



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS  
DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE  
GAS Y CONDENSADO

**REPORTE DE TRABAJO  
PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :

**ADÁN ÁVALOS MILLA**



ASESOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

MÉXICO, D.F., CD. UNIVERISTARIA, ENERO 2014

## **Dedicatorias**

### *A mis padres:*

*Por darme la oportunidad de poder desarrollarme y aspirar a un buen futuro desde el momento en que dije UNAM, por su apoyo en las ocasiones que los necesité, por preocuparse por mí y a través de su trabajo y esfuerzo darme la motivación para alcanzar este logro en mi vida, lo que hoy soy es de ustedes, gracias!!!.*

### *A mi novia:*

*Porque nunca estuviste ausente, porque creíste en mí en el momento justo en que más me hacía falta y le diste la correcta dirección a mi vida, porque contigo terminé de crecer, hoy eres mi complemento y la columna de mi vida, va por ti Naye.*

### *A mis hermanos:*

*Rubén, Toño, ustedes que me apoyaron de tantas maneras a lo largo de mi carrera que no tengo más forma de agradecerles que diciéndoles gracias hermanos y siempre voy a estar para ustedes en todo, los tres somos uno, los amo.*

### *A toda mi familia:*

*Que dieron de sí para que yo alcanzara esta meta.*

### *A Dios:*

*Porque yo sé que existes, y en mi compleja forma de ser sé que nunca me dejaste solo y me diste exactamente lo que necesitaba. Gracias.*

## **Agradecimientos**

### *Al Depto. de Ing. Petrolera*

*Por haberme aceptado e impulsado cada día, por apoyarme en tantas cosas y hacerme sentir como en casa. Ing. Israel gracias por ser mi mentor y enseñarme a pensar en la importancia de las cosas e ir despacio; Irene, gracias por apoyarme, respaldarme y defenderme, por guiarme y aconsejarme; y mi Quique, caray a ti te debo tanto que solo te voy a decir, es un honor tenerte como amigo y cuenta conmigo para toda la vida.*

### *A mis otros dos hermanos, Lore y Neko*

*Por tantas cosas que vivimos juntos, por apoyarme, por esperarme, por no dejarme solo, por preocuparse por mí, por sus consejos y todo el apoyo que me dieron, por todas esas tardes y esos fines de semana, muchas gracias.*

### *A mis profesores y Sinodales*

*Ing. Israel Castro, Dr. Fernando Samaniego, Ing. Hermilo Montes, Ing. Bernardo Martell, Ing. Sánchez Arredondo †, Ing. Manuel Villamar, Ing. Alberto Arias, Ing. Javier Arellano, Dr. Rodríguez Nieto, Ing. Ulises Neri, Ing. Alejandro Cortés, Ing. Enrique Bobadilla, Ing. Agustín Velasco Esquivel, Ing. Carlos Morales Gil, Dr. Néstor Martínez, Ing. Francisco Castellanos Paez, Ing. González Reza, Ing. Alfredo Victoria Morales, gracias por enseñarme como es un buen ingeniero.*

### *A todos mis amigos*

*Sin importar el orden, todos ustedes fueron parte de mi vida durante mi carrera y estoy seguro lo seguirán siendo en el futuro, gracias por todos los momentos que compartieron conmigo:*

*Anabel, Santa, Eduardo, Balo, Pablo, Amosho, Daniel, Merarí, Erwin, Hugo, Julio, Yahir, Andrea, Jardón, Chuy, Isabel, Alejandra, Daniela, Albania, Lorena, Inda, Germán, Paulina, Juan Carlos, Humberto, Perla, Josué, Pepe.*

## **A la UNAM**

*Por ser mi Alma Mater y hacer un ingeniero de mí.*

# PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
Objetivo y alcance.....	2
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN</b> .....	<b>4</b>
1.1 ¿Qué es el análisis dinámico de datos? .....	4
1.2 Reseña histórica.....	5
1.3 Fundamentos generales. ....	8
1.3.1 Conceptos básicos.....	8
1.3.2 Tipos de pruebas de presión. ....	10
1.3.3 Generalidades de las pruebas de presión.....	12
<b>CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN</b> .....	<b>14</b>
2.1 Ecuación de Difusión. ....	14
2.1.1 Ley de Darcy.....	14
2.1.2 Ecuación de Difusividad. ....	15
2.1.3 Derivación de la ecuación de difusividad.....	16
2.1.4 Ecuación de Difusión en un yacimiento homogéneo e isotrópico. ....	19
2.2 Condiciones iniciales, de pozo y otros límites. ....	20
2.2.1 Condiciones iniciales. ....	20
2.2.2 Condiciones de pozo. ....	21
2.3 Solución Línea Fuente para un yacimiento homogéneo e infinito. ....	22
2.3.1 Derivación.....	22
2.3.2 Solución Línea Fuente.....	25
2.4 Almacenamiento y Daño. ....	26
2.4.1 Almacenamiento. ....	26
2.4.2 Daño.....	28
2.4.2.1 Derivación.....	30
<b>CAPÍTULO 3: DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO</b> .....	<b>34</b>
3.1 Características de los yacimientos de gas y condensado.....	35
3.2 Presión de rocío, <i>p<sub>r</sub></i> . ....	37
3.3 Condensación y vaporización. ....	37
<b>CAPÍTULO 4: TÉCNICAS PARA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO</b> .....	<b>39</b>
4.1 Ecuaciones básicas. ....	40
4.2 Teoría de Perrine-Martin. ....	41
4.3 Método de Ayan & Lee.....	42

**CAPÍTULO 5: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.....44**

5.1 POZO A: Prueba de Incremento de Presión, TR 3 1/12". Intervalo disparado: 1648 m – 1663 m (MD).  
44

5.1.1	Objetivo.....	44
5.1.2	Operación.....	44
5.1.3	Estados mecánicos.....	49
5.1.4	Histórico de producción.....	51
5.1.5	Datos del yacimiento.....	54
5.1.6	Gradiente dinámico.....	55
5.1.7	Gradiente estático.....	57
5.1.8	Análisis de curva de variación de presión.....	59
5.1.9	Análisis nodal.....	64
5.1.9.1	<i>Premisas utilizadas.....</i>	64
5.1.9.2	<i>Análisis de ingeniería.....</i>	64
5.1.9.3	<i>Ajuste del PVT.....</i>	65
5.1.9.4	<i>Ajuste del Registro de Presión de Fondo Fluyente.....</i>	66
5.1.9.5	<i>Curva del IPR.....</i>	66
5.1.9.6	<i>Curva de IPR y VLP.....</i>	67
5.1.9.6.1	<i>Curva de IPR y VLP para producción de gas.....</i>	68
5.1.9.6.2	<i>Curva de IPR y VLP para producción de condensado.....</i>	69
5.1.10	Conclusiones y comentarios de la prueba.....	70

5.2 Pozo B: Prueba de Incremento de Presión Post-Fractura, TR 3 1/12". Intervalo disparado: 2475 m – 2487 m (MD).....71

5.2.1	Objetivo.....	71
5.2.2	Operación.....	71
5.2.3	Estados mecánicos.....	73
5.2.4	Histórico de producción.....	75
5.2.5	Datos del yacimiento.....	77
5.2.6	Gradiente dinámico.....	78
5.2.7	Gradiente estático.....	80
5.2.8	Análisis de curva de variación de presión.....	82
5.2.9	Análisis nodal.....	86
5.2.9.1	<i>Premisas utilizadas.....</i>	86
5.2.9.2	<i>Análisis de ingeniería.....</i>	86
5.2.9.3	<i>Ajuste del PVT.....</i>	87
5.2.9.4	<i>juste del Registro de Presión de Fondo Fluyente.....</i>	88
5.2.9.5	<i>Curva del IPR.....</i>	89
5.2.9.6	<i>Curva de IPR y VLP.....</i>	89
5.2.9.6.1	<i>Curva de IPR y VLP para producción de gas.....</i>	90
5.2.9.6.2	<i>Curva de IPR y VLP para producción de condensado.....</i>	91
5.2.10	Conclusiones y comentarios de la prueba.....	92

5.3 Pozo C: Prueba de Incremento de Presión Pre-Fractura, TR 3 1/12". Intervalo disparado: 2458 m – 2476 m (MD).....93

5.3.1	Objetivo.....	93
5.3.2	Operación.....	93
5.3.3	Estados mecánicos.....	95
5.3.4	Histórico de producción.....	97
5.3.5	Datos del yacimiento.....	99
5.3.6	Gradiente dinámico.....	100

5.3.7	Gradiente estático.....	102
5.3.8	Análisis de curva de variación de presión. ....	104
5.3.9	Análisis nodal.....	108
5.3.9.1	<i>Premisas utilizadas.....</i>	108
5.3.9.2	<i>Análisis de ingeniería. ....</i>	108
5.3.9.3	<i>Ajuste del PVT.....</i>	109
5.3.9.4	<i>Ajuste del Registro de Presión de Fondo Fluyente. ....</i>	109
5.3.9.5	<i>Curva del IPR. ....</i>	111
5.3.9.6	<i>Curva de IPR y VLP. ....</i>	111
5.3.9.6.1	<i>Curva de IPR y VLP para producción de gas. ....</i>	112
5.3.9.6.2	<i>Curva de IPR y VLP para producción de condensado. ....</i>	113
5.3.10	Conclusiones y comentarios de la prueba.....	114
5.4	Pozo D: Prueba de Incremento de Presión Pre-Fractura, TR 3 1/12". Intervalo disparado: 1790 m – 1796 m (MD).....	115
5.4.1	Objetivo.....	115
5.4.2	Operación. ....	115
5.4.3	Estados mecánicos.....	116
5.4.4	Histórico de producción. ....	118
5.4.5	Datos del yacimiento.....	120
5.4.6	Gradiente dinámico.....	121
5.4.7	Gradiente estático.....	123
5.4.8	Análisis de curva de variación de presión. ....	125
5.4.9	Análisis nodal.....	129
5.4.9.1	<i>Premisas utilizadas.....</i>	129
5.4.9.2	<i>Análisis de ingeniería. ....</i>	129
5.4.9.3	<i>Ajuste del PVT.....</i>	130
5.4.9.4	<i>Ajuste del Registro de Presión de Fondo Fluyente. ....</i>	131
5.4.9.5	<i>Curva del IPR. ....</i>	131
5.4.9.6	<i>Curva de IPR y VLP. ....</i>	132
5.4.9.6.1	<i>Curva de IPR y VLP para producción de gas. ....</i>	133
5.4.10	Conclusiones y comentarios de la prueba.....	134
<b>RECOMENDACIONES</b> .....		<b>135</b>
<b>REFERENCIAS</b> .....		<b>137</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....		<b>140</b>

## **INTRODUCCIÓN.**

En la industria petrolera mantener la mayor cantidad y calidad de información disponible siempre ha resultado en proyectos de gran éxito. La investigación es la parte primordial y la base de la existencia inherente de todo proyecto desde sus inicios y durante su desarrollo. Las implicaciones de la generación de la información se combinan en procesos totalmente complejos en sus formas, logística, operación, costos, aprobaciones y lo más crítico, el tiempo. Los grupos de trabajo tienen que encontrar la manera de coexistir en un proyecto donde apuntan y diseñan hacia sus necesidades, que en conjunto son las necesidades de la mayoría, pero que en algún momento se anteponen o se desechan ante las de los demás.

Este trabajo se desarrolló con base a las experiencias tenidas en la interpretación de Pruebas de Incremento de Presión aplicando un proceso organizado que implementa los flujos de trabajo previo y durante las operaciones, desde la interacción con el cliente, revisión, validación e integración de la información, el uso de software especializado, los ajustes de modelos basados en las propiedades de los pozos y yacimientos, los ajustes para el comportamiento y análisis de los resultados hasta las conclusiones y recomendaciones que se basan en el conocimiento y experiencia de cada profesional que desarrolla dicha actividad.

Se incluye como preámbulo la descripción de las pruebas de presión, sus orígenes y desarrollo en el tiempo, los principios matemáticos y físicos básicos, sus modelos principales de interpretación y algunas metodologías propias para el tipo de yacimientos en que se opera.

Las pruebas aquí mostradas se llevaron a cabo en un campo petrolero de baja permeabilidad, en pozos de desarrollo y reparaciones mayores en yacimientos de gas y condensado, correspondientes a sedimentos de tipo terrígeno a nivel del Oligoceno, principalmente en la formación Frio Marino; las pruebas se efectuaron en operaciones pre y post fractura, dependiendo de los programas de terminación y reparación de cada pozo, de la forma de respuesta al disparo de cada uno y de su localización, para efectos de la caracterización estática y dinámica propia del campo ya sea en su generación o reforzamiento dependiendo de la zona probada.

Se omiten los nombres y localizaciones de los pozos mostrados, sin embargo, los datos son reales, así como los procesamientos, interpretaciones y resultados.

### **Objetivo y alcance.**

El objetivo de este trabajo es presentar la metodología y la aplicación de un proceso de interpretación de una prueba de incremento de presión, siguiendo el flujo de trabajo correspondiente para cuatro escenarios distintos de procesamiento con base en las respuestas obtenidas por la herramienta durante la operación:

- **Objetivos:** indicar la función de la prueba y las condiciones en las que se lleva a cabo.
- **Operación:** mostrar detalladamente todas las actividades de terminación ó reparación que se realizan en un pozo antes de llevar a cabo una prueba pre o post fractura.
- **Diagramas mecánicos:** conocer la construcción de los pozos intervenidos, para comprender los fenómenos que se presentarán con los fluidos en la tubería y mostrar las acciones realizadas y programadas para intervalos de producción futuros.
- **Histórico de producción:** mostrar los periodos de flujo antes de probar los intervalos disparados y fracturados según sea el caso, así como conocer la capacidad y el tipo de fluido aportado por la formación.
- **Datos del yacimiento:** agrupar de forma general la información necesaria para realizar la interpretación de la prueba de restauración de presión.
- **Gradiente dinámico:** evaluar el nivel de energía del pozo abierto al flujo y determinar los patrones de flujo en la tubería.
- **Gradiente estático:** conocer los fluidos encontrados a lo largo de la tubería con el pozo cerrado, posterior al periodo de restauración de presión.
- **Análisis de curva de variación de presión:** muestra el proceso de interpretación y obtención de resultados a través de la integración de la información y el uso de un software especializado.
- **Análisis nodal:** utilizado como metodología para comprobar la veracidad de los parámetros obtenidos de la interpretación a través del ajuste de la producción previa a la prueba de restauración de presión.

## FLUJOGRAMA DEL CONTENIDO DEL REPORTE

### CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.

- Descripción de las pruebas de presión.
- Orígenes y desarrollo en el tiempo.

### CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.

- Descripción básica de principios matemáticos y físicos.
- Ecuación de Difusión.
- Condiciones de pozo: condiciones iniciales, almacenamiento y daño.

### CAPÍTULO 3: DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

- Características y elementos singulares de este tipo de yacimientos.
- Composición,  $p_r$ .

### CAPÍTULO 4: TÉCNICAS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

- Ecuaciones básicas, teoría y metodologías de interpretación.

### CAPÍTULO 5: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

- Pozo A: Prueba pre-fractura, indicando un efecto de redistribución de fases.
- Pozo B: Prueba post-fractura, ejemplo del comportamiento de una formación fracturada.
- Pozo C: Prueba pre-fractura, mostrando una corrida relativamente limpia.
- Pozo D: Prueba pre-fractura, interpretación del alcance de dos barreras impermeables.

### RECOMENDACIONES

- Sugerencias sobre las implementaciones a las operaciones que resultan de las experiencias en las mejores prácticas, mejores resultados dirigidos hacia una mejor caracterización del campo.

## **Capítulo 1: INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.**

### **1.1 ¿Qué es el análisis dinámico de datos?**

Años atrás la única fuente de obtención de datos dinámicos era lo que se conoce como Well Test, que al ser procesado bajo una interpretación era descrito como Well Test Interpretation (WTI).

Las situaciones cambiaron cuando las mismas herramientas que eran utilizadas en las operaciones de intervención a pozo evolucionaron bajo la necesidad de la obtención de datos de mayor calidad en mediciones de forma permanente, particularmente en pruebas de formación. Fue entonces que el WTI fue renombrado a lo que hoy se conoce como Pressure Transient Analysis, PTA.

Bajo este análisis es importante describir los siguientes conceptos importantes:

- ✚ Flujo Dinámico: describe cualquier proceso de flujo de fluidos intencionado o no que se produce durante la exploración u operaciones de producción en donde el movimiento del fluido se lleva a cabo dentro de un yacimiento. En la mayoría de los casos el flujo dinámico se propicia y controla poniendo uno o varios pozos en producción. Sin embargo, existen ocasiones durante la perforación y terminación en zonas con valores importantes en porosidad y permeabilidad donde se crean flujos ajenos al diseño, que no producen beneficios de producción, los cuales también se les conoce como flujos dinámicos.
- ✚ Datos dinámicos: comprenden la serie de mediciones de las propiedades físicas que son impactadas por el flujo dinámico. Estos datos se miden con respecto a la profundidad (por ejemplo, producción y registros de temperatura), al tiempo (datos de la presión, temperatura y gasto) o ambos (datos medidos mediante fibra óptica).
- ✚ Análisis dinámico de datos: es el proceso de interpretar y modelar los datos dinámicos. Este análisis es amplio en su estructura y comprende el manejo de la información obtenida de los procesos indicados en la Fig. 1.1.1.

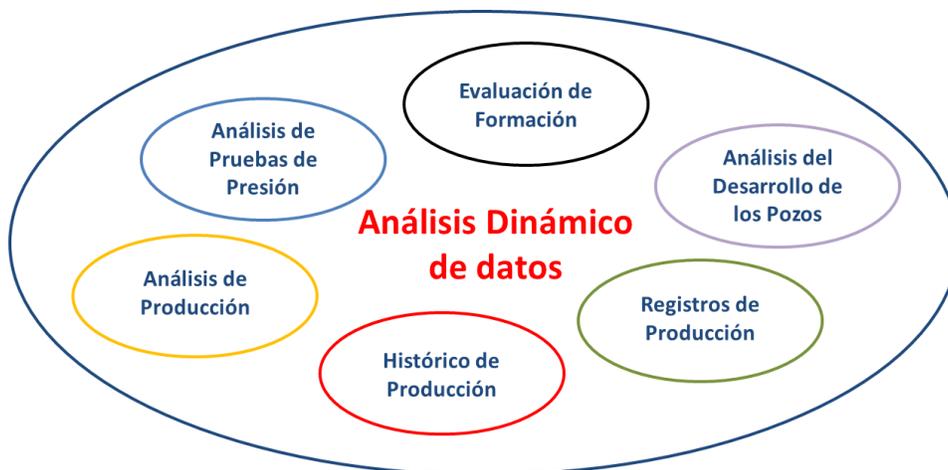


Fig. 1.1.1. Composición del Análisis Dinámico de Datos.

## 1.2 Reseña histórica<sup>1</sup>.

Los primeros elementos de medición de presiones registraban un solo punto de presión. Los instrumentos de medición continua de presión se introdujeron en 1930. El método de Recobro en Hidrología (análogo al método de Horner) fue introducido por Theis<sup>2</sup> en 1935.

En 1937, Morris Muskat<sup>3</sup> presentó un método para determinar presión estática (P) del área de drenaje en pozos petroleros, es un método semilog de ensayo y error. En 1949, Van Everdingen y Hurst<sup>4</sup>, presentaron un estudio clásico de análisis de pruebas de pozos, y desarrollaron una solución al problema pozo-yacimiento con efecto de almacenamiento, e introdujeron la primera Curva Tipo.

Miller, Dyes y Hutchinson<sup>5</sup> (MDH), presentaron en 1950, un método basado en soluciones presentadas por Van Everdingen y Hurst<sup>4</sup>, donde establecen que ( $P_{ws}$ ) debía ser una función lineal del tiempo de cierre  $\log \Delta t$ . Presentaron gráficos para determinar la presión estática del yacimiento bajo condiciones de límite exterior cerrado y a presión constante e investigaron y propusieron un método para analizar presiones para flujo multifásico.

Horner<sup>6</sup>, en 1951, presentó un método para analizar pruebas de restauración de presión y determinó que un gráfico de la presión de fondo de estática,  $P_{ws}$ , debía ser una función lineal del  $\log(t + \Delta t)/\Delta t$ . Horner<sup>6</sup> identifica fallas geológicas y presenta el primer método para determinar presión estática del yacimiento, usando información del "transient" o transiente.

En 1953 Van Everdingen y Hurst<sup>7, 8</sup>, introducen el efecto de daño (S). En 1955 Perrine<sup>9</sup>, presentó una revisión de los trabajos de Horner y MDH, y propuso un nuevo método para análisis de pruebas de presión para flujo multifásico. Más tarde Martin<sup>10</sup> estableció las bases teóricas para este método.

Matthews, Brons y Hazebroek<sup>11</sup> (MBH) presentaron en 1954 un estudio donde utilizaron el principio de superposición en espacio, para determinar el comportamiento de presión de pozos localizados dentro de áreas de drene rectangular. Desarrollaron además un método para determinar presiones promedio de área de drene ( $p$ ) el cual hace uso de información del transiente de presión y de la presión extrapolada, ( $p^*$ ) de Horner. Este método es uno de los más utilizados actualmente para determinar la presión promedio del yacimiento.

Al-Hussainy, Ramey y Crawford<sup>12</sup> introdujeron en 1966 el concepto de la función pseudo presión,  $m(P)$  para gases, la introducción de esta función removió la suposición de que los gradientes de presión tenían que ser pequeños para obtener una ecuación de flujo de gas en yacimientos, definió condiciones de aplicabilidad de estudios presentados anteriormente y extendió la teoría de análisis de pruebas de presión de líquidos a gases utilizando la función  $m(P)$ .

En 1968, Earlougher, Ramey, Miller y Mueller, aplicaron el principio de superposición en espacio para obtener la solución del problema de un pozo produciendo a un gasto de flujo constante, localizado en diferentes posiciones dentro de un área de drene rectangular. Mostraron como usar el problema de un pozo en el centro de un cuadrado para generar soluciones para áreas de drene rectangular.

En 1970 Agarwal, Al-Hussainy y Ramey<sup>13</sup> introdujeron el análisis de los períodos iniciales de flujo o restauración de presión mediante el Método de la Curva Tipo, para un pozo localizado en un yacimiento infinito con efecto de almacenamiento y efecto de daño. En el método de Curva Tipo, el problema pozo-yacimiento se formula matemáticamente de acuerdo a las leyes físicas del flujo de fluido en medios porosos y aplicando determinadas condiciones iniciales y de contorno. Las ecuaciones resultantes se resuelven mediante métodos del análisis clásico matemático (transformada de Laplace, funciones de Green, etc.), o mediante técnicas de análisis numérico (diferencias finitas ó elementos finitos); posteriormente, la solución se grafica en un papel (Curva Tipo) y se trata de ajustar los datos reales medidos en un papel semi-transparente (Gráfico de Campo) a la solución teórica.

McKinley<sup>14</sup> en 1971 y Earlougher y Kersch<sup>15</sup> en 1974 también han presentado modelos de Curva Tipo para el problema del pozo con efecto de almacenamiento y de daño.

El modelo de McKinley<sup>14</sup> fue desarrollado para pruebas de restauración de presión y es un modelo que utiliza diferencias finitas. Fue desarrollado para un valor determinado de la constante de

difusividad y para condiciones de contorno de presión constante en el límite exterior. Tal como fue formulado originalmente, no permite un análisis cuantitativo del efecto de daño. La idea de que todas las curvas convergen a tiempos muy pequeños a una sola curva se usó posteriormente en Curvas Tipos más modernas (Gringarten, et al.<sup>16</sup>, Bourdet, et al.<sup>17</sup>). Una de las principales ventajas de la Curva Tipo de Earlougher y Kersch<sup>15</sup> es haber reducido los parámetros de las curvas a uno solo:  $C_D e^{2s}$ , este procedimiento fue usado posteriormente en las Curvas Tipo más modernas.

En 1979 Gringarten et al.<sup>16</sup> introducen una Curva Tipo para yacimientos homogéneos con condición de frontera interior en el pozo con efecto de almacenamiento y efecto de daño para yacimientos de fractura inducida. Matemáticamente Gringarten et al.<sup>16</sup> modificaron la solución de Agarwal et al. en el campo de Laplace e invirtieron esta solución usando el algoritmo de Sthefest. Tradicionalmente se utilizaban métodos clásicos del análisis matemático para determinar la transformada inversa (formula de Mellin). La solución de Gringarten et al.<sup>16</sup>, es una solución más completa y elaborada.

Algunos puntos resaltantes de esta solución son los siguientes:

La solución  $p_{wfd}$ , es una función de  $t_D/c_D$  y del parámetro  $C_D e^{2s}$ .

1. En la Curva Tipo se indican límites de duración del efecto de llene para cada valor de  $C_D e^{2s}$ .
2. Se determinan formas cualitativas y valores cuantitativos típicos de las curvas de presión adimensional  $p_{wfd}$ , contra tiempo adimensional  $t_D/c_D$ , y de acuerdo al valor del parámetro  $C_D e^{2s}$  (gráfico log-log) para pozos dañados, no dañados, estimulados y fracturados.
3. Determina sobre la Curva Tipo, el lugar geométrico del comienzo de la línea recta semilog, e incluyen una escala para cerciorarse de que el tiempo de flujo.

Bourdet et al.<sup>17</sup> en 1982, introducen el método de la derivada para análisis de presiones. El problema de las Curvas Tipo, anteriormente mencionadas, consistía en la respuesta no única, Bourdet et al.<sup>17</sup>, aun cuando presentan una Curva Tipo de flujo, compuesta de dos familias de curvas de parámetros  $C_D e^{2s}$ , esto es: la Curva Tipo log-log de Gringarten et al. y la derivada de la Curva de Tipo de Gringarten et al. multiplicada por  $(t_D/c_D)$ , presentan técnicas computacionales para tratar las pruebas de flujo y las pruebas de restauración de presión en forma separada; de tal que la derivada en el "drawdown" y en pruebas de restauración de presión representan derivadas con respecto al  $\ln t_D$  y al  $\ln(t_D + \Delta t_D)/\Delta t_D$ , respectivamente. Este método conjuntamente con la información geológica, geofísica, de registros, etc., constituye la técnica más importante de diagnóstico en el análisis de interpretación de pruebas de pozos. Se han presentado un gran número de respuestas típicas basadas en presiones y fundamentalmente en la derivada de presión que permiten identificar el sistema pozo-yacimiento bajo análisis y en base a ciertos comportamientos típicos registrados por la derivada de presión.

Las técnicas de medición de presión se mejoraron notablemente con la introducción del medidor electrónico de presión en 1970<sup>18</sup>. El medidor electrónico es de mejor precisión y resolución que los medidores mecánicos tipo Amerada que utilizan el tubo Bourdon; de tal forma, que las mediciones se pueden efectuar a intervalos de pocos segundos, permitiendo tomar hasta decenas de miles de puntos que van a contribuir a identificar el sistema pozo-yacimiento durante el proceso de análisis e interpretación de la prueba.

Nuevas técnicas del análisis matemático y nuevas aplicaciones numéricas (funciones de Green, Algoritmos de Sthefest, diferencias finitas, elementos finitos) han permitido obtener soluciones particulares del problema general, con valor en el contorno del sistema pozo-yacimiento, entre ellos se pueden citar: solución al problema de fractura de conductividad infinita<sup>19</sup>, problema del pozo de conductividad finita<sup>20</sup>, modelo de pozo multiestrato<sup>21</sup>, solución al problema de pozos horizontales<sup>22,23</sup>.

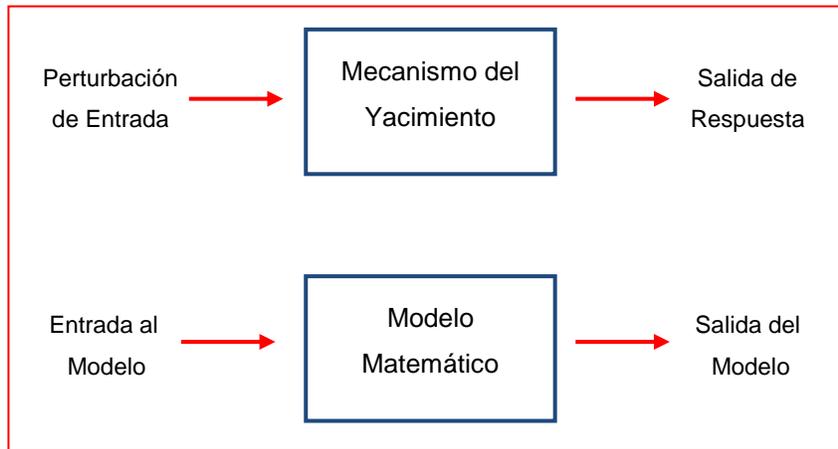
Los avances en "Hardware" para instrumentos de medición y registro de presiones in situ, la introducción de las computadoras personales de gran capacidad de memoria y velocidad de procesamiento de datos y de cálculos, hizo accesible al ingeniero programas y métodos de análisis reservados solamente para grandes computadoras y que podían aplicarse durante el desarrollo de las pruebas en sitio.

A partir de inicios de los años 80's (1983)<sup>24,25</sup> se comenzaron a efectuar mediciones simultáneas de presión y gasto de flujo durante la etapa "transient". Esto promete ser un campo de intensa investigación tecnológica en cuanto al desarrollo de instrumentos de medición y técnicas de análisis, mediante el uso de Convolución y Deconvolución. De un análisis independiente en los años 50 cuando solo se aplicaban los métodos convencionales de análisis, se ha pasado progresivamente a un análisis integrado sinérgico, en donde la información geológica, geofísica, petrofísica, de registros de pozos, de datos de terminación, tipos de pozos, datos de PVT, etc. aportan su valor de descripción y de información para obtener el modelo final que caracteriza al sistema pozo-yacimiento.

## **1.3 Fundamentos generales.**

### **1.3.1 Conceptos básicos.**

Las pruebas de presión consisten en generar y medir variaciones de presión en los pozos; su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los pozos, a partir del análisis de la variación de presión, la Fig. 1.3.1 muestra en un diagrama el concepto de una prueba de presión.

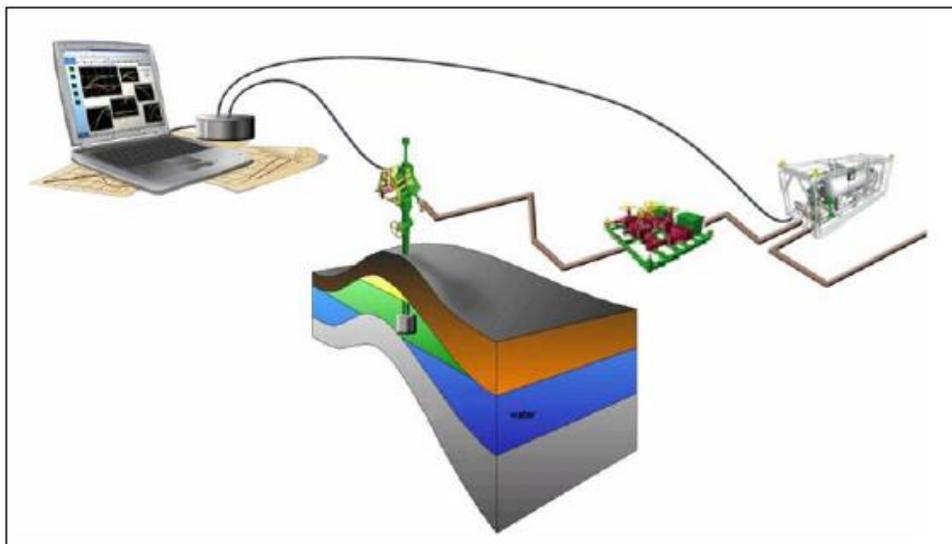


**Fig. 1.3.1.** Esquema de la representación matemática de una prueba de presión

Los objetivos del análisis de las pruebas de presión son:

- ❖ Evaluación del yacimiento: gastos, propiedades, tamaño, permeabilidad por espesor (útil para espaciamento y estimulación), presión inicial (energía y pronóstico), límites (tamaño y determinación de existencia de un acuífero).
- ❖ Administración del yacimiento.
- ❖ Descripción del yacimiento.

La Fig. 1.3.2 muestra de manera conceptual los elementos que se utilizan en la operación, desarrollo e interpretación de una prueba de presión.



**Fig. 1.3.2** Configuración típica de los elementos que constituyen una prueba de presión.

### 1.3.2 Tipos de pruebas de presión.

Declinación de presión. Se le conoce como prueba de flujo. Luego de que el pozo ha sido cerrado por un tiempo suficientemente largo para alcanzar la estabilización, el pozo se coloca en producción, a gasto constante, mientras se registra la presión de fondo contra el tiempo. Su principal desventaja es que es difícil mantener el gasto constante.

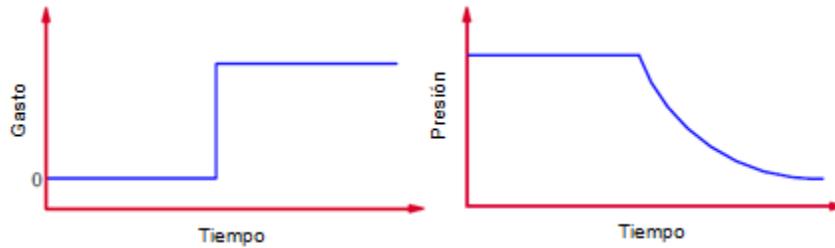


Fig. 1.3.3. Representación esquemática de una prueba de declinación de presión.

Restauración de presión. Se le conoce como prueba de cierre. En esta prueba el pozo se cierra mientras se registra la presión estática del fondo del pozo en función del tiempo. Esta prueba se cataloga como una prueba multiflujo con dos gastos (cero y otro diferente de cero) y permite obtener la presión promedio del yacimiento. Su principal desventaja es económica ya que el cierre ocasiona pérdida de producción.

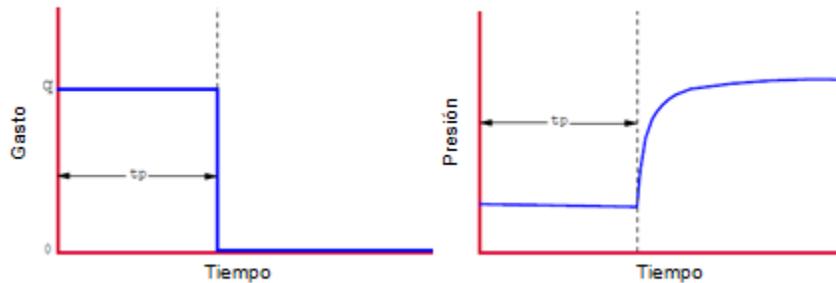
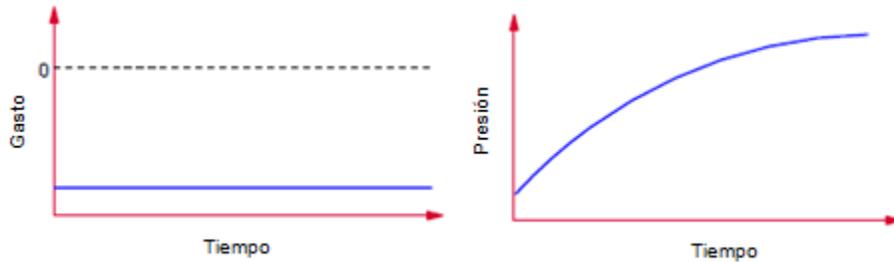


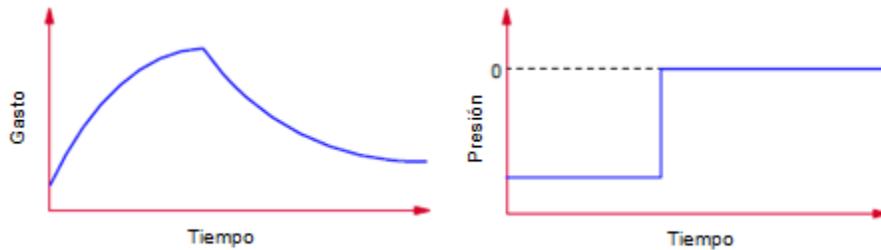
Fig. 1.3.4. Representación esquemática de una prueba de restauración de presión.

Inyección. Es una prueba similar a la prueba de declinación de presión, pero en lugar de producir fluidos se inyectan fluidos, normalmente agua.



**Fig. 1.3.5.** Representación esquemática de una prueba de inyección.

Falloff. Considera una declinación de presión inmediatamente después de la inyección. Idéntico a una prueba de restauración.



**Fig. 1.3.6.** Representación esquemática de una prueba Falloff.

Interferencia. Involucran más de un pozo y su propósito es definir conectividad y hallar permeabilidades direccionales.

DST. Esta prueba se usa durante o inmediatamente después de la perforación del pozo y consiste de pruebas de cierre o flujo cortos y seguidos. Es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades. Su propósito es establecer el potencial del pozo, aunque el factor de daño estimado no es muy representativo porque puede ocurrir una limpieza del mismo pozo durante la primera etapa productiva del mismo.

Multilayers. Las pruebas  $MLT^{21}$  (*Multilayer Tansient Test*) adicionalmente a los perfiles de flujo (PLT), adquieren información de presiones de fondo y gastos simultáneamente en función del tiempo y la profundidad vertical a lo largo del pozo mediante variaciones de flujo. Estas medidas se obtienen con la herramienta PLT estacionada en profundidades seleccionadas entre las capas, incluso con una estación en el tope de la capa más superior; en donde se definen barreras en forma clara. El procedimiento de una MLT usa un monitoreo continuo de la presión en fondo, mientras los gastos por capa son medidos en intervalos de tiempo específicos (ej. Durante el primer transiente, solo el gasto en fondo de la capa más inferior es medido; asumiendo que la herramienta esta entre la capa más inferior y su inmediata superior). Posteriormente, los cambios de flujo en todas las capas superiores son medidas en forma diferencial debido a que solo para la capa más inferior se tiene medidas directamente del “spinner” y para las demás se mide el flujo combinado de todas las capas por debajo del sensor del PLT.

### **1.3.3 Generalidades de las pruebas de presión.**

Una vez que se han obtenido y revisado los datos, 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. La estimación de parámetros. Entre ellos se tienen: 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 petrolero. Los regímenes de flujo son una función directa de las características del sistema pozo-yacimiento; una fractura sencilla que intercepta el pozo puede identificarse mediante la detección de un flujo lineal. Sin embargo, siempre que exista flujo lineal, no necesariamente implica la presencia de una fractura.

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

El período de comportamiento infinito/flujo radial ocurre después del fin del almacenamiento y antes de la influencia de los límites del yacimiento. Puesto que los límites no afectan los datos durante este período, el comportamiento de presión es idéntico al comportamiento de un yacimiento infinito. El flujo radial puede reconocerse por una estabilización aparente del valor de la derivada.

El análisis de presiones puede utilizarse para determinar permeabilidad, daño, presión promedio, longitud media de una fractura hidráulica, dirección de una fractura, conductividad de la fractura, entre otros.

La Tabla 1.3.1 desarrollada por el Dr. Freddy Humberto Escobar, muestra de manera ordenada las respuestas gráficas en función de las características de las etapas de una prueba de presión.

**Tabla 1.3.1:** Tipo de gráficas y regímenes de flujo encontrados en pruebas de pozo.

Régimen de flujo	Cartesiana	$\sqrt{\Delta t}$	log-log	Semilog
Almacenamiento	Línea recta Pendiente $\rightarrow C$ Intercepción $\rightarrow \Delta t_c, \Delta p_c$		Pendiente unitaria en $\Delta p$ y $p'$ $\Delta P$ y $P'$ coinciden	S Positivo S Negativo
Flujo Lineal		Línea Recta Pendiente $\rightarrow \Delta t_c, x_f$ Intercepto $\rightarrow S_f$	Pendiente = 1/2 en $\Delta p$ y $p'$ Si $s = 0$ Pendiente = 1/2 en $\Delta p$ y $p'$ Si $s = 0$ a medio nivel de $\Delta p$ Pendiente = 1/2 después de almacenamiento indica un canal del yacimiento	
Flujo Bilineal			Pendiente = 1/4 $p'$ a 1/4 de nivel de $\Delta p$	
Primer IARF (alta $k$ capas, fracturas)	Disminución de Pendiente		$p'$ horizontal a $p'_D = 1/2$	Línea recta Pendiente $\rightarrow kh$ $\Delta p_{1hr} = S$
Transición	Más disminución de pendiente		$\Delta p = \lambda e^{-2s}$ $p'_D = 1/4$ (transición) $p'_D < 1/4$ (estado estacionario) pseudo	Línea recta Pendiente = 1/2 (transición) Pendiente = 0 (estado pseudo estacionario)
Segundo IARF	Pendiente similar al primer IARF		$p'$ horizontal a $p'_D = 1/2$	Línea recta Pendiente $kh, p^*$ $\Delta p_{1hr} = S$
Frontera sencilla de no flujo			$p'$ horizontal a $p'_D = 1$	Línea recta Pendiente = $2m$ Intersección con IARF $\rightarrow$ distancia a la frontera
Fronteras externas de no flujo (solo declinación)	Línea recta Pendiente = $\phi Ah$ $p_{int} \rightarrow C_A$		Pendiente unitaria para $\Delta p$ y $p'$ $\Delta p$ y $p'$ coinciden	Incremento de Pendiente

## Capítulo 2: FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.

### 2.1 Ecuación de Difusión.

#### 2.1.1 Ley de Darcy.

A continuación se muestra en la Fig. 2.1.1 el experimento original de Darcy (Henry Darcy, Francia, 1856), diseñado para estudiar las pérdidas de presión del flujo de agua en medios porosos.

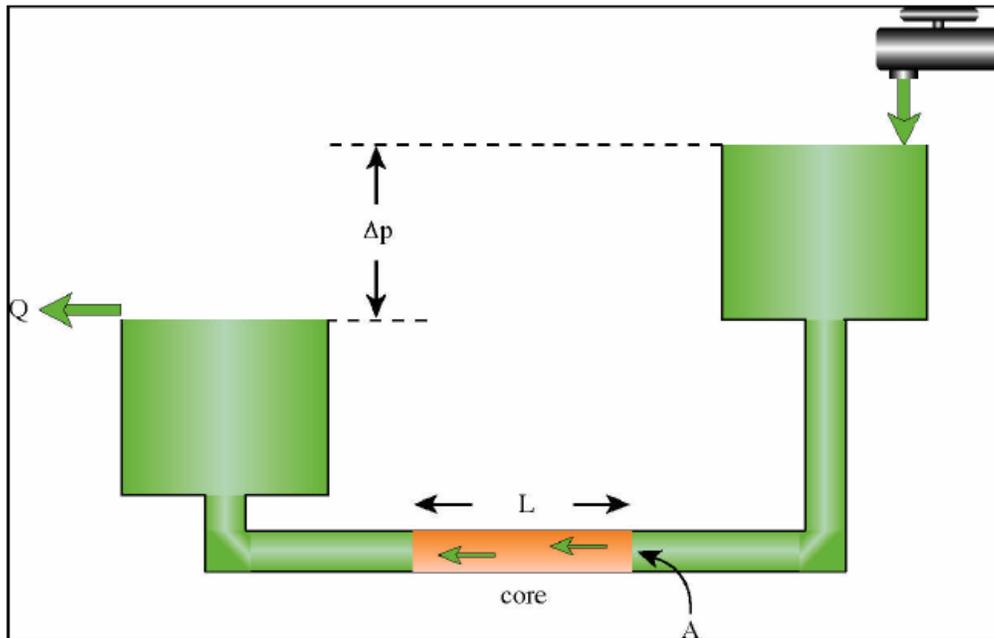


Fig. 2.1.1. Experimento de Darcy.

En este experimento, Henry Darcy estableció la relación lineal entre el gasto de flujo horizontal a través de una sección media de poros y el gradiente de presión a través de esta misma sección.

Usando las convenciones actuales, en unidades de campo, la relación descubierta por el experimento de Darcy, puede expresarse por medio de la ecuación 2.1:

$$\frac{\Delta p}{L} = -887.2 \frac{Q\mu}{kA} \dots \dots \dots (2.1)$$

En forma diferencial se puede obtener en coordenadas lineales para flujo lineal y en coordenadas cilíndricas para flujo radial. De tal modo que la Ley de Darcy en coordenadas lineales en una dirección  $|x|$  se puede expresar de la forma siguiente:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -887.2 \frac{q_x \mu}{k_x A'} \dots \dots \dots (2.2)$$

y en coordenadas radiales:

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = 141.2 \frac{q \mu}{kh} \dots \dots \dots (2.3)$$

La ley de Darcy establece que la caída de presión entre dos puntos, que se encuentran lo suficientemente cerca para poseer los mismos parámetros será:

- Proporcional a la velocidad ( $q/A$ ).
- Proporcional la viscosidad del fluido.
- Inversamente proporcional a la permeabilidad del yacimiento.

La Ley de Darcy es una ley fundamental en el análisis dinámico de datos. Se usada para modelar el flujo en distintas secciones del yacimiento, por ejemplo:

- En cualquier punto del yacimiento, es una de las tres ecuaciones que son usadas para definir la Ecuación de Difusión.
- Cuando el pozo está fluyendo, esta ecuación determina el gradiente de presión en la cara de la formación.
- En los límites de yacimientos cerrados, donde junto con los gradientes de presión se identifica una zona que no presenta flujo ó una zona con un aporte de flujo.

