

# Influencia de la extracción de fluidos de control antes de realizar una prueba de ascenso de presión en un pozo

---

## Influence of the well control fluid extraction before performing a pressure buildup test

**ELIZABETH QUIROGA-JORDAN**

*Ingeniera de Petróleos y candidata a Magister en Ingeniera de Hidrocarburos  
Universidad Industrial de Santander  
elizabeth.quiroga.jordan@gmail.com  
Bucaramanga, Colombia*

**FERNANDO CALVETE-GONZÁLEZ**

*Ingeniero de petróleo y magister en Ingeniera de Hidrocarburos  
Docente - Universidad industrial de Santander  
Fcalvete@uis.edu.co  
Bucaramanga, Colombia*

**OLGA PATRICIA ORTIZ-CANCINO**

*Ingeniera de petróleo y magister en ingeniera de hidrocarburos  
Docente - universidad industrial de Santander  
oportizc@uis.edu.co  
Bucaramanga, Colombia*

*Fecha de recibido: 21/02/2013  
Fecha de aceptado: 09/11/2013*

**Forma de citar:** QUIROGA, Elizabeth, CALVETE, Fernando y ORTIZ, Olga. Influencia de la extracción de fluidos de control antes de realizar una prueba de ascenso de presión en un pozo. Rev.UIS.Ingenierías, 2013, vol.12, n.2, p.p 7-15.

### RESUMEN

Llevar a cabo una prueba de ascenso de presión en un pozo, se convierte en una decisión difícil de tomar debido al cierre y a que estos trabajos requieren un procedimiento que implica costos operacionales, sin embargo, se hacen necesarios para obtener información acerca de la formación y del pozo en estudio.

Con el fin de disminuir los costos operacionales y obtener un flujo estabilizado antes de realizar el cierre, este trabajo presenta una metodología que puede ser implementada en pozos con bombeo mecánico que se encuentran completados con bomba de subsuelo inserta.

**PALABRAS CLAVES:** Memory gauge, bomba de subsuelo tipo “R”, prueba de ascenso de presión, tiempo de operación, flujo estabilizado, nipples perforado.

### ABSTRACT

Carry out a buildup pressure test in a wellbore, becomes a difficult decision to make because of the well has to be close and also that this test requires a procedure that involves high operational costs, however, it is needed to obtain information related to the formation and the well in study.

With the purpose of reducing operational costs and obtain a stabilized flow before closing the well, this paper presents a methodology that can be implemented in wells with mechanic pump that are completed with a subsurface insert pump.

**KEY WORDS:** Memory gauge, subsurface pump type “R”, build up pressure test, operational time, stabilized flow, perforated nipple.

## 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria ofrece diferentes tipos de tecnologías (Pacheco, E;) para realizar la toma de presión de la formación, sin embargo, muchas empresas requieren continuar con los procedimientos tradicionales como es bajar los registradores de presión con cable o sentados en la tubería (Correa Jaimes, Fabio;) en la mayoría de los casos cualquiera de los dos requiere un equipo de workover con el cual puedan cambiar el completamiento de producción por un completamiento punta abierta por donde puedan bajar la sarta de registros, o sentar la memoria registradora.

Algunas veces, cuando se requiere realizar estos trabajos en pozos con altas presiones en fondo, es necesario controlar el pozo bombeando un fluido de control que en algunos casos busca matar el pozo para continuar con el procedimiento. Este fluido ajeno al producido por el pozo puede afectar los datos del almacenamiento y de presión de fondo fluyendo.

Para dar solución a lo anteriormente mencionado, surge la necesidad de plantear una metodología que permita realizar las mismas mediciones, pero que pueda mejorar el tiempo operacional y que pueda recuperar los fluidos de control antes de iniciar el cierre.

## 2. GENERALIDADES DE LAS PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN

Las pruebas de ascenso de presión se realizan a los pozos con el fin de determinar algunos parámetros del yacimiento como la presión inicial, la permeabilidad y el daño que presenta la cara del pozo, entre otros (Ramirez, 1996).

Una prueba de ascenso de presión se divide en tres importantes momentos, los tiempos tempranos, los tiempos medios y los tiempos tardíos (Escobar, 2003), (Lee, 1982) de cada uno de estos se obtiene información valiosa.

Estas pruebas se realizan con registradores de presión que son bajados al pozo hasta la zona de interés, ubicándolos unos pies por debajo de los intervalos productores con el fin de evitar el flujo directo al registrador.

