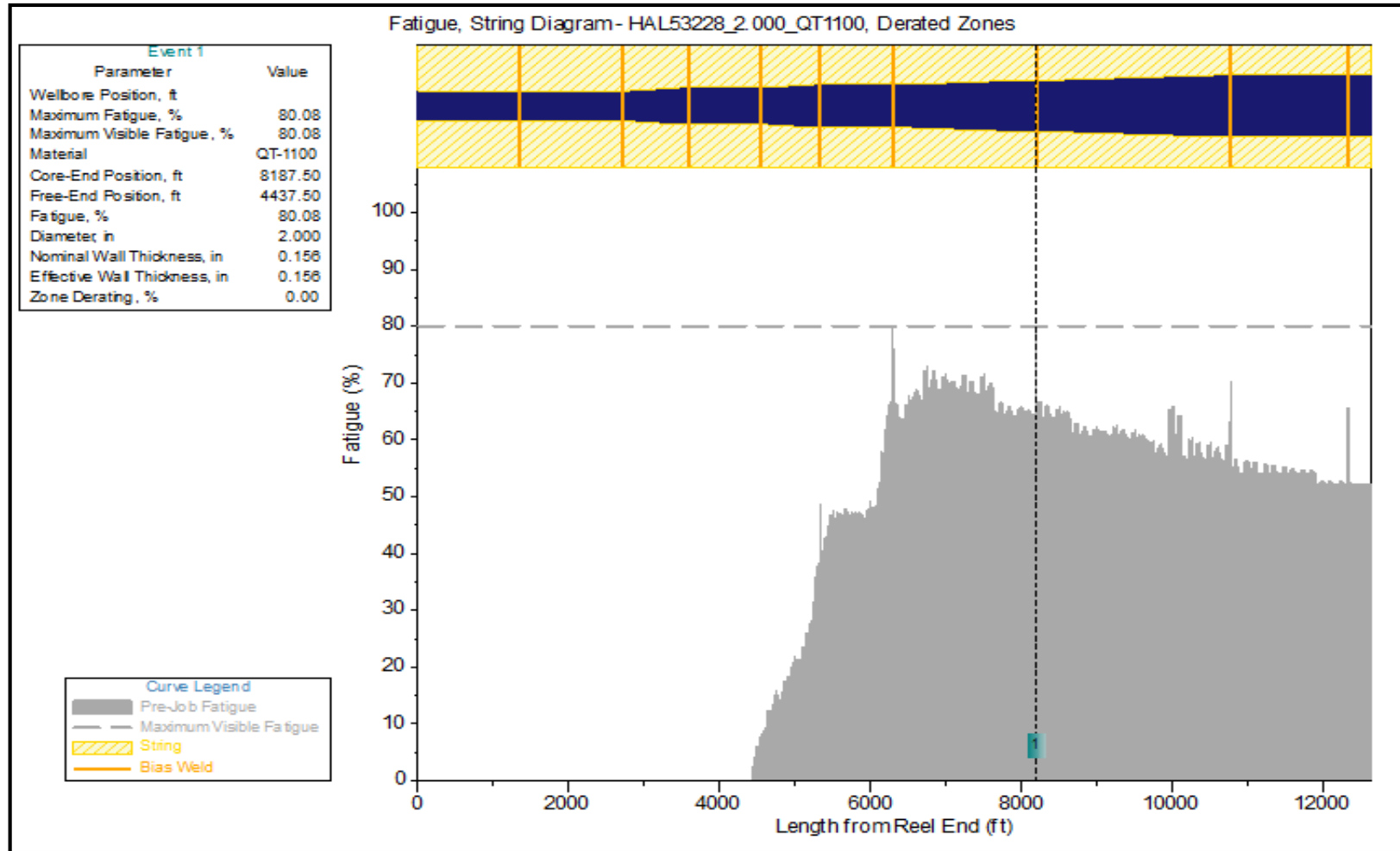
Al final de la simulación se obtuvo un total de 54 corridas del escenario 7. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80.08% y una fatiga promedio de 35.47%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 15.**

Gráfico 14. Distribución de fatiga en la corrida 35 escenario 7.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Grafico 15. Fatiga de la corrida 34 escenario 7.



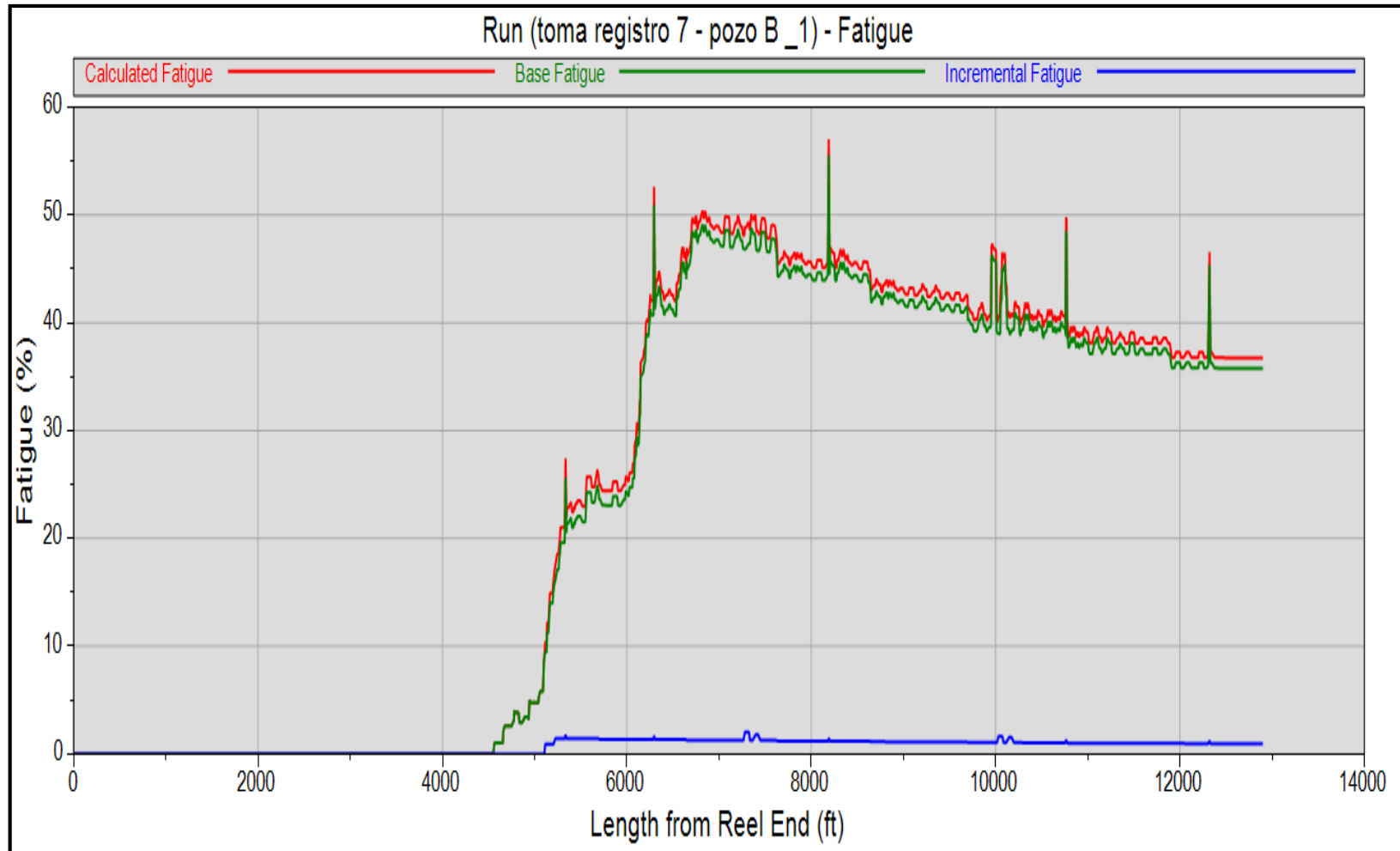
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.8 Escenario 8. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 6, unicamente variando el periodo de corte como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 38, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 8 con respecto al escenario 6, en la misma corrida de 23.96%. por lo que se pudieron relaizar dieciseis corridas adicionales respecto al escenario 6. También se puede notar un ligero cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería flexible. **gráfico 16.**

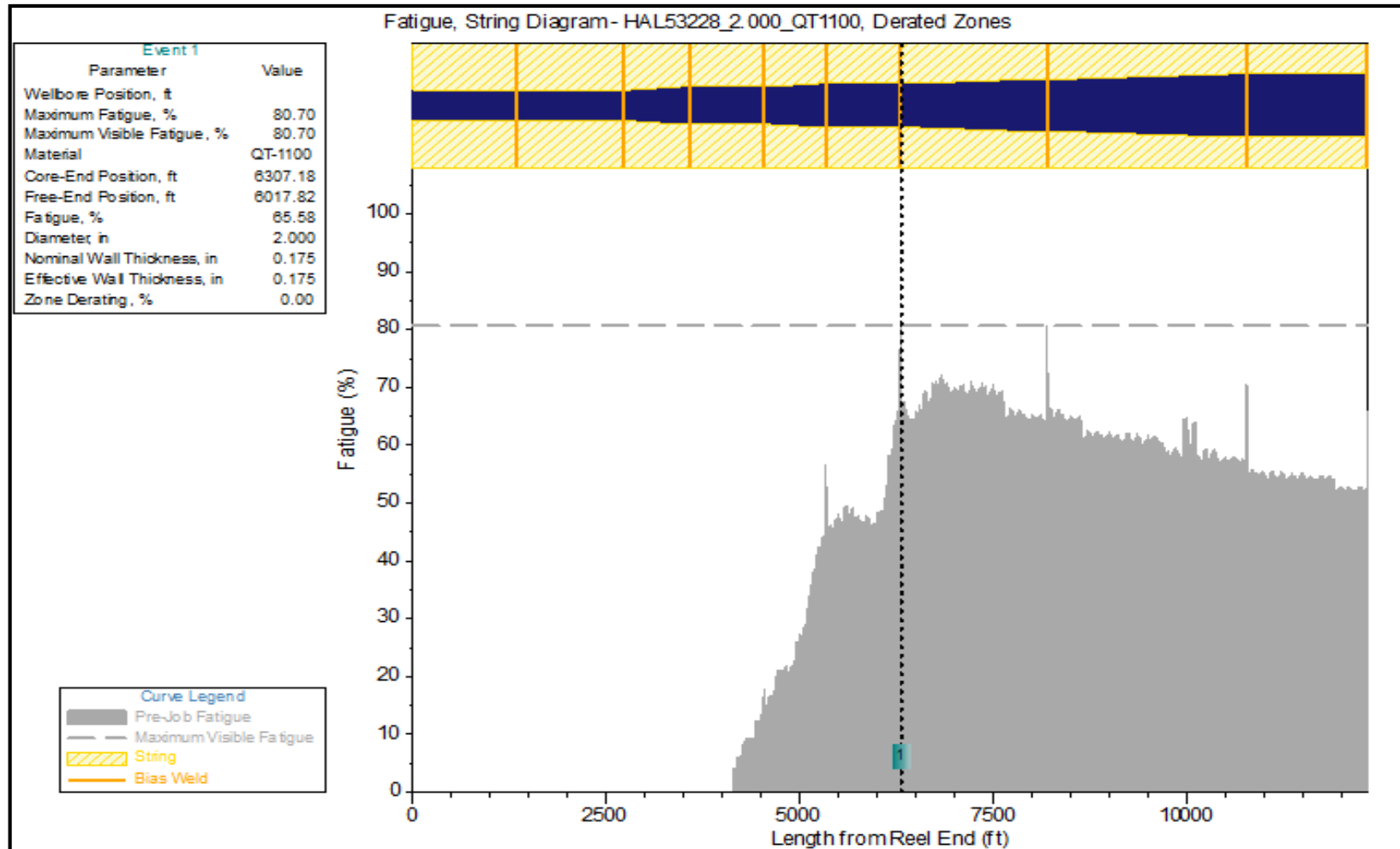
Al final de la simulación se obtuvo un total de 54 corridas del escenario 8. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80.7% y una fatiga promedio de 35.91%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 17.**

Gráfico 16. Distribución de fatiga en la corrida 38 escenario 8.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Grafico 17. Fatiga de la corrida 54 escenario 8.



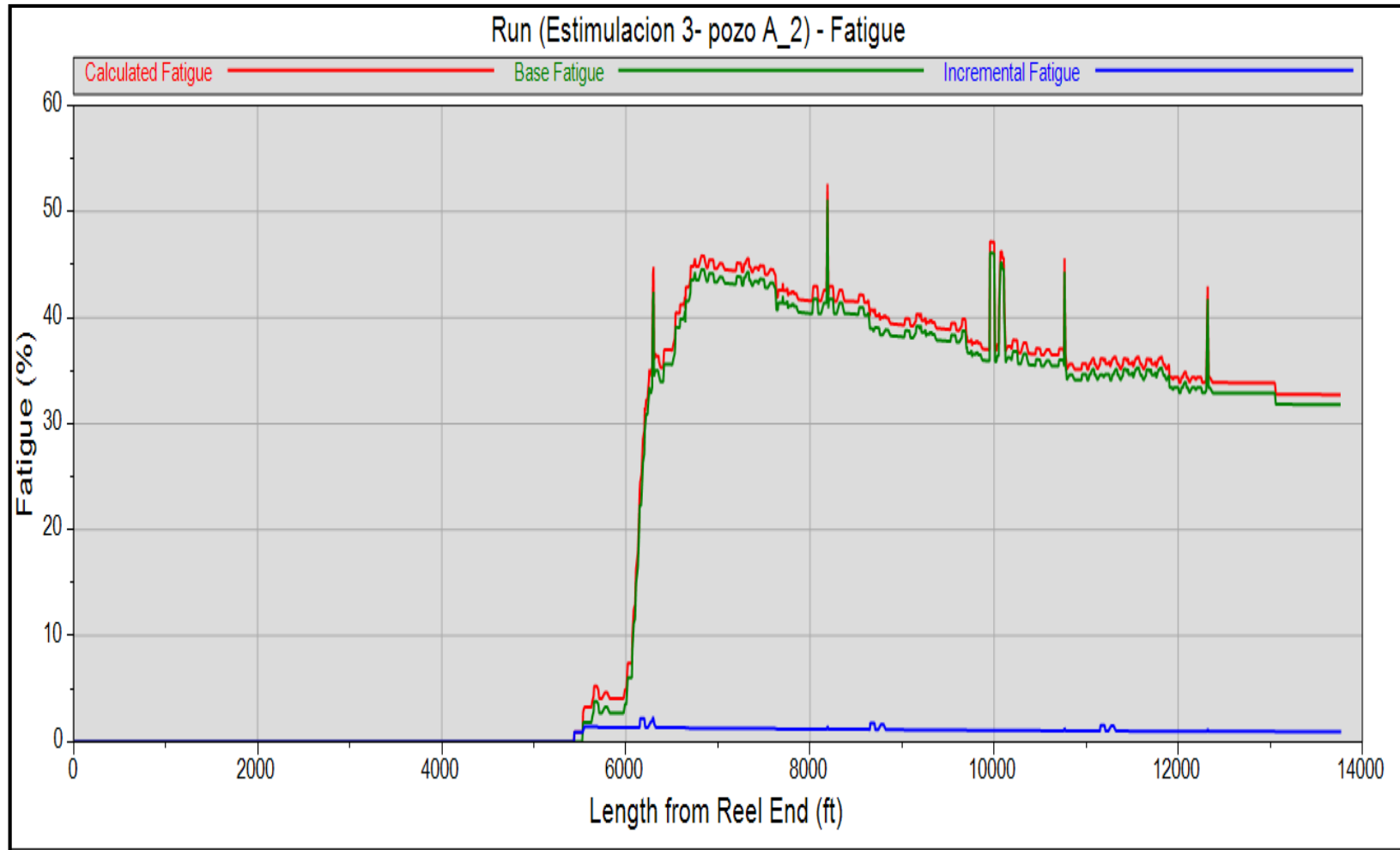
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.9 Escenario 9. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 5, unicamente variando el periodo de corte como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 35, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 9 con respecto al escenario 5, en la misma corrida de 26.48%. por lo que se pudieron relaizar dieciocho corridas adicionales respecto al escenario 5. También se puede notar un ligero cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería flexible. **gráfico 18.**

