

IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA DE ANÁLISIS, BASADO EN UN
MODELO DE TORQUE Y ARRASTRE PARA OPERACIONES DE EMPAQUES
HIDRÁULICOS Y MECÁNICOS EN POZOS TIPO “S”, LOCALIZADOS EN LA
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

NATALIA ISABEL CASTRO OROZCO
VALERIA SUÁREZ GONZÁLEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA DE ANÁLISIS BASADO EN UN
MODELO DE TORQUE Y ARRASTRE PARA OPERACIONES DE EMPAQUES
HIDRÁULICOS Y MECÁNICOS EN POZOS TIPO “S”, LOCALIZADOS EN LA
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

NATALIA ISABEL CASTRO OROZCO
VALERIA SUÁREZ GONZÁLEZ

Proyecto Integral de Grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
DIEGO LEONARDO MARIÑO VIEIRA
Ingeniero Mecánico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

Nota de aceptación.

Ing. Laydy Paola Mora Parrado

Ing. Oscar Armando Arenas Mantilla

Bogotá D.C., Febrero 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional 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 Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ 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.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente al ingeniero Diego Leonardo Mariño Vieira, por su dedicación, compromiso, y paciencia para la realización exitosa del proyecto.

A nuestros orientadores: Adriangela Romero, Yatniel Pirela, Sebastián Gómez y Jorge Tovar; por sus recomendaciones, tiempo y el cariño recibido.

A la Fundación Universidad de América y su cuerpo docente, por la formación académica recibida durante los últimos cinco años.

DEDICATORIA

A Dios, que cumple promesas, que cambió mi vida, y al que me rindo todos los días.
A mis padres, por permitirme soñar, por confiar en mí, por enseñarme lo que realmente importa en la vida y por ser la manera que Dios me demuestra la inmensidad de su amor.
A Sara, mi hermana, porque sé que pase lo que pase, ella siempre estará ahí.
A mi abuelo, la razón de seguir hasta conseguirlo todo “en el mundo habrá amor mientras tú vivas y en el cielo habrá luz mientras tú mires”
A Vale, mi compañera de tesis, por ser mi tranquilidad, soporte y sobretodo mi amiga, deseo que tus sueños se cumplan porque mereces todo en la vida.
A Diego, nuestro director, por su infinita ayuda y conocimiento.
A Facu por ser la persona en el mundo que más me conoce.
A mi tío, tía, Caro, fifi y Jimena por su apoyo y amor.
Gracias.

NATALIA CASTRO OROZCO

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen por darme entendimiento, inteligencia y fuerza para culminar mi Carrera con éxito

A mis padres, por hacer todo lo que estuvo en sus manos para poder cumplir mis sueños, a ustedes les debo todo lo que soy y espero algún día poder devolverles todo lo que han hecho por mí. ¡ESTE TRIUNFO SE LO DEDICO A USTEDES!

A mis tías (Dachi y Mayo) por quererme y preocuparse tanto por mí, las quiero con todo mi corazón

A mi novio por su amor y dedicación, por darme fuerzas en todos los momentos que estuve a punto de “tirar la toalla” porque sin ti nada de esto hubiera sido posible

A Nati, mi compañera de tesis hoy quiero decirte ¡GRACIAS! Fuiste la mejor compañera que pude haber tenido, Dios nos puso juntas en este proyecto y después de esto solo espero que tu amistad dure para siempre.

A nuestro director de tesis, nuevamente gracias por brindarnos tanto tiempo y dedicación

VALERIA SUÁREZ GONZÁLEZ

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	19
INTRODUCCIÓN	20
Objetivos	21
1. MARCO TEÓRICO	27
1.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS	27
1.1.1 Métodos de completamiento	28
1.1.1.1 Métodos de completamiento hueco abierto	28
1.1.1.2 Completamiento hueco revestido	28
1.2 EMPAQUES	28
1.2.1 Funciones de los empaques	29
1.2.2 Tipos de empaques	29
1.2.3 Clasificación	30
1.2.3.1 Empaques fijos o permanentes	30
1.2.3.2 Empaques recuperables	30
1.2.3.3 Empaques mecánicos	30
1.2.3.4 Empaques hidráulicos	32
1.3 MODELO DE FUERZAS EN LA TUBERÍA	36
1.3.1 Efecto capstan o efecto cinturón	37
1.3.2 Buckling sinusoidal	38
1.3.3 Buckling helicoidal	38
1.3.4 Lockup	38
2. METODOLOGÍA Y DATOS	39
2.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	39
2.2 SIMULACIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE PARA CADA POZO SELECCIONADO	49
2.3 ANÁLISIS ESPECÍFICOS A REALIZAR CON EMPAQUES	53

3.	RESULTADOS	69
3.1	POZO L	70
3.2	POZO N	78
3.3	POZO K	86
3.4	POZO H	89
3.5	POZO I	92
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	95
4.1	MATRIZ	100
4.2	ANÁLISIS FINANCIERO	104
4.2.1	Análisis costo-beneficio	110
5.	CONCLUSIONES	111
6.	RECOMENDACIONES	113
	BIBLIOGRAFÍA	114
	ANEXOS	115

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Matriz de selección de empaques.	33
Tabla 2. Empaques de servicio disponibles en el portafolio de Halliburton	34
Tabla 3. Pozos escogidos	41
Tabla 4. Condiciones iniciales de los pozos candidatos	42
Tabla 5. Descripción de las operaciones de perforación y su equivalente en completamiento	62
Tabla 6. String Analysis	67
Tabla 7. Resumen de los escenarios de entrada en el simulador con sus respectivas cargas.	71
Tabla 8. Análisis de sarta	75
Tabla 9. Resumen de los escenarios de entrada en el simulador con sus respectivas cargas.	79
Tabla 10. Análisis de sarta	85
Tabla 11. Costos estimados del servicio del equipo de workover con estimulación.	104
Tabla 12. Costos estimados del servicio del equipo de workover sin estimulación	106
Tabla 13. Costo operación	107

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales	24
Figura 2 Diseño del Completamiento de un pozo	27
Figura 3. Segmento CT en una sección recta e inclinada de un pozo	36
Figura 4 . Segmento CT moviéndose axialmente y rotacionalmente	37
Figura 6. Paso 1 para la creación del caso	53
Figura 7. Paso 2 para la creación del caso de estudio	54
Figura 8. Paso 3 para la creación del caso de estudio	55
Figura 9. Paso 4 para la creación del caso de estudio	56
Figura 10. Paso 5 para la creación del caso de estudio	57
Figura 11. Visualización del pozo	58
Figura 12. Configuración de la Sarta	58
Figura 13. Paso 6 para la creación del caso de estudio	59
Figura 14. Especificaciones del empaque	60
Figura 15. Detalles del fluido	60
Figura 16. Gradiente Geotérmico	61
Figura 17. Efecto de buckling	64
Figura 18 Torque efectivo	65
Figura 19. Estado mecánico del pozo L	70
Figura 20 . La configuración de BHA	71
Figura 21. Estado mecánico del pozo N	78
Figura 22. La configuración de BHA	79
Figura 23. Estado mecánico del pozo K	86
Figura 24. Visualización del pozo	86
Figura 25. Estado mecánico del pozo H	89
Figura 26. Visualización del pozo	89
Figura 27. Estado mecánico del pozo I	92
Figura 28. Visualización del pozo	93
Figura 29. Sección 1	100
Figura 30. Sección 2	100
Figura 31. Sección 3	101
Figura 32. Sección 4	101
Figura 33. Matriz empaque hidráulico	102
Figura 34. Segunda parte de la matriz del empaque hidráulico	103

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Tensión efectiva vs Profundidad	63
Gráfica 2. Torque vs Profundidad	64
Gráfica 3 stress vs Distancia a lo largo de la sarta	65
Gráfica 4. Carga en superficie vs. Profundidad medida	66
Gráfica 5. Tensión efectiva Vs Profundidad medida	68
Gráfica 6. Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico	72
Gráfica 7. Tensión efectiva vs profundidad	73
Gráfica 8. Tensión mientras se asienta el empaque	74
Gráfica 9. Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico, nuevo escenario.	76
Gráfica 10. Tensión efectiva vs profundidad, nuevo escenario.	77
Gráfica 11 Tensión mientras se asienta el empaque	78
Gráfica 12 Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico	80
Gráfica 13. Tensión efectiva vs profundidad	81
Gráfica 14. Tensión mientras se asienta el empaque	82
Gráfica 15 Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico, nuevo escenario.	83
Gráfica 16. Tensión efectiva vs profundidad, nuevo escenario.	84
Gráfica 17 Tensión mientras se asienta el empaque, nuevo escenario	85
Gráfica 18. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque	87
Gráfica 19. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque	88
Gráfica 20. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque	90
Gráfica 21. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque	91
Gráfica 22. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque	93
Gráfica 23. NPT durante 2 años	108
Gráfica 24. Costo de operación	109

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Arco circular $\Delta\Theta$ con radio R	37
Ecuación 2. El limite $\Delta\Theta$ tiende a cero	37
Ecuación 3. Peso requerido	62
Ecuación 4. tensión requerida	68
Ecuación 5. Comportamiento de rotating off bottom	73
Ecuación 6. Comportamiento de rotating off bottom	81
Ecuación 7. Costo-Beneficio	110

LISTA DE DIAGRAMAS.

	Pág.
Diagrama 1. Selección de pozos	40
Diagrama 2. Funcionamiento de Wellplan para empaques mecánicos	50
Diagrama 3. Funcionamiento de Wellplan para empaques hidráulicos	52
Diagrama 4. Problemas operacionales	97

GLOSARIO

ARRASTRE: corresponde a la resistencia axial que se opone al movimiento, causada por la interacción entre la tubería y la formación perforada, mientras se lleva a cabo el deslizamiento de la sarta de perforación.

BHA: configuración de tubería y equipos necesarios para la consecución de un pozo. En el caso de la perforación hace referencia a la tubería de perforación con sus componentes, incluyendo la broca.

DOG LEG: es el grado de inclinación que tiene un pozo cada 100 pies de distancia.

EMPAQUE: componente utilizado en los pozos para aislar zonas, este se pega a las paredes de la tubería de revestimiento y no permite el flujo a través de él.

ESTADO MECÁNICO: la estructura geométrica del pozo en cada una de las diferentes etapas de perforación; el estado mecánico es realizado una vez concluido el análisis de los datos obtenidos en la geología de superficie y sísmica.

ESTIMULACIÓN: tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo

FRAC PACK: técnica que combina estimulación de una fractura hidráulica altamente conductora, con el control de arena de un paquete de grava para mejorar la productividad en permeabilidad de baja a moderada, formaciones no consolidadas.

FRICCIÓN: Es una fuerza que surge por el contacto de dos cuerpos y se opone al movimiento.

SARTA: Conjunto de tuberías.

SUAVEO: reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable o los sellos de caucho, en dirección hacia la superficie

SURVEY: es la condición mecánica del pozo indicando pie tras pie los cambios de tubería y el grado de inclinación

TENSIÓN: magnitud física que representa la fuerza por unidad de área en el entorno de un punto material sobre una superficie real de un medio continuo.

TENSIÓN DE VON MISES: se usa a menudo para determinar si un metal isotrópico y dúctil cederá cuando se somete a una condición de carga compleja.

TORQUE: una medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación. En un equipo de perforación rotatorio, esto se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación, en lo que se refiere a su acción contra el calibre del pozo.

TUBING: tramo continuo de tubería de baja aleación de acero al carbono que se puede enrollar en un carrete para transporte, luego desplegar en el pozo

TORTUOSIDAD: una medida de la complejidad geométrica de un medio poroso

UNDERBALANCE: La cantidad de presión (o fuerza por unidad de área) ejercida sobre una formación expuesta en un pozo por debajo de la presión interna del fluido de esa formación.

WORKOVER: el proceso de realizar un mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas.

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute

Ft: Pie

Lb: Libra

Lbf: Libra fuerza

Kip: Libra fuerza

Ppf: Libras por pie

TD: profundidad total

TVD: Profundidad vertical verdadera

MD: Profundidad medida

NPT: Tiempo no planeado

F: Fahrenheit

“: pulgadas

RESUMEN

En este trabajo se pretende reducir tiempos no operativos mediante un modelo de torque y arrastre durante las operaciones de empaques hidráulicos y mecánicos en pozos localizados en la cuenca de los Llanos Orientales, los cuales presenten condiciones complejas que generan problemas operativos. La aplicación de modelos de torque y arrastre tiene el potencial de disminuir el grado de incertidumbre durante las operaciones de los empaques, lo que implicaría una reducción en los problemas operativos reflejados en costos adicionales.

La herramienta a usar es un simulador llamado WellPlan, el cual permite analizar la factibilidad de una configuración de sarta específica para las operaciones al ser realizadas con empaques, basado en criterios específicos y robustos, que garanticen la ejecución de las operaciones en campo. Se realiza la simulación de 15 pozos, 7 pozos con empaques mecánicos y 8 pozos con empaque hidráulicos. Los pozos se escogieron según condiciones específicas tales como: pozos desviados tipo "S", profundidades de 10.000 ft, tortuosidades de 1.5 °/100 ft, dog leg de 2°/100 ft, entre otros.

La metodología se implementa por medio de una matriz de evaluación donde se identifica condiciones iniciales, antecedentes y plan de implementación. Esta matriz es alimentada por diagramas de decisión y la simulación de los pozos.

Una vez realizada la recopilación de resultados simulados, se evalúa financieramente la viabilidad del software y el beneficio generado para las empresas.

Palabras Clave: Torque, Arrastre, Completamiento, Fricción

INTRODUCCIÓN

Los empaques mecánicos e hidráulicos son herramientas con gran versatilidad y trayectoria de disponibilidad en el mercado, para distintas operaciones de pruebas e intervención de pozos. El uso de estos ha demostrado grandes ventajas operativas por lo que continúan estando vigente en operaciones en la actualidad. Se utilizan en: tratamientos, forzamientos, aislamientos, cementaciones remediales, consolidación selectiva de arenas utilizando empaques PPI ¹ aplicación de frac pack sin mallas², remediación de flujo de agua superficial en costa afuera³, estimulación ácida con RTTS y Storm Valve y planeación de pruebas de pozo en aguas profundas en Brasil⁴.

Por lo general, las secuencias de asentamiento de los empaques mecánicos de servicio incluyen rotación y movimiento axial de manera secuencial o simultánea. La secuencia de asentamiento de los empaques hidráulicos es distinta a los de los empaques mecánicos, ya que estos poseen una serie de “pines de pre-seteo” y “pines de liberación” los cuales son activados con un tapón en fondo y aplicando presión a través del empaque, estos en su interior por lo general tienen un cilindro que realiza un movimiento para lograr que las cunas se anclen al revestimiento y las gomas se expandan. Estas secuencias de asentamiento pueden ser realizadas de manera fácil en pozos de baja profundidad en la cual la rotación aplicada en superficie se transmite casi proporcionalmente en fondo. Sin embargo, a pesar de su practicidad y aplicabilidad, las compañías de servicios se enfrentan a grandes retos durante el asentamiento y operaciones con empaques ya que estas se pueden tornar problemáticas en pozos profundos, con trayectorias complejas y/o con tuberías de trabajo con capacidades reducidas, puesto que es más complicado transmitir esta rotación efectivamente al fondo.

Por otro lado, los empaques mecánicos requieren peso o tensión para comprimir los elementos de sello, en muchos casos se ha visto que la aplicación de peso o tensión en superficie no alcanza efectivamente la profundidad de los empaques, casos en los cuales se presentan problemas de integridad, compensación de efectos de movimiento de tubería, torque insuficiente para la operación de mecanismos, desconexión de acoples por aplicación de torque a la izquierda, daño de conexiones

¹ Gunningham H, Nwogbe P.C., Kool H., Freeman A., Selective Sand Consolidation Technique using a Pin Point Injection packer (SPE36888). En: SPE, 1996

² hang Xue Jun, Chen Ren Bao, Wirdansyah Lubis, Deng Hui, Screenless frac pack completions case studies from Jidong fields, China (SPE108909). En: SPE, 2007.

³ T. Landbo, B.T. Ribesen, A. Huse, Curing Shallow Water Flow in a North Sea Exploration Well Exposed to Shallow Gas (SPE 124607). En: SPE, 2009

⁴ A. Salguero, E. Almanza, H. Nivens, Well Test Planning in deepwater wells in High-Pressure, High-Temperature Environments – The Brazil Experience (OTC 18734). En: OTC, 2007

por exceso de torque. Lo anterior desemboca frecuentemente en operaciones adicionales de pesca, viajes adicionales de tubería y en general, tiempo perdido y costos de pobre calidad. Según el seguimiento de casos problemáticos históricos, se llegó a una estandarización de causas y fueron: casos de pozos a profundidades entre (7000 - 12000 ft), pozos con arrastres mayores o iguales al 20% del peso de la sarta, pozos en los que se utilizó tuberías de producción como tuberías de trabajo las cuales presentaron baja capacidad de torque, pozos con taladros de workover con baja capacidad de carga (iguales a 180000 libras), pozos en los que se utilizó tubería inapropiada para asentamiento de empaques ya que era tubería con diámetros pequeños los cuales se pandearon fácilmente, pozos con una inadecuada limpieza de revestimiento en pozos, pozos desviados, ya que los modelos tradicionales de pandeo son aplicados únicamente a pozos verticales y pozos con tortuosidades de mayores 1.5° x 100 ft. Sin embargo, la principal razón de los problemas operacionales es que, la mayoría de compañías de servicios aplican reglas empíricas para determinar la cantidad de vueltas, tensión o peso para aplicar en superficie y así operar el empaque de la mejor forma en fondo, lo que traduce en una mayor probabilidad de inconvenientes en el asentamiento. Lo anterior fue identificado previamente por Shell S.A, quienes desarrollaron un software especializado para este tipo de aplicaciones no contempladas directamente en software comerciales de torque y arrastre⁵. Adicionalmente, uno de los principales parámetros para el software de torque y arrastre son los factores de fricción asociados a las diferentes operaciones en el pozo, los cuales ya han sido estudiados con anterioridad⁶ y pueden ser tomados como base para el presente trabajo.

El objetivo general del trabajo es implementar una metodología de análisis basado en un modelo de torque y arrastre para operaciones de empaques hidráulicos y mecánicos en pozos tipo “s”, localizados en la cuenca de los llanos orientales. Para ello se tienen los siguientes objetivos específicos: describir las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales, describir generalidades de operaciones de completamiento y tipos de empaques, identificar problemas presentados en la instalación de empaques mecánicos e hidráulicos a través del histórico de operaciones realizadas, establecer una metodología a partir de la simulación de casos de estudio, que permita la reducción de la pérdida de tiempos no productivos durante operaciones con empaques hidráulicos y mecánicos

⁵ L. Xie, D. Moran, L. Yan, J. Mercado, S. Bits. Sophisticated Software Analysis System and Use of Torque/Drag Modelling for Complex Well Operations Increases Operational Efficiency (SPE 152056). En: SPE, 2014

⁶ J. McCormick, D. Wilcox, A work method to analyzing friction factors in torque and drag modelling (SPE 161172). En: SPE, 2013.

Implementar la metodología, mediante una matriz de evaluación de la variación de costos de: intervenciones, operaciones de workover y optimización de diseños de sarta de trabajo y finalmente evaluar financieramente la metodología de análisis mediante el indicador costo-beneficio por medio de tiempos de taladro y renta de tubería en operaciones de empaques hidráulicos y mecánicos.

La aplicación de modelos de torque y arrastre tiene el potencial de disminuir el grado de incertidumbre durante las operaciones de los empaques, lo que implicaría una reducción en los problemas operativos y se evitan cambios en las metodologías de intervención que puedan requerir viajes de tubería y costos adicionales.

Con este proyecto se busca conocer la viabilidad de la implementación de un modelo de torque y arrastre en operaciones de empaques hidráulicos y mecánicos en pozos tipo “s” reduciendo tiempos no operativos. Para ello se necesitarán datos de pozos en donde se hayan realizado operaciones con dichos empaques.

Se espera mediante dichas evaluaciones poder demostrar la efectividad del modelo, puesto que los resultados disminuirán la incertidumbre del plan de desarrollo de la instalación de los empaques, de mismo modo generar criterios de evaluación, selección y operación. Mitigando así problemas operacionales que conllevan a costos adicionales de pérdida de integridad de tubería, desconexión de tubería, operaciones de pesca.

Se tiene la expectativa de que esta alternativa sea eficiente y sus resultados se vean reflejados en una optimización y disminución de costos en operaciones de completamiento de pozos localizados en la cuenca de los llanos orientales y aportar una metodología robusta de análisis basada en la aplicación del software comercial WellPlan para operaciones de empaques, que permita analizar la factibilidad de una configuración de sarta específica para las operaciones a ser realizadas con empaques basado en criterios específicos y robustos, que garanticen la ejecución de las operaciones en el campo, y con datos útiles a los especialistas tales como peso a aplicar en superficie, límites de torque y vueltas estimadas

Los pozos a estudiar se encuentran localizados en la cuenca de los llanos orientales.

La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas).

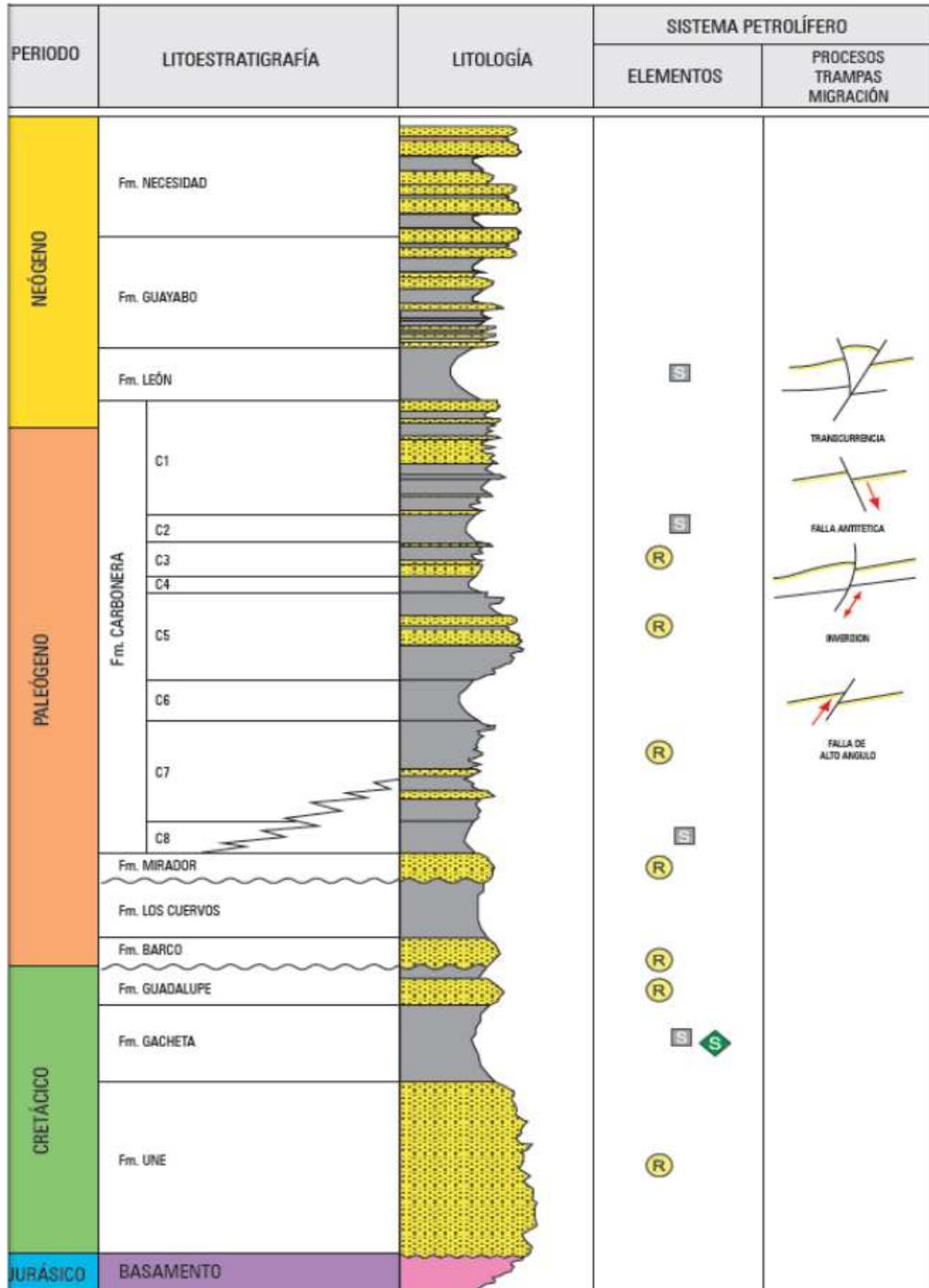
Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario. Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta (Bueno, 1985). Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente.

La cuenca actual Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La columna sedimentaria conocida en la cuenca Llanos Orientales, a partir de los pozos perforados, está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio.

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región. La principal roca generadora en esta área son las lutitas marinocontinentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen Llanos Orientales un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros. Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad⁷.

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.[En línea] Colombia, 2012 [Consultado el 07 de Agosto del 2019] Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

Figura 1. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBURO - ANH. Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C.: ANH, 2012. p. 46. Modificado por los autores

La Cuenca de los Llanos Orientales es bastante conocida a nivel petrolífero, ya que en ella se han perforado más de 1730 pozos y se encuentran 89 campos productivos algunos muy importantes como Rubiales, Caño Limón y CusianaCupiagua (Sarmiento, 2011), permitiendo la recolección de muestras para análisis geoquímicos que permiten ampliar el conocimiento sobre el sistema petrolífero de los Llanos Orientales.

Los principales elementos que caracterizan el sistema petrolero de esta cuenca son:

- Roca fuente, representada en las lodolitas y lodolitas calcáreas de las Formaciones que por sus características van de inmaduras a maduras.

Estas formaciones son:

- Gachetá, con las siguientes características geoquímicas; %TOC 2-14, Tmax 420°C-450°C y %Ro <0.6-1.
- Carbonera, con las siguientes características geoquímicas; %TOC 1-6.5, Tmax 410°C-450°C y %Ro <0.6-1.
- Barco y Los Cuervos con las siguientes características geoquímicas; %TOC 1-8, Tmax 420°C-440°C y %Ro <0.6-1.
- Roca reservorio, representada en areniscas de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá, Une y Carbonera; todas ellas con porosidades que van del 2% al 25%, característica que proporciona elementos que las convierten en reservorios idóneos. Las porosidades más altas se encuentran al E de la cuenca.
- Roca sello, representada en lodolitas de las formaciones León y Carbonera.
- Trampas, estas son de tipo estructural y se presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas.

SINOPSIS

El cumplimiento de los objetivos se realiza de la siguiente manera:

Las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales se describen en la introducción. La descripción de las generalidades de operaciones de completamiento y tipos de empaques en el marco teórico. La identificación de problemas presentados en la instalación de empaques mecánicos e hidráulicos a través del histórico de operaciones realizadas, en metodología y datos. La simulación de casos de estudio se realiza en los resultados. La implementación de la metodología que permita la reducción de la pérdida de tiempos no productivos durante operaciones con empaques hidráulicos y mecánicos, se realiza en el análisis de resultados mediante una matriz de evaluación. Y el objetivo financiero se evalúa mediante un indicador costo-beneficio junto con una recopilación de costos.

1. MARCO TEÓRICO

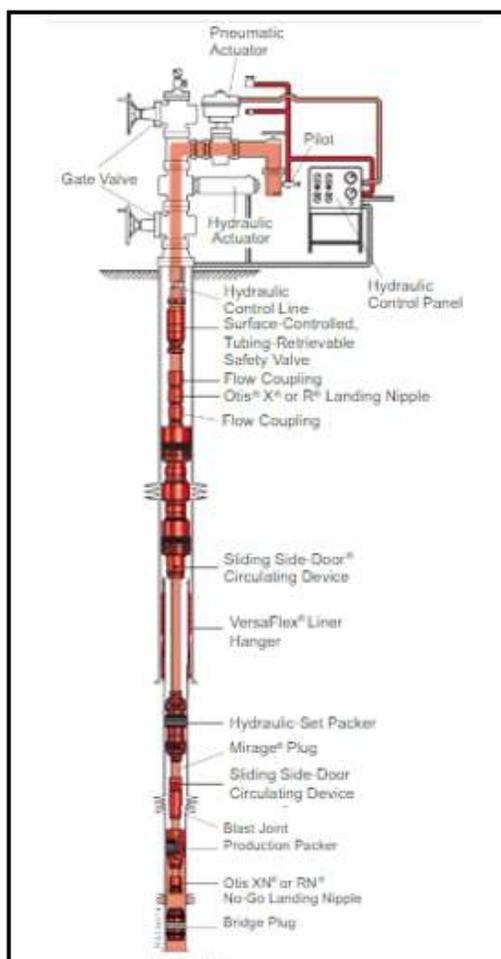
Para cumplir el segundo objetivo, se investiga acerca de tipos de completamientos, empaques y fuerzas a las que somete la tubería durante una operación.

1.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS

Se puede definir como la única comunicación en superficie con el yacimiento. Por lo tanto, de un buen completamiento se podría esperar una buena productividad.

Cuando se va hacer un completamiento de se debe tener especial cuidado con las propiedades del fluido de trabajo, estas deben ser tales que ocasionen el menor daño posible a la formación.

Figura 2 Diseño del Completamiento de un pozo



Fuente: Halliburton, Completion Solutions [En línea] (2014). [Consultado el 18 noviembre del 2019]
Disponible <https://vdocuments.site/completion-solutions.html>

El completamiento de un pozo es definido, como el equipo de subsuelo y la configuración asociada necesaria para conducir fluidos entre el yacimiento y la cabeza del pozo⁸.

1.1.1 Métodos de completamiento.

1.1.1.1 Métodos de Completamiento Hueco Abierto: Hay dos métodos de realizar un completamiento de este tipo. En el primer método el hueco es perforado hasta justo arriba de la zona de interés, luego el revestimiento es corrido y cementado. Finalmente, después de esperar el fraguado del cemento, la zona es perforada hasta su profundidad total. La ventaja de esta técnica es que un fluido limpio, tal como una salmuera viscosificada pueda ser usada para perforar la última sección. La desventaja es que el intervalo de interés puede no estar a la profundidad esperada o puede no existir en esta localización.

1.1.1.2 Completamiento Hueco Revestido: Es uno en el cual el revestimiento (sarta completa o liner) esta cementado frente a la zona de interés. El intervalo de producción es revestido y la comunicación entre la formación y el pozo, para que los fluidos de formación fluyan, se establece por cañoneo

1.2 EMPAQUES

Un empaque es una herramienta de subsuelo mecánica o hidráulica usada para proveer un sello entre el revestimiento y la tubería, o entre una sarta de revestimiento y la pared del hueco por medio de un elemento empacante, expandible. Con el propósito de evitar el flujo de fluidos a través de este punto de sello⁹.

Todos los empaques modernos combinan tres elementos básicos, ellos son:

- Un mecanismo que permite correr el empaque y sentarlo a una profundidad determinada.
- Un elemento empacante que se expande para llenar el espacio anular y efectúe un sello que soporte la presión diferencial existente, la temperatura y la acción química que se presente en el pozo.
- Un mandril o tubo de flujo que permite el paso de aceite, gas, agua, o herramientas a través del empaque

⁸ DELGADO Juan, ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, MANUAL – GUÍA DE EMPAQUES EN OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Colombia: Universidad Industrial De Santander, 2005. P.6

⁹ IBÍD., P.19

1.2.1 Funciones de los empaques: Los empaques tienen una función estructural ¹⁰(anclar la tubería al revestimiento) y de sello, los mismos son utilizados en una gran variedad de aplicaciones, incluyendo:

- Aislar el anular para proporcionar suficientes barreras o proteger el revestimiento de la corrosión (empaque de producción)
- Aislar diferentes zonas de producción (completamientos con sistemas de control de flujo de subsuelo)
- Aislar grava en completamientos de empaquetamiento con grava (empaque para empaquetamiento con grava y empaque sumidero)
- Proveer aislamiento anular y sello en conjunto con válvulas de seguridad anulares.
- Reparar o aislar (configuración de empaque straddle)

1.2.2 Tipos de empaques: Adicional a lo anterior existen empaques cuyo uso se enfoca en intervenciones y/o pruebas de pozo, esta clasificación de empaques se utiliza para operaciones de pruebas de producción, pruebas de inyectividad, pruebas de integridad, estimulaciones, forzamiento de tratamientos de diferente tipo, operaciones de remediación, remedial, cañoneo TCP, pruebas DST y aislamientos temporales o permanentes, algunos ejemplos de estos empaques son¹¹ :

- Empaque de pruebas e inyección: Este tipo de empaque tiene abertura interna, permitiendo realizar operaciones de inyección, estimulación, pruebas de producción, pruebas de integridad de revestimiento, cementación remedial, cañoneo TCP, etc.
- Tapón recuperable: Este tipo de empaque se utiliza para aislar el revestimiento desde en el punto en el que sea instalado en el revestimiento, lo anterior permite realizar operaciones de estimulación selectiva, cementación remedial, aislamiento temporal, barrera de aislamiento, etc.
- Empaques de tratamiento tipo Straddle: Estos empaques son diseñados para realizar estimulaciones y pruebas de producción selectivas de manera sencilla, cada empaque cuenta con 2 juegos de elementos sellantes, que aíslan el intervalo a tratar en el intermedio, los mismos cuentan con un espaciamiento fijo.
- Retenedor de cemento perforable: Este empaque está diseñado para operaciones de cementación remedial, permite realizar forzamiento de cemento, y mantener el sello después de finalizada la operación para mantener presión en el cemento y garantizar su resistencia al fragüe.

¹⁰ BELLARBY Jonathan, Well Completion Design. 2008

¹¹ Halliburton. Packers catalog. [En línea] EEUU, 2017. [Consultado el 03 de septiembre del 2019] Disponible en <https://drive.google.com/file/d/10J02aB9jad-2JmAgHNTT9RWHiwYGxoYL/view>

- **Tapón perforable:** Permite realizar aislamiento en un punto del revestimiento, puede funcionar para aislar intervalos, como base para operaciones remediales de cementación, o como fondo para operaciones de empaquetamiento con grava.

1.2.3 Clasificación: Los empaques son generalmente clasificados como recuperables o permanentes. Por definición un empaque recuperable es aquel que puede ser removido del pozo por manipulación de la tubería o algún otro medio que no comprenda la destrucción del empaque. Un empaque permanente debe ser destruido para ser removido, por esta razón también son llamados empaques perforables.¹²

1.2.3.1 Empaques fijos o permanentes: Los empaques permanentes pueden ser corridos con tubería, pero generalmente son sentados con cable eléctrico, de esta manera su localización es precisa. La principal aplicación de los empaques permanentes es en pozos profundos, donde se esperan altas temperaturas y fuertes diferenciales de presión. Tanto de arriba como de abajo, sin que dicha empacadura llegue a desasentarse. Los empaques permanentes son excelentes para ser usados en pozos con grandes presiones diferenciales o para tuberías de producción de variados pesos, y además, permite tener un control de las profundidades de asentamiento. La ventaja que presenta este empaque es que puede ser asentado a grandes profundidades en comparación a otros tipos de empaques. Otras de las ventajas que poseen estos empaques es que pueden ser usados para realizar: pruebas, tratamientos, cementaciones forzadas y empaques con grava ya sea colgando un liner ranurado en un segundo empaque. La principal desventaja de este empaque es la necesidad de perforarlo hasta removerlo del pozo, llevándose a cabo esta operación con brocas convencionales de tipo duro o herramientas fresadoras (milling tools) recubiertas de carburo de tungsteno.