Las principales razones por las cuales se emplean registradores de presión son (Escobar, 2003), (Lee, 1996) :

- Conocer la presión inicial, conductividad y límites de yacimiento
- Determinar la extensión y los límites de yacimientos
- Determinar el potencial de producción
- Conocer si existe la necesidad de un posible tratamiento de estimulación

Los requerimientos para realizar una prueba de ascenso de presión son (Escobar, 2003) (Ahmed, 1996):

- Estabilizar el pozo a una tasa de producción  $Q$  (el cual no es alcanzado con una prueba convencional debido a la intervención del pozo con fluidos de control ver figura 1)
- Registrar la  $P_{wf}$  (presión de fondo fluyendo) un instante antes del cierre.
- Cerrar el pozo por un tiempo estimado y registrar presiones.

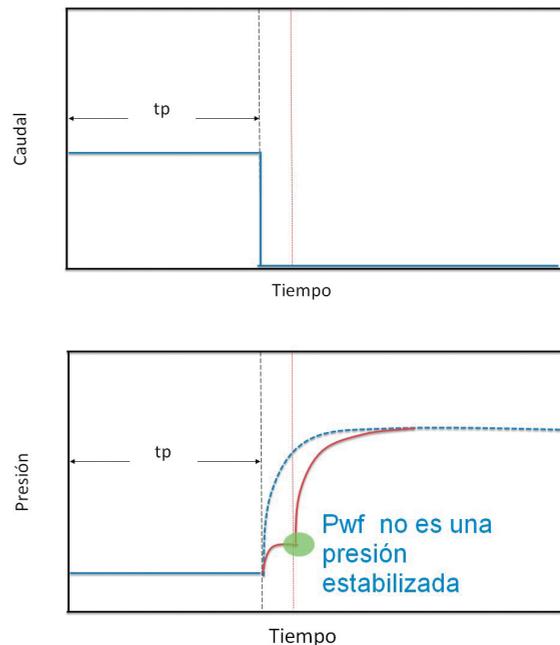


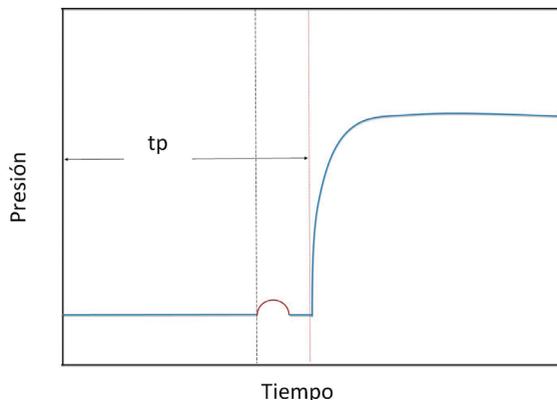
Figura 1. Procedimiento convencional PBU

Llevar a cabo una prueba convencional de ascenso de presión involucra altos costos operacionales como son:

- Cierre del pozo por un periodo considerable de tiempo.
- Cambio de completamiento para realizar la prueba
- Equipo de Workover para realizar el trabajo.
- Unidad de slickline para bajar la herramienta de registro de presión.

Con el fin de mitigar estos altos costos y cumplir con los requerimientos establecidos anteriormente se plantea una nueva herramienta que permite acoplar la memoria registradora de presión en fondo a la bomba de subsuelo buscando obtener los siguientes resultados:

- Recuperación de fluidos de control y estabilización del flujo antes de iniciar el cierre (PBU) ver Figura 2.
- Disminución en tiempos y costos operacionales



