

**ESTUDIO FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SARTAS DE
VARILLA CONTINUA COROD EN POZOS CON SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP DE CAMPO CARDALES**

FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

**ESTUDIO FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SARTAS DE
VARILLA CONTINUA COROD EN POZOS CON SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP DE CAMPO CARDALES**

FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO

**Trabajo de Grado presentado para optar al título de Especialista en
Gerencia de Hidrocarburos**

Director:

ING. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Docente UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

*A mi incondicional y amada Familia,
Los que con su esfuerzo, consejo y apoyo lograron la persona que soy.*

FABIANCHO

AGRADECIMIENTOS

A la GLORIOSA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por permitirme seguir creciendo en esta gran institución.

Al ingeniero Erik Montes, quien con su acompañamiento y profesionalismo fue posible lograr este trabajo.

A Weatherford, empresa que me abrió las puertas para iniciar en esta industria, y en la que espero permanecer muchos años más para dar provecho de este nuevo logro.

A mis compañeros de trabajo, quienes me permitieron y colaboraron para que se cumpliera a cabalidad esta nueva meta.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DE CAMPO CARDALES	16
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	16
1.2 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN CAMPO CARDALES.....	19
2. VARILLA CONTINUA.....	22
2.1 DESCRIPCIÓN	22
2.2 APLICACIONES EN OTROS CAMPOS.....	25
3. DIMENSIONAMIENTO	28
3.1 DIMENSIONAMIENTO POZOS PCP CAMPO CARDALES	28
3.1.1 Cardales 6.....	28
3.1.2 Cardales 9.....	31
3.1.3 Cardales 11.....	33
3.1.4 Cardales 17.....	36
3.1.5 Cardales 19.....	38
3.1.6 Cardales 20.....	41
4. ANÁLISIS FINANCIERO	45
4.1 INGRESOS	50
4.1.1 OPEX Base	51
4.1.2 Regalías	51
4.1.3 Impuesto de Renta	52
4.2 ESCENARIO ACTUAL	52
4.2.1 Inversión inicial (CAPEX)	55
4.2.2 Depreciaciones e impuestos.....	55
4.2.3 Flujo de caja del proyecto	56
4.3 INDICADORES DE RENTABILIDAD PARA EL ESCENARIO ACTUAL.....	57
4.3.1 Valor presente neto.....	57
4.3.2 Tasa interna de retorno.....	58

4.3.3	<i>Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME</i>	59
4.4	ESCENARIO PROPUESTO CON VARILLA CONTINUA	59
4.4.1	<i>Inversión Inicial.....</i>	60
4.4.2	<i>Depreciación e Impuestos.....</i>	61
4.4.3	<i>Flujo de Caja del Proyecto</i>	61
4.5	INDICADORES DE RENTABILIDAD PARA EL ESCENARIO PROPUESTO	63
4.5.1	<i>Valor Presente Neto.....</i>	63
4.5.2	<i>Tasa Interna de Retorno</i>	63
4.5.3	<i>Tiempo de Recuperación de la Inversión o Payback.....</i>	64
5.	CONCLUSIONES	65
6.	RECOMENDACIONES.....	66
	BIBLIOGRAFÍA	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de campos de la gerencia de Mares	16
Figura 2. Prognosis – Campana de perforación Llanito, Gala, Cardales Vigencia 2007, Ecopetrol S.A., superintendencia de Mares, Gerencia Regional Magdalena Medio, Gerencia Técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción	17
Figura 3. Modelo grafico de instalación de varilla continua en un pozo tipo.....	22
Figura 4. Comparativo de la distribución de cargas de contacto en una sarta de varillas convencional, con guías y continua	23
Figura 5. Ilustración comparativa entre una varilla continua COROD de 1" de OD y la convencional de 1" de OD con las conexiones de menor diámetro.....	24
Figura 6. Unidad Flushby con Mobile Gripper para corrida de varilla continua en pozo...	24
Figura 7. Distribución de falla en el campo LCI para 2008 en PCP.	25
Figura 8. Comparativo de Fallas antes y después de la instalación de varilla continúa en el Campo LCI.	26
Figura 9. Casos de Fallas con varilla continua que presentaron falla prematura.....	26
Figura 10. Survey Cardales 6.....	28
Figura 11. Cargas de contacto con varilla convencional de 1 1/4" actualmente instalada en el pozo Cardales 6.	29
Figura 12. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 6.	29
Figura 13. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 6.....	30
Figura 14. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 6.....	30
Figura 15. Survey Cardales 9.....	31
Figura 16. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 9.....	31
Figura 17. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 9.	32
Figura 18. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 9.....	32
Figura 19. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 9.....	33
Figura 20. Survey Cardales 11	33

Figura 21. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 11.....	34
Figura 22. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 11.	34
Figura 23. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 11.....	35
Figura 24. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 11.....	35
Figura 25. Survey Cardales 17.....	36
Figura 26. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 17.....	36
Figura 27. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 17.	37
Figura 28. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 17.....	37
Figura 29. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 17.....	38
Figura 30. Survey Cardales 19.....	38
Figura 31. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 19.....	39
Figura 32. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 19.	39
Figura 33. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 19.....	40
Figura 34. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 19.....	40
Figura 35. Survey Cardales 20.....	41
Figura 36. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 20.....	41
Figura 37. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 20.	42
Figura 38. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 20.....	42
Figura 39. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 20.....	43
Figura 40. Producción Neta Promedio Mensual CAR-6.....	46
Figura 41. Producción Neta Promedio Mensual CAR-9.....	46
Figura 42. Producción Neta Promedio Mensual CAR-11.....	47
Figura 43. Producción Neta Promedio Mensual CAR-17.....	47
Figura 44. Producción Neta Promedio Mensual CAR-19.....	48
Figura 45. Producción Neta Promedio Mensual CAR-20.....	48

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción Fiscalizada de Crudo 01-02-2016 correspondiente al año 2015	18
Tabla 2. Producción Fiscalizada de Crudo 21-04-2016 correspondiente al año 2016.	18
Tabla 3. Potenciales de producción Campo Cardales para Diciembre de 2015.....	19
Tabla 4. Detalle Campana de Perforación Campo Cardales.....	20
Tabla 5. Comparativo producción actual vs pronosis.	21
Tabla 6. Casos de falla con varilla convencional que presentaron falla.	27
Tabla 7. Comparativo condiciones simuladas pozos PCP campo Cardales.	44
Tabla 8. Histórico de Producción y Proyección de curva de producción año 2016	49
Tabla 9. Tarifa de operación por intervención de equipo de WO.....	51
Tabla 10. Porcentaje de Pago de Regalías según índice de producción.	52
Tabla 11. Matriz de Intervención por pozo anualmente e Índice de Falla	53
Tabla 12. Diferida de no producción por intervención anual según índice de falla.	54
Tabla 13. Costo de falla anual.....	54
Tabla 14. Depreciación para el escenario Actual	55
Tabla 15. Flujo de Caja Escenario Actual	56
Tabla 16. Representación de valores a diferentes puntos del proyecto.....	58
Tabla 17. Capex para la realización del proyecto bajo el escenario propuesto.	60
Tabla 18. Material adquirido y sometido a depreciación.	61
Tabla 19. Flujo de Caja para el escenario Propuesto con varilla Continua	62
Tabla 20. VPN para el escenario propuesto con varilla continua	63

RESUMEN

TÍTULO

ESTUDIO FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SARTAS DE VARILLA CONTINUA COROD EN POZOS CON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP DE CAMPO CARDALES*

AUTOR FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO**

PALABRAS CLAVES: VARILLA CONTINUA, PCP, OPTIMIZACIÓN, BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS, DESVIADOS, TUBERÍA ROTA

DESCRIPCIÓN

Uno de los desarrollos más importantes en el campo de sistemas de levantamiento artificial que incluyen el uso de sartas de varillas para accionamiento en fondo, ha sido la implementación de nuevas tecnologías para evitar el desgaste generado por el contacto varilla/tubería. El mayor de estos alcances, ha sido la creación de la varilla, la cual omite la instalación de couplings o conexiones de mayor diámetro los cuales son los que generan mayor desgaste en el sistema, reduciendo así las intervenciones por tubería rota en el pozo.

En el campo Cardales actualmente se presenta un índice de falla por tubería rota y varilla partida considerablemente alto, el cual ocasiona sobrecostos por cada intervención adicional a la planeada, esto ha generado un impacto estadístico y económico severo lo cual puede ocasionar un cambio drástico en el destino de los fondos de inversión. Los problemas anteriormente mencionados se deben a la falla en la implementación de acciones correctivas/preventivas como el cambio de stick up, falta de conocimiento, metodologías para el control de arena y reducción del corte abrasivo, o simplemente la ausencia de nuevas tecnologías de menor presupuesto y que ya han sido rentables en otros campos.

De continuar con esta situación y el impacto económico que ha generado el desgaste ocasionado por el uso de sartas de varilla convencional, la viabilidad de nuevos pozos o proyectos en el campo sería totalmente nula, es fácil prever el cierre de pozos por ausencia de métodos de control para fallas recurrente, la pérdida de producción o la re-inversión de dineros en la misma temática sin encontrar cambios significativos en los resultados. En el desarrollo de este texto se realiza el análisis económico de la viabilidad del proyecto.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ingeniero Erik Giovanni Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE

FINANCIAL EVALUATION FOR THE USE OF CONTINUOUS ROD STRINGS IN WELLS WITH PROGRESSIVE CAVITY PUMP ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS IN CARDALES FIELD*

AUTHOR FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO**

KEYWORD: CONTINUOUS ROD, PCP, OPTIMIZATION, PROGRESSIVE CAVITY PUMP, DEVIATED, TUBING WEAR

DESCRIPTION

One of the most important development in the artificial lift systems that use rods to activate the bottom hole assembly, has been de use of new technologies to reduce the wear generated by the rod/tubing contact. The higher performance has been reach with continuous rod, this eliminates the use of couplings or connections with major diameters that increase wear, reducing Work over Interventions.

In Cardales Field, the failure index for tubing wear and broken rod reach a high value, this means more money with each intervention out of the plan, this impacts statistics redirecting the investment in other areas. The problems mentioned are related with the loss of corrective or preventive actions as stick up change, unknown or sand management and solids cut reduction, in other way, or missing new technologies with lower cost and better performance in other fields.

If this situation and economic impact continue, the option for new wells or new projects in the field, will be null, it is easy to see when they are going to give up with lower performance wells that have frequent failures, lost production and well maintenance without different results. This project presents the economic analysis for this project.

* * Degree Work

** Petroleum Engineer School, Physicochemical faculty Of Engineering

INTRODUCCIÓN

Uno de los desarrollos más importantes en el campo de sistemas de levantamiento artificial que incluyen el uso de sartas de varillas para accionamiento en fondo, ha sido la implementación de nuevas tecnologías para evitar el desgaste generado por el contacto varilla/tubería. El mayor de estos alcances, ha sido la creación de la varilla continua, la cual omite la instalación de couplings o conexiones de mayor diámetro, los cuales son los que generan mayor desgaste en el sistema, reduciendo así las intervenciones por tubería rota en el pozo.

Debido al éxito que ha tenido el desarrollo de la varilla continua para aplicación PCP y BM en los campos Casabe y LCI, se hace necesario extender esta tecnología a los campos de la región del Magdalena medio como lo es Campo Cardales, de tal manera que se pueda evaluar económicamente el índice de fallas de los pozos evaluados y como sería beneficiada ECOPETROL S.A. con esta tecnología. Adicional al beneficio particular en cada pozo, se plantea la estrategia de optimización de recursos utilizando las unidades de flush by y mobile gripper a nivel regional.

Con el fin de continuar con el desarrollo del negocio de la varilla continua COROD en Colombia, se plantea la presente evaluación técnica económica para poder presentar una solución a los inconvenientes operativos del Campo Cardales y se puede obtener un modelo de negocio Gana/Gana para las partes involucradas. Parte de los inconvenientes que presenta el campo radica fuertemente en la instalación y operación de uno de sus componentes principales como lo es la sarta de varilla para bombeo en fondo. La manipulación de la misma y sus puntos de contacto con la tubería, hacen de esta una de las fallas más frecuentes, poniendo en riesgo la continuidad operativa del campo.

La instalación de varilla continúa COROD ha solventado este tipo de problemas en campos similares de la región como lo ha sido Campo Casabe y Campo La Cira, sin embargo, se requiere de una evaluación gerencial para detallar si la baja producción de crudo del campo puede solventar este tipo de tecnología.

Con el fin de mejorar lo mencionado en el párrafo anterior, se plantea la optimización de los pozos PCP de campo Cardales que incluyen la instalación de sartas de varilla convencional, los cuales presentan una problemática severa con el desgaste ocasionado por esta y el beneficio económico que generaría la inversión en varilla continua. De esta manera, se podrían mitigar severamente la intervención a pozo con EWO, reduciendo considerablemente los sobrecostos y así evitar el excedente en el presupuesto.

1. GENERALIDADES DE CAMPO CARDALES

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

Durante el descubrimiento de Campo Gala en 1985, como parte de las exploración y expansión del campo Llanito, se realiza la perforación en 1988 de los pozos Cardales-1 y Yuma-1. Este pozo se caracterizó por la producción de 628 bopd con un BSW de 2% y GOR de 57 SCF/STB. Una vez fue identificada y delimitada el área como un nuevo campo petrolero, en el primer semestre del año 2004 se procede con la perforación del norte de esta área, incluyendo la perforación de los pozos Cardales-2 y Cardales-3, los cuales fueron perforados entre el 29 de Febrero y el 25 de Abril de 2004.

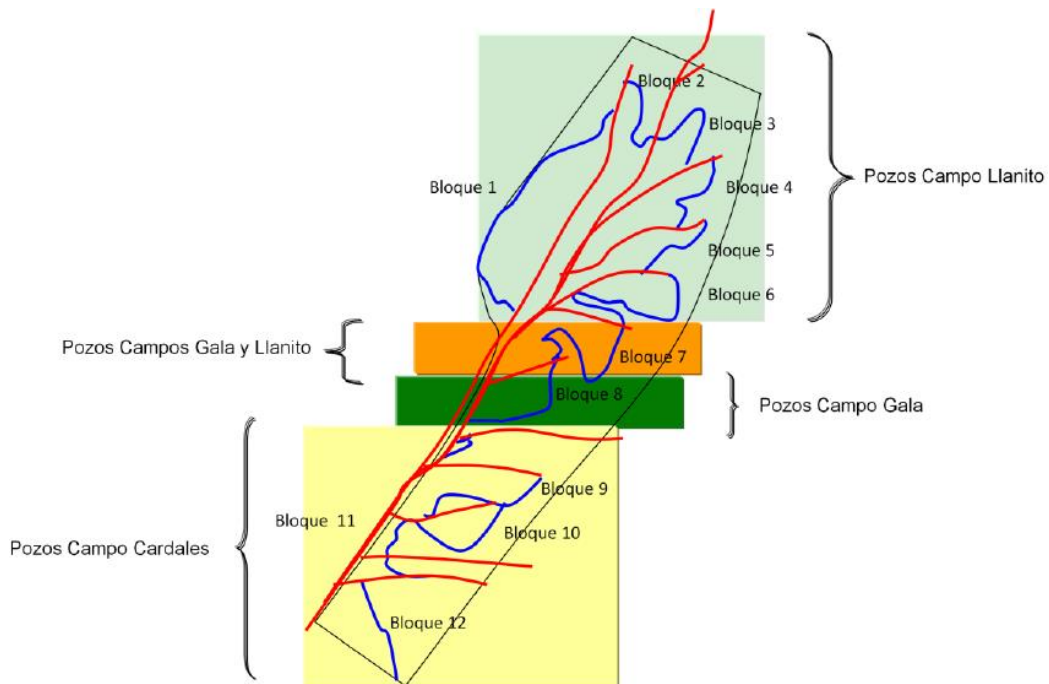
El fluido de producción de este campo se caracteriza por tener una gravedad API de 21, agua de formación de alta salinidad con un promedio de 28000 ppm de Cl.

Figura 1. Ubicación geográfica de campos de la gerencia de Mares



Fuente: (Ramos, Puerta, Sachica, & Chaparro, 2013).

Figura 2. Prognosis – Campana de perforación Llanito, Gala, Cardales Vigencia 2007, Ecopetrol S.A., superintendencia de Mares, Gerencia Regional Magdalena Medio, Gerencia Técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción



Fuente: (Arias & Jimenez, 2008)

Es importante aclarar, que Campo Cardales y sus campos aledaños se encuentran aún bajo recuperación primaria. Adicional a lo mencionado por Arias & Jiménez en el 2008, el campo actualmente presenta sistemas de levantamiento artificial con Sistemas de Bombeo Mecánico y Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

Según el reporte de producción de la ANH, este campo se reporta de manera conjunta con Campo Gala, ya que estas llegan a las mismas facilidades de producción con el cual se muestra el siguiente esquema de producción para el año 2015 y lo corrido del 2016. Teniendo en cuenta que el análisis económico de producción de Campo Cardales no se representa como un total, se consultó con el personal de campo un estimativo de cuál sería el porcentaje de producción correspondiente para cada campo, de tal manera que se realice un acercamiento mayor para el análisis financiero.

Tabla 1. Producción Fiscalizada de Crudo 01-02-2016 correspondiente al año 2015



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
 VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE (BARRILES PROMEDIO POR DÍA CALENDARIO - BPDC)
 ENERO A DICIEMBRE 2015*

* PUBLICACIÓN CON LA MEJOR INFORMACIÓN DISPONIBLE - VALORES SUJETOS A MODIFICACIONES

Departamento		Municipio		Operadora	Contrato	Campo
SANTANDER		BARRANCABERMEJA		ECOPETROL	DE MARES	GALA
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
2,387	2,293	2,240	2,256	2,210	2,094	
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
1,985	1,907	1,906	1,941	1,886	1,836	

Fuente: (ANH, 2016)

Tabla 2. Producción Fiscalizada de Crudo 21-04-2016 correspondiente al año 2016.



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
 VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE (BARRILES PROMEDIO POR DÍA CALENDARIO - BPDC)
 2016*

* PUBLICACIÓN CON LA MEJOR INFORMACIÓN DISPONIBLE - VALORES SUJETOS A MODIFICACIONES

Departamento	Municipio	Operadora	Contrato	Campo
SANTANDER	BARRANCABERMEJA	ECOPETROL	DE MARES	GALA
Enero	Febrero			
1,739	1,739			

Fuente: (ANH, 2016)

1.2 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN CAMPO CARDALES

A continuación se tiene la discretización de producción de cada pozo en campo Cardales:

Tabla 3. Potenciales de producción Campo Cardales para Diciembre de 2015.

