

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Diagnosticar y analizar integridad en tuberías de
producción e inyección con herramienta multifinger caliper
(MFC) para mejorar futuros retrabajos workover**

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por

Wilfredo Richard Romero Chipana

 0009-0003-2454-9364

Asesor

Ing. César Abraham Pure Núñez

 0009-0008-8390-9899

**LIMA – PERÚ
2024**

AGRADECIMIENTOS

Comenzar en primer lugar, agradecer a Dios por acompañarme, guiarme y protegiéndome continuamente a lo largo de mi vida en los trabajos de alto riesgo.

En segundo lugar, a mis padres Antonia Chipana Choque y Santos Romero Gonzales, gracias a ellos por confiar y su apoyo incondicional, porque inculcaron disciplina, trabajo y valores elementales importantes como la educación superior y que me ayudaron en el logro de mis proyectos, objetivos y metas constantemente.

Agradezco mucho y de todo corazón a cada uno de los profesores de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, y de mi casa de estudio alma mater Universidad Nacional de Ingeniería, por haber compartido conmigo todas sus experiencias vividas en el sector petrolero y gasífero y conocimientos de altísima calidad durante todos mis años de estudio.

Quiero agradecer a la empresa Equipetrol, que me brindó la oportunidad, el empoderamiento y confianza de conocer con mayor detalle exhaustivo en las operaciones de registro en la selva peruana y en plataformas costa afuera, lo cual me ayudó y consolidó un enorme desarrollo como especialista de registros en los trabajos encomendados.

DEDICATORIA

Al regalo más grande que Dios me supo entregar, mis padres, mi hijo y esposa, las personas más importantes de mi vida y que día a día me dieron más fuerzas y motivos para luchar con los desafíos y salir adelante.

RESUMEN

En la selva peruana, la mayoría de los pozos presentan anomalías y afectaciones en la integridad de tubería de revestimiento de la producción e inyección, que pueden ser causados por diferentes factores al cual están expuestos tales como; cargas operacionales, propiedades mecánicas de los revestimientos y corrosión, llevando a que presenten afectaciones como; deformación, pandeo, ovalización y pérdida de metal en revestimiento, entre otros.

La integridad de tubería en pozos de la selva peruana con la herramienta Multifinger Caliper (MFC) son eficientemente utilizados para diagnosticar, analizar, inspeccionar y monitorear el diámetro interno en la tubería de los pozos de producción e inyección. Esta herramienta ha mejorado potencialmente su fiabilidad, medición y precisión en 75% de efectividad en el desempeño y calidad de data obtenida. También para un mejor desarrollo y relación del registro de integridad de tubería (MFC) se está utilizando la tecnología de alambre, slickline, debido a que las condiciones de integridad del pozo han ido constantemente cambiando; por lo que estos cambios requieren ser conocidos y evaluados con tecnología de equipamiento y con herramientas eficaces; con esto se proporciona garantizar la continuidad operativa, alta fiabilidad, sensibilidad y calidad de data obtenida. El objetivo de este trabajo es diagnosticar, analizar, identificar y cuantificar estadísticamente de manera correcta cualquier pérdida de metal y grado en porcentaje de corrosión en la tubería de revestimiento. También, realizar un análisis del hallazgo notable e importante en la geometría del pozo e interpretación de la data obtenida y generar un informe integral completo; así mismo del análisis; proponer, desarrollar y mejorar futuros retrabajos de "Workover". Finalmente, con la aplicación de esta tecnología (MFC) y el uso de un equipo de Slickline, se logra satisfacer la necesidad de vigilancia integral mecánica del pozo, además contribuir eficientemente la viabilidad técnico-económico en la técnica de corrida de esta herramienta (MFC) mediante operaciones seguras con Slickline.

ABSTRACT

In the Peruvian jungle, most wells present anomalies and damage to the integrity of the production and injection casing pipe, which can be caused by different factors to which they are exposed, such as; operational loads, mechanical properties of the coatings and corrosion, leading to damage such as; deformation, buckling, ovalization and loss of metal in coating, among others.

Pipe integrity in wells in the Peruvian jungle with the Multifinger Caliper (MFC) tool are efficiently used to diagnose, analyze, inspect and monitor the internal diameter in the pipe of production and injection wells. This tool has potentially improved its reliability, measurement and precision by 75% effectiveness in performance and quality of data obtained. Also for a better development and relationship of the pipe integrity record (MFC), wire technology, Slickline, is being used, because the integrity conditions of the well have been constantly changing; Therefore, these changes need to be known and evaluated with equipment technology and effective tools; This ensures operational continuity, high reliability, sensitivity and quality of data obtained. The objective of this work is to correctly diagnose, analysis, identify and statistically quantify any metal loss and percentage degree of corrosion in the casing pipe. Also, perform an analysis of the notable and important finding in the geometry of the well and interpretation of the data obtained and generate a complete comprehensive report; likewise of the analysis; propose, develop and improve future of the "Workover" rework in the Peruvian jungle. Finally, with the application of this technology (MFC) and the use of wire, Slickline, it is possible to satisfy the need for comprehensive mechanical surveillance of the well, in addition to efficiently contributing to the technical-economic viability in the running technique of this tool (MFC). through secure operations with Slickline.

Key words: Corrosion, deformation, integrity, quality of data, Multifinger Caliper.

PRÓLOGO

Mediante este trabajo he demostrado y desarrollado basándome en mis experiencias, formación y competencia profesionales realizadas durante los servicios e interacción continua en el departamento de ingeniería de la compañía Equipetrol y en los campos de la selva remota brindando todo tipo de servicio de registros a pozo entubado (Cased Hole) con la técnica Slickline como: Registros de producción con PLT (Production Logging Tool), registros de presión y temperatura, y la principal el registro de integridad de tubería (Multifinger Caliper de 56 brazos o 24 brazos) con el uso de la técnica Slickline durante la intervención de pozos productores e inyectores ya que ha sido un desafío y motivo significativo para complementar y sostener el servicio en las diversas campañas de pruebas de pozos (Well Testing) desarrolladas con éxito desde el 2012 al 2021 en los campos de la selva del Perú, en la cual está basado el trabajo de suficiencia profesional tomando como referencia los datos de calidad obtenidos, precisa, validando y verificando la calidad de la misma en cada uno de los brazos de la herramienta Multifinger Caliper de los pozos MO-01 y MO-02. Además, considerando las instrucciones y procedimientos para la secuencia operativa de pruebas de integridad de ascenso a lo largo de la tubería de producción (tubing en 4 ½ pulgadas o casing de 7 pulgadas), puede ser en pozo cerrado sin producción o pozo fluyendo en modo producción e inyección.

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Composición molar de fluidos de producción.</i>	3
Tabla 2. <i>Relación de grados para Tuberías API.</i>	22
Tabla 3. <i>Propiedades Mecánicas de Tuberías de Revestimiento.</i>	25
Tabla 4. <i>Grado de corrosión a partir de la Presión Parcial del CO₂.</i>	27
Tabla 5. <i>Especificaciones Técnicas de las Herramientas de Registro de Integridad de Tubería (MFC).</i>	34
Tabla 6. <i>Cuadro de grados según porcentaje de penetración en tuberías.</i>	43
Tabla 7. <i>Cuadro de pérdida de metal según porcentaje en tuberías.</i>	43
Tabla 8. <i>Tubos con Penetración Notable en tubería de 7" (Máx. Pen%>10%).</i>	47
Tabla 9. <i>Tubos con notable pérdida de metal en tubería de 7" (Máx. Perd. Metal%>5%).</i> ..	47
Tabla 10. <i>Porcentaje de Penetración en toda la sección registrada.</i>	48
Tabla 11. <i>Porcentaje de Pérdida de Metal en toda la sección registrada.</i>	49
Tabla 12. <i>Tabla con Identificación del % Penetración de la tubería N° 50.</i>	52
Tabla 13. <i>Tabla con Identificación del % Máxima Pérdida de la tubería N° 07.</i>	54
Tabla 14. <i>Tabla con Identificación del % Máxima Pérdida de la tubería N° 60, 62, 65 y 66</i>	55
Tabla 15. <i>Valorización MFC56 para tubería de 7".</i>	57
Tabla 16. <i>Cuadro de grados según porcentaje de penetración en tuberías.</i>	58
Tabla 17. <i>Cuadro de pérdida de metal según porcentaje en tuberías.</i>	58
Tabla 18. <i>Porcentaje de Penetración en toda la sección registrada.</i>	60
Tabla 19. <i>Porcentaje de Pérdida de Metal en toda la sección registrada.</i>	61
Tabla 20. <i>Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (1 al 37).</i>	63
Tabla 21. <i>Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (38 al 76).</i>	64
Tabla 22. <i>Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (77 al 115)</i>	65
Tabla 23. <i>Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (116 al 128).</i>	66

Tabla 24. <i>Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (1 al 37)</i>	68
Tabla 25. <i>Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (38 al 76).</i>	69
Tabla 26. <i>Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (77 al 115).</i>	70
Tabla 27. <i>Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (116 al 128).</i>	71
Tabla 28. <i>Resultados promedios de Máx.Pen% y Máx.Perd. Metal % en tubería 4.5"</i>	73
Tabla 29. <i>Valorización MFC24 para tubería de 4.5"</i>	77
Tabla 30. <i>Tabla completa de tubos en tubería de 7 pulgadas con MFC56.</i>	112
Tabla 31. <i>Tabla completa de tubos en tubería de 4.5 pulgadas con MFC24.</i>	136

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Equipo de Control de Presión en Superficie para Operación en pozo.</i>	10
Figura 2. <i>Exteriores de la Cabina de Operaciones con Slickline.</i>	10
Figura 3. <i>Interiores de la Cabina de Operaciones con Slickline.</i>	11
Figura 4. <i>Tubería de Revestimiento (Casing).</i>	12
Figura 5. <i>Arreglos de Tubería de Revestimiento.</i>	13
Figura 6. <i>Efecto de Pandeo o Buckling.</i>	18
Figura 7. <i>Generación de Pandeo exceso de arena, formando "dogleg"</i>	20
Figura 8. <i>Factores que reflejan flexión.</i>	20
Figura 9. <i>Cambios de esfuerzos que generan ovalización al revestimiento.</i>	21
Figura 10. <i>Cargas de Tensión.</i>	23
Figura 11. <i>Efectos del Colapso en las Tuberías de Revestimiento.</i>	23
Figura 12. <i>Resistencia al Estallido.</i>	24
Figura 13. <i>Corrosión por CO₂.</i>	26
Figura 14. <i>Corrosión por H₂S.</i>	27
Figura 15. <i>Corrosión Electroquímica.</i>	29
Figura 16. <i>Efecto de la Corrosión por Picadura.</i>	29
Figura 17. <i>Efecto de la Corrosión por Fisura o Grietas.</i>	30
Figura 18. <i>Principio de medición.</i>	31
Figura 19. <i>Desplazamiento radial del brazo de medición.</i>	32
Figura 20. <i>Herramienta de registro de integridad de tubería MFC 24 y MFC56.</i>	32
Figura 21. <i>Visualización tridimensional 3D de la tubería con MFC24 o MFC56.</i>	33
Figura 22. <i>Centralizador con ruedas Roller Centralizer (CTL).</i>	35
Figura 23. <i>Unidad de alojamiento de Baterías Battery Pack Unit (BPU).</i>	36
Figura 24. <i>Herramienta de terminación de punta Bull Nose Tool (BNT).</i>	36

Figura 25. <i>Módulo de control de memoria Memory Controller (MRL).</i>	36
Figura 26. <i>Panel 99 de adquisición de data profundidad, velocidad y tensión.</i>	37
Figura 27. <i>Panel SLAB de adquisición de data profundidad, velocidad y tensión.</i>	37
Figura 28. <i>Dimensiones básicas de la tubería.</i>	38
Figura 29. <i>Máxima penetración en tubería.</i>	39
Figura 30. <i>Máxima pérdida de metal.</i>	41
Figura 31. <i>Diagrama de completación pozo Cashiriari MO-01.</i>	44
Figura 32. <i>Herramienta Multifinger Caliper 56.</i>	45
Figura 33. <i>Configuración de la sarta de herramienta (MFC56).</i>	46
Figura 34. <i>Análisis Penetración de toda la sección registrada.</i>	48
Figura 35. <i>Análisis Pérdida de Metal de toda la sección registrada.</i>	49
Figura 36. <i>Vista General del intervalo evaluado en tubería de 7".</i>	50
Figura 37. <i>Válvula de Seguridad de Subsuperficie ONYX-5 a 57,7 metros.</i>	50
Figura 38. <i>Perfil de porcentaje de penetración de la tubería de 7 pulgadas.</i>	51
Figura 39. <i>Perfil de máximo porcentaje de pérdida de metal de la tubería de 7 pulgadas.</i>	53
Figura 40. <i>Diagrama de completación pozo Los Angeles MO-02.</i>	59
Figura 41. <i>Análisis Penetración de toda la sección registrada.</i>	60
Figura 42. <i>Análisis Pérdida de Metal de toda la sección registrada.</i>	61
Figura 43. <i>Perfil de porcentaje de penetración de la tubería de 4.5 pulgadas.</i>	62
Figura 44. <i>Perfil de máximo porcentaje de pérdida de metal de la tubería de 4.5 pulgadas.</i>	67
Figura 45. <i>Multifinger Caliper 24 brazos.</i>	72
Figura 46. <i>Configuración de la sarta de herramienta (MFC24).</i>	73
Figura 47. <i>Vista General del intervalo evaluado en tubería de 4.5".</i>	74
Figura 48. <i>Vista Identificación y creación en 3D del Registro de Ascenso.</i>	74
Figura 49. <i>Tope No-go Seating Nipple 4-1/2" x 2.812" a 1210 metros.</i>	75

Figura 50. <i>Intervalo desde 3130 pies hasta fondo el registro – MFC24.</i>	75
Figura 51. <i>Pruebas Pre-operativas con Herramienta Multifinger Caliper.</i>	87
Figura 52. <i>Pruebas Pre-operativas en Campo (MFC24 y MFC56).</i>	87
Figura 53. <i>Vista área de campo selva remota operaciones con MFC56.</i>	88
Figura 54. <i>Registro de integridad de tubería de producción con MFC56.</i>	88
Figura 55. <i>Detección por deformación en tubería con MFC56.</i>	89
Figura 56. <i>Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).</i>	91
Figura 57. <i>Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).</i>	116

INDICE

AGRADECIMIENTOS	i
DEDICATORIA	ii
RESUMEN	iii
ABSTRACT	iv
PRÓLOGO	v
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS	viii
INDICE	xi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Problemática	3
1.3 Formulación del Problema	4
1.3.1 Problema General	4
1.3.2 Problemas Específicos	4
1.4 Objetivos de la Investigación	4
1.4.1 Objetivo General	4
1.4.2 Objetivos Específicos	5
1.5 Justificación de la Investigación	5
1.6 Identificación de Variables	6
1.6.1 Variables Independientes	6
1.6.2 Variables Dependientes	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	7
2.1 Marco Teórico	7
2.1.1 Antecedentes de los revestimientos y/o tuberías de producción	7
2.1.2 Operación con unidad Slickline	8
2.1.2.1 Funcionamiento	9
2.1.2.2 Aplicaciones:	11
2.1.2.3 Ventajas:	11
2.1.3 Tubería de Revestimiento (Casing)	12
2.1.4 Tubería Conductora	13
2.1.5 Tubería Superficial	14
2.1.6 Tubería Intermedia	14

2.1.7 Tubería de revestimiento corta (liner)	15
2.1.8 Tubería de producción o tubing.....	16
2.1.9 Cargas Operacionales en los Revestimientos	17
2.1.10 Cargas Generadas por el Yacimiento.....	18
2.1.11 Propiedades mecánicas de los revestimientos.....	21
2.1.12 Herramienta de registro de Integridad de Tubería (Multifinger Caliper)	30
2.1.13 Principios de medición Multifinger Caliper	31
2.1.14 Importancia de los registros de integridad de tubería	32
2.1.15 Ventajas de la herramienta de integridad de tubería	35
2.1.16 Herramientas de la sarta de registro de integridad de tubería	35
2.1.16.1 Herramienta de desplazamiento	35
2.1.16.2 Herramienta de almacenamiento para batería	36
2.1.16.3 Herramienta de terminación de punta	36
2.1.16.4 Herramienta de almacenamiento y/o comunicación	36
2.1.16.5 Paneles de adquisición de data en superficie	37
2.2 Marco Conceptual	38
2.2.1 Dimensión de la Tubería:	38
2.2.2 Máxima penetración de la tubería	39
2.2.3 Máxima pérdida de metal de la tubería	41
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL	43
Fase 1 - Consideraciones iniciales caso de estudio integridad pozo Modelo 01 (MO-01).....	43
Fase 2 - Tablas de grados en función de porcentaje de penetración y pérdida / corrosión.....	43
Fase 3 - Esquema de Completación para toma de registro de integridad (MFC56)	44
Fase 4 - Esquema de la Sarta de Herramienta (MFC56)	45
Fase 5 - Análisis e interpretación del registro de integridad de tubería	47
Fase 6 - Análisis de Penetraciones vista en la tubería 7"	48
Fase 7 - Análisis de corrosión en tubería 7"	48
Fase 8 - Principales hallazgos del registro de integridad de tubería	49
Fase 9 - Barras estadísticas de la tubería de 7 pulgadas con MFC56	51
Fase 10 – Presupuesto técnico-económico del registro de integridad de tubería 7 pulgadas con MFC56.....	56
Fase 1 - Consideraciones iniciales caso de estudio integridad pozo Modelo 02 (MO-02).....	58
Fase 2 - Tablas de grados en función de porcentaje de penetración y pérdida / corrosión.....	58
Fase 3 - Esquema de Completación para toma de registro de integridad (MFC24)	59

Fase 4 - Barras estadísticas de la tubería de 4 ½ pulgadas con MFC24	62
Fase 5 - Esquema de la Sarta de Herramienta (MFC24)	72
Fase 6 - Análisis e interpretación del registro de integridad de tubería	73
Fase 7 - Principales hallazgos del registro de integridad de tubería	74
Fase 8 - Presupuesto técnico-económico del registro de integridad de tubería 4 ½ pulgadas con MFC24	76
CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
CAPÍTULO V: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA	80
CAPÍTULO VI: ANEXOS	85

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Kinley (1988), trabajó en el “Diseño de una herramienta mecánica en integridad de tubería de 30 brazos de medición MegaData Caliper 30” para detectar la corrosión en un pozo de tubería 10-3/4 pulgadas de diámetro y desviación de 23 grados en Texas”, se propone mejoras para la herramienta con el fin de maximizar la cobertura interna en 360 grados, que trabaje en un medio ácido (H_2S), que funcione en lodo y que trabaje con Slickline, sin límites de temperatura y presiones conocidas, para monitoreo y medición.

Maxted et al. (1995), trabajó en el “Desarrollo y en los resultados de pruebas de campo de la herramienta de integridad Multifinger Caliper de 40 brazos de medición en el marco del proyecto del sector danés del Mar del Norte, para una evaluación precisa de la condición tubular en pozos de producción e inyección”, se propone que este diseño esta para brindar cobertura, resolución y precisión mejorada, en cualquier fluido, con respecto a la tecnología anterior de 30 brazos de medición, así como proporcionar al ingeniero de campo una respuesta rápida en el sitio del pozo y de fácil mantenimiento seguro.

Billingham et al. (2012), trabajó en la “Relación y el valor de aporte de medición de los dedos múltiples con la herramienta de integridad Multifinger Caliper (MFC)”, se propone un programa de monitoreo de estudios extensos de la corrosión en tuberías de producción e indicó que las terminaciones de acero al carbono no eran adecuadas para la producción a largo plazo en este entorno, debido a la identificación en el análisis de composición de gas producido del campo Bangora de Tullow Oil, a partir del pozo de descubrimiento Bangora 1 en la que se identificó que el CO_2 estaba presente en concentraciones de 0.6% en moles.

Xi'an (2019), trabajó en la “Mejora y desarrollo de la herramienta de integridad de tubería de medición Multifinger Caliper (MFC), para detectar e identificar anomalías y defectos en la tubería de revestimiento”, se propone implementar con 24 y 56 brazos de

medición radial, trabajar en pozos desviados a 60° con Slickline, que trabaje en condiciones dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S), con efectividad del 75%, también complementar con un programa integral y versátil tridimensional (3D), para visualización completa y analizar el volumen creciente de datos en la geometría de la tubería de revestimiento.

Rivas et al. (2016), nos indica que los servicios con Slickline son usados en la toma de profundidad de pozos, detectar tope de tapones de cemento, recuperación de válvulas y optimización de la producción. Salinas (2017), los servicios con Slickline es una de las técnicas más antiguas y seguras utilizadas en la industria petrolera. Enfocadas al reacondicionamiento y terminación de pozos. La empresa de servicios petroleros Equipetrol (2019), indica que la unidad de Slickline ha cubierto operaciones de registros memorizados de presión y temperatura, Production Logging Tool (PLT), Multifinger Caliper (MFC) con el fin de evaluar los pozos y posiblemente destacar su principal ventaja de obtener menores costos y operaciones seguras y menor contaminación medioambiental.

Kotlar (2020), indica que las herramientas de tecnología de diseño Multifinger Caliper (MFC) o calibradores de múltiples dedos de 24 y 56 brazos de medición siguen siendo uno de los medidores continuos y flexibles para el monitoreo, obtener diámetros internos y estadístico de la integridad de tuberías y revestimientos. A pesar de los avances en electrónica y diseño mecánico, los principios de funcionamiento y de respuesta eléctrica de la herramienta (MFC) siguen siendo los mismos.

1.2 Problemática

En la selva peruana, el diagnóstico, análisis y monitoreo de la corrosión interna en las tuberías de revestimientos, tuberías de producción o tuberías de inyección, es un factor clave a fin de detectar y remediar, para extender el tiempo de vida de los pozos de alta producción e inyección. La corrosión se debe a la composición de fluidos de producción principalmente al componente dióxido de carbono (CO_2). A continuación, se muestra en la **Tabla 1**:

Tabla 1.

Composición molar de fluidos de producción.

Composición promedio molar de fluidos de producción		
	Componentes	% Molar promedio
N_2	Nitrógeno	1.62%
CO_2	Dióxido de carbono	0.32%
C1	Metano	84.20%
C2	Etano	7.50%
C3	Propano	2.90%
iC4	i-Butano	0.40%
nC4	n-Butano	0.80%
iC5	i-Pentano	0.32%
nC5	n-Pentano	0.31%
C6	Hexanos	0.41%
C7+	Heptanos	1.21%
Total		100%

Fuente: Tomado del informe de reservas CAMISEA (2012).

Ochoa Vargas (2008), indica que los revestimientos de pozos son de gran importancia para el desarrollo de cualquier proyecto de exploración y producción de fluidos, ya que básicamente representan una estructura base que soporta la estructura rocosa del pozo y por la cual ingresan diversas herramientas de registros, pero no indica que tipo de herramienta de medición de integridad adecuada ingresar en la tubería de producción.

Palma Pacheco (2019), considera que primero antes, se debe considerar y definir un plan de viabilidad en la herramienta para diagnosticar, analizar y monitorear la corrosión, con

el fin de reducir el error o incertidumbre de data obtenida, reducir costos operativos, malas prácticas asociadas de retrasos programados al diagnóstico y monitoreo del revestimiento de producción y cumplir con la identificación de los mecanismos de daño interno.

Ajgou et al. (2019), proponen un sistema de gestión de la corrosión que permita la mejora del diagnóstico y monitoreo de integridad de tubería del pozo, mejora en el análisis individual por tubería y los cambios circunferenciales de diámetros internos precisos.

Zeghlache et al. (2020), plantean una gestión de diagnóstico, análisis y monitorización de integridad de pozos bajo un enfoque global, mejorando la inversión sustancial de integridad de pozos y, en consecuencia, maximizar el ciclo de vida y eficiencia del pozo.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

¿Cuál es la importancia clave de conocer, de modo preciso y consistente, el diagnosticar y analizar la integridad de tuberías de producción e inyección con herramienta Multifinger Caliper (MFC) para mejorar futuros retrabajos workover?

1.3.2 Problemas Específicos

¿De qué forma diagnosticar y analizar la integridad de tuberías de producción e inyección con herramienta Multifinger Caliper (MFC) para mejorar futuros retrabajos workover?

¿Cuál es la ventaja del uso de la herramienta Multifinger Caliper (MFC) para mejorar futuros retrabajos workover?

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General

Realizar una campaña de pozos candidatos con el propósito de diagnosticar y analizar la integridad en tuberías de producción e inyección con herramienta Multifinger Caliper (MFC) para mejorar futuros retrabajos workover.

1.4.2 Objetivos Específicos

Evaluar la integridad de tubería de producción e inyección con herramienta Multifinger Caliper (MFC) para mejorar futuros retrabajos workover.

Usar la herramienta Multifinger Caliper (MFC) para mejorar futuros retrabajos workover.

1.5 Justificación de la Investigación

La aplicación de nuevas tecnologías mejoradas de registro de integridad de tubería MFC en modo memoria con el uso Slickline para el diagnóstico y análisis de los revestimientos de los pozos en la selva peruana permite evaluar y determinar las condiciones internas de la tubería, así mismo identificar características de penetración, pérdida de metal, corrosión y geometría integral de visualización en 3D a lo largo de todo el registro de ascenso y proponer pozos candidatos para mejoras de futuros retrabajos de workover.

También resaltar que esta tecnología ha sido aplicada en pozos altamente desviados con dogleg de 60 grados, logrando con éxito en campañas y proyectos de Workover en la selva peruana para pozos de petróleo y gas e inyectores, por su ventaja principal y aplicación de esta herramienta de registro de integridad de tubería (MFC) que permite medir los diámetros máximos y mínimos a tal precisión radial, siendo una característica metrológica especial sensible a los cambios de diámetro interno. Además, los brazos de medición se abren mediante un motor de potencia interno propio de la herramienta con alimentación de batería alojada como parte de la sarta de herramientas; lo que le hace muy versátil operativamente y económico para las operaciones de trabajos con el uso de Slickline.

Otras de las ventajas importante de la herramienta (MFC) una vez obtenida la data, esta es procesada en campo y posteriormente es analizada para tomar decisiones claves presentes o proponer mejoras a futuro retrabajos de Workover. Finalmente, con la herramienta (MFC) por

ser un conjunto de herramientas menores, son de fácil traslado en zonas de difícil acceso en los campos en la selva peruana, lo que permite que la logística sea económicamente viable.

1.6 Identificación de Variables

1.6.1 Variables Independientes

- Diámetros internos de la tubería y drift.
- Diámetro de completación y estado mecánico del pozo.
- Desviación y geometría del pozo.
- Historial de Producción e inyección del pozo (Petróleo, agua, gas y condensado).
- Intervalo de registro de la prueba de integridad durante ascenso de la herramienta Multifinger Caliper (MFC).

1.6.2 Variables Dependientes

- Localización de accesorios del pozo (Nipples No-go, Camisas SSD, Packer, entre otros).
- Tiempo de Operación durante la prueba de integridad de tubería (Main log)
- Presión de fondo del pozo.
- Programa Software View Well 3D (geometría 3D de la tubería).
- Programa Warrior System (Profundidad, velocidad y tensión).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Antecedentes de los revestimientos y/o tuberías de producción

En la industria del Petróleo los revestimientos y/o tuberías de producción son de vital importancia porque se utilizan en la perforación, completación de pozos y producción de petróleo, según la empresa Tenaris, 16 millones de toneladas al año de Oil Country Tubular Goods (OCTG) se usan en la industria petrolera y 10 millones de toneladas son usadas en líneas de flujo (pipe line). La misma que se conecta entre si mediante conexiones roscadas y acoplamientos (Tenaris, 2013) por esta razón deben tener el grado de máxima atención.

Coronel & Ortiz (2018), la gran mayoría de los pozos presentan afectaciones en los revestimientos y/o tuberías de producción que pueden ser causados por agentes corrosivos como el dióxido de carbono C_2O y ácido sulfhídrico H_2S , también por diferentes y notables factores a la que están expuestos en el ambiente, como: Cargas operacionales, corrosión llevando consigo a que presenten afectaciones, entre ellas podemos notar: Deformaciones, pandeo, ovalización, corrosión, fisuras o agrietamiento entre otras.

Este trabajo de suficiencia profesional se basa principalmente en el monitoreo de la integridad de tubería con herramienta (MFC), esto por las afectaciones que pueden ocurrir en el diámetro interno de la tubería de producción o de revestimiento durante su ciclo de producción del pozo, las cuales pueden llevar a problemas operacionales, deterioro y/o fin del ciclo de vida útil de producción, si no se detecta a tiempo. Entonces es importante identificar una descripción técnica profesional rápida, para luego recomendar y proporcionar alternativas de solución que pueda remediar el problema encontrado.

En el diagnóstico, inspección y principalmente en el monitoreo de los diámetros internos en las tuberías de producción o revestimientos, se usa la herramienta de registro de integridad (MFC), dicha herramienta trabaja en modo memoria, y ha sido utilizada con éxito

en los pozos más desviados, en la selva peruana con unidad de Slickline, lo que ha permitido mitigar la evaluación de la corrosión de la tubería de fondo de pozo; además, la detección de pérdida de metal que conduce a una resistencia mecánica o falla estructural.

Zeghlache et al. (2020) recomienda que la nueva tecnología (MFC) tiene su principal ventaja evaluar múltiples barreras en el revestimiento o tubería de los pozos con la unidad Slickline, que son de vital importancia para las evaluaciones rentables futuras, esto permite por ser equipos menores un ahorro de tiempo logístico en traslado, cosa que no sucede para equipos mayores de perforación y unidades de wireline en trasladar de una locación a otra para evaluar las tuberías de revestimiento de producción, siendo esta última generen altos costos y riesgos.

2.1.2 Operación con unidad Slickline

Salinas & Landeta (2017) la unidad Slickline cable de acero son parte integral en la industria petrolera enfocadas directamente al reacondicionamiento y terminación de pozos. La primera operación realizada con esta técnica Slickline fue hecho por Conrad & Marcel Schlumberger en 1927 y a lo largo de la década de 1930.

Son operaciones realizadas en el pozo por medio de un cable de acero no conductor, operaciones independientes de su profundidad y condiciones del pozo, y también por medio de un cable de acero de diferentes diámetros (0.082 pulgadas, 0.092 pulgadas, 0.180 pulgadas, 0.125 pulgadas, 0.160 pulgadas) y cuentan con 23,000 pies de longitud enrollado en un tambor de fábrica. Además, pueden llegar profundidades hasta 22,500 pies o dependiendo de las condiciones geomecánicas y estado del pozo, que soportan el peso de la sarta de herramientas completas, y dependiendo del tipo de operaciones que se vayan a realizar. El cable de acero no conductor se encuentra montado mediante un tambor (drum o double drum) en la misma unidad de operaciones Slickline, para la prestación del servicio a pozos Onshore & Offshore.

2.1.2.1 Funcionamiento

La unidad de Slickline, es accionada por un sistema hidráulico, sobre dicha unidad va montado un tambor o doble tambor en el cual va enrollado un cable de acero no conductor, este cable pasa por un sistema de poleas y a través de un lubricador antes de conectarse a la sarta de herramientas y así poder ser ingresadas hacia el fondo del pozo para realizar la correspondiente operación.

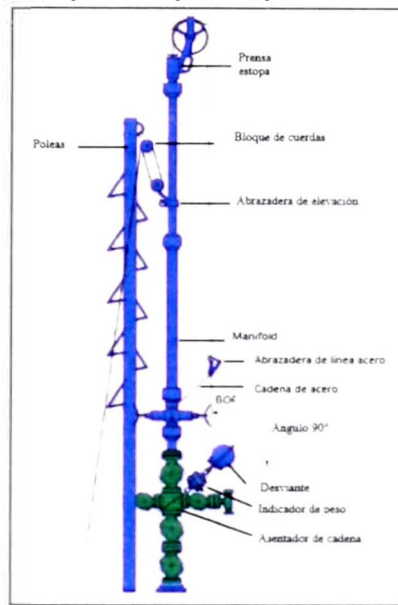
En los trabajos con unidad de Slickline al bajar las herramientas al pozo con presión se requiere un conjunto de equipos de control de presión en superficie y estas son:

- Martin Decker o indicador de Peso (Weight indicator).
- Indicador de profundidad (Odómetro)
- Prensa estopa (Stuffing box).
- Conjunto de lubricadores.
- Preventor de reventones (Blow-out preventer "BOP" Simple, doble o triple).
- Brida adaptadora (Flange).
- Abrazadera de elevación (Lifting clamp).
- Polea de piso - desviante (Hay Pullley).

También contar con equipo de izaje (Grúa telescópica, Grúa brazo Hidráulico, Gin Pole, u otros). A continuación, se muestra en la **Figura 1** el equipamiento de trabajo para Slickline.

Figura 1.

Equipo de Control de Presión en Superficie para Operación en pozo.



Fuente: Tomado del Slickline Operations Training Manual (2009).

Figura 2.

Exteriores de la Cabina de Operaciones con Slickline.



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 3.*Interiores de la Cabina de Operaciones con Slickline.**Fuente: Elaboración Propia.***2.1.2.2 Aplicaciones:**

Slickline tiene un amplio rango de procedimientos que se pueden realizar al llevar a cabo operaciones de este tipo entre las operaciones más comunes se tiene:

- Registro de presión y temperatura en modo memoria Memory gauges.
- Registro de corrosión MFC24 o MFC56 en modo memoria.
- Registro de producción PLT en modo memoria.
- Instalación y recuperación de válvulas gas lift, plunger lift, standing valve.
- Calibración y chequeo de tubería de producción.
- Sentado y recuperación de tapones.
- Operaciones de corte de parafina-limpieza de pozo debido a la acumulación o incrustación de parafina en la tubería de producción.
- Operaciones de apertura y cierre de camisas de circulación.
- Verificación y toma de profundidad en fondo de pozo.

2.1.2.3 Ventajas:

Las operaciones de Slickline surgen como respuesta a la creciente necesidad en:

- Disminuir costos, esto se refleja en el valor de equipos y herramientas de operación.
- Operaciones menos riesgosas, no hay necesidad de sacar tubería del pozo, lo único es alivianar la presión en la válvula del lubricador.

- Herramientas livianas y de menor tamaño, lo que implica que el transporte sea económico al utilizar medios menos costosos.
- Menor cantidad de personal, lo que implica que estas operaciones se configuran en tiempos cortos.

2.1.3 Tubería de Revestimiento (Casing)

Es aquella tubería de acero de pared, donde el diámetro define su geometría y espesor del cuerpo que lo determina, en función a sus longitudes que varían entre 16 a 40 pies, tal como lo especifica (Martínez, 2011). Estas tuberías de revestimiento se encuentran regidas por el Instituto Americano del Petróleo (API) la cual es la encargada del desarrollo de normas para procedimientos, herramientas y equipos de operación en pozos de petróleo, se encargan de la certificación a fabricantes de equipos de producción y perforación. (Publications, Standards, and Statistics Overview, 2015) (Martínez, 2011). Más específicamente por la API 5CT. Specification for casing and tubing. (Especificación para tuberías de revestimiento y producción).

Figura 4.
Tubería de Revestimiento (Casing)



Fuente: *Elaboración Propia.*

La tubería de revestimiento se basa en cualquier sarta de tuberías que se sitúen dentro del pozo, conectándose una a otra para formar un tubo continuo hasta la profundidad deseada. Son utilizadas para mantener la estabilidad del hueco, aislar y controlar fluidos y presiones de

formación con ayuda del cemento que se ubica en el anular exterior entre la tubería y la formación perforada, como lo sugiere (Rabia, 1987).

Una forma de clasificar las tuberías de revestimiento está basada en su tamaño nominal, según las especificaciones de (Martinez, 2011) tenemos:

Tubería de revestimiento conductora entre 20 y 18-5/8 de pulgadas.

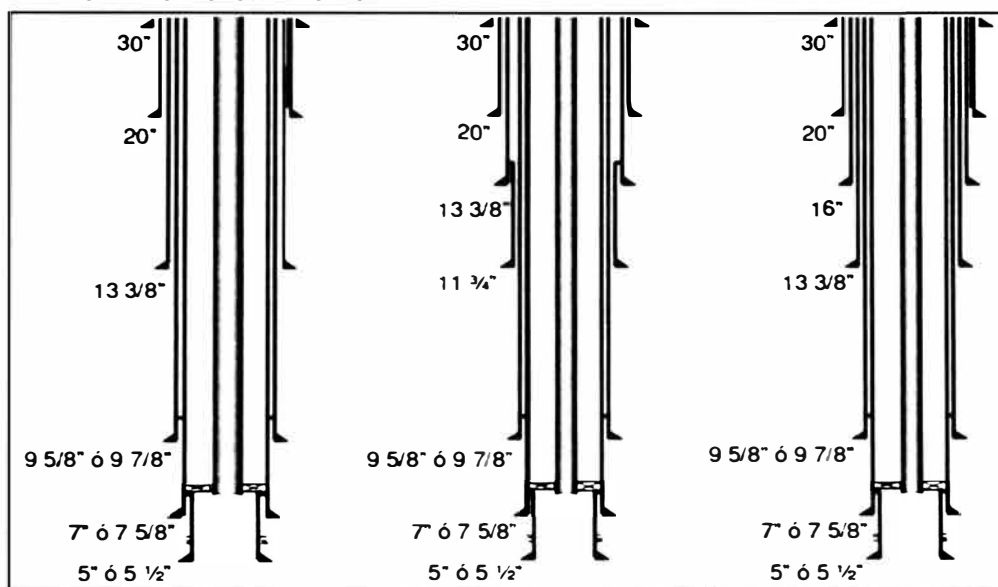
Tubería de revestimiento de superficie varía entre 13-3/8 y 11-3/4 de pulgadas.

Tubería de revestimiento intermedia varía de 10-3/4 a 9-5/8 de pulgadas.

Tubería de revestimiento corta (liner) por lo general su diámetro es 4-1/2 de pulgadas.

Figura 5.

Arreglos de Tubería de Revestimiento.



Fuente: *Diseño de tuberías de revestimiento Tenaris Tamsa (2009).*

2.1.4 Tubería Conductora

Su principal función es proporcionar soporte a formaciones no consolidadas, pérdidas de circulación en formaciones porosas de baja profundidad y prevenir posibles derrumbes, proteger zonas acuíferas superficiales de la contaminación con los fluidos de perforación, revestir cualquier reservorio poco profundo de gas y proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación, según (Martinez, 2011).

2.1.5 Tubería Superficial

Es un componente crítico en la ingeniería de perforación de pozos, diseñada para instalar conexiones mecánicas y/o hidráulicas superficiales de control, al tiempo que proporcionar protección al pozo. Su instalación es esencial para separar flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie. Según Castro et al. (2011), estas tuberías se emplean a profundidades que varían de 1640.42 pies y 328.084 pies, con el diámetro seleccionado según la profundidad total del pozo.

Funciones Principales de la tubería superficial:

- **Prevenir la contaminación de yacimientos de agua dulce:** Esto es crucial para la protección ambiental y la preservación de recursos hídricos.
- **Suministro de un gradiente de fractura suficiente:** Esto permite la perforación segura del siguiente tramo del pozo, asegurando la integridad estructural durante la operación.
- **Resistencia al peso del resto de las tuberías:** Dado que la tubería superficial debe soportar el peso de las tuberías adicionales que se colocaran posteriormente, se cementa hasta la superficie para proporcionar la estabilidad y soporte necesarios.

La cementación de la tubería superficial hasta superficie es una práctica estándar que asegura la integridad estructural del pozo y previene la migración de fluidos entre diferentes zonas geológicas.

2.1.6 Tubería Intermedia

Es un componente esencial en la perforación de pozos, utilizada principalmente para aislar zonas con presiones normales, derrumbes, flujos de agua y pérdidas de circulación. Esta tubería sirve como una capa de protección adicional para el pozo descubierto, conforme a lo descrito por Castro et al. (2011).

Principales características de la tubería intermedia:

- **Control del pozo en zonas de presiones anormales:** La tubería intermedia facilita el manejo del pozo cuando se encuentran formaciones con presiones superiores o inferiores a lo esperado, mejorando la seguridad y estabilidad del pozo.
- **Aislamiento de formaciones problemáticas:** Permite aislar formaciones que puedan causar problemas durante la perforación, como aquellas con flujos de agua salada o que contaminan el fluido de perforación, protegiendo así la integridad del pozo y la calidad del fluido de perforación.
- **Facilita la reducción de la densidad del lodo:** Permite disminuir la densidad del lodo de perforación para perforar zonas con presiones normales ubicadas debajo de formaciones presurizadas, optimizando el control de presión y la eficiencia de perforación.

2.1.7 Tubería de revestimiento corta (liner)

Se utiliza para evitar la instalación de una sarta desde la superficie hasta el fondo del pozo descubierto. Según Castro et al. (2011), estas tuberías de revestimiento se cementan en toda su longitud.

Principal función de la tubería de revestimiento corta:

- **Reducción de cargas excesivas:** Al colgar el liner del revestimiento intermedio o de producción, se disminuyen las cargas generadas sobre el tope del revestimiento, mejorando la estabilidad del pozo.
- **Disminución de la tensión en la tubería de revestimiento:** Debido a su menor longitud, el liner reduce la tensión en la tubería de revestimiento, lo que contribuye a una mayor durabilidad y seguridad.
- **Remediación de problemas de integridad:** El liner puede ser utilizado para solucionar problemas de integridad en los revestimientos anteriores, mejorando la protección y aislamiento del pozo.

- **Acortamiento de tiempos de instalación:** Al instalar secciones de tuberías corta, se reduce el tiempo para colocar el revestimiento, incrementando la eficiencia operativa.
- **Reducción de volúmenes de cemento:** Al no requerir cementación hasta la superficie, se disminuyen los volúmenes de cemento utilizados, lo que resulta en una operación más eficiente y económica.

2.1.8 Tubería de producción o tubing

Esta tubería de producción es utilizada para aislar zonas productoras, sostener o contener presiones de formación y también para evitar o prevenir posibles intercambios de fluidos entre zonas. Tiene que estar diseñada para soportar altas presiones, tales como, las generadas en un proceso de cañoneo, fractura e incluso de cementación, según lo plantea (Flórez & Hernández, 2014).

Teniendo en cuenta de que las tuberías de revestimiento tienen una longitud límite, se hace necesario el uso de roscas que sirven de unión entre una y otra junta. Estas roscas se usan (Morales, 2010) para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y para mantenerlas como un solo elemento. Las cuales están regidas por la norma *API 5B Specification for threading, gauging and thread inspection of casing, tubing and pipe line threads* (Especificación para el roscado, calibración e inspección de roscas para tubería de revestimiento, producción y tubería de línea de roscados). (Morales, 2010).

En las operaciones petroleras se debe cuidar la integridad del pozo ya sea de intercambio de fluidos entre la formación y los fluidos de perforación, ya sea de derrumbes ocasionados por formaciones no consolidadas, entre muchos más inconvenientes que se presentan durante la perforación, completamiento y posterior vida productiva del pozo, por tal razón se hace necesario ubicar una tubería de revestimiento dentro del pozo para darle solución a dichos problemas (Vargas, 2008). Es por esto necesaria la determinación de factores que afectan a los revestimientos y la investigación acerca de los tipos de daño que se generan en

los mismos; en el presente trabajo se abordarán los principales factores y tipos de daño que se han estudiado, para este fin se realizará una revisión abordando los principales términos, definiciones, y estudios acerca de la temática en cuestión (Vargas, 2008).

2.1.9 Cargas Operacionales en los Revestimientos

Las cargas a las cuales los revestimientos están sometidos se pueden identificar tres categorías, según (Vargas, 2008):

- Diferencia de presión a través de la sección transversal.
- Cargas axiales y tangenciales.
- Concentración de esfuerzos debido a la deformación asociada a la curvatura de los pozos (Vargas, 2008).

Los revestimientos se ven sometidos a esfuerzos, los cuales son el resultado de la acción de presiones de formación y aplicados sobre la cara del revestimiento. Estas tuberías reciben cargas de presiones normales presentes en los espacios porales de la roca. Sin embargo, existen casos en los que formaciones de muy baja permeabilidad ocasionan presiones anormales en zonas que pueden afectar al revestimiento (Vargas, 2008).

Según Carrilo & Lopez (2014) las tuberías de revestimiento experimentan diferenciales de presión debido al aumento de presión de fluidos generados por el mal diseño del completamiento o un proceso de recobro secundario como lo es la inyección de agua.

Las cargas axiales son generadas luego de la instalación de la tubería, las cuales se dividen en dos clases según su origen; La primera está relacionada con el aumento de tensión/compresión en una zona donde no soporte el proceso de instalación del revestimiento y cargas no relevantes debido a la sección colgada de *liners*; La segunda clase tiene que ver con el cambio del medio en el cual se instalaron los revestimientos, numerosos casos de fallas de los revestimientos están atribuidos por la acción de tensión y compresión los cuales se generan debido al efecto del cambio de la presión y temperatura (Carrilo Cataño & Lopez

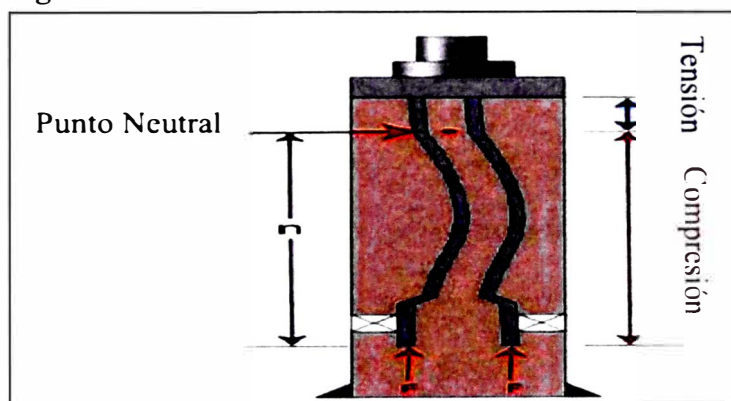
Toledo, 2014). Un aumento o disminución de la temperatura del yacimiento puede causar un alargamiento o reducción en la longitud del revestimiento induciendo esfuerzos de tensión o compresión si sus extremos están fijos, cambios de presión interna en el revestimiento hace que aumente la sección transversal presionando las caras de la tubería, lo cual genera efecto donde haya cambios de diámetro (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014).

En la evaluación de los efectos a los que se expone el revestimiento, se hace importante para la determinación de las posibles fallas que se puedan generar y las posibles soluciones que se pueden encontrar a las mismas (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014). Por lo tanto, entre las afectaciones más comunes presentes en las tuberías de revestimiento debido al efecto de las cargas operacionales tenemos:

Desgaste por pandeo Según: Flórez & Hernandez (2014) la presencia de los múltiples factores a los que se somete la tubería de revestimiento en pozo permite que se presente un fenómeno conocido como pandeo o *buckling* (Figura 6).

Figura 6.

Efecto de Pandeo o Buckling.



Fuente: Tomado de PerfoBlogger (2016), cambio en la longitud de tubería debido al buckling.