La ley de Darcy considera una relación lineal entre el flujo de fluido en una dirección y el gradiente de presión, corregido por gravedad, en la misma dirección. Aquí se asume que la densidad de flujo es suficientemente pequeña como para evitar un flujo turbulento. Cuando hay turbulencia un término cuadrático es agregado y la ley de Darcy se sustituye por la ecuación de Forcheimer's, en estas ocasiones se refiere a flujo no darciano, este tipo de problemáticas en el flujo pueden ser resueltas con métodos numéricos.

### 2.1.2 Ecuación de Difusividad.

La ecuación de difusividad describe como en una unidad de roca, la presión reaccionará en el tiempo como función del gradiente de presión en el yacimiento.

Pueden existir tantas ecuaciones de difusividad como las suposiciones que se hagan para el análisis en el fondo del pozo. La teoría básica en el análisis dinámico de datos usa la ecuación de difusividad más simple posible, asumiendo lo siguiente:

- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- El fluido se encuentra en una sola fase y es ligeramente compresible.
- Los efectos de la gravedad son ignorados. De no ser así la ecuación de difusividad deberá ser escrita en términos de potencial y no de presión.
- La ley de Darcy es aplicable a este yacimiento.
- Las propiedades de los fluidos y del yacimiento son independientes de la presión.

Bajo estas condiciones, la ecuación de difusividad es derivada de:

1. El principio de conservación de la masa.
2. La ley de Darcy.
3. La ecuación de un fluido ligeramente compresible.

Algunas versiones más completas de la ecuación de difusividad tendrán diferentes componentes, la ley de Darcy puede ser remplazada por la ley de Forchheimer's y pueden ser usados modelos más completos de PVT como la difusión del gas real, correlaciones de aceite negro u otras ecuaciones de estado.

### 2.1.3 Derivación de la ecuación de difusividad.

La ecuación de difusión es derivada de la combinación de tres ecuaciones elementales:

La ley de la **Conservación de Masas**: esta es una ley de sentido común, en donde se indica que nada se crea o se destruye, solo se transforman (Antoine Lavoisier, Francia, 1785). La formulación para una unidad de roca es: "masa que entra menos masa que sale = masa que se acumula"

Se considera el flujo en la dirección  $x$  a través de una pequeña área  $A$ , entre  $x$  y  $x + \delta x$  y entre el tiempo  $t$  y  $t + \delta t$ . Considerando que  $1 \text{ bpd} = 0.23394 \text{ ft}^3/\text{hr}$ , obtenemos la siguiente ecuación:

Conservación de la masa:  $masa_{entra} - masa_{sale} = acomulación = masa_{antes} - masa_{despues}$

Conservación de la masa:  $[0.23394\rho q_x \delta t]_x - [0.23394\rho q_x \delta t]_{x+\delta x} = [\rho\phi A\delta x]_{t+\delta t} - [\rho\phi A\delta x]_t$

En forma diferencial:

$$-0.23394 \frac{\partial p q_x}{\partial x} = A \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}. \dots\dots\dots (2.4)$$

La segunda ecuación que se utiliza es relacionada al gasto generado por el gradiente de presión en una dirección. La más simple para estos requerimientos es la ley de **Darcy** (Henry Darcy, Francia, 1856), donde se establece una relación lineal entre la velocidad y el gradiente de presión, el factor lineal es una función de una propiedad del yacimiento, la permeabilidad, y una propiedad del fluido, la viscosidad.

La ley de Darcy en la dirección  $x$ :

$$q_x = -\frac{k_x A}{887.2\mu} \frac{\partial p}{\partial x}, \dots\dots\dots (2.5)$$

sustituyendo y simplificando:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = 0.000263 k_x \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right]. \dots\dots\dots (2.6)$$

A partir de aquí comenzamos a enfocarnos en fluidos ligeramente compresibles. El primer término de la ecuación anterior puede ser desarrollado como:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \left[ \rho \frac{\partial\phi}{\partial p} + \frac{\partial\rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t} = \rho\phi \left[ \frac{1}{\phi} \frac{\partial\phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial\rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t}, \dots\dots\dots (2.7)$$

la nueva forma diferencial resulta:

$$0.0002637 \frac{k_x}{\rho\phi} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \left[ \frac{1}{\phi} \frac{\partial\phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial\rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t}. \dots\dots\dots (2.8)$$

Los dos términos que se encuentran entre los corchetes en el segundo término corresponden a la compresibilidad de la formación y la compresibilidad del fluido.

Compresibilidad de la formación:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial\phi}{\partial p}. \dots\dots\dots (2.9)$$

La compresibilidad del fluido:

$$c_{fluido} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}, \dots \dots \dots (2.10)$$

sustituyendo los términos, obtenemos una nueva forma diferencial:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\rho \phi [c_f + c_{fluido}]} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right]. \dots \dots \dots (2.11)$$

La última ecuación requiere de un **PVT** relacionado al fluido en estudio, con el fin de evaluar la relación entre la compresibilidad del fluido y la presión. Utilizamos la ecuación más simple para un fluido ligeramente compresible, asumiendo que la compresibilidad del fluido es constante e independiente de la presión, de esta manera obtenemos una constante total de compresibilidad:

fluido ligeramente compresible:

$$c_t = c_f + c_{fluido} = constante, \dots \dots \dots (2.12)$$

además consideramos que:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] \approx \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \dots \dots \dots (2.13)$$

así obtenemos la ecuación de difusión en la dirección  $x$ :

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k_x}{\phi \mu c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}. \dots \dots \dots (2.14)$$

Esta ecuación es el resultado de las consideraciones de flujo en una sola dirección. Si se necesita trabajar en una unidad de roca, con flujo en varias direcciones esta ecuación queda de la siguiente forma:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{\left[ k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right]}{\phi \mu c_t}. \dots \dots \dots (2.15)$$

Si consideramos un yacimiento isotrópico, y que la permeabilidad es igual en toda el área de flujo, obtenemos la ecuación de difusión isotrópica:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \left[ \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right] = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \nabla^2 p. \quad \dots \dots \dots (2.16)$$

**2.1.4 Ecuación de Difusión en un yacimiento homogéneo e isotrópico.**

Cuando se combina la ley de la Conservación de la Masa, la ecuación básica para cambios de presión (ley de Darcy) y una relación básica de Balance de Materia (considerando un fluido ligeramente compresible), se obtiene la versión más simple de la ecuación de Difusión.

Forma general:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \nabla^2 p, \quad \dots \dots \dots (2.17)$$

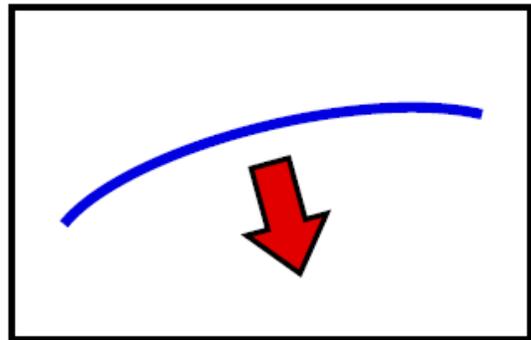
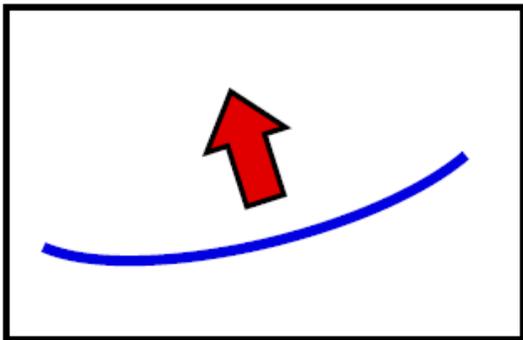
para flujo radial:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right], \quad \dots \dots \dots (2.18)$$

para flujo lineal:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}. \quad \dots \dots \dots (2.19)$$

Significado físico: si se observa en la última relación y se considera flujo en una sola dirección.



- ❖ Si la curvatura del perfil de presión es positiva, la presión incrementará. Si la curvatura es negativa, la presión decrecerá. La velocidad en el cambio de presión, en cualquier dirección, será proporcional a la curvatura.
- ❖ Si la permeabilidad es grande, los cambios de presión serán rápidos. Básicamente, entre más permeable sea una formación, más rápido reaccionará a disturbios de presión.

- ❖ Si la viscosidad es alta, los cambios de presión serán lentos. Esto es, entre más viscoso sea el fluido de formación, más lentos serán los disturbios en la presión.
- ❖ La relación  $k/\mu$ , es proporcional a la velocidad de reacción en un medio, a esto se le llama movilidad.
- ❖ Si la porosidad es alta, los cambios de presión serán pequeños, y se darán en periodos relativamente cortos de tiempo. Básicamente, entre más porosa sea una formación menor será el cambio de presión necesario para producir/recibir un volumen de fluido.
- ❖ Si la compresibilidad total es grande, los cambios de presión serán pequeños, y por lo tanto, en tiempos dados cortos. Entonces entre más compresible sea una formación, menor será el cambio de presión necesario para producir un volumen o recibirlo.
- ❖ Existe un almacenamiento de fluidos, conocido con el término  $1/\phi C_t$ .

Generalmente, la ecuación de difusión es usada en la mayoría de los modelos analíticos formulados para un flujo radial, y describe inicialmente el flujo en yacimientos homogéneos, es decir, en yacimientos donde las condiciones son las mismas en cualquier posición de este, siendo así válida su aplicación; esto no exime a que yacimientos con mayor complejidad puedan ser modelados, en donde basados en sus características esta ecuación es fortalecida con formulaciones que involucran diferentes presiones en el mismo punto (yacimientos de doble porosidad y doble permeabilidad), o cambios en la difusividad o movilidad para diferentes áreas (yacimientos compuestos).

## **2.2 Condiciones iniciales, de pozo y otros límites.**

La ecuación de difusión describe como la presión de un fluido reacciona en un área específica al sufrir un disturbio de presión. Esta ecuación define como reaccionará el sistema lejos de los límites y de los pozos en el yacimiento. Para poder dar solución a este planteamiento necesitamos partir de un punto específico, tener definido el estado inicial del yacimiento y entender como el flujo se verá influenciado por los pozos y las fronteras naturales que se presenten en la formación.

### **2.2.1 Condiciones iniciales.**

La manera más fácil de realizar un análisis de un modelo es tomar un tiempo cero como referencia, este tiempo corresponde al momento en el que se inicia la producción, cuando el yacimiento muestra su presión inicial  $P_i$ . Teniendo en cuenta esto planteamos la siguiente ecuación:

En coordenadas cartesianas:

$$\forall x, y, z \quad p(t = 0, x, y, z) = p_i \quad \dots \dots \dots (2.20)$$

ó asumiendo una simetría radial:

$$\forall r \quad p(t = 0, r) = p_i \quad \dots \dots \dots (2.21)$$

En los casos de análisis de varias capas, si en el yacimiento éstas no se encuentran comunicadas, se pueden generar ecuaciones independientes para cada una de estas zonas. Si la diferencia de presiones en cada uno de estos estratos no corresponde a los valores que deberían de presentarse basados en un gradiente estático, se producirá un flujo cruzado en el momento en que se perforen estos intervalos o incluso existirá un flujo antes de la terminación.

**2.2.2 Condiciones de pozo.**

En todas las ecuaciones que hasta ahora se han tratado, se consideran un yacimiento en donde en teoría se mantienen las condiciones iniciales de presión, lo que en la realidad no sucede. Existen perturbaciones generadas naturalmente y las creadas por acciones externas de pozos de producción e inyección.

El modelo más simple de pozo es aquel que se perfora verticalmente, con un radio  $r_w$  y que ha penetrado todo el intervalo terminado, aquí no existen más condiciones internas que las calculadas por la Ley de Darcy en lo que se conoce como la cara del pozo. Para el caso de un yacimiento homogéneo, un pozo con estas condiciones es un pozo de radio finito, descrito por:

$$\left[ r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = 141.2 \frac{q B_o \mu}{kh} \quad \dots \dots \dots (2.22)$$

Como el gasto  $q$  es generado en condiciones estándar, el gasto volumétrico  $q_{sf}$  en el fondo del pozo es obtenido de la multiplicación del gasto estándar del yacimiento por el factor de volumen  $B$ . En los casos más simples este factor de volumen es considerado constante, de lo contrario una ecuación PVT debe ser usada para calcular un factor de volumen dinámico.

Existe un modelo poco realista pero muy conveniente para unas condiciones de pozo específicas, es la línea fuente, corresponde a la aplicación de la Ley de Darcy pero para un pozo limitado por un radio igual a cero.

$$\lim \left[ r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r \rightarrow 0, t} = 141.2 \frac{qB_o \mu}{kh} \dots \dots \dots (2.23)$$

La aplicación de este modelo es interesante porque es fácil de resolver, rápido para correr en un simulador y en el cálculo para esta solución como  $r = r_w$  es una buena aproximación al resultado del radio finito del pozo, lo que para propósitos prácticos es exactamente el mismo que dentro de la formación, cuando  $r > r_w$ . Esta es la solución más utilizada para simular pruebas de interferencia de pozos con efectos de límites.

Existen otras condiciones de límites internos aplicables a la ley de Darcy como geometrías de pozo más complejas (fracturas, penetraciones parciales, pozos horizontales, inclinados, multilaterales, etc.). En muchos de los casos la producción de los pozos se ve afectada por los efectos de almacenamiento. En estas situaciones hay un tiempo de retraso en la apertura o cierre de la producción en cuanto a su impacto en el yacimiento. En un modelo básico se toma al almacenamiento como constante al abrir o cerrar el pozo en superficie.

La ecuación modificada para un pozo con radio finito y efecto de almacenamiento se expresa:

$$\left[ r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = \frac{141.2 \left[ qB_o + 24C \frac{\partial p}{\partial t} \right] \mu}{kh} \dots \dots \dots (2.24)$$

### **2.3 Solución Línea Fuente para un yacimiento homogéneo e infinito.**

Se puede utilizar esta solución cuando tratemos de encontrar la difusión en un yacimiento homogéneo e infinito, que parta de una presión inicial y uniforme  $p_i$ , y que esté produciendo a través de un pozo vertical.

#### **2.3.1 Derivación.**

Ecuación de difusión para un yacimiento radial homogéneo:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right], \dots \dots \dots (2.25)$$

con una presión inicial uniforme:

$$p(t = 0, r) = p_i, \dots \dots \dots (2.26)$$

en un yacimiento infinito:

$$\lim [p(r, t)]_{r \rightarrow \infty} = p_i, \dots \dots \dots (2.27)$$

la solución línea fuente se plantea:

$$\lim \left[ r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r \rightarrow 0, t} = 141.2 \frac{q B_o \mu}{k h}. \dots \dots \dots (2.28)$$

El desarrollo para este planteamiento se simplifica en su solución a través de introducir variables adimensionales que integren todos los parámetros a fin de generar un solo conjunto de ecuaciones que se resolverán de manera analítica para todos los escenarios. Dichas ecuaciones son:

Radio adimensional:

$$r_D = \frac{r}{r_w}. \dots \dots \dots (2.29)$$

Tiempo adimensional:

$$t_D = 0.0002637 \frac{k t}{\phi \mu c_t r_w^2}. \dots \dots \dots (2.30)$$

Presión adimensional:

$$p_D = \frac{k h}{141.2 q B_o \mu} (p_i - p). \dots \dots \dots (2.31)$$

Así entonces considerando un  $r = r_w$ , e integrando las ecuaciones adimensionales a las del modelo físico, obtenemos:

Ecuación de difusión para un yacimiento radial homogéneo:

$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \left[ \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right], \dots \dots \dots (2.32)$$

con una presión inicial uniforme:

$$p_D(t_D = 0, r_D) = 0, \dots \dots \dots (2.33)$$

en un yacimiento infinito:

$$\lim [p_D(r_D, t_D)] = 0. \quad \dots \dots \dots (2.34)$$

En variables adimensionales, la solución línea fuente se presenta:

$$\lim \left[ r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D \rightarrow 0, t_D} = -1. \quad \dots \dots \dots (2.35)$$

Una vez obtenida esta nueva ecuación, y con la finalidad de simplificarla nos podemos apoyar en las herramientas proporcionadas por Fourier (Joseph Fourier, Francia, 1822) ó Laplace (Pierre-Simon de Laplace, France, 1820). Por conveniencia se utiliza la transformada de Laplace agregando a la ecuación las condiciones iniciales:

Transformada de Laplace:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = \int_{t_D}^{\infty} p_D(t_D, r_D) \exp(-ut_D) dt_D, \quad \dots \dots \dots (2.36)$$

por lo tanto la ecuación de Difusión en el espacio de Laplace:

$$u \bar{p}_D = \frac{1}{r_D} \left[ \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial r_D} \right) \right]. \quad \dots \dots \dots (2.37)$$

Esta ecuación se modifica aplicando la función de Bessel (Wilhem Bessel, Alemania, 1824), quedando:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = A(u)K_0(r_D\sqrt{u}) + B(u)I_0(r_D\sqrt{u}), \quad \dots \dots \dots (2.38)$$

$K_0$  e  $I_0$  son las funciones modificadas por Bessel de orden cero. Las variables desconocidas son  $A$  y  $B$ , quienes representan las condiciones de frontera interior y exterior.

Condición de frontera externa:

$$B(u) = 0. \quad \dots \dots \dots (2.39)$$

Condición de frontera interna:

$$A(u) = \frac{1}{u}. \quad \dots \dots \dots (2.40)$$

Integrando lo anterior a la solución línea fuente en el espacio de Laplace:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = \frac{1}{u} K_0(r_D \sqrt{u}). \dots \dots \dots (2.41)$$

La solución a esta función en variables adimensionales se obtiene mediante la aplicación de la transformada inversa de Laplace, para este caso dicha transformada inversa es llamada Integral Exponencial, y se expresada de la manera siguiente:

$$p_D(r_D, t_D) = -E_i\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right). \dots \dots \dots (2.42)$$

Esta ecuación posee una propiedad en que para valores muy pequeños y negativos existe una aproximación logarítmica que es la base de lo que se conoce como Flujo Radial de Acción Infinita y se describe:

Para  $t_D \geq 100r_D^2$

$$p_D(r_D, t_D) \approx \frac{1}{2} \left[ \ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right]. \dots \dots \dots (2.43)$$

### 2.3.2 Solución Línea Fuente.

La ecuación para cualquier punto y en cualquier tiempo, mediante la solución Línea Fuente para un pozo productor, en un yacimiento homogéneo en infinito está dado por:

$$p(r, t) = p_i - \frac{70.6qB_o\mu}{kh} \left[ -E_i\left(-\frac{948.1\phi\mu c_t r^2}{kt}\right) \right]. \dots \dots \dots (2.44)$$

La ecuación de la línea fuente muestra que el cambio de presión es función solamente del grupo de parámetros  $r^2/t$ , esto tiene una importante implicación en la comprensión del fenómeno físico de difusión. Ahora bien, si nos centramos en el centro del pozo donde  $r = r_w$ , como ya se mencionó, existe un valor de tiempo en el cual la solución Línea Fuente alcanza un régimen donde podemos usar una aproximación de esta misma solución, esta es la aproximación semilogarítmica y al régimen se le conoce como Flujo Radial de Acción Infinita ó IARF (Infinite Acting Radial Flow).

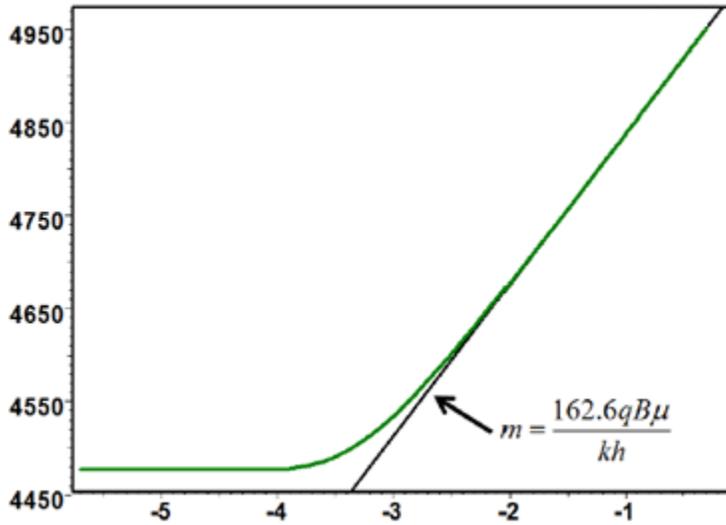
Para un flujo radial, donde se tiene:

$$t \geq \frac{379200\phi\mu c_t r_w^2}{k}, \dots\dots\dots (2.45)$$

entonces:

$$p(t) \approx p_i - \frac{162.6}{kh} \left[ \log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 \right]. \dots\dots\dots (2.46)$$

El flujo radial es delimitado por la linealidad entre el cambio de presión y el logaritmo del tiempo, bajo las condiciones mencionadas. En la Fig. 2.3.1 se muestra la pendiente de la gráfica generada de la presión vs tiempo permite calcular la capacidad de flujo,  $kh$ .



**Fig. 2.3.1** Gráfica semilogarítmica.

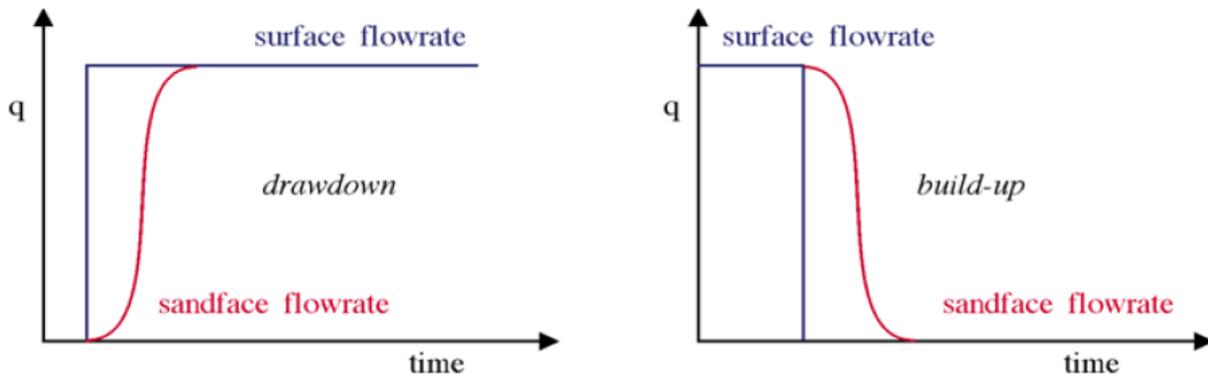
## 2.4 Almacenamiento y Daño.

### 2.4.1 Almacenamiento.

En muchos casos la válvula usada para abrir y cerrar el pozo no está situada a nivel del intervalo en producción, en la mayoría de los casos esta se encuentra en la superficie. Incluso en los casos en donde el cierre se realiza en el fondo del pozo existe un volumen de fluido que funge como un retardante en la ejecución del cierre del pozo entre el intervalo y la válvula. Como resultado de este fenómeno

dinámico de fluidos se crea un desfase en la respuesta de cierre entre el intervalo y la superficie, la válvula ó el estrangulador. Esto es a lo que se le conoce como almacenamiento de pozo.

Para el entendimiento de este fenómeno ubiquémonos en un pozo que es abierto y cerrado en superficie. Cuando se abre, la producción que se refleja es la ocasiona por la descompresión del fluido que había sido almacenado en la tubería de producción en el tiempo de cierre. En los primeros segundos o minutos de producción (dependiendo de las propiedades del fluido) el yacimiento no genera ningún aporte ni presenta ningún cambio de presión en su interior. En el momento en que se llega a un equilibrio de masas a nivel del intervalo este comienza con el aporte siendo aquí el final del almacenamiento. De manera contraria si el pozo se cierra en superficie, el gasto en este punto es cero instantáneamente mientras que la formación seguirá aportando, siendo el tiempo de almacenamiento el que transcurre hasta que el yacimiento deja de fluir hacia el pozo.



**Fig. 2.4.1.** Gráfica del almacenamiento para una apertura (izquierda) y para un cierre de pozo (derecha).

Se puede decir que existen dos principales tipos de almacenamiento. El primero corresponde a la compresión o descompresión del volumen de los fluidos almacenados en el pozo. Matemáticamente este almacenamiento se puede expresar:

$$C = V_w c_w, \dots \dots \dots (2.47)$$

donde:

$V_w$ : volumen del pozo  
 $c_w$ : compresibilidad del fluido

El segundo tipo de almacenamiento está relacionado con el aumento del nivel del líquido presente en el pozo. Este se puede expresar:

$$C = 144 \frac{A}{\rho}, \dots \dots \dots (2.48)$$

donde:

*A: área de flujo para el líquido  
 $\rho$ : la densidad del fluido*

La relación entre el gasto en la superficie y el intervalo productor está dado por:

$$q_{sf} = qB_o + 24C \frac{\partial p}{\partial t}. \dots \dots \dots (2.49)$$

Para algunos casos y dependiendo de la respuesta del yacimiento y las propiedades del fluido, se puede considerar a un almacenamiento como constante, mas sin embargo las implicaciones en este fenómeno siempre deben ser tomadas en cuenta al momento de realizar un modelo, contar con la mayor información delimita el rango de incertidumbre en cada interpretación realizada.

#### **2.4.2 Daño.**

El factor de daño representa la diferencia entre la productividad de un pozo en condiciones ideales y la productividad efectiva que se tiene en la realidad.

- Si después de la perforación y terminación, la presión que cae en un determinado intervalo es la misma que se pronostica para un caso ideal, con las mismas condiciones y una misma geometría entonces el daño es cero.
- En muchas ocasiones el yacimiento es invadido ocasionando una disminución en la permeabilidad efectiva hacia las cercanías del pozo, para estos casos se necesita una alta caída de presión para obtener una producción, presentándose así un daño positivo.
- Inversamente, un pozo estimulado tendrá una mejor productividad reflejada en menores caídas de presión necesarias para la producción, bajo estas circunstancias el daño es considerado negativo.
- El daño en un yacimiento no debe ser considerado constante en el tiempo, por ejemplo, durante una operación de limpieza el daño tiende a disminuir, contrariamente a lo que sucede en pozos terminados con periodos largos de producción en donde el daño presenta una tendencia a aumentar en su valor.

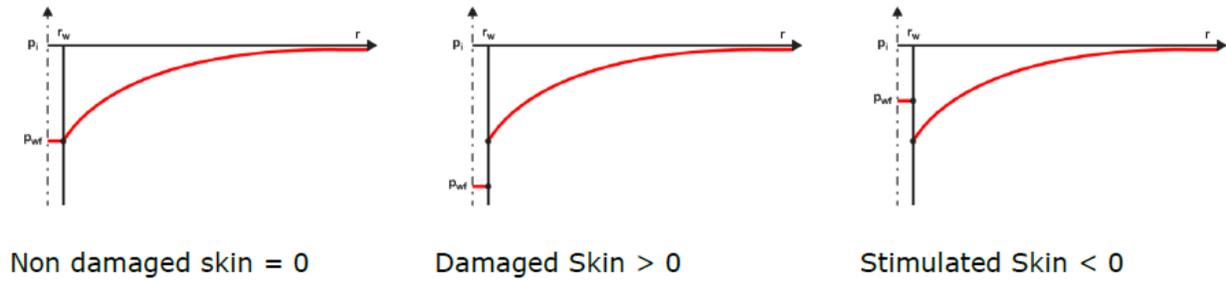


Fig. 2.4.2. Comportamiento del valor de daño.

Se considera que el pozo tiene un daño constante cuando la caída de presión adicional o lo que se conoce como  $\Delta p_{skin}$  es proporcional al gasto a nivel del intervalo. El daño es un factor adimensional del cambio de presión, su ecuación se integra de la siguiente forma:

$$\Delta p_{skin} = p(r_w, t) - p_{wf}(t) = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} s, \dots \dots \dots (2.50)$$

donde  $p$  es la presión de la formación, a un tiempo dado, en un radio  $r_w$  justo en la pared del pozo, y  $p_{wf}$  es la presión de fondo fluyendo.

Una manera de modelar el efecto de un daño positivo es considerar un sistema equivalente compuesto, con una zona invadida y afectada por el daño, o una zona dañada de un radio  $r_{ws}$  mayor que  $r_w$  y una permeabilidad  $k_s$  menor que  $k$ .

El daño para un sistema equivalente radial es:

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_{ws}}{r_w} \right). \dots \dots \dots (2.51)$$

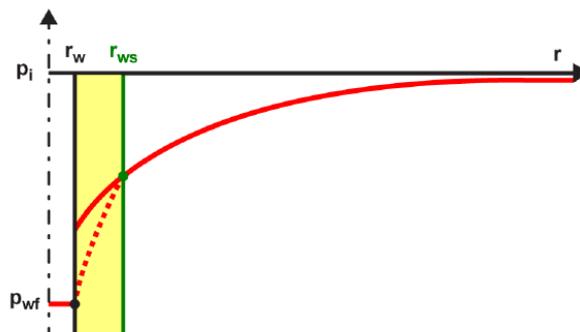


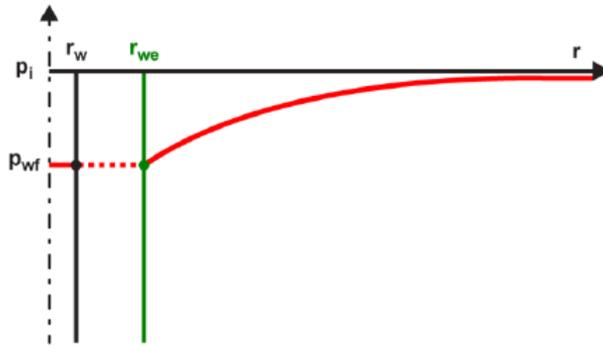
Fig. 2.4.3 Sistema equivalente compuesto.

Otra forma de modelar el daño es a través de la percepción de un daño equivalente, aplicable tanto para daños positivos como negativos. La idea considerará que el pozo con daño tiene la misma productividad que un pozo de radio largo o corto que no presenta daño. Si el daño es positivo el radio equivalente del pozo será más corto que  $r_w$ . Si el daño es negativo, el radio equivalente del pozo será más largo que  $r_w$ . La ecuación a este planteamiento queda:

$$s = -\ln\left(\frac{r_{we}}{r_w}\right), \dots\dots\dots (2.52)$$

ó:

$$r_{we} = r_w e^{-s}. \dots\dots\dots (2.53)$$



**Fig. 2.4.4.** Radio de pozo equivalente.

**2.4.2.1 Derivación.**

Para obtener la ecuación del daño que más represente las condiciones que se tienen en la realidad, partimos de:

La ecuación de difusión para flujo radial homogéneo:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]. \dots\dots\dots (2.54)$$

Para un pozo de radio finito:

$$\left[ r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh}, \dots\dots\dots (2.55)$$

con una presión inicial y un yacimiento infinito:

$$p(t = 0, r) = 0. \dots\dots\dots (2.56)$$

$$p - p_{wf} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} s, \dots \dots \dots (2.57)$$

teniendo un almacenamiento y un daño:

$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}. \dots \dots \dots (2.58)$$

$$p - p_{wf} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} s. \dots \dots \dots (2.59)$$

Si recordamos las ecuaciones adimensionales para el radio, tiempo y presión:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad t_D = 0.0002637 \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad p_D = \frac{kh}{141.2 q B_o \mu} (p_i - p)$$

Las ecuaciones correspondientes al gasto a nivel del intervalo y el almacenamiento serán:

$$q_D = \frac{q_{sf}}{qB_o}. \dots \dots \dots (2.60)$$

$$C_D = \frac{0.8936C}{h \phi c_t r_w^2}. \dots \dots \dots (2.61)$$

Ahora bien, la ecuación de Difusión para un yacimiento radial homogéneo:

$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \left[ \frac{\partial}{\partial r_D} \left( \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right], \dots \dots \dots (2.62)$$

con una presión inicial en un yacimiento infinito:

$$p_D(t_D = 0, r_D). \dots \dots \dots (2.63)$$

$$\lim [p_d(r_D, t_D)] = 0. \dots \dots \dots (2.64)$$

Para un radio de pozo finito:

$$\left[ r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1, t_D} = -1, \dots \dots \dots (2.65)$$

se tiene un almacenamiento y daño adimensional:

$$\left[ r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1, t_D} = -q_D. \dots \dots \dots (2.66)$$

$$p_{wFD} = p_D + q_D s q_D = 1 - C_D \frac{dp_{wFD}}{dt_D}. \dots \dots \dots (2.67)$$

Teniendo en cuenta un pozo con radio finito, sin almacenamiento ni daño, la solución que resulta es la misma fórmula general de la solución línea fuente modificada por la ecuación de Bessel:

$$\bar{p}_D(u, r_D) = A(u)K_0(r_D\sqrt{u}) + B(u)I_0(r_D\sqrt{u}). \dots \dots \dots (2.68)$$

En la solución línea fuente, las condiciones para un yacimiento infinito generan que el término  $B(u) = 0$ . Los procesos que se harán están basados en encontrar la ecuación para un pozo con  $r_D = 1$  y no un  $r_D = 0$ . Esto genera las modificaciones siguientes.

Para las condiciones de límite interno:

$$A(u) = \frac{1}{u\sqrt{u}k_1(\sqrt{u})}. \dots \dots \dots (2.69)$$

Definimos la siguiente función:

$$K_0^1(x) = \frac{K_0(x)}{xK_1(x)}, \dots \dots \dots (2.70)$$

donde la ecuación para para un pozo de radio finito resulta:

$$\bar{p}_D(u) = \frac{1}{u} K_0^1(\sqrt{u}). \dots \dots \dots (2.71)$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación 2.71, y resolviendo para las condiciones de límite interno y externo donde el término  $K_1$  corresponde a un pozo de radio finito, se obtiene la ecuación con daño y almacenamiento:

$$\bar{p}_{wFD}(u) = \frac{1}{u} \left[ \frac{s + u\bar{p}_{FRD}(1, u)}{1 + uC_D[s + u\bar{p}_{FRD}(1, u)]} \right]. \dots \dots \dots (2.72)$$

Y para el caso de un yacimiento homogéneo infinito:

$$\bar{p}_{wfd}(u) = \frac{1}{u} \left[ \frac{s + K_0^1(\sqrt{u})}{1 + uC_D[s + K_0^1(\sqrt{u})]} \right]. \dots\dots\dots (2.73)$$

Utilizando la transformada inversa de Laplace, llevamos esta ecuación al espacio real y la resolvemos mediante el algoritmo numérico de Stehfest. Es importante mencionar que existirán diferencias entre esta solución y la solución de la integral exponencial mientras existan efectos de almacenamiento, esto se verá disminuido hasta el alcance del flujo radial donde solo permanecerán los efectos del daño, quedando en variables adimensionales:

$$p_{wfd}(t_D) \approx -E_i \left( -\frac{1}{4t_D} \right) + s, \dots\dots\dots (2.74)$$

donde para el flujo radial de forma adimensional para  $t_D \geq 100$ :

$$p_{wfd}(t_D) = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907 + 2s]. \dots\dots\dots (2.75)$$

### Capítulo 3: DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Los parámetros que se consideran de utilidad en la clasificación de los yacimientos de gas pueden dividirse en dos grandes grupos:

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas aceite, densidad API, color del líquido del tanque, etc.
- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando su comportamiento de los fluidos durante la caída de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente una mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquidos, subdividiéndose los de gas en gas seco, gas húmedo y de gas y condensado, y los de líquido en aceite volátil (alto encogimiento) y de aceite negro (bajo encogimiento). Dependiendo de la densidad relativa API, los yacimientos de aceite negro pueden subdividirse en yacimientos de aceite ligero, mediano, pesado y extrapesado tal como se muestra en la Fig. 3.1.

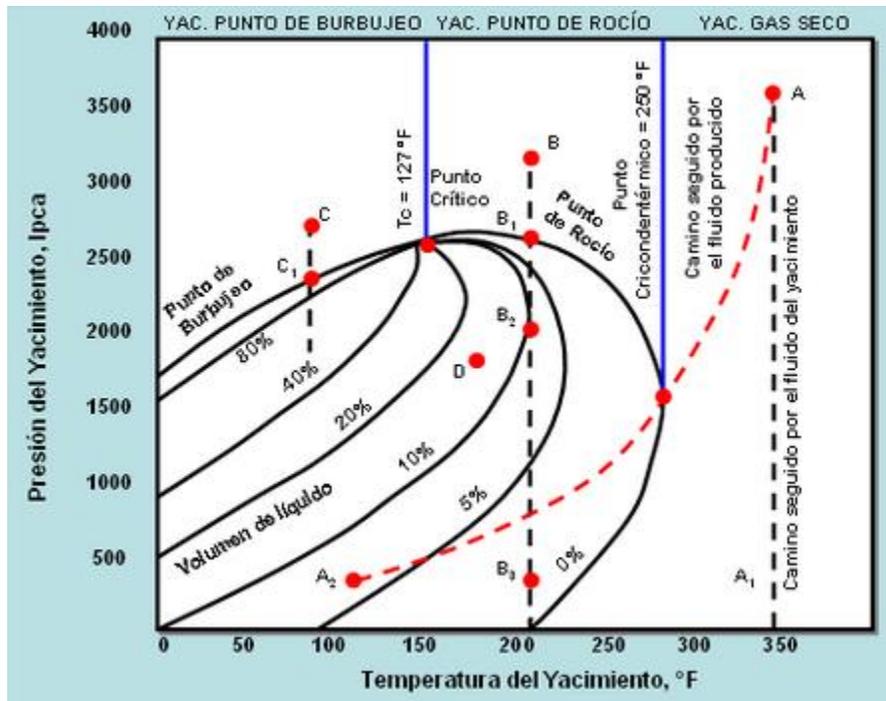


Fig. 3.1. Diagrama de fases general de los yacimientos.

### 3.1 Características de los yacimientos de gas y condensado.

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado es predominantemente metano (>60%), como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

- La mezcla de hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura se encuentran en la fase final o en la fase de rocío.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla.
- Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango<sup>26</sup> de temperatura (200° - 400° F) y presiones (3000 psi – 8000 psi) normales en yacimientos<sup>27</sup>.
- En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el condensado experimenta una reducción fuerte de presión y temperatura, penetrando rápidamente en la región de dos fases, para llegar a superficie presentando las características siguientes: relación gas aceite mayor que 3200 PC/B, densidad API del condensado entre 40° y 60°, el contenido de metano del gas condensado es mayor o igual a 60%, el  $C_7+\leq 12.5\%$  y el color del condensado de tono amarillo-claro.

Entre más rico en componentes pesados  $C_5+$  sea el gas condensado menor es la RGA y la densidad API del condensado. Además, el color se torna oscuro. Moses<sup>28</sup> informa que se conocen condensados negros con densidad API de 29°, aunque son una excepción.

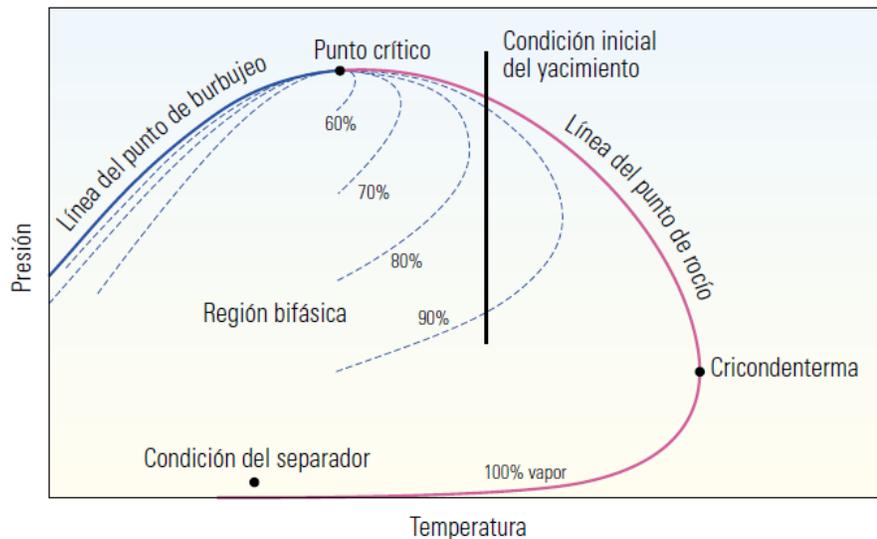
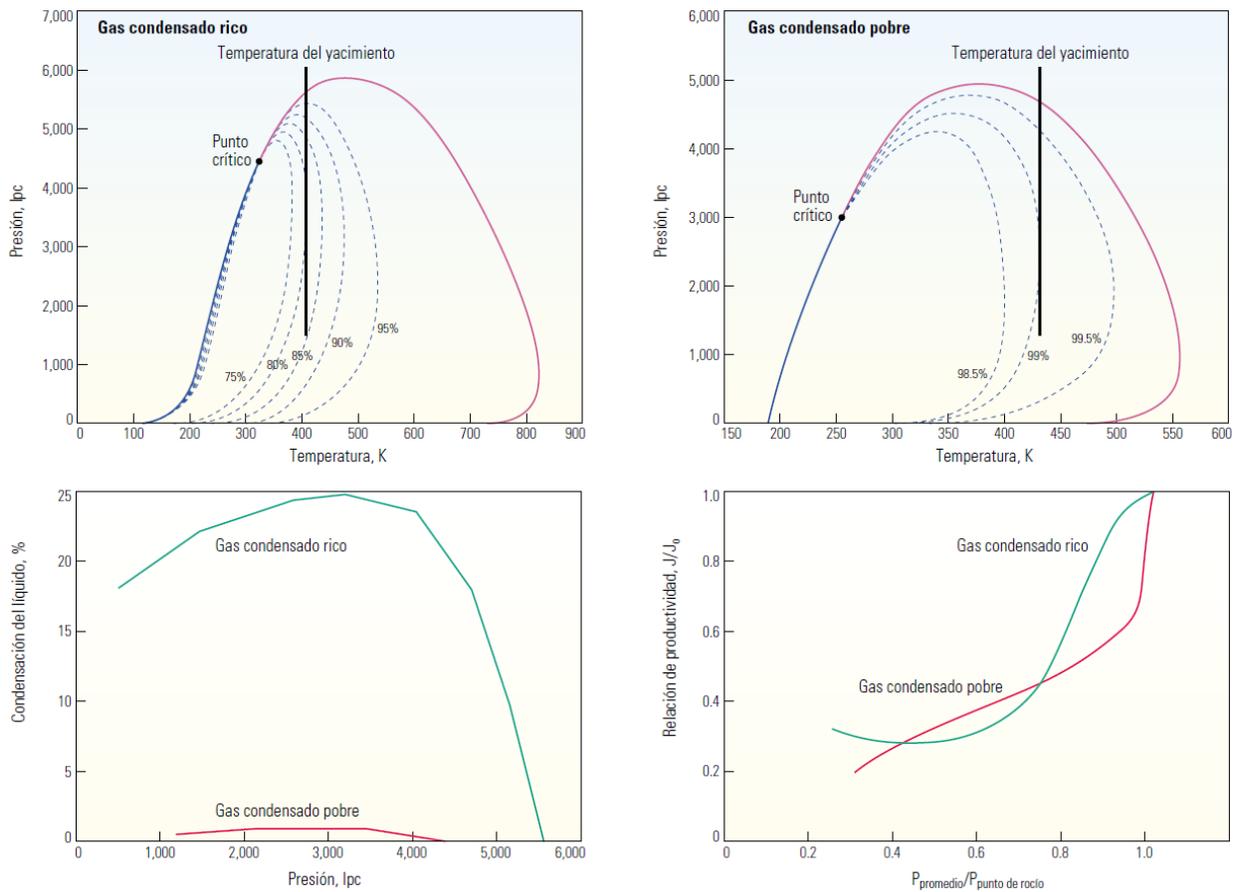


Fig. 3.1.1. Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado.

La Fig. 3.1.1 corresponde a un diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado. Esta gráfica de la relación presión-volumen-temperatura (PVT) indica el comportamiento monofásico fuera de la región bifásica, que está limitada por las líneas correspondientes al punto de burbujeo y al punto de rocío. Todas las líneas de saturación de fase constante (líneas de guiones) convergen en el punto crítico. Los números indican la saturación de la fase vapor. En un yacimiento de gas y condensado, la condición inicial del yacimiento se encuentra en el área monofásica, a la derecha del punto crítico. Conforme declina la presión del yacimiento, el fluido atraviesa el punto de rocío y una fase líquida se separa del gas. El porcentaje de vapor disminuye, pero puede aumentar nuevamente con la declinación continua de la presión. La cricondenterma es la temperatura máxima a la cual pueden coexistir dos fases.



**Fig. 3.1.2.** Comportamientos de un gas y condensado pobre y uno rico.

Las Fig. 3.1.2 son el ejemplo del comportamiento de un gas condensado rico y un gas condensado pobre. Cuando la presión disminuye a la temperatura del yacimiento, un gas rico (extremo superior izquierdo) forma un porcentaje superior de líquido que un gas pobre (extremo superior derecho). El gas rico produce la condensación de más condensado que el gas pobre (extremo inferior izquierdo). La curva de condensación de líquido se traza asumiendo que las dos fases permanecen en contacto

entre sí. No obstante, en un yacimiento se produce la fase de gas móvil; la saturación del líquido en la región vecina al pozo aumenta hasta que también se vuelve móvil. Como resultado, la formación de un bloque de condensado puede afectar finalmente a las formaciones que contienen tanto gas con bajo contenido de líquidos como gas rico, y el índice de productividad del pozo normalizado ( $J/J_0$ ) de ambos puede verse impactado severamente (extremo inferior derecho).

