

**PRÁCTICAS CORRECTIVAS PARA POZOS DIRECCIONALES CON BOMBEO
MECÁNICO INCORPORANDO VARILLA CONTINUA Y ACCESORIOS QUE
MEJORAN EL DESEMPEÑO DE LA SARTA DE VARILLA Y LA SARTA DE
TUBERÍA**

ECOPETROL S.A.

**DAINA GISELLE ESCOBAR PERDOMO
FARITH MAURICIO COMAS COMAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2012**

**PRÁCTICAS CORRECTIVAS PARA POZOS DIRECCIONALES CON BOMBEO
MECÁNICO INCORPORANDO VARILLA CONTINUA Y ACCESORIOS QUE
MEJORAN EL DESEMPEÑO DE LA SARTA DE VARILLA Y LA SARTA DE
TUBERÍA**

**DAINA GISELLE ESCOBAR PERDOMO
FARITH MAURICIO COMAS COMAS**

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

**Director
FAURICIO ROMERO ALVAREZ
Ingeniero de Petróleos
Ecopetrol S.A.**

**Codirector
ERVIN ARANDA ARANDA
Profesor Titular del Área de Producción
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2012**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIAS

A Dios y a la Virgen María Auxiliadora gracias por permitirme realizar y disfrutar mi carrera.

A toda mi familia, motores en mi vida para seguir adelante, en especial a mi mamá Nelly Perdomo, quien ha estado siempre a mi lado apoyándome de manera incondicional, con quien he compartido mis mayores alegrías y a quien agradezco sus oraciones.

A cada uno de mis compañeros que me colaboraron y me aconsejaron a lo largo de mi carrera, a mis amigas incondicionales del colegio, a Carlos Andres, y a todas aquellas personas que apoyan mis sueños y con quienes comparto todas mis alegrías y triunfos.

DAINA GISELLE

A Dios, a la Virgen de la Candelaria y a San Judas Tadeo por sus infinitas bendiciones.

A mis padres Ilse Comas y Diamet Comas por su comprensión y apoyo incondicional.

A mis hermanos Carlos y Diamet por su paciencia y generosidad.

A mis queridos amigos Daniel, Oscar, Hugo, Sheva, Jhovany, Fercho y Javier, con los que viví momentos inolvidables.

Y a Sofía, la mujer más especial y cariñosa que he conocido.

FARITH COMAS

AGRADECIMIENTOS

Al finalizar un trabajo y ver terminada una meta, es imposible pasar por alto el aporte de personas, gracias a las cuales fue posible que este llegara a un feliz término. Por ello, los autores desean expresar sus más sinceros agradecimientos:

A *FAURICIO ROMERO ALVAREZ*, Ingeniero de Petróleos del área de producción de Ecopetrol S.A., por aceptar realizar esta tesis bajo su dirección. Su apoyo y confianza en nuestro trabajo y su capacidad para dirigir nuestras ideas han sido valiosos. Muchas gracias ingeniero, esperamos verlo pronto, que Dios lo bendiga a usted y a su familia.

A los ingenieros *ADRIANA MARCELA MENDEZ* y *LUIS EDUARDO QUIROGA*, Ingenieros de Petróleos de Parko Services S.A., por su colaboración, guía y disposición durante la ejecución del proyecto.

A *ERVIN ARANDA ARANDA*, Ingeniero de Petróleos, profesor de la Universidad Surcolombiana y codirector de este proyecto por su apoyo y asesoramiento.

A los ingenieros *LUIS FERNANDO BONILLA YHAYDEE MORALES*, profesores de la Universidad Surcolombiana y evaluadores de este proyecto, por regalarnos su valioso tiempo, guía y apoyo.

A *ECOPETROL S.A.* por acogernos en sus instalaciones, brindarnos la posibilidad de trabajar nuestro proyecto de grado y facilitarnos los recursos necesarios para que este se llevara a cabo satisfactoriamente.

A la *UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA*, por acogernos durante estos años y formarnos como profesionales dignos de la comunidad huilense.

Al *PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS*, y a cada una de las personas que lo conforman.

A todos nuestros amigos, colegas y demás personas que contribuyeron para que este proyecto se desarrollara de manera exitosa.

CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO	14
RESUMEN	16
ABSTRACT	17
INTRODUCCIÓN	18
1 GENERALIDADES DE BOMBEO MECÁNICO	20
1.1 FUNCIONAMIENTO	24
1.2 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE BOMBEO	25
1.3 DINAGRAMAS	25
1.3.1 Aplicaciones de las Cartas de Dinamómetro	28
1.3.2 Fluid Pound (Golpe de Fluido)	28
1.3.3 Gas Pound (Golpe de Gas)	29
1.3.4 Tubería no anclada	30
1.4 VARILLA CONVENCIONAL EN BOMBEO MECÁNICO Y FALLAS DE LA VARILLA CONVENCIONAL	32
1.4.1 Generalidades de Varilla Convencional	32
1.4.2 Fallas en Varilla Convencional	33
1.5 VARILLA CONTINUA Y APLICACIONES	48
1.5.1 Ventajas	52
1.5.2 Desventajas	52
1.5.3 Aplicaciones Especiales	53
1.5.4 Equipos de Instalación	53
1.5.5 Especificaciones de la Varilla Pro-Rod	57
1.5.6 Propiedades Físicas	58
1.5.7 Torque Permitido	59
1.5.8 Overpull Recomendado	59
1.6 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	60
1.6.1 Manipulación y Control	61
1.6.2 Fuentes más Comunes de Fallas en las Tuberías	62
1.7 ACCESORIOS	63
1.7.1 Rotador de Sarta de Varilla	63
1.7.2 Rotador de Sarta de Tubería	65
2 HISTORIAL DE INTERVENCIONES DE FALLAS	67
2.1 GRÁFICOS ESTADÍSTICOS	67
2.2 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS	92

3	ANÁLISIS DIAGNÓSTICO	96
3.1	RESUMEN DIAGNÓSTICO	116
	CONCLUSIONES	120
	RECOMENDACIONES	121
	REFERENCIAS	123
	ANEXOS	124

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Longitud de pin y longitud de rosca para cada diámetro de varilla.	33
Tabla 2. Conexión de la varillas.	41
Tabla 3. Comparación de peso entre varilla convencional y varilla continua.	50
Tabla 4. Tensión, Esfuerzo y Dureza de las varillas Pro-Rod.	58
Tabla 5. Dimensiones y Peso de las varillas Pro-Rod.	58
Tabla 6. Máximo torque permitido para las varillas Pro-Rod.	59
Tabla 7. Máximo overpull recomendado para las varillas Pro-Rod.	59
Tabla 8. Dimensiones Generales de Tubing.	60
Tabla 9. Resistencia y torque.	61
Tabla 10. Índices de Langelier y de Ryznar – SOH, 2011.	93
Tabla 11. Propiedades fisicoquímicas de los gases y las aguas de los campos de la SOH.	94
Tabla 12. Datos de salida de RodStar-D para el pozo DT 83.	98
Tabla 13. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Tello 44.	100
Tabla 14. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Tello 48.	103
Tabla 15. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Tello 65.	106
Tabla 16. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Ortega Sur 1.	108
Tabla 17. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Pacandé 2 Sur.	111
Tabla 18. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Palogrande 30.	114

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de bombeo mecánico.	21
Figura 2. Etapas en el funcionamiento del sistema de bombeo mecánico.	24
Figura 3. Carta para un sistema de bombeo ideal.	26
Figura 4. Ejemplo de dinagrama.	27
Figura 5. Sistema dinamométrico.	27
Figura 6. Golpe de fluido (Tubería anclada).	28
Figura 7. Golpe de gas.	30
Figura 8. Bomba bloqueada por gas.	30
Figura 9. Tubería sin anclar o ancla no está sujetando.	31
Figura 10. Partes de la varilla convencional.	33
Figura 11. Ejemplos de fallas inducidas por defectos en el diseño y operación.	34
Figura 12. Fallas por abrasión y corrosión.	35
Figura 13. Ejemplo de golpe del acople contra el tubo.	35
Figura 14. Ejemplos de fallas por tensión y fatiga.	36
Figura 15. Ejemplos de fallas por flexión.	37
Figura 16. Ejemplos de fallas por flexión.	37
Figura 17. Ejemplo de fallas de unión macho por conexión.	38
Figura 18. Ejemplos de fallas de la unión macho inducida por las llaves hidráulicas.	38
Figura 19. Desgaste de la rosca por rozamiento.	39
Figura 20. Falla de conexión por apriete excesivo en el acople.	39
Figura 21. Ejemplo de falla de fatiga por impacto en acoples.	39
Figura 22. Fallas en barras pulidas.	40
Figura 23. Desplazamiento para control de torque y tarjetas de desplazamiento.	40
Figura 24. Ejemplo de daño superficial generado por elevadores de varilla.	42
Figura 25. Ejemplo de varillas dobladas por elevador en malas condiciones.	42
Figura 26. Ejemplo de componente afectado por corrosión ácida.	43
Figura 27. Ejemplos de componente afectado por corrosión de dióxido de carbono.	44
Figura 28. Ejemplo de componente afectado por sulfuro de hidrógeno.	44
Figura 29. Ejemplos de acoples afectados por corrosión intensificada por O ₂ .	45
Figura 30. Ejemplo de varilla afectada por bacterias productoras de ácido.	46
Figura 31. Ejemplo de componente afectado por bacterias reductoras de sulfato.	46
Figura 32. Ejemplo de fallas por defecto de fabricación.	47

Figura 33. Ejemplo de fallas por defectos de forjado.	47
Figura 34. Instalación de varilla continua en campo.	48
Figura 35. Varilla convencional.	49
Figura 36. Varilla continua.	49
Figura 37. Flujo de fluidos en varilla convencional y varilla continua.	50
Figura 38. Sección transversal. Varilla convencional versus varilla continua.	50
Figura 39. Cargas de contacto. Varilla convencional versus varilla continua.	51
Figura 40. Carrete de transporte.	51
Figura 41. Distribución de cargas. Varilla convencional versus varilla continua.	52
Figura 42. Ejemplo de Unidad FlushBy.	54
Figura 43. Ejemplo de gripper portable (X-celerator).	54
Figura 44. Ejemplo de carrete.	55
Figura 45. Ejemplo de guía para varilla continua.	56
Figura 46. Equipo de transporte de varilla continua.	56
Figura 47. Tubería de producción almacenada en caballetes.	61
Figura 48. Carga de tubería del caballete al camión.	62
Figura 49. Rotador de varilla.	63
Figura 50. Esquema de instalación del rotador de sarta de varillas.	63
Figura 51. Ejemplo de rotador 33,000 Lbs	64
Figura 52. Ejemplo de empaque protector.	64
Figura 53. Ejemplo de placa de especificaciones. Correcta ubicación para instalación en la varilla.	64
Figura 54. Ejemplo de cable de accionamiento del rotador.	65
Figura 55. Ejemplo de "U" de sujeción y resorte de seguridad del cable.	65
Figura 56. Funcionamiento del rotador de sarta de varilla y rotador de sarta de tubería.	66
Figura 57. Geometría 3D del pozo Dina Terciarios 83.	99
Figura 58. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo DT 83.	99
Figura 59. Geometría 3D del pozo Tello 44.	101
Figura 60. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo Tello 44.	101
Figura 61. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo Tello 48.	104
Figura 62. Geometría 3D del pozo Tello 48.	105
Figura 63. Geometría 3D del pozo Tello 65.	107
Figura 64. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo Tello 65.	107
Figura 65. Geometría 3D del pozo Ortega 01 Sur.	109

Figura 66. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}$ /100ft) para el pozo Ortega 01 Sur.	110
Figura 67. Geometría 3D del pozo Pacandé 02 Sur.	112
Figura 68. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}$ /100ft) para el pozo Pacandé 02 Sur.	112
Figura 69. Geometría 3D del pozo Palogrande 30.	115
Figura 70. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}$ /100ft) para el pozo Palogrande 30.	115

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 1. Historial de intervenciones por fallas del pozo Dina Terciarios 83.	68
Gráfico 2. Runlife del pozo Dina Terciarios 83.	69
Gráfico 3. Porcentaje de intervenciones del pozo Dina Terciarios 83.	70
Gráfico 4. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Dina Terciarios 83.	70
Gráfico 5. Historial de intervenciones por fallas del pozo Tello 44.	71
Gráfico 6. Runlife del pozo Tello 44.	72
Gráfico 7. Porcentaje de intervenciones del pozo Tello 44.	73
Gráfico 8. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Tello 44.	73
Gráfico 9. Historial de intervenciones por fallas del pozo Tello 48.	74
Gráfico 10. Porcentaje de intervenciones del pozo Tello 48.	75
Gráfico 11. Runlife del pozo Tello 48.	76
Gráfico 12. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Tello 48.	76
Gráfico 13. Historial de intervenciones por fallas del pozo Tello 65.	77
Gráfico 14. Porcentaje de intervenciones del pozo Tello 65.	78
Gráfico 15. Run life del pozo Tello 65.	79
Gráfico 16. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Tello 65.	79
Gráfico 17. Historial de intervenciones por fallas del pozo Ortega 01 Sur.	80
Gráfico 18. Porcentaje de intervenciones del pozo Ortega 01 Sur.	81
Gráfico 19. Runlife del pozo Ortega 01 Sur.	82
Gráfico 20. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Ortega 01 Sur.	82
Gráfico 21. Historial de intervenciones por fallas del pozo Pacandé 02 Sur.	83
Gráfico 22. Runlife del pozo Pacandé 02 Sur.	84
Gráfico 23. Porcentaje de intervenciones del pozo Pacandé 02 Sur.	84
Gráfico 24. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Pacandé 02 Sur.	85
Gráfico 25. Historial de intervenciones por fallas del pozo Palogrande 30.	86
Gráfico 26. Runlife del pozo Palogrande 30.	88
Gráfico 27. Porcentaje de intervenciones del pozo Palogrande 30.	91
Gráfico 28. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Palogrande 30.	91

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS CANDIDATOS A ESTUDIO	125
ANEXO B. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE POZOS CON BOMBEO MECANICO UTILIZANDO RODSTAR	133
ANEXO C. REPORTE DE DISEÑOS FINALES DE LOS POZOS CANDIDATOS A ESTUDIO	140

GLOSARIO

- **ACOPLE:** Unión corta de tubo con ambos extremos roscados internamente usados para unir dos varillas, revestimientos o tubería.
- **API (American Petroleum Institute):** Organización estadounidense sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con las agencias gubernamentales y organismos reguladores. Representa cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, la distribución, y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural. Además el API financia y conduce la investigación relacionada con muchos aspectos de la industria petrolera.
- **API RP 11L:** Práctica recomendada. Publicación que describe un método para diseñar sistemas de bombeo por varilla. Este método fue diseñado en los años 50 y sólo es válido en pozos de más de 2000 pies, varillas de acero, unidades de bombeo convencional, bomba llena y unidades con balance perfecto. Este método tiene muchas limitaciones debido a que cuando fue desarrollado se asumieron condiciones como: bomba llena 100% con líquido, varillas únicamente de acero, unidad en perfecto balance, fricciones de fondo normales, tubería anclada, entre otros.
- **CAJA DE ENGRANAJE:** Convierte torques bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torques y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo.
- **CONTROLADOR DE BOMBEO:** Incrementan la eficiencia del sistema y minimizan las fallas por fatiga. Además minimizan el golpe de fluido deteniendo la unidad cuando esta condición es detectada.
- **DESVIACIÓN:** Cambio de dirección con respecto a la vertical absoluta durante la perforación de un pozo.
- **EMPAQUE:** Material delgado, fibroso y expandible usado para sellar hidráulicamente la presión en la conexión de dos partes.
- **ELASTÓMERO:** Material artificial plástico similar al caucho. Los elastómeros se usan para empaques, guías, asientos de válvulas, etc.
- **LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** Método de producción artificial de crudo requerido cuando el pozo deja de producir por flujo natural o cuando la presión del yacimiento no es suficiente caudal. El proceso consiste en

transferir energía al fondo del pozo o disminuir la densidad del fluido en el pozo para vencer la presión hidrostática de la formación.

- **MD:** Siglas en inglés para “Measured Depth”, que en español traduce “Profundidad Medida”. Distancia de la trayectoria del pozo, que ha sido pozo perforado a una profundidad programada.
- **PRENSAESTOPAS:** Caja que mantiene el material de empaque comprimido alrededor de la barra pulida en movimiento y prevenir la fuga de gas o líquido, permitiendo el movimiento ascendente-descendente de la barra lisa.
- **RPM:** Revoluciones por minuto.
- **REVESTIMIENTO:** Tubo de acero que es introducido en el hueco perforado y luego cementado. Usado para dar soporte y prevenir el derrumbe de las paredes del hueco y permitir posteriormente el flujo de fluido desde el yacimiento hasta superficie.
- **SOH (Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima):** Conocida así desde el año 2003, después de la reestructuración de la empresa. Creada bajo el decreto 2394, mantiene operaciones directas de contratos de producción incremental (CPI) y explotación en las áreas de Huila y Tolima.
- **TVD:** Siglas en inglés para “True Vertical Depth”, que en español traduce “Profundidad Vertical Verdadera”. Es la proyección de la profundidad medida en la vertical.
- **WORKOVER:** Servicios que tienen como fin aumentar la producción y/o reparar pozos existentes. Los equipos de workover se utilizan para sellar zonas agotadas, abrir nuevas zonas productoras o activar zonas productoras mediante procesos de fracturación o acidificación. Se utilizan también para convertir pozos productores en pozos de inyección por medio de los cuales se bombea agua o gases a la formación, para aumentar la producción. Otros servicios de workover incluyen reparaciones importantes en subsuelo y el proceso de terminación de pozos, que consiste en la preparación de un pozo recientemente perforado para ponerlo en producción.

RESUMEN

El presente trabajo expone la aplicación y desempeño de la varilla continua y accesorios en pozos direccionales con bombeo mecánico.

La mayoría de fallas en sistemas de levantamiento artificial pueden deberse a uno de los tres principales componentes de fondo de pozo: la bomba, la sarta de varillas o la sarta de tubería.

El estudio se verá enfocado en el desempeño de la sarta de varillas y la sarta de tubería, los cuales ameritan un análisis de la causa de la falla y la implementación de medidas preventivas y correctivas, para impedir que posteriormente la falla se repita.

Para realizarlo se buscará la base de datos donde se registre el historial de los servicios y así se rastrearán las tendencias de las fallas. El historial debe incluir información como tipo, profundidad, causa de la falla y las medidas correctivas realizadas.

Las ventajas que ofrece la varilla continua en pozos con alto grado de desviación, son parte de la respuesta a los problemas que vienen asociados a la varilla convencional. El propósito de este proyecto es remplazar la varilla convencional por varilla continua y hacer uso de otros accesorios, como rotadores de varilla y rotadores de tubería, que aseguren el funcionamiento del sistema prolongando el tiempo entre servicios, y que finalmente signifiquen a la compañía beneficios económicos, operacionales y ambientales.

ABSTRACT

This work shows the application and development of the coiled rod and accessories in directional wells with beam pumping system.

Most of the failures in artificial lift systems could be due to the wrong function of one of the three principal components of the bottom hole: the pump, the rod string or tubing string.

This study will be approach in the development of the rod string and the tubing string, this approach involves an analysis of the cause of the failure and the implementation of corrective actions, to avoid this to happen again.

To do the research the database where the background of the well services are registered is going to be found, in this way the tendencies of the failures will be trace. The background must have information about type, depth, failure cause and the corrective actions done.

The advantages that coiled rod offers in wells with high grade of deviation are part of the answer to the problems that are related to the conventional rod. The purpose of this project is to change the conventional rod for the continuous rod and use other accessories as tubing rotator and rod rotator, that assure the system function to go on the time between services, and finally brings economic, operational and environmental benefices to the company.

INTRODUCCIÓN

En la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima un gran porcentaje de las intervenciones realizadas a pozos direccionales, son ocasionadas por varilla convencional partida y por desgaste en la tubería. Debido a este problema Ecopetrol S.A. ha optado por implementar el uso de varilla continua y accesorios como rotadores en sistemas de bombeo mecánico. Esto con el fin de contrarrestar los problemas y minimizar así el número de intervenciones.

Con este proyecto se desea evaluar el desempeño de la varilla continua y proponer una nueva solución a los problemas relacionados con el sistema de bombeo mecánico, con el único objetivo de prolongar los tiempos entre servicios y asegurar las operaciones.

El proyecto contempla la posibilidad de aplicarse en todos los pozos que posean bombeo mecánico, especialmente en aquellos que presenten grados de desviación muy altos y elevadas tasas de falla.

La vida útil de las varillas depende de los esfuerzos y del ambiente al que se encuentran sometidas. Factores como la tensión, las cargas axiales, la corrosión, conexión entre varillas y tipo de fluido afectan la vida útil de las varillas. Las cargas inducidas en las varillas dependen del nivel de fluido, del tamaño del pistón de la bomba, velocidad de bombeo y material de la varilla.

La mayoría de las fallas en varillas ocurren en el pin debido a un armado incorrecto. Esto no sucederá si se tienen en cuenta las recomendaciones de desplazamiento circunferencial al hacer uso de las llaves de apriete. También se ha observado que en muchos casos los daños son causados por manipulación incorrecta que resulta en daños superficiales de las varillas. Los golpes o fisuras actúan como punto inicial para daños por corrosión, por tensión o fatiga. La corrosión reduce el área transversal y la tensión que somete la varilla aumenta la grieta, dejando la varilla expuesta a mayor corrosión, que finalmente ocasionará la falla.

Otra de las desventajas de la varilla convencional es el uso de centralizadores en aquellos puntos en donde la desviación es muy alta. Estos centralizadores obstruyen el paso del fluido bombeado, crean flujo turbulento debido a la reducción de área, agregan más peso a la sarta de varilla ocasionando cargas extras en ésta y por consiguiente aumento en las fallas de la varilla convencional. Adicional a esto, si se presenta el caso de rotura, los centralizadores complican no sólo el proceso de bombeo sino que obstruyen las líneas de flujo.

La excesiva fricción entre la tubería y la varilla puede ser ocasionada por, la desviación del pozo, en donde la varilla se encuentra en continuo contacto con la tubería lo que produce fallas por desgaste. También puede presentarse por el pandeo de la sarta, que genera que la varilla se desgaste o se parta. Para este último caso se puede agregar peso al final de la sarta o rediseñarla, y así mantener la tensión mínima.

Otra causa de fallas en las varillas incluye el golpe de fluido, que ocurre cuando la camisa de la bomba no se llena completamente durante la carrera ascendente, y que hace que el pistón golpee el fluido al descender, generando compresión y flexión de las varillas.

Otras razón puede ser el pandeo de tubería, que se presenta cuando la tubería no está anclada. El diseño incorrecto de la sarta también puede dar como resultado una distribución no uniforme de la tensión, que conlleva a que existan varillas que deban soportar más tensión que otras, quedando expuestas a cargas mayores.

El proceso de investigación utilizado para este proyecto es de tipo documental, de campo y analítico. Toma como primer plano los antecedentes operacionales de los pozos con bombeo mecánico, las fallas presentadas en las varillas y en tubería, y las consecuencias que se reflejan en tiempo y costos de servicios.

1 GENERALIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

El sistema artificial de bombeo mecánico en un pozo petrolero es un procedimiento artificial de recuperación de hidrocarburos, por medios mecánicos exclusivamente.

Este sistema de bombeo se utiliza generalmente en pozos cuya presión natural es insuficiente para llevar el crudo hasta la superficie y la relación gas-aceite es baja. Cabe resaltar, que en general, las causas que originan la insuficiencia del yacimiento para subir su producción a la superficie pueden ser:

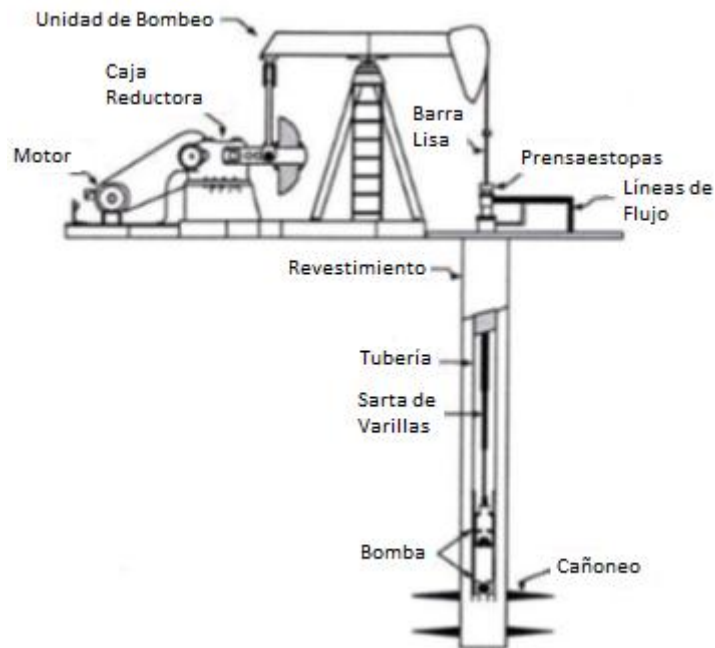
1. La disminución de la presión de fondo del yacimiento, ya sea por ser característica de él o por sobre explotación del mismo.
2. El incremento de agua en el yacimiento.
3. La baja permeabilidad de la formación, que hace referencia a la deficiente comunicación entre los poros de la roca productora en donde se encuentran almacenados los hidrocarburos.

El bombeo mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial de crudo y es el más utilizado a nivel mundial (70%), consiste en elevar el fluido (petróleo-agua) desde el nivel que este alcanza en el pozo y desplazarlo al punto de recolección (estación satélite) por medio de una bomba, la cual eleva el fluido desde el nivel dinámico, que es el nivel de fluido que equilibra la presión fluyente de fondo cuando está abierto el espacio anular, y no desde la profundidad donde se encuentra asentada la bomba, lo que conviene tener es un nivel dinámico alto, para que el trabajo desarrollado por la bomba sea menor, esta bomba es accionada por medio de la sarta de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo utilizando la energía suministrada por un motor.

Para que el sistema impulse el fluido de fondo a superficie se debe cambiar del movimiento de rotación del motor al movimiento ascendente-descendente de las varillas. También se debe reducir la velocidad manejada por el motor, con la ayuda de la caja reductora.

De esta forma el fluido es conducido hasta la superficie a través de la tubería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de transporte (flow line).

Figura 1. Sistema de bombeo mecánico.



Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento en Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

El sistema de bombeo mecánico está compuesto básicamente por el equipo de superficie y el equipo de fondo. A continuación se explican algunos de los componentes del sistema:

Equipo de Superficie

- a) **Motor:** La función de la unidad motriz es suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita. La mayoría son motores eléctricos. Los motores a gas son utilizados en locaciones sin electricidad. Se debe reducir la velocidad manejada por el motor con ayuda de la caja reductora.
- b) **Caja Reductora o de Engranaje:** La función de la caja es convertir torques bajos y altas rpm del motor en altos torques y bajas rpm, necesarias para operar la unidad de bombeo.
- c) **Unidad de Bombeo:** La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional del motor al movimiento ascendente-descendente de la barra lisa.
- d) **Barra Lisa:** La barra lisa (pulida) conecta la unidad de bombeo a la sarta de varillas, transfiere el movimiento ascendente-descendente de superficie al equipo de fondo y es la única parte de la sarta visible en superficie. Como su nombre lo indica, la barra lisa tiene una superficie lisa y brillante, que previene el desgaste de los empaques del prensaestopas.

- e) **Prensaestopas:** El prensaestopas está diseñado para prevenir fugas de fluido sin restringir el movimiento de la barra. Pero si los empaques del prensaestopas se aprietan demasiado podría resultar en una mala interpretación de la carta dinográfica debido a la distorsión de las cargas sobre la barra lisa. La barra lisa es quien experimenta las cargas más altas, pues debe soportar el peso de la bomba, del fluido y el peso de la sarta de varillas.

Equipo de Subsuelo

- a) **Bomba:** Dependiendo de su tipo, tamaño y ubicación se realiza el diseño de una instalación de bombeo mecánico. Conformada por los siguientes elementos:
 - i) Cilindro o barril: Parte dentro de la que se mueve el pistón en su recorrido de ascenso y descenso. Se deberá establecer el máximo recorrido del pistón y deberá resistir la acción abrasiva del pistón y de los sólidos y fluidos que circulan por allí.
 - ii) Émbolo o pistón: Parte móvil que desplaza el líquido. Aquí generalmente se encuentra la válvula viajera que controla la entrada de fluidos de la bomba al interior del pistón.
 - iii) Válvula viajera: Esfera de acero y su respectivo asiento. Da paso a la entrada de fluidos a la tubería durante la carrera descendente y da sello en la carrera ascendente.
 - iv) Válvula fija: Similar a la válvula viajera casi siempre ubicada en la base del barril. Da paso a la entrada de fluidos a la bomba durante la carrera ascendente del pistón y da sello en la carrera descendente.
- b) **Varillas:** Conectan el pistón de la bomba con la unidad de bombeo de superficie para transmitir la potencia y el movimiento.

Este proyecto está enfocado en la evaluación del comportamiento de la sarta de varillas y de tubería, por ello se resalta dentro de todo el sistema de bombeo. Se debe recordar que un buen diseño de las sargas generará un excelente impacto en la eficiencia del levantamiento de fluidos y en los costos de operación.

Las cargas que soportan las varillas durante el ciclo de bombeo a cualquier profundidad, pueden dividirse de la siguiente manera:

1. **Peso de las varillas:** Esta fuerza está distribuida a lo largo de la sarta. En cada sección, esta fuerza es igual al peso de las varillas que se encuentran por debajo de dicha sección.
2. **Fuerzas de flotación:** Esta fuerza es opuesta al peso de las varillas y se debe a la fuerza ejercida por el fluido sobre la varilla cuando ésta es sumergida.

3. Fuerzas dinámicas: Surgen como resultado de cambios de aceleración y de movimiento durante el ciclo de bombeo.
4. Fuerzas de fricción: Son de dos tipos, fricción por el fluido y fricción mecánica.

Al revisar el ciclo completo se observa que la sarta de varillas está expuesta a cargas cíclicas. Aunque la varilla superior se encuentra siempre en tensión, este nivel de tensión aumenta durante la carrera ascendente debido al peso del fluido levantado, a las fuerzas dinámicas y a las fuerzas de fricción. En cuanto a la carrera descendente la carga consiste solamente en el peso de la sarta en flotación.

- c) **Ancla de tubería:** Agarre especial que sirve para anclar la tubería al revestimiento de producción, reduciendo la contracción y el alargamiento de la tubería que se produce por la carrera de ascenso y descenso del pistón.
- d) **Ancla de gas:** Tubo perforado en su parte superior que se ubica debajo de la bomba. Su función principal es separar el gas que viene asociado al crudo.
- e) **Tubería de Producción:** La función de la tubería de producción es conducir el fluido de fondo hasta superficie, por medio del espacio anular entre su diámetro interior y la sarta de varillas.

Dentro de las ventajas que ofrece el bombeo mecánico se encuentran:

- ✓ Fácil de operar y de realizarle mantenimiento.
- ✓ Puede bombear el pozo a una baja presión de entrada para obtener la máxima producción.
- ✓ Maneja crudos viscosos y cierta cantidad de gas con algunos tipos de bombas y de separadores.
- ✓ Usualmente es la más eficiente forma de levantamiento artificial.
- ✓ Se pueden usar motores a gas como elementos motrices, si la electricidad no está disponible.
- ✓ Puede ser monitoreada con un sistema especial de control de supervisión remota.
- ✓ Maneja excesiva producción de arena.

Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico

- ✓ Es difícil de operar en pozos con alta desviación, lo que incrementa la fricción entre las varillas y la tubería.
- ✓ No puede ser usada en pozos off shore debido a que utiliza equipos muy grandes.

- ✓ La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre.
- ✓ Es inapropiado en áreas urbanas por el tamaño de sus equipos y por la contaminación auditiva.

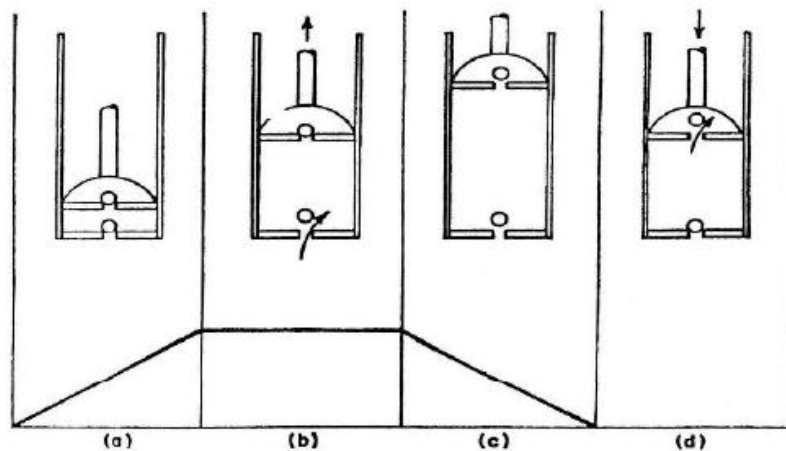
Todos estos problemas resultan en cargas más altas, fugas en tubería, disminución en la eficiencia del sistema, si no son detectados y corregidos a tiempo.

1.1 FUNCIONAMIENTO

En el inicio de la carrera ascendente, la válvula viajera se encuentra cerrada y soporta el peso del fluido en la tubería de producción durante todo el ascenso, mientras que la válvula fija comienza a abrirse para permitir el paso de fluido del pozo a la bomba (figura 2a).

En la figura 2b durante el ascenso, se levanta toda la carga de la columna del fluido. La válvula viajera permanece cerrada mientras la válvula fija permanece abierta. Aquí la presión debida al nivel de fluido en el revestimiento actúa sobre la parte inferior de la bomba (entrada de fluido).

Figura 2. Etapas en el funcionamiento del sistema de bombeo mecánico.



Fuente: Rattia Aranda, Luis José. Trabajo de Grado "Diagnostico, evaluación y optimización de los métodos de levantamiento artificial en la unidad de explotación de yacimientos Barinas, Campo Sinco". Caracas. 2002.

En la figura 2c se observa el extremo superior del recorrido, en donde la carga es transferida de la bomba a la tubería; la válvula viajera empieza a abrirse y la válvula fija a cerrarse.

En la carrera descendente el fluido contenido en la cámara de la bomba se mueve por encima de la válvula viajera, la cual se mantiene abierta y la válvula fija cerrada. De esta manera se repite el ciclo continuamente (figura 2d).

1.2 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE BOMBEO

Este sistema puede funcionar durante años, sin embargo se le deben realizar inspecciones con cierta frecuencia. La persona a cargo de la unidad debe utilizar sus sentidos a la hora de inspeccionar, ya que los sonidos pueden decir mucho acerca de su estado. También se debe revisar si existen escapes del aceite lubricante, posibles objetos flojos o sueltos, tales como pernos, tuercas, y arandelas, y si el equipo presenta movimientos o vibraciones inusuales.

Otro aspecto muy importante es la continua lubricación. Si la unidad es nueva tal vez solo sea necesario lubricarla cada seis meses, pero si la unidad es usada, es recomendable que el intervalo sea menor, cada tres o cuatro meses. Algunas inspecciones se realizan con la unidad en movimiento, y otras con la unidad apagada.

1.3 DINAGRAMAS

Una carta dinagráfica o dinagrama es un gráfico de cargas versus posición. Se registra desde la barra pulida con un sistema dinamométrico. Gracias a ella y usando programas de diagnóstico se puede calcular el torque de la caja de engranaje, detectar problemas en la bomba, o registrar las cargas en las varillas.

Si en un sistema idealizado se consideraran las siguientes condiciones:

- 1) El pozo bombea muy lento, de manera que no existen fuerzas de aceleración.
- 2) No hay fuerzas de vibración.
- 3) No hay fuerzas por rozamiento o fricción.
- 4) La válvula fija abre y la válvula viajera cierra tan pronto empieza la carrera ascendente.
- 5) La válvula fija cierra y la válvula viajera abre tan pronto empieza la carrera descendente.
- 6) No hay cambios en la longitud de las varillas y de la tubería por peso del fluido.

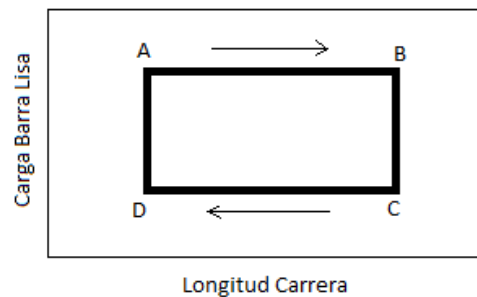
Si se presentara este caso la carta sería un rectángulo (figura 3). Donde AB representa la carrera descendente y la carga de la barra lisa es la suma del peso del fluido más el peso de la sarta de varillas en el fluido. Al final del ascenso, el peso del fluido se transfiere instantáneamente a la válvula fija. De modo que,

como se observa en el tramo BC, la carga que tenía que soportar la barra lisa disminuye, pues la válvula es quien soporta ahora el peso.

