

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

**Evaluación de los Registros de Producción con Multisensores
(MAPS) para la determinación de la irrupción de agua en pozos
de gas en la Selva Peruana**

Para obtener el título profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por
Brayan Alexander Galoso Terrones

0009-0009-8410-4643

Asesor
M.Sc. Luis Alberto Colán García

0000-0003-4457-0403

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Galloso Terrones
Referencia/Reference	[1] B. Galloso Terrones, "Determinar la Irrupción de agua en pozos de gas, aplicando herramientas de registro de producción con multi-sensores (MAPS) en la selva peruana" [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style:	
IEEE (2020)	
Citar/How to cite	(Galloso, 2024)
Referencia/Reference	Galloso, B. (2024). <i>Determinar la Irrupción de agua en pozos de gas, aplicando herramientas de registro de producción con multi-sensores (MAPS) en la selva peruana</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style:	
APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis padres por su esfuerzo y dedicación a mi crecimiento personal y profesional, a mis hermanos por ser ejemplo a seguir, a mi esposa por ser mi soporte y ayuda, y a mis hijos por ser mi fuerza para seguir adelante.

Agradecimientos

A mi asesor y revisor por su interés y disponibilidad para sacar adelante este trabajo. A mi empresa por permitirme utilizar y presentar la información importante que sustenta mi investigación. A mis colegas por darme el soporte durante el desarrollo de mi Tesis.

Resumen

Las herramientas convencionales de registros de producción pueden no proveer la respuesta más precisa en pozos de alta desviación y horizontales. Estas herramientas de registro convencionales van centralizadas o tienen un único punto de medición de propiedades, como la velocidad, componentes de las fases, temperatura y presión.

La segregación de fases ocurre en muchos pozos, incluso los pozos con mínima desviación; las fases más ligeras se segregan en la parte más alta del pozo, y las fases más pesadas en la parte más baja.

Las herramientas modernas de registros de producción con múltiples sensores pueden proveer información valiosa concerniente a los tipos de fluido (líquidos y gas), composición y velocidad de los fluidos. Estos sensores pueden ser corridos de diversas maneras: slickline, wireline, coiled tubing, tractors, etc; siendo los métodos más utilizados el slickline y wireline.

El presente trabajo está dirigido a pozos con alta producción de gas situados en locaciones remotas de la selva peruana y brinda un análisis técnico-económico que resulta de la aplicación de la tecnología MAPS (*Multi Array Production Suite*) en pozos de gas de alta desviación y con segregación de fases. Además, de posibilidad de identificación de la irrupción de fluidos no deseados (agua) en etapas de producción empleando las herramientas de registro con multi-sensores junto a los sensores convencionales y el registro de saturación, los cuales nos llevarán a la mejor toma de decisiones.

Palabras clave — Herramientas multi-sensores, MAPS, irrupción de agua, slickline.

Abstract

Conventional production logging tools may not provide the most accurate response in high deviated and horizontal wells. These conventional logging tools are centralized or have a single point of measurement of properties, such as velocity, phase components, temperature, and pressure.

Phase segregation occurs in many wells, even wells with minimal deviation; lighter phases segregate at the top of the well, while heavier phases settle at the bottom.

Modern production logging tools with multiple sensors can provide valuable information regarding fluid types (liquid and gas), composition, and fluid velocity. These sensors can be run in various ways: slickline, wireline, coiled tubing, tractors, etc; with slickline and wireline being the most used methods.

This study focuses on gas-producing wells located in remote areas of the Peruvian jungle and provides a technical-economic analysis resulting from the application of the MAPS (Multi Array Production Suite) technology in highly deviated gas wells with phase segregation. The ability to identify the influx of unwanted fluids (such as water) during production stages using multi-sensor logging tools, conventional tools, and saturation logging will lead to better decision-making.

Keywords — Multi-sensor tools, MAPS, water inlet, slickline.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción.....	xvii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	1
1.2.1 Problema General.....	1
1.2.2 Problemas Específicos	1
1.3 Objetivos del estudio	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos	2
1.4 Hipótesis de la Investigación	2
1.4.1 Hipótesis General	2
1.4.2 Hipótesis Específicas.....	3
1.5 Justificación de la Investigación	3
1.6 Identificación de Variables.....	4
1.6.1 Variables Independientes	4
1.6.2 Variables Dependientes	4
1.7 Operacionalización de Variables	4
1.8 Matriz de Consistencia	7
1.9 Antecedentes investigativos	9

1.9.1	Campo Karachaganak, 2011	9
1.9.2	Problemática de los Pozos en Karachaganak.....	9
	Capítulo II. Marcos teórico y conceptual.....	18
2.1	Marco teórico	18
2.1.1	Registros de Producción.....	18
2.1.2	Registro de Producción Convencional (PLT, Production Looging Tool)	
	19	
2.1.3	Sarta Convencional PLT	19
2.1.4	Multiple Array Production Suite – MAPS	21
2.1.5	Intrusión de Agua en pozos de Gas	22
2.2	Marco conceptual	25
2.2.1	Sarta Convencional PLT	25
2.2.2	Multiple Array Production Suite – MAPS	30
2.2.3	MAPSview Software	31
	Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	33
3.1	Metodología de Investigación.....	33
3.2	Tipo de Investigación	33
3.3	Fuentes de Datos	34
3.4	Población y Muestra.....	34
3.5	Recolección de Datos	34
3.6	Ánálisis de Datos.....	35
3.7	Desarrollo de la Investigación.....	35

3.7.1	Información del Pozo	35
3.7.2	Información de Reservorio y Producción.....	36
3.7.3	Reportes de Monitoreo de Corrosión	40
3.7.4	Aplicación de la Tecnología MAPS en el pozo MI-3	41
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....		42
4.1	Histórico de Registros e Interpretación.....	42
4.1.1	Registro PLT, Pozo MI-3 (2015).....	42
4.1.2	Registro PLT, Pozo MI-3 (2016).....	52
4.1.3	Registro PLT, Pozo MI-3 (2017).....	61
4.2	Evaluación Económica	74
4.3	Análisis de Resultados	74
Capítulo V. Conclusiones Y RECOMENDACIONES		84
5.1	Conclusiones.....	84
5.2	Recomendaciones.....	85
Capítulo VI. Referencias bibliográficas		87
Capítulo VII: Anexos.....		89

Lista de Tablas

	Pag
Tabla 1 Variable Holdup de la Fase.	4
Tabla 2 Variable Holdup de la Fase.	5
Tabla 3 Variable Velocidad de la Fase.	5
Tabla 4 Variable Presión de Reservorio.	5
Tabla 5 Variable Temperatura de Reservorio.	5
Tabla 6 Variable Densidad de Fluido.	5
Tabla 7 Variable Concentración de Cloruros.	6
Tabla 8 Variable Caudal de Producción.	6
Tabla 9 Variable Velocidad de la Herramienta.	6
Tabla 10 Variable Relación Gas/Condensado, CGR.	6
Tabla 11 Matriz de Consistencia.	7
Tabla 12 Resultados de prueba de Limpieza, Pozo MP10.	11
Tabla 13 Resultados de pruebas de producción, Pozo MP19.	14
Tabla 14 Análisis de Datos.	35
Tabla 15 Petrofísica del Reservorio.	36
Tabla 16 Zonas Perforadas.	36
Tabla 17 Perforados.	37
Tabla 18 Análisis 3D por formación a pozo cerrado.	48
Tabla 19 Análisis 3D por formación con pozo a 50 MMscfd.	49
Tabla 20 Análisis 3D por formación con pozo a 65 MMscfd.	50
Tabla 21 Análisis 3D por formación con pozo a 80 MMscfd.	51
Tabla 22 Análisis 3D por formación a pozo cerrado.	57
Tabla 23 Análisis 3D por formación con pozo a 41 MMscfd.	58
Tabla 24 Análisis 3D por formación con pozo a 52 MMscfd.	59

Tabla 25 Análisis 3D por formación con pozo a 64 MMscfd.....	60
Tabla 26 Análisis 3D por formación a pozo cerrado.....	69
Tabla 27 Análisis 3D por formación con pozo a 24MMscfd.....	70
Tabla 28 Análisis 3D por formación con pozo a 30MMscfd.....	71
Tabla 29 Análisis 3D por formación con pozo a 36MMscfd.....	72
Tabla 30 Análisis 3D por formación con pozo a 42MMscfd.....	73
Tabla 31 Costos Programado y Ejecutado en pozo MI-3.....	75
Tabla 32 Recuento de días Operativos y Stand by.....	77
Tabla 33 Montos aproximados por días Operativos y Stand by.....	78
Tabla 34 Evaluación de Volúmenes y Costos de Producción.....	79
Tabla 35 Evaluación de Costos de ejecución con Slickline vs Wireline.....	80
Tabla 36 Especificaciones Técnicas Sensores PLT.....	1
Tabla 37 Especificaciones Técnicas Sensores MAPS.....	5

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1 Esquema estratégico de completación y estimulación de varias etapas horizontal.....	11
Figura 2 Resultados del PLT Convencional y subsecuente corte de agua.....	12
Figura 3 Esquema estratégico de completación multietapa horizontal y estimulación.....	14
Figura 4 Resultados de Registros de producción PLT Multi-sensor y Convencional.....	15
Figura 5 Diagrama de Sarta PLT Convencional.....	20
Figura 6 Diagrama de Sarta PLT MAPS.....	22
Figura 7 Esquema de conificación.....	24
Figura 8 Panel DTR y Encoder digital Sondex.....	25
Figura 9 MBH033 Sondex	26
Figura 10 UMT007 Sondex.....	26
Figura 11 PGR020 Sondex.....	27
Figura 12 QPC003 Sondex.....	27
Figura 13 ILS022 Sondex.....	28
Figura 14 FDI001 Sondex.....	28
Figura 15 CTF004 Sondex	28

Figura 16 CFJM08 Sondex.....	29
Figura 17 PRC034 Sondex.....	29
Figura 18 PKJ013 Sondex.....	30
Figura 19 SAT005 Sondex	30
Figura 20 CAT004 Sondex	31
Figura 21 PIA Sondex.	31
Figura 22 Imágenes 3D módulo MAPS.....	32
Figura 23 Producción Mensual Promedio de Gas, Condensado y Agua.....	38
Figura 24 Salinidad vs % Agua.....	39
Figura 25 Caudal de Producción vs Presión de Cabeza.....	39
Figura 26 Cloruros vs Caudal de Producción.....	40
Figura 27 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo pozo cerrado.....	42
Figura 28 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 50 MMscfD.....	43
Figura 29 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 65 MMscfD.....	43
Figura 30 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 80 MMscfD.....	44
Figura 31 Set de curvas Multi-Spinners a condiciones de pozo cerrado.	45
Figura 32 Set de curvas de capacitancia a condiciones de pozo cerrado.	45
Figura 33 Perfil Hold Up a pozo cerrado.....	46
Figura 34 Set de curvas de Capacitancias a pozo fluyendo 50MMscfD.....	47

Figura 35 Set de curvas de Capacitancias a pozo fluyendo 65MMscfD.....	47
Figura 36 Set de curvas de Capacitancias a pozo fluyendo 80 MMscfD.....	48
Figura 37 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo pozo cerrado.....	52
Figura 38 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 41 MMscfD.....	52
Figura 39 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 52 MMscfD.....	53
Figura 40 Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 64 MMscfD.....	53
Figura 41 Set de curvas de capacitancia a condiciones de pozo cerrado.	54
Figura 42 Set de curvas Multi-Spinners a condiciones de pozo cerrado.	54
Figura 43 Perfil Hold Up a pozo cerrado.....	55
Figura 44 Perfil Hold Up para una sección de área a 52 MMscfD.....	55
Figura 45 Perfil Hold Up para una sección de área a 64 MMscfD.....	56
Figura 46 Resultados pozo cerrado. Perfil de velocidades y caudales.....	62
Figura 47 Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 24 MMscfd.....	62
Figura 48 Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 30 MMscfd.....	63
Figura 49 Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 36 MMscfd.....	63
Figura 50 Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 42 MMscfd.....	64

Figura 51 Set de curvas de capacitancia a condiciones de pozo cerrado.	65
Figura 52 Set de curvas Multi-Spinners a condiciones de pozo cerrado.	65
Figura 53 Perfil Hold Up a pozo cerrado.	66
Figura 54 Perfil Hold Up a pozo fluyendo 24 MMscfD.	67
Figura 55 Perfil Hold Up a pozo fluyendo 30 MMscfD.	67
Figura 56 Perfil Hold Up a pozo fluyendo 36 MMscfD.	68
Figura 57 Perfil Hold Up a pozo fluyendo 42 MMscfD.	68
Figura 58 Gráfica de costos Programados/Ejecutados en pozo MI-3 vs Locación.	
.....	76
Figura 59 Gráfica de costos Programada vs Ejecutado del pozo MI-3 para cada servicio.	76
Figura 60 Gráfico de costos en porcentajes por días Operativos y Stand by.	78
Figura 61 Gráfica comparativa del registro PLT ejecutado con Slickline vs Wireline.	
.....	80
Figura 62 Distribución porcentual de servicios para un Registro PLT MAPS con Slickline.	81
Figura 63 Distribución porcentual de servicios para un Registro PLT MAPS con Wireline.	82
Figura 64 Gráfica de Costos (US\$) por servicio para el registro PLT MAPS en modo Slickline y Wireline.	82

Figura 65 Gráfica de Costos por servicio (%) para el registro PLT MAPS en modo <i>Slickline y Wireline</i>	83
Figura 66 Diagrama Sub-superficial pozo MI-3.....	7
Figura 67 Sección Vertical del Pozo MI-3.....	8
Figura 68 Vista de Planta del Pozo MI-3.....	9

INTRODUCCIÓN

Las herramientas más modernas de registros de producción tienen múltiples sensores que pueden proveer información valiosa con respecto al tipo de fluido, su composición y velocidades de los mismos, particularmente en pozos con segregación de fases. Además de poder ser corridos mediante diversas maneras: slickline, wireline, coiled tubing, well tractors, etc; siendo los métodos más ampliamente utilizados el slickline y el wireline.

Las herramientas tradicionales de registros de producción con sensores simples pueden no proveer la respuesta más precisa en pozos de alta desviación y horizontales. Estas herramientas de registro tradicionales son usualmente herramientas de registro centralizadas o tienen un único punto de medición para propiedades, como la velocidad, componentes de las fases, temperatura y presión. La segregación de fases ocurre en muchos pozos, incluso los pozos con mínima desviación desde la vertical; las fases más ligeras migran a la parte más alta del pozo, y las fases más pesadas migran a la parte más baja. (Frisch, Jung, Alldredge, Zett, Webster, 2009, página 1)

El presente trabajo estará dirigido a la identificación de la irrupción de fluidos no deseados (agua) en etapas de producción en pozos con alta producción de gas, alta desviación y segregación de fases presente situados en locaciones remotas de la selva peruana. Además, brinda un análisis técnico-económico que resulta de la aplicación de la tecnología MAPS (Multi Array Production Suite, Herramientas de Registros de Producción con Multi-Sensores) en conjunto con los sensores convencionales y registros adicionales como el de saturación, los cuales son utilizados para la identificación del movimiento de fluidos en las rocas reservorio y sus saturaciones.

En el planteamiento del problema se presenta el desafío tanto operativo como económico que representa ejecutar esta tecnología en este tipo de pozos. En base a esto,

se presenta las justificaciones, el objetivo de la tesis, así como las variables identificadas para la elección de las herramientas de registros de producción más adecuadas según los objetivos que deseamos alcanzar.

Posteriormente, se presentarán los antecedentes sobre la aplicación de esta tecnología en operaciones con herramientas de producción con multi-sensores en diferentes lugares del mundo, incluyendo los resultados satisfactorios obtenidos. Además, se repasarán los fundamentos teóricos sobre la irrupción del agua en etapas tempranas de producción, las herramientas de registro de producción convencionales y multi-sensores, y las operaciones con slickline para el registro con estos sensores.

En la metodología de la investigación se mostrará el plan de trabajo, el tipo de investigación, la fuente de la información, el análisis e interpretación de la información.

El análisis económico se realizará en base a un pozo ubicado en una locación remota de la cuenca Ucayali en donde la aplicación de las herramientas de registro de producción multi-sensores mediante el slickline fue de mucha ayuda, no sólo para confirmar irrupción de agua en el pozo sino también para la toma de decisiones a partir de los resultados obtenidos y evitar pérdidas de producción sumados a los sobre costos por trabajos de remediación adicionales a los inicialmente requeridos.

Finalmente, se dan las conclusiones, así como las recomendaciones y consideraciones necesarias para que futuras operaciones de pruebas de producción con herramientas PLT multi-sensores formen parte de un programa de prueba de pozos y puedan ser llevadas a cabo con resultados satisfactorios durante el seguimiento y control de reservorios.

CAPÍTULO I. PARTE INTRODUCTORIA DEL TRABAJO

1.1 Generalidades

En las pruebas de Testing realizadas en pozos productores de gas, por lo general, se toman registros de producción con herramientas de sensores PLT convencionales, las cuales requieren una centralización para poder registrar a lo largo de la zona de interés sin comprometer su buen funcionamiento y toma de información.

1.2 Descripción del problema de investigación

Está demostrado que el uso de sensores PLT de registro de producción convencionales cuentan con una limitación, en pozos de alto grado de desviación y segregación de fases, para medir el comportamiento del flujo de fluidos y su perfil de producción en los alrededores de la tubería debido a su centralización en su radio de acción.

En pozos donde la irrupción de agua no puede ser detectada con este tipo de herramientas resulta ser un problema. Por lo tanto, la utilización de herramientas de producción con multi-sensores viene a ser necesaria debido a su mayor alcance y sobre todo a su compatibilidad con las herramientas convencionales para ser corridas en una misma sarta.

1.2.1 Problema General

Empleando los registros convencionales PLT debido al poco alcance en su radio de acción no es posible identificar la irrupción de un fluido no deseado (agua) debido a la segregación de fluidos, especialmente en pozos con alto grado de desviación.

1.2.2 Problemas Específicos

- Muchos de los sensores PLT convencionales deben ser corrido en carreras independientes a las herramientas con multi-sensores debido a que su tecnología no es compatible para ser corridos en una misma sarta.

- Mediante el uso de sensores PLT convencionales la información registrada es limitada al centro de la tubería por lo que no sería posible la toma de decisiones efectiva ante la posibilidad de una irrupción de agua.
- Los registros con herramientas multisensores son corridos usualmente con wireline, haciendo que estos registros sean demasiado costosos impactando significativamente a un proyecto de remediación o monitoreo de un pozo.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 *Objetivo general*

Aplicación de herramientas de registro de producción con multi-sensores (MAPS) para la determinación de la irrupción de agua en pozos de gas, con alto grado de desviación y segregación de fases presente.

1.3.2 *Objetivos específicos*

- Mostrar la ventaja que tiene la tecnología MAPS para ser utilizada junto con sensores de producción PLT convencionales debido a su compatibilidad a fin de obtener la mayor cantidad de información en un mismo trabajo.
- Utilizar los resultados del uso de la tecnología MAPS para la planificación de trabajos de remediación con menor incertidumbre evitando sobre costos al proyecto.
- Mostrar la viabilidad económica de esta tecnología mediante su aplicación y operación en modo memoria (con slickline) en comparación de otros métodos de registro de fondo de mayor costo operativo como los registros con wireline en tiempo real.

1.4 Hipótesis de la Investigación

1.4.1 *Hipótesis General*

El uso de sensores de producción multi-sensores (MAPS) y su corrida mediante el equipo slickline, permite identificar y detectar irrupción de agua en pozos productores de gas con alto grado de desviación y segregación de fases presente. Además de reducir

significativamente los costos de un proyecto de remediación en pozos con condiciones de irrupción de agua.

1.4.2 Hipótesis Específicas

- La tecnología MAPS cuenta con la compatibilidad con los sensores de producción PLT convencionales para ser corridos en una misma sarta permitiendo recabar un mayor paquete de información sobre el comportamiento de los fluidos y su perfil de flujo tanto en el centro como en los alrededores de la tubería en un mismo trabajo.
- La reducción de la incertidumbre respecto al comportamiento de los fluidos y el flujo de fluidos permite identificar como mayor eficacia los trabajos de remediación específicamente requeridos para lograr la extensión de la vida productiva de un pozo sin exceder en costos ni afectar el medio ambiente.
- El uso del módulo MAPS en modo memoria mediante el uso del slickline reduce los costos operativos de un proyecto debido a la reducción en la cantidad de equipamiento requerido, el número de personal operativo, el impacto al medio ambiente, menor cantidad de movimientos logísticos, tiempos operacionales y costos del servicio.

1.5 Justificación de la Investigación

La aplicación de la tecnología MAPS debido a su funcionalidad, geometría, compatibilidad con sensores convencionales y modalidad de uso en modo memoria para la toma de registros con slickline es requerida para la identificación de un arribo de agua durante su etapa de producción y la evaluación de la segregación de fases en un fluido multifásico y “*holdup*” de agua en diferentes secciones transversales de un pozo de gas dada la necesidad de registrar el comportamiento del flujo de fluidos y su distribución en los 360° de la tubería.

Los siguientes puntos justifican el tema presentado:

- Fácil detección de producción de agua en fases tempranas mediante el uso de herramientas con multi-sensores que registran en los 360° alrededor de la tubería.

Obteniendo el perfil del flujo de fluidos a lo largo de la misma con la generación de una imagen en 3D de la sección transversal del pozo.

- Toma de decisiones ágiles para la planificación de trabajos de remediación con viabilidad técnica y ambiental, con la finalidad de evitar perder o recuperar un pozo en su etapa temprana de producción.
- La viabilidad técnica y económica de su aplicación y corrida en modo memoria con slickline, en comparación de realizar registros con wireline para lograr el mismo objetivo. Reduciendo costos operacionales, logísticos y medioambientales.

1.6 Identificación de Variables

1.6.1 *Variables Independientes*

- Caudal de Gas
- Caudal de Condensado
- Caudal de Agua
- Velocidad de la Herramienta

1.6.2 *Variables Dependientes*

- Holdup de la fase
- Presión de Reservorio
- Temperatura de Reservorio
- Densidad de Fluido
- Concentración de Cloruros
- Relación Gas/Condensado

1.7 Operacionalización de Variables

Tabla 1

Variable Holdup de la Fase.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
-----------	---------	-----------------------	-----------------------

CWH, Capacitancia	-	Registro CTF (Sensor de Capacitancia, Temperatura y flowmeter)	Registros de producción (sensores de fondo PLT)
-------------------	---	--	---

Nota: fuente: Propia

Tabla 2

Variable Holdup de la Fase.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
CWH, Capacitancia	-	Registro CAT (Capacitance Array Tool)	Registros de producción (sensores de fondo módulo MAPS)

Nota: fuente: Propia

Tabla 3

Variable Velocidad de la Fase.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
Velocidad del spinner (ft/min)	-	Respuesta del movimiento del spinner	Registro PLT, sensores de flujo (CFJM, ILS)
Velocidad del spinner (ft/min)	-	Registro SAT (Spinner Array Tool)	Registros de producción (sensores de fondo módulo MAPS)

Nota: fuente: Propia

Tabla 4

Variable Presión de Reservorio.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
P reser (psi)	-	Respuesta del sensor de Presión	Registro PLT, sensores de flujo (QPC)

Nota: fuente: Propia

Tabla 5

Variable Temperatura de Reservorio.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
T reser (°F)	-	Respuesta del sensor de Temperatura	Registro PLT, sensores de flujo (CTF)

Nota: fuente: Propia

Tabla 6

Variable Densidad de Fluido.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información

Densf (ppg)	-	Respuesta del sensor de Densidad	Registro PLT, sensores de flujo (FDI)
-------------	---	----------------------------------	---------------------------------------

Nota: fuente: Propia

Tabla 7

Variable Concentración de Cloruros.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
% ppm	-	Porcentaje de Cloruros	Monitoreo de Corrosión

Nota: fuente: Propia

Tabla 8

Variable Caudal de Producción.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
Qg (MMSCFD)	-	Caudal de gas por día	Reportes de producción
Ql (STB/D)	-	Caudal de líquidos por día	Reportes de producción
Qw (STB/D)	-	Caudal de agua por día	Reportes de producción

Nota: fuente: Propia

Tabla 9

Variable Velocidad de la Herramienta.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
Velocidad Herramienta (ft/min)	-	Respuesta del movimiento de la herramienta	Registro de velocidad Panel de Superficie

Nota: fuente: Propia

Tabla 10

Variable Relación Gas/Condensado, CGR.

Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
CGR (bbl/MMcf)	Qcondensado/Qgas	Bariles de condensado por millón de pies cúbicos standar	Reportes de campo de Producción Diaria

Nota: fuente: Propia

1.8 Matriz de Consistencia

Tabla 11

Matriz de Consistencia.

Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables	Indicadores	Fuente de Información
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variables Independientes		
Empleando los registros convencionales PLT debido al poco alcance en su radio de acción no es posible identificar la irrupción de un fluido no deseado (agua) debido a la segregación de fluidos, especialmente en pozos con alto grado de desviación.	Aplicación de herramientas de registro de producción con multi-sensores (MAPS) para la determinación de la irrupción de agua en pozos de gas, con alto grado de desviación y segregación de fases presente.	El uso de sensores de producción multi-sensores (MAPS) y su corrida mediante el equipo slickline, permite identificar y detectar irrupción de agua en pozos productores de gas con alto grado de desviación y segregación de fases presente. Además de reducir significativamente los costos de un proyecto de remediación en pozos con condiciones de irrupción de agua.	Caudal de Gas Caudal de Condensado Caudal de Agua Velocidad de la Herramienta	Caudal de gas por día Caudal de líquidos por día Caudal de agua por día Velocidad Herramienta (ft/min) Registro SAT (Spinner Array Tool)	Reporte de producción Qg (MMSCFD) Reporte de producción Ql (STB/D) Reporte de producción Qw (STB/D) Registro de velocidad Panel de Superficie
Problema Específico	Objetivo Específico	Hipótesis Específica	Variables Dependientes		
Muchos de los sensores PLT convencionales deben ser corrido en carreras independientes a las herramientas con multi-sensores debido a que su tecnología no es compatible	Mostrar la ventaja que tiene la tecnología MAPS para ser utilizada junto con sensores de producción PLT convencionales debido a su compatibilidad a fin de obtener la mayor cantidad de	La tecnología MAPS cuenta con la compatibilidad con los sensores de producción PLT convencionales para ser corridos en una misma sarta permitiendo recabar un mayor paquete de información sobre el comportamiento de los fluidos y	Holdup de la fase Velocidad de la Fase	CWH, Capacitancia CWH, Capacitancia Respuesta del sensor de Presión	Registro CTF (Sensor de Capacitancia, Temperatura y flowmeter) Registro CAT (Capacitance Array Tool) Registro PLT, sensores de flujo (CFJM, ILS, MAPS)

para ser corridos en una misma sarta.	información en un mismo trabajo.	su perfil de flujo tanto en el centro como en los alrededores de la tubería en un mismo trabajo.	Presión de Reservorio	P reser (psi)	Registro PLT, sensores de flujo (QPC)	
Mediante el uso de sensores PLT convencionales la información registrada es limitada al centro de la tubería por lo que no sería posible la toma de decisiones efectiva ante la posibilidad de una irrupción de agua.	Utilizar los resultados del uso de la tecnología MAPS para la planificación de trabajos de remediación con menor incertidumbre evitando sobre costos al proyecto.	La reducción de la incertidumbre respecto al comportamiento de los fluidos y el flujo de fluidos permite identificar como mayor eficacia los trabajos de remediación específicamente requeridos para lograr la extensión de la vida productiva de un pozo sin exceder en costos ni afectar el medio ambiente.	Temperatura de Reservorio Densidad de Fluido Concentración de Cloruros Relación Gas/Condensado	T reser (°F) Densf (ppg) Monitoreo de Corrosión - % ppm Monitoreo de Corrosión	Registro PLT, sensores de flujo (CTF) Registro PLT, sensores de flujo (FDI) Monitoreo de Corrosión Reportes de campo de Producción Diaria	
Los registros con herramientas multisensores son corridos usualmente con wireline, haciendo que estos registros sean demasiado costosos impactando significativamente a un proyecto de remediación o monitoreo de un pozo.	Mostrar la viabilidad económica de esta tecnología mediante su aplicación y operación en modo memoria (con slickline) en comparación de otros métodos de registro de fondo de mayor costo operativo como los registros con wireline en tiempo real.	El uso del módulo MAPS en modo memoria mediante el uso del slickline en modo memoria reduce los costos operativos de un proyecto debido a la reducción en la cantidad de equipamiento requerido, el número de personal operativo, el impacto al medio ambiente, menor cantidad de movimientos logísticos, tiempos operacionales y costos del servicio.				

Nota: fuente propia.

1.9 Antecedentes investigativos

1.9.1 *Campo Karachaganak, 2011*

Los antecedentes investigativos se basan en el campo Karachaganak, ubicado en la región noreste de Kazakhstan. Karachaganak es un campo gigante de crudo y gas condensado, con un reservorio carbonatado con alto grado de heterogeneidad. El reservorio contiene un sistema complejo de fluido donde la composición del hidrocarburo varía significativamente con la profundidad, rango desde gas y condensado rico en el tope de la estructura del reservorio hasta petróleo extremadamente rico y volátil en el fondo.

Los pozos horizontales de este campo eran completados a hueco abierto. Sin embargo, desde el 2011 todos los pozos perforados empezaron a completarse con packers inflables y camisas de estimulación. Esto, debido a que estaban experimentando un incremento en la producción de agua, a pesar de haber optimizado la separación del contacto agua/petróleo y la pobre calidad del acuífero del reservorio.

Dado el estudio preliminar del campo, se contaba con una limitada capacidad para manejar agua en las facilidades de superficie, por lo que la producción de agua de formación terminaba siendo una amenaza para la producción de hidrocarburos. Pozos que producen agua son chokeados o cerrados. Una detección precisa del punto de entrada de agua y el entendimiento de como el agua migra del acuífero en el pozo son por lo tanto critico en el desarrollo de una estrategia efectiva.

1.9.2 *Problemática de los Pozos en Karachaganak*

Todos los pozos horizontales fueron diseñados para maximizar el recobro de petróleo desde el límite de petróleo, con las zonas productivas iniciando entre el contacto petróleo gas y el contacto agua petróleo con un corte de agua entre 50 y 85. Por ocho años todos los pozos horizontales fueron a hueco abierto, con espacios limitadas asociadas para estimulación efectiva. Desde el 2011, se empezó a completar todos los pozos horizontales con múltiples packers inflables y camisas de estimulación activadas por billas para estimulación efectiva y gerenciamiento de reservorio mejorado.

Debido a la baja calidad del reservorio debajo del contacto agua/petróleo y un volumen conectado limitado, el acuífero de Karachaganak fue considerado inactivo y se estimó que tendría un impacto insignificante sobre el desarrollo y depletación de la estratigrafía del reservorio. Las facilidades de superficie fueron consecuentemente diseñadas para manejar sólo un volumen de agua limitado.

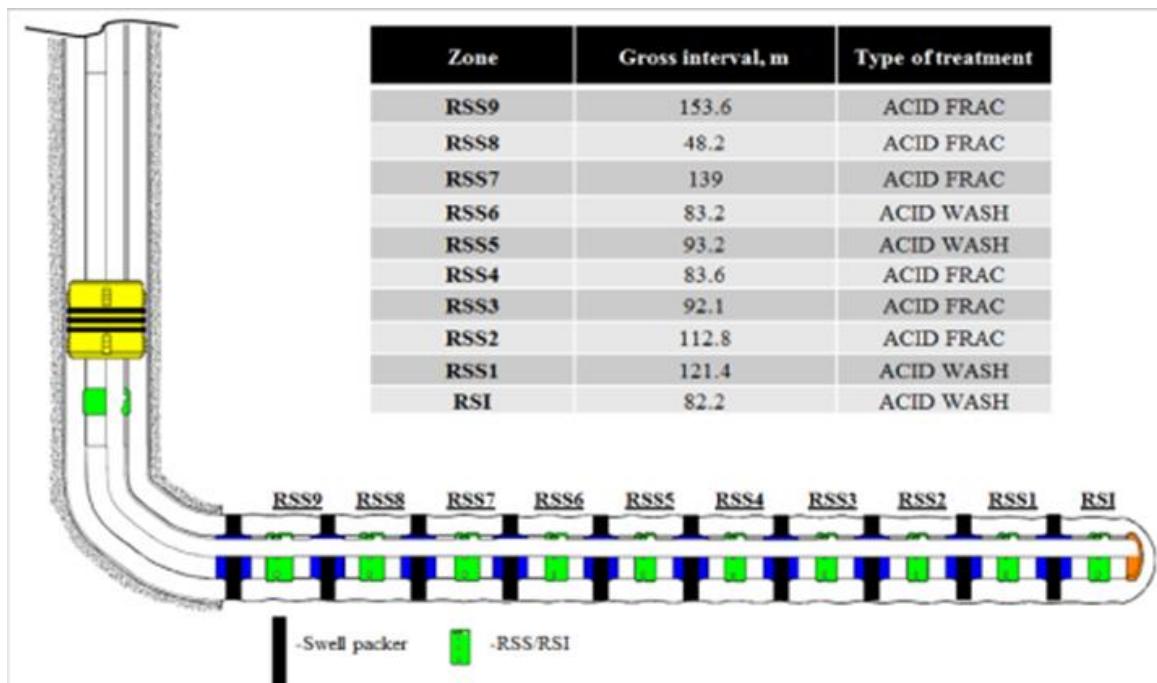
A pesar de que el acuífero estaba inactivo, algunos pozos horizontales empezaron a producir agua de formación y el número de algunos pozos produciendo agua fueron incrementando. El mecanismo por el cual el agua entra al wellbore fue creído que sería a través zonas de alta permeabilidad o más probablemente fracturas.

