



“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO SXS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE PRUEBAS FALL OFF Y DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN”

Barreiro Criollo Arturo Dimitri¹, Rodríguez Arteaga David Guillermo²,
Ing. Miranda Aguirre Bolívar³

Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador
ardibarr@espol.edu.ec¹, davguirod@espol.edu.ec²,
bolivarma1@hotmail.com³

Resumen

Este trabajo final de graduación hace uso de las pruebas de pozos conocidas como de restauración de presión (Build-up) y de Fall-off cuyo objetivo es evaluar la efectividad del proyecto de inyección de agua desde su implementación en 1989 para el yacimiento Napo U del campo SXS perteneciente a la empresa Estatal de petróleo del Ecuador PETROECUADOR.

Se hace uso de información de históricos de Producción y Presión de dicho campo así como datos de reservas probadas recuperables y remanentes, Factor de Recobro, POES y Mecanismos de Empuje de los yacimientos U y T.

Este trabajo incluye el análisis del mecanismo de empuje natural que tiene este yacimiento; y su incidencia en el mantenimiento de presión del mismo, considerando que en la actualidad existen zonas de este yacimiento en el campo SXS cuya presión estática se encuentra cerca de la presión de saturación y en otros casos bajo su presión de saturación. El Análisis y evaluación respectiva la hemos realizado basándonos en el uso de una de las herramientas de interpretación de pruebas de pozos de mayor aceptación en la Industria del petróleo como es el caso del software PanSystem 3.4.0.

Palabras Claves: Prueba de Build-up, Fall-off, Reservas probadas, Reservas recuperables y remanentes, Factor de Recobro, POES, BSW, IPR, Análisis PVT, Mecanismo de empuje de los yacimientos, Software PanSystem 3.4.0.

Abstract

This final graduation work makes use of well tests known as Build-up and Fall-off test whose objective is to evaluate the effectiveness of the project of water injection since its implementation in 1989 for the reservoir Napo U of the SXS field property to the State enterprise of petroleum of the Ecuador. called PETROECUADOR.

It makes use of information of historical production and pressure of such field as data of known, recoverable and remaining reserves, Recovery Factor, POES and mechanisms of thrust of the reservoirs U and T.

This work includes the analysis of the mechanism of natural thrust that has this reservoir; and their effect on the performance of the pressure, considering that now days, exists areas of the SXS field whose static pressure is located near to the saturation pressure and in other cases under the pressure of saturation. The analysis and corresponding evaluation, we have done based on the use of one of the most accepted tools for well tests evaluation in the oil industry as is the case of the software PanSystem 3.4.0.

Keywords: Build-up Tests, Fall-off Tests, Recoverable and remaining Reserves, Recovery Factor, POES, BSW, IPR, Analysis PVT, Mechanisms of thrust of the reservoir, Software PanSystem 3.4.0.

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente estudio está basado en el análisis del proyecto de recuperación secundaria del campo SXS, por medio de pruebas de pozos (Falloff y Buildup) las cuales sirven para la estimación de parámetros tales como, permeabilidad (K), daño de formación (S), transmisibilidad (KH/ μ), etc. Resaltando la importancia de la presión estática (P_e) de la formación en la que se están realizando las pruebas.

La obtención de estos parámetros por medio de pruebas de Build-Up (antes de la inyección de agua) y de Fall-Off (durante la inyección de agua), permiten el análisis de (Np/N); [FR] en función de la Presión estática.

Esto permitirá determinar la eficiencia de un proyecto de recuperación secundaria en función del incremento de producción de petróleo y del mantenimiento de la presión del yacimiento, con respecto a la presión de burbuja (P_b).

En la industria hidrocarburífera existen diferentes métodos de recuperación secundaria y mejorada que se pueden implementar para incrementar la recuperación del petróleo que se encuentra en el subsuelo, entre ellos se encuentra el método de inyección de agua, que se basa en la introducción de fluido (agua tratada) en el yacimiento para desplazar el petróleo remanente que aun se encuentra en el yacimiento luego de la recuperación primaria.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Realizar el análisis del sistema de recuperación secundaria aplicado en este campo haciendo uso de las pruebas de presión en pozos inyectoras conocida como Fall-off, y su evaluación mediante el uso del Software PanSystem 3.4.