### **3.2 Presión de rocío, $p_r$ .**

La importancia del conocimiento de la presión de rocío para yacimientos de gas y condensado reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir condensación retrógrada del líquido.

Los factores que afectan en mayor grado a la  $p_r$  son: temperatura del yacimiento y composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la  $RGA$  y de la densidad API del condensado.

- ✓ Se puede decir que a medida que incrementa la temperatura, aumenta la  $p_r$ .
- ✓ A medida que la densidad API del condensado aumenta, disminuye la  $p_r$ .
- ✓ En tanto incrementa la  $RGA$ , disminuye la  $p_r$ .

### **3.3 Condensación y vaporización.**

Cuando en un yacimiento de gas y condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de rocío, se entra en la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los espacios porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, produciéndose un gas con menor contenido de hidrocarburos líquidos.

Una vez que se alcanza la condensación retrógrada máxima, empieza a ocurrir revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión. Esta revaporización produce una disminución de la  $RGA$  y un incremento en la densidad relativa del gas condensado producido. Este condensado retrógrado no se revaporiza totalmente, aunque se tengan bajas presiones producción.

La pérdida de condensado retrógrado es mayor cuando:

- La temperatura del yacimiento es baja ( $< 250^{\circ}F$ ).
- La presión de abandono es alta ( $> 1000\text{ psi}$ ).
- El diagrama de fases se desplaza mucho hacia la derecha, debido a los cambios de composición de la mezcla.

El condensado retrógrado atrapado en un yacimiento sin empuje hidráulico puede recuperarse por revaporización inyectando gas natural a alta presión.

## Capítulo 4: TÉCNICAS PARA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Pocos yacimientos en el mundo mantienen durante toda su historia de producción el aporte de fluidos en una sola fase, esto presenta una utilidad general abriendo el uso de cualquier método de interpretación de pruebas de restauración de presión a yacimientos con flujo multifásico. Aunque muchos de los problemas importantes en los análisis de pruebas de restauración pueden investigarse con analogías en yacimientos que presentan una sola fase, algunos surgen solamente con flujo multifásico y deben ser analizados bajo esas mismas condiciones.

Existen muchas metodologías para abordar el estudio de estos yacimientos; Perrine<sup>9</sup> propone un método simple para analizar las pruebas de incremento cuando se tiene involucrada a más de una fase. Martin<sup>10</sup> posteriormente justificó el método de Perrine por medio de una base teórica, asumiendo que los productos de los gradientes de presión y temperatura eran insignificantes.

Fetkovich<sup>29</sup> utiliza una función de pseudopresiones dadas por:

$$m(p) = \int f(p) dp, \dots \dots \dots (4.1)$$

que es similar a la pseudopresión de un gas real propuesta por Al-Hussainy<sup>12</sup> en donde se demuestran las similitudes entre las pruebas isocronales realizadas a pozos de aceite y gas. Él supone una relación lineal de la presión respecto a:

$$f(p) = \frac{k_r(S, p)}{\mu B} \dots \dots \dots (4.2)$$

Fetkovich muestra que la curva de producción de un pozo puede representarse por medio de la ecuación siguiente:

$$q = \bar{J}(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \dots \dots \dots (4.3)$$

Raghavan<sup>30</sup> usa funciones de pseudopresión para analizar pruebas de incremento y decremento; calcula las funciones de pseudopresión para las pruebas de decremento de presión usando la relación gas-aceite instantánea en la cara de la formación, para relacionar la presión y la saturación en el pozo. Pero esta misma función para pruebas de incremento considera que la relación gas-aceite es constante durante toda la prueba y es igual a la misma relación que se tiene en el momento del cierre.

Boe et al.<sup>31</sup> proponen un método para predecir el cambio de la saturación en el frente de la formación que se encuentra fluyendo. Este método puede usarse para calcular funciones de pseudopresión, eliminando el uso de la relación gas aceite al momento del cierre.

Aanonsen<sup>32</sup> usa el concepto de pseudotiempo para la interpretación de problemas de flujo multifásico; muestra que para pruebas de incremento el pseudotiempo y la pseudopresión son aproximadamente lineales para ecuaciones de flujo en dos fases.

#### 4.1 Ecuaciones básicas.

Las ecuaciones básicas que gobiernan el flujo multifásico de fluidos las discutieron Muskat & Meres<sup>33</sup> y Wycoff & Botset<sup>34</sup> en 1963, consideraron el flujo de aceite, agua y gas en un medio poroso uniforme, donde la influencia de segregación gravitacional, los gradientes de presión capilar y la compresibilidad de la roca son insignificantes. Despreciando los efectos de capilaridad, las ecuaciones diferenciales que describen el flujo de aceite, gas y agua están dadas por:

$$\nabla \left[ \left( \frac{k_{rm}}{\mu_m B_m} \right) \nabla p \right] = \frac{1}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_m}{B_m} \right), \dots \dots \dots (4.4)$$

donde el subíndice  $m$  representa al aceite ó agua, entonces:

$$\nabla \left[ \left( \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rw} R_{sw}}{\mu_g B_g} \right) \nabla p \right] = \frac{1}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right]. \dots \dots \dots (4.5)$$

Las ecuaciones 4.1 y 4.2 se pueden resolver apegándose a las limitaciones apropiadas determinadas por las condiciones iniciales y de frontera, para los casos específicos a tratar. Para el flujo en una sola fase (líquido con viscosidad constante y ligeramente compresible), la ecuación diferencial parcial que gobierna la distribución parcial de presión es:

$$\nabla^2 p = \left( \phi c_t \frac{\mu}{k} \right) \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right). \dots \dots \dots (4.6)$$

## 4.2 Teoría de Perrine-Martin.

Basados en las observaciones empíricas de Perrine<sup>9</sup>, quien sugiere que se pueden realizar análisis de las respuestas de presión sujetas a flujo multifásico, el autor indica que se pueden analizar datos bajo condiciones de flujo multifásico si el término de movilidad en la ecuación de difusión para una fase se reemplaza por la suma de las movilidades de cada una de las fases y si la compresibilidad de una fase se reemplaza por una compresibilidad efectiva ó una pseudocompresibilidad, función de las propiedades de los fluidos y las saturaciones. Martin<sup>10</sup> muestra que las sugerencias de Perrine son válidas si los gradientes de saturación son insignificantes. Esto se puede entender si consideramos un sistema de flujo aceite/agua, si se desarrolla la ecuación 4.1:

$$\frac{k_{rm}}{\mu_m B_m} \nabla^2 p + \frac{1}{\mu_m B_m} \frac{dK_{rm}}{dS_m} \nabla p \nabla S_m + k_{rm} \frac{d}{dp} \left[ \frac{1}{(\mu_m B_m)} \right] (\nabla p)^2 = \frac{\phi}{k B_m} \left( S_m c_m \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial S_m}{\partial t} \right). \dots \dots \dots (4.7)$$

Si se hace caso omiso de los términos del segundo miembro que contienen los parámetros  $(\nabla p)^2$  y  $\nabla p \nabla S_m$  y se suman las ecuaciones resultantes para cada fase:

$$\nabla^2 p = \left( \frac{\phi c_t}{\lambda_t} \right) \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right), \dots \dots \dots (4.8)$$

donde  $\lambda_t = (k/\mu)_t = k(k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w)$  y  $c_t = S_o c_o + S_w c_w$ , se puede deducir una ecuación similar si se examina el flujo simultaneo de aceite gas y agua.

En las bases del trabajo de Perrine y Martin se tiene lo siguiente:

1. Se puede calcular la movilidad total del sistema,  $(k/\mu)_t$  (con un flujo de tres fases) mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda_t = (k/\mu)_t = \frac{162.6}{mh} \{ q_o B_o + 1000 [q_g - 0.001(q_o R_s + q_w R_{sw})] B_g + q_w B_w \}. \dots \dots \dots (4.9)$$

Aquí,  $(k/\mu)_t = (k_o/\mu_o + k_g/\mu_g + k_w/\mu_w)$ , donde  $k_m$  ( $m = o, g, \text{ ó } w$ ) es la permeabilidad efectiva para cada fase.

2. El factor de daño es obtenido de:

$$s = 1.151 \left\{ \frac{|\Delta p|_{1hr}}{|m|} - \log \left[ \left( \frac{k}{\mu} \right)_t \frac{1}{\phi c_t r_w^2} \right] + 2.3 \right\}. \dots \dots \dots (4.10)$$

En donde  $|\Delta p|_{1hr}$  es el cambio de presión durante la prueba después de 1 hora de tiempo de toma de información, y  $c_t$  se define por medio de la ecuación 4.11:

$$c_t = S_o \left( \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial p} - \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} \right) + S_g \left( -\frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial p} \right) + S_w \left( \frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial p} - \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial p} \right) + c_f. \dots \dots \dots (4.11)$$

La expresión anterior generalmente se escribe en la forma siguiente:

$$c_t = S_o c_o + S_g c_g + S_w c_w + c_f. \dots \dots \dots (4.12)$$

Para este caso la compresibilidad de la formación,  $c_f$ , no es despreciable.

3. Para el cálculo de la presión promedio del yacimiento los autores se apoyan en el método de Matthews *et al*<sup>11</sup>.

### **4.3 Método de Ayan & Lee.**

Ayan & Lee proponen un método para analizar lo que ellos llaman pruebas de restauración de presión multifásicas; sus análisis parten del método propuesto por Perrine-Martin<sup>9,10</sup>, adicionalmente, en cada prueba incluyen gráficas logarítmicas para cada tipo de curva en análisis usando el concepto de tiempo propuesto por Agarwal<sup>35</sup>, así como las curvas tipo de la Derivada de Bourdet; en el mismo proceso también incluyen gráficas semilogarítmicas al momento del cierre de la presión a nivel de formación contra el tiempo logarítmico de Horner, lo cual indican, es generalmente una línea recta cuya pendiente puede ser usada como una estimación preliminar de la permeabilidad efectiva de una fase del fluido. En este mismo contexto el factor daño puede calcularse usando la compresibilidad total y la movilidad total.

El paso siguiente en su proceso es elaborar y organizar el conjunto de los datos para el estudio; los parámetros importantes utilizados se obtienen de análisis detallados de registros de pozos, de núcleos y de los fluidos de la formación, de descripciones geológicas del yacimiento, del reporte de terminación del pozo y de información de producción y/o inyección según sea el caso.

Una vez agrupada la información, a través de un software para interpretación, realizan los ajustes a los históricos propios de cada prueba, realizando algunos cambios en los datos de entrada. Los gastos de producción, las presiones de flujo antes del cierre y el comportamiento de la presión durante el periodo de cierre, son los parámetros a los que se tratan de ajustar mediante la simulación. El grado de

éxito de su metodología es ajustar de la mejor manera la simulación a los datos reales. Ellos proponen para pruebas con este tipo de flujo variar los parámetros correspondientes a la permeabilidad vertical y horizontal, ajustar el espesor de formación, la porosidad, el radio de penetración, las propiedades de los fluidos y las saturaciones iniciales. Mencionan que la presión de cierre y el área de drene deben de ser coherentes con la presión extrapolada,  $p^*$ , la cual se obtendrá del análisis semilogarítmico. El efecto de daño se calculado empleando una disminución de las permeabilidades en las cercanías del pozo.

Si bien esta metodología no simula flujo multifásico en la tubería, consideran al pozo como una parte integral del yacimiento lo que permite simular el comportamiento con un flujo de fluidos del pozo hacia la formación durante el periodo de cierre, en aquellos casos en los que temporalmente la presión del pozo supera a la presión de formación por efectos de la re-solución de gas. Este tipo de simplificación además de permitir simular el almacenamiento, considera los procesos físicos inmersos en este tipo de pruebas (segregación de fases ó colgamiento durante el flujo) en la tubería.

Para aquellas pruebas con gas libre al inicio del cierre y que presentan un decremento de presión, se tiene que determinar la saturación de gas inicial; para solucionar este problema proponen simular este problema con un yacimiento bajosaturado que produce desde la frontera exterior del área de drene; esta simulación terminará después que se alcanza la presión inicial del decremento. Ayan & Lee indican que esta presión y el resultado de la saturación del gas son uniformes y se usarán para toda el área de drene. Una desventaja inherente de este método es que al considerarlas como uniformes no se contemplan los cambios en las cercanías del pozo anteriores al comienzo del periodo de restauración de presión.

Un ajuste se considera satisfactorio si la simulación de la prueba duplica el comportamiento de la presión observada, así como los datos de producción, con una exactitud razonable. Es importante también tener en cuenta un buen ajuste para la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ) al momento del cierre.

## **Capítulo 5: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.**

### **5.1 POZO A: Prueba de Incremento de Presión, TR 3 1/2". Intervalo disparado: 1648 m – 1663 m (MD).**

#### **5.1.1 Objetivo.**

El intervalo 1648 m – 1663 m se encuentra en la TR 3 1/2" y fue probado con la finalidad de determinar el fluido proveniente de la formación, evaluar el nivel de energía y los parámetros del yacimiento, así como también para observar los gradientes de los fluidos dentro de la tubería de producción, a pozo cerrado y pozo abierto.

#### **5.1.2 Operación.**

Se probaron satisfactoriamente lubricadores con 4000 psi por cinco minutos. Se instala la unidad de registros eléctricos, se armó sonda con calibrador 2.5" de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 2" x 1.52 m + GR-CCL de 1-11/16" x 2.52 m + canasta calibradora de 1-11" / 16" x 1.65 m + calibrador de 2.5" x 0.1 m; longitud total de sarta: 9.13 m. Calibra a 2141 m y correlaciona de 2141 m – 2000 m y retira la sarta sin problemas. Inicia descenso de sarta de registro sónico de cementación CBL-VDL con la configuración siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 2" x 1.52 m + sonda CBL-VDL con GR-CCL de 1-11/16" x 5.2 m; longitud total de sarta: 10.06 m. Encuentra cima del cemento en 375 m, correlacionando de 2188 m a 200 m, saca la herramienta sin problemas y queda en secuencia de limpieza.

Se armó la unidad de TF de la manera siguiente: conector roll on 1-1/2" x 0.03 m + doble flapper y combinación 1-1/2" x 0.33 m + trompo difusor de 1-1/2" x 0.11 m; longitud total: 0.47 m. Se llena carrete con 14 barriles de agua y se realiza prueba de hermeticidad a líneas superficiales con 4000 psi por diez min la cual fue superada satisfactoriamente. Se bombeó un total de 2850 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub> y se recuperaron 64 barriles de agua (50 barriles de la columna de agua y 14 barriles provenientes del carrete).

Se bajó pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.75 m + pistola de 2-1/8" x 6 m; longitud total de la sarta: 11.61 m. Correlaciona de 2150 m a 1950 m, posteriormente posiciona la herramienta en

2088.2 m y dispara el intervalo 2095 m – 2089 m ( $P_i$ : 800 psi;  $P_f$ : 800psi), recupera la sonda en superficie observando disparada al 100%.

Se bajó segunda pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.75 m + pistola de 2-1/8" x 6 m; longitud total de la sarta: 11.61 m. Correlaciona desde 2130 m a 2000 m, posteriormente coloca la herramienta en 2082.2 m y dispara el intervalo 2089 m – 2083 m, después recupera pistola en superficie observando disparada al 100% ( $P_i$ : 800 psi;  $P_f$ : 900 psi). Desmantela unidad de registros eléctricos al 100%. Abre manifold con 900 psi por estrangulador de 6/64" fluyendo nitrógeno a quemador vertical sin quemar.

Se realizó prueba de inyección al intervalo 2083 m - 2095 m (OFM-6), con salmuera con densidad de 1.02 gr/cc. Abrió el pozo abatiéndose al instante.

Se instaló la unidad de registros eléctricos al 100% y armó sonda calibradora de la manera siguiente: 3 barras de 2.0" x 1.52 m + cablehead 1-3/8" x 0.30 m + GR-CCL de 1-11/16" x 1.88 m + canasta calibradora de 1-11/16" x 1.75 m + calibrador de 2.800" x 0.10 m; longitud total de sarta: 8.59 m. Realizó prueba de lubricadores con 4000 psi por diez minutos satisfactoriamente. Bajó calibrador de 2.800" libre a la profundidad de 2075 m (8 m por arriba de intervalo a abandonar), correlacionando hasta 1775 m, posterior recuperó sonda en superficie sin problemas. Eliminó sonda calibradora y armó cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 2" x 1.52 m + CCL 1-11/16" x 0.80 m + tapón mecánico tipo N-2 de 2.760" x 0.38 m + soltador eléctrico tipo E-5 1-11/16" x 3.62 m para una longitud total de 9.66 m. Baja tapón a 2075 m, correlacionó a 2000 m, posiciona herramienta en 2069 m y ancla tapón a 2073 m, posterior recupera soltador en superficie.

Se abrió pozo con 0 psi y llenó con 50 barriles de salmuera de 1.02 gr/cc, posterior represionó a 1900 psi por cinco minutos, incrementó a 3500 psi por cinco minutos y finalizó prueba con 4600 psi por diez minutos satisfactoriamente. Instaló equipo de TF al 100%, armó conector roll-on de 1.5", probando con 10,000 psi de tensión, doble válvula check de 1.75" y trompo difusor de 1.5". Llenó carrete con 14 barriles y circuló agua hacia presa metálica, probó líneas y conexiones superficiales hasta manifold con 500 psi y 4000 psi por cinco minutos satisfactoriamente. Bajó tubería flexible sin bombeo a 500 m, desplazando agua a presa metálica. Aplicó bombeo de nitrógeno a 15 m<sup>3</sup> por minuto,  $P_b$ : 950 psi,  $P_c$ : 100 psi – 150 psi y bajó de 500 m a 1716 m, fluyendo agua y N<sub>2</sub> a presa metálica. Con tubería estacionada a 1716 m, continuó bombeo de N<sub>2</sub>, con 15 m<sup>3</sup> por minuto,  $P_b$ : 1150 psi – 1000 psi,  $P_c$ : 250 psi, fluyendo agua y N<sub>2</sub>, y luego solo N<sub>2</sub>. Con bombeo de 15 m<sup>3</sup> por minuto de N<sub>2</sub> inició ascenso de tubería flexible estrangulando paulatinamente hasta cerrar manifold, observando incremento de pc: de 250 psi a 800 psi,

hasta 700m,  $P_b$ : 900 psi,  $P_c$ : 800psi. Cortó bombeo de  $N_2$  y recuperó tubería flexible en superficie,  $P_c$ : 800 psi. Desmanteló equipo de TF al 100%.

Se bajó pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.77 m + pistola de 2-1/8" x 6 m; longitud total de la sarta: 11.63 m. Hasta 2050 m, correlacionando hasta 1980 m, posterior posicionó herramienta en 2020.8 m y disparó intervalo 2028 m – 2022 m ( $P_i$ : 800 psi;  $P_f$ : 1300 psi) recuperó la sonda en superficie observando disparada al 100%. Armó segunda pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.75 m + pistola de 2-1/8" x 6 m; longitud total de la sarta: 11.63 m. Correlaciona de 2032 m a 1986 m, posterior posicionó pistola en 2014.8 m y disparó el intervalo 2022 m – 2016 m ( $P_i$ : 1300 psi;  $P_f$ : 1350 psi). Recuperó sonda en superficie observando disparada al 100%. Desmanteló unidad de registros eléctricos al 100% y abre manifold con 1350 psi y estrangulador de 6/64", fluyendo  $N_2$  a presa metálica.

Se instaló unidad de registros eléctricos al 100% y armó sonda de CVP de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" + 3 barras de peso de 2" x 1.52 m + sonda de Presión-Temperatura de 1-3/8" x 0.82 m; longitud total de la sarta: 5.68 m. Probó satisfactoriamente lubricadores con 4000 psi por diez min. Inició descenso hasta la profundidad de 1950 m, 66 m por arriba del intervalo 2016 m - 2028 m, realizando toma de datos cada 400 m con pozo fluyendo. A las 12:00 horas se da inicio a la prueba de restauración de presión la cual se da por culminada después una duración de 25 horas. Inmediatamente después se realiza toma de gradientes estáticos por estaciones de 400 m hasta llegar a superficie.

El 08 de noviembre de 2012 circuló a presa metálica y probó líneas con 10400 psi por 10 min y tubería de revestimiento con 3000 psi satisfactoriamente. Realizó minifrac a intervalo OFM-5 2016 m – 2028 m ( $P_i$ : 1310 psi; presión de ruptura: 3535 psi; gradiente de fractura: 0.65 psi/ft; gasto de ruptura: 12 bpm). Seguidamente realiza fracturamiento hidráulico sobre el mismo intervalo (presión máxima: 3733 psi; gasto promedio: 24 bpm). Se deja pozo cerrado en espera de reposo de arena y seguidamente se abre pozo a manifold cerrado con 0 psi, posterior se abre manifold a través de un 6/64".

Se instaló la unidad de TF con conector roll-on de 1-1/2" y probó mismo con 10000 psi de tensión, doble válvula de retención tipo flapper de 1-3/4" y trompo difusor de 1-1/2" de 0.50 m. Llena carrete con 14 barriles de agua, circula a presa metálica y realiza satisfactoria prueba de líneas con 4000 psi. Bombea 14 barriles de agua y 3400 m<sup>3</sup> de  $N_2$  recuperando un total de 72 barriles (11.6 m<sup>3</sup>). Fluye pozo con estrangulador de 14/64" observando gas, agua y condensados.

Se instala unidad de registros eléctricos con la herramienta siguiente: cabeza de pesca 1-11/16" x 0.25 m + 2 barras de 2" x 1.53 m + cablehead de 1-11/16" x 0.25 m + GR-CCL de 1-11/16" x 2.50 m +

canasta calibradora de 1-11/16" x 1.80 m con aro calibrador de 2.750"; longitud total de sarta: 7.86 m. Se prueban lubricadores con 4000 psi por 10 minutos de manera satisfactoria. Desciende sarta de calibración a la profundidad de 2000 m y se correlaciona intervalo 2000 m - 1550 m corroborando profundidad de anclaje de tapón libre a 1900 m, posterior retira sarta de calibración a superficie sin problemas. Conecta sarta con tapón perforable de la manera siguiente: cabeza de pesca 1-11/16" x 0.25 m + 2 barras de 2" x 1.53 m + cablehead de 1-11/16" x 0.25 m + CCL de 1-11/16" x 0.60 m taponera de 1-11/16 x 3.01 m + tapón de 2.550" x 0.58 m; longitud total de sarta: 7.75 m. Desciende tapón perforable bajando hasta la profundidad de 1920 m y correlaciona intervalo 1920 m – 1850 m, posteriormente posiciona la herramienta a 1895.7 m colocando tapón a 1900 m, después retira sarta a superficie sin problemas. Instala unidad de alta presión de y prueba líneas superficiales con 5500 psi de manera satisfactoria llena pozo con 52 barriles de agua a 2.5 bpm, posteriormente realiza prueba de presión a tapón perforable anclado a 1900 m de la siguiente manera: 1500 psi por cinco min, 3000 psi por cinco min, 4500 psi por diez min de manera satisfactoria, desfoga presión a 0 psi y cierra pozo, desmantela unidad de alta presión de al 100%.

Se instaló la unidad de TF al 100% probando conexiones superficiales con 5000 psi de manera satisfactoria, armó conector roll-on de 1.5", probado con 10000 psi de tensión, doble válvula check de 1.75" y trompo difusor de 1.5" y prueba líneas superficiales con 4500 psi. Bombea 2150 m<sup>3</sup> recuperando 40 barriles de agua. Arma equipo de control de presión y se prueban lubricadores con 3000 psi por diez min satisfactoriamente. Baja pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 2 barras de peso de 2" x 1.52 m + CCL de 1-11/16" x 0.75 m + pistola de 2-1/8" x 6 m; longitud total de la sarta: 10.09 m. Baja hasta 2000 m, correlacionando hasta 1550 m, posterior posicionó herramienta en 1655.8 m y disparó el intervalo 1663 m - 1657 m ( $P_i$ : 1000 psi;  $P_{disparo}$ : 1100 psi;  $P_f$ : 1800 psi). Recupera sonda en superficie disparada al 100%. Conecta segunda sarta de disparo: cablehead de 1-11/16" x 0.30 m + 2 barras de peso de 2" x 1.52 m + CCL de 1-11/16" x 0.75 m + pistola fase 60, 20 cpm, de 2-1/8" x 9 m; longitud total de la sarta: 13.09 m. Baja pistola hasta la profundidad de 1665 m. Correlaciona hasta 1600 m. Posterior posiciona herramienta a 1646.8 m y dispara intervalo 1648 m - 1657 m ( $P_i$ : 1800 psi;  $P_{disparo}$ : 1850 psi;  $P_f$ : 1850 psi). Recupera sonda en superficie disparada al 100%. Se desmantelan unidades al 100%. Se abre pozo a manifold cerrado con tp de 1850 psi. Posterior se abre manifold por un 6/64" fluyendo 100% N<sub>2</sub> a presa metálica.

Se instaló el equipo de fracturas al 100%. Circula a presa metálica y realiza prueba de hermeticidad a líneas superficiales con 10000 psi y tubería de revestimiento con 3500 psi por diez min satisfactoriamente. Se suspende el fracturamiento hidráulico contando con materiales agua y apuntalante en localización. Desmantela equipo de fracturas al 100%. Se alinea flujo a través de equipo de medición y se envía gas a estación Nejo-3.

Se instaló la unidad de registro eléctricos al 100% y armó la sarta siguiente de calibración: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 2 barras de peso de 2" x 1.52 m + 1 barra de 2" x 2.14 m + GR-CCL de 1-11/16" x 2.40 m + canasta calibradora de 1-11/16" x 1.72 m + anillo 2.5" x 0.05 m; longitud total de la sarta: 9.60 m. Desvía flujo por by-pass de equipo de medición. Realizó prueba de lubricadores con 4000 psi por diez minutos satisfactoriamente. Bajó calibrador de 2.500" libre a 1640 m, correlacionando hasta 1500 m, posterior recuperó sonda en superficie sin problemas. Eliminó la sonda calibradora y armó la sonda para CVP. Realizó gradiente dinámico descendente hasta la profundidad de 1600 m, 48 m por arriba del intervalo 1648 m – 1663 m realizando toma de datos cada 400 m con paradas de cinco minutos. Cierra pozo dando inicio al registro de restauración de presión el cual tiene una duración de 38 horas, al finalizar Inicia toma de gradientes estáticos ascendentes con paradas de cinco minutos cada 400 m.

A continuación se muestra en la Fig. 5.1.1 el estado mecánico previo a la terminación del pozo y el propuesto para las operaciones de la misma en la Fig. 5.1.2.

5.1.3 Estados mecánicos.

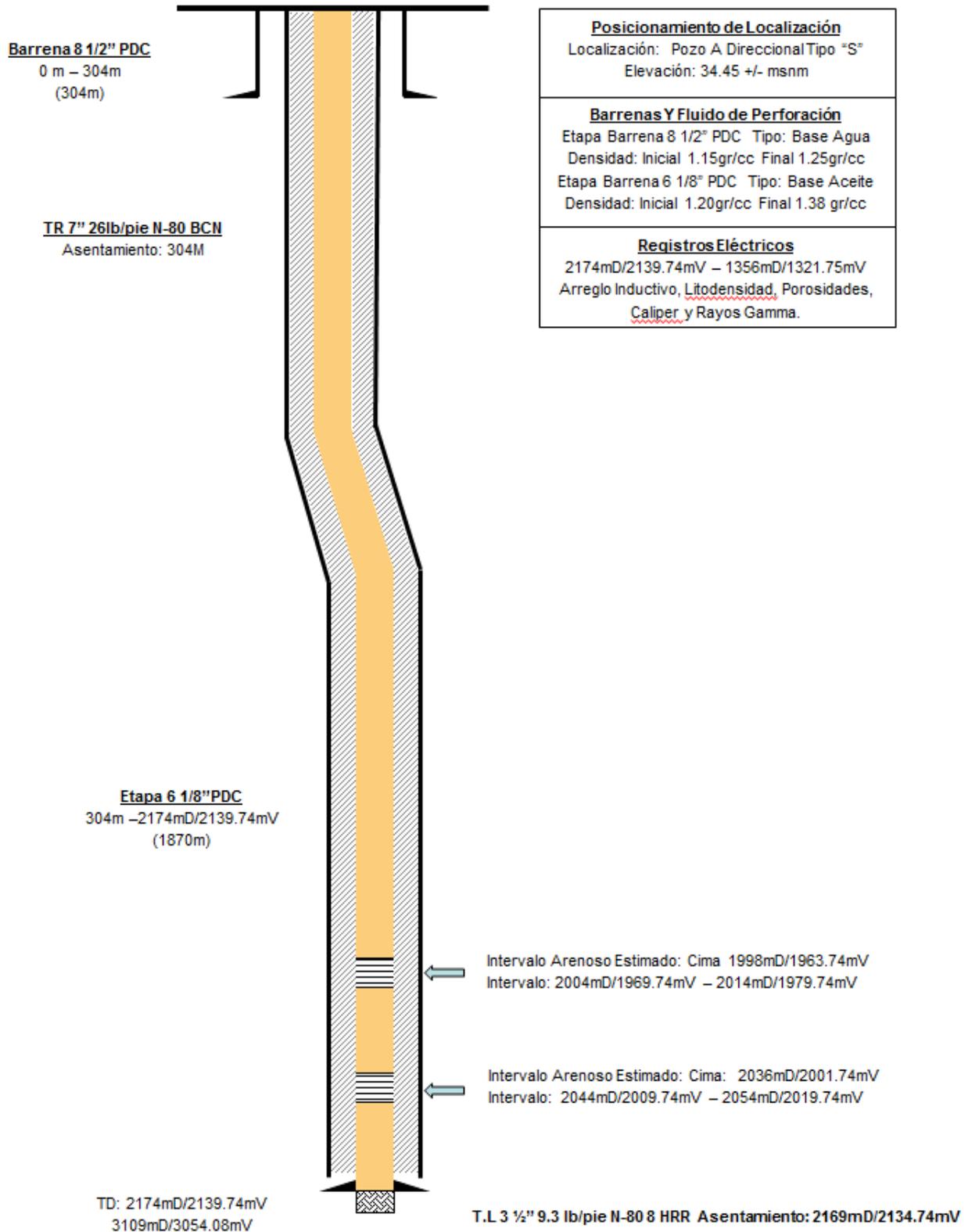


Fig. 5.1.1. Estado mecánico antes de la operación – Pozo A.

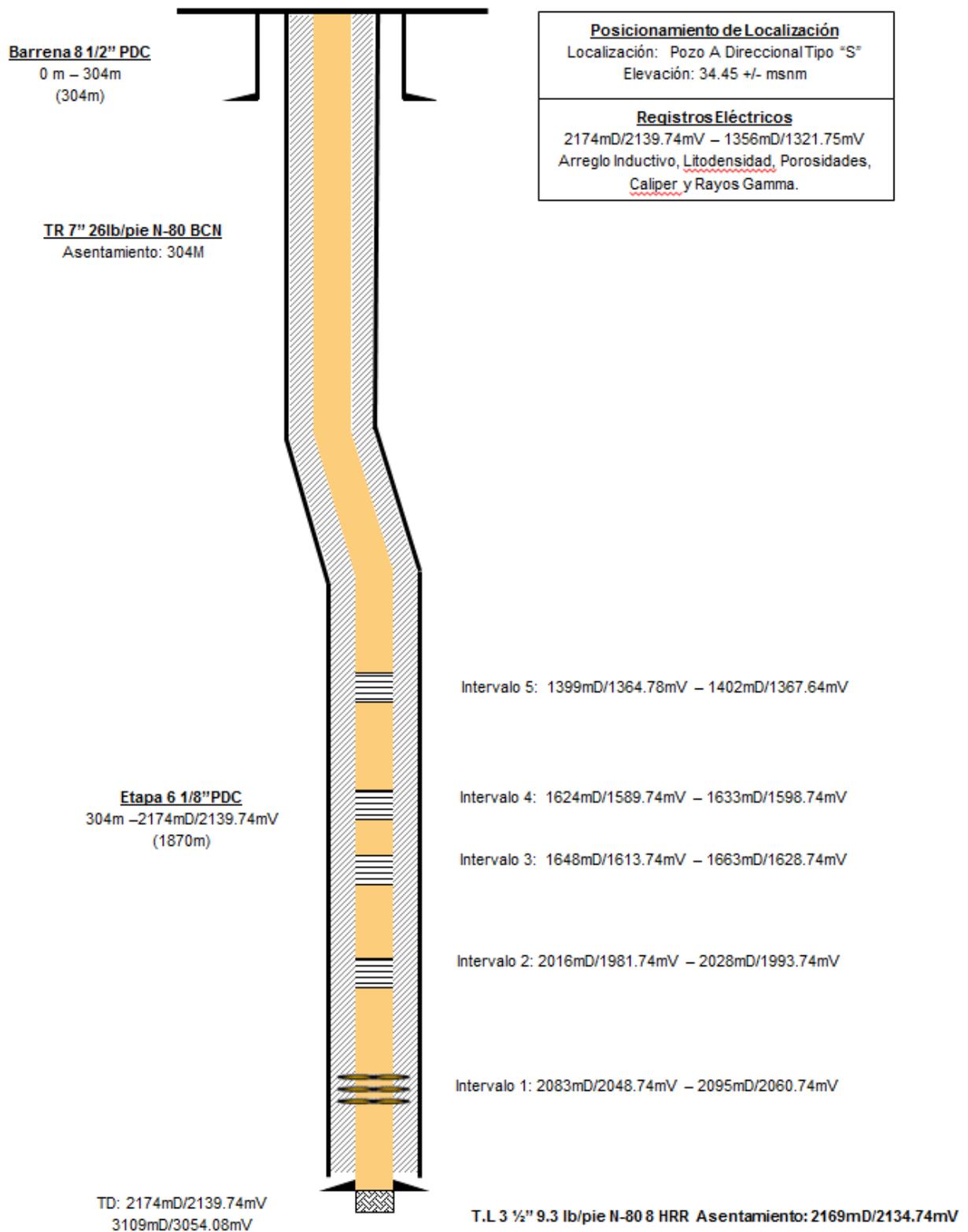


Fig. 5.1.2. Estado mecánico después de la operación – Pozo A.

#### 5.1.4 Histórico de producción.

A continuación se muestran en la Tabla 5.1.1 los periodos de flujo que presentó el pozo posteriormente de la operación de disparos, así como su gráfico correspondiente en la Fig. 5.1.3.

**Tabla 5.1.1:** Períodos de flujo antes del cierre. Medición oficial. Pozo A.

Tiempo	Estrangulador "/64"	Presión TP psi	Produc. Aceite BPD	Produc. Gas MMPCGD	Produc. Agua BPD
1	14	1850	0.00	1.56	0
2	14	1850	43.20	1.68	0
3	14	1850	50.40	1.71	0
4	14	1850	43.20	1.71	0
5	16	1850	36.00	2.31	0
6	16	1850	43.20	2.32	0
7	16	1850	50.40	2.41	0
8	16	1850	50.40	2.38	0
9	16	1850	57.60	2.32	0
10	16	1850	57.60	2.34	0
11	16	1850	64.80	2.32	0
12	16	1860	64.80	2.29	0
13	16	1860	72.00	2.31	0
14	16	1860	72.00	2.27	0
15	16	1860	50.40	2.32	0
16	16	1860	36.00	2.31	0
17	16	1860	64.80	2.32	0
18	16	1860	72.00	2.32	0
19	16	1860	72.00	2.32	0
20	16	1860	64.80	2.34	0
21	16	1860	72.00	2.35	0
22	16	1870	72.00	2.36	0
23	16	1870	64.80	2.40	0
24	16	1870	72.00	2.40	0
25	16	1870	72.00	2.36	0
26	16	1870	64.80	2.37	0

*Procesamiento e Interpretación de Pruebas de Incremento  
de Presión en Yacimientos de Gas y Condensado*

<b>Tiempo</b>	<b>Estrangulador "/64"</b>	<b>Presión TP psi</b>	<b>Produc. Aceite BPD</b>	<b>Produc. Gas MMPCGD</b>	<b>Produc. Agua BPD</b>
27	16	1870	72.00	2.37	0
28	16	1870	64.80	2.37	0
29	16	1870	72.00	2.35	0
30	16	1870	64.80	2.37	0
31	16	1870	64.80	2.39	0
32	16	1880	72.00	2.41	0
33	16	1880	72.00	2.39	0
34	16	1880	64.80	2.40	0
35	16	1880	64.80	2.39	0
36	16	1880	72.00	2.40	0
37	16	1880	64.80	2.42	0
38	16	1880	72.00	2.40	0
39	16	1890	64.80	2.42	0
40	16	1890	72.00	2.42	0
41	16	1890	72.00	2.40	0
42	16	1890	72.00	2.42	0
43	16	1890	64.80	2.42	0
44	16	1890	72.00	2.40	0
45	16	1880	64.80	2.42	0
46	16	1880	72.00	2.42	0
47	16	1880	64.80	2.44	0
48	16	1890	72.00	2.44	0
49	16	1890	64.80	2.42	0
50	16	1890	72.00	2.44	0
51	16	1890	72.00	2.42	0
52	16	1890	64.80	2.44	0

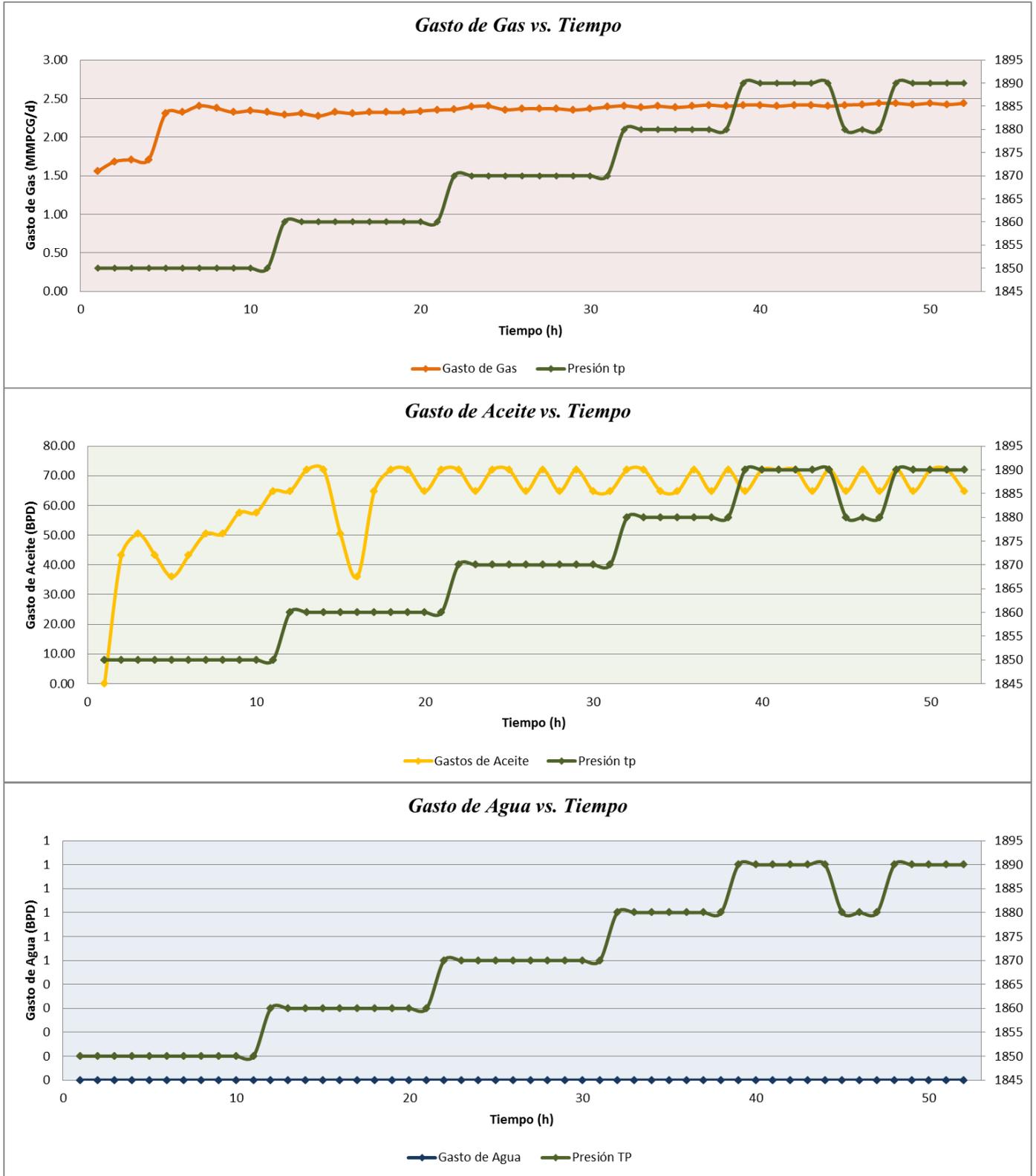


Fig. 5.1.3. Comportamiento de producción durante el período de aforo previo al cierre.

### 5.1.5 Datos del yacimiento.

A continuación, en la Tabla 5.1.2 se muestran los principales datos que se utilizaron para el procesamiento e interpretación de la prueba de incremento de presión realizada al pozo posteriormente de la operación de disparos y de presentar aporte de fluidos a producción.

**Tabla 5.1.2:** Datos de yacimiento para la interpretación – Pozo A.

Intervalo [m]	1648 – 1663
Espesor Neto Efectivo de Flujo [m]	15 m (5.5 m de ANH)
Porosidad [%]	18.6
Saturación de Agua [%]	50
Diámetro del Agujero [in]	6.125
Profundidad del Sensor [m]	1600
p @ Sensor [psia]	2547.051
T @ Sensor [C]	80
Tipo de Fluido	Gas Condensado
Densidad Relativa del Gas	0.634
Factor de Volumen del Gas, B <sub>g</sub> [cf/scf]	0.006152
Viscosidad del Gas [cp]	0.01818
Densidad API Condensado	56.9
Factor z	0.8718
Compresibilidad del Gas [1/psi]	0.00038487
Compresibilidad de la formación [1/psi]	3.8074E-006
Compresibilidad Total [1/psi]	0.00014471

### 5.1.6 Gradiente dinámico.

Posteriormente se instaló la unidad de registros con el objeto de realizar la toma del registro dinámico por estaciones (0, 400 m, 800 m, 1200 m y 1600 m) con pozo fluyendo a través de estrangulador fijo de 16/64", después mantiene sensor de presión y temperatura a 1600 m previo al cierre del pozo para el registro de incremento de presión.

El valor del gradiente a la profundidad del sensor, 1600 m, es de 0.0562 psi/ft, lo que indica la presencia de gas. El gradiente toma valores similares a lo largo de la longitud del pozo, oscilando entre 0.0562 psi/ft y 0.0593 psi/ft, un rango común para gases, sin embargo quizás haría falta un arreglo de paradas más cercanas para identificar las zonas de condensado a lo largo de la tubería o en el fondo del pozo. La presión dinámica se estimó en 2303.25 psi y la temperatura dinámica en 79.69 °C, ambas medidas a nivel del sensor (1600 mD, 1565.61 TVD).

