

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 1</b>

Neiva, 13 de Enero de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El suscrito:

Cristian Felipe Tafur Borrero con C.C. No. 1'075.252.866 de Neiva - Huila

Autor de la tesis y/o trabajo de grado titulado APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA DETERMINAR EL GRADO DE COMUNICACIÓN HIDRÁULICA ENTRE DOS O MÁS POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO, Presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de INGENIERO DE PRETRÓLEOS.

Autorizo al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 4</b>

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA DETERMINAR EL GRADO DE COMUNICACIÓN HIDRÁULICA ENTRE DOS O MÁS POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO.

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
TAFUR BORRERO	CRISTIAN FELIPE

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
LUGO OMAÑA	JIMMY JOSÉ
SEPÚLVEDA GAONA	JAIRO ANTONIO
ARAQUE MONTOYA	AMELIA JOHANNA

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** INGENIERO DE PETRÓLEOS

**FACULTAD:** INGENIERÍA

**PROGRAMA O POSGRADO:** INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**CIUDAD:** NEIVA

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2015

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 95

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



## GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

### DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**2 de 4**

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas \_\_\_ Fotografías \_\_\_ Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
Litografías \_\_\_ Mapas X Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o  
Cuadros X

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>PRUEBAS DE INTERFERENCIA</u>	<u>INTERFERENCE TESTS</u>	6. _____	_____
2. <u>METODOLOGÍA</u>	<u>METHODOLOGY</u>	7. _____	_____
3. <u>COMUNICACIÓN HIDRÁULICA</u>	<u>FLUID COMMUNICATION</u>	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Una prueba de interferencia consiste básicamente en medir la respuesta de presión en uno o más pozos de observación, debido a cambios en la tasa de flujo de otro pozo. El nombre de pruebas de interferencia proviene del hecho de que el cambio de presión causada por el pozo “interfiere” con la presión medida en los pozos observadores.

Se inicia con una recopilación de información necesaria para la realización de la prueba, como características del yacimiento, propiedades del fluido, propiedades petrofísicas, etc. Mediante el estudio de la información que se tiene del campo, se desarrolla metodológicamente la selección de tres (3) zonas, luego se procede a la adquisición y ajuste de datos, donde se programa la prueba y se refinan los datos obtenidos con ella. Finalmente se procede al análisis de los resultados obtenidos para determinar si existe comunicación hidráulica entre dos o más pozos en un campo de crudo pesado.



## GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

### DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**3 de 4**

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

An interference test basically involves measuring the pressure response of one or more monitoring wells, due to changes in the flow rate of another well. The interference tests name comes from the fact that the pressure change caused by the well “interferes” with the pressure measured in control wells. It starts with a compilation of information required to perform the test, as reservoir characteristics, fluid properties, petrophysical properties, etc. By studying the information received from the field, its methodically develops the selection of three (3) areas, and then proceed to the acquisition and adjustment of data, where the test program and the data obtained with it are refined. Finally we proceed to analyze the results to determine if there is fluid communication between two or more wells in a field of heavy oil.



## GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

### DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**4 de 4**

Empty box for the description of the thesis or degree work.

#### APROBACION DE LA TESIS

Firma del Director

Firma del Evaluador

Javier A. Martínez P.

Firma del Evaluador

**APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA  
DETERMINAR EL GRADO DE COMUNICACIÓN HIDRÁULICA ENTRE DOS O  
MÁS POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO.**

**CRISTIAN FELIPE TAFUR BORRERO**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA 2015**

**APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA  
DETERMINAR EL GRADO DE COMUNICACIÓN HIDRÁULICA ENTRE DOS O  
MÁS POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO.**

**CRISTIAN FELIPE TAFUR BORRERO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero  
de Petróleos.**

**Director:**

**ING. JIMMY JOSE LUGO OMAÑA**

**Codirectores:**

**ING. JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA, MSc.**

**ING. AMELIA JHOANNA ARAQUE**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA 2015**

## Nota de aceptación

---

---

---

---

---



---

Firma del Director



---

Firma del Evaluador

Javier A. Martínez P.

---

Firma del Evaluador

*Este trabajo se lo dedico a Dios, fuente de todas las bendiciones que he recibido; que cada día me ha brindado cosas maravillosas en mi vida. Te doy las gracias Señor por darme sabiduría, paciencia, fortaleza y por iluminarme en tiempos de confusión.*

*Con el amor de mi alma le dedico este trabajo a mi madre, Aura Elena Borrero, por ser tan cariñosa, por brindarme siempre su apoyo, aconsejarme y estar siempre ahí, justo cuando más la he necesitado. A mi padre, Dagoberto Tafur, y a mi hermana, Aranza, por ser mi ejemplo a seguir, por todas sus palabras, que me han ayudado a crecer como profesional y como persona.*

*A todos mis familiares, amigos y compañeros, que creyeron en mí y que de una u otra manera ayudaron a realizar que este sueño se volviera realidad. Gracias por sus oraciones.*

*Cristian Felipe Tafur Borrero*



## **Agradecimientos.**

Muchas gracias a la familia Pacific Rubiales Energy-Meta Petroleum Corp. por brindarme todo el apoyo para poder realizar este trabajo de grado, por darme la oportunidad de crecer y poder seguir con uno de mis sueños, llegar a ser un gran Ingeniero de Petróleos.

De antemano aprovecho la oportunidad para darles las gracias a los ingenieros Ana Viviana Bolaños Peña, Wilson Parra, Jimmy José Lugo Omaña y Amelia Araque del área de Yacimientos de la Empresa Pacific Rubiales Energy por la confianza y su ayuda para lograr de este proyecto, su realización con éxito. Gracias por la asesoría prestada, el aprendizaje ha sido inmenso. Al grupo de Geología, Ghary y Claudia, gracias muchachas; a los ingenieros Lenin Peña y Adriana Argüelles por toda la colaboración, tanto en oficina como en campo.

Mis agradecimientos se los debo también a la Universidad Surcolombiana por abrirme sus puertas y adquirir en ella los conocimientos básicos para ponerlos en práctica en mi carrera profesional así como en la vida. Gracias también al profesor Jairo Sepúlveda por aceptar este reto.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	2
1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO.....	2
1.2 GEOLOGÍA.....	2
1.2.1 Geología Estructural.....	2
1.2.2 Geología Histórica.....	3
1.2.3 Geología del Petróleo.....	3
1.3 ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.4 PETROFÍSICA.....	8
1.5 COMPLETAMIENTO.....	9
1.6 YACIMIENTO.....	10
1.7 ANÁLISIS PVT.....	10
1.8 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL CAMPO.....	12
2. PRUEBAS DE INTERFERENCIA.....	14
2.1 PRUEBA DE PRESIÓN.....	14
2.2 TIPOS DE PRUEBA DE PRESIÓN.....	15
2.2.1 Pruebas de Declinación (Drawdown Test).....	17
2.2.2 Pruebas de Restauración (Build Up Test).....	18
2.3 INTERFERENCIA ENTRE POZOS PRODUCTORES.....	19
2.4 INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	20
3. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE LA PRUEBA DE PRESIÓN.....	23
3.1 ESTRATEGIA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS.....	23
3.2 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	31
3.3 POZO P1.....	32
3.3.1 Datos Básicos.....	32
3.3.2 Historia de Producción.....	32
3.3.3 Estado Mecánico.....	34
3.4 POZO P2.....	35
3.4.1 Datos Básicos.....	35
3.4.2 Historia de Producción.....	35
3.4.3 Estado Mecánico.....	37
3.5 POZO P3.....	38
3.5.1 Datos Básicos.....	38
3.5.2 Historia de Producción.....	38
3.5.3 Estado Mecánico.....	40
3.6 POZO RO1.....	41
3.6.1 Datos Básicos.....	41
3.6.2 Historia de Producción.....	41
3.6.3 Estado Mecánico.....	43
3.7 POZO RO2.....	44
3.7.1 Datos Básicos.....	44
3.7.2 Historia de Producción.....	44
3.7.3 Estado Mecánico.....	46
3.8 POZO RO3.....	47
3.8.1 Datos Básicos.....	47
3.8.2 Historia de Producción.....	47

3.8.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	49
3.9	<i>POZO RO4</i> .....	50
3.9.1	<i>Datos Básicos</i> .....	50
3.9.2	<i>Historia de Producción</i> .....	50
3.9.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	52
3.10	<i>POZO RO5</i> .....	53
3.10.1	<i>Datos Básicos</i> .....	53
3.10.2	<i>Historia de Producción</i> .....	53
3.10.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	55
3.11	<i>POZO RO6</i> .....	56
3.11.1	<i>Datos Básicos</i> .....	56
3.11.2	<i>Historia de Producción</i> .....	56
3.11.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	58
3.12	<i>POZO RO7</i> .....	59
3.12.1	<i>Datos Básicos</i> .....	59
3.12.2	<i>Historia de Producción</i> .....	59
3.12.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	61
3.13	<i>POZO RO8</i> .....	62
3.13.1	<i>Datos Básicos</i> .....	62
3.13.2	<i>Historia de Producción</i> .....	62
3.13.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	64
3.14	<i>POZO RO9</i> .....	65
3.14.1	<i>Datos Básicos</i> .....	65
3.14.2	<i>Historia de Producción</i> .....	65
3.14.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	67
3.15	<i>POZO RO10</i> .....	68
3.15.1	<i>Datos Básicos</i> .....	68
3.15.2	<i>Historia de Producción</i> .....	68
3.15.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	70
3.16	<i>POZO RO11</i> .....	71
3.16.1	<i>Datos Básicos</i> .....	71
3.16.2	<i>Historia de Producción</i> .....	71
3.16.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	73
3.17	<i>POZO RO12</i> .....	74
3.17.1	<i>Datos Básicos</i> .....	74
3.17.2	<i>Historia de Producción</i> .....	74
3.17.3	<i>Estado Mecánico</i> .....	76
4.	<i>DISEÑO DE LAS PRUEBAS DE INTERFERENCIA</i> .....	77
4.1	<i>DISEÑO DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA USANDO SAPHIR</i> .....	77
4.1.1	<i>Generalidades del software Saphir</i> .....	77
4.2	<i>SIMULACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE SAPHIR</i> .....	77
4.3	<i>REALIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE MONITOREO PARA CADA ÁREA DEL CAMPO DE CRUDO PESADO</i> .....	83
4.3.1	<i>Programa para la toma de datos de Presión de Fondo</i> .....	83
4.4	<i>LIMITACIONES DURANTE EL DESARROLLO DE LA PRUEBA</i> .....	84
4.4.1	<i>Pozos en modo de operación PID</i> .....	84
4.4.2	<i>Altos niveles en facilidades de producción</i> .....	85
4.4.3	<i>Fallas en la generación eléctrica</i> .....	85
5.	<i>ANÁLISIS Y RESULTADOS</i> .....	86
6.	<i>CONCLUSIONES</i> .....	93



7. RECOMENDACIONES.....	94
BIBLIOGRAFIA .....	95

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación del Campo de estudio. ....	2
<b>Figura 2.</b> Ubicación del Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales. ....	4
<b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica generalizada. Cuenca Llanos. ....	5
<b>Figura 4.</b> Distribución de presiones estáticas en el Campo de estudio durante los meses de junio y julio de 2015. ....	13
<b>Figura 5.</b> Respuesta de Presión en una prueba de Interferencia. ....	15
<b>Figura 6.</b> Prueba de Declinación de Presión. ....	17
<b>Figura 7.</b> Prueba de Restauración de Presión. ....	18
<b>Figura 8 .</b> Interferencia entre dos pozos productores. ....	19
<b>Figura 9.</b> Comportamiento de la producción en una prueba de interferencia entre dos pozos. ....	19
<b>Figura 10.</b> Esquema de la representación matemática de una prueba de presión. ....	20
<b>Figura 11.</b> Ubicación Pozos en el Campo de Estudio. ....	23
<b>Figura 12.</b> Sección estructural pozos áreas A, B y C. ....	25
<b>Figura 13.</b> Zonas de acumulado de petróleo del campo de estudio. ....	26
<b>Figura 14.</b> Zonas de acumulado de petróleo del área A. ....	26
<b>Figura 15.</b> Zonas de acumulado de petróleo del área B. ....	27
<b>Figura 16.</b> Zonas de acumulado de petróleo del área C. ....	27
<b>Figura 17.</b> Zonas de acumulado de fluidos del campo de estudio. ....	28
<b>Figura 18.</b> Zonas de acumulado de fluidos del área A. ....	28
<b>Figura 19.</b> Zonas de acumulado de fluidos del área B. ....	29
<b>Figura 20.</b> Zonas de acumulado de fluidos del área C. ....	29
<b>Figura 21.</b> Sensor de fondo de pozo. ....	31
<b>Figura 22.</b> Comportamiento de Producción Pozo P1. ....	33
<b>Figura 23.</b> Estado Mecánico Pozo P1. ....	34
<b>Figura 24.</b> Comportamiento de Producción Pozo P2. ....	36
<b>Figura 25.</b> Estado Mecánico Pozo P2. ....	37
<b>Figura 26.</b> Comportamiento de Producción Pozo P3. ....	39
<b>Figura 27.</b> Estado Mecánico Pozo P3. ....	40
<b>Figura 28.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO1. ....	42
<b>Figura 29.</b> Estado Mecánico Pozo RO1. ....	43
<b>Figura 30.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO2. ....	45
<b>Figura 31.</b> Estado Mecánico Pozo RO2. ....	46
<b>Figura 32.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO3. ....	48
<b>Figura 33.</b> Estado Mecánico Pozo RO3. ....	49
<b>Figura 34.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO4. ....	51
<b>Figura 35.</b> Estado Mecánico Pozo RO4. ....	52
<b>Figura 36.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO5. ....	54
<b>Figura 37.</b> Estado Mecánico Pozo RO5. ....	55
<b>Figura 38.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO6. ....	57

<b>Figura 39.</b> Estado Mecánico Pozo RO6. ....	58
<b>Figura 40.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO7. ....	60
<b>Figura 41.</b> Estado Mecánico Pozo RO7. ....	61
<b>Figura 42.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO8. ....	63
<b>Figura 43.</b> Estado Mecánico Pozo RO8. ....	64
<b>Figura 44.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO9. ....	66
<b>Figura 45.</b> Estado Mecánico Pozo RO9. ....	67
<b>Figura 46.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO10. ....	69
<b>Figura 47.</b> Estado Mecánico Pozo RO10. ....	70
<b>Figura 48.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO11. ....	72
<b>Figura 49.</b> Estado Mecánico Pozo RO11. ....	73
<b>Figura 50.</b> Comportamiento de Producción Pozo RO12. ....	75
<b>Figura 51.</b> Estado Mecánico Pozo RO12. ....	76
<b>Figura 52.</b> Condiciones Generales (KAPPA, Ecrin Saphir V4.30).....	78
<b>Figura 53.</b> Información general de la Prueba de Interferencia.....	78
<b>Figura 54.</b> Definición de valores del PVT para la simulación. ....	79
<b>Figura 55.</b> Selección del modelo a trabajar para la simulación. ....	80
<b>Figura 56.</b> Historia de producción.....	81
<b>Figura 57.</b> Ventana de resultados de la Simulación del área B. ....	82
<b>Figura 58.</b> Ubicación Pozos para Toma de Datos de Presión. ....	84
<b>Figura 59.</b> Datos medidos en el área B al momento de reactivar a producción el pozo P2. ....	86
<b>Figura 60.</b> Datos para el análisis de la prueba en el área B. ....	87
<b>Figura 61.</b> Definición de valores para el PVT. ....	88
<b>Figura 62.</b> Definición de valores de presión y temperatura. ....	89
<b>Figura 63.</b> Historia de producción del pozo.....	89
<b>Figura 64.</b> Modelo para analizar la prueba de interferencia.....	90
<b>Figura 65.</b> Gráfico Log-Log del análisis de la prueba de interferencia. ....	91
<b>Figura 66.</b> Gráfico Semi-Log del análisis de la prueba de interferencia.....	91
<b>Figura 67.</b> Gráfico histórico del análisis de la prueba de interferencia.....	92

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> PVT R559.....	11
<b>Tabla 2.</b> Compresibilidad del petróleo @ 147.9°F (64.4°C).....	11
<b>Tabla 3.</b> Viscosidad del petróleo @ 147.9°F (64.4°C).....	11
<b>Tabla 4.</b> Estudio de Fluidos del Yacimiento. ....	12
<b>Tabla 5.</b> Tipos de pruebas de presión.....	16
<b>Tabla 6.</b> Clasificación de los pozos por área.....	24
<b>Tabla 7.</b> Características de los pozos a generar pulso. ....	32

## RESUMEN

**TÍTULO:** APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA DETERMINAR EL GRADO DE COMUNICACIÓN HIDRÁULICA ENTRE DOS O MÁS POZOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO.<sup>1</sup>

**AUTOR:** CRISTIAN FELIPE TAFUR BORRERO<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Pruebas Interferencia, Metodología, Comunicación Hidráulica.

### DESCRIPCIÓN

Una prueba de interferencia consiste básicamente en medir la respuesta de presión en uno o más pozos de observación, debido a cambios en la tasa de flujo de otro pozo. El nombre de pruebas de interferencia proviene del hecho de que el cambio de presión causada por el pozo “interfiere” con la presión medida en los pozos observadores.

Se inicia con una recopilación de información necesaria para la realización de la prueba, como características del yacimiento, propiedades del fluido, propiedades petrofísicas, etc. Mediante el estudio de la información que se tiene del campo, se desarrolla metodológicamente la selección de tres (3) zonas, luego se procede a la adquisición y ajuste de datos, donde se programa la prueba y se refinan los datos obtenidos con ella. Finalmente se procede al análisis de los resultados obtenidos para determinar si existe comunicación hidráulica entre dos o más pozos en un campo de crudo pesado.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Jimmy José Lugo Omaña. Codirectores: MSc. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Ing. Amelia Johanna Araque.

## INTRODUCCIÓN.

Una prueba de interferencia consiste básicamente en medir la respuesta de presión en uno o más pozos de observación, debido a cambios en la tasa de flujo de otro pozo. El nombre de pruebas de interferencia proviene del hecho de que el cambio de presión causada por el pozo “interfiere” con la presión medida en los pozos observadores.

Debido a la alta demanda de hidrocarburos y los pocos hallazgos nos llevan a buscar nuevas técnicas y a investigar cómo aprovechar al máximo las reservas ya existentes, en campos de crudo pesado, se está perforando en áreas ubicadas entre pozos horizontales, y se tiene la duda de si hay comunicación hidráulica entre dos o más pozos, con fines de encontrar la mejor ubicación para los futuros proyectos que se van a perforar.

En este trabajo especial de grado, se presenta el desarrollo y resultados de pruebas de interferencia entre pozos de un campo de la empresa Pacific Rubiales Energy-Metapetroleum Corp. que nos permita determinar el grado de comunicación hidráulica entre dos o más pozos de un campo de crudo pesado y su posible radio de interferencia, definir la dirección preferencial de fluidos, los posibles efectos entre pozos productores e inyectores en proyectos de recuperación secundaria, y que posteriormente, se tengan como referencia al momento de realizar una prueba para caracterizar cualquier yacimiento.

En primer lugar, se hace una breve descripción del campo perteneciente a la empresa Pacific Rubiales Energy- Metapetroleum Corp., posterior a esto se desarrolla metodológicamente la selección de las áreas donde se desarrollará el proyecto, con el fin de cubrir el mayor tipo de características de roca, de fluidos, tener un variado rango de acumulados de producción, y amplios rangos de fluidos producidos por día. Una vez seleccionadas las áreas, se escogen los pozos que cumplan con estas características, se desarrolla el programa de la prueba de interferencia para los pozos seleccionados con anterioridad. Finalmente, se concluye y se hace recomendaciones las cuales son el resultado del desarrollo de este proyecto. La información publicada estará sujeta a las políticas internas de confidencialidad de Pacific Rubiales Energy- Metapetroleum Corp.

# 1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO.

## 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO.

El campo de estudio está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, a 250 Km al SE de la Ciudad de Villavicencio, en el Departamento del Meta, Colombia, a 465 Km de la Ciudad de Bogotá. Ver **Figura 1**.

**Figura 1.** Ubicación del Campo de estudio.



**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2015).

## 1.2 GEOLOGÍA.

### 1.2.1 Geología Estructural.

La Cuenca de los Llanos Orientales está caracterizada por una margen móvil (Zona Oeste) y una margen estable (Zona Este). Esta polaridad se refleja igualmente en la estratigrafía y sedimentación. La estructura general de la cuenca se traduce en un monoclinal a todos los niveles que corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario tardío con

basculamientos progresivos. La Cuenca se levanta progresivamente en dirección Oeste – Sureste, siendo afectada por fallas normales e inversas con saltos variables hasta imperceptibles al Oriente. La orientación preferencial de estas estructuras es NE-SW y N-S. Durante la Orogenia Andina (Mioceno – Plioceno) se produjo la estructuración (monoclinales-anticlinales) que sirven para la acumulación de hidrocarburos. Las diferentes estructuras y campos existentes corresponden a monoclinales o anticlinales fallados que se presentan desde el Piedemonte Llanero hasta el Escudo de la Guayana. La estructura del Campo está constituida por un monoclinal orientado regionalmente en una dirección N50°E.

### 1.2.2 Geología Histórica.

La Acreción de la Cordillera Occidental al continente Suramericano durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio permite la creación del espacio de acomodación donde una secuencia de sedimentos de la cuenca antepaís pudieron ser depositados. Este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno medio en este sector de la cuenca que permitió el restablecimiento de una etapa de sedimentación específica en la cuenca antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y los Llanos generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno. Los depósitos terciarios de la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia corresponden en específico a sistemas de deposición fluvial, los cuales estarían caracterizados por ríos trenzados conformados principalmente por cuerpos de arena de migración variada y que están comúnmente inter-estratificados con sedimentos finos de inundación.

### 1.2.3 Geología del Petróleo.

**Roca Generadora:** La roca generadora del petróleo almacenado en la Cuenca de los Llanos Orientales se ha atribuido a la Formación Gachetá de origen marino y edad Cretácico Tardío, que se encuentra al occidente, en el área del Piedemonte Llanero donde alcanzó el enterramiento y madurez térmica necesaria para la generación y expulsión de hidrocarburos. El área del Piedemonte Llanero se constituye en el principal sitio de generación de los hidrocarburos de la cuenca. Análisis geoquímicos del aceite del Campo de estudio indican que la roca generadora de estos hidrocarburos es la Formación Gachetá.

**Migración y Entrampamiento:** El petróleo entrampado en la parte central y oriental de la Cuenca de los Llanos migró desde el piedemonte al sitio de acumulación. El hidrocarburo migró lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar las condiciones estructurales y/o estratigráficas adecuadas para la acumulación. El petróleo de los llanos representa dos fases de migración. La primera durante el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda durante el Mioceno Tardío–Plioceno. Los hidrocarburos del Campo de estudio operado por Pacific Rubiales Energy – Meta

Petroleum Corp. migraron desde el Occidente hasta encontrar el pinch-out de las Areniscas Basales de la Formación Carbonera contra el Paleozoico.

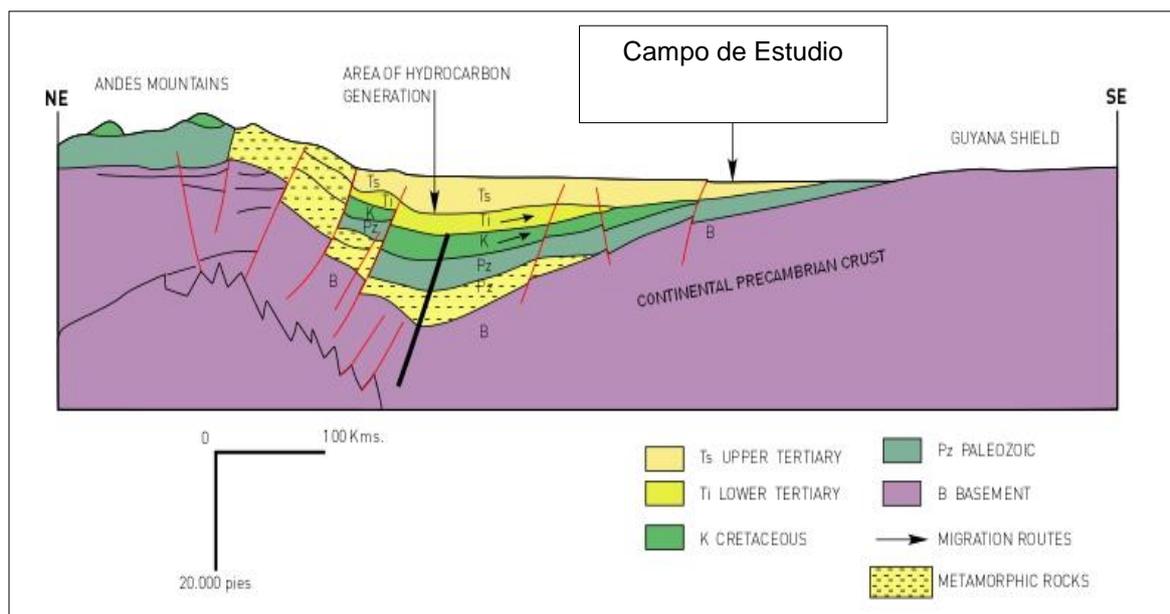
**Rezumaderos de Petróleo y gas en la región:** En el área del campo no se han observado rezumaderos de petróleo o gas. Hacia el sector Occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales sobre la Cordillera Oriental de Colombia hay informaciones acerca de rezumaderos de petróleo posiblemente asociados a migraciones a través de planos de falla.

**Reservorios:** En la Cuenca de los Llanos se tienen varias formaciones que actúan como reservorios de hidrocarburos; entre ellas están las formaciones del Cretácico Superior (Gachetá y Guadalupe) y Terciario (Barco-Los Cuervos, Mirador y Carbonera). En el Campo de estudio, el reservorio lo constituye la parte superior de las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, con porosidades que varían entre 25% y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 Darcies. El espesor neto petrolífero de dicha unidad en el campo está entre 10 y 80 pies.

### 1.3 ESTRATIGRAFÍA.

La Cuenca de los Llanos Orientales se extiende desde el cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental de Colombia, al oeste hasta los afloramientos Precámbricos del Escudo Guayanés (Río Orinoco - Guaviare) al este, se trata de una cuenca asimétrica constituida por sedimentos cretácicos y terciarios que descansan discordantemente sobre el Paleozoico y el basamento. La secuencia sedimentaria de edad Paleozoica – Pleistoceno sobrepasa los 25.000 pies en proximidades de la Cordillera Oriental y disminuye progresivamente en dirección Este – Sureste donde alcanza 2000 pies a 3000 pies aproximadamente. Ver **Figura 2**.

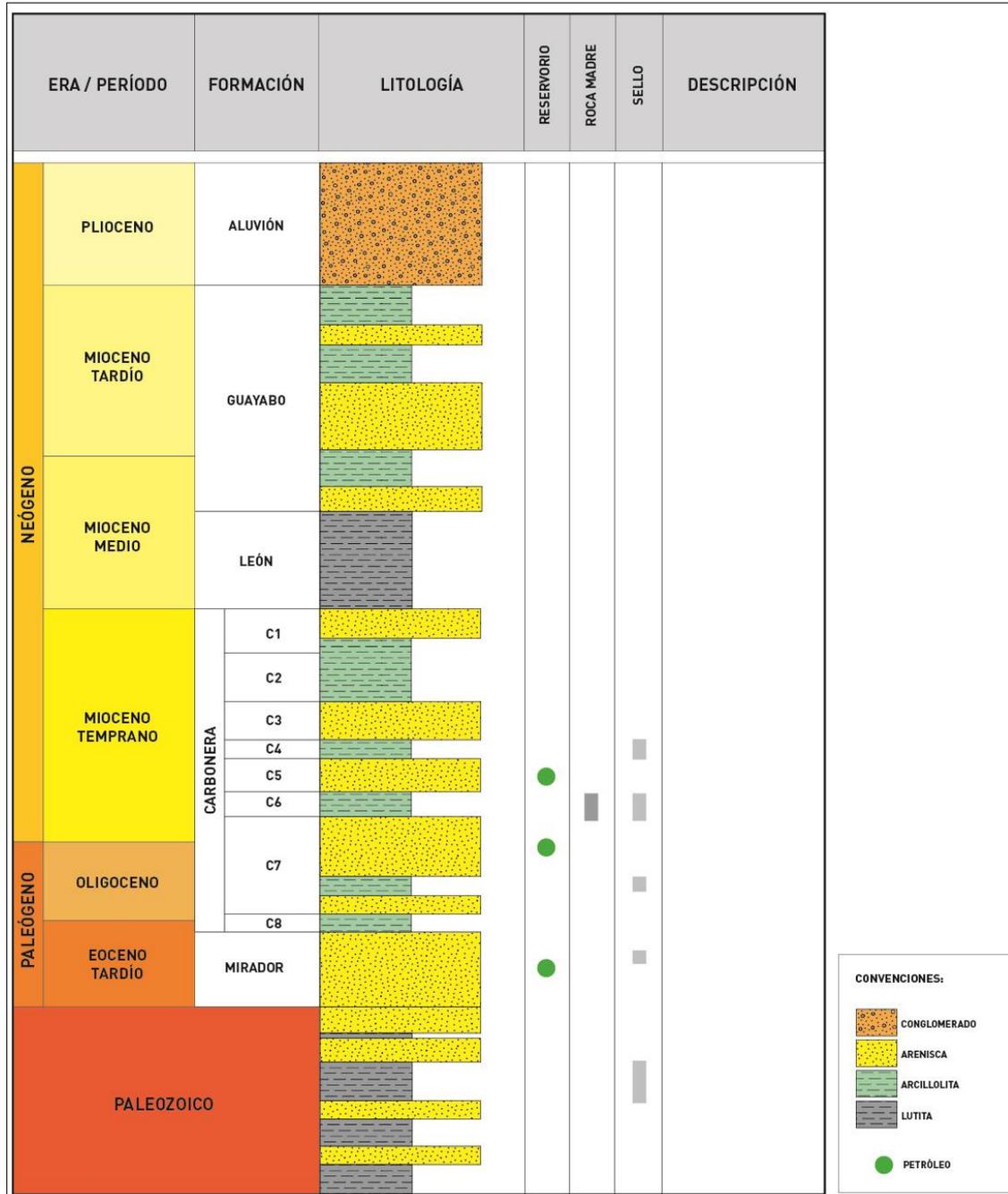
**Figura 2.** Ubicación del Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2014)

En el área del Contrato del campo, la secuencia estratigráfica está constituida por rocas que van desde el Precámbrico pasando por el Paleozoico Inferior, Terciario (Formaciones Carbonera, León Shale, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales. Ver **Figura 3**.

**Figura 3.** Columna estratigráfica generalizada. Cuenca Llanos.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2014)

- **Mesozoico.**

En el Campo de estudio los sedimentos del Triásico, Jurásico y Cretácico no se depositaron o fueron erosionados.

- **Cenozoico.**

**Terciario:** En el sector de la Cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra el campo de estudio, los sedimentos del Terciario Inferior no se depositaron o fueron erosionados. Sólo se encuentran presentes las formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad.

Formación Carbonera:

El nombre de esta Formación procede de la quebrada La Carbonera, en el flanco Oriental del Anticlinal Petrólea de la Concesión Barco. Allí consiste de una serie gruesa de arcillolita gris a gris verdosa, marrón y areniscas asociadas con carbones, en las partes superior e inferior. La arenisca es más frecuente en la parte inferior de la sección y las capas son más masivas que en la parte superior. Las secciones de la Formación Carbonera en la Concesión Barco y en Táchira Occidental, presentan un espesor que varía entre 410 –560 m. Los contactos son graduales en el tope con la Formación León y en la base con la Formación Mirador. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un ambiente de depositación continental. La edad de esta formación se puede ubicar entre el Eoceno Superior y el Oligoceno.

En el Campo donde se llevó a cabo el proyecto, la Formación Carbonera presenta una secuencia incompleta debido al acuñaamiento de las diferentes Unidades sobre el Paleozoico (Observar Figura 2). Las Unidades presentes en el área son:

**Formación Carbonera Unidad Areniscas Basales.**

Esta Unidad constituye el yacimiento productor en el área del Campo y está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcólicas, gris claras, de grano fino a grueso, regularmente seleccionadas, disgregables, con porosidades que varían entre 25 y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 Darcys. Dichas areniscas están constituidas principalmente por cuarzo monocristalino y en menor proporción cuarzo policristalino y feldespato potásico. El espesor varía entre 130 y 200 pies, el contacto inferior con el Paleozoico es discordante y gradual hacia el techo con la unidad de Arenas Intermedias de la Formación Carbonera. Los análisis más recientes de corazones presentan asociaciones palinológicas que dan un rango general posible, entre el Eoceno Tardío y el Oligoceno Temprano, no quedando descartado que la parte inferior de esta unidad podría pertenecer al Eoceno Tardío (subzona de Echitrisporites trianguliformis).

**Formación Carbonera Unidad Carbonera Intermedio.**

En el área del campo la secuencia estratigráfica que suprayace a la Unidad Areniscas Basales e infrayace a la Unidad C-2 del Carbonera se denomina

operacionalmente como Formación Carbonera: Unidad Carbonera Intermedio. Dicho intervalo está constituido por una serie de intercalaciones de arenisca gris clara, de granos finos a medio, regularmente seleccionados, friables y arcillolitas gris verdosas, subfísiles, moderadamente compactas. Localmente ocurren delgadas capas de carbón. El espesor oscila entre 360 y 415 pies. Los contactos inferior con las areniscas Basales y superior con la unidad C-2 son gradacionales. Análisis palinológicos indican una edad Oligoceno (Zona de Cicatricosisporitis dorogensis) - Mioceno Inferior (Zona de Magnastriatites grandiosus, Retitricolporites elegans) y un ambiente costanero bajo para esta Unidad.

