



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Interpretación de una Prueba de Pozos DST mediante el Uso del Software Saphir, luego de un trabajo de Acidificación”

TESINA DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

David Israel Borbor Yagual
Héctor Paolo Ramos Merejildo
Dionisio Sebastián Villacreses Chilán

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO:2013

AGRADECIMIENTO

Agradezco ante todo a Dios quien es el que guía mi camino y bendice mi vida y nunca se olvida de mi familia.

A mis padres que me dieron la vida y nunca me dejaron solo incentivándome día a día y seguir luchando para ser un profesional.

A mi hermano ENRIQUE quien me brindó su apoyo incondicional en el momento más difícil de mi vida guiándome hacia un futuro mejor.

A la prestigiosa ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, institución que me dio la oportunidad de ser alguien en la vida transfiriendo todos sus conocimientos por medio de todos mis profesores.

A la Sra. ELVIA BORBOR y Srta. ERIKA RONQUILLO quienes también me ayudaron económicamente a culminar mis estudios.

David Borbor

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado de manera muy especial a mis queridos padres ENRIQUE y CRISTINA que con sacrificio y esfuerzo me apoyaron durante toda mi vida estudiantil a pesar de sufrimientos y angustias siempre buscaron el bienestar para sus queridos hijos.

David Borbor

AGRADECIMIENTO

Agradezco especialmente a Dios por brindarme el conocimiento y fortaleza necesaria para culminar una etapa de mi vida

A mis queridos padres Héctor Ramos y Fabiola Merejildo por la confianza y apoyo incondicional durante mi carrera universitaria que la logre con esfuerzo, inculcándome sus principios y valores para seguir adelante día a día.

A mis tíos Francisco Orrala y Jenny Merejildo por abrirme las puertas de su hogar durante mi estadía en Guayaquil.

Al Ing. Gabriel Colmont, por formar parte de mi vida estudiantil con el dictado de sus materias y también por ser el guía de este trabajo

Héctor Paolo Ramos Merejildo

DEDICATORIA

La presente tesis se la dedico especialmente a mi familia por el apoyo que me brindaron durante mi carrera.

A mis padres y hermano por la confianza que depositaron en mí para cumplir todas las metas como estudiante, persona y muy pronto como profesional.

Y a todos los que confiaron en mi, espero se sientan orgullosos por este sueño cumplido.

Héctor Paolo Ramos Merejildo

AGRADECIMIENTO

A Dios, a mis padres, Eleodoro Villacreses y Elena Chilán por darme la vida.

A mis segundos padres, la Dra. Ofelia Villacreses y al Ing. José Villacreses, por confiar en mí y darme sus apoyos incondicionales y por convencerme de que todo se puede lograr cuando se lucha fervientemente, no me alcanzan las palabras para expresarles mi gratitud.

A mis Abuelos Dionisio Villacreses y Dolores Pin que realizaron las veces de padre y madre, enseñándome que el mejor regalo en la vida es la educación, a mis tías y tíos, y familiares por ser un incentivo constante para conseguir mis logros.

Al Ing. Gabriel Colmont, por su guía para esta tesis.

Gracias!!

Dionisio Sebastián Villacreses Chilán

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a todos quienes confiaron en mí, y en especial a mi padre, mi tía mamá y hermana, el resultado de mi esfuerzo y perseverancia es gracias a ustedes. Este trabajo es el resultado reflejado de un deseo, un objetivo, un sueño, una esperanza; lo que soy como persona y lo que seré en un futuro es un reconocimiento a su interminable amor y apoyo. A mis abuelos, mi familia; espero haber conseguido que se sientan orgullosos de mí como persona y por mis estudios realizados.

A mis amigos de ESPOLE más cercanos por compartir esa etapa universitaria creando un ambiente de hermandad ayudarme a crecer mental y moralmente.

Dionisio Sebastián Villacreses Chilán

TRIBUNAL DE GRADUACION

ING. GABRIEL J. COLMONT

ING. KLEBER D. TAPIA

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Borbor Yagual David

Ramos Merejildo Héctor

Villacreses Chilán Dionisio

RESUMEN

En este presente trabajo se va a realizar una interpretación de pruebas de presión con DST para evaluar las condiciones de la formación "SEMINARIO", luego de realizar una acidificación, el objetivo de esta interpretación es estudiar las condiciones de esta formación para sacar el mayor provecho y concluir si el trabajo de acidificación fue satisfactorio, el nombre que se ha escogido para la formación es ficticio por resguardo de los datos de campo por razones profesionales.

Este problema se basa en obtener los datos de las pruebas de presión con DST, las cuales van hacer interpretadas con el uso del software ECRIN-SAPHIR, para esto es necesario obtener además la información de la evaluación petrofísica del pozo y los demás parámetros que son requeridos para que se ejecute el programa. Además se va a simular el comportamiento de la presión en un determinado tiempo en el yacimiento, analizando el efecto de almacenamiento, el estado transiente de la presión del flujo pseudocontinuo.

Como resultado general se obtiene que la formación "SEMINARIO" esté precedida de una permeabilidad aceptable y por ende un daño negativo que

es de esperar debido al trabajo de acidificación la misma que se ajusta a las condiciones del pozo que se ha determinado con la ayuda del SAPHIR.

Se concluye que la prueba no tiene efecto de almacenamiento ya que el pozo ha sido cerrado en el fondo del yacimiento.

Por eso seleccionamos la mejor prueba DST para comparar las pendientes y patrones de flujo que existen en el yacimiento.

Se tendrá que realizar una prueba de restauración de presión por un lapso de tiempo mayor con la finalidad de alcanzar o verificar los límites del yacimiento.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	X
ÍNDICE GENERAL.....	XII
ABREVIATURAS	XV
SIMBOLOGÍA	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
CAPITULO 1	
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivo general.....	1
1.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Metodología de analisis.	2
CAPITULO 2	
2. MARCO TEORICO PARA PRUEBAS CON DST MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE ECRIN – SAPHIR	4
2.1. Ecrin – Saphir	4
2.2. Análisis PVT	5
2.2.1.Validación de las pruebas PVT	7
2.3. Utilidad de QAQC	7
2.4. Efecto de almacenamiento.	8
2.5. Radio de investigación.....	9
2.6. Tipos de permeabilidad.....	10
2.6.1.Permeabilidad absoluta.	10
2.6.2.Permeabilidad efectiva.....	11
2.6.3.Permeabilidad relativa.	11
2.7. El efecto skin	12
2.7.1.Radio efectivo del pozo (rwa).	13
2.7.2.Eficiencia de terminación (ET).	14
2.7.3.Eficiencia de flujo (EF).	14
2.8. Prueba de restauración de presión (build up).	14

2.9.	Métodos de interpretación.	16
2.9.1.	Método de Horner.	17
2.9.2.	Método de la derivada.	21

CAPITULO 3

3.	METODO OPERATIVO DEL DRILL STEM TEST (DST).....	28
3.1.	Componentes de una sarta DST	30
3.1.1.	Componentes de fondo.....	31
3.2.	Consideraciones operacionales.....	32
3.3.	Procedimiento común del DST	35
3.3.1.	Periodo de cierre inicial.....	36
3.3.2.	Periodo de flujo final	36
3.3.3.	Periodo de cierre final	37
3.4.	Tipos de pruebas DST	37
3.4.1.	Prueba convencional de fondo	38
3.4.2.	Prueba convencional para intervalos	39
3.4.3.	Pruebas con sistemas inflables	42
3.4.4.	Prueba convencional en hueco cerrado.....	44
3.4.5.	Prueba en huec cerrado con herramientas activadas por presión	47

CAPITULO 4

4.	CASO PRÁCTICO DEL DST APLICADA A LA RESTAURACION DE PRESIONES DE LA FORMACION SEMINARIO.	49
4.1.	Análisis de solución basada en el reporte de restauración de presión.	50
4.1.1.	Datos del Pozo.....	51
4.1.2.	Datos Básicos de la Evaluación.....	53
4.1.2.1.	Prueba de producción.....	54
4.1.2.2.	Pruebas de Presión.	55
4.1.2.3.	Extracción del delta P.	56
4.1.2.4.	Analisis previo al modelo.	58

4.1.2.5.Modelado	59
4.1.2.6.Mejora de modelado.	61
4.1.2.7.Sensibilidad.....	62
4.1.3.Resultado de la interpretación.	65
4.1.3.1.Resultado por Método de Horner.	65
4.1.3.2.Resultado por Método de la Derivada.....	66
4.1.4.Modelos	66
4.1.5.Resultados de producción	67
4.1.6.Eventos de la prueba	68
4.1.7.Ploteo en log – log	70
4.1.8.Ploteo de flujo radial (Horner)	71
CAPITULO 5	
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
5.1.Conclusiones	73
5.2.Recomendaciones	74
BIBLIOGRAFIA	

ABREVIATURAS

DST	Drill Stem Testing
PVT	Prueba de Presión, Volumen, Temperatura
QAQC	Control de calidad de los datos

SIMBOLOGIA

K	Permeabilidad [md]
h	Espesor de la formación [ft]
P_{ws}	Presión estática del pozo [Psia]
t	Tiempo fluyente antes de la prueba [hrs]
Δt	Tiempo de cierre [hrs]
P_{wf}	Presión fluyente del pozo [Psia]
P_i	Presión estática promedio [Psia]
S	Efecto de piel o daño [adimensional]
t_p	Tiempo de flujo [hrs]
P^*	Presión donde se alcanza el flujo radial [Psia]
ϕ	Porosidad [fracción]
c_t	Compresibilidad total de la roca o yacimiento [1/Psia]
μ	Viscosidad [cp]
r_w	Radio del pozo [ft]
J	Índice de productividad
m	Pendiente de la gráfica log-log [lpc/ciclo]
q	Tasa de producción [STD B/D]
β	Factor volumétrico del petróleo [Bbbl/Std bbl]

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ventana de trabajo Saphir.....	5
Figura 2.2 Separación instantánea.....	6
Figura 2.3 Separación Diferencial.	7
Figura 2.4 Opciones de QAQC.....	8
Figura 2.5 Comportamiento del Almacenamiento según el Método de Interpretación.....	9
Figura 2.6 Flujo radial en un pozo.	10
Figura 2.7 Permeabilidad Absoluta.....	10
Figura 2.8 Permeabilidad Efectiva.....	11
Figura 2.9 Permeabilidad Relativa.....	12
Figura 2.10 Flujo radial en un pozo.	13
Figura 2.11 Prueba de Restauración de Presión.....	15
Figura 2.12 Curva ideal. Prueba de restauración de Presión	16
Figura 2.13 Gráficos típicos de Pozos según su flujo.	17
Figura 2.14 Prueba de Build up mediante método de Horner.....	18
Figura 2.15 Periodos de Producción largos por Horner.....	19
Figura 2.16 Modelo de Horner.....	21
Figura 2.17 Método de la Derivada.....	22
Figura 2.18 Diferenciación de los datos de Presión.	23
Figura 2.19 Curvas tipo.	24
Figura 2.20 Presencia de un máximo en la curva tipo.	25
Figura 2.21 Presencia de un mínimo en la curva tipo.....	25
Figura 2.22 Periodo de estabilización con recta semilogarítmica de Horner	26
Figura 2.23 Tendencia ascendente de un fluido.....	27
Figura 2.24 Tendencia descendente de un fluido.....	27
Figura 3.1 Arreglo típico de una prueba DST convencional en hueco abierto.....	40

Figura 3.2 Arreglo típico de una prueba DST convencional para intervalos	42
Figura 3.3 Arreglo típico de una prueba DST con sistemas inflables	44
Figura 3.4 Arreglo típico de una prueba DST convencional en hueco cerrado	46
Figura 4.1 Carga de datos del Pozo.	51
Figura 4.2 Carga de los parámetros PVT.	52
Figura 4.3 Pantalla principal lista para trabajar con los datos.....	53
Figura 4.4 Gráfica de flujo o producción del Pozo.	54
Figura 4.5 Gráfica de flujo y presión del Pozo	55
Figura 4.6 Valores predeterminados para la extracción del delta P.	57
Figura 4.7 Analisis previo al modelo.	58
Figura 4.8 Selección de modelos según las características obtenidas con la extracción del delta P.....	59
Figura 4.9 Generación del modelo homogéneo con alcance infinito.	60
Figura 4.10 Mejora de los datos utilizando regresión no lineal.	61
Figura 4.11 Modelación de todas las celdas mediante la regresión no lineal.	62
Figura 4.12 Sensibilidad del daño a la formación.	63
Figura 4.13 Sensibilidad de la Compresibilidad.....	64
Figura 4.14 Sensibilidad de Kh.....	64
Figura 4.15 Curva del IPR.	67
Figura 4.16 Curva Derivada generadas por los distintos DST.....	68
Figura 4.17 Eventos de la prueba.....	69
Figura 4.18 Ploteo en log - log.....	70
Figura 4.19 Ploteo Flujo Radial.	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados por el Método de Horner	65
Tabla 2. Resultados por el Método de la Derivada	66
Tabla 3. Modelo del Yacimiento.....	66
Tabla 4. Resultados de Producción.	67

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO GENERAL.

Realizar una interpretación de prueba de presión con el software “SAPHIR” de un conjunto de datos obtenidos con DST, la misma que servirá para evaluar las condiciones del pozo y característica de la formación “SEMINARIO”, después de finalizar un trabajo de acidificación. El nombre de la formación es ficticio por razones profesionales, para resguardar la procedencia de los datos.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Seleccionar el conjunto de datos de mejor calidad (menor ruido), obtenidos de una prueba DST con más de un sensor de presión.
- Interpretar el conjunto de datos seleccionados para encontrar los parámetros de interés (permeabilidad, factor de daño, capacidad de la formación), utilizando Saphir de Kappa Engineering.

1.3 METODOLOGIA DE ANALISIS.

Para este caso nos basamos en la metodología de la derivada de BOURDET tomando en cuenta la historia detallada de la producción siguiendo la secuencia del programa la cual se muestra a continuación.

Para la interpretación de las pruebas de presión lo primero que se debe hacer es escoger los parámetros requeridos por el programa definiendo las condiciones iniciales de fluidos del pozo con los respectivos datos del análisis PVT de la formación, para este caso se trabaja con un análisis estándar.

La secuencia de carga que normalmente se va a especificar es el archivo ASCII del mismo que escogemos los datos de producción, entonces el programa procede a la carga de flujo.

Al momento de cargar los datos de cada prueba mediante el archivo ASCII es necesario llevarlos a datos de campo para que el simulador los acepte y el programa automáticamente genere la curva de presión esto se lo detallara en capítulos posteriores.

Luego se procede a la extracción de la acumulación de presión de la gráfica logarítmica y automáticamente se calcula la derivada de Bourdet, en nuestro caso tenemos dos periodos de build up y escogemos el primer periodo (build up #1). Analizamos la extracción del delta p mediante las líneas especializadas siguiendo la tendencia de la curva para luego hacer una regresión lineal y hacer un análisis previo antes de ajustar la curva a un modelo apropiado, este proceso nos servirá para el análisis final ya que es como una guía de los posibles resultados a obtener.

El intérprete tiene que escoger el modelo más apropiado que incluye todo el régimen de flujo identificado, por ello es conveniente hacer uso del modelo homogéneo junto a un sistema infinito lo cual ejecuta el Saphir, pero este no lo ajusta de forma inmediata debido a la calibración del sensor, por este motivo buscamos la mejora del modelo obtenido, esto nos permitirá llevar a una regresión no lineal para mejorar adecuadamente el modelo obtenido y llegar a una mejor interpretación.

CAPITULO II

MARCO TEORICO PARA PRUEBAS CON DST MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE ECRIN - SAPHIR

2.1 ECRIN - SAPHIR

Saphir fue desarrollado por primera vez hace más de veinticinco años por ingenieros que necesitaban una herramienta para ejercer sus trabajos de interpretación propia, la cual debería ser rápida, interactiva y robusta ⁽¹⁾.

Saphir se puede decir que ha crecido dentro de la industria Petrolera ya que su metodología siempre se ha basado en la derivada de Bourdet y algo que aún lo hace más interesante es que para realizar los trabajos tiene muy en cuenta la historia detallada de la producción ⁽²⁾.

Este programa cuenta con una gran capacidad de procesamiento gracias a KAPPA que ha permitido una expansión técnica de Saphir. La figura 2.1 muestra la metodología de ejecución del programa Saphir⁽²⁾.

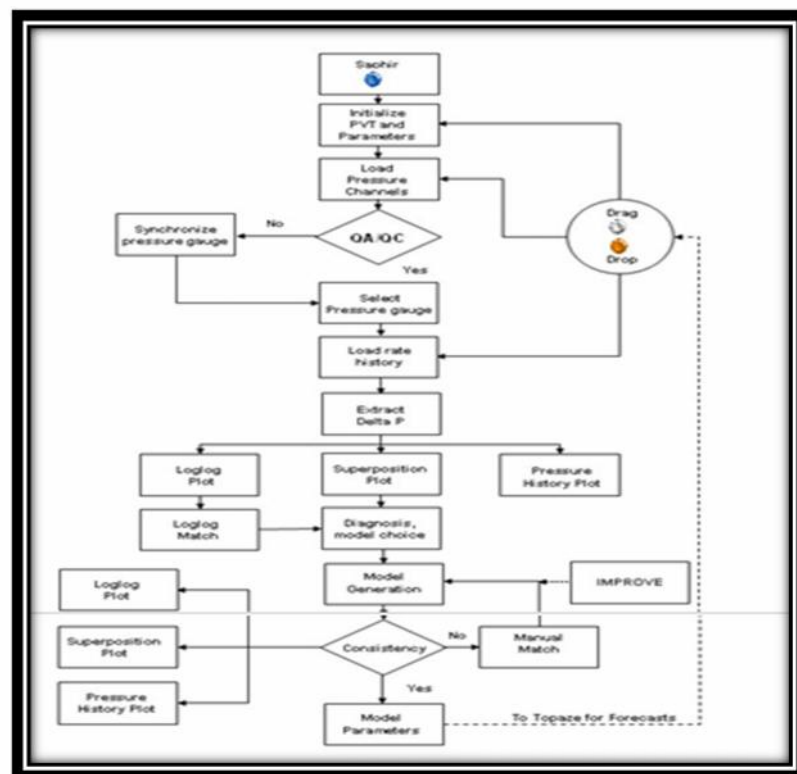


Figura 2.1 Ventana de trabajo Saphir⁽⁴⁾.