Pozo MP10, PLT Convencional

El pozo MP10 es un pozo horizontal de rama simple perforado en el borde de petróleo. El pozo se completó en hueco abierto de 6" a lo largo de 9 intervalos separados por packers inflables OBM y nueve camisas de apertura rápida (RSS) con deflectores. Se realizó un tratamiento con ácido selectivo de varias etapas en cada zona según las propiedades petrofísicas y geomecánicas. El diagrama de terminación del pozo y tipo de tratamiento con ácido realizado en cada zona como se muestra en la Figura 1.

Figura 1

Esquema estratégico de completación y estimulación de varias etapas horizontal.



Nota: fuente: "SPE-182587-MS, The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimizing Water Shut-off in a Carbonate Environment", 2016.

Después de la estimulación del pozo, se realizó una limpieza y una prueba combinadas de todas las zonas. El pozo se caracteriza por ser un excelente productor con una productividad de petróleo de 7.37 bbl/día/psi (ver Tabla 1 para información adicional). Se observó producción de agua durante la limpieza, estabilizándose en 20%. El análisis químico del agua confirmó que era agua de formación.

Tabla 12

Resultados de prueba de Limpieza, Pozo MP10.

Pozo	Q gas mmscfd	Q oil bbl/d	GOR	PI oil bbl/d/psi	WC %
MP 10	10x10 ⁶	4943.8	371	7.37	20

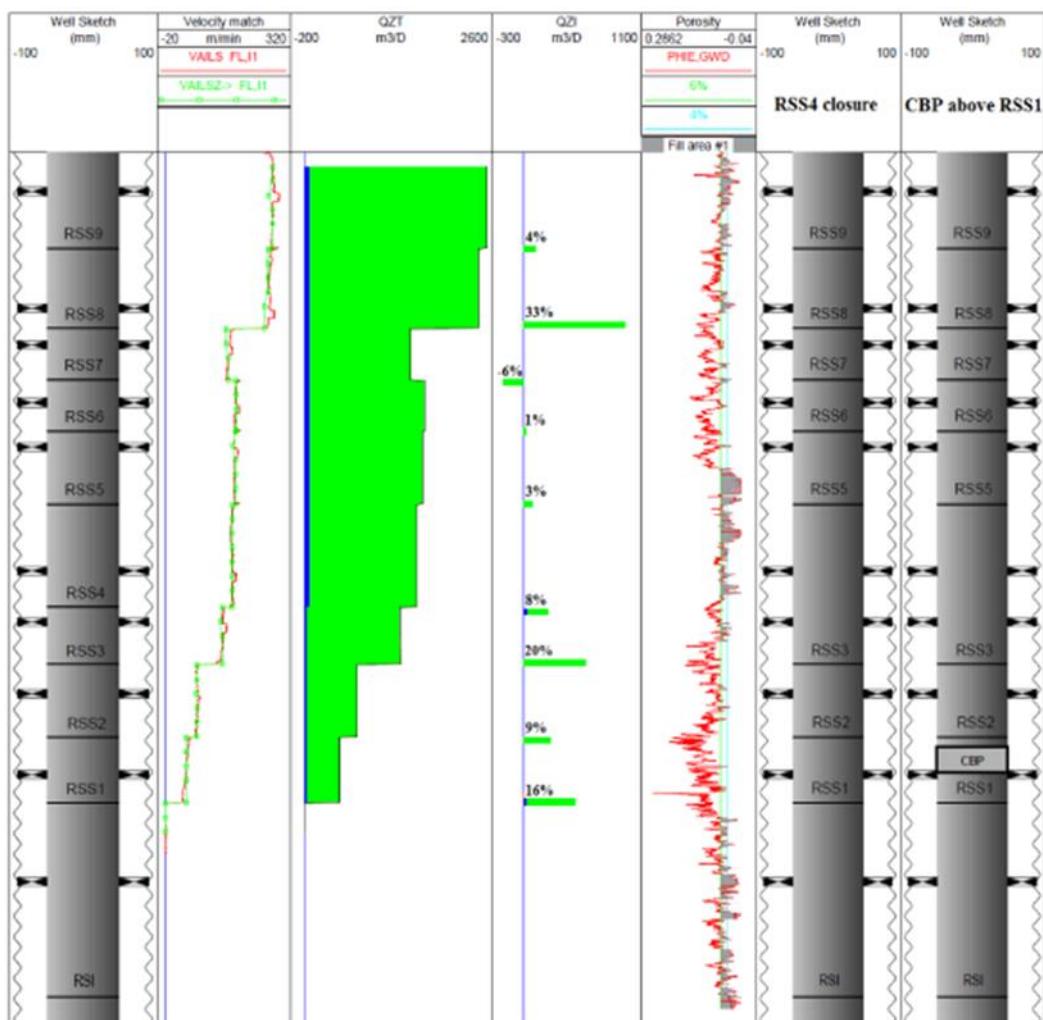
Nota: fuente: "SPE-182587-MS, The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimizing Water Shut-off in a Carbonate Environment", 2016.

Debido al alto corte de agua, no se pudo poner en producción el pozo MP-10. Para identificar el perfil de flujo del pozo y ubicar el punto de entrada del agua, se realizó un PLT convencional a través de tubería flexible. Con base en el análisis de los datos del registro,

la fuente del agua se determinó en las zonas de las camisas RSS4 y RSS1, se encontró que la base del pozo (RSI) no era productiva (Ver Figura 2).

Figura 2

Resultados del PLT Convencional y subsecuente corte de agua.



Nota: fuente: “SPE-182587-MS, The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimizing Water Shut-off in a Carbonate Environment”, 2016.

Con base en los resultados de PLT, se tomó la decisión de realizar un control de agua mecánico cerrando RSS4. Se seleccionó RSS4 debido a su alto aporte de agua y su bajo aporte de petróleo. Además, la camisa podría volver a abrirse fácilmente en una fecha posterior si se considera necesario.

Después de cerrar la camisa, las pruebas posteriores indicaron que no hubo cambios en la producción de agua o petróleo. Se planteó la hipótesis de que el RSS4 podría

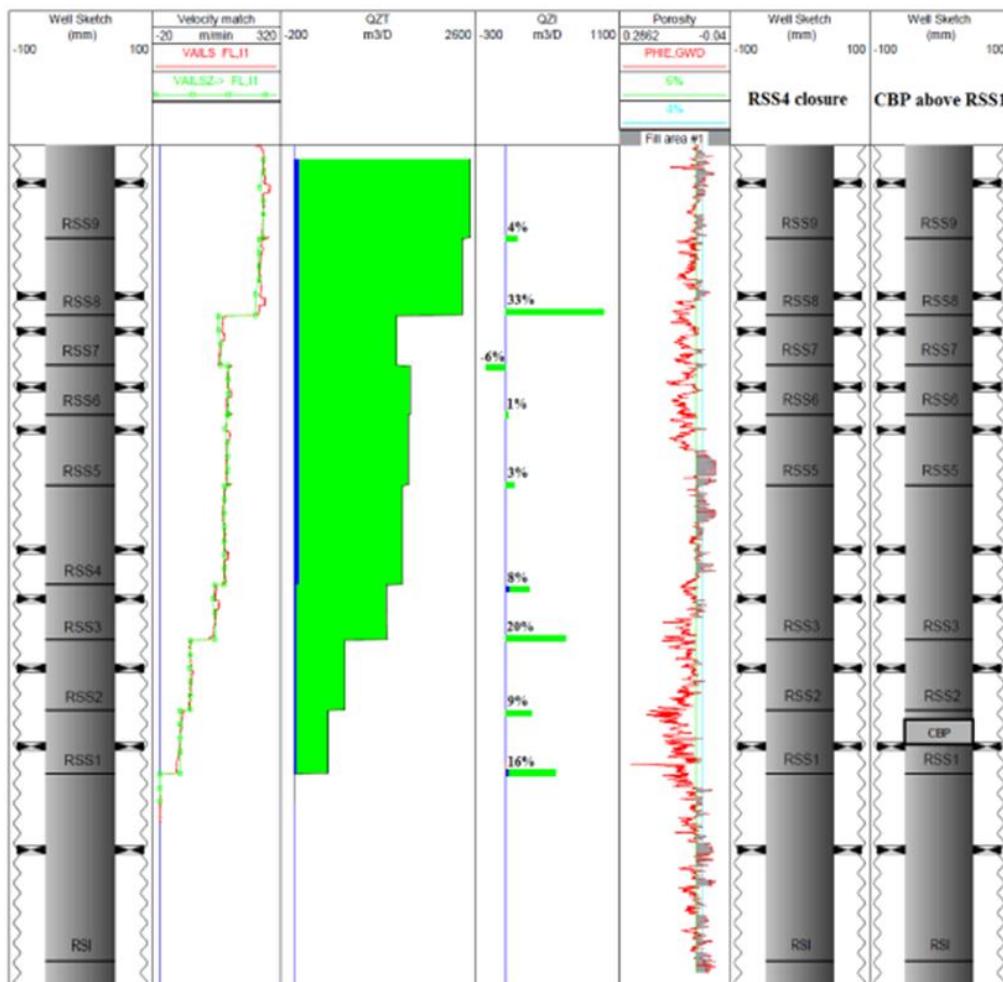
tener fugas y, por lo tanto, se intentó realizar un nuevo intento de cierre mecánico del agua colocando un tapón de puente compuesto por encima del RSS1 (ver Figura 2). El corte de agua del pozo se mantuvo igual, pero se observó una caída en la productividad del petróleo. El cierre mecánico del agua se consideró una falla, muy probablemente debido a una combinación de detección incorrecta del punto de entrada de agua y movimiento complejo del fluido cerca del pozo.

Pozo MP19, PLT Multi-Sensores

El pozo MP19 se perforó como un solo drenaje horizontal dirigido al borde de petróleo. El pozo se completó a hueco abierto de 6 ", con 9 Camisas de Cierre Rápido (RSS) y un Iniciador de Estimulación Rápida (RSI) (ver Figura 3).

Figura 3

Esquema estratégico de completación multietapa horizontal y estimulación.



Nota: fuente: "SPE-182587-MS, The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimizing Water Shut-off in a Carbonate Environment", 2016.

Los pozos se caracterizan por ser un buen productor de petróleo con una productividad de petróleo promedio de 4.77 bbl/d/psi. El pozo que comenzó a cortar el agua inmediatamente después de que se puso en producción y las pruebas de producción posteriores confirmaron que el corte de agua era de +/- 25% (ver Tabla 2).

Tabla 13

Resultados de pruebas de producción, Pozo MP19.

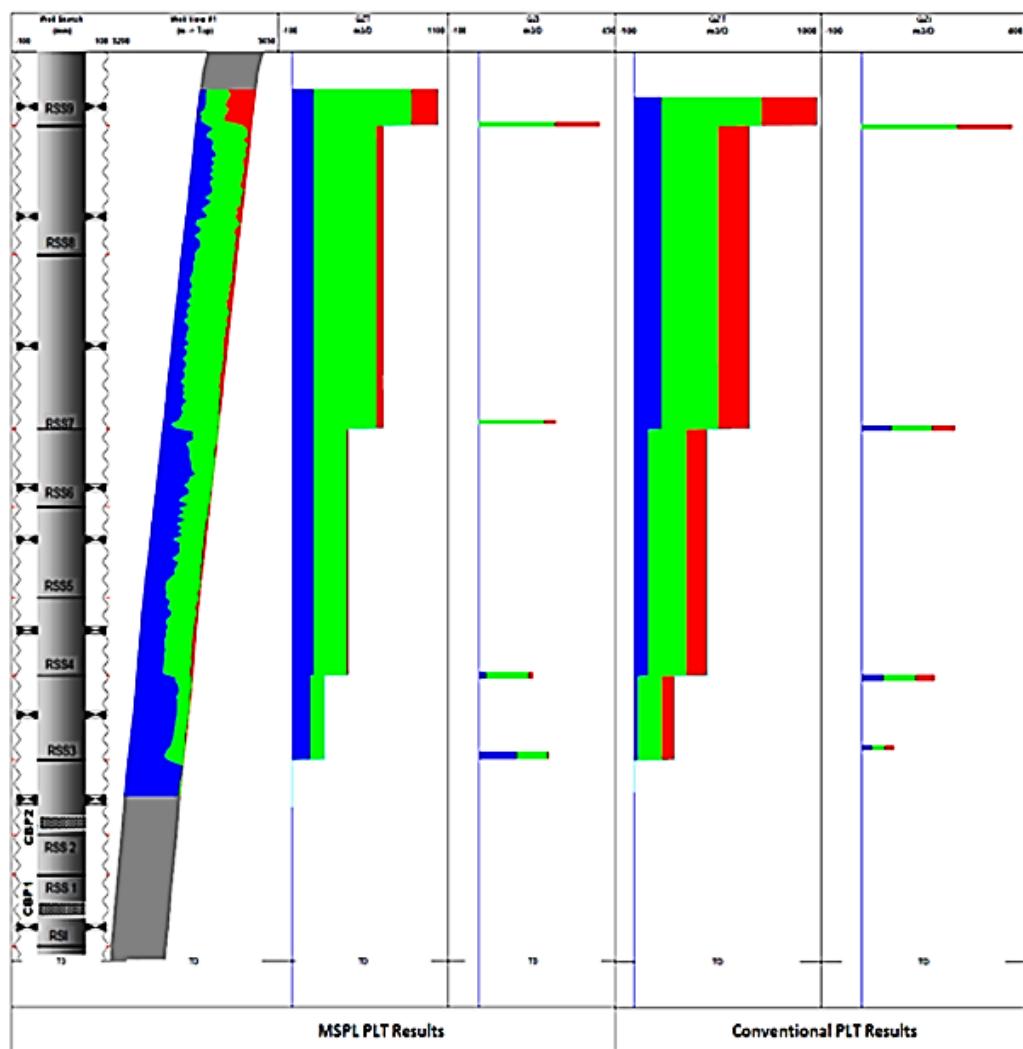
Pozo	Q gas mmscfd	Q oil bbl/d	GOR	PI oil bbl/d/psi	WC %
MP 19	6.5x10 ⁶	2736	427	4.77	25

Nota: fuente: "SPE-182587-MS, The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimizing Water Shut-off in a Carbonate Environment", 2016.

Para reducir el tiempo de inactividad del pozo, se requirió una acción correctiva inmediata para aislar el agua no deseada. Por esta razón, se ejecutó un PLT convencional, que indicó que RSS1, RSS2 y el RSI eran la fuente de la producción de agua. Se tomó la decisión de aislar estas zonas colocando dos tapones de puente compuestos (ver Figura 4). Las pruebas de producción realizadas posteriormente mostraron que el corte de agua se mantuvo sin cambios.

Figura 4

Resultados de Registros de producción PLT Multi-sensor y Convencional.



Nota: fuente: "SPE-182587-MS, The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimizing Water Shut-off in a Carbonate Environment", 2016

MP19 fue el segundo y el último pozo en el que se aplicó el enfoque anterior de cierre de agua. De acuerdo con la nueva estrategia, se realizaron el registro de producción

de sensores múltiples y el registro de ruido espectral. Debido a la longitud de la cadena de herramientas, ambas operaciones de registro se llevaron a cabo por separado.

La cadena de registro de producción de sensores múltiples se transportó utilizando un tractor de cable, con el objetivo de identificar con precisión el punto de entrada de agua. Las herramientas PLT convencionales también se incluyeron en la cadena y permitieron una comparación directa de las dos tecnologías.

Las herramientas se operaron en modo de lectura de superficie, por lo que fue posible monitorear los datos de fondo de pozo y controlar la calidad de la adquisición de datos en tiempo real.

Los datos se adquirieron desde RSS3 hasta RSS9. El análisis de datos del registro de producción de sensores múltiples indica que RSS3 es la principal fuente de producción de agua de formación, con aproximadamente el 20% del potencial de petróleo del pozo asociado con la entrada de agua.

El análisis de los datos PLT convencionales arrojó un perfil de flujo muy diferente, con volúmenes de agua de material de agua entrando como RSS3, RSS4 y RSS7. Críticamente, las zonas productoras de agua también contaban con el 50% del potencial de petróleo del pozo. Una estrategia de control de agua basada en los datos PLT convencionales habría requerido el aislamiento de todas las zonas por debajo de RSS8 y la pérdida del 50% del potencial de petróleo del pozo. Incluso si hubiera tenido éxito en un 100%, dicha operación habría resultado en un pozo inviable. Por tanto, el plan a futuro más prudente habría sido buscar un desvío.

El análisis de registro de producción de sensores múltiples indicó que la fuente principal de agua era RSS#3. Esto apoyó la hipótesis de que los intentos anteriores de aislamiento mecánico se habían pasado por alto en el reservorio y que el pozo podría recuperarse si se pudiera tratar la fuente inicial de agua. Por lo tanto, todavía era posible un control de agua efectivo.

Este ejemplo demuestra claramente las limitaciones de la tecnología PLT convencional en pozos horizontales, que pueden conducir fácilmente a decisiones operativas deficientes o, al menos, no óptimas.

CAPÍTULO II. MARCOS TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Marco teórico

2.1.1 *Registros de Producción*

Una larga serie de mediciones de registros de producción están disponibles hoy en día. En flujos monofásicos, los registros de temperatura, trazadores radiactivos y de medición de flujo con spinners son comúnmente aplicados. Cuando se corren e interpretan apropiadamente, estos registros proveen mediciones exactas del perfil de flujo en la mayoría de los casos. En flujos multifásicos, los registros de densidad de fluido, capacitancia de fluido, y medidores de flujo con flejes son usados adicionalmente con los registros usados en flujo monofásico.

Correr todos los registros de producción necesarios para un trabajo en particular en la misma sarta de herramientas es posible. Herramientas que pueden hacer simultáneas mediciones están siendo constantemente desarrolladas, eliminando algunos errores que pueden resultar desde inestabilidad del pozo, vibración y deslizamiento. Debido a que una serie de registros es a menudo requerida, particularmente en flujos multifásicos, la habilidad de correr varias herramientas en una misma sarta y hacer mediciones simultáneamente es definitivamente ventajoso.

Aunque las herramientas de registro de producción convencionales están siendo desarrolladas significativamente sobre los últimos 40 años, la tecnología es aún severamente limitada en algunos casos, particularmente cuando son aplicados en flujos multifásicos. La mayoría de las técnicas de perfilaje de flujos, cuando son aplicadas apropiadamente, proveerán resultados exactos en pozos de flujo monofásico. Notables excepciones se dan en caudales de flujo bajo o pozos irregulares. En flujos multifásicos, las condiciones a menudo son muy complejas y diferentes desde las condiciones para las cuales las herramientas son diseñadas (que las mediciones del registro de producción a menudo son inexactas), y, en el peor de los casos, un rendimiento engañoso o imágenes

totalmente falsas de las condiciones de pozo. Esto no debería ser de sorpresa, considerando la tarea difícil que estamos atendiendo para medir dos o tres fases del caudal de flujo con herramientas que usualmente muestran solo una pequeña porción del caudal de flujo.

2.1.2 Registro de Producción Convencional (PLT, Production Logging Tool)

Los registros de producción tradicional engloban un número de técnicas de registros de producción ejecutadas en pozos de producción e inyección completados, con el objetivo de iniciar a evaluar un pozo por sí mismo o el desempeño de un reservorio. Sin embargo, el rol del registro de producción se ha expandido para incluir aplicaciones que inician en las etapas tempranas de la perforación y hasta el final de toda la vida del pozo. El propósito de los registros de producción PLT es el de evaluar el flujo de fluidos dentro y fuera de la tubería o, en algunos casos, el de evaluar directamente la completación del pozo. La aplicación más común del registro de producción es la medición del perfil del flujo del pozo, la distribución del flujo dentro y fuera del wellbore.

El registro de producción ha sido aplicado para problemas de diagnóstico de pozos o seguimiento de reservorios. En estados avanzados de producción con recuperación secundaria y terciaria, la eficiencia del barrido del reservorio es a menudo crítica; el registro de producción PLT es uno de los pocos medios disponibles para comprobar la distribución vertical de fluidos inyectados o producidos. Igualmente, completaciones de pozo eficientes son vitales para el desempeño eficiente del reservorio y, otra vez, el registro de producción es un método primario de evaluación de pozo.

2.1.3 Sarta Convencional PLT

Una sarta convencional PLT está compuesta de diferentes sensores, cada uno con un propósito en especial. Se tienen sensores para correlación de profundidad, sensores para medición de caudal, sensores para caracterización de fluido, sensores para caracterización de formaciones y accesorios adicionales que le permiten a la sarta estar centralizada y tener una flexibilidad adecuada, ver Figura 5.

Figura 5

Diagrama de Sarta PLT Convencional.

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)
			MBH-028 (11323476) UMT-007 (10025784) Ultrawire Memory Tool (1GB) PGR-020 (10025676) Production Gamma Ray QPC-003 (10026006) Quartz Pressure/Collar Locator PKJ-013 (10025217) Production Knuckle Joint PRC-034 (10025557) Production Roller Centraliser (4 Arm) ILS-022 (10077256) Inline Spinner FDI-001 (10257083) Fluid Density Inertial PRC-034 (10025553) Production Roller Centraliser (4 Arm) CTF-004 (10026091) Capacitance Temperature Flow CFJM-08 (10027350) Continuous Flowmeter Jewelled Mechanicals	4.00 1.04 1.92 1.58 0.54 2.77 1.44 1.71 2.77 1.54 0.41	1.69 1.69 1.69 1.69 1.69 1.69 1.69 1.69 1.69 1.69 1.69	20.00 6.60 9.50 9.00 3.50 13.00 6.00 8.80 13.00 5.40 1.00

Sondex Ultrawire Memory SCT. String length: 19.73 ft. Weight: 95.80 lb. Max. O.D.: 1.69 in

Nota: fuente: "Edit Tool" del software Acquisition de Sondex Warrior de Equipetrol.

- a) Para Correlación: Forman parte de esta clasificación los sensores PGR (Gamma Ray) y QPC (Casing Collar Locator)
- b) Para Medición de Caudal: Forman parte de esta clasificación los sensores CTF (Flowmeter de punta) e ILS (Flowmeter interno).
- c) Para Caracterización de Fluidos: Forman parte de esta clasificación los sensores FDI (Densidad) y CTF (Capacitancia)
- d) Para Caracterización de Formación: Forman parte de esta clasificación los sensores QPC (Presión) y CTF (Temperatura).

2.1.4 *Multiple Array Production Suite – MAPS*

Hemos podido conocer la composición de una sarta convencional PLT. Sin embargo, existen herramientas con multi-sensores que nos permiten poder registrar el comportamiento del flujo de fluidos en los 360° alrededor de la tubería. Esta información adicional ayuda al interpretador a poder visualizar lo que las herramientas convencionales no pueden a partir de su necesidad de centralización o su posicionamiento sobre el lado más bajo de la tubería si no están soportadas por centralizadores.

Las herramientas multi-sensores cuentan con pequeños sensores ubicados mediante flejes alrededor de la parte interna de la tubería y un diseño propio que le permite a la herramienta seguir registrando aún con los flejes totalmente cerrados. Como sensores complementarios, la sarta cuenta además con sensores de inclinación que permiten conocer la parte superior e inferior de la tubería a lo largo del registro aún si la herramienta se encontrara girando producto de su carrera sobre el pozo inclinado.

Una ventaja adicional con la que cuenta el módulo MAPS es su compatibilidad con los sensores que componen la sarta PLT convencional. Es decir, que podemos obtener un paquete completo de información con la data registradas por los sensores convencionales y la data registrada por las herramientas multi-sensores en un mismo trabajo. Esto es de vital importancia al momento de hacer el análisis pues se estaría teniendo un registro detallado del comportamiento del flujo de fluidos a lo largo de todo el pozo y su sección transversal, además de la caracterización de fluidos, aporte de formaciones y parámetros de pozo requeridos.

Figura 6

Diagrama de Sarta PLT MAPS.

Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)
MBH-033 (10195847) Memory Battery Housing (5CC)	2.42	1.69	11.00	
UMT-007 (10147098) Ultrawire Memory Tool (1GB)	1.04	1.69	6.60	
PGR-020 (10025676) Production Gamma Ray	1.92	1.69	9.50	
QPC-003 (10026006) Quartz Pressure/Collar Locator	1.58	1.69	9.00	
PKJ-013 (051252) Production Knuckle Joint	0.54	1.69	3.50	
PRC-034 (10025557) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00	
PIA-004 (10025915) Production Inclinometer/Accelerometer	0.89	1.69	5.00	
SAT-005 (10021090) Spinner Array Tool	3.79	2.13	14.30	
ILS-022 (10077256) Inline Spinner	1.44	1.69	6.00	
PRC-034 (10025553) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00	
PKJ-013 (10266967) Production Knuckle Joint	0.54	1.69	3.50	
CAT-004 (10025589) Capacitance Array Tool	4.28	1.69	19.00	
FDI-001 (10257083) Fluid Density Inertial	1.71	1.69	8.80	
PRC-034 (10162526) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00	
CTF-004 (10026091) Capacitance Temperature Flow	1.54	1.69	5.40	
CFJM-08 (10026924) Continuous Flowmeter Jewelled Mechanicals	0.41	1.69	1.00	

h: 30.42 ft Weight: 141.60 lb Max. O.D.: 2.13 in

Help

Nota: fuente: "Edit Tool" del software Acquisition de Sondex Warrior de Equipetrol.

2.1.5 Intrusión de Agua en pozos de Gas

Algunas indicaciones de la existencia del empuje o intrusión de agua son debido a que:

- a) Existe una zona subyacente de agua.
- b) Existe suficiente permeabilidad para soportar el movimiento de agua, usualmente mayor a 50 md.
- c) Aumento de la producción de agua a medida que transcurre el tiempo.
- d) Balance de materia es el mejor indicador para detectar la intrusión de agua.

La producción prematura de agua es a menudo el resultado de conificación y/o digitación cerca de un pozo productor cuando el agua proviene del contacto de agua libre generalmente en la dirección vertical. Por lo tanto, un cono de agua toma lugar en la parte

más baja del intervalo del pozo completado. La producción de un pozo causa una caída de presión en ese punto del yacimiento. Si la presión en la cara del pozo es suficientemente baja, el pozo está completado directamente sobre el contacto agua petróleo y no hay barreras de flujo vertical, entonces habrá conificación.

Por otra parte, si la producción de agua ocurre en la vida temprana de un yacimiento sin buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido que el crudo debido a su baja viscosidad y a la permeabilidad horizontal, este fenómeno se llama digitación o lengüeteo.

Estos fenómenos son muy comunes durante la producción de un yacimiento. El proceso de digitación es incluso esperado a que ocurra en una formación completamente homogénea y es debida a fuerzas hidrodinámicas que ocurren en el flujo de fluidos. El problema de conificación ocurre en virtud de la permeabilidad vertical y al exceso de producción que causa que el gradiente de presión sea mayor a la fuerza gravitatoria. En general, cuando el pozo está cerca al contacto agua petróleo, el agua se mueve verticalmente causando la conificación. Si el contacto agua petróleo se halla lejos y existe producción prematura de agua ocurre el fenómeno conocido como digitación.

Conificación

Esto se debe a que la caída de presión que causa el flujo o producción de agua es mayor que la fuerza gravitacional:

$$PWOC - Pwf > 0.433 * (gw - go) * H \quad (1)$$

P_{woc} = Presión en el contacto agua petróleo, psia

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psia

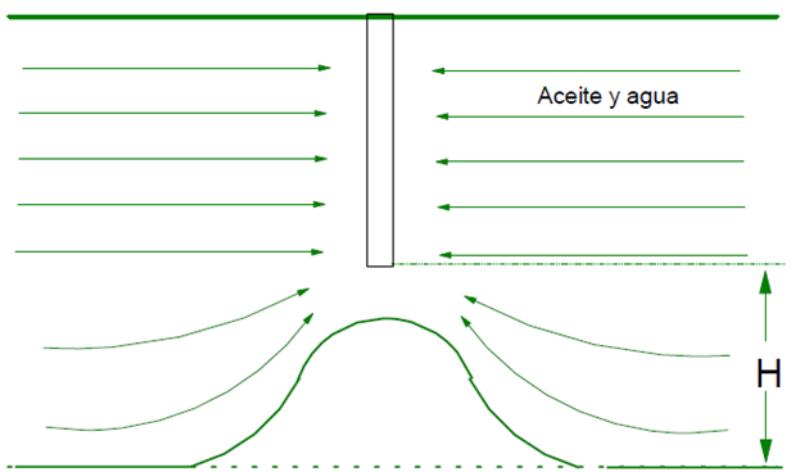
gw = Gravedad específica del agua

go = Gravedad específica del aceite

H = Distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo.

La Ecuación 1 no habla de tiempo. Sin embargo, expresa que a cualquier tiempo esta desigualdad se satisface ocurriendo instantáneamente la conificación. También cuando la desigualdad no se satisface, no habrá conificación puesto que la presión de fondo fluyente es controlable mediante regulación de la rata de flujo. Luego, la conificación es controlable.

Figura 7
Esquema de conificación



Nota: fuente: "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos" de Freddy H. Escobar Macualo, 1era Edición.

Digitación

Rocas portadoras de agua llamadas acuíferos rodean casi todos los yacimientos de hidrocarburos. Estos acuíferos pueden ser sustancialmente más grandes que los reservorios de petróleo o gas a los que se unen, de modo que parezcan de tamaño infinito, y pueden ser tan pequeños que su efecto sobre el desempeño del reservorio sea insignificante.

A medida que se producen los fluidos del yacimiento y disminuye la presión del yacimiento, se desarrolla un diferencial de presión desde el acuífero circundante hacia el yacimiento. Siguiendo la ley básica del flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona invadiendo el contacto original hidrocarburo-agua.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Sarta Convencional PLT

A continuación, se detalla sensor por sensor cada componente de la sarta convencional PLT, en orden desde superficie hasta el último sensor que la compone:

(a) DTR – Depth Time Recorder. Panel de superficie que recopila la información de profundidad y velocidad proveniente del cabezal de la unidad que tiene conectado el encoder digital.

Figura 8

Panel DTR y Encoder digital Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, SondeX Wireline Ltd., abril 2014 – GE SondeX.

(b) MBH – Memory Battery Housing Herramienta que contiene la batería y que forma parte de la sarta PLT cuando éste es corrido en modo memoria.

Figura 9

MBH033 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(c) UMT – Ultrawire Memory Tool. Aquí es donde se almacena la información de cada sensor que forma parte de la sarta PLT cuando éste es corrido en modo memoria.

Figura 10

UMT007 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(d) PGR – Production Gamma Ray. Sensor que mide la radiación gamma de la formación alrededor de las paredes del pozo.

Figura 11

PGR020 Sondex.



Nota: fuente: Manual de Operación y Mantenimiento Quartz Pressure/CCL Combination Tool, MN-QPC003, revH, 21/05/2003.

(e) QPC – Quartz Pressure & Casing Collar Locator. Sensor que registra presión y detecta cuplas.

Figura 12

QPC003 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(f) ILS – Inline Spinner. Sensor que registra caudal y cuenta con un spinner interno.

Figura 13

ILS022 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(g) FDI – Fluid Density Inertial. Sensor que mide densidad de fluido a partir de vibración acústica.

Figura 14

FDI001 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(h) CTF – Capacitance Temperature Flowmeter. Sensor que cuenta con 3 mediciones: Capacitancia o Holdup de Agua, Temperatura y Caudal. Este sensor se acopla al CFJM para registrar las revoluciones de spinner.

Figura 15

CTF004 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

i) CFJM – Jewelled Bearing Continuous Flowmeter. Sección que se acopla al CTF para registrar caudal, se posiciona en la punta de la sarta PLT y tiene un spinner cubierto por una carcasa tipo canasta.

Figura 16

CFJM08 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(j) PRC – Production Roller Centralizer. Accesorio conductor que permite mantener centralizada la sarta evitando que sensores que requieren un registro centralizado puedan verse dañados o limitados en sus lecturas.

