

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DESARROLLO DEL MAPA DE PRESIONES PARA LAS ARENAS U
Y T DEL CAMPO SACHA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS
DE PRESIÓN**

**CONSTRUCCIÓN DEL MAPA DE PRESIONES PARA LA ARENA U
DEL CAMPO SACHA CON EL USO DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS
DE PRESIÓN**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

JOSUÉ ALEXANDER CASTILLO MONTESDEOCA

josue.castillo02@epn.edu.ec

DIRECTOR: PHD. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

johnny.zambrano@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Josué Alexander Castillo Montesdeoca declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Josué Alexander Castillo Montesdeoca

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Josué Alexander Castillo Montesdeoca, bajo mi supervisión.

PhD. Johnny Robinson Zambrano Carranza
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Josué Alexander Castillo Montesdeoca

PhD. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi querido hijo, que me ha enseñado que la vida puede ser dura, pero con su sonrisa bastara para hacerme seguir adelante.

A mi pareja y madre de mi hijo quien fue mi apoyo en este proceso.

A mis hermanos, mis padres y amigos que siempre estuvieron para ahí cuando los necesite.

Josué Castillo

AGRADECIMIENTO

Agradezco a dios por todas las bendiciones.

Agradezco a mi madre, mi padre y a mi hermano Johan por el amor y cariño que siempre me brindaron y darme el apoyo siempre.

Agradezco a mi hermano Mario por ser mi compañero en este largo camino, a las largas desveladas estudiando, al apoyo incondicional a lo largo de toda la carrera.

Agradezco a mis maestros por ser el pilar fundamental de mi enseñanza.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIIIVIII
ABSTRACT	IIX
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del componente de desarrollo	1
1.2 Objetivo general	2
1.3 Objetivos específicos	2
1.4 Alcance	2
1.5 Marco teórico	2
1.5.1 Historia del Campo Sacha.....	2
1.5.2 Ubicación Geográfica del campo Sacha - Bloque 60.....	3
1.5.3 Reservorios y secciones geológicas del Campo Sacha	4
1.5.3.1 Formación Napo.....	5
(i) Arenisca T.....	5
(ii) Arenisca U.....	5
1.5.3.2 Formación Hollín	6
(iii) Arenisca Hollín.....	6
1.5.4 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento	6
1.5.4.1 Porosidad.....	6
1.5.4.2 Permeabilidad	7
1.5.4.3 Saturación.....	7
1.5.4.4 Propiedades petrofísicas del Campo Sacha	8
1.5.5 Fundamentos del flujo de fluidos para identificar el Reservorio.....	8
1.5.5.1 Categoría de Fluido.....	8
(i) Fluido Incompresible.....	9
(ii) Fluido Levemente Compresible.....	9
(iii) Fluido Compresible	9
1.5.5.2 Tipos de flujo.....	10
(i) Flujo Estacionario.....	10

(ii)	Flujo Pseudo-Estacionario	11
(iii)	Flujo Transitorio	11
1.5.5.3	Geometría del flujo del Yacimiento	11
(i)	Flujo Radial	12
(ii)	Flujo Lineal.....	12
(iii)	Flujo Esférico y Hemisférico.....	12
1.5.6	Pruebas de Incremento de presión (BUILD UP)	13
1.5.7	Métodos de Análisis.....	13
1.5.7.1	Método de Horner	13
1.5.7.2	Método de la Derivada de Bourdet et al.....	16
1.5.8	Análisis de la curva de la derivada	17
1.5.8.1	Asociación del modelo	17
1.5.8.2	Región de tiempos tempranos ETR	19
(i)	Efecto de almacenamiento.....	19
(ii)	Factor de Daño (Skin).....	21
1.5.8.3	Región de tiempos medios MTR.....	22
1.5.8.3.1	Flujo Radial Infinito (IARF)	23
1.5.8.3.2	Reservorios Homogéneos.....	23
1.5.8.3.3	Reservorios Heterogéneos.....	23
(a)	Reservorios de doble porosidad.....	23
(i)	Patrón de flujo de interporosidad restringida (PSS)	24
(ii)	Patrón de flujo de interporosidad no restringida (transiente)...	25
(b)	Reservorios de doble permeabilidad	26
(c)	Reservorios compuestos.....	28
1.5.8.4	Región de tiempos tardíos LTR.....	30
(i)	Límite de no flujo (Falla de sellado)	30
(ii)	Límites permeables.....	32
(iii)	Límites de presión constante	33
(iv)	Intersección de fallas	33
2	METODOLOGÍA.....	36
2.1	Elección del universo y la muestra de los pozos para el estudio	36
2.1.1	Universo	37
2.1.1	Muestra.....	37
2.2	Acopio de información indispensable para la interpretación	37

2.3	Validación de la información	38
2.3.1	Parámetros de selección	39
2.4	Reinterpretación de las pruebas de presión.....	40
2.4.1	Ejemplo representativo del uso del software Saphir NL.	41
2.5	Corrección de la presión a nivel de punzados.....	44
2.6	Estimación de la presión actual.....	45
2.6.1	Mecanismos de Empuje para El reservorio U del campo Sacha.	45
2.6.2	Historial de presiones estáticas del campo Sacha.....	46
2.7	Generación del mapa isobárico.....	47
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	48
3.1	Resultados	48
3.2	Análisis de Resultados	51
3.3	Conclusiones.....	51
3.4	Recomendaciones.....	52
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
5	ANEXOS.....	56

RESUMEN

Se realizó la reinterpretación de las pruebas de incremento de presión implementados a lo largo de la vida productiva de la arenisca U del campo Sacha, y a partir de los resultados de la reinterpretación se obtuvo una relación entre el comportamiento de la presión en función de la producción y se estimó la presión del reservorio a diciembre del 2023.

De una base inicial de 432 pruebas de presión de la formación Napo "U", se procedió al descarte y selección de 151 pruebas de presión por la información disponible de las mismas. Mediante otro filtro, por la calidad de la información suministrada, se procedió a analizar un total de 68 pruebas de presión a través del software Saphir NL.

A cada pozo interpretado se realizó una estimación de la presión, la cual fue estimada en base a la relación de presión y producción obtenida y en base a los años transcurridos desde la fecha realizada la prueba de incremento. Se generó un mapa isobárico en base a las 68 presiones obtenidas y de las cuales se estimó una presión promedio representativa de la formación Napo "U" del campo Sacha de 1380,94 psi.

PALABRAS CLAVE: pruebas de incremento de presión, campo Sacha, mapa isobárico, arenisca "U", Saphir NL.

ABSTRACT

The reinterpretation of the pressure increase tests implemented throughout the productive life of the U sandstone from the Sacha field was carried out, and from the results of the reinterpretation a relationship was obtained between the behavior of pressure as a function of production and the reservoir pressure was estimated as of December 2023.

From an initial base of 432 pressure tests of the Napo "U" formation, 151 pressure tests were discarded and selected based on the information available about them. Using another filter, due to the quality of the information provided, a total of 68 pressure tests were analyzed through the Saphir NL software.

A pressure estimate was made for each interpreted well, which was estimated based on the pressure and production relationship obtained and based on the years elapsed since the date of the increase test. An isobaric map was generated based on the 68 pressures obtained and from which an average pressure representative of the Napo "U" formation of the Sacha field of 1380.94 psi was estimated.

KEYWORDS: pressure rise tests, Sacha field, isobaric map, "U" sandstone, Saphir NL.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El Campo Sacha está ubicado en el “Play” Central Sacha-Shushufindi de la Cuenca Oriente, en la actualidad es el campo más productivo del país extrayendo crudo de las arenas: Hollin, U, T y Basal Tena. El Campo Sacha entró en producción el 6 de julio de 1972 con una producción promedio de 117 591 BPPD en noviembre del año 1972; en la actualidad su producción se mantiene por encima de los 60 000 BPPD (Baby, 2014). Las tasas y los tiempos altos de producción, que caracteriza al campo Sacha como un campo maduro que se observa una depletación de presión si alguno de su reservorio no tiene una fuente de energía natural como un acuífero o artificial como la inyección de agua. (Ahmed, 2006)

Con la finalidad de conocer el estado de las presiones del reservorio “U” del campo Sacha y tener un mejor entendimiento de la relación de las presiones en función del tiempo, se realizó un mapa de presiones; a través del mapa se pudo observar la variación de las presiones a lo largo de la vida productiva del reservorio “U”, el mismo que ha sido intervenido para prolongar la vida del actual campo más productivo del país.

Se realizó una reinterpretación de las pruebas de presión de la arena U del campo Sacha y se elaboró el mapa de presiones a partir de interpretaciones de las pruebas de presión de la arena U del Campo Sacha. El universo de la data se constituirá en el histórico de todas las pruebas de presión desarrolladas o realizadas en la arena U.

De la data obtenida de la empresa pública EP Petroecuador se seleccionaron las pruebas válidas del total de pruebas disponibles con la finalidad de descartar pruebas que reflejen datos incompletos o erróneos. Se recopiló información de los análisis PVT disponibles de la arena U y se procedió a pasar los datos a Excel para posteriormente cargar la data en los formatos adecuados en el software SAPHIR, de acuerdo a la cantidad de pozos de los cuales se disponga data confiable.

Se interpretó la información de las pruebas de presión empleando el software SAPHIR de KAPPA para obtener los valores de presión del reservorio. Se realizó el análisis de cada una de las pruebas de las que se obtuvo valor de presión de reservorio y como está influyendo potencialmente sobre la producción de la arena U del campo Sacha. A partir de los resultados de las interpretaciones de cada prueba de presión registrada se realizó un informe en el formato institucional. Mediante interpolaciones se estimaron las presiones del reservorio a fecha actual.

1.2 Objetivo general

Construir el mapa de presiones de la arena U del Campo Sacha a través del análisis del comportamiento de la presión del reservorio y la interpretación de las pruebas de presión.

1.3 Objetivos específicos

1. Elaborar una base de datos eficiente y dinámica de pruebas de presión obtenidas en la etapa de producción del campo Sacha de la arena U.
2. Interpretar las pruebas de restauración y decremento de presión tomada de los pozos productores de la arena U del Campo Sacha.
3. Establecer una relación histórica de las presiones de la arena U del campo Sacha para la estimación de la presión actual.

1.4 Alcance

La interpretación y el análisis de pruebas de presión se realizará desde los primeros años de producción hasta la actualidad en los pozos productores de la arena U en el Campo Sacha, para construir el mapa de presiones actualizado del reservorio.

No es parte del alcance del proyecto plantear propuestas para la optimización de la producción en cada pozo analizado ni diseñar planes de reacondicionamiento.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Historia del Campo Sacha

La configuración Sacha (Bloque 60) fue puesta a prueba el 21 de enero de 1969 con la perforación del pozo Sacha 1, el cual alcanzo los 10 160 pies de TVD y llego a una producción de 1328 bdp con un promedio de 30° API originarios del reservorio Hollín. Actualmente este pozo produce activamente de la arena U inferior (PETROECUADOR, 2022).

La producción del campo inicio el 6 de julio de 1972 a una media diaria de 29 269 bpd, llegando hasta la producción máxima registrada del campo de 117 591 bpd para el mes de noviembre de 1972 (PETROECUADOR, 2022).

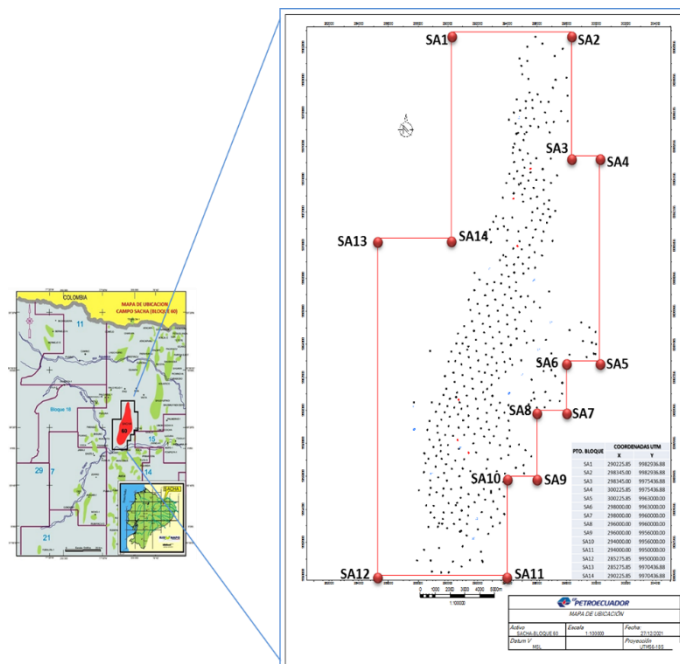
Históricamente la producción se focalizó en el reservorio de Hollín, al llegar a 1980 se comenzó a explorar los reservorios de la formación Napo realizando los cambios de zona y notando un decremento en la producción de agua (PETROECUADOR, 2022).

En la actualidad el campo Sacha es el campo más productivo del país, debido a que desde 2018 se generaron nuevas campañas de perforación, nuevas campañas de la optimización de producción con medidas como implementación de bombas BES, pozos horizontales, perforación direccional y fracturamiento hidráulico para la mejora o mantención de la producción. Se realizaron campañas de inyección de agua como método de producción secundario y como estrategia para mantener las presiones. Por consecuencia de estos procesos, se logró promediar una tasa de 70 599 bpd en la producción de petróleo al mes de diciembre del 2022 (PETROECUADOR, 2022).

1.5.2 Ubicación Geográfica del campo Sacha - Bloque 60

El Bloque 60 está localizado en la Provincia de Orellana en el cantón Joya de los Sachas; tiene una extensión de 355 Km² de superficie. El campo Sacha linda al norte con los campos Palo Rojo, Vista, Eno y Ron; al Sur con los campos Yulebra y Culebra; hacia el Este con los campos Shushufindi-Aguarico, MDC, Limoncocha y Pacay; y, al oeste con los Campos Pucuna, Paraíso y Huachito (PETROECUADOR, 2022). Ver Figura 1 la ubicación del campo Sacha.

Figura 1. Mapa de ubicación del campo Sacha



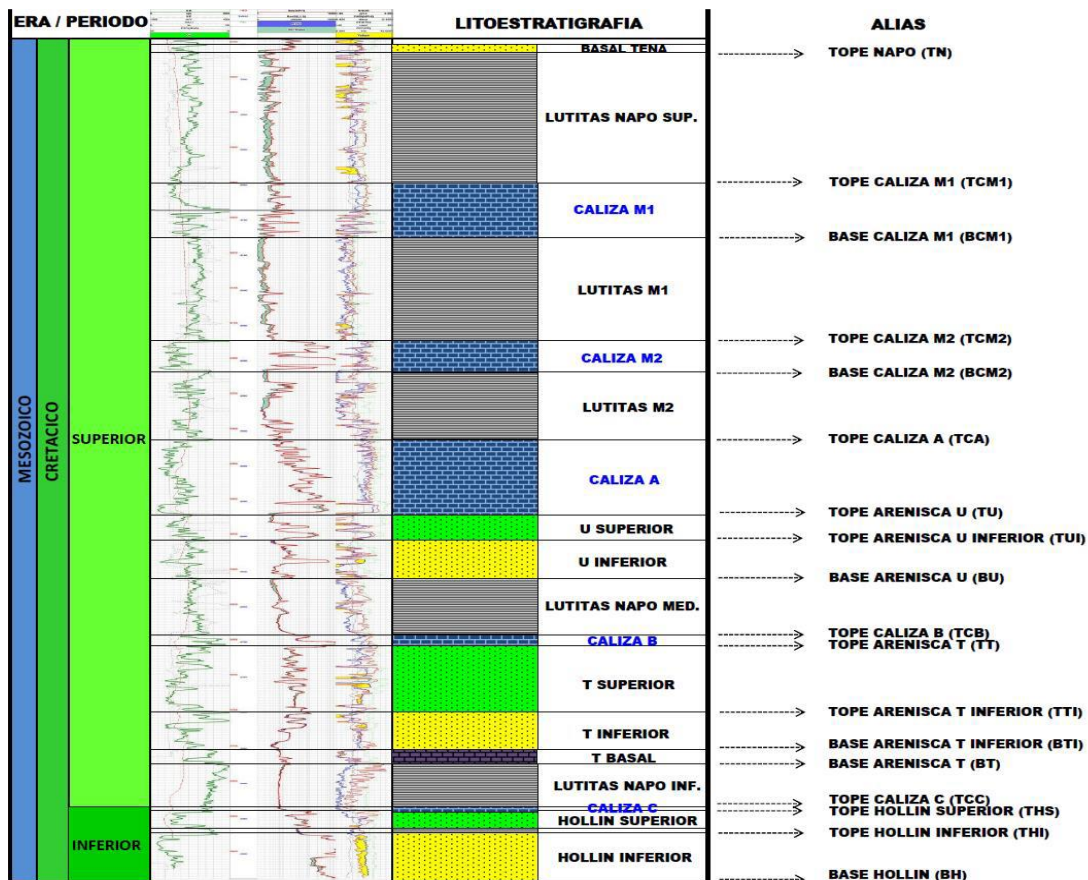
Fuente: PETROECUADOR, 2022

1.5.3 Reservorios y secciones geológicas del Campo Sacha

La configuración Sacha, al igual que Shushufindi, se formó en la primera etapa de inversión tectónica entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano, como muestra la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura (Baby, 2014).

Los reservorios productores del campo Sacha son los reservorios de U, T y Hollín localizados en las formaciones Napo y Hollín. La columna estratigráfica generalizada de las formaciones Hollín y Napo del Campo Sacha está representada por una sección vertical de aproximadamente 1100 pies de espesor de sedimentos siliciclasticos / carbonatados del Cretácico, representados por varias secuencias sedimentarias de tercer orden de ambientes de plataforma, plataforma carbonatada, marinos someros y de transición. Los reservorios productores se depositaron en ambientes estuarios dominados por marea (Hollín, T y U) (PETROECUADOR, 2022). En la Figura 2 se ilustra la columna estratigráfica del campo Sacha.

Figura 2. Columna Lito-estratigráfica tipo del Campo Sacha



Fuente: PETROECUADOR, 2022

1.5.3.1 Formación Napo

En la formación Napo se reconocen a los reservorios con entrapamiento estratigráfico U y T.

(i) Arenisca T

En la arena T se identifican tres intervalos con las siguientes características:

Arena T Basal: esta unidad es estable en toda la zona de estudio. El ambiente del depósito de este intervalo se relaciona a una plataforma calcárea con sedimentos finos y calcáreos. En el análisis de los registros eléctricos se observa una curva tipo caja en las curvas Gamma Ray y una superposición de las curvas Rhob y NPHI indicando una litología tipo calcárea (PETROECUADOR, 2022).

Arena T Inferior: se relaciona un ambiente estuario para esta zona y de tope a base se observa que predominan unas facies típicas canal/barra y una plataforma arenosa donde lateralmente se notan también cambios con una plataforma lodosa. El análisis de los registros en el sistema barra/canal se nota que predominan las curvas de forma de embudo (se despunta hacia arriba) en las curvas Gamma Ray, hay un cruce en las curvas Rhob y NPHI señalando de regular a buena condición como reservorio, para las facies de planicie se registra un normal patrón aserrado del Gamma Ray y las curvas Rhob, Neutrón y DT indican una mala porosidad del reservorio (PETROECUADOR, 2022).

Arena T Superior: hacia el tope del intervalo pasa a depósitos más profundos y pasan a plataforma carbonatada en la caliza B. Principalmente se relaciona con la presencia de areniscas glauconíticas depositadas en un ambiente shoreface. En el análisis de los registros eléctricos se observa una curva simétrica en el Gamma Ray, el cruce generado por las curvas de porosidad Rhob y NPHI señalan una calidad regular del reservorio para albergar fluidos (PETROECUADOR, 2022).

(ii) Arenisca U

En la arenisca U se identifican dos intervalos con las siguientes características:

Arena U Inferior: el ambiente del depósito de este intervalo se relaciona a un estuario y una plataforma arenosa, de tope a base presenta predominantes facies típicas de canal/barra, las que cambian de manera lateral a zonas de plataforma lodosa. En los registros eléctricos en el sistema barra/canal se nota que predominan las curvas de forma de embudo (se despunta hacia arriba) en las curvas Gamma Ray, existe un cruce en las curvas Rhob y NPHI señalando de regular a buena condición como reservorio, para las facies de planicie

se registra un normal patrón aserrado del Gamma Ray y las curvas Rhob, Neutrón y DT indican una mala porosidad del reservorio (PETROECUADOR, 2022).

Arena U Superior: hacia el tope del intervalo pasa a depósitos más profundos y pasan a plataforma carbonatada en la caliza A. Principalmente se relaciona con la presencia de areniscas glauconíticas depositadas en un ambiente shoreface. En el análisis de los registros eléctricos se observa una curva simétrica en el Gamma Ray, el cruce generado por las curvas de porosidad Rhob y NPHI señalan una calidad de regular a mala del reservorio para albergar fluidos (PETROECUADOR, 2022).

1.5.3.2 Formación Hollín

(iii) Arenisca Hollín

En la arenisca Hollín se identifican dos intervalos con las características:

Hollín Principal: principalmente concuerda con una arenisca cuarzosa, de grano medio a grueso (fino en una menor proporción), con repentinas intercalaciones de zonas limosas y arcillosas (Baby, 2014).

Hollín Superior: se relaciona con una arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea, de grano fino a medio con inter estratificaciones de lutita (Baby, 2014).

1.5.4 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento

Las propiedades petrofísicas determinan la calidad de un reservorio. El conocimiento de las propiedades petrofísicas está ligado por completo a la comprensión y evaluación de la interacción entre el medio (la roca) y el fluido (hidrocarburo o agua), y su rendimiento (Ahmed,2019).

1.5.4.1 Porosidad

La porosidad de una roca es la medida que cuantifica la capacidad del medio de almacenar fluidos o el espacio hueco que tiene la roca en su estructura; es la relación del volumen poroso respecto al volumen aparente (Ahmed,2019).

No posee unidades, es adimensional.

$$\Phi = \frac{V_P}{V_{Bulk}} = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen aparente}} \quad (1)$$

Donde:

Φ : Porosidad, [adimensional]
 VP: Volumen poroso, [m³]
 VP: Volumen aparente, [m³]

1.5.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad del medio poroso que evalúa la capacidad del medio (reservorio) de permitir que un fluido fluya a través del mismo. Es una propiedad que influye directamente en el flujo del reservorio (Ahmed,2019).

$$v = -\frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dL} \quad (2)$$

Donde:

v: Velocidad del flujo del fluido aparente, [cm/s]
 μ : viscosidad, [cP]
 k: Permeabilidad, [Darcy's]
 dp/dL: la variación de la presión por unidad de longitud, [atm/cm]

1.5.4.3 Saturación

Es la medida porcentual o fraccional que un fluido o fluidos ocupan en el espacio poroso; es decir, la relación del volumen del fluido con respecto al del volumen poroso. Es una propiedad adimensional (Ahmed,2019).

$$S_w = \frac{V_f}{V_P} = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (3)$$

Donde:

Sw: Saturación, [adimensional]

Vf: Volumen del fluido, [m³]

1.5.4.4 Propiedades petrofísicas del Campo Sacha

En Tabla 1 las propiedades petrofísicas promedio de las arenas U y T del campo Sacha y el cálculo del POES obtenido por EP PETROECUADOR.

Tabla 1 Datos petrofísicos y POES del campo Sacha de las arenas U y T

Reservorio	Volumen Total de Roca	Área cero	Espesor Promedio Neto	N/G	Volumen Neto de Roca	Φ	Sw	Boi	Petróleo original en Sitio
	Acre-pie	acres	pie	%	Acre-pie	%	%	By/Bn	Bls
U	8683994,67	11400812	20,00	60,0	1925011,30	14	22	1,203	1384648653
T	3760914,00	11400812	40,00	55,0	1595066,00	13	26	1,215	979784616

Fuente: PETROECUADOR, 2022

Elaborado por: Castillo, 2024

1.5.5 Fundamentos del flujo de fluidos para identificar el Reservorio

1.5.5.1 Categoría de Fluido

La propiedad que desempeña un papel esencial en este parámetro es el coeficiente de compresibilidad que identifica los fluidos en los siguientes (Ahmed,2019):

- Fluidos incompresibles
- Fluidos levemente compresibles
- Fluidos compresibles

El coeficiente de compresibilidad se lo puede relacionar como la propiedad que mide la razón de cambio del volumen o densidad de un cuerpo en relación de la presión (Ahmed,2019).

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (4)$$

(i) Fluido Incompresible

Se considera fluido incompresible al mantenerse constante en sus medidas de volumen o densidad al cambio de la presión. En la realidad no existe un fluido completamente incompresible (Paris de Ferrer, 2009).

$$\frac{\partial V}{\partial p} = \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \quad (5)$$

(ii) Fluido Levemente Compresible

Estos fluidos demuestran leves modificaciones del volumen al aumentar o disminuir la presión con respecto al volumen inicial. Los sistemas que conocemos como petróleo-agua encajan en esta categoría (Ahmed,2019).

$$V = V_{\text{ref}} e^{c(P_{\text{ref}} - P)} \quad ; \quad \rho = \rho_{\text{ref}} [1 - c(P_{\text{ref}} - P)] \quad (6)$$

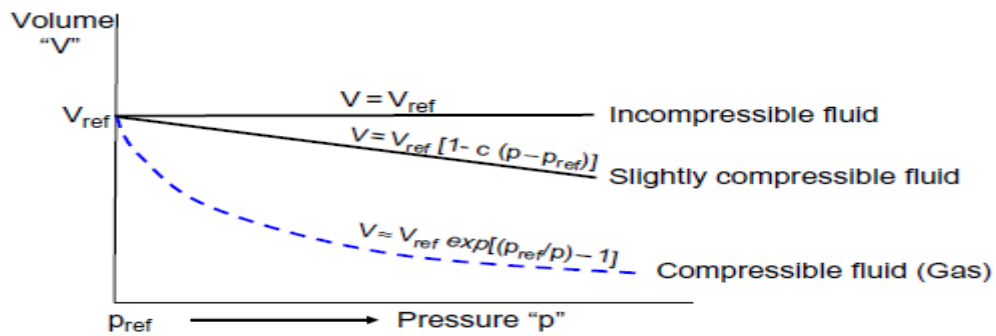
(iii) Fluido Compresible

Son aquellos que experimentan un considerable cambio al variar la presión. Los gases son considerados generalmente como fluidos compresibles (Paris de Ferrer, 2009).

