

**CÁLCULO DEL PERFIL DE ESFUERZOS EN LA SARTA DE
COMPLETAMIENTO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, MEDIANTE EL
USO DE SOFTWARE ESPECIALIZADO Y SU APLICABILIDAD, TENDIENTE A
LA REDUCCIÓN DE FALLAS, EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE
LOS LLANOS ORIENTALES.**

**LAURA ESTHEFANY MURILLO PICON
EDGAR VILLAMIZAR ROJAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**CÁLCULO DEL PERFIL DE ESFUERZOS EN LA SARTA DE
COMPLETAMIENTO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, MEDIANTE EL
USO DE SOFTWARE ESPECIALIZADO Y SU APLICABILIDAD, TENDIENTE A
LA REDUCCIÓN DE FALLAS, EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE
LOS LLANOS ORIENTALES.**

**LAURA ESTHEFANY MURILLO PICON
EDGAR VILLAMIZAR ROJAS**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**CODIRECTORA
JESSICA JULIETH DEL PINO CASTRILLÓN
Ingeniera de Petróleos
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

Dedicatoria

A Dios, por darme la vida acompañada de sabiduría y entendimiento, pilares fundamentales para este logro.

A mi madre, por sus oraciones diarias, consejos y valores que desde niño me ha inculcado.

A mi Padre, que desde ese lugar donde Dios ha decidido llevarlo, me ha dado fuerza y confianza para realizar mi sueño.

A mi Hermano, por su cariño y motivación durante mi vida escolar y universitaria.

A mis familiares, en especial las familias Revueltas Rojas y Rojas Fierro, por brindarme el cariño y amor de sus hogares, mientras realice mis estudios.

A la Pastoral Juvenil Huellas del Mañana, por el crecimiento y fortalecimiento de mi fe, su acompañamiento a mi madre y voz de aliento en momentos de dificultad.

A Walter, Jessica, Luisa, Mónica, David y Manuela, por las enseñanzas, ayudas y apoyo durante el desarrollo de mis prácticas universitarias en Occidental de Colombia, Inc.

Edgar Villamizar Rojas

Dedicatoria

A:

Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio y darme la capacidad para poder culminar esta meta.

Mis padres Enrique Murillo A. y Edilia Picón P. por darme la vida, quererme mucho, creer en mí y ser mis pilares, porque siempre creyeron en mí y nunca dudaron de mis capacidades y de lo que podía lograr. Gracias papitos por esforzarse tanto para darme la oportunidad de poder estudiar y ser una profesional, este logro lo conseguí gracias a ustedes, los amo demasiado.

Mis hermanos, Daniel E. Murillo P., y Silvia G. Murillo P. por estar conmigo y apoyarme siempre, por creer en mí y esperar tanto de su hermana mayor, espero nunca defraudarlos ni a ustedes ni a mis padres los amo y gracias por hacerme feliz.

Mis abuelitos Leopoldo Picón y Ana Silvia Parra por su amor incondicional para conmigo y por el gran ejemplo de vida que me han dado, este triunfo será también para ellos y a todos mis familiares en especial a mi tía Elsa Picón por ayudarme en tanto y en tan repetidas ocasiones, a todos muchas gracias y espero que entienda que no puedo mencionar a todos ya que somos una familia muy numerosa, pero a todos mil gracias por su apoyo y confianza en mí.

Mis mejores amigas Fernanda Berrio, Lucia Pérez y Yuri Berrio por hacer parte de mi vida, traer tantas alegrías y por estar conmigo en mis tristezas, por todos y cada uno de los momentos que pasamos juntas.

Mi amigo Edgar Villamizar y compañero de tesis, por nuestra amistad y por ayudarme a terminar y hacer realidad este gran sueño de ser Ingenieros.

Laura Esthefany Murillo Picón

Agradecimientos

A la universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación como Ingenieros de Petróleos y brindarnos todos los conocimientos necesarios para cumplir esta meta.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por hacer el mayor esfuerzo para formar excelentes profesionales y personas.

A nuestros compañeros de Barrancabermeja y Bucaramanga, por la alegría de conocerlos y compartir momentos inolvidables.

A Occidental de Colombia, Inc. e ingenieros de Artificial Lift por brindarnos la oportunidad de realizar este trabajo de grado, demostrando los conocimientos adquiridos durante nuestra vida de universitarios.

A la ingeniera Jessica del Pino por todo el tiempo que nos dedicó para aclararnos inquietudes, consejos, disponibilidad, paciencia y colaboración desinteresadamente al desarrollo del presente trabajo de grado.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	21
1.1 UBICACIÓN	21
1.2 ESTRATIGAFRÍA	22
1.3 GEOLOGÍA	22
1.3.1 Roca generadora	22
1.3.2 Roca reservorio	22
1.3.3 Roca sello	23
1.3.4 Entrampamiento	24
1.3.5 Migración	24
1.4 PROPIEDADES PETROFISICAS	25
2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	27
2.1 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	28
2.1.1 Ventajas	28
2.1.2 Limitaciones	28
2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	29
2.2.1 Equipos de superficie	29
2.2.1.1 Generador de potencia eléctrica	29
2.2.1.2 Transformadores	30
2.2.1.3 Controlador de frecuencia	31
2.2.1.4 Caja de venteo o de conexiones eléctricas (<i>vent box</i>)	31
2.2.2 Equipos de fondo o de subsuelo	31
2.2.2.1 Bomba multietapa	32
2.2.2.2 Intake	33

2.2.2.3 Protector o sello	34
2.2.2.4 Motor eléctrico	35
2.2.2.4.1 Estator	36
2.2.2.4.2 Rotor	37
2.2.2.4.3 Eje	37
2.2.2.4.4 Zapata del motor	38
2.2.2.5 Cable del bombeo electrosumergible	38
2.2.2.5.1 Cable de potencia	39
2.2.2.5.2 Cable de extensión del motor (MLE - <i>motor lead extensión</i>)	39
2.2.2.5.3 Material de los conductores	40
2.2.2.5.4 Materiales aislantes	40
2.2.2.5.5 Chaqueta	41
2.2.2.5.6 Armadura	41
2.2.2.6 Sensor de fondo	42
3. FALLAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	43
3.1 FALLAS ELECTRICAS	43
3.1.1 Fallas eléctricas en el cable del equipo BES	43
3.1.2 Fallas eléctricas en el motor BES	45
3.2 FALLAS MECANICAS	45
3.2.1 Fallas mecánicas en las bombas BES	45
3.2.2 Falla mecánicas del motor	46
3.2.3 Fallas mecánicas de los sellos BES	47
3.3 FALLAS EXTERNAS	47
3.3.1 Fallas atribuibles al yacimiento	47
3.3.1.1 Corrosión	47
3.3.1.2 Escamas	48
3.3.1.3 Altas temperaturas	49
3.3.1.4 Presencia de gas	50
3.3.1.5 Erosión	50
3.3.1.6 Fluidos del pozo con alta viscosidad	50

3.3.1.7 Fallas en el almacenamiento y transporte	51
3.3.1.8 Fallas por el material	51
3.4 CLASIFICACIÓN RIFT DE FALLAS DEL SISTEMA BES	51
3.4.1 Razón de retiro	52
3.4.2 Fallas por componentes BES	53
3.4.3 Categoría de la falla	54
3.4.4 Causa de la falla	56
3.5 ÍNDICE DE FALLA (IF)	59
4. IMPLEMENTACION DEL SOFTWARE	61
4.1 TORQUE AND DRAG ®	61
4.1.1 Editor de la sección del hueco	61
4.1.2 Editor de la sarta o BHA	62
4.1.3 Datos para la configuración de Torque and Drag®.	63
4.1.4 Datos de módulos	63
4.1.5 Editor de fluidos	64
4.1.6 Columna de fluidos	65
4.2 MODELO MATEMATICO “STIFF STRING”	65
4.2.1 Ecuación de la fuerza de arrastre	66
4.2.2 Ecuación de la fuerza lateral o normal	67
4.3 VALIDACIÓN DEL SOFTWARE EN CORRIDAS E INSTALACION DE LOS EQUIPOS BES	67
4.4 POZO-1	71
4.4.1 Estado mecánico del pozo pozo-1	72
4.4.2 Resultado de la simulación pozo-1	73
4.5 POZO-2	74
4.5.1 Estado mecánico del pozo-2	74
4.5.2 Resultado de la simulación	75
4.6 POZO-3	76
4.6.1 Estado mecánico del pozo-3	76
4.6.2 Resultado de la simulación	77

4.7 POZO-4	78
4.7.1 Estado mecánico del Pozo-4	78
4.7.2 Resultado de la simulación	79
4.8 POZO-5	80
4.8.1 Estado mecánico del pozo-5	80
4.8.2 Resultado de la simulación	81
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	87
5.1 VALOR PRESENTE NETO (<i>VPN</i>)	93
5.2 TASA INTERNA DE RETORO (<i>TIR-ROR</i>)	93
5.3 FLUJO DE CAJA	94
5.4 PAY OUT	95
5.5 RESERVAS NETAS	96
6. CONCLUSIONES	99
7. RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFIA	102

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca Llanos Orientales	21
Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.	23
Figura 3. Mapa isócoro de la sección inferior o basal de la cuenca Llanos de los Orientales.	24
Figura 4. Distribución mundial de los sistemas de Levantamiento Artificial.	27
Figura 5. Sistema de Bombeo Electrosumergible.	30
Figura 6. Impulsor y difusor	32
Figura 7. Intake estándar	33
Figura 8. Sellos mecánicos.	34
Figura 9. Bolsa y Laberinto.	35
Figura 10. Motor.	36
Figura 11. Estator.	36
Figura 12. Rotor.	37
Figura 13. Eje del Motor	38
Figura 14. Zapata del motor	38
Figura 15. Conexión del MLE a la cabeza del motor (Pot Heat)	40
Figura 16. Partes del cable BES.	41
Figura 17. Sensor de fondo	42
Figura 18. Falla eléctrica por afectación mecánica del cable.	44
Figura 19. Eje de la bomba roto, impulsores de la bomba con desgaste severo.	46
Figura 20. Evidencia de corrosión en el equipo BES.	48
Figura 21. Erosión del Equipo BES.	50
Figura 22. Índice de falla por el tiempo de operación de los equipos BES.	60
Figura 23 Hole Section Editor	61

Figura 24. String Editor	62
Figura 25. Torque and Drag® Setup.	63
Figura 26. Mode Data.	64
Figura 27. Fluid Editor.	64
Figura 28. Fluids Column.	65
Figura 29. Descomposición de fuerzas	66
Figura 30. Historial de fallas del campo en estudio	68
Figura 31. Daño del cable de POZO-1.	72
Figura 32. Estado Mecánico POZO-1.	72
Figura 33. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-1.	73
Figura 34. Daño del cable de POZO-2.	74
Figura 35. Estado Mecánico POZO-2.	74
Figura 36. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-2.	75
Figura 37. Daño del cable de POZO-3.	76
Figura 38. Estado Mecánico Pozo-3.	76
Figura 39. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-3.	77
Figura 40 Daño del cable de POZO-4.	78
Figura 41. Estado Mecánico POZO-4.	78
Figura 42. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-4.	79
Figura 43. Daño del cable de POZO-5.	80
Figura 44. Estado Mecánico POZO-5.	80
Figura 45. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación POZO-5.	81
Figura 46. Simulación con Torque and Drag® variando la tubería - producción.	82
Figura 47. Simulación con Torque and Drag® variando la serie del equipo BES.	83
Figura 48. Gráfica de Análisis Económico	97

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen de Propiedades petrofísicas del yacimiento.	25
Tabla 2. Razón de Retiro	52
Tabla 3. Fallas por componentes BES	53
Tabla 4. Categoría de la Falla	54
Tabla 5. Causa de la Falla	56
Tabla 6. Cálculos de Índice de falla	60
Tabla 7 Datos de entrada al simulador	69
Tabla 8 Característica de selección de zonas críticas	71
Tabla 9 Velocidades de corridas promedio	84
Tabla 10 Análisis financiero real, parámetros POZO-1	89
Tabla 11 Análisis financiero ideal, parámetros POZO-1	91
Tabla 12 Valor estimados del CAPEX	97

RESUMEN

TITULO: CALCULO DEL PERFIL DE ESFUERZOS EN LA SARTA DE COMPLETAMIENTO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, MEDIANTE EL USO DE UN SOFTWARE ESPECIALIZADO Y SU APLICABILIDAD TENDIENE A LA REDUCCION DE FALLAS EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*.

AUTOR: LAURA ESTHEFANY MURILLO PICON
EDGAR VILLAMIZAR ROJAS**

PALABRAS CLAVES: Perfil de esfuerzos, Torque and Drag, Cable de potencia, Cable de extensión del motor (MLE), Bombo Electrosumergible, arrastre, ángulo de inclinación.

DESCRIPCIÓN

El propósito de esta investigación es implementar el herramienta Torque and Drag®, para calcular los esfuerzos a los cuales es sometida la sarta de completamiento de bombeo electrosumergible durante su instalación, debido a que en el campo de estudio se ha presentado una creciente alza en la fallas eléctricas por afectación mecánica del cable, por esta razón se necesita establecer parámetros de instalación para que las fallas disminuyan y lograr aumentar de esta manera la vida útil del cable de potencia, extensión del motor y por consiguiente todo el sistema de levantamiento artificial, los cuales se ven afectados directamente por este factor.

Se realizó la validación del software mediante las corridas de pozos que presentaron fallas por afectación mecánica del cable, comprobando que los esfuerzos de arrastre aumentaban en las zonas donde se presentaban las fallas del cable, también se establecieron recomendaciones en las velocidades de bajada del equipo de bombeo electrosumergible en especial las zonas críticas que se caracterizan por tener un aumento de los esfuerzos de arrastre, ángulo de inclinación mayor a 5° y Dog Leg Severity mayor o igual a 2°/100ft.

Se elaboró un análisis financiero, encontrando viable la implementación de Torque and Drag® en el campo analizado, ya que de obtuvieron Valores Presentes Netos (VPN) positivo, y Tasas Internas de Retorno (TIR) superiores a la tasa Interna de Oportunidad (TIO).

* Tesis de grado modalidad Investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Química, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Erik Giovany Montes Páez, Ing. Jessica Julieth Del Pino Castrillón

ABSTRACT

TITLE: CALCULATION OF PROFILE EFFORTS IN STRING COMPLETION OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING, THROUGH THE USE OF SPECIALIZED SOFTWARE AND ITS APPLICABILITY AIMED AT REDUCING FAILURES IN A FIELD LOCATED IN THE BASIN OF THE LLANOS ORIENTALES*.

AUTHOR: LAURA ESTHEFANY MURILLO PICON
EDGAR VILLAMIZAR ROJAS**

KEYWORDS: Efforts, Torque and Drag, Power cable, Motor lead extension, Electrical submersible pump, Drag, Tilt angle, Dog Leg Severity.

DESCRIPTION

The purpose of this research is to implement the tool Torque and Drag®, to calculate the efforts which is subjected the completion of electrical submersible pump string during its installation, since in the field of study has been a growing increase the mechanical affecting cable electrical flaw, for this reason needs to establish a set of installation parameters to reduce failures and achieve to increase the service life of the motor lead extension in the motor and consequently the entire system of artificial lift, which are directly affected by this factor.

The software validation was perform using installations of wells that were failures by mechanical involvement of cable, noting that trawling efforts increased in areas where cable failures were presented, also settled recommendations at speeds of descent of electro submersible pumping equipment especially critical areas that are characterized by an increase in efforts to drag, tilt angle greater than 5° and Dog Leg Severity greater or equal to 2 ° / 100 ft.

A financial analysis was realized, finding viable the implementation of the Torque and Drag® tool in the analyzed field, because we obtained Net Present Values positive, and the internal rate of return superior to the rate internal rate of opportunity.

* Undergraduate Project Investigation

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School Eng. Erik Giovany Montes Páez, Eng. Jessica Julieth Del Pino Castrillón

INTRODUCCIÓN

El sistema Bombeo Electrosumergible (BES), utilizado para desplazar altos volúmenes de fluidos con alta eficiencia, corresponde aproximadamente al 98% de los sistemas de levantamiento instalados en el campo de producción en estudio, en razón a que las tasas de flujo aproximadas a 2,500 BFPD.

Una unidad básica de BES está constituida por: motor eléctrico, sello o protector, intake o entrada, bomba electrosumergible, cuerpo de descarga y sección de cables: que está constituido por el cable de extensión del motor y cable de poder. La sección de cables es uno de los componentes más importantes y sensibles del sistema, es el encargado de transportar y suministrar la potencia eléctrica desde la superficie hasta el motor ubicado en el fondo del pozo.

Para cuantificar las fallas del sistema y evaluar la eficiencia de los equipos instalados se utiliza un Índice llamado *índice de falla*; éste es calculado mediante la suma de las fallas durante un año sobre el promedio mensual de pozos activos en el mismo período. Aunque en los últimos años en el campo de estudio el índice de falla (F) ha disminuido, éste podría reducirse considerablemente si se controlan las fallas por afectación mecánica del cable, las cuales han venido en aumento durante los últimos años llegando a un 30% de las fallas totales del campo de estudio, atribuidas al daño mecánico del cable durante la corrida del equipo, convirtiéndose en la principal causa de fallas de los equipos BES.

Para dar solución a este problema se plantea, por primera vez, la implementación de la herramienta “Torque & Drag®”, utilizada en proyectos de perforación. Con esta herramienta es posible calcular y visualizar los valores de los esfuerzos que actúan sobre el equipo de perforación, incluyendo arrastre, tensiones y fuerzas

laterales. El Software en el módulo de torque and Drag® puede calcular los esfuerzos anteriormente mencionadas en los siguientes escenarios: sarta rotando en fondo, sarta rotando fuera de fondo, sacando tubería, ingresando tubería.

Se plantea usar torque and Drag® en el escenario ingresando tubería, debido a que éste, se asemeja al proceso de instalación del equipo BES, de esta manera sería posible obtener resultados con valores más certeros de los esfuerzos a los que está sometido el equipo BES, la sarta de producción y el cable, en diferentes profundidades, durante la instalación, obteniendo una posible solución al problema e identificación de las zonas en las que la velocidad de la corrida, con el equipo BES, debe disminuir.

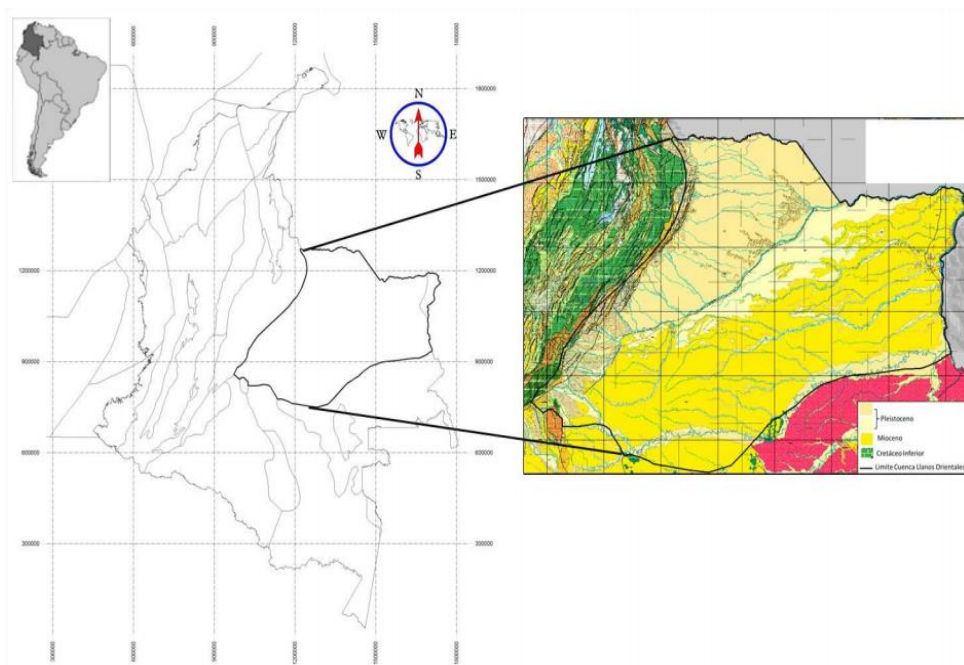
Al culminar este trabajo de grado se presentará una evaluación de la implementación de la herramienta “Torque & Drag®”, en corridas de la sarta de producción y el equipo de Bombeo Electrosumergible, durante las operaciones de completamiento para el campo de estudio, teniendo en cuenta criterios de las zonas en las cuales el cable puede sufrir una afectación mecánica, generando recomendaciones de velocidades de instalación para prever y disminuir futuras fallas con equipos BES.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1 UBICACIÓN

La cuenca de los Llanos Orientales es asimétrica con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros y una extensión aproximada de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas), localizada sobre el “Arco de Arauca” y delimita hacia al este por el escudo granítico de la Guayana, al Oeste por la cordillera Oriental, hacia el sur está limitada por la Cuenca del Putumayo, por los Arcos de Macarena y Vaupés, y al norte está limitada por la cuenca de Barinas y Apure (Venezuela) por el arco de Arauca.

Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca Llanos Orientales



Fuente: ANH, Cuenca de los Llanos orientales

1.2 ESTRATIGRAFÍA

El rango de edad que presentan las rocas sedimentarias de la Cuenca de los Llanos orientales va desde el Precámbrico el cual comprende rocas desde el Paleozoico inferior, capas rojas del Triásico-Jurásico y sedimentitas del Cretácico y Terciario comúnmente divididas en unidades operacionales informales hasta el reciente cuaternario y comprenden entre unos 9150 a 9200 pies (2789 - 2804 m) de espesor.

En esta cuenca se reconocen tres discordancias principales: una basal separando rocas Paleozoicas de sedimentos del Cretáceo Superior, una media entre el Cretáceo Superior y el Oligoceno Inferior (Formación Carbonera Inferior), el cual es el principal evento sísmico trazable, y uno entre el Oligoceno Inferior y Oligoceno Superior (Gabela, 1985).

A continuación se describirá en detalle la estratigrafía de los yacimientos de interés que pertenecen al cretácico y cenozoico.

1.3 GEOLOGÍA

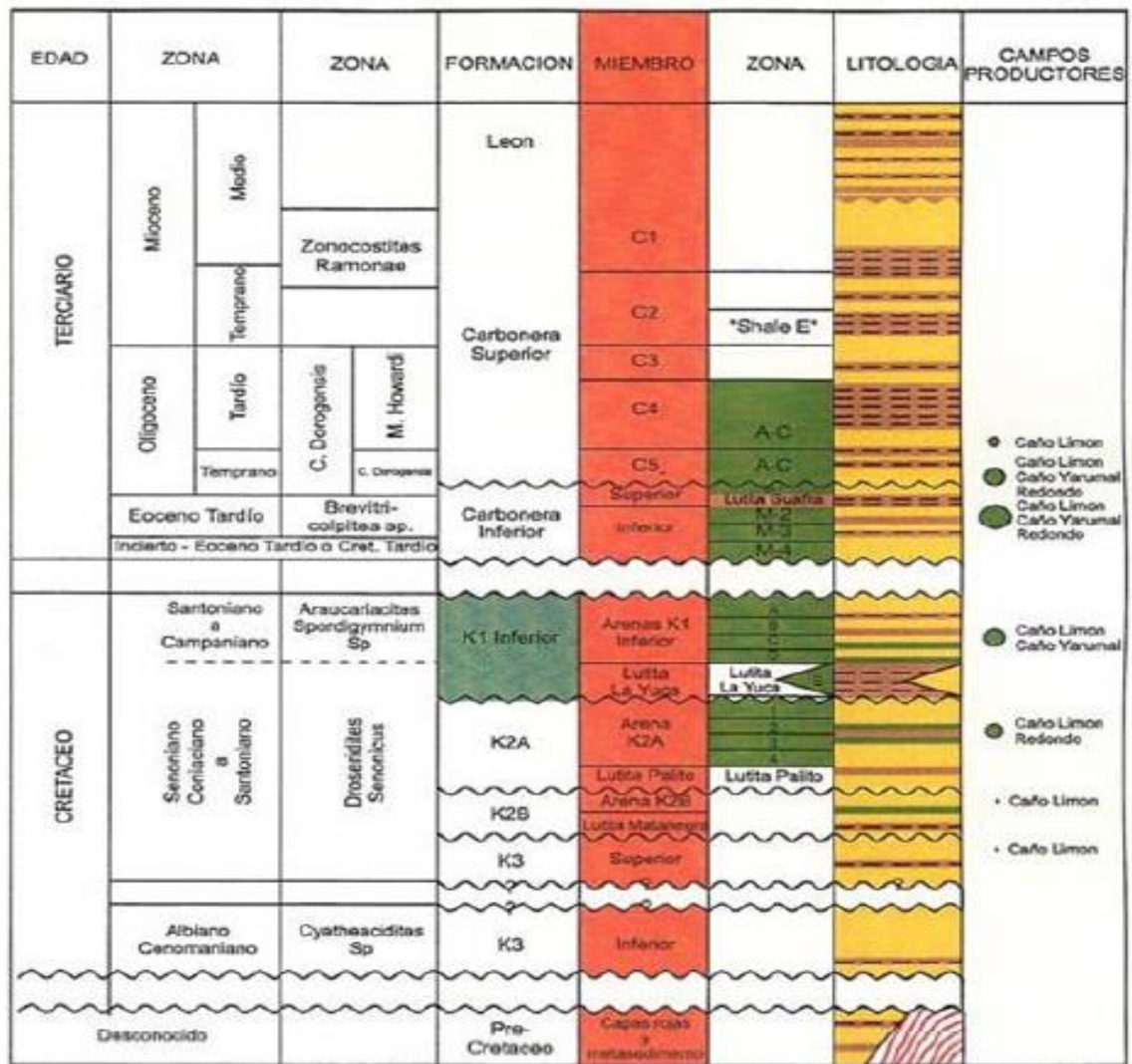
1.3.1 Roca generadora. La principal roca generadora en esta área son las lutitas cretácicas marino-continuales de la Formación Gachetá, ricas en materia orgánica, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen rangos de TOC (Carbono Orgánico Total) entre 1-3% y un espesor efectivo de 150-300 pies.

1.3.2 Roca reservorio. En la cuenca de los llanos orientales las formaciones conocidas como formaciones reservorio son las siguientes: Carbonera (C-3, C-5 y

C-7), Mirador (Paleógeno), Guadalupe y Une, su rango de porosidad varía entre el 10-30%.

1.3.3 Roca sello. El sello regional de la cuenca es la formación León aunque las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las lutitas Cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.

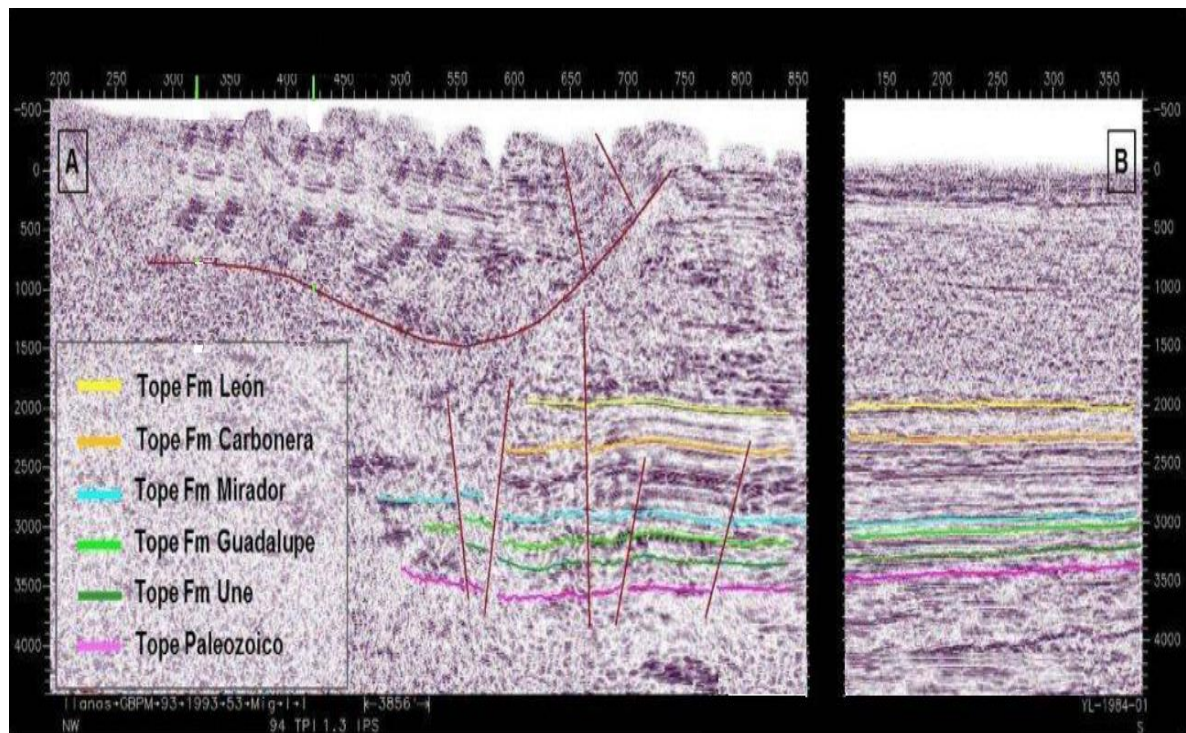


Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.3.4 Entrampamiento. En la cuenca de los Llanos, la mayoría de las acumulaciones ocurren en trampas estructurales, las cuales usualmente poseen dos fases de crecimiento: Una fase compresional o transpresiva de edad Oligoceno-Mioceno temprano, y otra de similares características que se desarrolla en el cuaternario. En el bloque Rondón las áreas prospectivas corresponden a una trampa estructural localizada en el bloque colgante de la Falla de la Yuca, al sur de uno de los mayores sistemas de relevo de este sistema de fallas. Dicho sistema de relevo es el causante de la deformación en este sector.

1.3.5 Migración. Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

Figura 3. Mapa isócoro de la sección inferior o basal de la cuenca Llanos de los Orientales.



Fuente: ANH, Cuenca de los Llanos orientales, Modificado por Autores.

1.4 PROPIEDADES PETROFISICAS

La porosidad promedio de las formaciones productoras varía desde 12% hasta 32%. El corte económico para la compañía se ha establecido en 14%. Esta porosidad, determinada de los registros y corazones convencionales, corresponde en su totalidad a la porosidad intergranular primaria. La porosidad se considera buena, con los valores más altos en la estructura Matanegra, siendo la formación Mirador la que posee la porosidad más alta entre 23% y 26%.

Tabla 1. Resumen de Propiedades petrofísicas del yacimiento.

Características	Valor
Profundidad Promedio	7600 ft
Espesor Neto de Petróleo Carbonera	11 ft
Espesor Neto de Petróleo Mirador	126 ft
Espesor Neto de Petróleo K-1	50 ft
Espesor Neto de Petróleo K-2	7 ft
Presión Inicial a 7100 ft BNM	3213 psia
Temperatura Inicial a 7100 ft BNM	207 °F
Gradiente Promedio del Petróleo	0,364 psi/ft
Gradiente del agua de acuífero	0,417 psi/ft
Contacto Agua Petróleo	7300 ft
Área Productiva	9.070 acres
Saturación Inicial de Agua	30%

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Modificada por Autores.

La permeabilidad de las zonas productoras del área tiene un promedio de 1.450 md y su rango varía desde 10 hasta 8.000 md, esta medición ha sido obtenida de corazones convencionales, pero con la ayuda de las pruebas de presión DST's, se ha conocido que la medida arrojada por las pruebas de laboratorio con las muestras de corazones son erróneas debido a que hay migración de finos, logrando establecer valores de hasta 10.000 md con estas pruebas.

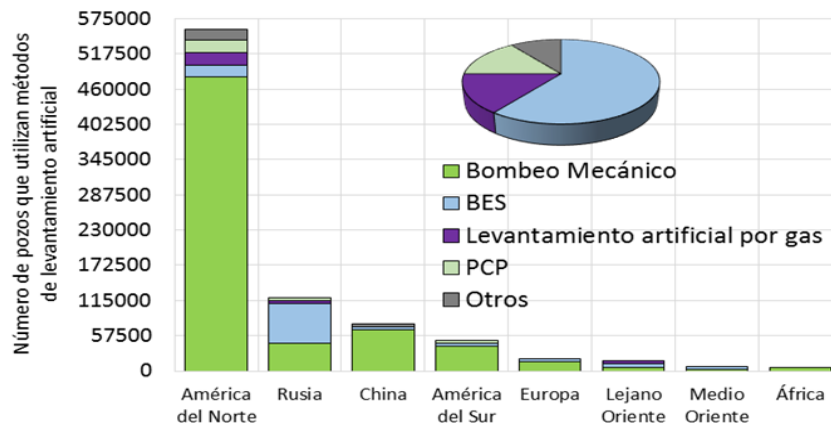
La saturación de agua promedio de las formaciones productoras es de 30% pero el rango varía desde 5% hasta 70%, dependiendo de la zona. Al igual la saturación de aceite promedio es de 23% teniendo en cuenta la variación de acuerdo al sector. Las curvas de presión capilar han sido derivadas de la medición sobre corazones para cada ambiente de depositación.

2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Desde su implementación, por primera vez, en los campos petrolíferos de Bakú, cerca del Mar Caspio, a finales de 1910, por Armais Arutuno, el sistema de bombeo electrosumergible (BES) evidenció ser uno de los sistemas de levantamiento artificial (ALS, por sus siglas en inglés) más eficaces y eficientes al levantar altos caudales de aceite y agua a grandes profundidades hacia la superficie. Así mismo demostró facilidad de operación y control en superficie, rápida recuperación de la inversión inicial y buen desempeño en pozos desviados.

A nivel mundial el 90% de los pozos productores de petróleo requieren algún sistema de levantamiento artificial.¹ Estos se utilizan cuando el yacimiento no cuenta con la adecuada energía para llevar a superficie el fluido producido, de forma natural.

Figura 4. Distribución mundial de los sistemas de Levantamiento Artificial.



Fuente: Bates, R., et al., Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP Schlumberger Overview, 2004.

¹ Bates, R., et al., Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP Schlumberger Overview, 2004.

El sistema BES ocupa el segundo lugar entre los sistemas de levantamiento artificial más utilizados, siendo solo superado por el bombeo mecánico, puesto que es utilizado aproximadamente en el 60% de los pozos productores que requieren un método de levantamiento artificial, diferente al bombeo mecánico. Se estima que en la actualidad se encuentran 150,000 equipos BES operando en el mundo.²

El Bombeo Electrosumergible es el sistema de levantamiento artificial que predomina en el campo productor de estudio donde se desarrolló el proyecto, debido a que se encuentran instalados en el 98% de los pozos productores.

2.1 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.1.1 Ventajas

1. Producción de altos volúmenes de fluido a grandes profundidades.
2. Puede levantar producción hasta de 120,000 BFPD
3. Eficiencia energética relativamente alta, de alrededor del 50%
4. Instalación en pozos desviados sin inconvenientes.
5. Requerimientos bajos de mantenimiento, mientras que la instalación y el diseño sean los adecuados.
6. Los equipos de superficie requiere poco espacio.
7. Facilidad para la inyección de tratamiento de corrosión y escamas (*scale*) con el equipo operando.

2.1.2 Limitaciones

1. Debe disponer de una fuente confiable de energía eléctrica.

² Ibíd

2. El gas libre presente superior al 75%³ deteriora la eficiencia de la bomba electrosumergible e incluso puede impedir parcial o totalmente la producción de líquido.
3. Se requiere el uso de separadores de gas o controladores de gas, si hay más de 10% de gas libre a la entrada de la bomba.
4. La presencia de arena en el fluido aumenta el desgaste del equipo. Los materiales especiales resistentes a la abrasión están disponibles, pero aumentan los costos.
5. Las reparaciones de estos equipos deben realizarse en talleres especializados, generalmente del fabricante.

2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La instalación de una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de superficie y equipos de subsuelo.

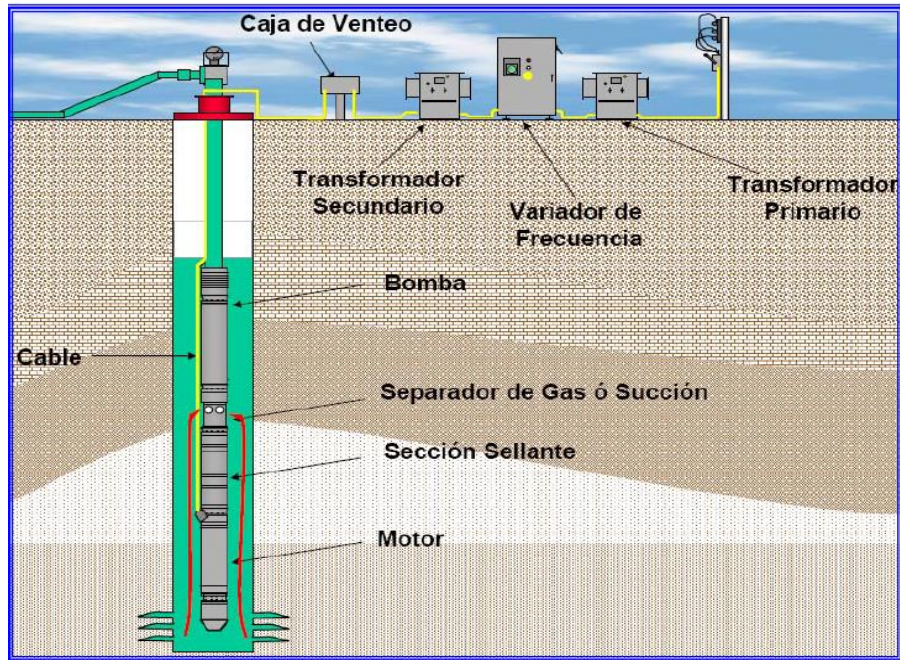
2.2.1 Equipos de superficie. Los equipos de superficie son equipos eléctricos los cuales suministran la potencia eléctrica necesaria para que los equipos en fondo puedan operar según sean sus parámetros de diseño. Están conformados por el variador de frecuencia (VSD), la caja de unión o venteo y por el conjunto de transformadores.

2.2.1.1 Generador de potencia eléctrica. Es necesario disponer de una fuente de energía eléctrica que cumpla con las necesidades del diseño del equipo BES establecidas para el funcionamiento en fondo. Esta energía se obtiene por medio de equipos de generación de corriente alterna (AC) los cuales transforman la

³ www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/poseidon.pdf

energía mecánica en energía eléctrica. En el campo de estudio la energía es suministrada por ISA y la propia generación.

Figura 5. Sistema de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Vásquez, J. Evaluación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el área mayor de oficina del distrito gas anaco, Barcelona, 2011

2.2.1.2 Transformadores. Un transformador es un dispositivo electromagnético de corriente alterna. Este componente se utiliza para regular el voltaje de la línea de suministro, al voltaje requerido en la superficie y alimentar al motor en el fondo del pozo.

Los tipos de transformadores varían según el diseño, las necesidades de la compañía, el sistema de generación primario y el voltaje requerido en fondo. Algunos tipos de transformadores son:

1. **Transformador Reductor (SDT- *Step Down Transformer*):** este tipo de transformador se utiliza cuando se necesita reducir el voltaje de las líneas de distribución de alta tensión a la tensión requerida por el variador o a la entrada del controlador de frecuencia. En el campo de estudio, los SDT reducen la tensión de 34.5 KV a 480 V a 60 Hz.
2. **Transformador Elevador (SUT- *Step Up Transformer*):** Su función es elevar el voltaje suministrado por el controlador de frecuencia al requerido por el motor de fondo.

2.2.1.3 Controlador de frecuencia. El variador de frecuencia (VSD) es un controlador del motor que permite operar el sistema de bombeo electrosumergible en un rango amplio de frecuencia entre 30 Hz y 70 Hz manteniendo constante la relación Voltios/Hertz, además de proteger el equipo de fondo contra las variaciones de voltaje del sistema.

2.2.1.4 Caja de venteo o de conexiones eléctricas (*vent box*). Sus tres funciones básicas son las siguientes:

1. Servir de conexión eléctrica entre el cable de potencia de fondo con el cable proveniente del sistema de superficie.
2. Ventilar a la atmósfera los gases que puedan estar atrapados dentro de los cables en superficie.
3. Permitir un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para diagnóstico de los problemas en el equipo de fondo.

2.2.2 Equipos de fondo o de subsuelo. Son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. El conjunto de equipos de fondo se encuentra constituido por la descarga, bomba multietapa, entrada a la bomba (*intake*), cable de potencia, separador de gas (si hay presencia de gas), sello o protector, motor eléctrico y sensor.

2.2.2.1 Bomba multietapa. Está compuesta por series de etapas y cada una de ellas consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo ensamblados dentro de una camisa o *housing*. El impulsor gira y el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga haciéndolo llegar a las paredes del difusor el cual por su diseño hace que el fluido llegue al impulsor de la siguiente etapa, y se repita esta acción logrando llevar el fluido a superficie.

