

APLICACIÓN DE PRUEBAS DE PRESION PARA MONITOREO DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO NAPO II DEL ORIENTE ECUATORIANO

Carola Freire ⁽¹⁾ Ing. Bolívar Miranda ⁽²⁾
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador
carola.judith.freire@gmail.com ⁽¹⁾ bolivarma1@hotmail.com ⁽²⁾

Resumen

El presente artículo tiene como finalidad evaluar el comportamiento de los mecanismos de empuje de los yacimientos del Campo Napo II.; con el objetivo de optimizar la producción del campo mediante el Monitoreo de las Pruebas de Presión; considerando las características del campo, la descripción litológica, los parámetros petrofísicos y las presiones de los yacimientos del campo, mediante pruebas de restauración de presión (BUILD UP). Se hace un énfasis al factor de recobro de acuerdo al mecanismo de empuje de los yacimientos del campo, y también mediante la ayuda del programa PanSystem 3.0.4 se analiza los parámetros del estrato, parámetros de fluidos y presiones actuales de los yacimientos, para mejorar la producción del campo.

Palabras Claves: *Pruebas de Presión*

Abstract

This paper has the objective to evaluate the behavior of reservoir primary recovery mechanisms of the field Napo II. It has as a goal to optimize the field production by the Monitoring pressure Test; considering the field characteristics, lithological description, petrophysical parameters and pressure fields, using Build Up. This also emphasizes to recovery factor according drive mechanism of the reservoirs of the field, and also with the help of the program PanSystem 3.0.4 analyzed the parameters of the stratum, fluid parameters and current reservoir pressures, to improve field production.

Keywords: *Pressure Tests*

1. Introducción

El presente trabajo consiste en el análisis del comportamiento de los mecanismos de empuje de los yacimientos del campo NAPO II (U, T y Hollín) y su influencia en el factor de recobro de los mismos, mediante el monitoreo de las presiones registradas en el campo desde el año 1969 hasta la actualidad y su relación con su presión de saturación.

2. Características del Campo Napo II

2.1 Descripción del Campo

2.1.1 Historia

Fue descubierto por Texaco – Gulf en 1969 con la perforación del pozo exploratorio NAPO – 01, que alcanzó la profundidad de 10160 ft. (Penetrando 39 ft de la formación pre-cretácica Chapiza). Con una producción inicial de 1328 BPPD de un petróleo de 29.9 °API y un BSW de 0.1% del yacimiento Hollín Inferior.

2.1.2 Ubicación

El campo Napo II está ubicado en la provincia de Orellana al Nororiente de la Región Amazónica Ecuatoriana. Está limitada a Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista. Al Sur por el Campo Culebra – Yulebra. Al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero en Alianza Operativa, además de Shushufindi y Aguatico. Al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito en concesión a SIPEC.

2.1.3 Datos Generales

La trampa hidrocarburífera Napo II, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca. Tiene una longitud de 28.5 Km, un ancho que varía entre 4 a 9 Km, siendo la parte norte la más angosta con 2.7 Km, la parte central es la más ancha con 9.5 Km. Tiene un área de 41.000 acres bajo un cierre estructural de 200 ft.

El campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente se reactivó en más de una ocasión en que también controló la depositación de los sedimentos.

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO NAPO II
TABLA 1.

Área acres	41000
Nº De Pozos	200
Nº De Pozos Productores	121
Nº De Pozos Inyectores	6
Nº De Pozos con Flujo Natural	2
Nº De Pozos con Bombeo Hidráulico	98
Nº De Pozos con Bombeo Mecánico	0
Nº De Pozos con Gas Lift	0
Nº De Pozos con Bombeo Electro sumergible	19
Fecha de Inicio de Producción, Año	1969
Grado API (°) Promedio de campo	28
BSW (%)	56
Producción diaria de petróleo, BPPD	49668

2.2 Geología Regional

2.2.1 Estratigrafía de las Formaciones

Hollín: Es una arenisca con cemento de matriz silicea. Ubicada aproximadamente a 8975 ft de profundidad. Tiene mecanismo de empuje hidráulico de fondo generado por la presencia de un acuífero activo.

Hollín Inferior: Tiene una porosidad promedio de 18%, una permeabilidad de 500 md, salinidad de 500 a 1000 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 110 ft. Su presión de saturación es de 78 psi, un GOR de producción de 35 SCF/STB, un API de 27.1°, una viscosidad de 2.9 cp a la presión de saturación y a la temperatura de yacimiento de 225°F.