2.1.10 Cargas Generadas por el Yacimiento

Cuando el yacimiento está en producción la variación de las propiedades petrofísicas es inevitable debido al fenómeno de la depleción (disminución de la presión de poro) que induce a una compactación (disminución del volumen del yacimiento) de la roca. Llevando de

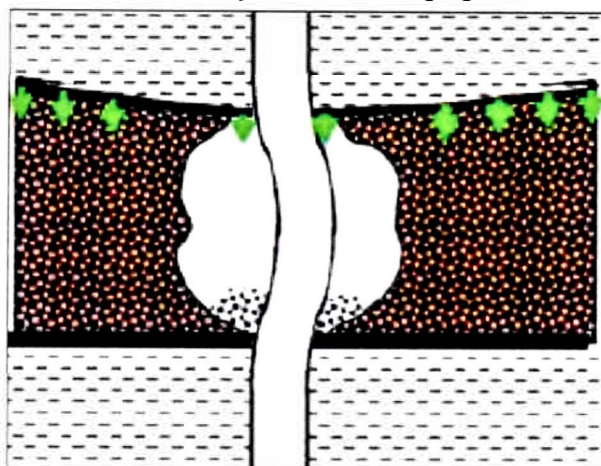
esta manera a la deformación del yacimiento generando el cambiando de dirección de los esfuerzos de manera local, debido a que la tubería del revestimiento se encuentra adherida a la formación gracias a la capa de cemento, existe una transferencia de esfuerzos y deformaciones inducidos por la formación hacia la tubería, la cual termina deformándose por la menor resistencia que tiene en esta zona gracias a las perforaciones hechas en la fase de cañoneo. Como lo sugiere (Escobar, 2013).

Entre las cargas que afectan a los revestimientos se encuentran:

- **Altos gradientes de esfuerzos en situ:** Los cambios en las tensiones naturales del subsuelo pueden ejercer presiones significativas sobre los revestimientos.
- **Variación de la presión de poro:** Fluctuaciones en la presión dentro de los poros de la roca circundante pueden impactar la estabilidad del revestimiento.
- **Compactación y subsidencia:** La compactación de la formación y el subsiguiente asentamiento del terreno pueden causar desplazamiento y presiones adicionales sobre el revestimiento.
- **La deformación por pandeo:** Es un fenómeno que puede ser inducido por cargas operacionales o por cargas generadas por el yacimiento. Según Escobar (2013), esta deformación ocurre debido a la pérdida de soporte lateral por parte de la formación, a menudo derivada de la producción de sólidos, generalmente arenas poco consolidadas con alta permeabilidad y porosidad. Además, una mala cementación que deja espacios vacíos puede agravar el problema, creando cavidades en la cara exterior del revestimiento que son explotadas por las fuerzas compresivas resultantes de la compactación del yacimiento.

Figura 7.

Generación de Pandeo exceso de arena, formando "dogleg".

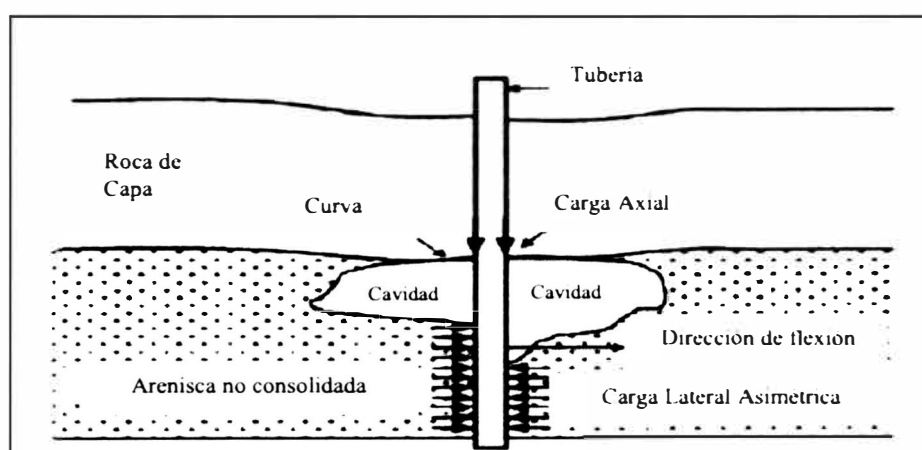


Fuente: Gutiérrez Escobar, S. (2013) *Identificación de problemas de colapso en revestimiento de pozos, ocasionado por efectos geomecánicos.*

- **La deformación por flexión:** En la tubería de revestimiento es otro tipo de formación que puede ser causada tanto por variaciones en los esfuerzos axiales como por factores geomecánicos. Según Escobar (2013), esta deformación puede ser incluida por anomalías en la zona, como fallas preexistentes, formaciones salinas con fácil fluencia de roca o arena poco consolidadas. Estos factores pueden provocar movimientos continuos en la roca, que a su vez generan esfuerzos en la tubería de revestimiento.

Figura 8.

Factores que reflejan flexión.

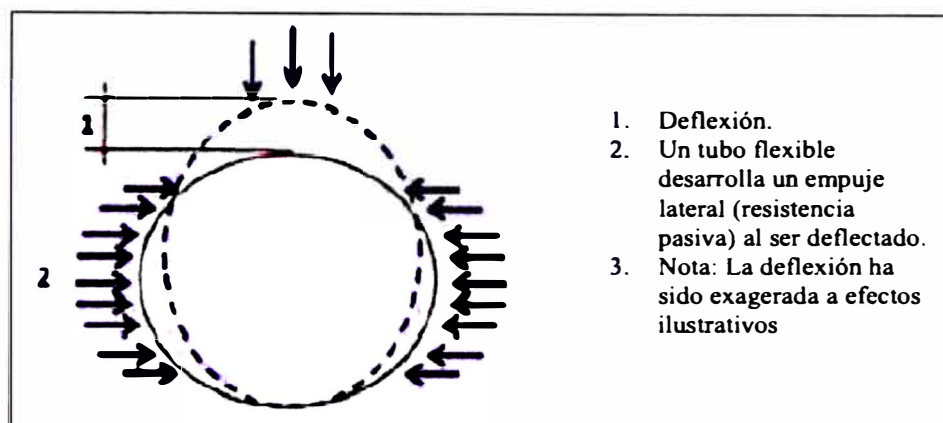


Fuente: Gutiérrez Escobar, S. (2013) *otra Identificación de problemas de colapso en revestimiento de pozos, ocasionado por efectos geomecánicos.*

- **El efecto de Ovalización:** Es una deformación del revestimiento que se puede asociar a cargas producidas por el ambiente tectónico, particularmente en ausencia de fallas preexistentes o capas sobrepresionadas. Según Escobar (2013), esta deformación se caracteriza por una gran diferencia entre esfuerzos que genera cargas directamente en el revestimiento, para las cuales este no fue diseñado. Este efecto se manifiesta mediante un cambio en la geometría del revestimiento, transformando su sección transversal en una forma elipsoide u ovalada.

Figura 9.

Cambios de esfuerzos que generan ovalización al revestimiento.



Fuente: Canalización Artículos técnicos; Tuberías de orientación molecular de Adequa.

2.1.11 Propiedades mecánicas de los revestimientos

En cuanto al comportamiento mecánico de las tuberías de revestimiento hablamos de la capacidad de resistencia, por eso diferentes instituciones han buscado estandarizar el proceso de fabricación y el desempeño mecánico, el comportamiento mecánico está ligado al diseño de tuberías de revestimiento, o sea, cuando se inicia con la aplicación de cualquier diseño hay que determinar la resistencia de los diferentes elementos tubulares, según lo expone Bravo Vallejo et al. (2013) esto lleva a considerar las diferentes situaciones de falla que experimentan las tuberías. Por lo tanto, las principales fallas son básicamente cedencia, colapso, estallido y tensión.

- **Concepto de Cedencia:** Es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga.

Cuando las cargas inducen una deformación permanente, se dice que el material ha alcanzado su punto de cedencia o fluencia. Antes de alcanzar este punto, si la carga se libera, el material recupera su estado original. Sin embargo, cuando la resistencia a la cedencia llega a su máximo valor, el material se fractura o se rompe.

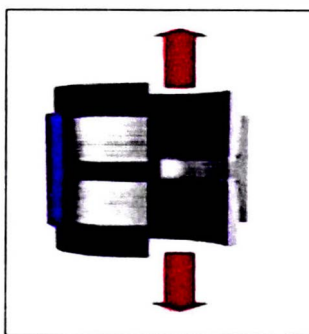
Tabla 2.
Relación de grados para Tuberías API.

Grado	Mínimo esfuerzo a la Cedencia (Psi)		Última resistencia a la Tensión (Psi)	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H40	40,000	80,000	60,000	29,5
J55	55,000	80,000	75,000	24,0
K55	55,000	80,000	95,000	19,5
L80	80,000	95,000	95,000	19,5
N80	80,000	110,000	100,000	18,5
C90	90,000	105,00	100,000	18,5
C95	95,000	110,000	105,000	18,0
T95	95,000	110,000	105,000	18,0
P110	110,000	140,000	125,000	15,0
Q125	125,000	150,000	135,000	14,0

Fuente: Tabla tomada Chilingarian, G.V.; Rahman, S.S. (s.f.) Casing theory and practice.

- **Concepto de Tensión:** La tensión es una condición mecánica que puede llevar a la falla o fractura de una tubería, originada por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente a la sección transversal del tubo. Según Bravo Vallejo (2013), estas cargas son generadas por efectos gravitacionales y pueden definirse como la capacidad de la tubería para resistir su propio peso cuando es introducida en el pozo.

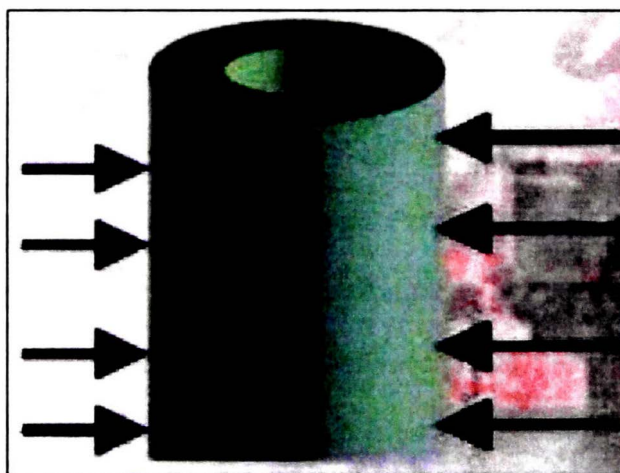
Figura 10.
Cargas de Tensión.



Fuente: Tomado de *Conceptos generales de conexiones TENARIS-TAMSA.*

- **Concepto de Colapso:** El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo debido al efecto resultante de las presiones externas. La presión hidrostática de la columna de fluido en la parte exterior de la sarta de tubería de revestimiento genera cargas de colapso. Según Martínez (2011), estos fluidos son principalmente fluidos de perforación y, en algunos casos, lechadas de cemento.

Figura 11.
Efectos del Colapso en las Tuberías de Revestimiento.



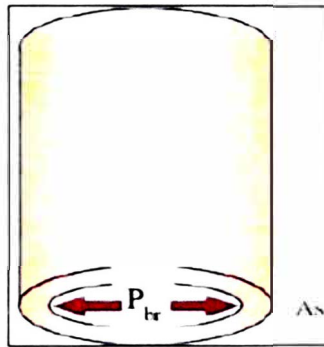
Fuente: Tomado de Bravo Vallejo, C.; García de la Rosa, I.; Leal Orta, A.; Mendoza Vargas, J.; Santiago Ávila, E.; Uribe Hernández, J. (2013) *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras México. Instituto Politécnico Nacional p. 26.*

El efecto de las presiones externas sobre la tubería de revestimiento puede superar el límite de resistencia del mismo produciendo fluencia o deformación plástica, lo que conlleva a una reducción en el diámetro de la tubería generando a su vez el cierre de la sección trasversal

de dicha tubería, impidiendo en algunos casos el paso de fluidos o de herramientas de reparación (Escobar, 2013).

- **Concepto de Estallido:** Para la selección correcta del tipo de tubería se requiere estudiar la resistencia máxima y el esfuerzo interno sobre las paredes de la tubería, la resistencia al estallido no es más que la mínima presión interna que puede ser aplicada para iniciar con una deformación permanente o causar la cedencia del acero Martínez (2011), la falla por estallido es una condición mecánica que se genera debido a las cargas de presión actuando por el interior de la misma como lo plantea (Bravo Vallejo, y otros, 2013).

Figura 12.
Resistencia al Estallido.



Fuente: Tomado de Bravo Vallejo, C.; García de la Rosa, I.; Leal Orta, A.; Mendoza Vargas, J.; Santiago Ávila, E.; Uribe Hernández, J. (2013) *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras México. Instituto Politécnico Nacional p. 35.*

- **Efectos de esfuerzos combinados:** “Desafortunadamente varias de las propiedades del revestimiento son modificadas por la interacción de todos los esfuerzos al mismo tiempo y en presencia de esfuerzos axiales de tensión, compresión y esfuerzos concentrados debido al doblado de la tubería” (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014). Según la norma API 5C3 cuando se trata de diseño de tuberías de revestimiento se establecen cálculos mínimos. Esta norma considera 3 tipos de cargas y factores de seguridad recomendados por la industria como se muestra en la Tabla 3 (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014).

Tabla 3.*Propiedades Mecánicas de Tuberías de Revestimiento.*

Dimensiones						Propiedades mecánicas		Grados de acero				
O.D.	Peso	Espesor	L.D.	Drift	Area transversal			H40	J55	K55	N80	P110
Pulg.	Lb/ft	Pulg.	Pulg.	Pulg.	Pulg.^2							
9 5/8	36	0.352	8.921	8.765	10.254	Colapso	Psi	1720	2020	2020	2370	
						Tensión	b/100	410	564	564	820	
						P. Interna	Psi	2560	3520	3520	5120	
						P. Prueba	Psi	2300	3200	3200	4600	
7	20	0.272	6.456	6.331	5.749	Colapso	Psi	1970	2270	2270	2740	
						Tensión	b/100	230	316	316	460	
						P. Interna	Psi	2720	3740	3740	5440	
						P. Prueba	Psi	2500	3400	3400	3400	
	23	0.317	6.366	6.241	6.656	Colapso	Psi		3270	3270	3830	
						Tensión	b/1000		366	366	532	
						P. Interna	Psi		4360	4360	6340	
						P. Prueba	Psi		4000	4000	5800	
	26	0.362	6.276	6.151	7.549	Colapso	Psi		4330	4330	5410	6230
						Tensión	b/1000		415	415	604	830
						P. Interna	Psi		4980	4980	7240	9960
						P. Prueba	Psi		4600	4600	6600	9100
	29	0.408	6.184	6.059	8.449	Colapso	Psi				7030	8530
						Tensión	b/1000				676	929
						P. Interna	Psi				8160	11220
						P. Prueba	Psi				7500	10000
6 5/8	20	0.288	6.049	5.924	5.734	Colapso	Psi	2550	2970	2970		
						Tensión	b/100	229	315	315		
						P. Interna	Psi	3040	4180	4180		
						P. Prueba	Psi	2800	3800	3800		
	24	0.352	5.921	5.796	6.937	Colapso	Psi		4560	4560	5760	6730
						Tensión	b/1000		382	382	555	763
						P. Interna	Psi		5110	5110	7440	10230
						P. Prueba	Psi		4700	4700	6800	9400

Fuente: Tomado de Hernández Morales, D. (2009) Prontuario México: TENARIS TAMSA.

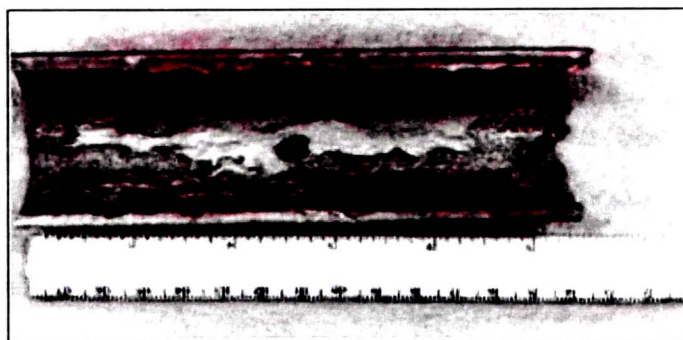
- **Efectos de la corrosión:** La corrosión en los revestimientos suele pasarse por alto durante el diseño y construcción del pozo, donde solo se considera seleccionar los estándares API al carbón (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014).

El proceso de corrosión empieza desde que se funde el acero y va aumentando en el campo petrolero debido a especies acidas, tales como el ácido sulfúrico (H_2S) o el dióxido de carbono que están presentes en el ambiente y desde el punto de vista termodinámico la energía consumida en la fabricación del revestimiento constituye la fuerza automotriz para la corrosión, las cuales producen hoyos y cavidades en las paredes internas y externas del revestimiento (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014).

“ CO_2 : la corrosión por $C O_2$ conocida también como corrosión dulce, para que esta se presente, es necesaria la presencia de agua; además de la presión parcial del $C O_2$ Como lo sugiere (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014).

El CO_2 con el agua se denomina agua corrosiva cuando hay exceso de $C O_2$, al existir un exceso de $C O_2$ este tiende a acabar con los carbonatos que en estado de equilibrio hacen parte de una capa protectora de los metales que conforman la tubería de revestimiento de los pozos, ocasionando la formación de orificios que facilitan el acceso arena perteneciente al acuífero, según (Jamaica).

Figura 13.
Corrosión por CO_2 .



Fuente: *Corrosión por CO_2 en una tubería petrolera (Rosas, 2019).*

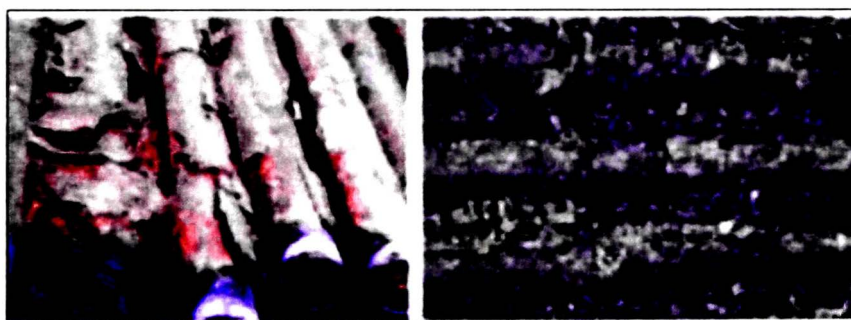
Tabla 4. *Grado de corrosión a partir de la Presión Parcial del CO₂.*

Presión Parcial CO₂ (Psi)	Grado de Corrosión
0 - 10	Débil
10 - 30	Moderada
Más de 30	Alta

Fuente: Tomado de: Carrillo Cataño, M. J.; López Toledo, J. E. (2014) *Análisis de los colapsos en revestimientos de pozos productores.*

H₂S: la corrosión por H₂S conocida también como corrosión agria, requiere la presencia de H₂S para que se presente.” Carrilo & Lopez (2014) “para presión parcial del H₂S mayor que 0.05 psi en la fase gaseosa, puede producirse agrietamiento bajo esfuerzo (Stress Cracking) en aceros y aleaciones de bajo carbono” según (Perez, Cabarcas, Uribe, & Vasquez, 2008).

Figura 14.
Corrosión por H₂S.



Fuente: *Corrosión por sulfhídrico H₂S de alta temperatura (Groysman, 2017)*

Según Perez et al. (2008), la presencia de CO₂ y H₂S determina el tipo de ambiente del pozo, las bacterias y el oxígeno, contribuyen al aumento de la velocidad de la corrosión, como también la presión, temperatura y la variación del porcentaje de las fases.

La presión: Con el aumento de la presión, se incrementa la solubilidad de los gases corrosivos en la fase acuosa y con ello la velocidad de corrosión (Perez, Cabarcas, Uribe, & Vasquez, 2008).

La temperatura: Un aumento de la temperatura, puede influir en la precipitación de depósitos de carbonato (FeCO_3), la cual dependiendo de sus propiedades físicas puede detener la velocidad de corrosión; sin embargo, si no hay tendencia a la formación de siderita, un incremento en la temperatura puede acelerar la velocidad de corrosión (Perez, Cabarcas, Uribe, & Vasquez, 2008).

Variación en el Porcentaje de las fases: El porcentaje de las fases es importante desde el punto de vista de mojabilidad en la pared de revestimiento de producción. Altos porcentajes de agua humedecen la superficie del metal y favorecen la corrosión, la velocidad de la corrosión aumenta con el contenido de iones cloruro en un rango de 10000 a 100000 ppm y la temperatura por encima de 150° F. Pozos con cortes de agua mayores al 50% disminuye la vida útil de los Revestimientos debido al contenido de iones cloruros (Perez, Cabarcas, Uribe, & Vasquez, 2008) la corrosión en los revestimientos se puede presentar tanto en la parte interna como en la parte externa.

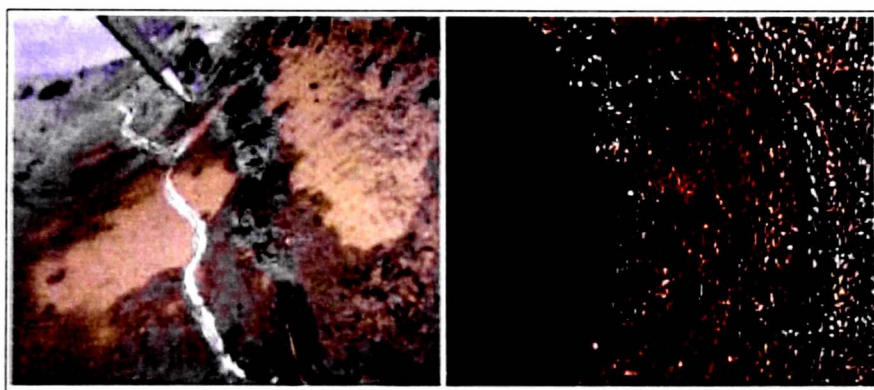
Parte interna: se deteriora la superficie interna debido a la acción de los fluidos manejados o almacenados.

Parte externa: Afecta la pared exterior del revestimiento y la envoltura del cemento por contacto con el agua de formación o agua producida inyectada, que contiene componentes corrosivos.

La apariencia de la corrosión presente en los revestimientos es variable, a continuación, las se expondrán algunas de ellas (Renpu, 2011).

- **Corrosión electroquímica uniforme:** La corrosión electroquímica se presenta en toda la superficie del revestimiento. La evidencia inicial de la corrosión es la rugosidad de la superficie y a medida que esta aumenta disminuye el espesor, como se observa en la **Figura 15** (Renpu, 2011).

Figura 15.
Corrosión Electroquímica.

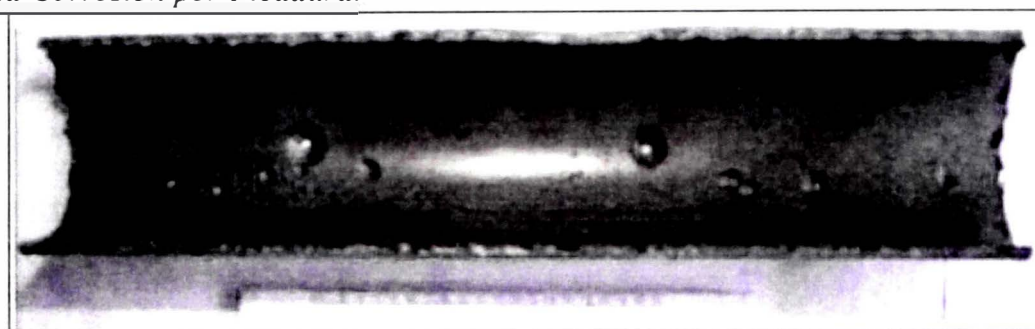


Fuente: Corrosión electroquímica en una tubería petrolera en PDVSA gas (Renpu, 2011).

- **Corrosión por picadura (*pitting corrosion*):** Se caracteriza por una alta pérdida localizada de metal. En el caso extremo se manifiesta como un profundo y delgado agujero, el principal factor que provoca y acelera las picaduras es el contacto eléctrico entre metales distintos o entre celdas de concentración, lo que causa una diferencia de potencial, el inicio de una picadura también está asociado con la ruptura de la película protectora sobre la superficie del metal (Schweitzer, 2010).

Los aceros inoxidable, el aluminio y sus aleaciones son susceptibles a picaduras, el acero al carbono es más resistente a las picaduras que el acero inoxidable, por otro lado, el titanio y sus aleaciones proporcionan una excelente resistencia (Schweitzer, 2010).

Figura 16.
Efecto de la Corrosión por Picadura.

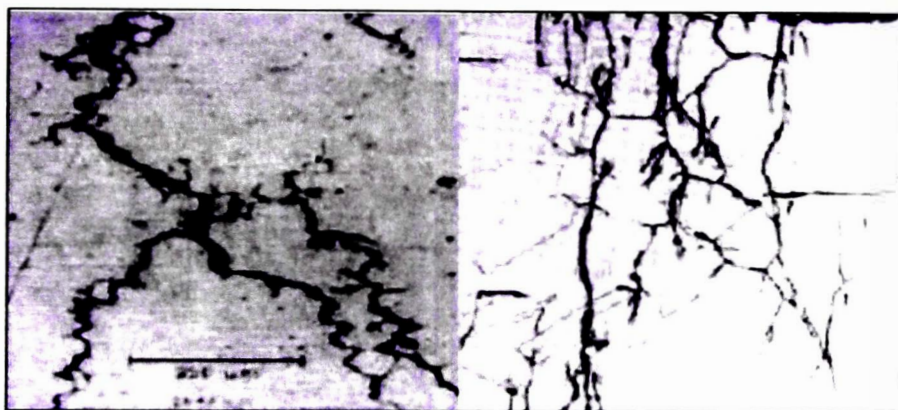


Fuente: Corrosión por picadura en una tubería de producción (Pan American Energy, 2007).

- **Corrosión por fisuras o grietas:** La corrosión por grietas puede formar hoyos u orificios profundos de diferentes profundidades y con tamaños de 0,025 – 0.1 micras de ancho, se presenta en forma de ranuras o costuras, la cuales se pueden generar durante las soldaduras, remachados, conexión de roscas y otras operaciones o/y situaciones (Renpu, 2011).

Figura 17.

Efecto de la Corrosión por Fisura o Grietas.



Fuente: Tomado en tubería de producción en PDVSA gas (Renpu, 2011).

2.1.12 Herramienta de registro de Integridad de Tubería (Multifinger Caliper)

El **Multifinger Caliper** es una herramienta especializada en la inspección y evaluación de la integridad de tuberías de revestimiento. A continuación, se detallan sus características y funcionamiento.

Características Principales:

- **Precisión Alta:** La herramienta mide con alta precisión el diámetro interno de la tubería proporcionando detalles detallados sobre la condición del revestimiento.
- **Numero de Brazos:** El número de brazos o “dedos” en la herramienta varía según el diámetro de la tubería, con opciones que van de 24 a 56 brazos. La cantidad de brazos afecta la resolución y precisión de la medición.

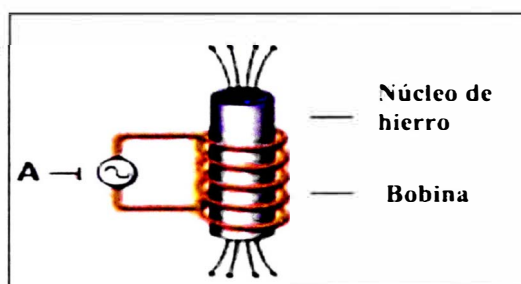
- **Sensibilidad:** La herramienta es extremadamente sensible y puede detectar pequeños cambios en el diámetro interno del revestimiento, lo que hace ideal para identificar irregularidades y problemas potenciales.

De esta manera la herramienta va desplegándose en toda la tubería. Toda la información recolectada se utiliza para generar imágenes en 2D y 3D del casing o tubing (Kappa, 2021).

2.1.13 Principios de medición Multifinger Caliper

La herramienta de registro de integridad de tubería (MFC) emplea un mecanismo de inducción electromagnética, como se muestra en la **Figura 18**. Según la empresa GOWell International (2021), cuando se aplica corriente en A, se genera un campo magnético a través del núcleo de hierro; pero el otro caso es cuando un núcleo de hierro magnetizado se mueve en el campo magnético, se producirá corriente a través de la bobina.

Figura 18.
Principio de medición.

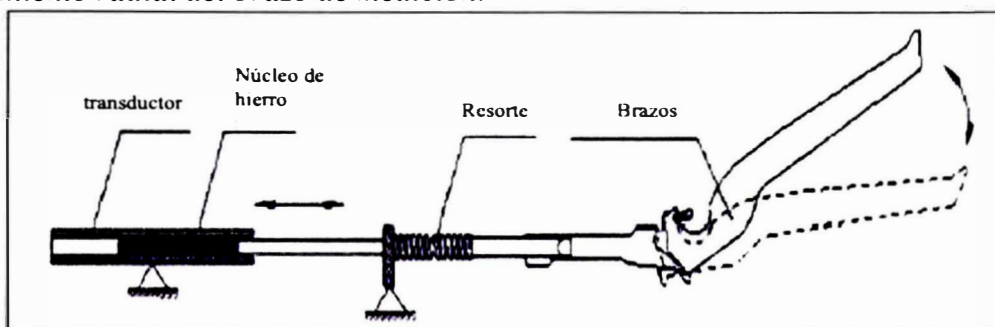


Fuente: Tomado de 56-Finger Imaging Caliper MFC56C-G Operation Manual rev 1.3 (2021).

GOWell International (2021), en **Figura 19**, la herramienta de Integridad de Tubería (MFC), cuando los brazos hacen contacto con la tubería, y a su vez abren o cierran con el cambio de la superficie interna del pozo, la punta de cada brazo de medición tendrá un movimiento radial contra la herramienta misma, y el actuador mecánico, mecanismo de la herramienta que convierte el movimiento radial del brazo en un desplazamiento axial del hierro. Núcleo en el transductor de desplazamiento, el desplazamiento axial del núcleo de hierro se convierte en una señal eléctrica salida a través del transductor de desplazamiento.

Figura 19.

Desplazamiento radial del brazo de medición.



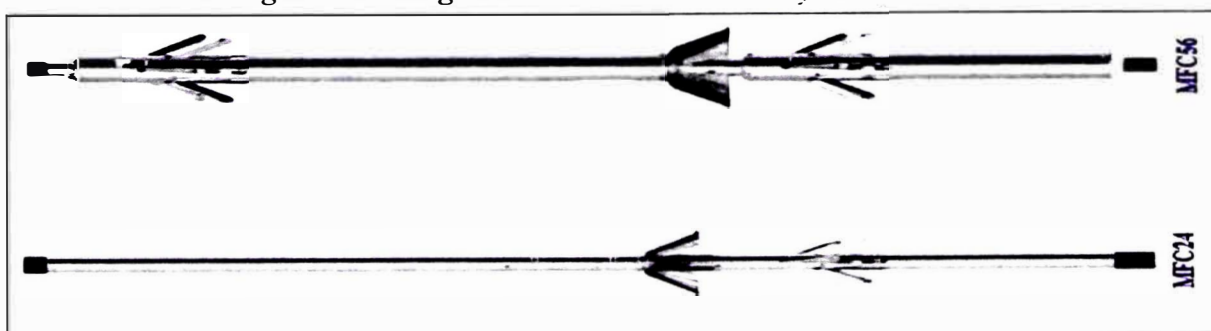
Fuente: Tomado de 56-Finger Imaging Caliper MFC56C-G Operation Manual rev 1.3 (2021).

2.1.14 Importancia de los registros de integridad de tubería.

De acuerdo con GOWell International (2021), los registros de integridad de tubería es un factor importante crucial porque proporciona información de corrosión interna de la tubería, donde el revestimiento es una de las razones de las fugas. Además, permitirá conocer la ubicación de las fugas antes de ejecutar trabajos de reparación, reducirá los costos y minimizará las interrupciones en la producción. A su vez brindará una imagen geométrica de visualización del estado de la tubería en 3D de alta resolución precisa y completa generada por sus 24 o 56 brazos de medición. A continuación, se muestran **Figura 20** y **Figura 21**.

Figura 20.

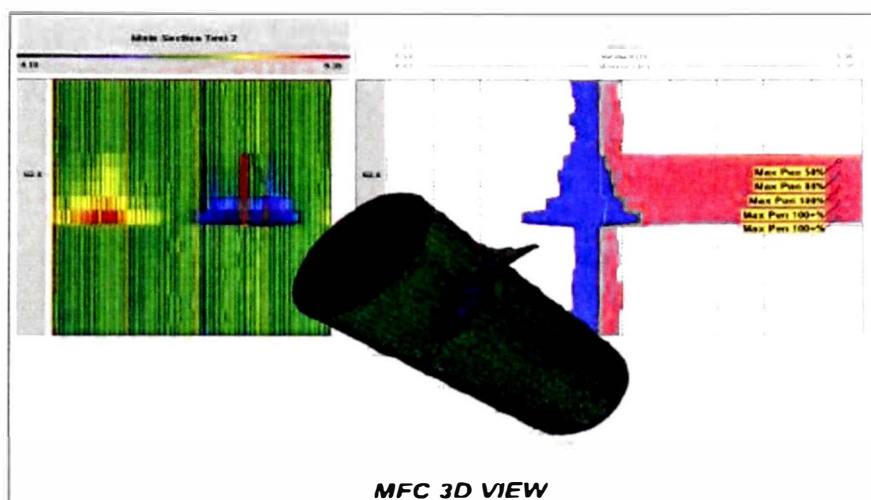
Herramienta de registro de integridad de tubería MFC 24 y MFC56.



Fuente: Tomado de GOWell Cased Hole Catalogue (2021).

Figura 21.

Visualización tridimensional 3D de la tubería con MFC24 o MFC56.



Fuente: Tomado de GOWell Cased Hole Catalogue (2021).

Tabla 5.

Especificaciones Técnicas de las Herramientas de Registro de Integridad de Tubería (MFC).

	MFC24	MFC56
ESPECIFICACIONES GENERALES		
Marca	GOWell	GOWell
Máxima Presión	15000 PSI (103 Mpa)	15000 PSI (103 Mpa)
Máxima Temperatura	350 °F (175 °C)	350 °F (175 °C)
Diametro	1.69 in. (43 mm)	3.54 in. (90 mm)
Longitud de la Herramienta	61.46 in. (1.56 m)	81.85 in. (2.079 m)
Peso de la herramienta	25.4 lbs (11.5kg)	112.4 lbs (51kg)
Resistencia a la Tensión Máxima	10000lbf	10000lbf
Tipo de Material de la Herramienta	17-4 SS & Al-Bronze	17-4 SS & Al-Bronze
TOPE Y FONDO DE CONEXIÓN		
Tope / Fondo	Anillo colector de 4 conductores GOWell	Conexión GOWell de 13 Pines
Conexión	conexión	
MEDICION DEL CALIBRADOR		
Número de brazos	24 brazos	56 brazos
Diametro Mínimo	2 in. (51 mm)	4 in. (101.6 mm)
Diametro Máximo	7 in. (178 mm)	9-5/8 in. (244.5 mm)
Presición Radial	±0.02 in. (0.5 mm)	±0.02 in. (0. mm)
Resolución	0.0039 in (0.1mm)	0.0039 in (0.1mm)
Tipo de sensor	Sensor de desplazamiento lineal	Sensor de desplazamiento lineal
RANGO DE MEDICION DE TEMPERATURA		
Mínimo		13° F (-25° C)
Máximo	N/A	347 °F (175°C)
Exactitud		± 2° C
MEDICION DE INCLINACION		
Mínimo	0°	0°
Máximo	180°	180°
Exactitud	±5.0°	±5.0°
MEDICION DE AZIMUT RELATIVO		
Mínimo	0°	0°
Máximo	360°	360°
Exactitud	±5.0° (Dev 5.0°)	±5.0° (Dev 5.0°)
RESOLUCION VERTICAL		
Velocidad típica del Registro	30 ft/min (9.14 m/min)	30 ft/min (9.14 m/min)
Resolucion vertical @ 600 m/hr	0.12 in. (3.05mm)	0.12 in. (3.05mm)
CENTRALIZADOR		
Centralizador del cuerpo	Por debajo	Por encima / Por debajo

Fuente: Tabla de especificaciones de las herramientas de registro de integridad de tubería Multifinger Caliper MFC24 y MFC56 Técnicas GOWell (2023).

2.1.15 Ventajas de la herramienta de integridad de tubería.

- Herramienta relativamente versátil de correr en modo memoria con Slickline y de interpretar.
- Rango de medición desde 4" a 9-5/8" con extensión hasta 13-3/8" para MFC56.
- Rango de medición desde 1-3/4" a 4-1/2" con extensión hasta 7" para MFC24.
- Crea un mapa continuo de perfil de tubería interna del pozo, para verificar la condición del pozo.
- Identifica problemas asociados en la tubería interna como el grado y/o porcentaje de corrosión, penetración en la pared del tubo, pérdida de metal, diámetros máximos y mínimos.
- De fácil mantenimiento en la operación, posterior al trabajo.

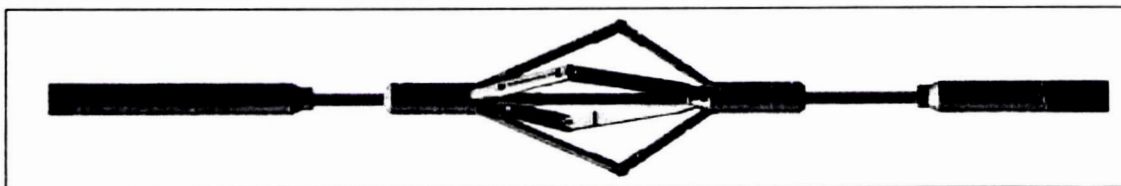
2.1.16 Herramientas de la sarta de registro de integridad de tubería

2.1.16.1 Herramienta de desplazamiento

Brindan a la sarta a que puedan ser corrida en medida en ubicación de posicionamiento correcto de tal forma que puedan tomarse el registro principal. Según muestra en la **Figura 22**:

Figura 22.

Centralizador con ruedas Roller Centralizer (CTL).



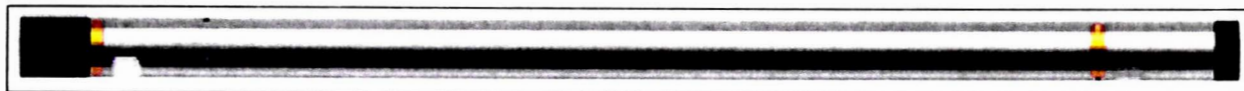
Fuente: Tomado de GOWell Cased Hole Catalogue (2021).

2.1.16.2 Herramienta de almacenamiento para batería

Brindan alojamiento al paquete de baterías o fuente según se muestra en la **Figura 23** para que la sarta pueda ser corrida en fondo de pozo durante la toma de registro y genere apertura - cierre de los brazos una vez ubicado y posicionado.

Figura 23.

Unidad de alojamiento de Baterías Battery Pack Unit (BPU).



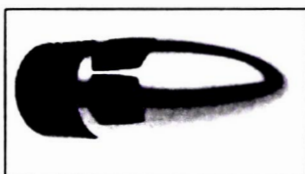
Fuente: Tomado de GOWell Cased Hole Catalogue (2021).

2.1.16.3 Herramienta de terminación de punta

Utilizado al final de la Sarta de herramienta. Su función principal es evitar que el flujo entre al extremo inferior de la sarta de herramientas, mientras que su diseño de punta redondeada proporciona una guía a la sarta de herramienta, como se muestra en la **Figura 24**.

Figura 24.

Herramienta de terminación de punta Bull Nose Tool (BNT).



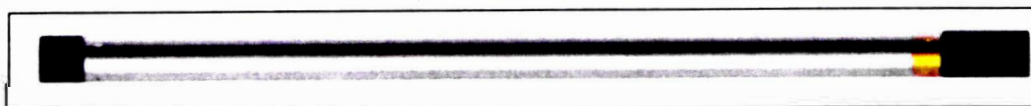
Fuente: Tomado de GOWell Cased Hole Catalogue (2021).

2.1.16.4 Herramienta de almacenamiento y/o comunicación

Módulo de herramienta diseñado en la **Figura 25** su función es almacenar data de registro y el programa es predefinido por el usuario para que descarguen en superficie para una mayor conversión de tiempo a profundidad e interpretación.

Figura 25.

Módulo de control de memoria Memory Controller (MRL).



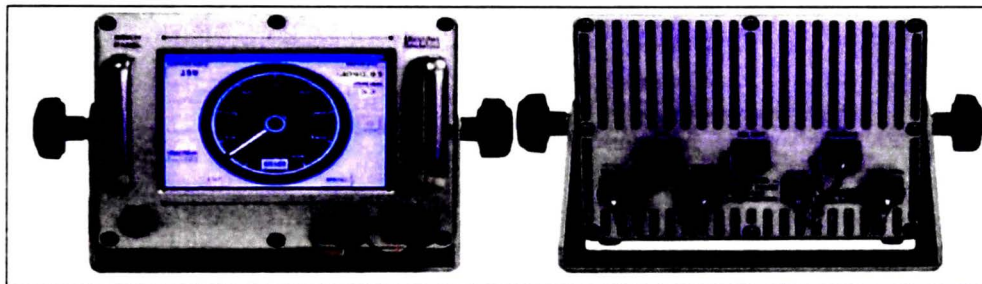
Fuente: Tomado de GOWell Cased Hole Catalogue (2021).

2.1.16.5 Paneles de adquisición de data en superficie

Los paneles mostrados en la **Figura 26** y **Figura 27** son utilizados para operaciones con Slickline. Además, brindan registro de data como velocidad, tensión y profundidad que son obtenidas desde un dispositivo que genera pulsos (encoder digital). La información es grabada en función del tiempo.

Figura 26.

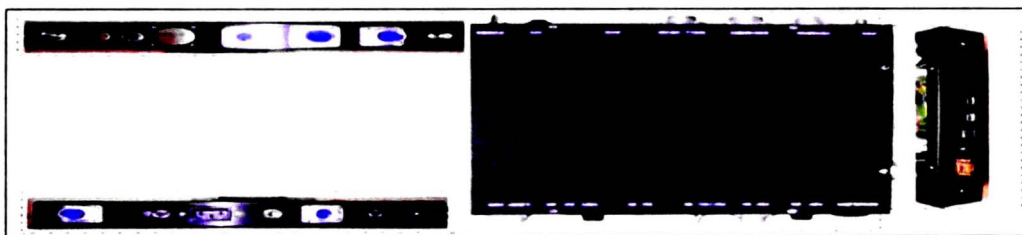
Panel 99 de adquisición de data profundidad, velocidad y tensión.



Fuente: Tomado Benchmark AMS4A099 Panel Manual (2013).

Figura 27.

Panel SLAB de adquisición de data profundidad, velocidad y tensión.



Fuente: Tomado de Scientific Data Systems, inc. Slickline Acquisition Box (2018).

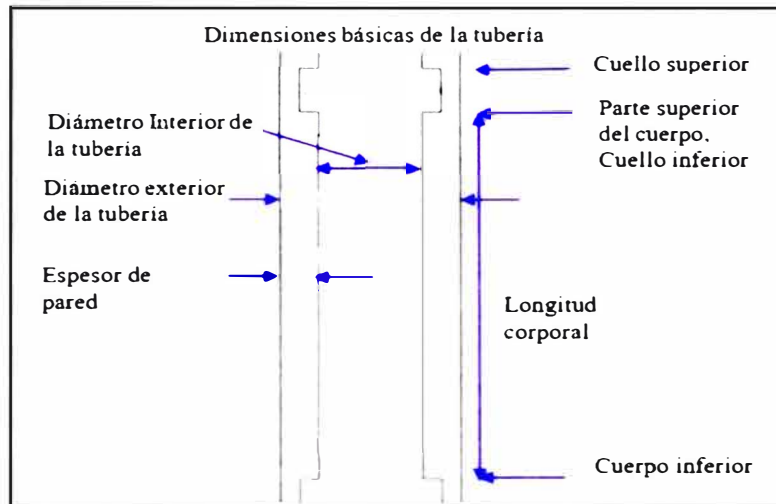
2.2 Marco Conceptual

Las principales definiciones de términos en esta investigación serán los siguientes:

2.2.1 Dimensión de la Tubería:

Figura 28.

Dimensiones básicas de la tubería.



Fuente: Elaboración propia.

- **Profundidad o depth (ft/m)** se refiere a la distancia y medida en metros (m) o pies (ft) existente entre un punto en el pozo y un punto en la superficie.

$$\text{Profundidad} = D \quad (1)$$

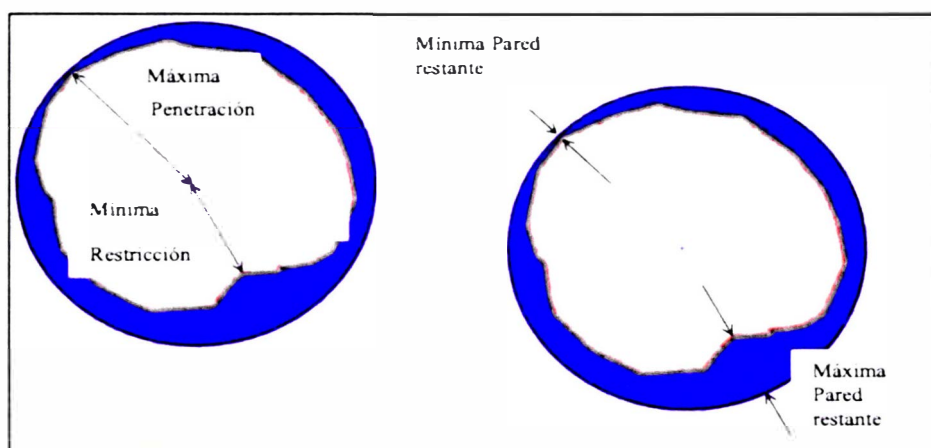
- **Tope o tope body (ft/m)** se refiere a la profundidad procesada y medida en metros (m) o pies (ft) del tope del tubo.
- **Longitud del tubo o body length (ft/m)** se refiere a la longitud medida en metros (m) o pies (ft) del tubo.
- **Diámetro o mean diameter (ins/mm)** se refiere al valor promedio del diámetro medido en pulgadas (ins) o milímetros (mm) a lo largo del tubo.
- **Diámetro interno o internal diameter ID (ins/mm)** se refiere al valor expresado en pulgadas (ins) o milímetro (mm), del diámetro interno de un borde interior al otro borde interior en el interior del tubo.

- **Diámetro externo o external diameter OD (ins/mm)** se refiere al valor expresado en pulgadas (ins) o milímetro (mm), del diámetro externo o exterior.
- **Diámetro nominal [Diam.Nom] (ins/mm)** se refiere al diámetro nominal del tamaño de todos los accesorios de tubería expresado en pulgadas (ins) o milímetro (mm), que indica el diámetro interior de un sistema de canalización.
- **Radio máximo [Rad.Máx] (ins/mm)** se refiere al máximo alcance expresado en pulgadas (ins) o milímetros (mm) de un segmento lineal que une a un punto cualquiera de la circunferencia o de la superficie de una esfera con su centro.

2.2.2 Máxima penetración de la tubería

Figura 29.

Máxima penetración en tubería.



Fuente: Tomado de Equipetrol (2014).