**Figura 2.** Estabilización del caudal y  $P_{wf}$  justo antes del cierre mediante el uso de la herramienta planteada

### 3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Se plantea la siguiente metodología:

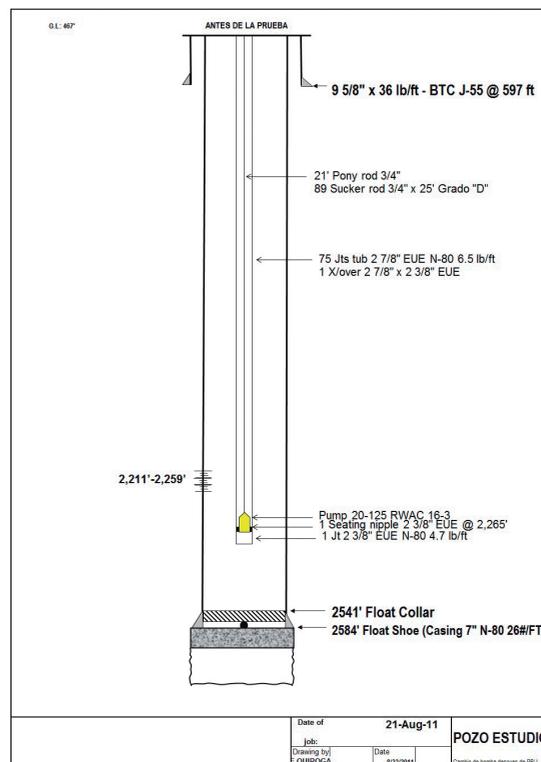
1. Se requiere un pozo produciendo con bombeo mecánico, con bomba inserta (Svinos, 2005) (Nind, 1987).
2. Es necesario conocer la historia de producción e información de yacimientos para diseñar la prueba de presión.
3. Se debe realizar una revisión de Parámetros operacionales como es el estado mecánico para verificar que el pozo cumpla con las siguientes condiciones:

3.1 La nipplesilla de asiento de la bomba se debe encontrar unos pies por debajo de las perforaciones (Svinos, 2005), (Nind, 1987), en caso de no ser así y tener suficiente bolsillo, con el equipo de workover después de sacar la sarta de varilla instalar preventoras para tubería y añadir las juntas que sean necesarias para llegar a la profundidad requerida.

3.2 Por debajo de la nipplesilla de asiento de la bomba se debe encontrar la tubería libre. En caso de tener una bomba con anclaje abajo, se debe tener la longitud mínima de tubería libre que resulta de la suma de la longitud de la memoria más la nipplesilla perforada. Si la bomba tiene anclaje arriba se requiere la longitud mínima que resulta de la suma de la longitud de la memoria más la nipplesilla perforada más la longitud de la bomba (Svinos, 2005).

3.3 Se requiere que el pozo tenga suficiente bolsillo (Svinos, 2005), (Nind, 1987) en caso de ser productor de arena para evitar una pega, ver Figura 3.

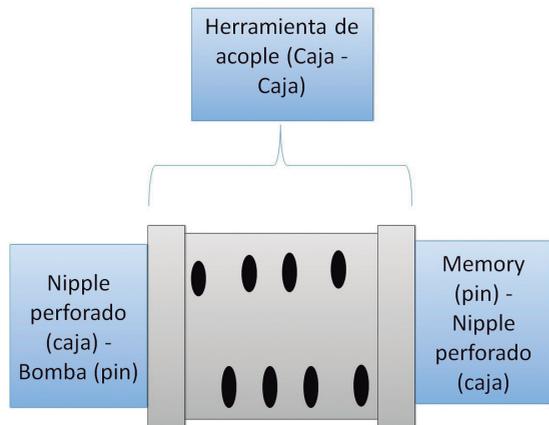
Se necesita revisar las facilidades de superficie para garantizar que no existe fuga de gas y que hay un tubo de extensión en la válvula del anular del pozo donde se instalará la pistola a gas, como se encuentra en los trabajos (Nind, 1987), (Podio, et., al; 1992), (Podio, et., al; 1992), (Pachon, 2011).



**Figura 3.** Estado Mecánico Pozo estudio

4. Realizar el diseño de la nipplesilla perforada para el completamiento del pozo estudio (Fig 3), basado en las condiciones de producción, manteniendo el mismo flujo de entrada a la bomba con las perforaciones de la nipplesilla.

5. Verificar que el máximo “OD” de la memoria y la niplesilla perforada pueda pasar por dentro de la niplesilla de asentamiento de la bomba.



**Figura 4.** Diagrama Memoria conectada a la bomba mediante niple perforado

6. Armar el BHA de la memoria acoplada a la bomba de subsuelo mediante la niplesilla perforada (ver Figura 4) y poner el pozo a producir hasta retirar los fluidos de control y realizar el cierre.
7. Finalizar la prueba e interpretar la información obtenida.