2.2 ANALISIS PVT

El análisis PVT es un conjunto de pruebas de laboratorio que se le realizan a una muestra representativa del fluido del yacimiento, estas pruebas consisten

en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico, midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada declinación de presión ⁽³⁾.

Las pruebas de laboratorio que se realizan para obtener el comportamiento PVT, simulan los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante la producción de los fluidos desde el yacimiento hasta los separadores.

Los tipos de separación son: separación diferencial y separación instantánea como se observan en las figura 2.2 y figura 2.3

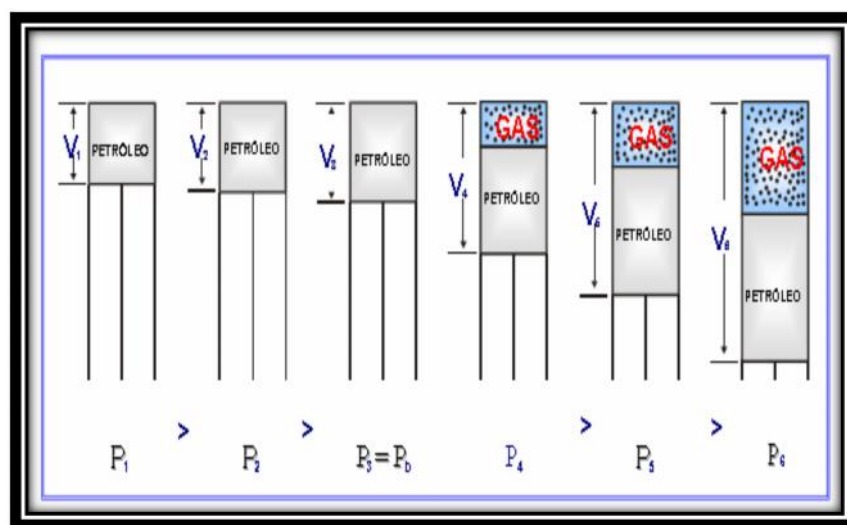


Figura 2.2 Separación instantánea ⁽³⁾.

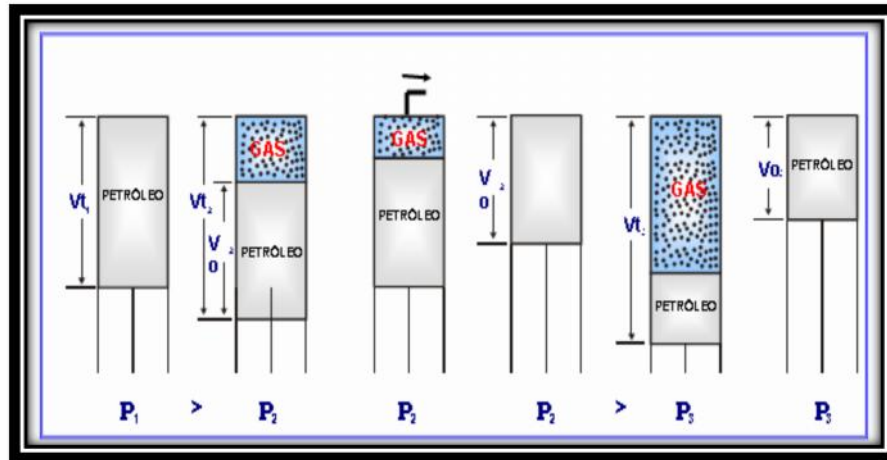


Figura 2.3 *Separación Diferencial* ⁽³⁾.

2.2.1 Validación de las Pruebas PVT

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medidas de laboratorio, y por esto se necesita chequear o validar su consistencia antes de usarlos en estudios de yacimientos ⁽⁴⁾.

2.3 UTILIDAD DE QAQC

Se basa en el control de calidad de los datos que se obtienen de mediciones con el fin de descartar ciertas mediciones de influencia que no se puedan utilizar para el análisis de presión transitoria ⁽¹⁾.

Evaluar la calidad de la herramienta, establece una medida de esta calidad y finalmente tener la potestad de elegir el medidor de presión más apropiada para ser utilizado en el análisis de los periodos transitorios ⁽¹⁾.

El QAQC en Saphir consiste en unas series de gráficas de diferentes tipos (Presión, temperatura, etc). Cada grafica puede tener cierta cantidad de datos que luego se las puede relacionar.

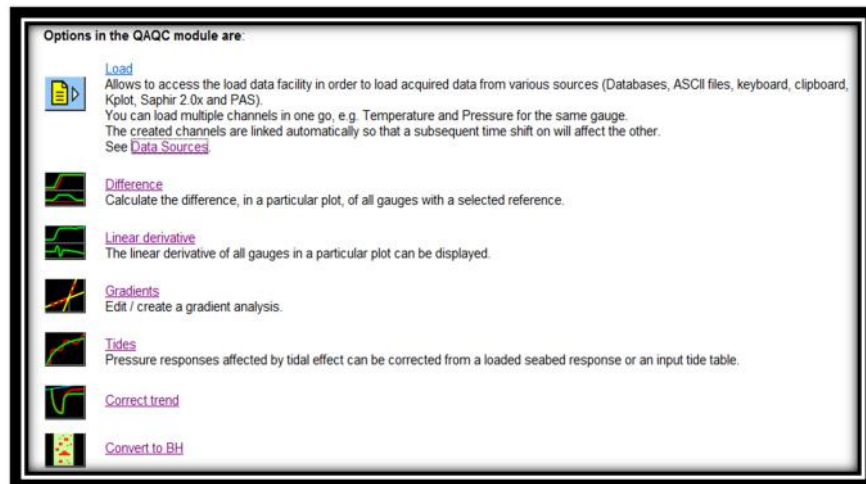


Figura 2.4 Opciones de QAQC⁽¹⁾.

2.4 EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

El almacenamiento post-flujo, ha sido reconocido como un parámetro de gran relevancia en el comportamiento de la presión al comienzo del periodo transiente, cuya teoría asume que el cierre de un pozo en una prueba de restauración ocurre en frente de la arena⁽⁵⁾.

El almacenamiento del pozo, causa que la tasa al frente de la arena cambie más lento que la tasa en superficie. Este efecto, dice la capacidad del pozo de almacenar fluido por unidad de cambio de presión.

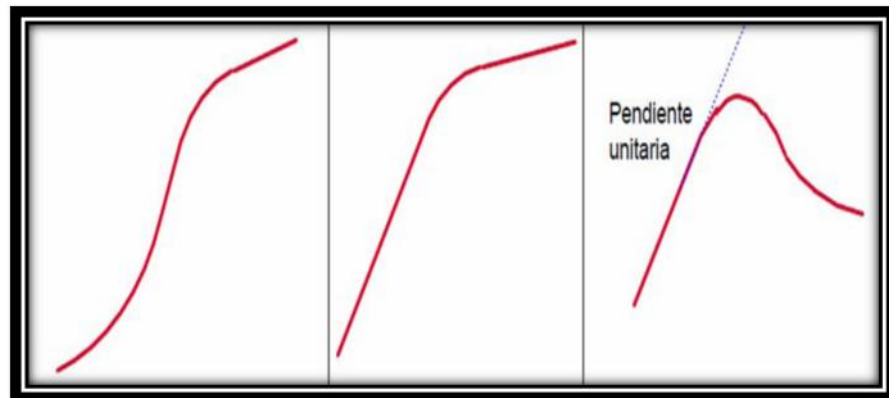


Figura 2.5 Comportamiento del Almacenamiento según el Método de Interpretación⁽⁵⁾.

2.5 RADIO DE INVESTIGACIÓN.

El radio de investigación depende del tiempo de duración de la prueba y del alcance del análisis que se requiere hacer, si se desea realizar un estudio para determinar la permeabilidad, el daño en las cercanías del Pozo y la P^* ; solo se requerirá el tiempo necesario para que la señal de presión alcance el flujo radial⁽⁵⁾.

En la actualidad es posible determinar el momento en el que se ha alcanzado el flujo radial, debido a la existencia de herramientas que miden datos de

presión y temperatura en tiempo real, lo que puede determinar el tiempo de duración de la prueba.

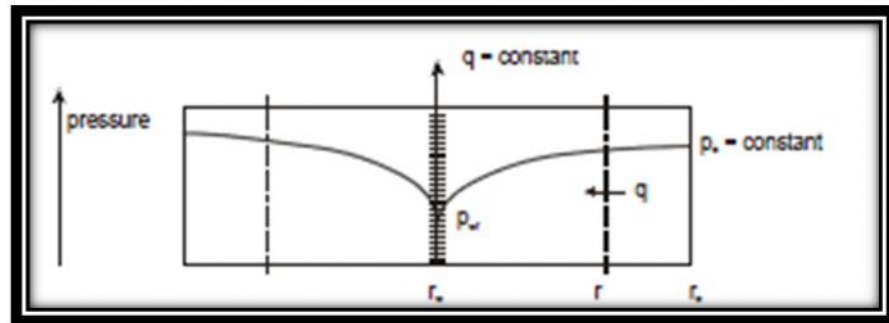


Figura 2.6 Flujo radial en un pozo⁽⁶⁾.

2.6 TIPOS DE PERMEABILIDAD.

2.6.1. Permeabilidad Absoluta.

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura el cien por ciento del espacio poroso. Normalmente el fluido de prueba es aire o agua⁽³⁾.

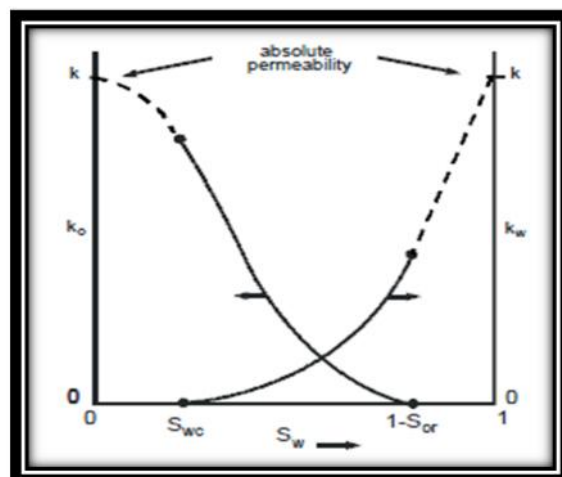


Figura 2.7 Permeabilidad Absoluta⁽⁷⁾.

2.6.2 Permeabilidad Efectiva.

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es una función de la saturación de fluidos, siempre es menor que la permeabilidad absoluta ⁽⁷⁾.

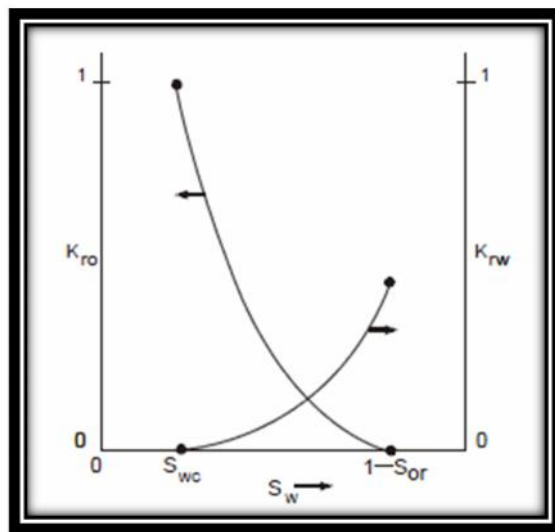


Figura 2.8 Permeabilidad Efectiva⁽⁸⁾.

2.6.3 Permeabilidad Relativa.

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante ya que da una señal de cómo un fluido se desplaza en el medio poroso ⁽⁷⁾.

La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo o a la saturación de agua connata. Si un 2,3%

de fase no-mojante se introduce, esta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la fase mojanter⁽³⁾.

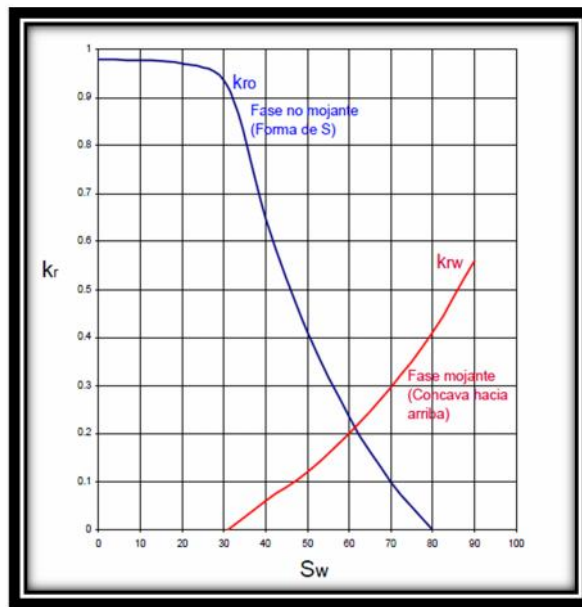


Figura 2.9 Permeabilidad Relativa⁽³⁾.

2.7 EL EFECTO SKIN.

En particular hay a menudo una zona que rodea al pozo la cual es invadida por el filtrado del lodo o del cementado durante la perforación o la terminación del pozo, esta zona puede tener una permeabilidad muy inferior que el reservorio y por lo tanto actúa como un skin o daño alrededor del orificio del pozo, causando mayor caída de presión⁽⁸⁾.

La transmisión de presión no ocurre uniformemente en todo el reservorio, en vista de que esto es afectado por heterogeneidades locales. Para la mayor

parte, estas no afectan al cambio de presión dentro del pozo, excepto esas heterogeneidades de reservorio en la cercanía inmediata del orificio del pozo. La presente figura muestra un esquema de la distribución de presión cuando existe daño en la formación productora.

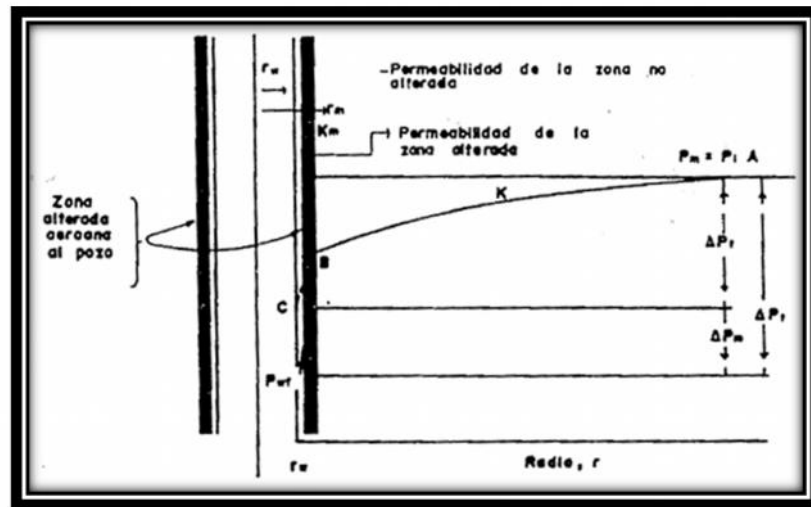


Figura 2.10 Flujo radial en un pozo⁽⁸⁾.

El efecto Skin puede ser estimado mediante una fórmula similar a la de Drawdown.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{1hr}(\Delta t = 1h)}{r} \right] - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \quad (1)$$

2.7.1 Radio efectivo del pozo (R_{wa}).

Se define como radio equivalente para igualar la caída de presión calculada en un yacimiento dañado⁽⁶⁾.

$$r_{wa} = r_w e^{-5} \quad (2)$$

2.7.2 Eficiencia de terminación (ET).

Se define como la razón de la capacidad de la formación determinada del Índice de Productividad (J) a la capacidad de la formación determinada de pruebas de restauración de presión, (PRP)⁽⁸⁾.

$$ET = \frac{1000 J m \ln[r_e/r_w]}{162.6 q \cdot 7.07} \quad (3)$$

2.7.3 Eficiencia de Flujo (EF).

Está definida como el índice de productividad real (actual) y del índice de productividad teórico (ideal), o sea el que existe cuando no ocurre alteración en el pozo ⁽⁸⁾.

$$EF = \frac{P^* - P_{wf} - 0.87 m S}{P^* - P_{wf}} \quad (4)$$

2.8 PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION (BUILD UP).

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, luego de cerrar el pozo después de haber estado fluyendo a una tasa constante estabilizada.

La prueba requiere que el pozo produzca con una tasa estabilizada durante un cierto tiempo, denominado tiempo de flujo (t_p), para lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre ⁽⁹⁾.

Al cerrar el pozo se mide la presión de fondo (P_{wf} @ $\Delta t = 1h$) y se empieza a medir en función del tiempo de cierre (Δt) ⁽¹⁰⁾. Como se muestra en la siguiente figura 2.7.