- **Máxima penetración [Máx.Pen] (ins/mm)** se refiere a dos veces el radio en pulgadas (ins) o milímetros (mm) de la máxima penetración de la pared del tubo en estudio (expresado como el diámetro-dos veces el radio-para la comparación con el diámetro interno nominal y drift).

$$\text{Máx. Pen} = 2 \times \text{RadMáx}$$

(2)

- **Máxima porcentaje penetración [Máx.Pen (%)]** se refiere a la máxima penetración en la pared del tubo, expresada como porcentaje relativo (%) a la diferencia entre el espesor nominal en el punto de la máxima penetración.

$$Máx. Pen(\%) = Máx \left[100 \times \left(\frac{2XRadMáx - IDNom}{ODNom - IDNom} \right) \right] \quad (3)$$

- **Profundidad de máxima penetración [Máx.Pen Prof.]** se refiere a la profundidad (D) en metros (m) o pies (ft) de la máxima penetración en el tubo.

$$[Prof. Máx. Pen] = D Máx. Prof. Pen. \quad (4)$$

- **Brazo de la máxima penetración [Máx.Pen arm.] (N)** se refiere al número del brazo con la máxima penetración en el tubo.

$$[Brazo. Máx. Pen] = NMáx. Brazo \quad (5)$$

- **Mínima pared restante [Mín.Pared] (ins/mm)** se refiere al mínimo espesor de la pared en el tubo, expresado en pulgadas (ins) o milímetros (mm). Valores negativos implican que la pared esta totalmente penetrada.

$$Min. Pared = Min. ODNom - Min. IDNom \quad (6)$$

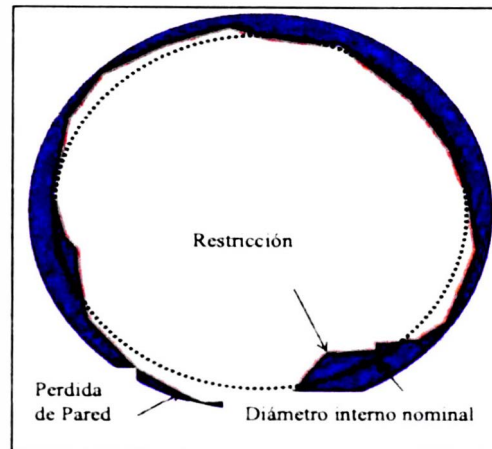
- **Mínimo porcentaje pared restante [Mín.Pared (%)]** se refiere al mínimo espesor de la pared en el tubo, expresado en porcentaje (%) del espesor al punto máximo de penetración. Valores negativos implican que la pared esta totalmente penetrada.

$$Mín. Pared(\%) = Mín \left[\left(\frac{ODNom - 2xBrazoRad}{2} \right) \right] \quad (7)$$

2.2.3 Máxima pérdida de metal de la tubería

Figura 30.

Máxima pérdida de metal.



Fuente: Tomado de Equipetrol (2014).

- **Máxima pérdida [Máx. Pérdida] (ins^2/mm^2)** se refiere al valor mínimo de la pérdida de metal del tubo, expresado como pérdida real de la pared del tubo relativo al diámetro externo y diámetro interno nominal. Por cada muestra de profundidad la pérdida de metal (Máx. Pérdida) es calculada:

$$\text{Máx. Pérdida} = \left(\frac{\pi}{4N} \right) \times \sum (ODNom^2 - IDNom^2) \quad (8)$$

N: es el número de brazos.

- **Máximo porcentaje de pérdida [Máx. Pérdida (%)]** se refiere al valor máximo de pérdida de metal en el tubo, expresado como porcentaje (%) de pérdida de pared relativo al diámetro externo y diámetro interno nominal. Para cada muestra de profundidad en el tubo la pérdida de metal es calculada por:

$$\text{Máx. Pérdida (\%)} = \left(\frac{100}{N} \right) \times \frac{\sum (2xBrazoRad^2 - IDNom^2)}{(ODNom^2 - IDNom^2)} \quad (9)$$

- **Profundidad de máxima pérdida (D) [Máx. Pérdida profundidad] (m/ft)** se refiere a la profundidad expresado en metros (m) o pies (ft) de la pérdida de metal en el tubo.

$$[Prof. Máx. Pérdida] = D \text{ Máx. Pérdida} \quad (10)$$

- **Mínima restricción radial [Mín. Restricción] (ins/mm)** se refiere a la lectura menor del brazo en el tubo, expresado en pulgadas (ins) o milímetros (mm) y es (dos veces el radio para la comparación con valores de diámetro interno nominales.

$$[Mín. Res. Radial] = D \text{ Mín. Res. Radial} \quad (11)$$

- **Mínima porcentaje de restricción radial [Mín. Restricción (%)]** se refiere a la lectura menor del brazo en el tubo, expresado como un porcentaje relativo al diámetro interno (ID) nominal y el diámetro externo (OD) nominal. Si el porcentaje es negativo, el mínimo radio es menor que el radio interno nominal.

$$Mín. Res (\%) = Min \left[100 \times Máx \left(\frac{IDNom - 2xRad}{ODNom - IDNom} \right) \right] \quad (12)$$

- **Profundidad de la mínima restricción [Mín. Restricción profundidad] (m/ft)** se refiere a la profundidad, expresado en metros (m) o pies (ft) de la menor lectura del brazo en el tubo.

$$[Prof. Mín. Res] = D \text{ Mín. Res.} \quad (13)$$

- **Brazo de la mínima restricción radial [Brazo. Mín. Restricción] (N)** se refiere al número del brazo que muestra la mínima restricción radial en el tubo.

$$[Mín. Res. Arm] = N \text{ Mín. Res. Arm.} \quad (14)$$

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Caso 1: Registro de Integridad de tubería de 7 pulgadas con MFC56

Fase 1 - Consideraciones iniciales caso de estudio integridad pozo Modelo 01 (MO-01)

El pozo Modelo 01 (MO-01) fue perforado desde el clúster “Cashiriari 1” para desarrollar el lado oeste del Cashiriari estructural. El pozo alcanza una profundidad total de 2733 m Measurement Depth (MD). En este pozo se completaron con tubería de revestimiento 7 pulgadas y liner de 5 pulgadas. La desviación máxima del pozo es 8.01° grados a 1480 metros Measurement Depth (MD) y severidad máxima dogleg de 5.42° grados a 1305 metros (MD).

Fase 2 - Tablas de grados en función de porcentaje de penetración y pérdida / corrosión

A continuación, para la interpretación del caso en estudio para determinación actual del estado de la tubería de producción de 7”, 29 lb/pie, en el intervalo registrado del pozo MO-01 con el uso de la herramienta de integridad de tubería (MFC56) se muestran en las **Tabla 6.** y

Tabla 7 respectivamente:

Tabla 6.

Cuadro de grados según porcentaje de penetración en tuberías.

Grado	% Penetración	Comentario
A	0 – 20%	Muy ligero
B	20 – 40%	Ligero
C	40 – 60%	Moderado
D	60 – 80%	Significante
E	>80%	Intensivo
F	<0%	Restricción

Fuente: Tomado de Equipetrol (2014).

Tabla 7.

Cuadro de pérdida de metal según porcentaje en tuberías.

Grado	% Pérdida de Metal	Comentario
A	0 – 5%	Muy ligero
B	5 – 10%	Ligero
C	10 – 15%	Moderado
D	15 – 20%	Significante
E	>20%	Intensivo
F	<0%	Restricción

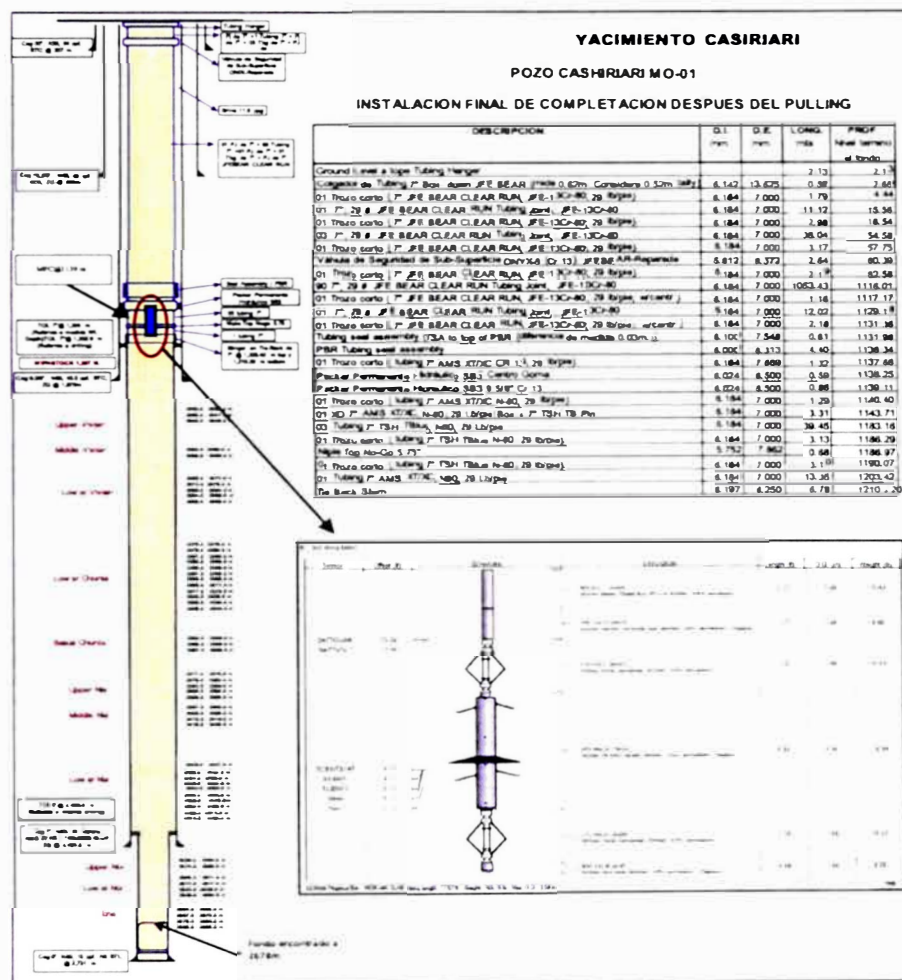
Fuente: Tomado de Equipetrol (2014)

Fase 3 - Esquema de Completación para toma de registro de integridad (MFC56)

A continuación, se muestra en la **Figura 31** el esquema de completación para el estudio de toma de registro de integridad de tubería del pozo MO-01, esta fue realizada el 09 julio del 2022 corrido con la herramienta (MFC56) desde 1139 metros hasta superficie.

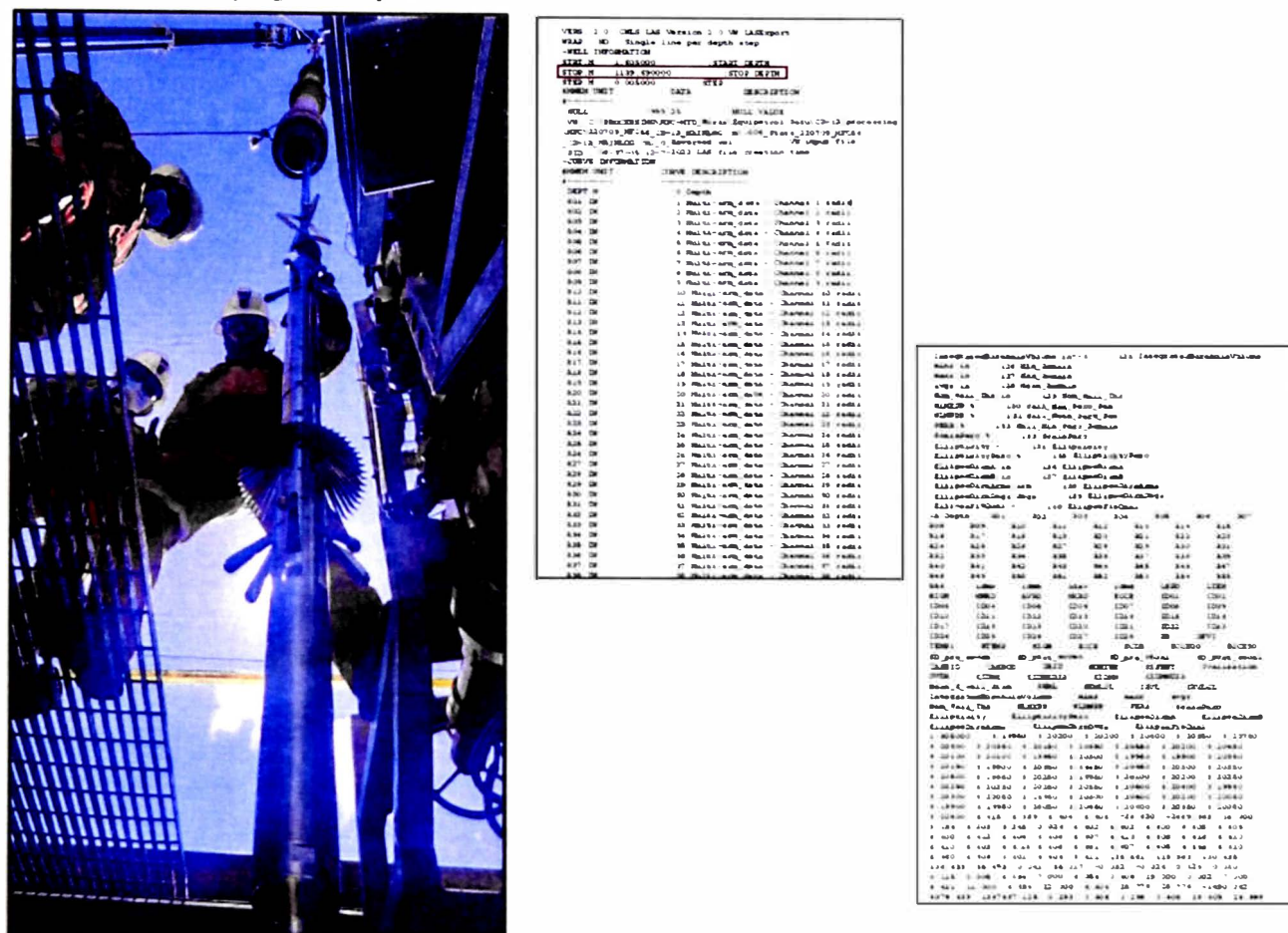
Figura 31.

Diagrama de completación pozo Cashiriari MO-01.



Fuente: Tomado del programa de prueba de pozos Cashiriari (2014).

Figura 32.
Herramienta Multifinger Caliper 56.



Fuente: Elaboración propia "data cruda (raw data) obtenida del MFC56".

Fase 4 - Esquema de la Sarta de Herramienta (MFC56)

A continuación, se muestra en la **Figura 33** la configuración de la sarta de herramienta (MFC56) para el estudio de toma de registro de integridad de tubería del pozo MO-01 y su data cruda (raw data) procesada y consistencia para el registro del campo Cashiriari 1.

Fase 5 - Análisis e interpretación del registro de integridad de tubería

Según los resultados arrojados por el registro MFC56, se pudo observar una tubería de producción de 7"x 29 lb/pies, cuyo diámetro interno es 6.184 pulgadas, valor que está muy cerca del valor leído por la herramienta, la tubería 7" se encuentra en buenas condiciones, los valores de penetración no sobrepasaron el 20%, la máxima penetración observada en este registro fue a 536.75 metros con un 19.1% que equivale a 6.340 pulgadas (grado "A"), así mismo, no se registró pérdida de metal mayor al 9% (grado "B"). Los valores de penetración y corrosión más notables encontrados en la tubería de 7" dados por el (MFC56) están listados en **Tabla 8.** (Máx.Pen%-MFC56) y **Tabla 9** (Máx.Perd. Metal%-MFC56) respectivamente.

Tabla 8.

Tubos con Penetración Notable en tubería de 7" (Máx. Pen% > 10%).

Tope (metros)	Base (metros)	Máx. Pen. Prof.(metros)	Máx. Pen. (Pulgadas)	Máx. Pen. (%)	Grado
215.58	227.46	226.93	6.267	10.2	A
533.22	544.54	536.75	6.340	19.1	A
670.81	682.26	680.26	6.282	12.0	A

Grado	% Penetración	Comentario
A	0 - 20%	Muy ligero
B	20 - 40%	Ligero
C	40 - 60%	Moderado
D	60 - 80%	Significante
E	80 - 100%	Intensivo
F	> 100%	Restricción

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9.

Tubos con notable pérdida de metal en tubería de 7" (Máx. Perd. Metal% > 5%).

Tope (metros)	Base (metros)	Máx. Per. Prof.(metros)	Máx. Perd. (%)	Grado
42.65	54.54	43.08	5.0	B
647.90	659.12	658.28	6.2	B
670.81	682.03	680.27	8.8	B
706.37	717.68	716.96	6.4	B
717.83	729.06	727.21	6.4	B

Grado	% Pérdida de Metal	Comentario
A	0 - 5%	Muy ligero
B	5 - 10%	Ligero
C	10 - 15%	Moderado
D	15 - 20%	Significante
E	> 20%	Intensivo
F	> 30%	Restricción

Fuente: Elaboración propia.

Fase 6 - Análisis de Penetraciones vista en la tubería 7"

Según el análisis, se registró un 100% de las muestras analizadas (102 tubos) con penetraciones “muy ligeras” correspondientes a la letra “A”, es decir, no sobrepasan el 20% de penetración. En este sentido, se puede decir que el intervalo evaluado está en buenas condiciones, la mayor penetración vista en la tubería de 7" x 29 lb/pies se ubicó a los 536.75 metros con un 19.1% en penetración.

Figura 34.

Análisis Penetración de toda la sección registrada.



Fuente: Tomado de Equipetrol

Tabla 10.

Porcentaje de Penetración en toda la sección registrada.

Grado	% Penetración	Comentario
A	<20%	Muy ligero
B	20> – 40%	Ligero
C	40> – 60%	Moderado
D	60> – 80%	Significante
E	>80%	Intensivo
F	<0%	Restricción

A	102
B	0
C	0
D	0
E	0
F	0

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Fase 7 - Análisis de corrosión en tubería 7"

El registro de corrosión muestra una tubería de 7 pulgadas, la cual presento puntos de corrosión muy ligeros y ligeros a lo largo de todo el intervalo evaluado. Como se puede mostrar

en el **Figura 35** a continuación, las muestras analizadas y procesadas (97 tubos) arrojaron un resultado de corrosión “muy ligero” al 95% de pérdida de metal. Y el restante 5% (5 tubos) resulto “ligero”, es decir son corrosiones que van de 0% - 10%, correspondiente a la letra “A” y “B” según el análisis. Sin embargo, desde el punto de vista esta tubería se encuentra con buena integridad.

Figura 35.

Análisis Pérdida de Metal de toda la sección registrada.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 11.

Porcentaje de Pérdida de Metal en toda la sección registrada.

Grado	% Pérdida de Metal	Comentario		
A	<5%	Muy ligero	A	97
B	5> – 10%	Ligero	B	5
C	10> – 15%	Moderado	C	0
D	15> – 20%	Significante	D	0
E	>20%	Intensivo	E	0
F	<0%	Restricción	F	0

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Fase 8 - Principales hallazgos del registro de integridad de tubería

En la **Figura 36** se muestra el registro de ascenso completo para tubería de 7" desde la profundidad 1139 metros hasta superficie, también se muestra en la **Figura 37** la identificación y creación 3D de la Válvula de Seguridad de Subsuperficie a 57.7 metros respectivamente.

Figura 36.

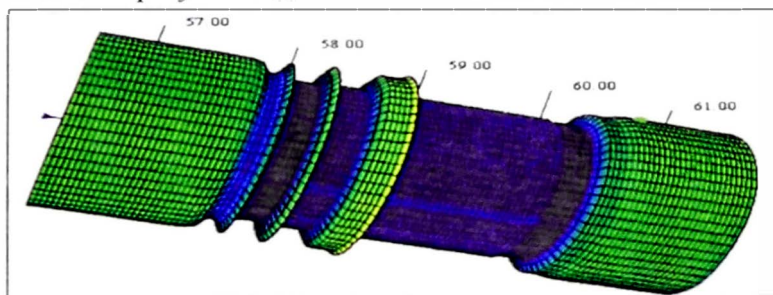
Vista General del intervalo evaluado en tubería de 7".



Fuente: Tomado de software ViewWell3D v2.0.1157.317.

Figura 37.

Válvula de Seguridad de Subsuperficie ONYX-5 a 57.7 metros.

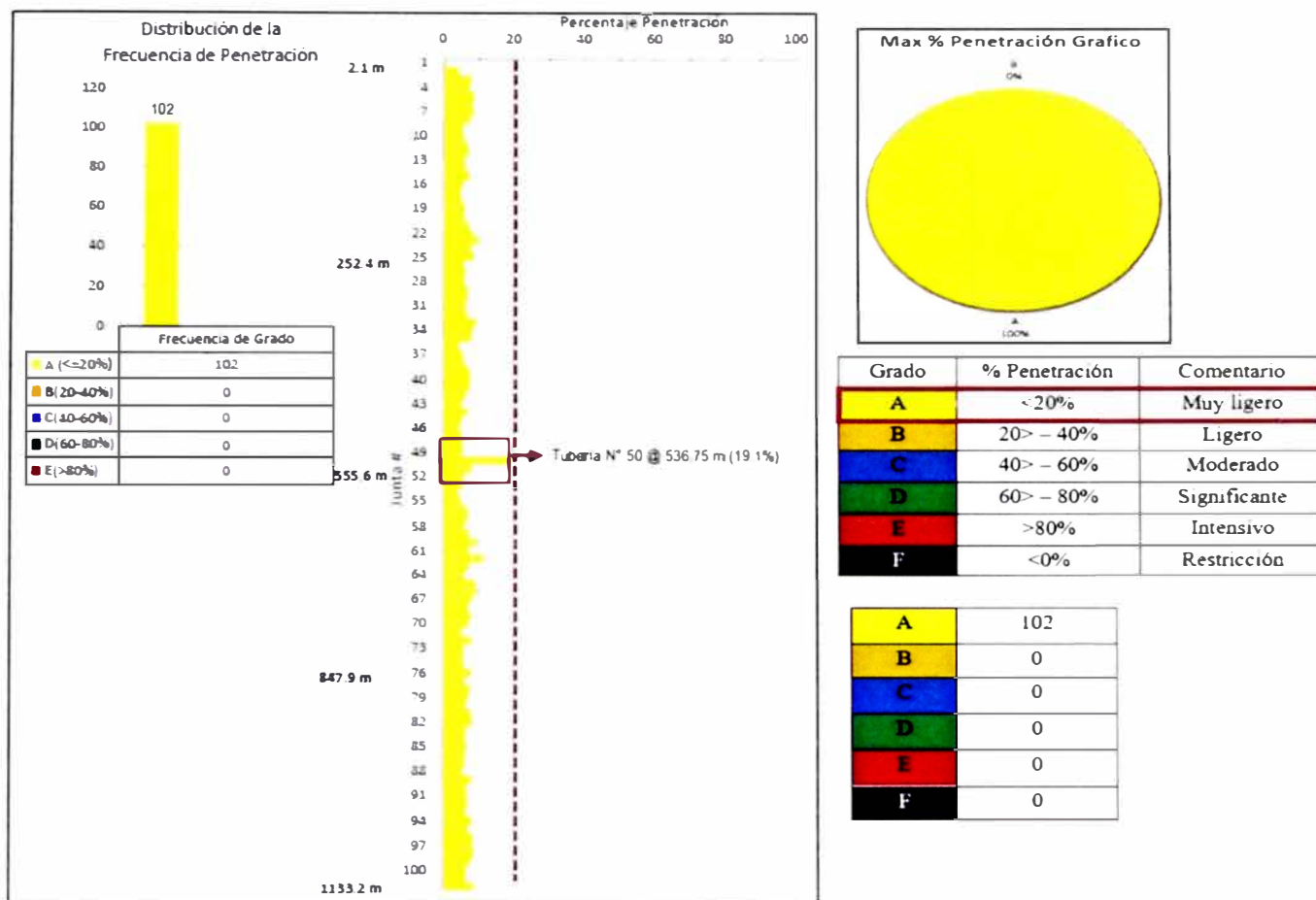


Fuente: Tomado de software ViewWell3D v2.0.1157.317.

Fase 9 - Barras estadísticas de la tubería de 7 pulgadas con MFC56

Figura 38.

Perfil de porcentaje de penetración de la tubería de 7 pulgadas.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 12.

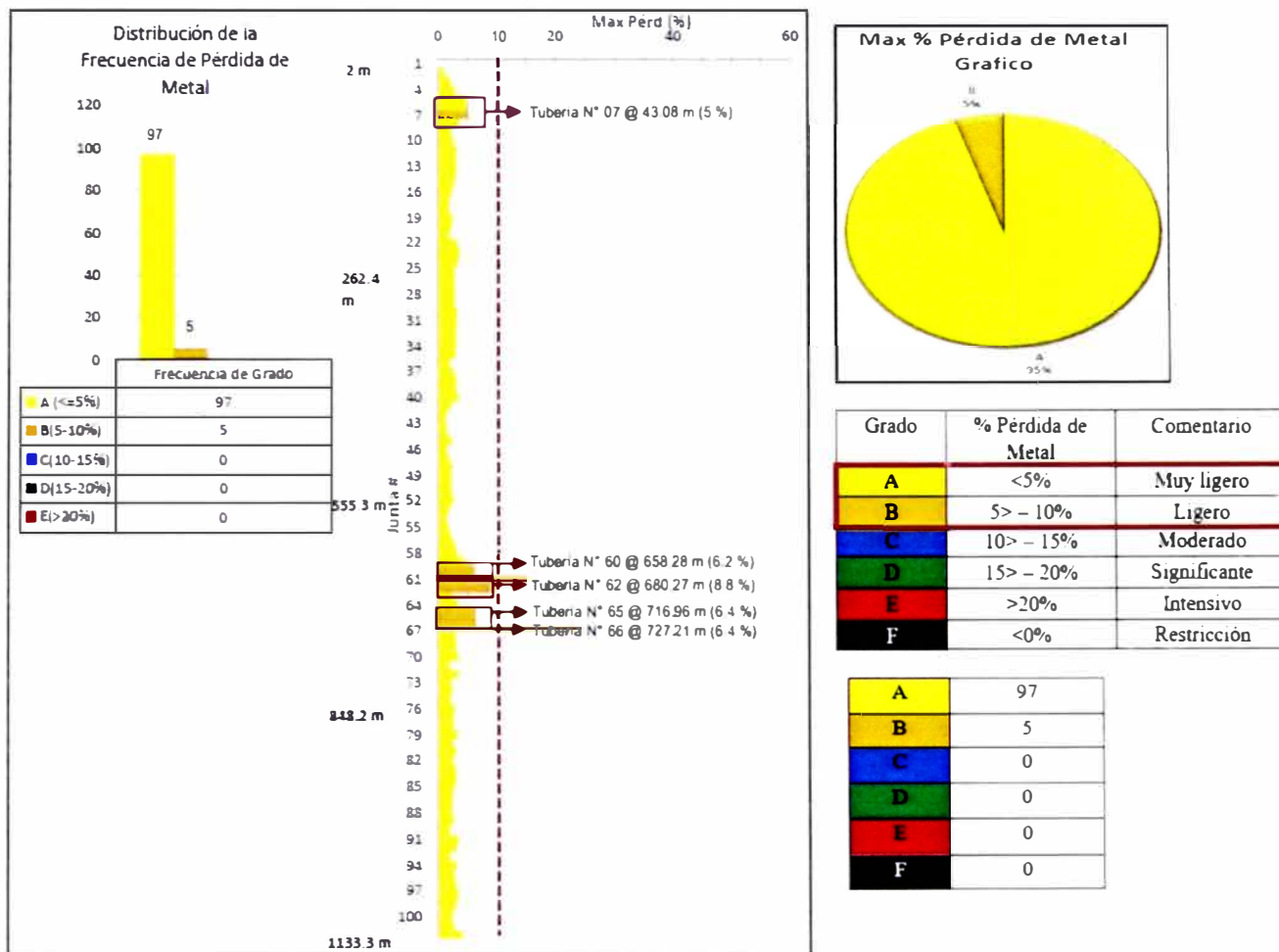
Tabla con Identificación del % Penetración de la tubería N° 50.

Tope(m)	Base(m)	Largo(m)	Max Pen Prof.(m)	Max Pen(in)	Max Pen(%)	Max Pérd Prof.(m)	Max Pérd (%)	Min Diam Prof(m)	Min Diam(in)
335.98	347.90	11.92	345.49	6.261	9.4	337.76	3.1	336.01	6.141
348.05	359.95	11.90	351.13	6.254	8.6	359.43	3.1	359.95	6.149
360.10	371.97	11.87	371.54	6.251	8.2	371.89	3.0	369.23	6.155
372.12	383.43	11.31	373.70	6.223	4.8	373.67	2.0	379.74	6.142
383.58	394.89	11.30	393.21	6.232	5.9	393.29	2.8	391.02	6.143
395.04	406.93	11.90	395.06	6.236	6.4	405.53	3.2	397.51	6.157
407.08	418.98	11.90	407.08	6.248	7.8	407.73	3.1	413.27	6.164
419.13	430.50	11.36	429.94	6.249	8.0	419.77	3.5	425.32	6.154
430.65	441.96	11.31	440.83	6.247	7.7	440.86	2.3	437.86	6.147
442.11	453.38	11.28	453.17	6.238	6.6	443.67	1.5	448.80	6.139
453.53	464.88	11.34	455.11	6.227	5.3	455.24	1.5	453.54	6.134
465.03	476.32	11.29	465.39	6.241	7.0	475.70	1.6	472.52	6.148
476.47	487.20	10.73	485.57	6.229	5.5	485.63	2.5	480.61	6.151
487.35	498.64	11.29	498.41	6.224	4.9	489.14	1.6	491.70	6.155
498.79	510.06	11.27	509.86	6.231	5.8	509.86	2.0	504.79	6.145
510.33	521.57	11.24	520.96	6.232	5.9	Tubería N° 50		517.08	6.151
521.72	532.97	11.24	523.49	6.23	5.6			528.68	6.144
533.22	544.54	11.33	536.75	6.34	19.1	534.75	2.4	544.54	6.123
544.69	555.94	11.25	555.58	6.251	8.2	555.27	2.5	551.18	6.145
556.09	567.39	11.29	564.78	6.234	6.1	565.22	2.8	563.16	6.135
567.62	578.83	11.21	577.84	6.233	6.0	577.10	2.1	574.84	6.147
579.07	590.34	11.27	590.21	6.22	4.4	588.72	1.6	583.03	6.128
590.49	601.73	11.24	600.58	6.228	5.4	600.45	1.9	597.61	6.151
602.00	613.22	11.22	603.16	6.242	7.1	603.14	2.3	607.23	6.148
613.44	624.74	11.29	613.48	6.244	7.4	613.49	2.9	619.34	6.143
624.89	636.30	11.41	626.10	6.235	6.3	625.05	3.3	630.33	6.158
636.45	647.75	11.30	645.79	6.246	7.6	645.78	4.6	643.70	6.149
647.90	659.12	11.22	658.51	6.264	9.8	658.28	6.2	654.93	6.157
659.27	670.57	11.30	668.50	6.245	7.5	668.53	4.5	666.02	6.135
670.81	682.03	11.22	680.26	6.282	12.0	680.27	8.8	677.11	6.140
682.28	694.08	11.80	682.33	6.247	7.7	682.87	2.4	689.86	6.131
694.23	706.22	11.99	705.22	6.235	6.3	694.93	3.4	703.46	6.154
706.37	717.68	11.30	716.97	6.26	9.3	716.96	6.4	712.67	6.139
717.83	729.06	11.23	727.22	6.264	9.8	727.21	6.4	724.84	6.151

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Figura 39.

Perfil de máximo porcentaje de pérdida de metal de la tubería de 7 pulgadas.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 13.

Tabla con Identificación del % Máxima Perdida de la tubería N° 07.

Tope(m)	Base(m)	Largo(m)	Max Pen Prof.(m)	Max Pen(in)	Max Pen(%)	Max Pérd Prof.(m)	Max Pérd (%)	Min Diam Prof(m)	Min Diam(in)
1.97	2.20	0.23	2.14	6.192	1.0	1.99	0.0	2.17	6.163
2.35	4.25	1.90	4.13	6.221	4.5	2.43	1.3	4.19	6.143
4.40	15.40	11.00	13.38	6.25	8.1	13.44	2.2	11.56	6.143
15.55	18.40	2.85	17.10	6.246	7.6	15.69	2.8	17.16	6.163
18.55	30.43	11.88	23.91	6.257	8.9	19.20	4.7	Tubería N° 07	
30.58	42.50	11.92	30.81	6.253	8.5	30.68	4.9		
42.65	54.54	11.89	43.11	6.255	8.7	43.08	5.0	49.70	6.166
54.69	57.63	2.93	56.35	6.249	8.0	55.02	3.7	54.69	6.124
60.59	62.55	1.96	62.15	6.232	5.9	61.52	2.2	61.32	6.165
62.70	74.62	11.92	62.70	6.232	5.9	63.17	2.6	66.36	6.160
74.77	86.49	11.72	82.32	6.24	6.9	74.90	3.4	84.22	6.165
86.64	98.56	11.92	87.33	6.245	7.5	98.21	3.0	86.65	6.147
98.71	110.62	11.92	98.86	6.236	6.4	99.15	3.2	98.71	6.139
110.77	122.73	11.96	110.97	6.237	6.5	111.38	3.2	119.90	6.157
122.88	134.78	11.90	122.93	6.247	7.7	123.48	2.8	128.99	6.162
134.93	146.24	11.31	135.30	6.232	5.9	146.17	2.5	138.70	6.149
146.39	157.59	11.21	155.90	6.225	5.0	155.50	2.1	150.85	6.144
157.74	169.05	11.31	158.01	6.228	5.4	166.95	2.0	161.24	6.145
169.20	180.47	11.27	171.64	6.236	6.4	179.04	2.6	175.57	6.149
180.62	191.96	11.35	181.62	6.232	5.9	181.65	2.4	180.62	6.139
192.11	203.38	11.27	192.60	6.243	7.2	201.57	1.9	196.21	6.148
203.53	215.43	11.90	205.96	6.254	8.6	205.29	3.3	203.54	6.138
215.58	227.46	11.88	226.93	6.267	10.2	226.70	3.7	224.48	6.149
227.61	239.46	11.86	239.25	6.249	8.0	239.33	3.6	236.22	6.150
239.61	251.51	11.90	250.07	6.257	8.9	250.36	2.9	244.76	6.148
251.66	263.58	11.92	252.38	6.233	6.0	262.43	2.9	251.66	6.127
263.73	275.65	11.92	264.34	6.238	6.6	264.36	2.9	270.46	6.136
275.80	287.72	11.92	276.42	6.234	6.1	286.45	3.0	281.46	6.144
287.87	299.79	11.92	296.29	6.243	7.2	298.61	2.8	291.77	6.148
299.94	311.80	11.86	310.75	6.242	7.1	300.60	3.3	307.30	6.142
311.95	323.86	11.92	312.67	6.237	6.5	312.61	3.2	320.83	6.165
324.01	335.83	11.82	326.80	6.24	6.9	324.63	3.1	333.09	6.161

Fuente: Tomado de Equipetrol

Tabla 14.

Tabla con Identificación del % Máxima Perdida de la tubería N° 60, 62, 65 y 66.

Tope(m)	Base(m)	Largo(m)	Max Pen Prof.(m)	Max Pen(in)	Max Pen(%)	Max Pérd Prof.(m)	Max Pérd (%)	Min Diam Prof(m)	Min Diam(in)
335.98	347.90	11.92	345.49	6.261	9.4	337.76	3.1	336.01	6.141
348.05	359.95	11.90	351.13	6.254	8.6	359.43	3.1	359.95	6.149
360.10	371.97	11.87	371.54	6.251	8.2	371.89	3.0	369.23	6.155
372.12	383.43	11.31	373.70	6.223	4.8	373.67	2.0	379.74	6.142
383.58	394.89	11.30	393.21	6.232	5.9	393.29	2.8	391.02	6.143
395.04	406.93	11.90	395.06	6.236	6.4	405.53	3.2	397.51	6.157
407.08	418.98	11.90	407.08	6.248	7.8	407.73	3.1	413.27	6.164
419.13	430.50	11.36	429.94	6.249	8.0	419.77	3.5	425.32	6.154
430.65	441.96	11.31	440.83	6.247	7.7	440.86	2.3	437.86	6.147
442.11	453.38	11.28	453.17	6.238	6.6	443.67	1.5	448.80	6.139
453.53	464.88	11.34	455.11	6.227	5.3	455.24	1.5	453.54	6.134
465.03	476.32	11.29	465.39	6.241	7.0	475.70	1.6	472.52	6.148
476.47	487.20	10.73	485.57	6.229	5.5	485.63	2.5	480.61	6.151
487.35	498.64	11.29	498.41	6.224	4.9	489.14	1.6	491.70	6.155
498.79	510.06	11.27	509.86	6.231	5.8	508.88	2.0	504.79	6.145
510.33	521.57	11.24	520.96	6.232	5.9	511.86	2.6	517.08	6.151
521.72	532.97	11.24	523.49	6.23	5.6	523.48	2.3	528.68	6.144
533.22	544.54	11.33	536.75	6.34	19.1	534.75	2.4	544.54	6.123
544.69	555.94	11.25	555.58	6.251	8.2	555.27	2.5	551.18	6.145
556.09	567.39	11.29	564.78	6.234	6.1	565.22	2.8	563.16	6.135
567.62	578.83	11.21	577.84	6.233	6.0	577.10	2.1	574.84	6.147
579.07	590.34	11.27	590.21	6.22	4.4	588.72	1.6	583.03	6.128
590.49	601.73	11.24	600.58	6.228	5.4	600.45	1.9	597.61	6.151
602.00	613.22	11.22	603.16	6.242	7.1	603.14	2.3	607.23	6.148
613.44	624.74	11.29	613.48	6.244	7.4	613.49	2.9	619.34	6.143
624.89	636.30	11.41	626.10	6.235	6.3	625.05	3.3	630.33	6.158
636.45	647.75	11.30	Tubería N° 60		7.6	645.78	4.6	643.70	6.149
647.90	659.12	11.22			9.8	658.28	6.2	654.93	6.157
659.27	670.57	11.30	668.50	6.245	7.5	668.53	4.5	Tubería N° 62	
670.81	682.03	11.22	680.26	6.282	12.0	680.27	8.8		
682.28	694.08	11.80	682.33	6.247	7.7	682.87	2.4	689.86	6.131
694.23	706.22	11.99	Tubería N° 65		6.3	694.93	3.4	703.46	6.154
706.37	717.68	11.30			9.3	716.96	6.4	712.67	6.139
717.83	729.06	11.23	727.22	6.264	9.8	727.21	6.4	Tubería N° 66	

Fuente: Tomado de Equipetrol

**Fase 10 – Presupuesto técnico-económico del registro de integridad de tubería 7
pulgadas con MFC56.**

Los costos para las intervenciones de operaciones de toma de registro de integridad MFC56 para realizarse en la selva peruana con el uso del Slickline, están asociados al uso de sensores, herramientas, equipamientos de control, unidad de servicio, cuadrilla de trabajo e ingeniero especialista MFC. En la **Tabla 15** se muestran la valorización del costo operativo.

Tabla 15.

Valorización MFC56 para tubería de 7".

VALORIZACIÓN REGISTRO MFC56 POZO MODELO-01 - CARGO OPERATIVO						
TEM	DESCRIPCIÓN DEL CARGO	SUB-CANTIDAD (PERSONAL)	CANTIDAD (DÍAS)	PRECIO UNITARIO (USD)	UNIDAD	TOTAL (USD)
4.	PERSONAL SLICKLINE					
	Operador Especialista Slickline - Cargo Operativo	2	1	\$ 599.00	DÍA	\$ 1,198.00
	Operador Asistente Slickline - Cargo Operativo	4	1	\$ 299.00	DÍA	\$ 1,196.00
3.	PERSONAL MULTIFINGER CALIPER					
	Ingeniero Especialista MFC - Cargo Operativo	1	1	\$ 399.00	DÍA	\$ 399.00
	VALORIZACIÓN TOTAL PERSONAL REGISTRO MFC CON UNIDAD SLICKLINE					\$ 2,793.00
TEM	DESCRIPCIÓN DEL CARGO	SUB-CANTIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	UNIDAD	TOTAL (USD)
2.	EQUIPO UNIDAD SLICKLINE					
	Unidad de Slickline - Cargo Operativo	1	1	\$ 2,999.00	DÍA	\$ 2,999.00
2.	HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS SLICKLINE					
	Caja de Herramientas estándar Slickline - Cargo Operativo	1	1	\$ 390.00	TRABAJO	\$ 390.00
3.	EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN SLICKLINE 7"					
	Equipo de Control de Presión - Cargo Operativo	1	1	\$ 2,100.00	DÍA	\$ 2,100.00
	Redress Kit de Equipo de Control de Presión	1	1	\$ 399.00	TRABAJO	\$ 399.00
5.	REGISTRO DE CORROSIÓN MFC - TUBERÍA 7"					
	Multifinger Caliper - Cargo Operativo	1	1	\$ 3,200.00	DÍA	\$ 3,200.00
	Multifinger Caliper por metro (m) de registro	1	1139	\$ 4.99	TRABAJO	\$ 5,683.61
	Redress Kit de sensores Multifinger Caliper	1	1	\$ 199.00	TRABAJO	\$ 199.00
	Batería de sensores Multifinger Caliper	1	1	\$ 499.00	TRABAJO	\$ 499.00
3.	ACUMULADOR DE CONTROL DE PRESIÓN					
	Equipo Acumulador de Presión - Cargo Operativo	1	1	\$ 299.00	DÍA	\$ 299.00
4.	POZO A CARGO PARA INTERVENCIÓN					
	Pozo a Cargo para Intervención - Cargo Operativo	1	1	\$ 399.00	POZO	\$ 399.00
	VALORIZACIÓN TOTAL REGISTRO MFC CON UNIDAD SLICKLINE					\$ 16,167.61
	VALORIZACIÓN TOTAL					\$ 18,960.61

Fuente: Elaboración Propia. Para 02 guardias de operación continua del registro MFC56.

Caso 2: Registro de Integridad de tubería de 4.5 pulgadas con MFC24

Fase 1 - Consideraciones iniciales caso de estudio integridad pozo Modelo 02 (MO-02)

El pozo Modelo 02 (MO-02) fue perforado desde el clúster “Los Angeles” que alcanza una profundidad de 2660 metros Measurement Depth (MD). En este pozo se completaron con tubería de revestimiento de producción de 4.5 pulgadas. La máxima desviación del pozo alcanzado 43.93 grados a 858.60 metros Measurement Depth (MD) y severidad máxima dogleg es de 3.02° a 90 metros (MD).

Fase 2 - Tablas de grados en función de porcentaje de penetración y pérdida / corrosión

A continuación, para la interpretación del caso de estudio para determinación actual del estado de la tubería de producción de 4.5 pulgadas, 12.6 lb/pie, en el intervalo registrado para trabajos de intervención del pozo MO-02 con el uso de la herramienta de integridad de tubería (MFC24) se muestran en las **Tabla 13** y **Tabla 14** respectivamente.

Tabla 16.

Cuadro de grados según porcentaje de penetración en tuberías.

Grado	% Penetración	Comentario
A	0 – 20%	Muy ligero
B	20 – 40%	Ligero
C	40 – 60%	Moderado
D	60 – 80%	Significante
E	>80%	Intensivo
F	<0%	Restricción

Fuente: Tomado de Equipetrol (2014).

Tabla 17.

Cuadro de pérdida de metal según porcentaje en tuberías.

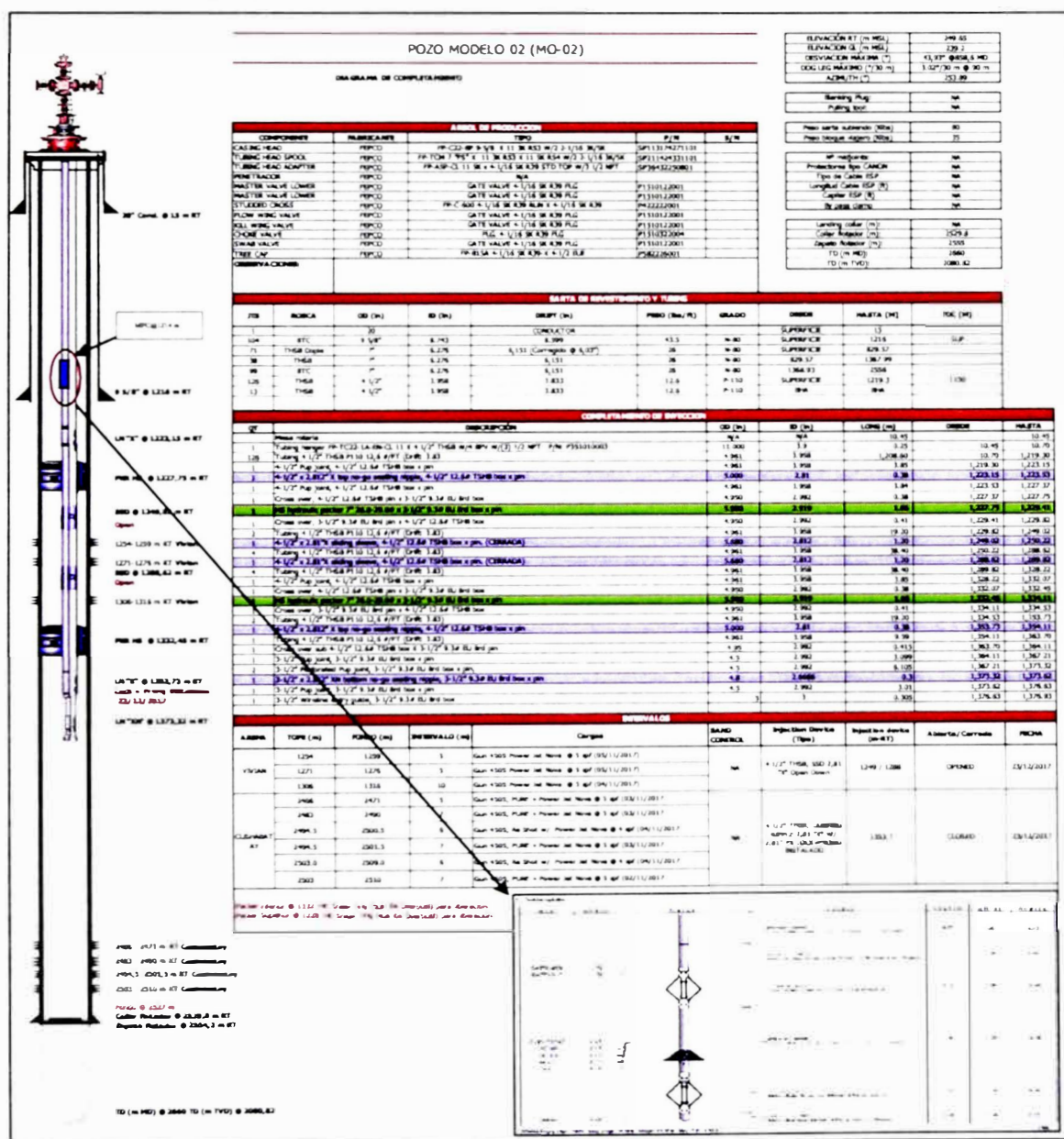
Grado	% Pérdida de Metal	Comentario
A	0 – 5%	Muy ligero
B	5 – 10%	Ligero
C	10 – 15%	Moderado
D	15 – 20%	Significante
E	>20%	Intensivo
F	<0%	Restricción

Fuente: Tomado de Equipetrol (2014)

Fase 3 - Esquema de Completación para toma de registro de integridad (MFC24)

A continuación, se muestra en la **Figura 40** el esquema de completación para el estudio de toma de registro de integridad de tubería del pozo MO-02, esta fue realizada el 26 enero del 2023 corrido con la herramienta (MFC24) desde 1214 metros hasta superficie.