1.2.3.2 Empaques recuperables: Con base en sus mecanismos de asentamiento los empaques recuperables se clasifican en hidráulicos y mecánicos.

1.2.3.3 Empaques mecánicos: de acuerdo al mecanismo de asentamiento los empaques pueden clasificarse en:

➤ **Empaques asentados por peso.** Estos empaques consisten generalmente de un elemento de sello, un juego de cuñas y cono, algún tipo de dispositivo de fricción y un elemento botón. Este empaque es corrido hasta la profundidad deseada y asentada generalmente por rotación de la tubería de producción, acompañada a

¹² DELGADO. Op. Cit, p.24

su vez del peso de la tubería y la tensión aplicada. Hay empaques de este tipo que pueden ser asentados por movimientos de la tubería hacia arriba y hacia abajo, y una vez asentados soportara altas presiones diferenciales en las mismas direcciones. Este tipo de empaques puede ser usado tanto en pozos productores como inyectores y en algunos casos pueden ser empleados en pozos desviados. Son económicos o ideales para situaciones de baja presión, donde la presión anular por encima del empaque, siempre es superior a la presión de la tubería por debajo del empaque. El empaque es asentado por peso, por tanto, toda presión ejercida en el anular tiende a optimizar el sello del empaque. Para desasentar el empaque se levanta la tubería liberando así el peso, de esta manera se desactiva la goma y se recogen las cuñas.

➤ **Empaques sentados por tensión.** Son prácticamente empacaduras sentadas por peso, que son corridas invertidas y sentadas aplicando tensión a la tubería. Este tipo de empaque se usa frecuentemente en pozos someros, donde no se dispone de suficiente peso de tubería para utilizar una empacadura sentada por peso. Y donde exista una presión diferencial moderada la cual incrementa la fuerza de asentamiento de dicho empaque. Además, son usados preferentemente en pozos inyectores de agua y en pozos donde se va a hacer un programa de estimulación.

➤ **Empaques mixtos.** Estos empaques compiten con los empaques permanentes y básicamente son herramientas sentadas con peso, siendo esto suficiente para activar las cuñas de agarre en ambos sentidos y pueden ser usados dejando la tubería en compresión, tensión o neutra y cuando existan presiones diferenciales en cualquier dirección. El mecanismo principal para asentar o recuperar un empaque mixto es por rotación a la tubería hacia la derecha.

➤ **Empaque de asentamiento rotacional.** Estos empaques pueden ser asentados simplemente haciendo rotar la tubería de producción hacia la derecha. Este tipo de empaquetadura puede ser usada para aislar zonas dentro del revestidor en pozos inyectores de agua. Además, el uso de una empaquetadura de asentamiento rotacional permite que la tubería de producción descansa sin tensión, ya que, si no ocurriera esto, la tubería podría partirse por efecto de elongación o contracción. Estas empaquetaduras son recomendables para ser usadas en pozos no desviados, o en pozos de poca o mediana profundidad y donde altas presiones diferenciales no son esperadas. El mecanismo de recuperación de estas empaquetaduras consiste en hacer rotar hacia la derecha la tubería de producción.

1.2.3.4 Empaques hidráulicos: Esta empaquetadura no requiere manipulación de la tubería son sentadas por presión la cual activa un sistema hidráulico de sello, la recuperación del empaque se realiza aplicando tensión o rotación sobre la tubería. Una de las principales aplicaciones de los empaques hidráulicos es en pozos convencionales de sartas múltiples. Sus principales ventajas son:

- Se puede instalar el árbol de navidad y circular el pozo con un fluido liviano antes de asentar el empaque.
- Todas las sartas pueden quedar en tensión para facilitar el paso de herramientas de guaya y tuberías concéntricas.
- Las sartas de un completamiento múltiple pueden correrse al mismo tiempo, con cuñas y elevadores múltiples.

➤ **Empaques hidráulicos de asentamiento hidrostático.** Estos empaques como su nombre lo indica, se asientan hidrostáticamente, esto es, que solamente requieren de la presión ejercida por la columna de fluido en la tubería de producción, para poner a funcionar todo el mecanismo de asentamiento, ya que no posee ningún tipo de restricción (pines) al libre movimiento de las piezas que intervienen en el proceso de asentamiento de la misma. Presentan un pistón colocado en el interior de una cámara atmosférica, aislado del efecto de presiones externas. Bajo estas condiciones, solamente la presión ejercida por la columna hidrostática de fluido en la tubería de producción activa sobre el pistón y la cual es suficiente para mover todo el mecanismo de asentamiento de la empaquetadura.

➤ **Empaques hidráulicos asentados hidráulicamente.** Estos empaques no solamente requiere la presión de la columna de fluido en la tubería de producción, sino, además, de una presión adicional en la superficie (2000-3000 libras) para poder así lograr el asentamiento efectivo de la misma. Estos empaques pueden subdividirse en Empaques Hidráulicos Sencillos y Empaques Hidráulicos Dobles. En el primer caso, el asentamiento de este tipo de empaques, corresponde al mencionado en los empaques hidráulicos de asentamiento hidráulico, o sea, se asientan aplicando además de la presión ejercida por la columna de fluido, una presión adicional, para lograr así su asentamiento. En el segundo tipo de empaques se usa en pozos con sartas paralelas, y están diseñados para ser asentados hidráulicamente tanto por la sarta corta como por la sarta larga. Es asegurado en su posición de asentamiento, mecánicamente, a través de cuñas internas tipo resorte. Otra particularidad de estos empaques es que poseen un adaptador especial en el cilindro del pistón que les permite ser asentadas selectivamente y probadas individualmente

Tabla 1. Matriz de selección de empaques.

Packer Description	Packer Type	Catalog Page	Single-String	Setting Method						Primary Applications						
				Wireline-Set	Hydraulic-Set	Tubing / Mechanical-Set	Hydrostatic-Set	Releasing Method	Production	Tubing-Conveyed Penetrating	High-Pressure, High-Temperature	Single-Trip Completions	Injection	Thermal	Bridge Plug Application	Coiled Tubing Completions
Permanent Sealbore Type Packers																
Wireline-Set Perma-Series®	AWB (1) (2), TWS	6-4	x	x	3			4	x	x	x		x	x	x	
Hydraulic-Set Perma-Series	MHR (1)	6-13	x		x			4	x	x	x	x	x	x		
Hydrostatic-Set Perma-Series	HHR (1)	6-15	x		x		x	4	x	x	x	x				
Retrievable Sealbore Type Packers																
Wireline-Set Versa-Trieve®	VBA, VGP, VTA	6-28	x	x	3			5	x	x	x		x	x	x	
Hydraulic-Set HP/HT Retrievable	HPH/HPS	6-22	x		x			5	x	x	x	x	x			
Hydro-Set, Hydro-Release	HP1	6-24	x		x			13	x	8	x	x	x			
Retrievable Hydraulic-Set Packers																
Hydraulic-Set Perma-Lach®	PHL	6-44	x		x			6	x	8	x	x	x			
	RH	6-46	x		x			6	x	8		x	x			
Hydraulic-Set Single Production	G-77	6-48	x		x			6	x	8		x	x			
	ZoneGuard®	6-52	x		x			6								x
	AHC	6-17	x		x			7	x	8		x	x			
Hydraulic-Set Variable Bore	MFT	6-26			x			7		x	x	x	x			
Hydraulic-Set Dual Production	RDH	6-50			x			6	x	8		x	x			
Hydrostatic-Set Single Production	HHC	6-18	x				x	7	x	8		x	x			
Hydraulic-Set Coiled Tubing	HGO	6-63	x	x				6	x							x
Retrievable Wireline-Set Packers																
Wireline-Set Retrievable	Versa-Set®	6-36	x	x				9	x	8	x		x		x	
Mechanical-Set Retrievable																
Mechanical-Set Double Grip	Versa-Set	6-36	x			x		9, 11	x	8	x	x	x		x	
	PLS	6-39	x			x		9, 11	x	8	x	x	x		x	
	G-6	6-42	x			x		9, 11	x	8		x	x	x	x	
Mechanical-Set Single Grip	GO™	6-63	x			x		6				x				x
	R4™	6-64	x			x		6, 10, 11	x			x	x			

Fuente: Halliburton. Packers. [En línea] (s. f.). [Consultado el 01 septiembre del 2019] Disponible en <https://drive.google.com/file/d/10J02aB9jad-2JmAgHNTT9RWHiwYGxoYL/view>

Tabla 2. Empaques de servicio disponibles en el portafolio de Halliburton

1. Intercept Retrievable bridge plug	2. Empaque RTTS	3. Válvula de tormenta SSC	4. RBP 3L
 <p>HAL121817 Intercept® Retrievable Bridge Plug</p>	 <p>HAL121695 RTTS® Packer</p>	 <p>HAL113673 Subsurface Control (SSC) Valve</p>	 <p>HAL121915 Model 3L Retrievable Bridge Plug</p>
<p>Empaque tipo tapón para aislamiento temporal de pozos, cumple estándar API11D1 V0, puede ser catalogado como barrera</p>	<p>Empaque para operaciones de forzamiento, pruebas y tratamientos con 60 años de historia en la industria</p>	<p>En conjunto con el empaque RTTS se constituye en un ensamble de storm Packer, el cual permite suspender pozos, con la tubería de perforación o producción colgada por debajo.</p>	<p>Es un empaque de tipo tapón, permite aislar hidráulicamente en un punto específico del revestimiento, es aplicable a estimulaciones, cementaciones remediales, cañoneo y pruebas</p>

Tabla 3. (Continuación)

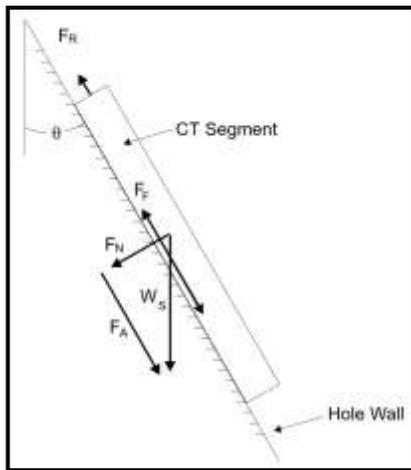
5. Champ Packer	6. RTTS Straddle	7. PPI	8. SIP
 <p data-bbox="316 1260 332 1323">HALL 120018</p> <p data-bbox="332 1396 430 1428">CHAMP® IV Packer</p>	 <p data-bbox="609 1218 625 1281">HALL 120019</p> <p data-bbox="625 1386 738 1428">RTTS® Straddle Packer</p>	 <p data-bbox="901 1312 917 1375">HALL 121800</p> <p data-bbox="917 1386 1015 1428">PinPoint Injection (PPI) Packer</p>	 <p data-bbox="1193 1176 1209 1239">HALL 121801</p> <p data-bbox="1209 1375 1323 1428">Selective Injection Packer (SIP) Tool</p>
<p data-bbox="308 1438 584 1669">Este empaque permite realizar operaciones similares al RTTS, pero su mecanismo de igualización es a través de un by-pass concéntrico. Es el empaque de preferencia para pruebas DST</p>	<p data-bbox="600 1438 876 1543">Permite realizar tratamientos de manera selectiva con un espaciamiento fijo.</p>	<p data-bbox="893 1438 1169 1596">Permite realizar tratamientos, y pruebas de producción de manera selectiva con un espaciamiento fijo de mínimo 1 ft</p>	<p data-bbox="1185 1438 1461 1627">Empaque sin cuñas ni elementos mecánicos móviles que permite realizar estimulaciones de manera selectiva, puede ser aplicable a coiled tubing</p>

Fuente: Halliburton. Packers. [En línea] (s. f.). [Consultado el 01 septiembre del 2019] Disponible en <https://drive.google.com/file/d/10J02aB9jad-2JmAgHNTT9RWHiwYGxoYL/view>

1.3 MODELO DE FUERZAS EN LA TUBERÍA

Los modelos de fuerzas de tubería son modelos que buscan reconstruir las diferentes fuerzas en cada segmento específico de tubería y en el conjunto, con el fin de modelar la dinámica de la tubería en el pozo, incluyendo fuerzas puntuales, torques y esfuerzos. Existen múltiples modelos utilizados por los diferentes simuladores disponibles en la industria, los cuales se encuentran basados en los mismos efectos en general. El modelo de tubería flexible es el más utilizado, debido su simplicidad y eficiencia en cálculos computacionales. Otros modelos como el modelo de tubería rígida, basan sus cálculos en la suma de efectos en segmentos rígidos con flexión en el intermedio y fuerzas de contacto en los extremos. Cada uno de los modelos tiene ventajas y mayor calidad de resultados en algunos casos, sin embargo, para la mayoría de los casos los resultados son consistentes y presentan diferencias reducidas. Para el presente proyecto se utiliza el modelo de tubería flexible, por cuestión de ser el de uso más común¹³.

Figura 3. Segmento CT en una sección recta e inclinada de un pozo



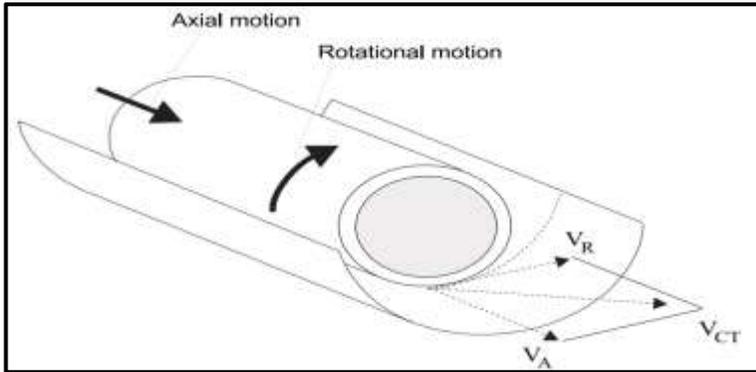
Fuente: Newman Ken, Bhalla Kenneth, & McSpadden Albert. Basic Tubing Forces Model (TFM) Calculation [En línea] EEUU, 2013.

El modelo se basa en la suma sucesiva de fuerzas en segmentos subsecuentes de tubería basado en un balance de fuerzas, el gráfico mostrado arriba contiene un segmento unitario para el cuál se calcula la fuerza arriba, la fuerza abajo, y se descompone el peso para encontrar la normal y de manera subsecuente calcular la

¹³ Newman Ken, Bhalla Kenneth, & McSpadden Albert. Basic Tubing Forces Model (TFM) Calculation [En línea] EEUU, 2013. [Consultado el 01 septiembre del 2019] Disponible en <https://ctes.nov.com/Documentation/technotes/Tech%20Note%20Tubing%20Forces%20Model.pdf>

fricción. La dirección del movimiento define la dirección del vector de fuerza de fricción. Adicionalmente se presenta un modelo relacionado a la rotación, con un funcionamiento similar. Dicho modelo permite calcular torques en la sarta de tubería, y definir la dirección de los efectos de fricción durante movimientos combinados:

Figura 4 . Segmento CT moviéndose axialmente y rotacionalmente



Fuente: Newman Ken, Bhalla Kenneth, & McSpadden Albert. Basic Tubing Forces Model (TFM) Calculation [En línea] EEUU, 2013

1.3.1 Efecto Capstan o efecto cinturón: Este efecto se presenta cuando la tubería se encuentra en tensión y pasa a través de la curvatura del pozo, generando fricción en la misma. Entre mayor la tensión, se presenta una mayor fuerza radial que causa un incremento en la fricción con el revestimiento. De manera análoga se presenta el efecto cuando la tubería se encuentra en compresión.

Balance de fuerza Capstan

Esta figura muestra el equilibrio de fuerza de una cuerda enrollada alrededor de un arco circular $\Delta\theta$ con radio R . el equilibrio en la dirección vertical requiere:

Ecuación 1. Arco circular $\Delta\theta$ con radio R

$$w_c R \Delta\theta = 2F \sin\left(\frac{1}{2} \Delta\theta\right)$$

Cuando el límite $\Delta\theta$ tiende a cero, entonces

Ecuación 2. El límite $\Delta\theta$ tiende a cero

$$w_c = F / R = \kappa F$$

Fuente: R. Mitchell, The Effect of Friction on Initial Buckling of Tubing and Flowlines, SPE Drilling & Completion, June 2007, pp 112-118 [En línea] Disponible en <https://doi.org/10.2118/99099-PA>

Esto quiere decir que al realizar operaciones de liberación de empaques, es decir al tener la sarta en tensión en un pozo con altas curvaturas, el efecto capstan juega un papel fundamental aquí debido a que la sarta tendera a acostarse a las paredes del revestimiento, ocasionando un incremento de fricción. Al ser el efecto capstan y la fricción directamente proporcionales, cuando disminuimos la tensión en nuestra tubería y “relajamos” un poco la sarta, es decir cuando comprimimos esta, ocurre un efecto adverso, la fricción disminuye en estas curvaturas y juega un papel a favor disminuyendo el peso requerido en superficie para comprimir los elementos sellantes de nuestros empaques.

1.3.2 Buckling sinusoidal: Cuando la tubería se encuentra en compresión dentro de un límite de fuerzas, la misma genera pandeo en forma sinusoidal, dicho pandeo aumenta los puntos de contacto de la tubería con el revestimiento, aumentando del mismo modo la fricción. Normalmente tenemos presente este fenómeno durante el asentamiento de empaques mecánicos debido a que debemos comprimir la sarta, este fenómeno podría causar un leve daño (torcedura) en nuestra tubería de trabajo.

1.3.3 Buckling helicoidal: Cuando se produce un aumento de la compresión en la tubería por encima de un límite determinado por el modelo, se genera un pandeo helicoidal en la tubería, el cuál es análogo al sinusoidal, sin embargo, este tiene una mayor fuerza de contacto y fricción asociados.

Este fenómeno puede causar daños en la tubería de trabajo como torcedura y cuando es alto podría llegar a causar ruptura de esta.

1.3.4 Lockup: El efecto de lockup se produce al llegar al extremo del buckling sinusoidal, este fenómeno ocurre cuando el incremento de la fuerza de fricción es mayor que el incremento de peso aplicado en la sarta, después de este punto, ningún peso adicional aplicado va a transmitirse hacia fondo. Este fenómeno es relevante para los empaques porque todos los empaques mecánicos requieren de una carga mínima para energizar sus elementos y poder dar sello y funcionar de la manera adecuada. Cabe resaltar que este efecto hace imposible el asentamiento de empaques mecánicos debido a que no se le puede transmitir el peso necesario a este, ocasionando a su vez un posible daño irremediable a la tubería.

2. METODOLOGÍA Y DATOS.

La estructura del desarrollo del proyecto se realiza de la siguiente manera:

Al recolectar la información histórica, se realiza una selección de los pozos con las características especificadas. Al tener los pozos seleccionados se identifican los datos de entrada al software y se realiza la simulación. Con los resultados obtenidos se realiza el análisis, el cual permitirá la implementación de la metodología mediante una matriz de evaluación.

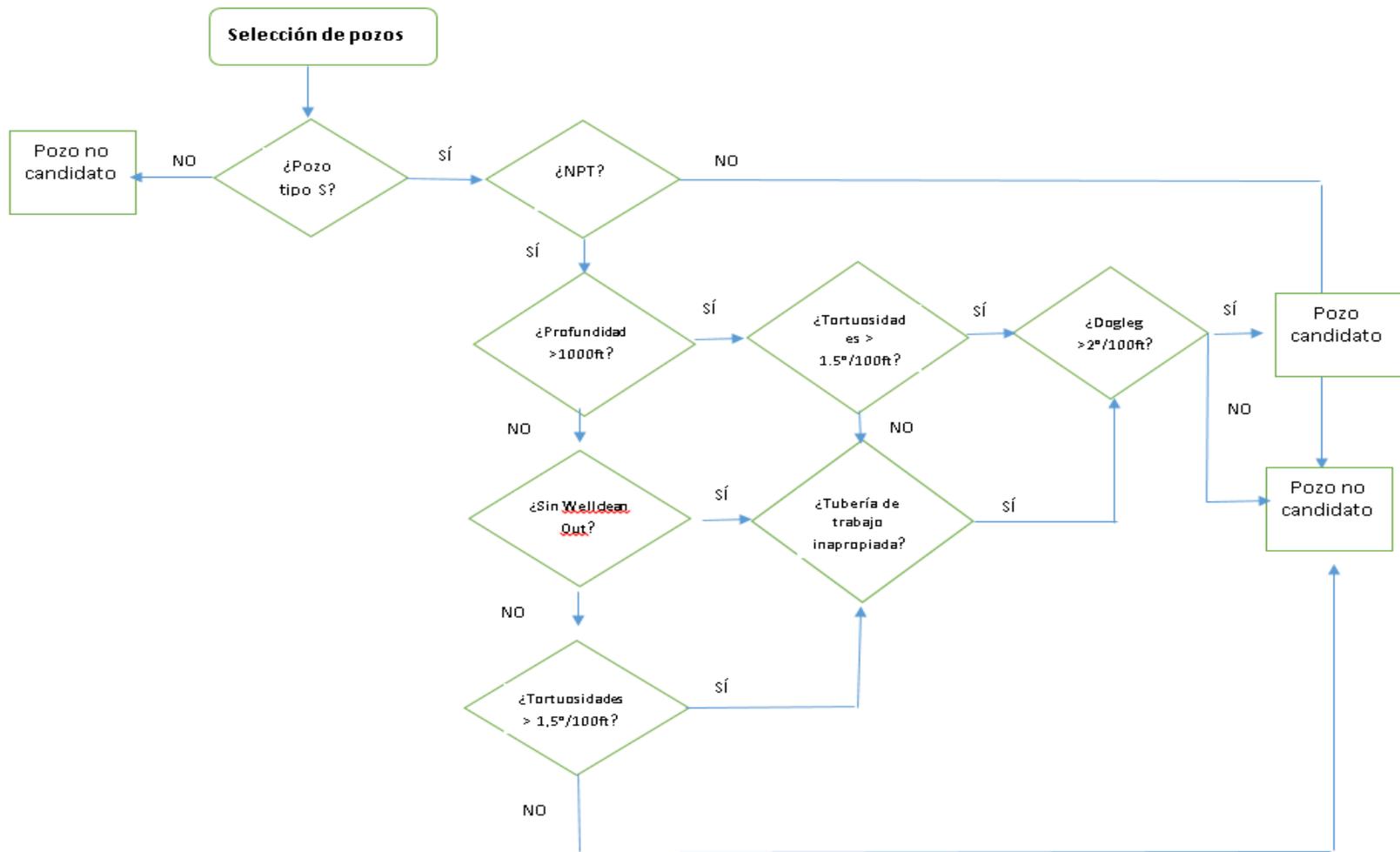
2.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La selección de pozos candidatos del presente trabajo se hizo por medio de un diagrama de selección, en la cual se estipularon ciertas características de los pozos tales como: tipo de pozo, incidentes operativos con empaques traducidos en tiempo no productivo (NPT), profundidad, tortuosidad, dogleg, wellbore clean out y tubería de trabajo. Si el pozo cumplía con cinco de las anteriores características, se seleccionaba como pozo candidato para realizar la simulación y el estudio financiero.

Se escogieron quince (15) pozos los cuales, siete (7) se le realizaron operaciones con empaques mecánico (pozo A, pozo D, pozo F, pozo G, pozo L, pozo M y pozo N) y ocho (8) con empaques hidráulicos (pozo B, pozo C, pozo E, pozo H, pozo I, pozo J, pozo K y pozo O). Se realiza una tabla con los datos de cada pozo para realizar la simulación.

Al momento de decidir sobre el tipo de pozo a estudiar, consideramos oportuno limitar nuestra selección al pozo tipo S, esto debido a que son pozos con mayor número de curvatura, trayectorias complejas en los cuales se refleja en el aumento del torque y el arrastre, riesgos de formación de canales de agua, además porque con este tipo de pozos se pudo estudiar de forma más específica el efecto que capstan tenía en ellos.

Diagrama 1. Selección de pozos



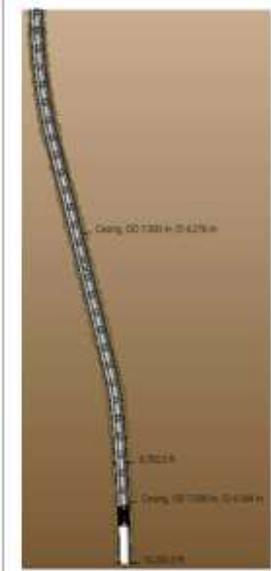
Fuente Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

Tabla 4. Pozos escogidos.

Pozo	Profundidad (ft-MD)	Profundidad (ft-TVD)	Desviación Máxima (°)	Prof Dev Max (ft-MD)	Máximo Dog Leg (°/100ft)	Prof Max DL (ft-MD)	Tipo de pozo	¿Tiempo no productivo?
Pozo A	10290	10100	15,76	6564	2,80	7692	S	Sí
Pozo B	17500	17167	20,36	7300	4,22	14200	S	Sí
Pozo C	18900	17887	26,84	11800	8,03	18330	S	Sí
Pozo D	8620	8245	28,00	3900	4,46	3700	S	Sí
Pozo E	16616	15862	25,81	5284	4,18	15398	S	Sí
Pozo F	9568	9241	20,19	6260	2,97	2857	S	Sí
Pozo G	9731	9436	16,90	5409	2,18	385	S	Sí
Pozo H	9220	8707	28,24	5096	3,21	598	S	Sí
Pozo I	16450	16165	29,93	15211	2,59	14742	S	Sí
Pozo J	18732	9504	79,95	13893	2,31	6800	S	Sí
Pozo K	16725	16493	14,61	7932	5,67	11709	S	Sí
Pozo L	10450	9712	31,68	7457	4,78	8021	S	Sí
Pozo M	16920	13097	56,89	9900	2,75	4400	S	Sí
Pozo N	8990	8641	25,40	3243	2,98	7548	S	Sí
Pozo O	10351	10243	15,18	4061	1,73	5107	S	Sí

Fuente: Realización propia mediante recopilación histórica.

Tabla 5. Condiciones iniciales de los pozos candidatos

POZOS CANDIDATOS	
POZO A	
 <p>Diagram of wellbore for Pozo A. The wellbore starts at a depth of 0.000 m and ends at 10290 m. It shows a maximum deviation of 15.76 degrees. Key data points include: Gang 02 1301 m - Ø 4276 m, 6302 m, and Gang 02 7026 m - Ø 4276 m.</p>	<p>DATOS</p> <p>Profundidad (ft-MD): 10290</p> <p>Desviación Máxima (°): 15,76</p> <p>Prof Dev Max (ft-MD): 6564,00</p> <p>Máximo Dog Leg (°/100ft):2,80</p> <p>Prof Max DL (ft-MD):7692</p> <p>Tipo de pozo: S</p> <p>¿Tiempo no productivo?: Si</p>
POZO B	
 <p>Diagram of wellbore for Pozo B. The wellbore starts at a depth of 0.000 m and ends at 17500 m. It shows a maximum deviation of 20.36 degrees. Key data points include: Gang 02 6420 m - Ø 4891 m, 13812 m, Gang 02 6420 m - Ø 4891 m, 14200 m, Gang 02 13800 m - Ø 4891 m, 14700 m, and Gang 02 13800 m - Ø 4276 m - 17400 m.</p>	<p>DATOS</p> <p>Profundidad (ft-MD): 17500</p> <p>Desviación Máxima (°): 20,36</p> <p>Prof Dev Max (ft-MD): 7300</p> <p>Máximo Dog Leg (°/100ft):4,22</p> <p>Prof Max DL (ft-MD):14200</p> <p>Tipo de pozo: S</p> <p>¿Tiempo no productivo?: Si</p>

POZO C



DATOS
Profundidad (ft-MD):
18900
Desviación Máxima (°):
26,84
Prof Dev Max (ft-MD):
11800
Máximo Dog Leg
(°/100ft):8,03
Prof Max DL (ft-MD):18330
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?:
Si

POZO D



DATOS
Profundidad (ft-MD):
10290
Desviación Máxima (°):
15,76
Prof Dev Max (ft-MD):
6564,00
Máximo Dog Leg
(°/100ft):2,80
Prof Max DL (ft-MD):7692
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?:
Si

POZO E



DATOS

Profundidad (ft-MD):
16616

Desviación Máxima (°):
25,81

Prof Dev Max (ft-MD):
5284

Máximo Dog Leg
(°/100ft):4,18

Prof Max DL (ft-MD):15398

Tipo de pozo: S

¿Tiempo no productivo?:
Si

POZO F



DATOS

Profundidad (ft-MD):9568

Desviación Máxima (°):
20,19

Prof Dev Max (ft-MD):
6260

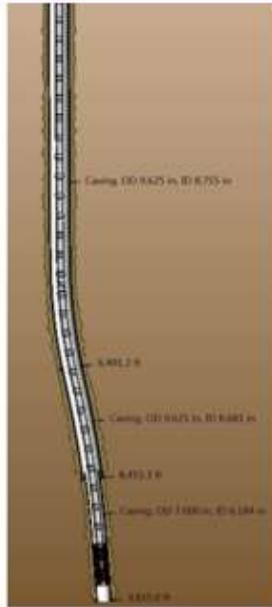
Máximo Dog Leg
(°/100ft):2,97

Prof Max DL (ft-MD):2857

Tipo de pozo: S

¿Tiempo no productivo?:
Si

POZO G



DATOS
Profundidad (ft-MD): 9731
Desviación Máxima (°):
16,90
Prof Dev Max (ft-MD): 5409
Máximo Dog Leg
(°/100ft): 2,18
Prof Max DL (ft-MD):
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?: Si

POZO H



DATOS
Profundidad (ft-MD): 9220
Desviación Máxima (°): 28,24
Prof Dev Max (ft-MD): 5096
Máximo Dog Leg (°/100ft): 3,21
Prof Max DL (ft-MD): 598
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?: Si

POZO I



DATOS
Profundidad (ft-MD):
16450
Desviación Máxima
(°):29,93
Prof Dev Max (ft-MD):
15210
Máximo Dog Leg
(°/100ft):2,59
Prof Max DL (ft-
MD):14741,5
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?:
Si

POZO J



DATOS
Profundidad (ft-MD):18732
Desviación Máxima (°): 79,95
Prof Dev Max (ft-MD): 6564,00
Máximo Dog Leg (°/100ft):2,31
Prof Max DL (ft-MD):6800
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?: Si

POZO K

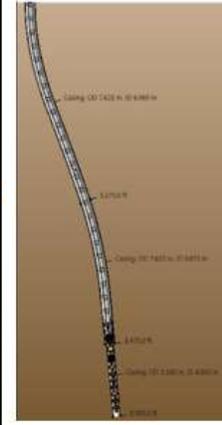


DATOS
Profundidad (ft-MD):16725
Desviación Máxima (°):14,61
Prof Dev Max (ft-MD):7932
Máximo Dog Leg (°/100ft):5,67
Prof Max DL (ft-MD):11709
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?: Si

POZO L



DATOS
Profundidad (ft-MD): 10450
Desviación Máxima (°): 31,68
Prof Dev Max (ft-MD): 7457
Máximo Dog Leg (°/100ft):4,78
Prof Max DL (ft-MD):8021
Tipo de pozo: S
¿Tiempo no productivo?: Si

	<p style="text-align: center;">POZO M</p>  <p style="text-align: center;">DATOS</p> <p>Profundidad (ft-MD): 16920</p> <p>Desviación Máxima (°):56,89</p> <p>Prof Dev Max (ft-MD):9900</p> <p>Máximo Dog Leg (°/100ft):2,75</p> <p>Prof Max DL (ft-MD):4400</p> <p>Tipo de pozo: S</p> <p>¿Tiempo no productivo?: Si</p>	
	<p style="text-align: center;">POZO N</p>  <p style="text-align: center;">DATOS</p> <p>Profundidad (ft-MD):8990</p> <p>Desviación Máxima (°): 25,40</p> <p>Prof Dev Max (ft-MD): 3243</p> <p>Máximo Dog Leg (°/100ft):2,98</p> <p>Prof Max DL (ft-MD):7548</p> <p>Tipo de pozo: S</p> <p>¿Tiempo no productivo?: Si</p>	
	<p style="text-align: center;">POZO O</p>  <p style="text-align: center;">DATOS</p> <p>Profundidad (ft- MD):10351</p> <p>Desviación Máxima (°): 15,18</p> <p>Prof Dev Max (ft-MD): 4061</p> <p>Máximo Dog Leg (°/100ft):1,73</p> <p>Prof Max DL (ft-MD):5107</p> <p>Tipo de pozo: S</p> <p>¿Tiempo no productivo?: Si</p>	

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

2.2 SIMULACIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE PARA CADA POZO SELECCIONADO. DESCRIPCIÓN SOFTWARE DE SIMULACIÓN WELLPLAN

“Un gerente de operaciones de perforación para una empresa internacional reportó que en 15 minutos fue capaz de determinar que el torque excesivo había causado un fallo en la parte inferior de la sarta; lo cual anteriormente habría tomado medio día de análisis para la identificación de la causa”.

La simulación de torque y arrastre de los pozos durante operaciones con empaques mecánicos e hidráulicos se realizó a través del software WellPlan, el cual fue diseñado para definir la configuración de herramientas correctas para cualquier trabajo, es decir puede ayudarle a seleccionar el taladro, equipo óptimo, componentes de la sarta y fluidos para perforar un amplio rango de tipos de pozos, incluyendo en tierra, mar, aguas profundas, alta presión / alta temperatura, perfiles direccionales 3D, horizontal de alcance extendido.