Figura 6. Impulsor y difusor



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc.

El número de etapas se determina en correspondencia con el caudal deseado en superficie, la profundidad y las características del fluido.

Las etapas se fabrican en diferentes materiales, de acuerdo a los requerimientos del pozo. Las Bombas “AR” (*Abrasion Resistant*) o resistentes a la abrasión, son soportadas radialmente instalándoles bujes especiales para atenuar la vibración producida por el desgaste de las etapas. Estos bujes son de dos cuerpos, un hongo o sombrero que gira con el impulsor y un buje fijo en el difusor. Al igual que los motores se fabrican de diferentes diámetros que son los números de serie que adoptan los equipos.

Las bombas electrosumergibles se comportan respondiendo a una curva de rendimiento o eficiencia de acuerdo al tipo de etapa. Estas curvas se calculan a

diferentes frecuencias mostrando el rango de operación y el punto de mayor eficiencia, suministrando información sobre una sola etapa de la bomba BES, pero con base en ellas se puede calcular la cabeza entregada por toda la bomba, el caudal o capacidad, la eficiencia y otros parámetros con que debe operar. Estas curvas son proporcionadas por el fabricante de las bombas.

2.2.2.2 Intake. Es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que sean desplazados hasta la superficie. Debido a las características de turbulencia que produce el fluido a la entrada de la bomba, el intake tiene un eje debidamente soportado por bujes de alta resistencia a la abrasión que sirve para dar soporte al eje de la bomba, evitando movimientos axiales.

Figura 7. Intake estándar



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc.

Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

1. Las succiones estándar. Solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.
2. Los separadores de gas. La función es proporcionar una trayectoria para el líquido hacia la bomba pero también separa el gas antes de que llegue a la bomba.

2.2.2.3 Protector o sello. Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba; Las funciones básicas de este equipo son:

1. Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo.
2. Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.
3. Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.
4. Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que ésta se reflejen en el motor eléctrico.
5. Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.

Figura 8. Sellos mecánicos.



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc.

Se ha determinado que el mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación.

El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido.

Los protectores se denominan de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que éstos se conectan entre sí. Entre las denominaciones tenemos la “L” la cual se utiliza para cámara tipo laberinto y la “B” para cámaras tipo Bolsa. Las denominaciones en cuanto al tipo de conexión tenemos la “P” que significa en paralelo y la “S” que significa conexión en serie.

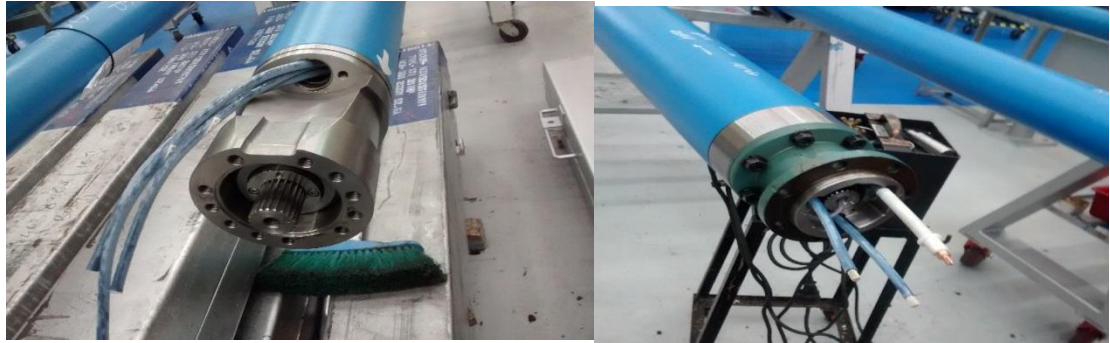
Figura 9. Bolsa y Laberinto.



Fuente: Baker Hughes, Alkorayef Petroleum, Occidental de Colombia, Inc.

2.2.2.4 Motor eléctrico. Es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Es el encargado de transformar la energía eléctrica en energía mecánica. El motor eléctrico instalado en la parte inferior de la sarta, es un motor trifásico, bipolar, tipo jaula de ardilla y recibe la energía desde una fuente en superficie, a través del cable de potencia; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes; también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia de 3500 rpm a 60 Hz.

Figura 10. Motor.



Fuente: Alkorayef Petroleum, Occidental de Colombia, Inc.

El motor internamente está lleno con aceite dieléctrico que permite lubricar las partes giratorias del motor y transferir el calor generado hacia la carcasa donde es disipado por el fluido de producción.

Los principales componentes del motor son: estator, rotor, cojinete, eje, zapata, bujes, carcasa y "T" Rings.

2.2.2.4.1 Estator.

Figura 11. Estator.



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc.

Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. Esta pieza está compuesta por un grupo de arreglos de

electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro. Utilizando un tubo metálico (*housing*), en su interior son colocados unos anillos o láminas perforadas, por las que se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor, dejando en el centro un espacio donde se colocará el rotor.

2.2.2.4.2 Rotor.

Figura 12. Rotor.



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc

Está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores de 12” a 18”. Al circular la corriente por el estator, genera un campo magnético entre sus bobinas, el cual origina un movimiento rotacional en el rotor el cual gira simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (*couplings*) entre los ejes de los sellos y las bombas.

2.2.2.4.3 Eje. Es el componente interno del motor destinado a guiar el movimiento de rotación a los impulsores de la bomba. El eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento. Los ejes son fabricados de diferentes materiales como el inconel,

monel, etc., y dentro de la optimización que se ha generado en la calidad de los ejes, existen en el mercado desde estándar hasta ejes de alta resistencia.

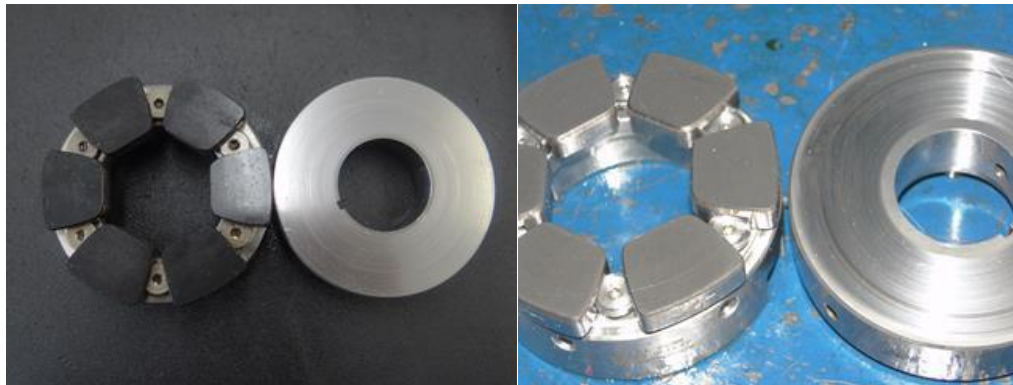
Figura 13. Eje del Motor.



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc

2.2.2.4.4 Zapata del motor.

Figura 14. Zapata del motor.



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc.

Se conoce también como cojinete de empuje (*Thrust bearing*) y su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores.

2.2.2.5 Cable del bombeo electrosumergible. La potencia eléctrica desde superficie se transmite al motor a través de un cable de alimentación eléctrica

especial de tres fases que la conduce desde la superficie hasta la conexión del motor. Los cables de potencia deben cumplir con los siguientes requisitos importantes:

1. Deben mantener sus propiedades dieléctricas en condiciones como:
 - Altas temperaturas.
 - Pozos con fluidos corrosivos y/o con tendencia incrustante.
 - Fluidos con diferentes porcentajes de gas.

2. Deben estar bien protegidos contra daños mecánicos que puedan ocurrir durante las corridas del equipo y la tubería.

La elección adecuada del cable de potencia tiene un impacto directo sobre la vida útil del equipo.

2.2.2.5.1 Cable de potencia. Transmite la energía eléctrica al sistema desde superficie hasta el cable de extensión del motor. Los conductores son de tipo sólido o trenzado y pueden ser de diferente diámetro de acuerdo a la aplicación requerida, para la alimentación de potencia en el campo de estudio se requiere cable #1.

Su configuración puede ser plana o redonda. Los cables redondos se utilizan generalmente a lo largo de la sarta de tubería donde hay suficiente espacio en el anular entre el diámetro exterior de la tubería y el diámetro interno del revestimiento. Por otro lado, los cables planos con menor necesidad de espacio radial son necesarios para las pequeñas configuraciones anulares.

2.2.2.5.2 Cable de extensión del motor (MLE - *motor lead extensión*). Es el cable que se conecta a la cabeza del motor y en el otro extremo se empalma al cable de potencia. El MLE posee las mismas propiedades mecánicas y eléctricas que el cable de potencia; la única diferencia es que es de un diámetro inferior.

Figura 15. Conexión del MLE a la cabeza del motor (Pot Heat).



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc

Las medidas de este cable, aunque pueden ser pedidas de acuerdo a los requerimientos del usuario, usualmente oscilan entre los 50, 90 y 100 pies y su instalación en el pozo depende de la longitud del equipo BES de fondo.

2.2.2.5.3 Material de los conductores. Los conductores del cable BES pueden ser de cobre o aluminio, y están disponibles en configuraciones circulares de alambre o trenzados sólidos. El aluminio es menos caro, pero proporciona sólo el 61% de la conductividad de un equivalente alambre de cobre y es más difícil de empalmar. El cobre, por otra parte, es muy sensible a la corrosión H_2S , pero este problema se puede resolver con una cubierta de plomo en el aislamiento.

2.2.2.5.4 Materiales aislantes. Una limitación operativa del cable de potencia es la temperatura puesto que la vida del cable disminuye a medida que esta aumenta. La alta temperatura puede provocar en el cable la fragilidad de los materiales de aislamiento y conduce a la pérdida de las propiedades mecánicas y dieléctricas.

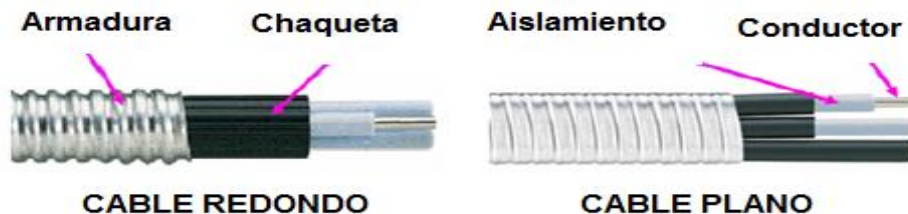
Las pequeñas grietas formadas en el cable no sólo disminuyen su resistencia mecánica, también permiten que los fluidos agresivos y conductores de la

electricidad lleguen al material conductor del cable causando cortocircuitos y una eventual falla eléctrica.

Los materiales aislantes utilizados son:

1. Polipropileno (un material termoplástico). Se puede utilizar hasta una temperatura de alrededor de 200°F, y se aplica generalmente como aislamiento del conductor. Es susceptible al ablandamiento por aceites crudos y otros productos químicos.
2. EPDM (etileno propileno dieno monómero). Un plástico termoendurecible que puede ser utilizado a temperaturas de 400°F y superiores. Tiene una buena resistencia química. Generalmente se utiliza para el aislamiento del conductor.

Figura 16. Partes del cable BES.



Fuente: Baker Hughes, Modificado por Autores.

2.2.2.5.5 Chaqueta. Protege los aislamientos de daños físicos. Sus propiedades pueden determinar la aplicabilidad de cada tipo de cable, especialmente por la temperatura. Una chaqueta común tiene entre sus componentes 103 materiales, caucho de nitrilo y EPDM.

2.2.2.5.6 Armadura. La armadura de metal es la cubierta exterior que proporciona protección mecánica al Cable BES durante la manipulación. Además de esta función, también restringe la expansión de los materiales aislantes cuando están expuestos a los fluidos del pozo. La armadura está disponible en diferentes materiales (Acero galvanizado o inoxidable, o Monel) para diferentes entornos.

2.2.2.6 Sensor de fondo.

Figura 17. Sensor de fondo.



Fuente: Baker Hughes, Occidental de Colombia, Inc.

El sensor es un equipo que se ubica en la parte inferior de la sarta BES. Está constituido por circuitos que permiten enviar señales a través de los bobinados del motor y el cable de potencia a superficie, registradas mediante un instrumento instalado en el variador, convirtiendo estas, en valores de presión a la profundidad de operación de la bomba, temperatura del motor e intake, densidad del fluido y vibraciones del equipo.

3. FALLAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de Bombeo electrosumergible al igual que cualquier otro sistema de levantamiento artificial es propenso a presentar fallas eléctricas, mecánicas, externas, por material de construcción de los componentes e incluso por fallas desconocidas; razón por la cual una vez el equipo se retira del pozo es necesario hacer un análisis exhaustivo para conocer la causa que la originó, a fin de prolongar la vida útil de los nuevos equipos.

Las fallas de los equipos tienen diferentes causas que pueden estar relacionadas con diversos factores como: dimensionamiento erróneo, problemas relacionados con la instalación y operación de los equipos o características del fluido entre otros.

3.1 FALLAS ELECTRICAS

Este tipo de fallas se ocasionan, entre otras razones por:

1. Deficiente suministro eléctrico al equipo BES (como el desequilibrio de la tensión eléctrica).
2. Fallas en el cable por descompresión o picos de tensión.
3. Sobrecarga del transformador o variador de frecuencia por cambios en la condiciones de fondo de pozo o en la unidad de superficie.

3.1.1 Fallas eléctricas en el cable del equipo BES. Las causas más frecuentes de las fallas eléctricas en el cable son:

1. Efecto de corrosión donde resultan agujeros permitiendo el ingreso del fluido y que éste tenga contacto con los conductores del cable produciendo un corto circuito.
2. Deterioro del material de aislamiento de los cables debido a la alta temperatura o por efectos de gases del pozo (descompresión).
3. Deformación del cable causada por la sobre tensión eléctrica.
4. Daño en el empalme, por procedimientos incorrectos durante la manufactura del mismo. Como resultado se puede generar un circuito abierto por fases mal empalmadas, si por el contrario el empalme es muy robusto el cable se debilita por aplastamiento constante con la tubería de revestimiento.
5. Daño del cable por instalación: Para comenzar a correr el equipo BES, se debe haber verificado que la torre del taladro esté alineada y que el equipo esté centrado en el pozo, observando la posición del cable de potencia. El equipo BES debe correrse con todos los cuidados necesarios para evitar que el cable sufra arrastre con la tubería de revestimiento, lo que ocasiona que el aislamiento de la carcasa del cable de potencia se vaya debilitando y por consiguiente pueda ocurrir una falla eléctrica por afectación mecánica del cable. Este proyecto de grado, busca identificar las zonas que cambian bruscamente la tendencia de los esfuerzos de arrastre sobre el cable, durante su instalación, con el fin de evitar este tipo de falla.

Figura 18. Falla eléctrica por afectación mecánica del cable.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

3.1.2 Fallas eléctricas en el motor BES. Las causas principales de las fallas eléctricas son:

1. Sobrecarga del motor, la cual lleva a un calentamiento excesivo en el embobinado; produciendo daños o desgaste provocados por:
 - Dimensionamiento inexacto debido al suministro de información insuficiente o errónea.
 - Aumento anormal de la gravedad específica del fluido del pozo, causando un cambio en la carga dinámica total (TDH, por sus siglas en ingles *Total Dynamic Head*).
 - Aumento en la demanda de potencia provocando mayor desgaste y sobrecarga en el motor.
 - Irregularidades de tensión eléctrica (alta, baja o desequilibrio) en las terminales del motor.
2. Refrigeración insuficiente del motor, que puede ser causado por la baja velocidad del fluido alrededor del motor o por presencia de gas en el fluido. Este último se debe a la baja eficiencia de la transferencia de calor que poseen los gases.
3. Fallas en los sellos, permite el ingreso de fluidos del pozo al motor causando una contaminación progresiva del mismo, debido al tiempo de operación.

3.2 FALLAS MECANICAS

Este tipo de fallas suelen ocurrir por el desgaste o rotura de los componentes que los conforman.

3.2.1 Fallas mecánicas en las bombas BES. Las fallas de las bombas electrosumergibles son causadas por:

1. Desgaste de las arandelas inferiores del impulsor debido al empuje descendente en las etapas de la bomba, esto ocurre cuando las tasas de bombeo son inferiores a la tasa mínima recomendada (*Downthrust*).
2. Desgaste de las arandelas superiores del impulsor debido al empuje, esto ocurre cuando las tasas de bombeo sobrepasan la tasa máxima recomendada (*Up-thrust*).
3. Desgaste en los componentes de la bomba debido al tiempo de uso de la bomba (vida útil del equipo).
4. Etapas de la bomba obstruidas o bloqueadas debido a la precipitación de asfáltenos, arena o parafinas.
5. Rotura del eje, se debe a la sobrecarga repentina o fuera de balance provocando la fractura.

Figura 19. Eje de la bomba roto, impulsores de la bomba con desgaste severo.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

3.2.2 Falla mecánicas del motor. Las principales fallas mecánicas del motor ocurren por:

1. Sobretorsión del eje provocando deformación plástica y/o ruptura del eje.
2. Ensamble inadecuado de los componentes provocando la destrucción de los mismos durante la operación del equipo.

3.2.3 Fallas mecánicas de los sellos BES. Los sellos tienen como función proteger el motor eléctrico y almacenar el aceite dieléctrico. Algunas fallas de este componente pueden estar relacionadas a:

1. Desgaste de los sellos mecánicos permitiendo el ingreso de fluidos en el protector.
2. Numerosos ciclos de trabajo del sello, haciendo que las cámaras se contaminen debido al tiempo de operación o arranques consecutivos del equipo BES.
3. Acumulación de sólidos en el sello provocando una posible ruptura del eje y/o desgaste en la zapata de empuje.
4. Selección inadecuada de la configuración del sello.
5. Control de calidad no apropiado al momento del ensamble o instalación del sello.

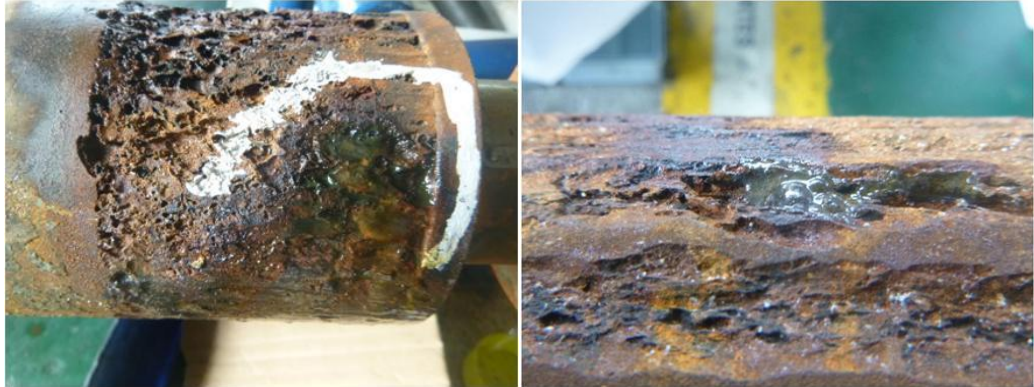
3.3 FALLAS EXTERNAS

Fallas causadas por eventos externos que afectan los componentes del equipo.

3.3.1 Fallas atribuibles al yacimiento. Sobre el equipo BES se puede presentar diferentes daños atribuibles a los fluidos del yacimiento, las propiedades de estos son conocidas previamente y deben ser controladas, algunos de estos efectos son:

3.3.1.1 Corrosión. El tipo de fluido producido afecta directamente los componentes del equipo BES, siendo indispensable la adecuada selección del material de la carcasa o el uso de recubrimientos para disminuir el riesgo de falla por esta causa cuando no se cuenta con inyección de tratamiento químico.

Figura 20. Evidencia de corrosión en el equipo BES.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Cuando hablamos de corrosión por CO₂ la mejor opción son los recubrimientos con cromo, pero si se tiene corrosión por presencia de H₂S con concentración mayor a 3% y temperaturas superiores a 180°F, es necesario usar recubrimiento de plomo. En el caso del cable la solución es utilizar coraza de acero inoxidable o de monel.

3.3.1.2 Escamas. Debido a la alta concentración iónica de carbonatos, sulfatos, compuestos de magnesio, sílice o hierro en el agua asociada al yacimiento, además de la caída de presión, la temperatura y flujo de tipo turbulento, se presenta la precipitación de incrustaciones o escamas.