El segmento CD representa la carrera descendente, aquí la carga de la barra lisa es el peso de la varillas en el fluido. Ahora para DA la carga en la barra lisa aumenta, esto debido al peso de toda la sarta más el fluido que se transfieren como cargas a la barra lisa.

La carta ideal se ve afectada sólo por el peso de las varillas en el fluido y el peso del fluido. Pero es imposible obtener las 6 condiciones mencionadas.

Figura 3. Carta para un sistema de bombeo ideal.

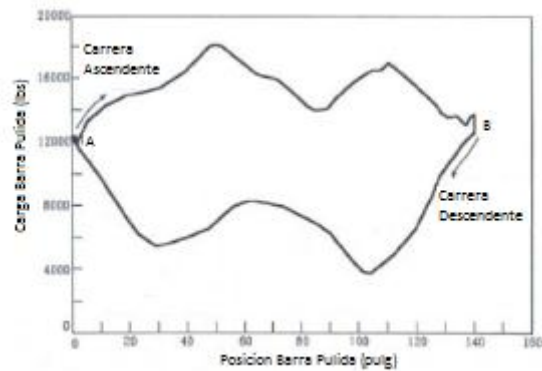


Fuente: Hernández Urueña, Florencio. "Bombeo Mecánico". Universidad Industrial de Santander. Departamento de Petróleos. 1977.

El dinamómetro se define como el instrumento de medición de fuerzas. Allí se registran las cargas sobre la barra pulida en función de la posición de la barra.

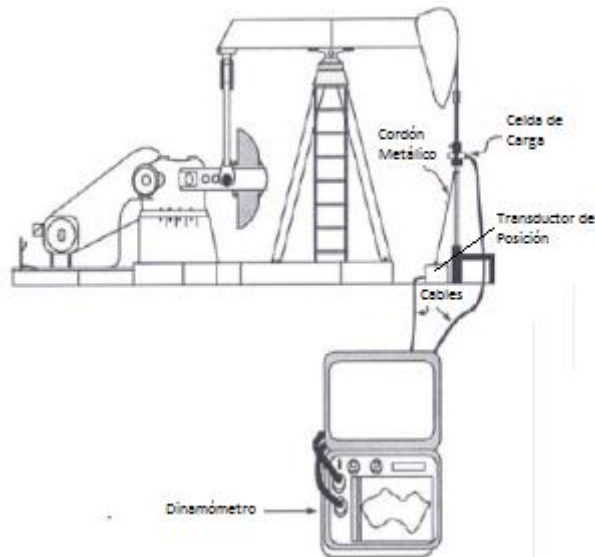
Dependiendo del sistema utilizado, es un gráfico X-Y en una hoja de papel, o un registro electrónico (figura 4). Un sistema dinamométrico moderno tiene una celda de carga, un transductor de posición, y un sistema de grabación (Ver figura 5). En muchos casos en vez de plotters analógicos se utilizan pequeñas computadoras, que almacenan la data y de igual forma pueden generar copias en papel de los dinagramas.

Figura 4. Ejemplo de dinagrama.



Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento en Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

Figura 5. Sistema dinamométrico.



Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento en Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

La celda de carga debe insertarse entre la grapa de la barra pulida y el elevador. El transductor de posición tiene un cordón metálico que va sujeto en la barra pulida. La celda de carga contiene registradores de tensión que se usan para cambiar la resistencia eléctrica de un cable a medidas de carga.

La caja del transductor de posición posee un potenciómetro conectado a una polea que tiene una cuerda envuelta a su alrededor. El movimiento de la barra pulida hacia arriba y hacia abajo causa que el potenciómetro gire. La electrónica registra el número de veces que el eje del potenciómetro gira en la posición de la barra pulida.

1.3.1 Aplicaciones de las Cartas de Dinamómetro

Los beneficios de un análisis diagnóstico computarizado son muchos, entre los que se encuentran, además de diagnosticar la condición de la bomba, el recorrido neto del pistón, el efecto del golpe de fluido sobre la caja de engranaje, entre otros. El software RODDIAG proporciona información como el consumo diario de energía, costo de producción por barril, tensiones, etc.

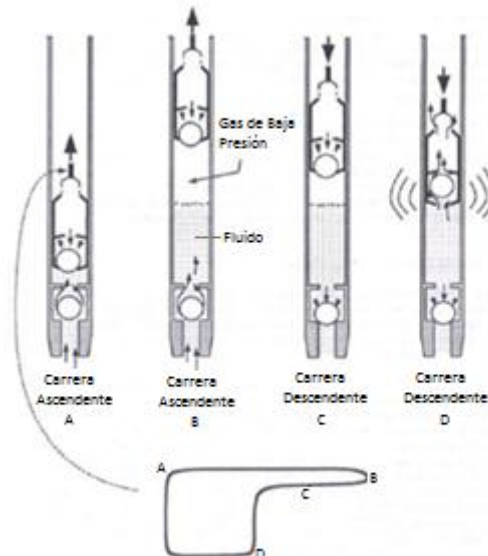
Además, la interpretación de las cartas de fondo permite determinar si se trata de problemas mecánicos de la bomba como fuga por válvulas o pistón, o problemas con el manejo de fluidos como interferencia por gas o golpe de fluido. El software RODDIAG construye las cartas dinagráficas de fondo y de superficie.

Las condiciones anormales que pueden generar rasgos característicos son:

1.3.2 Fluid Pound (Golpe de Fluido)

Ocurre cuando la camisa de la bomba no se llena completamente durante la carrera ascendente. Esto hace que el pistón golpee el fluido al descender, generando compresión y doblamiento de las varillas, disminuyendo la vida útil de las varillas.

Figura 6. Golpe de fluido (Tubería anclada).



Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento en Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

La carta de esta condición se muestra en la figura 6 y se caracteriza por una disminución repentina en la carga en el inicio del descenso del pistón y puede presentarse a diferentes posiciones en cada ciclo. La solución consiste en disminuir el desplazamiento del pistón, ya sea disminuyendo la longitud de la carrera, la velocidad de bombeo o el diámetro del pistón. El golpe de fluido es un problema que resulta de sobre diseñar la capacidad de bombeo o de trabajar con fluidos viscosos.

Inconvenientes que se pueden esperar si se mantiene la condición de golpe de fluido en los pozos y no se utiliza ningún tipo de controlador de bombeo o temporizadores:

- Altos costos de levantamiento debido a la baja eficiencia del sistema.
- Altos costos por trabajos de pulling debido a la reducción de la vida útil de la sarta de varillas y la bomba. Las varillas se desenroscan y pueden perder la película inhibidora de corrosión de la superficie al golpear las paredes de la tubería, incrementando la posibilidad de presentar fallas relacionadas con corrosión y abrasión.
- Pérdida de producción debido a incremento del tiempo en que el pozo permanece fuera de servicio.
- Incrementos en las fallas por fatiga de la tubería y fugas en los cuellos (si la tubería no esta anclada) debido a cambios repentinos en las cargas.
- Reducción de la vida útil de la caja de engranaje, debido a cargas de choque en los dientes del engranaje, cuando las ondas de choque debido al golpe de fluido pasan a través de la sarta a la barra lisa y a la caja.

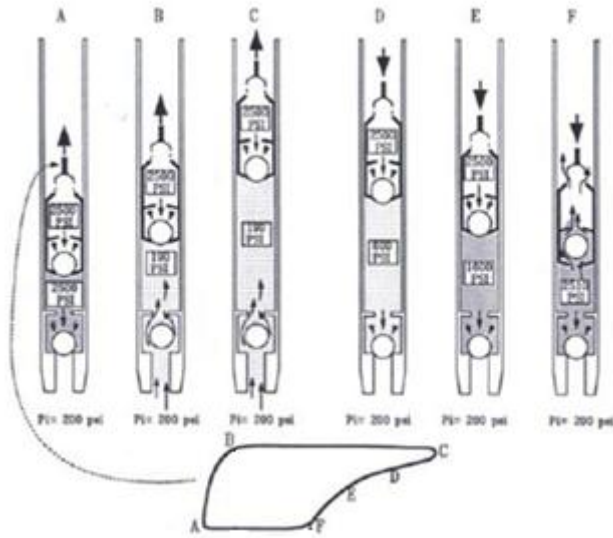
En los casos de inyección de agua o inyección de vapor, en donde el flujo de fluidos hacia el pozo varía, casi que la única manera de evitar el golpe de fluido es haciendo uso de un controlador de bombeo.

1.3.3 Gas Pound (Golpe de Gas)

Se presenta cuando la camisa de la bomba se llena parcialmente de gas. La carta es similar a la de “fluid pound” sólo que en este caso, la disminución de la carga no es tan repentina.

Es posible que como consecuencia del “gas pound” la bomba se bloquee totalmente por gas. En la figura 8 se observa que las válvulas no abren correctamente y que la bomba no esta haciendo ningún trabajo. Existen dos soluciones para el bloqueo por gas: reducir un mínimo la distancia entre la válvula fija y el pistón al final de la carrera descendente, y, utilizar anclas o separadores de gas para reducir la cantidad de gas libre que entra a la bomba.

Figura 7. Golpe de gas.



Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento en Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

Figura 8. Bomba bloqueada por gas.

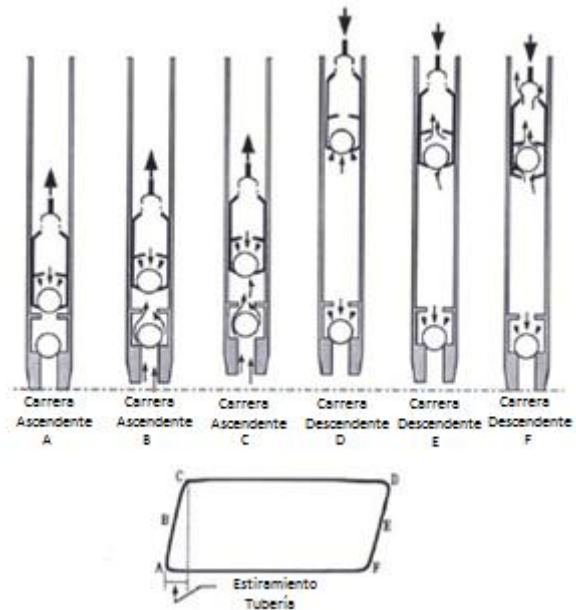


Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento en Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

1.3.4 Tubería no anclada

Cuando la válvula viajera abre durante la carrera descendente, la carga del fluido se transfiere de las varillas a la tubería. Como la tubería no esta anclada o el ancla no esta sujetando, esto ocasiona que la tubería se estire. En la carrera ascendente, la carga se transfiere de la tubería a las varillas, lo que hace que la tubería vuelva a su posición inicial.

Figura 9. Tubería sin anclar o ancla no está sujetando.



Fuente: Theta Enterprises. Entrenamiento Levantamiento Artificial. "Optimización de bombeo mecánico". Maracaibo, Venezuela. 2005.

1.4 VARILLA CONVENCIONAL EN BOMBEO MECÁNICO Y FALLAS DE LA VARILLA CONVENCIONAL

1.4.1 Generalidades de Varilla Convencional

La sarta de varillas es el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Sus principales funciones en el sistema de bombeo mecánico son: transferir energía, soportar las cargas y accionar la bomba de subsuelo.

La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de varillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo.

Las principales características de las varillas convencionales son:

- a) Por lo general se fabrican en longitudes de 25 pies, aunque también pueden manufacturarse de 30 pies.
- b) Se dispone de longitudes de 1, 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 pies denominados por lo general “ponys” que se utilizan para complementar una longitud determinada y para mover la localización de los cuellos de varillas, a fin de distribuir el desgaste de la tubería de producción.
- c) Según el API, se fabrican en diámetros de 5/8, 3/4, 7/8, 1, 1-1/8 de pulgadas.

De acuerdo a lo especificado por la API, las varillas más utilizadas son las de acero sólido. Todos los efectos negativos inciden en la vida útil de la uniones de la varillas, generando que un 99% de las fallas sean en los pines de la varilla, ocasionado por un enrosque incorrecto de la misma.

PARTES DE LA VARILLA CONVENCIONAL

Pin. No debe presentar filos con extremos desiguales o partes en donde haya ausencia de material. La longitud de la rosca será de acuerdo a lo que se indica:

Tabla 1. Longitud de pin y longitud de rosca para cada diámetro de varilla.

Diámetro Varillas (Pulgadas)	Longitud Pin (mm)	Longitud Rosca (mm)
3/4	36.5	21.4
7/8	41.3	24.2
1	47.6	31.8

Fuente: Pan American Energy. Unidad de gestión Golfo San Jorge. "Manual de Producción". Comodoro Rivadavia, Argentina. Abril, 2002.

Cuadrante. Allí podemos obtener toda la información de la varilla, desde el grado hasta la fecha de fabricación. Además permite la colocación de la llave para aplicar el torque necesario durante el roscado y desenroscado de la conexión.

Espejo. No debe tener material removido ni presentar golpes o marcas.

Cuerpo. No debe presentar marcas profundas y debe conservar la forma circular en toda su longitud.

Hombro. Sección localizada en la parte superior del cuadrante y es de mayor área transversal que éste y que el pin.

Figura 10. Partes de la varilla convencional.



Fuente: Weatherford sucker rods. "Choices in technology for your sucker rod needs".2009.

1.4.2 Fallas en Varilla Convencional

Una sarta que sea bien diseñada y cumpla con los cuidados en cuanto a manipulación, torques y continua observación puede asegurar una buena condición de operación, como también reducir los costos de operación.

Una identificación temprana de la causa de la falla así como el control de las situaciones que contribuyan a fallas prematuras nos permitirá tomar las medidas correctivas necesarias para no incurrir nuevamente en ellas, minimizando los tiempos de servicio y la pérdida de producción.

1.4.2.1 Fallas de Diseño y Operación

Figura 11. Ejemplos de fallas inducidas por defectos en el diseño y operación.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

Se adquiere todo un compromiso a la hora de diseñar un sistema de bombeo por varillas. Los programas de diseño tienen en cuenta las condiciones actuales del pozo en el momento del diseño, pero es necesario que de manera periódica se revise el equipo para asegurar que se encuentra dentro de los parámetros aceptables.

La figura 11 muestra ejemplos de acoples afectados por desgastes abrasivos, que se refiere a la remoción del metal superficial, al tener contacto con la tubería. Esto hace suponer que existe una alta desviación del pozo, o problemas como golpe de fluido o de gas. Las varillas de la figura 12 muestran abrasión y corrosión. La abrasión ha removido la capa protectora que inhibe la corrosión.

Las figuras 11 y 12 son ejemplos de fallas mecánicas provocadas por diseño y operaciones incorrectas.

La figura 13 es un ejemplo de golpe del acople contra el tubo, resultado de un ángulo de contacto extremo entre la sarta de varillas y la tubería. Las causas pueden ser golpe de fluido, tubería sin anclar, el embolo está pegado, o una combinación de los anteriores.

Figura 12. Fallas por abrasión y corrosión.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

Figura 13. Ejemplo de golpe del acople contra el tubo.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

1.4.2.2 Fallas Mecánicas

Se considera que son responsables de la mayoría de fallas de sartas de varillas. Incluyen todas las fallas, excepto las que son por corrosión o por defectos de fabricación.

1.4.2.2.1 Fallas por tensión y fatiga

La fatiga y la tensión estática son unas de las causas de roturas de varillas. Cuando se habla de fatiga se refiere a un tipo de falla en la varilla que se presenta

con la aplicación de cargas menores que la tensión de fluencia y bajo condiciones de cargas cíclicas durante el ciclo de bombeo.

Este efecto es más evidente cuando la varilla presenta alguna falla superficial que produce una concentración de tensiones, la falla progresa a lo largo de la barra y en forma perpendicular al eje de la misma. La falla por fatiga se puede identificar visiblemente en la sección de rotura, por una zona grisácea de grano fino y relativamente pulido (donde se inició la falla) y otra superficie de grano grueso y rugoso (donde se desprende).

Figura 14. Ejemplos de fallas por tensión y fatiga.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

La figura14 es un ejemplo del resultado de una falla por tensión y fatiga. Los dos ejemplos de la derecha son fallas por tensión.

Cuando una carga supera la tensión de fluencia de la varilla sucede falla por tensión estática. La carga se centra en un punto de la varilla y reduce su sección transversal hasta ocasionar la rotura. Este caso suele presentarse cuando se tira la sarta fuertemente para extraer la bomba. Las fallas por tensión tienen un esfuerzo cortante de 45° y se caracterizan por tener forma de cono y embudo.

1.4.2.2 Fallas por curvaturas

Si la varilla posee una desalineación del cuerpo producto de la fabricación, pero si se trata de una desalineación muy pronunciada, la varilla debe descartarse.

Si después de fabricada la varilla presenta una curva, esto puede generar roturas por fatiga. Este caso puede que se presente si se levanta de manera inadecuada la varilla y esta se curva por su propio peso. En este caso la falla puede ser producida por inclinación del elevador, que imparte de esta forma una curvatura en la varilla y crea en ese lugar un punto de concentración de tensiones. Este problema de "elevadores inclinados" (o sea cuando el cuerpo del mismo no está a 90° con respecto al eje de la varilla) ocurre en elevadores desgastados o deteriorados debido a la aplicación de sobrecargas.

1.4.2.2.3 Fallas por flexión

Fallas que suceden por el movimiento de la sarta al bombear el fluido. Circunstancias como velocidades de bombeo altas, golpes de fluido, hacen que la sarta se doble y pueda fallar por fatiga. Lo que se suele hacer es colocar seguido a la bomba un tramo de varillas de mayor diámetro con el fin de darle peso a la sarta, tensionarla y evitar la flexión.

La situación más crítica que genera flexión es el choque del embolo de la bomba contra el fluido, que ocurre cuando la bomba no se llena totalmente en la carrera ascendente. La onda que se genera debido al golpe viaja a través de la sarta, produciendo flexión, sobrecargas, fallas en el pin y acoples y agiliza las fisuras por fatiga de daños mecánicos o pitting de corrosión. También los procedimientos de mantenimiento y manipulación deficiente pueden ocasionar varillas flexionadas.

Figura 15. Ejemplos de fallas por flexión.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

En la figura 16 se observa una falla causada por una flexión con un radio largo (arriba) y por una flexión de radio pequeño (abajo).

Figura 16. Ejemplos de fallas por flexión.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

Por otro lado, la compresión del gas flexiona la sarta generando comportamientos similares al golpe de fluido. Este problema se agrava si además el equipo no está bien dimensionado en cuanto a contrapeso.

1.4.2.2.4 Fallas por conexión

La carga por fricción entre la unión macho y la cara del acople asegura la conexión e impide que se suelte en el fondo del pozo. En el caso de que las caras se separen, la conexión se verá cargada cíclicamente y generará una falla por pérdida de desplazamiento o pérdida de ajuste. Estas fallas ocurren por una mala lubricación, exceso de torsión, desgaste por golpe entre tubos o una combinación de estos.

Figura 17. Ejemplo de fallas de unión macho por conexión.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

En la figura 17 se ilustran fallas de unión macho (pin), causada por una pérdida de desplazamiento.

La figura 18 también es un ejemplo de fallas de la unión macho, sólo que en este caso fue causada por las llaves hidráulicas durante el montaje. En el caso de la derecha se observa un ejemplo de torsión excesiva en una unión macho blanda.

Figura 18. Ejemplos de fallas de la unión macho inducida por las llaves hidráulicas.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

La figura 19 ilustra el desgaste por rozamiento que sufre la rosca en la conexión de la varilla, que se presenta como resultado de roscas dañadas o contaminadas por fluidos del pozo, lubricantes desconocidos, arena, entre otros. Esta condición causa interferencia entre las roscas y son capaces de rasgar y desgarrar las superficies de ellas.

Figura 19. Desgaste de la rosca por rozamiento.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

Figura 20. Falla de conexión por apriete excesivo en el acople.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

La figura 20 muestra las consecuencias que tiene apretar excesivamente la conexión de la varilla. El acople se ha abultado cerca de la cara de contacto. El apriete de las llaves retorcerá las uniones macho blandas, dándole una apariencia de falla de tensión.

Figura 21. Ejemplo de falla de fatiga por impacto en acoples.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

Figura 22. Fallas en barras pulidas.

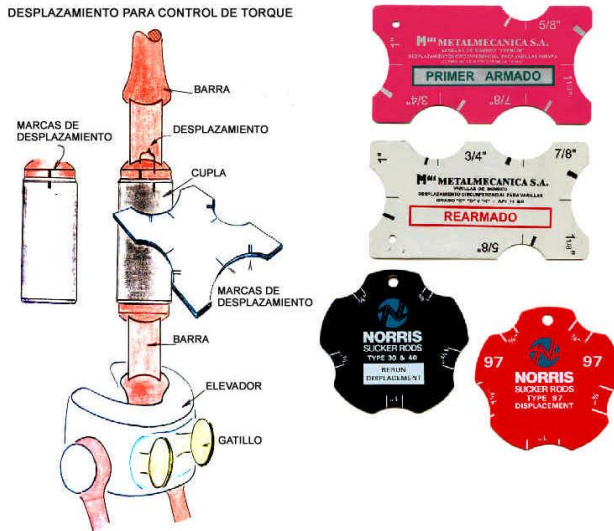


Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

La figura 22 es un ejemplo de fallas en barras pulidas. La mayoría de estas fallas suelen ocurrir en el cuerpo por esfuerzos de flexión, que son promovidos por unidades de bombeo fuera de alineamiento, barras de transportador desgastadas o mal niveladas, celdas de carga mal alineadas o mala instalación de la abrazadera de la varilla.

En otros casos las fallas pueden ser en la unión macho (o pin), debido a la instalación de los acoples de las varillas. Ambos poseen diferentes grados entre la sección roscada y el reborde que no permiten que enganchen perfectamente.

Figura 23. Desplazamiento para control de torque y tarjetas de desplazamiento.



Fuente: Pan American Energy. Unidad de gestión Golfo San Jorge. “Manual de Producción”. Comodoro Rivadavia, Argentina. Abril, 2002.

En resumen, el número de fallas en las conexiones se dividen casi de igual forma entre el acople y el pin. Al llevar a cabo la conexión de varillas es necesario que cada unión se ajuste con el torque apropiado, con el fin de evitar la separación entre los espejos del pin y del acople, y además minimizar la rotura de pin. Las

roturas de pin y acople, salvo raras ocasiones, son siempre el resultado de un torque incorrecto o falta de limpieza en las roscas. Si la unión está pasada de torque el pin estará muy pretensado y cuando deba soportar el peso de las varillas más el fluido podrá excederse la resistencia del mismo y fallar.

La llave hidráulica se calibra de acuerdo al desplazamiento circunferencial de las tarjetas de desplazamiento correspondientes a cada fabricante, (para varillas de 3/4", 7/8" y 1" de diámetro). En la siguiente tabla se indican los respectivos valores de desplazamientos recomendados para los distintos diámetros de varillas.

Tabla 2. Conexión de la varillas.

Conexión de las Varillas			
Valores de Desplazamiento Circunferencial			
45000/60000/78000 PSI			
<i>Diámetro Varilla (pulgadas)</i>	<i>Varilla Nueva y Usada (grado D)</i>	<i>Varilla Nueva y Usada UHS N97</i>	
3/4	7.9mm	9.5mm	11.5mm
7/8	9.9mm	12.0mm	15.0mm
1	13.1mm	15.5mm	19.0mm

Fuente: Pan American Energy. Unidad de gestión Golfo San Jorge. "Manual de Producción". Comodoro Rivadavia, Argentina. Abril, 2002.

1.4.2.2.5 Fallas por daños superficiales

Se trata de los daños ocasionados en la superficie de las varillas y acoples debido a la manipulación inapropiada que finalmente ocasionan fallas por fatiga. Aquellas varillas que presenten daños superficiales deben ser descartadas y reemplazadas, y en lo posible evitar todo contacto metal-metal que ocasione más daños.

En la carga y descarga

El movimiento de los cajones de varillas deberá efectuarse utilizando una viga de carga o soportes adecuados que permitan tomarlos de los extremos sin que presenten flexión, nunca efectúe esta maniobra tomando el cajón de su punto medio.

Si las varillas se transportan sin embalaje en distancias cortas, las mismas deberán apoyarse sobre cuatro cuñas de madera como mínimo y distribuidas

simétricamente en su largo. Los apoyos extremos se ubicarán próximos al final de las varillas y cada tanda horizontal debe estar separada por espaciadores de madera. Se evitará colocar elementos metálicos que puedan golpear sobre las varillas y se sujetarán al transporte con sogas blandas.

Las roscas de las varillas nuevas o usadas en depósito deben estar limpias, lubricadas con aceite e inhibidor de corrosión (50%) y cubiertas con protectores en buen estado.

Cuando se descarguen varillas sueltas en el depósito o en el pozo se las colocará sobre caballetes de madera (o metálicos debidamente recubiertos) y separadas las tandas horizontales de la misma forma que lo indicado para el transporte.

Figura 24. Ejemplo de daño superficial generado por elevadores de varilla.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

La figura24 muestra un ejemplo de daño superficial por los elevadores de la varillas. El ejemplo de arriba es el daño causado por los enganches del elevador.

Figura 25. Ejemplo de varillas dobladas por elevador en malas condiciones.



Fuente: Norris/A Dover Company. Rusell Stevens y Scott Malone. “Protegiendo sus inversiones- El cuidado y manejo de las varillas de succión”.

En operación de pulling

Las varillas deben manipularse con cuidado para evitar cualquier golpe que pueda dañarlas. Los pines y los acoples deberán limpiarse perfectamente tanto en la parte roscada como en el espejo; todo acople o pin con rosca en mal estado o con los espejos dañados deberá ser descartado.

Antes de enroscar las varillas para ser bajadas al pozo, debe lubricarse el pin con una pequeña cantidad de grasa especial. El torque debe ser controlado en la forma ya indicada y la llave hidráulica deberá calibrarse nuevamente cuando en la sarta se cambie el diámetro de la varilla.

1.4.2.3 Fallas por Corrosión

La corrosión se define como el deterioro causado por la interacción de un material con su entorno. En bombeo mecánico, la corrosión resulta de la reacción electroquímica entre el acero de las varillas de bombeo y el medio ambiente de la operación que se está llevando a cabo.

La mayoría de los pozos en producción están saturados de problemas por corrosión y en la actualidad no existe una varilla capaz de soportar sola los ataques de la corrosión. Sin embargo, lo que sí se puede hacer es controlar la corrosión con inhibidores químicos. Además se han creado diferentes tipos de aleaciones que alargan la vida de las varillas.

Los tipos de corrosión que se pueden presentar en las varillas son:

1.4.2.3.1 Corrosión ácida

La corrosión ácida es un adelgazamiento uniforme de la superficie del metal, que causa una apariencia de nódulos de metal residual agudos. Este tipo de corrosión es generada por los ácidos utilizados para los trabajos de estimulación y limpieza del pozo.

Figura 26. Ejemplo de componente afectado por corrosión ácida.



Fuente: Norris/A Dover Company. Rusell Stevens y Scott Malone. "Protegiendo sus inversiones- El cuidado y manejo de las varillas de succión".

1.4.2.3.2 Corrosión por dióxido de carbono

El gas ácido, dióxido de carbono, se combina con el agua, formando el ácido carbónico, que es muy agresivo con el acero y remueve grandes áreas de metal. Su severidad aumenta al incrementarse la presión y la temperatura parcial del CO₂.

La corrosión causada por dióxido de carbono forma picaduras con hoyos redondeados y paredes rugosas. La base de la picadura estará llena de capas de carbonato de hierro, un subproducto de este tipo de corrosión.

Figura 27. Ejemplos de componente afectado por corrosión de dióxido de carbono.

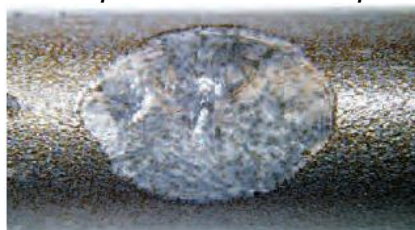


Fuente: Norris/A Dover Company. Russell Stevens y Scott Malone. "Protegiendo sus inversiones- El cuidado y manejo de las varillas de succión".

1.4.2.3.3 Corrosión por sulfuro de hidrógeno

La corrosión causada por ácidos de sulfuro de hidrógeno (H₂S) genera picaduras de forma redonda, por lo general aleatorias y dispersas por toda la superficie del componente afectado. Tanto la base de la picadura como la superficie presentarán capas de sulfuro de hierro, un subproducto de la corrosión causada por H₂S.

Figura 28. Ejemplo de componente afectado por sulfuro de hidrógeno.



Fuente: Norris/A Dover Company. Russell Stevens y Scott Malone. "Protegiendo sus inversiones- El cuidado y manejo de las varillas de succión".

1.4.2.3.4 Corrosión intensificada por oxígeno

Este tipo de corrosión es rara vez visto en el cuerpo de las varillas, afecta en la mayoría de los casos a los acoples. Sus picaduras son superficiales, de base plana y ancha. Si se acompaña con CO_2 las picaduras pueden presentar bordes agudos y bordes empinados; o cráteres anchos y suaves si son acompañadas por H_2S . El acople de la izquierda es ejemplo de los efectos de la corrosión por CO_2 , intensificado por O_2 . Los otros dos acoples son ejemplos de los efectos de corrosión por H_2S , intensificado por O_2 .

Figura 29. Ejemplos de acoples afectados por corrosión intensificada por O_2 .



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

1.4.2.3.5 Corrosión por cloruros

A medida que aumenta la concentración de los cloruros, el pH del agua aumenta. Los inhibidores de corrosión serán menos eficientes en pozos con alta concentración de cloruros. Las picaduras son superficiales y de forma irregular.

1.4.2.3.6 Corrosión por microbiología

Corresponden a aquellos organismos unicelulares que pueden vivir y multiplicarse en toda clase de condiciones presentes en los pozos en producción. Estas bacterias se clasifican en: aeróbicas y anaeróbicas, generando H_2S , ácidos orgánicos, etc.

- **Bacterias productoras de ácido**

Las picaduras de este tipo lucen un similar aspecto a la picadura producida por el gas ácido CO_2 . De apariencia cavernosa, con bordes cortantes y base granulosa, y sin depósitos de ningún tipo.

Figura 30. Ejemplo de varilla afectada por bacterias productoras de ácido.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

- **Bacterias reductoras de sulfato**

Las bacterias reductoras de sulfato son bastante problemáticas, son aquellas que producen H_2S y presentan las mismas características que la corrosión por H_2S , con túneles en los bordes de las picaduras y manchas brillantes en la superficie del metal.

Figura 31. Ejemplo de componente afectado por bacterias reductoras de sulfato.



Fuente: Norris/A Dover Company. Russell Stevens y Scott Malone. "Protegiendo sus inversiones- El cuidado y manejo de las varillas de succión".

1.4.2.3.7 Corrosión por corrientes parásitas

Corrosión poco común que se refiere a las corrientes eléctricas inducidas que fluyen a través de la sarta de varillas. Puede ser generada por conectar a tierra el equipo eléctrico y deja picaduras profundas, con lados lisos y bordes agudos.

1.4.2.4 Defectos de Fabricación

Se presentan con mucha menor frecuencia y se reconocen fácilmente. Se debe recordar que ningún fabricante está exento de presentar defectos en el material.

La figura 32 es un ejemplo de defecto de fabricación, las varillas suelen tener bordes agudos con fisuras longitudinales. En la imagen se observa que las varillas que sufren este tipo de defectos, presentan astillas y costras, segmentos pequeños y grandes respectivamente.

Figura 32. Ejemplo de fallas por defecto de fabricación.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

La figura 33 ilustra un ejemplo de defectos de forjado. Para este caso la fractura empieza internamente, debajo de una fisura que puede que se vea o no.

Figura 33. Ejemplo de fallas por defectos de forjado.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

1.5 VARILLA CONTINUA Y APLICACIONES

La varilla continua consiste en un acero especial, de varios tamaños y medidas, que va soldado para producir suficiente varilla para una corrida de producción. Es sometida a deformación en caliente para obtener la forma deseada (redonda o elíptica) y a tratamiento térmico para obtener la tenacidad, temple, tamaño del grano y estructura martensítica deseada.

La varilla continua fue desarrollada con el propósito de minimizar costos de servicios y de mejorar el rendimiento de los pozos bombeados con varillas. Propone eliminar las conexiones en la sarta de varilla convencional, resolviendo las fallas por conexión que ocurren como resultado de la pérdida de desplazamiento, usualmente por un inapropiado ajuste o problemas operacionales, de la fricción entre acople y tubería, de la restricción de flujo, entre otros, los cuales causan que las conexiones se aflojen. La conexión misma de la varilla convencional causa también un efecto pistón que limita el flujo de fluidos en pozos de alto volumen.

Figura 34. Instalación de varilla continua en campo.



Fuente: Weatherford sucker rods. "Choices in technology for your sucker rod needs".2009.

En la mayoría de los casos la varilla continua se ha utilizado para reducir fallas repetitivas en pozos, como fallas en las conexiones debido a procesos inadecuados de manipulación o condiciones de operación que causan un desajuste en las conexiones.

Figura 35. Varilla convencional.



Fuente: Norris/A Dover Company. "The time has come for coiled rod". 2007.

Figura 36. Varilla continua.



Fuente: Norris/A Dover Company. "The time has come for coiled rod". 2007.

La varilla continua facilita el flujo de fluidos y sólidos al no tener conexiones y al no generar caídas de presión en dichos puntos, esto además contribuye a reducir la concentración de parafinas.

El área donde se encuentra el acople de la varilla convencional aumenta la fuerza de arrastre en la sarta de varillas, causa caídas de presión y no permite el flujo normal a través de la tubería, lo que a su vez aumenta la concentración de parafinas.

Figura 37. Flujo de fluidos en varilla convencional y varilla continua.



Fuente: Norris/A Dover Company. "The time has come for coiled rod". 2007.

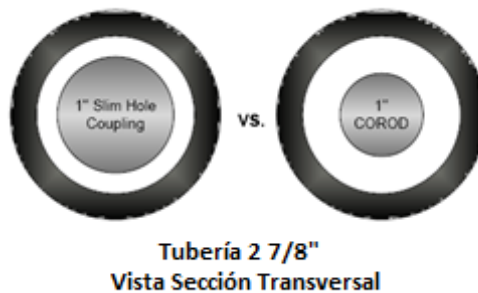
Las varillas continuas también ofrecen la habilidad de trabajar con cargas más pesadas (ver Tabla 3).

Tabla 3. Comparación de peso entre varilla convencional y varilla continua.

Longitud de Sarta de Varilla m (ft)	Tipo de Sarta de Varilla		Diferencia (%)
	1" Varilla Convencional (lb)	1" COROD (lb)	
1,00 (3,28)	9,508	8,754	8
1,50 (4,92)	14,262	13,131	8
2,00 (6,56)	19,016	17,508	8

Fuente: Weatherford. Don Conally. "Bakken artificial lift".2010.

Figura 38. Sección transversal. Varilla convencional versus varilla continua.



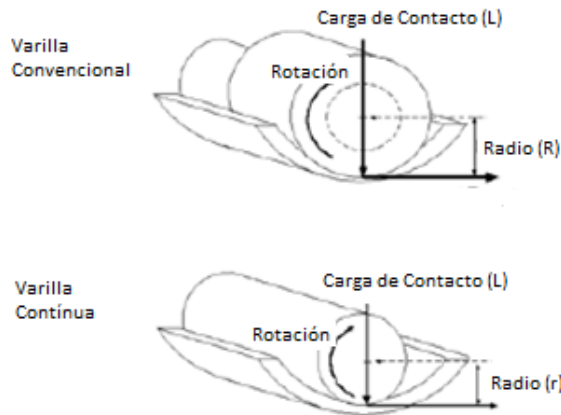
Fuente: Weatherford. Don Conally. "Bakken artificial lift".2010.

Por otro lado, varillas continuas de 1 1/8 pulgadas podrían ser utilizadas en tuberías del mismo tamaño, las cuales permitirían un tamaño de bomba más grande y así producir más fluido, proporcionando al equipo de superficie la posibilidad de manejar una carga extra.

En cuanto a costos de mantenimiento, la varilla continua reduce el desgaste mecánico en la tubería ya que elimina el rozamiento, principalmente en los acoples, y las presiones puntuales generadas por las conexiones de la sarta de varilla convencional, que conllevan a un eventual desgaste en la tubería hasta el punto de fallar.

Todo esto se resume en el incremento del periodo de vida de la varilla ya que se eliminan las fallas por conexión y ayuda a reducir la velocidad de desgaste en la tubería por distintas concentraciones en las uniones de varillas.

Figura 39. Cargas de contacto. Varilla convencional versus varilla continua.



Fuente: Weatherford. Don Conally. "Bakken artificial lift".2010.

La forma circular del carrete permite que una sarta de varillas de gran longitud, pueda ser enrollada y transportada sin dañarla de manera permanente.

Figura 40. Carrete de transporte.