Hollín Superior: Tiene una porosidad promedio de 14%, una permeabilidad de 70 md, salinidad de 700 a 3900 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 70 ft. Tiene una presión de saturación de 550 psia, un GOR de 124 SCF/STB, una API promedio de 27°, una viscosidad de 1.6 cp a condiciones de presión de burbuja y temperatura de yacimiento de 225°F.

Formación Napo: Es una arenisca que posee acuíferos laterales en los yacimientos U y T.

Napo T: Este yacimiento tiene una permeabilidad promedio de 200 md, salinidad de 6500 a 25000 ppm de Cl. Ubicado aproximadamente a 8765 ft, su espesor varía entre 20 a 44 ft. Tiene una presión de saturación de 1310 psia, un GOR de 436 SCF/STB, un API promedio de 30°, una viscosidad de 0.9 cp a condiciones de presión de burbuja y a una temperatura de yacimiento de 216°F.

Napo U: Tiene una porosidad promedio de 17%, una permeabilidad de 100 md, salinidad de 35000 a 65000 ppm de Cl. Ubicada aproximadamente a 8530 ft, de profundidad y su espesor varía entre 20 y 60 ft. Tiene una presión de saturación de 1050 psia para U Superior y de 1170 psia para U Inferior, un GOR de 270 y 240 SCF/STB respectivamente, un API promedio de 27° para U Superior y 23° para U Inferior, una viscosidad de 1.5 cp a condiciones de presión de burbuja, y temperaturas de yacimiento de 211°F y 218°F respectivamente para los yacimientos U Superior y U Inferior.

2.3 Características del Yacimiento

2.3.1 Presiones de los yacimientos

TABLA 2.

RESERVORIO	PRESION INICIAL	PRESION ACTUAL	PUNTO DE BURBUJA
NAPO U	4054	1460	1052
NAPO T	4116	1411	1310
HOLLIN SUPERIOR	4450	2389	550
HOLLIN INFERIOR	4450	3008	78
BASAL TENA	3587		807

2.3.2 Tipos de Empuje

El mecanismo de producción de las arenas de la formación Hollín es por empuje hidráulico, mientras las arenas de la formación Napo producen por expansión de roca y fluido y gas en solución con un empuje parcial de agua.

A las arenas “U” y “T” se inyectaba agua limpia, procedente del río, con un tratamiento previo con el objeto de controlar su turbidez y bajar su contenido de sólidos, actualmente se inyecta un 50% de agua dulce y un 50% de agua de formación producto del

proceso productivo del campo, la cual proviene de la Estación Norte – 01.

3. Pruebas de Presión

Son utilizadas para proveer la información necesaria que nos permita determinar las características del reservorio, con el objeto de monitorear el desempeño del mismo y diagnosticar el daño de formación.

3.1 Introducción a las Pruebas de Presión

3.1.1 Características y utilidad de las Pruebas de Presión

Es el proceso por el cual se somete el pozo a un impulso el cual produce un cambio en la tasa de flujo y se mide su respuesta, es decir un cambio de presión. La respuesta del yacimiento nos permite determinar parámetros tales como: la permeabilidad, el factor de daño, el efecto de almacenaje en el pozo, índice de productividad y potencial del pozo, presencia de heterogeneidades; distancia a los límites, entre otros.

3.1.2 Planificación de una Prueba de Presión

Durante la planificación de una prueba de presión se deben definir los parámetros básicos y procedimientos para obtener los parámetros requeridos, ya que estos garantizarán resultados satisfactorios en futuras decisiones de orden técnico. Para el efecto es importante tomar en consideración los siguientes aspectos de orden técnico:

Se deben determinar las condiciones operacionales las cuales dependen de:

- Tipo de pozo (productor o inyector).
- Estado del pozo (activo o cerrado).
- Tipo de prueba (pozo sencillo o pozos múltiples).
- Declinación, restauración, tasas múltiples.
- Existencia de un sistema de levantamiento (requerimientos de completación).

3.1.3 Diseño de una Prueba de Presión

Es posible realizar pruebas de presión sin diseño previo, sin embargo no es recomendable a menos que se hayan realizado pruebas anteriores a través de las cuales se pueda inferir el comportamiento del yacimiento.

3.1.4 Funciones de una Prueba de Presión

- 1) Obtener propiedades y características del yacimiento como: permeabilidad y presión estática del yacimiento.

2) Predecir parámetros de flujo como:

- Límites del yacimiento.
- Daño de formación.
- Comunicación entre pozos

3.2.5 Finalidad de una Prueba de Presión

Una prueba de presión es la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento.

3.2 Pruebas de Restauración de Presión (Build Up)

Uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice. La prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el yacimiento varía en función del tiempo.