#### 4. RESULTADOS

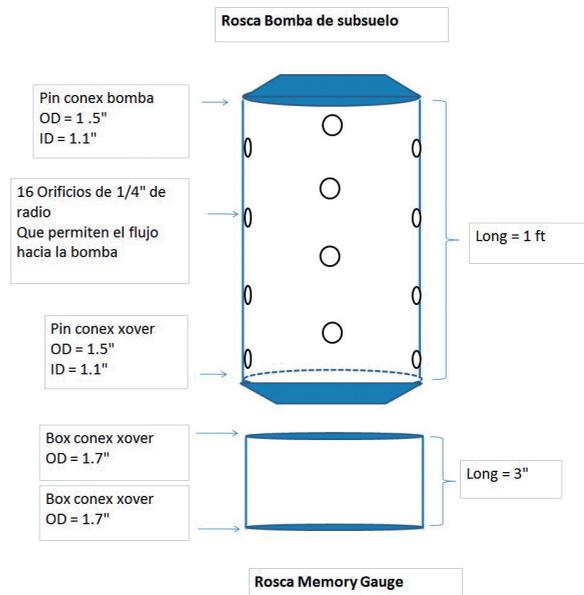
Después de implementar la metodología en un pozo colombiano, los resultados fueron los siguientes:

##### 4.1 Diseño de la niplesilla perforada

El diseño de la niplesilla (ver figura 5) se realizó teniendo en cuenta el completamiento del pozo y la producción de aceite y gas del mismo. Verificando que mediante las perforaciones de esta se conserve el volumen de succión en la entrada de la bomba.

**Tabla 1.** Datos de Producción

FACTOR	VALOR	UNIDADES
Crudo	14	BBL/D
Agua	0	BBL/D
Gas	10	MSCF



**Figura 5.** Diseño del tubo de acople (niplesilla perforada)

Después de obtener el diseño se obtuvo el prototipo para implementarlo en el pozo estudio (ver figura 6,7 y 8).



**Figura 6.** Niplesilla perforada



**Figura 7.** Ensamble: Coupling de la bomba de subsuelo – niplesilla perforada – Memoria registradora de Presión

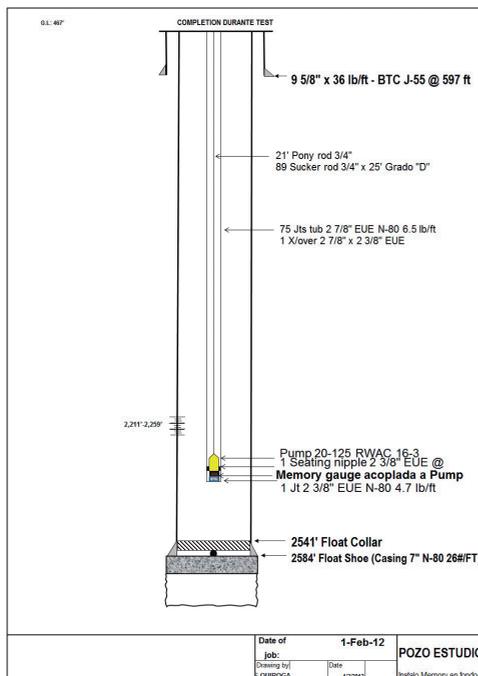


**Figura 8.** Verificación del ensamble dentro de la seating nipple

### 4.2 Completamiento del Pozo durante la prueba de restauración de presión

La figura 9 presenta el completamiento del pozo durante la prueba de restauración de presión con el ensamble de fondo presentado en la figura 7.

Este pozo fue completado siguiendo la metodología presentada anteriormente.

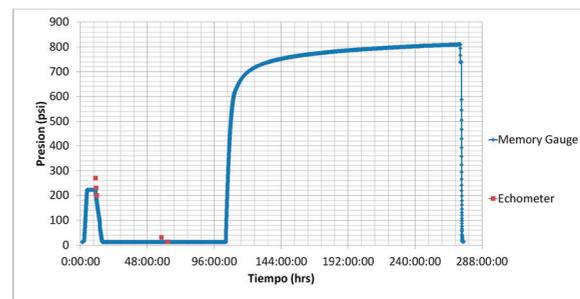


**Figura 9.** Estado Mecánico Pozo estudio durante la prueba de restauración de presión

### 4.3 Prueba de restauración de presión

La Figura 10 presenta las mediciones de Presión vs Tiempo, en ella se observa el incremento de presión cuando la memoria está bajando hasta fondo. Luego se observa la presión decreciendo nuevamente cuando se inicia el bombeo y el fluido de control es extraído. El periodo de estabilización muestra una presión mínima (alrededor de 13 psi) debido a que el pozo no tiene suficiente nivel. Se observa también el periodo del cierre y finalmente la presión registrada mientras la bomba con la memoria son sacadas hasta superficie.