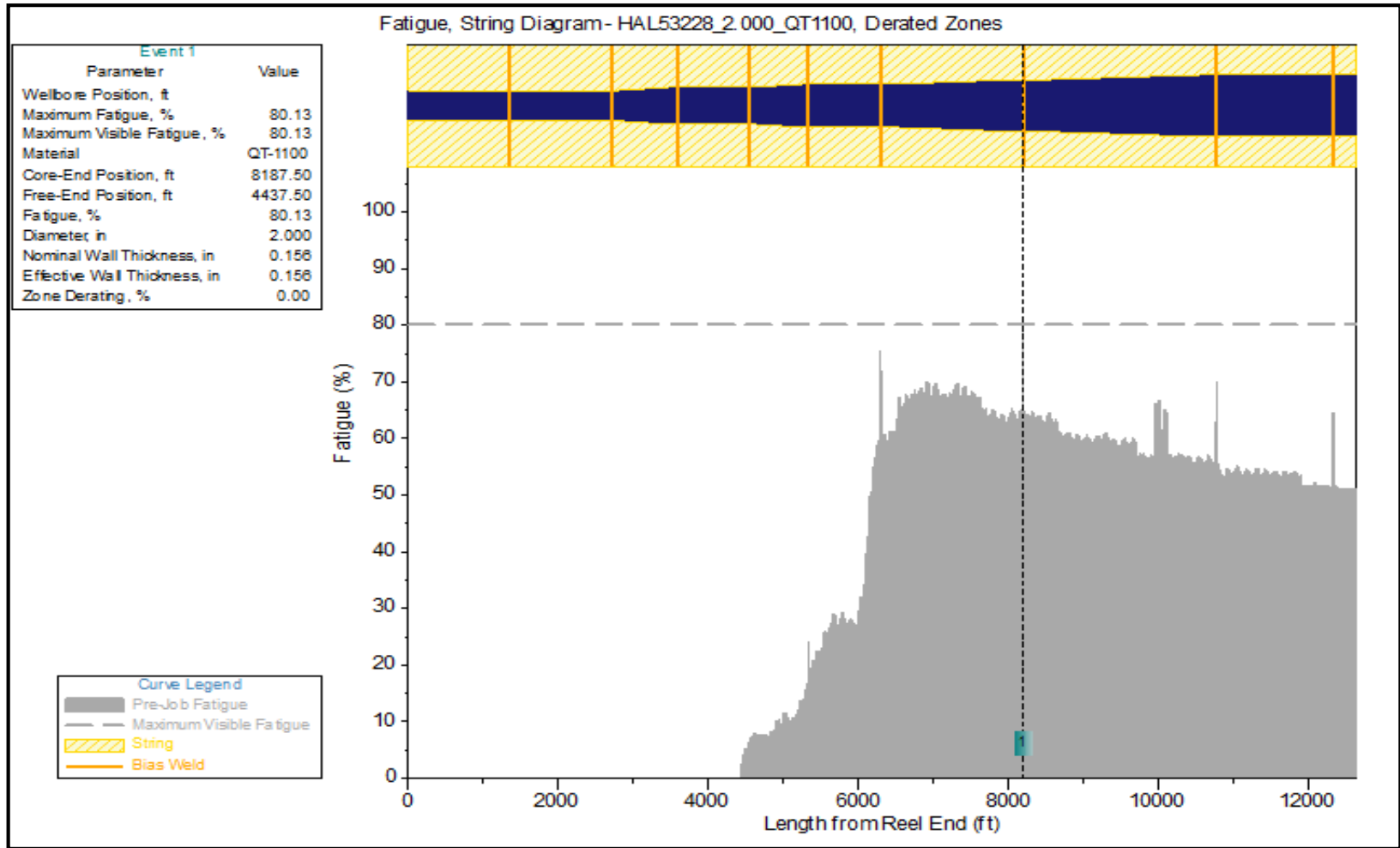
Al final de la simulación se obtuvo un total de 53 corridas del escenario 9. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80,13% y una fatiga promedio de 33%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 19.**

Gráfico 18. Distribución de fatiga en la corrida 35 escenario 9.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Gráfico 19. Fatiga de la corrida 53 escenario 9.



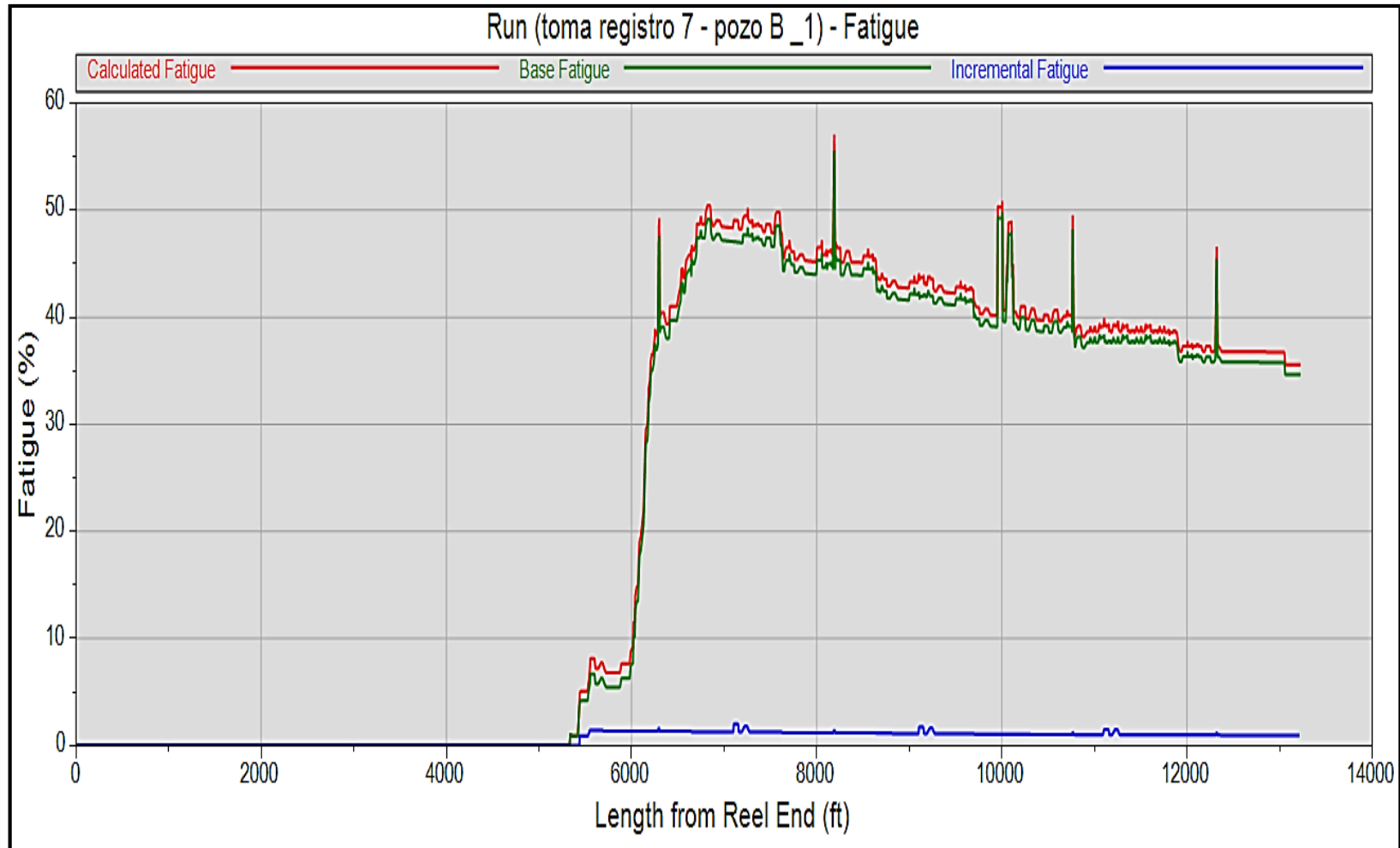
Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.3.10 Escenario 10. Se procede a relizar la simualción siguiendo los pasos que se explicaron en el capitulo 2, con los datos del escenario 6, unicamente variando el periodo de corte como se describió anteriormente.

Al realizar la corrida número 38, se evidencia una disminucion de la fatiga máxima en el escenario 9 con respecto al escenario 5, en la misma corrida de 23.93%. por lo que se pudieron relaizar dieciseis corridas adicionales respecto al escenario 6. También se puede notar un ligero cambio en la distribución de la fatiga a lo largo de la tubería flexible. **gráfico 20.**

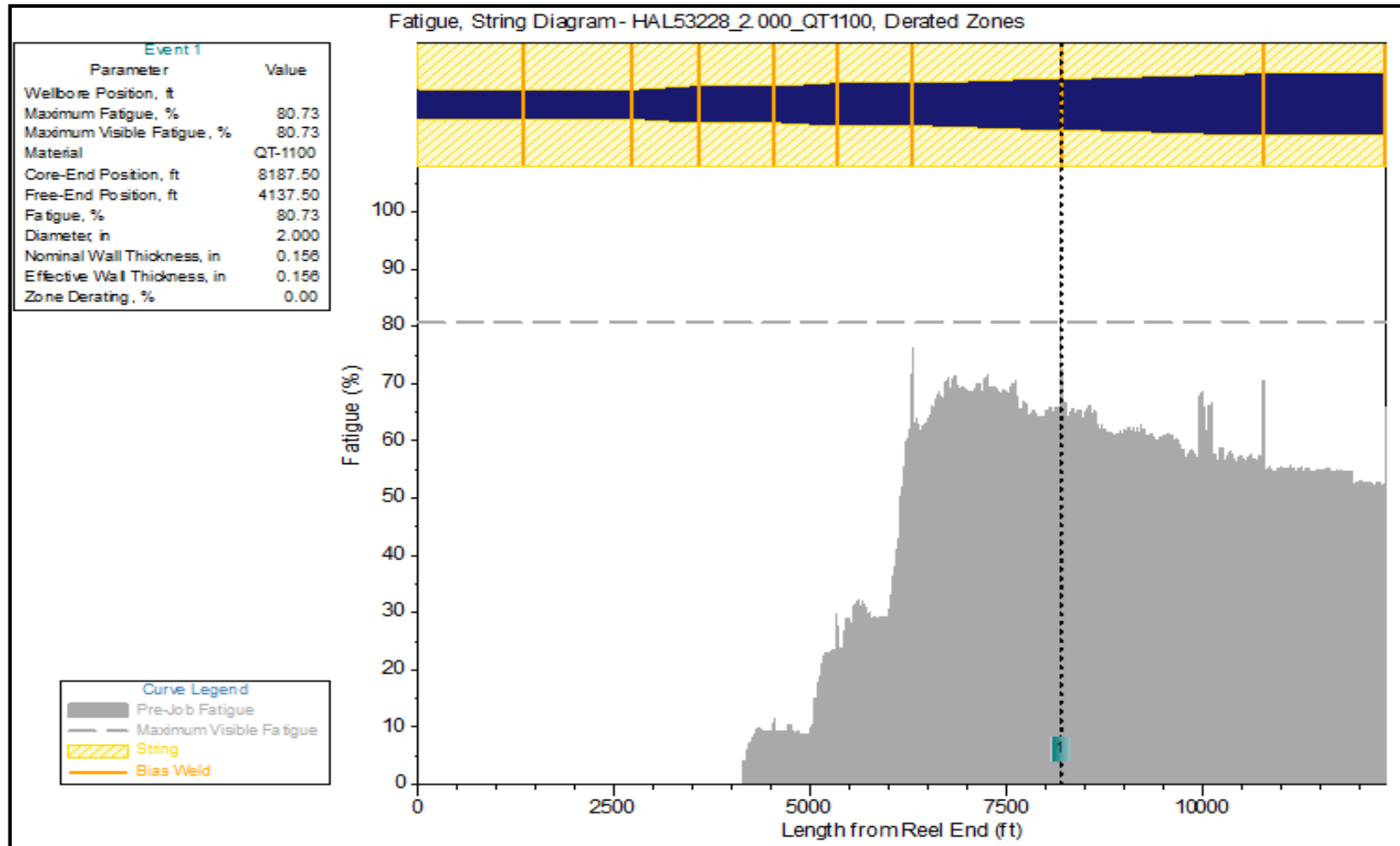
Al final de la simulación se obtuvo un total de 54 corridas del escenario 10. Además, se obtuvo una fatiga máxima de 80.73% y una fatiga promedio de 33,76%. La distribución de la fatiga a lo largo de la tubería se puede apreciar en el **gráfico 21.**

Gráfico 20. Distribución de fatiga en la corrida 38 escenario 10.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

Grafico 21. Fatiga de la corrida 54 escenario 10.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.4 ANALISIS DE RESULTADOS

Se analizaron 10 escenarios contemplando el número de corridas totales, número de pozos ganados, optimización de la vida útil de la tubería flexible y optimización de los ingresos. Para esto es necesario buscar los escenarios que tengan similitud entre sí, es decir, en los cuales se haya realizado el cambio de la misma variable; con el fin de realizar un mejor análisis y así obtener una mejor validez del mismo.