Determinar si el sistema de recuperación secundaria que se realizó en el campo SXS, tuvo los resultados esperados y cuáles fueron sus efectos con respecto a los principales yacimientos de dicho campo.

2.2 Objetivos Específicos

Generar recomendaciones debido a los efectos de la inyección de agua para mantener la producción y alargar la vida del campo.

Enfocar el sistema de recuperación secundaria mediante la inyección de agua como un mecanismo para mantenimiento de presión e incremento del factor de recobro en los yacimientos.

Obtener información necesaria como: presión del yacimiento antes y después de la inyección, permeabilidad y daño, A partir de las pruebas de Fall-off que ayudarán a determinar si existe buena admisión en las capas.

3. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES DEL CAMPO SXS

3.1 Historia del campo SXS

El campo SXS, produce petróleo desde 1972 desde esa fecha hasta la actualidad en el año 2010 se han perforado 148 pozos, lo que significa que el campo se encuentra muy desarrollado y en estas condiciones la producción de petróleo tiende a una declinación continua, en tanto que la relación agua - petróleo (RAP) se ha incrementado en el campo a un 63% promedio por acción de los acuíferos activos de los yacimientos U y T.

Hasta 1997, algunos pozos se encontraban inundados; en el yacimiento Napo T: 50 Pozos y en el yacimiento Napo U: 43 pozos, como consecuencia del avance activo de los acuíferos. El resultado de la explotación del campo a dicha fecha se manifestó en la continua reducción del área saturada de petróleo de ambos yacimientos; Sin que exista alguna forma de detener este comportamiento.

Desde 1972 hasta 1997 el área donde existe acumulación de hidrocarburos en este campo se ha reducido a su décima parte con respecto al área original, esto se evidencia en la reducción de los valores estimados del POES y de las reservas probadas actuales.

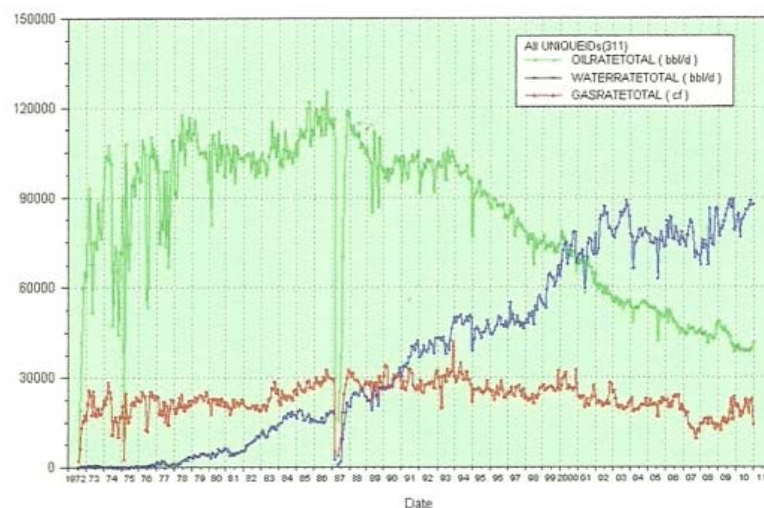


Figura 1. Historial de Producción del Campo SXS.

3.2 Descripción litológica de los yacimientos productores

Formación Napo U

Arena U Superior.- Está constituida por areniscas con interacciones de Lutitas.

Arena U Inferior.- Constituida por areniscas de matriz arcillosas con intercalaciones de Lutitas.

Formación Napo T

Intervalo Superior.- Formado por areniscas, con interacciones de Lutitas.

Intervalo Inferior.- Formado por areniscas cuarzosas, con intercalaciones de Lutitas.

3.3 Antecedentes

A partir de 1995, se empezó a monitorear el comportamiento de producción de petróleo y del sistema de inyección de agua de las arenas U y T del campo SXS, trabajo realizado por la Sección de Recuperación mejorada de Petróleo del Departamento de Yacimientos de la Subgerencia de Explotación y Desarrollo de PETROPRODUCCION.