**Tabla 5.1.3:** Gradientes dinámicos – Pozo A.

Registro Fluyente							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión psi/m	Gtte. Presión psi/ft	Gtte. Presión Kgf/cm2/m	Gtte. Temp °C/m
0	0.00	2003.62	26.49	-	-	-	-
400	399.79	2081.03	56.01	0.1936	0.0590	0.0136	0.0738
800	782.75	2155.55	66.35	0.1946	0.0593	0.0137	0.0270
1200	1166.78	2229.67	74.82	0.1930	0.0588	0.0136	0.0221
1600	1565.61	2303.25	79.69	0.1845	0.0562	0.0130	0.0122

**Ubicación del sensor  
(mv)**

1565.61

**Presión a nivel del sensor  
(psi)**

2303.25

**Temp. a nivel del sensor  
(°C)**

79.69

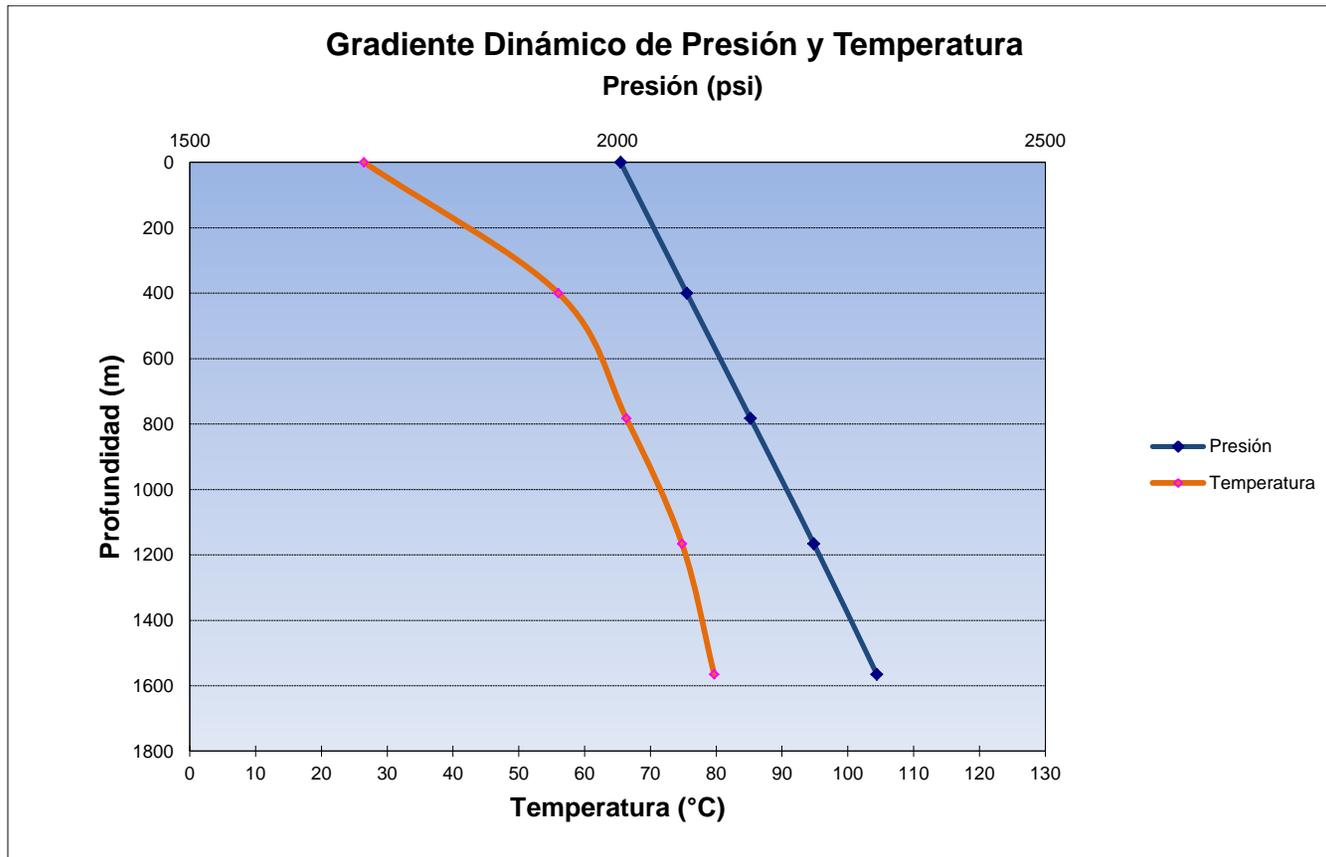


Fig. 5.1.4. Gradiente dinámico de Presión y Temperatura. Pozo A.

### 5.1.7 Gradiente estático.

Una vez concluida la toma de información de la curva de incremento de presión, se recupera la sonda con sensor de presión y temperatura tomando gradiente estático por estaciones (1600 m, 1200 m, 800 m, 400 m y 0 m).

La magnitud de los gradientes a lo largo de la columna sugiere la presencia de gas desde superficie hasta los 1600 m, con valores que oscilan entre 0.0625 psi/ft hasta 0.0648 psi/ft. Se asume que por debajo de este nivel debe haber un aumento del gradiente por acumulación de fases más densas. La presión y la temperatura estática al punto medio de los disparos (1655.5 mD, 1621.24 TVD) se estiman en 2534.64 psi y en 81.47 °C.

**Tabla 5.1.4:** Gradientes estáticos – Pozo A.

Registro Estático							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión psi/m	Gtte. Presión psi/ft	Gtte. Presión Kgf/cm2/m	Gtte. Temp °C/m
0	0.00	2196.84	31.321	0.2125	0.0648	0.0149	0.0319
400	399.79	2281.78	44.093	0.2097	0.0639	0.0147	0.0343
800	782.75	2362.07	57.21	0.2068	0.0630	0.0145	0.0319
1200	1166.78	2441.48	69.45	0.2050	0.0625	0.0144	0.0264
1600	1565.61	2523.24	80.00	-	-	-	-

<b>Punto medio de los disparos (mv)</b>
1621.24
<b>Presión estática de fondo (psi)</b>
2534.64

<b>Temp. Estática de fondo (°C)</b>
81.47

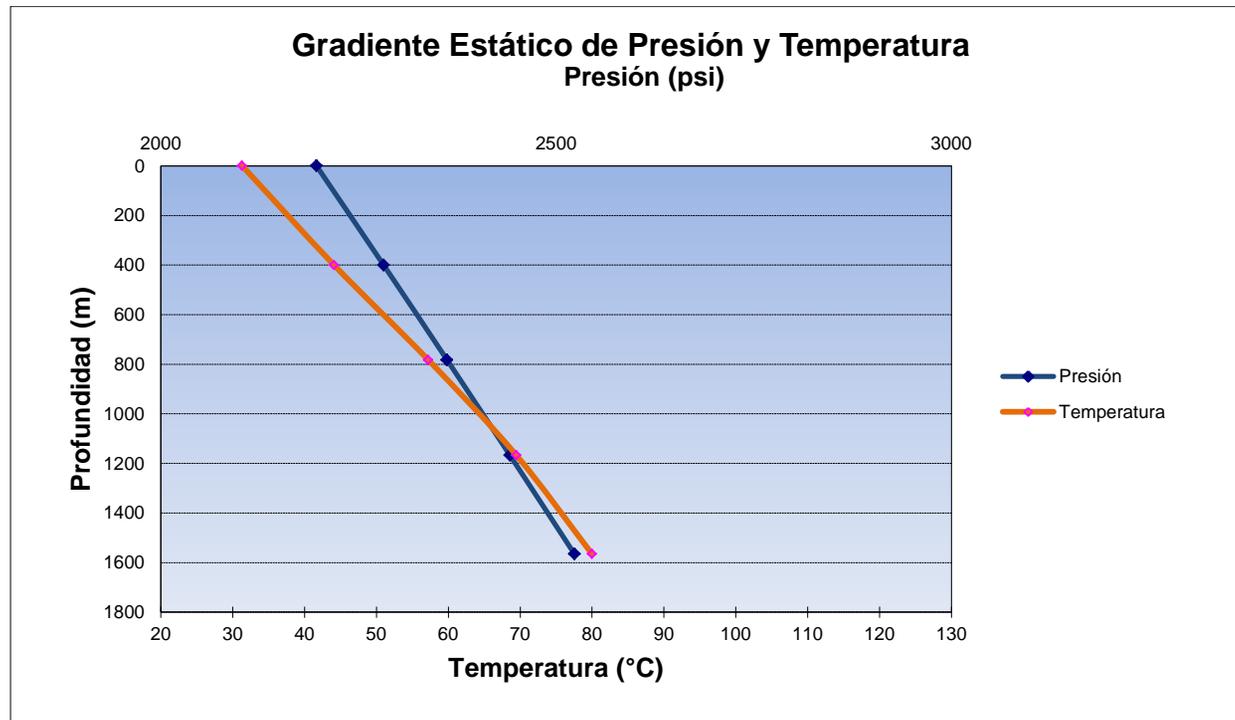


Fig. 5.1.5. Gradiente estático de Presión y Temperatura. Pozo A.

### 5.1.8 Análisis de curva de variación de presión.

Previo al cierre del pozo, el sensor estuvo estacionado a 1600 m a fin de evaluar la estabilización de la presión de fondo, posterior a eso el cierre del pozo extendido tuvo una duración de 36 horas registrándose durante este período un incremento de presión y temperatura con ligeras perturbaciones por efecto de segregación/redistribución de fases a lo largo del pozo y sus alrededores.

Los datos fueron extrapolados y se realizó un modelo de ajuste correspondiente a un **pozo-yacimiento con almacenamiento y daño, del tipo homogéneo y comportamiento infinito**.

Cabe destacar que durante el desarrollo de la prueba, se pudo observar una tendencia de la curva de flujo radial, esto implica que se pudo realizar una interpretación relativamente confiable de las propiedades yacimiento y de la presión promedio del área de drene del pozo ( $P^*$ ). Los resultados obtenidos de esta prueba se adjuntan en la Tabla 5.1.5 de resultados principales del análisis.

**Tabla 5.1.5:** Resultados Principales – Pozo A.

RESULTADOS PRINCIPALES DE LA PRUEBA DE INCREMENTO		
INICIO PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	FECHA (dd/mm/aa)	-----
	HORA (hh:mm:ss)	-----
DURACION PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	(hrs)	36
PROFUNDIDAD DEL SENSOR	(mD)	1600
PROFUNDIDAD DEL NMDD	(mD)	1655.5
PRESION EXTRAPOLADA [ $P^*$ ]	SENSOR (psia)	2547.051
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO [BHT]	SENSOR (°C)	80
ESPESOR NETO EFECTIVO DE FLUJO [h]	(m)	(15 m) – 5.5 m ANH
CAPACIDAD DE FLUJO [ $K^*h$ ]	(md <sup>2</sup> ft/cp)	21443
PERMEABILIDAD	(md)	7.92
DAÑO TOTAL ALREDEDOR DEK POZO [ $S_i$ ]		5.41
COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION	(1/psia)	0.00014471
RADIO DE INVESTIGACION	(m)	211

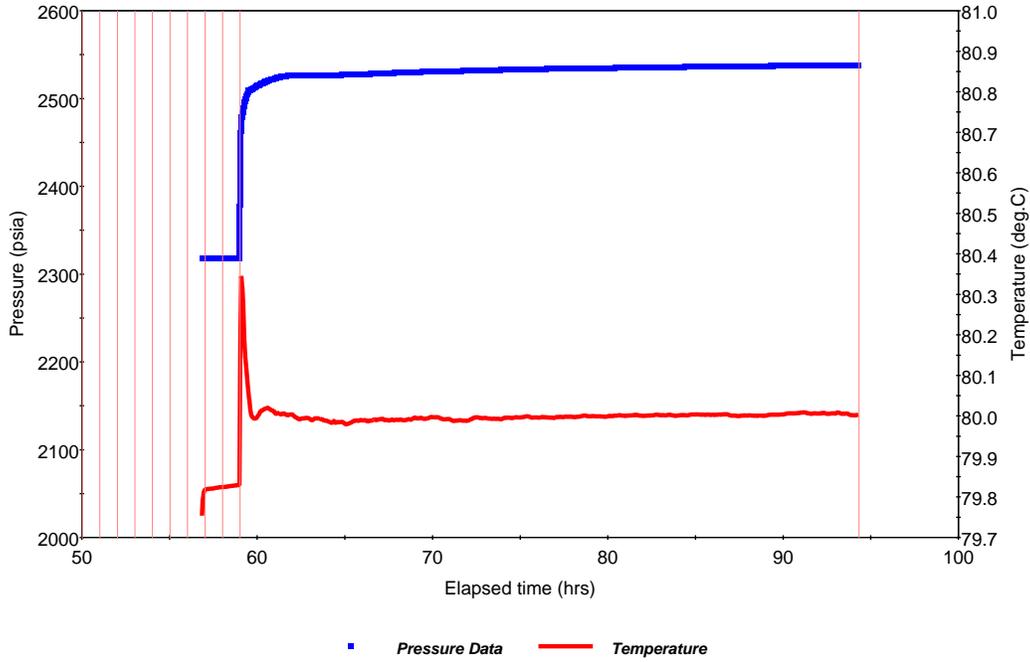


Fig. 5.1.6. Histórico de Presión – Pozo A.

La Fig. 5.1.6 se muestra la historia de presión y temperatura de fondo registrada con la sonda ubicada a una profundidad de 1600 m, durante la toma de información de la CVP pre fractura.

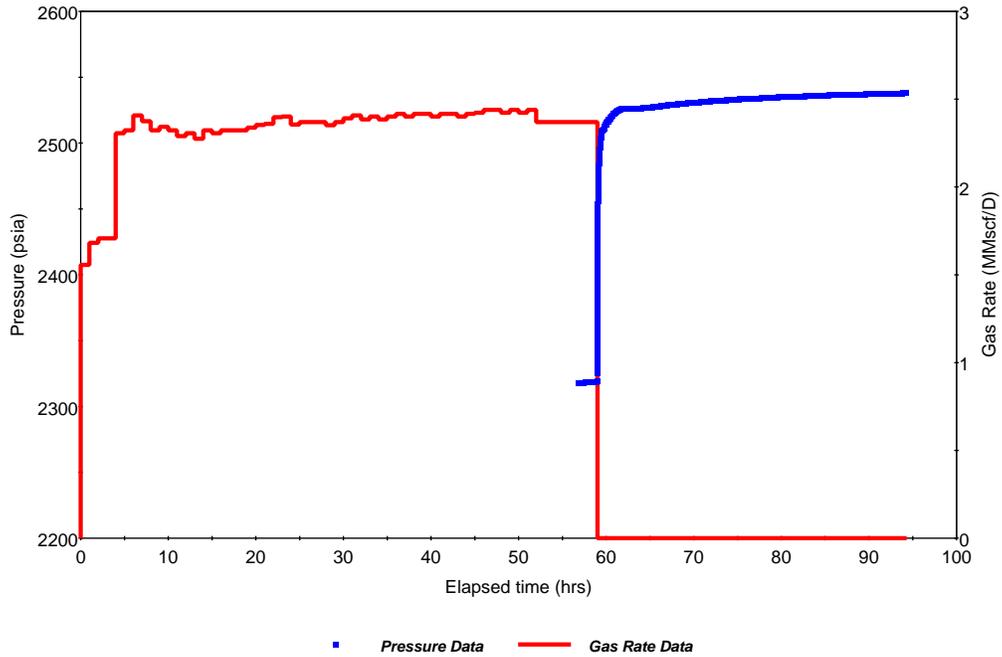


Fig. 5.1.7. Histórico de Presión con Periodos de Flujo – Pozo A.

La Fig. 5.1.7 muestra el período de flujo único previo al cierre realizado con estranguladores de 12/64", 14/64", y 16/64".

Es importante mencionar que durante los periodos de flujo previos a una prueba de incremento es recomendable que la secuencia de apertura del pozo sea:

- Ir incrementado el tamaño de estrangulador.
- Ir disminuir el tamaño del estrangulador.

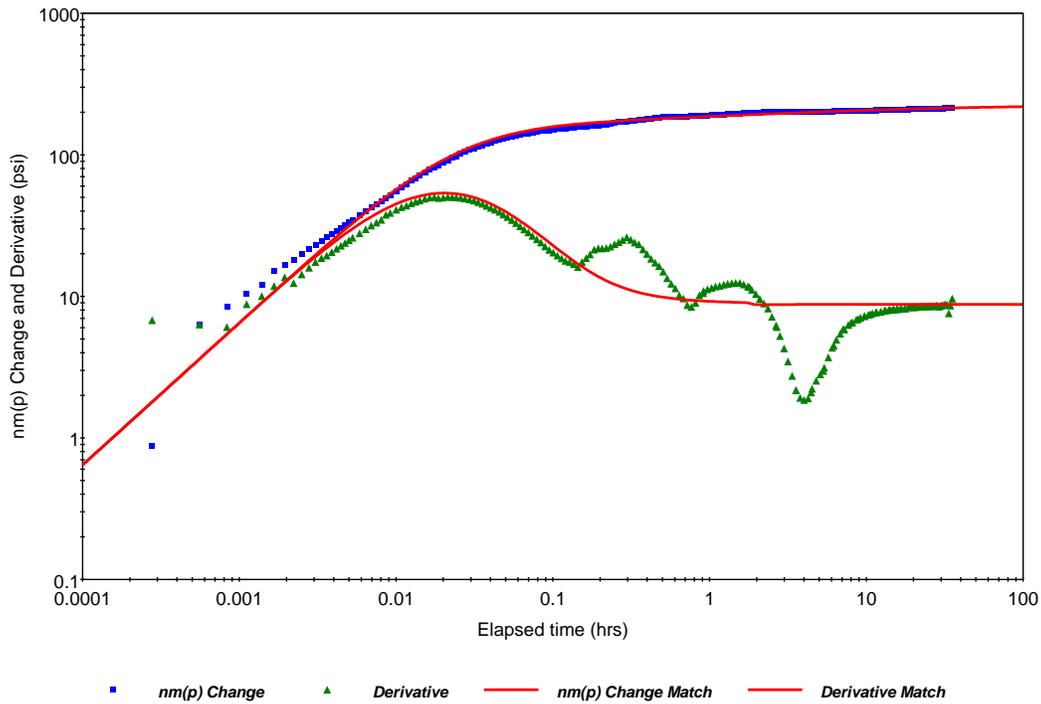
Esto con el fin de generar fluctuaciones de presión en el yacimiento que no den como resultado comportamientos irregulares en la curva de la función de la derivada de presión, así como también se recomienda que el aforo del pozo sea mayor al doble del tiempo que durara la prueba de incremento de presión.

Durante las 36 horas de duración de la prueba se observó una tendencia de incremento afectada moderadamente por efectos de segregación/redistribución de fases en el pozo, comportamiento también causado por el rápido incremento de la presión de fondo en la primera hora de prueba y que por experiencias pasadas se ha observado que tiene un comportamiento muy sensible a la variación de presión.

A pesar de que el método de la función de la derivada es una poderosa herramienta de caracterización, esta incrementa la presencia de cualquier tipo de ruido en los valores de presión. Ver Fig. 5.1.8.

El comportamiento mostrado por el gráfico diagnóstico log – log muestra claramente cómo se lleva a cabo el período de almacenamiento durante los primeros segundos de prueba. Seguidamente se observan las perturbaciones en la gráfica de la función de la derivada típicas de la inestabilidad mostrada en el incremento de presión, consecuencia del fenómeno de segregación/redistribución de fases a lo largo del pozo lo cual se encarga de enmascarar el flujo radial. Posteriormente y luego de diez horas de cierre se observa cómo la curva de la función de la derivada de presión comienza a estabilizar mostrando el comportamiento típico del flujo radial, período bajo el cual se pueden hacer estimaciones de las propiedades del sistema pozo/yacimiento.

Se utilizó un análisis PVT para la formación en estudio, sin embargo este PVT corresponde a una muestra de aceite volátil, por lo tanto dista de las condiciones que tiene la misma arena para este pozo en particular ya que en este caso la caracterización del fluido indica que es gas condensado de acuerdo a lo observado en el período de flujo previo al cierre. El PVT usado pareciera corresponder un sistema mixto de gas condensado con zona de aceite, el cual se encuentra en equilibrio termodinámico.



**Fig. 5.1.8.** Curva Log-Log con Almacenamiento – Pozo A.

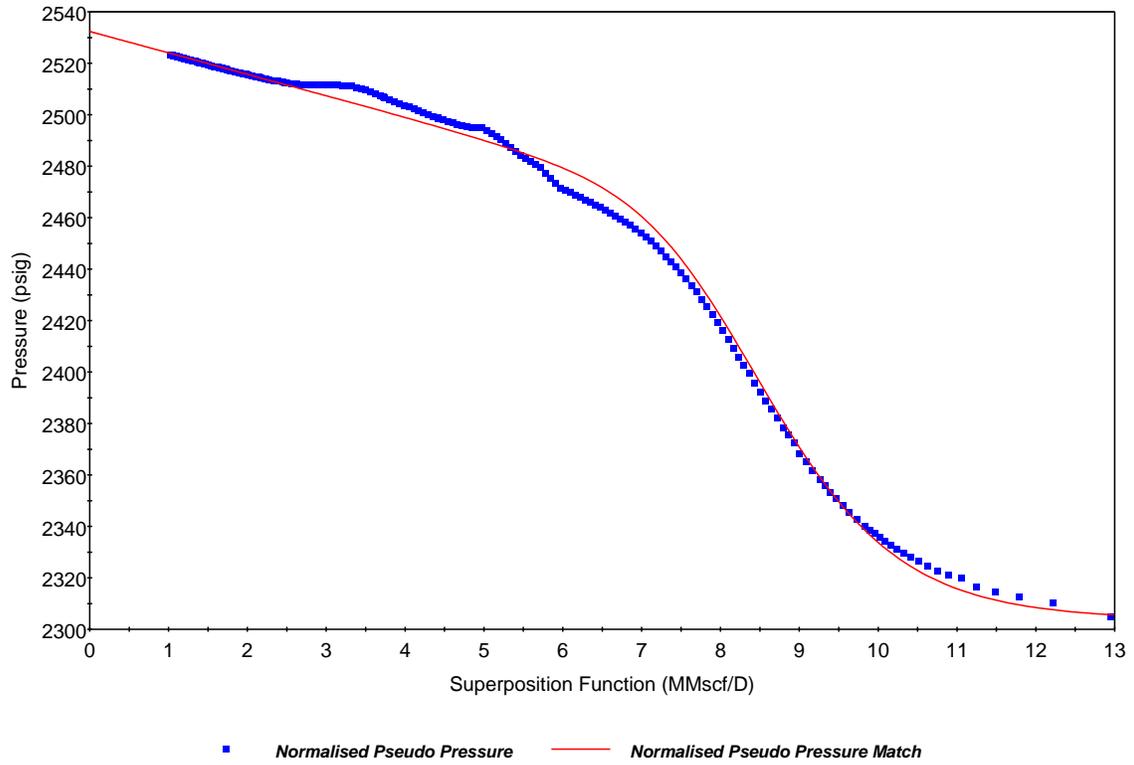


Fig. 5.1.9. Ajuste en el Gráfico de Horner – Pozo A.

(pav) <sub>i</sub>	2532.351	psig
p <sub>wf</sub>	2303.800	psig
(kh/u) <sub>t</sub>	21443	mD. ft/cp
(k/u) <sub>t</sub>	435.7	mD/cp
k (gas)	7.920	mD
C	0.01660	bb/psi
S	5.41	
r <sub>i</sub>	211	m
Dp(S)	98.70	psi

Fig. 5.1.10. Análisis de resultados de la prueba de incremento de presión. Pozo A.

### **5.1.9 Análisis nodal.**

#### **5.1.9.1 Premisas utilizadas.**

Para comenzar el análisis se plantean ciertas premisas que se toman en cuenta con base en la revisión de la información disponible del pozo. A continuación se muestran las premisas tomadas en cuenta para este análisis:

- Se utiliza el software de la suite de Petroleum Experts: Prosper, para realizar el análisis nodal.
- Se considera la presión estática de yacimiento obtenida mediante la prueba de incremento de presión, referida a la profundidad del nivel medio de los disparos.
- El modelo se ajustó con los datos de producción promedios tomados de los aforos.
- Se utiliza el modelo de Jones para obtener la curva IPR y caracterizar las propiedades del yacimiento  $k$ ,  $s$  y espesor.
- No se tiene PVT de la arena en estudio, se trabajó con el PVT de una formación cercana al pozo A.
- Se utilizan datos de la medición realizada el día de la prueba de incremento de presión para calcular la relación gas - condensado y agua – gas.
- Se utilizan datos de °API, gravedad específica del gas e impurezas del gas de datos del PVT realizado un pozo cercano al de nuestra formación.
- Se utilizan los datos de permeabilidad y daño de la formación, obtenidos mediante la prueba de incremento de presión.
- Se trabajó con las profundidades en el área de diseño (Diámetros,  $T_p$ , TR, profundidad del intervalo disparado) amarradas al survey suministrado.
- Se utilizó el registro fluyente de la prueba de incremento para tratar de validar el comportamiento del flujo vertical, selección de la correlación de flujo multifásico y gradiente geotérmico de temperatura.

#### **5.1.9.2 Análisis de ingeniería.**

Un análisis integral del sistema de producción incluye, entre otros: evaluación del yacimiento (fluidos y roca) áreas de drene, terminación, método de producción, tubería de producción, instalaciones, entre otras. Este análisis de ingeniería abarca además de lo ya mencionado, un estudio a detalle del sistema de subsuelo y superficie óptimo.

A continuación se muestra una breve descripción de la metodología usada para el análisis nodal y luego se muestran los detalles de cada análisis por campo.

- Determinación de la Curva IPR de acuerdo al índice de productividad (IP).
- Se carga trayectoria propuesta para el pozo.
- Se modela con la terminación propuesta (diámetros de TR's) y  $T_{p,s}$ .
- Se define el Comportamiento de Flujo Multifásico de acuerdo a Correlación de Flujo Multifásico (CFM).
- Se determina el gasto máximo teórico.

### 5.1.9.3 Ajuste del PVT.

No se realizó ajuste ya que no se cuenta con un PVT de la arena de formación. Se utilizaron los datos del PVT realizado en un pozo vecino.

Input Parameters		
Separator Pressure	170.68	psia
Separator Temperature	13.3	deg C
Separator GOR	37285.7	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.634	sp. gravity
Tank GOR	37285.7	scf/STB
Tank Gas Gravity	0.634	sp. gravity
Condensate Gravity	56.99	API
Water to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Water Salinity	0	ppm

Reservoir Data		
Dewpoint at Reservoir Temp	2558.48	psia
Reservoir Temperature	81.47	deg C
Reservoir Pressure	2558.48	psia

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.31	percent
Mole Percent N2	0.54	percent

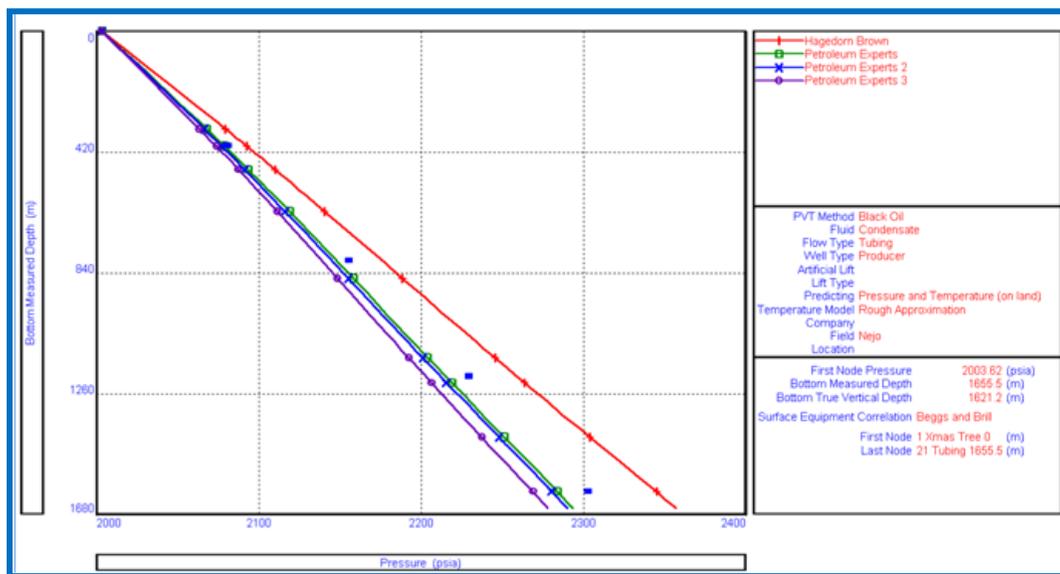
Correlations: Gas Viscosity: Lee et al

Fig. 5.1.11. Datos PVT para el Pozo A.

#### 5.1.9.4 Ajuste del Registro de Presión de Fondo Fluyente.

Para poder validar el comportamiento de la presión y la temperatura fluyente y definir la correlación de flujo multifásico vertical es necesario contar con un PVT representativo de la arena que permita predecir que exista consistencia entre la densidad del fluido del modelo del PVT y los datos medidos en campo referentes a gastos/presiones/temperaturas; sin embargo no se cuenta con un PVT de la arena de formación, por lo cual se procede a trabajar con los datos de la CFM que se ajuste al gradiente medido.

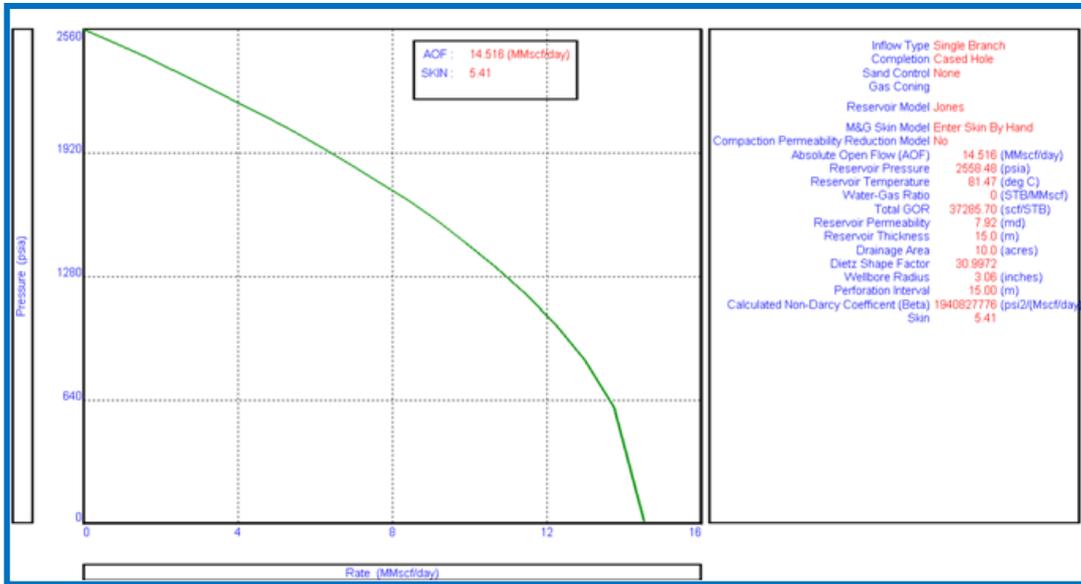
Haciendo un comparativo con las correlaciones de flujo vertical disponibles en PROSPER, se puede observar que la que más se ajusta al comportamiento del gradiente dinámico es la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts.



**Fig. 5.1.12.** Registro de Presión de Fondo Fluyente y Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical.

#### 5.1.9.5 Curva del IPR.

Para determinar la curva de IPR de acuerdo a los parámetros de yacimiento suministrados (presión estática, temperatura, permeabilidad, espesor de arena y relación gas - condensado y agua - gas), además del histórico de producción, se utiliza el modelo de Jones. Como premisa se toma en cuenta que la presión del yacimiento es de 2558.48 psi referida al nivel medio del intervalo disparado de 1621.24 m (TVD).



**Fig. 5.1.13.** Curva de Afluencia del Pozo (IPR).

En la Fig. 5.1.13 se puede observar que el pozo tiene un potencial máximo de aporte (AOF) de 14.516 mmpcd.

#### **5.1.9.6 Curva de IPR y VLP.**

Para determinar la curva de IPR y VLP se consideró la información de presión en la línea de descarga suministrada por el cliente de 586 psi, como se muestra en la Fig. 5.1.14 y la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts que mejor reproduce las condiciones actuales del pozo.

Continue	Cancel	Report	Export	Help
<b>Input Data</b>				
Top Node Pressure	586	psia		
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf		
Total GOR	37285.7	scf/STB		
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill			
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 0.95 1.00			
Solution Node	Bottom Node			
Rate Method	Automatic - Linear			
Left-Hand Intersection	DisAllow			

Fig. 5.1.14. Datos de entrada para el cálculo de las curvas de IPR y VLP.

### 5.1.9.6.1 Curva de IPR y VLP para producción de gas.

En la Fig. 5.1.15 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de gas de 2.312 mmpcd con una  $p_{wf}$  de 2348.33 psi, bajo las condiciones dadas.

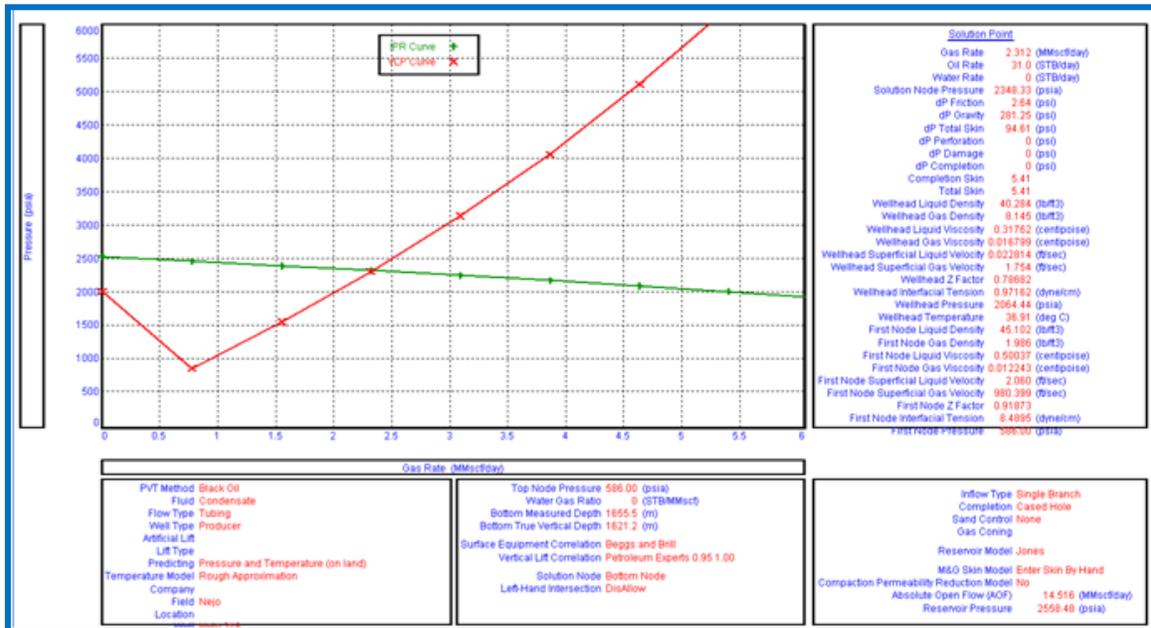


Fig. 5.1.15. Curva de IPR y VLP para producción de gas.

5.1.9.6.2 Curva de IPR y VLP para producción de condensado.

En la Fig. 5.1.16 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de aceite de 31 bbl con una  $p_{wf}$  de 2348.33 psi, bajo las condiciones dadas.

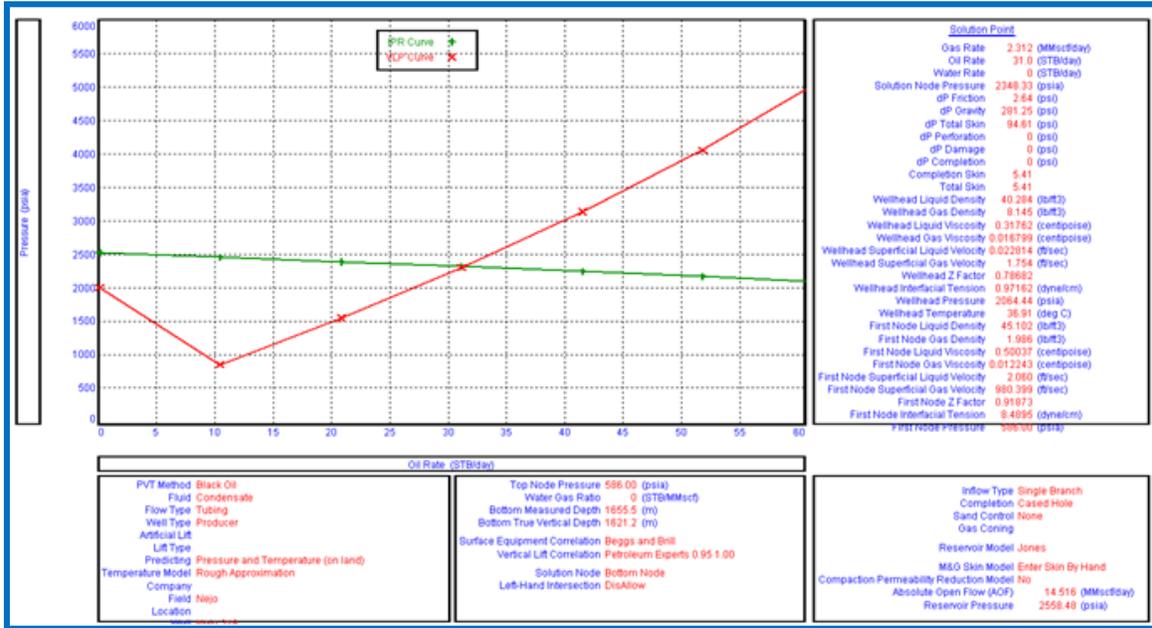


Fig. 5.1.16. Curva de IPR y VLP para producción de condensado.

#### **5.1.10 Conclusiones y comentarios de la prueba.**

- ❖ El comportamiento de presión dinámica con respecto a la profundidad presenta un gradiente que oscila entre 0.0562 psi/ft y 0.0593 psi/ft, mostrando la existencia de gas a lo largo de la tubería, sin embargo se presume que debe haber presencia de condensado en secciones donde no se tomaron medidas de presión debido a que se reporta producción del mismo a nivel de superficie. Se realizó la extrapolación de datos de presión y temperatura a nivel del sensor (1565.61 m TVD), obteniéndose los valores de 2303.25 psi y 79.69 °C respectivamente.
- ❖ Con el pozo cerrado, las lecturas de gradiente estático en general mostraron un comportamiento casi constante, oscilando entre 0.0625 psi/ft y 0.0648 psi/ft para corroborar la presencia de gas en los primeros 1600 m de tubería, presumiendo que existe presencia de fases más pesadas hacia el fondo del pozo. El valor de la presión y temperatura estática extrapoladas ambas al punto medio de los disparos (1621.24 mv) es de 2534.64 psi y 81.47 °C respectivamente.
- ❖ El modelo de ajuste corresponde a un **pozo con almacenamiento y daño, del tipo homogéneo y comportamiento infinito**. La capacidad de flujo de la formación ( $k*h$ ) evaluada se calculó en el orden de 21443 mD\*ft/cp y la permeabilidad efectiva relativa al gas en el orden de 7.92 mD.
- ❖ La presión de formación extrapolada y ajustada con el grafico de Horner fue de 2547.051 psia a nivel del sensor (1600 m).

## **5.2 Pozo B: Prueba de Incremento de Presión Post-Fractura, TR 3 1/2". Intervalo disparado: 2475 m – 2487 m (MD).**

### **5.2.1 Objetivo.**

El intervalo 2475 m – 2487 m se encuentra en la TR 3 1/2" y fue probado con la finalidad de determinar el fluido proveniente de la formación, así como evaluar el nivel de energía y los parámetros del yacimiento, así como también para observar los gradientes de los fluidos dentro de la tubería de producción, a pozo cerrado y pozo abierto.

### **5.2.2 Operación.**

Se instaló la unidad de registros eléctricos, armando sonda con calibrador de 2.8" de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 2" x 1.52 m + GR-CCL de 1-11/16" x 2.52 m + canasta con aro calibrador de 2.800" x 1.75 m; longitud total de sarta: 9.13 m. Se correlaciona de 2650 m a 2500 m y procede a anclar tapón mecánico con sarta de configuración: cablehead 1-3/8" x 23.5 m + 3 barras de peso de 2-1/8" x 1.52 m + GR-CCL de 1-11/16" x 2.38 m + taponera con tapón mecánico de 4.24 m; longitud total de sarta: 11.41 m. Correlaciona de 2615 m a 2550 m y ancla tapón a 2600 m. Se realiza prueba a tapón mecánico permanente anclado a 2600 m, con 1500 psi por 5 min, 3000 psi por cinco min y 4500 psi por diez min. Probó satisfactoriamente.

Se arma e instala la sarta de disparos con la configuración siguiente: cablehead 0.23 m x 1-3/8" + 3 barras de peso de 1.52 m x 2 1/8" + CCL 0.6 m x 1-11/16" + pistola RTG de 2-1/8" X 20 CPM, DP, fase 60° x 6.0 m; longitud total de sarta: 11.39 m. Se correlaciona de 1450 m a 1538 m, posteriormente desciende y se dispara el intervalo 2481 m – 2487 m ( $P_i$ : 0 psi,  $P_{disparo}$ : 1600 psi). Arma segunda sarta de disparos con la misma configuración y dispara el intervalo 2475 m – 2481 m ( $P_{disparo}$ : 2200 psi,  $P_f$ : 1600 psi), después de haber correlacionado de 2474 m a 2457 m. Abre pozo con estranguladores sucesivos de 6/64", 8/64", 10/64", 12/64", 14/64", 16/64", 18/64", 20/64", 22/64" y 24/64", produciendo bajo este último solo trazas. Se coloca pozo en secuencia de fractura. Se realiza fractura hidráulica sobre el intervalo 2475 m – 2487 m. Inició medición oficial por un período de 24 horas con un estrangulador de 12/64".

Se instaló la unidad de registros eléctricos. Armo sonda con calibrador de 2.5", de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 4 barras de peso de 1-11/16" x 1.53m + GR-CCL de 1-11/16" x 1.88 m + canasta calibradora de 1-11/16 x 1.65 m + calibrador de 2.5" x 0.10 m; longitud total de sarta: 10.05 m. Realizó prueba de presión a lubricadores con 4500 psi por cinco min de manera satisfactoria. Baja sarta con calibrador 2.500" a la profundidad de 2595 m (108 m por debajo del intervalo 2475 m -

2487 m). Correlacionan en el intervalo 2595 m - 2300 m, posterior retiran sarta a superficie sin problemas. Conecta sarta de medición de CVP de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 4 barras de peso de 1-11/16" x 1.53 m + sonda de presión/temperatura 1-3/8" x 0.80 m; longitud total de sarta: 7.22 m. Inician descenso hasta la profundidad de 2300 m, 175 m por arriba del intervalo 2475 m - 2487 m, realizando toma de datos cada 400 m a pozo fluyendo por cinco min. Se da inicio a la prueba de incremento de presión y temperatura, al finalizar da inicio a la toma de gradiente estático por estaciones de 400 m desde 2300 m hasta la superficie, con paradas de cinco minutos.

A continuación se muestra en la Fig. 5.2.1 el estado mecánico previo a la terminación del pozo y el propuesto para las operaciones de la misma en la Fig. 5.2.2.

5.2.3 Estados mecánicos.

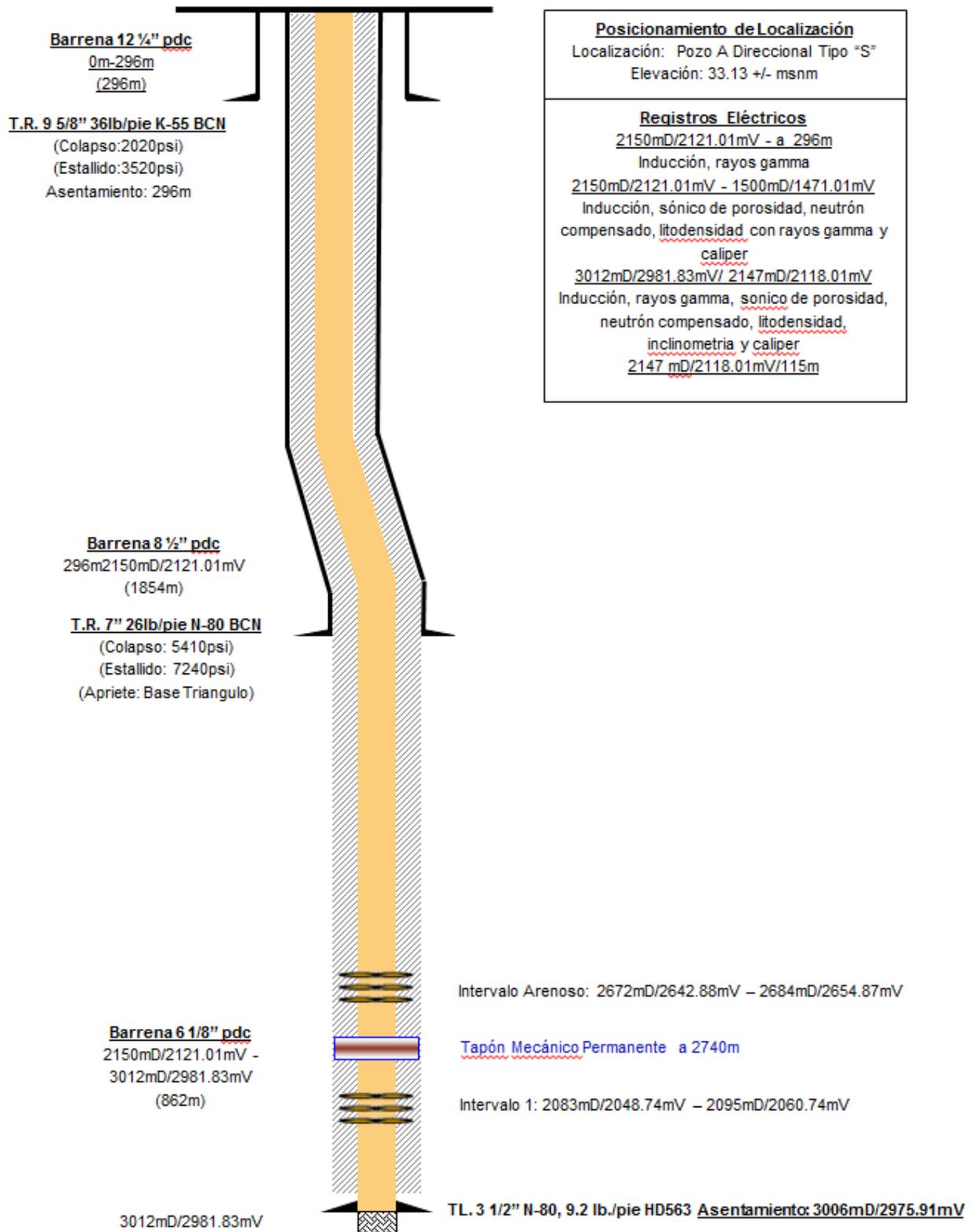


Fig. 5.2.1. Estado mecánico antes de la operación – Pozo B.

