

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA SELECCIONAR LA OPCIÓN MÁS
RENTABLE PARA REEMPLAZAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DURANTE LAS
OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA EL CAMPO
CASABE**

**LUIS FERNANDO EMILIANI GARCIA
COD. 2138988**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA SELECCIONAR LA OPCIÓN MÁS RENTABLE PARA REEMPLAZAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DURANTE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA EL CAMPO CASABE

**LUIS FERNANDO EMILIANI GARCIA
COD. 2138988**

**Proyecto de grado para optar el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR:
Ing. Jorge Enrique Meneses Flórez**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	12
1. OBJETIVOS	13
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. JUSTIFICACIÓN	14
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
3.1 CARACTERISTICAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASABE	16
3.1.1 Generalidades del campo Casabe	16
3.1.2 Fallas de tubería rota más comunes asociadas a la producción de petróleo en los sistemas de levantamiento del campo casabe.	33
3.1.3 Impacto del régimen de operación de las pcp sobre la vida útil de la tubería en el campo Casabe.	39
4. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DISPONIBLES CONTRACTUALMENTE EN EL CAMPO CASABE	44
4.1 INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN PATIO	45
4.1.1 Consideraciones generales para el desarrollo de la inspección	45
4.1.2. Partículas magnéticas (técnica de inspección superficial	46
4.1.3. Requisitos de la inspección por partículas magnéticas.	47
4.1.4. Ventajas de las partículas magnéticas.	47
4.1.5. Limitaciones de las partículas magnéticas.	47
4.1.6 Procedimiento para inspeccionar tubería en patio.	48
4.2 INSPECCIÓN DE TUBERÍA EN BOCA DE POZO	51
4.2.1. Consideraciones generales para el desarrollo de la inspección.	51
4.2.2 Como trabaja el Scanner?	51

4.3 DIFERENCIAS ENTRE LAS INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO VS. INSPECCIÓN EN PATIO	53
5. INTEPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN ESTADISTICA DE LOS TRABAJOS DE INPECCIÓN EN BOCA DE POZO, REALIZADOS EN EL CAMPOS CASABE DURANTE EL AÑO 2013.	57
5.1 PORCENTAJE DE RECHAZO DE TUBERÍA INSPECCIONADA EN BOCA DE POZO	57
5.2 LONGITUD PROMEDIO DE TUBERÍA INSPECCIONADA	59
5.3 TIEMPOS DE INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO	60
5.4 TIEMPOS PERDIDOS DURANTE LA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO	62
5.5 DISTRIBUCIÓN DE LAS FALLAS EN POZOS PRODUCTORES EN EL CAMPO CASABE (2011-2013)	64
5.6 CAUSAS DE FALLAS DE TUBERÍA RECHAZADA	65
6. EVALUACIÓN ECONOMICA PARA ELEGIR LA MEJOR OPCIÓN PARA INSPECCIONAR TUBERÍA EN POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP.	68
6.1 PREMISAS	698
6.2 CONSIDERACIONES	69
6.3 EVALUACIÓN ECONOMICA PARA LA INSPECCIÓN EL REEMPLAZO DE TUBERÍA EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS DEL CAMPO CASABE.	73
7. CONCLUSIONES	77
8. RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFIA	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Pozos productores por año para el campo Casabe.	27
Tabla 2. Rango de producción de los pozos productores de campo Casabe.	27
Tabla 3. Tiempo promedio de vida de válvulas reguladoras de flujo	30
Tabla 4. Producción de pozos en Campo Casabe despues de inspección y cambio de regimen de producción.	43
Tabla 5. Procedimiento de inspección de tubería en patio	48
Tabla 6. Consideraciones de la inspección en boca de pozo y la inspección de tubería en patio	53
Tabla 7. Numero de pozos por año por sistema de levantamiento en el campo Casabe	64
Tabla 8. Premisas del análisis de escenarios económicos	69
Tabla 9. Cantidades inspeccionadas en Patio.	71
Tabla 10. Valores de cantidades inspeccionadas en Patio.	71
Tabla 11. Evaluación económica para la inspección el reemplazo de tubería en operaciones de reacondicionamiento de pozos del campo Casabe.	73

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Hitos históricos del campo Casabe.	17
Figura 2. Locación del Campo Casabe.	19
Figura 3. Estructura Geológica del campo Casabe.	21
Figura 4. Bloques de producción del campo Casabe.	22
Figura 5. Bloques de producción del campo Casabe.	24
Figura 6. Completamiento típico de una sarta selectiva del campo Casabe, con un esquema a 5 puntos.	25
Figura 7. Sistema de levantamiento PCP campo Casabe.	26
Figura 8. Pozo Cbe 1005R afectado por un influjo mientras se encontraba esperando intervención de equipo.	28
Figura 9. Historico de intervenciones por tubería rota en el campo Casabe.	31
Figura 10. Disminución del índice de fallas por tubería rota del campo Casabe.	32
Figura 11. Comportamiento de las fallas de tubería en el Campo Casabe	33
Figura 12. Clasificación API del porcentaje de desgaste en tubería.	34
Figura 13. Desgaste de pared de tubería por rozamiento con varilla continua	35
Figura 14. Desgaste de pared de tubería por rozamiento con varilla convencional	37
Figura 15. Tubería rota longitudinalmente por rozamiento de varilla	37
Figura 16. Tubería por efecto Jetting	38
Figura 17. Tubería desgastada por corrosión	39
Figura 18. Tubería colapsada por la llave hidráulica	39
Figura 19. Comportamiento de la producción del CBE 1054, después de inspección de tubería en boca de pozo y cambio de régimen de producción.	40
Figura 20. Comportamiento de la producción del CBE 1146, después de inspección de tubería en boca de pozo y cambio de régimen de producción.	41
Figura 21. Comportamiento de la producción del CBE 1144	41
Figura 22. Comportamiento de la producción del CBE 1169.	42

Figura 23. Proceso de inspección de tubería en Patio.	45
Figura 24. Layout de ubicación de equipos de RD scan en boca de pozo.	52
Figura 25. Ubicación del equipo ScanNex en operaciones de reacondicionamiento	52
Figura 26. Porcentaje de rechazo de tubería inspeccionada (Simulación Cristal Ball)	58
Figura 27. Porcentaje de rechazo de tubería inspeccionada (Simulación Cristal Ball)	58
Figura 28. Longitud de tubería inspeccionada (Simulación Cristal Ball)	59
Figura 29. Tiempo neto de inspección (Simulación Cristal Ball)	60
Figura 30. Tiempo neto de inspección – Equipos Directos (Simulación Cristal Ball)	60
Figura 31. Tiempo neto de inspección – Equipos Contratados (Simulación Cristal Ball)	61
Figura 32. Tiempo neto de inspección – Equipos Tercerizados (Simulación Cristal Ball)	61
Figura 33. Tiempos perdidos durante la inspección– Equipos Contratados (Simulación Cristal Ball).	63
Figura 34. Tiempos perdidos durante la inspección– Equipos Directos (Simulación Cristal Ball).	63
Figura 35. Tiempos perdidos durante la inspección– Equipos Tercerizados (Simulación Cristal Ball).	63
Figura 36. Porcentaje de falla por año por tipo de sistema de levantamiento	65
Figura 37. Causas de fallas de tubería rechazada en inspecciones en boca de pozo, campo Casabe año 2013.	66
Figura 38. Sensibilidad de fallas por Tubería en el Campo Casabe durante los años 2011-2013 (Simulación Cristal Ball).	67

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA SELECCIONAR LA OPCIÓN MÁS RENTABLE PARA REEMPLAZAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DURANTE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA EL CAMPO CASABE.*

AUTOR: LUIS FERNANDO EMILIANI GARCIA.**

PALABRAS CLAVES: Inspección, Integridad, Tubería, Workover, Pruebas, Fallas, Reacondicionamiento, Casabe, Well services.

DESCRIPCIÓN:

La exigencia actual de la industria para la disminución de costos y aumentos de la producción, ha impulsado la implementación de nuevas tecnologías acompañadas de un rigurosa evaluación del beneficio económico. Con esta finalidad, la inspección en boca de pozo es una de estas tecnologías que han sido implementadas en el campo Casabe para disminuir el índice de intervención a pozos por fallas en la integridad de tubería, la razón de este alto índice es que el crudo producido en el campo es altamente abrasivo por la presencia de arena producida por arenas poco consolidadas.

Esta monografía busca recomendar con evidencia estadística de costos y cantidades, cual es el método más eficaz de los aplicados actualmente en campo Casabe para aumentar el Run life de los pozos durante las intervenciones de reacondicionamiento por falla de integridad de tubería de producción a causa de la abrasión. Los métodos que se tienen implementados actualmente son por inspección de la tubería en boca de pozo o en patio o reemplazo por tubería nueva.

* Monografía

** Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: Ing. Ing. Jorge Enrique Meneses Flórez

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC ASSESSMENT TO SELECT THE MOST PROFITABLE OPTION TO REPLACE DURING tubing workover OPERATIONS FOR THE FIELD CASABE.*

AUTHOR: LUIS FERNANDO GARCIA EMILIANI.**

KEYWORDS: Inspection, Integrity, Pipe, Workover, Testing, Fallas, Overhaul, Casabe, Well services.

DESCRIPTION:

Current industry demand for cost reduction and increased production, has promoted the implementation of new technologies accompanied by a rigorous assessment of the economic benefit. To this end, the inspection at the wellhead is one of these technologies that have been implemented in the field Casabe to decrease the rate of intervention wells for failure to integrity pipe, the reason for this high rate is that the oil produced in the field it is highly abrasive due to the presence of sand produced by poorly consolidated sands.

This monograph seeks recommend with statistical evidence of costs and quantities, which is the most effective method currently applied Casabe Run field to increase the life of the wells during workover operations integrity fault tubing because of the abrasion. The methods that are implemented are actually for pipeline inspection wellhead or patio or replacement by new pipe.

* Monography

** Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: Ing. Ing. Jorge Enrique Meneses Flórez

INTRODUCCION

La búsqueda continua de nuevos hallazgos petroleros, como métodos para mostrar resultados y aumentar el valor de las compañías y las bajas probabilidades de éxito de las compañías en los pozos exploratorios, ha llevado a reevaluar la forma de explotación de los campos con reservas y bajos factores de recobro como método para suplir esta falencia en exploración. Es así como las empresas hoy día buscan maximizar los beneficios de la explotación, aunque se sacrifiquen volúmenes de producción, no siempre cuando se producen más volúmenes se generan mayores beneficios.

Las decisiones gerenciales están a la hora del día para generar el máximo beneficio, rompiendo con la vieja costumbre de la industria de producir petróleo a cualquier costo. Esta monografía hace parte de las decisiones gerenciales que se deben tomar día a día en los campos de producción, busca determinar cuál es la mejor opción para inspeccionar tubería de producción en boca de pozo, inspeccionar tubería en patio, o no inspeccionar tubería y su lugar reemplazarla por tubería nueva, y así asegurar la integridad de la sarta de producción en los running de tubería durante las intervenciones en los sistemas de levantamiento del campo Casabe.

Las consideraciones y suposiciones realizadas para la evaluación económica esta soportada en los Capítulos 1,2 y 3, donde se describe la Información general del campo Casabe (Alianza Ecopetrol-Schlumberger) y datos estadísticos de producción de los años 2011 al 2014, en estos capítulos se busca mostrar la complejidad operativa en la producción de crudo con alto contenido de sólidos y sus problemas asociados en campo.

En el Capítulo 4, se describen las principales características de los métodos de inspección de tubería de producción en boca de pozo e inspección electromagnética

en patio, resumiendo al final del capítulo un cuadro resumen con las ventajas y desventajas de cada método, la relevancia del capítulo se fundamenta en resaltar las diferencias en los métodos de inspección base para el análisis final.

En el Capítulo 5, se hace un interpretación de datos estadísticos de 80 trabajos realizados en el 2013, con la tecnología de inspección en boca de pozo, obteniendo datos fundamentales para las premisas del análisis económico.

Finalmente, en el Capítulo 6, con base en la información estadística obtenida en los capítulos anteriores se realiza una comparación económica para determinar el mayor Beneficio económico obtenido al comparar los escenarios: Inspección en boca de pozo, Inspeccionar en patio o reemplazar por tubería nueva.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y económicamente la opción más rentable para reemplazar tubería de producción durante las operaciones de reacondicionamiento de pozos, con los contratos disponibles en el campo Casabe.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las características representativas de producción del campo Casabe.
- Definir las fallas de tubería rota más comunes asociadas a la producción de petróleo en los sistemas de levantamiento del campo Casabe.
- Describir las técnicas de inspección de tubería disponibles contractualmente en el campo Casabe.
- Evaluar económicamente la técnica más rentable para reemplazar tubería en las operaciones de reacondicionamiento de pozos del campo Casabe.

2. JUSTIFICACIÓN

El campo Casabe históricamente ha manejado la producción de crudo ligada a la producción de arena como método de producción, este fluido altamente abrasivo es

el factor predominante para que los índices de fallas por integridad de tubería sean mas elevados que en el resto de campos operados por Ecopetrol. Como medidas para disminuir este alto indice, La Alianza Ecopetrol – Schelumberger ha presupuestado tecnologías incrementando el costo de levantamiento, esta monografía busca recomendar con evidencia estadística de costos y cantidades, cual es el metodo mas eficaz de los que actualmente se implementan en campo Casabe para aumentar el Run life de los pozos durante las intervenciones de reacondicionamiento.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Historicamente durante las operaciones de reacondicionamiento de pozos, cuando se encontraban fallas en la integridad en el cuerpo de la tubería de producción se reemplazaban 10 juntas de tubería por encima y 10 juntas de tubería por debajo de la falla, esta mala practica ocasionaba una nueva falla temprana de integridad de tubería a otra profundidad, dado que las pruebas hidrostáticas que se realizaban no identificaban las juntas que estaban proximas a fallar.

Con la condicion anterior, se implementó en Casabe iniciativas para mejorar la integridad de las sartas durante las intervenciones, se realizaba inspeccion de tubería de producción en boca de pozo, se esta realizando inspeccion en patio y se reemplaza toda la tubería por nueva o inspeccionada.

En todos los casos anteriores se obtuvo una mejora cualitativa de la integridad de la tubería, pero se observaba que cada iniciativa tenia ligados unos costos asociados y unos procedimientos que pueden generar o destruir valor, el proposito de esta monografia es determinar cual metodo es el que mas genera valor para el campo Casabe, dada sus características Geograficas, Geologicas y operacionales.

3.1 CARACTERISTICAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASABE

3.1.1 Generalidades del campo Casabe.¹

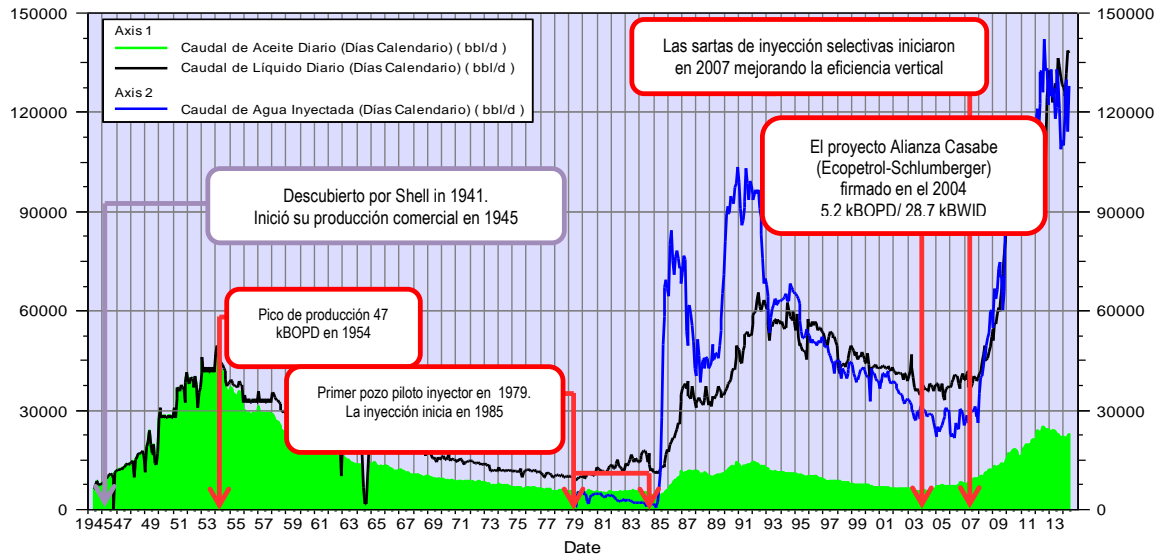
3.1.1.1. Antecedentes históricos.

La Compañía Shell de Colombia en el año 1941 descubrió el Campo Casabe con el

¹ ALIANZA CASABE. Field Casabe development plan, Bogotá: Schlumberger IPM Alianza Casabe, marzo 2010.p.26.

pozo CSBE-0001, su explotación comercial se inició en junio de 1945, logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10 resultaron secos.

Figura 1. Hitos históricos del campo Casabe.



Fuente: Alianza Casabe (Ecopetrol-Schlumberger)

En el año 1969 la nación entrega la operación del campo Casabe, a la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol. La explotación secundaria del Campo Casabe se inicia en 1979 por la empresa Ecopetrol mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en diciembre de 1988, este mecanismo permitió incrementar la producción. Por medio de la inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores para el proyecto de recuperación secundaria.