A la fecha se han perforados 148 pozos en el área en SXS: 135 en el campo SSF y 13 en el campo Aguarico, de estos 7 pozos son Inyectores de agua en los yacimientos U y T; y 91 pozos se encuentran produciendo de dichos yacimientos mediante levantamiento artificial. Como un dato referencial no actualizado, el campo produjo 840 MMBLS de petróleo y 160 MMBLS de agua en 26 años (hasta 1997) esta cantidad es el 50% de las reservas totales calculadas en el estudio de Simulación realizado por la Cia. Scientific Software Intercomp. Y como un dato real, este campo ha producido 1157 MM de barriles de petróleo al 31 de diciembre del 2010.

3.4 Diferentes Mecanismos de empuje en los yacimientos U y T.

- Empuje por expansión de roca y fluido
- Empuje por Gas en Solución
- Empuje por Capa de Gas
- Empuje Hidráulico
- Empuje por gravedad

Empuje por expansión de roca y fluido- Yacimiento U Superior.

Mecanismo de empuje combinado: hidráulico y expansión de roca y fluido- Yacimiento U Inferior.

Mecanismo de empuje combinado: hidráulico y expansión de roca y fluido- Yacimiento T.

3.5 Análisis PVT aplicado al Campo SXS

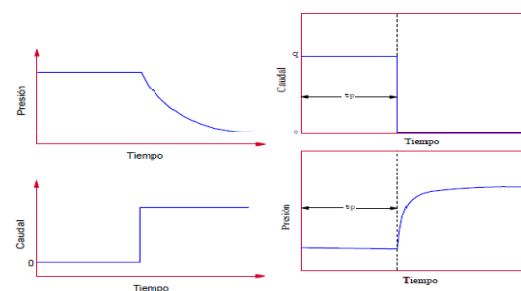
Tabla 1. Parámetros de los Yacimientos U y T.

Parámetros	U Superior	U Inf.	T
Presión inicial (Psi)	2737	3867	4050
Presión de burbuja (Psi)	1140	797	950
Boi (BY/BN)	1,208	1,15	1,22
Bob (BY/BN)	1,233	1,17	1,25
Rsi (PCN/BN)	320	141	275
API	31	28,8	32,1
Temperatura (F)	217	215	217

4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE PRUEBAS DE PRESION CON SOFTWARE PANSYSTEM 3.4.0.

4.1 Tipos de pruebas de presión.

Figura 2. Esquema de Pruebas de Build Up (Derecha) y Drawdown (Izquierda).



La prueba de restauración de presión Build-up no requiere una supervisión muy detallada y se puede estimar: la permeabilidad, el factor de daño y su potencial. También permite estimar la presión promedio de yacimiento ó su presión inicial.

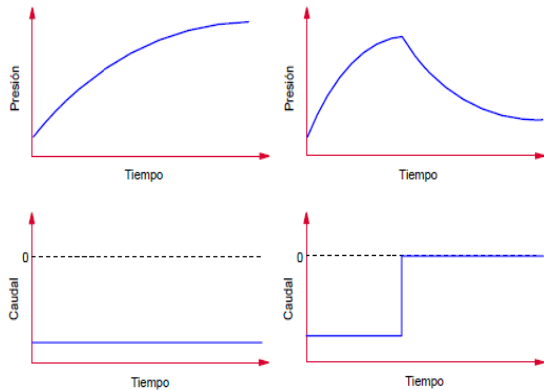


Figura 3. Prueba de Inyección (Izquierda) y prueba de Falloff (Derecha).

La prueba de presión denominada Fall-off, considera una declinación de presión inmediatamente después de la inyección.

Es una prueba idéntica a una de restauración, pero con la diferencia que la tasa es negativa porque es aplicada a pozos inyectoros.

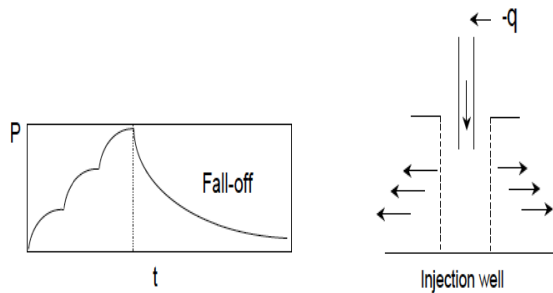


Figura 4. Esquema de Fall-off test.

