

# “Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de gas del Campo Amistad”

Autores:

Cristhian Javier García Sisalima

Héctor Enrique Bravo Cevallos

Director de Tesis:

Ing. Bolívar Miranda Aguirre

Facultad de Ciencias de la Tierra

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral

Guayaquil-Ecuador

Mails:

cris\_javi\_88@hotmail.com

hetorbr\_bc@hotmail.com

bolivarma1@hotmail.com

## Resumen

*Este documento presenta el tipo de pruebas de presión que se realizan, tanto en los Pozos de Petróleo de los campos del Oriente Ecuatoriano como en los pozos de Gas del Golfo de Guayaquil, tomando como ejemplos reales los pozos: SSXF – 66 ; SSXF-97, AMXTD-01 y AMXTD-04. Aplicando el software Pansystem, utilizado por EP-Petroecuador para el análisis e interpretación de pruebas de presión.*

*Se presenta una breve descripción e historia de cada uno de los campos que son objeto de nuestro estudio, resaltando las características petrofísicas de cada una de las arenas productoras.*

*Se da a conocer el procedimiento adecuado para realizar un correcto análisis de presiones, tomando en cuenta las características propias de cada pozo y yacimiento.*

*Finalmente, se adjuntan mapas, tablas y gráficas que serán de suma ayuda para una adecuada interpretación de las condiciones de flujo de reservorio y frontera del yacimiento.*

**Palabras Claves:** *Pruebas de presión, análisis e interpretación, características petrofísicas, procedimiento adecuado, características del pozo y yacimiento.*

## Abstract

*This document presents the type of pressure tests carried out both in the oil wells in the fields of eastern Ecuador and Gas wells in the Gulf of Guayaquil, on the wells actual examples: SSXF - 66; SSXF-97, and AMXTD-01 AMXTD-04. Applying PanSystem software used by EP-Petroecuador for analysis and interpretation of pressure tests.*

*Our show a brief description and history of each of the fields that are the subject of our study, highlighting the petrophysical characteristics of each of the producing sands. It gives the proper procedure for a correct analysis of pressures, taking into account the characteristics of each well and reservoir.*

*Finally, the attached maps, charts and graphs that will be of great help for a correct interpretation of the reservoir flow conditions and boundary of the site.*

**Keywords:** *pressure tests, analysis and interpretation, petrophysical characteristics, proper procedure, characteristics of each well and reservoir.*

## Introducción

Las pruebas de pozos son una herramienta técnica clave en la industria hidrocarburífera. A menudo se usa una prueba de presión como la tecnología principal para monitorear el comportamiento de los

pozos y reservorios. Los resultados del análisis de la data de pruebas de pozos son usados para tomar decisiones oportunas de inversiones, por ejemplo para proyectos de mantenimiento de presión ó de

recuperación secundaria en un campo. Las diferencias más importantes de los procedimientos matemáticos de análisis de pruebas de presión entre pozos de gas y pozos de petróleo están relacionadas con la consideración de ciertos factores particulares como el flujo no – darcy, el efecto pseudo skin ó las pruebas de deliverability que son más determinantes en pozos de gas. Sin embargo los principios básicos que sustentan los cálculos matemáticos son similares en ambos casos. El análisis de pruebas de presión es un procedimiento que se utiliza para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de producción ó de perforación,

## Capítulo 1

### Generalidades de los Campos: SSXF y AMXTD.

#### Historia del Campo SSXF.

El Campo **SSXF** fue descubierto por el Consorcio Texaco-Gulf, con la perforación del pozo exploratorio SSXF #1, que llegó a la profundidad de 9.772 pies y en Enero de 1.969 fue completado, empezando a producir, inicialmente, de la arenisca “U”, 2.496 **BFPD** de un crudo de 26,6°**API** con 0,1% de **BSW** y de la arenisca “T”, 2.210 **BFPD** de un crudo de 32,5°**API** con un 0,1% de **BSW**.

Actualmente, el campo mantiene una producción promedio de 50.000 BPPD con grandes expectativas de ampliar el desarrollo de esta área, con el descubrimiento del campo Drago, ubicado al oeste del campo SSXF.

#### Ubicación geográfica.

El campo **SSXF** está localizado a 250 km. al Este de Quito, y 35 km. al Sur de la frontera con Colombia en la Cuenca Amazónica, entre los meridianos 76 y 77 entre la línea Equinoccial y el paralelo Sur 1. Teniendo al Norte el Campo Libertador, al sur Limoncocha, al oeste Tarapoa y al Este el Campo Sacha.