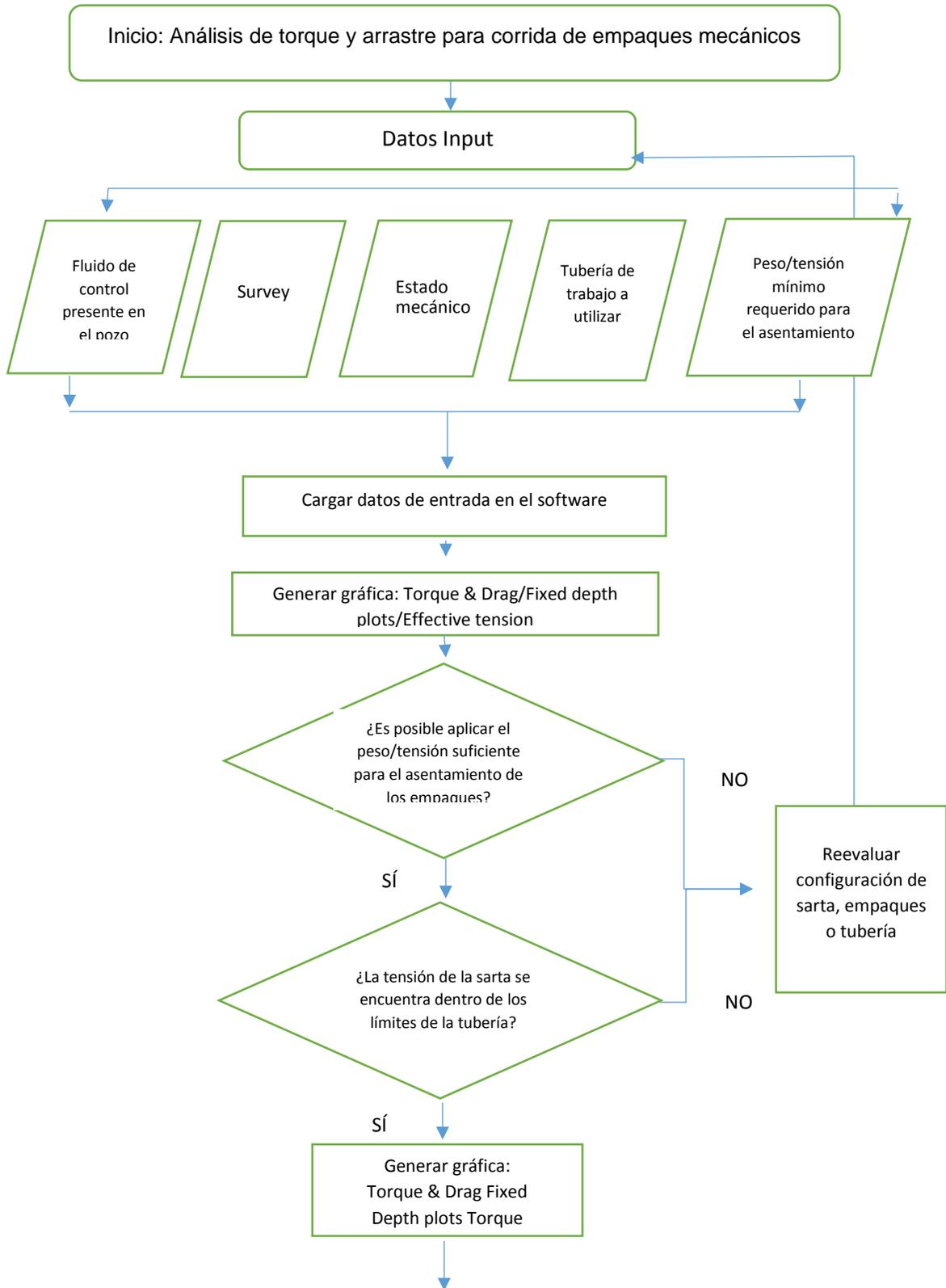
WellPlan también puede ayudar a anticipar riesgos y perforar más rápido sin comprometer la seguridad de la operación. En nuestro caso nos permite seleccionar el tipo de configuración correcta de la sarta para el uso de empaques mecánicos, adicionalmente posee un análisis de sensibilidad con diferentes parámetros, que permite analizar diferentes escenarios en una misma simulación, en lugar de realizar iteraciones manuales o ejecutar varios análisis individuales. Los usuarios pueden definir un rango de valores para las variables numéricas deseadas y realizar el análisis simultáneamente, a su vez las representaciones gráficas detalladas permiten una revisión rápida de las diferentes alternativas.

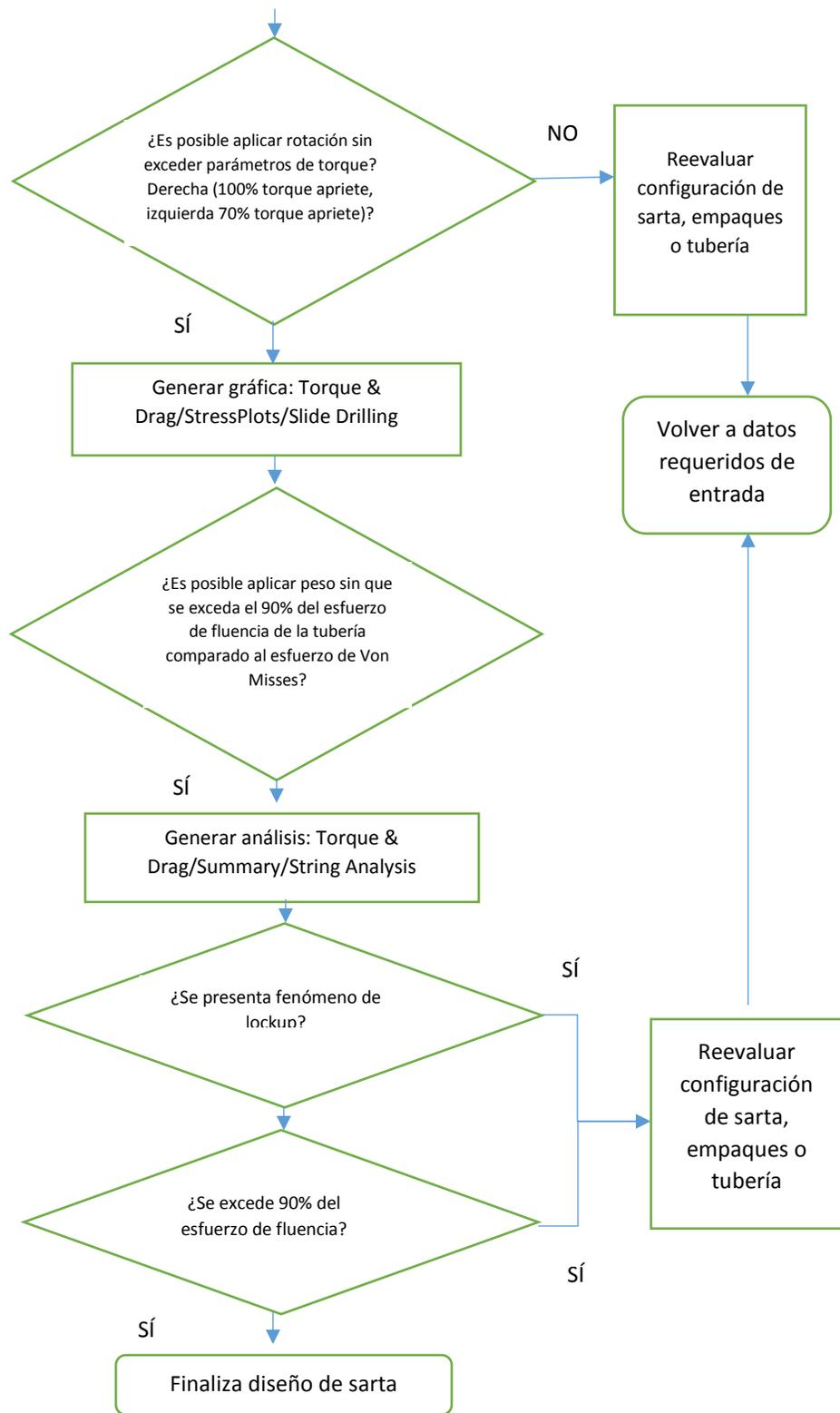
La fricción juega un papel fundamental en este software, debido a que la introducción de esta fuerza en el análisis de la estabilidad del pandeo causa problemas; una vez se sabe que la fricción ocasiona que exista un pandeo en la tubería. En un análisis convencional, la única opción para que el pandeo ocurra es que debe tener un desplazamiento lateral inicial distinto a cero, y así la contribución de la fuerza axial pueda exceder la fuerza de fricción totalmente movilizada. Este desplazamiento inicial normalmente no puede ser estimado con precisión, entonces la fuerza necesaria para pandear la tubería con fricción deslizante es esencialmente desconocida.

Los rangos de los factores de fricción para hueco revestido van de 0,16 a 0,40.

Según “Diego Mariño” director de esta tesis, indicó que de acuerdo a la experiencia en Colombia en operaciones de hueco revestido, el rango es de 0,2 y 0,35, el cual se ajustó a cada una de las corridas.

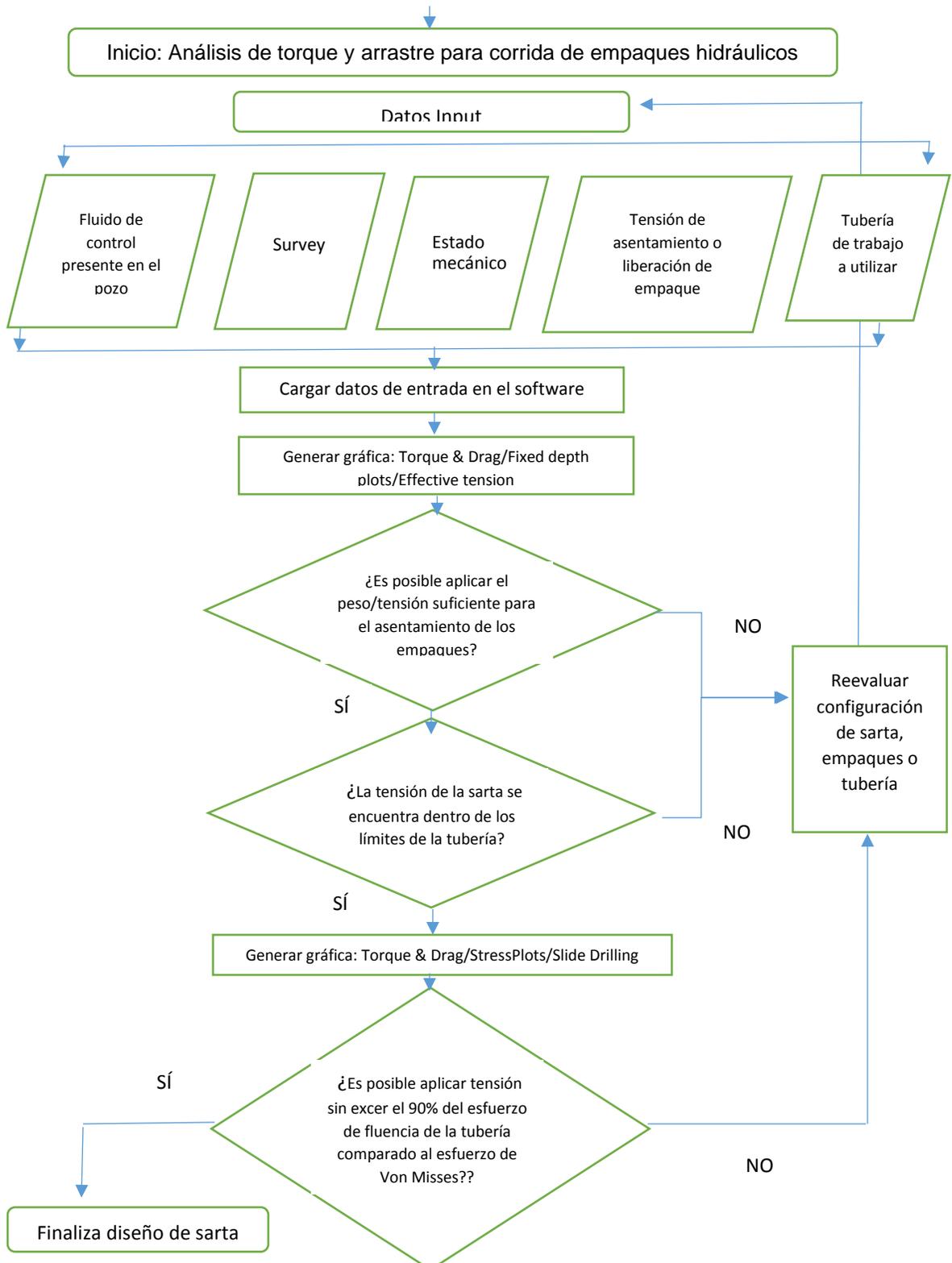
Diagrama 2. Funcionamiento de Wellplan para empaques mecánicos





Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Diagrama 3. Funcionamiento de Wellplan para empaques hidráulicos



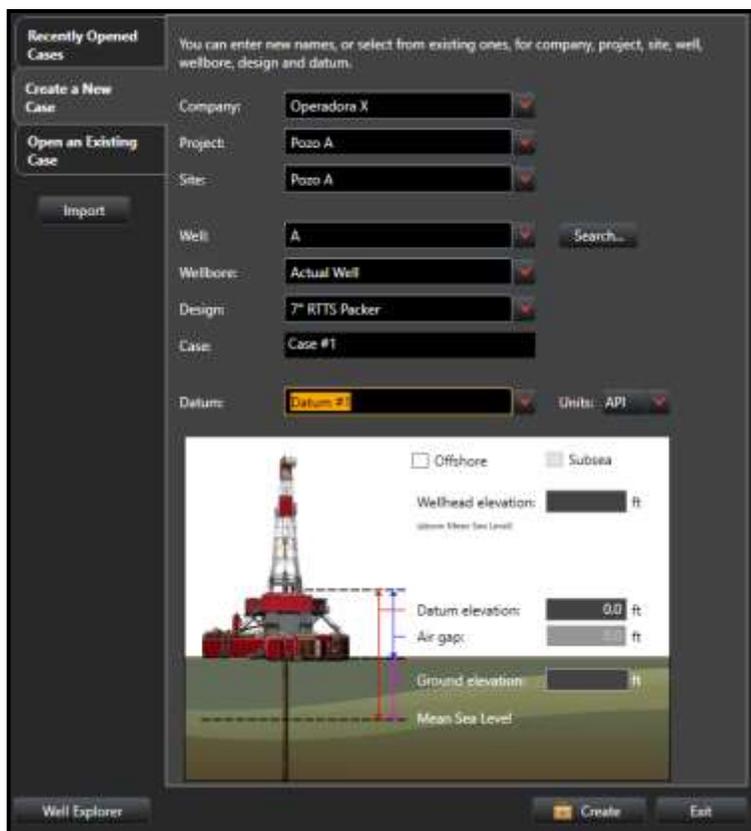
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

2.3 ANÁLISIS ESPECÍFICOS A REALIZAR CON EMPAQUES MECÁNICOS Y DE COMPLETAMIENTO

Para garantizar que las operaciones de asentamiento y desasentamiento de empaques mecánicos y que las operaciones de liberación de empaques hidráulicos puedan ser llevadas a cabo de acuerdo con las condiciones del pozo y la tubería de trabajo a utilizar, se realiza una simulación de torque y arrastre, teniendo en cuenta el survey enviado, estado mecánico, configuración de la sarta de empaques y fluido presente en el pozo. Con estos parámetros se procede a realizar el análisis inicial.

2.3.1 Creación de Caso de Simulación: Para cada uno de los pozos se introducen datos como operadora, nombre del pozo y diseño a realizar; no se utiliza el nombre real de la operadora ni del pozo debido a temas de confidencialidad.

Figura 6. Paso 1 para la creación del caso



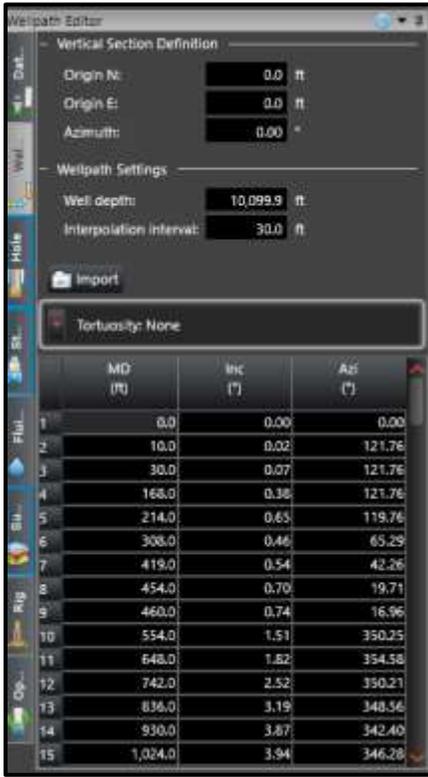
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

En la sección de “Wellplan Editor”

Se definen datos de profundidad máxima del pozo y se introduce el survey respectivo

2.3.2 Ingreso Datos de Pozo: Se introducen datos de entrada del simulador como survey de cada pozo y la profundidad del pozo; en este caso no hay necesidad de colocar tortuosidad debido a que el survey incluye este dato

Figura 7. Paso 2 para la creación del caso de estudio



The screenshot shows the 'Wellplan Editor' window. It has a sidebar on the left with icons for 'Data', 'Well', 'Hole', 'SI...', 'Flu...', 'Sli...', 'Rip', and 'Op...'. The main area is divided into sections: 'Vertical Section Definition' with fields for 'Origin N: 0.0 ft', 'Origin E: 0.0 ft', and 'Azimuth: 0.00 °'; 'Wellpath Settings' with 'Well depth: 10,099.9 ft' and 'Interpolation interval: 30.0 ft'; an 'Import' button; and a 'Tortuosity: None' dropdown. Below these is a table with columns 'MD (ft)', 'Inc (°)', and 'Az (°)'. The table contains 15 rows of data.

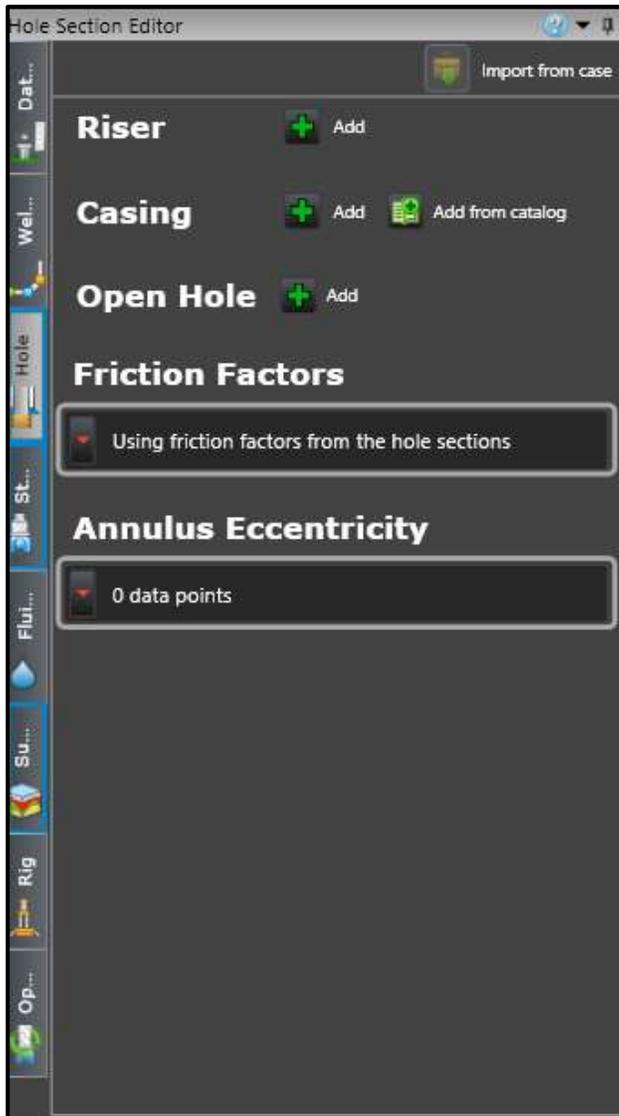
	MD (ft)	Inc (°)	Az (°)
1	0.0	0.00	0.00
2	10.0	0.02	121.76
3	30.0	0.07	121.76
4	168.0	0.38	121.76
5	214.0	0.65	119.76
6	308.0	0.46	65.29
7	419.0	0.54	42.26
8	454.0	0.70	19.71
9	460.0	0.74	16.96
10	554.0	1.51	350.25
11	648.0	1.82	354.58
12	742.0	2.52	350.21
13	836.0	3.19	348.56
14	930.0	3.87	342.40
15	1,024.0	3.94	346.28

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

2.3.3 Sección “Hole Editor”: Se ingresan datos sobre los revestimientos utilizados en el pozo, dicha información se encuentra especificada en el estado mecánico del pozo otorgada por nuestro director de tesis.

Para ingresar datos de los revestimientos presentes en el pozo, el software tiene cargados en su catálogo todas las posibles opciones

Figura 8. Paso 3 para la creación del caso de estudio

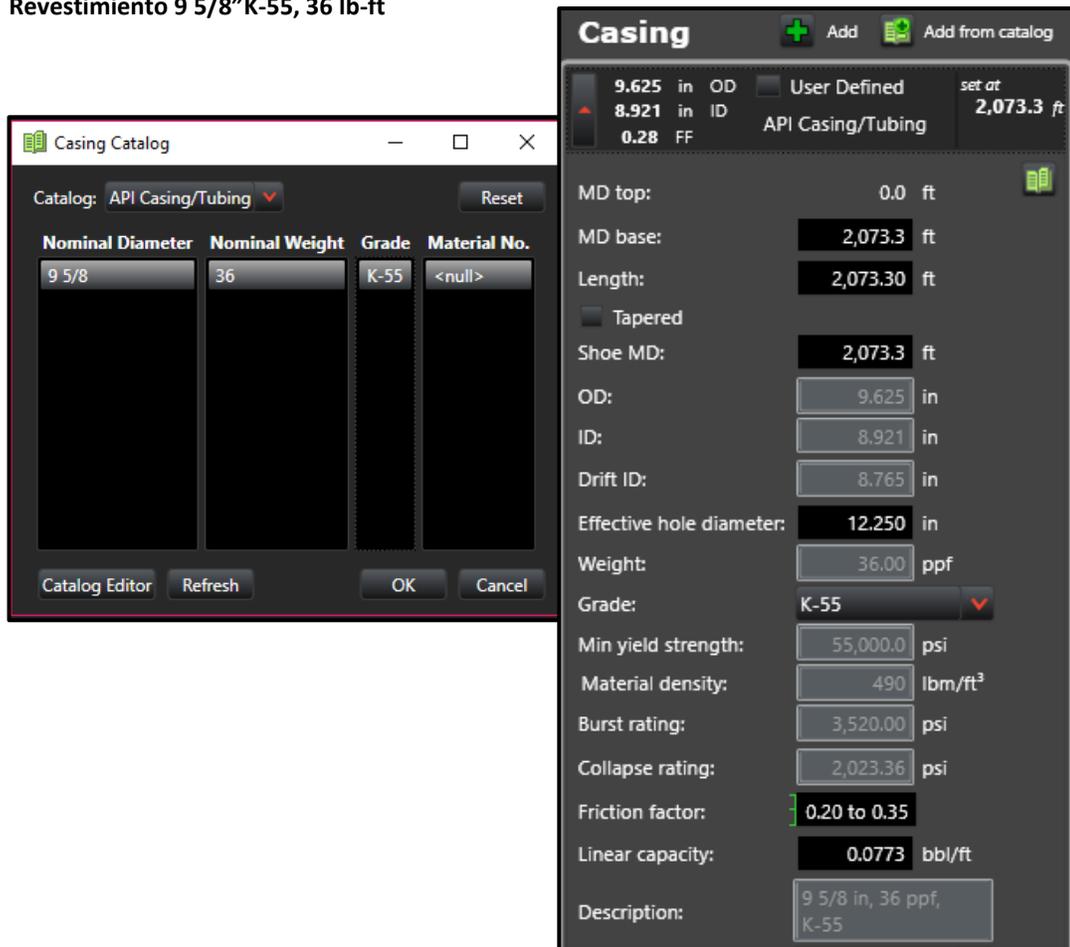


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Se introducen especificaciones del revestimiento tales como: su base, en este caso era de 2.073.3 ft, factor de fricción (rango de 0.2 a 0.35)para abarcar desde el hueco revestido hasta hueco abierto y adicionalmente la medida del diámetro del hueco efectivo, en este caso para un revestimiento de 9 5/8” corresponde a 12.25”, es decir que para introducir un revestimiento de 9 5/8” se tuvo que perforar anteriormente un hueco de 12.25”.

Figura 9. Paso 4 para la creación del caso de estudio

Revestimiento 9 5/8”K-55, 36 lb-ft

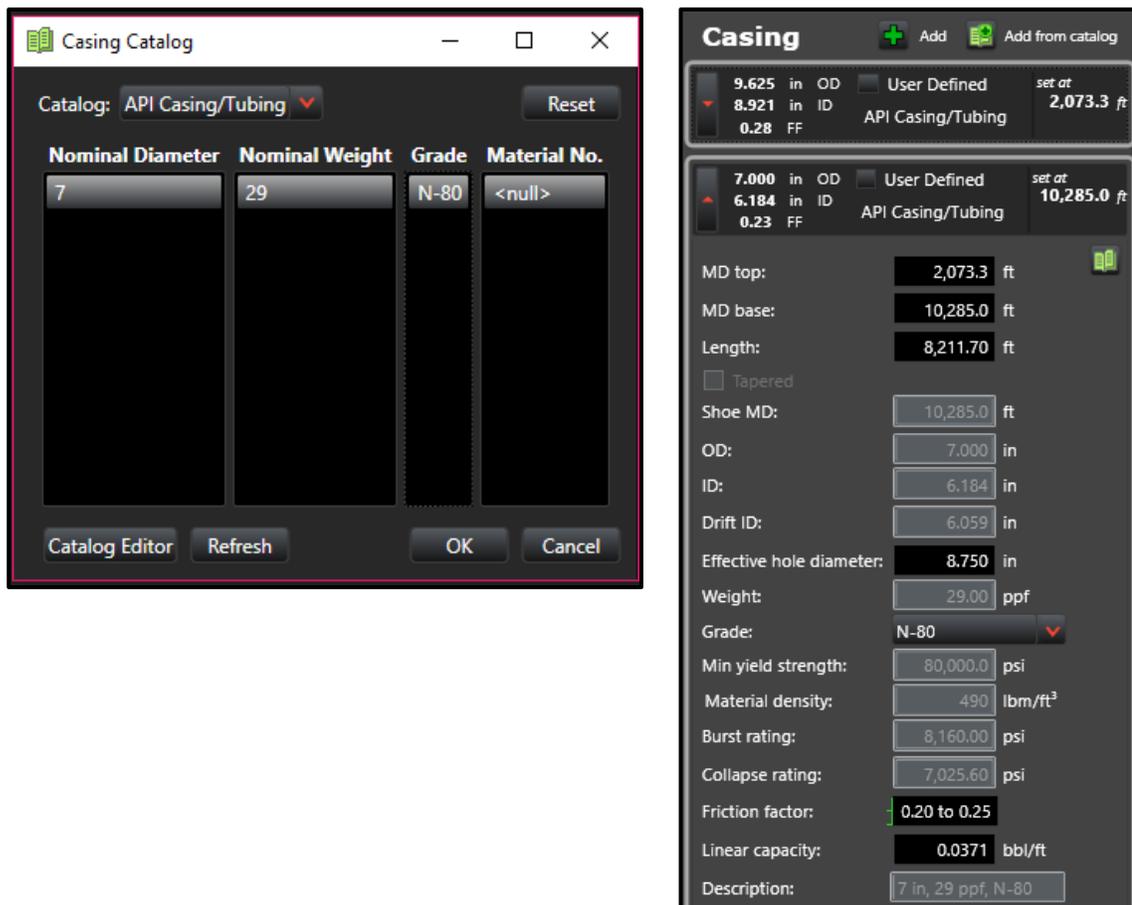


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

Se introducen especificaciones del revestimiento tales como su tope: 2.073,3 ft y su base: 10.285 ft; igualmente el factor de fricción fue de 0.2 a 0.35 para abarcar desde el hueco revestido hasta hueco abierto y por ultimo se tomo el diametro efectivo del hueco de 8.75.

Figura 10. Paso 5 para la creación del caso de estudio

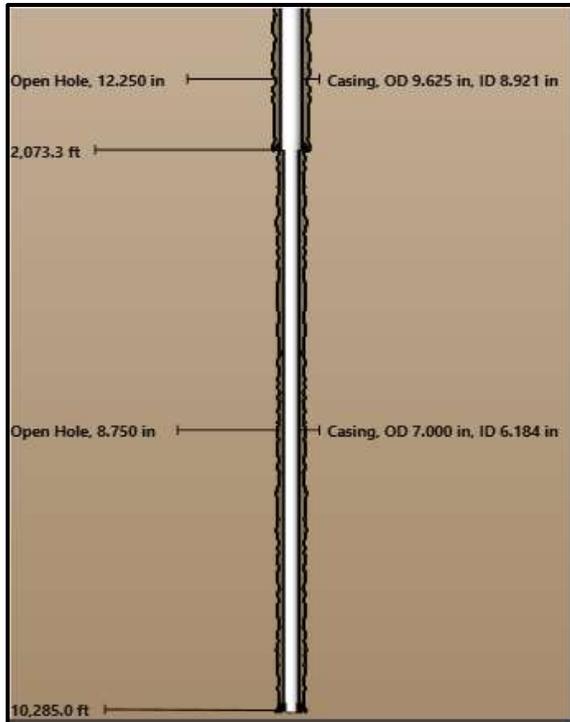
Revestimiento de producción, en este caso era 7" N-80, 29 lb-ft.



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Al introducir datos de revestimientos presentes en el pozo, el software nos arroja una gráfica del estado actual.

Figura 11. Visualización del pozo



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En la sección de “String Editor” se establecieron todos los datos de la sarta que se va a correr

Figura 12. Configuración de la Sarta

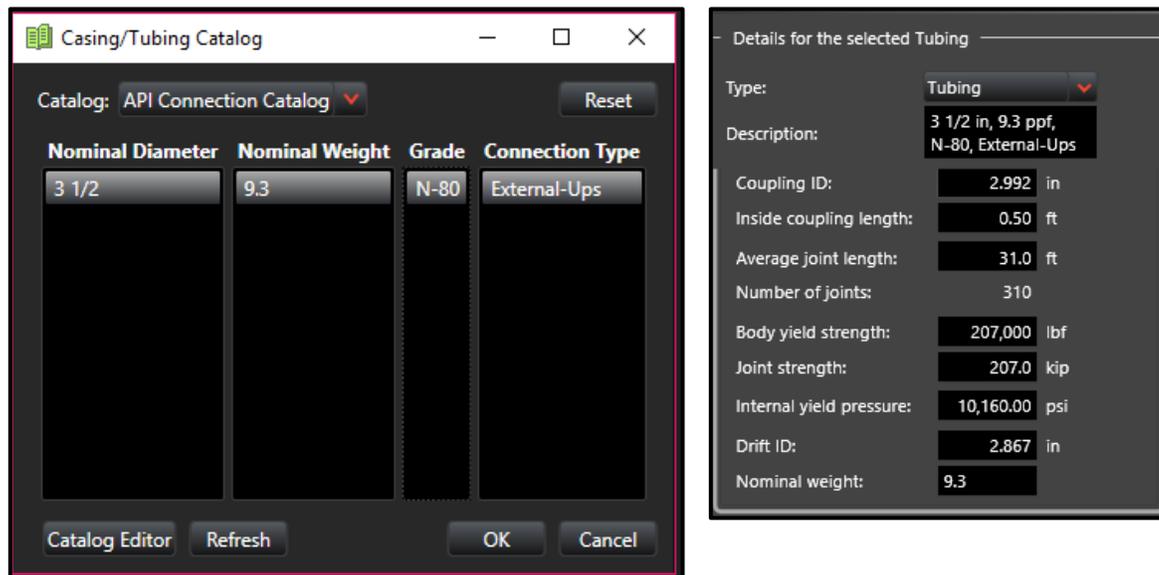
Section Type	Length (ft)	MD (ft)	OD (in)	ID (in)
1 Tubing	9,592.92	9,592.9	3,500	2,992
2 Packer	7.08	9,600.0	5,950	2,380

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

2.3.4 Especificaciones de la tubería: Se introducen datos de la tubería presente en el pozo, en este caso teníamos tubería 3 ½” N-80, 9,3 lb-ft

Se deben introducir datos relevantes como rendimiento de presión interna, fuerza de cada junta, longitud de cada junta, diámetro interno, peso nominal, entre otros.

Figura 13. Paso 6 para la creación del caso de estudio

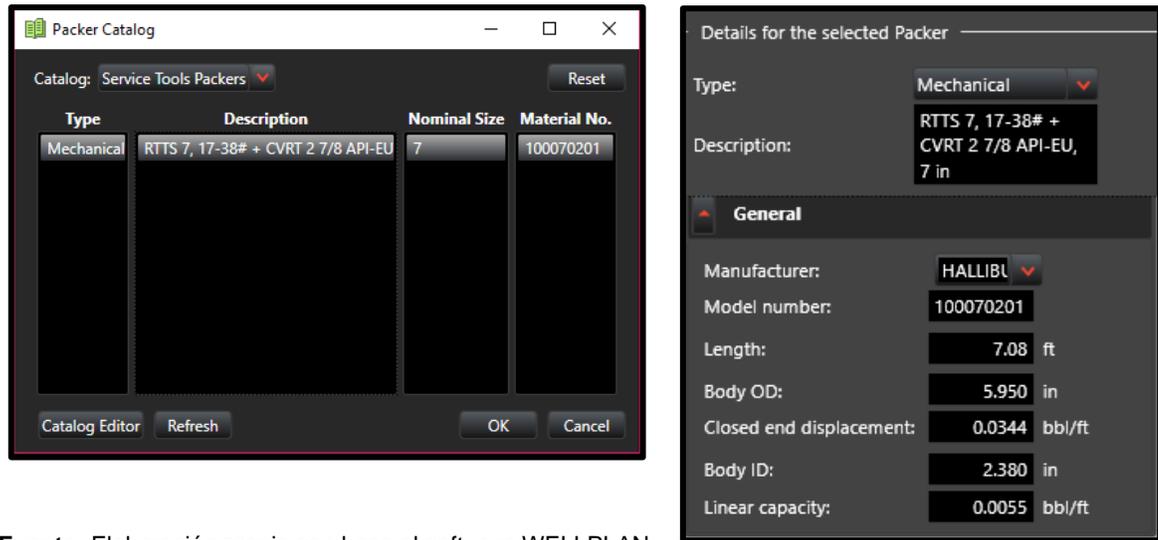


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Se ingresan datos como, la profundidad de asentamiento del empaque a utilizar. Posteriormente se escoge el tipo de empaque necesario para la operación; en este caso fue un empaque RTTS 7” 29 lb-ft

Al ser el empaque RTTS propio de Halliburton, el simulador lo tiene en la base de datos/catálogo por lo que no se necesita introducir ciertas especificaciones, este nos lo arroja por default.

Figura 14. Especificaciones del empaque



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En la sección de “Fluids Editor”, se debe especificar el fluido disponible en el pozo, su densidad y su fluido base. Es el caso de estudio, al momento de asentar el empaque se tiene presente en el pozo una salmuera de 8,4 ppg base agua.