Los estimados iniciales realizados por Ecopetrol S.A. de aceite original en sitio

fueron de 1300 MMBbl, posteriormente un estudio realizado por la Alianza Casabe en 2005 llevó el volumen en sitio a 1480 MMBbl y finalmente en el año 2008 una revisión del volumen en sitio mediante un modelo detallado del campo y utilizando sísmica 3D, llevó el volumen a 1750 MMBbl,

Por los niveles de producción del país, en el año 2002, fue necesario plantear nuevas alternativas que permitieran al país mantener su condición de exportador de crudo y evitar la posibilidad de perder la autosuficiencia en materia de hidrocarburos, ante la incertidumbre de encontrar nuevas reservas y frente a la declinación mostrada por los campos actualmente en producción, una alternativa que se contempló fue la de implementar un proyecto de producción incremental en el campo. Después de evaluaciones sobre el futuro del campo, se concluyó necesario adelantar nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado, teniendo en cuenta el estado actual de los pozos, técnicas usadas para su completamiento (85% de los pozos fueron perforados y completados entre 1940-50 y 1980-90) y la forma como fue llevada a cabo la inyección de agua.

Igualmente se requirió la aplicación de tecnologías de punta para minimizar los riesgos relacionados con la caracterización del yacimiento y la falta de información. La empresa Ecopetrol, S.A. en medio de las anteriores circunstancias, consideró necesario encontrar un socio estratégico con conocimientos, capital de riesgo y experiencia, que participara en el desarrollo de producción incremental.

En julio de 2003 dentro de la estrategia establecida, Ecopetrol S.A. invitó varias compañías de reconocida capacidad tecnológica y financiera a proponer alternativas de inversión, con experiencia en el desarrollo de campos maduros, y que mediante la incorporación de inversión, tecnología y riesgo, en áreas como yacimientos, perforación, producción, completamiento y reacondicionamiento de pozos y métodos de recobro mejorado (EOR), Schlumberger Surencó, S.A. firmó un acuerdo de intención para evaluar y analizar conjuntamente la viabilidad técnica y

comercial de estructurar un proyecto de producción incremental en el Campo Casabe.

El Proyecto Alianza Casabe, inicia en marzo de 2004, conformado por un equipo técnico compuesto por personal tanto de Ecopetrol S.A. como de Schlumberger Surencó S.A. recopilando y revisando la información técnica para actualizar o validar los modelos geológicos, petrofísicos y de ingeniería y así estructurar un proyecto de aplicación tecnológica para el re-desarrollo total del campo e incrementar el valor del mismo.

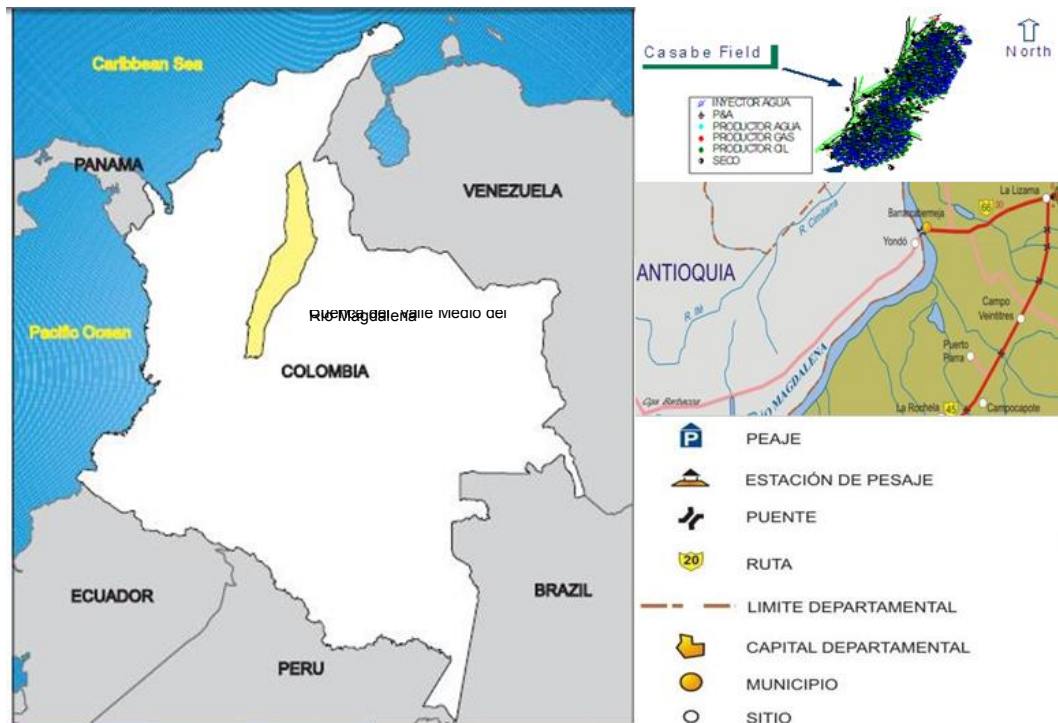
3.1.1.2 Localización del Campo

El Campo Casabe se localiza geográficamente en el Municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), sobre el margen occidental del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja (Departamento de Santander), en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Se encuentra limitado al este por el Río Magdalena, al Oeste por la vereda El Cóndor, al Norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al Sur por el Municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo.

El campo presenta una extensión aproximada de 117 Km². Su principal vía de acceso es a través del puente Guillermo Gaviria Correa el cual conecta la ciudad de Barrancabermeja (Santander) con el municipio de Yondó (Antioquia).

Figura 2. Locación del Campo Casabe.

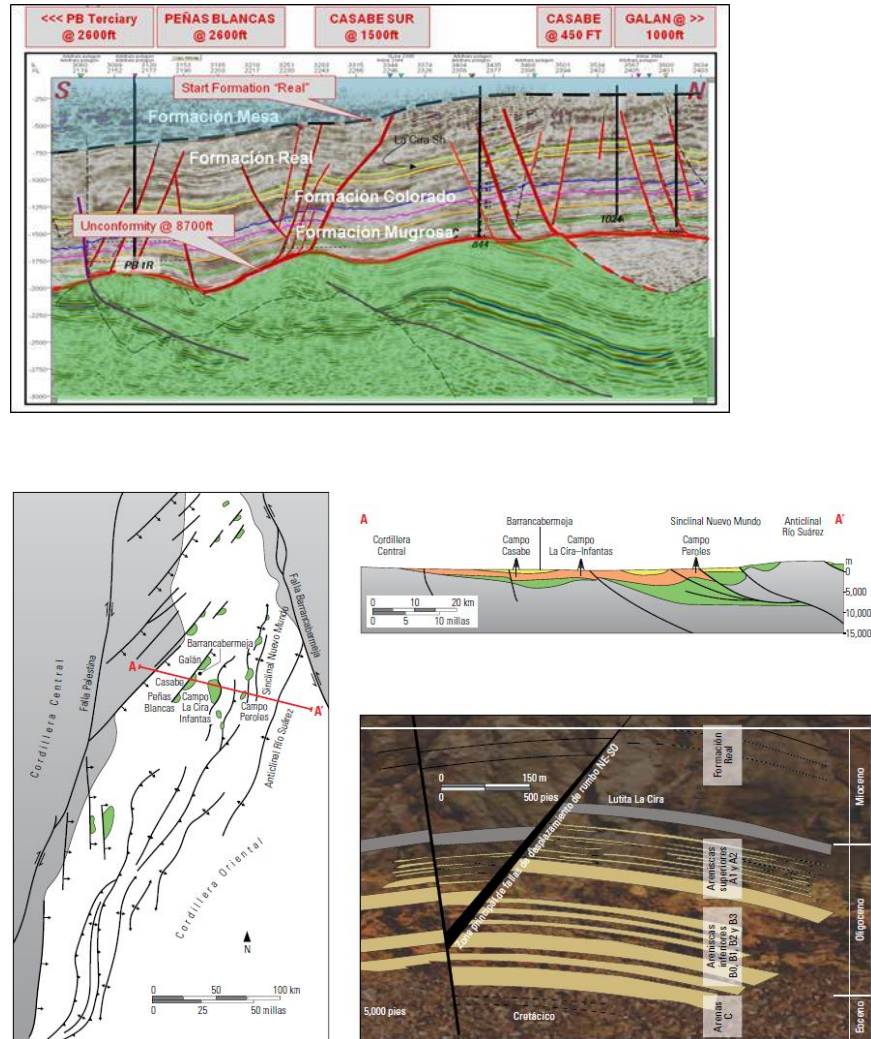


Fuente: Instituto Nacional de Vías INVIAS. 2006. Modificado por el autor

El Campo Casabe se encuentra ubicado al oeste del Campo La Cira–Infantas, en la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena (izquierda). En la figura 3. Se ilustran Las estructuras principales de la Cuenca MMVB y los campos productores se muestran en la sección transversal estructural generalizada A a A' (extremo superior derecho). La cuenca se encuentra limitada al este por una faja de corrimiento que levanta a las rocas más antiguas. Las rocas de edad Cretácico y Paleoceno (verde), Oligoceno (naranja) y Mioceno (amarillo) se muestran en la porción central de la sección transversal de la cuenca. El levantamiento y la erosión pre–Eoceno Medio expusieron la Cordillera Central al oeste (gris). El Campo Casabe se encuentra intensamente estratificado, como se observa en la sección transversal estructural detallada (extremo inferior derecho)².

² OILFIELD REVIEW. CASABE: REVITALIZACION DE UN CAMPO MADURO. 06P [en línea] http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf [citado 02 agosto de 2014]

Figura 3. Estructura Geológica del campo Casabe.



Fuente: Oilfield Review. Casabe: revitalización de un campo maduro. 06P

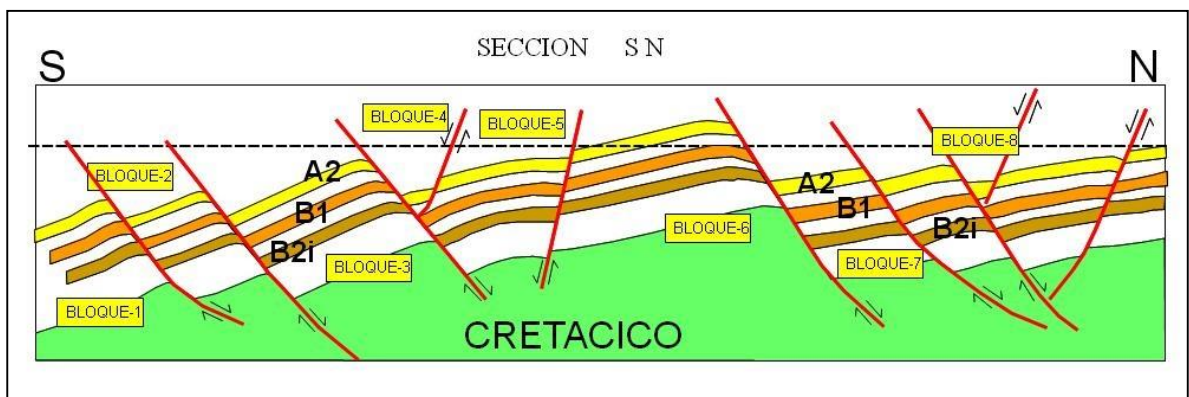
El campo tiene ocho bloques definidos por fallas normales. El bloque 6 es el que tiene más cantidades de reservas y a su vez es el bloque que más presenta fallas por colapsos de pozos, un total de 106 pozos. Para producir estas reservas, un plan de re desarrollo fue implementado con una intensa campaña de perforación desde la firma de Alianza Ecopetrol-Schlumberger.

Los sectores Occidental y Nororiental de la cuenta están caracterizados estructuralmente por fallamiento de rumbo relacionado con el evento de Wrench que afectó a las cordilleras central y oriental durante el paleoceno y mioceno respectivamente. Fallas transpresionales, asociadas a pliegues anticlinales, fueron las creadoras de entrampamientos estructurales como el de Casabe que involucró por igual las rocas de las tres mega secuencias inferiores.

El área de Casabe se caracteriza por presentar una estructura de anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el oriente, afectada por fallamiento transpresional que involucra las secuencias sedimentarias del cretáceo y del terciario y constituye el sistema de entrampamiento.

Este fallamiento de Wrench desarrollo estructuras en la secuencia del Cretaceo que fueron erosionadas durante el Eoceno como se observa por el truncamiento de la formación la luna por la inconformidad del Eoceno.

Figura 4. Bloques de producción del campo Casabe.



Fuente: Presentación Alianza Casabe en el Taller de Colapsos, Hotel Chicamocha, Bucaramanga, Colombia.

Las formaciones La Paz, Mugrosa y Colorado hacen parte del yacimiento (formaciones productoras de Hidrocarburo), las que se encuentran por encima de

este corresponden al grupo Real y la formación la mesa no hacen parte del yacimiento y son denominadas como sobrecarga (formaciones no productoras de hidrocarburo).

Formación La Paz: hacia la base del eoceno medio se encuentra el miembro conocido como El toro, que se compone de arcillolitas caoliniticas parcialmente limosas de coloración gris claro a verde claro, moteadas y con aspecto de tobas. Presenta inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Estos cuerpos arenosos son conocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburo en algunas partes del campo y presentan un espesor de 320 pies.

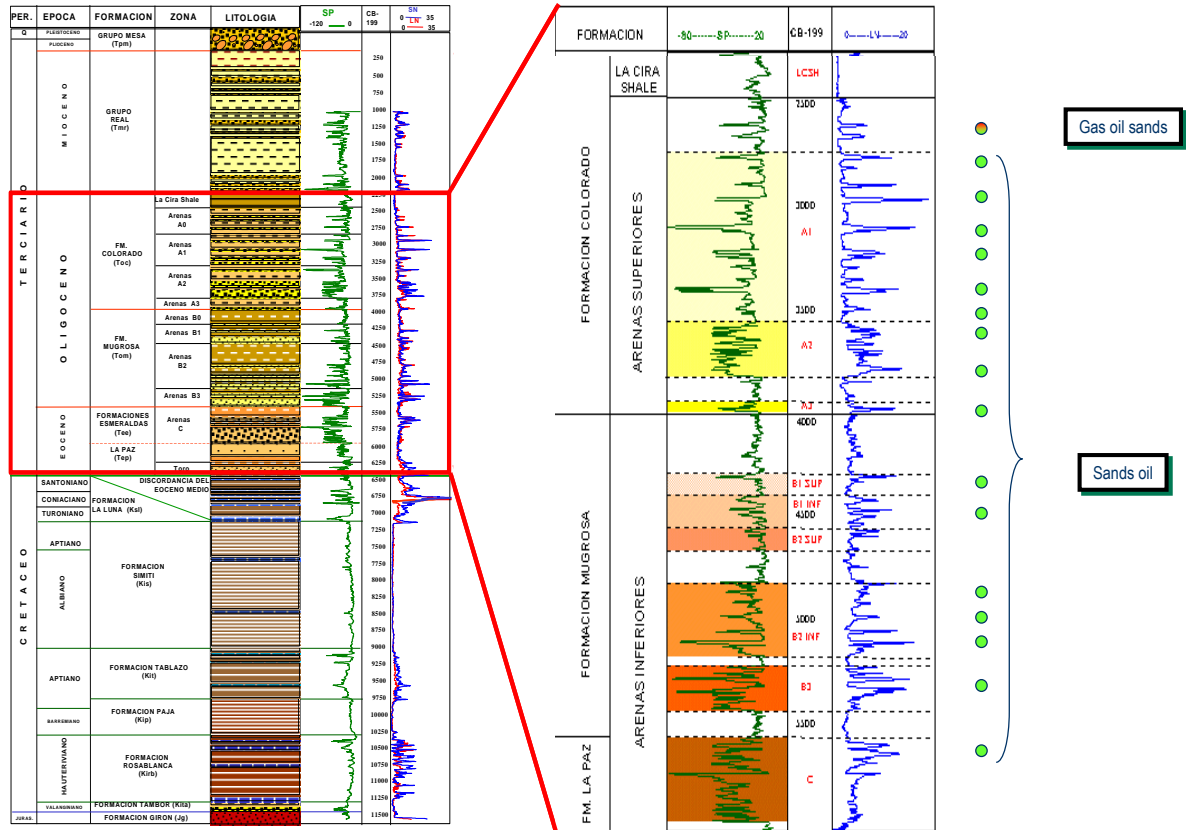
Formación Mugrosa: Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzofeldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno al tope y oligoceno inferior a la base. Las arenas de la zona B o arenas inferiores son de arriba abajo conocidas como B1, B2 y B3 respectivamente. La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndolas pertenecer a la base de la formación colorado.

Formación Colorado: Descansa concordantemente sobre la formación mugrosa y es suprayacida discordantemente por el horizonte fosilífero de la Cira. Consta predominantemente por arcillolitas de varios colores con intercalaciones de areniscas de espesores variables. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Se le ha asignado la edad Oligoceno superior. Operacionalmente ha sido subdividida en A3, A2 y A1 de base a tope.

La figura 5, muestra la columna estratigráfica tipo del campo casabe, donde las arenas A0 se caracterizan por ser las principales productoras de Gas del campo

mientras que las arenas correspondientes a A1 hasta B2 son mayormente productoras de petróleo.

Figura 5. Bloques de producción del campo Casabe.