FORMATO POTENCIALES OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN										
PRODUCCION DE CRUDO Y GAS										
VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN										
FORMATO ELABORADO							Versión: 2			
04/11/2014										
Gerencia de Desarrollo y Operaciones de Mares - Coordinación Producción Llanito						Mes: DICIEMBRE 2015				
Pozo	Campo	Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Sist Prod	Cap Ext (Bpd)	Vel SLA (Vir)	Ud Vel (Ud)	Reccorrido (Pulg)	BOMBA SUBSUELO
CARD0001	Gala	16	20	13	BM	86	4.1	GPM	100	30-150-RHAC-24-2-1-1
CARD0002	Gala	130	13	113	BM	152	4.3	GPM	168	20-150-RXBC-24-3
CARD0001N	Gala	55	35	36	BM	58	4.0	GPM	100	25-125-R-X-A-C-24-3
CARD0003	Gala	350	92	28	BM	403	4.3	GPM	168	30-225-RHAC-20-3-2-2
CARD0004	Gala	285	84	47	BM	316	5.3	GPM	168	25-175-RHAC-20-3-0.5-0.5
CARD0005	Gala	50	48	26	BM	83	4.1	GPM	140	25-125-R-H-A-C-16-3-1-1
CARD0006	Gala	50	24	38	PCP	84	60.0	RPM	-	BMW 22-2400 HN309
CARD0007	Gala	400	88	48	BM	435	4.9	GPM	168	25-225-T-H-C-20-3-2-2
CARD0009	Gala	106	52	51	PCP	210	150.0	RPM	-	BMW22-2400 (140-8000) HN 309
CARD0010	Gala	60	40	36	BM	76	3.1	GPM	118	30-150-RHAC-24-3
CARD0011	Gala	225	63	84	PCP	350	250.0	RPM	-	BMW 140-8000 HN309
CARD0012	Gala	150	82	28	BM	170	4.0	GPM	149	25-175-R-X-A-C-24-4
CARD0013	Gala	340	90	34	BM	355	4.8	GPM	168	30-200-R-H-A-C-20-3-2-2
CARD0014	Gala	30	38	19	BM	157	3.7	GPM	149	30-175-R-H-A-C-20-3-2-2
CARD0015	Gala	190	75	48	BM	210	3.8	GPM	149	25-175-RXAC-24-3
CARD0016	Gala	134	50	67	BM	171	3.7	GPM	130	30-175-RXAC-24-4
CARD0017	Gala	316	84	51	PCP	364	260.0	RPM	-	BMW 140-8000 HN306
CARD0019	Gala	30	10	27	PCP	58	45.0	RPM	-	BMW 140-8000 HN306
CARD0020	Gala	165	28	119	PCP	231	165.0	RPM	-	BMW 140-8000 HN306

Fuente: (CENTRO-ORIENTE, 2015)

Con base al panorama anterior se tiene un total de producción de campo de 911 bopd, incluyendo pozos con sistema de levantamiento BM, este valor se tiene en cuenta para las posibilidades de financiación inicial del proyecto.

A continuación se detalla el esquema de perforación del campo y su respectivo potencial de producción esperado, con el fin de evaluar sus fechas de inicio de producción y trazar un horizonte de intervenciones de acuerdo a su fecha de perforaciones. Adicionalmente identificar cuales pozos presentan desde su inicio un índice de fallas mayor y cuáles son las posibles acciones a tomar de manera preventiva, como lo es la instalación de varilla continua, para reducirlo de manera oportuna.

Tabla 4. Detalle Campana de Perforación Campo Cardales

CAMPANA 2005		CAMPANA 2007		CAMPANA 2008		CAMPANA 2009		CAMPANA 2010		CAMPANA 2011		CAMPANA 2012		CAMPANA 2013		CAMPANA 2014		CAMPANA 2015				
FECHA TERMINACION /COMPLETADO	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES	CARDONES		
24-04-05	03-06-05	27-12-07	24-03-10	19-04-10	09-05-10	20-08-10	03-10-10	16-10-10	03-10-10	05-12-10	02-12-10	26-12-10	24-03-10	19-04-10	09-05-10	20-08-10	03-10-10	16-10-10	03-10-10	05-12-10	02-12-10	26-12-10
REGIST SUPERFICIE		CS3 958' N40 (435 Lsh) @ 955 MD	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 10'15'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 10'15'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 10'15'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 10'15'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 10'15'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 94'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 94'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 106.54'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	24 JUNTS DE CS DE 5 98' N40, 43.5 BSFT, BIC, RI 102'	
REESTR. PRODUCCION		CS3 7 P1(10/29) Lsh @ MD 972	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945	18 JUNTS DE 7 29 LBH - BT RCONZARHO @ 945
ZONA	MEROSA BC TORO SHALE	MEROSA BC TORO SHALE	MEROSA BC TORO SHALE	MEROSA BC TORO SHALE	MEROSA BC TORO SHALE	MEROSA B	MEROSA B	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB	MEROSA CB
TIPO DE COMBOS	HS04/12 X 3 TTP	HS04/12 X 5 TTP	HS04/12 X 5 TTP	CANONES DE 4 1/2 CASING 6 M5 TTP CARBOS PERFORACION Y OREO DE 0.4"	CANONES DE 4 1/2 CASING 6 M5 TTP CARBOS PERFORACION Y OREO DE 0.4"	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP	CSG GANDE 4 1/2 POWERJET A 5 TTP
INTERVALOS ABERTOS	5883-6196	6113-6193	7752-7756 / 6785-6790 / 5772-5776 / 6537-6562	5821-6208 / 6366-6378 / 6875-6880	6124-6132 / 6149-6163 / 6446-6460 / 6419-6423 / 6344-6349 / 6317-6326 / 6342-6346	6815-6822 / 6786-6787 / 7475-7478	6469-75 / 6453-63 / 6407-20 / 6344-63 / 6373-73 / 6377-6376	6810-6814 / 6788-6773 / 6482-6486 / 6472-6476 / 6424-6426 / 6375-6384 / 6377-6376	6822-6826 / 6792-6796 / 6497-6497 / 5729-5738 / 5783-5797 / 5900-5909 / 5818 / 5783-5794 / 5732-5736	7549-7561 / 7483-7485 / 6749-7454 / 7394-7397 / 6724-6730 / 6709-6714 / 6497-6505 / 6485-6444 / 6701-6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	6370-6380 / 6426-6433 / 6486-6491 / 6510-6518 / 6667-6832 / 6876-6881 / 6884-6937 / 6723-6730 / 6848-6852	
PROFUNDIDAD TOTAL TYP (ft)		9798	8664 (CR 8885)	9429 MD (8527 TPO)	9391 MD (8228 TPO)	7725 MD (7942 TPO)	8340 MD (8265 TPO)	7886 MD (7997 TPO)	7720 MD (7633 TPO)	7778 MD (7894 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)	7718 MD (7865 TPO)
ESTRATIGRAFIA DE RECOLECCION			ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA	ESTRATIGRAFIA
COORDENADA NORTE			1,278,936.71	1,278,939.21	1,278,948.44	1,277,997.93	1,277,955.37	1,277,888.22	1,277,954.97	1,278,280.78	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37	1,278,016.37
COORDENADA ESTE			1,023,211.72	1,023,807.96	1,023,656.40	1,023,946.63	1,023,832.28	1,023,831.46	1,023,873.27	1,023,288.36	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59	1,023,410.59
WELL HEAD ELEVATION			216	262.5	262.5	262.5	266.26	246.26	246.6	231.7	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06	241.06
MESA ROTARIA			16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
TRABAJOS DE NO REGISTROS			Ninguno	Ninguno	Ninguno	(1) Caríon, Noviembre de 2010; 7539-66; 7539-42; 8483-98 (2) Caríon, Enero 2011; Reducción 7475-78; 6816-24; 6775-82; 6483-88 y Nuevos; 6911-15; 6822-26;	Ninguno	Ninguno	(1) Asís en Diente de 2010 con relector a 6487	(1) Eabil y Asís en Enero de 2011 con relector a 7385; (2) Asís en Febrero de 2011 con relector a 3935	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno
INTERVALOS DE PERFORACION EN LA PROGRAMACION DE COMPLEMENTO			6807-17; 6842-46 (Pendiente intervalos vigencia litura)	6702-00 (No tiene vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura; 6447-53; 6840-46)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	6406-10; 7469-72; 7482-86 (Pendiente intervalos vigencia litura exceto 6822-28)	5816-21; 5832-37; 6439-47; 6811-18; 7539-60 (Pendiente intervalos vigencia litura exceto 6822-28)	5772-76; 6423-34; 6519-25; 6690-66; 6893-48; 6870-76; 6890-95; 7465-91; 7501-06 (Pendiente intervalos vigencia litura exceto 3970-74)	6375-64; 6683-93 (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)	Ninguno (Pendiente intervalos vigencia litura)

Fuente: (CENTRO-ORIENTE, 2015)

En la siguiente tabla se realiza un comparativo, entre la producción actual del campo y la prognosis esperada.

Tabla 5. Comparativo producción actual vs prognosis.

POZO	PERFORACIÓN		PRODUCCION ACTUAL					PROGNOSIS	
	F. INICIO	F. TERM.	INGRESO A PRODUCCIÓN	FECHA	BPD	BSW	BOPD	BOPD	RESERVAS (KBIs)
CAR 12	31-ene-10	29-mar-10	01-abr-10	19-abr-11	188	42.0%	109	230	370
CAR 14	21-feb-10	19-abr-10	21-abr-10	19-abr-11	212	63.0%	78	230	370
CAR 8	18-abr-10	09-may-10	23-may-10	19-abr-11	38	42.0%	22	195	310
CAR 6	29-jul-10	21-ago-10	01-sep-10	19-abr-11	118	4.0%	113	195	310
CAR 9	01-sep-10	14-sep-10	04-oct-10	19-abr-11	168	28.0%	121	195	310
CAR 7	12-jul-10	25-jul-10	17-oct-10	19-abr-11	60	38.0%	37	195	310
CAR 13	20-sep-10	03-oct-10	25-oct-10	19-abr-11	99	7.0%	92	245	240
CAR 15	11-oct-10	24-oct-10	10-dic-10	19-abr-11	177	12.0%	156	200	310
CAR 16	30-oct-10	14-nov-10	10-dic-10	19-abr-11	128	10.0%	115	200	310
CAR 10	22-nov-10	06-dic-10	28-dic-10	19-abr-11	227	6.0%	213	230	370
CAR 1N	07-dic-07	27-dic-07	05-feb-08	07-nov-10	102	1.0%	101	140	334

Fuente: (CENTRO-ORIENTE, 2015)

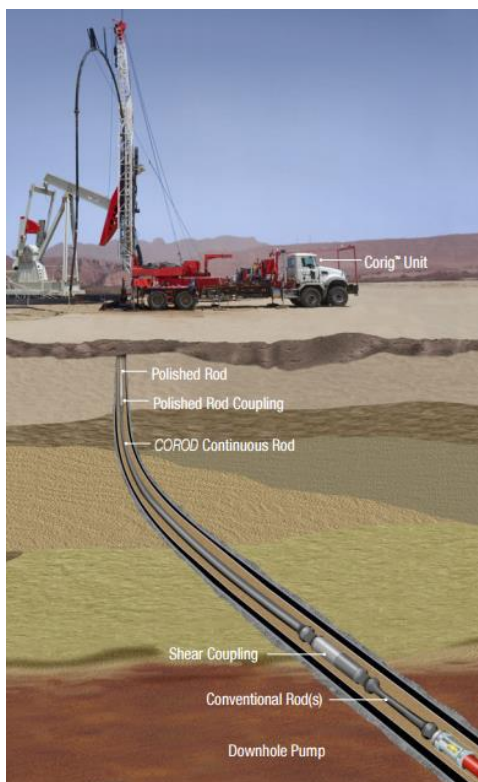
2. VARILLA CONTINUA

Como uno de los nuevos implementos para el mejoramiento del desempeño de los pozos productores más exitosos es la instalación de la varilla continua, la cual de acuerdo a sus características desarrolla nuevos retos generando un beneficio alto para las compañías operadoras.

2.1 DESCRIPCIÓN

El desarrollo de la varilla continua COROD en la industria petrolera para los sistemas con sarta de varilla para bombeo, ha presentado un desempeño superior a la varilla convencional en muchas aplicaciones. La mayor diferencia con la que cuenta este desarrollo es el uso únicamente de dos conexiones, reduciendo la manipulación de la rosca de varilla y la distribución de cargas de contacto.

Figura 3. Modelo grafico de instalación de varilla continua en un pozo tipo.

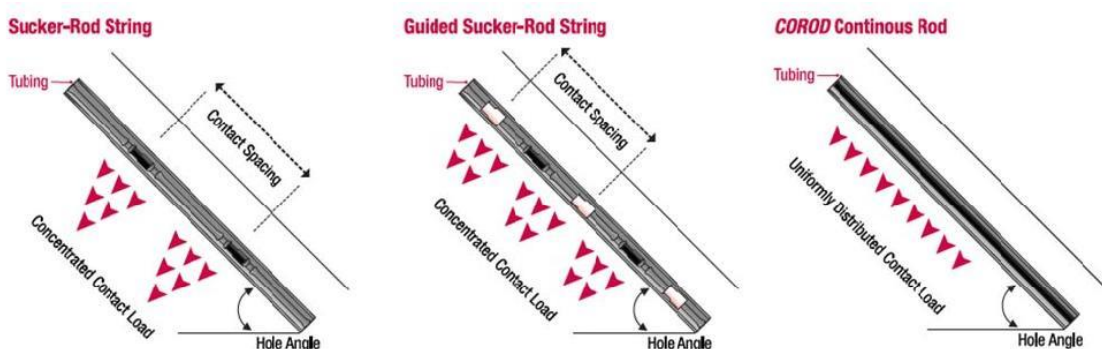


Fuente: (Weatherford, 2012-2014)

Como se puede apreciar en la figura anterior, esta varilla no tiene conexiones con roscas a lo largo de su cuerpo, solo presentara conexiones al inicio y al final. Este tipo de conexiones denominadas “PIN END”, serán roscas soldadas al final de la sarta de varilla y solo serán utilizadas cuando se requiera la conexión de un accesorio adicional como Shear Couplings (Coupling de liberación), varillas convencionales, cuello de ganso (Varilla continua de seguridad) o la conexión a la bomba o rotor. En el caso puntual que se requiera la instalación de una sección de COROD superior a 100 pies, estas serán soldadas directamente cuerpo a cuerpo con otra sección de COROD de iguales características sin la necesidad de conexiones de mayor diámetro como los son los couplings.

Beneficios como la reducción de las cargas de contacto, presentan una gran ventaja en el campo del desgaste de tubería, ya que se aprovecha lo largo y uniformidad del cuerpo de la varilla continua para reducir la concentración de esfuerzos al utilizar couplings o guías, de esta forma se produce un desgaste uniforme en toda la sarta de tubería, extendiendo su vida útil y el número de ciclos de operación antes de una falla.

Figura 4. Comparativo de la distribución de cargas de contacto en una sarta de varillas convencional, con guías y continua



Fuente: (Weatherford, 2012-2014)

Otras ventajas como la reducción de las pérdidas de presión y menor peso, son algunas de las más considerables ya que se optimiza el sistema en fondo aumentando la eficiencia de trabajo de la bomba y se reduce el consumo de energía en el mismo. A nivel operativo las unidades de Flushby1, las cuales son requeridas para la instalación de este tipo de varilla, optimizan tiempos de instalación en pozo, de RIH o POOH en tiempos significativamente reducidos en comparación con los equipos de varilleo o workover.

Figura 5. Ilustración comparativa entre una varilla continua COROD de 1" de OD y la convencional de 1" de OD con las conexiones de menor diámetro.



Fuente: (Weatherford, 2012-2014)

Figura 6. Unidad Flushby con Mobile Gripper para corrida de varilla continua en pozo



Fuente: (Weatherford, 2012-2014).

2.2 APLICACIONES EN OTROS CAMPOS

El campo Cardales, administrado por ECOPETROL S.A. bajo la Superintendencia de Operación de Mares (GMA), ha presentado problemas de operación por frecuentes desconexiones de varilla, intervenciones por tubería rota ocasionada por desgaste por rozamiento varilla/tubería en pozos PCP. Otros campos administrados por ECOPETROL S.A. como lo es Campo Casabe y Campo La Cira Infantas han presentado mejoras altamente considerables, debido a esto se ha logrado la masificación de esta tecnología al interior de estos campos.

Para el caso de campo Casabe, se tiene una migración total de todos los pozos PCP (154 Pozos) a varilla continua siendo una masificación total en el campo con la presencia de dos unidades de flush by operando 24 horas en el campo. Para el caso de campo La Cira, como se puede observar en las siguientes figuras, la distribución de fallas está asociada a que el 50% de las fallas son por tubería rota y varilla partida.

Figura 7. Distribución de falla en el campo LCI para 2008 en PCP.



Figura: (LABRADOR, 2011)

Figura 8. Comparativo de Fallas antes y después de la instalación de varilla continua en el Campo LCI.

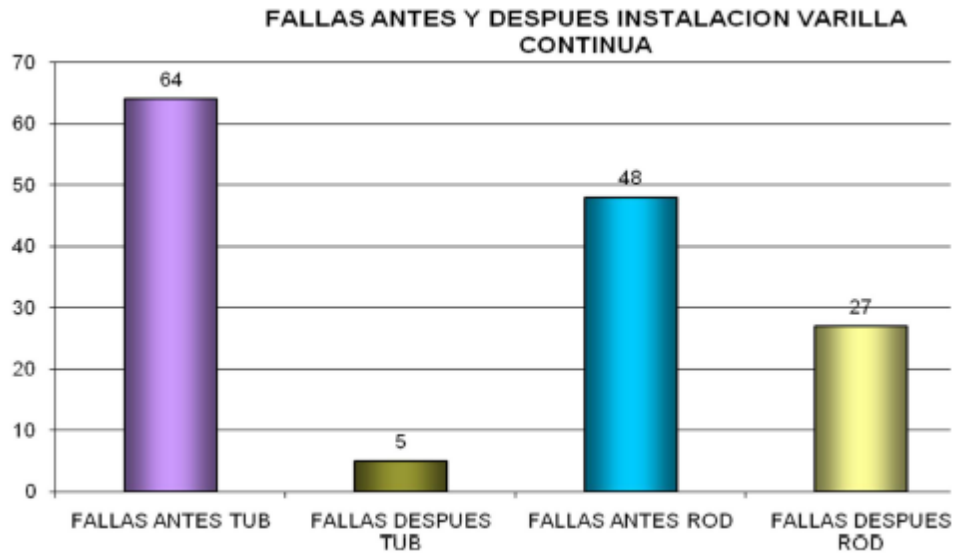
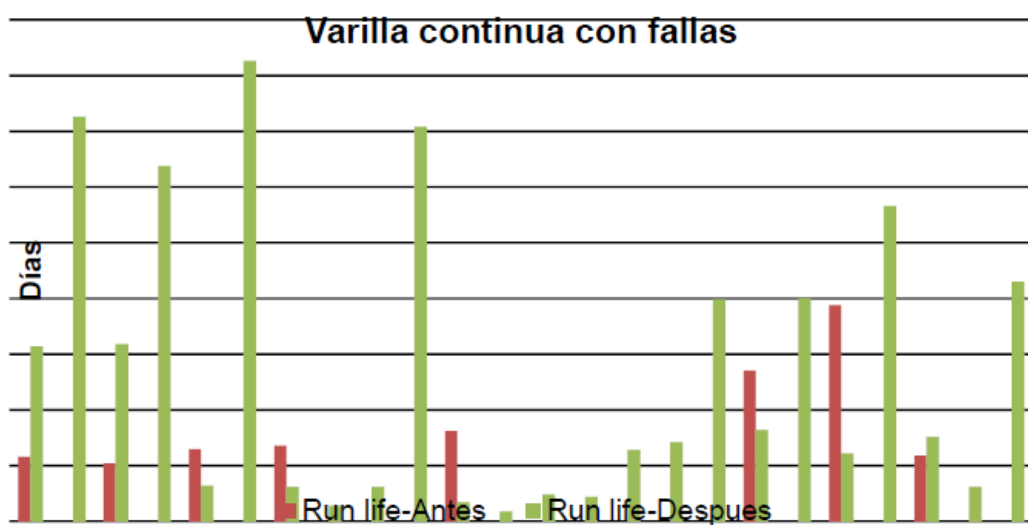


Figura: (LABRADOR, 2011)

Como se puede evidenciar en la figura siguiente, aun cuando se presentaba falla prematura de la varilla, superaba considerablemente en run time entre fallas de los pozos.