4.2 Prueba de aplicación de Fall-off

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de PETROPRODUCCION en el campo SXS.

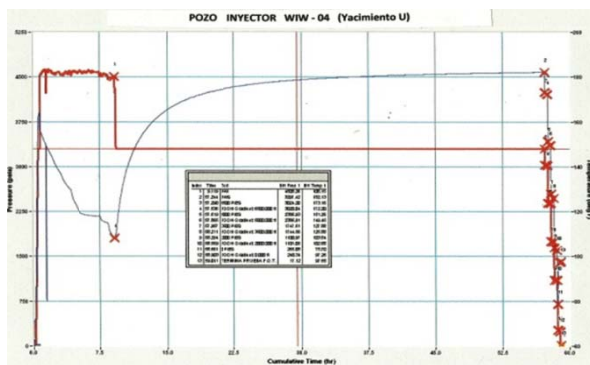


Figura 5. (WIW#4) Fall-off Test; Coordenadas cartesianas.

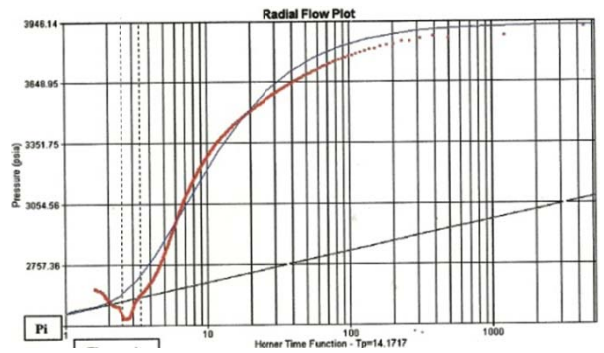


Figura 6. (WIW#4) Fall-off Test; Curva semilog. Determinación de la P_i del Yacimiento.

Al inicio del proceso de cálculo se ingresa la Data de presión vs tiempo como en cualquier tipo de prueba de pozos, pero en este caso por tratarse de un pozo inyector de agua la tasa Q_{wi} tendrá valor negativo; el API tendrá un valor de 10, y se determina β_w , μ_w y el gradiente del agua.

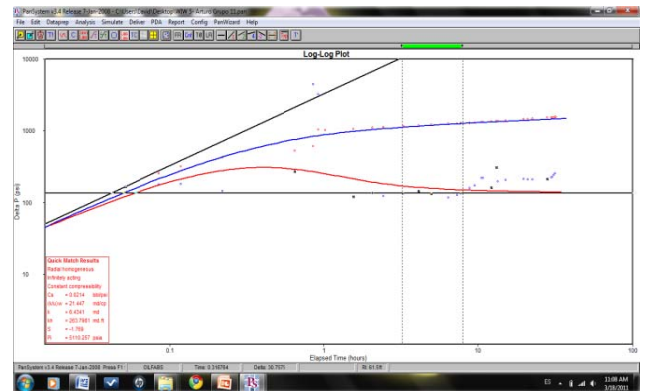


Figura 7. (WIW#5) Método de la Derivada, Selección de región de flujo y pendiente para régimen de flujo.

POZO	DAÑO DE FORMACION (S)	Daño de Formación PanSystem	Yacimiento
WIW #4	-3,52	-3.69	U
WIW # 5	-1,02	-1.77	U

Tabla.2 Comparación de resultados obtenidos con los calculados cuando se ejecutó dicho proyecto.

4.3 Prueba de aplicación de Build-up.

Como ejemplo aplicativo y demostrativo a este trabajo hemos realizado el análisis de las pruebas de Build Up del pozo : TT #1 (aplicación del programa de Well Testing “PanSystem3.4.0)

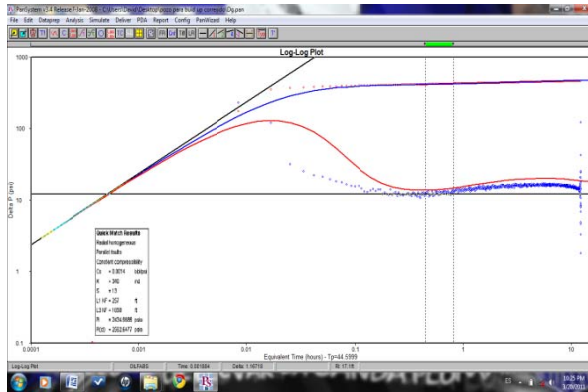


Figura 7. Método de la Derivada (coeficiente de almacenamiento, región de flujo en el límite).