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (7)$$

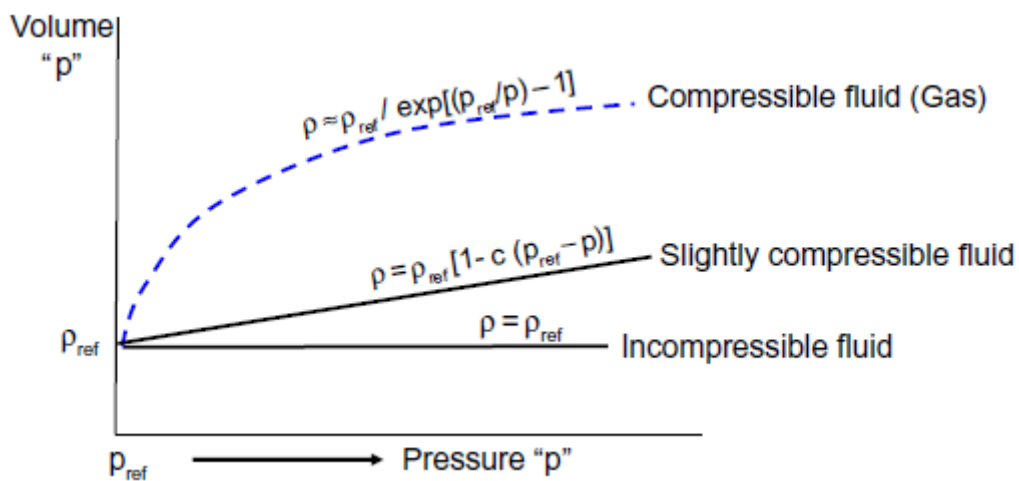
En la figura 3 y 4 se observa las categorías de fluidos en un gráfico de V vs P y ρ vs P.

Figura 3 Variación del volumen en relación de la presión dependiendo de la compresibilidad del fluido



Fuente: Ahmed,2019

Figura 4 Variación de la densidad en relación de la presión dependiendo de la compresibilidad del fluido



Fuente: Ahmed,2019

1.5.5.2 Tipos de flujo

(i) Flujo Estacionario

El flujo se considera como estacionario si la presión del reservorio en cualquier punto o ubicación del reservorio se mantiene constante en función del tiempo. En la realidad este escenario solo se puede dar en el caso que la presión del reservorio se mantiene soportada por un acuífero o dado el caso por una recuperación secundaria fuerte (Bourdet, 2002).

(ii) Flujo Pseudo-Estacionario

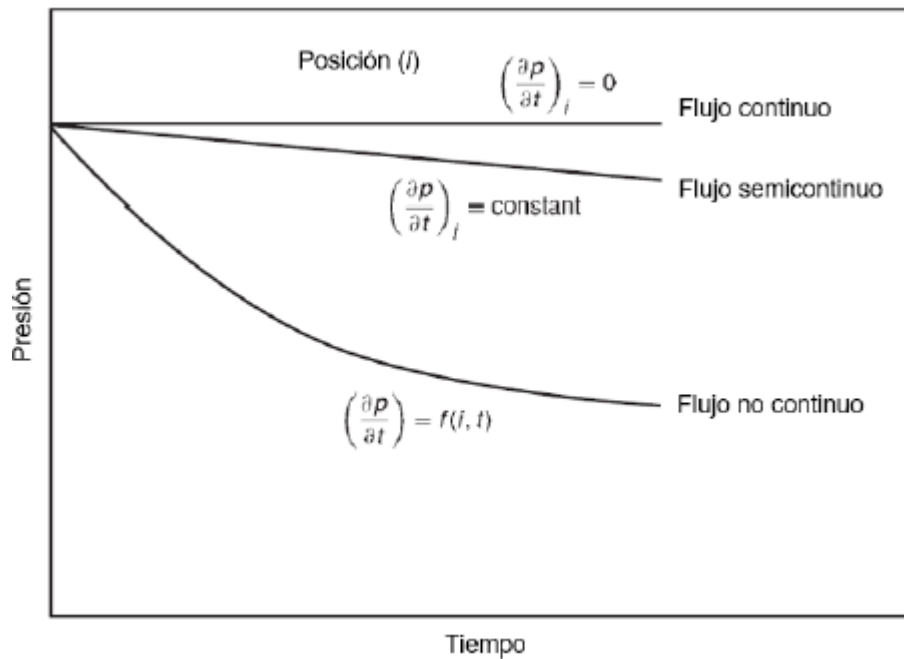
Un flujo es pseudo-estacionario cuando la presión en cada punto del yacimiento declina de manera constante en función del tiempo y una tasa de producción constante, dando una relación lineal con pendiente negativa en P vs t (Bourdet, 2002).

(iii) Flujo Transitorio

El flujo transitorio es definido como el flujo en cual la razón cambio de la caída de presión en función del tiempo no es cero ni una constante. De esta manera se define a la derivada o razón de cambio de la presión con el tiempo como una función tanto del tiempo como de la posición (Ahmed,2019).

En la Figura Pvs t comparando los regímenes de flujo.

Figura 5 Comparación de tipos de flujo en P Vs t



Fuente: Ahmed,2019

1.5.5.3 Geometría del flujo del Yacimiento

El comportamiento del flujo de un yacimiento se ve influenciado por la forma del reservorio. La mayoría de yacimientos presentan descripciones matemáticas rigurosas se proceden a

observar con simuladores; sin embargo, se pueden representar con las siguientes geometrías:

- Flujo radial
- Flujo lineal
- Flujo esférico y hemisférico

(i) Flujo Radial

Se considera un flujo radial cuando el yacimiento es heterogéneo, en otras palabras, es igual a lo largo del reservorio. Las líneas de flujo son rectas y en todas las direcciones convergiendo hacia la cara del pozo, generando un cilindro donde su área lateral es toda el área de flujo (Ahmed,2019).

En Anexos se presenta una vista de planta y transversal del flujo radial.

(ii) Flujo Lineal

Un flujo lineal se presenta cuando en el reservorio el fluido fluye en una sola dirección tal que las líneas de flujo son paralelas, bajo esta condición se asume que el área de la sección transversal de flujo es constante. Se los puede hallar en pozos hidráulicamente fracturados o pozos horizontales (Ahmed,2019).

En Anexos se presenta un ejemplo del flujo lineal.

(iii) Flujo Esférico y Hemisférico

Cuando en un pozo se cañonea la zona de interés de manera parcial o se realiza una completación parcial, lo que genera que las líneas de flujo fluyan y converjan en un punto en específico, esto es lo que se conoce como flujo esférico siempre que los cañoneos se generen en una zona intermedia de la formación. Sin embargo, cuando las perforaciones se realizan aproximadas al tope o a la base de la formación se genera un flujo hemisférico (Escobar, 2003).

En Anexos se observa el flujo esférico y hemisférico.

1.5.6 Pruebas de Incremento de presión (BUILD UP)

Las pruebas de incremento de presión o build up consisten en el estudio de las lecturas de la presión de un reservorio que se graban con la ayuda del sensor al momento de cerrarlo por lapso de tiempo (Alvarado, 2004):

- Inyección de fluidos.
- Cerrar el pozo.
- Abrir el pozo.

1.5.7 Métodos de Análisis

El estudio se centró principalmente en dos métodos de análisis: el método de Horner y el método de la derivada. El software Saphir NL permitió realizar estos dos análisis en las pruebas de presión y de esta manera compararlos para observar la validez del resultado y tener un margen de comparación.

1.5.7.1 Método de Horner

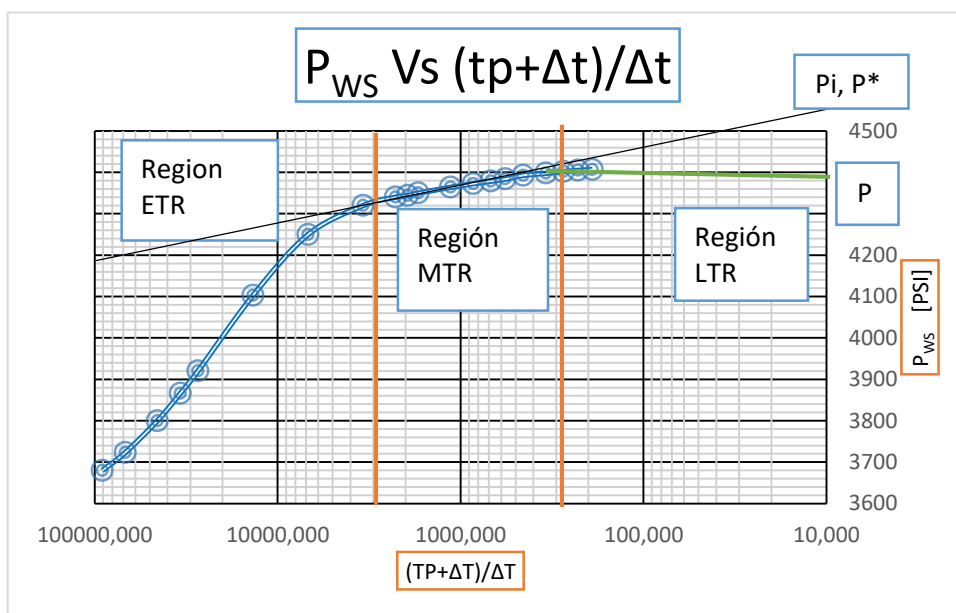
Horner ideó un método para el cual los lapsos de tiempo con un flujo constante son dejados de lado, se procede a usar un tiempo de superposición simplificado para ignorar la constante t_p . La presión de fondo de cierre P_{ws} se procede a graficar en función de este tiempo $\log((t+t_p)/\Delta t)$. Este método fue modificado y adaptado para el análisis de pruebas de restauración de presión, debido a que, principalmente se generó para pruebas de declinación de la presión, adaptándose de manera exitosa y siendo el primer método que usa la información transiente o transitoria para determinar la presión estática del reservorio (Escobar, 2003).

Se puede usar el método de Horner tanto para la resolución de reservorios finitos como infinitos, observando la diferencia únicamente en la región tardía (LTR) cuando ya existe una afección de límites. (Chaudry, 2004).

En el método de Horner se trata de dibujar una línea recta que se ajuste con la mayor cantidad de puntos correspondientes en la región de tiempos medios (MTR). Esta recta tendrá una pendiente m la cual se ajustará con respecto al flujo radial que se tenga. En base a la pendiente calculada se obtiene la permeabilidad efectiva que representa al reservorio (Alvarado, 2004).

La estimación de la presión inicial o P_i se obtiene a través de la extrapolación de la línea recta generada en la región de tiempos medios (MTR) para un periodo infinito de cierre. Para el caso de yacimientos finitos y desarrollados, la presión calculada al extrapolar no es una buena estimación de P_i ; esta presión es P^* , usualmente denominada presión falsa. Esta presión suele ser mayor que la presión promedio del reservorio P al momento del cierre y no representaría al mismo (Figura 6) (Chaudry, 2004).

Figura 6 Grafico de Horner para una prueba de restauración.



Elaborado por: Castillo, 2023

Para la interpretación del método de Horner se siguen los siguientes pasos (Borbon et al., 2013):

1. Generar la gráfica P_{ws} Vs $((tp+\Delta t)/\Delta t)$ (Figura 6).
2. Distinguir el periodo estable de flujo.
3. Seleccionamos los puntos más prospectos y trazar la recta.
4. Obtener la pendiente representativa de la recta.
5. Calcular la permeabilidad con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{k h} \quad (8)$$

$$k * h = \frac{162.6 q \mu B}{m}$$

6. Extender la recta hasta el valor de $((t_p + \Delta t) / \Delta t) = 1$
7. Leer la presión obtenida en el cruce, está será la presión estática de fondo o P_{ws} para el caso de un reservorio infinito o será la presión falsa P^* o pseudo-presión estática si tiene un reservorio finito ya desarrollado.
8. Se evalúa el factor de daño (Skin) con las siguientes formulas:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (9)$$

$$P_{1hr} = \frac{t + \Delta t}{\Delta t} = \frac{t + 1}{1} \quad (10)$$

Si $t_p < 1 \text{ hr}$

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \log \left(1 + \frac{1}{t_p} \right) + 3.2275 \right] \quad (11)$$

Para el cual estos cálculos se tiene que:

- P_{wf} : Es la presión de fondo fluyente [psi]
- t_p : Tiempo de producción del lapso de flujo constante [hrs]
- Δt : Tiempo de cierre del pozo [hrs]
- $(t_p + \Delta t) / \Delta t$: Tiempo de horner [adimensional]
- S : Factor de daño [adimensional]
- P_{1hr} : La presión leída a una hora de cerrar el pozo [psi]
- k : Permeabilidad
- Φ : Porosidad

- Ct: Compresibilidad total [psi⁻¹]
- μ: Viscosidad [cP]
- rw: Radio del pozo [ft]
- β: Factor Volumétrico [BLS/BF]
- q: Caudal de producción antes del cierre del pozo [BFPD] (Borbon et al., 2013)

1.5.7.2 Método de la Derivada de Bourdet et al.

La derivada de Bourdet hace referencia a la derivada logarítmica de la solución de la ecuación de la difusividad radial expuesta por Gringarten. Se consideran las respuestas de la prueba donde se evidencia el efecto de llenado o almacenamiento; es decir, en el momento en el que el fluido producido proviene solo del pozo y se genera por la expansión de fluido, no influyen. Se obtiene por la solución logarítmica de la solución de la función Ei descrita a continuación (Bourdet, 2002):

$$P_i - P_{wf} = -70.6 \frac{q B \mu}{k h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k t} \right) - 2S \right] \quad (12)$$

La derivada de P con respecto al tiempo se puede expresar de la siguiente manera sencilla, multiplicada por el tiempo transcurrido Δt, dando un valor igual a una constante (Bourdet, 2002):

$$\Delta P' = 70.6 \frac{q B \mu}{k h} = cte \quad (13)$$

Para términos más prácticos la derivada se puede expresar en variables adimensionales, y se obtiene (Bourdet, 2002):

$$P'_D = t_D \left(\frac{\partial P_D}{\partial t_D} \right) = \frac{t_D}{C_D} \quad (14)$$

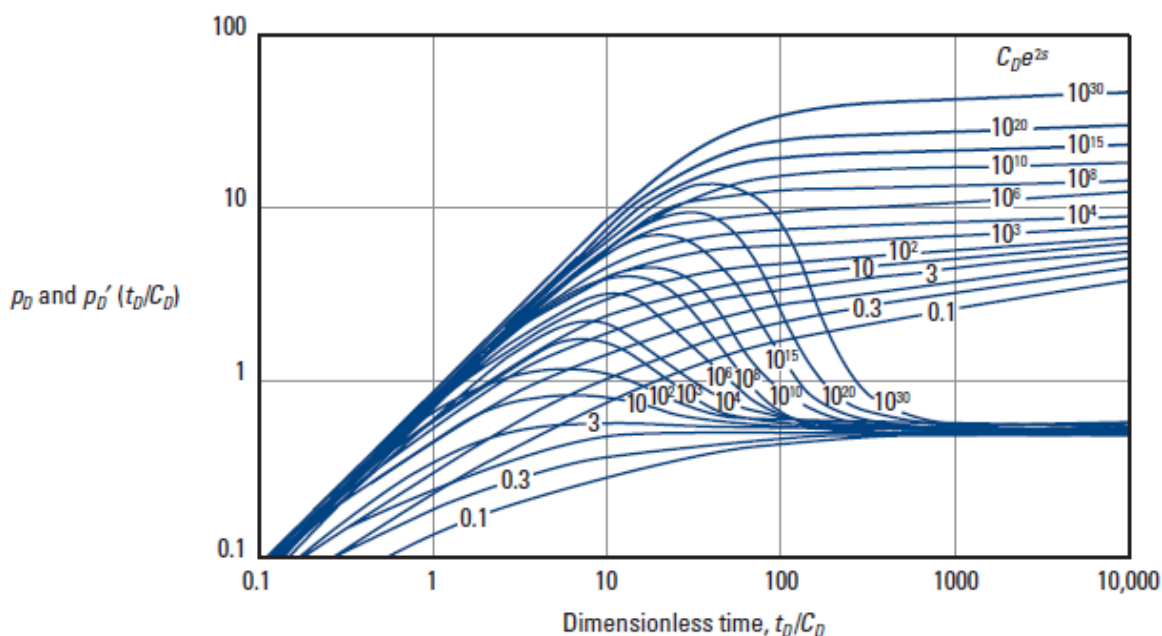
Cuando la lectura de la presión solo está influenciada por el efecto de llenado o almacenamiento del pozo, tal que solo es afectado por la expansión del fluido que se encuentra en el pozo, se tiene (Bourdet, 2002):

$$\Delta P = \frac{q B \Delta t}{24 C} \quad (15)$$

Se procede a graficar juntas a la curva tipo Gringarten et al. y su derivada ya que los grupos adimensionales de presión y tiempo son congruentes (Bourdet, 2002).

Para una mayor comprensión observar la gráfica de P_D' vs t_D/C_D en la (Figura 7).

Figura 7 Curvas tipo para un pozo con almacenamiento y efectos de daño en un yacimiento homogéneo.



Fuente: Schlumberger, 2002

Con el uso de la combinación de estas dos curvas se estima el factor de daño de la formación de una manera cualitativa, pudiendo notar el efecto del daño en relación de qué tan rápido cae la gráfica de la derivada después del máximo, dando una relación de mientras más brusca sea la caída mayor es el efecto del daño (Bourdet, 2002).

1.5.8 Análisis de la curva de la derivada

1.5.8.1 Asociación del modelo

Una adecuada elección del modelo a interpretar del reservorio es necesario y muy significativo antes de proceder a interpretar una prueba de incremento de presión. Con una

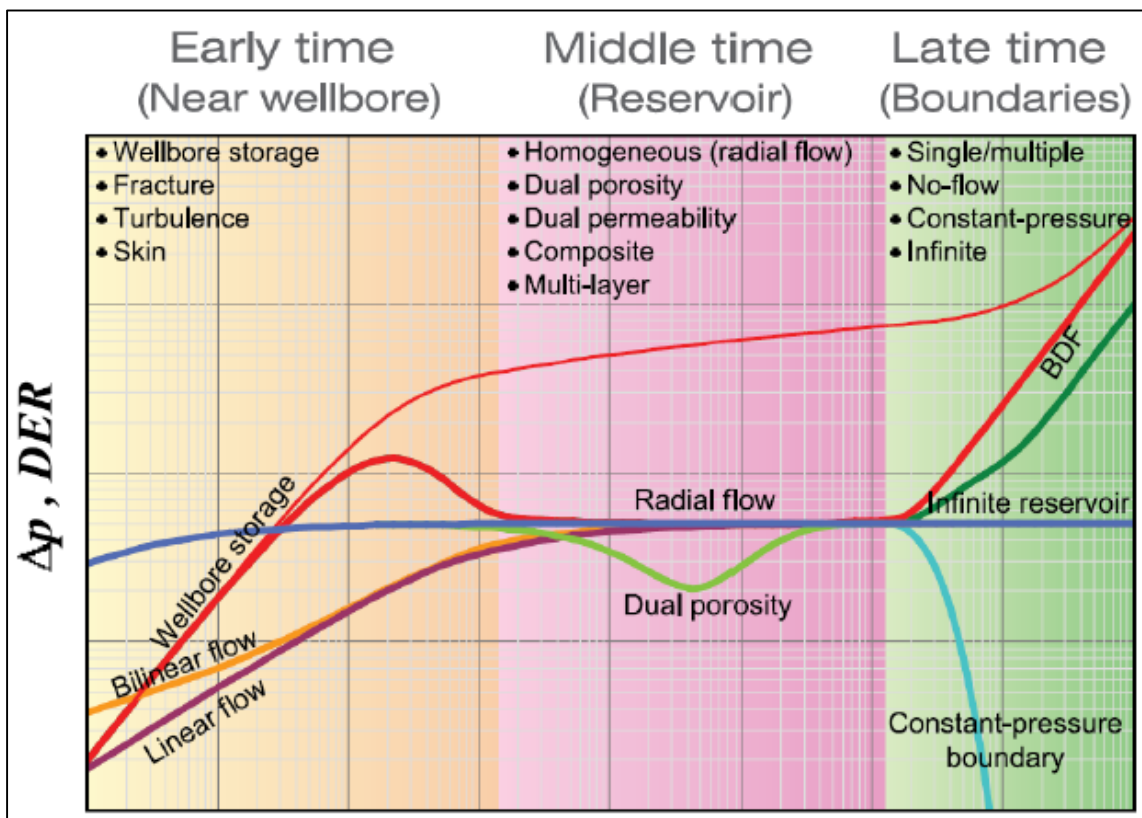
buena identificación del modelo y una prueba transitoria con suficientes datos, se puede computar un valor cierto de las características del reservorio como el factor de daño y la permeabilidad (Ahmed & McKinney, 2005).

Consecuente con el ingreso de la información requerida para una adecuada interpretación de las pruebas de reconstrucción de presión, se realiza el análisis diagnóstico para el cual se escoge el lapso de flujo más óptimo y los datos con la mayor calidad. Se procede con análisis enfocados, concluyendo en el reconocimiento de las regiones de tiempos en las pruebas, siendo estos (Escobar, 2003):

- Región de tiempos tempranos (ETR)
- Región de tiempos medios (MTR)
- Región de tiempos tardíos (LTR)

Se puede observar de una mejor manera para una normal identificación de las regiones la Figura 6 y de una manera más general para mayor cantidad de casos la Figura 8.

Figura 8 Relación general de las zonas de tiempos de una prueba de incremento de presión



Fuente: Fekete Associates Inc, 2009

No se deben considerar los datos inconsistentes en la prueba de reconstrucción de presión en base al modelo seleccionado, con la finalidad de hacer coincidir de mejor manera con el modelo identificado con la ayuda de los datos de la historia del pozo, propiedades petrofísicas y la descripción geológica (Fekete Associates Inc, 2009).

1.5.8.2 Región de tiempos tempranos ETR

En esta zona el flujo y la presión registrada es asociado al efecto de almacenamiento del pozo, por lo que se cuenta solo con la expansión de los fluidos del mismo y se dice que la contribución del reservorio es despreciable o cero en esta zona. Este efecto se da a entender como una relación lineal o mejor dicho una razón de cambio constante de la presión con respecto al tiempo de cierre. En esta zona la presión transitoria permite observar el estado del área más cercana al pozo como el factor de daño, la constante de almacenamiento y la presencia de fracturas y su efecto en las respuestas de la presión. (Chaudry, 2004).

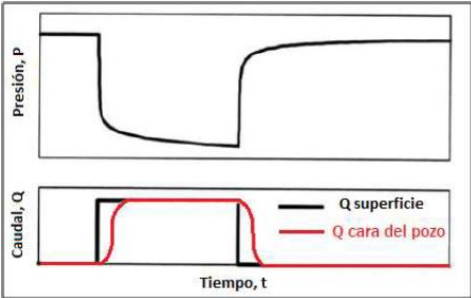
(i) Efecto de almacenamiento

El efecto de almacenamiento en las pruebas de build up o de restauración de la presión, se observa en los primeros próximos tiempos justo después de haber cerrado el pozo, donde la respuesta de la presión es influenciada únicamente por la compresión de los fluidos del pozo. Posterior a esta etapa es cuando se observa una respuesta en la presión aportada por el pozo (Paguay et al., 2011).

Posterior al cierre del pozo ya no se produce en superficie, sin embargo, en la cara del pozo se mantiene produciendo hasta comprimir el fluido e igualar la presión que se encuentra en el reservorio (Bourdet, 2002).

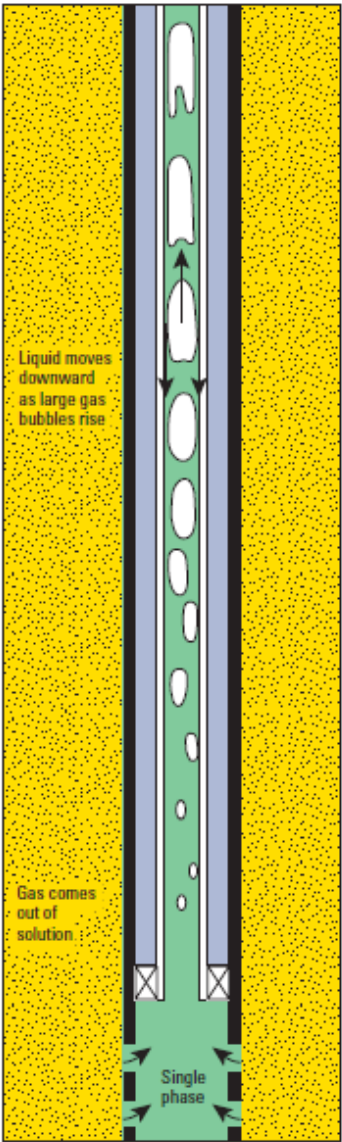
Para una mayor comprensión del efecto de almacenamiento se observa una representación gráfica en la Figura 9 y en la Figura 10 el caudal de superficie y el caudal en la cara del pozo en función del tiempo.