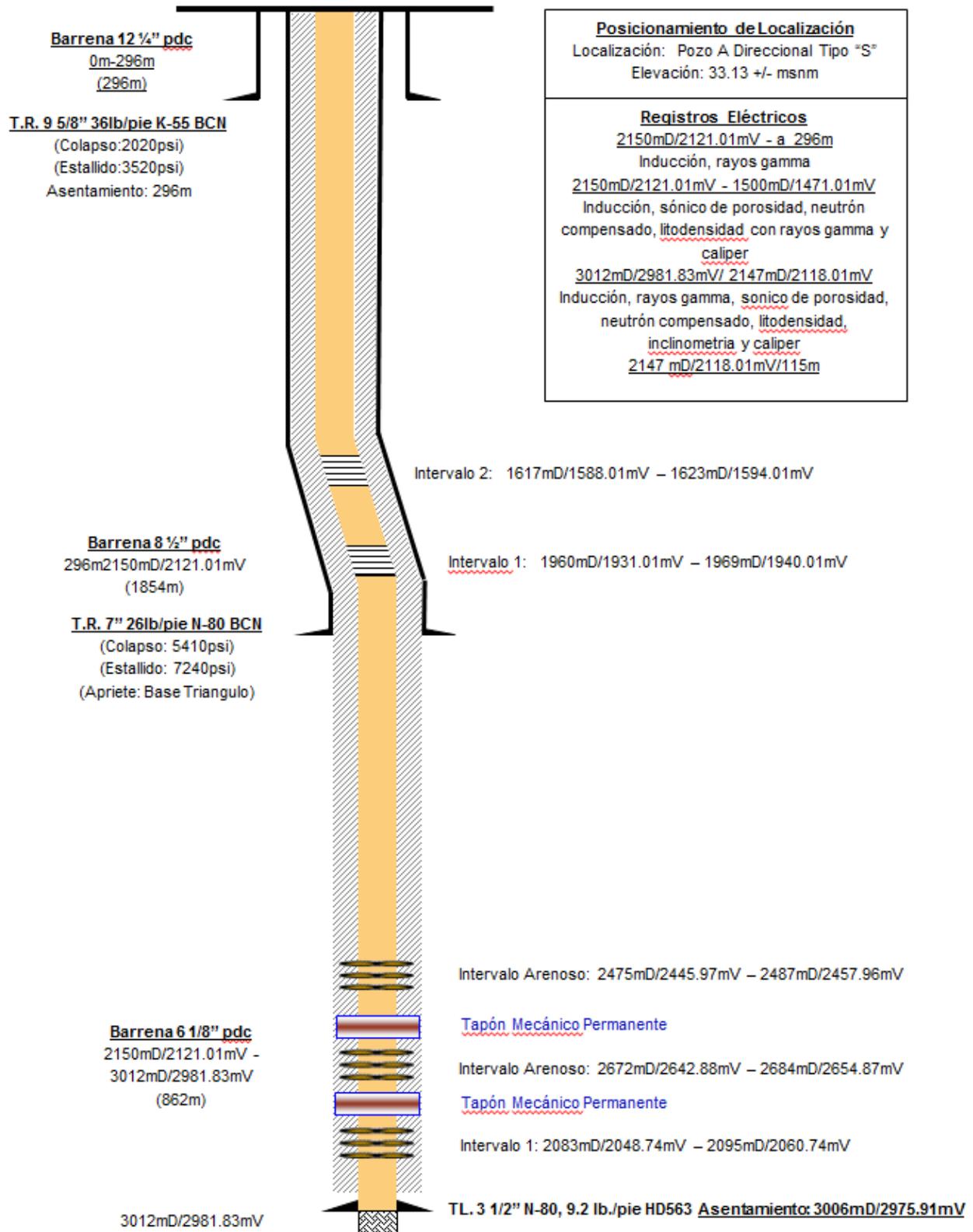


Fig. 5.2.2. Estado mecánico después de la operación – Pozo B.

#### 5.2.4 Histórico de producción.

A continuación se muestran en la Tabla 5.2.1 los periodos de flujo que presentó el pozo posteriormente de la operación de disparos y fracturamiento, así como su gráfico correspondiente en la Fig. 5.2.3.

**Tabla 5.2.1:** Períodos de flujo antes del cierre. Medición oficial. Pozo B.

Tiempo	Estrangulador "64"	Presión TP psi	Produc. Aceite BPD	Produc. Gas MMPCGD	Produc. Agua BPD
1	12	1500	72.00	0.54	144
2	12	1500	72.00	0.51	288
3	12	1500	36.00	0.51	144
4	12	1500	72.00	0.50	252
5	12	1500	36.00	0.51	252
6	12	1450	60.00	0.51	360
7	12	1450	60.00	0.48	288
8	12	1450	72.00	0.50	288
9	12	1450	48.00	0.47	216
10	12	1450	216.00	0.43	468
11	12	1450	180.00	0.47	252
12	12	1750	144.00	0.49	360
13	12	1450	144.00	0.49	252
14	12	1450	72.00	0.51	216
15	12	1430	72.00	0.50	144
16	12	1400	72.00	0.48	180
17	12	1400	72.00	0.48	162
18	12	1400	72.00	0.49	144
19	12	1400	72.00	0.52	144
20	12	1400	72.00	0.48	144
21	12	1400	72.00	0.46	216
22	12	1400	108.00	0.40	216
23	12	1400	102.00	0.39	216
24	12	1400	144.00	0.38	252
25	12	1400	216.00	0.51	288

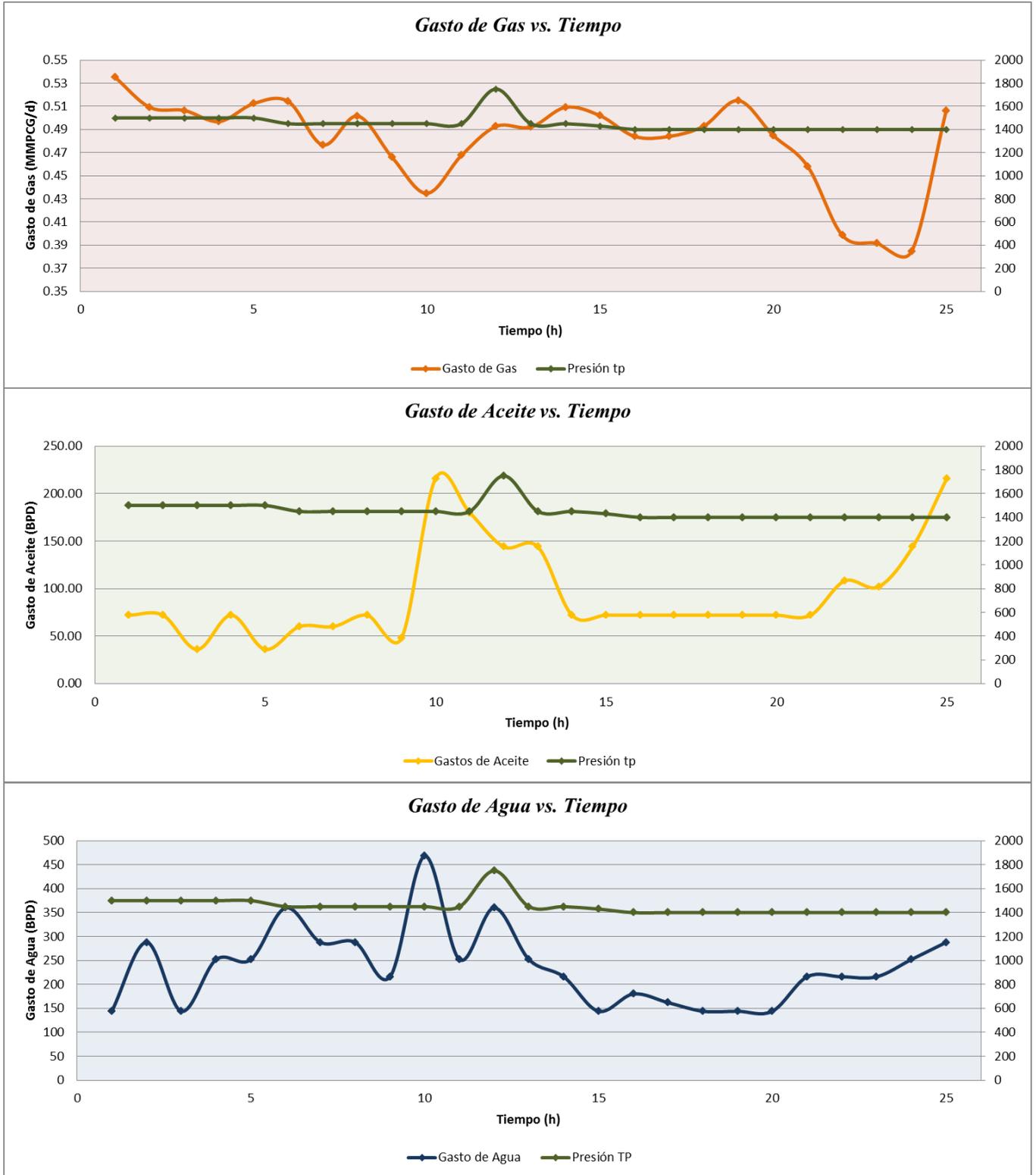


Fig. 5.2.3. Comportamiento de producción durante el período de aforo previo al cierre.

### 5.2.5 Datos del yacimiento.

A continuación, en la Tabla 5.2.2 se muestran los principales datos que se utilizaron para el procesamiento e interpretación de la prueba de incremento de presión realizada al pozo posteriormente de la operación de fracturamiento y de presentar aporte de fluidos a producción.

**Tabla 5.2.2:** Datos de yacimiento para la interpretación – Pozo B.

Intervalo [m]	2475 - 2487
Espesor Neto Efectivo de Flujo [m]	12 m (2 m de ANH)
Porosidad [%]	13
Saturación de Agua [%]	49
Diámetro del Agujero [in]	6.125
Profundidad del Sensor [m]	2300
p @ Sensor [psia]	4123.879
T @ Sensor [C]	104.6
Tipo de Fluido	Gas Condensado
Densidad Relativa del Gas	0.648
Factor de Volumen del Gas, B <sub>g</sub> [cf/scf]	0.005615
Viscosidad del Gas [cp]	0.02852
Densidad API Condensado	63.8
Factor z	1.008
Compresibilidad del Gas [1/psi]	0.0001185
Compresibilidad de la formación [1/psi]	2.57E-06
Compresibilidad Total [1/psi]	0.0001207

### 5.2.6 Gradiente dinámico.

Posteriormente se instaló la unidad de registros con el objeto de realizar la toma del registro dinámico por estaciones (0, 400 m, 800 m, 1200 m, 1600 m, 2000 m y 2300 m) con pozo fluyendo a través de estrangulador fijo de 12/64", finalmente deja el sensor de presión y temperatura a 2300 m previo al cierre del pozo para la prueba de incremento de presión.

El valor del gradiente a la profundidad del sensor, 2300 m, es de 0.21994 psi/ft lo que indica la presencia de condensados a ese nivel. El gradiente toma valores variables a lo largo de la longitud del pozo, consecuencia de una fuerte redistribución de fases a lo largo de la misma oscilando entre 0.1159 psi/ft y 0.2163 psi/ft, sin embargo la tendencia general muestra que existe una mayor proporción de líquido producido respecto a la de gas. La presión dinámica se estimó en 2629.53 psi y la temperatura dinámica en 103.53 °C, ambas medidas a nivel del sensor (2300 mD, 2271.01 TVD).

**Tabla 5.2.3:** Gradientes dinámicos – Pozo B.

Registro Fluyente							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión (psi/m)	Gtte. Presión (psi/ft)	Gtte. Presión (Kgf/cm2/m)	Gtte. Temp (°C/m)
0	0.00	1312.90	30.01	-	-	-	-
400	399.91	1547.14	52.41	0.5857	0.1785	0.0412	0.0560
800	782.43	1692.60	60.10	0.3803	0.1159	0.0267	0.0201
1200	1171.11	1957.46	75.42	0.6814	0.2077	0.0479	0.0394
1600	1571.01	2178.23	87.45	0.5521	0.1683	0.0388	0.0301
2000	1971.01	2416.62	97.39	0.5960	0.1816	0.0419	0.0248
2300	2271.01	2629.53	103.53	0.7097	0.2163	0.0499	0.0205

**Ubicación del sensor  
(mv)**  
2271.01

**Presión a nivel del sensor  
(psi)**  
2629.53

**Temp. a nivel del sensor  
(°C)**  
103.53

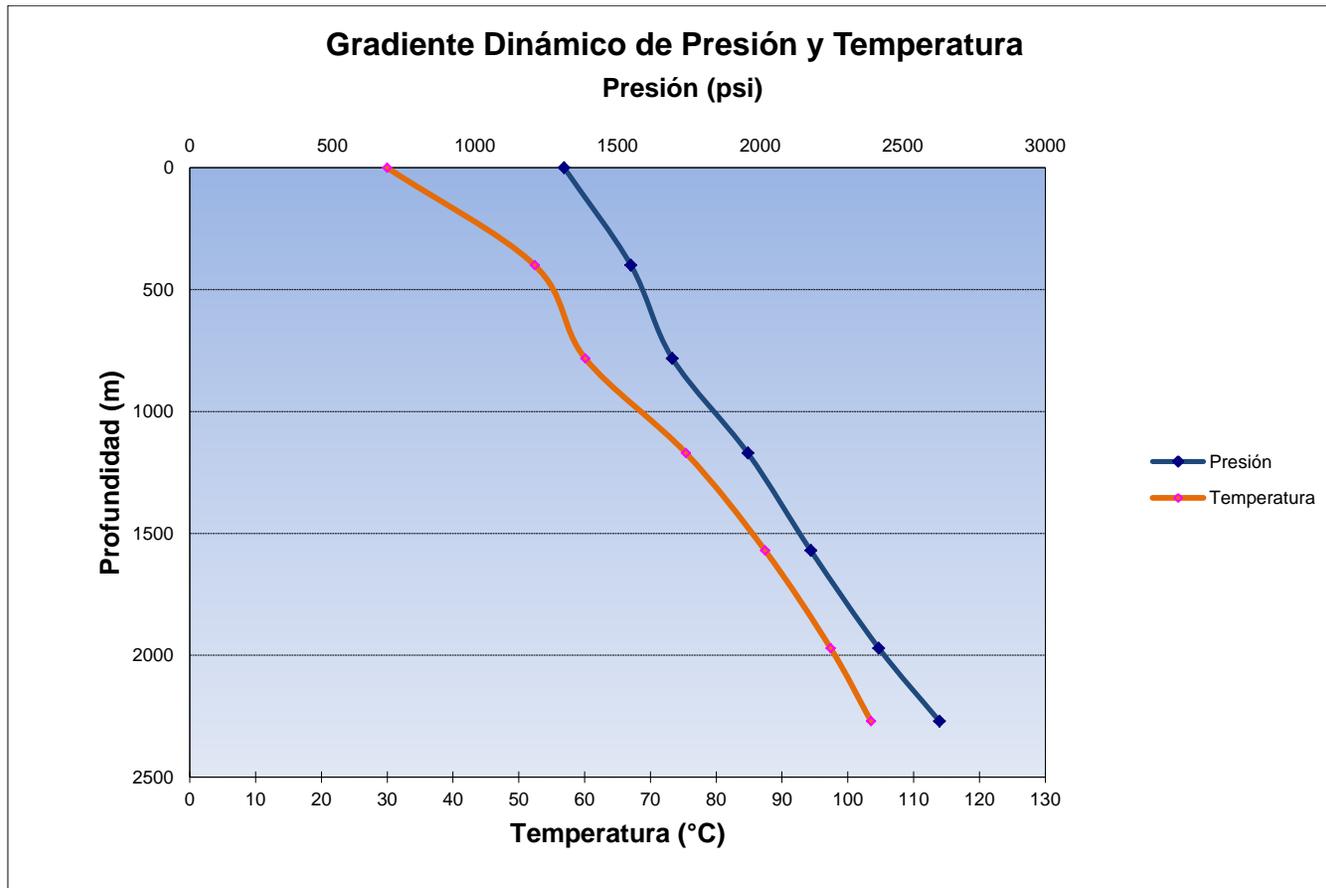


Fig. 5.2.4. Gradiente dinámico de Presión y Temperatura. Pozo B.

### 5.2.7 Gradiente estático.

Una vez concluida la toma de información de la curva de incremento de presión, se recuperó la sonda con sensor de presión y temperatura tomando gradiente estático por estaciones (2300 m, 2000 m, 1600 m, 1200 m, 800 m, 400 m y 0 m).

La magnitud de los valores corrobora que los componentes más pesados se ubican al fondo del pozo y los más livianos tienden a localizarse en la superficie. Además, observando el valor del gradiente de 0.4257 psi/ft a 2300 m de profundidad y considerando la producción de agua del pozo y a juzgar por las características del aceite, debe tratarse de una zona de agua con alguna proporción de un fluido más liviano. La presión y la temperatura estática al punto medio de los disparos (2481 mD, 2451.966 TVD) se estiman en 4227.92 psi y en 109.6 °C.

**Tabla 5.2.4:** Gradientes estáticos – Pozo B.

Registro Estático							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión psi/m	Gtte. Presión psi/ft	Gtte. Presión Kgf/cm2/m	Gtte. Temp °C/m
0	0.00	2366.82	37.853	0.2183	0.0665	0.0153	0.0348
400	399.91	2454.14	51.775	0.2846	0.0868	0.0200	0.0349
800	782.43	2563.01	65.13	0.7929	0.2417	0.0557	0.0317
1200	1171.11	2871.21	77.45	1.0080	0.3072	0.0709	0.0311
1600	1571.01	3274.32	89.87	0.7046	0.2148	0.0495	0.0164
2000	1971.01	3556.16	96.43	1.3967	0.4257	0.0982	0.0274
2300	2271.01	3975.18	104.65	-	-	-	-

**Punto medio de los disparos  
(mv)**

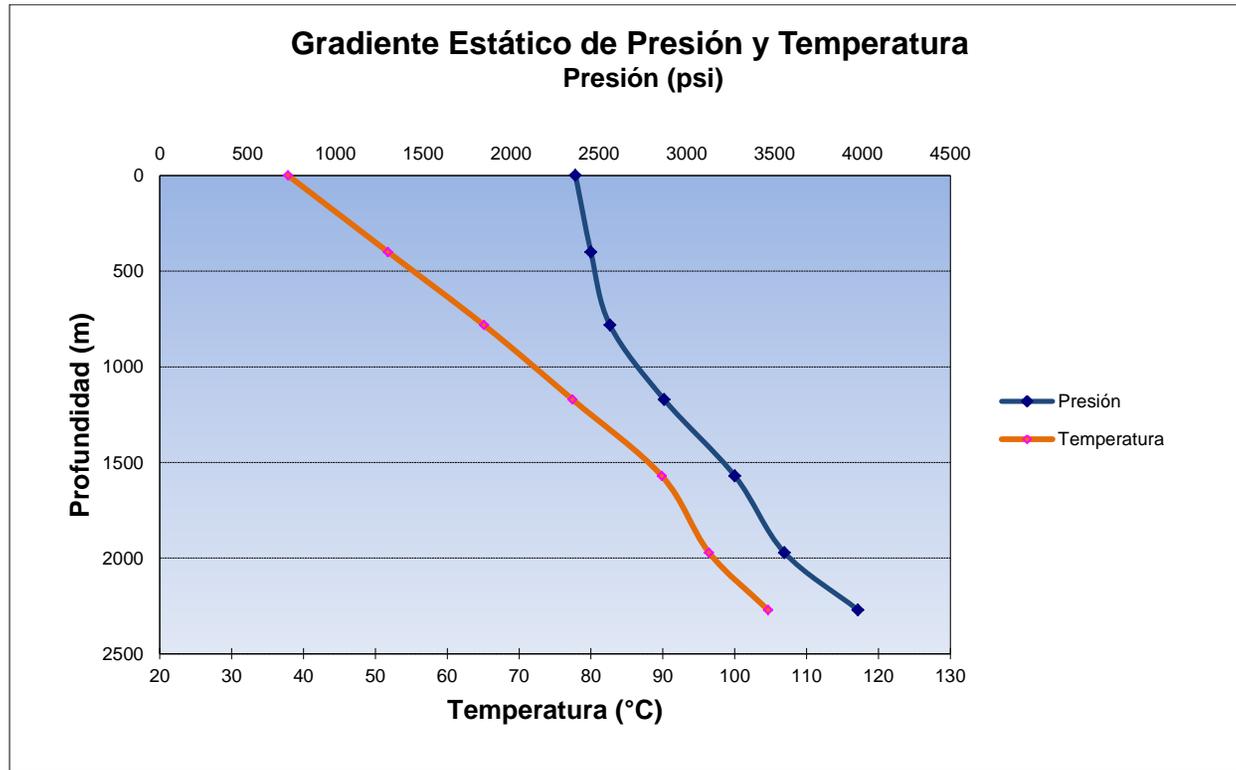
2451.97

**Presión estática de fondo  
(psi)**

4227.92

**Temp. Estática de fondo  
(°C)**

109.60



**Fig. 5.2.5.** Gradiente estático de Presión y Temperatura. Pozo B.

### 5.2.8 Análisis de curva de variación de presión.

Previo al cierre del pozo, la el sensor estuvo estacionado a 2300 m a fin de evaluar la estabilización de la presión de fondo, posterior a eso el cierre del pozo extendido tuvo una duración de 48 horas registrándose durante este período un incremento de presión y temperatura con algunas perturbaciones por efecto de interacción de fases a lo largo del pozo y sus alrededores.

Los datos fueron extrapolados y el modelo de ajuste usado fue el correspondiente al de **un pozo-yacimiento con fractura vertical finita con almacenamiento y daño, del tipo homogéneo y con un límite impermeable.**

Cabe destacar que durante el desarrollo de la prueba, se observó el flujo radial, esto implica que se pudo realizar una interpretación confiable de las propiedades yacimiento y de la presión promedio del área de drene del pozo ( $P^*$ ). Los resultados obtenidos de esta prueba se adjuntan en la Tabla 5.2.5 de resultados principales del análisis.

**Tabla 5.2.5:** Resultados Principales – Pozo B.

RESULTADOS PRINCIPALES DE LA PRUEBA DE INCREMENTO		
INICIO PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	FECHA (dd/mm/aa)	-----
	HORA (hh:mm:ss)	-----
DURACION PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	(hrs)	48
PROFUNDIDAD DEL SENSOR	(mD)	2300
PROFUNDIDAD DEL NMDD	(mD)	2481
PRESION EXTRAPOLADA [ $P^*$ ]	SENSOR (psia)	4121.779
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO [BHT]	SENSOR (°C)	104.6
ESPESOR NETO EFECTIVO DE FLUJO [h]	(m)	(12 m) - 2 m ANH
CAPACIDAD DE FLUJO [ $K^*h$ ]	(md*m)	0.5973
PERMEABILIDAD	(md)	0.04977
DAÑO TOTAL ALREDEDOR DEK POZO [ $S_i$ ]		-3.82
COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION	(1/psia)	2.57E-06
RADIO DE INVESTIGACION	(m)	17

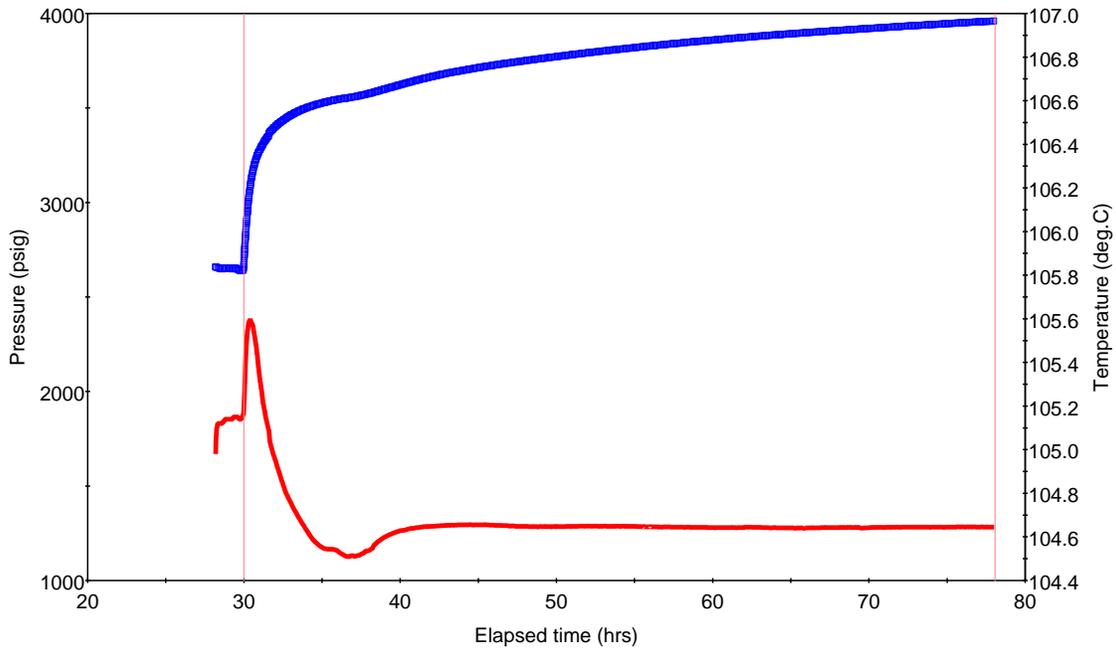


Fig. 5.2.6. Histórico de Presión – Pozo B.

La Fig. 5.2.6 se muestra la historia de presión y temperatura de fondo registrada con la sonda ubicada a una profundidad de 2300 m, durante la toma de información de la CVP post fractura.

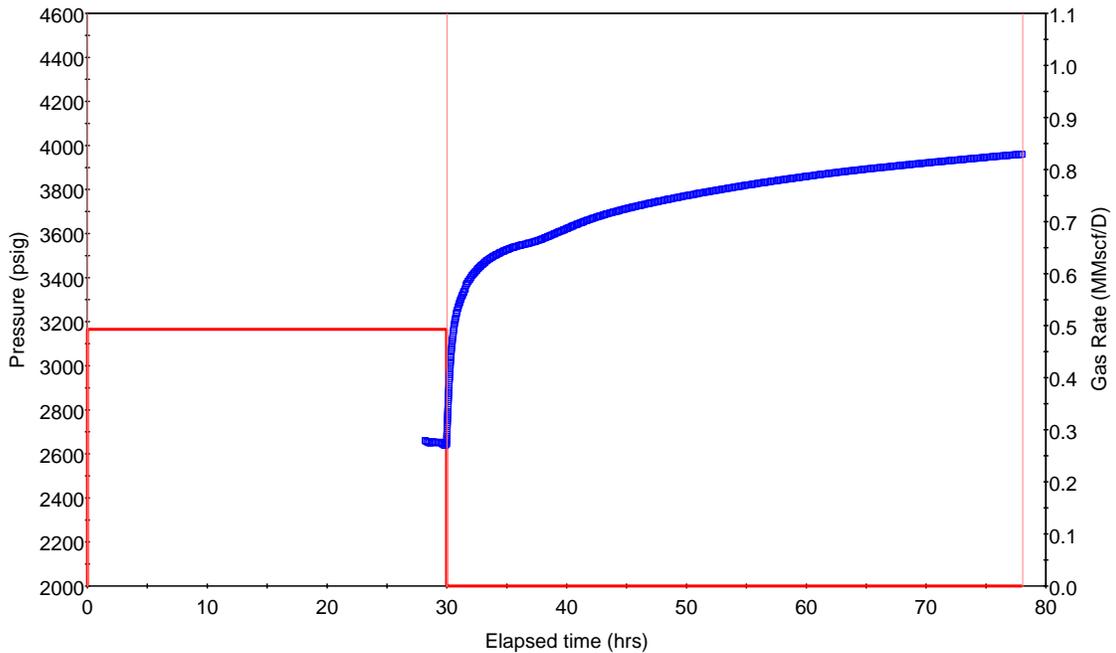
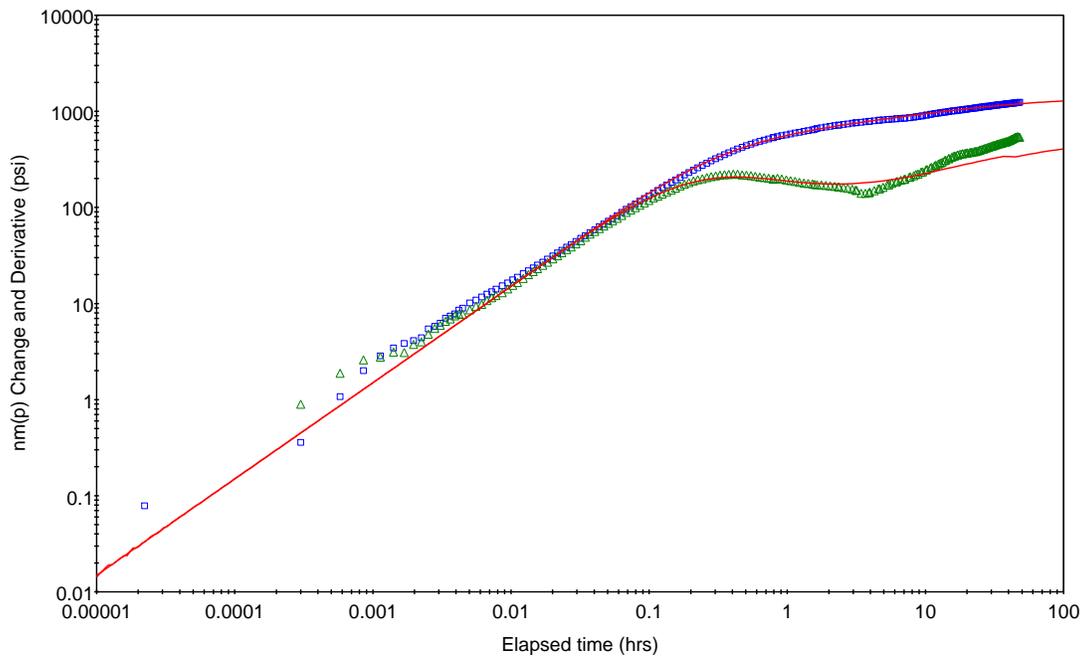


Fig. 5.2.7. Histórico de Presión con Periodos de Flujo – Pozo B.

La Fig. 5.2.7 muestra el período de flujo único previo al cierre realizado con un estrangulador único de 12/64”.

Durante las cuarenta y dos horas de duración de la prueba se observó un incremento de la presión afectado ligeramente por efectos de redistribución de fases a lo largo del pozo durante el período de almacenamiento. Generalmente estos cambios de presión asociados a redistribución de fases, van de la mano con cambios de temperatura.

Al evaluar el comportamiento de la curva de presión y de la gráfica de la función de la derivada de presión en el gráfico log – log, se observa cómo a tiempos tempranos inicia un efecto de almacenamiento en el pozo el cual es de corta duración. Inmediatamente después se observa cómo el poco grado de curvatura de la gráfica de la función de la derivada al entrar el periodo transitorio indica que el pozo presenta un buen grado de estimulación, justo después se hace presenta el flujo radial, el cual permite poder realizar una estimación adecuada de las propiedades del yacimiento.



**Fig. 5.2.8.** Curva Log-Log con Almacenamiento – Pozo B.

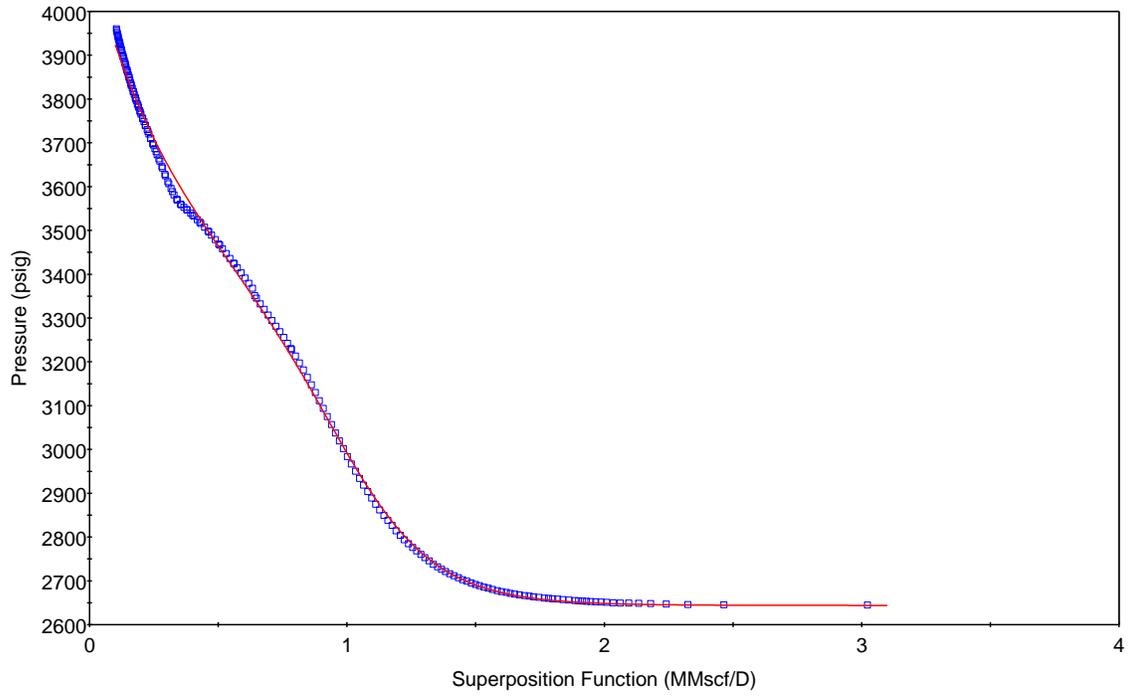


Fig. 5.2.9. Ajuste en el Gráfico de Horner – Pozo B.

(pav)i	4121.779	psig
pwf	2644.790	psig
kh	0.5973	mD.m
k	0.04977	mD
C	0.01310	bb/psi
xf	12.9138	m
kf.w	1677.5	mD.ft
S(w)	0.46	
S(t)	-3.82	
d1	120.753	m
Type d1	No Flow	
Dinv	17	m
Dp(S)	512.1	psi

Fig. 5.2.10. Análisis de resultados de la prueba de incremento de presión. Pozo B.

## **5.2.9 Análisis nodal.**

### **5.2.9.1 Premisas utilizadas.**

Para comenzar el análisis se plantean ciertas premisas que se toman en cuenta con base en la revisión de la información disponible del pozo. A continuación se muestran las premisas tomadas en cuenta para este análisis:

- Se utiliza el software de la suite de Petroleum Experts: Prosper, para realizar el análisis nodal.
- Se considera la presión estática de yacimiento de la prueba de incremento de presión, referida a la profundidad del nivel medio de los disparos.
- El modelo se ajustó con los datos de producción promedios tomados de los aforos.
- Se utiliza el modelo de Jones para obtener la curva IPR y caracterizar las propiedades del yacimiento  $k$ ,  $s$  y espesor.
- No se tiene PVT de la arena en estudio, se trabajó con el PVT de una formación cercana del pozo.
- Se utilizan datos de la medición realizada el día de la prueba de incremento de presión para calcular la relación gas - condensado y agua – gas.
- Se utilizan datos de °API, gravedad específica del gas e impurezas del gas de datos de datos suministrados por el cliente.
- Se utilizan los datos de permeabilidad y daño obtenidos mediante la prueba de incremento de presión.
- Se trabajó con las profundidades en el área de diseño (Diámetros,  $T_p$ ,  $T_R$ , profundidad del intervalo disparado) amarradas al survey suministrado.
- Se utilizó el registro fluyente de la prueba de incremento para tratar de validar el comportamiento del flujo vertical, selección de la correlación de flujo multifásico y gradiente geotérmico de temperatura.

### **5.2.9.2 Análisis de ingeniería.**

Un análisis integral del sistema de producción incluye, entre otros: evaluación del yacimiento (fluidos y roca) áreas de drene, terminación, método de producción, tubería de producción, instalaciones, entre otras. Este análisis de ingeniería abarca además de lo ya mencionado, un estudio a detalle del sistema de subsuelo y superficie óptimo.

A continuación se muestra una breve descripción de la metodología usada para el análisis nodal y luego se muestran los detalles de cada análisis por campo.

- Determinación de la Curva IPR de acuerdo al índice de productividad (IP).
- Se carga trayectoria propuesta para el pozo.
- Se modela con la terminación propuesta (diámetros de TR's) y  $T_{p,s}$ .
- Se define el Comportamiento de Flujo Multifásico de acuerdo a Correlación de Flujo Multifásico (CFM).
- Se determina el gasto máximo teórico.

### 5.2.9.3 Ajuste del PVT.

No se realizó ajuste ya que no se cuenta con un PVT de la arena de formación. Se utilizaron los datos del PVT realizado en un pozo vecino.

Input Parameters		
Separator Pressure	500.64	psia
Separator Temperature	25.6	deg C
Separator GOR	5100.74	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.648	sp. gravity
Tank GOR	5100.74	scf/STB
Tank Gas Gravity	0.648	sp. gravity
Condensate Gravity	44.7	API
Water to Gas Ratio	235.4	STB/MMscf
Water Salinity	28000	ppm

Reservoir Data		
Dewpoint at Reservoir Temp	4123.88	psia
Reservoir Temperature	111.6	deg C
Reservoir Pressure	4123.88	psia

Correlations

Gas Viscosity: Lee et al

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Fig. 5.2.11. Datos PVT para el Pozo B.

#### 5.2.9.4 juste del Registro de Presión de Fondo Fluyente.

Para poder validar el comportamiento de la presión y la temperatura fluyente y definir la correlación de flujo multifásico vertical es necesario contar con un PVT representativo de la arena que permita predecir que exista consistencia entre la densidad del fluido del modelo del PVT y los datos medidos en campo referentes a gastos/presiones/temperaturas; sin embargo no se cuenta con un PVT de la arena de formación; por lo cual se proceda a trabajar con los datos de la CFM que se ajuste al gradiente medido.

Haciendo un comparativo con las correlaciones de flujo vertical disponibles en PROSPER, se puede observar que la que más se ajusta al comportamiento del gradiente dinámico es la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts 2 por lo cual se decide usar este modelo teórico para realizar el ajuste de los gastos esperados.

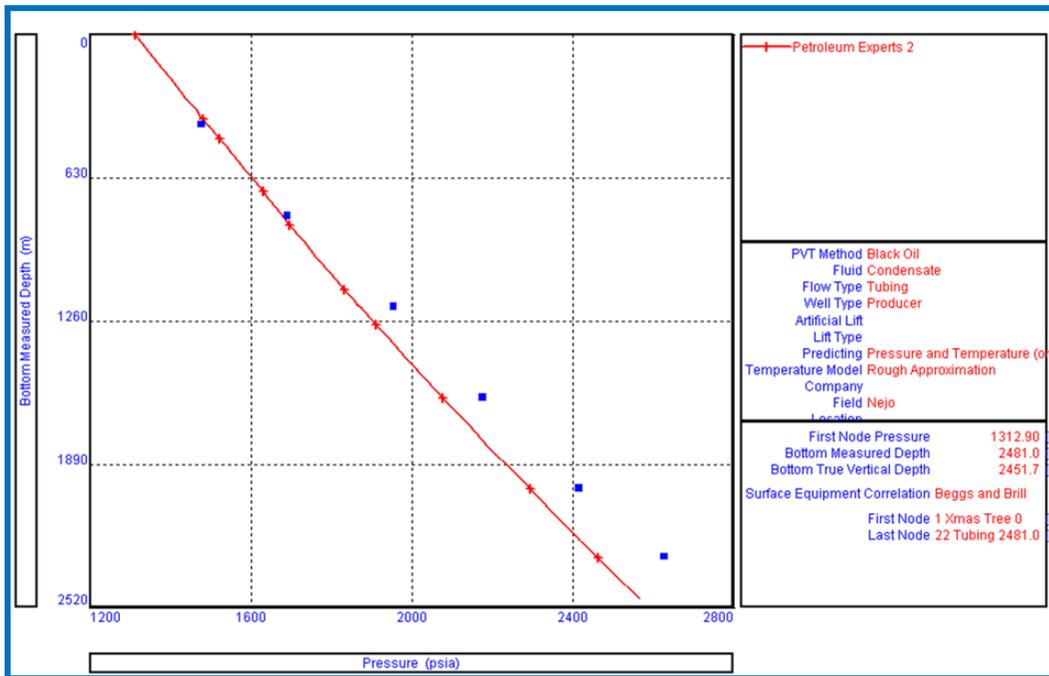


Fig. 5.2.12. Registro de Presión de Fondo Fluyente y Correlación de Flujo Multifásico Vertical.

### 5.2.9.5 Curva del IPR.

Para determinar la curva de IPR de acuerdo a los parámetros de yacimiento suministrados (presión estática, temperatura, permeabilidad, espesor de arena y relación gas - condensado y agua – gas), además del histórico de producción, se utiliza el modelo de Jones. Como premisa se toma en cuenta que la presión del yacimiento es de 4123.88 psi referida al nivel medio del intervalo disparado de 2451.97 m (TVD).

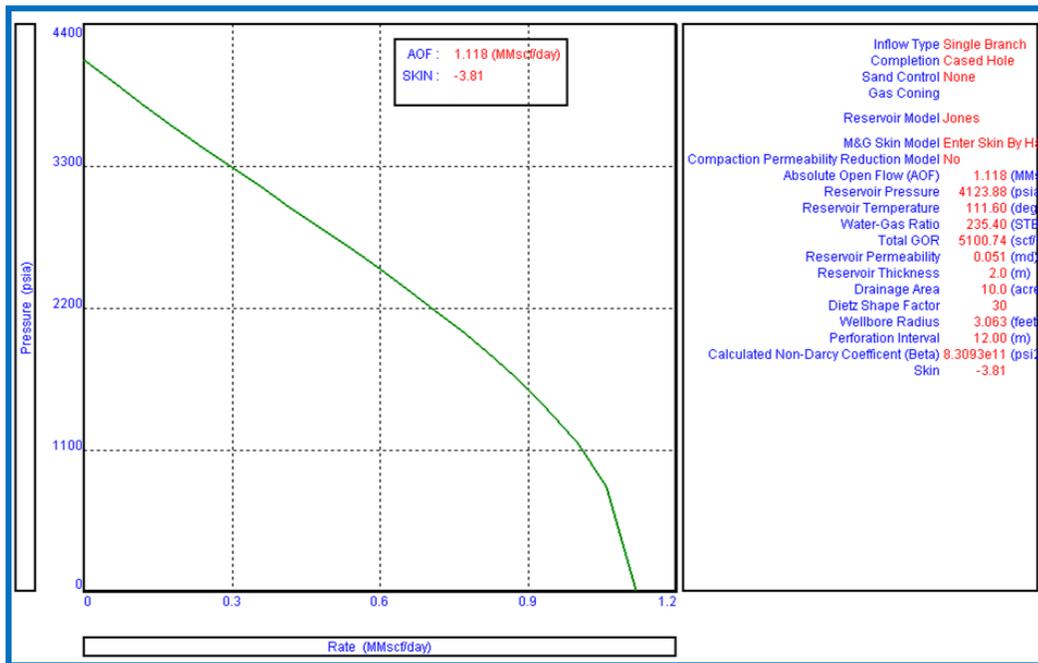


Fig. 5.2.13. Curva de Afluencia del Pozo (IPR).

En la Fig. 5.2.13 se puede observar que el pozo tiene un potencial máximo de aporte (AOF) de 1.118 mmpcd.

### 5.2.9.6 Curva de IPR y VLP.

Para determinar la curva de IPR y VLP se consideró la información de presión en la línea de descarga suministrada por el cliente de 196 psi, como se muestra en la Fig. 5.2.14 y la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts 2 que mejor reproduce las condiciones actuales del pozo.

Continue	Cancel	Report	Export	Insert	Delete	All	Generate	Help
Input Data								
Top Node Pressure	196	psia						
Water Gas Ratio	235.4	STB/MMscf						
Total GOR	5100.74	scf/STB						
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill							
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 2							
Solution Node	Bottom Node							
Rate Method	User Selected							
Left-Hand Intersection	DisAllow							

Fig. 5.2.14. Datos de entrada para el cálculo de las curvas de IPR y VLP.

### 5.2.9.6.1 Curva de IPR y VLP para producción de gas.

En la Fig. 5.1.15 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de gas de 0.481 mmpcd con una  $p_{wf}$  de 2705.4 psi, bajo las condiciones dadas.