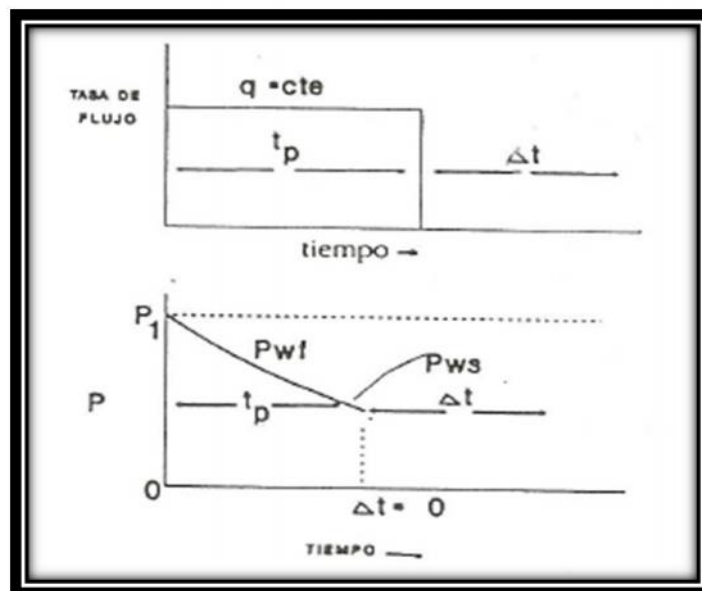


Figura 2.11 Prueba de Restauración de Presión ⁽¹⁰⁾.

En una forma similar que para el caso de drawdown, se establece que para fluidos de estado no estable (transiente) se cumple la siguiente ecuación:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 q \mu \beta}{kh} \left[\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \quad (5)$$

La forma de esta ecuación sugiere que graficando la Presión de cierre del pozo (P_{ws}) en función del $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ se obtendrá una línea recta.

Si se extrapola la línea recta a un tiempo de cierre infinito, se encontrara la presión original del yacimiento. La forma de graficar estas pruebas se muestra a continuación ⁽⁸⁾.

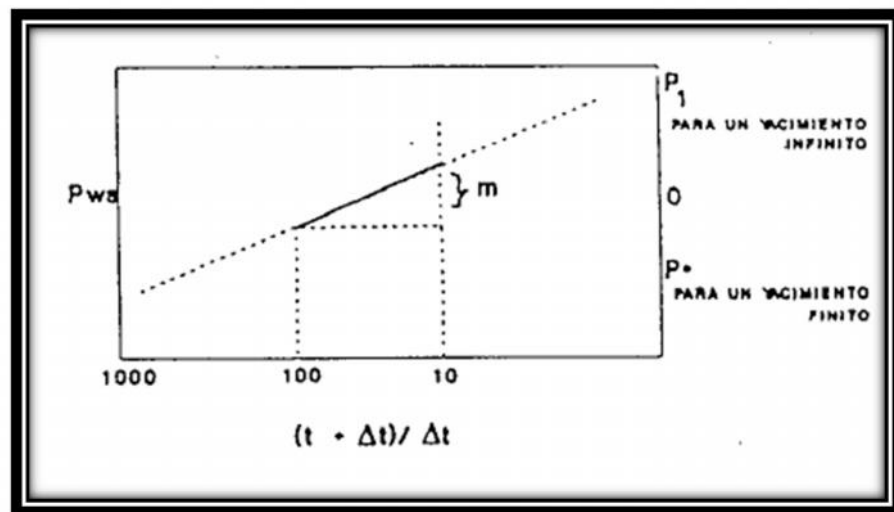


Figura 2.12 Curva ideal. Prueba de restauración de Presión⁽⁸⁾.

2.9 METODOS DE INTERPRETACION.

Una prueba de presión completa, está compuesta por varios regímenes de flujo característicos, inicialmente por efectos de almacenamiento de pozo y

de las vecindades del pozo, hasta efectos de límites de frontera a tiempos tardíos ⁽¹¹⁾.

Los métodos presentados a continuación proveen un diagnóstico completo del comportamiento del pozo, permitiendo caracterizar todo el régimen de flujo a través de una simple gráfica, definiendo así, los modelos de interpretación apropiados para realizar una buena caracterización del yacimiento.

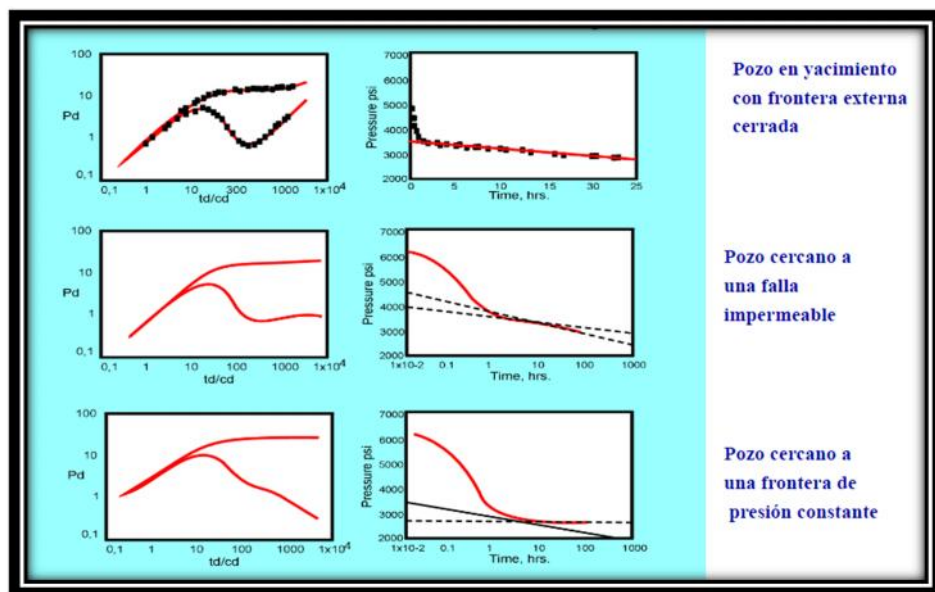


Figura 2.13 Gráficos típicos de Pozos según su flujo⁽¹⁰⁾.

2.9.1. Método de Horner.

En 1951 Roland Horner presento un método donde la superposición en el tiempo se simplifica: los periodos de flujo constante son ignorados, y la

presión de fondo del pozo cerrado es graficada en función a una relación logarítmica de tasas de tiempo donde concluye el tiempo de producción previo ⁽⁵⁾.

Este método, surgió inicialmente para pruebas de declinación de presión, pero fue adaptado y aplicado exitosamente para pruebas de restauración.

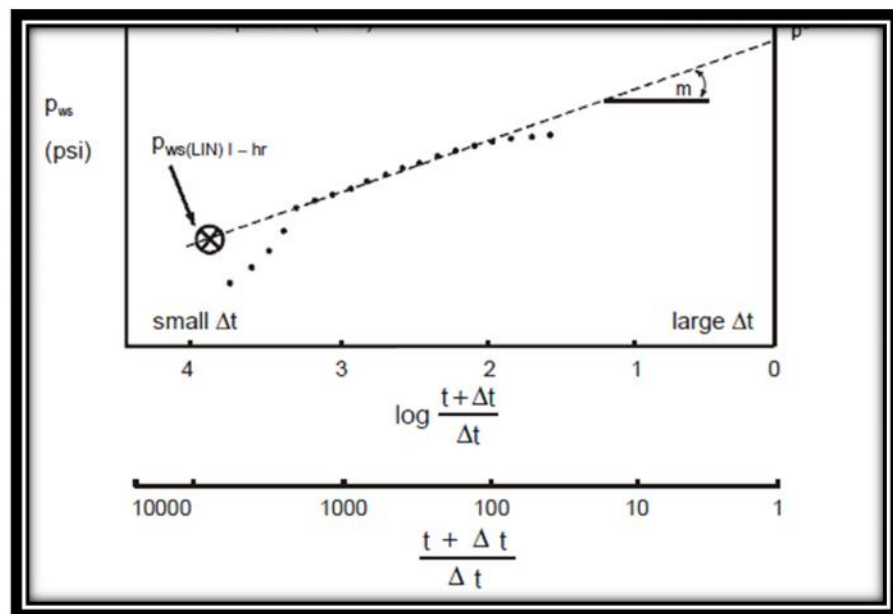


Figura 2.14 Prueba de Build up mediante método de Horner⁽⁷⁾.

Horner considero yacimientos infinitos, cerrados y demostró que una extrapolación de la tendencia lineal en la curva del grafico semilog a una razón de tiempo igual a la unidad, permite obtener la presión inicial del yacimiento (P_i), si el periodo de producción era corto ⁽¹⁰⁾.

Además, Horner demostró que para periodos de producción largos en yacimientos limitados, la tendencia lineal podría ser extrapolada a una presión P^* , esta presión no es la presión inicial ni tampoco la presión promedio (P) del yacimiento. Sin embargo, si el tiempo de producción es corto, entonces se puede considerar $P_i = P = P^*$.

A condiciones ideales, el comportamiento de la presión del yacimiento en la gráfica semilog del Método de Horner se manifiesta como una tendencia lineal, de la cual se puede obtener los parámetros característicos del yacimiento⁽⁷⁾.

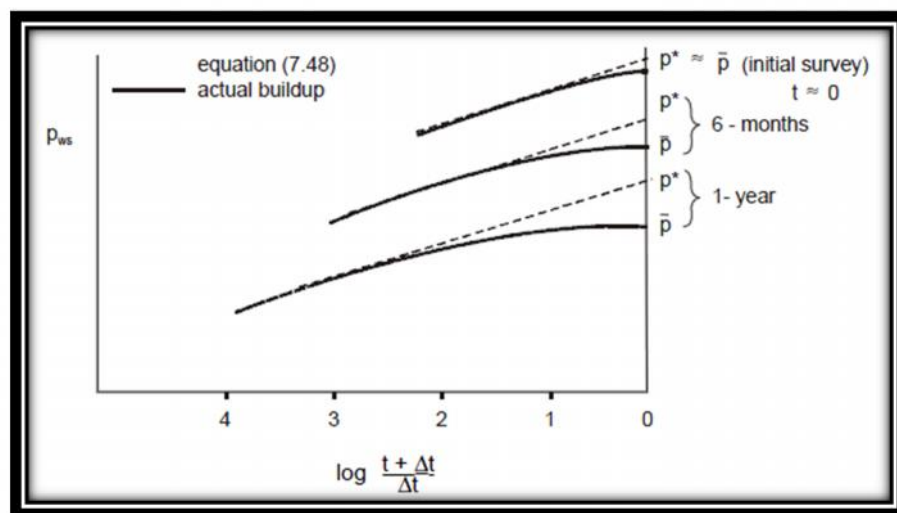


Figura 2.15 Periodos de Produccion largos por Horner⁽⁷⁾.

La realidad del comportamiento de la presión se ve afectada por las condiciones del pozo y las heterogeneidades del yacimiento, generando una desviación del comportamiento general de los datos⁽⁹⁾. El procedimiento para llevar a cabo este método se describe a continuación:

- Graficar P_{ws} vs $\log [(t_p + \Delta t)/\Delta t]$.
- Identificar el periodo de flujo estabilizado, si existe este periodo, se calcula la pendiente de la recta “m” ubicada en dicha región y se estima la permeabilidad mediante la ecuación.

$$k = 162.6 \frac{q\mu}{mh} \quad (6)$$

- Extrapolar la recta $(t+\Delta t)/\Delta t=1$, la presión en este punto representa la pseudopresión estática del fondo del pozo para un yacimiento de extensión finita, o también representa la presión estática del yacimiento, si se trata de un yacimiento de extensión infinita.
- Calcular el factor de daño, a partir de la ecuación (1).

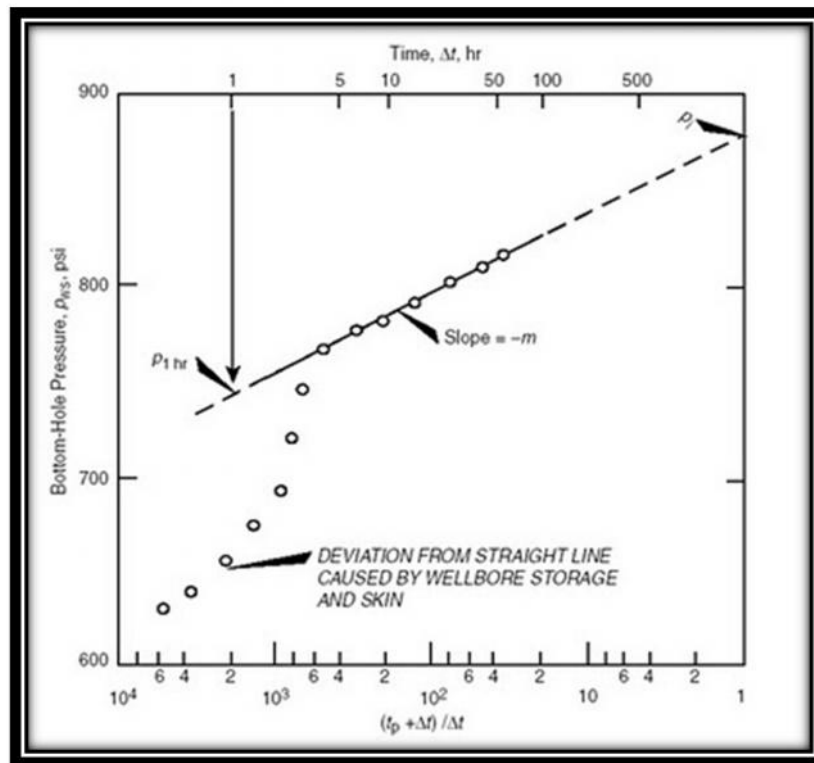


Figura 2.16 *Modelo de Horner*⁽⁷⁾.

2.9.2 Método de la Derivada.

El empleo de la derivada ha revolucionado los análisis de prueba de pozos. Empleando el gráfico de la derivada se puede analizar no sólo la variación de la presión con el tiempo, sino también como la derivada de la presión cambia con el tiempo⁽¹²⁾.

Para poder obtener la derivada de la presión, primero se debe tener una precisa y frecuente medición de la presión con respecto al tiempo y según desarrollar una metodología para calcular esa derivada ⁽⁵⁾.

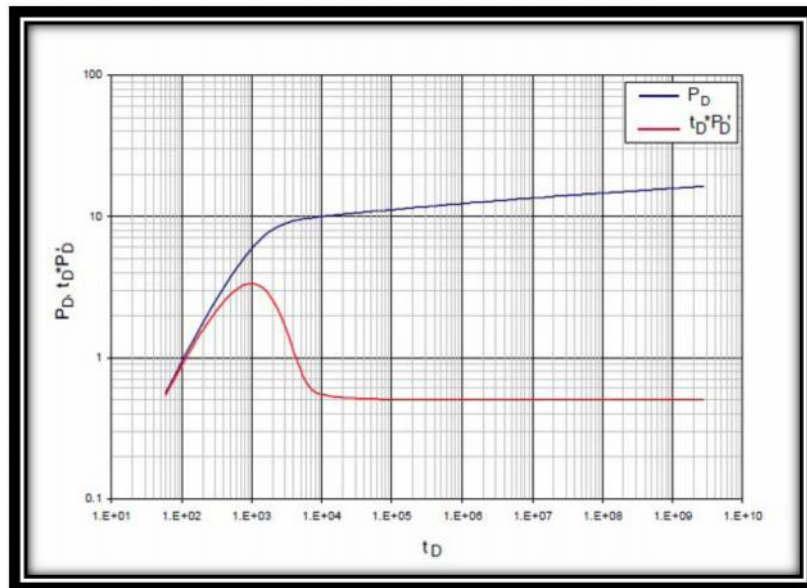


Figura 2.17 Método de la Derivada⁽⁵⁾.

La derivada no añade información extra del yacimiento por sí misma, sino que ayuda a observar el verdadero comportamiento de la presión que se oculta en la curva de presión en función del tiempo, este método viene hacer una poderosa herramienta cuando se tiene suficiente información más allá del periodo de almacenamiento ⁽⁹⁾.

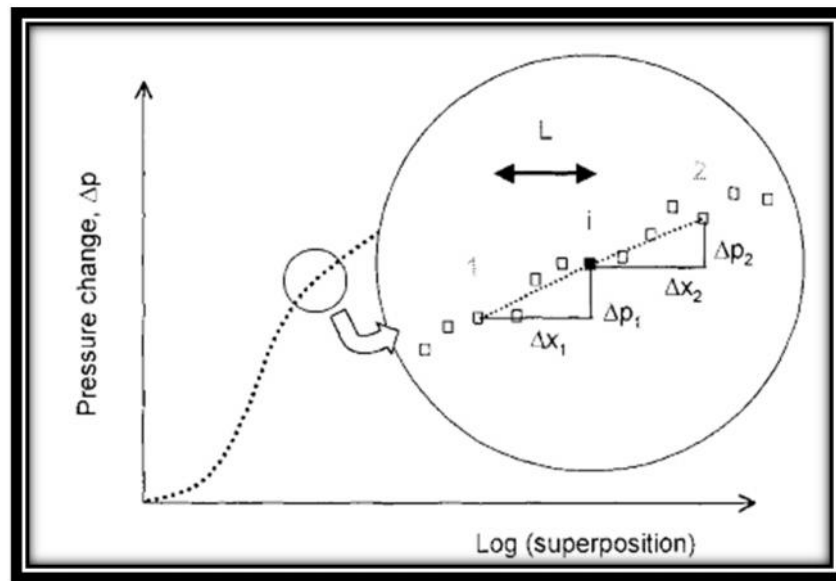


Figura 2.18 Diferenciación de los datos de Presión⁽⁷⁾.

Existen diferentes curvas tipos las cuales se obtienen a partir de soluciones a las ecuaciones de flujo en el medio poroso bajo condiciones de borde iniciales específicas. Generalmente se expresan en términos de una presión adimensional contra un tiempo adimensional⁽¹⁴⁾.