Figura 9. Casos de Fallas con varilla continua que presentaron falla prematura.



Fuente: (LABRADOR, 2011)

Para el caso puntual del Campo Cardales, se tiene una afectación severa del índice de fallas, donde se puede evidenciar que de 14 intervenciones a fondo, 11 han sido por varilla partida debido al desgaste y rozamiento por contacto varilla/tubería. Siendo así una de las oportunidades de mejora para el campo. Es importante tener en cuenta que la producción de este campo no supera los 922 bbls, por lo cual el análisis económico tiene que ser detallado con el fin de que si sea rentable la aplicación. Cabe aclarar que este campo está bajo la administración de la superintendencia de operación de mares, por lo que se administran otros campos como Provincia, Bonanza, Tisquirama, San Roque, Galán, Llanito, Gala y Lisama, los cuales pueden ser incluidos a este plan de optimización de fallas bien sea para pozos PCP o con bombeo mecánico.

Tabla 6. Casos de falla con varilla convencional que presentaron falla.

POZO	14 intervenciones a fondo	
	VARILLA PARTIDA	TUBERIA ROTA
CARDALES 6	2	1
CARDALES 9	4	0
CARDALES 11	0	0
CARDALES 20	1	0
CARDALES 17	1	0
CARDALES 19	3	0
TOTAL	11	1

Fuente: (Weatherford, 2015)

3. DIMENSIONAMIENTO

Cada uno de los pozos candidatos a sistema PCP, tiene cualidades específicas las cuales serán el objeto de estudio con el fin de encontrar los mejores accesorios para el pozo, de esta manera se dimensiona y no diseño.

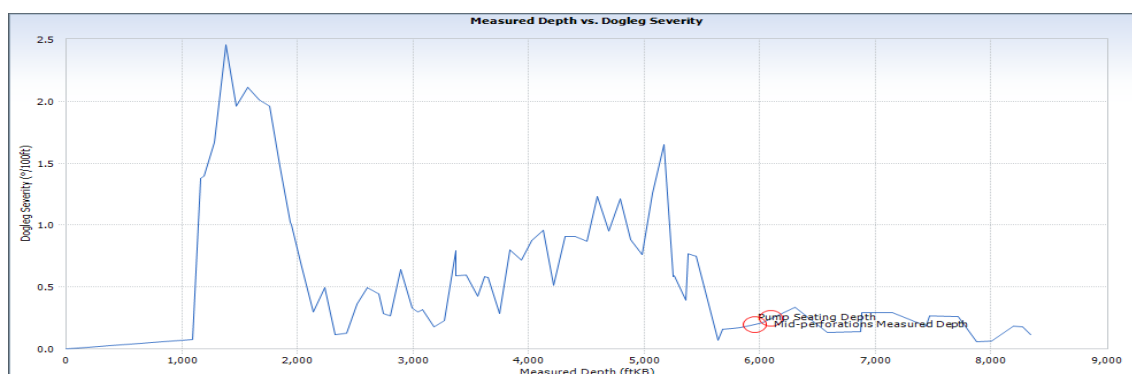
3.1 DIMENSIONAMIENTO POZOS PCP CAMPO CARDALES

Teniendo en cuenta el número de pozos instalados en el campo, se tiene los siguientes survey para los 6 pozos PCP. Adicionalmente se tiene la simulación en cargas de contacto para cada uno de los pozos, realizando la conversión entre varilla convencional y varilla continua, para así poder simular la carga distribuida de esta sarta continua, un análisis adicional de tiempo de desgaste de tubería (tiempo de ruptura de tubería estimada) teniendo en cuenta el porcentaje de arena que maneja cada uno de los pozos.

Es importante aclarar que las estimaciones del simulador están en base a una velocidad promedio de operación, la cual es variable en función del tiempo y a decisión de los ingenieros de control de producción. Sin embargo, se tendrá en cuenta para estimar el tiempo de falla de la tubería o de la varilla.

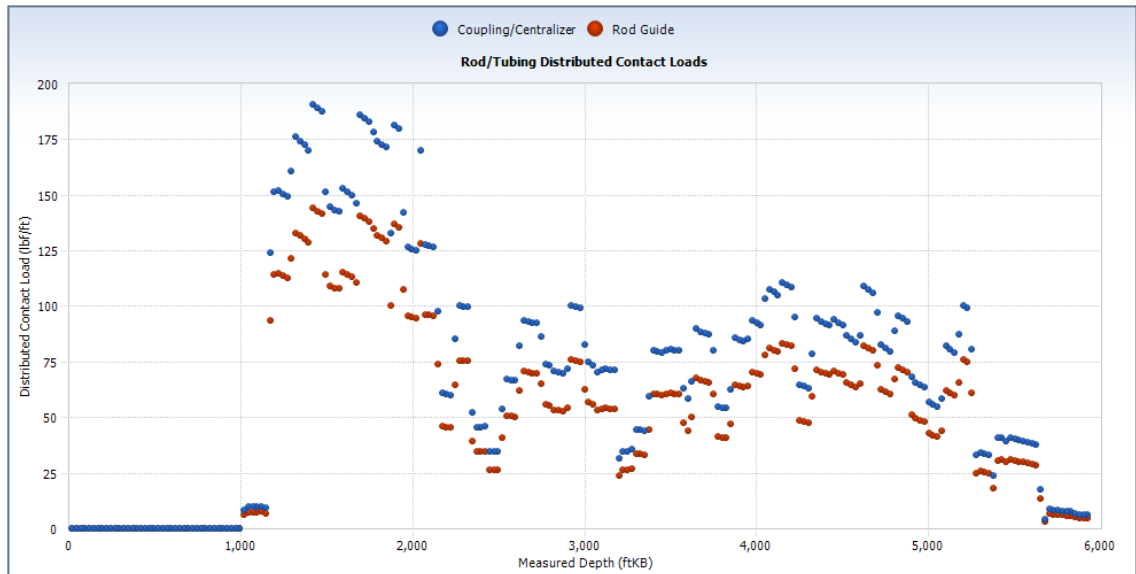
3.1.1 Cardales 6

Figura 10. Survey Cardales 6



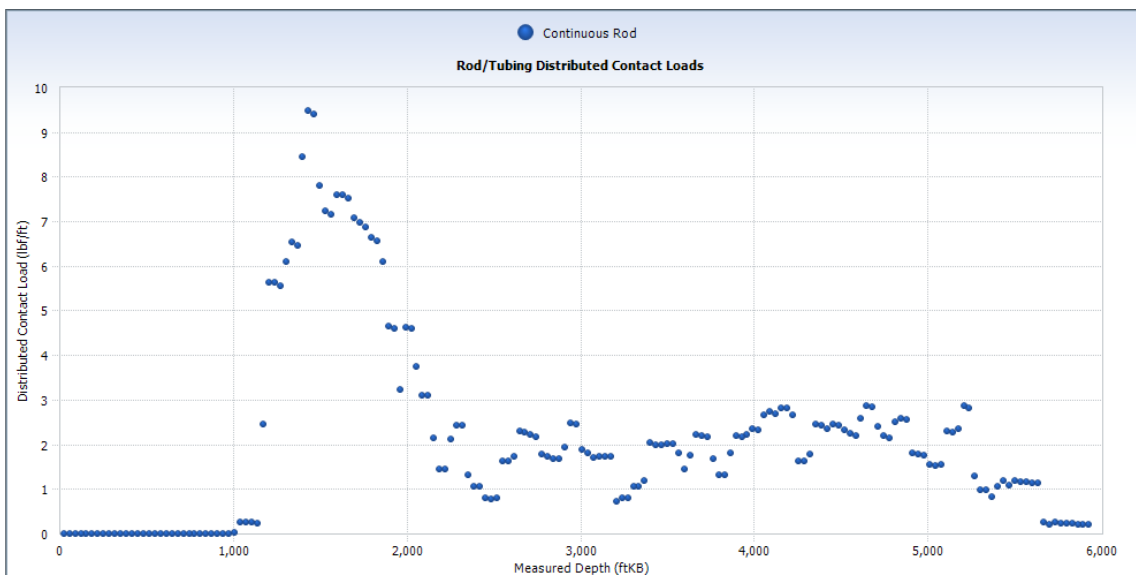
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 11. Cargas de contacto con varilla convencional de 1 1/4" actualmente instalada en el pozo Cardales 6.



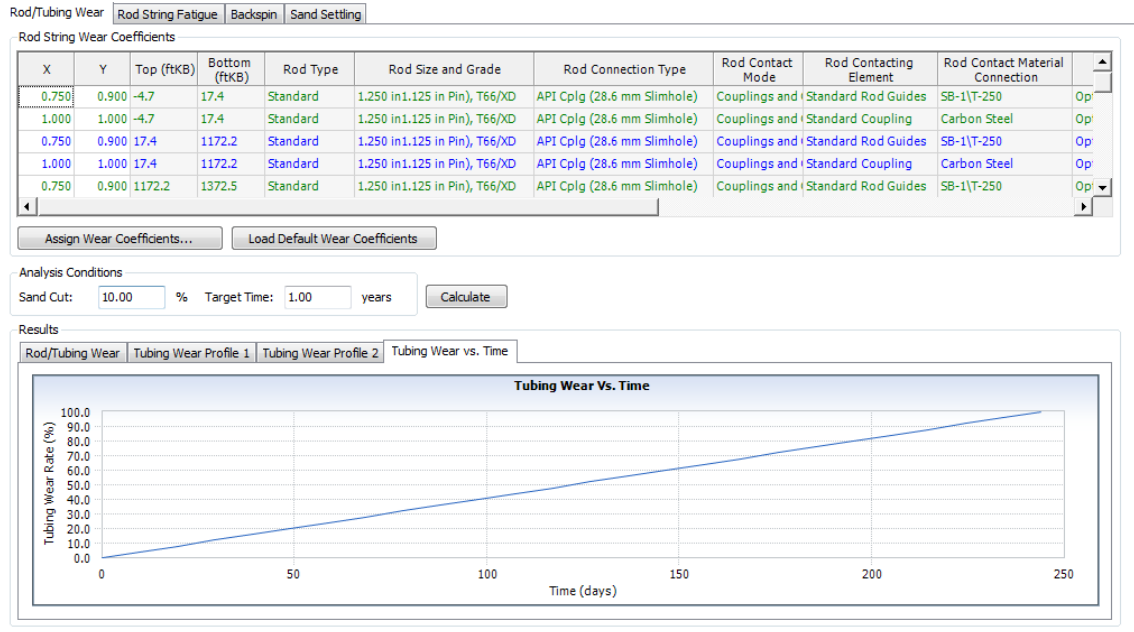
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 12. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 6.



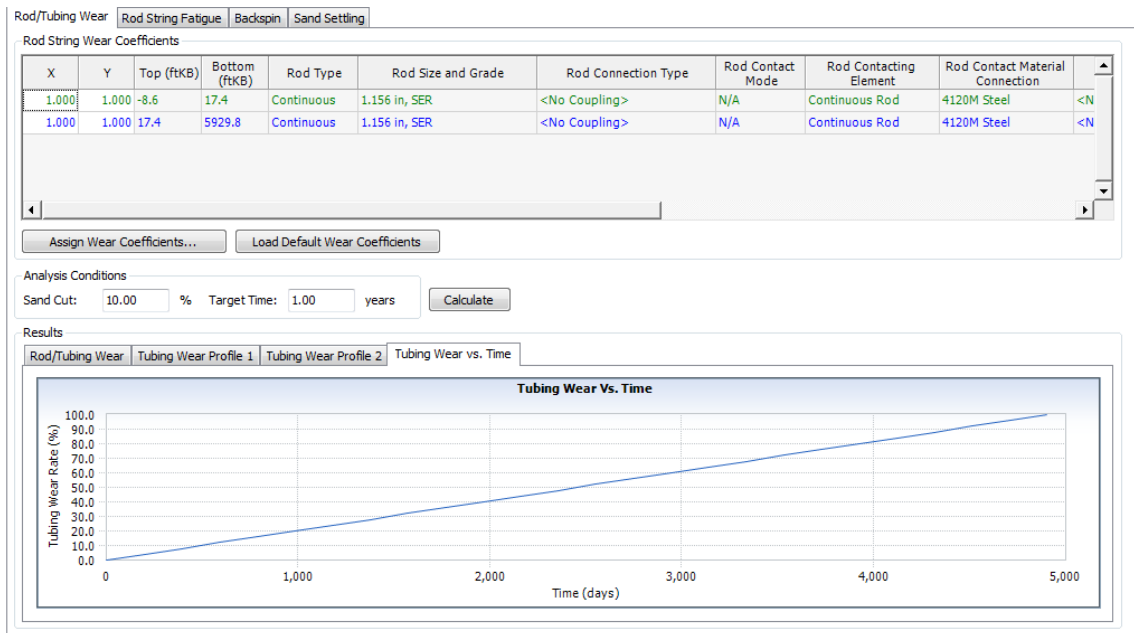
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 13. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 6.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

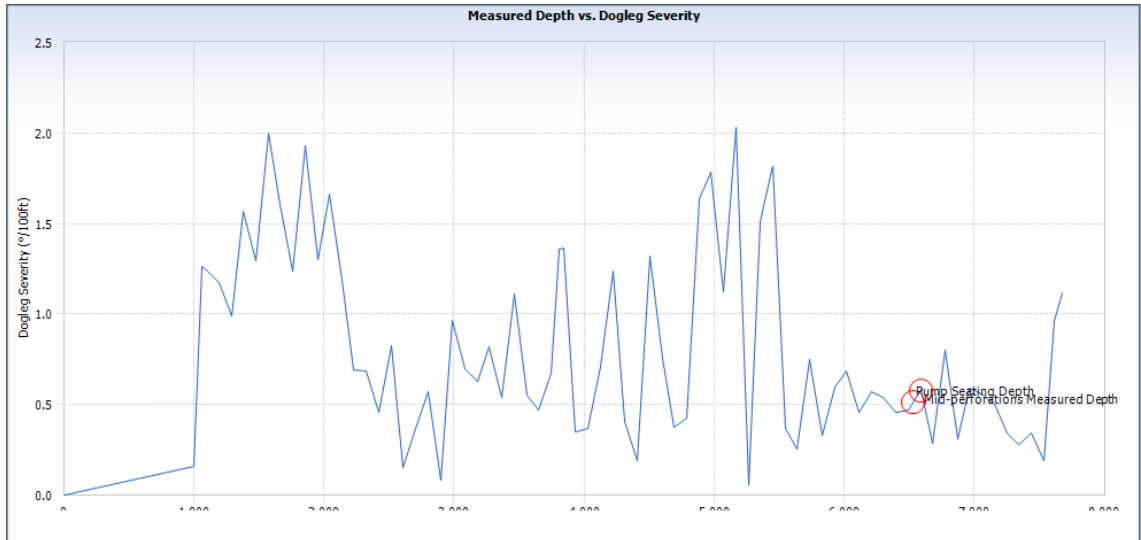
Figura 14. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 6.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

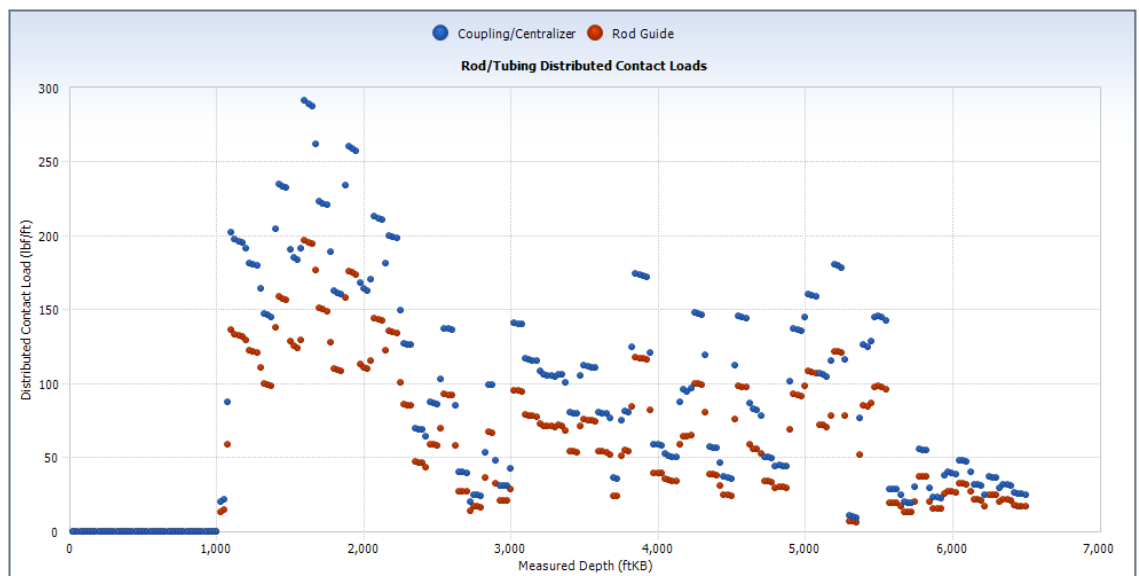
3.1.2 Cardales 9

Figura 15. Survey Cardales 9



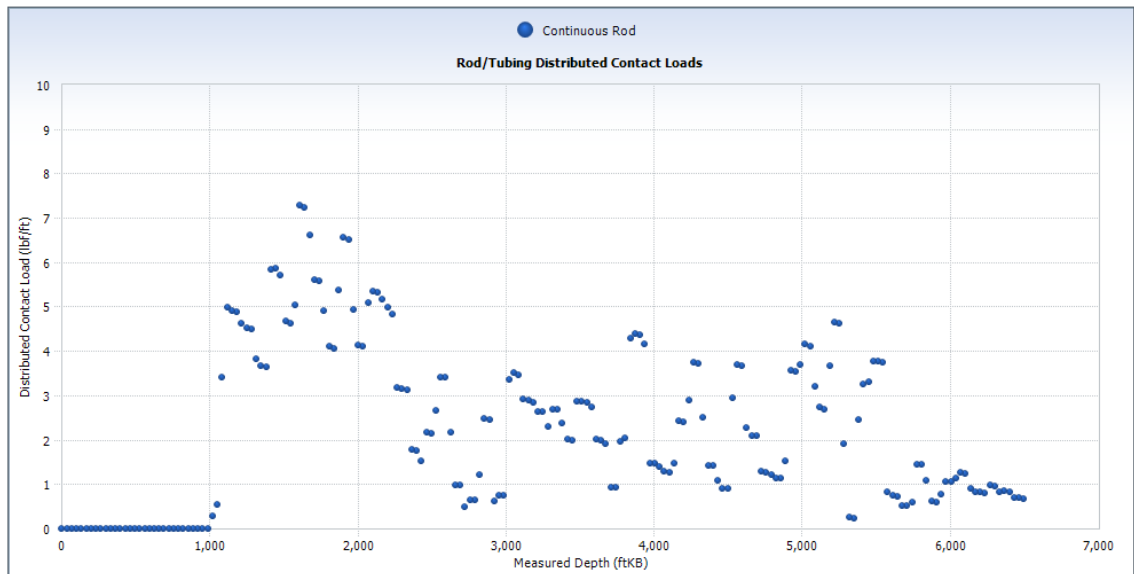
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 16. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 9.