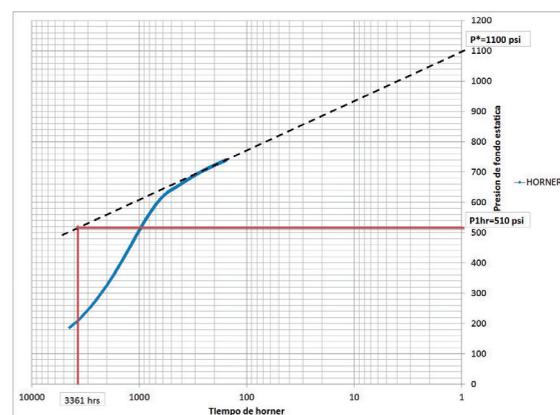
Las mediciones durante el periodo de fondo fluyendo fueron corroboradas con el equipo de Ecometer (Podio, 1992), (Pachon, 2011) en superficie y comparadas en la misma gráfica.



**Figura 10.** Prueba de restauración de presión

### 4.4 Influencia de la estabilización del caudal y extracción de fluidos de control antes de realizar el cierre

Usando los datos de un PBU realizado al mismo pozo aproximadamente 6 meses antes se realiza la interpretación del PBU 1 mediante el método de Horner (Pachon, 2011),(Honer, 1967):



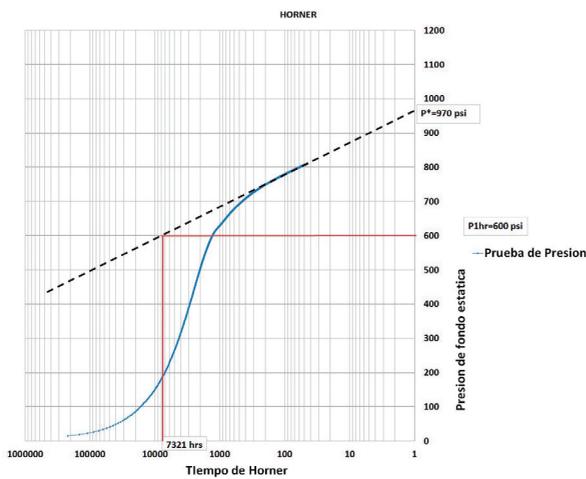
**Figura 11.** Método de Horner para el PBU 1

Obteniendo los resultados de la tabla 2:

**Tabla 2. Resultados PBU 1**

PBU 1	Resultados
K (md)	3.91
S	0.85
Kh (md.f)	187.68
P (psi)	1100
Cs (bbl/psi)	0.0039

De igual forma se realiza la interpretación del PBU 2 mediante el método de Horner:



**Figura 12. Método de Horner para el PBU 1**

Obteniendo los resultados de la tabla 3:

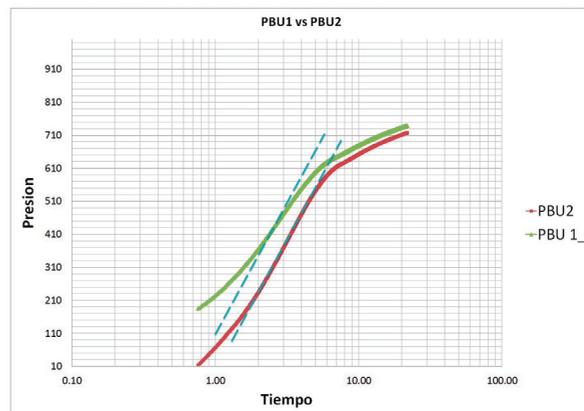
**Tabla 3. Resultados PBU 1**

PBU 1	Resultados
K (md)	7.74
S	6.1
Kh (md.f)	371.52
P (psi)	970
Cs (bbl/psi)	0.0037

La diferencia entre los resultados se atribuye al corto tiempo del cierre del PBU 1, por lo tanto realizar una comparación entre los resultados del PBU 1 y PBU 2 no es representativo y puede incurrir en un error, debido a que el tiempo de cierre del PBU 1 no fue suficiente para determinar con certeza el inicio de tiempos medios, sin embargo se puede realizar una comparación entre las dos pruebas a los mismos tiempos durante el periodo de almacenamiento.