Figura 17

PRC034 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

(k) PKJ – Production Knucle Joint. Accesorio conductor que permite darle a la sarta una flexibilidad suficiente para trabajos en donde la rigidez de la sarta PLT podría ser un problema durante su trayecto en los registros.

Figura 18

PKJ013 Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

2.2.2 *Multiple Array Production Suite – MAPS*

A continuación, se detalla sensor por sensor cada componente del módulo MAPS:

- a) SAT – Spinner Array Tool. Herramienta con multi-sensores, cuenta con 6 spinners distribuidos mediante flejes en los 360°. Esta herramienta registra el perfil de flujo de fluidos en la sección transversal a lo largo de la tubería.

Figura 19

SAT005 Sondex.



Nota: fuente: Brochure Swift, accurate measurement. Sondex wireline Production Logging, 2009 General Electric Company, Todos los derechos reservados.

- b) CAT – Capacitance Array Tool. Herramienta con multi-sensores, cuenta con 12 sensores de capacitancia distribuidos mediante flejes en los 360°. Esta herramienta registra el holdup de fluidos en la sección transversal a lo largo de la tubería.

Figura 20

CAT004 Sondex.



Capacitance Array Tool (CAT)

Nota: fuente: Brochure Swift, accurate measurement. Sondex wireline Production Logging, 2009 General Electric Company, Todos los derechos reservados.

- c) PIA – Production Inclinometer Accelerometer. Sensor que permite registrar la inclinación de la sarta y la ubicación de la parte superior e inferior de la tubería a lo largo del registro.

Figura 21

PIA Sondex.



Nota: fuente: Presentación Production Logging, Sondex Wireline Ltd., abril 2014 – GE Sondex.

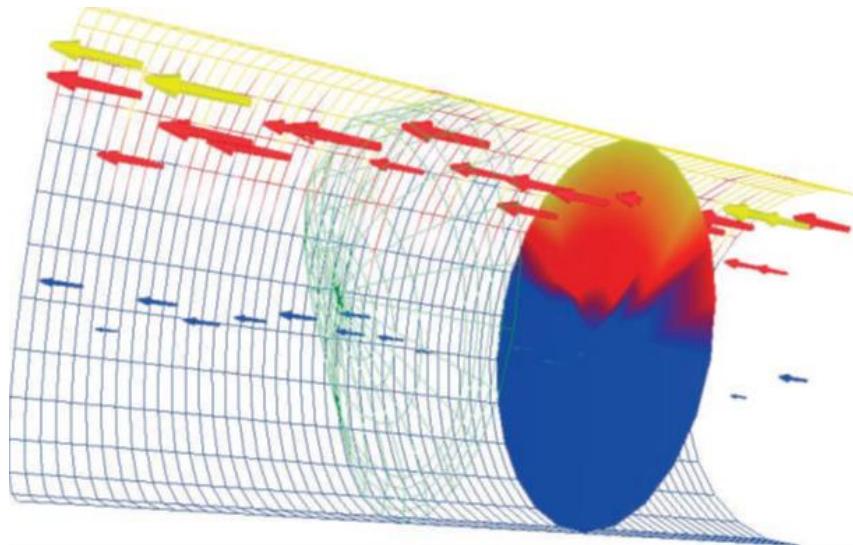
2.2.3 MAPSview Software

El módulo MAPS además de poder ser analizado en el mismo software de interpretación que se utiliza para la data registrada del PLT, tiene un software de visualización de imágenes en 3D del régimen de flujo que son creadas de la data registrada de las herramientas CAT y SAT. Esquemas de colores, mallas, flechas y data numérica puede ser además añadida para resaltar áreas de interés, proveyendo una interpretación realista de producción del pozo.

El módulo MAPS es altamente utilizado en planes de reducción de agua de producción, mientras incrementa el rendimiento de petróleo y gas.

Figura 22

Imágenes 3D módulo MAPS.



Nota: fuente: Brochure Swift, accurate measurement. Sondex wireline Production Logging, 2009 General Electric Company, Todos los derechos reservados.

CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

3.1 Metodología de Investigación

Se realiza una evaluación de los resultados de los registros tomados anualmente en un pozo con problemas de irrupción de agua en etapa temprana de producción. Correlacionando incluso con el monitoreo de corrosión con el que se evidencia el porcentaje de cloruros presente. Se hace la evaluación económica sobre la ganancia operativa y económica de haber tomado la decisión en su momento, a partir de los resultados, de aislar mecánicamente la zona aportante de agua respecto a seguir produciéndolo sin prever la disminución de su capacidad de producción y ahogo en el tiempo hasta su cierre temporal a la espera de una nueva intervención, es decir, todo el periodo de tiempo sin producción. Se hace además el análisis técnico económico sobre la ejecución de los registros MAPS con wireline respecto hacerlo con slickline cumpliendo con el mismo objetivo.

3.2 Tipo de Investigación

El tipo de investigación será descriptiva y explicativa, debido a que el propósito de la presente investigación es la de mostrar la valiosa aplicación de la tecnología MAPS para la identificación de una irrupción de agua en un pozo, y se utiliza toda la información recopilada y analizada durante su monitoreo en el tiempo. Además, utilizamos esta información para explicar, a partir de su análisis, el comportamiento del flujo de fluidos y sus consecuencias en el tiempo.

El diseño de la investigación será experimental y documentario. Experimental, a partir de la medición de variables independientes como el holdup de agua, presión, temperatura y densidades; así como la manipulación de otras como el caudal de producción y velocidad de herramienta. Documentaria, por el hecho de recopilar y

abastecer a la investigación de información de diferentes fuentes como manuales, reportes, informes de interpretación, bibliografía y artículos relacionados.

3.3 Fuentes de Datos

La fuente de datos será tomada de

- Informes y Registros de campo.
- Informes y Reportes Equipetrol.
- Software de Equipetrol.

3.4 Población y Muestra

La población está referida a los pozos en donde se tiene programado la ejecución de registros con la tecnología MAPS y que forman parte a su vez de una campaña completa de prueba de pozo.

La muestra es el caso específico de un pozo (P3) en donde la aplicación de la tecnología MAPS ayudará a determinar la irrupción de agua. Este será el pozo que se desarrollará en esta investigación.

3.5 Recolección de Datos

Los datos serán recopilados de:

- Informes Finales de Interpretación de registros tomados en el tiempo.
- Data Histórica de Registros de Producción PLT tomados.
- Reportes Históricos de monitoreo de corrosión.
- Reportes de Producción de Gas y Condensados del pozo en estudio.
- Registros históricos gráficos de la herramienta MAPS en 3D
- Documentos técnicos y Papers

3.6 Análisis de Datos

Tabla 14

Análisis de Datos.

Análisis	Interpretación
Propiedades petrofísicas y de fluidos de los reservorios de Gas Natural y Condensado.	Interpretación de los datos recopilados en los registros tomados en el tiempo.
Producción de Gas, Condensado y Agua	Determinación de la producción de gas y líquidos en condiciones normales de producción, y la comparación respecto a perderla debido a la irrupción del agua en el pozo.
Información del Monitoreo de Corrosión tomados	Recolección del porcentaje de cloruros. Indicador de la irrupción del agua en el pozo.
Información de Servicios para la Remediación de la irrupción de agua	Para el análisis de costos en los cuales se podrá mostrar los costos innecesarios que pudieron evitarse de haber tomado una decisión sobre la información recopilada de los registros con la tecnología MAPS.

Nota: fuente: propia.

3.7 Desarrollo de la Investigación

Para el desarrollo de esta investigación se ha tomado en consideración la evaluación y aplicación de la tecnología MAPS sobre un pozo de gas, al cual nombraremos MI-3, de una plataforma conformada por 3 pozos productores de gas (MI-1, MI-2 y MI-3). Este pozo que viene siendo monitoreado mediante toma de registros de producción cada cierto periodo de tiempo, en un momento de su etapa productiva empezó a perder su potencial productivo debido a la irrupción de agua prematura que se evidenciaba en los registros tomados, pero no se podía confirmar con exactitud con los sensores de registro de producción convencionales. Para esta investigación se está tomando en consideración la evaluación de los registros de producción multi-sensores en contraste a los convencionales, y como las mediciones físicas de cloruros en superficie fueron evidenciando un incremento de su valor en el pozo.

3.7.1 Información del Pozo

El pozo MI-3 fue perforado en el año 2012, en la parte alta de la estructura, comprobó presencia de gas en los reservorios Noi y Ene sin atravesar acuífero alguno. En

Copacabana se encontraron importantes muestras de gas en la parte superior y “shows” de gas en la parte media.

En el Anexo 3 se muestra el diagrama de completación del pozo MI-3 y sus vistas de planta y vertical. El pozo tiene una forma tipo “J” con una desviación máxima de 53.83° a 1696mMD, Además, se puede apreciar que el casing de 9 5/8” incluye un adaptador a casing de 11 ¾” a 75m para alojar una válvula SC-SSSV a 54.86m. En el Anexo 4 y Anexo 5, la sección vertical del pozo y la vista de planta del pozo respectivamente.

3.7.2 Información de Reservorio y Producción

A continuación, se presenta la petrofísica y formaciones con las zonas de perforados presentes en el pozo en estudio (MI-3), seguido del histórico de producción en el tiempo.

Tabla 15

Petrofísica del Reservorio.

Pozo	Formación	Tope (m)	Base (m)	Espesor Total	Arena Neta	Arena Neta Pef	N/G	Phie	Sw	Vsh
MI-3	UPPER NOI	3198.2	3222.2	17.2	17.2	16.2	0.94	0.14	0.22	0.07
MI-3	LOWER NOI	3222.2	3293.7	51.2	48	40.4	0.79	0.21	0.40	0.03
MI-3	ENE	3293.7	3342.0	34.7	19.9	11.6	0.33	0.17	0.29	0.08
MI-3	COPACABA NA	3343.0	3686.5	250.2	35.6	43.7	0.09	0.04	0.77	0.12

Nota: fuente: Templates 2017.

Tabla 16

Zonas Perforadas.

Formación	Tope (m)	Base (m)
UPPER NOI	3198	3220
LOWER NOI	3227	3294
ENE	3310.5	3336
CHERT	3347	3351
7-1	3352.5	3356
7-2	3360	3383

7-3	3387	3399
7-4	3428	3430
7-5	3434	3442
6	3444	3451

Nota: fuente: Templates 2017.

Tabla 17

Perforados.

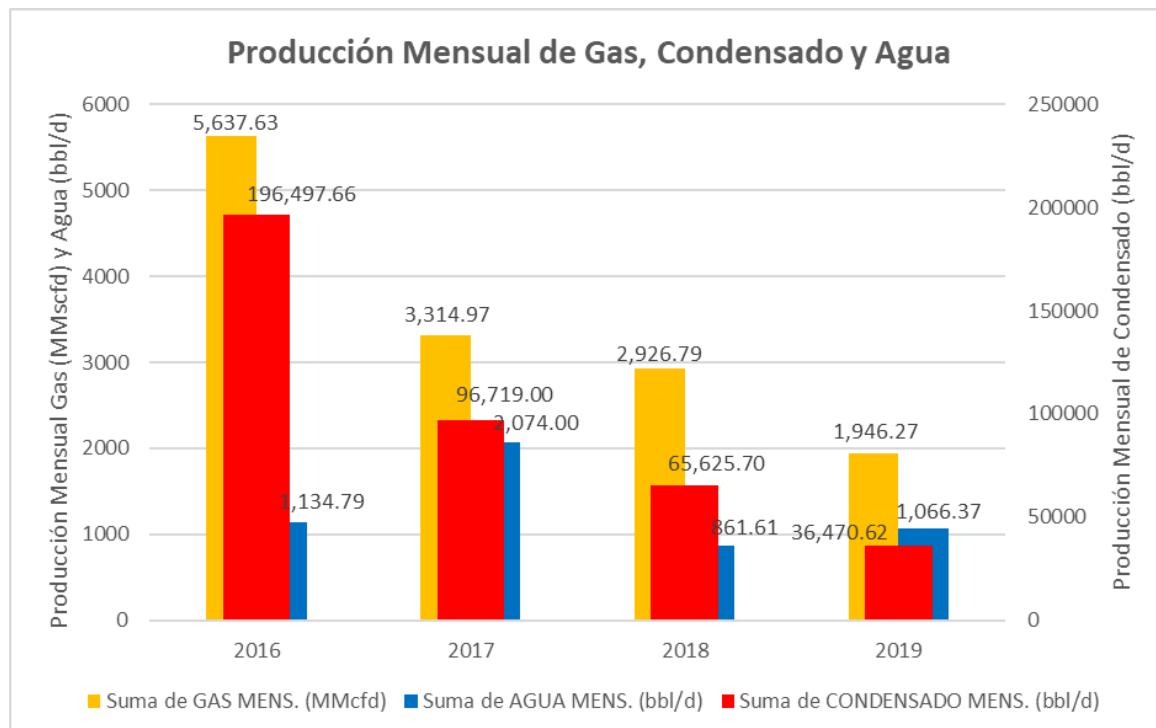
Formación	Tope (m)	Base (m)
UPPER NOI	3198.3	3219.5
LOWER NOI	3227.6	3274.8
LOWER NOI	3280.4	3293.7
ENE	3310.8	3318.0
ENE	3322.0	3328.0
ENE	3329.5	3331.5
ENE	3333.0	3336.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3347.0	3351.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3352.5	3356.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3360.0	3383.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3387.0	3399.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3428.0	3430.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3434.0	3442.0
COPACABANA 6 Y 7 + CHERT	3444.0	3451.0

Nota: fuente: Templates 2017.

De la data de producción a la que se pudo acceder en las campañas de pruebas de pozo ejecutadas, se generaron gráficas de producción de gas, condensado y agua a lo largo del tiempo. Aquí es donde se evidencia el incremento en la producción de agua en los años 2016 y 2017, mientras que en el 2018 se reduce debido a los trabajos de remediación ejecutados para recuperar el pozo como se aprecia en la Figura 23.

Figura 23

Producción Mensual Promedio de Gas, Condensado y Agua.

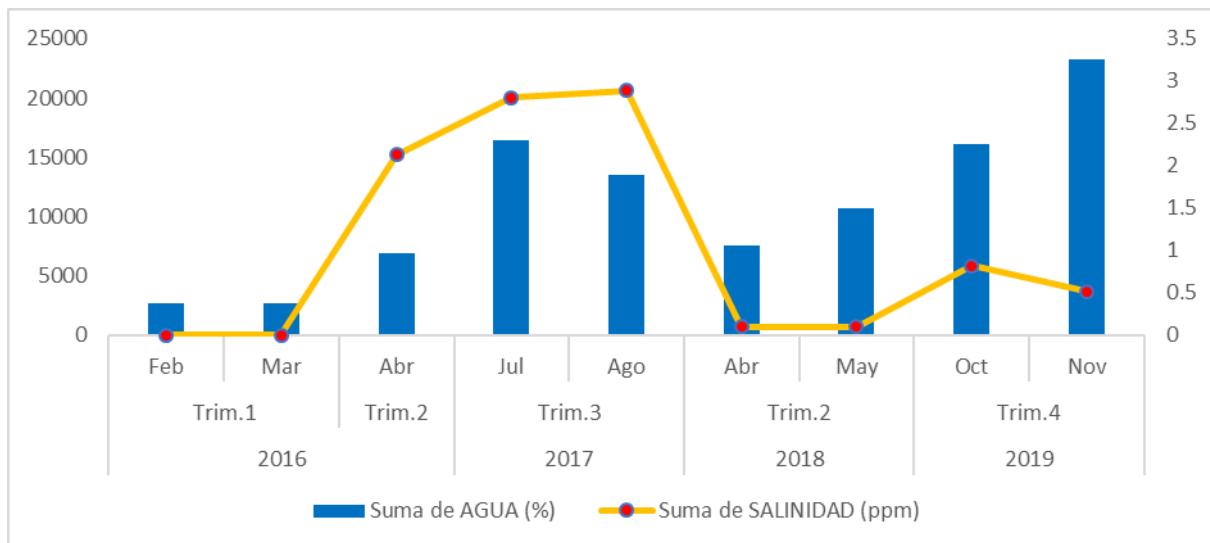


Nota: fuente: Templates de datos Testing, Equipetrol.

De la Figura 24 se puede verificar el incremento de la salinidad junto al % de agua en el tiempo durante la vida productiva del pozo en estudio hasta su parada de producción. Luego de los trabajos de remediación ejecutados en el primer trimestre del año 2018, se puede verificar que la salinidad ha caído a partir del aislamiento de la formación Copacabana (formación que bajo evaluación se estimaba podría ser la formación aportante de agua al pozo).

Figura 24

Salinidad vs % Agua.

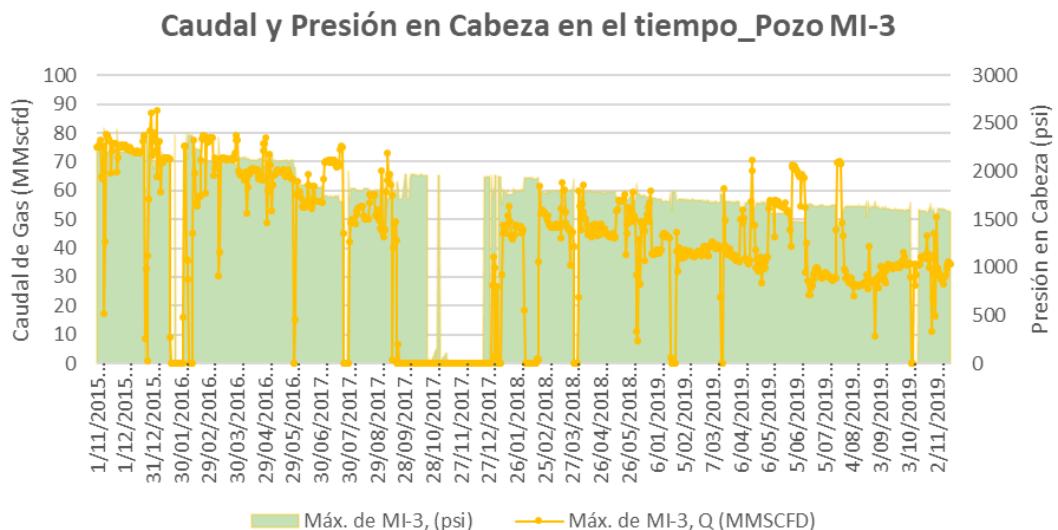


Nota: fuente: Templates de datos Testing, Equipetrol.

En la Figura 25 se grafica el caudal de producción diario en el tiempo además de la presión en cabeza que acompaña su etapa productiva. Se verifica la caída en la producción debido a su parada al final del año 2017 y su reactivación después de los trabajos ejecutados en el 2018 con un caudal de producción ajustado a las condiciones actuales.

Figura 25

Caudal de Producción vs Presión de Cabeza.



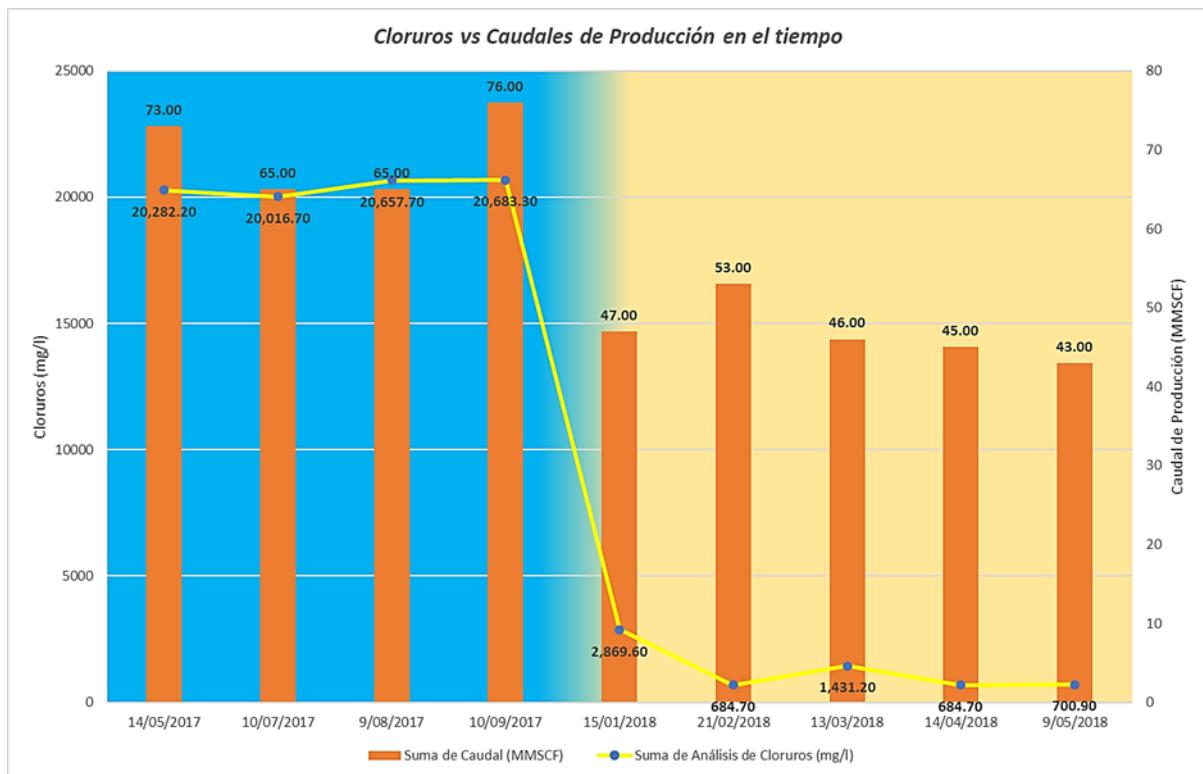
Nota: fuente: Templates de datos Testing, Equipetrol.

3.7.3 Reportes de Monitoreo de Corrosión

Año a año se realiza un monitoreo de corrosión de pozos en cada locación, ver Figura 26. Del registro generado en el pozo MI-3 en el 2017 se evidenciaba un alto valor de cloruros presentes por encima de los 20,000 ppm, evidencia física de la intrusión del agua de formación en el pozo. Ejecutados los trabajos de remediación programados en el 2018, se reactiva el pozo MI-3 aún con un valor de cloruros presente, que se va disminuyendo en el tiempo con la producción.

Figura 26

Cloruros vs Caudal de Producción.



Nota: fuente: Templates de datos Testing, Equipetrol.

3.7.4 Aplicación de la Tecnología MAPS en el pozo MI-3

Antecedentes Operativos

El pozo MI-3 inicia producción en el 2014. Y en ese mismo año se iniciaron las pruebas periódicas de este pozo y los demás que forman parte de esta locación. Se toman registros de presión y temperatura (P&T), registros de producción (PLT) y registros de corrosión (MFC).

En el 2015 se inició la segunda campaña de registros. Se corrieron registros P&T y PLT, usando la metodología multitasa y multicapa.

En el 2016, además de los registros antes mencionados se implementó la toma de registros MAPS con el fin de tener un mejor monitoreo de los parámetros de producción de los reservorios y una mejor visualización de las fases presentes en el pozo. Se corre el registro PLT y se corre a 60, 90 y 120 ft/min entre 3,173 m y 3,461 m., registrando valores a pozo cerrado, 41 MMscfd, 52 MMscfd y 63 MMscfd.

En esta oportunidad se evidenció la presencia de agua a lo largo de todo el intervalo registrado por la herramienta multi-sensores CAT, se tomaron pruebas de los multi-sensores comprobando su buena operatividad y calibración. Mientras los sensores convencionales no mostraban agua, los multi-sensores pudieron confirmar su presencia alrededor de la tubería y en la parte baja de la misma en mayor proporción.

En Setiembre del 2017 el pozo MI-3, que venía produciendo de los reservorios Noi, Ene y Copacabana, dejó de producir después de un cierre operativo debido al incremento del contacto de líquido en el pozo. De los análisis tomados se evidenciaba que las muestras de agua podrían provenir de la formación Copacabana en vista a los altos valores del %BSW y la salinidad según se aprecia en la Figura. 26. Además a ello se corrió un registro de Saturación para verificar el movimiento del contacto gas-agua (GWC) en la estructura, sin tener evidencia concreta de un incremento en la saturación de agua a pesar de tener a la formación Copacabana como la formación de donde se originaba el agua.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Histórico de Registros e Interpretación

4.1.1 Registro PLT, Pozo MI-3 (2015)

Resultados Interpretación MRT (Multirate Test)

En el 2015, se corre un registro MFC desde 2,925 m. hasta la superficie encontrando toda la tubería en buenas condiciones. Luego, se corrieron MG hasta 3,183 m. y se registran valores de presión y temperatura con pozo fluyendo a 50, 65 y 80 MMscfd, y un cierre de 24 horas.

Se corrió registro PLT incluyendo el módulo MAPS entre 3,173 m y 3,461 m con pozo cerrado y a flujos de 50, 65 y 80 MMscfd. Se presenta a continuación los sets de curvas y resultados de perfil de velocidades y caudal en las diferentes condiciones de flujo.

Figura 27

Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo pozo cerrado.

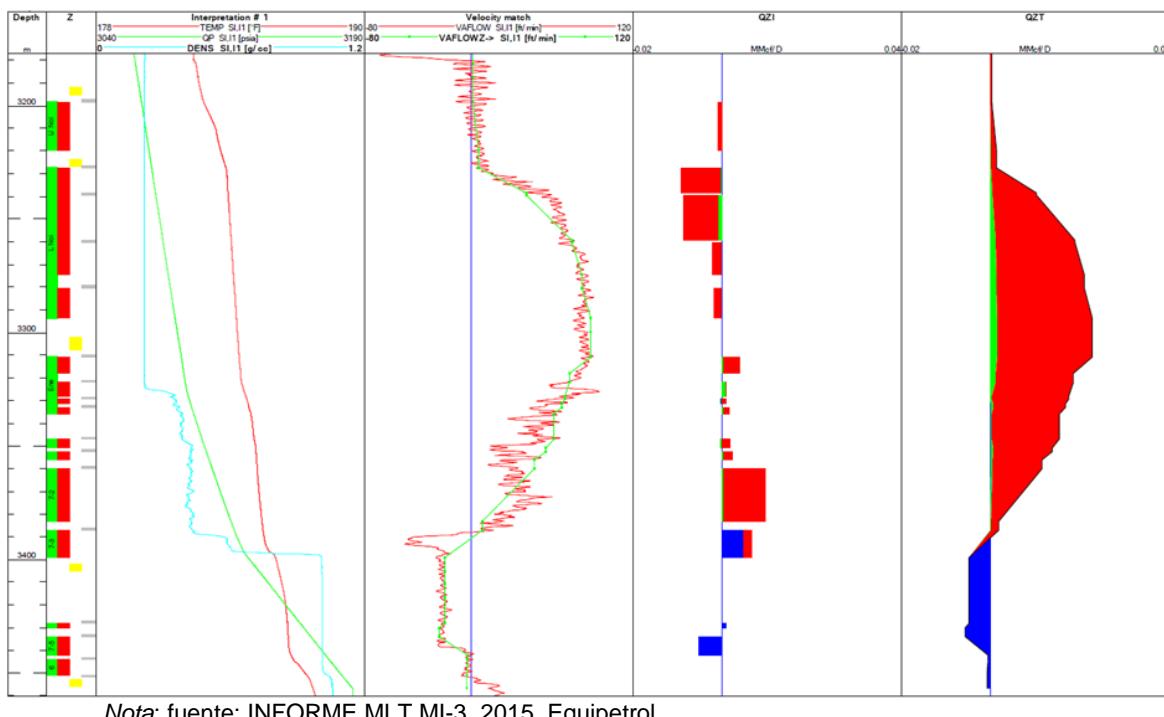
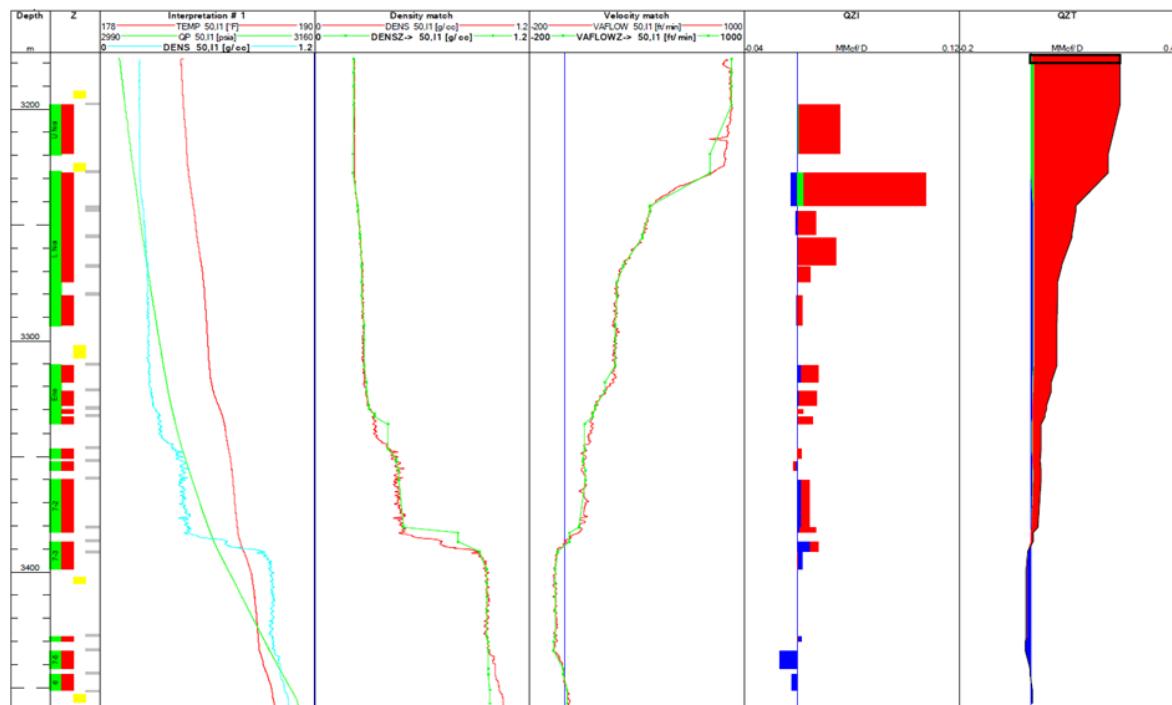


Figura 28

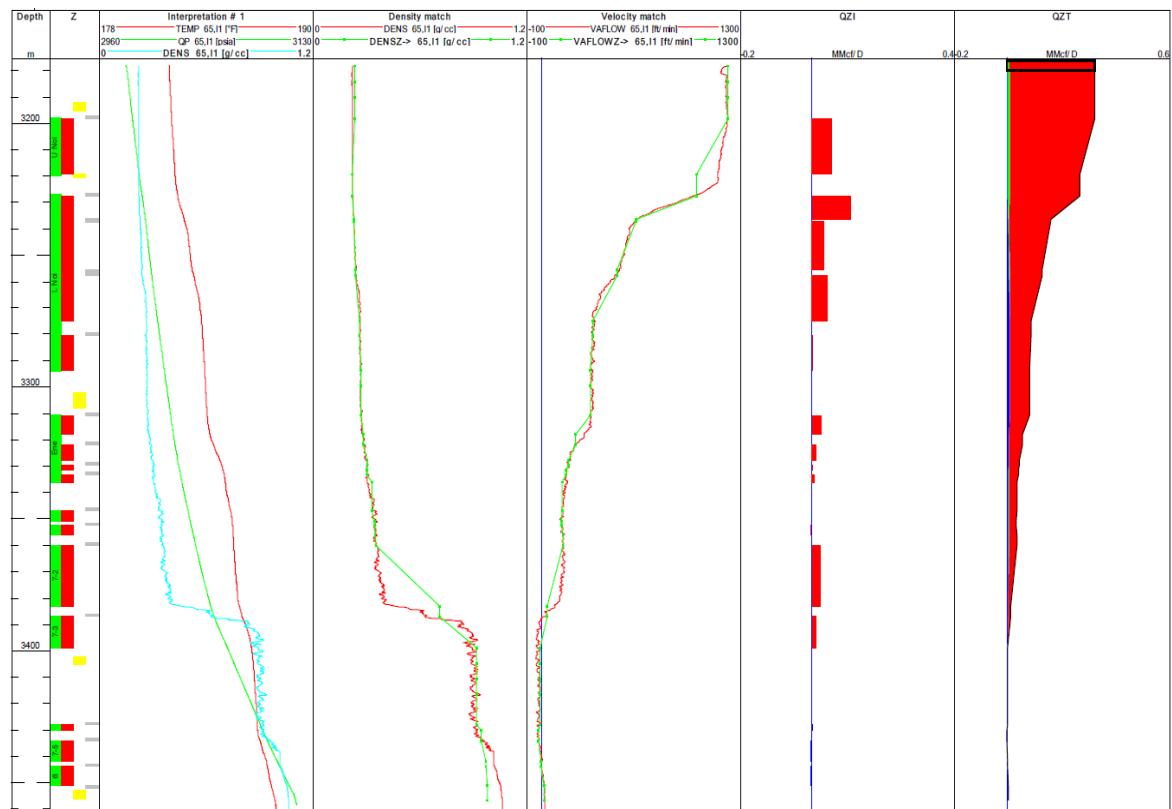
Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 50 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MLT MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 29

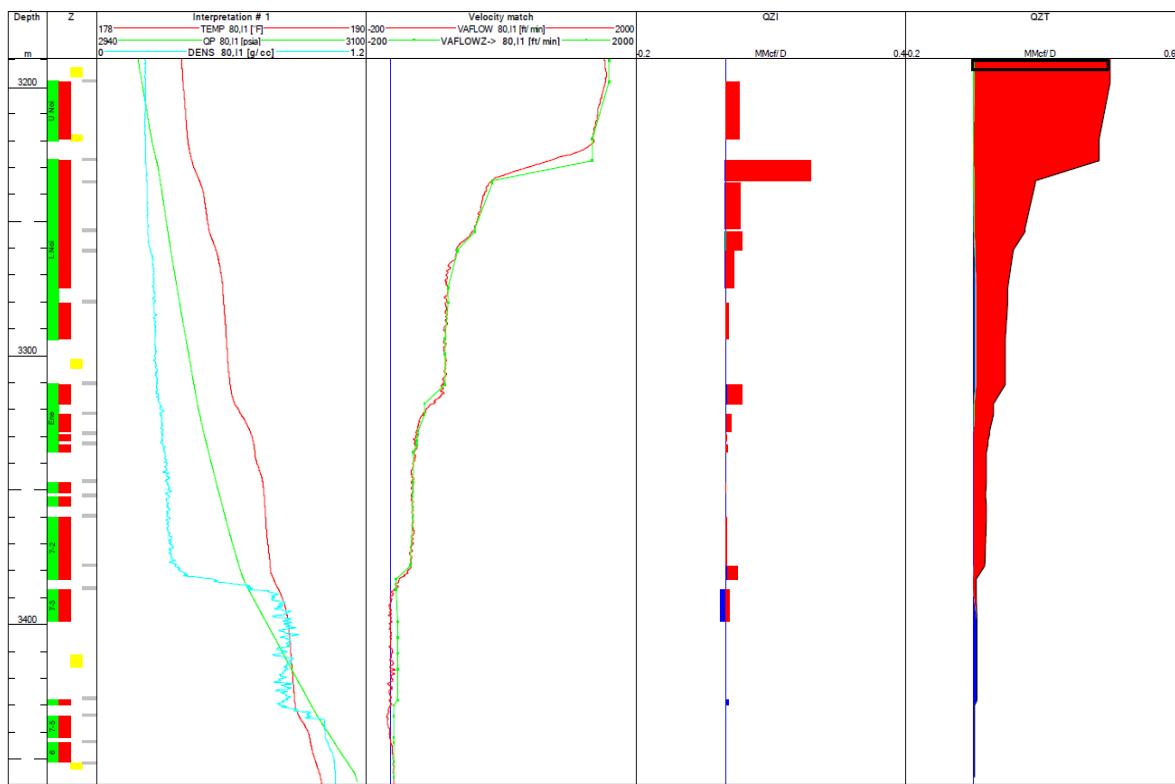
Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 65 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MLT MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 30

Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 80 MMscfD.