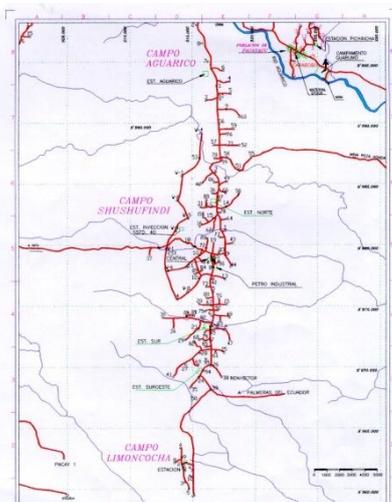


Figura 1. Ubicación del Campo SSXF

el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo, con el objeto de evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada de los yacimientos. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de fondo ó de superficie, a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación en pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

### Aspectos Geofísicos y Geológicos generales del campo.

El campo petrolífero SSXF, pertenece a la Formación Napo Inferior y produce hidrocarburos de las areniscas cretácicas “U”, “T” y “Basal Tena”. En orden descendente, las 8 unidades de rocas que constituyen la formación son:

- Caliza “A”
- Arenisca “Basal Tena”
- Arenisca “U” Superior
- Arenisca “U” Inferior
- Lutita
- Caliza “B”
- Arenisca “T” Superior
- Arenisca “T” Inferior

La estructura del campo **SSXF** es un anticlinal asimétrico con una falla normal localizada en el flanco sur-este, la dirección del movimiento de esa falla es desconocida. Una segunda falla de dirección nor-oeste y con una fuerte inclinación se localiza al norte de la primera falla.

#### Historia del campo AMXTD.

El campo **AMXTD** fue descubierto por la compañía ADA en el año 1.969 con la perforación del pozo Amistad 1, luego entre los años 1.970-1.971 se perforaron tres pozos más, dando un total de cuatro pozos, de los cuales se obtuvieron resultados positivos en tres de ellos, Amistad 1, Amistad 3 y Amistad 4.

#### Ubicación geográfica

El campo Amistad está localizado costa afuera, aproximadamente a 75 km. al sur de General Villamil (Playas), con profundidades de agua que oscilan entre 25 y 45 metros. Su área aproximada es de 17 km<sup>2</sup> y la zona productora tiene un espesor neto de pago de unos 120 pies.

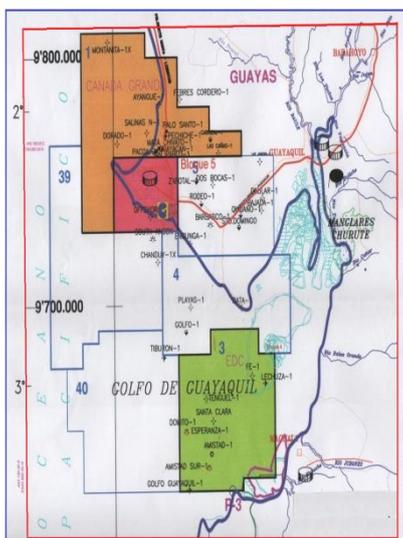


Figura 2. Ubicación del Campo AMXTD

### Aspectos Geofísicos y Geológicos generales del campo.

En el campo AMXTD las formaciones productivas son Progreso, Subibaja y Dos Bocas/Villingota (Figura.1.3); la formación Subibaja fue subdividida bioestratigráficamente en Uvigerina, Bolivina, Rotalia 1 y Rotalia 2.

### Geoquímica del campo

El gas del campo AMXTD está constituido con un 99% de Metano por lo que puede ser considerado de origen biogénico.

## Capítulo 2

### Estado de los Pozos e Historial de Producción.

#### Pozos en Producción del Campo SSXF

El campo tiene actualmente 101 pozos activos, con una producción acumulada de 1.157'203.025 Bls. y unas reservas remanentes de 467'794.161 Bls. al 31 / 12 / 2010. La tabla siguiente presenta los valores de reservas remanentes incluyendo el campo Drago que forma parte del area SSXF:

RESERVAS REMANENTES AL 31/12/2010	
CAMPO	Bls.
SSFX-AG	433'709.642
DRAGO	2'352.086
DRAGO ESTE	7'830.777
DRAGO OESTE	23'901.656
<b>TOTAL</b>	<b>467'794.161</b>

Tabla 2.2 Reservas Remanentes

### Reservas del Campo AMXTD

Las cifras de reservas del Campo AMXTD se determinaron por el método volumétrico en base al cierre estructural y a la correlación de los diferentes lentes arenosos. Los valores de reservas para cada uno de los horizontes son  $202.4 \times 10^9$  pies cúbicos normales de reservas probadas recuperables y  $93.7 \times 10^9$  pies cúbicos normales de reservas probables, con un factor de recobro del 70%.

