

38  
24'



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DE MODELOS DE PRUEBAS DE  
PRESION EN POZOS HORIZONTALES

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

MEXICO, D. F.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

1990



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

Existen diferentes procedimientos para explotar óptimamente un yacimiento. En función del procedimiento de explotación aplicado variarán en forma considerable tanto la inversión como las utilidades al final del desarrollo de un campo, quedando implícitamente los ritmos de producción y la recuperación final de por medio. Pensando en obtener la mayor recuperación al menor costo, parte de la inversión debe canalizarse a determinar y seleccionar, mediante estudios diversos, la manera más apropiada de realizar la extracción del mayor volumen de aceite atrapado en la formación; ya sea aprovechando la energía natural del yacimiento o mediante la inyección de agua, nitrógeno, CO<sub>2</sub>, gas natural, etcétera.

El conocimiento de las características del yacimiento es primordial para realizar la planeación óptima de su desarrollo y de su explotación. Sin embargo, sólo cuando se ha concluido el desarrollo del campo, se tiene la mayor información y, aún así, esta puede ser insuficiente ya que algunas características como la magnitud del empuje hidráulico, la presencia de zonas impermeables, etc., se infieren del comportamiento observado al explotar el yacimiento durante varios años.

El medio indispensable sin el cual no podrían extraerse los hidrocarburos del subsuelo es sin duda, el pozo, vía de acceso a los fluidos de formación impulsados por diversos mecanismos naturales o artificiales hasta la superficie. Originalmente se

pensó en atravesar las formaciones productoras en forma vertical, es decir, que estas se encontraban directamente debajo del aparejo de perforación. Más tarde por razones técnicas y naturales al no poder alcanzar los objetivos en forma directa, se pensó en la perforación de pozos direccionados o inclinados; por ejemplo cuando estos se derivasen de plataformas fijas, barcos de perforación, barcazas, o bien cuando era necesario llegar al objetivo encontrado a distancia, debido a la presencia de cuerpos productores separados lateralmente y cuando era necesario preservar el medio ambiente localizado sobre el yacimiento.

A cada forma de atravesar la formación le corresponde un comportamiento de afluencia específico por parte de los fluidos el cual afecta directamente la productividad esperada así como la recuperación de aceite.

Anteriormente, la ingeniería de yacimientos había recurrido al fracturamiento de la formación productora a partir de un pozo vertical como un recurso para facilitar la captación de aceite atrapado en los poros del yacimiento, propiciando a la vez una nueva geometría de afluencia hacia el pozo que permitiese mayor producción y recuperación de aceite. Los modelos matemáticos sobre fracturamiento de formaciones y las pruebas de variación de presión realizadas en estos pozos revelan que las líneas de flujo concurren en forma perpendicular al plano de la fractura generada en ambos lados del pozo vertical cuyo desarrollo es vertical al intervalo productor y perpendicular al eje del pozo vertical debido al estado de esfuerzos en la formación. He aquí la razón principal por la cual se pensó en atravesar las formaciones productoras (de todo tipo originalmente), en forma horizontal de

tal que se cambiase el patrón de flujo radial circular a un patrón de flujo plano de geometría diferente que permitiese brindar altos gastos de producción y una recuperación más totalitaria de hidrocarburos. Surge así una nueva alternativa productiva, el pozo horizontal, caracterizado como su nombre lo indica por penetrar horizontalmente una porción del yacimiento. A un pozo horizontal de manera similar que a las fracturas, las líneas de flujo que concurren al pozo horizontal exhiben un comportamiento lineal es decir que cada una de ellas es perpendicular al eje del pozo.

La deformación asimétrica de las interfases agua-aceite, gas-aceite originadas por la producción de un pozo horizontal difieren de la ya conocida configuración para un pozo vertical, esto se debe a que las líneas de flujo convergen a lo largo de la horizontal del pozo formando una cresta en lugar de un cono, lo cual favorece además la eficiencia de barrido areal y volumétrica.

La comparación de la productividad de los pozos horizontales con aquella obtenida mediante pozos verticales, inclinados o fracturados, primeramente se estudió utilizando modelos potenciométricos y ahora es posible utilizar fórmulas analíticas en régimen pseudoestacionario y más recientemente mediante respuestas de presión transitorias. Sin embargo, la falta de precaución en el uso de estos métodos puede acarrear errores de consideración lo que generalmente ocurre cuando las premisas o suposiciones aplicadas a los parámetros del yacimiento que permiten su manejo matemático, son pasadas por alto.

Las respuestas obtenidas de las pruebas realizadas a los pozos en los cuales se generan y se miden las variaciones de presión tienen el objeto de obtener información del sistema roca fluidos y de los mismos pozos a partir de su análisis. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

La interpretación de las respuestas de presión arrojadas de la prueba a un pozo horizontal resulta ser más complicada que aquella para un pozo vertical. Esta dificultad se asocia con lo siguiente: a) la dirección principal de los parámetros del yacimiento, no coincide con el medio ambiente de depósito, b) la geometría de flujo implica una naturaleza tridimensional donde no se tiene simetría radial y c) hay más información que puede ser obtenida. Adicionalmente a esto, la variación de la permeabilidad vertical en ciertas zonas y la distribución de las capas de lutita hacen de la interpretación un verdadero enigma.