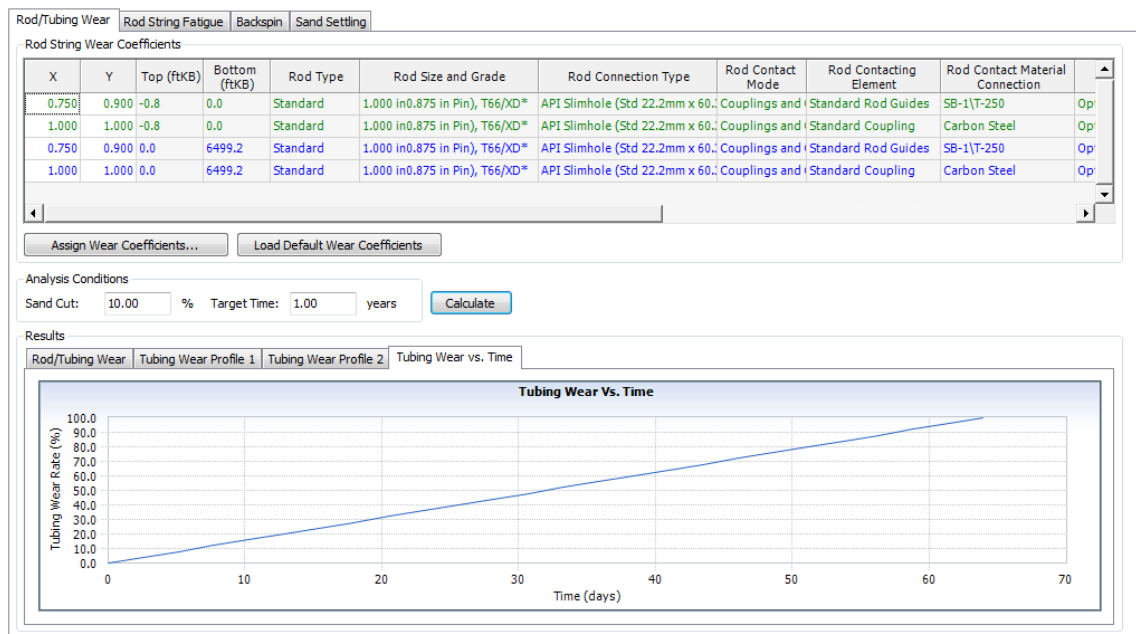
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 17. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 9.



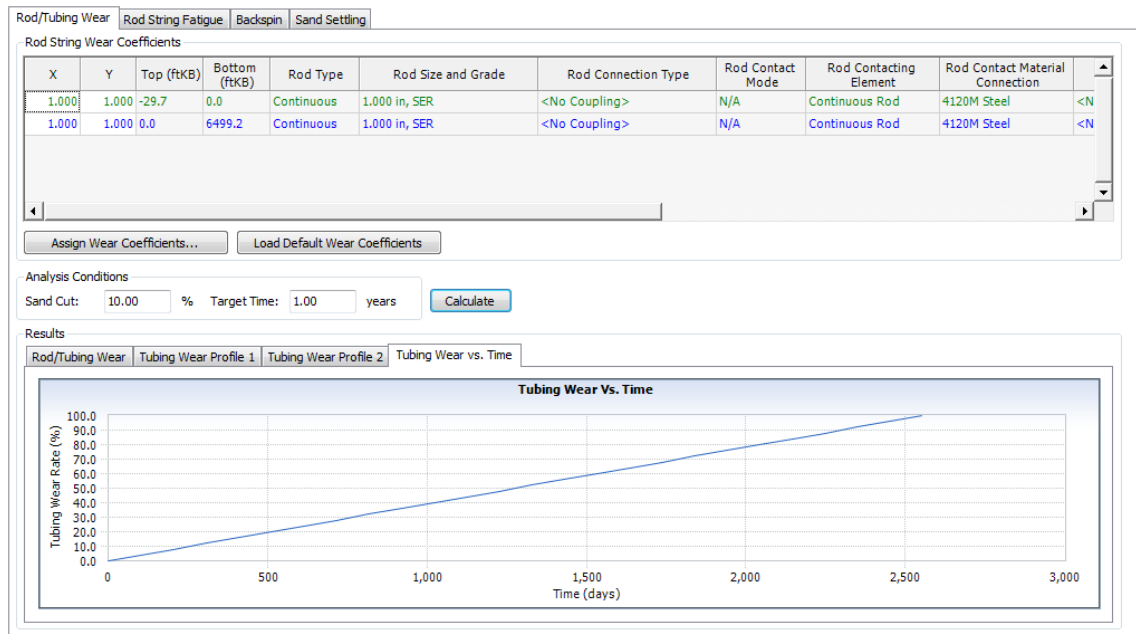
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 18. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 9.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

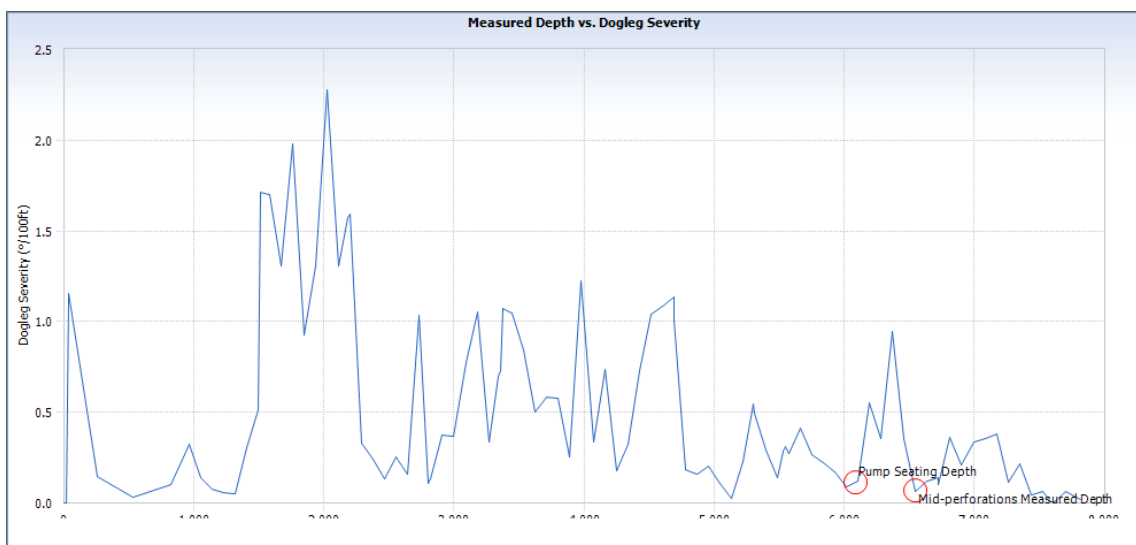
Figura 19. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 9.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

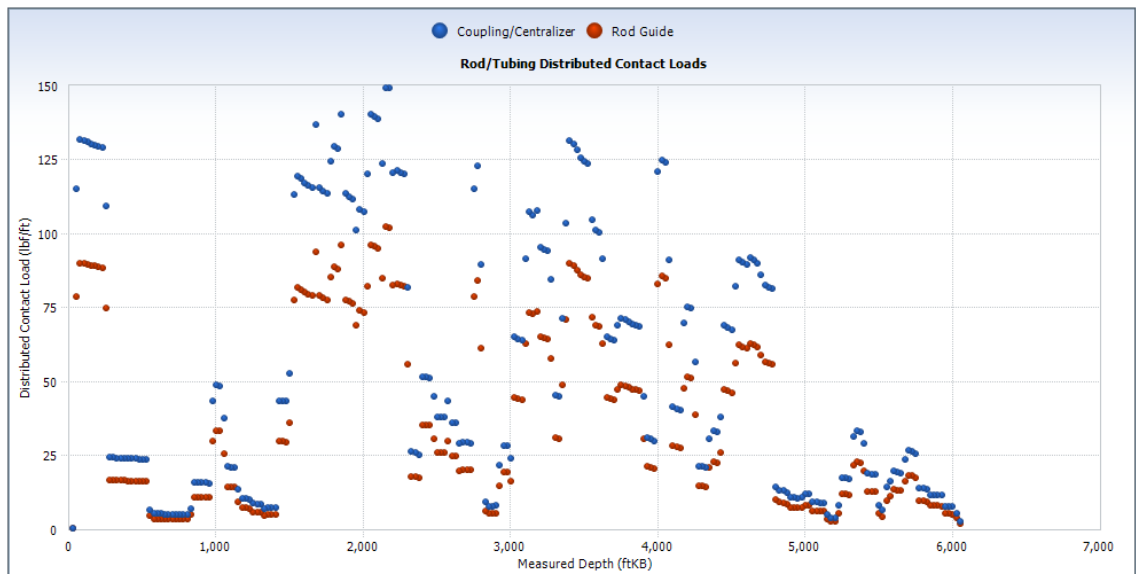
3.1.3 Cardales 11

Figura 20. Survey Cardales 11



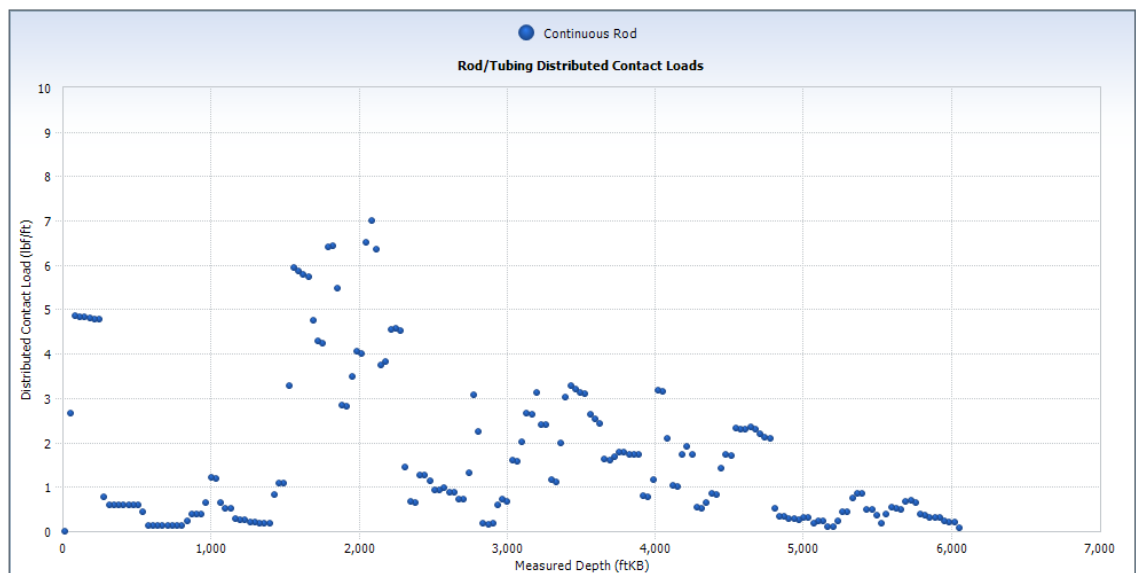
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 21. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 11.



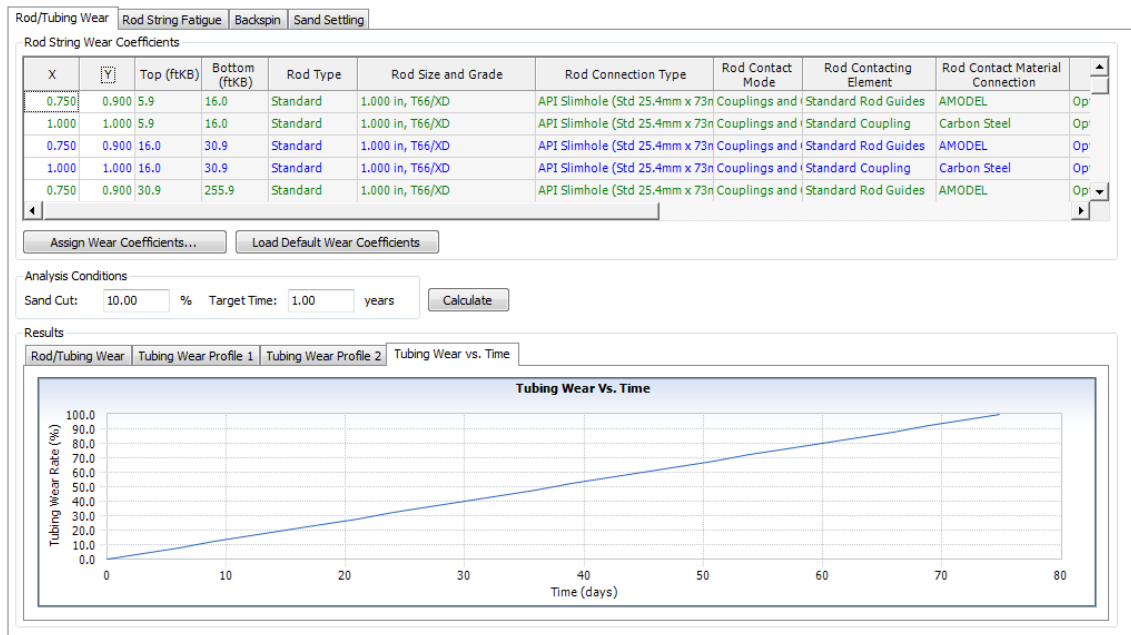
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 22. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 11.



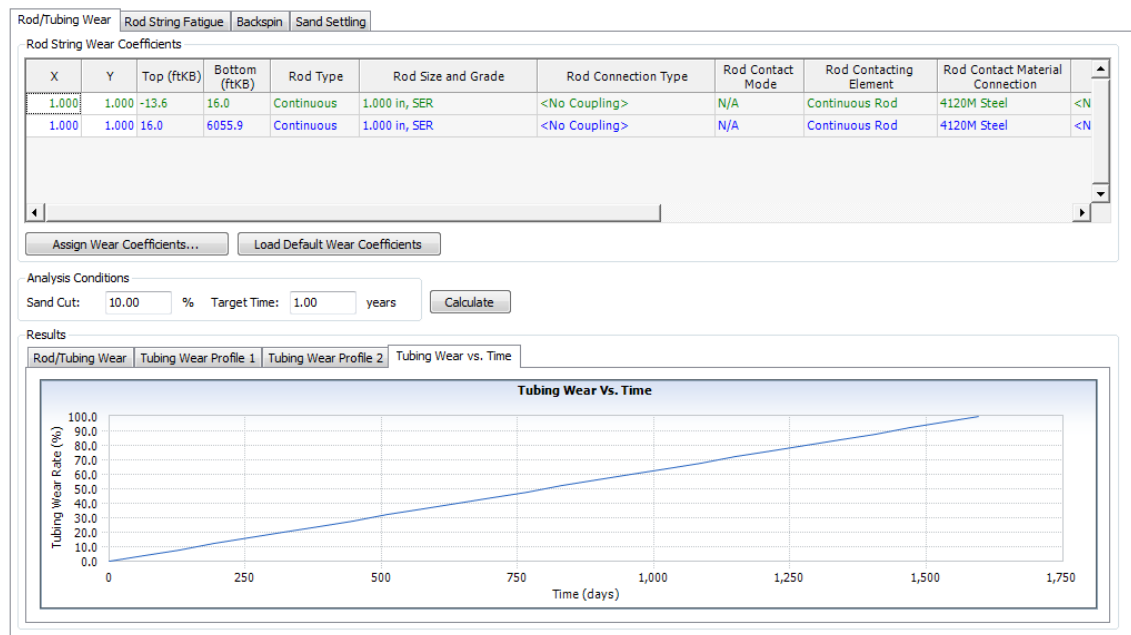
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 23. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 11.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

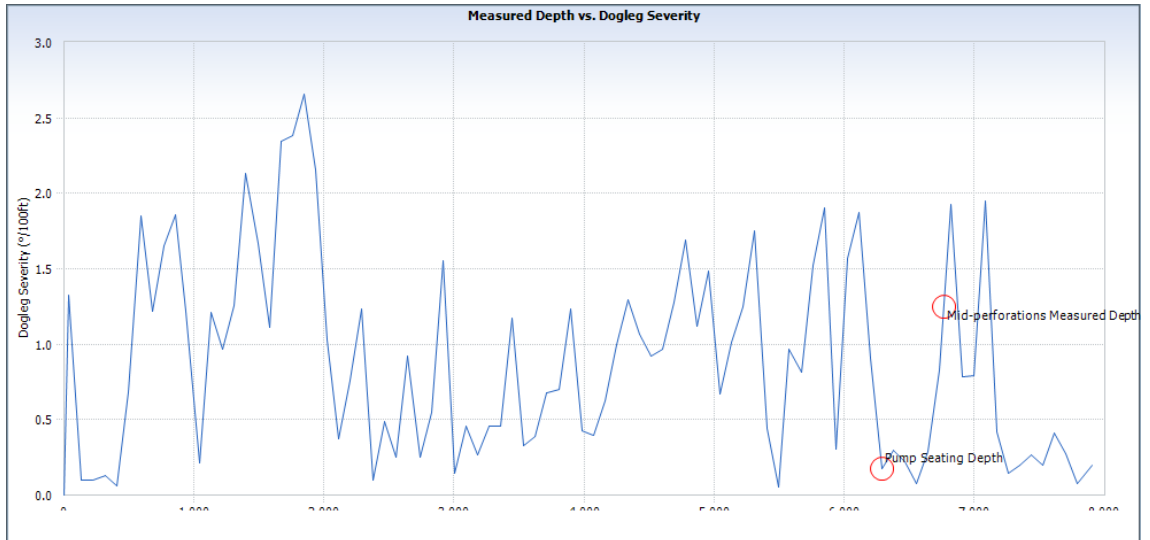
Figura 24. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 11.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