Las zonas en donde se pueden presentar estas incrustaciones son diversas, desde los equipos de superficie hasta los equipos de fondo e incluso en la cara del pozo, provocando taponamientos, interferencia en la recuperación primaria y terciaria, restricción del flujo a través de la tubería y cambio parcial o total de líneas y accesorios.

Las incrustaciones en la carcasa del motor reducen la tasa de transferencia de calor del motor al fluido del pozo, provocando un aumento en la temperatura del embobinado del motor y posterior falla.

3.3.1.3 Altas temperaturas. La temperatura de fondo del pozo es un factor importante al momento de seleccionar y dimensionar el equipo de fondo. Actualmente en el mercado se dispone de equipos que manejan hasta máximo 400 ° F⁴. Si ésta temperatura máxima recomendada es superada, el sistema se verá afectado ya que sus componentes internos se pueden deteriorar fácilmente y llevarlo a una falla.

Las consecuencias por esta condición pueden ser:

1. Los elastómeros utilizados para dar sello interno dentro del equipo BES se pueden deteriorar o acortar su tiempo de vida útil.
2. Las propiedades dieléctricas de los materiales se pueden deteriorar, a su vez el aislamiento del motor o del cable se puede perder a causa de desgaste dieléctrico.
3. Se incrementa la resistencia eléctrica del conductor del cable de potencia causando mayores pérdidas de energía en el cable.
4. La viscosidad del aceite del motor disminuye y por esta razón disminuye la capacidad de carga en el cojinete de empuje del sello.
5. Se pueden perder las propiedades físicas de los componentes del equipo BES debido a la expansión térmica de estos.
6. Se pueden formar escamas dentro y fuera de las superficies del equipo BES.

Es el desgaste del equipo debido al paso del fluido con sólidos a través y alrededor de este. Este desgaste se genera cuando el fluido del yacimiento con sólidos pasa a altas velocidades sobre el equipo.

Se han presentado evidencias de desgaste generado sobre la carcasa de los equipos, que permite el ingreso de fluido del pozo provocando la falla del equipo.

⁴ Fuller, D., Fickes, B. and Dowdy, R.: "Electric Submersible Pumping Systems Applied in High Temperature Environments." Paper presented at the ESP Workshop held in Houston, April 27–29, 1994.

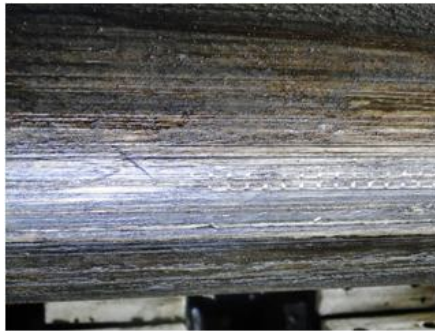
3.3.1.4 Presencia de gas. La presencia de gas libre en el fluido también es una causa de problemas en la bomba y en el cable eléctrico de fondo.

El funcionamiento del equipo se ve afectado debido a que la presencia de gas disminuye su eficiencia generando cavitación, haciendo necesaria la instalación de bombas manejadoras de gas y/o separadores de gas en la entrada de la bomba (*Intake*) para evitar que el gas ingrese.

3.3.1.5 Erosión. Es el desgaste del equipo debido al paso del fluido con sólidos a través y alrededor de este. Este desgaste se genera cuando el fluido del yacimiento con sólidos pasa a altas velocidades sobre el equipo.

Se han presentado evidencias de desgaste generado sobre la carcasa de los equipos, que permite el ingreso de fluido del pozo provocando la falla del equipo.

Figura 21. Erosión del Equipo BES.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

3.3.1.6 Fluidos del pozo con alta viscosidad. Es conocido que a mayores pesos específicos del fluido se necesita una mayor potencia para poder llevarlos desde fondo a superficie. Debido a esto se aumentan las pérdidas por fricción en la tubería y se disminuye la eficiencia de la bomba.

3.3.1.7 Fallas en el almacenamiento y transporte. Este tipo de fallas se pueden llegar a presentar al no tener condiciones adecuadas de transporte y/o almacenamiento que garanticen el buen estado de los equipos antes de ser instalados, ocasionando fallas prematuras debido a golpes, o falta de protección en equipo y en el cable. Si se identifica una falla de esta naturaleza el equipo no se debe instalar.

3.3.1.8 Fallas por el material. Este tipo de fallas están relacionadas con las características físicas del material de los componentes del equipo.

Las posibles causas de este tipo de fallas se debe a:

1. Selección inadecuada de la metalurgia de los componentes del equipo, llevando a la pérdida de las propiedades de los materiales durante el tiempo de operación.
2. Reúso de componentes en mal estado.
3. Material no homogéneo o variaciones en la densidad del material en proceso de manufactura.

3.4 CLASIFICACIÓN RIFT DE FALLAS DEL SISTEMA BES

A continuación se presenta la clasificación de fallas de acuerdo al estándar manejado por C-FER Technologies® aceptado por la industria de levantamiento artificial.

La información específica de las fallas se clasifica de acuerdo con los siguientes parámetros:

1. Razón de retiro.
2. Fallas por componentes BES.
3. Categoría de la falla.

4. Causa de la falla.

3.4.1 Razón de retiro El retiro del equipo BES del pozo, se debe a un redimensionamiento de una nueva corrida, un cambio del estado mecánico del pozo o una falla del equipo; en caso que el equipo sea retirado del pozo por una falla se procede a realizar una inspección para conocer la causa.

Tabla 2. Razón de Retiro

RAZÓN DE RETIRO: GENERALES	RAZÓN DE RETIRO: ESPECIFICAS	DESCRIPCIÓN
Medida / Detección de la instrumentación de fondo	Alta temperatura del embobinado del motor	Posible falla debido a medidas anormales de la instrumentación de fondo.
	Alta vibración	
	Baja capacitancia del aceite dieléctrico del motor	
	Presión de descarga anormal	
Eléctrica	Alta Corriente	Posible falla debido a mediciones o eventos eléctricos anormales.
	Alto Voltaje	
	Baja corriente	
	Baja impedancia / Resistencia	
	Bajo voltaje	
	Fases desbalanceadas	
	Corto circuito	
	Fuga de Corriente	
Desconocida		
Flujo	Bajo Flujo en superficie	Posible falla debido a medidas anormales en la velocidad de flujo.
	Sin flujo en superficie	
	Desconocida	
Mantenimiento / Reparación	Reparación del Revestimiento	Se retiró el sistema para realizar mantenimiento o reparación en el pozo o en el equipo de fondo.
	Reparación del Tubería de Producción	
	Reparación por control de arena	
	Reparaciones de equipo de fondo	
	Reemplazo de BES antes de la	

RAZÓN DE RETIRO: GENERALES	RAZÓN DE RETIRO: ESPECIFICAS	DESCRIPCIÓN
	falla	
	Limpieza del pozo	
Re-completamiento	Cambio de sistema de levantamiento artificial/Rediseño	Se retiró sistema por recompletamiento del pozo.
	Conversión del pozo	
	Cambio de zona productora	
	Simulación	
	Otro	
Suspendido	Abandono permanente	Se retiró sistema debido a suspensión del pozo.
	Abandono temporal	
	Apagado	
Otros	Otros	Se retiró sistema debido a suspensión del pozo.
	No Económicos	
	Registros de pozo	
Desconocida	Desconocida	Razón de retiro desconocida

3.4.2 Fallas por componentes BES La falla de un elemento, componente, equipo o sistema que puede ser considerada de forma individual y el estudio de falla se realizará al componente en particular, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3. Fallas por componentes BES

COMPONENTE BES	SUB-COMPONENTE		
Cable	Abrazaderas	Cable de poder y cable de extensión del motor	Empalmes
	Penetrador del empaque	Cable de potencia del conector	Penetrador del cabezal
		Conector <i>pothead</i>	Subcomponente
Motor	Base, Carcasa	Conexiones finales del motor Punto Y/Cables)	Eje, Rotor
	<i>Coupling</i>	Aceite (Fluido del motor)	Estator

COMPONENTE BES	SUB-COMPONENTE		
	Válvula de llenado	<i>O-rings</i> u otros sellos.	Cojinete de empuje
	Filtro	Anillos de retención	Subcomponente desconocido
	Cabeza	Rodamientos	Recubrimiento
Bomba	Base/Admisión de Bomba	Impulsores	Rodamientos para soporte del eje
	Acoples, Carcasa	<i>O-rings</i> y otros sellos	Arandelas de empuje
	Difusores	Anillos de retención.	Subcomponente desconocido
	Cabezal / Descarga	Malla, Eje	
Admisión de Bomba	Base, Carcasa, Eje	Impulsores, Sección Inductiva	Sección de separación / Rotor
	Difusores, Acoples	Puertos de descarga/Malla	Arandelas de empuje
	Puertos de descarga / Malla	<i>O-rings</i> y otros sellos. Cojinete radial	Subcomponente desconocido
Sellos	Bolsas	Carcasa	Rodamientos radials
	Base	Cámara Laberinto	Válvulas de alivio
	Acoples	Sello mecánico	Eje
Otros componente del sistema BES	Sensores de fondo de pozo		
	Hombro		
Desconocido	Desconocido		

3.4.3 Categoría de la falla Se puede categorizar una falla, cuando se ha ubicado la causa de esta, conociendo el componente fallado.

Tabla 4. Categoría de la Falla

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA		COMENTARIO
Eléctrica	Falla en la prueba <i>HiPot</i>	Circuito abierto	Fallas relacionadas con el suministro y transmisión de energía eléctrica.
	Alta Impedancia / Resistencia	Corto circuito	
	Baja impedancia / Resistencia	Fases desbalanceadas	
Externa	Recubrimiento externo	Atascado (Cerrado)	Fallas causadas por eventos externos o sustancias, por ejemplo, parafina, asfáltenos, scale, arena, sulfuro de hierro.
	Recubrimiento Interno	Atascado (Abierto)	
	Contaminado	Bloqueado	
Material	Frágil	Endurecido	Fallas relacionadas con las características físicas del material, es decir, color, dureza, acabado, etc.
	Quemado	Derretido	
	Corroído	Sobrecalentado	
	Descolorado	Hinchado	
	Erosionado	Desgastado	
Mecánica	Doblado	Goteo	Resultado de la fuerza, presión o esfuerzo de torsión.
	Fracturado	Desprendido / Girado	
	Pandeado	Baja Eficiencia	
	Estallado	Perforado	
	Colapsado	Rayado	
	Agrietado	Aplastado / Aplanado	
	Dañado	Pegado	
	Abollado	Roto	
	Desconectado	Roto	
	Falla en la prueba de presión	Torcido	
	Falla en la prueba de vibración	Marcas de vibración	
	<i>Clearance</i> reducido	Vibración o	

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA		COMENTARIO
	/ Mala alineación	desbalanceo	
Otra	Mantenimiento descartado	Otra	
	Pérdida		
Desconocida	Desconocido		

3.4.4 Causa de la falla La causa de la falla se puede asociar con diferentes circunstancias relacionadas con el dimensionamiento, fabricación o uso del equipo, que han conducido a generar una falla. La identificación de una falla requiere de una investigación profunda para descubrir los factores humanos, organizativos subyacentes y la causa técnica.

Tabla 5. Causa de la Falla

CAUSA DE FALLA: GENERAL	CAUSA DE FALLA: ESPECÍFICA		COMENTARIO
Diseño y selección del equipo	Selección del equipo	Capacidad de presión del equipo	Diseño inadecuado del sistema, incluyendo el uso de datos incorrectos o errores en los cálculos
	Selección del material (equipo)	Capacidad volumétrica del equipo	Capacidad de la bomba insuficiente, capacidad de potencia del motor, etc...
	Datos incorrectos utilizados en la selección del diseño	Configuración del sistema	Selección inapropiada del equipo y del material
Manufactura	Equipo de Prueba	Control de calidad	Inadecuado diseño mecánico de partes o

CAUSA DE FALLA: GENERAL	CAUSA DE FALLA: ESPECÍFICA		COMENTARIO
			componentes
	Equipo de Prueba	Diseño mecánico	Inadecuada fabricación o montaje de partes o componentes
	Selección de los materiales		Inapropiada prueba del equipo
Almacenamiento y transporte	Empaque o restricciones	Transporte	Manejo inadecuado de equipos durante el almacenamiento o transporte
	Almacenamiento		
Instalación	Montaje del sistema	Instalación – Servicio de taladro	Procedimiento incorrecto durante la preparación o instalación del equipo
	Limpieza del pozo	Equipo dañado	Inadecuado montaje del sistema, incluyendo empalmes de cable y conexiones
Operación	Método de recuperación mejorada o estrategia de producción	Procedimiento operativo	Procedimientos de funcionamiento y supervisión inadecuada
	Supervisión inadecuada	Operación de otros pozos en el campo	Prácticas operacionales
	Tratamiento de pozos		
Fluidos del reservorio	Asfáltenos	Scale	Condiciones del reservorio inesperado llevando a
	Temperatura en el yacimiento	Parafina	

CAUSA DE FALLA: GENERAL	CAUSA DE FALLA: ESPECÍFICA		COMENTARIO
	Falla por yacimiento	Fluidos Corrosivos, bajo no flujo	taponamiento por scale, parafina, asfáltenos, arena, etc., o bajar la productividad, mayor corte de agua
	Arena y Gas libre	Corte de agua	
Completamiento	Falla por perforación/Liner/ Huevo abierto	Falla por completamiento del pozo	Falla en el completamiento del pozo (revestimiento, tubería de producción, empaque de producción, <i>liner</i>)
	Falla por inapropiado control de arena	Falla de fondo de pozo No-BES	
Desgaste normal o esperado	Desgaste normal o esperado		Equipo con tiempo de operación igual o mayor a lo esperado
Limitación de tecnología	Limitación de tecnología		Tecnología ESP actual no puede funcionar confiablemente en una operación dada
Construcción del pozo	Sección no tangente		Pozo no diseñado/perforado para instalar BES
Facilidades	Mala calidad de la energía	Falla de equipos en superficie	Fallas de control o de equipos de superficie
Otros	Desastres naturales	Sabotaje / Atentados	Clima, guerra, ataque terrorista, etc.
	Interrupción de la energía	Clima	Falta de instrumentación o control

CAUSA DE FALLA: GENERAL	CAUSA DE FALLA: ESPECÍFICA		COMENTARIO
Desconocido	Desconocido		Causa de la falla desconocido

3.5 ÍNDICE DE FALLA (IF)

Después de tener identificado el tipo de falla, es importante analizar la tendencia de la totalidad de ellas en el campo, e incluso por componente fallado, con el objetivo de identificar focos de problemas y proceder a las soluciones. Es así como con el IF expresa la relación entre las fallas y el promedio de pozos activos durante un mismo periodo de tiempo (generalmente un (1) año) como se muestra en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Índice de Falla

$$FI = \frac{\Sigma \text{fallas (año)}}{\text{Promedio de Pozos Activos (año)}}$$

Los valores altos de IF indican el aumento en el número de fallas y por consiguiente un incremento en la inversión a realizar, siendo así el índice de falla útil para verificar como se están comportando los equipos instalados y sí los planes de acción tomados han sido los más eficientes.

A continuación se plantea un ejemplo para el cálculo del índice de falla:

Ejemplo 1. Calculo de índice de falla

Tabla 6. Cálculos de Índice de falla

Mes	Fallas	Pozos Activos
1	8	435
2	6	434
3	7	436
4	1	436
5	4	438
6	6	438

Mes	Fallas	Pozos Activos
7	10	442
8	8	441
9	5	441
10	11	445
11	9	445
12	5	446

$$\Sigma \text{fallas} = 80$$

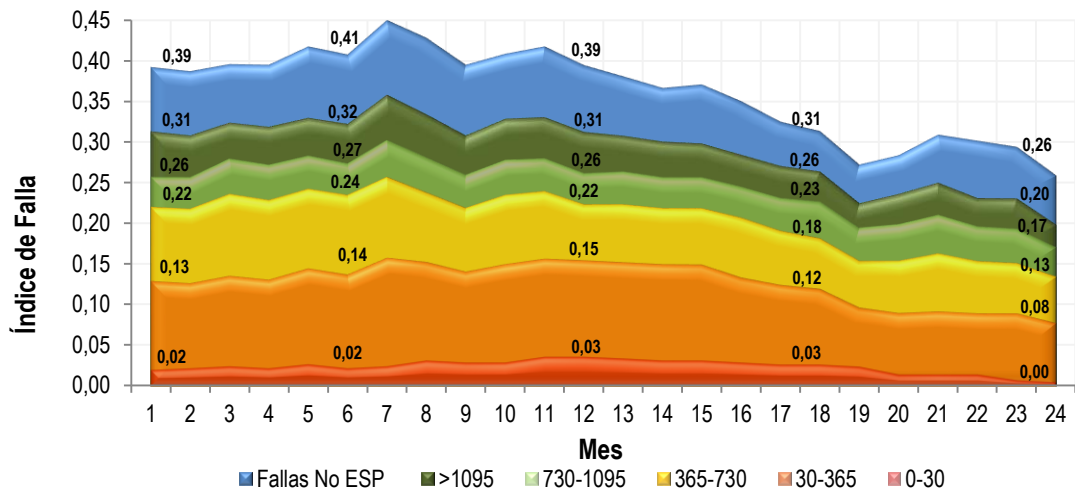
$$IF_{mes\ 12} = \frac{80}{439.72}$$

$$\text{Promedio de Pozos Activos} = 439.75$$

$$IF_{mes\ 12} = 0.18$$

En algunas ocasiones es de interés visualizar las tendencias del índice de falla teniendo en cuenta criterios de segmentación, por ejemplo, Tiempo de operación del equipo BES (*Run Life* en días)

Figura 22. Índice de falla por el tiempo de operación de los equipos BES.



Fuente: Occidental Andina, Inc. Modificada por Autores.

4. IMPLEMENTACION DEL SOFTWARE

4.1 TORQUE AND DRAG ®

Este *software* es utilizado para predecir y monitorear el torque y las fuerzas axiales generadas cuando la sarta de perforación es corrida, tensionada y rotada en el hueco perforado o a perforar; determina como varían las fuerzas de contacto, fricción, cargas en superficie, en la sarta con las propiedades del fluido de perforación, la trayectoria del pozo y otros parámetros operacionales.

Va dirigido a quienes realizan las planificaciones de pozos desviados y para el seguimiento de las operaciones de ingeniería de perforación tanto en oficina, como en taladro, con el propósito de determinar las características del torque y arrastre del pozo durante la perforación, la corrida del revestimiento y *liners*. Para ejecutar el módulo además de la información básica como el *survey* del pozo, existe información que se debe ingresar en diferentes pestañas del *software* con el fin de poder ejecutar el análisis del torque y arrastre a los que son sometidos los equipos. Estas pestañas son:

4.1.1 Editor de la sección del hueco

Figura 23 Hole Section Editor

Section Name	Section Type	Measured Depth (ft)	Length (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Item Description
Btm MD									

Corresponde al ID del casing

Corresponde al diámetro del hueco perforado para el casing (Open Hole.)

Fuente: Software Torque and Drag®.

Se debe introducir la información de la sección del hueco, desde la superficie hasta el fondo del pozo, donde se especifica las características del revestimiento como: longitud, diámetro externo (*ID*), *drift*, entre otras, de lo contrario se debe indicar que es hueco abierto.

Dependiendo del tipo de lodo con el que se perforará el pozo, y el estado del hueco, los factores de fricción varían para el simulador, en nuestro caso se utilizó el lodo base aceite con hueco revestido, ya que al momento de la instalación del equipo BES, el hueco ya está revestido y se espera encontrar aceite en el pozo. A continuación los rangos de los factores de fricción típicos.

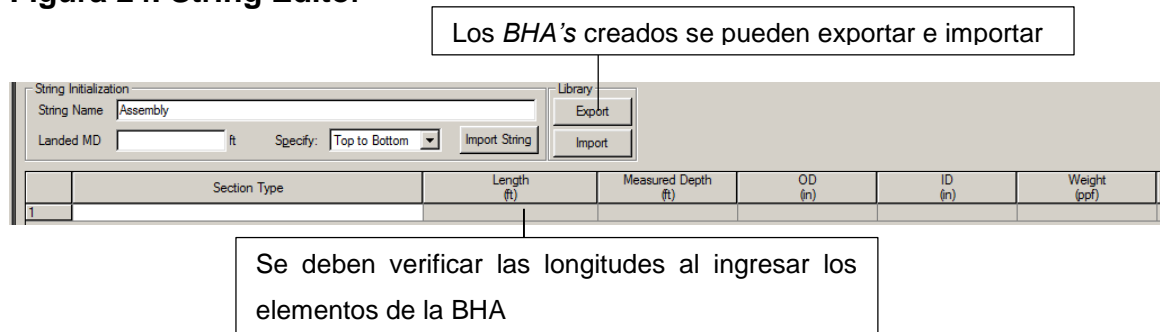
Tabla 7. Coeficientes de Fricción

Tipo de Lodo	Coeficiente de Fricción	
	Revestido	Hoyo Abierto
Aire	0.35 – 0.55	0.40 – 0.60
Espuma	0.30 – 0.40	0.35 – 0.55
Lignosulfonato	0.20 – 0.25	0.20 – 0.30
Polimérico	0.15 – 0.22	0.20 – 0.30
Base Aceite	0.10 – 0.20	0.15 – 0.20

Fuente: Landmark Graphics Corporation.