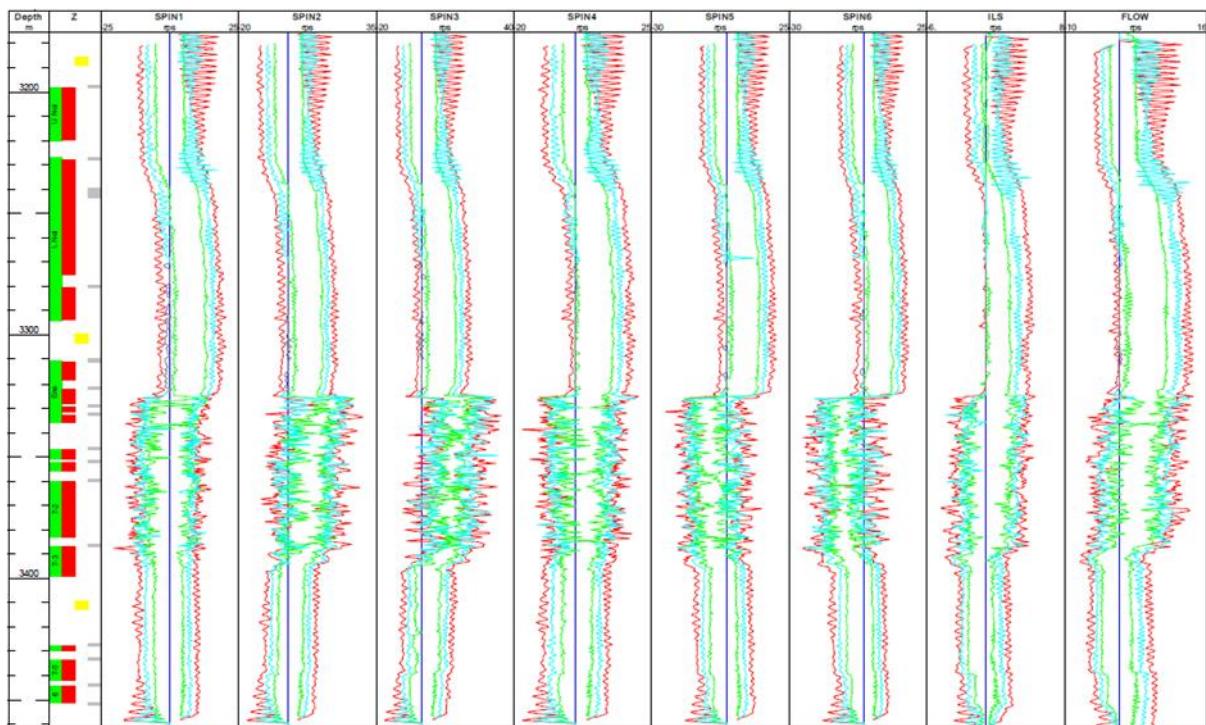
Nota: fuente: INFORME MLT MI-3_2015, Equipetrol.

Resultados Interpretación MAPS

A pozo cerrado se puede evidenciar el contacto agua/condensado a 3.397 m. Sin embargo, con pozo fluyente se evidencia mucho ruido en las curvas de velocidad y capacitancia, haciendo que sean poco interpretables para este informe, pero sí se pudo ver en los registros de imágenes MAPS VIEW.

Figura 31

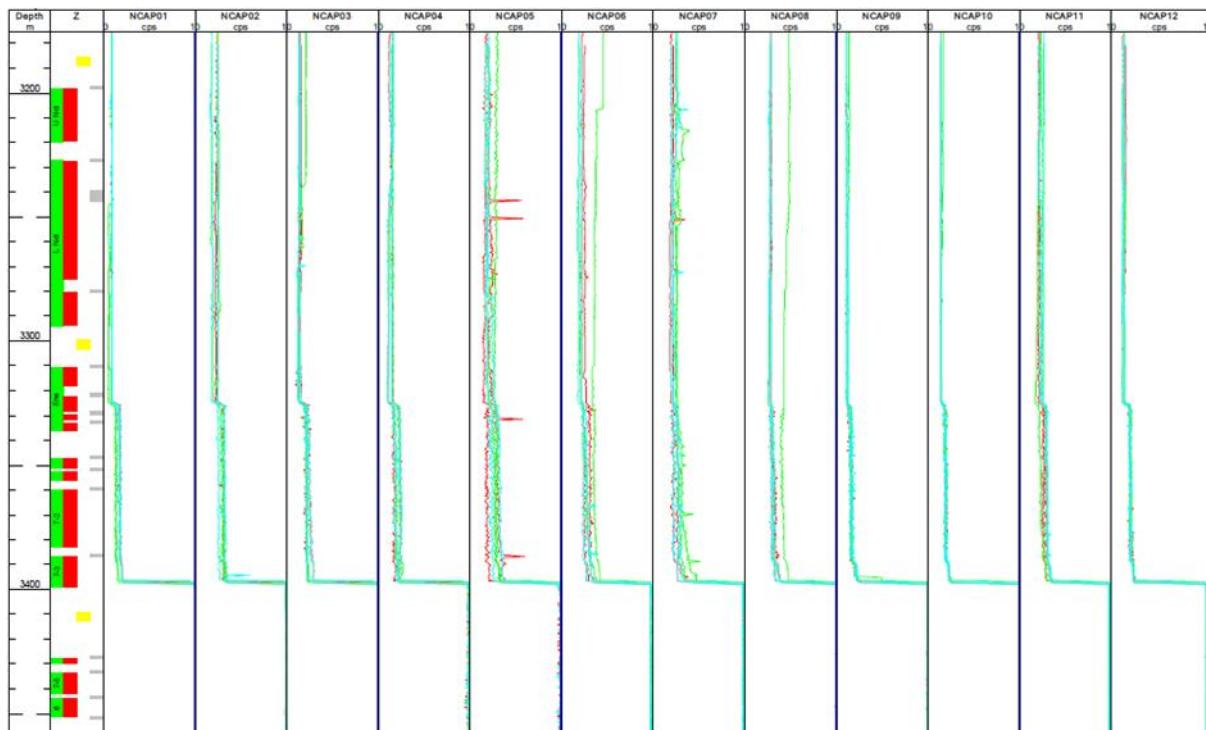
Set de curvas Multi-Spinners a condiciones de pozo cerrado.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 32

Set de curvas de capacitancia a condiciones de pozo cerrado.

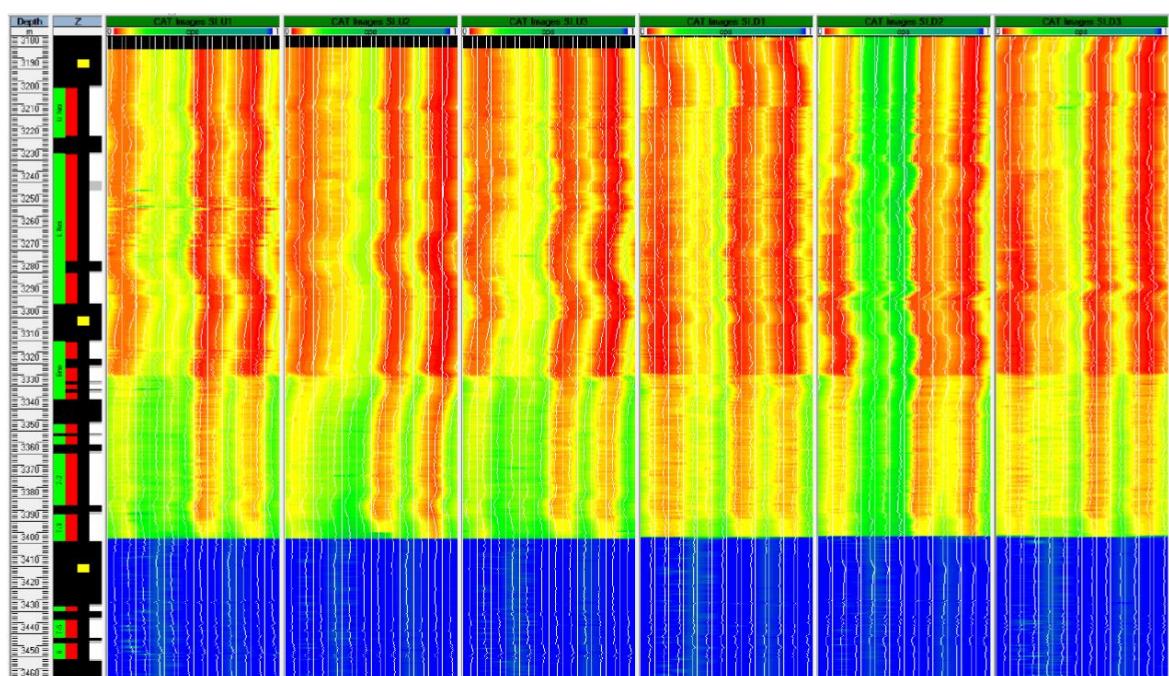


Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2015, Equipetrol.

A continuación, se muestran los sets de curvas e interpretaciones “hold up” a partir de la data registrada por el sensor CAT a pozo cerrado, a 50 MMscfd, 65 MMscfd y 80 MMscfd. Sin embargo, estas curvas no pudieron ser interpretadas en el software correspondiente. Los valores de gas, condensado y agua se presentan de color rojo, amarillo/verde y azul respectivamente.

Figura 33

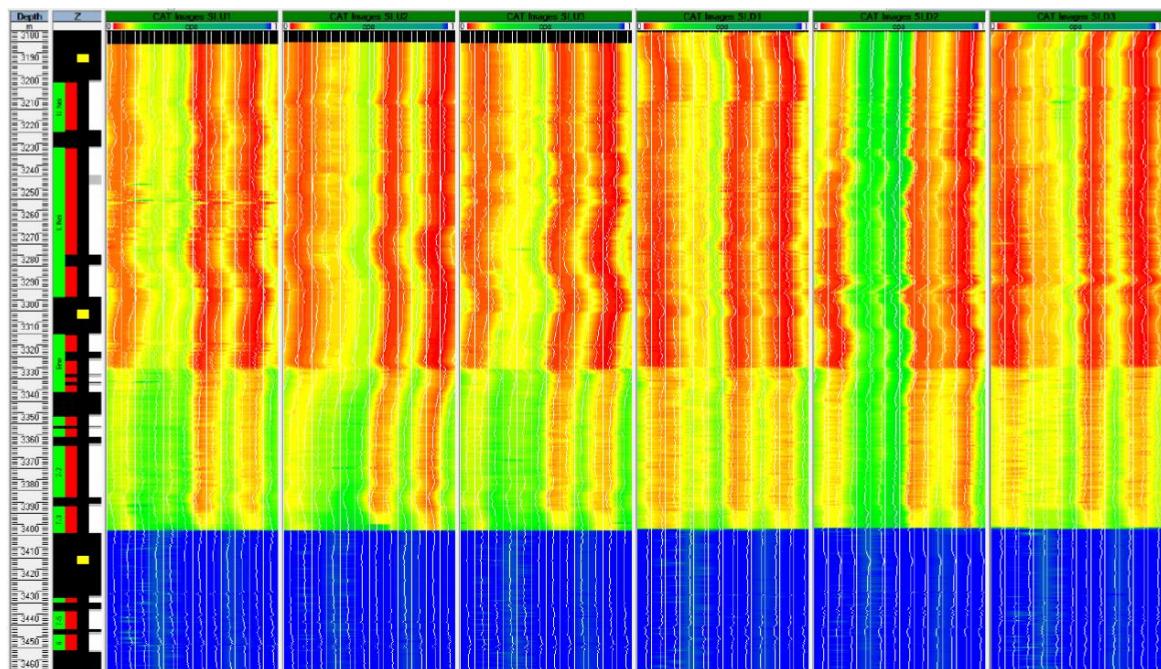
Perfil Hold Up a pozo cerrado.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 34

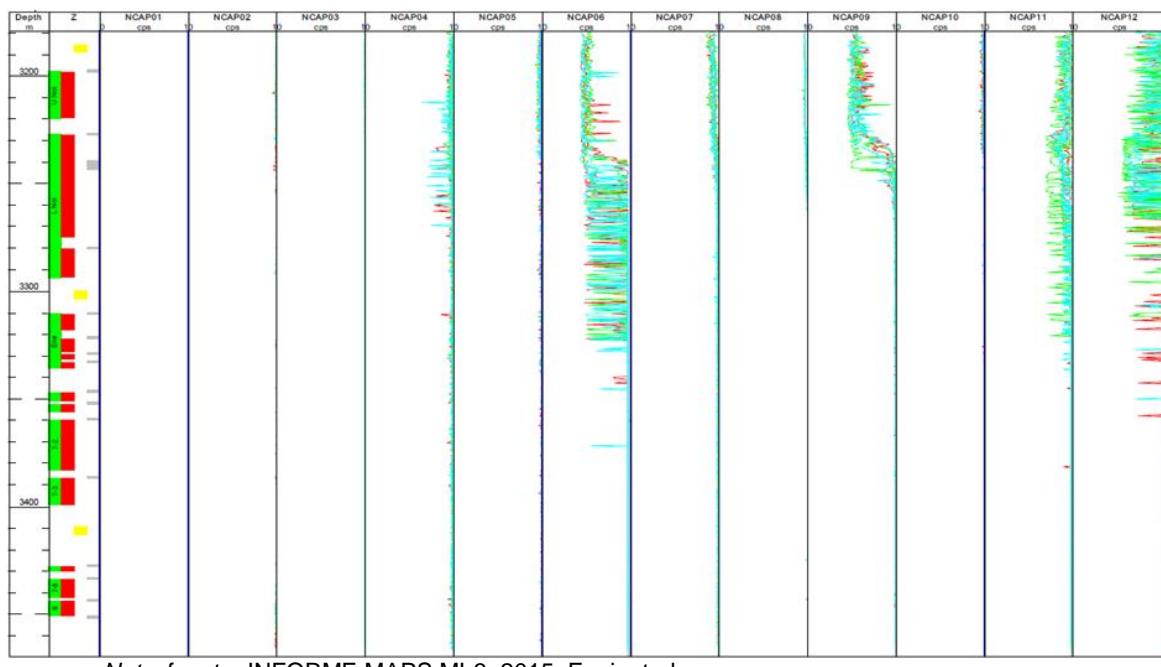
Set de curvas de Capacitancias a pozo fluyendo 50MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 35

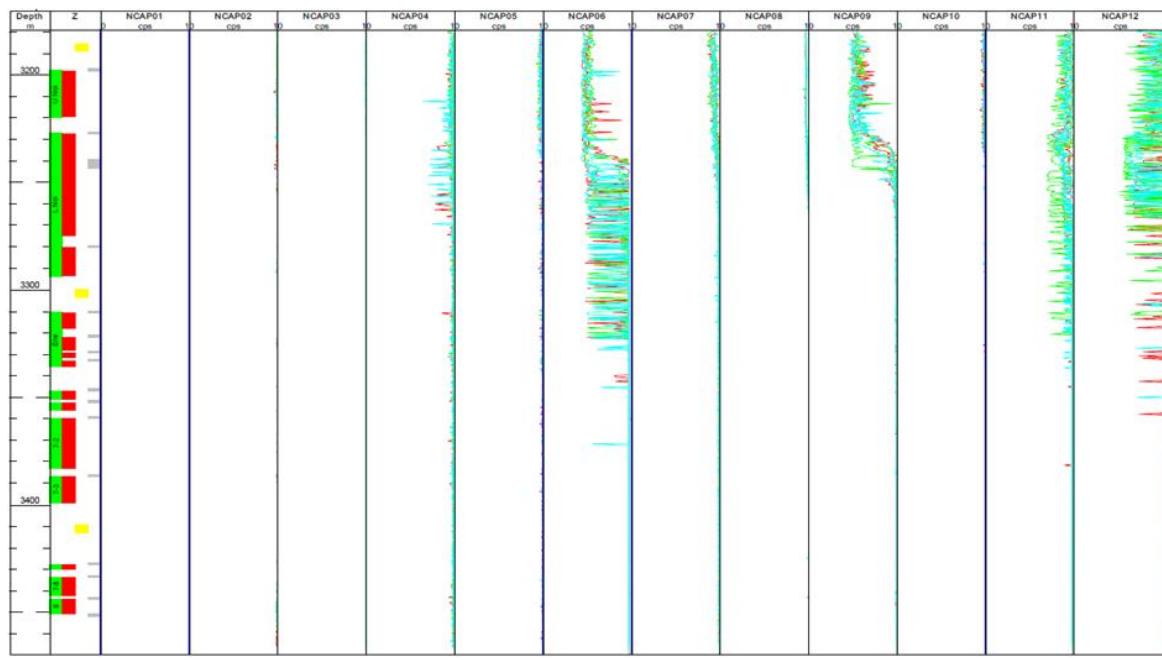
Set de curvas de Capacitancias a pozo fluyendo 65MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 36

Set de curvas de Capacitancias a pozo fluyendo 80 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2015, Equipetrol.

Resultados Interpretación MAPS VIEW

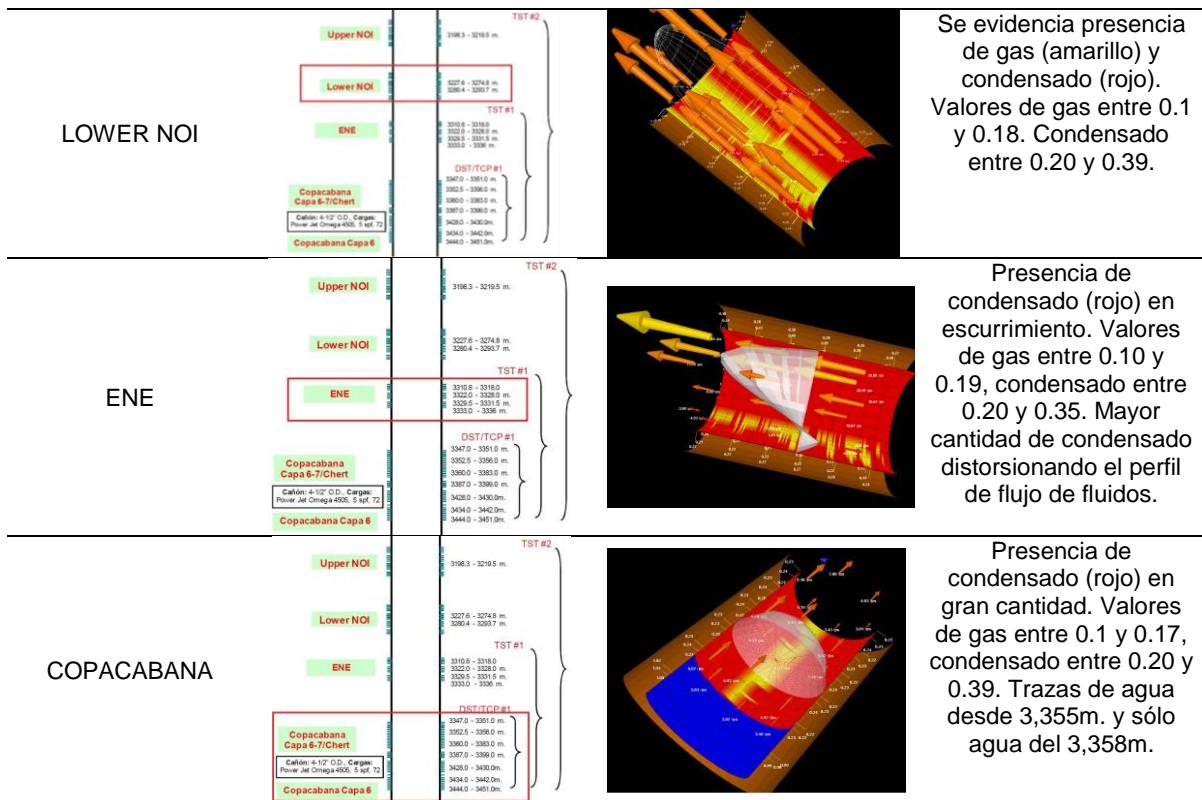
De la interpretación obtenida de los datos de las herramientas SAT y CAT, se hizo un análisis del pozo por formación atravesada y a los diferentes caudales registrados. Todo este análisis se presenta de manera gráfica y en 3D para una mejor visualización y monitoreo.

- **Pozo Cerrado**

Tabla 18

Análisis 3D por formación a pozo cerrado.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	<p>Upper NOI</p> <p>Lower NOI</p> <p>ENE</p> <p>Copacabana Capa 6-7/chert</p> <p>Catlog 4-1/2 C.D. Cargas: Power Jet Omega 4000, 5 esp. 72</p> <p>Copacabana Capa 6</p>		<p>Presencia de condensado (rojo) en escorrimiento. Valores de gas entre 0.1 y 0.17, condensado entre 0.20 y 0.48.</p>



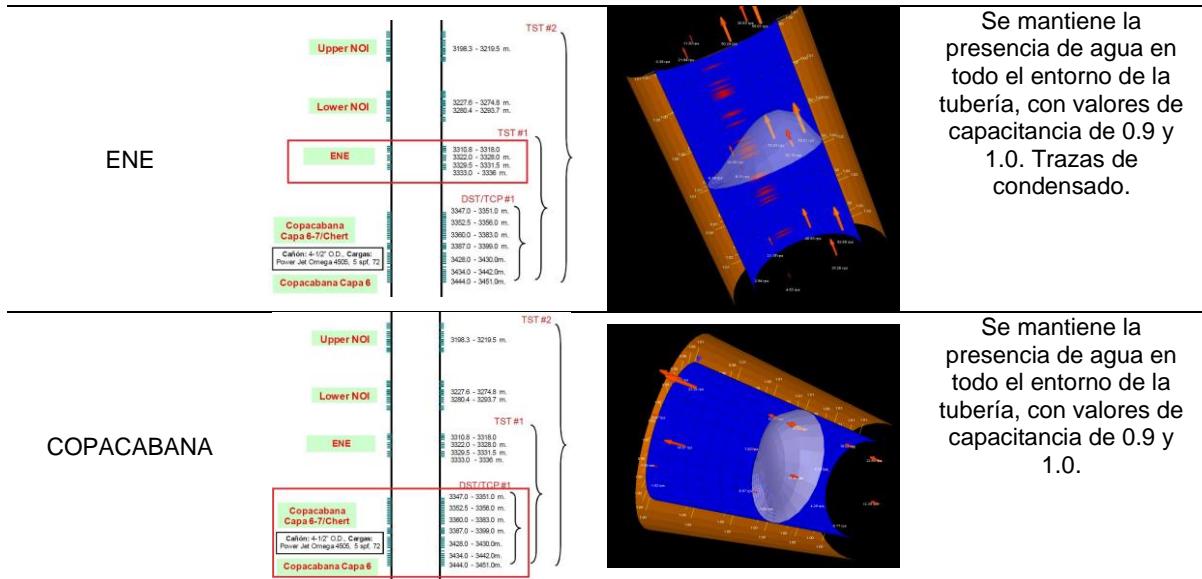
Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2015, Equipetrol.

- **Pozo a 50MMscfd**

Tabla 19

Análisis 3D por formación con pozo a 50 MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	<p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Calón: 4-1/2" O.D., Carga: Power Jet Omega 4000, 5 spg, 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3198.3 - 3219.5 m.</p> <p>DST/TCP #1 3247.0 - 3318.0 m. 3252.5 - 3356.0 m. 3260.0 - 3383.0 m. 3267.0 - 3396.0 m. 3274.0 - 3442.0 m. 3284.0 - 3451.0 m.</p> <p>TST #1 3210.8 - 3318.0 m. 3215.0 - 3328.0 m. 3220.5 - 3331.5 m. 3226.0 - 3336.0 m.</p>		<p>Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0.</p>
LOWER NOI	<p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Calón: 4-1/2" O.D., Carga: Power Jet Omega 4000, 5 spg, 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3198.3 - 3219.5 m.</p> <p>DST/TCP #1 3247.0 - 3318.0 m. 3252.5 - 3356.0 m. 3260.0 - 3383.0 m. 3267.0 - 3396.0 m. 3274.0 - 3442.0 m. 3284.0 - 3451.0 m.</p> <p>TST #1 3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3203.7 m.</p>		<p>Se mantiene la presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0.</p>



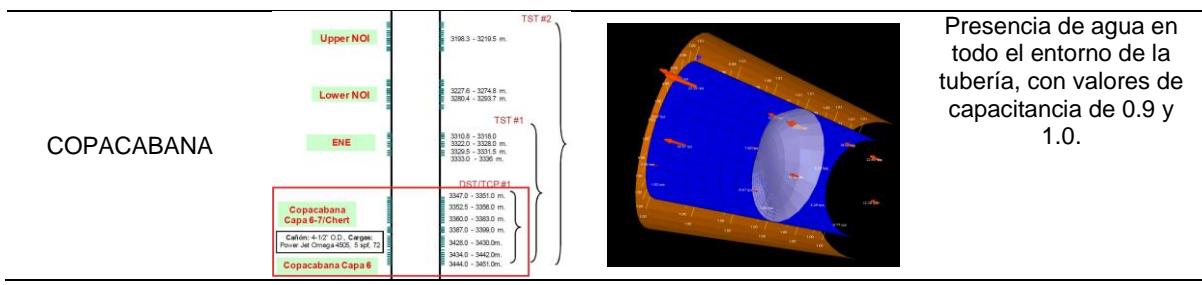
Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2015, Equipetro.

- **Pozo a 65MMscfd**

Tabla 20

Análisis 3D por formación con pozo a 65 MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI			<p>Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0. Escurrimiento de condensado</p>
LOWER NOI			<p>Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0. Escurrimiento de condensado.</p>
ENE			<p>Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0.</p>



Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2015, Equipetrol.

Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0.

- Pozo a 80MMscfd**

Tabla 21

Análisis 3D por formación con pozo a 80 MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	<p>Wellbore diagram for UPPER NOI showing intervals: Upper NOI, Lower NOI, ENE, Copacabana Capa 6-7/Chert, and Copacabana Capa 6. Test sections TST #2 and TST #1 are indicated.</p>	<p>3D flow simulation for UPPER NOI showing water presence and condensate flow. Arrows indicate flow away from the pipeline. The simulation shows a large blue region representing water saturation and yellow/orange arrows representing condensate flow.</p>	Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0. Escurrimento de condensado.
LOWER NOI	<p>Wellbore diagram for LOWER NOI showing intervals: Upper NOI, Lower NOI, ENE, Copacabana Capa 6-7/Chert, and Copacabana Capa 6. Test sections TST #2 and TST #1 are indicated.</p>	<p>3D flow simulation for LOWER NOI showing water presence and condensate flow. Arrows indicate flow away from the pipeline. The simulation shows a large blue region representing water saturation and yellow/orange arrows representing condensate flow.</p>	Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0. Escurrimento de condensado.
ENE	<p>Wellbore diagram for ENE showing intervals: Upper NOI, Lower NOI, ENE, Copacabana Capa 6-7/Chert, and Copacabana Capa 6. Test sections TST #2 and TST #1 are indicated.</p>	<p>3D flow simulation for ENE showing water presence and condensate flow. Arrows indicate flow away from the pipeline. The simulation shows a large blue region representing water saturation and yellow/orange arrows representing condensate flow.</p>	Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0. Pequeñas trazas de condensado.
COPACABANA	<p>Wellbore diagram for COPACABANA showing intervals: Upper NOI, Lower NOI, ENE, Copacabana Capa 6-7/Chert, and Copacabana Capa 6. Test sections TST #2 and TST #1 are indicated.</p>	<p>3D flow simulation for COPACABANA showing water presence. The simulation shows a large blue region representing water saturation and red arrows indicating flow away from the pipeline.</p>	Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2015, Equipetrol.

4.1.2 Registro PLT, Pozo MI-3 (2016)

Resultados Interpretación MRT (Multirate Test)

En el 2016, en los registros tomados de los sensores PLT convencionales se pudo evidenciar un flujo cruzado de 6 MMscfd desde Copacabana y Ene hacia Lower Noi a pozo cerrado. Con el pozo produciendo a 41, 52 y 64 MMscfd se eliminó el flujo cruzado.

Figura 37

Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo pozo cerrado.

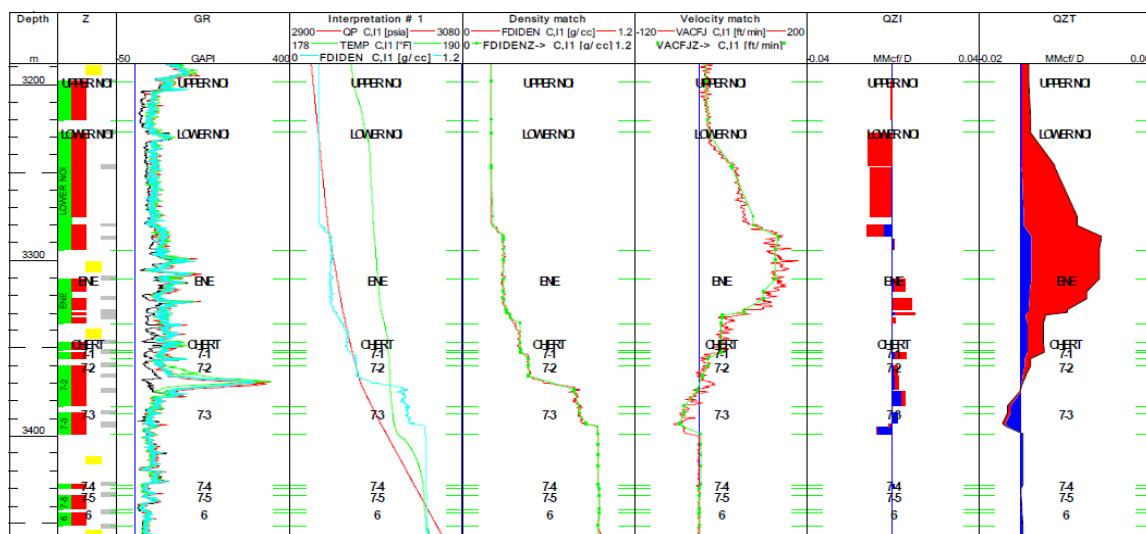


Figura 38

Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 41 MMscfD.