Se deben analizar las tres variables a tener en cuenta que afectan la optimización de la vida útil del carrete de tubería flexible, de modo que se conozca la influencia de la misma en la metodología.

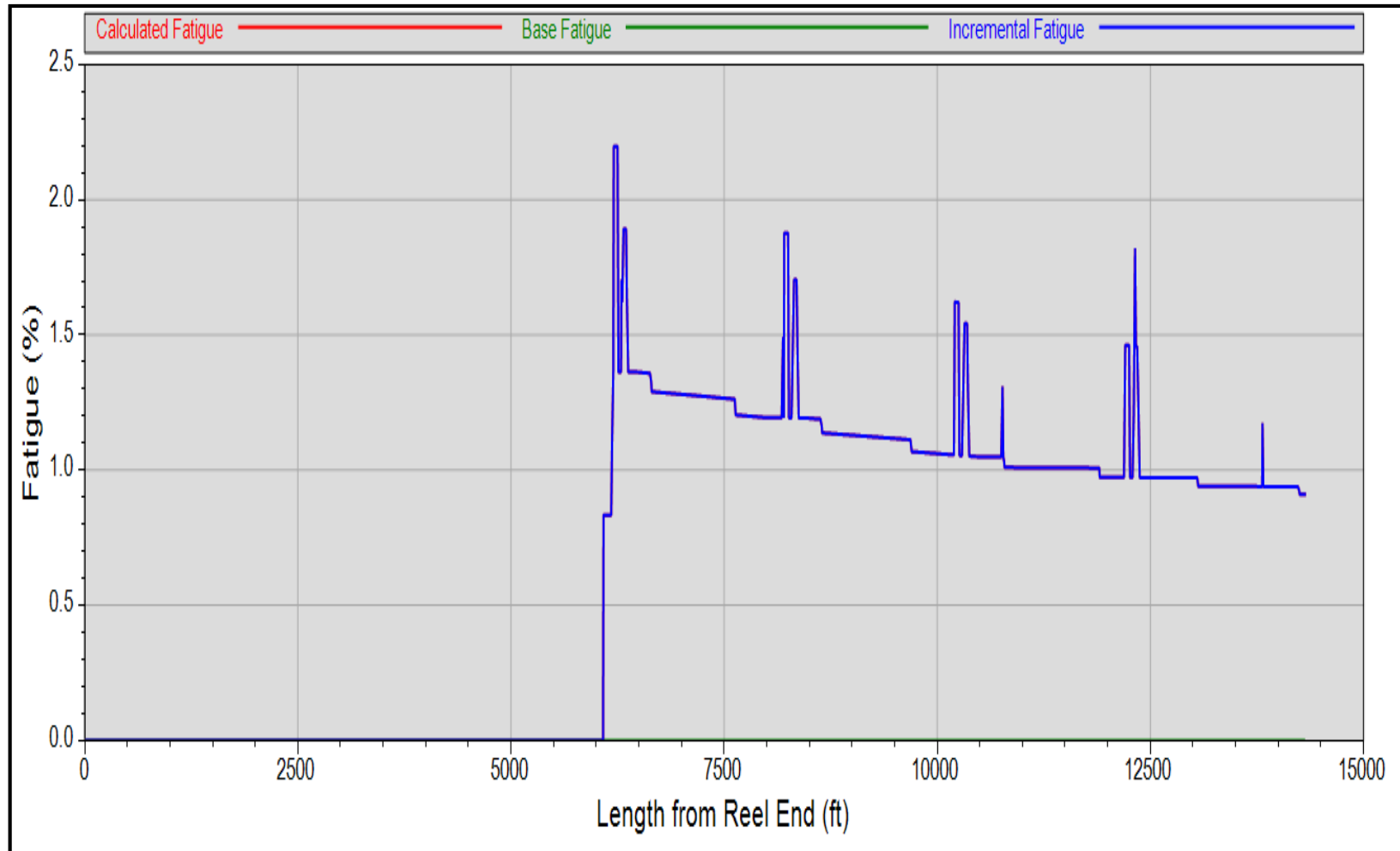
3.4.1 Longitud total de corte. Al realizar el análisis correspondiente entre el escenario 1 y el escenario 2, se observa que al aumentar la longitud total de corte se incrementa el número de corridas totales realizadas por una unidad de tubería flexible, a su vez se observó un pequeño aumento en la fatiga promedio, por lo cual se puede inferir que la fatiga no se acumula en puntos específicos de la tubería flexible, si no que se presenta una distribución uniforme de la fatiga a lo largo de toda la misma.

Teniendo esto en cuenta, se deciden analizar los escenarios donde la longitud total de corte sea de 1.700 pies y 2.000 pies. Esto con el fin de llegar a un escenario en donde se tenga el caso más adecuado en cuanto a la optimización de la vida útil de la tubería.

3.4.2 Pull test. Para analizar esta variable, se plantearon cuatro escenarios de los cuales dos tienen una longitud total de corte de 1.700 pies y los otros dos de 2.000 pies. Inicialmente se plantea un pull test variable que aumente cada 50 pies por corrida, el cual corresponde con los escenarios 3 y 4. Según los resultados obtenidos, se ve que la longitud de variación del pull test (50 pies), no es suficientemente largo para que el tramo de tubería sometido a un sobre esfuerzo en un punto crítico durante un pull test, no sufra este sobre esfuerzo en la siguiente corrida.

Se plantean los dos nuevos escenarios 5 y 6 los cuales consisten en aumentar la longitud variable del Pull test de los escenarios anteriores, pasando así de tener una variación de 50 pies a una de 250 pies por corrida, este valor se determinó luego del análisis de las gráficas de la interfaz del simulador usado, en donde se muestra claramente en la primera corrida que la longitud afectada por el pull test es de aproximadamente 250 pies como se aprecia en el **gráfico 22**. Logrando de esta forma que el tramo de tubería que se encuentra en el punto crítico no se afectara dos veces por un Pull test.

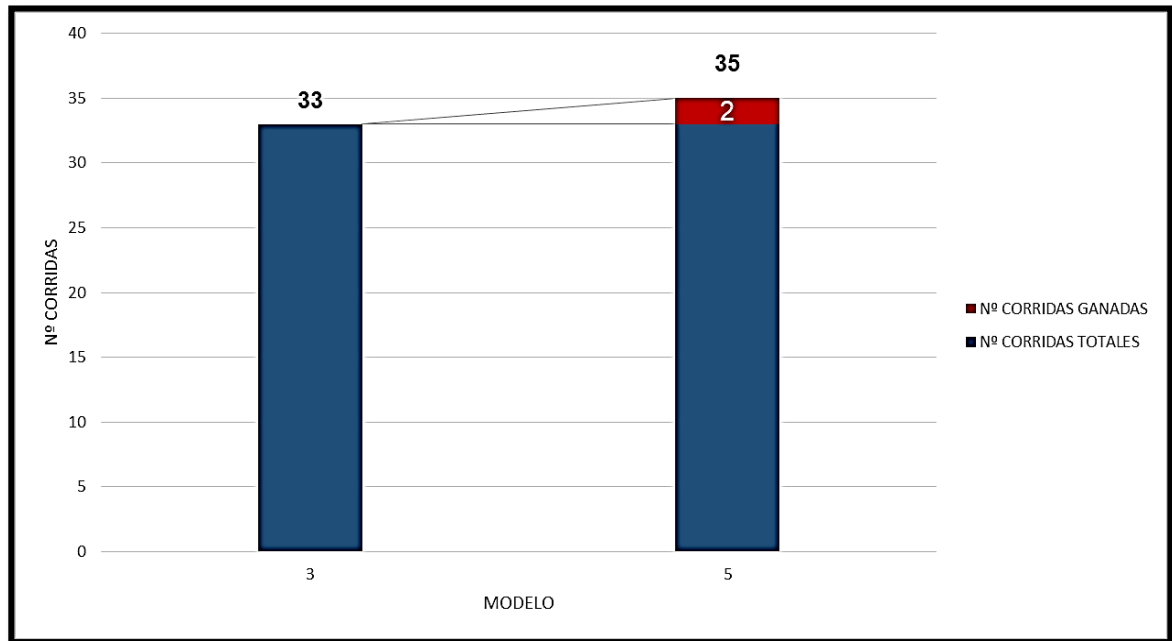
Gráfico 22. Longitud de tubería afectada por el Pull test.



Fuente: Interfaz INSITE for Well Intervention.

3.4.2.1 Número de corridas ganadas analizando los resultados de la simulación se aprecia que el escenario 5 presentó un mejor comportamiento, ya que permitió la realización de dos corridas adicionales con respecto al escenario 3. Como se aprecia en el **gráfico 23**.

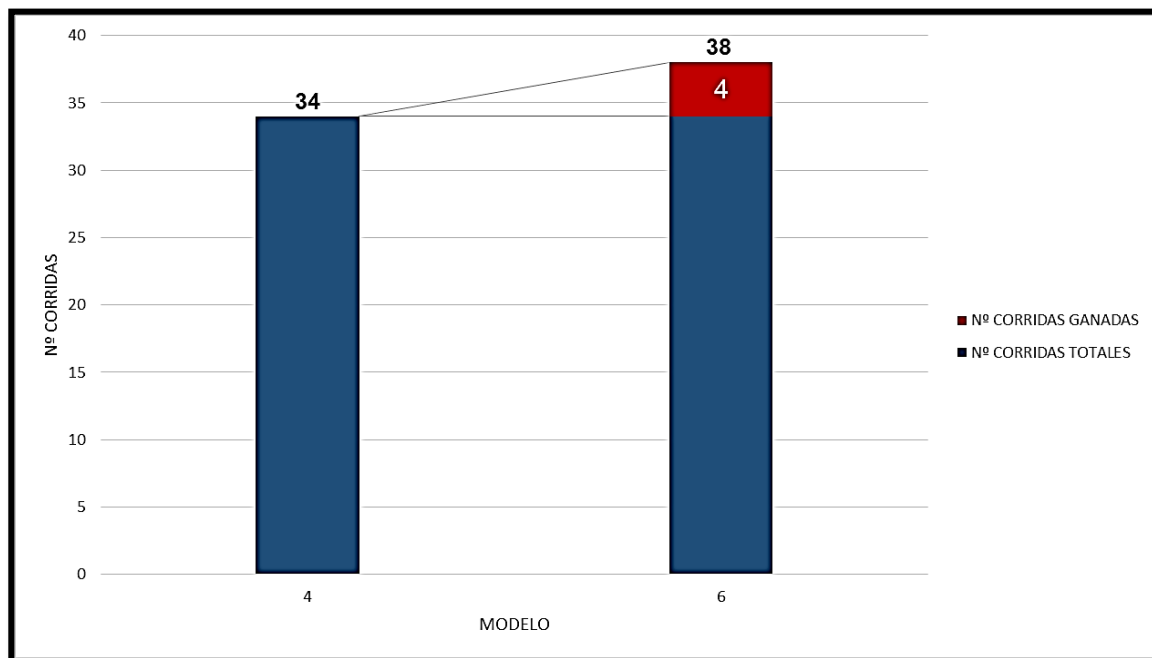
Gráfico 23. Número de corridas ganadas del escenario 5 con respecto al 3.



Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, en los escenarios 4 y 6 los cuales corresponden a una longitud total de corte de 2.000 pies, se analizaron el número de corridas totales de cada uno de los escenarios encontrando que el escenario 6 realizó cuatro corridas más que el escenario 4. **gráfico 24**.

Gráfico 24. Número de corridas ganadas del escenario 6 con respecto al 4.



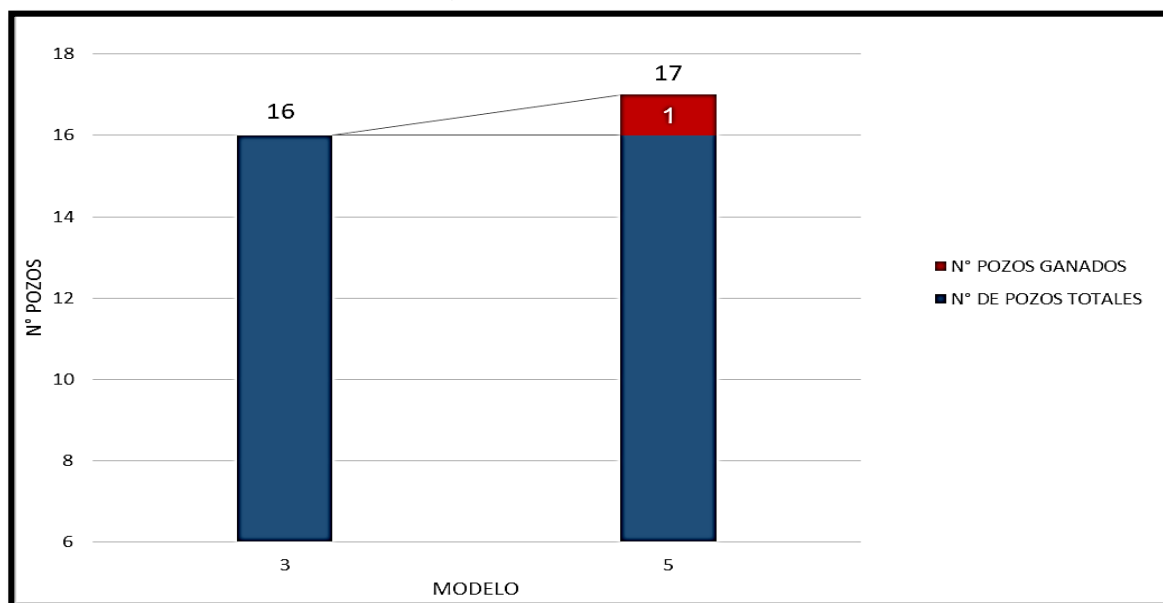
Fuente: elaboración propia.

Luego de analizar los gráficos 23 y 24, se observa que el escenario de pull test 2 propuesto para los escenarios 5 y 6, que consiste en una variación de la profundidad de 250 pies muestra mejores resultados que el escenario de pull test 1 que consiste en una variación de la profundidad de 50 pies, propuesto para los escenarios 3 y 4.