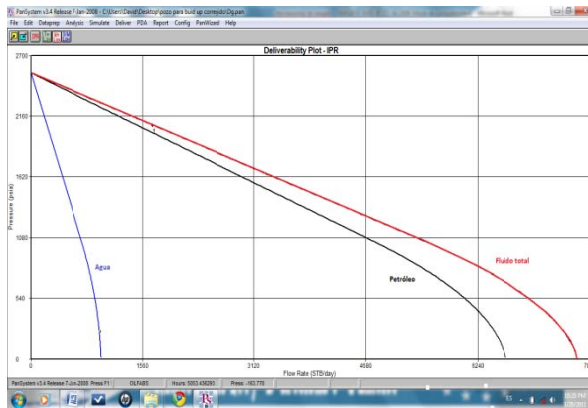


Figura 8. Gráfico de IPR.

A continuación se muestran todos los resultados obtenidos del respectivo análisis para este pozo productor.

METODO DE HORNER

Pendiente = - 28.7 Psi-ciclo
 Drawdown = 464 Psi
 $K(h=34')$ = 345 md
 $S= 13$; $P^*= 2406$ Psi
 $P @ (Ih) = 2359$ Psi

METODO DE LA DERIVADA

$K(h=34')$ = 345 md; $S = 13$
 Delta Skin = + 324 Psi; t match = 48.43 hrs
 P match = 1934 Psi; $Cs = 0.0014$ bbl/Psi
 $Pi @$ sensor = 2437 Psi
 $Pi @ mp (9355')$ = 2585 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 3.67 BBl/dia/Psi
 J ideal 12.17 BBl/dia/Psi
 EF 0.30
 Q_{max} 7081 BBl/dia

5. CONCLUSIONES

➤ El sistema de inyección de agua no generó ningún aporte a la producción de petróleo en el tiempo , debido a que los yacimientos en realidad no necesitaban ayuda para mantener la presión, puesto que el yacimiento tiene un mecanismo de empuje activo de agua, al menos en lo que respecta a la arena U inferior; y con respecto al efecto de barrido tampoco existieron resultados positivos puesto que los pozos inyectores se encuentran ubicados muy lejos de los productores.

➤ También incidió de manera negativa el modelo de inyección de agua periférico utilizado, que no permitió visualizar resultados de un mejor barrido del petróleo remanente del petróleo in situ .Por lo que se puede deducir que el proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua a los yacimientos productores en el campo SXS, no fue eficiente.

➤ Debido a que algunos pozos se encontraron inundados a causa de la inyección de agua sumado al avance del acuífero, que se evidenció en un incremento abrupto del BSW. Se decidió suspender el proyecto de recuperación secundaria a fines del año 1997.

➤ El POES determinado en el año 1991 por un estudio de simulación fue de 3465 MM Bbl de petróleo y este valor calculado a diciembre de 1997 fue de 2400 MMBbl de petróleo, de estos resultados se observa una considerable reducción del petróleo original IN SITU en un 30% con respecto con el valor calculado originalmente.

➤ De los ejemplos prácticos realizados a los pozos inyectores con el software PanSystem 3.4; se ratificaron los datos de daño de formación calculados , ya que son similares a los que constan en el archivo técnico del campo SXS de Petroproducción.

➤ Así también y como resultado de los ejercicios prácticos realizados , se pudo verificar en la tercera región (LTR) de la gráfica de la derivada en el ploteo Log-Log, la presencia de un modelo de presión constante en el límite , indicativo de la presencia de un acuífero activo, como se mencionó en la primera conclusión.