### **Formación Carbonera Unidad C-2.**

La formación Carbonera Unidad C-2 suprayace a la Unidad Carbonera Intermedio e infrayace a la Unidad Carbonera C-1. Está compuesta por lutita gris verdoso, físil laminar astilloso moderadamente compacto, lustre ceroso localmente con inclusiones de pirita. El espesor varía entre 100 y 110 pies. Los contactos inferior y superior de esta unidad son gradacionales. Las asociaciones de microfauna (foraminíferos bentónicos) y microflora (polen, esporas y dinoflagelados) indican una edad Mioceno Temprano y un ambiente de depositación marino somero para esta Unidad.

### **Formación Carbonera Unidad C-1.**

Esta Unidad corresponde al tope de la Formación Carbonera y está constituida por areniscas gris claras, blancas, de granos finos a grueso, sub-angular, sub-redondeado, regularmente seleccionadas, friables, con delgadas intercalaciones de lutitas gris verdosas claros, astillosos. El espesor es del orden de entre 70 y 80 pies. Los contactos tanto inferior como superior con el C-2 y con la Formación León son gradacionales. Palinológicamente se determinó que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Temprano en un ambiente costanero bajo.

### **Formación León.**

La sedimentación de la parte superior de la Formación Carbonera fue seguida de una transgresión marina que depositó una espesa secuencia de lutitas sobre toda la Cuenca de los Llanos que se denomina Formación León. Dicha Formación en el área está compuesta por una secuencia monótona de lutita ("shale") gris verdoso, físil, laminar, astillosa moderadamente compacta. El espesor oscila entre 550 y 580 pies. El contacto con la Formación Guayabo que la suprayace es transicional. Las asociaciones de microfauna y microflora permiten indicar que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Medio en un ambiente marino somero.

### **Formación Guayabo.**

Luego del depósito de las lutitas de la Formación León, se presentan movimientos orogénicos que generan un retiro de los mares de la Cuenca de los llanos e inician el levantamiento de la Cordillera Oriental; al mismo tiempo

que se depositó una espesa sección de sedimentos en toda la Cuenca que se conoce como Formación Guayabo.

La Formación Guayabo en el sector del campo presenta una parte superior constituida en su mayoría por areniscas de grano medio a grueso de color gris, carmelito claro, regularmente seleccionada friables con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas moteadas. Asociaciones palinológicas indican una edad Mioceno Tardío y un ambiente continental para esta parte de la formación. La parte inferior es predominantemente arcillosa y está constituida por arcillolitas y limolitas abigarradas con intercalaciones de areniscas y carbones. Estudios palinológicos sugieren una edad Mioceno Medio y un ambiente de depósito de aguas salobres para esta parte del Guayabo. El espesor de la formación en el área varía entre 1100 y 1300 pies.

### **Formación Necesidad.**

La Formación Necesidad está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción: arcillas. En el área del campo tiene un espesor reducido. El contacto inferior con la Formación Guayabo es discordante. Se considera una edad Plioceno-Pleistoceno con un ambiente continental.

## **1.4 PETROFÍSICA.**

- **Propiedades Petrofísicas Generales.**

Las Areniscas Basales de la Formación Carbonera generalmente presentan buena calidad de roca, con porosidades efectivas alrededor del 30%, alcanzando valores de hasta 34% en las arenas más limpias.

Las permeabilidades son mayores a 8 Darcies, alcanzando valores de 10 Darcies en algunos intervalos, siendo en promedio de 10 Darcies.

Los valores de resistividad en las zonas de agua varía entre 20-30 ohm-m, con valores de agua irreducible ( $SW_{irr}$ ) obtenidos de las pruebas de presión capilar en corazones de 4 a 24% con un promedio de 21%. En las zonas de petróleo los valores de resistividad pueden llegar a valores altos de hasta 2000 ohm-m. El contenido de arcilla ocasiona la disminución en las lecturas de resistividad.

- **Contacto de agua.**

El contacto de agua en los pozos del campo ha sido identificado a diferentes profundidades mediante los registros eléctricos. Esta variación de profundidad se podría interpretar como un contacto Agua-Petróleo inclinado asociado con el mecanismo hidrodinámico típico en la Cuenca de Los Llanos.

## 1.5 COMPLETAMIENTO.

Se define por completamiento o terminación de pozos, al conjunto de trabajos que se realizan después de la perforación, para dejarlos en condiciones de producir más eficientemente los fluidos de la zona de interés o destinarlos a otros usos, por ejemplo la inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestimiento y finalmente, la instalación de la tubería de producción.

La productividad de un pozo y su futura vida productiva se ve afectada por el tipo de completamiento y los trabajos efectuados durante la misma. La selección del completamiento tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Soporte a esfuerzos.
- Corrosión.
- Volúmenes a extraer.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Requerimientos para el control de arena.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Arenamiento.
- Futuras reparaciones.

Básicamente, en el campo de crudo pesado, los pozos verticales son completados en hueco abierto, hueco revestido y los horizontales son completados en hueco abierto con liner ranurado. En el campo de la empresa Pacific Rubiales Energy, se han trabajado cinco tipos de completamiento:

- Completamiento con empaquetamiento de grava en hueco revestido.
- Completamiento con grava en hueco abierto.
- Completamiento para pozos horizontales (Hueco abierto).
- Completamiento ensanchado en hueco abierto.
- Completamiento en hueco abierto ensanchado con empaque de grava.

## 1.6 YACIMIENTO.

El desarrollo principal del yacimiento del campo de crudo pesado se centraliza en las Areniscas Basales de la formación Carbonera, que corresponden a la edad del Eoceno Superior- Oligoceno Inferior.

El tipo de ambiente en el que se depositaron las Areniscas Basales son de tipo Fluvial, la geometría del yacimiento lo califica como complejo porque es una combinación entre canales entrecruzados, canales con sinuosidad alta y canales tipo meandro; los cuales migraron y operaron de forma lateral sobre una llanura aluvial estable (es decir de baja subsidencia), generando una variedad de sub ambientes entre los que se encuentran: barras, intracanales, islas, entre otros.

Las interpretaciones de los corazones y soportado por registros muestran un dominio fluvial desarrollado por un sistema estuarino. La dirección del sistema fluvial es noroeste, en cualquier punto ubicado en la secuencia del canal, pero la dirección local del flujo puede variar por el carácter sinuoso de algunos canales específicos.

Gran parte de los corazones muestran características de comportamiento el cual consiste en la posición del canal hacia arriba generando una pérdida de la calidad del yacimiento en esa dirección. La base de algunos canales aislados muestra impregnaciones bajas de hidrocarburos e intercalaciones de arcillas. No todo el intervalo del canal son arenas en el yacimiento, en la secuencia total deposicional de la roca yacimiento hay combinaciones de canales relacionados al yacimiento como barras de puntos, barras longitudinales, diques, barras de hendidura y barras transversales.

La unidad de Areniscas Basales tiene un espesor de 140 a 210 pies de espesor, y recubre el paleozoico y su interés económico. Es caracterizado por poseer un grano grueso a grano fino con intercalaciones de lutitas y carbones menores. La proporción Arena-Lutita es de 70% aproximadamente. La profundidad del contacto está entre 1900' TVDss y 2350' pies.

La porosidad en las Areniscas Basales es buena, con valores que varían entre 25% y 32%; la permeabilidad varía entre 5 y 10 Darcies. Estos sedimentos no presentan cementos minerales y por lo tanto son muy friables.

## 1.7 ANÁLISIS PVT.

La prueba presenta los resultados experimentales del análisis PVT realizado al fluido del pozo R559.

**Tabla 1.** PVT R559.

INITIAL RESERVOIR CONDITIONS		
Reservoir Pressure	1036 Psia	7.14 Mpa
Reservoir Temperature	147.9° F	337.6 K

**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2015)

El propósito de este análisis es obtener datos PVT y composicionales para el fluido del pozo R559. Estos datos, son utilizados en la predicción del comportamiento de los fluidos del yacimiento.

**Tabla 2.** Compresibilidad del petróleo @ 147.9°F (64.4°C).

Pressure Range		Average Compressibility (Psi-1)
From (Psia)	To (Psia)	
2013	1513	3.3809E-06
1513	1013	3.6762E-06
1013	513	3.9753E-06
513	413	4.2752E-06
413	313	4.3537E-06
313	213	4.4145E-06
213	120	4.4705E-06

**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2015)

La viscosidad del aceite se midió sobre un amplio rango de presiones a temperatura de 147.9°F (64.4°C).

**Tabla 3.** Viscosidad del petróleo @ 147.9°F (64.4°C).

Pressure (Psia)	Viscosity (cp)
1013	203.9
813	195.8
613	187.7
413	179.5
213	170.9
120	167.1
63	192.7
13	240.1

**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2015)

**Tabla 4.** Estudio de Fluidos del Yacimiento.

<b>INITIAL RESERVOIR CONDITIONS</b>		
Reservoir Pressure	1036 Psia	7.14 Mpa
Reservoir Temperature	147.9° F	337.6 K
<b>SINGLE-STAGE SEPARATOR TEST @2013 Psia (13.88MPa) AND 147.9°F (337.6K)</b>		
<b>At Separator Test Conditions</b>		
Oil Formation Volume Factor	1.0169 res.bbl/STB	1.0169 res.m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Solution Gas-Oil Ratio	7.29 scf/STB	1.30 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Oil Density	0.9600 g/cm <sup>3</sup>	960 kg/m <sup>3</sup>
<b>At Tank Conditions</b>		
Residual Oil Density	0.9720 g/cm <sup>3</sup>	972 kg/m <sup>3</sup>
API Gravity	14.07	14.07
<b>SINGLE-STAGE SEPARATOR TEST-MATERIAL BALANCE CHECK</b>		
Oil FVF @ 2013 Psia (13.88 Mpa) (Measured)	1.0169	res.bbl/STB (res.m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Oil FVF @ 2013 Psia (13.88 Mpa) (Measured)	1.0146	res.bbl/STB (res.m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Absolute Relative Error	0.2275	(%)

Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. (2015)

## 1.8 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL CAMPO.<sup>3</sup>

Durante los meses de junio y julio de 2015 se llevó a cabo campaña de monitoreo de presión. Con base en su ubicación, tiempo de cierre (tres o más meses), zona del yacimiento e historia de producción, se identificó en toda la extensión del Campo, pozos inactivos operacionalmente disponibles para adquirir datos de presión estática de fondo (existencia de sensor y posibilidad de energizar).

En campaña simultánea (máximo quince días), se realizó la captura de información de presión estática de formación en los pozos seleccionados como monitores.

Al momento de tomar el dato, se verificó que el pozo se encontrara cerrado y que no existieran fugas en conexiones de superficie. Se energizó variador y registró presión y temperatura de fondo de pozo, con una tasa de muestreo mínima de cada quince (15) segundos, por quince (15) minutos. Se validó calidad del dato (dato medido se corresponde con lo esperado), se calculó la presión estática de formación al tope del intervalo abierto y al nivel de referencia (DATUM) del campo, en el área alrededor del pozo monitor.

Los datos se cargaron en el programa de manejo de bases de datos y análisis de pozos OFM (well and reservoir analysis software); con el cual se generó un mapa de

<sup>3</sup> Lugo O. Jimmy José. Monitoreo de la presión estática del campo de crudo pesado. Año 2015.



## 2. PRUEBAS DE INTERFERENCIA.

### 2.1 PRUEBA DE PRESIÓN<sup>4</sup>.

Una prueba de presión se puede definir como la medición continua del comportamiento de la presión en un pozo de interés, el cual se origina por el cambio del caudal de producción o de inyección en el mismo pozo o en otros de interferencia. En esencia, una prueba de presión es un experimento de flujo de fluidos que se utiliza para determinar algunas características del yacimiento de manera indirecta. Así mismo, las pruebas constituyen la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento. La comprensión de la respuesta del pozo requiere un conocimiento básico de la teoría de flujo transitorio de fluidos en medios porosos. Toda prueba de presión involucra la producción (o inyección) de fluidos, ya que la respuesta de presión es afectada por la naturaleza del flujo alrededor del pozo en estudio.

Una prueba de interferencia consiste básicamente en medir la respuesta de presión en uno o más pozos de observación, debido a cambios en la tasa de flujo de otro pozo. El nombre de pruebas de interferencia proviene del hecho de que el cambio de presión causada por el pozo “interfiere” con la presión medida en los pozos observadores. Las pruebas de interferencia se crearon con dos objetivos principales: determinar si existe comunicación hidráulica entre dos o más pozos y si dicha comunicación existe, estimar la permeabilidad,  $k$ , y el producto de la compresibilidad y la porosidad de la formación  $(\phi C)_t$  en la vecindad de los pozos probados. Además, se pueden contestar las siguientes preguntas: ¿La porción de un yacimiento en la que se encuentra un pozo, está siendo drenada por pozos vecinos?, ¿qué tan rápido ocurre lo anterior?; otro uso está dirigido a es determinar la dirección de patrones de flujo en la zona de estudio. Esto es posible al abrir selectivamente pozos alrededor de un pozo cerrado.

El primer desarrollo matemático fue presentado por Theis en 1935. En 1937, Muskat presentó un método para determinar presión estática  $\bar{P}$  del área de drenaje en pozos petroleros, un método semilog de ensayo y error. Posteriormente, Jacob en 1941, es el primero en utilizar el término prueba de interferencia para describir el cambio de presión en un pozo debido a cambios en el flujo de otros pozos. En 1949, Van Everdingen y Hurst presentaron un estudio clásico de análisis de pruebas de pozos, y desarrollaron una solución al problema pozo-yacimiento con efecto de llene, e introdujeron la primera Curva Tipo.

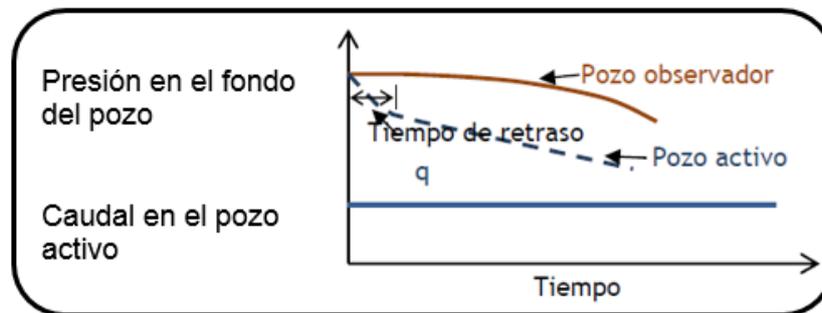
En la figura 5, un pozo empieza a producir en un tiempo 0 a caudal constante. La presión en el pozo observador, a una distancia  $r$ , empieza a responder después de un cierto tiempo de retraso relacionado con el tiempo en que la perturbación de presión alcanza al pozo observador. La presión en el pozo activo empieza a decaer inmediatamente. La magnitud y el tiempo de desviación en la respuesta de presión

---

<sup>4</sup> LEÓN V, Claudia. “Análisis de Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados con Geometría Fractal”, Tesis de grado, Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

en el pozo observador dependen de las propiedades de la roca y de las del fluido en la vecindad del pozo activo y del observador. Ver **Figura 5**.

**Figura 5.** Respuesta de Presión en una prueba de Interferencia.



## 2.2 TIPOS DE PRUEBA DE PRESIÓN.

A continuación se presenta un resumen de la información relevante de yacimiento y pozo que se deriva de la interpretación de datos de presión y producción obtenidos de las pruebas de presión:

- Presión actual de la capa o conjunto de capas.
- Permeabilidad efectiva y producto de permeabilidad-espesor.
- Daño de pozo. Conectividad hidráulica entre pozos.
- Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje.
- Estrategias de completación óptima del pozo.
- Comercialidad o no del pozo.
- Confirmación o validación de los valores de presión a esperar en el pozo según los resultados de simulador numérico de yacimiento.

En la siguiente tabla se presenta un resumen del tipo de pruebas, así como la información derivada de la interpretación de los datos de las mismas:

**Tabla 5.** Tipos de pruebas de presión.

POZO	TIPO DE PRUEBA	INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE
EXPLORATORIO	DST (Con Taladro) Muestreo Prueba sin Taladro Probador de Formación	Presión Muestra de fluido para análisis PVT Permeabilidad y daño Potencial del pozo e índice de productividad
PRODUCTOR	Restauración, multitasa Interferencia Sensores de presión permanentes Gradientes de presión	Permeabilidad y daño Presión actual y promedio Tipo de límites asociados con el área de drenaje Monitoreo continuo de presión de fondo
INYECTOR	Inyectividad Fall Off Test	Índice de inyectividad por capa Presión actual del área de inyección Distancia al pozo del frente del banco de agua

El análisis de pruebas de presión tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento. Las pruebas DST (Drill Stem Testing) y de restauración de presión en pozos únicos se usan principalmente durante producción primaria y explotación, mientras que las pruebas múltiples se usan más a menudo durante proyectos de recuperación secundaria. Las pruebas multicapa y de permeabilidad vertical también se corren en pozos productores/inyectores. Pruebas de caída, de restauración, de interferencia y de pulso, se utilizan en todas las fases de producción. Las pruebas multitasa, de inyección, de interferencia y de pulso se usan en las etapas primaria y secundaria.

Una vez los datos han sido obtenidos y revisados, el análisis de presiones comprende dos pasos: (1) El modelo del yacimiento e identificación de los diferentes regímenes de flujo encontrados durante la prueba, (2) estimación de parámetros. Entre ellos tenemos: gráficos log-log de presión y derivada de presión vs. tiempo de transiente (herramienta de diagnóstico), gráfico semilog de presión vs. tiempo, gráfico Cartesiano de los mismos parámetros, etc.

En general, el análisis de presiones es una herramienta excelente para describir y definir el modelo de un yacimiento cuando se maneja un campo hidrocarburiífero.

Los regímenes de flujo son una función directa de las características del sistema pozo/yacimiento.

La interpretación de pruebas de presión es el método primario para determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud y conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento. Además, es el único método más rápido y más barato para estimar variable dependientes del tiempo como el factor de daño y la permeabilidad en yacimientos sensibles al esfuerzo.

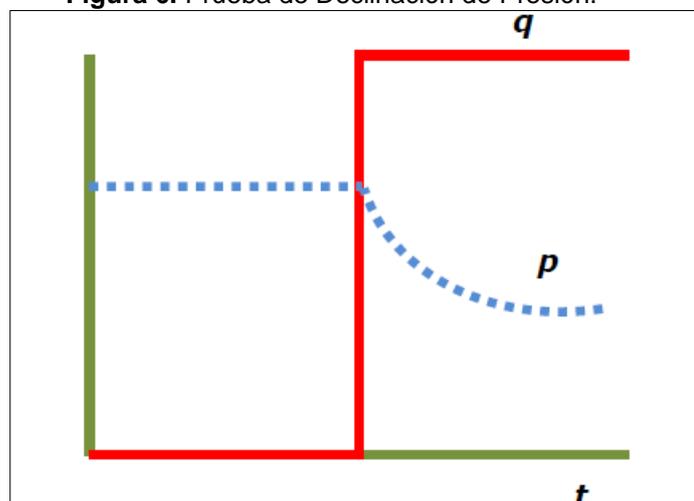
### 2.2.1 Pruebas de Declinación (Drawdown Test).

Estas pruebas se efectúan con el fin de obtener (a) permeabilidad promedia en el área de drene del pozo, (b) volumen poroso del yacimiento, y (c) determinar heterogeneidades (*en el área de drene*). En realidad, lo que se tiene es (i) transmisibilidad y (ii) volumen poroso por compresibilidad total. Para correr una prueba de declinación de presión, en general se siguen los siguientes pasos:

- Se cierra el pozo por un periodo de tiempo suficiente para alcanzar la estabilización en todo el yacimiento (*si no hay estabilización, probablemente se requiera una prueba multitasa*).
- Se baja la herramienta a un nivel inmediatamente encima de las perforaciones (*mínimo la herramienta debe tener dos sensores para efectos de control de calidad de datos*).
- Abrir el pozo para producir a rata constante y registrar continuamente la  $P_{wf}$ .

La duración de una prueba de declinación puede ser unas pocas horas o varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba y las características de la formación. Las pruebas de declinación extensas o pruebas límite (*reservoir limit test, RLT*) se corren para delimitar el yacimiento o estimar el volumen de drene del pozo. También se pueden obtener  $k$ ,  $s$ , coeficiente de almacenamiento (*wellbore storage, WBS*),  $\emptyset$ , forma y tamaño del yacimiento.

Figura 6. Prueba de Declinación de Presión.



Fuente: Análisis moderno de pruebas de presión. Ph.D. Freddy H. Escobar.

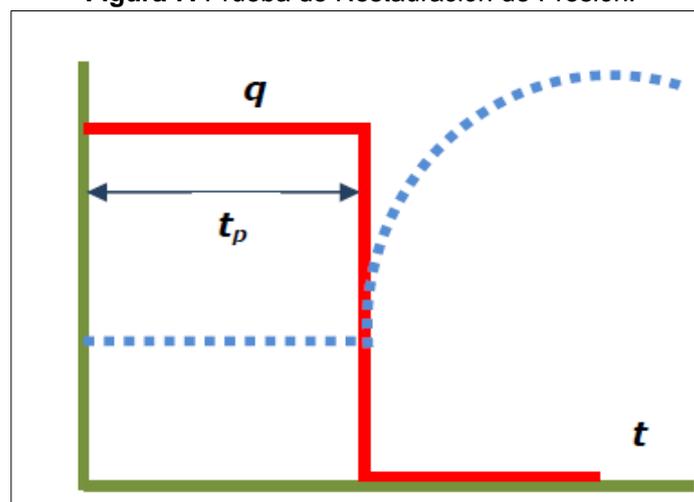
Idealmente, el pozo se cierra hasta que alcance la presión estática del yacimiento antes de la prueba (Ver **Figura 6**). Este requisito se consigue en yacimientos nuevos, pero a menudo es difícil o impráctico de lograr en yacimientos viejos o desarrollados. Este tipo de pruebas se analizan mediante pruebas multitasa.

## 2.2.2 Pruebas de Restauración (Build Up Test).

La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy popular usada en la industria petrolera. Varias razones la han convertido en una prueba muy popular, algunas de estas son: (a) no requiere una supervisión muy detallada, (b) se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de pruebas de restauración o declinación de presión. Sin embargo, la declinación de presión no permite estimar la presión promedio de yacimiento o la presión inicial de yacimiento, mientras que la prueba de restauración de presión si lo hace<sup>5</sup>. La **Figura 7** muestra un gráfico de una prueba de restauración de presión ideal. En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización de la rata se ha alcanzado. Una prueba de restauración se corre de la siguiente manera:

1. Determinar la ubicación de los empaques, tamaño de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, profundidad del pozo.
2. Estabilizar el pozo a una rata de producción constante,  $q$ .
3. Cerrar el pozo y registrar el valor de la  $P_{wf}$  (justo antes del cierre).
4. Leer la presión de cierre,  $P_{ws}$ , a intervalos cortos de 15 segundos para los primeros minutos (10 a 15 min), entonces cada 10 minutos. Para la primera hora. Durante las siguientes 10 horas, se deben tomar lecturas de presión cada hora. Cuando la prueba progresa, los intervalos de tiempo se pueden expandir a 5 horas.

**Figura 7.** Prueba de Restauración de Presión.



**Fuente:** Análisis moderno de pruebas de presión. Ph.D. Freddy H. Escobar.

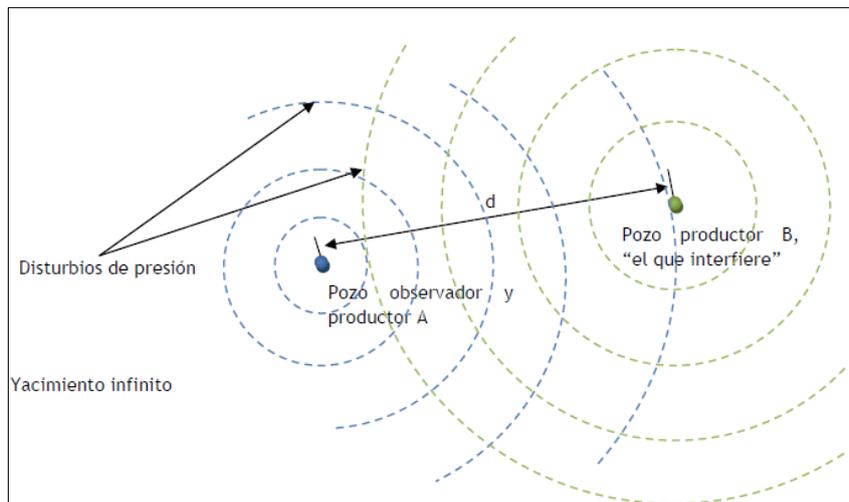
<sup>5</sup> HORNER, D.R. "Pressure Buildup in Wells". 3<sup>rd</sup> World Petroleum Congress, 28 May-6 June, The Hague, The Netherlands. 1951

Para correr una prueba de restauración de presión, el pozo produce a una tasa constante por un período de tiempo  $t_p$ . Se baja un registrador de presión al pozo inmediatamente antes de cerrarlo.  $t_p$  no debe ser muy pequeño para no tener problemas con el radio de investigación.

### 2.3 INTERFERENCIA ENTRE POZOS PRODUCTORES.

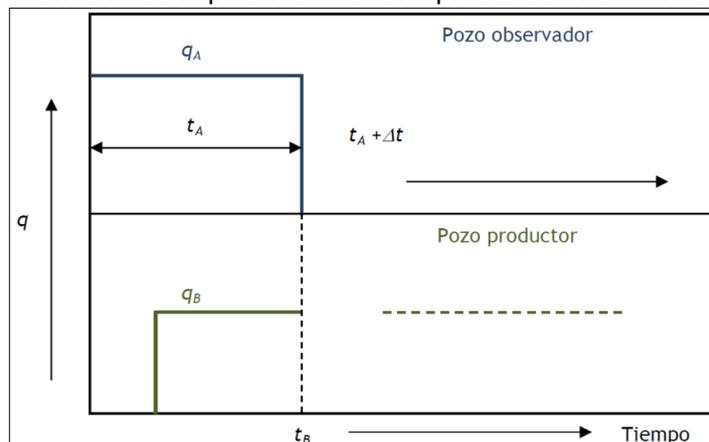
Si existe flujo en ambos pozos (pozo productor y observador) al mismo tiempo, la situación es más compleja. En la **Figura 8**, se esquematiza el sistema considerado durante una prueba de interferencia.

**Figura 8** . Interferencia entre dos pozos productores.



En el caso de pozos cerrados cuando éstos tienen historia de producción antes de la prueba, la historia de los fluidos producidos debe ser considerada cuidadosamente. En el caso siguiente, el pozo A (pozo observador) ha producido a un caudal  $q_A$  por un tiempo  $t_A$  y se ha cerrado. El tiempo de cierre se designa por  $\Delta t$ . El pozo B, el que interfiere, ha producido a un caudal  $q_B$  por un tiempo  $t_B$  antes del cierre del pozo A. Este comportamiento se puede ver en la **Figura 9** y la Ecuación 1 y 2, la primera en la forma de línea fuente y la segunda su aproximación logarítmica.

**Figura 9.** Comportamiento de la producción en una prueba de interferencia entre dos pozos.



(1)

$$P_i - P_{ws} = \frac{q_A \mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{\emptyset \mu C t r w^2}{4k(t_A + \Delta t)} \right) + Ei \left( -\frac{\emptyset \mu C t r w^2}{4k\Delta t} \right) \right] + \frac{q_B \mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{\emptyset \mu C t d^2}{4k(t_B + \Delta t)} \right) + Ei \left( -\frac{\emptyset \mu C t d^2}{4kt_B\Delta t} \right) \right]$$

(2)

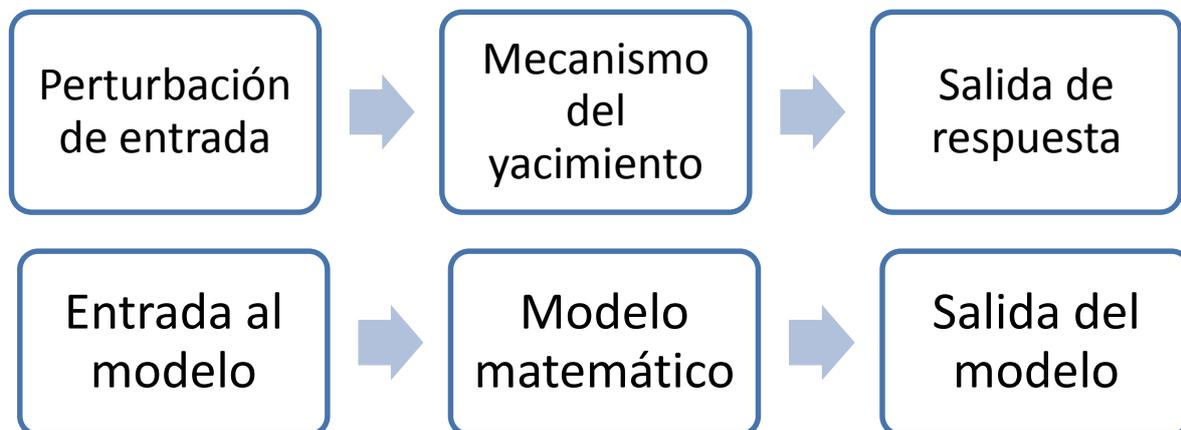
$$P_i - P_{ws} = \frac{q_A \mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{t_A + \Delta t}{\Delta t} \right] + \frac{q_B \mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{\emptyset \mu C t d^2}{4k(t_B + \Delta t)} \right) + Ei \left( -\frac{\emptyset \mu C t d^2}{4kt_B\Delta t} \right) \right]$$

## 2.4 INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

Una prueba de presión puede definirse como la medición continua del comportamiento de la presión, en un pozo de interés, el cual se origina por el cambio de caudal de fluidos de producción o de inyección, en el mismo pozo o en otros pozos de interferencia.

Al realizar pruebas de presión, se busca evaluar parámetros del yacimiento, suministrando un impulso de entrada (generalmente un cambio en la tasa de flujo) y midiendo la respuesta (usualmente un cambio en la presión). Ver **Figura 10**.

**Figura 10.** Esquema de la representación matemática de una prueba de presión.



**Fuente:** Análisis moderno de pruebas de presión. Ph.D. Freddy H. Escobar.

El objetivo de una prueba de presión es adquirir información del pozo y del yacimiento, utilizando técnicas apropiadas que permitan mediante el análisis de una prueba de presión, definir el modelo de yacimiento estableciendo el inicio y fin de cada período de flujo, identificando los patrones de flujo, estimando parámetros que se pueden obtener como permeabilidad, efecto de daño, coeficiente de almacenamiento, distancia de los límites, propiedades de la fractura, etc. El diseño e

interpretación depende de sus objetivos, los cuales son básicamente clasificados en dos grupos<sup>6</sup>:

### Grupo Uno.

Corresponde a la evaluación, administración y descripción del yacimiento. El objetivo principal radica en identificar los fluidos de producción, la capacidad de entrega del yacimiento y la caracterización compleja del mismo.

- **Evaluación del Yacimiento:** Para tomar la decisión sobre la mejor manera de producir un yacimiento, es necesario conocer la capacidad de entrega, propiedades y tamaño del yacimiento, para así determinar la conductividad ( $kh$ ), presión inicial y límites del yacimiento.
- **Administración del Yacimiento:** Durante la vida del yacimiento, se debe monitorear el desempeño y las condiciones de los pozos. Para esto, es útil registrar los cambios en la presión promedio del yacimiento, de tal manera que se puedan mejorar el desempeño del yacimiento.
- **Descripción del Yacimiento:** Formaciones geológicas de yacimientos de aceite, gas, agua y geotérmicos son complejas, y se pueden contener diferentes tipos de roca, interfaces estratigráficas, fallas, barreras y frentes fluidos. Algunas de estas fallas puede influir en el comportamiento del transiente de presión, como también afectar el desempeño del yacimiento. Es posible usar el análisis de pruebas de presión con el objetivo de describir el yacimiento y ayudar a pronosticar su desempeño.

### Grupo Dos.

Corresponde a la obtención de datos de la prueba de presión como datos importantes para tener un análisis cuantitativo de las propiedades del yacimiento y mejoramiento de su comportamiento. La interpretación de pruebas de presión constituye una de las herramientas más usadas durante las etapas de explotación y producción para determinar y evaluar las características de flujo y de almacenamiento en la formación. Estos relacionan la producción de hidrocarburos con los cambios de presión en el fondo del pozo, considerando la forma geométrica del área de drenaje, las características de la formación, así como también las condiciones en los límites.

Inicialmente al relacionar datos de presión con datos de producción de petróleo, agua y con datos de propiedades de roca y fluido se puede estimar el petróleo original in situ y el petróleo que puede ser esperado del yacimiento bajo diversas formas de producción. Esto se realiza a partir de la fase exploratoria, donde se prueba la existencia de hidrocarburos, de igual forma se puede determinar el tipo de fluido del yacimiento, presión inicial, temperatura, permeabilidad de la formación, daño de formación cercana al pozo (factor skin), índice de productividad del pozo (IP), heterogeneidades, discontinuidades, fallas, barreras de no flujo. Después en la fase de desarrollo se confirma la presencia de hidrocarburos en el yacimiento y

---

<sup>6</sup> TRIANA A., Raúl L., y RUEDA R., Jesús A., "Análisis de Convolución de Pruebas de Presión en Piedemonte Llanero", Tesis de grado, Fundación Universidad de América, 2005.

finalmente se evalúa la eficiencia del completamiento y la evolución con el tiempo de la productividad del pozo, factor skin, presión promedio de yacimiento.