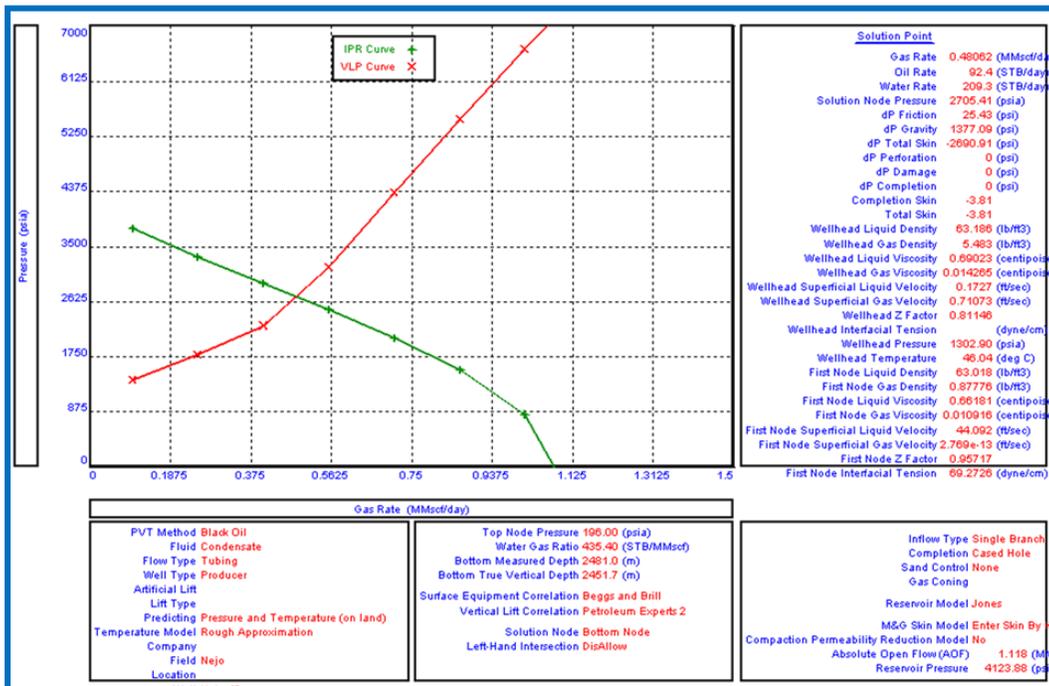


Fig. 5.2.15. Curva de IPR y VLP para producción de gas.

5.2.9.6.2 Curva de IPR y VLP para producción de condensado.

En la Fig. 5.2.16 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de aceite de 92.4 bbl con una  $p_{wf}$  de 2705.41 psi, bajo las condiciones dadas.

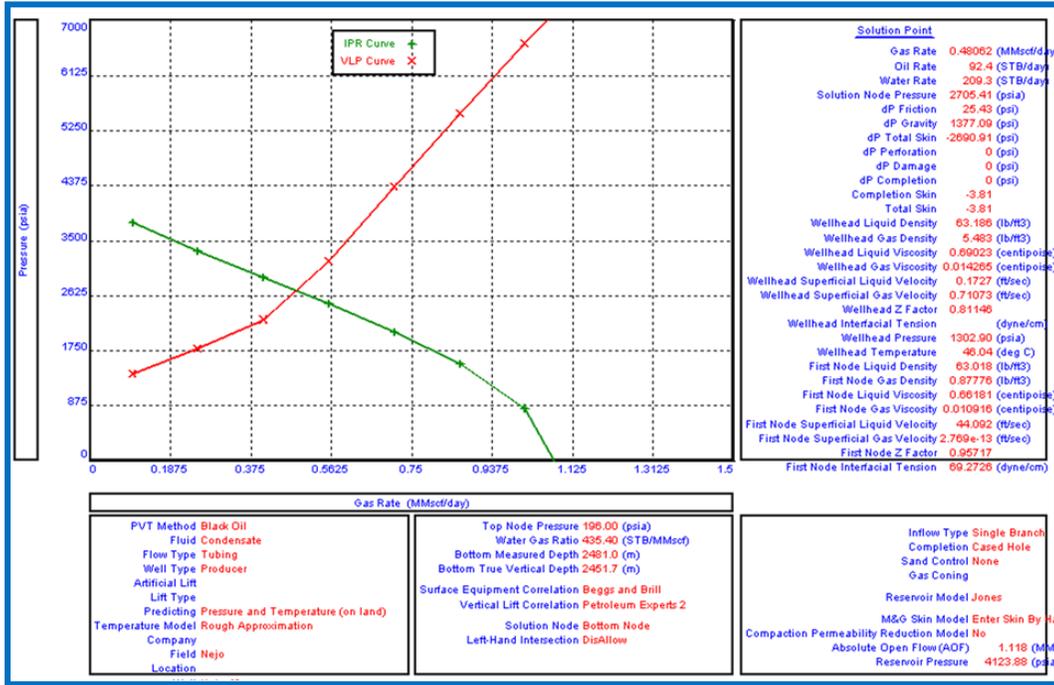


Fig. 5.2.16. Curva de IPR y VLP para producción de condensado.

### **5.2.10 Conclusiones y comentarios de la prueba.**

- ❖ Se recomienda realizar un estudio de caracterización de fluidos en la arena en estudio (PVT) para poder tener mayor certeza en los valores de las propiedades de los fluidos a condiciones de yacimiento.
- ❖ El comportamiento de presión dinámica con respecto a la profundidad con pozo fluyendo presenta un gradiente que oscila entre 0.1159 psi/ft y 0.2163 psi/ft, por lo que existen fases ligeras y más pesadas a lo largo del pozo sin conservar un gradiente creciente con la profundidad. Se realizó la extrapolación de datos de presión y temperatura a nivel medio de los disparos (2451.966 TVD), obteniéndose los valores de 2757.95 psia y 107.24 °C para presión y temperatura respectivamente.
- ❖ Con el pozo cerrado, las lecturas de gradiente estático en general mostraron un comportamiento esperado, ubicando componentes más livianos en profundidades someras, mientras que los más pesados tienden a ubicarse hacia el fondo del pozo. El gradiente de presión estático obtenido a nivel del sensor fue de 0.4257 psi/ft, asociado a la presencia de agua con alguna presencia de condensado.
- ❖ El modelo de ajuste correspondió al de un **pozo/yacimiento con fractura vertical finita con almacenamiento y daño, del tipo homogéneo y con un límite impermeable**. La capacidad de flujo de la formación ( $k \cdot h$ ) evaluada se calculó en el orden de 0.5973 mD\*m y una permeabilidad de formación en el orden de 0.04779 mD.
- ❖ La correlación de flujo multifásico vertical que mejor reproduce las condiciones del pozo es Petroleum Experts 2.
- ❖ Según el análisis nodal realizado y bajo las condiciones actuales, el pozo es capaz de producir 0.481 mmpcd de gas y 92.4 bbl de condensado con una  $P_{wf}$  de 2705.41 psia.

### **5.3 Pozo C: Prueba de Incremento de Presión Pre-Fractura, TR 3 1/2". Intervalo disparado: 2458 m – 2476 m (MD).**

#### **5.3.1 Objetivo.**

El intervalo 2458 m – 2476 m se encuentra en la TR 3 1/2" y se probó con la finalidad de determinar el fluido proveniente de la formación, evaluar el nivel de energía y los parámetros del yacimiento, así como también para observar los gradientes de los fluidos dentro de la tubería de producción, a pozo cerrado y pozo abierto.

#### **5.3.2 Operación.**

Se instaló una unidad de registros eléctricos y arma sonda con calibrador 2.800" de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 2" x 2.12 m + GR-CCL de 1-11/16" x 1.88 m + canasta calibradora de 1-11/16" x 2.02 m + calibrador de 2.8" x 0.1 m; longitud total de sarta: 10.61 m. Correlaciona de 2530 m a 2200 m y retira sarta a superficie sin problemas. Se arma sarta con taponera de la manera siguiente: cablehead 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m c/u + cabeza eléctrica de 1- 3/8" x .20 m + CCL 2-1/8" x 0.45 m + soldador eléctrico tipo E-5 de 1-11/16" x 2.91 m + tapón mecánico tipo N-2 de 2.760" x 0.35 m longitud total de la sarta de 8.47 m. Bajó tapón libre hasta 2530 m, correlacionando hasta 2450 m, posteriormente posicionó la herramienta a 2521.4 m y ancló tapón a 2525 m, y recuperó soldador en superficie. Probó satisfactoriamente líneas con 5200 psi por 5 min y finalizó prueba de tapón con incremento a 4500 psi, manteniéndose por 10 min satisfactoriamente. Bajó pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1 3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.75 m + pistola de 2-1/8" x 6 m, longitud total de la sarta: 11.61 m. Correlaciona de 2500 m a 2300 m, posteriormente posicionó la herramienta en 2469.25 m y disparó el intervalo 2476 m – 2470 m ( $P_i$ :0 psi;  $P_f$ : 0 psi); recupera sonda en superficie observando disparada al 100%.

Se bajó pistola con la configuración siguiente: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.75m + pistola de 2-1/8" x 6 m; longitud total de la sarta: 11.61 m. Correlaciona de 2470 m a 2400 m; posteriormente posiciona herramienta en 2463.2 m y disparó el intervalo 2470 m – 2464 m ( $P_i$ :0 psi;  $P_f$ : 0 psi); recupera la sonda en superficie, observando disparada al 100%. Armó y bajó pistola con la siguiente configuración: cablehead de 1-3/8" x 0.30 m + 3 barras de peso de 1-11/16" x 1.52 m + CCL y cabeza electrónica de 1-11/16" x 0.75m + pistola de 2-1/8" x 6 m, longitud total de la sarta: 11.61m. Correlaciona de 2464 m a 2457 y dispara intervalo 2464 m - 2458 m ( $P_i$ :0 psi;  $P_f$ : 0 psi); recuperó sonda en superficie observando disparada al

100%. Desmantelo unidad de registros eléctricos al 100%. Abrió pozo con 0 psi, posteriormente abrió manifold por 6/64", monitoreando presiones.

S realizó prueba de inyectividad al intervalo 2458 m – 2476 m con salmuera de densidad 1.02 gr/cc ( $P_{ruptura}$ : 2280 psi;  $P_{fractura}$ : 4699 psi). Cortó bombeo y observó abatimiento a 0 psi en 10 min. Alineó pozo a manifold para monitoreo de presiones. Instaló equipo de TF al 100%, armó conector roll-on de 1.5", probado con 10,000 psi de tensión, doble válvula check de 1.75" y trompo difusor de 1.5". Llenó el carrete con 14 bls y circuló agua hacia presa metálica; probó satisfactoriamente las líneas y conexiones superficiales hasta manifold con 4000 psi. Bombeó 3000 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub> recuperando 63 bls de agua.

Se instaló unidad de registros eléctricos al 100% y armó sonda de presión y temperatura. Probó lubricadores con 6000 psi por 10 min satisfactoriamente. Inició descenso hasta la profundidad de 2400 m, 58 m por arriba del intervalo 2458 m - 2476 m, realizando toma de datos cada 400 m con pozo fluyendo. Inició prueba de incremento de presión cerrando pozo. Después de 27 horas de duración, se da por culminada la prueba de restauración de presión, e inicia ascenso desde 2400 m hasta la superficie, realizando toma de datos cada 400 m por cinco minutos con pozo cerrado.

A continuación se muestra en la Fig. 5.3.1 el estado mecánico previo a la terminación del pozo y el propuesto para las operaciones de la misma en la Fig. 5.3.2.

5.3.3 Estados mecánicos.

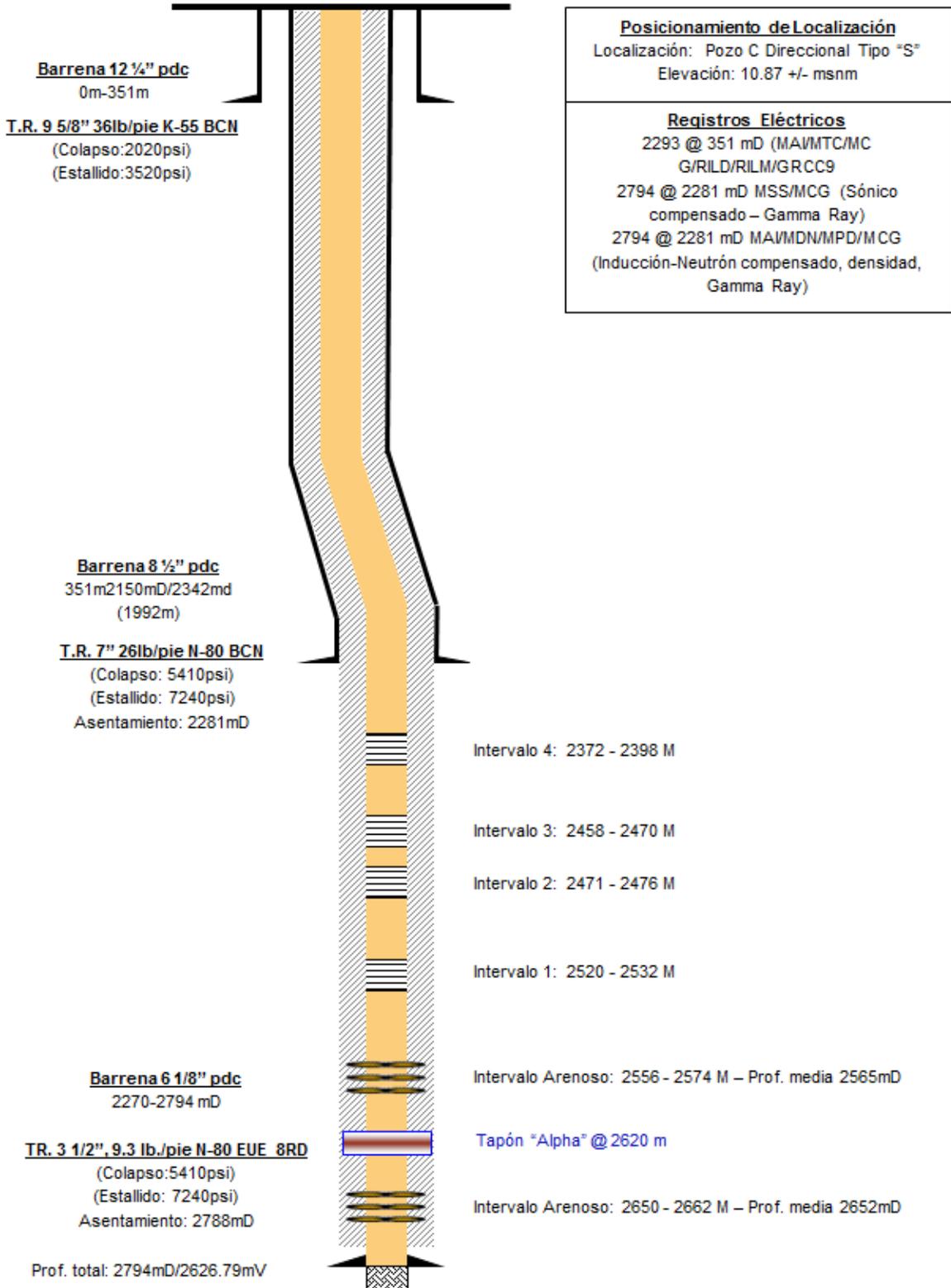


Fig. 5.3.1. Estado mecánico antes de la operación – Pozo C.

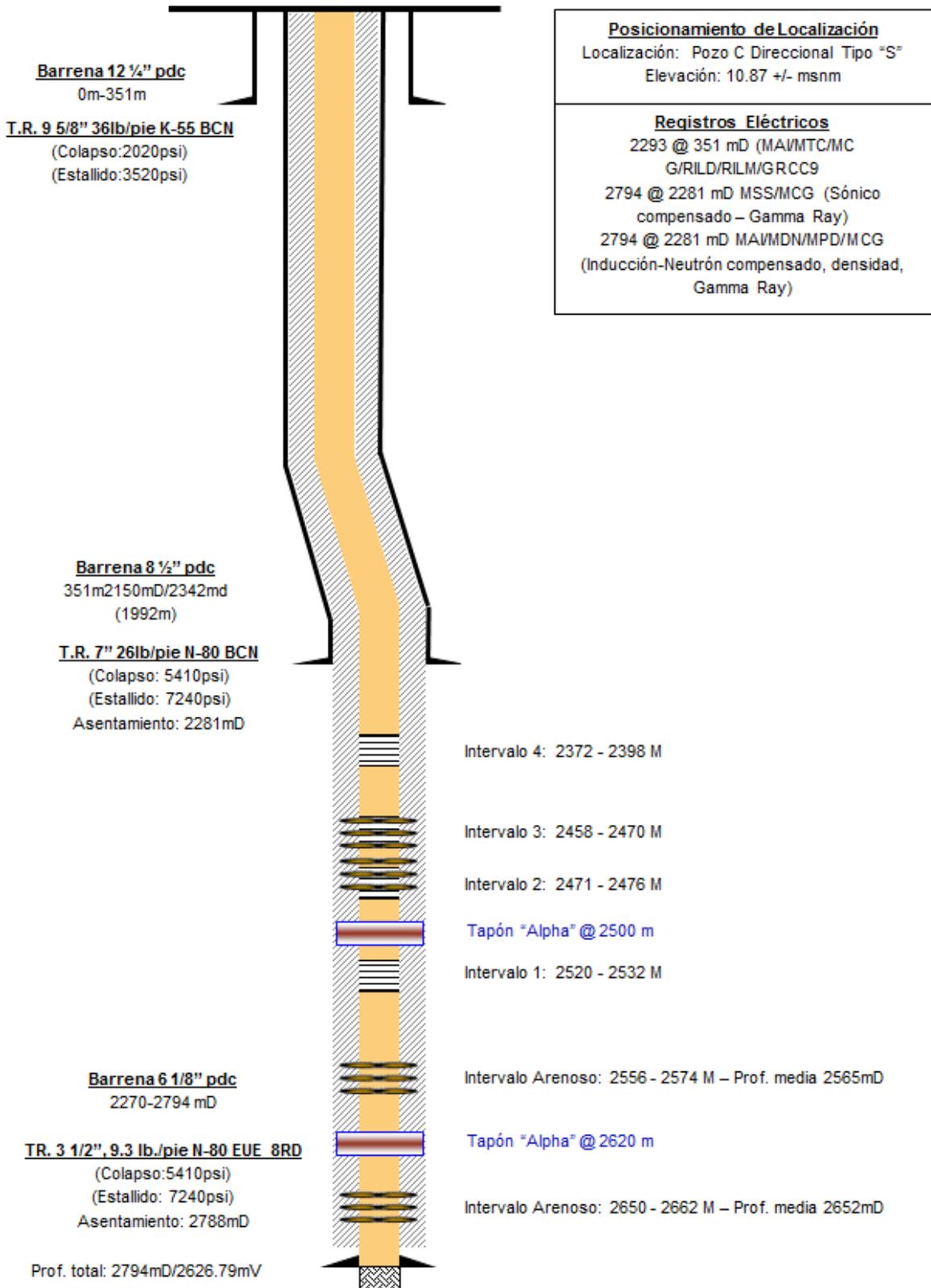


Fig. 5.3.2. Estado mecánico después de la operación – Pozo C.

### 5.3.4 Histórico de producción.

A continuación se muestran en la Tabla 5.3.1 los periodos de flujo que presentó el pozo posteriormente de la operación de disparos, así como su gráfico correspondiente en la Fig. 5.3.3.

**Tabla 5.3.1:** Períodos de flujo antes del cierre. Medición oficial. Pozo C.

Tiempo	Estrangulador "/64"	Presión TP psi	Produc. Aceite BPD	Produc. Gas MMPCGD	Produc. Agua BPD
1	8	320	0.00	0.11	0
2	8	320	0.00	0.12	0
3	8	330	0.00	0.12	0
4	8	330	0.00	0.13	0
5	8	330	0.00	0.13	0
6	10	320	0.00	0.18	0
7	10	280	0.00	0.16	0
8	10	260	0.00	0.15	0
9	10	260	0.00	0.15	0
10	10	260	0.00	0.15	0
11	10	260	0.00	0.15	0
12	10	260	0.00	0.15	0

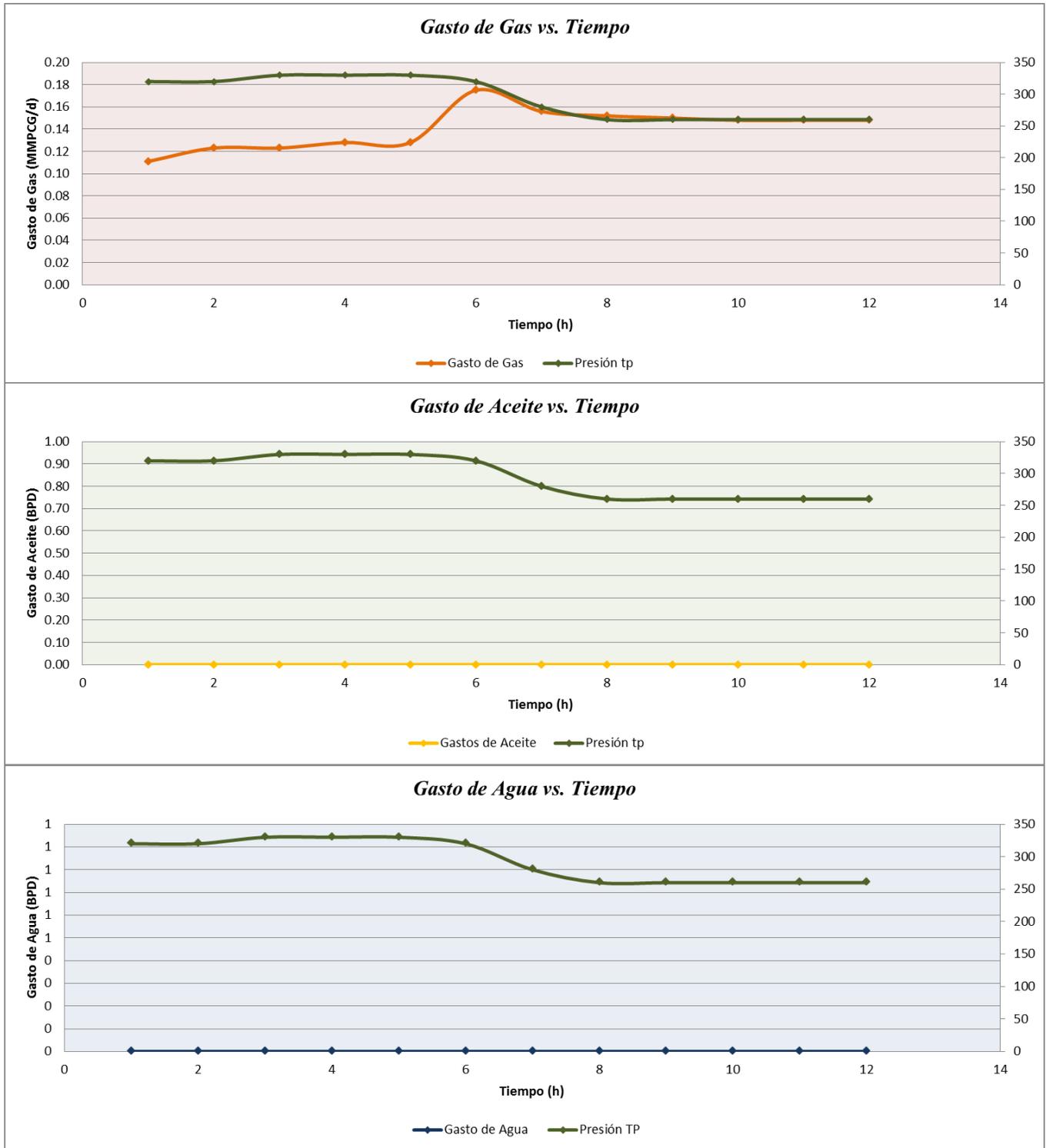


Fig. 5.3.3. Comportamiento de producción durante el período de aforo previo al cierre.

### 5.3.5 Datos del yacimiento.

A continuación, en la Tabla 5.3.2 se muestran los principales datos que se utilizaron para el procesamiento e interpretación de la prueba de incremento de presión realizada al pozo posteriormente de la operación de disparos y de presentar aporte de fluidos a producción.

**Tabla 5.3.2:** Datos de yacimiento para la interpretación – Pozo C.

Intervalo [m]	2458 – 2476
Espesor Neto Efectivo de Flujo [m]	18 (3.5 m de ANH)
Porosidad [%]	13.1 – 16
Saturación de Agua [%]	51.7 - 60
Diámetro del Agujero [in]	6.125
Profundidad del Sensor [m]	2400
p @ Sensor [psia]	2183.001
T @ Sensor [C]	101.7
Tipo de Fluido	Gas Condensado
Densidad Relativa del Gas	0.634
Factor de Volumen del Gas, B <sub>g</sub> [cf/scf]	0.008022
Viscosidad del Gas [cp]	0.01712
Densidad API Condensado	56.99
Factor z	0.9030
Compresibilidad del Gas [1/psi]	0.00047469
Compresibilidad de la formación [1/psi]	4.3072E-006
Compresibilidad Total [1/psi]	00.00012708

### 5.3.6 Gradiente dinámico.

Posteriormente se instaló la unidad de registros con el objeto de realizar la toma del registro dinámico por estaciones (0 m, 400 m, 800 m, 1200 m, 1600 m, 2000 m y 2400 m) con pozo fluyendo a través de estrangulador fijo de 10/64", y mantiene el sensor de presión y temperatura a 2400 m previo al cierre del pozo para la prueba de incremento de presión.

El valor del gradiente a la profundidad del sensor, 2400 m, es de 0.1395 psi/ft, lo que indica la presencia de condensado a ese nivel. En general los primeros 800 m de profundidad muestran presencia de gas y a partir de allí la fase condensada la cual es representada por diferentes gradientes debido al flujo vertical existente en el pozo con valores de gradientes que oscilan entre 0.0083 psi/ft y 0.2164 psi/ft. La presión y temperatura dinámica a nivel del sensor (2232.79 TVD) fue de 1225.41 psi y 101.25 °C.

**Tabla 5.3.3:** Gradientes dinámicos – Pozo C.

Registro Fluyente							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión psi/m	Gtte. Presión psi/ft	Gtte. Presión Kgf/cm2/m	Gtte. Temp °C/m
0	0.00	262.37	20.09	-	-	-	-
400	400.00	273.24	40.93	0.0272	0.0083	0.0019	0.0521
800	761.37	351.74	54.43	0.2172	0.0662	0.0153	0.0373
1200	1111.65	555.24	66.68	0.5810	0.1771	0.0408	0.0350
1600	1464.08	780.40	78.25	0.6389	0.1947	0.0449	0.0328
2000	1833.47	1042.61	90.90	0.7099	0.2164	0.0499	0.0342
2400	2232.79	1225.41	101.25	0.4578	0.1395	0.0322	0.0259

**Ubicación del sensor  
(mv)**

2232.79

**Presión a nivel del sensor  
(psi)**

1225.41

**Temp. a nivel del sensor  
(°C)**

101.25

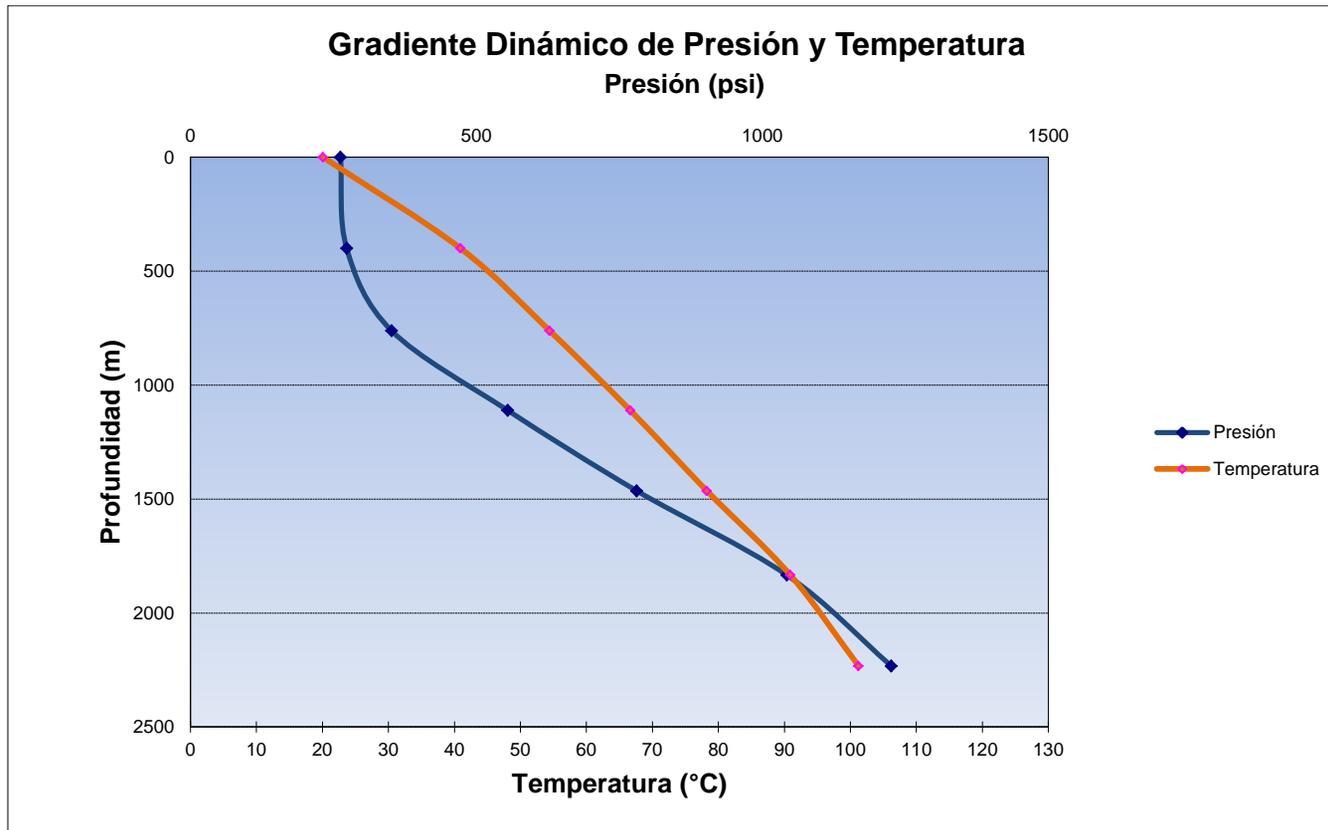


Fig. 5.3.4. Gradiente dinámico de Presión y Temperatura. Pozo C.

### 5.3.7 Gradiente estático.

Una vez concluida la toma de información de la prueba de incremento de presión, se recupera la sonda con sensor de presión y temperatura tomando gradiente estático por estaciones (2400 m, 2000 m, 1600 m, 1200 m, 800 m, 400 m y 0 m).

La magnitud de los gradientes a lo largo de la columna sugiere la presencia de gas desde superficie hasta los 1600 m, con valores que oscilan entre 0.0297 psi/ft hasta 0.0306 psi/ft. Desde 1600 m en adelante existe acumulación de condensados y fases más pesadas, con gradientes variando entre 0.2401 psi/ft y 0.4181 psi/ft. La presión y la temperatura estática al punto medio de los disparos (2467 mD, 2299.79 TVD) se estiman en 2212.11 psi y en 103.54 °C respectivamente.

**Tabla 5.3.4:** Gradientes estáticos – Pozo C.

Registro Estático							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión psi/m	Gtte. Presión psi/ft	Gtte. Presión Kgf/cm2/m	Gtte. Temp °C/m
0	0.00	1134.82	25.684	0.0981	0.0299	0.0069	0.0471
400	400.00	1174.07	44.520	0.1046	0.0319	0.0074	0.0355
800	761.37	1211.87	57.35	0.1005	0.0306	0.0071	0.0340
1200	1111.65	1247.06	69.25	0.0976	0.0297	0.0069	0.0313
1600	1464.08	1281.44	80.27	0.7878	0.2401	0.0554	0.0289
2000	1833.47	1572.46	90.94	1.3717	0.4181	0.0964	0.0270
2400	2232.79	2120.21	101.73	-	-	-	-

**Punto medio de los disparos  
(mv)**

2299.79

**Presión estática de fondo  
(psi)**

2212.11

**Temp. Estática de fondo  
(°C)**

103.54

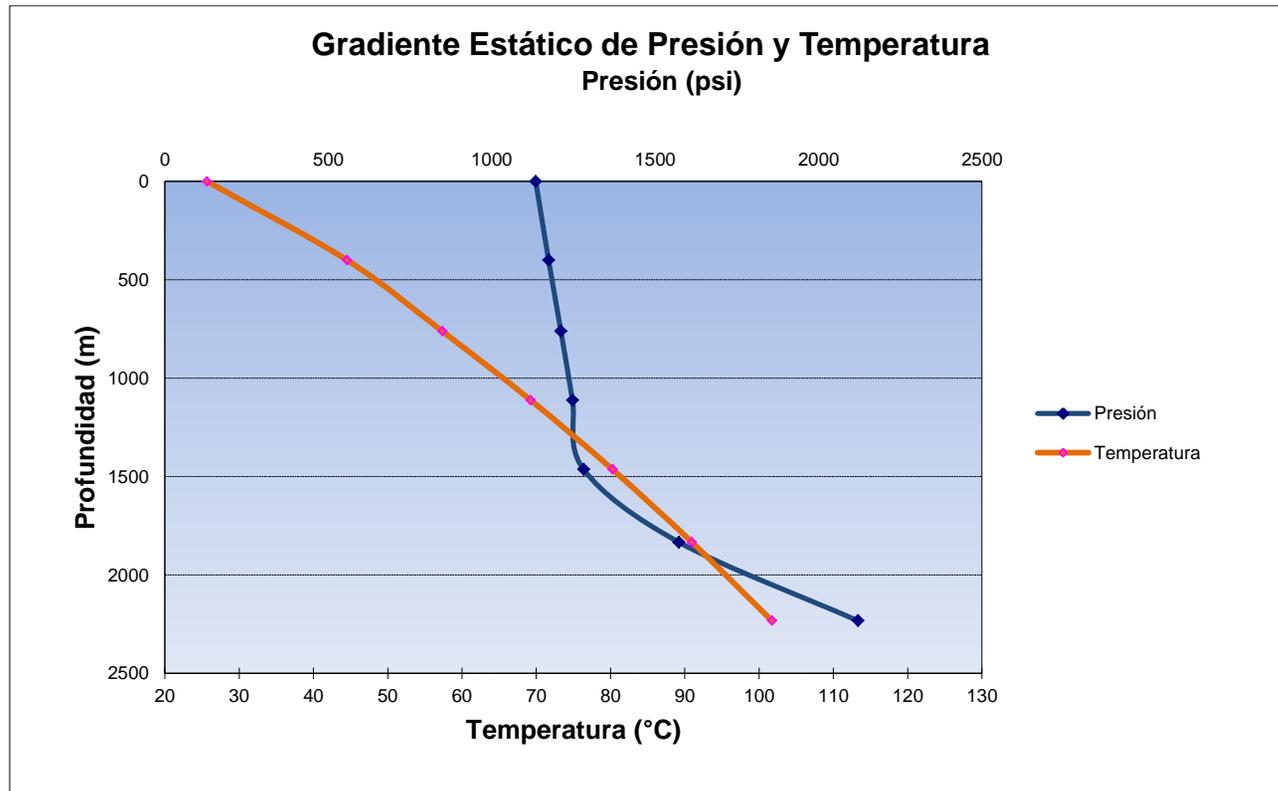


Fig. 5.3.5. Gradiente estático de Presión y Temperatura. Pozo C.

### 5.3.8 Análisis de curva de variación de presión.

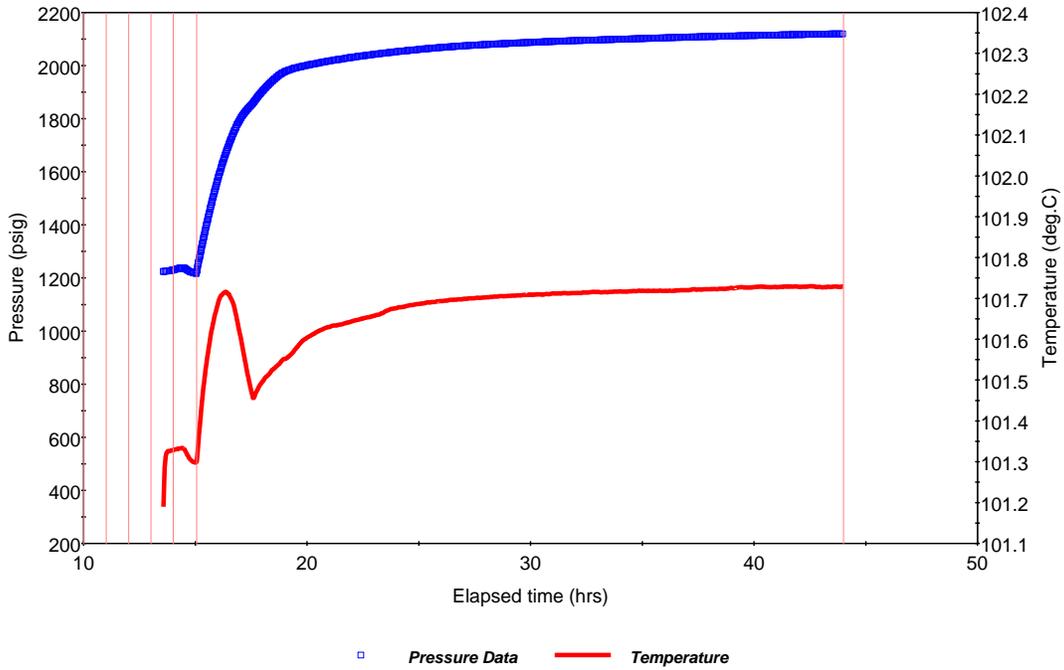
Previo al cierre del pozo, la el sensor estuvo estacionado a 2400 m a fin de evaluar la estabilización de la presión de fondo, posterior a eso el cierre del pozo extendido tuvo una duración de veintisiete horas registrándose durante este período un incremento de presión y temperatura con algunas perturbaciones por efecto de interacción de fases a lo largo del pozo y sus alrededores.

Los datos fueron extrapolados y el modelo de ajuste usado fue el correspondiente al de **un pozo-yacimiento con almacenamiento y daño, del tipo radial compuesto, y de comportamiento infinito.**

Cabe destacar que durante el proceso de la prueba, se observó el flujo radial, esto implica que se pudo realizar una interpretación confiable de las propiedades de yacimiento y de la presión promedio del área de drene del pozo ( $P^*$ ). Los resultados obtenidos de esta prueba se adjuntan en la Tabla 5.3.5 de resultados principales del análisis.

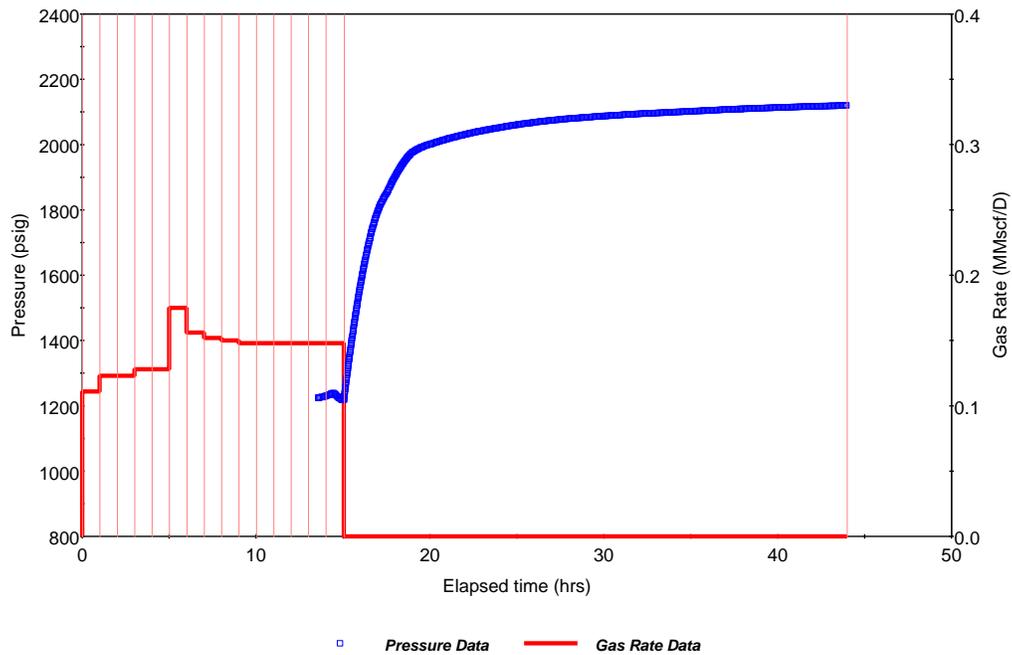
**Tabla 5.3.5: Resultados Principales – Pozo C.**

RESULTADOS PRINCIPALES DE LA PRUEBA DE INCREMENTO		
INICIO PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	FECHA (dd/mm/aa)	-----
	HORA (hh:mm:ss)	-----
DURACION PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	(hrs)	27
PROFUNDIDAD DEL SENSOR	(mD)	2400
PROFUNDIDAD DEL NMDD	(mD)	2467
PRESION EXTRAPOLADA [ $P^*$ ]	SENSOR (psia)	2183.001
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO [BHT]	SENSOR (°C)	101.7
ESPESOR NETO EFECTIVO DE FLUJO [h]	(m)	(18 m) – 3.5 m ANH
CAPACIDAD DE FLUJO [ $K^*h$ ]	(md*m)	0.7847
PERMEABILIDAD	(md)	0.04616
DAÑO TOTAL ALREDEDOR DEK POZO [ $S_i$ ]		0.16
COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION	(1/psia)	4.3072E-006
RADIO DE INVESTIGACION	(m)	19



**Fig. 5.3.6. Histórico de Presión – Pozo C.**

La Fig. 5.3.6 se muestra la historia de presión y temperatura de fondo registrada con la sonda ubicada a una profundidad de 2400 m, durante la toma de información de la prueba de incremento de presión pre fractura.

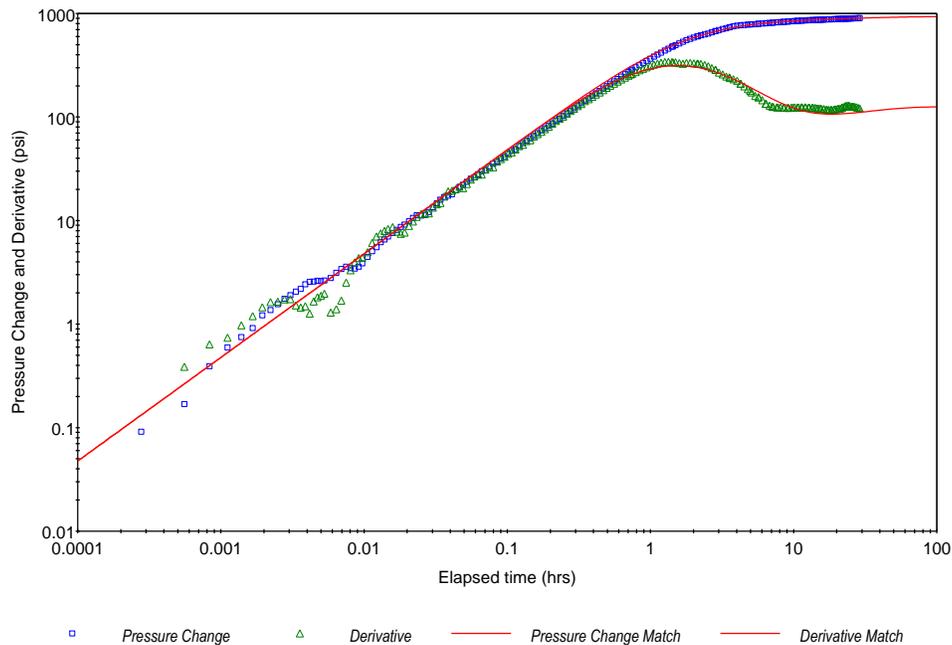


**Fig. 5.3.7. Histórico de Presión con Periodos de Flujo – Pozo C.**

La Fig. 5.3.7 muestra el período de flujo único previo al cierre realizado con estranguladores de 8/64" y 10/64".

Durante las veintisiete horas de duración de la prueba se observó un incremento de la presión limpio sin mostrar fuertes alteraciones. La temperatura, por el contrario sí muestra más claramente la posible interacción entre fases durante el almacenamiento y una clara tendencia a la estabilización de acuerdo con los últimos datos registrados.

Al evaluar el comportamiento de la curva de presión y la gráfica de la función de la derivada de presión en el gráfico log – log se aprecia cómo a tiempos tempranos inicia un efecto de almacenamiento y tiene una duración aproximada de una hora. Después de haber transcurrido siete horas de cierre ocurre la estabilización de la gráfica de la función de la derivada, la cual se considera como característica intrínseca de flujo radial. La respuesta constante de la estabilización indica que hasta el radio de investigación de 19 m, no se determinó ningún límite de flujo, por lo que el yacimiento tiene un comportamiento infinito.