Figura 10 Efecto almacenamiento, caudales en la cara del pozo y en superficie.



Fuente: Bourdet, 2002

Figura 9 Efecto almacenamiento en el pozo

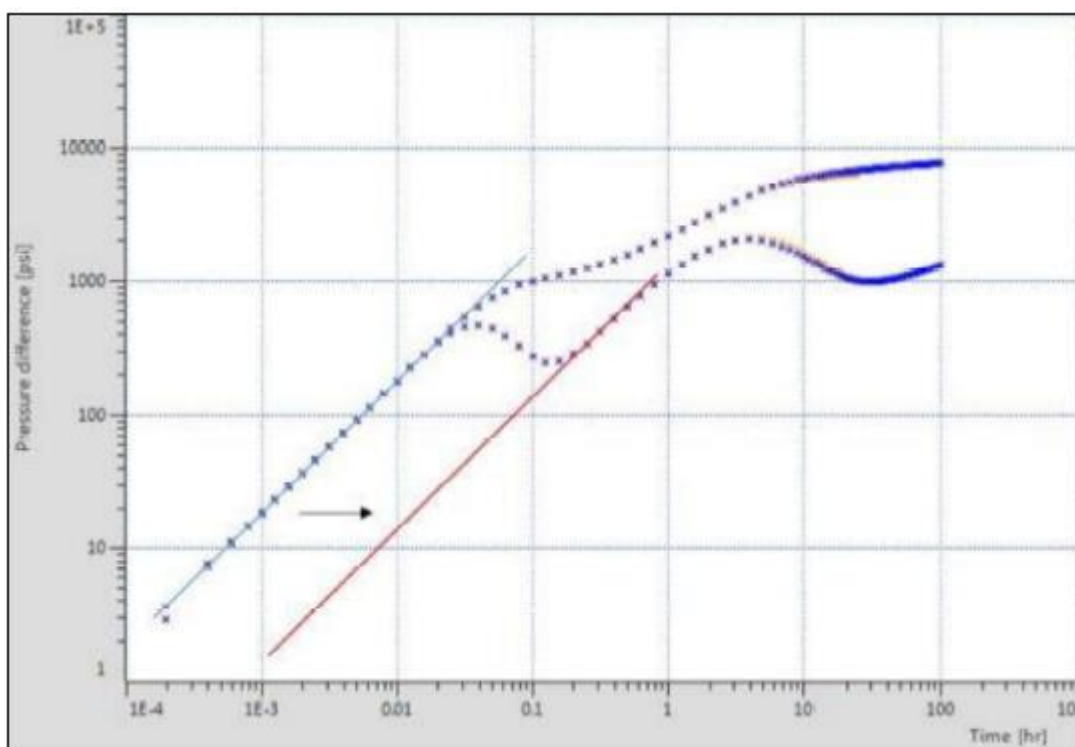


Fuente: Schlumberger, 2002

En los pozos el almacenamiento se asume como una constante, pero en la realidad operacional se ha observado un efecto de almacenamiento variable que bajo ciertas circunstancias se puede presentar en los gases o en una producción bajo el punto de burbuja, por el cual, al aumentar la presión, se redistribuyen las fases en el pozo y existe un incremento en llenado del pozo (Hegeman et al., 1993).

La Figura 11 muestra el comportamiento de una prueba de presión con un almacenamiento variable.

Figura 11 Efecto de llenado variable en una prueba de restauración de presión



Fuente: Schlumberger, 2002

En Anexos se presenta la respuesta de una prueba de presión con almacenamiento variable mediante el método análisis de Horner y de la derivada, considerando un modelo de almacenamiento constante y la corrección al tomar la misma prueba con un modelo de almacenamiento variable.

(ii) Factor de Daño (Skin)

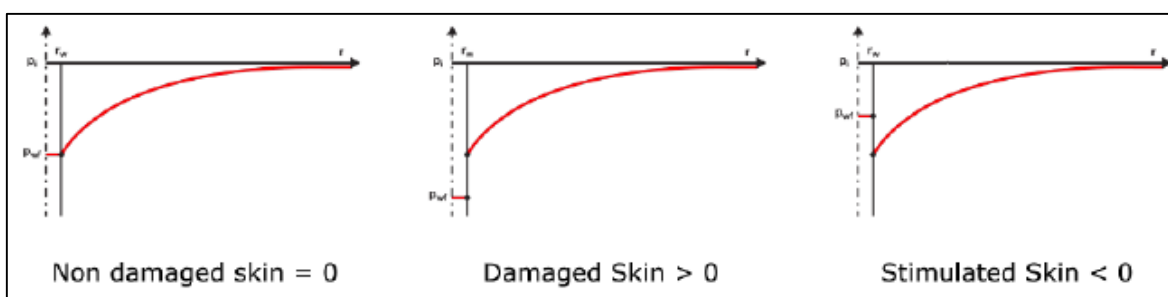
El factor de daño se puede asimilar como la diferencia generada entre la productividad del pozo esperada con la productividad efectiva. Este valor cuantitativo se denomina Skin o

daño. Se pueden tener valores positivos (+), que indican que el área cercana a la cara del pozo sufrió un daño y se genera una menor producción de la esperada. Se pueden tener valores negativos (-), que indican generalmente que al pozo se le realizó una estimulación, cuya productividad será mayor a la esperada. Se pueden tener valores nulos que señalarían que el pozo esta normal y producirá según lo esperado (Chaudry, 2004).

Una penetración se la puede señalarl como un factor de daño positivo consecuente de la pequeña área con la que se contacta con el reservorio. Debido a esta penetración se tendrían flujos esféricos o hemisféricos que en la gráfica de la derivada presentan una pendiente de $-1/2$ (Escobar, 2003).

En la Figura 12 se observan la desviación en las respuestas de las pruebas de presión afectadas por el factor de daño.

Figura 12 Efecto del skin sobre las pruebas de build up



Fuente: Houzé et al., 2017

1.5.8.3 Región de tiempos medios MTR

Para la zona MTR la prueba de restauración de la presión representara de mejor manera las características y comportamiento del reservorio. Las respuestas de presión dejan de ser afectadas por los factores cercanos a la cara del pozo que se observan en la región ETR. Durante un periodo de tiempo adecuado o idealmente infinito se puede calcular cuantitativamente las características del yacimiento. El flujo infinito es generalmente mencionado como el flujo radial infinito (IARF), con el cual empieza al momento de que los efectos de los limites internos desaparecen y hasta que antes que los de las fronteras externas aparezcan (Chaudry, 2004).

1.5.8.3.1 Flujo Radial Infinito (IARF)

El flujo radial infinito se ha tomado como estructura de muchas interpretaciones de pruebas de presión. Este el régimen de mayor importancia en un análisis de presión ya que permite caracterizar el reservorio. Este flujo se lo reconoce por una típica linealidad en la gráfica semi-log del cambio de presión y el tiempo (Houzé et al., 2017).

1.5.8.3.2 Reservorios Homogéneos

Se considera a un yacimiento como homogéneo si para una formación determinada, sus propiedades geológicas como la porosidad, el espesor, la permeabilidad y composición no varía a medida que se desplaza dentro reservorio. Esto es una perspectiva ideal que no se encuentra en la naturaleza, sin embargo, existen algunos que se asemejan y se los consideran como homogéneos. La mayoría de los métodos de análisis de pruebas de presión toman como base un reservorio homogéneo (Escobar, 2003).

1.5.8.3.3 Reservorios Heterogéneos

En la mayoría de las situaciones se tiene yacimientos heterogéneos que se pueden originar por distintas razones como: el tipo de depositación de los sedimentos, plegamientos de la formación o fallas. Esto genera una variación en las propiedades geológicas a lo largo del yacimiento (Escobar, 2003).

En la naturaleza se encuentran los siguientes reservorios heterogéneos:

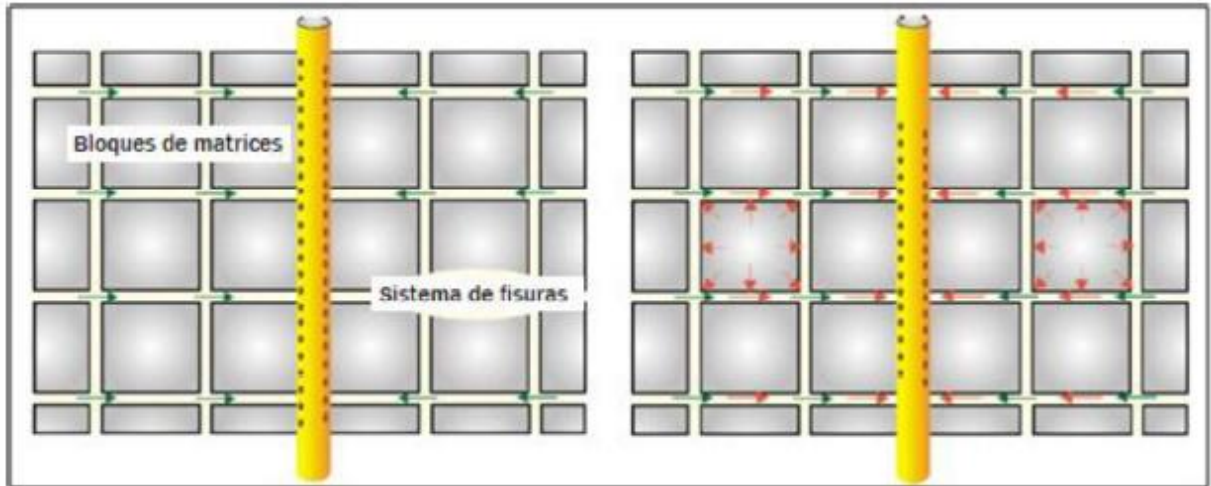
- Reservorios de doble porosidad
- Reservorios de doble permeabilidad
- Reservorios compuestos

(a) Reservorios de doble porosidad

La doble porosidad en un reservorio se da por la presencia de una porosidad secundaria. Esta se puede originar por medios naturales tales como fallas o medios artificiales como un fracturamiento hidráulico, contrario a la primaria que se generó con la formación de la roca (Schlumberger, 2018).

En la Figura 13 se ilustra una doble porosidad por fracturamiento natural.

Figura 13 Reservorio naturalmente fracturado con doble porosidad



Fuente: Houzé et al., 2017

Para los yacimientos heterogéneos se observan dos casos de consideraciones en función de la distribución de la presión en el bloque matricial, los cuales son (Houzé et al., 2017):

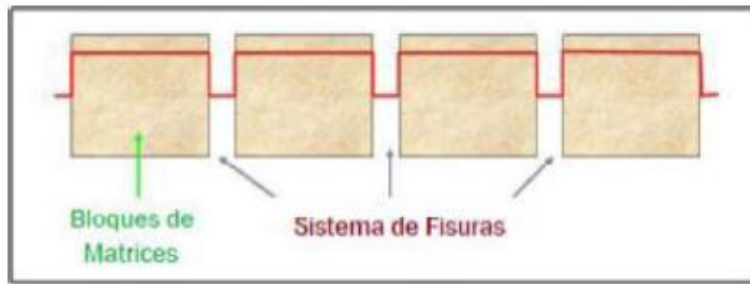
- Patrón de flujo de interporosidad restringida (PSS)
- Patrón de flujo de interporosidad no restringida o transiente

(i) Patrón de flujo de interporosidad restringida (PSS)

Para el modelo PSS, se considera que en los bloques matriciales la distribución de la presión es uniforme, por lo cual, la presión dentro del bloque no cambia. La caída de la presión se encuentra presente en las caras de las losas como una discontinuidad con la presencia de la fractura. Como análisis de la respuesta de la prueba de presión se evidencia una gran caída durante la transición (Houzé et al., 2017).

Una vista transversal del comportamiento de la presión se visualiza en la Figura 14.

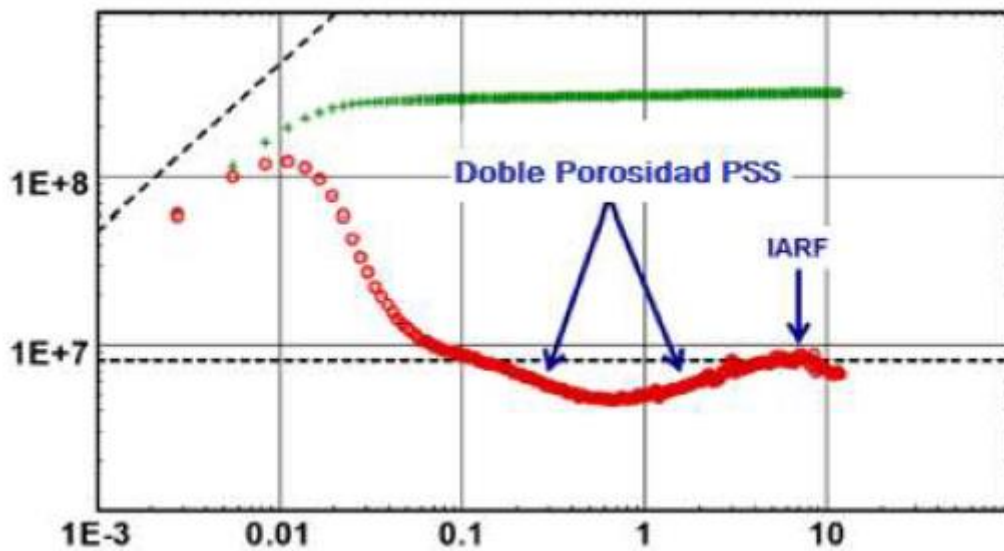
Figura 14 Presión sección transversal del modelo PSS



Fuente: Houzé et al., 2017

En la Figura 15 se observa el comportamiento de la prueba de presión en el análisis de un reservorio de doble porosidad PSS.

Figura 15 Análisis de una prueba de presión de doble porosidad PSS



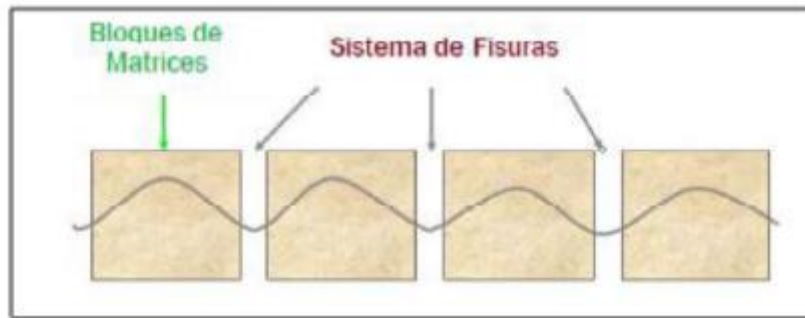
Fuente: Houzé et al., 2017

(ii) Patrón de flujo de interporosidad no restringida (transiente)

Para este patrón de la presión no se considera uniforme en el bloque matricial sino la existencia de un gradiente de presión lo cual genera una dispersión en la presión distribuida a lo largo del bloque matricial (Houzé et al., 2017).

En la Figura 16 el perfil transversal de las presiones del patrón de doble porosidad transiente.

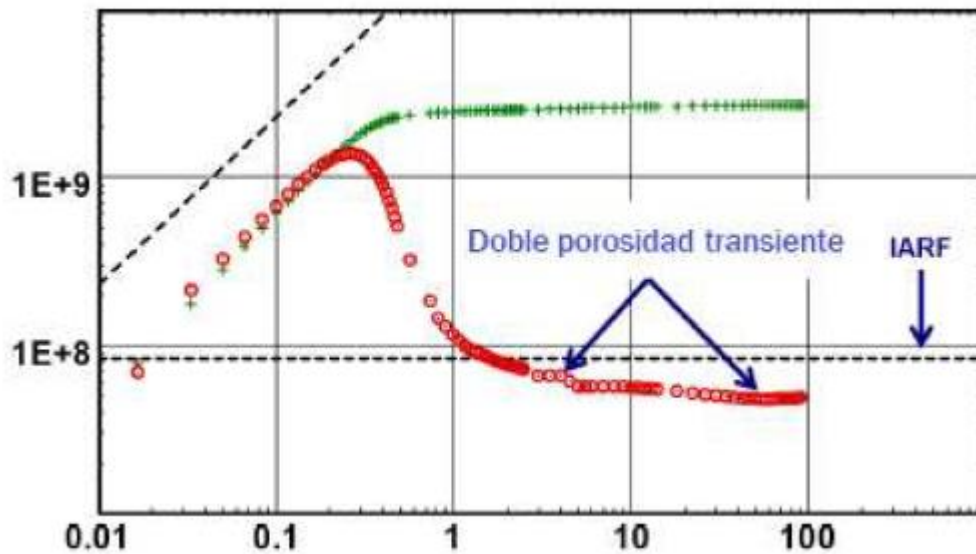
Figura 16 Presión sección transversal del modelo transiente



Fuente: Houzé et al., 2017

En la Figura 17 se observa el comportamiento de la prueba de presión en el análisis de un reservorio de doble porosidad transiente.

Figura 17 Análisis de una prueba de presión de doble porosidad transiente



Fuente: Houzé et al., 2017

(b) Reservorios de doble permeabilidad

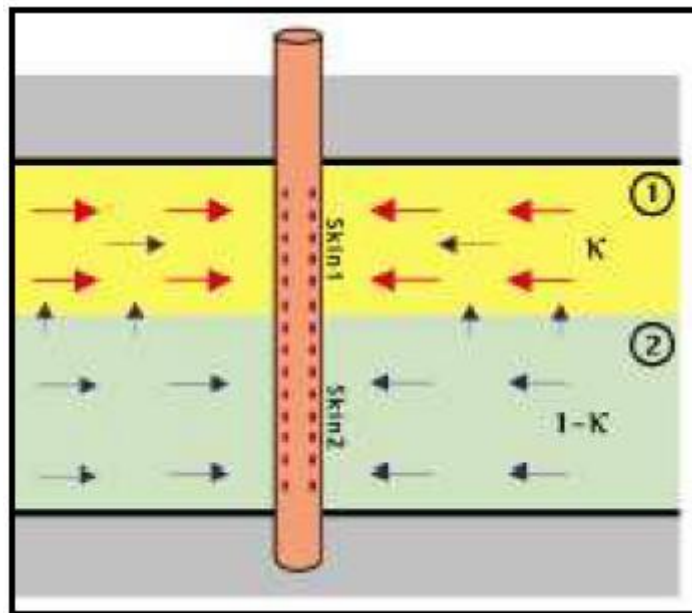
Los reservorios de doble permeabilidad se los representa analíticamente como dos capas consecutivas pertenecientes a la misma formación con una permeabilidad distinta en cada una. Los cañoneos pueden estar en una o en las dos capas otorgando un aporte al pozo. En estos reservorios existe la posibilidad de un flujo cruzado entre las dos capas, cuando

la capa más permeable produce más rápido se origina la diferencia de presión, dando inicio al flujo cruzado (Houzé et al., 2017).

El flujo cruzado es correspondiente a la variación de la presión presente entre las dos capas (Houzé et al., 2017).

En la Figura 18 se ilustra un reservorio con doble permeabilidad

Figura 18 Reservorio con doble permeabilidad

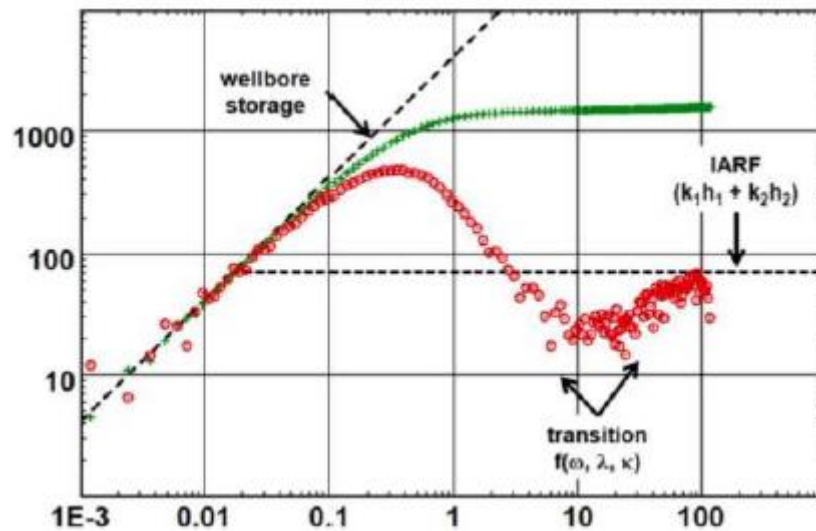


Fuente: Houzé et al., 2017

Por lo general en un análisis a la capa más permeable se la menciona como capa 1; es la que produce más rápido y genera el flujo cruzado con la diferencia de la presión. En el análisis de las pruebas de restauración de la presión la región temprana se comporta idénticamente a como si este fuera un reservorio homogéneo. En el flujo cruzado presente en la región media se tiene una caída en el comportamiento de la derivada para luego estabilizarse y comportarse como un reservorio homogéneo (Houzé et al., 2017).

En la Figura 19 se observa el análisis de una prueba de incremento de presión para el caso de doble porosidad.

Figura 19 Análisis de una prueba de presión de doble permeabilidad



Fuente: Houzé et al., 2017

(c) Reservorios compuestos

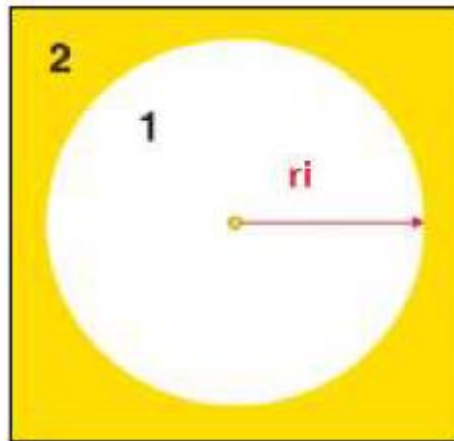
Estos reservorios compuestos se caracterizan por la variación de la movilidad de los fluidos del reservorio, estos están presente en su mayoría en proyectos de inyección o cambios de facies lateralmente. Esto genera un cambio en la movilidad lateral del yacimiento variando las propiedades, tales como: la permeabilidad relativa, las saturaciones y la relación de movilidad de los fluidos en la roca (Houzé et al., 2017).

Entre los casos más destacados se tiene:

- Cambios en la saturación debido a la inyección de un fluido extraño a los del reservorio.
- Variación en la saturación por presencia de un acuífero lateral o de fondo.
- Transición de facie
- Variación en saturaciones por la producción debajo del punto de saturación.
- Cambios en la saturación debido a la producción de reservorios con capa de gas

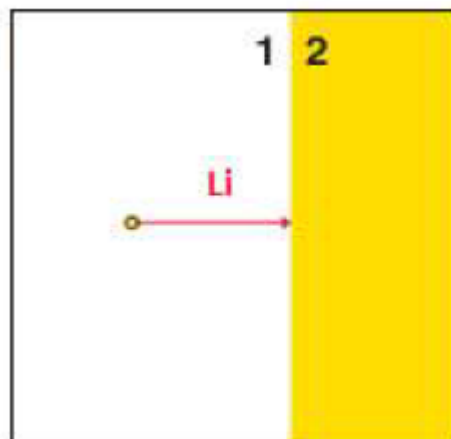
En la Figura 20 y 21 se ilustra los dos modelos compuestos más usados, el radial y el lineal respectivamente.

Figura 20 Modelo compuesto radial



Fuente: Houzé et al., 2017

Figura 21 Modelo compuesto lineal



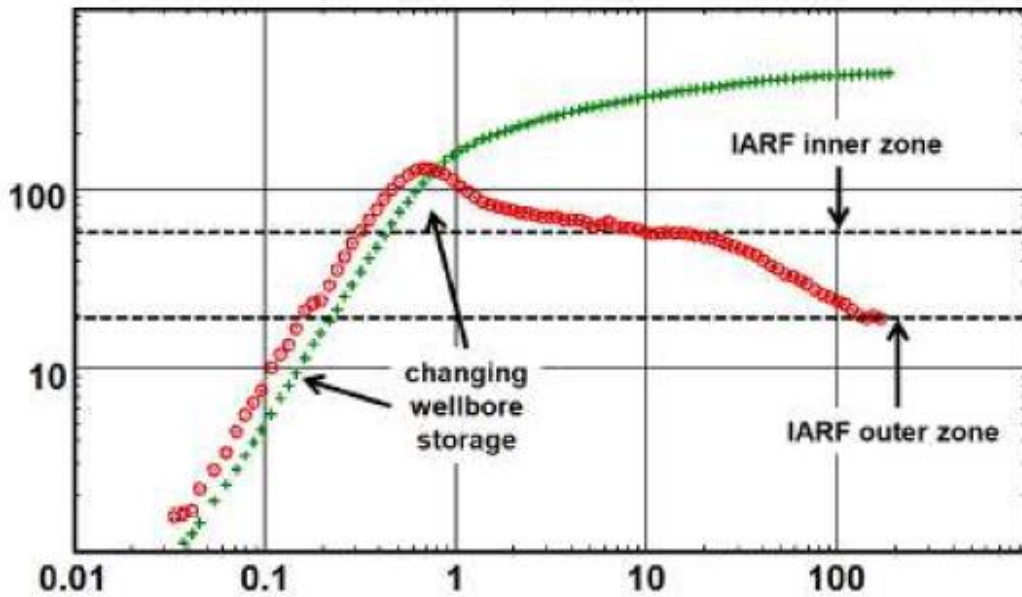
Fuente: Houzé et al., 2017

Para el modelo analítico compuesto radial, r_i es el radio del comportamiento interior fijando como centro el pozo; en esta zona 1 el pozo se comporta como normalmente lo haría. La zona 2 es el área donde se presencia la variación de la movilidad (Houzé et al., 2017).