### Pozos en Producción

POZO	PRODUCCION DIARIA ( MM PCNG)	Total Depth (ft)
Amistad N° 1	14,55	17.058
Amistad N° 3	11,55	8.837
Amistad N° 4	9,10	10.514
<b>Total</b>	<b>35,20</b>	

Tabla 2. Producción Diaria del Campo AMXTD

### Historia de Producción de los Pozos del Campo.

La compañía ADA de Exploración Petrolera, en el periodo 1.969-1.972, perforo cuatro pozos en la estructura Amistad, de los cuales, los pozos AMXTD 1, 3 y 4 fueron productivos, mientras que el pozo AMXTD 2, fue reportado seco, y aparentemente fue perforado fuera del contacto agua/gas.

## Capítulo 3

### Propiedades Básicas De Las Rocas Y De Los Fluidos

#### Campo SSXF

##### Porosidad

La porosidad promedio en la arenisca "U" es del 18% del Volumen poroso, mientras que para la arenisca "T" es de 17% del Volumen poroso.

##### Permeabilidad

La distribución de permeabilidades en el yacimiento SSXF no está completamente definida, pero pruebas realizadas indican que la permeabilidad para la arena "U" esta en un rango de 40-1.100md. Y para la arena "T" esta en un rango de 10-900md.

### Saturación de Fluidos

La saturación residual de petróleo esta en el rango del 20% al 30% del volumen de petróleo en sitio.

Análisis de pruebas realizadas muestran que la saturación de agua en los pozos de **SSXF** va desde el 3% hasta el 65% y la saturación de petróleo va desde el 0% a más del 50%.

### Propiedades de los fluidos

CARACTERISTICAS DE LA ARENA G-2	VALORES
Presión inicial (Psi)	3.860
Presión de Burbuja (P <sub>b</sub> , Psi)	1.264
Viscosidad del Petróleo (cp.)	2.8
Viscosidad del Agua (cp.)	0.25-0.5
Gravedad *API	19-30
Resistividad @ temperatura de formación, R <sub>10</sub>	0.03
Temperatura (°F)	195
GOR (stb/bls.)	320
Salinidad del agua (NaCl) ppm	107.000
Salinidad del agua (Cl <sup>-</sup> ) ppm	65.000
Saturación inicial del agua (%)	24.8
Gravedad específica del gas	0.65
Compresibilidad del Petróleo (Psi <sup>-1</sup> )	7.756*10 <sup>-6</sup>
Factor Volumétrico del Petróleo (β <sub>o</sub> )	1.23
Factor de Recobro %	15

Tabla 3 Características de la Arena G-2

CARACTERISTICAS DE LA ARENA U	VALORES
Presión inicial (Psi)	3.867
Presión de Burbuja (P <sub>b</sub> , Psi)	1.264
Area (acres)	36.376
Espesor (ft)	42.6
Temperatura (°F)	198
Gravedad *API	29-30.5
GOR (stb/bls.)	233
Resistividad @ temperatura de formación, R <sub>10</sub>	0.03
Compresibilidad del Petróleo (Psi <sup>-1</sup> )	7.756*10 <sup>-6</sup>
Salinidad del agua (NaCl) ppm	99.000
Salinidad del agua (Cl <sup>-</sup> ) ppm	60.000
Gravedad específica del gas	0.65
Movilidad Promedio (M <sub>o</sub> )	2.124
Coficiente de Variación de Permeabilidades Promedio (V <sub>o</sub> )	0.55
Viscosidad del Petróleo (cp.)	2.82
Viscosidad del Agua (cp.)	0.25-0.5
Saturación inicial del agua (%)	15
Factor Volumétrico del Petróleo (β <sub>o</sub> )	1.1688
Factor de Recobro %	51.12