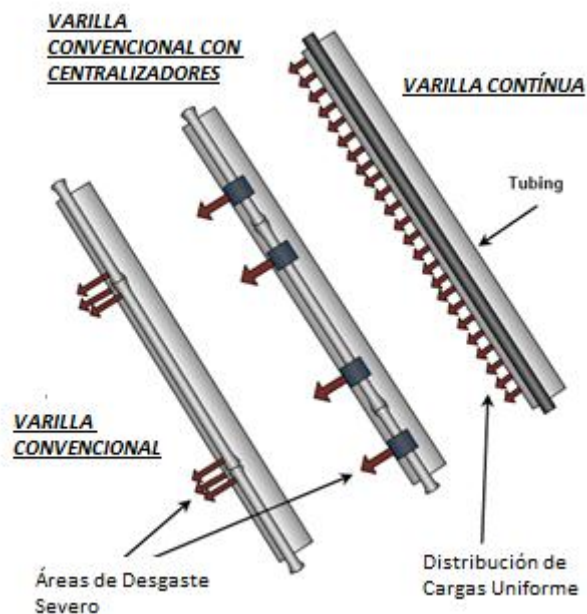


Fuente: Pro-Rod Coiled Rod Services/A Dover Company.

1.5.1 Ventajas

- a. La ausencia de cuellos y uniones elimina la posibilidad de fallas por desconexión. La varilla continua solo requiere acoples en el tope y en el fondo de la varilla, sin importar la profundidad del pozo.
- b. La falta de uniones y protuberancias elimina la concentración de esfuerzos en un solo punto y consiguiente desgaste de la unión y de la tubería de producción.
- c. Por carecer de uniones y cuellos, se minimizan los efectos de flotabilidad de varillas.
- d. Las operaciones de pesca de varilla continua son mucho más rápidas, minimizando el tiempo de servicio.
- e. Poseen mayor flexibilidad.

Figura 41. Distribución de cargas. Varilla convencional versus varilla continúa.



Fuente: Weatherford. Don Conally. "Bakken artificial lift".2010.

1.5.2 Desventajas

- a. Presentan mayores costos por pie que las varillas convencionales.
- b. En pozos completados con varillas continuas y bomba de tubería, la reparación de la misma requiere de una torre convencional que soporte altas tensiones y de la unidad de varilla continúa.
- c. Para llevar a cabo con éxito el servicio de instalación de la varilla continúa, se debe conocer muy bien la cantidad de equipos que se encuentran disponibles en la base de la empresa a cargo o en la respectiva

superintendencia, pues no todas las compañías cuentan con equipos propios, y para ello deben solicitar y pagar por el tiempo de alquiler.

1.5.3 Aplicaciones Especiales

- ✓ Maneja altos torques.
- ✓ Ideales tanto para sistemas reciprocantes como para aplicaciones de bombeo rotativas.
- ✓ Para pozos desviados, inclinados y direccionales se reduce el desgaste entre varilla y tubería.
- ✓ Para pozos verticales con velocidades operacionales altas reduce el desgaste entre varilla y tubería.
- ✓ Para altas viscosidades y alta producción de arena, se elimina el paso restringido en los acoples.

1.5.4 Equipos de Instalación

Es uno de los factores a considerar, ya que pueden representar una desventaja, debido a que la instalación de la varilla continua necesita equipos especiales para transporte y corrida en el pozo así como también procedimientos especiales de soldadura. A continuación se presentan algunos:

1.5.4.1 Rapid Rod Services Unit (RSU)

Unidad Flush By diseñada especialmente para la instalación de varilla continua por la empresa *C-TECH Design and Manufacturing*.

1.5.4.2 Flush By

Equipo pesado diseñado para realizar el lavado y pruebas de presión a pozos. Su versatilidad permite realizar cambios de barra pulida, pesca de varillas rotas o desconectadas, realizar espaciamientos de bomba. Utilizado también en la reactivación de pozos marginales, en el montaje y desmontaje de pozos verticales y horizontales, además de funcionar como torre para servicios de varilla continua.

Figura 42. Ejemplo de Unidad FlushBy.



Fuente: Pan American Energy. “Experiencia con varilla continua en bombeo mecánico”. Cerro Dragón. 2009.

El equipo de Flush By, está constituido básicamente por un camión y la unidad de servicio que posee un sistema hidráulico para el levantamiento de cargas hasta 50.000 lbs en el malacate y 5.000 lbs con el winche auxiliar. Posee una bomba triplex y un tanque de almacenamiento de fluido, ayudando en la reducción del tiempo y costos de equipos convencionales. Ha significado un paso importante para los servicios de workover.

1.5.4.3 X Celerator

Figura 43. Ejemplo de gripper portable (X-celerator).



Fuente: Pro-Rod Coiled Rod Services/A Dover Company.

Propiedad de la compañía C-TECH. Diseñado originalmente para asistir a la torre de workover.

Actualmente es una unidad portátil de agarre, que posee la habilidad de trabajar en conjunto con el equipo de workover en la locación, sin necesidad de utilizar dos unidades por separado ahorrando tiempo y gastos adicionales.

Esta tecnología convierte el servicio de varilla continua tan sencillo como el servicio de varilla convencional. El X-celerator puede correr y jalar la varilla continua hasta 35 metros (100 pies) por minuto.

1.5.4.4 Carrete de Transporte o Services Reel

El manejo de los carretes es extremadamente peligroso y se debe tener personal especializado y continuamente alertado sobre los riesgos involucrados en la operación.

Figura 44. Ejemplo de carrete.



Fuente: Weatherford. Don Conally. "Bakken artificial lift".2010.

1.5.4.5 Guía

Figura 45. Ejemplo de guía para varilla continúa.



Fuente: Pro-Rod Coiled Rod Services/A Dover Company.

1.5.4.6 Trailer Transportable del Carrete

Figura 46. Equipo de transporte de varilla continúa.



Fuente: Pan American Energy. “Experiencia con varilla continua en bombeo mecánico”. Cerro Dragón. 2009.

1.5.4.7 Fireblade o Soldador

Toma el principio de la soldadura eléctrica “flash butt” y lo aplica a un patentado sistema de soldadura con gas que produce los mismos resultados. El resultado final para el usuario es que es un sistema de soldadura portátil extremadamente

económico y efectivo, conocido como fireblade, que reduce aun más el tiempo y los gastos en la locación. Este económico sistema de soldadura portátil puede ser usado para cualquier tipo de trabajo que requiera soldadura en campo.

1.5.5 Especificaciones de la Varilla Pro-Rod

Coiled Sucker Rod es fabricada como una sola pieza con sólo dos acoples; uno en el tope y otro en la base. Las cargas laterales se distribuyen a lo largo de la longitud de la sarta. Eliminando virtualmente las cargas puntuales.

La varilla es fabricada mediante micro-aleaciones, que modifican las aleaciones de acero y carbono. Esta varilla está disponible en diámetros de 13/16", 7/8", 1" y 1 1/8" y en grados de acero de 1536M (Carbon), 4120M (Chromium-Molybdenum) y 4330M (Nickel-Chromium-Molybdenum).

La varilla se desenrolla del carrete, se endereza y se suelda en un mismo paso usando un proceso de unión por fusión.

Pro-Rod utiliza hornos de inducción de alta temperatura mediante el cual al acero se le realiza un proceso de forjado. Este proceso en conjunto con la composición química del metal producen la dureza, tenacidad, propiedades de corrosión, fuerza del metal, microestructura y fuerza de tensión necesarias que son optimas para el uso de la varilla continua en sistemas de levantamiento artificial.

La varilla es recubierta con una capa de aceite soluble el cual la protege de la corrosión generada por la atmosfera cuando es almacenada. Además, a la varilla se le sueldan los acoples en sus extremos mediante un proceso de fusión. Luego esta es enrollada en un carrete para ser transportada e instalada en el pozo. Además se realizan y registran las inspecciones de control de calidad en cada paso del proceso de manufactura.

La compañía Pro-Rod fabrica los siguientes tipos de varilla continua:

Type 620C Grade D (Carbon) - AISI 1536M – Carbon – Manganese Alloy Steel.
Diseñada para trabajar con cargas de medias a pesadas a cualquier profundidad, en pozos con fluidos no corrosivos.

Type 780M Grade D (Alloy) - AISI 4120M – Chromium – Molybdenum Alloy Steel.
Diseñada para trabajar con cargas pesadas a cualquier profundidad, en pozos con fluidos ligera a medianamente corrosivos y que se encuentren efectivamente inhibidos contra los ataques de corrosión.

Type 750N Grade D (Special Alloy) – AISI A-4330-M Nickel- Chromium – Molybdenum Alloy Steel.

Diseñada para trabajar con cargas pesadas a cualquier profundidad, en pozos con fluidos corrosivos que se encuentren efectivamente inhibidos.

Type 960M Special High Strength Grade - AISI 4120M – Chromium – Molybdenum Alloy Steel.

Diseñada para trabajar con cargas extra pesadas a cualquier profundidad, en pozos con fluidos corrosivos que se encuentren efectivamente inhibidos.

Type 970 N Special High Strength Grade - AISI A-4330-M Nickel – Chromium – Molybdenum Alloy Steel.

Diseñada para trabajar con cargas extra pesadas a cualquier profundidad, en pozos con fluidos corrosivos que se encuentran efectivamente inhibidos.

***Nota:** Para el caso de los pozos de la SOH se han instalado los dos últimos tipos de varilla continua previamente mencionados (960M y 970N) de diámetros de 7/8” y 1”.

1.5.6 Propiedades Físicas

Tabla 4. Tensión, Esfuerzo y Dureza de las varillas Pro-Rod.

Tipo Pro-Rod	620C	780M	750N	960M	970N
Tensión mín., ksi (MPa)	120 (827)	120 (827)	120 (827)	140 (965)	145 (1000)
Esfuerzo mín., ksi (MPa)	95 (655)	95 (655)	100 (689)	115 (793)	120 (827)
Dureza, Rc	22 min	22 min	22 min	28 min	28 min

Fuente: PRO-ROD Coiled Rod Solutions/ A Dover Company.

Tabla 5. Dimensiones y Peso de las varillas Pro-Rod.

O.D. Nominal in. (mm)	lb/ft (kg/m)	O.D. Tolerancia ±in. (±mm)
13/16 (20.6)	1.76 (2.63)	0.02 (0.51)
7/8 (22.2)	2.04 (3.05)	0.02 (0.51)
1 (25.4)	2.67 (3.97)	0.02 (0.51)
1 1/8 (28.6)	3.38 (5.05)	0.02 (0.51)

Fuente: PRO-ROD Coiled Rod Solutions/ A Dover Company.

1.5.7 Torque Permitido

Tabla 6. Máximo torque permitido para las varillas Pro-Rod.

Diámetro Varilla	Carbono Grado D (620C)	Grade D Aleación (780M)	Grade D Aleación Especial (750N)	Servicio Especial (960M)	Servicio Especial (970N)
13/16" (20.6 mm)	540	565	580	725	725
7/8" (22.2 mm)	680	735	750	900	900
1" (25.4 mm)	1015	1100	1110	1350	1350
1 1/8" (28.6 mm)	1445	1535	1550	1900	1900

Fuente: PRO-ROD Coiled Rod Solutions/ A Dover Company.

* Los valores de torque están en Libras.

1.5.8 Overpull Recomendado

Tabla 7. Máximo overpull recomendado para las varillas Pro-Rod.

Tipo Varilla	Diámetro	Carga, Libras
Tipo 620C & 780M	13/16"	44330
	7/8"	51410
	1"	67150
	1 1/8"	84990
Tipo 750N	13/16"	46665
	7/8"	54120
	1"	70685
	1 1/8"	89460
Tipo 960M	13/16"	53660
	7/8"	62240
	1"	81290
	1 1/8"	102880
Tipo 970N	13/16"	56000
	7/8"	64940
	1"	84820
	1 1/8"	107355

Fuente: PRO-ROD Coiled Rod Solutions/ A Dover Company.

1.6 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Tiene como función conducir el fluido que se bombea desde el fondo del pozo hasta la superficie. Este componente está expuesto a diversos esfuerzos como tracción, presión interna y externa, y a desgastes por rozamiento interior y exterior; interior con la sarta de varillas y exterior contra el casing.

En la mayoría de los casos cuando la tubería se encuentra anclada, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema. Si la tubería no está anclada puede afectar las cargas sobre las varillas y la misma tubería, y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento.

Durante el ciclo de bombeo, la carga de fluido, actúa alternativamente sobre la tubería (carrera descendente) y sobre las varillas (carrera ascendente), provocando estiramientos y acortamientos cíclicos de la tubería. Este movimiento puede causar desgastes de los acoples por rozamiento con el revestimiento y disminuir la carrera efectiva del pistón que se traduce en pérdida de rendimiento de la bomba.

Los “tubing” se fabrican en distintas calidades según su resistencia, en aceros de grado J-55, C-75, N-80, P-105, P-110 y de acuerdo a los requerimientos de las normas API 5A, 5 AC y 5 AX. Recordar que el grado del acero indica el límite de fluencia mínimo en miles de psi.

Su uso ha obligado a desarrollar diferentes tipos de aceros así como también distintos tipos de uniones que permiten trabajar a mayores profundidades y presiones.

Las juntas de tubería junto con los acoples conforman la sarta de tubería. Al igual que el revestimiento, la tubería se corre dentro del pozo, solo que la tubería es removible. Al finalizar el armado de toda la sarta se instala el Tubing Hanger (Colgador de tubería) en el wellhead (Cabezal del pozo).

Tabla 8. Dimensiones Generales de Tubing.

Diámetro Externo (pulg)	Grado	Peso con acople (Lbs/pie)	Diámetro Interior (pulg)	Espesor Pared (pulg)	Área Transversal (pulg ²)	Diámetro Externo Acople
2-3/8	J-55	4.7	1.995	0.190	1.304	3.063
2-7/8	J-55 N-80	6.5	2.44	0.217	1.81	3.668
3-1/2	J-55	9.3	2.992	0.254	2.59	4.5

Fuente: Pan American Energy. Unidad de gestión Golfo San Jorge. “Manual de Producción”. Comodoro Rivadavia, Argentina. Abril, 2002.

Tabla 9. Resistencia y torque.

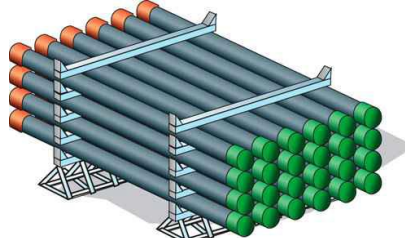
Diámetro (pulg)	Grado	Peso (Lbs/pie)	Límite Fluencia (psi)	Presión Interna (psi)	Presión Externa (psi)	Tensión (Lbs)*	Torque (Lbs/pie)
2-3/8	J-55	4.7	55000	770	7180	71730	1200
2-7/8	J-55	6.5	55000	7260	5800	99660	1650
2-7/8	N-80	6.5	80000	10520	10570	144960	2300
3-1/2	J-55	9.3	55000	6980	6560	142460	2280

Fuente: Pan American Energy. Unidad de gestión Golfo San Jorge. "Manual de Producción". Comodoro Rivadavia, Argentina. Abril, 2002.

1.6.1 Manipulación y Control

Para casos de **almacenamiento** y con el fin de facilitar las tareas de inspección y manipulación, lo que se recomienda es no colocar más de cinco hileras de tubos. La tubería que se encuentre almacenada deberá inspeccionarse de forma periódica (cada 6 meses), y con mayor frecuencia en lugares donde las condiciones climáticas sean agresivas. Para manipular y transportar el material tubular se requiere como mínimo cumplir los procedimientos que establece la norma API RP 5C1.

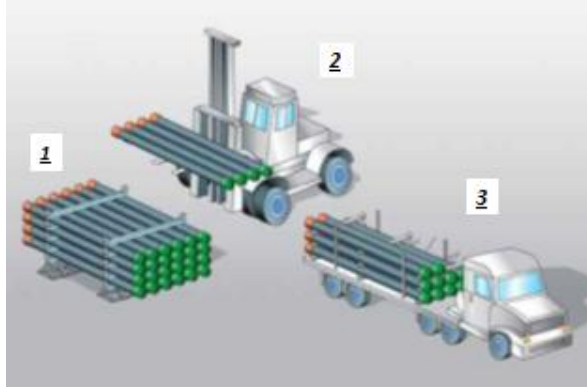
Figura 47. Tubería de producción almacenada en caballetes.



Fuente: González, Oscar y Castillo, Olga. "Guía de Procedimiento para Servicios de Tubería de Revestimiento y Producción". 2007.

Para cuando se vaya a realizar la **descarga** de los camiones, los tubos se deben inspeccionar para verificar que el movimiento durante el transporte no haya ocasionado ningún daño y para asegurarse de que los protectores de rosca se encuentren en su lugar y se hayan cumplido su función. Los tubos se descargan del camión a un bancale temporal utilizando un auto elevador, cuidando que no se vayan a dañar o alterar las propiedades físicas del tubo. Además deberán colocarse en una secuencia tal que facilite su instalación en el pozo.

Figura 48. Carga de tubería del caballete al camión.



Fuente: Oscar González y Olga Castillo. “Guía de Procedimiento para Servicios de Tubería de Revestimiento y Producción”. 2007.

La **limpieza** se debe realizar inmediatamente antes del uso. En caso de que se demore la maniobra de bajada, se deben colocar nuevamente los protectores en las roscas. Es importante que no hayan cuerpos duros ni extraños en las roscas o sellos durante el proceso de enrosque. Para llevar a cabo la limpieza se deben utilizar cepillos de nylon, no se pueden utilizar cepillos de alambre ni se debe limpiar las roscas con gasoil o diesel.

Durante la **inspección visual** se debe verificar la limpieza de cada conexión. Cada perfil de rosca, sello y hombro debe estar libre de residuos o restos de sustancias limpiadoras.

1.6.2 Fuentes más Comunes de Fallas en las Tuberías

- ✓ Selección inadecuada del tipo de tubería, para la profundidad y las presiones deseadas.
- ✓ Inspección ineficiente del cuerpo del tubo y/o roscas.
- ✓ Daños producidos durante la manipulación y/o transporte.
- ✓ Procedimiento de operación inapropiado de bajada o extracción de los tubos del pozo.
- ✓ Defectos de fabricación.
- ✓ Utilizar acoples de fabricantes no acreditados.
- ✓ Descuido en el almacenamiento de los tubos.
- ✓ Uso de grasas no adecuadas, diluidas o sucias.
- ✓ Exceso de torque.
- ✓ Martillado de los acoples durante el desarme de la sarta.
- ✓ Desgaste interno de la tubería de producción por la acción de la varilla de bombeo.
- ✓ Fatiga y/o tensión.

1.7 ACCESORIOS

1.7.1 Rotador de Sarta de Varilla

Los rotadores de sarta de varilla mantienen el giro controlado de la sarta de varillas y de la bomba de profundidad por medio del accionar de la viga viajera.

Dentro de las ventajas que tiene el uso de un rotador de varillas se encuentra: aumenta la vida útil de los elementos por debajo de cabeza de pozo, produce desgaste parejo de los empaques y de los centralizadores de la varilla (si los hay). Por último, ayudan a remover la parafina acumulada al hacer accionar los centralizadores sobre la tubería.

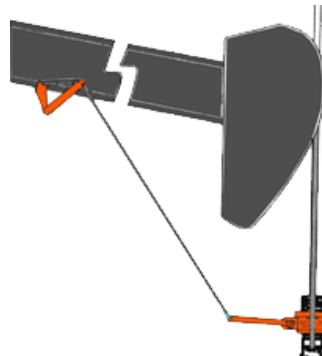
Figura 49. Rotador de varilla.



Fuente: Tulsa Oilfield Equipment

Los rotadores de varilla se instalan en el colgador de la barra pulida.

Figura 50. Esquema de instalación del rotador de sarta de varillas.



Fuente: Tulsa Oilfield Equipment

1.7.1.1 Partes del rotador de sarta de varillas

El rotador de varilla esta compuesto por:

- 1) Rotador de varilla

Figura 51. Ejemplo de rotador 33,000 Lbs



Fuente: Ecopetrol S.A.

- 2) *Empaque protector interno: El cual evita el contacto metal-metal de la barra lisa con el rotador.*

Figura 52. Ejemplo de empaque protector.



Fuente: Ecopetrol S.A.

- 3) *Placa de especificaciones del rotador.*

Figura 53. Ejemplo de placa de especificaciones. Correcta ubicación para instalación en la varilla.



Fuente: Ecopetrol S.A.

- 4) *Guaya o cable de accionamiento: Este cable no se debe cortar con el fin de seguir utilizandolo, una vez que la parte en tensión se deteriore.*

Figura 54. Ejemplo de cable de accionamiento del rotador.



Fuente: Ecopetrol S.A.

- 5) *“U” de sujeción del cable al cabezal.*

Figura 55. Ejemplo de “U” de sujeción y resorte de seguridad del cable.



Fuente: Ecopetrol S.A.

1.7.2 Rotador de Sarta de Tubería

La sarta de tubería es la segunda inversión más grande en el pozo.

El sistema que se propone con este accesorio es muy simple, consiste en rotar la sarta de tubería para extender el tiempo entre intervenciones por fallas de tubería. El sistema va impulsado directamente por la unidad de bombeo mecánico, es decir que no requiere una fuente de energía adicional. Pues como ya se ha explicado los movimientos de la sarta de varillas ocasionan un rápido desgaste en la tubería, que se convierte en fallas en la tubería y en trabajos de pulling. Además si la tubería no se encuentra anclada, esta también se moverá hacia arriba y hacia abajo.

Estos movimientos generan que el acople de la varilla roce el diámetro interno de la tubería. Incluso teniendo la tubería anclada y aplicando tensión, la sarta de varillas puede pandearse en cada bajada. El pandeo también ocasiona desgaste

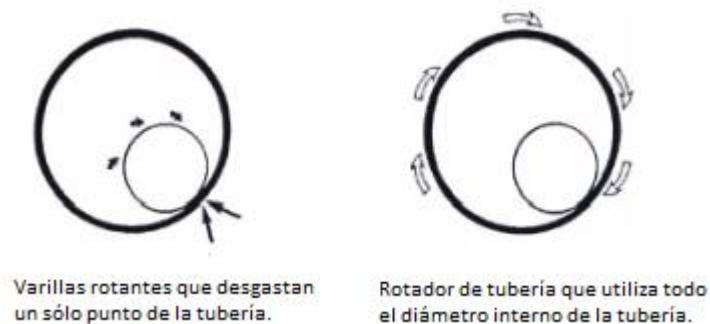
entre la varilla y la tubería. Como generalmente los pozos no son completamente verticales, sino que tienen diferentes grados de desviación, la tubería y las varillas se colocan en contra de un lado del pozo. Esto al igual que los casos anteriores, causa desgaste en ambos componentes.

Esta técnica resulta útil en aquellos pozos que presentan “dog leg” o pozos direccionales que utilizan el sistema de varillas de bombeo.

El rotador de tubería fué desarrollado para extender la vida útil entre intervenciones por fallas en la tubería. Cuando la sarta de varilla se mueve de arriba a abajo y viceversa, sucede que en lugar de desgastar los 360° del diámetro interior de la tubería, el desgaste se concentra en una delgada ranura. En cambio si la tubería se gira, el acople desgastará uniformemente la superficie entera de la tubería. Con la tubería rotando, el punto de contacto entre el acople y el diámetro interno de la tubería cambiará constantemente. Esto incrementará el tiempo entre servicios por fallas de tubería.

Los centralizadores suelen ser usados para eliminar la acción cortante de los acoples. Pero se debe tener en cuenta que si se colocan demasiados centralizadores, estos pueden inducir efectos de boyanza, aumento de fricción, flujo turbulento y cargas cíclicas en los acoples. Además pueden generar pines partidos y trabajos de pesca.

Figura 56. Funcionamiento del rotador de sarta de varilla y rotador de sarta de tubería.



Evolution Oils Tool. “Artificial lift systems”.Artificial lift catalogue. Junio 2011

En los últimos años se han gastado billones de pesos en trabajos de servicio a pozo para reemplazar tubería y varillas.

2 HISTORIAL DE INTERVENCIONES DE FALLAS

Después de haber seleccionado los pozos candidatos junto con el criterio de los ingenieros de Parko Services, quienes son los encargados de la operación y mantenimiento de los pozos que tienen sistema de bombeo mecánico en la SOH, se determina el número de intervenciones por fallas en varilla y en tubería para cada pozo, con el propósito de determinar la causa de la falla.

Para el historial de intervenciones se tiene en cuenta la profundidad, el tipo de componente y la fecha en que ocurre el evento, esto con el fin de encontrar una posible solución a la repetitividad de la falla.

El objetivo es minimizar las fallas con la implementación de tramos de varilla continua en la sarta de varillas (en caso de que no existan) y/o en la selección adecuada de algún accesorio que permita un mejor desempeño de los componentes que se encuentran en la sección donde se presenta la falla.

Por otro lado, aquellos pozos que ya cuentan con varilla continua, se les hizo un seguimiento, con el objetivo de saber cómo era su rendimiento a lo largo de su vida operativa.

2.1 GRÁFICOS ESTADÍSTICOS

A continuación, se grafican las intervenciones en cada uno de los pozos candidatos, desde el momento en que se convierten a bombeo mecánico, el “run life” o vida operativa de cada intervención y por último los intervalos donde se presentan la mayoría de las fallas.

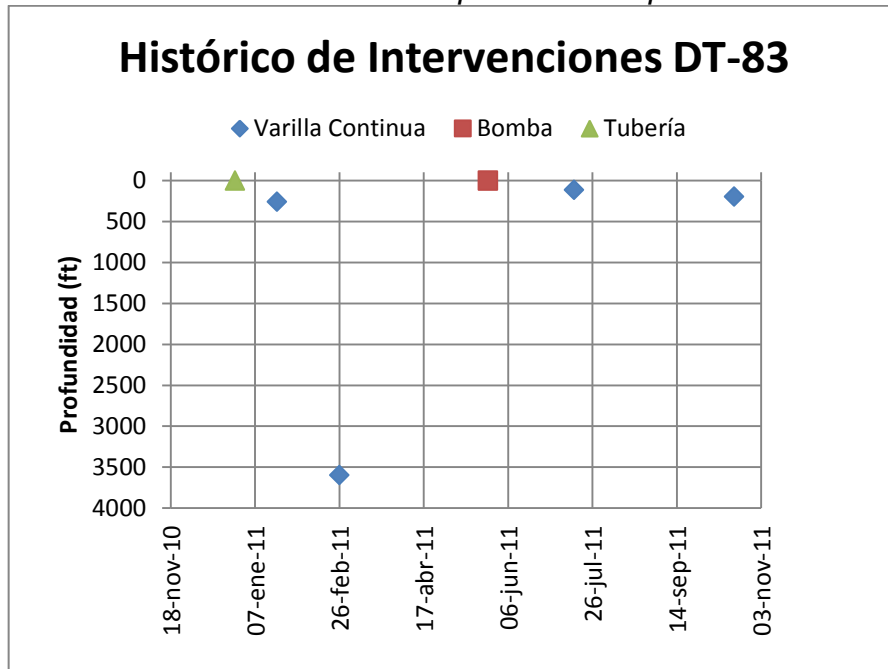
En el Anexo A, se encuentran los estados mecánicos actualizados de cada uno de los pozos en estudio.

***Nota:** Para los gráficos de historial de intervenciones se debe tener en cuenta que para algunos componentes se desconoce el dato de la profundidad de la falla, de modo que éste se graficó con el valor cero (0) y de esta manera poder ilustrarlo y tenerlo en cuenta en el análisis y estadísticas del proyecto.

Además, asumimos una profundidad de cero (0) pies para los casos en que la falla se presenta a lo largo de la barra lisa.

➤ **DINA TERCIARIOS 83**

Gráfico 1. Historial de intervenciones por fallas del pozo Dina Terciarios 83.



Fuente: Los autores.

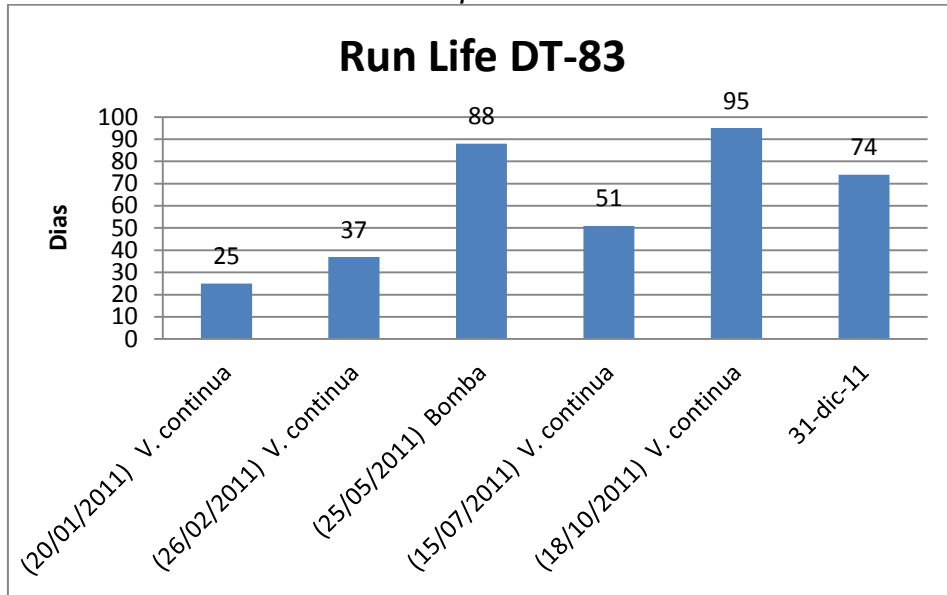
Para este pozo se grafican los eventos desde el 1 de Diciembre de 2010, fecha en que se cambió de sistema de levantamiento (PCP @ BM) hasta el 31 de diciembre/2011.

En el gráfico anterior se observan un total de 6 intervenciones durante el periodo de estudio, que va desde finales del año 2010 hasta finales de 2011 y de las cuales 4 son por varilla continua, 1 por bomba y 1 por tubería.

Para los eventos de la varilla continua se conoce que en las dos últimas intervenciones la varilla era diámetro de 1" Pro-Rod tipo 960M, y para los dos primeros casos no se especifica ni el diámetro ni el tipo de varilla continúa, pues los reportes de la compañía se encuentran incompletos. En la intervención por bomba, se cambió por una nueva de dos etapas, debido a la alta presencia de arena. Y para el caso de la intervención por tubería, se realizó una prueba de presión para determinar si la tubería se encontraba rota, dando como resultado óptimas condiciones.

A continuación se grafica el run life para cada una de las intervenciones.

Gráfico 2. Runlife del pozo Dina Terciarios 83.



Fuente: Los autores.

Aquí es importante resaltar que el periodo más largo entre intervención únicamente por varilla continua fue de 139 días (desde el 26 de Febrero/2010 hasta el 15 de Julio/ 2010). Cabe anotar que en la intervención del 15 de Julio/2010 los reportes indican que durante la inspección de la varilla continúa, ésta se encontraba severamente corroída.

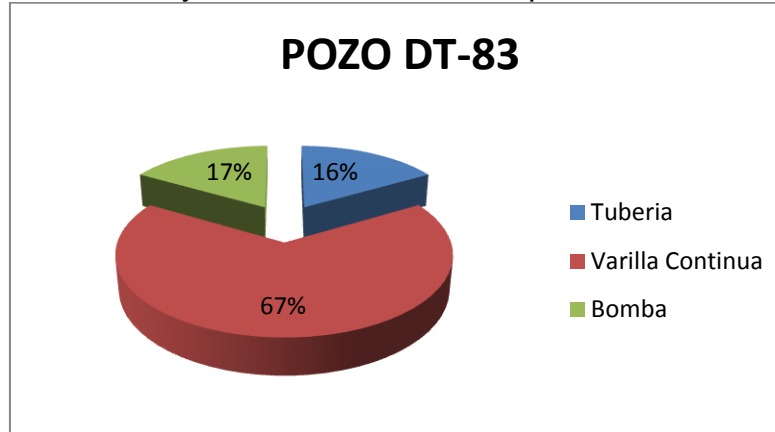
Posterior a esto, el pozo falló nuevamente el día 18 de Octubre/2010 debido a que la varilla se partió en el mismo tramo de la fecha anterior, lo que puede ser atribuido al problema de corrosión ya mencionado.

En el gráfico también se observa, que a la fecha el pozo lleva 74 días sin ser intervenido.

Todo lo anterior nos podría estar indicando que la implementación de varilla continúa ha sido beneficiosa y que el reiterado número de fallas pueden ser debido a la presencia de agentes corrosivos que afectan el desempeño de la varilla continúa.

En el gráfico que sigue, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Dina Terciarios 83 han sido por varilla continúa.

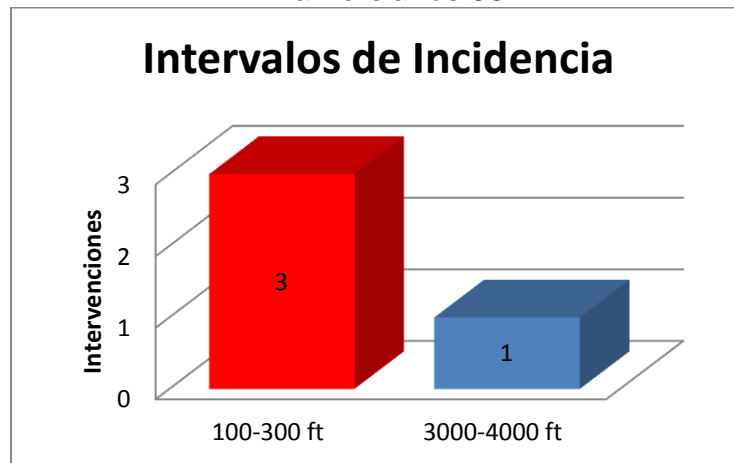
Gráfico 3. Porcentaje de intervenciones del pozo Dina Terciarios 83.



Fuente: Los autores.

Ahora bien se determinan cuales son los intervalos que tienen mayor incidencia de falla en el pozo:

Gráfico 4. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Dina Terciarios 83.



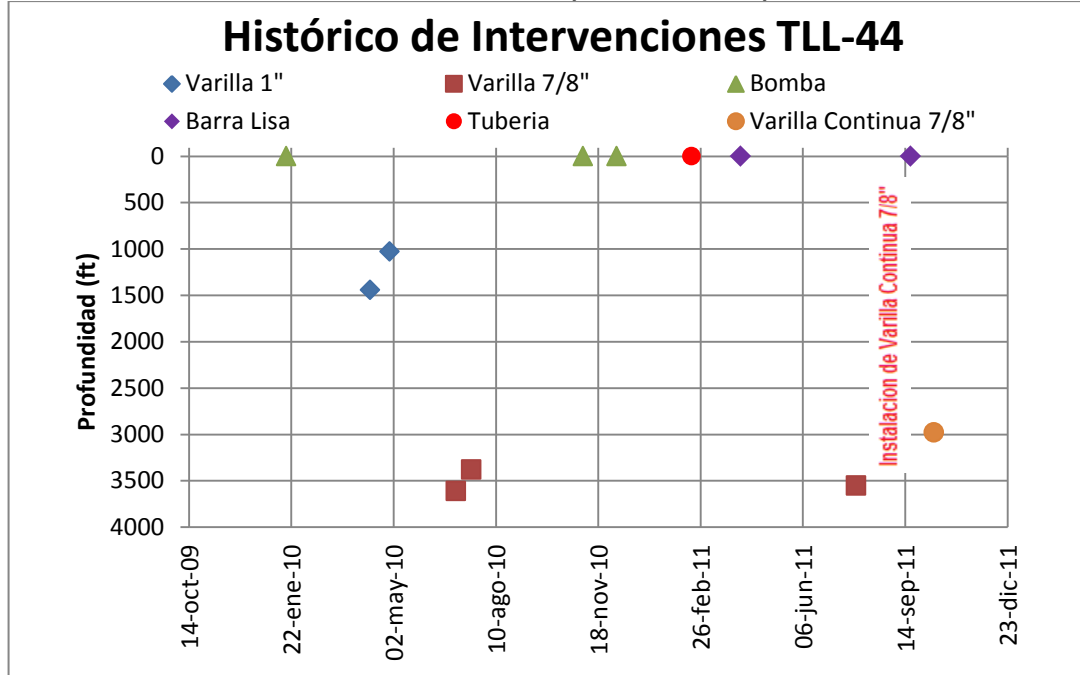
Fuente: Los autores.

En este gráfico, se observa que el intervalo de mayor incidencia por varilla continúa partida se encuentra entre 100-300 ft.

***Nota:** Con el fin de determinar si existe algún tipo de relación entre los intervalos de incidencia, las cargas laterales y el grado de desviación, en el próximo capítulo se realizará un análisis comparativo entre todos ellos.

➤ TELLO 44

Gráfico 5. Historial de intervenciones por fallas del pozo Tello 44.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior se observan en total 12 intervenciones durante el periodo de estudio, desde finales del año 2009 hasta finales de 2011. De las cuales 5 son por varilla convencional, 3 por bomba, 2 por barra lisa, 1 por varilla continua y 1 por tubería.

