

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y FINANCIERA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN
ELECTROMAGNÉTICA PARA DETECCIÓN DE CORROSIÓN EN TUBULARES**

**JUANITA MARIA MÉNDEZ MONTERO
JOHANA ROMERO LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y FINANCIERA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN
ELECTROMAGNÉTICA PARA DETECCIÓN DE CORROSIÓN EN TUBULARES**

**JUANITA MARIA MÉNDEZ MONTERO
JOHANA ROMERO LÓPEZ**

**Proyecto de grado en la modalidad de trabajo de investigación como
requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
M.Sc OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO
DOCENTE UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

DEDICATORIA

Agradezco a Dios primeramente por acompañarme en todo mi proceso, quien me da la calma cuando tengo situaciones difíciles y por bendecirme cada día por todas las personas que pone en mi camino.

A mi mamá Nancy, quien me acompañaba en las largas noches de estudio y me apoya incondicionalmente pero sin antes ofrecerme un consejo sincero y lleno de amor, a ella es a quien dedico todos mis triunfos pues me motiva cada día a ser mejor y superar mis miedos.

A mi papá Jaime porque sin el parte de este sueño no sería realidad, porque en la distancia me envía las mejores energías y me llena de bendiciones.

A mis amigas incondicionales: Pau e Ivana, quienes siempre me han apoyado y me han escuchado largas horas para reír, llorar o celebrar. A Oli quien siempre me escucho y me apoyo incondicionalmente.

A mi compañera Joha, quien no pude elegir como mejor compañera de tesis, a quien admiro por su alto compromiso y desempeño, gracias por embarcarte en este proyecto.

A toda la gente de Equion Energía y Schlumberger, en especial a Josue, Fer, Claudio, Harold, Marcia y Shuvo quienes me orientaron y me apoyaron durante el desarrollo de este proyecto pues sin su colaboración esto no sería hoy una realidad.

Y al amor porque sin el faltaría uno de mis tantos motores para cumplir mis sueños.

Finalmente a mi eterno amor gatuno, quien en muchas noches me acompañó en el estudio con sus coros llenos de miao!!

A todos quienes hicieron parte de este sueño, muchas gracias.

Juanita Méndez Montero

DEDICATORIA

A Dios quiero dedicar este gran reto porque fue quien me brindo la tranquilidad, la serenidad y sabiduría para poder escribir cada una de estas líneas.

A mi querida madre Ludis, quien me recuerda siempre que con paciencia se pueden alcanzar los objetivos, a ella quien ha sido la inspiradora de mis sueños y la mano derecha en toda mi vida. A ti mami, por ser tan poderosamente fuerte y por contagiarme de tu poder.

A mi hermoso padre Miguel, quien nunca dudo en hacer parte de mi tripulación, a él que siempre ha estado ahí para mí y que me recuerda que siempre lo estará.

A mi hermano José Miguel, al pequeño de la casa que desde su planeta desorbitado me regalaba sus críticas que llegaron a mi corazón y transformaron mi desesperanza en perseverancia.

A Olver Ariza, quien ha sido testigo de mis largas jornadas de estudio y quien ha hecho de ellas a la vez una bella cita. A ti hermoso, por apoyarme siempre y recordar cuales son mis objetivos.

A mis familiares, esos que han creído en mí, que no se cansan de apoyarme y que ríen de alegría de la misma manera que lo hacen mis padres cuando a mis objetivos he llegado.

A mis amigos: Chucho, Pao, Oscar, Iván y Yell, con quienes he compartido todo mi paso por la Universidad, con los que he pasado terribles noches de estudio, con los que he reído y discutido, a ustedes muchas gracias.

A mi gran compañera de trabajo Juanis, quien me brindo sin condiciones esta enorme oportunidad de trabajar en el proyecto, a ti Juanis por haber confiado en mí y haberme dejado embarcar en este proyecto.

A la inspiración que me brindaron las mesas de estudio de Cambridge Library y a la mágica ciudad de Boston y a todos los que en ella encontré.

Finalmente, a todos los que he encontrado en mi camino y que Dios ha puesto allí para que llenen de alegría mi vida. Mil gracias.

Johana Romero López

AGRADECIMIENTOS

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos los profesores de ella que han aportado a nuestro crecimiento académico y personal.

A nuestra directora, la Ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino quien estuvo siempre asesorando la redacción de nuestro libro y participando activamente durante el desarrollo del proyecto.

A nuestros Co-directores los Ingenieros Josué Higuera y Fernando Portela quienes nos orientaron siempre a pesar de sus grandes ocupaciones pues nos dedicaron tiempo para resolver dudas y acompañarnos durante el desarrollo de cada fase del proyecto.

A la compañía Equion Energía, por habernos brindado la oportunidad de desarrollar el proyecto junto con ellos, en especial a Claudio Castañeda, Harold Cifuentes y Nafis Badran quienes nos apoyaron técnicamente en los temas de corrosión, integridad y yacimiento con sus altos conocimientos.

A la empresa Schlumberger por su amable colaboración ante información que se requirió durante el transcurso del proyecto. Gracias a la Ingeniera Marcia Benavides, el Ingeniero Shuvo Banerjee y todos los ingenieros de Wireline por sus asesorías, por permitirnos aprender de varias de sus herramientas y enseñarnos un poco más sobre los registros.

A la Corporación para la Investigación de la Corrosión, por habernos facilitado información sobre los modelos de corrosión.

Y finalmente a todos quienes aportaron un granito de arena para que este proyecto sea hoy en día una realidad.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|---|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 20 |
| 1. FUNDAMENTACIÓN | 21 |
| 1.1 CAMPO MAGNÉTICO | 21 |
| 1.2 CORRIENTES PARÁSITAS | 21 |
| 1.3 TRANSFORMADOR CON PÉRDIDAS | 22 |
| 1.4 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO | 23 |
| 1.4.1 Tubería De Revestimiento, Casing, Tubular O Sarta. | 23 |
| 1.4.2 Objetivo de la tubería de revestimiento. | 23 |
| 1.4.3 Funciones de la tubería de revestimiento. | 23 |
| 1.4.4 Tipos de revestimientos. | 23 |
| 1.4.5 Fabricación de Revestimientos. | 25 |
| 1.5 CORROSIÓN | 26 |
| 1.5.1 Corrosión. | 26 |
| 1.5.2 Cómo ocurre la corrosión. | 27 |
| 1.5.2.1 Proceso de Oxidación | 27 |
| 1.5.2.2 Proceso de Reducción. | 28 |
| 1.5.3 Tipos De Corrosión | 28 |
| 1.5.4 Condiciones que favorecen la corrosión. | 32 |
| 1.6 GENERALIDADES DE EQUIPION ENERGÍA LTDA | 33 |
| 1.7 EQUIPOS DE INTERVENCIÓN DE POZOS | 34 |
| 1.7.1 Coiled Tubing (CT). | 35 |
| 1.7.2 Wireline. | 36 |
| 1.7.2.1 Equipos E-Line | 38 |
| 2. HERRAMIENTAS DE MEDIDA QUE DETECTAN CORROSIÓN EN TUBULARES | 40 |
| 2.1 HERRAMIENTAS MECÁNICAS O CALIBRADORES MECÁNICOS | 42 |
| 2.1.1 Funcionamiento físico. | 42 |

| | | |
|---------|---|----|
| 2.1.2 | Calibración de las herramientas mecánicas | 43 |
| 2.1.3 | Especificaciones de medida y mecánicas | 44 |
| 2.2 | HERRAMIENTAS ULTRASÓNICAS | 45 |
| 2.2.1 | Funcionamiento físico. | 45 |
| 2.2.2 | Especificaciones de medida y mecánicas | 47 |
| 2.2.3 | Integridad de la tubería | 48 |
| 2.3 | HERRAMIENTAS ELECTROMAGNÉTICAS | 49 |
| 2.3.1 | Herramientas de pérdidas de flujo. | 49 |
| 2.3.2 | Herramientas de Inducción electromagnética | 49 |
| 2.3.2.1 | Funcionamiento físico | 49 |
| 2.3.2.2 | Información proporcionada por la herramienta | 50 |
| 2.3.2.3 | Calibración de la señal electromagnética. | 51 |
| 2.3.2.4 | Especificaciones de medida y mecánicas | 52 |
| 2.3.2.5 | Ventajas | 53 |
| 2.3.2.6 | Limitaciones | 54 |
| 2.4 | COMPARACIÓN DE HERRAMIENTAS | 55 |
| 3. | PROGRAMA DE INTERVENCIÓN DE POZOS PARA CORRER UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMÁGNETICA | 56 |
| 4. | CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS | 62 |
| 4.1 | METODOLOGÍA DE SELECCIÓN | 62 |
| 4.1.1. | Recopilación de Información. | 62 |
| 4.1.2 | Análisis de Variables. | 62 |
| 4.1.2.1 | Diseño de pozo | 63 |
| 4.1.2.2 | Datos de producción | 64 |
| 4.1.3 | Selección de Pozos. | 67 |
| 4.2 | DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA | 67 |
| 4.2.1 | Análisis de Variables | 67 |
| 4.2.2 | Selección de pozos. | 68 |
| 5. | EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA | 71 |

| | |
|---|-----|
| 5.1 REGISTRO EN UNA SARTA | 74 |
| 5.2 REGISTRO EN DOS SARTAS | 77 |
| 5.3 REGISTRO EN TRES SARTAS | 78 |
| 5.4 REGISTRO EN CUATRO SARTAS | 79 |
| 5.5 EJEMPLOS DE REGISTROS CON ANOMALÍAS EN LA TUBERÍA | 82 |
| 6. EVALUACIÓN FINANCIERA | 85 |
| 6.1 CONCEPTOS FINANCIEROS | 86 |
| 6.1.1 Inversión inicial. | 86 |
| 6.1.2 Ingresos . | 86 |
| 6.1.3 Presupuestos de costos e ingresos de operación ^[1] . | 87 |
| 6.1.4 Regalías. | 88 |
| 6.1.5 Flujo de efectivo. | 89 |
| 6.2 INDICADORES FINANCIEROS | 90 |
| 6.3 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA | 93 |
| 6.3.1 Calcular la producción de los pozos | 94 |
| 6.3.2 Evaluación Financiera Cusiana A. | 97 |
| 6.3.2.1 Escenario #1. | 97 |
| 6.3.2.2 Escenario #2. | 101 |
| 6.3.2.3 Resultados. | 105 |
| 6.3.3 Evaluación Financiera Buenos Aires A. | 107 |
| 6.3.3.1 Escenario #1. | 107 |
| 6.3.3.2 Escenario #2. | 108 |
| 6.3.3.3 Resultados | 112 |
| 7. CONCLUSIONES | 113 |
| 8. RECOMENDACIONES | 115 |
| BIBLIOGRAFÍA | 116 |
| ANEXOS | 119 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Tipos de Revestimiento. | 26 |
| Figura 2. Reacciones Oxidación/Reducción | 28 |
| Figura 3. Corrosión tipo Pitting | 30 |
| Figura 4. Campos y pozos operados por EQUION. | 34 |
| Figura 5. Equipo Básico de Coiled Tubing | 35 |
| Figura 6. Tipos de Cable Wireline | 37 |
| Figura 7. Configuraciones de E-line | 37 |
| Figura 8. Esquema de un equipo típico de E-Line. | 39 |
| Figura 9. Comportamiento de la exactitud y la precisión de una herramienta de medición. | 41 |
| Figura 10. Comparación del tamaño relativo del pixel. | 41 |
| Figura 11. Imagen de radio interno. | 43 |
| Figura 12. Descentralización y ovalización. | 44 |
| Figura 13. Principio de funcionamiento de una herramienta Ultrasónica. | 46 |
| Figura 14. Ilustración del comportamiento del campo magnético | 51 |
| Figura 15. Ilustración del espesor de tubería. | 53 |
| Figura 16. Registro realizado en el pozo Buenos Aires A por la compañía Schlumberger. | 59 |
| Figura 17. Zonas de no flujo expuestas a fluidos de producción. | 63 |
| Figura 18. Imaging-Coil Section. | 72 |
| Figura 19. Mandril de la herramienta. | 73 |
| Figura 20. Sección de registro EMIT, una sarta. | 75 |
| Figura 21. Comportamiento de la amplitud y el corrimiento de fase de la señal. | 76 |
| Figura 22. Sección de registro EMIT, dos sarta. | 78 |
| Figura 23. Sección de registro EMIT, tres sarta. | 80 |
| Figura 24. Sección de registro EMIT, cuatro sarta. | 80 |
| Figura 25. Restricción en el interior de la tubería. | 81 |
| Figura 26. Ejemplo de pérdida de tubería del 100%. | 82 |
| Figura 27. Ejemplo de corrosión por perforados. | 83 |
| Figura 28. Cadena Productiva de los hidrocarburos | 88 |
| Figura 29. Determinación de las regalías en Colombia. | 89 |

LISTA DE GRÁFICAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Gráfica 1. Grafica de tensiones simuladas para el pozo CS-A | 57 |
| Gráfica 2. Comportamiento de la variación de la corrosión respecto a la temperatura a diferentes velocidades de flujo. | 64 |
| Gráfica 3. Comportamiento de la variación de la corrosión respecto al pH a diferentes velocidades de flujo. | 65 |
| Gráfica 4. Comportamiento de la variación de la corrosión respecto a la velocidad de flujo a diferentes temperaturas. | 66 |
| Gráfica 5. Gráfica de la variación de la corrosión respecto a la presión parcial del CO ₂ | 66 |
| Gráfica 6. Diagrama de Flujo de Efectivo. | 90 |
| Gráfica 7. Flujo de caja para el pozo CS-A, escenario #1. | 99 |
| Gráfica 8. Comparación de la tendencia de la producción promedio diaria mes a mes en diferentes escenarios, CS-A. | 103 |
| Gráfica 9. Flujo de caja para el pozo CS-A, escenario #2. | 104 |
| Gráfica 10. Comparación de la tendencia de la producción promedio diaria mes a mes en diferentes escenarios, BA-A. | 109 |
| Gráfica 11. Flujo de caja para el pozo BA-A luego de realizar un WSO. | 110 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág |
|--|------------|
| Tabla 1. Condiciones de fondo que generan corrosión. | 33 |
| Tabla 2. Generalidades de los Pozos operadores por Equion Energía. | 34 |
| Tabla 3. Especificaciones de medida y mecánicas de un calibrador mecánico. | 44 |
| Tabla 4. Determinación de medidas usando una herramienta ultrasónica. | 46 |
| Tabla 5. Especificaciones de medida y mecánicas de las herramientas ultrasónicas. | 47 |
| Tabla 6. Análisis de Integridad a partir del USIT. | 48 |
| Tabla 7. Especificaciones de medida y mecánicas de las herramientas de inducción electromagnética. | 52 |
| Tabla 8. Cuadro comparativo de las herramientas de medida que detectan corrosión. | 55 |
| Tabla 9. Tensiones simuladas para el pozo CS-A | 57 |
| Tabla 10. Pozos con posible presencia de corrosión arrojados por el modelo de corrosión CIWELL. | 68 |
| Tabla 11. Pozos con posible corrosión en sus revestimientos. | 69 |
| Tabla 12. Pozos fallados en el completamiento por corrosión en sus tuberías de completamiento y producción. | 69 |
| Tabla 13. Análisis de información de los pozos arrojados por CIWELL. | 70 |
| Tabla 14. Especificaciones de la toma del registro. | 74 |
| Tabla 15. Especificaciones para una sarta. | 75 |
| Tabla 16. Profundidad de penetración para diferentes medios | 76 |
| Tabla 17. Especificaciones para dos sartas. | 77 |
| Tabla 18. Especificaciones para tres sartas. | 78 |
| Tabla 19. Especificaciones para cuatro sartas. | 79 |
| Tabla 20. Tabla para recolectar información del trabajo. | 96 |
| Tabla 21. Tabla para agrupar porcentajes de incremento y clasificación de escenarios. | 96 |
| Tabla 22. Parámetros de acuerdo a la WHP en el pozo CS-A. | 97 |
| Tabla 23. Parámetros para cálculos de predicción de la producción con el pozo chocado. | 97 |
| Tabla 24. Ingresos netos CS-A, escenario #1. | 98 |
| Tabla 25. Costos de la implementación de la herramienta de inducción electromagnética. | 99 |
| Tabla 26. Indicadores financieros para el escenario #1, CS-A. | 100 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 27. Indicadores financieros para el escenario #1 – 90, CS-A. | 101 |
| Tabla 28. Agrupación en porcentajes de incremento para estimulaciones en el campo Cusiana | 101 |
| Tabla 29. Agrupación en porcentajes de incremento para estimulaciones en el campo Cusiana. | 102 |
| Tabla 30. Parámetros para cálculos de predicción de la producción, escenario #2 CS-A. | 102 |
| Tabla 31. Ingresos netos CS-A, escenario #2. | 103 |
| Tabla 32. Indicadores financieros para el escenario #2, CS-A. | 105 |
| Tabla 33. Indicadores financieros para el escenario #2 – 90 \$US, CS-A. | 105 |
| Tabla 34. Resumen de los indicadores para los escenarios #1 y #2, CS-A. | 106 |
| Tabla 35. Resumen de los indicadores para los escenarios #1 y #2 con precio de barril de 90\$US, CS-A. | 107 |
| Tabla 36. Parámetros para cálculos de predicción de la producción, escenario #1 BA-A. | 107 |
| Tabla 37. Agrupación en porcentajes de incremento para WSO en el campo Buenos Aires. | 108 |
| Tabla 38. Parámetros para cálculos de predicción de la producción, escenario #2 BA-A. | 108 |
| Tabla 39. Ingresos netos BA-A, escenario #1. | 109 |
| Tabla 40. Ingresos netos BA-A, escenario #2. | 110 |
| Tabla 41. Resumen de los indicadores para los escenarios #1 y #2, BA-A | 111 |
| Tabla 42. Resumen de los indicadores para los escenarios #2 con precio del barril 90\$US, BA-A | 112 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág |
|---|------------|
| Anexo 1. Características geométricas y mecánicas de las tuberías de revestimiento. | 119 |
| Anexo 2. Recopilación de información de los pozos seleccionados. | 123 |
| Anexo 3. Estado mecánico Pozo BA-B. | 125 |
| Anexo 4. Estado mecánico CS-A. | 126 |
| Anexo 5. Recolección de información sobre trabajos de estimulación realizados en el campo Cusiana. | 127 |
| Anexo 6. Estado mecánico Pozo BA-A. | 128 |
| Anexo 7. Recolección de información sobre trabajos de aislamientos de zonas de agua realizados en el campo Buenos Aires. | 129 |
| Anexo 8. Tabla de Excel, datos calculados para el escenario #1, CS-A. | 130 |
| Anexo 9. Tabla de Excel, datos calculados de Payback para el escenario #1, CS-A. | 133 |
| Anexo 10. Tabla de Excel, datos calculados de producción para el escenario #2, CS-A. | 134 |
| Anexo 11. Tabla de Excel, Payback para el escenario #2, CS-A. | 136 |
| Anexo 12. Tabla de Excel, datos calculados de producción para el escenario #1 Y #2, BA-A. | 137 |
| Anexo 13. Tabla de Excel, Payback para el escenario #2, BA-A. | 139 |

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA PARA DETECCIÓN DE CORROSIÓN EN TUBULARES*

AUTORES: Juanita María Méndez Montero
Johana Romero López**

PALABRAS CLAVES: Corrosión, Inducción electromagnética, tuberías, Equion Energía, implementación, Intervención de Pozos.

DESCRIPCIÓN:

La corrosión es un fenómeno complejo de entender y controlar que afecta a casi todas las más grandes y maravillosas construcciones hechas por el hombre, resaltando toda la infraestructura metálica que por ejemplo se requiere en la explotación de un campo petrolero. Es por eso que surge la necesidad de monitorear las tuberías de revestimiento, lo cual se puede llevar a cabo mediante el uso de herramientas modernas. En el presente trabajo, inicialmente se exponen los diferentes tipos de corrosión que se conocen en la literatura, se clasifican las diferentes tuberías que se pueden tener en el pozo y se habla de herramientas de tipo mecánico, ultrasónico y electromagnético que de alguna manera permiten conocer las características de la tubería en fondo, siendo el objetivo de estudio las electromagnéticas. Adicionalmente, se presenta un análisis técnico y financiero de la implementación de una herramienta de inducción electromagnética para dos pozos petroleros que fueron inicialmente seleccionados desde un grupo de pozos arrojados por el software que la empresa Equion Energía implementa. La selección final de los dos pozos de estudio se llevó a cabo luego del análisis de variables de pozo que se consideraron potenciales para generar corrosión.

Para el estudio técnico y financiero se usaron tanto los datos obtenidos por la implementación de la herramienta como los costos de la utilización de la misma durante la intervención en el pozo BA-B, además de los datos históricos y variables de producción que se tomaron de los pozos seleccionados. De esta manera, finalmente se calcularon los indicadores financieros que determinaron la viabilidad de la implementación de la herramienta en los pozos.

*Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Directora: M.Sc OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO. Co-directores: Josué Higuera Barajas y José Fernando Portela.

SUMMARY

TITLE: STUDY OF THE TECHNICAL AND FINANCIAL IMPLEMENTATION OF AN ELECTROMAGNETIC TOOL FOR CORROSION EVALUATION

AUTHORS: Juanita María Méndez Montero
Johana Romero López**

KEY WORDS: Corrosion, electromagnetic tool, Well Interventions, pipes, Equion Energy Company, implementation.

DESCRIPTION:

Corrosion is a phenomenon that is difficult to understand and control. It's a problem that affects even the biggest and most magnificent man made constructions, especially those metal facilities that are used in the exploration of oil fields. Therefore it is necessary to monitor casings carefully taking advantage of modern tools. To start, this study will look at the different kinds of corrosion known in this field, the classification of the pipes and the details of mechanical, ultrasonic and electromagnetic tools which are used to check the casing state underground. All of these tools help us monitor the corrosion, but this study will focus specifically on the use of electromagnetic tools. In addition, there an analysis of the technical and financial implementation of the tool in two selected oil wells. Both were generated by a software program used by the Equion Energy Company. They were selected based on key parameters that are considered potential corrosion factors.

This analysis considers both the data gained from the tool run in the BA-A well and the costs of using this electromagnetic tool. We also evaluated the past production of the two aforementioned wells to determine whether it is economically feasible to run the tool in those two oil wells.

*Degree Project.

** Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Directora: MSc. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO. Co-directores: Josué Higuera Barajas y José Fernando Portela.

INTRODUCCIÓN

La Corrosión es una de las causas en la destrucción de la mayor parte de los materiales naturales o fabricados por el hombre. Si bien esta fuerza destructiva ha existido siempre y el avance de la tecnología ha permitido su estudio, es aún un mecanismo complejo.

En la industria del petróleo la corrosión en el fondo de pozo usualmente se puede encontrar en casing y tubing, donde ésta genera impacto de miles de millones de dólares al año, por causas de pérdida de aceite si hay que parar la producción, los daños ambientales y la inversión en nuevas tuberías, etcétera.

A pesar de que los avances tecnológicos no evitan completamente la corrosión, hoy en día se cuenta con algunas herramientas que permiten detectarla en las paredes internas de los tubulares; pero ninguna de ellas puede detectar la corrosión presente en las paredes externas y en sartas múltiples (Anular, Casing, Tubing), no obstante, esto se puede lograr con una herramienta de última tecnología basada en la inducción electromagnética.

Por tal razón, el siguiente proyecto tiene como fin determinar la viabilidad técnica financiera de la implementación de esta herramienta en pozos de los campos operados por la compañía Equion Energía Limited, lo cual le proporcionaría a la industria una nueva forma de monitorear y ajustar los modelos de corrosión en los tubulares para así reducir el riesgo de daños al medio ambiente y los incidentes en superficie como explosiones, incendios, fugas y consecuencias relacionadas.

1. FUNDAMENTACIÓN

1.1 CAMPO MAGNÉTICO

El campo magnético es una región de espacio en la cual existe una fuerza que ocasiona fenómenos de atracción o repulsión sobre otros materiales. Tienen su origen en una corriente eléctrica macro o microscópica. Así pues, para establecer un campo magnético bastaría la utilización de imanes o hacer circular una corriente eléctrica por un conductor ubicado adecuadamente en el espacio. La forma más habitual de situar ese conductor en el espacio sería de forma circular dando vueltas sobre un soporte, dando lugar así a un solenoide.

Los campos creados por los materiales magnéticos surgen de dos fuentes atómicas: los momentos angulares orbitales y de espín de los electrones, que al estar en movimiento continuo en el material experimenta fuerzas ante un campo magnético aplicado. Por lo tanto las características magnéticas de un material pueden cambiar por aleación con otros elementos, donde se modifican por las interacciones atómicas. También puede adquirir estas propiedades mediante trabajo mecánico u otra fuente de tensiones que modifique la geometría de la red cristalina.

1.2 CORRIENTES PARÁSITAS

Las corrientes parásitas se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado. Cuanto más fuerte sea el campo magnético aplicado, o mayor la conductividad del conductor, o mayor la velocidad relativa de movimiento, mayores serán las corrientes parásitas y los campos opositores generados.

Las corrientes parásitas crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía, como la cinética, en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, cuando no perjudicial. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos. ¹

1.3 TRANSFORMADOR CON PÉRDIDAS

El transformador por su construcción en sí tiende a poner pérdidas en los conductores del núcleo, dependiendo del tamaño del núcleo se puede saber la potencia máxima que puede llegar a tener pero con las características de este se llega a perder potencia en forma de calor, mientras más calor exista mayor es la potencia perdida.

Un transformador presenta las siguientes pérdidas:

- Pérdidas de corriente de Foucault: se produce en cualquier material conductor cuando se encuentra sometido a una variación de flujo magnético, las pérdidas dependen del tipo de material del que está construido el núcleo magnético. También son llamadas corrientes parásitas.
- Pérdidas por Histéresis: ocurre con la imantación de materiales ferromagnéticos del flujo generado, depende del tipo de material, ya que al someterse este a un flujo variable produce una imantación que al momento de parar el flujo se produce calor, las cuales serían pérdidas en mayor o menor proporción de acuerdo al material de construcción del transformador.
- Pérdidas en el material del bobinado: hace referencia al cobre del cual está hecho el bobinado.

[1] BERNAL SANCHEZ, Israel Ricardo. Corrientes Parasitas, Fundamentos de Electricidad y Magnetismo. Universidad Nacional de Colombia.

1.4 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

1.4.1 Tubería De Revestimiento, Casing, Tubular O Sarta.

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Se define mediante una geometría homogénea e idealizada, es decir, un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud, esto para fines prácticos porque la tubería presenta imperfecciones representadas en la ovalización y la excentricidad. ²

1.4.2 Objetivo de la tubería de revestimiento. El tubular se introduce en el hoyo para permitir el flujo de fluidos desde la formación productora hasta superficie. Además, proporciona soporte y sello de presión cuando ya ha sido cementado.

1.4.3 Funciones de la tubería de revestimiento. Dentro de las funciones más importantes cabe destacar, las siguientes:

- Evitar el derrumbe de las formaciones.
- Aislar zonas de alta presión, acuíferos, zonas de gas, formaciones frágiles, etcétera.
- Proteger formaciones productivas.
- Controlar las presiones de formación.
- Aislar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Es un conector entre el equipo de superficie y el de producción.

1.4.4 Tipos de revestimientos. Se clasifican por la función que desempeñan y serán nombrados de acuerdo al orden en el que se introducen al interior del pozo. (Ver figura 1).

[2] HAWKER David, VOGT Karen y ROBINSON Allan. DATALOG, Procedimientos y operaciones en el pozo. Traducido al español V.1.0. Julio 2002.

- **Revestimiento Conductor.** Es la primera sarta instalada y cementada en el pozo. Con respecto a las demás, es el revestimiento más corto y con mayor diámetro porque a través de ella se bajarán las otras sartas. Permite que las paredes de la formación superficial no se erosionen pues son blandas y sueltas y pueden derrumbarse dentro del pozo y ocasionar inestabilidad a la base del taladro. Además de eso, cuando se espera que el pozo produzca gas a profundidades tan someras se puede sentar en él el primer cabezal donde se instalan los equipos de control de superficie o BOP's y las conexiones del sistema de circulación del lodo de perforación.
- **Revestimiento de superficie.** Aísla los acuíferos someros o aguas superficiales además de evitar que las formaciones poco consolidadas se derrumben dentro del pozo. En este revestimiento se instalan definitivamente las conexiones superficiales de control, por lo tanto, debe ser muy resistente para soportar la BOP, y capaz de resistir las presiones de gas o fluidos anormales que puedan encontrarse cuando la perforación vaya a mayor profundidad que este revestimiento. Éste debe sentarse a suficiente profundidad, en una formación fuerte y consolidada, con un gradiente de fractura grande para soportar el máximo peso de lodo que pueda ser necesario para perforar hasta el siguiente punto de casing.⁽⁴⁾
- **Revestimiento intermedio.** Dentro de sus principales funciones está proteger el pozo de zonas con pérdidas de circulación de baja presión y aislar intervalos productivos. También puede ser instalado después de zonas de alta presión, de manera que pueda ser usado un lodo más liviano cuando se reanude la perforación. De acuerdo a las condiciones del pozo, puede instalarse uno o más revestimientos intermedios.

- **Revestimiento de Producción.** Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completamientos. Es instalada y puesta encima o través de una zona productora. Es una sarta que debe ser resistente a la corrosión y soportar la máxima presión de fondo del intervalo productor. Adicionalmente, protege la tubería de producción o “ tubing” y todos los equipos o herramientas que deben ser bajados para realizar algún trabajo de pozo.

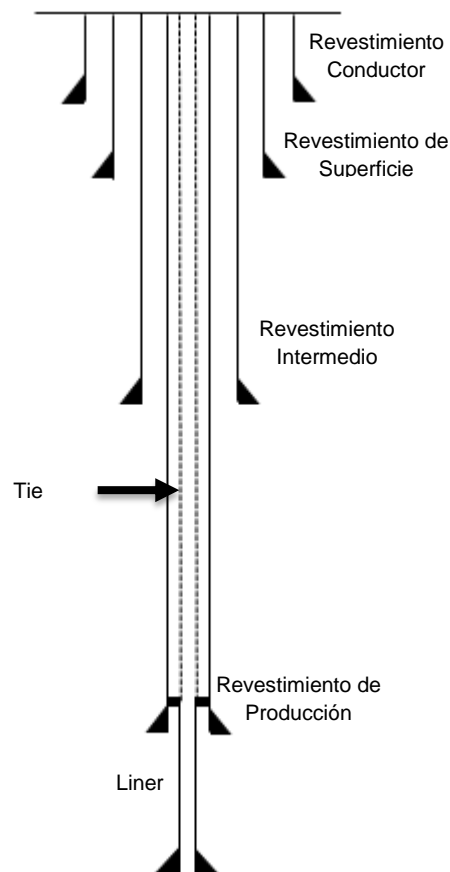
Existe otras tuberías adicionales que son usadas para objetivos específicos dentro del pozo, ellas son:

- **Tubería corta o liner de producción.** Es una tubería que no va instalada desde superficie sino que se cuelga desde el fondo del revestimiento anterior que puede ser intermedio o de producción. Para colgarla se usa una herramienta llamada colgador o *hanger*. El liner es cementado en toda su longitud y en la mayoría de los casos en el tope de la misma se instala una herramienta especial que permita la conexión de una tubería complementaria o *Tie back* que se extienda hasta superficie si se requiere. El uso de ésta reduce costos y es muy útil en trabajos exploratorios puesto que no se debe invertir en un sarta completa.
- **Tie back.** Es la sarta o tubería usada para conectar el liner a superficie en el cabezal de pozo. Su utilidad radica en el refuerzo de integridad al pozo protegiendo la tubería de producción que presenta desgaste y no está en las mejores condiciones para soportar altas presiones ni fluidos corrosivos. Puede ser cementada parcialmente.

1.4.5 Fabricación de Revestimientos. Las tuberías usadas en el pozo son fabricadas en acero bajo estándares nacionales e internacionales que proporcionan las recomendaciones para una adecuada fabricación, utilización y

monitoreo de alta calidad acorde con las necesidades de la industria petrolera. Dentro de los procesos de fabricación de revestimientos en general están: proceso sin costura, soldadura por resistencia eléctrica y soldadura eléctrica instantánea, siendo el primero el más común. Las tuberías de revestimiento son diseñadas en diferentes tamaños, y por lo tanto, poseen distintas características. (Ver anexo 1)

Figura 1. Tipos de Revestimiento.



Fuente: Autores

1.5 CORROSIÓN

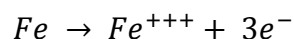
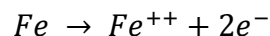
1.5.1 Corrosión. La corrosión es un caso especial de destrucción en el cual se produce el deterioro de las propiedades tanto físicas como químicas de un

material que usualmente es un metal, esto ocurre porque el metal busca regresar a su estado mineral natural de baja energía. Un punto importante a resaltar es que mientras más energía se requiera para convertir metales puros de sus minerales, más vulnerables a la corrosión serán éstos.³

1.5.2 Cómo ocurre la corrosión. Este fenómeno natural ocurre por la inestabilidad termodinámica de los metales y para que se lleven a cabo las reacciones de oxidación/reducción del proceso de corrosión se necesita de cuatro componentes nombrados a continuación.

- **Ánodo.** Parte metálica que puede ceder electrones. En él ocurre la oxidación.
- **Cátodo.** Parte metálica que está dispuesta a recibir electrones. En él ocurre la reducción.
- **Electrolito.** Es un medio conductor que permite el flujo de iones desde el ánodo hacia el cátodo y viceversa.
- **Continuidad metálica.** Es la ruta que permite el flujo de electrones desde el ánodo hacia el cátodo.

1.5.2.1 Proceso de Oxidación. Hay pérdida de electrones por lo que se reduce la carga negativa y se aumenta la carga positiva. Este proceso ocurre en el ánodo y en él se da la formación de iones positivos o cationes. Algunos ejemplos de reacciones de oxidación son:

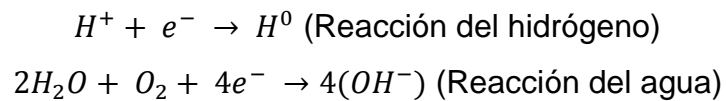


Se puede observar en las anteriores reacciones que los productos de éstas son iones metálicos (Fe^{++} y Fe^{+++}) que entran en la solución electrolítica y electrones ($2e^{-}$ y $3e^{-}$) que permanecen en el metal para ser consumidos en las reacciones de reducción. Los iones metálicos pueden reaccionar con moléculas o compuestos

[3] NACE INTERNATIONAL THE CORROSION SOCIETY. Curso de corrosión básica. Enero 2004.

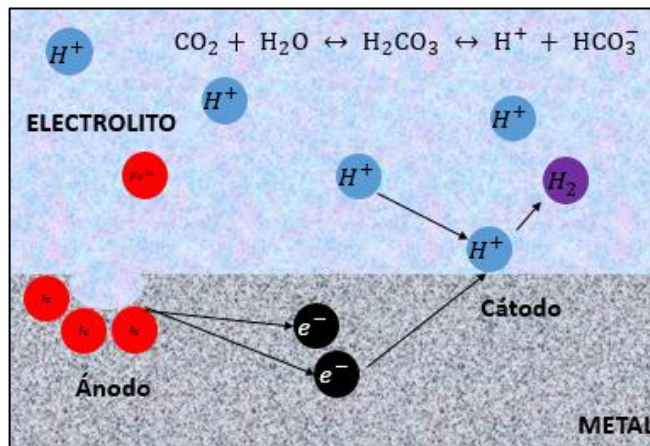
dentro del electrolito formándose de esta manera los productos de corrosión. Dichas reacciones no son propiamente electroquímicas.