En el caso de modelo analítico lineal compuesto, L_i hace referencia a la separación que existe entre el pozo y la zona de cambio de movilidad (Houzé et al., 2017).

En la figura 22 se observa el análisis de una prueba de reconstrucción de presión para un reservorio radial compuesto.

Figura 22 Análisis de una prueba de presión de un modelo radial compuesto



Fuente: Houzé et al., 2017

1.5.8.4 Región de tiempos tardíos LTR

Para esta zona la prueba de presión ha alcanzado los límites del reservorio, la respuesta de la prueba de presión se encuentra influenciada completamente por la configuración de los límites del pozo o la interferencia con pozos aledaños (Escobar, 2003).

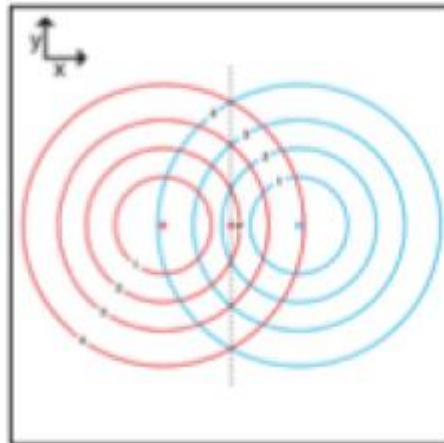
Usualmente la zona media y tardía se encuentra condicionada por el flujo radial infinito, identificándose con una normalización de la derivada. Sin embargo, si la prueba es lo suficientemente larga o los límites del reservorio muy cercanos se presenciarán los efectos de los mismos (Houzé et al., 2017).

(i) Límite de no flujo (Falla de sellado)

También conocida como falla simple, se observa como un límite lineal que delimita al reservorio en una dirección. El efecto de esta falla es equiparable a situar un pozo simétrico respecto a la falla con las mismas características denominado usualmente como pozo imagen, lo que origina un aumento en el decremento en la presión que se propagara a través del reservorio y si la prueba es lo suficientemente larga llegara al pozo y se verá reflejada en las respuestas de la prueba (Houzé et al., 2017).

En la figura 23 se muestra una representación analítica del efecto de una falla simple.

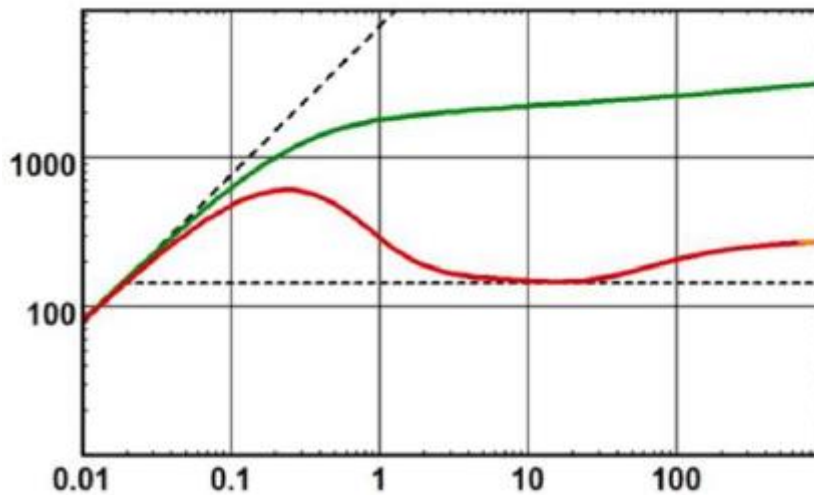
Figura 23 Efecto de pozo imagen originado por una falla sellante



Fuente: Houzé et al., 2017

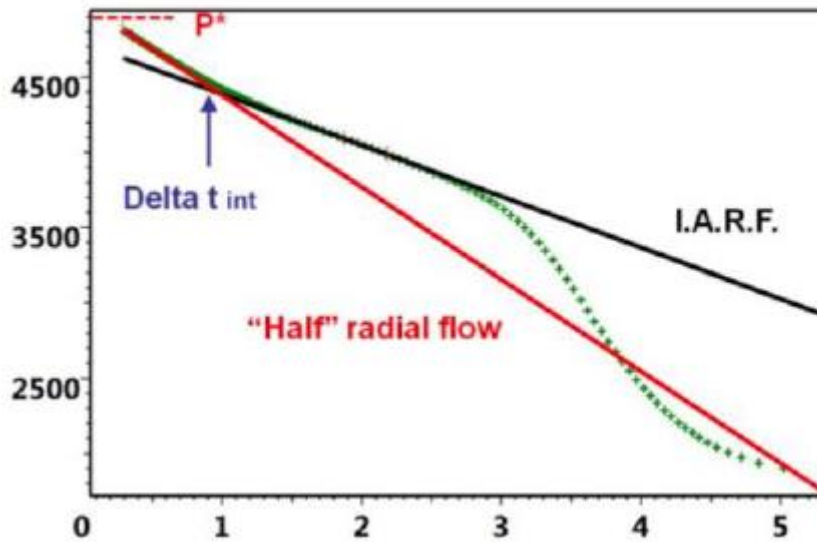
Para el análisis técnico de la prueba de presión observar la Figura 24, donde la curva de la derivada para la zona LTR se desvía hacia arriba y se estabiliza al doble del valor leído en la región MTR. En la Figura 25 la gráfica semi-logarítmica presenta que la pendiente se duplica al alcanzar esta zona (Alvarado, 2004).

Figura 24 Análisis de la curva de la derivada para el efecto de una falla sellante



Fuente: Houzé et al., 2017

Figura 25 Análisis de la curva semi-logarítmica para el efecto de una falla sellante



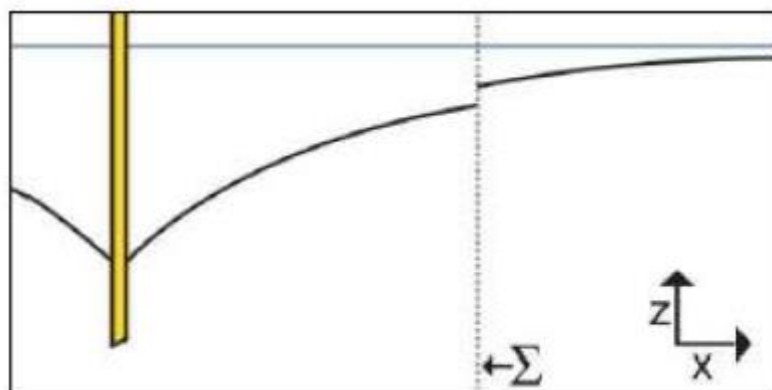
Fuente: Houzé et al., 2017

(ii) Límites permeables

Este caso en particular se lo observa como un límite dentro de los límites del reservorio, un caso práctico sería una falla con fugas. El efecto que produce es una notable caída en la presión que es directamente proporcional al flujo que se da a través de la falla (Houzé et al., 2017).

En la Figura 26 expone el perfil de presión representativo de una falla con fugas.

Figura 26 Perfil de presión de una falla con fuga



Fuente: Houzé et al., 2017

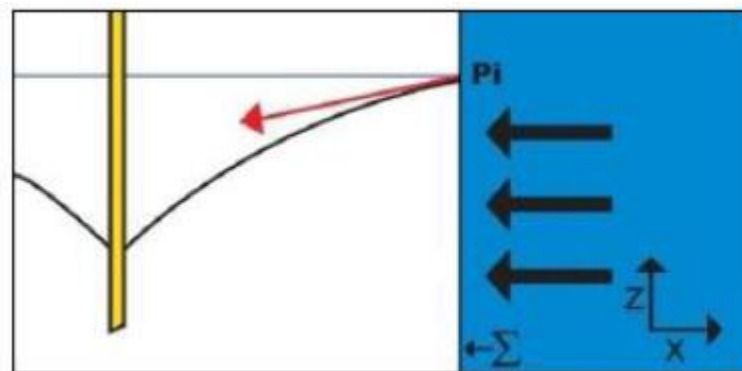
(iii) Límites de presión constante

Estos límites son considerados como superficie lindante que suministran la presión suficiente al yacimiento para mantenerla constante e idéntica a la inicial. Generalmente estos casos se ven reflejados en presencias de acuíferos muy activos en la naturaleza (Houzé et al., 2017).

Para el caso de acuíferos no tan activos o débiles son modelados analíticamente, tal que se evalué la eficiencia de barrido tomando en cuenta la fuerza del acuífero y las permeabilidades relativas (Houzé et al., 2017).

La Figura 27 enseña el perfil de presión representativo de un límite de presión constante.

Figura 27 Perfil de presión de un límite de presión constante

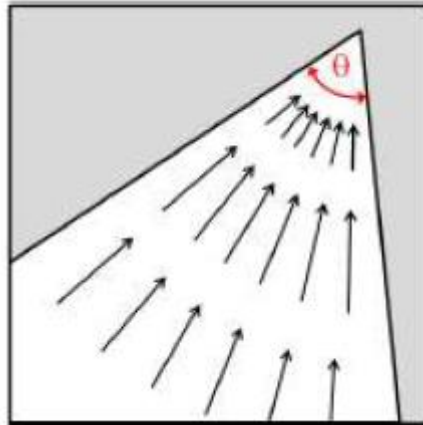


Fuente: Houzé et al., 2017

(iv) Intersección de fallas

Una intersección de fallas se la interpreta como el cruce de dos límites de no flujo (Figura 28), tales que forman un ángulo θ que tiene un valor entre 0 y 180 grados. (Bourdet, 2002).

Figura 28 Representación de una intersección de fallas



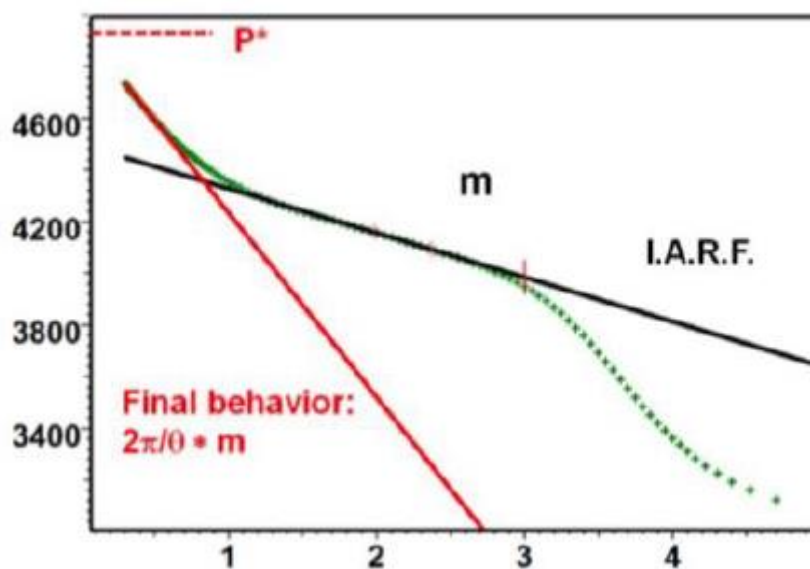
Fuente: Houzé et al., 2017

El gráfico semi-logarítmico o de Horner, presenta una segunda recta localizada en la zona LTR con un pendiente mayor a la primera en el flujo radial infinito (IARF) donde (Houzé et al., 2017):

$$m_2 = m_1 + \frac{2\pi}{\theta} \quad (16)$$

La Figura 29 señala el análisis de la respuesta de la gráfica semi-logarítmica.

Figura 29 Representación de una intersección de fallas

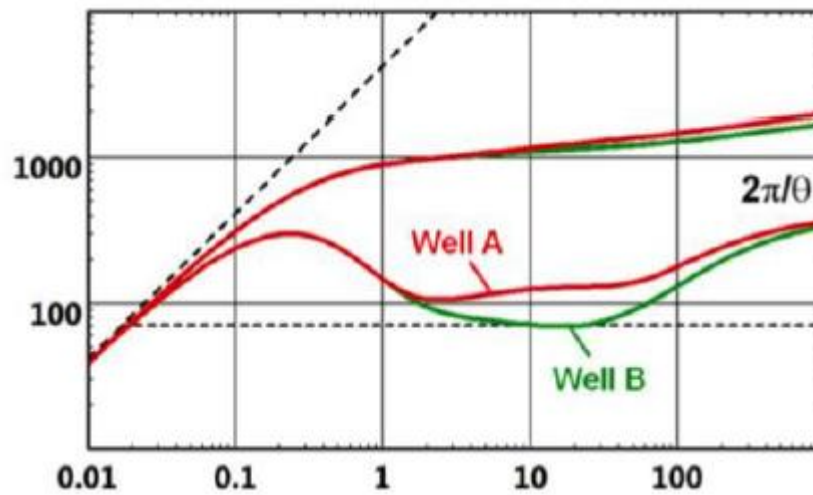


Fuente: Houzé et al., 2017

Para la curva de la derivada, en la región LTR tendrá una subida la cual se normalizará al mismo valor superior obtenido en la gráfica semi-logarítmica. Por lo cual, la región LTR permite calcular el ángulo de intersección de las fallas (Houzé et al., 2017).

La Figura 30 señala el análisis de la respuesta de la gráfica de la derivada o logarítmica.

Figura 30 Representación de una intersección de fallas



Fuente: Houzé et al., 2017

2 METODOLOGÍA

Este trabajo se desarrolló como un análisis técnico, donde se realizó un análisis y reinterpretación de las pruebas de presión realizadas desde el inicio de producción hasta la fecha del 31 de diciembre del 2022 en los pozos del campo Sacha; de manera específica, las realizadas en la arena U del mismo campo. La información es perteneciente a la base de datos de la compañía productora EP Petroecuador. Se examinó la data otorgada para proceder a marcar nuestro universo de información, delimitar la muestra que estamos tomando en base a los criterios en los que utilizamos para tener un buen resultado del estudio.

Para este trabajo de titulación se buscó generar una base de datos eficiente con la información de los pozos pertinente, para un mayor entendimiento y consolidación de las presiones obtenidas del reservorio U, corregidas en base al nivel de referencia (datum) y estimadas a la fecha del 31 de diciembre del 2023. Para esto se generó un análisis del mecanismo de producción predominante en la arena estudiada, observando los datos de producción acumulada de fluidos y pruebas anterior de presión realizadas a lo largo de la vida productiva del reservorio. Se genera una línea de tendencia y se estima el decremento de la presión en relación al tiempo y se aplica a los pozos estudiados.

En función de la evolución de Trabajo de Integración Curricular se procedió con los siguientes pasos, en el mismo orden que se encuentran enumerados a continuación:

1. Elección del universo y la muestra de los pozos para el estudio.
2. Acopio de información indispensable para la interpretación.
3. Validación de la información.
4. Reinterpretación de las pruebas de presión.
5. Corrección de la presión a nivel de punzados.
6. Estimación de la presión actual.
7. Elaboración del mapa de presiones.

2.1 Elección del universo y la muestra de los pozos para el estudio

2.1.1 Universo

Para este proyecto el universo con el que se trabajó son todas las pruebas de presión y realizadas en todos los pozos del campo Sacha a lo largo de toda su vida productiva hasta el año 2022 que se recolectó la información.

2.1.2 Muestra

Como muestra se tomó a los pozos productores de la arena U del campo Sacha que disponían las pruebas de presión aceptables con la cantidad de información suficiente para analizar.

2.2 Acopio de información indispensable para la interpretación

En el desarrollo de este trabajo se utilizó la información del campo Sacha suministrados por la compañía productora EP Petroecuador.

Se realizó una recolección de la información necesaria para el estudio como lo fueron las pruebas de presión, el historial de proyectos de reacondicionamiento de los pozos, registros eléctricos e historiales de producción.

En todo el tiempo que se ha estado produciendo el campo Sacha se han realizado un total de 655 pruebas de presión que se encuentran en la base de datos de EP Petroecuador, sin embargo, son 432 pruebas de presión que pertenecen a la arena U del campo. De todas las pruebas de presión se eligió las que tenían la información disponible en formato compatible para el uso del software Saphir NL, lo que comprende documentos con extensiones:

- .XLS
- .XPS
- .GEN
- .REC
- .TXT

Las pruebas de presión disponibles son generalmente pruebas tomadas en con el equipo BES, en procedimientos de Work-Over o en la completación del pozo. No se encontraron pruebas durante la perforación.

2.3 Validación de la información

Del total de pruebas de presión de la arena U, se reconocen 151 pruebas con información válida para realizar el estudio y las más cercanas a la fecha actual para poder tener un valor más preciso. Observando la Tabla 2 se visualizan los pozos y la cantidad de pruebas de presión que se analizaron en este trabajo.

Tabla 2 Pruebas de presión disponibles del campo Sacha de las arenas U

PP disponibles		Continuación 1		Continuación 2	
Well Name	N° P.P				
		SCHAI-412H	1	SCHD-251	2
SCHAO-470	1	SCH-017	1	SCH-059	2
SCH-299	1	SCHAP-482	1	SCH-121	2
SCHAI-413S1	1	SCHAF-499	1	SCHAK-431	2
SCHAK-433	1	SCHAF-549H	1	SCHAF-489	2
SCHAF-383H	1	SCHAE-376	1	SCHS-177	2
SCH-159	1	SCHAO-473HS1	1	SCH-019	2
SCHI-179H	1	SCHA-001	1	SCHAL-444	2
SCH-182	1	SCH-018	1	SCH-098	2
SCH-142	1	SCH-185	1	SCHAD-360	2
SCHAL-445	1	SCHV-192	1	SCHAP-483	2
SCH-124	1	SCH-137	1	SCHAA-301	2
SCHI-067	1	SCHAB-341	1	SCH-043	2
SCHAC-352	1	SCHAB-317H	1	SCHJ-152	2
SCHAC-351	1	SCH-130	1	SCHAG-395	2
SCHL-172	1	SCHAH-402	1	SCHAF-519S1	2
SCH-007	1	SCH-052B	1	SCHAA-304R1	2
SCHAO-477H	1	SCHAJ-422	1	SCHAF-381	2
SCHG-278	1	SCHAO-478H	1	SCHAK-430	2
SCHT-169	1	SCHAO-475H	1	SCH-184	2
SCHAD-365	1	SCH-134	1	SCHP-188	2
SCHAP-488H	1	SCH-066B	1	SCHP-153	2
SCHAP-487	1	SCH-110	1	SCHU-189	2
SCHAE-373H	1	SCH-118	1	SCHG-277	2
SCHAG-392	1	SCHX-270	1	SCHS-288	2
SCHQ-215	1	SCHG-274	1	SCHW-268R1	1
SCHQ-469	1	SCHAC-356	1	SCHAH-403	2
SCHQ-216	1	SCHAJ-424	1	SCHAN-461	2
SCHAG-393	1	SCHV-217	1	SCHAN-462	2
SCHAJ-425	1	SCHAJ-421	1	SCH-123	2
SCHV-241	1	SCHAN-466	1	SCHU-208	2
SCHAA-302	1	SCH-093	2	SCHAB-311	2

SCH-006	1	SCHAL-442	2	SCHAE-375	2
SCHAL-440	1	SCH-102	2	SCHU-212	2
SCHAF-539HS1	1	SCHAO-472	2	SCHAE-370	2
SCH-186	1	SCHS-263	2	SCHU-207	2
SCHO-224	2	SCHP-181	2	Total	151

Fuente: PETROECUADOR, 2022

Elaborado por: Castillo, 2024

2.3.1 Parámetros de selección

Con el propósito de desarrollar una correcta interpretación de las pruebas de Build Up (B´UP) o restauración de presión, se tomaron los parámetros de selección establecidos por Izurieta et al. debido a que no todas las pruebas cumplían con los criterios necesarios para una buena interpretación teniendo como consecuencia a valores muy desapegados de lo real. Ver Tabla 3

Tabla 3 Parámetros de selección para el análisis de pruebas de B´UP

CRITERIO	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE PRUEBAS DISPONIBLES
ALTO	Producción previa estable, modelo válido, límites de reservorio	29
MEDIO	Producción previa variable o suposición de presión/producción, modelo válido	38
BAJO	Modelo no válido, índice de productividad estimado, no se identifica lujo radial infinito (IARF)	36
NO VÁLIDO	Periodo de cierre muy corto, no existe datos de producción, problemas mecánicos, no existe prueba de restauración de presión, producción mezclada, data cruda errónea, etc.	48
TOTAL		151

Fuente: Izurieta et al., 2015

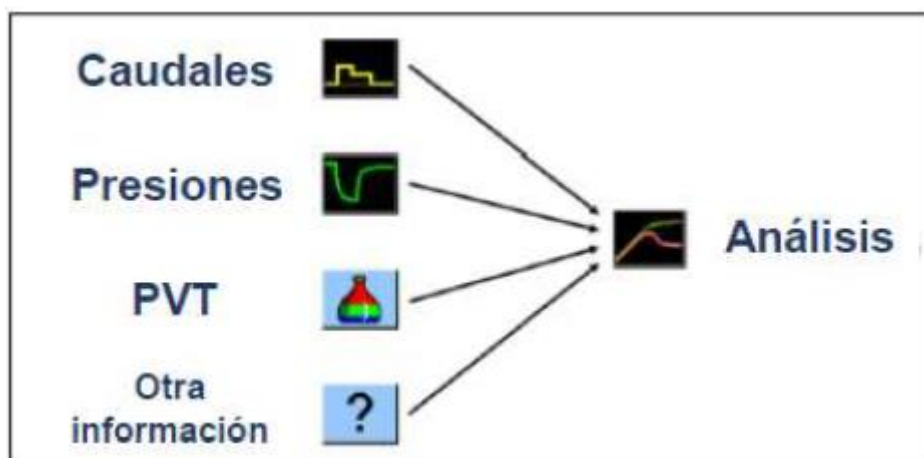
Elaborado por: Castillo, 2024

Observando en la Tabla 3 se establece que, de las 151 pruebas de restauración de la presión, se tienen 29 pruebas disponibles con un criterio alto y 38 pruebas disponibles con un criterio bueno. Por lo que el trabajo procederá con la interpretación de las 67 pruebas de presión que tienen la data factible para un buen desarrollo del estudio. Por el otro lado se tienen 36 pruebas con criterio bajo y 48 pruebas con un criterio no válido; las que se proceden a descartar por la gran posibilidad de una interpretación errónea.

2.4 Reinterpretación de las pruebas de presión

Para una correcta interpretación de las pruebas de incremento de presión es indispensable tener la información referente de cada pozo que va a ser evaluado como: la producción, geofísica, petrofísica, datos PVT, historial del pozo, estado del pozo, entre otros. Esta información válida debe ser procesada, organizada y digitalizada en algunos casos para un uso futuro (Izurieta et al.,2015).

Figura 31 Datos indispensables para la interpretación de pruebas de presión.



Fuente: Hozué et al., 2013

Con la data suministrada se sube al software. Se asocia el tipo de prueba de presión y se prosigue con la verificación de la data y observación de lecturas engañosas o erróneas. Continúa con el ingreso de la data de producción para empatar con la información de la presión. Se debe corregir la presión obtenida al nivel donde se realizó el cañoneo para proseguir con la interpretación. Las respuestas se tabulan y en base al comportamiento anterior del yacimiento con pruebas anteriores se realiza una extrapolación para obtener la presión actualizada (Izurieta et al.,2015).

La tabla con data requerida de los pozos se encuentra en los Anexos.

2.4.1 Ejemplo representativo del uso del software Saphir NL. SCH-093 – Formación Napo U

Primero se separan los datos relevantes del pozo; ver Tabla 4.

Tabla 4 Datos del pozo SCH-093 para la prueba

Well name	SCH-093	
Prof. Media de cañoneo	9492	[ft]
Prof. NO-GO	9334	[ft]
rw	6,376	[in]

Elaborado por: Castillo, 2024

Se continua con la data de producción; ver Tabla 5.

Tabla 5 Datos de producción del pozo SCH-093 para la prueba

Datos de Producción		
Qo	Qw	Qt
[BPPD]	[BAPD]	[BFPD]
99	256	355

Elaborado por: Castillo, 2024

A continuación, los datos petrofísicos del reservorio; ver Tabla 6.

Tabla 6 Datos petrofísicos del reservorio para el pozo SCH-093

Parametros petrofisicos			
h	Φ promedio	Ty	Sw promedio
[ft]	[deci.]	[°F]	[deci.]
30	0,128	212	0,115

Elaborado por: Castillo, 2024

Por último, se adjunta la data PVT; ver Tabla 7.

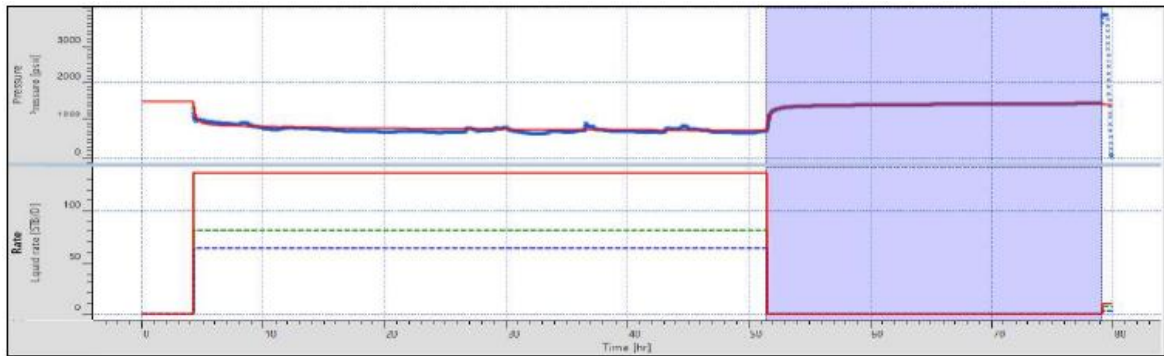
Tabla 7 Datos petrofísicos del reservorio para el pozo SCH-093

Parametros PVT			
β_0	μ_0	Ct	GOR
[RB/STB]	[cP]	[psi-1]	[scf/STB]
30	0,128	2,03E-05	282,86

Elaborado por: Castillo, 2024

Se cargan los datos de presiones y se acota la producción y la presión en el tiempo (Figura 32).