Para los eventos de la varilla convencional, se tiene que 2 de ellos son por varilla partida de 1" de diámetro, las cuales presentaron desgaste en los acoples cuando fueron inspeccionadas. Cabe anotar que existen sólo 20 días de diferencia entre los dos eventos, y para solucionar esta situación, se decidió centralizar la zona. Las otras 3 intervenciones fueron por varilla partida de 7/8" de diámetro, en donde no existía centralización, lo que ocasionó desgaste en el cuerpo de la varilla, debido al rozamiento contra la tubería.

En cada una de las 3 intervenciones por bomba, se presentó el mismo tipo de falla, en donde el pin superior del pistón salió partido.

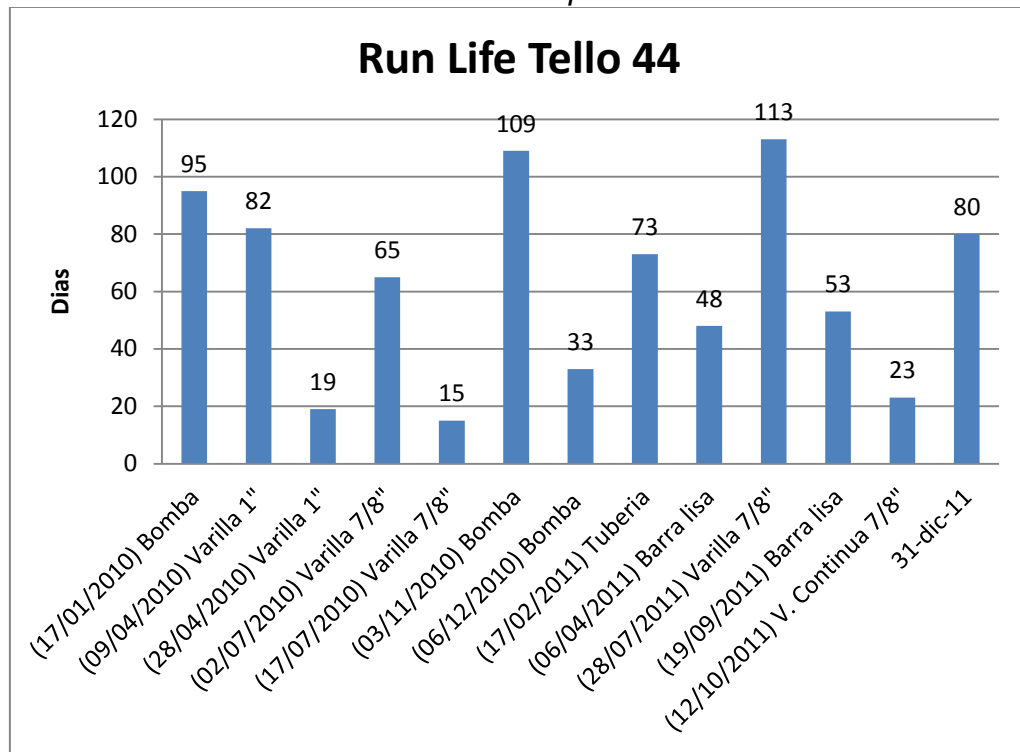
En la intervención por tubería, se realizó una prueba de presión encontrando la bomba y la tubería en óptimas condiciones.

Para el caso de la varilla continúa de 7/8” de diámetro, ésta se había instalado en remplazo de la varilla convencional de igual diámetro, como solución al reiterado número de intervenciones por varilla convencional, sin embargo la varilla continúa resulta partida en el cuerpo.

Por último, existieron dos intervenciones por barra lisa partida.

A continuación se grafica el run life para cada una de las intervenciones.

Gráfico 6. Runlife del pozo Tello 44.



Fuente: Los autores.

Es importante resaltar que en este pozo se logró corregir el problema que presentaba la bomba, por la falla repetitiva en el pin superior del pistón, ya que a la fecha lleva 1 año sin fallar.

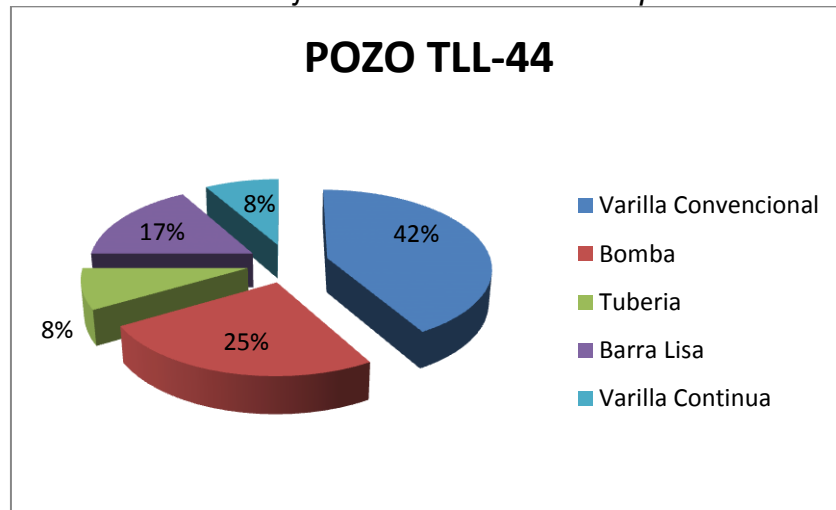
Además para la varilla convencional de 1” de diámetro, se observa que hasta la fecha no se ha vuelto a presentar ningún inconveniente, gracias a la centralización realizada en la última intervención.

Pero en el caso de la varilla convencional de 7/8”, se presentó el mismo tipo de falla en cada una de las 3 intervenciones, y aunque se quiso solucionar con la instalación de varilla continúa de 7/8”, la falla se vuelve a presentar después de 76

días en la misma zona en donde se encontraba la varilla convencional (ver Gráfico 5).

Desde que se instaló la varilla continua hasta la fecha final de estudio, ésta ha fallado 1 sola vez. Con lo anterior es imposible asegurar que la varilla continua no sea una buena opción, pues no hay suficientes pruebas.

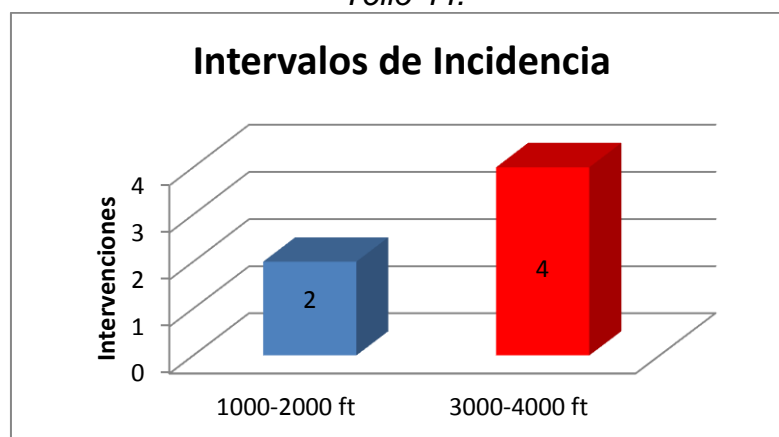
Gráfico 7. Porcentaje de intervenciones del pozo Tello 44.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Tello 44 han sido por varilla convencional.

Gráfico 8. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Tello 44.

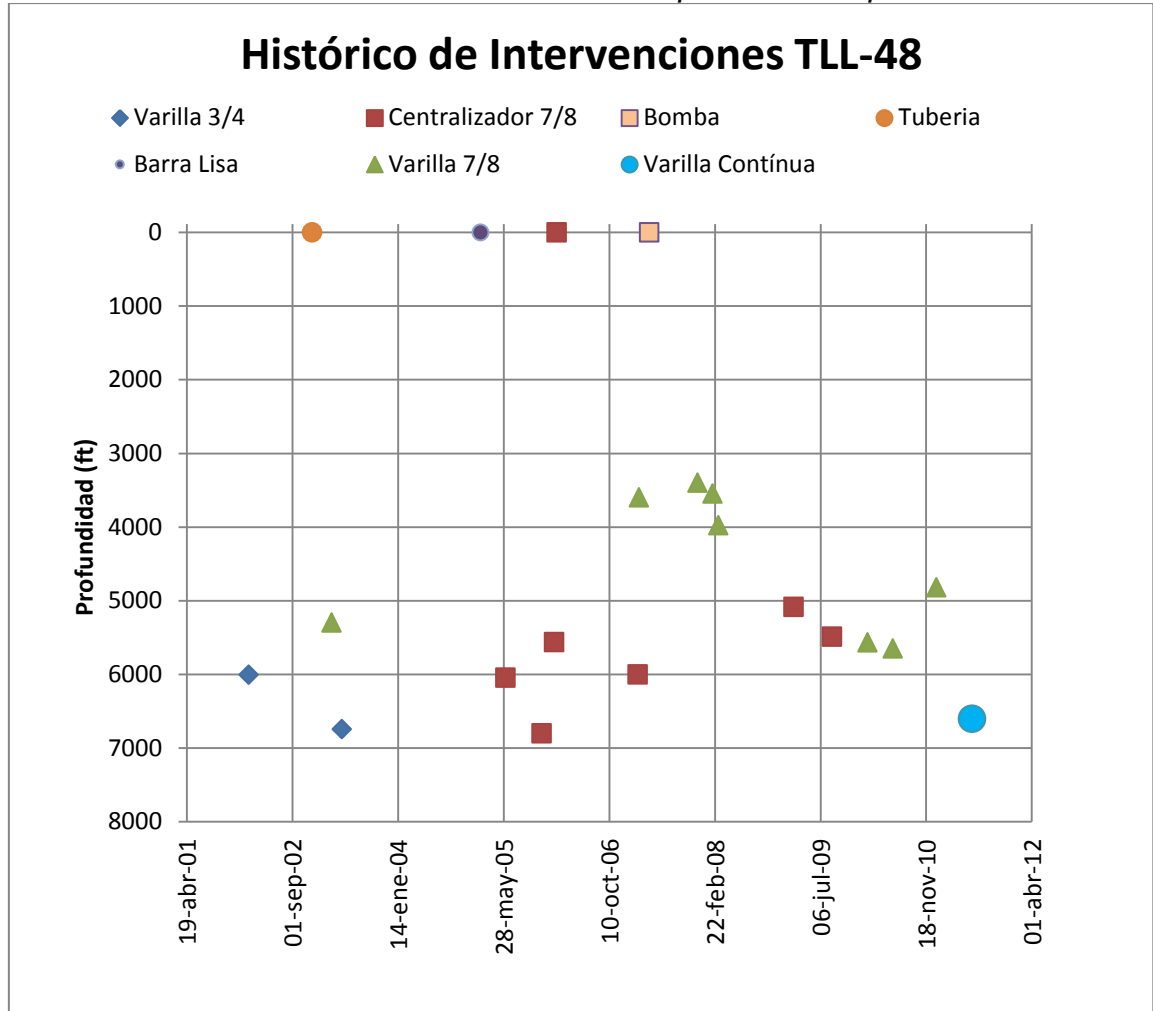


Fuente: Los autores.

En este gráfico, se puede observar que el intervalo de mayor incidencia por varilla partida (convencional y continua) se encuentra entre 3000-4000 ft.

➤ TELLO 48

Gráfico 9. Historial de intervenciones por fallas del pozo Tello 48.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior se observan un total de 21 intervenciones durante el periodo de estudio, que va desde mediados de 2001 hasta finales de 2011, y de las cuales 7 son por centralizador de 7/8", 8 por varilla convencional de 7/8", 2 por varilla convencional de 3/4", 1 por tubería, 1 por bomba, 1 por barra lisa y 1 por varilla continua.

Para las intervenciones por centralizador de 7/8", en todos los casos son centralizadores de rodachines que se partieron debido al desgaste. Cabe anotar que de acuerdo a los reportes la mayoría de estas fallas se presentaron a profundidades cercanas, esto nos podría estar indicando que pueden estar

relacionadas a problemas de cargas laterales. Esto se estudiará en el siguiente capítulo.

Tanto para los casos de intervenciones por varilla convencional de 3/4" como para los de varilla convencional de 7/8", las varillas se encontraron partidas, a pesar de que todos los tramos estaban centralizados. Esto estaría reflejando que el uso de centralizadores no funcionó, por lo que se optó instalar por primera vez varilla continua de 7/8" el 5 de Enero/2011.

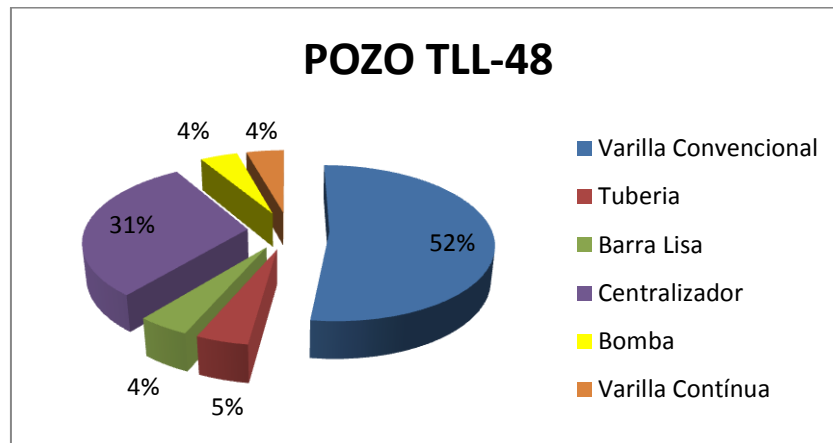
En conclusión, desde la fecha de su instalación hasta el 31 de Diciembre/2011 la varilla continúa ha fallado 1 sola vez, lo que estaría demostrando su eficiencia en el pozo. Además cuando se inspeccionó la varilla se encontraron indicios de corrosión.

Para el caso de la intervención por tubería, se realizó una prueba de presión, dando como resultado tubería en óptimas condiciones.

En la intervención por barra lisa se cambió por una nueva, debido a que ésta se encontraba partida. Y por último en la intervención del pozo por bomba, se instaló una bomba Pampa nueva.

Más adelante se grafica el run life para cada una de las intervenciones, que en conjunto con el historial de intervenciones, muestran de manera más clara los eventos mencionados anteriormente.

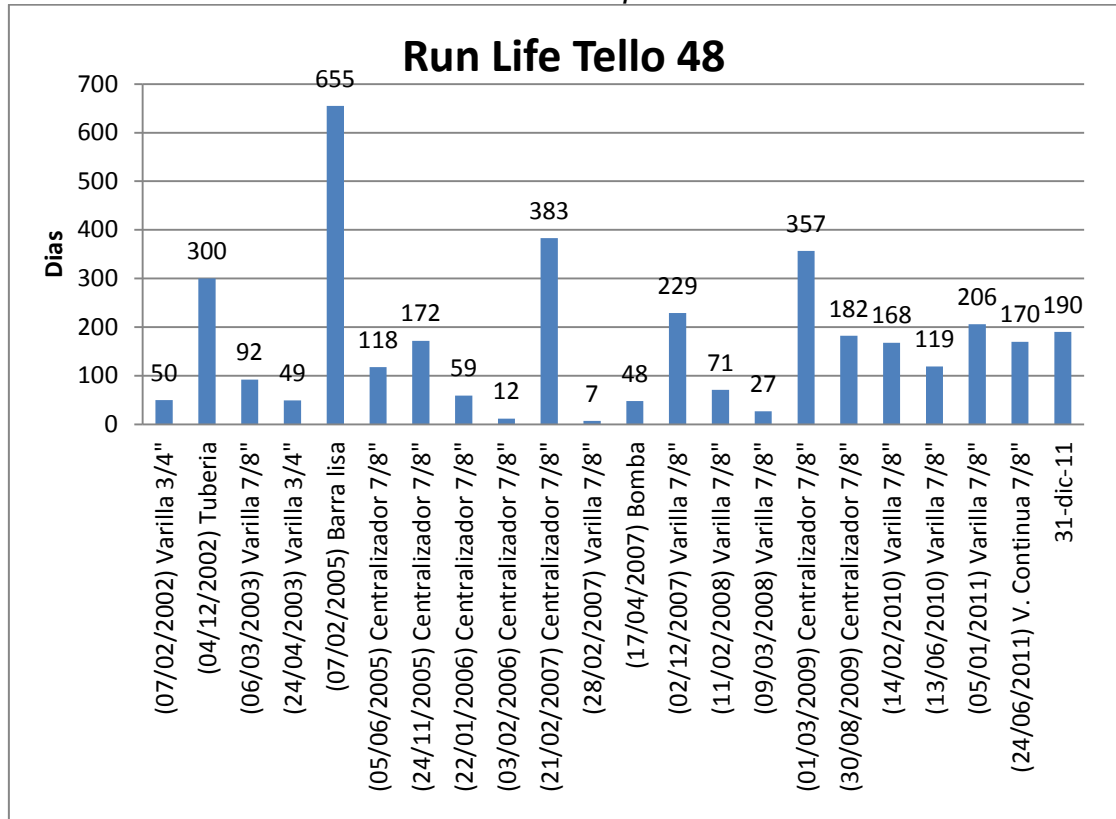
Gráfico 10. Porcentaje de intervenciones del pozo Tello 48.



Fuente: Los autores.

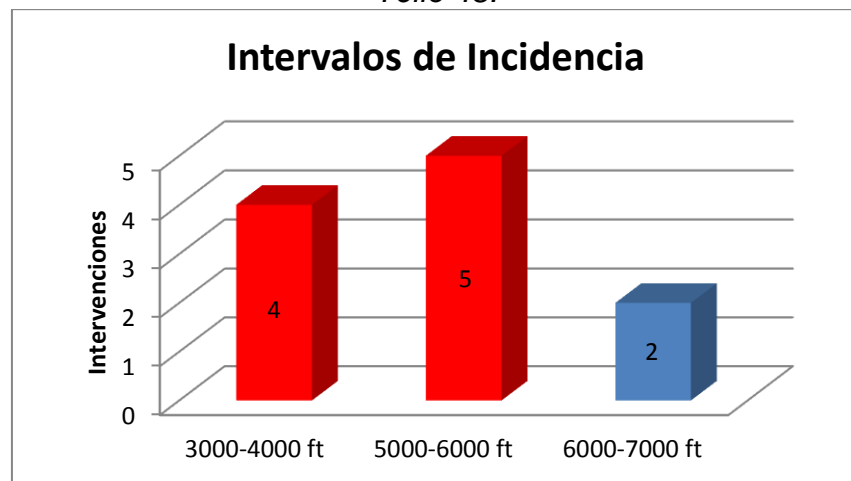
En el gráfico anterior, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Tello 44 han sido por varilla convencional.

Gráfico 11. Runlife del pozo Tello 48.



Fuente: Los autores.

Gráfico 12. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Tello 48.

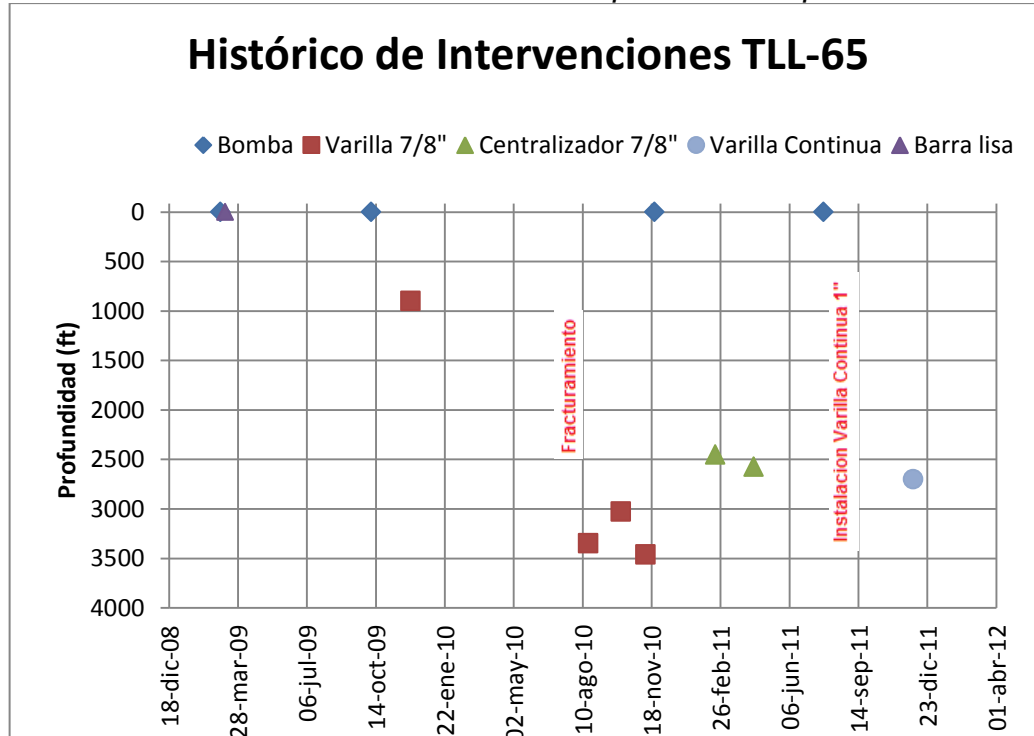


Fuente: Los autores.

En este gráfico, se puede observar que el intervalo de mayor incidencia por varilla partida (convencional y continua) se encuentra entre 3000-6000 ft.

➤ TELLO 65

Gráfico 13. Historial de intervenciones por fallas del pozo Tello 65.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior se observan en total 12 intervenciones durante el periodo de estudio, desde finales del año 2008 hasta finales de 2011. De las cuales 4 son por varilla convencional, 4 por bomba, 1 por barra lisa, 1 por varilla continua y 2 por centralizadores.

Para los eventos de la varilla convencional, se tiene que todos son por varilla partida de 7/8" de diámetro, en donde los tres últimos sucedieron a profundidades cercanas. Todas las fallas se presentaron en el cuerpo de la varilla, y en los reportes se aclara que la sarta se encuentra en buenas condiciones, es decir, que no estaría siendo afectada por corrosión.

En 3 de las 4 intervenciones por bomba, se presentó el mismo tipo de falla repetitiva en donde la bomba se encuentra desgastada y en la última de ellas se sospechó que la bomba se había desconectado, para ello se procedió a sacar la tubería y se aseguró su posición.

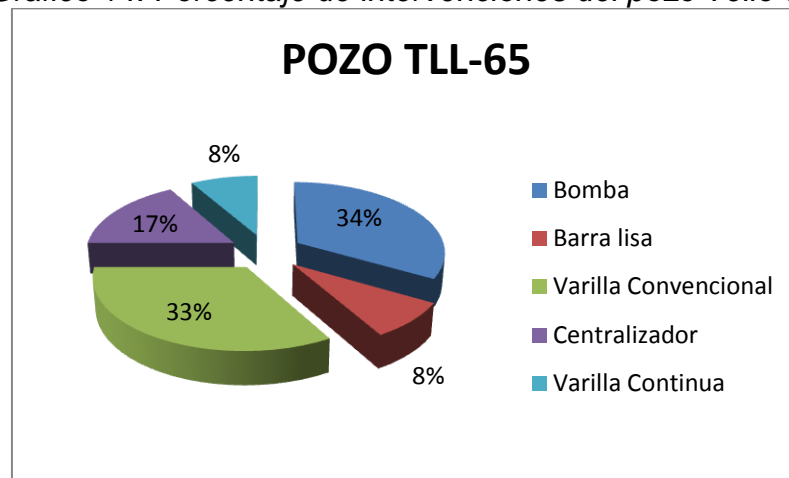
En cada caso de intervención por centralizadores, se encuentra 1 centralizador de 7/8" partido por el cuerpo.

Para la intervención por barra lisa, se llevo a cabo la instalación de una barra lisa nueva. En los reportes no se especifica si la barra anterior se encontraba en buenas o en malas condiciones, o el motivo de por que se realiza el cambio.

En la fecha del 15 de agosto/2011 se instaló por primera vez varilla continua de 1" de diámetro tipo 970N. Después de 4 meses de uso se interviene el pozo debido a que la varilla se parte. Durante esta intervención se decide cortar y retirar 1000 pies de varilla continua para remplazarlos por varilla convencional.

Más adelante se grafica el run life para cada una de las intervenciones. (Ver Gráfico 15).

Gráfico 14. Porcentaje de intervenciones del pozo Tello 65.



Fuente: Los autores.

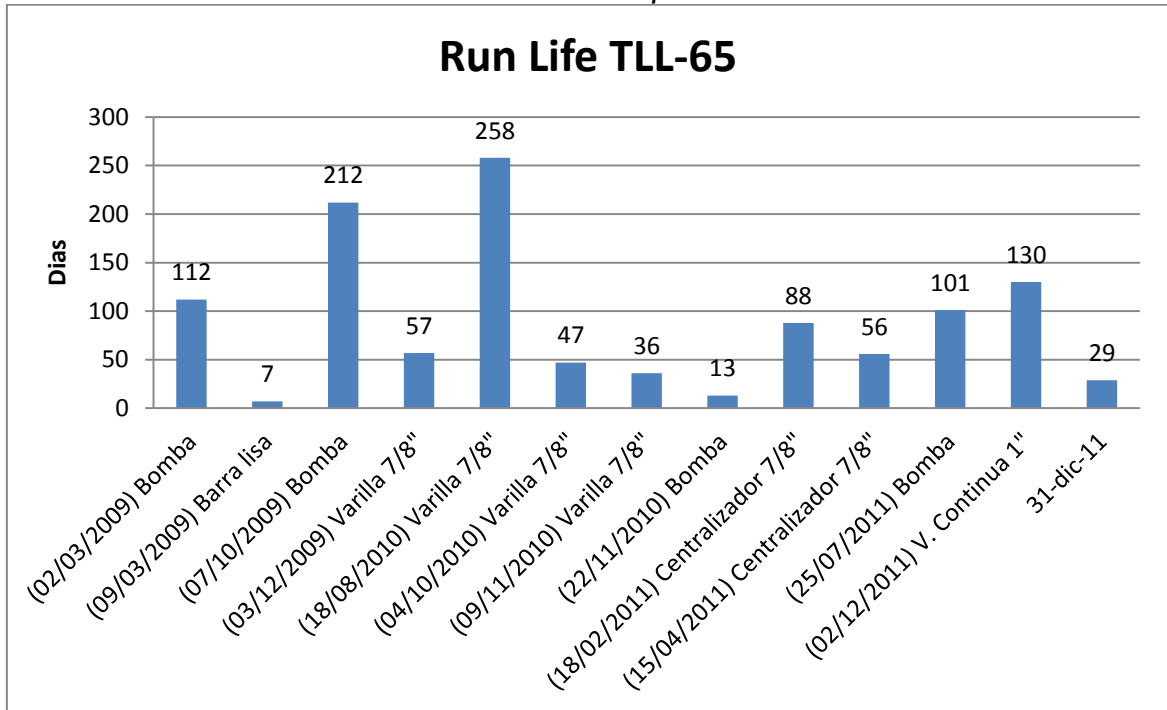
En el gráfico anterior, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Tello 65 han sido por varilla convencional y por bomba.

Para el run life es importante resaltar que en este pozo se logró corregir el problema que presentaba la bomba, ya que desde julio de 2011 no ha vuelto a fallar.

Desde que se instaló la varilla continua hasta la fecha final de estudio, es decir en cuatro meses y medio, ésta ha fallado 1 sola vez. Con lo anterior se puede decir que el tiempo no es suficiente para saber si la varilla continua ha tenido un buen desempeño.

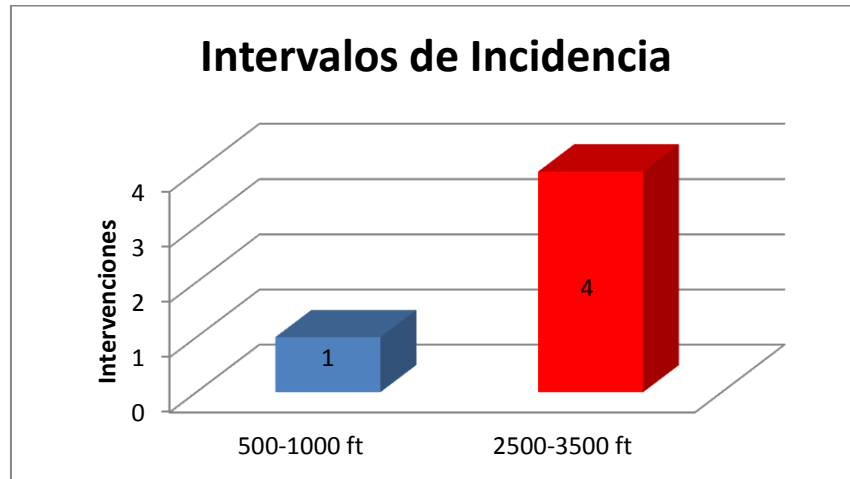
Además cabe mencionar que las intervenciones por varilla convencional y la intervención por varilla continua se han presentado a la misma profundidad aproximadamente, lo que hace suponer que las fallas estén relacionadas con las cargas laterales.

Gráfico 15. Run life del pozo Tello 65.



Fuente: Los autores.

Gráfico 16. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Tello 65.

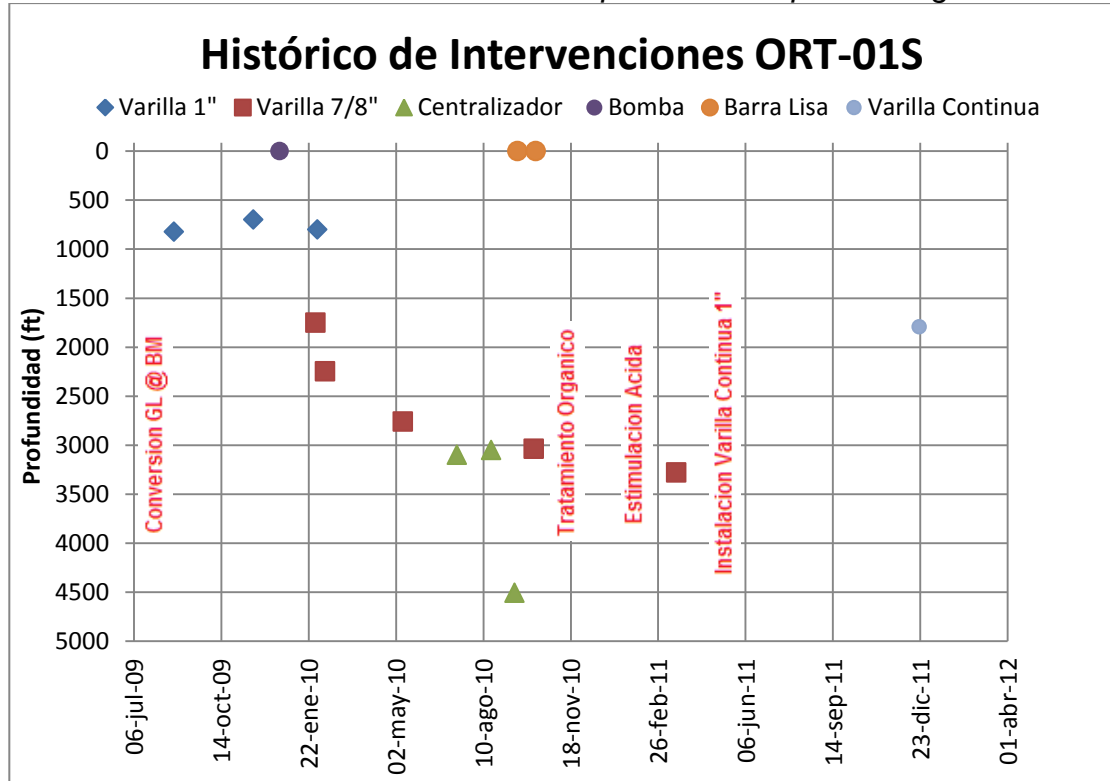


Fuente: Los autores.

En este gráfico, se puede observar que el intervalo de mayor incidencia por varilla partida (convencional y continua) se encuentra entre 2500-3500 ft.

➤ **ORTEGA 01 SUR**

Gráfico 17. Historial de intervenciones por fallas del pozo Ortega 01 Sur.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior se observan en total 15 intervenciones durante el periodo de estudio, desde mediados del 2009 hasta finales de 2011. De las cuales 8 son por varilla convencional, 3 por centralizadores, 1 por bomba, 2 por barra lisa y 1 por varilla continúa

Para los eventos de la varilla convencional, se tiene que 3 de ellos son por varilla partida de 1" de diámetro, las cuales se encuentran partidas por el cuerpo.

Las otras 5 intervenciones fueron por varilla partida de 7/8" de diámetro, en donde la sarta estaba centralizada y en buenas condiciones, lo que hace suponer que no existían problemas de corrosión.

La intervención por bomba se realizó porque la bomba se encontraba pegada.

Para los tres casos de los centralizadores de 7/8", se observó que tanto en el primero como el último caso el acople del centralizador sale partido y en el otro

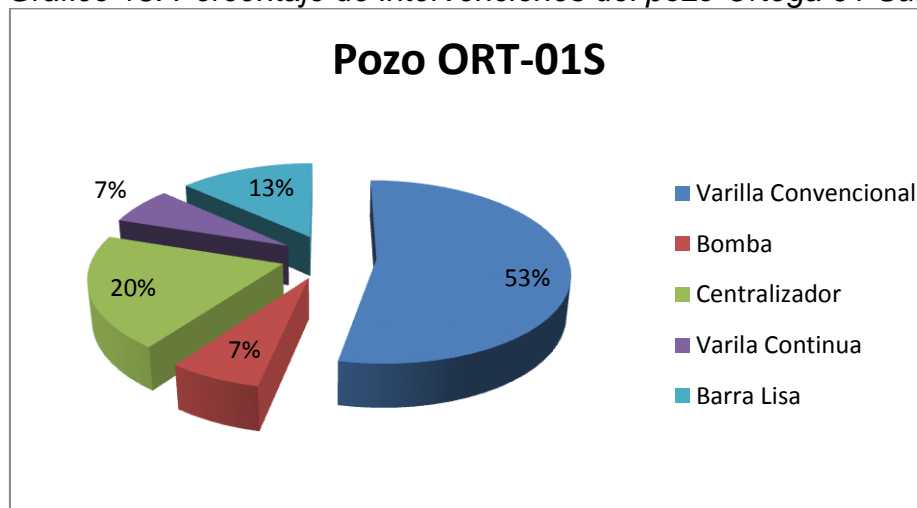
caso el centralizador se parte en el cuerpo. En las tres intervenciones se encuentra además que la sarta de varillas está en buenas condiciones.

En ambas intervenciones por barra lisa, se realizó cambio de barra lisa y prensaestopas.

El 19 de Marzo/2011 se instaló por primera vez varilla continua de 1" tipo 970N. En diciembre del mismo año la varilla se parte por el cuerpo, después de un excelente rendimiento durante más de nueve meses.

Más adelante se grafica el run life para cada una de las intervenciones.

Gráfico 18. Porcentaje de intervenciones del pozo Ortega 01 Sur.

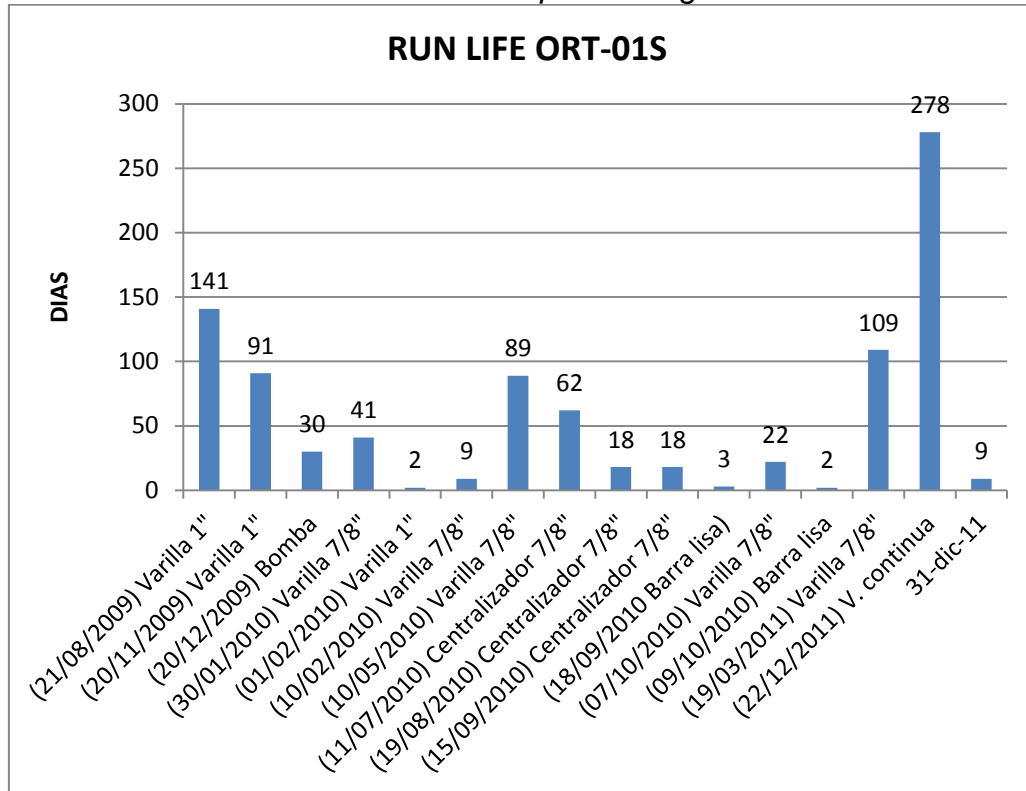


Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Ortega 01 Sur han sido por varilla convencional.