1.5.2.2 Proceso de Reducción. Hay ganancia de electrones, por lo tanto se aumenta la carga negativa y se reduce la carga positiva. Este tipo de reacciones se presentan en el cátodo. Las reducciones del hidrógeno y del agua son reacciones muy comunes ocurridas en el cátodo.



Es importante resaltar que el flujo de iones se da en el electrolito y el flujo de electrones en el metal, desde una zona con carga negativa hacia una con carga positiva o dicho de otra forma, desde un área de mayor energía a una de menor energía. (Ver figura 2).

Figura 2. Reacciones Oxidación/Reducción



Fuente: Caleb Clark, Omar Delgado. Fundamentos básicos sobre la integridad de la corrosión. NALCO.

1.5.3 Tipos De Corrosión

- **Corrosión electroquímica.** Se presenta un flujo de electrones dado que se ponen en contacto diferentes propiedades metálicas, es decir, ciertos metales con alto número de electrones de valencia frente a otros metales, estos

últimos tienden a captar dichos electrones libres produciendo corrosión. Se desarrolla principalmente en la pared externa de la tubería.⁴

- **Corrosión Galvánica.** Este tipo de corrosión electroquímica se presenta cuando hay diferencias entre un punto y otro de las propiedades electrolíticas de un metal. Esto genera una diferencia de potencial que junto con un electrolito conductivo como el agua salada, permiten las condiciones para que se presente una reacción electroquímica. Generalmente, este tipo de corrosión se controla con protección catódica.

- **Corrosión Crevice.** Ocurre cuando se tiene una sección de metal expuesta a fluidos de corrosión y otra no expuesta. De esta manera, se crea el par ánodo-cátodo que conlleva a la corrosión.

- **Corrosión Pitting.** Este tipo de corrosión generalmente se origina por los daños ocasionados a la tubería durante la perforación o penetración. El estado del metal con presencia de este tipo de corrosión muestra unos pequeños agujeros. (Ver Figura 3).

- **Corrosión Intergranular.** Es una forma de corrosión microscópica que tiene su origen en la solidificación del metal cuando impurezas (óxidos) pueden adherirse a los bordes de la pieza metálica o cuando se presentan imperfecciones en la aleación. Esto puede favorecer la reacción galvánica.

- **Corrosión química.** Se da por las reacciones químicas que se desarrollan entre la tubería y los componentes de los fluidos que por ella circulan. Este tipo de corrosión es más común en la pared interna de la tubería.⁴

[4] ENCICLOPEDIA DEL PETRÓLEO. [Material de asignatura Perforación de Pozos]. Universidad Industrial de Santander.

Figura 3. Corrosión tipo Pitting



Fuente: Detección de la corrosión en el fondo del pozo, Oilfield Review. Volumen 2, no.1, 2010.

- **Corrosión por H₂S** Se produce el H₂S en el pozo en presencia del agua. La pared de la tubería se convierte en una zona anódica la cual es fácil y rápidamente corroída.

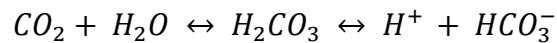
- **Corrosión por CO₂** ⁵. El CO₂ no es por sí solo un compuesto corrosivo, debe estar en una fase acuosa para que se den las reacciones electroquímicas propias de la corrosión. Es común este tipo de corrosión en pozos con alto GOR o en pozos inyectores de gas. Según la temperatura, la corrosión por CO₂ podría evolucionar de la siguiente manera:
 - **Tipo I.** A temperaturas menores de 60°C se da la disolución de Fe⁺⁺. Esta es una corrosión general, es decir, un adelgazamiento uniforme y una pérdida regular de la superficie del metal.
 - **Tipo II.** A temperaturas entre 60°C y 80°C se puede desarrollar corrosión por picaduras y las partes de tubería que ya están picadas son fácilmente consumidas por la corrosión.

[5] VEGA TRIANA, Juan Pablo, et al. Modelo de corrosión para aceros de bajo carbono en ambientes acuosos con CO₂. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 10 N°. Enero/Junio 2012. 13/19 p.

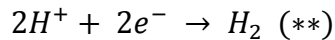
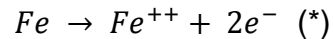
- **Tipo III.** A temperaturas mayores de 80°C se forma una capa de Carbonato de Hierro ($FeCO_3$) sobre la zona corroída que protege la tubería de una alta velocidad de corrosión. Sin embargo, para que ésta sea protectora debe ser capaz de soportar la velocidad de flujo y la fricción de los sólidos que fluyen, además de que sea uniforme para evitar la alteración del flujo por un flujo turbulento pues este a su vez con su alta fricción puede generar corrosión.

A continuación se muestra la formulación de los procesos anteriormente descritos.

Reacción que genera Ácido Carbónico (H_2CO_3),

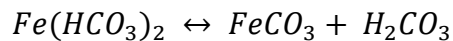


Reacciones de Oxidación y Reducción,



Disolución anódica del Hierro (*) y evolución catódica del hidrógeno (**), en la primera reacción electroquímica se pierden electrones mientras que en la segunda se ganan.

Reacción que produce Carbonato de Hierro ($FeCO_3$),



Este compuesto es producto de la corrosión por CO_2 y se muestra como incrustaciones sobre la pared de la tubería que pueden servir como capa protectora a la corrosión.

- **Corrosión por bacterias.** Este tipo de corrosión se presenta principalmente en secciones de tubería con no flujo, sin oxígeno y con nutrientes. De esta manera,

como parte del metabolismo de las bacterias, éstas oxidan los componentes del agua y reducen iones para producir el componente corrosivo H_2S .

- **Corrosión por Hidrógeno.** El hidrógeno fragiliza el metal y genera grieta lo cual hace vulnerable al metal a la corrosión. Una tubería deformada por los grandes esfuerzos puede fácilmente ser atacada por los átomos de hidrógeno.
- **Corrosión mecánica.** Puede presentarse corrosión por esfuerzos en la tubería o por erosión de las paredes de la misma. El primer caso, por ejemplo, hace referencia a las presiones diferenciales que puede sufrir la tubería o al peso que la misma debe soportar. Estas condiciones, hacen que la tubería pierda sus propiedades de colapso y estallido quedando expuesta a puntos débiles que según la literatura pueden convertirse en zonas anódicas en presencia de fluidos salinos. La segunda causa de corrosión mecánica acelera los efectos destructivos si se tiene una alta velocidad de flujo, un flujo no uniforme y con sólidos fluyendo.

1.5.4 Condiciones que favorecen la corrosión. Hay factores que son muy importantes porque determinan la generación y la posterior evolución de la corrosión, tres de los más importantes son las propiedades y el estado actual de la tubería de fondo, los fluidos que están en contacto con ella y la calidad de cementación. En la tabla 1 se puede observar el tipo de corrosión que se puede presentar dadas ciertas condiciones de fondo.

Tabla 1. Condiciones de fondo que generan corrosión.

| COND. FONDO TIPO DE CORROSIÓN | Mal cemento | Propiedades del metal | Anomalia Junta Sencilla | Anomalías Casing | Anomalia Collar | Esfuerzos Casing | Fluidos de formación | Fluidos corrosivos | Mov. De sólidos |
|--|-------------|-----------------------|-------------------------|------------------|-----------------|------------------|----------------------|--------------------|-----------------|
| Galvánica | x | x | x | x | x | | x | | |
| Crevice | x | x | | x | x | | x | | |
| Pitting | x | x | | x | x | | x | | |
| Intergranular | | x | | | | | x | | |
| H ₂ S | | | | | | | | x | |
| CO ₂ | | | | | | | | x | |
| Bacterias | | | | | | | | x | |
| Hidrógeno | | | | | | x | | x | |
| Esfuerzos | x | | | | x | x | | | |
| Erosión | | | | | | | | | X |

Fuente: Downhole Casing Corrosion Monitoring and Interpretation Techniques to evaluate corrosion in multiple casing strings. Schlumberger Middle East S.A, 1999.

1.6 GENERALIDADES DE EQUION ENERGÍA LTDA ^{6,7}

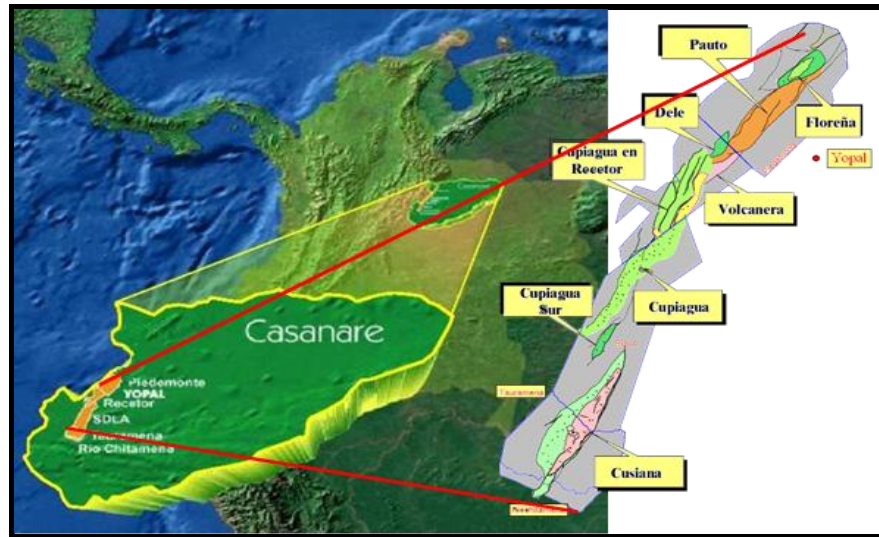
Equion Energía Ltda. Es una empresa operadora propiedad de ECOPETROL S.A con una participación del 51% y de TALISMAN ENERGY la cual es una compañía canadiense con el 49%. Equion tiene su más grande operación en el piedemonte llanero, más específicamente en los alrededores de las comunidades de Yopal, Tauramena, Aguazul y El Morro. Esta zona se caracteriza por estructuras geológicas complejas y rocas bien consolidadas. Los campos desarrollados son: Chitamena, Cusiana, Recetor, y Piedemonte.

[6] EQUION ENERGIA LIMITED, oficial web site. [Consulta: Diciembre 2013].

[7] EQUION ENERGIA LIMITED, Inducción técnica estudiantes en práctica por Well Interventions Team (WIT). [Documento expuesto al iniciar la práctica univeristaria] diciembre 2012.

Los pozos que comprenden los campos mencionados son: Río Chitamina, Buenos Aires, Cusiana, Floreña, Liria, Pauto, Recetor, Dele y Volcanera.

Figura 4. Campos y pozos operados por EQUION.



Fuente: Equion Energía Ltda. Inducción técnica estudiantes en práctica. WIT.

Dentro de los pozos de interés para el desarrollo de este trabajo están: Cusiana y Buenos Aires los cuales hacen parte del contrato de asociación *Santiago de las Atalayas*. Este contrato tiene fecha de terminación en el año 2016.

Tabla 2. Generalidades de los Pozos operadores por Equion Energía.

| Característica | Comentarios |
|--------------------------------|---|
| Rango de Profundidad | 14500 – 19500 ft |
| Rango de presión de yacimiento | 4000 – 6500 psi |
| Formaciones de interés | Yacimiento 1, Yacimiento 2, Yacimiento 3, Arena 1 |

Fuente: Autores

1.7 EQUIPOS DE INTERVENCIÓN DE POZOS ⁸

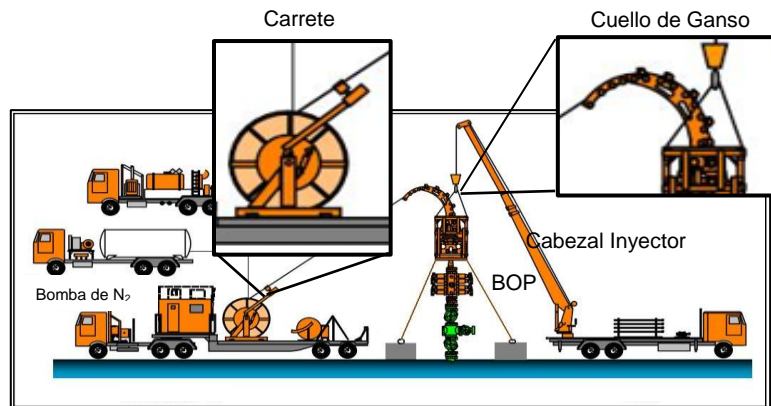
Cuando se habla de Intervención de pozos se hace referencia a los trabajos realizados al pozo posterior a la perforación de tal manera que se mantenga o

aumente la producción/inyección y se conserve la integridad del mismo. También son llamadas operaciones “Rigless” o “Well services”.

Para hacer una operación de intervención de pozos como toma de registros, estimulación, cañoneo, tratamientos de inhibición de parafinas, fracturamiento hidráulico, cementaciones, aislamiento de zonas, entre otros, se usan equipos de Coiled Tubing y Wireline.

1.7.1 Coiled Tubing (CT). Es una tubería metálica flexible y continua que va enrollada en un carrete en superficie. Es llevado a fondo y traído a superficie gracias a un sistema de potencia hidráulica y control de presión. Está hecho de diferentes aleaciones de aceros y están disponibles en diámetros externos desde 1 in hasta 3 ½ in. Es sistema CT está conformado básicamente por:

Figura 5. Equipo Básico de Coiled Tubing



Fuente: Equion Energia Limited, Inducción técnica estudiantes en práctica. WIT.

- **Cabezal inyector.** Es manipulada desde un cuarto de control y acciona hidráulicamente la tarea de bajar o sacar la tubería CT.
- **Carrete.** Parte de la unidad en donde se enrolla la tubería flexible. También llamado *Reel*.

[8] WIRELINE AND COILED TUBING OPERATION en capítulo 18, material de trabajo para estudiantes en práctica WIT. Equion Energy Ltda.

- **Cuello de Ganso.** Es una sección metálica con forma de cuello de Ganso que permite direccionar la tubería desde el carrete hasta el cabezal del inyector evitando que el ángulo de entrada a este sea muy fuerte.
- **Unidad de control de presión.** Está conformada por un Stripper, el cual trabaja bajo presión, un lubricador y las válvulas preventoras o BOP's, las cuales se usan para casos de emergencia únicamente.

1.7.2 Wireline. Es un cable usado para llevar las distintas herramientas al fondo de pozo. Algunas de las operaciones realizadas con cable son: toma de registros, cañoneo, asentamiento de tapones, instalación y recuperación de válvulas, operaciones de pesca pero no pueden llevarse a cabo aquellas intervenciones donde se usen fluidos para enviar al pozo. Sin embargo, la reducción de costos y la velocidad de trabajo hacen de esta unidad una buena alternativa.

Existen tres tipos de unidades wireline que se diferencian de acuerdo a su aplicación, es decir, cada unidad tiene su tipo de cable y sus capacidades de carga y tensión que básicamente dependen del diámetro del mismo. Por lo tanto, si se necesita un mayor diámetro de cable se requiere un equipo más robusto en superficie y esto aumenta los costos.

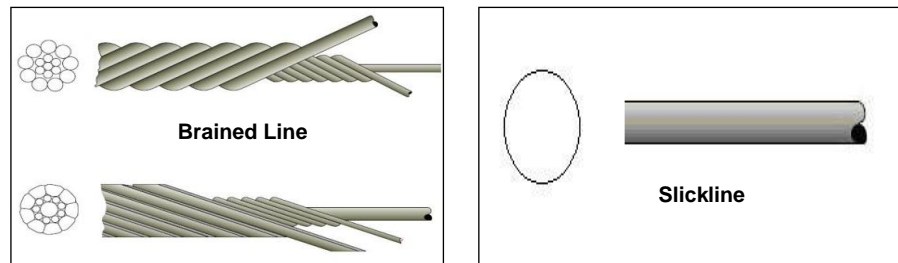
Dentro de este grupo se encuentran Slickline (SL), Brained line (BL) y Electric Line o E-line. (Ver figura 6)

- **Slickline.** Es un cable liso que puede tener un diámetro entre 0.092 in hasta 0.108 in.
- **Brained Line.** Es un cable trenzado de diferentes formas y tamaño de diámetro de cable. Los más comunes son 0.125 in, 0.141 in, 0.1875 in. Se usa principalmente para trabajos de pesca.
- **E- line.** Es un cable eléctrico dentro de otros que lo enrollan, que permite la transmisión de datos desde el punto de análisis hasta superficie permitiéndole ser usado para operaciones de mayor complejidad. Este tipo de cable tiene diferentes

configuraciones de acuerdo a la cantidad de conductores eléctricos que tenga y al recubrimiento externo. (Ver figura 7).

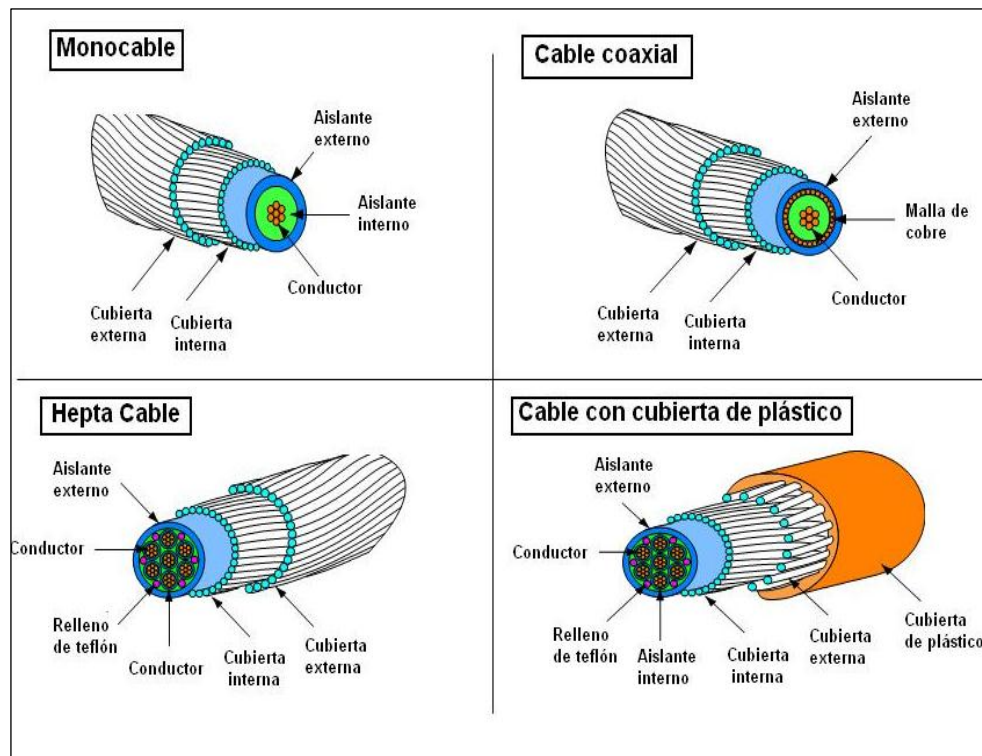
Hay muchas herramientas de trabajo dentro del pozo que se operan con cable y dentro de ese grupo está la herramienta de inducción electromagnética estudiada en este proyecto.

Figura 6. Tipos de Cable Wireline



Fuente: Equion Energia Limited, Inducción técnica estudiantes en práctica. WIT.

Figura 7. Configuraciones de E-line



Fuente: Equion Energia Limited, Inducción técnica estudiantes en práctica. WIT.

1.7.2.1 Equipos E-Line^{9,10}

- **Cable.** El diámetro de cable puede ser de 0.32 in, 0.423 in, 0.464 in. El primero de ellos usado para trabajos en hueco revestido y los otros dos para operaciones a hueco abierto donde se necesite mayor transmisión de datos o donde hay una tensión por la tortuosidad y una mayor fricción.
- **Carrete.** Lugar donde se encuentra enrollado el cable. Cuenta con un freno y un embrague para controlar la velocidad con la que se mete el cable al pozo.
- **Unidad de Presión.** Viene en diferentes tamaños, especificaciones y rangos de presiones. Los más comunes son: 3000, 5000, 10000 y 15000 psi. También llamado cabezal de control o cajas de lubricación. Con estos dispositivos se logra un sello entre la línea de cable y el pozo, adicionalmente se puede ir limpiando el cable a medida que se extrae del pozo.
- **Lubricador.** Es instalado encima de las preventoras en los casos de pozos bajo presión. El lubricador permite almacenar la herramienta mientras esta se encuentra en superficie, además de que atrapa la herramienta en caso de que el cable se rompa en la parte superior del lubricador. Esta parte de la unidad debe tener la longitud necesaria para almacenar toda la herramienta por otro lado debe ser probada cuando se encuentra armada y antes de iniciar la operación.
- **Sistema indicador de peso.** Son dispositivos que permiten monitorear la carga total sobre el cable o la tensión en libras. Pueden ser mecánicos, electrónicos o hidráulicos.

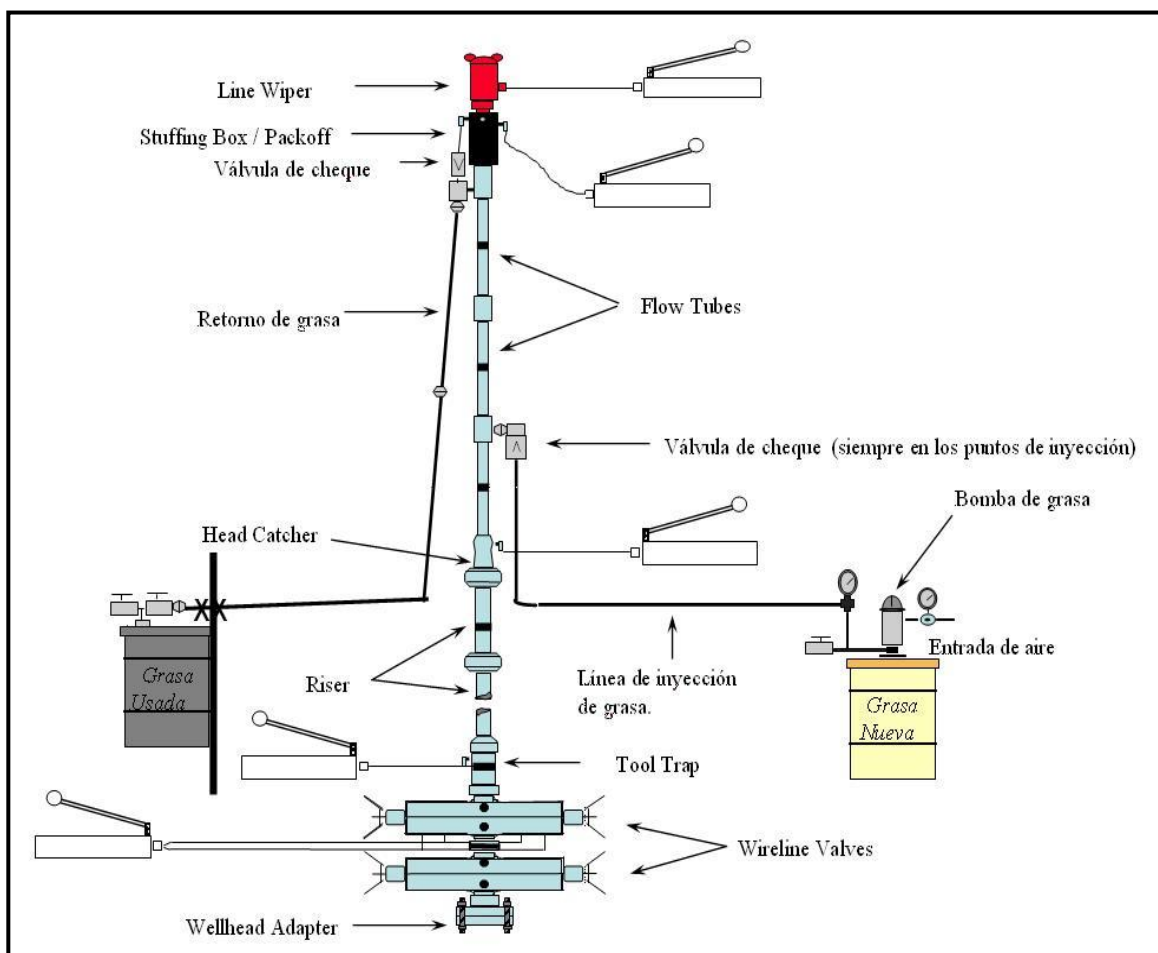
[9] EQUION ENERGIA LIMITED. Well operations manual. Tercera edición, marzo 2012.

[10] EQUION ENERGIA LIMITED. WI Ops TL, WIT-13. [Reporte final de un trabajo de workover] Versión 03, Agosto 2010.

- **Válvulas preventoras.** Son las mismas preventoras utilizadas por coiled tubing, sin embargo; su configuración de rams cambia pues deben actuar para un cable y no una tubería. Son usadas para dar sello positivo al pozo cuando se realizan operaciones bajo presión o existe riesgo de reventón. Adicionalmente tienen la opción de inyectar grasa la cual optimiza el trabajo de sello.

Los equipos anteriormente expuestos se pueden ver en la siguiente figura, la cual muestra la ubicación de cada uno de ellos durante un trabajo de intervención de pozos.

Figura 8. Esquema de un equipo típico de E-Line.



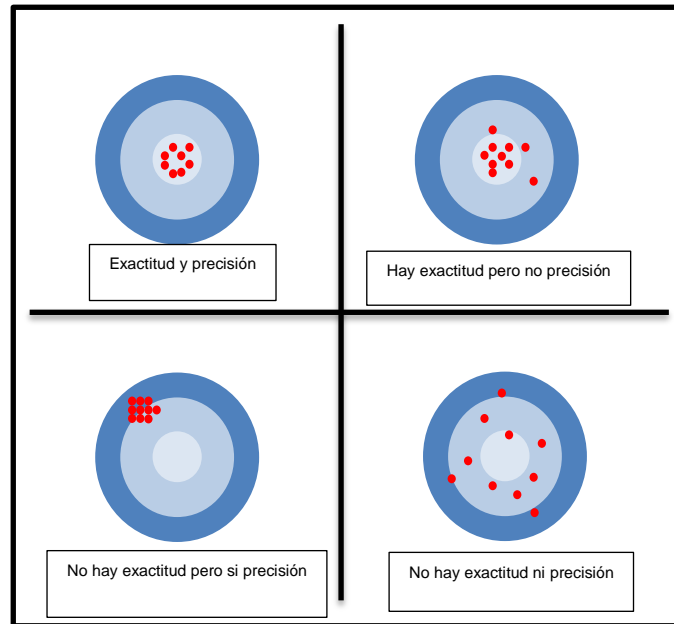
Fuente: Equion Energia Limited. Inducción técnica estudiantes en práctica, WIT.

2. HERRAMIENTAS DE MEDIDA QUE DETECTAN CORROSIÓN EN TUBULARES ^[25] ^[23] ^[8]

Todas las herramientas de medida ya sean ultrasónicas, mecánicas o electromagnéticas hacen posible el análisis de los diferentes estados de los tubulares del fondo del pozo; sin embargo, no todos son adecuados para determinar los mismos parámetros. Como se sabe, estas herramientas no son sistemas ideales sino reales, y por tanto tienen limitaciones que a su vez se convierten en las características que permiten juzgar sobre la calidad de información que proporcionan cada una de ellas. Algunas de las características propias presentes en las herramientas de medida son:

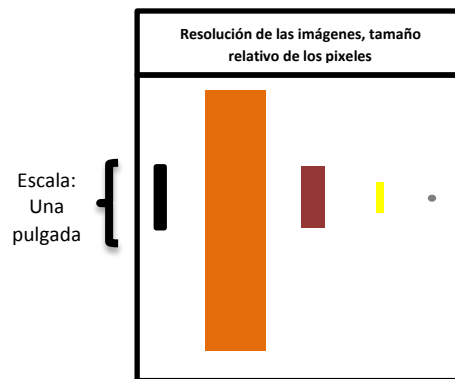
- **Precisión.** Es la medida de la reproducibilidad de mediciones consecutivas. Es decir, una herramienta de baja precisión, indicará medidas muy dispersas de una misma magnitud, mientras que una herramienta muy precisa dará medidas muy similares.
- **Exactitud.** Grado de aproximación de una medida dada por la herramienta comparada con el valor que se obtendrá utilizando una herramienta patrón que de lecturas muy próximas a las “reales”.
- **Resolución de la imagen.** Esta característica está relacionada con la precisión. La resolución es el menor incremento de la variable bajo medición que puede ser detectado con certidumbre por dicha herramienta. Cada pixel representa la resolución en términos del área de la pared de la tubería. En la figura 10, el punto de la derecha es el que indica una mayor resolución.

Figura 9. Comportamiento de la exactitud y la precisión de una herramienta de medición.



Fuente: Modificado de material de asignatura Medición de Hidrocarburos, Ingeniero Julio César Pérez Angulo.

Figura 10. Comparación del tamaño relativo del pixel.



Fuente: LWD en tiempo real: Registros para la perforación, Oilfield Review, invierno de 2001.

Esta breve contextualización sobre algunas de las características más importantes de las herramientas de medida permitirá una adecuada interpretación de los beneficios que las mismas proporcionan teniendo en cuenta que

constituyen la única forma de monitoreo y control de los tubulares del pozo para verificar la vida de las tuberías.

El monitoreo se ha convertido en la clave para la lucha contra la corrosión y demás problemas presentes en los tubulares. Además de mitigar los costos directos, el monitoreo reduce los riesgos para la seguridad y el medio ambiente mediante la detección de puntos débiles antes de que las tuberías fallen o presenten fugas. Para el caso de la corrosión en tubulares existen herramientas diseñadas para detectar pérdidas de metal. En cuanto a las tuberías de fondo de pozo como son los distintos tipos de revestimiento, las herramientas de adquisición de registros son las que permiten el monitoreo. Hoy, los tipos principales de éstas son los calibradores mecánicos, herramientas ultrasónicas y las herramientas electromagnéticas, dentro de las cuales se encuentran las herramientas de pérdida de flujo y las de inducción electromagnética. Dentro de las características de los tubulares que pueden ser inspeccionadas por las herramientas anteriormente mencionadas está la corrosión interna y externa, la ovalización, deformación y colapso del tubular y espesor del mismo.

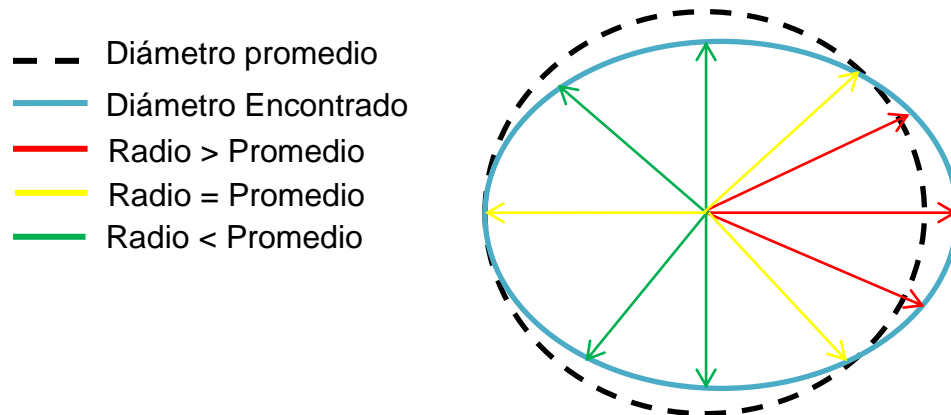
2.1 HERRAMIENTAS MECÁNICAS O CALIBRADORES MECÁNICOS

Son básicamente un conjunto de brazos múltiples que convierten sus movimientos individuales a voltajes que se han calibrado independientemente para traducirlos a medidas de radio interno. Este sistema es extremadamente sensible y es capaz de detectar pequeñas variaciones en el diámetro; sin embargo, estas herramientas pueden verse afectadas por la presencia de sólidos y depósitos de incrustaciones acumulados en la pared interna.

2.1.1 Funcionamiento físico. Su principio de medida para medir el diámetro interno de la tubería de metal es la generación de la imagen de radio interno. Ésta se obtiene de comparar lecturas obtenidas de puntos de tubería registrados por los 24, 40 o 60 brazos (según tamaño del revestimiento), con el correspondiente

radio interno promedio por cada profundidad, y de esta forma determinar zonas donde se tenga un diámetro mayor o menor al esperado. (Ver Figura 11).

Figura 11. Imagen de radio interno.



Fuente: Interpretación de Registros de integridad de tubería y cementación, Schlumberger.

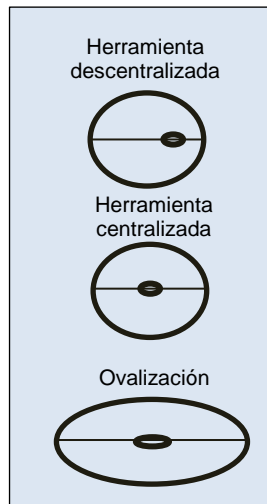
2.1.2 Calibración de las herramientas mecánicas

- **Calibración maestra.** El desplazamiento de los brazos es una función no-lineal de la señal enviada por la herramienta, este tipo de calibración permite convertir las señales crudas en desplazamientos y expresarlas en unidades de longitud (pulgadas o milímetros) en función de la temperatura a través de unos coeficientes obtenidos con mediciones para diferentes tamaños de revestimiento de referencia y un rango de temperaturas.
- **Calibración en campo.** Se realizan medidas a cuatro puntos a temperatura ambiente en donde se determinan los valores de ganancia y offset (1.0 /0.0). Cualquier cambio sustancial indica que se requiere una nueva calibración maestra, considerando cambios sustanciales de 0.02"-0.04".

Adicionalmente, a estas herramientas debe corregirseles por descentralización y ovalización de la tubería y por presencia de brazos dañados. Para este último

caso, si se tiene una inhabilidad mayor del 10% de los brazos, el registro se convierte en interpretación cualitativa (ver figura 12).

Figura 12. Descentralización y ovalización.



Fuente: Interpretación de Registros de integridad de tubería y cementación, Schlumberger.

2.1.2 Especificaciones de medida y mecánicas

Tabla 3. Especificaciones de medida y mecánicas de un calibrador mecánico.

| Especificaciones de Medida | |
|----------------------------|--|
| Rango de Medida | Min Diámetro: 2 in Max Diámetro: 10 in |
| Resolución Radial | Estándar: 0.002 in - 0.003 in Extendidos: 0.003 in - 0.005 in |
| Precisión | Estándar: ± 0.02 in Extendidos: ± 0.025 in - 0.030 in |
| Ángulo de desviación | Hasta 70°, exactitud de 5°. |
| Radio de Investigación | Diámetro interno de tubería |
| Limitaciones por fluidos | Ninguna |
| Aplicaciones especiales | Servicio en H ₂ S, combinado con cualquier herramienta. |
| Especificaciones Mecánicas | |
| Máxima temperatura | 302 °F |
| Máxima presión | 15,000 psi |
| Longitud | 8.86 - 11.88 ft |
| Número de Brazos | 24-60 brazos |
| Velocidad de Registro | Recomendada: 30 ft/min Máxima: 60 ft/min |

Fuente: Wireline Systems- GE Energy, Sondex.