6. RECOMENDACIONES

➤ Desarrollar el campo con pozos de relleno en las zonas de mayor potencialidad, en donde el agua no haya llegado todavía, estos pozos deben tener un cierto distanciamiento L con los pozos aledaños para evitar disminución de tasas de producción de dichos pozos por efecto de la interferencia entre pozos.

➤ Debido a la dificultad de encontrar la Data de las pruebas de Fallof test, es recomendable contar con un archivo actualizado por campo de los Pozos inyectoros con el objeto de tener disponible la información básica de los parámetros básicos como : Q_{wi} ; K, S , Presión de Inyección, etc. Esto es básico para hacer un buen análisis acerca de los pozos inyectoros al menos en un sistema de inyección de agua para recuperación secundaria de petróleo.

Se recomienda en un proyecto de inyección de agua, tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Agua para inyección
- ✓ Instalaciones de superficie e infraestructura
- ✓ Equipamiento de pozos
- ✓ Mediciones y monitoreo (Pruebas de pozos en inyectoros y productores)

➤ Siempre es mejor realizar una inyección de agua mediante el tipo de inyección en arreglos que con una inyección periférica. Porque la inyección por arreglos presenta mayores ventajas tales como: Elevada eficiencia de barrido areal y por consiguiente mayor factor de recobro, genera una rápida respuesta en presiones y permite un buen control del frente de invasión.

➤ La siguiente tabla muestra los criterios de selección que son recomendables acogerlos para elegir el método de recuperación secundaria o mejorada aplicable a un caso dado.

Problema	Factor sobre el que se actúa	Objetivo	Método o acción
Insuficiente energía de reservorio para desplazamiento	Sor	Cambiar mecanismo de recuperación o adicionar energía	Inyección de agua y/o gas para barrido mecánico de petróleo.
Insuficiente volumen contactable	Volumen poral contactable	Disminuir el distanciamiento entre pozos	Perforar pozos infill, convertir mas pozos a inyectoros e incrementar caudal de inyección.
Bajas eficiencias	M y geometría del desplazamiento	Disminuir la relación de movilidades. Mejorar direcciones y geometría del desplazamiento.	Inyección de CO_2 (miscible o inmisible), Polímeros, vapor Cambios de esquemas de inyección con o sin perforación infill.
Elevada saturación residual de petróleo	Sor	Disminuir Sor al final del desplazamiento. Bajar tensión interfacial agua – petróleo en 2 ó más órdenes de magnitud.	Inyección de surfactantes y/c hidróxidos Sodio ó Potasio para bajar la tensión interfacial agua – petróleo.
Bajo factor de volumen final Elevado volumen remanente	Eor	Aumentar el factor de volumen para disminuir la saturación remanente de petróleo del reservorio en condiciones de superficie.	Inyección de gas para redisolución en petróleo, preferentemente con CO_2

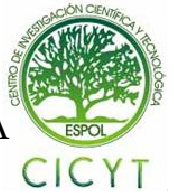
Tabla 3. Criterios de selección recomendables para un proyecto de recuperación secundaria.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Análisis moderno de presiones de pozos; Autor: Freddy Humberto Escobar M., Ph.D; Neiva, Huila, Noviembre de 2003.
- [2] WATERFLOODING, VYP Consultores S.A.; Buenos Aires Argentina, Julio del 2004.
- [3] Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda edición-2001; Autor: Magdalena Paris de Ferrer.
- [4] Modern Well Test Analysis; Roland. Horne- Stanford University.
- [5] Artículos técnicos: Reservoir Evaluation Management (MscREM); By: Shi-Yi Zheng – Lecturer Well Testing/Reservoir Management, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburg, Scotland UK.
- [6] Folleto de Flujo de Medios Porosos; Autor: Ing. Gabriel Colmont Moncayo; Catedrático de la carrera de Ingeniería de Petróleo de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra-ESPOL.
- [7] Dynamic Flow Analysis, By: Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere – v4.02 Kappa Engineering 1988-2007.
- [8] Archivos Técnicos de EP-Petroecuador sobre el campo SXS del distrito amazónico.
- [9] Software PanSystem 3.4.0.
- [10] <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento>.



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA



[11] <http://yacimientos-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/mecanismos-de-produccion-naturales.html>.

[12] <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-la-porosidad.php>.



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA