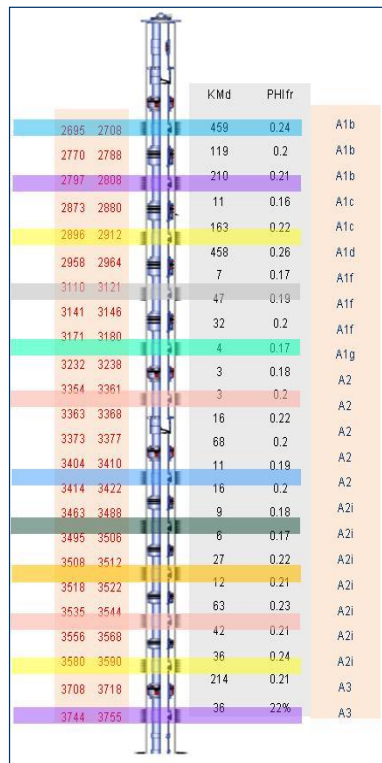


Fuente: Presentación Alianza Casabe en el Taller de Colapsos, Hotel Chicamocha, Bucaramanga, Colombia [14 Octubre de 2014]

3.1.1.3 Completamiento de los pozos. El completamiento actual de los pozos que conforman el esquema de explotación del campo Casabe, se basa en pozos inyectores terminados en sarta selectiva con un promedio 4 a 15 de grupos en inyección aislados entre empaques hidráulicos o mecánicos y por donde se inyecta agua a una presión promedio en cabeza de 1900 psi a 2500 psi a partir de la instalación de mandriles y válvulas reguladoras de flujo (VRF), los pozos manejan

una inyección promedio que va en el rango de 400 bwpd a 2500 bwpd. El modelo de inyección está basado en un sistema “five spot” con centralización en el pozo inyector.

Figura 6. Completamiento típico de una sarta selectiva del campo Casabe, con un esquema a 5 puntos.



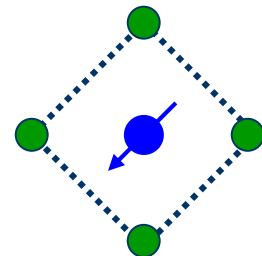
✓ **Injection Pressure:**
1900 to 2500 psi

✓ **Injection Rate:**
400 to 1500 BWPD

✓ **Depth:**
2500 – 5100 FT

✓ **Groups Number:**
4 – 15 Groups

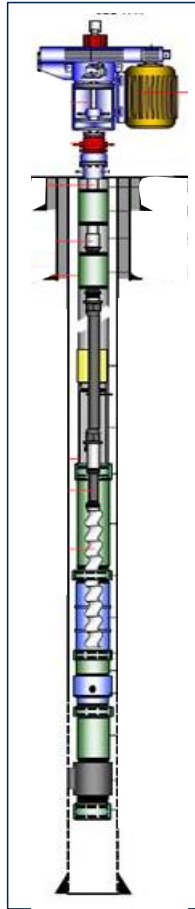
✓ **DVRF:**
400 – 2500 BWPD



Fuente: Presentación Alianza Casabe en el Taller de Colapsos, Hotel Chicamocha, Bucaramanga, Colombia.

El sistema de levantamiento predominante instalado en el campo de los pozos productores es el bombeo de cavidades progresivas o PCP y normalmente trabaja con un nivel de fluido sobre bomba o perforados de 300 ft para un pozo optimizado con presiones estáticas de yacimiento que rondan los 1100 psi y una presión dinámica de alrededor de 600 psi.

Figura 7. Sistema de levantamiento PCP campo Casabe.



- ✓ THP: 0
- ✓ CHP: 0
- ✓ Fluid Level: 300 FT
- ✓ Pst: 1100 psi
- ✓ PWF: 600 psi
- ✓ Depth: 5000 FT
- ✓ API: 20 - 21
- ✓ Gradient Frac.: 0.72
- ✓ ALS:
BM/PCP/ESPCP/ESP

Fuente: Software Open Wells Ecopetrol SA.

En la mayoría de los pozos PCP se cuenta con sarta de varillas continuas con el fin de disminuir el índice de fallas por tubería rota, el cual era uno de los problemas del campo con el sistema de bombeo mecánico, actualmente aunque el índice ha bajado todavía es un problema que sigue en estudio y promueve nuevas iniciativas tecnológicas, como por ejemplo los sistemas ESPCP (bombeo electro sumergible de cavidades progresivas) que han eliminado el problema de tubería rota, pero que trae consigo otros costos en las intervenciones por el manejo del cable y riesgos en los trabajos de pulling en caso de pegas.

Para Diciembre de 2015, el Campo Casabe tenía una producción de 23 KBPOD,

soportada con 130KBWD, con 317 pozos productores, 372 pozos inyectoros (365 Sartas selectivas y 7 inyectoros convencionales).

En la siguiente tabla se describen los pozos productores del campo Casabe por año:

Tabla 1. Pozos productores por año para el campo Casabe.

AÑO	PCP	BM	BES/ESPCP	BH	TOTAL
2010	99	147	0	0	246
2011	116	113	1	0	230
2012	143	110	1	2	256
2013	168	112	6	2	288
2014	200	100	21	0	321

Para el año 2012, el 56% de la producción del campo lo producian 69 pozos con una media de BOPD de 221 bls.

Tabla 2. Rango de producción de los pozos productores de campo Casabe.

Rango (BOPD)	Neto	Pozos	Potencial	Potencial (%)
0 - 40	21	68	1587	6%
41 - 80	62	65	3936	16%
81 - 130	108	51	5186	21%
131 - 389	221	69	13843	56%

La alta producción de arena asociada a las arenas A del campo la cuales son producidas con o sin efecto de inyección (con afectación de inyección las arenas A, incrementan su producción de arena y algunas veces influjos con presencia de

lodo en los productores, esta condición es apalancada por la debilidad de la matriz y el tamaño de grano de las arenas.

3.1.1.4. Problemas asociados a la extracción de crudo en el campo casabe

La figura 8, relaciona los diferentes problemas y desafíos que se han presentado a lo largo del sistema de explotación del campo utilizando sartas selectivas de inyección.

Una de las principales problemáticas asociadas a la falla recurrente de las válvulas reguladoras de flujo (VRF) es la inestabilidad y confiabilidad del sistema de mantenimiento de presión de inyección debido a la inestabilidad de la red asociada al sistema eléctrico nacional, la cual provoca fluctuaciones recurrentes y fallas en el mantenimiento de presión del sistema de inyección, existen también razones justificadas por mantenimiento correctivo de las VRF's, pozos cerrados por intervención de reacondicionamiento de pozos productores o pozos cerrados por perforación de nuevos pozos.

Esta inestabilidad en el modelo frecuentemente repercute en el pozo productor ya sea por pérdida de nivel (por ende un rápido arenamiento por alta extracción - efecto cascada) o por sobrepresión de áreas, las cuales conllevan a un efecto de canalización del inyector al productor (whore Hole) principalmente en las arenas poco consolidadas, razón por la que se presentan los influjos de lodo en productores.

Figura 8. Pozo Cbe 1005R afectado por un influjo mientras se encontraba

esperando intervención de equipo.



El fenómeno de Whore hole se explica por la alta complejidad del campo y a la geometría estratigráfica del mismo, existe una alta heterogeneidad a nivel de las propiedades petrofísicas por arena, en los casos donde existen intervalos de mayor permeabilidad dentro de un mismo grupo se tiende a presentar canales de alta permeabilidad, lo canales se estabilizan por las condiciones de presión y caudal con que se mantienen la inyección, estos canales conllevan a un incremento abrupto de nivel, la generación de influjos y jeteos de tubería en los pozos productores asociados.

Debido a la naturaleza propia de las formaciones productoras, existe un alto grado de producción de arena desde la cara de la formación hacia el pozo, lo que resulta en arenamientos frecuentes y generación de back flow en pozos haciendo que las VRF's pierdan inyectividad debido a este fenómeno.

Otro fenómeno que afecta la inyección y por ende la estabilidad de los pozos productores es la disminución de tiempo medio entre fallas de las VRF's, es decir disminución del Run life de las valvulas reguladoras de flujo, fenomeno que se puede evidenciar en la Tabla 3. y Figura 9, durante los años 2009 al 2012.

El fenómeno esta asociado a una falla prematura en la válvula cheque de los mandriles cuya función es impedir que durante las paradas de los pozos inyectores, el back flow que se genera no afecte la parte interna de la sarta selectiva, toda vez que estos back flow traen consigo arena, esta arena que entra al sistema durante la parada de la inyección, ocasionan un desgaste de los asientos de las VRF's que regulan el flujo en el arranque de los pozos, la cual es la causa raiz de los influjos en los productores.

La detección tardía de las fallas en las Válvulas reguladoras de flujo, ocasionan la canalización de las arenas con inyección preferencial, generando la perdida en la eficiencia en la extracción en pozos productores.

Figura 8. Secuencia de eventos en la ocurrencia de Jeteos por inyección preferencial³.

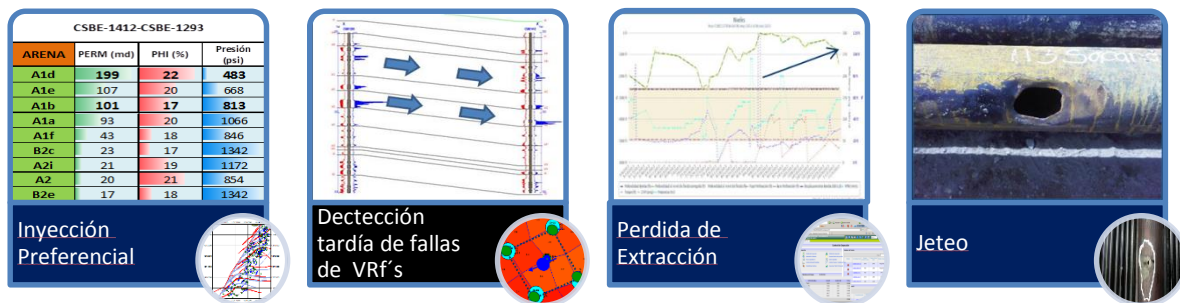
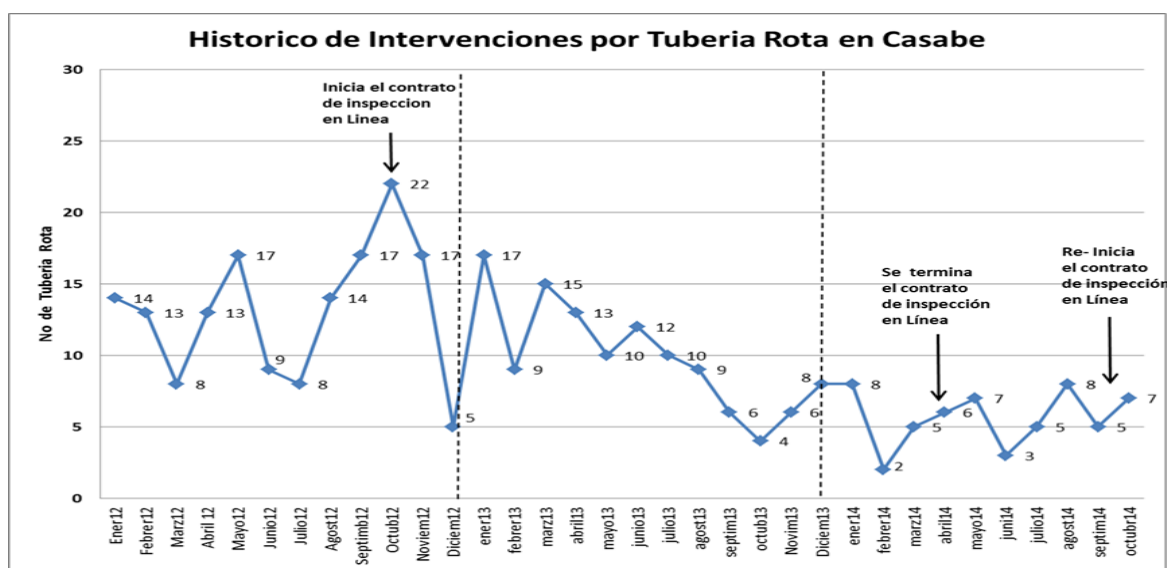


Tabla 3. Tiempo promedio de vida de válvulas reguladoras de flujo

³ Presentación Alianza Casabe en el Taller de Colapsos, Hotel Chicamocha, Bucaramanga, Colombia [14 Octubre de 2014]

Tiempo Promedio de Vida de Válvulas con Falla por Caudal Arriba Diseño (Días)				
Material / Año	Instaladas en 2009	Instaladas en 2010	Instaladas en 2011	Instaladas en 2012
440C	249	346	176	183
CT	459	330	156	210
No Clasificadas	364	350	201	169
Todas Válvulas	288	338	165	184

Figura 9. Historico de intervenciones por tubería rota en el campo Casabe.

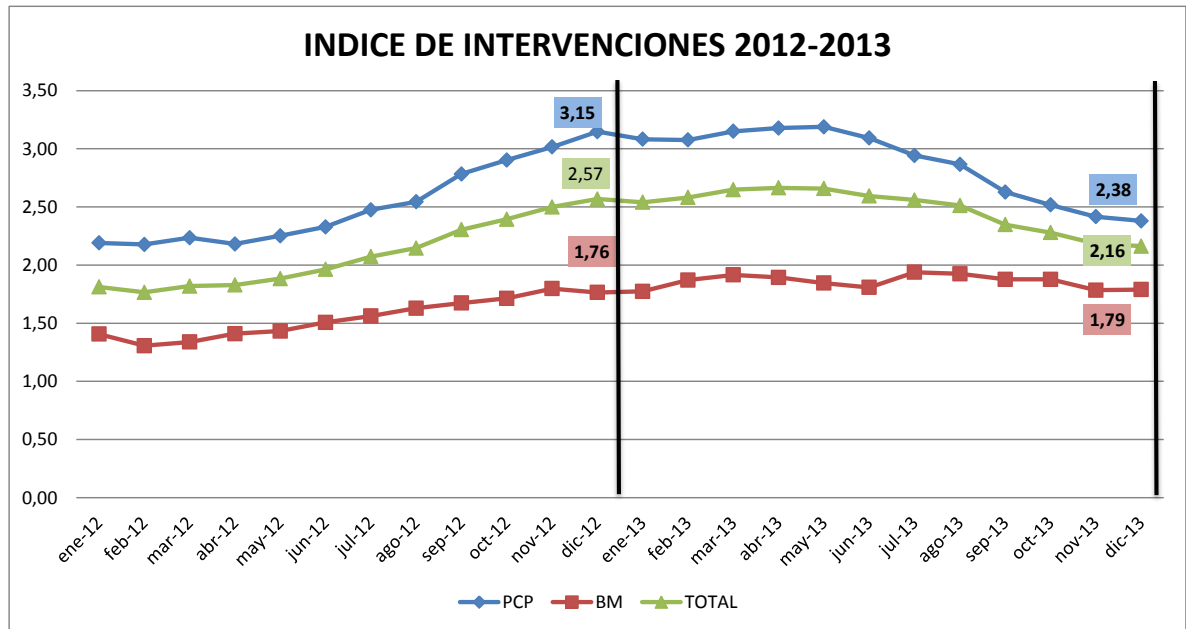


Fuente: Alianza Casabe.

Aunque el sistema de Cavidades Progresivas o PCP, ha demostrado el mejor desempeño en el manejo de arena y con diseños para manejar altos volúmenes, sin embargo tiene asociado una alta por desgaste de la tubería y la varilla por la rotación de la varilla en presencia de un fluido altamente abrasivo, producto de

esta situación operativa iniciaron en campo iniciativas para cambiar esta condición logrando como resultado una disminución del índice de fallas de los pozos.

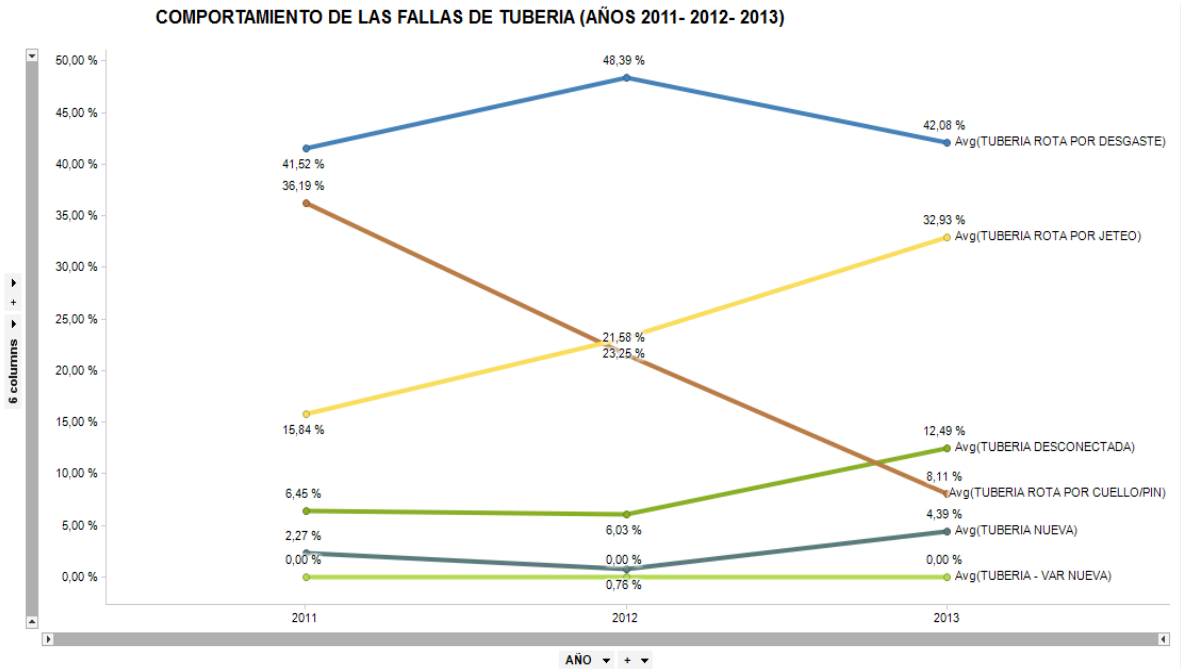
Figura 10. Disminución del índice de fallas por tubería rota del campo Casabe.