Las anteriores especificaciones están dadas de manera general para la herramienta Pipeview de 24, 40 y 60 brazos, dado que para un determinado número de brazos la precisión, resolución y dimensiones de la herramienta varían.

Finalmente, es de destacar que las herramientas mecánicas tienen la ventaja de poder ser corridas en todo tipo de fluido, incluso en pozos fluyendo utilizando wireline y coiled tubing; sin embargo, solo son herramientas bien establecidas para evaluar problemas internos y no proveen datos de la corrosión externa de la tubería, por lo tanto tampoco funciona para analizar el estado de múltiples casing.

2.2 HERRAMIENTAS ULTRASÓNICAS ¹¹

Son herramientas que combinan la tecnología de pulsos ultrasónicos que se reflejan en la pared de la tubería. La herramienta básicamente consta de transductores espaciados alrededor del eje principal de la herramienta. Por su telemetría se requiere el uso de heptacable y no monocable.

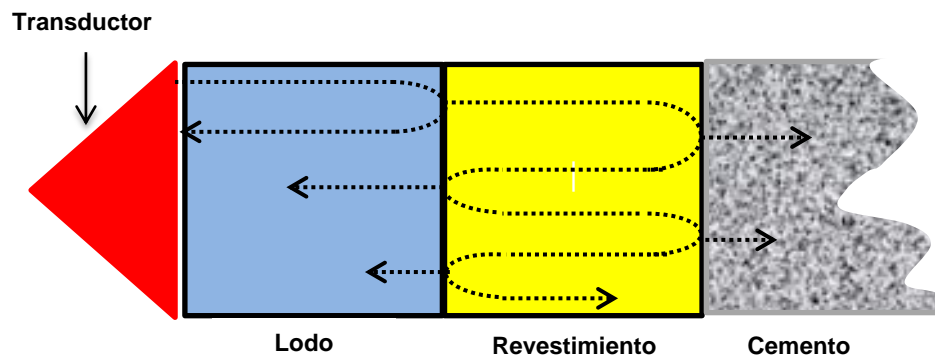
2.2.1 Funcionamiento físico. Su principio consiste en emitir un pulso ultrasónico desde el transductor, donde dicho pulso viaja a través del fluido y choca contra el revestimiento para hacer resonar una pequeña porción del revestimiento, en este momento la mayoría de la energía es reflejada de vuelta al transductor, la remanente entra en el revestimiento y pasa por múltiples reflexiones entre las interfaces revestimiento-anular-pozo, en cada superficie parte de la energía se refleja y parte se transmite dependiendo del contraste de impedancias entre cada medio. (Ver figura 13).

De este modo, basados en el principio de funcionamiento de este tipo de herramientas, las mediciones ultrasónicas permiten determinar la integridad de

[11] BARGACH, Saad, et al. LWD en tiempo real: Registros para la perforación. Oilfield Review, invierno de 2001. 21 p.

la tubería, como la calidad y distribución del cemento alrededor de ésta al mismo tiempo que proporcionan información sobre el espesor de solo un revestimiento. El análisis para determinar los parámetros anteriormente descritos se hace a partir de la medición de la tasa de decaimiento, la frecuencia de resonancia del pulso recibido, la amplitud y el tiempo de tránsito de la misma. (Ver tabla 4).

Figura 13. Principio de funcionamiento de una herramienta Ultrasónica.



Fuente: Interpretación de Registros de integridad de tubería y cementación, Schlumberger

Tabla 4. Determinación de medidas usando una herramienta ultrasónica.

| Medida | Determinación |
|-----------------------------|--|
| Rugosidad del revestimiento | Amplitud del primer eco |
| Radio Interno | Tiempo de tránsito del primer eco recibido |
| Espesor del revestimiento | Frecuencia de Resonancia |
| Calidad del cemento | Tasa de decaimiento de la onda |

Fuente: Autores.

Sin embargo, las herramientas ultrasónicas tienen ciertas limitaciones en cuanto a las condiciones del pozo para su implementación. Por ejemplo, si se tienen ambientes de gas, el fluido del pozo debe ser cambiado por un líquido homogéneo para que la herramienta pueda ser corrida, además que la tubería no

debe presentar rugosidad o escamas por corrosión ya que las mediciones consiguen alterarse.

2.2.2 Especificaciones de medida y mecánicas

Tabla 5. Especificaciones de medida y mecánicas de las herramientas ultrasónicas.

| Especificaciones de medida | |
|-----------------------------------|---|
| Rango de Medida | 0 a 10 Mrayl. Min. Espesor de Casing: 0.15 in Max. Espesor de Casing: 0.79 in |
| Resolución Vertical | 1.5 in, 6 in |
| Exactitud | Menor a 3.3 Mrayl |
| Radio de Investigación | Interface casing/Cemento (USIT) Casing y Anular hasta de 3 in (Isolation scanner) Espesor del casing (UCI) |
| Limitaciones por fluidos | Lodo base agua hasta de 18 ppg Lodo base aceite hasta de 15.1 ppg |
| Aplicaciones especiales | Identificación y orientación de canales estrechos (USIT). Servicio en H ₂ S (Isolation Scanner y UCI) |
| Especificaciones Mecánicas | |
| Temperatura máxima | 350 °F |
| Presión máxima | 20,000 psi |
| Tamaño del casing - Mínimo | 4 ½ in |
| Tamaño del casing - Máximo | 13 3/8 in |

Fuente: Wireline Services Catalog 2010, Schlumberger

Algunas herramientas ultrasónicas pueden combinarse con otras para efectuar los registros del pozo. Por ejemplo el USIT, el CBL y VDL permiten inspeccionar el estado interno de la tubería y la calidad del cemento detrás del tubular.

2.2.3 Integridad de la tubería. Cuando se obtiene el registro se puede obtener diferente información, tal como la rotación de la herramienta, amplitud del eco, radio interno y externo, espesor promedio de la tubería, impedancia acústica, calidad de cemento, porcentaje de agua, aceite, gas y cemento en el anular casing/formación, descentralización de la herramienta, entre otros. Existen parámetros establecidos para realizar el análisis de integridad de la tubería (Ver tabla 6) que de acuerdo a la información adquirida luego de la corrida del registro y verificación de calidad de éste, se realiza un diagnóstico final.

Tabla 6. Análisis de Integridad a partir del USIT.

| Condición del Revestimiento | Amplitud | Radio | Espesor |
|----------------------------------|------------------------|--|--------------------|
| INTERNO | | | |
| Corrosión | Baja amplitud / ruido | Incrementa | Pérdidas |
| Corrosión y depósitos. | Baja amplitud / ruido | Disminuye | Pérdidas |
| Pitting | Puntos irregulares | Normal | Normal |
| Canales Estrechos | Línea Oscura | Normal / Canal | Canales / Normal |
| Canales Anchos | 2 Líneas Oscuras | Canales | Canales |
| Hueco | Baja amplitud / No Eco | Radio mayor al externo | Anormal |
| EXTERNO | | | |
| Pérdidas | Normal | Normal | Pérdidas, Anormal |
| DEFORMACIÓN DE LA TUBERIA | | | |
| Ovalización | Bandas Oscuras | 2 Bandas positivas y 2 bandas negativas. | Normal |
| Daño y Aplastamiento | Bandas y Líneas | Largas Variaciones | Largas Variaciones |

Fuente: Wireline Services Catalog 2010, Schlumberger.

2.3 HERRAMIENTAS ELECTROMAGNÉTICAS ¹²

Las herramientas de este tipo usadas hoy en día, se basan en uno de dos principios físicos: pérdida de flujo e inducción electromagnética.

2.3.1 Herramientas de pérdidas de flujo. Utilizan un imán o electroimán para magnetizar la tubería. Cuando hay presencia de corrosión, parte del flujo magnético se pierde fuera del metal; esta pérdida de flujo es la que permite detectar las anomalías internas y externas del revestimiento. Dado que el imán debe estar lo más cerca posible de la tubería para magnetizarla hasta alcanzar su nivel de saturación, este tipo de herramientas exige que si se desea analizar un segundo revestimiento, el primero debe sacarse del pozo para permitir la adecuada magnetización de la segunda pared tubular. Además, otra de sus desventajas es la baja eficacia si la corrosión del tubular es constante y varía lentamente a lo largo de él.

Por otro lado, las herramientas de pérdidas de flujo son eficaces para medir cambios repentinos de espesor.

2.3.2 Herramientas de Inducción electromagnética. Es una herramienta que provee el servicio de inspección no destructiva de la tubería de revestimiento mediante inducción electromagnética para el monitoreo de corrosión, la herramienta detecta la pérdida de metal, tanto dentro como fuera de la tubería de revestimiento además de la pérdida proveniente de una sarta de revestimiento externa si existen múltiples sartas.

2.3.2.1 Funcionamiento físico. Las herramientas de inducción electromagnética requieren de tres elementos fundamentales para su funcionamiento: una bobina de transmisión, un núcleo magnético que para este caso será la tubería y una bobina de recepción.

[12] SCHLUMBERGER. EM Pipe Scanner, Electromagnetic Casing Inspection Tool. [Diapositivas]. 2010.

Inicialmente, la bobina de transmisión genera un campo magnético cuyo flujo es guiado por la tubería la cual tiene un comportamiento disipativo, es decir, la energía se pierde o disipa en ella como consecuencia de las corrientes inducidas que se generan en la misma. Finalmente, la bobina de recepción percibe el voltaje que fue inducido por el flujo magnético. Para la determinación de las características de la tubería entre ellas la corrosión, la herramienta mide las pérdidas de flujo magnético.

2.3.2.2 Información proporcionada por la herramienta

- **Espesor de tubería.** Es determinado cuantitativa y cualitativamente basados en el corrimiento de fase de la señal de baja frecuencia conforme atraviesa el metal de la pared o paredes de la tubería.

Gracias a la combinación del transmisor de baja frecuencia y los sensores ubicados en la parte superior de la herramienta, se obtiene una imagen del espesor de alta resolución como también la medición del espesor promedio. Cada sensor es sensible al espesor de la tubería cercana, donde se muestrea un área acimutal que se extiende aproximadamente 0.5 pulgadas a ambos lados del patín. La cobertura de la superficie interna de la tubería con la herramienta depende del diámetro y del peso de la tubería.

- **Estado interno de la tubería.** La herramienta posee un transmisor de alta frecuencia (8 KHz). La señal penetra levemente la tubería por lo que la respuesta detectada proviene es de la superficie interna de la tubería.

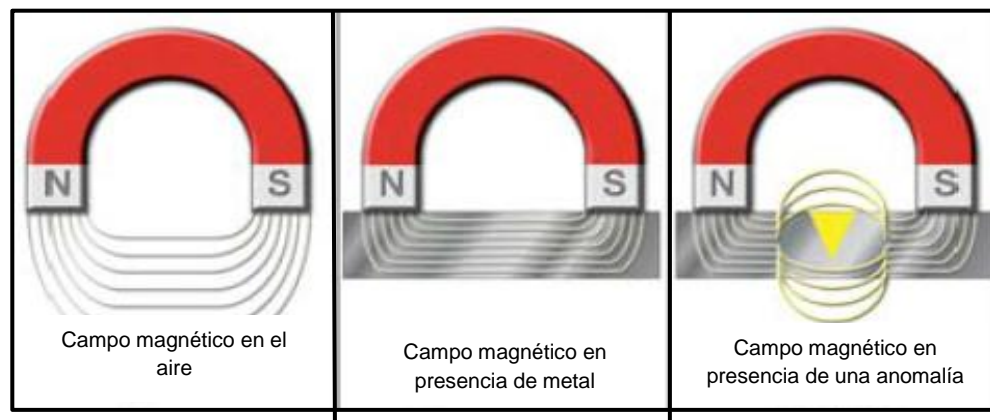
La imagen 2D de señal de baja frecuencia no diferencia entre los defectos existentes en el interior y los presentes en el exterior de la tubería interna es por eso, que la combinación de ambas imágenes permite la detección cualitativa del problema, es decir, si aparece una anomalía en la Imagen 2D de baja frecuencia pero no en la de alta frecuencia, dicha imperfección no puede

encontrarse en la pared interna dado que no se evidenció en la Imagen 2D de alta frecuencia.

- **Corrosión o picadura por corrosión.** Se detecta por la afectación que sufre el corrimiento de fase y la atenuación de la señal en la bobina del receptor.
- **Propiedades eléctricas y magnéticas.** Propiedades como la impedancia de la tubería puede medirse aprovechando el efecto de la profundidad de penetración efectiva de la onda.

2.3.2.3 Calibración de la señal electromagnética. La señal de la herramienta es normalizada con una medición obtenida en el aire para cancelar la geometría y los efectos de la herramienta. Esto genera una señal normalizada que ha sido atenuada por el producto entre el decaimiento exponencial en el metal y los factores geométricos constantes. En otros términos, se hace una comparación de las pérdidas asociadas a los cambios de fase y amplitud del campo electromagnético entre las bobinas transmisora y receptora cuando hay presencia de metal y las obtenidas de la calibración para determinar las propiedades eléctricas, magnéticas y geométricas de la tubería. Si existe alguna anomalía en la tubería el campo magnético se alterará. (Ver figura 14).

Figura 14. Ilustración del comportamiento del campo magnético



Fuente: High resolution casing imaging utilizing magnetic flux leakage measurements, SPWLA 49th Annual Logging Symposium, May 25-28, 2008.

2.3.2.4 Especificaciones de medida y mecánicas

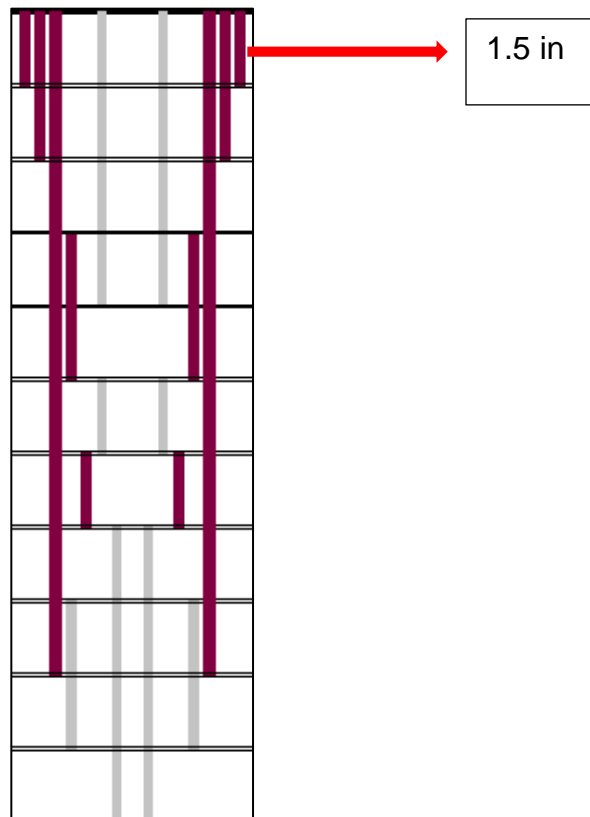
Tabla 7. Especificaciones de medida y mecánicas de las herramientas de inducción electromagnética.

| Especificaciones de medida | |
|--|--|
| Frecuencia de la señal | 8.75 Hz sartas múltiples 17.5-35 Hz única sarta 70 Hz sartas de acero al cromo |
| Resolución | Excelente Resolución Horizontal Regular Resolución acimutal |
| Cobertura completa superficie interna (100%) | Hasta OD 7" Tubería pesada |
| Precisión máxima | ID máximo de 9 5/8" Revestimiento |
| Limitaciones por fluidos | Ninguna |
| Especificaciones mecánicas | |
| Rango de Temperatura | 302 °F |
| Rango de Presión | 15,000 psi |
| Longitud | 19.7 ft |
| Brazos con sensores | 18 |
| Peso | 110 lbm |
| Mínimo Tamaño de acceso | 2 7/8" (ID > 2.313") |
| Máximo Tamaño de acceso | 13 3/8" |
| Máxima Desviación | 88° Tractor y 90° CTL |

Fuente: EM Pipe Scanner, Electromagnetic Casing Inspection Tool Pipe Scanner Client, Schlumberger. Detección de la corrosión en el fondo del pozo, Oilfield Review, Volumen 22, no.1.

En más detalle, dentro de las especificaciones de medida, estas herramientas pueden medir hasta 1.5 in de espesor de tubería en conjunto. (Ver figura 15).

Figura 15. Ilustración del espesor de tubería.



Fuente: Schlumberger

2.3.2.5 Ventajas

- Para la medida de espesor de tubería, las herramientas de inducción electromagnética a diferencia de las demás proporcionan un resultado cualitativo del espesor para una segunda sarta gracias al transmisor de señales de baja frecuencia.
- La comparación de las imágenes 2D de baja frecuencia y las de alta frecuencia permite distinguir si la anomalía se encuentra en el interior o exterior de la tubería.

- Este tipo de herramientas no tiene limitaciones de fluidos para ser corrida, de ahí que los fluidos del pozo pueden ser: gas, salmuera, agua, aceite o diesel.
- La implementación con monocables es permitida para las herramientas de inducción electromagnéticas. Puede ser corrida con wireline y coiled tubing.
- Proporciona imágenes bidimensionales de secciones puntuales o estados de corrosión específicos para determinados tramos de tubería que permiten diferenciar el daño interno del externo. Estas imágenes le permiten a los ingenieros evaluar donde el campo electromagnético está alterado o dónde hay presencia de corrosión. Esto se puede realizar porque la herramienta ya ha sido calibrada previamente realizando mediciones de campo electromagnético en el aire y luego usando un anillo con diámetro interno y externo conocido.

2.3.2.6 Limitaciones

- Teniendo en cuenta las especificaciones mecánicas, las herramientas ultrasónicas pueden ser corridas a temperaturas y presiones un poco mayores que las de implementación de las herramientas de inducción electromagnética.
- Las herramientas electromagnéticas no proporcionan información sobre el estado del cemento que se encuentra adherido al casing; sin embargo, las herramientas ultrasónicas si lo hacen.
- La cuantificación de pérdidas de metal se puede realizar para revestimientos de 2 7/8" a 13 3/8 in OD.
- La lectura del diámetro interno promedio de revestimiento es proporcionada solo para un rango de 3.5" a 7 in OD.
- Estas herramientas no tienen buena resolución vertical pues se necesita de un tramo de tubería largo para poder obtener información confiable.

2.4 COMPARACIÓN DE HERRAMIENTAS

A continuación se presentará un cuadro donde se exponen diferentes situaciones presentes en el fondo del pozo y de acuerdo a las especificaciones de las herramientas, decidir si es posible la implementación de dicha herramienta bajo la condición planteada. (Ver tabla 8).

Tabla 8. Cuadro comparativo de las herramientas de medida que detectan corrosión.

| Situación | Herramientas Mecánicas | Herramientas Ultrasonicas | Herramientas de Inducción EM |
|------------------------------------|-----------------------------|---|------------------------------|
| Altas presiones | < 15000 psi | < 20000 psi | < 15000 psi |
| Altas temperaturas | < 302 °F | < 320 °F | < 302 °F |
| Lodos de alta densidad | Si | Hasta de 15.9 ppg (< 5% contenido de sólidos) | Si |
| Lodo base aceite | Si | Hasta de 11.2 ppg (sin sólidos) | Si |
| Presencia de escamas de corrosión | No | No | Si |
| Presencia de parafinas | No | No | Si |
| Ambiente de gas | Si | No | Si |
| Pozos Desviados | Hasta 70°, exactitud de 5°. | No | Hasta 88° Tractor y 90° CTL |
| Diámetro de revestimiento (2 7/8") | Si | No | Si |

Fuente: Autores

3. PROGRAMA DE INTERVENCIÓN DE POZOS PARA CORRER UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMÁGNÉTICA

Cuando se desea realizar cualquier trabajo de intervención de pozos se debe contar previamente con un programa de intervención, el cual detalle paso a paso como desarrollar dicho trabajo, con el fin de minimizar riesgos y permitir que los ingenieros de campo tengan claro qué se debe realizar, cómo y por qué, además de tener toda la logística necesaria para la intervención. A continuación, se presenta un programa de intervención para realizar la corrida de la herramienta de inducción electromagnética a nivel general en caso de querer hacerse para un pozo específico solo se debe recolectar la información del pozo.

Qué se debe conocer:

1. Condiciones actuales del pozo, tales como última presión de cierre (SIWHP), prueba de integridad del árbol de navidad, última prueba de producción.
2. Servicios requeridos para el desarrollo de la intervención como por ejemplo bomba de contingencia, separador de prueba, Unidad de E-Line, entre otros.
3. Indicadores económicos para conocer qué tipo de trabajo se está realizando, cuál es el presupuesto en tiempo y dinero que se tiene estimado, entre otros.
4. Registro de correlación.
5. Información del yacimiento, tal como topes y bases, presiones y temperaturas de las formaciones.
6. Información del pozo, tal como tipo de árbol de navidad, tipo de completamiento, tamaño del tubing y liner, máxima desviación del pozo, Máximo dog leg , marcas de correlación, volumen del pozo, entre otros.
7. Historia del pozo, Información relevante durante las intervenciones, últimos accesos y hasta qué profundidad, inconvenientes durante intervenciones.

Programa:

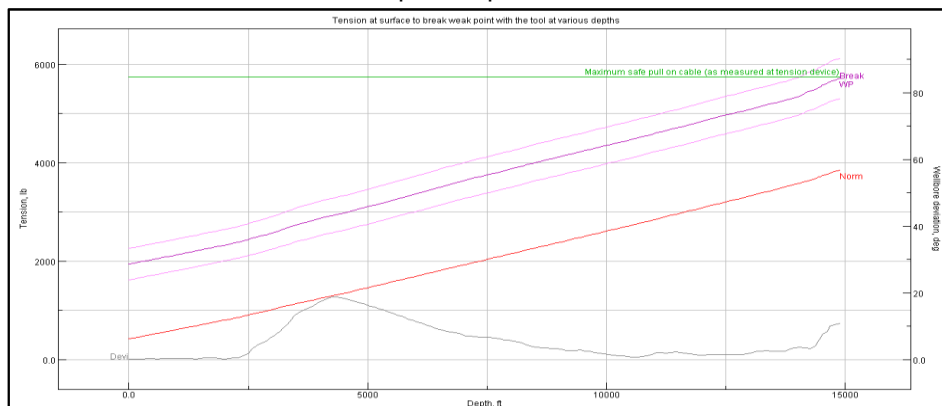
Objetivo. Realizar un registro con la herramienta de inducción electromagnética y una herramienta mecánica para evaluar e investigar la condición de corrosión y desgaste de las sartas presentes en el completamiento del pozo.

Consideraciones del trabajo:

- ✓ Cable a utilizar 1-32 XS o 7-39
- ✓ Revisar tensiones de trabajo cuando se está bajando la herramienta, éstas dependen de cada pozo. Máxima tensión de trabajo seguro y máxima tensión normal en fondo con la herramienta (Para el caso de CS-A sería de 5,150 lbf y 3,717 lbf respectivamente, ver tabla 9 y gráfica 1)
- ✓ Punto débil o punto donde se haría la desconexión por tensión en caso de tener una pega. Este depende de las tensiones que se pueden llegar a tener (Para el CS-A se trabajaría con un punto débil de 4/3).
- ✓ Marcas de correlación tales como pup joints, juntas cortas o marcadores radioactivos que pueda tener el pozo al momento de correlacionar.
- ✓ Se deben armar 55 ft de lubricadores.
- ✓ Reportar alguna restricción que se haya tenido en un trabajo anterior.

Simulación de tensiones en el cable

Gráfica 1. Grafica de tensiones simuladas para el pozo CS-A



Fuente: Schlumberger.

Tabla 9. Tensiones simuladas para el pozo CS-A

| Medida de Profundidad | Tensión Arriba | Tensión Abajo | Tensión para romper WP | Romper WP Bajo | Romper WP Alto |
|------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Ft | Lb | Lb | lb | lb | Lb |
| 0 | 410.8 | 410.8 | 1930.1 | 1611.3 | 2248.9 |
| 500 | 504.9 | 501.5 | 2023.3 | 1704.4 | 2342.2 |
| 1000 | 599 | 592.3 | 2116.2 | 1797.3 | 2435.2 |
| 1500 | 694.8 | 681.4 | 2215.1 | 1895.2 | 2534.9 |
| 2000 | 790.5 | 770.6 | 2313.8 | 1993.1 | 2634.4 |
| 2500 | 893.7 | 852.2 | 2424.1 | 2100.9 | 2747.4 |
| 3000 | 1009.2 | 916.8 | 2563.9 | 2233.3 | 2894.5 |
| 3500 | 1126.9 | 967.2 | 2725.1 | 2383.6 | 3066.5 |
| 4000 | 1231 | 1029 | 2855.9 | 2508.2 | 3203.5 |
| 4500 | 1336.1 | 1097.5 | 2969.7 | 2619.6 | 3319.9 |
| 5000 | 1450 | 1174.6 | 3095.2 | 2742.2 | 3448.2 |
| 5500 | 1564.8 | 1252.2 | 3223.7 | 2867.6 | 3579.8 |
| 6000 | 1680.6 | 1330.2 | 3356.7 | 2997 | 3716.5 |
| 6500 | 1796.9 | 1407.5 | 3492.8 | 3129 | 3856.6 |
| 7000 | 1912.2 | 1483.5 | 3623 | 3256.2 | 3989.8 |
| 7500 | 2026 | 1558.8 | 3740.1 | 3372.5 | 4107.6 |
| 8000 | 2140.4 | 1634.4 | 3861.2 | 3492.3 | 4230 |
| 8500 | 2255.4 | 1710.3 | 3989.4 | 3618.2 | 4360.7 |
| 9000 | 2369.7 | 1785.5 | 4104.7 | 3733.2 | 4476.2 |
| 9500 | 2484.4 | 1860.1 | 4220.5 | 3848.6 | 4592.5 |
| 10000 | 2599.1 | 1935 | 4339.8 | 3967 | 4712.5 |
| 10500 | 2713.9 | 2009.6 | 4456.2 | 4083.2 | 4829.3 |
| 11000 | 2834.9 | 2079.6 | 4581.2 | 4206.4 | 4956 |
| 11500 | 2953.8 | 2151.1 | 4701.4 | 4325.8 | 5077 |
| 12000 | 3073.5 | 2222.8 | 4833.3 | 4455.2 | 5211.3 |
| 12500 | 3194.3 | 2293.3 | 4957.2 | 4578 | 5336.4 |
| 13000 | 3314 | 2364.5 | 5074.6 | 4695.4 | 5453.8 |
| 13500 | 3436.5 | 2433.7 | 5199.2 | 4818.9 | 5579.6 |
| 14000 | 3562.1 | 2500.6 | 5329.2 | 4946.9 | 5711.4 |
| 14500 | 3717.7 | 2547.6 | 5548.4 | 5150.4 | 5946.4 |

Fuente: Schlumberger.

Las tensiones simuladas anteriormente son para el pozo CS-A y se generaron a partir de la desviación del pozo, peso de la herramienta, longitud, tipo de fluido en

Antes de iniciar el trabajo, la herramienta debe ser chequeada para verificar que todos sus componentes trabajen correctamente. Luego de realizada la inspección se debe realizar la calibración de la herramienta utilizando un anillo metálico y verificando que los valores obtenidos sean coherentes y se encuentren dentro de la tolerancia.

Procedimiento de trabajo

1. Armar y realizar prueba de presión al equipo de control de presión de Electric Line.
2. Armar BHA de la siguiente forma: Punto débil, sistema de desconexión electrónica, Swivel, GR/CCL, Presión y Temperatura, EM Pipe Scanner, Pipeview y centralizadores. Longitud total: 51.4 Ft, Max. OD: 2.13 in. Verificar que exista correcta telemetría entre la unidad de registro y la herramienta.
3. Iniciar a bajar a 7,000 fph, realizando chequeo de tensión cada 3,000 ft, se correlaciona en profundidad y se verifica acceso hasta la profundidad donde se desee iniciar el registro.
4. Posicionarse en la profundidad a la cual se iniciará el registro, en este momento se deben elegir los dos parámetros más críticos que son: configuración de la baja frecuencia y el nivel de poder de la alta frecuencia. La baja frecuencia se debe seleccionar en cada sección de acuerdo al número de tuberías que se tenga, donde a mayor número de sartas menor debe ser la frecuencia requerida, mientras que el nivel de poder de la alta frecuencia se elige de acuerdo al tamaño de la tubería. Por otra parte, durante el registro se debe manejar una velocidad de corrida la cual es determinada por la resolución de imagen de baja frecuencia y la frecuencia usada, sin embargo; es importante tener en cuenta que a velocidades mayores de 1,800 fph la calidad de imagen puede reducirse.
5. En la zona de interés se debe repetir el registro a una menor velocidad para corroborar la información obtenida.

6. Sacar la herramienta hasta superficie y verificar la calidad de la información.
7. Desarmar BHA y equipo de E-Line.
8. Entregar la locación a la gente de facilidades de superficie para que sigan operando el pozo de acuerdo a su plan de trabajo o políticas operacionales.

Nota: En caso de que el pozo tenga como válvula de subsuelo un storm choke o una válvula que no permita el paso de la herramienta se debe retirar primero esta con Braided line y luego de realizado el registro volver a instalarla.

4. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS

Con el fin de seleccionar de manera adecuada los pozos cuyas condiciones sean suficientes y aptas para correr una herramienta de inducción electromagnética, se propone una metodología para escoger de manera óptima los pozos a los cuales se le aplicará lo anteriormente expuesto. Dicha metodología tendrá parámetros tales como condiciones mecánicas, geometría del pozo y variables que intervienen en un modelo de corrosión.

Es importante mencionar que la metodología se debe aplicar en caso de que el campo no posea un modelo de corrosión para sus pozos, pues dicho modelo permite a cada compañía conocer cuáles de sus pozos pueden tener presencia de corrosión y de esta forma generar un clasificación de ellos, como es el caso de la compañía Equion Energía.

4.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

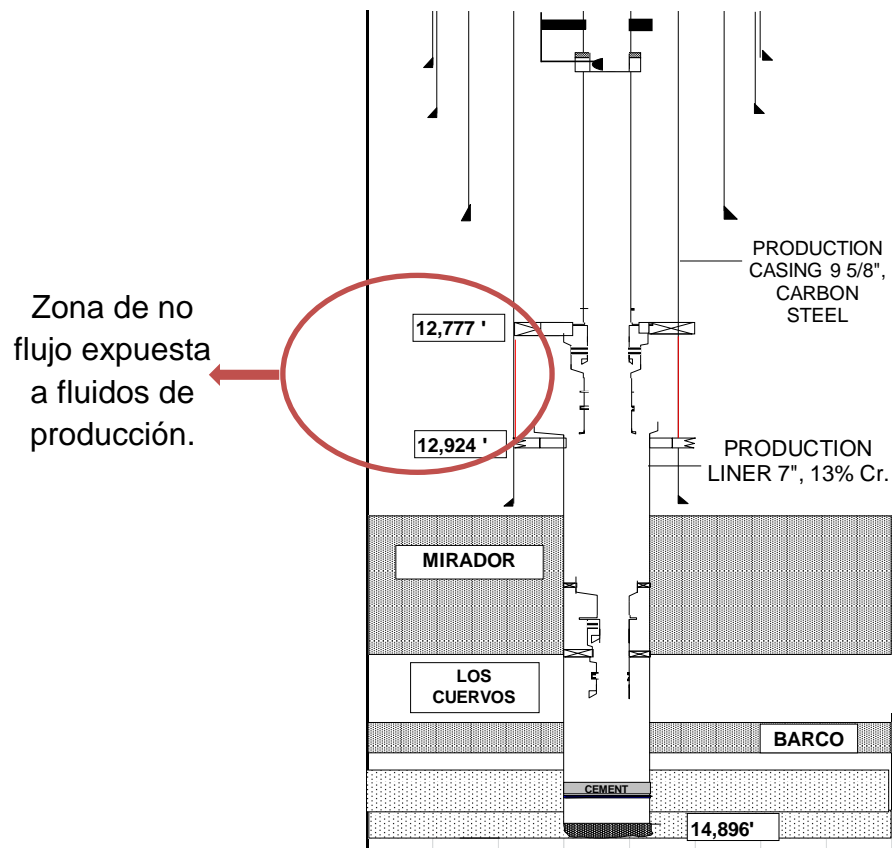
4.1.1. Recopilación de Información. Se recopilarán datos de producción, diseño del pozo y composición del gas, dichos datos pueden incluir presión, temperatura, pH, velocidad de flujo, material de las tuberías, estado mecánico, presencia de CO₂, H₂S, entre otras.

4.1.2 Análisis de Variables. Luego de la recopilación de la información de los pozos, se analizarán las variables para realizar la selección de los pozos cuyas características indiquen que pueda tener presencia de corrosión. Es importante resaltar que existen otras variables que también influyen en la formación de corrosión sin embargo las siguientes son las más relevantes.

4.1.2.1 Diseño de pozo

- **Servicio de Pozo.** Es importante conocer cuál es el servicio del pozo, es decir, saber si es un pozo productor o inyector, ya que se debe considerar el tipo de fluido que está en contacto con las tuberías, pues este influye en la formación de corrosión.
- **Estado Mecánico del pozo.** El estado mecánico puede definir áreas que pueden tener mayor tendencia a la corrosión, tales como zonas de no flujo expuestas a fluidos del pozo (Ver figura 17). Por otro lado al conocer el estado mecánico se puede definir si existe alguna restricción para la herramienta.

Figura 17. Zonas de no flujo expuestas a fluidos de producción.



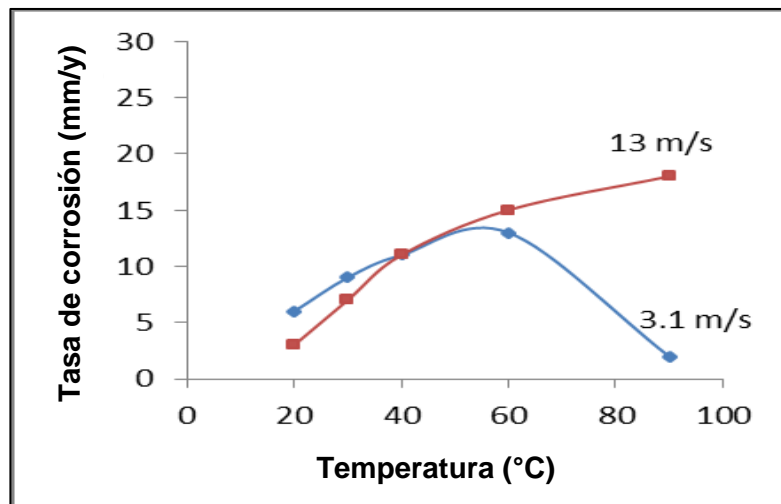
Fuente: Estado Mecánico pozo CS-A, Equion Energía.

- **Material de las Tuberías.** Uno de los parámetros más importante es el tipo de material de las tuberías pues la corrosión se presenta en mayor proporción en tuberías de acero al carbono que en tuberías de aleación con cromo.

4.1.2.2 Datos de producción

- **Temperatura.** La temperatura influye en la velocidad de corrosión, ya que al aumentar la temperatura aumenta la velocidad de difusión la cual afecta los iones en el líquido pasando a través de las películas superficiales y aumentando la velocidad de corrosión. Sin embargo, a altas temperaturas la solubilidad del CO_2 y el H_2S es menor y la formación de Carbonato de hierro funciona como capa protectora permitiendo la baja velocidad de corrosión. (Ver gráfica 2).