Para determinar la influencia de la estabilización del caudal y extracción de fluidos de control, se presenta a continuación una gráfica semilog de Presión vs tiempo ver figura 13, donde las dos pruebas inicial al mismo tiempo  $t=0.02$  hrs y finalizan al mismo tiempo  $t=21.83$  hrs, el cual es el último tiempo de la prueba más corta, es decir el PBU1, esto se hace con el fin de normalizar las dos pruebas a los mismos tiempos y periodos de cierre.

Debido a que la prueba realizada con la técnica convencional al inicio del cierre, el pozo tenía un nivel de fluido de control y por lo tanto tiene una Pwf de 183.09 psi, a diferencia de la prueba realizada con la técnica propuesta la cual tiene una Pwf de 12.35 psi, debido a que se realizó la extracción del fluido de control y como se presentó anteriormente el pozo no tenía suficiente nivel.



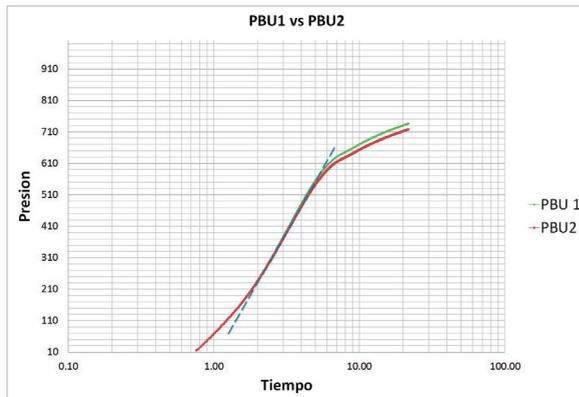
**Figura 13. Comparación PBU1 vs PBU 2, tiempos tempranos – gráfica semilog**

De la gráfica anterior se observa que las pendientes de los tiempos tempranos del PBU1 y PBU2 no coinciden, a partir de esto se puede concluir que los tiempos tempranos pueden estar siendo influenciados por alguna de las siguientes dos razones:

- Las pendientes están afectadas por los tiempos a los cuales se está graficando la primera lectura de presión.
- la afectación proviene del cambio en almacenamiento del pozo a través del tiempo (3 meses aproximadamente entre una prueba y la otra)

Para determinar cuál es la causa se lleva la Pwf o primera presión leída al realizar el cierre en el PBU 1, y se superpone en el tiempo del PBU 2 al cual se alcanzó la misma presión, con esto se asume que las dos pruebas

iniciaron al mismo tiempo con una pwf de 12.35 psi y que ambas alcanzaron 183 psi al mismo tiempo:



**Figura 14.** Normalización y comparación de los tiempos tempranos entre el PBU 1 y PBU 2

En la gráfica 5 se observa que al ajustar las curvas a los mismos tiempos, el almacenamiento a partir de la normalización es el mismo para ambos casos, lo cual no fue representado en la interpretación del numeral anterior cuando se obtuvo un almacenamiento diferente para cada caso y donde la pendiente unitaria no se ajustó de la misma manera a ambas pruebas.

Hasta ahora, este efecto solo se ve reflejado en los tiempos tempranos, el único parámetro afectado es el almacenamiento C.

Para determinar cuál es el impacto de usar la Pwf real, en los demás parámetros que se obtienen a partir de los tiempos medios, se asume que la tasa de incremento de presión en el tiempo inicial que no pudo ser medido en el PBU 1 debido al fluido de control, es igual al del PBU 2, es decir:

La Pwf (presión justo antes del cierre) del PBU 1 según los datos de la prueba es 183.09 psi

La Pwf (presión justo antes del cierre) del PBU 2 según los datos de la prueba es 12.35 psi

Según el concepto de presión de fondo fluyend (Pachon, 2011), (Horner, 1967) la presión verdadera de fondo fluyendo es la obtenida del PBU 2, debido a que el pozo estaba fluyendo gracias a la herramienta que acopla la memoria a la bomba de subsuelo, para efectos de investigación, se asume que la tasa de incremento de presión en el PBU 1 desde la presión de fondo fluyendo

real (12.35) hasta la presión registrada de fondo con el PBU 1 (183.09 psi), sería la misma del PBU 2 ya que en la gráfica 5 se observa que las curvas de almacenamiento se superponen.