Tabla 4 Características de la Arena U

CARACTERISTICAS DE LA ARENA T	VALORES
Presión inicial (Psi)	4.050
Presión de Burbuja (P <sub>b</sub> , Psi)	1.058
Area (acres)	38.415
Espesor (ft)	44.2
Temperatura (°F)	200
Gravedad *API	30-32
GOR (stb/bls.)	383
Resistividad @ temperatura de formación, R <sub>10</sub>	0.03
Compresibilidad del Petróleo (Psi <sup>-1</sup> )	7.756*10 <sup>-6</sup>
Salinidad del agua (NaCl) ppm	23.000
Salinidad del agua (Cl <sup>-</sup> ) ppm	14.000
Gravedad específica del gas	0.65
Movilidad Promedio (M <sub>o</sub> )	1.102
Coficiente de Variación de Permeabilidades Promedio (V <sub>o</sub> )	0.568
Viscosidad del Petróleo (cp.)	1.08
Viscosidad del Agua (cp.)	0.25-0.5
Saturación inicial del agua (%)	15
Factor Volumétrico del Petróleo (β <sub>o</sub> )	1.22
Factor de Recobro %	53

Tabla 5 Características de la Arena T

## Campo AMXTD

### Porosidad

En base a registros eléctricos se han determinado parámetros petrofísicos, en los cuales la porosidad tiene un valor promedio del 13%.

### Permeabilidad

Es difícil cuantificar la permeabilidad con la poca información disponible, aunque se estima que es mediana y las arenas tienen un alto contenido de arcilla.

### Saturación de Fluidos

En base a registros eléctricos se han determinado parámetros petrofísicos, en los cuales la saturación tiene un valor de 45%.

### Propiedades de Pozos en Producción

CARACTERISTICAS	AMSTAD # 1	AMSTAD # 3	AMSTAD # 4
Tope de la Arena	9.355	8.170	9.430
Base de la Arena	10.314	8.615	10.226
Espesor neto de la Arena (ft.)	411	247	193
Presión del Reservorio (Psi)	4.614	4.952	5.681
Temperatura del Reservorio (°F)	161	138	161
Factor de Supercompresibilidad	0.971	0.971	1.048
Agua de Formación (%)	30	30	30
Gas Original estimado en sitio (MCF/Ac. ft)	1.963	1.956	1.965
Factor de Recuperación (%)	75	75	75
Reservas de Gas Recuperable Estimadas (MCF/Ac ft)	1.104	1.100	1.105

Tabla 6 Características de pozos del Campo AMXTD

## Capitulo 4

### Tipos de pruebas de presión

#### Tipos de Pruebas de Presión

#### Introducción

Es una herramienta utilizada para caracterizar al sistema pozo-yacimiento, ya que los cambios presentes en la producción generan disturbios de presión en el pozo y en su área de drenaje y esta respuesta de presión depende de las características del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento son determinadas a través de pruebas de pozos, utilizando mediciones de dos variables, tasa de producción y presión.

Los tipos de pruebas de presión más usuales son las siguientes:

- Pruebas de caída de presión
- Pruebas de restauración de presión
- Pruebas DST

- Pruebas multi tasa
- Pruebas de interferencia

Pueden ser usadas para determinar:

1. La presión promedio del yacimiento en el área de drenaje.
2. Permeabilidad de la formación.
3. El grado de daño a la formación después de la perforación y Completación del pozo.
4. Cuan efectivo o eficiente ha sido una estimulación o tratamiento del pozo.
5. El grado de conectividad entre pozos.
6. Estructura geológicas.
7. Limite del yacimiento.
8. Volumen Poroso del yacimiento
9. Heterogeneidades del yacimiento.
10. Las condiciones de entrada de los acuíferos

### Pruebas de Declinación de Presión (Drawdown)

Estas pruebas se efectúan con el fin de obtener:

1. Permeabilidad promedia en el área de drene del pozo.
2. Volumen poroso del yacimiento.
3. Determinar heterogeneidades (en el área de drenaje).
4. Área de drenaje del yacimiento

En realidad, lo que se obtiene es (i) la transmisibilidad y (ii) el volumen poroso por compresibilidad total. Para correr una prueba de declinación de presión, en general, se siguen los siguientes pasos:

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

La duración de una prueba de declinación puede ser unas pocas horas o varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba y las características de la formación.