4.1.2 Editor de la sarta o BHA.

Figura 24. String Editor

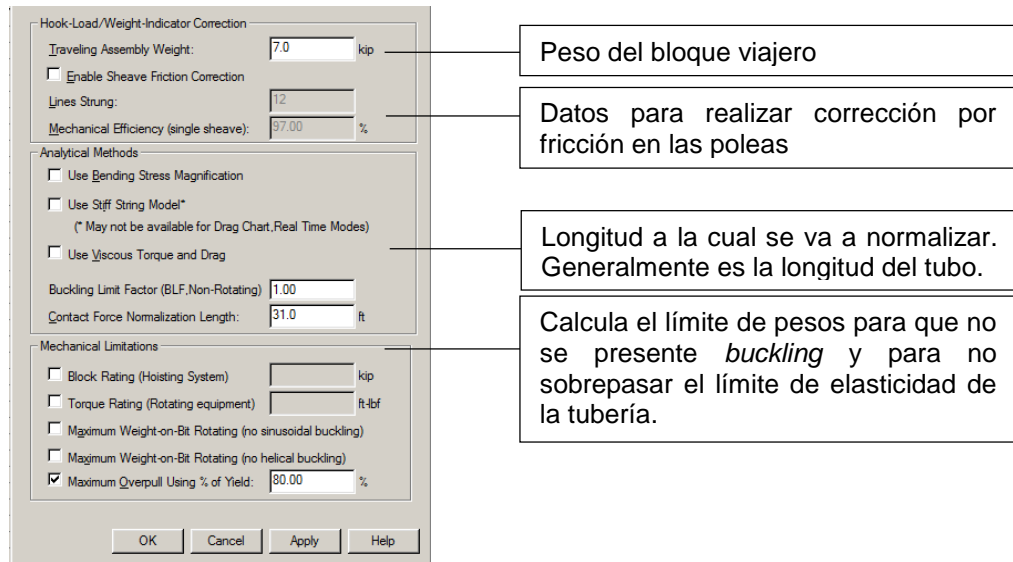


Fuente: Software Torque and Drag®.

En esta sección se especifican los tipos herramientas o equipos (BHA) que se bajarán o instalarán en el pozo, luego se debe describir cada uno. Por ejemplo, especificar la longitud, el peso y el diámetro interno y externo, se deben llenar en orden desde superficie a fondo del pozo

4.1.3 Datos para la configuración de Torque and Drag®. La información que se debe introducir en esta etapa es el peso del bloque viajero (*TAW* por sus siglas en ingles Travelling Assembly Weight). Los otros valores se pueden dejar como predeterminados, a menos que se necesite llevar a cabo un análisis particular.

Figura 25. Torque and Drag® Setup.



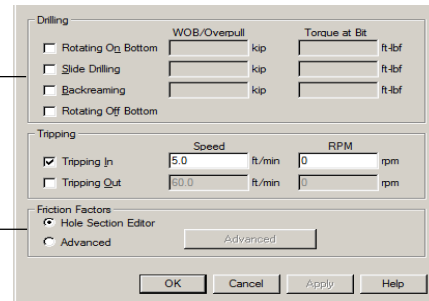
Fuente: Software Torque and Drag®.

4.1.4 Datos de módulos. Se deben elegir los módulos que se utilizarán en el análisis; marcando las casillas de la izquierda, se elige la acción descrita, para que el software ejecute la simulación deseada. Dependiendo de los módulos seleccionados, se requiere especificar parámetros como: el peso sobre la broca (WOB), la velocidad de corrida de la sarta en el hueco y la velocidad angular de la misma, cuando se está extrayendo o ingresando al pozo.

Figura 26. Mode Data.

Se definen las operaciones a analizar y los parámetros de perforación que se manejarán.

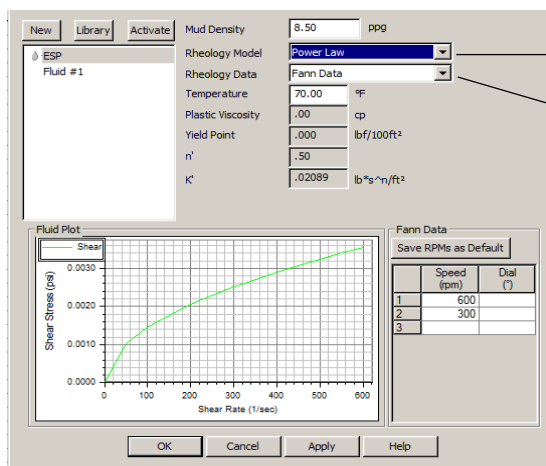
Se definen si se van a trabajar los factores de fricción que se ingresaron en el Hole Section Editor o si se trabajarán otros adicionales.



Fuente: Software Torque and Drag®.

4.1.5 Editor de fluidos

Figura 27. Fluid Editor.



Permite escoger el modelo reológico a utilizar

Permite escoger el tipo de datos de entrada: Fann Data o valores de PV, YP, n, k.

Fuente: Software Torque and Drag®.

En esta pestaña se definen los fluidos de perforación y las mezclas de cemento mediante la especificación de las características básicas del fluido. WELLPLAN tiene dos versiones para editar el fluido dependiendo qué módulo de análisis se utilizará. Si desea especificar datos adicionales del líquido se utiliza Advanced Fluid Editor que está disponible cuando se utiliza el módulo Hydraulics Surge, OptiCem, Well Control modules.

4.1.6 Columna de fluidos. Permite definir si existe en el *casing* o en el espacio anular mezclas de fluidos de distintas densidades durante la simulación del caso, de lo contrario se omite la carga de estos parámetros.

Figura 28. Fluids Column.

	From Bit (ft)	Mud Weight (ppg)
1		

Fuente: Software Torque and Drag®.

4.2 MODELO MATEMATICO “STIFF STRING”

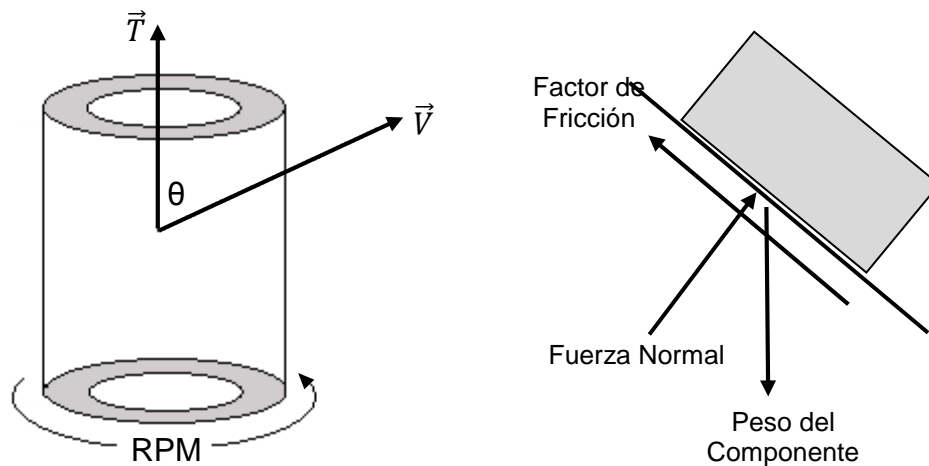
Para determinar la fuerza normal, el software Torque and Drag® trabaja con el modelo matemático *Stiff String*, actualización del modelo *Soft String*, a partir del cual se adicionaron parámetros como la rigidez de la tubería, el espacio anular entre el diámetro externo de la tubería y el diámetro interno del *casing*, y las zonas donde la dirección del pozo cambia.

El modelo de *Stiff String* analiza la sarta, dividiéndola en secciones (elementos) igual a la menor longitud del componente o de 30 ft, donde calcula la fuerza lateral en el punto central de cada elemento que se utiliza para calcular el torque y arrastre entre un elemento y el siguiente.

En el siguiente diagrama se describen las fuerzas que actúan sobre un elemento inclinado, el cual permanece en reposo para su respectivo análisis. La fuerza normal actúa en dirección perpendicular a la superficie, el peso del segmento de tubería de trabajo actúa en dirección a la gravedad y la fuerza de arrastre actúa en dirección opuesta al movimiento cuya magnitud depende de la fuerza normal y el coeficiente de fricción entre el plano inclinado y el segmento de tubería de trabajo.

4.2.1 Ecuación de la fuerza de arrastre⁵

Figura 29. Descomposición de fuerzas



Fuente: Landmark Graphics Corporation

Ecuación 2 FUERZA DE ARRASTRE

$$F_D = F_N * \mu * \frac{|T|}{|V|}$$

Donde: F_D = Fuerza de arrastre
 T = Velocidad de bajada

⁵ LANDMARK GRAPHICS CORPORATION, Using WellPlan R2003.11.0.1. Houston, Texas. 2004.

$$V = \text{Velocidad resultante} = \sqrt{(T^2 + A^2)}$$

$$A = \text{Velocidad angular} = \text{diámetro} * \pi * \frac{RPM}{60}$$

F_N = Fuerza lateral o normal

μ = Coeficiente de fricción (Factor de Fricción)

4.2.2 Ecuación de la fuerza lateral o normal⁶ Para poder calcular la fuerza de arrastre, es necesario determinar la fuerza normal que es calculada con el modelo de *stiff string* con la siguiente ecuación:

Ecuación 3 Fuerza Lateral o Normal

$$F_N = \sqrt{(F_T * \Delta\alpha * \text{Sen}(\phi))^2 + (F_T * \Delta\theta * WL * \text{Sen}(\phi))^2}$$

Donde:

F_N = Fuerza lateral o normal

F_T = Fuerza axial

$\Delta\alpha$ = Cambio del azimuth de la sección

Φ = Inclinación media de la sección

$\Delta\theta$ = Cambio de la inclinación de la sección

L = Longitud de la sección

W = Peso de la sección

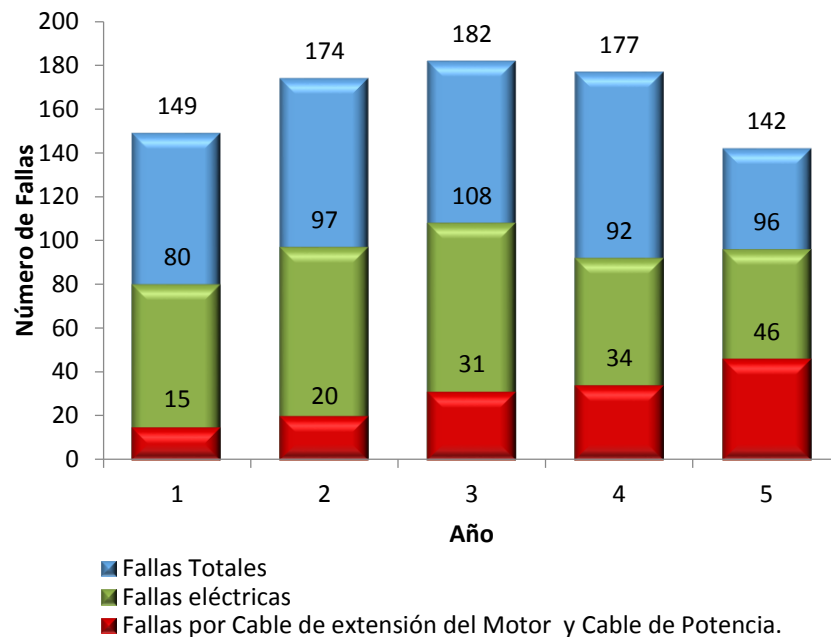
4.3 VALIDACIÓN DEL SOFTWARE EN CORRIDAS E INSTALACION DE LOS EQUIPOS BES

Teniendo en cuenta la recurrencia y aumento de las fallas eléctricas del cable de extensión del motor y cable de potencia en los últimos cinco (5) años, se determinó que el último año fue el periodo con mayor cantidad de fallas eléctricas

⁶ Ibíd

por daño en la sección de cables, donde se registraron cuarenta y seis (46) fallas, de las cuales veinticinco (25) de estas, fueron catalogadas como fallas por afectación mecánica del cable durante su instalación, sin alcanzar el Run Life esperado de veintisiete (27) meses, convirtiéndose en el fusible del equipo BES. Por tal motivo se convirtió en objeto de estudio de este proyecto.

Figura 30. Historial de fallas del campo en estudio



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El Software descrito en el anterior puede calcular las fuerzas que actúan sobre el equipo de perforación, incluyendo arrastre, tensiones y fuerzas laterales en los siguientes escenarios:

1. Sarta Rotando en Fondo
2. Sarta Rotando fuera de fondo
3. Sacando tubería
4. Ingresando tubería

Se planteó usar Torque and Drag® en el escenario ingresando tubería, debido a que éste, es semejante al proceso de instalación del equipo BES. De esta manera fue posible obtener resultados de las tendencias de esfuerzos a los que fueron sometidos los equipos BES, la sarta de producción y el cable, en diferentes profundidades durante la instalación, que son las que provocan las fallas eléctricas por afectación mecánica del cable.

Para poder validar el software se tuvo como referencia los pozos que fallaron por la causa anteriormente mencionada. Conociendo la ubicación de la falla y los criterios necesarios para poder realizar las simulaciones, se procedió a simular y analizar los resultados de cada caso.

La siguiente tabla, presenta los principales datos de entrada del simulador.

Tabla 7 Datos de entrada al simulador.

Pozo	Longitud del equipo BES (ft)	Peso del equipo BES (lbs)	OD del Equipo BES (in)	OD del Casing (in)	OD. De la Tubería de Producción (in)
POZO-1	47	4000	5.62	7	3 1/2
POZO-2	91.62	7000	5.62	7	3 1/2
POZO-3	122.8	8000	5.62	7	3 1/2
POZO-4	93.72	5000	5.62	9 5/8	2 7/8
POZO-5	152.7	15000	6.75	9 5/8	5 1/2

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Adicionalmente se debe proporcionar el *survey* del pozo y la información necesaria para completar los módulos presentados en este capítulo.

En la parte inicial del proyecto se planteó como objetivo encontrar un rango de valores de esfuerzos, los cuales al ser aplicados sobre el cable ocasionarían una afectación mecánica y por consiguiente una falla eléctrica por esta causa, pero al analizar los resultados se encontró que en los puntos fallados del cable los valores

de esfuerzo eran diferentes en cada pozo, siendo imposible obtener una tendencia o rango de valores de esfuerzo.

Después de llegar a la conclusión de que no se podrían establecer los rangos de esfuerzo para las posibles fallas, se planteó llevar a cabo nuevas simulaciones teniendo como base, la ubicación del equipo BES a la profundidad que fue asentado y analizar las variaciones de los esfuerzos a los que estaba sometido el equipo, la sarta de producción, el cable de potencia y el cable de extensión del motor.

Se evaluaron las simulaciones revisando las tendencias de los esfuerzos y se encontraron picos de tendencia altos donde se ubicó el punto de la falla, se analizaron los resultados de los esfuerzos de las simulaciones con la falla ubicada 100 pies arriba y debajo de la profundidad del pico inicial, con intervalos de 25 pies, revelando que la zona con tendencia de esfuerzos altos coincide en los mismos intervalos de profundidad con la zonas donde se presenta una variación del Dog Leg Severity (DLS) y el Angulo de inclinación.

En adelante se mostrarán los resultados de las simulaciones de cinco (5) casos que hicieron parte del grupo de pozos analizados, donde se identificaron las zonas críticas de cada pozo, teniendo en cuenta los siguientes *tracks*:

1. Dog Leg Severity (DLS): es una estimación normalizada de la curvatura general del pozo entre dos puntos direccionales consecutivos, normalmente se describe en grados por cada 100 pies ($^{\circ}/100\text{ft}$), estos valores fueron obtenidos del *survey* de cada pozo, información suministrada por la empresa operadora del campo y graficado por los autores.
2. Angulo de Inclinación (Inc): es la desviación de cada punto de la trayectoria del pozo respecto a una horizontal, dada en grados ($^{\circ}$), información suministrada por la empresa operadora del campo y graficada por los autores.

3. Torque and Drag: es la medida de la fuerza de arrastre, a que es sometida la sarta de producción y equipo BES durante el proceso de instalación, estos valores son el resultado de la simulación, expresada en libra-fuerza (Lbf).

Después de realizar las simulaciones de los pozos candidatos se lograron establecer los criterios a tener en cuenta al identificar las zonas críticas en el momento de instalar un nuevo equipo.

Estos criterios son:

Tabla 8 Característica de selección de zonas críticas.

	<i>Casing 7"</i>	<i>Casing 9 5/8"</i>
DLS	$\geq 1^\circ/100\text{ft}$	$\geq 2^\circ/100\text{ft}$
Inc.	5°	5°
Torque and Drag	Cambio abrupto con aumento en la tendencia de esfuerzos	Cambio abrupto con aumento en la tendencia de esfuerzos

Cabe aclarar que si estos tres criterios se cumplen a la misma profundidad se clasifica como una zona crítica.

4.4 POZO-1

La falla del cable de potencia fue en la junta 96 (juntas contadas de superficie a fondo) causada por pérdida de protección mecánica debido a los desgastes y roce que comprometieron a la coraza.

La coraza debilitada se fracturó exponiendo la chaqueta, barrera y aislamientos internos. La ruptura resultante de los componentes aislantes permitió exponer a los conductores a cortocircuito y a falla eléctrica.