Dependiendo de la complejidad del modelo de interpretación, se pueden generar una o más familias de curvas. Las curvas tipo describen el comportamiento completo del modelo de interpretación correspondiente al pozo y al yacimiento e incluye los distintos regímenes de flujo que dominan sucesivamente durante la prueba⁽¹⁵⁾.

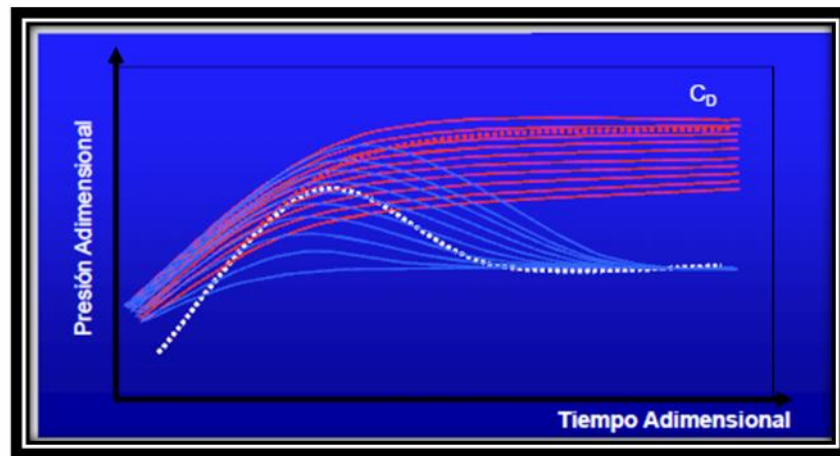


Figura 2.19 *Curvas tipo*⁽¹⁰⁾.

Diversos estudios realizados mediante la aplicación de este método, han permitido establecer ciertas características generales que determinan el comportamiento de presión de un yacimiento. Entre ellas se encuentra:

- Presencia de un máximo en la curva tipo a tiempos tempranos de cierre o de flujo. Este máximo es indicativo de un efecto de almacenamiento y de daño en la formación alrededor del pozo.

El daño incrementa con el valor del máximo observado. La ausencia de un máximo indica que la formación se encuentra estimulada.

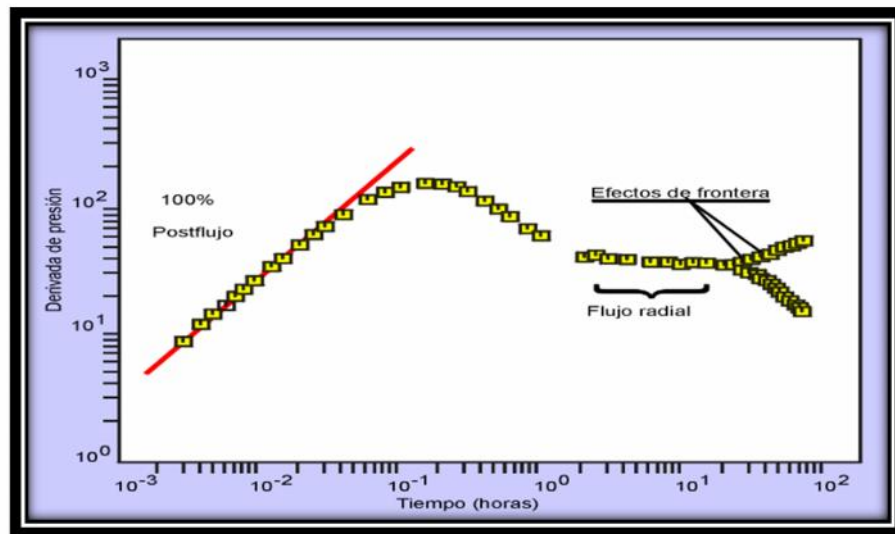


Figura 2.20 Presencia de una máximo en la curva tipo⁽¹⁰⁾.

- Presencia de un mínimo en la curva a tiempos intermedios, el cual indica la heterogeneidad que presenta el yacimiento.

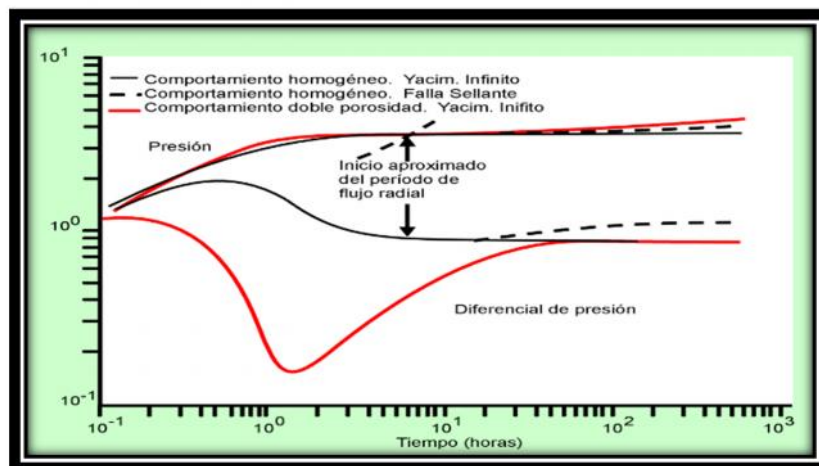


Figura 2.21 Presencia de un mínimo en la curva tipo⁽¹⁰⁾.

- Periodo de estabilización, correspondiente al flujo radial del yacimiento, y por lo que se debe aplicar el método de la línea recta semilog en el gráfico de Horner.

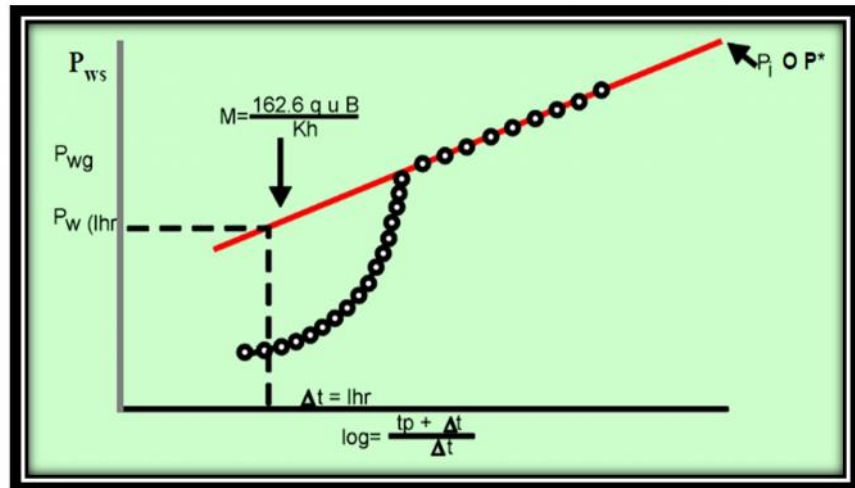


Figura 2.22 Periodo de estabilización con recta semilogaritmica de Horner⁽¹⁰⁾.

- Tendencia ascendente y descendente a tiempos largos durante la prueba.

La tendencia ascendente indica la presencia de una barrera de flujo pero existe flujo en alguna otra dirección.

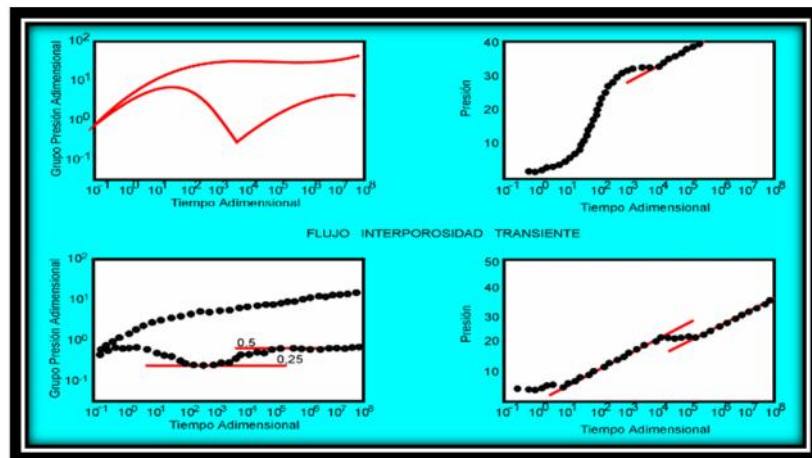


Figura 2.23 Tendencia ascendente de un fluido⁽¹⁰⁾.

La tendencia descendente indica yacimiento cerrado volumétrico o límite de presión constante.

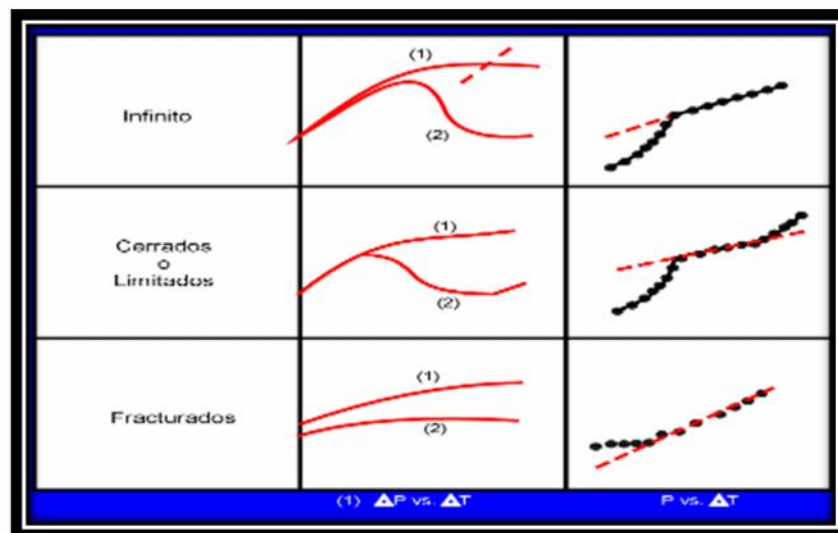


Figura 2.24 Tendencia descendente de un fluido⁽¹⁰⁾.

CAPITULO 3

METODO OPERATIVO DEL DRILL STEM TEST (DST).

Según la guía de diseño, el método operativo de una prueba DST consiste en lo siguiente: "Puede definirse como un método para determinar el potencial productor de las formaciones del subsuelo, ya sea en hueco abierto o cerrado. Este potencial es conocido al considerar las tres premisas que busca una prueba DST:

- Obtener la presión estabilizada de cierre de la formación
- Obtener un gasto de flujo de la formación estabilizada
- Colectar muestras de los fluidos de la formación

Para lograr lo anterior, se arma una sarta con una variedad de herramientas y accesorios.

Aunque existen en el mercado diferentes marcas, la idea común es aislar la zona de interés mediante empacadura (packers) temporales que se activan en hueco abierto o cerrado.

Enseguida, una o más válvulas se abren para permitir el flujo de fluidos de la formación hacia el interior de la sarta por un tiempo determinado. En esta fase, se obtiene el flujo estabilizado y muestras de los fluidos de la formación. Posteriormente, una válvula es cerrada para obtener la presión de cierre estabilizada.

Los medidores que lleva la sarta registran continuamente la presión y el gasto versus el tiempo. Finalmente, después de un determinado tiempo, se controla el pozo, se cierran las válvulas, se desasientan las empacaduras y se recupera la sarta.

Dependiendo del comportamiento de la formación, los requerimientos solicitados y el éxito operativo de la prueba, su duración puede ser tan corta (algunas horas) o tan larga (días o semanas) que podría haber más de un período de flujo y período de incremento de la presión.

La secuencia más común para llevar a cabo la prueba consiste de un periodo corto de flujo (5 a 10 minutos), seguido de un período de incremento de presión (alrededor de una a dos horas, dependiendo de la formación) que es utilizado para determinar la presión inicial del yacimiento. Esto es seguido por un período de flujo de 4 a 24 horas o más para alcanzar el flujo estabilizado en la superficie. En la medida de lo posible, se continúa con un período de cierre final o una prueba de incremento de presión, para obtener datos que permitan determinar la permeabilidad del yacimiento y su capacidad de flujo.

3.1 COMPONENTES DE UNA SARTA DST

Las sargas utilizadas para realizar una prueba DST están compuestas básicamente de herramientas de medición, de control y de muestreo que son colocadas dentro de la sarta de perforación o de un aparejo de producción de prueba. Están constituidas generalmente de uno o dos empacaduras, que permiten aislar la zona de interés, válvulas de control de flujo, dispositivos de medición continua de presión y temperatura, una cámara de muestreo de fluidos y una tubería ancla que permite la entrada de fluidos a la sarta.

En esta sección se describe la función que desempeñan en la sarta los principales componentes utilizados. Aunque existe en el mercado una variedad de marcas y modelos de herramientas, se generaliza el concepto

por la función que cada componente desempeña y por su colocación en el subsuelo o en superficie.

3.1.1 Componentes de fondo

El equipo o componentes de fondo requeridos para realizar una prueba DST deben ser “diseñados” para aislar la zona de interés, controlar los períodos de flujo y cierre de la prueba, registrar la presión en el interior y exterior de las herramientas, coleccionar los fluidos en condiciones fluyentes y permitir la recuperación de las herramientas cuando se presenten problemas de pegaduras. Algunos componentes adicionales se agregan, en casos de pozos marinos, para permitir la compensación de movimientos y para sacar la sarta en casos de emergencia. A continuación se describen los principales componentes de fondo utilizados para realizar una prueba:

- Tubería de perforación (tubing)
- Lastra barrenas
- Substituto de circulación inversa
- Válvula de control de flujo
- Válvula hidráulica
- Martillo hidráulico
- Junta de seguridad
- Empacadura

- Tubo ancla
- Registrador de presión/temperatura
- Substituto igualador de presión
- Válvula maestra submarina
- Juntas de expansión
- Equipo superficial
- Cabeza de control
- Manifold

3.2 CONSIDERACIONES OPERACIONALES

En esta sección se presentan las principales consideraciones que deben tomarse en cuenta en los trabajos de diseño de las pruebas DST.

El trabajo de diseño consiste específicamente en obtener los parámetros y/o especificaciones de los materiales (tubulares de la sarta) que se utilizarán en las operaciones, ya que deben ser descritos en el programa detallado de la completación.

Los parámetros operativos deben asegurar el éxito de las operaciones mediante la comprobación de su desempeño mecánico.

Las condiciones principales que deben darse para una prueba exitosa son:

- A. Funcionamiento apropiado de las herramientas utilizadas en la prueba.
- B. Condiciones apropiadas del hueco.
- C. Diseño apropiado de la prueba.

A. Funcionamiento apropiado de las herramientas utilizadas para la prueba

Los siguientes problemas pueden causar que las herramientas utilizadas en la prueba funcionen incorrectamente:

- Mal funcionamiento de registradores.
- Fuga en la tubería.
- Errores humanos, como medición incorrecta de la tubería.
- Falla al asentar en la empacadura.
- Falla en la operación de las válvulas.

Incorporando varios registradores de presión, se solventará el primer problema potencial; mientras que para resolver el segundo, es necesario probar a presión la tubería lo más continuamente posible. La tercera causa potencial se puede evitar siendo muy cuidadosos al planear y llevar a cabo la prueba. La falla en el asentamiento del sistema de empacamiento se puede evitar levantando ligeramente las secciones del intervalo de prueba para localizar la empacadura.

En general, las fallas en las herramientas que componen la sarta de prueba se pueden evitar utilizando equipos que estén en buenas condiciones.

B. Condiciones apropiadas del hueco

Los problemas de acondicionamiento del hueco pueden resultar por las siguientes condiciones en el pozo:

- Excesivo depósito de sólidos en el fondo, lo cual puede resultar en daño al sistema de empacamiento y en pegaduras de la tubería anclada en el fondo.
- Hueco descalibrado, el cual no permitirá el buen asentamiento de la empacadura.
- El cierre del hueco no permitirá a las herramientas de la prueba alcanzar la zona de interés.
- Asentamiento inadecuado de la empacadura.
- Taponamiento de las herramientas por los sólidos depositados en el fondo y presentes en el lodo de perforación.

C. Diseño apropiado de la prueba

El diseño inapropiado de una prueba conduce a fallas potenciales. Existen varias razones por las cuales un DST puede ser diseñado incorrectamente:

- Mal desempeño mecánico de los tubulares de la sarta utilizada.
- Por la severidad en la presión de choque impuesta a la formación cuando la presión de esta es expuesta a la tubería vacía, y que pudiera dañar la empacadura al grado de no sellar.
- Es factible que se generen presiones de surgencia debido al movimiento de la tubería y al anclaje de la empacadura, pudiendo causar la manifestación de presiones relativamente altas, muy próximas al hueco en formaciones permeables.
- Es importante que los períodos de flujo y cierre de la prueba sean lo suficientemente largos para obtener los resultados apropiados.
- Los dispositivos de medición (presión, temperatura) deben ser seleccionados de acuerdo al rango, precisión, resolución y objetivos de la prueba.

3.3 PROCEDIMIENTO COMUN DEL DST

- Una herramienta DST que incluye empacadura (packers) y una válvula probadora (Tester Valve) es unida al final de la sarta de perforación (Drillstring) esta corre dentro del hueco del pozo hasta la zona a ser probada.

- Las empacaduras sobre la herramienta de prueba son asentados, aislando el intervalo de interés de la columna de lodo en el anular. Al abrir la válvula probadora (Tester Valve) se produce una repentina caída de presión en la cara de la formación, causando que fluidos de la formación fluya dentro de la tubería de perforación e incrementando el nivel de fluido del hueco del pozo (Wellbore). Para pozos en los cuales el nivel de fluido no alcanza la superficie durante un periodo de flujo, el DST típicamente muestra un decrecimiento de la tasa de flujo desde el principio hasta el fin del periodo de flujo. La presión es registrada continuamente durante la prueba.
- Un DST comúnmente consiste de dos periodos de flujo y dos periodos de cierre. El periodo de flujo inicial es un periodo de producción corto (5 minutos) en el hueco del pozo (Wellbore).