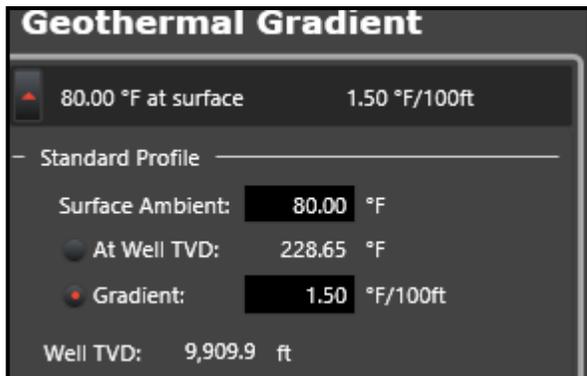
Figura 15. Detalles del fluido



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En la sección “Surface Properties Editor” se introducen datos de gradiente geotérmico. En este caso se tomó un valor de referencia de 80 °F para la temperatura ambiente y un gradiente de 1.5 °F/100 ft debido a la ubicación del pozo A.

Figura 16. Gradiente Geotérmico



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Dado que el software WellPlan fue diseñado específicamente para realizar operaciones de perforación y no tiene como propósito realizar operaciones de completamiento, En la **tabla 5** se muestra la descripción de las operaciones de perforación y su equivalente en completamiento

Tabla 6. Descripción de las operaciones de perforación y su equivalente en completamiento.

	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO
Rotating On Bottom	Es equivalente a la rotación (aplicación de torque) y peso que se debe generar en superficie mientras se perfora debido a la falta de un motor de fondo en la sarta que sea capaz de realizar dicha rotación y ejercer peso	Aplicación simultánea de torque y peso en la punta de la sarta, es decir en los empaques
Slide Drilling	Se refiere a perforar con un motor girando la broca en el fondo del pozo sin girar la sarta de perforación desde la superficie.	Aplicación de peso sin rotación
Backreaming	práctica de bombear y rotar la sarta de perforación mientras se saca simultáneamente del agujero.	
Rotating Off Bottom	Se refiere a la rotación libre de la sarta sin peso sobre la broca	

Fuente: Elaboración propia con base al manual WELLPLAN

El software genera ciertas gráficas que permiten entender y analizar la situación presentada en cada caso de estudio.

La primera es la tensión efectiva. El tipo más común de empaques de servicio es aquel que para energizar sus elementos de sello, requiere peso, y para activar sus mecanismos requiere rotación, algunos empaques, requieren peso y rotación de manera simultánea para asegurarse. La tensión efectiva es la tensión a la que está sujeta la sarta en cada una de las profundidades en una profundidad de sarta fija. Se conoce como tensión efectiva, ya que se sustraen los efectos de presión en la sarta, por lo que nos indica lo que efectivamente las cargas que mecánicamente se pueden transmitir a un empaque por ejemplo. Abajo se muestra la gráfica de tensión efectiva para el caso del asentamiento de un empaque mecánico, en esta gráfica podemos revisar el peso con el cuál se energizarán las gomas del empaque.

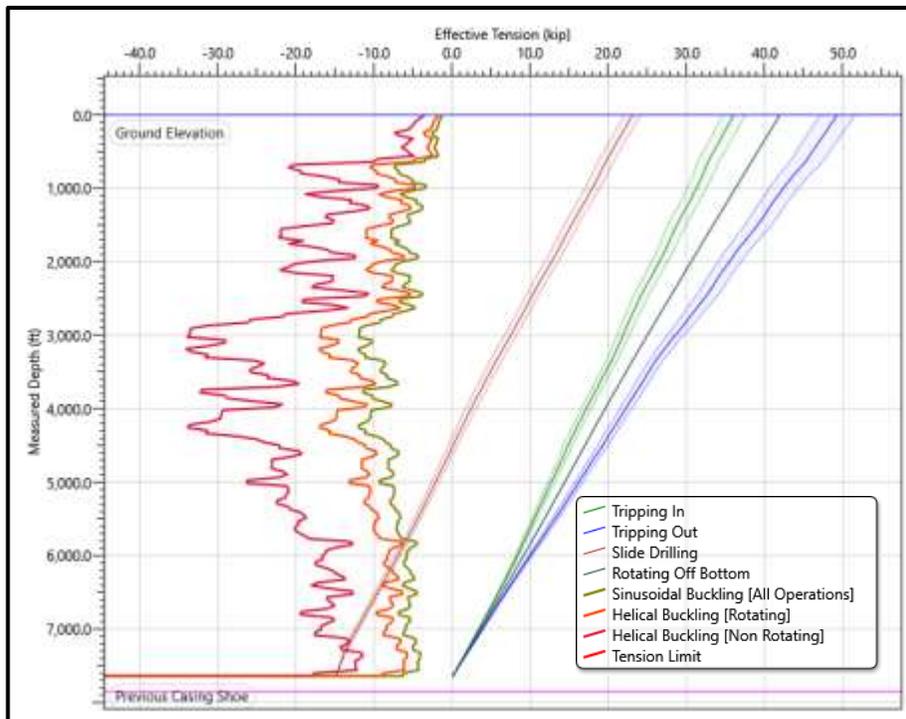
Ecuación 3. Peso requerido

$$Peso\ Requerido = Tripping\ in - Slide\ drilling$$

Fuente: Manual WellPlan, 2016.

Los valores ingresados en la ecuación son tomados en superficie, es decir MD:0ft
 En muchos casos se producen problemas durante el asentamiento de empaques mecánicos por no tener la posibilidad de llevar peso/tensión suficiente a la herramienta. En la gráfica 1 se representa el estado de la sarta que permite visualizar la anterior interpretación para el escenario de slide drilling.

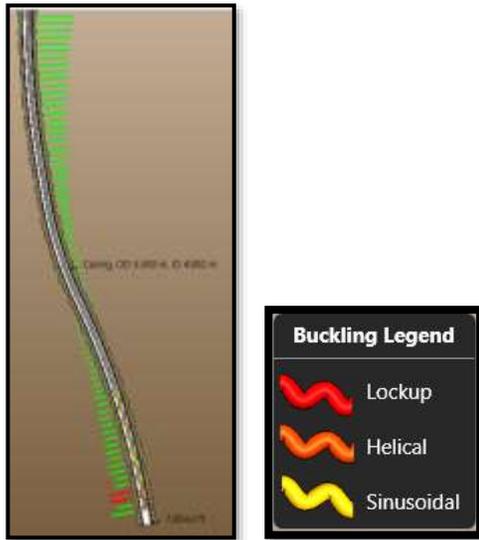
Gráfica 1. Tensión efectiva vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Las curvas roja y naranja ubicadas a la izquierda de la gráfica muestran los límites en los que la tubería va a tener buckling helicoidal (sin rotación) y helicoidal (con rotación), respectivamente, la curva verde que se encuentra a la derecha de estas dos, representa el límite de buckling sinusoidal. Para interpretar los límites de buckling, basta con visualizar cuando las curvas de los diferentes escenarios pasan a la izquierda de los límites, en estos casos, se presentará buckling sinusoidal o helicoidal dependiendo del caso.

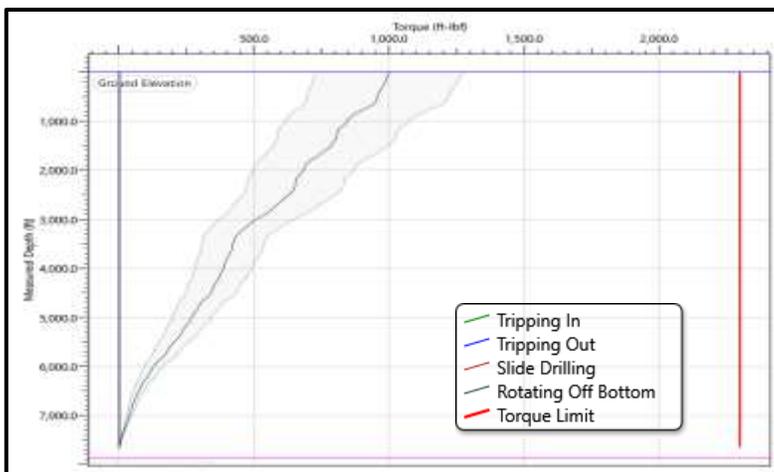
Figura 17. Efecto de buckling



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La segunda es la gráfica de torque vs profundidad. Otro tipo de carga de gran importancia es el torque relacionado a la rotación y al accionamiento de los mecanismos internos del empaque en fondo. De manera análoga a la gráfica de tensión efectiva, se debe analizar la gráfica de torque efectivo verificando que no se exceda el límite de torque de la tubería, en el caso de rotación a la derecha, y no se exceda el torque de apriete de la tubería con un factor de seguridad al momento de aplicar rotación a la izquierda. La gráfica 2 muestra un ejemplo de una curva de torque efectivo:

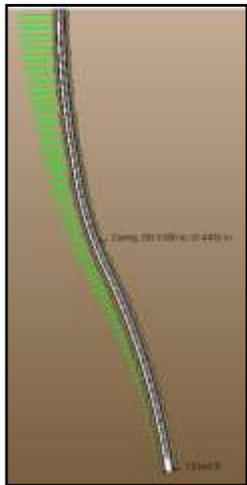
Gráfica 2. Torque vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Se puede apreciar para esta gráfica que el torque esperado en la sarta es inferior al torque de apriete de la tubería, mostrado en la línea roja.

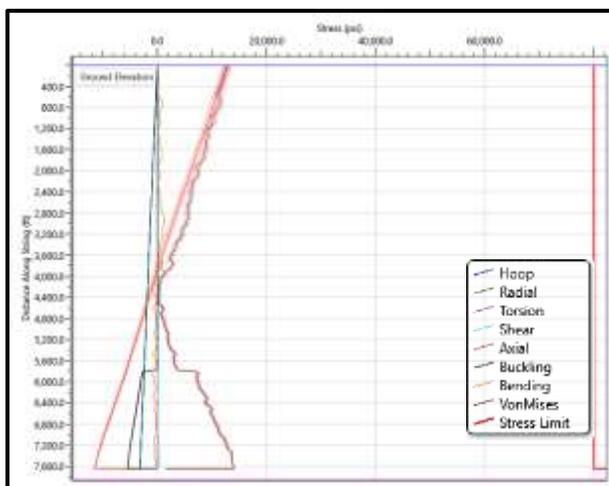
Figura 18 Torque efectivo



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La tercera es el esfuerzo presentado a lo largo de la sarta. Ésta debe realizarse para evitar fallas por deformación permanente de la tubería es la de esfuerzos, especialmente con el empaque asentado. El software permite graficar cada uno de los esfuerzos en la tubería, y su esfuerzo combinado como esfuerzo de VonMises, este valor es comparado con el esfuerzo de fluencia del material de la tubería, para verificar que el mismo no sea excedido, generando un problema durante la operación

Gráfica 3 stress vs Distancia a lo largo de la sarta

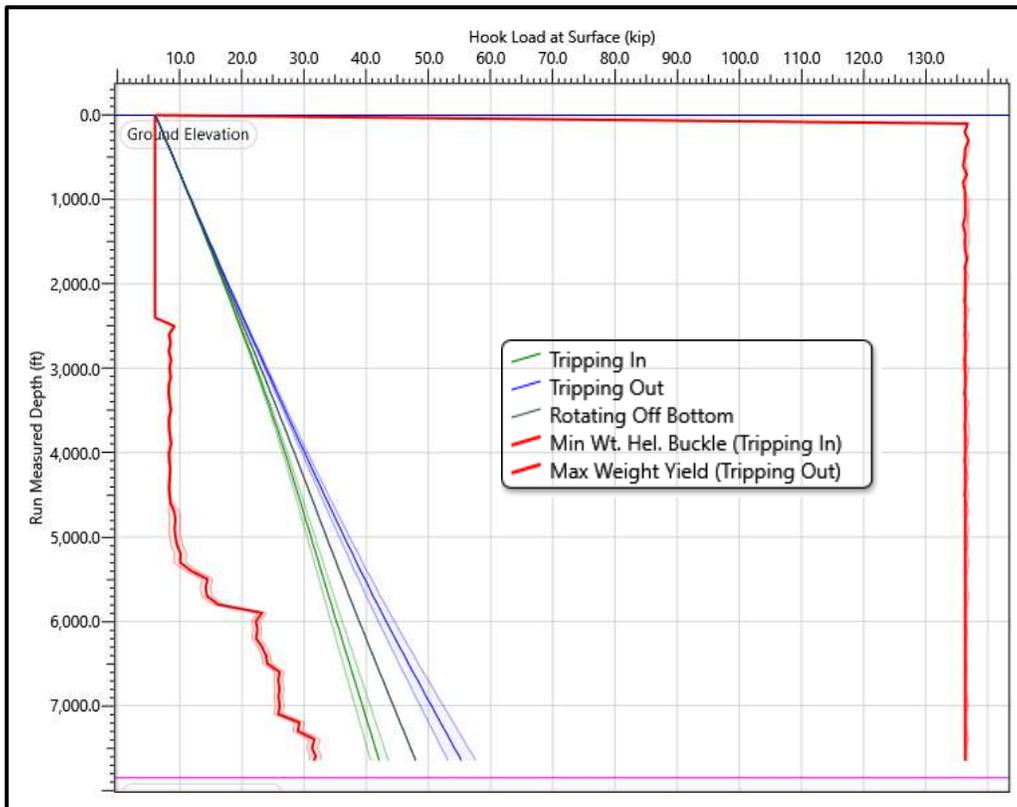


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En la gráfica se muestran los diferentes esfuerzos, y el esfuerzo resultante de VonMises, de acuerdo a la gráfica, todos los esfuerzos se encuentran por debajo del esfuerzo de fluencia del material.

La cuarta es la carga en superficie. Para verificar que el modelo de torque y arrastre tenga una precisión aceptable, y para verificar que el pozo no tenga condiciones anómalas que estén afectando la corrida, el software permite generar una gráfica de peso en el gancho, la cual permite comparar valores de peso subiendo y bajando durante la corrida, de ser observadas desviaciones se puede ajustar el modelo de torque y arrastre, o verificar condiciones de pozo que puedan estar afectando de manera adversa las operaciones, abajo se muestra la gráfica de carga en el gancho, para este caso se asumió un peso del bloque de 6,000 lb.

Gráfica 4. Carga en superficie vs. Profundidad medida



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Para finalizar, dado que en los equipos de workover, no siempre se cuenta con una forma controlada de aplicar rotación, y del mismo modo de tener un control lento de

la aplicación del torque, se hace útil en muchos casos verificar el número de vueltas que se deben aplicar a la sarta para iniciar a transmitir la rotación en fondo, el software permite realizar esto mediante el cálculo de windup, que indicará el número de vueltas de deformación angular que requiere la sarta para vencer el arrastre en toda su trayectoria.

Tabla 7. String Analysis

Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Torque Failure	Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup			Mechanical	Ballooning	Thermal	Total					
Tripping In								42.1	2.1	0.3	-2.1	0.2	0.0	0.0	0.0	994.4	0.0
Tripping Out								55.3	2.9	0.3	-2.1	1.1	0.0	0.0	0.0	880.9	0.0
Slide Drilling				✗	✗			29.1	0.1	0.3	-2.1	-1.8	0.0	0.0	0.0	3,787.1	3,124.6
Rotating Off Bottom								47.9	2.5	0.3	-2.1	0.6	1,000.5	2.0	2.0	933.6	0.0

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La metodología de análisis de torque y arrastre también es aplicable a operaciones con empaques hidráulicos, empaques asentados con herramientas de asentamiento hidráulico o accesorios. En relación a las herramientas abajo se incluyen algunos ejemplos en los cuales se requiere evaluar la posibilidad de aplicar una tensión efectiva o un peso efectivo en fondo:

Empaques hidráulicos con peso aplicado posterior al asentamiento: Para compensar efectos de enfriamiento y balonamiento en la sarta, muchas veces se hace necesario aplicar peso sobre el empaque para evitar el desasentamiento del mismo, o evitar exceder sus cargas de diseño.

- Desasentamiento de empaques hidráulicos liberados con tensión: Muchos empaques hidráulicos disponibles en la industria están diseñados para desasentarse con tensión, en muchos casos en superficie se presenta limitación en la tensión por la resistencia de la misma, o la tensión aplicable por el taladro.
- Asentamiento de empaques con setting tool hidráulica: En algunos casos, para completar el asentamiento de empaques tipo bridge plug, la setting tool hidráulica requiere de aplicación simultánea de presión y tensión para poder finalizar la operación de instalación.

Para todos los casos anteriores se realiza análisis de la aplicación de peso y tensión, mediante las curvas de tensión efectiva, abajo se muestra un ejemplo de una curva que analiza la tensión a aplicar en superficie para llevar efectivamente la tensión de asentamiento de fondo de un empaque:

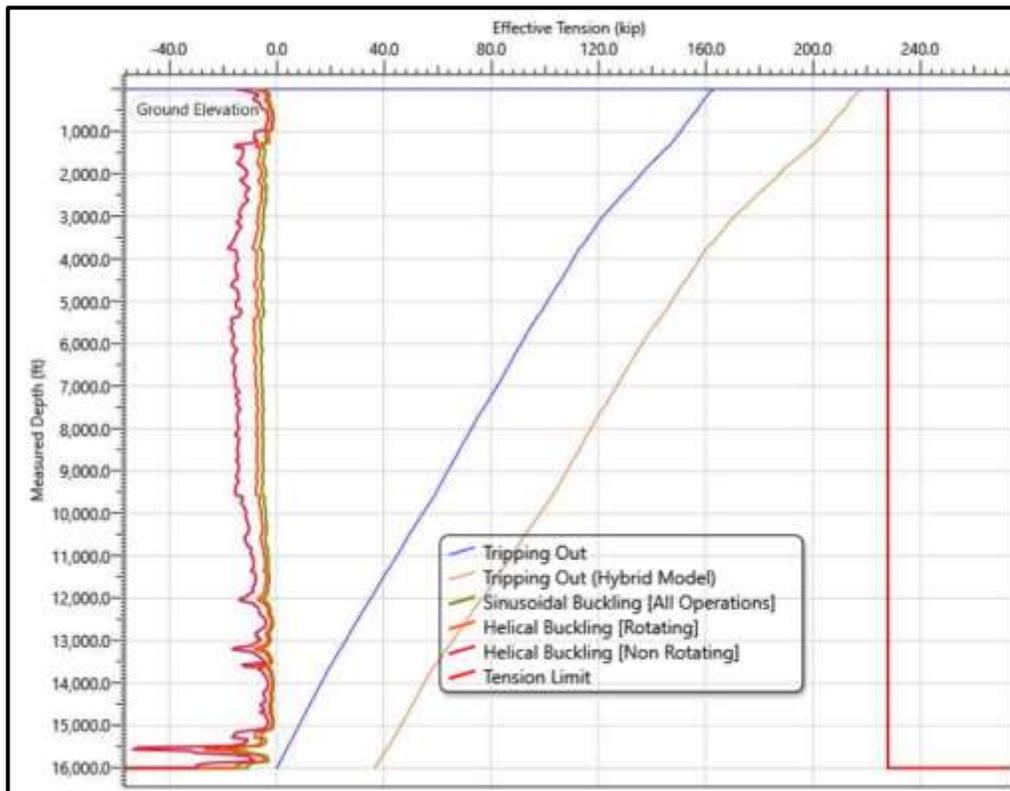
Ecuación 4. tensión requerida.

$$Tensión\ Requerida = Tripping\ out\ (hybrid) - Tripping\ out$$

Fuente: manual WELLPLAN.

*El modelo híbrido permite incluir la tensión efectiva en fondo para construir el modelo

Gráfica 5. Tensión efectiva Vs Profundidad medida



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

3. RESULTADOS

Al realizar la simulación el software arroja:

- a) Tabla de Resumen de los escenarios de entrada en el simulador con sus respectivas cargas.
- b) Grafica de torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque
- c) Grafica de tensión efectiva vs profundidad
- d) Grafica de tensión mientras se asienta el empaque
- e) Grafica de carga esperada en superficie vs profundidad corrida.
- f) Tabla de análisis de sarta.

Se realiza la simulación de los 15 casos de estudio. Por motivos de la delimitación del trabajo, se realiza la interpretación de las gráficas y tablas solo para los pozos que presentaron mayores tiempos no operativos, las gráficas de los demás pozos se adicionan en anexos.

Con los resultados obtenidos se realizan dos tablas, una para empaques mecánicos y otra para empaques hidráulicos.

La tabla para empaques mecánicos contempla: mínimo peso requerido en fondo (lbf), peso efectivo aplicado en fondo (lbf), peso aplicado en superficie (lbf), torque de apriete de la tubería (ft-lbf), torque máximo de la tubería, torque mínimo esperado en superficie (ft-lbf), torque máximo esperado en superficie (ft-lbf) vueltas mínimas en superficie (vueltas), vueltas máximas en superficie (vueltas) buckling sinusoidal, buckling helicoidal y dirección de asentamiento

La tabla para empaques hidráulicos contempla: peso requerido en fondo (lbf), peso efectivo aplicado en fondo (lbf), peso aplicado en superficie (lbf), tensión de liberación/ asentamiento efectivo en fondo, tensión aplicada en fondo, Overpull aplicado en superficie, tensión en superficie, límite de tensión de la tubería, buckling sinusoidal, buckling helicoidal

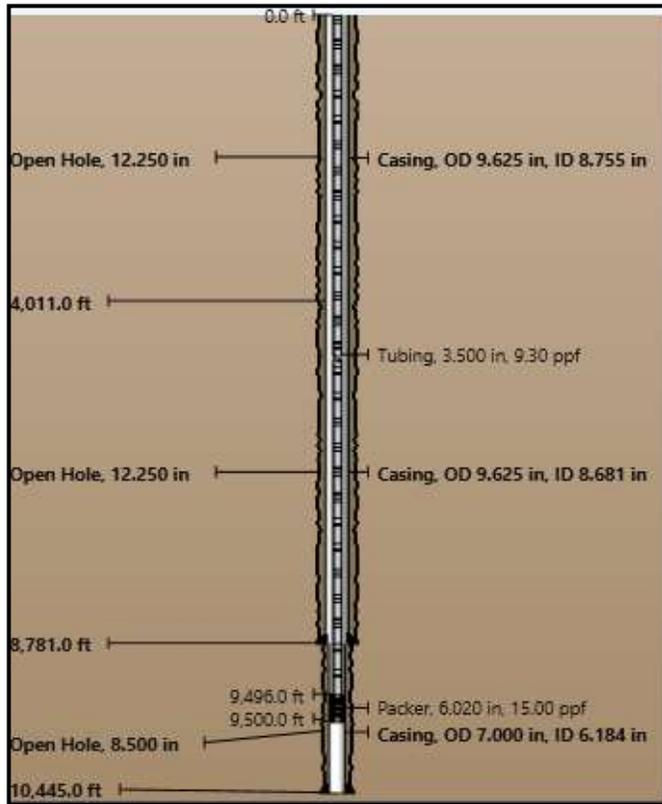
Al hablar de peso requerido en fondo, nos referimos al peso que necesita nuestro empaque para ser asentado, este peso se toma de acuerdo a las especificaciones de cada empaque y se relaciona en la matriz de los empaques mecánicos.

3.1 POZO L

OBJETIVO:

- Realizar operación de empaque mecánico a una profundidad 9500 ft.

Figura 19. Estado mecánico del pozo L

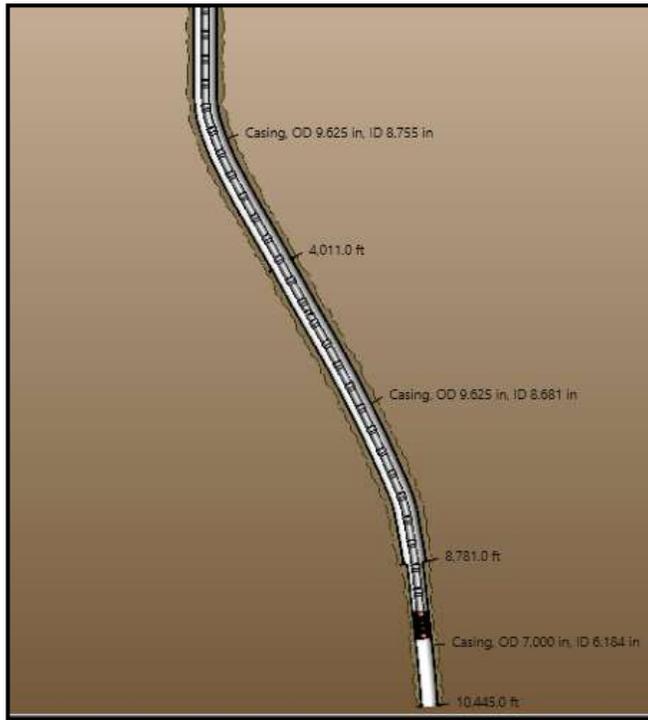


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

3.1.1 Torque y arrastre para el conjunto de empaque mecánico

Se realiza una simulación de torque y arrastre para garantizar que, con la configuración de la sarta, la operación con el empaque mecánico se puede llevar a cabo dentro de los límites de todos los componentes de la sarta y del taladro. Además, se tiene en cuenta un factor de fricción entre 0,20 y 0,35.

Figura 20 . La configuración de BHA



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

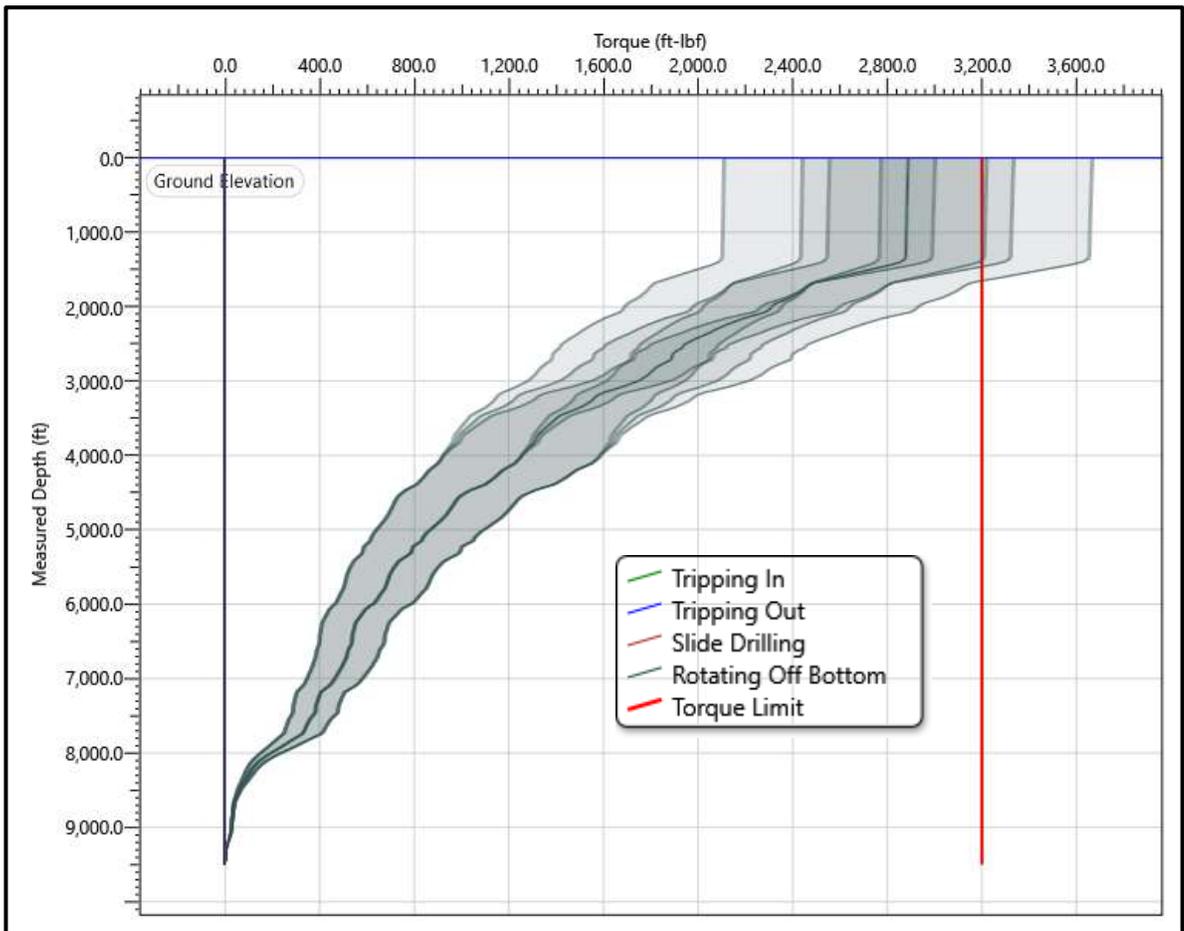
Tabla 8. Resumen de los escenarios de entrada en el simulador con sus respectivas cargas.

Escenario	Sarta rotando	Peso aplicado en fondo (lb)	Torque aplicado en fondo (lb*ft)
Slide Drilling	No	20000	0
Rotating off bottom	SI	0	0
Tripping In	NO	0	0
Tripping Out	NO	0	0

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

El escenario de slide drilling representa la aplicación de peso sobre la sarta para el asentamiento de la configuración del empaque mecánico. El escenario de rotating off bottom representa la rotación de sarta libre en fondo, indica la rotación necesaria para activar los mecanismos de configuración del empaquetador mecánico. Los escenarios de tripping in y tripping out representan la corrida y recuperación de la sarta.

Gráfica 6. Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica relaciona el torque generado en la sarta en cada profundidad. La escala del torque empieza en cero (valor que corresponde al empaque asentado a una profundidad de 9500 ft) hasta 3200 lb- ft. La grafica solo representa la curva de rotating off bottom ya que es el único escenario evaluado.

La línea roja que se encuentra a la derecha representa el límite de torque de cada componente de la sarta a la profundidad en la que el mismo se encuentra. Se evidencia un sobretorqueo de la tubería en superficie, causando pérdida de integridad de la tubería. A medida que la sarta baja, el torque disminuye.

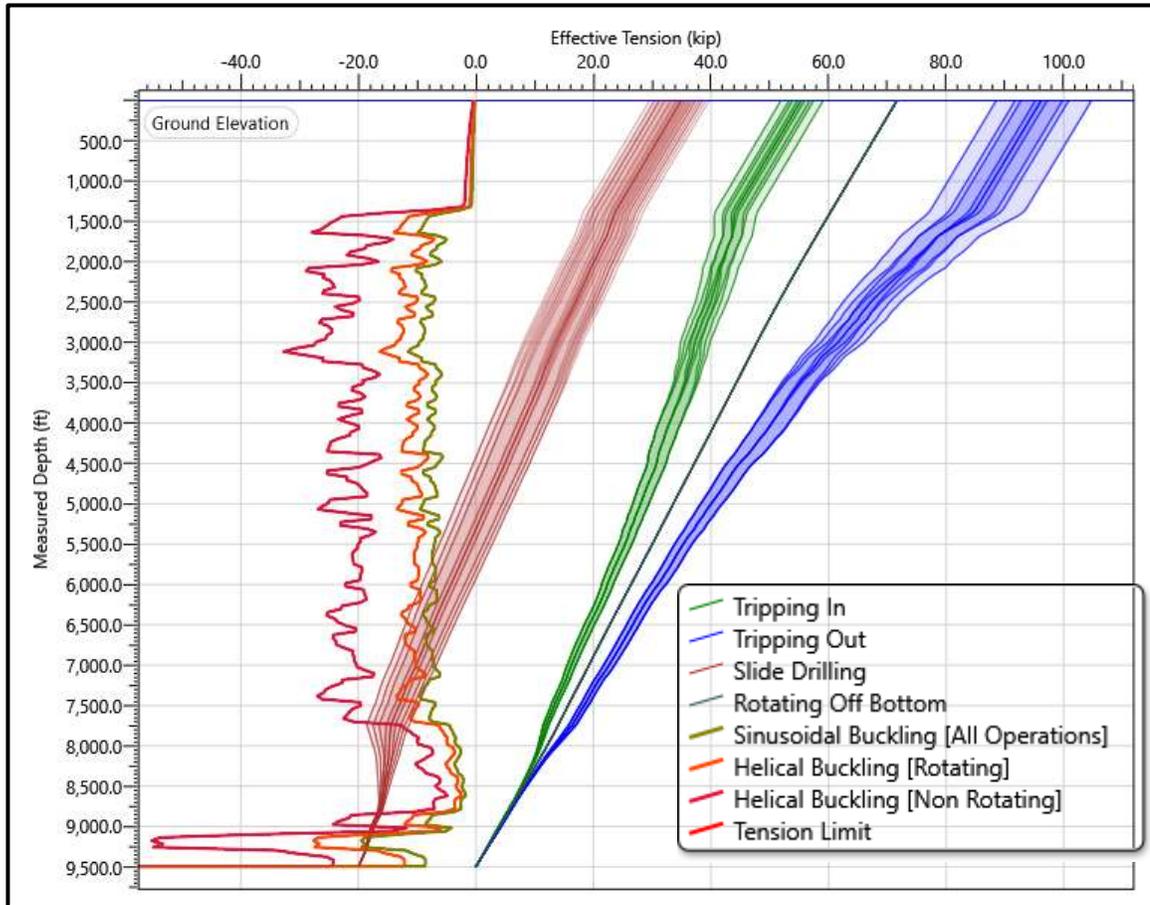
La curva obedece a la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Comportamiento de rotating off bottom

$$y = 8996,1e^{-5E-04x}$$

Fuente: Excel, 2019

Gráfica 7. Tensión efectiva vs profundidad



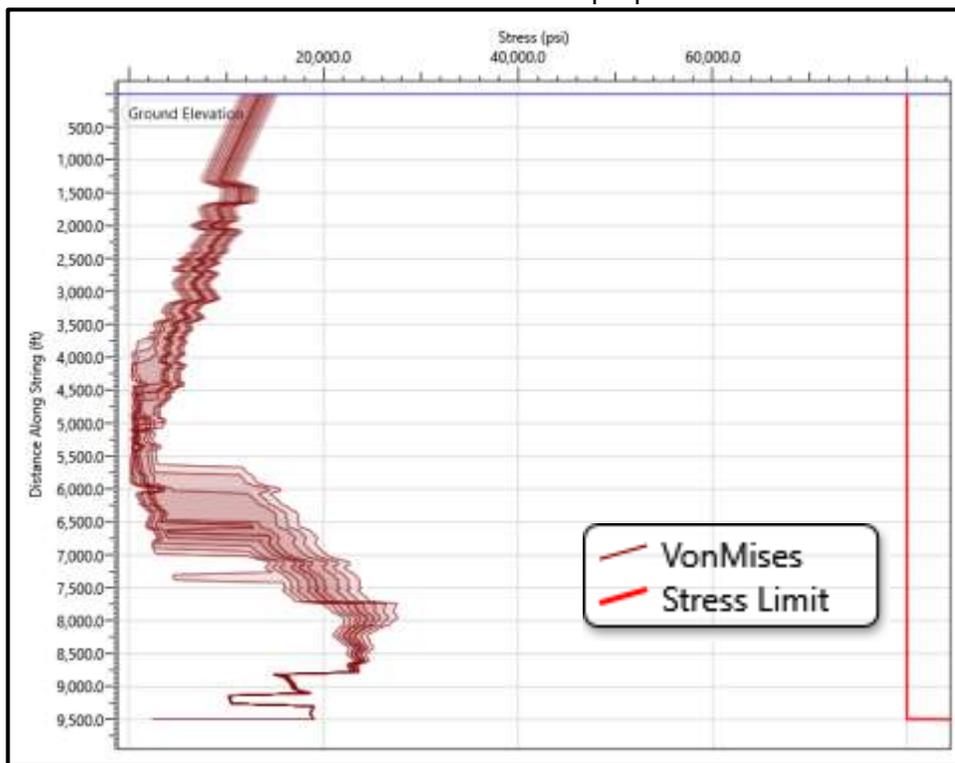
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica relaciona la tensión efectiva (lbf) con una escala desde -35 hasta 185 vs la profundidad medida (ft), con una escala desde 0 hasta 9500. Se representan, a la derecha, las líneas de Slide drilling (rojo), a 0 ft se genera una tensión de 20 lbf y a 9500ft, se genera una tensión de -20 lbf (tensión requerida para el asentamiento del empaque, el signo negativo indica compresión). Rotating off bottom (gris) a 0 ft se genera una tensión de 63 lbf y a 9500ft se tiene una tensión de 0 lbf. A 8000 ft esta línea se junta con las líneas de tripping in y tripping out, formando una sola

línea. Tripping in (verde), a 0 ft se genera una tensión de 43 lbf y a 9500ft se tiene una tensión de 0 lbf. Tripping out (azul) a 0 ft se genera una tensión de 95 lbf y a 9500ft se tiene una tensión de 0 lbf.