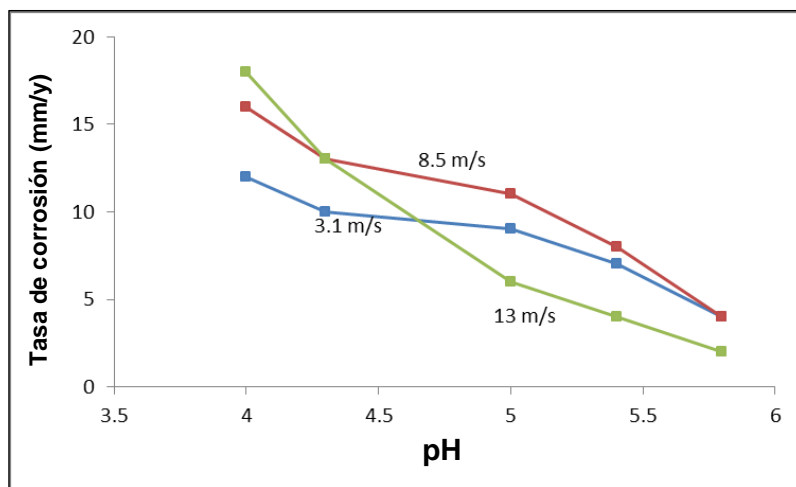
Gráfica 2. Comportamiento de la variación de la corrosión respecto a la temperatura a diferentes velocidades de flujo.



Fuente: Modelo de Corrosión para aceros de bajo carbono en ambientes acuosos con CO_2 , Revista Fuentes, Vol 10 N° 1 de 2012 – Ene/Jun – pp 13/19.

- **pH.** El aumento del pH disminuye la solubilidad de los productos de la corrosión permitiendo que éstos se precipiten y formen una capa protectora contra la corrosión. Por otro lado, los cambios del pH del fluido cambian la concentración de los iones de hidrógeno e hidroxilo, lo cual hace que haya mayor número de iones para generar una reacción electrolytica. (Ver gráfica 3).

Gráfica 3. Comportamiento de la variación de la corrosión respecto al pH a diferentes velocidades de flujo.

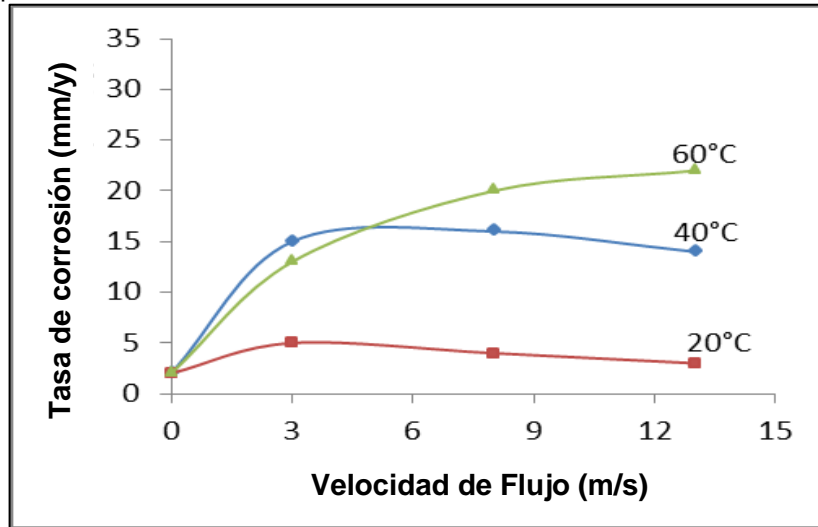


Fuente: Modelo de Corrosión para aceros de bajo carbono en ambientes acuosos con CO₂, Revista Fuentes, Vol 10 N° 1 de 2012 – Ene/Jun – pp 13/19.

- **Velocidad de Flujo.** El aumento de la velocidad de flujo causa varios efectos tales como mayor cantidad de reactantes como la remoción de capas de productos del proceso de corrosión necesarios para la resistencia a la corrosión de muchos metales. (Ver gráfica 4).
- **Presión.** Esta variable tiene poco efecto directo sobre la corrosión, sin embargo la presión puede incrementar la solubilidad de gases en líquidos y las presiones parciales del CO₂ y H₂S. (Ver gráfica 5).

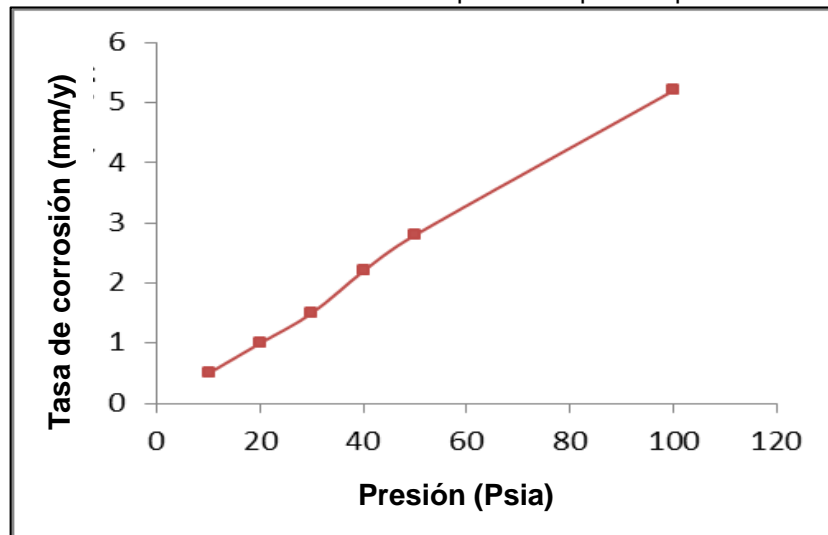
- **Caudal de Agua.** El volumen de agua es necesario conocerlo, ya que la corrosión se genera por la presencia de agua y dióxido de carbono y/o sulfuro de hidrógeno, la proporción que exista entre estos dos reactantes puede indicar que tan fuerte puede ser el ácido que se forma.

Gráfica 4. Comportamiento de la variación de la corrosión respecto a la velocidad de flujo a diferentes temperaturas.



Fuente: Modelo de Corrosión para aceros de bajo carbono en ambientes acuosos con CO₂, Revista Fuentes, Vol 10 N° 1 de 2012 – Ene/Jun – pp 13/19.

Gráfica 5. Gráfica de la variación de la corrosión respecto a la presión parcial del CO₂



Fuente: Predicción de la corrosión por CO₂ +H₂S en tuberías de acero al Carbono, Scientia et Technica Año XIII, No 36, Septiembre de 2007.

3.1.2.3 Composición del Gas

- **Presencia de CO₂.** Cuando el CO₂ se disuelve en una fase acuosa se forma un ácido conocido como ácido carbónico, y dicho producto genera una reacción electroquímica entre el metal y la solución que dan paso a la disolución de la pared de la tubería.
- **Presencia de H₂S.** Al igual que el Dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno en contacto con el agua se disuelve formando un ácido débil conocido como ácido sulfhídrico que es corrosivo al contacto con el acero.

4.1.3 Selección de Pozos. Se realiza la selección de los pozos que sean viables para implementar la herramienta de inducción electromagnética, donde se debe tener en cuenta el tipo de material de las tuberías, el posible lugar donde se esté generando la corrosión y el estado mecánico del pozo.

4.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

4.2.1 Análisis de Variables. La compañía Equion Energía maneja un modelo de corrosión llamado CIWELL, el cual se basa en parámetros de producción, composición del gas, química del agua, grado de saturación y erosión, que permite obtener tasas de corrosión dinámicas y estáticas para finalmente ponderar los pozos con alta, media y baja probabilidad de corrosión.

Por tal razón este paso de la metodología no se implementó en el desarrollo del trabajo, pues los pozos seleccionados se tomaron de los que arrojó el modelo de corrosión de Equion Energía; los pozos arrojados fueron:

Tabla 10. Pozos con posible presencia de corrosión arrojados por el modelo de corrosión CIWELL.

| Pozo | Tipo | Estado |
|-------------|-------------|---------------|
| BA B | Productor | Activo |
| BA A | Productor | Muerto |
| BA C | Productor | Muerto |
| BA D | Productor | Activo |
| CS B | Productor | Activo |
| CS A | Productor | Activo |
| CS D | Productor | Activo |
| LR A | Productor | Activo |

Fuente: Autores.

4.2.2 Selección de pozos.

A los pozos arrojados por CIWELL se les analizaron las condiciones que no permitan o no justifiquen la implementación de la herramienta, tales como: presión, temperatura, mínimo diámetro interno, posible lugar de corrosión, material de la tubería, cemento, formación detrás de los revestimientos de Acero al Carbono que se encuentran en contacto con fluidos de producción, al igual de que el pozo se encuentre actualmente activo. (Ver anexo 2).

Los primeros pozos en descartar fueron aquellos que no se encontraban activos, sin embargo el pozo BA-A no se descartó ya que éste se encuentra inactivo por problemas de integridad asociados a la corrosión en los tubulares, donde en caso tal se pueda corroborar dicha información, éste puede ser nuevamente puesto en producción bajo un programa de control y prevención.

Luego de descartados los pozos por inactividad se observa cuales pozos presentan presiones, temperaturas y diámetros internos que no cumplan con las especificaciones mecánicas de la herramienta, sin embargo ninguno de los pozos que se tenían se encontraban fuera de las especificaciones, por lo cual se decide continuar con la selección de aquellos pozos que puedan tener corrosión en los revestimientos de acero al carbono debido a sus altas tasas de agua y contenido

de dióxido de carbono y/o sulfuro de hidrógeno (Volúmenes mayores a 300 bls y 6% de CO₂), y que a su vez presenten poca cementación detrás del revestimiento y tengan una formación sobre presurizada como es el caso con las formaciones C7 y C8, donde la suma de estos factores genera el colapso de dichas tuberías.

Los pozos que mostraron exposición a los fluidos de producción con alto contenido de agua y dióxido de carbono y/o sulfuro de hidrógeno en sus revestimientos se encuentran en la tabla 11.

Tabla 11. Pozos con posible corrosión en sus revestimientos.

| Pozos | Comentario |
|--------------|---|
| CS-A | Casing de acero al carbono de 9 5/8" expuesto a fluidos de producción |
| BA-A | Casing de acero al carbono de 9 5/8" expuesto a fluidos de producción |
| CS-B | Casing de acero al carbono de 9 5/8" expuesto a fluidos de producción |

Fuente: Autores.

Aunque todos los pozos arrojados por CIWELL presentan volúmenes de agua y dióxido de carbono significativamente altos y las formaciones que se encuentran detrás del revestimiento afectado son sobre presurizadas, la razón final para seleccionar los pozos fue la gran longitud de revestimiento expuesto a los factores anteriormente expuestos, esto se puede ver en la tabla 13.

Por otro lado, se encontraron dos casos de pozos que sufrieron falla en el completamiento debido a la corrosión existente en sus tuberías (Ver Tabla 12).

Tabla 12. Pozos fallados en el completamiento por corrosión en sus tuberías de completamiento y producción.

| Pozo | Comentario |
|-------------|---|
| FL-A | Tubing y liner en Acero al carbono |
| CS-C | Casing de acero al carbono de 9 5/8" expuesto a fluidos de producción |

Fuente: Autores.

Tabla 13. Análisis de información de los pozos arrojados por CIWELL.

| Pozo | Estado | Intervalo Expuesto | | Formación detras del casing 9 5/8 | Cemento | Volumen Agua | %C02 |
|------|--------|---------------------------------|------------------|--|---------|-----------------|------|
| | | Profundidad | Longitud (Ft) | | | | |
| BA-B | Activo | N/A | N/A | C3 -C8 | BUENO | 974 | 6 |
| BA-A | Muerto | Topo 11660 Fondo 11822 | 162 | C5 | POBRE | 3,817 | 5.2 |
| CS-A | Activo | Topo 12777 Fondo 12924 | 147 | C7 /C8 | BUENO | 4,231 | 5.5 |
| CS-D | Activo | Topo 13119 Fondo 13138 | 19 | C7 | REGULAR | 1,092 | 5.4 |
| CS-B | Activo | Topo 13763 Fondo 13962 | 199 | C6 | -- | 326 | 5.5 |
| LR-A | Activo | Topo 16508 Fondo 16580 | 72 | C7/C8 | -- | | 2.8 |
| BA-C | Muerto | Topo 14594 Fondo 14643 | 49 | C7 | POBRE | 200 | 6 |
| BA-D | Activo | Topo 13290 Fondo 13320 | 30 | C7 | BUENO | 5,945 | 5.9 |

Fuente: Autores.

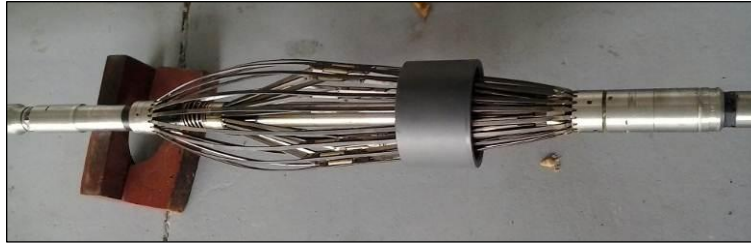
5. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA^{13,14}

Determinar o calcular el tiempo de vida productiva de un pozo conlleva al monitoreo e inspección del estado actual del mismo para poder decidir si es posible hacer trabajos de fracturamiento, acidificación o workover bajo dichas condiciones. Sin embargo, para los pozos ubicados en el campo Cusiana que son operados por la empresa Equion Energía Ltda se presenta una limitación al usar herramientas ultrasónicas para el monitoreo de problemas como la corrosión, puesto que éstas no pueden dar información acerca del estado de una segunda sarta o incluso del estado externo de una única sarta. Por tal razón, se decide correr una herramienta de inducción electromagnética en el pozo BA-B con el objetivo de evaluar el tipo de información que ésta puede entregar y el posterior uso de la misma. Lo que se busca desarrollar en esta fase es básicamente la evaluación de la información y lo que la herramienta puede aportar para la vida productiva del pozo. Por lo tanto, inicialmente se explicará con detalle cómo es el funcionamiento de la misma y cuáles son sus aplicaciones. La herramienta EM Pipe Scanner contiene transmisores EM y receptores que de acuerdo al espaciamiento de los mismos y a la frecuencia con la que se trabaje, las respuestas variarán. La herramienta tiene dos partes fundamentales que dan respuesta, ellas son la sección de imagen y el mandril. En la primera (Ver figura 18), la cual está ubicada en la parte superior de la herramienta, se encuentran ubicados los 18 sensores montados en la herramienta centralizadora que presiona contra el interior de la tubería. La segunda, es muy importante porque por medio de ella se mantiene la comunicación entre la herramienta y la superficie vía telemétrica.

[13] EQUION ENERGIA LIMITED y SCHLUMBERGER. EMIT Final Report [Reporte final sobre la corrida de la herramienta], Enero 2013.

[14] SCHLUMBERGER. Detección de la corrosión en el fondo del pozo. Oilfield Review.

Figura 18. Imaging-Coil Section.



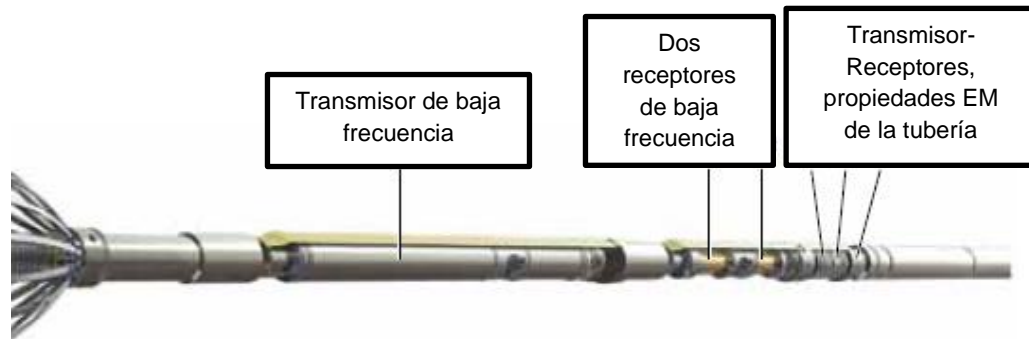
Fuente: BA B, End of Job Report. EQUION ENERGY Well Intervention Team

En el mandril, más específicamente en la sección central de la herramienta se tiene un transmisor de baja frecuencia cuya señal combinada con los sensores proporcionan una medición del espesor 2D. Los receptores de baja frecuencia son cuatro ubicados de la siguiente manera: dos por encima y dos por debajo del transmisor, los más cercanos al transmisor se denominan receptores con espaciamiento corto ubicados a 30” del transmisor y los más lejanos, receptores con espaciamiento largo a 36”. A partir del conjunto transmisor-receptores se determina el espesor promedio teniendo en cuenta el comportamiento de la amplitud y el corrimiento de fase de la señal cuando interactúa con la tubería.

Por otra parte, en el extremo superior del mandril alineado con los patines de los sensores, está ubicado un transmisor discriminador de alta frecuencia que también trabaja en conjunto con los sensores y cuya señal no penetra la pared de la tubería. Esta sección de la herramienta proporciona un mapa 2D que distingue el daño interno.

Adicionalmente, esta herramienta permite la medición de propiedades eléctricas y magnéticas de la tubería como permeabilidad y conductividad. Para ello, se usa un transmisor ubicado en el extremo inferior de la herramienta, el cual opera con tres frecuencias y en conjunto con un par de receptores. Sin embargo, estos receptores no operan al mismo tiempo, el operador decide cual utilizar de acuerdo al diámetro de la tubería. (Ver figura 19).

Figura 19. Mandril de la herramienta.



Fuente: SCHLUMBERGER. Detección de la corrosión en el fondo del pozo. Oilfield Review, volumen 2, no.1. 2010.

Para el análisis técnico se tomará el registro realizado al pozo BA-B en el cual se consideran varias secciones de tubería configuradas de la siguiente manera: 1 sarta, 2 sartas, 3 sartas, 4 sartas. De este modo, se presentará el análisis para cada situación, la información obtenida y la calidad de la misma.

El registro electromagnético fue tomado como lo muestra la tabla 14. El registro mecánico también fue corrido con el fin de confirmar el estado interno de la tubería.

De la tabla 14, se puede observar que la medición para una sección registrada fue cancelada pues supera una de las especificaciones de la herramienta como lo es velocidad de corrida del registro. A velocidades por arriba de 3600 ft/h para más de dos sartas no es posible trabajar la herramienta porque se congela la imagen y el software no puede procesar suficiente cantidad de datos. Sin embargo, mientras se baja la herramienta rápidamente se puede inspeccionar el estado de la tubería de tal manera que cuando se ascienda haciendo el registro ya se tenga una idea de cuáles son los puntos que probablemente tengan corrosión y se pueda hacer un monitoreo más detallado.

Tabla 14. Especificaciones de la toma del registro.

| Profundidad desde [ft] | Profundidad hasta [ft] | Dirección | Registro | Frecuencia [Hz] | Velocidad de registro [ft/h] | Comentarios |
|------------------------|------------------------|-----------|----------|-----------------|------------------------------|-------------------------------------|
| 0 | 1900 | Down | EMIT | 8.75 | 3000 | |
| 1900 | 1700 | Up | EMIT | 8.75 | 1800 | "Tubing + 2 csg" y "Tubing + 3 csg" |
| 1700 | 5000 | Down | EMIT | 8.75 | 3600 | Registro Cancelado |
| 5000 | 11400 | - | - | - | 8000 | |
| 11400 | 11200 | Up | EMIT | 17.5 / 8.75 | 1800 | "Tubing + 1 csg" y "Tubing + 2 csg" |
| 11200 | 15150 | - | - | - | 8000 | |
| 15150 | 14350 | Up | EMIT | 70 / 35 / 17.5 | 1200 | "Tubing" y "Tubing + 1 csg" |
| 14350 | 15150 | - | - | - | - | |
| 15150 | 14600 | Up | PMIT | - | 1600 | Sección repetida del registro. |
| 14600 | 15150 | - | - | - | - | |
| 15150 | 85 | Up | PMIT | - | 1600 | |

Fuente: BA-B, End of Job Report. EQUION ENERGY Well Intervention Team.

5.1 REGISTRO EN UNA SARTA ^[12] ^[14]

Se corrió la herramienta en una sarta de 7" ubicada a la profundidad mostrada y bajo las especificaciones dadas en la tabla 15. Para una sarta, la herramienta puede ser corrida de dos maneras: una corrida de inspección a 1800 ft/h que permite solo identificar las situaciones potenciales de corrosión o una corrida de diagnóstico a una velocidad menor con el fin de determinar con precisión la severidad y naturaleza de la corrosión en determinado tramo de tubería. Para este caso en particular, se implementó el segundo modo. Ver estado mecánico del Pozo BA-B. (Anexo 3.)

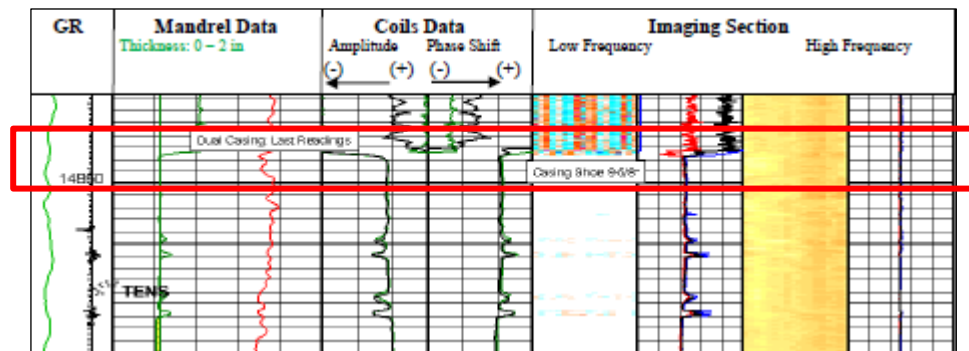
Tabla 15. Especificaciones para una sarta.

| Intervalo [ft] | 1ra sarta | 2da sarta | 3ra sarta | 4ta sarta | Total Espesor [in] | Frecuencia [Hz] |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------|-----------------|
| 14850' a 15150' | 7" 32 ppf | | | | 0.45 | 70 |

Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

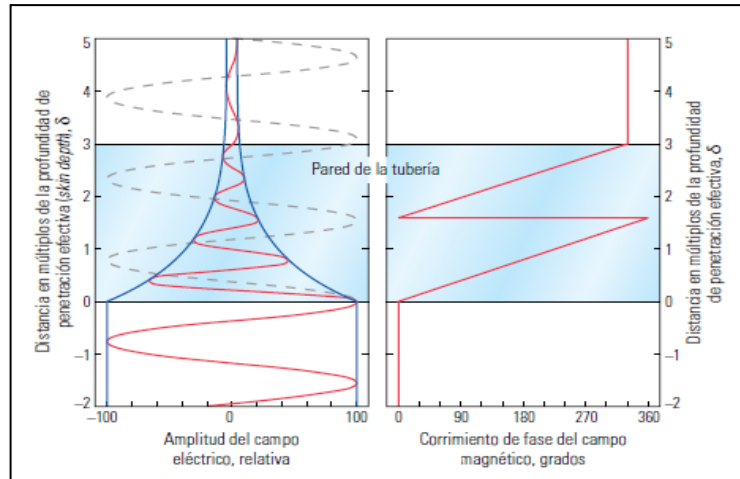
La sarta simple de 7" se observa a partir de 14845 ft como lo indican los diferentes tracks del registro (Ver figura 20). Se observa un aumento del espesor por el cambio de tubería de 7" a 9 5/8" de la misma manera que un cambio en las propiedades eléctricas y magnéticas de la señal, como amplitud y cambio de fase. La literatura dice que cuando un campo electromagnético impacta un material conductor, como por ejemplo una tubería, la amplitud disminuye exponencialmente con una tasa característica dada por la profundidad de penetración efectiva. Al mismo tiempo, la fase cambia casi linealmente con la distancia de viaje a través del metal. (Ver figura 21).

Figura 20. Sección de registro EMIT, una sarta.



Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

Figura 21. Comportamiento de la amplitud y el corrimiento de fase de la señal.



Fuente: SCHLUMBERGER. Detección de la corrosión en el fondo del pozo. Oilfield Review, volumen 2, no.1. 2010.

En la tabla 16, se puede observar que por ejemplo para una frecuencia de 10 Hz la profundidad de penetración efectiva [mm] de la tubería de revestimiento es la más corta con relación a los otros medios, de la misma manera que se puede diferenciar los cambios de penetración a dos valores de frecuencia diferentes. Por lo tanto, se puede decir que las ondas de alta frecuencia solo investigan el diámetro interno de la tubería porque son las que alcanzan una penetración más corta. (Ver tabla 16).

Tabla 16. Profundidad de penetración para diferentes medios

| Medio | Frecuencia [Hz] | Profundidad de penetración efectiva [mm] |
|--------------------------|-----------------|--|
| Vacío | Arbitraria | Infinita |
| Salmuera | 10 | 22500 |
| | 1000 | 2250 |
| Cobre | 10 | 21 |
| | 1000 | 2 |
| Tubería de revestimiento | 10 | 7 |
| | 1000 | 0.7 |

Fuente: SCHLUMBERGER. Detección de la corrosión en el fondo del pozo. Oilfield Review, volumen 2, no.1. 2010.

Siguiendo con el análisis de la información, en la sesión de imagen de alta y baja frecuencia se distingue el cambio de tubería (cambio de espesor). Para la imagen de baja frecuencia una segunda sarta se traduce en ruido en la medición. (Ver figura 20).

Adicionalmente, el comportamiento de la herramienta no es nulo si se tiene tubería de 13% cromo pues éste es el caso para esta sarta con OD 7" ID 6.094" y espesor teórico de 0.453" y se obtuvo una medida de espesor electromagnético promedio de 0.45".

5.2 REGISTRO EN DOS SARTAS

Para este caso se tienen dos sartas y la herramienta es usada a una menor frecuencia que la del caso anterior con el fin de permitir que la señal viaje más lejos para poder investigar una segunda sarta. Se recomienda trabajar la herramienta a una velocidad de 900 ft/h cuando se tienen múltiples sartas.

Tabla 17. Especificaciones para dos sartas.

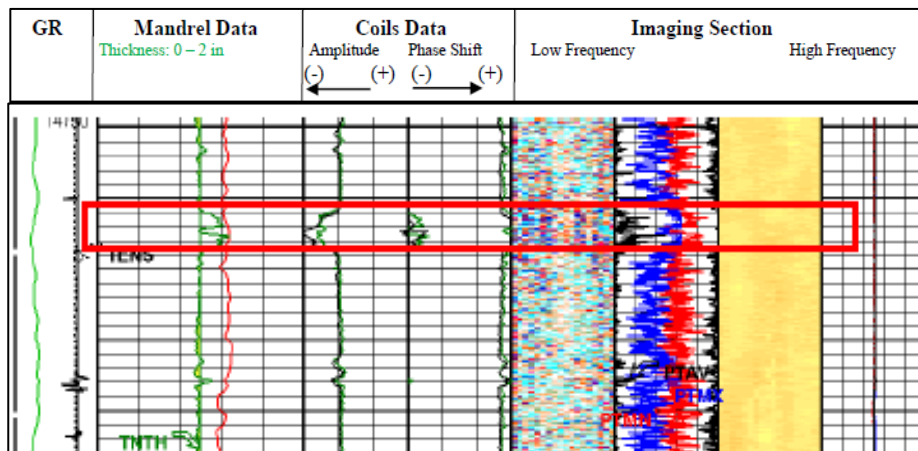
| Intervalo [ft] | 1ra sarta | 2da sarta | 3ra sarta | 4ta sarta | Total Espesor [in] | Frecuencia [Hz] |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|-----------|--------------------|-----------------|
| 14350' a 14850' | 7" 32 ppf | 9-5/8" 53.5 ppf | | | 0.99 | 17.5 |

Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

Cuando se tienen dos sartas, las secciones de imágenes de alta y baja frecuencia determinan el espesor electromagnético total de las sartas pero no infiere sobre el espesor de cada una individualmente. La interpretación combinada de los dos tipos de imagen sí permite distinguir si las pérdidas de metal son internas o externas. En la sección del registro comprendida entre 14762'-14768' (Ver figura 22) se puede observar un incremento del espesor promedio (Línea verde) pero la

imagen de alta frecuencia está indicando que la anomalía no se encuentra en la parte interna de la tubería, de esta manera podría creerse que este comportamiento se debe a la presencia de escamas por corrosión en la pared externa de la primera sarta o pared interna de la segunda sarta la que esté generando el aumento de espesor, sin embargo, esto se podría afirmar solo si se asegura que en ese intervalo no se encuentre un collar flotador usado para un trabajo de cementación, pues de existir este aumentaría la medida del espesor. Usando el esquemático o estado mecánico se puede verificar lo anteriormente dicho. Ver Anexo 3.

Figura 22. Sección de registro EMIT, dos sartas.



Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

5.3 REGISTRO EN TRES SARTAS [12] [14]

Tabla 18. Especificaciones para tres sartas.

| Intervalo [ft] | 1ra sarta | 2da sarta | 3ra sarta | 4ta sarta | Total Espesor [in] | Frecuencia [Hz] |
|-----------------|-----------|-----------------|----------------|-----------|--------------------|-----------------|
| 11700' a 11900' | 7" 32 ppf | 9-5/8" 53.5 ppf | 13-3/8" 72 ppf | | 1.51 | 8.75 |

Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

Cuando se tiene una configuración de tres sartas de la siguiente manera: 7" 32 ppf, 9-5/8" 53.5 ppf, 13-3/8" 72 ppf, el espesor total medido está en el límite de espesor detectado con certidumbre por la herramienta.

La información para una tercera sarta es cualitativa puesto que la imagen de baja frecuencia solo distingue entre daño interno o externo de una tubería simple, siendo que el daño externo puede estar ubicado en una segunda o una tercera sarta para este caso.

En la figura 23, a una profundidad aproximada de 11378 ft se observa el cambio de configuración de tubería de dos sartas a tres sartas.

5.4 REGISTRO EN CUATRO SARTAS

Tabla 19. Especificaciones para cuatro sartas.

| Intervalo [ft] | 1ra sarta | 2da sarta | 3ra sarta | 4ta sarta | Total Espesor [in] | Frecuencia [Hz] |
|----------------|-----------|-----------------|----------------|---------------|--------------------|-----------------|
| 1700' a 1900' | 7" 32 ppf | 9-5/8" 53.5 ppf | 13-3/8" 72 ppf | 20" 106.5 ppf | 2.01 | 8.75 |

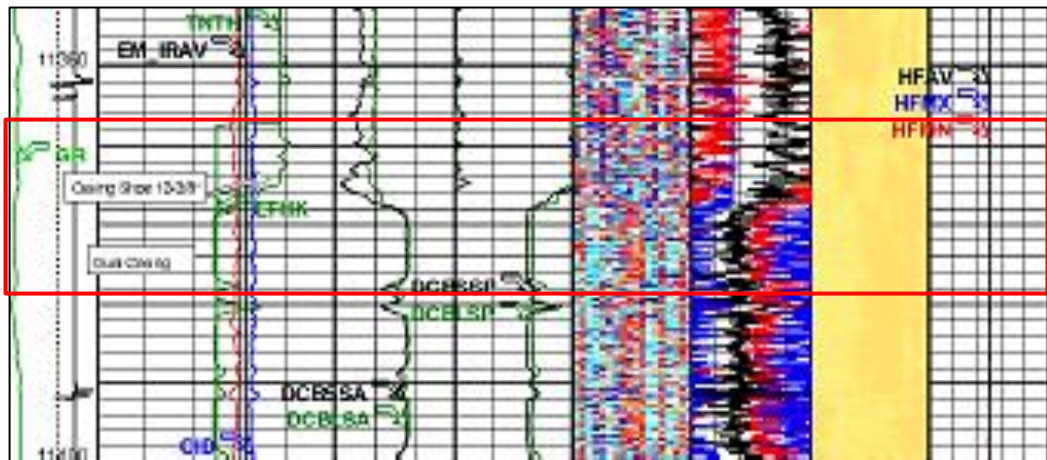
Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

Las especificaciones de medida de la herramienta no le permite acceder más allá de un diámetro de tubería de 13-3/8", además claramente se puede observar en la tabla 19 que el total de espesor medido supera el límite de 1.5 in que tiene la herramienta. Sin embargo, en el registro sí se observa a qué profundidad se encuentra la sarta de 20". (Ver figura 24).

Cabe señalar que esta herramienta de inducción electromagnética puede detectar corrosión aun cuando en la tubería interna hay presencia de depósitos, es decir su medición no es susceptible a este tipo de restricciones (Ver figura 25). Para este

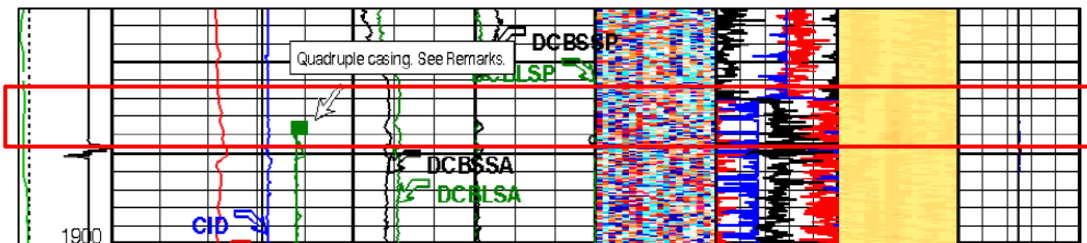
caso en particular, el registro mecánico identifica la restricción y la medida de radio interno disminuye por lo que se genera una diferencia entre los dos registros que sirve para cuantificar la acumulación del depósito.

Figura 23. Sección de registro EMIT, tres sartas.