Existen diferentes tipos de pruebas de Drawdown, dependiendo de las condiciones del yacimiento:

- Pruebas de declinación de presión para las condiciones del transiente.
- Pruebas de declinación de presión para las condiciones del transiente tardío.
- Pruebas de declinación de presión para las condiciones del estado semicontinuo.
- Pruebas de flujo de dos tasas.
- Pruebas de flujo de n-tasas.

### Pruebas de Restauración de Presión (Buildup)

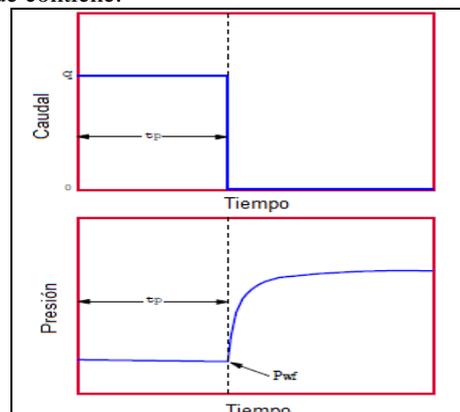
La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy popular usada en la industria petrolera. Varias razones la han convertido en una prueba muy popular, algunas de estas son:

- a) No requiere una supervisión muy detallada.
- b) Se pueden estimar los parámetros básicos para caracterizar un yacimiento como: permeabilidad; continuidad; modelos de flujo del reservorio y de frontera.

Adicionalmente, la prueba de declinación de presión no permite estimar la presión promedio de yacimiento o su presión inicial, mientras que la prueba de restauración de presión si lo hace.

La Figura 3 muestra un gráfico de una prueba de restauración de presión ideal. En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización del caudal se ha alcanzado. Una prueba de restauración se corre de la siguiente manera:

1. Estabilizar el pozo a un caudal de producción constante,  $q$ .
2. Cerrar el pozo y registrar el valor  $P_{wf}$  (justo antes del cierre).
3. Registrar los valores de presión de cierre,  $P_{ws}$  a intervalos cortos de mínimo 1 punto por segundo, hasta un valor establecido de tiempo que variará de acuerdo con las características de transmisibilidad del yacimiento y de los fluidos que contiene.



### **Figura 3 Representación del Restauración de Presión**

Existen diferentes tipos de pruebas de Restauración (Buildup) , que se pueden realizar dependiendo de las condiciones del pozo:

- Pruebas de restauración de presión con una tasa constante de producción antes del cierre.
- Pruebas de restauración de presión precedidas de dos tasas diferentes de flujo.
- Pruebas de restauración de presión precedidas por (n-1) diferentes tasas de flujo.

#### **Métodos para evaluación de presiones Campo SSXF (yacimientos de Petróleo)**

Existen diferentes métodos para la evaluación de presiones entre ellos se destacan:

- Método de Horner.
- Método de MDH, Miller Dyes Hutchinson.
- Método de MBH, Matthews, Brons Hazebrook.

#### **Método de las curvas tipo**

Entre las más usadas se encuentran:

- Curvas tipo Ramey Jr.
- Curvas tipo de McKinley.
- Curvas tipo de Gringarten y otros.
- Método de la Derivada.

#### **Campo AMXTD (yacimientos de Gas) Efecto de Almacenaje**

El efecto de Almacenaje influye de manera similar a los datos de presión en pozos de gas como en los pozos de petróleo. La presencia del efecto de almacenamiento es determinado por la pendiente unitaria y por la “joroba” que aparece en la función de derivada de presión.

#### **Flujo Non – Darcy**

La Ley de Darcy es inadecuada para representar flujos de altas velocidades en medios porosos tales como flujo de gas de alta velocidad cerca de pozo en un yacimiento de gas natural.

Este efecto aparece del hecho de que el flujo de fluidos cerca del pozo tiene un componente turbulento debido a la convergencia de flujo al pozo debido a las altas velocidades. Este fenómeno es particularmente determinante en pozos de gas debido a la baja viscosidad y a la alta expansión del gas.

#### **Pruebas de Declinación de Presión de pozos de Gas**

#### **Introducción**

En particular las pruebas de declinación de presión son muy importantes y practicas ya que sin necesidad de largas suspensiones de la producción, con los datos obtenidos se pueden conocer la permeabilidad, efectos de daño de la arena y otras características de flujo del yacimiento. Tales pruebas son a menudo empleadas para la determinación del límite exterior del yacimiento y también de las capacidades estabilizadas de flujo de los pozos.