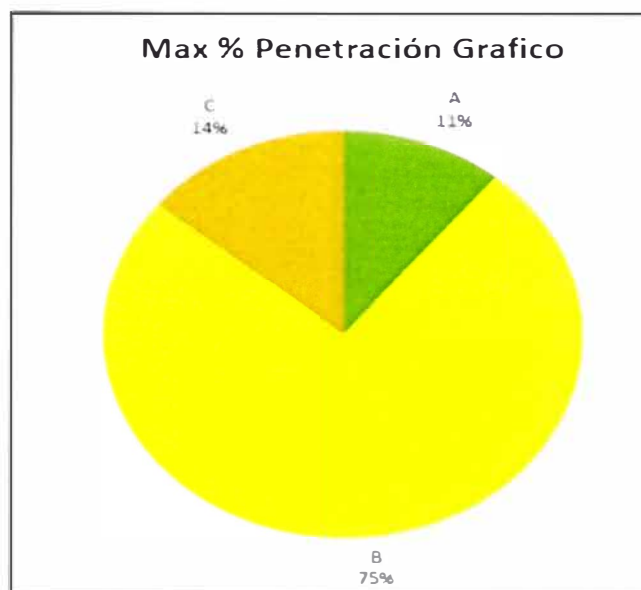
Figura 40.
Diagrama de completación pozo Los Angeles MO-02.



Fuente: Tomado de Diagrama de Pozo Estado Mecánico Los Angeles (2017).

Figura 41.

Análisis Penetración de toda la sección registrada.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 18.

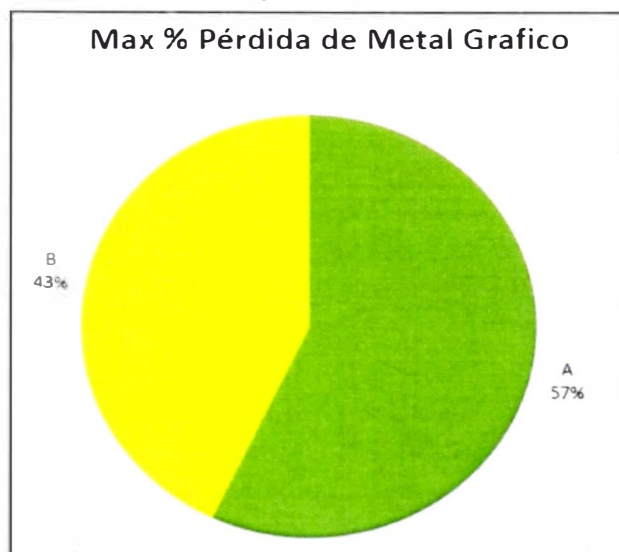
Porcentaje de Penetración en toda la sección registrada.

Grado	% Penetración	Comentario		
A	<20%	Muy ligero	A	14
B	20> – 40%	Ligero	B	96
C	40> – 60%	Moderado	C	18
D	60> – 80%	Significante	D	0
E	>80%	Intensivo	E	0
F	<0%	Restricción	F	0

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Figura 42.

Análisis Pérdida de Metal de toda la sección registrada.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 19.

Porcentaje de Pérdida de Metal en toda la sección registrada.

Grado	% Pérdida de Metal	Comentario
A	<5%	Muy ligero
B	5> – 10%	Ligero
C	10> – 15%	Moderado
D	15> – 20%	Significante
E	>20%	Intensivo
F	<0%	Restricción

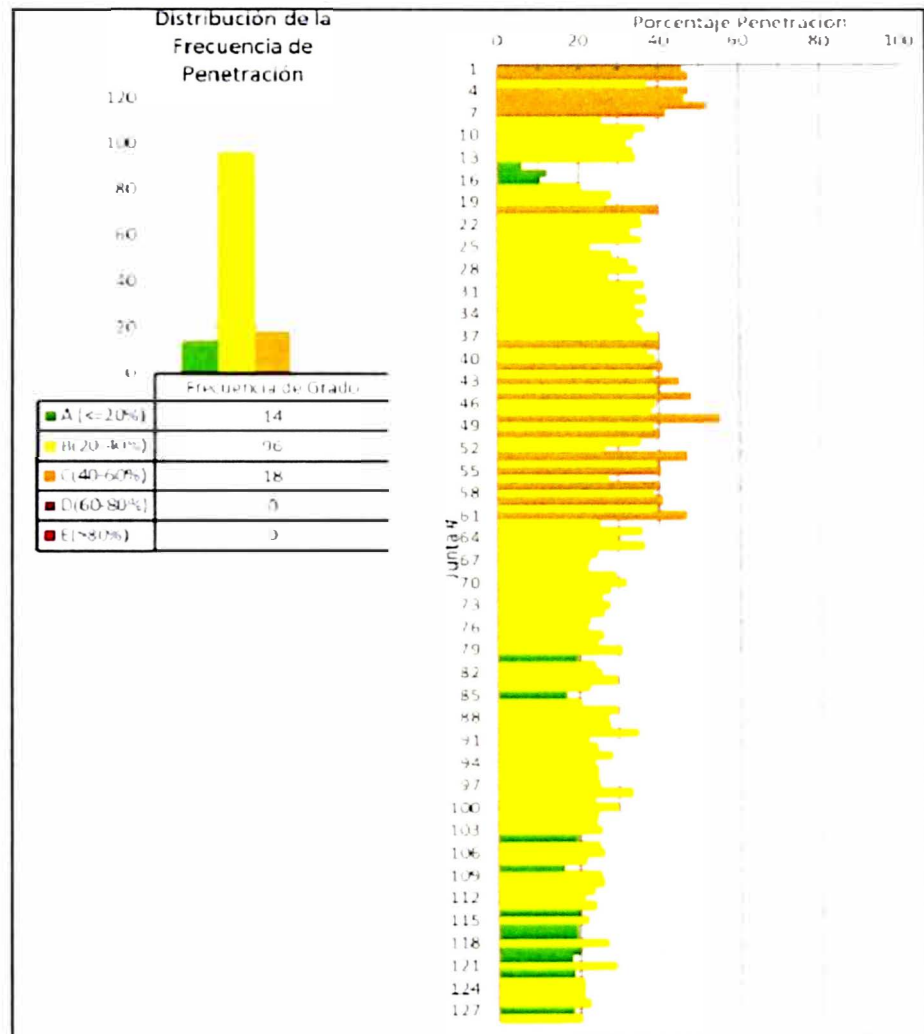
A	73
B	55
C	0
D	0
E	0
F	0

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Fase 4 - Barras estadísticas de la tubería de 4 ½ pulgadas con MFC24

Figura 43.

Perfil de porcentaje de penetración de la tubería de 4.5 pulgadas.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 20.

Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (1 al 37).

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
1	-3.49	24.03	27.52	12.26	4.205	45.6	C	4.39	5.9	B	19.08	3.389
2	24.41	55.61	31.20	42.68	4.214	47.2	C	55.50	5.9	B	25.04	3.378
3	56.31	86.97	30.67	59.23	4.159	37.1	B	72.34	6.5	B	81.94	3.228
4	87.67	118.57	30.90	90.92	4.215	47.4	C	87.77	5.1	B	96.91	3.308
5	119.27	150.33	31.06	141.97	4.208	46.1	C	137.12	7.7	B	123.32	3.266
6	151.03	181.48	30.45	181.35	4.241	52.2	C	152.19	7.6	B	176.75	2.912
7	182.18	213.70	31.52	182.35	4.184	41.7	C	182.19	4.3	A	187.66	2.931
8	214.33	244.20	29.87	228.41	4.097	25.6	B	228.63	1.7	A	234.55	2.946
9	244.90	275.69	30.79	275.38	4.157	36.7	B	274.87	3.0	A	245.55	3.001
10	276.39	307.38	31.00	292.68	4.141	33.8	B	289.28	3.9	A	284.69	3.073
11	308.08	338.43	30.35	308.09	4.130	31.7	B	337.88	1.8	A	330.48	2.957
12	339.13	370.13	31.00	339.13	4.140	33.6	B	339.13	2.1	A	351.41	2.966
13	370.83	401.53	30.70	401.50	4.143	34.1	B	400.18	5.6	B	384.02	2.876
14	402.04	433.08	31.05	409.98	3.991	6.1	A	409.98	0.2	A	428.97	2.939
15	433.78	464.41	30.63	446.13	4.024	12.2	A	446.13	0.5	A	453.72	3.065
16	465.11	495.57	30.47	495.57	4.015	10.5	A	495.57	1.0	A	473.11	3.008
17	496.27	527.25	30.97	527.25	4.070	20.7	B	527.25	4.1	A	498.46	3.043
18	527.95	558.64	30.70	528.33	4.111	28.2	B	528.08	2.3	A	529.73	2.985
19	559.34	590.45	31.11	590.44	4.103	26.8	B	590.44	2.8	A	570.02	3.016
20	591.15	621.92	30.77	621.30	4.175	40.0	C	591.15	3.6	A	593.22	3.062
21	622.62	653.18	30.56	648.82	4.149	35.2	B	652.69	4.9	A	641.60	3.050
22	653.88	684.67	30.79	683.52	4.152	35.8	B	683.96	5.2	B	672.31	2.924
23	685.37	716.13	30.77	685.49	4.135	32.7	B	685.51	4.5	A	690.87	2.864
24	716.83	747.83	31.00	746.56	4.151	35.6	B	717.96	4.9	A	723.11	3.005
25	748.53	778.81	30.28	778.45	4.080	22.5	B	778.81	1.4	A	753.43	3.094
26	779.51	810.32	30.81	782.82	4.111	28.2	B	779.77	4.7	A	796.56	3.143
27	811.02	841.26	30.24	811.41	4.133	32.3	B	811.24	4.9	A	839.42	3.125
28	841.96	873.39	31.43	872.93	4.145	34.5	B	872.80	4.1	A	853.70	3.085
29	874.09	905.27	31.18	874.27	4.105	27.1	B	874.22	4.8	A	877.68	3.213
30	905.97	936.60	30.63	907.07	4.156	36.5	B	906.49	5.0	B	910.45	3.249
31	937.30	967.74	30.44	938.01	4.141	33.8	B	937.34	3.8	A	941.85	3.081
32	968.44	999.30	30.86	968.50	4.158	36.9	B	968.50	5.4	B	972.76	3.158
33	1000.00	1030.79	30.79	1020.38	4.142	33.9	B	1030.63	5.9	B	1010.42	3.231
34	1031.49	1062.34	30.86	1031.53	4.155	36.3	B	1032.73	5.3	B	1033.63	3.186
35	1063.04	1093.39	30.35	1092.63	4.144	34.3	B	1064.56	3.5	A	1069.81	3.027
36	1094.09	1125.50	31.41	1121.80	4.151	35.6	B	1095.17	4.8	A	1104.96	3.138
37	1126.20	1156.99	30.79	1133.77	4.174	39.9	B	1127.41	5.0	B	1147.72	3.286

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 21.

Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (38 al 76).

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
38	1157.69	1188.43	30.74	1167.88	4.175	40.0	C	1160.72	5.8	B	1168.74	3.248
39	1189.13	1219.60	30.47	1191.88	4.159	37.1	B	1191.88	6.4	B	1214.35	3.242
40	1220.30	1250.88	30.58	1246.55	4.168	38.7	B	1231.24	6.2	B	1226.93	3.343
41	1251.58	1282.69	31.11	1257.59	4.180	41.0	C	1261.54	6.7	B	1256.13	3.222
42	1283.39	1314.41	31.02	1286.48	4.164	38.0	B	1297.93	6.1	B	1289.61	3.437
43	1315.11	1345.78	30.67	1322.82	4.201	44.8	C	1343.73	5.5	B	1319.89	3.287
44	1346.48	1376.98	30.49	1376.38	4.172	39.5	B	1356.56	4.7	A	1361.70	3.325
45	1377.35	1408.25	30.91	1397.36	4.219	48.2	C	1385.53	5.5	B	1404.34	3.289
46	1408.95	1440.30	31.34	1414.00	4.168	38.7	B	1414.00	5.9	B	1412.50	3.447
47	1441.00	1471.65	30.65	1446.19	4.163	37.8	B	1447.56	5.1	B	1445.55	3.375
48	1472.35	1503.09	30.74	1501.26	4.257	55.2	C	1487.58	5.0	A	1473.75	3.211
49	1503.79	1534.60	30.81	1531.31	4.166	38.4	B	1531.31	3.2	A	1519.59	3.314
50	1535.30	1566.00	30.70	1558.02	4.175	40.0	C	1565.03	4.6	A	1538.26	3.336
51	1566.70	1597.39	30.70	1582.47	4.149	35.2	B	1597.37	3.5	A	1577.48	3.313
52	1598.09	1629.11	31.02	1601.50	4.101	26.4	B	1624.93	4.0	A	1606.66	3.302
53	1629.81	1660.58	30.77	1655.67	4.213	47.0	C	1629.99	4.1	A	1660.19	3.329
54	1661.28	1691.95	30.67	1666.67	4.171	39.3	B	1661.28	3.5	A	1662.91	3.294
55	1693.43	1723.39	29.96	1695.82	4.178	40.6	C	1695.14	4.0	A	1695.78	3.293
56	1724.09	1754.81	30.72	1749.52	4.105	27.1	B	1724.57	3.7	A	1725.92	3.395
57	1755.51	1786.30	30.79	1785.42	4.175	40.0	C	1755.99	4.1	A	1760.03	3.344
58	1787.00	1817.77	30.77	1787.50	4.166	38.4	B	1787.12	4.1	A	1807.92	3.388
59	1818.37	1849.28	30.92	1836.72	4.179	40.8	C	1847.87	3.4	A	1833.75	3.375
60	1849.78	1880.95	31.17	1851.05	4.170	39.1	B	1880.39	5.5	B	1868.30	3.416
61	1881.64	1912.28	30.64	1882.50	4.211	46.7	C	1882.50	4.1	A	1910.50	3.377
62	1912.78	1943.45	30.67	1942.36	4.093	24.9	B	1943.16	3.1	A	1925.70	3.244
63	1943.95	1975.14	31.19	1973.10	4.151	35.6	B	1968.59	5.0	B	1957.92	3.348
64	1975.77	2005.41	29.64	1984.71	4.120	29.9	B	1980.90	2.2	A	2003.79	3.444
65	2006.29	2038.01	31.72	2037.26	4.156	36.5	B	2038.01	3.1	A	2018.22	3.480
66	2038.51	2069.47	30.97	2040.32	4.091	24.5	B	2068.54	4.0	A	2044.51	3.504
67	2069.97	2101.38	31.40	2083.86	4.082	22.9	B	2071.48	4.1	A	2097.41	3.589
68	2101.88	2132.80	30.92	2105.65	4.077	22.0	B	2102.97	3.6	A	2131.27	3.514
69	2133.30	2164.08	30.78	2162.49	4.117	29.3	B	2134.78	4.3	A	2160.62	3.536
70	2164.58	2195.73	31.15	2171.90	4.130	31.7	B	2195.33	4.6	A	2180.19	3.435
71	2196.23	2227.26	31.03	2222.56	4.108	27.7	B	2227.12	4.7	A	2211.56	3.568
72	2227.76	2258.52	30.76	2238.92	4.098	25.8	B	2230.61	3.8	A	2238.68	3.570
73	2259.02	2290.17	31.15	2262.65	4.108	27.7	B	2261.78	4.1	A	2271.37	3.578
74	2290.67	2321.43	30.76	2300.09	4.101	26.4	B	2314.34	3.4	A	2310.63	3.577
75	2321.93	2352.82	30.90	2331.55	4.081	22.7	B	2351.57	3.6	A	2342.39	3.549
76	2353.32	2384.61	31.29	2356.98	4.077	22.0	B	2384.20	3.8	A	2357.92	3.543

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 22.

Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (77 al 115)

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Mín Diam Prof (pies)	Mín Diam (pulg)
77	2385.11	2415.85	30.73	2393.40	4.100	26.2	B	2385.62	4.6	A	2411.33	3.565
78	2416.35	2447.40	31.06	2418.87	4.091	24.5	B	2447.26	4.5	A	2431.82	3.534
79	2447.90	2478.94	31.03	2476.14	4.125	30.8	B	2449.45	5.2	B	2451.04	3.522
80	2479.44	2510.50	31.06	2498.40	4.063	19.4	A	2509.58	4.6	A	2488.96	3.545
81	2511.00	2541.94	30.94	2526.93	4.087	23.8	B	2541.35	4.0	A	2527.48	3.577
82	2542.44	2573.50	31.06	2566.21	4.096	25.5	B	2542.96	4.6	A	2558.49	3.600
83	2574.00	2604.71	30.71	2600.09	4.118	29.5	B	2599.91	4.9	A	2587.27	3.557
84	2605.21	2636.43	31.22	2612.62	4.080	22.5	B	2636.17	4.1	A	2616.27	3.540
85	2636.93	2667.87	30.94	2653.29	4.050	17.0	A	2637.97	2.0	A	2651.94	3.535
86	2668.37	2699.13	30.76	2693.95	4.068	20.3	B	2670.14	3.2	A	2689.00	3.526
87	2699.63	2730.75	31.13	2720.09	4.118	29.5	B	2729.29	4.0	A	2723.62	3.567
88	2731.25	2762.06	30.80	2735.84	4.104	26.9	B	2761.97	4.7	A	2756.28	3.550
89	2762.56	2793.73	31.17	2778.67	4.107	27.5	B	2764.60	3.4	A	2773.55	3.555
90	2794.23	2825.29	31.06	2798.31	4.145	34.5	B	2824.48	5.7	B	2808.93	3.586
91	2825.79	2856.64	30.85	2829.79	4.078	22.1	B	2826.74	5.6	B	2846.80	3.551
92	2857.14	2888.19	31.05	2873.37	4.090	24.4	B	2887.79	5.4	B	2879.59	3.518
93	2888.69	2919.70	31.02	2900.82	4.111	28.2	B	2889.48	4.5	A	2909.60	3.567
94	2920.20	2950.88	30.68	2946.57	4.084	23.2	B	2920.54	4.1	A	2933.24	3.520
95	2951.38	2982.61	31.23	2971.89	4.092	24.7	B	2982.34	4.6	A	2972.28	3.520
96	2983.11	3013.98	30.87	2983.51	4.090	24.4	B	2983.51	5.6	B	2991.26	3.557
97	3014.48	3045.63	31.15	3026.17	4.094	25.1	B	3015.67	4.4	A	3020.70	3.431
98	3046.13	3076.89	30.76	3064.13	4.139	33.4	B	3064.13	5.0	B	3069.84	3.669
99	3077.39	3108.33	30.95	3085.87	4.084	23.2	B	3100.52	4.2	A	3091.07	3.547
100	3108.83	3139.46	30.62	3118.22	4.120	29.9	B	3132.94	5.3	B	3121.00	3.605
101	3139.96	3171.12	31.16	3140.35	4.091	24.5	B	3152.61	6.3	B	3145.80	3.613
102	3171.62	3202.74	31.12	3200.28	4.087	23.8	B	3195.60	5.7	B	3202.57	3.658
103	3203.24	3234.30	31.06	3206.97	4.097	25.6	B	3206.28	4.6	A	3208.73	3.660
104	3234.80	3265.37	30.57	3238.79	4.063	19.4	A	3235.46	5.5	B	3264.90	3.859
105	3265.87	3297.15	31.29	3280.96	4.095	25.3	B	3276.75	5.4	B	3279.01	3.849
106	3297.65	3328.63	30.97	3319.81	4.101	26.4	B	3328.22	6.9	B	3305.19	3.803
107	3329.13	3360.23	31.10	3332.08	4.076	21.8	B	3353.63	3.7	A	3329.18	3.728
108	3360.73	3391.52	30.80	3379.62	4.045	16.1	A	3370.54	5.1	B	3373.43	3.826
109	3392.02	3423.04	31.02	3418.10	4.096	25.5	B	3402.05	6.0	B	3412.66	3.877
110	3423.54	3454.60	31.06	3427.08	4.099	26.0	B	3454.37	5.3	B	3431.44	3.834
111	3455.10	3485.93	30.84	3460.15	4.085	23.4	B	3485.56	5.9	B	3475.99	3.881
112	3486.43	3517.29	30.85	3506.12	4.072	21.0	B	3491.65	6.3	B	3486.80	3.866
113	3517.79	3548.88	31.10	3525.18	4.088	24.0	B	3539.96	5.8	B	3536.23	3.881
114	3549.38	3580.26	30.88	3560.34	4.066	19.9	A	3555.62	5.8	B	3563.50	3.885
115	3580.76	3612.00	31.23	3584.21	4.079	22.3	B	3592.51	4.2	A	3599.86	3.881

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 23.

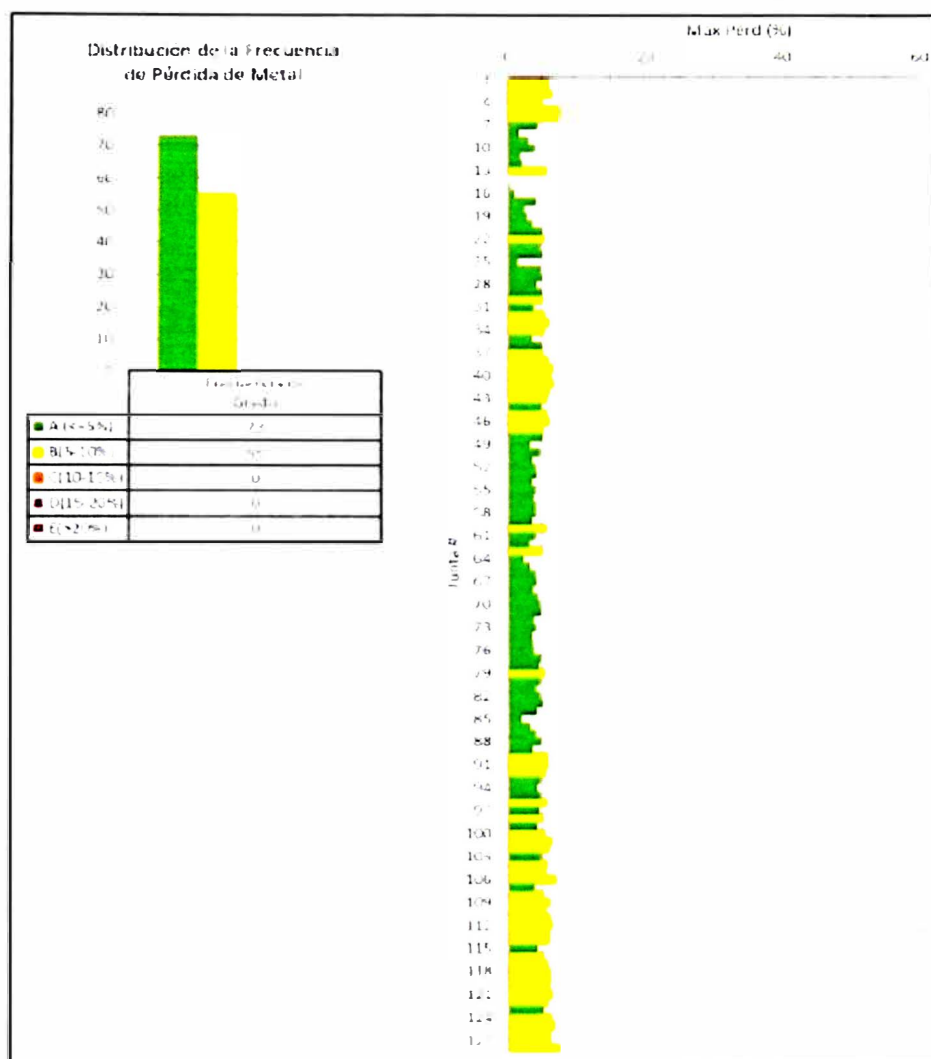
Tabla de % Penetración de la tubería de grado "A", "B" y "C" (116 al 128).

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Mín Diam Prof (pies)	Mín Diam (pulg)
116	3612.50	3643.06	30.57	3627.35	4.063	19.4	A	3618.64	5.1	B	3620.64	3.895
117	3643.56	3674.78	31.22	3654.98	4.062	19.2	A	3648.73	5.5	B	3646.67	3.849
118	3675.28	3706.05	30.77	3688.46	4.104	26.9	B	3705.68	5.9	B	3690.58	3.881
119	3706.55	3737.84	31.29	3733.73	4.065	19.7	A	3733.79	6.0	B	3737.15	3.876
120	3738.34	3768.88	30.54	3751.40	4.057	18.3	A	3751.62	5.8	B	3757.04	3.886
121	3769.38	3800.60	31.22	3773.26	4.116	29.2	B	3778.40	6.3	B	3789.68	3.869
122	3801.10	3831.97	30.87	3818.00	4.059	18.6	A	3821.77	5.5	B	3820.47	3.881
123	3832.47	3863.29	30.83	3833.00	4.072	21.0	B	3862.78	4.9	A	3839.97	3.855
124	3863.79	3894.96	31.16	3880.91	4.073	21.2	B	3894.77	6.2	B	3864.81	3.891
125	3895.46	3926.32	30.87	3909.65	4.071	20.8	B	3900.80	6.6	B	3896.63	3.885
126	3926.82	3957.94	31.12	3939.57	4.081	22.7	B	3939.14	6.1	B	3948.39	3.884
127	3958.44	3970.53	12.08	3968.65	4.058	18.5	A	3965.12	6.0	B	3961.48	3.884
128	3971.72	3982.91	11.18	3978.80	4.069	20.5	B	3978.80	7.5	B	3971.96	3.800

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Figura 44.

Perfil de máximo porcentaje de pérdida de metal de la tubería de 4.5 pulgadas.



Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 24.

Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (1 al 37)

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
1	-3.49	24.03	27.52	12.26	4.205	45.6	C	4.39	5.9	B	19.08	3.389
2	24.41	55.61	31.20	42.68	4.214	47.2	C	55.50	5.9	B	25.04	3.378
3	56.31	86.97	30.67	59.23	4.159	37.1	B	72.34	6.5	B	81.94	3.228
4	87.67	118.57	30.90	90.92	4.215	47.4	C	87.77	5.1	B	96.91	3.308
5	119.27	150.33	31.06	141.97	4.208	46.1	C	137.12	7.7	B	123.32	3.266
6	151.03	181.48	30.45	181.35	4.241	52.2	C	152.19	7.6	B	176.75	2.912
7	182.18	213.70	31.52	182.35	4.184	41.7	C	182.19	4.3	A	187.66	2.931
8	214.33	244.20	29.87	228.41	4.097	25.6	B	228.63	1.7	A	234.55	2.946
9	244.90	275.69	30.79	275.38	4.157	36.7	B	274.87	3.0	A	245.55	3.001
10	276.39	307.38	31.00	292.68	4.141	33.8	B	289.28	3.9	A	284.69	3.073
11	308.08	338.43	30.35	308.09	4.134	31.7	B	337.88	1.8	A	330.48	2.957
12	339.13	370.13	31.00	339.13	4.140	33.6	B	339.13	2.1	A	351.41	2.966
13	370.83	401.53	30.70	401.50	4.143	34.1	B	400.18	5.6	B	384.02	2.876
14	402.04	433.08	31.05	409.98	3.991	6.1	A	409.98	0.2	A	428.97	2.939
15	433.78	464.41	30.63	446.13	4.024	12.2	A	446.13	0.5	A	453.72	3.065
16	465.11	495.57	30.47	495.57	4.015	10.5	A	495.57	1.0	A	473.11	3.008
17	496.27	527.25	30.97	527.25	4.070	20.7	B	527.25	4.1	A	498.46	3.043
18	527.95	558.64	30.70	528.33	4.111	28.2	B	528.08	2.3	A	529.73	2.985
19	559.34	590.45	31.11	590.44	4.103	26.8	B	590.44	2.8	A	570.02	3.016
20	591.15	621.92	30.77	621.30	4.175	40.0	C	591.15	3.6	A	593.22	3.062
21	622.62	653.18	30.56	648.82	4.149	35.2	B	652.69	4.9	A	641.60	3.050
22	653.88	684.67	30.79	683.52	4.152	35.8	B	683.96	5.2	B	672.31	2.924
23	685.37	716.13	30.77	685.49	4.135	32.7	B	685.51	4.5	A	690.87	2.864
24	716.83	747.83	31.00	746.56	4.151	35.6	B	717.96	4.9	A	723.11	3.005
25	748.53	778.81	30.28	778.45	4.080	22.5	B	778.81	1.4	A	753.43	3.094
26	779.51	810.32	30.81	782.82	4.111	28.2	B	779.77	4.7	A	796.56	3.143
27	811.02	841.26	30.24	811.41	4.133	32.3	B	811.24	4.9	A	839.42	3.125
28	841.96	873.39	31.43	872.93	4.145	34.5	B	872.80	4.1	A	853.70	3.085
29	874.09	905.27	31.18	874.27	4.105	27.1	B	874.22	4.8	A	877.68	3.213
30	905.97	936.60	30.63	907.07	4.156	36.5	B	906.49	5.0	B	910.45	3.249
31	937.30	967.74	30.44	938.01	4.141	33.8	B	937.34	3.8	A	941.85	3.081
32	968.44	999.30	30.86	968.50	4.158	36.9	B	968.50	5.4	B	972.76	3.158
33	1000.00	1030.79	30.79	1020.38	4.142	33.9	B	1030.63	5.9	B	1010.42	3.231
34	1031.49	1062.34	30.86	1031.53	4.155	36.3	B	1032.73	5.3	B	1033.63	3.186
35	1063.04	1093.39	30.35	1092.63	4.144	34.3	B	1064.56	3.5	A	1069.81	3.027
36	1094.09	1125.50	31.41	1121.80	4.151	35.6	B	1095.17	4.8	A	1104.96	3.138
37	1126.20	1156.99	30.79	1133.77	4.174	39.9	B	1127.41	5.0	B	1147.72	3.286

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 25.

Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (38 al 76).

#	Topo(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
38	1157.69	1188.43	30.74	1167.88	4.175	40.0	C	1160.72	5.8	B	1168.74	3.248
39	1189.13	1219.60	30.47	1191.88	4.159	37.1	B	1191.88	6.4	B	1214.35	3.242
40	1220.30	1250.88	30.58	1246.55	4.168	38.7	B	1231.24	6.2	B	1226.93	3.343
41	1251.58	1282.69	31.11	1257.59	4.180	41.0	C	1261.54	6.7	B	1256.13	3.222
42	1283.39	1314.41	31.02	1286.48	4.164	38.0	B	1297.93	6.1	B	1289.61	3.437
43	1315.11	1345.78	30.67	1322.82	4.201	44.8	C	1343.73	5.5	B	1319.89	3.287
44	1346.48	1376.98	30.49	1376.38	4.172	39.5	B	1356.56	4.7	A	1361.70	3.325
45	1377.35	1408.25	30.91	1397.36	4.219	48.2	C	1385.53	5.5	B	1404.34	3.289
46	1408.95	1440.30	31.34	1414.00	4.168	38.7	B	1414.00	5.9	B	1412.50	3.447
47	1441.00	1471.65	30.65	1446.19	4.163	37.8	B	1447.56	5.1	B	1445.55	3.375
48	1472.35	1503.09	30.74	1501.26	4.257	55.2	C	1487.58	5.0	A	1473.75	3.211
49	1503.79	1534.60	30.81	1531.31	4.166	38.4	B	1531.31	3.2	A	1519.59	3.314
50	1535.30	1566.00	30.70	1558.02	4.175	40.0	C	1565.03	4.6	A	1538.26	3.336
51	1566.70	1597.39	30.70	1582.47	4.149	35.2	B	1597.37	3.5	A	1577.48	3.313
52	1598.09	1629.11	31.02	1601.50	4.101	26.4	B	1624.93	4.0	A	1606.66	3.302
53	1629.81	1660.58	30.77	1655.67	4.213	47.0	C	1629.99	4.1	A	1660.19	3.329
54	1661.28	1691.95	30.67	1666.67	4.171	39.3	B	1661.28	3.5	A	1662.91	3.294
55	1693.43	1723.39	29.96	1695.82	4.178	40.6	C	1695.14	4.0	A	1695.78	3.293
56	1724.09	1754.81	30.72	1749.52	4.105	27.1	B	1724.57	3.7	A	1725.92	3.395
57	1755.51	1786.30	30.79	1785.42	4.175	40.0	C	1755.99	4.1	A	1760.03	3.344
58	1787.00	1817.77	30.77	1787.50	4.166	38.4	B	1787.12	4.1	A	1807.92	3.388
59	1818.37	1849.28	30.92	1836.72	4.179	40.8	C	1847.87	3.4	A	1833.75	3.375
60	1849.78	1880.95	31.17	1851.05	4.170	39.1	B	1880.39	5.5	B	1868.30	3.416
61	1881.64	1912.28	30.64	1882.50	4.211	46.7	C	1882.50	4.1	A	1910.50	3.377
62	1912.78	1943.45	30.67	1942.36	4.093	24.9	B	1943.16	3.1	A	1925.70	3.244
63	1943.95	1975.14	31.19	1973.10	4.151	35.6	B	1968.59	5.0	B	1957.92	3.348
64	1975.77	2005.41	29.64	1984.71	4.120	29.9	B	1980.90	2.2	A	2003.79	3.444
65	2006.29	2038.01	31.72	2037.26	4.156	36.5	B	2038.01	3.1	A	2018.22	3.480
66	2038.51	2069.47	30.97	2040.32	4.091	24.5	B	2068.54	4.0	A	2044.51	3.504
67	2069.97	2101.38	31.40	2083.86	4.082	22.9	B	2071.48	4.1	A	2097.41	3.589
68	2101.88	2132.80	30.92	2105.65	4.077	22.0	B	2102.97	3.6	A	2131.27	3.514
69	2133.30	2164.08	30.78	2162.49	4.117	29.3	B	2134.78	4.3	A	2160.62	3.536
70	2164.58	2195.73	31.15	2171.90	4.130	31.7	B	2195.33	4.6	A	2180.19	3.435
71	2196.23	2227.26	31.03	2222.56	4.108	27.7	B	2227.12	4.7	A	2211.56	3.568
72	2227.76	2258.52	30.76	2238.92	4.098	25.8	B	2230.61	3.8	A	2238.68	3.570
73	2259.02	2290.17	31.15	2262.65	4.108	27.7	B	2261.78	4.1	A	2271.37	3.578
74	2290.67	2321.43	30.76	2300.09	4.101	26.4	B	2314.34	3.4	A	2310.63	3.577
75	2321.93	2352.82	30.90	2331.55	4.081	22.7	B	2351.57	3.6	A	2342.39	3.549
76	2353.32	2384.61	31.29	2356.98	4.077	22.0	B	2384.20	3.8	A	2357.92	3.543

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 26.

Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (77 al 115).

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Mín Diam Prof (pies)	Mín Diam (pulg)
77	2385.11	2415.85	30.73	2393.40	4.100	26.2	B	2385.62	4.6	A	2411.33	3.565
78	2416.35	2447.40	31.06	2418.87	4.091	24.5	B	2447.26	4.5	A	2431.82	3.534
79	2447.90	2478.94	31.03	2476.14	4.125	30.8	B	2449.45	5.2	B	2451.04	3.522
80	2479.44	2510.50	31.06	2498.40	4.063	19.4	A	2509.58	4.6	A	2488.96	3.545
81	2511.00	2541.94	30.94	2526.93	4.087	23.8	B	2541.35	4.0	A	2527.48	3.577
82	2542.44	2573.50	31.06	2566.21	4.096	25.5	B	2542.96	4.6	A	2558.49	3.600
83	2574.00	2604.71	30.71	2600.09	4.118	29.5	B	2599.91	4.9	A	2587.27	3.557
84	2605.21	2636.43	31.22	2612.62	4.080	22.5	B	2636.17	4.1	A	2616.27	3.540
85	2636.93	2667.87	30.94	2653.29	4.050	17.0	A	2637.97	2.0	A	2651.94	3.535
86	2668.37	2699.13	30.76	2693.95	4.068	20.3	B	2670.14	3.2	A	2689.00	3.526
87	2699.63	2730.75	31.13	2720.09	4.118	29.5	B	2729.29	4.0	A	2723.62	3.567
88	2731.25	2762.06	30.80	2735.84	4.104	26.9	B	2761.97	4.7	A	2756.28	3.550
89	2762.56	2793.73	31.17	2778.67	4.107	27.5	B	2764.60	3.4	A	2773.55	3.555
90	2794.23	2825.29	31.06	2798.31	4.145	34.5	B	2824.48	5.7	B	2808.93	3.586
91	2825.79	2856.64	30.85	2829.79	4.078	22.1	B	2826.74	5.6	B	2846.80	3.551
92	2857.14	2888.19	31.05	2873.37	4.090	24.4	B	2887.79	5.4	B	2879.59	3.518
93	2888.69	2919.70	31.02	2900.82	4.111	28.2	B	2889.48	4.5	A	2909.60	3.567
94	2920.20	2950.88	30.68	2946.57	4.084	23.2	B	2920.54	4.1	A	2933.24	3.520
95	2951.38	2982.61	31.23	2971.89	4.092	24.7	B	2982.34	4.6	A	2972.28	3.520
96	2983.11	3013.98	30.87	2983.51	4.090	24.4	B	2983.51	5.6	B	2991.26	3.557
97	3014.48	3045.63	31.15	3026.17	4.094	25.1	B	3015.67	4.4	A	3020.70	3.431
98	3046.13	3076.89	30.76	3064.13	4.139	33.4	B	3064.13	5.0	B	3069.84	3.669
99	3077.39	3108.33	30.95	3085.87	4.084	23.2	B	3100.52	4.2	A	3091.07	3.547
100	3108.83	3139.46	30.62	3118.22	4.120	29.9	B	3132.94	5.3	B	3121.00	3.605
101	3139.96	3171.12	31.16	3140.35	4.091	24.5	B	3152.61	6.3	B	3145.80	3.613
102	3171.62	3202.74	31.12	3200.28	4.087	23.8	B	3195.60	5.7	B	3202.57	3.658
103	3203.24	3234.30	31.06	3206.97	4.097	25.6	B	3206.28	4.6	A	3208.73	3.660
104	3234.80	3265.37	30.57	3238.79	4.063	19.4	A	3235.46	5.5	B	3264.90	3.859
105	3265.87	3297.15	31.29	3280.96	4.095	25.3	B	3276.75	5.4	B	3279.01	3.849
106	3297.65	3328.63	30.97	3319.81	4.101	26.4	B	3328.22	6.9	B	3305.19	3.803
107	3329.13	3360.23	31.10	3332.08	4.076	21.8	B	3353.63	3.7	A	3329.18	3.728
108	3360.73	3391.52	30.80	3379.62	4.045	16.1	A	3370.54	5.1	B	3373.43	3.826
109	3392.02	3423.04	31.02	3418.10	4.096	25.5	B	3402.05	6.0	B	3412.66	3.877
110	3423.54	3454.60	31.06	3427.08	4.099	26.0	B	3454.37	5.3	B	3431.44	3.834
111	3455.10	3485.93	30.84	3460.15	4.085	23.4	B	3485.56	5.9	B	3475.99	3.881
112	3486.43	3517.29	30.85	3506.12	4.072	21.0	B	3491.65	6.3	B	3486.80	3.866
113	3517.79	3548.88	31.10	3525.18	4.088	24.0	B	3539.96	5.8	B	3536.23	3.881
114	3549.38	3580.26	30.88	3560.34	4.066	19.9	A	3555.62	5.8	B	3563.50	3.885
115	3580.76	3612.00	31.23	3584.21	4.079	22.3	B	3592.51	4.2	A	3599.86	3.881

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 27.

Tabla de % Perdida de metal de la tubería de grado "A" y "B" (116 al 128).

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Mín Diam Prof (pies)	Mín Diam (pulg)
116	3612.50	3643.06	30.57	3627.35	4.063	19.4	A	3618.64	5.1	B	3620.64	3.895
117	3643.56	3674.78	31.22	3654.98	4.062	19.2	A	3648.73	5.5	B	3646.67	3.849
118	3675.28	3706.05	30.77	3688.46	4.104	26.9	B	3705.68	5.9	B	3690.58	3.881
119	3706.55	3737.84	31.29	3733.73	4.065	19.7	A	3733.79	6.0	B	3737.15	3.876
120	3738.34	3768.88	30.54	3751.40	4.057	18.3	A	3751.62	5.8	B	3757.04	3.886
121	3769.38	3800.60	31.22	3773.26	4.116	29.2	B	3778.40	6.3	B	3789.68	3.869
122	3801.10	3831.97	30.87	3818.00	4.059	18.6	A	3821.77	5.5	B	3820.47	3.881
123	3832.47	3863.29	30.83	3833.00	4.072	21.0	B	3862.78	4.9	A	3839.97	3.855
124	3863.79	3894.96	31.16	3880.91	4.073	21.2	B	3894.77	6.2	B	3864.81	3.891
125	3895.46	3926.32	30.87	3909.65	4.071	20.8	B	3900.80	6.6	B	3896.63	3.885
126	3926.82	3957.94	31.12	3939.57	4.081	22.7	B	3939.14	6.1	B	3948.39	3.884
127	3958.44	3970.53	12.08	3968.65	4.058	18.5	A	3965.12	6.0	B	3961.48	3.884
128	3971.72	3982.91	11.18	3978.80	4.069	20.5	B	3978.80	7.5	B	3971.96	3.800

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Figura 45.
Multifinger Caliper 24 brazos.

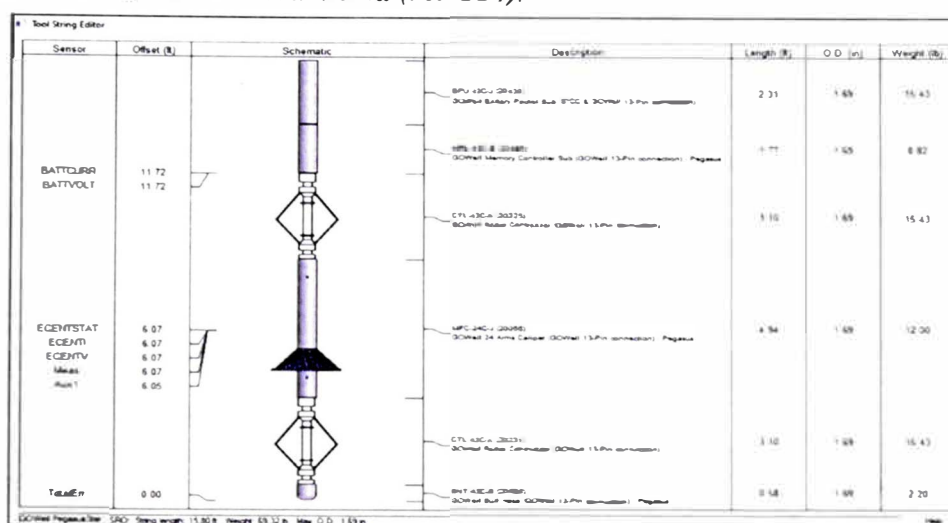


Fuente: Elaboración propia.

Fase 5 - Esquema de la Sarta de Herramienta (MFC24)

A continuación, se muestra en la **Figura 51** la configuración de la sarta de herramienta (MFC24) para el estudio de toma de registro de integridad de tubería del pozo MO-02, campo Los Ángeles.

Figura 46.
Configuración de la sarta de herramienta (MFC24).



Fuente: Elaboración propia.

Fase 6 - Análisis e interpretación del registro de integridad de tubería

Los resultados arrojados por el registro MFC56, se pudo observar una tubería de producción de 4.5 pulgadas x 12.6 lb/pies, cuyo diámetro interno es 3.958 pulgadas, valor que está muy cerca del valor leído por la herramienta, la tubería 4.5 pulgadas se encuentra en buenas condiciones, se estiman pérdidas de metal muy ligeras a ligeras y penetraciones ligeras a moderadas. En total se analizaron 128 tubos, de los cuales se pudo identificar que la mayor penetración es de 55.2% a 458 metros (las mayores penetraciones citadas en este análisis se encuentran en la zona donde el Multifinger Caliper registro la mayor cantidad de residuos pegados en las paredes de la tubería), en ese sentido la mayor pérdida de metal está a 42 metros con un 7.7%. se muestra en la **Tabla 17.** (Máx.Pen%-MFC24) y (Max. Perd.Metal%-MFC24).

Tabla 28.
Resultados promedios de Máx.Pen% y Máx.Perd. Metal % en tubería 4.5".

N° Tubo	Tope (metros)	Base (metros)	Diam. Ext.(pulg)	Peso (Lb/pies)	Diam. Int. (Pulg)	Máx. Pen. (%)	Máx. Perd. Metal (%)
128	0	1214	4.5	12.6	3.958	55.2	7.7

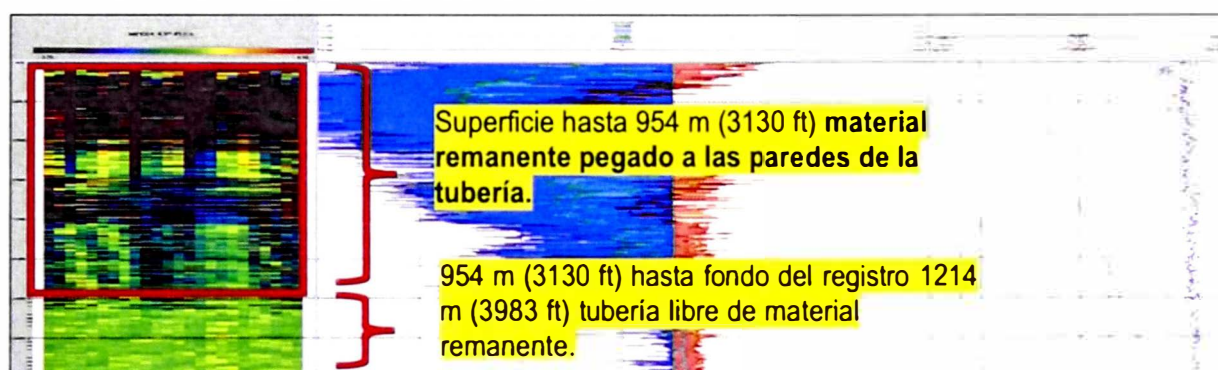
Fuente: Elaboración Propia.

Fase 7 - Principales hallazgos del registro de integridad de tubería

En la **Figura 47** y **Figura 48** se muestra el registro de ascenso completo para tubería de 4.5 “desde la profundidad 1214 metros hasta superficie. También se muestra en la **Figura 49** la identificación y creación en 3D para 4-1/2” x 2.812” tope No-go Seating Nipple respectivamente.

Figura 47.

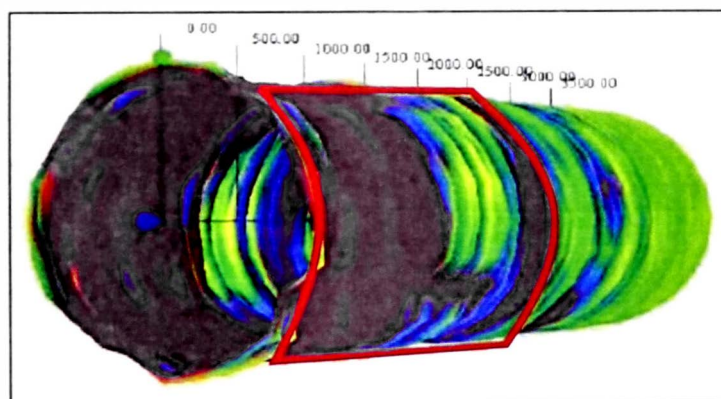
Vista General del intervalo evaluado en tubería de 4.5”.



Fuente: Tomado de software ViewWell3D.