Las soluciones analíticas que se presentan en cuanto al diseño y métodos de interpretación de pruebas de presión han sido diseñadas para:

- Yacimientos infinitos o limitados con fronteras impermeables o de presión constante.
- Para un pozo horizontal con efecto de almacenamiento y daño.
- Para un pozo horizontal con flujo uniforme y conductividad infinita.

Dos fenómenos característicos que se ponen de manifiesto en

las respuestas de presión de un pozo horizontal son: al iniciar el tiempo, la evolución de la presión se debe a un flujo radial circular en un plano perpendicular al pozo y a tiempos posteriores el comportamiento corresponde a un flujo pseudo radial en el plano horizontal al pozo.

Para propósitos prácticos los métodos de diseño de pruebas de presión e interpretación consisten en:

- Un análisis semi-log el cual provee un valor de pseudodaño.
- Un análisis log-log (con juegos de curvas tipo) fácilmente manejables en microcomputadoras).

Además, se han desarrollado criterios de tiempo con el objeto de determinar en particular el inicio del período de flujo pseudo-radial.

## CAPITULO 2

### TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES

## CAPITULO 2

### TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES

#### 2.1. GENERALIDADES

La perforación horizontal no es un concepto nuevo, durante los años treinta se perforaron casi ciento veinte pozos horizontales en el continente europeo. En los años cincuenta se perforaron algunos pozos horizontales en Ohio con el propósito de acelerar el drenaje de aceite y agua encontrados en arenas de profundidad somera.

La Unión Soviética realizó importantes experimentos en la década de los años cincuenta. En ese tiempo, perforaron cuarenta y tres pozos horizontales con el fin de dominar la tecnología, llegando a la conclusión de que la perforación horizontal era técnicamente factible pero económicamente desilusionante. Como resultado de esto, la utilización de este método fue abandonado. Probablemente las razones de las fallas no se debieron a la técnica, si no a los sitios seleccionados para su desarrollo.

Después de los Soviéticos, a mediados de los años sesenta se realizaron nuevamente pruebas encaminadas al dominio de esta tecnología, cuando los chinos dijeron haber perforado dos pozos horizontales. El primero con una longitud de quinientos metros en la sección horizontal que atraviesa al yacimiento, el cual se colapsó después de una semana de producción, mientras que el segundo fue interrumpido a causa de la revolución cultural. Nuevamente la conclusión apuntaba que la técnica era totalmente

factible pero no económica.

A finales de los años setentas y a principios de la década de los ochentas, las sociedades Imperial Oil LTD y Texaco Canada Inc. realizaron varios intentos. En uno de los casos (Pozos Norman), se presentó un serio problema debajo del río Mackenzie. En otro caso la intención fue únicamente poner a producir las arenas del lago Cold con bases experimentales.

El siguiente periodo marcó el tiempo cuando los pozos horizontales demostraron su capacidad para poner a producir eficientemente ciertos yacimientos.

A mediados de la década de los ochentas, la sociedad Holandesa Unocal Netherlands perforó varios pozos horizontales de radio medio por desvío de viejos pozos verticales localizados en un yacimiento de arenas deleznable, los cuales se encontraban invadidos de agua. En este caso la perforación horizontal reportó un éxito total.

Una vez más, en los años ochentas, inspirados por los experimentos realizados por la sociedad ELF Aquitaine y el Instituto Francés del Petróleo, la Standard Oil de Ohio y la British Petroleum Co. iniciaron una serie de experimentos tendientes al dominio de la técnica. Poco después la Standard Oil de Ohio perforó tres pozos horizontales en el campo petrolífero de Frudhoe Bay resultando todo un éxito, ya que el mejor de estos pozos rompió el récord anteriormente impuesto en el campo Rospo Mare en Italia.

En 1985 la sociedad ARCO International Oil and Gas Co. perforó cerca de veinte pozos en Indonesia con el fin de tratar los problemas de conificación presentes en un yacimiento

calcáreo.

Varios intentos más, emprendidos alrededor de ese mismo periodo son dignos de mencionarse en vista de su naturaleza innovadora, como fue el caso del Departamento de Energía de los Estados Unidos que en 1986 perforó un pozo horizontal con aire en un yacimiento de gas compacto.

En 1980 con el fin de aprender más acerca de esta técnica y lejos de considerar cualquier objetivo económico la sociedad ELF Aquitaine en colaboración con el Instituto Francés del Petróleo iniciaron la perforación de dos pozos horizontales; el Lacq 90 y el Lacq 91 en un viejo y poco profundo yacimiento. Una vez adquirida la capacidad y el conocimiento en el dominio de esta técnica, en 1982 se inició la intervención del yacimiento Rospo Mare con el pozo horizontal PSM6. Este pozo probó que cuando se selecciona el sitio conveniente, los pozos horizontales resultan altamente provechosos.

