



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

“MÉTODOS Y HERRAMIENTAS PARA ESTIMAR LA
PRESIÓN DE FORMACIÓN DE YACIMIENTO ANTES
Y DESPUES DE LA TERMINACIÓN DE UN POZO”

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO
DE INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JONATHAN HUERTA BRAVO



DIRECTOR: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, AGOSTO DE 2009

AGRADECIMIENTOS

Gracias DIOS porque me has permitido cumplir un objetivo más en mi vida, por todas las bendiciones que en tu gran bondad has tenido hacia mí.

Este trabajo como muchas otras cosas en mi vida, difícilmente habrían podido llevarse a cabo sin las enseñanzas, paciencia y tolerancia durante un buen número de años, de una gran cantidad de personas:

Mamá y papá gracias por todo el amor, las enseñanzas y la confianza que han puesto en mí durante todo este proceso que hoy puedo culminar, gracias por todo el tiempo que en sus oraciones me han llevado.

Gracias Susana Bravo por tu incondicional y constante amor, por tu apoyo, tiempo, dedicación, tolerancia y confianza.

Gracias Pedro Huerta por el gran ejemplo de honestidad que me has enseñado y por todos los momentos de apoyo me has brindado.

Gracias Susy y Pris por su compañía, cariño, tolerancia y su ejemplo que siempre han tenido para conmigo, me han ayudado para poder lograr este objetivo.

Estefanny gracias por todo el tiempo que hemos tenido juntos, por tu apoyo y el gran cariño que me has dado. Gracias por esta mi nueva familia por su amor, paciencia y tolerancia durante este proceso.

Gracias primos, por su apoyo, consejos y compañía Arturo Carrión, Andrés Carrión, Juan Carlos Carrión y Rafael Gallegos.

Gracias a mis buenos amigos y compañeros por los momentos de diversión y su gran ayuda durante nuestro paso por la facultad: Estefanny Sánchez, Ángeles Domínguez, Tania Tovar, Valeria Castañeda, Gaby Morales, Lorena Vences, Ariadna Morales, Carolina Cortes, Jelica Rendón, Omar Hurtado, Javier Mendoza, Francisco Martínez, Enrique Aregullin, Ivan Gastellum, Oscar Santiesteban.

INDICE

INTRODUCCIÓN

I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 Características del Yacimiento

- 1.1.1 Yacimiento
- 1.1.2 Porosidad
- 1.1.3 Permeabilidad
- 1.1.4 Saturación
- 1.1.5 Movilidad
- 1.1.6 Daño
- 1.1.7 Presión original
- 1.1.8 Presión de formación

1.2 Terminación del Pozo

- 1.2.1 Definición
- 1.2.2 Tipos de terminación

1.3 Tipos de Herramientas

- 1.3.1 MWD
- 1.3.2 LWD
- 1.3.3 WIRELINE

1.4 Pruebas al Pozo

- 1.4.1 Concepto de prueba al pozo
- 1.4.2 Objetivos
- 1.4.3 Información obtenida

1.5 Tipos de Pruebas de Presión

- 1.5.1 Prueba de incremento
- 1.5.2 Prueba de decremento
- 1.5.3 Prueba de interferencia
- 1.5.4 Prueba de pulso

1.6 Principios Matemáticos

- 1.6.1 Ley de Darcy
- 1.6.2 Regímenes de flujo
- 1.6.3 Geometrías de flujo

II. MÉTODOS PARA LA ESTIMAR LA PRESIÓN DE UN YACIMIENTO.

- 2.1 Introducción
- 2.2 La presión original en yacimientos infinitos
- 2.3 Método de HORNER y MBH
- 2.4 Método de MDH
- 2.5 Método de DIETZ
- 2.6 Método de RAMEY
- 2.7 Método de MUSKAT modificado
- 2.8 Método de ARPS y SMITH
- 2.9 Ejemplos

III. HERRAMIENTAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN ORIGINAL DEL YACIMIENTO.

3.1 DST

- 3.1.1 Generalidades
- 3.1.2 Tipos de DST
- 3.1.3 Datos obtenidos
- 3.1.4 Comportamiento de la presión
- 3.1.5 Gráfica de una prueba DST a detalle
- 3.1.6 Limitaciones
- 3.1.7 Métodos de análisis

3.2 Herramienta de Prueba a la Formación (TESTRAK)

- 3.2.1 Generalidades
- 3.2.2 Configuración
- 3.2.3 Ventajas
- 3.2.4 Secuencia de la prueba
- 3.2.5 Resultados

3.3 Herramienta para Caracterizar Yacimientos (RCI)

- 3.3.1 Generalidades
- 3.3.2 Ventajas
- 3.3.3 Configuración
- 3.3.4 Comparativo con DST
- 3.3.5 Proceso de la prueba y muestreo
- 3.3.6 Análisis de las muestras
- 3.3.7 Verificación de la calidad de las muestras
- 3.3.8 Análisis de los datos de las pruebas

IV. EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

- 4.1 DST
- 4.2 Herramienta de Prueba a la Formación (TESTRAK)
- 4.3 Herramienta para Caracterizar Yacimientos (RCI)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

APÉNDICE

LISTA DE FIGURAS

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

MÉTODOS Y HERRAMIENTAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN DE YACIMIENTO ANTES Y DESPUES DE LA TERMINACIÓN DE UN POZO

INTRODUCCIÓN

Una de las mediciones más importantes para el desarrollo de un yacimiento petrolero es la presión, ya que ésta se encuentra involucrada a través de todo el proceso de desarrollo de un campo petrolero.

Las mediciones de presión son usadas durante la perforación, para los cálculos volumétricos de reservas, en la determinación de las propiedades dinámicas del yacimiento, en la caracterización de los fluidos, en la elección del tipo de terminación a realizar en el pozo y en el diseño de las instalaciones de producción de los hidrocarburos. La presión también provee información acerca de la evolución de la energía del yacimiento a través del tiempo al igual que el movimiento del contacto de los fluidos contenidos en la formación.

Es claro que la presión a la cual están confinados los hidrocarburos, representa un factor principal para muchas decisiones críticas que afectan a la seguridad, la eficiencia, la productividad y la toma de decisiones sobre las operaciones que se aplicaran o no al pozo, con el fin de extraer los hidrocarburos del yacimiento, por supuesto que todas las decisiones estarán basadas en un esquema que sea rentable a fin de poder optimizar la explotación de cualquier yacimiento.

La evaluación de formaciones precisa y oportuna constituye un elemento esencial del negocio de exploración y producción. Las pruebas (evaluación) a la formación son realizadas durante todas las etapas de la vida de un yacimiento, la exploración, el desarrollo, la producción o la inyección; estas pruebas son realizadas con el fin de monitorear el comportamiento de la presión del yacimiento entre otros parámetros propios de cada etapa de explotación del yacimiento.

Este trabajo se enfoca como su título lo menciona, en la medición de la presión de formación de yacimiento, así como también en las distintas herramientas más avanzadas y los métodos usados en la industria petrolera para determinar la presión de formación de yacimiento.

El gran avance en el desarrollo de nuevas herramientas, permite que la evaluación de las formaciones se realice en forma más rápida y eficaz. En particular para la determinación de las presiones de formación, se pueden conocer a través de herramientas de MWD, LWD y WIRE LINE, tienen capacidad de realizar “in situ” pruebas de presión al yacimiento, captar fluidos de formaciones productoras, analizar los fluidos recuperados, entre otras cosas; esto mientras se perfora al igual que cuando el pozo ya está terminado.

Conocer datos de presión de formación del yacimiento antes de que el proceso de perforación sea finalizado, representa una gran ventaja ya que es posible conocer el potencial productor del pozo, el tipo y calidad del fluido que este contiene; por tanto se tiene un mejor panorama sobre las acciones que serán requeridas para explotar al yacimiento de forma óptima.

Las técnicas actuales nos permiten adquirir datos de presión de forma más rápida, más precisa y por lo tanto resultan datos económicamente efectivos. Estos datos ayudan a reducir los riesgos y mejorar la recuperación de los hidrocarburos de cualquier yacimiento.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

1.1.1 YACIMIENTO.

Un yacimiento petrolero es una formación subterránea que contiene gas, aceite y agua en variadas proporciones. Estos fluidos están contenidos en los espacios porosos de la roca de la formación, entre los granos de las areniscas o en las cavidades de los carbonatos. Los espacios porosos están interconectados de tal forma que los fluidos contenidos en la roca pueden moverse a través del yacimiento.

Además estas formaciones porosas tiene que estar selladas en tal forma que el único método de escape de dichos fluidos sea a través del pozo. Para que un yacimiento de hidrocarburos sea productivo se deben tener las siguientes condiciones:

1. Debe haber un cuerpo de roca con suficiente porosidad (ϕ) para contener los fluidos del yacimiento y permeabilidad (k) para permitir su movimiento.
2. La roca debe contener hidrocarburos en cantidades comerciales.
3. La existencia necesaria de un mecanismo natural de empuje el cual da energía al yacimiento, usualmente un casquete de gas o un desplazamiento por agua, para permitir que los fluidos se muevan hacia la superficie.

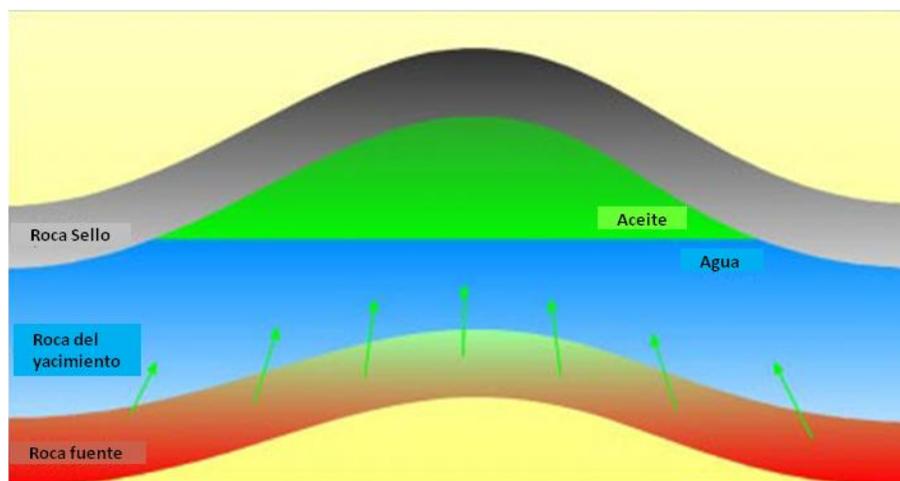


Figura 1-1. Esquema de un yacimiento con un empuje de agua.

1.1.2 POROSIDAD

La porosidad (ϕ) de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento que esta tiene (espacio poroso). Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca.

Esta importante propiedad de la roca es determinada matemáticamente por la relación generalizada siguiente:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen de roca}}$$

Conforme los sedimentos fueron depositados y las rocas formadas, algunos poros se formaron completamente aislados de otros debido a una excesiva cementación, lo que hizo que algunos estén conectados mientras que otros poros están completamente aislados; también como resultado de procesos tectónicos se forman fracturas en las rocas, estas también son espacios porosos.

Entonces se diferencian la porosidad intergranular, la porosidad creada por disolución (vugular) y la porosidad de fractura.

De manera tal que se definen varios tipos de porosidad, dependiendo del tipo del volumen de poros estimado, que son:

- La absoluta considera todos los poros existentes en la roca.
- La efectiva considera todos los poros comunicados en la roca.
- De matriz considera todos los poros inter granulares en la roca.
- De fractura considera todos los poros pertenecientes a las fracturas alojadas en la roca.

Debe mencionarse que a medida que aumenta la profundidad, la porosidad será menor.

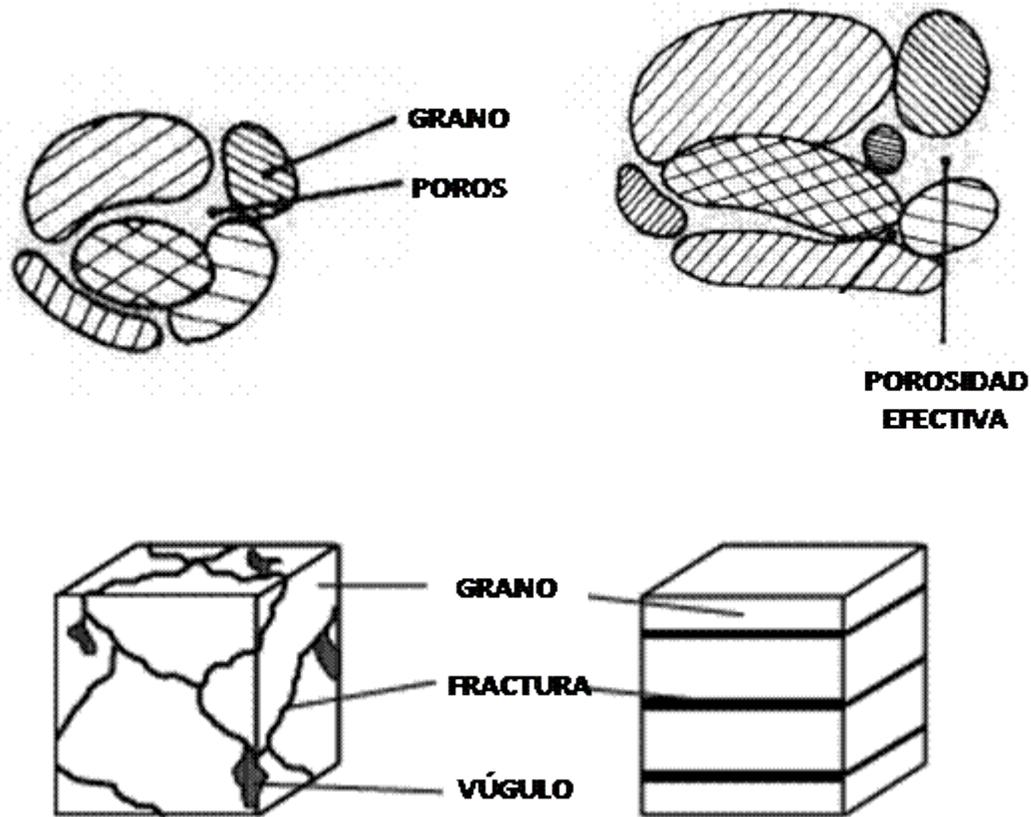


Figura 2-1. Tipos de porosidad

La porosidad efectiva de las rocas varía entre 1% y 40%. Se considera que la porosidad es:

- Baja si: $\phi < 5 \%$
- Media si: $10 \% < \phi < 20 \%$
- Buena si: $20 \% < \phi < 30 \%$
- Excelente si: $\phi > 30 \%$

1.1.3 PERMEABILIDAD.

La permeabilidad (k) es una propiedad de las rocas, la que mide la capacidad y habilidad de esta para transmitir los fluidos. La permeabilidad de la roca es una propiedad muy importante porque esta controla el movimiento y el flujo de los fluidos de la formación.

Como en el yacimiento se encuentran agua, aceite y gas en distintas proporciones, se distinguen entonces estos tipos de permeabilidad:

Permeabilidad absoluta. Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de este para transmitir fluidos cuando este se encuentra saturado al 100% por un solo fluido. Cuando dos o más fluidos se encuentran fluyendo al mismo tiempo, la **permeabilidad relativa** de cada fase a una saturación específica es la relación de la **permeabilidad efectiva** de cada fase con la permeabilidad absoluta, es decir:

$$K_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$K_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$K_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

Donde:

K_{ro} = permeabilidad relativa al aceite

K_{rg} = permeabilidad relativa al gas

K_{rw} = permeabilidad relativa al agua

K = permeabilidad absoluta

k_o = permeabilidad efectiva al aceite para una saturación de aceite dada.

k_g = permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas dada.

k_w = permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua dada.

Cuando tres fases están presentes, la suma de las tres permeabilidades relativas ($k_{ro} + k_{rg} + k_{rw}$) es siempre variable y menor o igual a la unidad.

1.1.4 SATURACIÓN

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen del fluido en el espacio poroso de una roca (aceite, agua o gas), a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento.

Esta propiedad matemáticamente se expresa para cada fluido como:

$$S_o = \text{Saturación de aceite.} \quad S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen de poros}}$$

$$S_g = \text{Saturación de gas} \quad S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen de poros}}$$

$$S_w = \text{Saturación de agua} \quad S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de poros}}$$

$$\text{Por definición:} \quad S_o + S_g + S_w = 1$$

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentre existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes tenemos:

- **Saturación inicial:** saturación a la cual es descubierto el yacimiento, también se le denomina saturación congénita y es resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.
- **Saturación residual:** Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo el movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual, menor o en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.
- **Saturación Crítica:** Será aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

1.1.5 MOVILIDAD.

Es una medida de la capacidad que tiene un fluido de moverse en el sistema roca fluido, es decir, es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido, así podemos hablar de la movilidad del aceite, del gas o del agua.

En un proceso de flujo multifásico, existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad, M , normalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado. Si el fluido desplazante es agua:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al aceite.

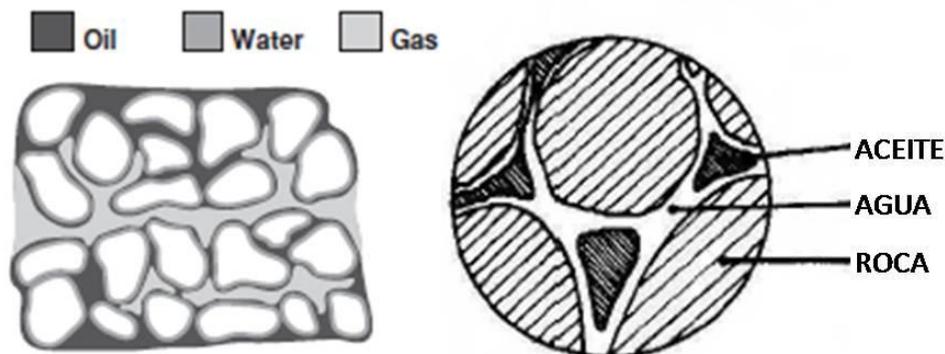


Figura1-3. Ejemplo de saturación en de una roca.

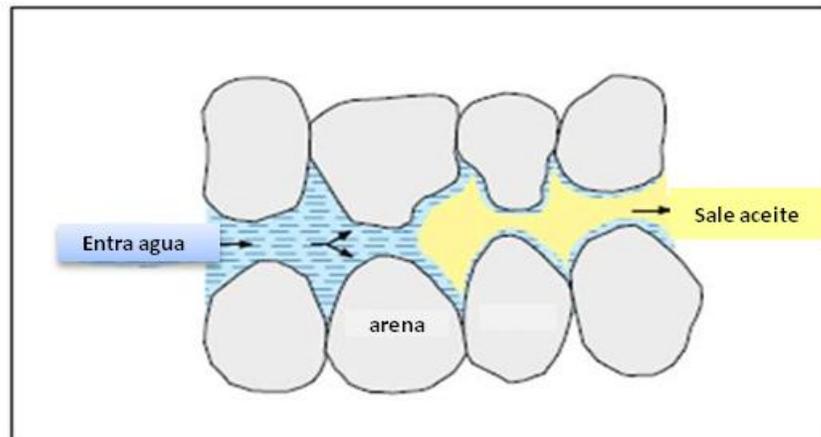


Figura1-4. Movilidad del aceite en presencia de agua

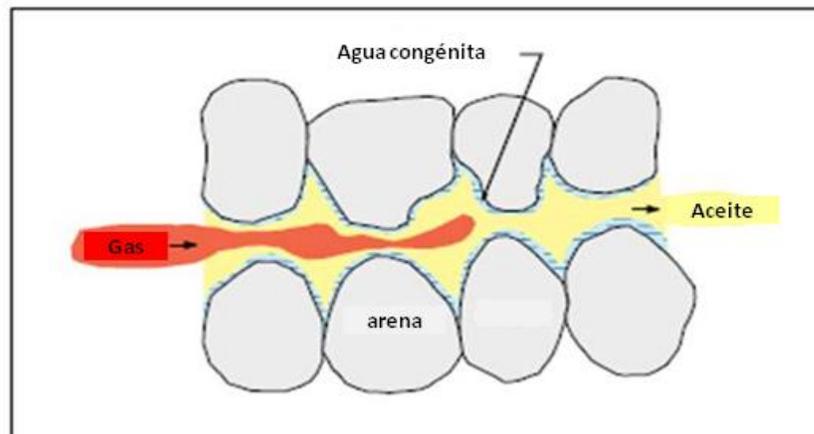


Figura 1-5. Movilidad del gas a través del aceite

1.1.6 DAÑO

El daño a la formación es la pérdida de productividad parcial o total, ya sea, natural o inducida, de un pozo, la cual es resultado del contacto de la roca de la formación con fluidos o materiales extraños a esta, provocando que los canales permeables de la formación. El daño a la formación se refiere a la pérdida o disminución de productividad del yacimiento y está normalmente asociado a:

- Invasión de fluidos.
- Migración de finos.
- Precipitados.
- Formación de emulsiones en el yacimiento.

Origen del Daño.

El daño a la formación se presenta en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. Generalmente el proceso de la perforación del pozo es el principal y más importante origen del daño, ya que el lodo de perforación se considera que esta hecho de materiales extraños en la formación que causan que esta se altere o se tape.

Causas de daño.

Principalmente los efectos del daño a la formación afectan el flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo (patrón de flujo). En general, estos tipos de daño a la formación se pueden agrupar de la forma siguiente:

- **Daño a la permeabilidad absoluta.**

Este tipo de daño se caracteriza por partículas o materiales propios o extraños a la formación ocupan de forma parcial o total los poros de la roca, esto puede ser ocasionado por la presencia de finos o arcillas de la propia formación, por los sólidos de los fluidos de perforación o de terminación y por taponamiento por asfáltenos o parafinas.

- **Cambios en la permeabilidad relativa.**

Se presentan cuando existe una baja productividad de hidrocarburos de la formación y son debidos a los cambios de la mojabilidad de la formación, por ejemplo cuando una formación productora de aceite, se encuentra mojada por agua, el aceite presentara dificultad a fluir.

- **Alteración de la viscosidad.**

Presente cuando hay presencia de emulsiones, polímeros u otros aditivos en el lodo de perforación, que ocasionan un incremento en la viscosidad del fluido y por consecuencia dificultan el flujo de fluidos del yacimiento.

El factor de daño (S) está dado por la ecuación

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] \ln \frac{r_x}{r_w}$$

En general el efecto de daño (S) implica:

- $S = 0$ no existe daño, por lo que $k_x = k$.
- $S > 0$ existe daño, por lo que $k > k_x$
- $S < 0$ el pozo esta estimulado $k < k_x$

1.1.7 PRESIÓN ORIGINAL

Se entiende por presión original o inicial de yacimiento a aquella presión a la cual están confinados los hidrocarburos dentro de la formación, es decir, el primer valor que se tiene como producto del disturbio de presión ocasionado durante el descubrimiento de dicha formación al establecer comunicación entre el yacimiento y el pozo.

La presión original del yacimiento puede ser identificada durante o después del proceso de perforación, así como cuando ya se ha terminado el pozo.

1.1.8 PRESIÓN DE FORMACIÓN

Es la presión dentro de una formación provocada por los fluidos dentro de los espacios porosos. Los fluidos en los poros de la roca el yacimiento se encuentran bajo un cierto grado de presión llamada presión de yacimiento o presión de formación. La medición conocida comúnmente como “presión de yacimiento” es una medición de la presión de fluido contenido en los poros del yacimiento, esto es la fracción de la presión de sobrecarga que esta soportada por el fluido del sistema.

Una presión normal de yacimiento en el nivel del contacto agua – aceite se aproxima mucho a la presión ejercida por una columna de agua salada a esa profundidad. El gradiente de presión hidrostática varía dependiendo de la cantidad de sal disuelta en el agua de formación; normalmente el agua de mar tiene una salinidad de 55000 ppm y un gradiente de presión de 0.446 psi/ft.

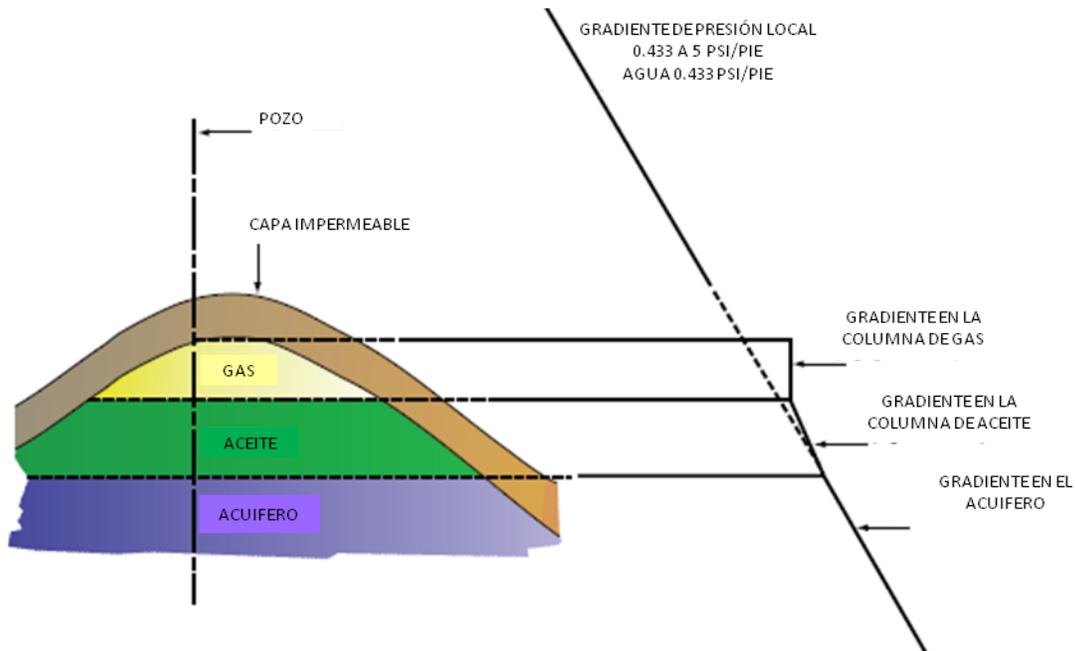


Figura 1-6. Gradiente de presión hidrostática en un yacimiento

1.2 TERMINACIÓN DEL POZO

1.2.1 DEFINICIÓN.

La terminación de un pozo involucra un proceso en el que se diseña, se selecciona y se instalan las tuberías, herramientas y equipos para que se logre una comunicación con el yacimiento y pueda producir los fluidos contenidos en él. La instalación y cementación de la tubería de revestimiento o del liner, la toma de registros, los disparos y las pruebas al pozo también son parte del proceso de terminación de un pozo.

Se explicará únicamente, debido al objetivo de este trabajo, las terminaciones en agujero descubierto y cuando este entubado. Sin embargo existen diversas formas de clasificar los tipos de terminación de un pozo donde principalmente se consideran los siguientes aspectos.

- La comunicación entre el pozo y el yacimiento.
- El tipo de agujero entubado o descubierto.
- El ángulo de inclinación de la terminación.
- El número de zonas productoras sencillas o múltiples.
- El método de producción: flujo natural o producción inducida artificialmente.

1.2.2 TERMINACIONES EN AGUJERO DESCUBIERTO.

Después de que se ha perforado hasta el intervalo deseado y se ha cementado la tubería de revestimiento hasta la parte más alta del intervalo, este producirá a través del agujero sin tubería. Una variación de este tipo de terminación consiste en colocar un liner perforado en el intervalo productor, lo que permite mantener la estabilidad de las paredes del pozo.

Este tipo de terminación tiene dos principales ventajas: primero, es barato y simple en su manejo y en segundo lugar los hidrocarburos fluirán hacia el pozo en 360°, es decir se tendrá un flujo radial.

El uso de terminaciones en agujero descubierto se restringe primordialmente a algunos tipos de pozos horizontales al igual que los pozos en los que el daño de la formación ocasionado por los fluidos de perforación es severo.

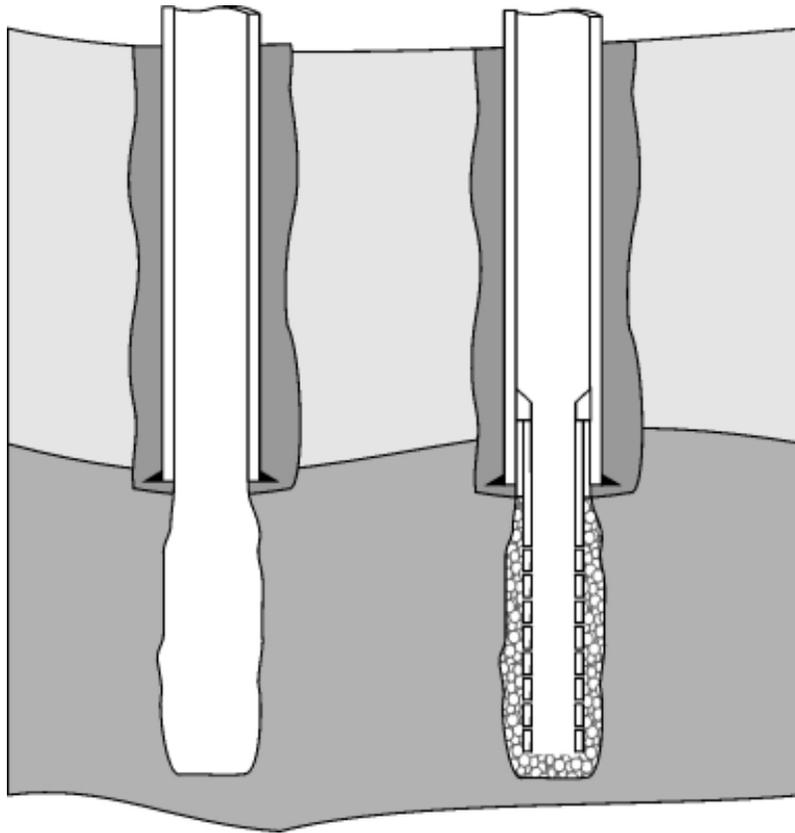


Figura 1.7 Tipos de terminaciones en agujero descubierto.

1.2.3 TERMINACIONES EN AGUJERO ENTUBADO.

Después de perforado el pozo se corre y se cementa la última tubería de revestimiento hasta el intervalo(s) de interés, donde posteriormente se disparará a través de la tubería y el cemento a fin de conectar al yacimiento y al pozo.

Ya que los disparos pueden ser ubicados de forma muy precisa en relación a los diferentes niveles e interfaces entre los contactos de los fluidos de la formación, este tipo de terminación proporciona una mejor selección de los intervalos de producción, sin embargo la única condición para que sea efectiva es asegurar una buena cementación de la tubería de revestimiento a fin de evitar problemas de canalizaciones entre los intervalos que contienen hidrocarburos.

La terminación con agujero entubado son usadas principalmente donde existen problemas con las interfaces entre los fluidos o cuando hay distintos intervalos a producir, por tanto este tipo de terminación es la más usada en la industria.

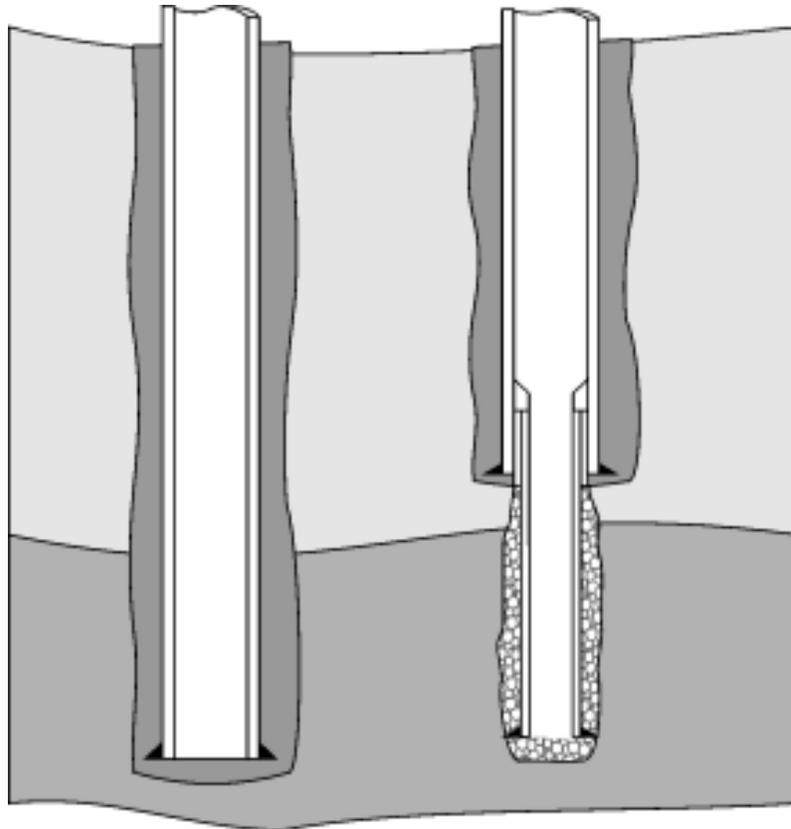


Figura1-8 Tipos de terminaciones en agujero entubado.

1.3 TIPOS DE HERRAMIENTAS

1.3.1 MEDICIONES DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD).

El termino mediciones durante la perforación se refiere principalmente a la medición de los parámetros direccionales (profundidad, inclinación, azimut) como también ciertos parámetros concernientes a la perforación como la temperatura, presión, torque, etc.

Este trabajo se enfocará a revisar principalmente las mediciones durante la perforación de la formación contenedora de hidrocarburos.

Los parámetros de la perforación que son obtenidos con las herramientas de MWD tiene como objetivo el de incrementar la eficiencia de perforación, determinar las zonas de presiones anormales de formación o cualquier problema del pozo. La mayoría de las herramientas de MWD pueden operar a temperaturas mayores de 150°C mientras que los sensores de dichas herramientas pueden trabajar hasta 175°C. Las temperaturas de operación de las herramientas generalmente son 20° menores que la temperatura de la formación por que el fluido de perforación al estar en circulación enfría la herramienta. Principalmente la temperatura es uno de los factores que crean mayor problema sobre las herramientas de MWD.

En cuanto a la presión, las herramientas de MWD están diseñadas para soportar hasta 20000 [psi], presión que es raro de encontrar en campo. Aunque los movimientos de vibración y esfuerzos torsionales creados al correr la herramienta pueden causar alguna falla en el desempeño de esta, a fin de mitigar estos problemas, el uso de estabilizadores es indispensable.

Las herramientas de MWD están ensambladas a la tubería de perforación, usualmente se localizan por arriba de la barrena, estas transfieren los datos de las mediciones en tiempo real o son almacenados para recuperarse al finalizar la operación, en forma de pulsos de presión producidos en el lodo de perforación.

En general todas las herramientas de MWD están compuestas por tres principales partes: una unidad de poder, los sensores de dirección y el sistema de telemetría.

La práctica de MWD se ha convertido en un procedimiento estándar en pozos direccionales, en los que los costos de operación son cruciales haciendo estos más económicos gracias a la versatilidad de operar en prácticamente cualquier configuración de pozo (pozos multilaterales) lo que resulta en una gran reducción de tiempo y costos de operación al disminuir el número de operaciones ya que estas son realizadas mientras se está perforando.

1.3.2 REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD).

Se le llama LWD a la herramienta que toma de forma combinada los datos de evaluación de la formación junto con los datos direccionales de perforación. Se refiere las mediciones de las propiedades de la formación durante la perforación del pozo o en un periodo muy corto posterior a la perforación del mismo, a través del uso de herramientas integradas al aparejo de perforación.

Tradicionalmente, la adquisición de datos de los registros geofísicos de la formación eran obtenidos mediante herramientas operadas por línea de acero, después de que se había terminado el proceso de perforación; sin embargo, los avances en la tecnología de perforación y en la toma de registros ha permitido obtener los registros mediante la incorporación de las herramientas en el ensamble de perforación.

Estas herramientas tienen la capacidad de transmitir a la superficie en tiempo real sus lecturas o bien, almacenarlas en una memoria, la cual puede recuperarse cuando el ensamble haya regresado a la superficie.