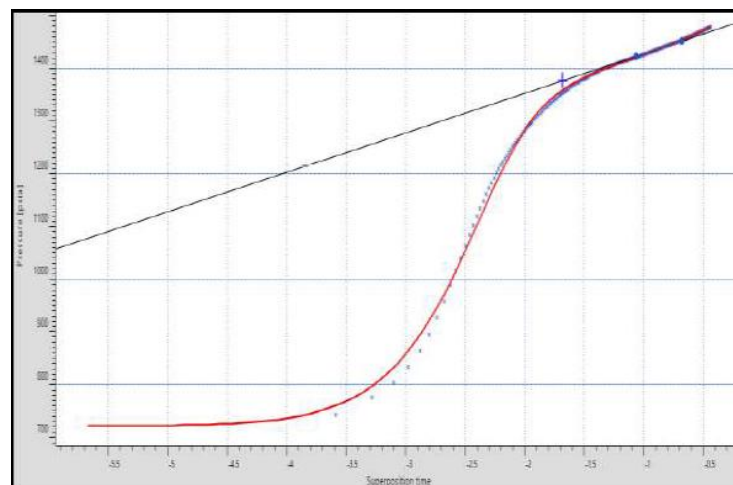
Figura 32 Presión y producción en función del tiempo para la prueba de restauración de la presión del pozo SCH-093



Elaborado por: Castillo, 2024

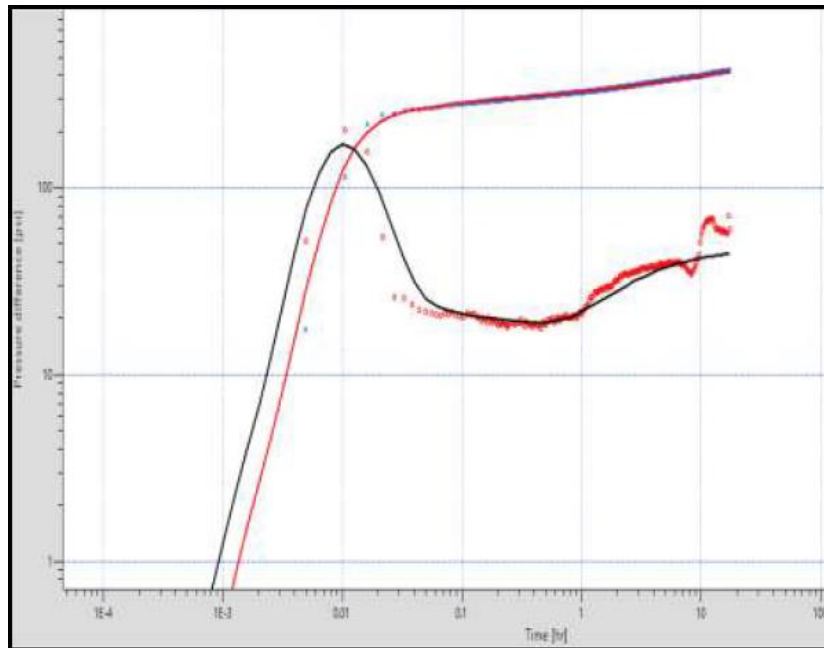
Se extrae el gráfico semi-logarítmico (Figura 33) y el gráfico logarítmico (Figura 34).

Figura 33 Análisis por el método de Horner del pozo SCH-093



Elaborado por: Castillo, 2024

Figura 34 Análisis por el método de la derivada del pozo SCH-093



Elaborado por: Castillo, 2024

Se tabulan los valores importantes reinterpretados y el modelo seleccionado para el cual más se ajustó al pozo; ver Tabla 8.

Tabla 8 Modelo para el pozo SCH-093

Modelo del pozo	
Pozo	Vertical
Almacenamiento	Constante
Reservorio	Homogeneo
Limite	Falla sellante

Elaborado por: Castillo, 2024

Tabla 9 Presiones y permeabilidades promedio del reservorio del análisis logarítmico y semi-logaritmico

Método	Parametros Obtenidos	
	Presión estática	Permeabilidad ave.
	[psi]	[mD]
Derivada	1185	354,6
Horner	1154	353,2

Elaborado por: Castillo, 2024

En los Anexos se muestra la tabla que reúne todos los datos necesarios utilizados en el análisis para el uso del software Saphir NL.

Como se puede observar, los valores obtenidos por los dos métodos son similares; por lo que da un buen indicio de que se realizó un correcto análisis y correcta selección del modelo.

La lista de los pozos con las presiones interpretadas con las curvas log-log y semi-log se encuentran en los Anexos.

2.5 Corrección de la presión a nivel de punzados

Para continuar con obtención de la presión estática del yacimiento se deben realizar las correcciones debidas, ya que las lecturas obtenidas con las que se realizó el análisis de las curvas log-log y semi-log son registradas al nivel de referencia que se encuentra el sensor memory gauge, la que generalmente se asienta sobre el NO-GO.

Para calcular la presión a un adecuado nivel de punzados se puede realizar de la manera fácil que sería colocando la información de la profundidad de la herramienta en el software y extraerlo directamente corregido. También se puede realizar de manera manual sin mucha complicación, con la distancia entre punto medio de los punzados y el gradiente del fluido dentro del pozo.

Para un ejemplo práctico se continúa con el flujo de trabajo del pozo SCH-093 obteniendo la corrección de manera manual.

Ejemplo del calculo de la presión a nivel de punzados para el pozo SCH – 093

$$P_{ws-sensor} = 1185 [psi]$$

$$API = 27$$

$$d = Prof_{media-punzados} - Prof_{sensor} = 9492 - 9334 = 158 [ft] \quad (17)$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API} = \frac{141,5}{131,5 + 27} = 0,893 \quad (18)$$

$$Grad_{fp} = Grad_w * \gamma_o = 0,433 * 0,893 = 0,38666 = 0,387 \left[\frac{psi}{ft} \right] \quad (19)$$

$$P_{ws-punzados} = Grad_{fp} * d + P_{ws-sensor} = 0,387 * 158 + 1185 = 1246 [psi]$$

$$P_{ws-punzados} = 1246 [psi] \quad (20)$$

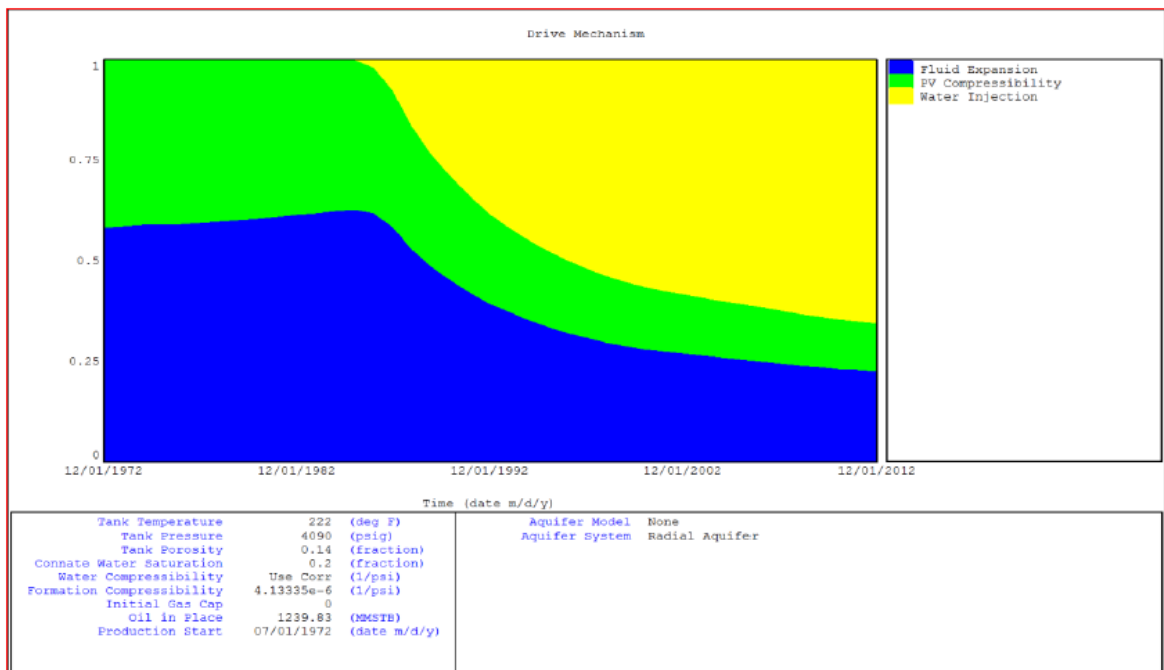
2.6 Estimación de la presión actual

Obtenido el valor de la presión estática al nivel de punzadas se estima el valor a la fecha del 31 de diciembre del 2023. Para realizar una predicción más certera, se revisa los mecanismos de empuje que gobiernan la formación Napo-U, y la relación entre la producción y el tiempo para determinar el comportamiento de la declinación de la presión que se ha observado desde el inicio de la vida productiva del reservorio hasta la actualidad.

2.6.1 Mecanismos de Empuje para El reservorio U del campo Sacha

Mediante un análisis de Balance de Materiales multi-tanque realizado por la compañía prestadora de servicios Halliburton (Figura 35), no se asoció la influencia de ningún acuífero a la presión de la formación. Se destacó que los mecanismos principales de producción que originalmente tuvieron una mayor incidencia para el reservorio U, fueron la expansión de fluido y compresibilidad de la roca. En 1986 se incorporaron los programas de inyección de agua a la formación y desde esa fecha hasta la actualidad es el mecanismo de empuje que gobierna en la arena U.

Figura 35 Mecanismos de producción de la formación Napo U del campo Sacha

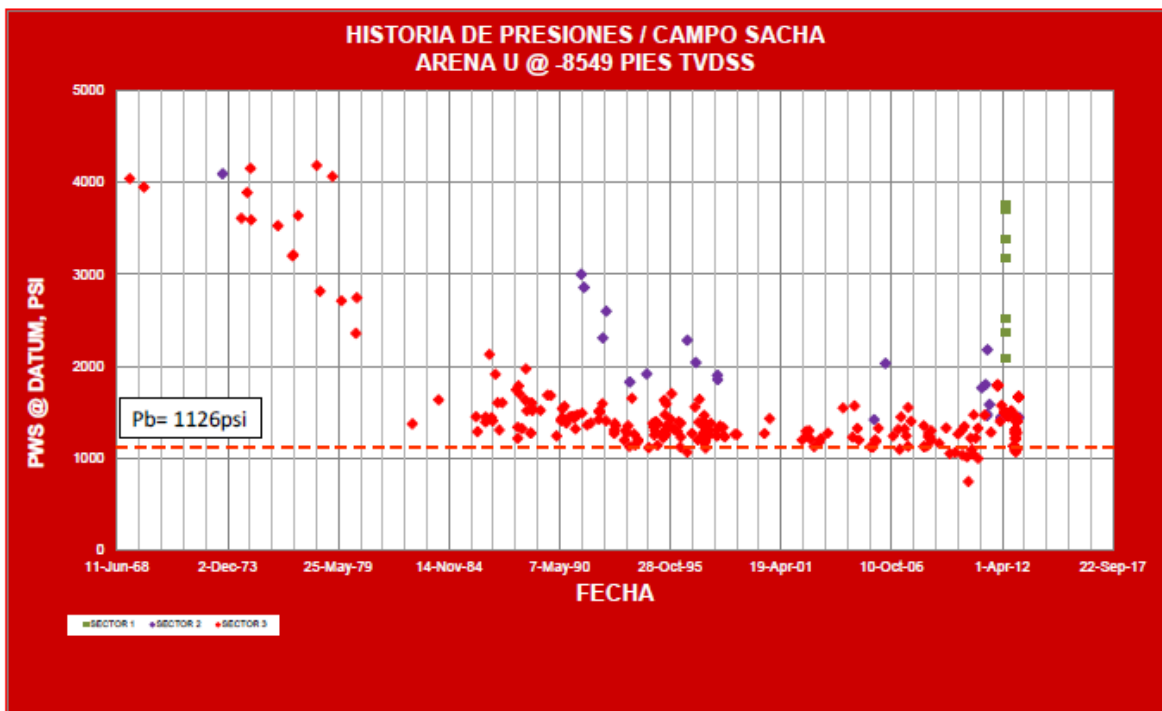


Fuente: Halliburton,2012

2.6.2 Historial de presiones estáticas del campo Sacha

El historial de presiones de la arena U muestra que el reservorio comenzó con una presión inicial de 4090 psi a una profundidad de 8549 ft bajo el nivel del mar (TVDSS). El reservorio tiene una gran depletación de la presión en los primeros años, al notar que a mediados de los años ochenta se acercaba rápidamente al punto de burbuja, por lo que se implementó recuperación secundaria con la inyección de agua, lo cual ha proporcionado mantener las presiones desde entonces solo con una caída de presión muy leve y constante en los años futuros (Halliburton, 2012).

Figura 36 Historial de presiones de la formación Napo U del campo Sacha



Fuente: Halliburton,2012

Para continuar y terminar con el ejemplo, se estimó la presión del pozo SCH-93 al 31 de diciembre del 2023, como se muestra el resultado en la Tabla 10.

Tabla 10 Estimación de la presión del pozo SCH-093 a la fecha de diciembre del 2023

Pozo	Año	Presión del Reservorio	
		Build Up	dic-23
		[psi]	[psi]
SCH-093	2022	1246	1233

Elaborado por: Castillo, 2024

En Anexos se presenta la tabla resumen de las presiones calculadas al año de la prueba con la estimada.

2.7 Generación del mapa isobárico

De la misma forma que al reinterpretar las pruebas de presión, se debe tener a la mano la información necesaria para generar el mapa isobárico con el simulador. Entre la data necesarias se tiene:

- La presión de los pozos pertenecientes a la formación Napo U.
- Las coordenadas de la ubicación de los reservorios
- Los horizontes de la formación
- Los marcadores

Las presiones estimadas se encuentran en la tabla 11 en el apartado 3.1 de Resultados con las coordenadas de la ubicación de cada pozo considerado en el estudio. Es decir, se analizaron 68 pozos en función de la validez de su información.

En Anexos se muestra un mapa isobárico del año 2012 realizado por Halliburton; mapa que fue tomado como referencia para este estudio.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

En la tabla 11 se presentan las presiones para cumplir con el objetivo principal del TIC; es decir construir el mapa de presiones de la arena U del campo Sacha. Mapa que se presenta en la Figura 37.

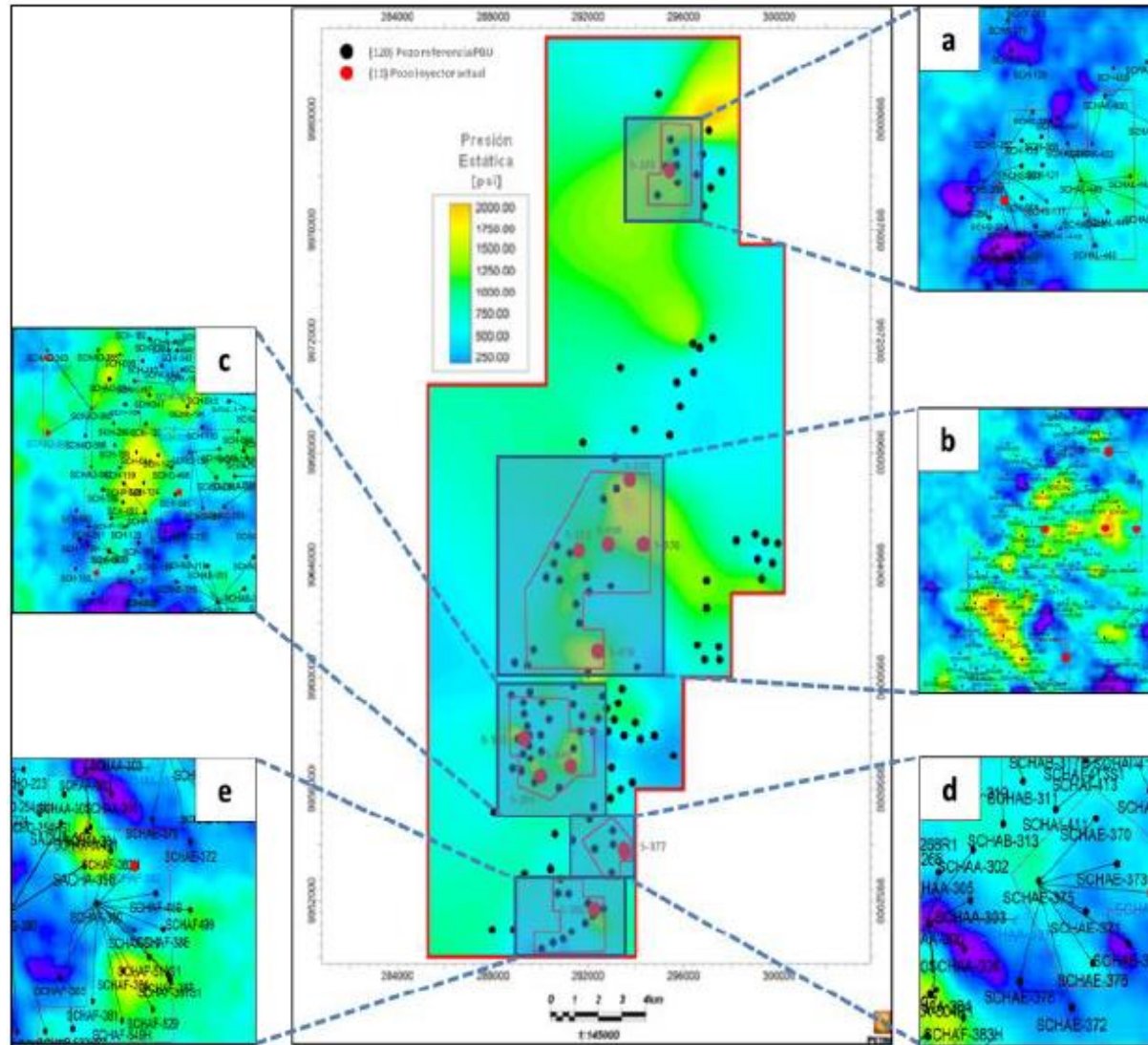
Tabla 11 Coordenadas y presiones estimadas de los pozos de la formación
NAPO U

Pozo	X	Y	Pws punzados al 31 de dic. Del 2023
	[m]	[m]	[psi]
SCHAO-470	299091,92	9964238,97	962,2482644
SCH-299	289289,42	9959092,79	979,2104436
SCHAK-433	296799,08	9978752,51	990,5462804
SCH-159	289435,41	9958248,45	1115,501232
SCH-184	289568,7	9959482,71	1154,695714
SCHP-188	289532,65	9957928,04	1070,809396
SCH-043	291392,67	9959714,74	1203,741
SCH-182	289701,04	9960974,94	974,0962939
SCH-142	290344,65	9958494,63	927,133552
SCHAL-445	296848,07	9976898,85	893,7952524
SCH-124	290002,87	9957940,06	859,4313612
SCHP-181	289273,23	9957285,91	1027,848722
SCHU-207	293980,02	9958374,74	959,7259682
SCH-007	293192,85	9966747,21	2049,971495
SCH-102	292668,72	9966383,31	1848,583217
SCHG-278	295861,95	9969679,95	1565,284649
SCHS-177	295766	9977710,3	1425,716024
SCHAD-365	288923,51	9960524,25	1284,959298
SCHAK-431	298034,34	9979121,96	1309,831784
SCHAP-488H	297468,57	9961085,26	1121,294527
SCHAP-487	296873,09	9960635,93	1133,43367
SCHAA-304R1	290836,76	9952761,56	1030,284102
SCHAG-392	290036,81	9950281,21	720,6539326
SCHQ-215	291768,59	9958611,68	935,6546328
SCHQ-469	291393,57	9957481,81	906,5916718
SCHQ-216	291710,24	9958045,13	375,4258686
SCHAF-381	290939,09	9950623,15	619,2755215
SCHAE-375	292284,45	9953874,27	837,9275332

SCH-006	293967,66	9968829,46	826,6983104
SCH-059	296972,08	9962486,57	1288,307964
SCH-019	291918,62	9963627,58	1166,724848
SCHAL-440	296543,14	9978046,15	967,2474056
SCHAF-539HS1	290532,49	9950518,13	906,376968
SCH-186	289038,91	9957814,14	808,6673874
SCHAO-472	299946,25	9964781,51	1404,142458
SCH-017	290573,95	9964093,83	1345,262789
SCH-098	292055,09	9963060,18	1176,782112
SCHAP-482	297497,25	9960631,34	1062,897
SCH-132	290055,02	9959083,12	967,5119072
SCHAF-499	292671,56	9951724,12	957,6432512
SCHAE-376	293004,89	9953027,69	858,624703
SCHA-001	290807,17	9963503,63	1286,79694
SCH-018	291232,11	9964452,74	1274,81883
SCH-185	289319,9	9958683,59	1014,660234
SCHAK-430	297069,89	9979579,6	975,453155
SCHAF-489	292011,74	9951912,26	1344,16741
SCH-137	289737,14	9956241,91	856,8147565
SCHAB-341	292950,6	9955684,86	648,70172
SCH-130	292966,98	9963274,48	1080,919547
SCHAA-301	290407	9953159,15	1079,843026
SCHAD-360	288773,27	9959393,72	951,6317552
SCHAF-519S1	291875,61	9951221,34	20765,16344
SCHAO-478H	299002,29	9965113,95	1547,531267
SCHAO-475H	299281,31	9963562,29	1323,038112
SCH-121	295709,96	9978359,18	1299,200939
SCH-134	290676,65	9964697,27	1268,82719
SCH-066B	295664,48	9978835,22	1027,952767
SCH-110	291381,37	9959022,9	1011,14285
SCHAE-370	293039,33	9954510,86	687,890512
SCHD-251	295435,7	9968632,83	1583,719695
SCH-118	290243,41	9963600,3	1182,169537
SCHX-270	294947,81	9980910,11	963,6992076
SCHAN-461	293109,55	9967817,96	959,766424
SCHG-274	295722,53	9970518,55	911,586701
SCH-123	289582,36	9957097,74	948,1995368
SCHAJ-421	295580,35	9957217,34	1453,152571
SCHAL-442	297604,47	9978160,24	1202,765666
SCHA-093	293247,26	9971807,67	1233,64586

Elaborado por: Castillo, 2024

Figura 37 Mapa Isobárico de la arena U del Campo Sacha



3.2 Análisis de Resultados

Observando los resultados de las pruebas de presión antiguas respecto a las actuales, se puede observar que el campo está en un proceso de presurización; es decir, se están implementando nuevos proyectos de inyección, tal que, las presiones como se evidencia en las respuestas de algunos pozos tienden a subir, y la relación de su aumento depende de la cercanía que tengan estos con los pozos inyectoros.

Observando el mapa se visualizan estas zonas donde ya se están implementando un exitoso programa de inyección y notando que la presión en esos sectores es significativamente mayor y el efecto en los pozos aledaños.

Los pozos inyectoros señalados en el mapa se visualizan en Anexos con su simbología y características específicas.

Los mecanismos naturales de producción del reservorio U se ha estado modificando a lo largo de su vida productiva, debido a la falta de capacidad natural de mantener las presiones como se encuentra usualmente en la formación Hollín. Por lo que, se procedió a elaborar programas de inyección para mantener las presiones del reservorio y alargar su vida productiva.

3.3 Conclusiones

- De las 432 pruebas de presión existentes en la información recolectada de EP Petroecuador realizadas a la arena U del campo Sacha, 151 de estas pruebas, o sea el 34,95 % contaban con la información necesaria y en formatos compatibles para la evaluación con el software Saphir NL.
- De las 151 pruebas de presión con la información necesaria, 68 fueron validas de análisis, o sea el 45,03 %. De la mayoría rechazada en base a los parámetros que se tomaron en cuenta, fue por la falta de tiempo de cierre y falta de la data de producción. Solo se tomó en cuenta pruebas con criterio alto y medio.
- Para la arenisca U en el campo Sacha se deduce que el mecanismo de producción predominante es la invasión de agua, el cual es generado por los proyectos de inyección que se vienen realizando desde 1984. Estas estrategias han sido fundamentales para la mantención de las presiones en la arena.

- Se evidencia un aumento en la presión de algunos ciertos pozos respecto a sus presiones pasadas, lo cual es causado por la implementación de los programas de inyección en la arena. El cual tiene una relación proporcional a la cercanía de los pozos inyectoros.
- Dadas las pruebas de presión con mayor tiempo de cierre, el modelo con el que generalmente podemos asociarlo en la interpretación es con un reservorio homogéneo, con la evidencia de fallas como límites y un llenado constante.
- Se presenta cierta intercalación de lutitas en la formación para algunos pozos, generando de cierta manera un sello parcial. Esto se encuentra reflejado en las pruebas como la interpretación de modelos de doble permeabilidad o doble porosidad.
- En función del mapa isobárico construido en base a la reinterpretación de las 68 pruebas de presión, se obtuvo una presión promedio de 1380,94 psi con la cual se representa a la arenisca U del campo Sacha.
- La presión de la arena U del campo Sacha se ha depletado una gran parte desde el inicio de su vida productiva, habiendo perdido 2709,06 psi desde el inicio, queriendo decir que ha perdido el 66,24 % de su presión inicial de 4090 psi.