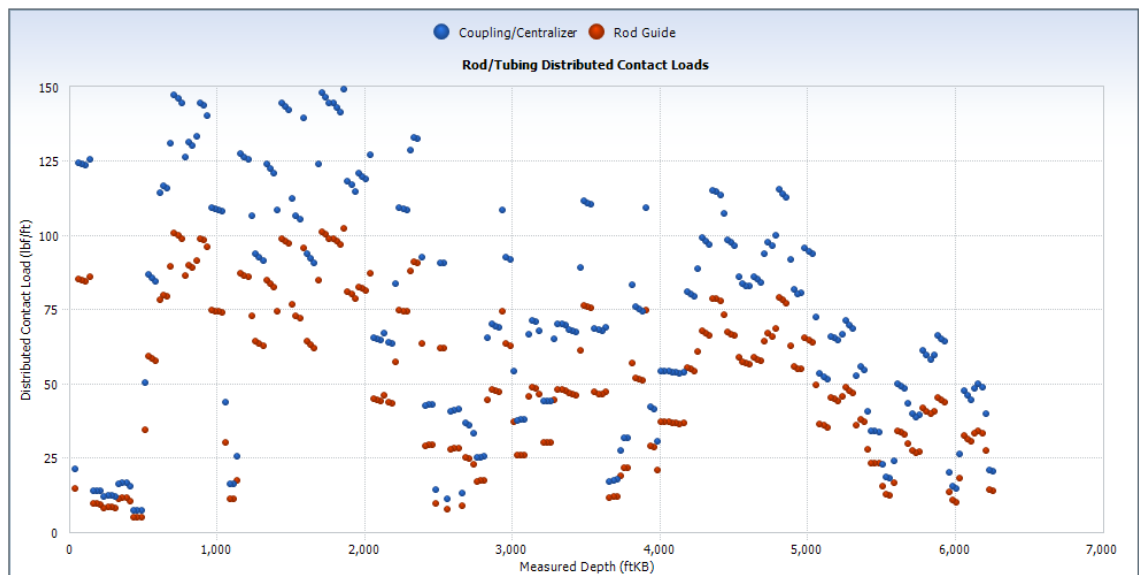
3.1.4 Cardales 17

Figura 25. Survey Cardales 17



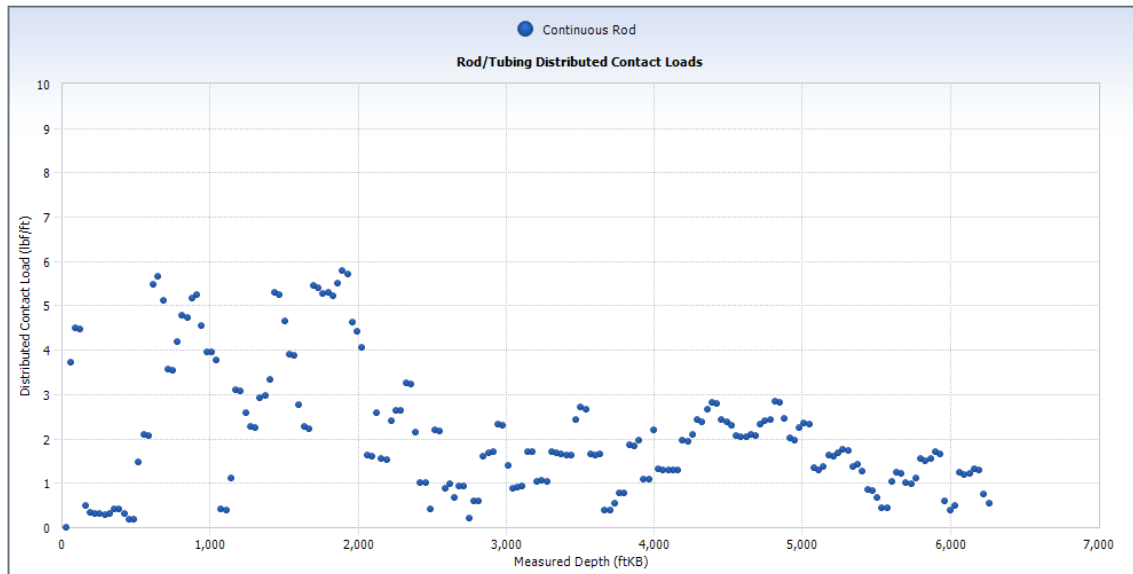
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 26. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 17.



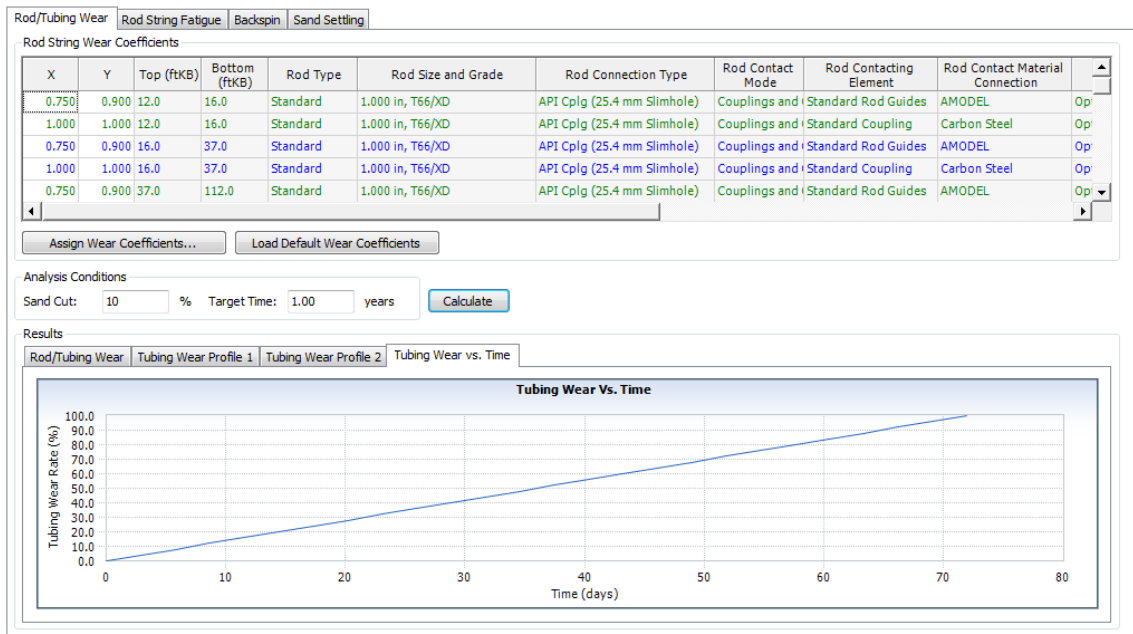
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 27. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 17.



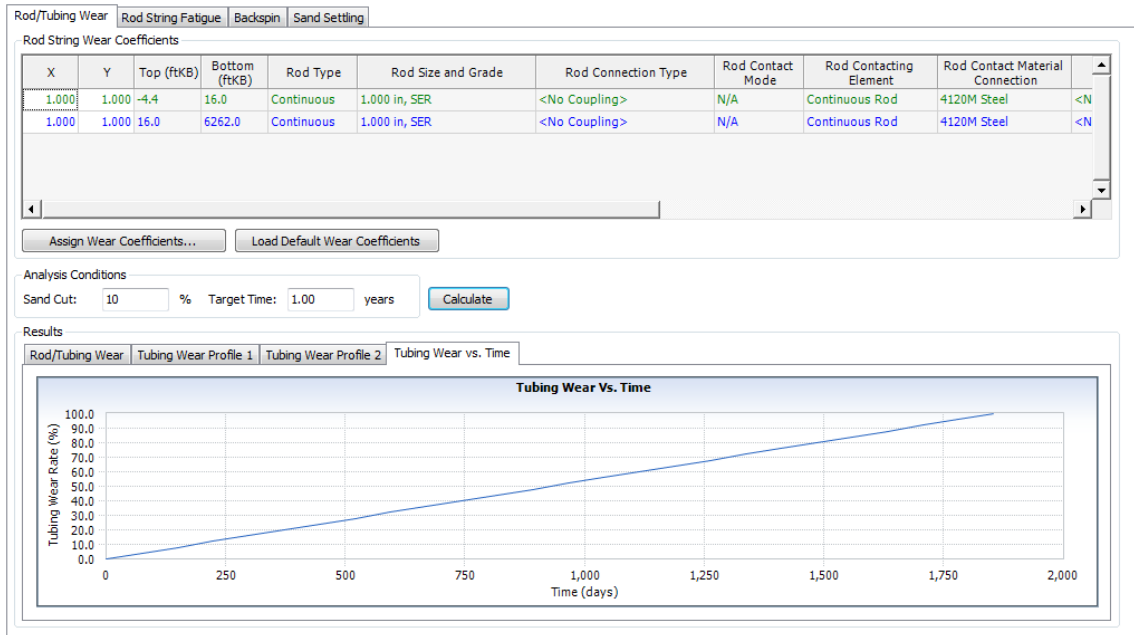
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 28. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 17.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

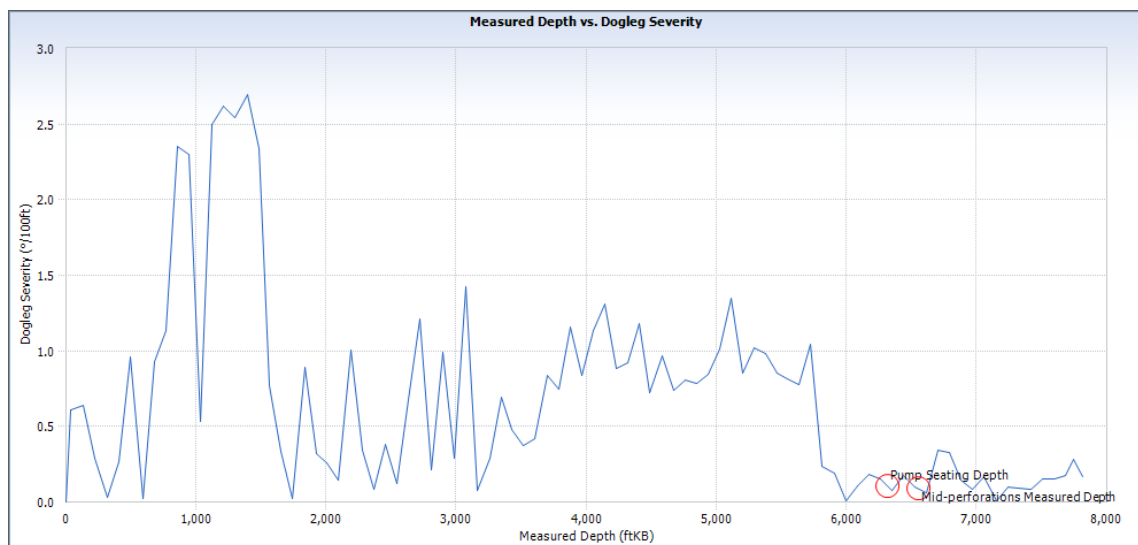
Figura 29. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 17.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

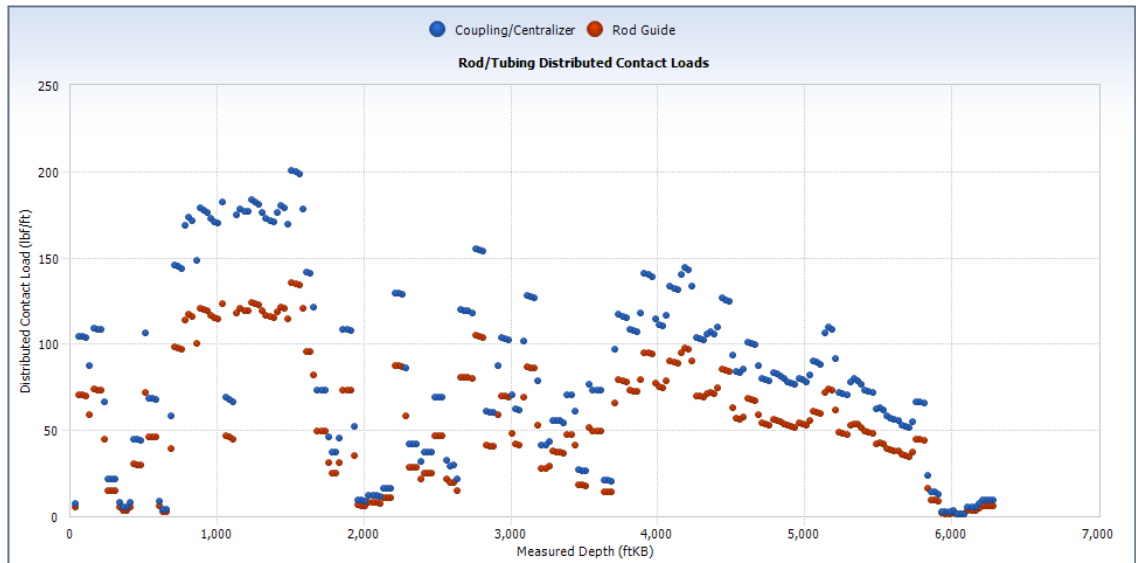
3.1.5 Cardales 19

Figura 30. Survey Cardales 19



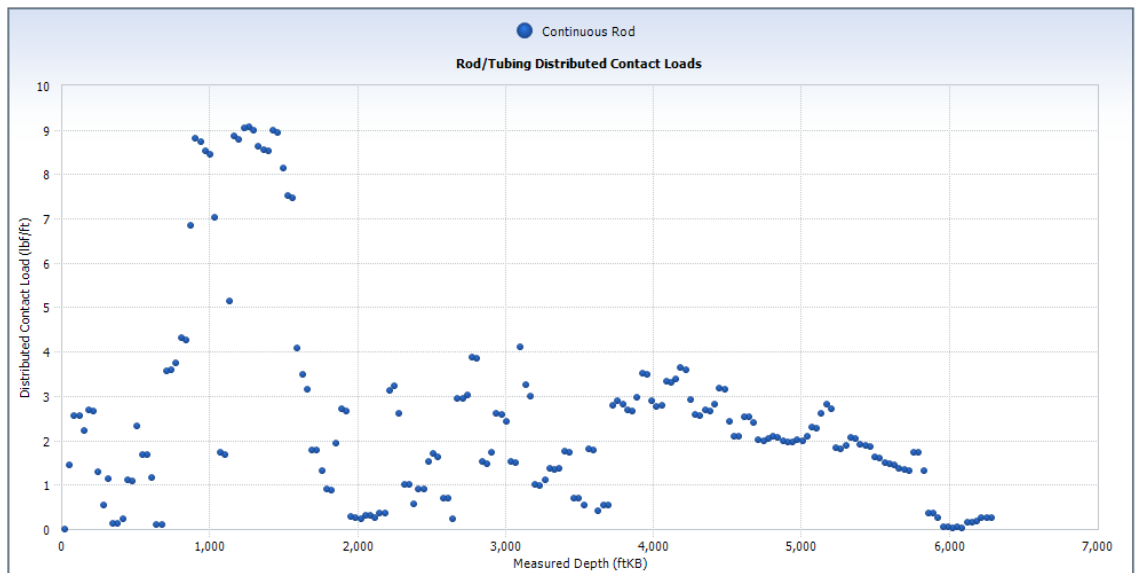
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 31. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 19.



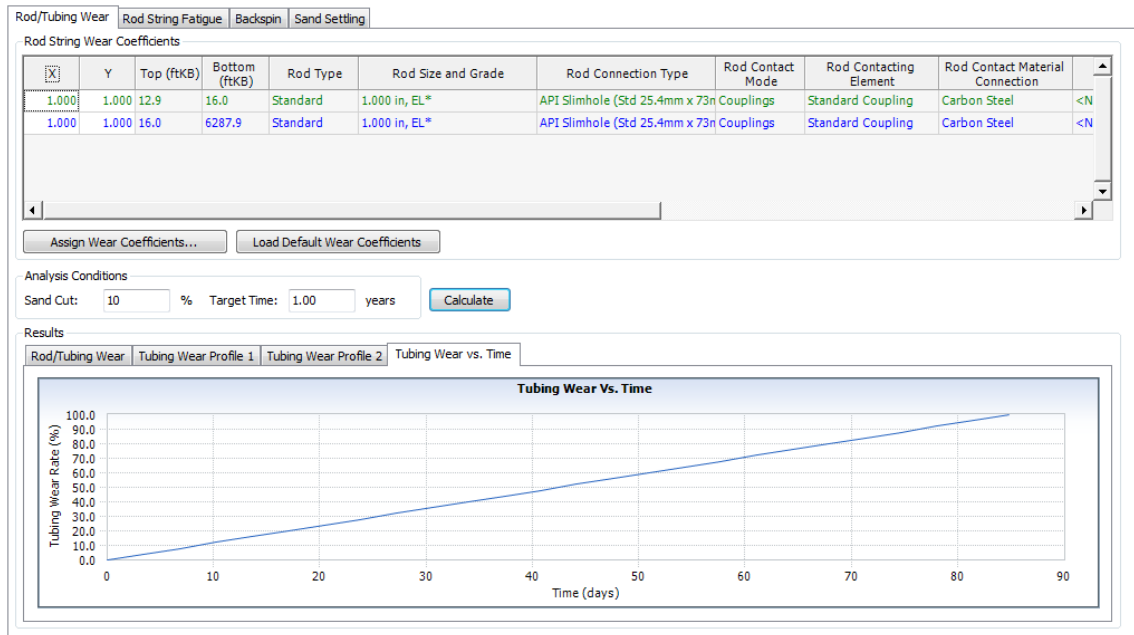
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 32. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 19.