A partir de esta aproximación se toman los valores del PBU 2 desde la presión 12.35 hasta la presión 183.09 y el resto de los datos se toman del PBU 1. De esta manera el PBU 1 estaría iniciando desde la verdadera presión de fondo fluyendo y se procede a calcular la permeabilidad, skin (daño del pozo) y presión promedio por el método de Horner, para finalmente realizar una comparación con los resultados obtenidos en la interpretación del PBU 1 por el mismo método.

Los resultados obtenidos con la Pwf normalizada son mostrados en la tabla 5 y comparados con los cálculos realizados sin tener en cuenta la verdadera presión de fondo fluyendo mostrados en la tabla 4:

**Tabla 4.** Resultados PBU 1 convencional

PBU 1 usando Pwf = 183.09 psi	
Resultados	
K (md)	3.91
S	0.85
Kh (md.f)	187.68
P (psi)	1100
Cs (bbl/psi)	0.0037

**Tabla 5.** Resultados PBU 1 con Pwf normalizada

PBU 1 usando Pwf = 12.35 psi	
Resultados	
K (md)	3.91
S	1.94
Kh (md.f)	187.68
P (psi)	1100
Cs (bbl/psi)	0.0039

Los resultados muestran que para este caso (pozo estudio) realizar los cálculos con una prueba convencional donde la Pwf no es la real genera un error en los resultados del Skin de aproximadamente 7% y un error en el almacenamiento poco significativo. Sin embargo una de las ventajas de no extraer los fluidos de control es asegurar que el periodo de almacenamiento se completa en menor tiempo y que por tanto la estabilización de la presión se alcanzará más rápidamente.

#### 4.5 Análisis comparativo de tiempos entre la metodología propuesta y la metodología convencional

La tabla 6 presenta el análisis de tiempos requeridos para llevar a cabo la metodología propuesta, en un pozo con la bomba de subsuelo @ 2700 ft MD.

Se asume el tiempo requerido de estabilización de 12 horas.

**Tabla 6. Tiempos Metodología propuesta**

TIEMPOS OPERACIONALES DEL RIG DE VARI LLEO (pozo a 2700 ft)	tiempo (horas)
Movilizacion de unidad de varilleo	2
Parar torre, adecuar facilidades	2
Sacar sarta de varilla	1
Conectar Memory a Bomba de subsuelo	0.5
Bajarsarta de varilla con memory y bomba	2
Desarmar torre y adecuar facilidades	4
<b>TIEMPO DE LA PRUEBA</b>	<b>186</b>
Movilizacion de unidad de varilleo	2
Parar torre, adecuar facilidades	2
Sacar sarta de varilla	1
Desconectar Memory de bomba de subsuelo	0.5
Bajar sarta de varilla con bomba	1
Desarmar torre y adecuar facilidades	4
<b>Tiempo Total</b>	<b>208</b>
<b>DISCRIMINACION DEL TIEMPO DE LA PRUEBA</b>	
hrs	
Tiempo de recuperacion de fluidos de control	6
Tiempo de estabilizacion del flujo	12
Tiempo de cierre	168
Tiempo total de prueba	186

La tabla 7 presenta el análisis de tiempos requeridos para llevar a cabo la metodología convencional, en un pozo a la misma profundidad.

**Tabla 7. Tiempos Metodología convencional**

TIEMPOS OPERACIONALES DEL RIG DE WORKOVER (pozo a 2700 ft)	tiempo (horas)
Movilizacion unidad de workover	2
Parar torre, adecuar facilidades	3
Sacar sarta de varilla con Bomba	1.5
Sacar sarta de tubería	2
Bajar sarta de tubería para PBU (punta libre)	2
Rig down unidad de workover/adecuacion de facilidades	4
Instalar Unidad de Slickline	3
Bajar cable con memoria	2
<b>TIEMPO DE LA PRUEBA</b>	<b>168</b>
Recuperar Memory	2
Rig down unidad de slickline / movilizacon unidad WO	2
Parar torre de workover, adecuar facilidades	2
Sacar sarta de tubería para PBU (punta libre)	2
Bajar sarta de tubería para producción	2
Bajar sarta de varilla con Bomba	1.5
Rig down unidad de workover/adecuacion de facilidades	4
<b>Tiempo Total</b>	<b>203</b>
<b>DISCRIMINACION DEL TIEMPO DE LA PRUEBA</b>	
hrs	
Tiempo de cierre	168
Tiempo total de prueba	168

Aun cuando el tiempo total del método convencional es menor por 5 horas al tiempo de la metodología propuesta, es importante tener en cuenta que la metodología propuesta requiere únicamente de un equipo de varilleo,

mientras la metodología convencional requiere de un equipo de workover y de una unidad de slick line, adicionalmente los tiempos de estabilización requeridos en la metodología propuesta mantienen el pozo en producción.