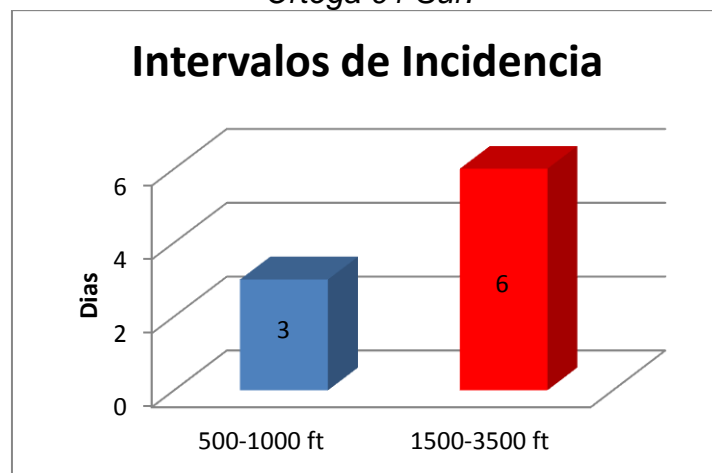
En el run life es importante resaltar que en este pozo la instalación de la varilla continua ayudó a reducir el número de intervenciones por varilla convencional. Además, con la ayuda de la varilla continua se eliminó el uso de centralizadores y por ende la necesidad de realizar intervenciones por varilla convencional y por los mismos centralizadores, sin necesidad de detener la producción del pozo.

Gráfico 19. Runlife del pozo Ortega 01 Sur.



Fuente: Los autores.

Gráfico 20. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Ortega 01 Sur.

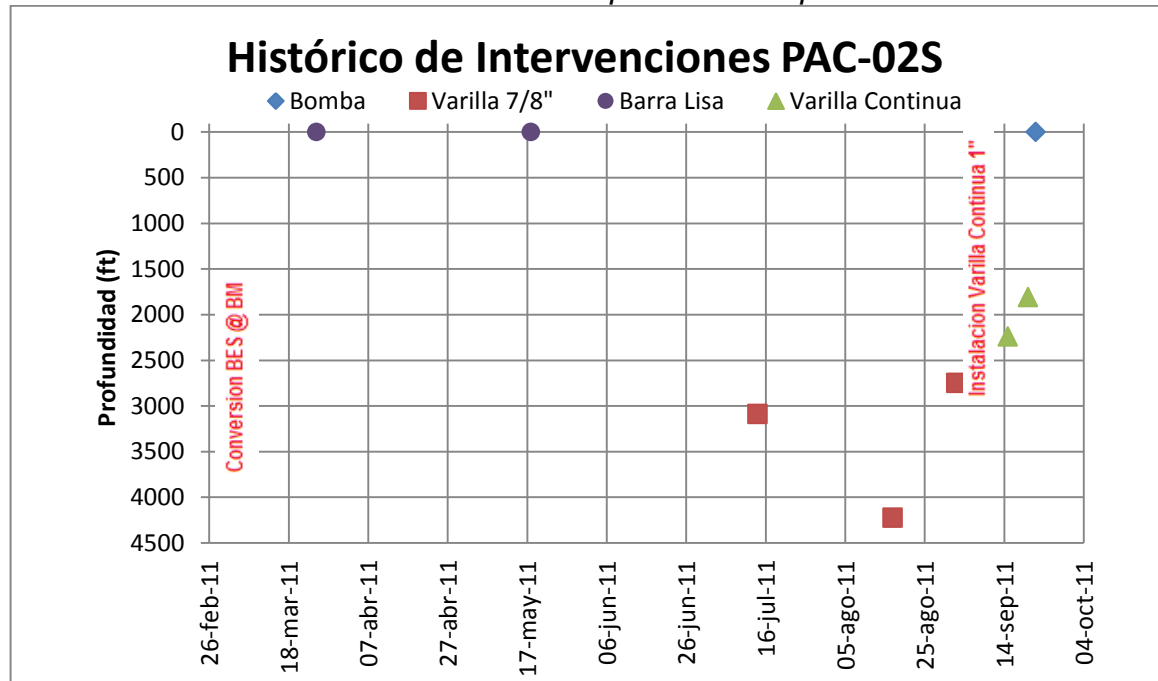


Fuente: Los autores.

En este gráfico, se puede observar que el intervalo de mayor incidencia por varilla partida (convencional y continua) se encuentra entre 1500-3500 ft.

➤ PACANDÉ 02 SUR

Gráfico 21. Historial de intervenciones por fallas del pozo Pacandé 02 Sur.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior se observan en total 8 intervenciones durante el periodo de estudio, desde comienzos del 2011 hasta finales del mismo año. De las cuales 3 son por varilla convencional, 2 por barra lisa, 1 por bomba y 2 por varilla continúa.

Para los eventos de la varilla convencional, se tiene que todos ellos son por varilla partida de 7/8" de diámetro y en donde la varilla presentó fatiga por corrosión.

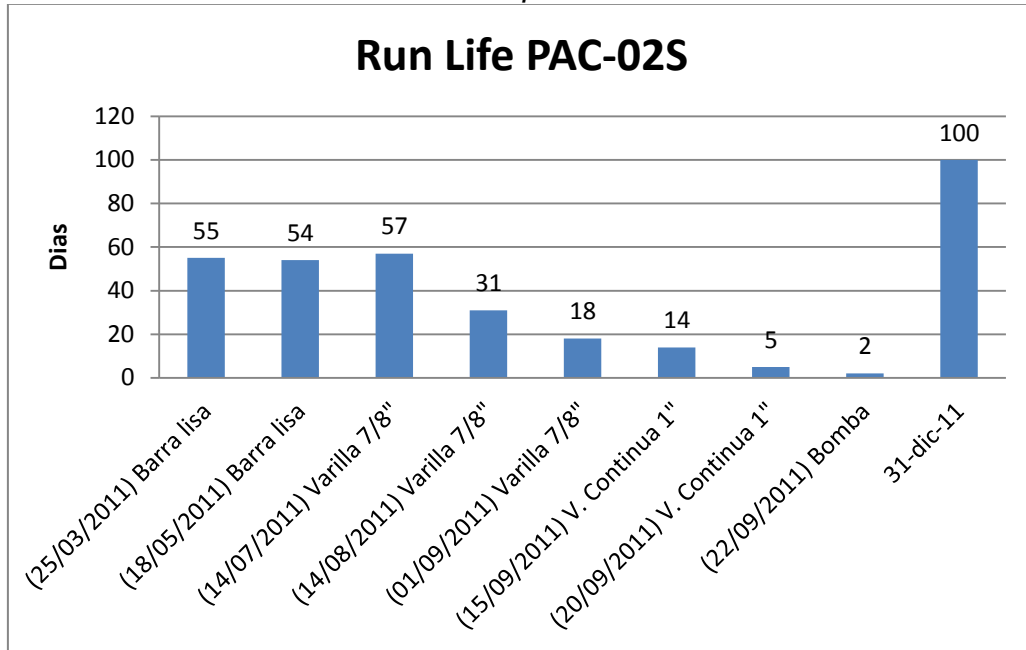
En la última intervención por varilla convencional, se instaló varilla continúa de 1" y 7/8" tipo 970N. Posterior a esto, la varilla continúa falló dos veces, en ambos casos la varilla se partió en el cuerpo.

En ambas intervenciones por barra lisa, se realizó cambio por barra lisa partida. Y por último, en la intervención por bomba, se realizó cambio de bomba de 2 ¼" a una de 1 ¾".

A continuación se grafica el run life para cada una de las intervenciones. Aquí es importante resaltar que después de la última intervención, la varilla continúa lleva 102 días sin fallar hasta la fecha de estudio, dando buenas expectativas para el futuro desempeño de la sarta de varillas. Además si se compara la cantidad de

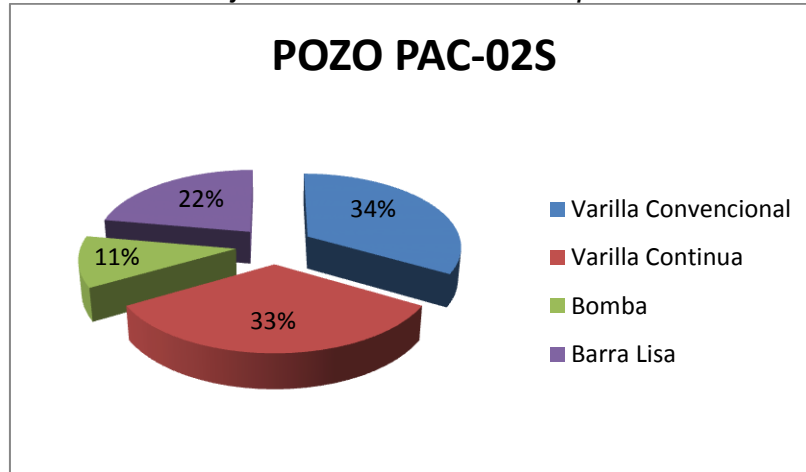
días que lleva la varilla continua sin fallar con respecto a los días entre intervención por varilla convencional, se puede concluir que ha beneficiado el run life.

Gráfico 22. Runlife del pozo Pacandé 02 Sur.



Fuente: Los autores.

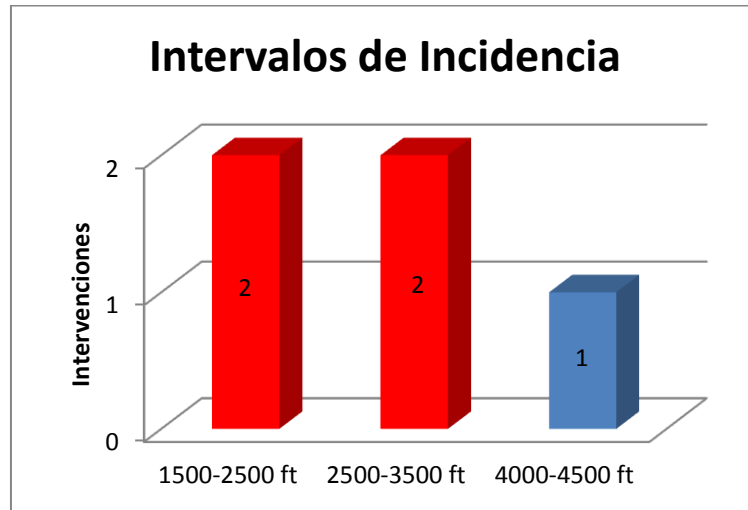
Gráfico 23. Porcentaje de intervenciones del pozo Pacandé 02 Sur.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Pacandé 02 Sur han sido por varilla convencional.

Gráfico 24. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Pacandé 02 Sur.

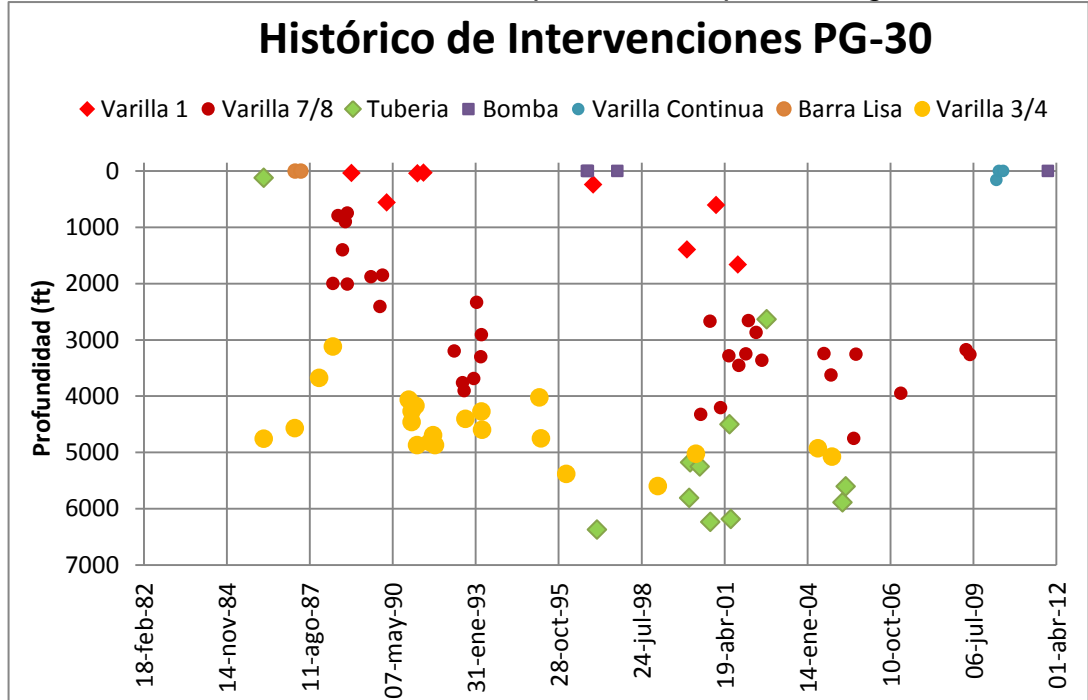


Fuente: Los autores.

En este gráfico, se puede observar que el intervalo de mayor incidencia por varilla partida (convencional y continúa) se encuentra entre 1500-3500 ft.

➤ **PALOGRANDE 30**

Gráfico 25. Historial de intervenciones por fallas del pozo Palogrande 30.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior se observan un total de 82 intervenciones durante el periodo de estudio, que va desde finales de 1984 hasta finales de 2011, y de las cuales 63 fueron por varilla convencional, 11 por tubería, 2 por barra lisa, 3 por bomba y 3 por varilla continua.

Para las intervenciones por varilla convencional, se conoce que 33 fueron por varilla partida de 7/8", 22 por varilla partida de 3/4" y 8 por varilla partida de 1". Para los tres casos de varilla convencional, la mayoría de intervenciones fueron pin superior o por pin inferior partido y para los casos restantes el acople fue quien se partió.

Para las intervenciones por tubería, se reporta que todas fueron por tubería rota, que en su mayor parte se debió al desgaste interno por fricción, y en contados casos por colapso de la tubería.

En las tres intervenciones por barra lisa se cambiaron porque se encontraron partidas.

Ahora para las intervenciones por bomba, en los dos primeros casos se reporta que la bomba se encontraba pegada y en la última intervención, se observó que la

bomba se encontraba desgastada y la sarta de varillas convencionales tenía indicios de corrosión.

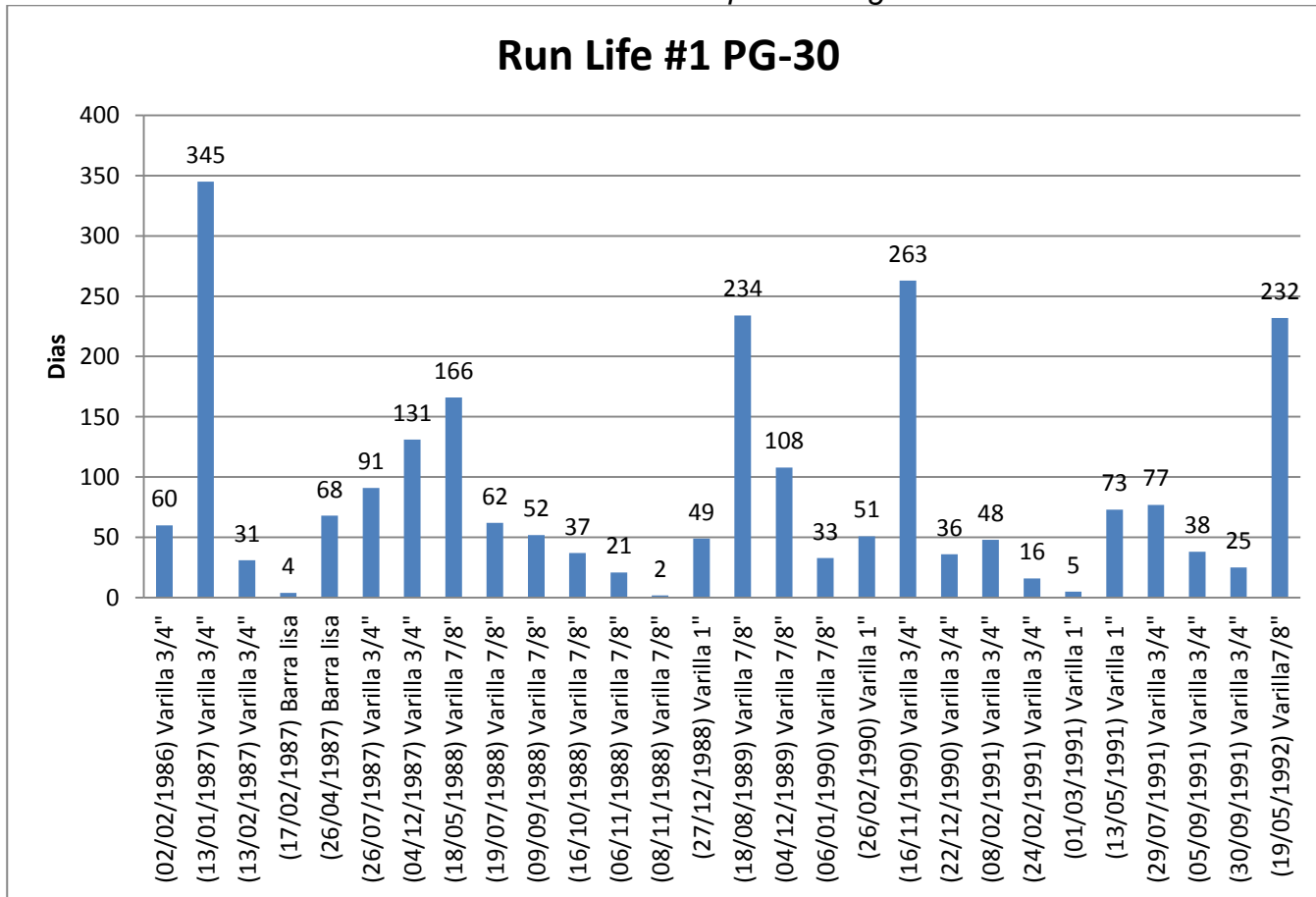
El 26 de Febrero/2010 se instala la varilla continua de 1" en el tramo de la varilla convencional del mismo diámetro. Posteriormente, se realizan tres intervenciones, de los cuales los dos primeros fueron por varilla continua partida cerca de la unión entre la convencional y la continua, lo que puede deberse a un problema de soldadura. En la última intervención (29 de Junio/2010), se toma la decisión de instalar de nuevo varilla convencional, retirando por completo la varilla continua en este pozo.

A continuación se grafica el run life para cada una de las intervenciones.

Es importante mencionar que la varilla continua fue instalada con el fin de medir su desempeño en comparación con la varilla convencional. Como se dijo anteriormente, ésta varilla fue instalada donde se encontraba la varilla convencional de 1", y allí permaneció menos de seis meses, tiempo insuficiente para determinar si la varilla continua funciona o no.

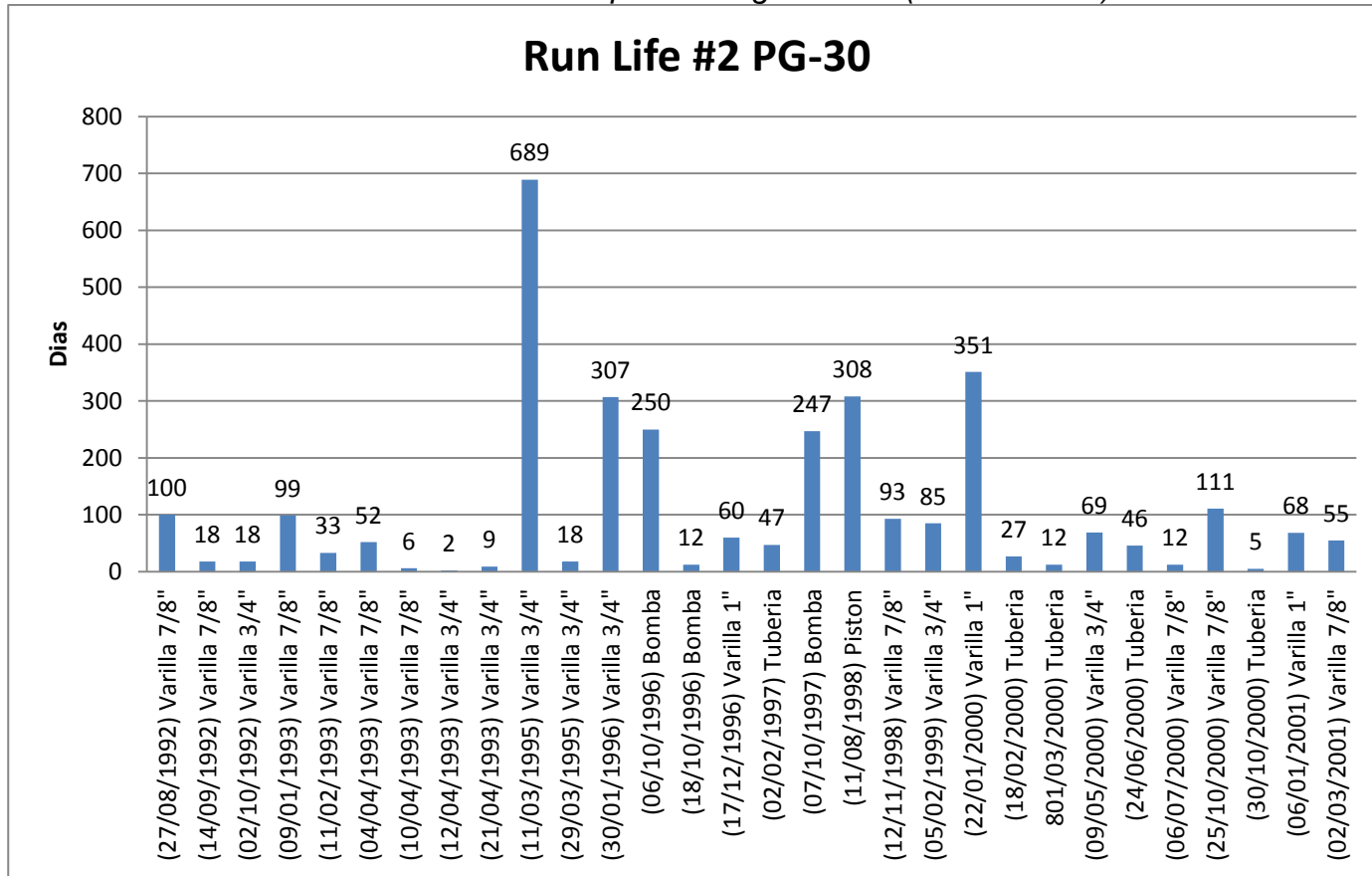
Después de que se decide colocar de nuevo la varilla convencional (29 de Junio/2010) hasta la fecha final de estudio lleva año y medio sin fallar.

Gráfico 26.Runlife del pozo Palogrande 30.



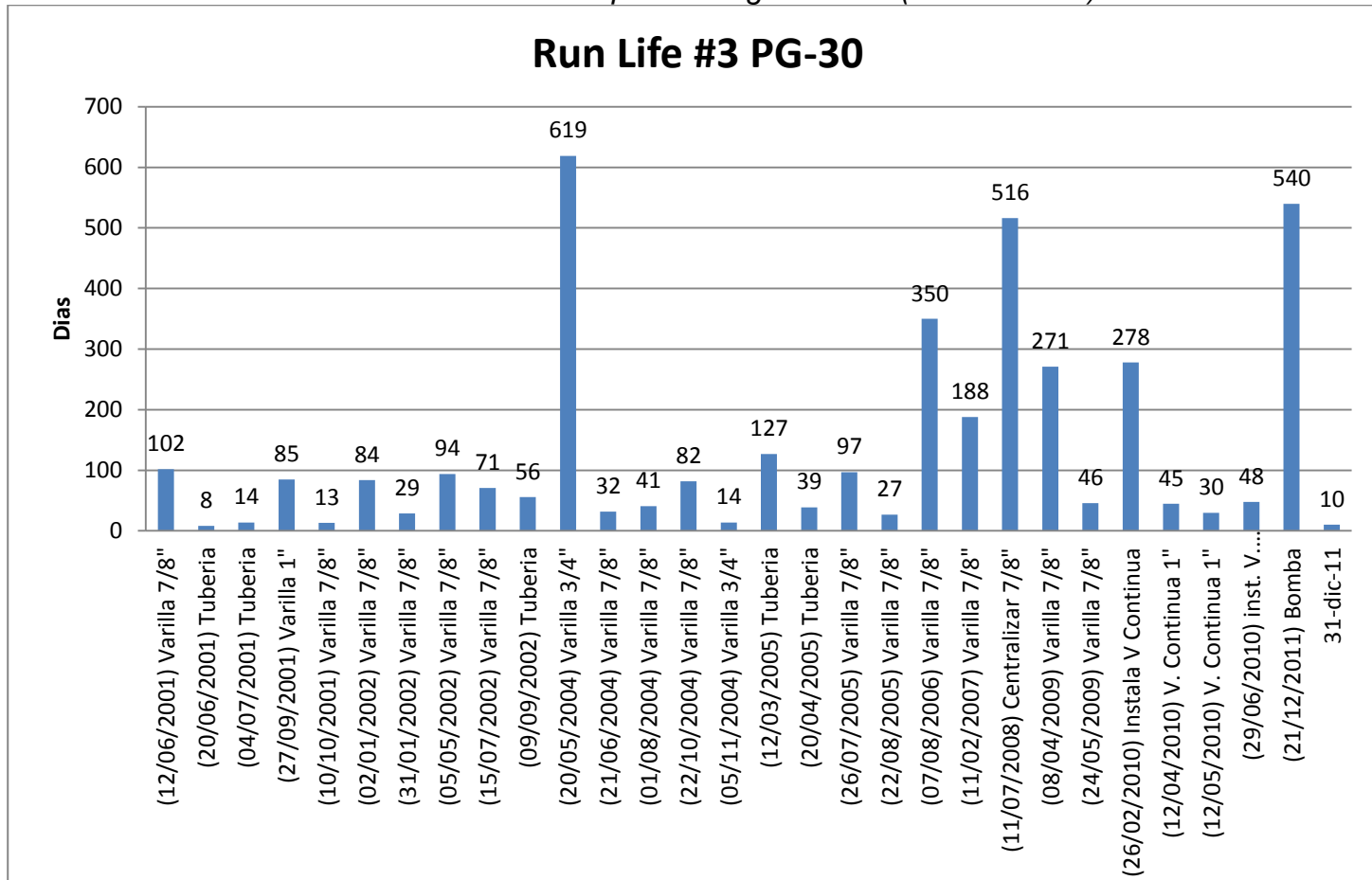
Fuente: Los autores.

Gráfico 26. Run life del pozo Palgrande 30.(Continuación).



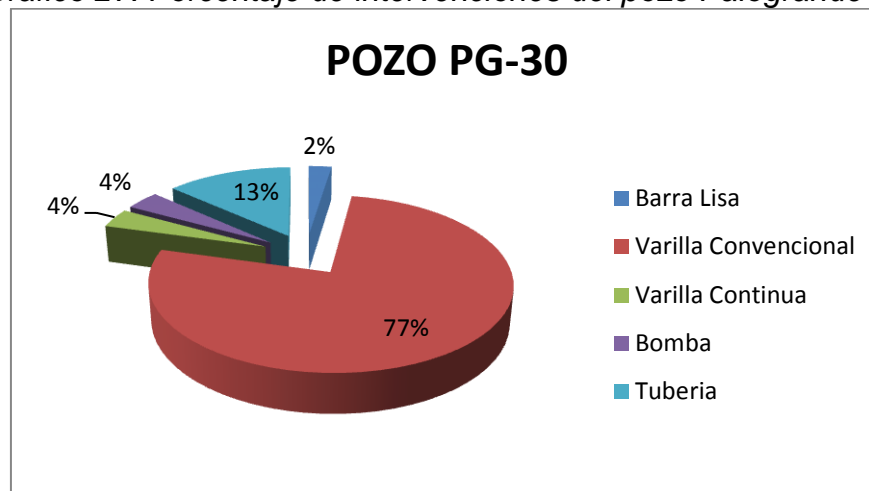
Fuente: Los autores.

Gráfico 26. Run life del pozo Palogrande 30. (Continuación).



Fuente: Los autores.

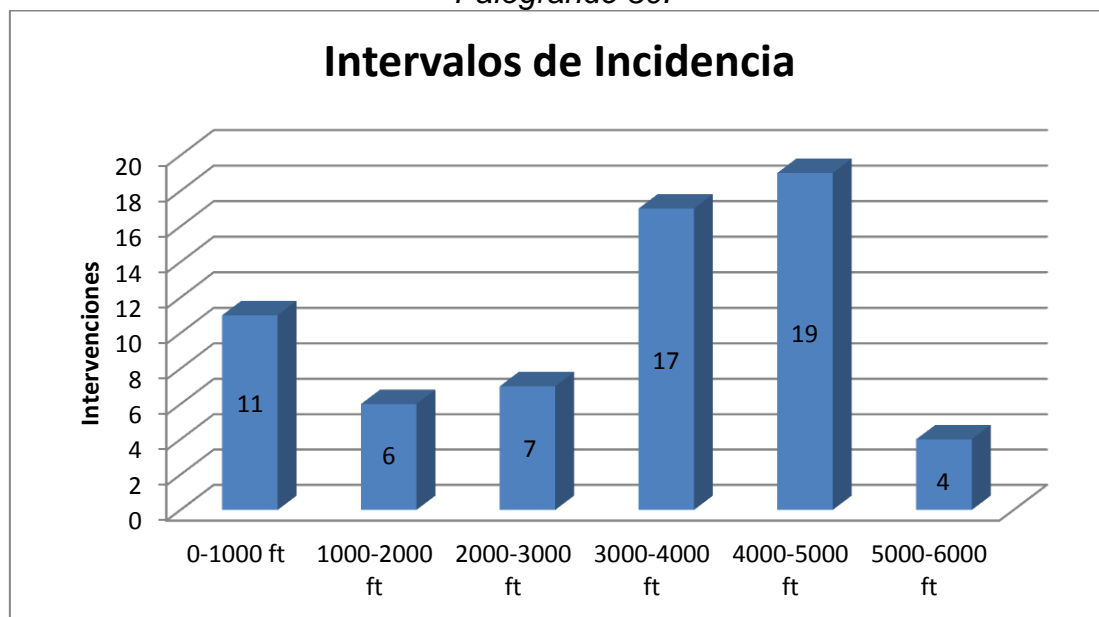
Gráfico 27. Porcentaje de intervenciones del pozo Palogrande 30.



Fuente: Los autores.

En el gráfico anterior, se ve claramente como el mayor porcentaje de intervenciones en el pozo Palogrande 30 Sur han sido por varilla convencional.

Gráfico 28. Intervalos de incidencia de intervenciones por varilla partida del pozo Palogrande 30.



Fuente: Los autores.

En este gráfico, se puede observar que el intervalo de mayor incidencia por varilla partida (convencional y continua) se encuentra entre 3000-5000ft.

2.2 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS

Con el fin de hacer un análisis más amplio del porqué de las fallas reiterativas primordialmente en varilla, aun cuando se ha optado por instalar varilla continua, de la que se esperaría un óptimo desempeño, se analizaron las propiedades fisicoquímicas de los campos en los que se encuentran nuestros pozos de estudio, con el fin de encontrar posibles problemas tanto de incrustación y de corrosión, que podrían estar afectando el rendimiento y la integridad de la varilla y la tubería.

Para saber si el agua de los campos estaba generando problemas de incrustación o de corrosión, se analizaron los Índices de Langelier y de Ryznar suministrados por la SOH para saber si el agua era de tipo incrustante o corrosiva.

El índice de Langelier, sirve para predecir el pH de saturación de cualquier agua teniendo en cuenta los equilibrios del carbonato cálcico y su solubilidad a diferentes temperaturas. Si el índice de Langelier de un agua es negativo su tendencia será a ser corrosiva. En general se interpreta como la posibilidad de que el agua sea agresiva. Si el índice de Langelier es positivo, el agua tendrá tendencia a formar incrustaciones de carbonato cálcico. Cuanto más alejado está el pH del agua del pH de saturación, más pronunciada será la inestabilidad.

Basándose en diversos estudios reales sobre distintos sistemas, Ryznar modificó el índice de Langelier para predecir la tendencia incrustante o corrosiva de un agua. $IR = 2 \cdot pH_s - pH$. Si el resultado es inferior a 6, el agua tendrá tendencia incrustante y si este es superior a 7 la tendencia será corrosiva.

A continuación se muestra la forma en la que estos dos índices se calculan:

$$ISL = pH - pH_s$$

$$IR = 2pH_s - pH$$

Donde:

$pH = -\text{Log} [H^+]$

pH_s (pH de saturación de $CaCO_3$)

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

Donde:

$$A = \frac{(\log_{10}(TDS) - 1)}{10}$$

$$B = -13.12 \log_{10}(\text{°C} + 273) + 34.55$$

$$C = \log_{10}[\text{Ca}^{++} \text{ unidades de CaCO}_3] - 0.4$$

$$D = \log_{10}[\text{Alc. unidades CaCO}_3]$$

ISL=0 Neutra

ISL>0 Depósitos-Incrustación

ISL<0 Corrosiva

IR=6.5 Neutra

IR>6.5 Corrosiva

IR<6.5 Incrustante

Tabla 10. Índices de Langelier y de Ryznar – SOH, 2011.

CAMPOS	TDS ppm	PH	A	B	C	D	pHs	ISL	IR
Pacandé	8426.760	7.502	0.293	1.474	2.484	2.638	5.944	1.558	4.386
D. Terciarios	2728.691	7.446	0.244	1.802	2.144	2.471	6.730	0.716	6.014
Palogrande	6158.411	7.591	0.279	1.538	2.519	2.663	5.935	1.656	4.279
Tello	9920.502	7.110	0.300	1.446	2.585	2.839	5.622	1.488	4.134
Ortega	617.394	7.190	0.179	1.748	2.202	2.462	6.563	0.627	5.935

Fuente: Ecopetrol S.A.

De la anterior tabla se puede observar que todos los índices son mayores que cero y menores que 6.5, lo que nos indica que según los índices de Langelier y Ryznar las aguas de los campos donde se encuentran los pozos en estudio son incrustantes.

Éste tipo de comportamiento nos genera problemas de taponamientos y pegas. Cuando las incrustaciones se forman en la tubería, el área por debajo de la incrustación es vulnerable a la corrosión.

Sabiendo que el H₂S, el CO₂ y el O₂, son agentes que contribuyen a la corrosión, se analizaron sus concentraciones teniendo en cuenta las respectivas normas NACE (MR 0175-88, SP 0106 y MR 0176).

En la siguiente tabla se puede determinar que los campos Palogrande, Pacandé y Tello sufren de problemas severos de corrosión, determinados por sus valores de

CO₂ y H₂S; para el campo Dina Terciarios estos valores están por debajo del límite severo, sin embargo están muy cerca a éste.

Es evidente que los campos poseen ambientes tanto corrosivos generados por agentes como el CO₂ y H₂S, como ambientes incrustantes generados por las aguas de formación, acompañados de elevados cortes de aguas. Juntos generan grandes implicaciones en el bajo rendimiento y pobre desempeño de la sarta de varilla y de la sarta de tubería.

Tabla 11. Propiedades fisicoquímicas de los gases y las aguas de los campos de la SOH.

PROPIEDAD	CAMPO				
	PACANDE	D. TERC.	ORTEGA	P/GRANDE	TELLO
BSW	95.3	76	60	87.5	84.1
T °C	58.9	40.4	40.4	55.2	60.6
pH	7.5	7.4	7.6	7.6	7.1
CO2 % Vol. (gas)	2.6	1.5	-	2.5	3.3
H2S (ppm)	9.2	3.4	-	9.5	13.3
CO2 (ppm)	249.2	163.8	180	284.7	265.6
Alcalinidad (ppm)	434.6	296	450	460	690.3
SO4 (ppm)	49.2	10.8	-	8.4	3.1
TDS (ppm)	8426.8	2728.7	9.0	6158.4	9920.5
CL (ppm)	5129.4	1610.8	-	3339.3	4602.5
Conductividad (MS)	15.6	5.6	-	13.5	18.8
Dureza Total (ppm)	1204.9	773	16040	1240.7	1329.3
Fe Total (ppm)	0.5	0.4	-	0.3	1.2

Fuente: Ecopetrol S.A

*Nota: Los campos que se encuentran en blanco, se les asigna un guion (-) debido a que no se tienen los datos en la superintendencia.

Finalmente, se puede concluir de este capítulo, que el mayor porcentaje de intervenciones en los siete pozos estudiados, ha sido por varilla convencional.