**Fig. 5.3.8.** Curva Log-Log con Almacenamiento – Pozo C.

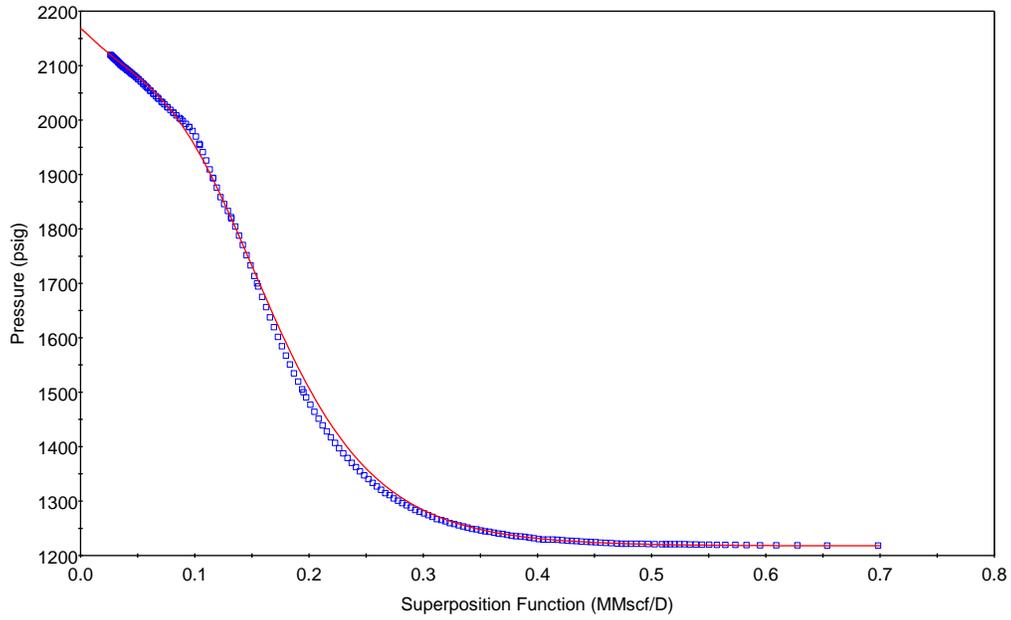


Fig. 5.3.9. Ajuste en el Gráfico de Horner – Pozo C.

(pav) <sub>i</sub>	2168.301	psig
p <sub>wf</sub>	1218.223	psig
kh(2)	2.574	mD.ft
k <sub>2</sub>	0.04616	mD
C	0.01750	bb/psi
S(w)	9.02	
S(t)	0.16	
r <sub>1</sub>	6	m
(p <sub>ch</sub> ) <sup>1/2</sup>	3.000	
(kh/u) <sup>1/2</sup>	3.000	
r <sub>i</sub>	19	m
D <sub>p(S)</sub>	597.4	psi

Fig. 5.3.10. Análisis de resultados de la prueba de incremento de presión. Pozo C.

### **5.3.9 Análisis nodal.**

#### **5.3.9.1 Premisas utilizadas.**

Para comenzar el análisis se plantean ciertas premisas que se toman en cuenta con base en la revisión de la información disponible del pozo. A continuación se muestran las premisas tomadas en cuenta para este análisis:

- Se utiliza el software de la suite de Petroleum Experts: Prosper, para realizar el análisis nodal.
- Se considera la presión estática de yacimiento de la prueba incremento de presión, referida a la profundidad del nivel medio de los disparos.
- El modelo se ajustó con los datos de producción promedios tomados de los aforos.
- Se utiliza el modelo de Jones para obtener la curva IPR y caracterizar las propiedades del yacimiento  $k$ ,  $s$  y espesor.
- No se tiene PVT de la arena en estudio, se trabajó con el PVT de una formación cercana del pozo C.
- Se utilizan datos de la medición realizada el día de la prueba de incremento de presión para calcular la relación gas - condensado y agua – gas.
- Se utilizan datos de °API, gravedad específica del gas e impurezas del gas de datos suministrados por el cliente.
- Se utilizan los datos de permeabilidad y daño obtenidos mediante la prueba incremento de presión.
- Se trabajó con las profundidades en el área de diseño (Diámetros,  $T_p$ ,  $T_R$ , profundidad del intervalo disparado) amarradas al survey suministrado.
- Se utilizó el registro fluyente de la prueba de incremento para tratar de validar el comportamiento del flujo vertical, selección de la correlación de flujo multifásico y gradiente geotérmico de temperatura.

#### **5.3.9.2 Análisis de ingeniería.**

Un análisis integral del sistema de producción incluye, entre otros: evaluación del yacimiento (fluidos y roca) áreas de drene, terminación, método de producción, tubería de producción, instalaciones, entre otras. Este análisis de ingeniería abarca además de lo ya mencionado, un estudio a detalle del sistema de subsuelo y superficie óptimo.

A continuación se muestra una breve descripción de la metodología usada para el análisis nodal y luego se muestran los detalles de cada análisis por campo.

- Determinación de la Curva IPR de acuerdo al índice de productividad (IP).
- Se carga trayectoria propuesta para el pozo.
- Se modela con la terminación propuesta (diámetros de TR's) y  $T_{p/s}$ .
- Se define el Comportamiento de Flujo Multifásico de acuerdo a Correlación de Flujo Multifásico (CFM).
- Se determina el gasto máximo teórico.

### 5.3.9.3 Ajuste del PVT.

No se realizó ajuste ya que no se cuenta con un PVT de la arena de formación. Se utilizaron los datos del PVT realizado en un pozo vecino.

Input Parameters		
Separator Pressure	170.68	psia
Separator Temperature	13.3	deg C
Separator GOR	10000	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.634	sp. gravity
Tank GOR	10000	scf/STB
Tank Gas Gravity	0.634	sp. gravity
Condensate Gravity	56.99	API
Water to Gas Ratio	0	STB/MMscf
Water Salinity	0	ppm

Reservoir Data		
Dewpoint at Reservoir Temp	2274.88	psia
Reservoir Temperature	103.54	deg C
Reservoir Pressure	2274.88	psia

Correlations:

Gas Viscosity	Lee et al
---------------	-----------

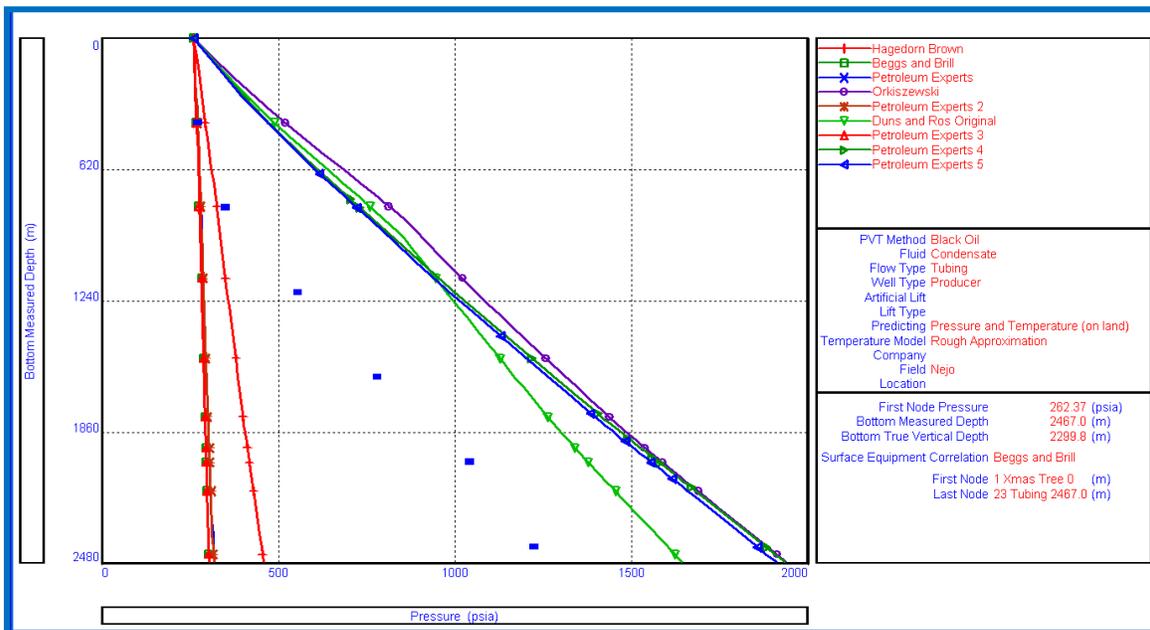
Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.31	percent
Mole Percent N2	0.54	percent

**Fig. 5.3.11.** Datos PVT para el Pozo C.

### 5.3.9.4 Ajuste del Registro de Presión de Fondo Fluyente.

Haciendo un comparativo con las correlaciones de flujo vertical disponibles en PROSPER, se puede observar que ninguna se ajusta al comportamiento del gradiente dinámico del pozo esto es debido

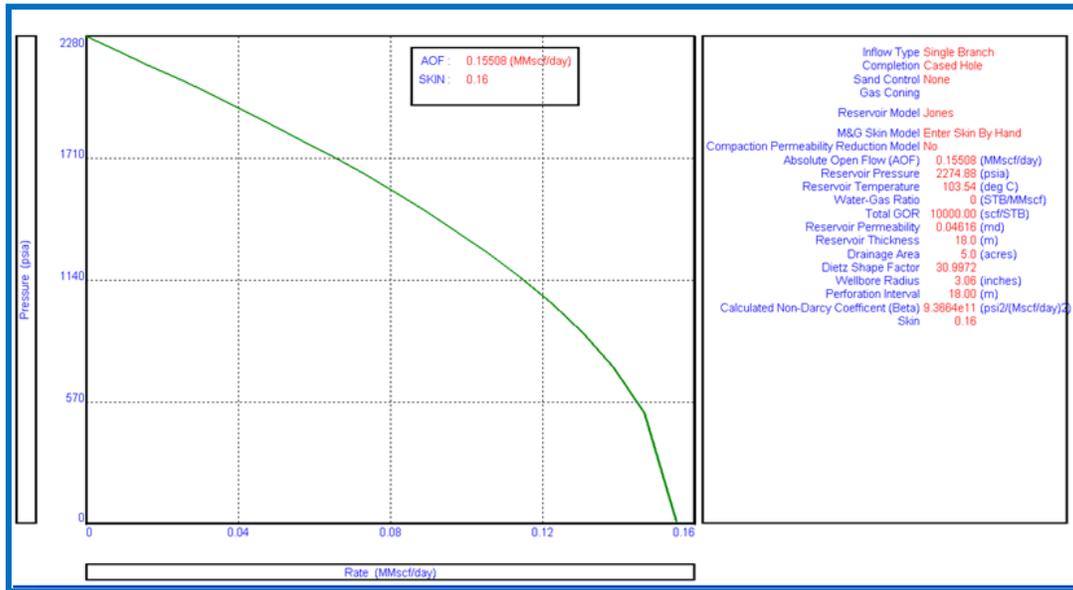
a que las correlaciones contemplan dos términos primordiales: el término de caída de presión por densidad y el término de caída de presión por fricción entonces se realiza un proceso iterativo que permite ajustar la correlación que hace el mejor “match” a los datos medidos y las ecuaciones de flujo vertical. Cuando no se logra el ajuste requerido en cuanto al término de densidad es porque existe inconsistencia entre la densidad del fluido predicha por el modelo de PVT utilizado y los datos de campo (gastos y presiones). Para este pozo hay cierta incertidumbre entre la información debido a que los datos del PVT utilizado son considerando el fluido como aceite volátil y el fluido producido en este pozo es gas; adicionalmente a la gran incertidumbre que presentan los gastos medidos existe también la generada por el tiempo de medición aplicado durante el gradiente medido. Esto se debe tomar en cuenta para establecer un mayor tiempo de aforo de los pozos. Debido a esto se decide utilizar como correlación Petroleum Experts 2; debido que ha sido la correlación que mejor match ha hecho en los pozos que producen en la misma formación.



**Fig. 5.3.12.** Registro de Presión de Fondo Fluyendo y Comparación de diferentes Correlaciones de Flujo Multifásico en tubería.

### 5.3.9.5 Curva del IPR.

Para determinar la curva de IPR de acuerdo a los parámetros del yacimiento suministrados (presión estática, temperatura, permeabilidad, espesor de arena y relación gas - condensado y agua – gas), además del histórico de producción, se utiliza el modelo de Jones. Como premisa se toma en cuenta que la presión del yacimiento es de 2274.88 psi referida al nivel medio del intervalo disparado de 2299.79 m (TVD).



**Fig. 5.3.13.** Curva de Afluencia del Pozo (IPR).

En la Fig. 5.3.13 se puede observar que el pozo tiene un potencial máximo de aporte (AOF) de 0.1508 mmpcd.

### 5.3.9.6 Curva de IPR y VLP.

Para determinar la curva de oferta y demanda se consideró la información de presión en la línea de descarga suministrada por el cliente de 126 psi, como se muestra en la Fig. 5.3.14 y la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts 2 que mejor reproduce las condiciones actuales del pozo.

Continue	Cancel	Report	Export	Help
<b>Input Data</b>				
Top Node Pressure	126	psia		
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf		
Total GOR	10000	scf/STB		
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill			
Vertical Lift Correlation	Mukerjee Brill			
Solution Node	Bottom Node			
Rate Method	Automatic - Linear			
Left-Hand Intersection	Disallow			

Fig. 5.3.14. Datos de entrada para el cálculo de las curvas de IPR y VLP.

### 5.3.9.6.1 Curva de IPR y VLP para producción de gas.

En la Fig. 5.3.15 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de gas de 0.117 mmpcd con una  $p_{wf}$  de 1105.77 psi, bajo las condiciones dadas.

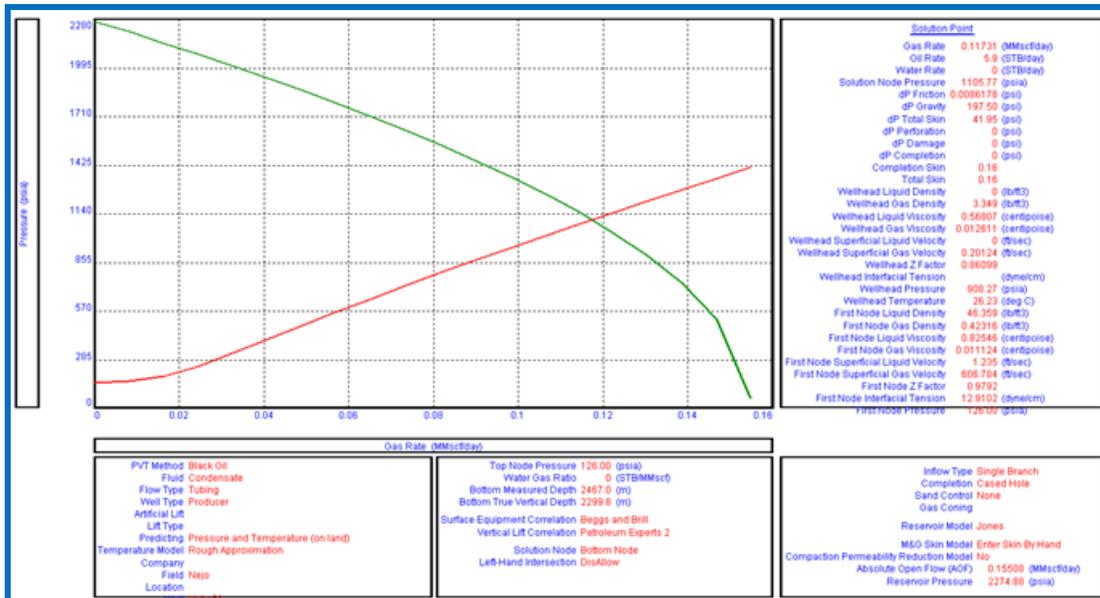


Fig. 5.3.15. Curva de IPR y VLP para producción de gas.

5.3.9.6.2 Curva de IPR y VLP para producción de condensado.

En la Fig. 5.3.16 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de aceite de 5.9 bbl con una  $p_{wf}$  de 1105.77 psi, bajo las condiciones dadas.

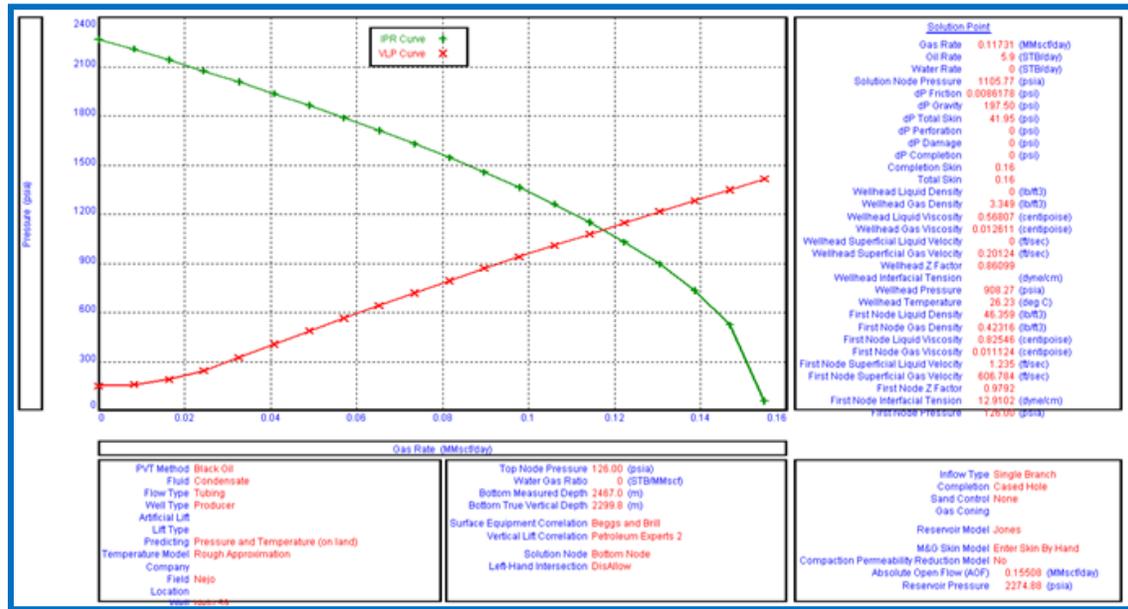


Fig. 5.3.16. Curva de IPR y VLP para producción de condensado.

### **5.3.10 Conclusiones y comentarios de la prueba.**

- ❖ El comportamiento de presión dinámica con respecto a la profundidad presenta un gradiente que oscila entre 0.0083 psi/ft y 0.2164 psi/ft, hecho que define la presencia de gas y condensados a lo largo del pozo. Los valores de presión y temperatura dinámica obtenidos fueron de 1225.41 psi y 101.25 °C respectivamente, ambos referenciados a nivel del sensor (2400 mD, 2232.79 TVD).
- ❖ Con el pozo cerrado, las lecturas de gradiente estático en general mostraron un comportamiento similar al gradiente dinámico, sugiriendo la presencia de gas, condensado y fases más pesadas, con variaciones de gradientes entre 0.0297 psi/ft y 0.0319 psi/ft en los primeros 1600 m, lo cual confirma la presencia de gas a lo largo de la tubería, y entre 0.2401 psi/ft y 0.4181 psi/ft para la profundidad restante los cuales pueden corresponder a alguna ligera presencia de condensados y fases más pesadas a ese nivel.
- ❖ Los datos fueron extrapolados y el modelo de ajuste usado fue el correspondiente al de **un pozo-yacimiento con almacenamiento y daño, del tipo radial compuesto, y de comportamiento infinito**. La capacidad de flujo de la formación ( $k \cdot h$ ) evaluada se calculó en el orden de 0.7847 mD\*m y la permeabilidad de formación en el orden de 0.04616 mD.
- ❖ La presión de formación extrapolada y ajustada con el grafico de Horner fue de 2183.001 psia a nivel del sensor (2400 mD, 2232.79 TVD).
- ❖ Cabe destacar la complejidad que representa la caracterización del fluido de yacimiento de la arena en estudio. El PVT disponible hace referencia a un análisis hecho para un aceite volátil, mientras que el fluido evaluado en esta ocasión corresponde a un gas condensado, lo cual genera incertidumbre a la hora de usar datos como la gravedad específica del gas o la gravedad API del condensado. Se recomienda enfocar esfuerzos hacia una caracterización del fluido de este yacimiento, a través de la toma de muestras a diferentes profundidades que permitan realizar un análisis de variación composicional con profundidad.

**5.4 Pozo D: Prueba de Incremento de Presión Pre-Fractura, TR 3 1/2". Intervalo disparado: 1790 m – 1796 m (MD).**

**5.4.1 Objetivo.**

El intervalo 1790 m – 1796 m se encuentra en la TR 3 1/2" y fue probado con la finalidad de determinar el fluido proveniente de la formación, evaluar el nivel de energía y los parámetros del yacimiento, así como también para observar los gradientes de los fluidos dentro de la tubería de producción, a pozo cerrado y pozo abierto.

**5.4.2 Operación.**

Se instaló la unidad de registros eléctricos al 100% y armó sarta calibradora con la configuración siguiente: cablehead 1 3/8" x 0.20 m + 2 barras de peso de 2" x 1.52 m + GR/CCL 1 11/16" x 2.52 m + canasta calibradora de 1 11/16" con anillo de 2.500" x 1.90 m; longitud total de 7.66 m. Probó lubricadores con 4000 psi por diez min satisfactoriamente. Bajó calibrador de 2.5" libre hasta 1813.8 m, (18 m abajo del intervalo); correlacionando de 1813.8 m – 1660 m, posterior recupera en superficie sin problema alguno. Cambia sarta de calibración de 2.500" por herramienta para CVP con la configuración siguiente: 2 barras de peso de 2" x 1.52 m + cablehead 1-3/8" x 0.24 m + sonda de presión y temperatura de 1 3/8" x 99.8 m; longitud total de sarta: 4.27 m. Realizó gradiente dinámico descendente hasta la profundidad de 1740 m, 50 m por arriba del intervalo de 1790 m – 1796 m, tomando datos cada 400 m con paradas de cinco minutos. A las 18:00 horas cerró el pozo dando inicio al registro de restauración de presión el cual tuvo una duración de 38 horas.

A continuación se muestra en la Fig. 5.4.1 el estado mecánico previo a la terminación del pozo y el propuesto para las operaciones de la misma en la Fig. 5.4.2.

5.4.3 Estados mecánicos.

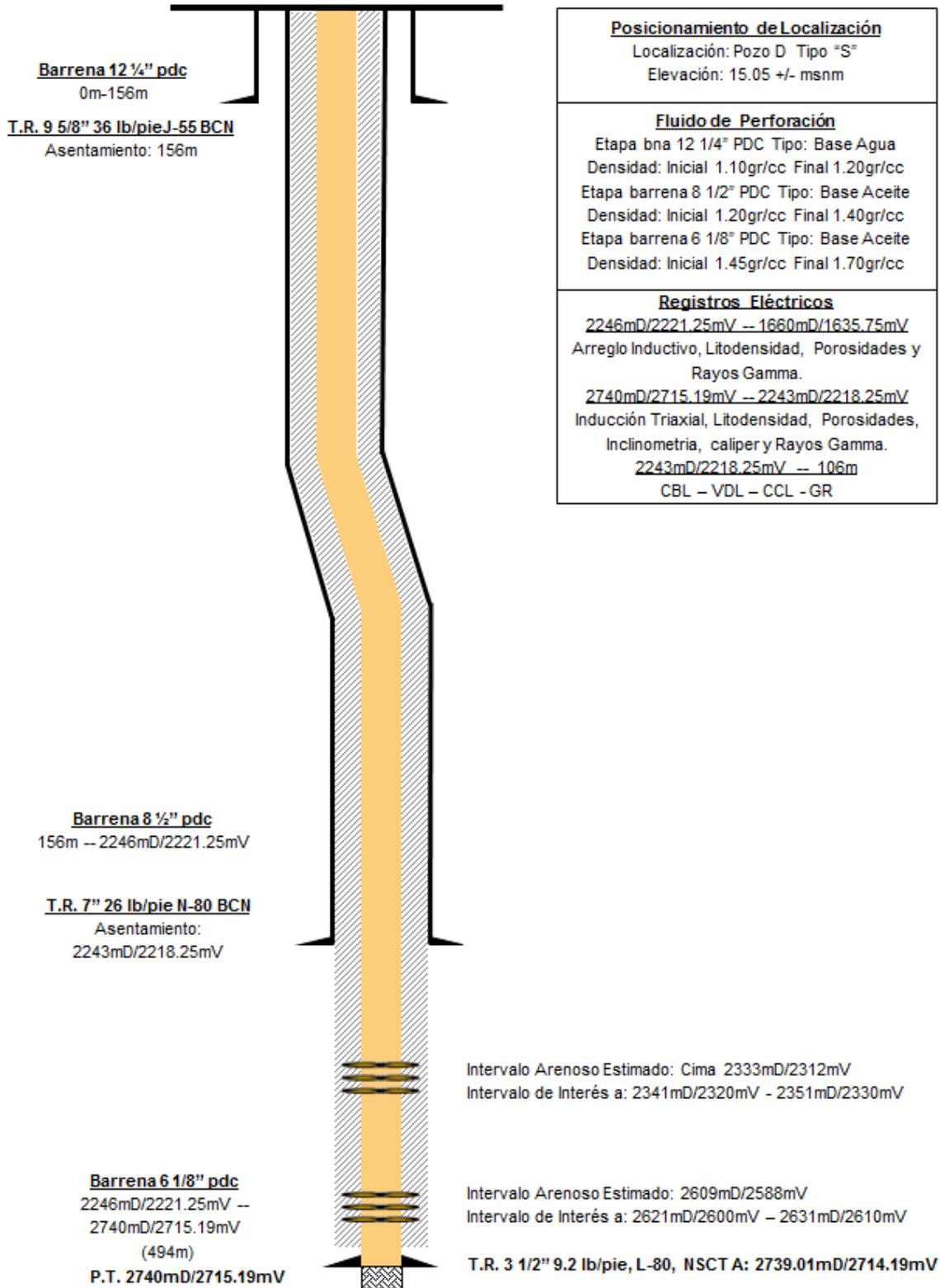


Fig. 5.4.1. Estado mecánico antes de la operación – Pozo D.

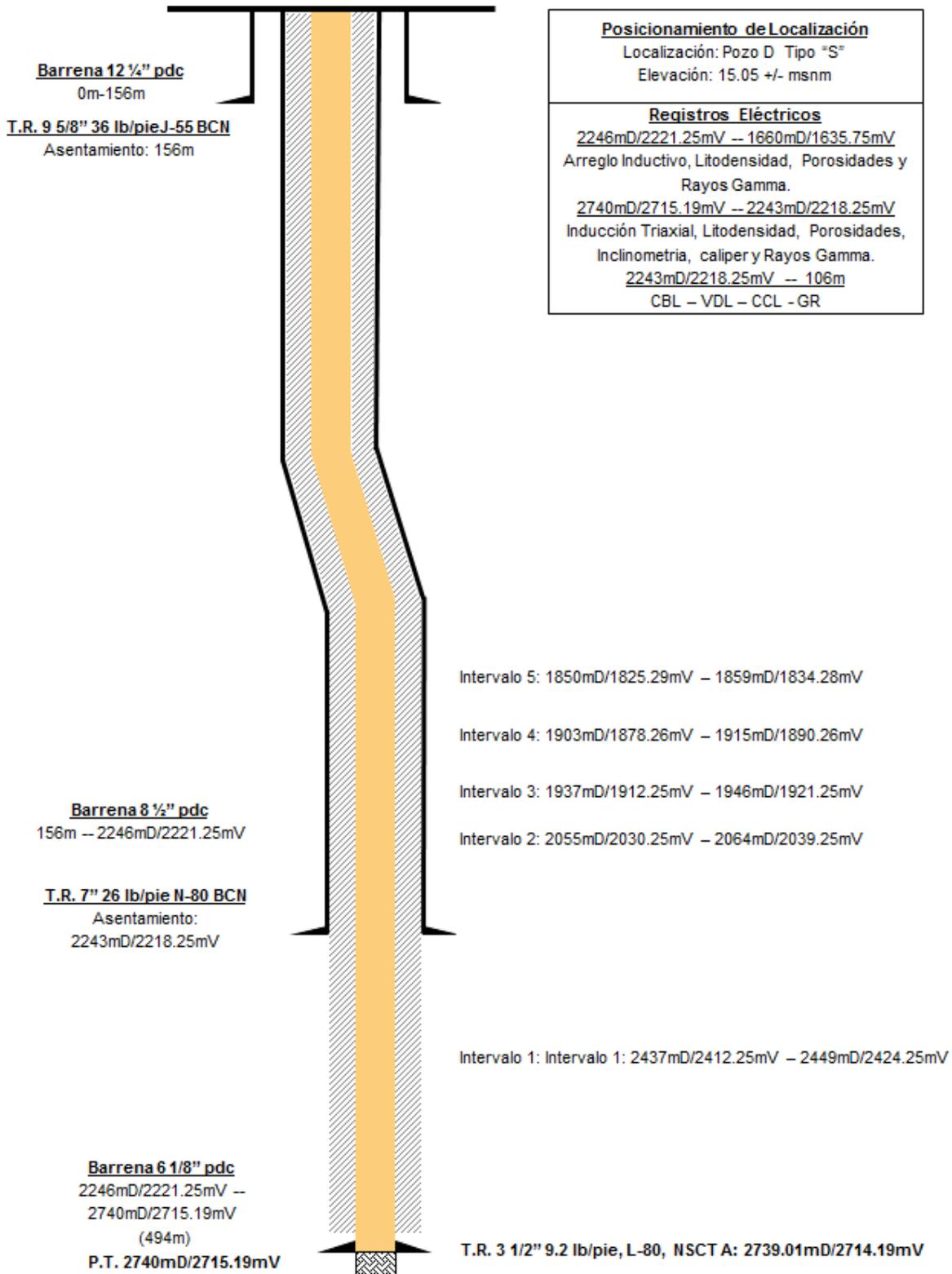


Fig. 5.4.2. Estado mecánico después de la operación – Pozo D.

#### 5.4.4 Histórico de producción.

A continuación se muestran en la Tabla 5.4.1 los periodos de flujo que presentó el pozo posteriormente de la operación de disparos, así como su gráfico correspondiente en la Fig. 5.4.3.

**Tabla 5.4.1:** Períodos de flujo antes del cierre. Medición oficial. Pozo D.

Tiempo	Estrangulador "/64"	Presión TP psi	Produc. Aceite BPD	Produc. Gas MMPCGD	Produc. Agua BPD
1	8	1350	0.00	0.43	0
2	8	1350	0.00	0.43	0
3	8	1350	0.00	0.42	0
4	8	1350	0.00	0.43	0
5	8	1350	0.00	0.42	0
6	8	1350	0.00	0.41	0
7	8	1350	0.00	0.43	0
8	8	1350	0.00	0.41	0
9	8	1350	0.00	0.41	0
10	8	1350	0.00	0.40	0
11	8	1350	0.00	0.41	0
12	8	1330	0.00	0.41	0
13	8	1330	0.00	0.41	0
14	8	1330	0.00	0.42	0
15	8	1330	0.00	0.41	0
16	8	1320	0.00	0.40	0
17	8	1300	0.00	0.40	0
18	10	1150	0.00	0.51	18
19	10	1150	0.00	0.51	18
20	10	1150	0.00	0.56	36
21	10	1100	0.00	0.56	18
22	10	1100	0.00	0.54	22
23	10	1100	0.00	0.56	18
24	12	1050	0.00	0.61	54
25	12	1050	0.00	0.67	72
26	12	1050	0.00	0.71	72
27	12	1000	0.00	0.71	24
28	12	1000	0.00	0.72	45
29	12	1000	0.00	0.71	54
30	12	980	0.00	0.70	36
31	12	980	0.00	0.71	29

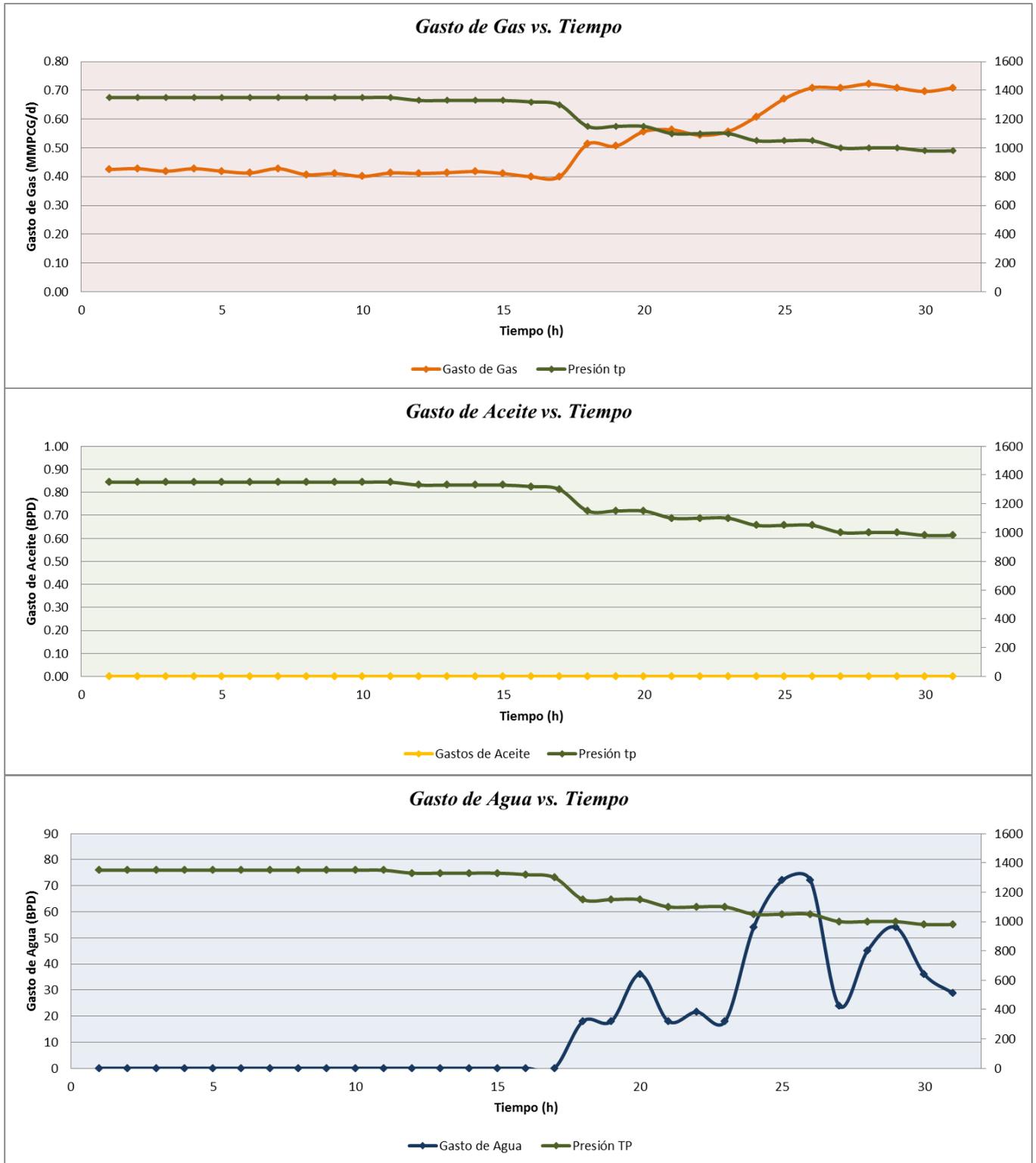


Fig. 5.4.3. Comportamiento de producción durante el período de aforo previo al cierre.

#### 5.4.5 Datos del yacimiento.

A continuación, en la Tabla 5.4.2 se muestran los principales datos que se utilizaron para el procesamiento e interpretación de la prueba de incremento de presión realizada al pozo posteriormente de la operación de disparos y de presentar aporte de fluidos a producción.

**Tabla 5.4.2:** Datos de yacimiento para la interpretación – Pozo D.

Intervalo [m]	1790 - 1796
Espesor Neto Efectivo de Flujo [m]	6 m (0.75 m de ANH)
Porosidad [%]	19
Saturación de Agua [%]	59
Diámetro del Agujero [in]	8.5
Profundidad del Sensor [m]	1740
p @ Sensor [psia]	3120.512
T @ Sensor [C]	84.858
Tipo de Fluido	Gas
Factor de Volumen del Gas, $B_g$ [bbl/BN]	5606E-006
Viscosidad del Gas [cp]	18.92E-003
Compresibilidad del Gas [1/psi]	318.05E-006
Compresibilidad de la formación [1/psi]	3.7728E-006
Compresibilidad Total [1/psi]	118.62E-006

#### 5.4.6 Gradiente dinámico.

Posteriormente se instaló la unidad de registros con el objeto de realizar la toma del registro dinámico por estaciones (0, 400 m, 800 m, 1200 m, 1600 m y 1740 m) con pozo fluyendo a través de estrangulador fijo de 12/64", después mantiene sensor de presión y temperatura a 1740 m previo al cierre del pozo para la prueba de incremento de presión.

El valor del gradiente a la profundidad del sensor, 1740 m, es de 0.1015 psi/ft lo que indica la presencia de gas fluyendo con otras fases más densas. El gradiente toma valores similares dentro de un mismo rango, sugiriendo la presencia de un patrón de flujo relativamente estable a lo largo de la longitud de la tubería. La presión dinámica se estimó en 1626.98 psi y la temperatura dinámica en 80.95 °C, ambas medidas a nivel del sensor (1740 mD; 1715.52 TVD).

**Tabla 5.4.3:** Gradientes dinámicos – Pozo D.

<b>Registro Fluyente</b>							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión (psi/m)	Gtte. Presión (psi/ft)	Gtte. Presión (Kgf/cm2/m)	Gtte. Temp (°C/m)
0	0.00	964.33	31.59	-	-	-	-
400	398.69	1125.94	41.96	0.4053	0.1235	0.0285	0.0260
800	786.16	1298.85	55.36	0.4463	0.1360	0.0314	0.0346
1200	1176.83	1452.66	69.29	0.3937	0.1200	0.0277	0.0357
1600	1575.93	1580.50	80.91	0.3203	0.0976	0.0225	0.0291
1740	1715.52	1626.98	80.95	0.3329	0.1015	0.0234	0.0002

<b>Ubicación del sensor (mv)</b>
1715.52
<b>Presión a nivel del sensor (psi)</b>
1626.98

<b>Temp. a nivel del sensor (°C)</b>
80.95

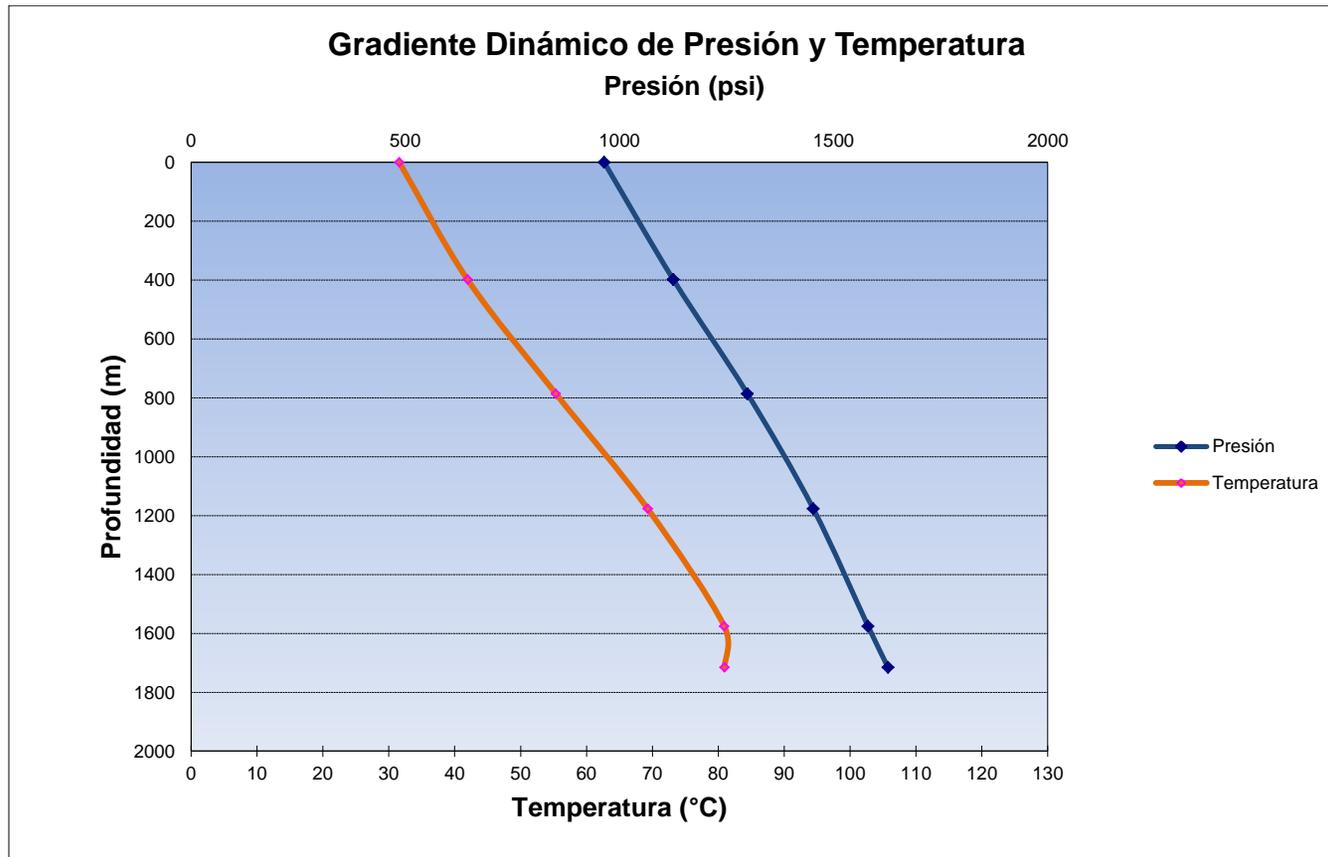


Fig. 5.4.4. Gradiente dinámico de Presión y Temperatura. Pozo D.

### 5.4.7 Gradiente estático.

Una vez concluida la toma de información de la curva de incremento de presión, se recupera la sonda con sensor de presión y temperatura tomando gradiente estático por estaciones (1740 m, 1600 m, 1200 m, 800 m, 400 m y 0 m).

La magnitud de los gradientes a lo largo de la columna sugiere la presencia de gas desde superficie hasta al menos los 1200 m, con valores que oscilan entre 0.0472 psi/ft hasta 0.0602 psi/ft. A la profundidad de 1600 m es apreciable la presencia de un fluido de mayor densidad, posiblemente aceite, indicado por el valor de 0.2665 psi/ft en el gradiente obtenido. Por debajo de ese nivel se existe una acumulación de agua, la cual está claramente identificada con un gradiente de 0.4325 psi/ft. La presión y la temperatura estática al punto medio de los disparos (1793 mD, 1768.39 TVD) se estiman en 3049.02 psi y en 86.03 °C.

**Tabla 5.4.4:** Gradientes estáticos – Pozo D.

Registro Estático							
Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Presión (psi)	Temp (°C)	Gtte. Presión psi/m	Gtte. Presión psi/ft	Gtte. Presión Kgf/cm2/m	Gtte. Temp °C/m
0	0.00	2222.55	23.098	0.1854	0.0565	0.0130	0.0487
400	398.69	2296.45	42.504	0.1973	0.0602	0.0139	0.0429
800	786.16	2372.92	59.13	0.1549	0.0472	0.0109	0.0292
1200	1176.83	2433.42	70.54	0.8743	0.2665	0.0615	0.0281
1600	1575.93	2782.36	81.76	1.3855	0.4223	0.0974	0.0222
1740	1715.52	2975.77	84.86	-	-	-	-

**Punto medio de los disparos  
(mv)**

1768.39

**Presión estática de fondo  
(psi)**

3049.02

**Temp. Estática de fondo  
(°C)**

86.03

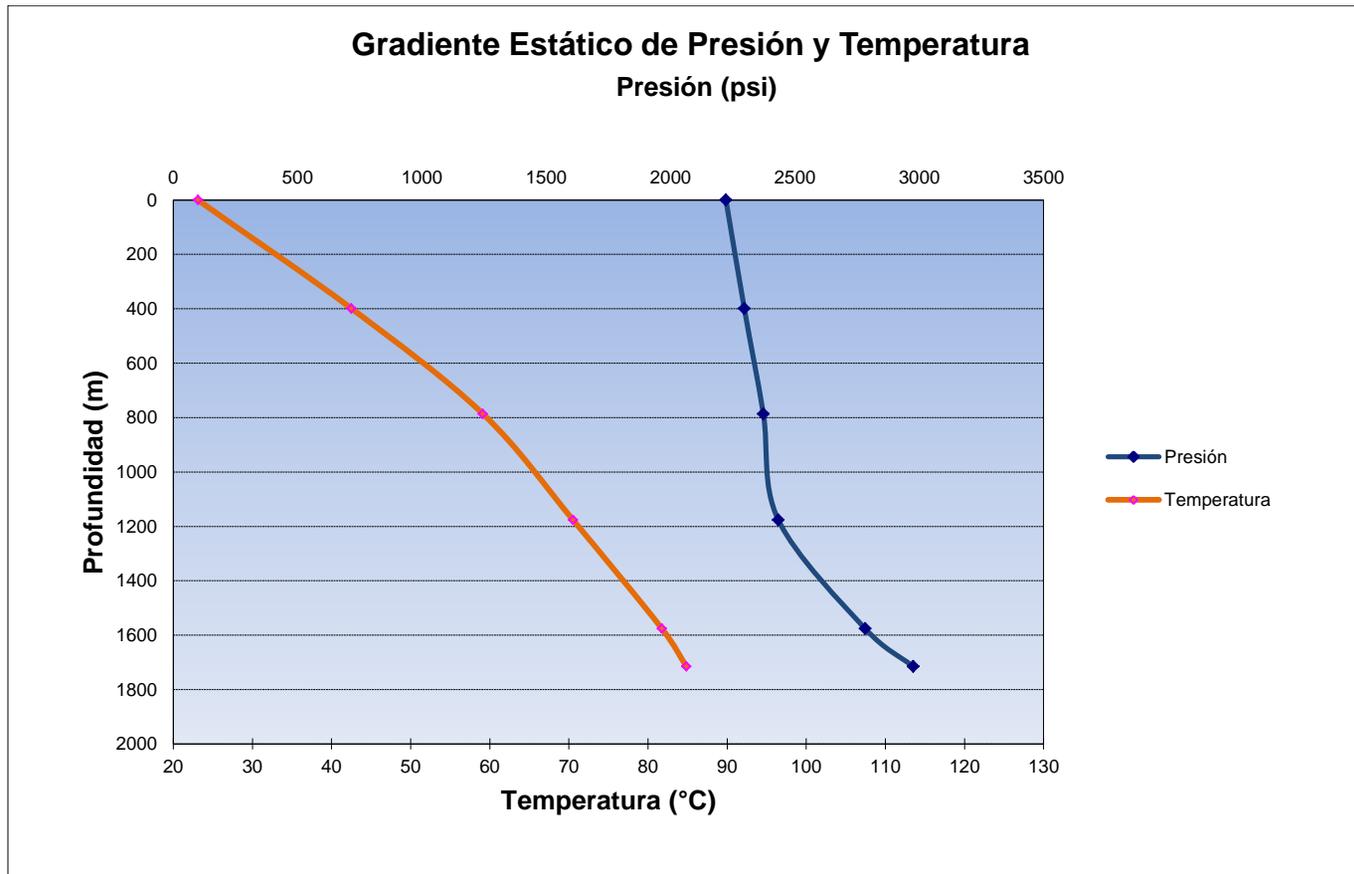


Fig. 5.4.5. Gradiente estático de Presión y Temperatura. Pozo D.