Sin embargo, los pozos de gas tiene baja densidad y altas tasas de flujo, el factor de daño debido a la turbulencia es un componente mas significativo del factor de daño total en pozos de gas que en pozos de petróleo. El factor de daño total se dividirá en dos componentes, el primero es el componente de dependencia de la tasa debido a la turbulencia o al flujo non-Darcy y el segundo es un componente constante debido al daño, fractura, perforaciones y penetración parcial.

El factor de daño debido a la turbulencia no puede ser remediado por una estimulación, pero es importante estimar esta contribución al factor de daño total antes de realizar alguna estimulación. Si el componente principal del factor de daño total es debido a la turbulencia, una estimulación no sería recomendable.

Existen varios métodos para el análisis de pruebas de Drawdown, entre las más usadas están:

- Análisis de Horner por el Método M (P).
- Análisis de Horner por el Método P<sup>2</sup>.

#### **Pruebas de Restauración de Presión de pozos de Gas**

##### **Introducción**

Las pruebas de restauración de presión para pozos de gas pueden ser usadas para determinar los mismos parámetros del pozo y del yacimiento que calculamos para los pozos de petróleo. De igual manera estas ecuaciones son determinadas mediante el principio de superposición en el tiempo. Los datos pueden ser analizados por el método de Horner, el método MDH y el método de Muskat. Y al igual que en las pruebas de declinación de presión los pozos de gas pueden ser analizados por el método de M (P) y P<sup>2</sup> dependiendo de las asunciones hechas acerca de la variación de las propiedades del gas con respecto a ala presión.

#### **Pruebas de Deliverability**

## Introducción

Las pruebas de gas son hechas para determinar la habilidad que tiene un pozo para producir gas bajo varias condiciones en la cara de la arena y en superficie, tomando en cuenta la presión del yacimiento. El control de la presión de superficie dependerá de:

- La presión de operación de la tubería a la cual el gas es descargado.
- Las características de los mecanismos de compresión instalados.
- Las pérdidas de presión que ocurren en el tubing y en las líneas de circulación.
- El tamaño del estrangulador seleccionado para controlar la tasa de producción.

La presión del yacimiento depende de la extensión de la depleción del mismo y de algún aumento de la presión que podría ser provista por la intrusión del agua. Un típico sistema de flujo es mostrado en la figura 4.

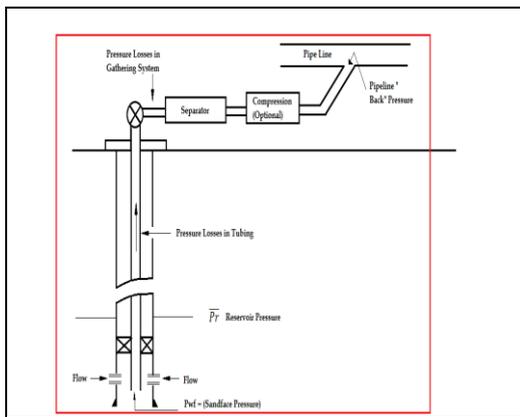


Figura 4 Sistema de Flujo de Gas

Dentro de las pruebas Deliverability se encuentran tres tipos:

- **Pruebas Convencionales (Flow-After-Flow Test):** En una prueba convencional, la presión estática del yacimiento es determinado cuando el pozo es cerrado por un periodo de tiempo hasta que la presión de cierre estabilizada sea conocida. El pozo se pone a fluir hasta que alcance una presión fluyente estabilizada para una tasa de flujo constante. En muchas áreas, la estabilización es definida en términos de cambios de porcentaje por unidad de tiempo. Este procedimiento se repite 4 veces de tal manera que la tasa de flujo incrementa hasta obtener una presión fluyente estabilizada en cada periodo.

- **Prueba Isocronal:** Es una prueba en la cual un pozo se cierra durante un tiempo suficiente antes de cada periodo de flujo, de manera que cada periodo inicie con la misma distribución de presión en el yacimiento. El principio básico detrás de las pruebas Isocronales es que la efectividad del radio de drenaje, una función de duración de flujo, es la misma para cada punto de los datos medidos.
- **Prueba Isocronal Modificada:** Se caracteriza porque el periodo de cierre y el periodo de flujo para cada prueba deberán tener igual duración, siempre que la presión de cierre no estabilizada,  $P_{wr}$ , al final de cada prueba sea usada en vez de la presión estática del yacimiento.