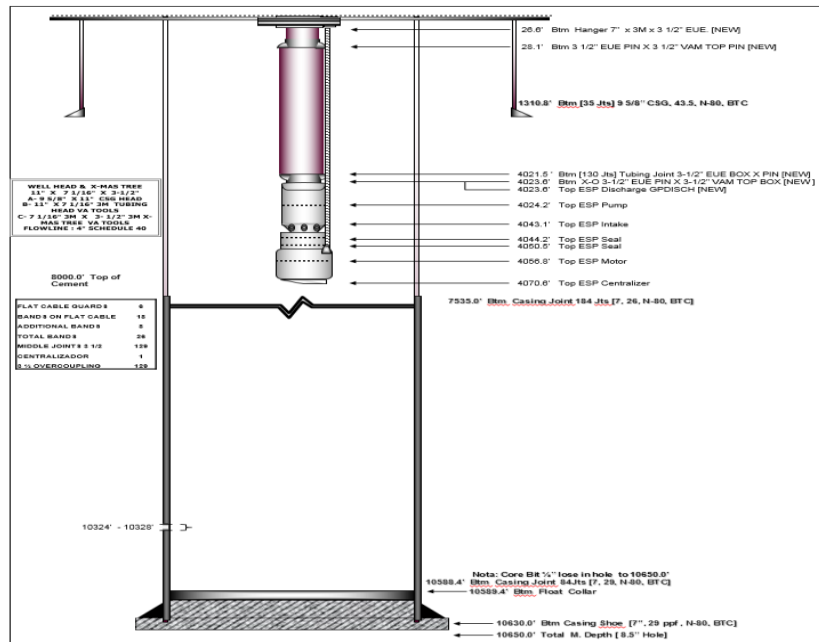
Figura 31. Daño del cable de POZO-1.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.4.1 Estado mecánico del pozo pozo-1

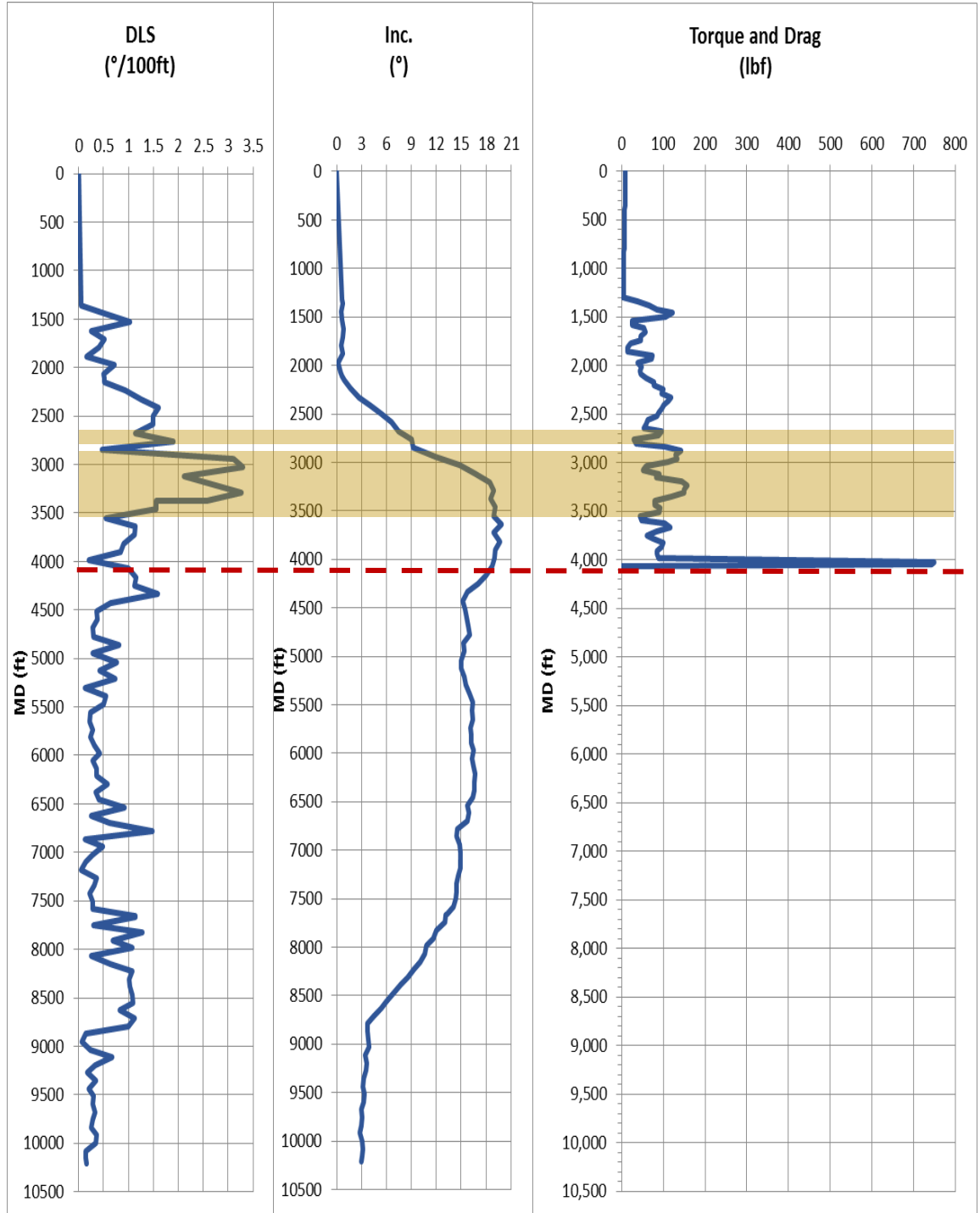
Figura 32. Estado Mecánico POZO-1.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.4.2 Resultado de la simulación pozo-1

Figura 33. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-1.



Zonas críticas - - - **Profundidad de asentamiento del equipo BES**

4.5 POZO-2

Después de 6 días de operación, el equipo ESP de fondo salió de línea por falla eléctrica. La falla fue identificada en el cable de potencia que se encontró aterrizado y con 12 signos de estallido a profundidad de las juntas 94, 96, 97, 99, 100,101.

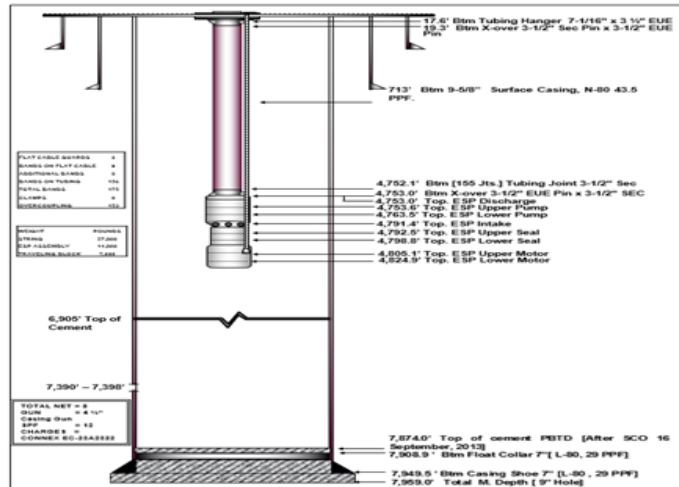
Figura 34. Daño del cable de POZO-2.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.5.1 Estado mecánico del pozo-2

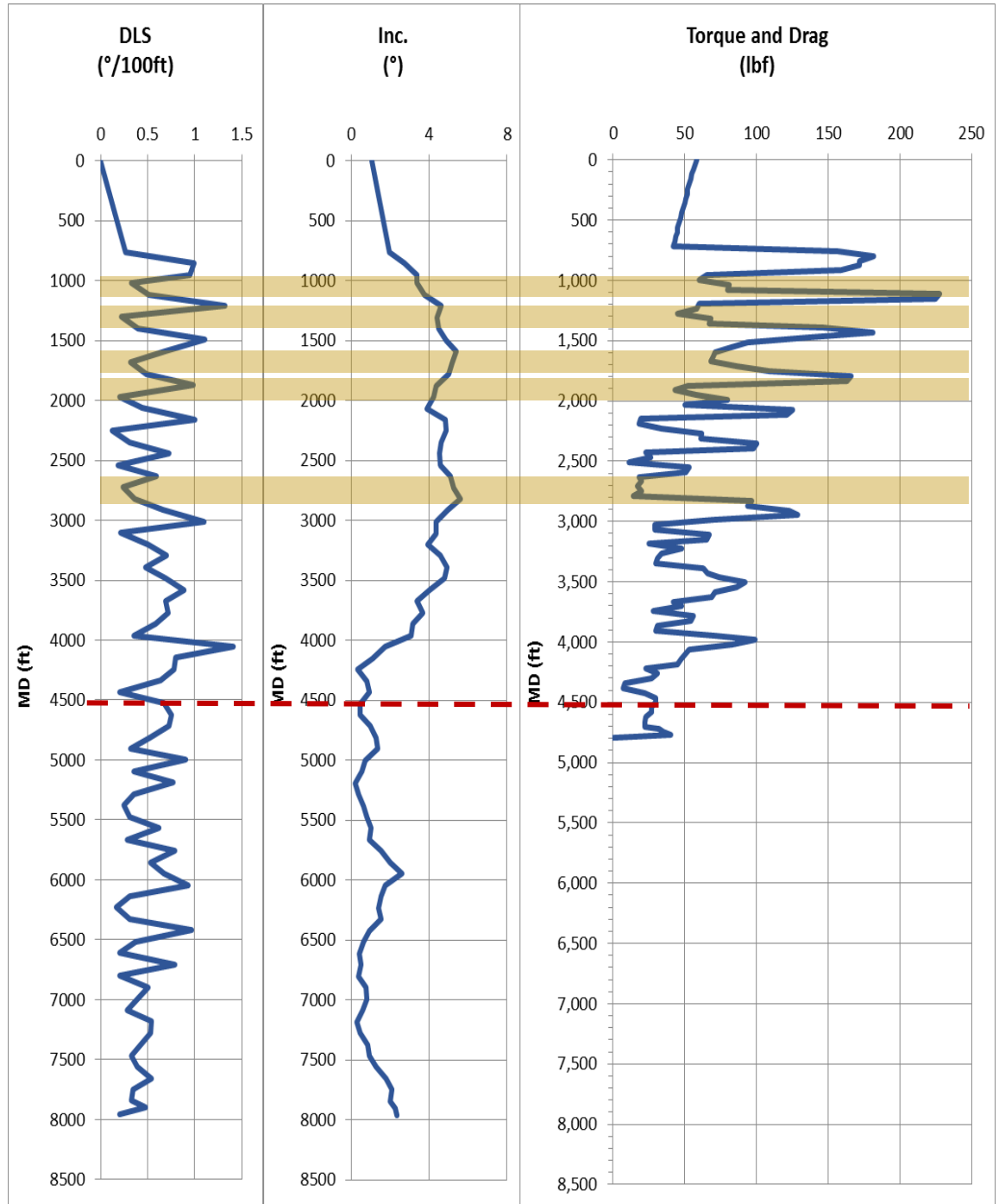
Figura 35. Estado Mecánico POZO-2.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.5.2 Resultado de la simulación

Figura 36. Simulación con Torque and Drag ®, DLS e inclinación de POZO-2.



Zonas críticas - - - **Profundidad de asentamiento del equipo BES**

4.6 POZO-3

La coraza del cable evidenció señales de arrastre severo. Los daños de la coraza afectaron la capacidad aislante de la chaqueta y el EPDM, con la consecuencia final de una explosión por corto circuito entre fases, además se evidenció decoloración del EPDM, señal de alta temperatura en los puntos afectados.

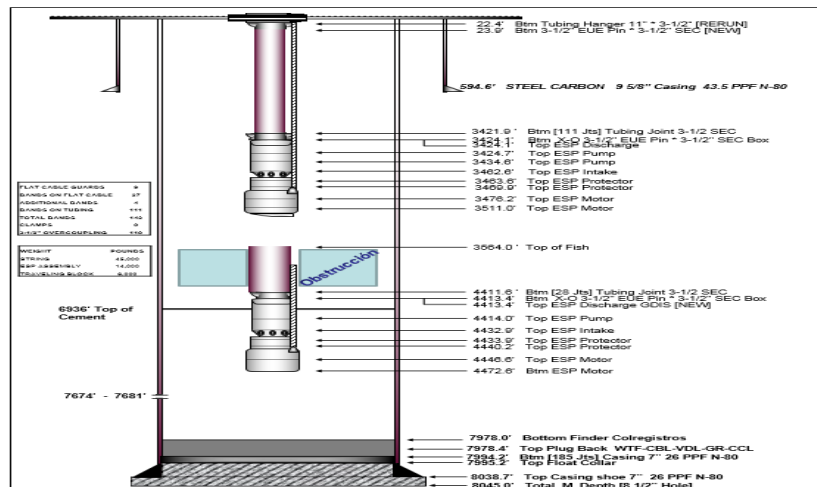
Figura 37. Daño del cable de POZO-3.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.6.1 Estado mecánico del pozo-3

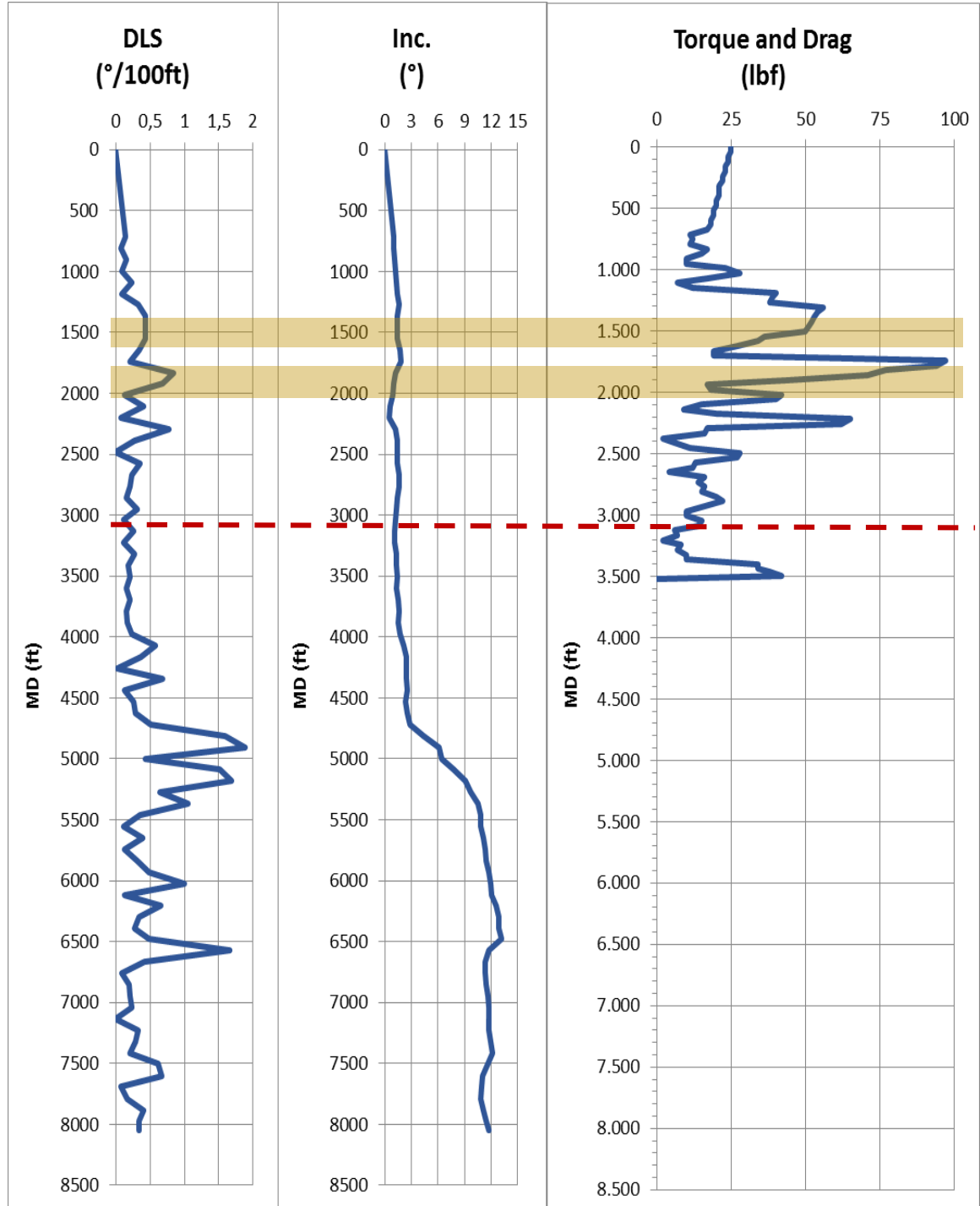
Figura 38. Estado Mecánico Pozo-3.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.6.2 Resultado de la simulación

Figura 39. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-3.



Zonas críticas - - - **Profundidad de asentamiento del equipo BES**

4.7 POZO-4

El cable de potencia que se encontró aterrizado y con una explosión a la altura de la junta #117 (juntas contadas de superficie a fondo). La falla del cable de potencia fue causada por pérdida de contención debido a los desgastes por roce que comprometió la coraza, se evidenció señales de arrastre severo.

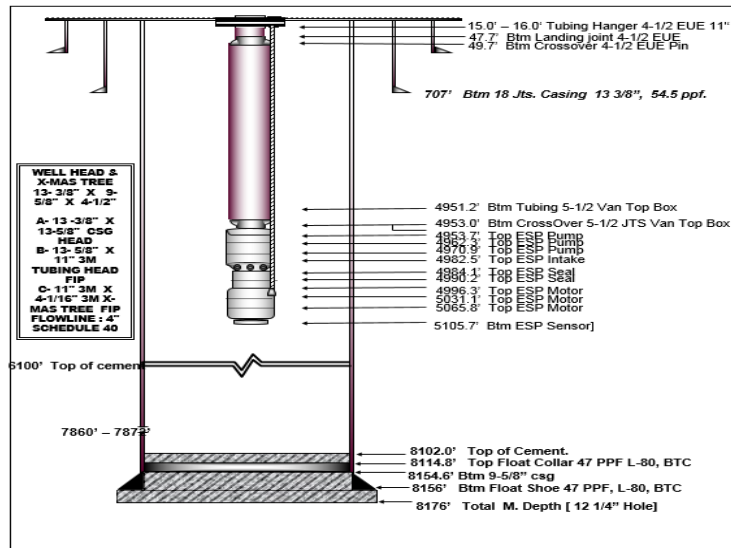
Figura 40 Daño del cable de POZO-4.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.7.1 Estado mecánico del Pozo-4

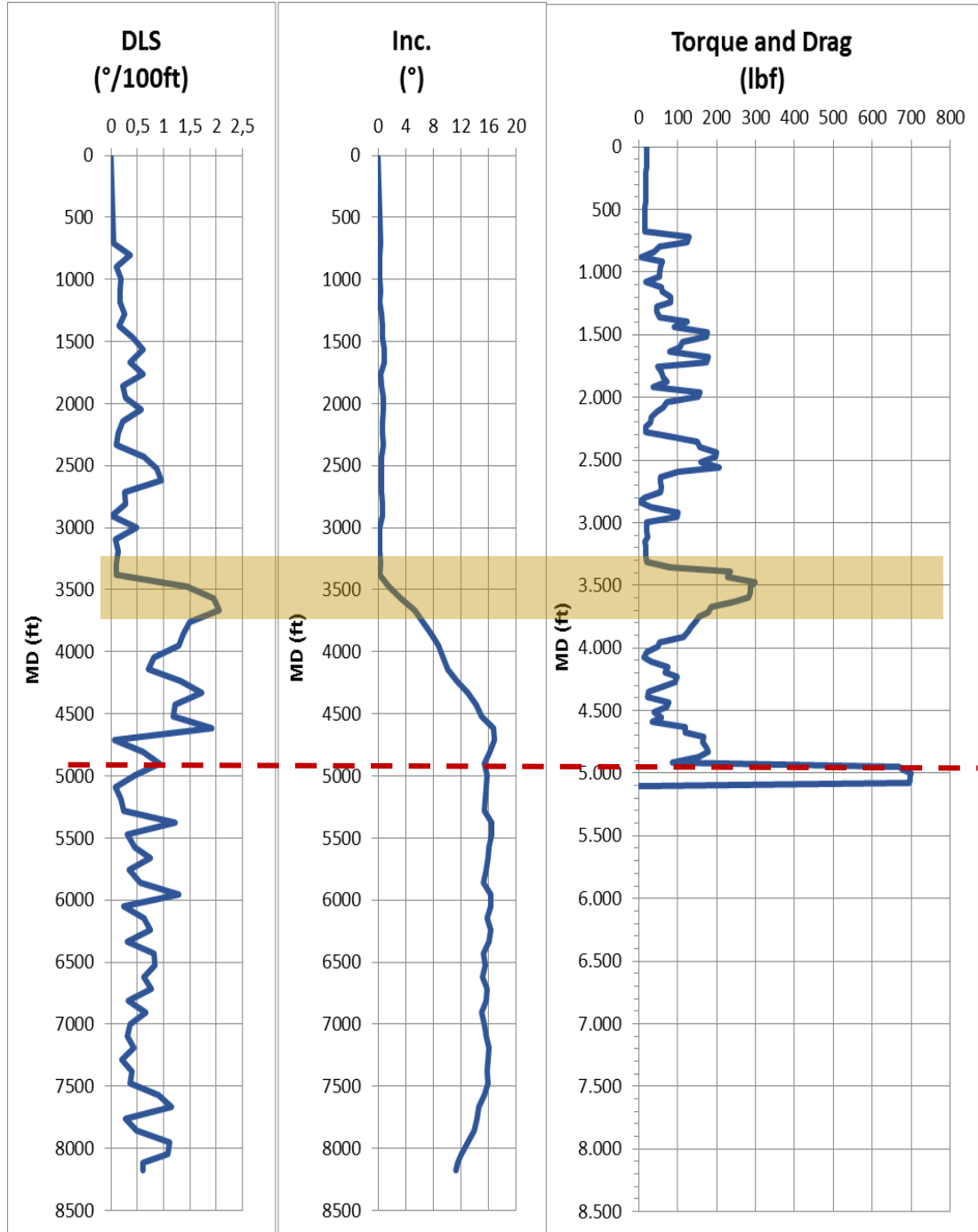
Figura 41. Estado Mecánico POZO-4.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.7.2 Resultado de la simulación

Figura 42. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación de POZO-4.



 Zonas críticas  Profundidad de asentamiento del equipo BES

4.8 POZO-5

La falla del equipo es atribuida al cable de potencia, donde fueron evidenciados daños físicos en la coraza, chaqueta de neopreno y EPDM observándose corto circuito en los conductores del cable en las juntas 122 y junta 222 .