Figura 48.

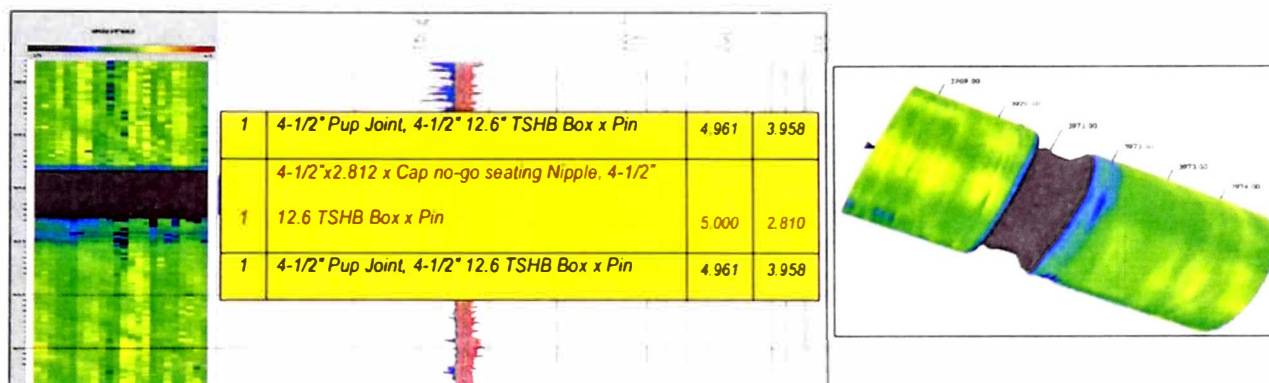
Vista Identificación y creación en 3D del Registro de Ascenso.



Fuente: Tomado de software ViewWell3D (material remanente pegado a las paredes de la tubería).

Figura 49.

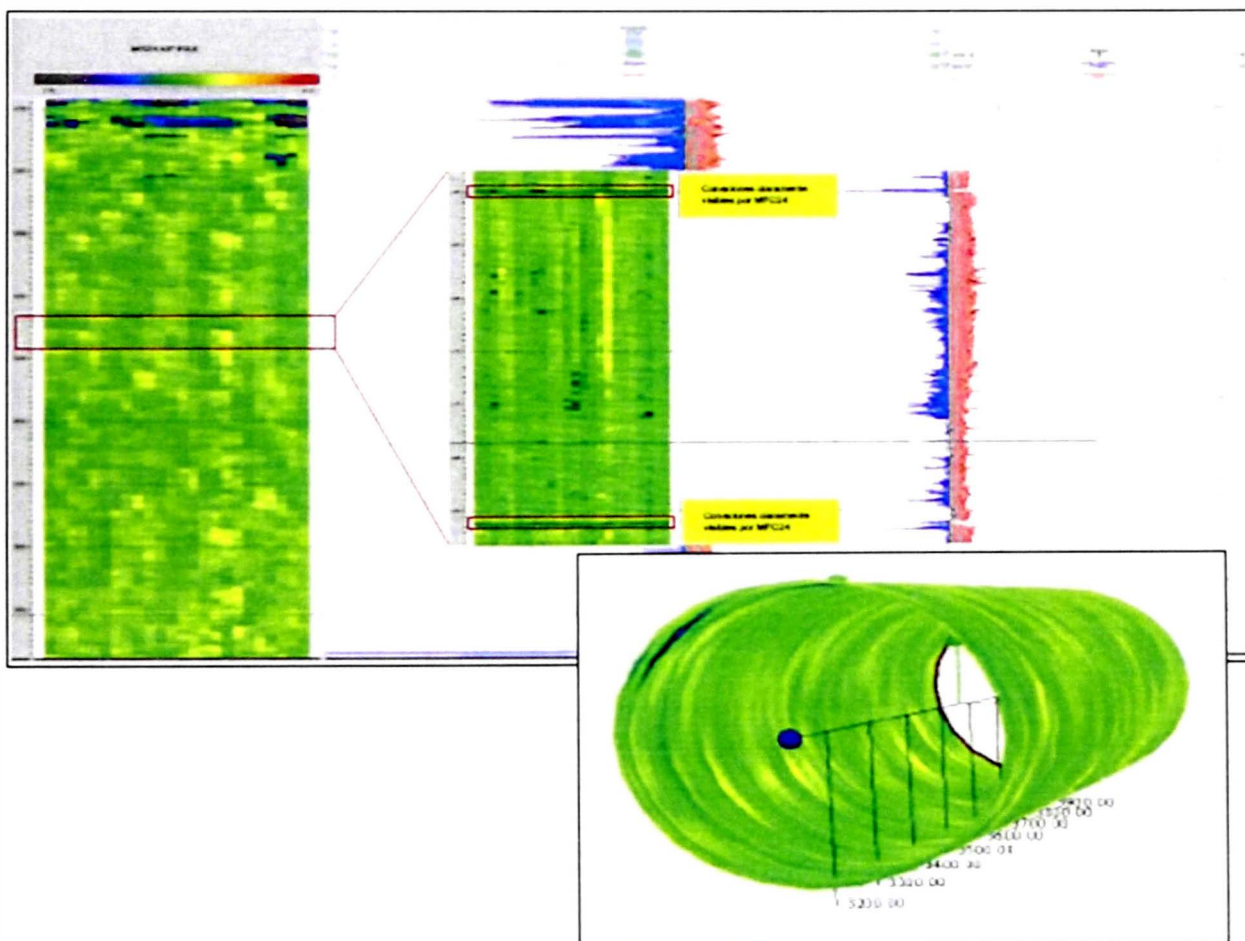
Tope No-go Seating Nipple 4-1/2" x 2.812" a 1210 metros



Fuente: Tomado de software ViewWell3D.

Figura 50.

Intervalo desde 3130 pies hasta fondo el registro – MFC24.



Fuente: Tomado de software ViewWell3D v2.0.1157.317.

Fase 8 - Presupuesto técnico-económico del registro de integridad de tubería 4 ½ pulgadas con MFC24

Los costos para las intervenciones de operaciones de toma de registro de integridad MFC24 para realizarse en la selva peruana con el uso del Slickline, están asociados al uso de sensores, herramientas, equipamientos de control, unidad de servicio, cuadrilla de trabajo e ingeniero especialista MFC. En la **Tabla 29** se muestran la valorización del costo operativo por la intervención del pozo MO-02 con el registro MFC24 usando la unidad de Slickline.

Tabla 29.

Valorización MFC24 para tubería de 4.5"

VALORIZACIÓN REGISTRO MFC24 POZO MODELO-02 - CARGO OPERATIVO						
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL CARGO	SUB-CANTIDAD (PERSONAL)	CANTIDAD (DÍAS)	PRECIO UNITARIO (USD)	UNIDAD	TOTAL (USD)
A.	PERSONAL SLICKLINE					
	Operador Especialista Slickline - Cargo Operativo	2	1	\$ 599.00	DÍA	\$ 1,198.00
	Operador Asistente Slickline - Cargo Operativo	4	1	\$ 299.00	DÍA	\$ 1,196.00
B.	PERSONAL MULTIFINGER CALIPER					
	Ingeniero Especialista MFC - Cargo Operativo	1	1	\$ 399.00	DÍA	\$ 399.00
VALORIZACIÓN TOTAL PERSONAL REGISTRO MFC CON UNIDAD SLICKLINE						\$ 2,793.00
ITEM	DESCRIPCIÓN DEL CARGO	SUB-CANTIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	UNIDAD	TOTAL (USD)
C.	EQUIPO UNIDAD SLICKLINE					
	Unidad de Slickline - Cargo Operativo	1	1	\$ 1,200.00	DÍA	\$ 1,200.00
D.	HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS SLICKLINE					
	Caja de Herramientas estándar Slickline - Cargo Operativo	1	1	\$ 350.00	TRABAJO	\$ 350.00
E.	EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN SLICKLINE 4.5"					
	Equipo de Control de Presión - Cargo Operativo	1	1	\$ 2,100.00	DÍA	\$ 2,100.00
	Redress Kit de Equipo de Control de Presión	1	1	\$ 399.00	TRABAJO	\$ 399.00
F.	REGISTRO DE CORROSIÓN MFC - TUBERÍA 4.5"					
	Multifinger Caliper - Cargo Operativo	1	1	\$ 2,500.00	DÍA	\$ 2,500.00
	Multifinger Caliper por metro (m) de registro	1	1214	\$ 4.99	TRABAJO	\$ 6,057.86
	Redress Kit de sensores Multifinger Caliper	1	1	\$ 199.00	TRABAJO	\$ 199.00
	Batería de sensores Multifinger Caliper	1	1	\$ 399.00	TRABAJO	\$ 399.00
G.	ACUMULADOR DE CONTROL DE PRESIÓN					
	Equipo Acumulador de Presión - Cargo Operativo	1	1	\$ 299.00	DÍA	\$ 299.00
H.	POZO A CARGO PARA INTERVENCIÓN					
	Pozo a Cargo para Intervención - Cargo Operativo	1	1	\$ 399.00	POZO	\$ 399.00
VALORIZACIÓN TOTAL REGISTRO MFC CON UNIDAD SLICKLINE						\$ 13,902.86
VALORIZACIÓN TOTAL						\$ 16,695.86

Fuente: Elaboración Propia. Para 02 guardias de operación continua del registro MFC24.

CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De la información obtenida de los sensores MFC56 y MFC24 (56 y 24 brazos de medición) y en función del panel SLAB que registra continuamente profundidad, nos permitirá establecer la correlación y validación en profundidad, también el dimensionamiento de la geometría del perfil correcto como por ejemplo el hallazgo en la **Figura 37** válvula de seguridad subsuperficie 57.7 metros y también el dimensionamiento de la geometría del perfil correcto como por ejemplo el hallazgo en la **Figura 54** Nipple de asiento No-go 4-1/2" de 2.812"
- En efecto, implementando la tecnología Multifinger Caliper MFC56 de 56 brazos de medición para tuberías de 7 pulgadas, se logró un registro de monitoreo continuo permitiendo el menor espacio entre ellos (brazos de medición) y reducir el riesgo de perder detalles.
- Para tuberías con porcentaje de penetración mayor al 80% en correlación con porcentaje de pérdida de mayor al 20% de grado "E" necesariamente se tienen que tomar las medidas y acciones para mejorar futuros retrabajos workover.
- Las herramientas MFC56 y MFC24 son combinables con gamma ray (GR), detectores de collares (CCL), y además se pueden bajar en combo con herramientas detectores magnéticos de espesor (MTD) y temperatura entre otras herramientas compatibles de la marca GOWell.
- Una implementación masiva de esta tecnología MFC24 y MFC56 para campañas anuales o proyectos a largo o corto plazo entre 1 a 2 meses, permitirá ser mucho más asertivo en el control, seguimiento de monitoreo de la tubería revestimiento, grado de corrosividad por afectaciones directas del yacimiento (esfuerzos mecánicos durante instalación), para reducir los riesgos asociados a producción o inyección.

- El análisis e interpretación de imágenes en los pozos MO-01 y MO-02 con esta tecnología MFC24 y MFC56, son intuitivas y determina una mejor comprensión inmediata frente a situaciones complejas del fondo del pozo. Es importante precisar e indicar que el servicio pudo diagnosticar y descubrir las condiciones del pozo MO-02 (residuos pegados en la tubería como se indica en el registro de la **Figura 52 y Figura 53**).
- El proceso de corrosión en ambientes con H_2S y CO_2 es una de las causas más comunes que vienen afectando a las tuberías de completación, como recomendación frente a las afectaciones y mitigarlos, es usar tuberías de acero al carbono o seguidas de acero inoxidable.
- Finalmente, las herramientas electromagnéticas MFC24 y MFC56 son las mejores opciones a fin de reducir el costo para determinar la integridad de las tuberías de producción y casing, además nos permitirá proponer trabajos workover, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos.

CAPÍTULO V: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Ajgou, N., Graba, B., Sayah, L., Ismail, M., Yakupov, A., Saada, M., . . . Abdelmoula, M. (2019). *Effective Solutions To Well Integrity Management Using Multi Finger Caliper And Electromagnetic Tool*. SPE-198570-MS. doi:<https://doi.org/10.2118/198570-MS>
- Benchmark. (2013). *Benchmark AMS4A099 Panel Manual*. Consultado el 9 de Enero de 2013, de <https://benchmarkwireline.com/>
- Billingham, M. A., King, B., & Murray, A. (November de 2012). *Maximising the Life of Corroding Tubing by Combining Accurate MultiFinger Caliper Data with Corrosion Modelling*. SPE-159484-MS. doi:<https://doi.org/10.2118/159484-MS>
- Bravo Vallejo, García de la Rosa, Leal Orta, Mendoza Vargas, Santiago Avila, & Uribe Hernandez. (2013). *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras*.
- CAMISEA. (2012). *Informe de reservas*. Consultado el 12 de Diciembre de 2012, de Reporte Pluspetrol Camisea: <https://www.pluspetrol.net/peru/camisea.php>
- Carrilo Cataño, & Lopez Toledo. (2014). *Análisis de los colapsos en revestimiento de pozos productores de un campo colombiano debido a la inyección de agua*.
- Castro, Y., Illan, C., Lugo, K., Meza, L., & Mondragon, &. (2011). Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Instituto politecnico nacional. pág. 9.
- Castro, Y., Illan, C., Lugo, K., Meza, L., & Mondragon, &. (2011). Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Instituto politecnico nacional.
- Castro, Y., Illan, C., Lugo, K., Meza, L., & Mondragon, &. (2011). Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Instituto politecnico nacional. págs. 12-13.
- CEPSA. (2017). *Diagrama de Pozo Estado Mecanico Los Angeles*. Programa CEPSA. Consultado el 23 de Diciembre de 2017, de <https://www.cepsa.com/es/>

- Equipetrol. (2014). *Clasificación de tuberías, tamaño nominal*. Reporte Operativo Equipetrol. Consultado el 01 de Marzo de 2014, de <https://www.equipetrol.com/>
- Equipetrol. (2014). *Cuadro de Grados Análisis Porcentaje Penetración en Tuberías*. Reporte operativo Equipetrol. Consultado el 01 de Marzo de 2014, de <https://www.equipetrol.com/>
- Equipetrol. (2019). *Brochure Equipetrol*. Equipo Petrolero del Perú. Obtenido de <https://www.equipetrol.com/alianzas-internacionales/equipetrol-peru/>
- Equipetrol. (2022). Reporte Operativo Equipetrol Pozo MO-01.
- Equipetrol. (2023). Reporte Operativo Equipetrol Pozo MO-02.
- Escobar, G. (2013). *Identificación de problemas de colapso en revestimiento de pozos, ocasionados por efectos geomecanicos*.
- Flórez, J., & Hernández, O. (2014). Metodología para el diagnóstico del estado de tuberías de revestimiento y cementación en la determinación de la viabilidad de un proceso de recañoneo de alta penetración en campo escuela colorado. pág. 50. Obtenido de <https://es.studenta.com/content/116985258/155751>
- GOWell. (2018). *Scientific Data Systems, inc. Slickline Acquisition Box*. 3401 Bacor Road. Recuperado el 5 de Setiembre de 2018, de https://www.warriorsystem.com/public_download/warrior_8_downloads/SLAB.pdf
- GOWell. (2021). *56-Finger Imaging Caliper MFC56C-G Operation Manual rev 1.3*. Recuperado el 29 de Marzo de 2021, de <https://www.gowellpetro.com/history>
- GOWell. (2021). 56-Finger Imaging Caliper MFC56C-G Operation Manual rev 1.3. pág. 8.
- GOWell. (2021). *Cased Hole Catalogue*. Consultado el 29 de Marzo de 2021, de <https://www.gowellpetro.com/history>
- Groysman, A. (2017). *Corrosión por Sulfhídrico a alta temperatura*.
- Hernández, D. (Enero de 2009). Diseño de tuberías de revestimiento Tenaris Tamsa .

- Jamaica. (s.f.). *Fenómenos de incrustación y corrosión en pozos de agua subterránea*.
- Kappa, E. (2021). *Visualización imagen 2D y 3D del Casing con Multifinger Caliper*.
- Kinley, J. (1988). *Casing Wear Measured and Monitored in deviated well by Kinley Caliper Surveys*. Tripoint s.a. Ecuador.
- Kotlar, N. (2020). *Multifinger Caliper Interpretation and Applications*. KAPPA. Obtenido de <https://www.kappaeng.com/pdf/Multifinger%20Caliper%20Interpretation%20and%20Applications.pdf>
- Martínez, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. págs. 39-41.
- Martínez, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. págs. 39-41. Obtenido de <https://docplayer.es/24232272-Consideraciones-tecnicas-para-el-diseno-y-la-seleccion-de-la-tuberia-de-revestimiento-del-pozo-estratigrafico-profundo-anh-bvtura-1-st-p.html>
- Martínez, J. (2011). *Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P*. Universidad Industrial de Santander. Obtenido de https://scholar.google.com.pe/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&as_vis=1&q=Consideraciones+tecnicas+para+el+dise%C3%B1o+y+la+seleccion+de+la+tuberia+de+revestimiento+del+pozo+estratigrafico+profundo+ANH-BVTURA-1-ST-P&btnG=
- Maxted, L., Sondex, L., & Hazel, P. (01 de Mayo de 1995). *Advances in Multi-Finger Caliper Technology and Data Acquisition*. Houston, Texas. doi:<https://doi.org/10.4043/7871-MS>
- Morales, H. (2010). Conceptos generales de conexiones - Tenaris Tamsa.

- Orlando, C., & Danny, O. (2018). *Descripción técnica de herramientas para inspección de revestidores disponibles en el mercado*. Universidad Industrial del Santander. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/373961392/Plan-Trabajo3>
- Palma Pacheco, Y. (2019). *Control de corrosión en un pozo con alta tendencia de daño por mecanismos combinados de daño interno*. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Perez, Cabarcas, Uribe, & Vasquez. (2008). *Desarrollo e implementación de una metodología para la evaluación de integridad en pozos con calentamiento eléctrico*.
- Pluspetrol. (2014). *Programa de prueba de pozos Cashiriari*. Programa Pluspetrol Camisea. Recuperado el 01 de Marzo de 2014, de <https://www.pluspetrol.net/peru/camisea.php>
- Probe. (2021). Probe Technical Specification Sheet For Terminated Bullnose.
- Rabia, H. (1987). *Fundamentals of casing design*, vol 1. Great Britain: Oxford.
- Renpu. (2011). *Advanced well completion engineering*.
- Rivas. (2016). *Real Time Slickline - Applications of New Technology in a Mature Field*. SPE-180872-MS. doi:<https://doi.org/10.2118/180872-MS>
- Salinas, C. L. (2017). *reacondicionamiento de pozos, unidades de trabajos*. Universidad Tecnológica Equinoccial. Obtenido de https://www.academia.edu/35107102/Slickline_y_Wireline
- Salinas, J. (2017). *Reacondicionamiento de pozos, unidad de trabajo en pozo: Slickline & Wireline*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/351126700/Grupo-1-Slickline-y-Wireline#>
- Schweitzer. (2010). *Fundamentals of corrosion - Mechanisms, causes and Preventive Methods*.
- Taylor. (2009). *Slickline Operations Training Manual*. Hydrocarbon services. Obtenido de https://www.academia.edu/37437004/MANUAL_DE_OPERACIONES_SLICKLINE_MANUAL_DE_OPERACIONES_SLICKLINE

Tenaris. (Mayo de 2013). Descripción general de la empresa, sistema industrial global.

Obtenido de <https://es.scribd.com/document/439212064/Descripcion-Tenaris>

Vargas, O. (2008). *Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Pie de monte Llanero operados por BP*. Universidad Industrial de Santander.

Vargas, O. (2008). Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Pie de monte Llanero operados por BP. págs. 28-30.

Xi'an. (2019). *Un nuevo tipo de herramienta de registro de corrosión de sartas de tuberías*.

Obtenido de <https://www.gowellpetro.com/history>

Zeghlache, M. L., Noui-Mehidi, M., Rourke, M., & Ismail, M. (2020). *Enhanced Time Domain EM Technology for Multiple Casing Corrosion Monitoring*. SPE-202725-MS. doi:<https://doi.org/10.2118/202725-MS>

CAPÍTULO VI: ANEXOS

Anexos I

Imágenes Fotográficas del Multifinger Caliper de 24 y 56 brazos.

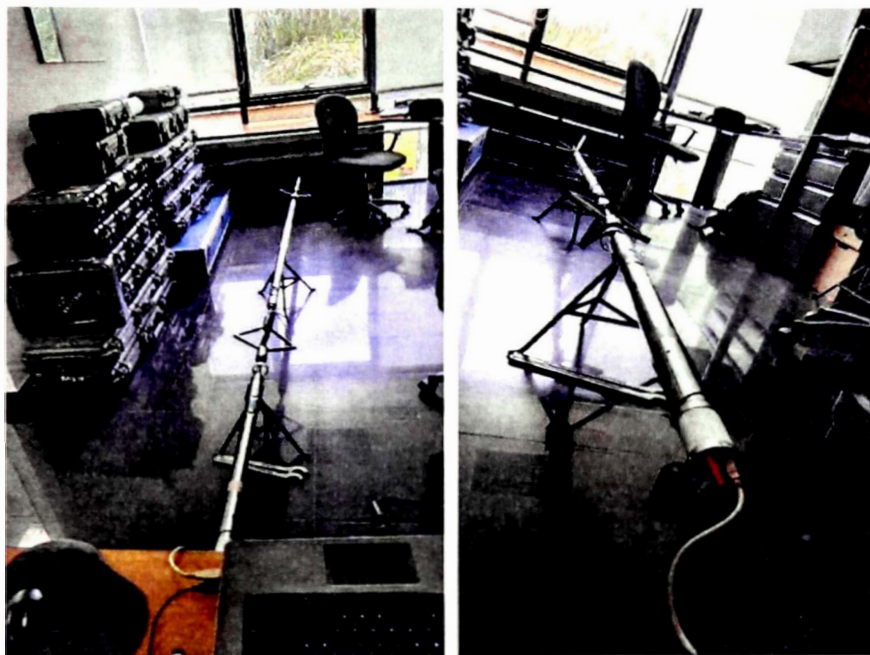
Figura 51.*Pruebas Pre-operativas con Herramienta Multifinger Caliper.**Fuente: Elaboración Propia***Figura 52.***Pruebas Pre-operativas en Campo (MFC24 y MFC56).**Fuente: Elaboración Propia.*

Figura 53.

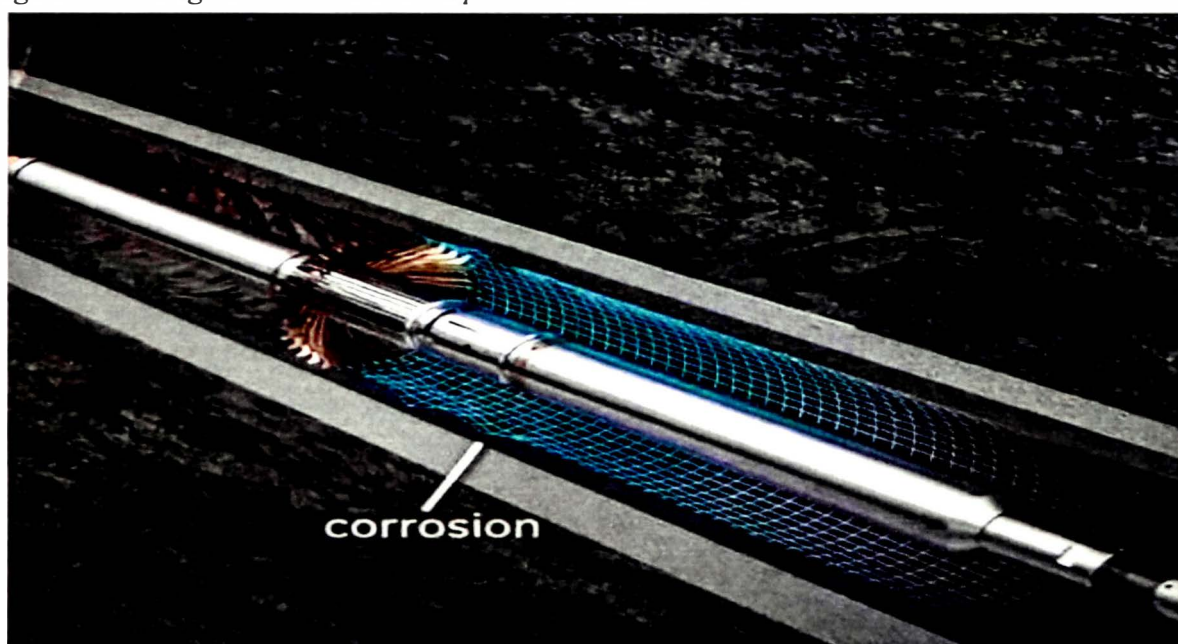
Vista área de campo selva remota operaciones con MFC56.



Fuente: Elaboración Propia

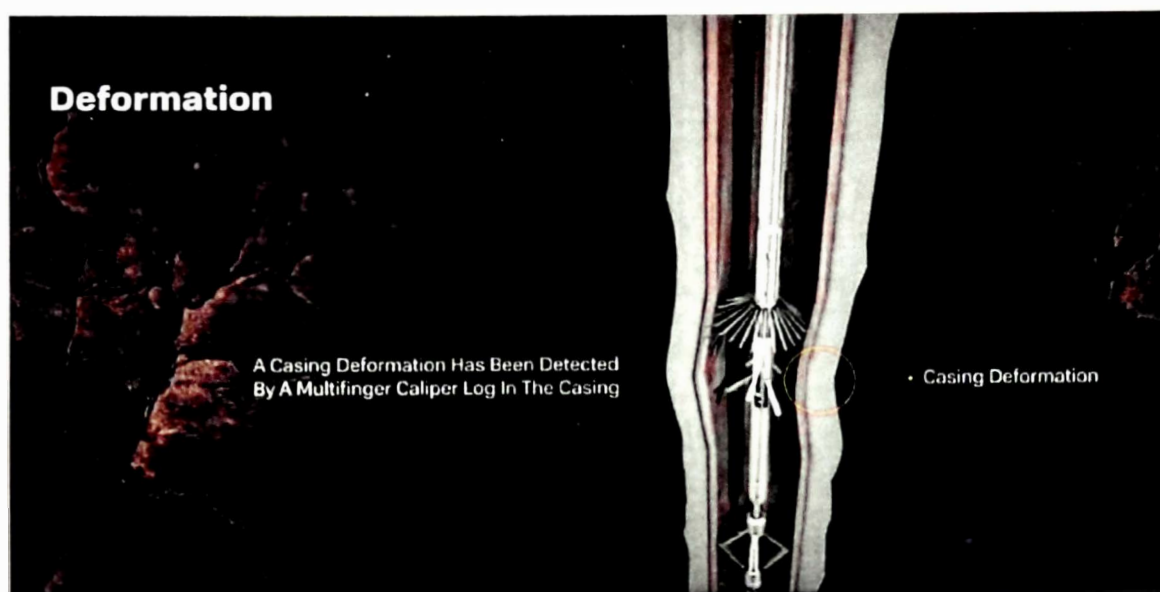
Figura 54.

Registro de integridad de tubería de producción con MFC56.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 55.
Detección por deformación en tubería con MFC56.



Fuente: Elaboración Propia

Anexos 2

Impresión rápida en Campo - Pozo MO-01, MFC56

Figura 56.

Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).

		MO-01	
		Multi-finger Memory Caliper (MFC56C-G) -RUSH FIELD PRINT-	
Company PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. Well MO-01 Field CASHIRIARI 1 County PERU State CUZCO	Company PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.		
	Well MO-01		
	Field CASHIRIARI 1		
	County PERU State CUZCO		
	Location: API #:		
UMT COORDINATES: E: 746,952.78 MTS N: 8,686,259.17 MTS SEC TWP RGE			Other Services
Permanent Datum Elevation Log Measured From Drilling Measured From			DUMMY RUN Elevation K.B. D.F. G.L. 672.40 mas
Date	July 09th, 2022		
Run Number	1		
Depth Driller	2678 MTS		
Depth Logger	1132 MTS		
Bottom Logged Interval	1132 MTS		
Top Log Interval	0		
Casing Driller	8-3/8 Inch BS		
Casing Logger	NA		
Bit Size	NA		
Type Fluid in Hole	Gas		
Density / Viscosity	NA		
pH / Fluid Loss	NA		
Source of Sample	NA		
Rm @ Meas Temp	NA		
Rmf @ Meas Temp	NA		
Rmc @ Meas Temp	NA		
Source of Rmf / Rmc	NA		
Rm @ BHT	NA		
Time Circulation Stopped	NA		
Time Logger on Bottom	02 60 hours		
Maximum Recorded Temperature	NA		
Equipment Number	SKID-02		
Location	CUZCO		
Recorded By	RICHARD ROMERO		
Witnessed By	HENRY GALLARDO		
<<< Fold Here >>> All interpretations are opinions based on inferences from electrical or other measurements and we cannot and do not guarantee the accuracy or correctness of any interpretation, and we shall not, except in the case of gross or willful negligence on our part, be liable or responsible for any loss, costs, damages, or expenses incurred or sustained by anyone resulting from any interpretation made by any of our officers, agents or employees. These interpretations are also subject to our general terms and conditions set out in our current Price Schedule.			
Comments (Note: Log recorded in "feet" while program quoted in meters) Gamma/Temperature/CCL not run as per client's request Well Head Pressure 1616 PSI. Tool run with one powered centralizer and one inline centralizer. Client to provide final tubing tally. Dummy Run: Length 28.29 ft. Máx. OD: 3.70 inches. Total Tool Length: 28.29 ft. This survey was recorded in memory mode via slick-Line			

Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).*Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).*

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)
			BPU-43C-J (20429) GOWell Battery Pack Sub (5°C & GOWell 13-Pin connection)	2.31	1.69	15.43
			MRL-43C-E (20675) GOWell Memory Controller Sub (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	1.77	1.69	8.82
BATTCURR BATTVOLT	13.60 13.60		CTL-43C-K (20223) GOWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection)	3.10	1.69	15.43
			MFC-56C-G (19033) GOWell 56 Arms Caliper (GOWell 13-pin connection) - Pegasus	6.82	3.54	112.44
ECENTSTAT ECENT1 ECENTV Meas Aux1	6.11 6.11 6.11 6.11 5.13		CTL-43C-K (20229) GOWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection)	3.10	1.69	15.43
			BNT-43C-B (20367) GOWell Bus Node (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	0.58	1.69	2.20
		Dataset:	220709_mfc19033_cr-1r_mainlog.db field/well/proc1/pass2			
		Total length:	17.67 ft			
		Total weight:	169.76 lb			
		O.D.	3.54 in			

Fuente: Elaboración Propia.

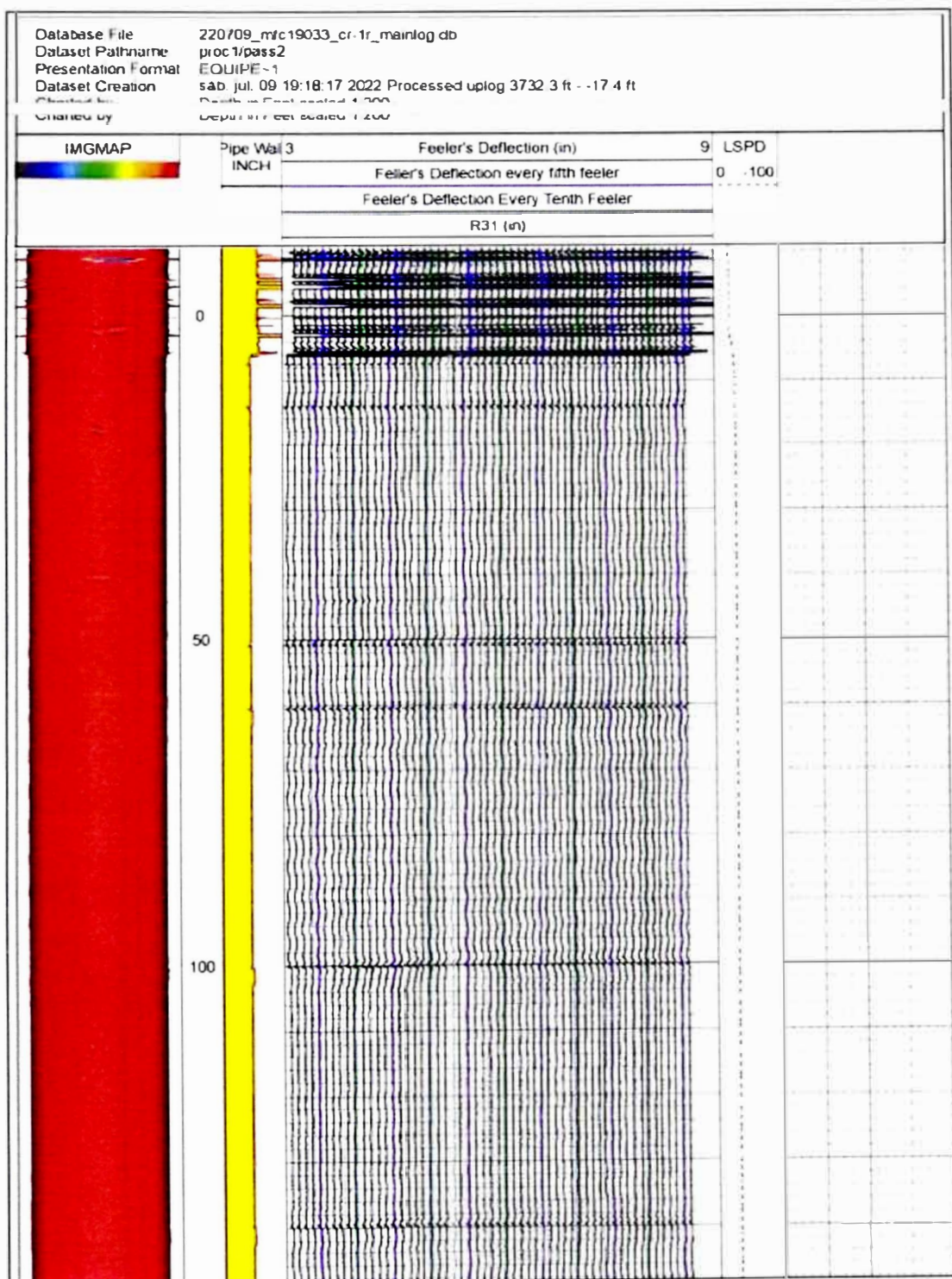
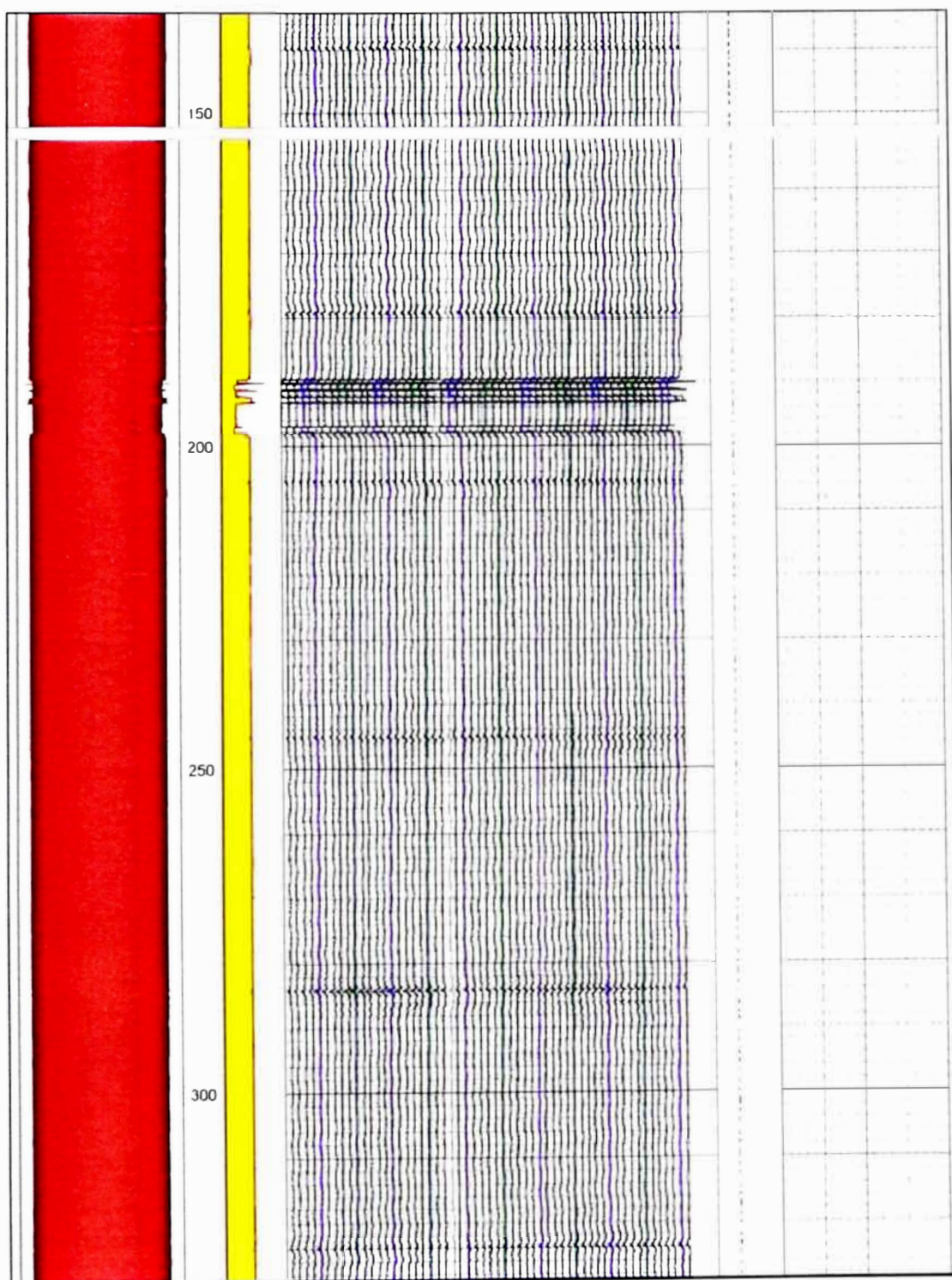
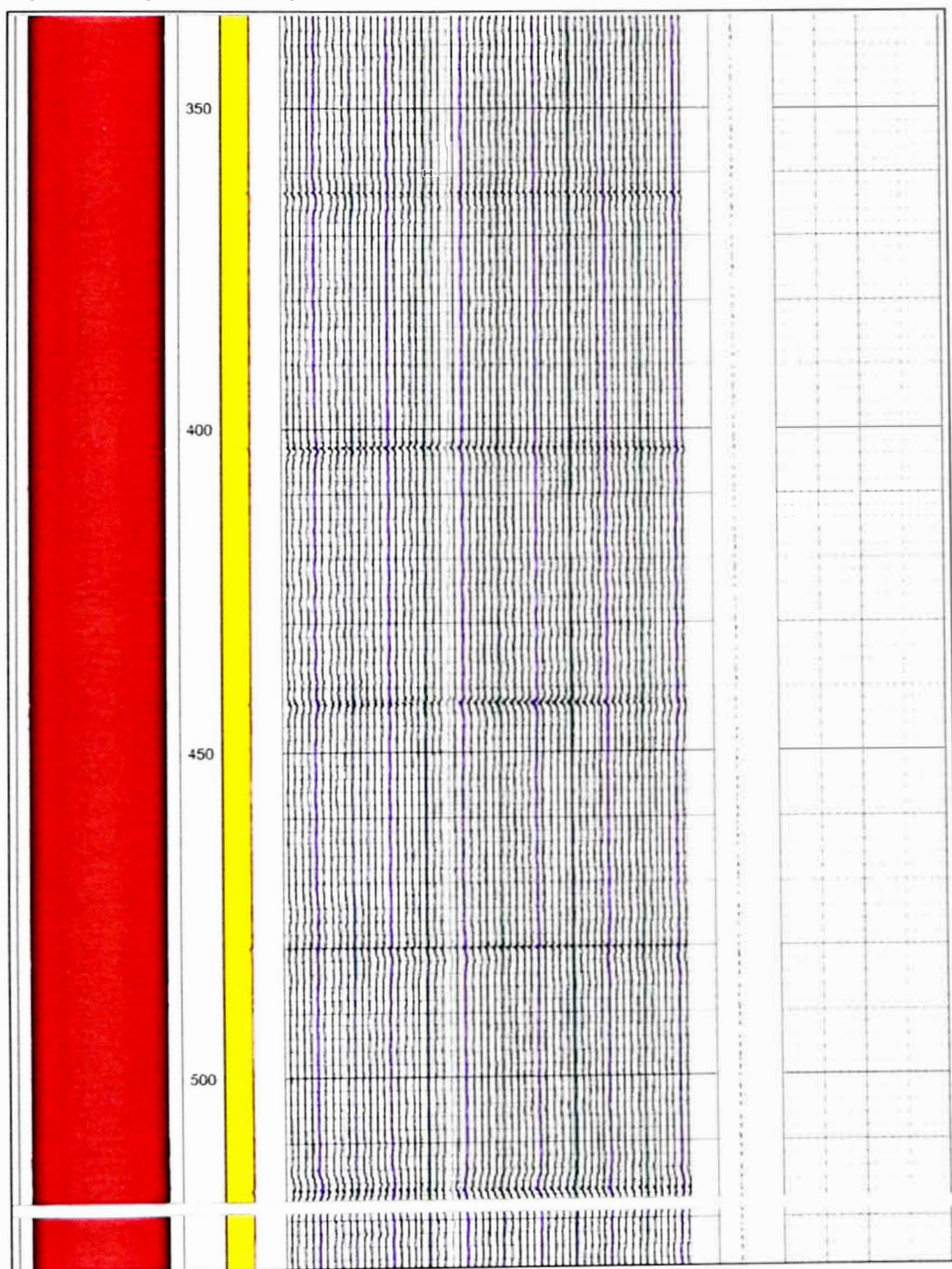
Figura 56 (continua).*Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).**Fuente: Elaboración Propia.*

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



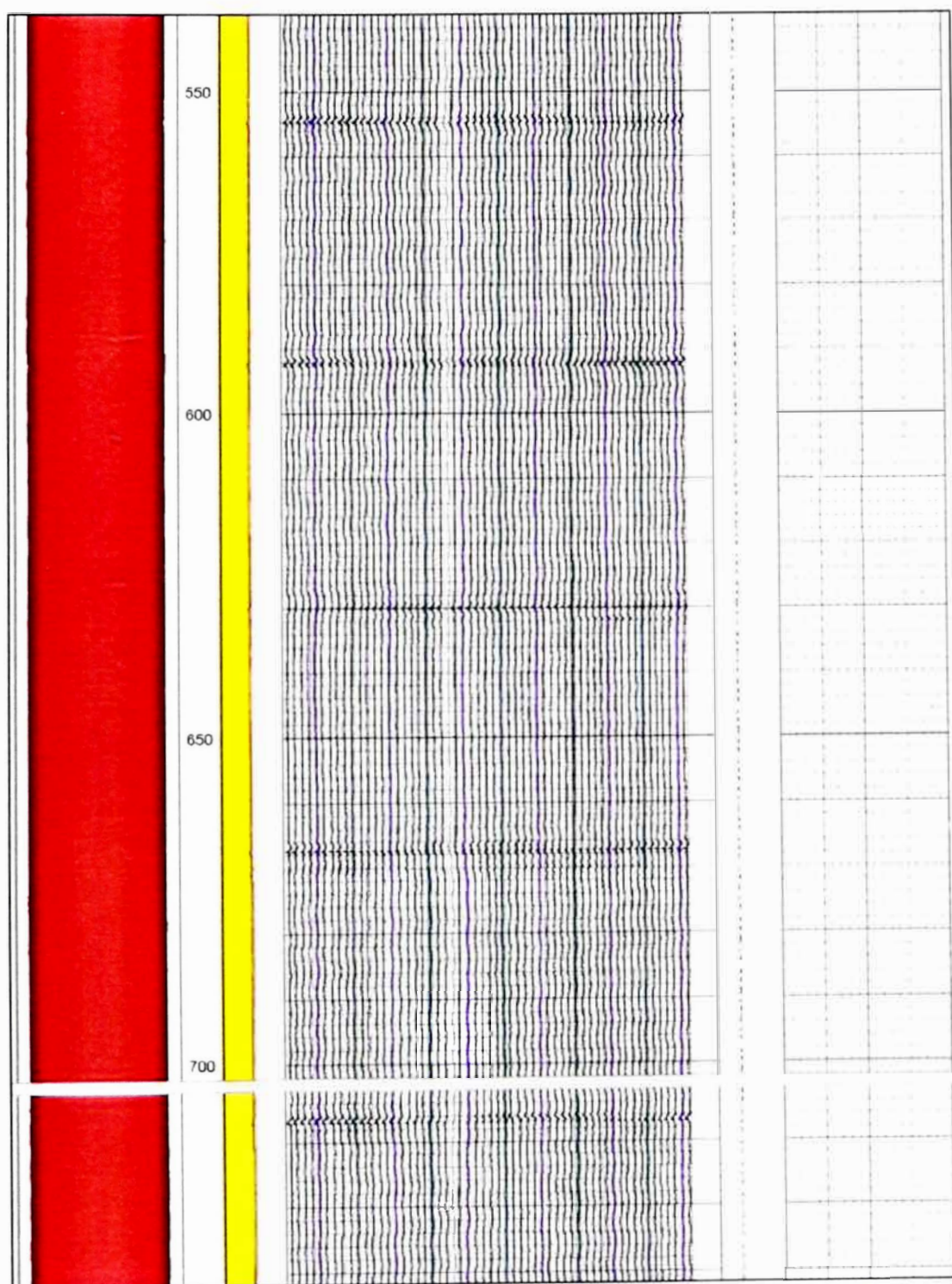
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



Fuente: Elaboración Propia.