3.4.2.2 Número de pozos ganados. Luego de analizar las corridas totales de los escenarios 3 y 5 se procede a calcular el número de pozos ganados en cada uno de este escenario. Para ello se basa en el número de corridas ganadas asumiendo que dos corridas de estas corresponden a un pozo ganado; debido a que en la intervención más básica que se tiene en el historial (Toma de registro) consta de dos corridas como mínimo.

Para el caso del escenario 5 al tener dos corridas adicionales con respecto al escenario 3, se podrá realizar un trabajo adicional en un pozo, alcanzando un total de 17 pozos en el escenario 5. Como se aprecia en el **gráfico 25**.

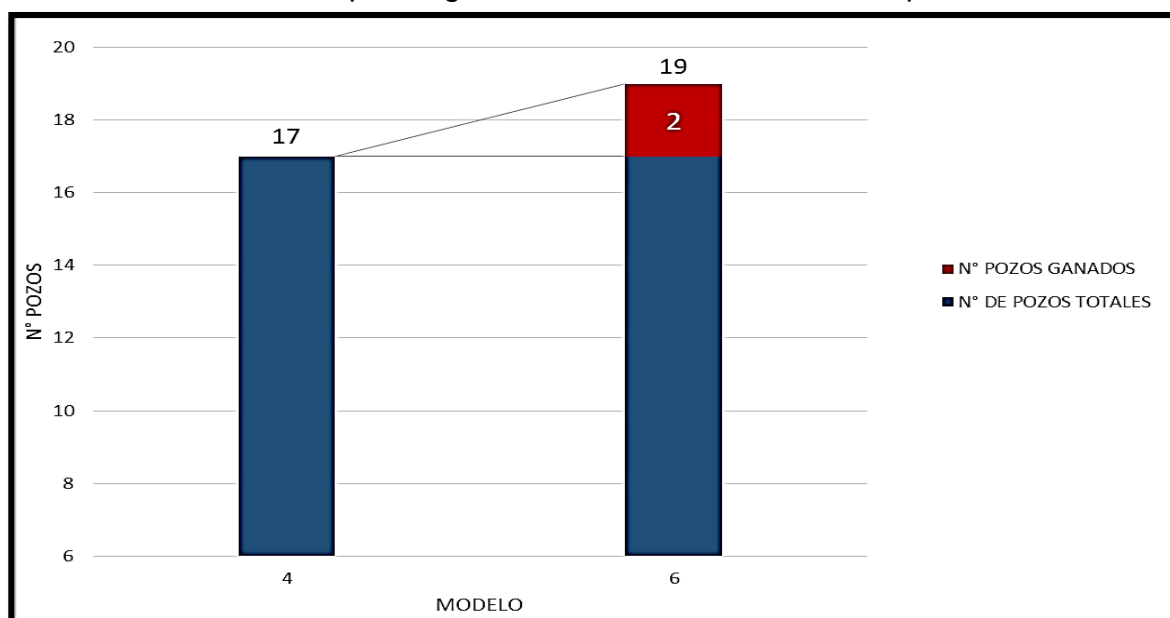
Gráfico 25. Número de pozos ganados del escenario 5 con respecto al 3.



Fuente: elaboración propia.

Para el caso del escenario 6 al tener cuatro corridas adicionales con respecto al escenario 4, se podrán realizar trabajos de intervención en dos pozos adicionales, permitiendo así un total de 19 pozos en el escenario 6. Como se aprecia en el gráfico 26.

Gráfico 26. Número de pozos ganados del escenario 6 con respecto al 4.



Fuente: elaboración propia.

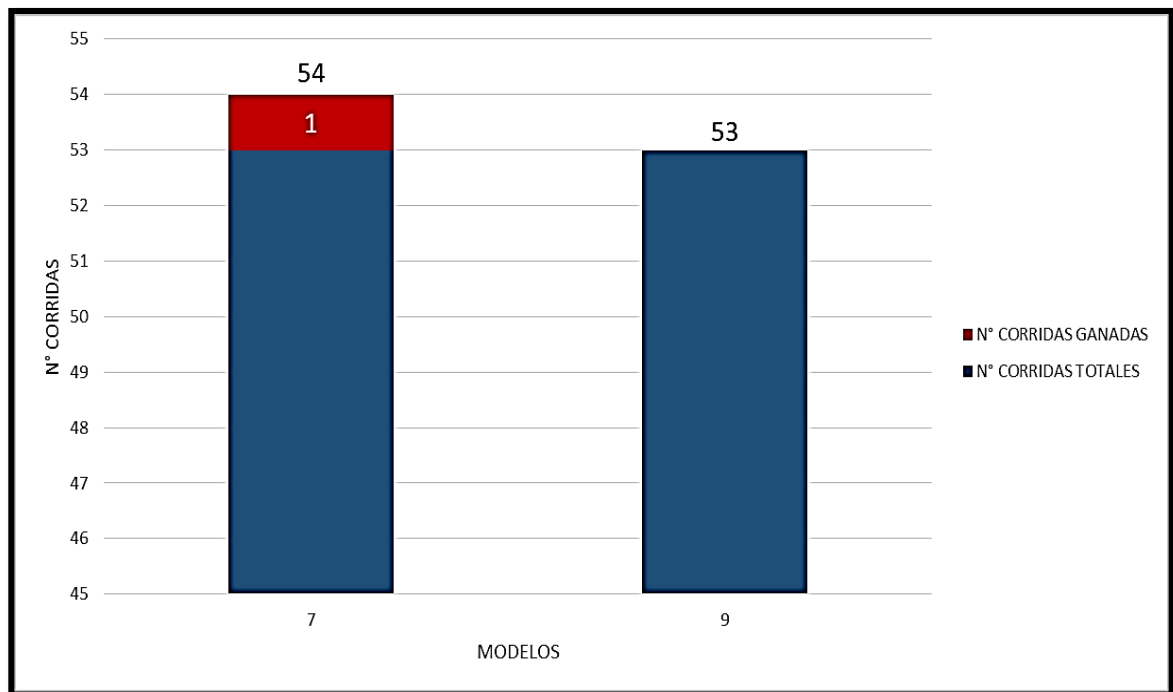
De acuerdo a los resultados finales obtenidos en el análisis de la variable pull test, se puede observar que el pull test 2 tiene un mejor desempeño en las variables técnicas analizadas previamente. De esta forma se escoge este pull test, para las simulaciones posteriores con el fin de obtener una optimización del escenario base.

3.4.3 Periodo entre cortes. Para analizar esta variable, se plantearon cuatro escenarios de los cuales dos tienen una longitud total de corte de 1.700 pies y los otros dos de 2.000 pies. El escenario 7 y 8 corresponden al periodo entre cortes 1 y el escenario 9 y 10 corresponden al periodo entre cortes 2.

Al final de la simulación se analizaron las siguientes variables:

3.4.3.1 Número de corridas ganadas. Analizando los resultados de la simulación se aprecia que el escenario 7 presentó un mejor comportamiento, ya que permitió la realización de una corrida adicional con respecto al escenario 9. Como se aprecia en el **gráfico 27**.

Gráfico 27. Número de corridas ganadas del escenario 7 con respecto al 9.

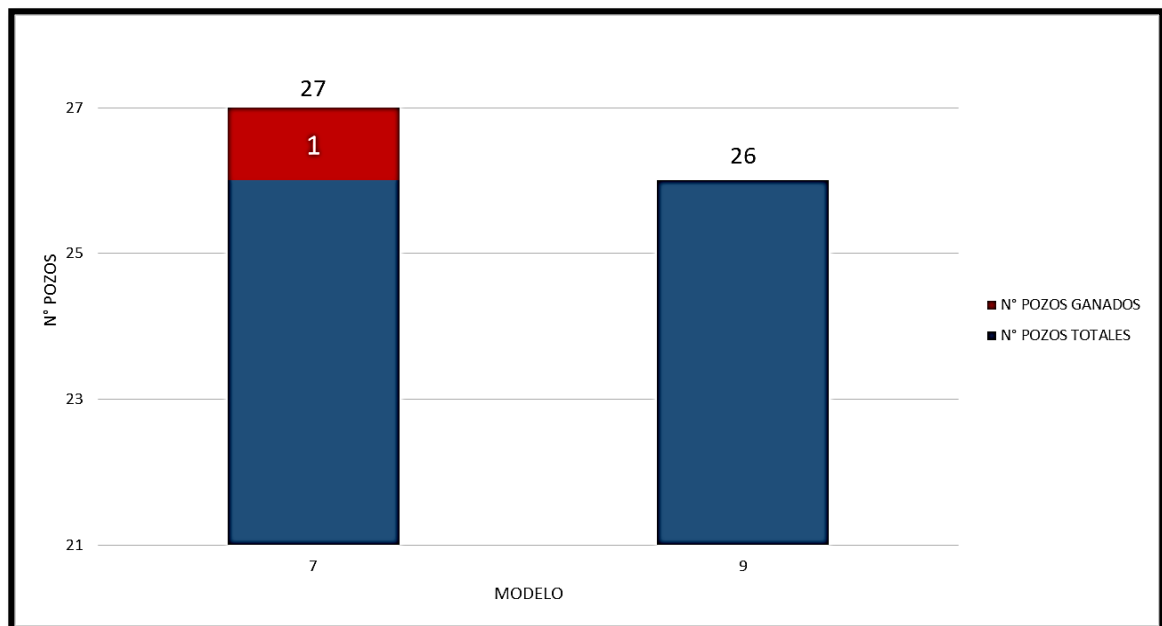


Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, en los escenarios 8 y 10 los cuales corresponden a una longitud total de corte de 2.000 pies, se analizaron el número de corridas totales de cada uno de los escenarios, encontrando que ambos realizaron 54 corridas totales.

3.4.3.2 Número de pozos ganados. Se procede a calcular el número de pozos ganados, con base al número de corridas totales. En el escenario 7 se podrá realizar un trabajo de intervención adicional, alcanzando así un total de 17 pozos a diferencia del escenario 9 el cuál solo alcanzó un número de 16 pozos. Como se aprecia en el **gráfico 28**.

Gráfico 28. Número de pozos ganados del escenario 7 con respecto al 9.



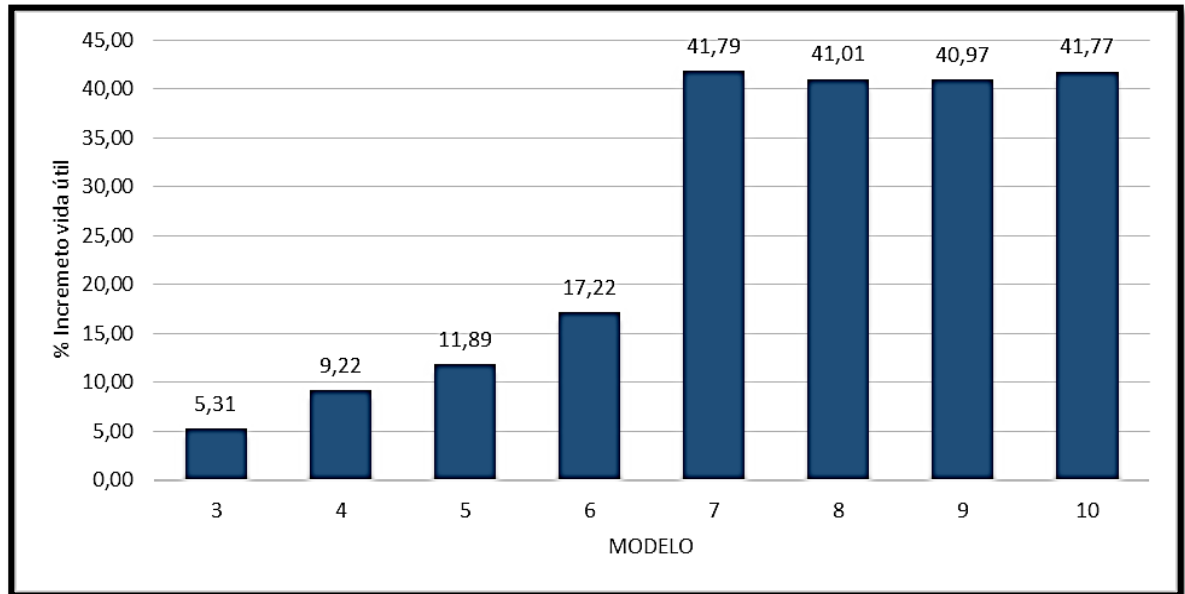
Fuente: elaboración propia.

Para el caso del escenario 8 y 10, no se tiene una variación en el número de pozos ganados debido a que ambos escenarios tuvieron el mismo número de corridas totales.

De acuerdo a los resultados finales obtenidos en el análisis de la variable periodo entre cortes, se puede observar que el periodo entre cortes 1 tiene un mejor desempeño en las variables técnicas analizadas previamente. De esta forma se escogerá este para plantear la metodología que busca la optimización de la metodología actual.

3.4.3.3 Incremento de la vida útil de la tubería. El porcentaje de fatiga máximo alcanzado en la corrida 32, ya que esta corrida corresponde a la última corrida del escenario base. Por ello, la fatiga alcanzada en esta corrida en los escenarios 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10, se compara con el porcentaje de fatiga máximo alcanzado por el escenario base. Como se aprecia en el **gráfico 29**.

Gráfico 29. Incremento de la vida útil por escenario.



Fuente: elaboración propia.

De esta forma se puede apreciar que el escenario 7 es el que tiene un mayor incremento de la vida útil de la tubería flexible, con un incremento del 41,79 % respecto al escenario base. Esto se debe a que en su escenario está contemplado la mejor longitud de corte, pull test y periodo entre cortes.