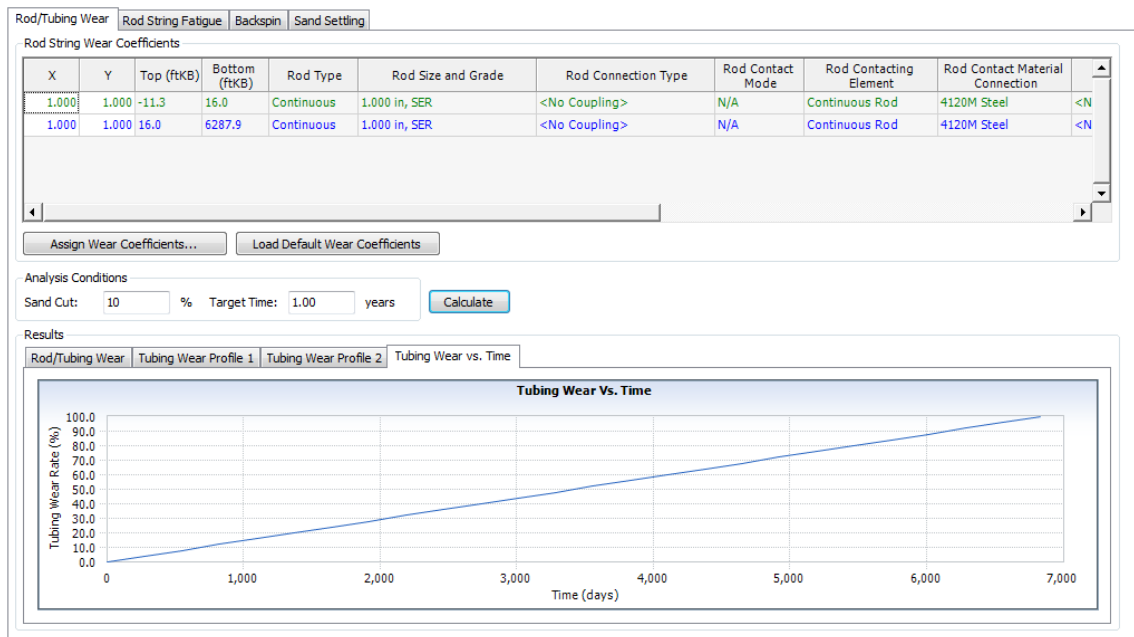
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 33. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 19.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

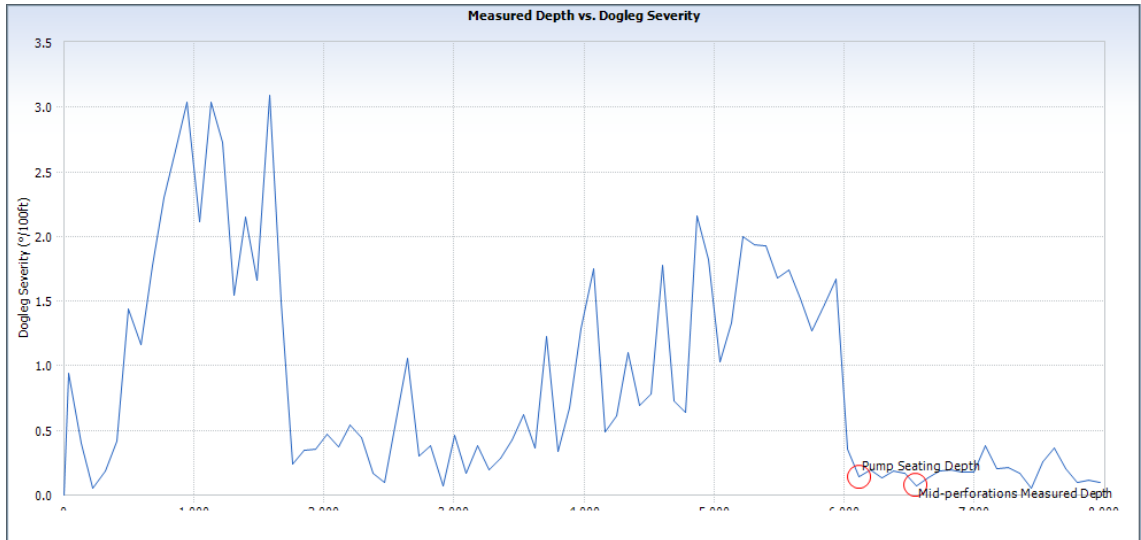
Figura 34. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 19



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

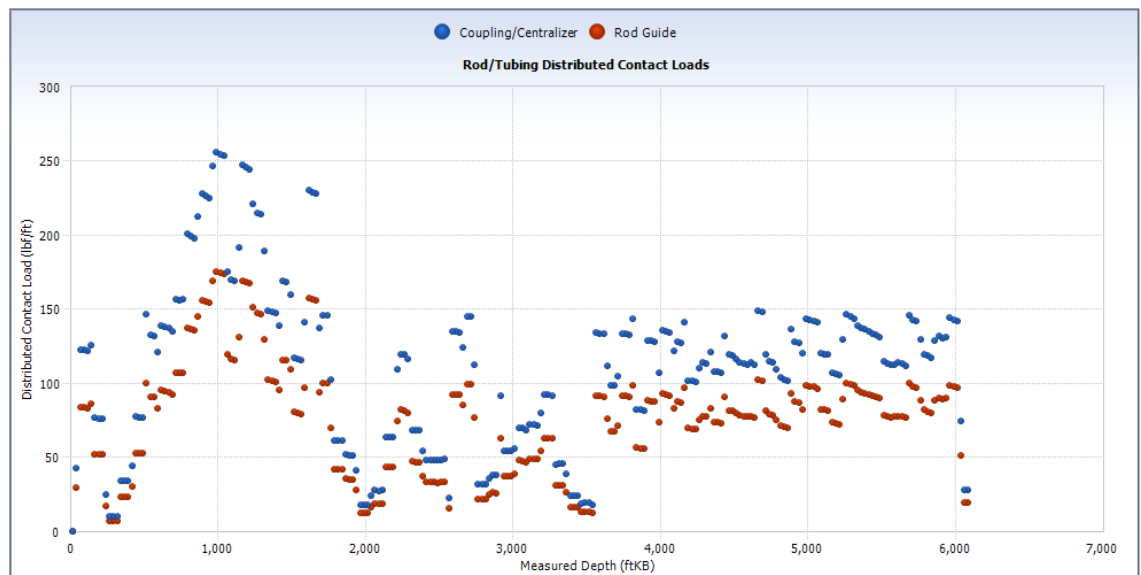
3.1.6 Cardales 20

Figura 35. Survey Cardales 20



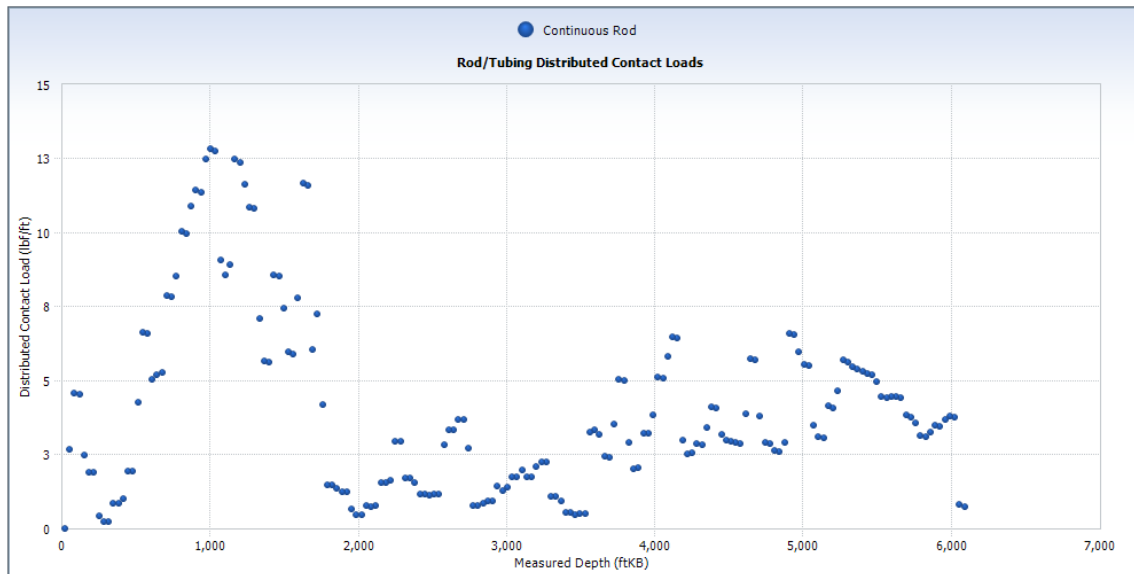
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 36. Cargas de contacto con varilla convencional de 1" actualmente instalada en el pozo Cardales 20.



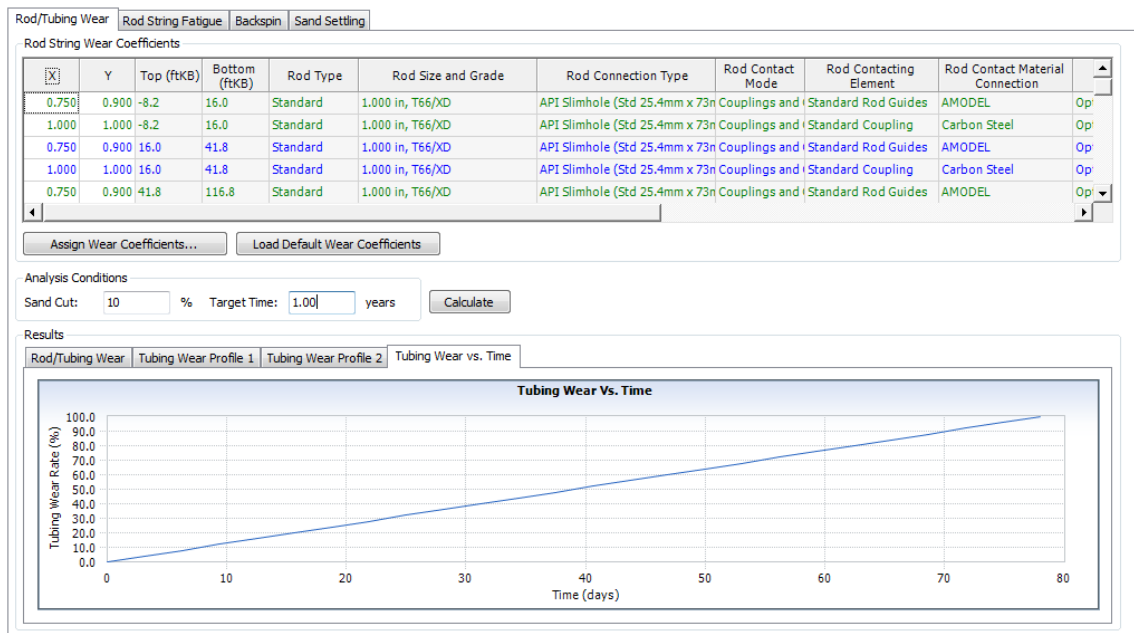
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 37. Carga distribuida por el uso de varilla continua en el pozo Cardales 20.



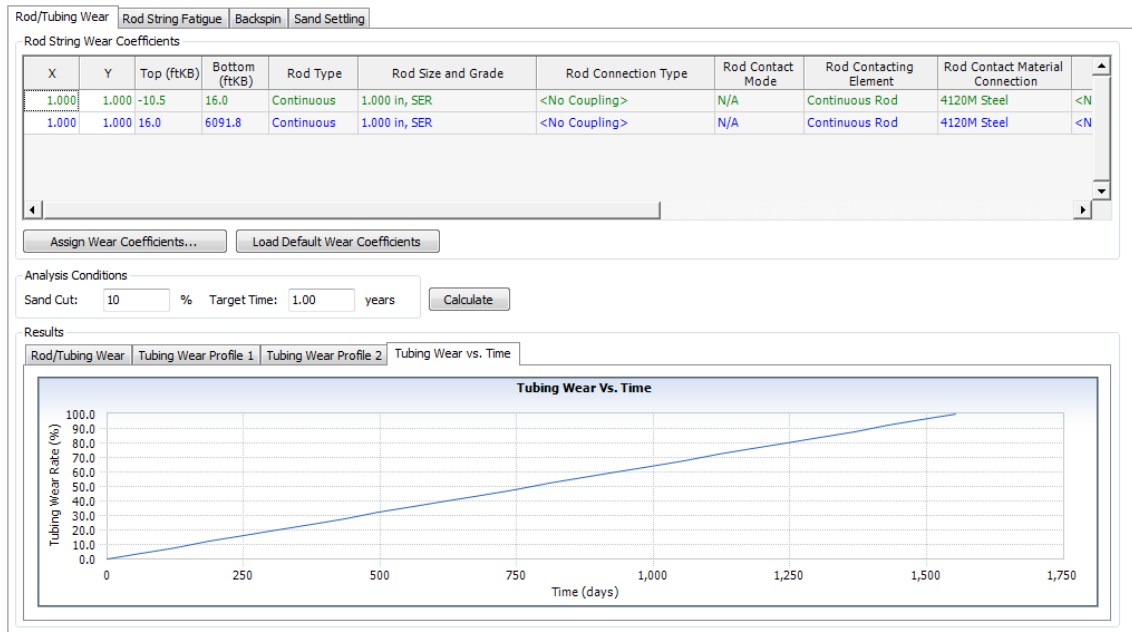
Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 38. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla convencional en el pozo Cardales 20



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Figura 39. Perfil de desgaste de tubería vs tiempo con el uso de varilla continúa en el pozo Cardales 20.



Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

Como se puede apreciar en cualquiera de las simulaciones realizadas, se puede identificar un beneficio al incrementar hasta en un 2000% el tiempo de vida útil para la varilla y tubería. Es importante aclarar que este severo incremento se da bajo condiciones ideales, donde la viscosidad del crudo ayuda a la reducción de la fricción metal-metal, y el porcentaje de arena se mantiene estable, ya que incrementa severamente este índice. Al realizar la simulación se concibieron condiciones críticas, como lo es el 10% de aporte de sólidos, los cuales no son un aporte constante característico del campo, pero ha sido registrado momentáneamente, razón por la cual se parte de este punto para el análisis. Otras condiciones como lo es el corte de agua y una alta gravedad API del crudo de producción de cada pozo, son variables que impactan de manera negativa e inversamente proporcional al tiempo de desgaste. Es evidente que el uso de varilla continua implica una reducción demasiado importante en la reducción del diámetro de elementos de contacto,

razón por la cual es totalmente viable desde un punto de vista técnico o de operación en pozo en busca de la reducción de fallas.

Tabla 7. Comparativo condiciones simuladas pozos PCP campo Cardales.

POZO	Rozamiento Varilla/Tubería (Max. lb/ft)		Desgaste Esperado (Días)	
	Cargas Contacto	Carga Distribuida	Convencional	Continua
CAR-6	195	9.5	242	4908
CAR-9	291	7.2	64	2553
CAR-11	150	7	75	1598
CAR-17	150	6	72	1856
CAR-19	201	9	309	6835
CAR-20	256	13.1	78	1554

Fuente: El Autor, Cfer PC Pump Software

4. ANÁLISIS FINANCIERO

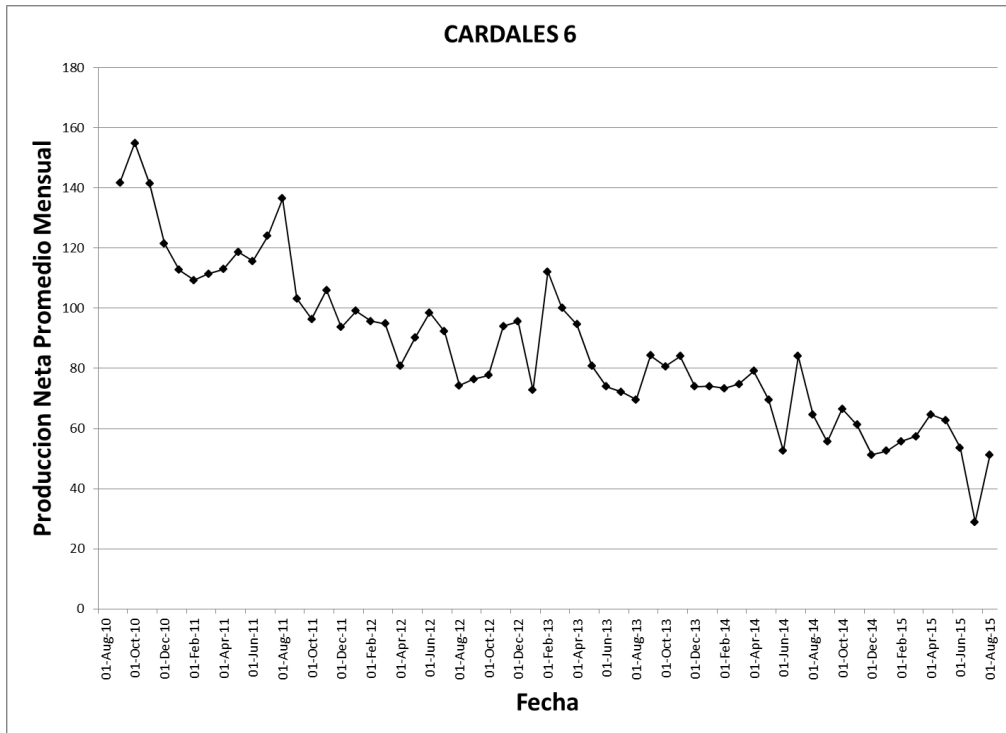
Con el fin de realizar una evaluación, desde el punto de vista económico, se lleva a cabo el siguiente análisis financiero que permitirá determinar cuál de los escenarios planteados es la mejor opción. Para ello se emplearán como indicadores de rentabilidad la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Rendimiento de la Inversión, la Relación Costo/Beneficio y el Pay Back. El período de evaluación es de 1 año

Es necesario anotar que todos los cálculos se hacen con una única Tasa Representativa de Mercado (TRM), y esta será de \$3053 y que el precio del barril se tomará de 50U\$ más su lifting cost, debido a la alta volatilidad que han tenido los precios últimamente con la situación actual de la industria.

Se asume que el comportamiento de la producción de aceite se tendrá una tasa de declinación mensual del 1% durante el año de estudio. A continuación se presentan los comportamientos que presentaron los pozos en los últimos meses, comportamientos que fueron utilizados para hacer algunas suposiciones de producción.

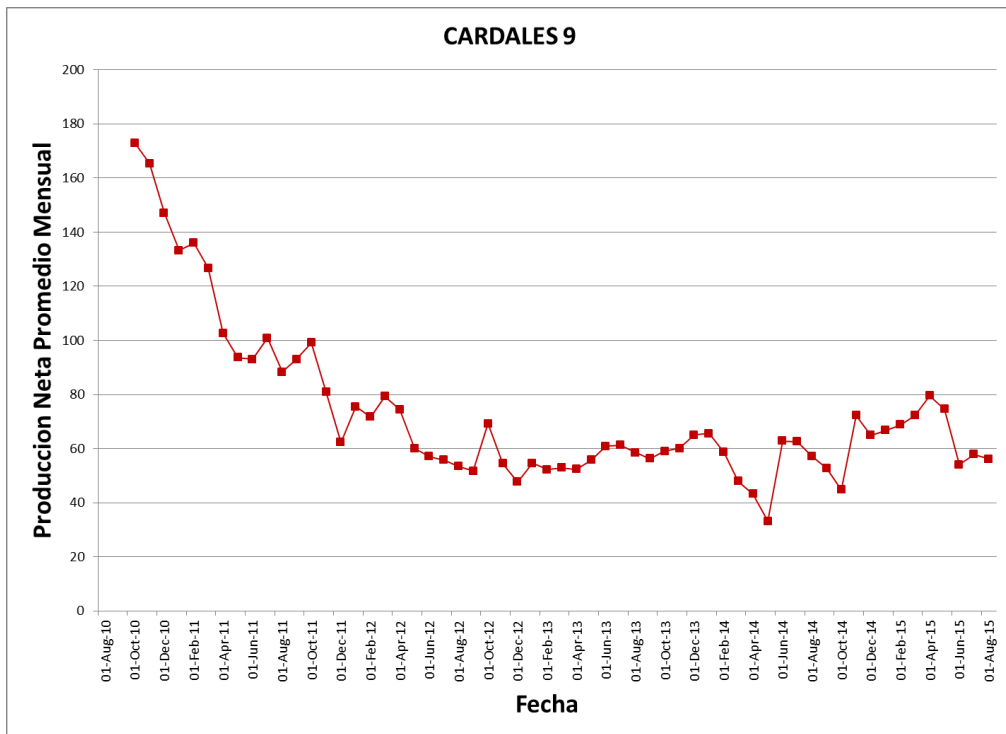
La siguiente tabla se basó inicialmente en el aporte diario de cada pozo, está basada en el comportamiento de la producción de petróleo, agua y gas presentada anteriormente.