Además, que las fallas tienden a presentarse en profundidades cercanas según los gráficos de intervalos de incidencia.

Por otro lado, se determina que la instalación de varilla continua en todos los pozos ha sido reciente, es decir, que tiene muy poco tiempo de haberse implementado y poder determinar si ha sido útil en bombeo mecánico con respecto a la varilla convencional.

De acuerdo al estudio de las propiedades fisicoquímicas, se concluye que en todos los siete pozos existen ambientes incrustantes, generados por las aguas de formación y que además de esto, los pozos Tello 44, 48 y 65, Palogrande 30 y Pacandé 02 Sur están siendo también afectados por ambientes corrosivos, generados por CO₂ y H₂S. Muy posiblemente las fallas de estos cinco pozos están relacionadas con el desgaste ocasionado por estos agentes.

3 ANÁLISIS DIAGNÓSTICO

En esta sección se analizan los resultados del software RodStar-D junto con los datos del capítulo anterior, para ver que conclusiones se obtienen.

Los datos del software que se analizarán para cada pozo serán: la eficiencia del sistema, la eficiencia de la bomba, la carga en la estructura de la unidad, la carga de tensión de la varilla, la tensión mínima de fondo y la carga en la caja reductora.

Eficiencia del Sistema

La eficiencia del sistema es un indicador importante de las condiciones operativas del sistema. Este número muestra cuán eficiente el sistema de bombeo mecánico convierte la energía eléctrica en el trabajo necesario para llevar a superficie el fluido producido.

Una eficiencia de 40% a 50% es excelente. Eficiencias de sistema de 20% a 30% son comunes en pozos con fuga en válvulas o pistón gastado. Cuando la eficiencia se encuentra por debajo del 10% puede estar indicando fugas por tubería, bomba gastada, interferencia de gas severa o golpe de fluido.

Eficiencia de la Bomba

Este número muestra la eficiencia de la bomba para desplazar fluidos.

Una eficiencia de bomba entre 75% y 95% es excelente. Una alta eficiencia de la bomba sugiere que la bomba se encuentra en buenas condiciones mecánicas. Una baja eficiencia en la bomba muestra que la bomba está en pobres condiciones mecánicas lo que puede deberse a un llenado incompleto de la bomba causado por golpe de fluido o interferencia por gas.

Una baja eficiencia en la bomba también puede deberse a fugas en tubería, para esto es necesario realizar una prueba de presión para verificar que tal fuga existe.

Carga en la Estructura de la Unidad

Este número se da en porcentaje y muestra si la carga en la barra lisa excede el rango estructural de la unidad. Debe ser menor a 100% para evitar daños o fallas estructurales en la unidad de bombeo. Si se da el caso en el que el valor porcentual es muy bajo, demuestra que la unidad está sobredimensionada.

Carga de Tensión en las Varillas

Con el fin de maximizar la vida de las varillas, la carga de tensión debe ser inferior a 100%. Si el software arroja un valor por encima del 100% se debe rediseñar la sarta de varillas.

Tensión Mínima de Fondo

Una tensión mínima de fondo negativa puede causar ruptura prematura en las varillas. Si el software arroja un valor negativo se debe rediseñar la sarta de varillas.

Carga en la Caja Reductora

Este valor porcentual debe mantenerse por debajo de 100%.

Todos estos valores se analizarán con el fin de establecer si las condiciones de operación se encuentran bajo rangos de tolerancia permisibles. Además se analizará la geometría 3D de cada uno de los pozos junto con sus cargas laterales, con el propósito de hacer un comparativo final de los intervalos de mayor incidencia mostrados en el capítulo anterior, con las cargas presentes en cada sección.

SOFTWARE RODSTAR

Es un programa desarrollado por Theta Enterprise que utiliza un modelo de la ecuación de onda para la sarta de varillas y la geometría de la unidad de bombeo. Representa el estado del arte en diseño de pozos por bombeo mecánico. De manera que usando Rodstar puede simularse cualquier sistema de bombeo y predecir su comportamiento con exactitud. Además incluye los efectos de la inercia de los fluidos, que si no se toman en cuenta se generan grandes errores. Rodstar proporciona al ingeniero la posibilidad de probar ideas sin necesidad de usar equipo real que implican costos.

Este programa es la herramienta mas avanzada disponible para predecir el efecto de los cambios en el sistema, que permite predecir el comportamiento o las cargas del nuevo sistema. Predice la producción, cargas, tensión, torque y consumo de energía para diferentes geometrías de unidad de bombeo y así mismo comparar las unidades.

Programas como el Rodstar se han convertido en más que un lujo, una necesidad, esto siempre y cuando, sea utilizado por los ingenieros y se lleven a cabo las simulaciones y se generen análisis.

Ver Anexo B, donde se explica el procedimiento de diseño de pozos utilizando el software Rod-Star.

➤ **DINA TERCIARIOS 83**

Tabla 12. Datos de salida de RodStar-D para el pozo DT 83.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef.Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	446	80%	2658
1	PR 960 Alloy 140000 0.2	3145	71%	-255

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

- Gearboxloading: 64%
- Systemeff. (Motor->Pump): 45%
- Unitstruct. Loading: 54%
- Pump vol. efficiency: 90%

Ver figura 1 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software.

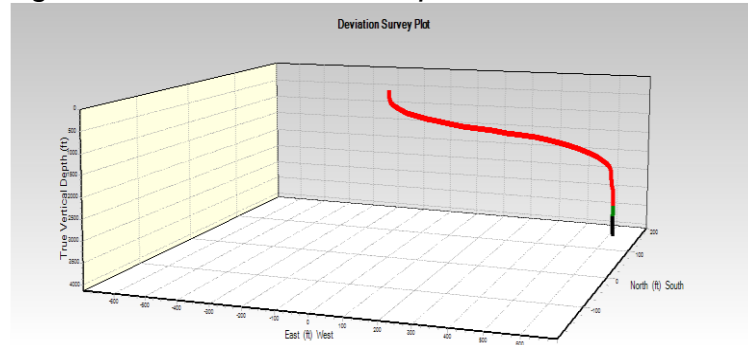
De la anterior tabla se puede observar que:

- La eficiencia del sistema se encuentra entre rangos de eficiencia excelente (40% a 50%).
- La eficiencia de la bomba está entre los rangos de eficiencia excelente (75% a 95%).
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.
- Los valores de la carga de tensión se encuentran por debajo del 100%, esto nos indica que la sarta de varilla está bien diseñada.
- La tensión mínima de fondo para la varilla continua nos da un valor negativo lo que indica que se encuentra en compresión (efectos de boyanza).
- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).

Todos los valores para el pozo DT 83 se encuentran en condiciones adecuadas de operación, lo que indica que se esperaba que la unidad trabajara perfectamente con todos los elementos presentes.

Ahora se determina cuales son los intervalos donde se encuentran los valores de Dog Leg más elevados y las cargas laterales presentes en dicha sección:

Figura 57. Geometría 3D del pozo Dina Terciarios 83.

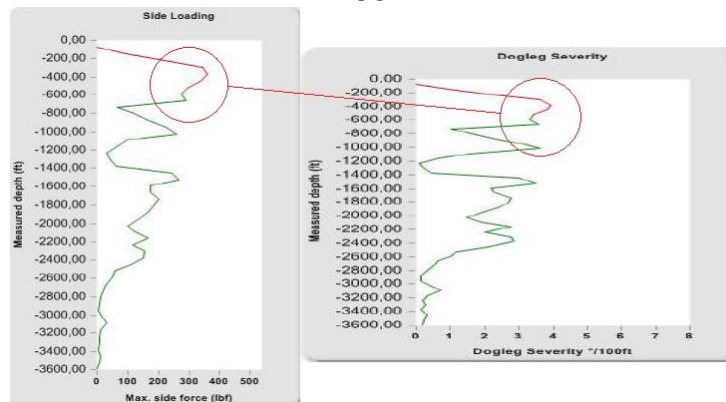


Fuente: Los autores.

Haciendo un comparativo con el gráfico 4 del capítulo anterior, podemos observar que el intervalo de 100 a 300 ft es el que tiene mayor incidencia de intervenciones por varilla continua partida y posee los valores más altos en cargas laterales (400 lbf) y Dog Leg ($4^{\circ}/100\text{ft}$) como se puede apreciar en la siguiente imagen.

Para este caso, el grado de desviación tan alto y las cargas laterales de valores de hasta 400 lbf que existen en los primeros 1000 pies de profundidad del pozo han hecho que la varilla continua falle en repetidas ocasiones.

Figura 58. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}/100\text{ft}$) para el pozo DT 83.



Fuente: Los autores.

➤ **TELLO 44**

Tabla 13. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Tello 44.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef.Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	916	104%	9905
1	PR 970 Alloy 140000 0.2	2042	97%	5554
.875	PR 970 Alloy 140000 0.2	4635	99%	-41
.875	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	108	54%	-333

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

- Gearboxloading: 73%
- Systemeff. (Motor->Pump): 44%
- Unitstruct. Loading: 75%
- Pump vol. efficiency: 85%

Ver figura 5 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software.

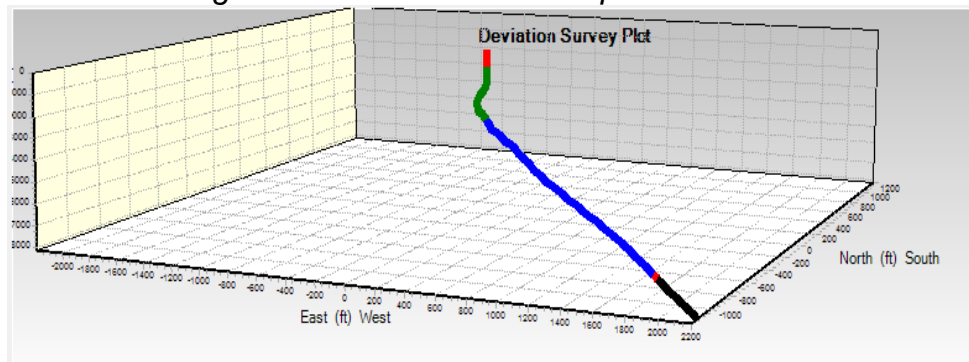
De la anterior tabla se puede observar que:

- La eficiencia del sistema se encuentra entre rangos de eficiencia excelente (40% a 50%).
- La eficiencia de la bomba está entre los rangos de eficiencia excelente (75% a 95%).
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.
- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).

- En las cargas de tensión podemos observar que para la varilla Tenaris de 1" su valor sobrepasa el valor permisible (100%), lo que indica un mal diseño en la sarta. Igualmente para las dos varillas continuas de 1" y 7/8" se puede observar que son valores muy cercanos al permisible lo que hace referencia a un mal diseño. Por esto sería adecuado rediseñar la sarta para maximizar la vida de esta misma.
- La tensión mínima de fondo para la varilla Tenaris 7/8" y la varilla continua de 7/8" nos dan valores negativos lo que indica que las varillas se encuentran en compresión.

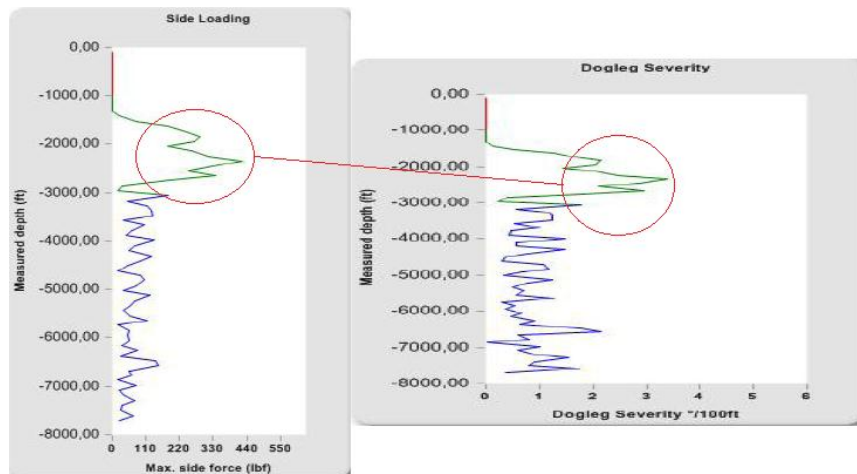
Todos los valores del pozo TLL-44 excepto los valores de la carga de tensión se encuentran bajo condiciones adecuadas de operación. Sería conveniente realizar un nuevo diseño en la sarta ya que los valores de cargas de tensión reflejan un mal diseño.

Figura 59. Geometría 3D del pozo Tello 44.



Fuente: Los autores.

Figura 60. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}/100ft$) para el pozo Tello 44.



Fuente: Los autores.

En relación con el gráfico 8 del capítulo anterior no se observa ninguna relación entre las fallas que se presentaron en los intervalos de mayor incidencia (3000-4000 ft) junto con los valores elevados de cargas laterales, ya que como se evidencia en la imagen anterior, los intervalos con mayores cargas laterales (440 lbf) y dog leg(3.5°/100ft) están entre los 2000 ft y 3000 ft, intervalo en el que si se observa el histórico, sólo se realizó una intervención por varilla 7/8" a la profundidad de 3000 ft.

Para el caso de este pozo las fallas se deben a un posible mal diseño de la sarta de varilla, en el reporte suministrado por Rod-Star se observa claramente que algunos de los tipos de varillas instaladas se encuentran muy cercanas o por encima del valor permisible (100%).

➤ **TELLO 48**

Tabla 14. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Tello 48.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef. Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1.125	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	614	80%	12221
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	3004	102%	7498
.875	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	4672	105%	-333

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

- Gearboxloading: 69%
- Systemeff. (Motor->Pump): 53%
- Unitstruct. Loading: 80%
- Pump vol. efficiency: 85%

Ver figura 6 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software.

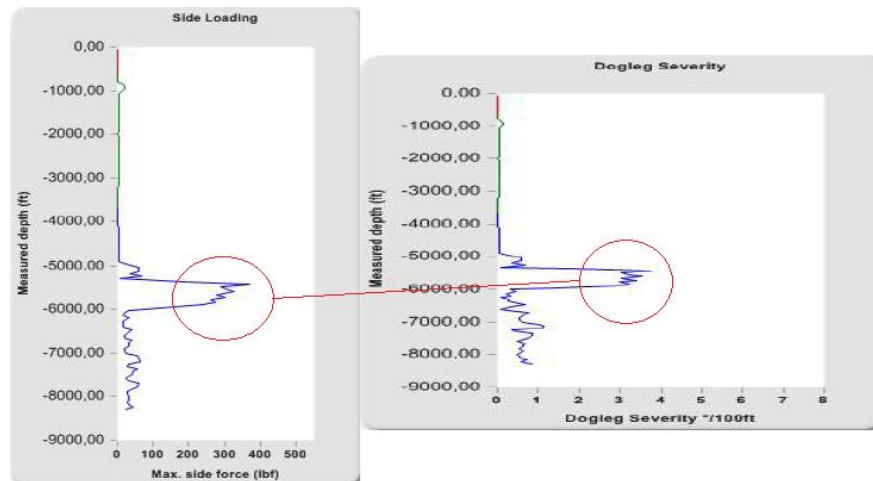
De la anterior tabla se puede observar que:

- La eficiencia del sistema es excelente.
- La eficiencia de la bomba está entre los rangos de eficiencia excelente (75% a 95%).
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.
- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).
- En las cargas de tensión podemos observar que las varillas Tenaris de 1" y 7/8" tienen valores que sobrepasan el 100%, lo que indica que se debe rediseñar la sarta con el fin de maximizar la vida de las varillas.

- La tensión mínima de fondo para la varilla Tenaris 7/8" es un valor negativo, lo que indica que la varilla se encuentra en compresión.

Todos los valores del pozo TLL-48, excepto los valores de la carga de tensión, se encuentran bajo condiciones adecuadas de operación. Se debe rediseñar la sarta de varilla, ya que los valores de las cargas de tensión sobrepasan el valor permisible (100%).

Figura 61. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo Tello 48.

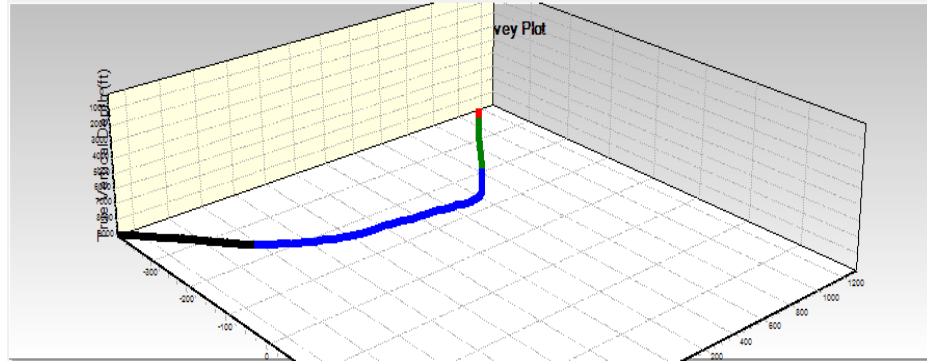


Fuente: Los autores.

Observando el gráfico 12 del capítulo anterior, podemos determinar que el intervalo de mayor número de incidencia se encuentra de 5000 ft a 6000 ft, lo que encaja perfectamente con el intervalo de mayor carga lateral (400 lbf) en la imagen anterior, que aproximadamente es de 5200 ft a 6000 ft con un dog leg de 4°/100ft.

Los otros dos intervalos presentados en el gráfico 12 no tienen relación alguna con las cargas laterales presentes en la imagen anterior, ya que en estos intervalos, las cargas son relativamente pequeñas en relación con la de mayor carga.

Figura 62. Geometría 3D del pozo Tello 48.



Fuente: Los autores.

Para el caso de TLL 48 el alto grado de desviación influye en el rendimiento de los componentes en el intervalo de 5000 ft a 6000 ft. Pero para las otras profundidades está claro que la sarta no está sometida a cargas, esto de acuerdo al gráfico de cargas laterales y dog leg, lo que puede ser atribuido a factores como desgaste por fatiga o corrosión.

➤ **TELLO 65**

Tabla 15. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Tello 65.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef.Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	800	83%	12046
1	PR 970 Alloy 140000 0.2	2180	77%	7579
.875	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	5615	73%	-333

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

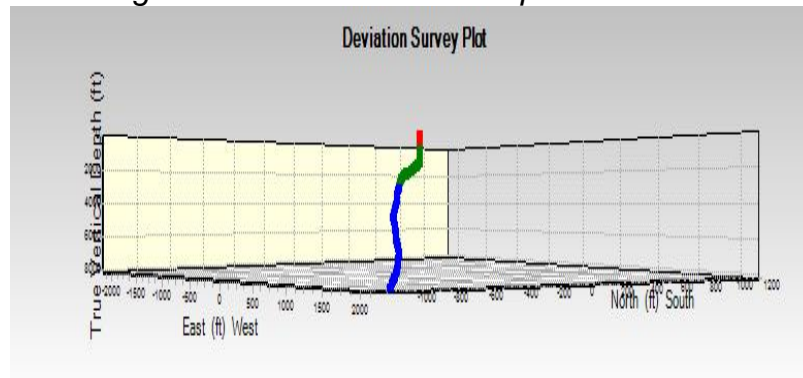
- Gearboxloading: 57%
- Systemeff. (Motor->Pump): 27%
- Unitstruct. Loading: 76%
- Pump vol. efficiency: 85%

Ver figura 6 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software. De la anterior tabla se puede observar que:

- La eficiencia del sistema se encuentra entre 20% y 30% lo que nos puede indicar que hay desgaste en el pistón o una posible fuga en válvulas.
- La eficiencia de la bomba está entre los rangos de eficiencia excelente (75% a 95%).
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.
- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).
- Los valores de la carga de tensión se encuentran por debajo del 100%, esto nos indica que la sarta de varilla está bien diseñada.
- La tensión mínima de fondo para la varilla Tenaris 7/8" es un valor negativo, lo que indica que la varilla se encuentra en compresión.

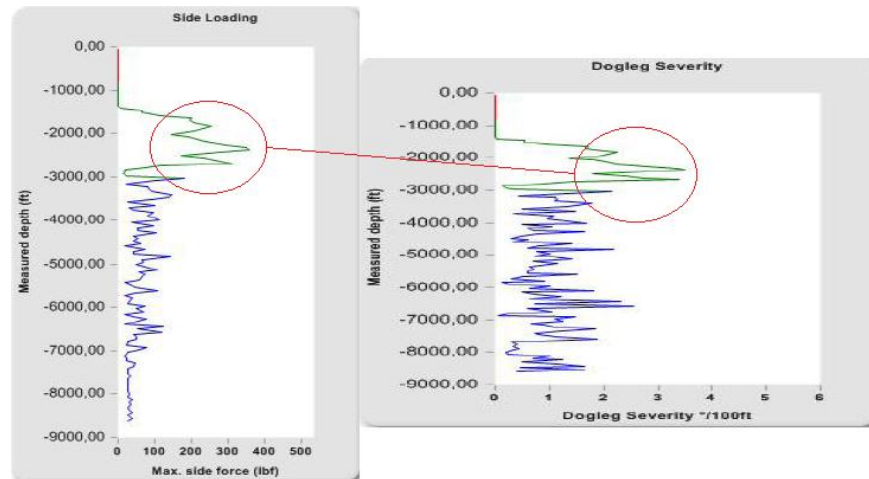
Todos los valores del pozo TLL 65, excepto la eficiencia del sistema, se encuentran bajo condiciones adecuadas de operación. El bajo valor de la eficiencia del sistema se puede deber a: tubería rota, golpe de fluido, interferencia o bloqueo por gas, ya que la eficiencia de la bomba nos indica que ésta se encuentra en buenas condiciones

Figura 63. Geometría 3D del pozo Tello 65.



Fuente: Los autores.

Figura 64. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}/100\text{ft}$) para el pozo Tello 65.



Fuente: Los autores.

A partir del gráfico 16 del capítulo anterior se observa que el intervalo de mayor incidencia de intervenciones por varilla partida se encuentra entre 2500 ft a 3500 ft, y en relación con la imagen anterior podemos afirmar que coinciden con los valores de cargas laterales (400lbf) y dog leg más elevados ($4^{\circ}/100\text{ft}$), esto quiere decir que a estas profundidades la sarta de varillas se encuentra sometida a cargas de contacto, que están afectando su desempeño.

➤ **ORTEGA 01 SUR**

Tabla 16. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Ortega Sur 1.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef.Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	1083	61%	6966
1	Pro Rod 970 140000 0.2	1400	54%	3268
.875	Pro Rod 970 140000 0.2	4450	63%	-6258

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

- Gearboxloading: 62%
- Systemeff. (Motor->Pump): 25%
- Unitstruct. Loading: 62%
- Pump vol. efficiency: 45.4%

Ver figura 2 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software.

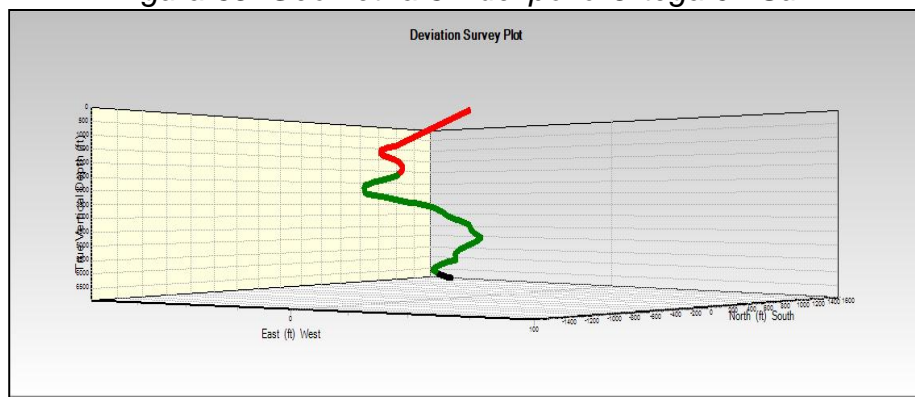
De la anterior tabla se puede observar que:

- La eficiencia del sistema se encuentra entre 20% y 30% lo que nos puede indicar que hay desgaste en el pistón o una posible fuga en válvulas.
- La eficiencia de la bomba se encuentra por debajo del 50%, lo que puede ser considerado como un valor bajo, lo que nos indica que la bomba está en pobres condiciones mecánicas o que hay llenado incompleto de esta misma debido al golpe de fluido o a interferencia por gas.
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.

- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).
- Los valores de la carga de tensión se encuentran por debajo del 100%, esto nos indica que la sarta de varilla está bien diseñada.
- La tensión mínima de fondo para la varilla continua de 7/8" es un valor negativo, lo que indica que la varilla se encuentra en compresión.

Las eficiencias del sistema y de la bomba están trabajando en condiciones inadecuadas, por lo que es indispensable tomar los correctivos necesarios, como lo son: cambiar la bomba y el pistón, y así mejorar el desempeño de todo el sistema, incluyendo el aumento de la vida de la sarta de varillas que es lo de mayor interés en este trabajo.

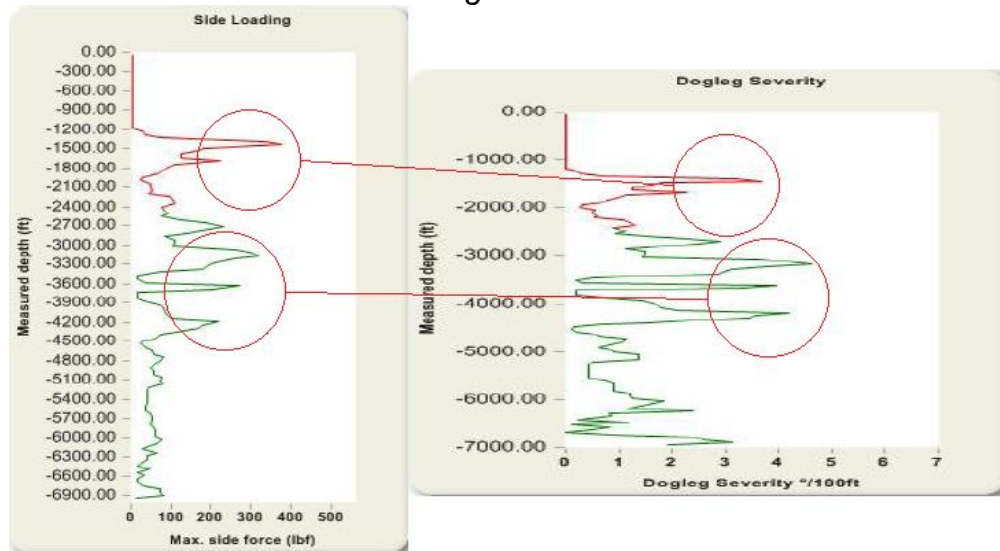
Figura 65. Geometría 3D del pozo Ortega 01 Sur.



Fuente: Los autores.

Según el gráfico 20 del capítulo anterior, el intervalo de mayor incidencia se encuentra de 1500 ft a 3500 ft, y coincide con los valores más altos de cargas laterales (400 lbf) y de dog leg ($5^\circ/100\text{ft}$), esto indica que a estas profundidades la sarta de varillas se encuentra sometida a cargas de contacto, que están afectando su desempeño.

Figura 66. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg ($^{\circ}/100\text{ft}$) para el pozo Ortega 01 Sur.



Fuente: Los autores.

Si se observa el intervalo de 1500 ft a 3500 ft, el motivo de las intervenciones han sido por varilla convencional y por centralizadores, causadas por las altas cargas laterales entre otros factores.

➤ **PACANDÉ 02 SUR**

Tabla 17. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Pacandé 2 Sur.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef.Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.2	1000	85%	4462
1	PR 970 Allov 140000 0.2	1400	77%	1663
.875	PR 970 Allov 140000 0.2	4071	85%	-3022

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

- Gearboxloading: 86%
- Systemeff. (Motor->Pump): 35%
- Unitstruct. Loading: 76%
- Pump vol. efficiency: 85%

Ver figura 3 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software.

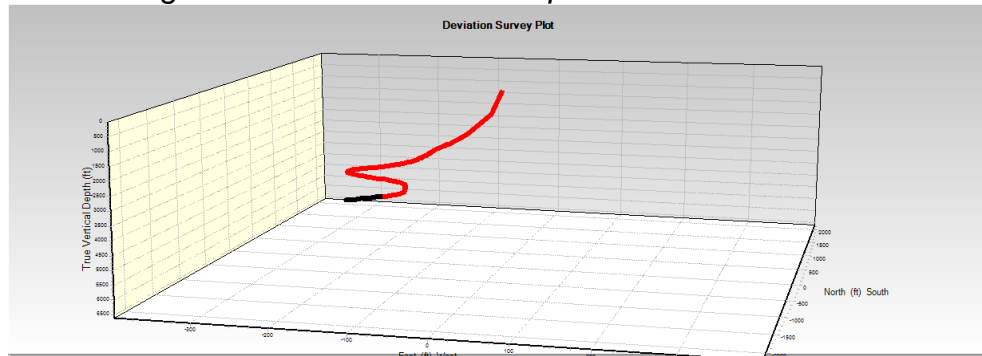
De la anterior tabla se puede observar que:

- La eficiencia del sistema es muy buena.
- La eficiencia de la bomba está entre los rangos de eficiencia excelente (75% a 95%).
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.
- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).
- Los valores de la carga de tensión se encuentran por debajo del 100%, esto nos indica que la sarta de varilla está bien diseñada.

- La tensión mínima de fondo para la varilla continua de 7/8" es un valor negativo, lo que indica que la varilla se encuentra en compresión.

Todos los valores del pozo Pacandé 02 Sur se encuentran bajo condiciones adecuadas de operación.

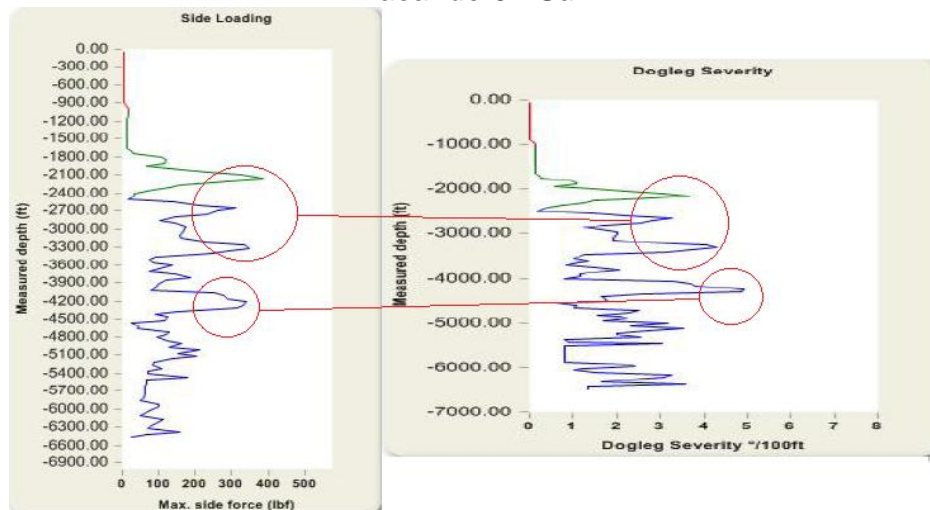
Figura 67. Geometría 3D del pozo Pacandé 02 Sur.



Fuente: Los autores.

Al observar el gráfico de dog leg y la imagen 3D, se tiene que a lo largo de todo el pozo hay zonas críticas en las que muy seguramente se presentarán inconvenientes.

Figura 68. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo Pacandé 02 Sur.



Fuente: Los autores.

Al revisar el gráfico24 del capítulo anterior, se observa que los intervalos de mayor incidencia de intervenciones por falla de varilla se encuentran entre los 1500 ft a

3500 ft, y al compararlo con la imagen anterior se determina que en este intervalo se presentan las mayores cargas laterales (hasta 400 lbf) y los Dog Leg más elevados ($4.5^{\circ}/100\text{ft}$).

Sin embargo, no se puede ignorar el intervalo entre 4000 ft y 5000 ft que también presenta un pico bastante pronunciado en el gráfico de cargas laterales y de desviación.

➤ **PALOGRANDE 30**

Tabla 18. Datos de salida de RodStar-D para el pozo Palogrande 30.

Diam. (pulg)	Varilla Resistencia (psi) Coef.Fricción	Longitud (ft)	Cargas Tensión %	Bot. Minimum Stress (psi)
1	Tenaris UHS-NR 140000 0.22	4125	64%	-255

Fuente: Los autores.

Dentro de los datos también se encuentran:

- Gearboxloading: 66.8%
- Systemeff. (Motor->Pump): 44%
- Unitstruct. Loading: 61%
- Pump vol. efficiency: 85%

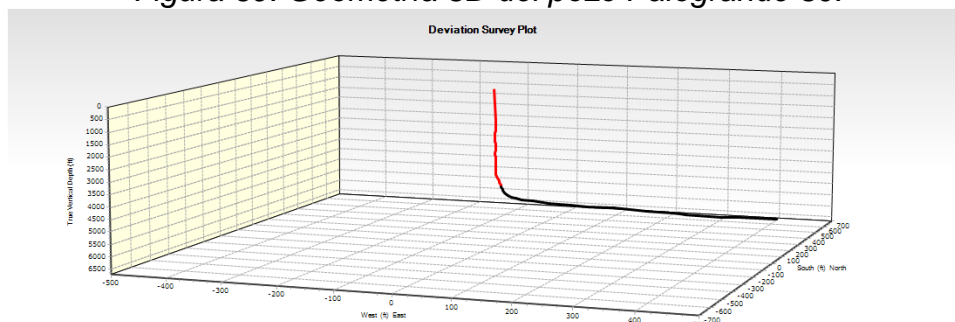
Ver figura 4 del anexo C, donde se encuentra toda la información generada por el software.

De la anterior tabla se determina que:

- La eficiencia del sistema se encuentra entre rangos de eficiencia excelente (40% a 50%).
- La eficiencia de la bomba está entre los rangos de eficiencia excelente (75% a 95%).
- La carga de la estructura de la unidad está por debajo del 100%, y no es un valor bajo lo que indica que no presenta ni fallas o sobredimensionamiento.
- La carga en la caja reductora se encuentra bajo su valor permisible (100%).
- El valor de la carga de tensión se encuentran por debajo del 100%, esto nos indica que la sarta de varilla está bien diseñada.
- La tensión mínima de fondo para la varilla Tenaris de 1" es un valor negativo, lo que indica que la varilla se encuentra en compresión.

Todos los valores para el pozo PG-30 se encuentran en condiciones adecuadas de operación, lo que indica que se esperaba que la unidad trabajara perfectamente con todos los elementos presentes.

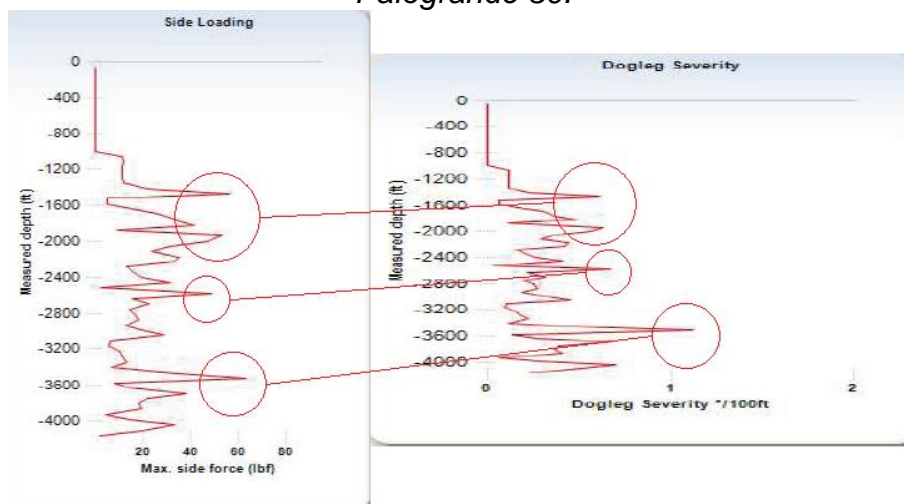
Figura 69. Geometría 3D del pozo Palgrande 30.



Fuente: Los autores.

Al revisar el gráfico 28 del capítulo anterior los intervalos de mayor incidencia de intervenciones se encuentran entre los 4000 ft a 5000 ft, y al compararlo con la siguiente imagen no coinciden. Las cargas laterales y el dog leg son bajos con valores de 60 lbf y 1°/100ft respectivamente.

Figura 70. Cargas laterales (lbf) y valores de Dog Leg (°/100ft) para el pozo Palgrande 30.



Fuente: Los autores.

En el año 2010 se toma la decisión de retirar el tramo de varilla continua al ver que aun se estaban presentando problemas en la sarta. Muy posiblemente la causa de las fallas se trate de factores como la corrosión, que se salen de las manos del diseño del sistema.