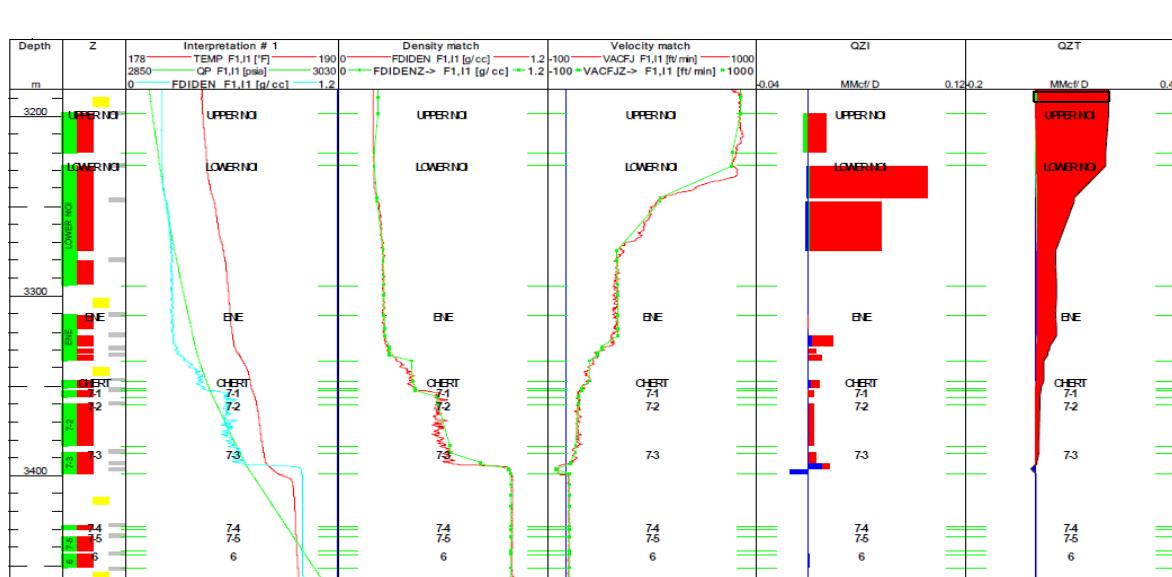
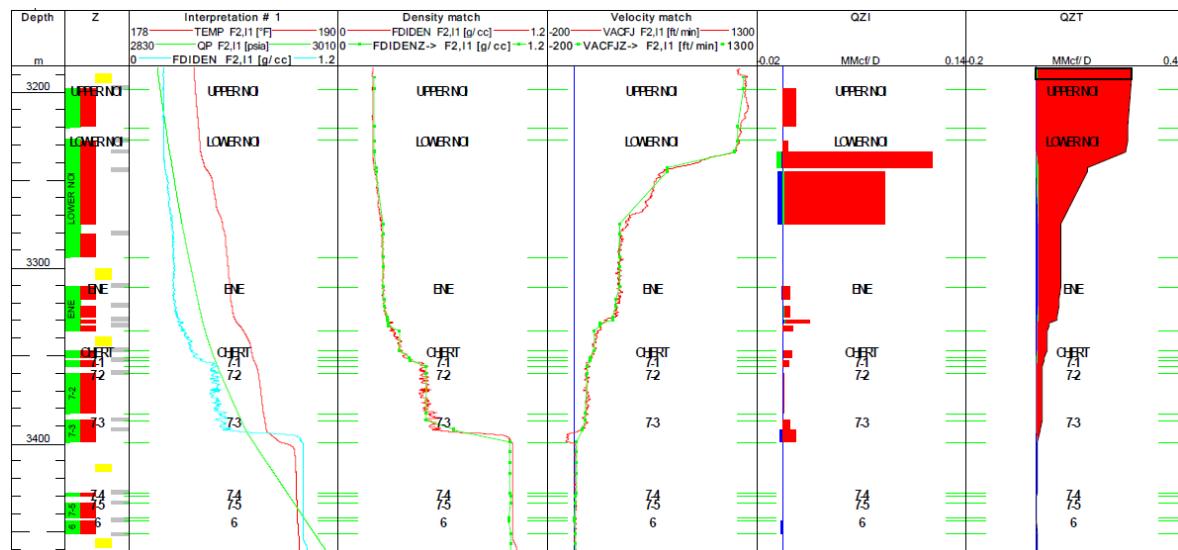


Figura 39

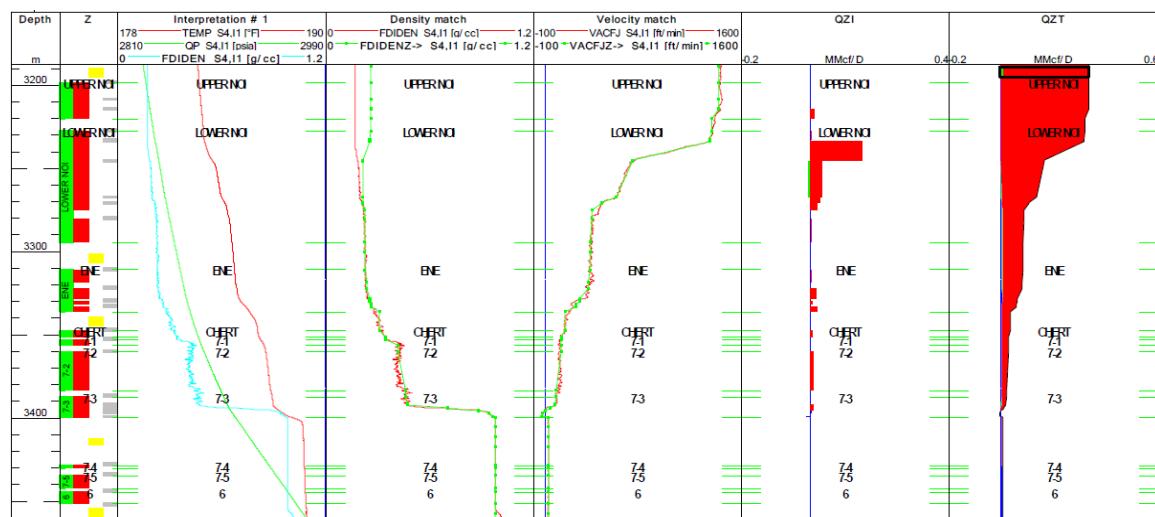
Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 52 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MLT MI-3_2015, Equipetrol.

Figura 40

Resultados de Interpretación a Pozo Produciendo a 64 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MRT MI-3_2016, Equipetrol.

Resultados Interpretación MAPS

De la interpretación generada de los datos registrados con las herramientas SAT y CAT se puede apreciar el “hold up” de fluidos y los aportes de cada reservorio.

De las pasadas a pozo cerrado se tiene las curvas SAT y CAT, los cuales presentan cierta distorsión o ruido debido a la presencia de agua en la tubería, que no puede ser percibida por los sensores convencionales, pero si por las herramientas multi-sensores.

Figura 41

Set de curvas de capacitancia a condiciones de pozo cerrado.

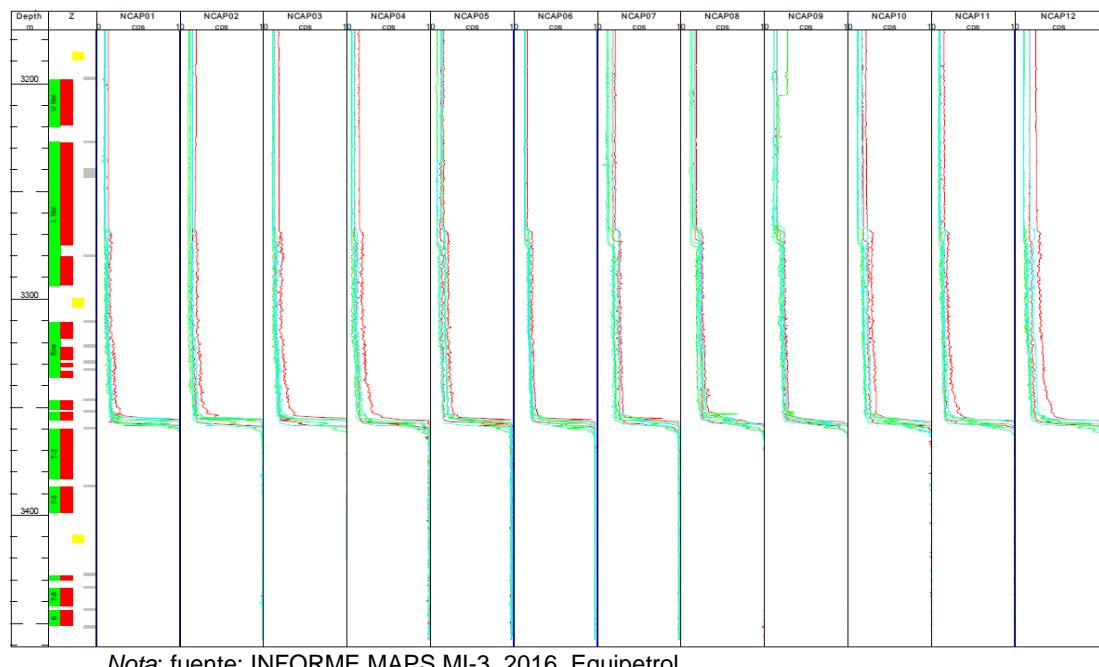
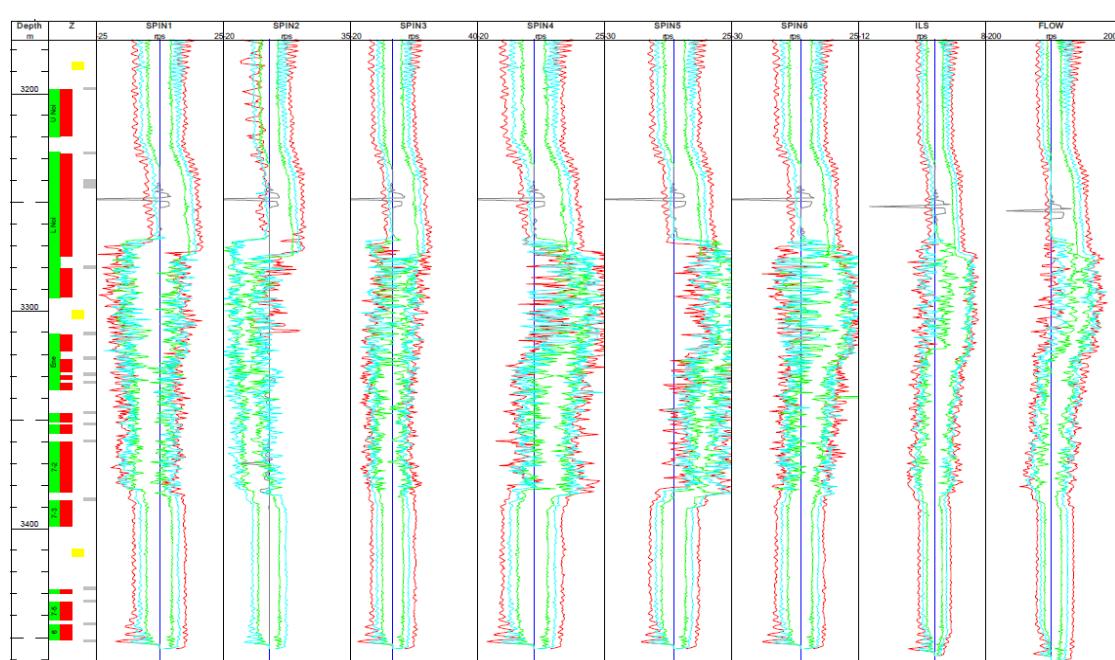


Figura 42

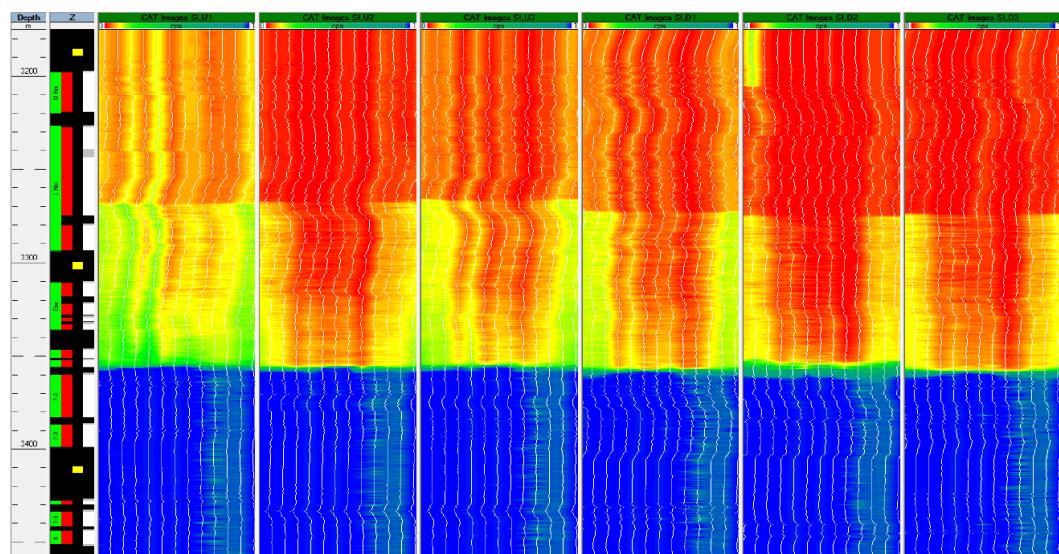
Set de curvas Multi-Spinners a condiciones de pozo cerrado.



A continuación, se muestran los sets de curvas e interpretaciones “hold up” a partir de la data registrada por el sensor CAT a pozo cerrado, a 41 MMscfd, 52 MMscfd y 64 MMscfd. De la data a 41 MMscfd no pudo ser interpretada debido al ruido que presentaban. Los valores de gas, condensado y agua se presentan de color rojo, amarillo/verde y azul respectivamente.

Figura 43

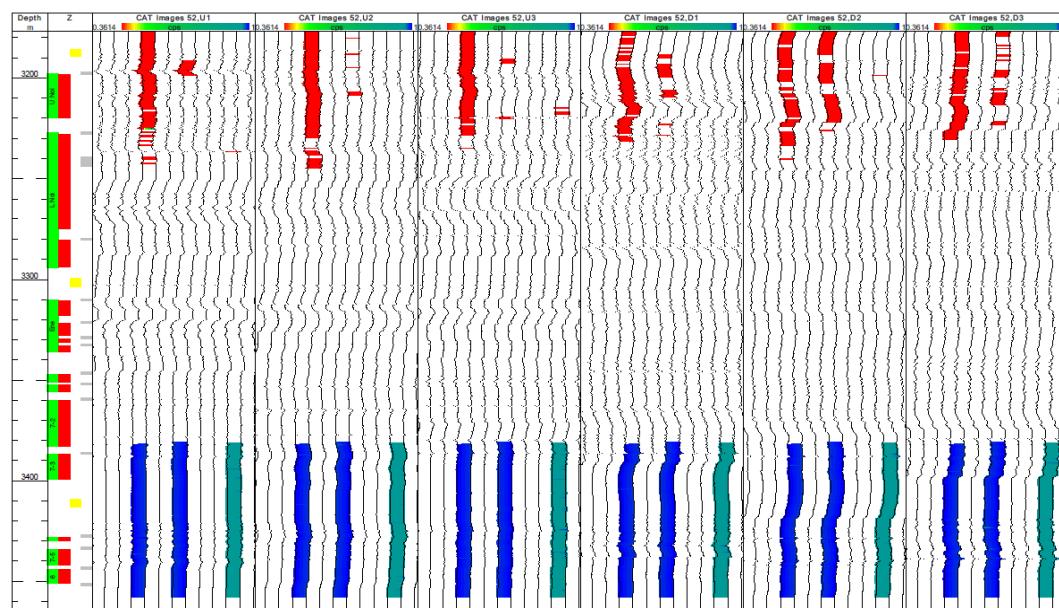
Perfil Hold Up a pozo cerrado.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2016, Equipetro.

Figura 44

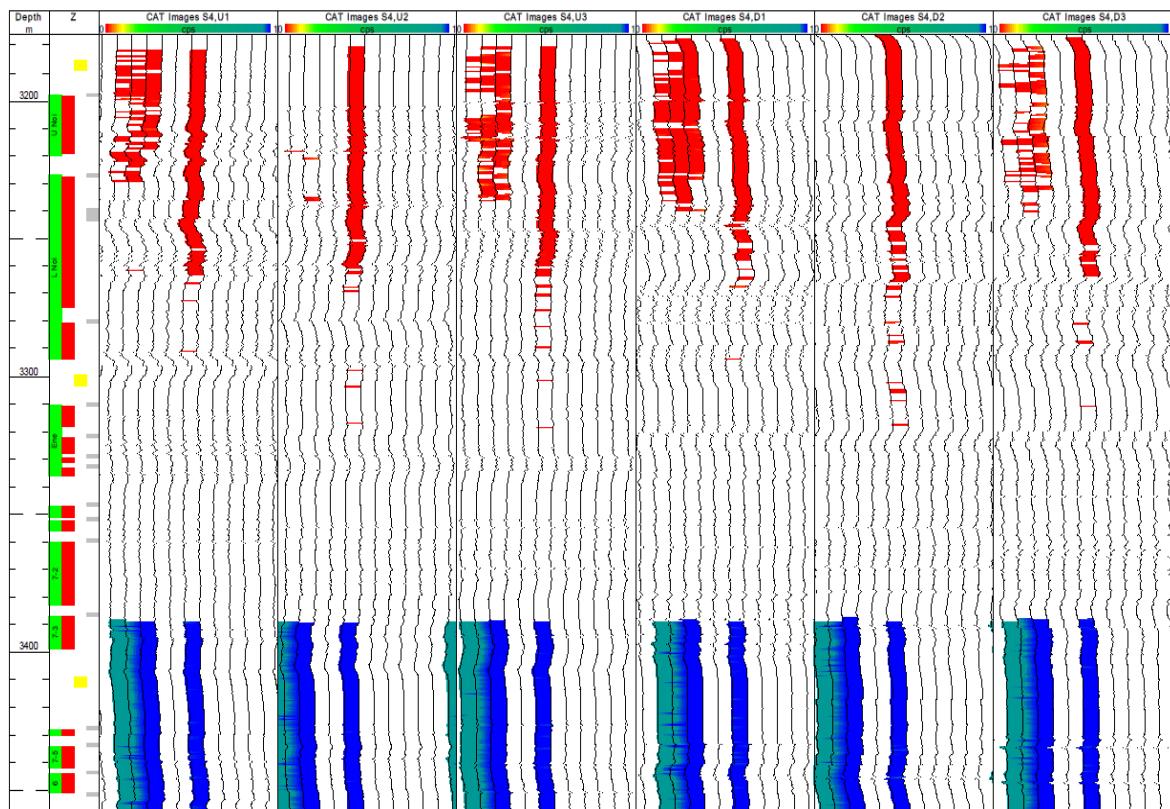
Perfil Hold Up para una sección de área a 52 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2016, Equipetro.

Figura 45

Perfil Hold Up para una sección de área a 64 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2016, Equipetrol.

El “hold up” a pozo cerrado es mínimo, se muestra una columna de gas sobre los reservorios de Noi y Ene una zona de transición entre los intervalos superiores de Copacabana hasta la capa 7-4 (pudiendo ser una zona de gas/condensado) y una zona de agua en el pozo para los primeros intervalos de Copacabana a partir del contacto.

Para los flujos 41 MMscfd, 52 MMscfd y 64 MMscfd, las mediciones de capacitancia muestran valores cercanos a 1, esto es evidencia de una alteración de lectura e incongruencia con lo esperado y registrado por los sensores convencionales en su comparación con la curva de densidad, este se puede deber a factores dentro del pozo que desfiguran las verdaderas lecturas del reservorio, incurriendo así en un set de curvas alteradas.

Resultados Interpretación MAPS VIEW

De la interpretación obtenida de los datos de las herramientas SAT y CAT, se hizo un análisis del pozo por formación atravesada y a los diferentes caudales registrados. Todo este análisis se presenta de manera gráfica y en 3D para una mejor visualización y monitoreo.

- **Pozo Cerrado**

Tabla 22

Análisis 3D por formación a pozo cerrado.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI			Presencia de condensado (rojo) en escurrimento. Valores de gas entre 0.1 y 0.17, condensado entre 0.20 y 0.27.
LOWER NOI			Se evidencia presencia de gas (amarillo). Valores de gas entre 0.1 y 0.18.
ENE			Presencia de condensado (rojo) en escurrimento. Valores de gas entre 0.1 y 0.18, condensado entre 0.20 y 0.23. Mayor cantidad de condensado distorsionando el perfil de flujo de fluidos.
COPACABANA			Presencia de condensado (rojo) en gran cantidad. Valores de gas entre 0.1 y 0.17, condensado entre 0.20 y 0.39. Trazas de agua desde 3,355m. y sólo agua del 3,358m.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2016, Equipetrol.

- Pozo a 41MMscfd

Tabla 23

Análisis 3D por formación con pozo a 41 MMscfd.

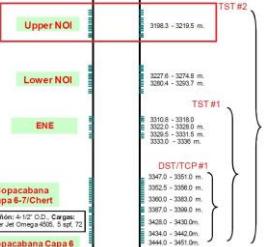
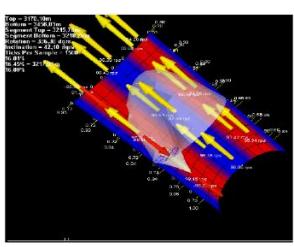
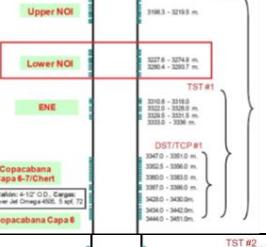
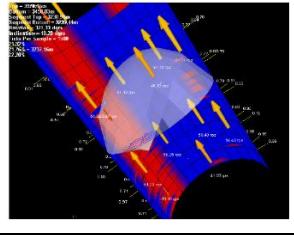
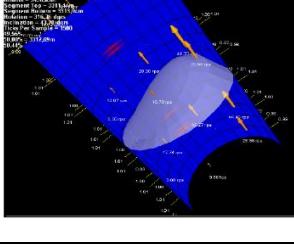
Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI			Presencia de condensado (rojo) y agua (azul) en escurrimiento. Valores de condensado entre 0.3 y 0.5, condensado entre 0.99 y 1.00.
LOWER NOI			Se evidencia agua (azul) con trazas de condensado (rojo) alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.
ENE			Presencia sólo de agua alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.
COPACABANA			Presencia sólo de agua alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0..

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2016, Equipetrol.

- Pozo a 52MMscfd

Tabla 24

Análisis 3D por formación con pozo a 52 MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	 <p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Copacabana Capa 6</p> <p>DST/TCP #1 TST #2</p> <p>3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3280.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.0 m. 3325.0 - 3330.0 m. 3333.0 - 3336.0 m. 3377.0 - 3390.0 m. 3426.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Presencia de condensado (rojo) y agua (azul) en escurrimiento. Valores de condensado entre 0.3 y 0.5, condensado entre 0.99 y 1.00
LOWER NOI	 <p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Copacabana Capa 6</p> <p>DST/TCP #1 TST #2</p> <p>3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3280.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.0 m. 3325.0 - 3330.0 m. 3333.0 - 3336.0 m. 3377.0 - 3390.0 m. 3426.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Se evidencia agua en mayor proporción (azul) con trazas de condensado (rojo) alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.
ENE	 <p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Copacabana Capa 6</p> <p>DST/TCP #1 TST #2</p> <p>3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3280.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.0 m. 3325.0 - 3330.0 m. 3333.0 - 3336.0 m. 3377.0 - 3390.0 m. 3426.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Presencia de agua en todo el entorno de la tubería, con valores de capacitancia de 0.9 y 1.0.
COPACABANA	 <p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Copacabana Capa 6</p> <p>DST/TCP #1 TST #2</p> <p>3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3280.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.0 m. 3325.0 - 3330.0 m. 3333.0 - 3336.0 m. 3377.0 - 3390.0 m. 3426.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Presencia sólo de agua alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2016, Equipetrol.

- Pozo a 64MMscfd

Tabla 25

Análisis 3D por formación con pozo a 64 MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI			Presencia de condensado (rojo) y agua (azul) en escurrimiento. Valores de condensado entre 0.3 y 0.5, condensado entre 0.99 y 1.00.
LOWER NOI			Se evidencia agua en mayor proporción (azul) con trazas de condensado (rojo) alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.
ENE			Presencia sólo de agua alrededor de la tubería y pequeñas trazas de condensado. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.
COPACABANA			Presencia sólo de agua alrededor de la tubería. Valores de agua entre 0.9 y 1.0.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2016, Equipetrol.

En el pozo MI-3 no fue posible evidenciar agua con los sensores de densidad y capacitancia. Sin embargo, si se pudo verificar la separación de fases y el escurrimiento de los fluidos con los sensores del módulo MAPS debido a que estos van registrando en las paredes mientras que los sensores convencionales van centralizados.

4.1.3 Registro PLT, Pozo MI-3 (2017)

En el 2017, se realiza un registro MFC desde los 3,030 m para verificar el pase libre en el pozo. Enseguida se realiza una corrida de MG con gradientes estáticas desde los 3,400 m. para verificar contactos de fluido, los cuales se evidencian aproximadamente a 2479 m. en el caso del gas/condensado y a 2,515 m. para el condensado/agua.

A continuación, se corren y asientan dos tapones mecánicos a 3,341.5 m y 3,338 m con un tapón de cemento encima hasta los 3,336 m. Después de 20 horas de fraguado del cemento, se corre nuevamente sensores MG hasta 3,183 m., a ello se realizó una limpieza del pozo hacia el pit de quema de la locación, la cual fue acondicionada para estos trabajos de limpieza y acondicionamiento. Con los MG a 3,183 m, registrando valores de presión y temperatura a 42 MMscfd, 36 MMscfd y 30 MMscfd, finalizando con un cierre de 36 hrs y una gradiente estática hasta la superficie los cuales se evidenciaron contactos a aproximadamente 2515 m. en el caso del gas/condensado y a 2,551 m. para el condensado/agua.

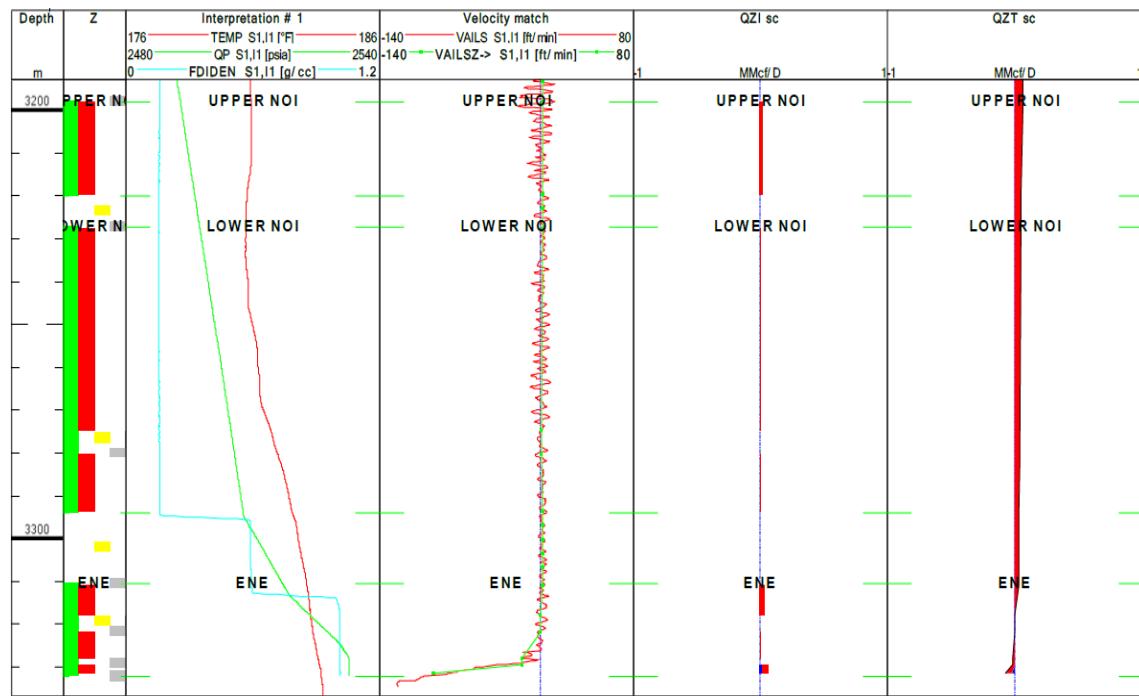
Resultados Interpretación MRT (Multirate Test)

Se corre un registro PLT incluyendo módulo MAPS y se corre a 60, 90 y 120 ft/min entre 3,173 m y 3,328 m., registrando valores a pozo cerrado, 42 MMscfd, 36 MMscfd, 30 MMscfd y 24 MMscfd.

Durante el registro a pozo cerrado, no se evidencia presencia de flujo cruzado y las curvas de los sensores convencionales tienen menos ruido (Figura 46).

Figura 46

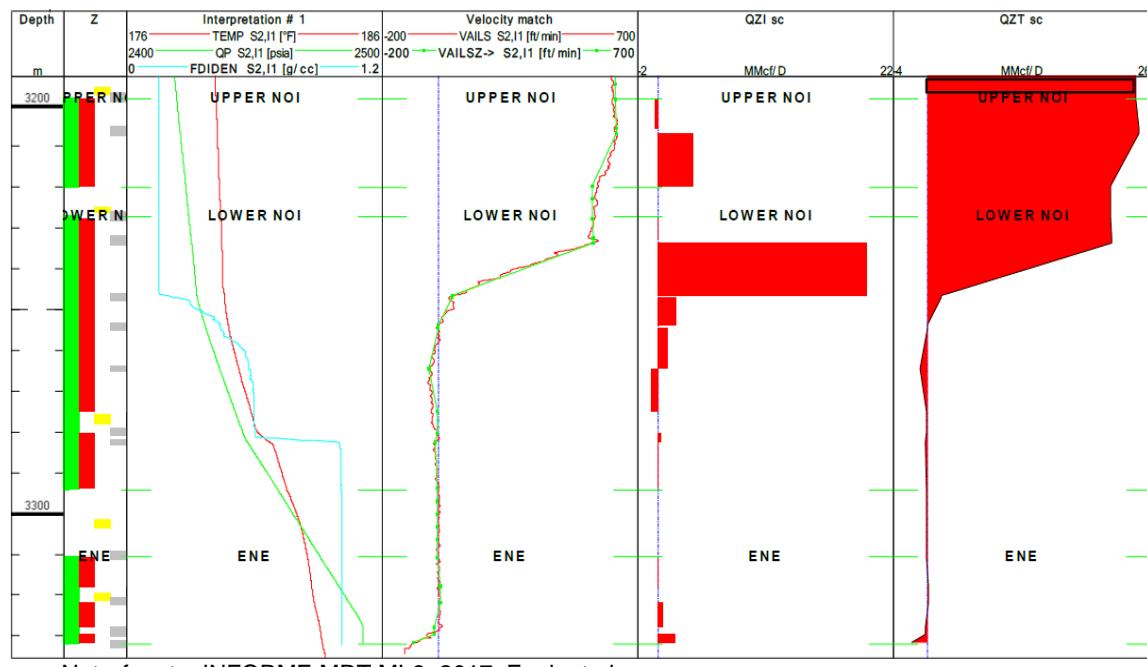
Resultados pozo cerrado. Perfil de velocidades y caudales.