Figura 40. Producción Neta Promedio Mensual CAR-6



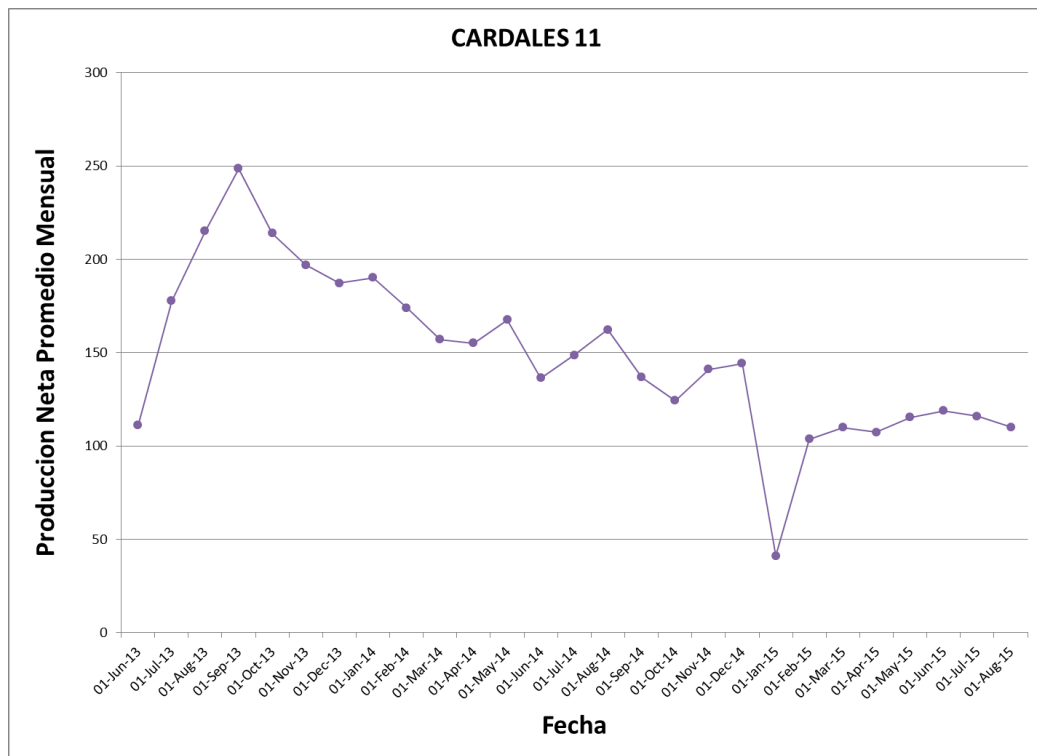
Fuente: El Autor

Figura 41. Producción Neta Promedio Mensual CAR-9



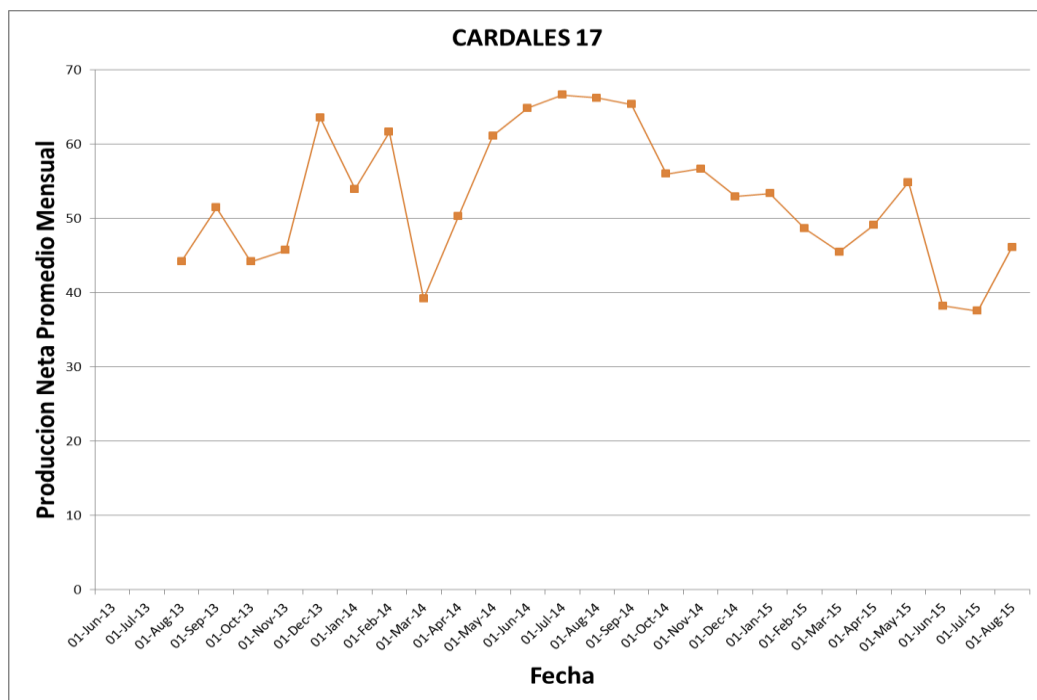
Fuente: El Autor

Figura 42. Producción Neta Promedio Mensual CAR-11



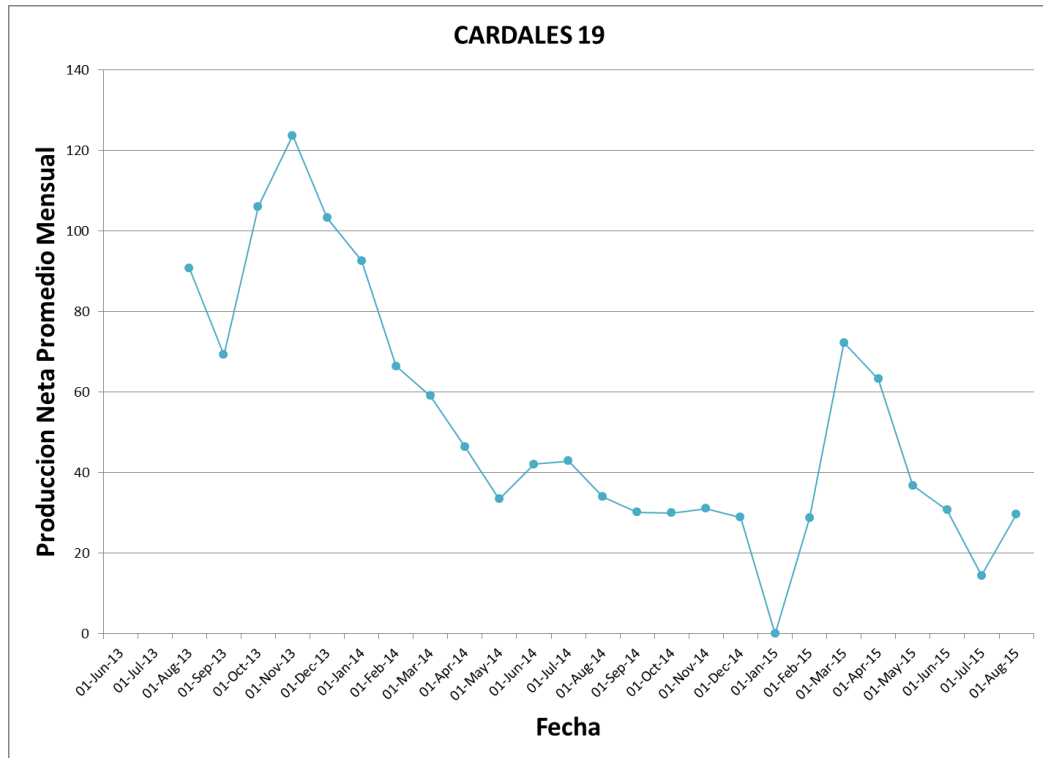
Fuente: El Autor

Figura 43. Producción Neta Promedio Mensual CAR-17



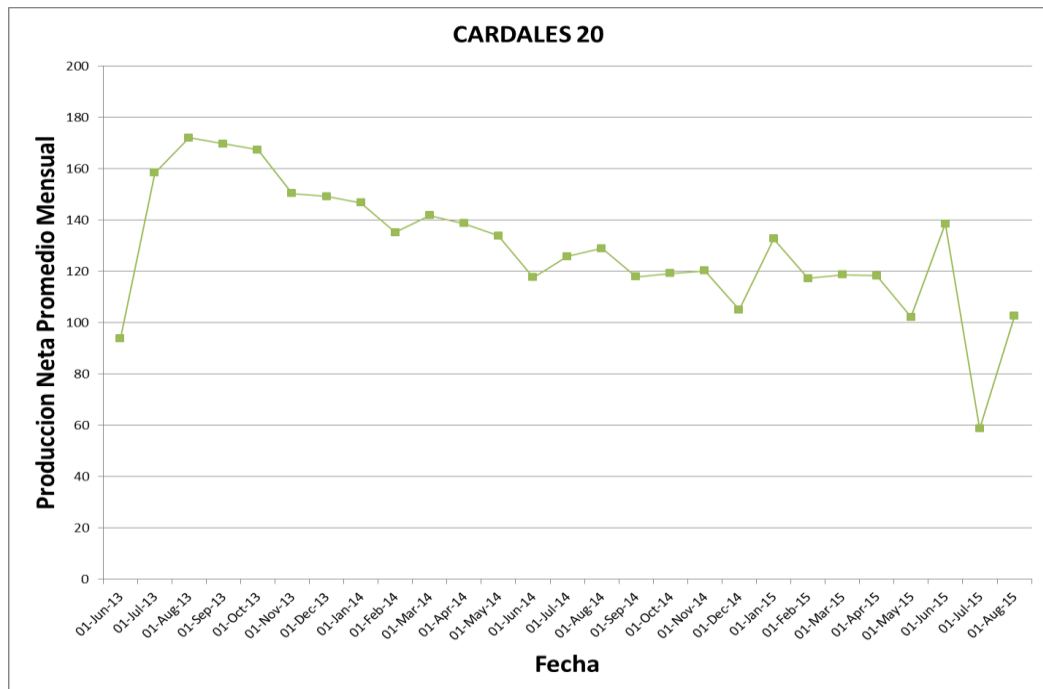
Fuente: El autor

Figura 44. Producción Neta Promedio Mensual CAR-19



Fuente: El autor

Figura 45. Producción Neta Promedio Mensual CAR-20



Fuente: El autor.

Tabla 8. Histórico de Producción y Proyección de curva de producción año 2016

	CARDALES 6	CARDALES 9	CARDALES 11	CARDALES 17	CARDALES 19	CARDALES 20
28-Jun-13	74	61	111			94
28-Jul-13	72	61	178			158
28-Aug-13	70	59	215	44	91	172
28-Sep-13	84	56	248	51	69	170
28-Oct-13	81	59	214	44	106	167
28-Nov-13	84	60	197	46	124	150
28-Dec-13	74	65	187	64	103	149
28-Jan-14	74	66	190	54	93	147
28-Feb-14	73	59	174	62	67	135
28-Mar-14	75	48	157	39	59	142
28-Apr-14	79	43	155	50	46	139
28-May-14	70	33	168	61	34	134
28-Jun-14	53	63	136	65	42	118
28-Jul-14	84	63	149	67	43	126
28-Aug-14	65	57	162	66	34	129
28-Sep-14	56	53	137	65	30	118
28-Oct-14	67	45	124	56	30	119
28-Nov-14	61	72	141	57	31	120
28-Dec-14	51	65	144	53	29	105
28-Jan-15	53	67	41	53	0	133
28-Feb-15	56	69	104	49	29	117
28-Mar-15	57	72	110	46	72	119
28-Apr-15	65	80	107	49	63	118
28-May-15	63	75	115	55	37	102
28-Jun-15	54	54	119	38	31	139
28-Jul-15	29	58	116	38	15	59
28-Aug-15	51	56	110	46	30	103
28-Sep-15	48	54	105	38	29	100
28-Oct-15	48	52	96	46	27	115
28-Nov-15	42	51	89	48	28	112
28-Dec-15	38	51	84	51	27	119
28-Jan-16	40	48	79	55	27	115
28-Feb-16	39	46	76	50	27	103
28-Mar-16	35	48	71	49	27	110
28-Apr-16	38	47	68	52	24	105
28-May-16	33	46	62	51	26	98
28-Jun-16	31	44	54	50	26	110
28-Jul-16	29	43	49	52	24	107
28-Aug-16	30	44	52	49	26	109
28-Sep-16	31	41	44	48	25	107
28-Oct-16	27	40	34	46	27	105
28-Nov-16	26	37	30	44	24	101
28-Dec-16	25	37	24	41	25	101
28-Jan-17						

Fuente: El Autor

En la tabla 8, de la página anterior se encuentra el histórico de producción de los pozos PCP de Campo Cardales, los cuales estaban siendo valorados hasta Agosto del 2015 por control de producción. Posteriormente la información suministrada, corresponde a Diciembre de 2015, la cual pudo ser verificada por el archivo de potenciales para la gerencia de mares. De esta manera, se realiza la proyección con la formulación de regresión lineal para 3 puntos la proyección de producción para el año 2016, año de estudio del presente proyecto.

4.1 INGRESOS

Los ingresos provienen directamente de la venta del crudo producido en superintendencia de operaciones de Mares, para este ejercicio se incurrirá en la viabilidad del proyecto directamente sobre la producción únicamente del bloque de campo cardales, lo anterior, con el fin de limitar la inversión y poder identificar si el bloque y el sistema de levantamiento es auto sostenible con la inversión de nuevas tecnologías. El monto de los ingresos dependerá fundamentalmente de dos aspectos, del precio del barril de petróleo y los gastos de producción.

En un efecto práctico se tendría en cuenta que la mezcla Castilla (Referente Colombiano para la venta de Crudo) basa su precio de diferenciación con respecto al crudo internacional Brent, partiendo de esta, presenta una depreciación de 5 USD por cambios de calidad. Sin embargo, como fue mencionado al inicio de este capítulo, con el fin de realizar una evaluación asertiva sobre el proyecto y no únicamente sobre una época de crisis, se propone precio de venta en 50 USD.

A partir de los ingresos se obtendrá un flujo de caja del proyecto para evaluar cuál de los escenarios es el más rentable. Únicamente se contabilizan los ingresos anuales con el aceite producido, debido a que el gas de producción se quema.

4.1.1 OPEX Base

El OPEX BASE son los costos de operación que se tienen independientemente del tipo de varilla a instalar, (Equipo de Work Over, Personal de operación, transporte), así este valor se mantiene constante en todos los escenarios y para incluir el escenario en estudio se le adiciona el OPEX de dicho escenario. La siguiente tabla presenta el OPEX Base que incluyen los costos operativos, el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos, el transporte de personal y de fluidos por cada servicio a pozo estimado en 5 días por intervención con tubería rota o varilla partida con EWO.

Tabla 9. Tarifa de operación por intervención de equipo de WO (\$USD).

OPEX BASE	
Servicio	30 días
\$ 35.000	\$ 210.000

Fuente: Los Autores

La tarifa anterior fue tomada de diferentes datos promedio y revisadas con el personal de campo, sin embargo, la información fue suministrada pero no se tiene la autorización para ser detallada en este documento.

4.1.2 Regalías

Las regalías del gobierno colombiano inician a una tasa del 8% hasta que la producción neta de la Compañía por campo rebasa los 5,000 bppd, a partir de lo cual se incrementan 1% por cada aumento de 10,000 bppd producidos por campo, hasta un máximo de 25%. Debido a que la producción diaria del campo es muy baja y no supera los 1000 barriles (Tabla 3) el porcentaje que debe pagarse de regalías es del 8%.

Tabla 10. Porcentaje de Pago de Regalías según índice de producción (\$USD).

	Produccion Promedio Mensua	Regalias
1 mes	10920.0	8%
2 mes	10230.0	8%
3 mes	10200.0	8%
4 mes	10020.0	8%
5 mes	9480.0	8%
6 mes	9450.0	8%
7 mes	9120.0	8%
8 mes	9300.0	8%
9 mes	8880.0	8%
10 mes	8370.0	8%
11 mes	7860.0	8%
12 mes	7578.0	8%

Fuente: Los autores

4.1.3 Impuesto de Renta

Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, ha oscilado, en los últimos años, entre el 30 y el 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación. En este proyecto se aplicará un impuesto de renta del 33% de manera teórica ya que no hay un dato confiable sobre la fiscalización que recibe ECP al ser una mixta, con carácter público y privado.

4.2 ESCENARIO ACTUAL

Los costos operativos, para este escenario, tienen en cuenta el costo de OPEX base de operación, la producción diferida por la realización de las diferentes intervenciones, y la adquisición del material requerido para la intervención.

La siguiente tabla presenta el índice de falla y una matriz, la cual indica el número de intervenciones a fondo asociadas a falla mecánica del sistema.

Tabla 11. Matriz de Intervención por pozo anualmente e Índice de Falla

	2011	2012	2013	2014	2015
CAR-6	VT				V
CAR-9	V	VV		V	
CAR-11					
CAR-17					VV
CAR-19			VV		V
CAR-20					VT
IF	1.5	1	0.33	0.166667	1

V=Intervención por Varilla

T=Intervención por Tubería

Fuente: Los Autores

Según lo mencionado en la tabla anterior, el índice de intervenciones para el año 2015 está en 1, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IF = \text{Numero de Fallas} / \text{Numero de Pozos Activos} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Suponiendo que cada intervención a pozo por varilleo incluya dos días de movilización y 3 días de servicio en boca de pozo, se puede estimar que las 6 intervenciones del año 2015 equivalen a 30 días no productivos o a un mes sin producción de un pozo promedio, esto sin descartar los tiempos de diferida que puedan ser ocasionados por la disponibilidad de equipos, justificaciones y proveedores requeridos para la intervención y son incluidos como parte del promedio.

Con base a lo anterior, se tiene una producción promedio por pozo PCP del campo Cardales con 54 bopd, para una proyección a seis meses de la fecha de estudio. De esta forma se puede calcular una diferida promedio descrita a continuación:

Tabla 12. Diferida de no producción por intervención anual según índice de falla (\$USD).

Numero de pozos PCP	6
Tiempo Estimado de intervencion	5 dias
En base al IF=1, Diferida equivalentea	30 dias
Promedio Produccion por pozos en 12 meses	54
Estimado de Diferida por 6 intervenciones	1628.6
Diferida x Costo de Venta de Barril a 50 USD	\$ 81,431.24

Fuente: El Autor

A los costos operativos reflejados en la anterior tabla se le debe adicionar los costos operativos base (constantes e independientes del tipo de servicio), que se mencionaron al inicio de este capítulo (Tabla 9), con el fin de tener un valor real de los costos por intervención.

Tabla 13. Costo de falla anual (\$USD)

Diferida x Costo de Venta de Barril a 50 USD	\$ 81,431.24
Costo por intervencion de 6 pozos	\$ 210,000.00
Total Costo Fallas	\$ 291,431.24

Fuente: El autor

El lifting cost se calcula con el OPEX Total Anual y la producción total Anual.

$$Lifting\ Cost = \frac{OPEX\ TOTAL\ ANUAL\ [US\$]}{Producción\ de\ Aceite\ Anual\ [Bls]} \quad (\text{Ecuación 2})$$

En este proceso ya descartamos el lifting cost del precio de ganancia, debido a que las facilidades de recepción de crudo son compartidas, al igual que el personal que opera, equipos de WO, personal administrativo y de ingeniería todos pertenecen a la SOM haciendo muy difícil discretizar por campo y por sistema de levantamiento artificial este costo.

Así los costos para producir un barril de petróleo son de 9,74US\$/BI aproximadamente, este cálculo del lifting cost se tendrá en cuenta para calcular el valor mínimo del barril en precios internacionales para ser ejecutable el proyecto.

4.2.1 Inversión inicial (CAPEX)

Los Costos de capital, incluirán las inversiones en equipos destinados a la atención de servicios actuales, para este caso, no se requiere inversión solo costos OPEX o material de remplazo que no es significativo (una a dos varillas, couplings o cambio de un solo tubo).