Es importante mencionar que este tipo de herramientas al ser acopladas a la sarta de perforación, hacen que los costos de operación sean mayores, sin embargo, justifican su aplicación cuando:

- Es necesario conocer la información en tiempo real, por ejemplo cuando se necesita ubicar al pozo en una parte específica del yacimiento o para identificar los puntos para entubar el pozo, en estos casos, la información en tiempo real garantiza el éxito de estas operaciones.
- Se necesita obtener datos antes de que la formación sea invadida por los fluidos de la formación, a fin de causar el mínimo daño a la formación.
- Se tienen configuraciones complejas del pozo, como pozos altamente desviados u horizontales, lo que hace prácticamente imposible el uso de la línea de acero.
- Se deba garantizar la obtención de los datos, ya que siempre existe el riesgo de que el pozo se derrumbe, este es otra gran ventaja de la obtención de los datos en tiempo real.

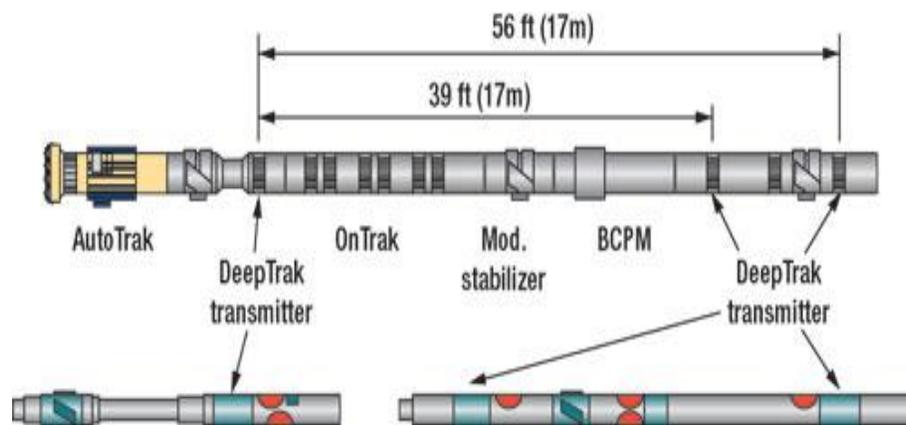


Figura 1-9. Imagen de la herramienta de MWD y LWD TESTRAK.

Un factor a considerar en este tipo de herramientas es que estas dependen entonces del ensamble de perforación, y por lo tanto de la velocidad de perforación y de el mecanismo por el cual es impulsado el ensamble de perforación, esto significa que algunos de los registradores serán útiles solo si el ensamble de perforación esta rotando, lo que no es posible cuando un motor de fondo se usa. En el caso de los motores de fondo es necesario que nuevamente se tomen los registros en un intervalo en específico y por consecuencia que la perforación se interrumpa momentáneamente.

La toma de registros mientras se perfora en ocasiones puede ser cara y riesgosa, pero tiene la ventaja de que obtiene la información antes de que los fluidos de la formación entren al pozo por completo, resultando en mejor calidad de datos.

Este tipo de mediciones son muy efectivas en pozos altamente desviados, donde las operaciones con cable (wireline) no pueden ser realizadas. El mecanismo de transmisión de datos es muy similar al de MWD y provee mayor resolución en sus lecturas.

1.3.3 LINEA DE ACERO (WIRELINE).

Los sistemas de wireline se refiere a la herramienta que toma registros de los parámetros de la formación (resistividad, porosidad, sónico, rayos gamma) en los pozos la cual es operada al final de uno o más cables conductores equipados con los sensores correspondientes para determinar dichos parámetros, los registros de cable usualmente se realizan después de que el pozo ha sido perforado, así que estos interactúan y se ven afectados en su lectura por el fluido de terminación y por el correspondiente filtrado a la formación. Los sistemas de wireline usan una sonda que puede ser posicionada a una profundidad seleccionada de la formación dentro del pozo a fin de proporcionar mediciones acertadas de la presión y el tipo de fluido de la formación.

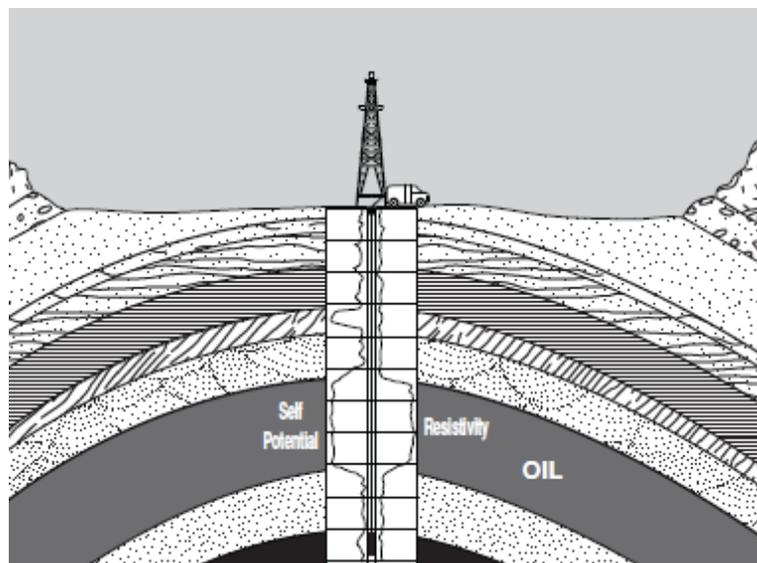


Figura 1-10. Herramienta de línea acero

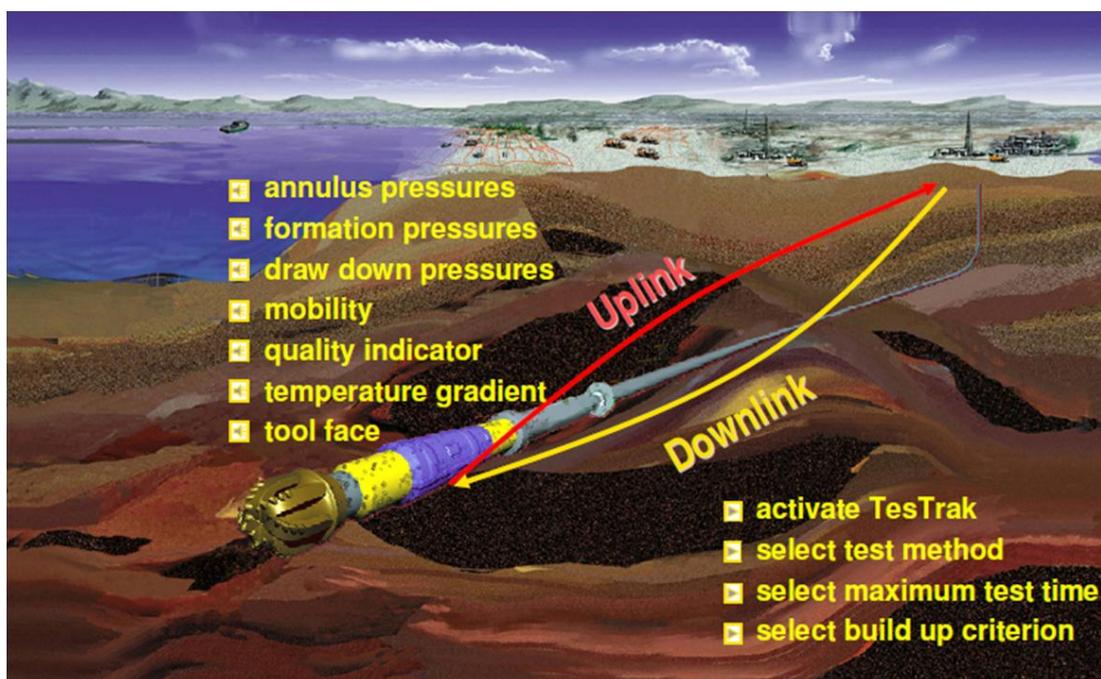
TRANSMISIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL.

Es un sistema de transmisión de datos el cual, mediante ondas electromagnéticas, transmite en tiempo real los datos del fondo del pozo de presión y temperatura hacia la superficie. Este tipo de sistema de telemetría es capaz de transmitir a pesar de la presencia de otras fuentes de energía como fuerzas magnéticas, eléctricas o acústicas.

Entre las principales ventajas de este tipo de sistema se tiene:

- Ahorros significativos en tiempos de operación: La transmisión de datos se realiza en tiempo real.
- Detección temprana de posibles problemas: Como el movimiento de los fluidos y el comportamiento de la presión son monitoreados en tiempo real, problemas con la operación o ensamble de la herramienta, mal sello de los empacadores pueden detectarse y rectificarse antes que la prueba continúe.

Extensión del tiempo de la prueba: a fin de obtener datos más adecuados, ya que durante toda la operación de la herramienta el operados esta monitoreando los parámetros puede decidir el tiempo que se le dará a cada periodo de la prueba.



1.4 PRUEBAS AL POZO (WELL TESTING).

1.4.1 Concepto

Una prueba al pozo (well test) se realiza en un periodo de tiempo durante el cual la presión de fondo es registrada a fin de estimar las propiedades del yacimiento y las condiciones de operación del pozo; se entiende como el proceso dinámico durante el cual se descubre y prueba si una formación puede aportar hidrocarburos al pozo, se identifican propiedades del sistema roca fluidos y las condiciones del pozo.

1.4.2 El papel de las pruebas al pozo en la industria petrolera.

Las pruebas a pozos es una rama de la ingeniería de yacimientos, mediante estas pruebas se puede obtener información acerca del flujo y la pruebas de presiones transitorias “in situ” de las condiciones del yacimiento, siendo parte importante para determinar la capacidad productiva de un yacimiento.

El análisis de presiones transitorias también se enfoca en estimar la presión promedio de un yacimiento, para lo que es necesario contar con suficiente información acerca de las condiciones y características del yacimiento y el pozo para adecuadamente analizar el desarrollo y predicción futura de éstos bajo distintos esquemas de producción.

Es esencial que el ingeniero conozca las condiciones de producción e inyección de los pozos a fin de producir de la forma más óptima el yacimiento.

Es claro que entonces, las pruebas al pozo directamente o indirectamente están presentes durante toda la vida del yacimiento, es decir, durante todo el trabajo de la ingeniería de yacimientos.

A través de la vida de un yacimiento, desde la exploración hasta el abandono, suficiente información proveniente de las pruebas al pozo es recolectada a fin de describir las condiciones del pozo y el comportamiento del yacimiento. Es importante mencionar que es necesario un trabajo conjunto de los distintos profesionales involucrados en el proceso de la evaluación del pozo y yacimiento.

1.4.3 Objetivos de las pruebas al pozo

El análisis de las pruebas al pozo proporciona información acerca de las características y condiciones del yacimiento y del pozo. La información geológica, geofísica y petrofísica junto con la información de la prueba del pozo, es usada para construir un modelo del yacimiento para predecir el comportamiento del campo y la recuperación de hidrocarburos bajo distintos escenarios operacionales. La calidad de la comunicación entre el pozo y el yacimiento indica la posibilidad de mejorar la productividad del pozo.

En general las pruebas al pozo se realizan para lograr los siguientes objetivos:

- Evaluar las condiciones del pozo
- Obtener parámetros del yacimiento para su caracterización.
- Determinar si las zonas perforadas son productoras.
- Estimar el factor de daño relacionado con la perforación o terminación.
- Decidir si es necesario aplicar un método de estimulación al pozo.

Generalmente los objetivos de las pruebas a pozo dependen de la etapa en el proceso de explotación del yacimiento enfocándose al tipo de pozo en estudio:

- **Pozo exploratorio:** En pozos exploratorios, las pruebas que se les realizan generalmente son para confirmar la existencia de hidrocarburos y para establecer un primer pronóstico de producción, el tipo y la cantidad de fluidos producidos, la presión inicial y las propiedades del yacimiento. Dichas pruebas pueden limitarse únicamente a pruebas drill stem testing (DST).
- **Pozo delimitador.** El pozo de exploración y la descripción del yacimiento pueden ser redefinidos por pozos delimitadores los cuales confirman la productividad del pozo, las heterogeneidades del yacimiento, sus fronteras y los mecanismos de empuje del mismo. En estos pozos, muestras de fluidos del fondo del pozo son tomadas para un análisis PVT de laboratorio. En

esta etapa también pueden realizarse pruebas de mayor duración o de producción a fin de identificar el potencial productivo del yacimiento.

- **Pozo de desarrollo.** En pozos productores pruebas periódicas a este son realizadas a fin de ajustar la descripción del yacimiento y para evaluar la necesidad de la aplicación de un tratamiento en el, tal como trabajos extras, el método óptimo de disparos y la mejor terminación posible del pozo logrando maximizar la vida productiva del yacimiento. Estos pozos consideran también a las pruebas de interferencia entre pozos a fin de monitorear la presión promedio del yacimiento lo cual es un objetivo clásico de las pruebas a los pozos de desarrollo.

1.4.4 Información obtenida de las pruebas al pozo

El resultado de las pruebas al pozo comprueba la habilidad del fluido contenido en el yacimiento para fluir a través de este hacia el pozo, es decir, que la prueba provee una descripción de las condiciones dinámicas del yacimiento.

Mediante el análisis de las pruebas al pozo es posible determinar las siguientes propiedades:

Del yacimiento:

- Permeabilidad
- Las heterogeneidades del yacimiento, fracturas, disposición de capas y los cambios en sus características.
- Fronteras del yacimiento, distancia, tamaño y la forma de este.
- La presión inicial y promedio de yacimiento.

Para la descripción del pozo:

- Potencial de producción
- Daño
- Geometría del pozo

Al comparar los resultados de las pruebas, los cambios en la producción y el ritmo de agotamiento de la presión promedio del yacimiento pueden ser establecidos.

PRUEBAS DE POZO.	
<i>El análisis de presión transitoria permite estimar:</i>	
Presión media del yacimiento	Usada directamente en los cálculos de balance de materia.
Valores de permeabilidad vertical y horizontal	Medir la dirección de la tendencia de permeabilidad en el yacimiento, estimar las variaciones de la misma en la vecindad del pozo.
Análisis transitorios	Se utiliza para determinar la extensión areal del yacimiento y estimar los volúmenes de fluido contenidos en el.
Interpretación de las mediciones de presión	Estimar cuantitativamente las condiciones del pozo, la eficiencia de la estimulación y la evaluación del tratamiento en la productividad del pozo.
Proceso de simulación numérica	Provee valores de las características del yacimiento a detalle.
Parámetros derivados de las pruebas al pozo.	También se utiliza para calcular las variaciones de permeabilidad entre pozos para determinar la permeabilidad y las tendencias del modelo del yacimiento

1.5 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las técnicas de pruebas de presión transitorias de presión como build up, draw down, son parte importante de la ingeniería de producción; las técnicas de pruebas transitorias de presión incluyen la generación y la medición de las variaciones de la presión a través del tiempo en el pozo y posteriormente el cálculo de las propiedades de la roca, el fluido y el pozo.

Como resultado de las pruebas de presión transitoria se obtiene información del daño, la presión de yacimiento, permeabilidad, porosidad y las reservas. Toda esta información puede ser utilizada para analizar, mejorar y predecir el desempeño futuro del yacimiento.

1.5.1 Prueba de incremento

La prueba Build up, consiste en la toma de datos para realizar el estudio de un yacimiento a través de un pozo que a ha sido cerrado temporalmente con la finalidad de determinar la presión estática del yacimiento sin la necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice.

La prueba de incremento o Build up, utiliza el incremento de presión del pozo causado después de que este ha sido cerrado. Es necesario que antes de realizar este tipo de prueba, el pozo haya estado fluyendo durante un tiempo, a fin de que el gasto de flujo haya alcanzado un valor estable. Durante los periodos de cierre, el comportamiento de la presión contra el tiempo es monitoreado constantemente y la velocidad del flujo es controlada y conocida.

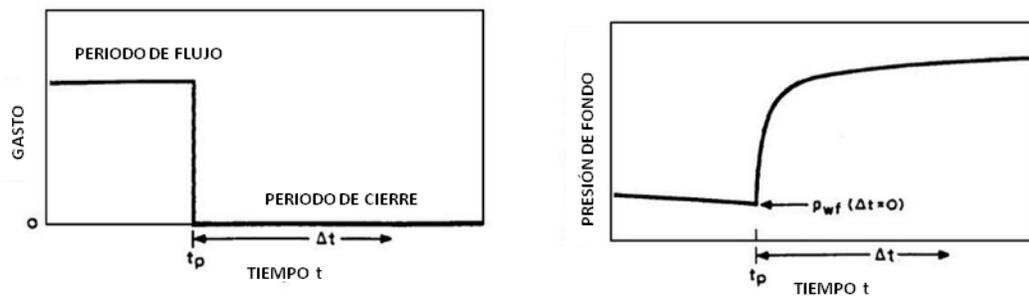


Figura 1-11. Graficas de presión y flujo de una prueba de incremento

1.5.2 Prueba de decremento

Se define como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un período de flujo (gasto constante), generalmente el pozo se encuentra cerrado durante un intervalo de tiempo suficiente para que existan condiciones de presión estables antes de que se realice la apertura del pozo. Estas variaciones en la presión se realizan haciendo producir un pozo a gasto constante, empezando idealmente con presión uniforme en el yacimiento; el gasto y la presión son registradas como función del tiempo. El comportamiento de la grafica siguiente muestra que la presión decae y el gasto aumenta a medida que el tiempo se incrementa.

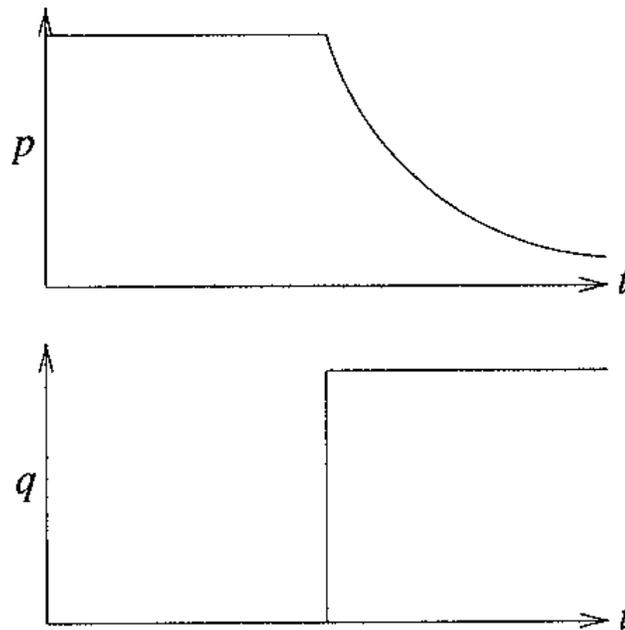


Figura 1-12. Gráfica del comportamiento de la presión y gasto como función del tiempo.

1.5.3 Prueba de interferencia

Esta prueba consiste en la medición continua en un pozo de observación de la respuesta de presión causada por un cambio del gasto en otro pozo (activo), esta prueba tiene como objetivo comprobar la comunicación o conexión entre pozos en un mismo yacimiento, es decir, la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables del yacimiento así como analizar la existencia de comunicación vertical en este.

En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión (causada por un cambio en el gasto de inyección del pozo activo) a una distancia “ r ” del pozo; siendo “ r ” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

1.5.4 Prueba de pulso

Las pruebas de pulso consisten en variar el gasto de manera cíclica, con el objetivo de medir las variaciones de presión causadas por la variación de dicho gasto, la respuesta de la presión en este tipo de pruebas es registrada en un pozo observador. En la figura siguiente se muestra el comportamiento típico de la respuesta de la variación de los pulsos e interferencias presentes en este tipo de pruebas.

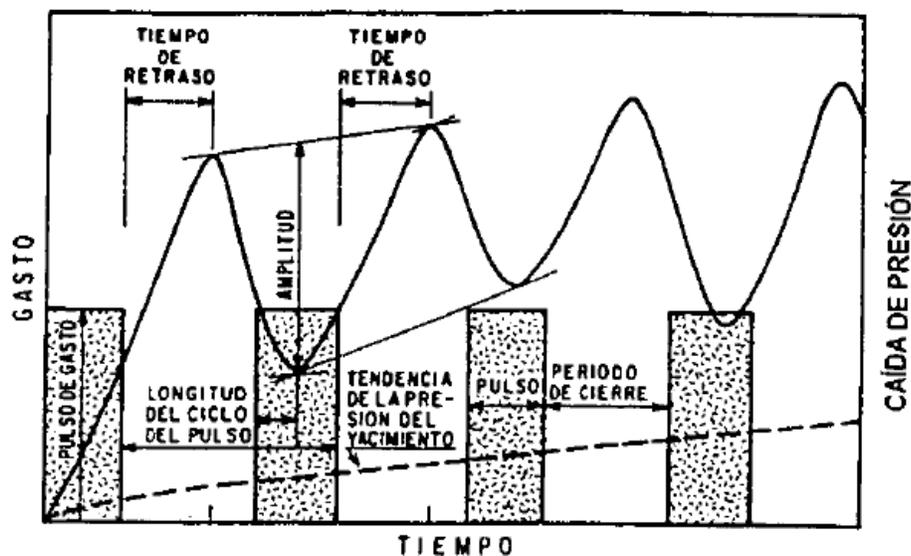


Figura 1-13. Parámetros producidos en una prueba de pulsos e interferencias

Las variables que representan el comportamiento del gasto contra el tiempo, son el tiempo de retraso y la amplitud del pulso.

Se entiende como tiempo de retraso al tiempo que tarda en viajar la onda de presión del pozo activo hacia el pozo observador y por amplitud del pulso se considera que es la respuesta de la caída de presión causada por el pozo observador, debida a la alteración en el pozo activo.

Existen diversos métodos para analizar el comportamiento de los gráficos de esta prueba, estos se basan en la comparación con otras pruebas que presentan características similares, mediante el análisis de curvas tipos y tablas específicas de distintas pruebas realizadas a pozos de referencia.

1.6 PRINCIPIOS MATEMÁTICOS

1.6.1 Ecuación de Darcy

La Ley de Darcy fue establecida por Henry Darcy (1856) a partir de diversos experimentos, con el fin de describir el comportamiento de flujo en el yacimiento. El experimento que Darcy realizó consiste en hacer fluir agua a través de un recipiente que contiene un empacamiento de arena hasta que este quede completamente saturado por el agua.

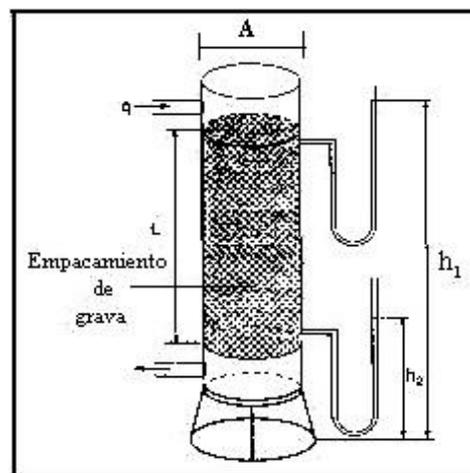


Figura 1-14. Experimento de Darcy.

Como resultado a este experimento, Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad, lo que se representa de mediante la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx}$$

En 1936 Wycoff y Muskat establecieron que la constante de proporcionalidad de la ecuación anterior (Ley de Darcy) puede ser expresada mediante de dos propiedades correspondientes al sistema roca- fluidos, que son la viscosidad y la permeabilidad, de esta forma la ecuación de Darcy tomo la forma en la que hoy la conocemos:

$$V = - \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Si la ecuación anterior se expresa en términos de gasto volumétrico se tiene:

$$q = VA = - \frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Donde:

- A : Área total transversal al flujo, [cm²]
- k_a : Permeabilidad absoluta del medio poroso, [Darcy]
- q : Gasto volumétrico a condiciones de flujo, [cm²/seg]
- V : Velocidad del fluido, [cm/seg]
- dp/dx: Gradiente de presión [atm/cm]
- μ : Viscosidad del fluido, [cp]

El signo negativo de la ecuación indica que la distancia es medida en la dirección de flujo; es decir, la presión declina conforme la distancia se incrementa

resultando un valor negativo para el término (dp/dx) , por lo tanto, este signo asegura que la velocidad sea positiva.

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

1.6.2 Regímenes de flujo

Diversos investigadores ha considerado pertinente clasificar a los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso (Slider, 1983; Leon, 1984; Muskat, 1937), estas son, de acuerdo a su dimensión, tiempo, geometría y fase.

A continuación se muestra la clasificación antes mencionada:

Por su dimensión:

- Unidimensional
- Bidimensional
- Tridimensional

Por su geometría:

- Lineal
- Radial
- Esférico

Por la variación de la presión respecto al tiempo:

- Estacionario
- Pseudoestacionario
- Transitorio

Por su fase:

- Monofásico
- Multifásico

Cuando se grafica el comportamiento de la presión sobre el tiempo a un gasto constante, esta gráfica indica que tanto es lo que decrece la presión en función del tiempo, de esta se identifican tres principales periodos de flujo.

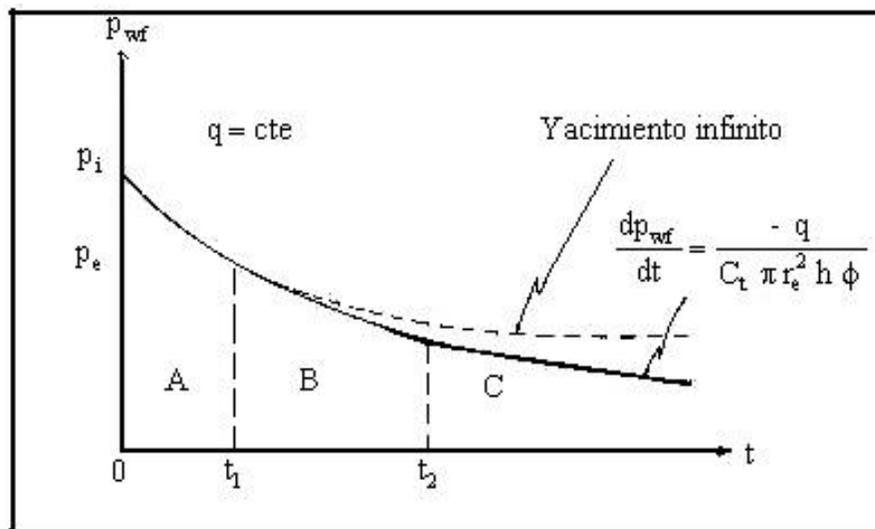


Figura 1-15. Comportamiento de la presión durante la producción de un pozo.

- Flujo estacionario: se refiere a la situación en la cual la distribución de presión y de gasto en el yacimiento permanece constante con el tiempo, es decir, $\left[\frac{dp}{dt}\right] = 0$
- Flujo transitorio: el flujo transitorio es la situación en la cual la presión y/o el gasto varían con el tiempo, esto es: $\left[\frac{dp}{dt}\right] = variable$
- Flujo pseudoestacionario: periodo en el cual se han alcanzado todos los efectos de frontera, el cual se asemeja a el flujo estacionario $\left[\frac{dp}{dt}\right] = cte$

1.6.3 Geometrías de flujo

Se distinguen principalmente las siguientes geometrías del flujo del yacimiento hacia el pozo.

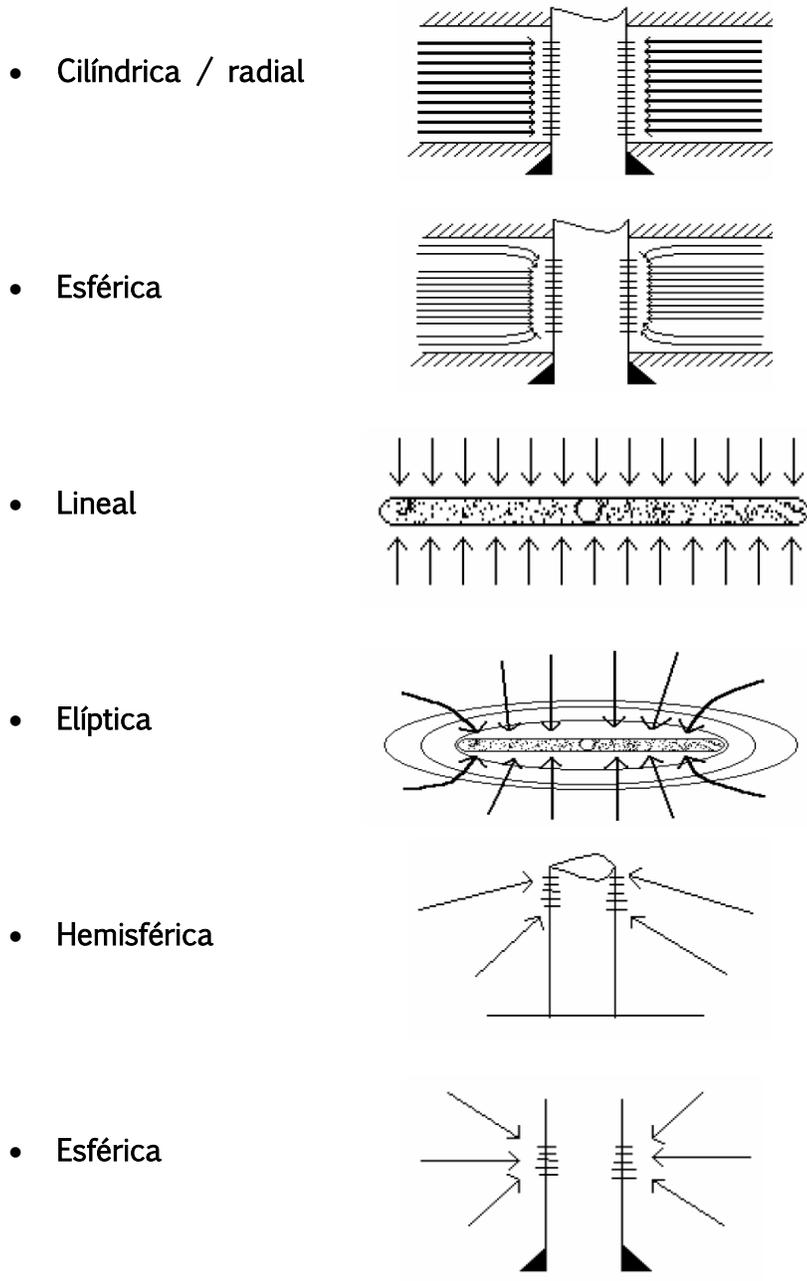


Figura 1-16. Geometrías de flujo.

CAPÍTULO II

MÉTODOS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

2.1 INTRODUCCIÓN

La presión del yacimiento puede ser determinada mediante el análisis de una prueba de incremento de presión. Esto se refiere al comportamiento de la presión en el área de drenaje en la vecindad del pozo, en general, esta presión se considera como presión del yacimiento (p_R), la cual es usada para:

1. Calcular las características de la roca y de los fluidos.
2. Para estimar el aceite en el yacimiento.
3. Para predecir el comportamiento futuro del yacimiento ante una recuperación primaria o secundaria y para los proyectos de mantenimiento de presión del yacimiento.

Es importante mencionar que la presión original del yacimiento es diferente de la presión promedio del yacimiento. La presión promedio del yacimiento es determinada para yacimientos que han experimentado alguna caída de presión, y la presión original de yacimiento se refiere a la presión a la cual es descubierto el yacimiento.

Existen diversos métodos para estimar la presión promedio del yacimiento. Entre estos se distinguen:

Para determinar la presión inicial:

- Método de Horner
- Método MBH
- Método MDH
- Método de Dietz
- Método de Ramey

Para determinar la presión media del yacimiento:

- Método modificado de Muskat
- Método de Arps y Smith

2.2 PRESIÓN ORIGINAL EN YACIMIENTOS INFINITOS.

La presión original de yacimiento (p_i) es la presión a la cual están confinados los hidrocarburos dentro de la formación al momento de ser descubierta por el proceso de perforación. La presión original del yacimiento puede ser identificada durante o después del proceso de perforación.

Simplemente se identifica la línea media en el tiempo, la cual se extrapola hacia el tiempo de cierre infinito y se lee la presión la cual es la presión original del yacimiento tal como se muestra en la siguiente figura:

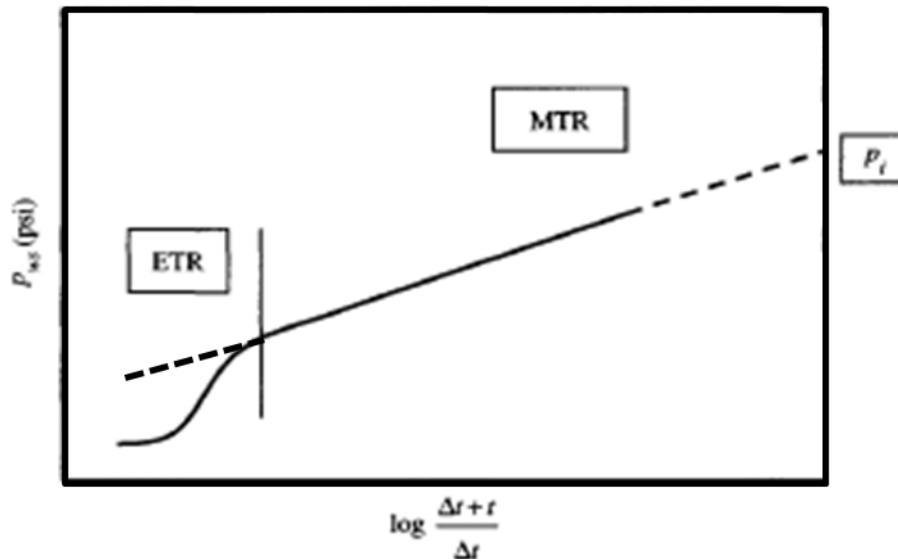


Figura 2-1. Gráfica de una prueba de incremento de presión para un yacimiento infinito.

Esta técnica solo es posible para pozos exploratorios es decir, para un pozo en el cual se ha producido un agotamiento de presión insignificante en el yacimiento.

Para un yacimiento en el cual se encuentran una o más barreras relativamente cercanas al pozo de prueba, la línea del comportamiento final del tiempo debe ser extrapolada hasta encontrar p_i tal como se muestra en la siguiente figura:

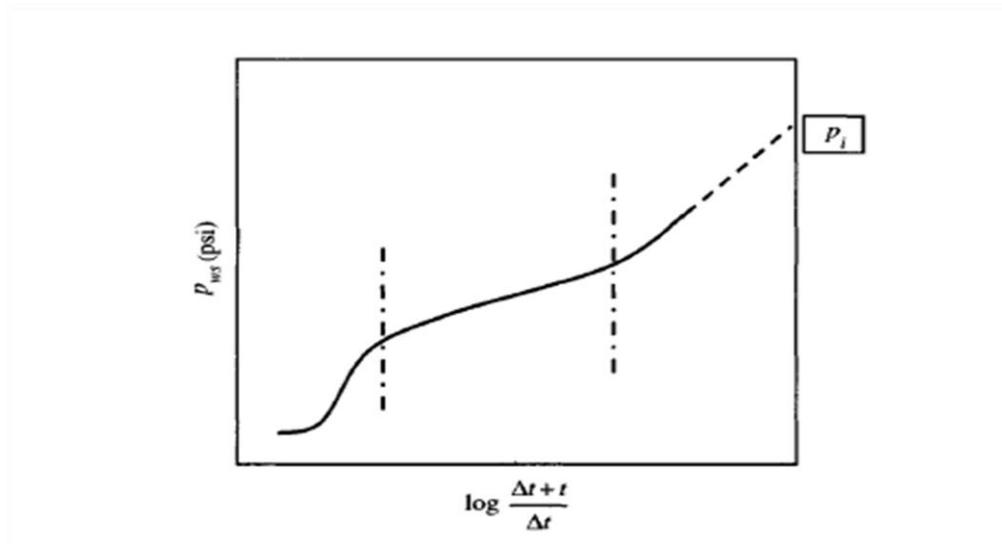


Figura 2-2. Gráfica de una prueba de incremento para un pozo cercano a los límites del yacimiento.

Para este caso se discutirán varios métodos que permiten estimar la presión promedio \bar{p} y la presión inicial p_i . En ambos casos se considerará que no existe flujo y que el yacimiento se encuentra a una presión constante ocasionada por un empuje por agua.