Las curvas rosada, naranja y verde ubicadas hacia la izquierda representan los límites en los que el tubo tendrá un pandeo helicoidal (sin rotación), helicoidal (con rotación) y sinusoidal, respectivamente. Las tres curvas presentan un comportamiento similar. La tubería presentará buckling de algún tipo (sinusoidal o helicoidal) entre 6000 y 9500 ft.

Gráfica 8. Tensión mientras se asienta el empaque



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica relaciona el stress, en una escala de 0 a 80000psi a lo largo de la sarta, desde 0 ft a 9500ft. La curva roja a la derecha muestra el límite de esfuerzo de cada componente de la sarta a la profundidad. Teniendo en cuenta que la tubería es grado N-80, el esfuerzo máximo es de 80.000 psi. Se representa la curva de Vonmises ¹⁴(vinotinto), la cual a 0 ft tiene un stress de 15000 psi y a medida que se alcanza profundidad disminuye linealmente. Desde los 4000ft hasta los 6000ft se

¹⁴ Criterio de máxima tensión de von Mises. [En línea] (s. f.). [Consultado el 11 octubre del 2019] Disponible http://help.solidworks.com/2010/spanish/SolidWorks/cworks/LegacyHelp/Simulation/Checking_stresses/prot_vonm.html

tiene un valor de stress de 0 psi. A 8000 ft se genera el valor mayor stress de 25000 psi.

Tabla 9. Análisis de sarta

Operación	Stress failure			Buckling limits			Measure d weight (lbf)	Stretch (ft)			
	fatigue	90% yield	100% yield	sinu soidal	helica l	loc ku p		mechanica l	balloonin g	thermal	total
Tripping in							105,3	2,8	0,4	-2,6	0,6
Tripping out							146,1	4,9	0,4	-2,6	2,7
Slide drilling				x	x		85,3	-0,5	0,4	-2,6	-2,8
Rotating off bottom							121,6	3,7	0,4	-2,6	1,5

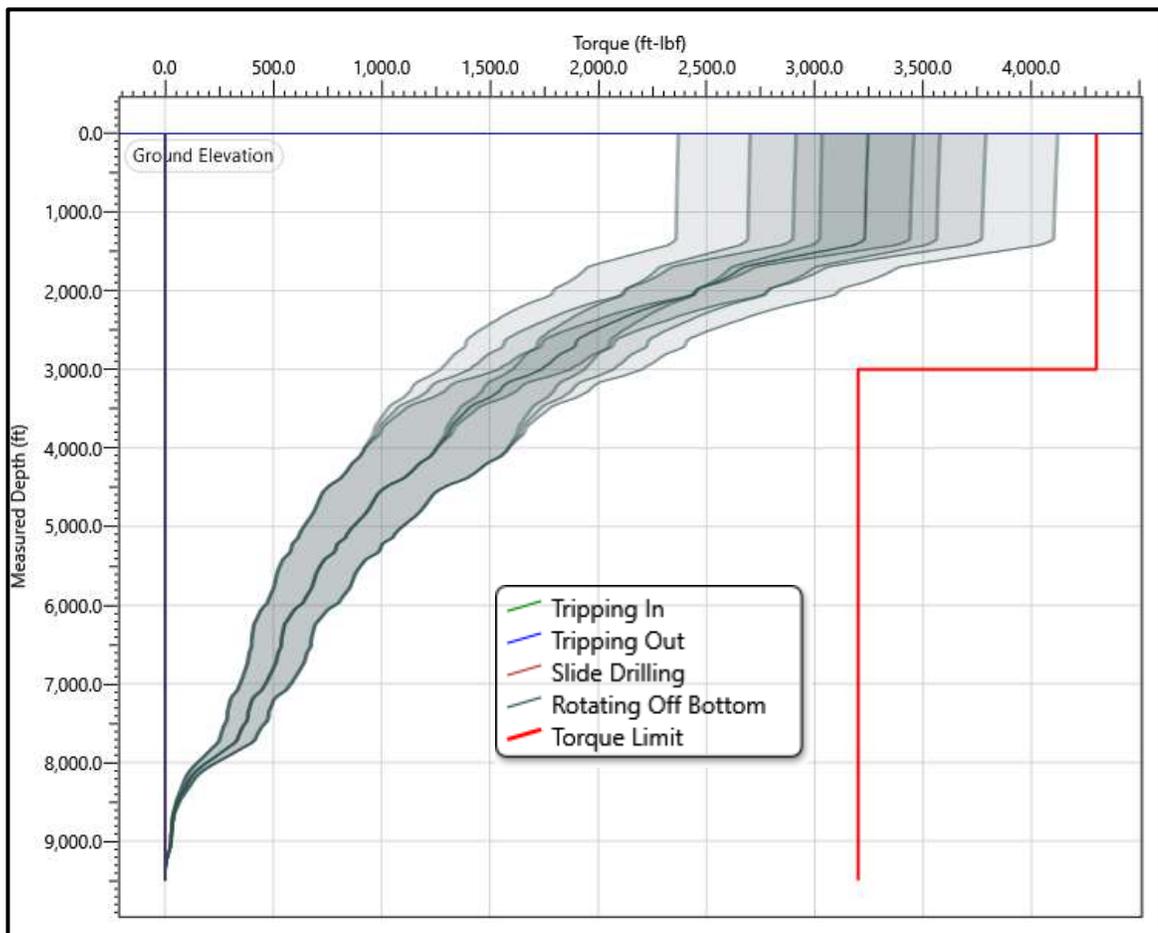
Operation	Rotary table torque (ft-lbf)	Windup with torque (revs)	Windup without torque (revs)	Axial stress=0 (TD) (ft)	Surface neutral point (ft)
Tripping in	0	0	0	1132	0
Tripping out	0	0	0	1021	0
Slide drilling	0	0	0	4921	4126
Rotating off bottom	2886	3,4	3,4	1070	0

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Debido al sobretorque que se presentó, se realizó la simulación con la propuesta de cambiar los primeros 3000 ft de tubería por 4 ½” 12,75 EUE.

Este cambio de tubería se recomienda realizar en los primeros pies puesto que el modelo empieza a construir el torque desde el fondo incrementando su valor a medida que llega a superficie.

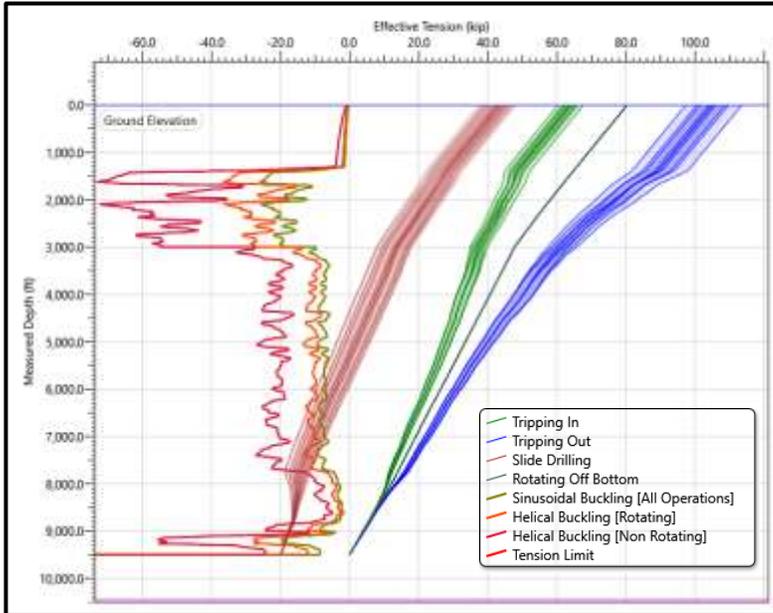
Gráfica 9. Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico, nuevo escenario.



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En la **gráfica 6**. Se presenta un torque en superficie entre (2100 -3650) ft-lbf. En la gráfica anterior se obtiene un torque en superficie entre (2300-4100) ft-lbf, pero el cambio de 3000 ft de tubería, genera un aumento en el rating de torque de la tubería cercano a la superficie, lo cual evita que se presente el fenómeno de sobretorque.

Gráfica 10. Tensión efectiva vs profundidad, nuevo escenario.

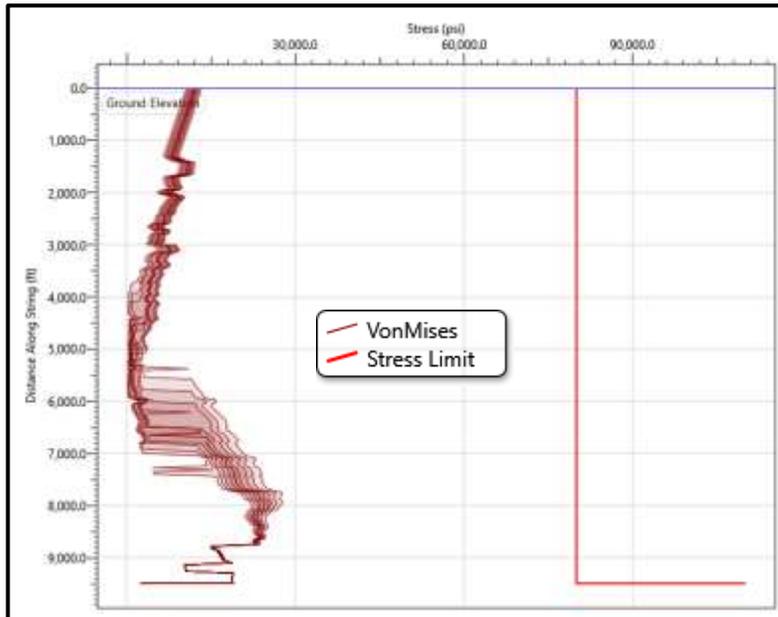


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En superficie la **gráfica 7**. Presenta un slide drilling de 35lbf, rotating off bottom de 72lbf, tripping in 55lbf y un tripping out de 95lbf, se genera buckling a 5500ft. En la gráfica anterior, al cambiar 3000 ft de tubería, aumenta la tensión en superficie, se presenta un slide drilling de 42lbf, rotating off bottom de 80 lbf, tripping in 65lbf y un tripping out de 120lbf, se genera buckling a 5200ft.

En la **gráfica 8**. Presenta en superficie 14lbf de tensión, en la gráfica siguiente se generan 12lbf. La sustitución de 3000 ft de tubería no genera cambios significativos en la tensión necesaria para asentar el empaque.

Gráfica 11 Tensión mientras se asienta el empaque



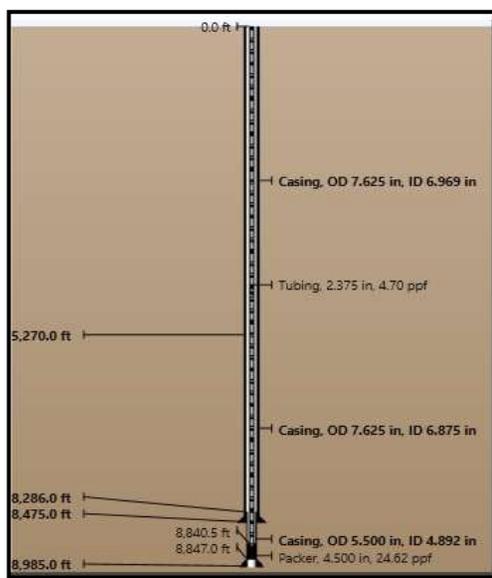
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

3.2 POZO N

OBJETIVO:

- Realizar operación de empaque mecánico 5 ½" a una profundidad 8847 ft.

Figura 21. Estado mecánico del pozo N

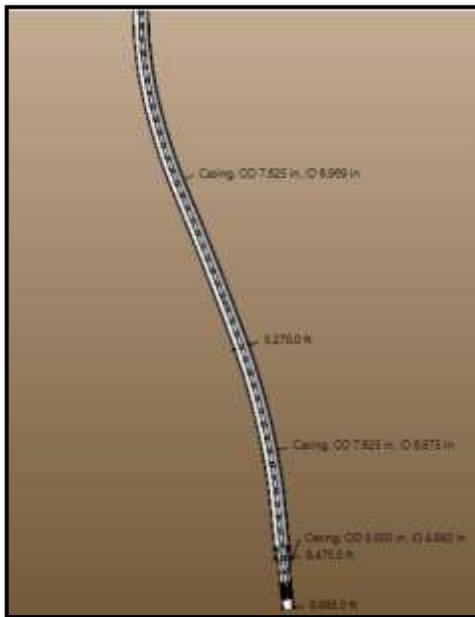


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

3.2.1 Torque y arrastre para el conjunto de empaque mecánico 5 ½”

Se realiza una simulación de torque y arrastre para garantizar que con la configuración de la sarta, la operación de configuración del empaque mecánico se puede llevar a cabo dentro de los límites de todos los componentes de la sarta y del taladro. Además, se tiene en cuenta un factor de fricción entre 0,20 y 0,35.

Figura 22. La configuración de BHA



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Tabla 10. Resumen de los escenarios de entrada en el simulador con sus respectivas cargas.

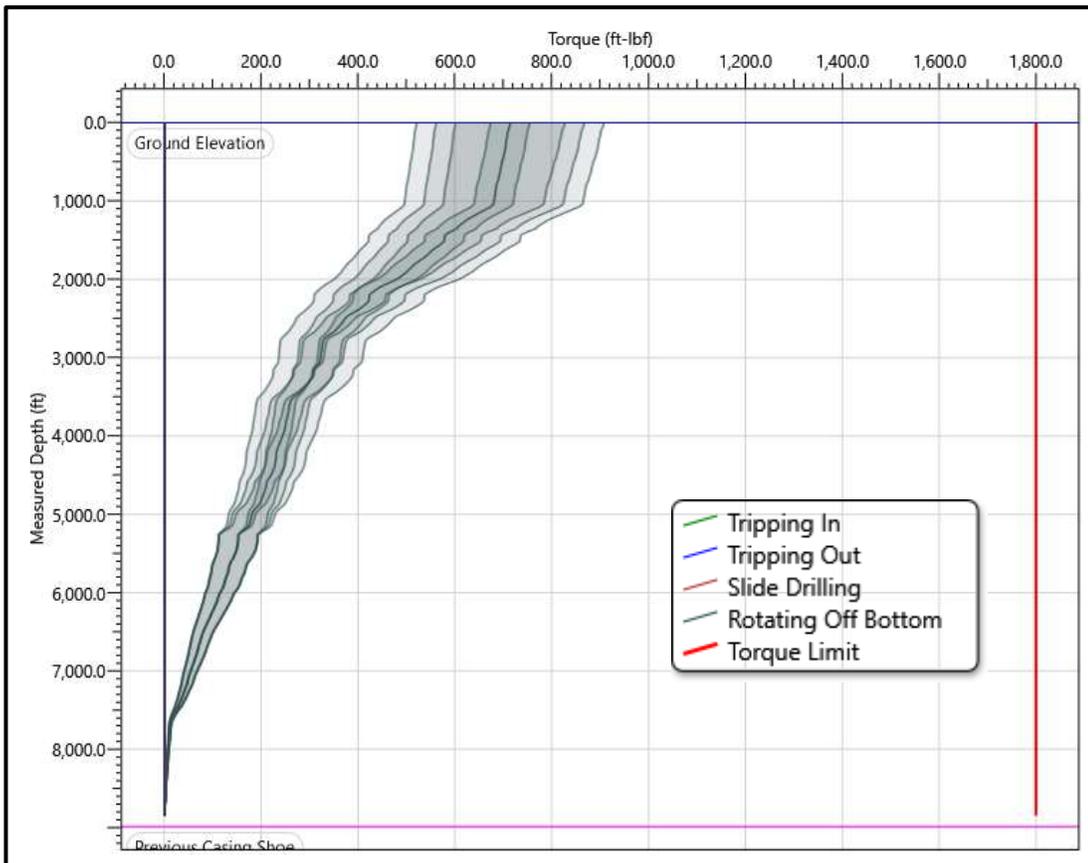
Escenario	Sarta rotando	Peso aplicado en fondo (lb)	Torque aplicado en fondo (lb*ft)
Slide Drilling	No	20000	0
Rotating off bottom	SI	0	0
Tripping In	NO	0	0
Tripping Out	NO	0	0

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

El escenario de slide drilling representa la aplicación de peso sobre la sarta para el asentamiento de la configuración del empaque mecánico. El escenario de rotating

off bottom representa la rotación de sarta libre en fondo, indica la rotación necesaria para activar los mecanismos de configuración del empaquetador mecánico. Los escenarios de tripping in y tripping out representan la corrida y recuperación de la sarta.

Gráfica 12 Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica relaciona el torque generado en la sarta en cada profundidad. La escala del torque empieza en cero (valor que corresponde al empaque asentado a una profundidad de 8800 ft) hasta 1600 lb- ft. La grafica solo representa la curva de rotating off bottom ya que es el único escenario evaluado.

La línea roja que se encuentra a la derecha representa el límite de torque de cada componente de la sarta a la profundidad en la que el mismo se encuentra. No se evidencia un sobretorqueo de la tubería en superficie. Hasta 1000 ft se genera un torque de 800lbf. Después de 1000 ft, el torque disminuye.

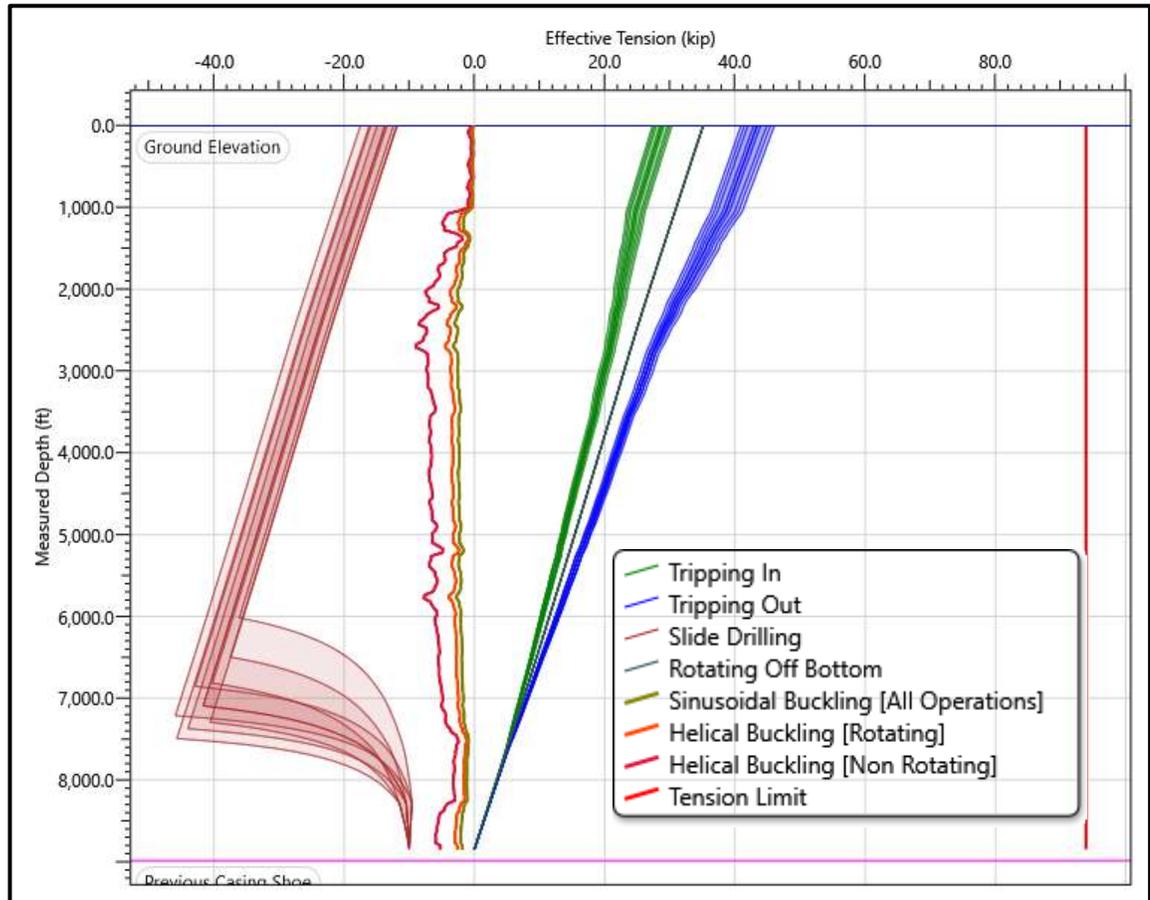
La curva obedece a la siguiente ecuación:

Ecuación 6. Comportamiento de rotating off bottom

$$y = 8996,1e^{-5E-04x}$$

Fuente: Excel, 2019

Gráfica 13. Tensión efectiva vs profundidad



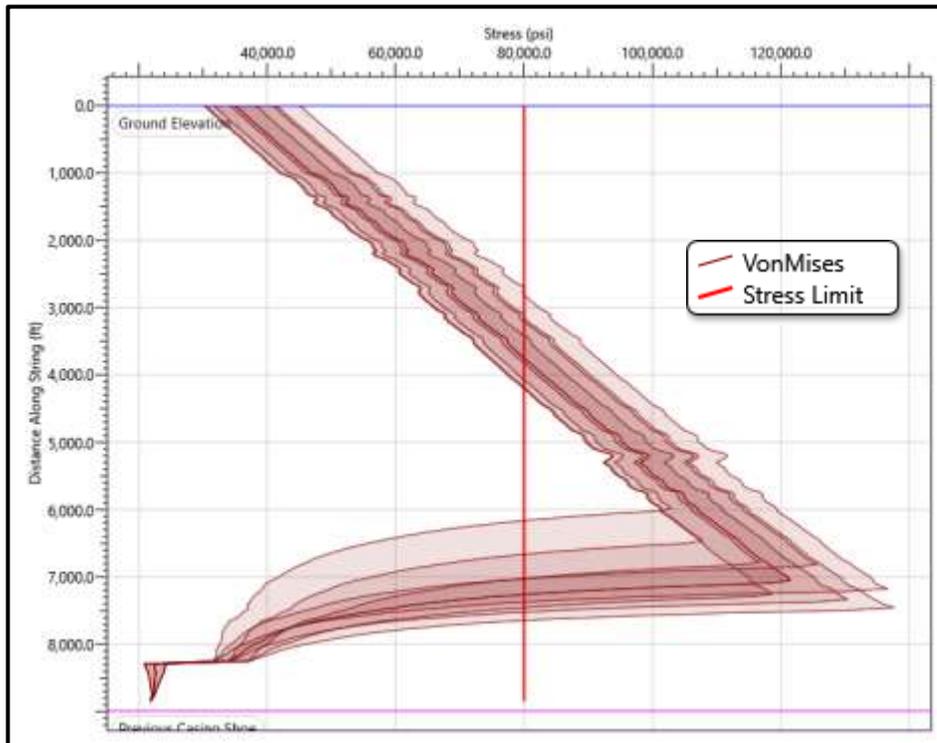
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica relaciona la tensión efectiva (lbf) con una escala desde -30 hasta 60 vs la profundidad medida (ft), con una escala desde 0 hasta 8800. Se representan, a la derecha, la línea de slide drilling (rojo, se evidencia lockup de la tubería, generando problemas en el asentamiento del empaque y tiempo no operativo por operaciones de pesca.

La línea de rotating off bottom (gris) a 0 ft se genera una tensión de 35 lbf y a 8800ft se tiene una tensión de 0lbf. A 7000 ft esta línea se junta con las líneas de tripping in y tripping out, formando una sola línea. Tripping in (verde), a 0 ft se genera una tensión de 28 lbf y a 8800ft se tiene una tensión de 0 lbf. Tripping out (azul) a 0 ft se genera una tensión de 45 lbf y a 8800ft se tiene una tensión de 0 lbf.

Las curvas rosada, naranja y verde ubicadas hacia la izquierda representan los límites en los que el tubo tendrá un pandeo helicoidal (sin rotación), helicoidal (con rotación) y sinusoidal, respectivamente. Las tres curvas presentan un comportamiento similar. La tubería no presentará buckling de ningún tipo (sinusoidal o helicoidal)

Gráfica 14. Tensión mientras se asienta el empaque

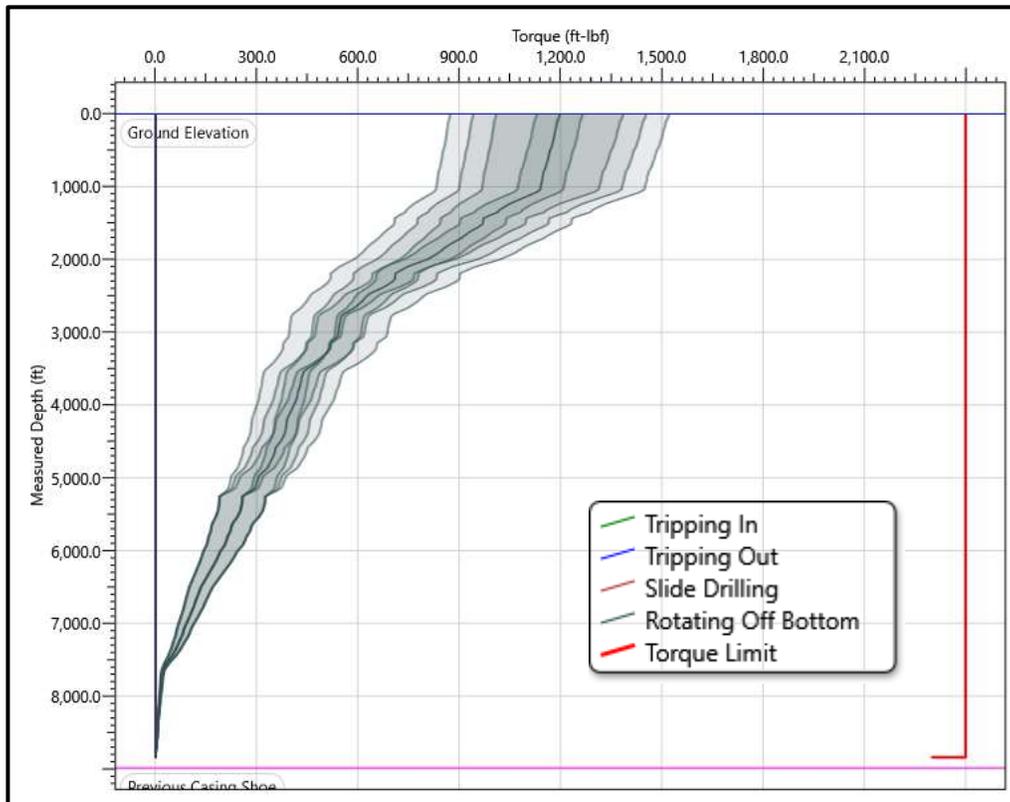


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

La gráfica relaciona el stress, en una escala de 0 a 80000psi a lo largo de la sarta, desde 0 ft a 8800ft. La línea roja a la derecha muestra el límite de esfuerzo de cada componente de la sarta a la profundidad. Teniendo en cuenta que la tubería es grado N-80, el esfuerzo máximo es de 80.000 psi. Se representa la curva de Vonmises (violeta), la cual a 0 ft tiene un stress de 24000 psi y a medida que se alcanza profundidad aumenta debido al lockup generado. Desde los 4000ft hasta los 6000ft se tiene un valor máximo de stress de 42000 psi. A 7000 y 8000 ft el stress es de 30000 psi y la profundidad de asentamiento es 0.

Según la acción correctiva propuesta en el diagrama de decisión 4, Se propone cambiar la tubería 2 3/8” – 4,70 ppf API- EU N-80 por una tubería 2 7/8” – 6,50 ppf API- EU N-80

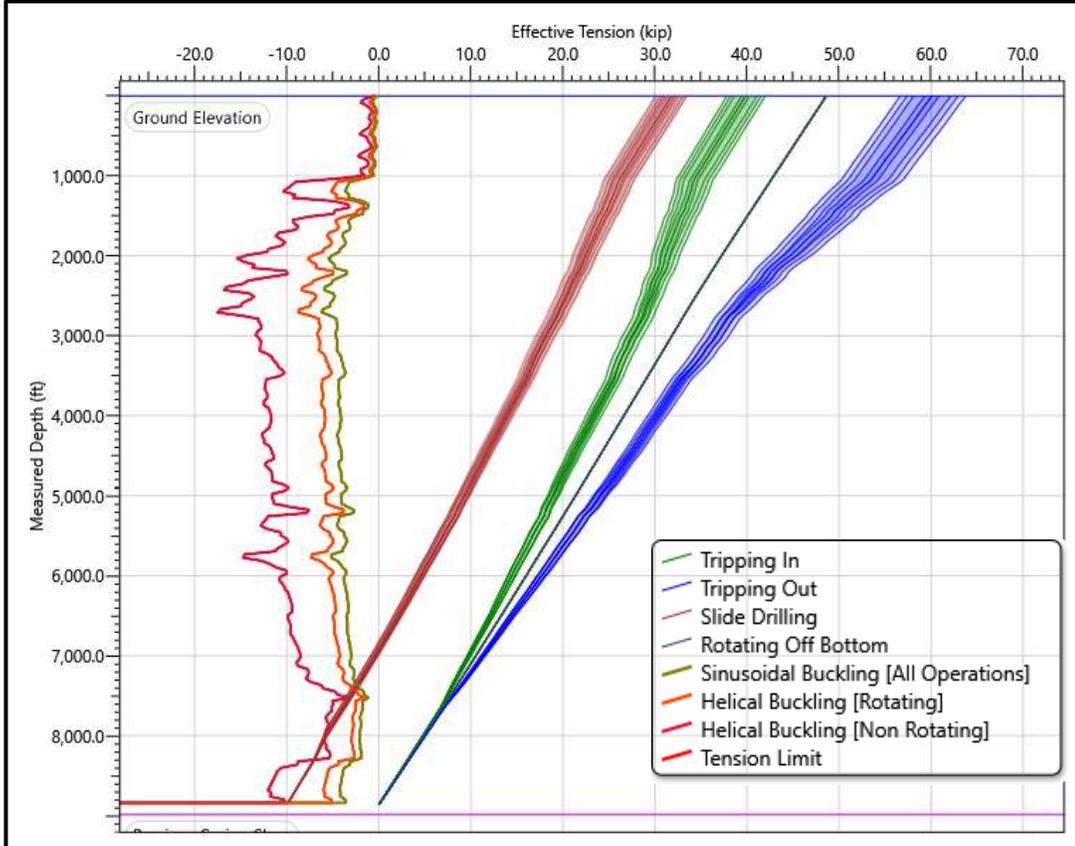
Gráfica 15 Torque efectivo en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque mecánico, nuevo escenario.



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

El cambio de tubería por una de mayor diámetro no genera que se pase el límite de tensión. Aunque la tensión en superficie aumenta y se establece en rango entre (900-1500)ft-lbf. En la **gráfica 12**. La tensión en superficie es de (520-920) ft-lbf.

Gráfica 16. Tensión efectiva vs profundidad, nuevo escenario.

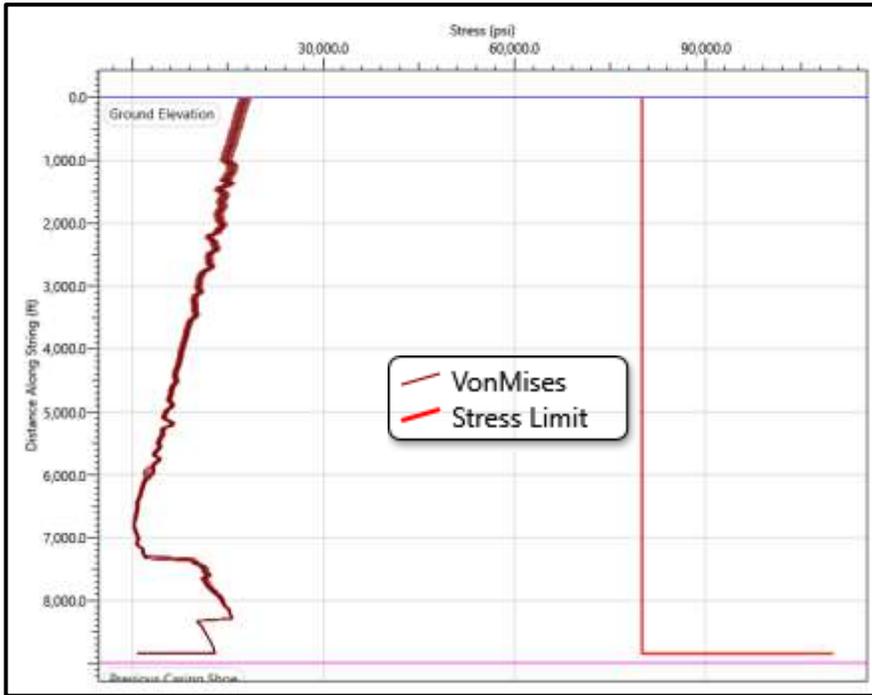


Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica 16, correspondiente a tensión efectiva vs profundidad medida, se observa que después de realizar el cambio de tubería no se genera lockup, sin embargo se presenta buckling sinusoidal y helicoidal a 7300 ft, el cual no tendrá mayor impacto en el empaque y podrá ser asentado correctamente.

En superficie la **gráfica 13**. Presenta un slide drilling de -16 lbf, rotating off bottom de 36lbf, tripping in 30 lbf y un tripping out de 45 lbf. En la gráfica anterior, al cambiar a una tubería de 2 7/8, aumenta la tensión en superficie, se presenta un slide drilling de 34 lbf, rotating off bottom de 48 lbf, tripping in 40 lbf y un tripping out de 60 lbf.

Gráfica 17 Tensión mientras se asienta el empaque, nuevo escenario



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Al cambiar la tubería el esfuerzo de la tubería es inferior al límite de fluencia, por lo que no se tendría ningún inconveniente.