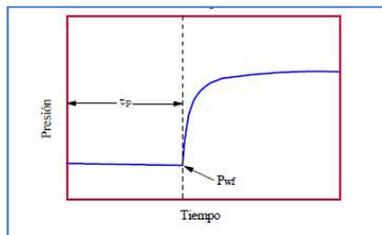


Figura1. Build Up

3.3 Pruebas de Declinación de Presión (Draw Down)

La prueba de declinación es realizada en un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo. Los objetivos de la prueba de agotamiento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño (skin), y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento.

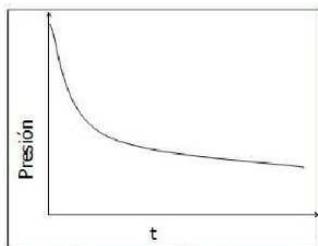


Figura2. Draw Down

3.4 Prueba a tasas de uso múltiples (MRT)

Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo. A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y también se puede utilizar para hacer un análisis nodal del mismo.

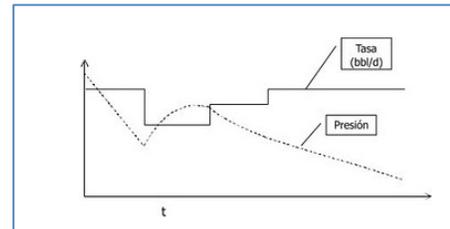


Figura3. MRT

3.5 Prueba de Disipación de Presión en Pozos Inyectores (Fall off Test)

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar el pozo.

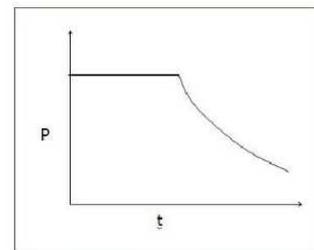


Figura4. Fall off Test

3.6 Pruebas de Interferencia (Interference Testing)

Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación).

3.8 Pruebas de Pulso

Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre. En el mismo se determina la respuesta de presión en el pozo de observación.

3.9 Método de Horner

$$P_{ws}(\Delta t) = P^* - \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$m = - \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$\bar{P} = P^* - \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \left(\frac{P_{DMBH}}{2.303} \right) \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$\bar{P} \cong P^* \cong \text{durante un corto tiempo fluyente}$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{ws}(1hr) - P_{wf}(t_p)}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$\Delta P_{skin} = -0.87mS \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$FE = \frac{\bar{P} - P_{wl}^{actual} - \Delta P_{skin}}{\bar{P} - P_{wl}^{actual}} \quad \text{Ec. 3.6}$$

3.10 Método de Miller-Dyes-Huchthinson (MDH)

$$P_{ws}(\Delta t) = P^{**} + \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \log \Delta t \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde P** es una constante dada por:

$$P^{**} = P_i - \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \left[\log p_p + \frac{P_D(1, t_{pD}) - 1/2(\ln t_{pD} + 0.8090)}{1.1513} \right] \quad \text{Ec. 3.8}$$

$$m = \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{ws}(1hr) - P_{wf}(t_p)}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$\bar{P} = P_{ws}(\Delta t) + \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \left(\frac{P_{DMDH}(\Delta t_{DA})}{1.1513} \right) \quad \text{Ec. 3.10}$$

$$\Delta t_s = \frac{\phi\mu C_i A}{0.0002637kC_A} \quad \text{Ec. 3.11}$$

3.9 Método de Muskat

El método de Muskat para el análisis de una prueba de restauración de presión puede ser usada para determinar:

- La permeabilidad de la formación.
- La presión promedio.
- Área de drenaje.

4. Factor de Recobro de acuerdo a los Mecanismos de Empuje de los Yacimientos.

- 1.- Expansión de Roca y Fluido
- 2.- Gas en Solución.
- 3.- Expansión de Capa de Gas
- 4.- Empuje de Agua
- 5.- Drenaje por Gravedad

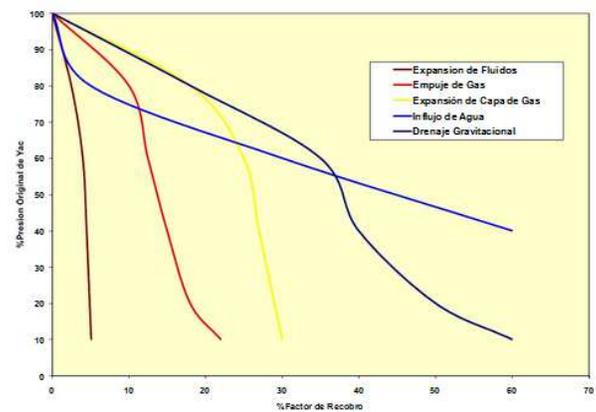


Figura5. Mecanismos de Empuje

4.1 Expansión de Roca y Fluido

El empuje por expansión de roca y fluidos es común en yacimientos subsaturados en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión decline por debajo de su presión de saturación. Tiene una eficiencia de recobro del 1 – 5 %.