2.3 MÉTODOS DE HORNER Y MBH

Estos métodos también son conocidos como métodos p^* , ya que estos métodos utilizan la presión p^* obtenida de la extrapolación de la línea recta del gráfico de Horner y MBH.

Mathews et al. desarrollaron curvas tipo para incremento de presión, para pozos en distintas posiciones y en distintas formas del área de drenaje; estas curvas fueron desarrolladas usando la técnica y el principio de superposición. Estas curvas se presentan en el anexo 1.

El método MBH marca que con los siguientes pasos la presión promedio del yacimiento puede ser calculada:

1. Encontrar la presión inicial de la gráfica de Horner o MDH.
2. Estimar la forma y el área de drenaje.

3. Seleccionar la curva tipo apropiada del anexo 1.
4. Utilizar la siguiente ecuación para calcular t_{DA} y encontrar el correspondiente valor para P_{DMBH} , usando la gráfica MBH apropiada.

$$t_{pDA} = \frac{0.000264kt_p}{\phi\mu_o C_t A}$$

5. Calcular la presión promedio del yacimiento usando la siguiente ecuación:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m[p_{DMBH}(t_{pDA})] \text{ figuras A2 a A8}}{2.303}$$

Donde p_{DMBH} es el correspondiente valor ordinario usando la serie de gráficas apropiadas de MBH de $kh(p^* - p)/(70.6qo\mu_o \beta_o)$ contra $0.000264kt_p/(\phi\mu_o C_t A)$.

El término $kh(p^* - p)/(70.6qo\mu_o \beta_o)$ puede ser escrito como $2.303(p^* - \bar{p})/m$.

La exactitud del método p^* puede ser mejorada usando el tiempo de producción requerido para lograr el estado pseudoestacionario t_{pss} , en la gráfica de Horner y en el eje de las abscisas de las curvas MBH de las figuras A-2 a la A-8 o en la tabla A-1 pueden encontrarse estos valores.

Es importante mencionar que:

$$t_p = \frac{N_p}{q_o}$$

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu_o C_t A}{0.000264k} (t_{DA})$$

Si $t_p \gg t_{pss}$, entonces t_{pss} puede ser remplazada.

2.4 MÉTODO DE MDH (MILLER-DYES-HUTCHINSON).

La presión media del yacimiento puede ser estimada para regiones circulares cerradas o cuadradas de drene de los datos de la gráfica de MDH (p_{ws} vs $\log \Delta t$).

El método MDH para el análisis de la presión media del yacimiento se aplica directamente solo a pozos que estén operando en un estado pseudoestacionario después de haber hecho la prueba de incremento de presión.

Para utilizar el método MDH es necesario escoger cualquier tiempo conveniente sobre la línea recta semilogarítmica (Δt) y leer la correspondiente presión (p_{ws}).

Entonces se calcula el tiempo de cierre adimensional basados en el área de drene:

$$\Delta t_{DA} = \Delta t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) = \frac{0.000264k(\Delta t)}{\beta\phi\mu_o C_t A}$$

$$\bar{p} = p_{ws} + \frac{mp_{DMHD}(\Delta t_{DA}) \text{ curva superior, figura 2 - 3}}{1.1513}$$

$$p_i = p_{ws} + \frac{mp_{DMDH}(\Delta t_{DA}) \text{ curva inferior, figura 2 - 3}}{1.1513}$$

Donde Δt corresponde al valor de p_{ws} y estos valores son leídos de la porción de la línea recta de la gráfica de MDH y el valor p_{DMDH} es obtenido de la siguiente figura:

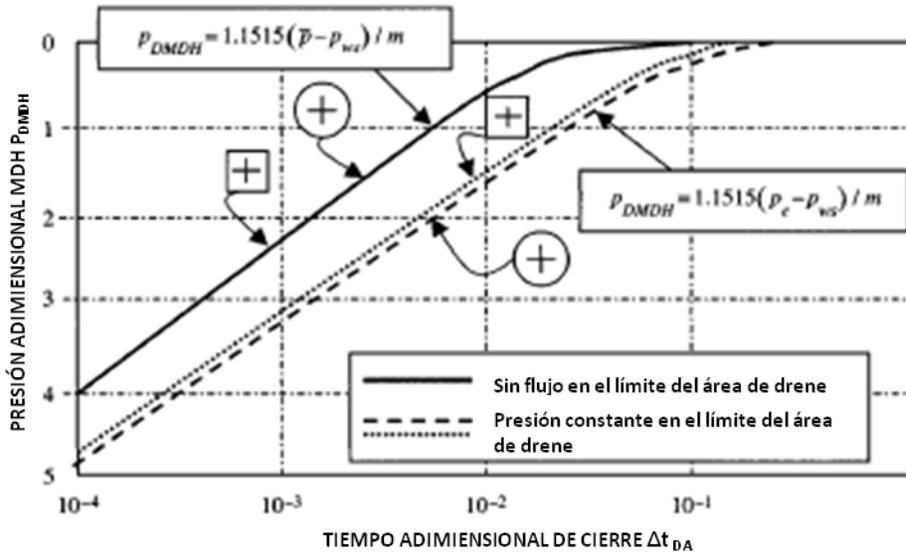


Figura 2-3. Gráfica MDH de presiones adimensionales para áreas cuadradas y circulares.

2.5 MÉTODO DE DIETZ.

Este método requiere de la gráfica de MDH y es preferible para aplicar a pozos de aceite con un factor de daño negativo ($s < -3$ o $r_{ws} > 0.05 r_e$) causado por una acidificación o un fracturamiento a la formación.

El pozo debe estar en estado pseudoestacionario antes del cierre, Dietz determinó el tiempo $\Delta t_{\bar{p}}$, donde \bar{p} puede ser leída directamente de la línea recta logarítmica extrapolada es decir:

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{t_p}{C_A t_{pDA}} = \frac{\phi \mu_o C_t A}{0.000264 C_A K} \quad (h)$$

Donde C_A es el factor de la forma que Dietz estableció, el cual está dado en la tabla A-2, este método es muy simple y rápido.

2.6 MÉTODO DE RAMEY ET AL.

Este método también utiliza la tabla A-2 solo que este es usado para extrapolar la línea recta del gráfico de Horner para la presión media del yacimiento en vez de usar la línea recta del gráfico MDH.

Cuando el tiempo de producción es mayor que el tiempo de producción en la región pseudoestacionaria los autores mostraron que:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = C_A t_{pDA} = \frac{0.000264k t_p C_A}{\varphi \mu_o C_t A}$$

La ecuación anterior puede describirse cuando $(t_p + \Delta t) \cong t_p$ cuando $t_p < t_{eia}$ el cual puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$t_{eia} = \frac{\varphi \mu_o C_t A}{0.000264k} (t_{DA})_{tabla A-2}$$

Donde t_{eia} es la duración del periodo de acción infinita, el término $(t_{DA})_{eia}$ esta dado en la tabla A-2.

Para un pozo en el centro de un yacimiento circular cerrado, $(t_{DA})_{eia} = 1$ y:

$$t_{eoa} \cong \frac{379 \varphi \mu_o C_t A}{k}$$

Ramey et al, mostraron que si $t_p < t_{eia}$, entonces:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_{\bar{p}} = e^{4\pi t_{pDA}}$$

2.7 MÉTODO DE MUSKAT MODIFICADO.

El método modificado de Muskat está basado en la solución de la ecuación de flujo para un pozo productor a un gasto constante. Muskat mostró que un gráfico del comportamiento de $\log(\bar{p} - p_{ws})$ contra Δt debe mostrar una línea recta, la cual puede ser usada para estimar la presión promedio del yacimiento (\bar{p}). El método también requiere que los valores de Δt y su correspondiente p_{ws} deban ser elegidos en el rango que dicta la siguiente relación:

$$\frac{250\phi\mu_o C_t r_e^2}{k} \leq \Delta t \leq \frac{750\phi\mu_o C_t r_e^2}{k}$$

Entonces se tiene la siguiente ecuación, para calcularla deben seguirse los siguientes pasos:

$$\log(\bar{p} - p_{ws}) = A + B\Delta t$$

Donde A y B son constantes.

- Suponer un valor de \bar{p} y graficar $\log(\bar{p} - p_{ws})$ vs Δt hasta que resulte una línea recta.
- Extrapolando esta línea recta hasta el valor cero provee un estimado de la presión \bar{p} .

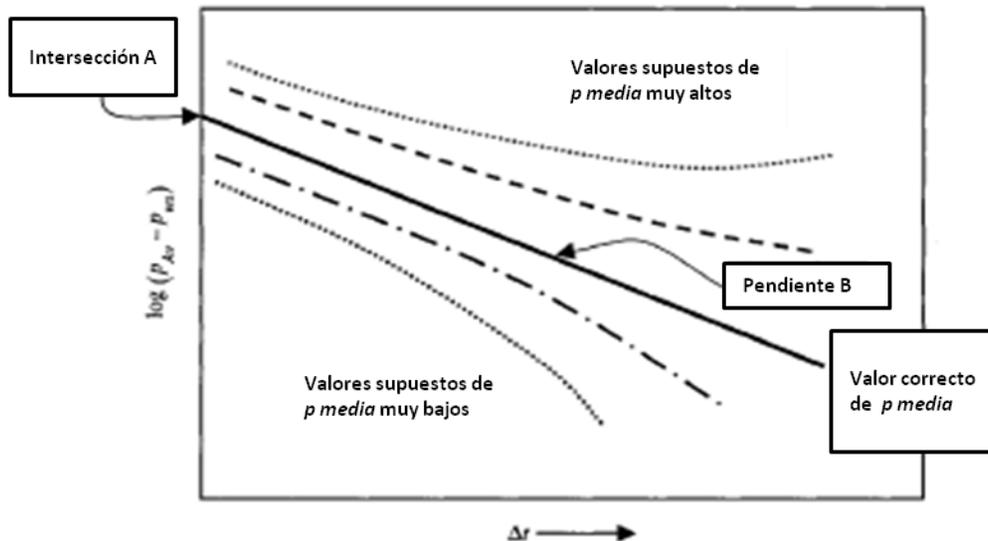


Figura 2-4. Gráfica del método de Muskat modificado para determinar \bar{p}

El método de Muskat es un poco sensible, ya que este da un valor satisfactorio de \bar{p} para pozos hidráulicamente fracturados y donde no ocurre flujo cruzado entre las capas.

El pozo entonces debe estar centrado en su área de drene, en algunos casos el rango del incremento del tiempo dado puede tomar largos periodos de cierre para que la línea recta pueda desarrollarse, especialmente cuando se está trabajando con yacimientos de baja permeabilidad.

2.8 MÉTODO DE ARPS Y SMITH.

Este método está basado en el trabajo de Muskat; Arps y Smith sugirieron que graficando el comportamiento de $\partial p_{ws}/\partial t$ vs p_{ws} durante el final del periodo de incremento de presión transitoria puede ser estimada la presión promedio del yacimiento. La gráfica debe producir una línea recta que cuando se extrapola hacia el valor cero provee un estimado de la \bar{p} .

2.9 EJEMPLOS.

Ejemplo 1.

Calcular la presión inicial y promedio de un yacimiento utilizando los datos del incremento de presión y considerando un área de drene circular, por los siguientes métodos:

- a) método de MBH
- b) método de MDH
- c) método de Dietz

Considerando que el pozo se está drenando desde el centro de un área circular de 167 acres.

La tabla siguiente muestra los datos de la prueba de presión así como los cálculos hechos para el análisis de los datos de incremento de presión.

Tiempo Δt (hr)	$(t_p + \Delta t)/\Delta t$	$\Delta t/(1 + \Delta t/t_p)$ una fase	Pws (psig)	Pws — Pwf (psig)	Pws (psia)	Pws — Pwf (psia)	r_i (ft)
0			3519	0	3534	0	0
0.15	90,867.56	0.15	3680	161	3695	161	48
0.2	68,150.93	0.2	3723	204	3738	204	55
0.3	45,434.28	0.3	3800	281	3815	281	68
0.4	34,075.96	0.4	3866	347	3881	347	78
0.5	27,260.97	0.5	3920	401	3935	401	87
1	13,630.99	1	4103	584	4118	584	123
2	6815.99	2	4250	731	4265	731	174
4	3408.5	4	4320	801	4335	801	247
6	2272.66	6	4340	821	4355	821	302
7	1948.14	7	4344	825	4359	825	326
8	1704.75	8	4350	831	4365	831	349
12	1136.83	11.99	4364	845	4379	845	427
16	852.87	15.98	4373	854	4388	854	493
20	682.5	19.97	4379	860	4394	860	552
24	568.92	23.96	4384	865	4399	865	604
30	455.33	29.93	4393	874	4408	874	676
40	341.75	39.88	4398	879	4413	879	780
50	273.6	49.82	4402	883	4417	883	872
60	228.17	59.74	4405	886	4420	886	955
72	190.31	71.62	4407	888	4422	888	1047

SOLUCIÓN.

a) Método de MBH.

Datos: $p^* = 4577$ psi $t_p = 13,630$ hrs $k = 8.4$ mD

Usando la siguiente ecuación calculamos t_{pDA} :

$$t_{pDA} = \frac{0.000264kt_p}{\phi\mu_o C_t A} = \frac{0.000264 \times 8.4 \times 13630}{0.1 \times 0.65 \times 17.5 \times 10^{-6} \times 167 \times 43560} = 3.65$$

De la figura A-1, el valor correspondiente para p_{MBH} es 4.75.

$$\bar{p} = \frac{p^* - mp_{D_{MBH}}}{2.303} = \frac{4577 - 70(4.75)}{2.303} = 4433 \text{ psig}$$

La exactitud del método p^* puede ser mejorada introduciendo el término t_{pse} que se refiere al tiempo de producción necesario para alcanzar el estado pseudoestacionario, en el gráfico de Horner y en el eje de las abscisas de las curvas MBH. En principio los resultados deben ser idénticos para cualquier $t_p > t_{pes}$; pero en la práctica al usar la t_p más pequeña puede reducir el error.

El tiempo para alcanzar el estado pseudoestacionario puede calcularse después de que la permeabilidad de la formación ha sido establecida dada la forma y tamaño del área de drene.

Los valores para las comunes áreas de drene están dadas en la tabla A-2. Para las condiciones dadas de este ejemplo de la tabla A-2 vemos que el valor para el tiempo según la configuración del área circular de drene (columna t_{DA}) es de 0.1 lo que significa que:

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt_{pes}}{\varphi\mu_o C_t A} = 0.1$$

Para este caso en particular con un $A = 167 \text{ acres} = 43,560 \text{ ft}^2$ se tiene:

$$t_{pes} = \frac{\varphi\mu_o C_t A}{0.000264k} (t_{DA}) = \frac{0.1 \times 0.65 \times 17.4 \times 10^{-6}}{0.000264 \times 8.4} (0.1) = 373.14 \text{ hr}$$

Esto se puede verificar usando el valor de t_{pes} en la gráfica de Horner y en el método de p^* dando el mismo resultado.

b) Método de MDH

Se considerará la misma prueba de incremento utilizada en el ejemplo anterior, el área de drene del pozo es de 1520 ft, y se escogió un Δt igual a 20 hrs de la sección de la línea recta de la gráfica de MDH mostrado en la siguiente figura:

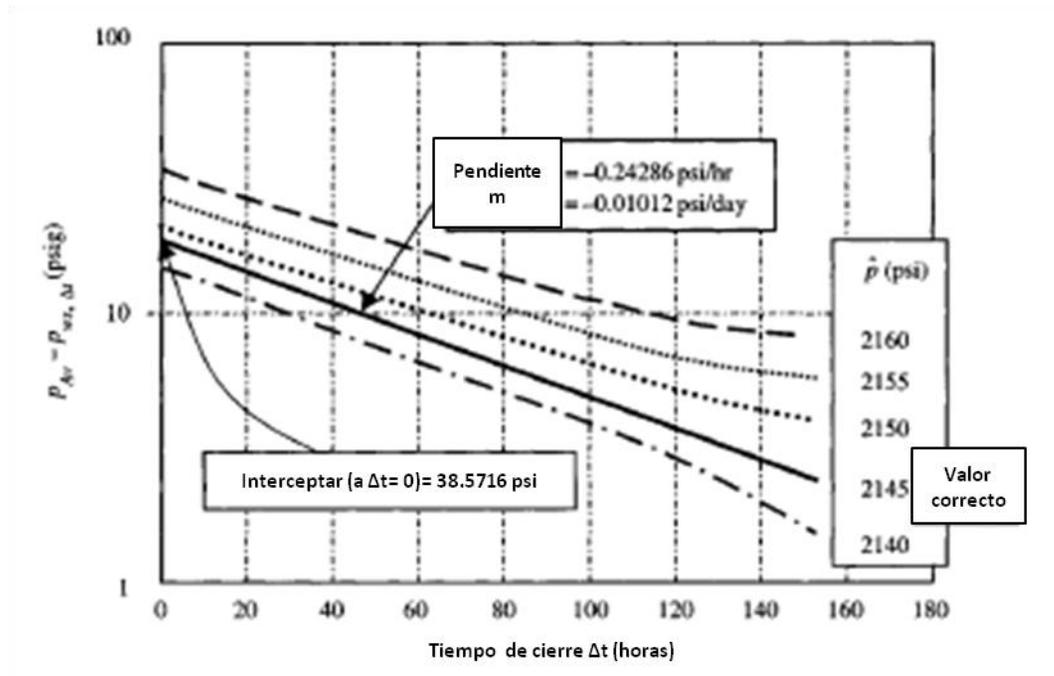


Figura 2-5. Gráfica de Muskat para el cálculo de la presión promedio del yacimiento.

Calculando el periodo adimensional de cierre basado en el área de drene se tiene:

$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264k\Delta t}{\phi\mu_o C_t A} = \frac{0.000264 \times 8.4 \times 20}{0.1(0.65)(17.5 \times 10^{-6})\pi(1520)^2} = 0.00537$$

De la curva superior de la figura 2-3, en el punto del valor anterior, el valor de p_{MDH} es igual a 0.94. de la gráfica de MDH (figura 5.3) la p_{ws} a el $t=20$ hrs es 4379 psig y la m es igual a 70 psig/ciclo. Entonces utilizando la siguiente ecuación calculamos la presión media del yacimiento:

$$\bar{p} = p_{ws} + m \frac{p_{DMDH}(t_{pDA})}{1.1513} = 4379 + 70 \times \frac{0.94}{1.1513} = 4436 \text{ psig}$$

c) Método de Dietz.

De la gráfica MDH (figura 5-4) la pendiente es igual a 70 psi/ciclo, la permeabilidad es $k= 8.4$ mD y la p^* es igual a 4577 psi.

El factor de la forma (C_A) para un yacimiento cerrado circular es de 31.62 el cual es obtenido de la tabla B1.

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{t_p}{C_A t_{pDA}} = \frac{\varphi \mu_o C_t A}{0.000264 C_A k}$$

$$= \frac{0.09 \times 0.65 \times 17.5 \times 10^{-6} \times \frac{22}{7} \times (1520)^2}{0.000264 \times 31.62 \times 8.4} = 94.23 \text{ hr}$$

En el gráfico de MDH (figura 2-3) la gráfica no se extiende hasta el tiempo de 94.23 hr, pero esta línea puede ser extrapolada hasta este tiempo. De la figura 2-3 se tiene que el valor de $p_{ws} = 4407$ psig a un tiempo de 72 hrs entonces extrapolando un ciclo a 94.23 hr se tiene:

$$\bar{p} = 4518 \text{ psig}$$

Ejemplo 2.

Calcular la presión inicial y promedio de un yacimiento con una área de drenaje cuadrada. Asumir que el pozo está drenando dentro de un área de 20 acres.

Calcular la presión media del yacimiento utilizando el método MBH utilizando los siguientes datos:

$$p^* = 4978 \text{ psi} \qquad t_p = 4320 \text{ hr} \qquad m = 152 \text{ psi/ciclo}$$

Calcular t_{pDA} mediante la siguiente ecuación:

$$t_{pDA} = \frac{0.000264 \times 6.94 \times 4320}{0.23 \times 0.8 \times 17.0 \times 10^{-6} (7.72 \times 43,560)} = 7.54$$

Para ver si debemos usar el $t_p = 4320$ hr, estimaremos t_{pes} de la siguiente ecuación usando el tiempo $(t_{DA})_{pes} = 0.1$ de la tabla A-2:

$$t_{pes} = \frac{\varphi \mu_o C_t A}{0.000264k} (t_{DA})_{pes}$$

$$= \frac{0.23 \times 0.8 \times 17.0 \times 10^{-6} \times 7.72 \times 43560}{0.000264 \times 6.94} \times 0.1 = 57.4 \text{ hr}$$

Lo que significa que $t_p > t_{pes}$ sin embargo, se utilizará t_p en el análisis. De la figura A-1 se tiene $p_{DMBH}(t_{pDA}) = 5.25$.

Calculando la presión de yacimiento mediante la siguiente ecuación se tiene:

$$\bar{p} = p^* - \frac{mp_{DMBH}(t_{pDA})}{2.303} = 4978 - \frac{152 \times 5.25}{2.303} = 4978 - 347 = 4631 \text{ psi}$$

Ejemplo 3.

Calcular la presión media del yacimiento utilizando el método de Muskat y de Arps y Smith.

Los datos mostrados en la tabla 2-1 fueron obtenidos durante una prueba de incremento de presión a un pozo de aceite. La tabla muestra los cálculos para diferentes valores supuestos de presión.

Estimar la presión media del yacimiento en el área de drene del pozo.

SOLUCIÓN.

De la tabla 2-2 se muestran los cálculos necesarios para el método de Muskat (columna 3-7) cada una de estas columnas está graficada contra los valores valor de la columna 1. La gráfica se muestra en la figura 2-5.

Para $\bar{p} = 2145$ psig una línea recta es obtenida mostrando este comportamiento ser el de la presión correcta del yacimiento.

Tiempo de cierre $\Delta t(\text{hr})$	Presión del pozo p_{ws} (psig)
0	1600
1	1984
3	2023
7	2052
10	2064
20	2087
30	2101
40	2109
50	2116
60	2121
70	2125
80	2128
90	2131
100	2133
110	2135
130	2138

Tabla 2-1.

Tiempo $\Delta t(\text{hr})$	Presión (psi)	$\bar{p} = 2145$ psi	$\bar{p} = 2150$ psi	$\bar{p} = 2155$ psi	$\bar{p} = 2160$ psi	$\bar{p} = 2140$ psi
40	2109	36	41	46	51	31
50	2116	29	34	39	44	24
60	2121	24	29	34	39	19
70	2125	20	25	30	35	15
80	2128	17	22	27	32	12
90	2131	14	19	24	29	9
100	2133	12	17	22	27	7
110	2135	10	15	20	25	5
130	2138	7	12	17	22	2

Tabla 2-2. Cálculos de la presión media del yacimiento utilizando el método de Muskat ($\bar{p} - p_{ws} a \Delta t = 0$)

Interceptando la ordenada al origen en $\Delta t = 0$ se tiene una presión de 38.5716 psig y una $m = -0.24286$ psi/hr = -0.01012 psi/día.

La tabla 2-3 muestra los cálculos realizados para la \bar{p} del yacimiento hechos mediante el método de Arps y Smith.

$\Delta t(\text{min})$	Presión (psi)	Δp (psig)	$\Delta t(\text{hr})$	$\Delta p/\Delta t$	$p_{ws\Delta t}$
40	2109	-	-	-	-
50	2116	7	10	0.7	2113
60	2121	5	10	0.5	2119
70	2125	4	10	0.4	2123
80	2128	3	10	0.3	2127
90	2131	3	10	0.3	2130
100	2133	2	10	0.2	2132
110	2135	2	10	0.2	2134
130	2138	3	20	0.15	2137

Tabla 2-3. Cálculos de la presión media del yacimiento utilizando el método de Arps y Smith

En este caso los incrementos de presión y tiempo (Δp y Δt) son usados para aproximar $\partial p/\partial t \approx \Delta p/\Delta t$. Estos valores se muestran graficados contra la presión media (p_{ws}) para cada incremento en la siguiente figura:

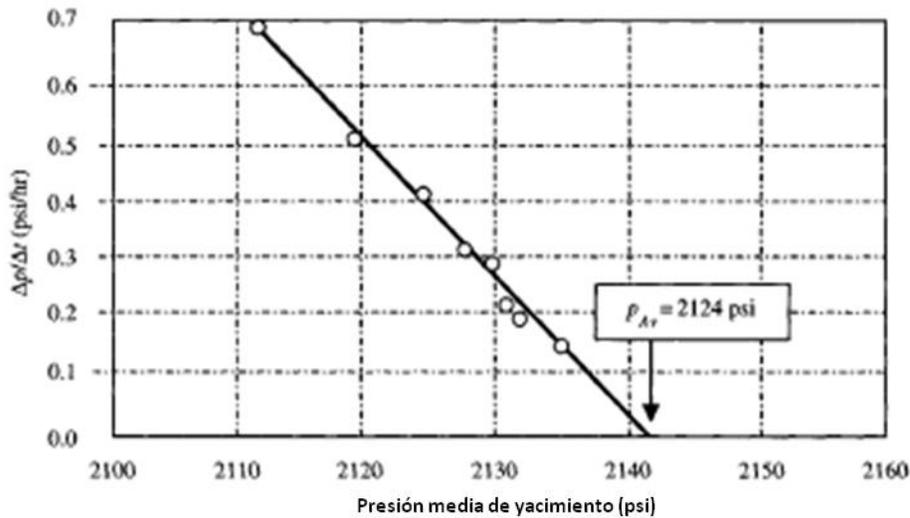


Figura 2-6. Gráfica del método de Arps y Smith para el cálculo de la presión media del yacimiento.

CAPÍTULO III

HERRAMIENTAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN ORIGINAL DEL YACIMIENTO.

3.1 DRILL STEM TEST (DST).

3.1.1 GENERALIDADES.

Es un método para probar la presión y los fluidos contenidos en una formación mediante una terminación parcial al pozo, a fin de determinar la capacidad productiva de un intervalo específico de interés comercial. En pozos exploratorios, esta prueba se realiza para confirmar la existencia de hidrocarburos, para establecer un primer pronóstico de producción, el tipo y la cantidad de fluidos producidos, la presión inicial y las propiedades del yacimiento. Esta herramienta está ensamblada a la tubería de perforación, la cual es corrida en el pozo equipada con varios dispositivos cuya función es registrar la presión en el fondo del pozo mientras periodos secuenciales de flujo y cierre son realizadas en un intervalo identificado durante la perforación o cuando ya se ha alcanzado la profundidad de la formación objetivo; normalmente la herramienta DST es utilizada en agujeros descubiertos, aun que está bien adaptada para ser usada en agujeros entubados.

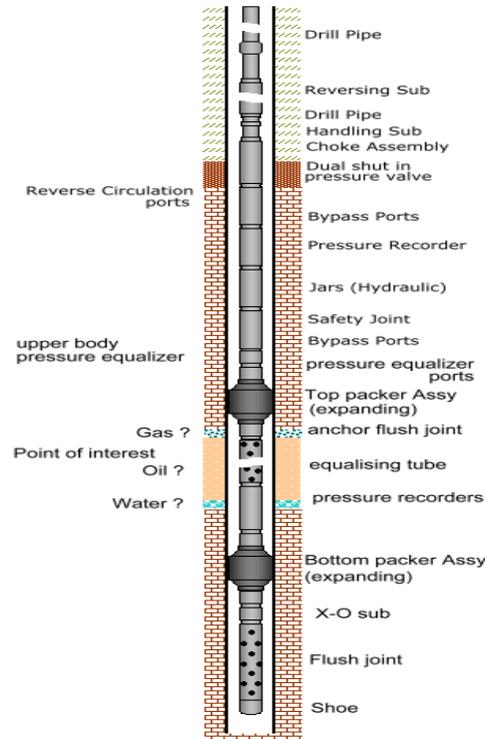


Figura 3-1. Ensamble de una herramienta para una prueba DST

3.1.2 TIPOS DE DST

Debido a que no todas las formaciones son iguales y a que cada pozo tiene objetivos particulares para su desarrollo, las pruebas DST tratan de adaptarse dichas diferencias.

Existe una gran variedad de herramientas DST, cada una diseñada para un rango específico de condiciones operacionales y para desempeñar diferentes funciones. Sin embargo existen dos principales categorías de las pruebas DST:

- Prueba DST en agujero descubierto.
- Prueba DST en agujero entubado.

Prueba DST en agujero descubierto.

Cuando han sido detectados hidrocarburos mediante núcleos, en los recortes o por indicaciones de los registros, una prueba DST en agujero descubierto provee un medio rápido y económico para determinar el potencial productor de la formación.

Es importante mencionar que esta técnica requiere que el pozo se encuentre en buenas condiciones, bien consolidado para que el empacador realice un sello efectivo en la pared de la formación. Los intervalos descubiertos, también limitan la aplicación de la presión en el espacio anular, sin embargo, se han diseñado herramientas especiales capaces de operar mediante la rotación de la tubería, a fin de mantener una buena presión en el espacio anular.

Las pruebas DST en agujero descubierto reúnen información importante en poco tiempo, pero se quiere de mayor tiempo de duración de la prueba para poder determinar datos del yacimiento. El factor primordial que decide el tiempo de duración de una prueba en agujero descubierto es la estabilidad del pozo; puede presentarse durante la prueba que la parte superior del pozo se derrumbe debido a la poca estabilidad de la formación, ocasionando que la herramienta que sepultada, haciendo necesario desviar el pozo, lo que representa una operación muy costosa.

El peligro de derrumbe puede ser eliminado al esperar que finalice la perforación para poder realizar la prueba DST, comúnmente en operaciones costa afuera, las operaciones en agujero entubado han remplazado a las realizadas en agujero descubierto, aunque el avance en la tecnología de las herramientas DST, permite que las pruebas sean realizadas de forma más controlada durante la perforación.

Pruebas DST en agujero entubado.

Este tipo de pruebas son realizadas principalmente en operaciones costa afuera donde los riesgos de problemas durante la operación de la herramienta deben ser eliminados tanto como sea posible, por esto, en avances recientes se ha logrado que la herramienta no se mueva después que los empacadores hayan sido instalados, lo que se ha convertido en la práctica más común en costa afuera para realizar una prueba DST.

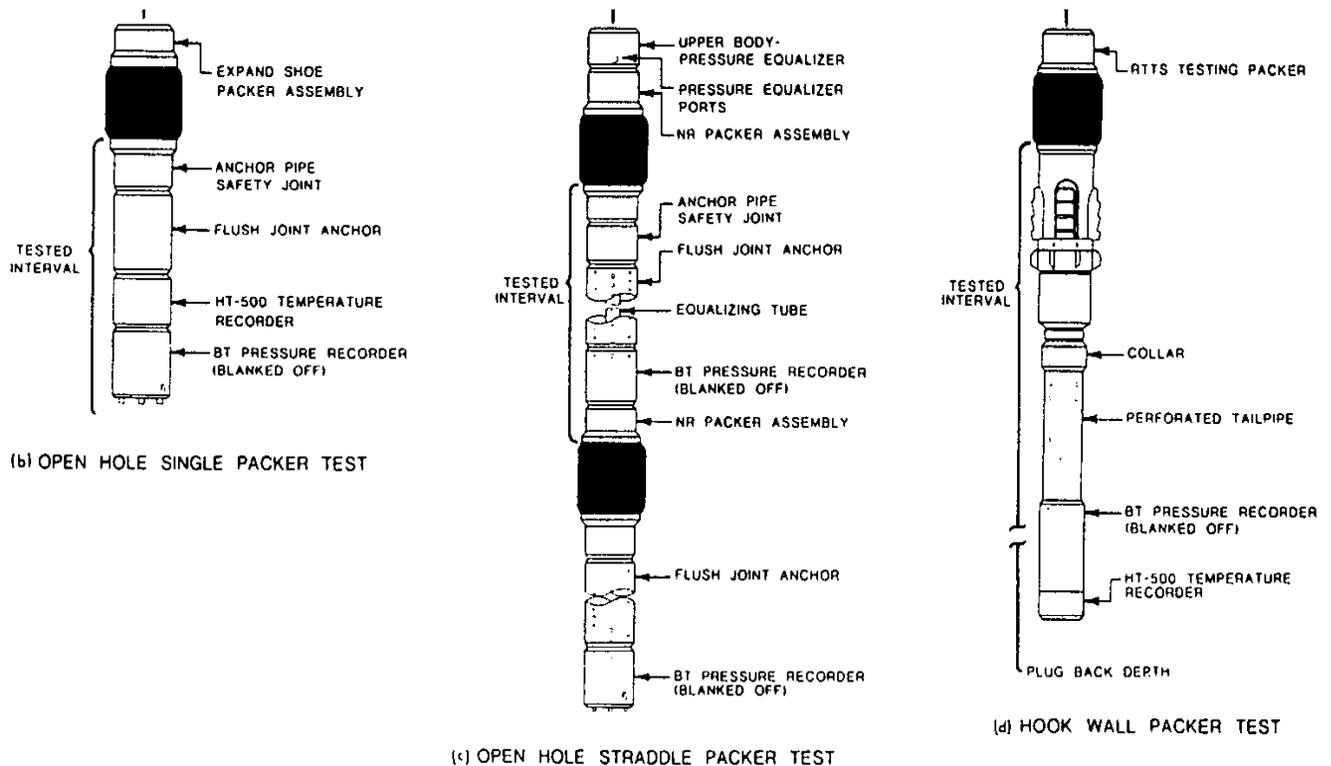


Figura 3-2. Herramientas típicas DST usadas para los 2 tipos de prueba

3.1.3 DATOS OBTENIDOS.

Características del yacimiento

La secuencia de presiones determinadas durante las pruebas DST son utilizadas para determinar características del yacimiento tales como la presión, la permeabilidad, el factor de daño y el índice de productividad, en la tabla siguiente se muestran las características que pueden ser conocidas mediante las pruebas DST.

CARACTERÍSTICAS	
Permeabilidad efectiva	Es determinada ya que un mayor volumen es estudiado. Mejor que datos de núcleos.
Presión de yacimiento	Determinada si el tiempo de cierre es suficiente si no es calculada.
Daño del pozo.	Permite decidir acciones para su remediación
Limites, cambios en permeabilidad y contacto de fluidos	Son determinados en las gráficas de presión del análisis la prueba.
Radio de investigación	Que tan lejos actúa la prueba.
Agotamiento	Detectable si el yacimiento es pequeño y la prueba se ejecutan correctamente.

3.1.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN UNA PRUEBA DST

Una prueba DST en su representación grafica muestra el registro de la variación de la presión de fondo respecto al tiempo. El análisis de la restauración de presión correspondiente al periodo de cierre inicial, permite determinar de forma acertada la presión de poro de la formación. El segundo periodo de cierre es utilizado para determinar la presión de cierre que corresponde a la presión de yacimiento.

Finalmente para determinar la presión estática de yacimiento es necesario realizar en análisis de los datos de presión mediante el método de Horner. En general, el comportamiento de la presión se muestra en la siguiente grafica:

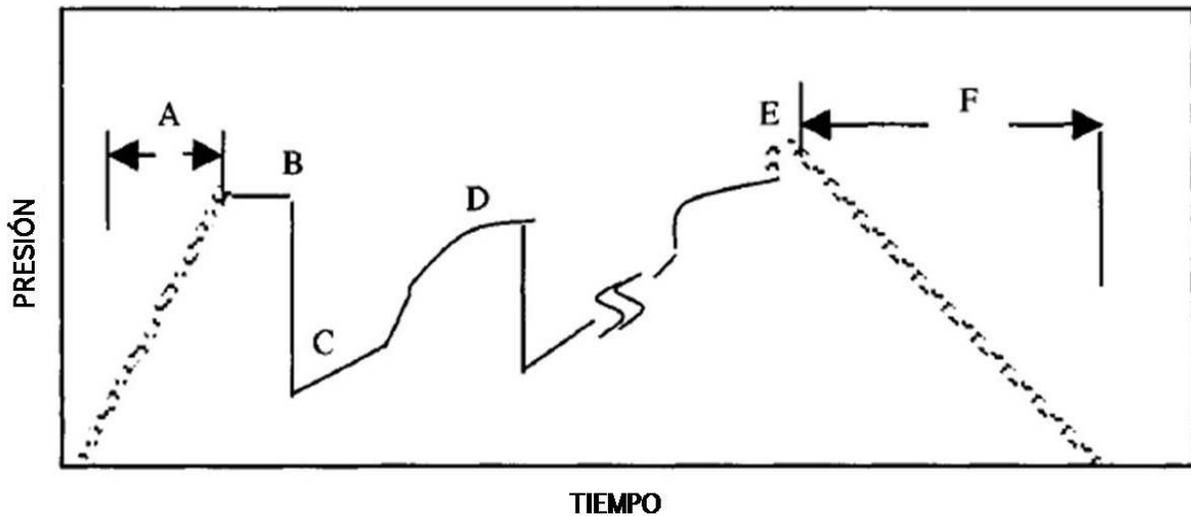


Figura 3-3. Comportamiento de la presión en una prueba DST

Donde se identifica:

- A. Un incremento en la presión hidrostática del lodo a medida que la herramienta es bajada en el pozo.
- B. Que la instalación de los empacadores causa efecto de compresión del lodo en el espacio anular del intervalo, causando un incremento notable de presión.