En general, los diversos aspectos y parámetros de un yacimiento que se pueden determinar de los datos aportados por una prueba de presión son:

- Identificación del tipo de yacimiento (homogéneo, fracturado, doble porosidad, doble permeabilidad, entre otros).
- Cálculo de la presión promedio del área de drenaje.
- Determinación del daño o estimulación del pozo.
- Estimación del volumen poroso de un yacimiento.
- Evaluación de proyectos de fracturamiento.
- Análisis de los esquemas de flujo en un yacimiento.
- Evaluación de los cambios en el mecanismo de producción.
- Evaluación de proyectos de recobro.
- Justificación para nuevos proyectos de desarrollo.

### 3. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE LA PRUEBA DE PRESIÓN.

En este capítulo se tratan los factores que fueron necesarios y que se tuvieron en cuenta para el diseño de la metodología de la prueba de interferencia en el campo de la empresa Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp. También se muestran algunas características de los pozos seleccionados, tales como historia de producción y estados mecánicos de los pozos seleccionados.

#### 3.1 ESTRATEGIA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS.

Para la selección de los pozos se tuvo en cuenta varios factores importantes, es por ello que se integró el personal de Optimización, Artificial Lift Systems (ALS), Campo y Operaciones de la empresa Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

Con el objetivo de tener datos que fueran representativos de todo el campo, éste se dividió en tres áreas, en las cuales los pozos que se ajustaron mejor a las características para la prueba, fueron los seleccionados. Ver **Figura 11**.

**Figura 11.** Ubicación Pozos en el Campo de Estudio.



En resumen, para el desarrollo de la prueba de interferencia, y con los factores determinantes seleccionados, el campo se dividió en tres áreas, y en ellos se escogió los pozos que mejor cumplieron con los factores para la prueba. Estos pozos candidatos se dividieron en dos grupos y fueron los siguientes: Pozos cerrados que se reactivaron a máximo potencial para generar el pulso que requiere la prueba de interferencia en el campo (P1, P2, P3) y pozos en donde se monitorearon los cambios de presión debido a las reactivaciones de los pozos cerrados (RO1, RO2, RO3, RO4, RO5, RO6, RO7, RO8, RO9, RO10, RO11 Y RO12). En la **Tabla 6** se muestran las tres áreas, con los pozos pertenecientes a cada grupo.

**Tabla 6.** Clasificación de los pozos por área.

Área A	Área B	Área C
P1 (Cerrado)	P2 (Cerrado)	P3 (Cerrado)
RO1 (Cerrado)	RO5 (Activo)	RO9 (Activo)
RO2 (Cerrado)	RO6 (Cerrado)	RO10 (Cerrado)
RO3 (Activo)	RO7 (Activo)	RO11 (Activo)
RO4 (Activo)	RO8 (Cerrado)	RO12 (Activo)

En la selección de la estrategia se consideraron factores fundamentales, que se clasificaron de la siguiente manera

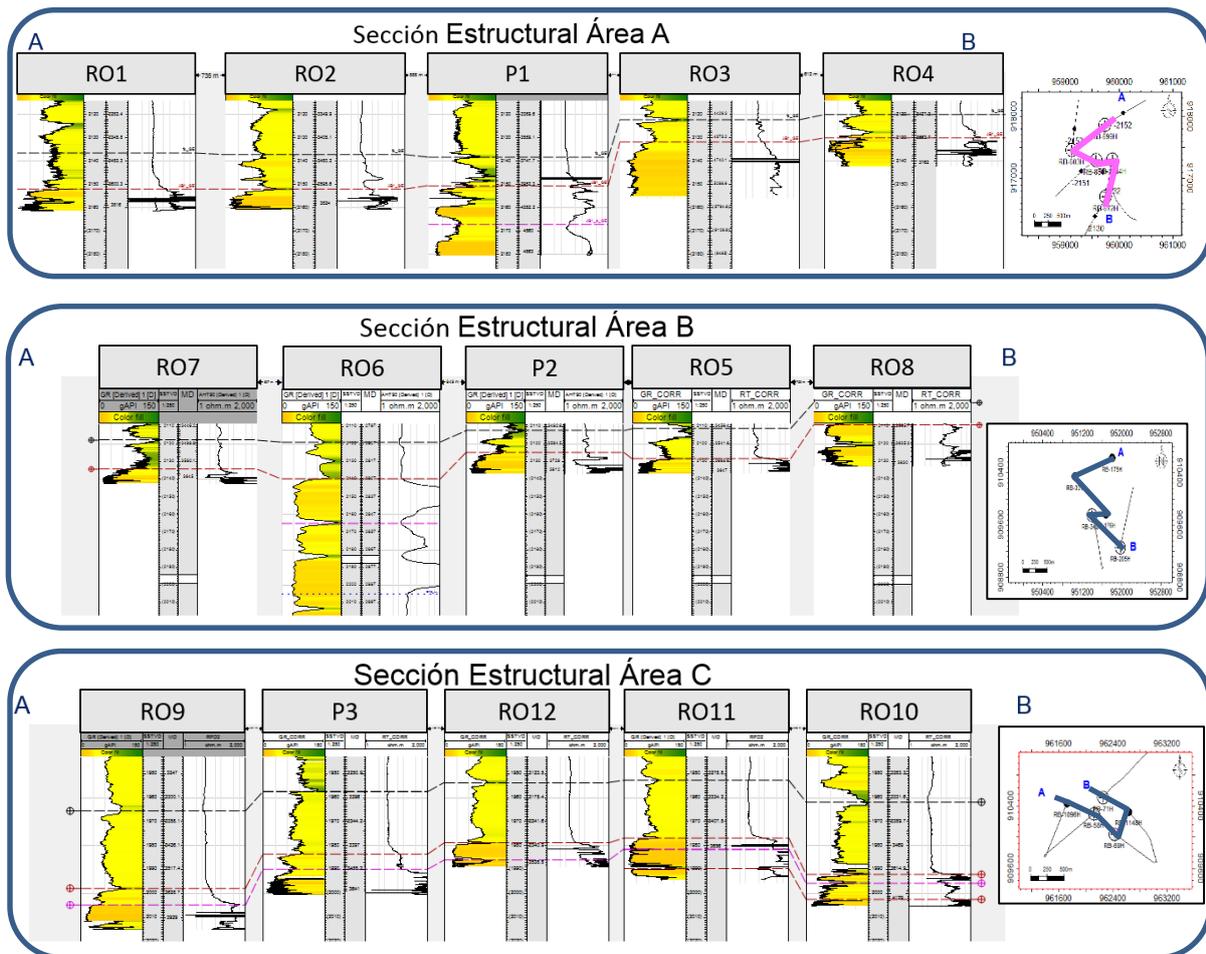
#### **Explotación actual del Campo:**

- Pozos produciendo y Pozos cerrados: Se consideraron las condiciones de producción actuales del campo. Aprovechando a que a la fecha se realiza una campaña de abandono, se seleccionaron los pozos cerrados que mejores características presentaran en el yacimiento para seguidamente reactivar a su máximo potencial para así crear la perturbación de presión mediante cambios de tasa y medir las variaciones en la presión de fondo ( $p_{wf}$ ) en el tiempo en uno o más pozos.

#### **Estrategia de Yacimientos:**

- Distancia entre pozos y Arenas Netas Productoras (ANP): Fueron seleccionados pozos que estuviesen en distancias relativamente cercanas y en niveles estratigráficos similares, con la finalidad de aumentar la probabilidad de que estos estén navegando la misma arena, aumentando la probabilidad de conectividad entre los cuerpos sedimentarios (Ver **Figura 12**).

**Figura 12.** Sección estructural pozos áreas A, B y C.



- Zonas de acumulado de fluidos: Para determinar una estrategia que cubra todo tipo de escenarios, los acumulados de petróleo y agua del campo de estudio fueron de gran importancia. Fueron seleccionadas tres áreas: zona de poco acumulado, zona de medio acumulado y zona de alto acumulado de petróleo y agua. De las Figura 13 a la Figura 20 se pueden observar las zonas de acumulado del campo y de cada área de estudio.

Figura 13. Zonas de acumulado de petróleo del campo de estudio.

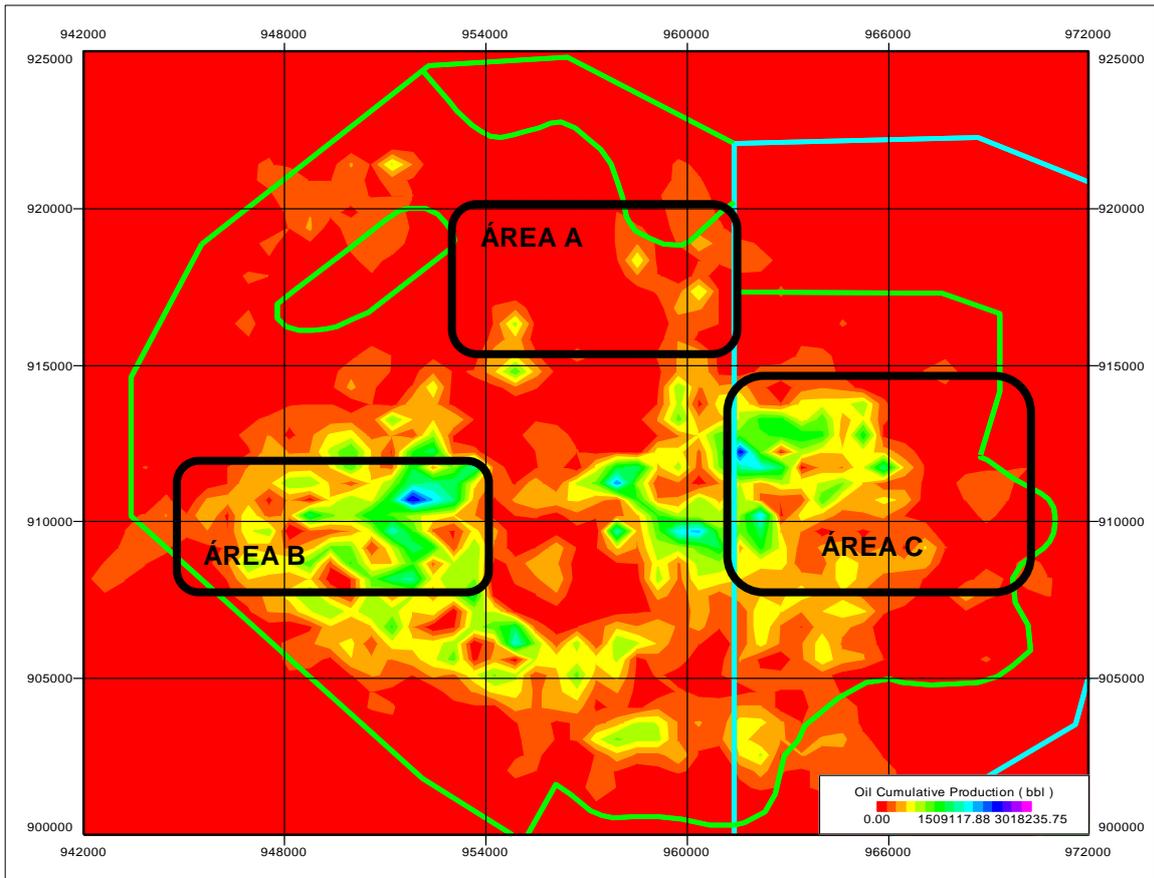
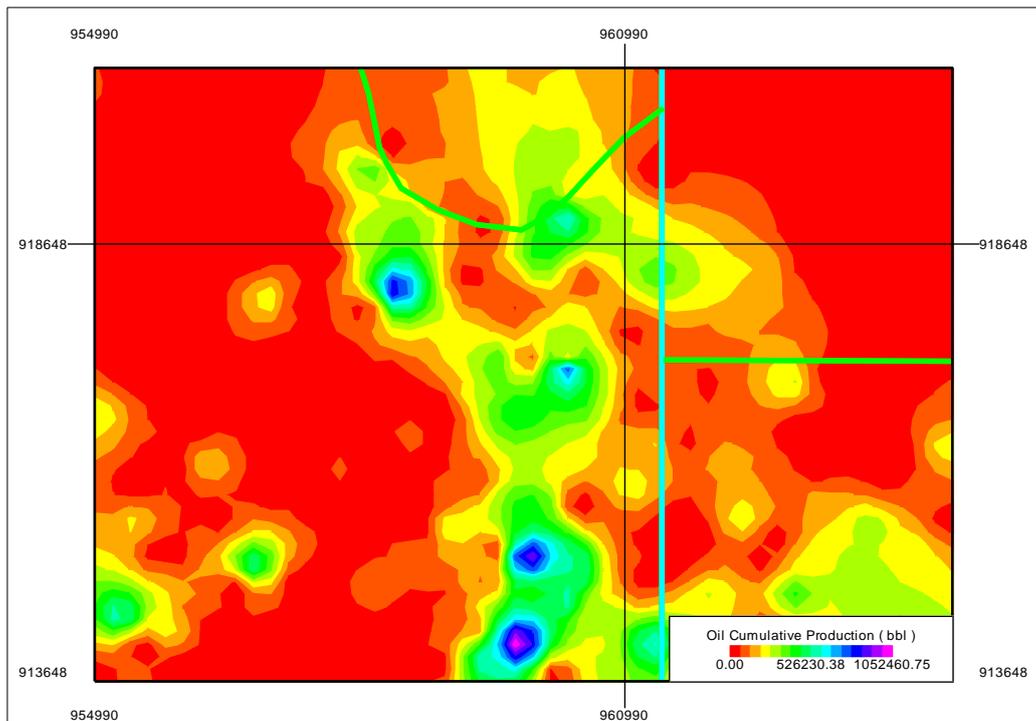
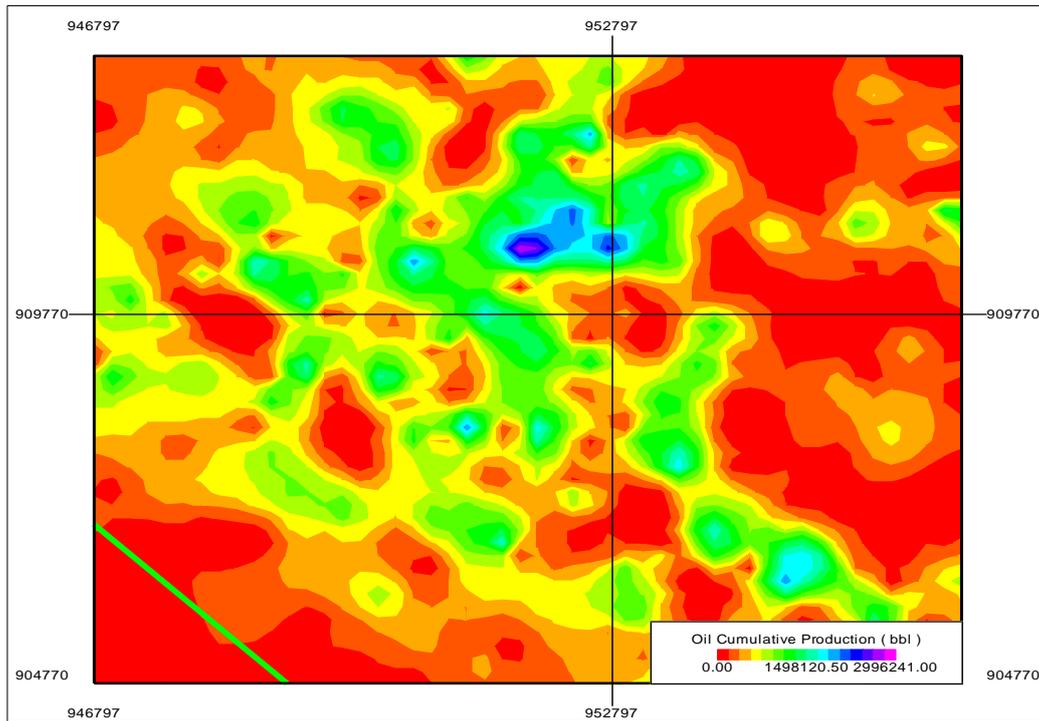


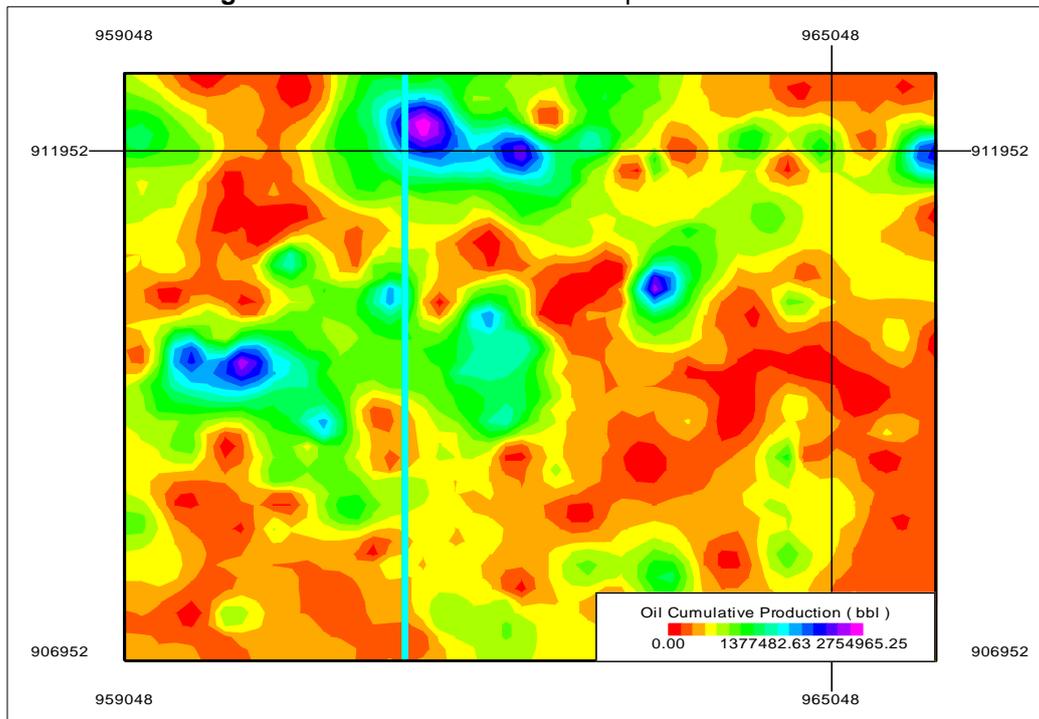
Figura 14. Zonas de acumulado de petróleo del área A.



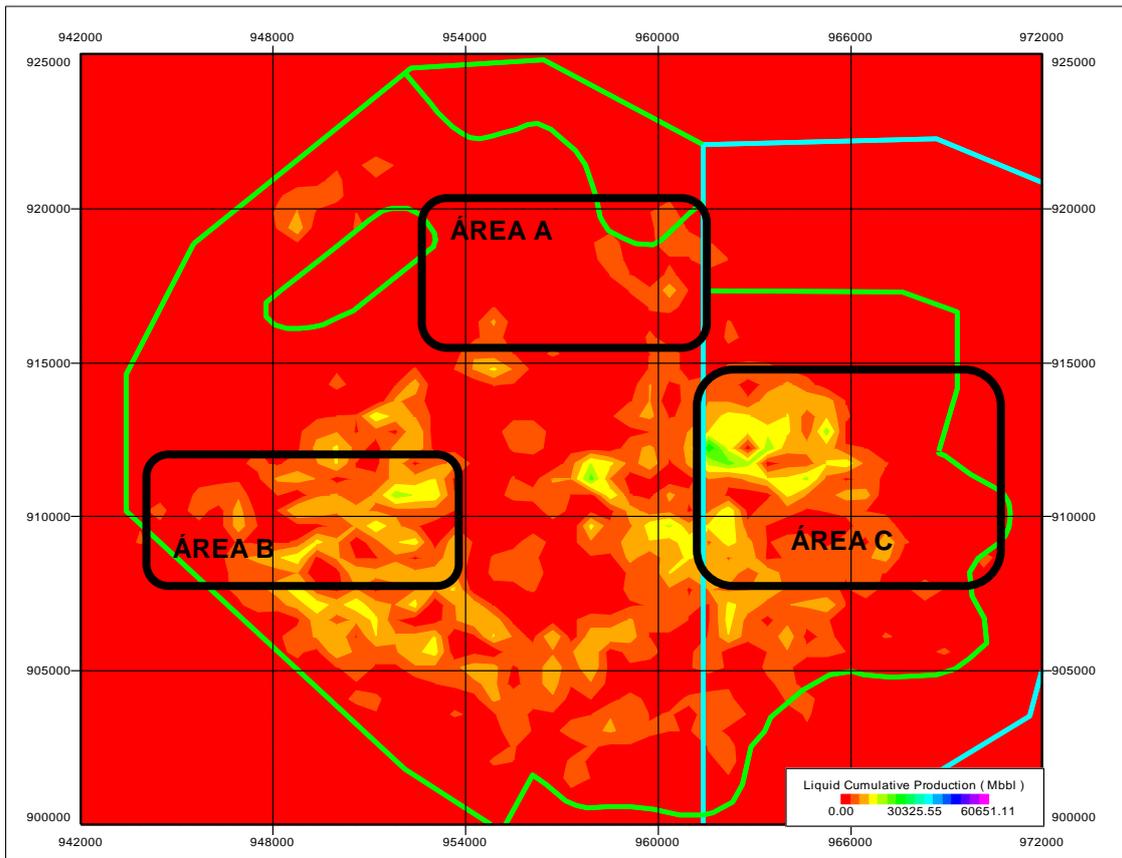
**Figura 15.** Zonas de acumulado de petróleo del área B.



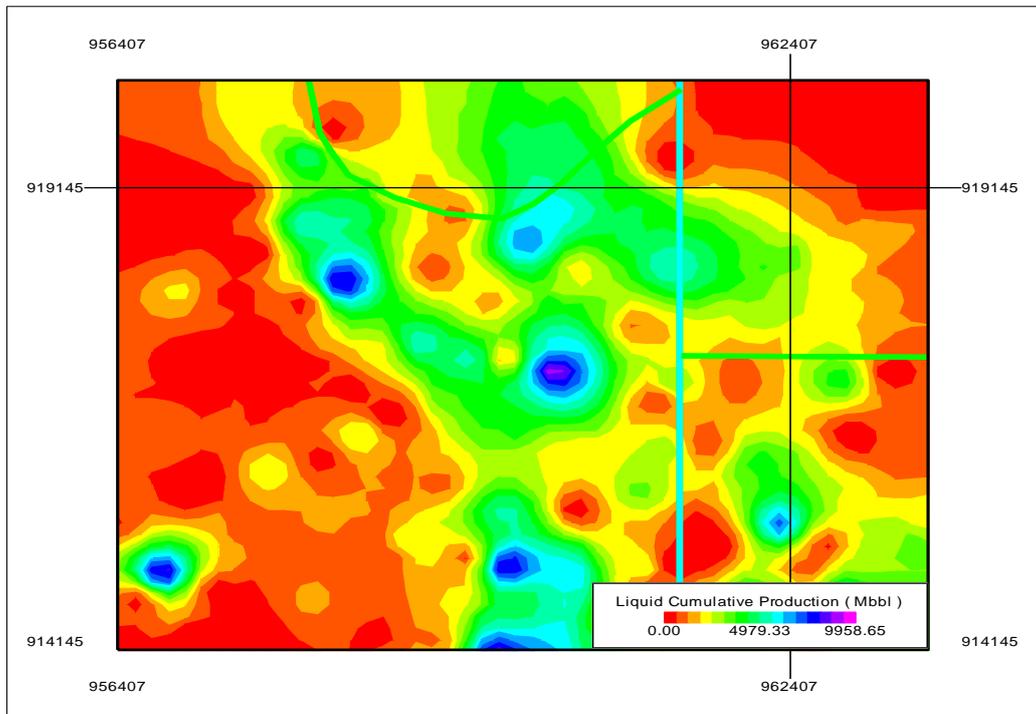
**Figura 16.** Zonas de acumulado de petróleo del área C.



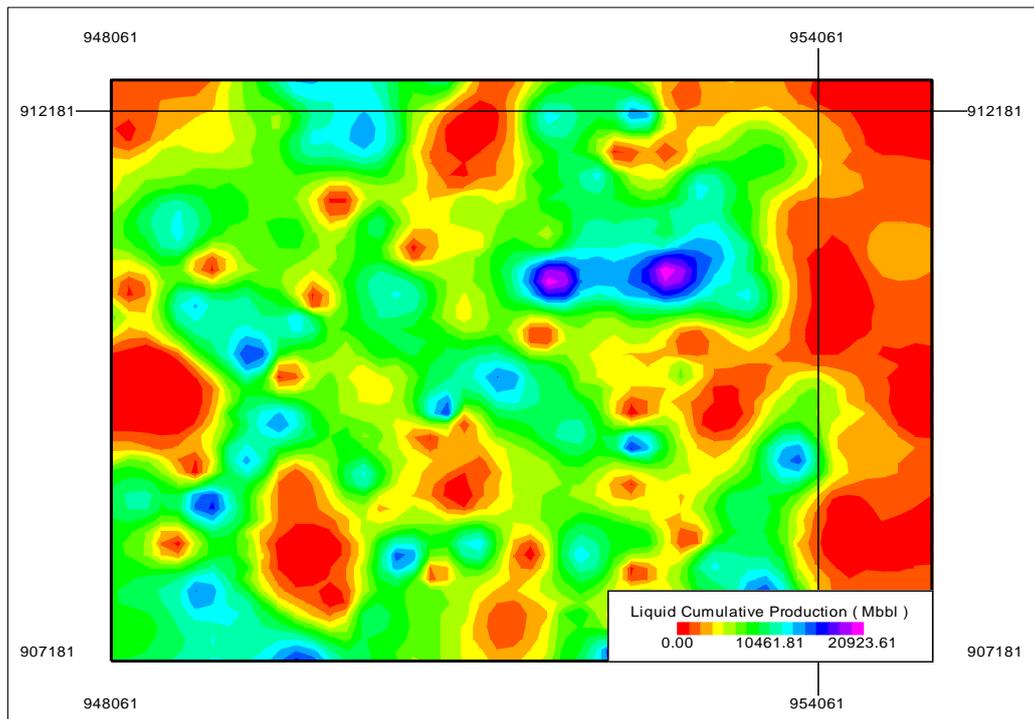
**Figura 17.** Zonas de acumulado de fluidos del campo de estudio.



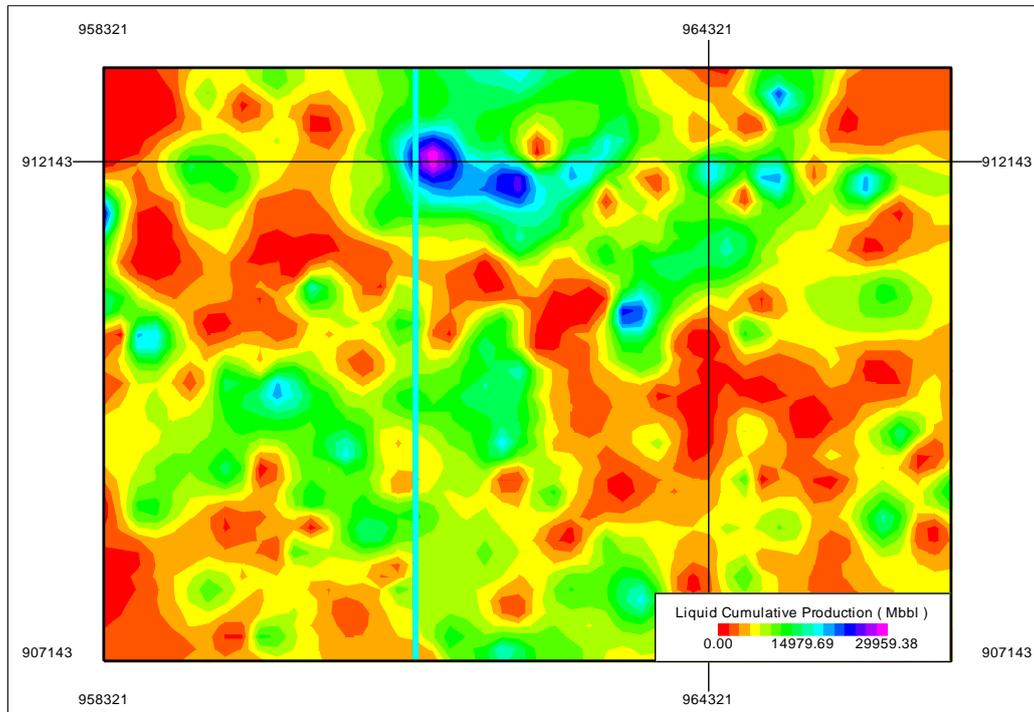
**Figura 18.** Zonas de acumulado de fluidos del área A.



**Figura 19.** Zonas de acumulado de fluidos del área B.



**Figura 20.** Zonas de acumulado de fluidos del área C.



- Estudios de presiones anteriores en el campo: Con el objetivo de tener como referencia las experiencias en el campo, se revisó los estudios de presiones realizados anteriormente.

### Estrategia de Producción:

- Producción de fluidos: Para crear una perturbación de presión mediante cambios en la producción y medir las variaciones en la presión de fondo ( $p_{wrf}$ ), la producción de fluidos de los pozos cerrados que se reactivaron fue analizada. Se tuvo en cuenta varios rangos de producción de fluidos en donde se incorporaron bajas, medias y altas tasas de producción para la generación del pulso.

### Estrategia de Instrumentación:

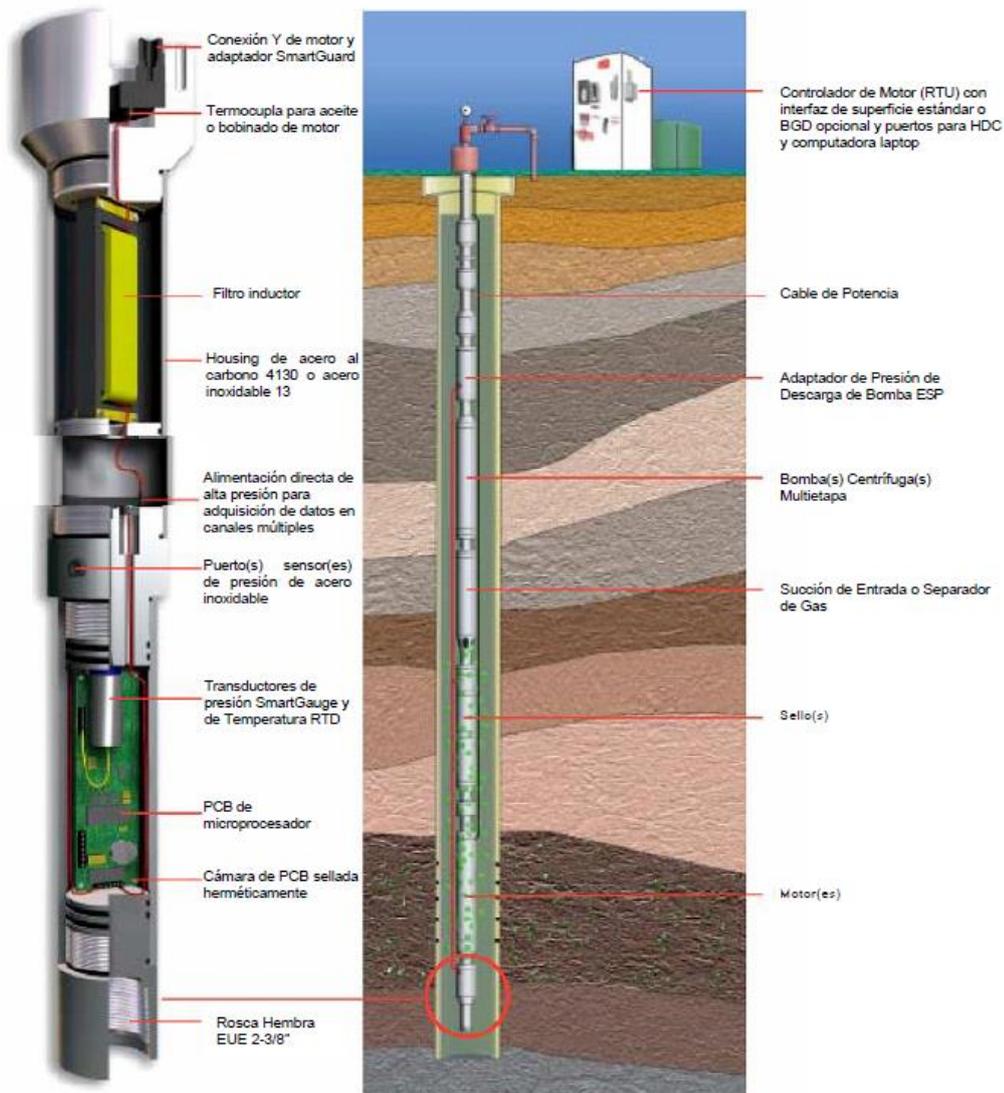
- Tipo de Completamiento: En el caso particular de esta tesis, fue un factor muy importante. Para la selección de los pozos observadores, se buscó los pozos que contaran con sensores en fondo, aprovechando que el sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo es Bomba Electrosumergible (ESP).