Fuente: Alianza Casabe.

De la figura 11. se puede observar que las fallas de Tubería rota por desgaste ha disminuido durante el 2013 por la implementación de el contrato de inspección de tubería en boca de pozo, tambien se observa un incremento en las fallas de tubería rota por jeteo, esto esta relacionado con la disminución del run life de las valvulas reguladoras de flujo de los pozos inyectoros con sarta selectiva y al aumento de las tasa de inyección del campo, la disminución de las fallas de tubería por cuello y por pin se deben a la disminución de la vibración de las sertas selectivas debido al impacto del regimen de operación de las PCP sobre la vida util de la tubería en el Campo Casabe, tema que se ampliará con datos en el capítulo 2.

Figura 11. Comportamiento de las fallas de tubería en el Campo Casabe



Fuente: Alianza Casabe.

3.1.2 Fallas de tubería rota más comunes asociadas a la producción de petróleo en los sistemas de levantamiento del campo casabe.

3.1.2.1 Causas de pérdidas de pared en tubería de producción. La tubería usada para el sistema PCP en la mayoría de los casos, se utilizan tubos nuevos, pero después de un cierto tiempo las barras desgastan esta tubería, causando debilidad y a veces agujeros o fracturas. La corrosión en exceso también puede debilitar y hacer agujeros en los tubos, por la presencia de H₂S en el campo Casabe. Una vez se produce el agujero en la tubería se produce una recirculación de crudo, que obliga a realizar una operación de Reacondicionamiento por “Tubería Rota”, tradicionalmente cuando se encuentran “Tubos Rotos” en la operaciones de Reacondicionamiento o Well services, se cambiaban 10 tubos por debajo y 10 por encima del tubo roto, lo cual dejaba un gran grado de insertidumbre de la condición mecánica con la cual se reactivaba el pozo, ya que

en la sarta quedaban tubos con alto grado de desgaste que aun no se encontraban rotos, pero que estaban proximos a fallar aumentando con esto el numero de intervenciones por ésta causa.

Figura 12. Clasificación API del porcentaje de desgaste en tubería.



Amarillo 0 - 15 %



Verde 31 - 50 %



Azul 16 - 30 %



Rojo 51 - 100 %

La causa más común de la pérdida de la pared tubular es debida a la carencia de lubricación entre las varillas y los tubos. La fricción creciente puede ser el resultado de:

- Un rotor roto
- Una bomba gastada

- Tubería desconectada y pozo en producción
- Varillas/ Barras lisas partidas
- Pozo produciendo mucha agua, lodo y/o arena
- Una velocidad excesiva en la bomba
- Desgaste por operación normal.

Hay tres tipos de barras que se puedan utilizar dentro del tubo: Barra lisa, varilla continua, y varilla convencional. El desgaste excesivo causado por la varilla puede dar lugar a fracturas y agujeros en los tubos.

Durante los servicios que se realizan a los pozos de campo Casabe con sistema de bombeo PCP o Bombeo mecánico se han evidenciado las siguientes fallas de tubería:

3.1.2.2 Desgaste de la tubería por la varilla continua (Acanalamiento).

Figura 13. Desgaste de pared de tubería por rozamiento con varilla continua



El desgaste de varilla continua en los tubos ocurre cuando la varilla rota a lo largo de la columna de tubos causando desgaste. Este desgaste puede presentarse solamente en un lado del tubo o pueden presentarse varios puntos de desgaste, si el pozo ha recibido servicio de mantenimiento varias veces en corto tiempo si realizar inspección en boca de pozo.

El desgaste de varilla continua es más acelerado en pozos inclinados y horizontales (direccionales). Como la varilla continua es más barata que los tubos nuevos, en teoría ésta debe desgastarse primero que los tubos; sin embargo, esto no ocurre en todos los casos. En muchas ocasiones hay mucho desgaste en la varilla continua misma (adelgazamiento de la varilla) y no en el tubo; esto ocurre muy seguido cuando hay un rotador de tubería y se cuenta con un cronograma para girarla. En algunas otras ocasiones el desgaste ocurre en el tubo pero no en la varilla, o bien en ambos.

En muchas ocasiones, el desgaste en los tubos es mayor cerca de las coples porque éstas empujan el tubo fuera del casing, por lo tanto la varilla está mejor protegida en esas áreas.

Si una pieza de tubo presenta desgaste de varilla continua cerca del final del tubo (en la parte de la rosca), el desgaste de un tubo puede continuar en el siguiente tubo aunque éstos se encuentren separados por una cople. Por lo tanto, no sería común que un tubo marcado como rojo por desgaste cerca del final continúe con un tubo marcado como amarillo, aunque no existiera ningún desgaste en este segundo tubo. Sin embargo, existe la posibilidad de que el pozo no haya sido inspeccionado durante el servicio anterior (y el tubo marcado rojo fue dejado en la columna de tubos) y el siguiente tubo fuera reemplazado o re-posicionado en la última inspección (servicio al pozo). Por lo tanto es posible tener diferentes densidades de pared y que el desgaste no coincida con los finales.

3.1.2.3 Desgaste de la tubería por varilla convencional. Las cajas de varilla que causan desgaste en los tubos ocurren cuando las cajas de las varillas (conexión de aprox. 5-6" de largo) que se encuentran entre las conexiones de varillas desgastan el tubo. Este desgaste se puede encontrar a cualquier altura a lo largo del tubo. El desgaste puede también encontrarse circunferencialmente dentro del tubo si un rotador de tubería estuviera instalado en el pozo. El desgaste

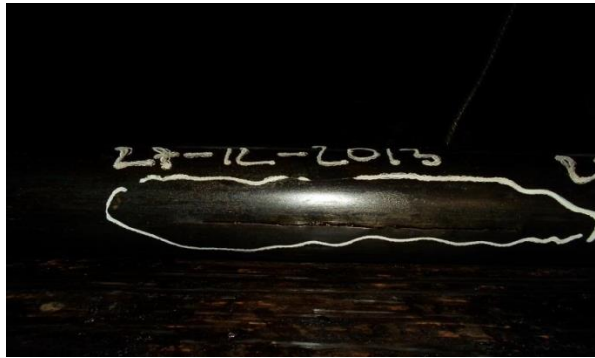
de caja de varilla dará un patrón diferente de desgaste a la del desgaste de varilla continua, dado al hecho de que el desgaste solo será de 1 pie de largo. Es muy probable tener desgaste de coupling de varilla si la caja de la varilla está quebrada o desgastada.

Figura 14. Desgaste de pared de tubería por rozamiento con varilla convencional



3.1.2.4 Tubo Roto Longitudinalmente por rozamiento y presión. Los Tubos Rotos que son visibles en la superficie causados por severo desgaste de caja de varilla pueden llegar a ser muy pequeños (más pequeños que una punta de lápiz) o pueden tener hasta 1 pie de largo. Notese en la figura que el metal se encuentra hacia afuera producto de la presión al fallar el tubo.

Figura 15. Tubería rota longitudinalmente por rozamiento de varilla



3.1.2.5 Tubería desgastada sin falla. La fricción continua de las varillas a lo largo de un tubo o varios tubos puede causar un desgaste muy severo, hasta el punto que alguna cuarteadura larga y delgada pueda parecer en la superficie del tubo sin romperse.

3.1.2.6 Jeteo o Jetting. Las perforaciones a Tubing causadas por zonas de gas o perforados canalizados por la inyección (Efecto Wormhole) al fallar las valculas reguladoras de flujo en los pozos inyectores, son causadas cuando la arena o el gas se acumula bajo presión a través del casing y golpea y erosiona el tubo constantemente.

Figura 16. Tubería por efecto Jetting



3.1.2.7 Desgaste por Corrosión. La corrosión es causada por electrólisis o por la presencia de agua en presencia de H₂S. su presencia en campo es evidente

aun en las líneas de superficie y cabezal.

Figura 17. Tubería desgastada por corrosión



3.1.2.8 Daño de Tubing por mala operación. Sucede por negligencia o desconocimiento de los operadores de llave hidráulica al no instalar correctamente las mordazas de la llave hidráulica de tubería, ocasionando el daño del tubing por colapso mecánico.

Figura 18. Tubería colapsada por la llave hidráulica



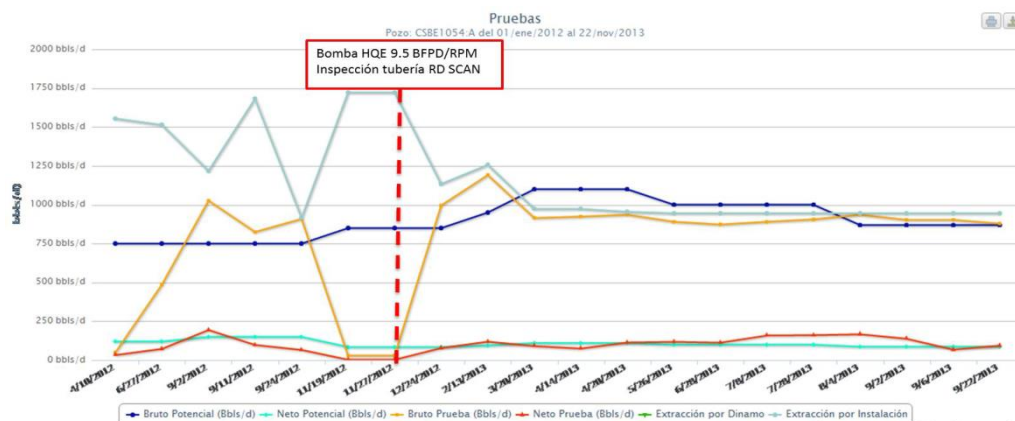
3.1.3 Impacto del régimen de operación de las pcp sobre la vida útil de la tubería en el campo Casabe.

Otro factor que se ha evidenciado su incidencia en el aumento de las fallas por tubería rota en el Campo Casabe para el sistema de levantamiento PCP, son fallas por el impacto que tiene el Régimen de operación de las PCP sobre la vida útil del sistema, especialmente la tubería.

Se ha evidenciado que el desempeño de los pozos antes y después de cambiar el régimen de operación (RPM) evaluando las variables MTBF (Tiempo medio entre fallas) y producción de fluido acumulado promedio mes, y se ha analizado con base en esto la eficiencia y desempeño total del sistema de levantamiento instalado.

Para el análisis se consideraron las fallas relacionadas a rotura de Tubing por desgaste (fricción con varilla) para efectos de cálculo de MTBF y seguimiento a pozos con alto porcentaje de sólidos y altos caudales de producción (1500 BFPD).

Figura 19. Comportamiento de la producción del CBE 1054, después de inspección de tubería en boca de pozo y cambio de régimen de producción.

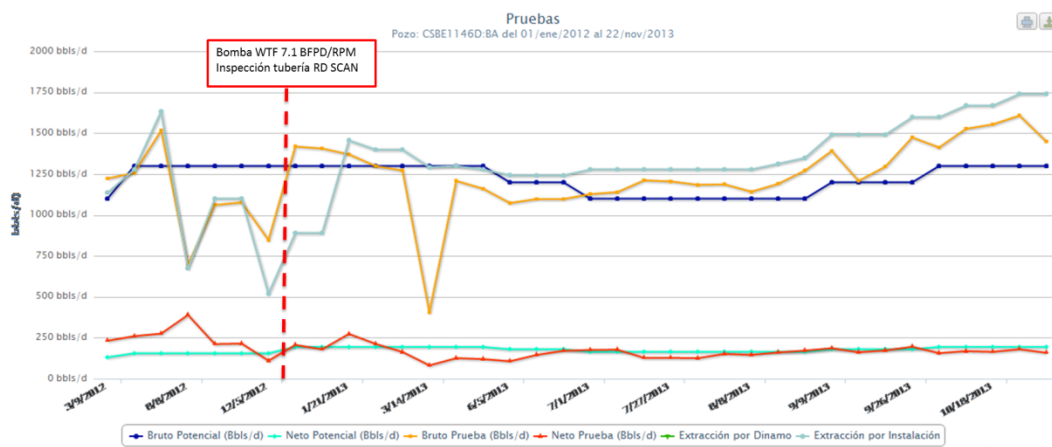


Fuente: Software de producción AVOCET, Ecopetrol S.A.

Para el pozo CBE 1054 se cambió la bomba de 5.8 BFPD por una de 9.5 BFPD, con lo cual se logró una disminución de régimen de operación de 295 a 120 RPM, se optimiza la producción del pozo estabilizando las fluctuaciones pasadas

de nivel y producción, se reduce drásticamente las fallas de tubería por rozamiento con varilla, pasando de un MTBF de 57 a 395 días, el incremento de producción bruta acumulada promedio mes fue de 84%, y de producción neta de 44%, optimizando el pozo en términos de producción e índice de fallas.

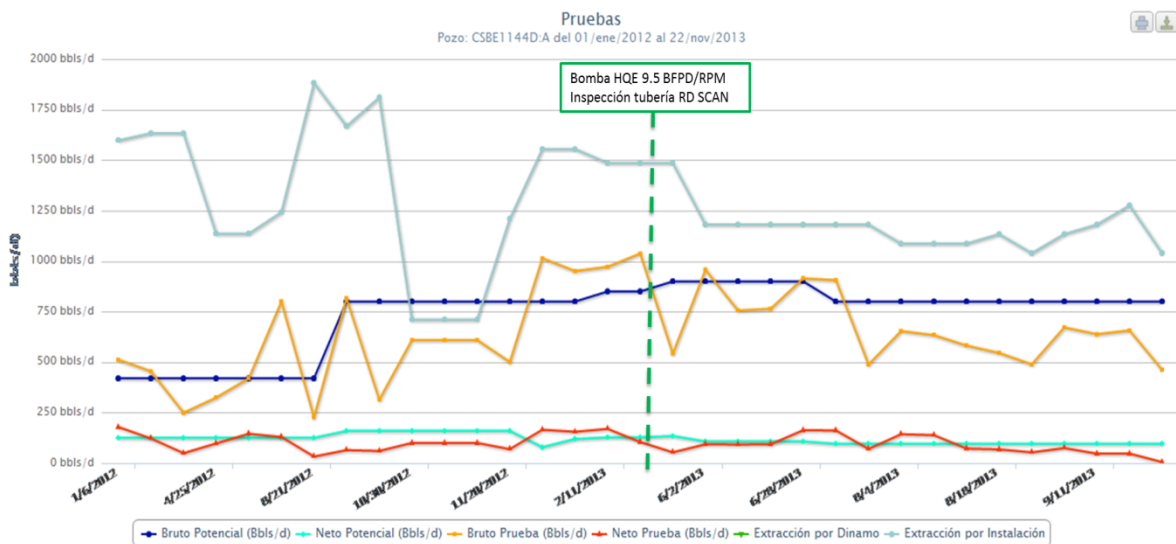
Figura 20. Comportamiento de la producción del CBE 1146, después de inspección de tubería en boca de pozo y cambio de régimen de producción.



Fuente: Software de producción AVOCET, Ecopetrol S.A.

En el pozo CBE 1146, se cambió la bomba de 4.3 BFPD por una de 7.1 BFPD, disminuyendo de régimen de operación de 300 a 180 RPM, se redujeron las fallas de tubería por rozamiento, pasando de un MTBF de 118 a 374 días. Luego de la optimización, se alcanza un 37% de incremento de producción bruta promedio mes, aunque la producción neta disminuyó 14%, consecuencia del incremento de BSW que presentó el pozo.

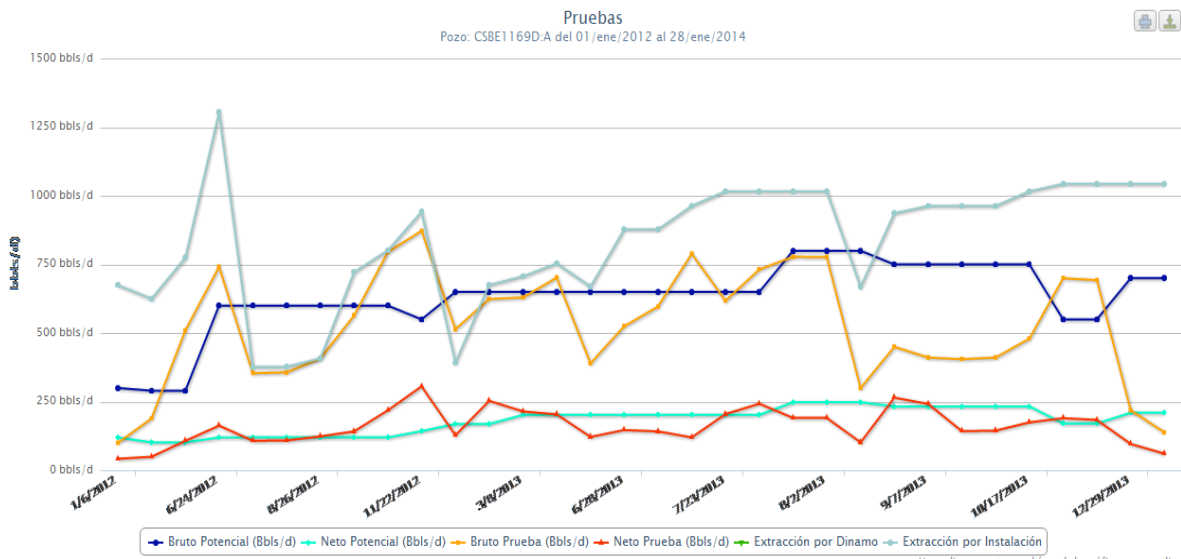
Figura 21. Comportamiento de la producción del CBE 1144



Fuente: Software de producción AVOCET, Ecopetrol S.A.