3.1 RESUMEN DIAGNÓSTICO

Con el fin de realizar un análisis más profundo de las fallas en cada uno de los pozos de estudio, se hizo una relación entre los eventos ocurridos en cada uno de los pozos descritos en el capítulo dos, junto con los datos adquiridos del software Rod-Star que se analizaron en el capítulo tres. Esto con el propósito de determinar cuáles son las causas de fallas más probables en los pozos con altos números de intervenciones y así poder aplicar prácticas correctivas para reducir el índice de fallas, mediante el uso de varilla continua y de accesorios como rotadores de tubería o rotadores de varilla, siguiendo procedimientos adecuados en la manipulación e instalación de la varilla, cuidando así su integridad.

A continuación se muestra un análisis particular de los pozos escogidos para el proyecto:

➤ DINA TERCIARIOS 83

De acuerdo al capítulo dos, se determinó que la varilla continua estaba siendo afectada por problemas de corrosión, evidenciado durante las inspecciones visuales en cada una de las intervenciones por varilla partida.

Por otro lado, se encontró que la mayoría de las intervenciones del pozo ocurrieron entre los 100 ft y 300 ft (como se observa en el gráfico 4 del capítulo dos), y es allí donde se presentan los valores más elevados de cargas laterales y de dog leg, de acuerdo a la figura 58 del capítulo tres.

Además, los datos del software Rod-Star ilustrados en la tabla 12 indican que el sistema en general se encuentra trabajando bajo condiciones mecánicas óptimas.

De todo esto se puede concluir que tanto los ambientes corrosivos como los elevados valores de cargas laterales y de desviación repercuten en el bajo desempeño de la sarta de varilla y hacen que ésta tienda a fallar continuamente.

Para que esta situación no se repita, se recomienda entonces instalar un rotador de varillas y/o rotador de tubería, y además centralizar sólo en la zona de más alta desviación.

➤ TELLO 44

Con ayuda de los datos de las concentraciones de los diferentes agentes corrosivos presentes en cada uno de los campos, suministrados por la SOH, ilustrados en la tabla 11 del capítulo dos, se comprobó que los pozos de campo

Tello tenían problemas de corrosión, lo que puede estar fuertemente ligado con las reiteradas fallas por varilla partida.

También se pudo demostrar que ni el grado de desviación ni las cargas laterales tienen relación alguna con las fallas, ya que los intervalos de incidencia presentes en el gráfico 8 del capítulo dos no presentan valores elevados ni de desviación ni de cargas laterales (ver figura 60 del capítulo tres).

Además, en los datos que el software generó para el pozo Tello 44 se encontró que los valores de carga de tensión en algunos casos sobrepasaban o estaban muy cercanos a su valor permisible (100%) indicando un mal diseño en la sarta de varillas.

Finalmente lo que se puede concluir para este pozo es que indudablemente las fallas están relacionadas fuertemente por los ambientes corrosivos e incrustantes a los que están sometidas las varillas, y en conjunto con un mal diseño de la sarta indicado por el valor anormal del software, hacen que el desempeño del sistema tenga problemas y posteriormente falle.

Aquí lo que se recomienda entonces es revisar el diseño de la sarta de varillas, y si las fallas persisten, recurrir a los accesorios recomendados por el proyecto.

➤ **TELLO 48**

De acuerdo a las inspecciones visuales realizadas y reportadas en varias de las intervenciones a este pozo durante el periodo de estudio, fue evidente que la varilla se encontraba afectada por la corrosión, ésta situación se puede corroborar si se revisa la tabla 11, donde es claro que existen concentraciones críticas de agentes corrosivos presentes para los pozos de Campo Tello.

De igual forma se pudo establecer que las profundidades en donde se realizaron la mayoría de las intervenciones en el pozo fueron de 5000 ft a 6000 ft (ver el gráfica 12 del capítulo dos), y que en relación con la figura 61 del capítulo tres, este intervalo de intervención es el que posee los valores de cargas laterales y de desviación más elevados.

También se encontró, que en los datos de salida del software Rod-Star el valor de carga por tensión se encontraba por encima del 100%, lo que indica que la sarta de varilla está mal diseñada y lo que puede solucionarse rediseñando la sarta. Es evidente la fuerte relación que tienen las fallas presentes en este pozo con los ambientes corrosivos, que claramente reducen la eficiencia de las varillas, y que en conjunto con un mal diseño de sarta aumentan el riesgo de fallas.

Para este pozo también se recomienda revisar el diseño de la sarta de varillas, y si las fallas persisten, se debe prestar atención a los agentes corrosivos.

➤ **TELLO 65**

A pesar de que la tabla 11 del capítulo dos(2) nos muestra que el pozo Tello 65 es uno de los campos con problemas por corrosión, no se observa durante las inspecciones visuales ningún tipo de desgaste ocasionada por corrosión, lo que la descartaría como la causa de las fallas en las diversas intervenciones.

Lo que sí es cierto es que la mayoría de las fallas se dieron en un intervalo de 2500 ft a 3500 ft (ver grafico 16 del capítulo dos) y que relacionando estas profundidades con la figura 64 del capítulo tres, en ese intervalo es donde se localizan los valores más elevados de desviación y cargas laterales.

Además el valor de la eficiencia del sistema y de la bomba obtenida por el software Rod-Star muestra que el bajo valor de la eficiencia del sistema se puede deber a tubería rota, golpe de fluido, interferencia o bloqueo por gas, ya que la eficiencia de la bomba nos indica que la bomba se encuentra en buenas condiciones.

En conclusión, se puede establecer que la baja eficiencia del sistema junto con las altas desviaciones y cargas laterales a las que la varilla se encuentra sometida, hacen que el sistema tienda a generar fallas reiteradamente.

La recomendación es instalar rotadores de varilla y/o tubería, porque está claro que el problema para este pozo radica en altas cargas y altas desviaciones.

➤ **ORTEGA 01 SUR**

Este pozo no presenta problemas de ambientes corrosivos como se observa en la tabla 11 del capítulo dos, que a su vez fue confirmado con las inspecciones visuales reportadas durante el periodo de estudio.

Lo que sí es claro es que la mayoría de las intervenciones se dieron de 1500 ft a 3500 ft como se ilustra en el grafico 20 del capítulo dos, profundidades que poseen los picos más elevados en valores de desviaciones y cargas laterales (ver figura 66 capítulo tres).

En el capítulo tres, al observar los datos obtenidos del software Rod-Star, también se encontró que las eficiencias del sistema y de la bomba estaban trabajando en condiciones inadecuadas.

Aquí es necesario revisar la eficiencia del sistema como tal y remediar las cargas altas con el uso de un rotador de sarta de varilla, pues el pozo no presenta problemas de corrosión.

➤ **PACANDÉ 02 SUR**

En la mayoría de las intervenciones que se realizaron por varilla partida durante el periodo de estudio, se observó que las varillas presentaban fatiga por corrosión, situación que es confirmada con la información contenida en la tabla 11 del capítulo dos, donde se muestra que Pacandé es uno de los campos que presenta problemas de corrosión al igual que campo Tello.

También es evidente que las profundidades en donde se produjeron la mayoría de las fallas por varilla eran de 1500 ft a 2500 ft y de 2500 ft a 3500 ft, rangos en los que se localizan los picos más elevados de desviación y cargas laterales.

Además todos los valores del pozo Pacandé 02 Sur se encuentran bajo condiciones adecuadas de operación, según los datos obtenidos por el software Rod-Star.

Para este pozo se puede concluir que una de las posibles causas de fallas es el ambiente corrosivo al que la sarta de varilla está sometida, reduciendo el desempeño y la vida útil de la misma.

➤ **PALOGRADE 30**

Es otro de los pozos que presenta ambientes corrosivos según la tabla 11 del capítulo dos.

De igual forma presenta problemas reiterados de varilla partida y tubería rota debido al desgaste por fricción ocasionando por el rozamiento que se genera por la varilla y la tubería generalmente donde existen desviaciones elevadas.

Todos los valores para el pozo PG-30 se encuentran en condiciones adecuadas de operación según los datos generados por el software RodStar, lo que indica que se esperaría que la unidad trabajara perfectamente con todos los elementos presentes.

Al igual que los pozos del campo Tello y Pacandé, el Palogrande 30 estaría sufriendo fallas reiteradas debido a los ambientes corrosivos a los que están sometidos la sarta y la tubería, que reducen enormemente la vida útil y el desempeño de estos.

CONCLUSIONES

- En el presente proyecto de grado se expusieron los factores que afectan negativamente a los pozos que se encuentran con bombeo mecánico y se advierte sobre las ventajas que pueden aportar nuevos componentes al sistema como lo son los rotadores de varilla y de tubería. Con este fin se estudian cuáles han sido los inconvenientes presentados tanto en la sarta de varillas como en la sarta de tubería y se realiza un diagnóstico de los sistemas.
- Se determina que el tiempo de operación de la varilla continua en los pozos de la SOH es corto e insuficiente, para concluir si su aplicación es realmente efectiva.
- Se observa que uno de los factores que más influye negativamente en las varillas es la corrosión, y que a este problema no se le prestado la debida atención.
- En la mayoría de los casos las fallas por componentes en la sarta de varilla y de tubería, ocurrieron en aquellos tramos en donde las cargas laterales eran elevadas.
- Una de las limitantes de la aplicación de varilla continua es la poca disponibilidad de unidades *RSU (Rapid Services Unit)* en la Superintendencia.
- Finalmente queda claro que se deben implementar medidas correctivas en pozos que presentan desviaciones críticas, si se desea que el número de intervenciones disminuya y que no existan costos innecesarios durante la operación. Cuando se habla de medidas correctivas se refiere a propuestas como la del actual proyecto, nuevas implementaciones para la sarta de varilla y de tubería, que mejoren el desempeño del equipo de bombeo mecánico.

RECOMENDACIONES

- Para realizar un informe y análisis más completos de futuros proyectos de grado, es indispensable mejorar la calidad de los reportes elaborados por las compañías involucradas en las intervenciones a pozo. Esto, si se desea tener resultados más claros de cada uno de los estudios propuestos por los ingenieros y demás personas interesadas. Los reportes además deben especificar la profundidad, tipo y causa del daño, anexar fotografías y redactarse con un lenguaje técnico que sea comprensible para todos.
- Las compañías involucradas a la SOH deben prestar seria atención a los agentes corrosivos que en cada pozo afectan a los componentes del sistema de bombeo mecánico. Pues a pesar de que se ha intentado contrarrestar esta situación, con la ayuda de nuevas aleaciones en los materiales tanto de la varilla como de la tubería, los componentes siguen viéndose afectados por la corrosión.
- Se recomienda la inspección de las varillas en sitio para evitar el uso de varillas en mal estado.
- Para evitar el pandeo en la parte inferior de la sarta, pueden usarse barras de peso para mantener derechas las varillas y evitar la compresión que hace pandear las varillas.
- Cambiar los cauchos del stuffing box que se encuentren en mal estado, cada vez que se realice un cambio de bomba en el pozo, con el fin de evitar embastonamientos prematuros de las mismas, ya que el desgaste sufrido por estos cauchos origina que caigan restos de estos dentro de la tubería de producción.
- En pozos excesivamente desviados, o que se perforaron específicamente de esa manera, se generan inconvenientes de desgaste y rotura prematura de la sarta de varillas. Sin la posibilidad de otras técnicas de extracción, debemos apuntar a optimizar el uso de lo disponible y para ello la implementación de la varilla continua junto con rotadores de superficie que prolonguen la vida de la sarta en forma importante.
- Incluir un estudio económico detallado del uso de la varilla continua y de los accesorios mencionados, ya que el anterior estudio no se contaba con la información de costos, ni se enfocó en la implicación económica que traería usarlos.

- Incluir un estudio más detallado de las propiedades de los fluidos para cada pozo y de cómo estas influyen en la vida útil de los componentes.
- Indagar en qué otras superintendencias de Ecopetrol se están implementando el uso de varilla continua y de los accesorios, con el fin de conocer cómo ha sido su desempeño en el sistema de bombeo mecánico. Pues para este proyecto sólo se tuvieron en cuenta algunos pozos de la SOH, y donde a partir de los resultados, se desea implementarlos a todos los pozos que así lo requieran.
- De acuerdo a los resultados presentados por este proyecto y por otras investigaciones realizadas en la materia, se podría contemplar la posibilidad de adquirir más equipos de instalación de varilla continua y de workover, para la SOH y para las otras superintendencias.

REFERENCIAS

- **HERNÁNDEZ Urueña, Florencio.** “Bombeo Mecánico”. Universidad Industrial de Santander. Departamento de Petróleos. 1977.
- **GONZÁLEZ, Oscar y Castillo, Olga.** “Guía de Procedimiento para Servicios de Tubería de Revestimiento y Producción”. 2007.
- **LACY, R.D.,** Rotating production systems. “The rotating tubing hanger system: a unique new system designed to extend the run time of rod pumped wells”. Paper SPE 23977. Prepared for SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Texas. March 1992.
- **NORRIS/A DOVER COMPANY.** Rusell Stevens y Scott Malone. “Protegiendo sus inversiones- El cuidado y manejo de las varillas de succión”. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.
- **PAN AMERICAN ENERGY.** “Experiencia con varilla continua en bombeo mecánico”. Cerro Dragón. 2009.Unidad de gestión Golfo San Jorge. “Manual de Producción”. Comodoro Rivadavia, Argentina. Abril, 2002.
- **RATTIA Aranda, Luis José.** Trabajo de Grado “Diagnóstico, evaluación y optimización de los métodos de levantamiento artificial en la unidad de explotación de yacimientos Barinas, Campo Sinco”. Caracas. 2002.
- **THETA ENTERPRISE.** Entrenamiento Levantamiento Artificial. “Optimización de bombeo mecánico”. Maracaibo, Venezuela. 2005.
- **WEATHERFORD INTERNACIONAL.** Don Conally. “Bakken artificial lift”. 2010. “Weatherford sucker rods: Choices in technology for your sucker rod needs”. 2009.

ANEXOS

**ANEXO A.
ESTADO MECÁNICO
DE LOS POZOS
CANDIDATOS A
ESTUDIO**

Figura 1. Estado mecánico del pozo DT-83.




Company: ECOPETROL S.A.	Event: WELL SERVICES
Common Well Name: DINA TERCIARIO 83	Objective: ROD STRING FAILURE
Start Date: 7/15/2011 00:00	

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Casing Details	Equip. Details	
15.0ft			0.0ft		CASING PUP JOINT: 9.625 in, K-55, BTC, R-3, 36.00 ppf, 9.625in, 36.00ppf, ... 17.0ft	Polished Rod 1.5 in x 26 ft, 41.0ft Pony Rod(s) 1.0 in, x 6 x 2 ft, 47.0ft Sucker Rod(s) 1.0 in, x 25 ft, N97, 72.0ft	
TH1	709.0ft		744.0ft		CASING JOINT(S): 9.625 in, K-55, BTC, R-3, 36.00 ppf, 9.625in, 36.00ppf, ... 707.3ft		
					CASING FLOAT SHOE: 9.625 in, 36.00 ppf, 9.625in, 36.00ppf, ... 709.0ft		
					CASING JOINT(S): 7.0 in, N-80, 23.0 ppf, BTC, 7.000in, 23.00ppf, ... 1,971.6ft		
1585.0ft							Continue Rod, 1.0 in PR 960M, 3,292.0ft Juntas de 3-1/2" eue N 80, 3,589.5ft
TH2				1,865.0ft, 1,875.0ft			
1848.0ft					1,830.0ft, 1,940.0ft		
TH3						CASING PUP JOINT(S): 7.0 in, N-80, 23.0 ppf, BTC, 7.000in, 23.00ppf, ... 1,989.1ft	
2055.0ft							
TH4				2,100.0ft, 2,120.0ft			
2408.0ft				2,142.0ft, 2,152.0ft			
TH5				2,201.0ft, 2,216.0ft			
2630.0ft				2,425.0ft, 2,445.0ft			
TH6				2,300.0ft, 2,315.0ft			
2753.0ft				2,547.0ft, 2,557.0ft			
TH7				2,644.0ft, 2,654.0ft			
2878.0ft				2,678.0ft, 2,688.0ft			
TH8				2,780.0ft, 2,790.0ft			
3083.0ft					CASING JOINT(S): 7.0 in, N-80, 23.0 ppf, BTC, 7.000in, 23.00ppf, ... 3,789.7ft	Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,294.4ft Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,319.4ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,321.8ft Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,346.8ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,349.2ft Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,374.2ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,376.6ft Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,401.6ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,404.0ft	
3150.0ft	BARZALOSA			2,885.0ft, 2,895.0ft			
	Base Barzalosa			2,964.0ft, 2,974.0ft		Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,429.0ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,431.4ft	
3524.0ft	BOIMA CHICOBAL			3,010.0ft, 3,015.0ft		Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,456.4ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,458.8ft	
	Villeta			3,040.0ft, 3,050.0ft		Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,483.8ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,486.2ft	
3684.0ft				3,065.0ft, 3,075.0ft		Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,511.2ft Centralizer 1.0 in x 3.5 in, 3,513.6ft	
				3,660.0ft, 3,700.0ft		Sucker Rod(s) 1.0 in x 24 ft UHS, 3,563.6ft Pony Rod 0.875 in x 2.0 ft, 3,565.6ft Rod Pump 30-250-RWBC-22-3, 3,588.6ft Pump Guard Screen 1.5 in, 75 Slot, 3,591.0ft Seating nipple de 3-1/2" eue, 3,590.0ft 1 Junta de 3-1/2" eue N 80, 3,621.4ft Fondo Limpio reportado @ 3775, Julio 17 de 2011, 3,789.7ft	
4146.0ft	TD	3,809.0ft	4146.0ft		CASING FLOAT COLLAR: 7.0 in, N-80, 23.0 ppf, BTC, 7.000in, 29.00ppf, ... 3,791.3ft CASING PUP JOINT(S): 7.0 in, N-80, 23.0 ppf, BTC, 7.000in, 23.00ppf, ... 3,807.3ft CASING FLOAT SHOE: 7.0 in, N-80, 23.0 ppf, BTC, 7.000in, 29.00ppf, ... 3,809.0ft		


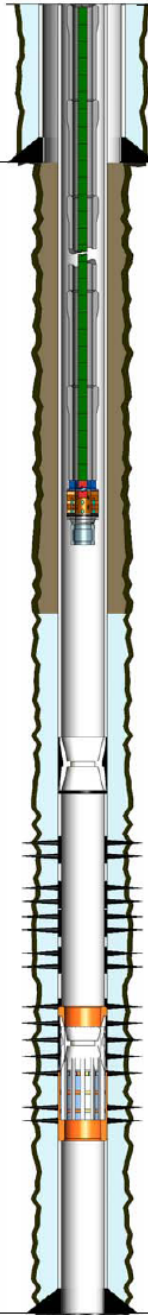
Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 3. Estado mecánico del pozo PAC-02S.

		Company: ECOPETROL S.A.		Event: WELL SERVICES		
		Common Well Name: PACANDE SUR 2		Objective: ROD STRING FAILURE		
		Start Date: 9/20/2011 00:00				
Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Casing Details	Equip. Details
22.0ft			-22.0ft		CASING JOINT(S) 13.375 in, 54.50 ppf, K-55, 13.375in, 54.50ppf, K-55, BTC, 92.0ft	48.0ft, Polished Rod, 1.5 in x 36 ft
	116.0ft		-420.0ft		CASING JOINT(S) 20.0 in, 94.0 ppf, N-80, 20.000in, 94.00ppf, N-80, BTC, 114.5ft	23.0ft, Tubing Hanger 11 x 3.5 in ESP adaptado para BM
	951.0ft		-931.0ft		CASING JOINT(S) 13.375 in, 54.50 ppf, K-55, 13.375in, 54.50ppf, N-80, BTC, 917.1ft	52.0ft, Pony Rod, 1" x 4 ft, Norris 97
					CASING FLOAT SHOE 20.0 in, 20.000in, 0.00ppf, , BTC, 116.0ft	58.0ft, Pony Rod, 1" x 6 ft, Norris 97
					CASING FLOAT COLLAR 13.375 in., 13.375in, 0.00ppf, , BTC, 918.7ft	68.0ft, Pony Rod, 1" x 10 ft, Norris 97
1571.0ft					CASING JOINT(S) 13.375 in, 54.50 ppf, K-55, 13.375in, 54.50ppf, N-80, BTC, 950.7ft	543.0ft, Sucker Rod(s) 1.0 in, TENARIS
					CASING JOINT(S) 9.625 in, N-80, BTC, 47.0 ppf, 9.625in, 47.00ppf, N-80, BTC, 2,061.6ft	2,356.0ft, Continuos Rod Pr-Rod 1" x 970N
					CASING FLOAT SHOE 13.375 in, 13.375in, 0.00ppf, , BTC, 951.8ft	
2180.0ft					CASING ADAPTER 9.625 in, 43.5 , N-80, BTC, 9.625in, 43.50ppf, N-80, BTC, 2,064.3ft	5,924.4ft, Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80
					CASING JOINT(S) 9.625 in, N-80, BTC, 47.0 ppf, 9.625in, 47.00ppf, N-80, BTC, 4,728.8ft	
3300.0ft					LINER HANGER 7.0 in, 29.00 ppf, N-80., 7.000in, 29.00ppf, N-80, BTC, 5,722.5ft	
					CASING PUP JOINT 7.0 in, 29.00 ppf, N-80., 7.000in, 29.00ppf, N-80, BTC, 5,727.1ft	6,329.0ft, Continuos Rod Pr-Rod 7/8" x 970N
					LINER HANGER 7.0 in, 29.00 ppf, N-80., 7.000in, 29.00ppf, N-80, BTC, 5,733.9ft	
	5,838.0ft		-5624.0ft	5,844.0ft, 5,913.0ft	CASING PUP JOINT 7.0 in, 29.00 ppf, N-80., 7.000in, 29.00ppf, N-80, BTC, 5,740.0ft	
					CASING JOINT(S) 9.625 in, 47.00 ppf, P-110, 9.625in, 47.00ppf, P-110, BTC, 5,788.7ft	5,927.4ft, Anchor Catcher Baker B-2/Csg 7.0 in, B-2, 8 Pines X 5000 Lbs
					CASING FLOAT COLLAR 9.625 in, 47.00 ppf, P-110., 9.625in, 0.00ppf, P-110, BTC, 5,790.2ft	
				6,165.0ft, 6,224.0ft	CASING JOINT(S) 9.625 in, 47.00 ppf, P-110, 9.625in, 47.00ppf, P-110, BTC, 5,836.8ft	6,464.4ft, Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80
				6,275.0ft, 6,284.0ft	CASING FLOAT SHOE 9.625 in, 47.00 ppf, P-110., 9.625in, 47.00ppf, P-110, BTC, 5,838.0ft	6,330.0ft, Shear Coupling 1" x 50Klbs
6317.0ft					CASING JOINT(S) 7.0 in, 26.00 ppf, P-110., 7.000in, 26.00ppf, P-110, BTC, 7,667.0ft	6,430.0ft, Continuos Rod Pro-Rod 7/8" x 970N
				6,808.0ft, 6,843.0ft		6,432.0ft, Pony rod, 7/8" x 2', TENARIS
				6,740.0ft, 6,894.0ft		6,434.2ft, Centralizer 7/8" in x 3.5 in
				7,056.0ft, 7,135.0ft		6,464.0ft, Bomba 30-175-RHABC-24-5-4 Valvula sencilla
				7,215.0ft, 7,270.0ft		6,465.0ft, Niplesilla Convencional B.M. 3.5 in, eue
				7,371.0ft, 7,517.0ft		Bomba 30-175-RHBC-24-5-4, @ 6489.5 ft
						Deep tube 2.250 in @ 6489.5 ft N 80,
						6,550.0ft, Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80, Adicionaron 23 Gls TROSCAP sólidos empaquetados por tubing
						6,580.0ft, Tapon de 3.5 in
7615.0ft						7,710.0ft, Fondo Limpio Reportado @ 4661 ft, 08/01/2011
					CASING JOINT(S) 7.0 in, 26.00 ppf, P-110., 7.000in, 26.00ppf, P-110, BTC, 7,714.4ft	
					CASING JOINT(S) 7.0 in, 26.00 ppf, P-110., 7.000in, 26.00ppf, P-110, BTC, 7,761.0ft	7,714.4ft, Cement Plug, @ 7710 ft
					CASING JOINT(S) 7.0 in, 26.00 ppf, P-110., 7.000in, 26.00ppf, P-110, BTC, 7,809.1ft	
7819.0ft	7,811.0ft		-7819.0ft		CASING JOINT(S) 7.0 in, 26.00 ppf, P-110., 7.000in, 26.00ppf, P-110, BTC, 7,811.0ft	
					CASING FLOAT SHOE, 7.0 in, 7.000in, 0.00ppf, P-110, BTC, 7,811.0ft	

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 4. Estado mecánico del pozo PG-30.

		Company: ECOPEPETROL S.A. Event: WELL SERVICES Common Well Name: PALOGRANDE 30 Objective: ROD PUMP FAILURE Start Date: 7/4/2010 00:00					
Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Casing Details	Equip. Details	
14.0ft			14.0ft			Polished Rod 1.5 in x 36 ft del pozo, 42.0ft	
	1,295.0ft		1,295.0ft		CASING JOINT(S) 9.625 in, N-80, 43 ppf, 9.625in, 43.00ppf, . . 1,270.1ft CASING JOINT(S) 9.625 in, N-80, 43 ppf, 9.625in, 43.00ppf, . . 1,293.8ft CASING GUIDE SHOE 9.625 in, 9.625in, 0.00ppf, . . 1,295.0ft	Tubing Joint(s) 3.5 in, eue J-55 nuevas, 4, 162.0ft Sucker Rod(s) 1.0 in x 25 ft tenaris nuevas, 4, 167.0ft	
							Pony rod 1.0 in x 2ft tenaris nuevo, 4,169.0ft Barril Bomba-30-2.75-THC-5'-34'-30'-2' vavula fija sencilla, doble valvula, viajera pin puller, 4, 198.2ft Piston liso de 2.750 in x 34 ft, reparado, 4, 203.0ft Coupling 2.875 in, 4,230.5ft X over de 2-7/8" x 3-1/2" eue, 4,198.0ft Tubing Joint(s) 2.875 in, 6.5 ppf, 4,230.1ft
5266.0ft							
5624.0ft							
6034.0ft							
6626.0ft							
6790.0ft	6,700.0ft		6,700.0ft		CASING JOINT(S) 5.5 in, J-55, 15.5 ppf, 5.500in, 15.50ppf, . . 6,705.5ft CASING JOINT(S) 5.5 in, J-55, 15.5 ppf, 5.500in, 15.50ppf, . . 6,789.2ft CASING JOINT(S) 5.5 in, J-55, 15.5 ppf, 5.500in, 15.50ppf, . . 6,707.0ft CASING JOINT(S) 5.5 in, J-55, 15.5 ppf, 5.500in, 15.50ppf, . . 6,789.2ft CASING FLOAT COLLAR 5.5 in, 5.500in, 0.00ppf, . . 6,707.0ft CASING JOINT(S) 5.5 in, J-55, 15.5 ppf, 5.500in, 15.50ppf, . . 6,789.2ft CASING GUIDE SHOE 5.5 in, 5.500in, 0.00ppf, . . 6,700.0ft	Obstrucción @ 5873 ft - 02/28/2010, 5,874.0ft Obstrucción @ 6375 ft - 02/28/2010, 6,376.0ft Tope reportado @ 6375, 3/3/2010, 6,705.5ft	

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 5. Estado mecánico del pozo TLL-44.

		Company: ECOPEPETROL S.A.		Event: WELL SERVICES		
		Common Well Name: TELLO 44		Objective: ROD STRING FAILURE		
		Start Date: 11/18/2011 00:00				
Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Casing Details	Equip. Details
24.0ft			0.0ft		CASING JOINT(S) 7 in. , N-80, 29, 7.000in, 29.00ppf, N-80, 76.1ft	Hanger corridizo 7 1/16" x 3.5"
	3,200.7ft		4203.0ft		CASING JOINT(S) 9.875 in. , N-80, 43.5, 9.875in, 43.50ppf, N-80. , 3,155.0ft	
					CASING JOINT(S) 7 in. , K-55, 26, 7.000in, 26.00ppf, K-55, 1,814.8ft	
					CASING FLOAT COLLAR 9.875 in. , 9.875in, 0.00ppf. . . 3, 156.4ft	
					CASING JOINT(S) 9.875 in. , N-80, 43.5, 9.875in, 43.50ppf, N-80. , 3,199.4ft	
					CASING FLOAT SHOE 9.875 in. , 9.875in, 0.00ppf. . . 3,200.7ft	Tubing Joint(s) 3.5 in, N-80, 9.30 ppf
					CASING JOINT(S) 7 in. , N-80, 29, 7.000in, 29.00ppf, N-80, 6,008.0ft	
						Anchor/Catcher, B-2, 7.0 in x 3.5 in @ 7284.20 ft
						Tubing Joint(s) 3.5 in, N-80, 9.20 ppf
						X-Over, 3.5 in x 2.875 in
					Tubing Joint(s) 2.875 in, 6.5 ppf	
					Pump 25-225-THC-34-5-2	
					Joint Tubing 2.875 in, ranurado	
					Tubing Joint(s) 2.875 in in, N-80, 9.20 ppf	
					Tapón 2.875 in @ 7759.73 ft	
					COLAPSO @ 7825' 09/15/2009	
7839.0ft			8,104.0ft, 8,120.0ft		CASING JOINT(S) 7 in. , K-55, 26, 7.000in, 26.00ppf, K-55, 8,051.0ft	
			8,131.0ft, 8,152.0ft			
			8,161.0ft, 8,200.0ft		CASING FLOAT COLLAR 7 in. , 7.000in, 0.00ppf. . . 8,052.8ft	
8131.6ft			8,210.0ft, 8,242.0ft		CASING JOINT(S) 7 in. , K-55, 26, 7.000in, 26.00ppf, K-55, 8,095.0ft	
8156.6ft			8,253.0ft, 8,281.0ft		CASING FLOAT SHOE 7 in. , 7.000in, 0.00ppf. . . 8,098.0ft	
			8,293.0ft, 8,309.0ft		CASING JOINT(S) 5 in, N-80, 18 ppf, 5.000in, 18.00ppf, N-80. , 8,438.0ft	
8253.7ft			8,324.0ft, 8,332.0ft			
			8,345.0ft, 8,350.0ft			
8345.4ft			8,358.0ft, 8,366.0ft			
			8,379.0ft, 8,384.0ft		LANDING COLLAR 5 in, N-80, 18, 5.000in, 18.00ppf, N-80. , 8,439.3ft	
					CASING JOINT(S) 5 in, N-80, 18 ppf, 5.000in, 18.00ppf, N-80. , 8,477.3ft	Tope de Arena Reportado @ 8439 ft 5/8/2011
8479.0ft	8,479.0ft		8479.0ft		CASING FLOAT SHOE 5 in, N-80, 18, 5.000in, 18.00ppf, N-80. , 8,479.0ft	

Fuente: Ecopetrol S.A.

ANEXO B.
PROCEDIMIENTO DE
DISEÑO DE POZOS
CON BOMBEO
MECANICO
UTILIZANDO RODSTAR

Datos del pozo

En el primer paso se ingresan los datos correspondientes a: compañía, nombre del pozo, profundidad de la bomba, presión del tubing y del casing, corte de agua, gravedad API del aceite, entre otros parámetros (ver figura 8).

Figura 1. Datos del pozo.

The screenshot shows a software window titled "Well Information" with a blue header bar. The window contains several input fields and a "Calculate" button. The data entered is as follows:

Field	Value
Company name	ECOPETROL S.A
Well name	DT-78
User name	PARKO SERVICES
Comment	Optimizacion
Date	Miércoles, 27 de Abril de 2011
Pump depth (ft)	4594
Run time (hrs/day)	24
Stuffing box friction (lbs)	100
Polished rod diameter	1 1/2"
Pump condition	Full pump (selected)
Tubing pressure (psi)	120
Casing pressure (psi)	47
Water cut (%)	86
Water specific gravity	1
Oil gravity (API °)	19
Fluid specific gravity	[Empty] Calculate (checked)
Pump efficiency (%)	85
Pump fillage (%)	[Empty]

Fuente: Los autores.

Tasa de Producción

Para eliminar el efecto de sumergencia sobre la producción, esta se iguala a cero y se indica que el nivel de fluido corresponde con la entrada de la bomba. También se ingresa la velocidad de bombeo en strokes por minuto.

Figura 9. Tasa de Producción.

Se selecciona el tipo, diámetro y longitud de la varilla que se implementará. Se especifica el coeficiente de fricción de la varilla.

Figura 11. Diámetro y longitud de las varillas.

#	Rod Grade	Rod Size (in)	Actual diam. (in)	Length (ft)	* Fric Coef
1	Pro Rod 970 Alloy	7/8"	0.875	4594	0.2

Rod String Length (ft): 4594 Pump Depth (ft): 4594 * Friction Coefficients only effect cases with Deviation Survey

Other rod string information

Additional rod costs (\$): Steel rod service factor:

Cost description:

Fuente: Los autores.

Datos de desviación

Se carga el survey (profundidad medida, azimut, inclinación) necesario para conocer la geometría del pozo, obteniendo datos de desviación y “doglegs” a las profundidades correspondientes. De esta forma se evalúan las cargas de contacto sobre la sarta de varillas, y se indica la zona de asentamiento de la bomba.

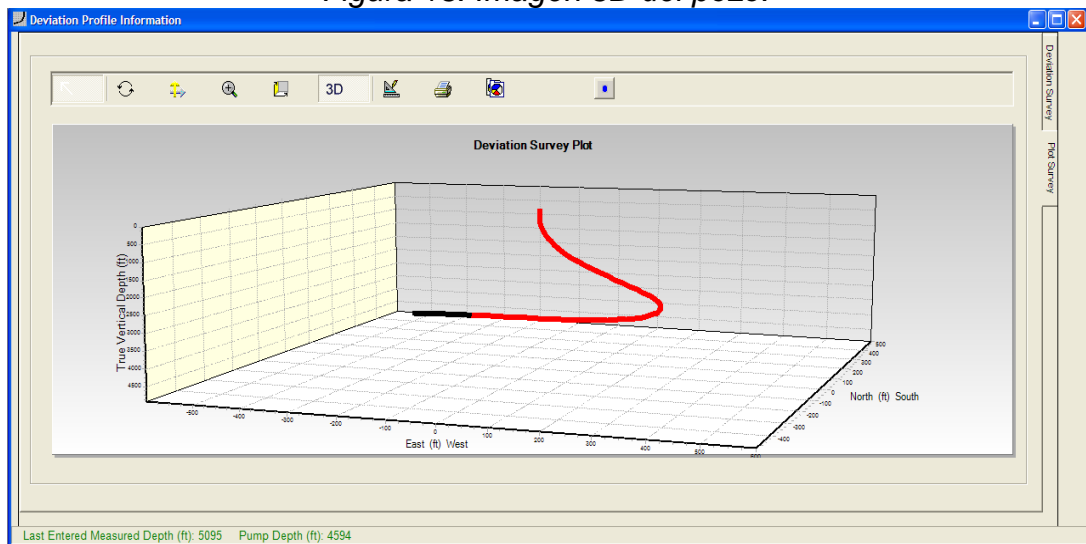
Figura 12. Survey del pozo.

#	Meas. depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Dogleg sev. °/100ft	TVD (ft)	N-S (ft)	E-W (ft)
1	0	0	0	0	0	0	0
2	197	0.13	0	0.07	197	0.22	0
3	340	0.19	42.79	0.09	340	0.56	0.16
4	444	1.25	113.16	1.15	443.99	0.24	1.32
5	535	2.19	104.16	1.07	534.95	-0.58	3.92
6	627	2.81	109.19	0.71	626.86	-1.75	7.75
7	759	4.5	119.19	1.36	758.59	-5.34	15.33
8	848	6.13	122.91	1.87	847.2	-9.62	22.37
9	935	6.94	125.54	0.99	933.64	-15.2	30.55
10	1023	7.13	121.79	0.56	1020.98	-21.17	39.51
11	1111	8.44	120.04	1.51	1108.16	-27.28	49.75
12	1199	8.75	110.66	1.63	1195.18	-32.87	61.6
13	1287	9.38	107.54	0.91	1282.08	-37.4	74.7
14	1375	9	100.79	1.3	1368.95	-40.85	88.3
15	1463	9.5	99.79	0.6	1455.81	-43.37	102.22
16	1550	9.81	99.04	0.38	1541.58	-45.75	116.61
17	1639	10.88	99.16	1.2	1629.13	-48.28	132.4

Last Entered Measured Depth (ft): 5095 Pump Depth (ft): 4594

Fuente: Los autores.

Figura 13. Imagen 3D del pozo.