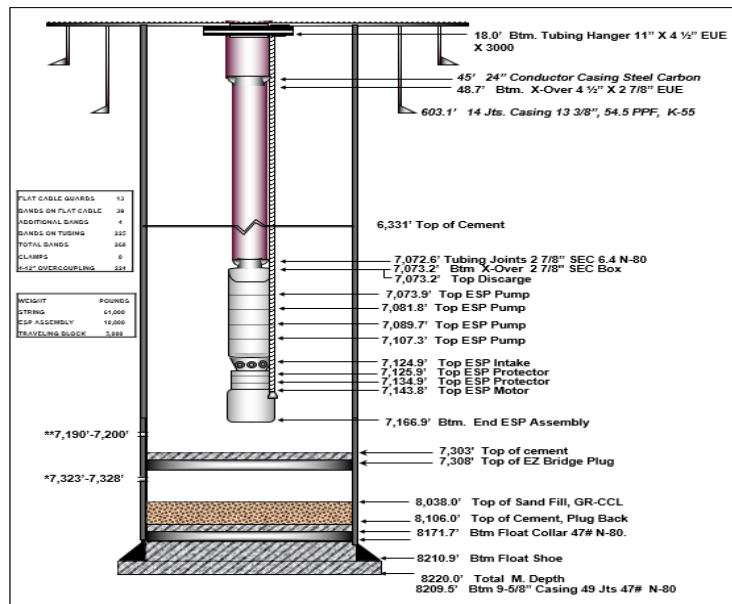
Figura 43. Daño del cable de POZO-5.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.8.1 Estado mecánico del pozo-5

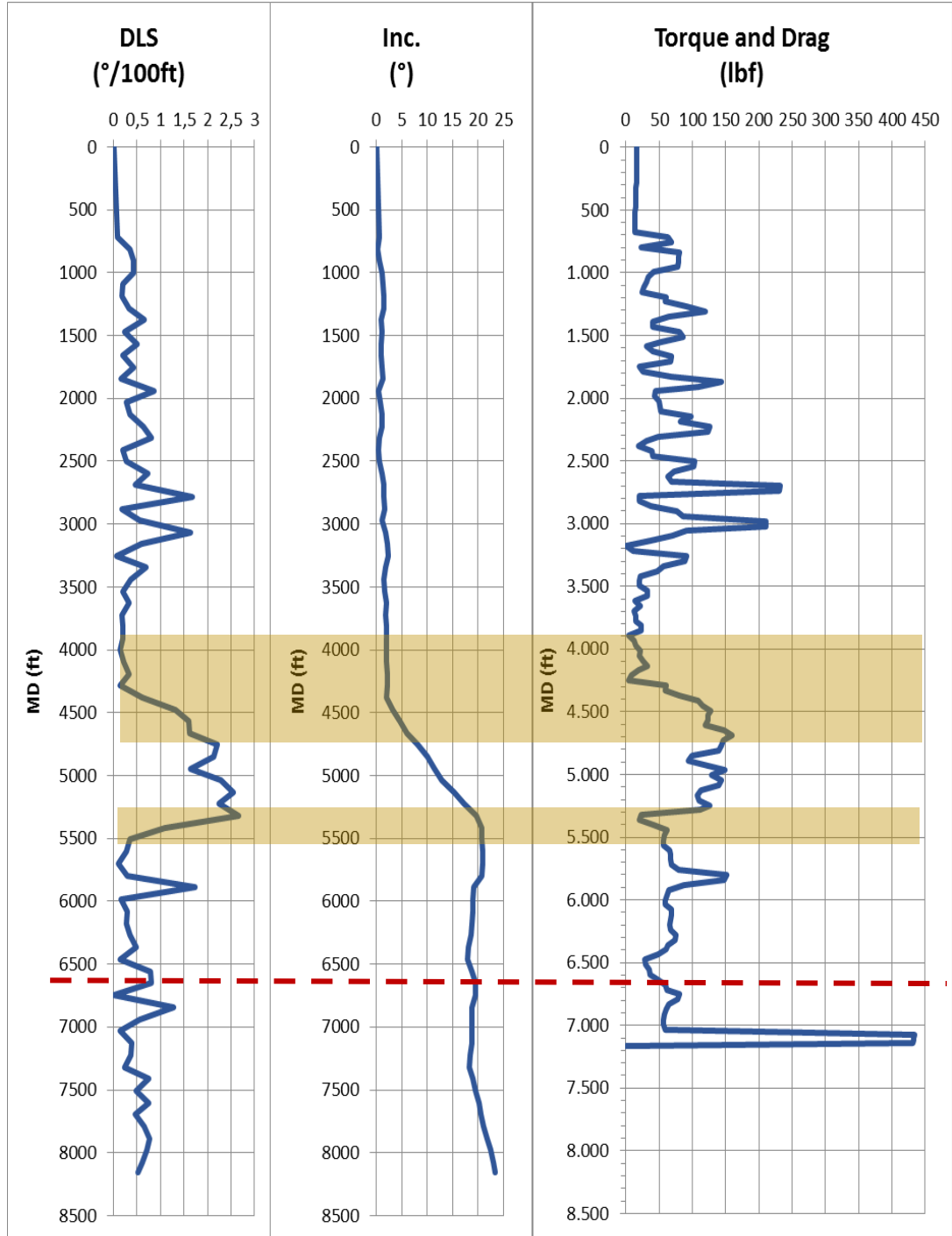
Figura 44. Estado Mecánico POZO-5.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

4.8.2 Resultado de la simulación

Figura 45. Simulación con Torque and Drag®, DLS e inclinación POZO-5.

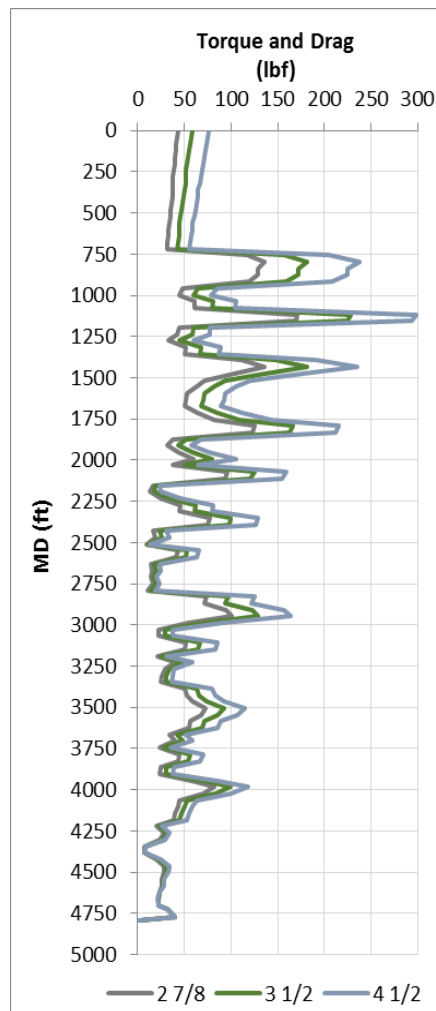


 Zonas críticas  Profundidad de asentamiento del equipo BES

A continuación se presentará un (1) ejemplo de las simulaciones con equipos BES variando los siguientes criterios:

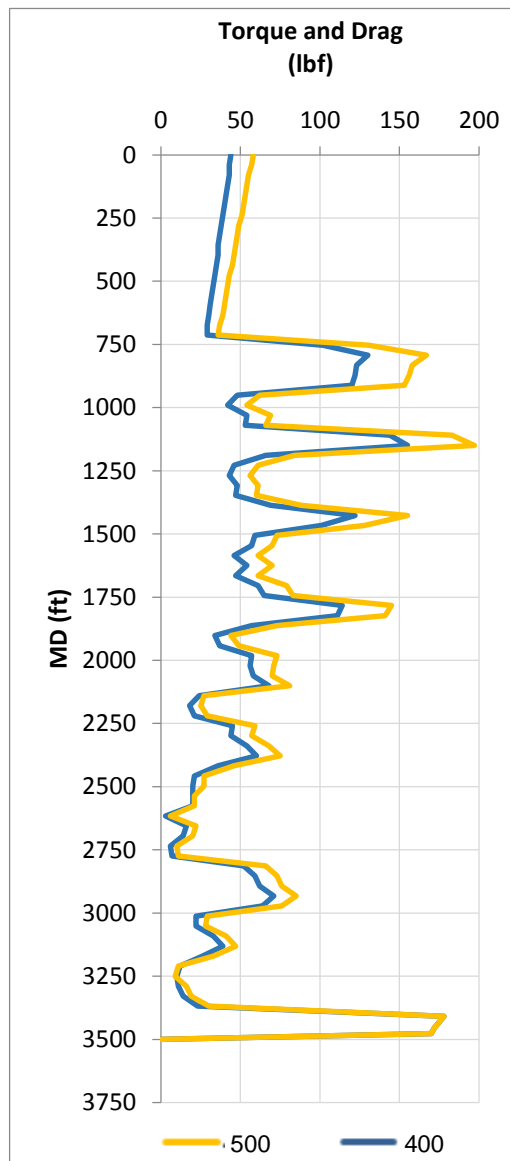
1. Diámetro de la tubería de producción, encontrando que a mayor diámetro de la misma, la magnitud del esfuerzo aumenta pero la tendencia y los picos de estos esfuerzos se mantiene a la misma profundidad en los tres diámetros: 2 7/8", 3 1/2" y 4 1/2".

Figura 46. Simulación con Torque and Drag ® variando la tubería de producción.



2. Serie del equipo de fondo BES, obteniendo como resultado que en la serie 500, es decir el equipo con diámetro externo de 5,62", el valor del esfuerzo es mayor en comparación con el equipo serie 400, pero al igual que el caso anterior la tendencia y los picos de estos esfuerzos se mantiene a la misma profundidad.

Figura 47. Simulación con Torque and Drag ® variando la serie del equipo BES.



Después de identificar las zonas críticas, se plantea los siguientes árboles de decisiones para las velocidades de corrida del equipo BES, tomando como punto inicial las velocidades registradas en las corridas de los equipos fallados por afectación mecánica del cable, (ver **Tabla 9**), postulando así una solución al problema planteado en este proyecto, ya que al disminuir las velocidades de bajada del equipo en las zonas críticas, los esfuerzos de arrastre serán reducidos.

Tabla 9 Velocidades de corridas promedio

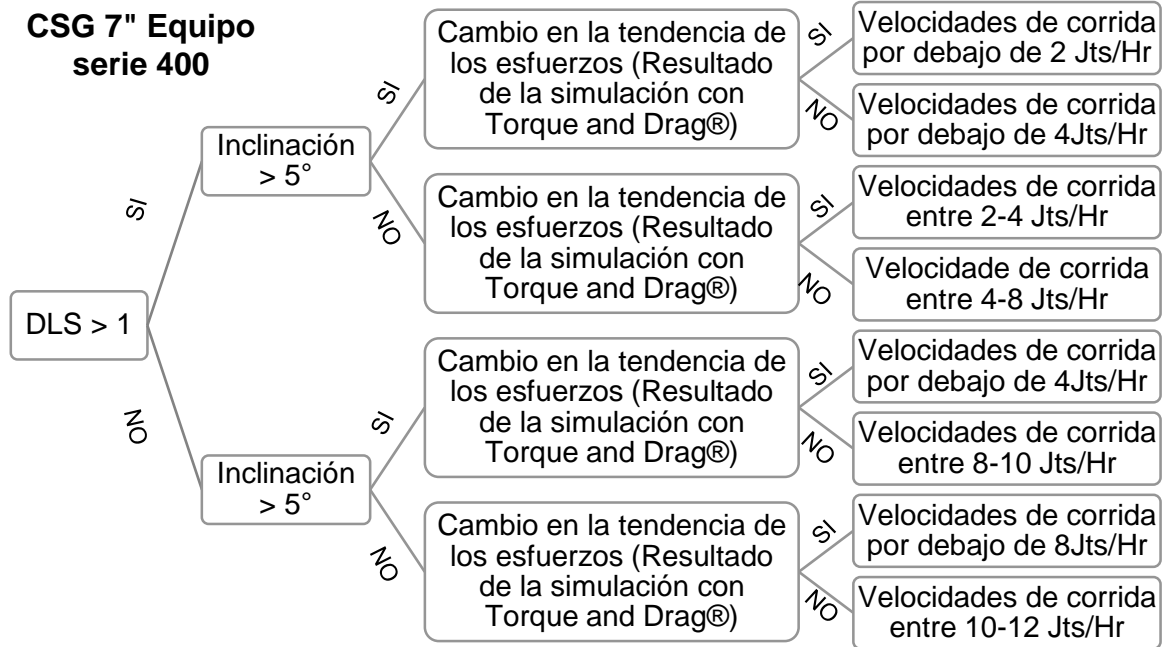
Pozo	Velocidad de corrida promedio (Juntas/hora)
POZO-1	7
POZO-2	8
POZO-3	11
POZO-4	10
POZO-5	10

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

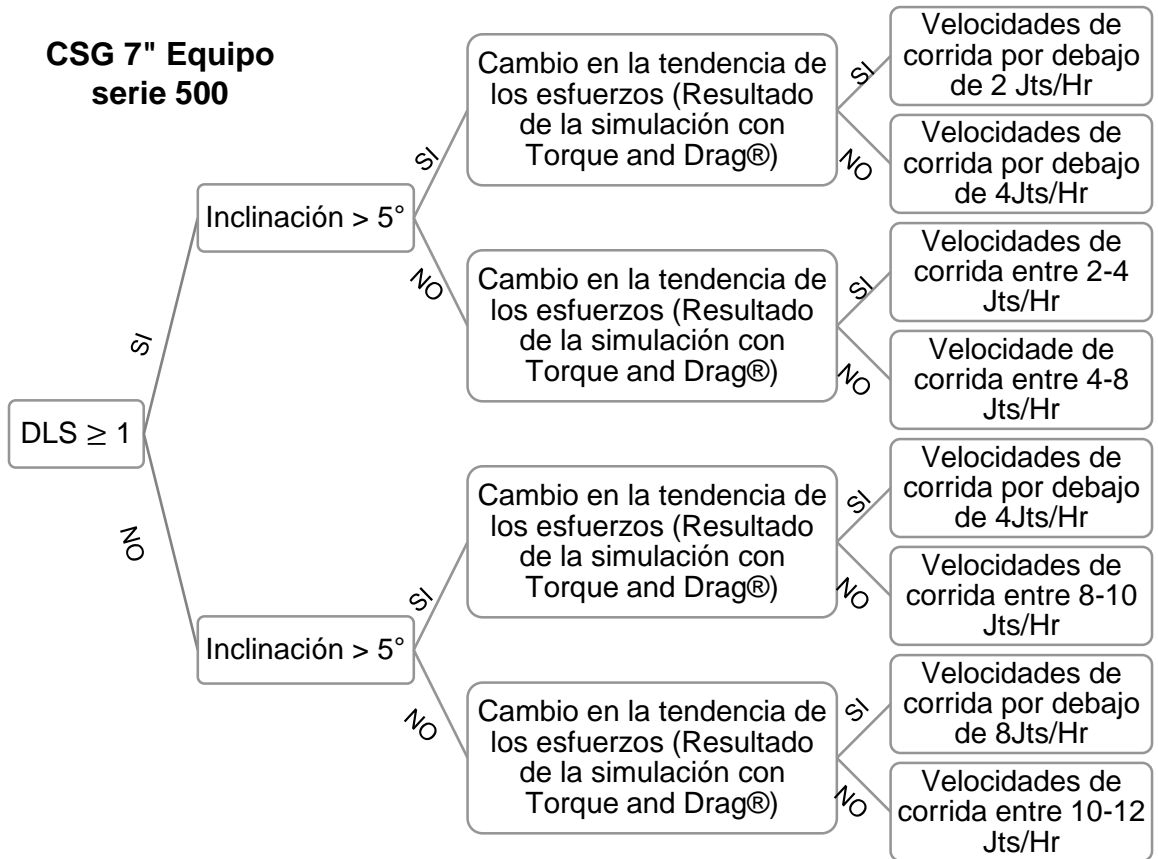
A continuación se presenta los árboles de decisiones para las velocidades de corrida del equipo BES, en tres escenarios, ingresando por el valor del DLS, seguido por la inclinación del pozo, continuando con el cambio en la tendencia de los esfuerzos (resultado de la simulación con Torque and Drag®) y finalizando con la velocidad de corrida del equipo BES sugerida.

Cabe aclarar, que las zonas en las cuales la criticidad disminuye en comparación a la zona anterior, se debe mantener la misma velocidad de corrida anterior (zona crítica), puesto que el equipo BES y la tubería de producción seguirá pasando por las zonas donde la criticidad es mayor.

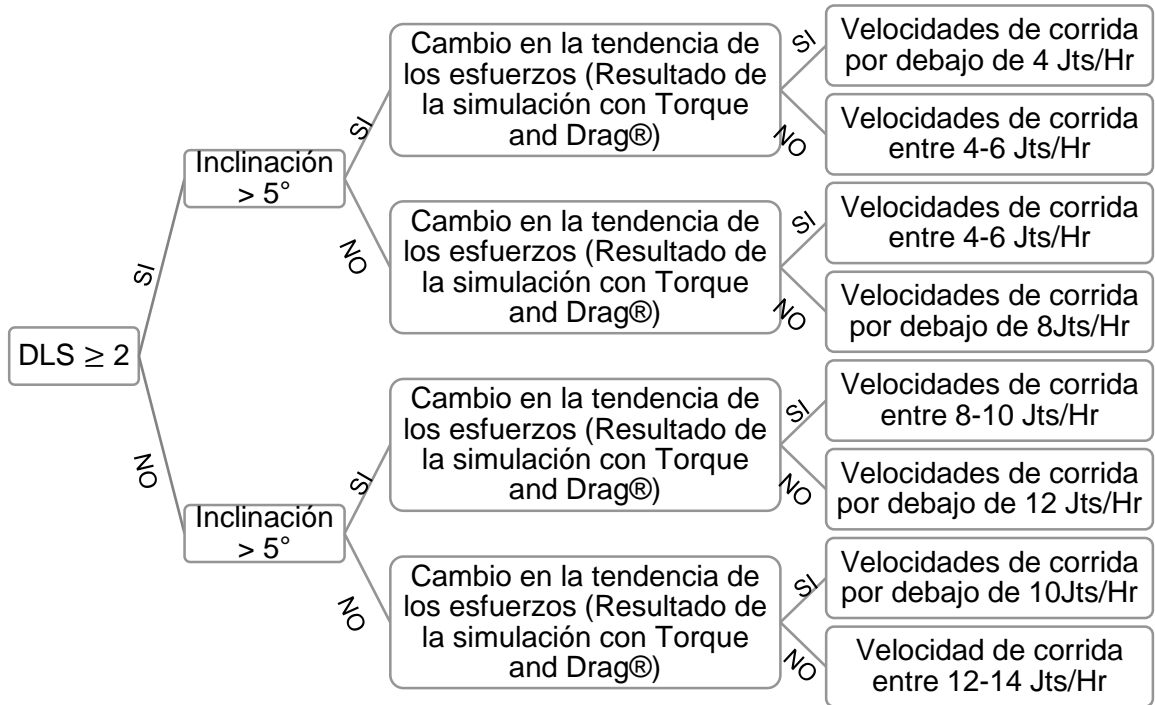
CSG 7" Equipo serie 400



CSG 7" Equipo serie 500



CSG 9 5/8"



5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico de un proyecto es el encargado de definir variables que permiten establecer índices de rentabilidad del proyecto a desarrollar, en nuestro caso representa el aumento del beneficio económico, a partir de la implementación del software Torque and Drag® en completamientos con equipos de bombeo electrosumergible BES, puesto que al determinar la solución al problema planteado en este trabajo de grado, el tiempo de *Run Life* de los equipos a instalar aumentarían significativamente.

Para realizar el análisis económico se hizo necesario utilizar *Stand Alone Economic Model*, modelo utilizado por la empresa operadora del campo en estudio para el análisis financiero de proyectos, cuyos principales indicadores para el presente proyecto fueron: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (*TIR*), tiempo de pago de la inversión (*Pay out*) y flujo de caja (*Cash Flow*),

Los parámetros primordiales tenidos en cuenta para realizar el análisis con *Stand Alone Economic Model* son:

- 1. Precio del Barril de Petróleo:** En este caso de estudio, se realizó el análisis con el precio de barril de petróleo variable, es decir con valores estimados de 35, 40, 45, 50, 55 y 60 USD/Bbo, debido la inestabilidad del precio del barril de petróleo en el periodo comprendido entre diciembre del 2014 y octubre del 2015 (actual).
- 2. Perfil de Producción de cada pozo:** Este representa el comportamiento de la producción de petróleo y de agua, para obtener a partir de estos la totalidad de los ingresos.