Estos sensores permiten realizar un preciso análisis de tendencias de los sistemas de bombeo y del rendimiento del pozo. Los parámetros monitoreados son: Presión de pozo o de entrada de bomba, temperatura del fluido en el pozo o en la entrada de bomba, temperatura del aceite o del bobinado del motor y presión de descarga de bomba.

La capacidad de expansión va hasta 8 canales para mediciones adicionales como vibración, fugas de corriente, temperaturas de descarga, caudales.

Entre sus características principales se destacan que no contiene piezas móviles, no requiere calibración en campo, resiste a las vibraciones, continúa operando aun cuando la unidad ESP está parada y los datos pueden visualizarse en la unidad de display de superficie estándar. En la **Figura 21** se puede observar la configuración general de un sensor de fondo de pozo.

**Figura 21.** Sensor de fondo de pozo.



### 3.2 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

En la **Tabla 7** se muestran las características y condiciones operativas de los pozos seleccionados a reactivar para generar el pulso según sus últimas pruebas registradas.

**Tabla 7.** Características de los pozos a generar pulso.

<b>Nombre</b>	<b>ESTADO</b>	<b>BSW</b>	<b>BFPD</b>	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>
P1	Cerrado	98,4%	7118	112	7006
P2	Cerrado	98,1%	10067	190	9877
P3	Cerrado	98,2%	5713	104	5609

### 3.3 POZO P1.

#### 3.3.1 Datos Básicos.

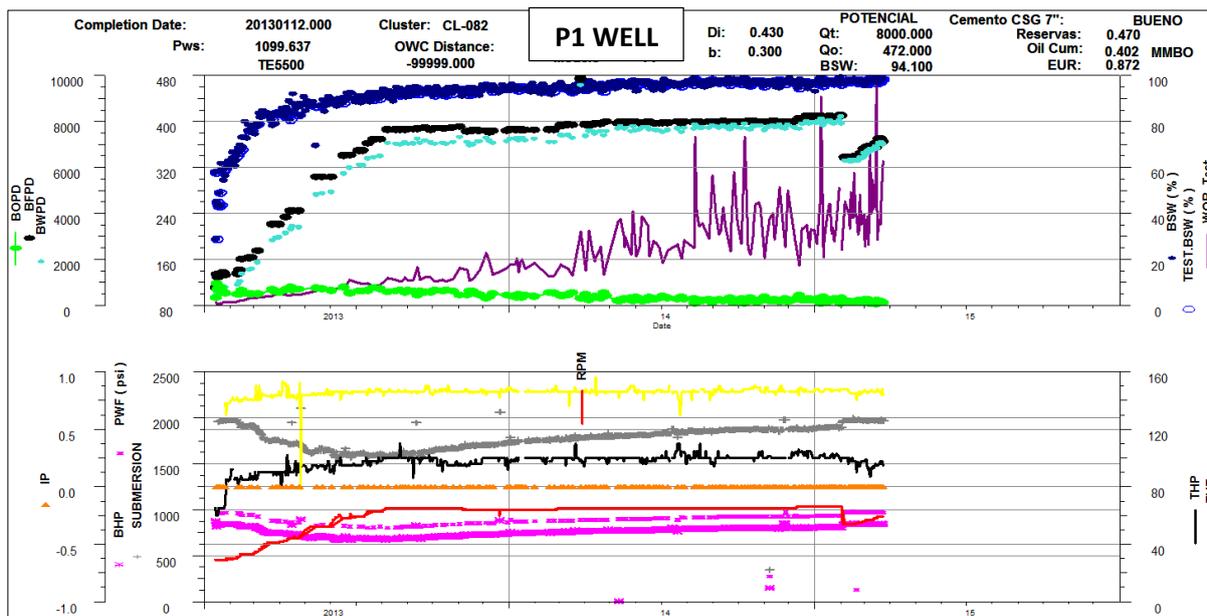
El pozo P1 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 30 de Diciembre de 2012 y finalizó el día 10 de Enero del 2013 a una profundidad final de 5080 pies MD, 2744 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, por tal razón la sección horizontal navegada fue de 3880-5080 pies, para un total de 1200 pies, de los cuales 636,7 pies corresponden a la sección abierta (almacenadora de hidrocarburos).

#### 3.3.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (BES) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 23**.

Luego de su completamiento el pozo P1 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 15 de Enero de 2013, con unos resultados iniciales de 783 BFPD, 330 BOPD y 58% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 16 de Enero de 2013, cuando alcanzó a producir 953 BOPD con 28,8% BSW a 29 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

Figura 22. Comportamiento de Producción Pozo P1.



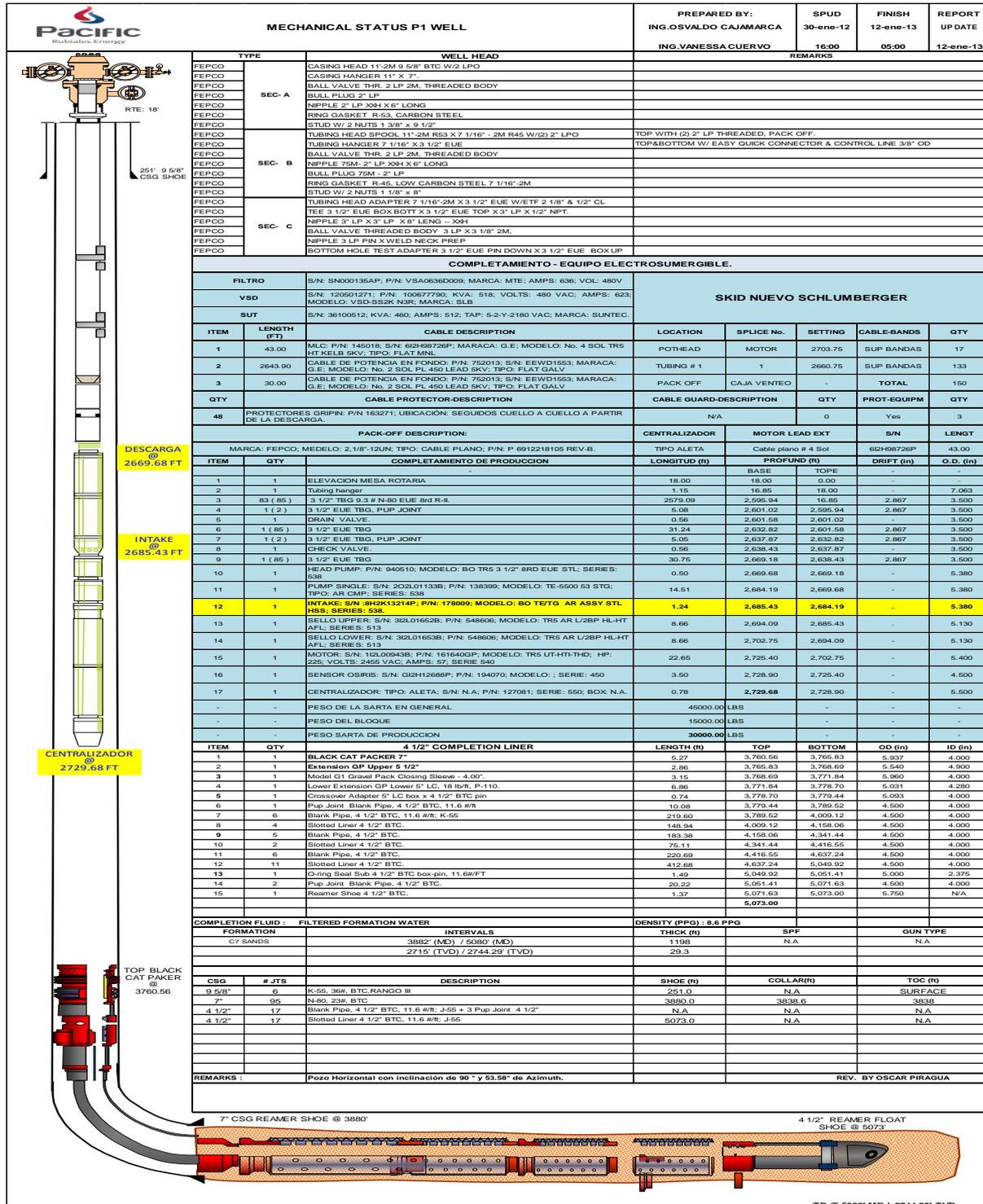
Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Marzo de 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 22):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
59	112	7006	7118	98,4%

### 3.3.3 Estado Mecánico.

Figura 23. Estado Mecánico Pozo P1.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.4 POZO P2.

#### 3.4.1 Datos Básicos.

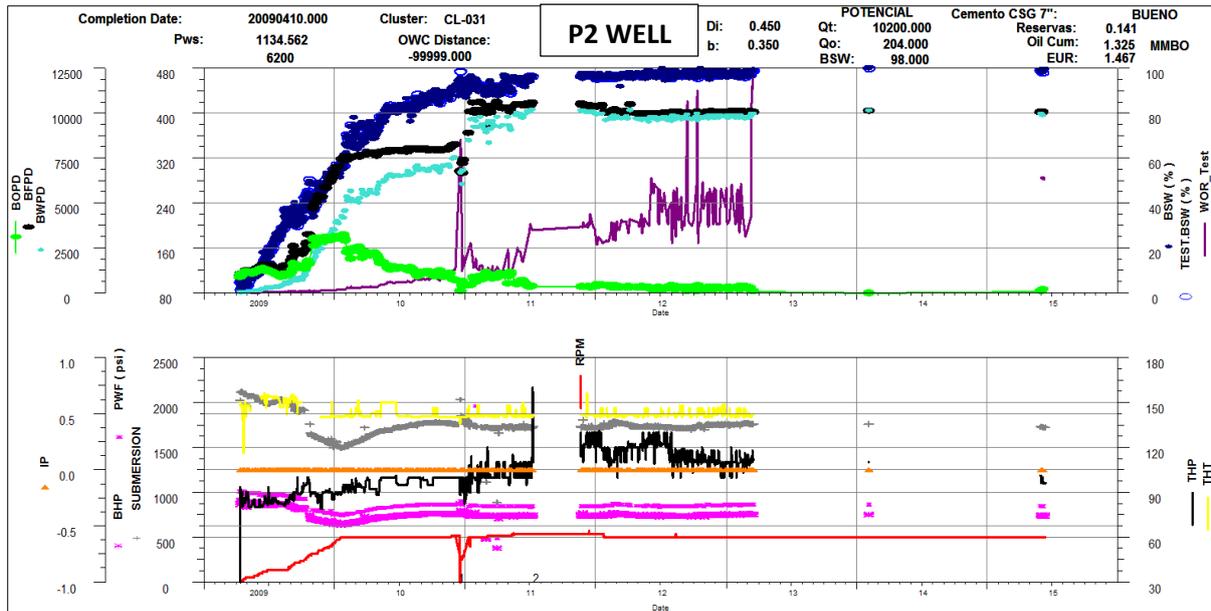
El pozo P2 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 29 de Marzo de 2009 y finalizó el día 10 de Abril del mismo año a una profundidad final de 4921 pies MD, 2828 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, por tal razón la sección horizontal navegada fue de 3751-4921 pies, para un total de 1170 pies, de los cuales 1025,69 pies corresponden a la sección abierta (almacenadora de hidrocarburos).

#### 3.4.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (BES) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 25**.

Luego de su completamiento el pozo P2 se activó a producción el 11 de abril de 2009. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 12 de Abril de 2009, con unos resultados iniciales de 939 BFPD, 892 BOPD y 5,0% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 27 de Enero de 2010, cuando alcanzó a producir 3227 BOPD con 56,5% BSW a 60 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

Figura 24. Comportamiento de Producción Pozo P2.



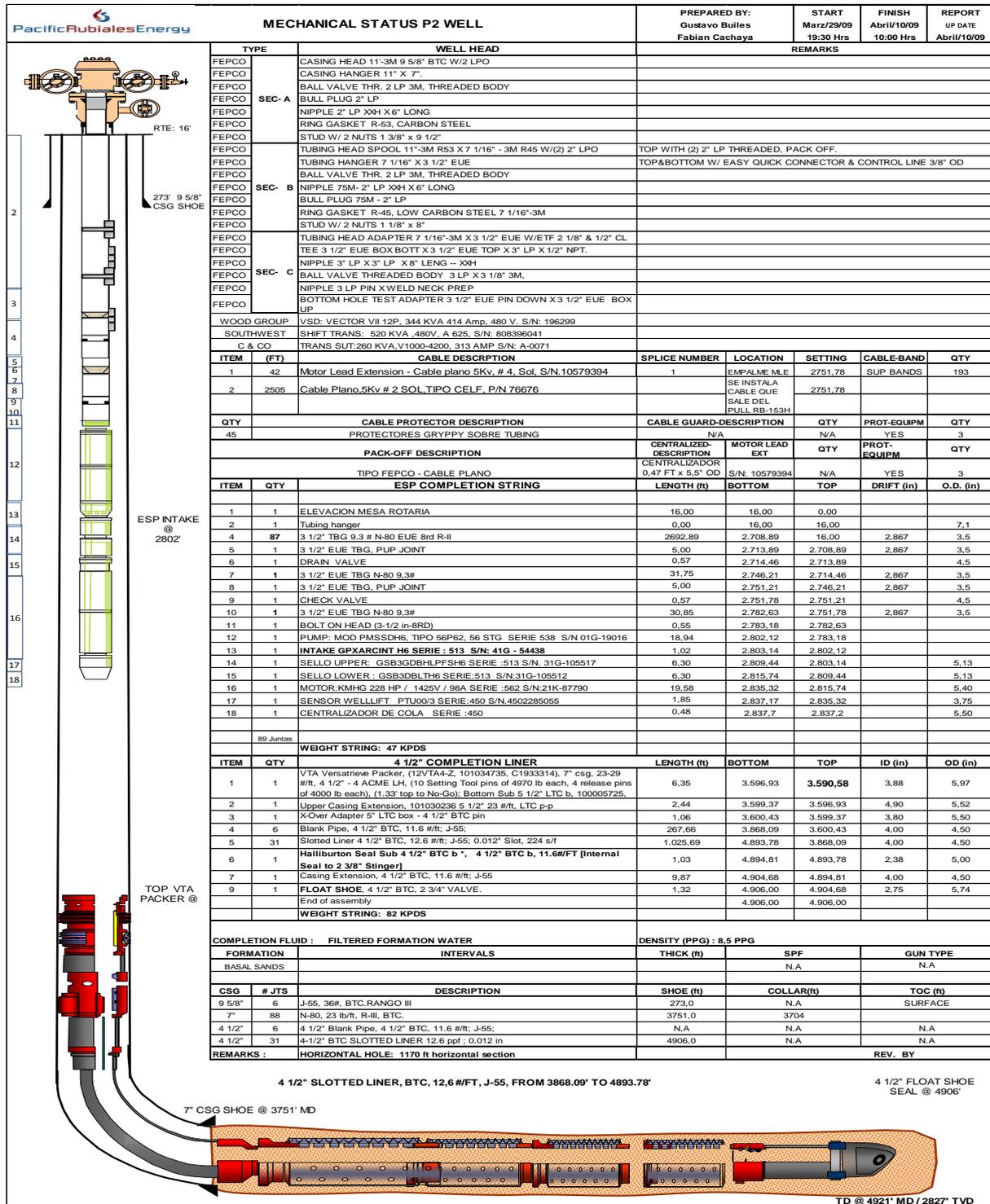
Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 24.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
60	190	9877	10067	98,1%

### 3.4.3 Estado Mecánico.

Figura 25. Estado Mecánico Pozo P2.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.5 POZO P3.

#### 3.5.1 Datos Básicos.

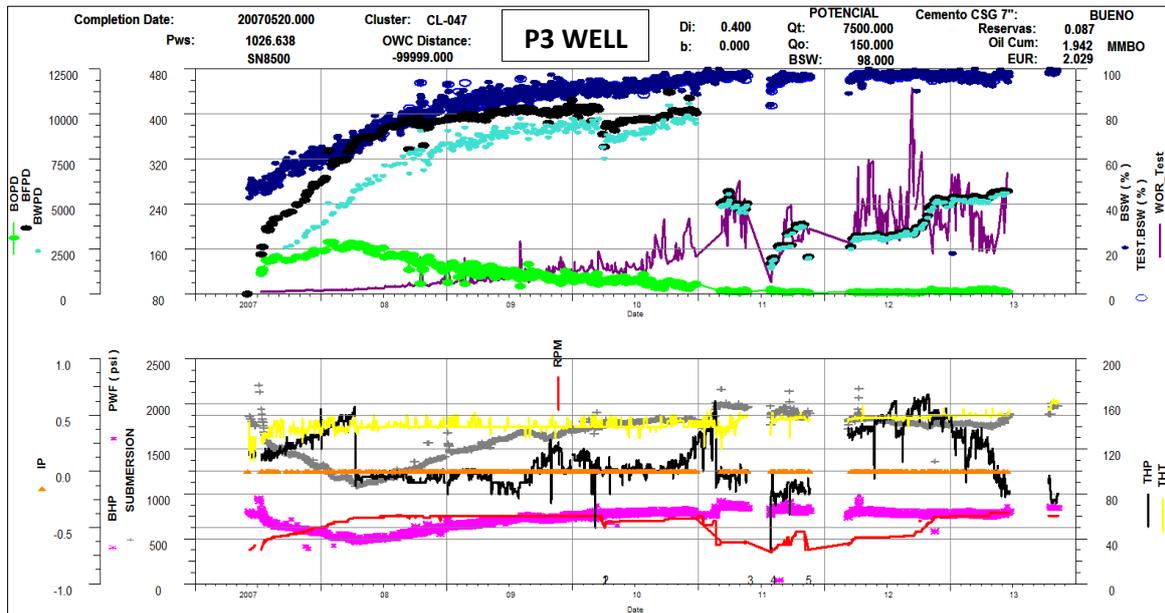
El pozo P3 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 24 de Abril de 2007 y finalizó el día 03 de Mayo del mismo año a una profundidad final de 4889 pies MD, 2575 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, por tal razón la sección horizontal abierta fue de 3615-4837 pies, de los cuales 1031 pies almacena hidrocarburos.

#### 3.5.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (BES) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 27**.

Luego de su completamiento el pozo P3 se activó a producción el 12 de Julio de 2007. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 12 de Julio de 2007, con unos resultados iniciales de 2200 BFPD, 1161 BOPD y 49% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 23 de Enero de 2008, cuando alcanzó a producir 2887 BOPD con 64% BSW a 53 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

Figura 26. Comportamiento de Producción Pozo P3.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2013, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 26.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
63	104	5609	5713	98,2%

### 3.5.3 Estado Mecánico.

Figura 27. Estado Mecánico Pozo P3.

MECHANICAL STATUS P3 WELL		PREPARADO POR: CARLOS DAZA HERNAN MURILLO	INICIO 08-jul-11 16:00 HRS	FINAL 29-jul-11 18:00 HRS	REPORTE ACTUALIZADO 01-ago-11
		<b>CABEZAL DEL POZO</b> TUBING HEAD SPOOL 11'-3M BOTTOM 7'-11/8 - 3M TUBING HANGER TG - ES 7'-1/8" * 3-1/2" EUE NIPPLE 2" LP * 4 LENGTH BULL PLUG 2" PIN RING GASKET API R-45 TUBING TWO HALFS 1-1/8" * 8" (B7-24) SIZE 2 1/8" - 3M GATE VALVE 2" LP THREADS BONNETTE FLANGE 7-1/8" 3M ROTATING GLANGE BOTTOM * 3-1/8" - 3M GATE VALVE 3-1/8" - 3M * 3" LP THREADS END NIPPLES 3" LP * 4" LENGTH TREE 2" * 3" LP * 3 EUE * 1/2 NPT TREE CAP B 15 A 3" LP PIN BOTTOM * 3-1/2" EUE LIFT WELDING NECK NIPPLE 3" LP * 12" LONG, NEEDLE VALVE 1/2" 3000 PSI RING GASKET R-53, 1" * 1-1/2" BUSHING 3000 PSI, 1/2" PLUG 3000 PSI			
		<b>COMPLEMENTARIO - EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE.</b> <b>FILTRO</b> VARIADOR S/N: 060108392; MODELO: S3B439KCC-B5-1; AMPS: 468A; VOLTS: 480; KVA: 300; P/N: 100159974 MARCA: SLB; TIPO: LINCONN SUT S/N: 791932; KVA: 400; AMPS: 461-210; MARCA: FOHAMA; P/N: TSDV040303; TAP: C-1-Y-2340 VAC.			
		<b>COMPLEMENTARIO DE PRODUCCION</b> ITEM QTY 1 1 ELEVACION MESA ROTARIA 16.00 2 1 Tubing hanger 1.15 3 1 (3) 3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# PUP JOINT 10.00 4 1 (94) 3 1/2" TBG 9.3# N-80 EUE and P.J. 2853.14 5 1 (3) 3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# PUP JOINT 5.10 6 1 DRAIN VALVE 0.55 7 1 (94) 3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# 31.09 8 1 (3) 3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# PUP JOINT 5.04 9 1 CHECK VALVE 0.55 10 1 (94) 3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# 30.94 11 1 HEAD PUMP; P/N: 194381; MODELO: 3 1/2" 8RD EUE; SERIES: 540; BOX: HUACAL. 0.58 12 1 PUMP SINGLE; S/N: 29P9K-02340; P/N: M233709; MODELO: 77 5N-3600; TIPO: CR-CT-ES-CS; SERIES: 538; BOX: N.A. 13.30 13 1 INTAKE; S/N: RDS08-100436-03; P/N: 1242320; MODELO: BDI; SERIES: 540; BOX: HUACAL. 1.16 14 1 SELLO UPPER; S/N: 3FPOB-11848; P/N: R04540C; MODELO: LSBPB-CS-AFL; SERIES: 540; BOX: 3485. 8.94 15 1 SELLO LOWER; S/N: 3F90C-908900; P/N: R04540C; MODELO: RA-UT-ES-AD-AS-DOM; HP: 240; VOLTS: 2534 VAC; AMPS: 57; SERIE: 862; BOX: 2098. 8.94 16 1 MOTOR; S/N: 1HS0A-501232; P/N: 2008169; MODELO: RA-UT-ES-AD-AS-DOM; HP: 240; VOLTS: 2534 VAC; AMPS: 57; SERIE: 862; BOX: 2098. 18.55 17 1 ADAPTER MOTOR; SENSOR; S/N: N.A.; P/N: 12534; TIPO: N.A.; MODELO: N.A.; SERIE: 562/456; BOX: 2086. 2.32 18 1 SENSOR; S/N: XTO-25574; P/N: 10040193; TIPO: PHOENIX; MODELO: XTO; SERIE: 456; BOX: HUACAL. 1.87			
		<b>COMPLEMENTARIO LINER 2 7/8"</b> ITEM QTY 1 1 WPK BLACK CAT RETRIEVABLE SEALBORE PACKER, 7" x 4.00" ALLOY NITRILE, 7" CSG, 23-32 LB/FT. (4 PRE-SETTING PINS FOR 6100 LBS EACH, 8 SETTING PINS FOR 3200 LBS EACH), (0.89 TOP TO NO-GO), 4 RELEASING (UNSETTING) PINS FOR 3171 EACH. 1133429 5.12 2 1 CROSSOVER 5-1/2" LE PIN, B7E/DW 0.65 3 1 BLACK PIPE, 3-1/2" EUE, (3.3 WFT) N-80 31.40 4 1 CROSSOVER ADAPTER 3-1/2" EUE BOX x 3-1/2" LIN PIN 0.48 5 4 SCREEN WELDED WIRE WRAPPED-TYPE 3-1/2" LIN THREAD, BASE PIPE 3.500" OD 316 ALLOY MACHINE WORKS INC. 0.012" SLOT SIZE 120.75 6 1 BULL PLUG 3-1/2" LIN 0.65			
		<b>COMPLEMENTARIO LINER 4 1/2"</b> ITEM QTY 1 1 WPK BLACK CAT RETRIEVABLE SEALBORE PACKER, 7" x 4.00" ALLOY NITRILE, 7" CSG, 23-32 LB/FT. (4 PRE-SETTING PINS FOR 6100 LBS EACH, 8 SETTING PINS FOR 3200 LBS EACH), (0.89 TOP TO NO-GO), 4 RELEASING (UNSETTING) PINS FOR 3171 EACH. 1133429 5.12 2 1 CROSSOVER 5-1/2" LE PIN, B7E/DW 0.65 3 1 BLACK PIPE, 3-1/2" EUE, (3.3 WFT) N-80 31.40 4 1 CROSSOVER ADAPTER 3-1/2" EUE BOX x 3-1/2" LIN PIN 0.48 5 4 SCREEN WELDED WIRE WRAPPED-TYPE 3-1/2" LIN THREAD, BASE PIPE 3.500" OD 316 ALLOY MACHINE WORKS INC. 0.012" SLOT SIZE 120.75 6 1 BULL PLUG 3-1/2" LIN 0.65			
		<b>COMPLETION FLUID : FILTERED WATER</b> FORMATION INTERVALS THICK (ft) SPF GUN TYPE BASALES SANDS 3550 - 5134 MD 20.87 N.A. N.A. WINDOWS 3480 - 3596 MD 106 N.A. N.A.			
		<b>REMARKS :</b> AISLÓ CON CEMENT RETAINER A 3596'. TAPÓN DE CEMENTO Rotulado Por.			
		<b>7" CSG FLOAT SHOE @ 3596' MD.</b> <b>TAPON DE CEMENTO</b> 4889' MD; 2574' TVD.			

Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

## 3.6 POZO RO1.

### 3.6.1 Datos Básicos.

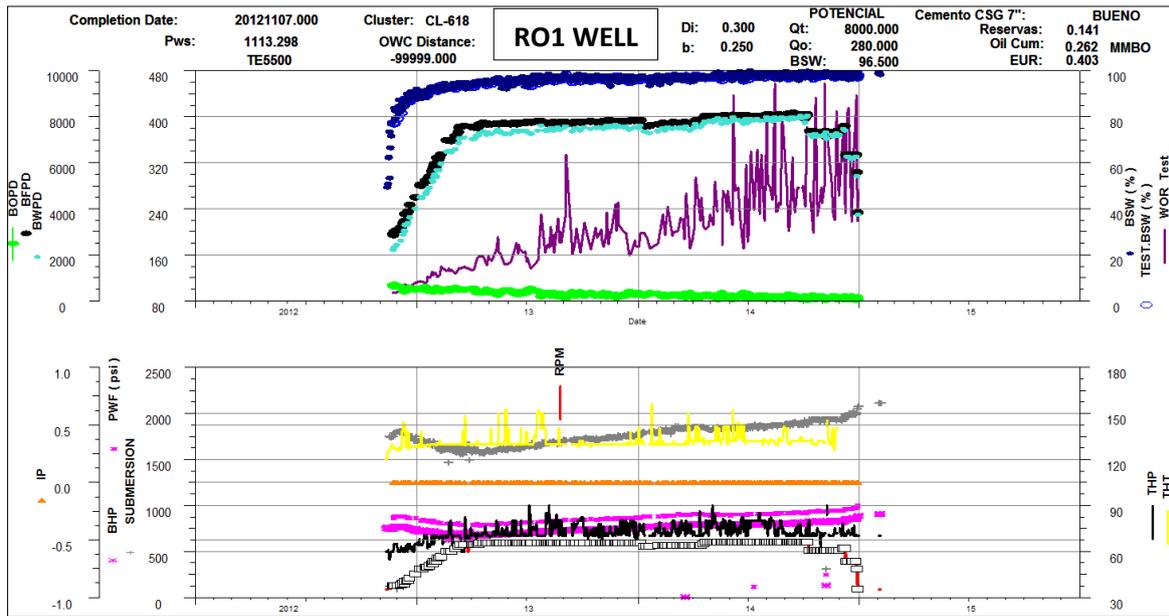
El pozo RO1 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 30 de Octubre de 2012 y finalizó el día 05 de Noviembre del mismo año a una profundidad final de 4717 pies MD, 2770 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

### 3.6.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (BES) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 29**.

Luego de su completamiento el pozo RO1 se activó a producción el 23 de Noviembre de 2012, con unos resultados iniciales de 2892 BFPD, 658 BOPD y 77% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 25 de Noviembre de 2012, cuando alcanzó a producir 685 BOPD con 84% BSW a 37 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 28.** Comportamiento de Producción Pozo RO1.



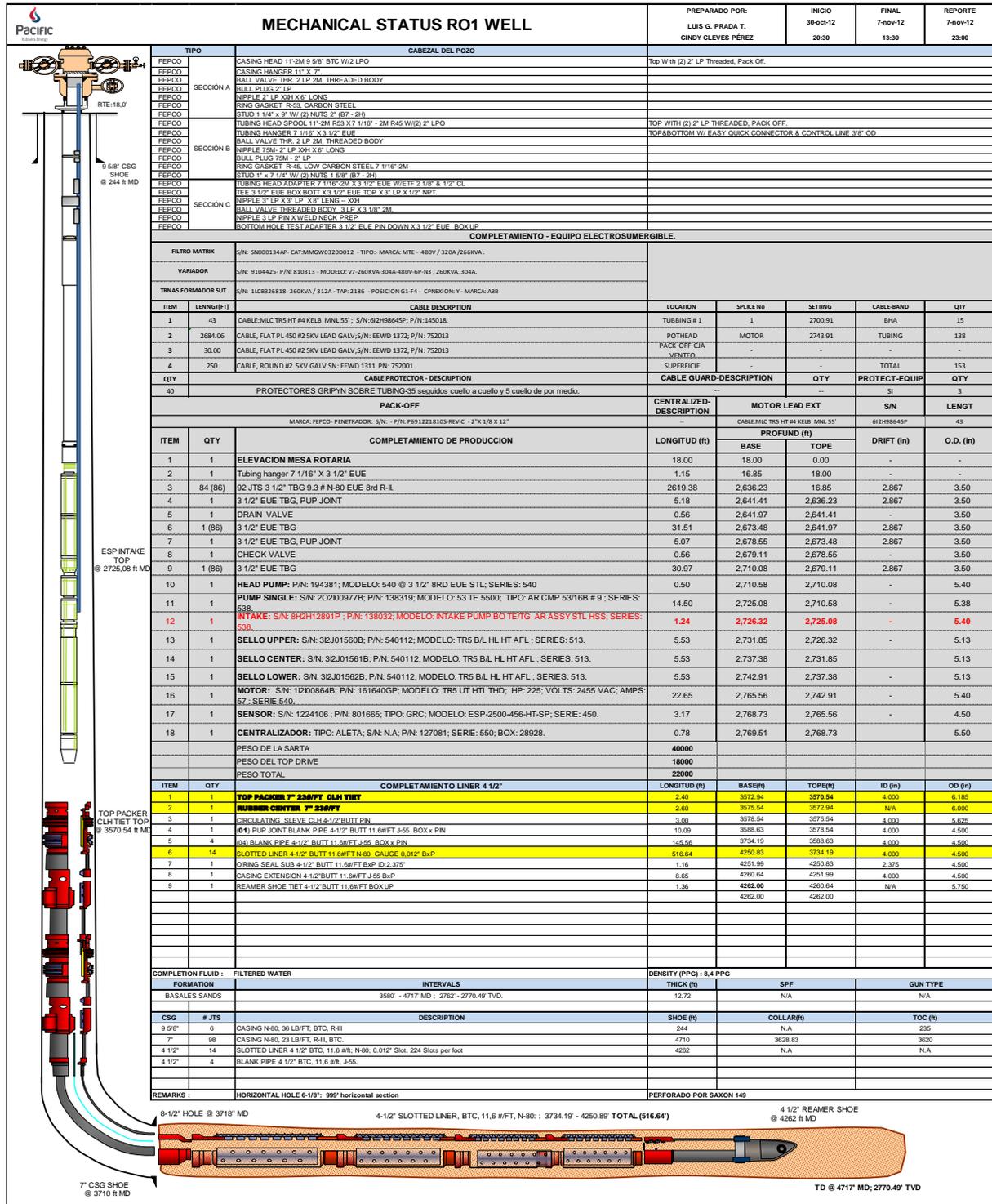
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Febrero de 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver **Figura 28**):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
35	34	3496	3530	99,04%

### 3.6.3 Estado Mecánico.

Figura 29. Estado Mecánico Pozo RO1.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.7 POZO RO2.

#### 3.7.1 Datos Básicos.

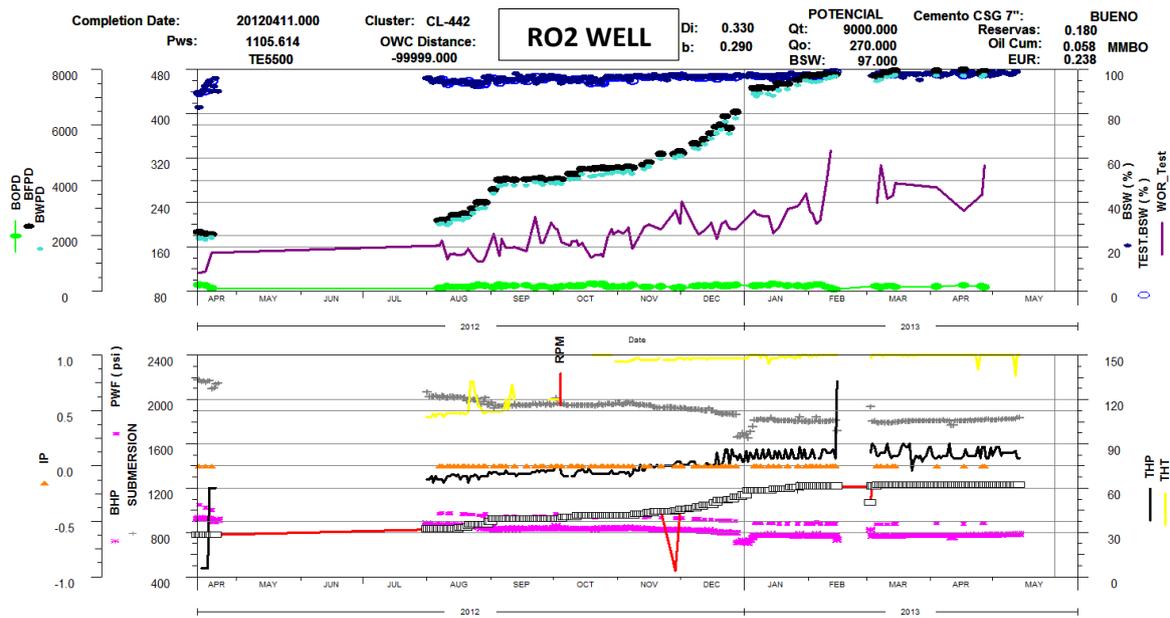
El pozo RO2 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 01 de Abril de 2012 y finalizó el día 11 de Abril del mismo año, a una profundidad final de 4898 pies MD, 2758 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

#### 3.7.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½" en la sección horizontal de 6 1/8" y un revestidor de 7" en la parte vertical e inclinada de 8 ½", una bomba electro sumergible (BES) y con una tubería de producción de 3 ½". Ver **Figura 31**.