3.3.1 Periodo de cierre inicial

El periodo de cierre inicial el cual puede ser como mínimo 1 hora de duración, esto permite que la presión de formación actual se restaure a una presión cercana a la presión estática inicial de la formación, y si esta duración de tiempo es lo suficientemente prolongada para terminar los efectos de llenado del pozo, provee datos de Build-up para los cálculos iniciales de las propiedades del reservorio.

3.3.2 Periodo de flujo final

El periodo de flujo final (de 30 minutos a varias horas) debe proporcionar una muestra del fluido del reservorio en la cámara de prueba (Test Chamber) y, debe producir una caída de presión de adentro hacia afuera de la formación y es posible generar una presión transiente cuyo radio de investigación llega más allá de toda la zona alterada alrededor del pozo.

3.3.3 Periodo de cierre final

El periodo de cierre final (una o dos veces tan prolongado como el periodo de flujo final) provee datos presión transiente para calcular las propiedades del reservorio. Las presiones de cierre extrapoladas (estimaciones de la presión del reservorio inicial) de los periodos de cierre inicial y final deben ser concordantes.

3.4 TIPOS DE PRUEBAS DST

Las pruebas DST pueden ser llevadas a cabo ya sea en hueco abierto o después de que la tubería de revestimiento ha sido cementada. En hueco abierto, las pruebas pueden realizarse cerca del fondo del pozo o en alguna zona aislada arriba del fondo del pozo (intervalo de interés).

Existen tres tipos de pruebas DST en hueco abierto y dos en hueco cerrado. La diferencia entre ellas consiste en la distribución y uso de los componentes de la sarta utilizada. Esta clasificación es la siguiente:

En hueco abierto:

1. Convencional de fondo
2. Convencional para intervalos
3. Con sistemas inflables

En hueco cerrado:

4. Convencional
5. Herramientas activadas por presión

3.4.1 Prueba convencional de fondo

La prueba convencional por definición es aquella que usa empacaduras convencionales; esto es, empacaduras de hule (goma) que se expanden y mantienen un buen sello cuando se aplica y sostiene peso a través de la tubería de perforación.

La prueba es realizada cuando el intervalo de interés se encuentra muy próximo al fondo del pozo en hueco abierto. Los componentes de la sarta son espaciados para aislar la zona de interés y ésta se corre hasta el fondo. Con

las herramientas en el fondo, se aplica peso del orden de 10 a 15 toneladas (soltando el peso de la sarta).

Esto genera una compresión en la empaadura para ser asentada arriba de la zona de interés y, enseguida, se abre la válvula hidráulica. La válvula de control se cierra para generar un cierre inicial y se abre para permitir un período de flujo.

Dependiendo del tipo de herramienta utilizada, la válvula de control se puede operar reciprocando la sarta, rotando o, en caso de hueco cerrado, aplicando presión al fluido en el espacio anular. Se puede utilizar un arreglo en serie de dos empaaduras para incrementar la longitud de sello y garantizar el éxito de la prueba.

Este tipo de prueba debe ser corrida cuando las condiciones del hueco son favorables y exista un mínimo de recortes en el fondo. La **Figura 3.1** muestra una sarta típica para realizar una prueba convencional de fondo.

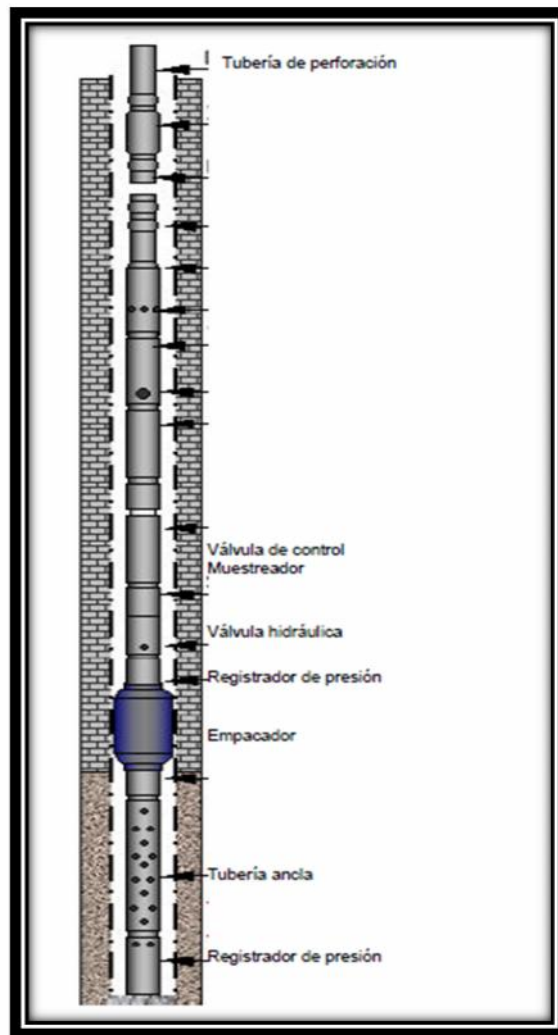


Figura 3.1 Arreglo típico de una prueba DST convencional en hueco abierto

3.4.2 Prueba convencional para intervalos

Es una prueba DST realizada cuando la zona de interés se encuentra por encima del fondo del pozo o cuando se aísla el intervalo de otra zona potencial, la cual queda por debajo de la empacadura. Este tipo de prueba se realiza generalmente cuando el pozo alcanzó su profundidad total, el hueco está en buenas condiciones y hay varias zonas de interés para probarse.

La zona de interés se aísla con empacadura *straddles*, los cuales no sólo aíslan la carga hidrostática de la columna de lodo, sino también la otra zona de interés. Si la zona de interés no se encuentra a una gran distancia del fondo del pozo, se utiliza lastra barrenas por debajo del empacador, de tal forma que las herramientas de la sarta estén en contacto con el fondo del pozo y las empacaduras se localicen en zonas opuestas a la de interés.

Las lastras barrenas se utilizan para soportar las cargas compresivas requeridas para realizar la prueba. Las empacaduras se asientan bajando la sarta y aplicándoles peso (carga de compresión). La aplicación de peso a la sarta también abre una válvula hidráulica. La **Figura3.2** muestra la sarta de una prueba de intervalos con un tubo ancla en el fondo.

En esta prueba, las empacaduras son asentadas arriba y debajo de la zona de interés, estando expuestos a diferentes presiones del fluido de perforación. El superior experimentará una carga de fuerza axial proporcional al peso del fluido, mientras que el inferior experimentará una carga axial ascendente proporcional al peso original del fluido de perforación más los subsecuentes efectos de compresión sobre la empacadura, fuga de fluidos, etc. Entre las empacaduras, la fuerza ejercida es igual, pero de sentido opuesto.

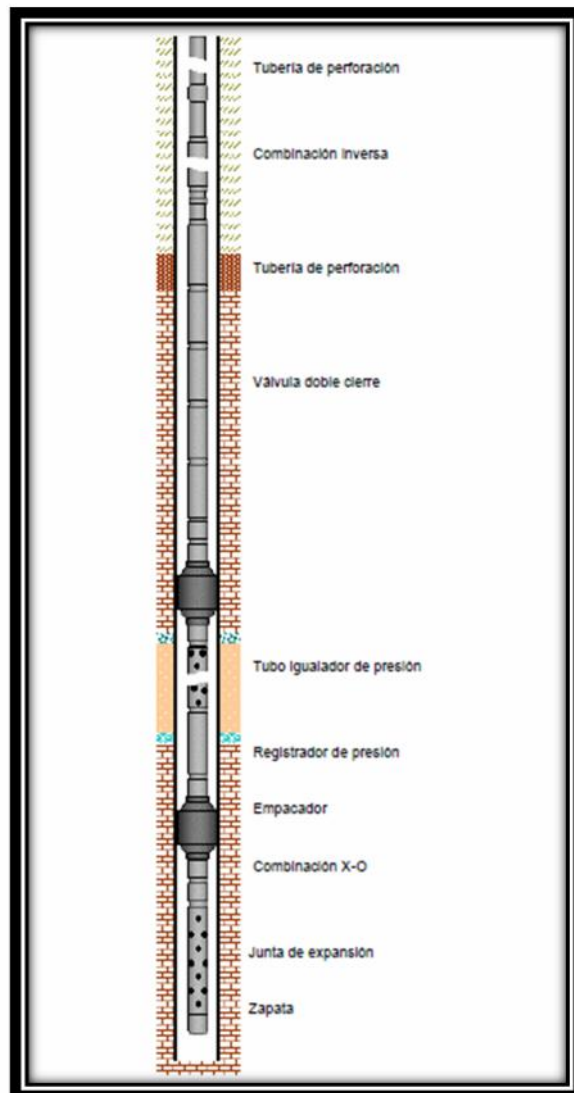


Figura 3.2 Arreglo típico de una prueba DST convencional para intervalos

3.4.3 Prueba con sistemas inflables

Cuando se requiere una prueba por arriba del fondo del pozo y las condiciones cercanas a la zona de interés son irregulares, un sistema de empacaduras inflables es utilizado en lugar del sólido como parte de la sarta

de la prueba. En este caso, no se requiere aplicar peso a la sarta para asentar la empacadura. La sarta de prueba es armada y corrida en el pozo.

Cuando las empacaduras alcanzan la profundidad de interés, se rota la sarta para activar una bomba de fondo, la cual utiliza al lodo para inflar la empacadura. La bomba es operada rotando la sarta de 30 a 90 rpm por un lapso de 15 minutos, hasta que la presión dentro del empacador sea considerablemente mayor que la carga hidrostática. Un dispositivo de arrastre localizado en el fondo de la sarta previene que la parte inferior de ésta también rote durante el bombeo hacia la empacadura.

No se requiere de un dispositivo mecánico de anclaje debido a que no se proporciona peso a la sarta para asentar la empacadura. Una vez activados, las empacaduras sirven de asiento para proporcionar peso y abrir la válvula hidráulica. Cuando termina la prueba, la empacadura se desinfla y la sarta se recupera.

La **Figura 3.3** muestra un esquema de la distribución de componentes que conforman la sarta de prueba para un sistema con empacadores inflables.

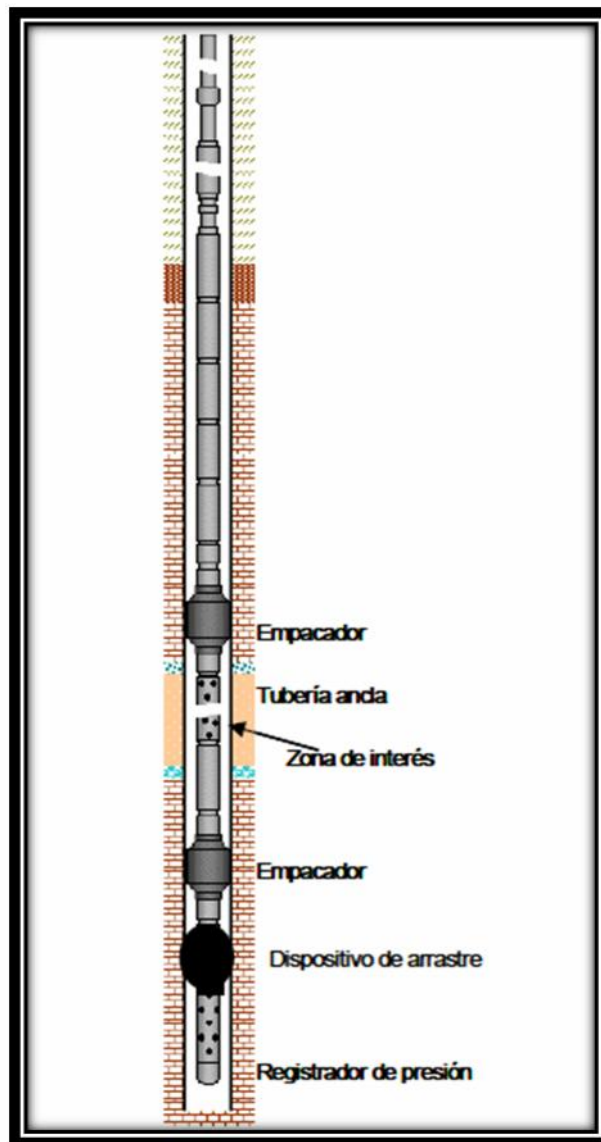


Figura 3.3 *Arreglo típico de una prueba DST con sistemas inflables*

3.4.4 Prueba convencional en hueco cerrado

La prueba DST en hueco cerrado se corre cuando el pozo se ha cementado la tubería de revestimiento. Los disparos de terminación se efectúan frente al

intervalo de interés antes de que las herramientas de la prueba sean corridas en el pozo, o bien éstas se integran como parte de la sarta de la prueba.

En este caso, los disparos deben ser efectuados bajo condiciones de sobre balance. Por regla general, las pruebas en pozo revestido son seguras y más fáciles de controlar.

Estas pruebas generalmente se realizan en pozos con alta presión, desviados o profundos y, por lo general, se utiliza la tubería de producción en lugar de la tubería de perforación.

La **Figura 3.4** muestra un ensamble de fondo de la prueba convencional en agujero revestido, el cual incluye básicamente un sistema de empacaduras recuperables, directamente colocados arriba de los disparos, cuñas, y una tubería de producción perforada o ranurado (liner).

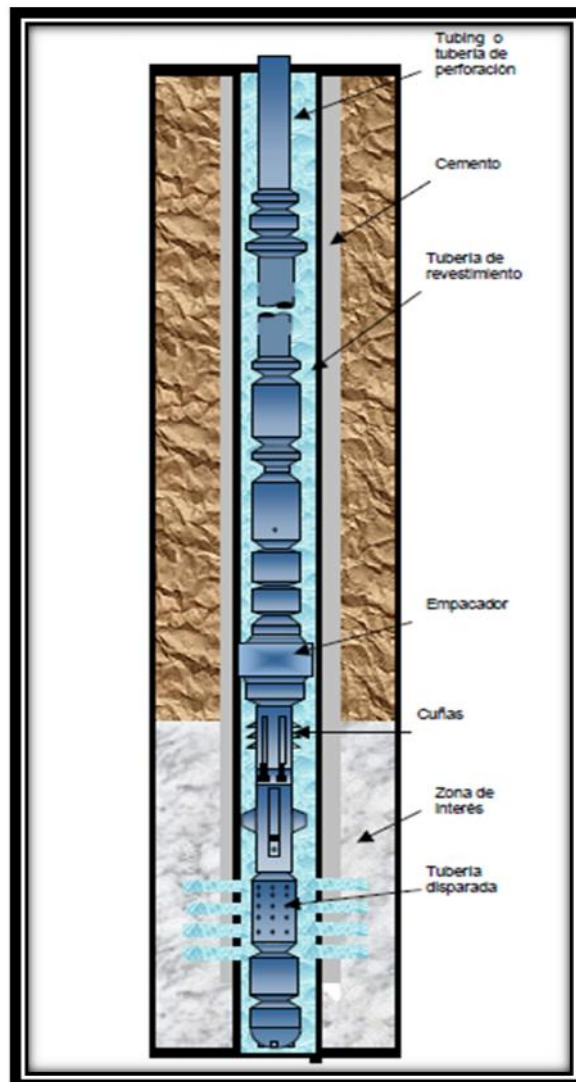


Figura 3.4 *Arreglo típico de una prueba DST convencional en hueco cerrado*

La empacadura es armada y bajada a la profundidad de interés, donde es asentada. La forma de asentar varía, dependiendo del tipo de empacaduras utilizadas. Lo anterior incluye aplicar torque a la derecha y peso para asentar, o bien, levantando para desenganchar una ranura en forma de “J” que trae el ensamble de la empacadura, y aplicando torque a la derecha mientras que

se suelta peso. Esta acción hace que las cuñas mecánicas se enganchen a las paredes de la tubería de revestimiento. Estas cuñas soportan el peso de la sarta requerido para comprimir los elementos de la empacadura, sellarlo en la tubería de revestimiento, abrir la válvula hidráulica y aislar la zona debajo de la empacadura. El peso debe mantenerse durante toda la prueba.

3.4.5 Prueba en hueco cerrado con herramientas activadas por presión.

Cuando el pozo está revestido, se puede llevar a cabo una prueba DST con un ensamble de fondo, cuyas herramientas pueden ser activadas mediante presión, en lugar de rotar o reciprocarse. Esta forma de realizar la prueba generalmente es la mejor en equipos flotantes

En pozos marinos o en pozos altamente desviados, en los cuales se dificulta precisar el movimiento de la sarta. En la sarta con herramientas operadas con presión, la empacadura se asienta convencionalmente. La válvula de prueba está equipada con un ensamble, la cual neutraliza las presiones de la hidrostática del fluido de perforación. Una cámara cargada con N_2 conserva la válvula cerrada. Después de asentar la empacadura, se presuriza el anular a una presión establecida para abrir la válvula y permitir el flujo. Para cerrar la válvula se libera la presión en el espacio anular.

Las herramientas operadas con presión están disponibles con diseños internos, los cuales permiten operaciones con la tubería de producción y las herramientas con cable.”⁽¹⁵⁾.

CAPITULO IV

CASO PRÁCTICO DEL DST APLICADA A LA RESTAURACION DE PRESIONES DE LA FORMACION SEMINARIO.

Para hacer uso del Software Ecrin – Saphir es necesario tener información de la evaluación petrofísica del pozo, así como de los datos del mismo, tales como: radio de pozo, espesor de la arena, porosidad, factor volumétrico del petróleo, viscosidad, compresibilidad, datos de presión y tasa de flujo registrados durante las respectivas pruebas.