4.2 Gas en Solución

La presión inicial del reservorio está sobre o es igual a la presión del punto de burbuja. Cuando los fluidos se encuentran uniformemente distribuidos. Cuando hay producción la Presión disminuye y se produce una expansión de los fluidos, liberándose los hidrocarburos más livianos. Tiene una eficiencia de recobro promedio del 20 %.

4.3 Expansión de Capa de Gas

La eficiencia de recuperación promedio para un yacimiento con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original in situ.

4.4 Empuje de Agua

La eficiencia de recuperación promedio para un yacimiento con empuje hidráulico es del orden del 50 % del petróleo original en sitio.

4.5 Drenaje por Gravedad

La eficiencia de recuperación promedio para un yacimiento con empuje por gravedad es del orden del 60% del petróleo original en sitio pero su ocurrencia es muy limitada .

5. Análisis de Pruebas de Presión en el Campo Napo II

5.1 Arena Hollín

TABLA 3.

Pi= 4450 N= 2.137'516.953

FECHA	PRESION (PSI)	NP (BBL)	FLUJO TOTAL	P/Pi (%)	NP/N (%)
1975	4000	68.900.953	89.402.487	0,90	0,03
1980	4036	144.697.940	244.401.532	0,91	0,07
1985	3946	218.235.883	395.778.244	0,89	0,10
1990	4169,777778	281.001.704	487.390.084	0,94	0,13
1995	4222	344.590.393	546.677.805	0,95	0,16
2000	3927	388.877.052	680.661.168	0,88	0,18
2001	4120	396.639.511	696.986.779	0,93	0,19
2002	4241	404.297.487	714.974.066	0,95	0,19
2003	4172	410.647.701	732.839.836	0,94	0,19
2004	4322,75	416.465.272	750.070.891	0,97	0,19
2005	4059	422.661.043	768.205.166	0,91	0,20
2006	4330	429.033.017	785.390.169	0,97	0,20
2007	4316,666667	435.173.798	800.745.011	0,97	0,20
2008	4307	442.101.316	817.512.243	0,97	0,21
2009	4200	448.931.755	836.191.576	0,94	0,21

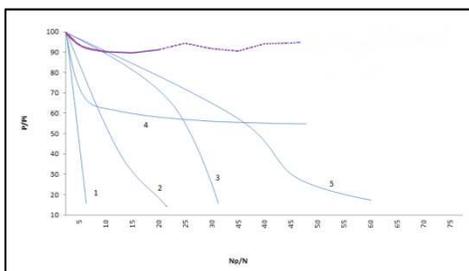


Figura6. Factor de Recobro de acuerdo los mecanismos de empuje en la arena Hollín

5.2 Arena Napo T

TABLA 4.

Pi= 4146 N= 483'325.941

FECHA	PRESION (PSI)	NP (BBL)	FLUJO TOTAL	P/Pi (%)	NP/N (%)
1975	3199	4.143.228	6.571.841	0,77	0,01
1980	2171	18.805.598	22.036.444	0,52	0,04
1985	1724	37.667.280	41.819.972	0,42	0,08
1990	1722	58.894.829	67.024.363	0,42	0,12
1995	1491	81.560.228	97.009.709	0,36	0,17
2000	1115	96.592.442	118.372.914	0,27	0,20
2001	1407	98.979.695	121.532.125	0,34	0,20
2002	1339	101.258.501	124.560.241	0,32	0,21
2003	1993	103.652.985	127.702.395	0,48	0,21
2004	2019	106.309.353	131.227.783	0,49	0,22
2005	2390	109.380.384	135.541.785	0,58	0,23
2006	1736	112.346.756	139.779.773	0,42	0,23
2007	1368	115.289.409	144.206.424	0,33	0,24
2008	1283	118.043.297	148.427.474	0,31	0,24
2009	1919	120.671.979	152.580.247	0,46	0,25

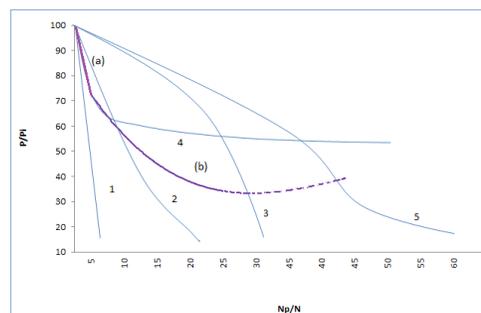


Figura7. Factor de Recobro de acuerdo los mecanismos de empuje en la arena Napo T.