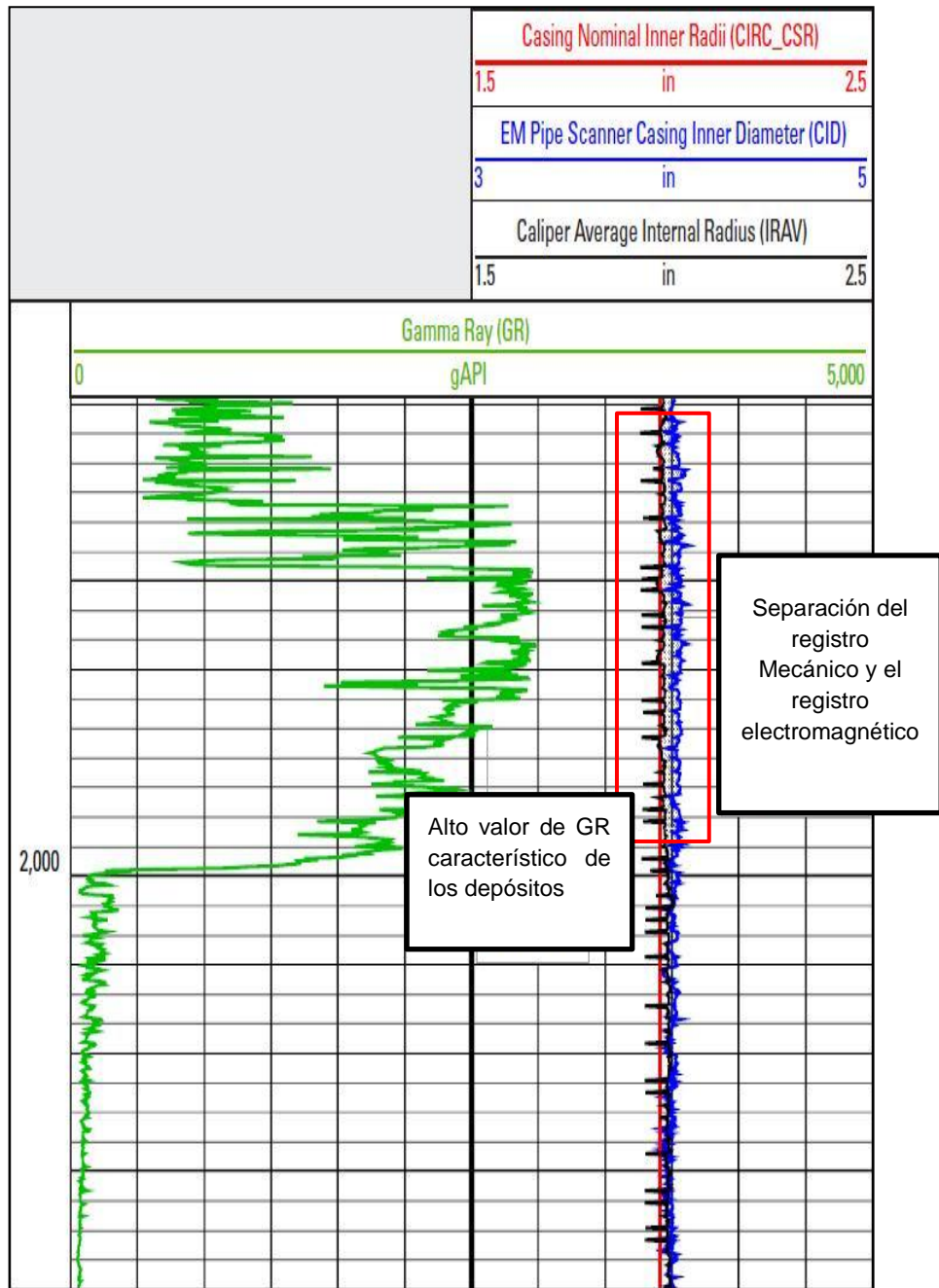
Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

Figura 24. Sección de registro EMIT, cuatro sartas.



Fuente: BA-B, EMIT Final Report, Schlumberger.

Figura 25. Restricción en el interior de la tubería.

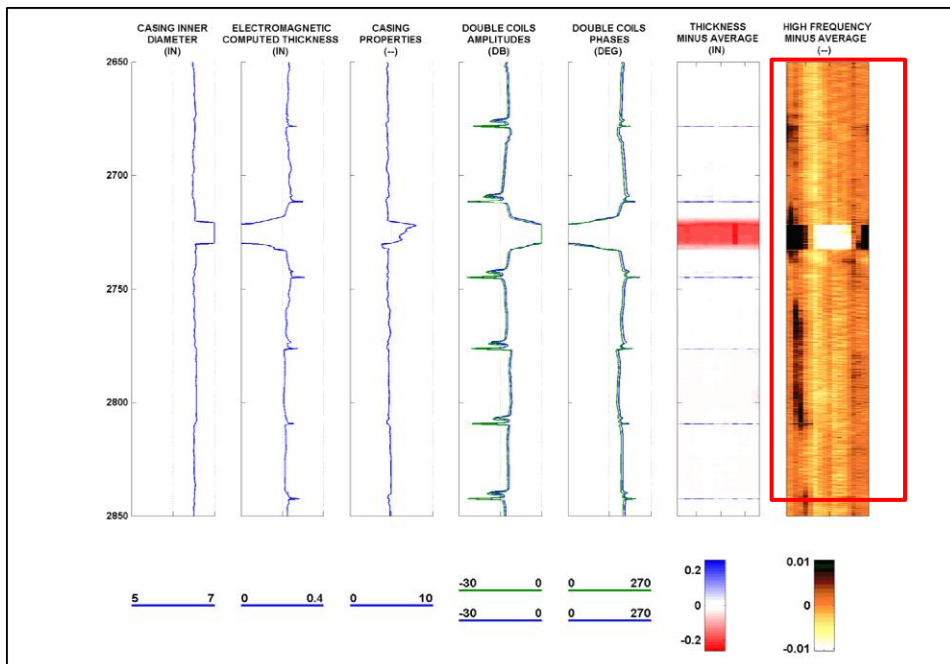


Fuente: SCHLUMBERGER TECHNOLOGY. EM Pipe Scanner, Electromagnetic Casing Inspection Tool.

5.5 EJEMPLOS DE REGISTROS CON ANOMALÍAS EN LA TUBERÍA

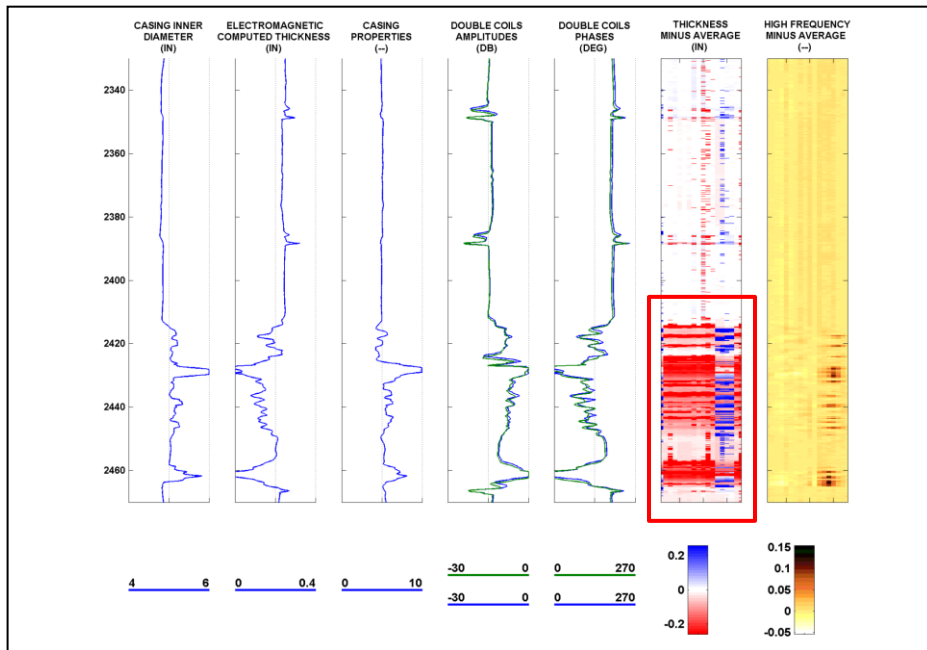
- Ejemplo 1 (Ver figura 26). La imagen de alta frecuencia (primer track de la derecha) identifica con color oscuro la pared tubular con corrosión a su vez que la imagen de baja frecuencia (segundo track de la derecha) identifica una pérdida de metal del 100% representada por el color rojo.
- Ejemplo 2 (Ver figura 27). Esta es una corrosión por perforados en una tubería de 5 in. La anomalía se evidencia más en la imagen de baja frecuencia y no en la de alta, lo cual indica una corrosión externa y a causa de la producción de fluidos el metal es removido de afuera hacia adentro, viéndose reflejado en color azul en el segundo track de la derecha a una profundidad entre 2420 y 2460 ft.

Figura 26. Ejemplo de pérdida de tubería del 100%.



Fuente: SCHLUMBERGER TECHNOLOGY. EM Pipe Scanner, Electromagnetic Casing Inspection Tool.

Figura 27. Ejemplo de corrosión por perforados.



Fuente: SCHLUMBERGER TECHNOLOGY. EM Pipe Scanner, Electromagnetic Casing Inspection Tool.

A manera de resumen, de acuerdo con la información obtenida de la corrida para el pozo BA-A se pudo comprobar que la herramienta efectivamente si identifica aspectos que están dentro de su funcionamiento físico, como por ejemplo el cambio de masa metálica en el caso que la tubería cambia de diámetro, la medida de diámetro interno no alterada aun cuando hay presencia de depósitos en la pared de la tubería, adicionalmente el hecho que esta tubería 13% cromo haya sido detectada por las ondas electromagnéticas de la herramienta. El comportamiento para las dos primeras características era esperado, sin embargo, que fuera posible el análisis para tubería cromada no, es por eso que durante el registro para el pozo BA-A se usaron diferentes frecuencias para la onda electromagnética.

Por otra parte, se dirá que con la información obtenida del registro electromagnético, el respectivo personal experto en integridad de pozos podrá conocer a qué velocidad se corroe la tubería bajo determinados parámetros encontrados, además de conocer con claridad la localización y profundidad a la que se encuentra el daño gracias al mapa de corrosión que se obtiene. De la misma forma, esta información le permite inferir si el estado en el que se encuentra la tubería permite realizar un trabajo para mejorar la productividad del pozo o proteger la existente. No obstante, los registros como el USIT-CBL-VDL también proporcionan información adicional sobre el estado del cemento detrás de la tubería, si se tiene buena cementación y problemas de corrosión es probable que se evalúe la posibilidad de dejar la tubería en su estado actual, por el contrario si se tiene una cementación de baja calidad y la tubería tiene un alto riesgo de corrosión se pensará en un trabajo de pozo. De esta manera, la combinación de varias herramientas proporciona información que permite tomar mejores decisiones.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación de un proyecto permite determinar las ventajas y desventajas que se pueden esperar al invertir o no recursos hacia objetivos determinados; un proyecto debe contar mínimo con dos análisis: uno técnico y uno financiero, de tal forma que se pueda evaluar cualitativamente para poder valorar cuál es el aporte técnico, es decir, cuál es su funcionamiento y que tan eficiente puede ser; mientras que cuantitativamente se busca determinar qué tan económicamente viable puede ser implementar dicho proyecto.

La evaluación financiera tiene como propósito contribuir directa o indirectamente a que los recursos disponibles sean asignados en la forma más racional entre los distintos usos posibles, esto consiste en calcular indicadores útiles para identificar, valorar y comparar entre sí los costos y beneficios asociados a diferentes alternativas, para finalmente tomar decisiones.

La información de la evaluación financiera debe cumplir tres funciones ¹⁵:

1. Determinar hasta donde todos los costos pueden ser cubiertos oportunamente, de tal manera que contribuya a diseñar el plan de financiamiento.
2. Medir la rentabilidad de la inversión.
3. Generar la información necesaria para hacer una comparación del proyecto con otras alternativas o con otras oportunidades de inversión.

Los indicadores que se utilizan para evaluar la inversión de un proyecto son muchos, sin embargo los más utilizados y que arrojan gran información son los siguientes: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Retorno Interno (PRI) o Payback y Relación Beneficio-Costo.

[14] MIRANDA MIRANDA, Juan José. Gestión de proyectos, La evaluación financiera en capítulo 9. Cuarta edición. 2005.

En este capítulo se desarrollará la evaluación financiera de la implementación de una herramienta electromagnética que permite la detección de corrosión en los tubulares en los pozos Cusiana A y Buenos Aires A que fueron seleccionados previamente.

A continuación se definirán algunos términos para el completo entendimiento del análisis financiero.

6.1 CONCEPTOS FINANCIEROS

6.1.1 Inversión inicial. La inversión inicial es aquella cantidad de dinero que se tiene como capital para poder desarrollar un proyecto. Esta inversión puede clasificarse en dos tipos, la primera es aquella con la que se quiere adquirir activos para implementar un proyecto nuevo, y el segundo cuando este dinero se invertirá para el mejoramiento de un proyecto existente.

La inversión inicial se calcula contabilizando y totalizando los egresos que se causen en el momento que se está realizando el desembolso, entonces la inversión neta puede ser calculada teniendo en cuenta todos aquellos gastos que se deben realizar para adquirir materiales, instalaciones y condiciones óptimas para el desarrollo del proyecto, que en este caso se llamarán costos por adquisición.

$$*Inv Inicial = Costos por Adquisición – Ganancias por venta del bien usado*$$

6.1.2 Ingresos ¹⁵. Los ingresos, en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe una persona, una familia, una empresa, una organización, un gobierno, etc.

[15] BIBLIOTECA VIRTUAL. BIBLIOTECA LUIS ANGEL ARANGO. Glosario, tema: Economía. [Documento en línea]. [Consulta: Diciembre 2013].

El tipo de ingreso que recibe una persona o una empresa u organización depende del tipo de actividad que realice (un trabajo, un negocio, una venta, etc.). El ingreso es una remuneración que se obtiene por realizar dicha actividad.

Cuando el ingreso proviene de actividades productivas, se puede clasificar en varios tipos:

- Ingreso marginal: Generado por el aumento de la producción en una unidad.
- Ingreso medio: Ingreso que se obtiene, en promedio, por cada unidad de producto vendida; es decir, es el ingreso total dividido en el total de unidades vendidas.
- Ingreso del producto marginal: Ingreso generado por la utilización de una unidad adicional de algún factor de producción (trabajo, capital), por ejemplo, la utilización de un trabajador más, etc.

6.1.3 Presupuestos de costos e ingresos de operación ¹⁶. Es importante establecer un calendario de operación el cual debe incluir los elementos necesarios para determinar el período durante el cual operará el proyecto (producción y ventas). Este presupuesto deberá indicar el momento en que se logrará el equilibrio entre costos e ingresos, además de determinar el perfil de los ingresos netos con relación al desarrollo temporal del proyecto. Este calendario de operaciones deberá ubicar en el tiempo el comportamiento de los ingresos y egresos, así como ciertas características y momentos tales como: reposición de equipos con nuevas inversiones, el valor económico de los activos al liquidar el proyecto, etc.

[16] BIBLIOTECA VIRTUAL. BIBLIOTECA LUIS ANGEL ARANGO. Glosario, tema: Economía. [Documento en línea]. [Consulta: Diciembre 2013].

6.1.4 Regalías ¹⁶. La constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como “...una contraprestación económica de propiedad del estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable...”. La etapa donde se empieza a generar las regalías es en la de producción.

Figura 28. Cadena Productiva de los hidrocarburos



Fuente: Las Regalías en el sector de los Hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

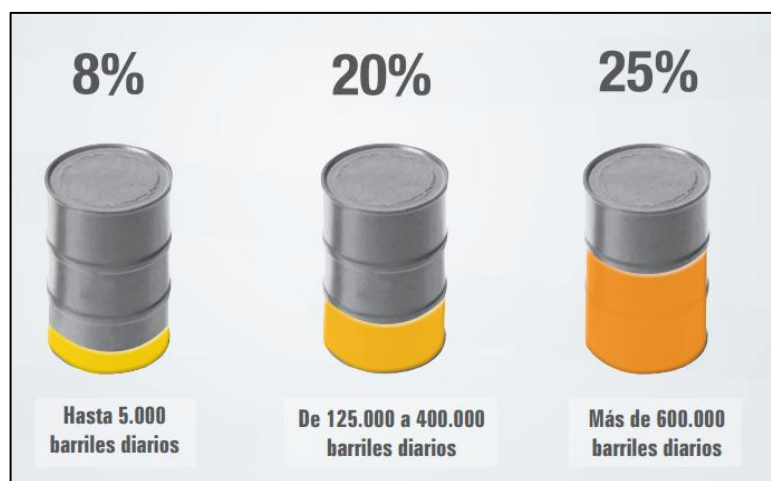
Las regalías se clasifican en directas e indirectas:

Regalías Directas. Son aquellas que benefician directamente a las entidades territoriales en donde se adelantan explotaciones de hidrocarburos, a los municipios con puertos marítimos y fluviales por donde se transportan dichos recursos, y a los municipios del área de influencia de esos puertos.

Regalías Indirectas. Las regalías indirectas son recursos no asignados directamente a los departamentos y municipios productores, distribuidas por el Fondo Nacional de regalías.

La determinación de las regalías para los nuevos descubrimientos aplica lo establecido en la ley 756 de 2002, de la siguiente forma:

Figura 29. Determinación de las regalías en Colombia.

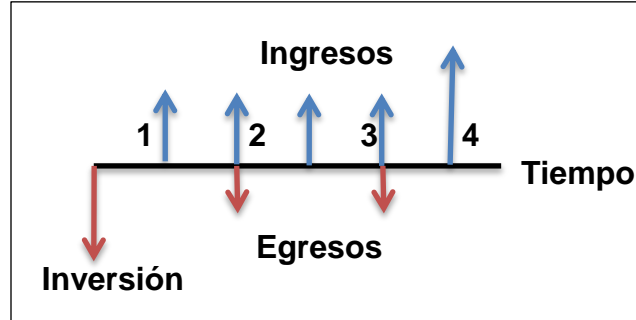


Fuente: Las Regalías en el sector de los Hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

6.1.5 Flujo de efectivo. Son todas aquellas entradas y salidas de dinero durante un periodo de tiempo o la vida del proyecto, se suele representar en un gráfico, el cual permite visualizar el problema, facilitando así su definición y análisis correcto¹⁷ (Ver gráfica 6).

[17] UNIVERSIDAD EAFIT. CONSULTORIO CONTABLE. Evaluación financiera de Proyectos. [Documento en línea]. [Consulta: Diciembre 2013].

Gráfica 6. Diagrama de Flujo de Efectivo.



Fuente: Autores

6.2 INDICADORES FINANCIEROS

- **Valor Presente Neto (VPN)** ¹⁸.

Consiste en tomar todos los valores de cada alternativa en el punto cero; es decir, se calculan los valores presentes de los ingresos netos con base en la tasa mínima de rendimiento o tasa de interés de oportunidad, que no es más que la tasa más atractiva para el inversionista.

El valor presente neto depende de: la inversión inicial, inversiones durante el proyecto, ingresos y tasa de oportunidad, como se muestra a continuación:

$$VPN = -Inversión + \sum_{t=1}^t \frac{Flujo\ de\ Caja_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Dónde:

t: Indica el periodo de tiempo

i: Interés de Oportunidad

Si el VPN calculado con la tasa de interés de oportunidad es mayor que cero, indica que los ingresos son mayores que los egresos; es decir, el capital invertido

[18] ALVAREZ, Alberto. Matemáticas Financieras, Diagramas económicos en capítulo 1. Mc Grawhill. Año 1995.

en el proyecto produce una rentabilidad mayor obtenida con la tasa de oportunidad, pero si el VPN calculado es menor que cero, indica que los ingresos son menores que los egresos y su rentabilidad es menor que la tasa de oportunidad.

- **Tasa interna de Retorno (TIR) ¹⁸.**

Es aquella utilidad obtenida luego de una inversión, la cual es expresada en porcentaje. Esta tasa debe ser mayor que cualquier otra tasa de retorno previamente establecida.

La tasa interna de retorno es una suma presente la cual es igual a la suma de los valores presentes de unas sumas futuras equivalentes, y tiene la característica de que la produce un capital que aún permanece dentro del proyecto y no los capitales que el proyecto ha devuelto. Entonces la TIR se puede expresar de la siguiente forma:

$$0 = -Inversión + \sum_{t=1}^t \frac{Flujo\ de\ Caja_t}{(1 + I')^t} \quad (2)$$

Dónde:

t: Indica el periodo de tiempo.

I': Interés al cual se cumple la igualdad, este valor se debe iterar hasta que sea igual a cero la ecuación.

- **Periodo de Recuperación (PR) o Pay Back.**

El periodo de recuperación de la inversión es uno de los métodos que en el corto plazo puede evaluar los proyectos de inversión, el cual es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

Consiste en medir en un plazo de tiempo qué se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo. Existen dos tipos de periodo de recuperación: el simple y el ajustado, el simple no considera el valor del dinero en el tiempo, es decir, el valor que tiene hoy en día será el mismo que tenga en el futuro, mientras que el ajustado si tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, en otras palabras se calcula utilizando el valor presente neto.

$$PR = P. Anterior + \frac{Inversión - F.N_A}{F.N_S} \quad (3)$$

Dónde:

P. Anterior: Periodo anterior a la recuperación total.

Inversión: Inversión realizada para el proyecto.

F.N_A: Flujo neto acumulado del periodo anterior.

F.N_S: Flujo neto del periodo Siguiente.

* Nota: Para calcular el Periodo de recuperación ajustado se cambian el flujo neto por el VPN en dicho periodo o su acumulado.

Es importante identificar las unidades de tiempo, las cuales están dadas por el tipo de periodo que se manejó para el flujo neto de efectivo.

- **Relación Beneficio – Costo.**

Es una técnica de evaluación que se emplea para determinar la conveniencia y oportunidad de un proyecto, comparando el valor actualizado de los ingresos con los egresos.

Esta relación se calcula al dividir el VPN de los ingresos en el VPN de los egresos, esta relación debe ser mayor a 1 para que el proyecto sea viable indicando que los ingresos son mayores que los egresos, pues en caso tal de que sea menor indica que el VPN de todo el proyecto es negativo.

$$RBC = \frac{VPN \text{ ingresos}}{VPN \text{ egresos}} \quad (4)$$

6.3 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

1. Definir escenarios del proyecto. Para el análisis financiero se presentan dos panoramas, el primero donde luego de implementar la herramienta se obtiene que el pozo tiene problemas de integridad y por consiguiente se deba tomar una decisión para proteger el activo, mientras que en el segundo escenario es aquel que después de corrida la herramienta y con la información sobre la integridad de la tubería del pozo se tomen decisiones para aumentar la producción. Para ambos casos se realizará el análisis en el plazo de dos años.

Nota: Todos los valores de dinero están en dólares.

2. Estimar Ingresos netos. En este tipo de proyecto el ingreso económico no se obtiene directamente de la implementación del registro de inducción electromagnética pues este no altera la producción, sin embargo a partir de la información que se obtiene se pueden tomar decisiones para realizar algún trabajo que sí permita aumentar la producción del pozo.

Los ingresos netos serán igual a la ganancia obtenida por el crudo producido menos las regalías, en casos donde se tengan sistemas de levantamiento artificial se debe tener en cuenta este costo para calcular el ingreso neto. Por lo tanto para el caso de este proyecto el ingreso neto anual se calculará de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos} = \frac{(100\% - \text{Regalías}) * (\text{Producción total} * \text{Precio del barril}) - (\text{Producción total} * \text{Liftinf Costs})}{100\%} \quad [\text{\$USD}] \quad (5)$$

Donde:

Ingresos: Ingresos netos, \$USD

Regalías: Porcentaje de crudo que se entrega al gobierno, %

Para este caso la producción total es igual a la suma del crudo producido durante dos años.

3. Estimar egresos. Los egresos corresponde a la inversión realizada por correr la herramienta y todos los gastos que conllevan realizar el trabajo de registro, por ejemplo: gastos de campamento, personal, equipos, entre otros.

4. Calcular los indicadores financieros. Se realizará el cálculo de cada uno de los indicadores financieros para el proyecto donde sea necesario.

5. Análisis de los escenarios. Se analizan los escenarios de acuerdo a los indicadores financieros y se concluirá cual es el valor de la información al implementar una herramienta de inducción electromagnética para la detección de corrosión en tubulares.

6.3.1 Calcular la producción de los pozos

a. Sin ningún cambio en su producción

Para calcular la producción durante los próximos tres años y medio (3.5 años) desde enero de 2014 hasta Julio de 2017, se hizo un pronóstico de la producción a partir de las anteriores pruebas de producción del pozo estimándose una declinación promedio que se mantendrá durante la vida del pozo.

$$Q_o = Q_{o'} * e^{-Decl/100} \text{ [BOPD]} \quad (6)$$

Dónde:

Q_o: Producción promedio diaria, BOPD

Q_{o'}: Producción promedio diaria del anterior mes, BOPD

Decl: Declinación mensual del pozo.

Luego de aplicada la ecuación 6 y multiplicarla por 30.5 se obtiene la producción total mensual y de esta manera se puede calcular la producción sea para un año o por los próximos 3.5 años. Para sumar la producción durante dicho periodo de tiempo se usa la siguiente ecuación:

$$Qt = \sum_{i=1}^n Qo_i * 30.5 \quad [BOP] \quad (7)$$

Dónde:

Qt: Producción total durante un determinado tiempo, BOP

Qoi: Producción promedio diaria, BOPD

i : Indicador del mes

n: Total de meses

El procedimiento anteriormente presentado se aplicó para los escenarios propuestos.

b. Con incremento en la producción

En los escenarios donde se decide realizar algún trabajo que permita incrementar o recuperar la producción de crudo se debe realizar un análisis previo para estimar cuanto podría ser el incremento de dicho proyecto.

Dicho análisis consiste en buscar pozos del mismo campo donde se haya realizado un trabajo igual y calcular cuánto fue el porcentaje de incremento positivo o negativo sobre la producción y cuánto tiempo duro dicho trabajo. Para recopilar la información se usó el formato mostrado a continuación (Ver tabla 20).

$$\text{Porcentaje Incremental (\%Inc)} = \frac{\text{Diferencia de Produccion}}{\text{Produccion linea base}} * 100 [\%] \quad (8)$$

Dónde:

% Inc: Porcentaje de incremento de la producción de acuerdo a la línea base.

Diferencia de producción: Diferencia entre la producción antes y después del trabajo.

Producción Línea Base: Producción que se tiene antes de realizar el trabajo.

Tabla 20. Tabla para recolectar información del trabajo.

| Pozo | Producción Antes de Trabajo | Producción Después de Trabajo | Diferencia o Incremento | Inicia Trabajo | Regresa a Línea base | Tiempo, Meses | Comentarios | Porcentaje Incremento Producción |
|------|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------|----------------|----------------------|---------------|-------------|----------------------------------|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Fuente: Autores

Como dichos porcentajes y tiempos no son iguales entre un trabajo y otro, se realiza la agrupación de ellos en rangos de porcentajes donde se aumenta en 20% cada grupo hasta obtener uno con un porcentaje mayor al 100% esto permite calcular un valor promedio para cada rango y de esta manera se definen tres escenarios: un caso optimista o alto, otro medio y uno bajo (Ver tabla 21).

Tabla 21. Tabla para agrupar porcentajes de incremento y clasificación de escenarios.

| Porcentajes | Cantidad | Incremento, % | Duración, Meses | |
|-------------|----------|---------------|-----------------|-------|
| 0 - 20 % | | | | Bajo |
| 20 -40% | | | | |
| 40 -60% | | | | Medio |
| 60 - 80% | | | | |
| 80 -100% | | | | |
| >100% | | | | Alto |

Fuente: Autores

Luego de calcular dicho porcentaje incremental promedio se debe calcular cuánto será la producción en el primer mes luego de realizar el trabajo para el pozo de interés, utilizando la producción promedio mensual sin ningún trabajo y sumándole el incremento que se obtendría por dicha operación de intervención, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$Q_{o_1} = Q_{o'} + (Q_{o'} * \%Inc/100) \quad [BOPD] \quad (9)$$

Habiendo calculado esta variable se continúa con el mismo procedimiento para estimar la producción cuando no se realiza ningún trabajo, teniendo en cuenta que el $Q_{o'}$ que se ingresa en la ecuación (6) es el Q_{o_1} que se calculó anteriormente.

6.3.2 Evaluación Financiera Cusiana A. El pozo Cusiana A produce por flujo natural cerca de 439 BOPD. Se desea realizar un trabajo de estimulación para aumentar la producción, sin embargo no se ha podido realizar debido a la incertidumbre que se tiene sobre el estado de las tuberías del completamiento en especial en la tubería de acero al carbono de 9 5/8" que se encuentra expuesta a fluidos de producción. (Ver Anexo 4). El pozo tiene una declinación promedio de 2.5% mensual y para realizar los cálculos de la predicción de la producción se toman los siguientes parámetros:

6.3.2.1 Escenario #1. El pozo Cusiana A no se le realiza ningún trabajo de estimulación ya que al correr la herramienta se determina que el pozo tiene un problema de integridad y que la presión de fondo a la profundidad de daño (12,777 a 12,924 ft) debe ser mayor a 3,500 psi por lo cual se debe chocar el pozo para no perder este a finales del año 2014, pues el pozo actualmente tiene una presión de fondo de 2,800 psi según el software Wellflow (ver tabla 22).

Tabla 22. Parámetros de acuerdo a la WHP en el pozo CS-A.

| WHP (psi) | Operating Pressure (psig) | Liquid Rate (STB/day) | Oil Rate (STB/day) | Water Rate (STB/day) | Gas Rate (MMSCF/day) | Water Cut (%) | GOR (SCF/STB) |
|-----------|---------------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|---------------|---------------|
| 704 | 2811.921 | 4090.183 | 439.025 | 3651.157 | 6.068 | 89.266 | 13,822.13 |
| 1000 | 3543.853 | 2394.615 | 263.411 | 2131.203 | 3.689 | 89 | 14,004.41 |

Fuente: Equion Energía

Tabla 23. Parámetros para cálculos de predicción de la producción con el pozo chocado.

| | | |
|---------------|-----------|------|
| Qo' | 263 | BOPD |
| Decl | 2 | % |
| N | 43 | |
| Qo Recuperado | 93,121.57 | BBL |

Fuente: Autores

Ingresos. Los ingresos netos serán iguales a la diferencia entre el volumen que se tiene al chocar el pozo y el volumen sin realizar ninguna cambio, es decir los barriles que se lograron recuperar de más al tomar una decisión de proteger el activo menos las regalías y el costo de levantamiento durante tres años y medio para evaluar el proyecto. La producción para estos años es la calculada por la ecuación 7, las regalías son del 20%, el costo del levantamiento es de 12\$US/Bbl y el precio del barril se estima que durante los próximos años se mantendrá estable en 70 \$USD/Barril.

Tabla 24. Ingresos netos CS-A, escenario #1.

| | | |
|------------------------------|-----------------|---------------------|
| Tiempo | 3.5 | Año |
| Ganancia por Barril | 70 | \$USD/Barril |
| Producción Recuperada | 93,121.57 | BOP |
| Regalías | 20 | % |
| Ingresos Netos | \$ 4,097,348.99 | \$USD |

Fuente: Autores

Egresos. Los egresos corresponden a todos los gastos e inversiones realizados. Para el escenario #1 el egreso que se tendrá será la implementación de la herramienta, Los egresos son calculados a partir de los costos realizados durante un trabajo de intervención donde se corrió la herramienta de inducción electromagnética en el pozo BA-B del campo Buenos Aires y para la estimulación un costo promedio de los trabajos anteriormente realizados siendo alrededor de 500,000 \$US.

La hoja de costos que se utilizó es la implementada por Equion Energía. Se asume que la duración del trabajo es de 4 días, donde un día es por contingencia en caso de que exista algún problema durante la intervención, además la herramienta electromagnética se correrá con una herramienta mecánica que permite corroborar el diámetro interno de la tubería. Por otro lado, los precios y costos reportados son aproximados a los reales teniendo en cuenta la

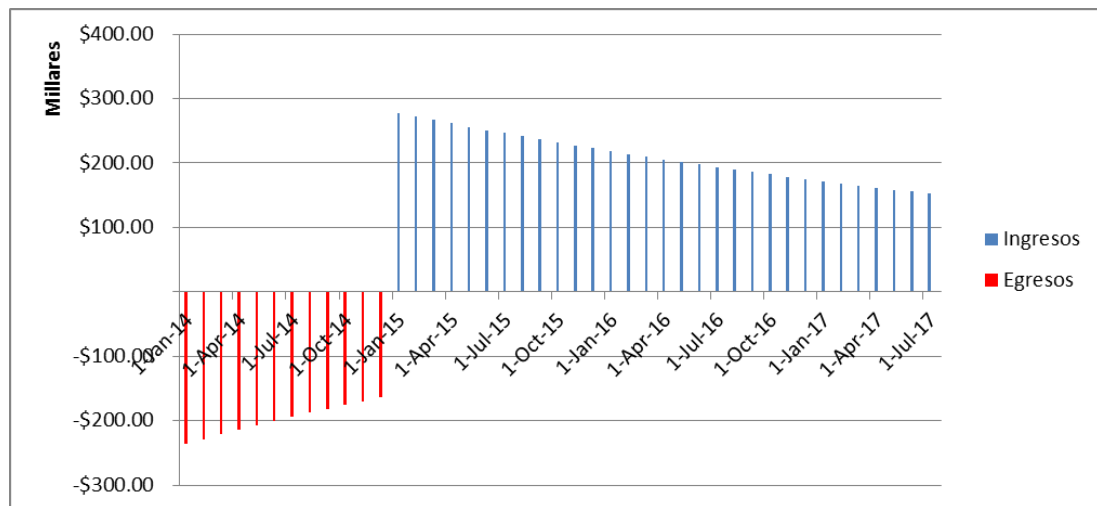
confidencialidad. A continuación se muestran los costos discriminados de la implementación de la herramienta:

Tabla 25. Costos de la implementación de la herramienta de inducción electromagnética.

| HERRAMIENTA | |
|----------------------------------|----------------------|
| Cargo Base | \$ 10,500 |
| Sistema de desconexión eléctrico | \$ 2,100 |
| Sonda de P, T, GR y CCL | \$ 7,200 |
| Pipeview | \$ 10,000 |
| EM Pipe Scanner | \$ 105,000 |
| Subtotal | \$ 134,800.00 |
| LOGISTICA | |
| Alimentación | \$ 4,000.00 |
| Diesel Equipos | \$ 600.00 |
| Campamento | \$ 9,000.00 |
| Grúas | \$ 34,000.00 |
| Camión de Vacío | \$ 2,500.00 |
| Contratistas menores | \$ 7,500.00 |
| Equipo de Logística | \$ 4,000.00 |
| Movilización | \$ 18,000.00 |
| Ingeniería | \$ 80,000.00 |
| Subtotal | \$ 159,600.00 |
| Total | \$ 294,400.00 |

Fuente: Autores

Gráfica 7. Flujo de caja para el pozo CS-A, escenario #1.



Fuente: Autores

El primer año no se obtiene la misma ganancia que cuando no se tiene chocado el pozo por ese motivo inicialmente se deja de ganar dinero, por lo cual se representa como egresos aunque estos exactamente no lo sean.

Indicadores Financieros. Todos los indicadores financieros se calculan para el escenario #1, sin embargo no existe ninguna inversión que mejore la producción pues este escenario presenta un caso donde se quiere proteger el activo.

Se calculará el Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), Periodo de recuperación (Payback ajustado) y Relación Beneficio/Costo (RBC).

- **Valor Presente Neto (VPN):** Para el cálculo del valor presente neto se asumió un interés de oportunidad del 12.7% anual (1% mensual) y se tuvo en cuenta el costo por la implementación de la herramienta que es de US\$294,400.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Tasa a la cual el VPN es igual a Cero.
- **Periodo de Recuperación Payback Ajustado:** El tiempo en que se recupera la inversión en el escenario #1 se calculó a partir del VPN en meses pues la recuperación se hace a largo plazo.
- **Relación Beneficio – Costo.** La relación beneficio – costo se calculó al dividir el VPN de ingresos sobre la inversión de la herramienta.