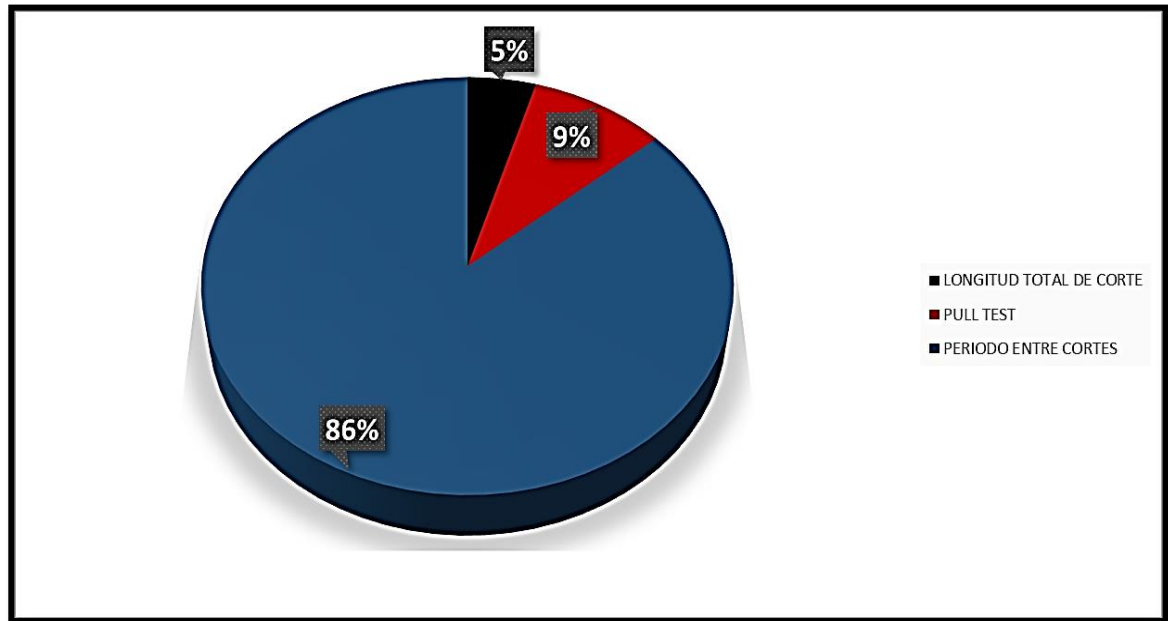
3.5 FORMULACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA

Con el análisis de los resultados de los escenarios planteados anteriormente, se encontró que el escenario 7 es el que presenta mejor desempeño en los ítems analizados en la sección 3.2, debido a que presenta un mayor incremento en la vida útil, y a su vez este parámetro hace referencia a la optimización de la vida útil de la tubería, el cual es el objetivo de este proyecto.

Para la formulación de la nueva metodología, se procede a calcular el peso que tiene cada variable en el escenario 7, para de esta forma encontrar el grado de afectación de la misma en la fatiga de la tubería flexible.

El peso de cada variable se determinó a partir de las corridas adicionales que se obtuvieron en los escenarios 1, 5 y 7, en los cuales se analizaron las variables longitud total de corte, pull test y periodo entre cortes respectivamente. El peso de cada variable se puede apreciar en el **gráfico 30**. Obteniendo un porcentaje de afectación de la longitud total de corte de 5%, pull test de 9% y periodo entre cortes de 86%; encontrando que la variable de mayor peso es el periodo entre cortes.

Gráfico 30. Peso de cada variable en la fatiga de la tubería flexible.



Fuente: Elaboración propia.

3.5.1 Diseño de la metodología. Con la información hasta ahora recolectada y analizada se procederá a diseñar la nueva metodología de corte de tubería flexible que buscará una optimización a la que está actualmente siendo implementada por HALLIBURTON.

En primer lugar, se procedió a demostrar que es necesario aumentar la longitud total de corte que actualmente está siendo usada por la empresa soporte. Donde encontramos que el escenario 7 está compuesto por el escenario donde se corte una longitud total de 1.700 pies (escenario 1); por lo tanto, se establece que la nueva metodología deberá tener una longitud de corte de este valor.

Por otro lado, se encontró una gran falencia en la metodología actualmente implementada, en la que no se tiene una variación de la profundidad a la cual se realiza el pull test en cada una de las corridas. Por lo que se plantearon dos escenarios diferentes en donde se analizarían el pull test, encontrando que el escenario 7 comprende el escenario de pull test 2, por lo tanto, se establece que la nueva metodología deberá incluir este escenario.

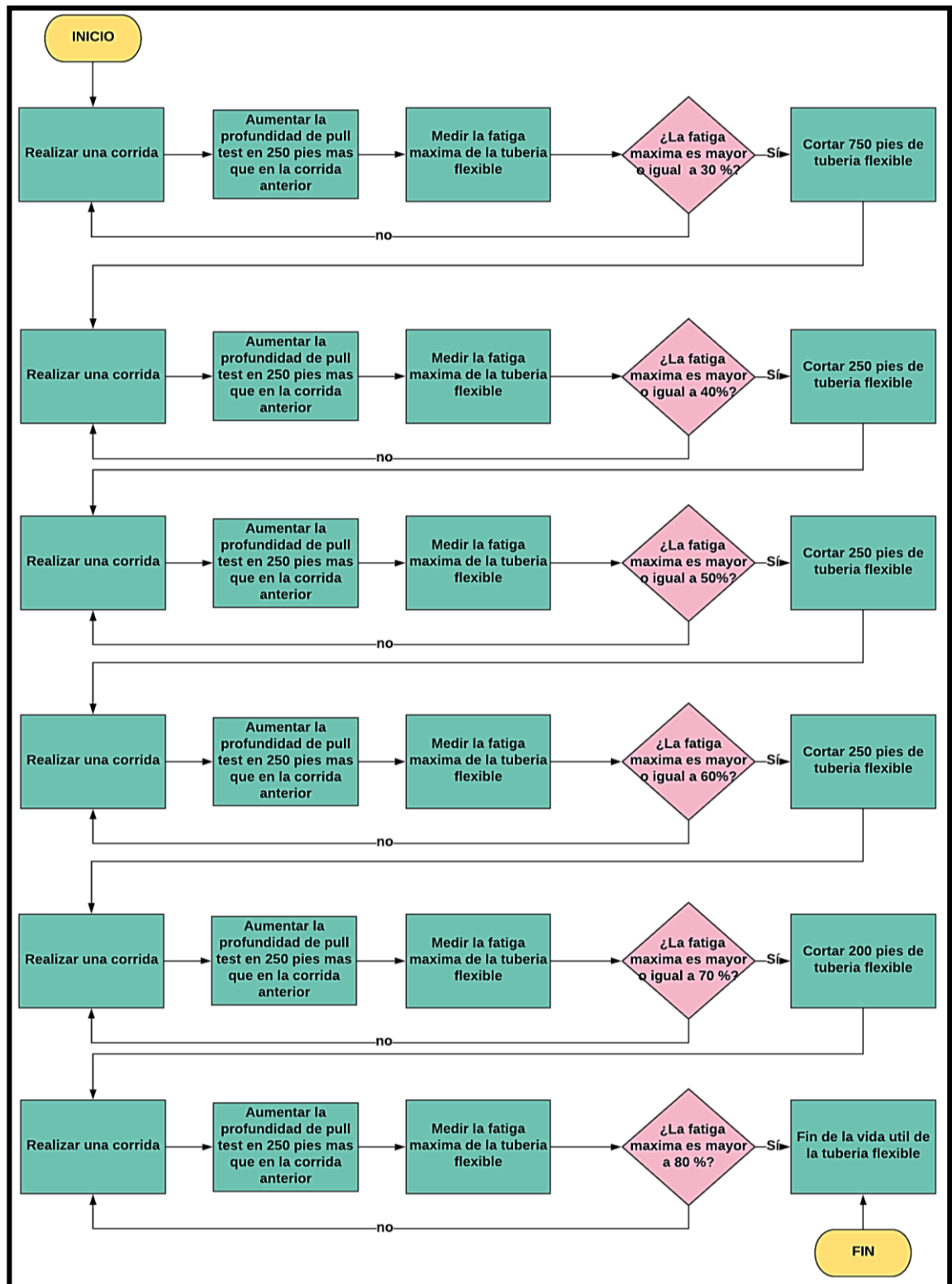
Por último, se observa que el escenario 7 está comprendido por el periodo entre cortes 1, por lo tanto, se establece que la nueva metodología deberá incluir este periodo entre cortes.

Teniendo todas las variables establecidas se procede a realizar el diseño de un método nuevo para incluir en la actual metodología.

3.5.1.1 Método de revisión y variación. Este método es el más eficaz en las tuberías que no cuentan con más de 3.000 pies de tubería extra para cortar y en pozos con la misma profundidad de trabajo y sin presencia de H₂S y CO₂. Consiste en tener una longitud total de corte de 1.700 pies, el primer corte se llevará a cabo en el momento que la tubería alcance una longitud máxima de 30%, momento en el cual se cortarán 750 pies de tubería flexible, de este punto en adelante, cada vez que la tubería aumente su fatiga máxima en 10%, se realizará un corte de 250 pies, hasta llegar al 70% de fatiga máxima donde se realizará un corte de 200 pies.

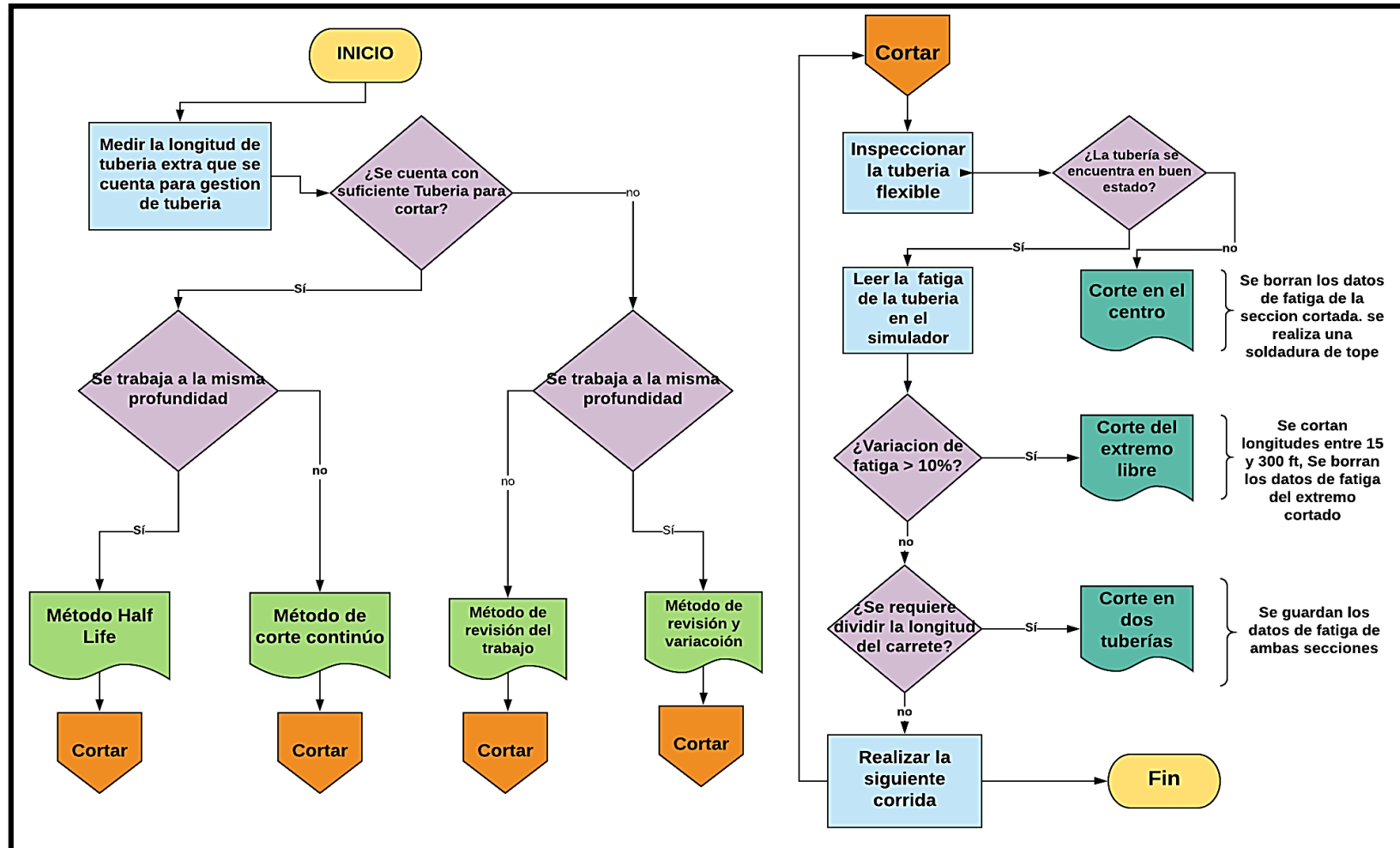
Por otro lado, al realizar cada corrida se debe variar la profundidad del pull test, con el fin de evitar que un tramo de tubería flexible sea expuesto a un sobre esfuerzo en un punto crítico de forma repetida. Por lo que la profundidad del pull test se debe variar 250 pies en cada corrida. Esta variación se reiniciará después de cada corte de tubería flexible. Este método se simplifica en la **figura 53**.

Figura 53. Método revisión y variación propuesto por los autores.



Fuente: elaboración propia, 2019

Figura 54. Metodología propuesta por los autores en base a la metodología de HALLIBURTON.



Fuente: HALLIBURTON 2019 , modificado por los autores.

4. COMPARACIÓN ENTRE LA METODOLOGÍA DE CORTE IMPLEMENTADA POR HALLIBURTON Y LA METODOLOGIA PROPUESTA

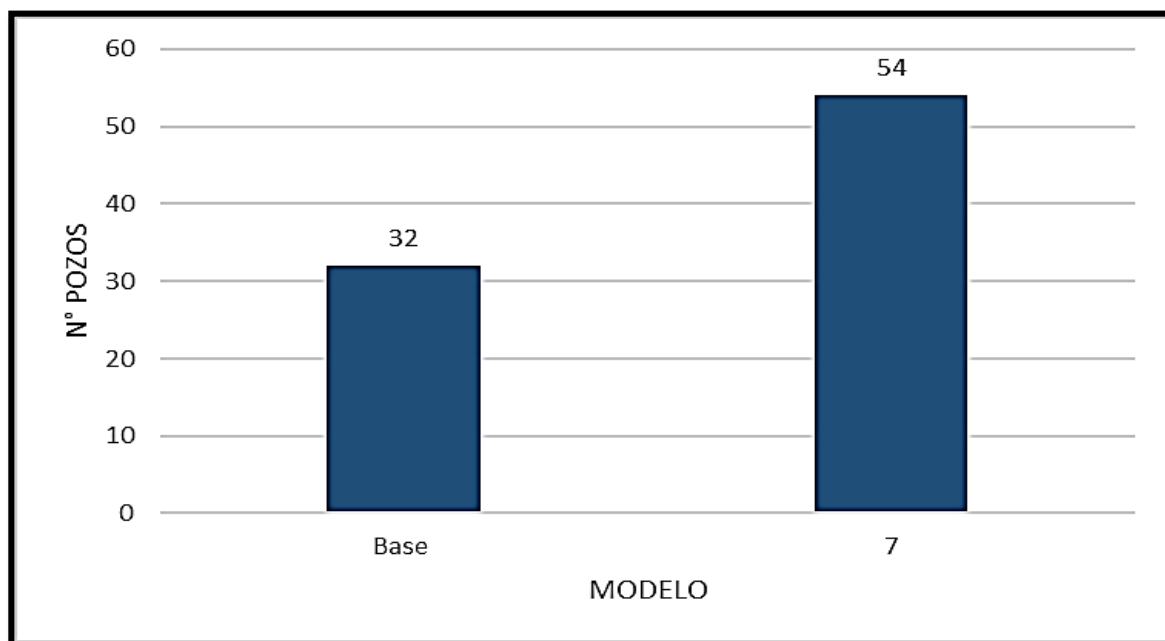
4.1 NÚMERO DE CORRIDAS TOTALES

Con el fin de asegurar que la metodología de corte planteada corresponde a una optimización de la metodología de corte actualmente implementada por HALLIBURTON, se procede a realizar una comparación del número de corridas totales realizadas por cada una de ellas; donde la metodología de corte actualmente implementada por HALLIBURTON corresponde al método de revisión continua del trabajo, el cual fue simulado en el escenario base; y la metodología de corte diseñada en este trabajo corresponde al método de revisión y variación, el cual fue simulado en el escenario 7.