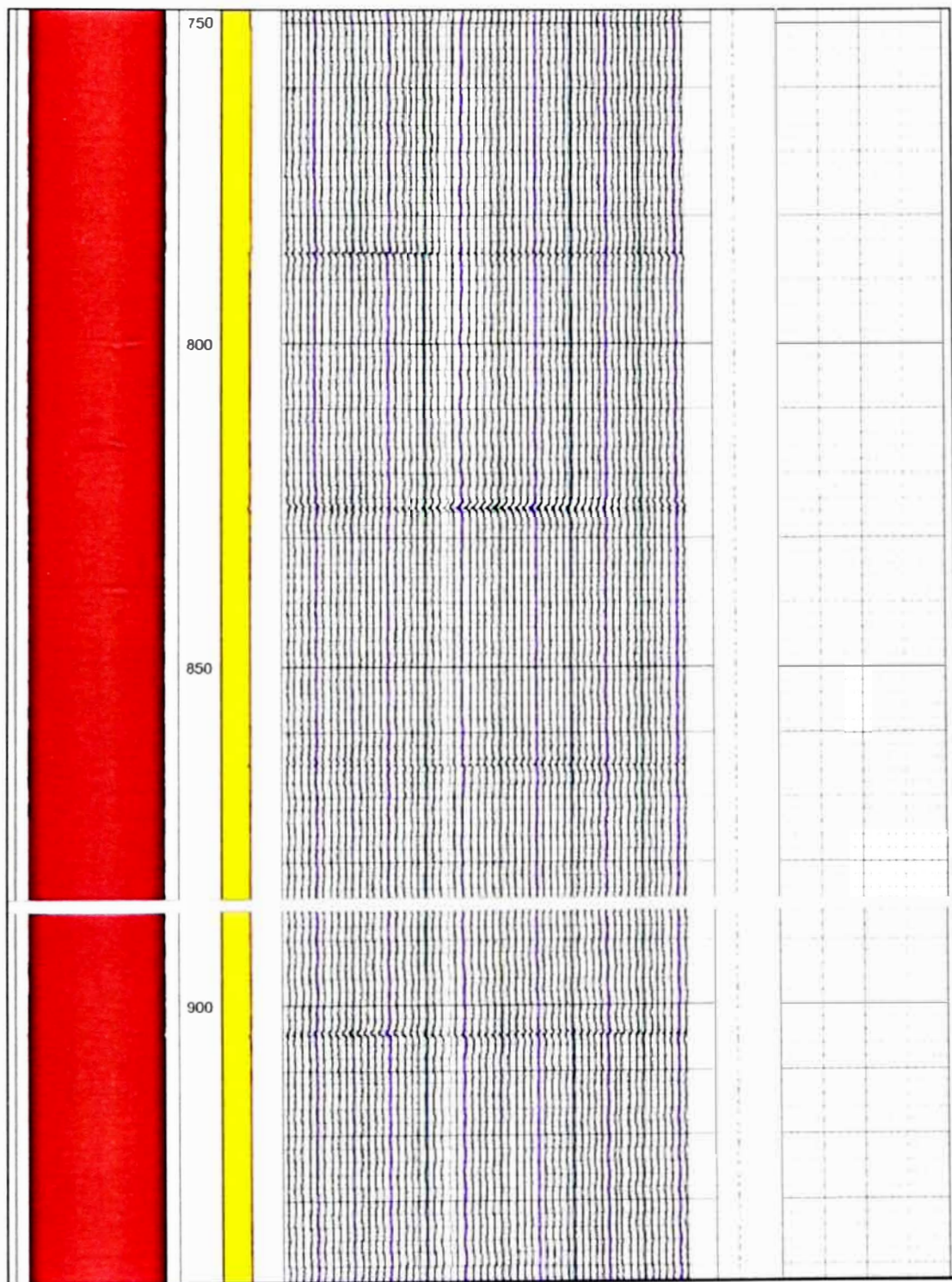
Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56)-



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).

Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



Fuente: Elaboración Propia.

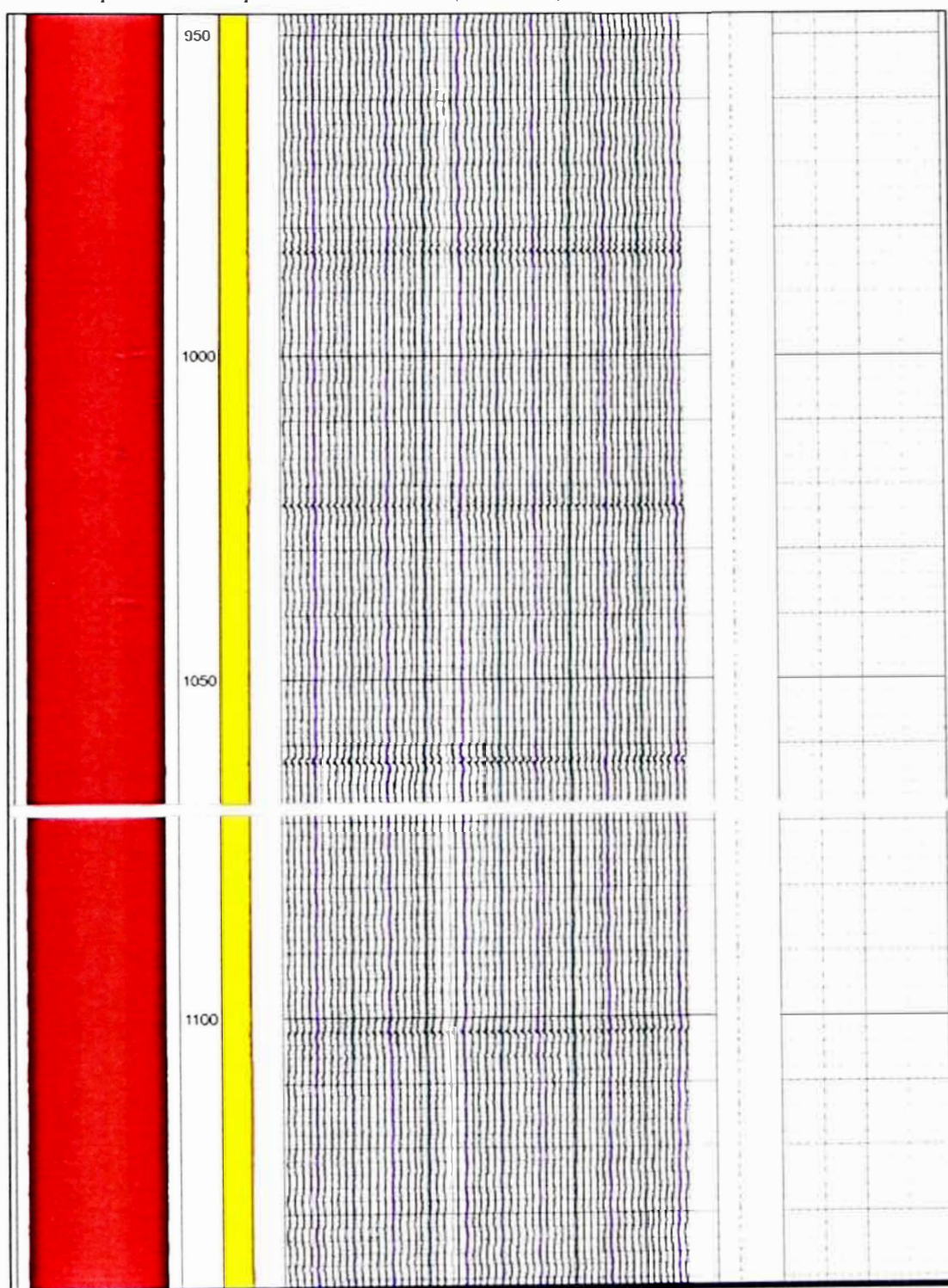
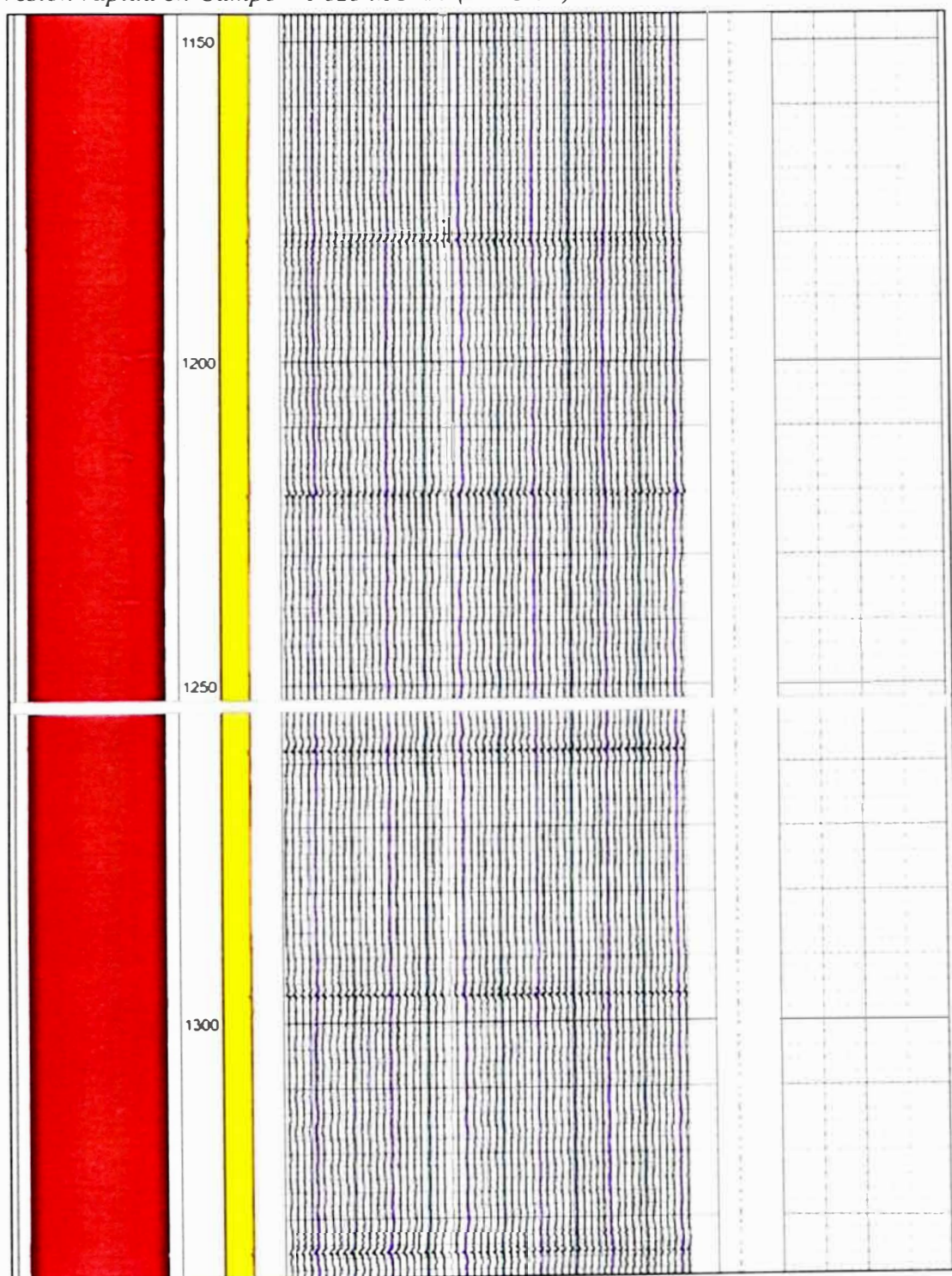
Figura 56 (continua).*Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).**Fuente: Elaboración Propia.*

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



Fuente: Elaboración Propia.

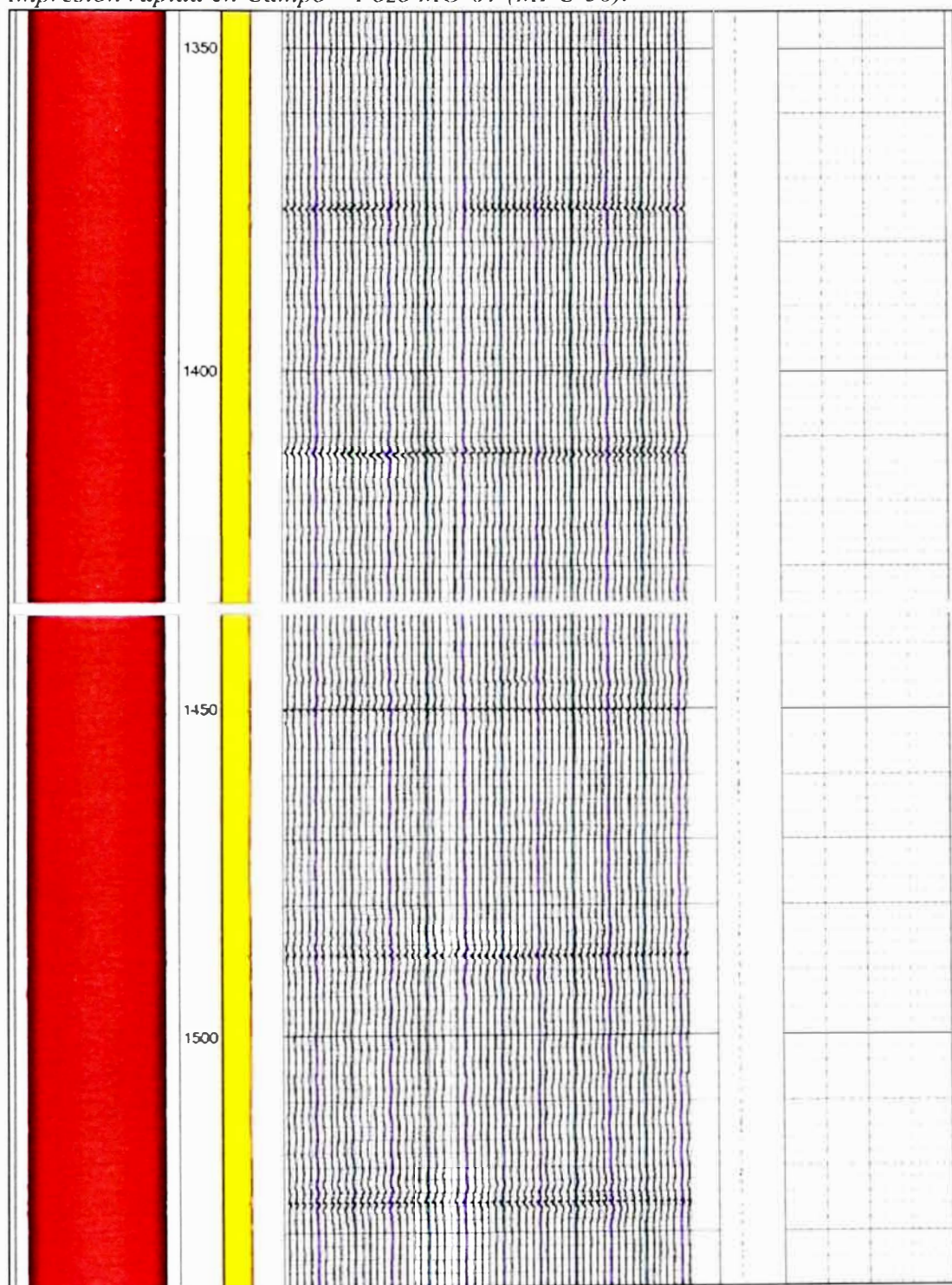
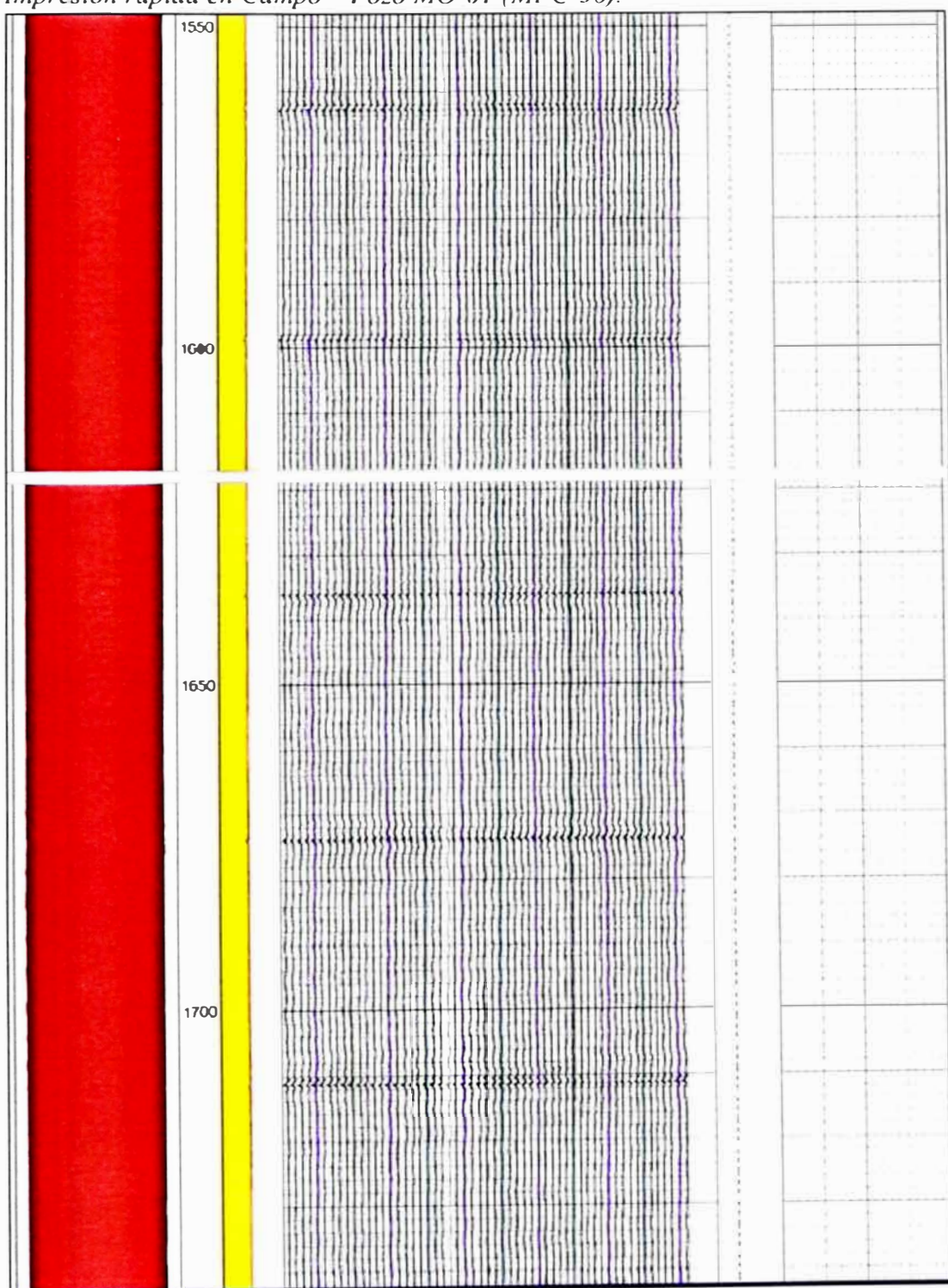
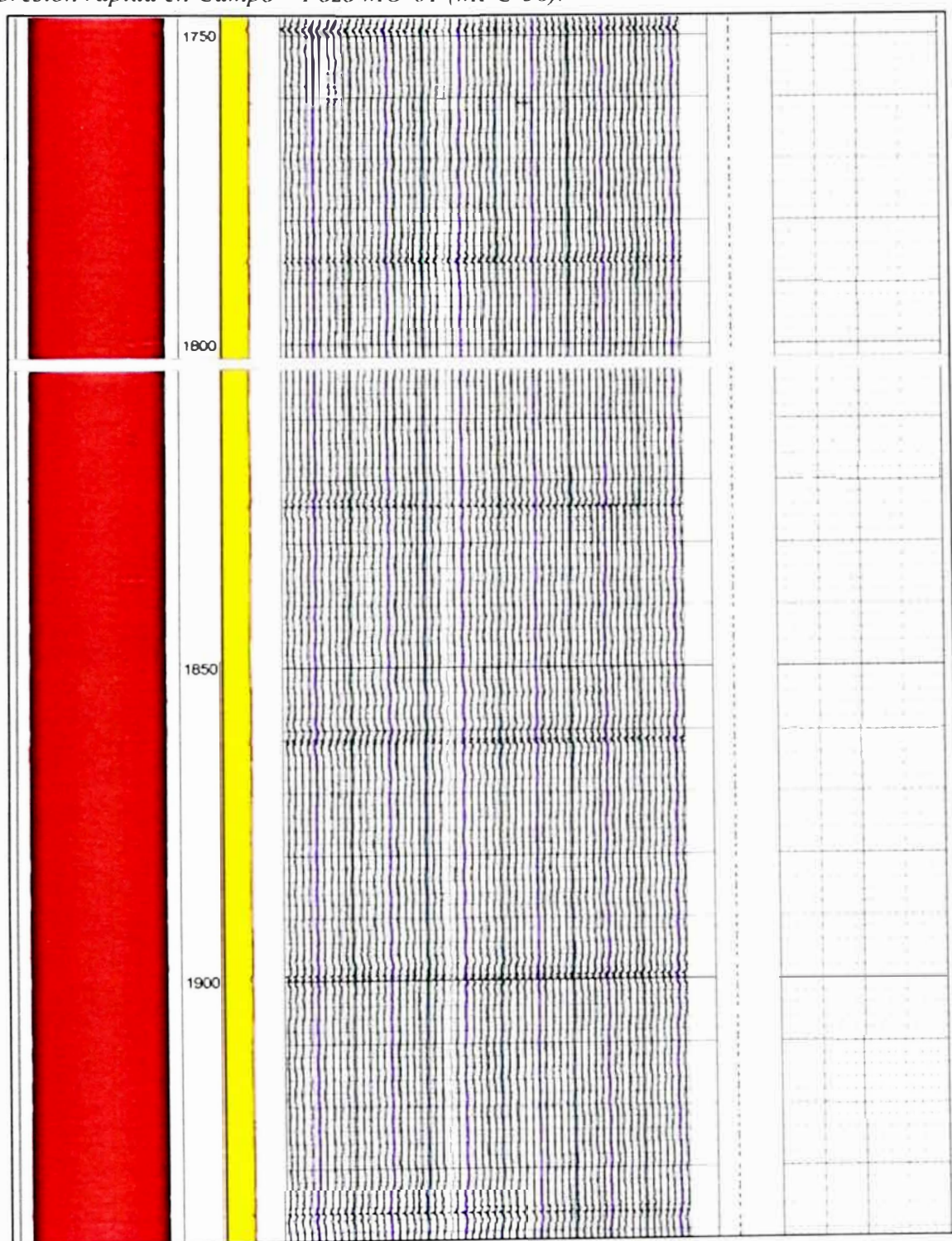
Figura 56 (continua).*Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).****Fuente:** Elaboración Propia.*

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



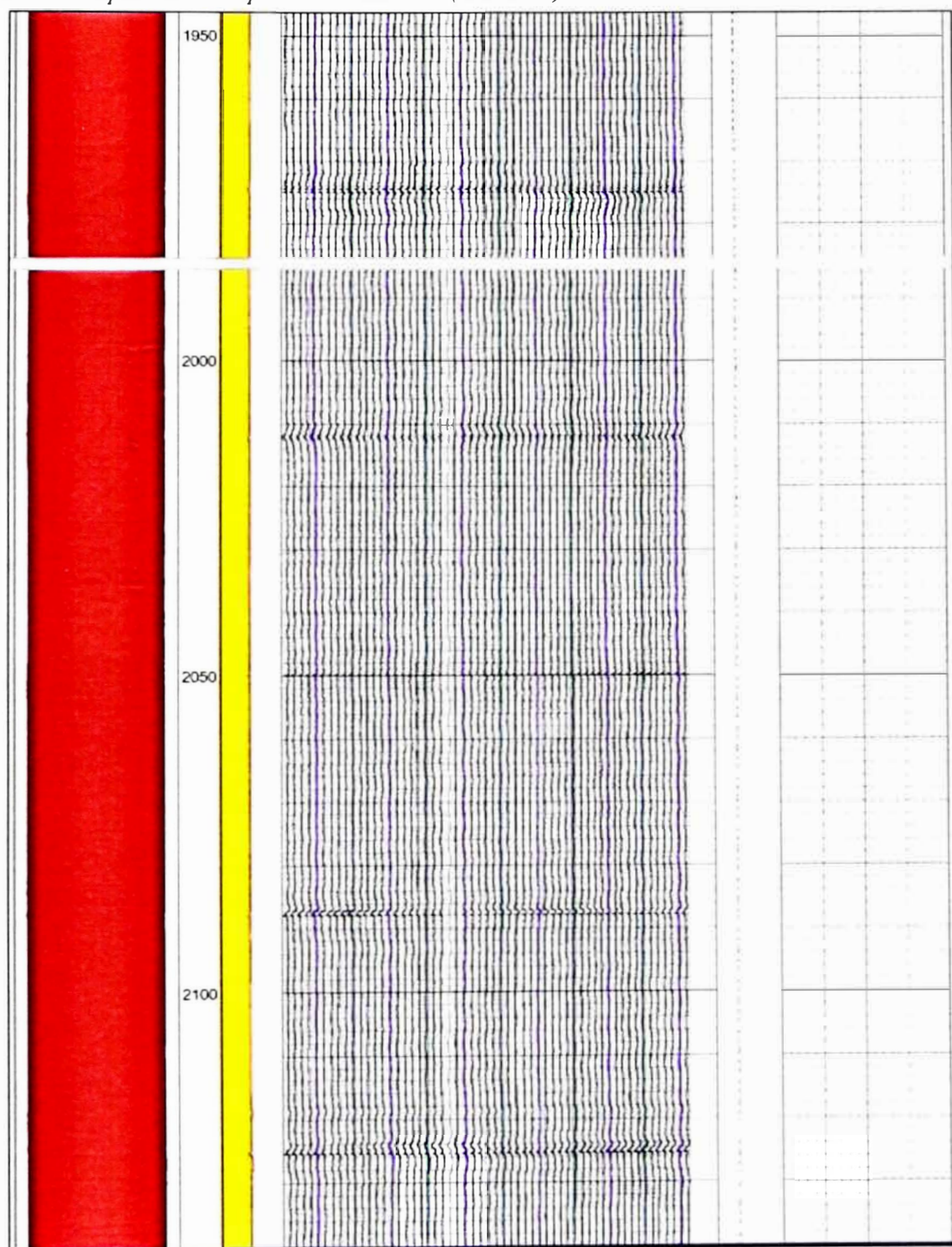
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



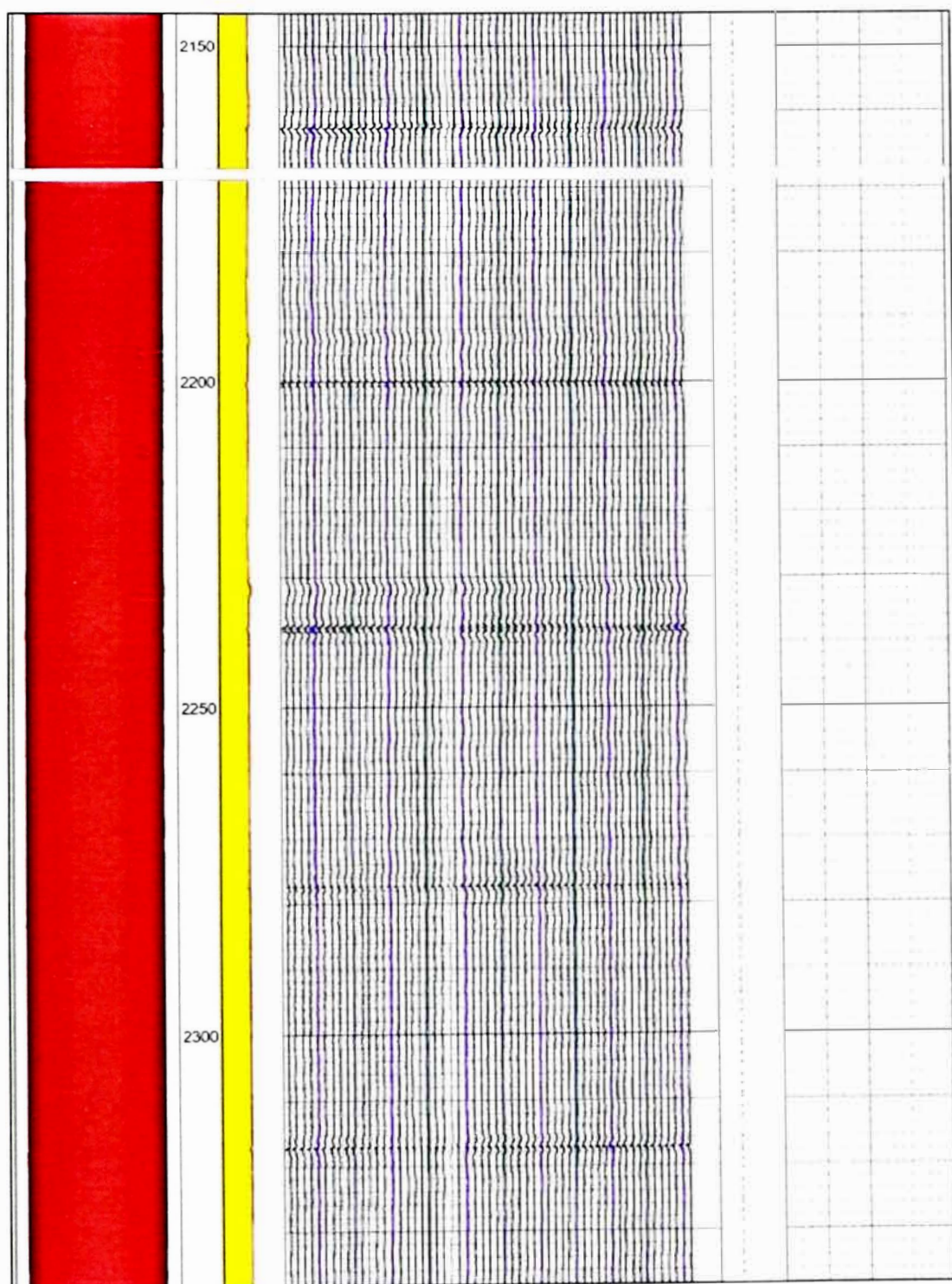
Fuente: Elaboración Propia.

Figura S6 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



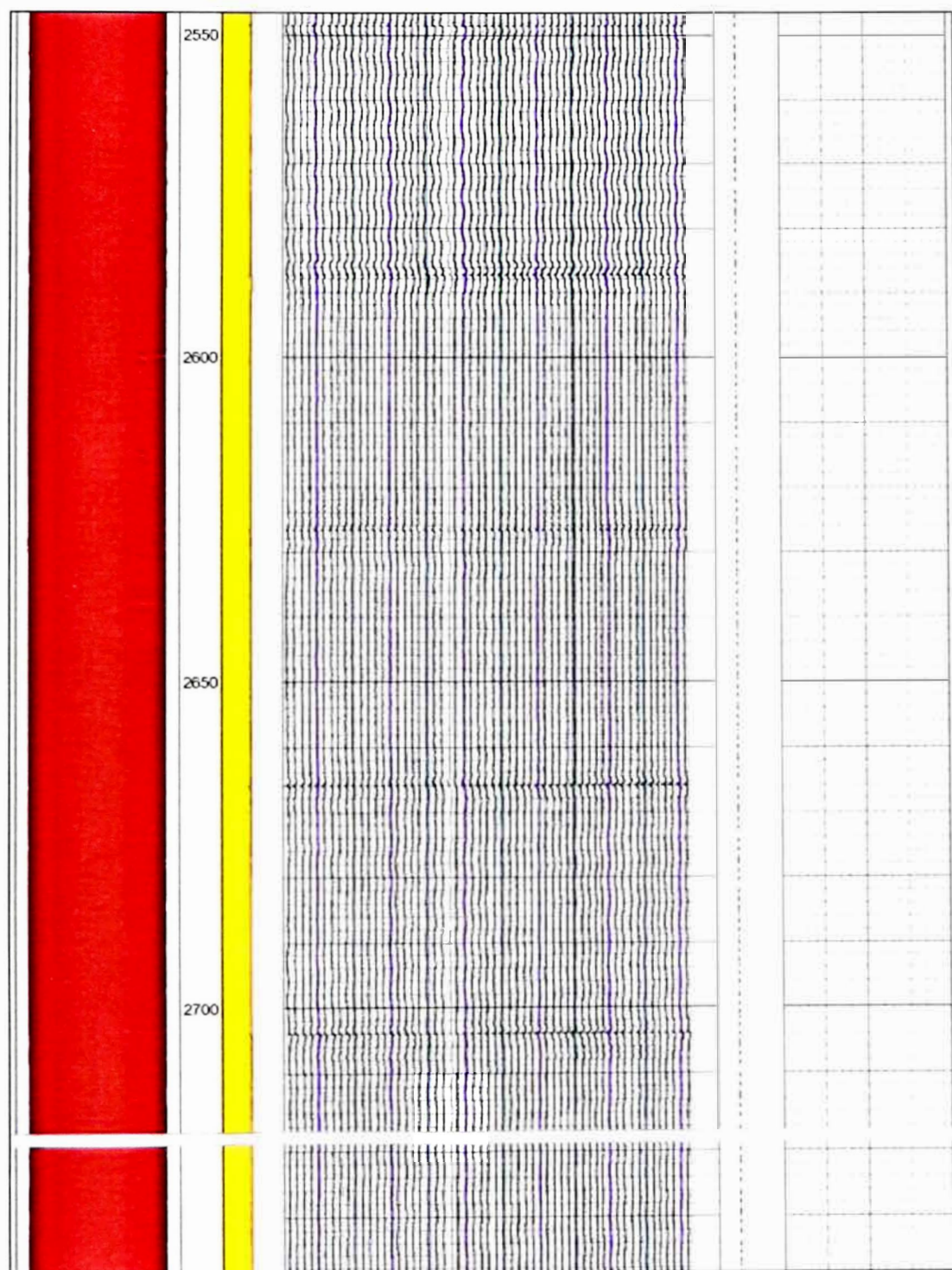
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



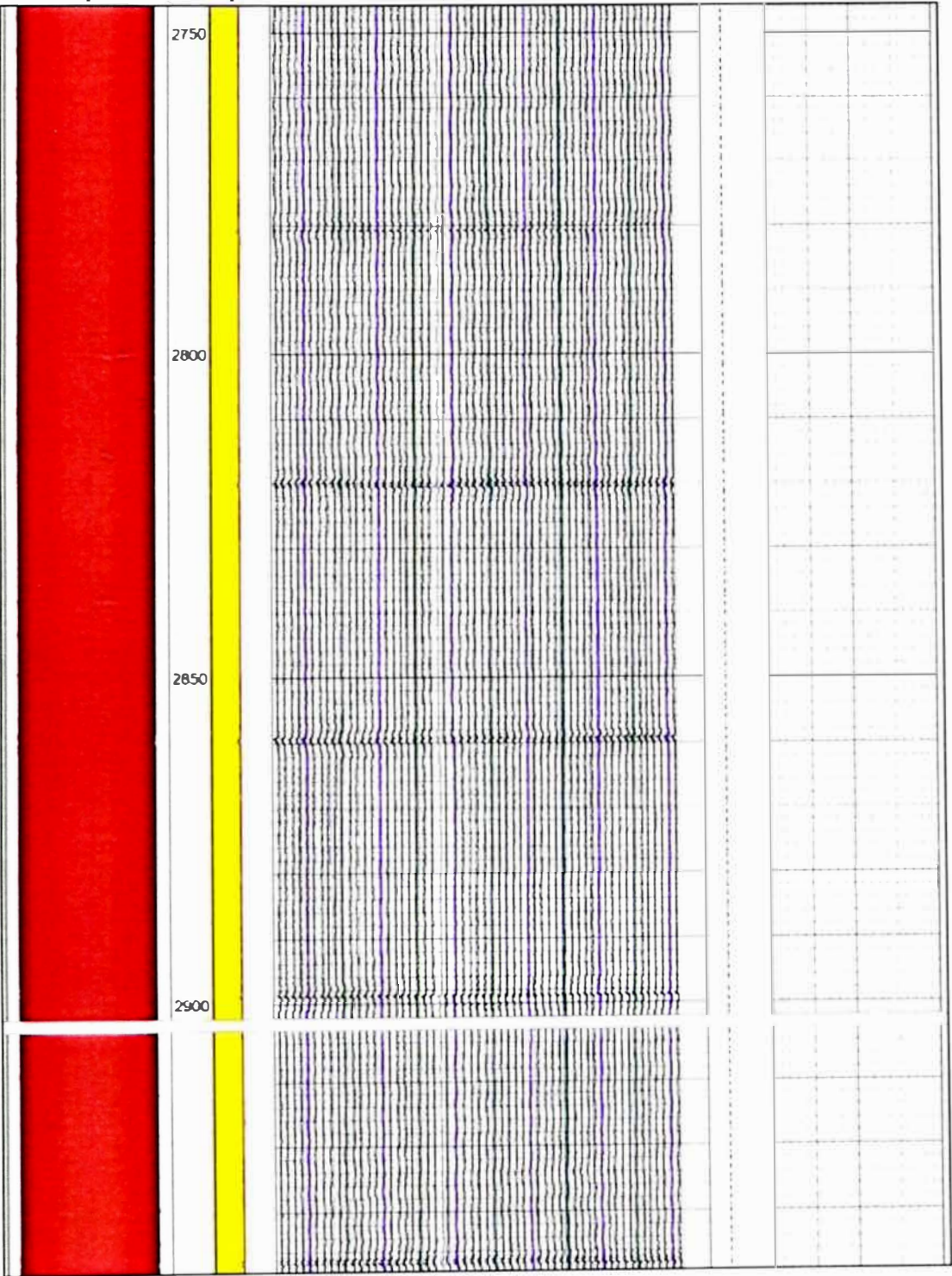
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



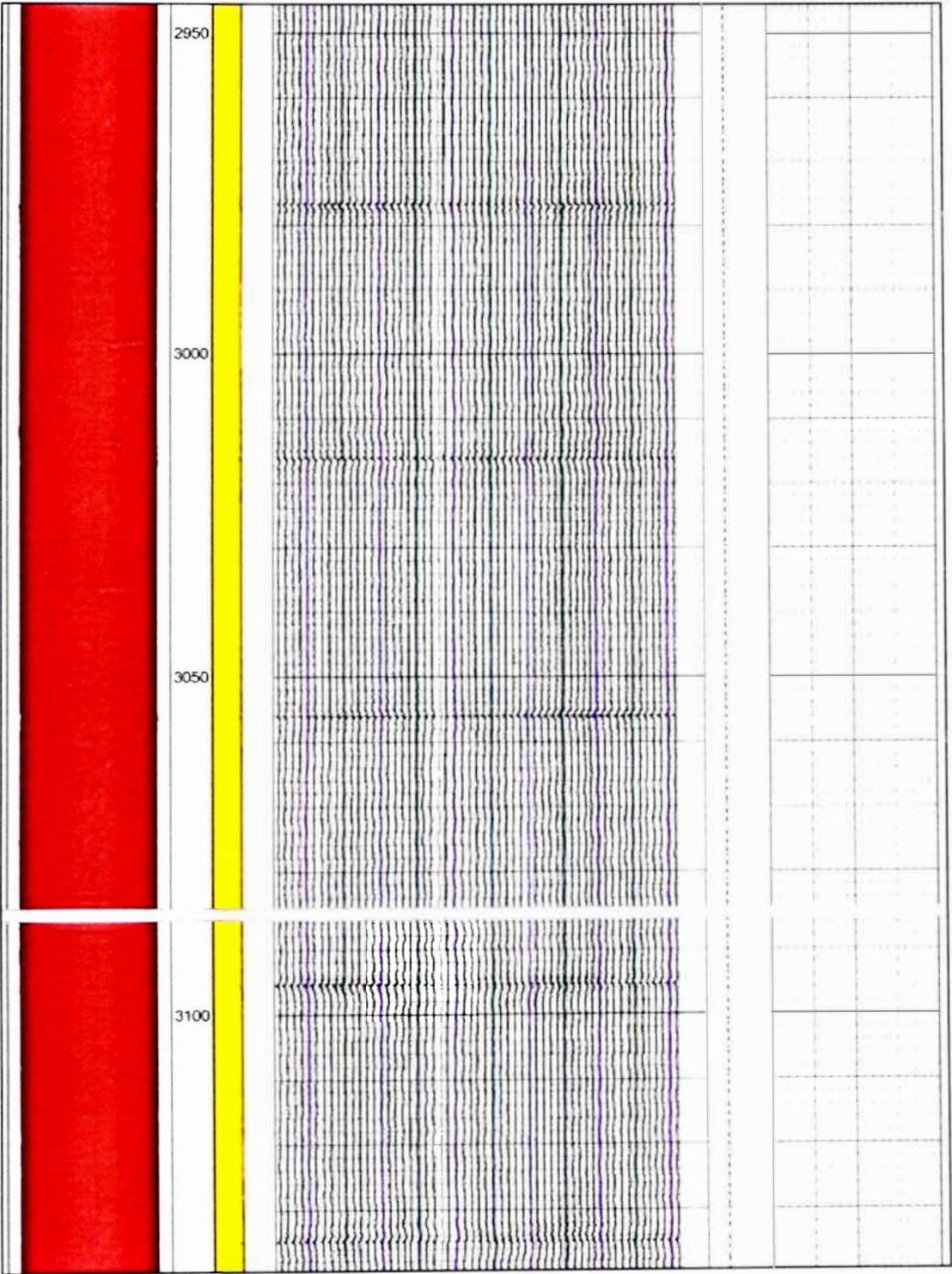
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



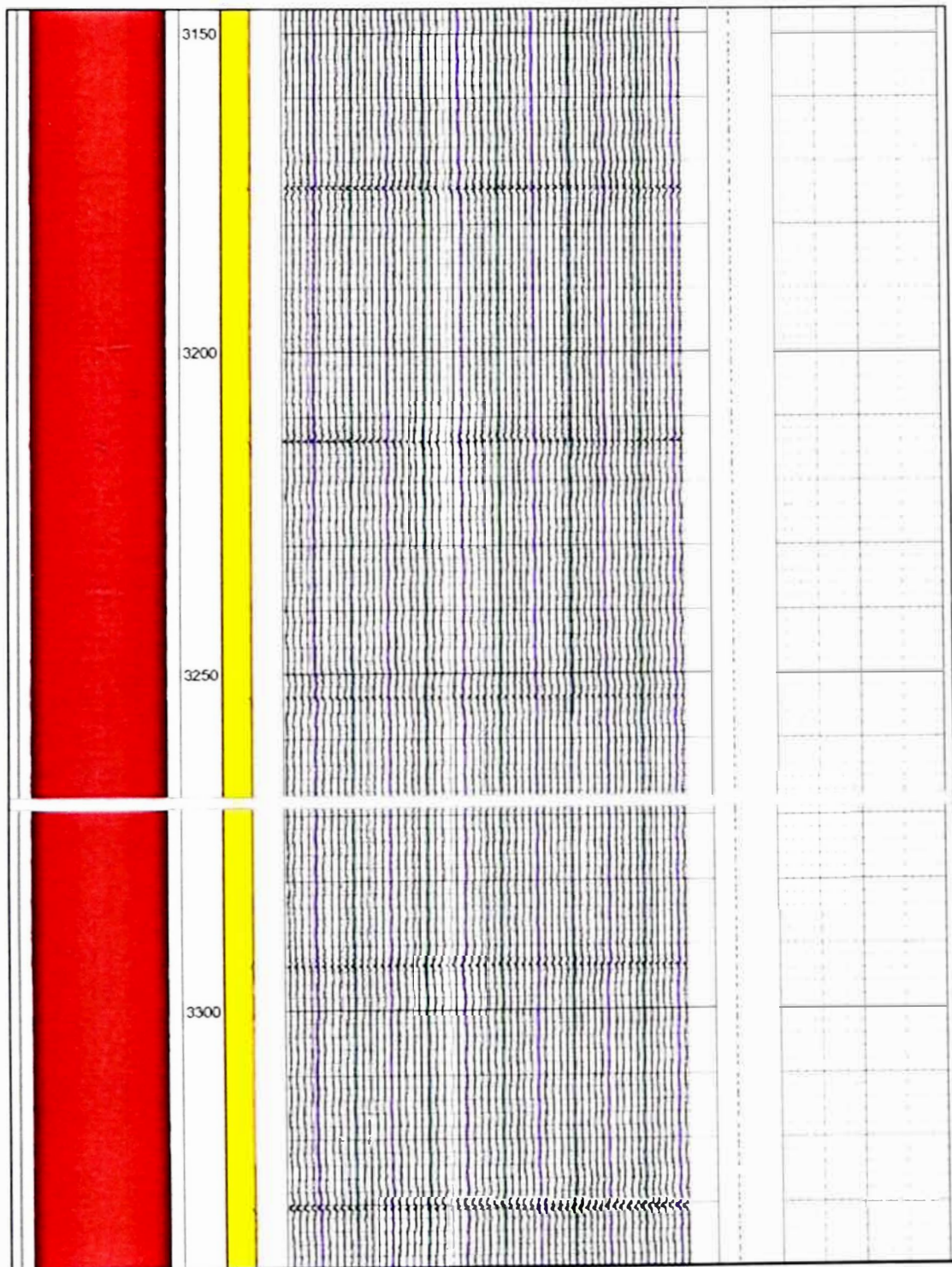
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 56 (continua).
Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).