## Capítulo 5

### Aplicación De Pruebas De Presión A Pozos De Petróleo y Pozos De Gas

#### Aplicación de pruebas de presión a pozos de Petróleo

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena T Inferior del pozo SSXF 97 que tiene un intervalo disparado de 9.340' – 9.370' (30 pies).

Luego de un análisis profundo se obtuvieron los siguientes resultados gracias a la ayuda del software Pansystem:

#### Método de Horner

Pendiente	= - 28,7	Psi-ciclo
Drawdown	= 464	Psi
$K(h=34')$	= 345	md
S	= 13	
$P^*$	= 2.406	Psi
$P @ (Ih)$	= 2.359	Psi

#### Método de la Derivada

$K(h=34')$	= 345	md
S	= 13	
Delta Skin	= + 324	Psi
t match	= 48,4317	hrs
P match	= 1.934	Psi
Cs	= 0,0014	bbl /Psi
$P_i @ \text{sensor}$	= 2.437	Psi
$P_i @ \text{mp (9355')}$	= 2.585	Psi

### Modelos

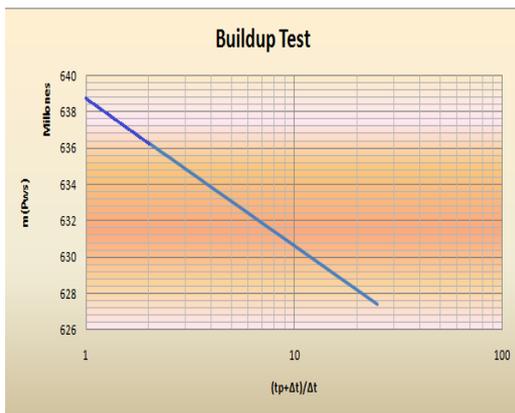
MODELO DE ALMACENAJE	Constante
FLUJO EN EL RESERVORIO	Flujo Radial
MODELO DEL LIMITE	Parallel fault – (barrera cercana)

### Resultados de Productividad

INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J actual	= 3,38	Bls./día/Psi
J ideal	= 11,27	Bls./día/Psi
EF	= 0,30	
Q <sub>max</sub>	= 7.081	Bls./día

### Aplicación de pruebas de presión a pozos de Gas

Al pozo AMXTD 04 se le realizó una prueba Isocronal Modificada, el cual tiene un área de drenaje de 640 acre ( $r_e=2,979ft$ ) y una tasa de 4.000 Mscf/D antes del cierre. Este estudio tiene como objetivo saber cual es la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño y el AOF.



La línea recta en la gráfica tiene una pendiente de  $-0,8 \times 10^6$ .

$$M(P_i) = 638,74 \times 10^6$$

$$M(P_{1hr}) = 629,7 \times 10^6$$

Una vez encontrados estos valores de la grafica, procedemos a encontrar la permeabilidad del yacimiento:

$$k = - \frac{1.637 Q_c \mu \bar{z} T}{mh}$$

$$k = - \frac{1.637(4000.000)(0,02052)(0,91912)(621)}{(-0,8 \times 10^6)(193)} = 497 md$$

Luego para encontrar el factor de daño, procedemos de la siguiente manera:

$$S = 1,1513 \left[ \frac{m(P_{1hr}) - m(P_{wf@\Delta t = 0})}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \bar{\mu} \bar{c} r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$S = 1,1513 \left[ \frac{629,7 \times 10^6 - 586,4 \times 10^6}{0,8 \times 10^6} - \log \left( \frac{497}{0,13 * 0,02052 * 0,00} \right) \right]$$

Luego calculamos el AOF con la siguiente expresión:

$$q_{sc} = C (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde  $q_{sc}$  es la última tasa antes del cierre definitivo, es decir 7MMSCF/D, y el valor de n es igual a 1.

$$7 = C(5.681^2 - 2.878^2)$$

Despejando C tenemos que es igual a  $2,91 \times 10^{-7}$  MMSCF/D/psia<sup>2</sup>.