Después de inspección de tubería en boca de pozo en el CBE 1144, se cambia bomba de 7.1 BFPD por una de 9.5 BFPD, disminuyendo el régimen de operación de 250 a 140 RPM, se reducen las fallas de tubería por rozamiento con varilla, pasando de un MTBF de 124 a 432 días. El incremento de producción bruta acumulada promedio mes fue de 35%, y de producción neta de 23%, optimizando el pozo en términos de producción e índice de falla por tubería. Muy a pesar que el incremento del porcentaje de sedimentos ha afectado negativamente el desempeño del sistema de levantamiento instalado, lo cual se traduce en intervenciones por flushing y limpiezas de arena.

Figura 22. Comportamiento de la producción del CBE 1169.



Fuente: Software de producción AVOCET, Ecopetrol S.A.

Después de inspección de tubería en boca de pozo en el CBE 1169, se cambió bomba de 3.14 BFPD por una de 5.35 BFPD, disminuyendo el régimen de operación de 300 a 170 RPM, se reducen las fallas de tubería por rozamiento con varilla, pasando de un MTBF de 192 a 368 días. Luego de cambio de bomba, se alcanza un 7% de incremento de producción neta promedio mes, aunque la producción bruta se mantiene casi igual como consecuencia de la caída de BSW que ha presentado el pozo.

Como resultado de esta iniciativa, se observó una disminución en el Tiempo medio entre fallas y por ende un incremento en la producción media del mes asociada a una disminución en el número de intervenciones.

Tabla 4. Producción de pozos en Campo Casabe después de inspección y cambio de régimen de producción.

	ANTES				DESPUES			
POZO	PROD PROM LIQ MES	PROD PROM OIL MES	MTBF	RPM	PROD PROM LIQ MES	PROD PROM OIL MES	MTBF	RPM
1054	16671	2111,48	57	295	30606,1	3030,7	395	120
1146	28979,3	5836,8	118	300	39694,7	4993,4	374	180
1144	17366,5	2111,56	124	250	23419,2	2598,7	432	140
1169	16651,4	4073,89	192	300	16559,5	4343,5	368	170

Siempre que el regimen de operación estuvo por debajo de 230 RPM, se observaron los siguientes resultados:

- Se disminuyó las fallas de tubería por rozamiento, con lo cual se aumentó el MTBF en 287%, pasando de 122.7 días a 392 días.
- Se alcanzó un incremento promedio de 39% de producción bruta acumulada promedio mes.
- Se alcanzó un incremento promedio de 10% de producción neta acumulada promedio mes.
- Se observaron varios casos donde el nivel disminuyó muy rápidamente y por debajo del nivel recomendado, en relación al comportamiento previo (bomba de mayor caudal), por lo cual es recomendable instalar algún sistema de control para una respuesta mas ágil que proteja la bomba, Controlador de PCP.
- Diseñar los sistemas PCP para operar por debajo de 230 RPM. Esto implica la adquisición de bombas de alto caudal en pozos de alta productividad, con el objetivo de operar en regimen recomendado, con riesgos operativos en los pulling por diametros de BHA.

4. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DISPONIBLES CONTRACTUALMENTE EN EL CAMPO CASABE

4.1 INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN PATIO

4.1.1 Consideraciones generales para el desarrollo de la inspección.⁴

La inspección de tubería es efectuada utilizando uno o más métodos de NDT (Ensayo No Destructivo), de acuerdo con el tipo, geometría y acceso a la superficie del material que va a ser inspeccionado, los materiales ferromagnéticos son inspeccionados con el Método de Partículas Magnéticas (MT), mientras que las Pruebas con Líquidos Penetrantes son utilizadas en los materiales No ferromagnéticos. Una inspección visual de las superficies es efectuada para localizar las grietas, desgastes y daños generales, los siguientes procesos deben realizarse a la tubería a inspeccionar.

- ✓ Inspección visual.
- ✓ Full Length Drift (Conejeo).
- ✓ Limpieza interna y externa. Inspección EMI (Inspección Electromagnética).
- ✓ Inspección con Partículas Magnéticas.
- ✓ Inspecciones UT (Ultrasonido): Scan A, Scan B y Scan C.
- ✓ Reparación de roscas.
- ✓ Prueba Hidrostática.
- ✓ Inspección de tubería de producción en cabeza de pozo.

Figura 23. Proceso de inspección de tubería en Patio.

⁴ CHADID, Iván y otros. ESTANDARIZACION DEL PROCESO DE INSPECCION A TUBERIAS (NUEVAS) UTILIZADOS EN EL SECTOR PETROLERO EN LA COMPANIA: NATIONAL OILWELL VARCO (NOV) [RECURSO ELECTRONICO]. Bucaramanga, 2011, 24p. Trabajo de grado (Ingeniero Metalúrgico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas.



Fuente: ATP Ingeniería SAS. Inspección de tubería y varilla de producción.

Las partes hechas de materiales ferromagnéticos deben ser examinadas con el Método continuo de Partículas Magnéticas.

4.1.2. Partículas magnéticas (técnica de inspección superficial).⁵

La inspección por Partículas Magnéticas permite detectar discontinuidades superficiales sub superficiales en materiales ferro-magnéticos. Se selecciona usualmente cuando se requiere una inspección más rápida que con los líquidos penetrantes.

El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de polos cuando se genera o se induce un campo magnético en un material ferromagnético; es decir, cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a las líneas del campo magnético, éste se

⁵PERERA, Gerónimo. MANUAL DE INTRODUCCIÓN AL ULTRASONIDO INDUSTRIAL [en línea]. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE TABASCO. DIVISIÓN PROCESOS DE PRODUCCIÓN. Disponible WEB:<http://es.scribd.com/doc/29285450/Manual-de-Procedimiento-de-Ensayos-No-Destructivos-Por-El-Metodo-de-Ultrasonido>

deforma o produce polos. Las distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección y que por acumulación producen las indicaciones que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta.

4.1.3. Requisitos de la inspección por partículas magnéticas.

Antes de iniciar la inspección por Partículas Magnéticas, es conveniente tomar en cuenta los siguientes datos:

La planificación de este tipo de inspecciones se inicia al conocer cuál es la condición de la superficie del material y el tipo de discontinuidad a detectar. Así mismo deben conocerse las características metalúrgicas y magnéticas del material a inspeccionar; ya que de esto dependerá el tipo de corriente, las partículas a emplear y, en caso necesario, el medio de eliminar el magnetismo residual que quede en la pieza.

4.1.4. Ventajas de las partículas magnéticas.

Con respecto a la inspección por líquidos penetrantes, este método tiene las siguientes ventajas:

- ✓ Requiere de un menor grado de limpieza.
- ✓ Generalmente es un método más rápido y económico.
- ✓ Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie
- ✓ Tiene una mayor cantidad de alternativas.

4.1.5. Limitaciones de las partículas magnéticas.

- ✓ Son aplicables sólo en materiales ferro-magnéticos.

- ✓ No tienen gran capacidad de penetración.
- ✓ El manejo del equipo en campo puede ser caro y lento.
- ✓ Generalmente requieren del empleo de energía eléctrica.
- ✓ Sólo detectan discontinuidades perpendiculares al campo

4.1.6 Procedimiento para inspeccionar tubería en patio.

A continuación se relaciona un resumen del paso a paso realizado en campo para la inspección de tubería en boca de pozo, el detalle del procedimiento puede ser consultado en documentos de la referencia⁶:

Tabla 5. Procedimiento de inspección de tubería en patio

No.	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
1.	Recepción de tubería	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar tipo, conexión, OD, ID, procedencia y cantidad. ➤ Descargar el vehículo de transporte, y almacenarla en los racks, para su posterior limpieza e inspección. ➤ Elaborar la respectiva orden de trabajo
2.	Inspección visual y clasificación	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Separar la tubería por grados, diámetros la que se encuentra con crudo, obstruida (cemento, parafina, arena, etc.) y torcidos.
3.	Enderezada	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La tubería torcida es enderezada en una maquina hidráulica, aplicando una presión sobre el área donde se encuentra la torcedura.
4.	Calibración interna API	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El calibrador (Drift) es introducido en el interior del tubo y pasado de extremo a extremo para determinar el estado geométrico interno.

⁶ CHADID, Iván y otros. ESTANDARIZACION DEL PROCESO DE INSPECCION A TUBERIAS (NUEVAS) UTILIZADOS EN EL SECTOR PETROLERO EN LA COMPANIA: NATIONAL OILWELL VARCO (NOV) [RECURSO ELECTRONICO]. Bucaramanga, 2011, 24p. Trabajo de grado (Ingeniero Metalúrgico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

No.	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizar el calibrador adecuado (Drift), de acuerdo las especificaciones de longitud, diámetro y peso de la tubería.
5.	Limpieza interna y externa	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Someter a limpieza la tubería para retirar el crudo, oxido, barro, etc, con ayuda de la cepilladora y solventes. ➤ Destapar la tubería que se encuentra obstruida
6.	Inspección electro magnética	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pasar el tubo por el equipo de inspección electromagnética que nos indica si tiene corrosión interna o externa, bajo espesor de pared, fallas transversales y longitudinales, fracturas y cortes etc.
7.	Inspección visual de conexiones	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Limpiar con motortool, cepillos de alambre, gratas, limas, lijas, y solvente para sacar toda suciedad, grasa, y oxidación de las conexiones. ➤ Detectar hilos deformes, roscas sumidas, hilos arrancados y desgastados. ➤ Identificar las conexiones malas con una banda roja tanto en el PIN como en el BOX. ➤ Encontrar tubos con daño en el PIN, tubos con daño en el BOX, y que no se pueden reparar el PIN (Up set short). ➤ Enviar a los tornos para su respectiva reparación con respecto a los PINES. ➤ Enviar cajas malas a la “Sacadora de acoples” para ser removidas e instalar una nueva.
8.	Reparación de PIN (Torno)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reparar la tubería cumpliendo las normas API – 5CT. ➤ Marcar el tubo con una franja blanca por el lado del PIN que ha sido reparado. ➤ Enviar el tubo aprueba hidrostática, cuando hayan sido reparados

No.	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
9.	Remoción de cajas (Saca coupling)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Introducir la caja mala del tubo en la sacadora de acoples para ser removida. ➤ Al remover la caja, verificar si el PIN se dañó, para ser remitido al torno para su respectiva reparación (paso 8), y llevarlo de nuevo a la sacadora de acoples para instalar una caja nueva. ➤ Enviar tubo a prueba hidrostática
10.	Prueba Hidrostática	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Limpiar y aplicar grasa de sello en las roscas. ➤ Instalar los tapones respectivos en las puntas de cada tubo (caja y pin). ➤ Llenar el tubo de agua y purgar el aire por medio de una válvula de fuga, se cierra la válvula y se le aplica presión, de acuerdo a la norma API o a solicitud del cliente. ➤ La tubería que presentan daño en la BOX o en el PIN se pinta con una franja de color rojo y repiten los pasos 8 y 9.
11.	Codificación	<ul style="list-style-type: none"> ➤ A los tubos que salen buenos se les dibuja dos (2) franjas de color, que indica el grado de la tubería. Roja (N80) Verde (J55). ➤ Una (1) franja de color blanco entre las dos franjas del grado, que indica la clase. (Clase 1 Premium). ➤ Una (1) franja de color amarillo entre las dos franjas del grado, que indica Clase 2. ➤ Tres (3) franjas de color azul que indica que Clase 3 (Una a un pie de la caja, otra en el centro y otra a un pie del pin). ➤ Tres (3) franjas de color rojo que indica que es Clase 4 (Chatarra, una a un pie de la caja, otra en el centro y otra a un pie del pin)
12.	Protección e instalación de protectores	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se limpian bien las roscas con solvente. ➤ Se aplica grasa de protección para prevenir la oxidación de las roscas.

No.	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se instala los protectores limpios sin ningún tipo de suciedad.

4.2 INSPECCIÓN DE TUBERÍA EN BOCA DE POZO

4.2.1. Consideraciones generales para el desarrollo de la inspección.

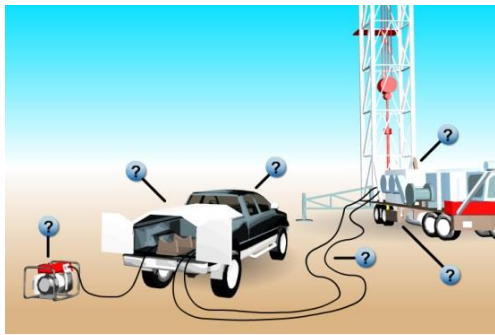
El sistema de escaneo ScanNex de RD Scan Inc. fue contratado en el Campo Casabe (Operado por Ecopetrol) por el Aliado tecnológico Schlumberger. Realiza una inspección de tubería en línea (Durante el pulling o running de tubería, a la misma velocidad de Pulling normal en el Rig 8-14 paradas por hora), tubos con fluidos, tubos con arena, tubos con aleaciones metálicas o con boro, tubos con recubrimiento interno, en cualquier tipo de clima, es un sistema intrínsecamente seguro para todos los pozos, incluyendo los de alto riesgo (pozos de gas). Clase 1 División 2

4.2.2 Como trabaja el Scanner?

El ScanNex trabaja con tecnología de Flujo de Campo Electromagnético el cual es generado a través de dos bobinas internas en forma de anillo, este flujo incide sobre las paredes del tubo de manera uniforme, Toda imperfección en las paredes del tubo, es detectada por un sistema electrónico envía las “Zapatitas de detección”, las cuales contienen unos sensores que corren a lo largo de la superficie de tubo que está siendo escaneado (contacto Meta-Metal), de esta manera los sensores detectan cambios en el flujo magnético causado por algún cambio en el metal o en el grosor de la pared del tubo. La información del sensor

es enviada a una computadora colocada en la pick up que sirve de transporte del equipo, donde los datos son analizados, graficados e interpretados por el operador, la computadora se encarga de graficar estas señales a través de un programa denominado RDS Truck, Las gráficas representan los desgastes o fallas en las paredes del tubo, el equipo toma una muestra de datos cada 1/10" a lo largo del tubo, Más de 259,200 muestras de cada tubo son tomadas y analizadas.

Figura 24. Layout de ubicación de equipos de RD scan en boca de pozo.



Fuente: RD Scan inc. NUESTRA TECNOLOGIA.

La tecnología patentada ScaNex brinda una cobertura circunferencial del 100% de tubo y es capaz de detectar picaduras, corrosión, erosión en las paredes del tubo, cortes, agujeros, cortaduras longitudinales y desgastes de barra en cada inspección.

El tubo puede ser sacado del pozo a la velocidad normal con que este es sacado y las lecturas serán siempre las mismas, independientemente de la velocidad con que éste es halado.

Figura 25. Ubicación del equipo ScanNex en operaciones de

reacondicionamiento



La inspección en lugar de trabajo elimina el transporte de tubos a un centro de inspección a presión del set de tubos y costos asociados con estas prácticas. Como los escaneadores ScanNex son ligeros, pueden colocarse o bien en el piso de la plataforma o debajo en el piso de la misma, teniendo un impacto mínimo o cero impacto en los trabajos que se estén realizando en el momento de la inspección, los tubos pueden ser escaneados al salir o al entrar al pozo.