Seguidamente, se realiza la validación de los datos obtenidos durante el desarrollo de las pruebas; para realizar esto se hace la revisión de los puntos de presión registrados por el sensor, de esta forma se puede hacer uso correcto del QA/QC

4.1 ANÁLISIS DE SOLUCIÓN BASADA EN EL REPORTE DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.

El presente análisis de restauración de Presión corresponde a la formación Seminario, a la misma que se le realizo una prueba con DST después de un trabajo de acidificación con el fin de evaluar la eficacia del trabajo de estimulación realizado.

Se va hacer uso de los valores radio del pozo, porosidad, espesor de la formación y los valores de los parámetros PVT. Esta prueba tiene como fecha de referencia el 16/02/2001 y un tiempo de inicio de 19:05:50.

Los archivos de datos necesarios para llevar esta prueba son los siguientes:

- QAQC After Acid DST_1_pre.asc
- QAQC After Acid DST_2_pre.asc
- QAQC After Acid DST_3_pre.asc
- QAQC After Acid DST_4_pre.asc
- QAQC After Acid DST prod.asc

4.1.1 Datos del Pozo

En esta parte se inicia el software para la interpretación de las pruebas de presiones, se cargan los parámetros requeridos tales como: radio del pozo, espesor de la zona de interés y la porosidad. Como se puede observar en la figura 4.1

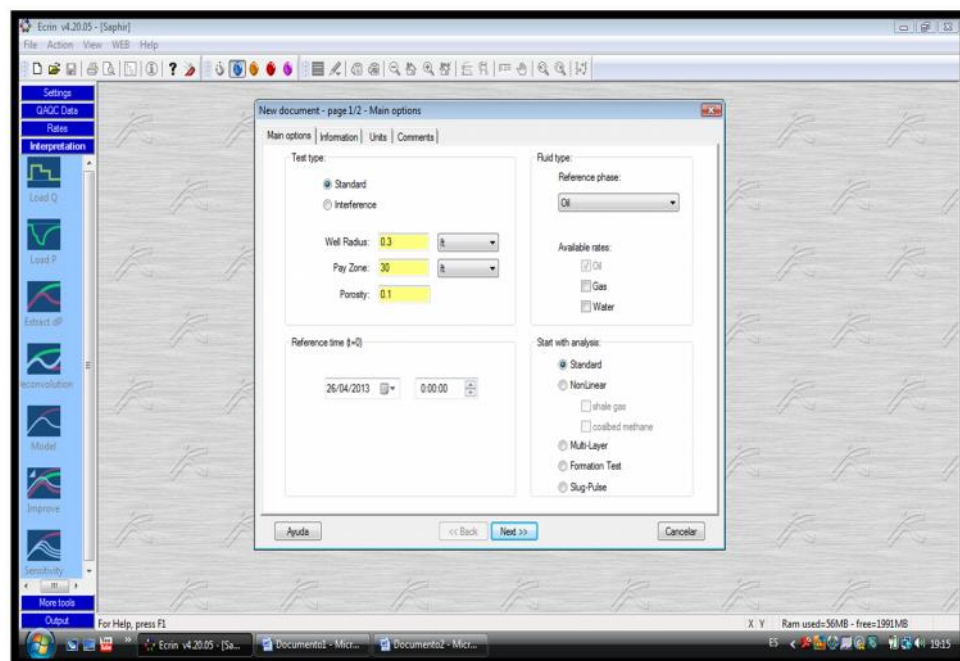


Figura 4.1. Carga de datos del Pozo.

También es necesario definir las condiciones iniciales de fluidos del pozo con los respectivos datos del análisis PVT de la formación. En la mayoría de los casos se trabaja con un análisis estándar y los datos que necesitamos del

análisis PVT van hacer: el factor volumétrico de la formación, viscosidad y la compresibilidad. Cabe recalcar que todos estos datos son obtenidos directamente de las personas de laboratorios capacitadas para este trabajo. En la figura 4.2 se hace uso de un modelo estándar.

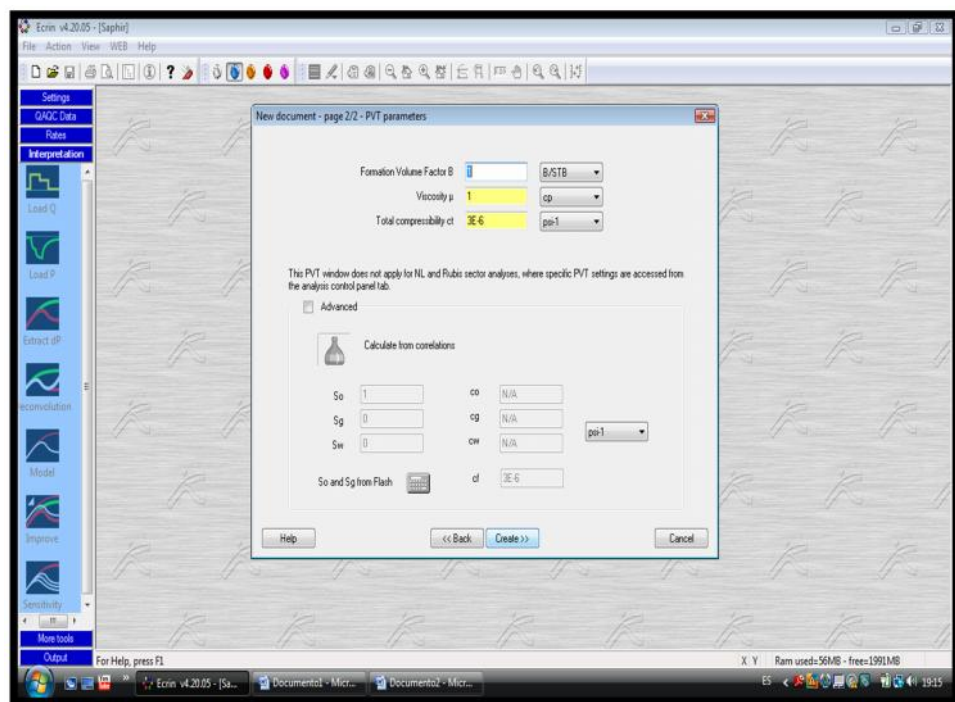


Figura 4.2. Carga de los parámetros PVT.

4.1.2. Datos Básicos de la Evaluación.

Una vez que se ha realizado la respectiva carga de los datos del pozo vamos a obtener en nuestro computador la pantalla principal que se abre con la “interpretación”. Esta página contiene siete iconos de arriba hacia abajo, lo que permite tener un acceso predeterminado del flujo de trabajo básico que se utiliza en el análisis de presión transitoria, como la que se detalla a continuación en la figura 4.3.

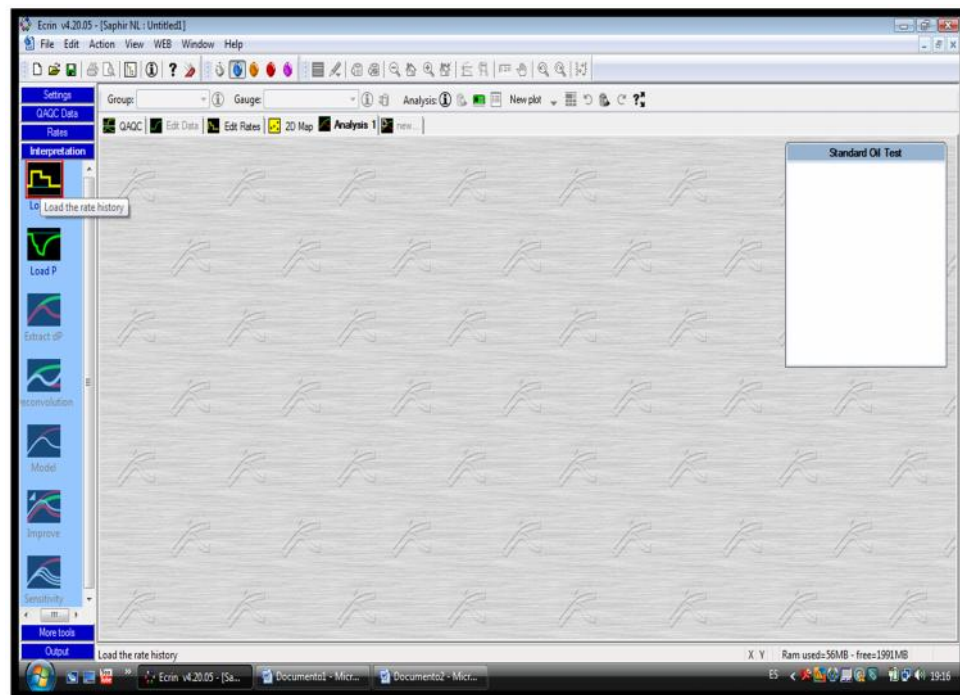


Figura 4.3. Pantalla principal lista para trabajar con los datos.

4.1.2.1 Prueba de Producción.

En esta parte se iniciara la secuencia de carga que normalmente es una secuencia de dos diálogos. Se va a especificar el archivo ASCII. Realizando la respectiva especificación vamos a escoger el archivo donde contiene los datos de producción, Saphir reconoce el archivo como válido y asigna automáticamente la primera columna como “tiempo decimal” y la segunda como la “valoración de aceite”. Esto es conocido como formato libre.

En este caso las unidades son correctas así que no hay necesidad de cambiar el formato propuesto por Saphir, vamos entonces a proceder a la carga de flujo o producción, seguidamente tendremos la interpretación grafica de la producción como se muestra en la figura 4.4.

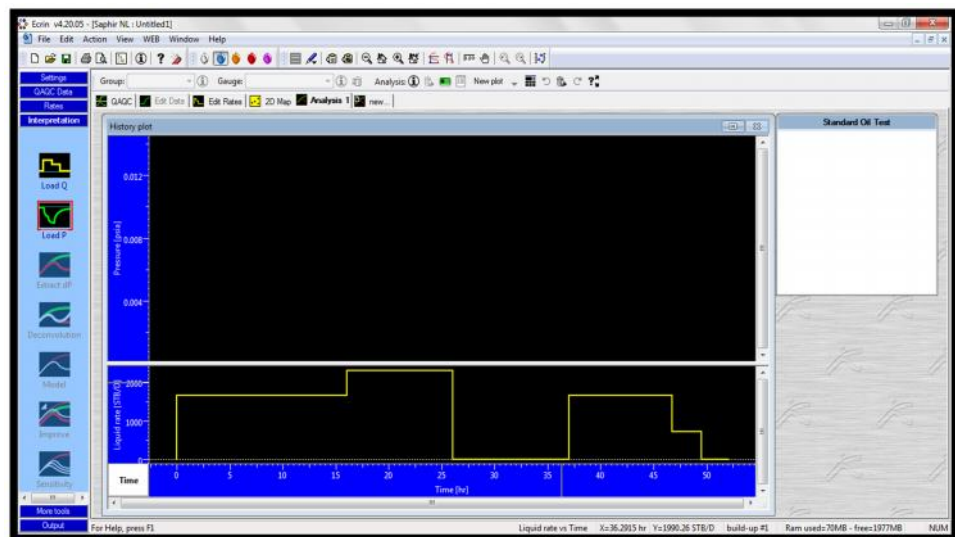


Figura 4.4. Gráfica del flujo o producción del Pozo

4.1.2.2 Pruebas de Presión.

Se debe cargar la data de Presión de cada prueba es decir los archivos ASCII, que fue reportado por la empresa encargada de hacer dicha prueba, Saphir reconoce el archivo y los valida pero en este suministro debemos escoger tanto en los formatos de tiempo correcto, como las unidades de presión registradas al producirse los cambios en la tasa de aporte de fluidos, por ello es necesario en este caso llevarlos a datos de campo para que el simulador los acepte y poder decir que la trama de esta historia de datos ahora cuenta tanto con la producción y los archivos de presión como se muestra en la figura 4.5.

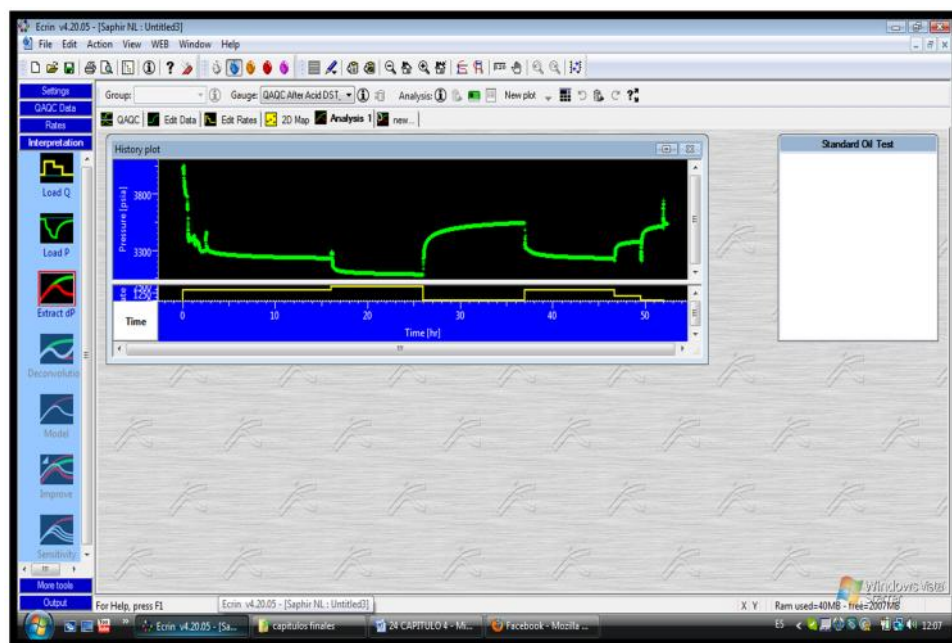


Figura 4.5. *Gráfica de flujo y presión del Pozo.*

De la interpretación grafica obtenida hasta este momento podemos darnos cuenta que tenemos dos periodos de producción y dos periodos de restauración de presión. Del cual podemos decir que el primer periodo de restauración es el que se va a proceder analizar debido que es el mejor periodo donde se muestra la pendiente más clara.

Para elegir este periodo de restauración se tuvo en cuenta además el siguiente criterio: "Para que una prueba de restauración sea útil el tiempo de cierre de dicha prueba debe ser dos veces mi tiempo de producción o por lo menos igual", pero cabe destacar que esto muchas veces no funciona en todos los reservorios ya que depende de mis condiciones de yacimiento, hay algunos que se puede recuperar en un periodo de tiempo mucho más rápido y otros por un lapso de tiempo mayor. Este criterio es solo para un análisis teórico ya que en lo práctico el mejor periodo de restauración de presión es el que da como resultado el mejor ajuste de nuestra pendiente.

4.1.2.3 Extracción del delta P.

Una vez que se escogió nuestro mejor periodo de restauración de presión se procederá a la extracción de la acumulación de la presión de la gráfica logarítmica, se calculara automáticamente la derivada de Bourdet. Para este caso tenemos dos periodos de Build Up, como metodología de resolución y

los criterios anteriormente mencionados se procedió a escoger el primer periodo llamado “build up#1”.

Se va a definir la derivada, filtraciones y la presión inicial. El valor predeterminado de la presión es elegido por el programa Saphir por default es decir como el dato más cercano al punto de presión del cambio en la velocidad del flujo. Es por ello que a esta presión obtenida se la conoce como la presión inicial. Como se puede ver en la figura 4.6.

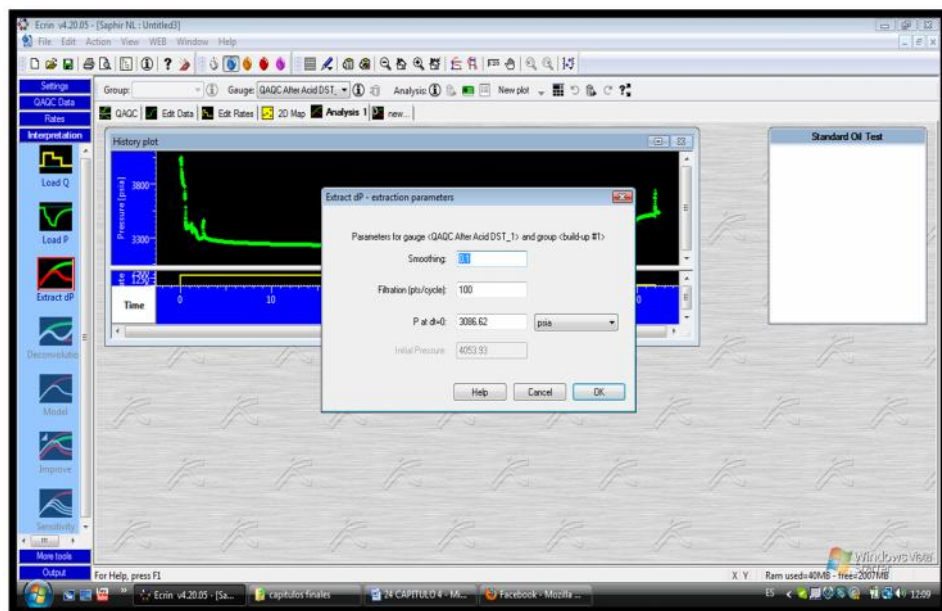


Figura 4.6. Valores predeterminados para la extracción del delta P.

4.1.2.4 Análisis previo al modelo

Antes de ajustar el gráfico a un modelo apropiado procedemos a realizar un análisis previo el cual se lo denomina como uso de la regresión lineal la misma que ayudara a obtener unos resultados de los posibles valores, es decir que al ajustarse al modelo y mejorando la gráfica debe salir un aproximado a la permeabilidad 102 md, presión inicial de 4053.93 psia y con un daño negativo de -4.17 como se muestra en la figura 4.7 resultados log-log, lo que se concluye que el pozo ha sido estimulado, su procedimiento es sencillo y es una guía para que la persona que va a interpretar al finalizar la prueba se dé cuenta que sus cálculos han sido correctos.