Tabla 11. Análisis de sarta

Operación	Stress failure			Buckling limits			Measure d weight (lbf)	Stretch (ft)			
	fatigue	90% yield	100% yield	sinu soid al	helic al	loc ku p		mechanica l	balloonin g	thermal	total
Tripping in							42,8	2,7	0,3	-2,4	0,6
Tripping out							68,8	4,3	0,3	-2,4	2,2
Slide drilling				x	x		35,0	1	0,3	-2,4	-1,1
Rotating off bottom							53,6	3,4	0,3	-2,4	1,3

Tabla 10. Continuación

Operation	Rotary table torque (ft-lbf)	Windup with torque (revs)	Windup without torque (revs)	Axial stress=0 (TD) (ft)	Surface neutral point (ft)
Tripping in	0	0	0	1054	0
Tripping out	0	0	0	994	0
Slide drilling	0	0	0	2964	2027
Rotating off bottom	1523	3,2	3,2	1024	0

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

3.3 POZO K

OBJETIVO:

- Realizar operación de empaque hidráulico a una profundidad 16000 ft.

Figura 23. Estado mecánico del pozo K

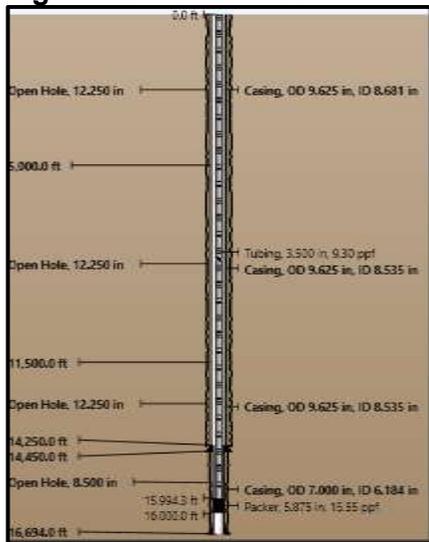
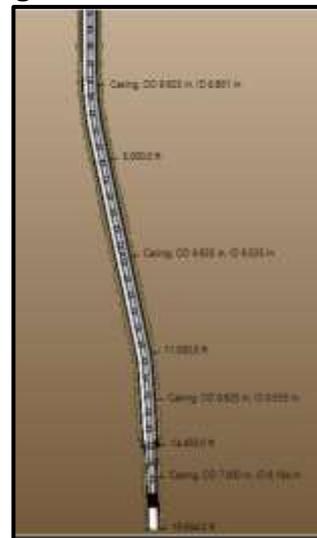
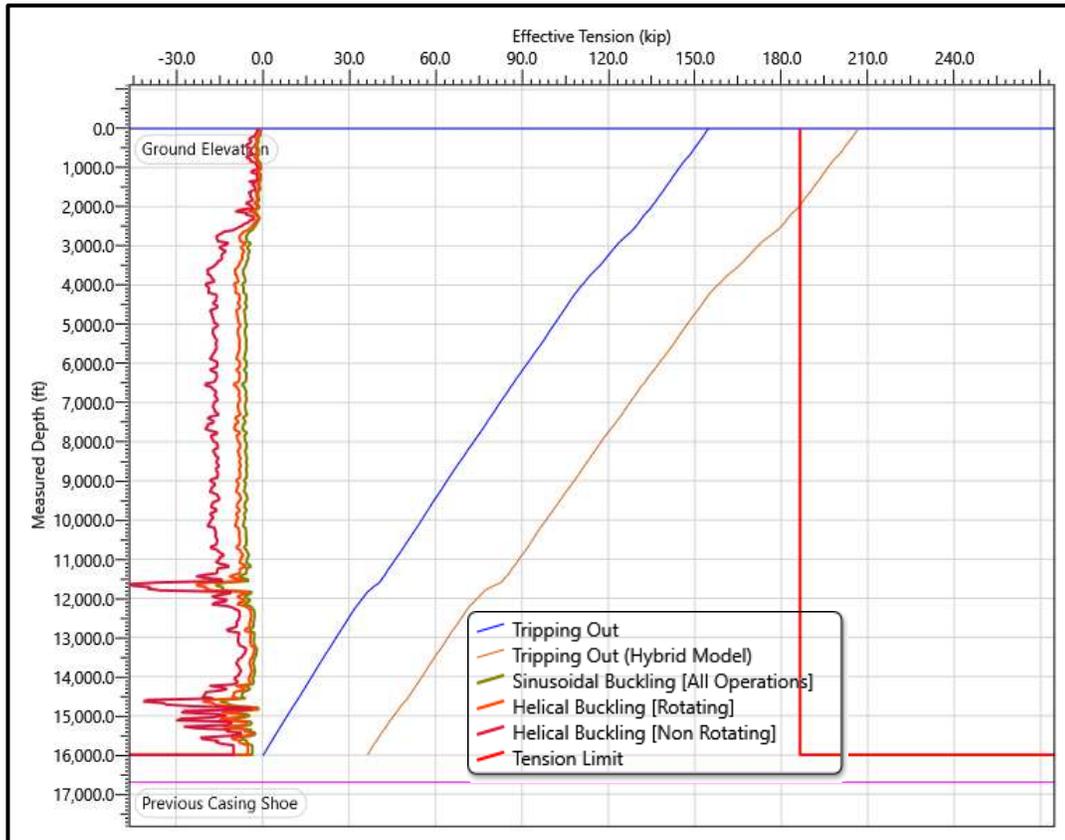


Figura 24. Visualización del pozo



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Gráfica 18. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica anterior relaciona la tensión efectiva (lbf) con una escala desde -30 hasta 270 vs la profundidad medida (ft), con una escala desde 0 hasta 17000, a la derecha en rojo, se representa la línea de tripping out modelo híbrido, la cual indica que se superó el límite de tensión de la tubería que en este caso era 3 ½” 3.9 ppf EU N-80 para poder realizar un correcto des asentamiento (liberación) del empaque ocasionando

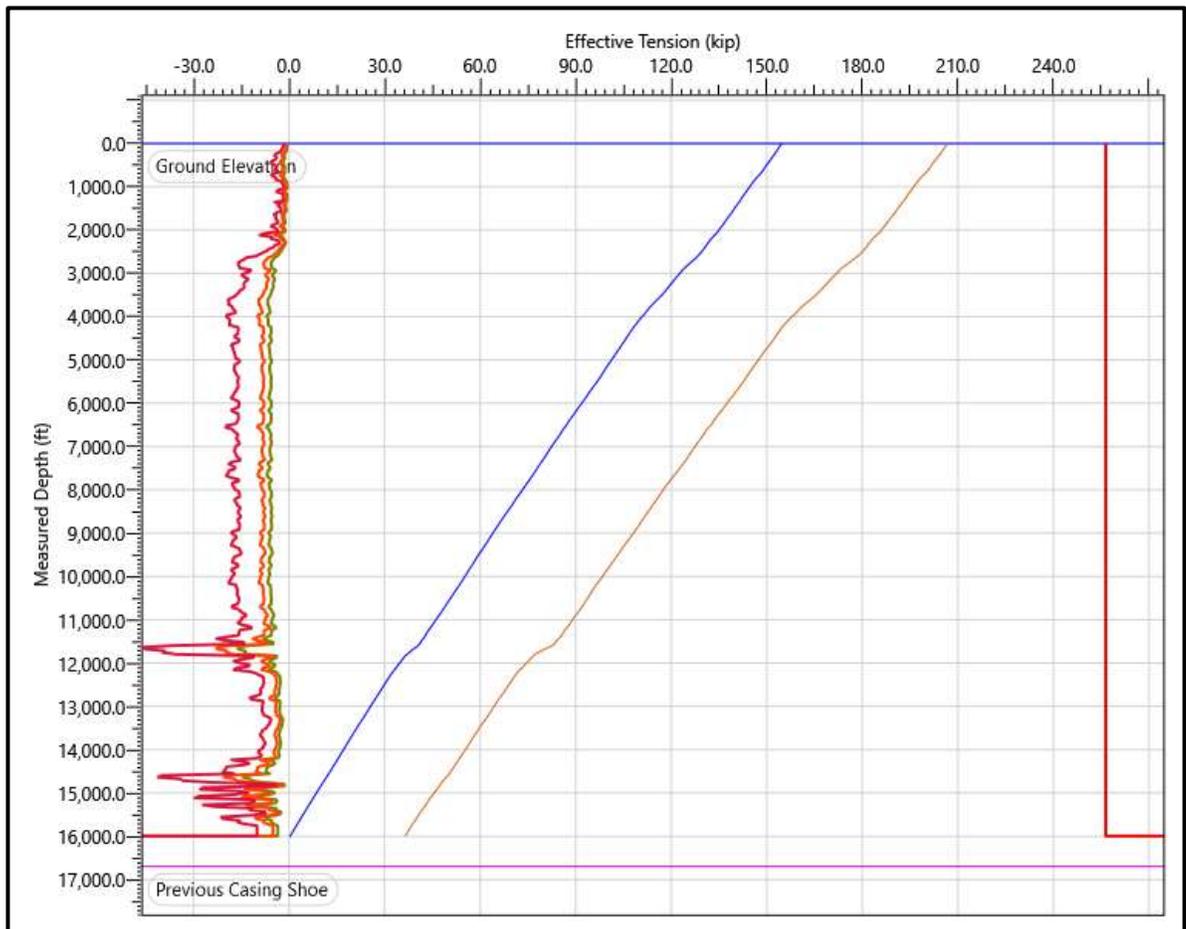
En este caso para la liberación del empaque hidráulico, se requería aplicar 40 lbf en fondo, lo que se traducían en la aplicación de 55.8 lbf de sobretensión (tensión por encima del peso subiendo de la tubería) en superficie. Al final esto se tradujo en 207.4 lbf de tensión en superficie, ocasionando diversos problemas entre ellos una ruptura de tubería y como consecuencia varios tiempos no productivos.

La simulación de torque y arrastre muestra que hay efectos considerables que generan un aumento en la tensión requerida en superficie asociados a la fricción debido a la trayectoria del pozo.

Según la acción correctiva propuesta del diagrama de decisión 4, Se propone realizar un cambio de tubería y pasar de 3 ½” 3.9 ppf EU N-80 a 3 ½”-9.20 API-EU P-110, es decir cambiar el grado de la tubería de trabajo para así contar con un límite de tensión más alto y poder realizar la liberación del empaque satisfactoriamente

Se realizó un cambio de tubería por un tubing p-110.

Gráfica 19. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque



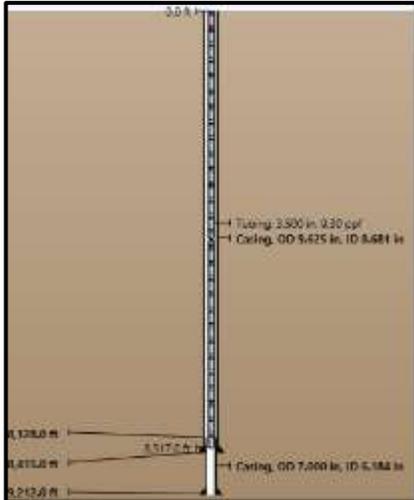
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

En ambos casos, en superficie se presenta un tripping out de 160 lbf y un tripping out modelo híbrido de 207 lbf. Al realizar el cambio se evidencia que no sobrepasa el límite de tensión, por lo que no se presentaría ruptura de tubería. Adicionalmente se elimina un escenario de pandeo en la tubería.

3.4 POZO H

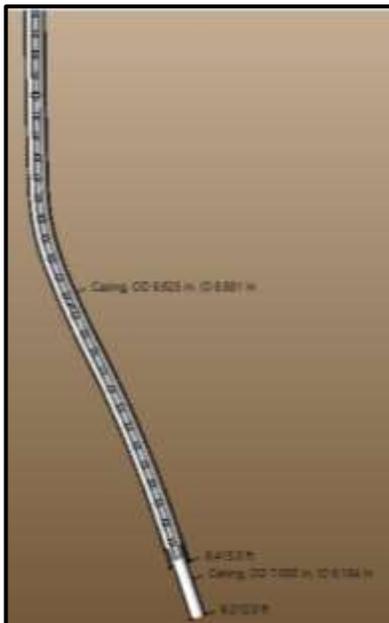
- Tensión de sarta para liberación de empaque hidráulico hidráulico 7”.

Figura 25. Estado mecánico del pozo H



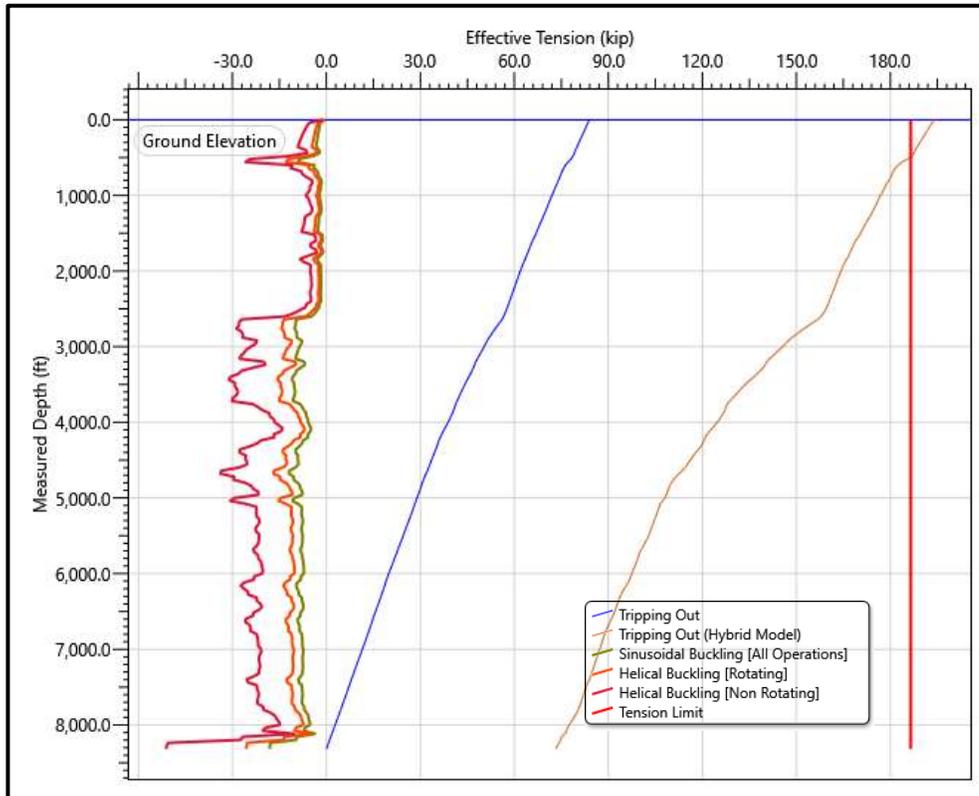
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Figura 26. Visualización del pozo



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Gráfica 20. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

La gráfica anterior relaciona la tensión efectiva (lbf) con una escala desde -60 hasta 210 vs la profundidad medida (ft), con una escala desde 0 hasta 8500, a la derecha en rojo, se representa la línea de tripping out modelo híbrido (indica que supero en 90% la tensión máxima de la tubería), dado a que la tubería no era nueva, esta presenta ruptura por debajo de la tensión máxima ocasionando operaciones adicionales de pesca traducidas en tiempos no operativos debido a la necesidad de sacar dicha tubería)

En este caso para la liberación del empaque hidráulico, se requería aplicar 73.2 lbf en fondo, lo que se traducían en la aplicación de 110 lbf de sobretensión (tensión por encima del peso subiendo de la tubería) en superficie.

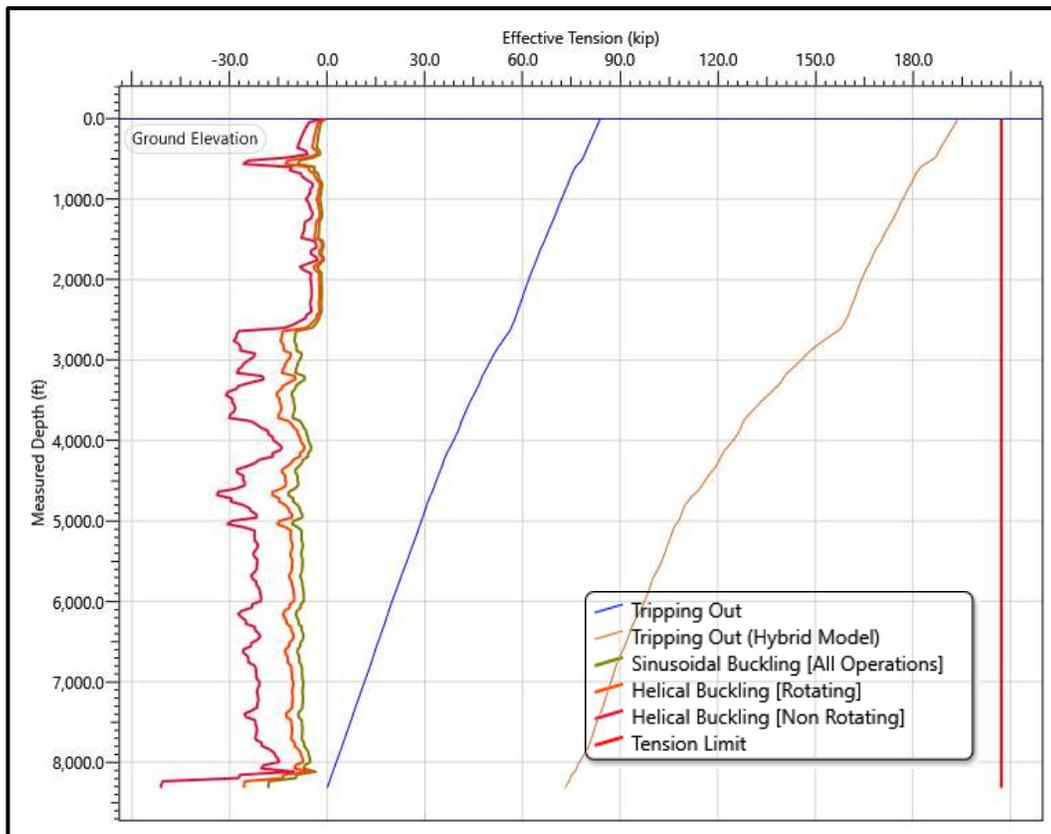
Inicialmente, durante el completamiento, no se realice una simulación de torque y arrastre sino únicamente se considera un cálculo simple.

La simulación de torque y arrastre muestra que hay efectos considerables que generan un aumento en la tensión requerida en superficie asociados a la fricción debido a la trayectoria del pozo.

Según la acción correctiva propuesta del diagrama de decisión 4, Se propone utilizar un factor de seguridad más conservador (80% capacidad de tensión de tubería) ya que no se puede pretender llegar al 100% del valor de tensión de la tubería debido a que esta presentaba un desgaste que generaba reducción en su máximo factor de tensión.

También se propone para completamientos futuros, realizar un cambio de tubería por 4.5" 12,75 ppf API EU N-80.

Gráfica 21. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque



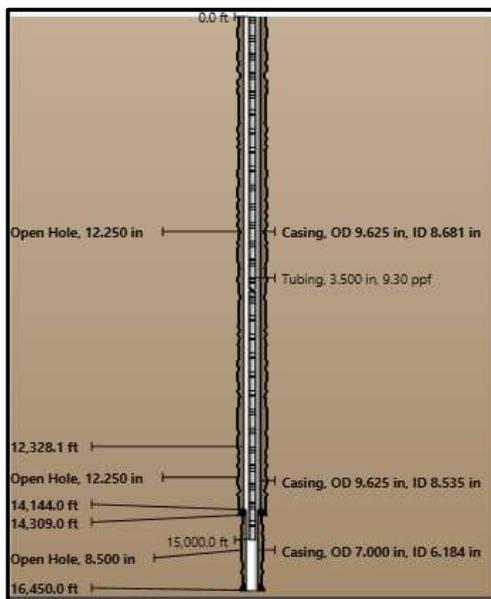
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Teniendo en cuenta la alta profundidad del pozo, tomando un factor de seguridad de tensión de la tubería del 80% y realizando un cambio de tubería, se lleva a cabo una simulación de torque y arrastre para la liberación del empaque mediante tensión del mismo en fondo teniendo en cuenta la cantidad de pines de liberación instalados al empaque.

Ahora, la gráfica de tensión efectiva vs profundidad medida muestra un panorama completamente diferente, en esta podemos observar que en ningún momento sobrepasamos el límite de tensión de la tubería al momento de la liberación del empaque ya que al realizar el cambio de tubería, la línea de límite de tensión se dirige hacia la derecha (aumentando) de tal forma que podamos aplicar mayor tensión sin la posibilidad de generar una ruptura en la tubería.

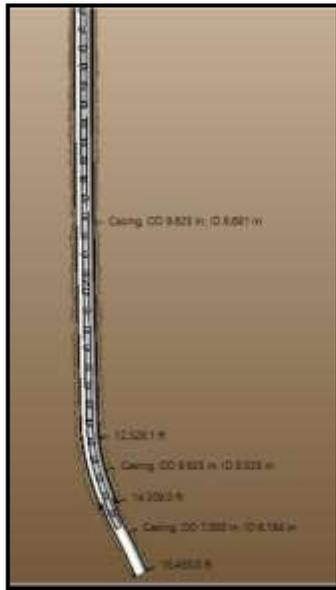
3.5 POZO I

Figura 27. Estado mecánico del pozo I



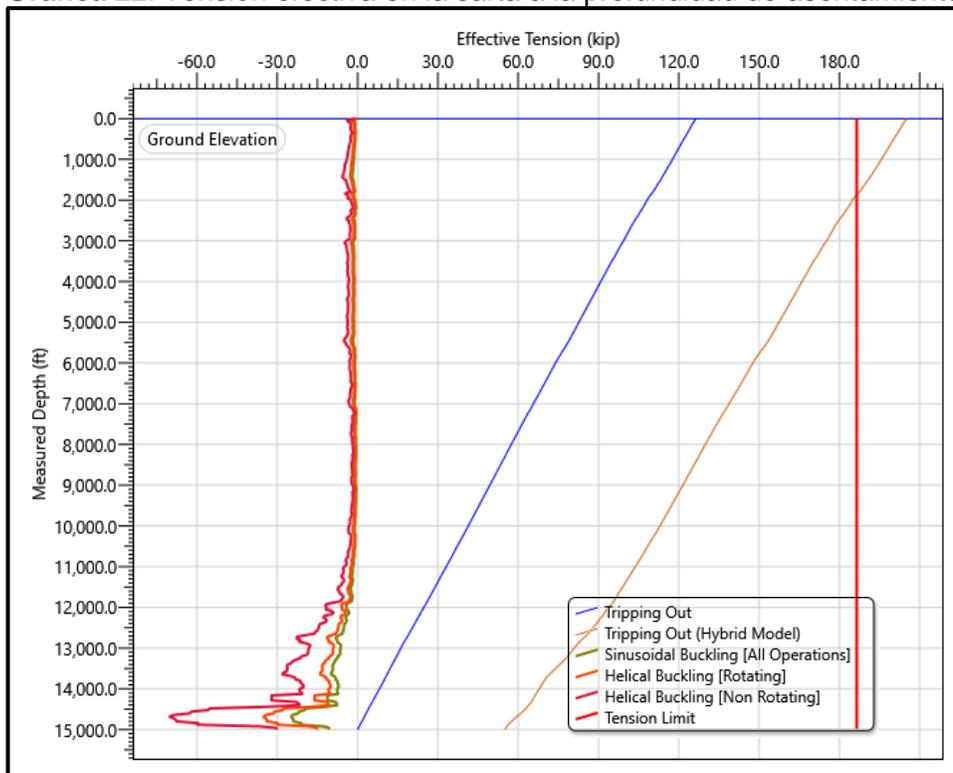
Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Figura 28. Visualización del pozo



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Gráfica 22. Tensión efectiva en la sarta a la profundidad de asentamiento del empaque



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

Se presenta un sobretorqueo en superficie. El límite de torque es de 186lbf y se está generando 207lbf de tripping out hybrid. No se presenta buckling en ningún tramo de la trayectoria.

La propuesta de acción es realizar el asentamiento del empaque utilizando wireline, con medio de una setting tool hidráulica ya que esto evitaría la necesidad de traer otro tipo de tubería no disponible y es una opción rápida y costo efectivo.

Para este caso, se propone correr el empaque con wireline y una setting tool compatible siendo esta la solución más rápida y costo efectivo sin requerir llevar nueva tubería al taladro

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza un diagrama de decisión ante las fallas que se pueden presentar en las operaciones con empaques hidráulicos y mecánicos, las causas de estos problemas y las propuestas de acción. Con este diagrama se realiza una matriz interactiva en Excel en la cual, al buscar el pozo de interés, esta arroja condiciones iniciales, antecedentes y parámetros necesarios para el éxito de las operaciones con empaques. Con esta matriz, se busca disminuir la ocurrencia de fallas debido a la incertidumbre operacional en pozos tipo S, debido a la complejidad de su trayectoria.

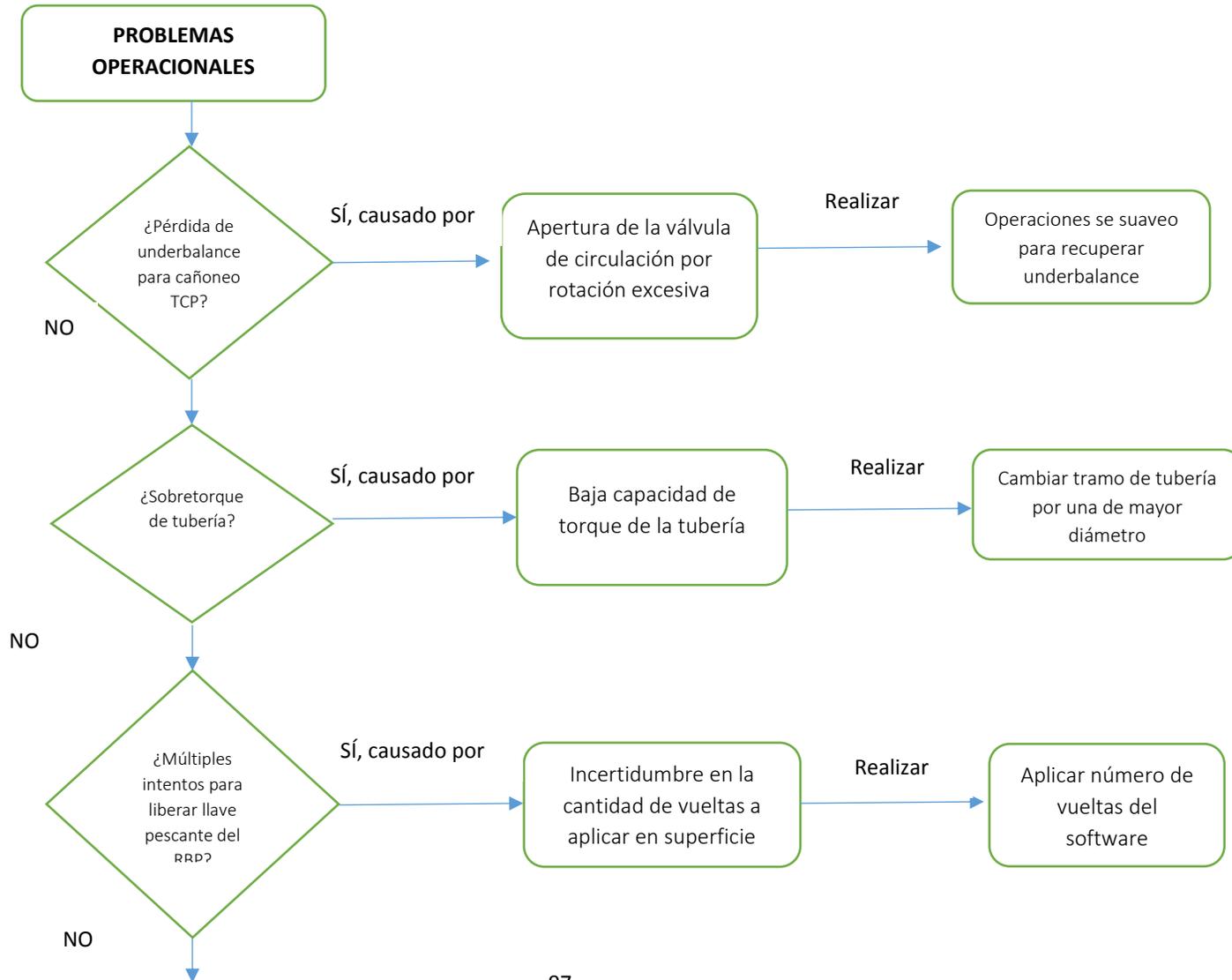
Para el diseño de esta matriz se estructuró de la siguiente manera. La primera sección contiene una lista desplegable de los pozos estudiados y la fecha de consulta. La segunda sección son las condiciones iniciales de cada pozo, esta cuenta con variables como son: Profundidad (ft-MD y TVD), desviación Máxima (°), profundidad desviación Max (ft-MD), máximo DogLeg (°/100ft), profundidad máxima de DogLeg (ft-MD), tipo de pozo. La tercera sección, son con problemas operacionales en el asentamiento/liberación de empaques, aquí se indica si existió tiempo no operativo, fallas, causas, efectos y propuesta de acción. La última sección los datos de operación como resultado de la simulación del software, los cuales serán los que utilizarán en campo; los parámetros son: mínimo peso requerido en fondo (lbf), peso efectivo aplicado en fondo (lbf), peso aplicado en superficie (lbf), torque de apriete de la tubería (ft-lbf), torque mínimo esperado en superficie (ft-lbf), torque máximo de la tubería, torque máximo esperado en superficie (ft-lbf), tensión de liberación/ asentamiento efectivo en fondo, tensión aplicada en fondo, tensión en superficie, overpull aplicado en superficie, límite de tensión de la tubería, vueltas mínimas en superficie (vueltas), vueltas máximas en superficie (vueltas), buckling sinusoidal, buckling helicoidal y dirección de asentamiento.

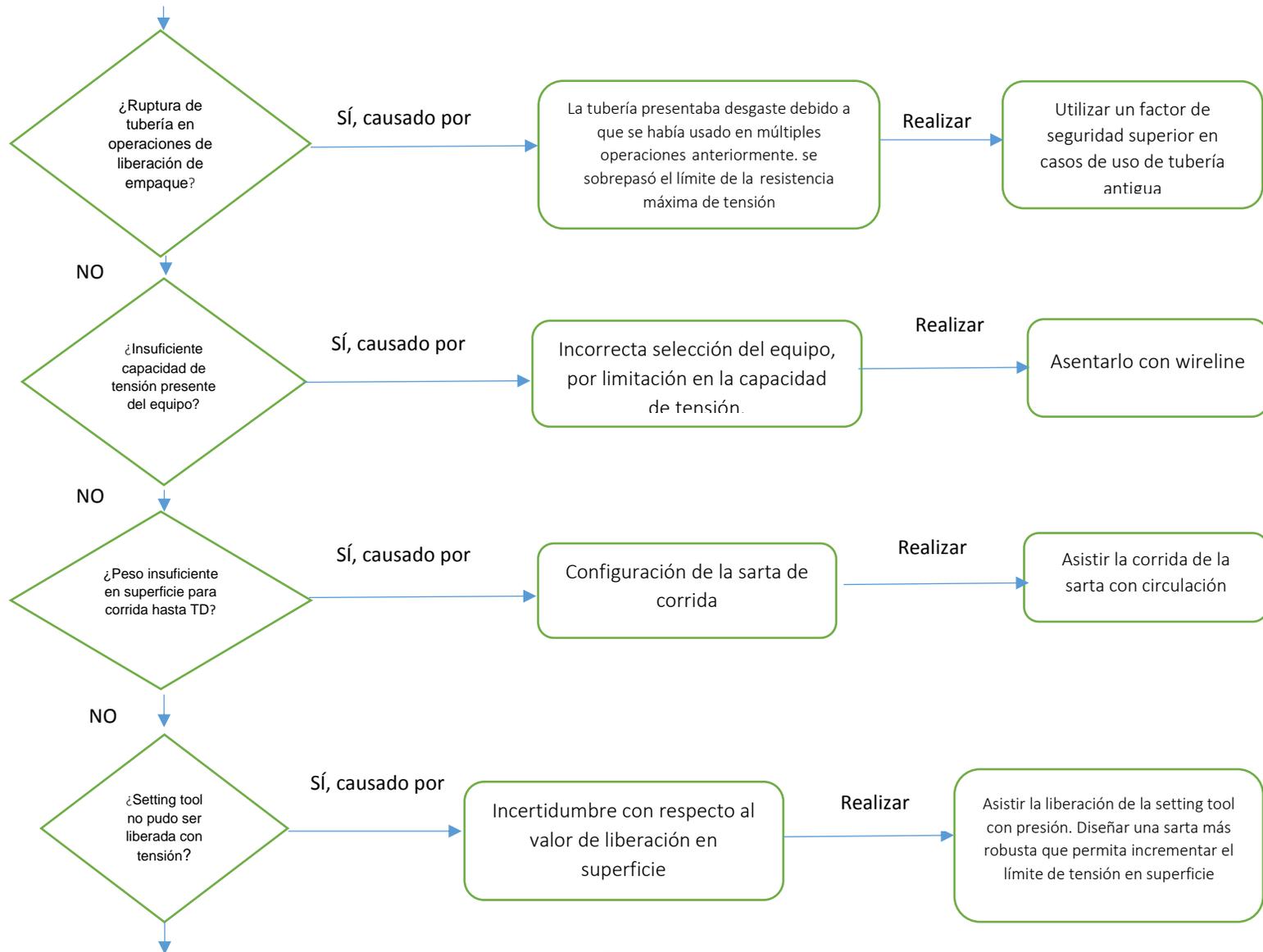
La finalidad de la matriz es generar una guía operacional, pasando de los métodos empíricos practicados en campo a un plan fundamentado en la simulación realizada en WellPlan. Esto conllevará la disminución de tiempos no operativos los cuales generan costos adicionales. La matriz también permitirá generar una recopilación histórica, ya que se alimentará constantemente en cada nuevo pozo a operar en diferentes compañías, hasta llegar a tener suficiente información para realizar operaciones similares sin necesidad de simular en el software. Adicionalmente, al evaluar las posibles fallas presentadas en estas operaciones, se presentan unas propuestas de acción. Para estas propuestas se evaluó desde el estado de la tubería, diámetro, tensión, peso, rotación excesiva de la válvula de circulación, incertidumbre en la cantidad de vueltas a aplicar, factores de seguridad, configuración de la sarta, etc.