Nota: fuente: INFORME MRT MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 47

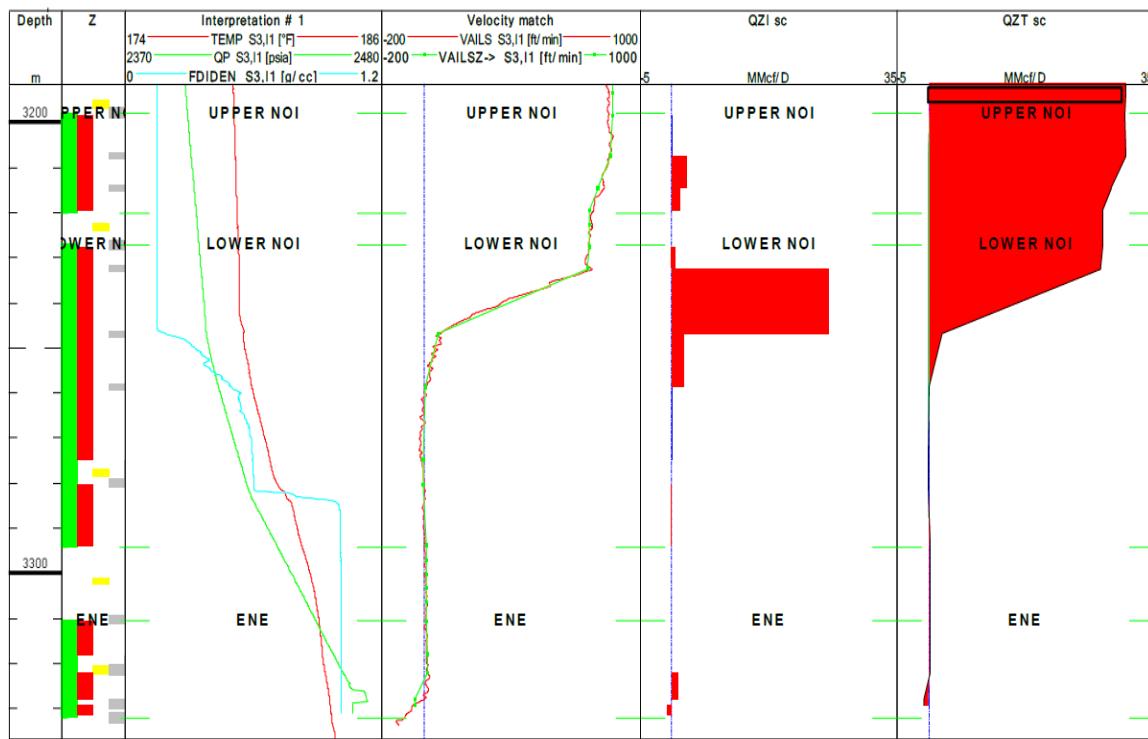
Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 24 MMscfd.



Nota: fuente: INFORME MRT MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 48

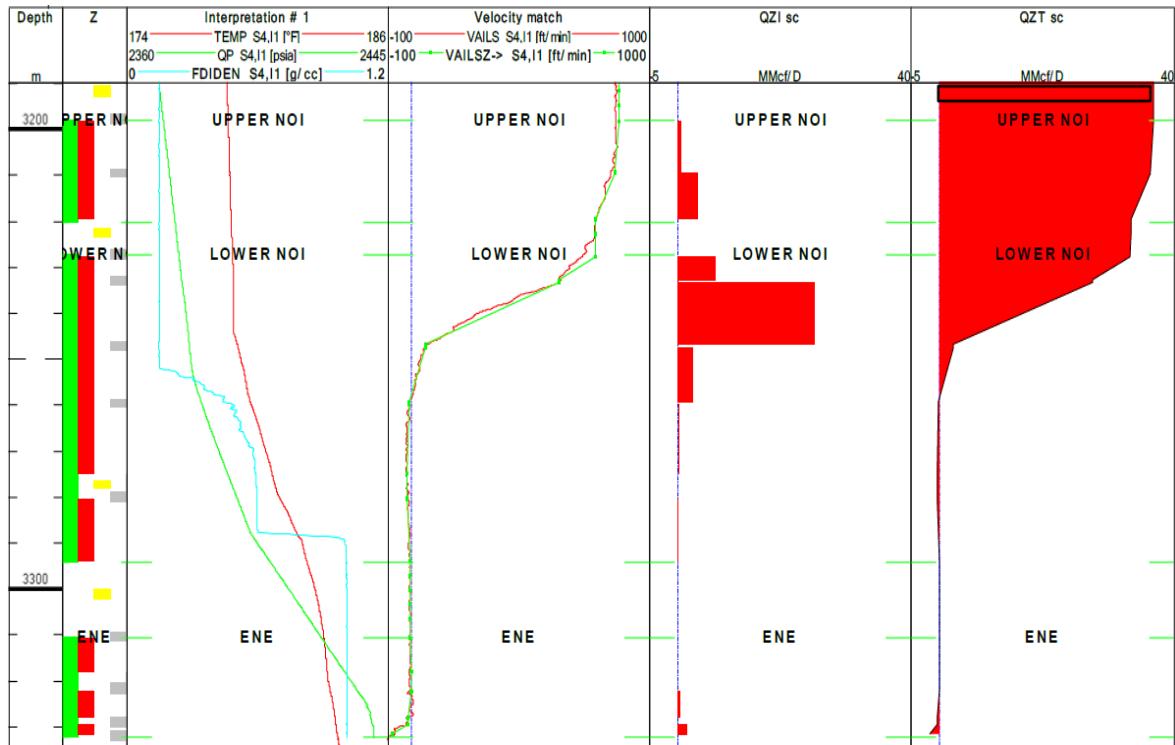
Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 30 MMscfd.



Nota: fuente: INFORME MRT MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 49

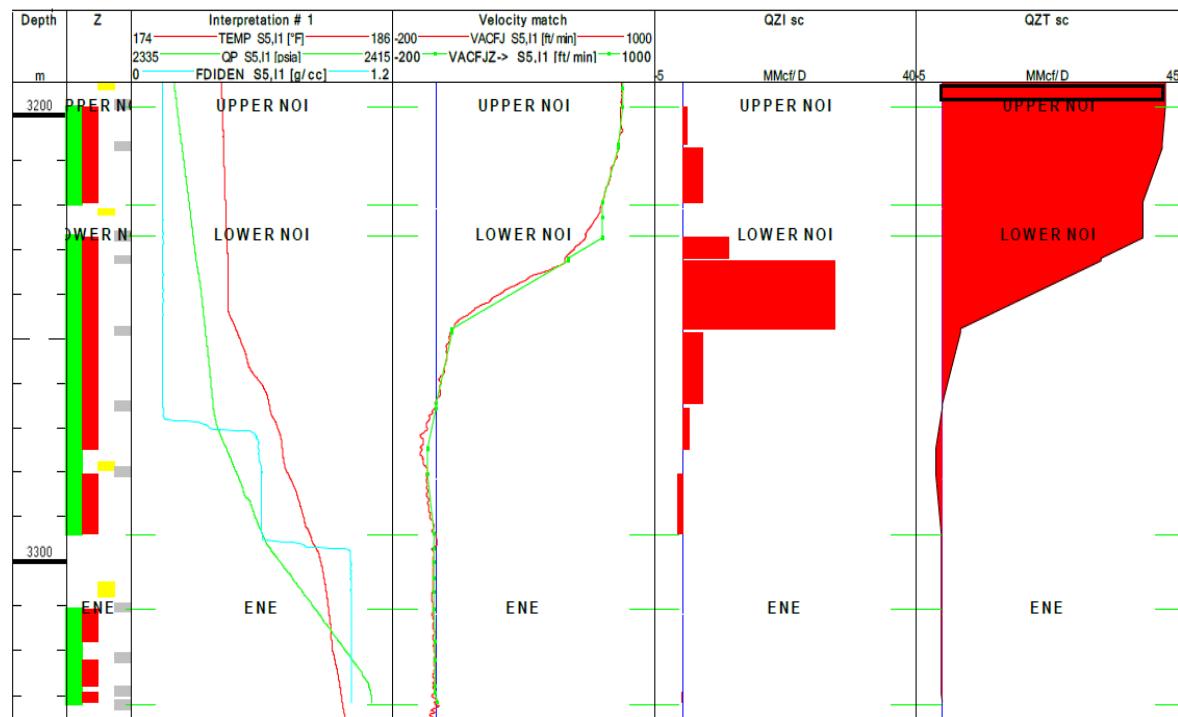
Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 36 MMscfd.



Nota: fuente: INFORME MRT MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 50

Resultados de Perfil de Velocidades y Caudal con pozo produciendo a 42 MMscfd.



Nota: fuente: INFORME MRT MI-3_2017, Equipetrol.

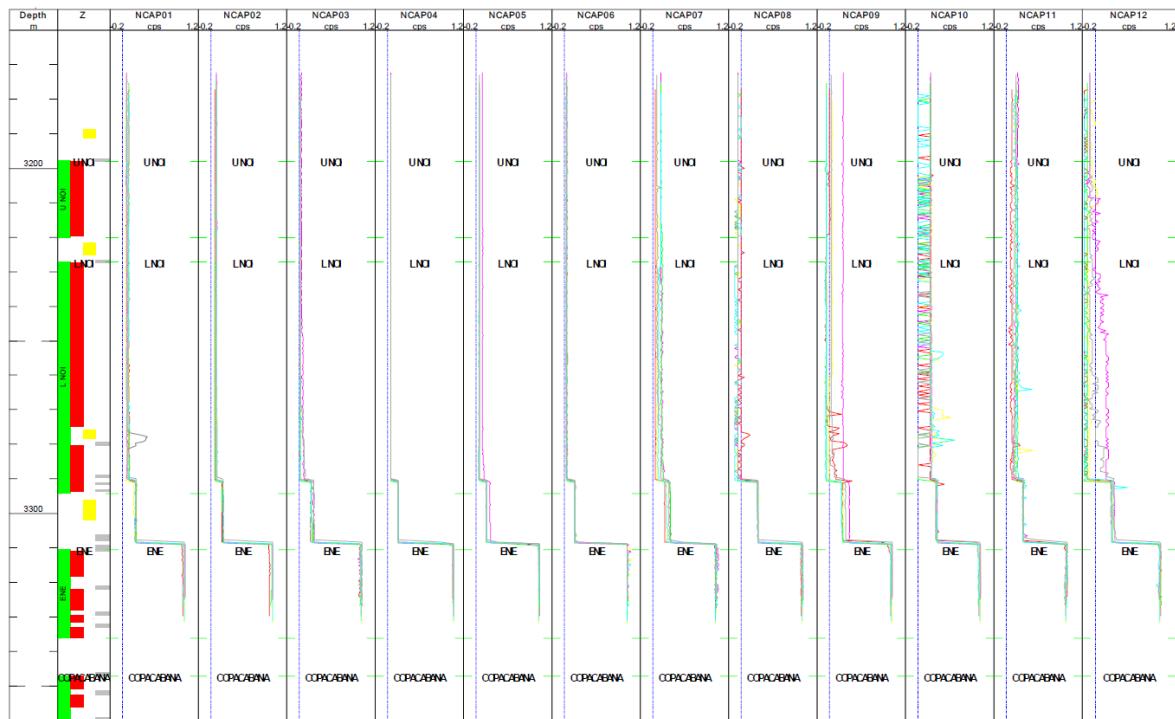
Resultados Interpretación MAPS

De la interpretación generada de los datos registrados con las herramientas SAT y CAT se puede apreciar el “hold up” de fluidos y los aportes de cada reservorio.

De las pasadas a pozo cerrado se tiene las curvas SAT y CAT, los cuales presentan cierta distorsión o ruido debido a la presencia de agua en la tubería, que no puede ser percibida por los sensores convencionales, pero si por las herramientas multi-sensores.

Figura 51

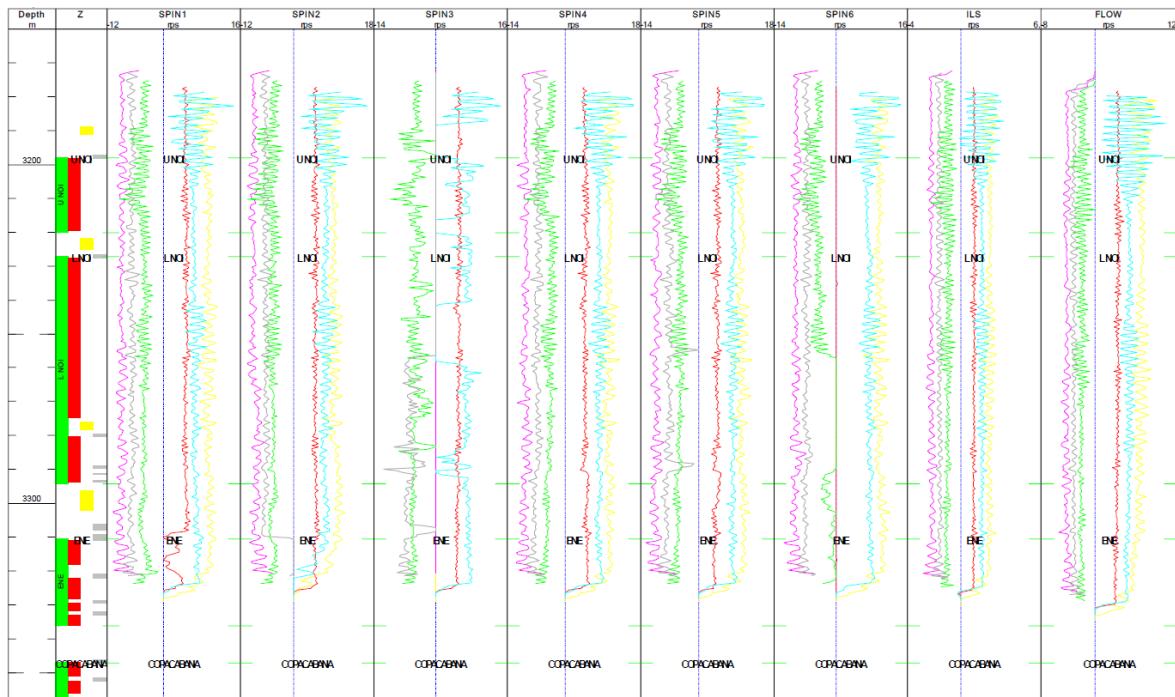
Set de curvas de capacitancia a condiciones de pozo cerrado.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 52

Set de curvas Multi-Spinners a condiciones de pozo cerrado.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

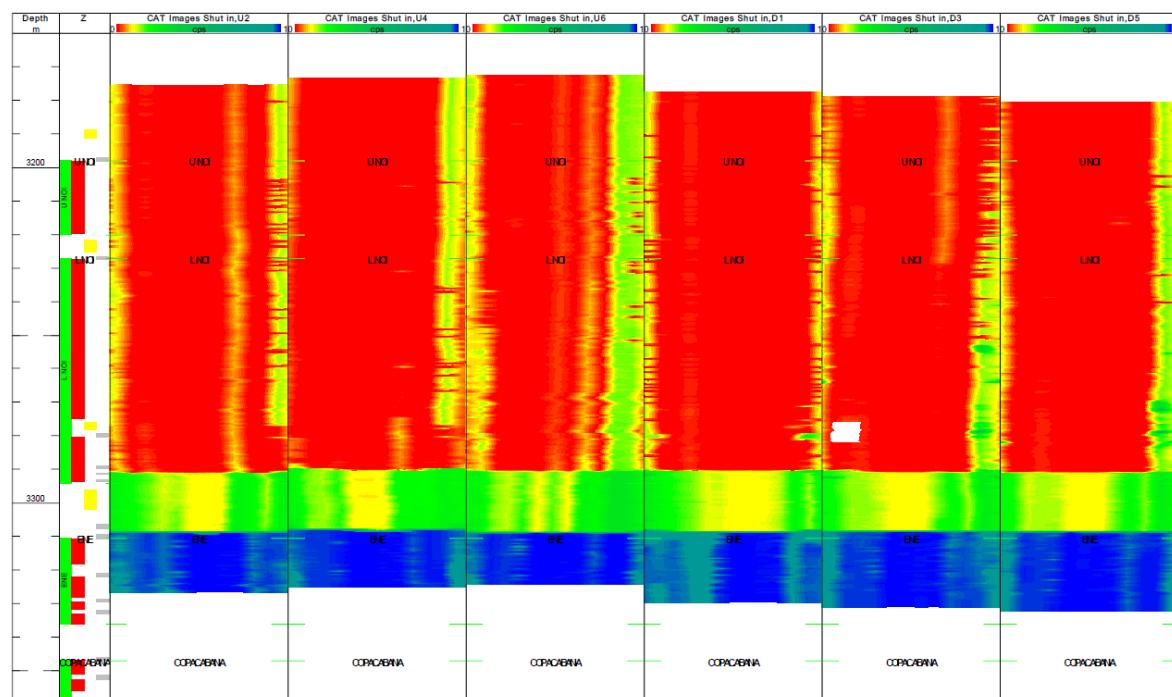
A continuación, se muestran los sets de curvas e interpretaciones “hold up” a partir de la data registrada por el sensor CAT a pozo cerrado, a 24 MMscfd, 30 MMscfd, 36 MMscfd. y 42 MMscfd. Los valores de gas, condensado y agua se presentan de color rojo, amarillo/verde y azul respectivamente.

El “hold up” a pozo cerrado es mínimo, se muestra una columna de gas sobre los reservorios de Noi y Ene una zona de transición entre los intervalos superiores de Copacabana hasta la capa 7-4 (pudiendo ser una zona de gas/condensado) y una zona de agua en el pozo para los primeros intervalos de Copacabana a partir del contacto.

Para los flujos 41 MMscfd, 52 MMscfd y 64 MMscfd, las mediciones de capacitancia muestran valores cercanos a 1, esto es evidencia de una alteración de lectura e incongruencia con lo esperado y registrado por los sensores convencionales en su comparación con la curva de densidad, este se puede deber a factores externos dentro del pozo que desfiguran las verdaderas lecturas del reservorio, incurriendo así en un set de curvas alteradas.

Figura 53

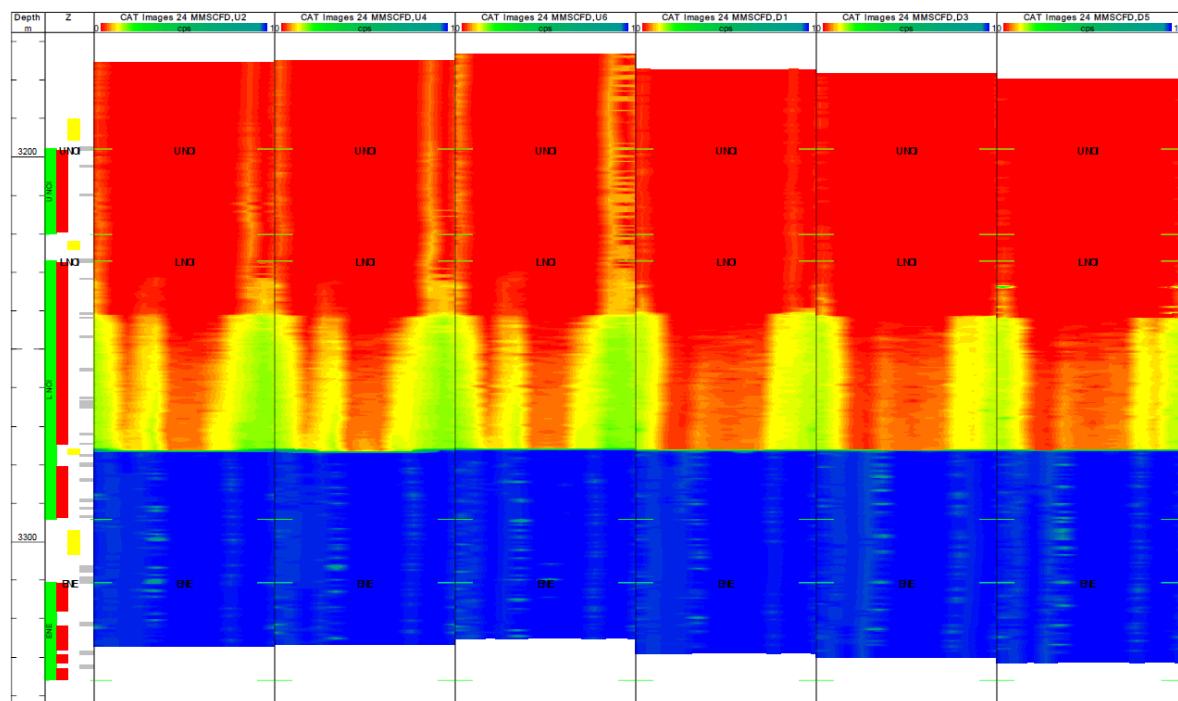
Perfil Hold Up a pozo cerrado.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 54

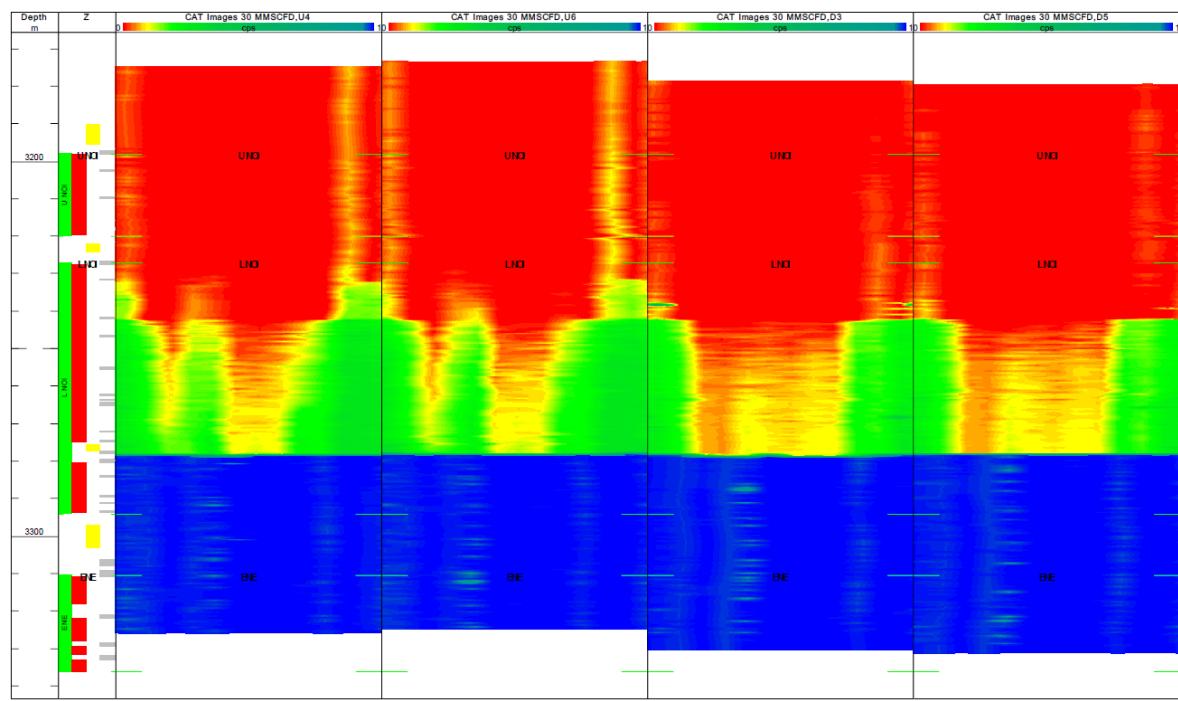
Perfil Hold Up a pozo fluyendo 24 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 55

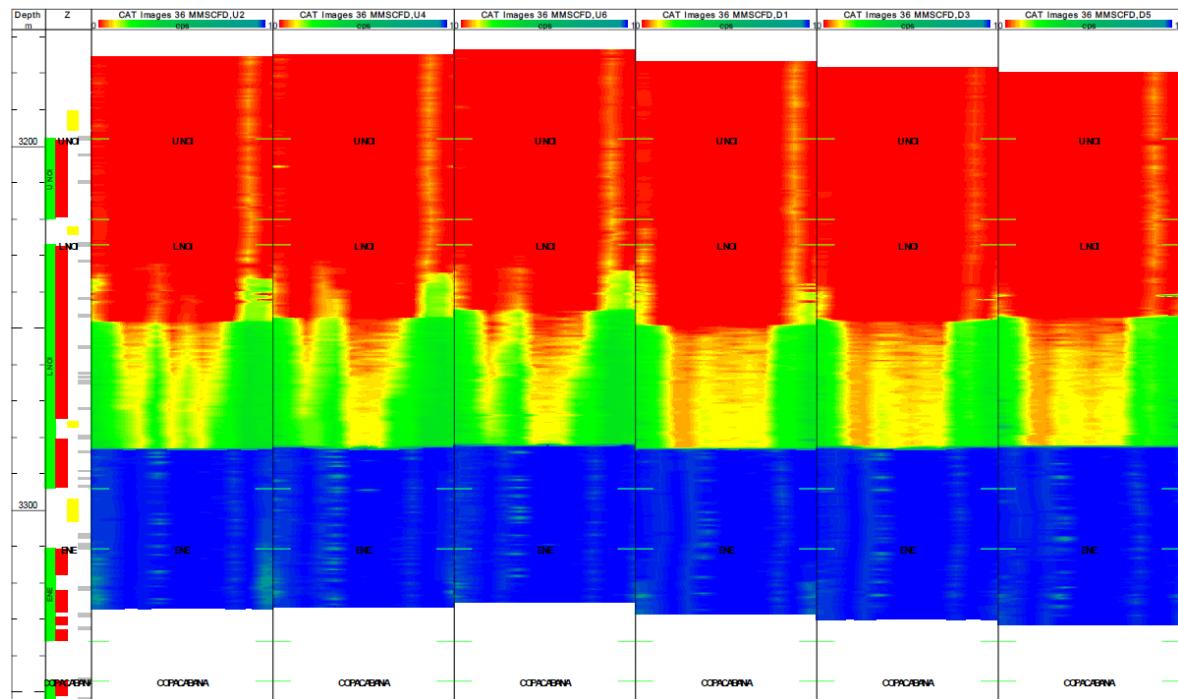
Perfil Hold Up a pozo fluyendo 30 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 56

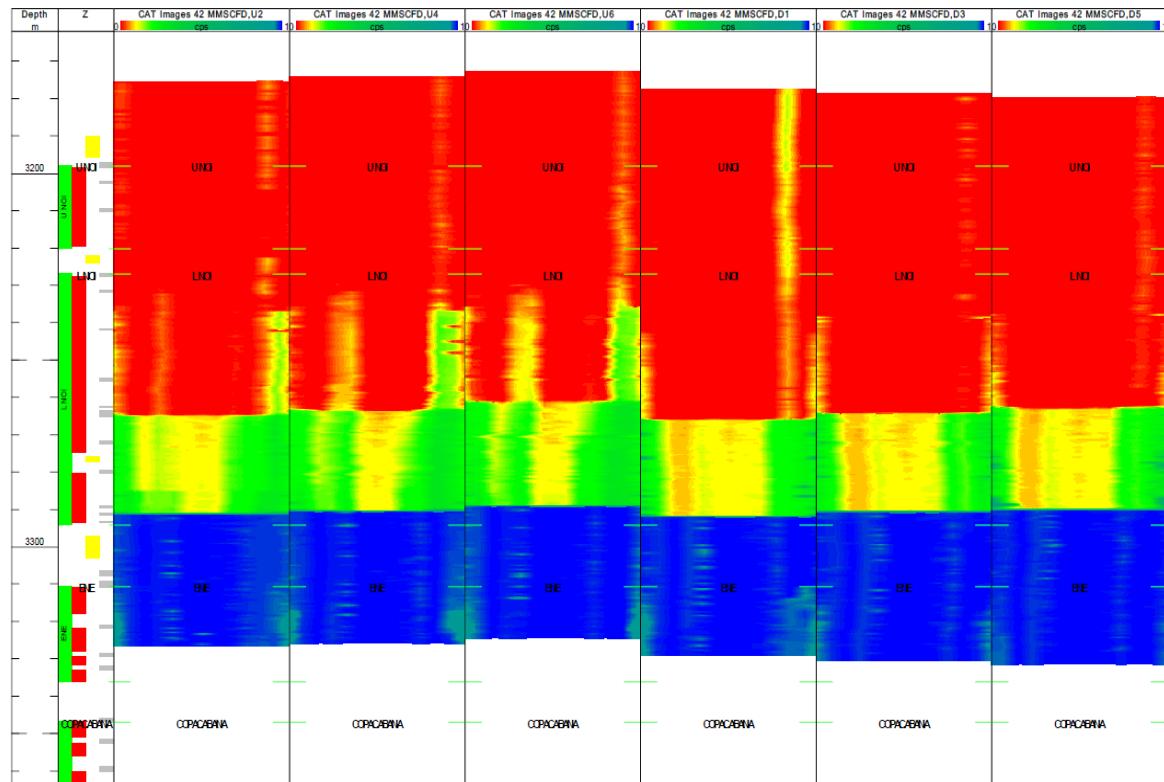
Perfil Hold Up a pozo fluyendo 36 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

Figura 57

Perfil Hold Up a pozo fluyendo 42 MMscfD.



Nota: fuente: INFORME MAPS MI-3_2017, Equipetrol.

Se aprecia que ya no existe flujo cruzado desde Ene hacia Lower Noi. Se evidencia la formación Ene sumergida en agua a pozo cerrado y luego la parte inferior de Lower Noi con el pozo fluyendo. Se evidencia la tubería por encima de Ene limpia de agua o escurrimiento de agua y lleno de gas en su totalidad con una columna de condensado en fondo.

A pozo cerrado se identificó el contacto agua/condensado a 3,310 m. y el contacto gas/condensado a 3,292 m. A 24 MMscfd se identificó el contacto agua/condensado a 3,278 m. y el contacto gas/condensado a 3,244 m. A 30 MMscfd se identificó el contacto agua/condensado a 3,279 m. y el contacto gas/condensado a 3,244 m. A 36 MMscfd se identificó el contacto agua/condensado a 3,284 m. y el contacto gas/condensado a 3,250 m. A 42 MMscfd se identificó el contacto agua/condensado a 3,295 m. y el contacto gas/condensado a 3,268 m.