4.3 DIFERENCIAS ENTRE LAS INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO VS. INSPECCIÓN EN PATIO

Tabla 6. Consideraciones de la inspección en boca de pozo y la inspección de tubería en patio

INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO	INSPECCIÓN DE TUBERÍA EN PATIO
<ul style="list-style-type: none">• <i>La inspección <u>preventiva-correctiva</u> in situ del tubing en cabeza de pozo, permite identificar juntas que ya no deben ir en la sarta por su condición defectuosa e inoperativas.</i>	<ul style="list-style-type: none">• <i>La inspección <u>preventiva</u> del TBG en patio, permite identificar y clasificar juntas operativas, reparables y no operativas.</i>

INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO	INSPECCIÓN DE TUBERÍA EN PATIO
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede inspeccionar TBG de 2 3/8 hasta 5 1/2 “. • Tiempo de Inspección: hasta 60 Fts por minuto. • Detecta: Grietas, Huecos, cortes, erosión de pared, desgaste de varilla, etc. • Energía requerida: 110 – 220 V/50 – 60 H; Generador de 2 KVA. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede inspeccionar TBG de 2 3/8 hasta 5 1/2 “. • Tiempo de Inspección: hasta 60 Fts por minuto. • Detecta: Grietas, Huecos, cortes, erosión de pared, desgaste de varilla, etc. • Energía requerida: 110 V/50 – 60 H.
<ul style="list-style-type: none"> • Registro: El computador almacena y recupera la trazabilidad de cada junta en un perfil del pozo, información de mejor manipulación. • Procesamiento: la información se da por canales; 1 para fallas, 1 para cortes, 1 para perdida de pared y 1 pared total. 	<ul style="list-style-type: none"> • Registro: en papel térmico y en un archivo del computador por junta. • Procesamiento: la información se da por un sistema de 8 zapatas en 4 canales; 1-2 para identificar espesores de pared, 3-4 para identificar discontinuidades transversales.
<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden detectar de manera inmediata defectos en los tubulares, tales como: corrosión, erosión, cortes y desgaste por varillas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden detectar de manera inmediata defectos en los tubulares, tales como: corrosión, erosión, cortes y desgaste por varillas.
<ul style="list-style-type: none"> • Esta unidad pesa aproximadamente 45 Kg. • Cuenta con un sistema de escáner de forma cubica de 35 cc aproximadamente. • Ajustable al piso de la mesa. • El sistema electrónico con que cuenta se une directamente a un cabezal de inspección por medio de una extensión sencilla que puede soportar temperaturas entre los -40 y 104 °C. 	<ul style="list-style-type: none"> • Esta unidad pesa aproximadamente 100 Kg. • Cuenta con un sistema de buggy montado sobre una corona generadora de capo magnético que se desplaza por un sistema de motores. • Se requiere un juego de racks y gatos hidráulicos que permiten el levantamiento del tubular para que se pueda desplazar por este el buggy y sus demás componentes. • El sistema electrónico con que cuenta se une directamente al buggy por

INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO	INSPECCIÓN DE TUBERÍA EN PATIO
	<p><i>medio de un sistema de cableado a la corona, al motor y al buggy de por lo menos 40 ft de longitud.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Requiere mayor intervención de operadores lo cual tiene implícito un mayor riesgo de accidentes.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Las fugas en el campo magnético generado, permiten detectar los defectos in situ por ser necesario el contacto entre las zapatas del buggy y el tubo.</i> • <i>Estos transmisores aparte de detectar y analizar los defectos, los filtran y envía los datos de cada tubería a una computadora que elabora un perfil de la misma.</i> • <i>Todo el sistema requiere aproximadamente 2 kW de potencia (85 a 220VAC) .</i> • <i>El equipo es relativamente práctico y puede ser movido por un camión ligero y operado máximo por 2 personas.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Las fugas en el campo magnético generado, permiten detectar los defectos in situ por ser necesario el contacto entre las zapatas del buggy y el tubo.</i> • <i>Mediante el sistema de zapatas la información es enviada por el cableado directamente al computador el cual interpreta gráficamente teniendo que el inspector ir a evaluar con otros métodos no destructivos la interpretación gráfica.</i> • <i>Todo el sistema requiere aproximadamente 2 kW de potencia (a 110VAC) .</i> • <i>El equipo debe ser operado por mínimo 5 personas y es estacionario.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Los umbrales establecidos por el operador en la computadora se utilizan para alertar al cliente de juntas sospechosas o críticas.</i> <p><i>Clasificación de Defectos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Amarillo: 0 - 15%</i> • <i>Azul: 16 - 30%</i> • <i>Verde: 31 – 50%</i> • <i>Rojo: > 51% (Criterio Cliente)</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Los umbrales establecidos por el operador en la maquina se utilizan para alertar al inspector de juntas a evaluar para aceptar o rechazar.</i> <p><i>Clasificación de Defectos:</i></p> <p><i>El inspector por verificación clasifica la tubería según el código de colores establecido por la norma.</i></p> <p><i>Esta tecnología puede adicionalmente, mediante otro proceso recuperar juntas con roscas dañadas, enderezar tubos, aplicar</i></p>

INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO	INSPECCIÓN DE TUBERÍA EN PATIO
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Ahorro significativo en tiempo de las operaciones del equipo de Workover, al poder determinar cambios en el diseño del BHA por contar con información en línea en pozo, no siempre es necesario cambiar toda la sarta de tubería y si es necesario se pueden tomar medidas para evitarlo.</i> • <i>Simplificación de la logística y Ahorros por movilización de tubería desde el Pozo a bodegas y viceversa por reemplazo de tuberías.</i> • <i>No permite evaluar el up-set de este.</i> • <i>Ahorro en el manejo de los inventarios para recambio de tuberías.</i> 	<p data-bbox="948 275 1349 306"><i>esmaltes para proteger la tubería.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Este proceso aun cuando técnicamente puede obtener el mismo resultado de la inspección en boca de pozo, el proceso es más extenso y requiere más personal.</i> • <i>Los tubulares son sometidos a riesgos por pérdida o daños durante las movilizaciones.</i> • <i>Tiempos muertos (reposición de sarta) en pozo mientras se lleva la tubería a patio se inspecciona y se regresa a pozo.</i> • <i>No permite evaluar el up-set de este.</i> • <i>Al terminar la inspección, y al almacenar la tubería operativa, se debe tener en cuenta el lucro cesante del costo de esta tubería.</i>

5. INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE LOS TRABAJOS DE INPECCIÓN EN BOCA DE POZO, REALIZADOS EN EL CAMPOS CASABE DURANTE EL AÑO 2013.

Durante el año 2013, la empresa Atlas Inspección S.A.S. realizó 80 trabajos de inspección en boca de pozo, trabajo a trabajo y al finalizar el contrato el contratista reportó por cada pozo los desgastes de pared de tubería, se pudo evidenciar que para asegurar la integridad de la tubería de producción de los pozos, es ineludible bajar tubería inspeccionada (en boca de pozo o en patio) o bajar tubería nueva.

Para la interpretación de la información entregada por la empresa Atlas Inspección S.A.S. se uso el software Cristal Wall, como herramienta de interpretación de datos probabilísticos y representación grafica de la probabilidad y la incertidumbre, la información obtenida de esta intepretación es parte fundamental de las premisas de la selección economica del mejor escenario a contratar, para asegurar la integridad de la tubería en las intervenciones de reacondicionamiento de pozos, es decir, se esperarí un igual comportamiento probabilístico de falla de cada sistema de levantamiento y se cuenta con cantidades de tubería e inspecciones (asociadas a probabilidades) para la inversión durante un año.

5.1 PORCENTAJE DE RECHAZO DE TUBERÍA INSPECCIONADA EN BOCA DE POZO

De la interpretación de los datos con la herramienta Cristal Ball inicialmente se evidenció un porcentaje medio de rechazo de tubería inspeccionada en boca de pozo del 47,15%, siendo la mediana de la muestra 45,69%, lo que nos da evidencia del “Promedio de rechazo de tubería” para el campo Casabe durante los trabajos de inspección en las intervenciones de pozos en el año mencionado. Esto no significa, que si durante el 2013 no hubieramos realizado la inspección en boca de

pozo y desearíamos tener el mismo Run life garantizado por la inspección en boca de pozo, tendríamos que reemplazar el 100% de la sarta de producción por tubería nueva e inspeccionada y tendríamos que inspeccionar y desechar visualmente el 47,15% y realizar inspeccion electromagnetica en patio el 52,85% de la tubería intervenida durante el año 2013, el transporte para cada escenario seria el mismo ya que la capacidad de carga de tubería de los equipos de transporte esta dentro del rango permitido por viaje, por lo que el transporte no es un elemento diferenciador en el analisis.

Figura 26. Porcentaje de rechazo de tubería inspeccionada (Simulación Cristal Ball)

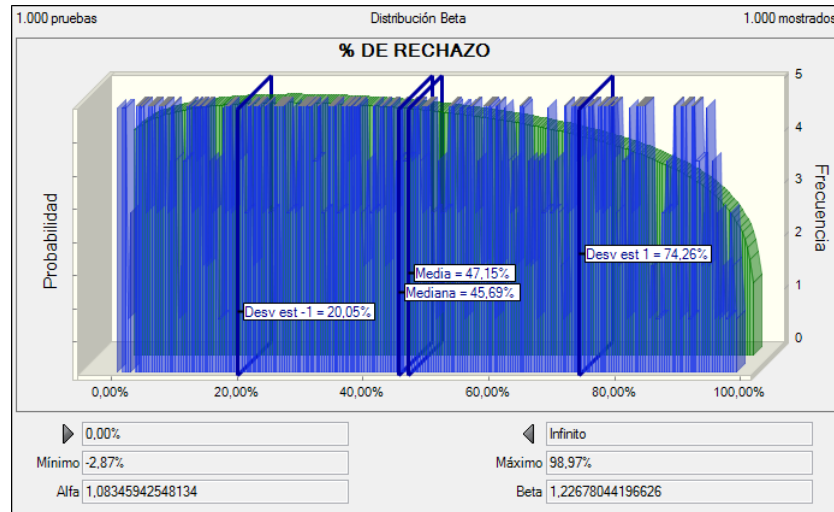
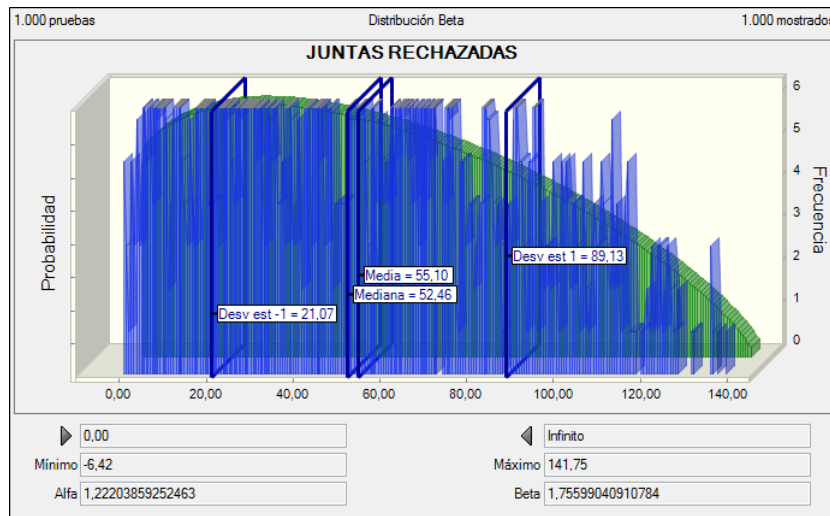


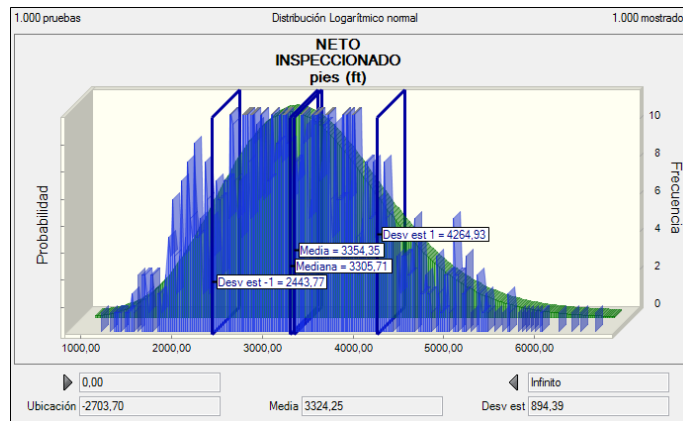
Figura 27. Porcentaje de rechazo de tubería inspeccionada (Simulación Cristal Ball)



5.2 LONGITUD PROMEDIO DE TUBERÍA INSPECCIONADA

La tubería inspeccionada en las sartas de producción del campo Casabe son generalmente las usadas en los pozos PCP, tubería de 3 ½” eue J-55, 9,3Lbs/ft, se realizó la simulación con Cristal Ball para encontrar el número medio y desviación estándar de las sartas inspeccionadas en el año 2013 en el campo, encontrado como número medio 3354ft, mediana de 3305ft, desviación estándar por encima de la media de 4264 ft y máxima longitud de 4510ft, lo que nos entrega un numero para establecer presupuestos y compras de tubería de gastos por pozo de 3350ft.

Figura 28. Longitud de tubería inspeccionada (Simulación Cristal Ball)



5.3 TIEMPOS DE INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO

Se evidenció que los trabajos de reacondicionamiento de pozos donde se realizar inspección de tubería en boca de pozo, no incrementan el promedio del tiempo de pulling de sarta de producción a la torre a causa de la inspección, esto se pudo evidenciar simulando los tiempos promedios netos de inspección de los trabajos realizados durante el año 2013 en el Campo Casabe y se corroboró con los tiempos netos de inspección por tipo de equipo según su modalidad contractual, esto es, Directo, Contratado y Tercerizado, el tiempo promedio neto de inspección es de 6,15hrs. Los equipos contratados por su tamaño tienen un tiempo de pulling más elevado y los equipos tercerizados un tiempo de pulling más corto debido a su versatilidad, como podemos ver en las gráficas adjuntas.

Figura 29. Tiempo neto de inspección (Simulación Cristal Ball)

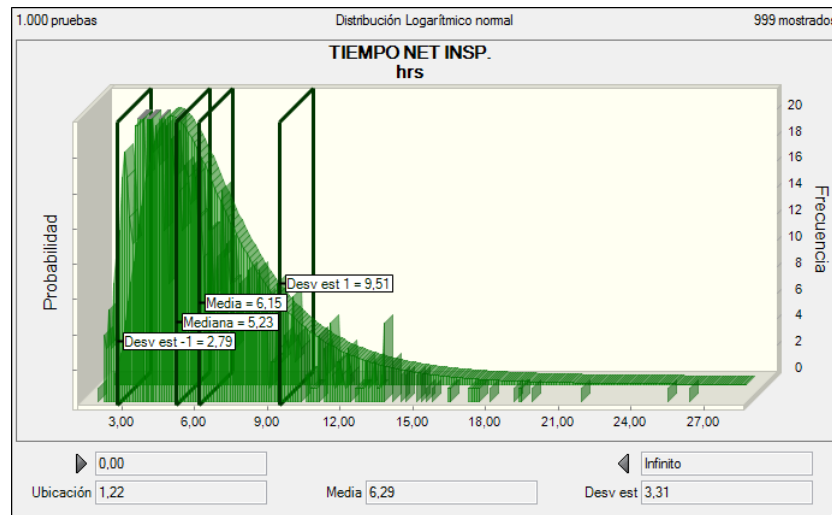


Figura 30. Tiempo neto de inspección – Equipos Directos (Simulación Cristal Ball)

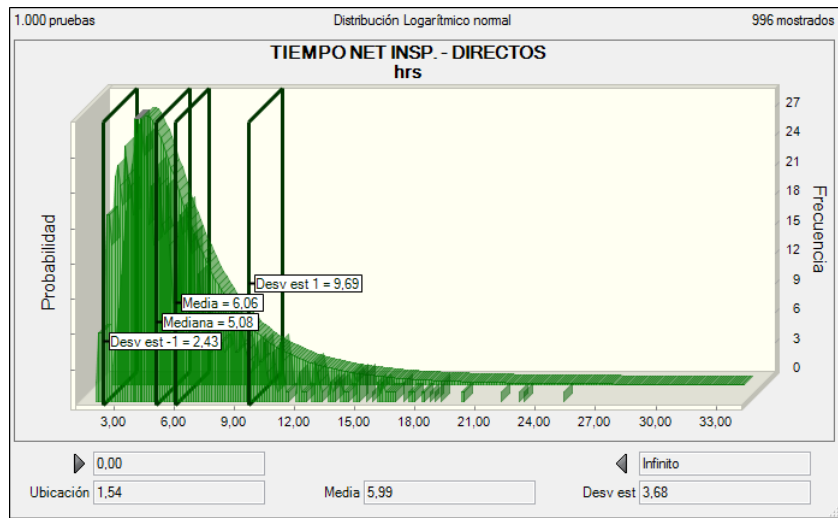


Figura 31. Tiempo neto de inspección – Equipos Contratados (Simulación Cristal Ball)

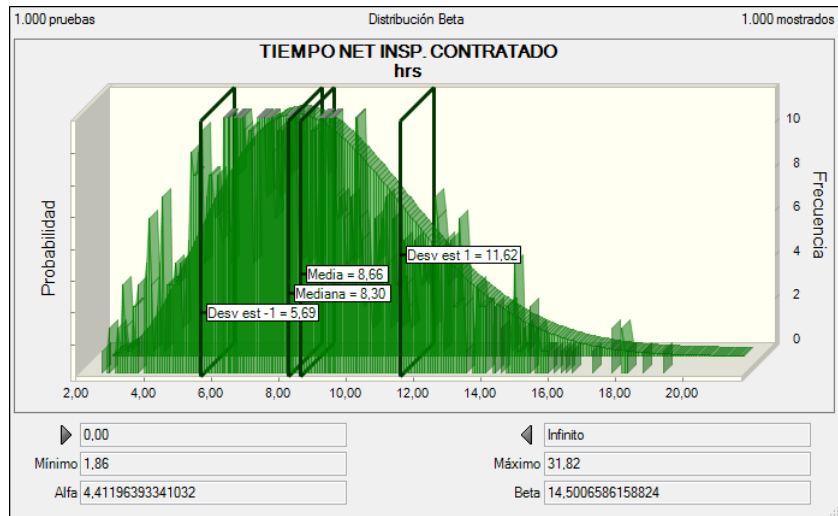
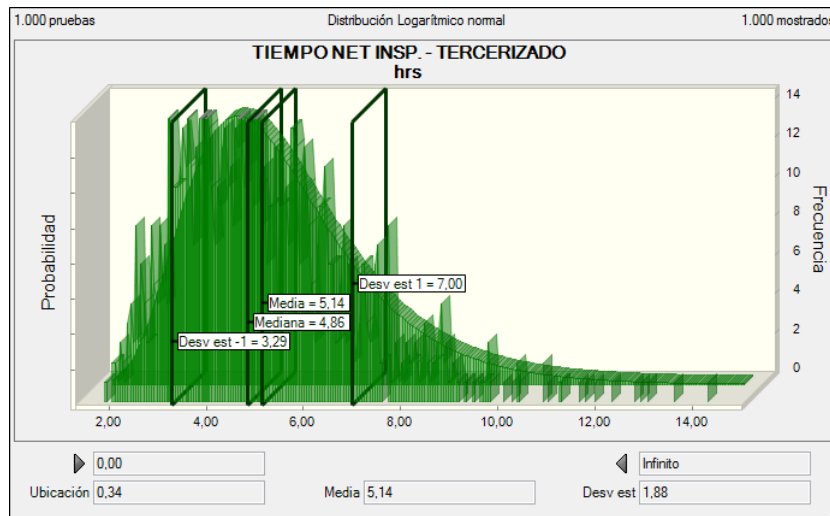


Figura 32. Tiempo neto de inspección – Equipos Tercerizados (Simulación Cristal Ball)



5.4 TIEMPOS PERDIDOS DURANTE LA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO

En la simulación con el Software Cristal Ball también se evidenció, donde se presentan más tiempos perdidos durante el proceso de inspección, por tipo de equipo según su modalidad contractual. Como resultado de esta en los equipos Directos operados por personal sindicalizado, con un esquema de trabajo con menos personal en operación se presenta el mayor número de horas perdidas durante la inspección en boca de pozo, tiempos asociados a causas como adecuación de tubería en los Racks, alimentación, cambio de turno, visitas de salud ocupacional, capacitación, lluvia, hidratación, esperando personal, el tiempo medio perdido es de 6,93hrs con una desviación estándar por encima de la media de 17,47 hrs, el comportamiento estadístico de la pérdida de tiempo en los equipos Contratados es similar a los Directos, aunque las causas son debidas a las especificaciones del equipo.