Luego de su completamiento el pozo RO2 se activó a producción el 12 de Abril de 2012, con unos resultados iniciales de 2133 BFPD, 229 BOPD y 89% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 15 de Enero del 2013, cuando alcanzó a producir 270 BOPD con 95,2% BSW a 58 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 30.** Comportamiento de Producción Pozo RO2.



**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Abril del 2013, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 30):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
62	137	7795	7795	98,3%

### 3.7.3 Estado Mecánico.

Figura 31. Estado Mecánico Pozo RO2.

MECHANICAL STATUS RO2 WELL		PREPARADO POR: CARLOS BARRERO JORGE CORTES	INICIO 14/01/12	FINAL 19/04/12 19.00	REPORTE		
<b>CABEZAL DEL POZO</b>							
TIPO	CASING HEAD 11'-2" FLANGED TOP X 9 5/8" BTC BOX BOTTOM W/TWO 2"						
FEED	2" BULL PLUG LP PIN						
FEED	2" LP NIPPLE, 6" LONG, 2M						
FEED	2 1/2" BALL VALVE, 2M						
FEED	RING GASKET API R-53						
FEED	CASING HANGER 11' X 7"						
FEED	COMPLETE SET OF STUDS AND TWO NUTS FOR 11'-2" TOP FLANGED (SET X 1 1/4" X 9 1/4" LONG)						
FEED	TUBING HEAD SPOOL, 11'-2" R-53 BOTTOM FLANGED X 7 1/16"-2M R-45 TOP FLANGED W/TWO 2" LP 2M OUTLETS & 7" PACK OFF						
FEED	2" BULL PLUG LP PIN						
FEED	2" LP NIPPLE, 6" LONG, 2M						
FEED	2" BALL VALVE, 2M						
FEED	RING GASKET API R-45						
FEED	TUBING HANGER 7 1/16" X 3 1/2" EUE TOP & BOTTOM						
FEED	COMPLETE SET OF STUDS AND TWO NUTS FOR 7 1/16"-2M TOP FLANGE (SET X 1" X 7 1/2" LONG)						
FEED	TUBING HEAD ADAPTER ROTATING 7 1/16"-2M, R-45 BOTTOM FLANGE X 3 1/2" EUE PIN WITH						
FEED	SHROULDED PUMPING TEE, W/3"-2M LP & 1/2" NPT OUTLETS AND 3 1/2" EUE BOX TOP & BOTTOM						
FEED	1/2" NPT NIPPLE, 3" LONG						
FEED	ELBOW, 1/2" NPT X 1/2" NPT X 90						
FEED	SHREDDER VALVE, MF, 0-6000 X 1/2" NPT						
FEED	3 1/8"-2M BALL VALVE, X 3" LP, THREADED ENDS						
FEED	2" LP NIPPLE, X 3" WELDING NECK						
FEED	TREE CAP, 3 1/2" EUE, PIN X 1/2" NPT						
FEED	CAFF, TO PACK OFF, EFT 2 1/8"						
<b>COMPLEMENTARIO - EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE.</b>							
FILTRO	S/N: S2000390; P/N: N.A; MARCA: MTE; MODELO: FILTER; TPO: SR; AMPS: 320; VOLTS: 480.						
VARIADOR	S/N: 910433; P/N: 810313; MODELO: VSD-Y7-6P-NR; TIPO: N.A; MARCA: G.E AMPS: 304; VOLTS: 480; KVA: 280.						
SUT	S/N: 1LCB-326618; KVA: 280; AMPS: 313-136; TIPO: SUT; MARCA: ABB; TAP#: 1-3-Y-2094 VAC.						
ITEM	(FT)	CABLE DESCRIPTION	SPLICE NUMBER	LOCATION	SETTING	CABLE-BAND	QTY
1	42.0	CABLE MLC, S/N: 62A95718P; P/N: 145018; MODELO: No. 4 SOL; TIPO: TRS-HT-KELB-SKV-MNL-557; SERIES: 540; CONDICION: NUEVO.	1	POT HEAD	2805.46	SUP BANDAS	17
2	2770.00	CABLE DE POTENCIA FONDO; S/N: EEWD0366; P/N: 752014; MODELO: No. 1 SOL; TIPO: FLAT-PL-450-SKV-LEAD-GALV; CONDICION: NUEVO.	1	MLC-CABLE POT.	2763.46	SUP BANDAS	138
3	270.0	CABLE DE POTENCIA SUPERFICIE; S/N: EEWD0537; P/N: 752001; MODELO: No. 2 SOL; TIPO: ROUND PL 205 SKV GALV; CONDICION: NUEVO.	-	PACK-OFF-CAJA VENTEO	-	TOTAL	155
QTY		CABLE PROTECTOR DESCRIPTION	CABLE GUARD-DESCRIPTION	QTY	PROT-EQUIPM	QTY	
40		PROTECTORES GRIPIN SEGUIDOS CUELLO A CUELLO.	NO		SI	4	
<b>PACK-OFF DESCRIPTION</b>							
1		MARCA: FEPCO; MEDELO: 2 1/8"-12UN; TPO: CABLE PLANO; P/N: PB912218105-REV.B	81	Cable plano, #4 MNL	82A95718P	42.0	
ITEM	QTY	COMPLEMENTARIO DE PRODUCCION	LONGITUD (ft)	PROFUND (ft)	DRIFT (ft)	O.D. (ft)	
				BASE	TOPE		
1	1	ELEVACION MESA ROTARIA	19.40	19.40	0.00	-	-
2	1	Tubing hanger	1.15	18.25	19.40	-	-
3	86 (88)	3 1/2" TBG 9.3 # N-80 EUE 8rd R-II	2679.56	2,697.81	18.25	2,867	3,500
4	1 (2)	3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# PUP JOINT	4.89	2,702.70	2,697.81	2,867	3,500
5	1	DRAIN VALVE	0.56	2,703.26	2,702.70	-	4,500
6	1 (88)	3 1/2" EUE TBG N-80 9.3#	31.37	2,734.63	2,703.26	2,867	3,500
7	1 (2)	3 1/2" EUE TBG N-80 9.3# PUP JOINT	4.90	2,739.53	2,734.63	2,867	3,500
8	1	CHECK VALVE	0.56	2,740.09	2,739.53	-	4,500
9	1 (88)	3 1/2" EUE TBG N-80 9.3#	31.54	2,771.63	2,740.09	2,867	3,500
10	1	HEAD PUMP; P/N: 940610; MODELO: BO TR5 3 1/2" 8RD EUE STL; SERIES: 538; BOX: HUACAL	0.50	2,772.13	2,771.63	-	5,380
11	1	PUMP SINGLE; S/N: 20ZD00749B; P/N: 138399; MODELO: 53 TE-5500; TIPO: AR-CMP-16B; SERIES: 538; BOX: 20H245	14.50	2,786.63	2,772.13	-	5,380
12	1	INTAKE; S/N: R8A12239P; P/N: 138632; MODELO: BO-TE/TG-AR-ASSY-STL; SERIES: 538; BOX: HUACAL.	1.24	2,787.87	2,786.63	-	5,380
13	1	SELO UPPER; S/N: 32C01053B; P/N: 540112; MODELO: TR5-AR-BL-HL-HT-AFL; SERIES: 513; BOX: 23064.	5.53	2,793.40	2,787.87	-	5,130
14	1	SELO MIDDLE; S/N: 32C01052B; P/N: 540112; MODELO: TR5-AR-BL-HL-HT-AFL; SERIES: 513; BOX: 23064.	5.53	2,798.93	2,793.40	-	5,130
15	1	SELO LOWER; S/N: 32C01051B; P/N: 540112; MODELO: TR5-AR-BL-HL-HT-AFL; SERIES: 513; BOX: 23064.	5.53	2,804.46	2,798.93	-	5,130
16	1	MOTOR; S/N: 12B00645B; P/N: 161640GP; MODELO: TRS-UT-HT-THD; HP: 225; VOLTS: 2455 VAC; AMPS: 57; SERIE 540; BOX 262401.	22.65	2,827.11	2,804.46	-	5,620
17	1	ADAPTER MOTOR - SENSOR; S/N: N.A; P/N: 801217; TIPO: ADAPTER; MODELO: N.A; SERIE: 450-540; BOX: HUACAL.	0.45	2,827.56	2,827.11	-	4,50 - 5,62
18	1	SENSOR; S/N: TB4178; P/N: PT00483; TIPO: ZENITH; MODELO: E6; SERIE: 450; BOX: HUACAL.	2.80	2,830.36	2,827.56	-	4,500
19	1	CENTRALIZADOR; TIPO: ALETA; S/N: N.A; P/N: 127081; SERIE: 550; BOX: N.A.	0.78	2,831.14	2,830.36	-	5,500
-	-	PESO DE SARTA EN GENERAL	44000.00	Lbs	-	-	-
-	-	PESO DEL TOP-DRIVE	22000.00	Lbs	-	-	-
-	-	PESO DE SARTA DE PRODUCCION	22000.00	Lbs	-	-	-
ITEM	QTY	COMPLEMENTARIO LINER 4 1/2"	LONGITUD (ft)	BASE(ft)	TOPE(ft)	ID (ft)	OD (ft)
1	1	WFX BlackCat Retrievable Sealbore Packer, 7" x 4.00" Alloy Nitrite; 7" esp. 23-32 lb/ft	5.25	3615.49	3610.24	4.000	5.937
2	1	Upper Extension GP, 4 1/2" LTC, 18 lb/ft, P-110.	2.9	3618.39	3615.49	4.800	5.500
3	1	Model G1 Gravel Pack Closing Sleeve - Sealbore 4.00", Flow Area 7.069 sq in.	3.14	3621.53	3618.39	4.250	5.750
4	1	Lower Extension GP, 5" LTC, 18 lb/ft, P-110.	7.03	3628.56	3621.53	4.000	5.500
5	1	Crossover Adapter 5 3/16" Stud Above Pin x 5 1/2" LTC Box	0.7	3629.26	3628.56	4.000	6.062
6	2	Pup joint Blank Pipe 4 1/2" BTC, 23 #/ft, N-80.	20.39	3649.65	3629.26	4.000	4.500
7	7	Blank Pipe 4 1/2" BTC, 23 #/ft, N-80.	260.41	3010.06	3649.65	4.000	4.500
8	19	Slotted Liner 4 1/2" BTC, 23 #/ft, N-80, 0.012", Slot, 224 w/	769.77	4619.83	3910.06	4.000	4.500
9	1	O-ring Seal Sub 4 1/2" BTC	0.72	4620.55	4619.83	2.575	4.937
10	1	Blank Pipe 4 1/2" BTC, 23 #/ft, N-80.	37.2	4657.75	4620.55	4.000	4.500
11	1	Zapato rimador TRET, 4 1/2" 23 lb/ft.	2.25	4660.00	4657.75	5.000	5.750
END OF ASSEMBLY				4660.00			
<b>COMPLETION FLUID : FILTERED WATER</b>							
FORMATION		INTERVALS	DENSITY (PPG) : 8.4 PPG	THICK (ft)	SFP	GUN TYPE	
BASALES SANDS		3626 - 4898 MD / 2757 - 2758: TVD.	7		N/A	N/A	
CSG	# JTS	DESCRIPTION	SHOE (ft)	COLLAR(ft)	TOC (ft)		
9 5/8"	6	K-55, 36 LB/FT. BTC, R-II	246	N.A	0		
7"	99	N-80, 23 lb/ft, R-III, BTC, + 2 Pup joint de 7"	3714	3675.18 - 3673.68	3673		
4 1/2"	19	Slotted Liner 4 1/2" BTC, 11.6 #/ft, N-80, 0.012", Slot, 224 Slots per foot	4660	N.A	N/A		
4 1/2"	8	Blank Pipe 4 1/2" BTC, 11.6 #/ft, K-55 + 2 pup joint 4 1/2"					
REMARKS :							
HORIZONTAL HOLE: 1179 horizontal section							
7" CSG SHOE @ 3714' MD							
4 1/2" FLOAT SHOE @ 4660'							
TD @ 4898' MD; 2758' TVD.							

Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.8 POZO RO3.

#### 3.8.1 Datos Básicos.

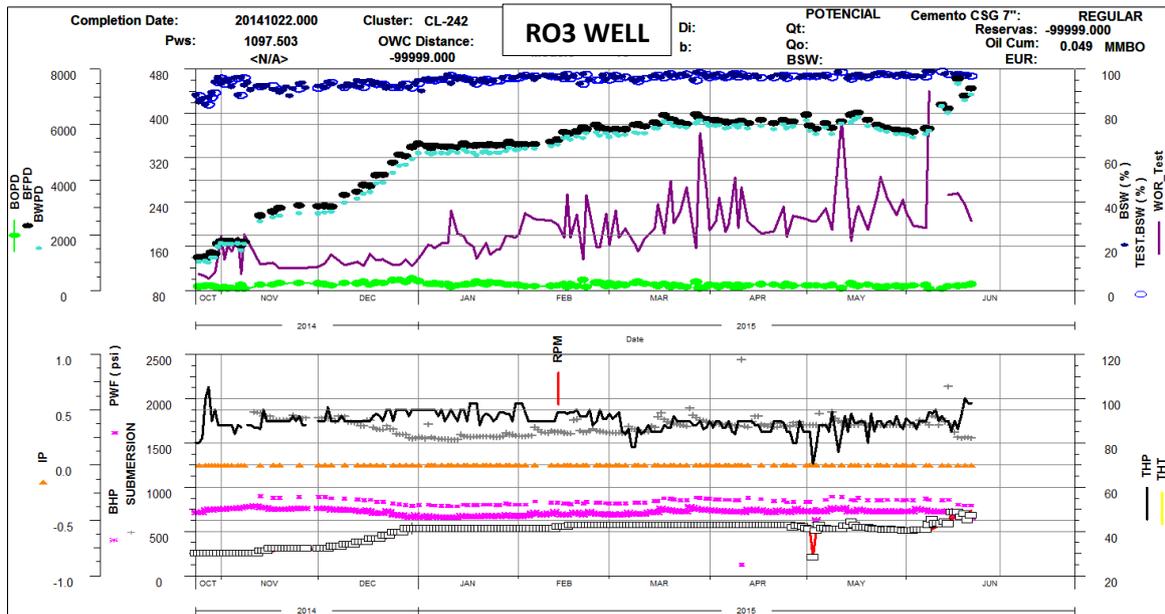
El pozo RO3 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 10 de Octubre de 2014 y finalizó el día 21 de Octubre del mismo año, a una profundidad final de 5671 pies MD, 2741 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

#### 3.8.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (BES) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 33**.

Luego de su completamiento el pozo RO3 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 25 de Octubre de 2014, con unos resultados iniciales de 1184 BFPD, 140 BOPD y 88% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 30 de Diciembre de 2014, cuando alcanzó a producir 428 BOPD con 93,6% BSW a 41 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 32.** Comportamiento de Producción Pozo RO3.



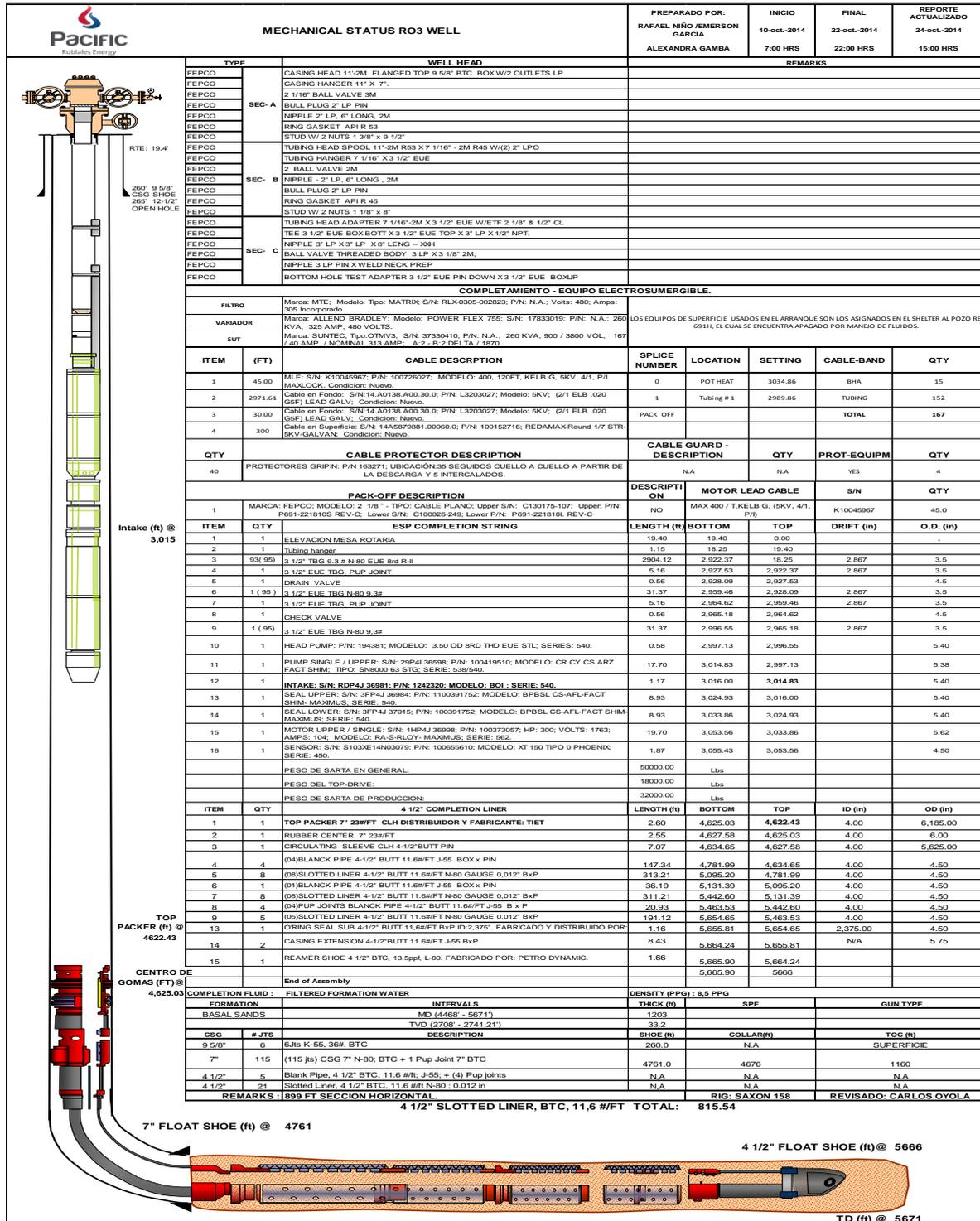
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 32.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
47,4	176	6867	7043	97,5%

### 3.8.3 Estado Mecánico.

Figura 33. Estado Mecánico Pozo RO3.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.9 POZO RO4.

#### 3.9.1 Datos Básicos.

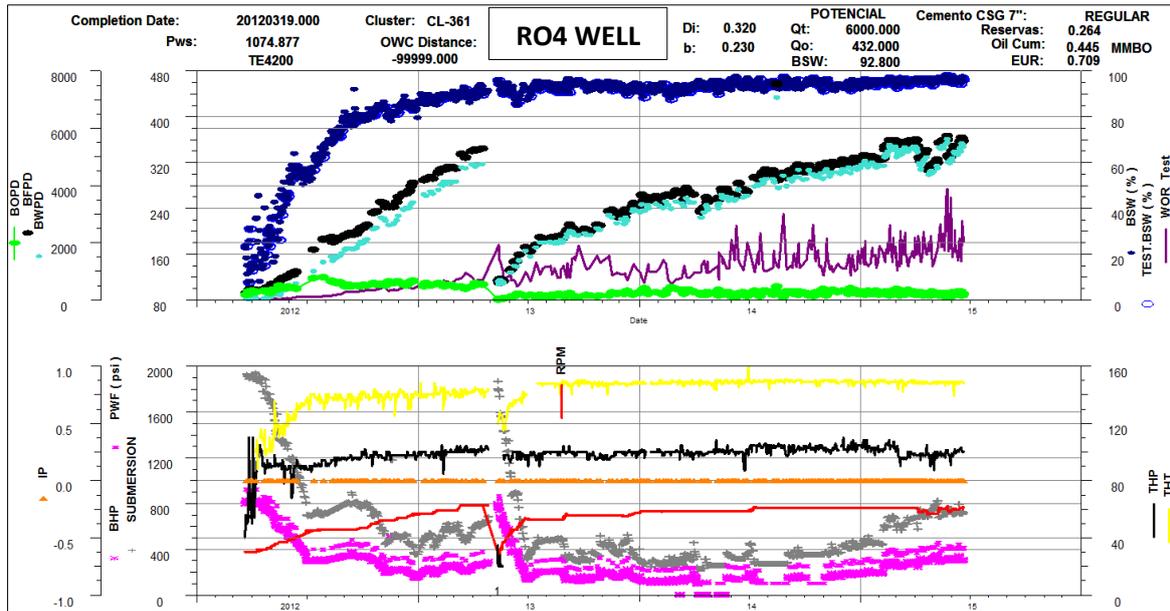
El pozo RO4 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 10 de Marzo de 2012 y finalizó el día 19 de Marzo del mismo año, a una profundidad final de 4816 pies MD, 2676 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

#### 3.9.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 35**.

Luego de su completamiento el pozo RO4 se activó a producción el 21 de Marzo de 2012. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 23 de Marzo de 2012, con unos resultados iniciales de 248 BFPD, 191 BOPD y 24% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 28 de Julio de 2012, cuando alcanzó a producir 804 BOPD con 62,2% BSW a 46 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 34.** Comportamiento de Producción Pozo RO4.



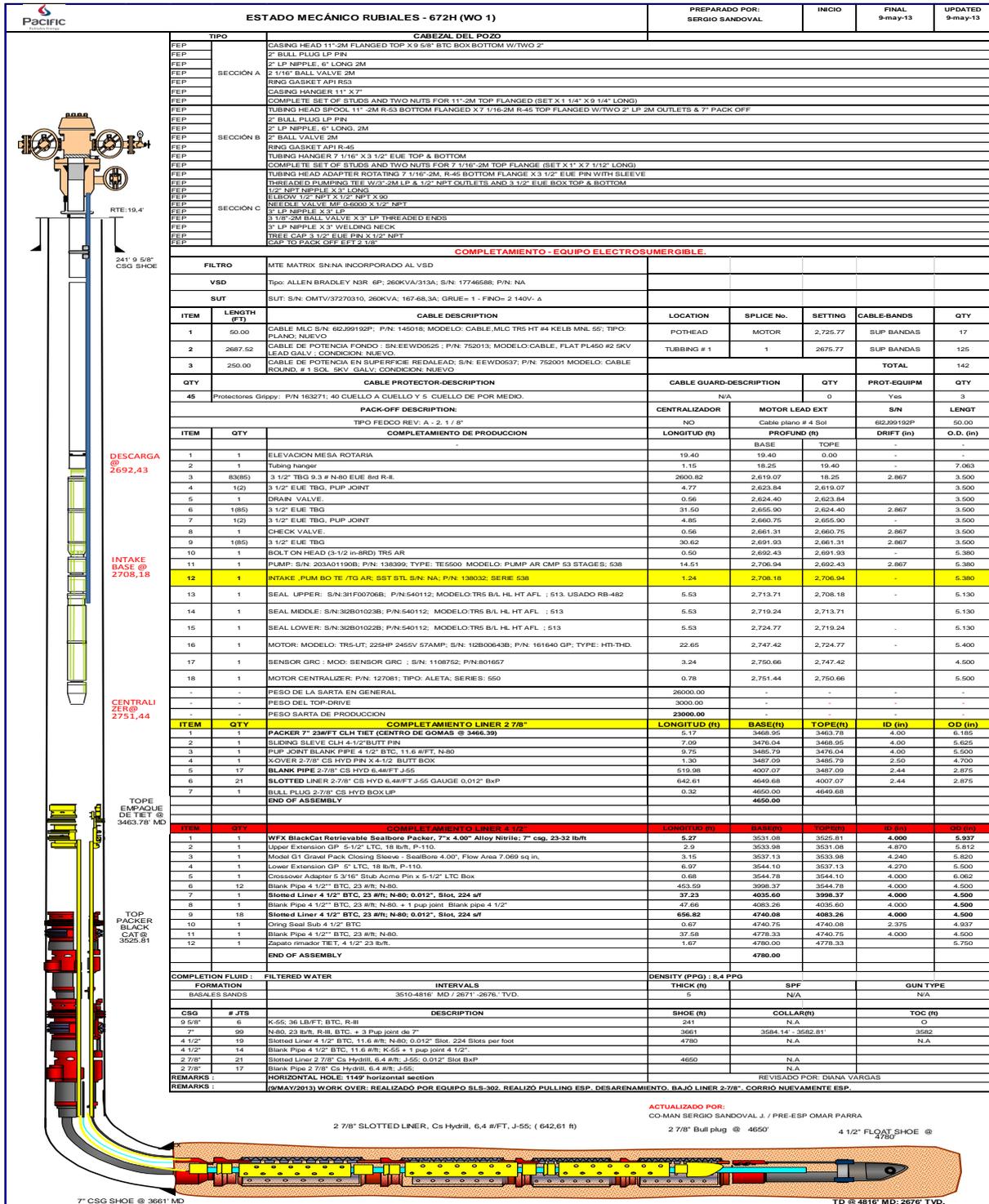
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 34.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
60,9	247	5040	5287	95,3%

### 3.9.3 Estado Mecánico.

Figura 35. Estado Mecánico Pozo RO4.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

## 3.10 POZO RO5.

### 3.10.1 Datos Básicos.

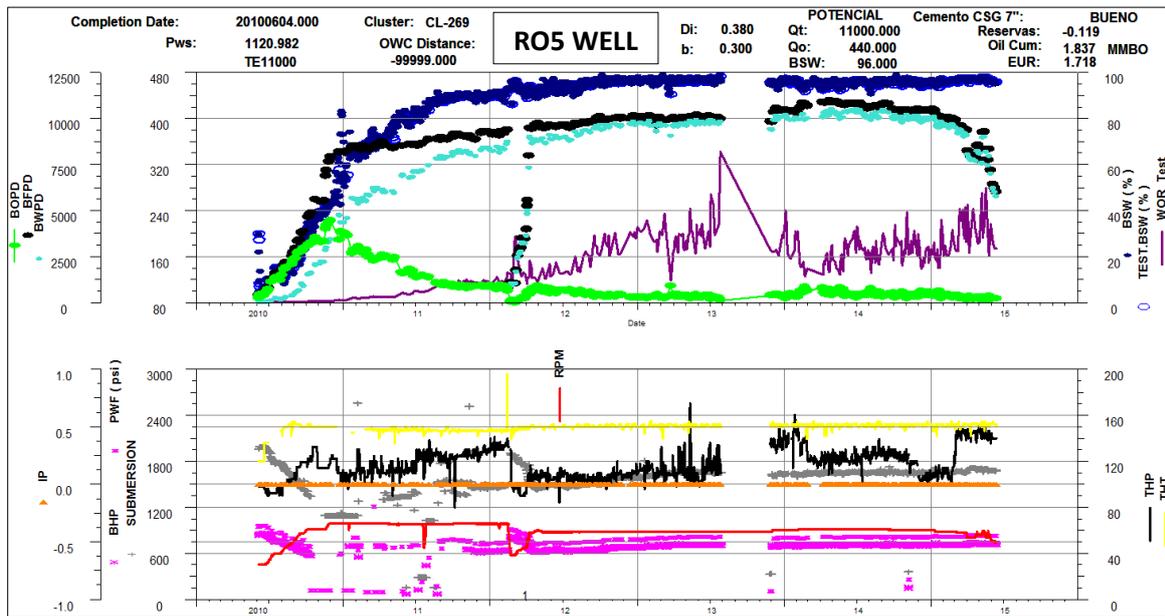
El pozo RO5 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 24 de Mayo de 2010 y finalizó el día 04 de Junio del mismo año, a una profundidad final de 4975 pies MD, 2796 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

### 3.10.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 37**.

Luego de su completamiento el pozo RO5 se activó a producción el 04 de Junio de 2010. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 05 de Junio de 2010, con unos resultados iniciales de 424 BFPD, 296 BOPD y 30% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 30 de Noviembre de 2010, cuando alcanzó a producir 4448 BOPD con 43% BSW a 66 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 36.** Comportamiento de Producción Pozo RO5.



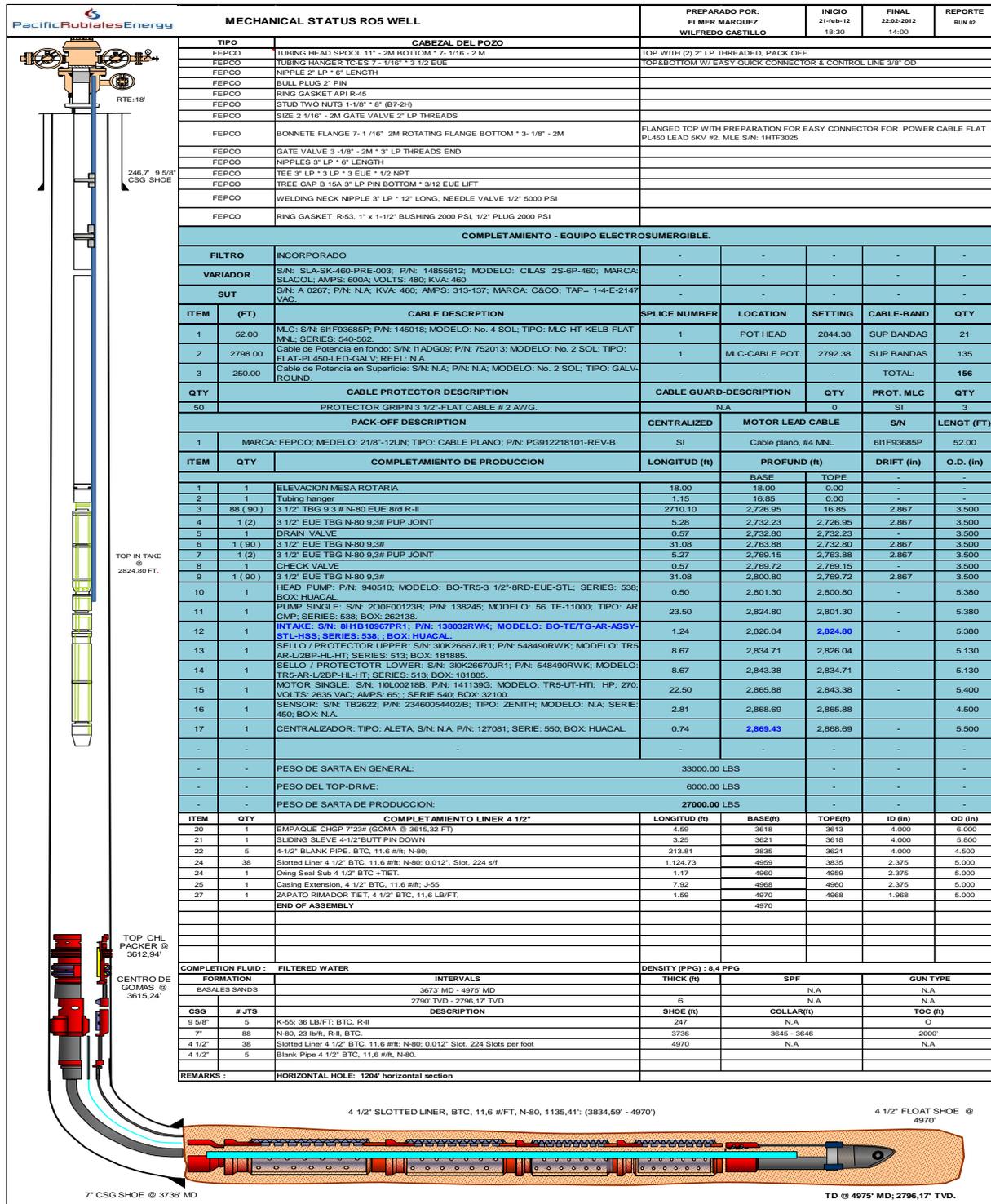
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 36.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
50	243	5774	6017	95,9%

### 3.10.3 Estado Mecánico.

Figura 37. Estado Mecánico Pozo RO5.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

## 3.11 POZO RO6.

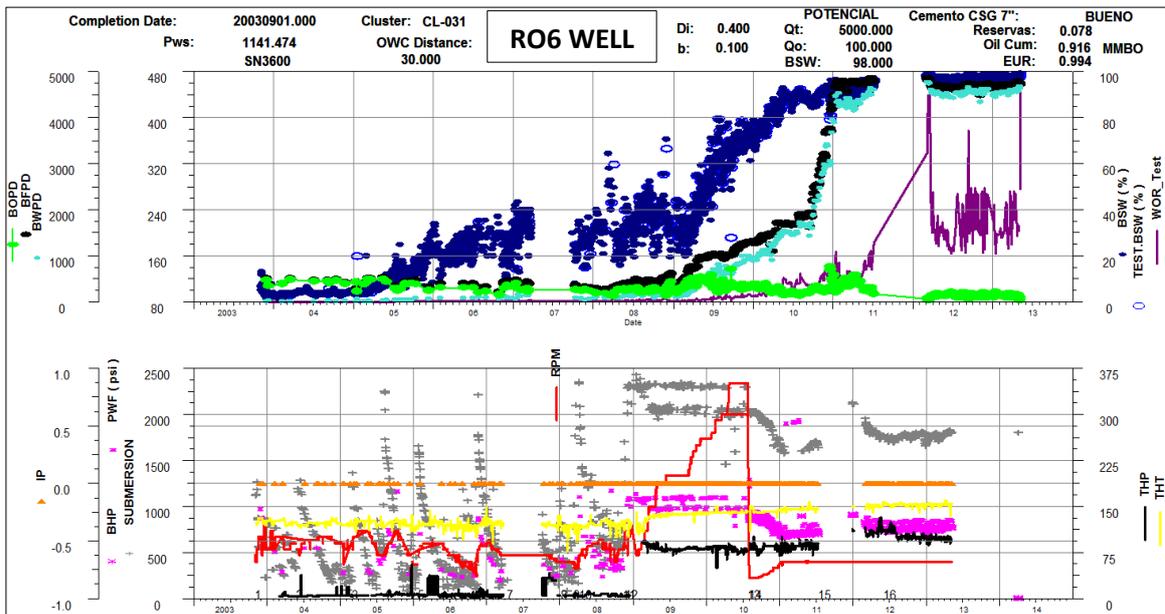
### 3.11.1 Datos Básicos.