3.4 Recomendaciones

- Para las pruebas de incremento de presión, es óptimo tener un valor de 12 horas durante el periodo de cierre, con la finalidad de que se muestre de mejor manera el flujo radial infinito y los límites del pozo.
- Preferiblemente trabajar con valores petrofísicos referentes a cada pozo, ya que estos evidenciaran una mejor respuesta de la interpretación de las pruebas de incremento de presión.
- Dada la basta información suministrada, se aconseja la revisión y organización de la información por tablas y documentos diferente para no generar ningún cruce de información.
- Utilizar el mapa isobárico generado para una posible evaluación de una estrategia de producción o un futuro programa de inyección.

- De manera periódica actualizar los datos y modelos obtenidos del presente estudio, tal que se pueda usar como una respuesta comparativa y sea menor el tiempo de desarrollo del mismo.
- Realizar pruebas de drawdown para observar el estado del pozo, debido a que esto eliminaría el tiempo por el cual se cerró el pozo para la prueba de incremento de presión y se evita la pérdida de producción en el mismo.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

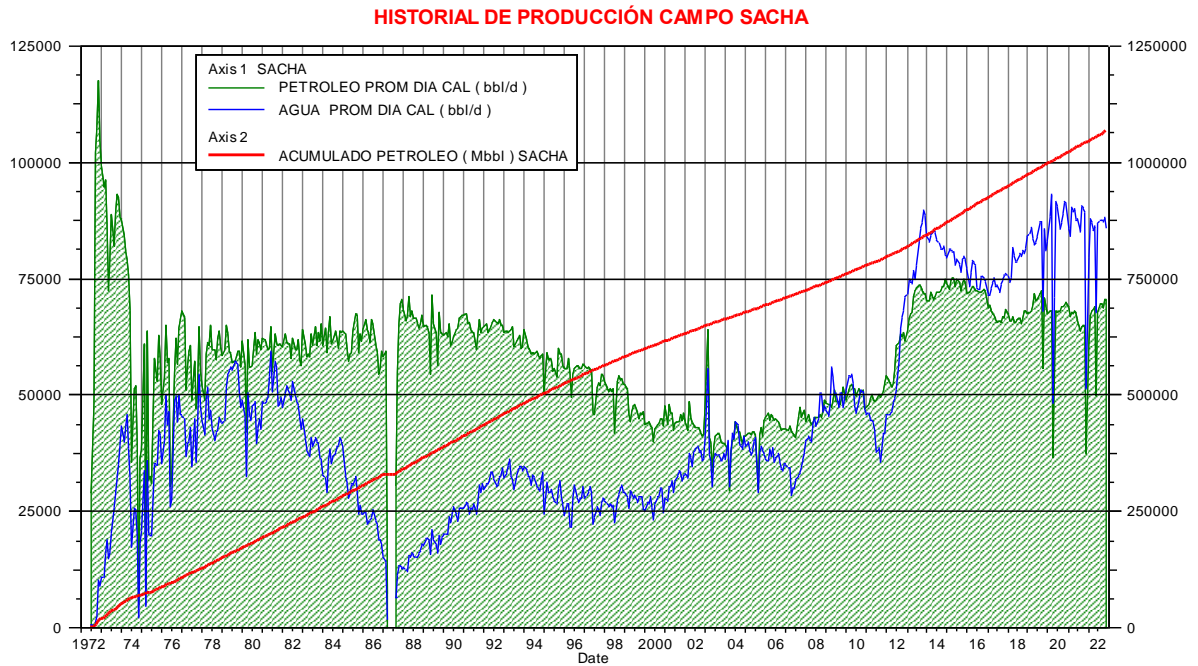
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. United States of América: Elsevier.
- Alvarado, D. (2004). *Análisis de Pruebas de Presión*. Maracaibo, Venezuela: ESP OIL Halliburton.
- Halliburton. (2012). *Modelamiento Estático y Dinámico de los Reservorios Hollin, U, T y basal Tena del campo Sacha*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (3ra ed.)*. Quito, Ecuador: Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Bath, E. (1998). *Introduction to Well Testing*. Schlumberger Wireline & Testing.
- Borbon, D., Ramos, H., & Villacreses, D. (2013). *Interpretación de una Prueba de Pozos DST mediante el Uso del Software Saphir, luego de un trabajo de Acidificación*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Bourdet, D. (2002). *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. (J. C., Ed.) Francia: Elsevier.
- Chaudhry, A. U. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. USA: Elsevier.
- Escobar, F. H. (2003). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*. Huila: Universidad Surcolombiana.
- Fekete Associates Inc. (2009). *Well Testing Fundamentals*. Obtenido de Petroleum Programmer: <http://www.petroleumprogrammer.com/wpcontent/uploads/2014/10/Well-Testing-Fundamentals.pdf>
- Gringarten, A., Bourdet, D., Landel, P., & Kniazeff, V. (1979). *A Comparison Between Different Skin And Wellbore Storage Type-Curves For Early-Time Transient Analysis*. SPE.
- Halliburton. (2012). *Modelamiento Estático y Dinámico de los Reservorios Hollin, U, T y basal Tena del campo Sacha*.
- Hegeman, P. S., Halford, D. L., & Joseph, J. A. (1993). *Well-Test Analysis with Changing Wellbore Storage*. SPE Formation Evaluation, 201-207.
- Horne, R. (1990). *Modern Well Test Analysis*. USA: Petroway.
- Hozué, O., Viturat, D., Fjaere, O., Trin, S., Allain, O., & Tauzin, E. (2013). *Dynamic Data Analysis*. Kappa.
- Izurieta, A. J., Dávila, E. R., & Paz, F. J. (2015). *What we have learned from 29 Years of Well Testing in the Limoncocha Field: An Approach to Data Management, QA/QC, Interpretation, and Applications*. Quito, Ecuador: SPE.
- KAPPA. (s.f). *Saphir NL - Pressure Transient Analysis*. Recuperado el 21 de Noviembre de 2018, de KAPPA: <https://www.kappaeng.com/software/saphir>

- Morillo, C. (2019). *Desarrollo del mapa de presiones de la arena "T" del campo Shushuffindi mediante el análisis de pruebas de presión*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Paguay, K., Miranda, B., & Galarza, D. (2011). *Evaluación de Pruebas de Restauración de Presión para Yacimientos que producen por Debajo de la Presión de Saturación*. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamento de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- PETROECUADOR, E. (2022). *INFORME FINAL DE RESERVAS Y RECURSOS (IRR)*. Quito.
- Rosero, C. (2018). *Definición del mapa de presiones del Complejo Aguarico mediante análisis de pruebas de presión*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Schlumberger. (2002 a). *Well Test Interpretation. Wireline & Testing. SMP-7086-5*.
- Schlumberger. (2002 b). *Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación*. Oilfield Review.
- TestWells. (2016). *Wellbore Storage*. Recuperado el 24 de Abril de 2019, de TestWells: <https://www.testwells.com/wellbore-storage/>
- Valencia, R. (2011). *Fundamentos de Pruebas de Presión*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

5 ANEXOS

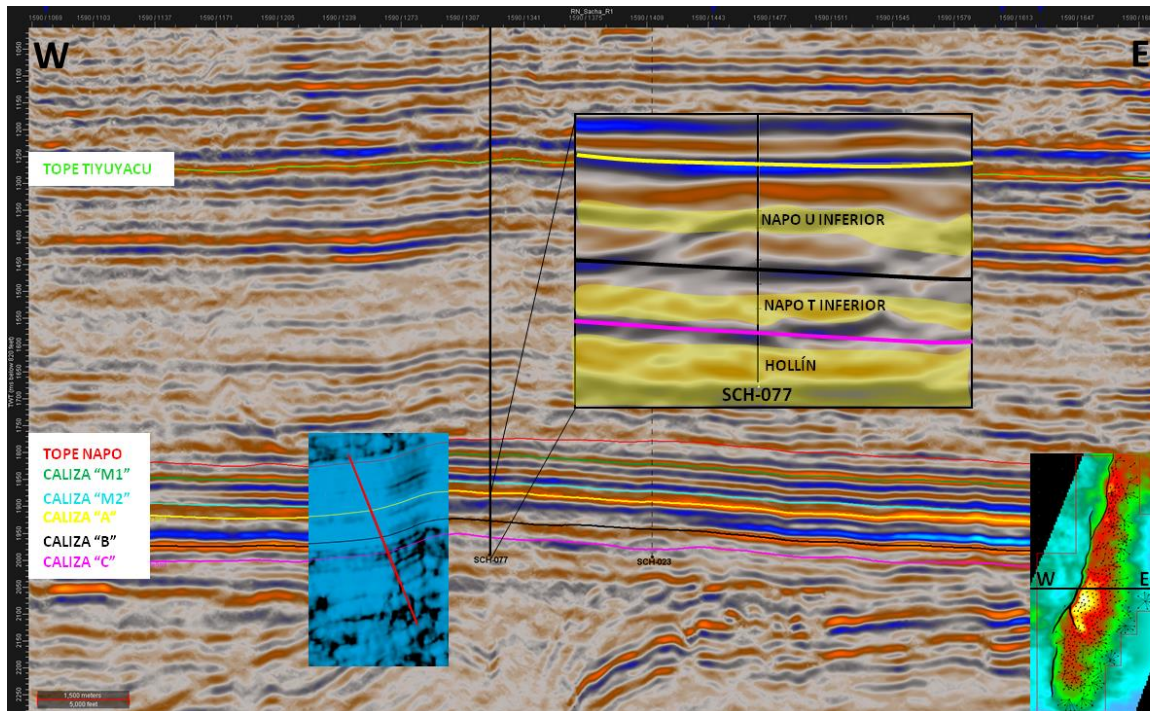
ANEXO I Diagrama del flujo Radial

ANEXO I Producción historia del campo Sacha



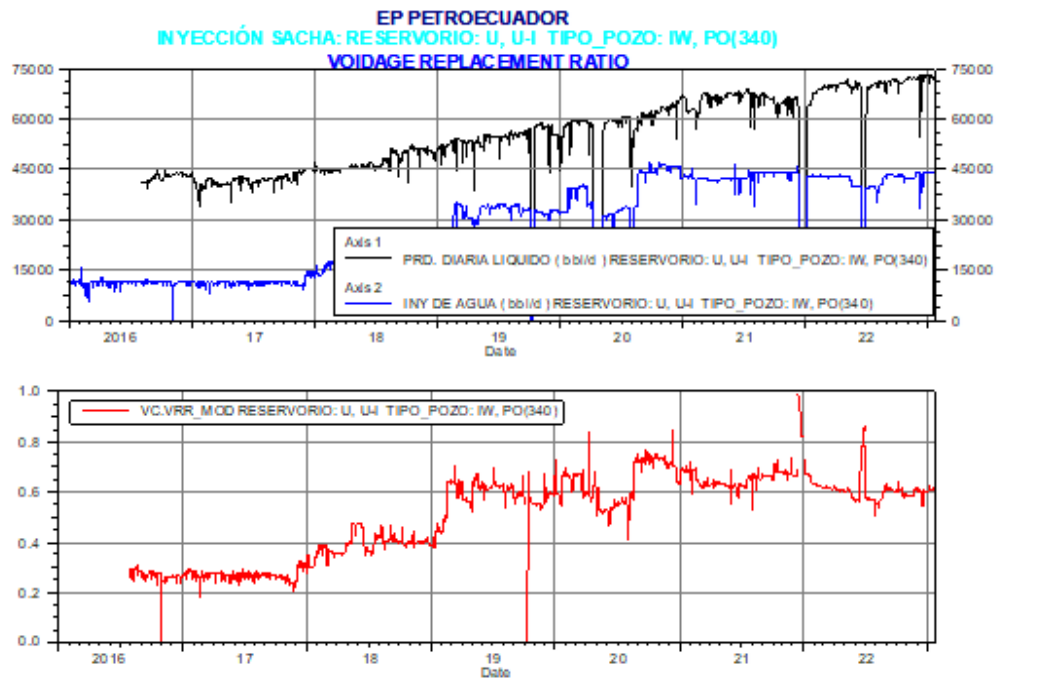
Fuente: PETROECUADOR, 2022

ANEXO II Sección geofísica del campo Sacha



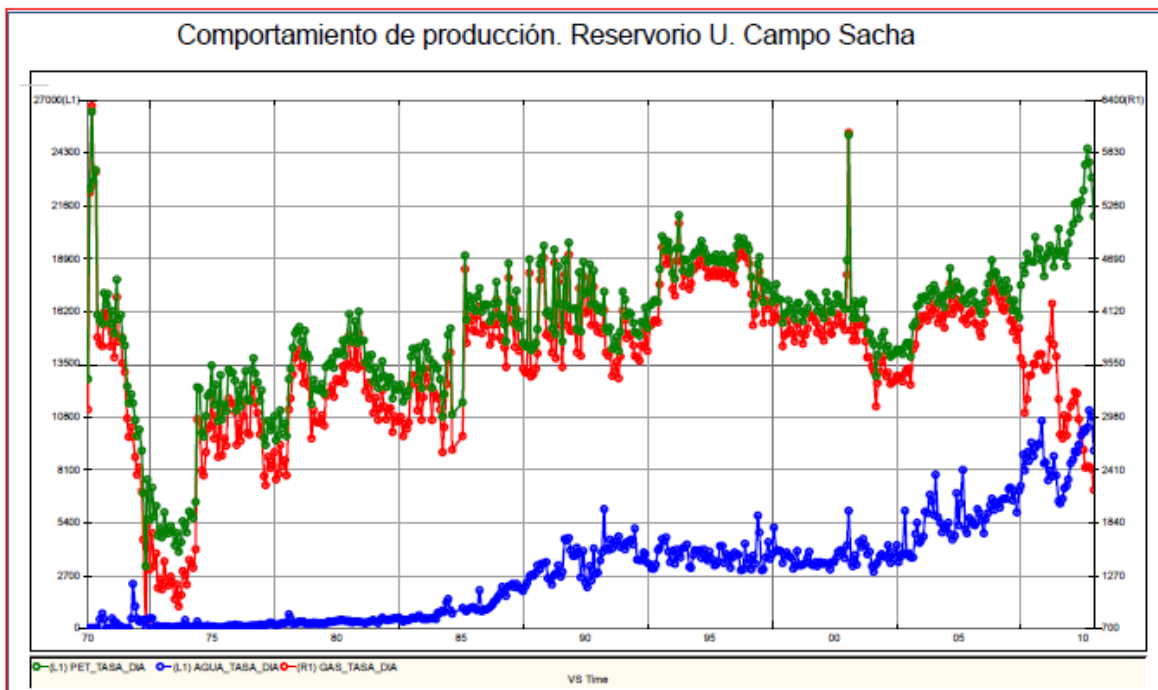
Fuente: PETROECUADOR, 2022

ANEXO III Inyección y producción histórica del campo Sacha de la arena U



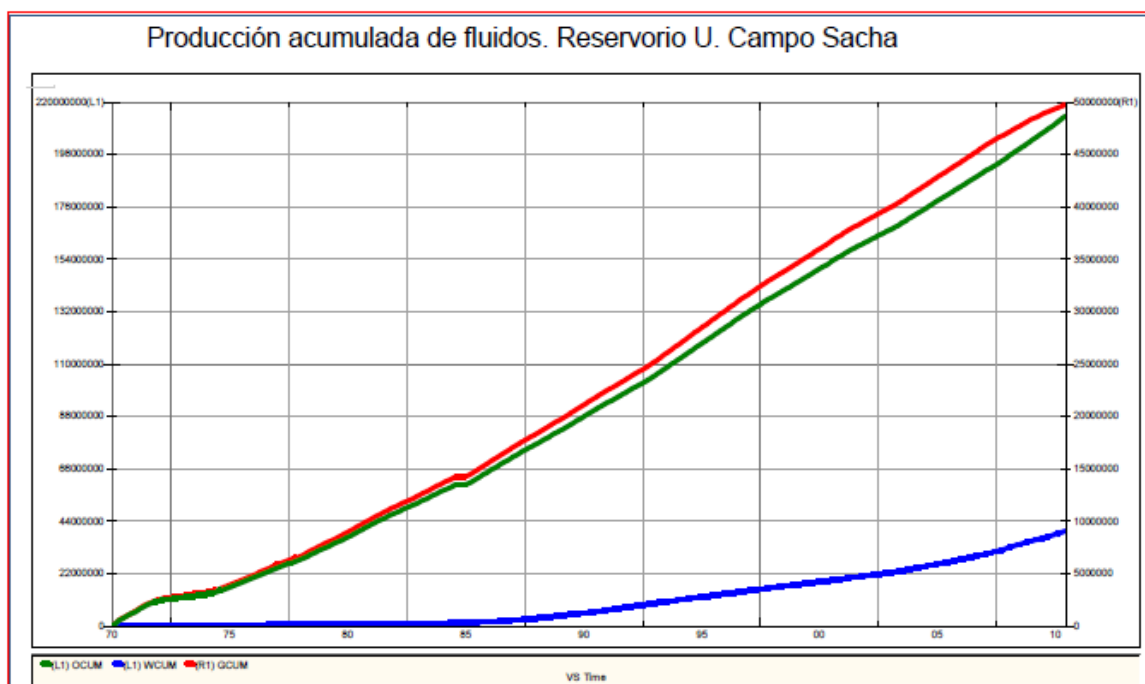
Fuente: PETROECUADOR, 2022

ANEXO IV Comportamiento de producción del reservorio U



Fuente: PETROECUADOR, 2022

ANEXO V Producción acumulada del campo Sacha de la arena U



Fuente: PETROECUADOR, 2022

ANEXO VI Datos PVT generados de la arena U generados a partir del pozo SAC-121

Temperature	Pressure	Bubble	Gas Oil	Oil	Oil		Gas	Gas	Oil	Gas	Water	Water	Water	Water
(deg F)	(psig)	Point	Ratio	FVF	Viscosity	Z Factor	FVF	Viscosity	Density	Density	FVF	Viscosity	Density	Compress
		(psig)	(scf/\$TB)	(RB/\$TB)	(centipoise)		(ft ³ /scf)	(centipoise)	(lb/ft ³)	(lb/ft ³)	(RB/\$TB)	(centipoise)	(lb/ft ³)	(1/psf)
222	60	1126.77	53.22	1.1654	2.4517	0.9922	0.2694	0.0121	46.02	0.2268	1.0461	0.2980	61.12	3.21E-06
222	500	1126.77	155.17	1.2191	1.6543	0.9483	0.0361	0.0126	46.82	1.6949	1.0447	0.2980	61.20	3.22E-06
222	1000	1126.77	282.86	1.2865	1.2055	0.9054	0.0167	0.0134	45.45	3.6643	1.0430	0.2980	61.30	3.22E-06
222	1126	1126.77	316.00	1.3039	1.1295	0.8962	0.0145	0.0136	45.11	4.2137	1.0426	0.2980	61.33	3.22E-06
222	1500	1126.77	316.00	1.2920	1.1785	0.8738	0.0102	0.0145	45.53	5.9649	1.0413	0.2980	61.40	3.23E-06
222	2000	1126.77	316.00	1.2813	1.2661	0.8570	0.0072	0.0159	45.91	8.5416	1.0396	0.2980	61.50	3.23E-06
222	2500	1126.77	316.00	1.2733	1.3749	0.8556	0.0054	0.0176	46.20	11.2792	1.0379	0.2980	61.60	3.24E-06
222	3000	1126.77	316.00	1.2665	1.5028	0.8676	0.0043	0.0194	46.45	14.0542	1.0363	0.2980	61.70	3.24E-06
222	3500	1126.77	316.00	1.2606	1.6481	0.8899	0.0036	0.0212	46.67	16.7773	1.0346	0.2980	61.80	3.25E-06
222	4000	1126.77	316.00	1.2551	1.8096	0.9196	0.0032	0.0230	46.87	19.3988	1.0329	0.2980	61.90	3.25E-06
222	4090	1126.77	316.00	1.2542	1.8403	0.9255	0.0031	0.0234	46.90	19.8578	1.0326	0.2980	61.92	3.25E-06
222	4500	1126.77	316.00	1.2500	1.9861	0.9546	0.0028	0.0248	47.06	21.8970	1.0312	0.2980	62.00	3.26E-06

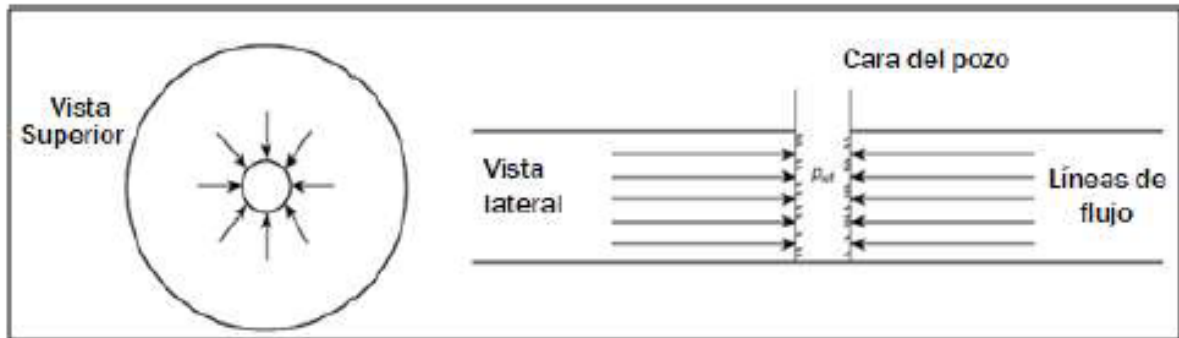
Fuente: Halliburton,2012

ANEXO VII Propiedades de los fluidos de los reservorios del campo Sacha

Reservorio	Hollin	Napo T	Napo U	Napo U	Basal Tena
Temp., °F	228	225	222	222	204
Presión Inicial, psig	4378	4180	4090	4090	3670
Rs, PCN/BN	20	303	316	125	150
Pb, psig	62	1181	1126	939	820
API	28	30	28	18	28
Boi, BY/BN	1.1147	1.2537	1.2542	1.0960	1.0973
Bob, BY/BN	1.1734	1.2917	1.3039	1.1265	1.1226
μoi, cps	4.5136	1.6456	1.8403	9.9936	12.4364
μob, cps	3.5688	1.3966	1.1295	8.2402	10.1851
γ gas	0.78	0.80	0.80	0.90	0.78
Sal. Agua, ppm NaCL	4500	15000	35000	35000	35000
PVT Base	SAC-139	SAC-105	SAC -121	SAC-305	SAC-21
Correlación Pb, Rs, Bo	Glaso	Glaso	Glaso	Vazquez &Beggs	Glaso
Correlación Viscosidad	Beal et al.	Beggs et al.	Beal et al.	Beggs et al.	Beal et al.