Esto se traduce en una optimización y ahorro de costos en la nueva metodología de aproximadamente el 30% de los costos requeridos con el procedimiento convencional.

## 5. CONCLUSIONES

Se determinaron las condiciones mínimas requeridas para la implementación de la metodología en un pozo con bombeo mecánico.

Después de estudiar las condiciones requeridas, la metodología propuesta fue implementada exitosamente en un pozo Colombiano.

Debido a que el ensamblaje presenta una sola memoria registradora de presión de fondo, se corroboraron las presiones de fondo medidas mediante las mediciones del Echometer en superficie y fueron comparadas posteriormente observando valores similares que validan la información obtenida en fondo.

Al comparar los resultados entre la prueba de presión convencional y la prueba de presión con la técnica propuesta se observa una diferencia significativa, la cual se atribuye al corto tiempo de cierre de la prueba convencional, razón por la cual no se observa con certeza el inicio de los tiempos medios. Debido a esto, se concluye que los resultados obtenidos de la interpretación de la segunda prueba de presión entrega valores más cercanos a los reales puesto que esta prueba se diseñó para una duración de aproximadamente 6 veces más que la prueba de presión convencional con el fin de obtener mayor cantidad de datos durante los tiempos medios.

Para determinar la influencia de la estabilización del caudal y extracción de los fluidos de control, se graficaron las dos curvas bajo los mismos tiempos observando una diferencia en las pendientes de los tiempos tempranos. Además para investigar si las variables que se obtienen a partir de los tiempos medios se ven afectadas también, se realizó una normalización de la Pwf del PBU 1 utilizando la información inicial medida en el PBU 2 y se procedió a interpretar nuevamente el PBU 1, observando una diferencia poco significativa en el almacenamiento y un error del 7% al

tomar las presiones con el método convencional, para el caso del pozo estudio.

Se realizó un análisis comparativo de costos entre el método convencional y el método propuesto, donde el método propuesto presenta una reducción de costos de aproximadamente el 30%.

## 6. REFERENCIAS

PACHECO, E; Testing Using a Down Hole Shut-In Tool. *SPE Latin America Petroleum Engineering Conference*, 8-11 March, Caracas, Venezuela.

CORREA JAIMES, Fabio. *Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales Aplicación Campo Colorado*, Bucaramanga, Tesis de grado Universidad Industrial de Santander.

RAMIREZ, Darío y RODRIGUEZ, Richard. *Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión*, Tomo I, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 1996

ESCOBAR, Freddy H. *Análisis Moderno de Presiones de Pozo*, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, Noviembre de 2003.

LEE, John. Well Testing, *Society of petroleum Engineers of AIME*, First Printing, New York, 1982.

LEE, John. And WATTENBARGER, Robert, *Gas Reservoir Engineering*, SPE Textbook Series Vol 5, 1996  
AHMED, Tarek and MCKINNE, Paul D. *Advanced Reservoir Engineering*, Elsevier Science, Amsterdam, 1996.

SVINOS, JohnG. *Optimización de Bombeo mecánico, entrenamiento levantamiento artificial*, Tetha Enterprise Inc. Maracaibo, Venezuela, 2005.

NIND, T.E.W. *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*, Editorial Limuza Mexico 1987.

PODIO, Augusto and MCCOY, James. Augusto and HUDDLESTON, Ken L. *Acoustic determination of producing bottomhole pressure*, SPE Formation Evaluation 14254, 1988.

PODIO, Augusto and MCCOY, James. Augusto and BECKER, Dieter. *Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells*. SPE 23980, 1992.

PACHON, Yessika y GODIN, Francisco. *Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. caso práctico-campo colorado*. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander 2011.

HORNER, D. Pressure Build-up in wells, *Pressure Analysis Methods*, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.