El número de corridas totales es un ítem importante a tener en cuenta en las operaciones de tubería flexible, ya que se ve representado en el número de pozos que se pueden intervenir y a su vez se ve reflejado en los ingresos que recibe la compañía por los trabajos ejecutados. Por este motivo es de vital importancia para la metodología diseñada, que el escenario en el que se basó (escenario 7) aumente el número de corridas totales.

De acuerdo a el análisis realizado a cada una de las metodologías se pudo notar al implementar la metodología actual, que el escenario base tuvo un total de 32 corridas, mientras que, si se implementara la metodología nueva diseñada en este proyecto, se obtendría un total de 54 corridas; mostrando un aumento notorio del 68% en el número de corridas totales. **gráfico 31.**

Gráfico 31. Número de corridas totales escenario base y escenario 7.



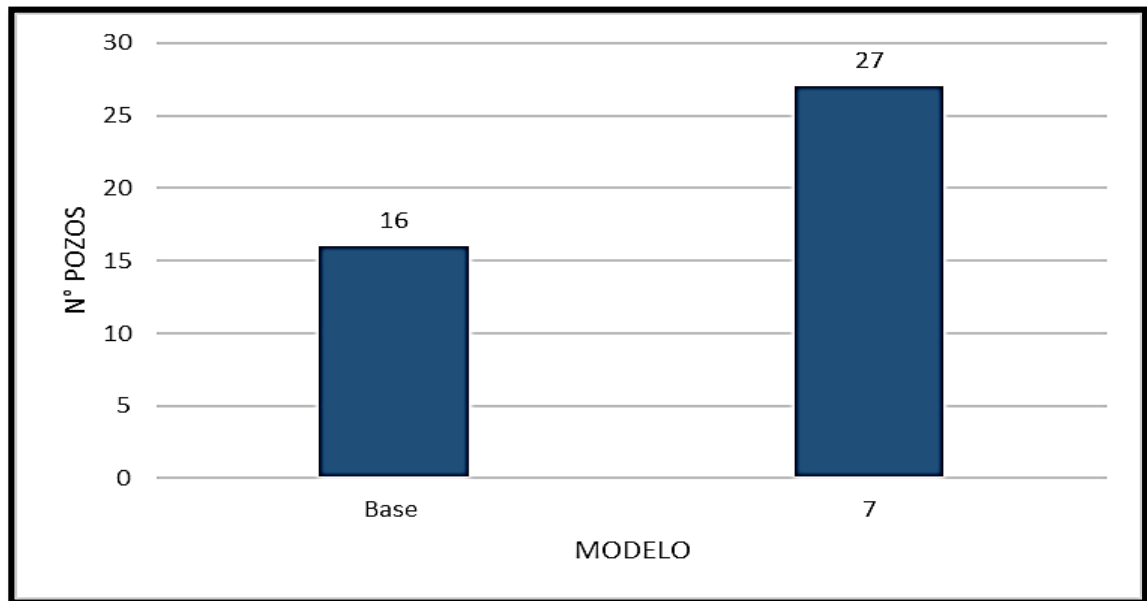
Fuente: elaboración propia.

4.2 NÚMERO DE POZOS TOTALES

El número de pozos totales es el siguiente ítem a comparar, el cual es fundamental para realizar el análisis financiero, ya que a mayor número de pozos intervenidos mayores ingresos obtendrá la compañía. Por tal motivo, es importante que para la metodología diseñada el escenario en el que se basó (escenario 7) aumente el número de corridas totales, para que a su vez incrementen el número de pozos totales en los que se realizan intervenciones a pozos.

De acuerdo a el análisis realizado a cada una de las metodologías se pudo notar al implementar la metodología actual, que el escenario base tuvo un total de 16 pozos, mientras que, si se implementara la metodología nueva diseñada en este proyecto, se obtendría un total de 27 pozos; mostrando un aumento notorio del 68% en el número de pozos totales. **gráfico 32.**

Gráfico 32. Número de pozos totales escenario base y escenario 7.



Fuente: elaboración propia.

4.3 INCREMENTO EN LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

El incremento en la vida útil de la tubería flexible, es el ítem de mayor importancia a tener en cuenta en el momento del analizar si la metodología de corte diseñada en este proyecto, es una optimización a la metodología de corte actual implementada por HALLIBURTON; ya que este ítem abarca los otros dos ítems mencionados anteriormente (número de corridas totales y número de pozos totales), ya que al existir un incremento en la vida útil de la tubería, este se traduce físicamente en pozos intervenidos adicionales. Además, de esta forma se puede inferir la optimización de la metodología diseñada en este proyecto.

El incremento en la vida útil de la tubería flexible que se obtuvo en la metodología diseñada corresponde a un 41.79% (... véase gráfico 29), respecto a la metodología actualmente implementada por la empresa HALLIBURTON.

4.4 COMPARACIÓN FINAL

Luego del análisis de todos los ítems mencionados anteriormente, se puede ver notoriamente que la metodología de corte diseñada en este proyecto, compuesta por el por el escenario 7 y el método de revisión y variación, presenta mejores resultados frente a la metodología de corte actualmente implementada por HALLIBURTON.

Los beneficios de la metodología de corte diseñada en este proyecto, incluyen un mayor aprovechamiento de la tubería flexible, en donde se optimiza el uso y la vida útil de la misma en un 68% y 41.79% respectivamente. También se demuestra que, al cortar una mayor longitud total de tubería flexible, se logra una mejor administración de la misma; por otro lado, los resultados obtenidos al variar la profundidad del pull test demuestran que favorece a la gestión de tubería ya que se tienen en cuenta los puntos críticos y los sobre esfuerzos que actúan en el tramo de tubería que cruza por ellos; y por último se demuestra que cortar un tramo largo de tubería cuando la fatiga máxima llega al 30%, y posteriormente realizar cortes cada vez que esta aumenta en 10% tiene un gran efecto positivo en la optimización del uso de la tubería flexible.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

La tubería flexible ha demostrado ser de gran utilidad en la industria petrolera, siendo especialmente útil en actividades de intervención como pesca, estimulaciones, limpieza de pozo, inducción con nitrógeno, registros de pozo, cañoneo, entre otras.

La empresa HALLIBURTON está en la búsqueda de la optimización de la metodología de corte de tubería flexible, para desarrollar actividades de intervención de pozos cuando se cuenta con menos de 3.000 pies de tubería para gestionar cortes. Lo que genera un poco aprovechamiento del carrete de la tubería lo que se traduce en poca vida útil de la misma. Generando menores ingresos para la compañía prestadora de servicios, ya que el número de pozos que se pueden intervenir con una sola unidad no es el escenario más óptimo y rentable.

El diseño de una metodología de corte mediante la creación de un método revisión y variación propuesto por los autores, diferente al actualmente implementado, a partir de un análisis de las variables que afectan la vida útil de la tubería flexible, dando como resultado una metodología de corte que técnicamente optimiza la actual implementada por la empresa.

Para determinar la viabilidad financiera del proyecto, se establece desde el punto de vista de una compañía prestadora de servicios, se utiliza como unidad de moneda de valor constante el dólar estadounidense (USD), con un horizonte de tiempo de un año con periodos mensuales, una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 10% efectiva anual, utilizando la metodología del Valor Presente Neto y relación costo beneficio. Se definen dos escenarios, el primero es la metodología de corte implementada actualmente por HALLIBURTON, mientras que el segundo escenario es la implementación de la metodología diseñada en este proyecto, adicionalmente se realiza un análisis de los costos de inversión.

5.1 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación (OPEX) son los costos que intervienen en el proceso de intervención y producción. Para este análisis financiero se tendrá en cuenta principalmente el costo del carrete de unidad de tubería flexible y los costos diarios asociados al uso de la unidad de tubería flexible. Esto se realizará para las dos propuestas a analizar económicamente.

5.1.1 Propuesta financiera 1. Se evaluará los costos de operación de la metodología de corte que actualmente está siendo implementada en la empresa prestadora de servicios. Teniendo en cuenta que en promedio una actividad de intervención de pozo con la unidad de tubería flexible estudiada en este proyecto dura dos días en completarse; se infiere que cada 32 días de trabajo será necesario la compra de un nuevo carrete de tubería flexible el cual tiene un costo de 100.000 USD, la distribución de costos se aprecia en la **Tabla 17**. Donde se puede inferir que el costo mensual promedio es de 93.889 USD.

Tabla 17. Costos del carrete propuesta financiera 1.

# Carrete de Tubería Flexible	Días de trabajo acumulados	Costo acumulados (USD)
1	32	100.000
2	64	200.000
3	96	300.000
4	128	400.000
5	160	500.000
6	192	600.000
7	224	700.000
8	256	800.000
9	288	900.000
10	320	1.000.000
11	352	1.100.000
12	360	1.126.666

Fuente: elaboración propia

Por otro lado, los gastos diarios de la unidad de tubería flexible en promedio son 10.000 USD, los cuales incluyen el pago de los ingenieros de turnos, la cuadrilla, los fluidos utilizados en cada intervención, transporte, alimentación, entre otros. La distribución de costos por gastos diarios se representa en la **Tabla 18**. Donde se puede apreciar que el costo mensual es de 300.000 USD.

Tabla 18. Costos diarios propuesta financiera 1.

Periodo (meses)	Costo (USD/día)	Número de días	USD
1	10.000	30	300.000
2	10.000	30	300.000
3	10.000	30	300.000
4	10.000	30	300.000
5	10.000	30	300.000
6	10.000	30	300.000
7	10.000	30	300.000
8	10.000	30	300.000
9	10.000	30	300.000
10	10.000	30	300.000
11	10.000	30	300.000
12	10.000	30	300.000

Fuente: elaboración propia

5.1.2 Propuesta financiera 2. Se evaluará los costos de operación de la metodología de corte que fue diseñada en el presente proyecto. Teniendo en cuenta que en promedio una actividad de intervención de pozo con la unidad de tubería flexible estudiada en este proyecto dura dos días en completarse; se infiere que cada 54 días de trabajo será necesario la compra de un nuevo carrete de tubería flexible el cual tiene un costo de 100.000 USD, la distribución de costos se aprecia en la **Tabla 19**. Donde se puede inferir que el costo mensual promedio es de 55.556USD. Encontrando una reducción de 38.333 USD mensuales con respecto al propuesta financiera 1.

Tabla 19. Costos del carrete Propuesta financiera 2

# Carrete de Tubería Flexible	Días de trabajo acumulados	Costo acumulados (USD)
1	54	100.000
2	108	200.000
3	162	300.000
4	216	400.000
5	270	500.000
6	324	600.000
7	360	666.666

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, los gastos diarios de la unidad de tubería flexible en promedio son 10.000 USD, los cuales incluyen el pago de los ingenieros de turnos, la cuadrilla, los fluidos utilizados en cada intervención, transporte, alimentación, entre otros. La distribución de costos por gastos diarios se representa en la **Tabla 20**. Donde se puede apreciar que el costo mensual es de 300.000 USD.

Tabla 20. Costos diarios Propuesta financiera 2

Periodo (meses)	Costo (USD/día)	Número de días	USD
1	10.000	30	300.000
2	10.000	30	300.000
3	10.000	30	300.000
4	10.000	30	300.000
5	10.000	30	300.000
6	10.000	30	300.000
7	10.000	30	300.000
8	10.000	30	300.000
9	10.000	30	300.000
10	10.000	30	300.000
11	10.000	30	300.000
12	10.000	30	300.000

Fuente: elaboración propia.

5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para el análisis de ingresos, se realizan los cálculos de acuerdo a al número de trabajos realizados por cada carrete de tubería, teniendo en cuenta que se necesitan los ingresos en un periodo mensual. Los ingresos por cada trabajo se muestran en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Ingresos por cada intervención.

Trabajo	Precio por trabajo (USD)
Estimulación	116000
Limpieza	96000
Registro	84000

Fuente: elaboración propia.

5.2.1 Propuesta financiera 1. Se evaluarán los ingresos de la metodología de corte que actualmente está siendo implementada en la empresa prestadora de servicios. Teniendo en cuenta el número de trabajos culminados por el carrete de la tubería flexible y el tipo de trabajo. El ingreso por carrete se muestra en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Ingresos del carrete propuesta financiera 1.

	Estimulación	Limpieza	Registro	Total ingreso (USD)
Metodología actual	2	4	6	1.120.000

Fuente: elaboración propia.

Para pasar estos ingresos en un periodo mensual, se tiene en cuenta que los carretes de tubería duran 32 días de trabajo. Como se muestra en la **Tabla 23**. Donde se puede inferir que el ingreso mensual promedio es de 1.050.000 USD.

Tabla 23. Distribución de ingresos propuesta financiera 1.

# Carrete de Tubería Flexible	Días de trabajo acumulados	Costo acumulados (USD)
1	32	1.120.000
2	64	2.240.000
3	96	3.360.000
4	128	4.480.000
5	160	5.600.000
6	192	6.720.000
7	224	7.840.000
8	256	8.960.000
9	288	10.080.000
10	320	11.200.000
11	352	12.320.000
12	360	12.600.000

Fuente: elaboración propia.

5.2.2 Propuesta financiera 2. Se evaluarán los ingresos de la metodología de corte que fue diseñada en el presente proyecto. Teniendo en cuenta el número de trabajos culminados por el carrete de la tubería flexible y el tipo de trabajo. El ingreso por carrete se muestra en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Ingresos del carrete propuesta financiera 2.

	Estimulación	Limpieza	Registro	Total Ingreso (USD)
Metodología diseñada	4	6	10	1.880.000

Fuente: elaboración propia.