4.2.2 Depreciaciones e impuestos

La depreciación es la pérdida de valor que sufren los activos fijos por el funcionamiento operativo al que se le somete, es una medida proporcional al tiempo, a mayor tiempo mayor va a ser el desgaste del equipo. Para este escenario se consideró una tasa de depreciación del 20% anual. En la tabla 14 se presentan los valores correspondientes a la desvalorización de los equipos en el año de evaluación.

$$\text{Valor de depreciación} = \text{Costo del activo} * 20\% \quad (\text{Ecuación 3})$$

Tabla 14. Depreciación para el escenario Actual (\$USD)

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$	DEPRECIACIÓN 20%	TOTAL [US\$]
N/A	0	0	0
TOTAL	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Fuente: El autor

Los impuestos a los que se ve afectada la industria petrolera, son principalmente dos impuestos directos que son las regalías y el impuesto sobre la renta mencionados anteriormente.

4.2.3 Flujo de caja del proyecto

Tabla 15. Flujo de Caja Escenario Actual (\$USD)

Depreciacion	20%	Tasa de Oportunidad	12%	Regalias	8%	Retencion en la Fuente	33%						
Meses	\$ -	\$ 1.00	\$ 2.00	\$ 3.00	\$ 4.00	\$ 5.00	\$ 6.00	\$ 7.00	\$ 8.00	\$ 9.00	\$ 10.00	\$ 11.00	\$ 12.00
Inversion (-)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Compra de Varilla	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Servicio de Mobile Griper	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Ingresos (+)	--	\$ 546,000.00	\$ 511,500.00	\$ 510,000.00	\$ 501,000.00	\$ 474,000.00	\$ 472,500.00	\$ 456,000.00	\$ 465,000.00	\$ 444,000.00	\$ 418,500.00	\$ 393,000.00	\$ 378,899.00
Costos (-)	--	\$ 106,360.80	\$ 113,211.20	\$ 99,348.00	\$ 111,165.80	\$ 92,335.20	\$ 105,614.00	\$ 88,828.80	\$ 104,153.00	\$ 86,491.20	\$ 95,094.80	\$ 76,556.40	\$ 87,380.53
Lifting Cost	--	\$ 106,360.80	\$ 99,640.20	\$ 99,348.00	\$ 97,594.80	\$ 92,335.20	\$ 92,043.00	\$ 88,828.80	\$ 90,582.00	\$ 86,491.20	\$ 81,523.80	\$ 76,556.40	\$ 73,809.53
Diferida	--		\$ 13,571.00		\$ 13,571.00		\$ 13,571.00		\$ 13,571.00		\$ 13,571.00		\$ 13,571.00
Open Base		\$ 210,000.00											
Depreciacion	--	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Generacias Antes de Impuestos (EBIT)	--	\$ 439,639.20	\$ 398,288.80	\$ 410,652.00	\$ 389,834.20	\$ 381,664.80	\$ 366,886.00	\$ 367,171.20	\$ 360,847.00	\$ 337,508.80	\$ 323,405.20	\$ 316,443.60	\$ 291,518.47
Regalias (8%)	--	\$ (35,171.14)	\$ (31,863.10)	\$ (32,852.16)	\$ (31,186.74)	\$ (30,533.18)	\$ (29,550.88)	\$ (29,373.70)	\$ (28,867.76)	\$ (28,600.70)	\$ (25,872.42)	\$ (25,315.49)	\$ (23,321.48)
Impuesto de Renta (-)	--	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (1,453,273.56)
Generacias Despues de Impuestos	--	\$ 404,468.06	\$ 366,425.70	\$ 377,799.84	\$ 358,647.46	\$ 351,131.62	\$ 337,335.12	\$ 337,797.50	\$ 331,979.24	\$ 308,908.10	\$ 297,532.78	\$ 291,128.11	\$ (1,185,076.56)
Depreciacion (+)	--	\$ -	\$ -		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de Efectivo Total	\$ (210,000.00)	\$ 404,468.06	\$ 366,425.70	\$ 377,799.84	\$ 358,647.46	\$ 351,131.62	\$ 337,335.12	\$ 337,797.50	\$ 331,979.24	\$ 308,908.10	\$ 297,532.78	\$ 291,128.11	\$ (1,185,076.56)

Fuente: El autor

Como se observa en el flujo de caja de la tabla 16, los valores para todos los períodos son positivos, ya que con un promedio de intervención de cada dos meses, la producción alcanza a cubrir el valor de una intervención, sin embargo todos estos valores se deben traer a presente para evaluar la viabilidad del proyecto.

4.3 INDICADORES DE RENTABILIDAD PARA EL ESCENARIO ACTUAL

Como parte de la metodología y con el fin de entregar un desarrollo completo del problema, se utilizan los siguientes indicadores para un análisis comparativo.

4.3.1 Valor presente neto

El método del valor presente neto es muy utilizado ya que es de fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy, y así, puede verse fácilmente si los ingresos son mayores a los egresos. Cuando el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$\sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n}$$

(Ecuación 4)

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos.

$$FDC = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad (\text{Ecuación 5})$$

$$\text{Ganancia Neta} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Debido a que la inversión no es tan significativamente alta para que una empresa del tamaño de Ecopetrol no pueda pagarla de contado, el interés para este ejercicio será de un valor promedio para la industria de 12% EA, por lo cual el flujo de caja representara una un balance de costos a lo largo del año de estudio.

Tabla 16. Representación de valores a diferentes puntos del proyecto (\$USD).

Mes	FDC	VPN
0	\$ (210,000.00)	(\$187,500.00)
1	\$ 404,468.06	\$134,939.46
2	\$ 366,425.70	\$395,754.04
3	\$ 377,799.84	\$635,852.67
4	\$ 358,647.46	\$839,358.87
5	\$ 351,131.62	\$1,017,253.07
6	\$ 337,535.12	\$1,169,936.82
7	\$ 337,797.50	\$1,306,367.57
8	\$ 331,979.24	\$1,426,082.61
9	\$ 328,908.10	\$1,531,982.21
10	\$ 297,532.78	\$1,617,515.78
11	\$ 291,128.11	\$1,692,241.11
12	\$ (1,185,076.56)	\$1,420,652.15
VPN		\$13,000,436.35

Fuente: El autor

4.3.2 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno, TIR, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero, es conocida también como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio o la tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión específico. Matemáticamente el cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es la siguiente:

$$VNP = 0 = \left[\frac{FDC1}{(1+i)^1} \right] + \left[\frac{FDC2}{(1+i)^2} \right] + \left[\frac{FDC3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[\frac{FDCn}{(1+i)^n} \right] - Inversión$$

(Ecuación 7)

De acuerdo con la expresión anterior el proyecto tiene una TIR del 186%, lo cual concluye que las inversiones son demasiado bajas para el proyecto y el tiempo para recuperar la inversión es demasiado corto.

4.3.3 Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME

El tiempo de recuperación de la inversión, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$Payback = \frac{InversiónInicial}{FlujoDeEfectivoAnual}$$

(Ecuación 8)

De acuerdo con la expresión anterior el tiempo de recuperación es 0.02.

4.4 ESCENARIO PROPUESTO CON VARILLA CONTINUA

Tal como se revisó en el capítulo 3 del presente texto, se tiene la facilidad de la instalación de varilla continua en campo con el fin de asegurar y extender la vida útil o run time entre intervenciones en los pozos, esto fue demostrado mediante la simulación de cargas en el software Cfer donde se evidencia que a las condiciones críticas e iguales para cada uno de los pozos, hay un beneficio latente con la instalación de esta tecnología.

4.4.1 Inversión Inicial

La inversión que se requiere para este tipo de tecnología, se compone de dos partes, el servicio de instalación y la varilla o material requerido que será instalado. De esta manera se planea la intervención de 3 pozos con el fin de reducir por lo menos en un 50% el índice de falla actual. Asumiendo que cada pozo pueda requerir aproximadamente 6000 ft de varilla continua, se tiene el siguiente requerimiento de material. Adicionalmente se propone un cobro para servicio de instalación que abarcara el servicio completo, de tal manera que sea lo suficientemente atractiva para que una empresa de servicios cumpla y cubra con cualquier requerimiento de movilización entre campos de la superintendencia de operaciones de mares para atender entre 3 y 4 intervenciones en un solo mes. Este valor puede variar de acuerdo a las necesidades del campo a largo plazo, aún más cuando la cercanía geográfica entre otros campos como Campo Casabe y Campo La Cira puede presentar planes de trabajo compartidos y así aprovechar más aun este recurso. Como se mencionó anteriormente se pretende solo intervenir 3 pozos en el transcurso del año.

Tabla 17. Capex para la realización del proyecto bajo el escenario propuesto (\$USD).

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$	Total
Servicio de Instalación 24h Incluye Movilización hasta el pozo, proceso de soldadura, corrida.	\$16,000.00	\$48,000.00
Material de Varilleo (Incluye sarta de varilla continua, pin end, couplings, shearcoupling) 6000 ft	\$ 15 / FT	\$270,000.00
TOTAL		\$318,000.00

Fuente: El autor

4.4.2 Depreciación e Impuestos

Según lo revisado en esta misma sección del escenario actual, se tiene lo siguiente:

Tabla 18. Material adquirido y sometido a depreciación (\$USD).

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$	DEPRECIACIÓN 20%	TOTAL [US\$]
Material de Varilleo	\$270,000.00	\$54,000.00	\$216,000.00

Fuente: El autor

Este material es el único activo recibido por ECP, de esta manera será depreciado a un año con el fin de que contribuya durante el flujo de caja a final de año.

4.4.3 Flujo de Caja del Proyecto

A continuación se detallan los diferentes ingresos compartidos con el escenario anterior, de esta manera se compartirán los mismo ítems de regalías e impuestos. Principalmente la diferencia radicara en el número de intervenciones a hacerse, ya que con este proyecto solo realizare 3 intervenciones con la expectativa de realizar la conversión y evitar una nueva falla, extendiendo el run time del pozo como puedo evidenciarse en los análisis comparativos de los numerales incluidos en la sección 3.1.

Cabe la pena resaltar que este flujo de proyecto se está evaluando a un año, sin embargo, los beneficios adquiridos para extensiones de tiempo superiores a este periodo serán fuertemente beneficiados con esta tecnología.

Tabla 19. Flujo de Caja (\$USD) para el escenario Propuesto con varilla
Continua

Depreciacion	20%	Tasa de Oportunidad	12%	Regalías	8%	Retencion en la Fuente	33%						
Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversion (-)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Compra de Varilla	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Servicio de Mobile Griper	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Ingresos (+)	--	\$ 546,000.00	\$ 511,500.00	\$ 510,000.00	\$ 501,000.00	\$ 474,000.00	\$ 472,500.00	\$ 456,000.00	\$ 465,000.00	\$ 444,000.00	\$ 418,500.00	\$ 398,000.00	\$ 378,899.00
Costos (-)	--	\$ 106,360.80	\$ 113,211.20	\$ 99,348.00	\$ 111,165.80	\$ 92,355.20	\$ 105,614.00	\$ 88,828.80	\$ 104,153.00	\$ 86,491.20	\$ 95,094.80	\$ 76,556.40	\$ 87,380.53
Lifting Cost	--	\$ 106,360.80	\$ 99,640.20	\$ 99,348.00	\$ 97,594.80	\$ 92,355.20	\$ 92,043.00	\$ 88,828.80	\$ 90,582.00	\$ 86,491.20	\$ 81,523.80	\$ 76,556.40	\$ 73,809.53
Diferida	--	\$ -	\$ 13,571.00	\$ -	\$ 13,571.00	\$ -	\$ 13,571.00	\$ -	\$ 13,571.00	\$ -	\$ 13,571.00	\$ -	\$ 13,571.00
Open Base	--	\$ 210,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Aplicacion Nueva Tecnologia	\$ 328,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciacion	--	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Generacias Antes de Impuestos (EBIT)	--	\$ 439,639.20	\$ 398,288.80	\$ 410,652.00	\$ 389,834.20	\$ 381,664.80	\$ 366,866.00	\$ 367,171.20	\$ 360,847.00	\$ 357,508.80	\$ 323,405.20	\$ 316,443.60	\$ 291,518.47
Regalías (8%)	--	\$ (35,171.14)	\$ (31,863.10)	\$ (32,852.16)	\$ (31,186.74)	\$ (30,533.18)	\$ (29,350.88)	\$ (29,373.70)	\$ (28,867.76)	\$ (28,600.70)	\$ (25,872.42)	\$ (25,315.49)	\$ (23,321.48)
Impuesto de Renta (-)	--	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (1,453,273.56)
Generacias Despues de Impuestos	--	\$ 404,468.06	\$ 366,425.70	\$ 377,799.84	\$ 358,647.46	\$ 351,131.62	\$ 337,555.12	\$ 337,797.50	\$ 331,979.24	\$ 328,908.10	\$ 297,532.78	\$ 291,128.11	\$ (1,185,076.56)
Depreciacion (+)	--	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 54,000.00
Flujo de Efectivo Total	\$ (528,000.00)	\$ 404,468.06	\$ 366,425.70	\$ 377,799.84	\$ 358,647.46	\$ 351,131.62	\$ 337,555.12	\$ 337,797.50	\$ 331,979.24	\$ 328,908.10	\$ 297,532.78	\$ 291,128.11	\$ (1,131,076.56)

Fuente: El autor

4.5 INDICADORES DE RENTABILIDAD PARA EL ESCENARIO PROPUESTO

Como se mencionó anteriormente, se presentan los siguientes indicadores con el fin de determinar puntos de vista para el análisis de este escenario.

4.5.1 Valor Presente Neto

Tabla 20. VPN para el escenario propuesto con varilla continúa (\$USD)

Mes	FDC	VPN
0	\$ (528,000.00)	(\$471,428.57)
1	\$ 404,468.06	(\$148,989.11)
2	\$ 366,425.70	\$111,825.47
3	\$ 377,799.84	\$351,924.09
4	\$ 358,647.46	\$555,430.30
5	\$ 351,131.62	\$733,324.50
6	\$ 337,535.12	\$886,008.25
7	\$ 337,797.50	\$1,022,438.99
8	\$ 331,979.24	\$1,142,154.04
9	\$ 328,908.10	\$1,248,053.64
10	\$ 297,532.78	\$1,333,587.21
11	\$ 291,128.11	\$1,408,312.54
12	\$ (1,131,076.56)	\$1,149,098.99
VPN		\$9,321,740.33

Fuente: El autor

4.5.2 Tasa Interna de Retorno

De acuerdo con la expresión de la ecuación 7 el proyecto tiene una TIR del 726%, lo cual concluye que las inversiones son demasiado bajas para el proyecto y el tiempo para recuperar la inversión es demasiado corto, sin embargo, al compararse con el escenario actual se ve una reducción de más del 50%.

4.5.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión o Payback

De acuerdo con la expresión de la ecuación 8 el tiempo de recuperación es 0.02. Al compararse con la del escenario actual es el mismo valor, sin embargo, al revisar en detalle los flujos de caja para el escenario con varilla continua, aún existen valores negativos para el segundo mes en referencia al VPN en ese momento, lo cual reduce la diferencia a decimales pero requiere de un periodo adicional que puede ser menor a la producción de un día.

5. CONCLUSIONES

Como se demostró con el análisis financiero, todas las inversiones son muy rentables y muy atractivas, de acuerdo a los flujos de caja con los que cuenta esta industria y en especial este campo.

El mejor escenario con proyección a un año continua siendo el actual, instalación de varilla convencional, ya que para proyectos petroleros no se recomienda hacer proyecciones a tiempos superiores a un año y la fortaleza de la varilla continua se ve en la reducción de intervenciones en tiempos superiores a estos asociados al índice de falla. Esto se debe a la volatilidad de los precios en el mercado como las alzas en los combustibles, precio del barril, variación económica del dólar, etc. Debilitando la veracidad de este tipo de proyectos e inversiones a un tiempo mayor al estudiado en este proyecto.

Comparativamente las propuestas tienen una alta rentabilidad, ya que todos los indicadores están a favor de los proyectos, cuando se evalúa el beneficio de reducción de fallas se tiene que necesariamente incurrir en el sobre costo al ser comparativo con la situación actual, necesariamente evaluando a un mayor margen de tiempo el beneficio en un campo con tan baja actividad de intervención a pozo y esperando runlifes muy superiores a los ya vigentes.

Técnica y económicamente se recomienda 100% la instalación de varilla continua para futuros pozos, de tal manera que la inversión comparativa pueda hacerse desde la inversión económica partiendo de cero (Completamiento Inicial) y no como un medio de optimización, de esta manera potencializar los beneficios adquiridos con esta tecnología.

6. RECOMENDACIONES

Se propone realizar un planteamiento de este proyecto para futuros pozos con completamiento inicial con la metodología realizada en este proyecto, de tal manera que el tiempo esperado de falla pueda respaldar el análisis técnico de las nuevas tecnologías con varilla continua.

Se recomienda detallar más el comportamiento del corte de arena y su función como agente acelerante entre las zonas de contacto entre la varilla y tubería, de esta manera determinar si una amplia zona de contacto como lo es la varilla continua implicara mayores perjuicios en pozos severamente desviados.

Debido a la situación económica mundial, se propone realizar nuevamente un estudio sobre fallas al campo Cardales, implementando más tecnologías y se puede realizar un análisis con un punto de referencia o de precio de barril que este por debajo del precio vigente del petróleo (escenario pesimista), y no uno con tendencia al optimismo que no se pueda corroborar o asegurar su ejecución

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS [Sitio web]. Recuperado el 18 de Mayo de 2016, de Estadística de Producción, 1 de Febrero de 2016: Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

ÁLVAREZ, German. Optimización de producción, consumo de energía y nivel de armónicos para equipos de bombeo electro sumergible en un campo petrolero del Magdalena Medio. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 120 p.

ARIAS, Camilo A., JIMENEZ, Leonardo. Estimación De La Tasa Crítica Para El Control De Daño A La Formación Originado Por Migración De Finos En Los Campos Gala Y Llanito. Bucaramanga: UIS. 2008

BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4ta Edición. McGraw-Hill, 1999

BUTTLER, Michael. Un dinámico mercado global del gas. En: Oilfield Review. Invierno, 2003/2004. Ed. 2 en español, p 3 – 7

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC-5613. Bogotá D.C.: El Instituto, 2005. 38 p.

LABRADOR, Laura. Evaluación de nuevas tecnologías instaladas en pozos críticos del campo LCI para reducción de fallas: Tubería revestida, varilla continua y hueca, ratadores de tubería y varilla. Bucaramanga: UIS. 2011

MEJÍA, Jenny, PALMA, Jorge. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 160 p.

OLAYA, Daniel. La tasa interna de oportunidad y la creación de empresas. En: Revista del Instituto Internacional de Costos. Julio/Diciembre, 2008. N°3, p 89 - 101.

SACHICA, Jorge, et al. Multidisciplinary Approach, Key Factor in the Development of Complex Stratigraphic Fields in Colombia, Case Study: Llanito Field. Search and Discovery Article, 2013, pag 44.

SANCHEZ, Javier. Análisis de la generación eléctrica con gas natural en Colombia. Monografía Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005. 118 p.

Weatherford. Recuperado Enero de 2016, de Production, COROD, 2012-2014 WFT219517: <http://www.weatherford.com/en/products-services/production/artificial-lift-systems/corod-continuous-rods-and-well-services>

WEATHERFORD. (31 de Diciembre de 2015). Movimiento de Equipos WFT. Ingeniería PCP. Barrancabermeja, Santander, Colombia.