3. **Regalías:** Las regalías son el pago efectuado al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables.
4. **Energía eléctrica:** Hace referencia a los KWH requeridos por el equipo de fondo BES para operar.
5. **Renta:** Debido al contrato que actualmente tiene la empresa operadora del campo con las empresas prestadoras de servicio, los equipos BES pagan una renta mensual mientras el equipo está instalado, este valor varía dependiendo la configuración de cada equipo BES requerido.
6. **Costo del servicio de pozo:** Incluye todos los gastos necesarios cuando se retira un equipo y se instala un nuevo equipo BES

En la **Tabla 9** y **Tabla 10** se presentan los valores de los parámetros anteriormente mencionados, en los dos escenarios, la primera representa el análisis financiero real con un tiempo de vida útil del equipo de 8 meses y suponiendo fallas consecutivas con el mismo periodo de tiempo en la vida útil del equipo y la segunda, el análisis financiero ideal con un *Run Life* de 27 meses; como ejemplo se tomará el POZO-1.

Seguido se presentan los análisis económicos de cinco (5) de los pozos analizados, haciendo una comparación de los indicadores primordiales en dos escenarios: En el primer escenario, los cálculos de los indicadores se realizaron con el *run life* de cada corrida fallada, cuya causa fue por afectación mecánica del cable, en adelante llamado análisis financiero real.

Los cálculos de los indicadores en el segundo escenario, se realizaron con el *run life* esperado por la empresa operadora implementando Torque and Drag® en cada corrida, en adelante llamado análisis financiero ideal.

Tabla 10 Análisis financiero real, parámetros POZO-1

Parámetro	Valor	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13
Días		31	31	31	31	31	31	31	31	21	31	31	31	31
Producción de Aceite (BOPD)		704	659	621	582	546	512	480	450	421	395	370	348	326
Producción de Aceite (BOPM)		21466	20106	18952	17751	16662	15606	14648	13720	8637	12062	11298	10604	9932
Regalías	20%	4293	4021	3790	3550	3332	3121	2930	2744	1727	2412	2260	2121	1986
Precio del barril	\$ 45													
INGRESOS														
Total de Ingresos		\$ 965.985	\$ 904.781	\$ 852.840	\$ 798.806	\$ 749.776	\$ 702.271	\$ 659.168	\$ 617.404	\$ 388.684	\$ 542.791	\$ 508.401	\$ 477.196	\$ 446.961
Lifting Cost	\$ 19	\$ 407.860	\$ 382.019	\$ 360.088	\$ 337.274	\$ 316.572	\$ 296.515	\$ 278.315	\$ 260.682	\$ 164.111	\$ 229.178	\$ 214.658	\$ 201.483	\$ 188.717
Diferida		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 199.082	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo del Cable	\$ 11	\$ 66.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 66.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Servicio a Pozo	\$ 193.638	\$ 193.638	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 193.638	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renta del equipo BES		\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294
Consumo de Energía (USD/KWH)	\$ 0,06	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 144	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214
EGRESOS														
Egresos Totales		\$ 671.006	\$ 385.527	\$ 363.596	\$ 340.782	\$ 320.080	\$ 300.022	\$ 281.823	\$ 264.190	\$ 626.269	\$ 232.686	\$ 218.166	\$ 204.991	\$ 192.225

Parámetro	Valor	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27
Días		31	31	31	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Producción de Aceite (BOPD)		305	287	269	252	236	222	208	195	183	171	161	150	141	133
Producción de Aceite (BOPM)		9303	8751	8196	5171	7206	6763	6335	5934	5569	5216	4896	4586	4295	4049
Regalías	20%	1861	1750	1639	1034	1441	1353	1267	1187	1114	1043	979	917	859	810
Precio del barril	\$ 45														
INGRESOS															
Total de Ingresos		\$ 418.643	\$ 393.777	\$ 368.829	\$ 232.685	\$ 324.256	\$ 304.353	\$ 285.071	\$ 267.009	\$ 250.620	\$ 234.741	\$ 220.333	\$ 206.373	\$ 193.297	\$ 182.201
Lifting Cost	\$ 19	\$ 176.760	\$ 166.261	\$ 155.728	\$ 98.245	\$ 136.908	\$ 128.505	\$ 120.363	\$ 112.737	\$ 105.817	\$ 99.113	\$ 93.029	\$ 87.135	\$ 81.614	\$ 76.929
Diferida		\$ -	\$ -	\$ -	\$ 119.180	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 71.047	\$ -	\$ -
Costo del Cable	\$ 11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 66.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 66.000	\$ -	\$ -
Servicio a Pozo	\$ 193.638	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 193.638	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 193.638	\$ -	\$ -
Renta del equipo BES		\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294
Consumo de Energía (USD/KWH)	\$ 0,06	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 144	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214
EGRESOS															
Egresos Totales		\$ 180.268	\$ 169.769	\$ 159.236	\$ 480.501	\$ 140.416	\$ 132.013	\$ 123.871	\$ 116.245	\$ 109.325	\$ 102.621	\$ 96.537	\$ 421.328	\$ 85.122	\$ 80.437

Tabla 11 Análisis financiero ideal, parámetros POZO-1

Parámetro	Valor	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13
Días		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Producción de Aceite (BOPD)		704	659	621	582	546	512	480	450	421	395	370	348	326
Producción de Aceite (BOPM)		21466	20106	18952	17751	16662	15606	14648	13720	12851	12062	11298	10604	9932
Regalías	20%	4293	4021	3790	3550	3332	3121	2930	2744	2570	2412	2260	2121	1986
Precio del barril	\$ 45													
INGRESOS														
Total de Ingresos		\$ 965.985	\$ 904.781	\$ 852.840	\$ 798.806	\$ 749.776	\$ 702.271	\$ 659.168	\$ 617.404	\$ 578.286	\$ 542.791	\$ 508.401	\$ 477.196	\$ 446.961
Lifting Cost	\$ 19	\$ 407.860	\$ 382.019	\$ 360.088	\$ 337.274	\$ 316.572	\$ 296.515	\$ 278.315	\$ 260.682	\$ 244.165	\$ 229.178	\$ 214.658	\$ 201.483	\$ 188.717
Diferida	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo del Cable	\$ 11	\$ 66.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Servicio a Pozo	\$ 193.638	\$ 193.638	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renta del equipo BES	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294
Consumo de Energía	\$ 0,06	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214
EGRESOS														
Egresos Totales		\$ 671.006	\$ 385.527	\$ 363.596	\$ 340.782	\$ 320.080	\$ 300.022	\$ 281.823	\$ 264.190	\$ 247.673	\$ 232.686	\$ 218.166	\$ 204.991	\$ 192.225

Parámetro	Valor	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27
Días		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Producción de Aceite (BOPD)		305	287	269	252	236	222	208	195	183	171	161	150	141	133
Producción de Aceite (BOPM)		9303	8751	8196	7693	7206	6763	6335	5934	5569	5216	4896	4586	4295	4049
Regalías	20%	1861	1750	1639	1539	1441	1353	1267	1187	1114	1043	979	917	859	810
Precio del barril	\$ 45														
INGRESOS															
Total de Ingresos		\$ 418.643	\$ 393.777	\$ 368.829	\$ 346.190	\$ 324.256	\$ 304.353	\$ 285.071	\$ 267.009	\$ 250.620	\$ 234.741	\$ 220.333	\$ 206.373	\$ 193.297	\$ 182.201
Lifting Cost	\$ 19	\$ 176.760	\$ 166.261	\$ 155.728	\$ 146.169	\$ 136.908	\$ 128.505	\$ 120.363	\$ 112.737	\$ 105.817	\$ 99.113	\$ 93.029	\$ 87.135	\$ 81.614	\$ 76.929
Diferida	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo del Cable	\$ 11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Servicio a Pozo	\$ 193.638	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renta del equipo BES		\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294	\$ 3.294
Consumo de Energía	\$ 0,06	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214	\$ 214
EGRESOS															
Egresos Totales		\$ 180.268	\$ 169.769	\$ 159.236	\$ 149.677	\$ 140.416	\$ 132.013	\$ 123.871	\$ 116.245	\$ 109.325	\$ 102.621	\$ 96.537	\$ 90.643	\$ 85.122	\$ 80.437

5.1 VALOR PRESENTE NETO (VPM)

Es el resultado de determinar el valor de los ingresos y egresos en el tiempo cero de estudio, en nuestro caso todos los pozos analizados el VPN es superior en el análisis financiero ideal.

POZO-1

Análisis financiero real.

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	1.462	1.841	2.222	2.603	2.985	3.367
ROR (%)	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	1.994	2.366	2.738	3.110	3.482	3.854
Payout (Months)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Net Reserves (MBO)	138	138	138	138	138	138

Análisis financiero ideal.

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	1.888	2.267	2.647	3.028	3.409	3.792
ROR (%)	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	2.078	2.451	2.823	3.195	3.567	3.939
Payout (Months)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Net Reserves (MBO)	138	138	138	138	138	138

5.2 TASA INTERNA DE RETORO (TIR-ROR)

Es la tasa a la cual el valor presente neto del proyecto es cero, es decir, los ingresos y los egresos del proyecto son equivalentes, como resultado del análisis financiero ideal se obtuvo un aumento en el ROR cuando este era menor al 0%

POZO-2

Análisis financiero real

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	203	388	600	803	1.009	1.203
ROR (%)	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	153	233	309	371	429	481
Payout (Months)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Net Reserves (MBO)	67	89	109	120	131	135

Análisis financiero ideal

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	1.197	1.479	1.742	1.933	2.118	2.276
ROR (%)	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	371	450	524	576	627	670
Payout (Months)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Net Reserves (MBO)	167	167	165	158	152	145

5.3 FLUJO DE CAJA

Es el resultado final de considerar ingresos y egresos en cada periodo. Implementando el software Troque and Drag®, este indicador aumentará en todos los pozos, demostrando que la implementación de esta herramienta es favorable.

POZO-3

Análisis financiero real

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	-101	-19	73	165	270	343
ROR (%)	<0	<0	1%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	9	47	84	116	146	173
Payout (Months)	No Payout	No Payout	3,0	2,0	2,0	2,0
Net Reserves (MBO)	62	62	61	58	42	47

Análisis financiero ideal

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	27	107	196	282	369	445
ROR (%)	2%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	40	78	114	145	174	200
Payout (Months)	5,0	4,0	3,0	2,0	2,0	2,0
Net Reserves (MBO)	62	62	61	58	55	52

5.4 PAY OUT

Este parámetro es de vital importancia, debido a que representa el tiempo de repago de la inversión.

POZO-4

Análisis financiero real

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	-18	-15	-13	-10	-8	-6
ROR (%)	<0	<0	<0	<0	<0	<0
Cash Flow @2015	-25	-22	-18	-15	-11	-8
Payout (Months)	No Payout	No Payout	No Payout	No Payout	No Payout	No Payout
Net Reserves (MBO)	1	1	1	1	1	1

Análisis financiero ideal

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	-5	63	116	167	214	258
ROR (%)	<0	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	2	22	41	58	74	88
Payout (Months)	No Payout	8	6	5	4	3
Net Reserves (MBO)	37	24	30	34	34	33

5.5 RESERVAS NETAS

Son las reservas totales, incrementan debido al aumento de los límites económico del pozo analizado y el tiempo de Run Life.

POZO-5

Análisis financiero real

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	286	427	574	702	830	947
ROR (%)	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	249	331	408	467	524	573
Payout (Months)	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Net Reserves (MBO)	58	58	66	70	74	77

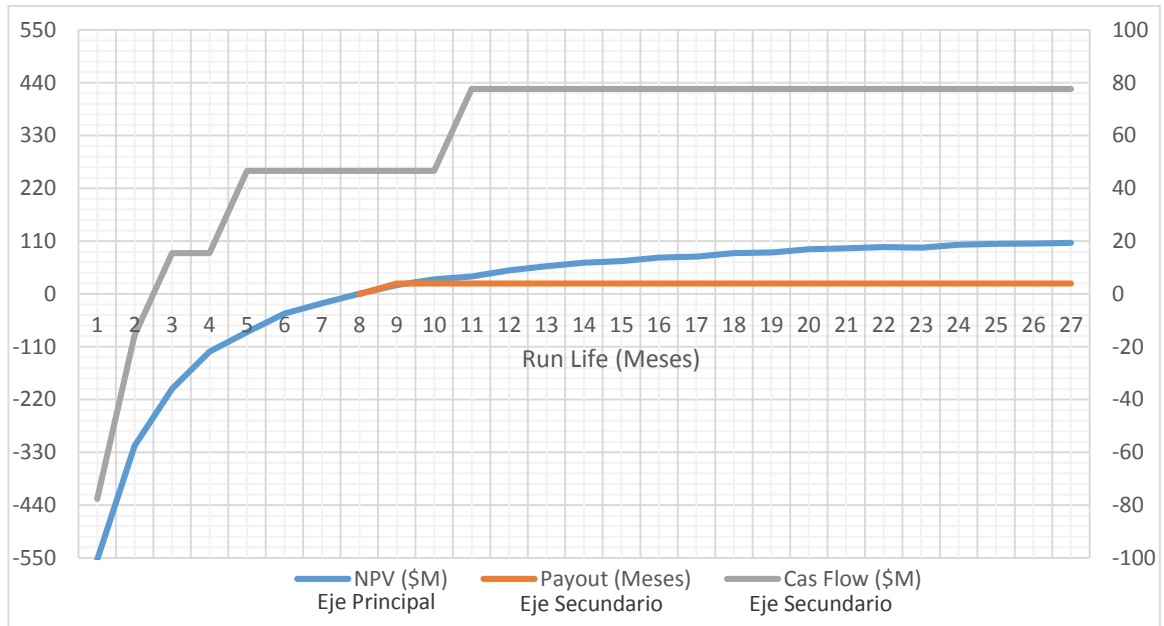
Análisis financiero ideal

OIL MARKER PRICE (WTI)	35	40	45	50	55	60
NPV15% (\$M)	313	454	606	735	864	981
ROR (%)	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%	>300%
Cash Flow @2015	249	331	408	467	524	573
Payout (Months)	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Net Reserves (MBO)	55	68	71	80	77	81

A continuación, en la **Figura 48**, se graficará los resultados para diferentes meses de *Run Life* del NPV, *Cash Flow* y *Payout* tomando como base del precio de petróleo en 40 \$USD/Bbl y el pozo POZO-3,

En base al comportamiento de los principales índices del análisis económico observados en la gráfica, se infiere que a mayor tiempo de vida útil del equipo (*Run Life*) habrán mayores beneficios económicos en todos los indicadores, por consiguiente es viable la implementación de Torque and Drag® en completamientos con equipos BES para dar solución a la problemática planteada en este trabajo de grado.

Figura 48. Gráfica de Análisis Económico



Tomando como base 104,000 \$USD el costo del servicio, 6,000 Ft la profundidad promedio del asentamiento del equipo BES y el valor del cable de 11 \$USD/Ft, se procedió a determinar el costo operativo (*OPEX*) de los 25 pozos fallados.

Cabe resaltar que el cable en el campo de estudio es reutilizado pero el cable que sufre afectaciones mecánicas, debe ser cambiado en su totalidad por cable nuevo para el siguiente servicio.

Tabla 12 Valor estimados del CAPEX

1 Servicio		25 Servicios	
Costo del servicio (\$USD)	\$ 104,000	Costo del servicio (\$USD)	\$ 104,000
Costo del cable (\$USD / Ft)	\$ 11	Costo del cable (\$USD / Ft)	\$ 11
Profundidad se asentamiento (Ft)	\$ 6,000	Profundidad se asentamiento (Ft)	\$ 6,000

1 Servicio		25 Servicios	
Costo Total del cable nuevo (\$USD)	\$ 66,000	Costo Total del cable nuevo (\$USD)	\$ 66,000
Gastos Operativos (OPEX)	\$ 170,000	Gastos Operativos (OPEX)	\$4,250,000

Se calculó el costo operativo (*OPEX*), posiblemente ahorrado con la implementación de este proyecto, antes de la instalación de los 25 equipos BES, concluyendo que la inversión de los gastos operativos de estos pozos fallados corresponden a 4,250,000 \$USD, lo que implicaría un considerable ahorro para la empresa operadora del campo en estudio.

6. CONCLUSIONES

1. Se logró demostrar con la implementación del software Torque and Drag® en completamientos con equipos BES, que sí es posible obtener los esfuerzos de arrastre a los que están sometidos el equipo, la sarta de producción, el cable de potencia y el cable de extensión del motor, durante las corridas del equipo de fondo BES.
2. Durante la simulación de las instalaciones falladas por afectación mecánica del cable de potencia y de extensión del motor, se pudo evidenciar el aumento en los valores de esfuerzos en cada caso, situando el punto fallado del cable en las profundidades donde se obtenían tendencias de esfuerzos altos, validando de esta forma la utilización del software Torque and Drag como una herramienta para dar recomendaciones de las velocidades de corrida del equipo BES y reducir el número de fallas por esta causa.
3. Para establecer las zonas críticas al momento de instalar un equipo BES, se debe tener en cuenta los *Tracks* de Dog Leg Severity (*DLS*), ángulo de inclinación del pozo a instalar el equipo BES y las tendencias de los valores de esfuerzo dados por el software. Esto permite el análisis y verificación de zonas críticas durante las corridas del equipo ESP
4. Las simulaciones con Torque & Drag® de los equipos serie 400 en revestimiento de 7" y la disminución de los diámetros de tubería de producción, evidencian menores valores de esfuerzo sobre el equipo BES en comparación con las simulaciones en los mismos pozos con equipos serie 500 y sobre la sarta de completamiento, aunque las tendencias de los aumentos de esfuerzo persisten en las mismas profundidades.

5. Se evidenció un mayor esfuerzo de arrastre en el equipo de fondo BES, causado por la disminución del espacio anular, (*clearance*), entre el diámetro interno del revestimiento de producción y el diámetro externo del equipo BES.

6. Económicamente la implementación de Torque and Drag® en completamientos con equipos BES para la empresa operadora es viable, debido al aumento de tiempo de vida útil del equipo (*Run Life*), obteniendo tiempos de recuperación de la inversión menores e incrementos en el flujo de caja tras el periodo evaluado de 27 meses.

7. RECOMENDACIONES

1. Antes de la instalación de un equipo de bombeo electrosumergible, realizar las simulaciones para cada caso, detectando las zonas en las que el cable puede sufrir arrastre, teniendo en cuenta los *tracks* planteados en el desarrollo de esta tesis, y así evitar las fallas prematuras asociadas al daño mecánico del cable.
2. Es de vital importancia corroborar la información del equipo de fondo BES a instalar e información del pozo, requeridas para poder realizar la simulación con Torque and Drag®, con el objetivo de obtener resultados de las mismas con más confiabilidad y así proceder a realizar las respectivas recomendaciones.
3. A partir del análisis realizado y los parámetros establecidos en este proyecto, modificar el árbol de las velocidades de corridas con equipos BES.
4. Realizar la adaptación e implementación de torque and Drag® en otros sistemas de levantamiento artificial donde el fusible de falla sea la afectación mecánica del cable durante su instalación.

BIBLIOGRAFIA

ANH. Cuenca de los Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Colombia, 2012.

BAKER LIFT SYSTEMS. Design, Specification & Application of Baker Lift Systems Electric Submersible Pumping Systems.

BATES, R., et al., Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP Schlumberger Overwiev, 2004.

ESP., Standard Failure Nomenclature-C-Fer Technologies Version 4.4. Canada, 2013.

FULLER, D., Fickes, B. and Dowdy, R., Electric Submersible Pumping Systems Applied in High Temperature Environments. Houston, 1994.

LANDMARK GRAPHICS CORPORATION, Using WellPlan R2003.11.0.1. Houston, Texas. 2004.

LÓPEZ R., Yeniffer, Metodología aplicada para el diagnóstico y evaluación de los mecanismos de daño de formación en los pozos pertenecientes a los campos morrocoy, Caricare y Canagüey de occidental de Colombia, Llanos Norte, Colombia, 2010.

RAMIREZ, M. WorkShop International bombeo electrosumerable: análisis, diseño, optimización y trouble shooting, Venezuela, 2004.

RINCÓN A., Carlos Ch., Creación y desarrollo de la base de datos para el monitoreo de la Inyección de agua en el Campo Caño Limón – Arauca

SEVILLANO S., Jimmy E., Análisis de falla del Sistema de Bombeo Electrosumergible en la superintendencia Castilla-Chichimene de Ecopetrol, Colombia. 2012.

TAKACS, G. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance, Burlington,USA. 2009.

VÁSQUEZ, J. Evaluación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el área mayor de oficina del distrito gas anaco, Barcelona, 2011.