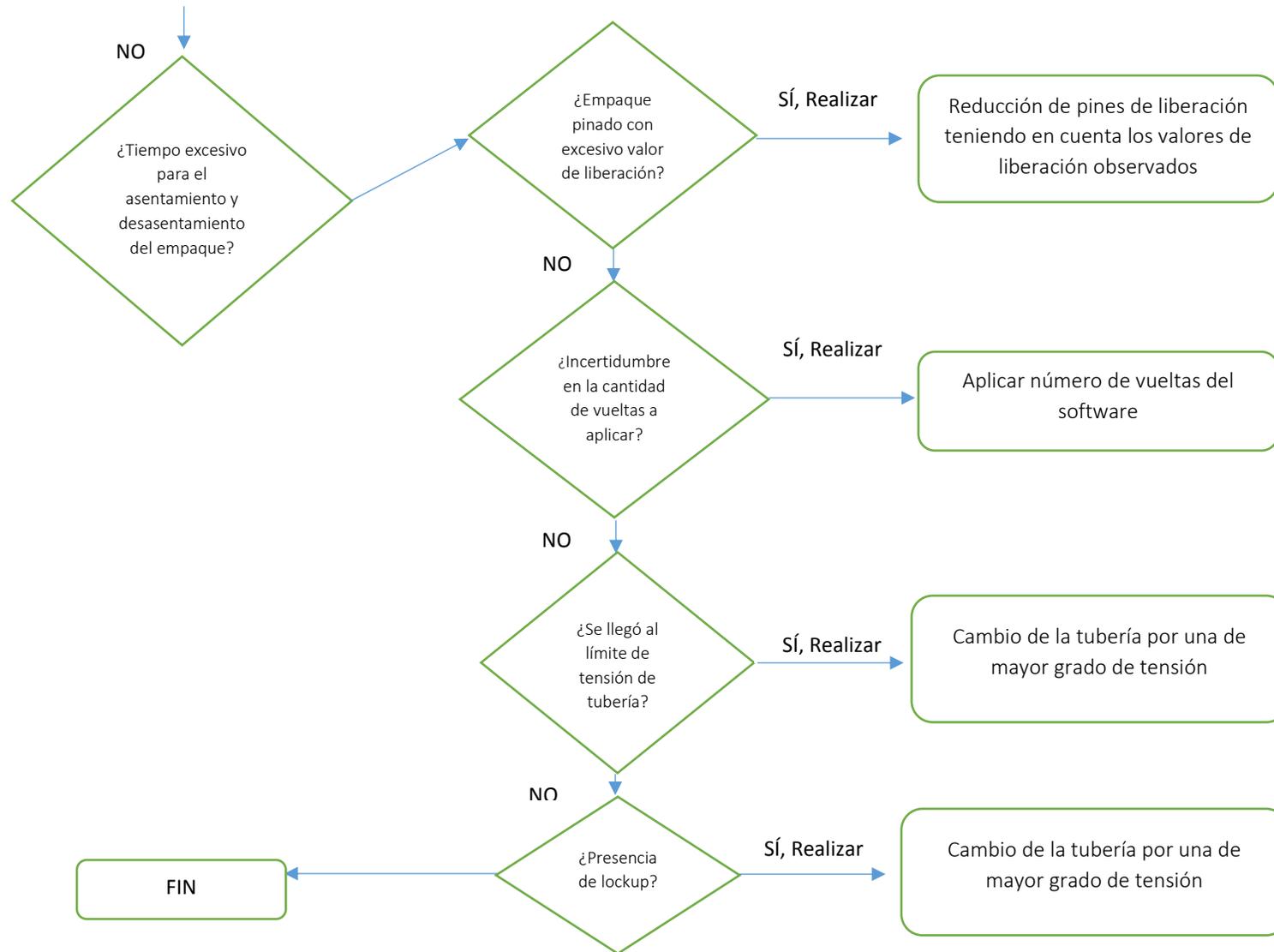
Al final se realiza un análisis financiero, donde se realizan tres (3) tablas. La primera tabla. Evalúa el costo del escenario de estimulación del empaque de Servicio en equipo de Workover. La segunda tabla evalúa el costo del escenario de equipo de Workover sin estimulación. La última tabla evalúa el costo de operación, el total de horas no operativas y el sobre costo de estas. Con esta información se realiza un análisis costo-beneficio con el fin de evaluar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Diagrama 4. Problemas operacionales

4.1 DIAGRAMA DE DECISIÓN







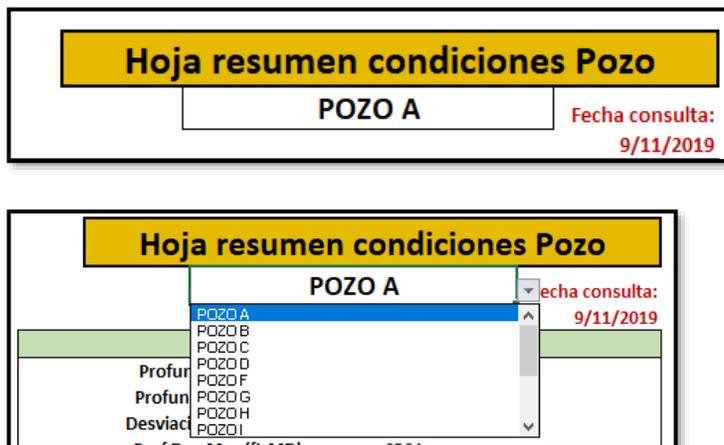
4.1 MATRIZ

La matriz tiene cuatro hojas input, las cuales alimentan la información requerida. La hoja 1 contiene el nombre de todos los pozos, lo que permite crear la lista desplegable. La hoja 2 contiene los datos de los pozos, esta información se encuentra en metodología y datos. La hoja 3 contiene los antecedentes, esta información se obtiene por el diagrama de flujo anterior. La última hoja contiene los parámetros para realizar las operaciones con los empaques; la información se obtiene de los resultados.

4.1.1 EMPAQUE MECÁNICO

SECCIÓN 1.

Figura 29. Sección 1



Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

SECCIÓN 2.

Figura 30. Sección 2

Condiciones del pozo	
Profundidad (ft-MD)	10290
Profundidad (ft-TVD)	10099,93
Desviación Máxima (°)	15,76
Prof Dev Max (ft-MD)	6564
Máximo Dog Leg (°/100ft)	2,8
Prof Max DL (ft-MD)	7692
Tipo de pozo	S

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

SECCIÓN 3

Figura 31. Sección 3

PROBLEMAS OPERACIONALES	
¿Tiempo no productivo?	Sí
Fallas	pérdida de underbalance para cañoneo TSP
Causas	Apertura de la válvula de circulación por rotación excesiva
Efectos	Tiempos no productivos
Propuesta de acción	Operaciones se suaveo para recuperar underbalance

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

SECCIÓN 4

Figura 32. Sección 4

DATOS DE OPERACIÓN CON SOFTWARE	
Tipo de empaque	Mecánico
Min Peso Requerido en Fondo (lbf)	14
Peso Efectivo Aplicado en Fondo (lbf)	20
Peso Aplicado en Superficie (lbf)	13,5
Torque de Apriete de la tubería (ft-lbf)	3200
Torque Mínimo esperado en superficie (ft-lbf)	4000
Torque Máximo de la tubería	1336
Torque máximo esperado en superficie (ft-lbf)	2338
Tensión de liberación/ Asentamiento efectivo en fondo	-
Tensión Aplicada en fondo	-
Tensión en superficie	-
Overpull Aplicado en superficie	-
Límite de tensión de la tubería	-
Vueltas Mínimas en superficie (vueltas)	1,4
Vueltas máximas en superficie (vueltas)	2,5
Buckling Sinusoidal	SI
Buckling Helicoidal	SI
Dirección de asentamiento	Derecha

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

4.1.2 EMPAQUE HIDRÁULICO

Figura 33. Matriz empaque hidráulico

Hoja resumen condiciones Pozo	
POZO H	Fecha consulta: 9/11/2019
Condiciones del pozo	
Profundidad (ft-MD)	9220
Profundidad (ft-TVD)	8706,64
Desviación Máxima (°)	28,24
Prof Dev Max (ft-MD)	5096
Máximo Dog Leg (°/100ft)	3,21
Prof Max DL (ft-MD)	598
Tipo de pozo	S
PROBLEMAS OPERACIONALES	
¿Tiempo no productivo?	Sí
Fallas	Ruptura de tubería en operaciones de liberación de empaque
Causas	La tubería presentaba desgaste debido a que se había usado en múltiples operaciones anteriormente. se sobrepasó el límite de la resistencia máxima de tensión
Efectos	Tiempo no operativo debido a que se tuvo que sacar tubería y empaque
Propuesta de acción	Utilizar un factor de seguridad superior en casos de uso de tubería antigua

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN.

Figura 34. Segunda parte de la matriz del empaque hidráulico

DATOS DE OPERACIÓN CON SOFTWARE	
Tipo de empaque	hidráulico
Min Peso Requerido en Fondo (lbf)	-
Peso Efectivo Aplicado en Fondo (lbf)	-
Peso Aplicado en Superficie (lbf)	-
Torque de Apriete de la tubería (ft-lbf)	-
Torque Mínimo esperado en superficie (ft-lbf)	-
Torque Máximo de la tubería	-
Torque máximo esperado en superficie (ft-lbf)	-
Tensión de liberación/ Asentamiento efectivo en fondo	73,2
Tensión Aplicada en fondo	73,2
Tensión en superficie	193,8
Overpull Aplicado en superficie	110
Límite de tensión de la tubería	207
Vueltas Mínimas en superficie (vueltas)	-
Vueltas máximas en superficie (vueltas)	-
Buckling Sinusoidal	-
Buckling Helicoidal	-
Dirección de asentamiento	-

Fuente: Elaboración propia con base al software WELLPLAN

4.2 ANÁLISIS FINANCIERO

Se realizó el análisis económico-financiero, el cual se estructura en 3 partes: los costos estimados del servicio del equipo de workover con estimulación, los costos estimados del servicio del equipo de workover con estimulación, los costos generados por tiempos no operativos y por último el estudio la relación costo-beneficio, lo anterior con el fin de obtener un análisis de factibilidad que permitirá determinar la viabilidad y rentabilidad que presenta el simulador para las compañías.

Tabla 12. Costos estimados del servicio del equipo de workover con estimulación.

Escenario Estimulación Empaque de Servicio en equipo de Workover				
Descripción del servicio	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USD	Costo total USD
servicio diario de taladro	Día	\$8	\$9.300	\$74.400
costos reembolsables del taladro	Día	\$8	\$1.800	\$14.400
obreros de patio	Día	\$8	\$2.660	\$21.280
movilización y desmovilización taladro de workover	Global	\$1	\$39.230	\$39.230
monitoreo de parámetros de taladro por día	Día	\$8	\$962	\$7.696
renta de tubería de trabajo	Día	\$8	\$3.900	\$31.200
cuadrilla de inspección por día	Día	\$8	\$35	\$280
cargo por inspección de junta	junta	\$350	\$8	\$2.800
per diem y vehículo de apoyo	Día	\$8	\$210	\$1.680
movilización de personal de llave de torque	Viaje	\$2	\$1.200	\$2.400
servicio de torque de tubería	Trabajo	\$1	\$1.500	\$1.500
renta diaria de unidad de potencia computarizado	Día	\$8	\$1.500	\$12.000
cuadrilla de torque por día	Día	\$8	\$2.200	\$17.600
movilización de equipos y personal para superficie	Viaje	\$2	\$3.500	\$7.000
unidad de filtrado por día	Día	\$8	\$1.200	\$9.600
filtros	Unidad	\$25	\$57	\$1.425
cargo por limpieza de tanque por unidad	Global	\$4	\$1.100	\$4.400
cargo por día de well testing	Día	\$8	\$8.000	\$64.000
movilización de equipos de estimulación	Viaje	\$2	\$4.000	\$8.000
movilización de personal de estimulación	Persona	\$10	\$440	\$4.400
cargo por set de estimulación por día operando	Día	\$4	\$3.900	\$15.600

cargo por set de estimulación por día stand by	Día	\$4	\$2.350	\$9.400
cargo por unidad de filtrado de estimulación	Trabajo	\$1	\$1.600	\$1.600
cargo por sistema de adquisición de datos	Trabajo	\$1	\$600	\$600
cargo por transporte de ácido	Viaje	\$1	\$2.400	\$2.400
renta de frac tank	Día	\$8	\$250	\$2.000
ingeniero de estimulación	Día	\$8	\$900	\$7.200
operador de estimulación	Día	\$8	\$600	\$4.800
asistente de estimulación	Día	\$8	\$400	\$3.200
química de estimulación para una formación	Unidad	\$1	\$55.000	\$55.000
company man por día	Día	\$12	\$700	\$8.400
company man night por día	Día	\$12	\$500	\$6.000
asistente de company man y hse por día	Día	\$12	\$600	\$7.200
c&wo consultores + superintendentes de campo	Día	\$12	\$1.300	\$15.600
costo de labor ingeniería de planeación y ejecución	Día	\$12	\$1.200	\$14.400
costo por fluido de completamiento	Bbl	\$500	\$43	\$21.500
movilización de operador de empaques	Global	\$1	\$850	\$850
operador de empaques por día	Día	\$5	\$700	\$3.500
renta de empaques mecánicos por día	Día	\$5	\$1.500	\$7.500
movilización de empaques por día	Viaje	\$2	\$800	\$1.600
			Total	\$ 513.641
			Total día	\$ 64.205
			Total hora	\$ 2.675

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13. Costos estimados del servicio del equipo de workover sin estimulación

Escenario Equipo de Workover sin Estimulación				
Descripción del servicio	Unidad	Cantidad	Costo Unitario USD	Costo total USD
servicio diario de taladro	Día	8	\$9.300	\$74.400
costos reembolsables del taladro	Día	8	\$1.800	\$14.400
obreros de patio	Día	8	\$2.660	\$21.280
movilización y desmovilización taladro de workover	Global	1	\$39.230	\$39.230
monitoreo de parámetros de taladro por día	Día	8	\$962	\$7.696
renta de tubería de trabajo	Día	8	\$3.900	\$31.200
cuadrilla de inspección por día	Día	8	\$35	\$280
cargo por inspección de junta	junta	350	\$8	\$2.800
per diem y vehículo de apoyo	Día	8	\$210	\$1.680
movilización de personal de llave de torque	Viaje	2	\$1.200	\$2.400
servicio de torque de tubería	Trabajo	1	\$1.500	\$1.500
renta diaria de unidad de potencia computarizado	Día	8	\$1.500	\$12.000
cuadrilla de torque por día	Día	8	\$2.200	\$17.600
movilización de equipos y personal para superficie	Viaje	2	\$3.500	\$7.000
unidad de filtrado por día	Día	8	\$1.200	\$9.600
filtros	Unidad	25	\$57	\$1.425
cargo por limpieza de tanque por unidad	Global	4	\$1.100	\$4.400
cargo por día de well testing	Día	8	\$8.000	\$64.000
movilización de equipos de estimulación	Viaje	2	\$4.000	\$8.000
movilización de personal de estimulación	Persona	10	\$440	\$4.400
company man por día	Día	12	\$700	\$8.400
company man night por día	Día	12	\$500	\$6.000
asistente de company man y hse por día	Día	12	\$600	\$7.200
c&wo consultores + superintendentes de camp	Día	12	\$1.300	\$15.600
costo de labor ingeniería de planeación y ejecución	Día	12	\$1.200	\$14.400
costo por fluido de completamiento	Bbl	500	\$43	\$21.500
movilización de operador de empaques	Global	1	\$850	\$850
operador de empaques por día	Día	5	\$700	\$3.500
costo total herramientas de completamiento	Global	1	\$25.000	\$25.000
movilización de empaques por día	Viaje	2	\$800	\$1.600
			Total	\$429.341
			Total día	\$53.668
			Total hora	\$2.236

Fuente: Elaboración propia.

Con la información de las tablas anteriores se realiza un estipulado del costo inicial, en un escenario exitoso, de las operaciones según el caso de cada pozo, incluyendo el costo según la clase de empaque utilizado y la duración de la operación en horas.

Según la frecuencia y costo de los tiempos no productivos, se calcula el costo final. Con el costo inicial y el costo final se determina el sobre costo de cada operación.

El valor del NPT depende del contrato entre la operadora y la prestadora de servicio. En este caso se tuvo un acuerdo de \$2.000 USD.

Tabla 14. Costo operación

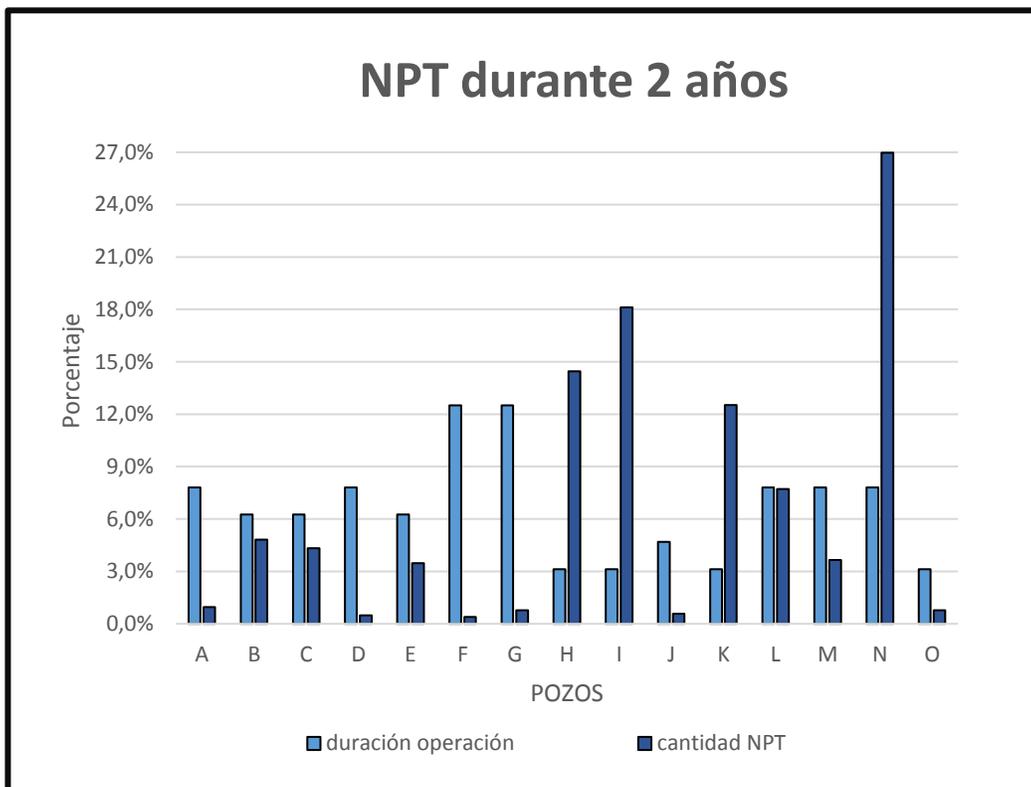
Costo Operación (USD)			
	Día	Hora	NPT
Operación Empaque Mecánico	\$64.205	\$2.675	\$2.000
Operación Empaque Hidráulico	\$53.668	\$2.236	\$2.000

Pozo	Duración de Operación (hr)	Cantidad NPT	Costo NPT (USD)	Costo Inicial (USD)	Costo Final (USD)	Sobre costo (USD)
A	120	10	\$2.000	\$321.026	\$341.026	\$20.000
B	96	50	\$2.000	\$214.671	\$314.671	\$100.000
C	96	45	\$2.000	\$214.671	\$304.671	\$90.000
D	120	5	\$2.000	\$321.026	\$331.026	\$10.000
E	96	36	\$2.000	\$214.671	\$286.671	\$72.000
F	192	4	\$2.000	\$513.641	\$521.641	\$8.000
G	192	8	\$2.000	\$513.641	\$529.641	\$16.000
H	48	150	\$2.000	\$107.335	\$407.335	\$300.000
I	48	188	\$2.000	\$107.335	\$483.335	\$376.000
J	72	6	\$2.000	\$161.003	\$173.003	\$12.000
K	48	130	\$2.000	\$107.335	\$367.335	\$260.000
L	120	80	\$2.000	\$321.026	\$481.026	\$160.000
M	120	38	\$2.000	\$321.026	\$397.026	\$76.000
N	120	280	\$2.000	\$321.026	\$881.026	\$560.000
O	48	8	\$2.000	\$107.335	\$123.335	\$16.000
					Total NPT (hr)	1536
					Total costo inicial	\$3.866.766
					Total costo final	\$5.942.766
					Total Sobre costo (USD)	\$2.076.000

Fuente: Elaboración propia.

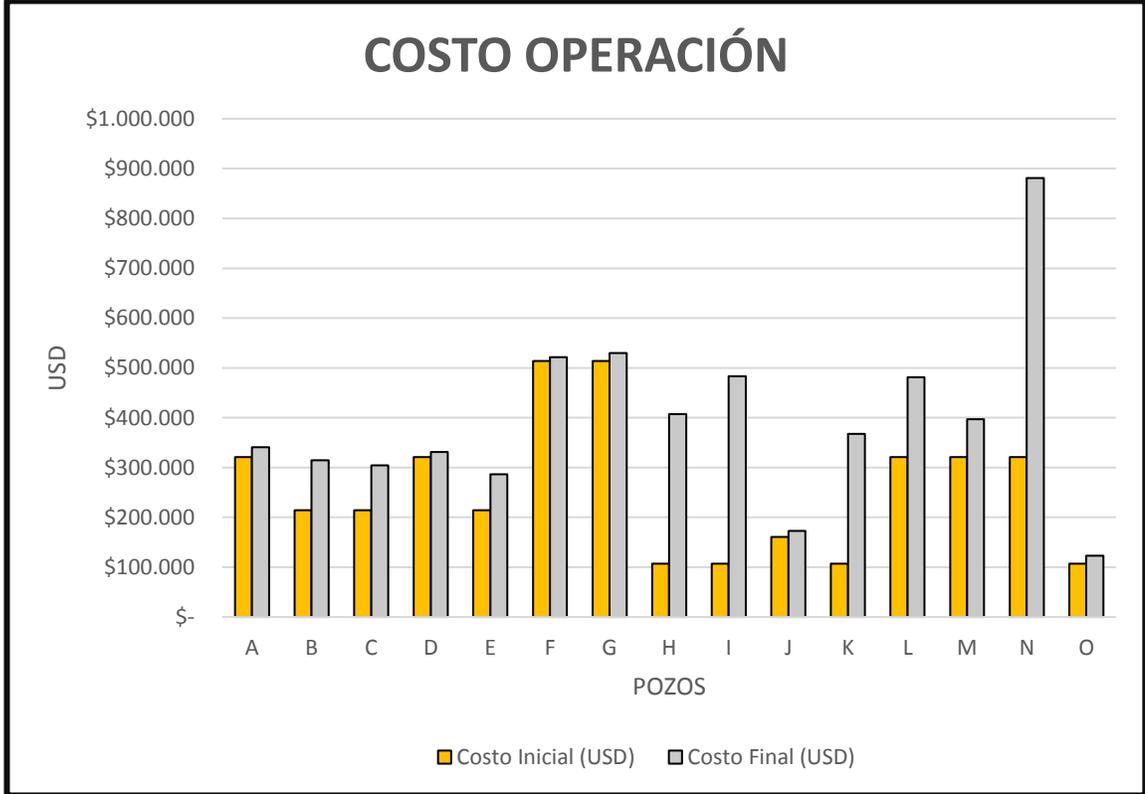
Con los valores de la tabla 13. Se realiza la gráfica 23. En la cual se presentan dos escenarios: Duración de la operación en horas y la cantidad de tiempo no operativo. Para el primero, se divide la duración de la operación de cada pozo en el tiempo total (1536hr) generado durante 2 años. Para el segundo se realiza lo mismo, se divide la cantidad de NPT por pozo, en un total de 1058 veces. Según la gráfica, los pozos F y G, son los que mayor duración tuvieron en su operación, con un 12,5%, mientras que los pozos H, I y J, generaron la menor contribución (3,1%) al tiempo total. Para el segundo escenario, el pozo N, es el que presenta una mayor frecuencia en tiempos no operativos con un 27% de ocurrencia, seguido por el pozo I, con un 18% y el pozo H con 14,45%. Los pozos F y G que presentan la mayor duración operativa, son unos de los que menor porcentaje (0,39%-0,77%) de ocurrencia del problema generan. El pozo I, presenta una gran frecuencia en problemas operativos sin embargo, la duración de estos son los más bajos.

Gráfica 23. NPT durante 2 años



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 24. Costo de operación



Fuente: Elaboración propia.

Igualmente, se realiza la comparación en costos. El pozo N, por la frecuencia de tiempos no operativos, presenta el costo final más elevado (\$881.026) con respecto al costo inicial planeado (\$321.026). Los pozos F y G, debido a la poca ocurrencia de escenarios problema, presentan un costo final (\$513.641) muy similar al inicial (\$521.641). El pozo O, debido a la frecuencia y duración del problema, presenta los costos más bajos y similares, tanto en el costo inicial (\$107.335), como en el costo final (\$123.335).

4.2.1 ANALISIS COSTO-BENEFICIO

La relación costo-beneficio (B/C), conocida también como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VAI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales (VAC) de un proyecto. Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos por lo que el proyecto sería viable.

Ecuación 7. Costo-Beneficio

$$(B/C) = \frac{VAI}{VAC}$$

Fuente: L. Blank, & A. Tarquin; Ingeniería económica. Editorial McGrawHill, México, 6ta Edición, 2006 [En línea][consultado el 20 noviembre 2019] Disponible en <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

Según la tabla 12. El beneficio obtenido es de \$2.076.000 USD que representan el sobrecosto de las operaciones realizadas (en dos años) sin el software, si éste se implementa, el valor mencionado se traduciría en un costo eliminado. La inversión por la licencia del software es de 10.000 USD, adicionalmente, cada 2 años se debe pagar 2.000 USD por su actualización. No se requiere contratar personal, debido a que un trabajador de nómina de completamiento lo puede ejecutar con una adecuada capacitación; la capacitación tiene un costo de 2.000USD el día y se realiza por dos semanas, por lo tanto, el costo es de 20.000 USD. Para el periodo de estudio, el costo total es de 32.000USD. Aplicando la **ecuación 7** la relación sería:

$$(B/C) = \frac{2.076.000}{32.000} = 65.$$

La relación es 65 veces mayor a la unidad, se tendría una ganancia del 6500% lo que indica que el proyecto genera alta rentabilidad y es completamente viable para su implementación.

5. CONCLUSIONES

- Según los resultados obtenidos, las fallas que más frecuentemente se presentan son el sobretorque de tubería, debido a la baja capacidad de torque de ésta y el tiempo excesivo para el asentamiento y desasentamiento del empaque, generalmente causado por la Incertidumbre en la cantidad de vueltas a aplicar. Mediante la implementación del software, se eliminan la ocurrencia de estos eventos y se ve reflejado en tiempo y costos.
- Mediante el diagrama de decisión de operaciones con empaques, se tiene una guía fácil y efectiva, en donde se contemplan las posibles fallas que se pueden presentar y la propuesta de acción, permitiendo evitarlos o en un posible escenario de ocurrencia, actuar de forma rápida.
- Se observa que la sobretensión requerida en superficie para llevar una tensión específica a fondo esta entre 35% - 50% adicional con respecto al valor de referencia en fondo, esto se debe a los diversos efectos de tensión generados en la trayectoria del pozo.
- En la industria comúnmente se aplica el concepto de que para llevar la rotación a fondo se deben aplicar $\frac{1}{4}$ de vuelta por cada 1000 ft de profundidad, de acuerdo a las simulaciones realizadas se encuentra que este concepto esta errado y en algunas ocasiones puede llevar a estimaciones con errores significativos, sobreestimando o subestimando la cantidad de vueltas necesarias. Esto se evidencia en el pozo L, el cual para realizar el asentamiento se le aplicaron 2,3 vueltas siguiendo el primer concepto pero en realidad eran necesarias 3,4 vueltas, por lo que se tardaron más tiempo en este asentamiento.
- En algunos casos en los que la tubería de producción con conexiones API no tengan suficiente capacidad de torque para realizar operaciones de empaques mecánicos se pueden considerar conexiones Premium de alto torque para evitar utilizar tubería de trabajo drill pipe, esto podría ahorrar costos a las compañías de servicios.
- Los pozos F y G, presentan la mayor duración de la operación (192hr), esto es un 12,5% del total de tiempo operacional en 2 años, esto debido a los múltiples intentos para liberar llave pescante del RBP, aunque esta falla es la menor ocurrencia, por la duración, son unos de los que generan mayores costos generan \$529.641US.
- Los pozos I y N, presentan la mayor frecuencia de falla (27% y 18% respectivamente, del total de ocurrencia de tiempo no operativo), estas fallas

debido a factores de tensión y asentamiento. Debido a la frecuencia el pozo N genera el mayor costo de los pozos analizados (\$881.026 USD). El pozo I, también presenta una suma considerable de (\$483.335USD)

- En Dos años, se obtuvo un costo total de \$5.942.766 USD. Si se hubiera implementado el software y se enviara a campo una guía operativa el costo sería de \$3.866.766 USD, se tendría un ahorro de \$2.076.000USD.
- Según el indicador costo- beneficio, la relación es de 65, indicando que el proyecto es viable y rentable.

6. RECOMENDACIONES

- Alimentar la matriz con cada operación realizada con el fin de tener una base de datos que permita futuras operaciones sin necesidad de simular.
- Realizar una matriz en la cual según el problema buscado en esta, genere una lista con diferentes opciones de acción y remediación.
- En caso de que la empresa no cuente con personal que pueda realizar la ejecución del software o requiera un mayor número de trabajadores, los costos aumentarían en el contrato de estos.
- Generar una estrategia comercial para ofrecer el software a diferentes operadoras.

7. BIBLIOGRAFÍA

A. Salguero, E. Almanza, H. Nivens, Well Test Planning in deepwater wells in High-Pressure, High-Temperature Environments – The Brazil Experience (OTC 18734). En: OTC, 2007

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBURO - ANH. Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C.: ANH, 2012. p. 46. Modificado por los autores

BELLARBY Jonathan, Well Completion Design. 2008

DELGADO Juan, ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, MANUAL – GUÍA DE EMPAQUES EN OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Colombia: Universidad Industrial De Santander, 2005. P.6

Gunningham H, Nwogbe P.C., Kool H., Freeman A., Selective Sand Consolidation Technique using a Pin Point Injection packer (SPE36888). En: SPE, 1996

Halliburton. Packers catalog. [En línea] EEUU, 2017. [Consultado el 03 de septiembre del 2019] Disponible en <https://drive.google.com/file/d/10J02aB9jad-2JmAqHNTT9RWHiwYGxoYL/view>

Hang Xue Jun, Chen Ren Bao, Wirdansyah Lubis, Deng Hui, Screenless frac pack completions case studies from Jidong fields, China (SPE108909). En: SPE, 2007

J. McCormick, D. Wilcox, A work method to analyzing friction factors in torque and drag modelling (SPE 161172). En: SPE, 2013.

L. Xie, D. Moran, L. Yan, J. Mercado, S. Bits. Sophisticated Software Analysis System and Use of Torque/Drag Modelling for Complex Well Operations Increases Operational Efficiency (SPE 152056). En: SPE, 2014

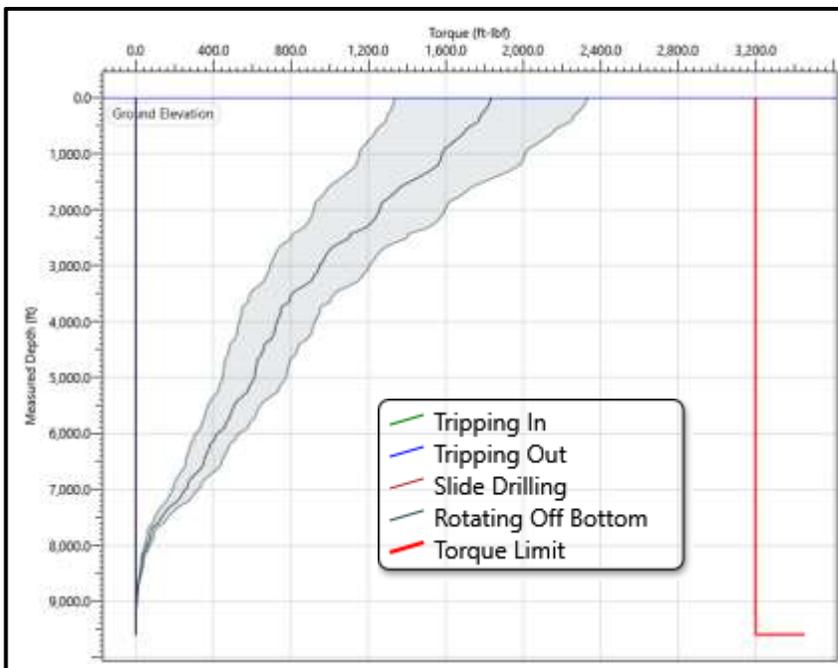
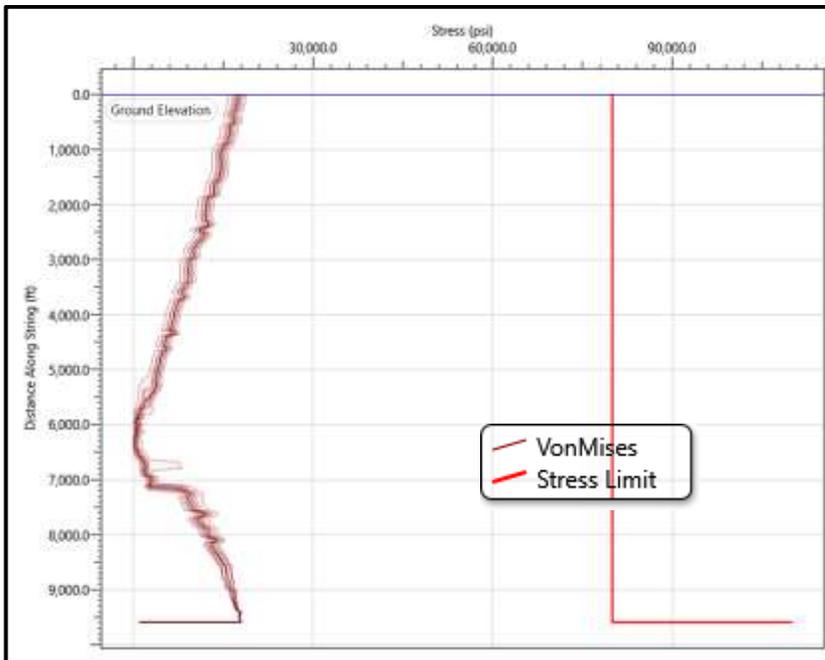
Newman Ken, Bhalla Kenneth, & McSpadden Albert. Basic Tubing Forces Model (TFM) Calculation [En línea] EEUU, 2013. [Consultado el 01 septiembre del 2019] Disponible en <https://ctes.nov.com/Documentation/technotes/Tech%20Note%20Tubing%20Force%20Model.pdf>

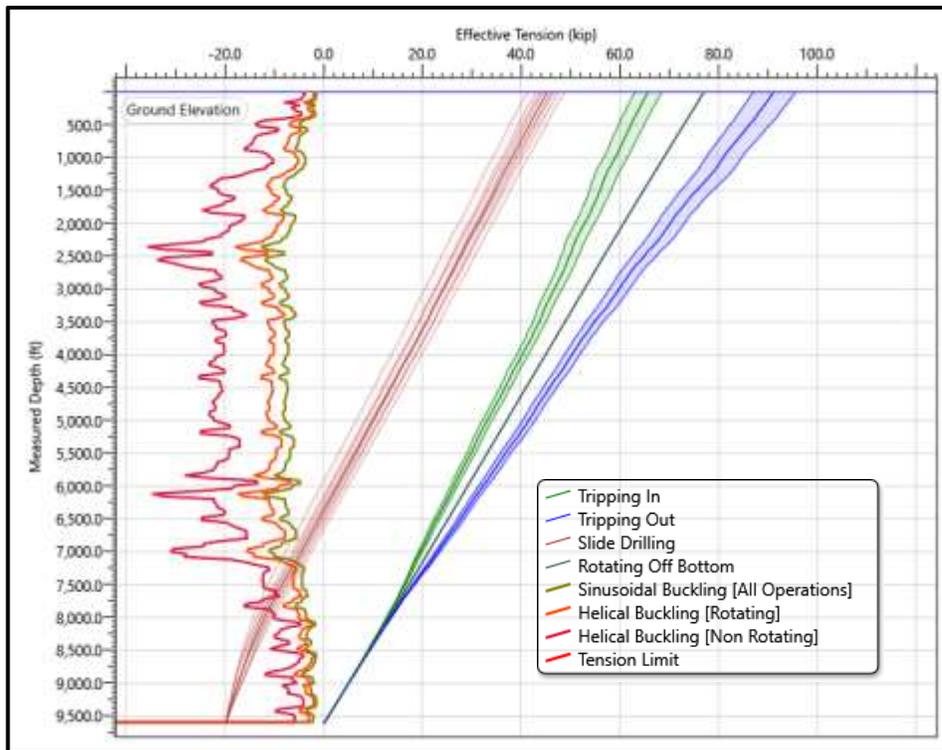
T. Landbo, B.T. Ribesen, A. Huse, Curing Shallow Water Flow in a North Sea Exploration Well Exposed to Shallow Gas (SPE 124607). En: SPE, 2009.