El pozo RO6 es un pozo vertical que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 12 de Septiembre de 2003 y finalizó el día 19 de Septiembre del mismo año a una profundidad final de 3120 pies. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

### 3.11.2 Historia de Producción.

Luego de su completamiento (ver **Figura 39**) el pozo RO6 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 28 de Noviembre de 2003, con unos resultados iniciales de 504 BFPD, 484 BOPD y 4% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 19 de Diciembre de 2010, cuando alcanzó a producir 772 BOPD con 79% BSW a 50 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 38.** Comportamiento de Producción Pozo RO6.



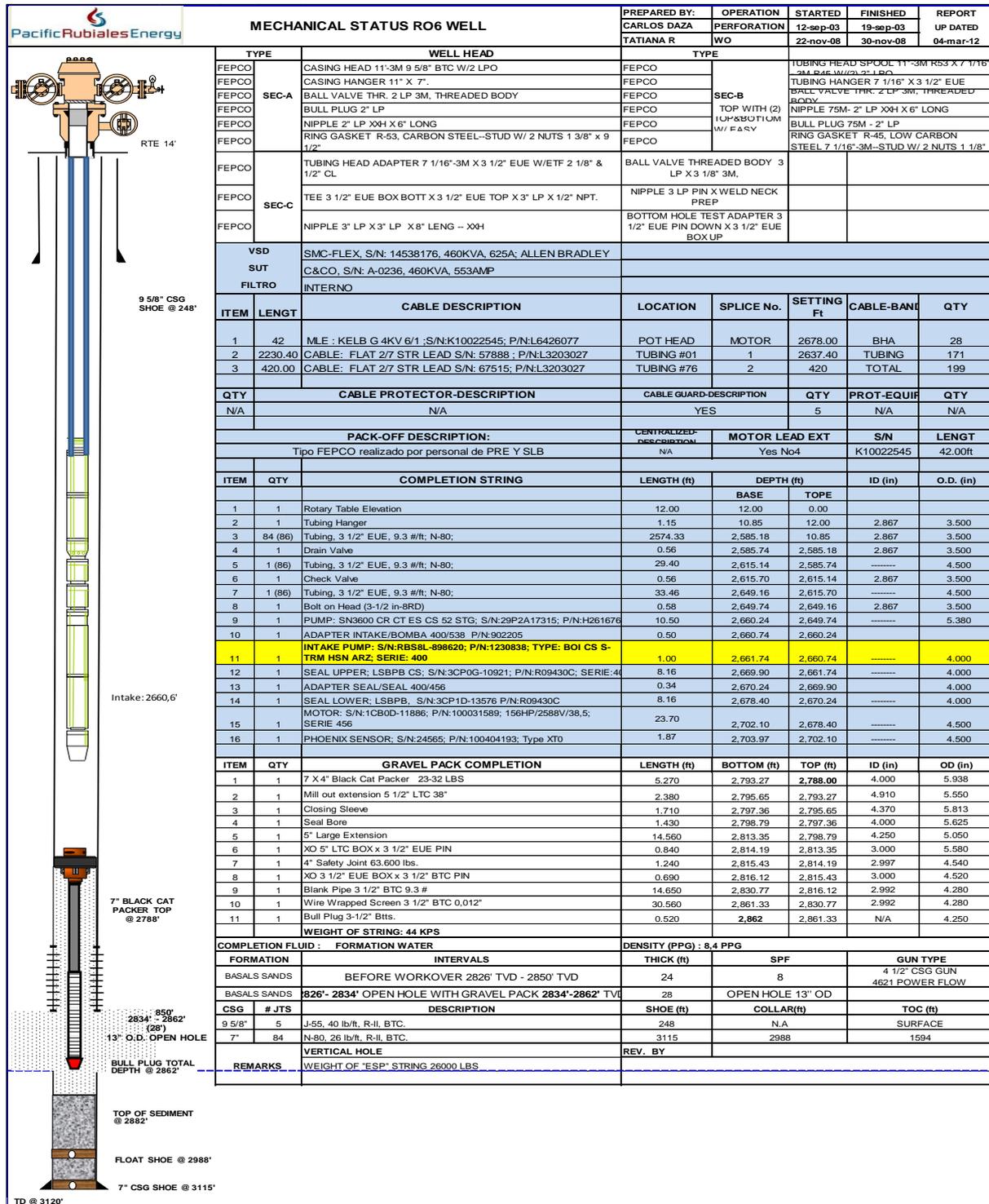
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Mayo del 2013, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 38.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
60	49	4672	4721	99%

### 3.11.3 Estado Mecánico.

Figura 39. Estado Mecánico Pozo RO6.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

## 3.12 POZO RO7.

### 3.12.1 Datos Básicos.

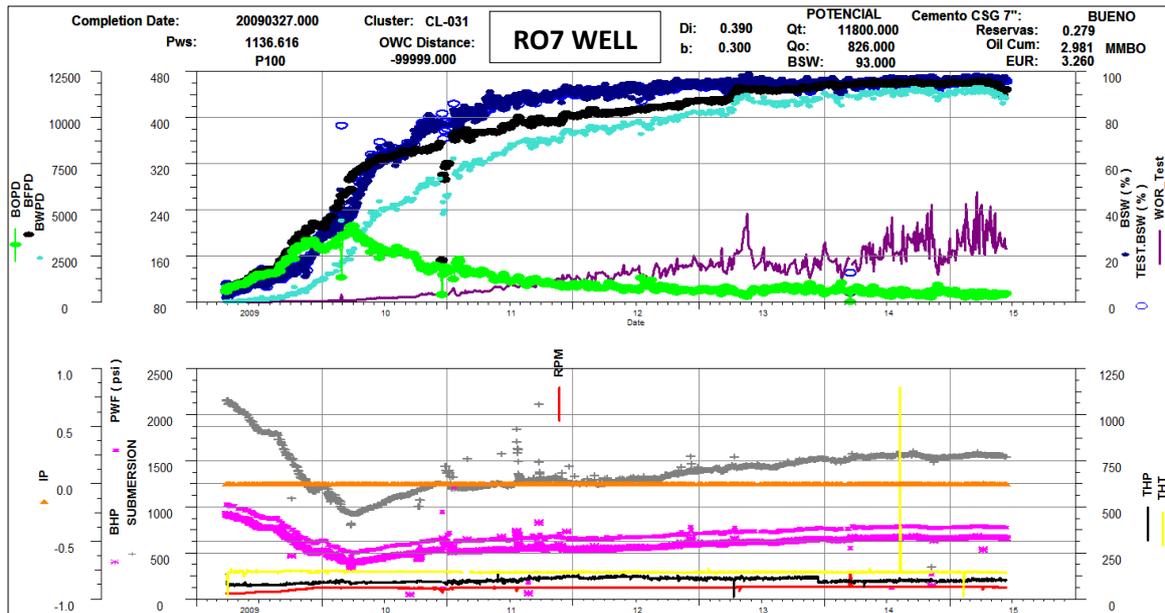
El pozo RO7 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 15 de Marzo de 2009 y finalizó el día 27 de Marzo del mismo año, a una profundidad final de 4800 pies MD, 2833 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, razón por la cual la sección horizontal navegada fue de 3782-4800 pies, para un total de 1018 pies, de los cuales 860,65 pies corresponden a la sección abierta (almacenadora de hidrocarburos).

### 3.12.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½" en la sección horizontal de 6 1/8" y un revestidor de 7" en la parte vertical e inclinada de 8 ½", una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½". Ver **Figura 41**.

Luego de su completamiento el pozo RO7 se activó a producción el 28 de Marzo de 2009. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 29 de Marzo de 2009, con unos resultados iniciales de 608 BFPD, 557 BOPD y 8% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 30 de Marzo de 2010, cuando alcanzó a producir 4169 BOPD con 39% BSW a 60 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 40.** Comportamiento de Producción Pozo RO7.



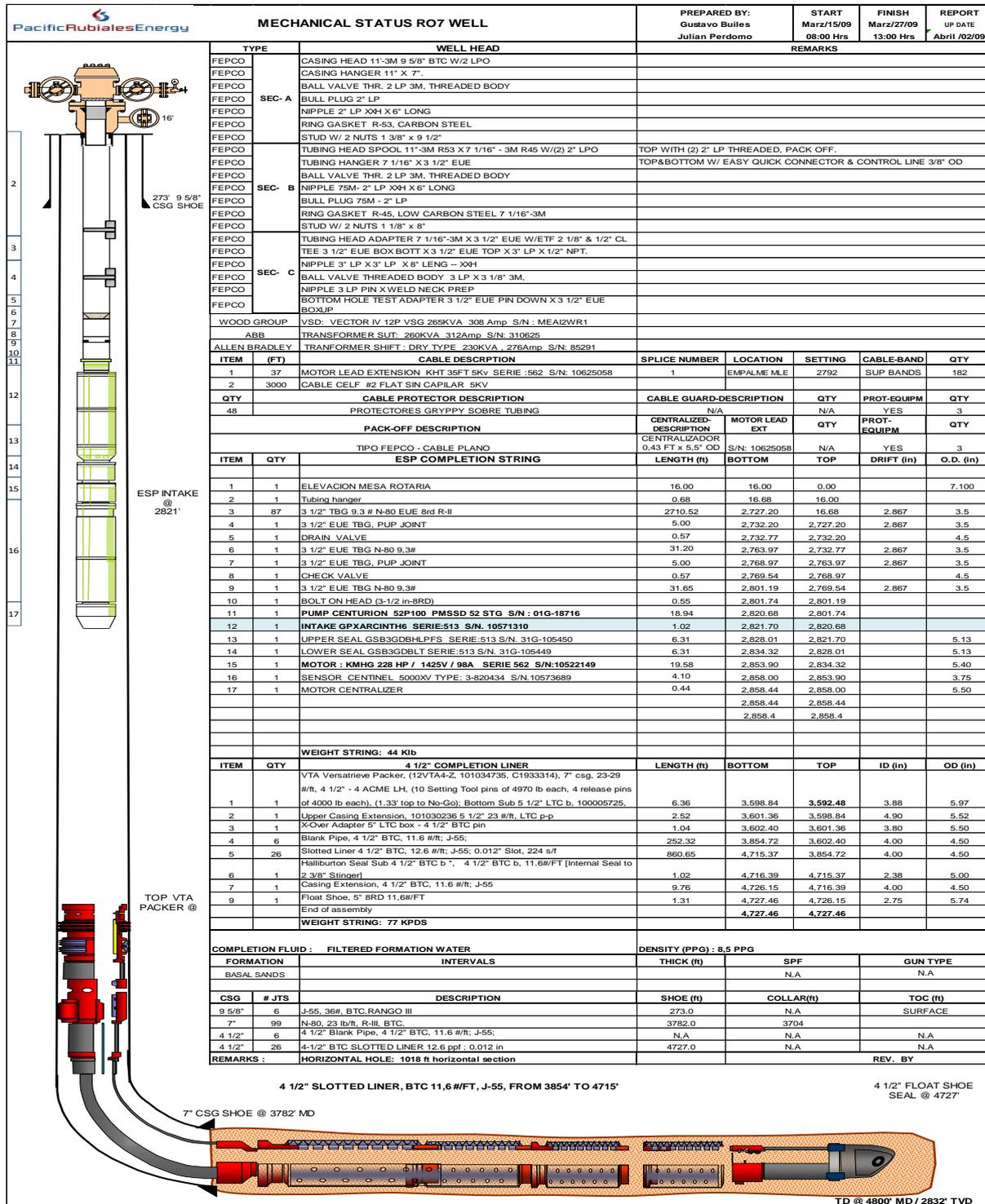
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver **Figura 40.**):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
63,6	475	11035	11510	95,8%

### 3.12.3 Estado Mecánico.

Figura 41. Estado Mecánico Pozo RO7.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.13 POZO RO8.

#### 3.13.1 Datos Básicos.

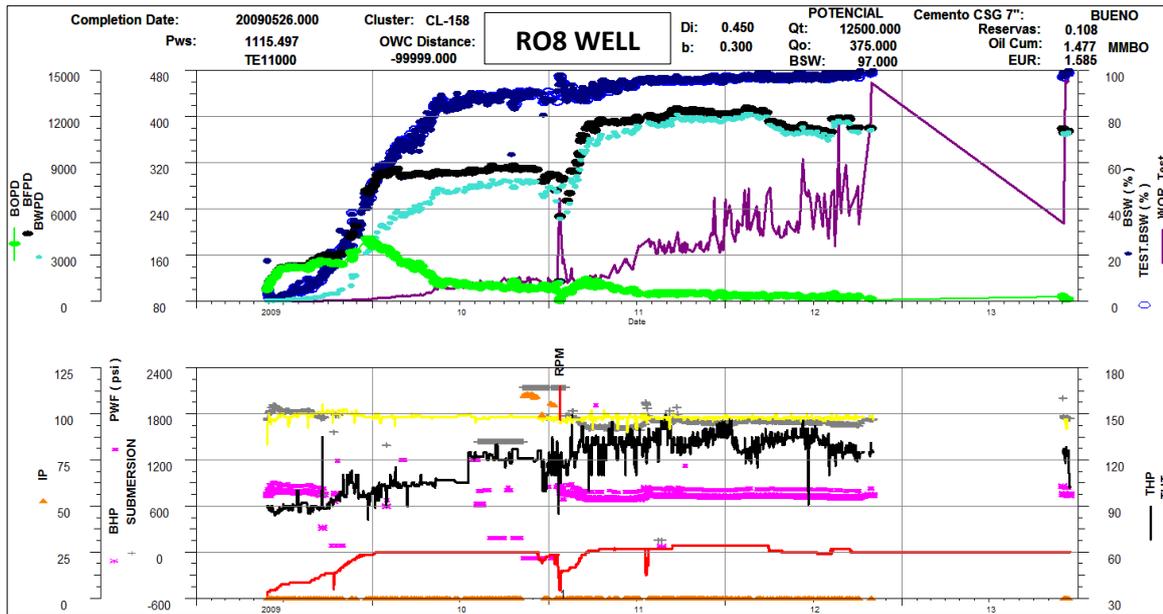
El pozo RO8 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 11 de Mayo de 2009 y finalizó el día 26 de Mayo del mismo año, a una profundidad final de 5061 pies MD, 2775 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, razón por la cual la sección horizontal navegada fue de 3741-5061 pies, para un total de 1320 pies, de los cuales 1072,47 pies corresponden a la sección abierta (almacenadora de hidrocarburos).

#### 3.13.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½" en la sección horizontal de 6 1/8" y un revestidor de 7" en la parte vertical e inclinada de 8 ½", una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½". Ver **Figura 43**.

Luego de su completamiento el pozo RO8 se activó a producción el 28 de Mayo de 2009. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 29 de Mayo de 2009, con unos resultados iniciales de 776 BFPD, 737 BOPD y 5% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 20 de Diciembre de 2009, cuando alcanzó a producir 4064 BOPD con 43,3% BSW a 58 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 42.** Comportamiento de Producción Pozo RO8.



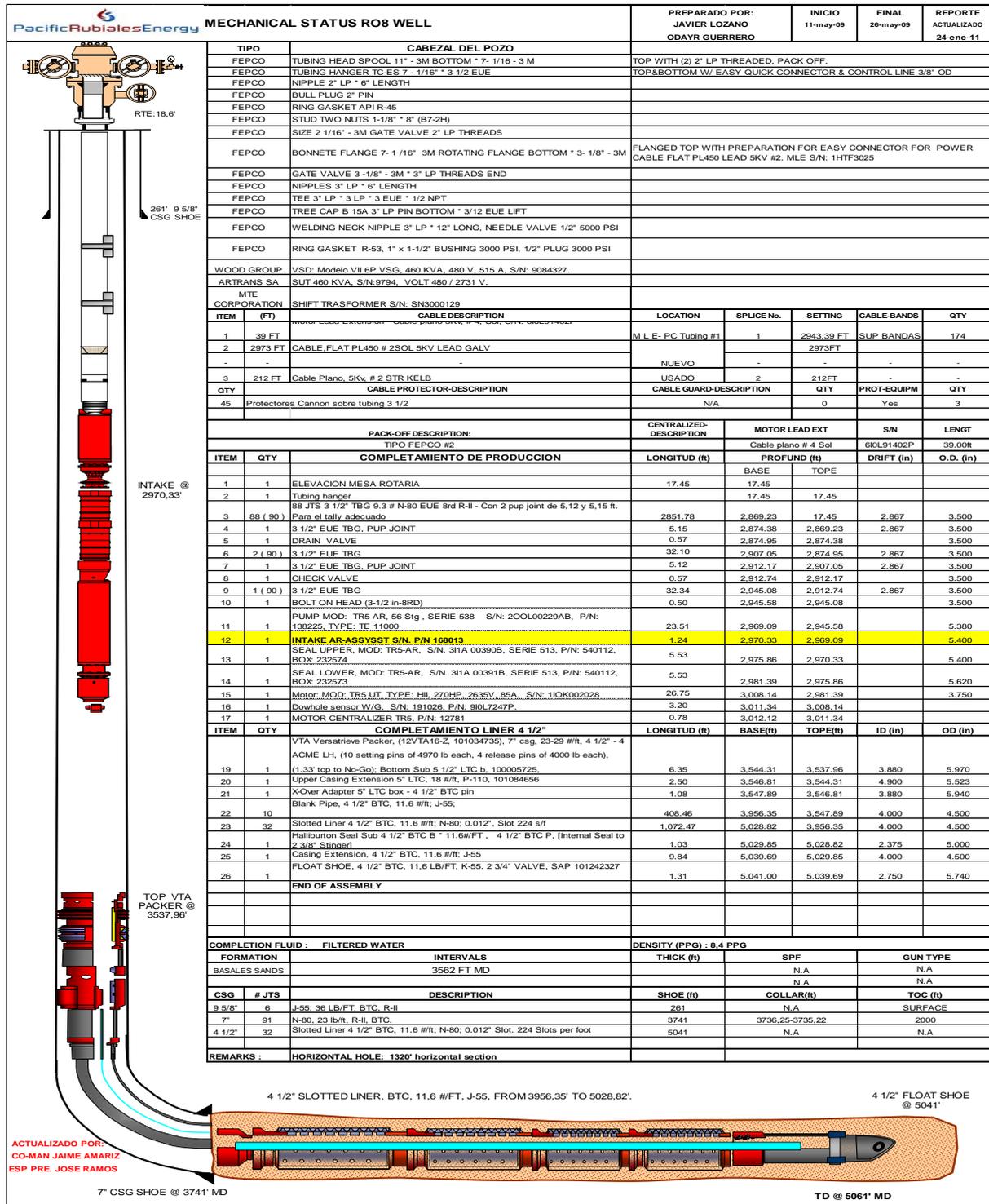
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Diciembre del 2013, las condiciones de producción son las siguientes (Ver **Figura 42.**):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
60	115	10945	11060	99,9%

### 3.13.3 Estado Mecánico.

Figura 43. Estado Mecánico Pozo RO8.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.14 POZO RO9.

#### 3.14.1 Datos Básicos.

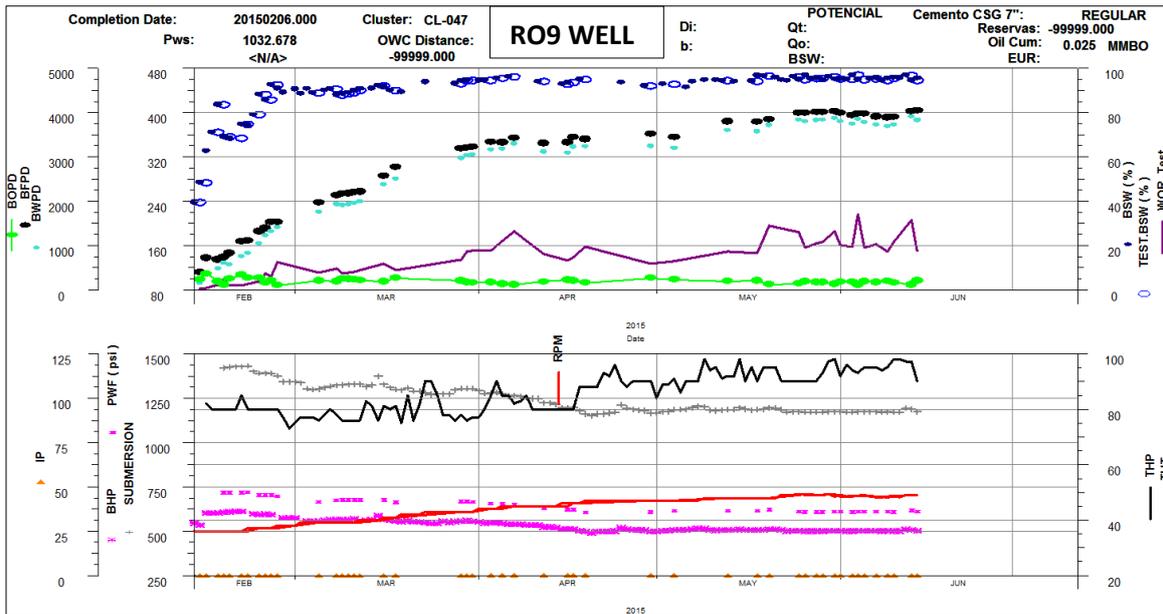
El pozo RO9 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 28 de Enero de 2015 y finalizó el día 06 de Febrero del mismo año, a una profundidad final de 4483 pies MD, 2588 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

#### 3.14.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½” en la sección horizontal de 6 1/8” y un revestidor de 7” en la parte vertical e inclinada de 8 ½”, una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½”. Ver **Figura 45**.

Luego de su completamiento el pozo RO9 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 13 de Febrero de 2015, con unos resultados iniciales de 407 BFPD, 246 BOPD y 40% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 14 de Febrero de 2015, cuando alcanzó a producir 375 BOPD con 48% BSW a 36 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 44.** Comportamiento de Producción Pozo RO9.



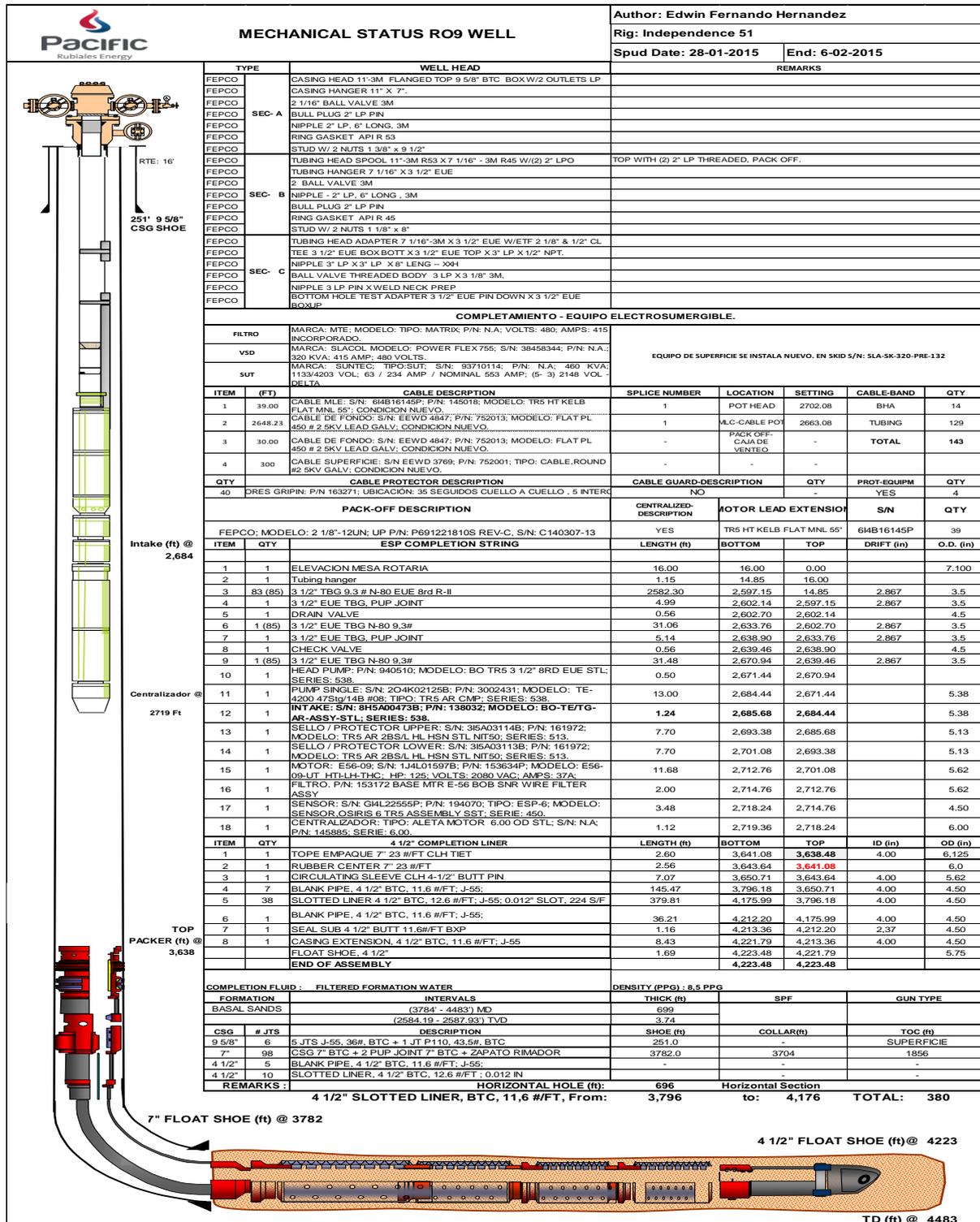
**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver **Figura 44.**):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
48,5	189	3827	4016	95,3%

### 3.14.3 Estado Mecánico.

Figura 45. Estado Mecánico Pozo RO9.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

### 3.15 POZO RO10.

#### 3.15.1 Datos Básicos.

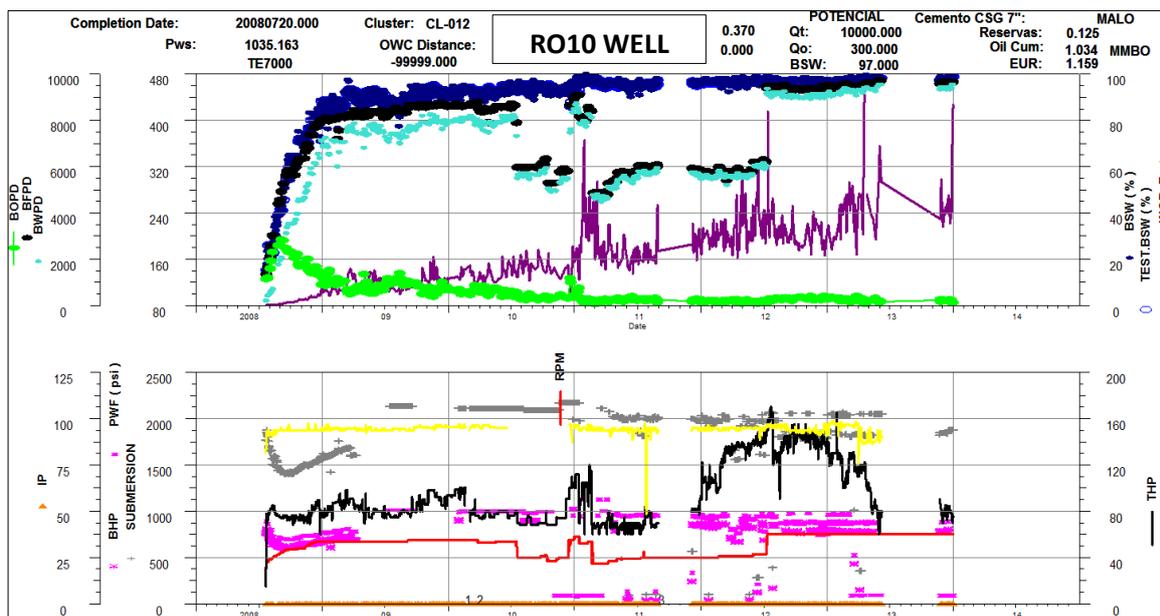
El pozo RO10 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 02 de Julio de 2008 y finalizó el día 17 de Julio del mismo año, a una profundidad final de 4964 pies MD, 2594 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, razón por la cual la sección horizontal navegada fue de 3757-4964 pies, de los cuales 1207 pies almacenan hidrocarburos.

#### 3.15.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½" en la sección horizontal de 6 1/8" y un revestidor de 7" en la parte vertical e inclinada de 8 ½", una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½". Ver **Figura 47**.

Luego de su completamiento el pozo RO10 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 22 de Julio de 2008, con unos resultados iniciales de 1355 BFPD, 1141 BOPD y 14% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 05 de Septiembre de 2008, cuando alcanzó a producir 2848 BOPD con 41,2% BSW a 44 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

Figura 46. Comportamiento de Producción Pozo RO10.