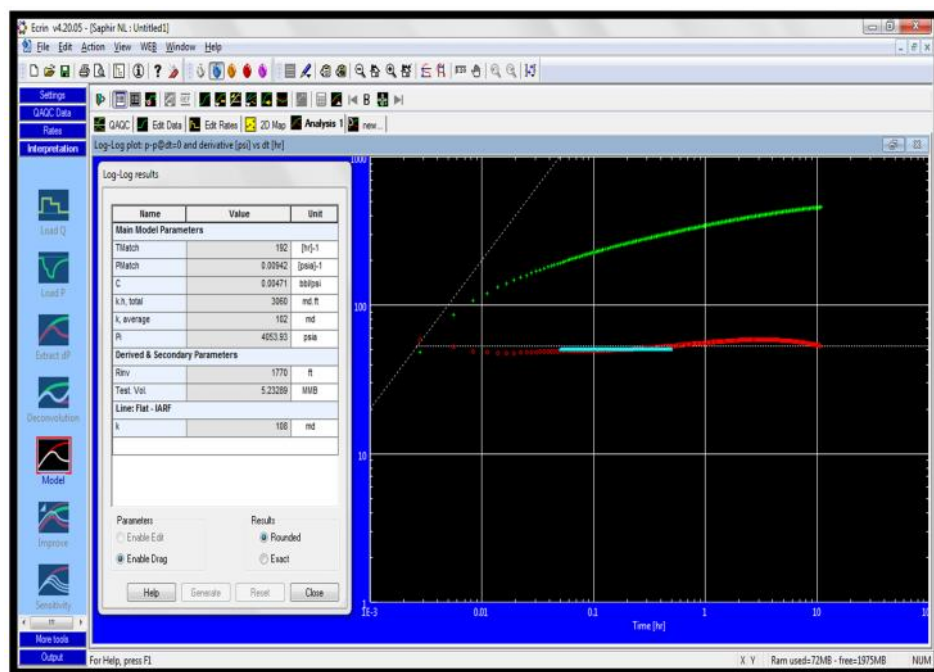


Figura 4.7. Análisis previo al modelo.

4.1.2.5 Modelado.

Esta parte del programa hace que el intérprete escoja el modelo más apropiado que incluye todo el régimen identificado. En base a los conocimientos previos y por observación se puede notar que no existe un efecto de almacenamiento y el periodo de flujo extraído es recto hacia adelante por lo que podemos decir que estamos en un flujo radial. El modelo más apropiado a utilizar en este análisis sería un modelo que tome esto en cuenta, por ello es conveniente hacer uso del modelo homogéneo sencillamente porque por regla cuando hago una prueba con DST es recomendable iniciar o modelar un sistema homogéneo, otra justificación del uso de este sistema es por el comportamiento de la curva de la derivada la cual mediante modelos ya recopilados podemos compararla y llegar a esta conclusión y con el almacenamiento de pozo junto a un sistema infinito.

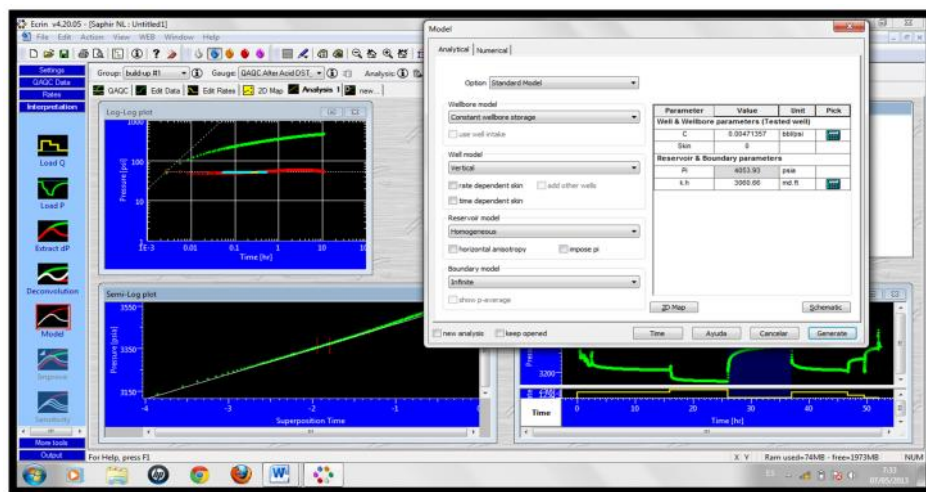


Figura 4.8. Selección de modelos según las características obtenidas a partir de la extracción del delta P.

El modelo homogéneo se llevara a la ejecución inmediatamente mediante el Saphir, pero como era de esperarse esto no se va ajustar de forma inmediata esto se debe a que en todo tipo de prueba siempre se va a generar un error ya sea por la calibración de los sensores o por algún motivo muchas veces imprevistos. En la figura 4.9 se modela un reservorio homogéneo con alcance infinito.

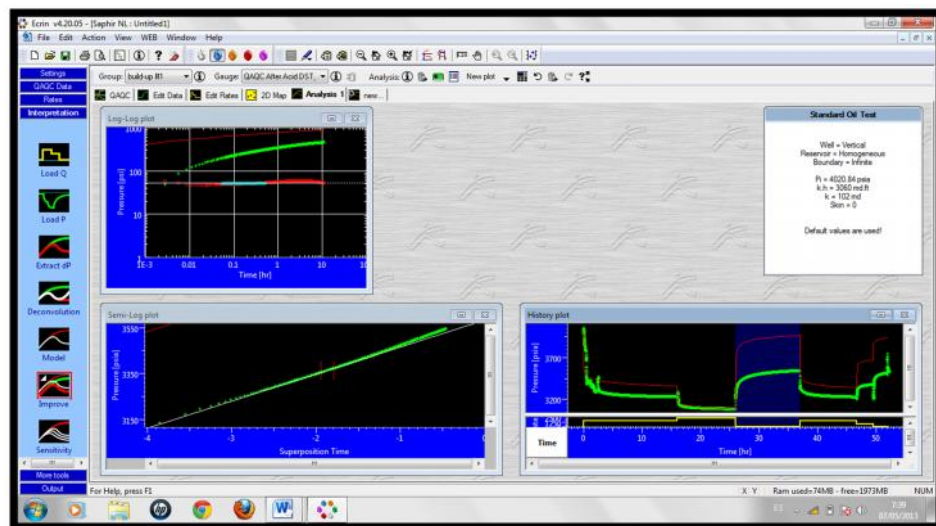


Figura 4.9. Generación del modelo homogéneo con alcance infinito.

4.1.2.6 Mejora de modelado.

Como en la generación del modelado homogéneo con alcance infinito tiene sus respectivos errores es necesario hacer una mejora al respectivo modelo obtenido. Esto nos permitirá llevar una regresión no lineal para mejorar adecuadamente el modelo y los datos.

Para hacer uso de la regresión no lineal es necesario desmarcar la permeabilidad K y ejecutar la regresión del daño S del pozo y generamos nuestro modelo como en la figura 4.10.

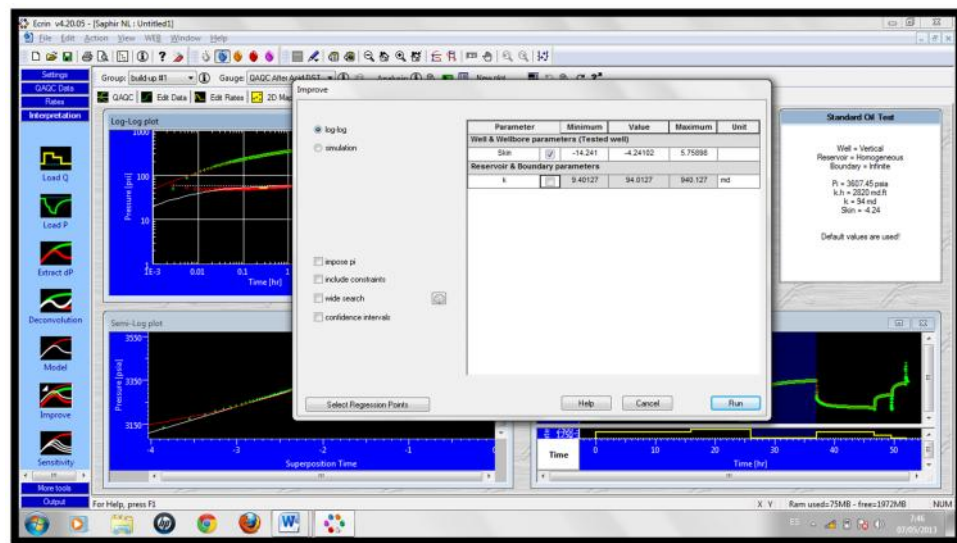


Figura 4.10. Mejora de los datos utilizando regresión no lineal.

Si la regresión no lineal fue satisfactoria entonces Saphir va a mostrar en su pantalla principal el respectivo modelado en todas las celdas como se muestra en la figura 4.11.

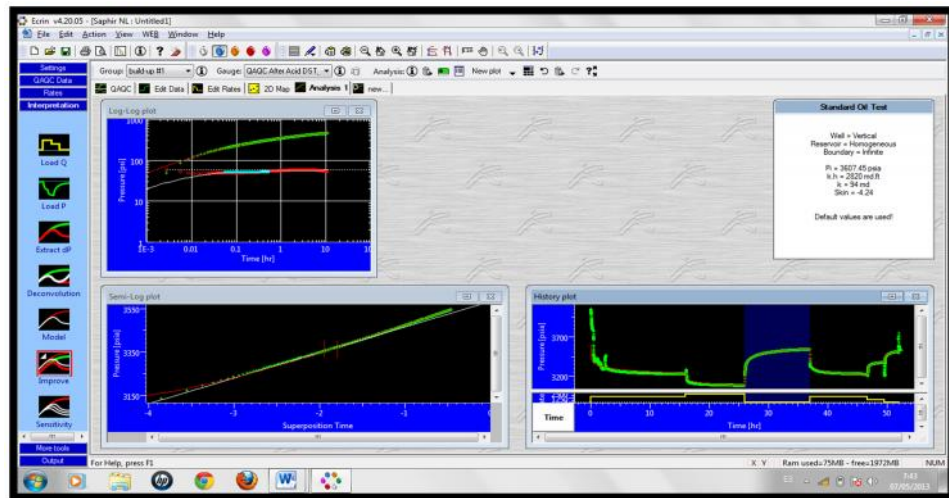


Figura 4.11. Modelación de todas las celdas mediante la regresión no lineal

4.1.2.7 Sensibilidad.

La opción de sensibilidad lo que nos permite es realizar simulaciones visibles para cada parámetro tales como las compresibilidad, el factor de daño y el KH, todo esto se puede llevar a través de un análisis gráfico.

Como ya se ha estudiado anteriormente el factor de daño se debe a la variación de la permeabilidad ahora vamos a simular sin alterar la interpretación de los datos obtenidos. Esto se lo hace para tener una idea de que tan importante es aproximar al máximo una interpretación y generar un modelo ya que de esto depende mucho cuánto va a variar nuestra permeabilidad y por ende nos llevara a una mala interpretación del daño verdadero que nuestro pozo tiene, con esta simulación podremos comparar los distintos daños, así podemos dar las debidas soluciones y correctivos al pozo.

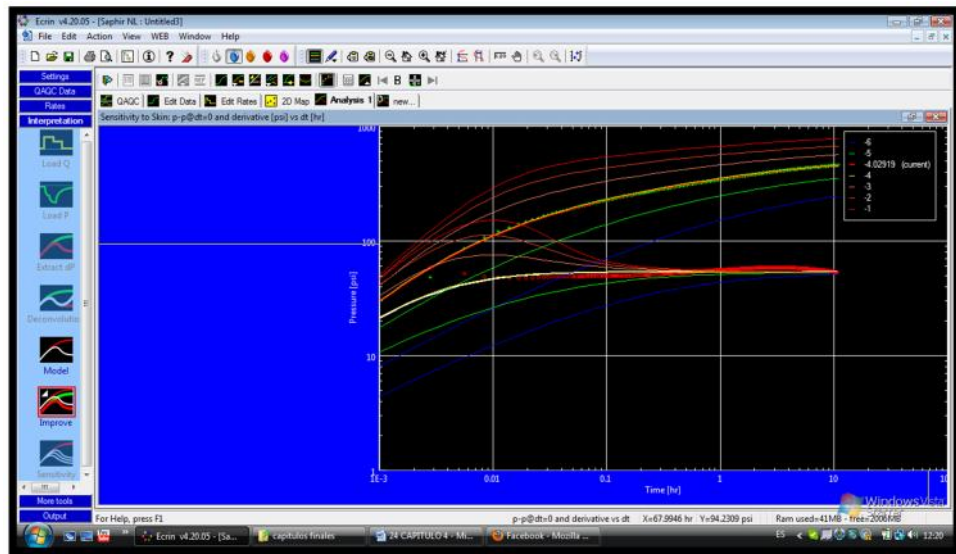


Figura 4.12. Sensibilidad del daño a la formación.

También se puede hacer uso de la simulación de la compresibilidad y de Kh esto se hace con el fin de poder visualizar mejor el resultado que hemos obtenido, es decir si nuestro modelo escogido fue el mejor o si quizás con un cambio de los parámetros PVT este modelo podría tener una mejor interpretación todo esto se puede observar en las Fig. 4.12 y Fig. 4.13.

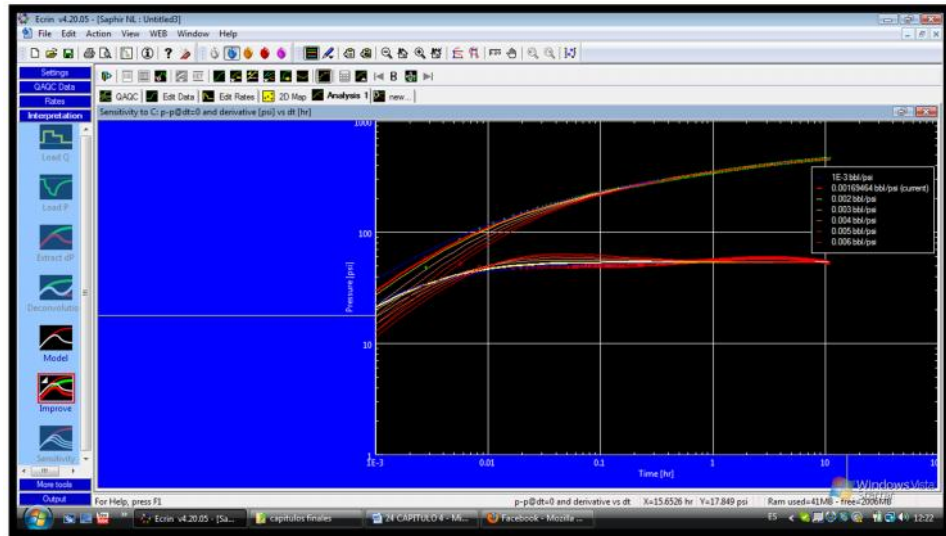


Figura 4.13. Sensibilidad de la Compresibilidad.

Las curvas que se generan en cada aplicación de la opción sensibilidad son las se ha escogido previamente es decir estas son los indicadores que se han extraído. En las Fig. 4.14 se muestra la sensibilidad de K_h .

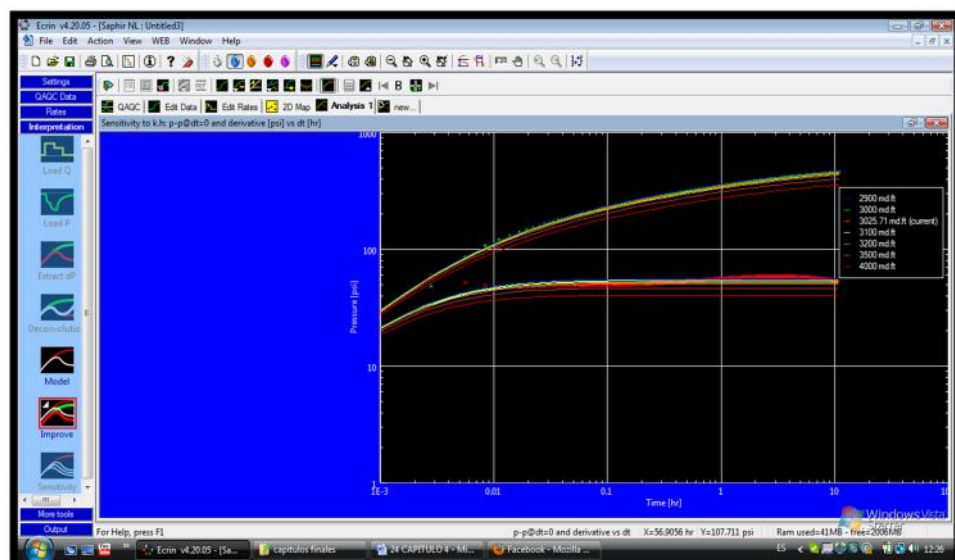


Figura 4.14. Sensibilidad de K_h

4.1.3 RESULTADO DE LA INTERPRETACIÓN.

4.1.3.1 Resultado por Método de Horner.

En el método de Horner podemos calcular la pendiente debido a que en la interpretación todas las presiones se encuentran registradas con su respectivos tiempos de producción, lo cual es lo más importante para poder hacer uso de este método, una vez calculada la pendiente se prosigue al cálculo de la permeabilidad en este caso es de 101.5 md lo que es un buen parámetro para el yacimiento.