Para pasar estos ingresos en un periodo mensual, se tiene en cuenta que los carretes de tubería duran 54 días de trabajo. Como se muestra en la **Tabla 25.** Donde se puede inferir que el ingreso mensual promedio es de 1.044.445 USD.

Tabla 25. Distribución de ingresos propuesta financiera 2.

# Carrete de Tubería Flexible	Días de trabajo acumulados	Costo acumulados (USD)
1	54	1.880.000
2	108	3.760.000
3	162	5.640.000
4	216	7.520.000
5	270	9.400.000
6	324	11.280.000
7	360	12.533.333

Fuente: elaboración propia.

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

El propósito de la evaluación financiera, es determinar la viabilidad financiera del nuevo escenario diseñado en este proyecto en comparación con la metodología actualmente implementada. Mediante el indicador VPN y la relación beneficio costo.

5.3.1 Valor presente neto (VPN).

Ecuación 2. Valor presente neto.

$$VPN(k) = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0$$

Dónde:

Vt = Flujo neto de caja de cada periodo

n = Numero de periodos considerados

k = Tasa de interés de oportunidad

I₀ = Valor de desembolso inicial de la inversión

t = Numero de periodo

Fuente: Baca Guillermo ingeniería financiera, Bogotá. 2005. p.197

Cuando el VPN es > 0 el proyecto es rentable para el inversionista porque ofrece una ganancia, si el VPN es < 0 se concluye lo contrario el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista, y si el VPN es 0 se deduce que el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista. Ya que el periodo usado en la evaluación financiera es mensual, se debe cambiar la tasa de oportunidad de tasa efectiva a tasa mensual vencida.

Ecuación 3. Conversión de tasa anual a mensual.

$$TEM = (1 + TEA)^{\frac{1}{12}} - 1$$

Donde:

TEA = Tasa efectiva anual.

Fuente: Baca Guillermo ingeniería financiera, Bogotá. 2005. p.197

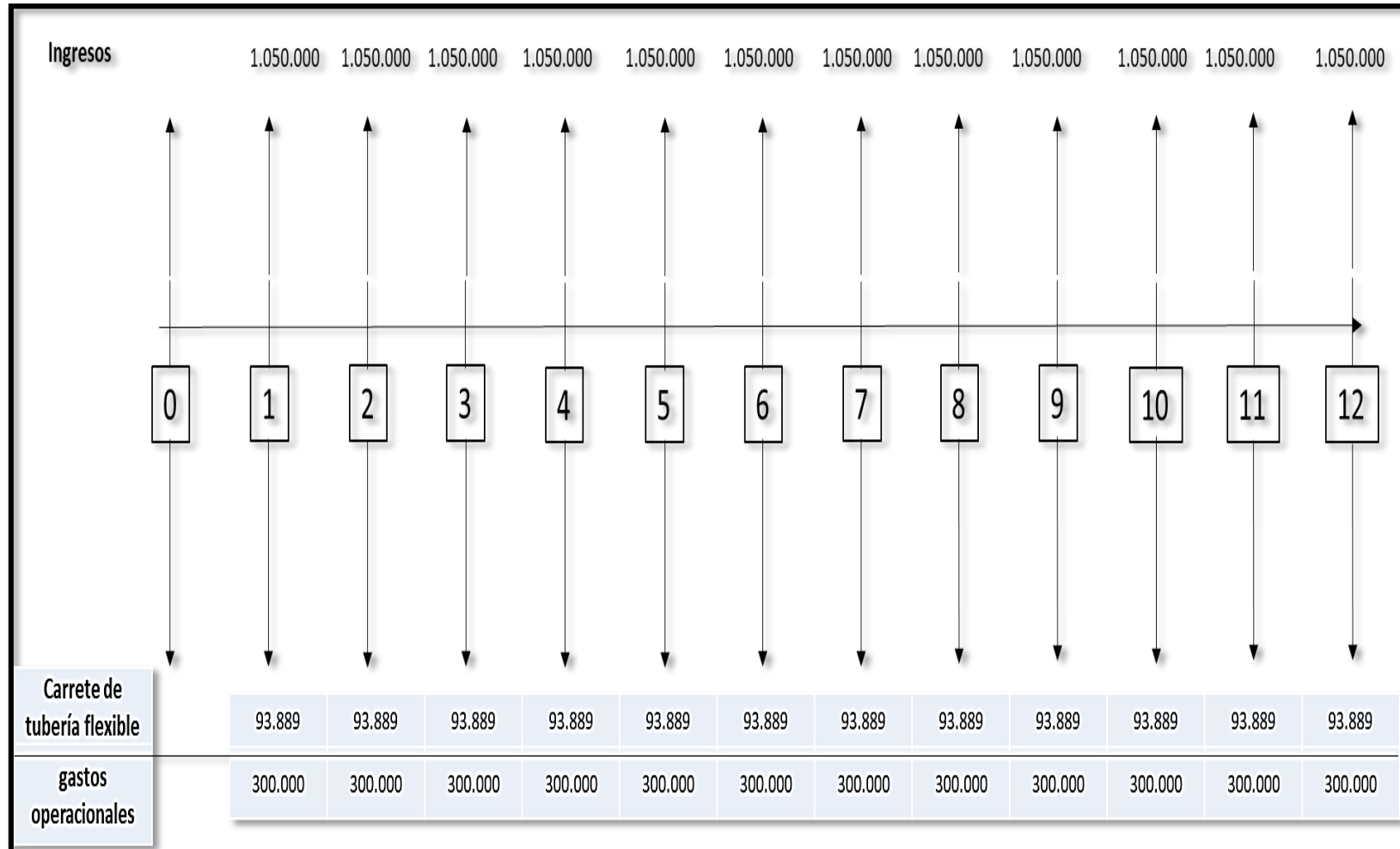
Para nuestro caso, la tasa mensual vencida que se usará en el proyecto es de 1.171%, el cual se usará para calcular el VPN.

5.3.2 Flujo de caja. El flujo de caja es una representación gráfica del periodo de un proyecto a través del tiempo, donde se muestran los ingresos y egresos del mismo en cada uno de los periodos de evaluación.

5.3.2.1 Propuesta financiera 1. Para graficar el flujo de caja es necesario tener en cuenta los ingresos y egresos en cada uno de los periodos de tiempo. Con el fin de calcular un flujo de caja neta y posteriormente realizar la evaluación financiera mediante el indicador VPN y relación costo beneficio. El flujo de caja se aprecia en la **figura 55**.

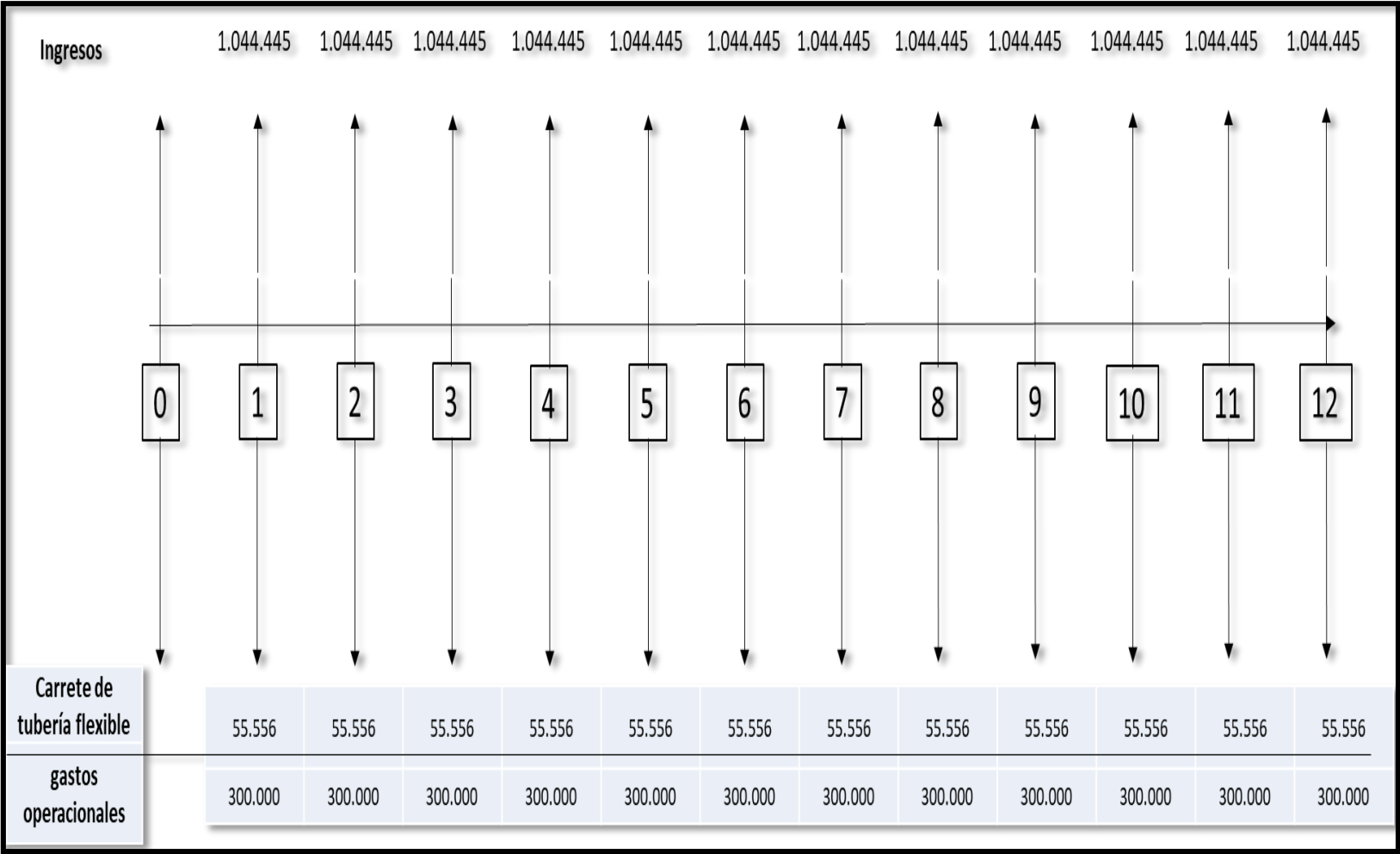
5.3.2.2 Propuesta financiera 2. Para graficar el flujo de caja es necesario tener en cuenta los ingresos y egresos en cada uno de los periodos de tiempo. Con el fin de calcular un flujo de caja neta y posteriormente realizar la evaluación financiera mediante el indicador VPN y relación costo beneficio. El flujo de caja se aprecia en la **figura 56**.

Figura 55. Flujo de caja propuesta financiera 1.



Fuente: elaboración propia.

Figura 56. Flujo de caja propuesta financiera 2.

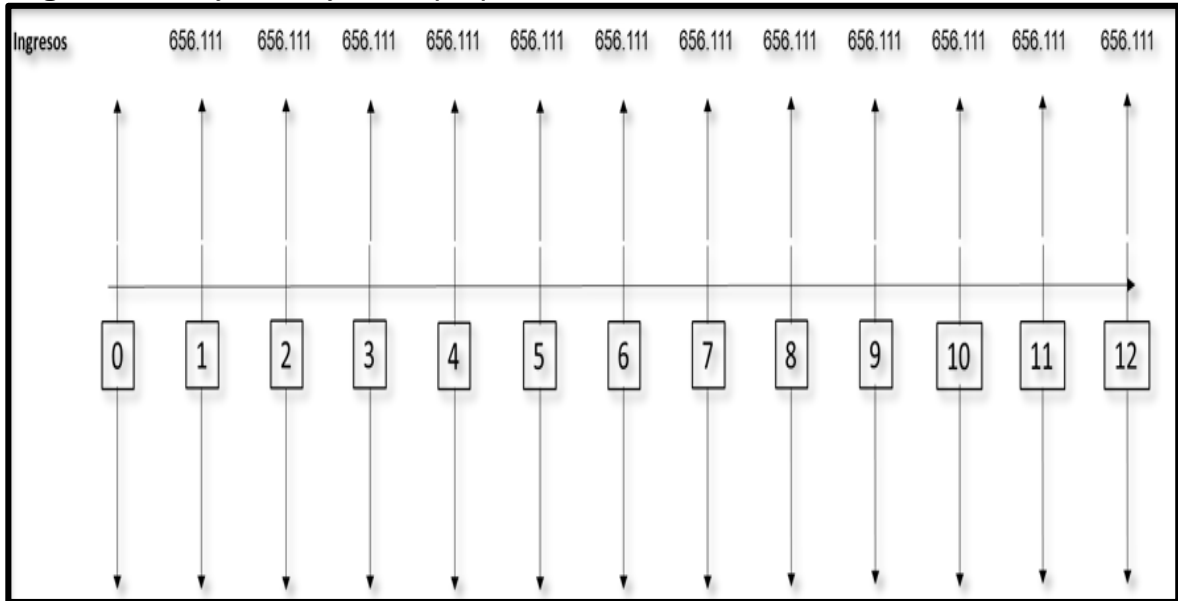


Fuente: elaboración propia.

5.3.3 Flujo de caja neto. El flujo de caja es una representación gráfica del periodo de un proyecto a través del tiempo, donde se muestran el flujo de caja neto en cada uno de los periodos de evaluación.

5.3.3.1 Propuesta financiera 1. Se procede a sumar los ingresos y egresos en cada uno de los periodos de tiempo donde se realiza en análisis del proyecto, para obtener el flujo de caja neto. Como se muestra en la **figura 57**.