Los equipos Tercerizados presentan el menor número de horas perdidas durante la inspección en boca de pozo, con tiempo medio de 1,51hrs y una desviación estándar por encima de la media de 2,67hrs, por su esquema de trabajo actual, por lo que es más eficiente realizar las inspecciones de tubería en boca de pozo con

equipos Tercerizados.

Figura 33. Tiempos perdidos durante la inspección– Equipos Contratados (Simulación Cristal Ball).

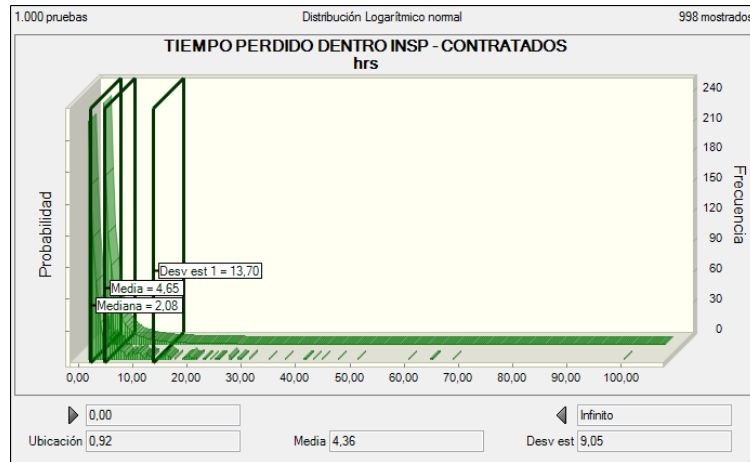


Figura 34. Tiempos perdidos durante la inspección– Equipos Directos (Simulación Cristal Ball).

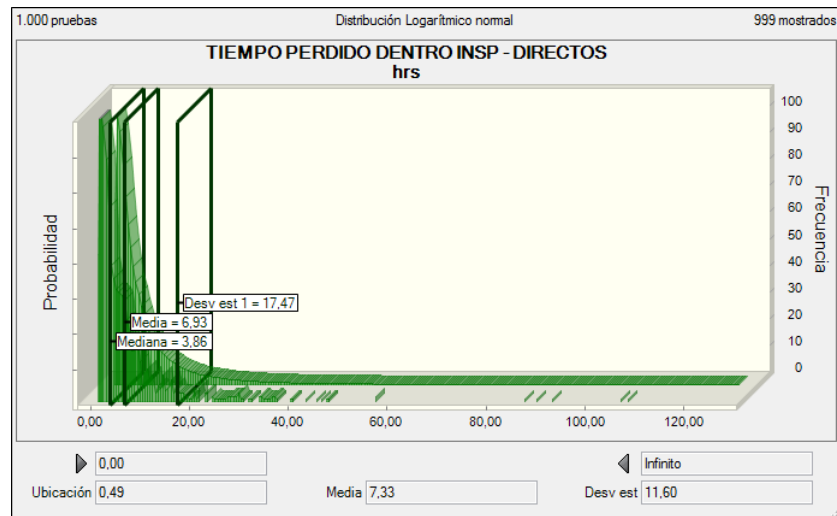
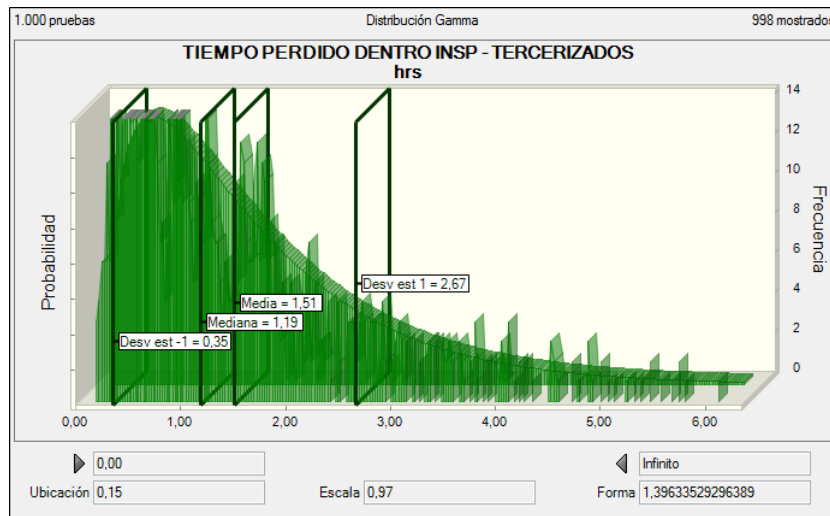


Figura 35. Tiempos perdidos durante la inspección– Equipos Tercerizados (Simulación Cristal Ball).



5.5 DISTRIBUCIÓN DE LAS FALLAS EN POZOS PRODUCTORES EN EL CAMPO CASABE (2011-2013)

Durante los años 2011 a 2013 se incrementó el número de pozos completados con sistema de levantamiento PCP, pasando de 127 pozos en el 2011 a 162 pozos en el 2013 y por el contrario los pozos con sistema de levantamiento con bombeo mecánico disminuyeron de 95 pozos a 88 pozos y la tendencia se mantiene por la ventajas que tiene el sistema de bombeo PCP para manejar Arena.

Tabla 7. Numero de pozos por año por sistema de levantamiento en el campo Casabe

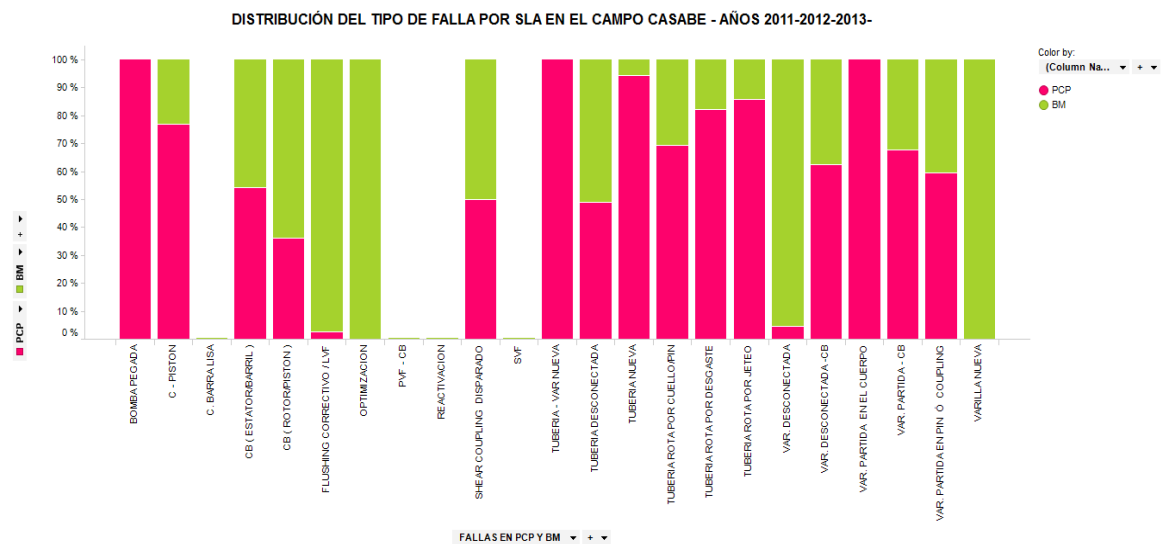
DICIEMBRE 11			DICIEMBRE 12			DICIEMBRE 13		
PCP	BM	TOTAL	PCP	BM	TOTAL	PCP	BM	TOTAL
127	95	222	153	91	244	162	88	250

La figura No. 36 muestra el comportamiento de las fallas de pozos productores del campo con sistema de levantamiento PCP y BM, durante los años 2011, 2012 y

2013, teniendo en cuenta el número de pozos activos por año, podemos observar que el 100% de las fallas por bomba pegada son debidas al sistema de levantamiento PCP, al igual que las fallas por varillas partidas por cuerpo y por ende los reemplazos por tubería nueva y que el mayor número de flushing correctivos o lavados de válvula fija se dan en los pozos del sistema de levantamiento con bombeo mecánico.

Importante aclarar que los pozos con bombeo mecánico no son los únicos que se optimizan, los pozos con sistema PCP se optimizan durante su falla. Lo más importante a resaltar en la gráfica por el tema que nos emplaza, es que las fallas por desgaste de tubería o por falla en el Pin/Coupling al igual que las fallas por Jeteo concentran el mayor número de fallas de los pozos con sistema de levantamiento PCP del campo, es decir los esfuerzos de equipo de reacondicionamiento se concentran en mantener los pozos PCP activos.

Figura 36. Porcentaje de falla por año por tipo de sistema de levantamiento

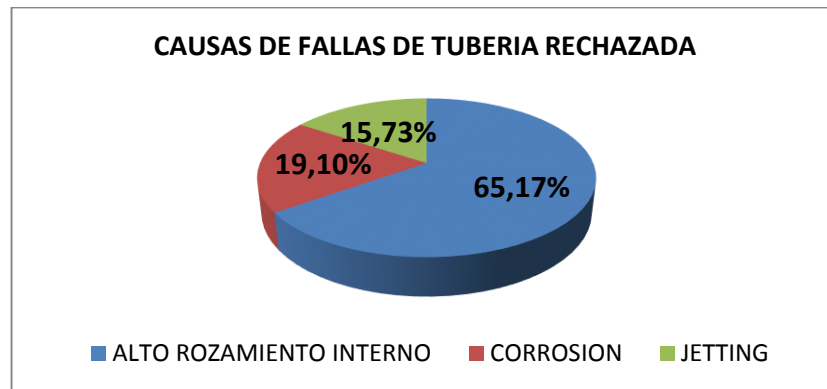


5.6 CAUSAS DE FALLAS DE TUBERÍA RECHAZADA

La estadística de la tubería rechazada en las inspecciones de tubería en boca de

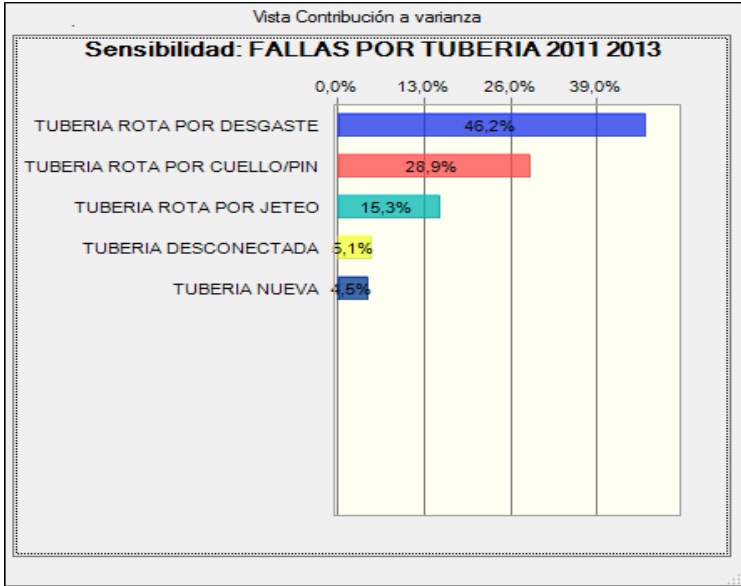
pozo realizadas a pozos PCP durante el año 2013, muestra que la causa predominante es debido por el alto rozamiento ocasionado por la rotación de la varilla continua en medio de un fluido altamente abrasivo.

Figura 37. Causas de fallas de tubería rechazada en inspecciones en boca de pozo, campo Casabe año 2013.



De igual forma usando el Software Cristal Ball se realizó la sensibilidad de los datos registrados por fallas de tubería en el campo Casabe durante los años 2011, 2012 y 2013, corroborando los resultados de la estadística de las inspecciones tubería en boca de pozo, principal factor que ocasiona las fallas de tubería en el campo Casabe es el rozamiento por desgaste de la tubería con la varilla, es decir, el control esta causa estaríamos eliminando entre un 65% y un 75% de los problemas por tubería del campo y por ende el mismo porcentaje por intervenciones de equipo de WO por esta causa.

Figura 38. Sensibilidad de fallas por Tubería en el Campo Casabe durante los años 2011-2013 (Simulación Cristal Ball).



6. EVALUACIÓN ECONOMICA PARA ELEGIR LA MEJOR OPCIÓN PARA INSPECCIONAR TUBERÍA EN POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP.

Con la información estadística expuesta en los capítulos anteriores podemos con toda certeza encaminar nuestro análisis económico con el fin de lograr ahorros significativos en los costos de mantenimiento de pozos del campo Casabe cuando se inspecciona tubería de producción, lo cual se evidencia en el aumento del run life de los pozos con sistema de levantamiento PCP (disminución del índice de falla de pozos productores PCP)

En este orden de ideas, el objetivo principal está enfocado en asegurar para cada intervención que la tubería que se baja a los pozos durante en un Well services o un Workover, cuente con una integridad garantizada, la cual se puede lograr por tres (3) escenarios:.

ESCENARIO 1:

Cuando se necesite reemplazar tubería en un pozo con sistema de levantamiento PCP en el campo Casabe se debe previamente realizar inspección en boca de pozo, clasificarla, reemplazar solo las juntas que se encuentren en mal estado por tubería nueva y se debe Chatarrizar y vender la tubería rechazada.

ESCENARIO 2:

Cuando se necesite reemplazar tubería en un pozo con sistema de levantamiento PCP en el campo Casabe se debe reemplazar toda la sarta de producción por tubería inspeccionada en patio y se debe llevar la tubería que sale del pozo a clasificación visual e inspección electromagnética en campo, la tubería que se rechace en la inspección en patio debe ser chatarrizada y vendida.

ESCENARIO 3:

Cuando se necesite reemplazar tubería en un pozo con sistema de levantamiento PCP en el campo Casabe se debe reemplazar toda la sarta por tubería nueva, siendo la opción mas rentable.

Con base en estos tres escenarios se desarrolla el presente análisis, no sin antes mencionar las premisas y consideraciones tenidas en cuenta:

6.1 PREMISAS

Tabla 8. Premisas del análisis de escenarios económicos

Premisas del Beneficio		
TRM	2300	USD/COP
Tasa de Descuento	0,881029% Mensual	11,1% EA
Horizonte Económico	1	Año
Ganancia por Barril	50	USD/BI
Long promedio / jta	31	ft
Costo por jta 3 1/2 eue J 55	9,5	USD/ft
% Tubería Rechazada en Patio	40,07%	%
% Tubería Recuperada en Patio	59,93%	%
Costo Jta 3 1/2" eue J55 INSP. PATIO	49.199	USD/jta
Costo día/equipo WO Tercerizado	17.199.000	\$COL/día
Libra de chatarra	151	\$Col/lb
Peso tubería 3 1/2" eue j55	9,3	lb/ft
Ingreso por Jta Chatarrizada	43.389	\$Col/jta
Barriles promedio pozo en Diferida	91	BOPD

6.2 CONSIDERACIONES

1. Se tomó como base para la cantidad de trabajos de inspección y cantidad de tubería la estadística 2013, reportada por el contratista de inspección en boca de

pozo para 80 trabajos realizados en pozos con sistema de levantamiento PCP, con tubería de 3 ½”.

2. El ingreso por producción para los tres escenarios se consideran iguales para los tres Escenarios.

3. Se consideró para el análisis, que las operaciones para reemplazar tubería durante las operaciones de reacondicionamiento, tardan igual tiempo para reemplazar tubería inspeccionada o nueva, siempre durante las intervenciones se saca la tubería de producción en sencillo, es decir, para la inspección de tubería en boca de pozo, la tubería clasificada como mala sale en sencillo, al igual que si se hubiese planeado bajar nueva o a bajar tubería inspeccionada en patio, siempre se va a tener en los racks la tubería en una condición óptima y al bajar nuevamente al pozo se emplearía el mismo tiempo.

4. La instalación del equipo de medición para inspección de tubería en boca de pozo no implica mayores tiempos para la operación, pues esta se realiza en simultanea cuando se está acondicionando la mesa para ubicar las herramientas para sacar tubería.

5. Las fallas por desgaste de tubería o por falla en el Pin/Coupling al igual que las fallas por Jeteo concentran el mayor número de fallas de los pozos con sistema de levantamiento PCP del campo. Por medio de la inspección de tubería o al reemplazar por tubería nueva, solo se mitiga la falla por el tiempo de desgaste de la tubería.

6. El transporte requerido es el mismo para los tres esquemas pues siempre se debe costear un transporte para llevar la tubería de reemplazo desde la bodega donde está la tubería inspeccionada o nueva hasta el pozo y para sacar la tubería a Chatarrizar o a inspeccionar desde el pozo hasta los patios.

7. La tubería inspeccionada en patio aunque tiene un mayor proceso, garantiza en iguales condiciones de calidad la tubería que es inspeccionada en boca de pozo o tubería nueva.