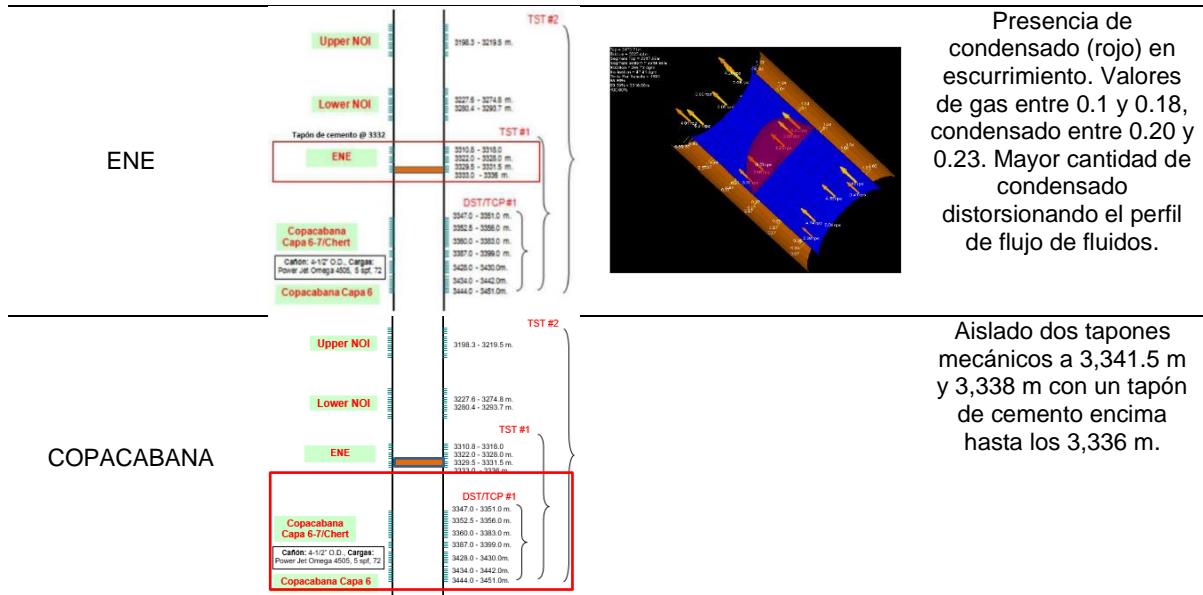
Resultados Interpretación MAPS VIEW

- **Pozo cerrado**

Tabla 26

Análisis 3D por formación a pozo cerrado.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios												
UPPER NOI	<p>Geological cross-section diagram for the UPPER NOI formation. The diagram shows two test wells (TST #1 and TST #2) and various reservoir layers. The layers include Upper NOI, Lower NOI, ENE, Copacabana Capa 6-7 Chert, and Copacabana Capa 6. Specific depths for each layer are listed next to the corresponding sections.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Layer</th> <th>Depth Range</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Upper NOI</td> <td>3196.3 - 3219.5 m.</td> </tr> <tr> <td>Lower NOI</td> <td>3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3290.7 m.</td> </tr> <tr> <td>ENE</td> <td>3292.0 - 3330.0 m. 3323.5 - 3331.5 m. 3332.0 - 3336.0 m.</td> </tr> <tr> <td>Copacabana Capa 6-7 Chert</td> <td>3347.0 - 3381.0 m. 3382.0 - 3390.0 m. 3397.0 - 3420.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3442.0 - 3451.0 m.</td> </tr> <tr> <td>Copacabana Capa 6</td> <td>3442.0 - 3451.0 m.</td> </tr> </tbody> </table>	Layer	Depth Range	Upper NOI	3196.3 - 3219.5 m.	Lower NOI	3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3290.7 m.	ENE	3292.0 - 3330.0 m. 3323.5 - 3331.5 m. 3332.0 - 3336.0 m.	Copacabana Capa 6-7 Chert	3347.0 - 3381.0 m. 3382.0 - 3390.0 m. 3397.0 - 3420.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3442.0 - 3451.0 m.	Copacabana Capa 6	3442.0 - 3451.0 m.	<p>3D visualization of the geological model for the UPPER NOI formation, showing gas saturation (yellow) and condensate saturation (red) contours. The visualization highlights the presence of condensate (red) in the upper part of the formation and gas (yellow) in the lower part.</p>	Presencia de condensado (rojo) en escurrimiento. Valores de gas entre 0.02 y 0.14, trazas de condensado entre 0.20 y 0.27.
Layer	Depth Range														
Upper NOI	3196.3 - 3219.5 m.														
Lower NOI	3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3290.7 m.														
ENE	3292.0 - 3330.0 m. 3323.5 - 3331.5 m. 3332.0 - 3336.0 m.														
Copacabana Capa 6-7 Chert	3347.0 - 3381.0 m. 3382.0 - 3390.0 m. 3397.0 - 3420.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3442.0 - 3451.0 m.														
Copacabana Capa 6	3442.0 - 3451.0 m.														
LOWER NOI	<p>Geological cross-section diagram for the LOWER NOI formation. The diagram shows two test wells (TST #1 and TST #2) and various reservoir layers. The layers include Upper NOI, Lower NOI, ENE, Copacabana Capa 6-7 Chert, and Copacabana Capa 6. Specific depths for each layer are listed next to the corresponding sections.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Layer</th> <th>Depth Range</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Upper NOI</td> <td>3196.3 - 3219.5 m.</td> </tr> <tr> <td>Lower NOI</td> <td>3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3290.7 m.</td> </tr> <tr> <td>ENE</td> <td>3292.0 - 3330.0 m. 3323.5 - 3331.5 m. 3332.0 - 3336.0 m.</td> </tr> <tr> <td>Copacabana Capa 6-7 Chert</td> <td>3347.0 - 3381.0 m. 3382.0 - 3390.0 m. 3397.0 - 3420.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3442.0 - 3451.0 m.</td> </tr> <tr> <td>Copacabana Capa 6</td> <td>3442.0 - 3451.0 m.</td> </tr> </tbody> </table>	Layer	Depth Range	Upper NOI	3196.3 - 3219.5 m.	Lower NOI	3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3290.7 m.	ENE	3292.0 - 3330.0 m. 3323.5 - 3331.5 m. 3332.0 - 3336.0 m.	Copacabana Capa 6-7 Chert	3347.0 - 3381.0 m. 3382.0 - 3390.0 m. 3397.0 - 3420.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3442.0 - 3451.0 m.	Copacabana Capa 6	3442.0 - 3451.0 m.	<p>3D visualization of the geological model for the LOWER NOI formation, showing gas saturation (yellow) and condensate saturation (red) contours. The visualization highlights the presence of gas (yellow) in the upper part of the formation and condensate (red) in the lower part.</p>	Se evidencia presencia de gas (amarillo). Valores de gas entre 0.03 y 0.11. Escurrimento de condensado con valores de 0.20 a 0.30.
Layer	Depth Range														
Upper NOI	3196.3 - 3219.5 m.														
Lower NOI	3227.8 - 3274.8 m. 3280.4 - 3290.7 m.														
ENE	3292.0 - 3330.0 m. 3323.5 - 3331.5 m. 3332.0 - 3336.0 m.														
Copacabana Capa 6-7 Chert	3347.0 - 3381.0 m. 3382.0 - 3390.0 m. 3397.0 - 3420.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3442.0 - 3451.0 m.														
Copacabana Capa 6	3442.0 - 3451.0 m.														



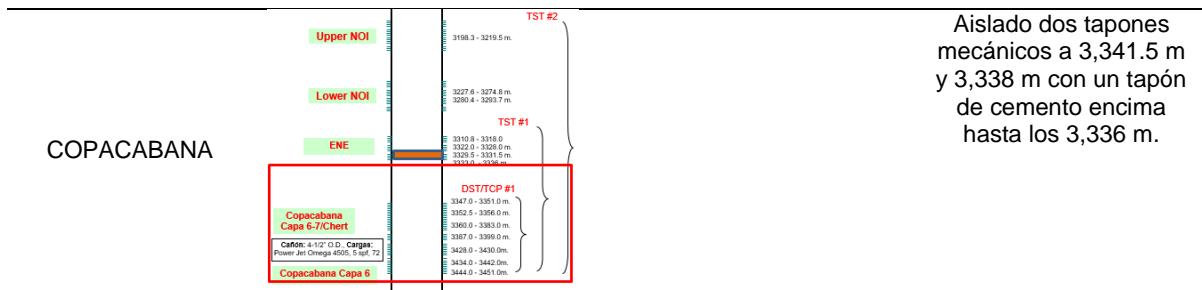
Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2017, Equipetrol.

• Pozo a 24 MMscfd

Tabla 27

Análisis 3D por formación con pozo a 24MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI			Presencia de gas. Valores de gas entre 0.01 y 0.05.
LOWER NOI			Se evidencia presencia de gas (amarillo). Valores de gas entre 0.03 y 0.11. Escurreimiento de condensado con valores de 0.20 a 0.30.
ENE			Columna llena de agua (azul) con valores de 0.99 y 1.04.



Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2017, Equipetrol.

• Pozo a 30 MMscfd

Tabla 28

Análisis 3D por formación con pozo a 30MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	<p>Upper NOI Lower NOI Tapón de cemento @ 3332 ENE Copacabana Capa 6-7 Chert Cafon: 4-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4005, 5 spg, 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3230.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.6 m. 3322.2 - 3329.5 m. 3323.0 - 3336.6 m. 3331.0 - 3336.6 m.</p> <p>TST #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Presencia de gas. Valores de gas entre 0.01 y 0.05.
LOWER NOI	<p>Upper NOI Lower NOI Tapón de cemento @ 3332 ENE Copacabana Capa 6-7 Chert Cafon: 4-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4005, 5 spg, 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3230.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.6 m. 3322.2 - 3329.5 m. 3323.0 - 3336.6 m.</p> <p>TST #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Se evidencia presencia de gas (amarillo). Valores de gas entre 0.03 y 0.11. Escurrimento de condensado con valores de 0.20 a 0.30.
ENE	<p>Upper NOI Lower NOI Tapón de cemento @ 3332 ENE Copacabana Capa 6-7 Chert Cafon: 4-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4005, 5 spg, 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3230.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.6 m. 3322.2 - 3329.5 m. 3323.0 - 3336.6 m.</p> <p>TST #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Columna llena de agua (azul) con valores de 0.99 y 1.04.
COPACABANA	<p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7 Chert Cafon: 4-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4005, 5 spg, 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3198.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3230.4 - 3293.7 m. 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3328.6 m. 3322.2 - 3329.5 m. 3323.0 - 3336.6 m.</p> <p>TST #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3351.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3383.0 m. 3387.0 - 3396.0 m. 3424.0 - 3430.0 m. 3434.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Aislado dos tapones mecánicos a 3,341.5 m y 3,338 m con un tapón de cemento encima hasta los 3,336 m.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2017, Equipetrol.

- Pozo a 36 MMscfd

Tabla 29

Análisis 3D por formación con pozo a 36MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	<p>Upper NOI Lower NOI Tapón de cemento @ 3332 ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Capón: 6-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4505, 5 esp. 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3190.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3260.4 - 3268.7 m.</p> <p>TST #1 3210.8 - 3215.0 m. 3232.0 - 3235.0 m. 3260.4 - 3265.0 m. 3287.0 - 3298.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3424.0 - 3442.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3391.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3363.0 m. 3377.0 - 3381.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Presencia de gas. Valores de gas entre 0.01 y 0.05.
LOWER NOI	<p>Upper NOI Lower NOI Tapón de cemento @ 3332 ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Capón: 6-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4505, 5 esp. 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3190.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3260.4 - 3268.7 m.</p> <p>TST #1 3210.8 - 3215.0 m. 3232.0 - 3235.0 m. 3260.4 - 3265.0 m. 3287.0 - 3298.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3391.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3363.0 m. 3377.0 - 3381.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Se evidencia presencia de gas (amarillo). Valores de gas entre 0.03 y 0.11. Escurrimiento de condensado con valores de 0.28 a 0.38.
ENE	<p>Upper NOI Lower NOI Tapón de cemento @ 3332 ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Capón: 6-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4505, 5 esp. 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3190.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3260.4 - 3268.7 m.</p> <p>TST #1 3210.8 - 3215.0 m. 3232.0 - 3235.0 m. 3260.4 - 3265.0 m. 3287.0 - 3298.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3391.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3363.0 m. 3377.0 - 3381.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Columna llena de agua (azul) con valores de 0.99 y 1.04.
COPACABANA	<p>Upper NOI Lower NOI ENE Copacabana Capa 6-7/Chert Capón: 6-1/2" O.D. Cargas: Power Jet Omega 4505, 5 esp. 72 Copacabana Capa 6</p> <p>TST #2 3190.3 - 3219.5 m. 3227.6 - 3274.8 m. 3260.4 - 3268.7 m.</p> <p>TST #1 3310.8 - 3318.0 m. 3322.0 - 3325.0 m. 3325.5 - 3331.5 m. 3330.0 - 3336.0 m.</p> <p>DST/TCP #1 3347.0 - 3391.0 m. 3352.5 - 3356.0 m. 3360.0 - 3363.0 m. 3377.0 - 3390.0 m. 3424.0 - 3432.0 m. 3444.0 - 3451.0 m.</p>		Aislado dos tapones mecánicos a 3,341.5 m y 3,338 m con un tapón de cemento encima hasta los 3,336 m.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2017, Equipetrol.

- Pozo a 42 MMscfd

Tabla 30

Análisis 3D por formación con pozo a 42MMscfd.

Formación	Ubicación en Pozo	Imagen registrada	Comentarios
UPPER NOI	<p>Upper NOI: 3190.3 - 3219.5 m. Lower NOI: 3227.6 - 3274.8 m. ENE: 3320.4 - 3326.7 m. Copacabana Capa 6/7 Chert: 3347.0 - 3391.0 m. Copacabana Capa 6: 3424.0 - 3442.0 m. Cement Plug: 3332.0 m. Cement Plug: 3444.0 - 3481.0 m.</p>		Presencia de gas. Valores de gas entre 0.01 y 0.05.
LOWER NOI	<p>Upper NOI: 3190.3 - 3219.5 m. Lower NOI: 3227.6 - 3274.8 m. ENE: 3320.4 - 3326.7 m. Copacabana Capa 6/7 Chert: 3347.0 - 3391.0 m. Copacabana Capa 6: 3424.0 - 3442.0 m. Cement Plug: 3332.0 m. Cement Plug: 3444.0 - 3481.0 m.</p>		Se evidencia presencia de gas (amarillo). Valores de gas entre 0.03 y 0.11. Escurrimiento de condensado con valores de 0.28 a 0.38.
ENE	<p>Upper NOI: 3190.3 - 3219.5 m. Lower NOI: 3227.6 - 3274.8 m. ENE: 3320.4 - 3326.7 m. Copacabana Capa 6/7 Chert: 3347.0 - 3391.0 m. Copacabana Capa 6: 3424.0 - 3442.0 m. Cement Plug: 3332.0 m. Cement Plug: 3444.0 - 3481.0 m.</p>		Columna llena de agua (azul) con valores de 0.99 y 1.04.
COPACABANA	<p>Upper NOI: 3190.3 - 3219.5 m. Lower NOI: 3227.6 - 3274.8 m. ENE: 3320.4 - 3326.7 m. Copacabana Capa 6/7 Chert: 3347.0 - 3391.0 m. Copacabana Capa 6: 3424.0 - 3442.0 m. Cement Plug: 3332.0 m. Cement Plug: 3444.0 - 3481.0 m.</p>		Aislado dos tapones mecánicos a 3,341.5 m y 3,338 m con un tapón de cemento encima hasta los 3,336 m.

Nota: fuente: INFORME MAPSVIEW MI-3_2017, Equipetrol.

4.2 Evaluación Económica

En la evaluación económica se muestran los costos aproximados a los que se incurrió en la ejecución del registro PLT MAPS antes y después del aislamiento de la formación aportante de agua, corrida de sensores de Presión y Temperatura (MG), y sensores Multifinger Calliper (MFC); además de un registro de saturación RST y la colocación de tapones mecánicos y de cemento para aislar la formación problema. Esto con la finalidad de mostrar los costos de remediación a los que se incurrió para la reactivación del pozo.

Además, se hace una estimación de las pérdidas de económicas por los hidrocarburos no producidos durante todo el tiempo que el pozo quedó fuera de servicio hasta su puesta en producción después de los trabajos de workover.

Finalmente, se muestra una comparación entre hacer un registro PLT MAPS con slickline respecto a correrlo con wireline, verificando un mayor impacto sobre el costo del registro como de los costos logísticos y del propio servicio según el método a utilizar.

4.3 Análisis de Resultados

A continuación, mostraremos el análisis económico de la ejecución de los registros con MG, PLT, MFC y RST en el pozo MI-3 con la finalidad de poder instalar tapones mecánicos y de cemento en el tope de la formación aportante de agua y registrar sus aportes, comportamientos de flujo e integridad de la tubería.

Se consideró realizar un registro con Multifinger Caliper (MFC56), previa calibración hasta el fondo del pozo, para verificar el pase libre de la tubería de 7" para la bajada de los tapones mecánicos hasta la profundidad establecida dado que durante la calibración se tuvo restricciones para pasar. Luego se ejecutó el registro con memory gauges (MG) con la finalidad de definir el nivel de líquido inicial. Se realizó la bajada y asentamiento de tapones mecánicos y de cemento en el tope de la formación aportante de agua y se

procedió a limpiar el pozo mediante apertura del choke al pit de limpieza por diferencial de presión y levantamiento natural.

Al haber limpiado por un lapso prolongado, se procede a realizar otro registro con memory gauges (MG) para verificar el nivel de líquido final. Verificando que el nivel de líquido en fondo ya había bajado a un nivel de limpieza máxima se procedió a correr el registro con sarta PLT MAPS para registrar el comportamiento del flujo y el “hold up” de fluidos luego del aislamiento de la formación y el sello efectivo de los tapones con respecto a la producción de la formación problema.

A continuación, se muestran los costos que generaron los trabajos de remediación en el pozo MI-3, además de lo que representó en monto y porcentajes los diferentes servicios involucrados y los días operativos y stand by hasta el final del proyecto de remediación.

Tabla 31

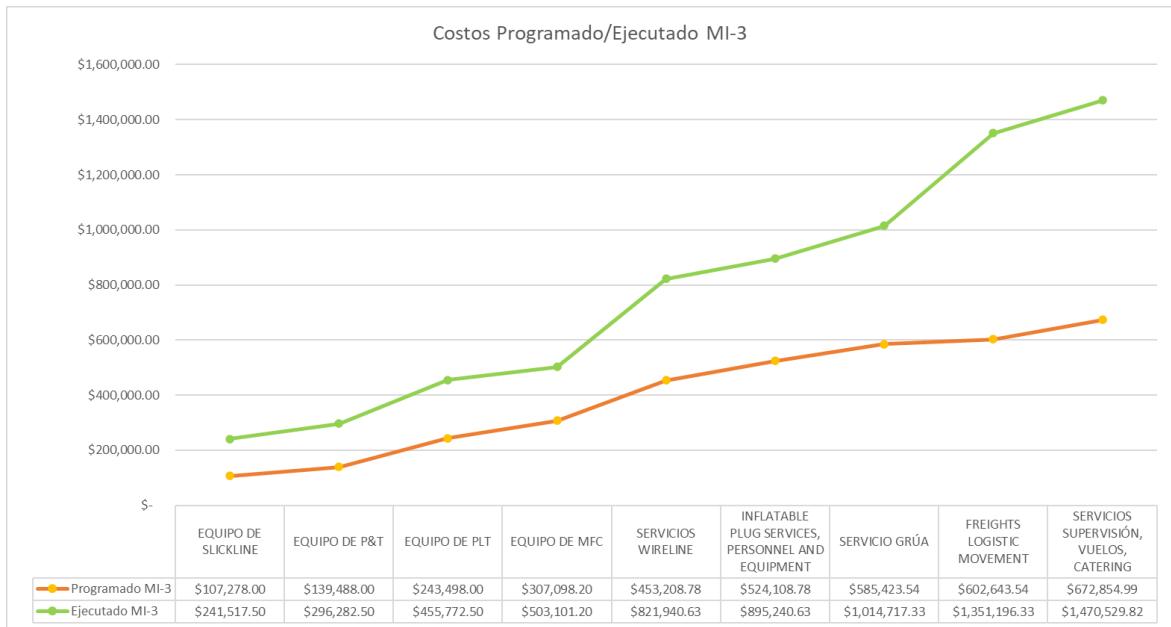
Costos Programado y Ejecutado en pozo MI-3.

Servicio	Programado MI-3	Ejecutado MI-3
Slickline	\$ 107,278.00	\$ 241,517.50
Registro Presión y Temperatura	\$ 32,210.00	\$ 54,765.00
Registro PLT	\$ 104,010.00	\$ 159,490.00
Registro Multifinger Caliper	\$ 63,600.20	\$ 47,328.70
Servicio de Wireline	\$ 146,110.58	\$ 318,839.43
Tapón Inflable, personal y equipos	\$ 70,900.00	\$ 73,300.00
Servicio de Grúas	\$ 61,314.76	\$ 119,476.70
Movimientos de carga, Helicóptero	\$ 17,220.00	\$ 336,479.00
Supervisión, vuelos pax, catering	\$ 70,211.45	\$ 119,333.49
	\$ 672,854.99	\$ 1'470,529.82
	100%	219%

Nota: fuente: Propia

Figura 58

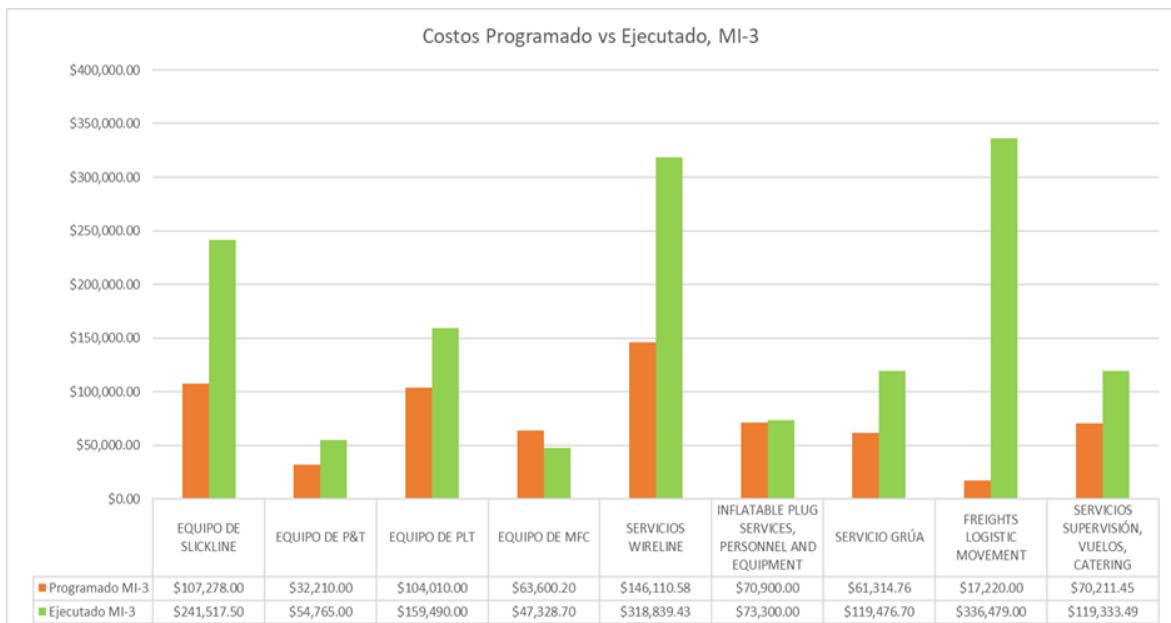
Gráfica de costos Programados/Ejecutados en pozo MI-3 vs Locación.



Nota: fuente: Propia.

Figura 59

Gráfica de costos Programada vs Ejecutado del pozo MI-3 para cada servicio.



Nota: fuente: Propia.

De la Tabla 31 el costo acumulado de los trabajos ejecutados en el pozo MI-3 respecto a lo programado se incrementó hasta un 219%. Esto debido a cuestiones logísticas, climáticas y de programación de trabajos.

Las Figuras 58 y 59 muestran como los cargos por el servicio de wireline incrementan considerablemente el monto final al igual que los costos logísticos por movilización de equipos.

Haciendo un recuento de los días operativos y días en stand by, y llevándolos a montos aproximados por día, se puede obtener los siguientes cuadros resumen:

Tabla 32

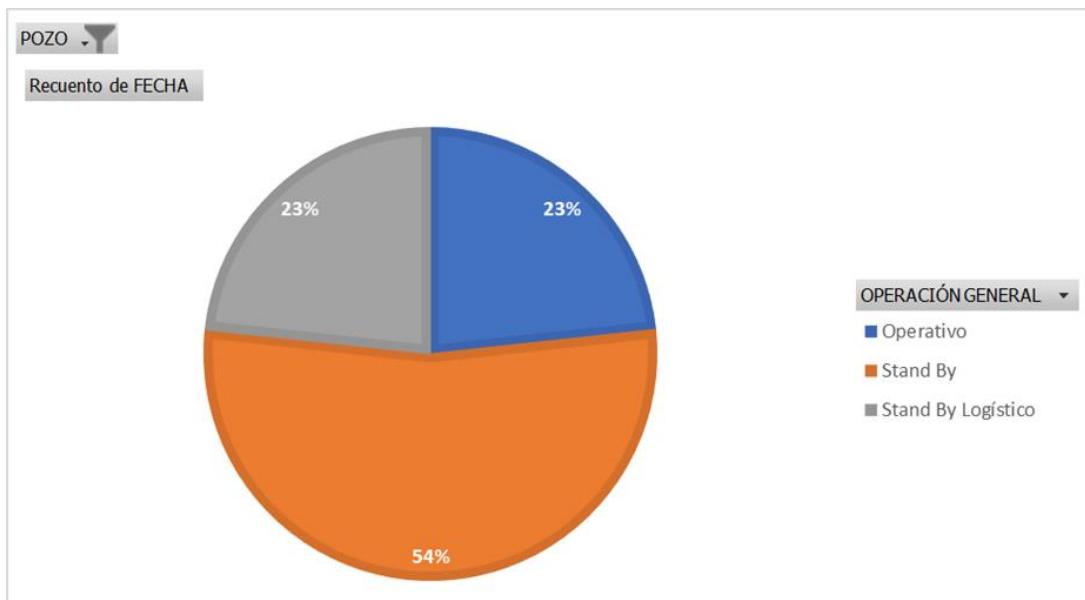
Recuento de días Operativos y Stand by.

Detalle del Trabajo	Días Operativos	Días Stand By	Días Stand By Logístico	Días Totales
Calibración	5			5
Multifinger Caliper, MFC	2			2
Presión y Temperatura, MG	6			6
Movilización			12	12
Mantenimiento		4	5	9
PLT Maps	2			2
Wireline CAL/Tapones/Cemento	1			1
Wireline Saturación, RST	1			1
Stand By Operativo		35		35
	17	39	17	73

Nota: fuente: Propia

Figura 60

Gráfico de costos en porcentajes por días Operativos y Stand by.



Nota: fuente: Propia.

De la Figura 60, se puede verificar que los días stand by, entre logístico y operativos, cubren un 77% del total y los días netamente operativos sólo un 23%. Esto nos da una muestra de cómo puede impactar a un proyecto los días de stand by en las operaciones off-shore in land en la selva de nuestro país. El conocer los mejores períodos estacionales del año para el traslado aéreo de cargas y pasajeros como una buena coordinación operativa de los recursos hace eficiente el control de costos del proyecto.

En la Tabla 33 se muestran los montos aproximados generados por los días operativos y en stand by, aquí es posible verificar que los costos por días stand by (operativo y logístico) fueron un 64% del monto total del proyecto, mientras que los costos por días operativos sólo un 36%.

Tabla 33

Montos aproximados por días Operativos y Stand by.

	Acumulado	Porcentaje
Operativo	\$ 532,912.72	36%
Stand By Operativo	\$ 415,312.30	28%
Stand By Logístico	\$ 522,307.80	36%
	\$ 1,470,529.82	100%

Nota: fuente: Propia

La evaluación de estos costos nos lleva a pensar en la cantidad de barriles de líquido condensado que se dejó de producir y comercializar debido a todo el tiempo en que el pozo MI-3 se mantuvo sin producir hasta la ejecución de los trabajos para su activación.

Tabla 34

Evaluación de Volúmenes y Costos de Producción.

	Monto	Unidades
Caudal diario promedio	49.00	MMscfd
Fecha inicio	22/09/2017	
Fecha Fin	30/12/2017	
Total días sin Producción	100	días
Total Hidrocarburos No Producidos	4,900.00	MMscf
CGR	29.18	bbl/MMscf
Total Bruto No Vendido	142,982.00	Bbl
Precio del crudo 2017	60.00	\$/bbl
Total Bruto No Vendido	\$ 8,578,920.00	
Costo Operativo por Barril	\$ 6.49	US\$/BOE
Costo Operativo Producción	-\$ 927,953.18	
Costo Testing & WO	-\$ 1,470,529.82	
Costo Total	-\$ 2,398,483.00	28%
Total Neto No vendido	\$ 6,180,437.00	72%

Nota: fuente: Propia

De la evaluación se calcula la cantidad de barriles de condensado (142,982 bbl) y los millones de pies cúbicos estándar de gas natural (4,900 MMscf) no producidos. Esto genera un acumulado bruto de \$8,578,920.00, de lo cual restando el costo operativo de producción estimado y los costos por la ejecución de los trabajos de remediación calculados en la Tabla 31 (de haber sido ejecutados en su momento) nos lleva a un ingreso neto de \$6,180,437.00 dejado de ganar.

Habiendo analizado los costos de la operación realizada con slickline. A continuación, se realiza un comparativo de ejecutar la operación en modo memoria con slickline respecto a ejecutarlo con wireline, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 35

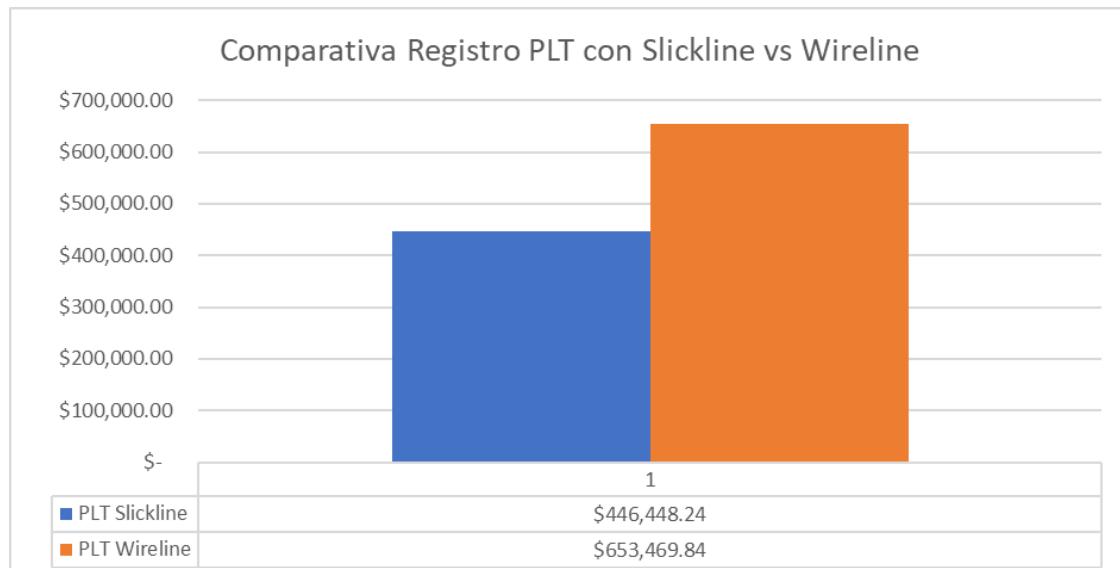
Evaluación de Costos de ejecución con Slickline vs Wireline.

Servicio	SLK (US\$)	SLK (%)	WL (US\$)	WL (%)
Slickline	\$ 63,574.00	14%	\$ 0.00	0%
Registro Presión y Temperatura (P&T)	\$ 4,980.00	1%	\$ 0.00	0%
Registro de Producción (PLT MAPS)	\$ 102,930.00	23%	\$ 0.00	0%
Registro Multifinger Caliper (MFC)	\$ 0.00	0%	\$ 0.00	0%
Servicio de Wireline (WL)	\$ 0.00	0%	\$ 313,057.60	48%
Tapón Inflable, personal y equipos	\$0.00	0%	\$ 0.00	0%
Servicio de Grúas	\$38,016.38	9%	\$38,016.38	6%
Movimientos de carga, Helicóptero SLK	\$ 174,190.00	39%	\$ 0.00	0%
Movimientos de carga, Helicóptero WL	\$ 0.00	0%	\$ 241,570.00	37%
Supervisión, vuelos pax, catering SLK	\$ 62,757.86	14%	\$ 0.00	0%
Supervisión, vuelos pax, catering WL	\$ 0.00	0%	\$ 62,757.86	9%
	\$ 445,448.24		\$ 653,469.84	

Nota: fuente: Propia

Figura 61

Gráfica comparativa del registro PLT ejecutado con Slickline vs Wireline.



Nota: fuente: Propia.

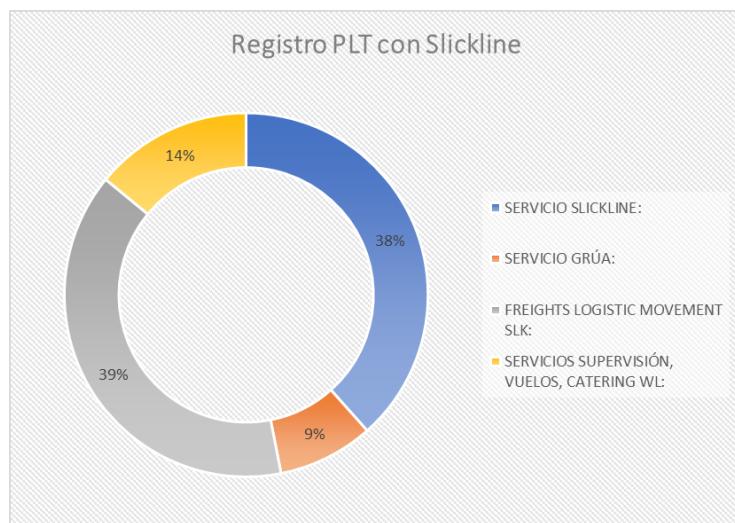
En la Tabla 35 se hace un desglose de cada servicio ejecutado simulándolo en el caso de haberlo desarrollado tanto con Slickline como con Wireline, y se estiman los montos de acuerdo a los días operativos y stand by generados en la operación. En el Figura 60, derivado de la Tabla 35, se verifica que la operación ejecutada con Slickline es de mucho menor costo respecto al Wireline.

A continuación, se muestra gráficamente la distribución porcentual de los servicios involucrados para ejecutar un registro PLT MAPS con slickline como con wireline, y su valorización dependiendo del servicio utilizado.

Se puede verificar que el registro PLT MAPS con wireline (\$ 102,930.00) resulta mucho más costoso en comparación a ser realizado con slickline (\$ 313,057.60), lo cual representa un 82.5% más. La operación logística también se ve impactada con el uso de wireline (\$ 241,570.00) mostrando un 38% más respecto al slickline (\$ 174,190.00), esto debido al incremento de cargas a transportar, así como los insumos y personal asignado. El costo total para las operaciones con wireline (\$ 653,469.84) es 46.7% mayor al de ejecutarlo con slickline (\$ 445,448.24).