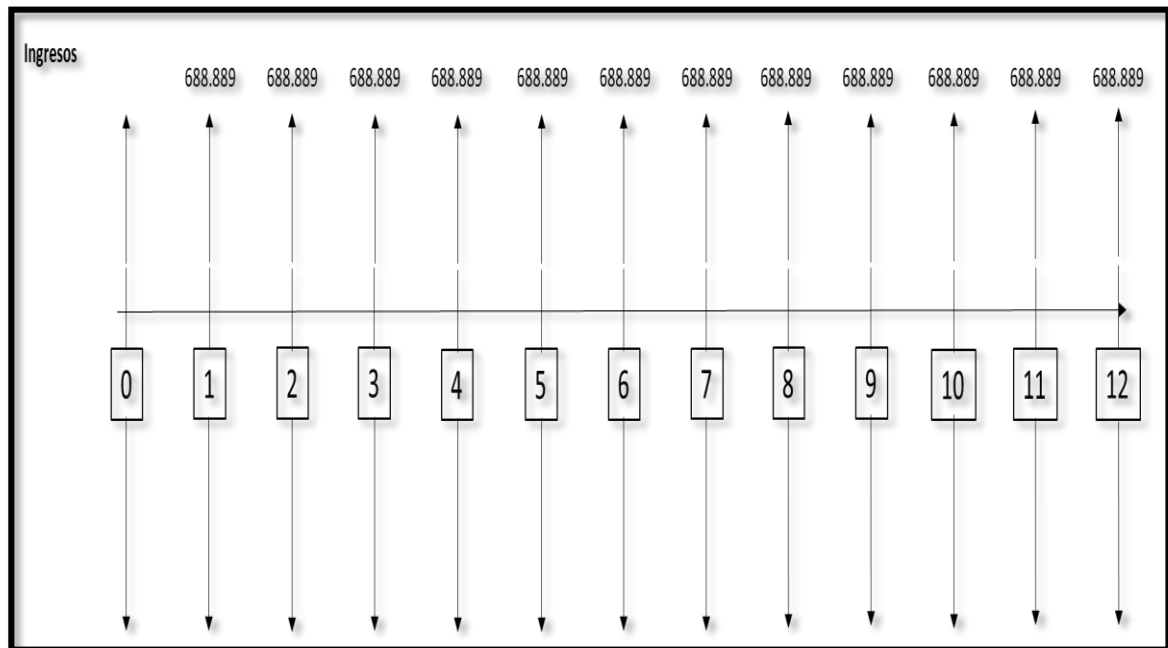
Figura 57. Flujo de caja neto propuesta financiera 1.



Fuente: elaboración propia.

5.3.3.2 Propuesta financiera 2. Se procede a sumar los ingresos y egresos en cada uno de los periodos de tiempo donde se realiza en análisis del proyecto, para obtener el flujo de caja neto. Como se muestra en la **figura 58**.

Figura 58. Flujo de caja neto propuesta financiera 2.



Fuente: elaboración propia.

5.3.4 Cálculo del valor presente neto. Con el flujo de caja neto calculado previamente procedemos a calcular el valor presente neto para los dos escenarios planteados. Teniendo en cuenta la tasa de oportunidad es de 1.171% mensual vencida.

5.3.4.1 Propuesta financiera 1. Para este escenario se procede a calcular el VPN con la información hasta ahora recolectada, haciendo uso de la ecuación 2.

$$\begin{aligned}
 VPN = & \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^2} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^3} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^4} \\
 & + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^5} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^6} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^7} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^8} \\
 & + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^9} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^{10}} + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^{11}} \\
 & + \frac{656.111}{(1 + 0.01171)^{12}}
 \end{aligned}$$

$$VPN = 7.305.415 \text{ USD}$$

5.3.4.2 Propuesta financiera 2. Para este escenario se procede a calcular el VPN con la información hasta ahora recolectada, haciendo uso de la ecuación 2.

$$\begin{aligned}
 VPN = & \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^2} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^3} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^4} \\
 & + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^5} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^6} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^7} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^8} \\
 & + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^9} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^{10}} + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^{11}} \\
 & + \frac{688.889}{(1 + 0.01171)^{12}}
 \end{aligned}$$

$$VPN = 7.712.038 \text{ USD}$$

5.4 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

La relación beneficio costo es otro indicador que nos ayudará a evaluar la viabilidad de un proyecto, ya que anteriormente analizamos los costos y beneficios de cada uno de los escenarios. Por lo que se procede a calcular la relación beneficio costo mediante la **ecuación 4**.

Ecuación 4. Relación beneficio costo.

$$R_{B/C} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{B_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^j}}$$

Donde:

B_j = Flujo Neto Positivo en el Período j.
C_j = Flujo Neto Negativo en el Período j.
i = Tasa de Descuento del Inversionista
n = Horizonte de Evaluación

Fuente: Baca Guillermo ingeniería financiera, Bogotá. 2005. p.197

5.4.1.1 Propuesta financiera 1. Con la información recolectada de los beneficios y costos de la metodología actualmente implementada por la empresa prestadora de servicios, se procede a calcular la relación beneficio costo, con ayuda de la ecuación 5.

$$RBC = \frac{\frac{1.050.000}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{1.050.000}{(1 + 0.01171)^2} + \frac{1.050.000}{(1 + 0.01171)^3} \dots \frac{1.050.000}{(1 + 0.01171)^{12}}}{\frac{393.889}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{393.889}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{393.889}{(1 + 0.01171)^1} \dots \frac{393.889}{(1 + 0.01171)^{12}}}$$

$$RBC = 2.66$$

5.4.1.2 Propuesta financiera 2. Con la información recolectada de los beneficios y costos de la metodología diseñada en este proyecto, se procede a calcular la relación beneficio costo, con ayuda de la ecuación 5.

$$RBC = \frac{\frac{1.044.445}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{1.044.445}{(1 + 0.01171)^2} + \frac{1.044.445}{(1 + 0.01171)^3} \dots \frac{1.044.445}{(1 + 0.01171)^{12}}}{\frac{355.556}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{355.556}{(1 + 0.01171)^1} + \frac{355.556}{(1 + 0.01171)^1} \dots \frac{355.556}{(1 + 0.01171)^{12}}}$$

$$RBC = 2.94$$

5.5 PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

Para calcular el tiempo de retorno de la inversión de cada carrete, se debe tener en cuenta los ingresos debido a los trabajos de intervención realizados a partir de la inversión de 100.000 USD en cada uno de los carretes.

5.5.1 Propuesta financiera 1. Gracias a la información recolectada, se conoce que los ingresos mensuales son de 656.111 USD con lo cual se obtiene unos ingresos diarios promedio de 21.870 USD. Por lo cual, se puede calcular cuántos días de trabajo son necesarios para retornar la inversión del carrete de tubería flexible.

Tabla 26. Retorno de la inversión propuesta financiera 1

# Día	Deuda	Ingreso	Valor neto
1	-100.000 USD	21.870 USD	-78.130 USD
2	-78.130 USD	21.870 USD	-56.260 USD
3	-56.260 USD	21.870 USD	-34.390 USD
4	-34.260 USD	21.870 USD	-12.520 USD
5	-12.520 USD	21.870 USD	9.350 USD

Fuente: elaboración propia

De esta forma se puede decir que el periodo de retorno de la inversión es de 4.57 días posteriores a la compra del carrete de tubería flexible.

5.5.2 Propuesta financiera 2. Gracias a la información recolectada, se conoce que los ingresos mensuales son de 688.889 USD con lo cual se obtienen unos ingresos diarios promedio de 22.962 USD. Por lo cual, se puede calcular cuántos días de trabajo son necesarios para retornar la inversión del carrete de tubería flexible.

Tabla 27. Retorno de la inversión propuesta financiera 2

# Día	Deuda	Ingreso	Valor neto
1	-100.000 USD	22.962 USD	-77.038 USD
2	-77.038 USD	22.962 USD	-54.076 USD
3	-54.076 USD	22.962 USD	-31.114 USD
4	-31.114 USD	22.962 USD	-8.152 USD
5	-8.152 USD	22.962 USD	14.810 USD

Fuente: elaboración propia

De esta forma se puede decir que el periodo de retorno de la inversión es de 4.35 días posteriores a la compra del carrete de tubería flexible.

6. CONCLUSIONES

- La herramienta IWI, utilizada para realizar la simulación fue capaz de replicar los datos del historial de la tubería flexible HAL53228, entregada por la empresa soporte; demostrando confiabilidad, minimizando el margen de error y garantizando la validez de los escenarios analizados y simulados en este trabajo.
- En la evaluación del historial de la tubería flexible HAL53228, se obtuvo que esta tubería tubo un total de 32 corridas, con un 81.55% de fatiga máxima, una fatiga promedio de 31,84 y que realizó trabajos de intervención en un total de 12 pozos; todo esto cortando un total de 650 pies.
- Mediante el análisis del escenario 1 (longitud total de corte 1.700 pies) y escenario 2 (longitud total de corte 2.000 pies) planteados, se concluye que la longitud total de corte es una variable que afecta la vida útil de la tubería flexible. Demostrando que hay una relación directamente proporcional entre la longitud total de corte de la tubería y el máximo aprovechamiento de la misma.
- Mediante el análisis del escenario 3 (longitud total de corte 1.700 pies y pull test 1), escenario 4 (longitud total de corte 2.000 pies y pull test 1), escenario 5 (longitud total de corte 1.700 pies y pull test 2) y el escenario 6 (longitud total de corte 2.000 pies y pull test 2) planteados, se establece que al variar la profundidad a la cual se realiza el pull test en 250 pies, favorece a la distribución equitativa de la fatiga a lo largo de la tubería flexible, lo que se traduce en la optimización de la vida útil de la tubería flexible.
- A partir del análisis del escenario 7 (longitud total de corte 1.700 pies, pull test 2 y periodo entre cortes 1), escenario 8 (longitud total de corte 2.000 pies, pull test 2 y periodo entre cortes 1), escenario 9 (longitud de total de corte 1.700 pies, pull test 2 y periodo entre cortes 2) y el escenario 10 (longitud total de corte 2.000 pies , pull test 2 y periodo entre cortes 2), se establece que el periodo entre cortes 1 favorece en gran medida a la gestión de tubería flexible, demostrando que esta variable tiene una afectación del 86% en la vida útil de la tubería flexible, a pesar de que la variación entre cada uno de ellos no es significativa, lo que quiere decir que esta variable es independiente a la variable pull test y longitud de corte.
- Se determinó que el escenario 7 (longitud total de corte 1.700 pies, pull test 2 y periodo entre cortes 1) presenta mejores resultados, respecto a los otros escenarios, en cuanto a los 3 ítems analizados (número de corridas totales, numero de pozos totales e incremento de la vida útil). Tomando como base este escenario para crear el método de revisión y variación, que a su vez modifica la metodología de corte actualmente implementada por HALLIBURTON.

- La metodología de corte propuesta en este proyecto permite optimizar la vida útil de la tubería, en un 86% respecto a la metodología de corte actualmente implementada. Así mismo optimiza el uso del carrete de tubería flexible en un 68% de acuerdo a las simulaciones realizadas.
- De acuerdo al análisis financiero realizado, se establece que la implementación del método de corte de tubería flexible diseñado en este proyecto es atractivo para la empresa soporte, ya que el escenario 2 correspondiente a la metodología propuesta por los autores, ya que obtuvo un VPN de 7.712.038 USD y una relación beneficio costo de 2.94.
- Implementando la metodología de revisión y variación, propuestas por los autores se logra una disminución en los costos operativos de 38.333 USD mensuales. Esta mejora se explica principalmente debido a la disminución de la compra de carretes de tubería flexible en el periodo de estudio, gracias a la optimización de la tubería flexible con esta metodología propuesta.

7. RECOMENDACIONES

- Implementar el método de revisión y variación en casos en donde la unidad de tubería flexible tenga una longitud disponible para cortar no superior, se trabajen a una profundidad aproximada entre 7.600 pies y 8.200 pies, es decir, que no tengan una diferencia entre sí, mayor a 600 pies y no tengan presencia de H₂S y CO₂, ya que de forma teórica arroja buenos resultados en cuanto a la optimización de la vida útil de la tubería flexible.
- Realizar un estudio en que se analice la implementación de la nueva metodología en intervenciones a pozos que no tengan profundidades similares, con el fin de evaluar la utilidad que tendría en estos casos la metodología diseñada.
- Se sugiere la realización de un nuevo estudio en donde se evalúen los efectos en la tubería flexible y como afecta la fatiga la presencia de H₂S y CO₂ en los pozos, y así poder plantear nuevas estrategias para la administración de la vida útil de la tubería.
- Generar nuevos escenarios que permitan encontrar el mejor escenario para la administración de la vida útil de la tubería flexible, cambiando las variables propuestas en este trabajo, o bien estudiar nuevas variables que afecten la vida útil de la tubería flexible.
- Realizar estudios de campo en donde se puedan observar el cambio de las variables en tiempo real, mediante el modulo Real – Time del simulador INSITE for Well Intervention. Y así asegurar la confiabilidad y repetibilidad del método diseñado.
- Inspeccionar la longitud de tubería flexible que no ha sido desenrollada del carrete, es decir, que su fatiga sea 0%, para ver la posibilidad de utilizarla en campo.
- El factor de aplicación utilizado en este trabajo (2), sobre estima la fatiga en un 100%, se sugiere realizar simulaciones usando otros valores, para lograr una disminución de costos operativos.

BIBLIOGRAFÍA

ALVA, Jorge. RAMÍREZ, Jorge y ROSALES, Rocio. Aplicaciones de la tubería flexible. Ciudad de México. Instituto politécnico Nacional. Facultad de ingeniería. 2011.

ARNAOUT, Ibrahim y BROWN, George. La tubería flexible en todo su esplendor. Udhaoliyah. 2009.

CARABALLO, Katheryne y ALEN, Graciela. Estudio de factibilidad técnico económica del uso del coiled tubing para la perforación de pozos someros en el campo sata rosa, distrito anaco. Puerto la Cruz. Universidad de Oriente. Facultad de ingenierías. 2011

CORTÉS. Teresa y ORTIZ. Pablo. Corrosión. Apuntes científicos uniandinos. 2004.

EVA, Esteban. Metodología para el análisis a fatiga mediante el código pro engineer: aplicación a un eje ferroviario. Madrid. Carlos III, 2010.

FUENTES, Edgar y ORTÍZ, Gerardo. Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros. México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingenierías. 2014.

HALLIBURTON Management System. 2016

ICOTA. Una introducción a la tubería enrollada. Historia, aplicaciones y beneficios de la tubería enrollada. 2007.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC- 1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LEMA, Jonathan. Coiled Tubing Manual. Quito. 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.dynadrill.com.ec/origen-del-coiled-tubing/>

Manual de uso virtual, INSITE for Well Intervention. 2018

Manual IWI HALLIBURTON 2016

NEWMAN, Kenny. Worldwide Coiled tubing unit count. ICOTA. Texas. 2018. **[En línea]**. Disponible en: <http://www.icota.com/RigCount/2918%20CTU%20Graph%20lg.jpg>

ORTIZ, Perla. Terminación de pozos mediante el empleo de tubería flexible. México D.F. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2016

RIGSMARKET. Unidad de tubería flexible. Skid montado. Inyector 60K.Houston TX. Universidad tecnológica equinoccial. 2018.[En línea]. Disponible en: <http://rigsmarket.com/main/uncategorized/coiled-tubing-unit-skid-mounted-60k-injector>

TAMAYO, Cristian. Aplicaciones de coiled tubing (CTU) en la limpieza de perforaciones en un pozo inyector. Quito. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ingenierías. 2011.

Wild well control. 2018.