5.3 Arena Napo U

TABLA 5.

Pi= 4054 N= 762615924

ECHA	PRESION (PSI)	NP (BBL)	FLUJO TOTAL	P/Pi (%)	NP/N (%)
1975	3226	4.118.507	5.882.333	0,80	0,01
1980	2675	17.079.523	19.636.406	0,66	0,02
1985	3151	3.526.381	38.739.195	0,78	0,00
1990	1416	53.532.891	60.419.210	0,35	0,07
1995	1495	76.991.571	91.495.219	0,37	0,10
2000	1431	108.322.927	130.605.998	0,35	0,14
2001	2056	113.957.550	137.525.421	0,51	0,15
2002	1274	119.697.303	144.522.700	0,31	0,16
2003	1170	125.374.088	151.508.283	0,29	0,16
2004	1167	130.635.632	158.080.460	0,29	0,17
2005	1213	135.656.781	164.425.019	0,30	0,18
2006	1288	141.287.604	171.743.196	0,32	0,19
2007	1368	144.524.148	179.664.658	0,34	0,19
2008	1969	153.305.628	187.703.353	0,49	0,20
2009	1102	159.032.864	195.490.624	0,27	0,21

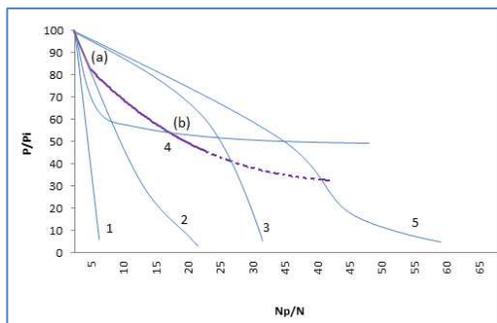


Figura8. Factor de Recobro de acuerdo los mecanismos de empuje en la arena Napo U.

6. Conclusiones

-Mediante el análisis del comportamiento de presiones (%Py/Pi) del yacimiento Hollín del campo Napo II, en función del factor de recobro (NP/N) presentado en la gráfica 3.1, se puede concluir que el yacimiento Hollín tiene un activo mecanismo de empuje hidráulico.

-Como resultado del análisis de la gráfica de comportamiento de presión del yacimiento Napo “T” superpuesta sobre la gráfica Estadística Tipo de los

diferentes mecanismos de empuje de los yacimientos, se han determinado dos comportamientos:

- Durante los primeros años de producción del yacimiento “T” se presentó un mecanismo de empuje intermedio entre la expansión de roca y fluido y gas en solución (a) hasta cuando el Factor de Recobro (FR)

del yacimiento llegó al 7.0 %.

- Luego de esta etapa, se empezó a sentir la influencia de un acuífero lateral (b) hasta alcanzar el factor de Recobro actual del 25.0 %.

-Con respecto al yacimiento Napo “U” y haciendo un análisis similar de la gráfica de comportamiento de presión de este yacimiento, superpuesta sobre la gráfica Estadística Tipo de los diferentes mecanismos de empuje de los yacimientos, se han determinado dos comportamientos:

- Al inicio de la producción del yacimiento “U” del campo Napo II, durante sus primeros años de producción, se presentó un mecanismo de empuje por gas en solución (a) muy bien definido como se presenta en la figura 3.3; habiéndose obtenido mediante este mecanismo un factor de recobro aproximado del 6.5 %.

- Y a continuación se observa como la curva de comportamiento se mueve hacia la derecha, respondiendo a la influencia del acuífero lateral que tiene este yacimiento (b) hasta alcanzar el factor de Recobro actual del 21.0 %.

7. Agradecimientos

Al Ingeniero Bolívar Miranda por haberme guiado en este trabajo, al cuerpo docente de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Espol por la disposición que tuvieron para resolver toda inquietud que se presentó en el desarrollo del mismo.

8. Referencias

[1] **Special Applications of DST Pressure Data** SPE-000851-G

[2] **Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook**, 2a.ed. (Boston: Gulf Professional Publishing, 2001), p. 456

[3] **Apuntes Seminario de Graduación**, Dictado por el Ing. Bolívar Miranda, Director de la Tesina.

**[4] Effect of Pretest Pressures and Temperature
on DST Interpretation SPE-51255-PA**

[5] Análisis Moderno de presiones de Pozos