- C. Apertura de la herramienta y la posterior entrada del fluido de la formación
- D. Cierre de la herramienta y el incremento de presión de fluidos de la formación.
- E. El termino de la prueba y el consecuente regreso de la presión hidrostática producida por el lodo.
- F. El efecto en la presión durante la extracción de la herramienta.

La prueba de DST se divide principalmente en cuatro periodos de operación: pre flujo, periodo inicial de cierre, un principal periodo de flujo y un periodo final de cierre, los cuales se describen a continuación; para cada prueba la duración de los tiempos de cada periodo son dependientes de las condiciones presentes en el pozo. Una prueba DST puede realizarse durante cualquier etapa de la perforación, a cualquier profundidad, o bien cuando ya se ha alcanzado la profundidad total del pozo.

- **Periodo de pre – flujo:** es un periodo de producción para limpiar el pozo y es usado para remover cualquier filtrado que tenga la formación, resultado de las operaciones de perforación.
- **Periodo de cierre inicial:** este periodo permite a la formación recuperarse de los aumentos repentinos de presión causados durante la circulación. Este periodo es a menudo denominado como el cierre para la restauración de presión "Buildup", este período será más largo
- **Periodo de flujo principal:** es un periodo de flujo mayor diseñado para probar las características del fluido de la formación a mayor detalle. Las muestras del fluido son revisadas para determinar el contenido de agua, el punto de burbuja, presión y la temperatura.
- **Periodo final de cierre:** es en este periodo cuando la presión es registrada. De la interpretación de la curva de incremento de presión se puede estimar la permeabilidad y el grado de daño.

3.1.5 GRÁFICA DE UNA PRUEBA DST A DETALLE.

De la gráfica de presión contra tiempo se observa el siguiente comportamiento:

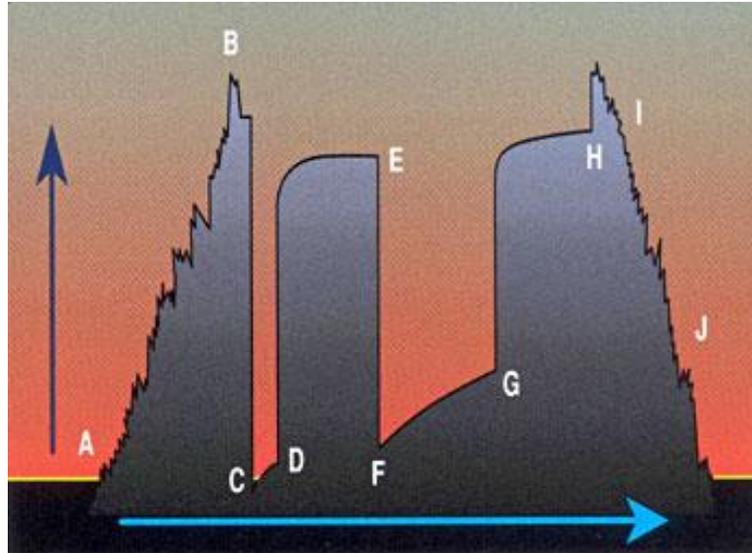


Figura 3-4. Gráfica de presión la prueba DST

- La línea **AB** se presenta bajando la herramienta hacia el fondo, los empacadores se fijan y en punto el **B** la presión hidrostática inicial es obtenida.

Durante el viaje de la herramienta hacia el fondo del pozo, el grafico muestra un incremento en la presión (hidrostática inicial) debido a la acción de la columna de lodo.

- Después de que la herramienta es bajada al intervalo a probar, el equipo en superficie es conectado.
- La línea **BC** indica cuando la herramienta se abre.

La presión hidrostática en el grafico se estabiliza conforme el movimiento del ensamble de perforación se detiene, esto se muestra en la grafica por una pequeña línea horizontal.

- La línea **CD** marca el periodo inicial de flujo.

Periodo de pre – flujo: usualmente dura entre 5 y 10 minutos. El propósito es de aliviar la presión hidrostática del intervalo a prueba para que esta no interfiera en los resultados. Conforme la herramienta se abre, la presión cae hasta la presión atmosférica en el interior de la tubería.

- La línea **DE** indica el periodo inicial de cierre, es en este punto cuando la presión estática de yacimiento puede ser determinada mediante el método de Horner.

Periodo inicial de cierre. En este, la herramienta se cierra y la presión en el intervalo se incrementara a medida que la formación reemplace el fluido removido. La forma y característica de la curva build up depende de un número de variables tales como la permeabilidad, la viscosidad del fluido y el daño; al igual que la presión del yacimiento puede ser determinada si el periodo de build up dura lo suficiente.

El tiempo del periodo de cierre inicial dependerá de la productividad de la formación; cuando se tiene una buena zona productora, es suficiente con una hora, mientras que para una zona de baja productividad, serán necesarios tiempos de cierre mayores.

- La línea **EF** muestra cuando la herramienta nuevamente se abre después del periodo inicial de cierre.
- La línea **FG** representa el periodo final de flujo.

Flujo secundario, es el flujo final en la mayoría de los casos. La presión desciende hasta alcanzar la presión atmosférica, y puede o no llegar a la línea base del grafico.

El tiempo transcurrido es una función del índice de productividad. Para buenas zonas son necesarios tiempos de 60 – 90 minutos, y para zonas pobres, se necesitaran 120 minutos o más.

- La línea **GH** indica el periodo final de cierre.

Cierre final. La herramienta se cierra y el flujo en la tubería de perforación se detiene, mientras que en el intervalo la presión se restablece y reemplaza los fluidos de la formación por el lodo de perforación. Son necesarios de 90 a 120 minutos para una buena zona, mientras que, para una zona pobre se necesitaran más de 180 minutos.

Es en esta etapa cuando es realizado el análisis del yacimiento por que proporciona datos más representativos de la formación ya que el radio de investigación es dependiente del tiempo de flujo, mientras más tiempo de flujo, mayor calidad de datos.

- La línea **HI**: después del cierre final, la columna de lodo y su correspondiente presión hidrostática regresa al intervalo probado y posteriormente se retiran los empacadores.

Viaje de salida y presión hidrostática final. La presión entre la columna del lodo del fondo del pozo y la de formación se igualan; en este punto los registradores muestran un decremento gradual de la presión conforme la herramienta es extraída del pozo.

- La línea **IJ**: muestra el decremento de la presión hidrostática debido a la extracción de la herramienta del pozo.

3.1.5.1 Interpretación del grafico de DST.

La correcta interpretación y examinación de las gráficas de la prueba DST permite decidir si esta fue realizada mecánicamente y operacionalmente exitosa. Una buena grafica de la prueba DST tiene las siguientes características:

- La línea base de la presión debe ser recta y clara.
- La presión hidrostática del lodo inicial y final deben ser las mismas y consistentes con la profundidad y el peso del lodo.
- Las presiones de flujo y de restauración de presión son registradas como curvas suaves.

La gráfica de presión de una prueba DST también indica malas condiciones del agujero, mal funcionamiento de la herramienta así como otras dificultades que pueden ser identificadas en la gráfica.

Las graficas DST mostradas en las siguientes páginas son una muestra de las características y los problemas que pueden presentarse durante la operación de la prueba.

3.1.5.2 Gráficas tipo.

1. Ausencia de Permeabilidad.

La falta de acumulación de presión durante el cierre en los períodos (líneas DE y GH) y la consecuente baja presión de flujo durante el último período de afluencia (línea FG) muestra prácticamente la falta de permeabilidad en el intervalo de la prueba.

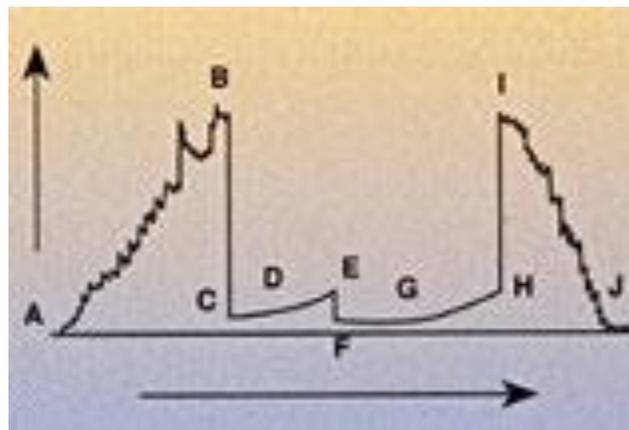


Figura 3-5.

2. Excelente permeabilidad.

La primera y última curvas corresponden al periodo de cierre (líneas DE y GH) se estabilizan casi inmediatamente después de que la herramienta ha sido cerrada, y los dos periodos de flujo (líneas CD y FG) indican altas presiones de flujo y un alto gasto de entrada de fluido a la herramienta de la prueba.

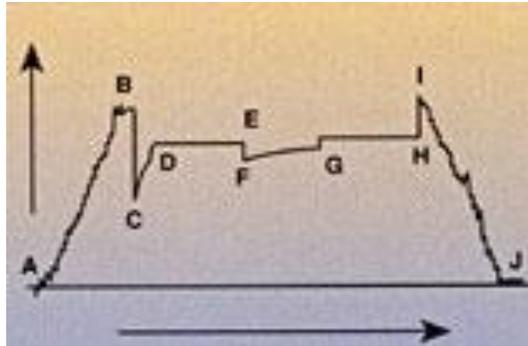


Figura 3-6.

3. Daño profundo a la formación.

La gran diferencia las curvas correspondientes al periodo de cierre entre el primer (línea DE) y el periodo final de cierre, indica que el daño no se ha limitado únicamente al pozo, sino que se extiende al interior de la formación. La formación ha sido limpiada durante al periodo final de cierre (línea FG), de tal forma que la respuesta correspondiente a la restauración de presión es más rápida y es más evidente en periodo final de cierre que en el inicial.

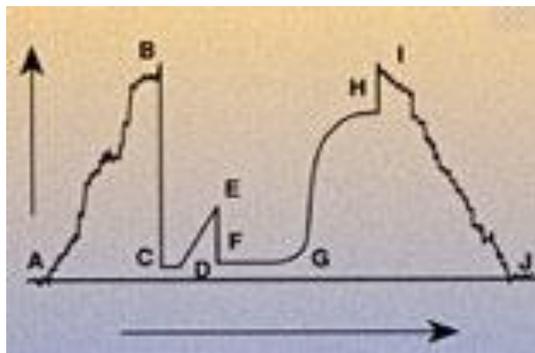


Figura 3-7.

4. Permeabilidad media.

La permeabilidad media es sugerida por la forma de las dos curvas correspondientes al periodo de cierre (líneas DE y GH) y el flujo del fluido indicado durante el periodo final de flujo.

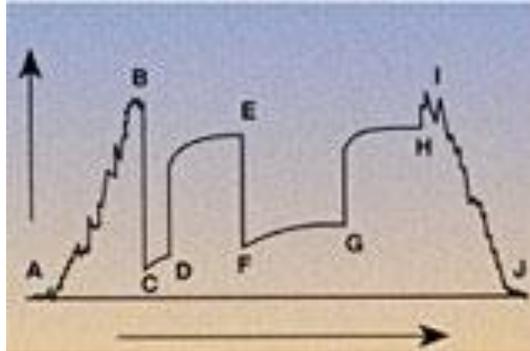


Figura 3-8.

5. Daño en el pozo

El daño al pozo puede ser identificado por la forma de las curvas en el periodo de cierre (líneas DE y GH), específicamente por una fuerte subida tras el período de flujo (1), un pequeño radio de curvatura (2), una evidente parte horizontal (3) y una alta diferencia entre la presión de flujo y la presión de cierre (4).

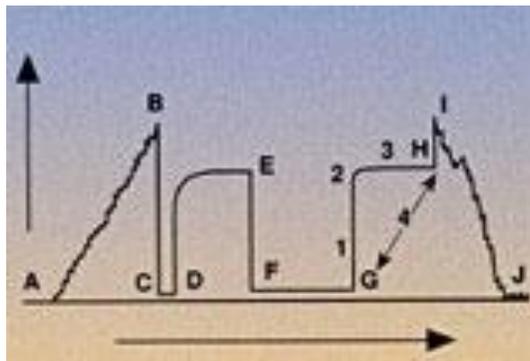


Figura 3-9.

6. Decremento de presión.

Una disminución del tres por ciento o más entre la presión inicial (E) y la última presión de cierre (H), combinado con la rápida declinación de la presión final del flujo (F, G) indica un importante agotamiento del yacimiento y garantiza una evaluación cuidadosa. Esta gráfica es el resultado de una prueba de gas. Si se recuperó líquido, la presión de flujo en el fondo del pozo aumentara.

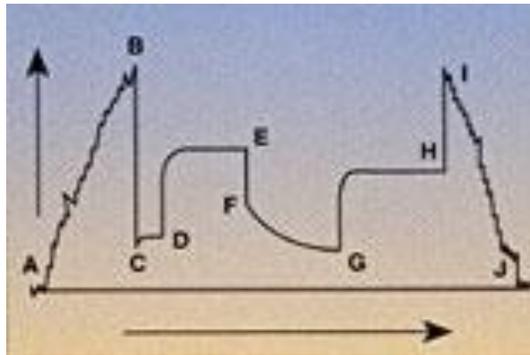


Figura 3-10.

3.1.6 LIMITACIONES DE LAS PRUEBAS DST

Las pruebas DST pueden aplicarse en general sobre la mayoría de las configuraciones de pozo y tipos de yacimiento, sin embargo, es importante mencionar que se debe poner mayor cuidado cuando:

- Se trabaje en yacimientos que contengan H_2S ya que este representa un gran riesgo para los operadores y el equipo. Existen herramientas que son resistentes a la acción del H_2S
- Se trabaje con altas temperaturas mayores a $150^{\circ}C$
- Se tengan formaciones con problemas de estabilidad.

3.1.7 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE UN PRUEBA DST.

El análisis de una prueba DST provee de medios económicos y prácticos para estimar importantes parámetros de la formación antes de terminar el pozo. Una propia ejecución e interpretación de las pruebas DST resulta en información más valiosa. Los datos de presión de la prueba DST son analizados por los métodos mencionados a continuación.

MÉTODO GRAFICO DE HORNER.

Los datos de incremento de presión de una prueba DST son estudiados como cualquier otro dato de presión, en este tipo de pruebas, el periodo de flujo tiene la misma duración que el periodo de cierre, y por esto, los datos del incremento de presión deben analizarse mediante el análisis del comportamiento gráfico de la presión de fondo fluyente (P_{wf}) contra el logaritmo del periodo de tiempo $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$. El símbolo t_p indica la duración del periodo de flujo; sin embargo, si el periodo inicial de flujo es muy largo, es más acertado de usar la suma de la duración total del periodo de flujo para considerar t_p para el periodo final de incremento de presión.

Si el periodo final de cierre es lo suficientemente largo y si el efecto de almacenamiento del pozo no es dominante, el comportamiento de la gráfica de Horner de incremento de presión debe tener una sección de una línea recta con pendiente (m), el valor de m puede ser utilizado para estimar la permeabilidad de la formación mediante la siguiente ecuación:

$$k = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{mh}$$

El espesor de la formación (h) debe considerar el espesor total de la zona productiva el cual debe ser determinado por un análisis logarítmico. Si el espesor neto (h) no está disponible, el término kh o la capacidad de flujo de la formación es determinado mediante:

$$kh = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{m}$$

Si todos los parámetros del yacimiento son desconocidos, la transmisibilidad ($kh/\mu_o\beta_o$) es calculada por la expresión:

$$\frac{kh}{\mu_o B_o} = \frac{162.6q_o}{m}$$

Si μ_o y h no son conocidas, kh/μ_o pueden ser estimadas reacomodando la ecuación anterior. El gasto normalmente utilizado es el promedio sobre t_p . En muchas ocasiones los datos de una prueba DST resultan afectados por el factor de daño a la formación, por lo tanto el efecto de la restricción del flujo causada por la zona dañada debe ser tomado en cuenta para un análisis específico de la prueba. El factor de daño es estimado por la siguiente ecuación empírica para obtener un valor a dimensional (s) el cual denota al factor de daño:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) + 3.23 \right]$$

El termino $\log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right)$ es normalmente despreciado cuando $t_p \gg 1$ o cuando el factor de daño es alto.

El factor de daño es muy útil para comparar el grado de daño entre pozos dañados; este factor puede ser utilizado para decidir sobre las acciones necesarias para corregir o disminuir el daño. Zak y Phil Griffin introdujeron el concepto de radio del daño (RD), el cual compara el gasto observado en una prueba DST (q_o) con el gasto teórico sin daño (q_t):

$$RD = \frac{q_t}{q_o}$$

El radio del daño es calculado mediante la ecuación que está basada en la ecuación del factor de daño:

$$RD = \frac{p_i - p_{wf}}{m \left(\log \left(\frac{kt_p}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) - 2.85 \right)}$$

Si el valor del radio de daño es mayor a 1.0 indica presencia de daño. La ecuación anterior puede ser simplificada al asignar valores promedio a los parámetros de la formación k , ϕ , C_v , r_w . Lo que produce una ecuación para un valor estimado del radio de daño:

$$DRE = \frac{p_i - p_{wf}}{m(\log t_p + 2.65)}$$

Una ecuación para el cálculo de RD basado en la relación del factor de daño se reporta como:

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} = \frac{\bar{p} - p_{wf}}{\bar{p} - p_{wf} - (\Delta p)_s}$$

Donde la caída de presión a través del área de daño es calculada como:

$$(\Delta p)_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} s = 0.869 ms$$

Una forma más eficiente de evaluar la necesidad de aplicar un tratamiento al pozo para remover el daño o estimularlo es mediante el cálculo de la eficiencia de flujo del pozo:

$$EF = \frac{p_i - p_f - (\Delta p)_s}{p_i - p_f}$$

La presión inicial o promedio (\bar{p}) es calculada al extrapolar la línea recta en el gráfico de Horner hacia el tiempo de cierre, $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$

Una segunda prueba DST es algunas veces requerida para determinar el agotamiento del yacimiento. Si en el segundo periodo de incremento la presión estática es menor que la primera, entonces el agotamiento del yacimiento es posible.

Si el gasto varía durante el periodo de flujo, entonces una técnica de análisis múltiple debe ser usada. Odeh y Selig propusieron una técnica de análisis simplificado la cual es útil para una gran variación del gasto y cuando t_p es menor que el periodo de cierre.

El gasto y t_p son modificados por:

$$q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1})$$

$$t_p^* = 2 \left[t_p - \frac{\sum_{j=1}^N q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1})} \right]$$

Para un propósito práctico el radio de investigación durante una prueba DST es equivalente al radio de drene expresado por la ecuación:

$$r_i = \sqrt{\frac{k \Delta t_{max}}{948 \phi \mu_o C_t}} \text{ (ft)}$$

La siguiente ecuación desarrollada por Van Poolen puede ser utilizada para calcular el radio de investigación de una prueba en un sistema infinito de flujo radial:

$$r_i = \sqrt{\frac{k t_p}{5.76 \times 10^4 \phi \mu_o C_t}}$$

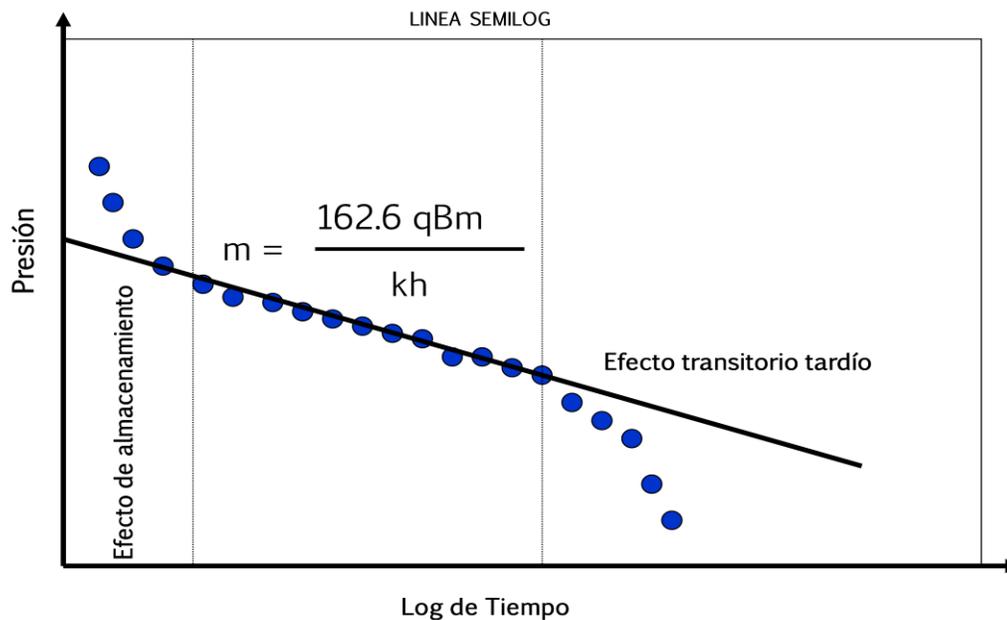


Figura 3-11. Gráfica de Horner

MÉTODO DE AJUSTE DE CURVAS TIPO.

(Ramey, Agarwal y Martin).

Este tipo de curvas incluyen el efecto de daño al pozo el cual puede ser usado para analizar los datos del periodo de flujo de una prueba DST, a continuación se muestra la imagen de estas curvas.

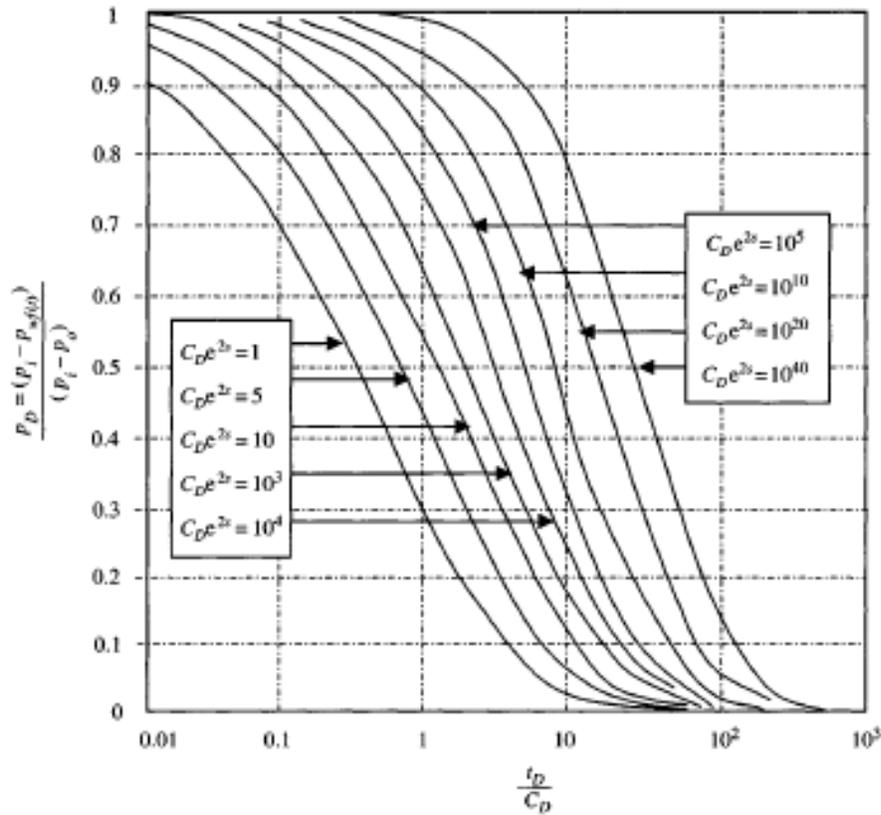


Figura 3-12. Curvas tipo de Ramey

En esta figura el cambio de presión adimensional es definido como:

$$p_{Dr} = \frac{p_D}{p_{Do}} = \frac{p_i - p_{wf}}{p_i - p_o}$$

Donde p_o es la presión en el ensamble de perforación registrada inmediatamente antes de que el periodo de flujo inicie y para el periodo final de flujo (p_o) deberá ser la presión al final o al inicio del periodo de flujo.

Para el análisis de esto se definen las variables adimensionales siguientes:

El tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.0002637 kt}{\varphi\mu_o c_t r_w^2}$$

Y el coeficiente de almacenamiento adimensional está definido por:

$$C_D = \frac{6.615C}{2\pi\varphi C_t h r_w^2}$$

Para el periodo de flujo de una prueba DST, el coeficiente de almacenamiento del pozo usualmente resulta del levantamiento del nivel del líquido en la tubería de perforación. Esto es:

$$C = \frac{V_\mu}{\left(\frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c}\right)}$$

Donde V_μ es el volumen por unidad de longitud de la tubería de perforación en barriles por pie.

Los siguientes pasos son usados para analizar los datos de una prueba DST mediante el uso de las curvas tipo de Ramey et al.

- El radio de presión siempre va desde cero hasta uno y es este es independiente del gasto y la propiedades de la formación.
- La grafica debe realizarse sobre papel semilogarítmico, donde se grafica la presión contra el tiempo, estando el valor del tiempo ($\log t$) en el eje semilogarítmico.
- Hacer coincidir con la grafica creada con las curvas tipo de Ramey y ajustar la escala. Cuando el papel se desliza para buscar la coincidencia con una curva tipo solo se usa la sección horizontal.
- Una vez que los datos han sido ajustados a una sola curva tipo, los datos de ambas curvas que han sido sobrepuestas, son leídos en un punto de conveniencia común.

- Tres elementos de estos datos son, requeridos:
 - Parámetro de la curva de ajuste $(C_D e^{2s})_M$;
 - El punto de ajuste con la escala del tiempo t_M
 - Y el correspondiente punto de la curva tipo, $(t_D/C_D)_M$

La permeabilidad puede ser estimada del punto ajustado en la escala del tiempo, utilizando la siguiente ecuación:

$$k = 3389 \frac{\mu_o}{h} \frac{C}{t_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M$$

El factor de daño es estimado del parámetro de la curva ajustada.

$$s = 0.5 \ln \left[\frac{\varphi C_t r_w^2 (C_D e^{2s})_M}{0.89359 C} \right]$$

El análisis de una prueba DST comúnmente reportan el radio de daño (RD) con:

$$RD = \frac{j_{ideal}}{j_{actual}} = \frac{\bar{p} - p_{wf}}{\bar{p} - p_{wf} - (\Delta p)_s}$$

Donde la caída de presión debida al daño es:

$$(\Delta p)_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} s$$

Utilizando el método de Kohlhaas et al, de ajuste de curvas tipo.

Este método puede ser usado en conjunto con los datos del análisis del periodo de incremento de presión, a través de la verificación o contraste de resultados de la evaluación de las condiciones del yacimiento. Estas curvas se muestran en la figura siguiente:

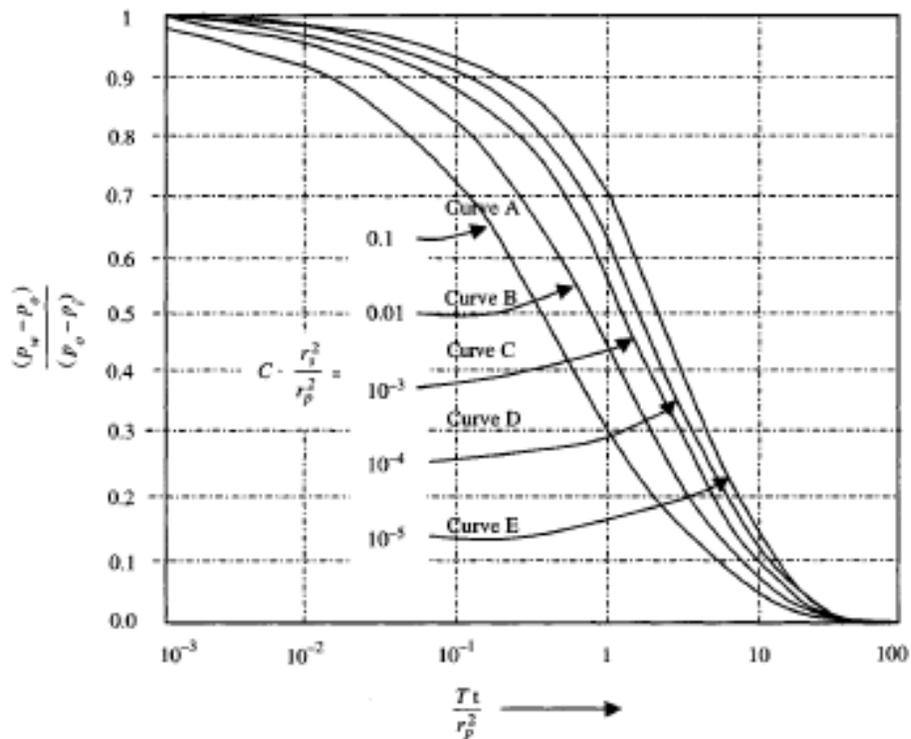


Figura 3-13. Curvas tipo de Kohlhaas

Método de análisis:

- Registrar la presión durante el periodo de flujo entre la presión inicial y final de cierre.
- Determinar el comportamiento gráfico de $(p_w - p_i)/(p_o - p_i)$ contra el tiempo y graficarlo en las mismas características de tamaño y forma donde p_o es la presión en el inicio.

- Obtener el punto de ajuste; de la curva Cr_s^2/r_p^2 con $[T_t/r_p^2]_M$; encontrar el punto $[t]_M$ en minutos que corresponde a los puntos de ajuste donde T es igual a kh/μ .
- Calcular la permeabilidad de la escala de tiempo de los puntos de ajuste con:

$$k = 3647 \frac{\mu r_p^2}{\rho h [t]_M} \left[\frac{T_t}{r_p^2} \right]_M$$

- Del valor de la curva y con r_s y r_p , calcular el coeficiente de almacenamiento del pozo:

$$C = \left[\frac{r_s^2}{r_p^2} \right] \times \text{el valor de la curva}$$

Donde r_s y r_p son el radio del pozo y el radio de la tubería respectivamente.

- Finalmente la porosidad es estimada mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = 2.31 \frac{C}{\rho_w h C_t}$$

MÉTODO DE CORREA Y RAMEY.

Correa y Ramey mostraron que se el gasto promedio (q_p) no es conocido y que si $\Delta t > t_p$ entonces una gráfica del comportamiento de p_{ws} contra el tiempo $tp/[tp + \Delta t]$ en un papel rectangular debe dar una línea recta de pendiente m_c , de la cual la permeabilidad y el factor de daño a la formación pueden ser estimados utilizando las siguientes ecuaciones:

$$k = \frac{70.6 q_p \mu B}{m_c}$$

Estimando el factor de daño de:

$$s = \frac{p_i - p_{wfo}}{2m_c} \frac{q_p}{q(t_p)} - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{kt_p}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.72$$

Donde:

$$t_p = \frac{q_t}{q_1}; \quad q_p = \frac{q_t}{t_p}$$

Los valores q_1 , q_p y q_t corresponden al periodo de flujo antes del cierre, el gasto promedio durante duración de la prueba y el líquido total recuperado, respectivamente.

Al extender la línea recta de la gráfica hasta el punto $t_p/[t_p + \Delta t] = 0$ proporcionara la presión inicial, p_i , esta también puede ser determinada utilizando la ecuación:

$$p_i = p_{ws} + m_c \left(\frac{t_p}{t_p + \Delta t} \right)$$

ANÁLISIS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN UNA PRUEBA DST CON DATOS LIMITADOS.

Si los datos de presión disponibles están incompletos, el procedimiento de análisis explicado previamente no podrá ser usado. Unos pocos datos clave son leídos en el pozo justo después de haber realizado la prueba, estos incluyen:

- La presión hidrostática inicial causada por la columna del lodo.
- La presión inicial de cierre p_{ic}
- La presión registrada al final del periodo inicial de flujo
- La presión registrada al final del segundo periodo de flujo
- La presión final de cierre p_{fc}

El flujo y la duración de los periodos de cierre son usualmente reportados, estos datos limitados pueden ser utilizados para estimar las propiedades del yacimiento, usando las siguientes ecuaciones:

- La presión inicial de yacimiento es considerada como:

$$p_i \approx \bar{p} \approx p_{ic}$$

- El valor de la pendiente (m) de la línea recta semilogarítmica esta dado por:

$$m = \frac{p_{ip} - p_{ic}}{\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]}$$

Donde Δt es el tiempo total de cierre, es decir, el tiempo cuando p_{ic} fue leída.

- La permeabilidad puede ser estimada por:

$$k = \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{mh}$$

NOTA: este método no podrá usarse si la presión inicial y final de cierre son las mismas, es decir que la pendiente m será igual a cero.

- Finalmente, el cálculo del daño estimado a la formación se calculará con las siguientes ecuaciones:

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} = \frac{0.183 (p_{ic} - p_{fc})}{m}$$

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} = \frac{0 (p_{ic} - p_{fc})}{m(4.42 + \log t_p)}$$

3.2 HERRAMIENTA DE PRUEBA A LA FORMACIÓN (TESTRAK)

3.2.1 GENERALIDADES.

La herramienta de LWD TESTRAK, creada por la empresa Baker Hughes, fue introducida en la industria en el año 2003, esta herramienta tiene la capacidad de entregar datos de presión y movilidad en tiempo real, con el propósito de mejorar la eficiencia de la perforación, la seguridad en el trabajo e incrementar el conocimiento del yacimiento.

Esta herramienta cuenta con un sistema de sello el cual realiza de forma automática pruebas de presión y movilidad a la formación, como esta transmite los datos obtenidos en tiempo real, permite que se tomen rápidas y mejores decisiones durante el proceso de perforación.