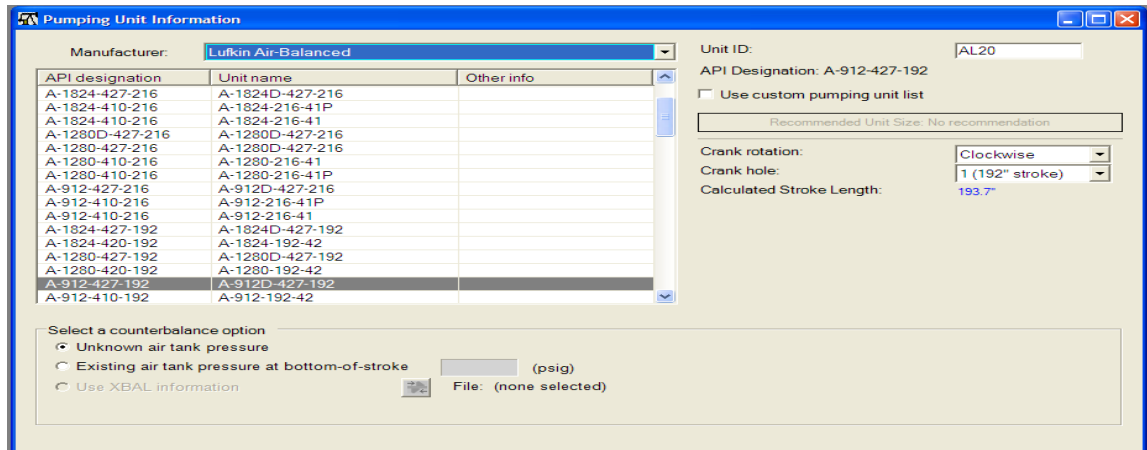


Fuente: Los autores.

Selección de la Unidad

Se selecciona la unidad que cumpla los requerimientos y trabaje dentro de los rangos establecidos procurando evitar sobre esfuerzos, se debe asegurar de colocar la dirección de rotación con las manecillas del reloj y dejarla siempre en el máximo recorrido.

Figura 14. Selección de la Unidad.

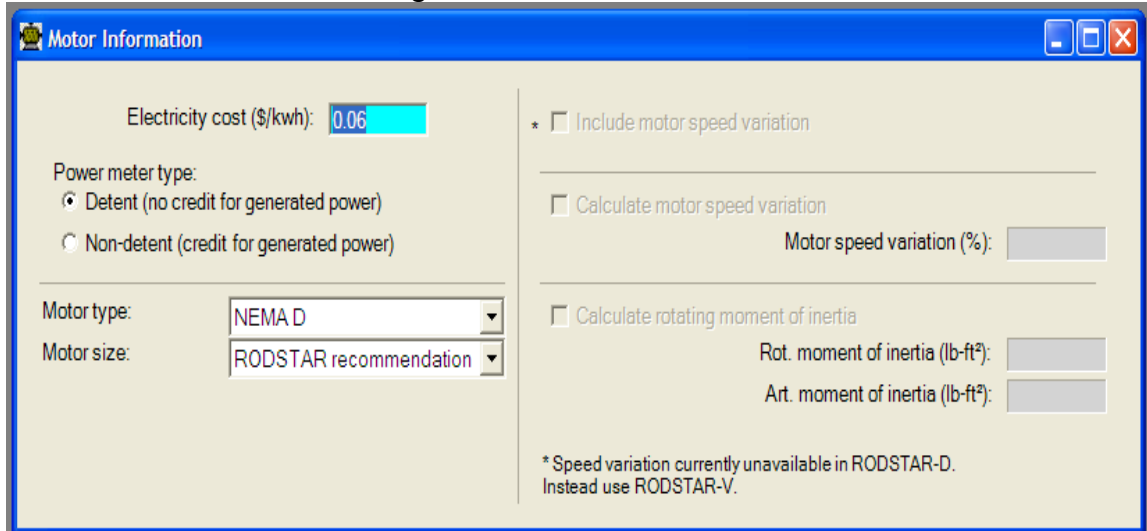


Fuente: Los autores.

Datos del Motor

Se especifica el tipo de motor a utilizar y se deja el tamaño recomendado por el software.

Figura 15. Datos del Motor.



Fuente: Los autores.

Reporte Final

Finalmente al introducir los datos mencionados, se corre la simulación y se genera el reporte respectivo donde indica las condiciones operativas finales a las que va a trabajar el pozo.

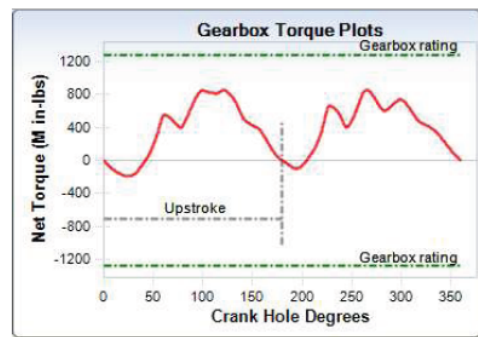
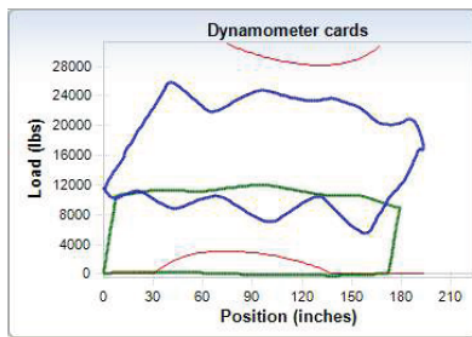
Figura 16. Ejemplo de reporte final.

RODSTAR-D 3.4.0

Company: ECOPETROL (c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 1 of 11
 Well: PAG 30 User: DAINA ESCOBAR
 Disk file: PAG 30 enero.rsdX Date: 23/01/2012
 Comment: (num rod elements: 71)

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS					
Strokes per minute:	6	Fluid level		Production rate (bfpd):	783	Peak pol. rod load (lbs):	25909		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	3384	Oil production (BOPD):	78	Min. pol. rod load (lbs):	5416		
Tubing pres. (psi):	180	(ft over pump):	778	Strokes per minute:	6.04	MPRL/PPRL:	0.209		
Casing pres. (psi):	.7	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	44%	Unit struct. loading:	61%		
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	95	PRHP / PLHP:	0.38		
Fluid properties		Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs):	8764	Buoyant rod weight (lbs):	10544		
Water cut:	90%	Power Meter Detent		Fluid level TVD (ft from surface):	3384	N/No: .102	Fo/SKr: .094		
Water sp. gravity:	1.05	Electr. cost: \$.06/KWH		Polished rod HP:	36.3				
Oil API gravity:	20.0	Type: NEMA D		Required prime mover size					
Fluid sp. gravity:	1.0384			(speed var. not included)		BALANCED			
Compress. index:	3.0					(Min Torq)			
Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192*)				NEMA D motor:	75 HP				
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)				Single/double cyl. engine:	60 HP				
Crank hole number	#1 (out of 3)			Multicylinder engine:	75 HP				
Calculated stroke length (in):	193.6			Torque analysis and electricity consumption					
Crank Rotation with well to right:	CW					BALANCED			
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psia):	Unknown			Peak a'box torq.(M in-lbs):	855				
				Gearbox loading:	66.8%				
				Cyclic load factor:	1.3				
				Max. air tank pres. (psia):	309				
				Daily electr.use (KWH/day):	825				
				Monthly electric bill:	\$1509				
				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.063				
				Electr.cost per bbl. oil:	\$0.632				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations					
Tubing O.D. (ins):	3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	Tubing stretch (ins):	5.5				
Tubing I.D. (ins):	2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	25.1				
Pump depth (ft):	4162	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (ins):	179.3				
Pump condition:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	12.5				
Pump type:	Tubing	Pump vol. efficiency :	85%	Minimum pump length (ft):	23.0				
Plunger size (ins):	2.75	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	3.0				
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1	Tenaris UHS-NR	4125	140000	0.22	64%	33266	7428	-255	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



Fuente: Los autores.

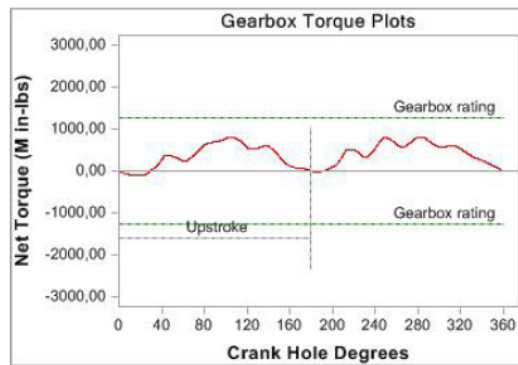
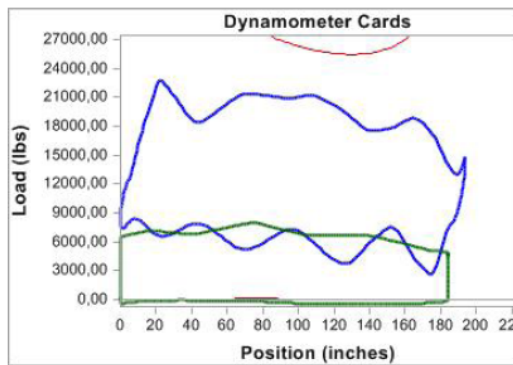
ANEXO C. REPORTE DE DISEÑOS FINALES DE LOS POZOS CANDIDATOS A ESTUDIO

Figura 1. Reporte de diseño del pozo DT-83.

Company: ECOPELROL
Well: DT-83
Disk file: DT-83(20-Oct-2011) TH 275 in-Continua 960M.r
Comment: Dise?o con varilla Continua 960M 1" y Bomba TH 2,75 in
RODSTAR-D 3.2.3
© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)
Page 1 of 9
User: PS
Date: 21/10/2011

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS					
Strokes per minute:	7	Fluid level (ft from surface):	3191	Production rate (bfpd):	1022	Peak pol. rod load (lbs):	22852			
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	400	Oil production (BOPD):	194	Min. pol. rod load (lbs):	2583			
Tubing pres. (psi):	155	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	7	MPRL/PPRL	0.113			
Casing pres. (psi):	78			System eff. (Motor->Pump):	45%	Unit struct. loading:	54%			
Fluid properties			Motor & power meter		Permissible load HP:	105,9	PRHP / PLHP	0,41		
Water cut:	81%	Power Meter	Detent	Fluid load on pump (lbs):	8075	Buoyant rod weight (lbs):	8084			
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/06/KWH	Fluid level TVD (ft from surface):	3081	N/No: ,087 , Fo/SKr: ,072				
Oil API gravity:	18,9	Type:	NEMA D	Polished rod HP:	43,2					
Fluid sp. gravity:	0,9888									
Compress. index:	3,0									
Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192*)					Required prime mover size (speed var. not included)					
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)					BALANCED (Min Torq)					
Crank hole number	#1 (out of 3)									
Calculated stroke length (in):	193,6									
Crank Rotation with well to right:	CW									
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psig):	Unknown									
Tubing and pump information					Torque analysis and electricity consumption					
Tubing O.D. (ins):	3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	Peak g'box torq. (M in-lbs):		818				
Tubing I.D. (ins):	2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	Gearbox loading:		64%				
Pump depth (ft):	3591	Tub.anch.depth (ft):	3718	Cyclic load factor:		1.2				
Pump condition:	Full	Pump vol. efficiency :	90%	Max. air tank pres. (psig):		278				
Pump type:	Tubing	Pump friction (lbs):	200,0	Daily electr.use (KWH/day):		943				
Plunger size (ins)	2.75									
Rod string design					Monthly electric bill:					\$1727
					Electr.cost per bbl. fluid:					\$0,055
					Electr.cost per bbl. oil:					\$0,291
					Tubing, pump and plunger calculations					
					Rod string stress analysis (service factor: 0.7)					
					Stress Load %					
					Top Maximum Stress (psi)					
					Top Minimum Stress (psi)					
					Bot. Minimum Stress (psi)					
					Stress Calc. Method					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	80%	29251	3444	2658	API MG T/2.8	
1	Tenaris UHS-NR PR 960 Alloy	446	140000	0.2	71%	26272	2658	-255	API MG T/2.8	
1		3145	140000	0.2						

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



Fuente: Los autores.

Figura 2. Reporte de diseño del pozo ORT-01S

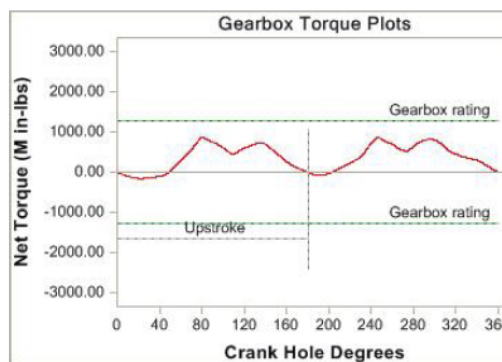
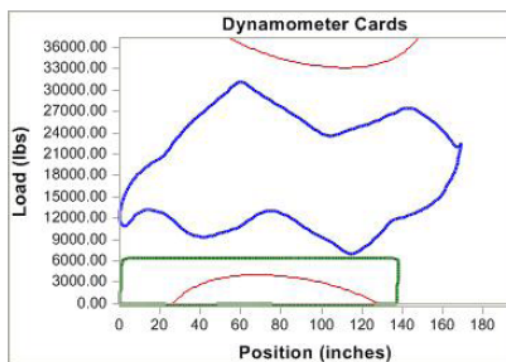
Company: ECOPETROL S.A
 Well: ORT-01S
 Disk file: ORT-01S (varilla continua).rsdx
 Comment: Varilla continua

RODSTAR-D 3.3.1
 © Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 1 of 11
 User: PARKO SERVICES
 Date: 15/01/2010

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	6	Fluid level			Production rate (bfpd):	250	Peak pol. rod load (lbs):	31154	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6647		Oil production (BOPD):	244	Min. pol. rod load (lbs):	6988	
Tubing pres. (psi):	150	(ft over pump):	300		Strokes per minute:	6	MPRL/PPRL	0.224	
Casing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100		System eff. (Motor->Pump):	24%	Unit struct. loading:	73%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"			Permissible load HP:	91.8	PRHP / PLHP	0.38	
Fluid properties					Motor & power meter				
Water cut:	2.5%	Power Meter	Detent		Required prime mover size	BALANCED			
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH		(speed var. not included)	(Min Torq)			
Oil API gravity:	27.0	Type:	NEMA D		NEMA D motor:	60 HP			
Fluid sp. gravity:	0.8954				Single/double cyl. engine:	60 HP			
					Multicylinder engine:	60 HP			
Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192*)					Torque analysis and electricity consumption				
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)					BALANCED				
Crank hole number	#2 (out of 3)				(Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	169				Peak g'box torq (M in-lbs):	863			
Crank Rotation with well to right:	CW				Gearbox loadina:	67%			
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psig):	Unknown				Cyclic load factor:	1.3			
					Max. air tank pres. (psig):	336			
Tubing and pump information					Daily elect.use (KWH/day):				
Tubing O.D. (ins):	3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100		Monthly electric bill:	\$0			
Tubing I.D. (ins):	2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100		Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.000			
Pump depth (ft):	6947	Tub.anch.depth (ft):	5708		Electr.cost per bbl. oil:	\$0.000			
Pump condition:	Full				Tubing, pump and plunger calculations				
Pump type:	Insert				Pump vol. efficiency :	85%			
Plunger size (ins)	1.75	Pump friction (lbs):	200.0		Tubing stretch (ins):	1.2			
					Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	2.2			
Rod string design					Gross pump stroke (ins):	138.4			
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Pump spacing (in. from bottom):	20.8			
1	Tenaris UHS-NR	1000	140000	0.3	Minimum pump length (ft):	22.0			
1	PR 960 Allow	1400	140000	0.3	Recommended plunger length (ft):	5.0			
0.875	PR 960 Allow	4547	140000	0.3	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
					Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
					78%	39563	9088	6539	API MG T/2.8
					71%	35208	6423	4072	API MG T/2.8
					73%	35456	5023	-1486	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



Fuente: Los autores.

Figura 3. Reporte de diseño del pozo PAC-02S

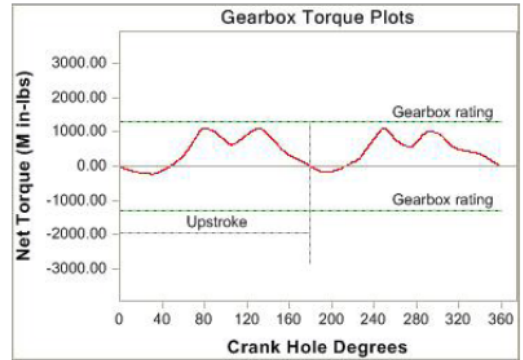
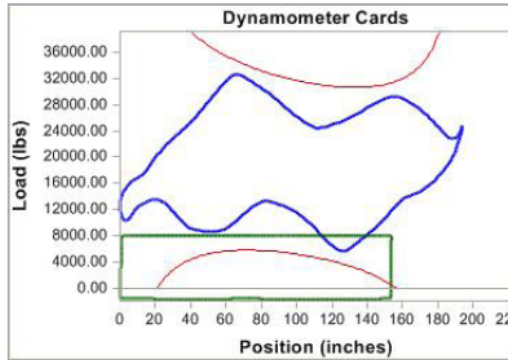
Company: ECOPEPETROL
 Well: PAC-02S
 Disk file: PAC-02S(1-sep-2011)Varilla continua.rsdX
 Comment: Instalacion varilla continua

RODSTAR-D 3.3.1
 © Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)
 PARKO SERVICES S.A
 www.parko.com.co

Page 1 of 13
 User: DIEGO PINTO
 Date: 01/09/2011

INPUT DATA		CALCULATED RESULTS		
Strokes per minute:	6	Fluid level (ft from surface):	6071	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	400	
Tubing pres. (psi):	125	Stuf.box fr. (lbs):	100	
Casing pres. (psi):	25	Pol. Rod Diam: 1.5"		
Fluid properties		Motor & power meter		
Water cut:	28%	Power Meter:	Detent	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$.06/KWH	
Oil API gravity:	29.0	Type:	NEMA D	
Fluid sp. gravity:	0.9148			
Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192")				
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)				
Crank hole number: #1 (out of 3)				
Calculated stroke length (in): 193.6				
Crank Rotation with well to right: CW				
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psig): Unknown				
Tubing and pump information				
Tubing O.D. (ins):	3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	
Tubing I.D. (ins):	2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	
Pump depth (ft):	6471	Tub.anch.depth (ft):	5934	
Pump condition:	Full			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	85%	
Plunger size (ins):	2.25	Pump friction (lbs):	200.0	
Rod string design				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff
1	Tenaris MMS-NR	1000	140000	0.2
1	PR 970 Alloy	1400	140000	0.2
0.875	PR 970 Alloy	4071	140000	0.2
Production rate (bfpd): 461				
Oil production (BOPD): 332				
Strokes per minute: 6				
System eff. (Motor->Pump): 35%				
Permissible load HP: 95.7				
Fluid load on pump (lbs): 9344				
Fluid level TVD (ft from surface): 5667				
Polished rod HP: 41.9				
Peak pol. rod load (lbs): 32657				
Min. pol. rod load (lbs): 5598				
MPRL/PPRL: 0.171				
Unit struct. loading: 76%				
PRHP / PLHP: 0.44				
Buoyant rod weight (lbs): 13205				
N/No: .144 , Fo/SKr: .199				
Required prime mover size (speed var. not included): BALANCED (Min Torq)				
NEMA D motor: 75 HP				
Single/double cyl. engine: 75 HP				
Multicylinder engine: 75 HP				
Torque analysis and electricity consumption: BALANCED (Min Torq)				
Peak g'box torq. (M in-lbs): 1106				
Gearbox loading: 86%				
Cyclic load factor: 1.4				
Max. air tank pres. (psig): 338				
Daily electr.use (KWH/day): 973				
Monthly electric bill: \$1781				
Electr.cost per bbl. fluid: \$0.127				
Electr.cost per bbl. oil: \$0.176				
Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing stretch (ins): .8				
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 2.5				
Gross pump stroke (ins): 153.9				
Pump spacing (in. from bottom): 19.4				
Minimum pump length (ft): 26.0				
Recommended plunger length (ft): 5.0				
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
85%	41734	7536	4462	API MG T/2.8
77%	36956	4462	1663	API MG T/2.8
85%	39231	2505	-3022	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations include buoyancy effects.



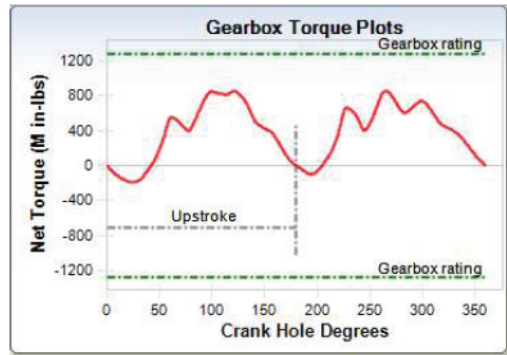
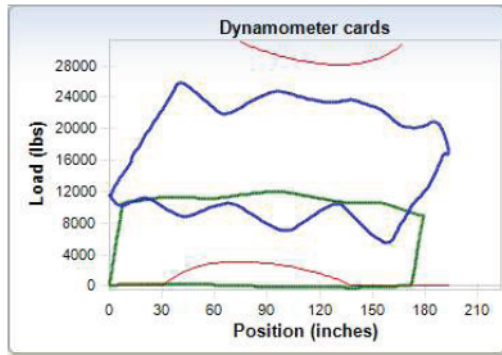
Fuente: Los autores.

Figura 4. Reporte de diseño del pozo PG-30.

Company: ECOPETROL
Well: PAG 30
Disk file: PAG 30 enero.rsd
Comment: (num rod elements: 71)
RODSTAR-D 3.4.0
(c) Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)
Page 1 of 11
User: DAINA ESCOBAR
Date: 23/01/2012

INPUT DATA		CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute: 6	Fluid level (ft from surface): 3384	Production rate (bfpd): 783	Peak pol. rod load (lbs): 25909			
Run time (hrs/day): 24.0	(ft over pump): 778	Oil production (BOPD): 78	Min. pol. rod load (lbs): 5416			
Tubing pres. (psi): 180	Stuf.box fr. (lbs): 100	Strokes per minute: 6.04	MPRL/PPRL: 0.209			
Casing pres. (psi): .7	Pol. Rod Diam: 1.5"	System eff. (Motor->Pump): 44%	Unit struct. loading: 61%			
Fluid properties		Permissible load HP: 95	PRHP / PLHP: 0.38			
Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs): 8764	Buoyant rod weight (lbs): 10544			
Water cut: 90%	Power Meter Detent	Fluid level TVD (ft from surface): 3384	N/No: .102 , Fo/SKr: .094			
Water sp. gravty: 1.05	Electr. cost: \$.06/KWH	Polished rod HP: 36.3				
Oil API gravity: 20.0	Type: NEMA D	Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED (Min Torq)			
Fluid sp. gravity: 1.0384		NEMA D motor: 75 HP				
Compress. index: 3.0		Single/double cyl. engine: 60 HP				
Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192*)		Multicylinder engine: 75 HP				
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)		Torque analysis and electricity consumption	BALANCED (Min Torq)			
Crank hole number #1 (out of 3)		Peak a'box torq.(M in-lbs): 855				
Calculated stroke length (in): 193.6		Gearbox loading: 66.8%				
Crank Rotation with well to right: CW		Cyclic load factor: 1.3				
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psia): Unknown		Max. air tank pres. (psia): 309				
Tubing and pump information		Daily electr.use (KWH/day): 825				
Tubing O.D. (ins) 3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff: 0.100	Monthly electric bill: \$1509				
Tubing I.D. (ins) 2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff: 0.100	Electr.cost per bbl. fluid: \$0.063				
Pump depth (ft): 4162	Tubing is not anchored	Electr.cost per bbl. oil: \$0.632				
Pump condition: Full		Tubing, pump and plunger calculations				
Pump type: Tubing	Pump vol. efficiency: 85%	Tubing stretch (ins): 5.5				
Plunger size (ins) 2.75	Pump friction (lbs): 200.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 25.1				
Rod string design		Gross pump stroke (ins): 179.3				
Diameter (inches)	Rod Grade	Pump spacing (in. from bottom): 12.5				
Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Minimum pump length (ft): 23.0				
Fric. Coeff		Recommended plunger length (ft): 3.0				
1	Tenaris UHS-NR	4125	140000			
			0.22			
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)		Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
		64%	33266	7428	-255	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



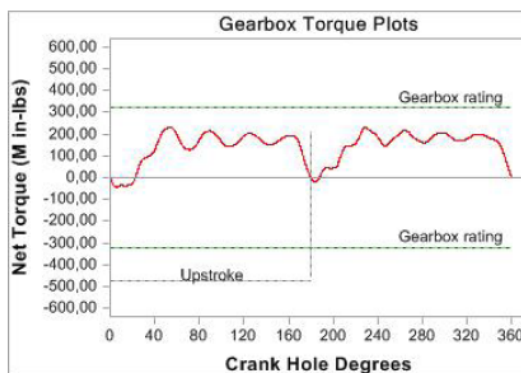
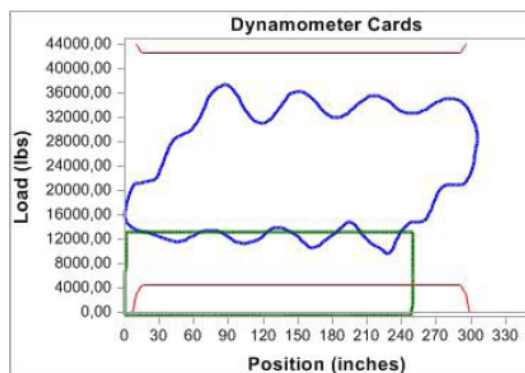
Fuente: Los autores.

Figura 5. Reporte de diseño del pozo TLL-44.

Company: Ecopetrol S.A.
Well: TL-44
Disk file: TL-44(22-Oct-2011)Corrida Diseño actual varilla
Comment: Dise?o varilla actual
© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 1 of 11
User: PS
Date: 23/10/2011

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	3,4	Fluid level			Production rate (bfpd):	424	Peak pol. rod load (lbs):	37518	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	7701		Oil production (BOPD):	119	Min. pol. rod load (lbs):	9632	
Tubing pres. (psi):	110	(ft over pump):	0		Strokes per minute:	3,4	MPRL/PPRL	0,257	
Casing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100		System eff. (Motor->Pump):	44%	Unit struct. loading:	75%	
Fluid properties					Motor & power meter				
Water cut:	72%	Power Meter	Detent		Permissible load HP:	101,9	PRHP / PLHP	0,47	
Water sp. gravity:	1,07	Electr. cost:	\$,06/KWH		Fluid load on pump (lbs):	13422	Buoyant rod weight (lbs):	14029	
Oil API gravity:	19,5	Type:	NEMA D		Fluid level TVD (ft from surface):	7293	N/No: ,097 , Fo/Skr: ,209		
Fluid sp. gravity:	1,0328				Polished rod HP:	48,1			
Pumping Unit: Rotaflex (1100)					Required prime mover size				
API size: R-320-500-306 (unit ID: R4)					(speed var. not included) BALANCED				
Crank hole number #1 (out of 1)					(Min Torq)				
Calculated stroke length (in): 305,7					NEMA D motor: 75 HP				
Crank Rotation with well to right: CW					Single/double cyl. engine: 60 HP				
Max. CB weight (M lbs): Unknown					Multicylinder engine: 75 HP				
Tubing and pump information					Torque analysis and electricity consumption				
Tubing O.D. (ins): 2,875 Upstr. rod-fl. damp. coeff: 0,100					BALANCED				
Tubing I.D. (ins): 2,441 Dnstr. rod-fl. damp. coeff: 0,100					(Min Torq)				
Pump depth (ft): 7701 Tub.anch.depth (ft): 7290					Peak g'box torq. (M in-lbs): 234				
Pump condition: Full					Gearbox loading: 73%				
Pump type: Tubing Pump vol. efficiency : 85%					Cyclic load factor: 1,1				
Plunger size (ins) 2,25 Pump friction (lbs): 200,0					Counterbalance weight (M lbs): 23,57				
Rod string design					Daily electr.use (KWH/day): 1018				
					Monthly electric bill: \$1863				
					Electr.cost per bbl. fluid: \$0,144				
					Electr.cost per bbl. oil: \$0,514				
					Tubing, pump and plunger calculations				
					Tubing stretch (ins): 1,2				
					Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 2,1				
					Gross pump stroke (ins): 250,1				
					Pump spacing (in. from bottom): 41,1				
					Minimum pump length (ft): 39,0				
					Recommended plunger length (ft): 6,0				
					Rod string stress analysis (service factor: 0,85)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
+ 1	Tenaris UHS-NR	916	140000	0,2	104%	47879	12374	9905	API MG T/2.8
1	PR 970 Allov	2042	140000	0,2	97%	44542	9905	5554	API MG T/2.8
.875	PR 970 Allov	4635	140000	0,2	99%	44238	6816	-41	API MG T/2.8
.875	Tenaris UHS-NR	108	140000	0,2	54%	22971	-41	-333	API MG T/2.8

+ Requires slimhole couplings.
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



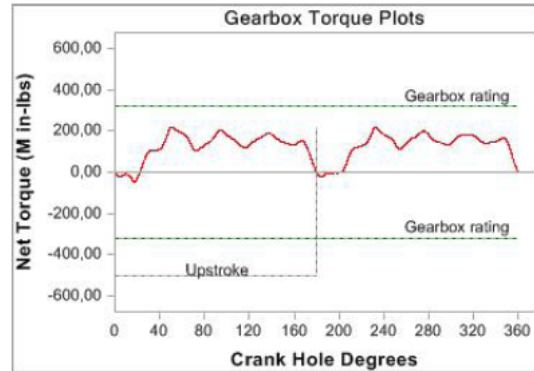
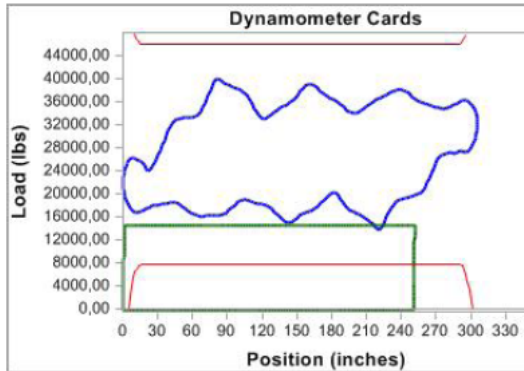
Fuente: Los autores.

Figura 6. Reporte de diseño del pozo TLL-48.

RODSTAR-D 3.2.3
 © Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 1 of 13
 Company: Ecopetrol S.A. User: PS
 Well: TL-48 Date: 23/10/2011
 Disk file: TL-48(22-Oct-2011)Corrida Diseño varilla conve
 Comment: Dise?o varilla actual

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	3,6	Fluid level (ft from surface):	8290	Production rate (bfpd):	453	Peak pol. rod load (lbs):	39956		
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	0	Oil production (BOPD):	210	Min. pol. rod load (lbs):	13722		
Tubing pres. (psi):	80	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	3,6	MPRL/PPRL:	0,343		
Casing pres. (psi):	,6			System eff. (Motor->Pump):	53%	Unit struct. loading:	80%		
Fluid properties			Motor & power meter		Permissible load HP:	107,9	PRHP / PLHP:	0,41	
Water cut:	53,5%	Power Meter Detent		Fluid load on pump (lbs):	14464	Buoyant rod weight (lbs):	18242		
Water sp. gravity:	1,07	Electr. cost: \$,06/KWH		Fluid level TVD (ft from surface):	8118	N/No: ,113 , Fo/Skr: ,231			
Oil API gravity:	19,5	Type: NEMA D		Polished rod HP:	44,3				
Fluid sp. gravity:	1,0082			Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED				
Pumping Unit: Rotaflex (1100)					NEMA D motor:	75 HP			
API size: R-320-500-306 (unit ID: R4)				Single/double cyl. engine:	60 HP				
Crank hole number	#1 (out of 1)			Multicylinder engine:	75 HP				
Calculated stroke length (in):	305,7			Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)			
Crank Rotation with well to right:	CW			Peak g'box torq.(M in-lbs):	220				
Max. CB weight (M lbs):	Unknown			Gearbox loading:	69%				
				Cyclic load factor:	1,1				
				Counterbalance weight (M lbs):	26,84				
				Daily electr.use (KWH/day):	935				
				Monthly electric bill:	\$1711				
				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0,124				
				Electr.cost per bbl. oil:	\$0,267				
Tubing and pump information					Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	3,500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0,100	Tubing stretch (ins):	1,0				
Tubing I.D. (ins):	2,992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0,100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	1,9				
Pump depth (ft):	8290	Tub.anch.depth (ft):	7822	Gross pump stroke (ins):	251,7				
Pump condition:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	43,2				
Pump type:	Tubing	Pump vol. efficiency :	85%	Minimum pump length (ft):	39,0				
Plunger size (ins)	2,25	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0				
Rod string design					Rod string stress analysis (service factor: 0.85)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1.125	Tenaris UHS-NR	614	140000	0.2	80%	40276	13884	12221	API MG T/2.8
1	Tenaris UHS-NR	3004	140000	0.2	102%	47954	15374	7498	API MG T/2.8
.875	Tenaris UHS-NR	4672	140000	0.2	105%	47313	9285	-333	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



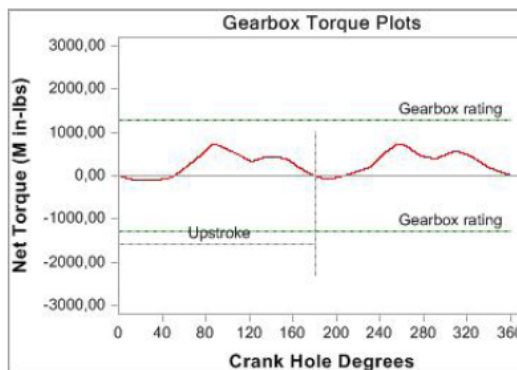
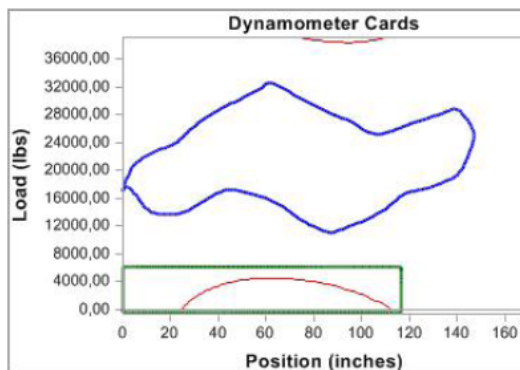
Fuente: Los autores.

Figura 7. Reporte de diseño del pozo TLL-65.

Company: ECOPEPETROL S.A
Well: TL-65
Disk file: TL-65(22-Oct-2011)Corrida Diseño actual varilla
Comment: Dise?o varilla Continua
RODSTAR-D 3.2.3
© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)
Page 1 of 11
User: PARKO SERVICES
Date: 14/10/2011

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS					
Strokes per minute:	5,5	Fluid level			Production rate (bfpd):	143	Peak pol. rod load (lbs):	32624		
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	8595		Oil production (BOPD):	84	Min. pol. rod load (lbs):	11133		
Tubing pres. (psi):	90	(ft over pump):	0		Strokes per minute:	5,5	MPRL/PPRL	0,341		
Casing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100		System eff. (Motor->Pump):	27%	Unit struct. loading:	76%		
Fluid properties					Motor & power meter					
Water cut:	41%	Power Meter	Detent		Permissible load HP:	80	PRHP / PLHP	0,31		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$,06/KWH		Fluid load on pump (lbs):	6043	Buoyant rod weight (lbs):	16190		
Oil API gravity:	19,5	Type:	NEMA D		Fluid level TVD (ft from surface):	8093	N/No: ,179 , Fo/SKr: ,225			
Fluid sp. gravity:	0,9629				Polished rod HP:	24,5				
Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192*)					Required prime mover size (speed var. not included) BALANCED (Min Torq)					
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)					NEMA D motor:					50 HP
Crank hole number #3 (out of 3)					Single/double cyl. engine:					40 HP
Calculated stroke length (in): 147,1					Multicylinder engine:					50 HP
Crank Rotation with well to right: CW					Torque analysis and electricity consumption BALANCED (Min Torq)					
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psig): Unknown					Peak g'box torq. (M in-lbs): 734					
					Gearbox loading: 57%					
					Cyclic load factor: 1,3					
					Max. air tank pres. (psig): 361					
					Daily electr. use (KWH/day): 587					
					Monthly electric bill: \$1074					
					Electr. cost per bbl. fluid: \$0,247					
					Electr. cost per bbl. oil: \$0,418					
Tubing and pump information					Tubing, pump and plunger calculations					
Tubing O.D. (ins)	3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100		Tubing stretch (ins):	,2				
Tubing I.D. (ins)	2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100		Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,2				
Pump depth (ft):	8595	Tub.anch.depth (ft):	8438		Gross pump stroke (ins):	116,6				
Pump condition:	Full				Pump spacing (in. from bottom):	25,8				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	85%		Minimum pump length (ft):	22,0				
Plunger size (ins)	1.5	Pump friction (lbs):	200,0		Recommended plunger length (ft):	6,0				
Rod string design					Rod string stress analysis (service factor: 0.85)					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
1	Tenaris UHS-NR	800	140000	0.2	83%	41628	14265	12046	API MG T/2.8	
1	PR 970 Allow	2180	140000	0.2	77%	38492	12046	7579	API MG T/2.8	
,875	Tenaris UHS-NR	5615	140000	0.2	73%	35655	9491	-333	API MG T/2.8	

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



Fuente: Los autores.