Fuente: *Elaboración Propia.*

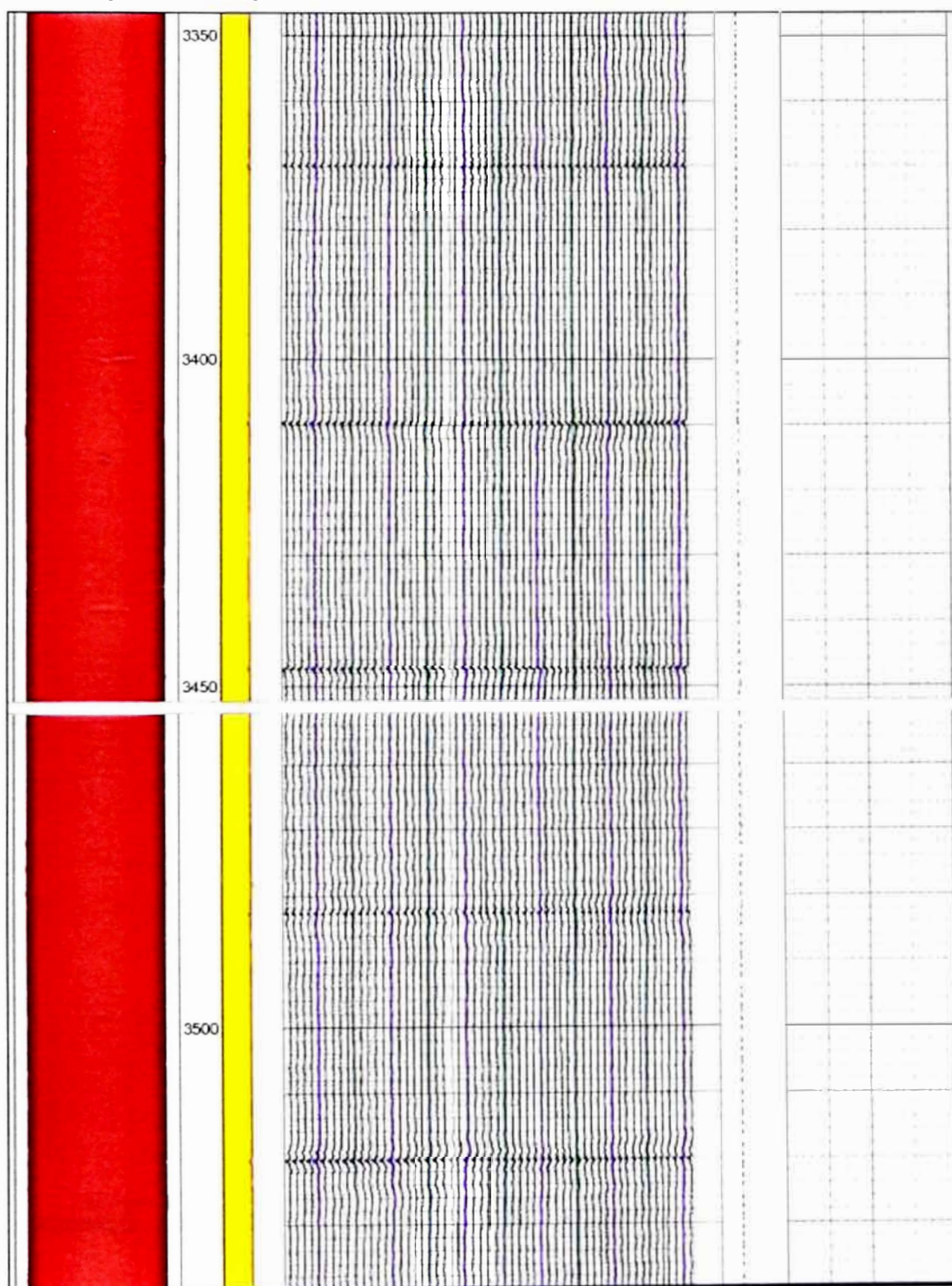
Figura S6 (continua).*Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).**Fuente: Elaboración Propia.*

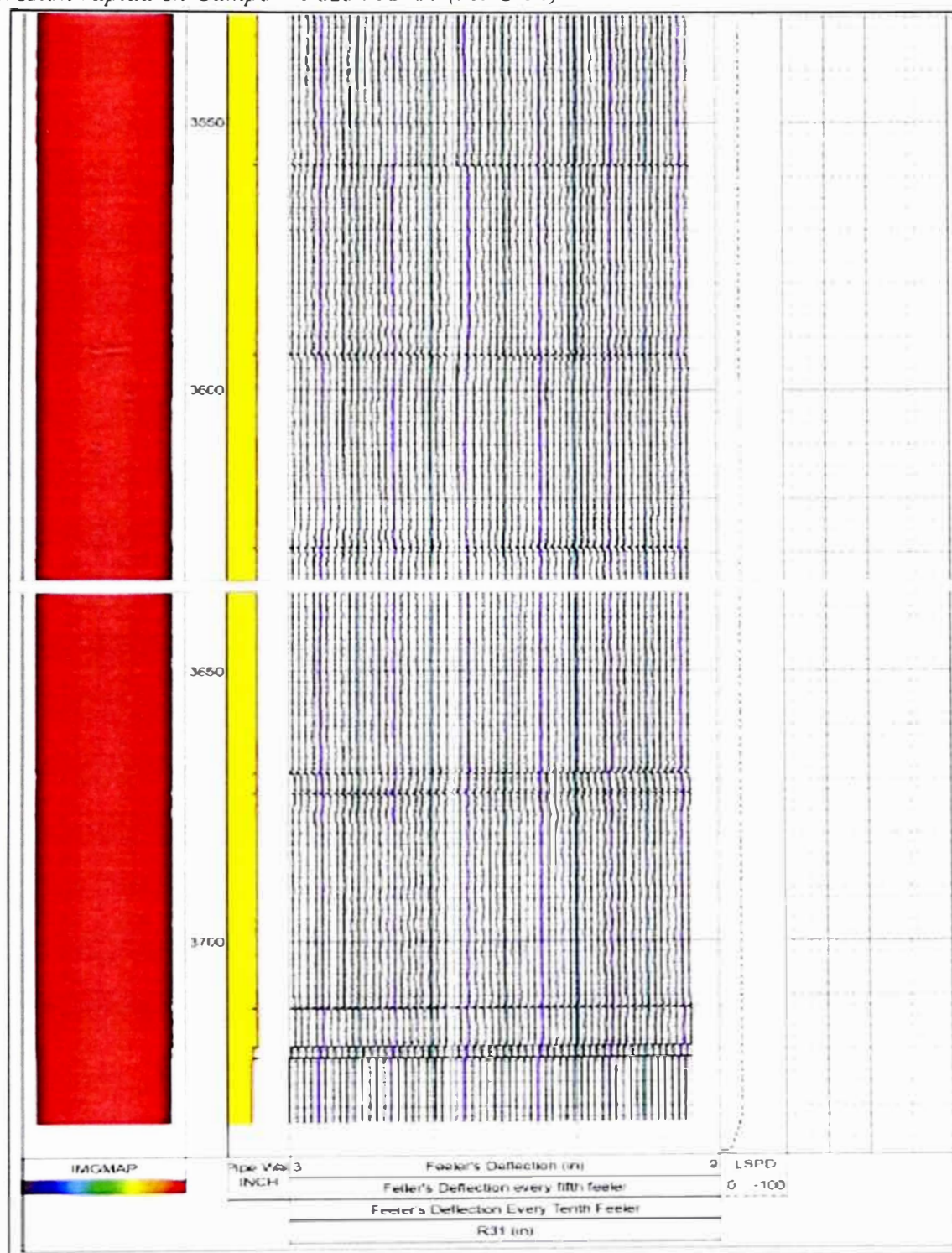
Figura 56 (continua).*Impresión rápida en Campo – Pozo MO-01 (MFC-56).**Fuente: Elaboración Propia.*

Tabla 30.

Tabla completa de tubos en tubería de 7 pulgadas con MFC56.

Tope(m)	Base(m)	Largo(m)	Max Pen Prof.(m)	Max Pen(in)	Max Pen(%)	Max Pérd Prof.(m)	Max Pérd (%)	Min Diam Prof(m)	Min Diam(in)
1.97	2.20	0.23	2.14	6.192	1.0	1.99	0.0	2.17	6.163
2.35	4.25	1.90	4.13	6.221	4.5	2.43	1.3	4.19	6.143
4.40	15.40	11.00	13.38	6.25	8.1	13.44	2.2	11.56	6.143
15.55	18.40	2.85	17.10	6.246	7.6	15.69	2.8	17.16	6.163
18.55	30.43	11.88	23.91	6.257	8.9	19.20	4.7	24.68	6.159
30.58	42.50	11.92	30.81	6.253	8.5	30.68	4.9	39.99	6.163
42.65	54.54	11.89	43.11	6.255	8.7	43.08	5.0	49.70	6.166
54.69	57.63	2.93	56.35	6.249	8.0	55.02	3.7	54.69	6.124
60.59	62.55	1.96	62.15	6.232	5.9	61.52	2.2	61.32	6.165
62.70	74.62	11.92	62.70	6.232	5.9	63.17	2.6	66.36	6.160
74.77	86.49	11.72	82.32	6.24	6.9	74.90	3.4	84.22	6.165
86.64	98.56	11.92	87.33	6.245	7.5	98.21	3.0	86.65	6.147
98.71	110.62	11.92	98.86	6.236	6.4	99.15	3.2	98.71	6.139
110.77	122.73	11.96	110.97	6.237	6.5	111.38	3.2	119.90	6.157
122.88	134.78	11.90	122.93	6.247	7.7	123.48	2.8	128.99	6.162
134.93	146.24	11.31	135.30	6.232	5.9	146.17	2.5	138.70	6.149
146.39	157.59	11.21	155.90	6.225	5.0	155.50	2.1	150.85	6.144
157.74	169.05	11.31	158.01	6.228	5.4	166.95	2.0	161.24	6.145
169.20	180.47	11.27	171.64	6.236	6.4	179.04	2.6	175.57	6.149
180.62	191.96	11.35	181.62	6.232	5.9	181.65	2.4	180.62	6.139
192.11	203.38	11.27	192.60	6.243	7.2	201.57	1.9	196.21	6.148
203.53	215.43	11.90	205.96	6.254	8.6	205.29	3.3	203.54	6.138
215.58	227.46	11.88	226.93	6.267	10.2	226.70	3.7	224.48	6.149
227.61	239.46	11.86	239.25	6.249	8.0	239.33	3.6	236.22	6.150
239.61	251.51	11.90	250.07	6.257	8.9	250.36	2.9	244.76	6.148
251.66	263.58	11.92	252.38	6.233	6.0	262.43	2.9	251.66	6.127
263.73	275.65	11.92	264.34	6.238	6.6	264.36	2.9	270.46	6.136
275.80	287.72	11.92	276.42	6.234	6.1	286.45	3.0	281.46	6.144
287.87	299.79	11.92	296.29	6.243	7.2	298.61	2.8	291.77	6.148
299.94	311.80	11.86	310.75	6.242	7.1	300.60	3.3	307.30	6.142
311.95	323.86	11.92	312.67	6.237	6.5	312.61	3.2	320.83	6.165
324.01	335.83	11.82	326.80	6.24	6.9	324.63	3.1	333.09	6.161

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 30 (continua).*Tabla completa de tubos en tubería de 7 pulgadas con MFC56.*

Tope(m)	Base(m)	Largo(m)	Max Pen Prof.(m)	Max Pen(in)	Max Pen(%)	Max Pérd Prof.(m)	Max Pérd (%)	Min Diam Prof(m)	Min Diam(in)
335.98	347.90	11.92	345.49	6.261	9.4	337.76	3.1	336.01	6.141
348.05	359.95	11.90	351.13	6.254	8.6	359.43	3.1	359.95	6.149
360.10	371.97	11.87	371.54	6.251	8.2	371.89	3.0	369.23	6.155
372.12	383.43	11.31	373.70	6.223	4.8	373.67	2.0	379.74	6.142
383.58	394.89	11.30	393.21	6.232	5.9	393.29	2.8	391.02	6.143
395.04	406.93	11.90	395.06	6.236	6.4	405.53	3.2	397.51	6.157
407.08	418.98	11.90	407.08	6.248	7.8	407.73	3.1	413.27	6.164
419.13	430.50	11.36	429.94	6.249	8.0	419.77	3.5	425.32	6.154
430.65	441.96	11.31	440.83	6.247	7.7	440.86	2.3	437.86	6.147
442.11	453.38	11.28	453.17	6.238	6.6	443.67	1.5	448.80	6.139
453.53	464.88	11.34	455.11	6.227	5.3	455.24	1.5	453.54	6.134
465.03	476.32	11.29	465.39	6.241	7.0	475.70	1.6	472.52	6.148
476.47	487.20	10.73	485.57	6.229	5.5	485.63	2.5	480.61	6.151
487.35	498.64	11.29	498.41	6.224	4.9	489.14	1.6	491.70	6.155
498.79	510.06	11.27	509.86	6.231	5.8	508.88	2.0	504.79	6.145
510.33	521.57	11.24	520.96	6.232	5.9	511.86	2.6	517.08	6.151
521.72	532.97	11.24	523.49	6.23	5.6	523.48	2.3	528.68	6.144
533.22	544.54	11.33	536.75	6.34	19.1	534.75	2.4	544.54	6.123
544.69	555.94	11.25	555.58	6.251	8.2	555.27	2.5	551.18	6.145
556.09	567.39	11.29	564.78	6.234	6.1	565.22	2.8	563.16	6.135
567.62	578.83	11.21	577.84	6.233	6.0	577.10	2.1	574.84	6.147
579.07	590.34	11.27	590.21	6.22	4.4	588.72	1.6	583.03	6.128
590.49	601.73	11.24	600.58	6.228	5.4	600.45	1.9	597.61	6.151
602.00	613.22	11.22	603.16	6.242	7.1	603.14	2.3	607.23	6.148
613.44	624.74	11.29	613.48	6.244	7.4	613.49	2.9	619.34	6.143
624.89	636.30	11.41	626.10	6.235	6.3	625.05	3.3	630.33	6.158
636.45	647.75	11.30	645.79	6.246	7.6	645.78	4.6	643.70	6.149
647.90	659.12	11.22	658.51	6.264	9.8	658.28	6.2	654.93	6.157
659.27	670.57	11.30	668.50	6.245	7.5	668.53	4.5	666.02	6.135
670.81	682.03	11.22	680.26	6.282	12.0	680.27	8.8	677.11	6.140
682.28	694.08	11.80	682.33	6.247	7.7	682.87	2.4	689.86	6.131
694.23	706.22	11.99	705.22	6.235	6.3	694.93	3.4	703.46	6.154
706.37	717.68	11.30	716.97	6.26	9.3	716.96	6.4	712.67	6.139
717.83	729.06	11.23	727.22	6.264	9.8	727.21	6.4	724.84	6.151

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 30 (continua).*Tabla completa de tubos en tubería de 7 pulgadas con MFC56.*

Tope(m)	Base(m)	Largo(m)	Max Pen Prof.(m)	Max Pen(in)	Max Pen(%)	Max Pérd Prof.(m)	Max Pérd (%)	Min Diam Prof(m)	Min Diam(in)
729.30	740.88	11.58	735.67	6.252	8.3	730.82	2.9	739.83	6.153
741.22	752.86	11.64	741.71	6.242	7.1	752.67	3.1	747.09	6.148
753.04	764.74	11.70	764.16	6.251	8.2	754.65	3.1	763.96	6.144
764.92	776.69	11.77	764.97	6.244	7.4	765.11	3.5	768.95	6.156
776.87	788.52	11.65	788.43	6.229	5.5	777.36	2.0	784.49	6.143
788.70	800.50	11.81	788.88	6.251	8.2	789.25	3.6	797.56	6.158
800.68	812.48	11.79	801.15	6.233	6.0	801.28	2.3	804.72	6.133
812.66	824.06	11.40	813.42	6.233	6.0	813.41	2.5	820.16	6.140
824.24	835.69	11.46	824.80	6.234	6.1	824.84	2.2	831.26	6.135
835.87	847.53	11.65	846.57	6.251	8.2	836.38	2.9	842.20	6.148
847.71	859.42	11.71	847.88	6.236	6.4	848.21	2.7	854.49	6.149
859.71	871.48	11.77	860.26	6.248	7.8	860.31	2.7	866.95	6.146
871.75	883.48	11.73	873.18	6.243	7.2	872.18	3.4	879.32	6.156
883.66	895.27	11.61	884.22	6.239	6.7	883.97	2.6	895.16	6.135
895.55	907.20	11.65	895.56	6.251	8.2	896.16	3.2	903.47	6.146
907.38	919.27	11.89	907.42	6.253	8.5	918.03	2.6	911.41	6.147
919.45	931.40	11.95	930.33	6.239	6.7	920.05	3.0	926.60	6.146
931.58	943.40	11.83	935.80	6.238	6.6	942.24	3.1	940.21	6.148
943.58	955.41	11.83	944.37	6.241	7.0	944.18	2.9	950.72	6.144
955.59	967.47	11.87	955.65	6.237	6.5	956.20	2.5	957.92	6.139
967.65	979.52	11.87	967.67	6.238	6.6	968.25	2.5	973.33	6.150
979.70	991.59	11.89	991.16	6.231	5.8	991.04	2.5	988.98	6.156
991.77	1003.65	11.88	997.02	6.253	8.5	993.48	2.7	1000.84	6.148
1003.83	1015.09	11.25	1014.95	6.241	7.0	1005.37	1.9	1010.44	6.144
1015.27	1027.13	11.87	1016.00	6.24	6.9	1015.95	3.5	1022.78	6.159
1027.31	1039.21	11.89	1027.79	6.243	7.2	1027.96	3.1	1035.17	6.146
1039.39	1050.64	11.25	1049.94	6.239	6.7	1040.92	2.0	1046.26	6.137
1050.82	1061.43	10.61	1060.48	6.253	8.5	1051.09	3.2	1054.91	6.128
1061.61	1072.90	11.29	1063.30	6.243	7.2	1063.27	2.8	1065.81	6.133
1073.08	1084.34	11.27	1074.23	6.254	8.6	1074.70	3.0	1077.28	6.121
1084.52	1095.17	10.65	1093.31	6.254	8.6	1093.11	3.4	1086.57	6.132
1095.35	1106.10	10.74	1104.73	6.257	8.9	1095.43	3.4	1099.88	6.129
1106.28	1118.18	11.91	1117.71	6.249	8.0	1106.93	2.8	1111.20	6.162
1118.36	1119.33	0.96	1119.09	6.238	6.6	1119.19	2.4	1118.38	6.154
1119.51	1131.39	11.89	1130.94	6.239	6.7	1130.98	2.8	1125.69	6.157
1131.57	1133.59	2.01	1133.23	6.257	8.9	1133.25	4.2	1132.61	6.174

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Anexos 3

Impresión rápida en Campo - Pozo MO-02, MFC24

Figura 57.*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).*

		MO-02	
		Multi-finger Memory Caliper (MFC-24C-J) -RUSH FIELD PRINT-	
Company CEPSA PERUANA S.A.C. Well MO-02 Field LOS ANGELES County PERU State PUCALLPA	Company CEPSA PERUANA S.A.C.		
	Well MO-02		
	Field LOS ANGELES		
	County PERU State PUCALLPA		
	Location: API # : COORDENADAS WGS 84 / UTM ZONE 18S S 8° 55' 34.27958" , W 75° 4' 12.79222"		
SEC TWP RGE		Other Services	
Permanent Datum RF		Elevation GL	
Log Measured From GL (Well Head)		K.B.	
Drilling Measured From RF		D.F.	
		G.L. 239.2 Mts	
Date	26-1-2023		
Run Number	1		
Depth Driller	2660 Mts		
Depth Logger	1216.5 Mts		
Bottom Logged Interval	1216.5 Mts		
Top Log Interval	0 Mts		
Casing Driller	9-5/8 inch		
Casing Logger			
Bit Size			
Type Fluid in Hole	Injector		
Density / Viscosity	NA		
pH / Fluid Loss	NA		
Source of Sample	NA		
Rm @ Meas Temp	NA		
Rmf @ Meas Temp	NA		
Rmc @ Meas Temp	NA		
Source of Rmf / Rmc	NA		
Rm @ BHT			
Time Circulation Stopped			
Time Logger on Bottom			
Maximum Recorded Temperature			
Equipment Number	SKID-05		
Location	PUCALLPA		
Recorded By	Richard Romero		
Witnessed By	Juan Sanchez		
As interpretations are opinions based on inferences from electrical or other measurements and we cannot and do not guarantee the accuracy or correctness of any interpretation and we shall not be held responsible in the case of gross or willful negligence on our part, be liable or responsible for any loss, costs, damages, or expenses incurred or sustained by anyone resulting from any interpretation made by any of our officers, agents or employees. These interpretations are also subject to our general terms and conditions set out in our current Price Schedule.			
Comments:			
(Note: Log recorded in "feet" while program quoted meters) Gamma/Temperature/CCL not run as per clients request. Well Head Pressure- 37 PSI. Tool run with one powered centralizer and one inline centralizer. Client to provide final Tubing Talley Dummy Run: Length 23-ft. Max. OD. 2.75" inches. Total Tool Length 27-ft Total Weight: 150 lbs. This survey was recorded in memory mode via slick-line			

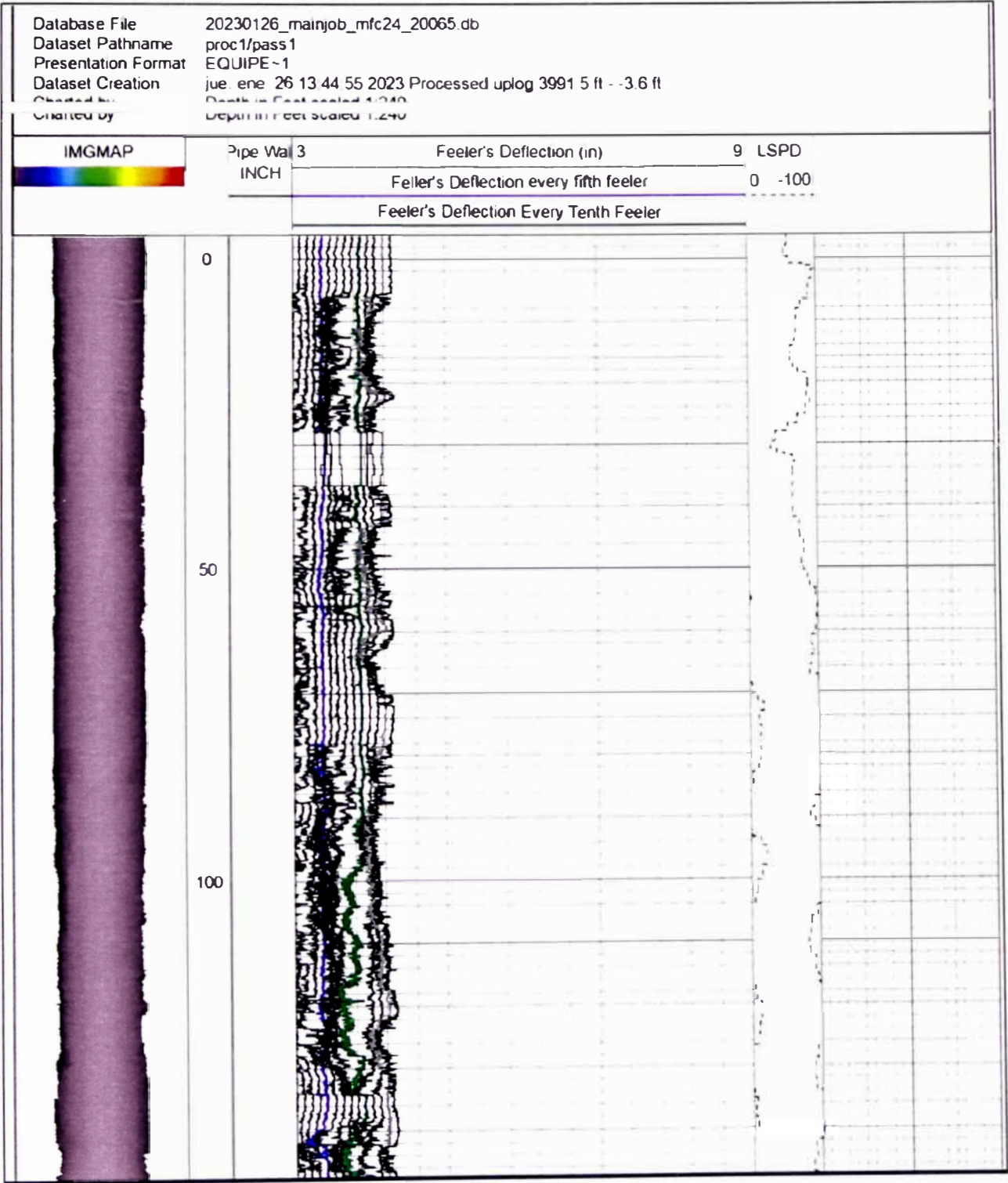
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).*

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)
			BPU-43C-J (20430) GOWell Battery Packet Sub (5-UL & GOWell 13 Pin connection)	2.31	1.69	15.43
BATTCURR	11.72		MRL-43C-E (20486) GOWell Memory Controller Sub (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	1.77	1.69	8.82
BATTVOLT	11.72		CTL-43C-K (20231) GOWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection)	3.10	1.69	15.43
ECENTSTAT	6.07		MFC-24C-J (20065) GOWell 24 Arms Caliper (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	4.94	1.69	12.00
ECENTI	6.07					
ECENTV	6.07					
Meas	6.07					
Aux1	6.05					
			CTL-43C-K (20225) GOWell Roller Centralizer (GOWell 13-Pin connection)	3.10	1.69	15.43
			BNT-43C-B (20356) GOWell Bull Nose (GOWell 13-Pin connection) - Pegasus	0.58	1.69	2.20
Dataset: 20230126_mainjob_mfc24_20065 db: field/well/proc1/pass2 Total length: 15.80 ft Total weight: 69.32 lb O.D.: 1.69 in						

Fuente: Elaboración Propia.

Figura 57 (continua).
Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

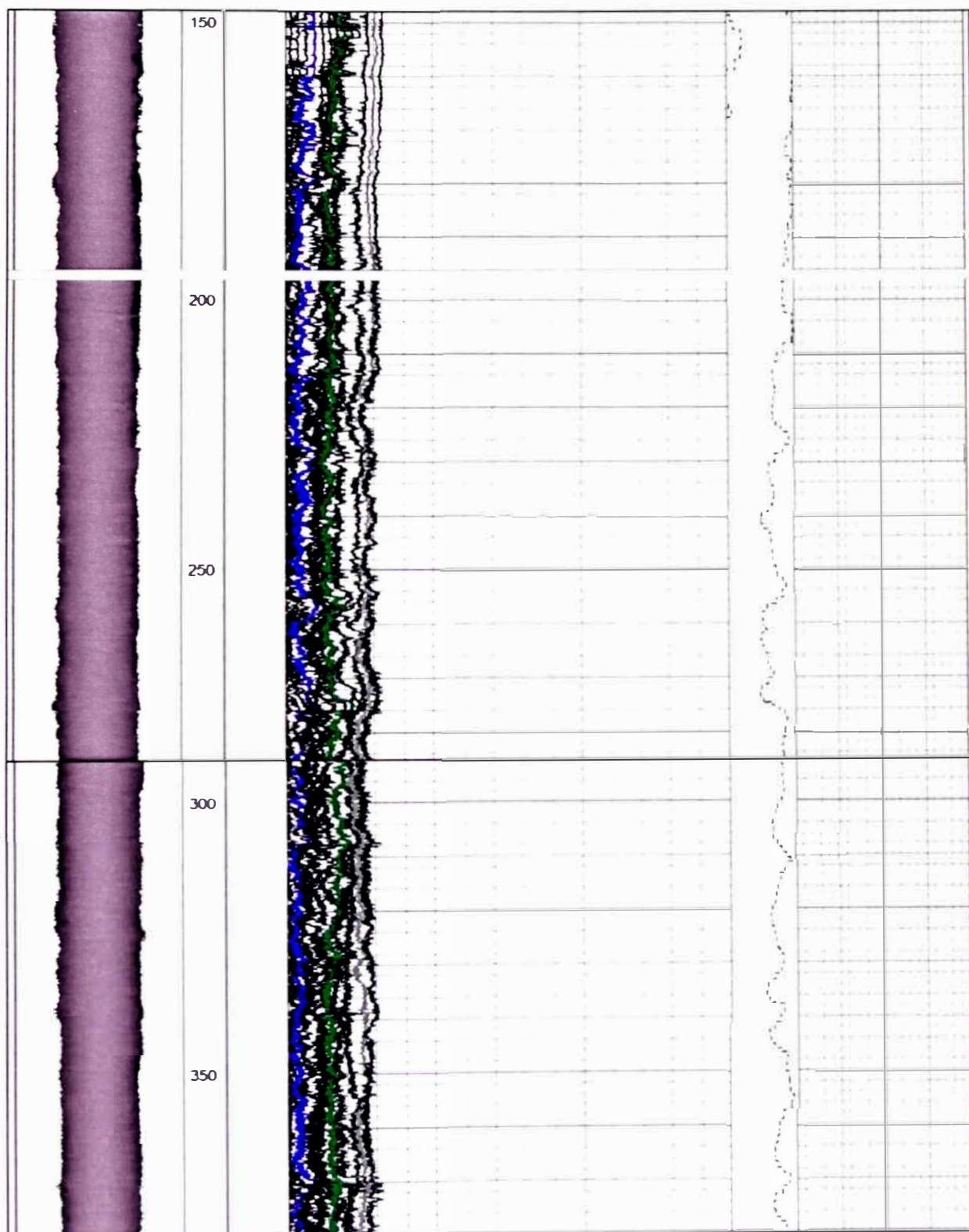
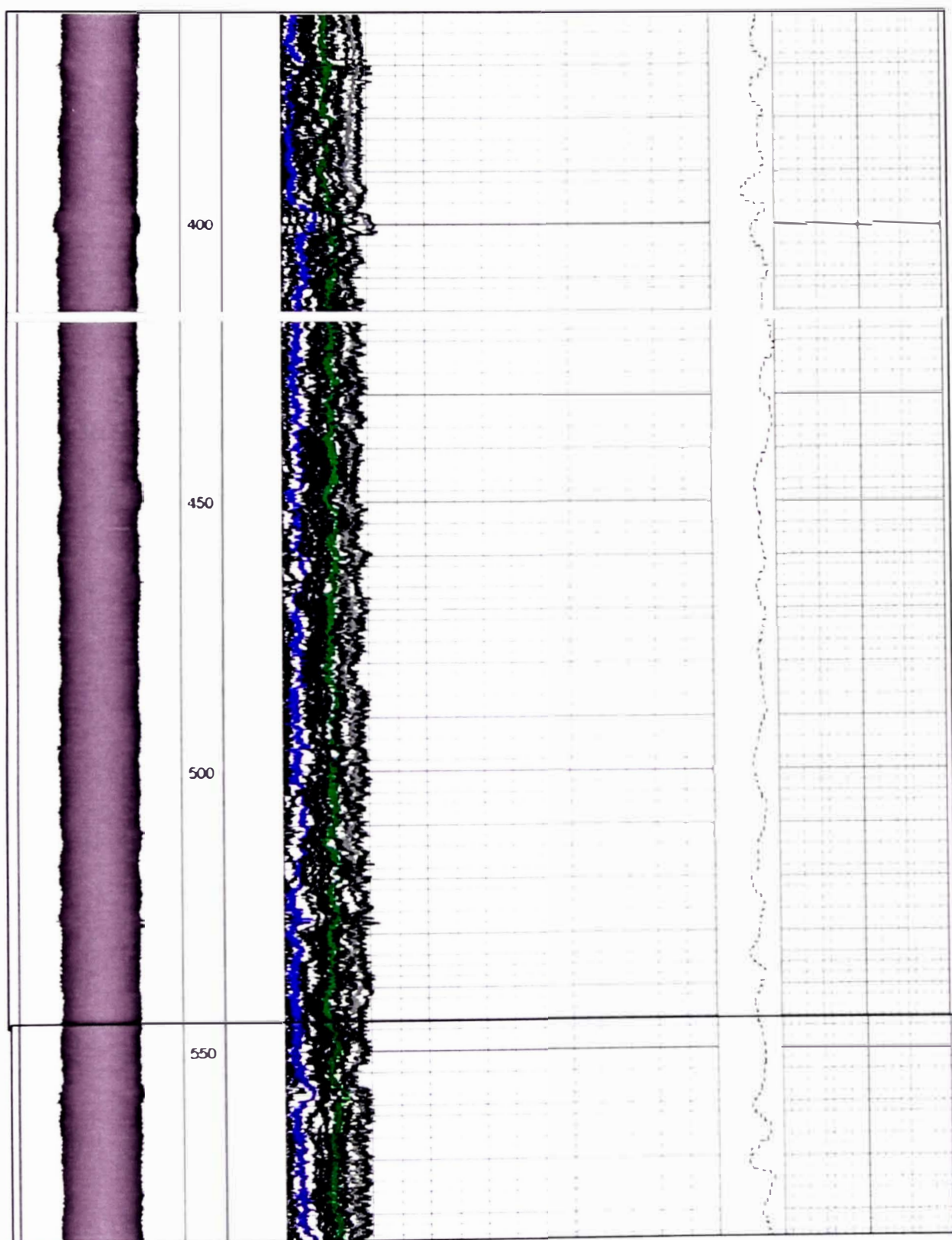
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

Figura 57 (continua).
Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

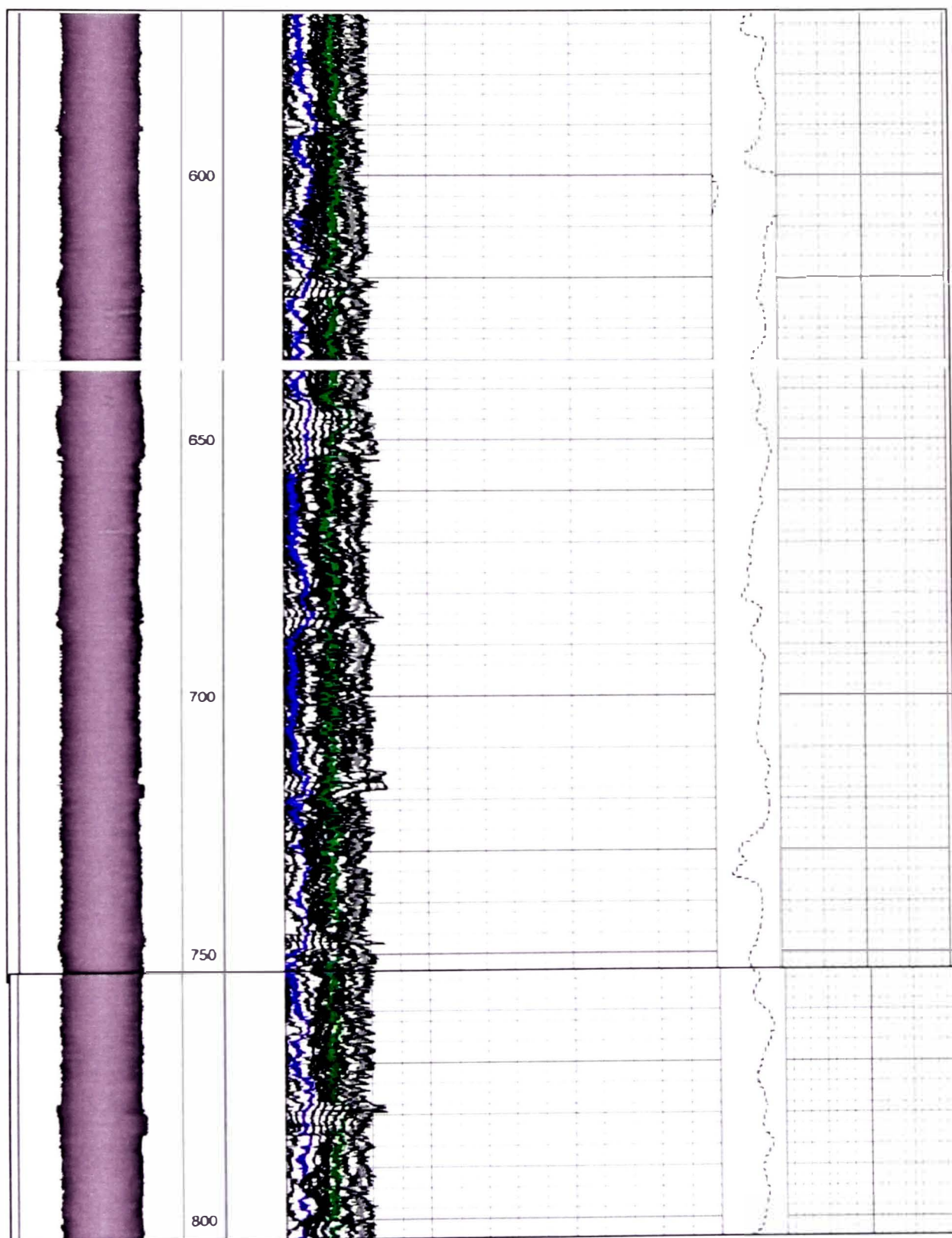
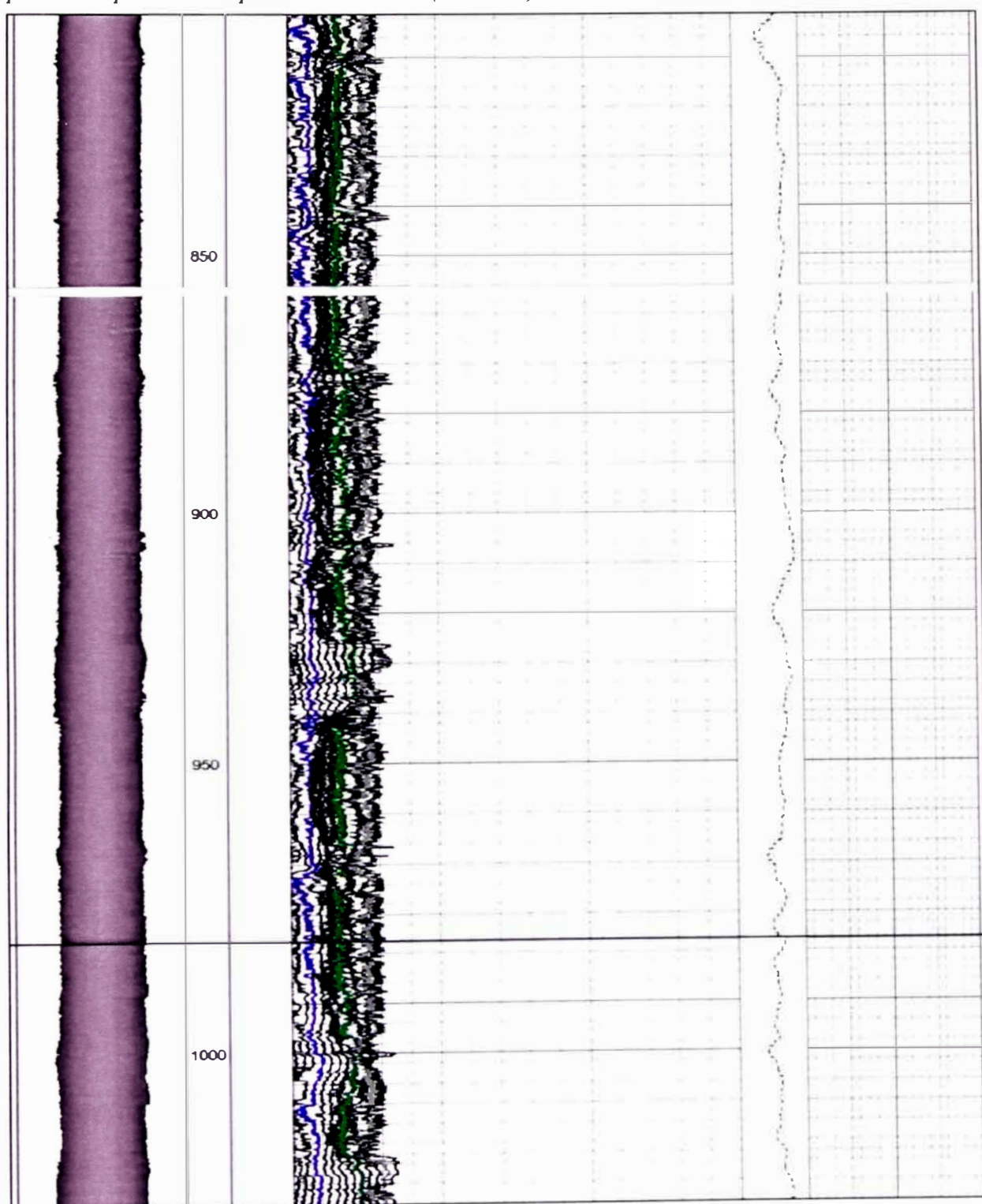
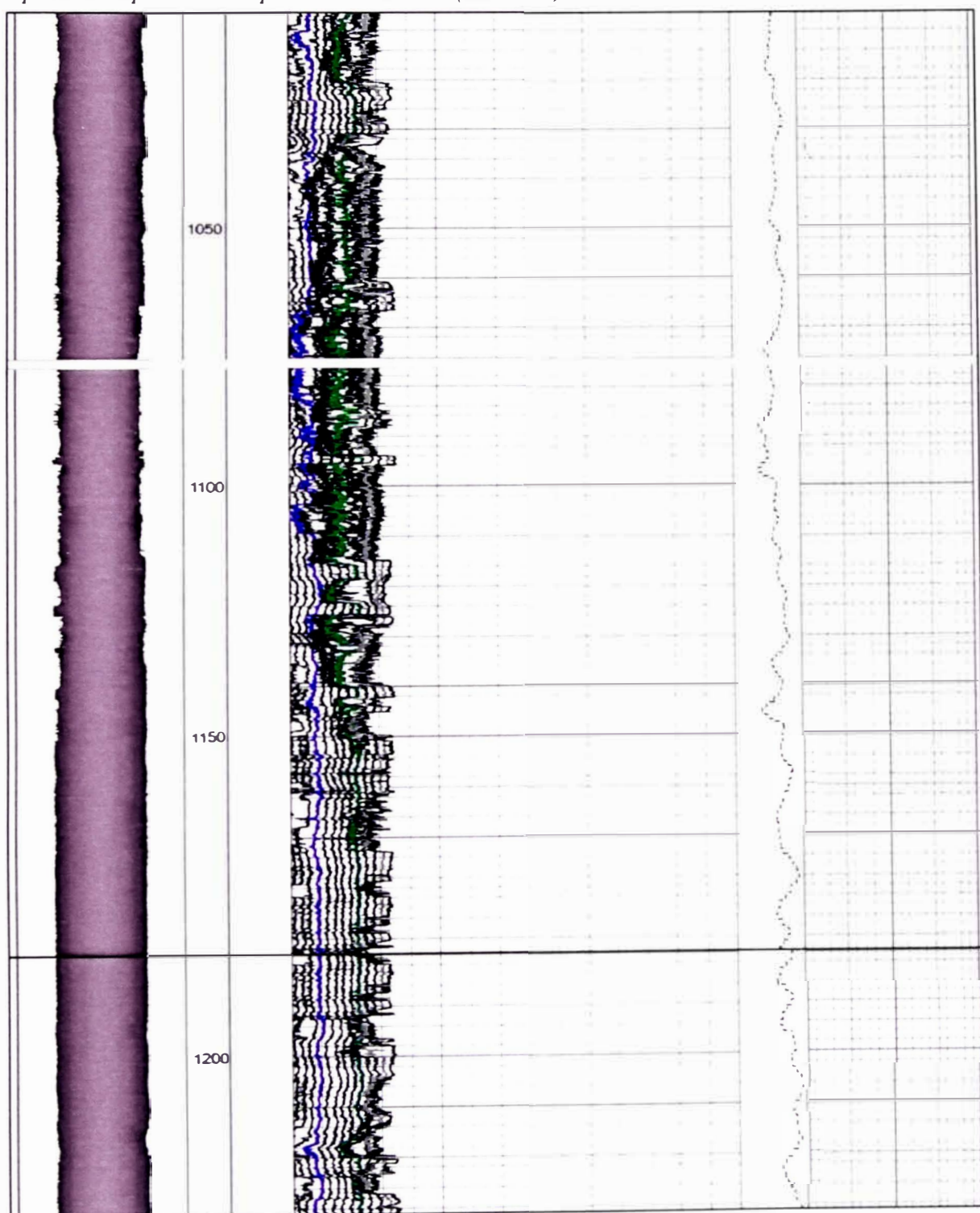
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia*

Figura 57 (continua).
Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 57 (continua).
Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

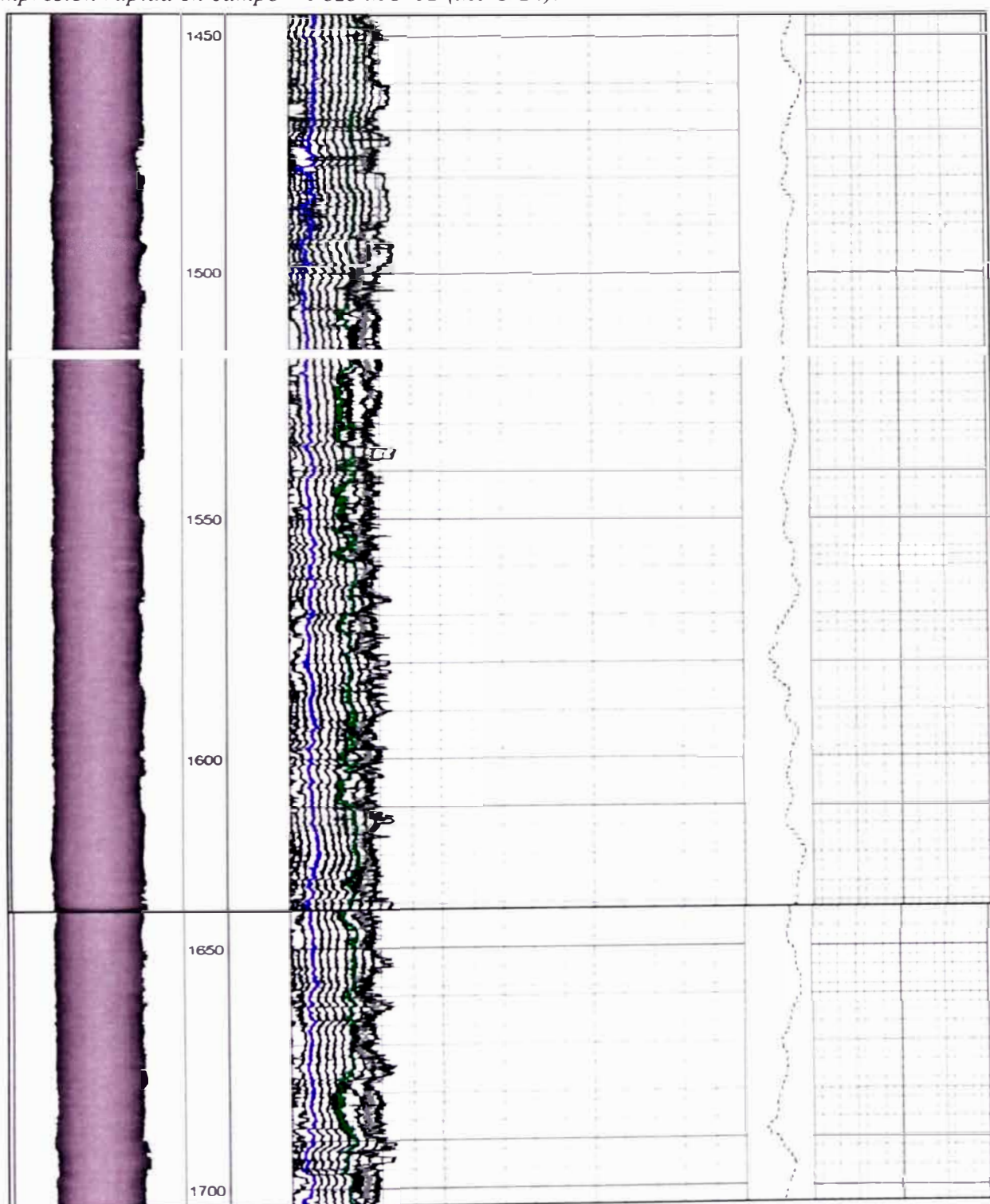
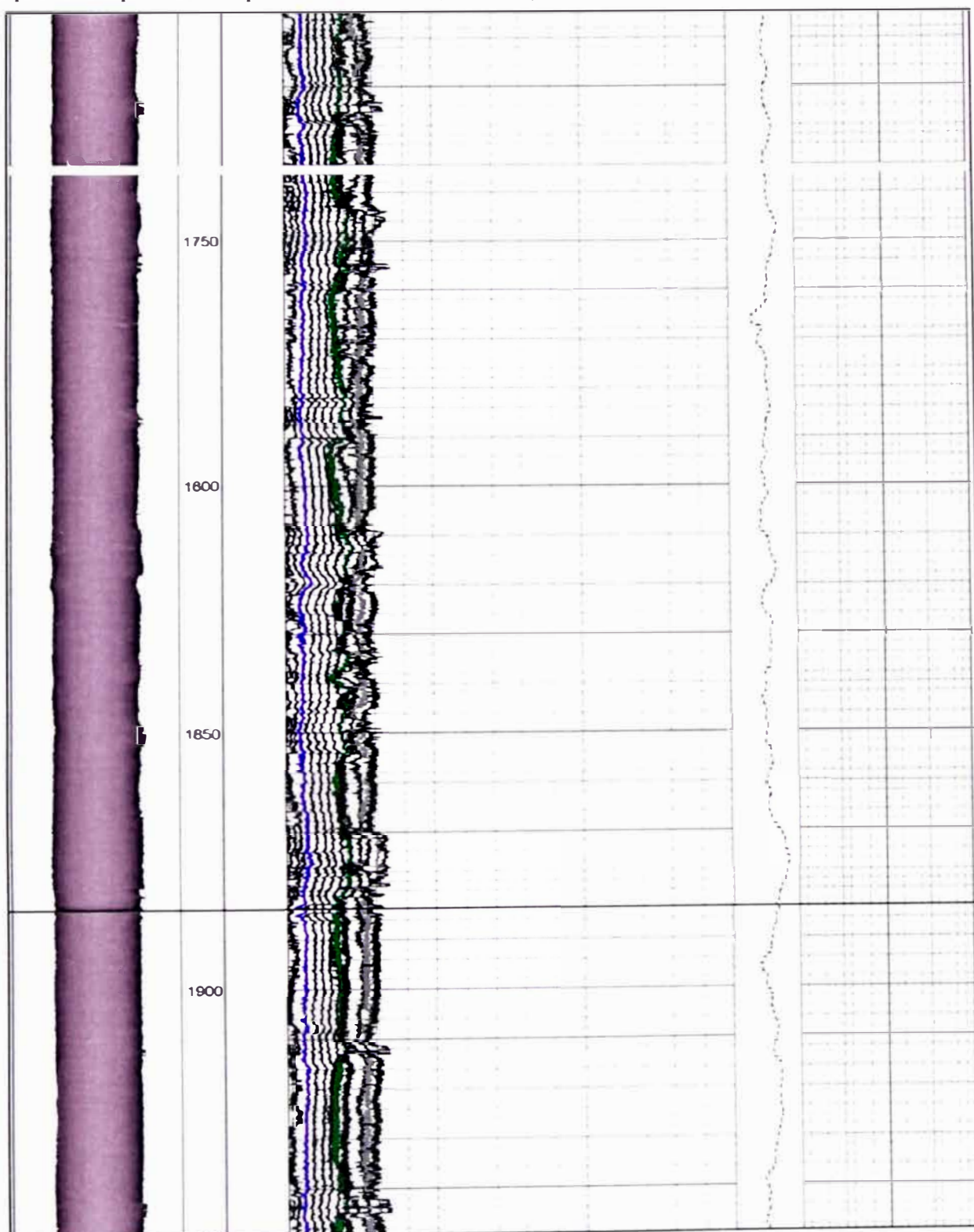
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

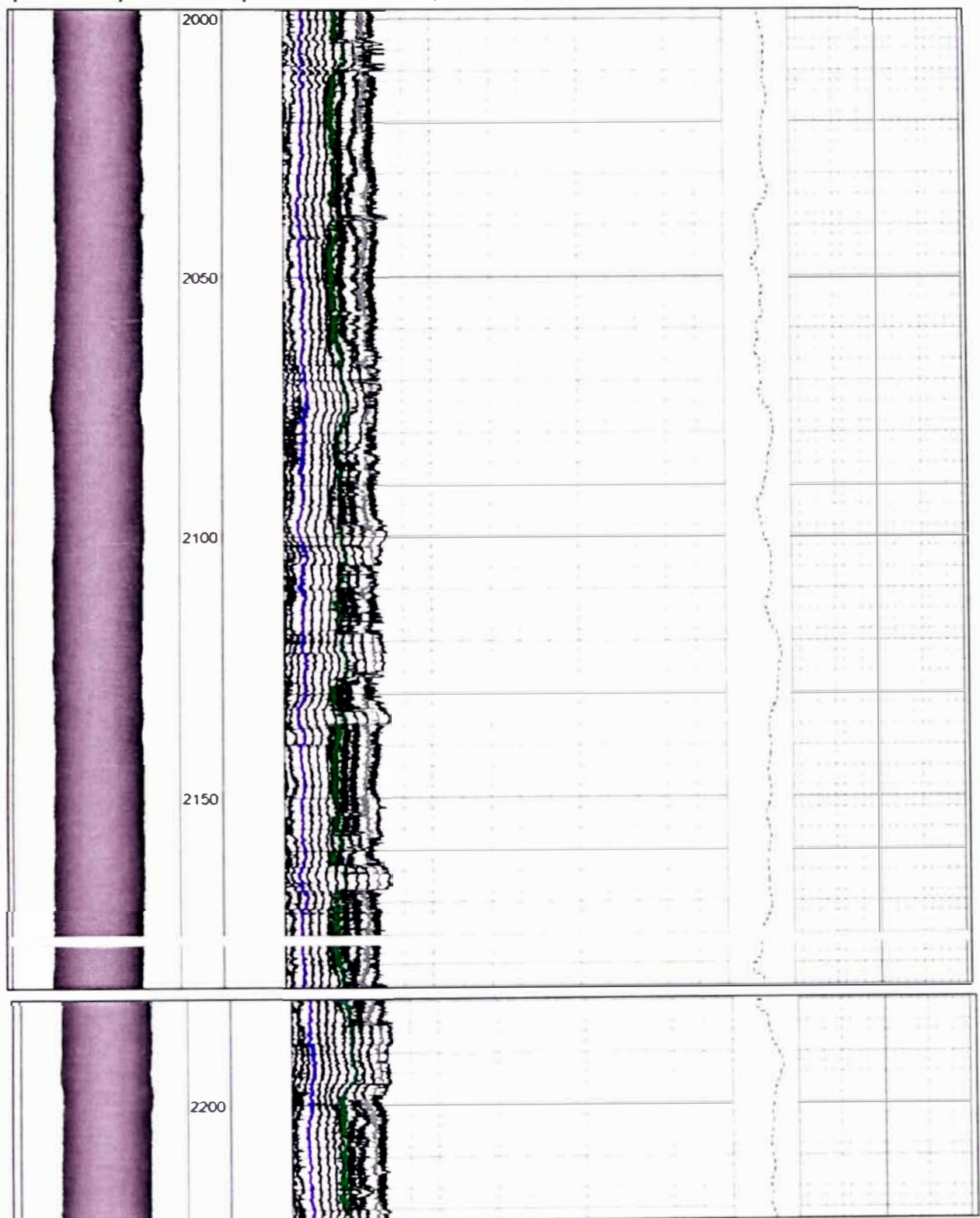
Figura 57 (continua).
Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 57 (continua).

Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

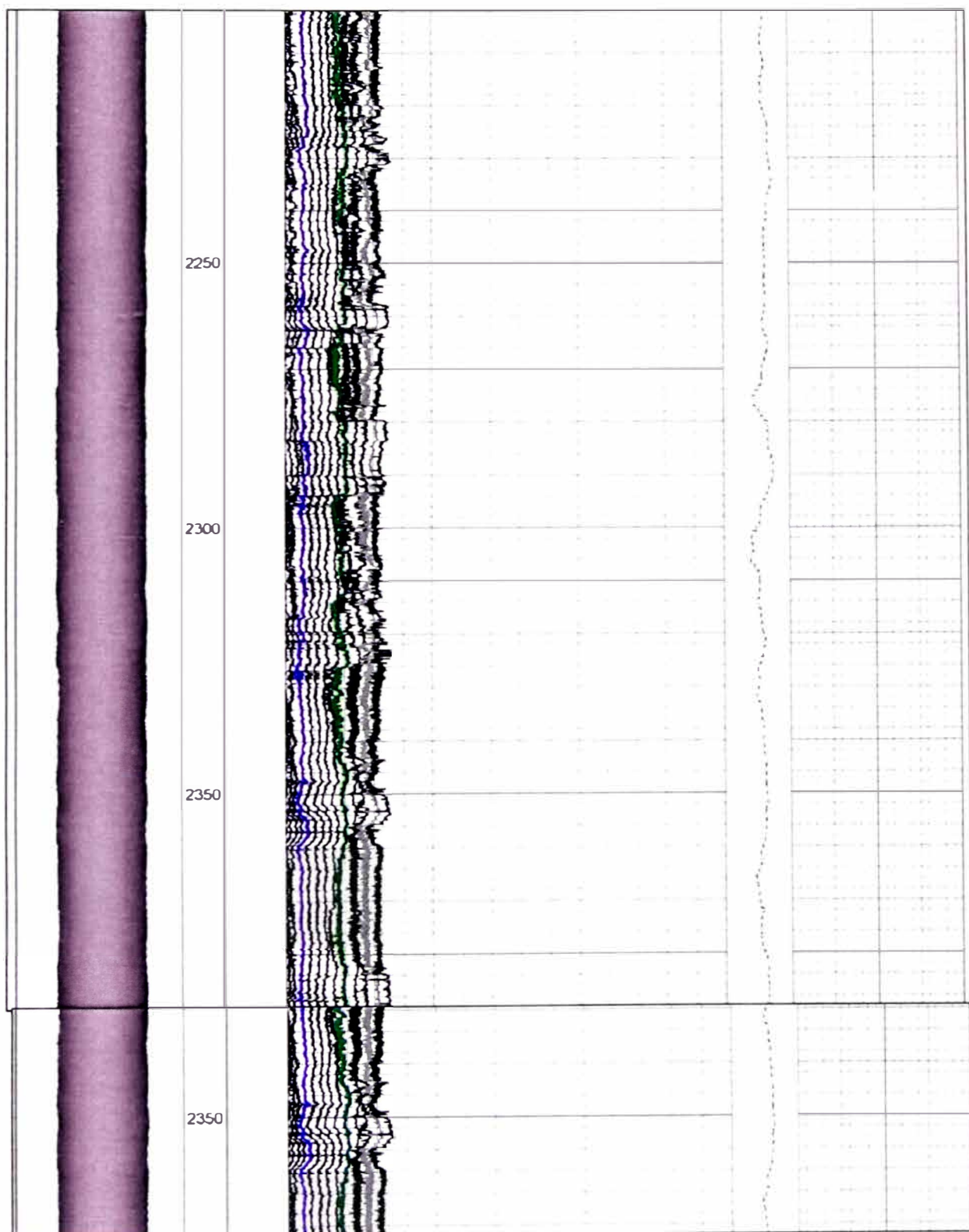
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

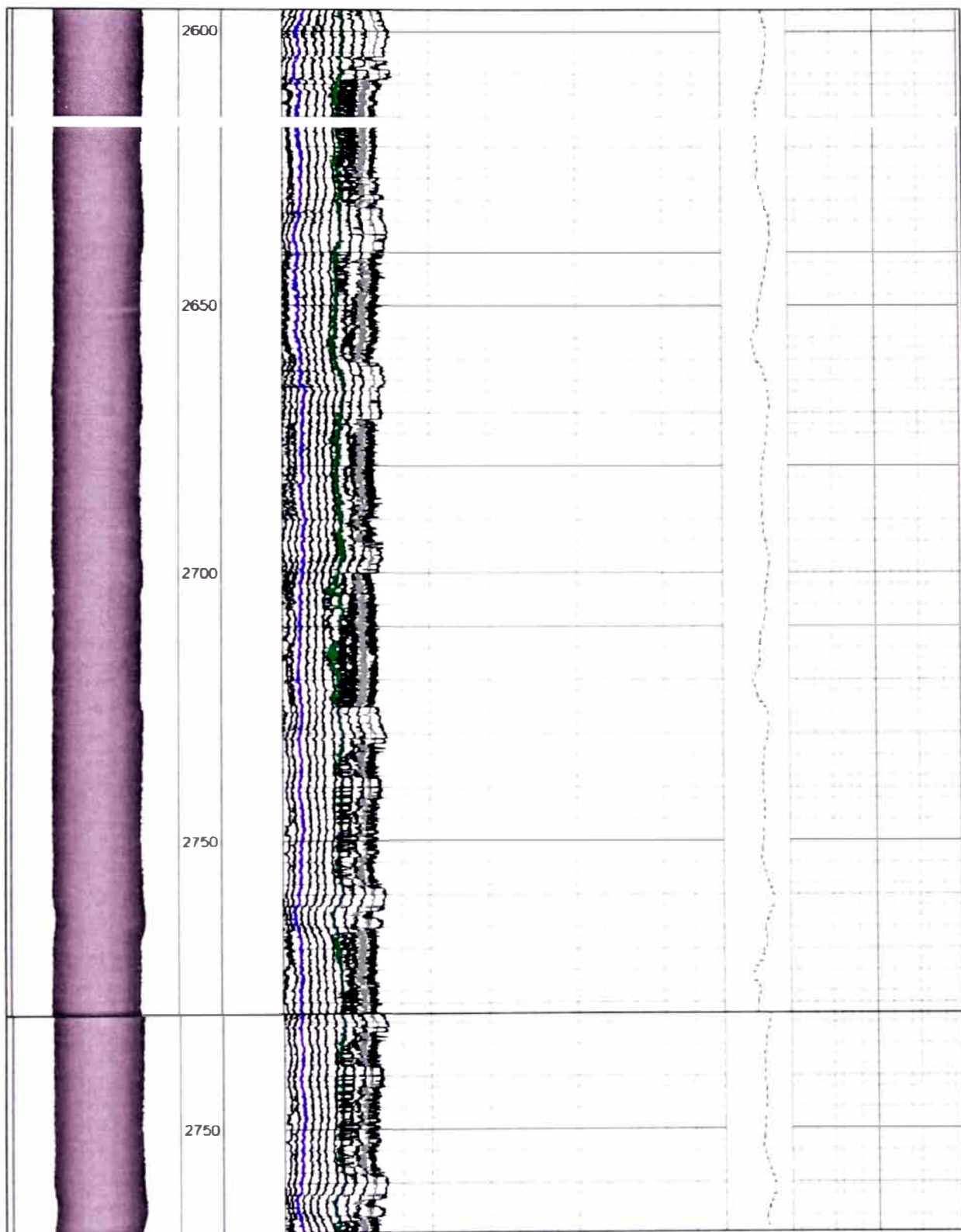
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

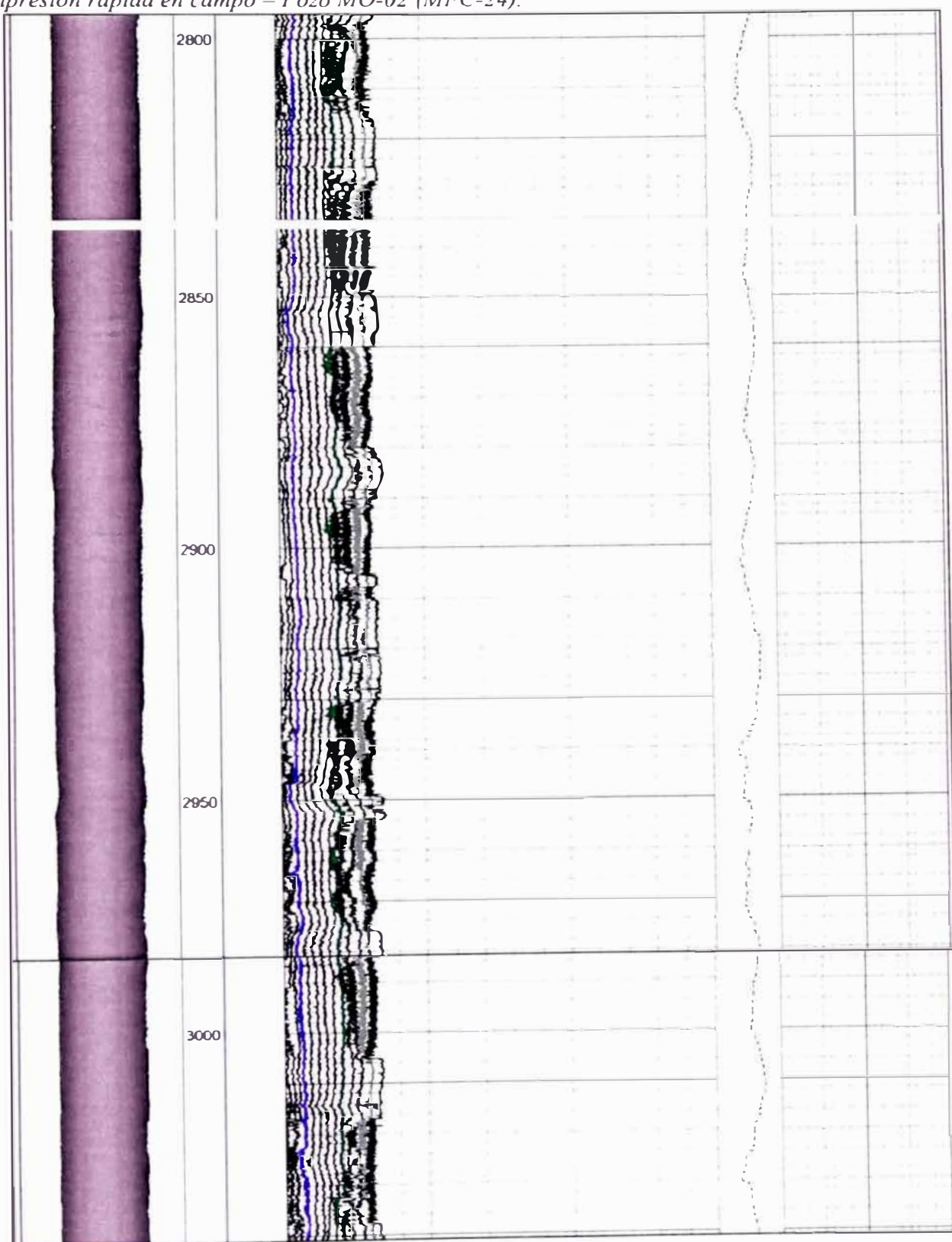
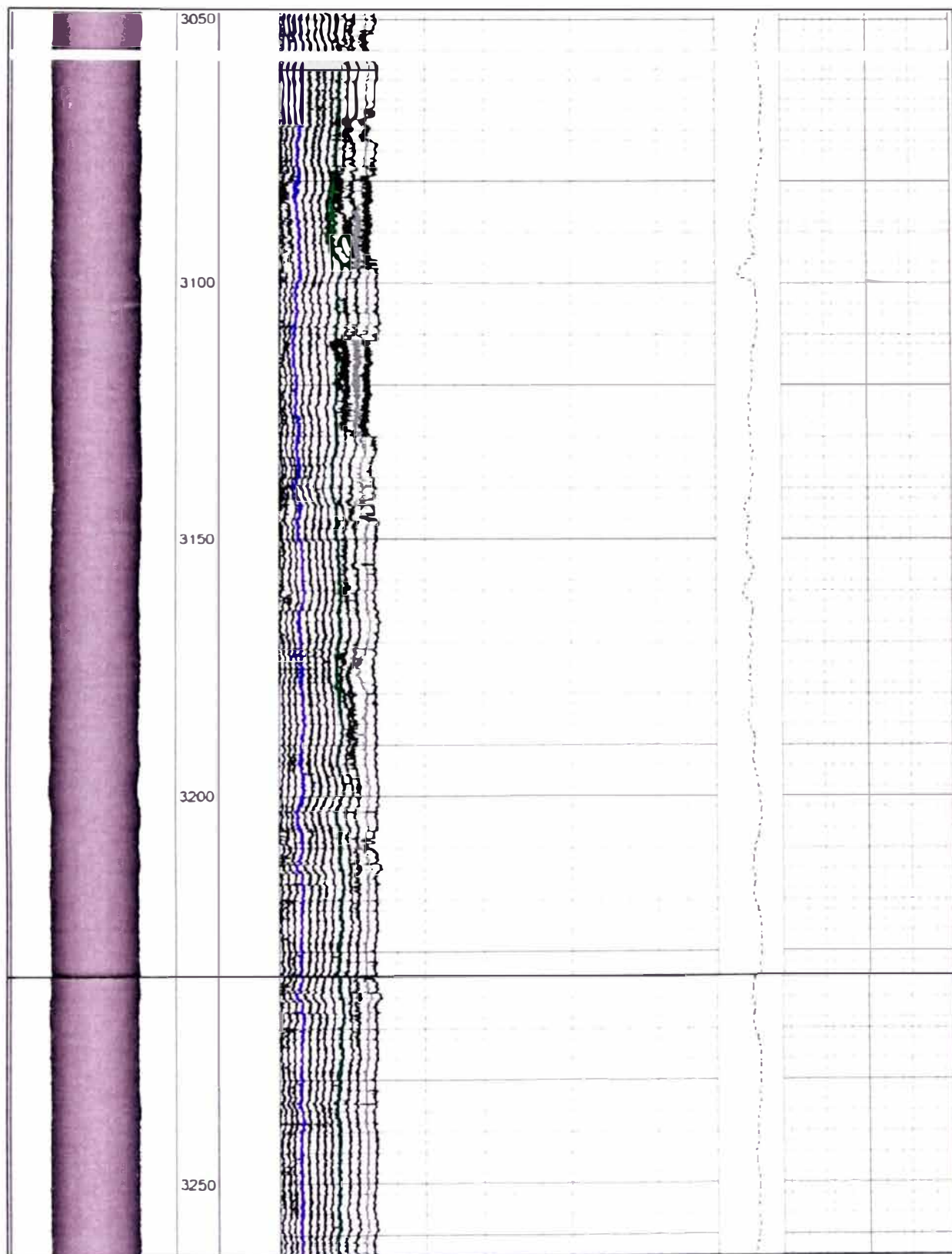
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

Figura 57 (continua).
Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).



Fuente: Elaboración Propia.

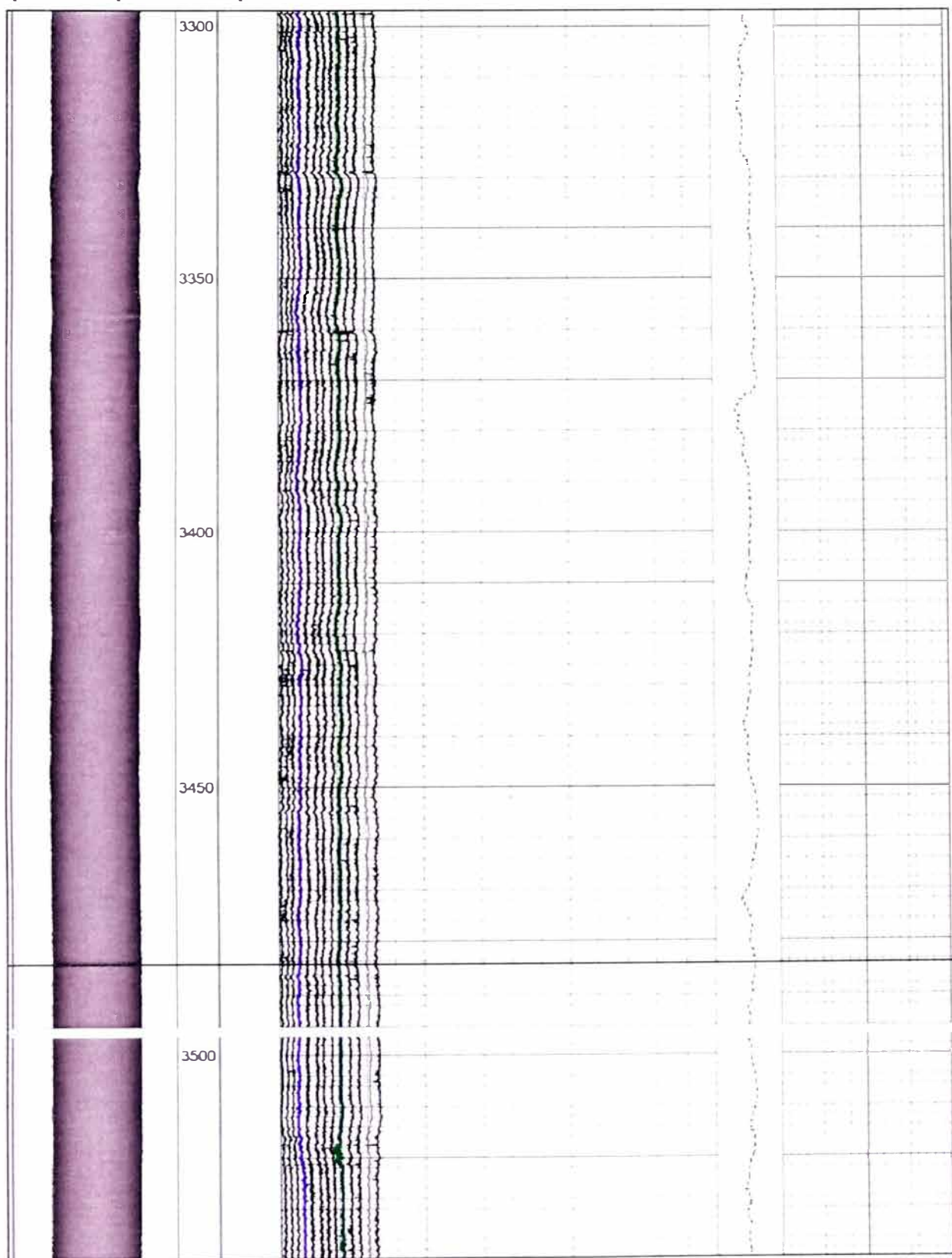
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

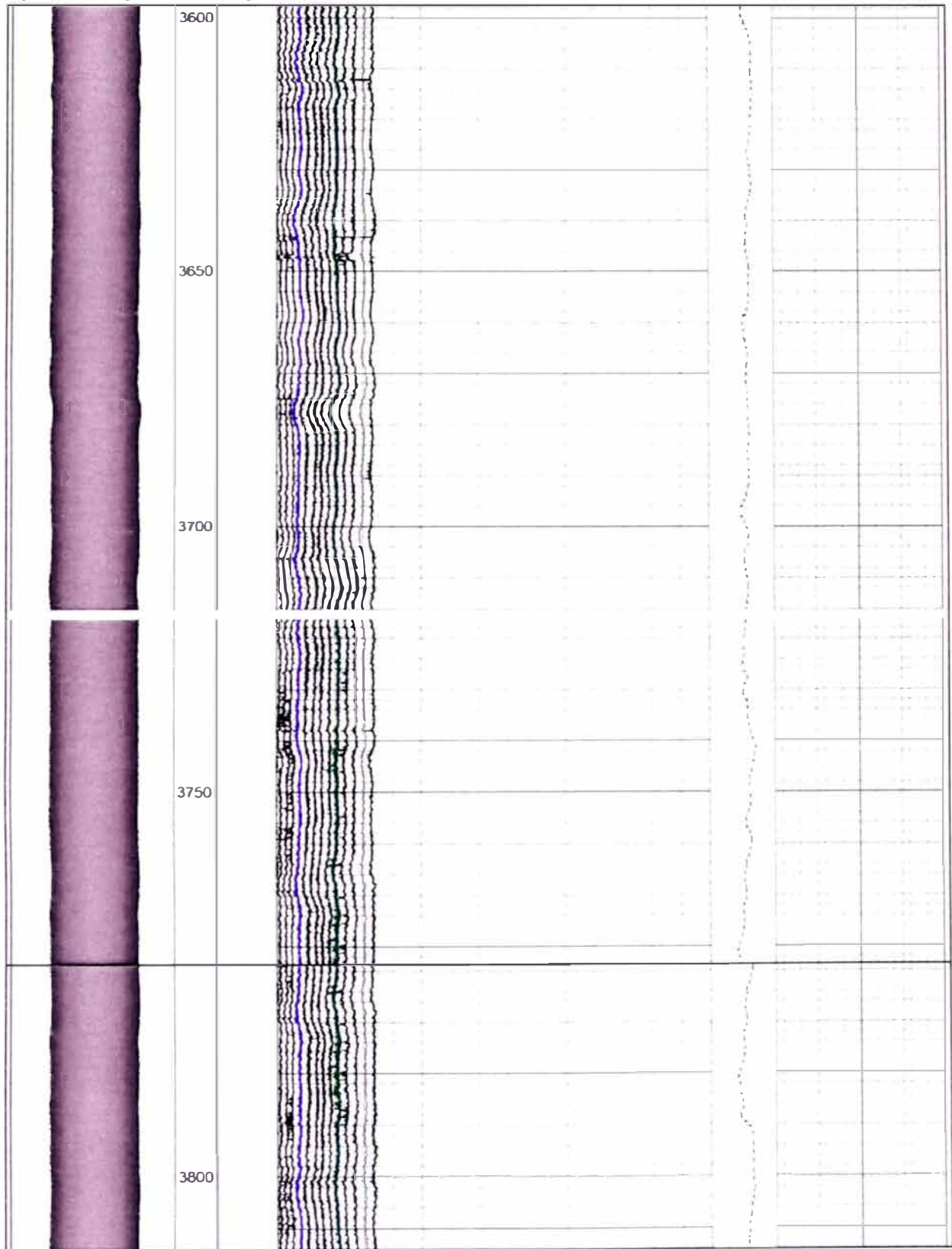
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

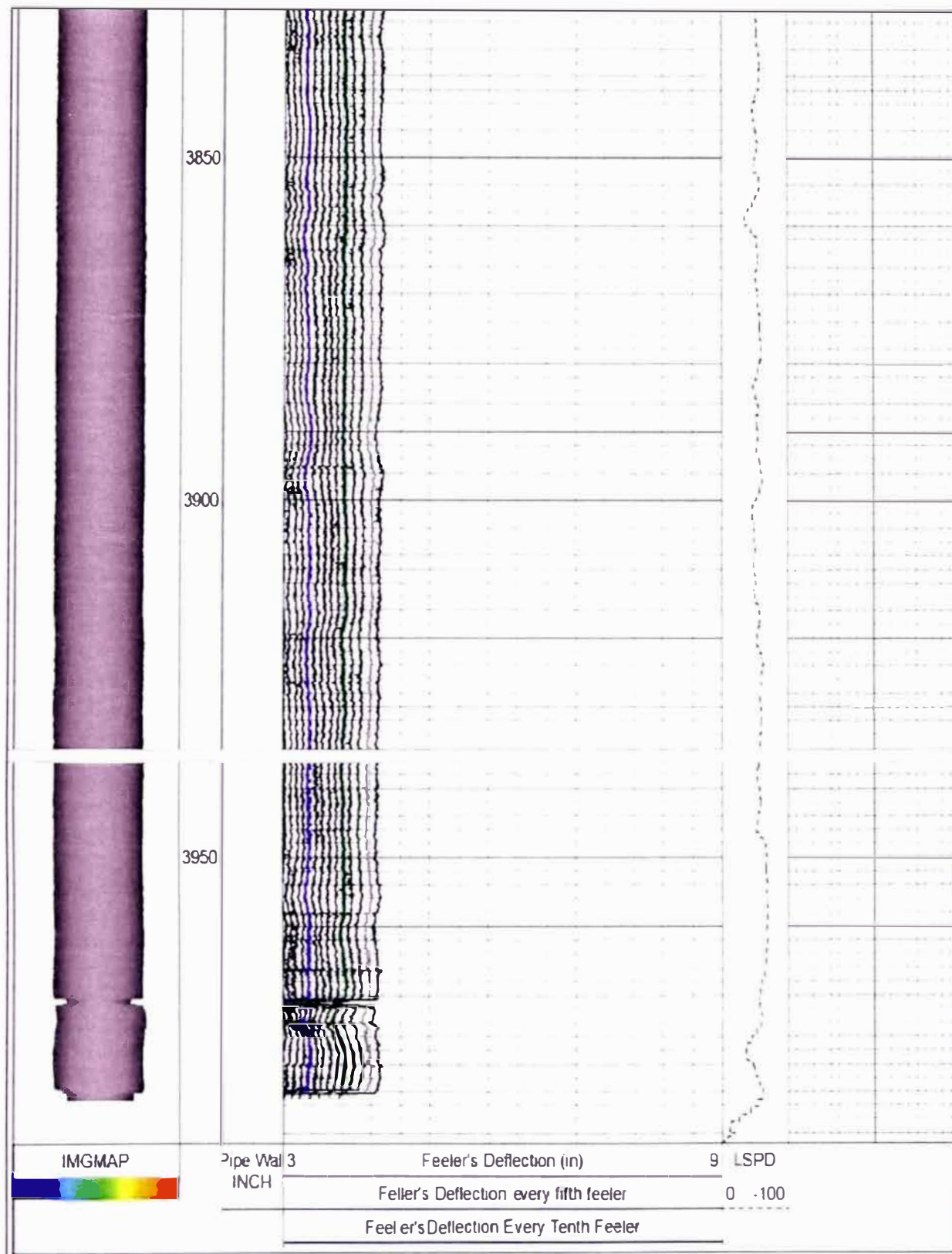
Figura 57 (continua).*Impresión rápida en campo – Pozo MO-02 (MFC-24).**Fuente: Elaboración Propia.*

Tabla 31.

Tabla completa de tubos en tubería de 4.5 pulgadas con MFC24.

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
1	-3.49	24.03	27.52	12.26	4.205	45.6	C	4.39	5.9	B	19.08	3.389
2	24.41	55.61	31.20	42.68	4.214	47.2	C	55.50	5.9	B	25.04	3.378
3	56.31	86.97	30.67	59.23	4.159	37.1	B	72.34	6.5	B	81.94	3.228
4	87.67	118.57	30.90	90.92	4.215	47.4	C	87.77	5.1	B	96.91	3.308
5	119.27	150.33	31.06	141.97	4.208	46.1	C	137.12	7.7	B	123.32	3.266
6	151.03	181.48	30.45	181.35	4.241	52.2	C	152.19	7.6	B	176.75	2.912
7	182.18	213.70	31.52	182.35	4.184	41.7	C	182.19	4.3	A	187.66	2.931
8	214.33	244.20	29.87	228.41	4.097	25.6	B	228.63	1.7	A	234.55	2.946
9	244.90	275.69	30.79	275.38	4.157	36.7	B	274.87	3.0	A	245.55	3.001
10	276.39	307.38	31.00	292.68	4.141	33.8	B	289.28	3.9	A	284.69	3.073
11	308.08	338.43	30.35	308.09	4.130	31.7	B	337.88	1.8	A	330.48	2.957
12	339.13	370.13	31.00	339.13	4.140	33.6	B	339.13	2.1	A	351.41	2.966
13	370.83	401.53	30.70	401.50	4.143	34.1	B	400.18	5.6	B	384.02	2.876
14	402.04	433.08	31.05	409.98	3.991	6.1	A	409.98	0.2	A	428.97	2.939
15	433.78	464.41	30.63	446.13	4.024	12.2	A	446.13	0.5	A	453.72	3.065
16	465.11	495.57	30.47	495.57	4.015	10.5	A	495.57	1.0	A	473.11	3.008
17	496.27	527.25	30.97	527.25	4.070	20.7	B	527.25	4.1	A	498.46	3.043
18	527.95	558.64	30.70	528.33	4.111	28.2	B	528.08	2.3	A	529.73	2.985
19	559.34	590.45	31.11	590.44	4.103	26.8	B	590.44	2.8	A	570.02	3.016
20	591.15	621.92	30.77	621.30	4.175	40.0	C	591.15	3.6	A	593.22	3.062
21	622.62	653.18	30.56	648.82	4.149	35.2	B	652.69	4.9	A	641.60	3.050
22	653.88	684.67	30.79	683.52	4.152	35.8	B	683.96	5.2	B	672.31	2.924
23	685.37	716.13	30.77	685.49	4.135	32.7	B	685.51	4.5	A	690.87	2.864
24	716.83	747.83	31.00	746.56	4.151	35.6	B	717.96	4.9	A	723.11	3.005
25	748.53	778.81	30.28	778.45	4.080	22.5	B	778.81	1.4	A	753.43	3.094
26	779.51	810.32	30.81	782.82	4.111	28.2	B	779.77	4.7	A	796.56	3.143
27	811.02	841.26	30.24	811.41	4.133	32.3	B	811.24	4.9	A	839.42	3.125
28	841.96	873.39	31.43	872.93	4.145	34.5	B	872.80	4.1	A	853.70	3.085
29	874.09	905.27	31.18	874.27	4.105	27.1	B	874.22	4.8	A	877.68	3.213
30	905.97	936.60	30.63	907.07	4.156	36.5	B	906.49	5.0	B	910.45	3.249
31	937.30	967.74	30.44	938.01	4.141	33.8	B	937.34	3.8	A	941.85	3.081
32	968.44	999.30	30.86	968.50	4.158	36.9	B	968.50	5.4	B	972.76	3.158
33	1000.00	1030.79	30.79	1020.38	4.142	33.9	B	1030.63	5.9	B	1010.42	3.231
34	1031.49	1062.34	30.86	1031.53	4.155	36.3	B	1032.73	5.3	B	1033.63	3.186
35	1063.04	1093.39	30.35	1092.63	4.144	34.3	B	1064.56	3.5	A	1069.81	3.027
36	1094.09	1125.50	31.41	1121.80	4.151	35.6	B	1095.17	4.8	A	1104.96	3.138
37	1126.20	1156.99	30.79	1133.77	4.174	39.9	B	1127.41	5.0	B	1147.72	3.286

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 31 (continua).

Tabla completa de tubos en tubería de 4.5 pulgadas con MFC24.

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
38	1157.69	1188.43	30.74	1167.88	4.175	40.0	C	1160.72	5.8	B	1168.74	3.248
39	1189.13	1219.60	30.47	1191.88	4.159	37.1	B	1191.88	6.4	B	1214.35	3.242
40	1220.30	1250.88	30.58	1246.55	4.168	38.7	B	1231.24	6.2	B	1226.93	3.343
41	1251.58	1282.69	31.11	1257.59	4.180	41.0	C	1261.54	6.7	B	1256.13	3.222
42	1283.39	1314.41	31.02	1286.48	4.164	38.0	B	1297.93	6.1	B	1289.61	3.437
43	1315.11	1345.78	30.67	1322.82	4.201	44.8	C	1343.73	5.5	B	1319.89	3.287
44	1346.48	1376.98	30.49	1376.38	4.172	39.5	B	1356.56	4.7	A	1361.70	3.325
45	1377.35	1408.25	30.91	1397.36	4.219	48.2	C	1385.53	5.5	B	1404.34	3.289
46	1408.95	1440.30	31.34	1414.00	4.168	38.7	B	1414.00	5.9	B	1412.50	3.447
47	1441.00	1471.65	30.65	1446.19	4.163	37.8	B	1447.56	5.1	B	1445.55	3.375
48	1472.35	1503.09	30.74	1501.26	4.257	55.2	C	1487.58	5.0	A	1473.75	3.211
49	1503.79	1534.60	30.81	1531.31	4.166	38.4	B	1531.31	3.2	A	1519.59	3.314
50	1535.30	1566.00	30.70	1558.02	4.175	40.0	C	1565.03	4.6	A	1538.26	3.336
51	1566.70	1597.39	30.70	1582.47	4.149	35.2	B	1597.37	3.5	A	1577.48	3.313
52	1598.09	1629.11	31.02	1601.50	4.101	26.4	B	1624.93	4.0	A	1606.66	3.302
53	1629.81	1660.58	30.77	1655.67	4.213	47.0	C	1629.99	4.1	A	1660.19	3.329
54	1661.28	1691.95	30.67	1666.67	4.171	39.3	B	1661.28	3.5	A	1662.91	3.294
55	1693.43	1723.39	29.96	1695.82	4.178	40.6	C	1695.14	4.0	A	1695.78	3.293
56	1724.09	1754.81	30.72	1749.52	4.105	27.1	B	1724.57	3.7	A	1725.92	3.395
57	1755.51	1786.30	30.79	1785.42	4.175	40.0	C	1755.99	4.1	A	1760.03	3.344
58	1787.00	1817.77	30.77	1787.50	4.166	38.4	B	1787.12	4.1	A	1807.92	3.388
59	1818.37	1849.28	30.92	1836.72	4.179	40.8	C	1847.87	3.4	A	1833.75	3.375
60	1849.78	1880.95	31.17	1851.05	4.170	39.1	B	1880.39	5.5	B	1868.30	3.416
61	1881.64	1912.28	30.64	1882.50	4.211	46.7	C	1882.50	4.1	A	1910.50	3.377
62	1912.78	1943.45	30.67	1942.36	4.093	24.9	B	1943.16	3.1	A	1925.70	3.244
63	1943.95	1975.14	31.19	1973.10	4.151	35.6	B	1968.59	5.0	B	1957.92	3.348
64	1975.77	2005.41	29.64	1984.71	4.120	29.9	B	1980.90	2.2	A	2003.79	3.444
65	2006.29	2038.01	31.72	2037.26	4.156	36.5	B	2038.01	3.1	A	2018.22	3.480
66	2038.51	2069.47	30.97	2040.32	4.091	24.5	B	2068.54	4.0	A	2044.51	3.504
67	2069.97	2101.38	31.40	2083.86	4.082	22.9	B	2071.48	4.1	A	2097.41	3.589
68	2101.88	2132.80	30.92	2105.65	4.077	22.0	B	2102.97	3.6	A	2131.27	3.514
69	2133.30	2164.08	30.78	2162.49	4.117	29.3	B	2134.78	4.3	A	2160.62	3.536
70	2164.58	2195.73	31.15	2171.90	4.130	31.7	B	2195.33	4.6	A	2180.19	3.435
71	2196.23	2227.26	31.03	2222.56	4.108	27.7	B	2227.12	4.7	A	2211.56	3.568
72	2227.76	2258.52	30.76	2238.92	4.098	25.8	B	2230.61	3.8	A	2238.68	3.570
73	2259.02	2290.17	31.15	2262.65	4.108	27.7	B	2261.78	4.1	A	2271.37	3.578
74	2290.67	2321.43	30.76	2300.09	4.101	26.4	B	2314.34	3.4	A	2310.63	3.577
75	2321.93	2352.82	30.90	2331.55	4.081	22.7	B	2351.57	3.6	A	2342.39	3.549
76	2353.32	2384.61	31.29	2356.98	4.077	22.0	B	2384.20	3.8	A	2357.92	3.543

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 31 (continua).

Tabla completa de tubos en tubería de 4.5 pulgadas con MFC24.

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Mín Diam. Prof (pies)	Mín Diam (pulg)
77	2385.11	2415.85	30.73	2393.40	4.100	26.2	B	2385.62	4.6	A	2411.33	3.565
78	2416.35	2447.40	31.06	2418.87	4.091	24.5	B	2447.26	4.5	A	2431.82	3.534
79	2447.90	2478.94	31.03	2476.14	4.125	30.8	B	2449.45	5.2	B	2451.04	3.522
80	2479.44	2510.50	31.06	2498.40	4.063	19.4	A	2509.58	4.6	A	2488.96	3.545
81	2511.00	2541.94	30.94	2526.93	4.087	23.8	B	2541.35	4.0	A	2527.48	3.577
82	2542.44	2573.50	31.06	2566.21	4.096	25.5	B	2542.96	4.6	A	2558.49	3.600
83	2574.00	2604.71	30.71	2600.09	4.118	29.5	B	2599.91	4.9	A	2587.27	3.557
84	2605.21	2636.43	31.22	2612.62	4.080	22.5	B	2636.17	4.1	A	2616.27	3.540
85	2636.93	2667.87	30.94	2653.29	4.050	17.0	A	2637.97	2.0	A	2651.94	3.535
86	2668.37	2699.13	30.76	2693.95	4.068	20.3	B	2670.14	3.2	A	2689.00	3.526
87	2699.63	2730.75	31.13	2720.09	4.118	29.5	B	2729.29	4.0	A	2723.62	3.567
88	2731.25	2762.06	30.80	2735.84	4.104	26.9	B	2761.97	4.7	A	2756.28	3.550
89	2762.56	2793.73	31.17	2778.67	4.107	27.5	B	2764.60	3.4	A	2773.55	3.555
90	2794.23	2825.29	31.06	2798.31	4.145	34.5	B	2824.48	5.7	B	2808.93	3.586
91	2825.79	2856.64	30.85	2829.79	4.078	22.1	B	2826.74	5.6	B	2846.80	3.551
92	2857.14	2888.19	31.05	2873.37	4.090	24.4	B	2887.79	5.4	B	2879.59	3.518
93	2888.69	2919.70	31.02	2900.82	4.111	28.2	B	2889.48	4.5	A	2909.60	3.567
94	2920.20	2950.88	30.68	2946.57	4.084	23.2	B	2920.54	4.1	A	2933.24	3.520
95	2951.38	2982.61	31.23	2971.89	4.092	24.7	B	2982.34	4.6	A	2972.28	3.520
96	2983.11	3013.98	30.87	2983.51	4.090	24.4	B	2983.51	5.6	B	2991.26	3.557
97	3014.48	3045.63	31.15	3026.17	4.094	25.1	B	3015.67	4.4	A	3020.70	3.431
98	3046.13	3076.89	30.76	3064.13	4.139	33.4	B	3064.13	5.0	B	3069.84	3.669
99	3077.39	3108.33	30.95	3085.87	4.084	23.2	B	3100.52	4.2	A	3091.07	3.547
100	3108.83	3139.46	30.62	3118.22	4.120	29.9	B	3132.94	5.3	B	3121.00	3.605
101	3139.96	3171.12	31.16	3140.35	4.091	24.5	B	3152.61	6.3	B	3145.80	3.613
102	3171.62	3202.74	31.12	3200.28	4.087	23.8	B	3195.60	5.7	B	3202.57	3.658
103	3203.24	3234.30	31.06	3206.97	4.097	25.6	B	3206.28	4.6	A	3208.73	3.660
104	3234.80	3265.37	30.57	3238.79	4.063	19.4	A	3235.46	5.5	B	3264.90	3.859
105	3265.87	3297.15	31.29	3280.96	4.095	25.3	B	3276.75	5.4	B	3279.01	3.849
106	3297.65	3328.63	30.97	3319.81	4.101	26.4	B	3328.22	6.9	B	3305.19	3.803
107	3329.13	3360.23	31.10	3332.08	4.076	21.8	B	3353.63	3.7	A	3329.18	3.728
108	3360.73	3391.52	30.80	3379.62	4.045	16.1	A	3370.54	5.1	B	3373.43	3.826
109	3392.02	3423.04	31.02	3418.10	4.096	25.5	B	3402.05	6.0	B	3412.66	3.877
110	3423.54	3454.60	31.06	3427.08	4.099	26.0	B	3454.37	5.3	B	3431.44	3.834
111	3455.10	3485.93	30.84	3460.15	4.085	23.4	B	3485.56	5.9	B	3475.99	3.881
112	3486.43	3517.29	30.85	3506.12	4.072	21.0	B	3491.65	6.3	B	3486.80	3.866
113	3517.79	3548.88	31.10	3525.18	4.088	24.0	B	3539.96	5.8	B	3536.23	3.881
114	3549.38	3580.26	30.88	3560.34	4.066	19.9	A	3555.62	5.8	B	3563.50	3.885
115	3580.76	3612.00	31.23	3584.21	4.079	22.3	B	3592.51	4.2	A	3599.86	3.881

Fuente: Tomado de Equipetrol.

Tabla 31 (continua).

Tabla completa de tubos en tubería de 4.5 pulgadas con MFC24.

#	Tope(pies)	Base(pies)	Largo(pies)	Max Pen Prof.(pies)	Max Pen(pulg)	Max Pen(%)	Pen Grado	Max Pérd Prof.(pies)	Max Pérd (%)	PM Grado	Min Diam Prof (pies)	Min Diam (pulg)
116	3612.50	3643.06	30.57	3627.35	4.063	19.4	A	3618.64	5.1	B	3620.64	3.895
117	3643.56	3674.78	31.22	3654.98	4.062	19.2	A	3648.73	5.5	B	3646.67	3.849
118	3675.28	3706.05	30.77	3688.46	4.104	26.9	B	3705.68	5.9	B	3690.58	3.881
119	3706.55	3737.84	31.29	3733.73	4.065	19.7	A	3733.79	6.0	B	3737.15	3.876
120	3738.34	3768.88	30.54	3751.40	4.057	18.3	A	3751.62	5.8	B	3757.04	3.886
121	3769.38	3800.60	31.22	3773.26	4.116	29.2	B	3778.40	6.3	B	3789.68	3.869
122	3801.10	3831.97	30.87	3818.00	4.059	18.6	A	3821.77	5.5	B	3820.47	3.881
123	3832.47	3863.29	30.83	3833.00	4.072	21.0	B	3862.78	4.9	A	3839.97	3.855
124	3863.79	3894.96	31.16	3880.91	4.073	21.2	B	3894.77	6.2	B	3864.81	3.891
125	3895.46	3926.32	30.87	3909.65	4.071	20.8	B	3900.80	6.6	B	3896.63	3.885
126	3926.82	3957.94	31.12	3939.57	4.081	22.7	B	3939.14	6.1	B	3948.39	3.884
127	3958.44	3970.53	12.08	3968.65	4.058	18.5	A	3965.12	6.0	B	3961.48	3.884
128	3971.72	3982.91	11.18	3978.80	4.069	20.5	B	3978.80	7.5	B	3971.96	3.800

Fuente: Tomado de Equipetrol.