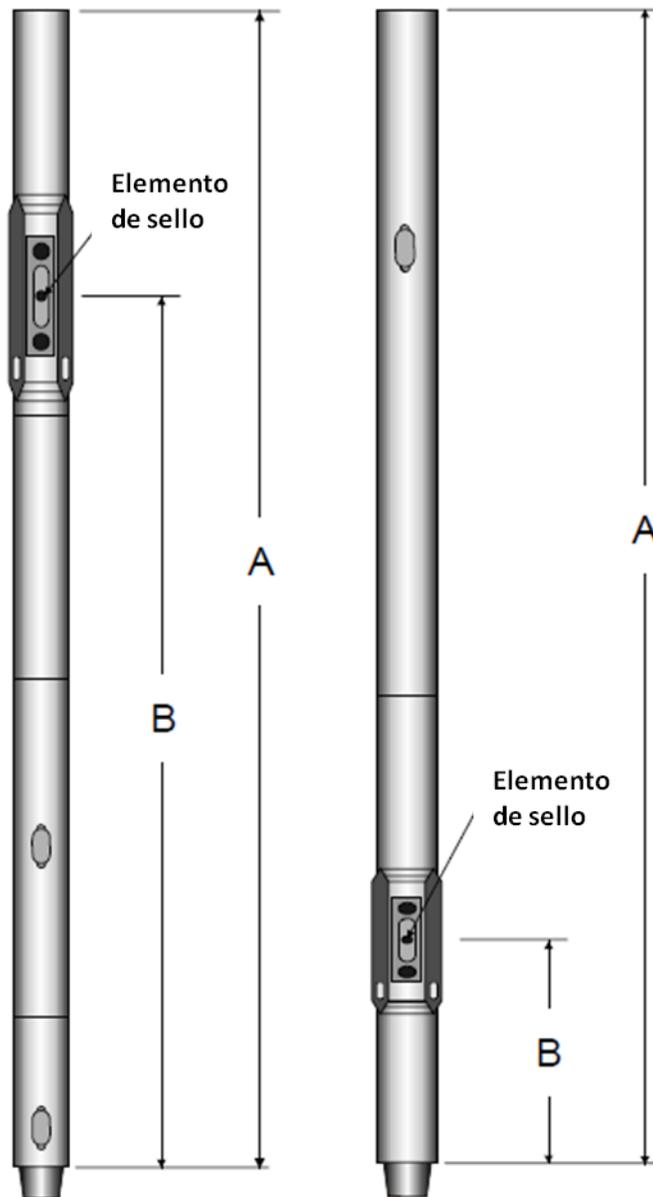
Tradicionalmente en la industria este tipo de datos eran obtenidos mediante probadores de línea operados con cable, lo que representaba que se tuviera que perforar hasta alcanzar el intervalo a probar, detener la perforación y posteriormente bajar la herramienta para realizar la prueba, cuando se operaba en pozos desviados se dificultaba la operación, haciendo prácticamente imposible utilizar la herramienta, lo que resultaba en tiempos muy largos para poder realizar una prueba; esto se logro evitar mediante la incorporación de la herramienta a la tubería de perforación, lo que representa que solo se tiene que detener un corto tiempo la perforación para realizar la prueba.

Inicialmente la aplicación de esta herramienta fue en pozos altamente desviados y pozos horizontales costa a fuera, conforme se fue mejorando la operación de esta herramienta, las aplicaciones más recientes han incluido pozos con trayectorias “S” y “J” en su forma.

La aplicación geográfica de esta tecnología se ha concentrado en las siguientes áreas: el mar del norte, el mediterráneo, África oriental, Australia y el golfo de México; lo que muestra la gran capacidad que tiene para operar prácticamente en cualquier condición climática.

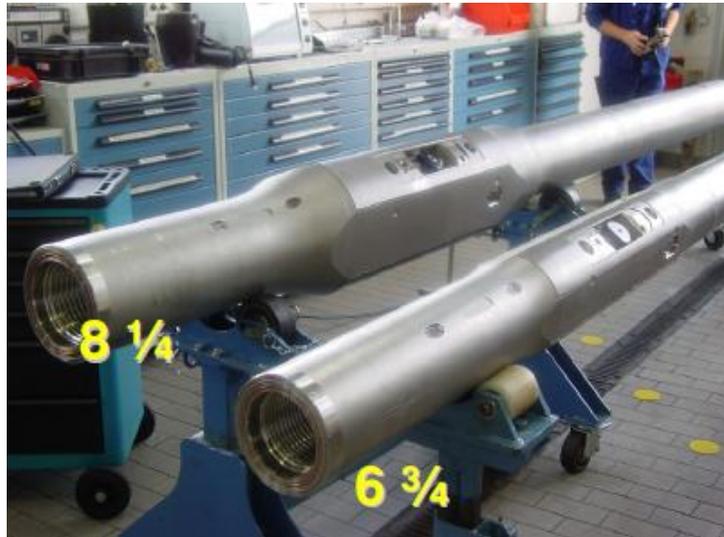
3.2.1 CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Esta herramienta probadora de formaciones durante la perforación, como su nombre lo indica, tiene la gran ventaja de operar sin la necesidad de retirar la tubería de perforación para realizar las pruebas a la formación, esto quiere decir que el elemento probador de formaciones está integrado al ensamble de perforación. La configuración básica de la herramienta se muestra a continuación:



3-14. Ensamble de TESTRAK

Esta herramienta se considera como una herramienta de LWD que proporciona datos de movilidad y presión de formación; esta puede ser utilizada en cualquier configuración de pozo horizontales, verticales y pozos desviados, abarcando diámetros del pozo entre $5 \frac{3}{4}$ " y $17 \frac{1}{2}$ " y puede operar sin mayor problema en pozos marinos donde la presión hidrostática es muy alta.



3-15. Diámetros de la herramienta TESTRAK

Elemento de sello (probador).

Este elemento es el encargado de realizar las pruebas a la formación, en este punto es donde se presenta el principal objetivo a cumplir de la prueba, el cual es mantener la presión estable entre la presión de la formación y la presión dentro de la herramienta, es decir, este elemento debe proporcionar un buen sello en la pared de la formación durante toda la secuencia de la prueba. Este elemento de sello, cuenta con una almohadilla, la cual realiza un sistema de control inteligente para optimizar la eficiencia del sello sobre la formación.

Una vez que el cojinete de la herramienta está en contacto con la pared de la formación, esta determina de manera automática la presión óptima de sello; cuando se encuentra una superficie irregular o una formación poco consolidada que empiece a deslavarse, la herramienta aplicará la presión necesaria para obtener un sello efectivo sin dañar la roca.

Esta característica es clave del éxito de la operación de la herramienta, ya que en la experiencia en campo ha mostrado que este sistema de sellado tiene una eficiencia del 95%.

Es importante resaltar que por sí solo un buen sello no asegura una prueba rápida y efectiva; entonces, una vez que se ha verificado el correcto sello de la herramienta, el sistema automático de prueba realiza la secuencia inicial de decremento e incremento de presión (drowdown y buildup), a fin de determinar la movilidad del fluido.

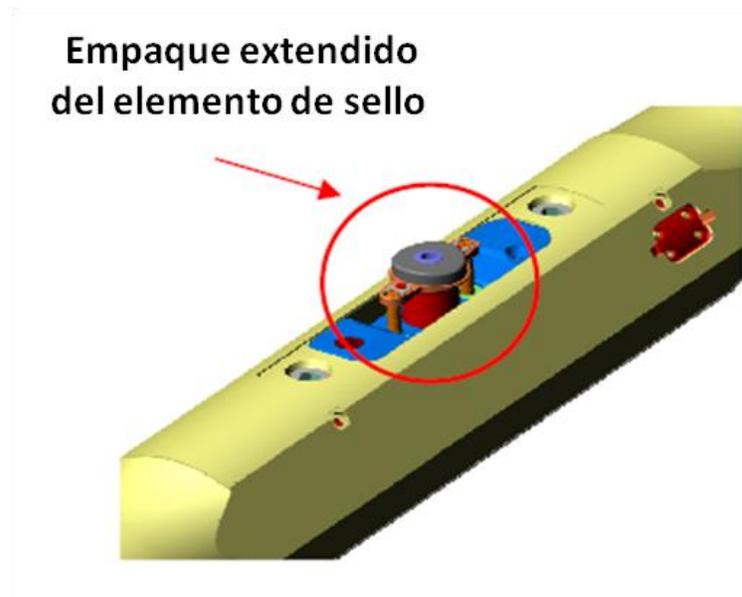


Figura 3-16. Elemento de sello de la herramienta TESTRAK

3.2.3 VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

La principal ventaja de esta herramienta es que permite tomar decisiones en base a los datos que ésta entrega en tiempo real, evitando que se tenga que retirar el ensamble de perforación, ya que esta funciona mientras se está perforando; de esta manera, la perforación se reanuda en caso de que el intervalo no sea de interés o cuando se tengan que probar distintos estratos en el camino del pozo (múltiples yacimientos).

La información proporcionada a tiempo por esta herramienta permite a los ingenieros:

- Optimizar la perforación.
- Decidir sobre la ubicación del pozo.
- Determinar la movilidad de fluidos.
- Controlar la integridad del pozo.
- Caracterizar el yacimiento.

Optimización de la perforación.

La herramienta permite obtener mediciones de la presión con rapidez y de manera eficiente, con un impacto mínimo al proceso de perforación. De hecho, este equipo se diseñó para obtener rápidas y confiables mediciones sin la necesidad de detener la circulación del lodo de perforación, lo que permite una óptima estabilidad y también minimizar el riesgo de que se pueda atascar o pegar el ensamble de la herramienta en el pozo.

Como resultado de los datos entregados en tiempo real, los datos obtenidos se pueden aplicar para reducir los riesgos de que la herramienta se atasque y para determinar con seguridad la velocidad de penetración de la perforación.

Control y seguridad del pozo.

Una de las principales necesidades de operación durante la perforación es la de controlar la densidad óptima equivalente de circulación, entre el fluido de perforación y presión de la formación que está siendo perforada; esto permite prevenir que el pozo pueda descontrolarse, evita que la formación se dañe y evita que por un exceso de presión la formación pueda fracturarse.

Anteriormente para conocer la presión óptima de circulación durante la perforación, los perforadores estaban obligados a confiar en los métodos de estimación indirecta para conocer la presión de poro de formación, mediante la interpretación de las lecturas de resistividad o la tendencia de la velocidad acústica.

Con la esta nueva herramienta probadora de la formación es posible conocer la presión de poro cerca de la barrena, lo que ha permitido calibrar la presión de circulación a fin de reducir las incertidumbres en el proceso, optimizar la selección del punto óptimo para cementar la tubería de revestimiento y en general mejorar la seguridad pozo.

Ubicación del pozo.

Probablemente nada afecta más a la productividad final del pozo, como lo hace una buena ubicación de este en el yacimiento, mediante el uso de esta herramienta, los ingenieros pueden actualizar y optimizar el modelo de yacimiento, gracias a los datos entregados en tiempo real, permitiéndoles conocer la conectividad que hay entre el pozo y el yacimiento, el tipo de distribución que tiene el yacimiento e identificar la presencia de fallas impermeables.

Para los ingenieros de yacimientos poder contar con datos exactos y altamente detallados, permite entre otras cosas, conocer y analizar en tiempo real el comportamiento del gradiente de la formación, lo que hace posible identificar más rápido los contactos entre los fluidos de la formación. Esta información en conjunto con los modelos del yacimiento permite determinar la óptima ubicación del pozo haciendo que la recuperación de los hidrocarburos sea la mejor posible y reduciendo los tiempos no productivos del pozo.

Caracterización del yacimiento.

El mejor momento para obtener una medida exacta de la verdadera presión de formación es inmediatamente después de la roca ha sido perforada. Se ha verificado en el campo que durante su operación la herramienta beneficia en gran medida la prueba de presión realizada a la formación, ya que la formación ha sido perforada e inmediatamente después es tomada la presión, resultando en periodos menores de infiltración del lodo de perforación, una capa de barro más delgada y una menor rugosidad en las paredes del pozo.

El uso de las respuestas obtenidas de esta herramienta permite a los ingenieros de yacimiento identificar de forma más confiable los contactos gas - aceite y agua - aceite, necesarios para las estimaciones de las reservas del yacimiento. Ya que esta herramienta realiza pruebas de formación que pueden entregar en tiempo real datos de movilidad, es posible detectar los intervalos de baja permeabilidad, para que después pueda regresar a estos intervalos y probarlos nuevamente de forma precisa durante los viajes de la herramienta en el pozo. Los datos de movilidad cercanos a la vecindad del pozo, permiten construir mapas de la permeabilidad de la formación, determinar su presión máxima y hacer un análisis de la productividad del yacimiento.

Presión de formación y movilidad

Con esta herramienta las pruebas de presión de formación son realizadas una vez que se ha perforado el intervalo deseado, a pesar de que ya se haya perforado más profundo, la herramienta puede moverse hacia el nivel de profundidad del intervalo objetivo. Posteriormente se posiciona el elemento de sello en la pared del pozo e inicia la secuencia de prueba a la formación de manera automática. Los resultados de la prueba son calculados en el interior de la herramienta y son almacenados en la memoria, junto con los datos detallados de presión (buildup y draw down), estos datos son transferidos a la superficie mediante pulsos en el lodo. Esta herramienta puede realizar pruebas optimizadas, las cuales entregan tres valores de presión, dos valores de presión anular, dos valores de caída de presión y un valor de movilidad de la formación, dichos parámetros permiten que la calidad en cada prueba pueda ser evaluada en tiempo real.

3.2.4 SECUENCIA DE LA PRUEBA A LA FORMACIÓN.

1. Ubicación de la herramienta.

Ya que se ha localizado el intervalo a probar, la perforación se detiene un momento, que corresponde al tiempo que tarda en realizarse la prueba. Es en este punto cuando la presión que se registra dentro de la herramienta es la presión hidrostática del fluido de perforación, como se aprecia en la gráfica, esta es función del tiempo de duración de la prueba.

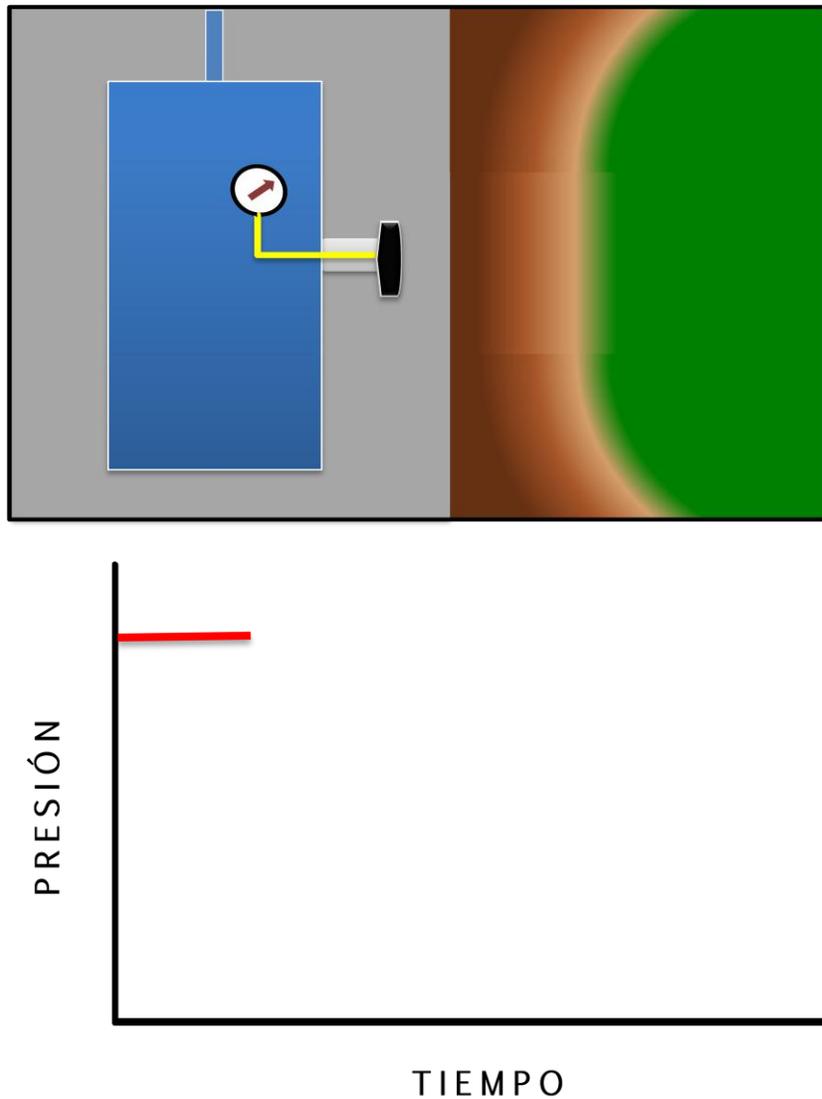


Figura 3-17.

2. Contacto con la formación.

En la imagen se muestra cuando la herramienta desplaza al elemento que realiza el sello con la formación, y en la gráfica se presenta un incremento de presión debido a la compresión de los fluidos contenidos en el interior de la herramienta.

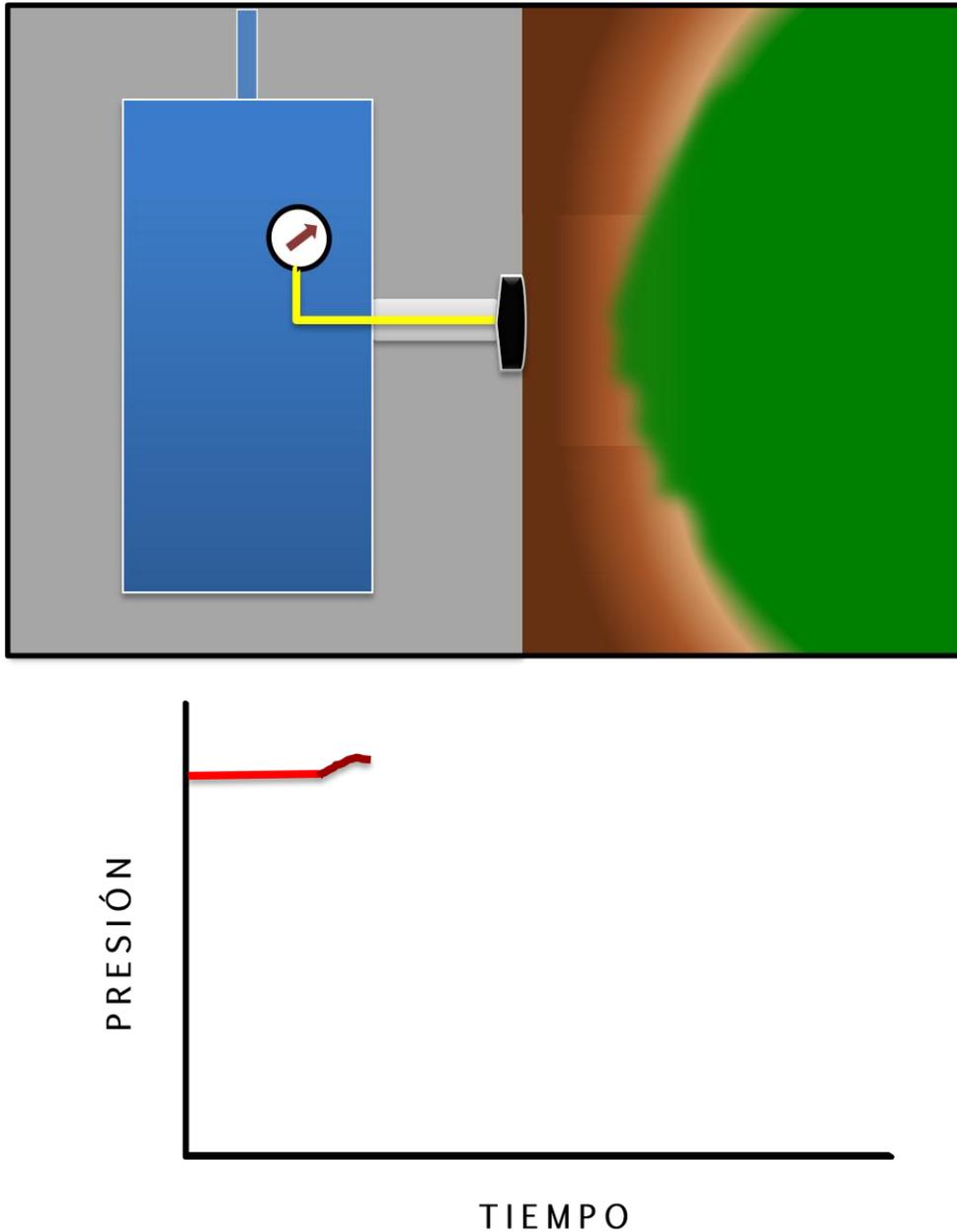


Figura 3-18.

3. Decremento de presión en la herramienta.

Ya que se ha realizado el sello óptimo en la formación, dentro de la herramienta el pistón realiza la carrera aumentando la capacidad de este, debido a la acción de la diferencia de presiones entre la formación y la herramienta. En la gráfica de presiones se muestra, como la presión decrece hasta que el fluido de la formación comienza a entrar a la herramienta.

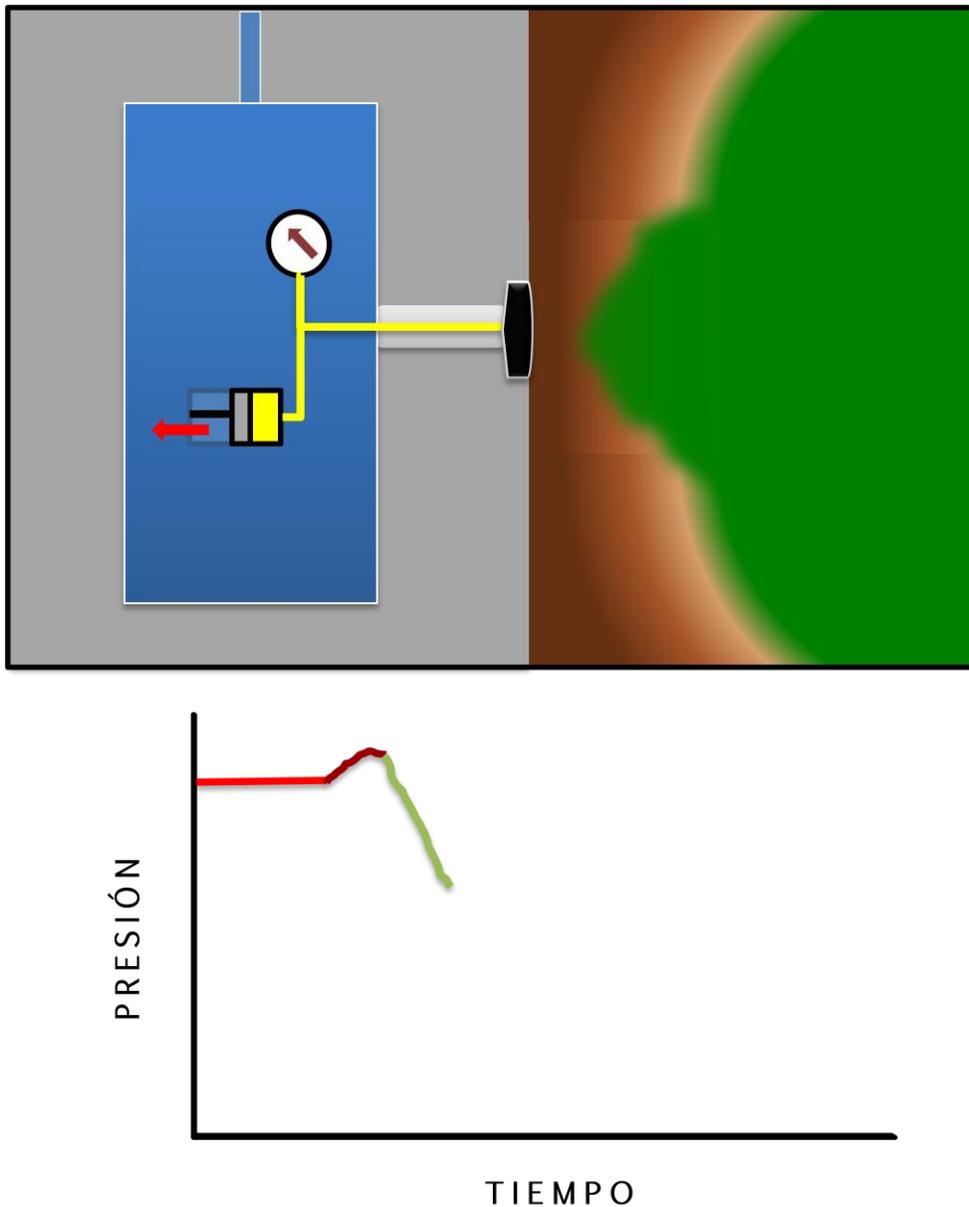


Figura 3-19.

4. Aporte de fluidos de la formación

Es en esta etapa, cuando la presión es lo suficientemente baja en la herramienta para que puedan entrar fluidos de la formación a esta, a un gasto igual que con el que se mueve el pistón de la herramienta. Es importante mencionar que en este punto la presión se mantiene constante mientras que el flujo de fluidos de la formación entra a la herramienta y desplaza al pistón.

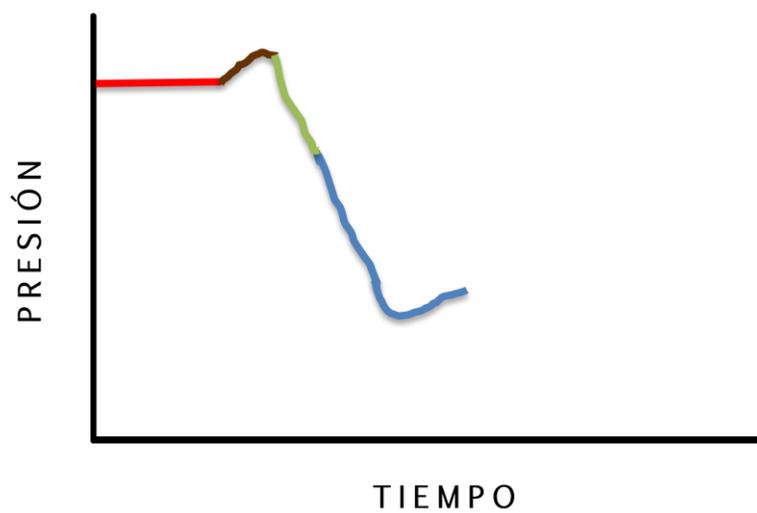
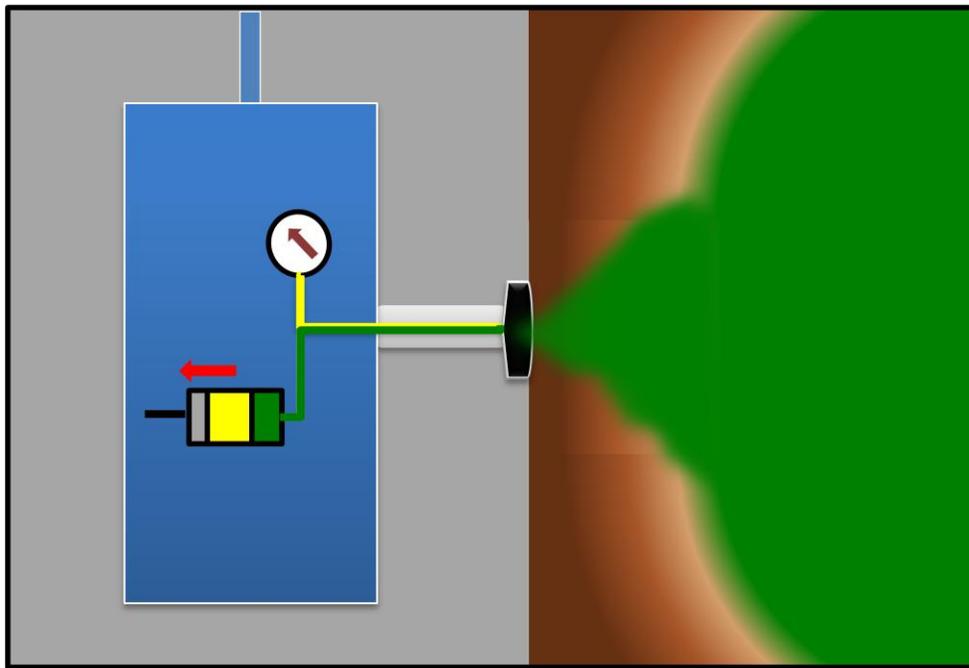


Figura 3-20.

5. Presión de formación.

En el momento en que el pistón se detiene, el aporte de fluidos de la formación a la herramienta continuará hasta que la presión de la formación se iguale a la presión en el interior de la herramienta, es en este momento cuando queda registrada la presión de la formación.

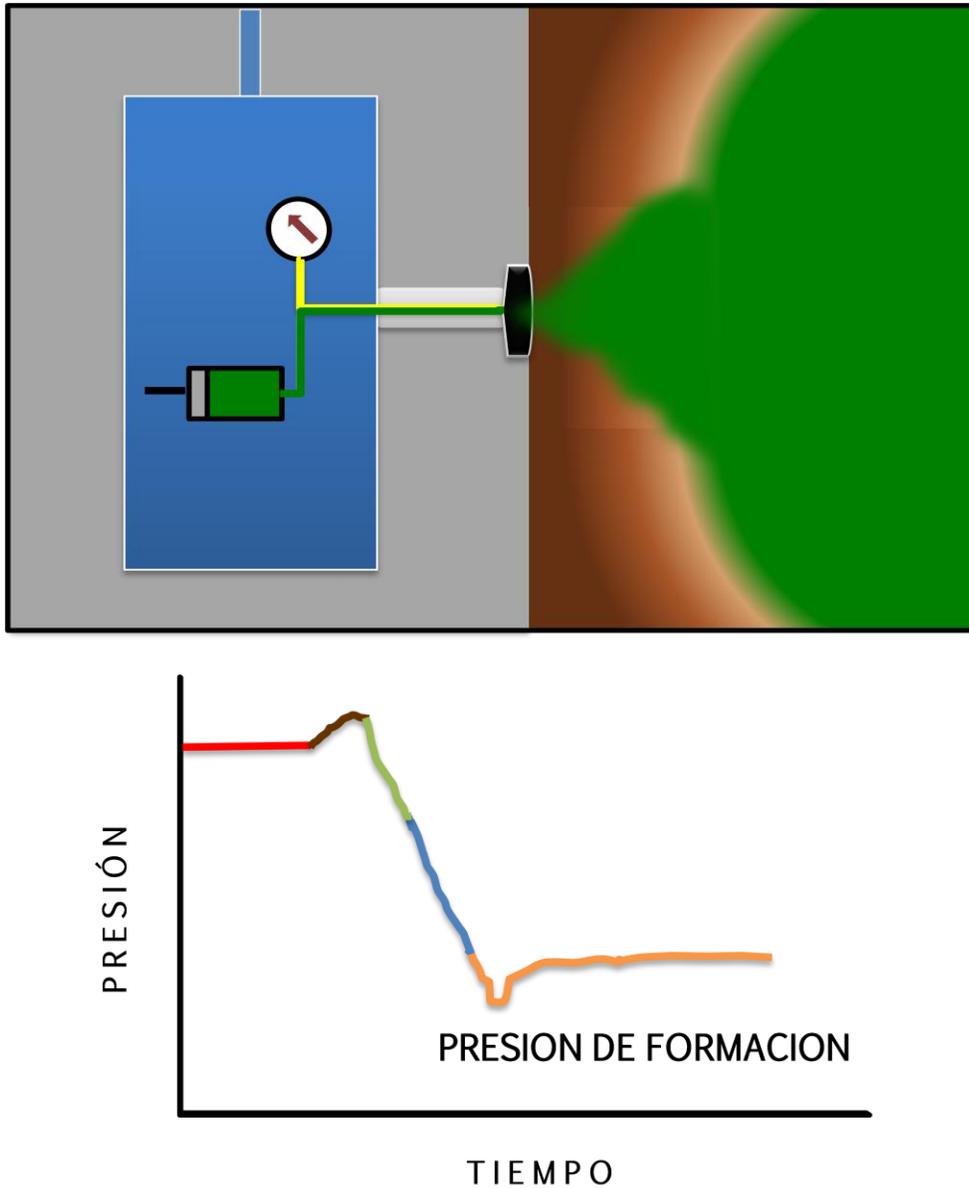


Figura 3-21

6. Datos obtenidos y fin de la prueba.

Después de haberse registrado los datos de movilidad y presión de formación, el elemento de sello es retirado y el fluido de perforación regresa al espacio anular entre la herramienta y la formación, restableciendo así la presión hidrostática, que impide que continúe el aporte de fluidos de la formación.

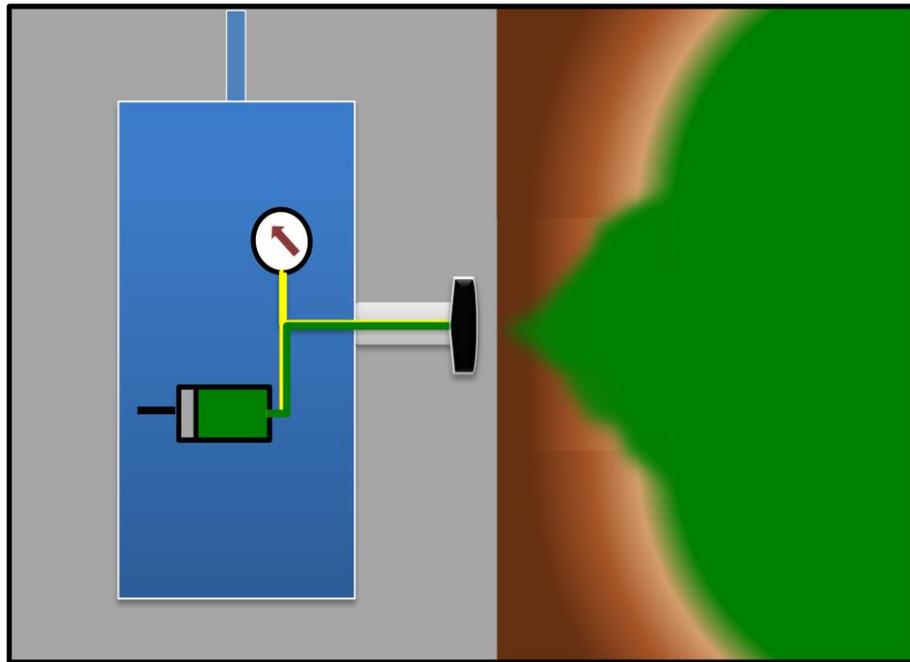


Figura 3-22 Esquema del retiro de la herramienta

Una vez que la prueba ha finalizado, el ensamble de perforación está disponible nuevamente para trabajar, ya sea que se continúe perforando o que el pozo ya esté listo para su terminación.

3.2.5 RESULTADOS.

La gráfica a continuación mostrada la cual es resultado de las pruebas hechas por esta herramienta permite obtener información confiable mediante el análisis de las distintas presiones registradas durante el proceso de prueba permitiendo entre otras cosas determinar la movilidad y la presión del yacimiento en tiempo real.

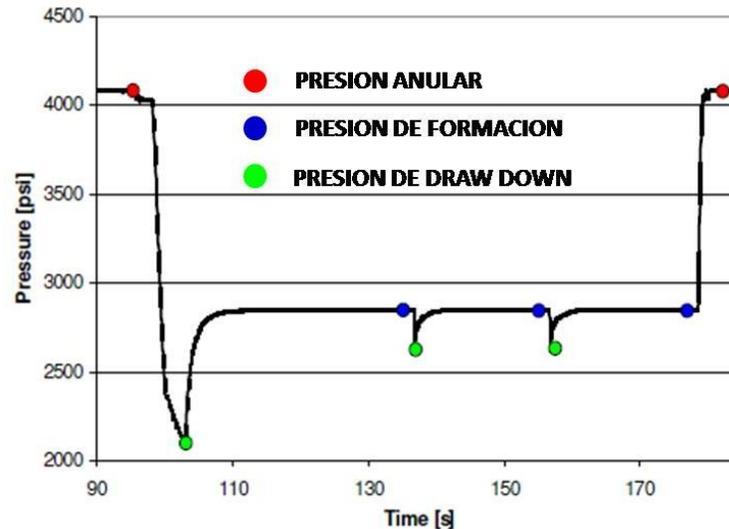


Figura 3-23. Presiones obtenidas con la herramienta TESTRAK

El sistema de sello es realizado de forma inteligente, es decir, la herramienta realiza el sello aplicando la presión óptima hacia la pared de la formación a fin de mantener la eficiencia del sello durante todo el tiempo de la prueba.

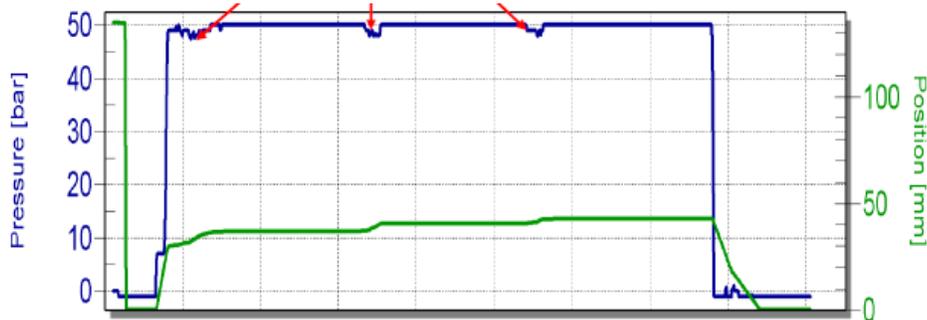


Figura 3-24. Gráfica del sellado óptimo sobre la formación.

Cálculo de movilidad.

Como resultado de graficar el comportamiento de $p(t)$ contra el gasto de la formación, se produce una línea recta la cual interseca al eje de las x y tiene una pendiente positiva. Del punto de intersección la presión de la formación (p^*) es obtenida y la movilidad será calculada del recíproco de la pendiente; es importante mencionar que la compresibilidad del fluido en la línea de flujo es calculada a través de una regresión lineal.

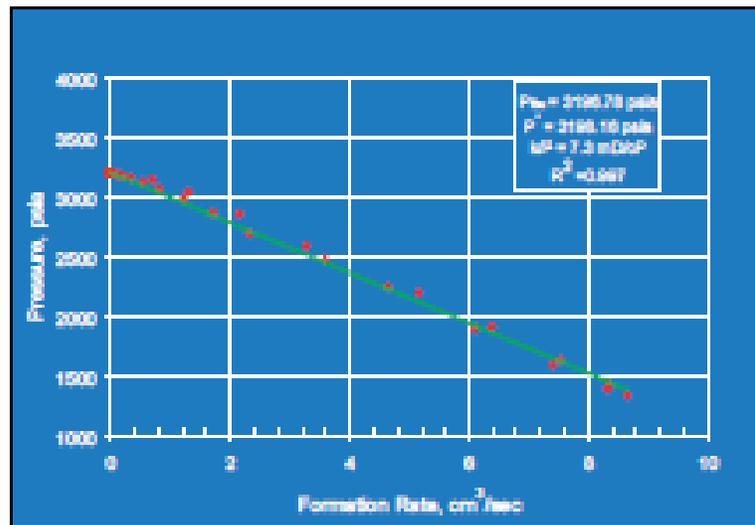


Figura 3-25. Gráfica de presión contra gasto

Mediante un análisis más detallado pueden identificarse problemas durante la secuencia de la prueba tales como taponamiento de la herramienta y cambio en la compresibilidad del fluido durante la etapa de decremento de presión, lo que indica que la presión de la formación disminuye por debajo del punto de burbuja.

3.3 HERRAMIENTA PARA CARACTERIZAR YACIMIENTOS (RCI).

3.3.1 GENERALIDADES

La herramienta RCI (reservoir characterization instrument) fue desarrollada por la empresa Baker Hughes, esta fue diseñada con el principal objetivo de obtener fluidos representativos de la formación. Como antes se ha mencionado, las pruebas al pozo permiten obtener información clave acerca de las propiedades petrofísicas de la formación, el tipo y composición de los fluidos que esta contiene y permiten predecir el comportamiento de la producción del yacimiento; esta información es esencial en el diseño de la terminación que se realizara al pozo.

Esta herramienta proporciona de un método efectivo y costeable para obtener fluidos de alta calidad de la formación, con un mínimo de contaminación, y también permite determinar de forma precisa las presiones de formación.

3.3.2 VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

La herramienta RCI es una es una herramienta modular, es decir, que permite ser acoplada a distintos mecanismos de operación dentro del pozo, esta puede ser operada individualmente mediante el uso de cable de acero o puede ser acoplada al ensamble de perforación.

Esta característica permite que la herramienta pueda adaptarse a diversas configuraciones de pozo y que a su vez pueda ser usada en agujero descubierto en operaciones de un pozo exploratorio y como consecuencia aporta información esencial para el diseño de la terminación del pozo; cuando el pozo ya ha sido entubado, esta herramienta también puede trabajar.

Entre las principales ventajas de esta herramienta se encuentran:

- Permite que el muestro de fluidos de la formación sea económico.
- Una recuperación de muestras múltiples, muy poco contaminadas.
- Alta calidad de la muestras, conservando las características “in situ”.

- Mediciones de presión exactas.
- Validación de las pruebas de presión de formación.
- Capacidad de las muestras de 840cc por tanque.

3.3.3 CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Como esta herramienta es modular tiene la habilidad para probar a la formación y tomar muestras de fluidos en una amplia variedad de ambientes geológicos así como diversas condiciones del pozo. En general esta herramienta está compuesta por los siguientes módulos:

- Un elemento de sello (empacador) controlable para operaciones de volumen variable y de gasto variable de decremento de presión.
- Bombas de desplazamiento corto y largo.
- Un sistema múltiple de tanques de muestreo.
- Un sistema de análisis infrarrojo de espectroscopía.

Los módulos de la herramienta están fabricados con titanio lo cual la hace una herramienta muy ligera permitiendo que pueda ser operada también por línea de acero.



Figura 3-26. Empacador o elemento de sello

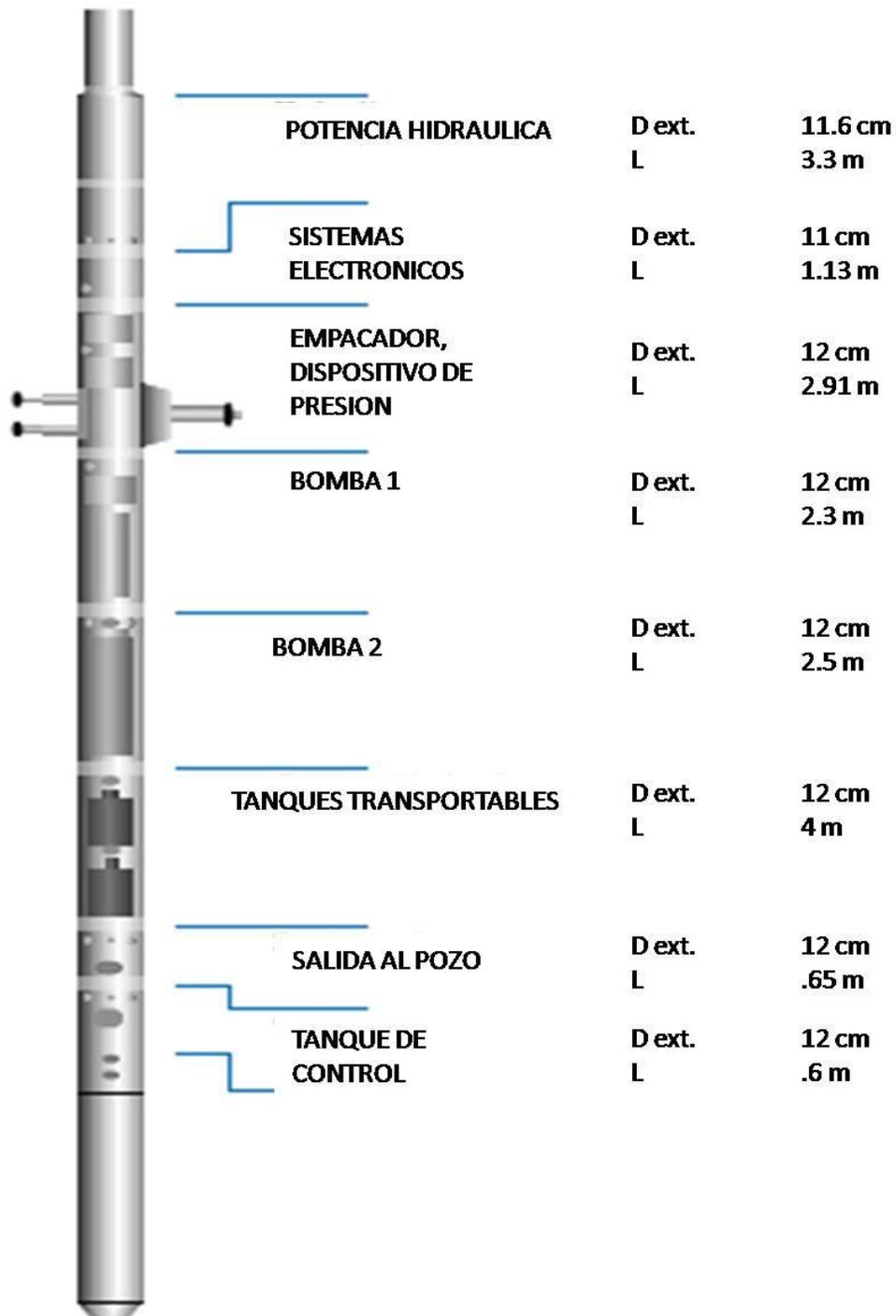


Figura 3.27. La imagen arriba mostrada corresponde a la herramienta RCI junto con todos los módulos que conforman.

3.3.4 Comparativo con DST

Adicionalmente, la herramienta RCI elimina la necesidad de realizar un prueba DST, ya que puede realizar las operaciones más importantes que realiza la herramienta DST, además de que recupera muestras de la formación muy poco contaminadas, esta tiene la habilidad de identificar el tipo de fluido y determinar las características de este “in situ”.

DST	RCI
Costo muy alto	Más económica
Muestras limpias	Muestras muy poco contaminadas
Necesita un depósito para los fluidos producidos	Menor capacidad de las muestras
Detecta los fronteras de la formación	Medición somera de permeabilidad
Medición profunda de permeabilidad	Determina el gradiente de presión
Un solo volumen de muestras	Obtención de muestras en zonas específicas o en intervalos múltiples
No define el contacto de fluidos	Identifica el contacto de fluidos
Permite determinar potencial de flujo	No detecta los límites de la formación

Otra de las razones por las que esta herramienta es mejor que un DST es que esta evita que se desechen los fluidos producidos, ya que la herramienta RCI, permite que los fluidos de la formación sean expulsados de la herramienta hacia el fluido de control contenido en el pozo.

3.3.5 PROCESO DE PRUEBA Y MUESTREO

El proceso de prueba y muestreo comienza cuando la herramienta es posicionada en el intervalo de interés, en este punto la herramienta extiende el elemento de sello para que haga contacto con la pared del pozo, el propósito de este empacador, es el de aislar la presión de la columna hidrostática de la presión de la formación.

Para corroborar que se ha realizado un correcto sello con la formación una pequeña cantidad de fluido entra a la herramienta. Posteriormente la presión de formación es registrada mediante un dispositivo de alta precisión de cuarzo, conforme el fluido entra a la herramienta y la presión se incrementa hasta un valor final estable, el registro de incremento de presión provee información de la movilidad de los fluidos de la formación.

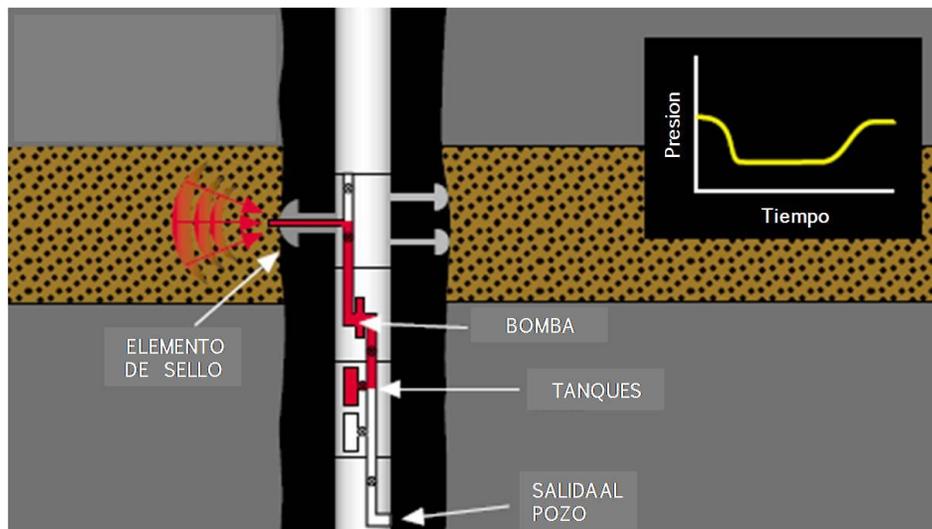


Figura 3-28. Esquema de la herramienta RCI en el pozo.

Una bomba de pistón de doble acción trabaja succionado el fluido de la formación y lo descarga en el interior del pozo o en las cámaras de muestreo; esto permite que puedan ser realizados varias pruebas sin la necesidad de mover la herramienta y el empacador sobre la pared del pozo y sin forzar el regreso de el fluido hacia la formación.

Si es necesario obtener una muestra de fluido, es posible extraer más fluido de la formación, para la correcta identificación de este, un sensor que mide las propiedades eléctricas del fluido, ayuda a distinguir entre el fluido del filtrado y el fluido de la formación, permitiendo obtener cuando ya se ha removido el fluido del filtrado, una muestra limpia de fluido de formación en los tanques de muestreo para su posterior análisis.

En caso de que no sea posible distinguir la propiedades eléctricas del filtrado base aceite del aceite en de la formación, es posible realizar una prueba para determinar la presión de burbuja del aceite, lo que permite identificar mejor al aceite de la formación, ya que el aceite de esta contiene gas en solución a distinta proporción que el aceite base del fluido filtrado.

Cuando la muestra ha sido recolectada, inicialmente esta se encuentra a la presión de formación, entonces la herramienta puede presurizar la muestra por encima de la presión de burbuja del aceite, a fin de asegurar que este conserve la presión original de la muestra, durante su camino hacia la superficie.

Esta herramienta puede recuperar 24 muestras de fluido en una sola corrida en un pozo, ya que está equipada con 4 módulos que contienen 6 tanques, cada uno con un volumen de 840cc. Esto hace que la prueba al pozo sea económica ya que solo se necesita usarla una vez para tener una gran cantidad de datos muy útiles, reduciendo los costos de operación del pozo.



Figura 3-29. Tanques de muestreo

3.3.6 ANÁLISIS DE LA MUESTRAS

Las muestras obtenidas mediante la herramienta RCI son requeridas principalmente para:

- Asegurar la calidad del fluido del yacimiento.
- Diseñar el tipo óptimo de terminación.
- Diseñar las óptimas instalaciones para procesar los hidrocarburos y manejar los sólidos asociados a la producción.
- Optimizar la caracterización del yacimiento.
- Calcular las reservas del yacimiento.

Una muestra debe ser de alta calidad para que pueda ser utilizada, esto se refiere a que, esta debe ser lo menos contaminada posible y que debe ser tomada y mantenida por encima de su presión de burbuja para asegurar un análisis efectivo. Idealmente una muestra debe tomarse y mantenerse por encima de su punto de burbuja, además de esto, también es sumamente importante que esta se encuentre por encima del punto de floculación de los asfaltenos, con el fin de evitar que los componentes pesados se precipiten del aceite de la muestra.

Cuando se presenta precipitación de asfaltenos es posible, aun que difícil, realizar una recombinación de la muestra, pero debe mencionarse que las propiedades de la muestra ya ha sido alteradas y por lo tanto ya no será representativa del yacimiento. Entonces, una muestra representativa como antes se menciono, es un factor crucial para realizar un correcto diseño de las instalaciones de terminación y producción del pozo.

El problema de precipitación de asfaltenos y la presencia de ceras de hidrocarburos es un problema muy común en operaciones marinas, donde estas fracciones pesadas de los hidrocarburos de la formación tienden a aparecer de forma común en la tubería de producción o en el riser.

Si el comportamiento de los asfaltenos puede ser conocido por completo mediante el análisis de las muestras tomadas por la herramienta RCI, entonces estos problemas de precipitación pueden ser reducidos o eliminados.

Durante las operaciones de muestreo, esta herramienta tiene la capacidad de realizar pruebas para determinar el punto de burbuja de los fluidos de la formación, a fin de monitorear los cambios en el tipo del fluido, una vez que las características de este se han estabilizado, el fluido de la formación tiene el mínimo de contaminación, y el bombeo se detiene.

En general el nivel de contaminación en la muestra disminuye a medida que el bombeo continúa; sin embargo, bombear indefinidamente no garantiza una muestra limpia, es necesario verificar cuando se ha llegado al punto óptimo de pureza en la muestra.

3.3.7 VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE LA MUESTRA

Como se menciona en párrafos anteriores, la herramienta RCI, es una herramienta modular, esto hace que la calidad de las muestras pueda ser verificada por diversos elementos que a continuación serán comentados.

Es importante mencionar que los elementos que permiten verificar la calidad de las muestras tienen la capacidad de ser monitoreados en tiempo real.

El proceso consta principalmente de tres sistemas integrados los que controlan y monitorean:

1. Medición del punto de burbuja.

Un medidor de presión digital lineal ubicado sobre el eje de la bomba de la herramienta RCI, permite una medición única del punto de burbuja “in situ”.

2. Análisis de espectroscopía de fluidos.

La pureza de las muestras es asegurada mediante la eliminación de la contaminación por lodo filtrado del fluido de la formación, este módulo monitorea el espectro infrarrojo de los fluidos que pasan a través de él.

3. Análisis de los datos de la prueba de la formación.

Este módulo, el cual está compuesto por un modelo matemático basado en un balance de masa de un volumen, en la ley de Darcy y en la definición de compresibilidad derivada de la teoría del análisis de presión transitoria, este sirve para verificar los datos obtenidos por las pruebas de presión realizadas a la formación.

3.3.7.1 Análisis de espectroscopía de fluidos

Este es realizado mediante un dispositivo que es un módulo de la herramienta caracterizadora de formaciones (RCI), este dispositivo está compuesto por un sensor infrarrojo para el análisis de fluidos, cuenta con 17 canales ópticos, este es capaz de diferenciar los fluidos del yacimiento que son bombeados a la herramienta, de los fluidos del filtrado base aceite, al monitorear la respuesta del aceite ante el espectro infrarrojo. Estos 17 canales están estrechamente espaciados en la zona de gran absorción del espectro que es donde los asfaltenos se forman, esta es la región que suele utilizarse para determinar los niveles de contaminación de la muestra.

Cuando la respuesta del espectro se grafica contra el tiempo, se observa que a medida que el tiempo pasa y se estabilizan los valores del espectro, la muestra está limpia del fluido del filtrado base aceite.

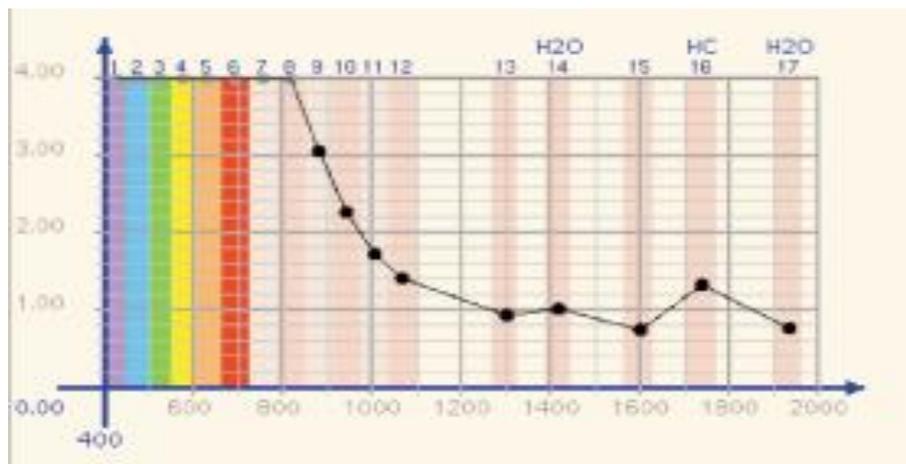


Figura 3-30. Gráfica del espectro infrarrojo

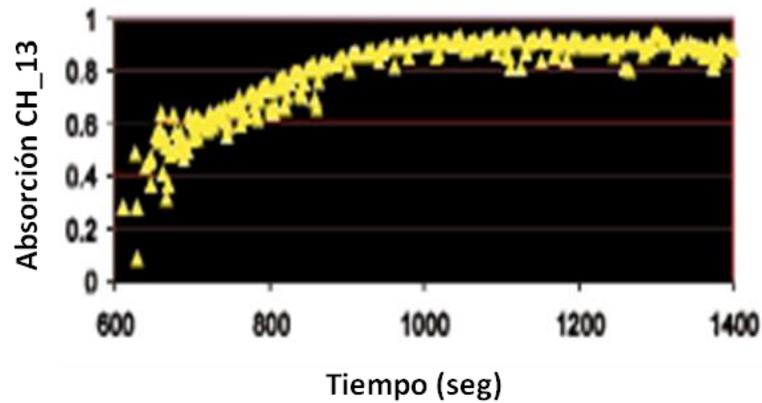


Figura 3-31. Valores estables del espectro

Este espectrómetro infrarrojo se compone de una fuente de luz que pasa a través de una ventana de zafiro, luego por 2 mm de petróleo crudo a una temperatura y presión y finalmente por otra ventana de zafiro. La intensidad de la luz se reduce a su paso por el petróleo crudo, y esta varía más en algunas longitudes de onda que en otras.

Es posible determinar la cantidad de intensidad de la luz que se reduce conforme atraviesa el aceite, lo que forma una serie de colores, de esta forma se obtiene el espectro mediante una serie de detectores que seleccionan la longitud de onda.

Esto al ser visto en tiempo real, permite definir con mayor precisión la naturaleza del fluido de formación recién descubierto, inmediatamente después de que se ha realizado la prueba a la formación.

3.3.7.2 Conservación de la muestra en una sola fase.

Para recolectar una muestra de fluido representativa de la formación, los fluidos deben mantenerse en un estado tan cercano como sea posible al cual están en yacimiento, esto es el principal objetivo del muestreo de fluidos de la formación.

El muestreo en una sola fase usando los cilindros presurizados tiene la habilidad de mantener la presión de la muestra a las condiciones del yacimiento durante el proceso de muestreo y recuperación de esta. Este método para recuperar muestras de la formación es considerado por la gran mayoría de las compañías petroleras a nivel mundial, como la mejor forma para tomar muestras del yacimiento, a fin de realizarles análisis PVT y estudios de deposición de parafinas y asfaltenos.

La herramienta RCI utiliza una bomba de velocidad variable para obtener fluidos del yacimiento en una sola fase hacia los tanques de muestreo de la herramienta. El muestreo en una sola fase es realizado en dos etapas, donde la primera etapa se presenta cuando es extraído fluido del yacimiento. En la segunda etapa, el fluido del yacimiento es bombeado al interior del tanque de una sola fase. El tanque de una sola fase consiste de dos pistones flotantes con una carga predeterminada de nitrógeno entre ellos.

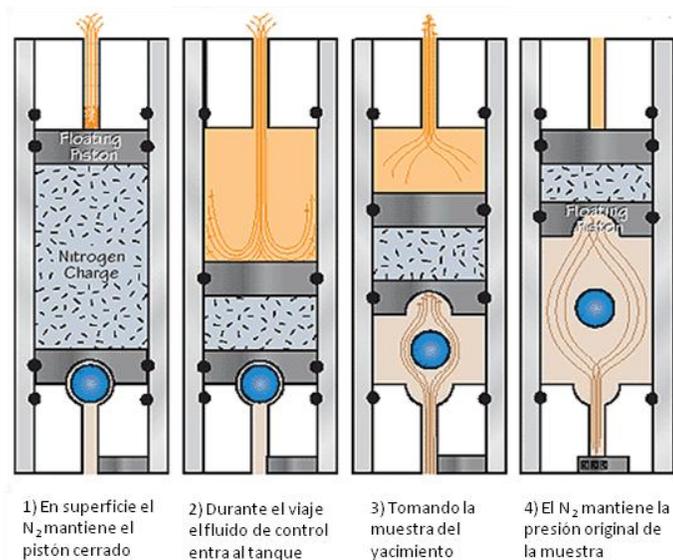


Figura 3-32. Operación del tanque de una sola fase.

3.3.8 Análisis de los datos de las pruebas.

Este análisis es realizado mediante una técnica diseñada para validar los datos de la prueba de la formación y para asegurar la calidad de la muestra recolectada.

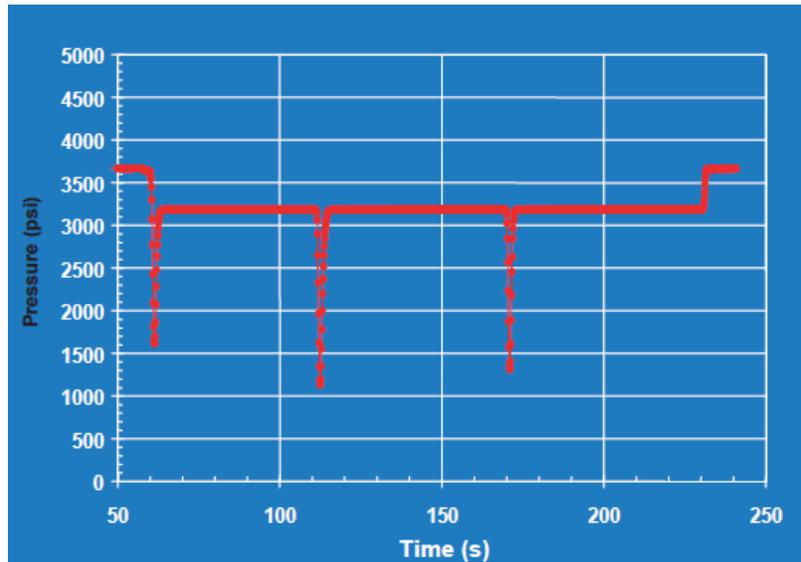


Figura 3-33. Gráfica de presión contra tiempo de RCI.

Este es un método fácil y práctico que trabaja en tiempo real enviando la información recopilada a la superficie para ser analizada por los ingenieros, ahorrando de esta forma tiempos de operación e incrementando la eficiencia del proceso de prueba a la formación.

Este es un modelo único que como se mencionó está basado en la ley de Darcy y en dos hipótesis fundamentales:

1. La muestra se considera ligeramente compresible, es decir, no existe separación de fases.
2. La muestra se encuentra bajo condiciones de igual temperatura.

Si estas hipótesis son logradas, el modelo predice que durante el tiempo de duración de la prueba, el cambio de la presión a un tiempo dado será directamente proporcional a su correspondiente gasto de formación.

El gasto del pistón, corregido por el valor de la compresibilidad de la muestra, puede ser usada para calcular el gasto óptimo de la formación.

Esto es representado mediante una gráfica la cual se muestra a continuación, en esta, el comportamiento de la presión de formación contra la presión de flujo muestra una línea recta con una pendiente inversamente proporcional a la movilidad y que en la intersección con el eje de la presión muestra el valor de la presión de formación.

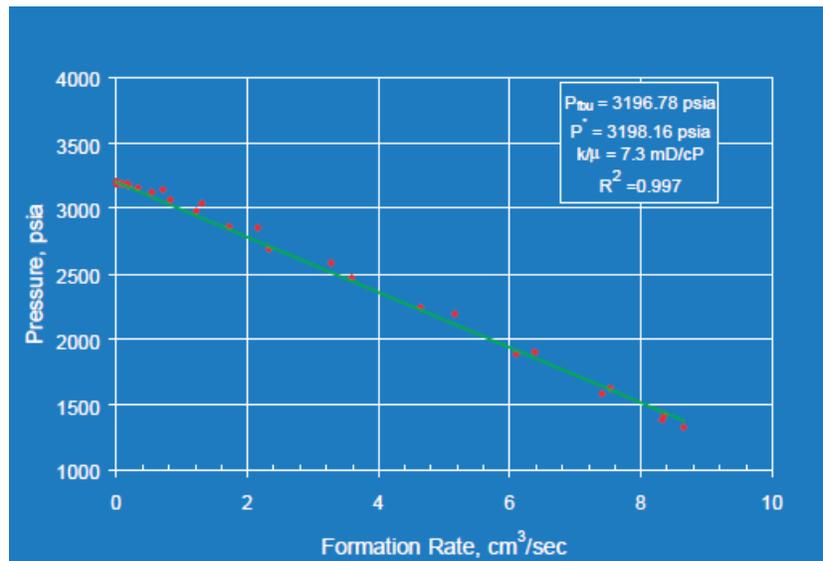


Figura 3-34. Gráfica de presión contra gasto de la formación.

Este análisis sirve como un control de calidad de la herramienta, que ilustra gráficamente cuando el fluido del yacimiento ha sido introducido a la herramienta sin que haya habido una separación de fases y con características propias de un flujo laminar.

Utilizar este análisis durante el proceso de prueba a la formación, asegura la calidad de la prueba de presión realizada mientras esta es siendo analizada en tiempo real.

Esta técnica no solo sirve para validar los resultados de las pruebas de individuales de presión, sino que también provee una forma de asegurar que la separación de fases en el fluido no ocurra, cuando el fluido de la formación fluye a través de la herramienta, evitando a si obtener datos de baja calidad.

Cuando esta prueba no produce una línea recta la prueba puede ser inmediatamente finalizada, ahorrando así tiempos de operación.

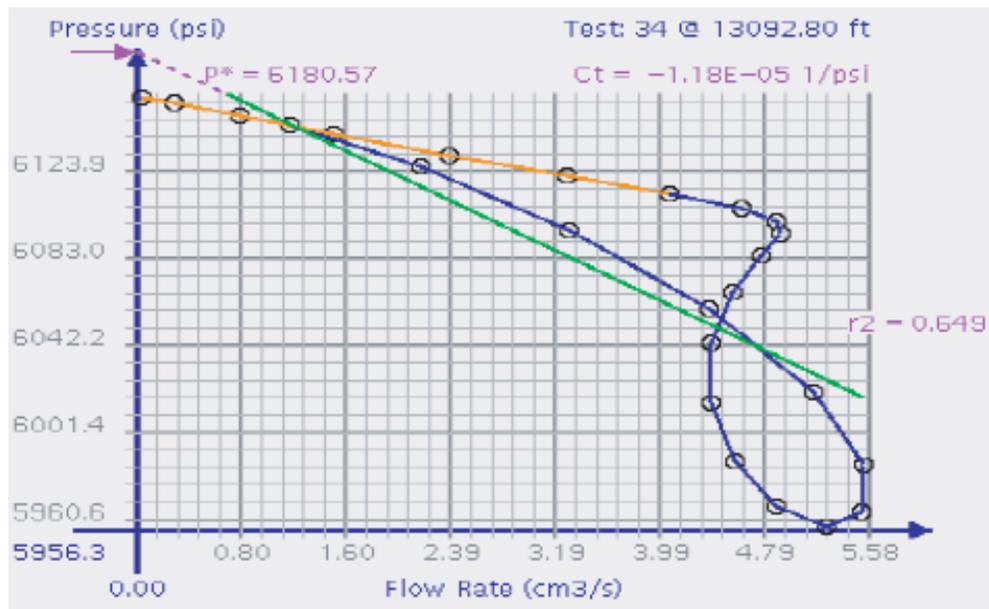


Figura 3-35. Gráfica de una prueba incorrecta

Una respuesta no lineal de la gráfica de la prueba indica una prueba de mala calidad, esto implica que la herramienta y la formación no están en correcta comunicación o que no hay un flujo lineal entre ellas.

Para el análisis de los datos de presión transitoria la herramienta RCI no trabaja con las técnicas convencionales de interpretación de las pruebas a pozos, esto es que análisis de presión transitoria realizada por las herramientas operadas por cable, no son apropiadas para esta herramienta.

Se ha identificado que la nueva tecnología de análisis de presión transitoria disponible para el análisis de núcleos, resulta ser mas similar al comportamiento de la pruebas realizadas en el fondo del pozo por la herramienta RCI, que los métodos convencionales de prueba al pozo. Es por esto que fue necesario el desarrollo de una nueva técnica modificada para el análisis del flujo hemisférico.

Existen tres métodos bien identificados para el análisis de las pruebas de la formación; el primero trata con los datos del decremento de presión y los otros dos métodos tratan con los datos del incremento de presión. Estos métodos son fáciles de entender si nos enfocamos en una prueba típica de la formación (operación por cable).

Análisis de incremento de presión con flujo esférico.

Los datos obtenidos durante este periodo de flujo son modelados con la ecuación de incremento de presión para una configuración geométrica de flujo, esta ecuación fue desarrollada por Moran y Flinkea en 1962. Cuando el comportamiento de la presión medida es graficada contra la función de flujo esférico en el tiempo, es decir:

$$P(t) \text{ vs. } \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t + \Delta t}} \right]$$

Esta función resulta en una línea con una pendiente asociada al flujo esférico (m_s), de esta pendiente, la permeabilidad asociada a la geometría esférica puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$k_s = 1856 \mu \left(\frac{q}{m_e} \right)^{2/3} (C_i \phi)^{1/3}$$

Donde:

- K_s = permeabilidad esférica [mD]
- Q = gasto [cm³/s]
- μ = viscosidad [cp]
- C_t =compresibilidad del sistema [psi]⁻¹

- t = tiempo [s]
- ϕ = porosidad
- Δt = incremento del tiempo [s]

Análisis de incremento de presión con flujo cilíndrico.

El análisis de presión transitoria típico para una prueba a la formación, asume que en un punto y a un determinado tiempo durante el periodo de incremento, el disturbio de presión esférico encontrara los limites o cambios en la permeabilidad de la formación. Es en este tiempo cuando la configuración del flujo cambiara de esférica a cilíndrica. El análisis convencional establece que la presión debe ser graficada contra el logaritmo del tiempo (función tiempo de Horner), es decir al graficar la relación: $P(t) vs. \log\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right)$ se obtiene de la pendiente de la línea recta la permeabilidad cilíndrica:

$$k_c = 88.4 \left(\frac{qB_o\mu}{mh} \right)$$

El análisis del flujo cilíndrico y esférico, puede utilizar los datos de incremento solo cuando estos has sido obtenido al momento final de la prueba. Con este tipo de análisis, se obtiene un valor muy confiable de la presión original de yacimiento, sin embargo, los valores de la permeabilidad obtenidos con este análisis, son poco confiables, ya que las condiciones de flujo cilíndrico y esférico no son satisfactorias. Debe mencionarse que ante tiempos de prueba muy largos, el flujo cilíndrico puede no presentarse o simplemente no pueda ser detectado con una herramienta común para prueba a la formación.

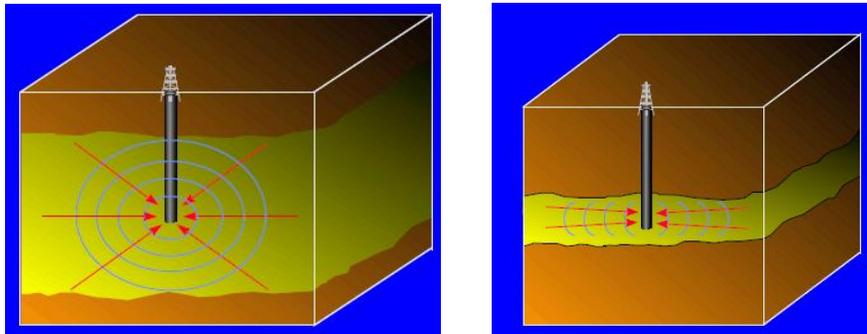


Figura 3-36. Flujo esférico y cilíndrico

3.3.8.1 Análisis Draw down y Build up combinado.

Generalmente el análisis de los datos de incremento y decremento de presión se han realizado de manera independiente, debido a diversas propuestas que hay para el análisis de dichas pruebas. Sin embargo la modificación del análisis del flujo hemisférico puede ser extendida incorporando la configuración estándar de un balance de materia, esto fue propuesto por Kasap en 1996.

Gracias a la combinación de los métodos de análisis de incremento y decremento, pueden ser determinados parámetros tales como la permeabilidad, la presión original de yacimiento y la compresibilidad del sistema.

La prueba es iniciada cuando la sonda de la herramienta se ubica sobre la formación y la presión es continuamente monitoreada, posteriormente un volumen determinado de fluido es retirado de la formación a través de la herramienta. La prueba continua con un incremento de presión hasta que la presión se estabiliza.

Después del periodo de restauración y estabilización de la presión, ocurre un incremento en la presión, el cual es registrado como los datos de presión transitoria.

Dentro del yacimiento, el disturbio de presión asociado al incremento de presión inicialmente se propaga con una geometría esférica; esta suposición no es siempre correcta ya también existen configuraciones de pozo con una forma cilíndrica.

La geometría de flujo en la pared de la zona a probar justo donde está en contacto con el elemento de sello, la configuración de flujo es hemisférica con un radio igual al radio del empacador.

Esto también mostro que algunas consideraciones de flujo en la pared del pozo fueran difíciles de corroborar, por lo cual, se calcularon factores geométricos para evitar la ocurrencia de dichas restricciones irreales, los factores geométricos fueron calculados para la geometría de flujo hemisférica.

El factor geométrico es independiente del diferencial de presión, el gasto y las propiedades de la roca y el fluido; y ha sido aplicado exitosamente a las mediciones exploratorias de permeabilidad hechas a núcleos completos.

Este análisis proviene de las consideraciones del flujo de fluidos hacia la herramienta así como el cambio de volumen al interior de la herramienta.

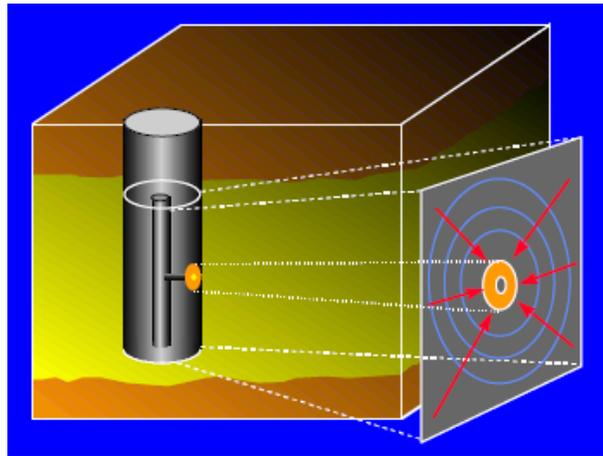


Figura 3-37 Geometría de flujo en la pared del pozo

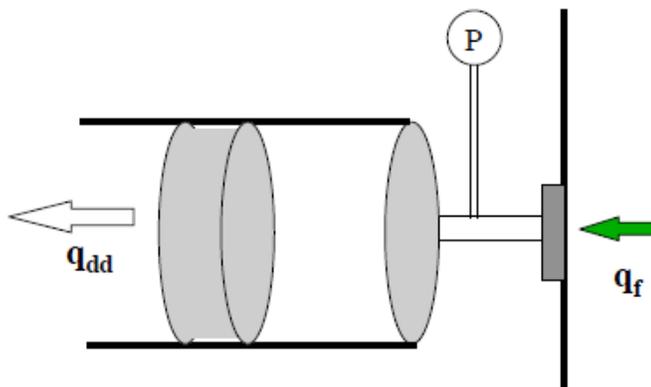


Figura 3-38. Esquema del pistón de la herramienta.

Esto es el gasto que entra a la herramienta es el mismo gasto que proviene de la formación.

Conforme disminuye la presión de la formación, la respuesta de presión en el pistón permite que este se mueva, en particular esto representa el cambio en el volumen interno de la herramienta en términos de la compresibilidad isotérmica del sistema:

$$\frac{\partial V}{\partial t} = C_t V_s \frac{\partial P(t)}{\partial t}$$

Con base en la relación anterior, la ecuación de Darcy puede reescribirse y tomando en consideración los datos de incremento y decremento de presión la ecuación queda de la siguiente forma:

$$P(t) = P^* - \frac{\mu C_t V_s}{K G_o r_i} \frac{\partial P(t)}{\partial t} - \frac{\mu}{K G_o r_i} q_p$$

Esta ecuación solo tiene una variable independiente la cual es: q_p dos variables dependientes: $P(t)$ y $\frac{\partial P}{\partial t}$ y tres constantes: P^* , $\frac{\mu C_t V_s}{K G_o r_i}$ y $\frac{\mu}{K G_o r_i}$; las tres constantes pueden ser resueltas mediante técnicas estándar de regresión lineal.

Los últimos dos términos de la ecuación corresponden al comportamiento de los gastos de acumulación y descarga respectivamente, estos términos afectan la variación de presión en sentido opuesto cuando la presión se está incrementando y en la misma dirección cuando la presión esta disminuyendo.

La suma de estos términos, en específico, es el gasto total del flujo de la formación. Esta ecuación permite entonces, calcular la presión original de la formación y la permeabilidad de los datos de incremento y decremento de presión, cuando un dato estimado de la compresibilidad de la formación se tiene disponible.

Como resultado de graficar de $P(t)$ contra el gasto de la formación, se obtiene una línea recta con pendiente negativa, esta recta cruza con el valor de la presión original del yacimiento en el eje "X" la ecuación de la pendiente es:

$$m = \frac{\mu}{K G_o r_1}$$

Despejando K para calcular la permeabilidad se tiene:

$$k = \frac{\mu}{m G_o r_1}$$

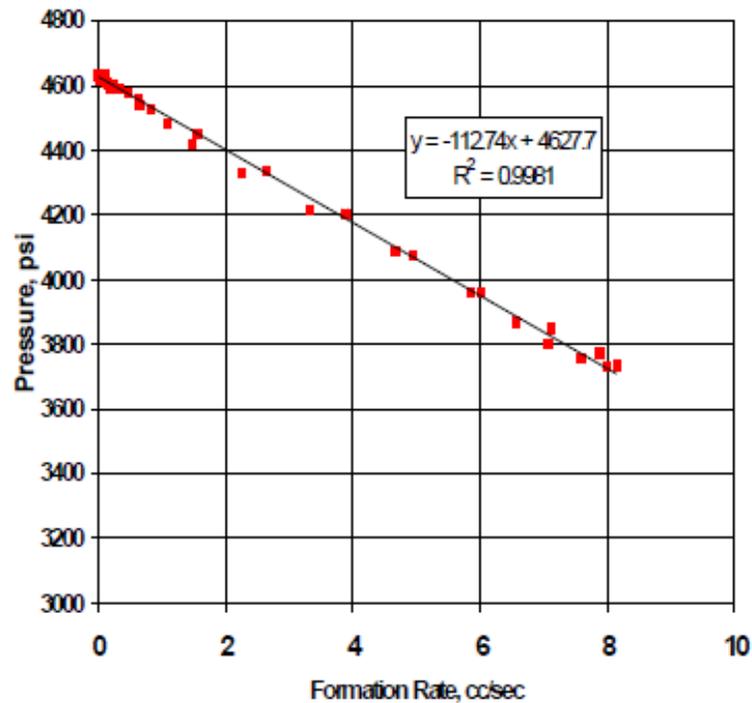


Figura 3-39. Gráfica de presión contra gasto ajustada.

CAPÍTULO IV

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

4.1 Análisis de una prueba DST por el método grafico de Horner.

Una prueba DST en agujero descubierto fue realizada a un pozo de aceite con el objetivo de determinar lo siguiente:

- Verificar la valides y consistencia de los datos reportados por la compañía que realizo la prueba.
- La permeabilidad de la formación
- El factor de daño y la cauda de presión debida a este factor
- La presión inicial del yacimiento
- La eficiencia de flujo
- El radio del daño
- El radio aparente del pozo
- El radio de investigación

DATOS DE LA PRUEBA DST:

Tipo de prueba: en agujero descubierto
Diámetro del pozo: 7.88 pg
Longitud de la tubería: 240 ft
Diámetro del collar= 45 pg
Presión del yacimiento @ la profundidad del medidor = 2650 psi
Presión final del primer periodo de flujo = 371 psi
Presión final de cierre = 1005 psi
Presión al final del segundo periodo de flujo = 643 psi
Presión final de cierre= 1969 psi
°API= 36.87
$C_t = 8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Presión inicia de cierre = 2660 psi
$B_o = 1.125 \text{ b@c.y./b@c.s.}$
$V_u = 0.0197 \text{ b/ft}$
$\rho = 52.78 \text{ lb/ft}^3$
Profundidad total del pozo = 65550 ft

Densidad lodo = 7.5 lb/gal
Longitud collar= 240 ft
Profundidad del medidor= 6549 ft
Duración del primer periodo de flujo = 6 min
Duración del primer periodo de cierre = 30 min
Duración del segundo periodo de flujo = 60 min
Duración del segundo periodo de cierre = 120 min
$\phi=16\%$
$\mu_o= 1.0$ cP
$h = 17$ ft
$r_w = 0.33$ ft
$t_{p1}=6$ min, $t_{p2}=120$ min

Tiempo Δt (min)	Tiempo Δt (hr)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (psig)
<i>Primer periodo de flujo</i>			
0	0	-	371
3	0.05	3	665
6	0.1	2	672
9	0.15	1.67	692
12	0.2	1.5	737
15	0.25	1.4	786
18	0.3	1.33	832
21	0.35	1.29	874
24	0.4	1.25	919
27	0.45	1.22	962
30	0.5	1.2	1005

Segundo periodo de flujo			
3	0.05	41	665
6	0.1	21	672
9	0.15	14.33	692
12	0.2	11	737
15	0.25	9	786
18	0.3	7.67	832
21	0.35	6.71	874
24	0.4	6	919
27	0.45	5.44	962
30	0.5	5	1005
33	0.55	4.64	1046
36	0.6	4.33	1085
39	0.65	4.08	1128
42	0.7	3.86	1170
45	0.75	3.67	1208
48	0.8	3.5	1248
51	0.85	3.35	1289
54	0.9	3.22	1318
57	0.95	3.11	1361
60	1	3	1395
63	1.05	2.9	1430
66	1.1	2.82	1467
69	1.15	2.74	1499
72	1.2	2.67	1536
75	1.25	2.6	1570
78	1.3	2.54	1602
81	1.35	2.48	1628
84	1.4	2.43	1655
87	1.45	2.38	1683
90	1.5	2.33	1713

93	1.55	2.29	1737
96	1.6	2.25	1767
99	1.65	2.21	1794
102	1.7	2.18	1819
105	1.75	2.14	1845
108	1.8	2.11	1869
111	1.85	2.08	1894
114	1.9	2.05	1917
117	1.95	2.03	1948
120	2	2	1969

SOLUCIÓN.

Para analizar las pruebas de presión se siguen los siguientes pasos:

- Identificar la región de flujo transitorio en el gráfico de Horner al igual que la p_{1hr} y la p^* correspondientes al segundo periodo de cierre.
- Preparar la gráfica de Horner con el primer y segundo dato de incremento de presión sobre la misma gráfica tal como se muestra en la siguiente figura.
- Checar la validez y consistencia de los datos reportados de la prueba.

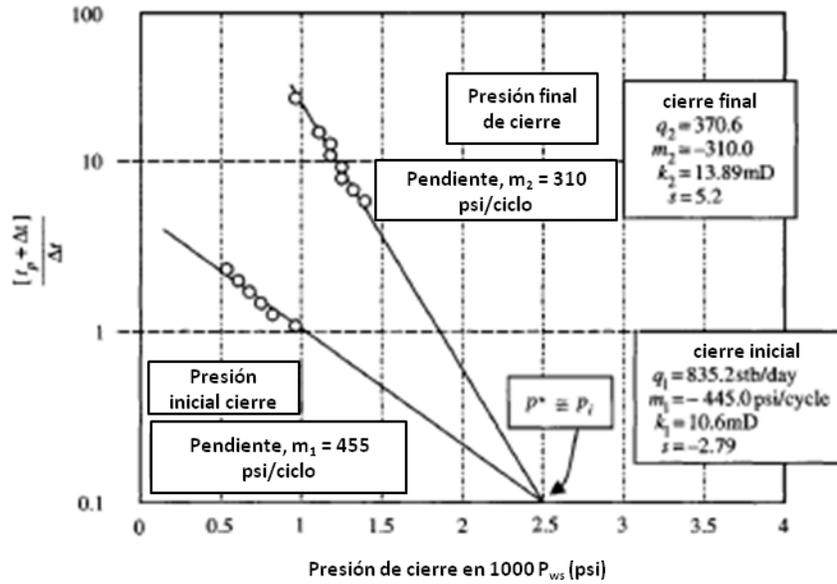


Figura 4-1 Gráfica semilogarítmica de Horner

De la gráfica anterior podemos observar que existe un buen acuerdo entre la presión reportada por el dispositivo en el fondo del pozo y la p^* extrapolada de la línea recta del primer periodo de cierre.

De esta forma la presión hidrostática en el fondo del pozo será:

$$p_h = 6549 \times 0.039 = 2554 \text{ psi}$$

Por lo que: $p_i = p^*$

Entonces el peso del lodo se verifica con:

$$\text{peso del lodo} = \frac{8.33 \times 2554 \times 6540}{0.433} = 7.52 \text{ lb/gal}$$

Lo que indica que el peso reportado es correcto.

- Permeabilidad de la formación.

Al extrapolar la línea recta del segundo periodo de cierre sobre la región media de transición hasta $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ se tiene:

$$p_i = p^* = 2550$$

Correspondiente al periodo inicial de flujo:

$$k = \frac{162.6 k_o \mu_o \beta_o}{m_2 h} = \frac{162.6(835.2)(1.0)(1.215)}{(445.0)(17)} = 21.81 \text{ mD}$$

Correspondiente al periodo final de flujo:

$$k = \frac{162.6 q_o \mu_o \beta_o}{m_2 h} = \frac{162.6(370.6)(1.0)(1.215)}{(310.0)(17)} = 13.89 \text{ mD}$$

En general la permeabilidad puede determinarse del periodo inicial y el periodo final de cierre; los valores de k serán por lo tanto diferentes debido a que los radios de investigación son distintos.

- Factor de daño y la caída de presión debida a este.

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) + 3.23 \right]$$

$$= 1.151 \left[\frac{1395 - 371}{445} - \log \left(\frac{10.6}{0.16 \times 1 \times 8.00 \times 10^{-6} \times (0.33)^2} \right) + \log \left(\frac{3}{2} \right) + 3.23 \right]$$

$$= 1.151 [1.6900 - 7.8884 + 0.1761 + 3.23] = -2.79$$

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869 \text{ ms} = 0.869(445)(-2.79) = -1079 \text{ psi}$$

- Presión inicial del yacimiento:

$$p_i \approx p^* = 2550 \text{ psi}$$

- Eficiencia de flujo:

$$\begin{aligned} \text{Eficiencia de flujo} = EF &= \frac{p_i - p_{wf} - (\Delta p)_{skin}}{\bar{p} - p_{wf}} \\ &= \frac{2550 - 371 - (-1079)}{2550 - 371} = 1.50 \end{aligned}$$

- Radio de daño:

$$\text{radio de daño} = RD = \frac{1}{EF} = \frac{1}{1.5} = 0.67 \text{ (Eq. 12 - 12)}$$

- Radio aparente del pozo:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} = 0.33 e^{-(-2.79)} = 5.37 \text{ ft}$$

- Radio de investigación:

$$\begin{aligned} r_i &= \sqrt{\frac{k\Delta t_{max}}{948\phi\mu_o C_t}} = \sqrt{\frac{10.6 \times 120 / 60}{948 \times 0.16 \times 1 \times 8.0 \times 10^{-6}}} \text{ (Eq. 12 - 18)} \\ &= 132 \text{ ft} \end{aligned}$$

4.2 HERRAMIENTA PARA PROBAR FORMACIONES (TESTRAK)

4.2.1 Verificación de la conectividad del yacimiento.

Este ejemplo es considerado como una aplicación convencional ya que también puede ser realizado bajo las restricciones propias de la operación de las herramientas operadas por cable; se menciona este ejemplo ya que el uso de la herramienta permitió resultados mucho más rápidos que las herramientas con cable. Como parte de una aplicación de la herramienta en el mar del norte, diversas medidas fueron tomadas en una sección horizontal de un pozo de 8.5 pg, las formaciones encontradas fueron arenas de alta movilidad (arena C) y arenas de baja movilidad (arena M); dichas formaciones estaban dobladas y separadas por una falla normal. Uno de los objetivos del uso de esta herramienta fue el de probar la conectividad de las dos arenas en cada lado de la falla.

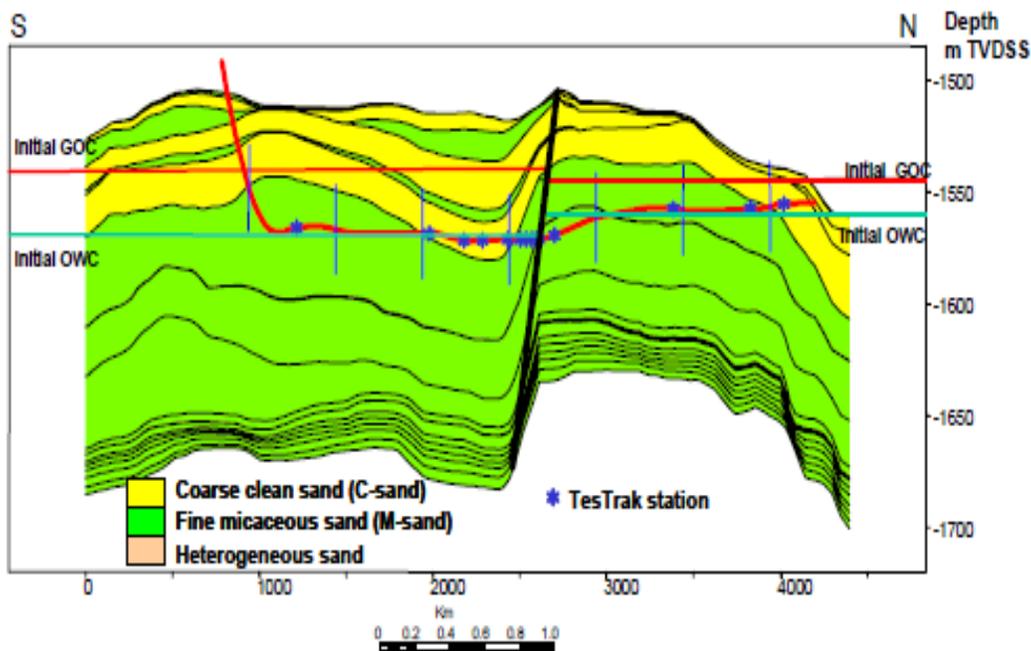


Figura 4-2 Yacimiento en el en el mar del norte

Fue necesario realizar 88 mediciones de movilidad y presión en 34 estaciones de prueba las cuales mostraron los valores esperados de los parámetros de la formación de la arena C.

Se encontró que la arena M parcialmente estaba supercargada lo cual afectó de manera parcial al elemento de sello ya que no hizo el sello correcto.

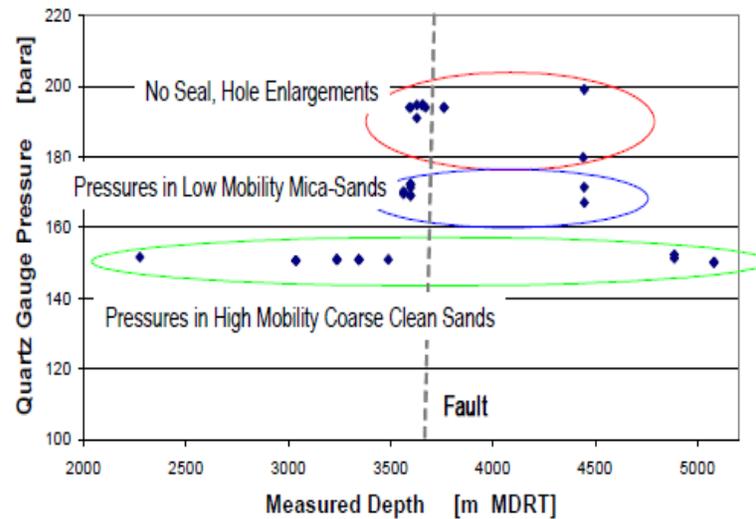


Figura 4-3. Datos de presión obtenidos

La conectividad hidráulica de la arena C a través de la falla pudo ser comprobada; y al volver a evaluar las zonas de baja movilidad de las arenas M mostraron la disipación de la presión sobre el tiempo tal como es de esperar para formaciones supercargadas.

Los resultados fueron corroborados en las diversas estaciones de prueba ubicadas sobre la trayectoria del pozo y a través de la falla.

4.2.2 Identificación de fluidos en el golfo de México.

Entre las grandes ventajas que presenta una herramienta de LWD, es que las mediciones de presión y movilidad pueden ser combinadas con otros datos tales como la resistividad, los rayos gamma y el registro de densidad neutrón, con el fin de mejorar el proceso de descripción del yacimiento.

En esta aplicación de la herramienta hecha en las aguas del golfo de México, fueron realizadas 7 pruebas en la parte superior de un intervalo de arena el cual tenía un espesor vertical verdadero de 20 ft. Los registros de densidad neutrón al igual que el de resistividad indicaban la presencia del aceite y las presiones medidas en este intervalo sirvieron para calcular un gradiente del aceite de 0.362 psi/pie.

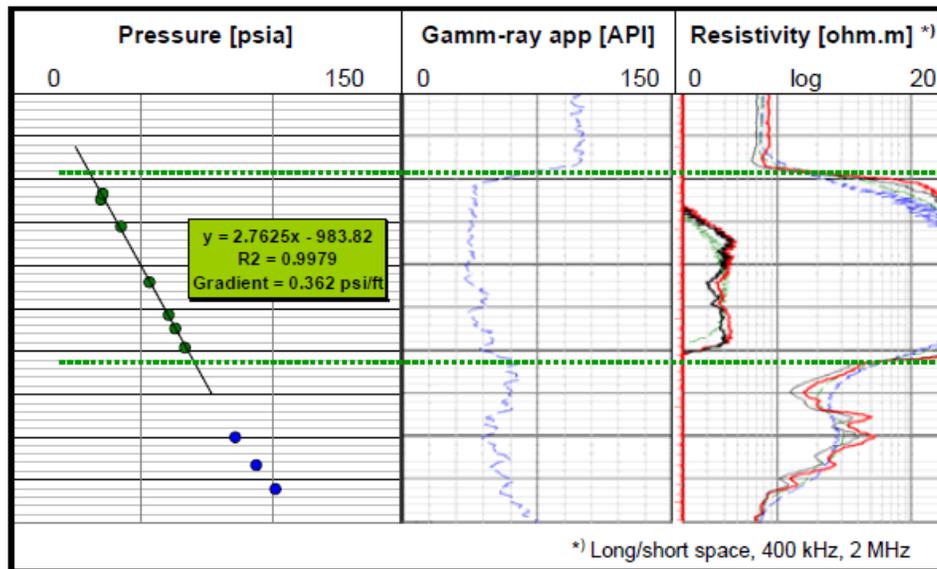


Figura 4-4. Registros y gradiente de la formación.

Los datos de los registros durante la perforación mostraron que la zona baja de esta arena donde fueron tomadas tres presiones, resulto ser mas someras y menos resistivas que la zona superior de aceite.

Además, los dos intervalos parecían estar separados por una capa de lutitas de aproximadamente 5 metros de espesor lo que fue indicado por las lecturas de los registros de rayos gamma y resistividad.

Las tres mediciones de presión realizadas en la zona baja de esta arena no reportaron suficientes datos para determinar la densidad del fluido mediante el gradiente de presión.

Sin embargo, el gradiente de presión en la zona alta y la ubicación del pozo fueron usadas junto con el modelo para predecir las propiedades PVT a fin de estimar las propiedades del aceite identificado. En general el modelo PVT usado funciona mediante una amplia base de datos de información derivada de información muestra derivada de análisis PVT para predecir las propiedades PVT basado en el gradiente de presión y la ubicación del pozo. En este caso la densidad que se predijo fue de 24.4 ° API que comparada con el valor de 27.4° API de otro pozo del mismo yacimiento corroboró el éxito de la predicción.

4.3 HERRAMIENTA PARA CARACTERIZAR YACIMIENTOS (RCI)

Aplicación de la herramienta RCI para reducir los costos de las pruebas al pozo en un yacimiento marino en Angola.

Antecedentes y objetivos del proyecto.

En un yacimiento en aguas profundas en Angola se identificaron múltiples formaciones horizontales que contenían hidrocarburos mediante la perforación de diversos pozos exploratorios cuyo objetivo era el de obtener de forma eficiente muestras de buena calidad de fluidos hidrocarburos de las múltiples zonas del yacimiento con el fin de evitar las pruebas al pozo, reducir los tiempos de operación de una prueba DST y eliminar el problema ambiental que implica el desecho en la superficie de los fluidos utilizados en este tipo de operaciones.

La herramienta RCI ofrece una buena forma de probar a la formación, así como de la toma de muestras de fluidos de esta, con muchas características únicas que reducen la necesidad de más pruebas al pozo, incrementan la calidad de las pruebas al pozo y mejoran la calidad de las muestras tomadas.

Esta herramienta ha sido utilizada ampliamente para obtener formaciones de yacimiento y recolectar muestras de fluido identificando las propiedades PVT de la muestra durante la fase de perforación exploratoria y evaluación del pozo.

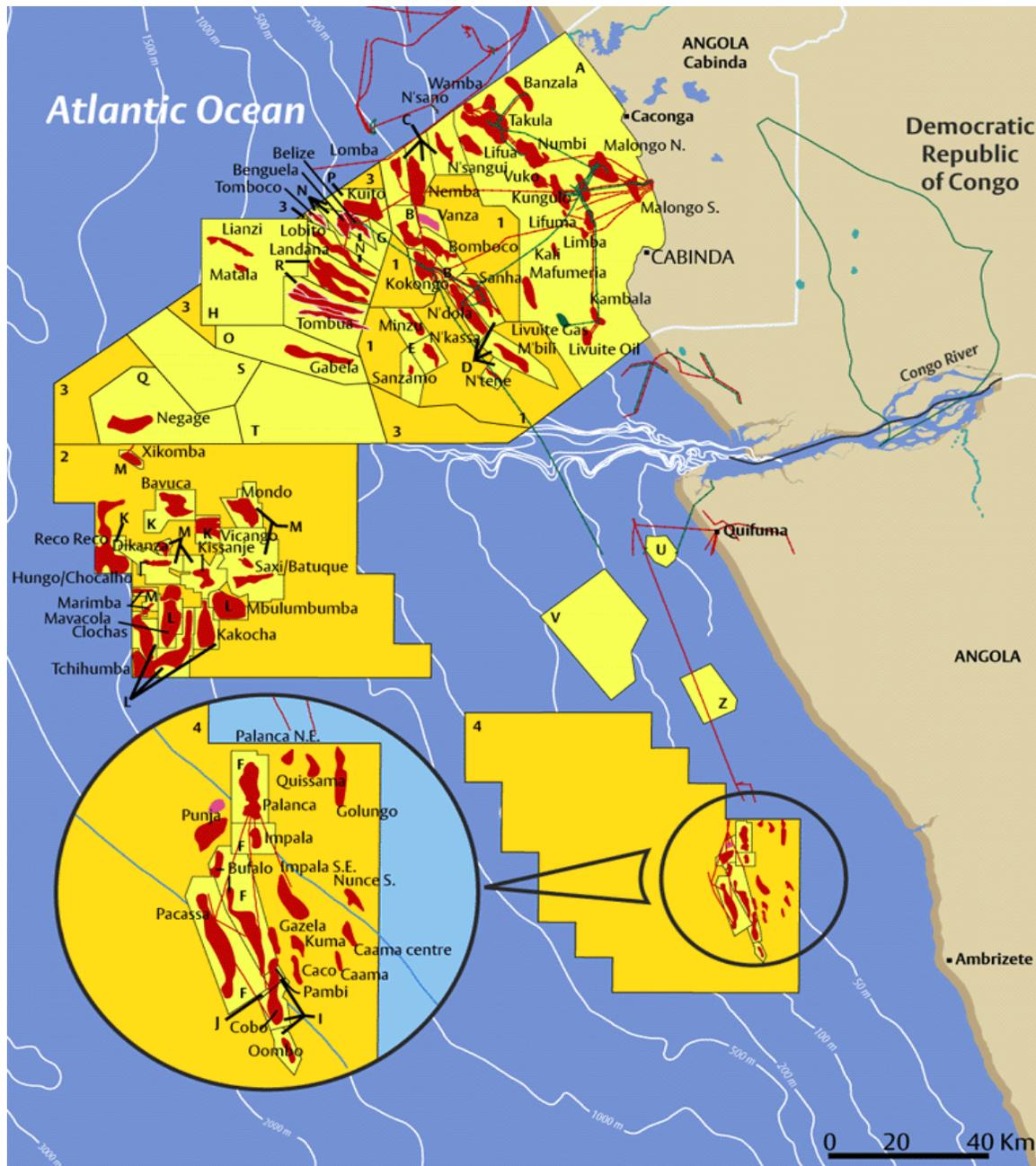


Figura 4-5. Costa de Angola

Este caso presenta una operación en aguas profundas de Angola durante la fase exploratoria del yacimiento, mostrando las habilidades más actuales y sugiere las tendencias futuras en las operaciones de aguas profundas.

Para los trabajos en este yacimiento se identificaron dos problemas a resolver:

- Era necesario obtener muestras de los fluidos de la formación para realizar un análisis PVT a fin de evaluar el yacimiento en aguas profundas durante la etapa exploratoria del pozo.
- Obtener muestras en una sola fase con un volumen mínimo de 400cc bajo condiciones de presión y temperatura del yacimiento a fin de evitar la toma de muestras a una misma profundidad.

Resultados del proyecto.

En cada pozo de este yacimiento la herramienta RCI fue utilizada para obtener mediciones múltiples de la presión de formación y para coleccionar múltiples muestras de hidrocarburos de alta calidad sobre las diversas zonas del yacimiento. Los datos de presión fueron validados utilizando el módulo de esta herramienta que realiza las pruebas de presión.

Durante la etapa de recolección, cada una de las muestras de los fluidos de la formación fue evaluada en el fondo del pozo para asegurar una muestra de alta calidad y sin contaminación que fuera representativa de la formación.

Esto fue hecho mediante la combinación de los distintos módulos de avanzada tecnología incorporados a esta herramienta que incluye:

- La identificación de la separación de las fases del fluido mediante la medición del punto de burbuja.
- El análisis de espectroscopia de fluidos.
- El análisis de los datos de prueba de presión de la formación.
- Represionar las muestras coleccionadas a fin de mantenerlas en una sola fase.
- Sensores para determinar la resistividad y capacitancia del fluido en tiempo real para garantizar una muestra limpia

Mediante el uso de esta herramienta se lograron obtener los siguientes resultados:

- Se obtuvieron 6 muestras de alto volumen en una sola fase.
- La eficiencia del proceso de muestreo se incremento significativamente.
- La integridad y seguridad del pozo se mantuvo durante todo el proceso de prueba.

Las habilidades y las ventajas en el diseño de esta herramienta durante su operación fueron determinadas durante el desarrollo del proyecto; esto incluyó al módulo de tanques múltiples y el módulo de análisis de espectroscopia de fluidos.

El módulo de análisis de espectroscopia de fluidos combinada con las mediciones de presión de la fase in situ y otros sensores permite determinar con confianza muestras limpias que garantizan que las muestras colectadas sean de calidad. Estas características permiten que la caracterización del yacimiento y fluido sea más exacta, permitiendo tomar buenas decisiones acerca de las acciones concernientes a la terminación del pozo.

Es importante señalar que las características antes mencionadas pueden ser determinadas en tiempo real lo que garantiza que estas solo sean tomadas una vez ahorrando los costos operativos del proceso de pruebas al pozo (well testing).

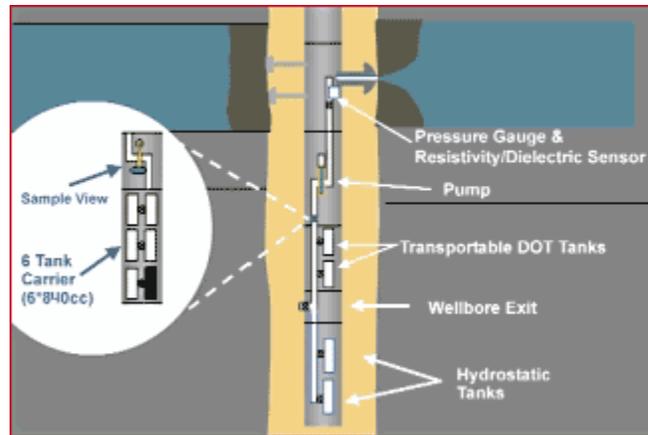


Figura 4-6. Diagrama de los módulos de la herramienta RCI

Beneficios del proyecto.

La herramienta RCI ha sido utilizada para recolectar muestras múltiples en una sola corrida en el pozo, esto es especialmente útil para el análisis PVT ya que, mediante el uso de esta tecnología la reducción de los costos de adquisición de datos del pozo es muy significativa.

Utilizando esta herramienta junto con el módulo de tanques contenedores se aseguró la toma de hasta 14 muestras limpias por viaje, entregando un total de 11160 cc de fluido de yacimiento bajo condiciones “in situ” del yacimiento.

Por cada operación realizada en el pozo se calcula haber ahorrado 2.5 millones de dólares en operaciones de prueba al pozo y 300 000 dólares en costos de renta de plataforma.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

MÉTODOS Y HERRAMIENTAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN DE YACIMIENTO ANTES Y DESPUES DE LA TERMINACIÓN DE UN POZO

CONCLUSIONES

Este trabajo de tesis, pretende informar sobre algunas de las herramientas disponibles para estimar la presión original de un yacimiento, al igual que resaltar las ventajas que representa el monitoreo en tiempo real del proceso de perforación y de pruebas al pozo.

- La presión a la cual están confinados los hidrocarburos, representa un factor principal para muchas decisiones críticas que afectan a la seguridad, la eficiencia, la productividad y la toma de decisiones sobre las operaciones que se aplicaran o no al pozo, con el fin de extraer los hidrocarburos del yacimiento.
- El análisis de presiones transitorias se enfoca en estimar la presión promedio de un yacimiento, para lo que es necesario contar con suficiente información acerca de las condiciones y características del yacimiento y el pozo.
- Se revisaron los métodos y técnicas utilizadas comúnmente para estimar la presión original y media del yacimiento, que son base del análisis de los datos obtenidos por las herramientas
- Además se presenta un nuevo método de análisis combinado de presión de incremento y decremento, el cual fue desarrollado para analizar dichos datos, tomando en cuenta las características particulares de operación de la herramienta RCI
- Las técnicas de pruebas de presión transitorias de presión como build up y draw down, son parte importante de la ingeniería de producción; estas incluyen la generación y la medición de las variaciones de la presión a través del tiempo en el pozo y posteriormente el cálculo de las propiedades de la roca, el fluido y el pozo.

Debido a la naturaleza mediante la cual las herramientas adquieren la presión de la formación (durante la perforación), la información está directamente disponible y puede ser usada en tiempo real para:

- Incrementar la seguridad del pozo mediante el conocimiento de las presiones de la formación durante la perforación.
- Controlar de forma activa la densidad equivalente de circulación para un proceso avanzado de perforación como en operaciones en aguas profundas o donde se debe mantener una ventana de perforación operacional ligeramente cerrada.
- Proveer información para calibrar modelos de predicción de la presión de poro durante el proceso de perforación.
- Optimizar el programa de asentamiento de TR al identificar los puntos exactos donde debe entubarse el pozo.
- Mejorar el programa de muestreo de una línea de acero en términos de eficiencia y seguridad al conocer la presión de balance de la formación y el punto de burbuja del fluido.

Los ejemplos presentados han mostrado que esta nueva herramienta tiene aplicaciones tales como:

1. Mediciones de presión de poro incluyendo el análisis in situ de la movilidad.
2. Determinar la conectividad del yacimiento y el gradiente de formación.
3. Proveer parámetros del fluido tales como los grados API mediante una combinación del gradiente de presión y la ubicación del pozo usando el software para predecir las propiedades PVT.

RECOMENDACIONES

- Se debe entender que una de las mediciones más importantes dentro de la industria petrolera es la de presión, ya que esta representa un factor primordial a considerar cuando se trata de decidir si un yacimiento petrolero tiene capacidad de ser explotado de forma rentable

En particular el conocer en una etapa temprana la presión ayuda a definir parámetros del yacimiento en el programa de perforación para:

- Refinar el modelo de presión del yacimiento.
- Mejorar el planeamiento para la etapa de producción,
- Reducir los tiempos no productivos y simultáneamente mejorar la seguridad de las operaciones.
- Al utilizar estas herramientas se tendrán operaciones que además de cumplir con los objetivos requeridos de manera exitosa, permitirán un gran ahorro en tiempos de operación, que se ven reflejados en grandes ahorros económicos.
- La detección temprana de posibles problemas con la operación, el ensamble de las herramientas o un mal sello de los empacadores pueden detectarse y rectificarse antes que la prueba continúe gracias al monitoreo en tiempo real
- Es importante mencionar que es necesario un trabajo conjunto de los distintos profesionales involucrados en el proceso de la evaluación del pozo y yacimiento

En campos maduros y complejos la habilidad de esta herramienta para determinar el nivel de agotamiento y el contenido de fluidos de pequeños intervalos contenedores de hidrocarburos mientras se perfora permite tomar decisiones en tiempo real como trabajar en agujero descubierto o desviar el pozo de una manera rápida y sobre todo mejorando la economía del proyecto.