#### 5.4.8 Análisis de curva de variación de presión.

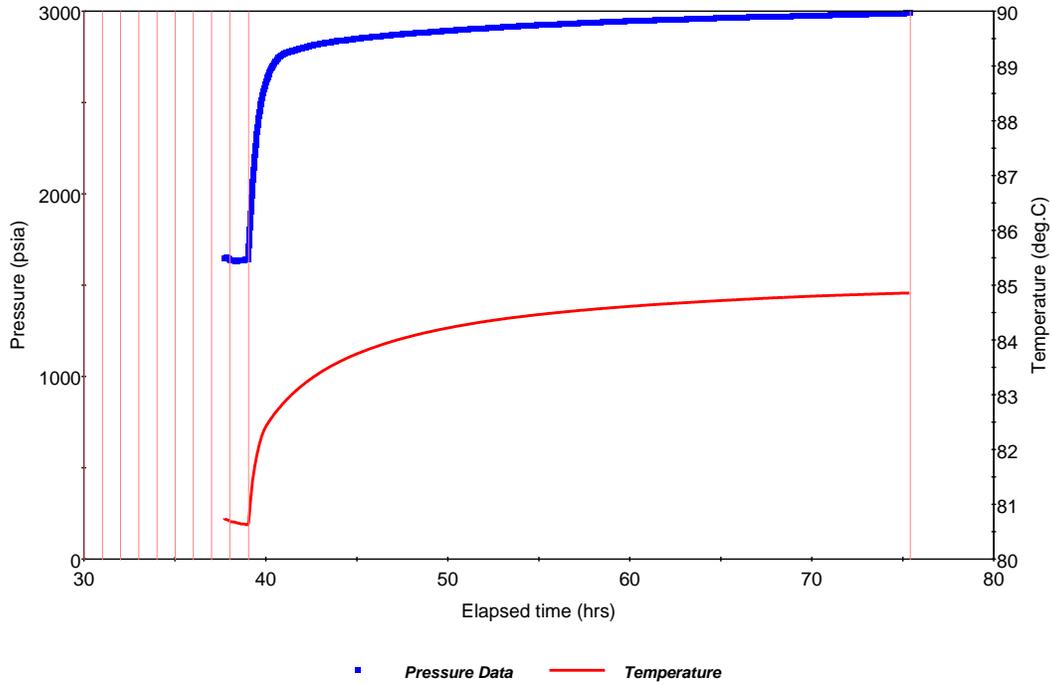
Previo al cierre del pozo, la el sensor estuvo estacionado a 1740 m a fin de evaluar la estabilización de la presión de fondo, posterior a eso el cierre del pozo extendido tuvo una duración de treinta y ocho horas registrándose durante este período un incremento de presión y temperatura con algunas perturbaciones.

Los datos fueron extrapolados y se utilizó un modelo de ajuste correspondiente a **un pozo-yacimiento con almacenamiento y daño, de tipo homogéneo y limitado por 2 barreras impermeables.**

Cabe destacar que durante la realización de la prueba, se pudo observar una tendencia de la curva de flujo radial, esto implica que se pudo realizar una interpretación relativamente confiable de las propiedades yacimiento y de la presión promedio del área de drene del pozo ( $P^*$ ). Los resultados obtenidos de esta prueba se adjuntan en la Tabla 5.4.5 de resultados principales del análisis.

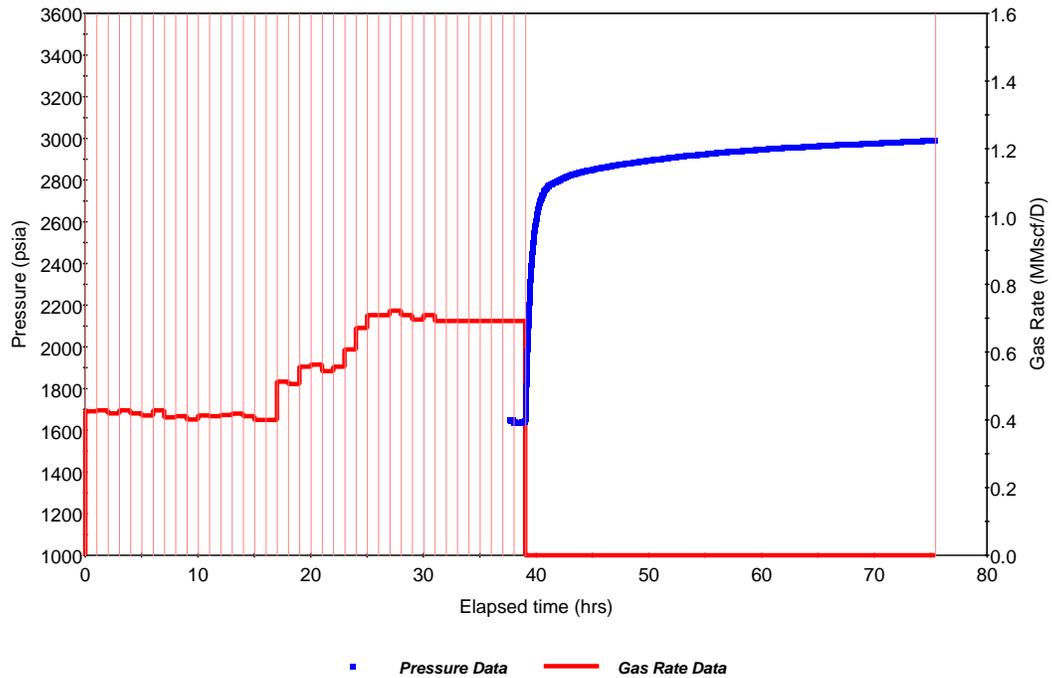
**Tabla 5.4.5: Resultados Principales – Pozo D.**

RESULTADOS PRINCIPALES DE LA PRUEBA DE INCREMENTO		
INICIO PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	FECHA (dd/mm/aa)	-----
	HORA (hh:mm:ss)	-----
DURACION PRUEBA DE INCREMENTO EXTENDIDA	(hrs)	38
PROFUNDIDAD DEL SENSOR	(mD)	1740
PROFUNDIDAD DEL NMDD	(mD)	1793
PRESION EXTRAPOLADA [ $P^*$ ]	SENSOR (psia)	3120.512
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO [BHT]	SENSOR (°C)	84.85
ESPESOR NETO EFECTIVO DE FLUJO [h]	(m)	(6 m) – 0.75 m ANH
CAPACIDAD DE FLUJO [ $K^*h$ ]	(md*ft)	1776
PERMEABILIDAD	(md)	0.9020
DAÑO TOTAL ALREDEDOR DEK POZO [ $S_i$ ]		4.63
COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION	(1/psia)	118.62E-006
RADIO DE INVESTIGACION	(m)	65



**Fig. 5.4.6.** Histórico de Presión – Pozo D.

La Fig. 5.4.6 se muestra la historia de presión y temperatura de fondo registrada con la sonda ubicada a una profundidad de 1740 m, durante la toma de información de la CVP pre fractura.



**Fig. 5.4.7.** Histórico de Presión con Periodos de Flujo – Pozo D.

La Fig. 5.4.7 muestra el período de flujo único previo al cierre realizado con estranguladores de 10/64" y 12/64".

Durante las treinta y ocho horas de duración de la prueba se observó una tendencia de incremento bastante limpia, prácticamente libre de cualquier disturbio aparente. Este hecho es confirmado por las mediciones de gradiente estático que fueron tomadas al final de la prueba las cuales guardan un comportamiento típico de un sistema estabilizado, donde se verifica la presencia de gas al menos en los primeros 1200 m de la tubería y de fases más densas a mayores profundidades.

El comportamiento mostrado por el gráfico diagnóstico log – log muestra claramente cómo se lleva a cabo el período de almacenamiento durante los primeros segundos de prueba. Seguidamente ocurre una disminución en la pendiente de la gráfica de la función derivada de presión la cual es asociada a una zona de transición. Luego de las tres horas de cierre se comienza a visualizar una estabilización de la pendiente de la gráfica de la función derivada la cual es un comportamiento típico de que el flujo radial ha sido alcanzado y permite realizar una estimación de las propiedades del sistema pozo-yacimiento en función de los datos de entrada disponibles. Algunas horas después la pendiente de curva mencionada tiende a incrementarse, hecho que sugiere que la onda de presión alcanzó un límite impermeable. Los últimos datos adquiridos muestran un nuevo incremento de la pendiente de la gráfica de la función de la derivada, asociado a la posible existencia de otro límite de no flujo adicional. Mapas estructurales disponibles de arenas más profundas muestran que el pozo D se encuentra ubicado en una zona fallada.

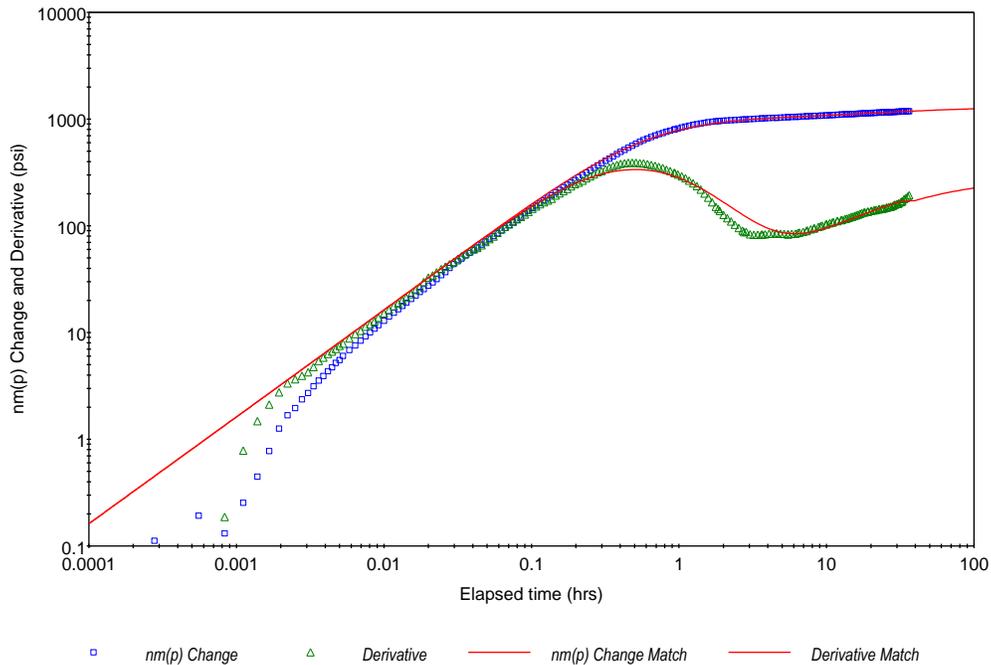


Fig. 5.4.8. Curva Log-Log con Almacenamiento – Pozo D.

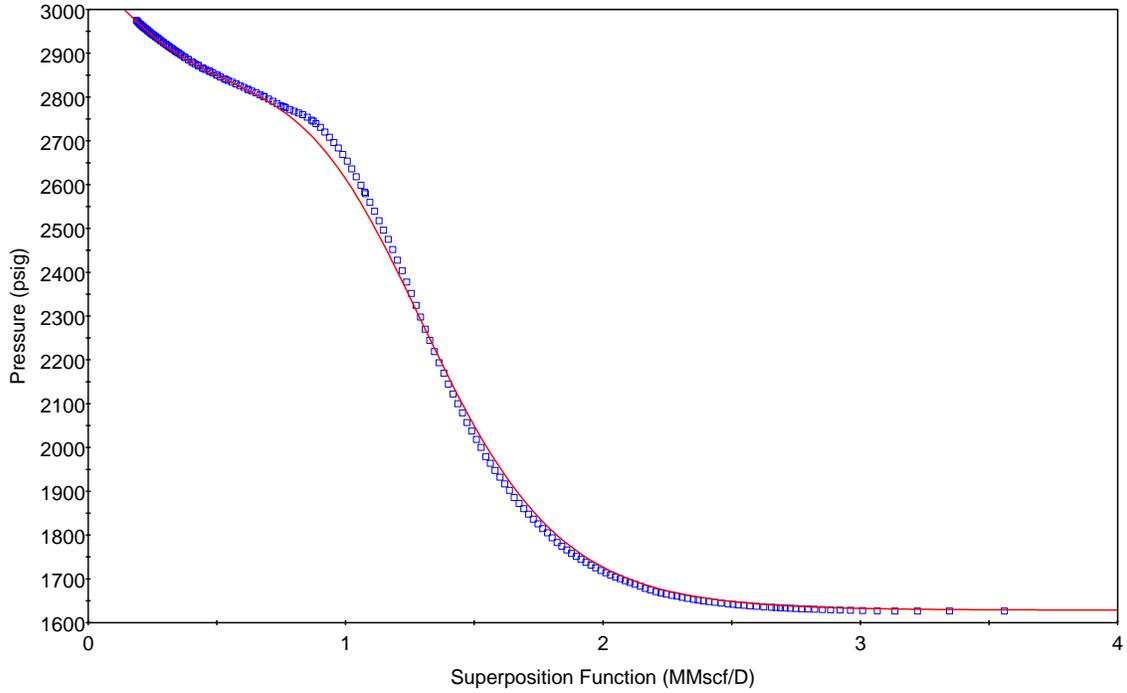


Fig. 5.4.9. Ajuste en el Gráfico de Horner – Pozo D.

(pav) <sub>i</sub>	3120.512	psia
p <sub>wf</sub>	1641.246	psia
kh	17.76	mD.ft
k	0.9020	mD
C	0.01742	bb/psi
S	4.63	
d <sub>1</sub>	19.17	m
d <sub>2</sub>	22.7013	m
Wdg Angle	68	
Type d <sub>1</sub>	No Flow	
Type d <sub>2</sub>	No Flow	
D <sub>inv</sub>	64	m
D <sub>p(S)</sub>	624.8	psi

Fig. 5.4.10. Análisis de resultados de la prueba de incremento de presión. Pozo D.

## **5.4.9 Análisis nodal.**

### **5.4.9.1 Premisas utilizadas.**

Para comenzar el análisis se plantean ciertas premisas que se toman en cuenta con base en la revisión de la información disponible del pozo. A continuación se muestran las premisas tomadas en cuenta para este análisis:

- Se utiliza el software de la suite de Petroleum Experts: Prosper, para realizar el análisis nodal.
- Se considera la presión estática de yacimiento de la prueba de incremento de presión, referida a la profundidad del nivel medio de los disparos.
- El modelo se ajustó con los datos de producción promedios tomados de los aforos.
- Se utiliza el modelo de Jones para obtener la curva IPR y caracterizar las propiedades del yacimiento  $k$ ,  $s$  y espesor.
- Los datos de presión y temperatura del separador se utilizaron del PVT de un pozo cercano a la formación.
- Se utilizan datos de gravedad específica del e impurezas del gas del análisis composicional de gas realizado al pozo A.
- Se utilizan los datos de permeabilidad, radio de drene y daño obtenidos mediante la prueba de incremento de presión.
- Se trabajó con las profundidades en el área de diseño (Diámetros,  $T_p$ ,  $T_R$ , profundidad del intervalo disparado) amarradas al survey suministrado.
- Se utilizó el registro fluyente de la prueba de incremento para tratar de validar el comportamiento del flujo vertical, selección de la correlación de flujo multifásico y gradiente geotérmico de temperatura.

### **5.4.9.2 Análisis de ingeniería.**

Un análisis integral del sistema de producción incluye, entre otros: evaluación del yacimiento (fluidos y roca) áreas de drene, terminación, método de producción, tubería de producción, instalaciones, entre otras. Este análisis de ingeniería abarca además de lo ya mencionado, un estudio a detalle del sistema de subsuelo y superficie óptimo.

A continuación se muestra una breve descripción de la metodología usada para el análisis nodal y luego se muestran los detalles de cada análisis por campo.

- Determinación de la Curva IPR de acuerdo al índice de productividad (IP).
- Se carga trayectoria propuesta para el pozo.
- Se modela con la terminación propuesta (diámetros de TR's) y  $T_{ps}$ .
- Se define el comportamiento de Flujo Multifásico de acuerdo a Correlación de Flujo Multifásico (CFM).
- Se determina el gasto máximo teórico.

### 5.4.9.3 Ajuste del PVT.

No se realizó ajuste ya que no se cuenta con un PVT de la arena de formación. Se utilizaron los datos de gravedad específica e impurezas del gas del análisis composicional de gas realizado al pozo D.

Input Parameters		
Separator Pressure	124	psia
Separator Temperature	21.1	deg C
Separator GOR	15000	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.65	sp. gravity
Tank GOR	1e-6	scf/STB
Tank Gas Gravity	1	sp. gravity
Condensate Gravity	50	API
Water to Gas Ratio	69.74	STB/MMscf
Water Salinity	13500	ppm

Reservoir Data		
Dewpoint at Reservoir Temp	3130	psia
Reservoir Temperature	86	deg C
Reservoir Pressure	3130	psia

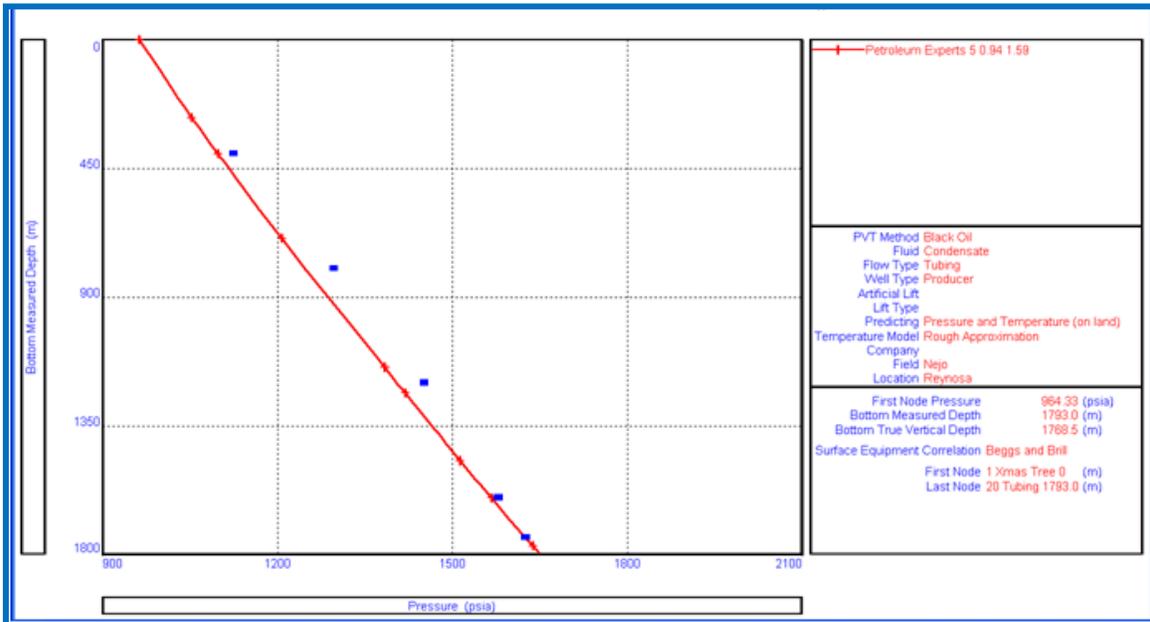
Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.35	percent
Mole Percent N2	1.43	percent

Correlations: Gas Viscosity Lee et al

Fig. 5.4.11. Datos PVT para el Pozo D.

**5.4.9.4 Ajuste del Registro de Presión de Fondo Fluyente.**

Haciendo un comparativo con las correlaciones de flujo vertical disponibles en PROSPER, se puede observar que la que más se ajusta al comportamiento del gradiente dinámico es la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts 5.



**Fig. 5.4.12.** Registro de Presión de Fondo Fluyendo y Correlación de Flujo Multifásico en tubería.

**5.4.9.5 Curva del IPR.**

Para determinar la curva de IPR de acuerdo a los parámetros de yacimiento suministrados (presión estática, temperatura, permeabilidad, espesor de arena y relación gas - condensado y agua – gas), además del histórico de producción, se utiliza el modelo de Jones. Como premisa se toma en cuenta que la presión del yacimiento es de 3130 psi referida al nivel medio del intervalo disparado de 1768.5 m (TVD).

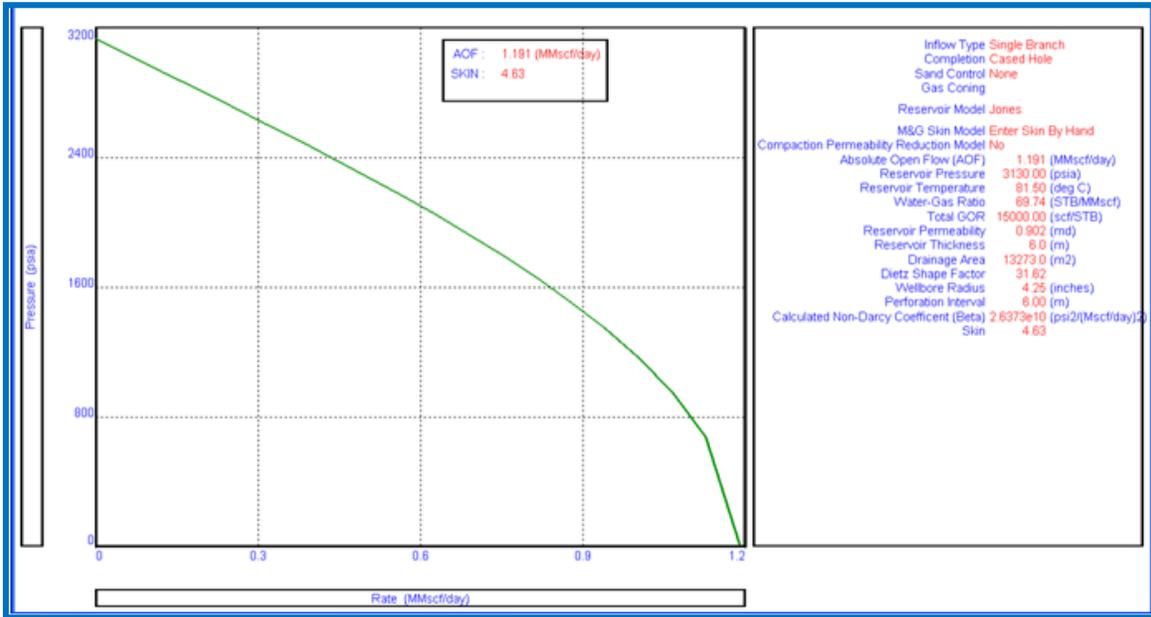


Fig. 5.4.13. Curva de Afluencia del Pozo (IPR).

En la Fig. 5.4.13 se puede observar que el pozo tiene un potencial máximo de aporte (AOF) de 1.167 mmpcd.

#### 5.4.9.6 Curva de IPR y VLP.

Para determinar la curva de IPR y VLP se consideró la información de presión en la línea de descarga suministrada por el cliente de 180 psi, como se muestra en la Fig. 5.4.14 y la correlación de flujo multifásico vertical Petroleum Experts 5 que mejor reproduce las condiciones actuales del pozo.

Continue	Cancel	Report	Export	Help
Input Data				
Top Node Pressure	180	psia		
Water Gas Ratio	69.74	STB/MMscf		
Total GOR	15000	scf/STB		
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill			
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 5 0.94 1.59			
Solution Node	Bottom Node			
Rate Method	Automatic - Linear			
Left-Hand Intersection	DisAllow			

Fig. 5.4.14. Datos de entrada para el cálculo de las curvas de IPR y VLP.

5.4.9.6.1 Curva de IPR y VLP para producción de gas.

En la Fig. 5.4.15 se muestra que el pozo es capaz de tener una producción de gas de 0.717 mmpcd con una  $p_{wf}$  de 1843.16 psi; bajo las condiciones dadas.

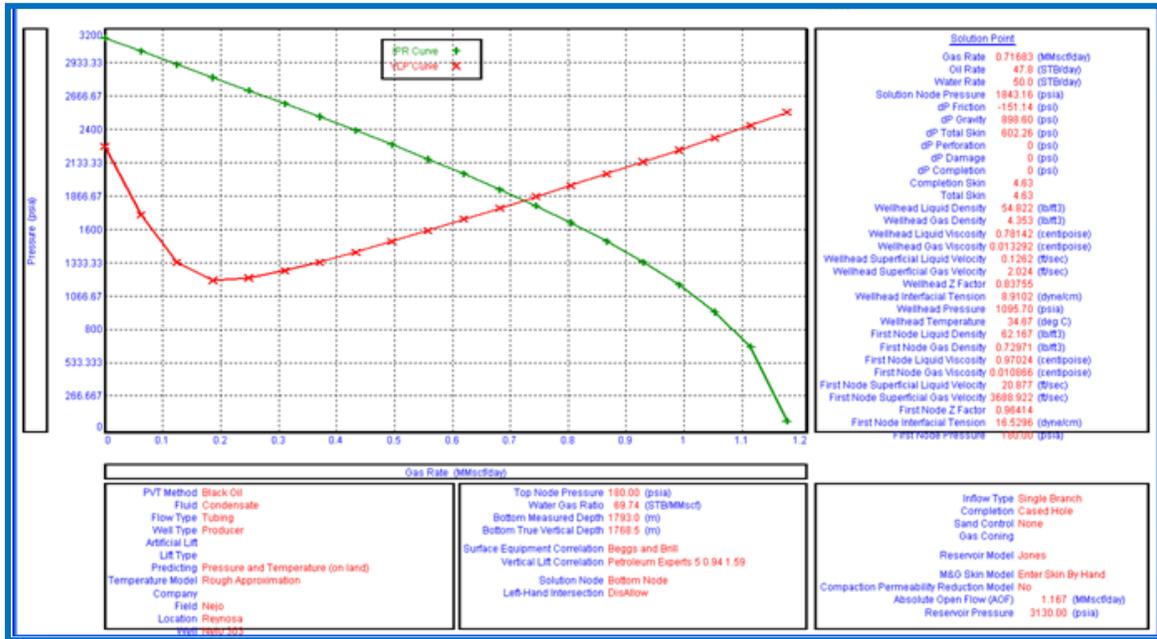


Fig. 5.4.15. Curva de IPR y VLP para producción de gas.

#### **5.4.10 Conclusiones y comentarios de la prueba.**

- ❖ El comportamiento de presión dinámica con respecto a la profundidad presenta un gradiente que oscila entre 0.0976 psi/ft y 0.136 psi/ft, mostrando la existencia de gas y otras fases más pesadas a lo largo de la tubería, confirmando lo reflejado en la medición de producción. Se realizó la extrapolación de datos de presión y temperatura a nivel del sensor (1715.52 TVD), obteniéndose los valores de 1626.98 psi y 80.95 °C respectivamente.
- ❖ Con el pozo cerrado, las lecturas de gradiente estático en general mostraron un comportamiento estable dentro del rango de 0.0472 psi/ft y 0.0602 psi/ft para corroborar la presencia de gas en los primeros 1200 m de tubería y la existencia de fases más densas (condensados y agua o una mezcla de ellos) desde 1600 m en adelante mostrando gradientes de 0.2665 psi/ft 0.4223 psi/ft respectivamente. El valor de la presión y temperatura estática extrapoladas ambas al punto medio de los disparos (1768.39 TVD) es de 3049.02 psi y 86.03 °C respectivamente.
- ❖ Los datos fueron extrapolados y se utilizó un modelo de ajuste correspondiente a **un pozo-yacimiento con almacenamiento y daño, de tipo homogéneo y limitado por 2 barreras impermeables**. La capacidad de flujo de la formación ( $k^*h$ ) evaluada se calculó en el orden de 17.76 mD\*ft y la permeabilidad efectiva en el orden de 0.9020 mD.
- ❖ La presión de formación extrapolada y ajustada con el grafico de Horner fue de 3120.512 psia a nivel del sensor (1740 m).
- ❖ La correlación de flujo multifásico vertical que mejor reproduce las condiciones del pozo es Petroleum Experts 5.
- ❖ Según el análisis realizado y bajo las condiciones actuales, el pozo es capaz de producir 0.717 mmpcd de gas y 47.8 bbl de condensado con una  $P_{wf}$  de 1843.16 psi.

## **RECOMENDACIONES.**

Los resultados de la interpretación de una prueba de restauración de presión si bien dependen directamente de la simulación, del correcto proceder para con la información recabada y el mejor entendimiento del yacimiento, son afectados de manera importante con toda la actividad previa a la preparación e intervención del pozo, para la finalidad de este trabajo se realizan una serie de recomendaciones en las que se cree se pueden realizar mejoras que impacten significativamente en mejores formas de trabajo y resultados.

- ✓ Se recomienda mantener un periodo de flujo en el que se realicen ampliaciones y reducciones intercaladas en el estrangulador del pozo para generar fluctuaciones de presión que eliminen la posibilidad de la existencia de comportamientos irregulares en la curva de la derivada de presión durante el procesamiento de los datos.
- ✓ Basados en la experiencia que se tiene en el desarrollo de operaciones en este campo, se recomienda que los periodos de flujo tengan una extensión de tiempo igual o mayor del doble de lo programado para la prueba de restauración de la presión a fin de tratar de observar el comportamiento más acercado al real que nos permita un análisis nodal más atinado a las condiciones del pozo.
- ✓ La toma de presiones por estaciones cada 400 metros deja espacios demasiado largos entre cada parada dentro la tubería donde no se tiene la certeza de la existencia del fluido allí presente ni sus contactos entre fases, acortando el rango de fiabilidad de las inferencias que se realizan con estos datos, por lo tanto se recomienda realizar paradas por lo menos cada 200 m respetando el tiempo que se detiene la herramienta en esos puntos; esto no generará retrasos mayores a 1 hora en la operación.
- ✓ Dependiendo de las posibilidades que brinden las operaciones en el pozo y las condiciones de flujo, se recomienda colocar el sensor de la herramienta lo más cercano posible al intervalo a ser probado para acotar el rango de las extrapolaciones que se tienen que hacer en base a la presión y la sensibilidad a los cambios reales que el yacimiento muestra durante el periodo de cierre.
- ✓ Se tiene un importante déficit de información en lo relacionado a los análisis PVT para los pozos probados, dando lugar a trabajos en los que se utilizan valores ajenos a los intervalos en estudio, se recomienda trabajar en el desarrollo de esta información con nueva adquisición de análisis PVT's y la validación de los que en la actualidad se poseen para crear modelos más robustos

tanto para las pruebas de incremento de presión como en el área de los análisis nodales que se dan como soporte de las pruebas.

- ✓ Debido a la importancia e impacto que tienen las propiedades de los fluidos en la interpretación de una prueba de presión, y apoyados en los tipos de yacimientos que se tienen en este campo se recomienda realizar en la medida de lo posible análisis cromatográficos para poseer una mejor información de la fase gaseosa con la que se trabaja.

Todas estas recomendaciones son aplicables al día a día de las operaciones y pueden generar una diferencia importante en los resultados de las pruebas y la calidad de información necesaria y útil en el área de yacimientos y productividad que se llevan a cabo en el desarrollo de este campo.

## REFERENCIAS

1. Alvarado, D.: *"Análisis de Pruebas de Presión,"* WorkShop International, ESP Oil International Training Group, Maracaibo, (2004), Sept. 6-10.
2. Theis, C.V., 1935: *"The relation ship Between the Lowering of the Piezometric Surface and the rate and Duration of Discharge Using Ground-Water Storage,"* (Aug.) 519.
3. Muskat, M.,1947: *"Use of Data on the Buildup of Bottom-Hole Pressures,"* 123, 44-48.
4. Van Everdingen, A.F., y Hurst, W., 1949: *"The application of the Laplace Transformation to Flow Problems Reservoirs,"* 186,305.
5. Miller, C.C., Dyes, A.B. y Hutchinson, C.A., Jr., 1950: *"The Estimation of Permeability and Reservoirs Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics,"* 189-91.
6. Horner, D.R.,1951: *"Pressure Build-up in Wells,"* Third World Petroleum Congress, E.J. Brill, Leiden 11,503.
7. Van Everdingen, A.F.,1953: *"The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well,"* 198, 171.
8. Hurst, W. 1953: *"Establishment of the Skin Effect and its Impediment to Fluid Flow into a Wellbore,"* (Oct.) 25.
9. Perrine, R.L., 1956: *"Analysis of Pressure Buildup Curves,"* Drill. and Prod. Prac., API 482-509.
10. Martin, J.C.,1959: *"Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis,"* Vol. 216, 309- 311.
11. Matthews, C.S., Brons, F., y Hazebroek, P., 1954: *"A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir,"* 201, 182.
12. Al-Hussainy, R., Ramey, H.J., Jr. y Crawford, P.B., 1966: *"The Flow of Real gases Trough Porous Media,"* (Mayo) 624.

13. Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. y Ramey, H.J., Jr., 1970: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow. I: Analytical Treatment," (Sept.) 279.
14. McKinley, R.M., 1971: "Wellbore Transmissibility from After flow-Dominated Pressure Buildup Data," (Julio) 863.
15. Earlougher, R.C., Jr. y Kersch, K.M., 1974: "Analysis of Short - Time Transient Test Data by Type-Curve Matching," (Julio) 793-800.
16. Gringarten, A.C., Bourdet, D., Landel, P.A. y Kniazeff, V., 1979: "A Comparison between different skin and wellbore storage type-curves for early-time transient analysis," Trabajo SPE No. 8205, Las Vegas, Nevada, (Sept,23-26).
17. Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A. y Pirard, M., 1983: "A new Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis," (Mayo).
18. Gringarten, A.C., 1991: "New Developments in Well Test Analysis," Charla Técnica, Stanford University, (Abril).
19. Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr. y Raghavan, R., 1975: "Pressure Analysis for Fractured Wells," (Julio) 887-892.
20. Cinco-Ley, H., 1982: "Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods," Trabajo SPE No. 110043 presentado en The Meeting of Petroleum Engineering en Beijing, China, (Marzo), 19-22.
21. Kuhcuk, F., Karakas, M., y Ayestaran, L., 1986: "Well Testing and Analysis Techniques for Layered Reservoirs," (Agosto) 342-54.
22. Daviau, F. et al., 1988: "Pressure Analysis for Horizontal Wells," Trabajo SPE No. 14251 presentado en el ATCE 716-724 (Dic).
23. Kuchuk, F.J., Goode, P. A., Brice, B. W., Sherrard, D. W., y Thambynayagam, M., 1990: "Pressure Transient Analysis For Horizontal Wells," (Agosto) , 974-984., 298.

24. Meunier, D., Wittman, M. J. y Staewart, G., 1983: "*Interpretation of Pressure build-up test using in-situ measurement of after flow,*" Trabajo SPE No. 11463. Middle East Technical Conference, Mahama Bahrain, (Marzo). 143-152.
25. Kuchuk, F. y Ayestaran, L., 1983: "*Analysis of Simultaneously Measured pressure and Sandface Flow Rates in Transient Well Testing,*" Trabajo SPE No. 12177, 58th. ATCE, San Francisco, California, (Octubre).
26. Katz, D.L.: 1983 "*Overview of Phase Behavior in Oil and Gas Production,*" Junio.
27. Standing. M.B., 1987: "*Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems,*".
28. Sage, B.H. y Olds, R.H., 1947: "*Volumetrics Behavior of Oil and Gas from several San Joaquin Valley Fields,*" Vol. 170.
29. Fetkovitch, M.J.: "*The Isochronal Testing of Oil Well,*" paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Sep.30-Oct.3.
30. Raghavan, R., 1976: "*Well Test Analysis: Well Producing by Solution Gas Drive,*" Soc. Pet. Eng. J. (Aug.) 196-208.
31. Boe, A., Skjaeveland, S. M. and Whitson, C. S.: "*Two-Phase Pressure Transient Test Analysis,*" paper SPE 10224 presented at the 1981 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Oct. 5-7.
32. Aanonsen, S. I., 1985: "*Nonlinear Effects During Transient Fluid Flow in Reservoir as Encountered in Well Test Ana lysis,*" dissertation, Dr. Sient., Univ. of Bergen Norway.
33. Muskat, M. y Meres, M. W., 1936: "*The flow of Heterogeneous Fluids Through Porous Media,*" Physics (Sept.) 7, 346-63.
34. Wycoff, R. D. y Botset, H. G., 1936: "*The Flow of Gas-Liquid Mixtures Through Unconsolidated Sands,*" Physics (Sept.) 7, 325-45.
35. Agarwal, R. G.: "*A New Method To Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves Are Used To Analyze Pressure Buildup and Other Test Data,*" paper SPE 9289 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 21-24.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

Aanonsen, S. I., 1985: *"Nonlinear Effects During Transient Fluid Flow in Reservoir as Encountered in Well Test Analysis,"* dissertation, Dr. Sient., Univ. of Bergen Norway.

Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. y Ramey, H.J., Jr., 1970: *"An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow. I: Analytical Treatment,"* (Sept.) 279.

Agarwal, R. G.: *"A New Method To Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves Are Used To Analyze Pressure Buildup and Other Test Data,"* paper SPE 9289 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 21-24.

Al-Hussainy, R., Ramey, H.J., Jr. y Crawford, P.B., 1966: *"The Flow of Real gases Through Porous Media,"* (Mayo) 624.

Alvarado, D.: *"Análisis de Pruebas de Presión,"* WorkShop International, ESP Oil International Training Group, Maracaibo, (2004), Sept. 6-10.

Ayan, C. y Lee, W.J., 1988: *"Multiphase Pressure Buildup Analysis: Field Examples,"* SPE 17412 presented at the California Regional Meeting, Long Beach, March 23-25.

Boe, A., Skjaeveland, S. M. y Whitson, C. S.: *"Two-Phase Pressure Transient Test Analysis,"* SPE 10224 presented at the 1981 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Oct. 5-7.

Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A. y Pirard, M., 1983: *"A new Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis,"* (Mayo).

Bourdet, D., 2002: *"Well Test Analysis: The use of the Advanced Interpretation Models,"* Handbook of Petroleum Exploration and Production 3.

Castro, I.: *"Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos,"* Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F., (2011-2013).

Cinco-Ley, H., 1982: *"Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods,"* Trabajo SPE No. 110043 presentado en The Meeting of Petroleum Engineering en Beijing, China, (Marzo), 19-22.

- Daviau, F. et al., 1988: "*Pressure Analysis for Horizontal Wells*," Trabajo SPE No. 14251, 716-724 (Dic).
- Earlougher, R.C., 1977: "*Advances in Well Testing Analysis*," SPE Monograph Volume 5, Second Printing, Dallas.
- Earlougher, R.C., Jr. y Kersch, K.M., 1974: "*Analysis of Short - Time Transient Test Data by Type-Curve Matching*," (Julio) 793-800.
- Escobar. F.H. 2003: "*Análisis Moderno de Presiones de Pozos*," Neiva, Huila.
- Fair Jr., Walter B., 1981: "*Pressure Buildup Analysis With Wellbore Phase Redistribution*," Shell Oil Co, 8206-PA.
- Fan, L., Harris, B.W., Jamaluddin, A., Kamath, J., Mott, R., Pope, G.A., Shandrygin, A., Whitson, C.A., "*Revisión de los yacimientos de gas condensado*," (2006).
- Fetkovich, M.J.: "*The Isochronal Testing of Oil Well*," paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Sep.30-Oct.3.
- Gringarten, A.C., Bourdet, D., Landel, P.A. y Kniazeff, V.: "*A Comparison between different skin and wellbore storage type-curves for early-time transient analysis*," Trabajo SPE No. 8205, Las Vegas, Nevada, (Sept,23-26, 1979).
- Gringarten, A.C.: "*New Developments in Well Test Analysis*," Charla Técnica, Stanford University, (Abril, 1991).
- Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr. y Raghavan, R., 1975: "*Pressure Analysis for Fractured Wells*," (Julio) 887-892.
- Horner, D.R., 1951: "*Pressure Build-up in Wells*," Pro.Tercer Congreso Mundial de Petróleo, E.J. Brill, Leiden 11,503.
- Houzé, O., Viturat, D. and Fjaere, O.S.: "*Dynamic Data Analysis*," Kappa, 1988-2011.
- Hurst, W., 1953: "*Establishment of the Skin Effect and its Impediment to Fluid Flow into a Wellbore*," Pet. (Oct.).

Katz, D.L., 1983: "Overview of Phase Behavior in Oil and Gas Production," Junio.

Kuchuk, F., Ayestaran, L., 1983: "Analysis of simultaneously measured pressure and sandface flow rates in transient well testing," Trabajo SPE No. 12177, 58th. Annual Technical Conference, San Francisco, California, (Octubre).

Kuchuk, F.J., Goode, P. A., Brice, B. W., Sherrard, D. W., y Thambynayagam, M., 1990: "Pressure Transient Analysis For Horizontal Wells," (Agosto) , 974-984., 298.

Kuhcuk, F., Karakas, M., y Ayestaran, L., 1986: "Well Testing and Analysis Techniques for Layered Reservoirs," (Agosto) 342-54.

Lee, J., Rollins, J.B. and Spivey, J.P., 2003: "Pressure Transient Testing," SPE Textbook Series Vol 9, Texas.

Lee, J., 1982: "Well Testing," SPE Textbook Series Vol 1, Dallas.

Martin, J.C., 1959: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis," Vol. 216, 309- 311.

Mattews, C. S., Brons, F., y Hazebroek, P., 1954: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir," 201, 182-91.

Matthews, C.S. and Russel, D.G., 1967: "Pressure Buil Up and Flow Testing in Wells," SPE Monograph Volume 1, Dallas.

McKinley, R.M., 1971: "Wellbore Transmissibility from After flow-Dominated Pressure Buildup Data," (Julio) 863.

Meunier, D., Wittman, M. J. y Staewart, G., 1983: "Interpretation of Pressure build-up test using in-situ measurement of after flow," Trabajo SPE No. 11463. Middle East Technical Conference, Mahama Bahrain, (Marzo).

Miller, C.C., Dyes, A.B. y Hutchinson, C.A., Jr., 1950: "The Estimation of Permeability and Reservoirs Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics," 189-91.

Muskat, M. y Meres, M. W., 1936: "The flow of Heterogeneous Fluids Through Porous Media," Physics (Sept.) 7, 346-63.

Muskat, M., 1947: "Use of Data on the Buildup of Bottom-Hole Pressures," 123, 44-48.

Perrine, R.L., 1956: "Analysis of Pressure Buildup Curves," Drill and Prod. Prac., API, Dallas 482-509.

Wycoff, R. D. and Botset, H. G., 1936: "The Flow of Gas-Liquid Mixtures Through Unconsolidated Sands," Physics (Sept.) 7, 325-45.

Raghavan, R., 1989: "Well-Test Analysis for Multiphase Flow," 14098-PA.

Raghavan, R., 1976: "Well Test Analysis: Well Producing by Solution Gas Drive," (Aug.) 196-208.

Sage, B.H. y Olds, R.H., 1947: "Volumetrics Behavior of Oil and Gas from several San Joaquin Valley Fields," Vol. 170.

Schlumberger Co., 1998: "Introduction to Well Testing," Schlumberger Course, Bath, England, March.

Standing, M.B., 1987: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems," .

Theis, C.V., 1935: "The relation ship Between the Lowering of the Piezometric Surface and the rate and Duration of Discharge Using Ground-Water Storage," (Aug.) 519.

Van Everdingen, A.F., y Hurst, W., 1949: "The application of the Laplace Transformation to Flow Problems Reservoirs," 186,305.

Van Everdingen, A.F. 1953: "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well," 198,171.

Xu, S. y Lee W. J.: "Two-Phase Well Test Analysis of Gas Condensate Reservoirs," paper SPE 56483 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct. 3-6.