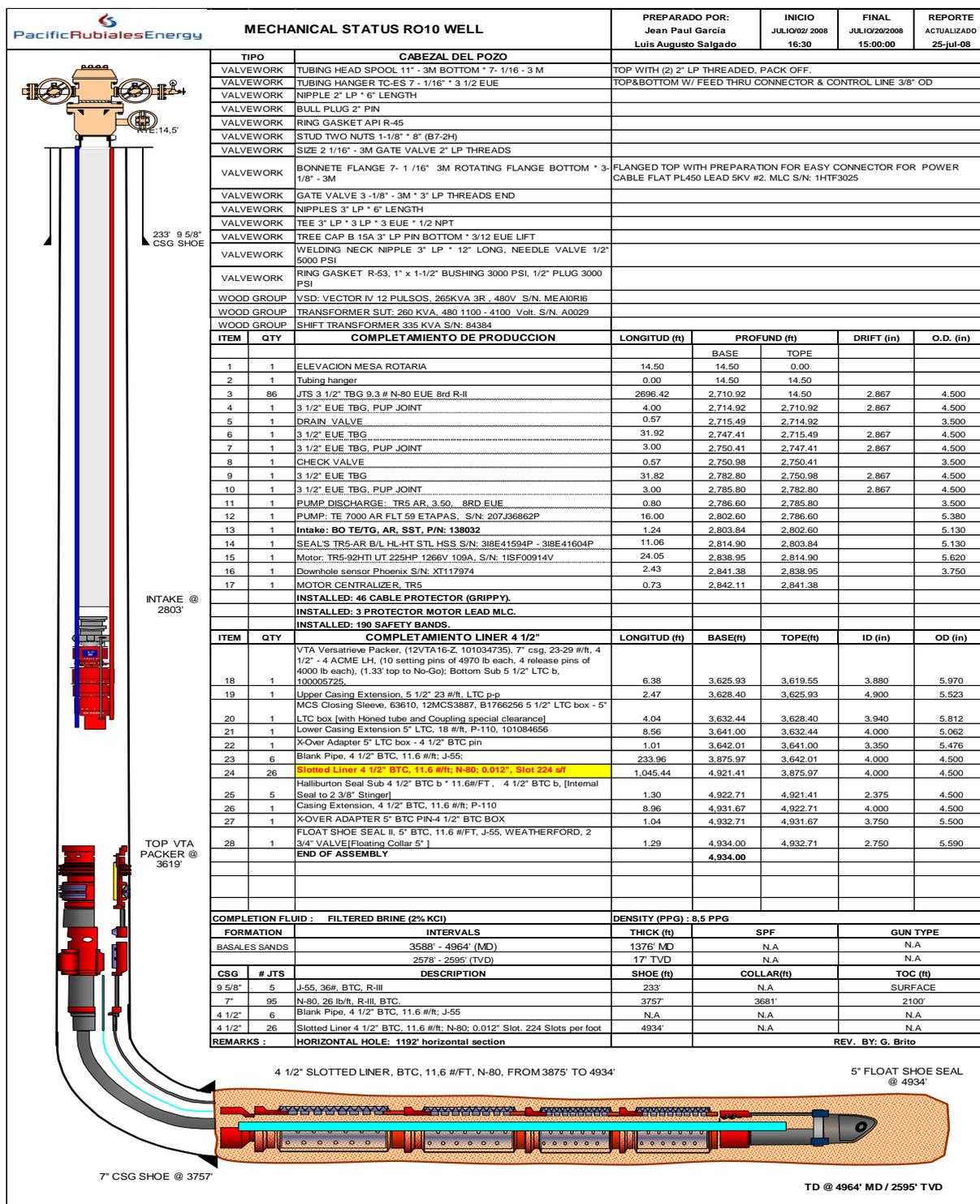
Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Enero del 2014, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 46.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
60	110	9533	9643	98,9%

### 3.15.3 Estado Mecánico.

Figura 47. Estado Mecánico Pozo RO10.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

## 3.16 POZO RO11.

### 3.16.1 Datos Básicos.

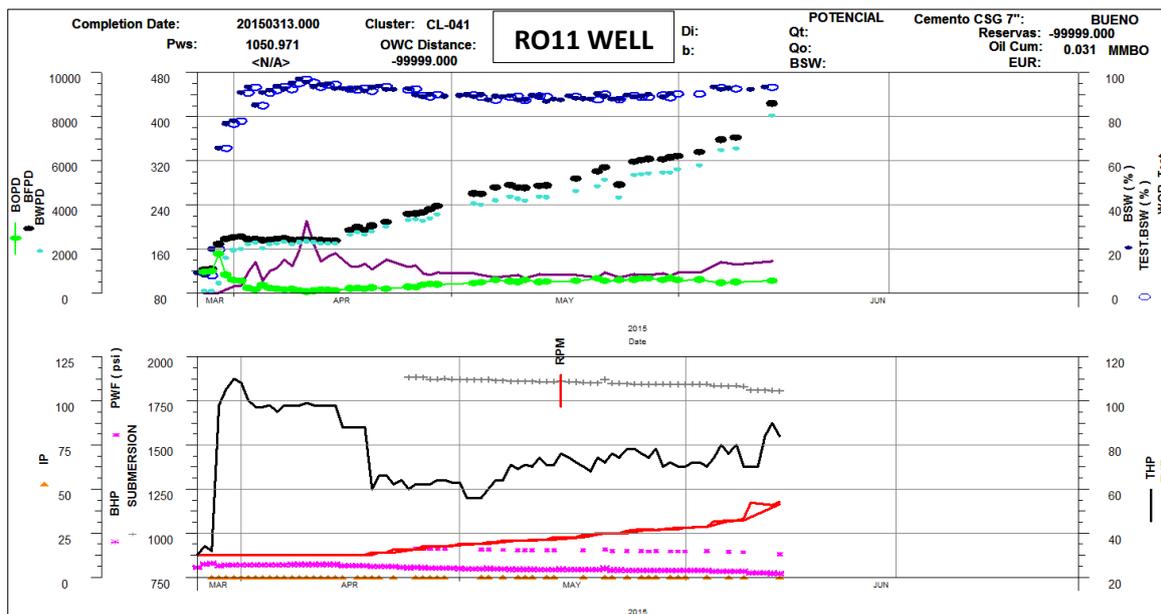
El pozo RO11 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 07 de Marzo de 2015 y finalizó el día 13 de Marzo del mismo año, a una profundidad final de 4578 pies MD, 2632 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

### 3.16.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½" en la sección horizontal de 6 1/8" y un revestidor de 7" en la parte vertical e inclinada de 8 ½", una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½". Ver **Figura 49**.

Luego de su completamiento el pozo RO11 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 28 de Marzo de 2015, con unos resultados iniciales de 1064 BFPD, 967 BOPD y 08% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 30 de Marzo de 2015, cuando alcanzó a producir 1776 BOPD con 20% BSW a 30 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

Figura 48. Comportamiento de Producción Pozo RO11.



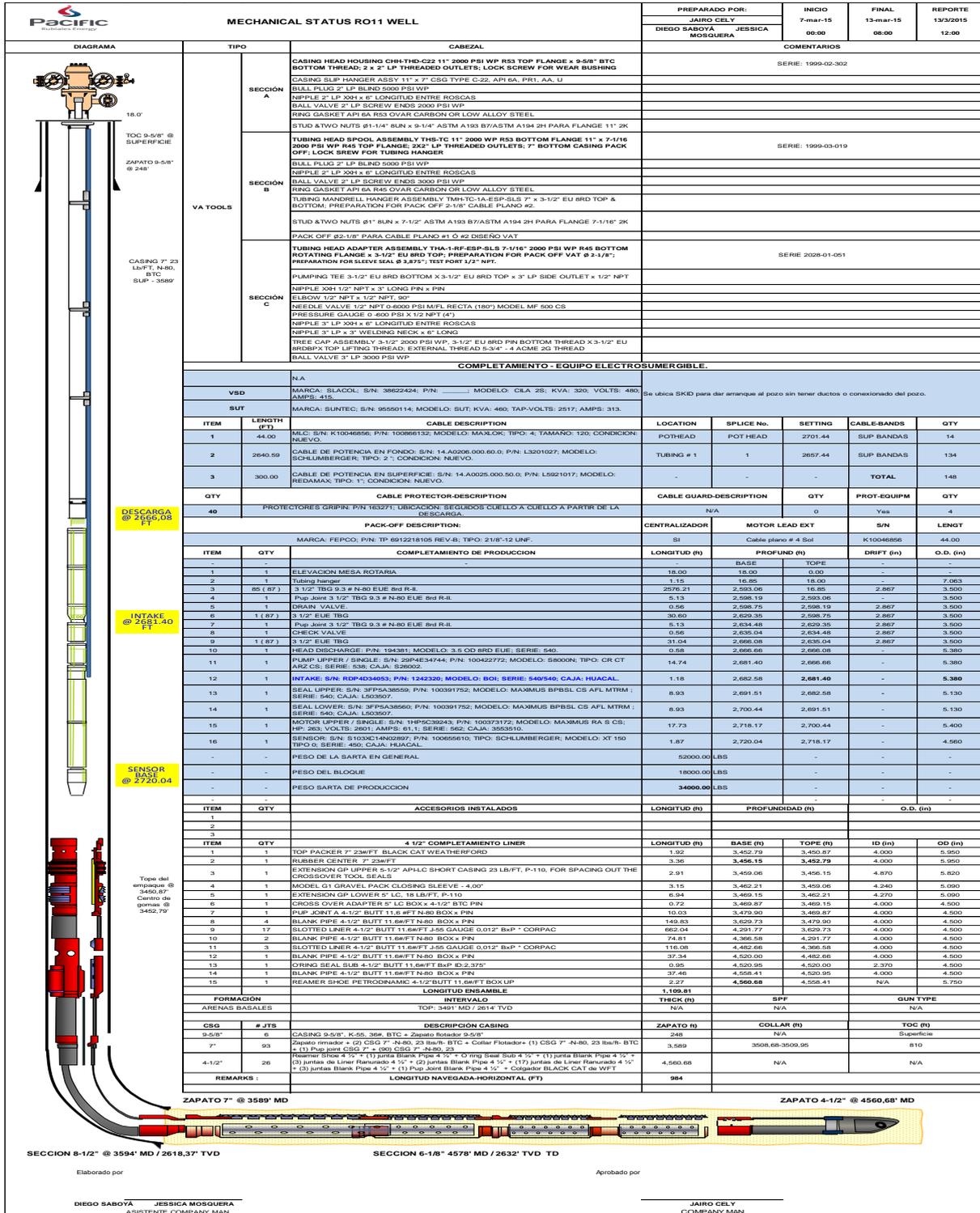
Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 48.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
59,3	684	8348	9032	92,4%

### 3.16.3 Estado Mecánico.

Figura 49. Estado Mecánico Pozo RO11.



Fuente: Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

## 3.17 POZO RO12.

### 3.17.1 Datos Básicos.

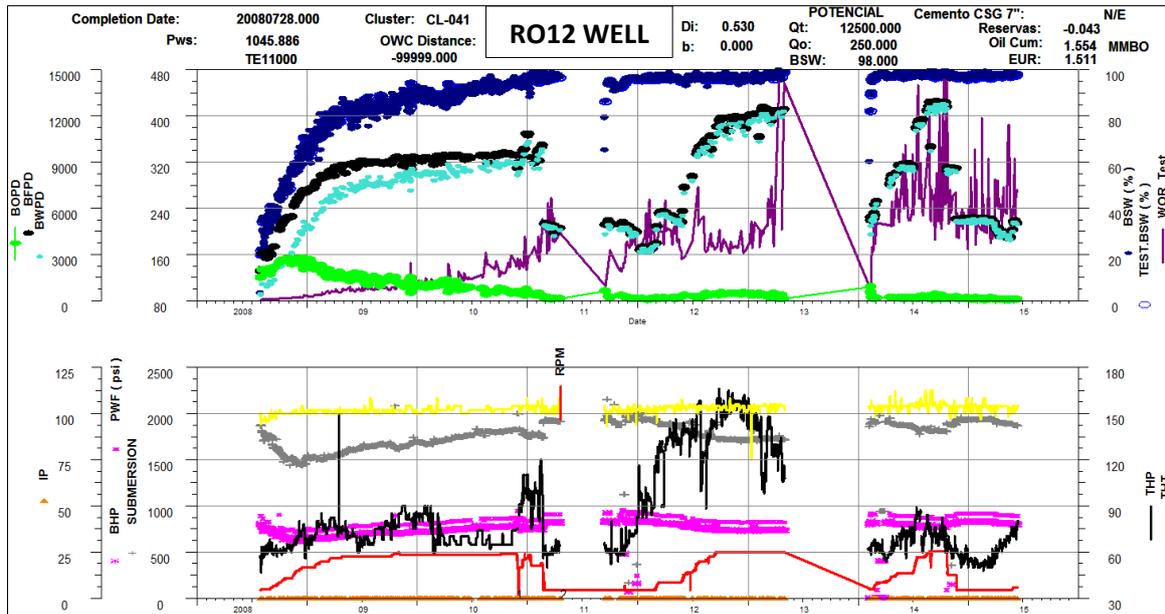
El pozo RO12 es un pozo horizontal que se perforó en la Cuenca de los Llanos Orientales. La perforación comenzó el 12 de Julio de 2008 y finalizó el día 22 de Julio del mismo año, a una profundidad final de 4188 pies MD, 2618 pies TVD. La Unidad productora son las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, por tal razón la sección horizontal abierta fue de 3390-4188 pies en profundidad medida, de los cuales 798 pies almacenan hidrocarburos.

### 3.17.2 Historia de Producción.

El completamiento de este pozo está constituido por un revestidor de producción tipo ranurado de 4 ½" en la sección horizontal de 6 1/8" y un revestidor de 7" en la parte vertical e inclinada de 8 ½", una bomba electro sumergible (ESP) y con una tubería de producción de 3 ½". Ver **Figura 51**.

Luego de su completamiento el pozo RO12 se activó a producción. La primera prueba oficial de producción fue realizada el día 31 de Julio de 2008, con unos resultados iniciales de 1920 BFPD, 1526 BOPD y 20% de BSW, alcanzando su máximo de producción el 16 de Diciembre de 2008, cuando alcanzó a producir 2769 BOPD con 60% BSW a 50 Hz. El porcentaje de agua, siguió incrementándose paulatinamente conforme la producción del pozo.

**Figura 50.** Comportamiento de Producción Pozo RO12.



**Fuente:** Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp.

De acuerdo a la última prueba oficial del pozo, del mes de Junio del 2015, las condiciones de producción son las siguientes (Ver Figura 50.):

Frecuencia (Hz/RPM)	BOPD	BWPD	BFPD	BSW
37	97	4907	5004	97,1%



## **4. DISEÑO DE LAS PRUEBAS DE INTERFERENCIA.**

En este capítulo se plantea la metodología utilizada para la toma de pruebas de interferencia y su diseño según propiedades y características del sistema Pozos/Yacimiento involucrado. Para ello, se utilizó el programa Saphir para la simulación e interpretación de las pruebas, debido a su fácil manejo y a su disponibilidad.

### **4.1 DISEÑO DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA USANDO SAPHIR.**

#### **4.1.1 Generalidades del software Saphir.**

La metodología Saphir parte de un análisis numérico general para yacimientos, se basa en la derivada de Bourdet como la herramienta de diagnóstico principal, quien en 1982 introduce el método de la derivada para análisis de presiones, permitiendo generar una respuesta simulada del pozo y del yacimiento considerando parámetros de entrada.

### **4.2 SIMULACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE SAPHIR.**

En esta sección se simuló el comportamiento de presión/producción del área afectada por los pozos seleccionados para la prueba. La simulación se realizó de igual manera para las tres áreas del campo. En este caso, se simuló el comportamiento de presión del pozo RO6 como el pozo Observador y el pozo P2 como el pozo perturbador.

Se inicia el programa con la información requerida para identificar la prueba, y seleccionar las principales opciones que configuren el proceso de interpretación como: Tipo de Prueba (Estándar o Interferencia) y el tipo de fluido (Petróleo, Gas, Agua). Finalmente, se ingresan los parámetros necesarios como Radio del Pozo, Espesor neto, y Distancia del pozo. Ver **Figura 52**.

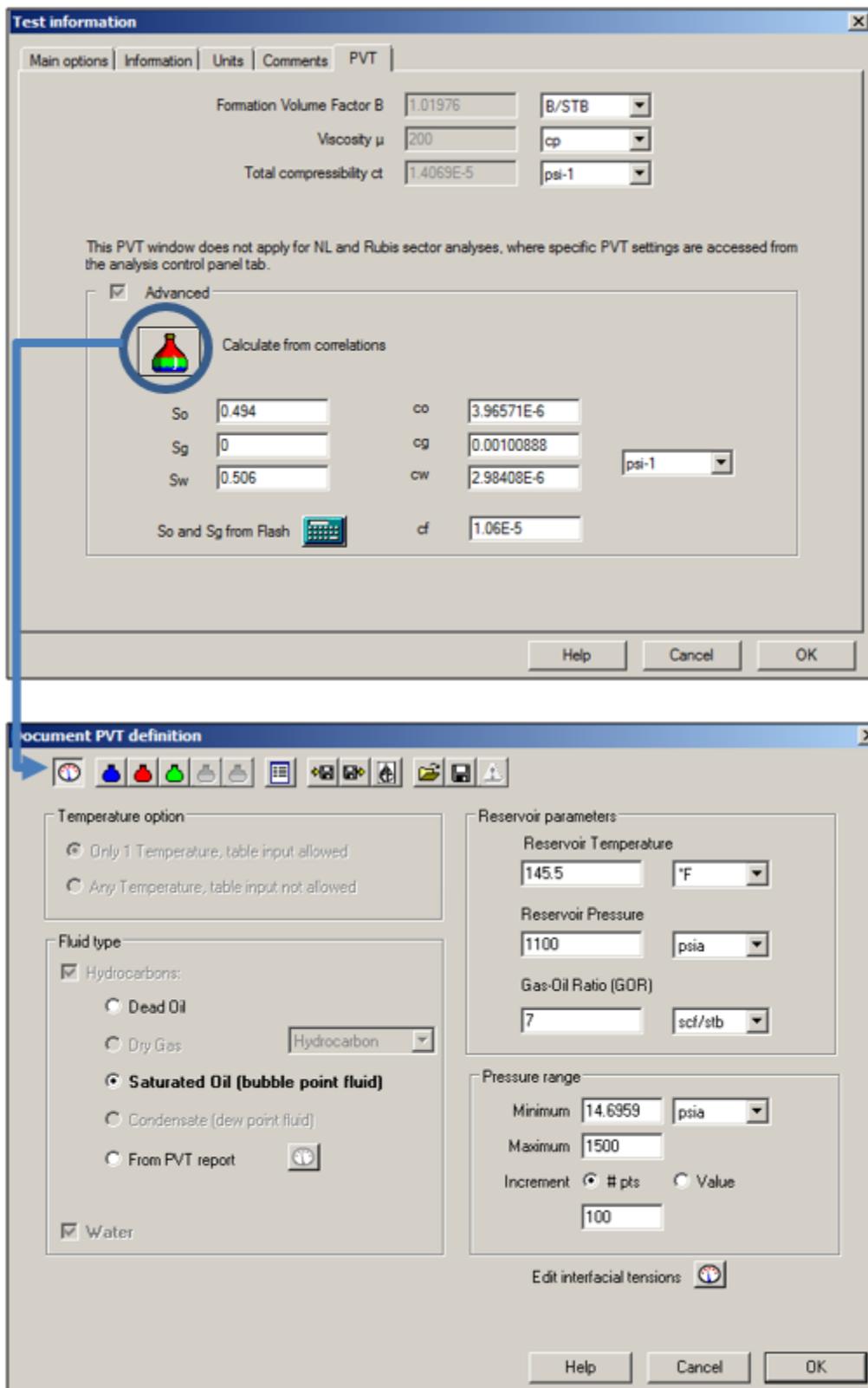
**Figura 52.** Condiciones Generales (KAPPA, Ecrin Saphir V4.30)

Es necesario y de gran ayuda completar cada una de las entradas que pide el software, tales como información, unidades, comentarios y la sección del PVT. Ver **Figura 53** y **Figura 54**

**Figura 53.** Información general de la Prueba de Interferencia.

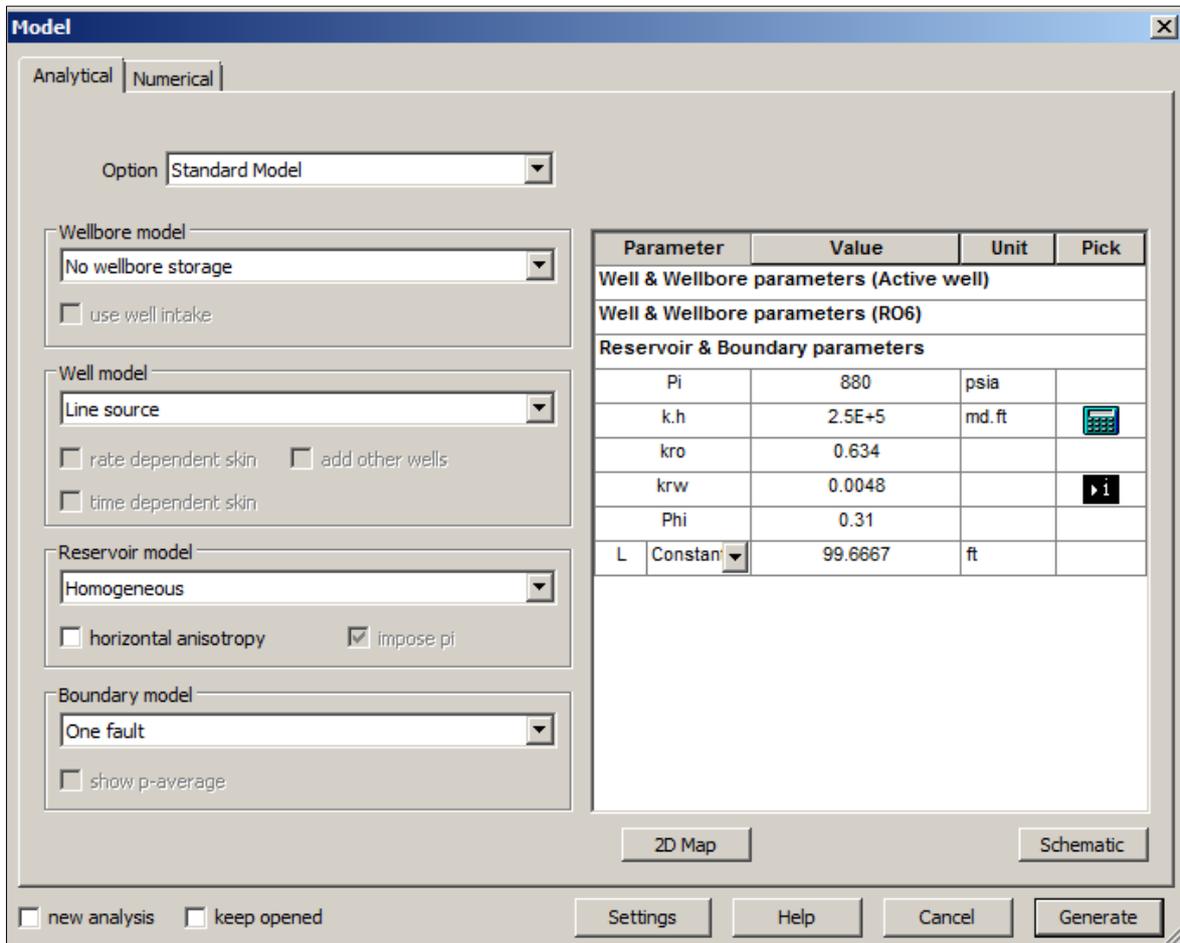
Type	Content
Company	PETROLERA
Field	CRUDO PESADO
Well	RO6
Test Name / #	INTERFERENCIA ENTRE RO6 Y P2
Test date / time	MAYO-JUNIO 2015
Formation interval	BASALES 1ERA ARENA
Perforated interval	2834-2862 pies TVD
Gauge type / #	PHOENIX (S/N: 24565)
Gauge depth	2704 pies TVD
Analyzed by	Felipe Tafur
Analysis date / time	Junio-2015

Figura 54. Definición de valores del PVT para la simulación.



Una vez los datos han sido simulados, se selecciona el o los modelos candidatos, con el objetivo de utilizar la capacidad de modelado del software para que coincida en parte o en su totalidad con la simulación de presión del yacimiento. Los modelos pueden ser analíticos o numéricos. Ver **Figura 55**.

**Figura 55.** Selección del modelo a trabajar para la simulación.



The screenshot shows the 'Model' dialog box with the 'Numerical' tab selected. The 'Option' dropdown is set to 'Standard Model'. The 'Wellbore model' is 'No wellbore storage', and 'use well intake' is unchecked. The 'Well model' is 'Line source', with 'rate dependent skin', 'add other wells', and 'time dependent skin' all unchecked. The 'Reservoir model' is 'Homogeneous', with 'horizontal anisotropy' unchecked and 'impose pi' checked. The 'Boundary model' is 'One fault', and 'show p-average' is unchecked. A table of parameters is displayed on the right, and buttons for '2D Map', 'Schematic', 'Settings', 'Help', 'Cancel', and 'Generate' are visible at the bottom.

Parameter	Value	Unit	Pick
<b>Well &amp; Wellbore parameters (Active well)</b>			
<b>Well &amp; Wellbore parameters (RO6)</b>			
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>			
Pi	880	psia	
k.h	2.5E+5	md.ft	
kro	0.634		
krw	0.0048		
Phi	0.31		
L	Constan	ft	

El modelo se genera y se compara con los datos simulados. De esta manera, se decide a criterio personal rechazar el modelo candidato, o mantener y refinar los cálculos de los parámetros.

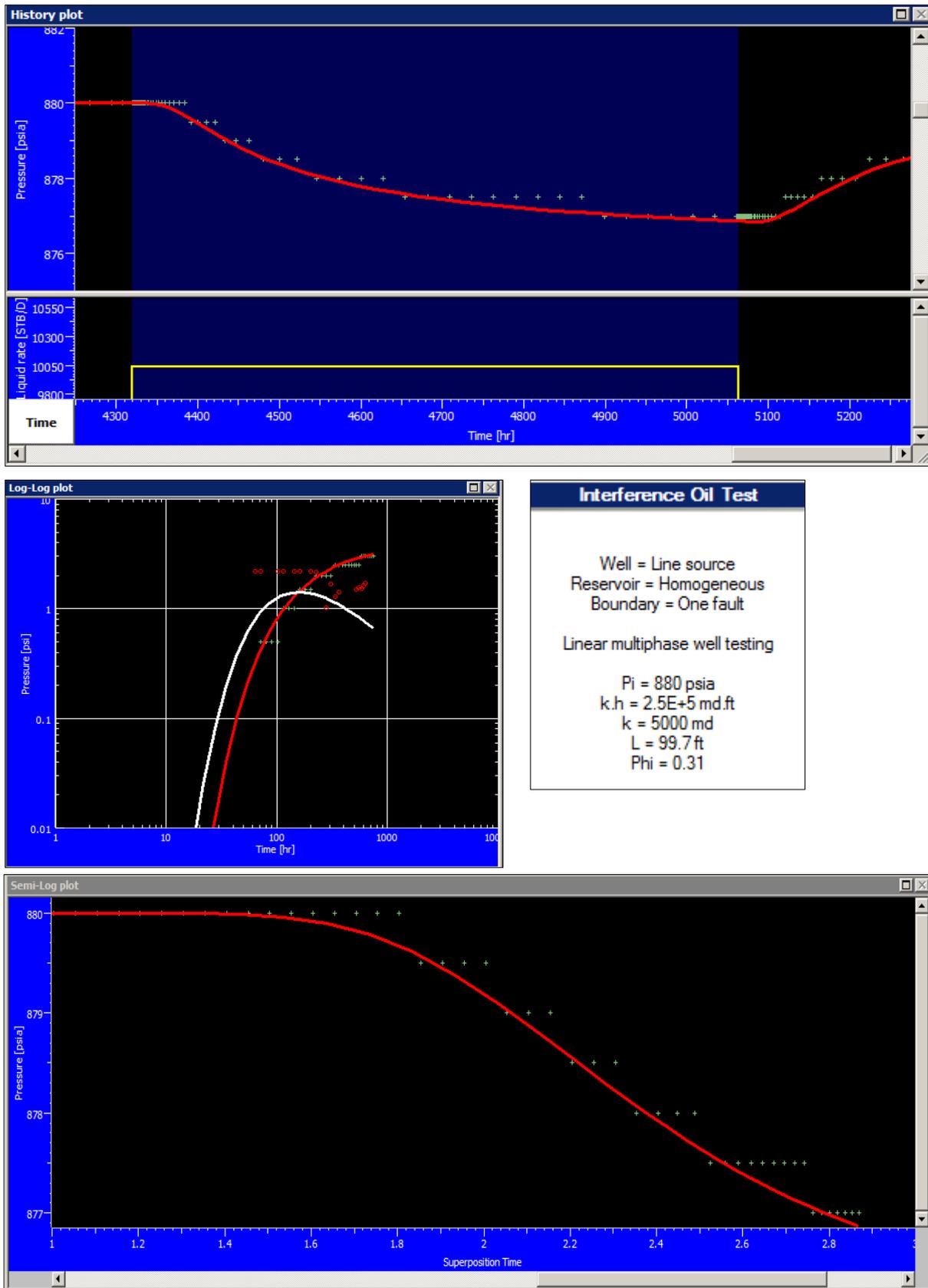
Para los datos de producción, escogemos la opción “Edit Rates”, e ingresamos los periodos de cierre del pozo, los de reactivación y caudal de fluidos producidos. Ver Figura 56.

Figura 56. Historia de producción.



Por último, se obtuvo el resultado de la simulación de la prueba de interferencia del área B, dando como resultado una respuesta inmediata del yacimiento a la reactivación del pozo P2. Ver Figura 57.

Figura 57. Ventana de resultados de la Simulación del área B.



### 4.3 REALIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE MONITOREO PARA CADA ÁREA DEL CAMPO DE CRUDO PESADO.

Se realizó un programa para cada área, con la finalidad de llevar a cabo la toma de datos de presión de fondo en los pozos seleccionados. A continuación se presenta el programa para los pozos correspondientes al área B.

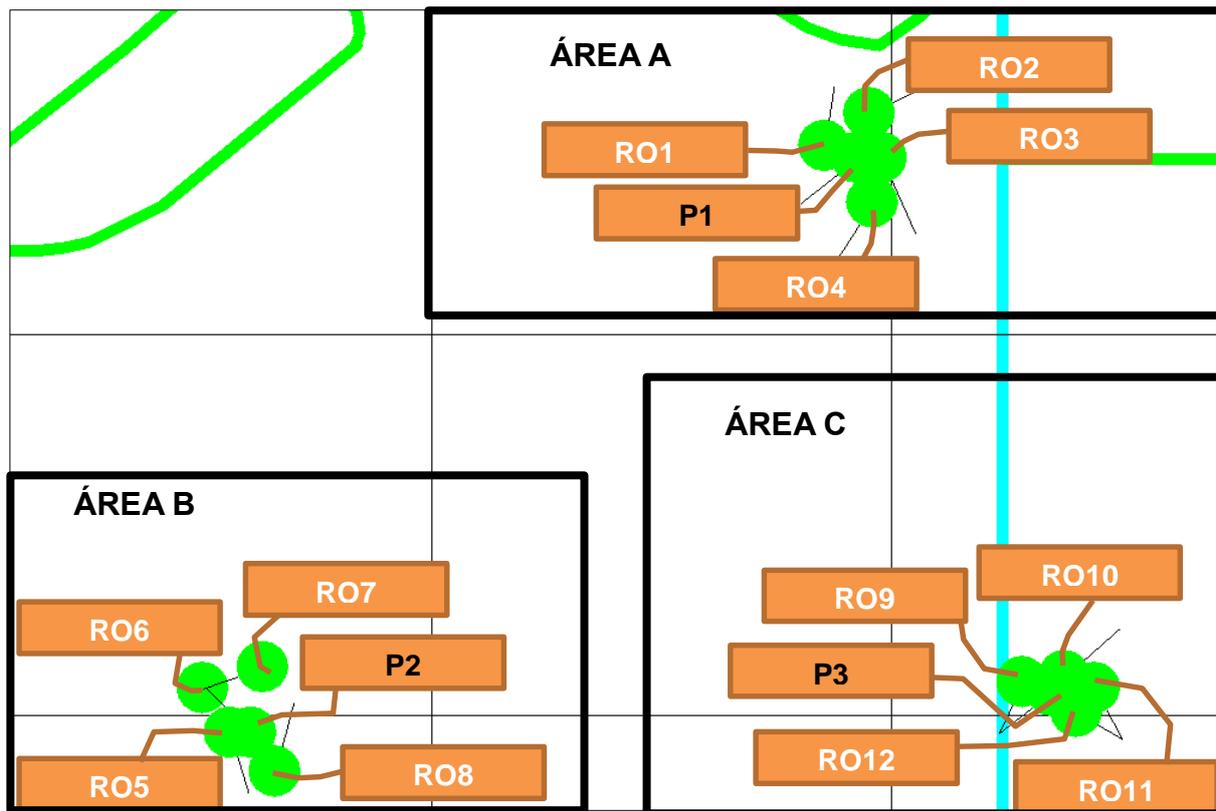
#### 4.3.1 Programa para la toma de datos de Presión de Fondo.

Con el objetivo de determinar el grado de comunicación hidráulica entre dos o más pozos de un campo de crudo pesado, se programó realizar una campaña de adquisición de datos de presión estática de fondo y superficie en el mes de Mayo de 2015. Para su ejecución, fue necesario realizar las siguientes actividades:

- Energizar el variador de los pozos que se encuentran cerrados (**RO6 y RO8**) para registrar presión de fondo y temperatura a una tasa de muestreo cada 5 minutos por 15 días, tiempo en el que se llevará a cabo la prueba.
- Monitorear con los sensores de los pozos activos (**RO5 y RO7**) en una tasa de muestreo cada 5 minutos por 15 días, tiempo en que se llevará a cabo la prueba.
- Verificar que no hayan fugas en conexiones de superficie para reactivar el pozo del **Área B: P2**.
- Monitorear la presión de los pozos mencionados con anterioridad a una tasa de muestreo de 5 minutos por 3 días, antes de reactivar a producción el pozo **P2**.
- Mantener estables las condiciones de producción de los pozos vecinos en el área y reactivar al máximo en producción el pozo **P2**. Durante el tiempo del pozo a producción, seguir registrando presión de fondo y temperatura.
- Pasados los 12 días de reactivar en producción del pozo **P2**, dejar de monitorear la presión en los pozos.
- Descargar la información en formato DD-MMM-AA HH:MM:SS, los datos de presión en psi, y temperatura en °F.

Se ubicaron los pozos cerrados y abiertos con sensores en funcionamiento en tres (3) áreas en el campo, seleccionándose los siguientes candidatos (Ver **Figura 58**).

Figura 58. Ubicación Pozos para Toma de Datos de Presión.



#### 4.4 LIMITACIONES DURANTE EL DESARROLLO DE LA PRUEBA.

A continuación se presentan las limitaciones y percances que se desarrollaron en el transcurso del desarrollo de las pruebas de interferencia.

##### 4.4.1 Pozos en modo de operación PID<sup>7</sup>.

Un controlador PID es un mecanismo de control por realimentación ampliamente usado en sistemas de control industrial. Este calcula la desviación o error entre un valor medido y un valor deseado. El algoritmo del control PID consiste de tres parámetros distintos: el proporcional, el integral y el derivativo. El valor proporcional depende del error actual. El integral depende de los errores pasados y el derivativo es una predicción de los errores futuros.

La suma de estas tres acciones es usada para ajustar el proceso por medio de un elemento de control como la posición de una válvula de control, potencia

<sup>7</sup> Controladores Proporcional-Integral-Derivado.

suministrada a un calentador o para el caso del campo donde se desarrollaron las pruebas de interferencia, para ajustar la presión intake de la bomba (PIP<sup>8</sup>).