APÉNDICE.

TABLAS DE CORRELACIONES Y GRAFICAS DE VARIABLES ADIMENSIONALES PARA EL MÉTODO DE MBH.

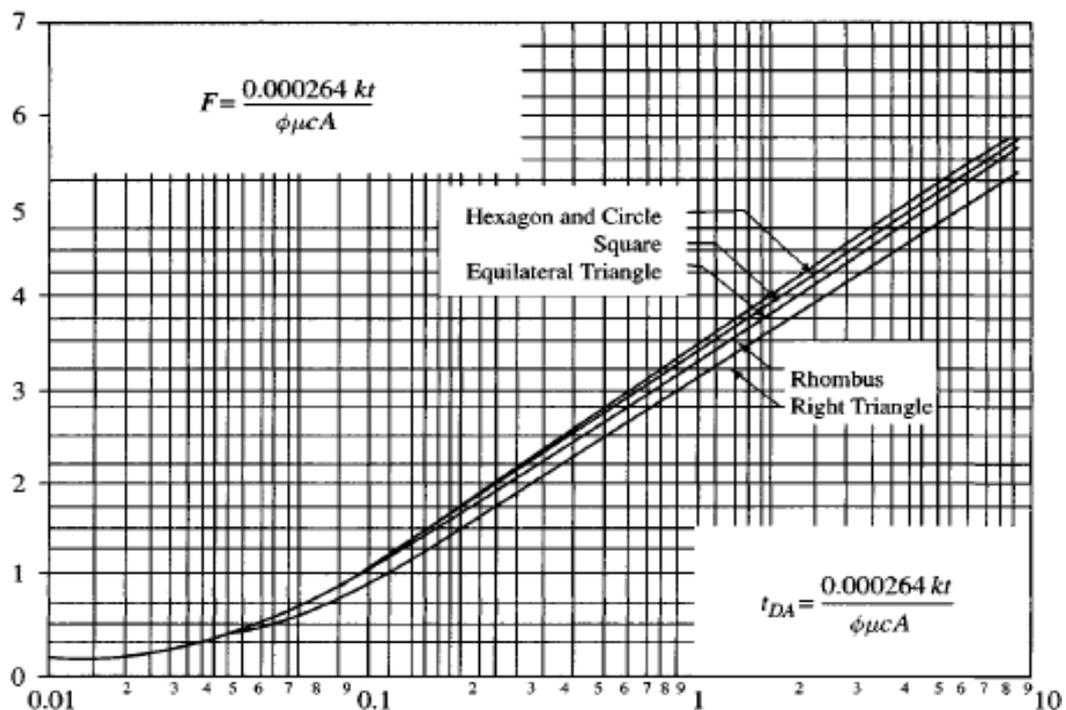


Fig. A-1. Curvas de MBH para un pozo ubicado al centro de un área de drene cuadrada.

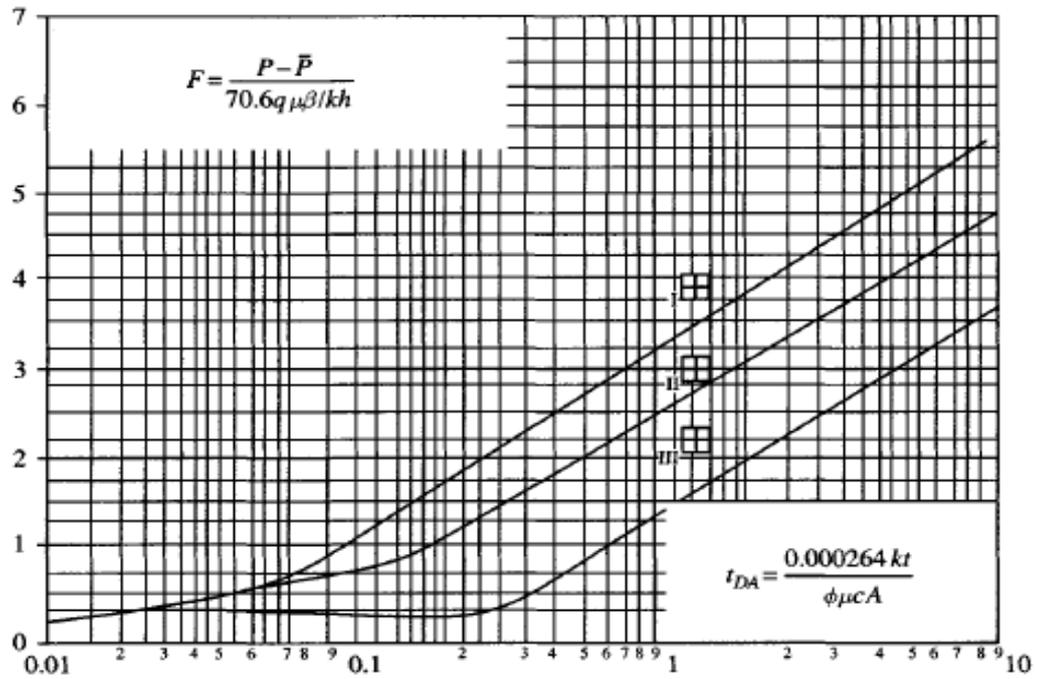


Fig. A-2. Curvas de MBH para un pozo situado dentro de un área de drene cuadrada.

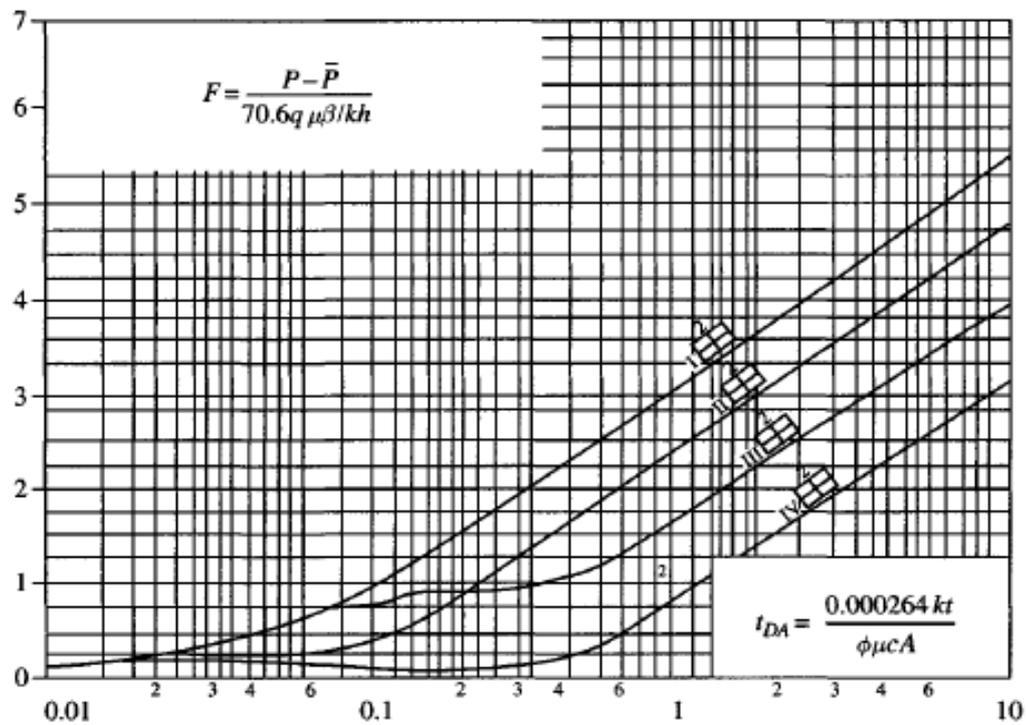


Fig. A-3. Curvas de MBH para un pozo situado dentro de un área rectangular 2:1.

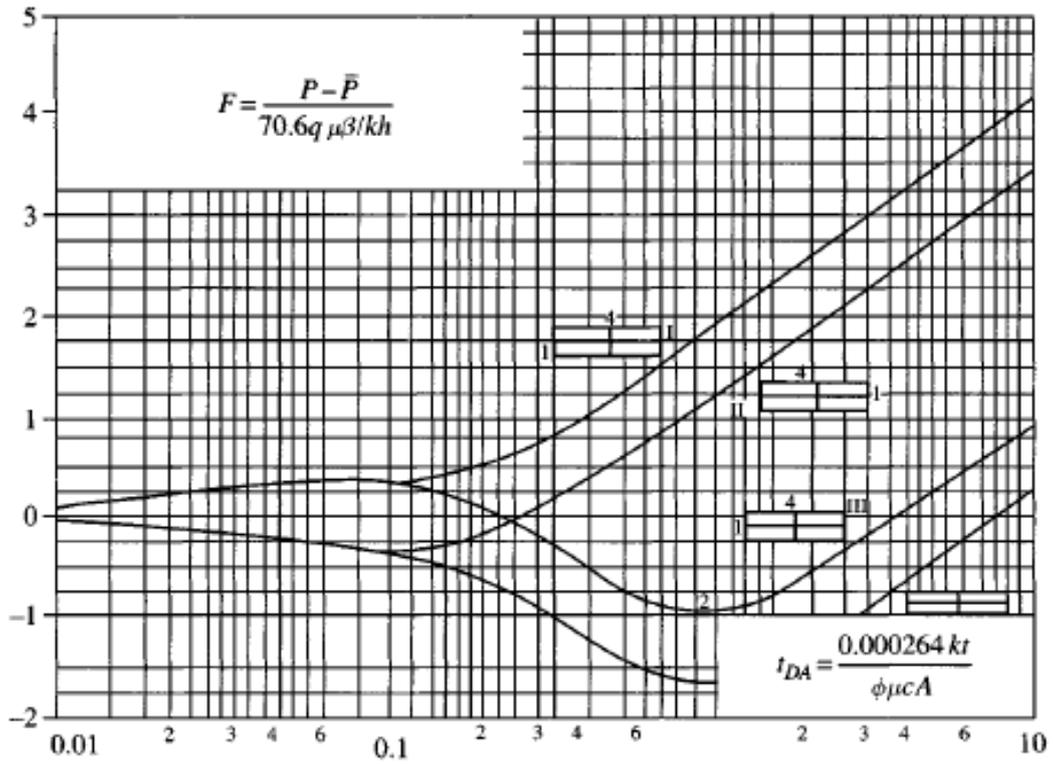


Fig. A-4. Curvas MBH para un pozo situado dentro de un área rectangular 4:1.

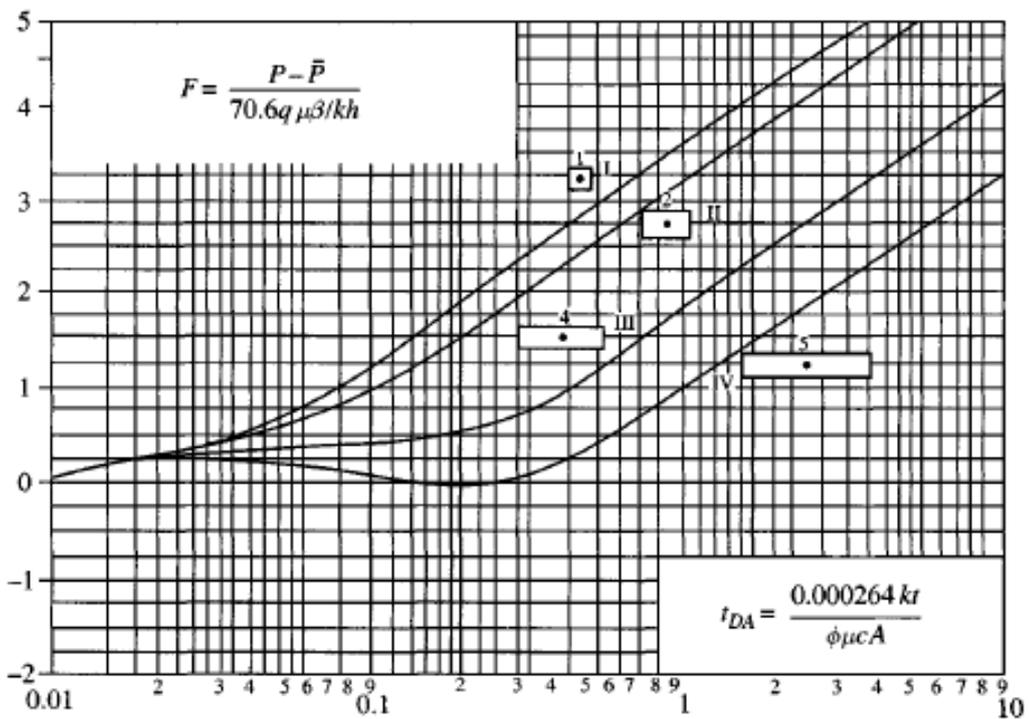


Fig. A-5. Curvas MBH para un pozo situado en varias geometrías rectangulares.

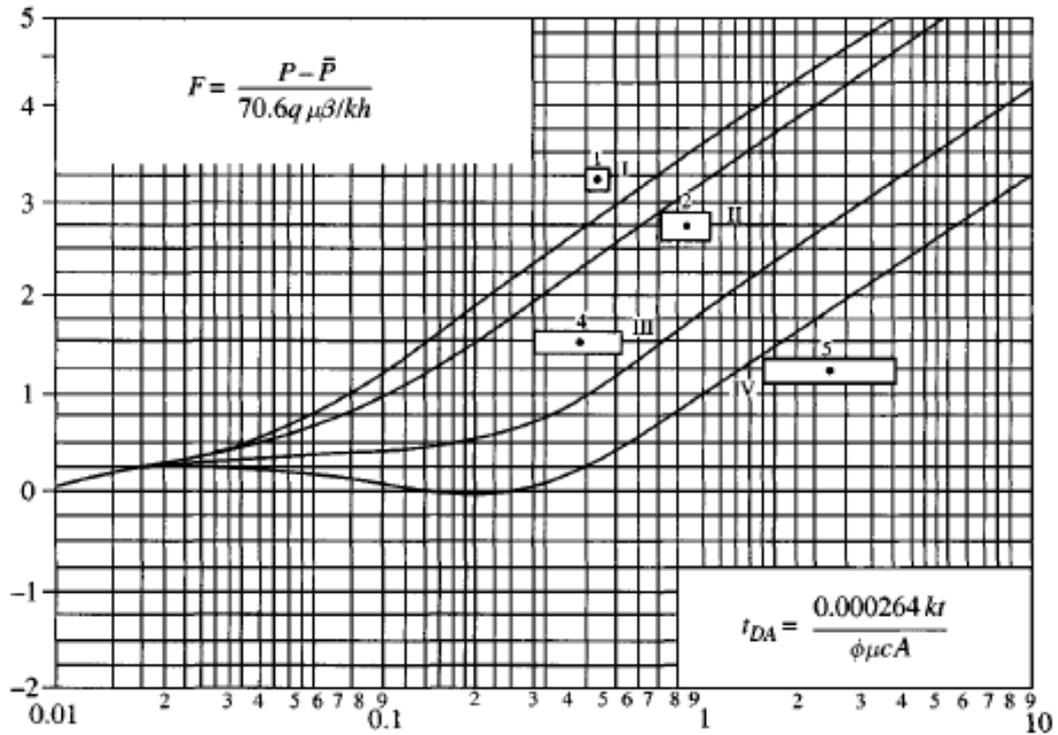


Fig. A-6. Curvas MBH para un pozo situado dentro de un área cuadrada y rectangular a 2:1

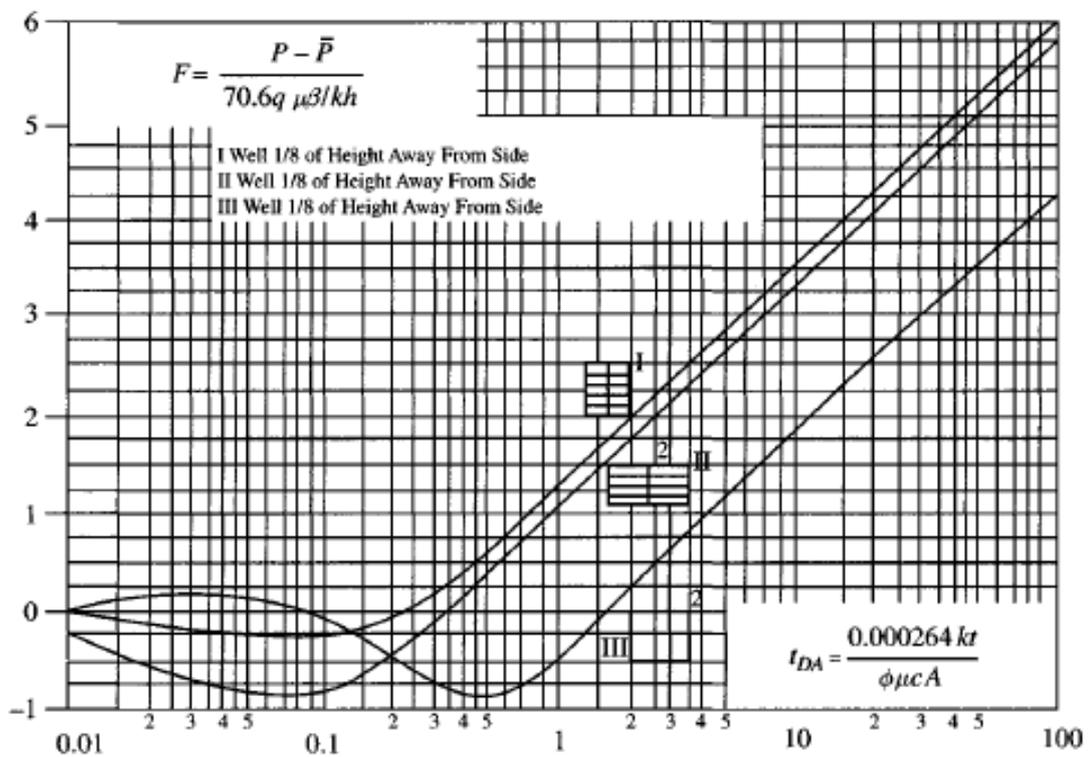


Fig. A-7. Curvas MBH para un pozo situado dentro de un área rectangular 2:1 y en un triángulo equilátero.

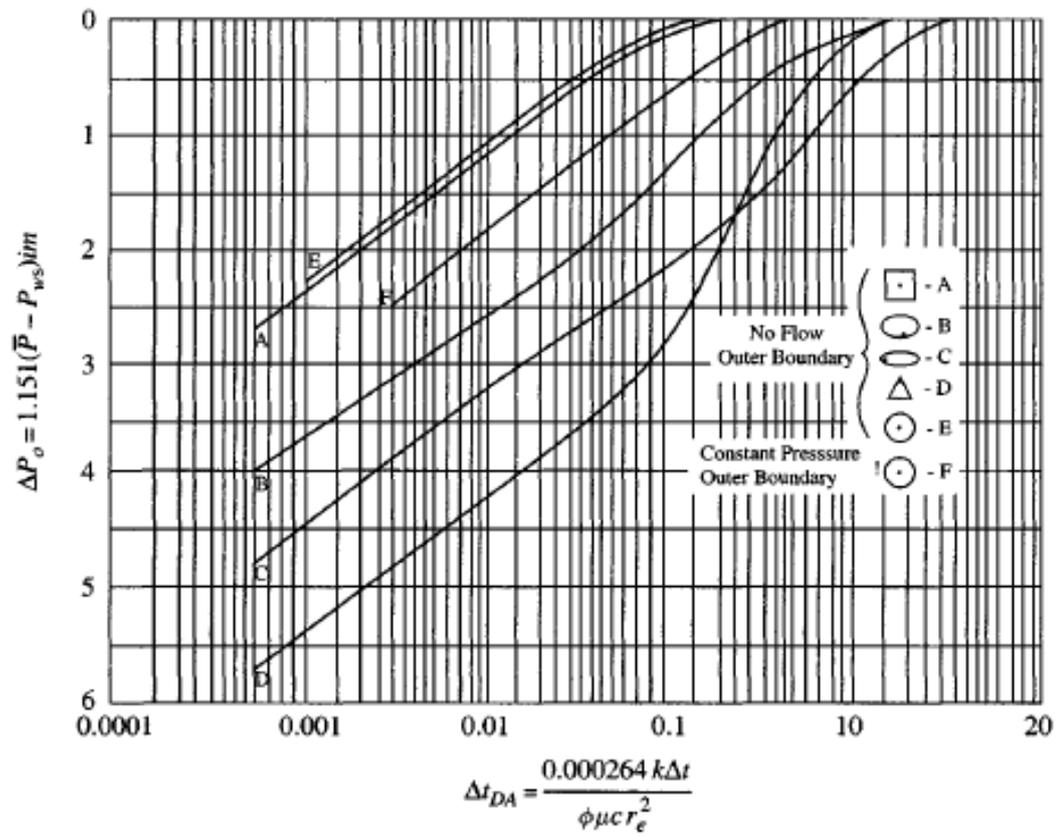


Fig. A-8. Presiones adimensionales MBH ABCDEF.

TABLA A-1

CONTINUACIÓN.

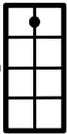
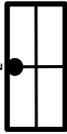
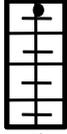
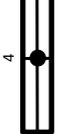
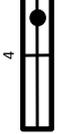
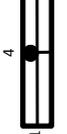
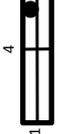
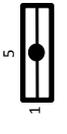
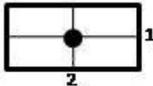
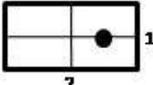
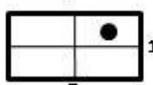
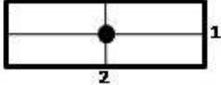
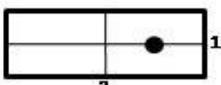
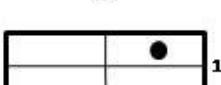
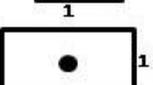
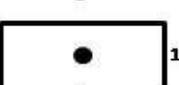
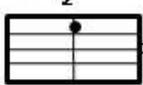
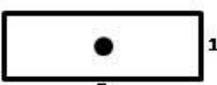
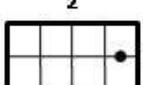
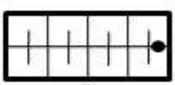
t_{DA}									
0.001	0.0125	0.0126	0.0125	0.0126	0.0126	0.0126	0.0126	0.0126	0.0126
0.0015	0.0179	0.0188	0.0179	0.0188	0.0188	0.0188	0.0188	0.0188	0.0188
0.002	0.0209	0.0251	0.0208	0.0251	0.0251	0.0251	0.0251	0.0251	0.0251
0.0025	0.0203	0.0314	0.02	0.0314	0.0314	0.0314	0.0314	0.0314	0.0314
0.003	0.016	0.0377	0.0155	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377
0.004	-0.0019	0.0502	-0.0027	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583
0.005	-0.0284	0.0626	-0.0295	0.0628	0.0628	0.0628	0.0628	0.0628	0.0628
0.006	-0.0596	0.0745	-0.0612	0.0754	0.0754	0.0754	0.0754	0.0754	0.0754
0.007	-0.0932	0.0858	-0.0951	0.0879	0.0879	0.0879	0.0879	0.0879	0.0879
0.008	-0.1277	0.0962	-0.1298	0.1004	0.1004	0.1004	0.1004	0.1004	0.1004
0.009	-0.162	0.1058	-0.1644	0.1129	0.1129	0.1129	0.1129	0.1129	0.1129
0.01	-0.1957	0.1144	-0.1983	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251
0.015	-0.3468	0.1445	-0.3502	0.1823	0.1823	0.1823	0.1823	0.1823	0.1823
0.02	-0.467	0.1589	-0.4718	0.2291	0.2291	0.2291	0.2291	0.2291	0.2291
0.025	-0.5615	0.1641	-0.5695	0.2643	0.2643	0.2643	0.2643	0.2643	0.2643
0.03	-0.6357	0.1633	-0.6507	0.2897	0.2897	0.2897	0.2897	0.2897	0.2897
0.04	-0.7395	0.1492	-0.7839	0.3197	0.3197	0.3194	0.3194	0.3194	0.3194
0.05	-0.8012	0.1224	-0.8963	0.3332	0.3332	0.3315	0.3315	0.3315	0.3315
0.06	-0.8339	0.0862	-0.9989	0.3385	0.3385	0.3335	0.3335	0.3335	0.3335
0.07	-0.8457	0.0437	-1.0949	0.3399	0.3399	0.329	0.329	0.329	0.329
0.08	-0.8622	-0.0028	-1.1859	0.3401	0.3401	0.319	0.319	0.319	0.319
0.09	-0.8272	-0.0512	-1.2723	0.3403	0.3403	0.3072	0.3072	0.3072	0.3072
0.1	-0.8038	-0.1004	-1.3542	0.3412	0.3412	0.2915	0.2915	0.2915	0.2915
0.15	-0.6223	-0.3322	-1.7021	0.3663	0.3663	0.1826	0.1826	0.1826	0.1826
0.2	-0.4138	-0.5189	-1.9613	0.4269	0.4269	0.0468	0.0468	0.0468	0.0468
0.25	-0.2196	-0.658	-2.1508	0.512	0.512	-0.1811	-0.1811	-0.1811	-0.1811
0.3	-0.0479	-0.7555	-2.2854	0.6102	0.6102	-0.0829	-0.0829	-0.0829	-0.0829
0.4	0.2343	-0.8547	-2.4344	0.8252	0.8252	0.122	0.122	0.122	0.122
0.5	0.4567	-0.8671	-2.4768	1.0075	1.0075	0.3143	0.3143	0.3143	0.3143
0.6	0.6389	-0.8284	-2.4544	1.1783	1.1783	0.4352	0.4352	0.4352	0.4352
0.7	0.7931	-0.762	-2.4011	1.3282	1.3282	0.6351	0.6351	0.6351	0.6351
0.8	0.9267	-0.682	-2.3278	1.4602	1.4602	0.767	0.767	0.767	0.767
0.9	1.0444	-0.5969	-2.2469	1.5774	1.5774	0.8843	0.8843	0.8843	0.8843
1	1.1497	-0.5115	-2.164	1.6825	1.6825	0.9894	0.9894	0.9894	0.9894
2	1.843	0.1507	-1.5058	2.3755	2.3755	1.6824	1.6824	1.6824	1.6824
4	2.3363	0.8636	-0.8129	3.0688	3.0688	2.3757	2.3757	2.3757	2.3757
8	3.2295	1.537	-0.1195	3.7623	3.7623	3.0691	3.0691	3.0691	3.0691
10	3.4527	1.7601	0.1036	3.9854	3.9854	3.2922	3.2922	3.2922	3.2922

TABLA A-2.

FACTORES DE ESTADO PSEUDOESTACIONARIO PARA DISTINTAS FORMAS DE YACIMIENTO.

	$\ln C_A$	C_A	$t_{DA} >$		$\ln C_A$	C_A	$t_{DA} >$
	3.45	31.6	0.1		2.38	10.6	0.3
	3.43	30.9	0.1		1.58	4.86	1.0
	3.32	31.6	0.2		0.73	2.07	0.8
	3.30	27.6	0.2		1.00	2.72	0.8
	3.09	27.1	0.4		-1.46	0.232	2.5
	3.12	21.5	0.7		-2.16	0.115	3.0
	1.58	22.5	0.7		1.22	3.39	0.6
	0.86	5.38	0.7		1.14	3.13	0.3
	0.86	2.38	0.7		-0.50	0.607	1.0
	2.56	12.9	0.8		-2.20	0.111	1.7
	1.52	4.57	0.5		-2.32	0.098	0.8
				Yacimientos con empuje de agua			
					2.96	19.1	0.1
				Yacimientos de desconocida producción			
					3.22	25	0.1

LISTA DE FIGURAS.

- Figura 1-1. Esquema de un yacimiento con empuje de agua.
- Figura 1-2. Tipos de porosidad.
- Figura 1-3. Ejemplo de saturación de una roca.
- Figura 1-4. Movilidad del aceite en presencia de agua.
- Figura 1-5. Movilidad del gas a través del aceite.
- Figura 1-6. Gradiente de presión hidrostática en un yacimiento.
- Figura 1-7. Tipos de terminación en agujero descubierto.
- Figura 1-8. Tipos de terminaciones en agujero entubado.
- Figura 1-9. Imagen de la herramienta de MWD y LWD TESTRAK.
- Figura 1-10. Herramienta de línea de acero.
- Figura 1-11. Gráficas de presión y flujo de una prueba de incremento.
- Figura 1-12. Gráfica del comportamiento de la presión en función del tiempo.
- Figura 1-13. Parámetros producidos en una prueba de pulsos e interferencias.
- Figura 1-14. Experimento de Darcy.
- Figura 1-15. Comportamiento de la presión durante la producción de un pozo.
- Figura 1-16. Geometrías de flujo.
- Figura 2-1. Gráfica de una prueba de incremento de presión para un yacimiento infinito.
- Figura 2-2. Gráfica de una prueba de incremento para un pozo cercano a los límites del yacimiento.
- Figura 2-3. Gráfica MDH de presiones adimensionales.
- Figura 2-4. Gráfica del método de Muskat.
- Figura 2-5. Gráfica de Muskat para el cálculo de la presión promedio del yacimiento.

- Figura 2-6.** Gráfica del método de Arps y Smith para el cálculo de la presión promedio.
- Figura 3-1.** Ensamble de una herramienta para una prueba DST.
- Figura 3-2.** Herramientas típicas DST usadas para los 2 tipos de prueba
- Figura 3-3.** Comportamiento de la presión en una prueba DST.
- Figura 3-4.** Gráfica de presión de la prueba DST.
- Figura 3-5.** Ausencia de permeabilidad.
- Figura 3-6.** Excelente permeabilidad.
- Figura 3-7.** Daño a la formación.
- Figura 3-8.** Permeabilidad media.
- Figura 3-9.** Daño al pozo.
- Figura 3-10.** Decremento de presión.
- Figura 3-11.** Gráfica de Horner.
- Figura 3-12.** Curvas tipo de Ramey.
- Figura 3-13.** Curvas tipo de Kohlhaas.
- Figura 3-14.** Ensamble de TESTRAK.
- Figura 3-15.** Diámetros de la herramienta TESTRAK.
- Figura 3-16.** Elemento de sello de la herramienta TESTRAK.
- Figura 3-17.** Esquema y gráfica de ubicación de la herramienta.
- Figura 3-18.** Esquema y gráfica de la herramienta haciendo contacto con la formación.
- Figura 3-19.** Esquema y gráfica del decremento de presión en la herramienta.
- Figura 3-20.** Esquema y gráfica del aporte de fluidos de la formación.
- Figura 3-21.** Esquema y gráfica del comportamiento final de la presión de formación.
- Figura 3-22.** Esquema del retiro de la herramienta.

Figura 3-23. Presiones obtenidas con la herramienta TESTRAK.

Figura 3-24. Gráfica del sistema del sellado optimo sobre la formación.

Figura 3-25. Gráfica de presión contra gasto.

Figura 3-26. Empacador o elemento de sello.

Figura 3-27. Módulos de la herramienta RCI.

Figura 3-28. Esquema de la herramienta RCI en el pozo.

Figura 3-29. Tanques de muestreo.

Figura 3-30. Espectro infrarrojo.

Figura 3-31. Valores estables del espectro.

Figura 3-32. Operación del tanque de una sola fase.

Figura 3-33. Gráfica de presión contra tiempo de RCI.

Figura 3-34. Gráfica de presión contra gasto de la formación.

Figura 3-35. Gráfica de una prueba incorrecta.

Figura 3-36. Flujo esférico y cilíndrico.

Figura 3.37. Geometría de flujo en la pared del pozo.

Figura 3-38. Esquema del pistón de la herramienta.

Figura 3-39. Gráfica de presión contra gasto ajustada.

Figura 4-1. Gráfica semilogarítmica de Horner.

Figura 4-2. Yacimiento en el mar del norte.

Figura 4-3. Datos de presión obtenidos.

Figura 4-4. Registros geofísicos y gradiente de la formación.

Figura 4-5. Costa de Angola.

Figura 4-6. Diagrama de los módulos de la herramienta RCI.

BIBLIOGRAFÍA.

- HUSSAIN RABIA. "WELL ENGINEERING AND CONSTRUCTION". ENTRAC CONSULTING. BIRMINGHAM. 2001
- AMANAT U. CHAUDHRY. "OIL WELL TESTING HANDBOOK". ADVANCED TWPSOM PETROLEUM SYSTEMS, INC. ELSEVIER. HOUSTON, TEXAS. 2003.
- DOMINIQUE BOURDET. "WELL TEST ANALYSIS: THE USE OF ADVANCED INTERPRETATION MODELS". ELSEVIER PARIS, FRANCE 2002
- RENNÉ COSSÉ. "BASICS OF RESERVOIR ENGINEERING". EDITIONS TECHNIP. PARIS 1998.
- ROBERT C. EARLOUGHER. "ADVANCES IN WELL TESTING ANALYSIS". SPE NEW YORK. 1977.
- STUART MCALEESE. "HANDBOOK OF PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION. OPERATIONAL ASPECTS OF OIL AND GAS WELL TESTING". ELSEVIER. UK 2006
- C. S. MATTHEWS. "PRESSURE BUILDUP AND FLOW TESTS IN WELLS" SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS TEXAS. 1980
- ROLAND N. HORNE. "MODERN WELL TEST ANALYSIS". STANDFORD UNIVERSITY. 1990
- TOBY DARLING. "WELL LOGGING AND FORMATION EVALUATION" ELSEVIER OXFORD, UK. 2005
- M.A. SABET. "WELL TEST ANALYSIS". GULF PUBLISHING COMPANY. HOUSTON TEXAS. 1991

- MORAN, J., AND FINKLEA, E, 1962, THEORETICAL ANALYSIS OF PRESSURE PHENOMENA ASSOCIATED WITH WIRELINE FORMATION TESTER, 36TH ANNUAL FALL MEETING OF SPE, OCTOBER 8-11.
- SPE 114598 SCATTER SEARCH FOR OPTIMIZING THE FORMATION-RATE ANALYSIS (FRA) MODEL BAOYAN LI, SPE, DAN GEORGI, SPE, AND JIANGHUI WU, SPE, BAKER HUGHES INCORPORATED.
- SPE 114598 SCATTER SEARCH FOR OPTIMIZING THE FORMATION-RATE ANALYSIS (FRA) MODEL BAOYAN LI, SPE, DAN GEORGI, SPE, AND JIANGHUI WU, SPE, BAKER HUGHES INCORPORATED
- SUCCESSFUL INTRODUCTION OF FORMATION PRESSURE TESTING WHILE DRILLING TECHNOLOGY. WELL INFORMED MAGAZINE. 2004.
- ADVANCED WIRELINE & MWD PROCEDURES BAKER HUGHES INTEQ TECHNICAL PUBLICATIONS GROUP 2001 RANKIN ROAD HOUSTON
- PETROLEUM GEOLOGY. BAKER HUGHES INTEQ. TECHNICAL PUBLICATIONS GROUP 2001 RANKIN ROAD HOUSTON
- FORMATION PRESSURE EVALUATION. BAKER HUGHES INTEQ. TECHNICAL PUBLICATIONS GROUP. 2001 RANKIN ROAD HOUSTON
- OIL FIELD FAMILIARIZATION. BAKER HUGHES INTEQ. TECHNICAL PUBLICATIONS GROUP. HOUSTON
- TESTRAK BROCHURE. BAKER HUGHES INTEQ. TECHNICAL PUBLICATIONS GROUP. HOUSTON
- RCI BROCHURE. BAKER HUGHES INTEQ TECHNICAL PUBLICATIONS GROUP. HOUSTON