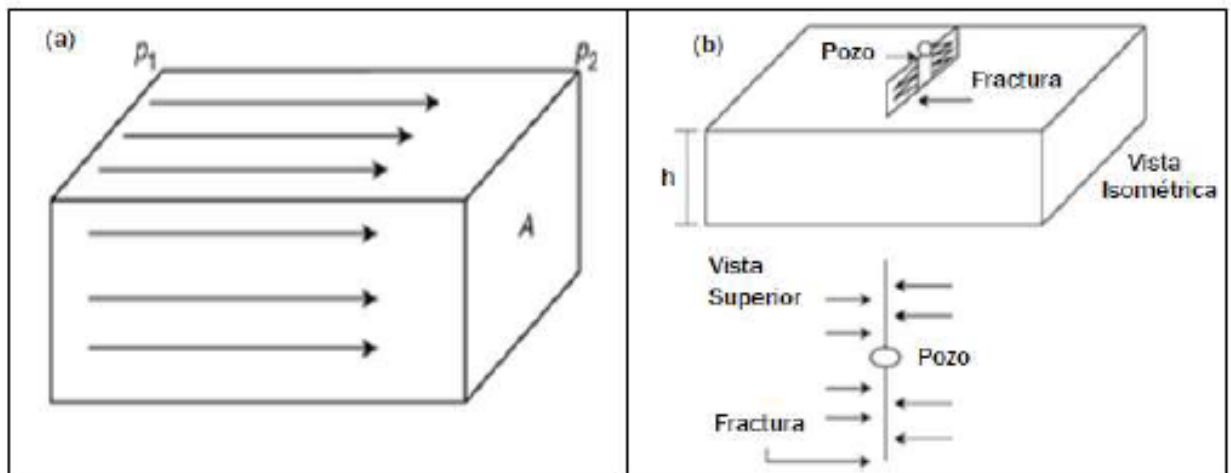
Fuente: Halliburton,2012

ANEXO VIII Diagrama del flujo radial



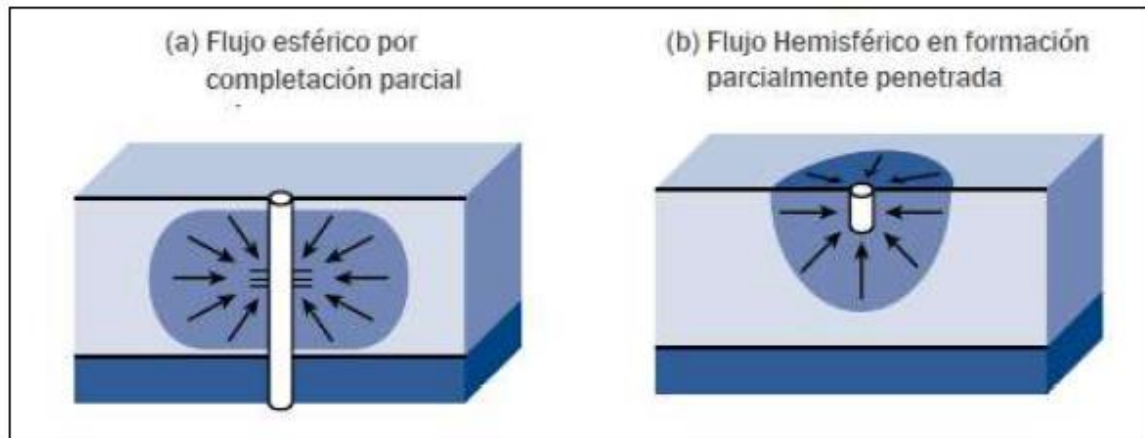
Fuente: Ahmed, 2019

ANEXO IX Diagrama del flujo lineal



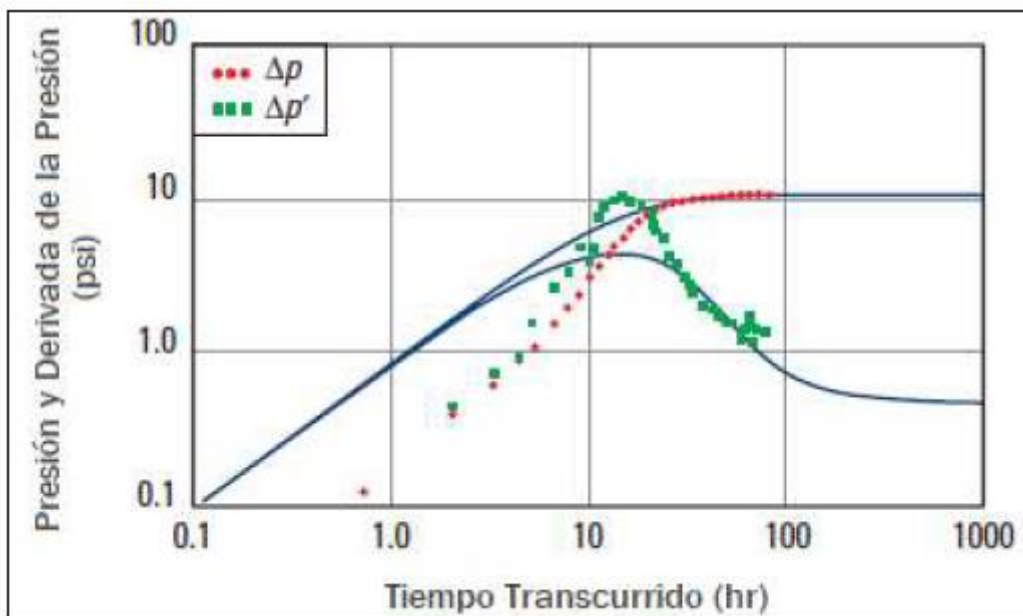
Fuente: Ahmed, 2019

ANEXO X Diagrama del flujo esférico y hemisférico

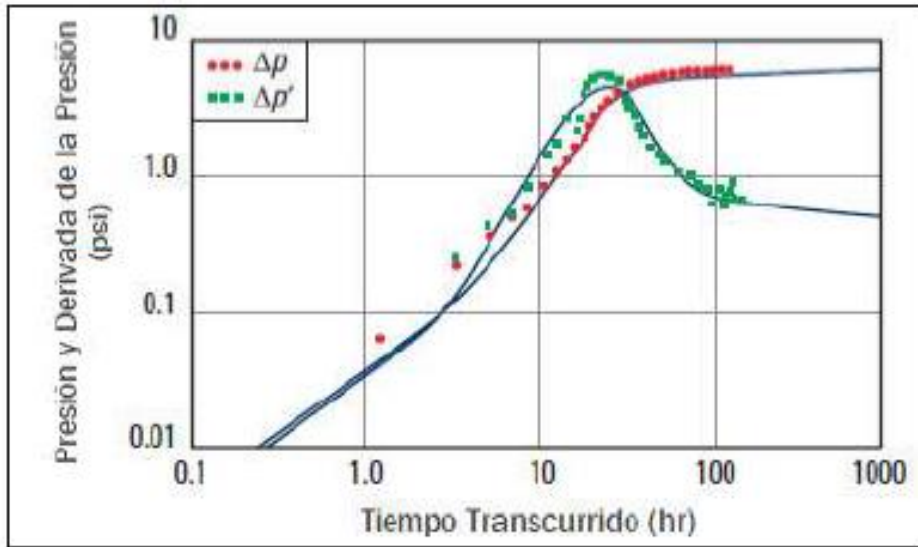


Fuente: Ahmed, 2019

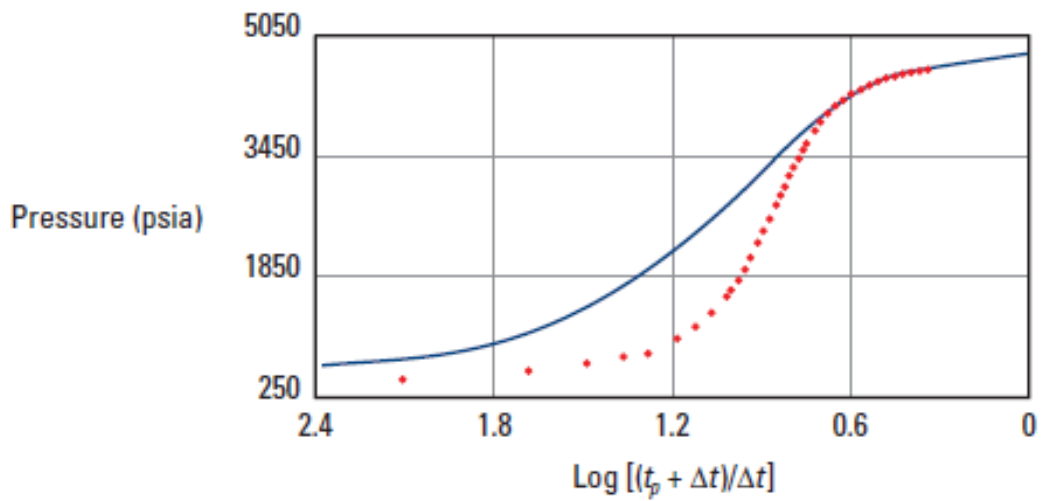
ANEXO XI Comparación de una gráfico log-log y semi-log de almacenamiento constante y variable



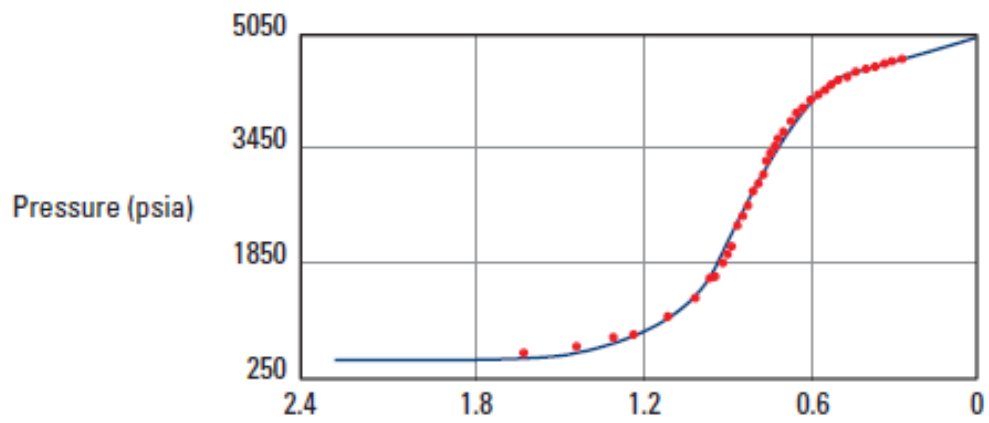
Fuente: Schlumberger, 2002



Fuente: Schlumberger, 2002

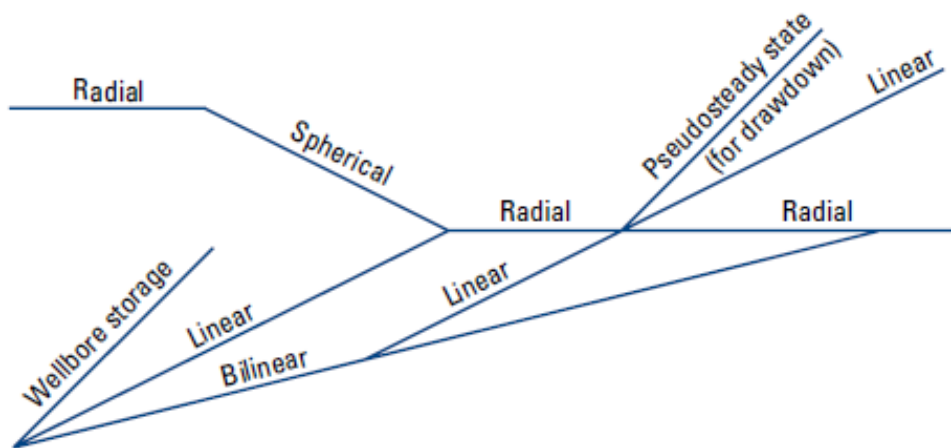


Fuente: Schlumberger, 2002



Fuente: Schlumberger, 2002

ANEXO XII Gráfica para identificar el régimen d eflujo



Fuente: Schlumberger, 2002

ANEXO XIII Datos petrofísicos necesarios para la interpretación de los pozos

Well Name	Tope	Base	h	Medio de punzadas	Profundidad del NO-GO TVD	Shale Volume	Porosidad promedio	well radius	saturación de agua	Qo	Qw	Qt
	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[adim.]	[adim.]	[ft]	[adim.]	[BPPD]	[BAPD]	[BFPD]
SCHAO-470	9605,366	9647,079	41,713	9626,2225	8437,366	0,111	0,188	0,531	0,087	314,92	16	330,92
SCH-299	9437,75	9481,37	43,62	9459,56	8324,75	0,121	0,119	0,531	0,176	187,14	172	359,14
SCHAK-433	9560,866	9594,66	33,794	9577,763	8513,866	0,11	0,138	0,531	0,167	155,76	11,67	167,43
SCH-159	9439,83	9489,271	49,441	9464,5505	8337,83	0,109	0,197	0,531	0,059	197,2	293	490,2
SCH-184	9437,62	9485,616	47,996	9461,618	8283,62	0,123	0,188	0,531	0,052	130,8	682	812,8
SCHP-188	9395,859	9461,287	65,428	9428,573	8258,859	0,155	0,197	0,531	0,042	347,12	86	433,12
SCH-043	9375,42	9423,96	48,54	9399,69	8207,42	0,202	0,159	0,531	0,083	23,09	357	380,09
SCH-182	9437,346	9470,399	33,053	9453,8725	8312,346	0,128	0,182	0,531	0,072	148,91	99	247,91
SCH-142	9406,45	9470,9	64,45	9438,675	8267,45	0,092	0,199	0,531	0,042	131,8	690	821,8
SCHAL-445	9543,625	9582,889	39,264	9563,257	8436,625	0,064	0,154	0,531	0,139	245,87	16	261,87
SCH-124	9410,229	9466,81	56,581	9438,5195	8273,229	0,055	0,196	0,531	0,035	321,96	747	1068,96
SCHP-181	9403,666	9447,552	43,886	9425,609	8291,666	0,119	0,19	0,531	0,077	512,13	97	609,13
SCHU-207	9501,464	9532,415	30,951	9516,9395	8398,464	0,223	0,131	0,531	0,074	226,38	20	246,38
SCH-007	9392,62	9470,7	78,08	9431,66	8250,62	0,162	0,163	0,531	0,184	369,25	1161	1530,25
SCH-102	9400,51	9456,865	56,355	9428,6875	8233,51	0,182	0,159	0,531	0,075	169,03	299	468,03
SCHG-278	9473,928	9522,627	48,699	9498,2775	8351,928	0,199	0,097	0,531	0,179	49,76	6	55,76
SCHS-177	9462,64	9520,58	57,94	9491,61	8417,64	0,146	0,139	0,531	0,116	50,81	267,5	318,31
SCHAD-365	9452,404	9499,324	46,92	9475,864	8372,404	0,092	0,186	0,531	0,044	844,15	35	879,15
SCHAK-431	9584,067	9638,105	54,038	9611,086	8438,067	0,108	0,162	0,531	0,171	81,72	173	254,72
SCHAP-488H	9577,582	9596,384	18,802	9586,983	8423,582	0,147	0,154	0,531	0,048	443,71	9	452,71
SCHAP-487	9575,034	9599,664	24,63	9587,349	8515,034	0,102	0,196	0,531	0,059	386,36	121	507,36
SCHAA-304R1	9490,611	9548,421	57,81	9519,516	8327,611	0,069	0,154	0,531	0,125	155,95	254	409,95
SCHAG-392	9519,342	9566,124	46,782	9542,733	8461,342	0,116	0,108	0,531	0,048	200,22	463	663,22
SCHQ-215	9426,651	9465,934	39,283	9446,2925	8273,651	0,113	0,188	0,531	0,036	45,28	207	252,28
SCHQ-469	9462,468	9496,31	33,842	9479,389	8354,468	0,124	0,125	0,531	0,163	66,98	14,33	81,31
SCHQ-216	9442,062	9483,426	41,364	9462,744	8384,062	0,086	0,176	0,531	0,046	248,52	22	270,52
SCHAF-381	9476,752	9515,427	38,675	9496,0895	8373,752	0,092	0,191	0,531	0,044	296,81	3	299,81
SCHAE-375	9521,166	9568,741	47,575	9544,9535	8429,166	0,078	0,186	0,531	0,058	309,89	284	593,89
SCH-006	9435,74	9495,65	59,91	9465,695	8327,74	0,148	0,111	0,531	0,158	132,81	7	139,81
SCH-059	9525,91	9571,08	45,17	9548,495	8368,91	0,165	0,15	0,531	0,122	153,77	195	348,77
SCH-019	9374,1	9423,68	49,58	9398,89	8302,1	0,117	0,161	0,531	0,117	68,42	358	426,42
SCHAL-440	9518,723	9584,223	65,5	9551,473	8405,723	0,116	0,158	0,531	0,087	106,48	2	108,48
SCHAF-539HS1	9475,857	9518,432	42,575	9497,1445	8409,857	0,107	0,161	0,531	0,074	539,29	804	1343,29
SCH-186	9413,771	9474,815	61,044	9444,293	8342,771	0,131	0,169	0,531	0,069	663,04	90	753,04
SCHAO-472	9608,821	9661,649	52,828	9635,235	8533,821	0,095	0,151	0,531	0,141	172,05	542	714,05
SCH-017	9387,86	9420	32,14	9403,93	8297,86	0,158	0,139	0,531	0,09	274,68	74	348,68

SCH-098	9381,359	9432,905	51,546	9407,132	8244,359	0,127	0,185	0,531	0,037	422,58	455	877,58
SCHAP-482	9582,5	9607,808	25,308	9595,154	8465,5	0,065	0,124	0,531	0,148	186,14	30	216,14
SCH-132	9437,689	9493,149	55,46	9465,419	8284,689	0,085	0,187	0,531	0,053	39,28	513	552,28
SCHAF-499	9470,683	9519,569	48,886	9495,126	8424,683	0,146	0,131	0,531	0,103	726,43	15	741,43
SCHAF-549H	9473,977	9520,239	46,262	9497,108	8332,977	0,138	0,164	0,531	0,094	115,71	91	206,71
SCHAE-376	9533,635	9591,683	58,048	9562,659	8363,635	0,133	0,162	0,531	0,071	257,57	28	285,57
SCHA-001	9371,946	9428,916	56,97	9400,431	8306,946	0,138	0,162	0,531	0,122	298,82	154	452,82
SCH-018	9346,659	9402	55,341	9374,3295	8279,659	0,117	0,161	0,531	0,109	447,73	1267	1714,73
SCH-185	9443,109	9493,39	50,281	9468,2495	8348,109	0,101	0,202	0,531	0,042	94,58	377	471,58
SCHAK-430	9571,88	9619,783	47,903	9595,8315	8434,88	0,09	0,156	0,531	0,126	208,97	596	804,97
SCHAF-489	9455,415	9511,038	55,623	9483,2265	8282,415	0,113	0,147	0,531	0,155	112,71	815	927,71
SCH-137	9426,6	9467,62	41,02	9447,11	8266,6	0,121	0,157	0,531	0,07	55,56	175	230,56
SCHAB-341	9521,242	9555,821	34,579	9538,5315	8402,242	0,146	0,178	0,531	0,042	117,72	5	122,72
SCH-130	9417,091	9471,44	54,349	9444,2655	8252,091	0,111	0,177	0,531	0,049	156,96	284	440,96
SCHAA-301	9456,071	9498,759	42,688	9477,415	8311,071	0,096	0,166	0,531	0,126	611,73	133	744,73
SCHAD-360	9468,079	9511,545	43,466	9489,812	8362,079	0,183	0,167	0,531	0,057	144,88	255	399,88
SCHAF-519S1	9459,652	9519,408	59,756	9489,53	8323,652	0,148	0,147	0,531	0,096	667,07	209	876,07
SCHAO-478H	9595,836	9605,266	9,43	9600,551	8489,836	0,137	0,155	0,531	0,138	339,07	1347	1686,07
SCHAO-475H	9603,779	9630,868	27,089	9617,3235	8494,779	0,273	0,131	0,531	0,094	479,93	777	1256,93
SCH-121	9502,34	9555,569	53,229	9528,9545	8332,34	0,17	0,152	0,531	0,111	125,04	505	630,04
SCH-134	9405,25	9450,38	45,13	9427,815	8257,25	0,087	0,172	0,531	0,038	1066,51	455	1521,51
SCH-066B	9507,674	9549,704	42,03	9528,689	8395,674	0,148	0,186	0,531	0,173	351,27	15	366,27
SCH-110	9416,561	9460,652	44,091	9438,6065	8337,561	0,112	0,19	0,531	0,059	54,33	55	109,33
SCHAE-370	9534,758	9572,139	37,381	9553,4485	8431,758	0,142	0,184	0,531	0,093	136,84	34	170,84
SCHD-251	9440,883	9508,952	68,069	9474,9175	8329,883	0,044	0,191	0,531	0,057	166,01	93	259,01
SCH-118	9401,77	9459,136	57,366	9430,453	8229,77	0,063	0,178	0,531	0,036	1212,4	25	1237,4
SCHX-270	9552,575	9616,501	63,926	9584,538	8455,575	0,109	0,143	0,531	0,241	121,4	3	124,4
SCHAN-461	9418,686	9469,492	50,806	9444,089	8300,686	0,085	0,17	0,531	0,084	53,2	48	101,2
SCHG-274	9467,774	9522,688	54,914	9495,231	8360,774	0,106	0,147	0,531	0,167	248,78	5	253,78
SCH-123	9415,45	9463,74	48,29	9439,595	8339,45	0,074	0,19	0,531	0,03	744,54	185	929,54
SCHAJ-421	9573,679	9614,119	40,44	9593,899	8482,679	0,071	0,163	0,531	0,074	103,13	2	105,13
SCHAL-442	9544,018	9592,519	48,501	9568,2685	8390,018	0,068	0,174	0,531	0,077	346,3	444	790,3

Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XIV Resultados obtenidos del software Saphir NL por los dos métodos

Well Name	Parametros Obtenidos			
	Método de la derivada		Método de horner	
	Presión Estatica	Permeabilidad ave	Presión Estatica	Permeabilidad ave
	[psi]	[mD]	[psi]	[mD]

SCHAO-470	991,89	1527,71	1014,13	1560,95
SCH-299	944,72	258,131	989,96	302,37
SCHAK-433	936,04	523,788	964,28	534,03
SCH-159	1035,79	2167,01	1070,03	2215,25
SCH-184	923,95	1666,02	944,19	1678,26
SCHP-188	917,25	1907,24	943,49	1917,48
SCH-043	908,01	931,731	940,25	946,97
SCH-182	892,72	1462,16	937,96	1508,40
SCH-142	853,42	1944,3	885,66	1957,54
SCHAL-445	828,19	953,956	853,43	990,20
SCH-124	820,20	1760,76	847,44	1780,00
SCHP-181	763,26	1711,17	776,50	1760,41
SCHU-207	682,33	380,691	701,57	392,93
SCH-007	1870,31	947,453	1888,55	959,69
SCH-102	1732,21	977,146	1764,45	1018,39
SCHG-278	1440,68	110,443	1473,92	153,68
SCHS-177	1247,10	529,861	1291,34	543,10
SCHAD-365	1232,56	1592,29	1259,80	1638,53
SCHAK-431	1219,95	972,305	1247,19	1004,55
SCHAP-488H	1094,79	689,654	1108,03	721,89
SCHAP-487	1073,42	1816,78	1100,66	1844,02
SCHAA-304R1	942,62	497,031	970,86	507,27
SCHAG-392	898,10	194,383	942,34	216,62
SCHQ-215	874,13	1803,51	913,37	1822,75
SCHQ-469	816,01	211,067	838,25	239,31
SCHQ-216	717,28	1467,89	759,52	1515,13
SCHAF-381	685,07	1707,3	718,31	1720,54
SCHAE-375	637,78	1610,48	657,02	1658,72
SCH-006	765,70	197,026	779,94	219,27
SCH-059	1240,42	724,867	1278,66	749,11
SCH-019	1160,22	872,761	1177,46	913,00
SCHAL-440	944,24	988,525	972,48	999,77
SCHAF-539HS1	850,63	605,943	878,87	631,18
SCH-186	752,79	1374,48	792,03	1414,72
SCHAO-472	1357,77	817,222	1379,01	846,46
SCH-017	1221,22	575,619	1249,46	610,86
SCH-098	1098,18	1488,84	1120,42	1538,08
SCHAP-482	989,37	293,674	1027,61	309,91
SCH-132	949,93	1675,96	997,17	1715,20
SCHAF-499	908,76	273,258	932,00	291,50
SCHAF-549H	878,08	666,76	914,32	695,00
SCHAE-376	758,61	1074,16	791,85	1113,40
SCHA-001	1186,23	955,328	1201,47	997,57
SCH-018	1163,16	900,707	1192,40	933,95

SCH-185	941,09	2276,02	957,33	2314,26
SCHAK-430	879,77	883,491	927,01	924,73
SCHAF-489	1160,58	488,644	1176,82	504,88
SCH-137	807,41	772,541	846,65	796,78
SCHAB-341	610,04	1229,59	657,28	1249,83
SCH-130	1049,32	1447,54	1074,56	1463,78
SCHAA-301	1012,26	1069,17	1022,50	1080,41
SCHAD-360	934,23	1270,2	975,47	1296,44
SCHAF-519S1	885,28	534,14	896,52	563,38
SCHAO-478H	1415,97	741,037	1436,21	759,28
SCHAO-475H	1217,38	352,879	1234,62	372,12
SCH-121	1196,83	1075,5	1238,07	1104,74
SCH-134	1177,79	1258,55	1208,03	1294,79
SCH-066B	1022,35	2472,55	1043,59	2510,79
SCH-110	869,52	1649,11	887,76	1690,35
SCHAE-370	580,49	1639,93	600,73	1658,17
SCHD-251	1444,06	1677,25	1478,30	1723,49
SCH-118	1144,97	1333,35	1164,21	1372,59
SCHX-270	926,11	531,502	955,35	543,74
SCHAN-461	836,37	1056,81	874,61	1079,05
SCHG-274	821,51	763,741	849,75	786,98
SCH-123	727,07	1648,28	752,31	1665,52
SCHAJ-421	1368,68	959,99	1406,92	990,23
SCHAL-442	1189,14	1209,38	1233,38	1244,62

Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XV Corrección de las presiones al nivel de punzadas y presiones estimadas

Pozo	Pws al nivel del sensor	Pws punzados a la fecha realizada	Pws punzados al 31 de dic. Del 2023
	[psi]	[psi]	[psi]
SCHAO-470	991,89	1064,59	962,25
SCH-299	944,72	944,72	979,21
SCHAK-433	936,04	936,04	990,55
SCH-159	1035,79	1035,79	1115,50
SCH-184	923,95	923,95	1154,70
SCHP-188	917,25	917,25	1070,81
SCH-043	908,01	908,01	1203,74

SCH-182	892,72	892,72	974,10
SCH-142	853,42	853,42	927,13
SCHAL-445	828,19	828,19	893,80
SCH-124	820,20	820,20	859,43
SCHP-181	763,26	763,26	1027,85
SCHU-207	682,33	682,33	959,73
SCH-007	1870,31	1870,31	2049,97
SCH-102	1732,21	1732,21	1848,58
SCHG-278	1440,68	1440,68	1565,28
SCHS-177	1247,10	1247,10	1425,72
SCHAD-365	1232,56	1232,56	1284,96
SCHAK-431	1219,95	1219,95	1309,83
SCHAP-488H	1094,79	1094,79	1121,29
SCHAP-487	1073,42	1073,42	1133,43
SCHAA-304R1	942,62	942,62	1030,28
SCHAG-392	898,10	898,10	720,65
SCHQ-215	874,13	874,13	935,65
SCHQ-469	816,01	816,01	906,59
SCHQ-216	717,28	717,28	375,43
SCHAF-381	685,07	685,07	619,28
SCHAE-375	637,78	637,78	837,93
SCH-006	765,70	765,70	826,70
SCH-059	1240,42	1240,42	1288,31
SCH-019	1160,22	1160,22	1166,72
SCHAL-440	944,24	944,24	967,25
SCHAF-539HS1	850,63	850,63	906,38
SCH-186	752,79	752,79	808,67
SCHAO-472	1357,77	1357,77	1404,14
SCH-017	1221,22	1221,22	1345,26
SCH-098	1098,18	1098,18	1176,78
SCHAP-482	989,37	989,37	1062,90
SCH-132	949,93	949,93	967,51
SCHAF-499	908,76	908,76	957,64
SCHAE-376	878,08	758,61	858,62
SCHA-001	758,61	1186,23	1286,80
SCH-018	1186,23	1163,16	1274,82
SCH-185	1163,16	941,09	1014,66
SCHAK-430	941,09	879,77	975,45
SCHAF-489	879,77	1160,58	1344,17
SCH-137	1160,58	807,41	856,81
SCHAB-341	807,41	610,04	648,70
SCH-130	610,04	1049,32	1080,92
SCHAA-301	1049,32	1012,26	1079,84

SCHAD-360	1012,26	934,23	951,63
SCHAF-519S1	934,23	885,28	20765,16
SCHAO-478H	885,28	1415,97	1547,53
SCHAO-475H	1415,97	1217,38	1323,04
SCH-121	1217,38	1196,83	1299,20
SCH-134	1196,83	1177,79	1268,83
SCH-066B	1177,79	1022,35	1027,95
SCH-110	1022,35	869,52	1011,14
SCHAE-370	869,52	580,49	687,89
SCHD-251	580,49	1444,06	1583,72
SCH-118	1444,06	1144,97	1182,17
SCHX-270	1144,97	926,11	963,70
SCHAN-461	926,11	836,37	959,77
SCHG-274	836,37	821,51	911,59
SCH-123	821,51	727,07	948,20
SCHAJ-421	727,07	1368,68	1453,15
SCHAL-442	1368,68	1189,14	1202,77
SCHA-093	1189,14	1246,00	1233,65

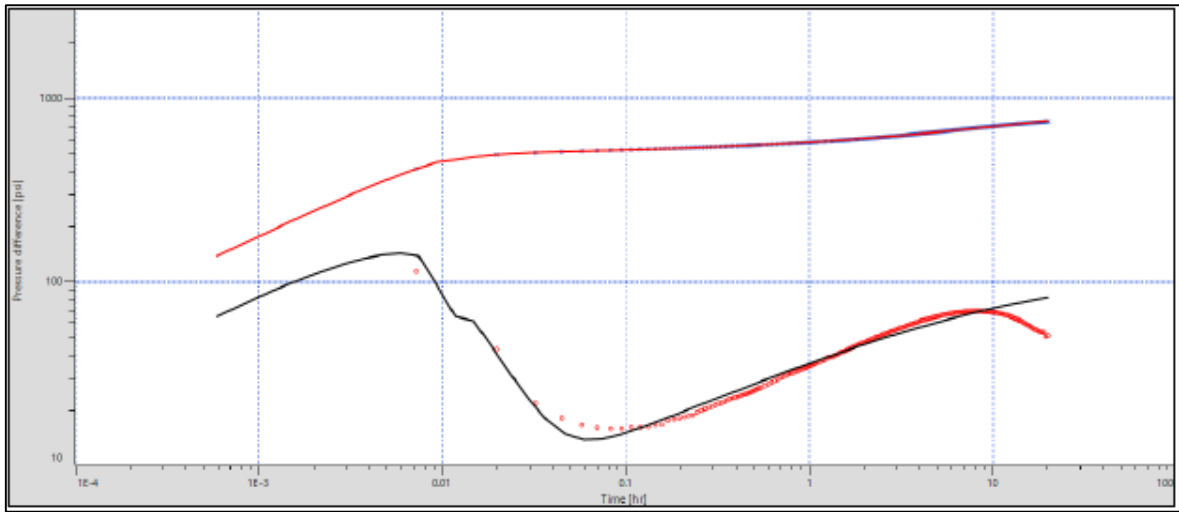
Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XVI Datos de los pozos inyectoros

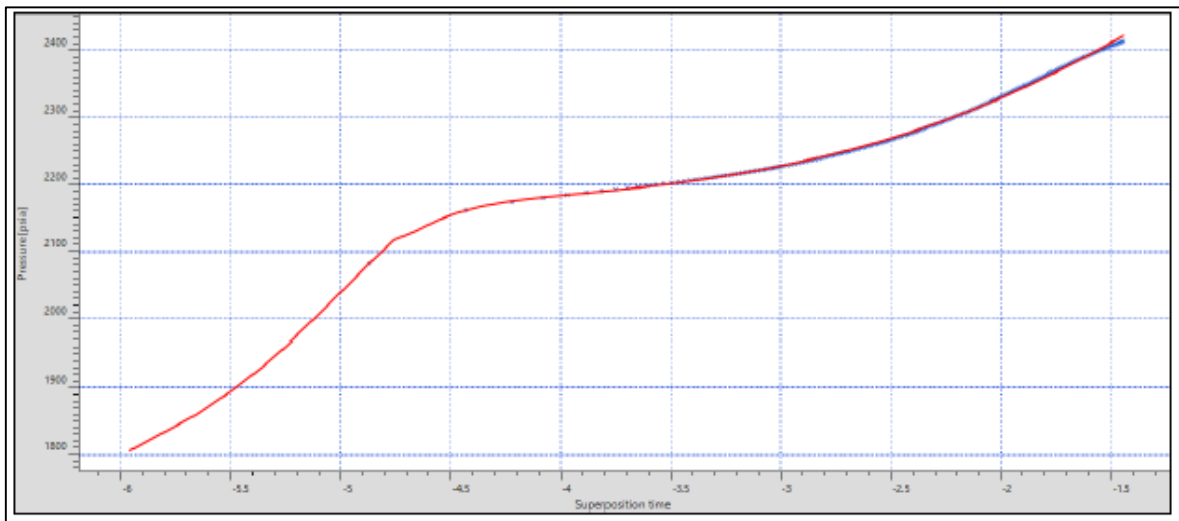
POZOS INYECTORES				
Pozo	Caudal de inyección	Presión	X	Y
	[BAPD]	[psi]	[m]	[m]
SCHI-200	4000	1150	292621,42	9959891,66
SCHAD-363S1	3300	2900	287726,67	9960324,61
SCH-045B	3000	800	290835,68	9957773,74
SCH-090	3250	1050	294128,04	9961072,05
SCH-103	8250	1200	293406,76	9965429,49
SCHAE-377	2000	900	293762,28	9953751,36
SCHS-261	3300	1500	294828,01	9977767,73
SCHAF-382	5150	2200	291687,66	9952255,87
SCH-036	5300	1000	295625,71	9965451,29
SCH-076	1400	1200	293991,87	9965809,55

Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XVII Gráfica log-log y semi-log del pozo SCHQ-159

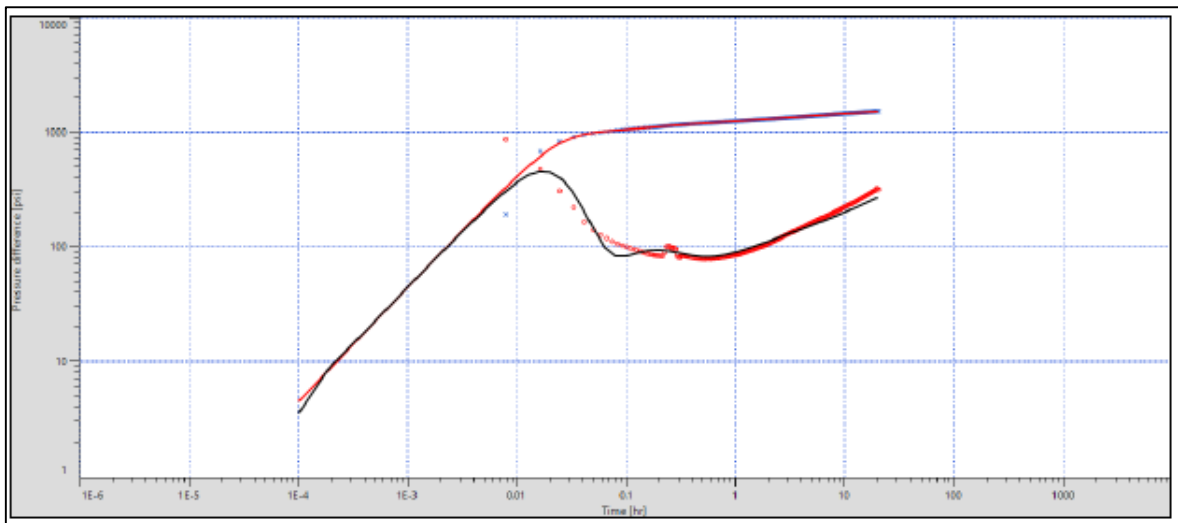


Elaborado por: Castillo, 2024

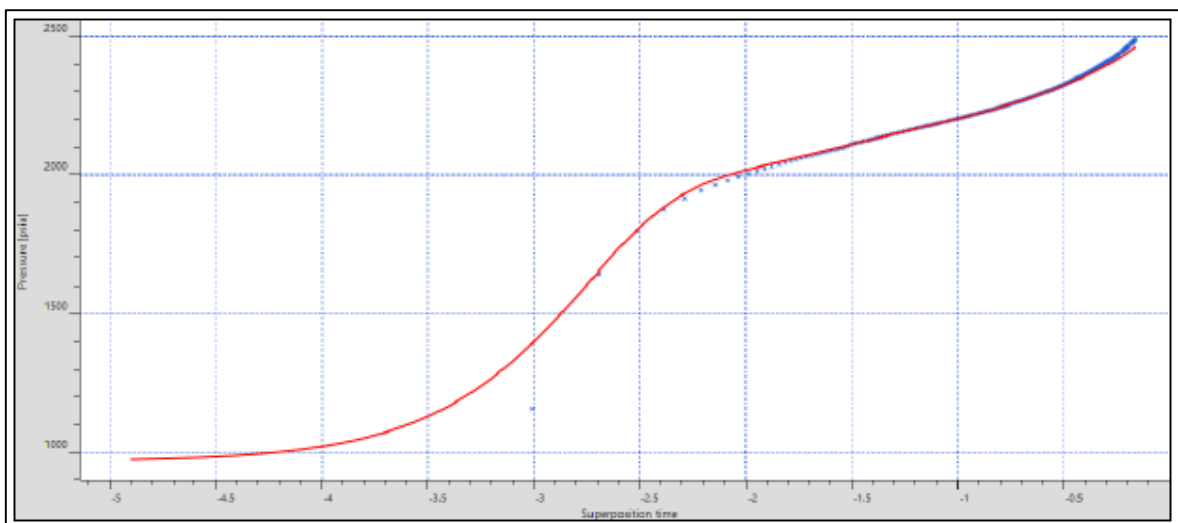


Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XVIII Gráfica log-log y semi-log del pozo SCH-124

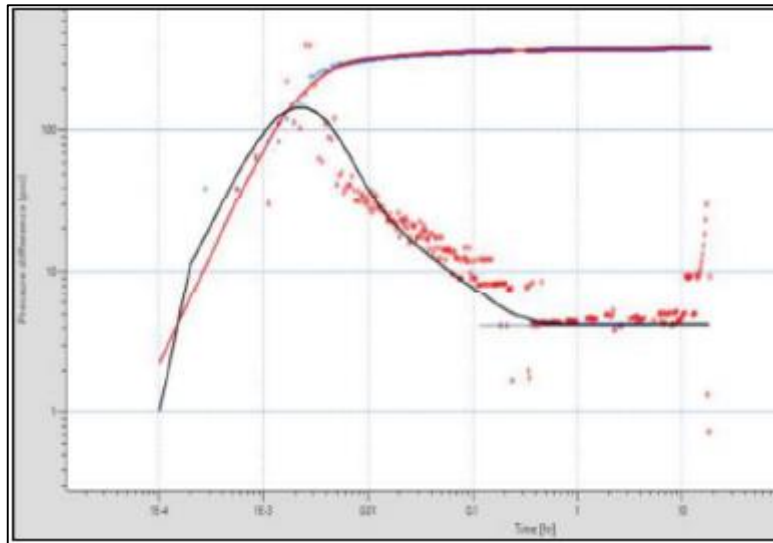


Elaborado por: Castillo, 2024

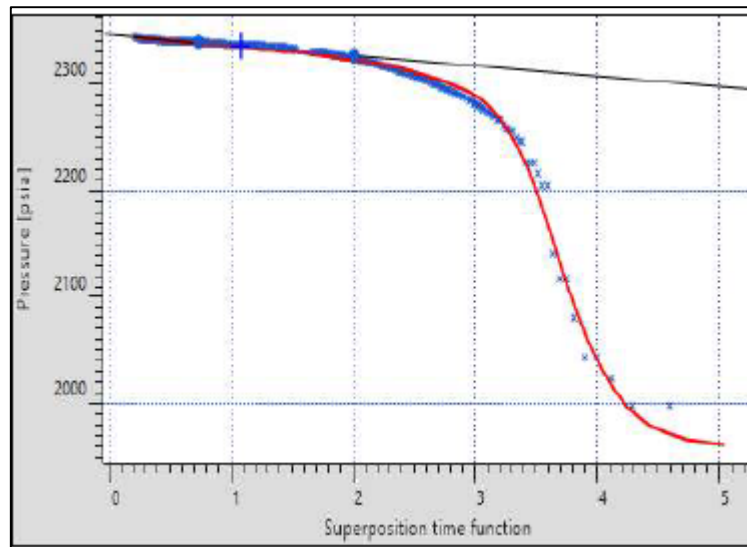


Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XIX Gráfica log-log y semi-log del pozo SCH-299

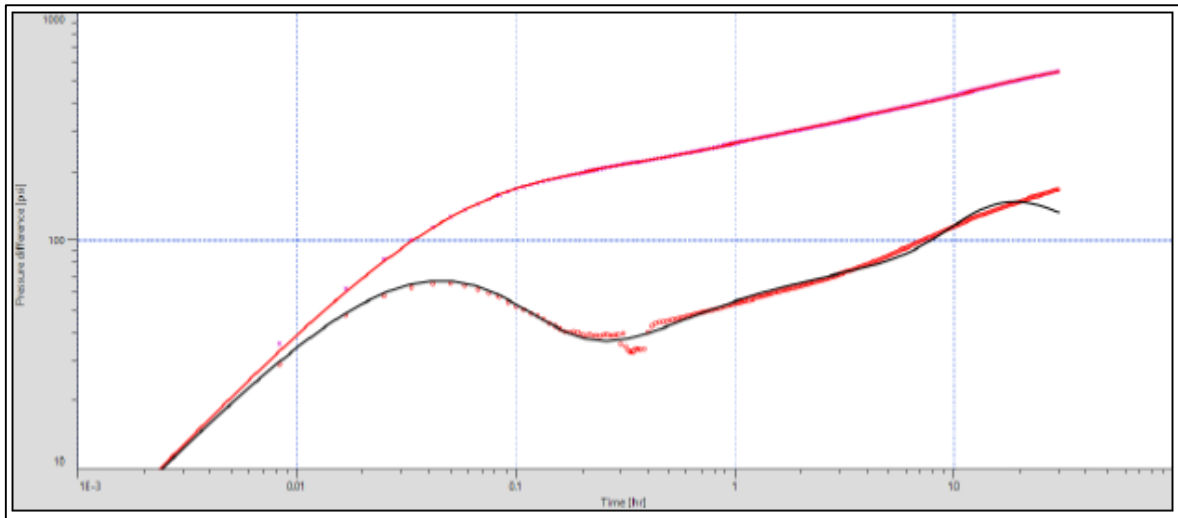


Elaborado por: Castillo, 2024

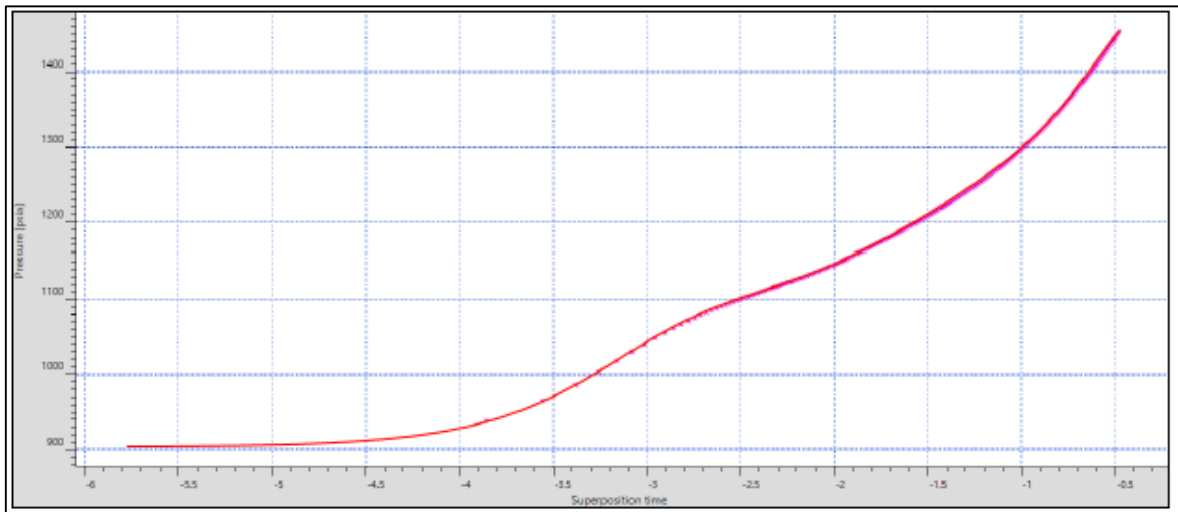


Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XX Gráfica log-log y semi-log del pozo SCHA0-472

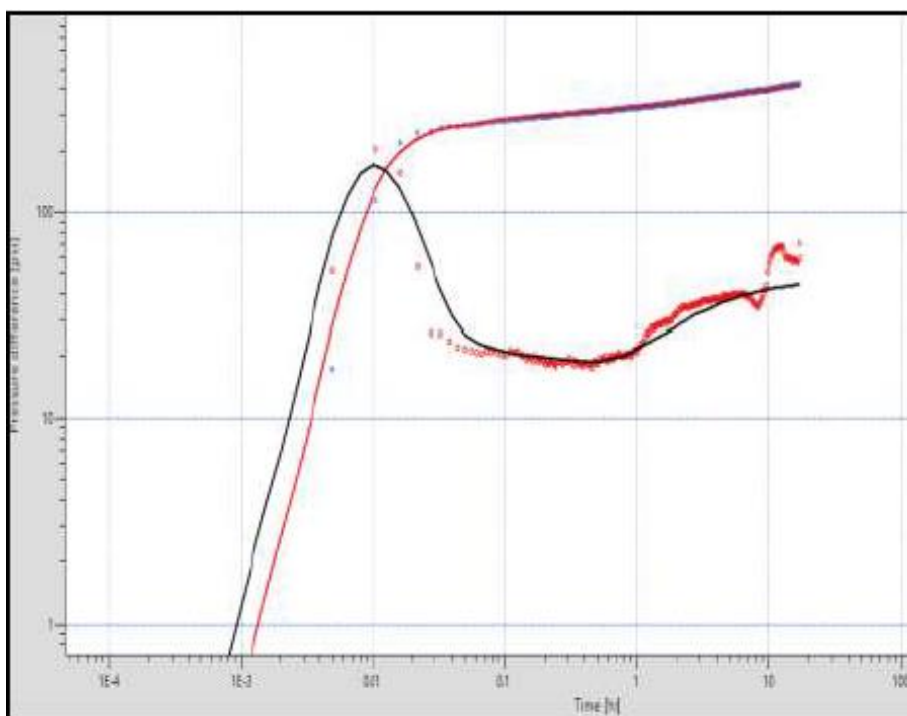


Elaborado por: Castillo, 2024

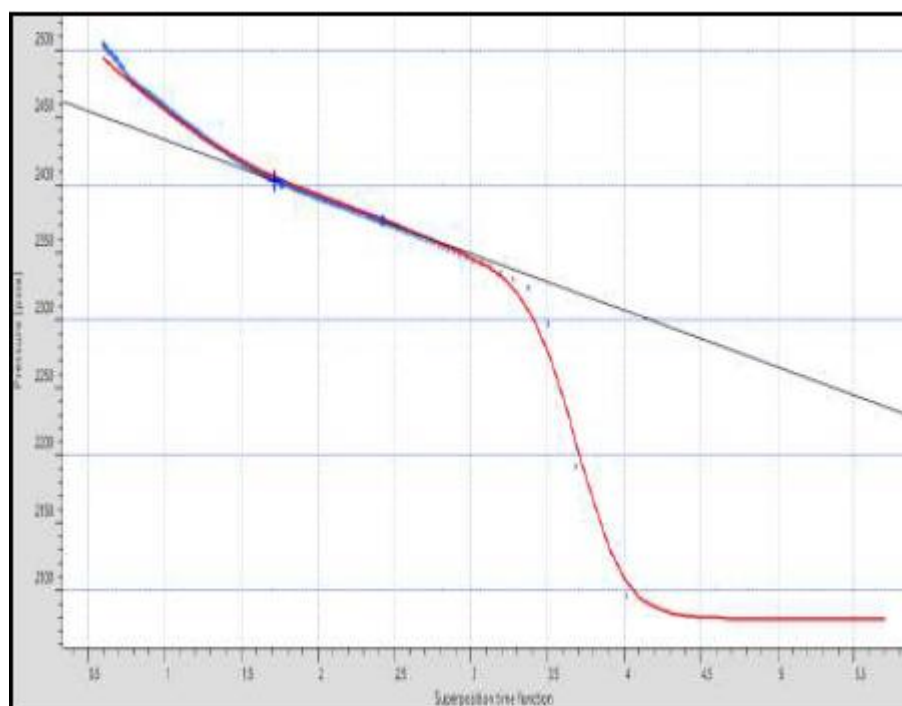


Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XXI Gráfica log-log y semi-log del pozo SCHAL-440

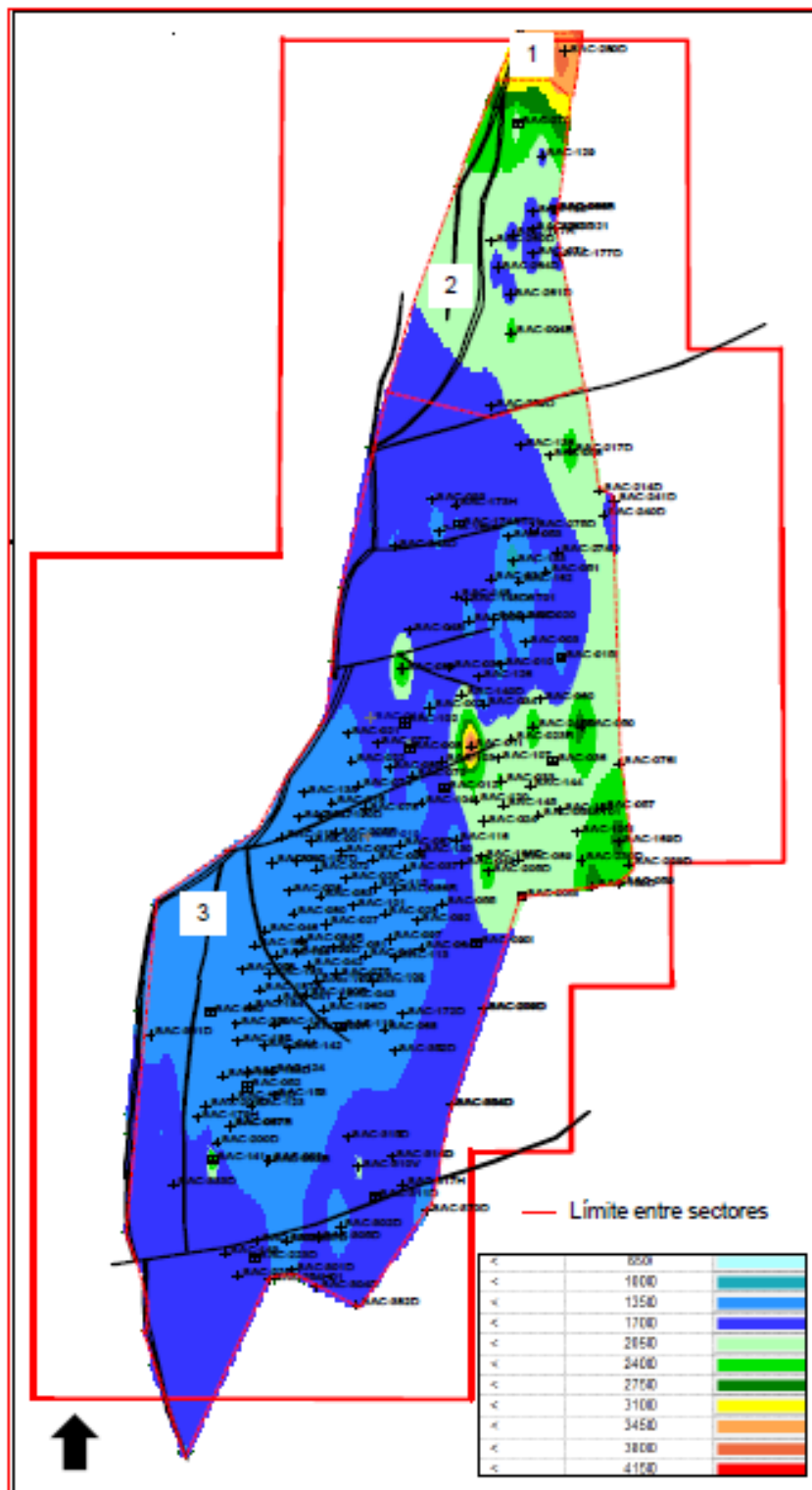


Elaborado por: Castillo, 2024



Elaborado por: Castillo, 2024

ANEXO XXII Mapa de presiones del año 2012 de la arena U del campo Sacha



Fuente: Halliburton,2012

ANEXO XIII Mapa de presiones de la arena U del campo Sacha