ANEXOS

Anexo A.

Gráficas pozo A.

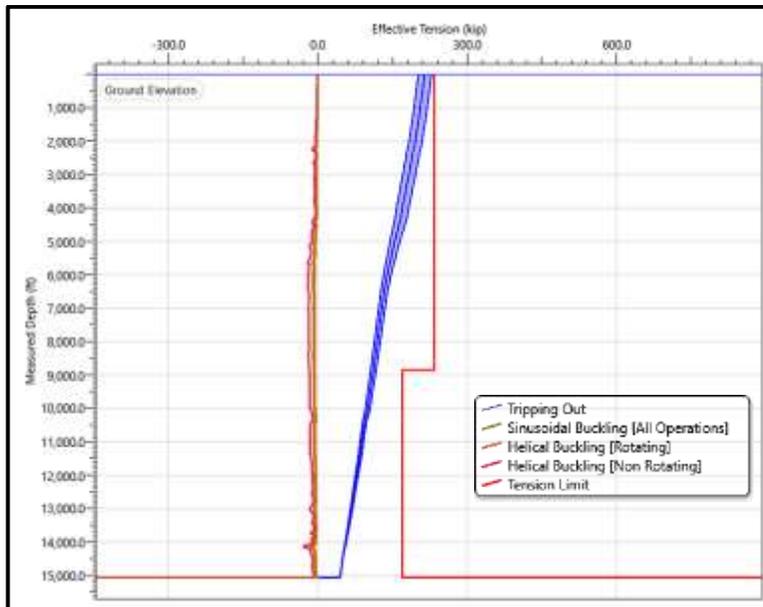




Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		Mechanical	Ballooning	Thermal	Total					
Tripping In							71.8	3.6	0.4	-2.6	1.3	0.0	0.0	0.0	1,143.6	0.0
Tripping Out							97.2	4.8	0.4	-2.6	2.5	0.0	0.0	0.0	1,102.4	0.0
Slide Drilling				X	X		51.4	0.6	0.4	-2.6	-1.7	0.0	0.0	0.0	4,057.5	3,225.5
Rotating Off Bottom							83.1	4.1	0.4	-2.6	1.9	1,836.9	2.0	2.0	1,122.4	0.0

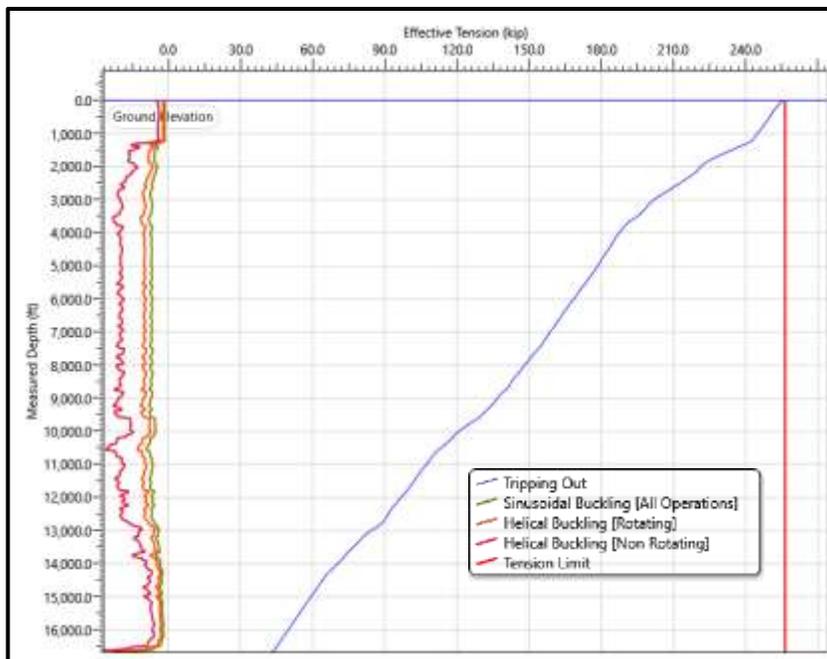
Anexo B.

Gráficas pozo B

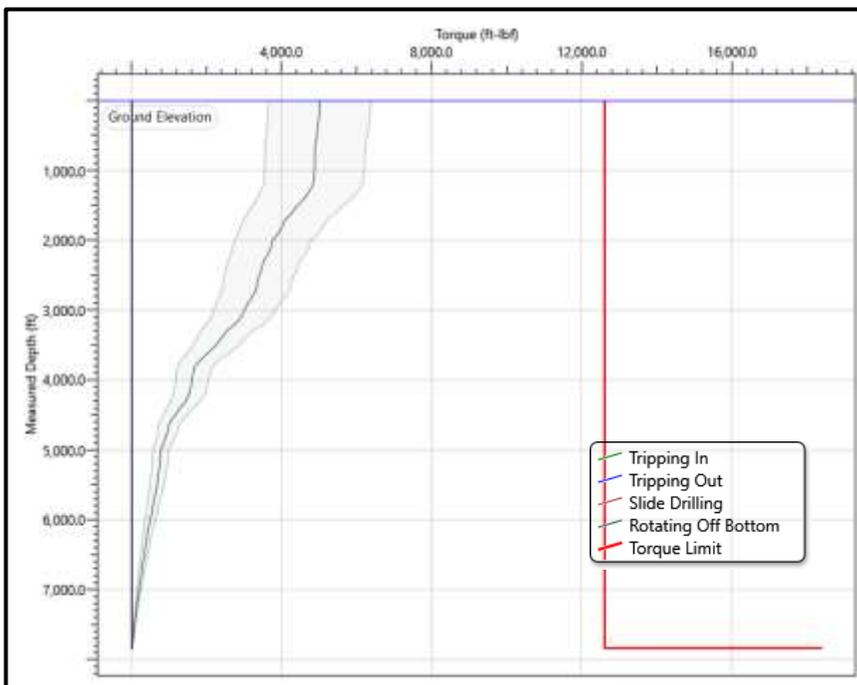
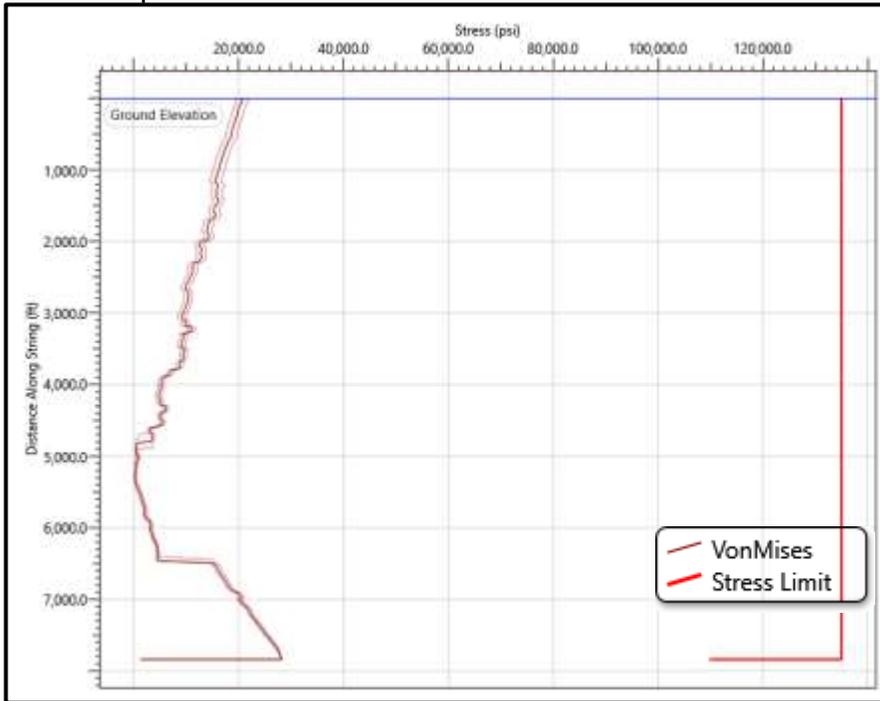


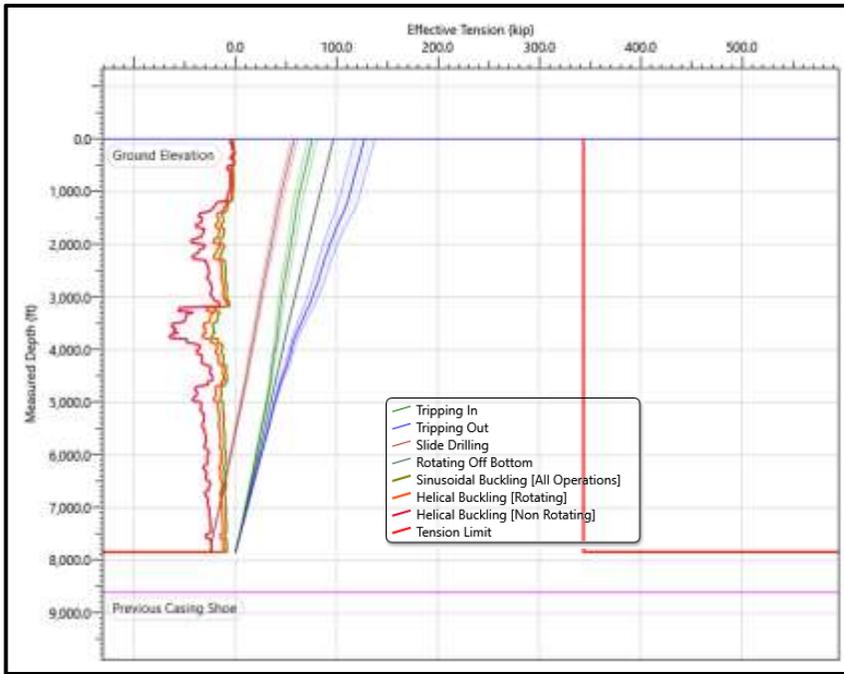
Anexo C.

Gráficas pozo C



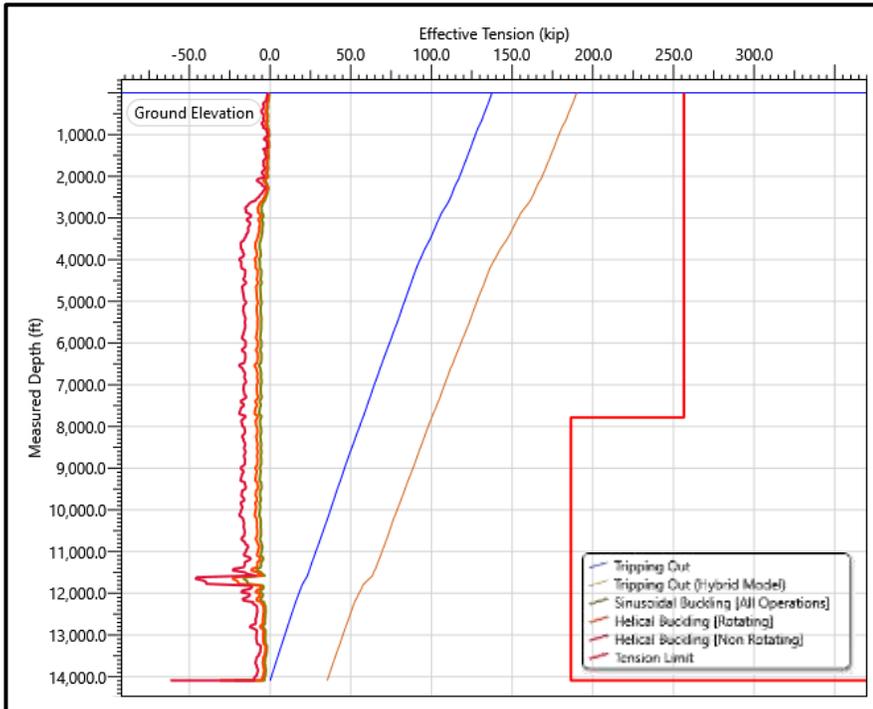
Anexo D.
Gráficas pozo D





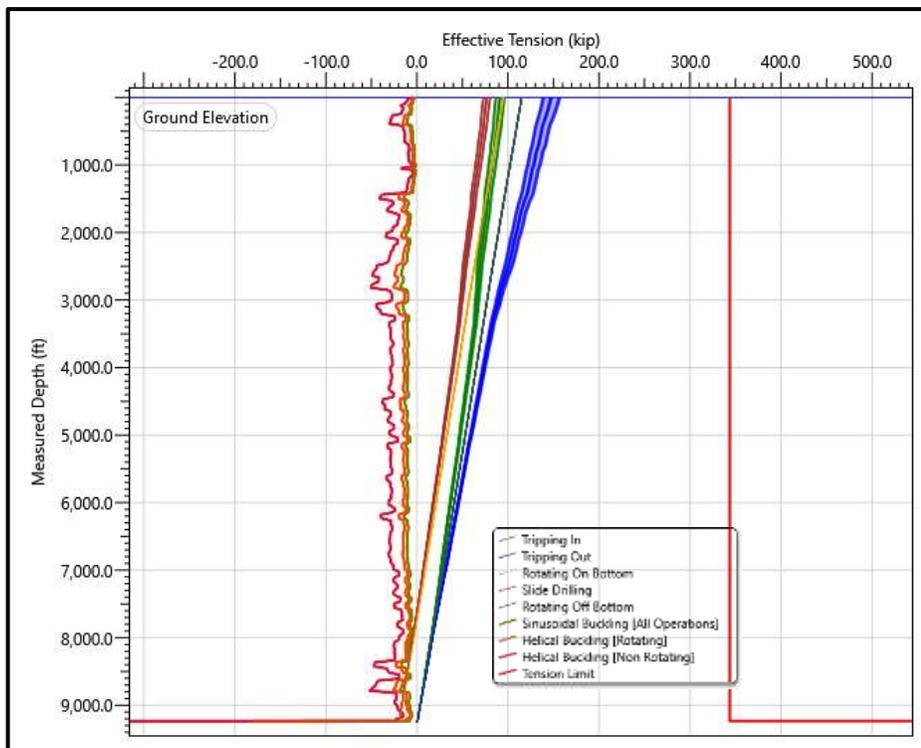
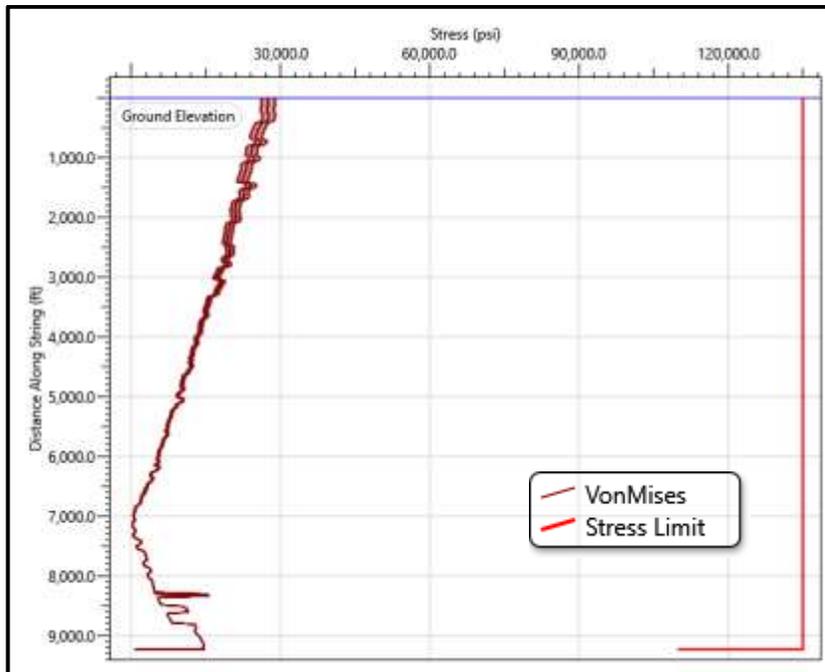
Anexo E.

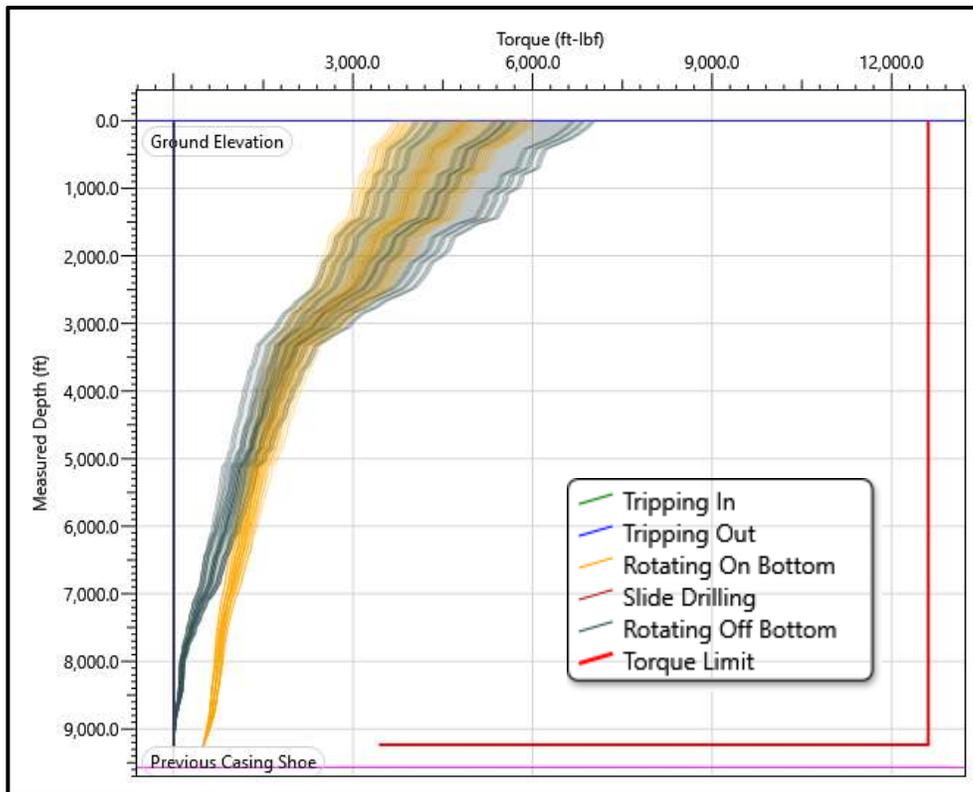
Gráficas pozo E



Anexo F.

Gráficas pozo F

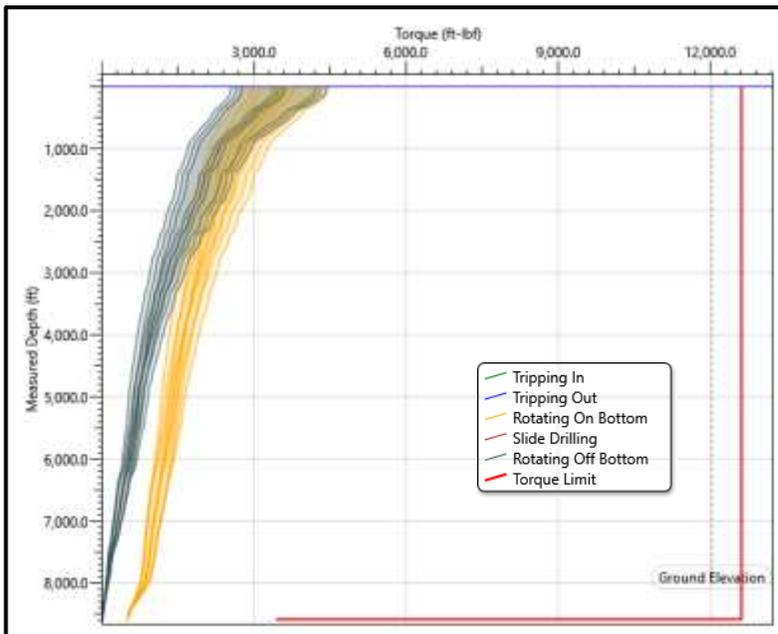
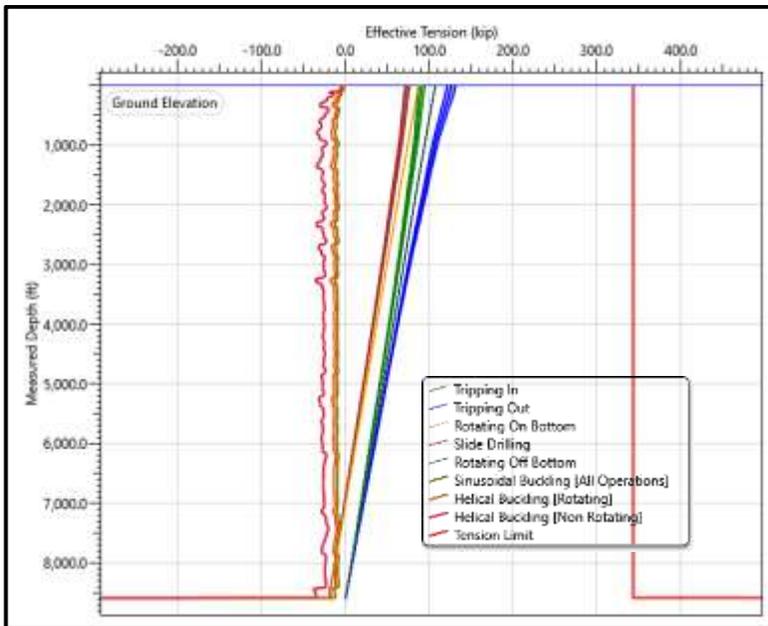


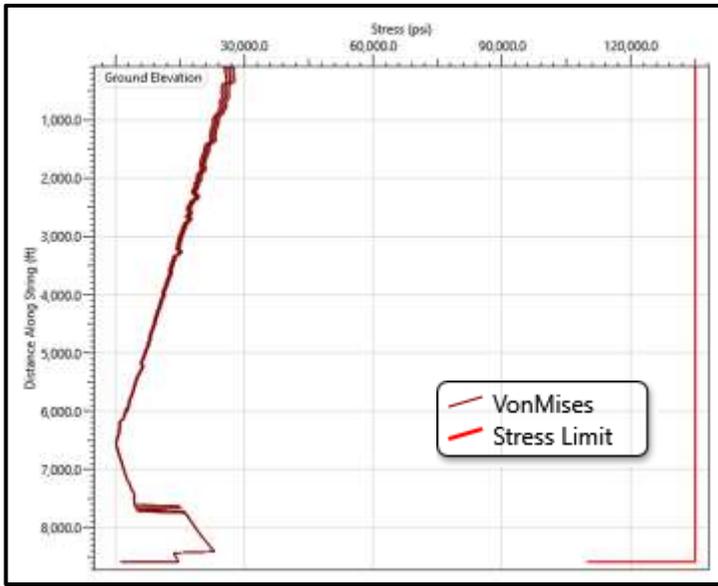


Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Torque Failure	Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup			Mechanical	Ballooning	Thermal	Total					
Tripping In								97.3	3.3	0.4	-2.6	1.2	0.0	0.0	0.0	1,143.8	0.0
Tripping Out								153.4	4.9	0.4	-2.6	2.7	0.0	0.0	0.0	1,048.8	0.0
Rotating On Bottom					X			101.2	2.4	0.4	-2.6	0.3	4,850.4	3.9	3.0	2,502.2	1,544.3
Slide Drilling				X	X			82.7	1.9	0.4	-2.6	-0.3	0.0	0.0	0.0	2,670.6	1,631.1
Rotating Off Bottom								121.2	4.0	0.4	-2.6	1.9	5,532.3	3.7	3.7	1,096.0	0.0

Anexo G.

Gráficas pozo G

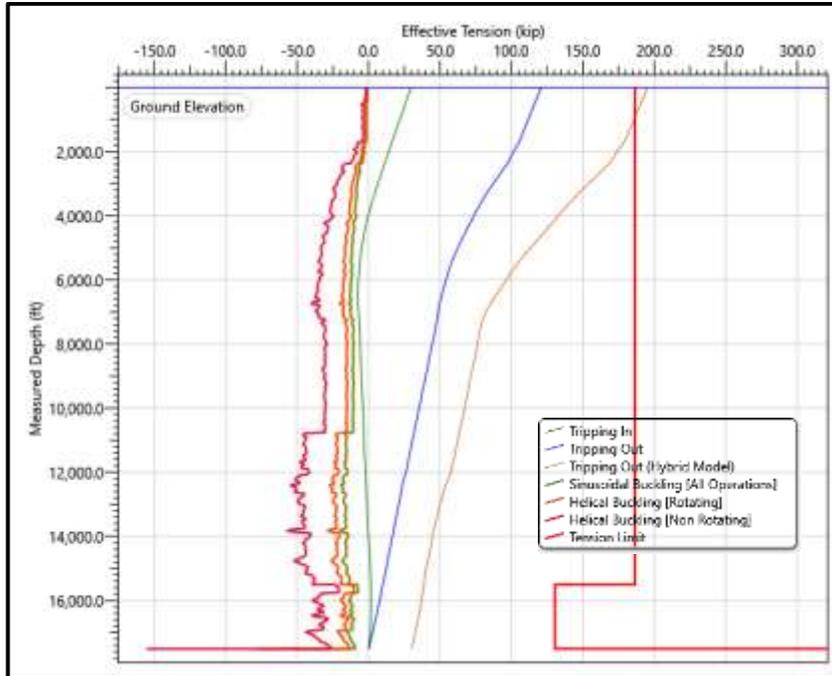




Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		Mechanical	Ballooning	Thermal	Total					
Tripping In							141.5	3.1	0.3	-2.4	1.1	0.0	0.0	0.0	1,104.9	0.0
Tripping Out							176.6	4.0	0.3	-2.4	1.9	0.0	0.0	0.0	982.6	0.0
Rotating On Bottom				X	X		137.4	1.9	0.3	-2.4	-0.1	3,628.2	3.1	2.2	2,451.5	1,573.5
Slide Drilling				X			124.4	1.6	0.3	-2.4	-0.5	0.0	0.0	0.0	2,616.2	1,680.4
Rotating Off Bottom							157.4	3.5	0.3	-2.4	1.5	3,501.6	2.1	2.1	1,039.3	0.0

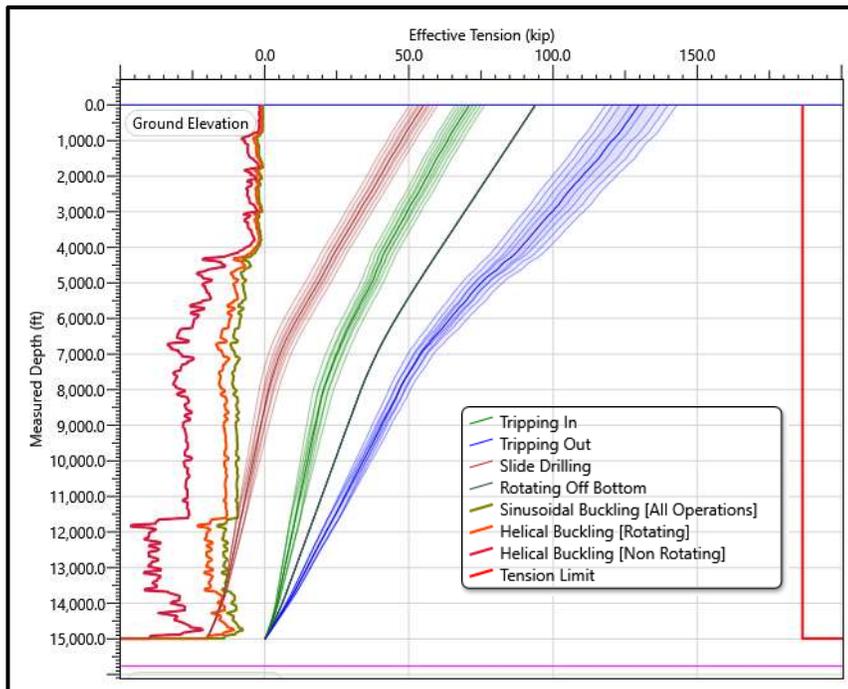
Anexo H.

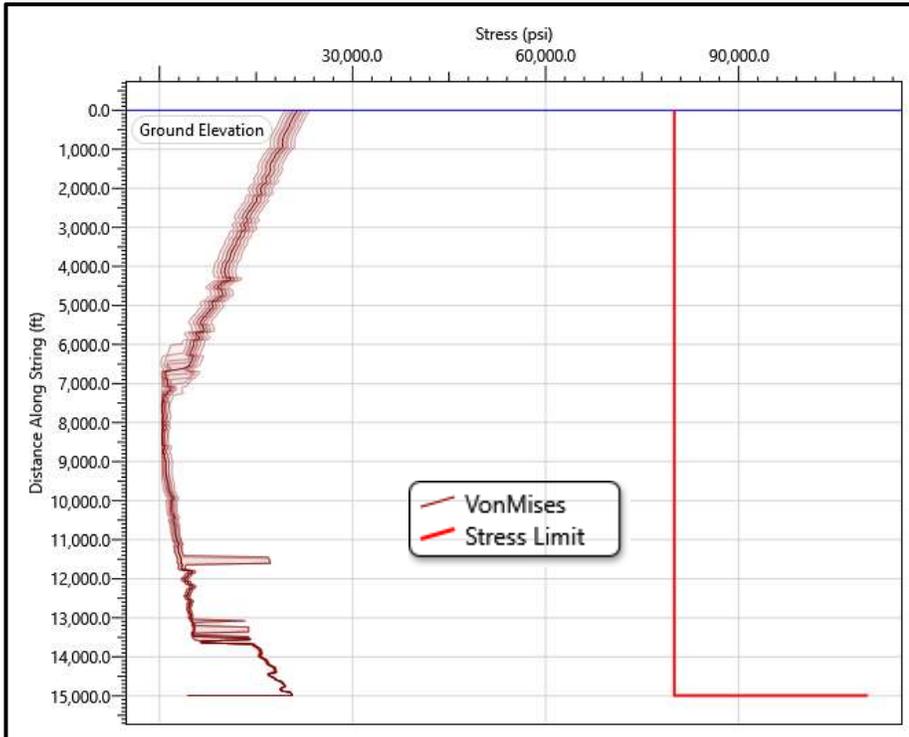
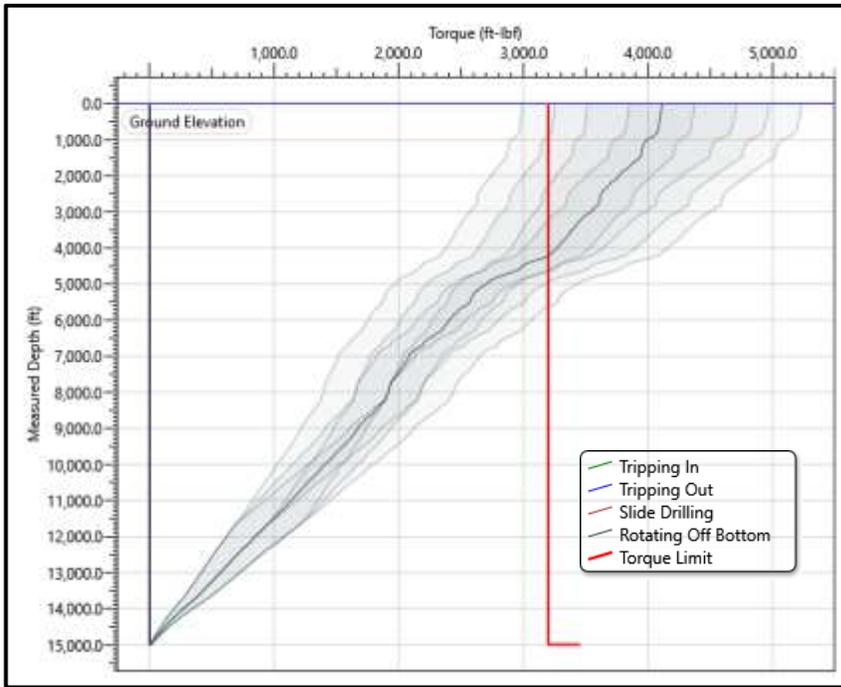
Gráficas pozo J



Anexo I.

Gráficas pozo M





Operation	Stress Failure			Buckling Limits			Measured Weight (kip)	Stretch (ft)				Rotary Table Torque (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Axial Stress = 0 [From TD] (ft)	Surface Neutral Point [From TD] (ft)
	Fatigue	90% Yield	100% Yield	Sinusoidal	Helical	Lockup		Torque Failure	Mechanical	Ballooning	Thermal					
Tripping In							77.0	4.1	0.8	-4.1	0.8	0.0	0.0	0.0	3,387.2	0.0
Tripping Out							135.8	9.8	0.8	-4.1	6.5	0.0	0.0	0.0	1,538.9	0.0
Slide Drilling				✘			61.1	0.5	0.8	-4.1	-2.8	0.0	0.0	0.0	8,376.0	6,492.5
Rotating Off Bottom						✘	99.9	6.5	0.8	-4.1	3.2	4,116.0	9.2	9.2	2,153.1	0.0

Anexo J.

Gráficas pozo O