Figura 62

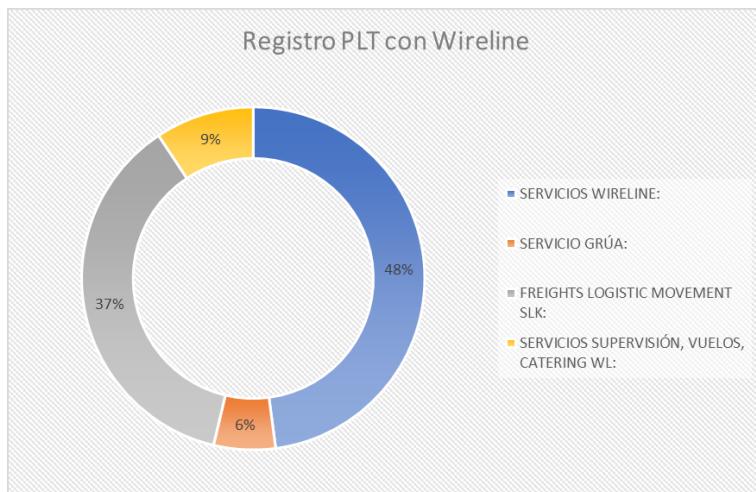
Distribución porcentual de servicios para un Registro PLT MAPS con Slickline.



Nota: fuente: Propia.

Figura 63

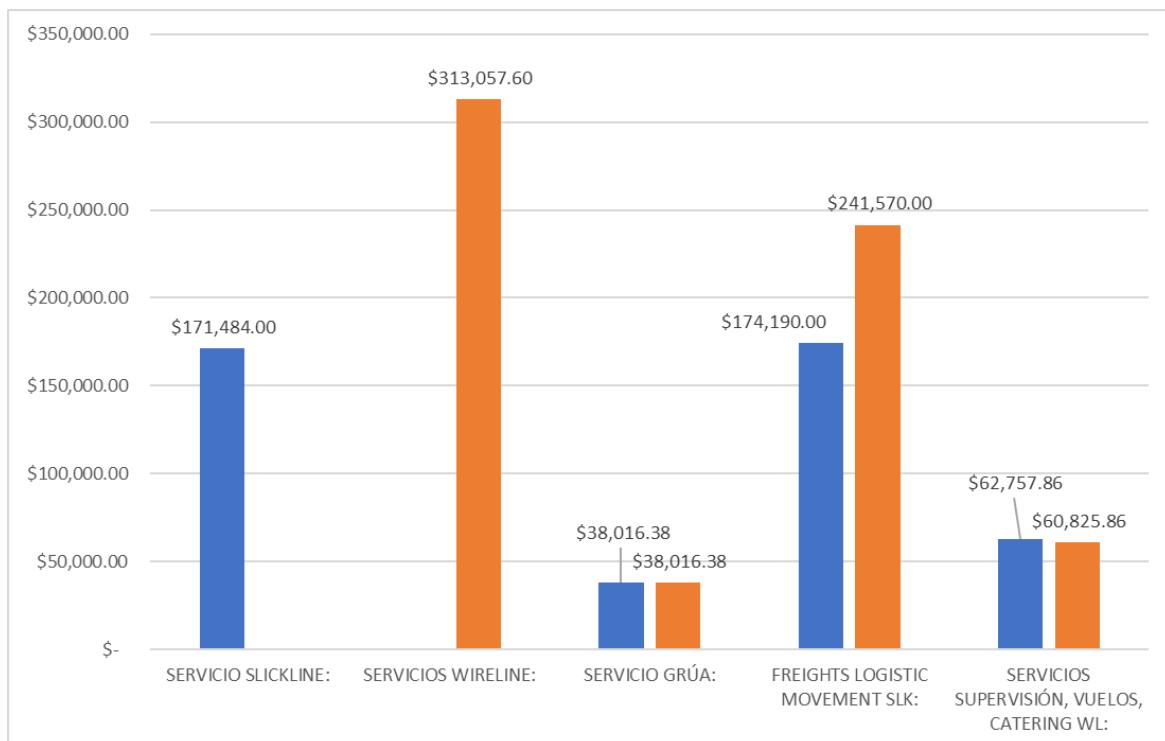
Distribución porcentual de servicios para un Registro PLT MAPS con Wireline.



Nota: fuente: Propia.

Figura 64

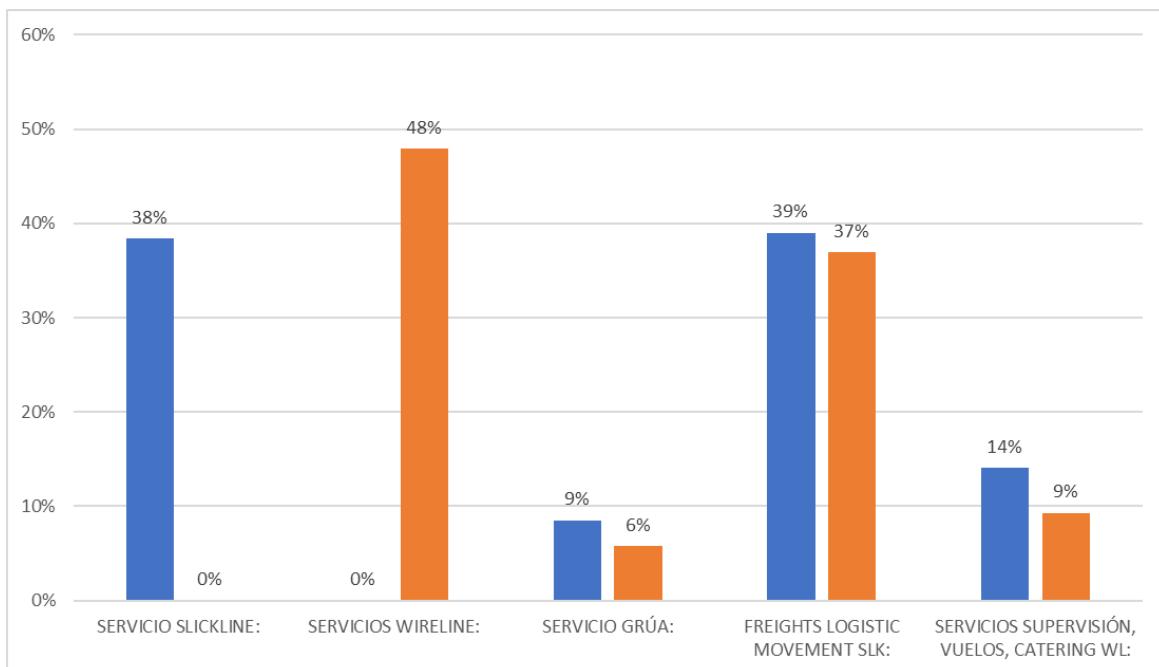
Gráfica de Costos (US\$) por servicio para el registro PLT MAPS en modo Slickline y Wireline.



Nota: fuente: Propia.

Figura 65

Gráfica de Costos por servicio (%) para el registro PLT MAPS en modo Slickline y Wireline.



Nota: fuente: Propia.

De las Gráficas 62 y 63, se verifica que el mayor porcentaje generado es debido a los servicios de Slickline y Wireline respectivamente, además del servicio logístico debido a la movilización de equipos entre locaciones.

Se muestra un comparativo en costo y porcentajes de las operaciones en Slickline y Wireline para cada servicio en las gráficas 64 y 65.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

A partir del trabajo de investigación y los resultados de la aplicación de la tecnología MAPS se puede concluir:

- El uso de la tecnología MAPS es compatible con los sensores de producción PLT convencionales para ser utilizados en la misma carrera de tal manera que sea posible registrar no sólo la información centralizada sino también el perfil de flujo de fluidos y el “hold up” de fluidos en los 360° de la tubería para su interpretación y obtención de resultados.
- Los resultados que se obtienen con la implementación de la tecnología MAPS en pozos con segregación de fluidos y alto grado de desviación son de vital importancia en la toma de decisiones, además de evitar sobre costos a partir de su implementación en los programas de remedición de pozos con problemas de irrupción de agua.
- Con el empleo de la tecnología MAPS en el pozo P3 del campo MI se hubiese evitado la perdida de producción tal como se muestra en el análisis de la Tabla 34.
- Con el uso del MAPS en pozos vecinos de la misma locación se pudo evitar perder su producción ejecutando las mismas remediaciones aislando las formaciones problema.

- El uso de la tecnología MAPS a través del Slickline muestra una mejor viabilidad económica en comparación con otros métodos de registro de fondo de mayor costo operativo como los registros con wireline.

5.2 Recomendaciones

Dadas las conclusiones y el desarrollo de la investigación es posible dar las siguientes recomendaciones:

- En vista de que la tecnología MAPS es compatible con los sensores de producción PLT convencionales, la sarta puede llegar a tener de 30 a 35ft de longitud. Por ello es importante el uso de accesorios como los Knucle Joints que le permiten a la sarta tener mayor flexibilidad durante su montaje en boca de pozo y su corrida a lo largo del mismo durante las pasadas.
- Sin bien es cierto que la tecnología MAPS es aplicada en pozos de gas con segregación de fluidos y alto grado de desviación hasta 65°, para pozos por encima de este ángulo es recomendado el uso de un tractor o del coiled tubing según las condiciones que pueda presentar el pozo.
- Para el uso de la tecnología MAPS a través del Slickline es necesario realizar previamente una carrera de calibración con la finalidad de verificar el pase libre de la sarta PLT + MAPS a lo largo del pozo e intervalos de interés, además de los parámetros de velocidad y tensión de pase previo a su bajada al pozo.
- El equipamiento, insumos y personal a utilizar en un registro PLT + MAPS dependerá del método con el que sea corrido. Si el registro es corrido con wireline requeriría mayor equipamiento debido a la inyección de grasa para el control de la presión en cabeza, además del uso de grasa que dependerá de la presión en cabeza a vencer. En el caso del uso del Slickline, sólo es necesaria la lubricación del alambre durante las carreras haciendo de este proceso menos riesgoso y complejo tanto operativa como ambientalmente.

- Las velocidades de pase deberán ser definidas dependiendo del caudal o caudales de producción o inyección que permitan vencer el “Threshold” de los spinner. Si el caudal es muy bajo, la posibilidad de que el spinner inicie su giro podrían ser nulas, esto nos dejaría sin la posibilidad de obtener data de caudal. Por ello, hacer la evaluación técnica previa a partir de las condiciones de pozo y su producción es de vital importancia.
- Para pozos con alto grado de desviación y segregación de fases, se recomienda el uso de la tecnología MAPS a fin de evitar pérdidas de producción y pérdidas económicas. Llevando una gestión eficiente de los reservorios.

CAPÍTULO VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Frisch, Gráfica de Costos por servicio (%) para el registro PLT MAPS en modo Slickline y Wireline.G. J., Dorffer, D. F., Jung, M., Zett, A., & Webster, M. J. (2009). Improving the Process of Understanding Multiprobe Production Logging Tools From the Field to Final Answer. SPE Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 14). New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.
- Frisch, G., Jung, M., Alldredge, P., Zett, A., & Webster, M. (2009). Providing Accurate PL Interpretation With Multi-Probe, Multi-Sensor Tools in Segregated Flow Environments. SPWLA 50th Annual Logging Symposium (pág. 14). The Woodlands, Texas, United States: Society of Petroleum Engineers.
- Frisch, G., Perkins, T., & John, Q. (2002). Integrating Wellbore Flow Images with a Conventional Production Log Interpretation Method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 13). San Antonio, Texas: Society Petroleum Engineers.
- General Electric Company. (2009). Swift Accurate measurement, Sondex Wireline Production Logging.
- General Electric Company. (2013). Spinner Array Tool – Operation & Maintenance Manual, Sondex Wireline Production Logging.
- General Electric Company. (2014). Capacitance Array Tool – Operation & Maintenance Manual, Sondex Wireline Production Logging.
- General Electric Company. (2014). Production Logging, Sondex Wireline Ltd. Presentation.
- Gysen, A., Gysen, M., Zett, A., Webster, M., & Yusti, G. (2010). Production Logging in Highly Deviated and Horizontal Wells: Moving From Qualitative to Quantitative Answers . SPE Annual Technical Conference and Exhibition (pág. 14). Florence, Italy: Society of Petroleum .

- Hill, A. D. (1990). Production Logging – Theoretical and Interpretive Elements. Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Macualo, F. H. (2012). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Huila, Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Muratbek, A., Ainagul, K., Peter, H., Cesare, D., Tamer, S., & Alberto, B. (2016). The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimising Water Shut-off in a Carbonate Environment. SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition (pág. 13). Astana, Kazakhstan: Society of Petroleum Engineers.
- Tarek Ahmed, P. d. (2005). Advanced Reservoir Engineering. Editorial ELSEVIER.

CAPÍTULO VII: ANEXOS

Anexo 1: Especificaciones Técnicas Sensores PLT	1
Anexo 2: Especificaciones Técnicas Sensores MAPS.....	5
Anexo 3: Diagrama Sub-superficial pozo MI-3.....	7
Anexo 4: Sección Vertical del Pozo MI-3.....	8
Anexo 5: Vista de Planta del Pozo MI-3.	9

Anexo 1: Especificaciones Técnicas Sensores PLT

Tabla 36

Especificaciones Técnicas Sensores PLT.

Sensor	Parámetro	Especificaciones
Panel de Superficie	Clasificación ATEX	Ex ia IIC T4 Ga (-20°C<Ta>+40°C)
	Pantalla	240 x 128 pixel LCD
	Memoria	8Mb – 460hrs de registro de profundidad
	Rango	IP65
	Dimensiones	190mmx240mmx100mm (7.5"x9.5"x3.9")
	Weight	4.95 kg (10.9lb)
	Encoder	Low Current, DIN 19234. 100 pulsos/rev
	Rate de sampleo	1 por segundo
Memoria	Presión	0-20 000 psi
	Temperatura	350°F (177°C)
	Diámetro	1 11/16" (42.9 mm)
	Longitud	12.5" (317.6 mm)
	Peso	5.9 lb (2.7 kg).
	Consumo de Corriente	<25 mA (<4 mA standby)
	Tensión de Alimentación	+12 V DC - +24V DC
	Memoria	1 GB (512 MB memoria dual)
	Frecuencia de muestreo	en incrementos de 20 ms
	Material	Resistente a la Corrosión.
Gamma Ray	Presión	0-15 000 Psi
	Temperatura	350°F (177°C).
	Diámetro	1 11/16" (43 mm).
	Longitud	23.1" (586 mm).
	Peso	9.5 lb (4.3 kg).
	Consumo de Corriente	20 mA.
	Punto de Medición del Sensor	5.3" (134 mm)
	Calibración normal	1 cuenta por API
	Profundidad de Resolución	6"
	Material	Resistente a la Corrosión.
Casing Collar Locator	Tipo de sensor:	Electromagnético
	Diámetro Externo:	1 11/16 pulgadas (43 mm)
	Longitud:	19.01 pulgadas (483 mm)
	Peso:	8.8 lb. (4.0 kg)
Presión	Rango de Presión	0-15 000 psi (103.4 MPa)

Temperatura	177°C (350°F)
Diámetro de Herramienta	1 11/16 pulgadas (43 mm)
Longitud de la Herramienta	19.01 pulgadas (483 mm)
Peso de la Herramienta	8.8 lb. (4.0 kg)
Consumo de corriente	20 mA
Tipo de Sensor	Cuarzo
Precisión en la Presión	+/- 0.02%
Resolución en la Presión	< 0.008 Psi
Precisión en la Temperatura	+/- 0.15°C (0.27°F)
Resolución en la Temperatura	< 0.005°C (0.009°F)
Material	Resistente a la corrosión
Temperatura	Presión
Temperatura	0-15 000 Psi
Diámetro	350°F (177°C).
Longitud	1 11/16" (43 mm).
Peso	18.51" (470.154 mm).
Consumo de Corriente	5.4 lb (2.5 kg).
Máximo Consumo de corriente	18 V dc (23 mA).
Material	-
Resolución	Resistente a la Corrosión.
Precisión	0.00055°F (0.004°C)
Respuesta	+/- 1.0°F (+/-0.5°C)
PRT Punto de Medición	0.5 segundos
Linealidad	7.4" (187.96 mm)
Densidad	350°F (177°C).
Temperatura	Presión
Diámetro	0-15 000 Psi
Longitud	350°F (177°C).
Peso	1 11/16" (43 mm).
Consumo de Corriente	20.55" (522 mm).
Máximo Consumo de corriente	8.25 lb (3.74 kg).
Resolución	18 V dc (35 mA).
Precisión	-
Rango de Medición	50 mA.
Rango de Viscosidad	0.01 g/cc.
Tipo de Energía	+/- 0.03 g/cc.
	0-1.25 g/cc.
	1-50 cp.
	No radiactivo

	Material	Resistente a la Corrosión.
Capacitancia	Presión	0-15 000 Psi
	Temperatura	350°F (177°C).
	Diámetro	1 11/16" (43 mm).
	Longitud	18.51" (470.154 mm).
	Peso	5.4 lb (2.5 kg).
	Consumo de Corriente	18 V dc (23 mA).
	Máximo Consumo de corriente	-
	Material	Resistente a la Corrosión.
	Resolución	0.01
	Rango	0% a 45% Water Holdup
	CWH Punto de Medición	5.28" (134.112 mm)
	Precisión	+/- 1.0%
Inline Flowmeter	Presión	0-15 000 Psi
	Temperatura	350°F (177°C).
	Diámetro	2 1/8" (54 mm).
	Longitud	18.66" (474 mm).
	Peso	10.6 lb (4.8 kg).
	Consumo de Corriente	10 mA.
	Punto de Medición del Sensor	4.3" (109.22 mm)
	Máxima Velocidad Flujo	3,000 ft/min (15 m/s).
	Umbral del Spinner	12 ft/min (0.06 m/s).
	Salida	10 pulsos/rev.
	Material	Resistente a la Corrosión.
Continuous Flowmeter	Presión	0-15 000 Psi
	Temperatura	350°F (177°C).
	Diámetro	1 3/8" (35 mm)
	Longitud	14" (356 mm).
	Peso	2.2 lb (1.0 kg).
	Punto de Medición del Sensor	2" (51 mm).
	Pulsos	10 pulsos/revolución (direccional).
	Threshold Aparente	Aprox. 1.5 ft/min
	Material	Resistente a la Corrosión.
Centralizadores (x4)	Presión	0-15000 Psi
	Temperatura	350°F (177°C)
	Longitud	33.26" (84.48 cm)
	Diámetro	1 11/16" (43mm)

Peso	13 lbs (5.9 Kg)
Tipo de Servicio	H2S y CO2
Voltaje de Operación	1000 VDC
Voltaje de Corriente	0.208333333
Diámetros de Operación	Min 1 11/16" (43 mm), Max 9 5/8" (244.48 mm)
Fuerza Nominal Centralizado (abierto)	@7" 90lbs (40.8kg). @9 5/8" 110lbs (50kg)

Nota: fuente: Manual de Operación y Mantenimiento de cada sensor.

Anexo 2: Especificaciones Técnicas Sensores MAPS

Tabla 37

Especificaciones Técnicas Sensores MAPS.

Sensor	Parámetro	Especificaciones
SAT005	Rango de Presión	0-15 000 psi
	Temperatura	177°C (350°F)
	Diámetro de la Herramienta	2.125 pulgadas (53.98mm)
	Longitud de la Herramienta	45.5 pulgadas (1.156 m)
	Peso de la Herramienta	17.2 libras (7.8 kg)
	Consumo de Corriente	25 mA
	Rango de Tubería	Hasta en casing de 7 pulgadas
	Número de sensores	6
	Rango de desviación:	5° - 175°
	Precisión relativa de desviación:	5°
	Velocidad de Threshold:	
	Máx. Velocidad de Fluido:	3000 ft/min (7 in 160 000 BPD)
	Diámetro de spinner	0.4 pulgadas (10.3 mm)
	Pitch de Spinner	2 pulgadas (50.8 mm)
	Ancho de Fleje	0.25 pulgadas (6.35 mm)
	Material	Resistente a la corrosión
CAT004	Rango de Presión	0-15 000 psi (103.4 MPa)
	Temperatura	177°C (350°F)
	Diámetro de Herramienta	1 11/16 pulgadas (43 mm)
	Longitud de la Herramienta	51.6 pulgadas 131.1 cm)
	Peso de la Herramienta	19.0 lb. (8.62 kg)
	Consumo de corriente	28 mA
	Apertura Máxima	Casing de 7 pulgadas
	Número de sensores	12
	Material	Resistente a la corrosión
	Precisión Water Holdup	+/-3% (con 5% de fracción de volumen, estratificado horizontal)
	Precisión Water Holdup	+/-5% (con 50% de fracción de volumen, estratificado horizontal)
	Rango de desviación:	5° - 175°
	Precisión relativa de desviación:	5°
	Velocidad de Threshold:	1.7 ft/min (Casing 7 in 100 BPD, 5 in 40 BPD)
	Máx. Velocidad de Fluido:	500 ft/min (28 000 BPD)

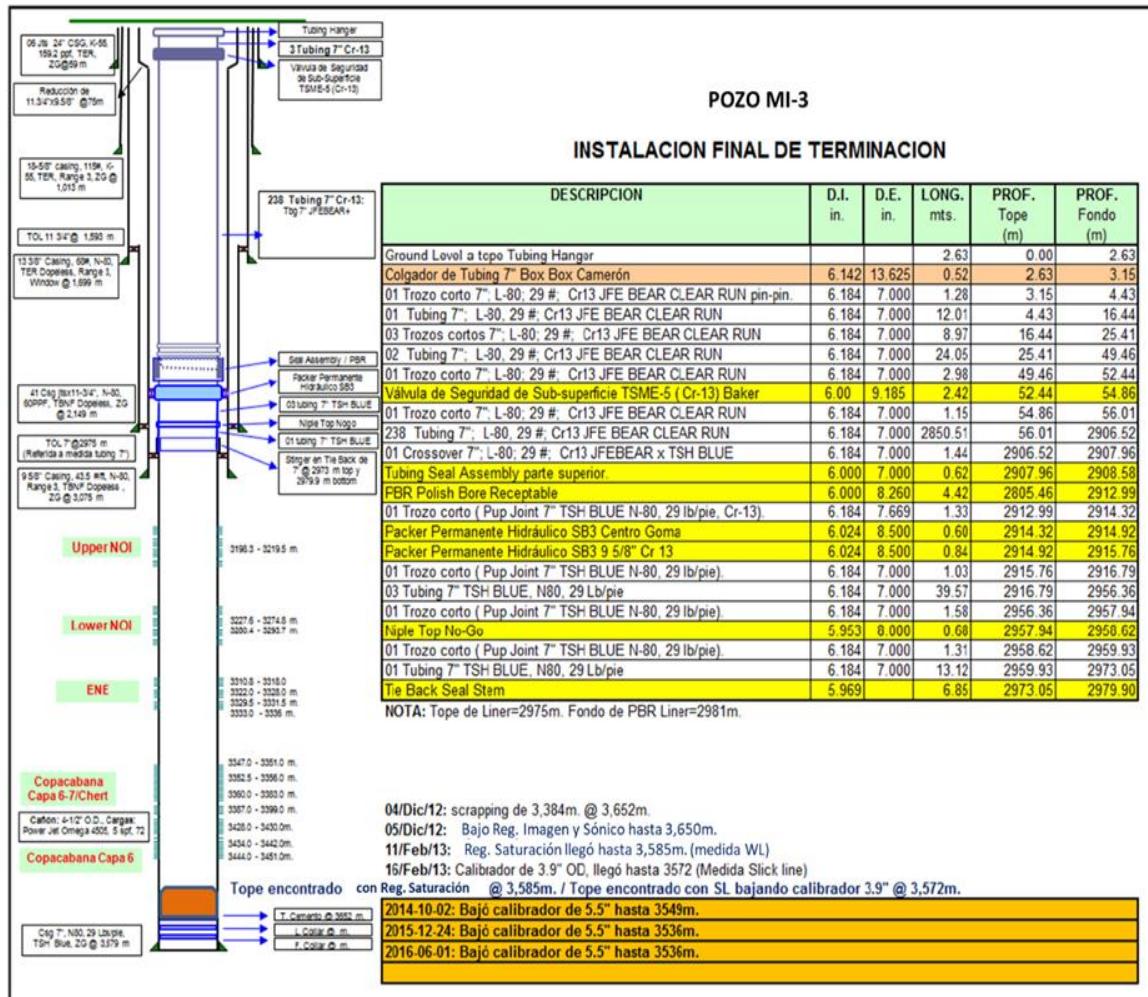
PIA	Rango de Presión	0-15 000 psi
	Temperatura	177°C (350°F)
	Diámetro	1 11/16" (43mm)
	Material	Resistente a la Corrosión
	Rango Voltaje	+13 VDC – 20 VDC
	Rango	-2 g - +2g g= (Aceleración Gravitacional local)
	Resolución	0.004g
	Exactitud	0.01g
	Longitud	10.7" (272 mm)
	Peso	4.7 lbs (2.15 Kg)

Nota: fuente: Manual de Operación y Mantenimiento de cada sensor.

Anexo 3: Diagrama Sub-superficial pozo MI-3

Figura 66

Diagrama Sub-superficial pozo MI-3.

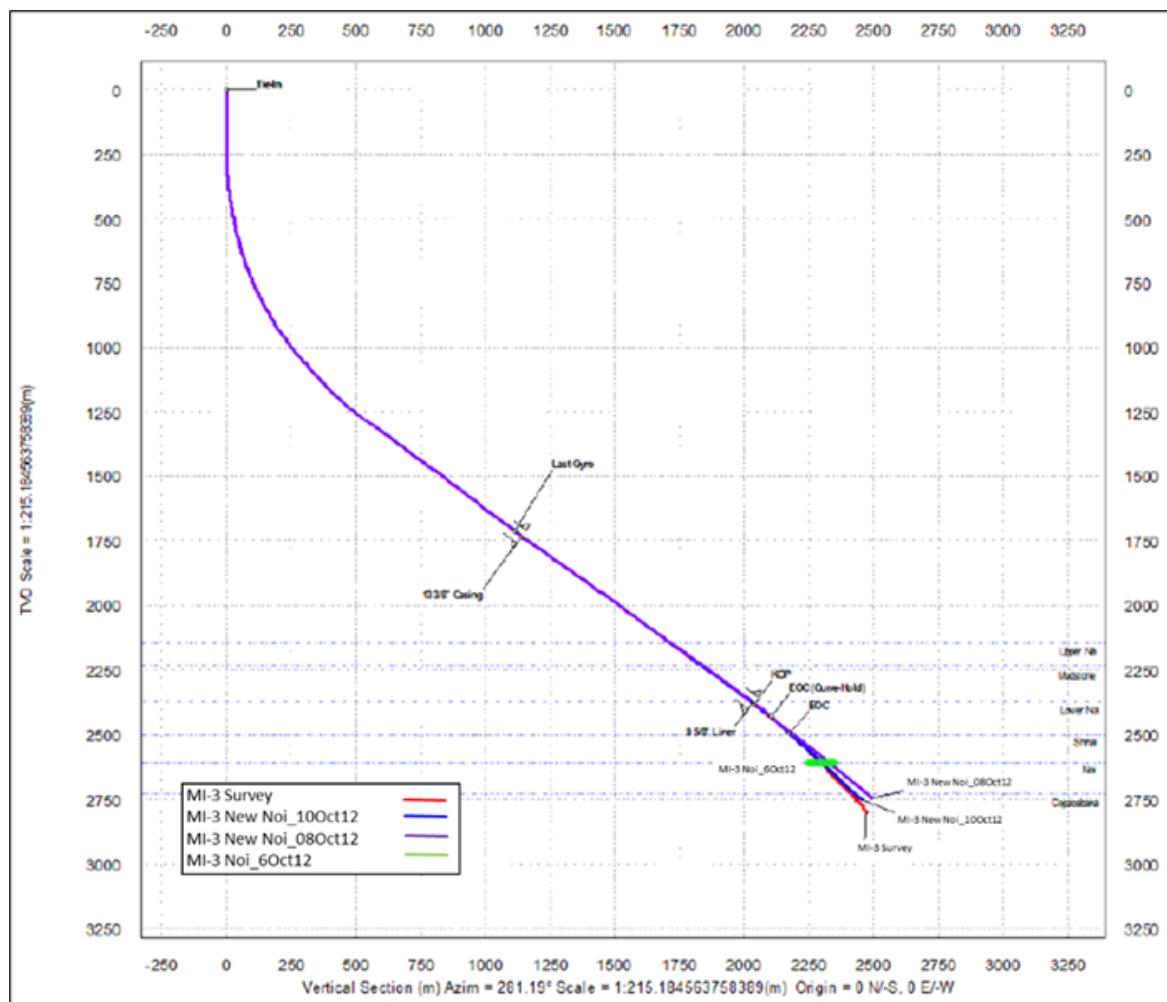


Nota: fuente: Reporte Operativo Equipetrol, 2016.

Anexo 4: Sección Vertical del Pozo MI-3.

Figura 67

Sección Vertical del Pozo MI-3.

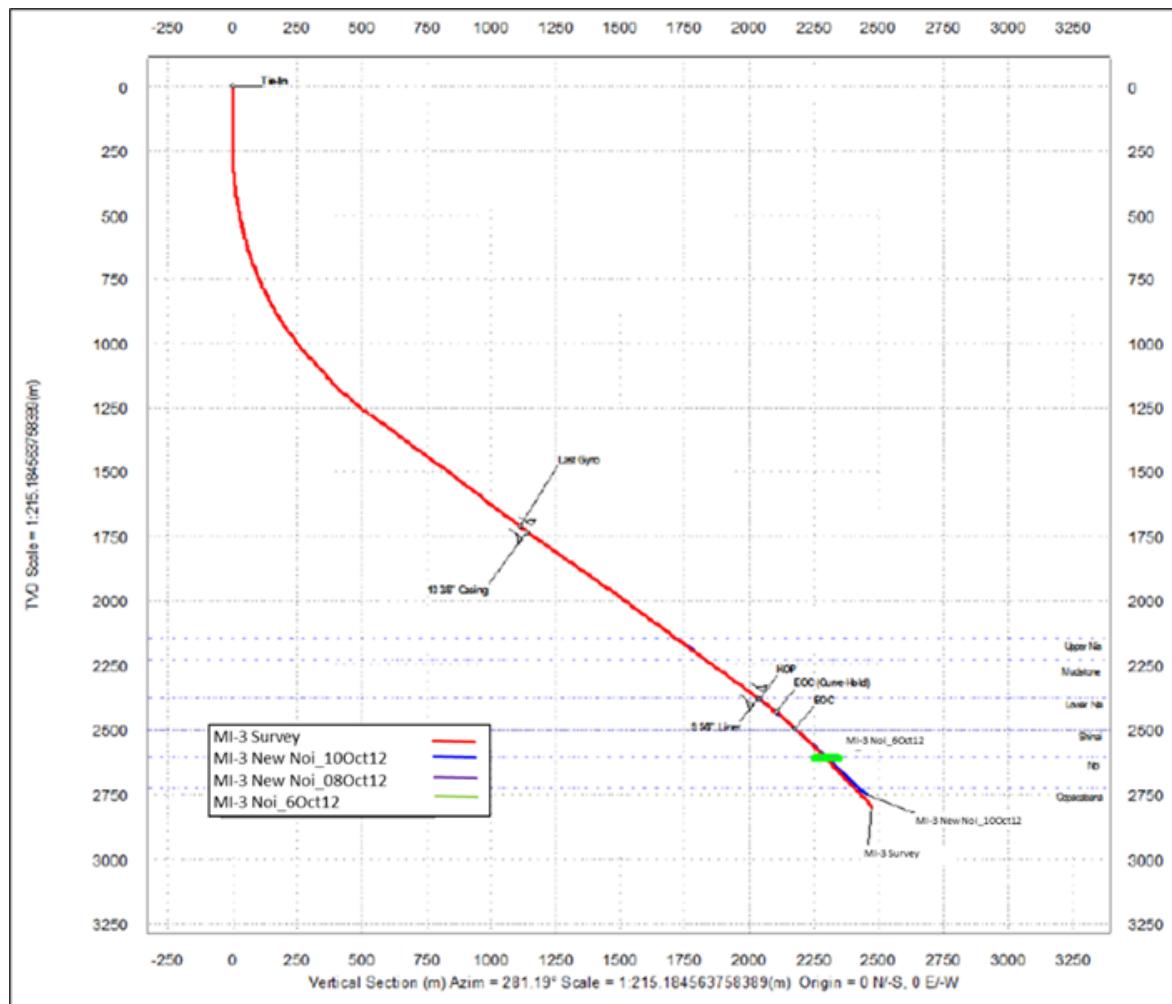


Nota: fuente: Programa de Testing WC diciembre 2017.

Anexo 5: Vista de Planta del Pozo MI-3.

Figura 68

Vista de Planta del Pozo MI-3.



Nota: fuente: Programa de Testing WC diciembre 2017.