8. Se usó la TRM para la Data Ixf de la segunda semana de febrero de 2015.

9. Tasa de descuento para el cálculo de VPN, el usado por Ecopetrol SA, 11.1 %EA y se convirtió la tasa Nominal Mensual Equivalente.

10. El precio de la tubería y los costos de servicios son de año 2013.

11. Se tomó como base de cálculo el número de trabajos por mes que se realizaron en boca de pozo durante el 2013, y se usaron las cantidades para simular los otros tres (3) escenarios.

12. Se tomó la información de facturación de la inspección en patio de 4007 jtas de tubería 3 1/2" eue RII, realizado con el contrato de inspección de tubería en patio del año 2014, con el fin de establecer el porcentaje de Chatarrización y recuperación de tubería durante la inspección en patio y el costo por junta para la inspección de tubería en patio.

Tabla 9. Cantidades inspeccionadas en Patio.

	CANTIDADES DE JUNTAS INSPECCIONADAS EN PATIO						PORCENTAJES
	1	2	3	4	5	TOTAL	%
BUENOS	407	496	103	330	230	1566	59,93%
CHATARRA	53	194	30	370	400	1047	40,07%
	460	690	133	700	630	2.613	100,00%

Tabla 10. Valores de cantidades inspeccionadas en Patio.

CASABE 3 1/2"	VALOR TOTAL DE ENTREGAS					TOTAL \$Col
	1	2	3	4	5	
1. Numeración, Clasificación e Inspección visual del cuerpo y roscas en cada tubo.	\$ 5.260.500	\$ 1.726.200	\$ 4.347.000	\$ 7.906.500	\$ 6.432.750	\$ 25.672.950
2. Enderezada del tubo	\$ 2.583.750	\$ 3.299.250	\$ 2.822.250	\$ 3.524.500	\$ 7.007.700	\$ 19.237.450
3. Limpieza interna	\$ 3.581.600	\$ 4.364.800	\$ 2.015.200	\$ 2.050.400	\$ 4.004.400	\$ 16.016.400
4. Calibración del diámetro interno en toda la longitud de cada junta	\$ 2.116.000	\$ 3.174.000	\$ 1.669.800	\$ 1.679.000	\$ -	\$ 8.638.800
5. Limpieza externa de cada tubo	\$ 3.565.000	\$ 5.347.500	\$ 2.813.250	\$ 2.828.750	\$ 6.063.750	\$ 20.618.250
6. Inspección electromagnética	\$ 6.486.000	\$ 9.729.000	\$ 5.118.300	\$ 5.146.500	\$ -	\$ 26.479.800

7. Remoción de coupling	\$ 3.104.700	\$ 2.464.800	\$ 1.532.600	\$ 1.453.600	\$ -	\$ 8.555.700
8. Instalación de coupling	\$ 1.098.100	\$ 1.801.200	\$ 1.185.000	\$ 1.216.600	\$ -	\$ 5.300.900
9. Fabricación de roscas (pin) de 2 7/8"	\$ -	\$ -	\$ 7.681.400	\$ 1.679.000	\$ -	\$ 20.218.400
10. Fabricación de roscas (pin) de 3 1/2"	\$ 7.999.800	\$ 13.014.600	\$ 2.129.700	\$ 2.166.900	\$ -	\$ 25.311.000
11. Prueba hidrostática	\$ 3.785.100	\$ 4.612.800	\$ 2.129.700	\$ 2.166.900	\$ -	\$ 12.694.500
12. Protección del cuerpo de la junta con pintura	\$ 3.785.100	\$ 4.612.800				\$ 8.397.900
TOTALES \$Col	\$ 43.365.650	\$ 54.146.950	\$ 33.444.200	\$ 42.676.650	\$ 23.508.600	\$ 197.142.050
					TOTAL	\$ 394.284.100,00

COSTO POR TUBO SIN

CLASIFICAR

\$

49.199

13. De la estadística de inspección de tubería en boca de pozo se tomó el costo de cada trabajo según el número de pies inspeccionados, tomándose un promedio de 31 ft por longitud de cada jta de 3 1/2" eue RII J55.

14. Precio del Barril, por la inestabilidad de los precios de petróleo se tomó el precio más estable de los últimos 6 meses, 50 USD/Bl.

15. La tarifa de equipo activo con cuadrilla sin tubería usada, es la pactada para equipos Tercerizados en el campo Casabe, los cuales mostraron el mejor rendimiento durante la inspección.

16. La tarifa de venta de chatarra es la establecida por Ecopetrol para el primer trimestre de 2015.

17. Se calculó la producción promedio con base en los 80 pozos inspeccionados en boca de pozo en el año 2013, con sistema de levantamiento PCP.

6.3 EVALUACIÓN ECONOMICA PARA LA INSPECCIÓN EL REEMPLAZO DE TUBERÍA EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS DEL CAMPO CASABE.

Tabla 11. Evaluación económica para la inspección el reemplazo de tubería en operaciones de reacondicionamiento de pozos del campo Casabe.

ESCENARIO INSPECCION EN BOCA DE POZO													
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
No. Trabajos Tub. 3 1/2" ⁷	5	8	6	6	5	10	4	4	9	8	7	8	
No. Jtas inspeccionadas	654	878	891	795	590	1336	497	428	1048	977	820	841	
No. Jtas ⁸ rechazadas ⁹	109	398	496	308	332	680	212	263	513	510	433	232	
Pies rechazados	3379	12338	15376	9548	10292	21080	6572	8153	15903	15810	13423	7192	
Costo Total Trabajo/mes (pesos) ¹⁰	52,953,802	79,692,654	83,303,591	76,123,747	60,025,187	124,384,013	54,764,264	39,884,181	113,221,062	104,592,778	91,996,735	92,760,889	
Costo de Jtas Reemplazadas (pesos) ¹¹	73,831,150	269,585,300	335,965,600	208,623,800	224,880,200	460,598,000	143,598,200	178,143,050	347,480,550	345,448,500	293,292,550	157,145,200	
COSTO INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO (pesos)¹²	126,784,952	349,277,954	419,269,191	284,747,547	284,905,387	584,982,013	198,362,464	218,027,231	460,701,612	450,041,278	385,289,285	249,906,089	

⁷ No. Trabajos Tub 3 1/2": son los trabajos realizados por mes, tomados de referencia del contrato de inspección en boca de pozo durante el año 2013

⁸ No. Jtas inspeccionadas, son las juntas que se inspeccionaron para los pozos realizados por mes

⁹ No. Jtas Rechazadas, son las juntas que se rechazaron durante la inspección para los pozos realizados por mes

¹⁰ Costo Total trabajo /mes: Costo reportado en facturación de los pozos intervenidos durante cada mes

¹¹ Costo de jtas reemplazadas. Costo de cada Junta según información de compras de Ecopetrol SA

¹² Costo Inspección en boca de pozo: Costo Total trabajo/Mes + Costo de jtas Reemplazadas

INGRESO POR CHATARRA (pesos)¹³	-4,729,417	-17,268,882	-21,521,018	-13,363,858	-14,405,198	-29,504,622	-9,198,500	-11,411,346	-22,258,634	-22,128,467	-18,787,502	-10,066,283
FLUJO DE CAJA (pesos)¹⁴	122,055,535	332,009,072	397,748,173	271,383,689	270,500,189	555,477,391	189,163,964	206,615,885	438,442,978	427,912,812	366,501,783	239,839,806
VPN DEL FLUJO DE CAJA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO¹⁵	\$ 3,782,427,905											

ESCENARIO INSPECCION EN PATIO

MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
No. Trabajos Tub. 3 1/2"	5	8	6	6	5	10	4	4	9	8	7	8
No. Jtas inspeccionada	654	878	891	795	590	1336	497	428	1048	977	820	841
No. Jtas rechazadas	262	352	357	319	236	535	199	171	420	391	329	337
Costo Total Tub Insp. PATIO ¹⁶	32,176,416	43,197,085	43,836,677	39,113,534	29,027,654	65,730,416	24,452,109	21,057,349	51,560,985	48,067,827	40,343,519	41,376,707
Costo de Jtas Reemplazadas por NUEVAS ¹⁷	177,499,917	238,294,996	241,823,282	215,768,248	160,129,895	362,599,220	134,889,081	116,162,025	284,434,118	265,164,250	222,553,413	228,252,952
Costo día adicional de equipo WO ¹⁸	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000

¹³ Ingreso por Chatarra: Ingreso por la venta de los tubos descartados en la inspección

¹⁴ Flujo de caja: diferencia entre costos e ingresos por mes, para el ciclo del vida del análisis

¹⁵ VPN del flujo de caja inspección en boca de pozo: Valor presente neto del flujo de caja para el ciclo de vida de la inspección en boca de pozo

¹⁶ Costo Total Tub. Insp. Patio: Costo por junta inspeccionada x Numero de juntas inspeccionadas

¹⁷ Costo de jtas reemplazadas por NUEVAS: Costo por junta nueva (Ecp) x Numero de juntas reemplazadas

¹⁸ Costo día adicional de equipo de WO: Costo por día de la tarifa de equipo activo para Tercerizados para el campo casabe

COSTO INSPECCIÓN EN PATIO¹⁹	295,671,334	367,487,081	371,654,959	340,876,782	275,152,549	514,324,636	245,336,190	223,214,374	421,990,104	399,227,077	348,891,932	355,624,659
INGRESO POR CHATARRA²⁰	-11,370,149	-15,264,512	-15,490,524	-13,821,512	-10,257,474	-23,227,094	-8,640,618	-7,441,015	-18,220,056	-16,985,682	-14,256,150	-14,621,247
FLUJO DE CAJA²¹	284,301,185	352,222,569	356,164,435	327,055,270	264,895,075	491,097,542	236,695,572	215,773,359	403,770,048	382,241,395	334,635,782	341,003,412

VPN DEL FLUJO DE CAJA INSPECCIÓN EN PATIO²² \$ 3,927,977,810

ESCENARIO TUBERÍA NUEVA

MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
No. Trabajos Tub. 3 1/2"	5	8	6	6	5	10	4	4	9	8	7	8
No. Jtas Sacadas del pozo	654	878	891	795	590	1336	497	428	1048	977	820	841
No. Jtas Chatarrizadas	654	878	891	795	590	1336	497	428	1048	977	820	841
Costo tubería nueva	442,986,900	594,713,300	603,518,850	538,493,250	399,636,500	904,939,600	336,642,950	289,905,800	709,862,800	661,770,950	555,427,000	569,651,350
Costo día adicional de equipo WO	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000	85,995,000

¹⁹ Costo inspección en patio: Costo promedio por junta inspeccionada en patio x Numero de juntas inspeccionadas

²⁰ Ingreso por Chatarra: Ingreso por venta de pie inspeccionado x No de pies de chatarra vendidos por las juntas rechazadas

²¹ Flujo de caja: diferencia entre costos e ingresos por mes, para el ciclo del vida del análisis

²² VPN del flujo de caja inspección en Patio: Valor presente neto del flujo de caja para el ciclo de vida de la inspección en Patio

COSTO INSPECCIÓN EN PATIO	528,981,900	680,708,300	689,513,850	624,488,250	485,631,500	990,934,600	422,637,950	375,900,800	795,857,800	747,765,950	641,422,000	655,646,350
INGRESO POR CHATARRA	-28,376,504	-38,095,674	-38,659,733	-34,494,374	-25,599,599	-57,967,904	-21,564,408	-18,570,556	-45,471,829	-42,391,200	-35,579,103	-36,490,275
FLUJO DE CAJA	500,605,396	642,612,626	650,854,117	589,993,876	460,031,902	932,966,696	401,073,542	357,330,244	750,385,971	705,374,750	605,842,897	619,156,075

VPN DEL FLUJO DE CAJA TUBERÍA NUEVA²³ \$ 7,216,228,092

BENEFICIO DE LA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO Vs. REEMPLAZAR TODA LA TUBERÍA POR NUEVA²⁴ (\$ 3,433,800,186)

BENEFICIO DE LA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO Vs. REEMPLZAR TODA LA TUBERÍA POR INSPECCIONADA EN PATIO²⁵ (\$ 145,549,904)

²³ VPN del flujo de caja inspección Tubería Nueva: Valor presente neto del flujo de caja para el ciclo de vida de la inversión en tubería de reemplazo nueva

²⁴ **BENEFICIO DE LA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO Vs. REEMPLAZAR TODA LA TUBERÍA POR NUEVA:** VPN del flujo de caja inspección en boca de pozo - VPN del flujo de caja inspección Tubería Nueva.

²⁵ **BENEFICIO DE LA INSPECCIÓN EN BOCA DE POZO Vs. REEMPLZAR TODA LA TUBERÍA POR INSPECCIONADA EN PATIO:** VPN del flujo de caja inspección en boca de pozo - VPN del flujo de caja inspección en Patio.

7. CONCLUSIONES

Como resultado de la evaluación económica y de las estadísticas presentadas se pueden enumerar las siguientes conclusiones:

1. ESCENARIO 1: Es la opción más rentable para el negocio, realizar inspección en boca de pozo genera más beneficio que realizar la inspección en patio. En tan solo 80 trabajos el ahorro es de \$Col 145.549.904 al año comparado con realizar la inspección en Patio, el beneficio podría aumentar proporcionalmente al número de trabajos si se establece una tarifa renta mes para la actividad.
2. ESCENARIO 2: El VPN del ciclo de vida de la opción de reemplazar toda la tubería en cada intervención por tubería nueva fue comparado con el VPN del ciclo de vida de inspeccionar las mismas cantidades en boca de pozo y solo reemplazar por nuevas las juntas rechazadas, observando un beneficio negativo (perdidas) de \$Col 3.433.800.186 al año, dado que estaríamos desechando un 60% de tubería reutilizable, con esta opción estaríamos destruyendo valor. Inspeccionar en Patio sería la segunda opción.
3. El escenario de reemplazar toda la tubería del pozo en una intervención, sin considerar inspeccionarla, no es rentable para el campo casabe, dado el porcentaje de rechazo, es decir estaríamos desechando tubería en buen estado.
4. El principal problema del incremento de las fallas por tubería rota es la alta producción de arena del campo y la presencia de Influjos
5. El no contar con un sistema de monitoreo en línea de los inyectores del campo, genera la imposibilidad de realizar detecciones tempranas de fallas

en Válvulas reguladoras de flujo y por ende canalizaciones, disminución de la extracción y fallas de pozos por tubería rota y Jetting.

6. Producto de la simulación realizada con el software Cristal Wall, para 80 trabajos de inspección realizados durante el año 2013, se evidenció un porcentaje medio de rechazo de tubería inspeccionada en boca de pozo del 47,15%, el porcentaje de rechazo en patio es del 40,07%.
7. Entre 65% y 75% de la tubería de los pozos productores con levantamiento PCP del campo Casabe sufre desgaste por abrasión de la varilla a la tubería, la elección de pozos candidatos e la implementación de sistemas ESPCP (sistema electro sumergibles de cavidades progresivas), eliminaría estas causas.
8. Durante la inspección en patio se generan unos costos adicionales, ligados al transporte de la tubería desde el pozo y hacia el pozo, durante el transporte la tubería puede ser colapsada, pueden deteriorarse la rosca y se facturan otros costos cosméticos, lo cuales no se tiene cuando se inspecciona en boca de pozo.
9. Las distribuciones de tiempos, muestran una media y desviación estándar favorable para realizar la actividad de inspección en boca de pozo con equipos Tercerizados, por lo que es conveniente siempre inspeccionar tubería en los pozos que intervengan estos equipos.

8. RECOMENDACIONES

1. Las tecnologías para inspección de tubería en boca de pozo, con el uso de campo magnético con el uso de “Zapatatas” de contacto Metal-Metal, garantizan la calidad de la inspección con la misma velocidad de inspección, se recomienda su implementación.
2. Los tiempos de escaneo son más eficientes en los equipos Tercerizados, se recomienda dar prioridad a estos equipos para realizar well services con inspecciones.
3. Para el sistema de levantamiento PCP en el Campo Casabe se recomienda inspeccionar tubería de producción, siempre que realice una intervención de reacondicionamiento de pozos, el no realizar puede implicar la ocurrencia de falla prematura por tubing o disminución del run life de los pozos.
4. La inspección en boca de pozos es el método de inspección mas rentable para el campo Casabe, garantizando el nivel de calidad necesario para mantener el run life de los pozos que se logra con la inspección en patio o reemplazando por tubería nueva.

BIBLIOGRAFIA

ALIANZA CASABE. Field Casabe development plan, Bogotá: Schlumberger IPM Alianza Casabe, marzo 2010.p.26.

CHADID, Iván y otros. Estandarización del proceso de inspección de tuberías (nuevas) utilizados en el sector petrolero en la compañía: *National Oilwell Varco* (nov) [recurso electrónico]. Bucaramanga, 2011, 24p. Trabajo de grado (Ingeniero Metalúrgico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

PERERA, Gerónimo. Manual de introducción al ultrasonido industrial. [en línea]. Universidad Tecnológica de Tabasco. División procesos de producción. Disponible WEB:<http://es.scribd.com/doc/29285450/Manual-de-Procedimiento-de-Ensayos-No-Destructivos-Por-El-Metodo-de-Ultrasonido>

Web Grafía

ATP Ingeniería SAS. [en línea].< <http://www.atpingeneria.com/inspeccion-de-tuberia-y-varilla-de-produccion>>. [citado 02 agosto de 2014]

OILFIELD REVIEW. Casabe: Revitalización de un campo maduro. 06P [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf>. [citado 02 agosto de 2014].

RD scan Inc. Nuestra tecnología. [en línea].< <http://www.rdscan.biz/>>. [citado 02 de agosto de 2014]