Reemplazando en la ecuación inicial tenemos que el AOF es igual a:

$$AOF = 2,91 \times 10^{-7} (5.681^2 - 14,7^2) = 9,39 \text{ MMSCF / D}$$

## Capitulo 6

### Conclusiones y Recomendaciones

#### Conclusiones

- En cuanto se refiere a los pozos de Gas analizados, observamos que sus caudales ó producción diaria son relativamente mayores que la de los pozos de petróleo estudiados, debido a que su viscosidad es mucho menor y su factor de recobro muy superior, en el orden del 75% y esto es debido fundamentalmente a que existe una mayor movilidad en el medio poroso.
- Como producto de los resultados de las presiones estáticas ( $P_e$ ) de los yacimientos de los dos pozos de petróleo analizados, relacionados comparativamente con la presión de saturación ( $P_b$ ) de estos yacimientos, se puede concluir que los mismos se encuentran en una sola fase con su gas en solución.
- El efecto del factor de daño es más preponderante en pozos de Gas que en pozos de petróleo, debido a que en estos pozos el daño debido a la turbulencia es más significativo lo que hace que se eleve el daño total.
- Como resultado del análisis de presión realizado en el pozo de petróleo SXXF-97, se ha determinado que se

trata de un yacimiento subsaturado ( $P_y > P_b$ ); además se puede apreciar que existe poco efecto de almacenamiento, (0,0017 Bls./psi) y la curva de la derivada permite determinar que el pozo tiene un flujo radial en el yacimiento y que en los límites de frontera presenta barreras cercanas.

- El análisis de presión realizado al pozo de gas **AMXTD 04** por medio del método Isocronal Modificado no nos permitió determinar el tipo de flujo del reservorio, pero sí su potencial de flujo abierto ó caudal máximo AOF, además de los parámetros básicos del mismo:

Resultados obtenidos:

$$K = 497 \text{ md} \quad S = 48$$

$$\text{AOF} = 9,39 \text{ MMSCF/D}$$

#### Recomendaciones

- Es indispensable que una prueba de restauración de presión (Buildup) tenga una duración equivalente a la prueba de producción previa realizada, para darle tiempo al reservorio de que se estabilice luego de que fue alterado por efecto de la producción, porque de lo contrario la data podría verse afectada por el efecto de almacenamiento.
- Es más recomendable obtener información de un análisis de presión durante una prueba de restauración (Buildup) que durante una prueba de declinación de presión (Drawdown), porque los resultados serán más confiables con el pozo cerrado.
- Para pozos de gas es mejor realizar un análisis de presión por medio del método de  $M(P^2)$  ya que con este método se obtiene mayor y mejor información para el estudio del pozo.

por su comprensión en la enseñanza haciendo que se vuelva práctica. Por la disponibilidad de la información proporcionada, que fue de suma importancia para la realización de este proyecto. De igual manera a todos y a cada uno de los ingenieros de la Facultad de Ciencias de la Tierra por compartir e impartir sus valiosos conocimientos. A todos aquellos amigos con los que siempre podre contar, pues su amistad es valiosa.

#### Referencias

1. Freddy Humberto Escobar M., Phd, "Análisis Moderno de Pruebas de Presiones" Editorial Surcolombiana, Segunda Edición Marzo 2009.
2. L.P. Dake, "Fundamentals of Reservoir Engineering" Developments in Petroleum Science, 8 SPE.
3. Douglas Alvarado, Phd, "Análisis de Pruebas de Presiones" International Training Group, Septiembre del 2004"
4. Anónimo, "Historia de la Exploración y Explotación en la Amazonia Ecuatoriana"
5. Amanat U. Chaudhry, "Oil Well Testing Handbook" Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc. Houston, Texas
6. DeGolyer and MacNaughton, "Documentos de Trabajo utilizados para elaborar el estudio sobre Reservas de Gas del Yacimiento Amistad.
7. Ing. Iván Fajardo D. "Evaluación de Reservas del Campo Amistad" Subgerencia Regional Guayaquil, División de Producción, Noviembre de 1988.
8. Estudio Técnico-Económico, Proyecto de Desarrollo del Campo Amistad, Julio de 1981.
9. Estudio de Simulación de Reservorio del Campo Shushufindi-Aguarico, Cuenca Oriente, Ecuador.
10. Volumen VI: Historia de Producción preparado para Petroproducción, Febrero 2011.
11. Geologic Report of the Amistad Field Gulf of Guayaquil, December 1975.

#### Agradecimientos

Al Ingeniero Bolívar Miranda, por haber dirigido acertadamente el presente proyecto de titulación, por el tiempo invertido en nosotros y