Tabla 26. Indicadores financieros para el escenario #1, CS-A.

| Indicadores | Escenario #1 |
|-----------------|-----------------|
| Ingresos Netos | \$ 4,097,348.99 |
| VPN | \$ 2,758,530.12 |
| TIR | 5.52% |
| Payback (meses) | 24.24 |
| RBC | 10.37 |

Fuente: Autores

Por otro lado se realizó la evaluación financiera con un precio comercial del barril, es decir 90 \$US, y los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 27. Indicadores financieros para el escenario #1 – 90, CS-A.

| Indicadores | Escenario #1 |
|-----------------|-----------------|
| Ingresos Netos | \$ 5,587,294.08 |
| VPN | \$ 3,761,631.98 |
| TIR | 5.52% |
| Payback (meses) | 23.78 |
| RBC | 13.78 |

Fuente: Autores

6.3.2.2 Escenario #2. Al pozo Cusiana A se le realiza un trabajo de estimulación para aumentar la producción luego de correr la herramienta y encontrar información que reduce la incertidumbre de la integridad de la tubería de 9 5/8". Además, se hace la hipótesis de que la información obtenida arroja un buen estado de la tubería de 9 5/8" y sí es posible realizar la estimulación.

La tabla con la información recolectada sobre los pozos en el campo Cusiana a los que se les ha realizado trabajos de estimulación se encuentra en el anexo 5, luego de este paso se procede a agrupar de acuerdo al porcentaje de incremento de la siguiente manera:

Tabla 28. Agrupación en porcentajes de incremento para estimulaciones en el campo Cusiana

| Porcentajes | Cantidad | Incremento, % | Duración, Meses | |
|-------------|----------|---------------|-----------------|-------|
| 0 - 20 % | 6 | 7.8% | 8.4 | Bajo |
| 20 -40% | 3 | 30.9% | 5.0 | |
| 40 -60% | 1 | 48.7% | 5.0 | Medio |
| 60 - 80% | 0 | 0.0% | 0.0 | |
| 80 -100% | 0 | 0.0% | 0.0 | |
| >100% | 4 | 156.8% | 11.1 | Alto |

Fuente: Autores

Ya calculado el porcentaje de incremento se evalúa cuanto es el beneficio de barriles incrementados por días de acuerdo a cada escenario, cabe resaltar que

este beneficio hace referencia a la diferencia entre el caso de no realizar ningún trabajo de estimulación y el caso donde se realiza dicho trabajo.

Tabla 29. Agrupación en porcentajes de incremento para estimulaciones en el campo Cusiana.

| Beneficio en barriles | | |
|---------------------------------------|---------|-------------|
| ΔQ_o Low | 34.242 | BOPD |
| ΔQ_o Medium | 95.462 | BOPD |
| ΔQ_o High | 483.998 | BOPD |

Fuente: Autores

De acuerdo a la tabla 30, la producción promedio diaria con la que se iniciaría el primer mes para cada uno de los casos sería la siguiente:

Tabla 30. Parámetros para cálculos de predicción de la producción, escenario #2 CS-A.

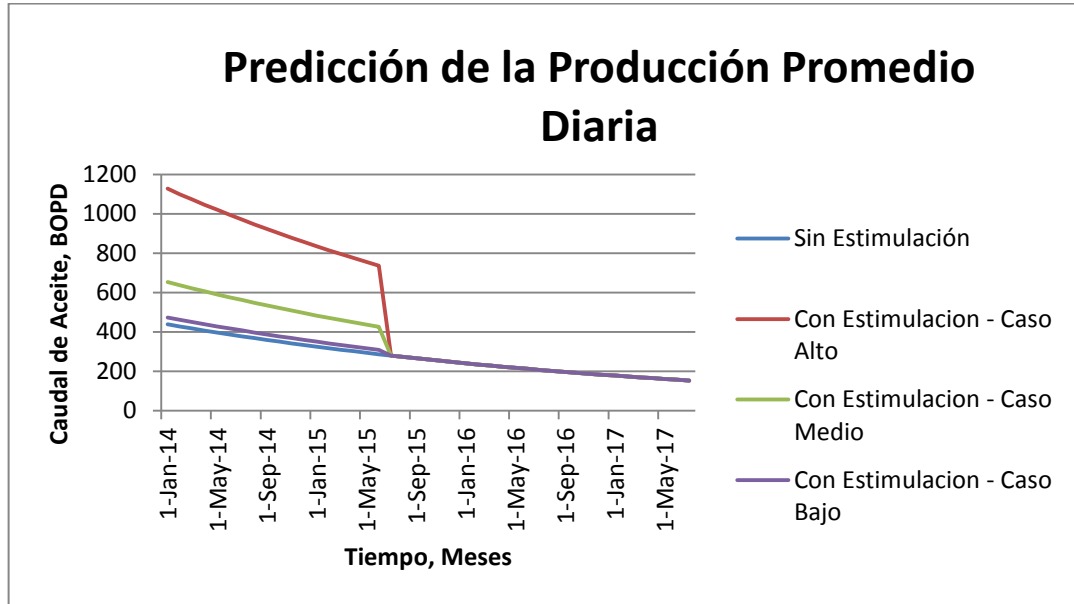
| | | |
|-------------------|------------|--------------|
| Qo' Low | 473.242 | BOPD |
| Qo' Medium | 652.793 | BOPD |
| Qo' High | 1,127.352 | BOPD |
| Decl | 2.5 | % |
| N | 18 | meses |
| Qt Bajo | 15,328.187 | BOP |

Fuente: Autores

La producción total que se muestra es para el caso bajo, ya que para cálculos de ingresos netos se realizará con este, pues si el caso más pesimista resulta económicamente viable los otros lo serán también.

Por otro lado una estimulación no tiene una vida útil de más de un año y medio, pues el pozo se vuelve a escamar con el tiempo y no permanece limpio para siempre y vuelve a su caso base, por este motivo se evaluará el proyecto a 1.5 años, tiempo durante el cual se verán los barriles incrementales de la estimulación química.

Gráfica 8. Comparación de la tendencia de la producción promedio diaria mes a mes en diferentes escenarios, CS-A.



Fuente: Autores

Ingresos. Los ingresos netos serán iguales a la ganancia obtenida por los barriles incrementales de crudo producido menos las regalías y el costo de levantamiento durante un año y medio para evaluar el proyecto. La producción para estos años es la calculada por la ecuación 7, las regalías son del 20%, el costo del levantamiento es de 12 \$US/Bbl y el precio del barril se estima que durante los próximos años se mantendrá estable en 70 \$USD/Barril.

Tabla 31. Ingresos netos CS-A, escenario #2.

| | | |
|----------------------------|---------------|--------------|
| Tiempo | 1.5 | Años |
| Ganancia por Barril | 70 | \$USD/Barril |
| Producción total | 15,328.19 | BBL |
| Regalías | 20 | % |
| Ingresos Netos | \$ 674,440.21 | \$USD |

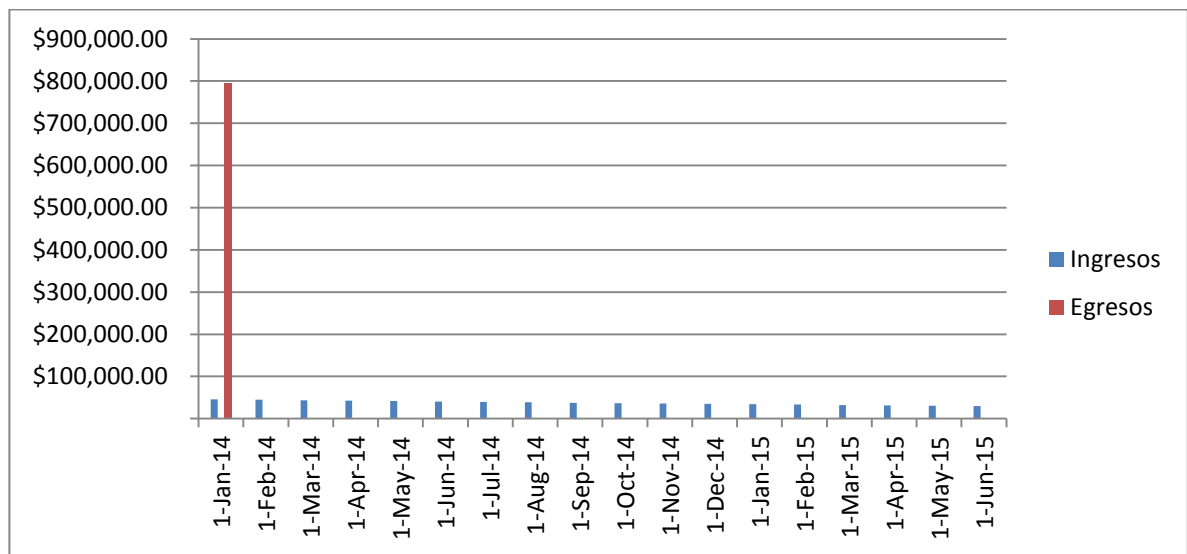
Fuente: Autores

Egresos. Los egresos corresponden a todos los gastos e inversiones realizados. Para el escenario #2 el egreso que se tendrá será la implementación de la

herramienta y el costo del trabajo de la estimulación, Los egresos son calculados a de la misma forma que para el escenario #1 y para la estimulación será el costo promedio de los trabajos anteriormente realizados siendo alrededor de 500,000 \$US.

Flujo Efectivo

Gráfica 9. Flujo de caja para el pozo CS-A, escenario #2.



Fuente: Autores

Indicadores Financieros. Todos los indicadores financieros se calculan para el escenario #2. Se calculará el Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), Periodo de recuperación (Payback ajustado) y Relación Beneficio/Costo (RBC).

- **Valor Presente Neto (VPN):** Para el cálculo del valor presente neto se asumió un interés de oportunidad del 12,7% anual (1% mensual) donde la inversión es la implementación de la herramienta más el costo de la estimulación lo que da un total de \$794,400.00 \$US.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Tasa a la cual el VPN es igual a Cero.

- **Periodo de Recuperación Payback Ajustado:** Para el escenario #2, el periodo de retorno se calculó a partir del VPN mensual pues la inversión no se recupera rápidamente.
- **Relación Beneficio – Costo.** La relación costo-beneficio se calculó igual que en el escenario #1.

Tabla 32. Indicadores financieros para el escenario #2, CS-A.

| Indicadores | Escenario #2 |
|-----------------|----------------|
| Ingresos Netos | \$ 674,440.21 |
| VPN | -\$ 175,871.50 |
| TIR | -- |
| Payback (Meses) | -- |
| RBC | 0.78 |

Fuente: Autores

Al igual que en el caso anterior se realizó la evaluación financiera con un precio comercial del barril, es decir 90 \$US, y los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 33. Indicadores financieros para el escenario #2 – 90 \$US, CS-A.

| Indicadores | Escenario #2 |
|-----------------|---------------|
| Ingresos Netos | \$ 919,691.19 |
| VPN | \$ 49,047.95 |
| TIR | 1.72% |
| Payback (Meses) | 16.58 |
| RBC | 1.06 |

Fuente: Autores

6.3.2.3 Resultados. La implementación de la herramienta permite tomar decisiones que favorecen a la compañía. Para este análisis financiero, el valor de la información se vio reflejado en el hecho de tomar la decisión de aumentar la producción en el caso optimista (escenario #2) o proteger el activo en el caso pesimista (escenario #1).

Para el escenario #1, aunque la acción de reducir la tasa de producción actual del pozo hace que durante el primer año se deje de ganar dinero luego de este tiempo se tendrán flujos de caja positivos como se ve en la gráfica 7.

Al calcular los indicadores financieros se obtiene como resultado que la restricción de flujo en el pozo CS-A es viable económicamente tanto para el caso del precio del barril a 70 \$US o precio comercial (Ver tabla 34 y tabla 35 - escenario #1).

Por otro lado, en el escenario #2 la implementación de la herramienta y la estimulación química resultan ser financieramente viable solo para el caso donde se evalúa con el precio del barril comercial, pues se obtiene una ganancia aproximada de \$49,047 USD al realizar la estimulación, pagando el trabajo de la misma junto con la corrida de la herramienta. Sin embargo la ganancia no es representativa frente al costo de la inversión. (Ver tabla 34 y 35). Si el efecto de la estimulación se extendiera más del año y medio el escenario #2 se haría cada vez más viable.

Finalmente, implementar la herramienta no resulta inviable económicamente, sin embargo, si lo podrían ser los trabajos que se decidan hacer a partir de la información.

Tabla 34. Resumen de los indicadores para los escenarios #1 y #2, CS-A.

| Indicadores | Escenario #1 | Escenario #2 |
|--------------------|---------------------|---------------------|
| Ingresos Netos | \$ 4,097,348.99 | \$ 674,440.21 |
| VPN | \$ 2,758,530.12 | -\$ 175,871.50 |
| TIR | 5.52% | -- |
| Payback (Meses) | 24.24 | -- |
| RBC | 10.37 | 0.78 |

Fuente: Autores

Tabla 35. Resumen de los indicadores para los escenarios #1 y #2 con precio de barril de 90\$US, CS-A.

| Indicadores | Escenario #1 | Escenario #2 |
|-----------------|-----------------|---------------|
| Ingresos Netos | \$ 5,587,294.08 | \$ 919,691.19 |
| VPN | \$ 3,761,631.98 | \$ 49,047.95 |
| TIR | 5.52% | 1.72% |
| Payback (Meses) | 23.78 | 16.58 |
| RBC | 13.78 | 1.06 |

Fuente: Autores

6.3.3 Evaluación Financiera Buenos Aires A. El pozo BA-A actualmente no produce debido a una alta tasa de agua de producción la cual mata al pozo. Se desea realizar un trabajo de aislamiento de zona de agua (WSO –Water Shut Off) para poder recuperar la producción del pozo, sin embargo no se ha podido realizar debido a la incertidumbre que se tiene sobre el estado de las tuberías del completamiento en especial en la tubería de acero al carbono de 9 5/8” que se encuentra expuesta a fluidos de producción. (Ver Anexo 6).

El pozo venía con una declinación promedio de 2% mensual, lo cual se corroboró con las pruebas de producción del pozo BA-E, el cual es un pozo offset. Para realizar los cálculos de la predicción de la producción se toman los siguientes parámetros:

6.3.3.1 Escenario #1. Al pozo BA-A no se le realiza ningún trabajo de aislamiento de zona de agua ya que no se corre la herramienta, que como se dijo anteriormente permitirá conocer la integridad que está ofreciendo la tubería.

Tabla 36. Parámetros para cálculos de predicción de la producción, escenario #1 BA-A.

| | | |
|-------------|-------|--------------|
| Qo' | 0.000 | BOPD |
| Decl | 0 | % |
| n | 43 | Meses |
| Qt | 0.000 | BOP |

Fuente: Autores

6.3.3.2 Escenario #2. Al pozo BA-A se le realiza un trabajo de aislamiento de una zona de agua para recuperar la producción luego de correr la herramienta y encontrar información que reduce la incertidumbre de la integridad de la tubería de 9 5/8". Se supone que dicha información indica que la tubería se encuentra en buen estado. La tabla con la información recolectada sobre los pozos en el campo Buenos Aires a los que se les ha realizado trabajos de aislamientos de zonas de agua se encuentra en el anexo 7, luego de este paso se procede a agrupar de acuerdo al porcentaje de incremento:

Tabla 37. Agrupación en porcentajes de incremento para WSO en el campo Buenos Aires.

| Porcentajes | Cantidad | Incremento, % | Duración, Meses | |
|-------------|----------|---------------|-----------------|-------|
| 0 - 20 % | 4 | 7.8% | 0.95 | Bajo |
| 20 -40% | 0 | 0.0% | 0.0 | |
| 40 -60% | 1 | 40.4% | 9.7 | Medio |
| 60 - 80% | 0 | 0.0% | 0.0 | |
| 80 -100% | 0 | 0.0% | 0.0 | |
| >100% | 1 | 102.7% | 2.0 | Alto |

Fuente: Autores

De acuerdo a la tabla 33, la producción promedio diaria con la que se iniciaría el primer mes para cada uno de los casos se muestra a continuación:

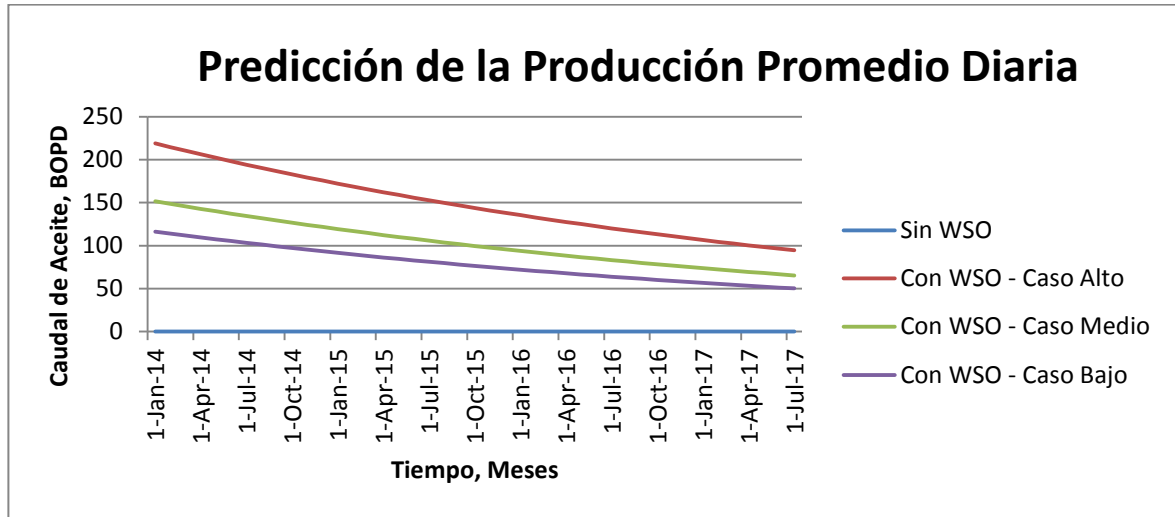
Tabla 38. Parámetros para cálculos de predicción de la producción, escenario #2 BA-A.

| | | |
|-------------------|-------------|-------------|
| Qo' Low | 116.424 | BOPD |
| Qo' Medium | 151.632 | BOPD |
| Qo' High | 218.916 | BOPD |
| Decl | 2 | % |
| N | 43 | |
| Qt | 103,443.181 | BOP |

Fuente: Autores

Al igual que como se hizo en el CS-A, para el pozo BA-A la producción total que se muestra es para el caso bajo.

Gráfica 10. Comparación de la tendencia de la producción promedio diaria mes a mes en diferentes escenarios, BA-A.



Fuente: Autores

Ingresos. Los ingresos netos serán iguales a la ganancia obtenida por el crudo producido menos las regalías y el costo de levantamiento durante tres años y medio para evaluar el proyecto. La producción para estos años es la calculada por la ecuación 7, las regalías son del 20%, el costo del levantamiento es de 12 USD/Bbl y el precio del barril se estima que para los próximos años se mantendrá estable en 70 \$USD/Barril. Es importante recalcar que para el escenario #1 no se tendrá ninguna ganancia pues el pozo no se encuentra actualmente fluyendo.

Tabla 39. Ingresos netos BA-A, escenario #1.

| | | |
|----------------------------|------|--------------|
| Tiempo | 3.5 | Año |
| Ganancia por Barril | 70 | \$USD/Barril |
| Producción total | 0.00 | BOP |
| Regalías | 20 | % |
| Ingresos Netos | \$ - | \$USD |

Fuente: Autores

Tabla 40. Ingresos netos BA-A, escenario #2.

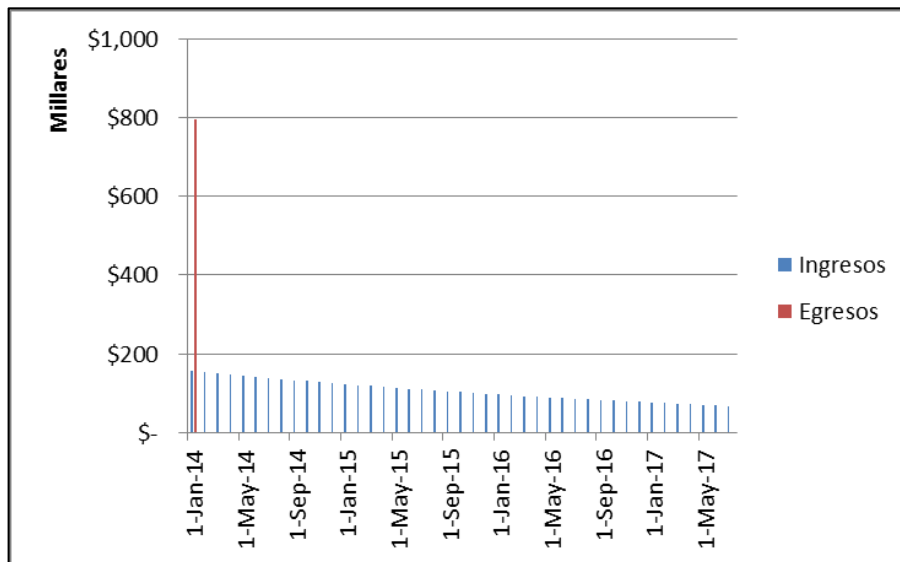
| | | |
|----------------------------|-----------------|--------------|
| Tiempo | 3.5 | Año |
| Ganancia por Barril | 70 | \$USD/Barril |
| Producción total | 103,443.18 | BOP |
| Regalías | 20 | % |
| Ingresos Netos | \$ 4,551,499.96 | \$USD |

Fuente: Autores

Egresos. Los egresos corresponden a todos los gastos e inversiones realizados, para el escenario #1 no existe ningún tipo de egreso pues no se correrá la herramienta de inducción electromagnética. En el escenario #2 el egreso que se tendrá será la implementación de la herramienta y el costo de realizar el aislamiento de la zona de agua. Como se explicó para el caso anterior (CS-A) los costos calculados para la implementación de la herramienta de inducción electromagnética se hicieron basándose en el trabajo de intervención realizado en el pozo BA-B en donde se corrió dicha herramienta y el costo del aislamiento de agua es un promedio de operaciones pasadas. Por lo tanto los egresos para este caso serán los mismos que se calcularon para el CS-A en el escenario#2.

Flujo Efectivo

Gráfica 11. Flujo de caja para el pozo BA-A luego de realizar un WSO.



Fuente: Autores

Indicadores Financieros. Todos los indicadores financieros se calculan para el escenario #2, mientras que para el escenario #1 no se pueden calcular pues no se tiene ningún tipo de ingreso o egreso. Los indicadores financieros a calcular son: Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), Periodo de recuperación (Payback ajustado) y Relación Beneficio/Costo (RBC).

- **Valor Presente Neto (VPN):** Para el cálculo del valor presente neto se asumió un interés de oportunidad del 12,7% anual (1% mensual) donde la inversión es la implementación de la herramienta más el costo de la estimulación lo que da un total de \$794,400.00 \$US.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Tasa a la cual el VPN es igual a Cero.
- **Periodo de Retorno o Payback Ajustado:** El tiempo en que se recupera la inversión en el escenario #1 es cero, debido a que no se realiza ninguna inversión y no se tiene ningún ingreso. Para el escenario #2, el periodo de retorno se calculó a partir del VPN en meses.
- **Relación Beneficio – Costo.** La relación costo beneficio para el escenario #1 no se calculó por los motivos antes expuestos mientras que para el escenario #2 si se realizó.

| Indicadores | Escenario #1 | Escenario #2 |
|-----------------|--------------|-----------------|
| Ingresos Netos | \$ - | \$ 4,551,499.96 |
| VPN | \$ - | \$ 3,002,091.00 |
| TIR | 0.00% | 17.68% |
| Payback (meses) | -- | 5.49 |
| RBC | 0.00 | 4.78 |

Tabla 41. Resumen de los indicadores para los escenarios #1 y #2, BA-A
Fuente: Autores

Se realizó también la evaluación financiera con un precio comercial del barril, es decir 90 \$US, y los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 42. Resumen de los indicadores para los escenarios #2 con precio del barril 90\$US, BA-A

| Indicadores | Escenario #2 |
|--------------------|---------------------|
| Ingresos Netos | \$ 6,206,590.86 |
| VPN | \$ 4,382,633.18 |
| TIR | 24.84% |
| Payback (meses) | 3.84 |
| RBC | 6.52 |

Fuente: Autores

6.3.3.3 Resultados

Como se puede observar en las tablas 41 y 42, la implementación de la herramienta es viable en el pozo BA-A porque permite que a partir de su información se decida realizar un trabajo que logra recuperar la producción, y de la misma manera con sus ingresos se paga la inversión. Sin embargo, es importante recalcar que en este pozo solo es viable la implementación de la herramienta si la intervención de aislamiento de la zona de agua es exitosa o siempre y cuando se tome una decisión con la información obtenida por el registro, pues de lo contrario no valdrá la pena correr la herramienta sino se toma alguna decisión después de la corrida de la misma.

7. CONCLUSIONES

- El resultado del análisis al comparar las especificaciones mecánicas, de medición y las limitaciones de las herramientas consultadas permitió concluir que el principio físico de funcionamiento de las herramientas electromagnéticas ofrece una ventaja respecto a las otras, pues la onda emitida para medir se enfoca en la cantidad de masa metálica por lo cual restricciones tales como depósitos que usualmente se tienen en la tubería no afectan la medición de diámetro interno o externo o por otro lado no se ve restringida por el tipo de fluido existente en el pozo durante la implementación de esta.
- Muchos de los pozos de Equion Energía tienen tuberías de acero al carbono expuestas a fluidos de producción, especialmente la tubería 9 5/8". Sin embargo; no significa que tengan corrosión por estar bajo esta situación, pues la corrosión se da por la combinación de varios factores. Por esto, parte de la decisión de implementar la herramienta en un pozo que presente corrosión o deterioro en sus sartas múltiples debe basarse en una buena base de datos que permita el monitoreo de todas las variables que ayudan a corroer la tubería.
- A partir del análisis técnico se comprobó el funcionamiento de la herramienta y la calidad de información que se obtiene, sin embargo; el análisis de la misma puede ser restringido teniendo en cuenta que no hay suficiente personal capacitado para la interpretación del registro por parte de la operadora y la compañía de servicios.
- En el análisis financiero, el pozo Cusiana-A tiene un panorama favorable para el escenario #1 sin embargo el escenario #2 solo será viable cuando el costo del barril este por encima de 90 \$US y el aumento de producción por la

estimulación sea mayor. Finalmente, para el pozo Buenos Aires-A la implementación de la herramienta solo será viable en el caso donde a partir de la información obtenida se tomen decisiones para recuperar la producción del pozo.

8. RECOMENDACIONES

- Generar una ponderación de las variables que intervienen en un proceso de corrosión, de tal manera que pueda cuantificar la influencia de cada uno de ellas y así generar una metodología que a partir del ingreso de los valores de las variables se arroje de mayor a menor probabilidad los pozos que pueden tener corrosión en sus tuberías.
- Capacitar personal tanto en las compañías operadoras como de servicios en la interpretación de registros de herramientas de inducción electromagnética con el fin de tener diferentes puntos de vista o interpretaciones de este y mejorar la calidad de análisis de estos. Por otro lado teniendo personal capacitado por parte del operador genera que las decisiones tomadas sean más completas al tener un total y completo entendimiento de lo que está ocurriendo en el pozo a partir del registro.
- Realizar el estudio financiero para convertir la herramienta de inducción electromagnética en una herramienta de monitoreo donde periódicamente se registre el estado de integridad de las tuberías y se alimenten los modelos de corrosión para obtener las condiciones reales de la tasa de corrosión en las tuberías.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Las regalías en el sector de los hidrocarburos. [Online], <URL: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>> [Consulta: Diciembre 2013].

ALMEYDA RAMIREZ, Johanna y **RAMIREZ BELTRAN,** Andrés Sebastián. Estudio de la respuesta reológica de crudos parafínicos de campo escuela colorado ante un campo magnético. [Tesis pregrado Ingeniería de Petróleos] Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. 2013.

ALVAREZ, Alberto. Matemáticas Financieras, Diagramas económicos en capítulo 1. Mc Grawhill. Año 1995.

BARGACH, Saad, et al. LWD en tiempo real: Registros para la perforación. Oilfield Review, invierno de 2001. 21 p.

BERNAL SANCHEZ, Israel Ricardo. Corrientes Parasitas, Fundamentos de Electricidad y Magnetismo. Universidad Nacional de Colombia.

BIBLIOTECA VIRTUAL. BIBLIOTECA LUIS ANGEL ARANGO. Glosario, tema: Economía.[Online],<URL:<http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/economia/glos/index.htm>> [Consulta: Diciembre 2013].

CLARK, Caleb. DELGADO, Omar. Fundamentos básicos sobre la integridad de la corrosión por: NALCO, Asset Integrity Research Oilfield Chemicals. [Diapositivas].

DENIS, Brondel, et al. Corrosion in the oil industry. Oilfield Review, Abril 1994. 18 p.

ENCICLOPEDIA DEL PETRÓLEO. [Material de asignatura Perforación de Pozos]. Universidad Industrial de Santander.

EQUION ENERGIA LIMITED, oficial web site. [Online], <URL: http://www.equion-energia.com/quienes_somos/Paginas/default.aspx> [Consulta: Diciembre 2013].

EQUION ENERGIA LIMITED, Inducción técnica estudiantes en práctica por Well Interventions Team (WIT). [Documento expuesto al iniciar la práctica univervitaria] diciembre 2012.

EQUION ENERGIA LIMITED y SCHLUMBERGER. EMIT Final Report [Reporte final sobre la corrida de la herramienta], Enero 2013.

EQUION ENERGIA LIMITED. Well operations manual. Tercera edición, marzo 2012.

EQUION ENERGIA LIMITED. WI Ops TL, WIT-13. [Reporte final de un trabajo de workover] Versión 03, Agosto 2010.

FAJARDO, Marco. Pérdidas en los Transformadores. Ecuador. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.

HANDBOOK WCS, WELL CONTROL SCHOOL (Estados Unidos). [Recopilación de información de diferentes fuentes]. 2003.

HAWKER David, **VOGT** Karen y **ROBINSON** Allan. DATALOG, Procedimientos y operaciones en el pozo. Traducido al español V.1.0. Julio 2002.

VEGA TRIANA, Juan Pablo, et al. Modelo de corrosión para aceros de bajo carbono en ambientes acuosos con CO₂. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 10 N°. Enero/Junio 2012. 13/19 p.

M.A., Sharar. D.A., Cuthill. K, Edwards. High resolution casing imaging utilizing magnetic flux leakage measurements. SPWLA 49th Annual Logging Symposium, May 25-28 2008. 10 p.

MIRANDA MIRANDA, Juan José. Gestión de proyectos, La evaluación financiera en capítulo 9. Cuarta edición. 2005.

NACE COLOMBIA STUDENT SECTION. Curso intensivo de integridad mecánica en instalaciones de producción de crudo y gas dictado en: Universidad Industrial de Santander. Octubre 2013.

NACE INTERNATIONAL THE CORROSION SOCIETY. Curso de corrosión básica. Enero 2004.

SCHLUMBERGER. Detección de la corrosión en el fondo del pozo. Oilfield Review. Volume 2, no.1. 2010. 46-47 p.

SCHLUMBERGER. EM Pipe Scanner, Electromagnetic Casing Inspection Tool. [Diapositivas]. 2010.

SCHLUMBERGER. Wireline Services Catalog 2010. [Documento pdf]. 2010. 232 p.

SERWAY. Física. Campo: en capítulos 23 y 24, efectos del campo magnético: en capítulo 29, fuentes del campo magnético: en capítulo 30. Editorial McGraw-Hill. 1992.

UNIVERSIDAD EAFIT. CONSULTORIO CONTABLE. Evaluación financiera de Proyectos. [Documento en línea]. [Consulta: Diciembre 2013].

WIRELINE AND COILED TUBING OPERATION en capítulo 18, material de trabajo para estudiantes en práctica WIT. Equion Energy Ltda.

ANEXOS

Anexo 1. Características geométricas y mecánicas de las tuberías de revestimiento.

| Size | | Weight | ID | | Drift | | Capacity |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| Inches | mm | lbs/ft | Inches | mm | Inches | mm | bbbl/100ft |
| 4 1/2 | 114.30 | 9.50 | 4.090 | 103.89 | 3.965 | 100.71 | 1.63 |
| | | 10.50 | 4.052 | 102.92 | 3.927 | 99.75 | 1.59 |
| | | 11.60 | 4.000 | 101.60 | 3.875 | 98.43 | 1.55 |
| | | 12.60 | 3.958 | 100.53 | 3.833 | 97.36 | 1.52 |
| | | 13.50 | 3.920 | 99.57 | 3.795 | 96.39 | 1.49 |
| | | 15.10 | 3.826 | 97.18 | 3.701 | 94.01 | 1.42 |
| | | 16.60 | 3.754 | 95.35 | 3.629 | 92.18 | 1.37 |
| | | 16.90 | 3.740 | 95.00 | 3.615 | 91.82 | 1.36 |
| | | 17.70 | 3.696 | 93.88 | 3.571 | 90.70 | 1.33 |
| | | 18.80 | 3.640 | 92.46 | 3.515 | 89.28 | 1.29 |
| | | 21.60 | 3.500 | 88.90 | 3.375 | 85.73 | 1.19 |
| | | 24.60 | 3.380 | 85.85 | 3.255 | 82.68 | 1.11 |
| | | 26.50 | 3.240 | 82.30 | 3.115 | 79.12 | 1.02 |
| 5 | 127.00 | 11.50 | 4.560 | 115.82 | 4.435 | 112.65 | 2.02 |
| | | 13.00 | 4.494 | 114.15 | 4.369 | 110.97 | 1.96 |
| | | 15.00 | 4.408 | 111.96 | 4.283 | 108.79 | 1.89 |
| | | 18.00 | 4.276 | 108.61 | 4.151 | 105.44 | 1.78 |
| | | 20.30 | 4.184 | 106.27 | 4.059 | 103.10 | 1.70 |
| | | 20.80 | 4.156 | 105.56 | 4.031 | 102.39 | 1.68 |
| | | 21.40 | 4.126 | 104.80 | 4.001 | 101.63 | 1.65 |
| | | 23.20 | 4.044 | 102.72 | 3.919 | 99.54 | 1.59 |
| | | 24.20 | 4.000 | 101.60 | 3.875 | 98.43 | 1.55 |
| | | 26.70 | 3.876 | 98.45 | 3.751 | 95.28 | 1.46 |
| | | 32.00 | 3.620 | 91.95 | 3.495 | 88.77 | 1.27 |
| 5 1/2 | 139.70 | 13.00 | 5.044 | 128.12 | 4.919 | 124.94 | 2.47 |
| | | 14.00 | 5.012 | 127.30 | 4.887 | 124.13 | 2.44 |
| | | 15.50 | 4.950 | 125.73 | 4.825 | 122.56 | 2.38 |
| | | 17.00 | 4.892 | 124.26 | 4.767 | 121.08 | 2.32 |
| | | 20.00 | 4.778 | 121.36 | 4.653 | 118.19 | 2.22 |
| | | 23.00 | 4.670 | 118.62 | 4.545 | 115.44 | 2.12 |
| | | 26.00 | 4.548 | 115.52 | 4.423 | 112.34 | 2.01 |
| | | 28.40 | 4.440 | 112.78 | 4.315 | 109.60 | 1.91 |
| | | 29.70 | 4.376 | 111.15 | 4.251 | 107.98 | 1.86 |
| | | 32.30 | 4.276 | 108.61 | 4.151 | 105.44 | 1.78 |
| | | 36.40 | 4.090 | 103.89 | 3.965 | 100.71 | 1.62 |
| | | 39.30 | 4.044 | 102.72 | 3.919 | 79.54 | 1.59 |

Fuente: Oil production.net [web site], API casing table.