A través del uso de controladores PID, los sistemas de control automatizados permiten que los procesos de producción complejos puedan ser operados de una manera segura y rentable. En este caso, esto se logra mediante la medición continua de la presión (PIP) de fondo, para luego tomar las decisiones de subir o bajar frecuencia, de manera que los valores de PIP se mantengan en los valores deseados (valores de referencia).

Para y durante el desarrollo de la prueba de interferencia, los pozos que se seleccionaron y se encontraban operando en modo PID, fueron pasados a modo de frecuencia<sup>9</sup> y se mantuvieron a frecuencia constante, con el fin de que de presentarse la interferencia entre pozos, el modo PID no enmascarase el cambio de presión.

#### **4.4.2 Altos niveles en facilidades de producción<sup>10</sup>.**

Dada la cantidad de volumen que se maneja en campo y los altos niveles en los tanques, la reactivación del pozo P1, correspondiente al área A, no fue posible. Por eso, se cambió la metodología para aplicar la prueba en esta área. En vez de reactivar el pozo P1, se cerró el pozo RO3 para monitorear la restauración de presión en los otros pozos monitores. Ver **Figura 58**.

#### **4.4.3 Fallas en la generación eléctrica.<sup>11</sup>**

Se tuvo en cuenta el tiempo de los apagones en los pozos generado por fallas eléctricas, y su cambio en el comportamiento de presión, para no atribuirlo a interferencia entre pozos. También fue un factor limitante a la hora de energizar los sensores de algunos pozos.

---

<sup>8</sup> Pump Intake Pressure. Presión de entrada de la bomba.

<sup>9</sup> A partir de pruebas de producción y las curvas de desempeño de las bombas, se determina la frecuencia de operación de las bombas y se sugieren los incrementos sobre los pozos.

<sup>10</sup> Los tanques tienen una cierta cantidad de almacenamiento de fluidos. Cuando los niveles de los tanques se encuentran altos, se hace difícil el manejo de un mayor volumen de fluidos producidos.

<sup>11</sup> Fallas en la distribución de la energía eléctrica que alimenta las bombas ESP.

## 5. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

En este capítulo, se muestran los resultados de la aplicación de la prueba de interferencia para las áreas A, B y C del campo de crudo pesado, así como el análisis de los datos obtenidos mediante el software Saphir.

### Obtención y ajustes de datos.

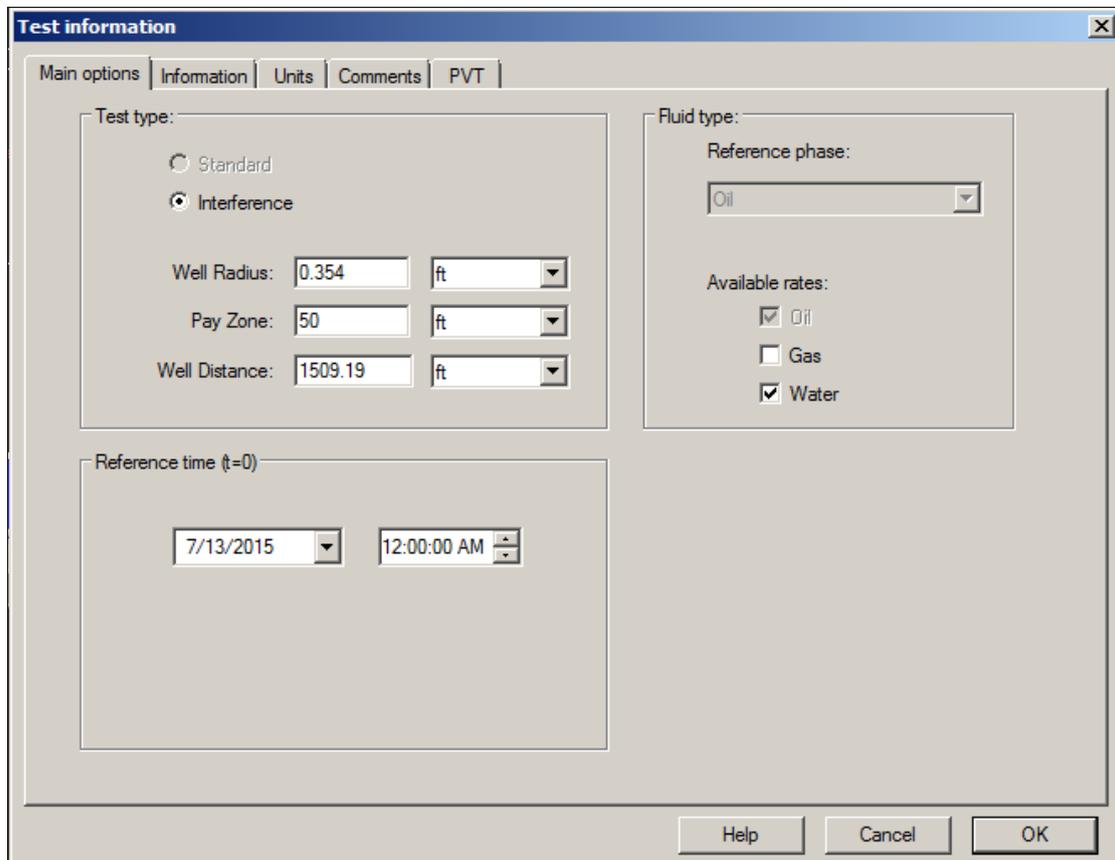
Teniendo en cuenta que algunos datos no son representativos debido a fallas o fluctuaciones en las medidas de los datos de presión, se hizo necesario realizar un refinamiento que consistió en descartar los puntos anómalos dentro de las mediciones de presión. En la **Figura 59** se muestra algunos de los datos adquiridos de la prueba de presión en el área B. La información de todas las áreas se encuentra disponible en formato digital para su consulta en caso de ser requerido.

**Figura 59.** Datos medidos en el área B al momento de reactivar a producción el pozo P2.

FECHA	RO5	RO8	RO6	RO7	BFPD
5/29/15 9:00 PM	726.650833	783.9	881.960019	663.92	0
5/29/15 10:00 PM	726.633333	783.9	882.200012	663.975	0
5/29/15 11:00 PM	726.5175	783.9	882.240002	663.925	0
5/30/15 12:00 AM	726.547899	783.9	882.240015	663.955	0
5/30/15 1:00 AM	726.4725	783.9	881.920007	663.97	0
5/30/15 2:00 AM	726.574167	783.9	881.980017	663.95	0
5/30/15 3:00 AM	726.485	783.9	882.010019	663.9	0
5/30/15 4:00 AM	726.4625	783.9	882.350009	663.905	0
5/30/15 5:00 AM	726.429167	783.9	881.725015	663.925	0
5/30/15 6:00 AM	726.4775	783.9	881.300012	663.905	0
5/30/15 7:00 AM	726.393043	783.9	880.470016	663.905	0
5/30/15 8:00 AM	726.383099	783.9	881.64501	663.97	0
5/30/15 9:00 AM	725.324167	783.9	882.365009	663.96	0
5/30/15 10:00 AM	722.378333	783.9	882.065015	664.09	10133
5/30/15 11:00 AM	720.336667	783.9	881.87001	663.905	10133
5/30/15 12:00 PM	718.960833	783.9	881.680011	663.55	10133
5/30/15 1:00 PM	717.814167	783.9	881.380008	663.53	10133
5/30/15 2:00 PM	716.991667	783.9	880.91001	663.59	10133
5/30/15 3:00 PM	716.234188	783.9	880.635025	663.555	10133
5/30/15 4:00 PM	715.874167	783.9	880.450018	663.545	10133
5/30/15 5:00 PM	715.899167	783.9	880.150018	663.525	10133
5/30/15 6:00 PM	715.984167	783.9	879.835001	663.66	10133
5/30/15 7:00 PM	716.1575	783.9	880.315012	663.58	10133
5/30/15 8:00 PM	716.0925	783.9	880.005017	663.635	10133
5/30/15 9:00 PM	716.046667	783.9	879.825012	663.55	10133
5/30/15 10:00 PM	715.8725	783.9	879.675018	663.555	10133
5/30/15 11:00 PM	716.0025	783.9	879.382353	663.59	10133
5/31/15 12:00 AM	716.028333	783.9	879.115015	663.555	10133
5/31/15 1:00 AM	716.151261	783.9	878.925009	663.575	10133
5/31/15 2:00 AM	715.985833	783.9	879.105023	663.65	10133
5/31/15 3:00 AM	716.005	783.9	878.950012	663.59	10133
5/31/15 4:00 AM	716.078333	783.9	878.92001	663.555	10133
5/31/15 5:00 AM	716.09	783.9	879.12002	663.54	10133
5/31/15 6:00 AM	715.884167	783.9	879.230008	663.62	10133
5/31/15 7:00 AM	715.9725	783.9	878.570004	663.555	10133
5/31/15 8:00 AM	715.994186	783.9	879.095019	663.57	10133
5/31/15 9:00 AM	716.026667	780.860714	876.900012	663.78	10133
5/31/15 10:00 AM	716.0275	780.2	878.790015	663.79	10133

Luego de organizar los datos, se procedió a su análisis e interpretación. En este caso, se analizó mediante Saphir. Se aplicó el mismo procedimiento para las tres áreas de estudio. En este caso, se van a analizar los datos obtenidos en el área B entre los pozos RO6 y P2. Se ingresaron los parámetros de información de la prueba para dar inicio al análisis. Ver **Figura 60**

**Figura 60.** Datos para el análisis de la prueba en el área B.



**Test information**

Main options | Information | Units | Comments | PVT

Test type:

Standard

Interference

Well Radius: 0.354 ft

Pay Zone: 50 ft

Well Distance: 1509.19 ft

Fluid type:

Reference phase: Oil

Available rates:

Oil

Gas

Water

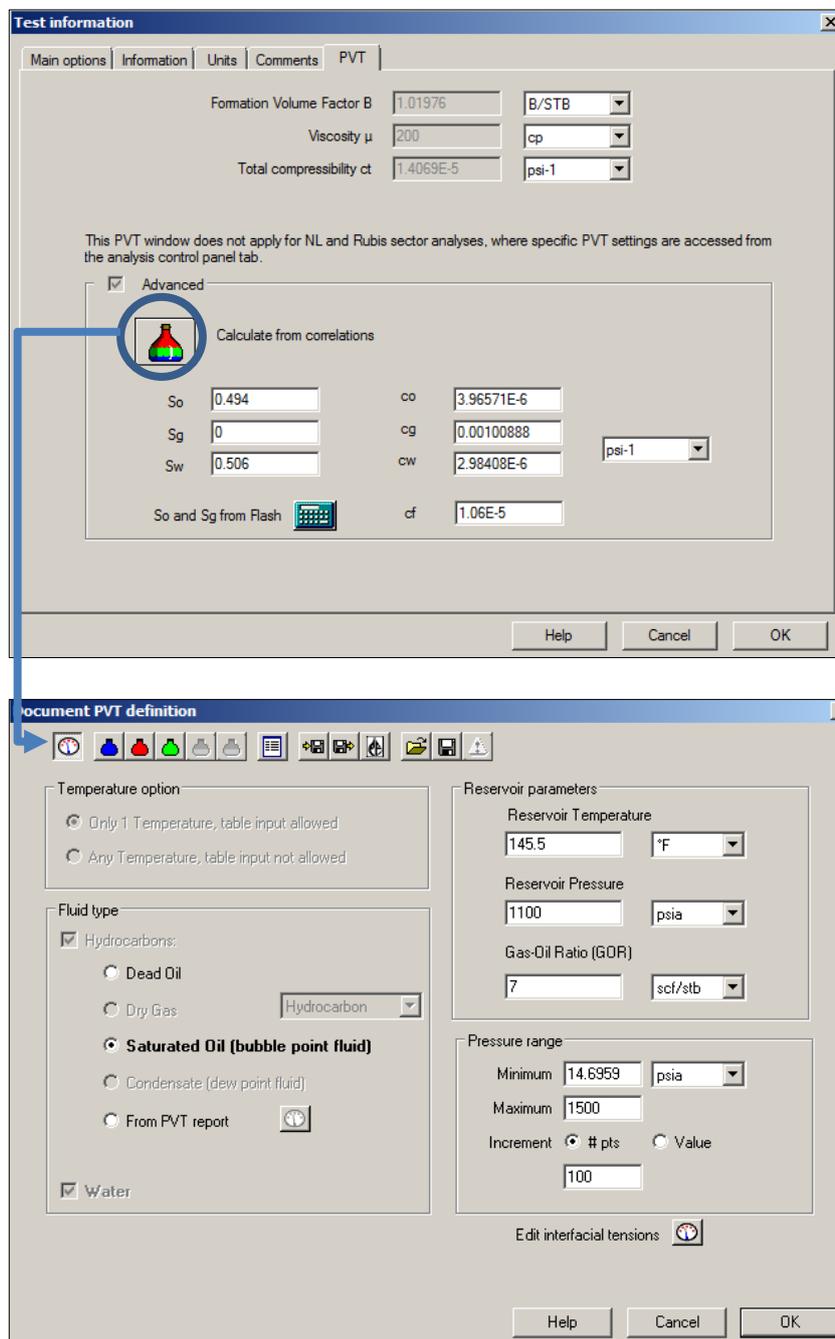
Reference time (t=0):

7/13/2015 12:00:00 AM

Help Cancel OK

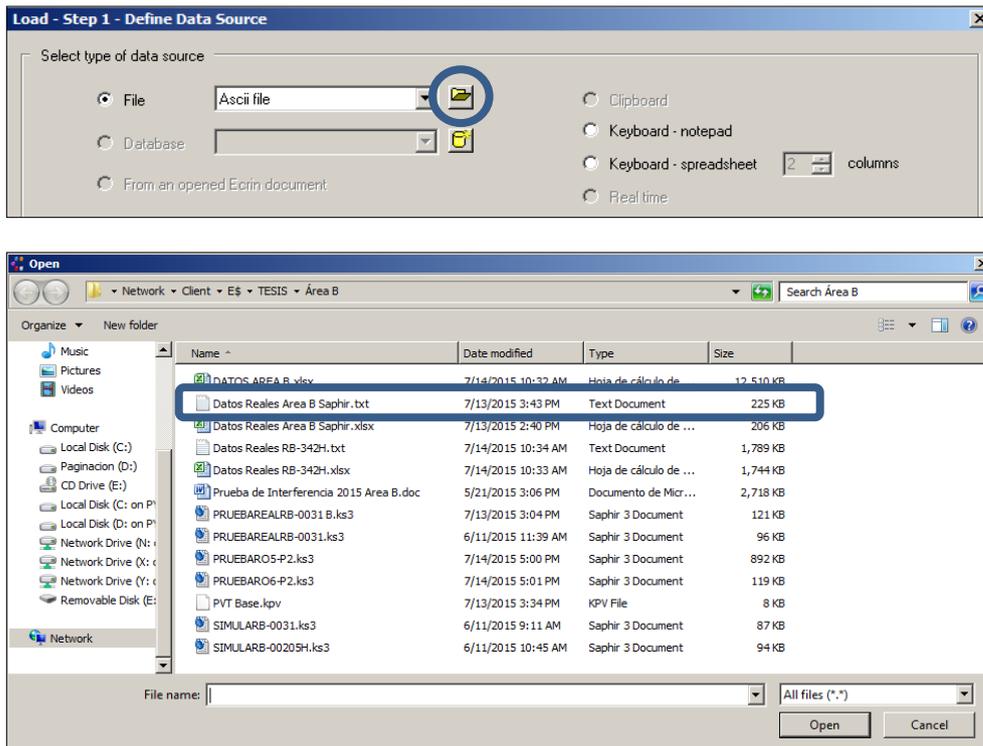
Es necesario definir los parámetros a utilizar en el software en la sección del PVT. Para una mayor precisión, se seleccionaron los valores de un PVT base de uso de la empresa. Ver **Figura 61**.

**Figura 61.** Definición de valores para el PVT.



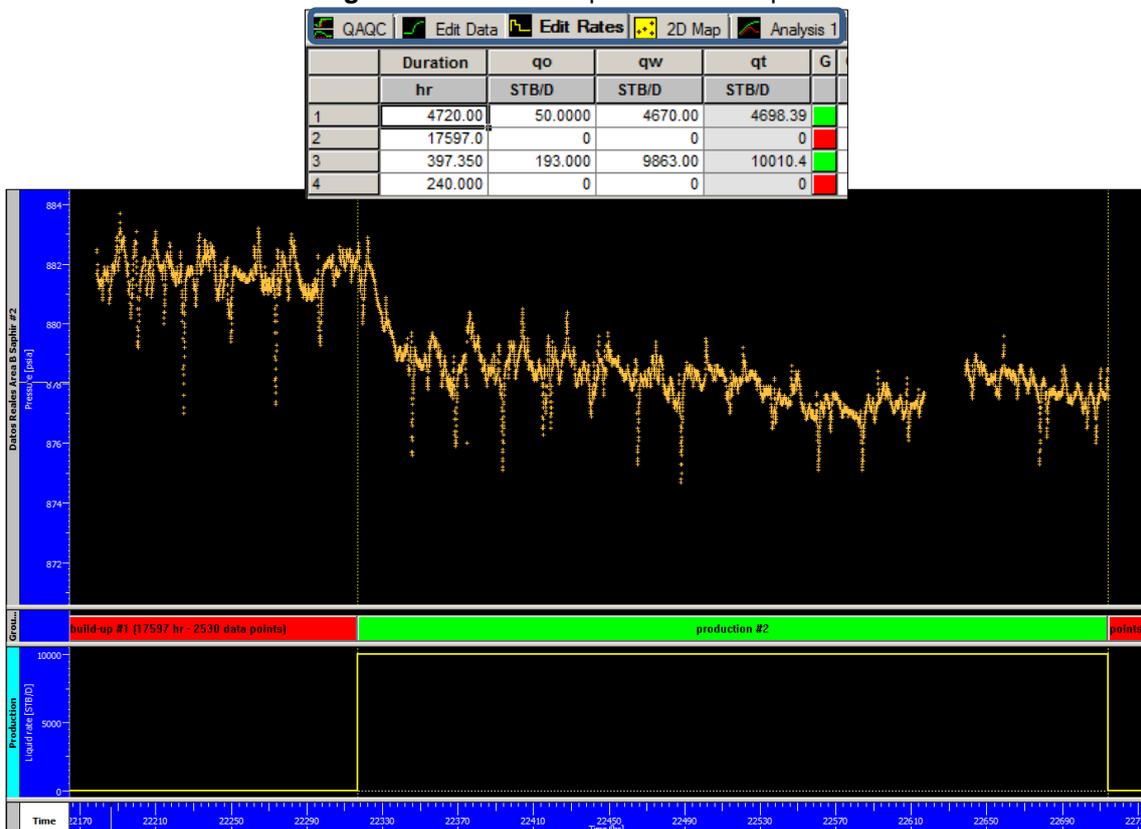
Teniendo definido los valores del PVT, se procedió a cargar la información de presión y temperatura registrada por los sensores del pozo monitor. Saphir permite ingresar estos datos de múltiples maneras. Para el análisis y procesamiento, los datos fueron cargados mediante un archivo Ascii como se observa en la **Figura 62**.

Figura 62. Definición de valores de presión y temperatura.



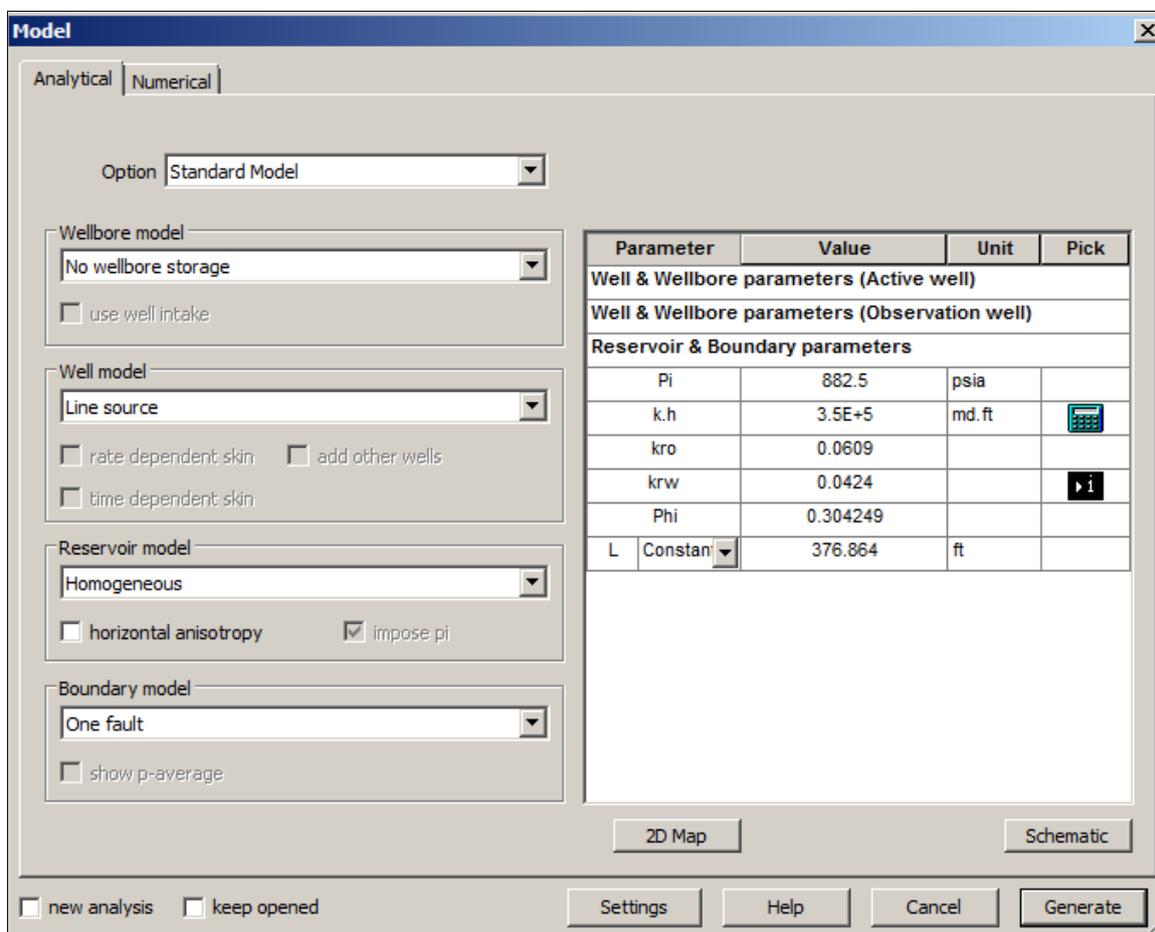
Para los datos de producción, escogemos la opción “Edit Rates”, e ingresamos los periodos de cierre del pozo, los de reactivación y caudal de fluidos producidos. Ver Figura 63.

Figura 63. Historia de producción del pozo.



Una vez los datos han sido ingresados, se selecciona el o los modelos candidatos con el objetivo de utilizar la capacidad del software para que coincida en parte o en su totalidad con la respuesta de presión del yacimiento. Ver **Figura 64**.

**Figura 64.** Modelo para analizar la prueba de interferencia.



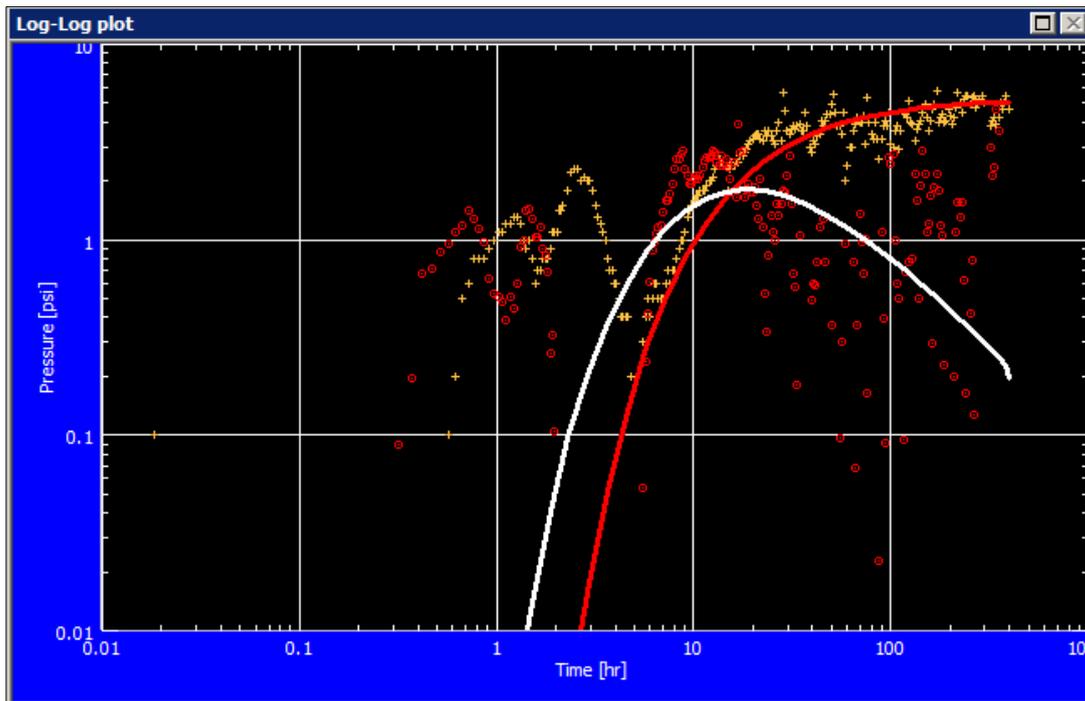
El modelo se genera y se compara con los datos obtenidos en la prueba por los sensores. De esta manera, se decide a criterio personal rechazar el modelo candidato, o mantener y refinar los cálculos de los parámetros.

El software genera 3 gráficas, las cuales se emplean para el análisis de la prueba:

- **Gráfico Log-Log:**

El gráfico Log-Log presenta la variación de presión y la derivada en función del tiempo en una escala Log-Log. Ver **Figura 65**.

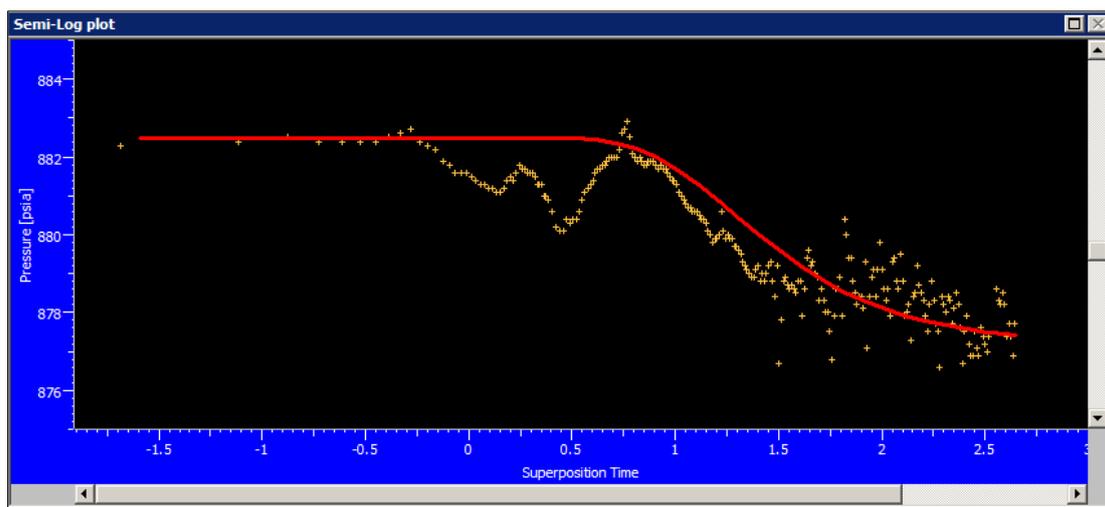
Figura 65. Gráfico Log-Log del análisis de la prueba de interferencia.



- **Gráfico Semi-Log:**

El eje X del gráfico Semi-Log es siempre en función del tiempo de superposición. El eje Y muestra los valores de la presión. Ver Figura 66.

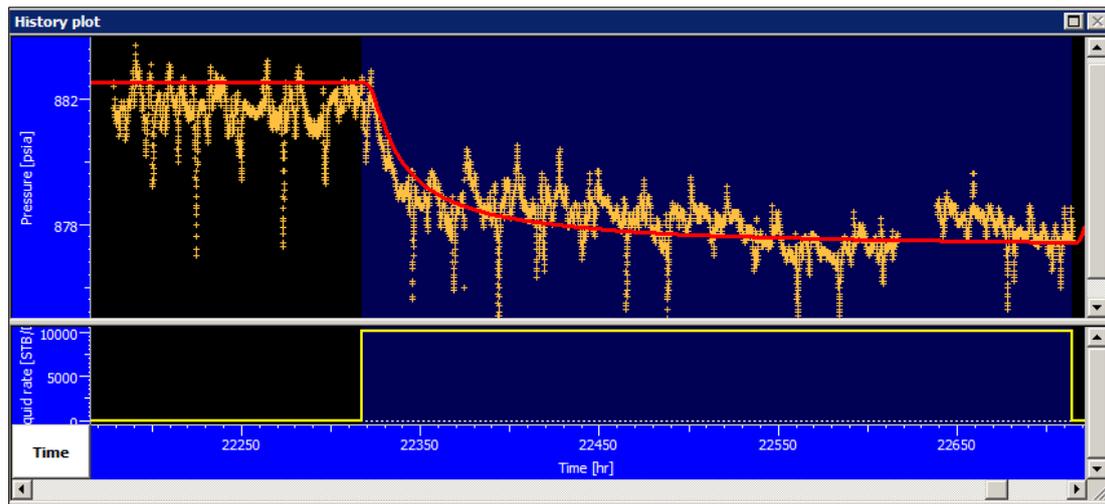
Figura 66. Gráfico Semi-Log del análisis de la prueba de interferencia.



- **Gráfico histórico:**

El gráfico histórico es un gráfico Cartesiano de los datos de producción y presión contra el tiempo. Ver **Figura 67**.

**Figura 67.** Gráfico histórico del análisis de la prueba de interferencia.



Por último, se obtuvo el resultado de la interpretación de la prueba de interferencia del área B, dando como resultado una respuesta inmediata del yacimiento a la reactivación del pozo P2, con una caída de presión al momento de aumentar la producción de fluidos en el área como se observa en la **Figura 67**.

## 6. CONCLUSIONES

- Las pruebas de presión tomadas en el campo fueron representativas. Se logró determinar que se presenta comunicación hidráulica entre pozos de la misma área en el yacimiento de estudio.
- Se diseñó una metodología que permite adquirir presiones de fondo de pozo en campos de la empresa Pacific Rubiales Energy- Meta Petroleum Corp., lo cual es útil por su facilidad y economía, para conocer el comportamiento de presión del yacimiento.
- Con las estrategias seleccionadas de explotación actual del campo, la estrategia de yacimientos, de producción y de instrumentación, se seleccionaron los candidatos a evaluar. Fue necesario dividir el campo en tres áreas, con el fin de tener datos que fueran representativos de todo el yacimiento.
- A pesar de que el campo de crudo pesado cuenta con un acuífero activo, los cambios de producción afectan el comportamiento de presión de los pozos vecinos.

## 7. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda seguir con la toma de pruebas de presión en el campo, que permita tener una base de datos del comportamiento de presión del yacimiento.
- Se recomienda mantener las condiciones de producción estables de los pozos involucrados en las pruebas de interferencia durante el tiempo de la prueba, pues cualquier cambio podría ocultar el efecto de cambio de presión en los pozos observadores.
- Verificar que los pozos se encuentren operando en modo de frecuencia para no tener modificaciones en la Pwf de acuerdo al modo de operación en la que se encuentren los pozos.
- Para la prueba de presión, es importante tener en cuenta que se deben obviar los puntos donde haya ruido.

## BIBLIOGRAFIA

- Araque M. Amelia J. Informe de Presión Estática. Año 2014.
- CIED, PDVSA, “Análisis de Pruebas de Presión”. Nivel II.
- ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de pruebas de presión. Neiva, Huila. 2010.
- HORNER, D.R. “Pressure Buildup in Wells”. 3rd World Petroleum Congress, 28 May-6 June, The Hague, The Netherlands. 1951.
- HOUZÉ, Oliver; VITURAT, Didier; FJAERE, Ole S.; Dynamic Flow Analysis. The Theory and Practice of Pressure Transient and Production Analysis & The Use of data from Permanent Downhole Gauges. KAPPA.
- <http://pruebasdepressionunefa.blogspot.com/>
- [http://www.academia.edu/5025417/ANALISIS\\_DE\\_PRUEBAS\\_DE\\_PRESION](http://www.academia.edu/5025417/ANALISIS_DE_PRUEBAS_DE_PRESION)
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: Presentación y Referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: Icontec, 2008.
- Lugo O. Jimmy José. Monitoreo de la presión estática del campo de crudo pesado. Año 2015.
- León V, Claudia. “Análisis de Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados con Geometría Fractal”, Tesis de Grado, Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.
- Levitan, M. M., Ward, M. J., Boutaud de la Combe, J.-L. Wilson, M. R., The Use of Well Testing for Evaluation of Connected Reservoir Volume, SPE 102483, Presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, U.S.A., September 24-27.
- PACIFIC RUBIALES ENERGY-META PETROLEUM CORP., Informe Técnico Anual. 2014.
- TRIANA A., Raúl L. y RUEDA R., Jesús A., “Análisis de Convolución de Pruebas de Presión en Piedemonte Llanero”, Tesis de Grado, Fundación Universidad de América, 2005.
- [www.pacificrubialesenergy.com.co](http://www.pacificrubialesenergy.com.co).