Line #1 (QAQC After Acid DST_4_pre build-up #1)		
p vs. Log(dt)		
Slope	-122.691051	psi
Intercept	3597.386192	psia
P@1hr	3431.527128	psia
k.h	3046.666867	md.ft
k	101.5555622	md
Skin	-4.049002667	--

Tabla 1. Resultados por el Método de Horner.

4.1.3.2 Resultado por Método de la Derivada.

TMatch	527	[hr]-1
PMatch	0.00932	[psia]-1
C	0.00169	bbl/psi
Total Skin	-4.03	--
k.h, total	3030	md.ft
k, average	101	md
Pi	3598.53	psia

Tabla 2. Resultados por el Método de la Derivada

4.1.4 MODELOS

Pozo	Vertical
Flujo de Reservorio	Homogéneo
Modelo del Limite	Infinito

Tabla 3. Modelo del Yacimiento.

4.1.5 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN

AOFP	41085.2	STB/D
Prod. index	11.8016	[STB/D]/psia
Pavg	3496.04	psia
dS/Dq	-8.90096E-8	[B/D]-1
Drainage área	100	acre

Tabla 4. *Resultados de Producción.*

Como se podrá observar en la tabla 4 este valores fueron el resultado que automáticamente genero Saphir para tener una mejor idea de los valores que representan el programa genera una grafica de IPR la misma que se muestra en la figura 4.15.

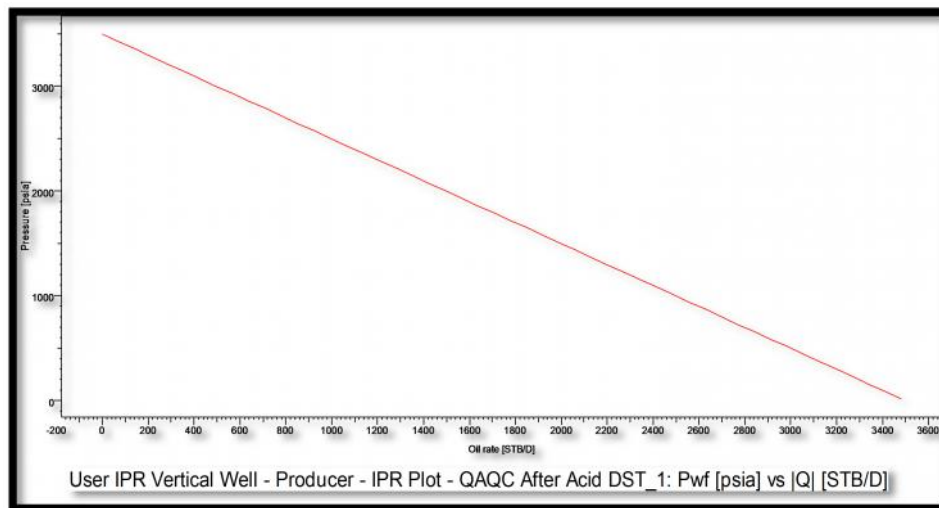


Figura 4.15. *Curva del IPR.*

4.1.6 EVENTOS DE LA PRUEBA

Por criterios ya antes mencionados de QA/QC después de generar los modelos obtenidos de cada prueba hecho con el DST, se fueron descartando, una vez generado cada modelo de la curva derivada. Los que mejor se ajustaban eran las pruebas del DST_1 y DST_4.

El modelo QAQC After Acid DST_4 fue descartado ya que la curva derivada no era muy buena como para generar un modelo más acertado, de esta manera se puede decir que la curva del DST_1 es buena “profunda” en un intervalo de tiempo de adquisición la misma que se escogió como principal para la resolución de este caso no obstante los demás datos sirvieron para hacer un análisis de comparación. A continuación se presentan las curvas derivada por cada DST en la figura 4.16.

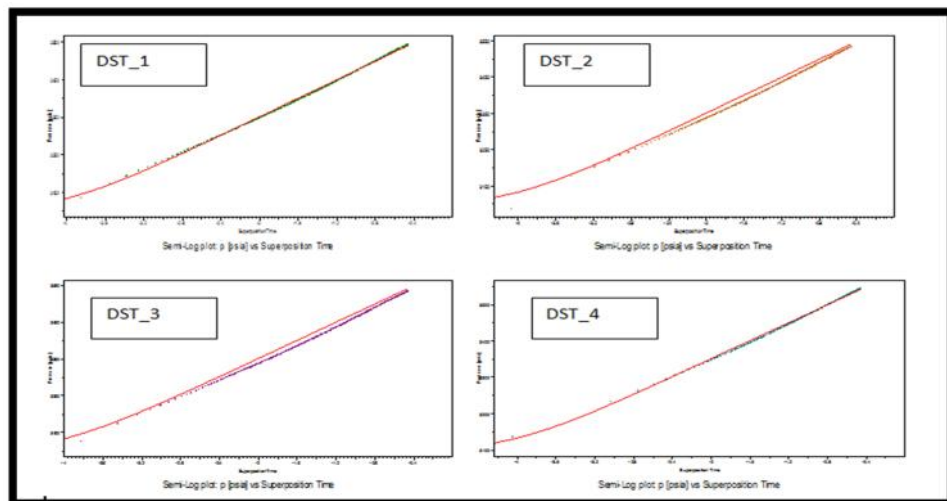


Figura 4.16. Curvas de la Derivada Generadas por los distintos DST.

En este caso como podemos ver en las pruebas hechas con los distintos DST podemos observar que hay varias situaciones es decir, como primer evento tenemos que el pozo se puso a producir aproximadamente a un tiempo $t=16$ hr, con un tiempo inicial de producción de 21,41 horas hasta un tiempo de 25,9 horas que es cuando él se terminada de producir y esto da paso a que comienzo la restauración de presión es decir el build up, el tiempo que está cerrado el pozo es de 10,9 horas en el que la presión se incrementa hasta 3500 Psia. Como se puede observar en la figura 4.17.

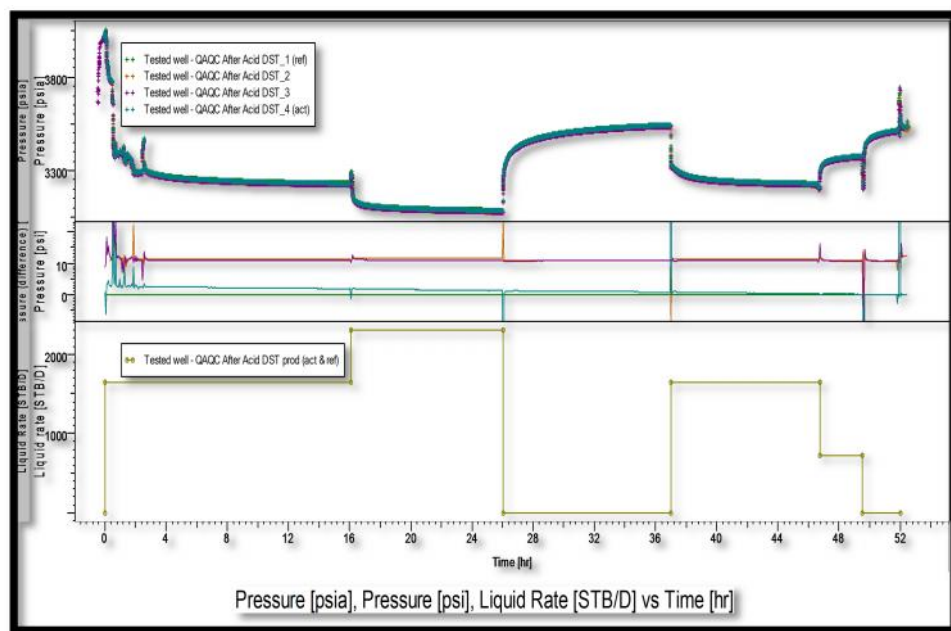


Figura 4.17. *Eventos de la prueba.*

4.1.7 PLOTEO EN LOG – LOG

En esta interpretación se estudia el modelo del yacimiento y su comportamiento, en el eje de las “Y” tenemos la presión al principio del cierre hasta el incremento de presión que sería el llenado de pozo. El modelo de este pozo se lo analiza en la figura 4.18

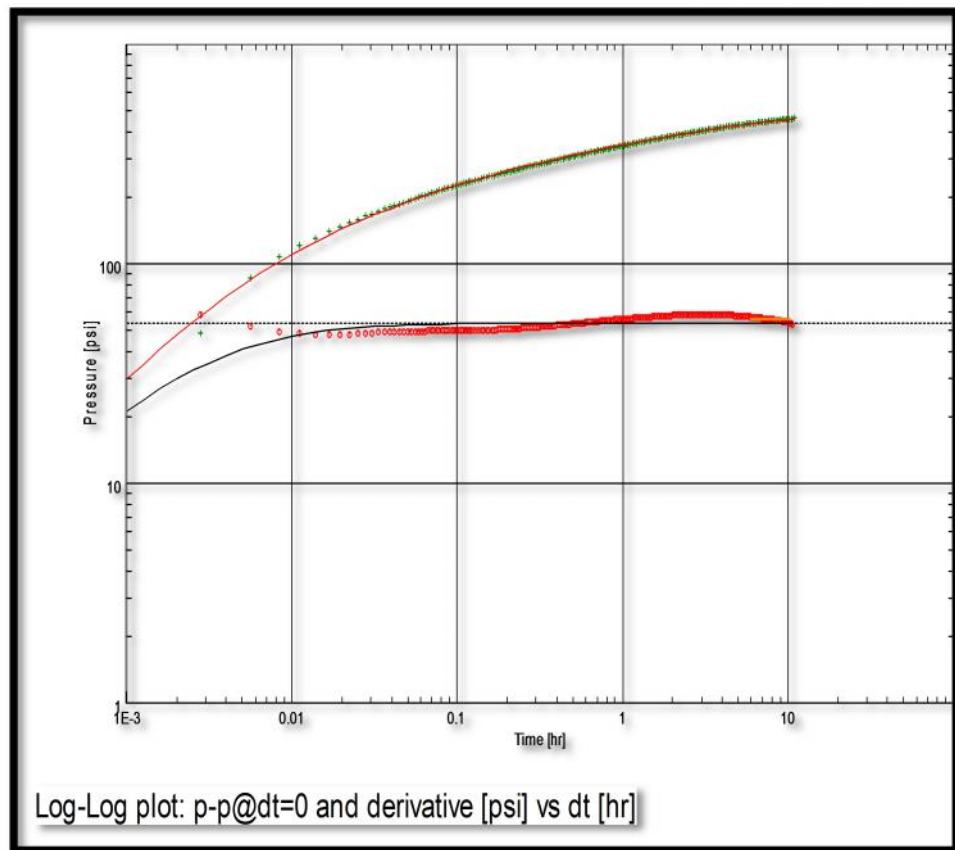


Figura 4.18. Ploteo en log - log.

4.1.8 PLOTEO DE FLUJO RADIAL (HORNER)

La presión extrapolada es la proyectada de la curva de incremento de presión al eje “Y” y determina la presión del reservorio.

Cuando el tiempo de cierre no es apropiado la pendiente no se ajusta a la curva, pero en la interpretación del pozo coincide lo que quiere decir que el tiempo de cierre si fue correcto.

Este pozo posee una alta permeabilidad en la arena productora lo que permite que tenga una buena producción, pero cabe recalcar que este valor de skin es negativo por someterlo a estimulación esto hace que no se produzca a un 100%.

Pero como el objetivo era determinar mediante la interpretación de los datos obtenidos a partir de la prueba DST si se ha logrado mejorar la vida productiva del pozo y a la vez evaluar que tan eficaz era el proceso de acidificación con lo cual mediante los resultados ya obtenidos a partir de la distintas pruebas y simulaciones hechas se puede decir que el trabajo realizado fue bueno y por ende la producción va a ser mayor.

Por esta razón el modelo de este pozo se lo analiza mediante una grafica que se la presenta a continuación en la figura 4.19.

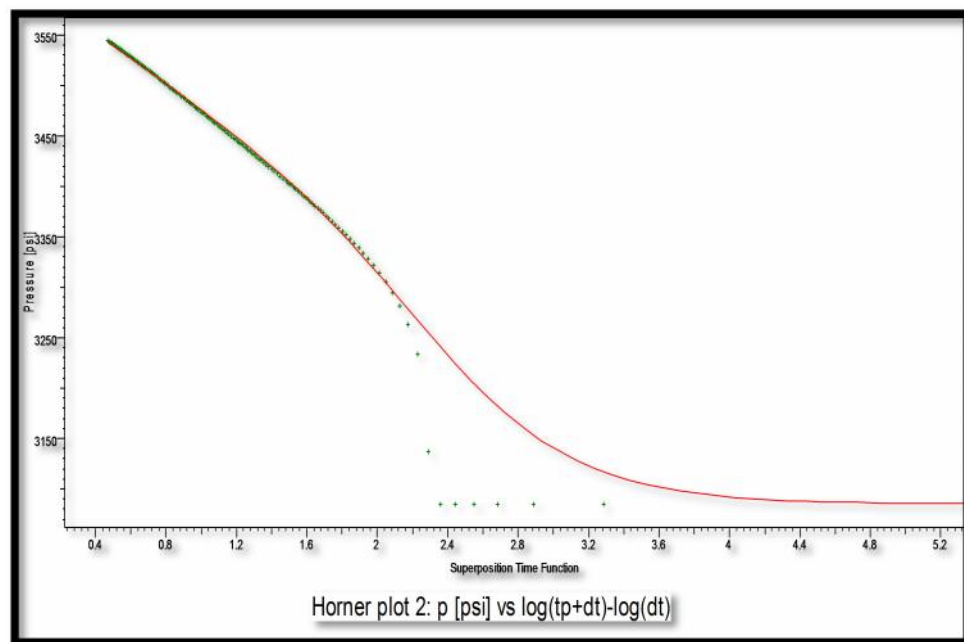


Figura 4.19. *Ploteo Flujo Radial.*

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

C: El trabajo de acidificación se vio reflejado en los resultados de la prueba, por ello se obtuvo un daño negativo de “-4”. Por el valor que se obtuvo se puede decir que fue satisfactorio el trabajo de acidificación mejorando las condiciones del yacimiento, de esta manera se tiene una mejor producción.

C: Esta prueba de DST se eliminó el efecto de almacenaje es decir que se cerró la válvula en el fondo del pozo, por ello se puede tener un mejor alcance en el flujo y se puede afirmar que se obtuvo un buen flujo radial.

C: Las pruebas DST proveen información confiable del yacimiento.

C: En estas pruebas se puede decir que la presión derivativa es constante durante el periodo de flujo radial.

C: En Ecrin-Saphir la pendiente de Horner puede ir variando según cómo se procesen los datos en el programa lo cual implica que este método puede ser muy ambiguo, es por ello que para una mejor interpretación y una mayor confianza de resultados es conveniente utilizar el método de la derivada.

C: Para escoger la mejor prueba con DST es necesario comparar las líneas y patrones de flujo que rigen en el yacimiento.

C: Para la determinación del modelo matemático se hace uso de varios conocimientos como de Geología, Geofísica, registros de formación, propiedades PVT todo esto con el fin de interpretar mejor las pruebas de pozo.

C: El método de la Curva Tipo en forma manual ya casi no se usa, debido a que con programas como el Ecrin- Saphir las operaciones se puede hacer en el menor tiempo posible y los cálculos sean más precisos.

5.2 RECOMENDACIONES

R: Es necesario señalar que los datos de presión adquiridos durante el periodo de almacenamiento de pozo no son de utilidad para el análisis de las pruebas, por cuanto no aporta información del yacimiento, sino del pozo.

R: Si se requiere de una mejor data de presión y producción es necesario realizar las pruebas en las mejores condiciones para tener una mejor interpretación.

R: Realizar la ultima restauración de la prueba por un lapso de tiempo mayor, con el fin de alcanzar o verificar los límites del yacimiento.

R: Se debe utilizar toda la información del sistema pozo – yacimiento disponible: Historia de producción y de prueba, Datos de PVT. Datos e información geológica. Con el fin de poder validar toda la información que se disponga.

BIBLIOGRAFIA

1. Kappa **“Dynamic Data Analysis”** Francia (2013).
2. Ramírez Florencio **“Software de Ingeniería de Yacimientos”**. Venezuela (2010).
3. Escobar, F. **“Análisis Moderno de Pruebas de Pozos”**. Nevia, Huila, Colombia (2003).
4. Rojas G **“Manual de Ingeniería de yacimientos de Gas y Gas Condensado”** CEPET. Puerto La Cruz (1989).
5. Gómez S. **“Diseño de pruebas de presión en pozo exploratorios del campo Travi, ubicado al noroeste del estado Monagas”**. Tesis de Grado. Universidad del oriente. Puerto la Cruz (2011).
6. John Lee, W. **“Well Testing”**. SPE Textbook Series Volumen 1. Texas (1981).
7. Dominique B **“Well Test Analysis: The use of advanced interpretation Models”** Francia (2002).
8. Laprea Marcelo **“Pruebas de Restauración de Presión”**. Blog Petrolero. Venezuela (2013).
9. Da Prat Giovanni **“Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión”** Stanford University. (2007).
10. PDVSA **“Curso Prueba de Presión”**. Venezuela (2000).

11. SCHLUMBERGER, **“Servicios de Pruebas de fondo de Pozo”**. Sugar Land, Texas (2002).
12. HORNER R **“Modern Well Test Analysis”** Palo Alto, California (1995).
13. Héctor R. **“Interpretación de datos de prueba de pozos en reservorios naturalmente fracturados”** Tesis de Grado. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima – Perú (2005).
14. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, **“Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos”**. Venezuela (2001).
15. <http://es.scribd.com/doc/108270041/38854031-8-PRUEBAS-DST>.