Anexo 1. Continúa

| Size | | Weight lbs/ft | ID | | Drift | | Capacity bbl/100ft |
|--------|--------|------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|
| Inches | mm | | Inches | mm | Inches | mm | |
| 6 | 152.40 | 15.00 | 5.542 | 140.77 | 5.399 | 137.13 | 2.98 |
| | | 18.00 | 5.424 | 137.77 | 5.299 | 134.59 | 2.86 |
| | | 20.00 | 5.352 | 135.94 | 5.227 | 132.77 | 2.78 |
| | | 23.00 | 5.240 | 133.10 | 5.115 | 129.92 | 2.67 |
| | | 26.00 | 5.132 | 130.35 | 5.007 | 127.18 | 2.56 |
| 6 5/8 | 168.28 | 17.00 | 6.135 | 155.83 | 6.010 | 152.65 | 3.66 |
| | | 20.00 | 6.049 | 153.64 | 5.924 | 150.47 | 3.55 |
| | | 24.00 | 5.921 | 150.39 | 5.796 | 147.22 | 3.41 |
| | | 28.00 | 5.791 | 147.09 | 5.666 | 143.92 | 3.26 |
| | | 32.00 | 5.675 | 144.15 | 5.550 | 140.97 | 3.13 |
| | | 35.00 | 5.575 | 141.61 | 5.450 | 138.43 | 3.02 |
| | | 43.20 | 5.375 | 136.53 | 5.250 | 133.35 | 2.81 |
| 7 | 177.80 | 69.63 | 4.375 | 111.13 | 4.250 | 107.95 | 1.86 |
| | | 17.00 | 6.538 | 166.07 | 6.413 | 162.89 | 4.15 |
| | | 20.00 | 6.456 | 163.98 | 6.331 | 160.81 | 4.05 |
| | | 23.00 | 6.366 | 161.70 | 6.241 | 158.52 | 3.94 |
| | | 26.00 | 6.276 | 159.41 | 6.151 | 156.24 | 3.83 |
| | | 29.00 | 6.184 | 157.07 | 6.059 | 153.90 | 3.71 |
| | | 32.00 | 6.094 | 154.79 | 5.969 | 151.61 | 3.61 |
| | | 35.00 | 6.004 | 152.50 | 5.879 | 149.33 | 3.50 |
| | | 38.00 | 5.920 | 150.37 | 5.795 | 147.19 | 3.40 |
| | | 41.00 | 5.820 | 147.83 | 5.695 | 144.65 | 3.29 |
| | | 42.70 | 5.750 | 146.05 | 5.625 | 142.88 | 3.21 |
| | | 44.00 | 5.720 | 145.29 | 5.595 | 142.11 | 3.18 |
| | | 45.40 | 5.660 | 143.76 | 5.535 | 140.59 | 3.11 |
| | | 49.50 | 5.540 | 140.72 | 5.415 | 137.54 | 2.98 |
| 56.10 | 5.376 | 136.55 | 5.251 | 133.38 | 2.81 | | |
| 58.00 | 5.240 | 133.10 | 5.115 | 129.92 | 2.67 | | |
| 66.50 | 5.040 | 128.02 | 4.915 | 124.84 | 2.47 | | |
| 7 5/8 | 193.68 | 20.00 | 7.125 | 180.98 | 7.000 | 177.80 | 4.93 |
| | | 24.00 | 7.025 | 178.44 | 6.900 | 175.26 | 4.79 |
| | | 26.40 | 6.969 | 177.01 | 6.844 | 173.84 | 4.72 |
| | | 29.70 | 6.875 | 174.63 | 6.750 | 171.45 | 4.59 |
| | | 33.70 | 6.765 | 171.83 | 6.640 | 168.66 | 4.45 |
| | | 39.00 | 6.625 | 168.28 | 6.500 | 165.10 | 4.26 |
| | | 42.80 | 6.501 | 165.13 | 6.376 | 161.95 | 4.11 |
| | | 45.30 | 6.435 | 163.45 | 6.310 | 160.27 | 4.02 |
| | | 47.10 | 6.375 | 161.93 | 6.250 | 158.75 | 3.95 |
| | | 51.20 | 6.249 | 158.72 | 6.125 | 155.58 | 3.80 |
| | | 52.80 | 6.201 | 157.81 | 6.000 | 152.40 | 3.74 |
| | | 55.75 | 6.201 | 157.51 | 6.176 | 156.87 | 3.74 |

Fuente: Oil production.net [web site], API casing table.

Anexo 1. Continúa

| Size | | Weight | ID | | Drift | | Capacity |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| Inches | mm | lbs/ft | Inches | mm | Inches | mm | bbbl/100ft |
| 7 3/4 | 196.85 | 46.10 | 6.560 | 166.62 | 6.500 | 165.10 | 4.18 |
| 8 5/8 | 219.08 | 24.00 | 8.097 | 205.66 | 7.972 | 202.49 | 6.37 |
| | | 28.00 | 8.017 | 203.63 | 7.892 | 200.46 | 6.24 |
| | | 32.00 | 7.921 | 201.19 | 7.796 | 198.02 | 6.09 |
| | | 36.00 | 7.825 | 198.76 | 7.700 | 195.58 | 5.95 |
| | | 40.00 | 7.725 | 196.22 | 7.6 | 193.04 | 5.8 |
| | | 44.00 | 7.625 | 193.68 | 7.500 | 190.50 | 5.65 |
| | | 49.00 | 7.511 | 190.78 | 7.386 | 187.60 | 5.48 |
| 52.00 | 7.435 | 188.85 | 7.310 | 185.67 | 5.37 | | |
| 8 3/4 | 222.25 | 49.70 | 7.636 | 193.95 | 7.500 | 190.50 | 5.66 |
| 9 5/8 | 244.48 | 29.30 | 9.063 | 230.20 | 8.907 | 226.24 | 7.98 |
| | | 32.30 | 9.001 | 228.63 | 8.845 | 224.66 | 7.87 |
| | | 36.00 | 8.921 | 226.59 | 8.765 | 222.63 | 7.73 |
| | | 38.00 | 8.885 | 225.68 | 8.76 | 222.50 | 7.67 |
| | | 40.00 | 8.835 | 224.41 | 8.679 | 220.45 | 7.58 |
| | | 43.50 | 8.755 | 222.38 | 8.599 | 218.41 | 7.45 |
| | | 47.00 | 8.681 | 220.50 | 8.525 | 216.54 | 7.32 |
| | | 53.50 | 8.535 | 216.79 | 8.379 | 212.83 | 7.08 |
| | | 58.40 | 8.435 | 214.25 | 8.279 | 210.29 | 6.91 |
| | | 59.40 | 8.407 | 213.54 | 8.251 | 209.58 | 6.87 |
| | | 61.10 | 8.375 | 212.73 | 8.219 | 208.76 | 6.81 |
| | | 64.90 | 8.281 | 210.34 | 8.125 | 206.38 | 6.66 |
| 70.30 | 8.157 | 207.19 | 8.001 | 203.23 | 6.46 | | |
| 71.80 | 8.125 | 206.38 | 7.969 | 202.41 | 6.41 | | |
| 9 3/4 | 247.65 | 59.20 | 8.560 | 217.42 | 8.500 | 215.90 | 7.12 |
| 9 7/8 | 250.83 | 62.80 | 8.625 | 219.08 | 8.500 | 215.90 | 7.23 |
| 10 3/4 | 273.05 | 32.75 | 10.192 | 258.88 | 10.036 | 254.91 | 10.09 |
| | | 35.75 | 10.136 | 257.45 | 10.011 | 254.28 | 9.98 |
| | | 40.50 | 10.050 | 255.27 | 9.894 | 251.31 | 9.81 |
| | | 45.50 | 9.950 | 252.73 | 9.794 | 248.77 | 9.62 |
| | | 51.00 | 9.850 | 250.19 | 9.694 | 246.23 | 9.42 |
| | | 55.50 | 9.760 | 247.90 | 9.604 | 243.94 | 9.25 |
| | | 60.70 | 9.660 | 245.36 | 9.504 | 241.40 | 9.06 |
| | | 65.70 | 9.560 | 242.82 | 9.404 | 238.86 | 8.88 |
| | | 71.10 | 9.450 | 240.03 | 9.294 | 236.07 | 8.67 |
| | | 73.20 | 9.406 | 238.91 | 9.250 | 234.95 | 8.59 |
| | | 76.00 | 9.350 | 237.49 | 9.194 | 233.53 | 8.49 |
| | | 79.20 | 9.282 | 235.76 | 9.126 | 231.80 | 8.37 |
| 81.00 | 9.250 | 234.95 | 9.094 | 230.99 | 8.31 | | |

Fuente: Oil production.net [web site], API casing table.

Anexo 1. Continúa

| Size | | Weight | ID | | Drift | | Capacity |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| Inches | mm | lbs/ft | Inches | mm | Inches | mm | bbbl/100ft |
| 11 3/4 | 298.45 | 38.00 | 11.150 | 283.21 | 10.994 | 279.25 | 12.08 |
| | | 42.00 | 11.084 | 281.53 | 10.928 | 277.57 | 11.93 |
| | | 47.00 | 11.000 | 279.40 | 10.844 | 275.44 | 11.75 |
| | | 54.00 | 10.880 | 276.35 | 10.724 | 272.39 | 11.50 |
| | | 60.00 | 10.772 | 273.61 | 10.616 | 269.65 | 11.27 |
| | | 65.00 | 10.682 | 271.32 | 10.526 | 267.36 | 11.08 |
| | | 66.70 | 10.656 | 270.66 | 10.500 | 266.70 | 11.03 |
| | | 71.00 | 10.586 | 268.88 | 10.430 | 264.92 | 10.89 |
| | | 73.60 | 10.532 | 267.51 | 10.376 | 263.55 | 10.78 |
| | | 75.00 | 10.514 | 267.06 | 10.358 | 263.09 | 10.74 |
| | | 76.00 | 10.500 | 266.70 | 10.344 | 262.74 | 10.71 |
| | | 79.00 | 10.438 | 265.13 | 10.282 | 261.16 | 10.58 |
| | | 80.50 | 10.406 | 264.31 | 10.25 | 260.35 | 10.52 |
| | | 83.00 | 10.368 | 263.35 | 10.212 | 259.38 | 10.44 |
| | | 87.20 | 10.282 | 261.16 | 10.126 | 257.20 | 10.27 |
| 95.00 | 10.124 | 257.15 | 9.968 | 253.19 | 9.96 | | |
| 11 7/8 | 301.63 | 71.80 | 10.711 | 272.06 | 10.625 | 269.88 | 11.14 |
| 13 3/8 | 339.73 | 48.00 | 12.715 | 322.96 | 12.559 | 319.00 | 15.71 |
| | | 54.50 | 12.615 | 320.42 | 12.459 | 316.46 | 15.46 |
| | | 61.00 | 12.515 | 317.88 | 12.359 | 313.92 | 15.21 |
| | | 68.00 | 12.415 | 315.34 | 12.259 | 311.38 | 14.97 |
| | | 72.00 | 12.347 | 313.61 | 12.191 | 309.65 | 14.81 |
| | | 77.00 | 12.275 | 311.79 | 12.119 | 307.82 | 14.64 |
| | | 80.70 | 12.215 | 310.26 | 12.059 | 306.30 | 14.49 |
| | | 83.00 | 12.175 | 309.25 | 12.019 | 305.28 | 14.40 |
| | | 85.00 | 12.159 | 308.84 | 12.003 | 304.88 | 14.36 |
| | | 86.00 | 12.125 | 307.98 | 11.969 | 304.01 | 14.28 |
| | | 91.00 | 12.055 | 306.20 | 11.899 | 302.23 | 14.12 |
| | | 92.00 | 12.031 | 305.59 | 11.875 | 301.63 | 14.06 |
| | | 96.00 | 11.975 | 304.17 | 11.819 | 300.20 | 13.93 |
| | | 98.00 | 11.937 | 303.20 | 11.781 | 299.24 | 13.84 |
| | | 100.30 | 11.907 | 302.44 | 11.751 | 298.48 | 13.77 |
| 102.00 | 11.889 | 301.98 | 11.733 | 298.02 | 13.73 | | |
| 13 1/2 | 342.90 | 81.40 | 12.340 | 313.44 | 12.250 | 311.15 | 14.79 |
| 13 5/8 | 346.08 | 88.20 | 12.375 | 314.33 | 12.250 | 311.15 | 14.88 |

Fuente: Oil production.net [web site], API casing table.

Anexo 2. Recopilación de información de los pozos seleccionados.

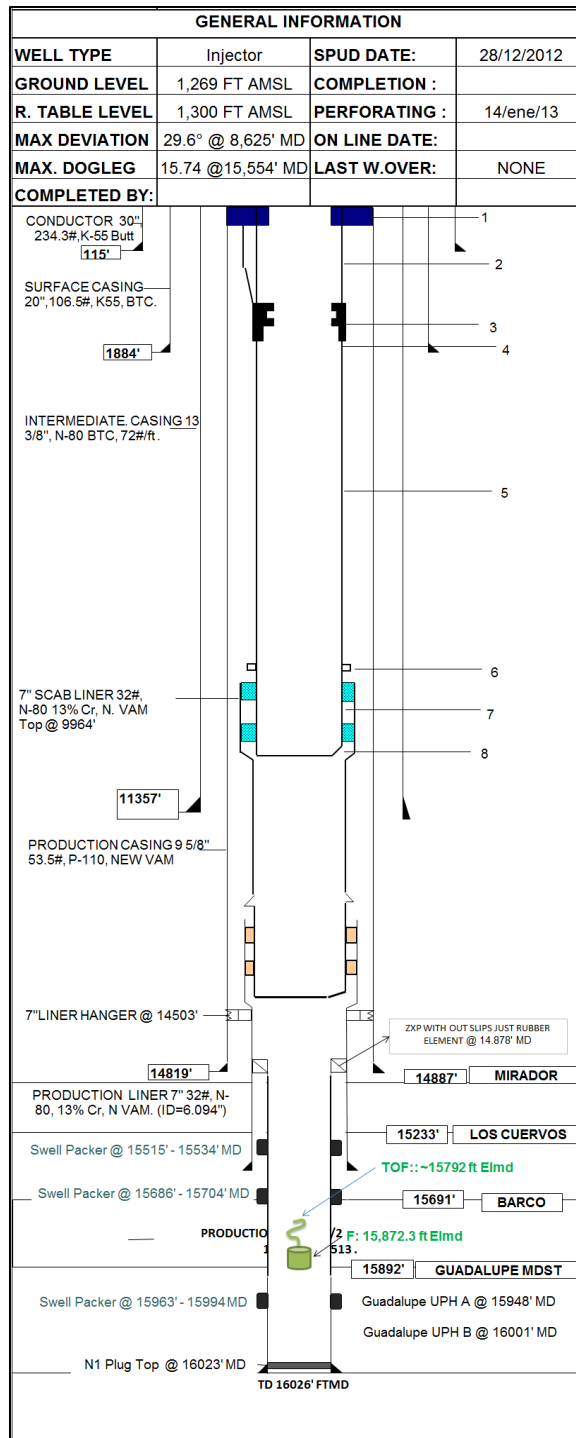
| Pozo | Estado | Tamaño | Material | Tope | Fondo | Longitud | Numero de Revestimientos | Interval expuesto | | Formación detras del casing 9 5/8 | Cemento | Min ID | Max. Dog Leg | Max. Desviacion | Temperatura Yacimiento | Presion Yacimiento |
|------|--------|----------------|--------------|-------|-------|----------|--------------------------|-------------------|---------------|-----------------------------------|-----------------|--------|--------------------|-------------------|------------------------|--------------------|
| | | | | | | | | Profundidad | Longitud (Ft) | | | | | | | |
| BA B | Activo | 20" 106.5# | K55 C.S | 0 | 1884 | 1884 | 4 | N/A | N/A | C3-C8 | BUENO | 5.937 | 15.74° @15,554' MD | 29.6° @8,625' MD | 275 | 5,670 |
| | | 13 3/8" 72# | N-80 C.S | 1884 | 11357 | 9473 | 3 | | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" | C.S | 11357 | 14819 | 3462 | 2 | | | | | | | | | |
| | | 7" 32# | L-80 13% | 14819 | 16026 | 1207 | 1 | | | | | | | | | |
| BA A | Muerto | 20" 106.5# | K55 C.S | 0 | 1995 | 1995 | 4 | Top | 162 | C5 | POBRE | 4.562 | 5.3° @14,900' MD | 20.6° @8,625' MD | 264 | 4,555 |
| | | 13 3/8" 72# | N-80 C.S | 1995 | 12479 | 10484 | 3 | 11660 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 12479 | 14840 | 2361 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 5" 19# | L-80 13% | 14840 | 15397 | 557 | 1 | 11822 | | | | | | | | |
| CS A | Activo | 20" 106.5# | K55 C.S | 0 | 1755 | 1755 | 4 | Top | 147 | C7/C8 | BUENO | 4.562 | 5.3° @14,150' MD | 18.8° @4,300' MD | 266 | 4,550 |
| | | 13 3/8" 72# | P-110 C.S | 1755 | 11013 | 9258 | 3 | 12777 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 11013 | 13282 | 2269 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 7" 29# | L-80 13% CR | 13282 | 14896 | 1614 | 1 | 12924 | | | | | | | | |
| CS D | Activo | 20" 106.5# | X56 C.S | 0 | 1188 | 1188 | 4 | Top | 19 | C7 | REGULAR A BUENO | 5.812 | 24° @15,025' MD | 96.6° @15,900' MD | 265 | 4,500 |
| | | 13 3/8" 72# | N-80 C.S | 1188 | 11044 | 9856 | 3 | 13119 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 11044 | 13663 | 2619 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 2 7/8" 6.4 ppf | L-80 13% CR | 13663 | 14993 | 1330 | 1 | 13138 | | | | | | | | |
| CS B | Activo | 20" 106.5# | K55 C.S | 0 | 1557 | 1557 | 4 | Top | 199 | C6 | -- | 3.867 | 7.8° @16,100' MD | 55.3° @14,700' MD | 250 | 4,145 |
| | | 13 3/8" 68# | N-80 C.S | 1557 | 7304 | 5747 | 3 | 13763 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 7304 | 14264 | 6960 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 7 5/8" 39# | P-110 13% CR | 14264 | 15885 | 729 | 2 | 13962 | | | | | | | | |
| | | 5" 18# | L-80 13% CR | 15885 | 16404 | 519 | 1 | | | | | | | | | |

Anexo 2. Continúa

| Pozo | Estado | Tamaño | Material | Tope | Fondo | Longitud | Numero de Revestimientos | Intervalo expuesto | | Formación de tras del casing 95/8 | Cemento | Min ID | Max. Dog Leg | Max. Desviación | Temperatura Yacimiento | Presión Yacimiento |
|------|--------|---------------|--------------|-------|-------|----------|--------------------------|--------------------|---------------|-----------------------------------|---------|--------|-------------------|-------------------|------------------------|--------------------|
| | | | | | | | | Profundidad | Longitud (ft) | | | | | | | |
| IRA | Activo | 20" 106.5# | C.S | 0 | 1210 | 1210 | 3 | Top | 72 | C7/C8 | -- | 5.9 | 19° @17,110' MD | 85.3° @17,878' MD | 270 | 5,361 |
| | | 11 7/8" 71.8# | C.S | 1210 | 13735 | 12525 | 2 | 16508 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | C.S | 13735 | 17030 | 3295 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 5" 19# | 13%CR | 17030 | 17500 | 470 | 1 | 16580 | | | | | | | | |
| BAC | Muerto | 16" 75# | K55 C.S | 0 | 1165 | 1165 | 3 | Top | 49 | C7 | POBRE | 3.75 | 4.5° @1,550' MD | 23.6° @4,550' MD | 265 | 4,500 |
| | | 11 3/4" 65# | C.S | 1165 | 13067 | 11902 | 3 | 14594 | | | | | | | | |
| | | 7" 32# | L-80 C.S | 13067 | 15215 | 2148 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 4 1/2" 13.5# | L-80 13% | 15215 | 15776 | 561 | 1 | 14643 | | | | | | | | |
| BAD | Activo | 20" 106.5# | K55 C.S | 0 | 1024 | 1024 | 3 | Top | 30 | C7 | BUENO | 3.87 | 2.82 @10,327' MD | 15.3° @6,356' MD | 265 | 5,500 |
| | | 11 7/8" 71.8# | N-80 C.S | 1024 | 11987 | 10963 | 3 | 13290 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 11987 | 13830 | 1843 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 5" 19# | L-80 13% | 13830 | 15445 | 1615 | 1 | 13320 | | | | | | | | |
| CSC | Muerto | 20" 133# | K55 C.S | 0 | 1184 | 1184 | 4 | Top | 17 | C7 | BUENO | 3.87 | 2.98° @10,700' MD | 31.89° @6,700' MD | 255 | 4,450 |
| | | 13 3/8" 72# | N-80 C.S | 1184 | 10416 | 9232 | 3 | 15019 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 10416 | 15536 | 5120 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 7" 32# | P-110 13% CR | 15536 | 15940 | 404 | 1 | 15036 | | | | | | | | |
| FLA | Muerto | 20" 106.5# | K55 C.S | 0 | 929 | 929 | 4 | Top | 185 | MIRADOR - MORRO | POBRE | 3.833 | 12° @14,650' MD | 24° @13,175' MD | 237 | 5,350 |
| | | 13 3/8" 72# | P-110 C.S | 929 | 8772 | 7843 | 3 | 11235 | | | | | | | | |
| | | 9 5/8" 53.5# | P-110 C.S | 8772 | 12263 | 3491 | 2 | | | | | | | | | |
| | | 7" 32# | L-80 13% | 8772 | 14216 | 5444 | 2 | Bottom | | | | | | | | |
| | | 4 1/2" 13.5# | L-80 13% | 12263 | 14216 | 1953 | 1 | 11420 | | | | | | | | |

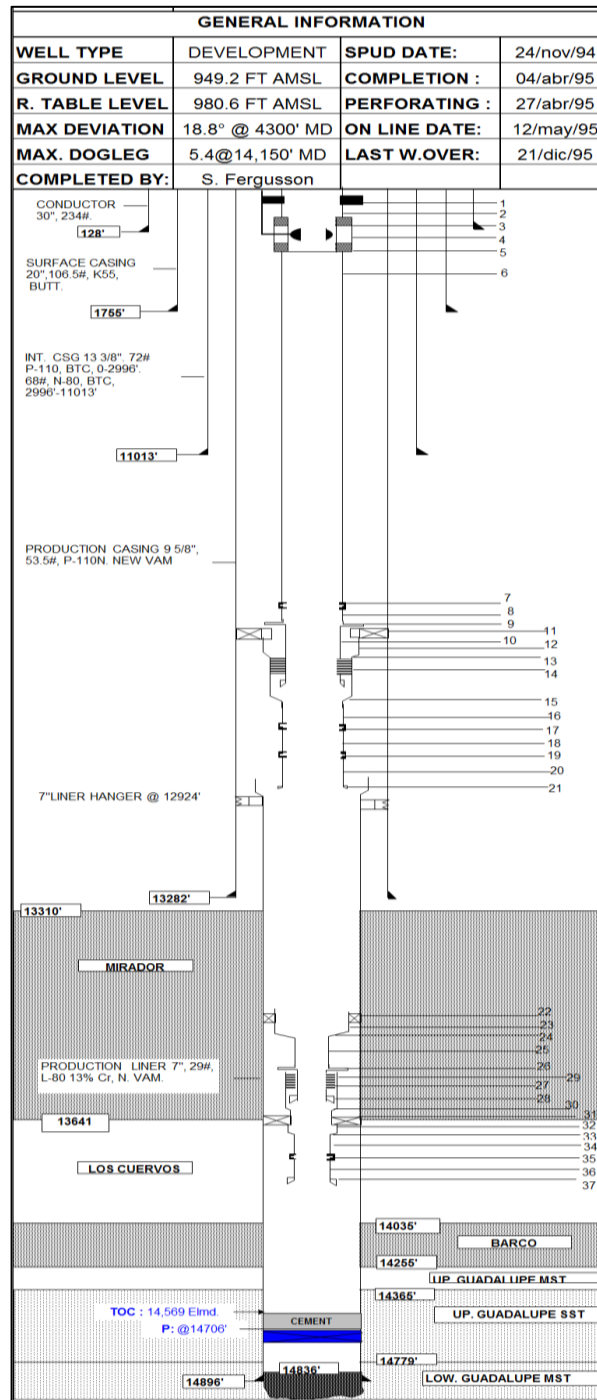
Fuente: Autores

Anexo 3. Estado mecánico Pozo BA-B.



Fuente: Equion Energía Ltda.

Anexo 4. Estado mecánico CS-A.



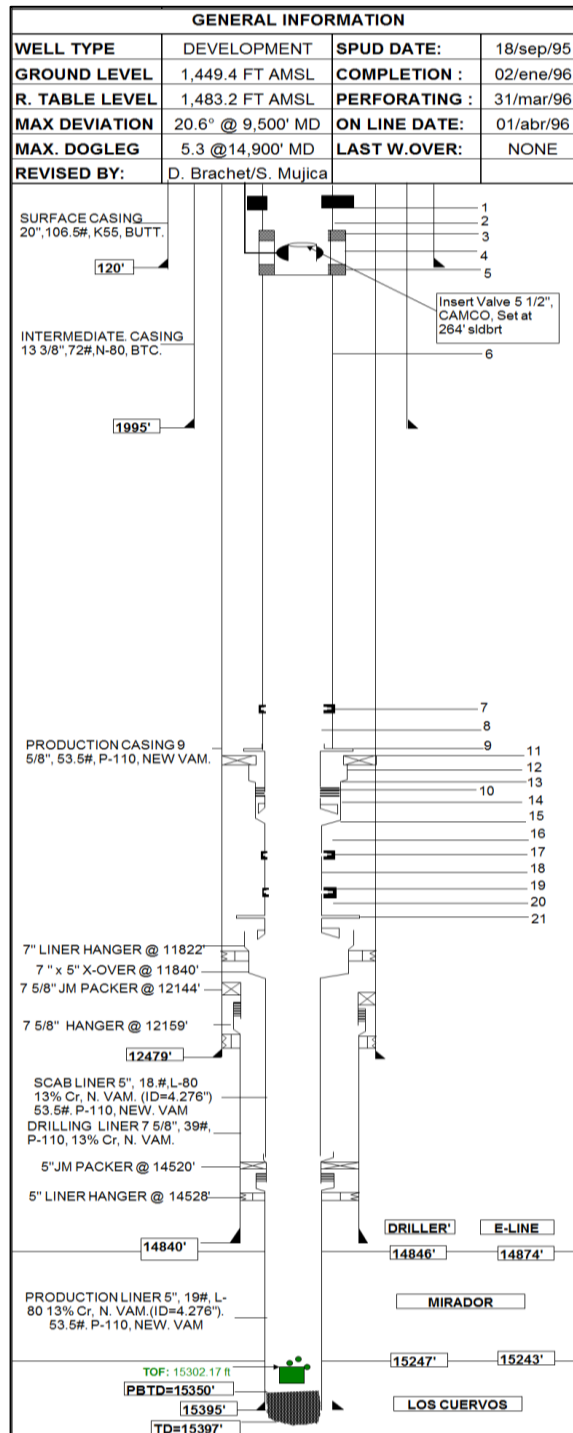
Fuente: Equion Energía Ltda.

Anexo 5. Recolección de información sobre trabajos de estimulación realizados en el campo Cusiana.

| Pozo | Antes Estimulación | Después Estimulación | Diferencia | Inicia | Base | Tiempo, Meses | Comentarios | Porcentaje Incremento |
|------|--------------------|----------------------|------------|-----------|-----------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| CS A | 5,005 | 3,468 | -1,537 | 5-Nov-00 | 13-Nov-00 | 0.26 | | -30.7% |
| CS E | 6,379 | 4,983 | -1,396 | 4-Aug-99 | | -1196.58 | | -21.9% |
| CS F | 6,379 | 4,983 | -1,396 | 4-Aug-99 | 5-Sep-99 | 1.05 | | -21.9% |
| CS G | 890 | 745 | -145 | 6-Dec-02 | 13-Mar-04 | 15.23 | Diesel,Acido | -16.3% |
| CS H | 811 | 680 | -131 | 18-Apr-09 | 6-Feb-12 | 33.68 | HCL,DIX | -16.2% |
| CS G | 525 | 504 | -21 | 21-Sep-11 | 23-Feb-13 | 17.14 | DIX, HCL, OCA, NH4CL | -4.0% |
| CS K | 572 | 567 | -5 | 15-Jan-12 | 20-Jan-12 | 0.16 | EDTA - DTPA chemical stimulation | -0.9% |
| CS D | 1,435 | 1,459 | 24 | 26-Jul-01 | 26-Mar-02 | 7.99 | Rock Salt, Varsol, KCL | 1.7% |
| CS I | 8,859 | 9,201 | 342 | 11-Aug-99 | 27-Aug-99 | 0.53 | NVSO & Claysafe H | 3.9% |
| CS H | 2,726 | 2,846 | 120 | 12-Nov-02 | 9-Aug-03 | 8.88 | | 4.4% |
| CS G | 488 | 532 | 44 | 26-Oct-08 | 13-Mar-11 | 28.55 | DIX, NH4CL,HCL | 9.0% |
| CS F | 1,336 | 1,510 | 174 | 14-Apr-04 | 22-Jul-04 | 3.26 | | 13.0% |
| CS D | 5,530 | 6,337 | 807 | 4-Jul-99 | 17-Aug-99 | 1.45 | | 14.6% |
| CS L | 631 | 776 | 145 | 28-Jul-10 | 3-Sep-10 | 1.22 | | 23.0% |
| CS J | 2,276 | 2,956 | 680 | 20-Oct-01 | 10-Feb-02 | 3.72 | KCL | 29.9% |
| CS A | 3,771 | 5,269 | 1,498 | 4-Jan-01 | 3-Nov-01 | 9.97 | HCL, PARAVAN,DIESEL | 39.7% |
| CS L | 881 | 1,310 | 429 | 15-Jul-11 | 14-Dec-11 | 5.00 | DIX, NH4CL,HCL | 48.7% |
| CS M | 1,277 | 2,768 | 1,491 | 30-Dec-99 | 7-Mar-01 | 14.24 | | 116.8% |
| CS E | 1,010 | 2,240 | 1,230 | 27-Jan-00 | | -1202.37 | | 121.8% |
| CS L | 698 | 1,792 | 1,094 | 11-Jan-12 | 27-Mar-12 | 2.50 | DIX, NH4CL,HCL | 156.7% |
| CS L | 497 | 1,298 | 801 | 21-Dec-07 | 27-Apr-08 | 4.21 | EDTA | 161.2% |
| CS K | 1,727 | 5,657 | 3,930 | 2-Jun-02 | 14-May-04 | 23.42 | Nitrified KCl | 227.6% |

Fuente: Autores

Anexo 6. Estado mecánico Pozo BA-A.



Fuente: Equion Energía Ltda.

Anexo 7. Recolección de información sobre trabajos de aislamientos de zonas de agua realizados en el campo Buenos Aires.

| Pozo | Antes WSO | Despues WSO | Diferencia | Inicia | Base | Tiempo, Meses | Comentarios | Porcentaje Incremento |
|------|-----------|-------------|------------|-----------|-----------|---------------|---|-----------------------|
| BA F | 136 | 1 | -135 | 26-Jan-13 | 26-Jan-13 | 0.00 | No se pudo hacer WSO | -99% |
| BA I | 4444 | 517 | -3927 | | | 0.00 | Fish Packer at 13,828 - No se hizo WSO | -88% |
| BA G | 290 | 35 | -255 | 24-May-13 | 5-Jul-13 | 1.38 | Producción despúes de... menor a la base | -88% |
| BA F | 1 | 1 | 0 | 9-Jul-13 | 9-Jul-13 | 0.00 | No se pudo hacer WSO | 0% |
| BA H | 378 | 383 | 5 | 30-Aug-03 | 18-Sep-03 | 0.63 | | 1% |
| BA D | 462 | 483 | 21 | 20-Oct-11 | 29-Nov-11 | 1.32 | | 5% |
| BA H | 2186 | 2363 | 177 | 25-Dec-99 | 7-Jan-00 | 0.43 | | 8% |
| BA J | 1135 | 1298 | 163 | 14-Jul-02 | 19-Sep-02 | 2.20 | Moyno pump, stuck cable, Perforate - No se hizo WSO | 14% |
| BA J | 829 | 973 | 144 | 21-Apr-02 | 4-Jun-02 | 1.45 | 2,5" IBP Baker at 15,225 | 17% |
| BA H | 1727 | 2425 | 698 | 29-Jan-00 | 18-Nov-00 | 9.67 | | 40% |
| BA F | 113 | 229 | 116 | 4-Aug-13 | 3-Oct-13 | 1.97 | | 103% |

Fuente: Autores

Anexo 8. Tabla de Excel, datos calculados para el escenario #1, CS-A.

| | Producción Diaria | | Producción Mensual | | Flujo de Caja | | Diferencia |
|----------|-------------------|-------------|--------------------|-------------|---------------|---------------|----------------|
| | Normal | Chocado | Normal | Chocado | Normal | Chocado | |
| 1-Jan-14 | 439.00 | 263 | 13389.50 | 8021.5 | \$ 589,138.00 | \$ 352,946.00 | -\$ 236,192.00 |
| 1-Feb-14 | 428.16 | 257.7922511 | 13058.91 | 7862.663658 | \$ 574,592.13 | \$ 345,957.20 | -\$ 228,634.93 |
| 1-Mar-14 | 417.59 | 252.6876225 | 12736.49 | 7706.972486 | \$ 560,405.40 | \$ 339,106.79 | -\$ 221,298.61 |
| 1-Apr-14 | 407.28 | 247.6840723 | 12422.02 | 7554.364206 | \$ 546,568.94 | \$ 332,392.03 | -\$ 214,176.92 |
| 1-May-14 | 397.22 | 242.7795991 | 12115.32 | 7404.777773 | \$ 533,074.11 | \$ 325,810.22 | -\$ 207,263.88 |
| 1-Jun-14 | 387.42 | 237.9722409 | 11816.19 | 7258.153349 | \$ 519,912.46 | \$ 319,358.75 | -\$ 200,553.71 |
| 1-Jul-14 | 377.85 | 233.2600749 | 11524.45 | 7114.432283 | \$ 507,075.78 | \$ 313,035.02 | -\$ 194,040.76 |
| 1-Aug-14 | 368.52 | 228.6412159 | 11239.91 | 6973.557085 | \$ 494,556.03 | \$ 306,836.51 | -\$ 187,719.52 |
| 1-Sep-14 | 359.42 | 224.1138165 | 10962.40 | 6835.471403 | \$ 482,345.40 | \$ 300,760.74 | -\$ 181,584.66 |
| 1-Oct-14 | 350.55 | 219.6760656 | 10691.73 | 6700.120001 | \$ 470,436.25 | \$ 294,805.28 | -\$ 175,630.97 |
| 1-Nov-14 | 341.89 | 215.3261881 | 10427.75 | 6567.448736 | \$ 458,821.14 | \$ 288,967.74 | -\$ 169,853.39 |
| 1-Dec-14 | 333.45 | 211.0624439 | 10170.29 | 6437.404538 | \$ 447,492.80 | \$ 283,245.80 | -\$ 164,247.00 |
| 1-Jan-15 | 0.00 | 206.8831275 | 0.00 | 6309.935388 | \$ - | \$ 277,637.16 | \$ 277,637.16 |
| 1-Feb-15 | 0.00 | 202.7865671 | 0.00 | 6184.990296 | \$ - | \$ 272,139.57 | \$ 272,139.57 |
| 1-Mar-15 | 0.00 | 198.771124 | 0.00 | 6062.519282 | \$ - | \$ 266,750.85 | \$ 266,750.85 |
| 1-Apr-15 | 0.00 | 194.835192 | 0.00 | 5942.473357 | \$ - | \$ 261,468.83 | \$ 261,468.83 |
| 1-May-15 | 0.00 | 190.9771968 | 0.00 | 5824.804501 | \$ - | \$ 256,291.40 | \$ 256,291.40 |
| 1-Jun-15 | 0.00 | 187.1955949 | 0.00 | 5709.465644 | \$ - | \$ 251,216.49 | \$ 251,216.49 |
| 1-Jul-15 | 0.00 | 183.4888738 | 0.00 | 5596.41065 | \$ - | \$ 246,242.07 | \$ 246,242.07 |
| 1-Aug-15 | 0.00 | 179.8555506 | 0.00 | 5485.594294 | \$ - | \$ 241,366.15 | \$ 241,366.15 |
| 1-Sep-15 | 0.00 | 176.2941721 | 0.00 | 5376.972249 | \$ - | \$ 236,586.78 | \$ 236,586.78 |
| 1-Oct-15 | 0.00 | 172.8033136 | 0.00 | 5270.501065 | \$ - | \$ 231,902.05 | \$ 231,902.05 |
| 1-Nov-15 | 0.00 | 169.3815787 | 0.00 | 5166.138152 | \$ - | \$ 227,310.08 | \$ 227,310.08 |
| 1-Dec-15 | 0.00 | 166.0275988 | 0.00 | 5063.841762 | \$ - | \$ 222,809.04 | \$ 222,809.04 |
| 1-Jan-16 | 0.00 | 162.740032 | 0.00 | 4963.570977 | \$ - | \$ 218,397.12 | \$ 218,397.12 |
| 1-Feb-16 | 0.00 | 159.5175635 | 0.00 | 4865.285687 | \$ - | \$ 214,072.57 | \$ 214,072.57 |
| 1-Mar-16 | 0.00 | 156.3589041 | 0.00 | 4768.946576 | \$ - | \$ 209,833.65 | \$ 209,833.65 |
| 1-Apr-16 | 0.00 | 153.2627904 | 0.00 | 4674.515106 | \$ - | \$ 205,678.66 | \$ 205,678.66 |
| 1-May-16 | 0.00 | 150.2279838 | 0.00 | 4581.953506 | \$ - | \$ 201,605.95 | \$ 201,605.95 |
| 1-Jun-16 | 0.00 | 147.2532704 | 0.00 | 4491.224747 | \$ - | \$ 197,613.89 | \$ 197,613.89 |
| 1-Jul-16 | 0.00 | 144.3374603 | 0.00 | 4402.292539 | \$ - | \$ 193,700.87 | \$ 193,700.87 |
| 1-Aug-16 | 0.00 | 141.4793871 | 0.00 | 4315.121306 | \$ - | \$ 189,865.34 | \$ 189,865.34 |
| 1-Sep-16 | 0.00 | 138.6779075 | 0.00 | 4229.676179 | \$ - | \$ 186,105.75 | \$ 186,105.75 |

| | Producción Diaria | | Producción Mensual | | Flujo de Caja | | Diferencia |
|----------|-------------------|-------------|--------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| | Normal | Chocado | Normal | Chocado | Normal | Chocado | |
| 1-Oct-16 | 0.00 | 135.931901 | 0.00 | 4145.92298 | \$ - | \$ 182,420.61 | \$ 182,420.61 |
| 1-Nov-16 | 0.00 | 133.240269 | 0.00 | 4063.828204 | \$ - | \$ 178,808.44 | \$ 178,808.44 |
| 1-Dec-16 | 0.00 | 130.6019349 | 0.00 | 3983.359014 | \$ - | \$ 175,267.80 | \$ 175,267.80 |
| 1-Jan-17 | 0.00 | 128.0158433 | 0.00 | 3904.483221 | \$ - | \$ 171,797.26 | \$ 171,797.26 |
| 1-Feb-17 | 0.00 | 125.4809598 | 0.00 | 3827.169273 | \$ - | \$ 168,395.45 | \$ 168,395.45 |
| 1-Mar-17 | 0.00 | 122.9962703 | 0.00 | 3751.386244 | \$ - | \$ 165,060.99 | \$ 165,060.99 |
| 1-Apr-17 | 0.00 | 120.560781 | 0.00 | 3677.10382 | \$ - | \$ 161,792.57 | \$ 161,792.57 |
| 1-May-17 | 0.00 | 118.1735176 | 0.00 | 3604.292286 | \$ - | \$ 158,588.86 | \$ 158,588.86 |
| 1-Jun-17 | 0.00 | 115.8335251 | 0.00 | 3532.922517 | \$ - | \$ 155,448.59 | \$ 155,448.59 |
| 1-Jul-17 | 0.00 | 113.5398677 | 0.00 | 3462.965964 | \$ - | \$ 152,370.50 | \$ 152,370.50 |
| 1-Aug-17 | 0.00 | 111.2916276 | 0.00 | 3394.394643 | \$ - | \$ 149,353.36 | \$ 149,353.36 |
| 1-Sep-17 | 0.00 | 109.0879058 | 0.00 | 3327.181126 | \$ - | \$ 146,395.97 | \$ 146,395.97 |
| 1-Oct-17 | 0.00 | 106.9278205 | 0.00 | 3261.298526 | \$ - | \$ 143,497.14 | \$ 143,497.14 |
| 1-Nov-17 | 0.00 | 104.8105078 | 0.00 | 3196.720488 | \$ - | \$ 140,655.70 | \$ 140,655.70 |
| 1-Dec-17 | 0.00 | 102.7351207 | 0.00 | 3133.421181 | \$ - | \$ 137,870.53 | \$ 137,870.53 |
| 1-Jan-18 | 0.00 | 100.700829 | 0.00 | 3071.375285 | \$ - | \$ 135,140.51 | \$ 135,140.51 |
| 1-Feb-18 | 0.00 | 98.706819 | 0.00 | 3010.557979 | \$ - | \$ 132,464.55 | \$ 132,464.55 |
| 1-Mar-18 | 0.00 | 96.75229303 | 0.00 | 2950.944937 | \$ - | \$ 129,841.58 | \$ 129,841.58 |
| 1-Apr-18 | 0.00 | 94.83646927 | 0.00 | 2892.512313 | \$ - | \$ 127,270.54 | \$ 127,270.54 |
| 1-May-18 | 0.00 | 92.95858136 | 0.00 | 2835.236731 | \$ - | \$ 124,750.42 | \$ 124,750.42 |
| 1-Jun-18 | 0.00 | 91.11787812 | 0.00 | 2779.095283 | \$ - | \$ 122,280.19 | \$ 122,280.19 |
| 1-Jul-18 | 0.00 | 89.31362324 | 0.00 | 2724.065509 | \$ - | \$ 119,858.88 | \$ 119,858.88 |
| 1-Aug-18 | 0.00 | 87.54509501 | 0.00 | 2670.125398 | \$ - | \$ 117,485.52 | \$ 117,485.52 |
| 1-Sep-18 | 0.00 | 85.81158599 | 0.00 | 2617.253373 | \$ - | \$ 115,159.15 | \$ 115,159.15 |
| 1-Oct-18 | 0.00 | 84.11240274 | 0.00 | 2565.428283 | \$ - | \$ 112,878.84 | \$ 112,878.84 |
| 1-Nov-18 | 0.00 | 82.44686557 | 0.00 | 2514.6294 | \$ - | \$ 110,643.69 | \$ 110,643.69 |
| 1-Dec-18 | 0.00 | 80.81430825 | 0.00 | 2464.836402 | \$ - | \$ 108,452.80 | \$ 108,452.80 |
| 1-Jan-19 | 0.00 | 79.21407773 | 0.00 | 2416.029371 | \$ - | \$ 106,305.29 | \$ 106,305.29 |
| 1-Feb-19 | 0.00 | 77.6455339 | 0.00 | 2368.188784 | \$ - | \$ 104,200.31 | \$ 104,200.31 |
| 1-Mar-19 | 0.00 | 76.10804932 | 0.00 | 2321.295504 | \$ - | \$ 102,137.00 | \$ 102,137.00 |
| 1-Apr-19 | 0.00 | 74.60100897 | 0.00 | 2275.330774 | \$ - | \$ 100,114.55 | \$ 100,114.55 |
| 1-May-19 | 0.00 | 73.12381002 | 0.00 | 2230.276206 | \$ - | \$ 98,132.15 | \$ 98,132.15 |
| 1-Jun-19 | 0.00 | 71.67586157 | 0.00 | 2186.113778 | \$ - | \$ 96,189.01 | \$ 96,189.01 |
| 1-Jul-19 | 0.00 | 70.25658442 | 0.00 | 2142.825825 | \$ - | \$ 94,284.34 | \$ 94,284.34 |
| 1-Aug-19 | 0.00 | 68.86541084 | 0.00 | 2100.395031 | \$ - | \$ 92,417.38 | \$ 92,417.38 |

| | Producción Diaria | | Producción Mensual | | Flujo de Caja | | Diferencia |
|--------------|-------------------|-------------|--------------------|------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| | Normal | Chocado | Normal | Chocado | Normal | Chocado | |
| 1-Sep-19 | 0.00 | 67.50178434 | 0.00 | 2058.804422 | \$ - | \$ 90,587.39 | \$ 90,587.39 |
| 1-Oct-19 | 0.00 | 66.16515945 | 0.00 | 2018.037363 | \$ - | \$ 88,793.64 | \$ 88,793.64 |
| 1-Nov-19 | 0.00 | 64.85500152 | 0.00 | 1978.077546 | \$ - | \$ 87,035.41 | \$ 87,035.41 |
| 1-Dec-19 | 0.00 | 63.57078644 | 0.00 | 1938.908987 | \$ - | \$ 85,312.00 | \$ 85,312.00 |
| 1-Jan-20 | 0.00 | 62.31200053 | 0.00 | 1900.516016 | \$ - | \$ 83,622.70 | \$ 83,622.70 |
| 1-Feb-20 | 0.00 | 61.07814025 | 0.00 | 1862.883278 | \$ - | \$ 81,966.86 | \$ 81,966.86 |
| 1-Mar-20 | 0.00 | 59.86871204 | 0.00 | 1825.995717 | \$ - | \$ 80,343.81 | \$ 80,343.81 |
| 1-Apr-20 | 0.00 | 58.68323212 | 0.00 | 1789.83858 | \$ - | \$ 78,752.90 | \$ 78,752.90 |
| 1-May-20 | 0.00 | 57.52122627 | 0.00 | 1754.397401 | \$ - | \$ 77,193.49 | \$ 77,193.49 |
| 1-Jun-20 | 0.00 | 56.38222968 | 0.00 | 1719.658005 | \$ - | \$ 75,664.95 | \$ 75,664.95 |
| 1-Jul-20 | 0.00 | 55.26578673 | 0.00 | 1685.606495 | \$ - | \$ 74,166.69 | \$ 74,166.69 |
| Total | | | 140554.96 | 233676.53 | \$ 6,184,418.43 | \$ 10,281,767.42 | \$ 4,097,348.99 |

Fuente: Autores

Anexo 9. Tabla de Excel, datos calculados de Payback para el escenario #1, CS-A.

| Periodo | Flujo de Caja Mensual | VPN | Acumulado |
|---------|-----------------------|----------------|------------------|
| 1 | -\$ 236,192.00 | -\$ 233,853.47 | -\$ 233,853.47 |
| 2 | -\$ 228,634.93 | -\$ 224,129.92 | -\$ 457,983.38 |
| 3 | -\$ 221,298.61 | -\$ 214,790.25 | -\$ 672,773.64 |
| 4 | -\$ 214,176.92 | -\$ 205,819.81 | -\$ 878,593.44 |
| 5 | -\$ 207,263.88 | -\$ 197,204.47 | -\$ 1,075,797.92 |
| 6 | -\$ 200,553.71 | -\$ 188,930.67 | -\$ 1,264,728.59 |
| 7 | -\$ 194,040.76 | -\$ 180,985.32 | -\$ 1,445,713.90 |
| 8 | -\$ 187,719.52 | -\$ 173,355.83 | -\$ 1,619,069.73 |
| 9 | -\$ 181,584.66 | -\$ 166,030.08 | -\$ 1,785,099.81 |
| 10 | -\$ 175,630.97 | -\$ 158,996.42 | -\$ 1,944,096.24 |
| 11 | -\$ 169,853.39 | -\$ 152,243.62 | -\$ 2,096,339.86 |
| 12 | -\$ 164,247.00 | -\$ 145,760.87 | -\$ 2,242,100.73 |
| 13 | \$ 277,637.16 | \$ 243,949.39 | -\$ 1,998,151.35 |
| 14 | \$ 272,139.57 | \$ 236,751.35 | -\$ 1,761,400.00 |
| 15 | \$ 266,750.85 | \$ 229,765.70 | -\$ 1,531,634.29 |
| 16 | \$ 261,468.83 | \$ 222,986.18 | -\$ 1,308,648.12 |
| 17 | \$ 256,291.40 | \$ 216,406.69 | -\$ 1,092,241.43 |
| 18 | \$ 251,216.49 | \$ 210,021.33 | -\$ 882,220.10 |
| 19 | \$ 246,242.07 | \$ 203,824.39 | -\$ 678,395.71 |
| 20 | \$ 241,366.15 | \$ 197,810.29 | -\$ 480,585.42 |
| 21 | \$ 236,586.78 | \$ 191,973.65 | -\$ 288,611.77 |
| 22 | \$ 231,902.05 | \$ 186,309.22 | -\$ 102,302.54 |
| 23 | \$ 227,310.08 | \$ 180,811.94 | \$ 78,509.39 |
| 24 | \$ 222,809.04 | \$ 175,476.85 | \$ 253,986.24 |
| 25 | \$ 218,397.12 | \$ 170,299.18 | \$ 424,285.43 |
| 26 | \$ 214,072.57 | \$ 165,274.29 | \$ 589,559.72 |
| 27 | \$ 209,833.65 | \$ 160,397.66 | \$ 749,957.39 |
| 28 | \$ 205,678.66 | \$ 155,664.93 | \$ 905,622.32 |
| 29 | \$ 201,605.95 | \$ 151,071.84 | \$ 1,056,694.15 |
| 30 | \$ 197,613.89 | \$ 146,614.27 | \$ 1,203,308.43 |

Fuente: Autores

Anexo 10. Tabla de Excel, datos calculados de producción para el escenario #2, CS-A.

| | Predicción sin Estimulación | Predicción Con Estimulación promedio diaria | | | Predicción Mensual sin estimulación | Predicción Mensual Con Estimulación | | | Flujo de Caja Low |
|----------|-----------------------------|---|---------|---------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------|-------------|----------------------|
| | | High | Medium | Low | | High | Medium | Low | |
| 1-Jan-14 | 439.000 | 1127.352 | 652.793 | 473.242 | 13389.500 | 20994.736 | 6520.6865 | 1044.381 | \$ 45,952.76 |
| 1-Feb-14 | 428.161 | 1099.518 | 636.675 | 461.558 | 13058.912 | 20476.37412 | 6359.690177 | 1018.595141 | \$ 44,818.19 |
| 1-Mar-14 | 417.590 | 1072.370 | 620.956 | 450.162 | 12736.486 | 19970.81064 | 6202.668867 | 993.4459376 | \$ 43,711.62 |
| 1-Apr-14 | 407.279 | 1045.893 | 605.624 | 439.047 | 12422.021 | 19477.72957 | 6049.524427 | 968.91767 | \$ 42,632.38 |
| 1-May-14 | 397.224 | 1020.070 | 590.672 | 428.207 | 12115.321 | 18996.82271 | 5900.161136 | 944.9950075 | \$ 41,579.78 |
| 1-Jun-14 | 387.416 | 994.885 | 576.088 | 417.635 | 11816.192 | 18527.78949 | 5754.485639 | 921.6629976 | \$ 40,553.17 |
| 1-Jul-14 | 377.851 | 970.321 | 561.864 | 407.323 | 11524.449 | 18070.33674 | 5612.406882 | 898.9070571 | \$ 39,551.91 |
| 1-Aug-14 | 368.522 | 946.364 | 547.992 | 397.266 | 11239.910 | 17624.17853 | 5473.836063 | 876.7129628 | \$ 38,575.37 |
| 1-Sep-14 | 359.423 | 922.998 | 534.462 | 387.458 | 10962.395 | 17189.03602 | 5338.686569 | 855.0668426 | \$ 37,622.94 |
| 1-Oct-14 | 350.549 | 900.209 | 521.266 | 377.891 | 10691.733 | 16764.6372 | 5206.873928 | 833.9551671 | \$ 36,694.03 |
| 1-Nov-14 | 341.894 | 877.983 | 508.396 | 368.561 | 10427.753 | 16350.71684 | 5078.315752 | 813.3647406 | \$ 35,788.05 |
| 1-Dec-14 | 333.452 | 856.305 | 495.843 | 359.461 | 10170.291 | 15947.0162 | 4952.93169 | 793.2826936 | \$ 34,904.44 |
| 1-Jan-15 | 325.219 | 835.163 | 483.601 | 350.586 | 9919.186 | 15553.28297 | 4830.643371 | 773.6964741 | \$ 34,042.64 |
| 1-Feb-15 | 317.190 | 814.543 | 471.661 | 341.930 | 9674.280 | 15169.27104 | 4711.374361 | 754.5938401 | \$ 33,202.13 |
| 1-Mar-15 | 309.358 | 794.432 | 460.015 | 333.488 | 9435.421 | 14794.74041 | 4595.050113 | 735.9628518 | \$ 32,382.37 |
| 1-Apr-15 | 301.720 | 774.817 | 448.658 | 325.254 | 9202.460 | 14429.45696 | 4481.597922 | 717.7918643 | \$ 31,582.84 |
| 1-May-15 | 294.271 | 755.687 | 437.580 | 317.224 | 8975.250 | 14073.1924 | 4370.946875 | 700.06952 | \$ 30,803.06 |
| 1-Jun-15 | 287.005 | 737.029 | 426.776 | 309.391 | 8753.651 | 13725.72404 | 4263.027812 | 682.784742 | \$ 30,042.53 |
| 1-Jul-15 | 279.919 | 279.919 | 279.919 | 279.919 | 8537.522 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Aug-15 | 273.008 | 273.008 | 273.008 | 273.008 | 8326.730 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Sep-15 | 266.267 | 266.267 | 266.267 | 266.267 | 8121.142 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Oct-15 | 259.693 | 259.693 | 259.693 | 259.693 | 7920.631 | 0 | 0 | 0 | \$ - |

| | Predicción sin Estimulación | Predicción Con Estimulación promedio diaria | | | Predicción Mensual sin estimulación | Predicción Mensual Con Estimulación | | | Flujo de Caja Low |
|--------------|-----------------------------|---|---------|---------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| | | High | Medium | Low | | High | Medium | Low | |
| 1-Nov-15 | 253.281 | 253.281 | 253.281 | 253.281 | 7725.069 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Dec-15 | 247.027 | 247.027 | 247.027 | 247.027 | 7534.337 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Jan-16 | 240.928 | 240.928 | 240.928 | 240.928 | 7348.313 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Feb-16 | 234.980 | 234.980 | 234.980 | 234.980 | 7166.883 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Mar-16 | 229.178 | 229.178 | 229.178 | 229.178 | 6989.932 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Apr-16 | 223.520 | 223.520 | 223.520 | 223.520 | 6817.350 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-May-16 | 218.001 | 218.001 | 218.001 | 218.001 | 6649.029 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Jun-16 | 212.618 | 212.618 | 212.618 | 212.618 | 6484.864 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Jul-16 | 207.369 | 207.369 | 207.369 | 207.369 | 6324.752 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Aug-16 | 202.249 | 202.249 | 202.249 | 202.249 | 6168.593 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Sep-16 | 197.255 | 197.255 | 197.255 | 197.255 | 6016.290 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Oct-16 | 192.385 | 192.385 | 192.385 | 192.385 | 5867.747 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Nov-16 | 187.635 | 187.635 | 187.635 | 187.635 | 5722.872 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Dec-16 | 183.002 | 183.002 | 183.002 | 183.002 | 5581.574 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Jan-17 | 178.484 | 178.484 | 178.484 | 178.484 | 5443.764 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Feb-17 | 174.077 | 174.077 | 174.077 | 174.077 | 5309.357 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Mar-17 | 169.779 | 169.779 | 169.779 | 169.779 | 5178.269 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Apr-17 | 165.587 | 165.587 | 165.587 | 165.587 | 5050.417 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-May-17 | 161.499 | 161.499 | 161.499 | 161.499 | 4925.722 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Jun-17 | 157.512 | 157.512 | 157.512 | 157.512 | 4804.105 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| 1-Jul-17 | 153.623 | 153.623 | 153.623 | 153.623 | 4685.491 | 0 | 0 | 0 | \$ - |
| Total | | | | | 357215.97 | 308135.85 | 95702.91 | 15328.19 | \$ 674,440.21 |

Fuente: Autores

Anexo 11. Tabla de Excel, Payback para el escenario #2, CS-A.

| Periodo | Mes | VPN | Acumulado |
|----------------|--------------|--------------|------------------|
| 1 | \$ 45,952.76 | \$ 45,497.79 | \$ 45,497.79 |
| 2 | \$ 44,818.19 | \$ 43,935.09 | \$ 89,432.88 |
| 3 | \$ 43,711.62 | \$ 42,426.07 | \$ 131,858.95 |
| 4 | \$ 42,632.38 | \$ 40,968.88 | \$ 172,827.82 |
| 5 | \$ 41,579.78 | \$ 39,561.73 | \$ 212,389.56 |
| 6 | \$ 40,553.17 | \$ 38,202.92 | \$ 250,592.48 |
| 7 | \$ 39,551.91 | \$ 36,890.78 | \$ 287,483.26 |
| 8 | \$ 38,575.37 | \$ 35,623.71 | \$ 323,106.97 |
| 9 | \$ 37,622.94 | \$ 34,400.15 | \$ 357,507.12 |
| 10 | \$ 36,694.03 | \$ 33,218.62 | \$ 390,725.75 |
| 11 | \$ 35,788.05 | \$ 32,077.68 | \$ 422,803.42 |
| 12 | \$ 34,904.44 | \$ 30,975.92 | \$ 453,779.34 |
| 13 | \$ 34,042.64 | \$ 29,912.00 | \$ 483,691.34 |
| 14 | \$ 33,202.13 | \$ 28,884.62 | \$ 512,575.96 |
| 15 | \$ 32,382.37 | \$ 27,892.53 | \$ 540,468.49 |
| 16 | \$ 31,582.84 | \$ 26,934.52 | \$ 567,403.01 |
| 17 | \$ 30,803.06 | \$ 26,009.41 | \$ 593,412.42 |
| 18 | \$ 30,042.53 | \$ 25,116.07 | \$ 618,528.50 |
| 19 | \$ - | \$ - | \$ 618,528.50 |

Fuente: Autores

Anexo 12. Tabla de Excel, datos calculados de producción para el escenario #1 Y #2, BA-A.

| Fecha | Predicción sin WSO | Predicción Con WSO | | | Predicción Sin WSO Mensual | Predicción Con WSO Mensual | | | Flujo de Caja | |
|----------|--------------------|--------------------|---------|---------|----------------------------|----------------------------|-------------|-------------|---------------|--------|
| | | High | Medium | Low | | High | Medium | Low | Low | Normal |
| 1-Jan-14 | 0.000 | 218.916 | 151.632 | 116.424 | 0.000 | 6676.938 | 4624.776 | 3550.932 | \$ 156,241.01 | \$ - |
| 1-Feb-14 | 0.000 | 214.581 | 148.629 | 114.119 | 0.000 | 6544.725769 | 4533.1993 | 3480.618835 | \$ 153,147.23 | \$ - |
| 1-Mar-14 | 0.000 | 210.332 | 145.686 | 111.859 | 0.000 | 6415.131516 | 4443.435939 | 3411.697965 | \$ 150,114.71 | \$ - |
| 1-Apr-14 | 0.000 | 206.167 | 142.802 | 109.644 | 0.000 | 6288.103401 | 4355.450013 | 3344.141819 | \$ 147,142.24 | \$ - |
| 1-May-14 | 0.000 | 202.085 | 139.974 | 107.473 | 0.000 | 6163.590612 | 4269.206324 | 3277.923374 | \$ 144,228.63 | \$ - |
| 1-Jun-14 | 0.000 | 198.083 | 137.202 | 105.345 | 0.000 | 6041.54334 | 4184.670375 | 3213.016143 | \$ 141,372.71 | \$ - |
| 1-Jul-14 | 0.000 | 194.161 | 134.486 | 103.259 | 0.000 | 5921.912767 | 4101.80835 | 3149.39416 | \$ 138,573.34 | \$ - |
| 1-Aug-14 | 0.000 | 190.316 | 131.823 | 101.214 | 0.000 | 5804.651038 | 4020.587102 | 3087.031978 | \$ 135,829.41 | \$ - |
| 1-Sep-14 | 0.000 | 186.548 | 129.212 | 99.210 | 0.000 | 5689.711246 | 3940.974144 | 3025.904649 | \$ 133,139.80 | \$ - |
| 1-Oct-14 | 0.000 | 182.854 | 126.654 | 97.245 | 0.000 | 5577.047415 | 3862.937627 | 2965.987722 | \$ 130,503.46 | \$ - |
| 1-Nov-14 | 0.000 | 179.233 | 124.146 | 95.320 | 0.000 | 5466.614477 | 3786.446337 | 2907.25723 | \$ 127,919.32 | \$ - |
| 1-Dec-14 | 0.000 | 175.684 | 121.688 | 93.432 | 0.000 | 5358.368258 | 3711.469676 | 2849.68968 | \$ 125,386.35 | \$ - |
| 1-Jan-15 | 0.000 | 172.205 | 119.278 | 91.582 | 0.000 | 5252.265457 | 3637.977653 | 2793.262044 | \$ 122,903.53 | \$ - |
| 1-Feb-15 | 0.000 | 168.796 | 116.916 | 89.769 | 0.000 | 5148.263633 | 3565.940869 | 2737.95175 | \$ 120,469.88 | \$ - |
| 1-Mar-15 | 0.000 | 165.453 | 114.601 | 87.991 | 0.000 | 5046.321183 | 3495.330509 | 2683.736673 | \$ 118,084.41 | \$ - |
| 1-Apr-15 | 0.000 | 162.177 | 112.332 | 86.249 | 0.000 | 4946.397329 | 3426.118327 | 2630.595126 | \$ 115,746.19 | \$ - |
| 1-May-15 | 0.000 | 158.966 | 110.107 | 84.541 | 0.000 | 4848.452099 | 3358.276639 | 2578.505853 | \$ 113,454.26 | \$ - |
| 1-Jun-15 | 0.000 | 155.818 | 107.927 | 82.867 | 0.000 | 4752.446315 | 3291.778306 | 2527.448016 | \$ 111,207.71 | \$ - |
| 1-Jul-15 | 0.000 | 152.733 | 105.790 | 81.226 | 0.000 | 4658.341573 | 3226.596729 | 2477.401192 | \$ 109,005.65 | \$ - |
| 1-Aug-15 | 0.000 | 149.708 | 103.695 | 79.618 | 0.000 | 4566.10023 | 3162.705833 | 2428.345362 | \$ 106,847.20 | \$ - |
| 1-Sep-15 | 0.000 | 146.744 | 101.642 | 78.041 | 0.000 | 4475.685388 | 3100.080061 | 2380.260902 | \$ 104,731.48 | \$ - |
| 1-Oct-15 | 0.000 | 143.838 | 99.629 | 76.496 | 0.000 | 4387.060879 | 3038.694363 | 2333.128578 | \$ 102,657.66 | \$ - |

| Fecha | Predicción sin WSO | Predicción Con WSO | | | Predicción Sin WSO Mensual | Predicción Con WSO Mensual | | | Flujo de Caja | |
|--------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|----------------------------|----------------------------|-------------------|-------------------|------------------------|--------|
| | | High | Medium | Low | | High | Medium | Low | Low | Normal |
| 1-Nov-15 | 0.000 | 140.990 | 97.657 | 74.981 | 0.000 | 4300.191253 | 2978.524183 | 2286.929537 | \$ 100,624.90 | \$ - |
| 1-Dec-15 | 0.000 | 138.198 | 95.723 | 73.497 | 0.000 | 4215.041761 | 2919.545453 | 2241.645298 | \$ 98,632.39 | \$ - |
| 1-Jan-16 | 0.000 | 135.462 | 93.827 | 72.041 | 0.000 | 4131.578343 | 2861.73458 | 2197.257747 | \$ 96,679.34 | \$ - |
| 1-Feb-16 | 0.000 | 132.779 | 91.969 | 70.615 | 0.000 | 4049.76761 | 2805.068438 | 2153.749129 | \$ 94,764.96 | \$ - |
| 1-Mar-16 | 0.000 | 130.150 | 90.148 | 69.216 | 0.000 | 3969.576839 | 2749.524362 | 2111.102038 | \$ 92,888.49 | \$ - |
| 1-Apr-16 | 0.000 | 127.573 | 88.363 | 67.846 | 0.000 | 3890.973951 | 2695.080132 | 2069.299417 | \$ 91,049.17 | \$ - |
| 1-May-16 | 0.000 | 125.047 | 86.614 | 66.502 | 0.000 | 3813.927504 | 2641.713969 | 2028.324544 | \$ 89,246.28 | \$ - |
| 1-Jun-16 | 0.000 | 122.571 | 84.899 | 65.186 | 0.000 | 3738.40668 | 2589.404528 | 1988.161027 | \$ 87,479.09 | \$ - |
| 1-Jul-16 | 0.000 | 120.144 | 83.217 | 63.895 | 0.000 | 3664.381268 | 2538.130883 | 1948.792801 | \$ 85,746.88 | \$ - |
| 1-Aug-16 | 0.000 | 117.765 | 81.570 | 62.630 | 0.000 | 3591.821657 | 2487.872524 | 1910.204118 | \$ 84,048.98 | \$ - |
| 1-Sep-16 | 0.000 | 115.433 | 79.954 | 61.389 | 0.000 | 3520.698823 | 2438.609348 | 1872.379542 | \$ 82,384.70 | \$ - |
| 1-Oct-16 | 0.000 | 113.147 | 78.371 | 60.174 | 0.000 | 3450.984316 | 2390.321647 | 1835.303943 | \$ 80,753.37 | \$ - |
| 1-Nov-16 | 0.000 | 110.907 | 76.819 | 58.982 | 0.000 | 3382.650248 | 2342.990107 | 1798.96249 | \$ 79,154.35 | \$ - |
| 1-Dec-16 | 0.000 | 108.710 | 75.298 | 57.814 | 0.000 | 3315.669285 | 2296.595795 | 1763.340646 | \$ 77,586.99 | \$ - |
| 1-Jan-17 | 0.000 | 106.558 | 73.807 | 56.670 | 0.000 | 3250.014634 | 2251.120151 | 1728.424162 | \$ 76,050.66 | \$ - |
| 1-Feb-17 | 0.000 | 104.448 | 72.346 | 55.548 | 0.000 | 3185.660033 | 2206.544986 | 1694.19907 | \$ 74,544.76 | \$ - |
| 1-Mar-17 | 0.000 | 102.380 | 70.913 | 54.448 | 0.000 | 3122.579738 | 2162.852468 | 1660.651681 | \$ 73,068.67 | \$ - |
| 1-Apr-17 | 0.000 | 100.352 | 69.509 | 53.369 | 0.000 | 3060.748516 | 2120.025119 | 1627.768575 | \$ 71,621.82 | \$ - |
| 1-May-17 | 0.000 | 98.365 | 68.133 | 52.313 | 0.000 | 3000.141635 | 2078.045809 | 1595.536597 | \$ 70,203.61 | \$ - |
| 1-Jun-17 | 0.000 | 96.418 | 66.784 | 51.277 | 0.000 | 2940.73485 | 2036.897745 | 1563.942856 | \$ 68,813.49 | \$ - |
| 1-Jul-17 | 0.000 | 94.508 | 65.461 | 50.261 | 0.000 | 2882.504399 | 1996.564468 | 1532.974712 | \$ 67,450.89 | \$ - |
| Total | 0.000 | 6377.302 | 4417.234 | 3391.580 | 0.000 | 194507.725 | 134725.627 | 103443.181 | \$ 4,551,499.96 | |

Fuente: Autores

Anexo 13. Tabla de Excel, Payback para el escenario #2, BA-A.

| Dias | Diario | VPN | Acumulado |
|-------------|---------------|---------------|------------------|
| 1 | \$ 156,241.01 | \$ 156,188.95 | \$ 156,188.95 |
| 2 | \$ 153,147.23 | \$ 153,045.18 | \$ 309,234.13 |
| 3 | \$ 150,114.71 | \$ 149,964.70 | \$ 459,198.82 |
| 4 | \$ 147,142.24 | \$ 146,946.21 | \$ 606,145.04 |
| 5 | \$ 144,228.63 | \$ 143,988.49 | \$ 750,133.52 |
| 6 | \$ 141,372.71 | \$ 141,090.29 | \$ 891,223.82 |
| 7 | \$ 138,573.34 | \$ 138,250.44 | \$ 1,029,474.25 |
| 8 | \$ 135,829.41 | \$ 135,467.74 | \$ 1,164,941.99 |
| 9 | \$ 133,139.80 | \$ 132,741.05 | \$ 1,297,683.04 |
| 10 | \$ 130,503.46 | \$ 130,069.24 | \$ 1,427,752.29 |
| 11 | \$ 127,919.32 | \$ 127,451.22 | \$ 1,555,203.50 |
| 12 | \$ 125,386.35 | \$ 124,885.89 | \$ 1,680,089.39 |
| 13 | \$ 122,903.53 | \$ 122,372.19 | \$ 1,802,461.58 |
| 14 | \$ 120,469.88 | \$ 119,909.09 | \$ 1,922,370.67 |
| 15 | \$ 118,084.41 | \$ 117,495.56 | \$ 2,039,866.23 |
| 16 | \$ 115,746.19 | \$ 115,130.62 | \$ 2,154,996.85 |
| 17 | \$ 113,454.26 | \$ 112,813.27 | \$ 2,267,810.12 |

Fuente: Autores

NOMENCLATURA

- BA:** Buenos Aires
- BHA:** Bottom Hole Assembly (Herramienta de fondo)
- BL:** Brained Line
- BOP:** Blow Out Preventor
- C7:** Formación productora Carbonera 7
- C8:** Formación productora Carbonera 8
- CBL:** Cement Bond Log
- CIWELL:** Herramienta software para estimar probabilidad de falla en pozos.
- CS:** Cusiana
- CSG:** Casing
- CT:** Colied Tubing
- CTL:** Coiled Tubing Line
- EM:** Electromagnetic
- FL:** Floreña
- LR:** Liria
- PT:** Pauto
- SIWHP:** Shut in Well Pressure (Presión de cierre del pozo)
- SL:** Slickline
- UCI:** Ultrasonic Casing Imager
- USIT:** Ultrasonic Imaging Tool
- VDL:** Variable Density Log
- WIT:** Well Intervention Team