El siguiente paso fue el de mejorar aún más la técnica desarrollando en 1983 el campo Castera Lou, al suroeste de Francia donde la sección horizontal del pozo se perforó a una profundidad de 2,900 m. En el periodo comprendido entre 1986 y 1987 se perforó un pozo horizontal en un yacimiento de arenas poco consolidadas en Chateaurenard al sur de Paris.

En 1987 se terminó el primer grupo de cinco pozos horizontales en el campo Rospo Mare reportando una producción de 30,000 bl/día marcando el dominio de esta tecnología.

## 2.2. DESCRIPCION DE UN POZO HORIZONTAL

Los pozos horizontales proporcionan una valiosa herramienta para resolver diversos problemas de ingeniería de yacimientos. La tecnología de pozos horizontales ha demostrado su éxito al lograr la disminución de costos en el desarrollo de campos y conseguir producciones de aceite y/o gas bastante considerables.

Por pozo horizontal se debe entender aquel pozo en el cual una porción considerable del agujero penetra en el yacimiento de manera horizontal. Estos pozos pueden clasificarse de acuerdo a las técnicas de perforación como sigue:

### POZOS DE RADIO LARGO O MEDIO

Este tipo de pozos necesita varios cientos de metros para poder ser desviados de la vertical a la trayectoria horizontal. Las secciones horizontales de estos pozos generalmente son de gran longitud, dirección precisa, diámetros amplios en el agujero y emplean equipo estándar utilizado en la perforación de pozos direccionales altamente desviados como tubería flexible, desviadores, secciones articuladas, motores de fondo etc. La figura 1 muestra algunas configuraciones para el arreglo de estos componentes.

La perforación del pozo inicia verticalmente o en forma inclinada, lo cual se logra abatiendo el mástil de perforación un

cierto número de grados, figura 2. En algunas ocasiones se utilizan pozos originalmente verticales para desviar la trayectoria horizontal, abriendo sendos agujeros en la tubería de revestimiento.

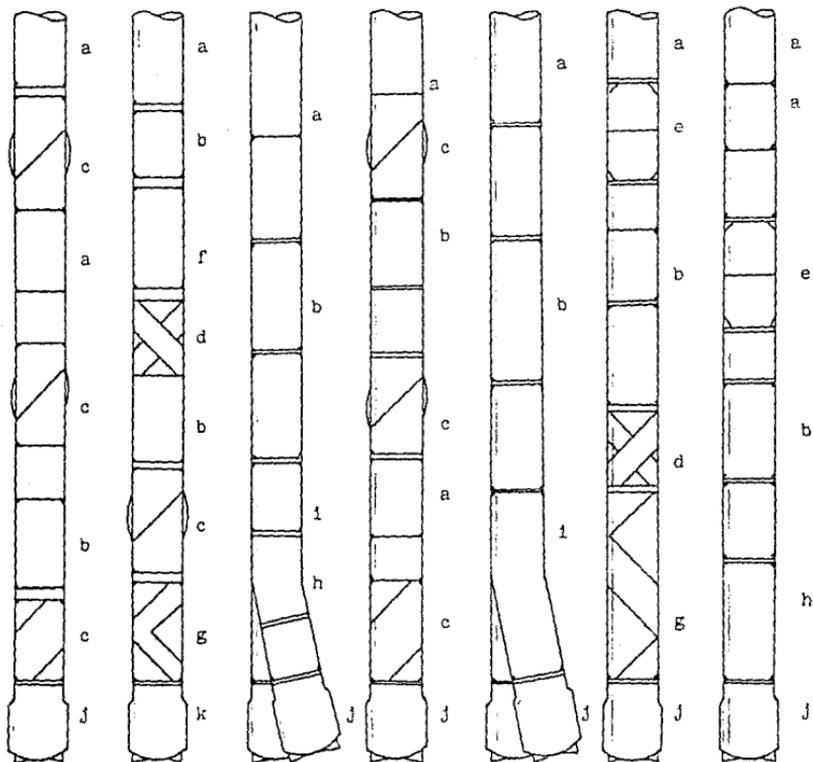
A partir del punto inicial de desvío, el pozo se puede seguir perforando con el sistema rotario de aparejo, hasta que la inclinación de la sección perforada lo permita. Más tarde se implementará un motor de fondo el cual transmitirá la rotación a la barrena, cuya fuerza de ataque ya no estará dada por acción de la gravedad, si no por el empuje del aparejo de perforación.

La reología del fluido de perforación, además de cumplir las funciones de control de presión, acarreo de recortes y enfriamiento de la barrena, debe proporcionar lubricación al aparejo con el fin de reducir la fricción entre la tubería y la pared del agujero. Para ello se han empleado todos base aceite.

La terminación selectiva es uno de los grandes problemas que enfrenta esta tecnología. Con el objeto de poner a producir únicamente alguna sección del pozo, se ha optado por el método de cementación y reperforación, el uso de empacadores externos y la instalación de liners no cementadas previamente ranuradas que, además, previenen el taponamiento o el colapso del intervalo.

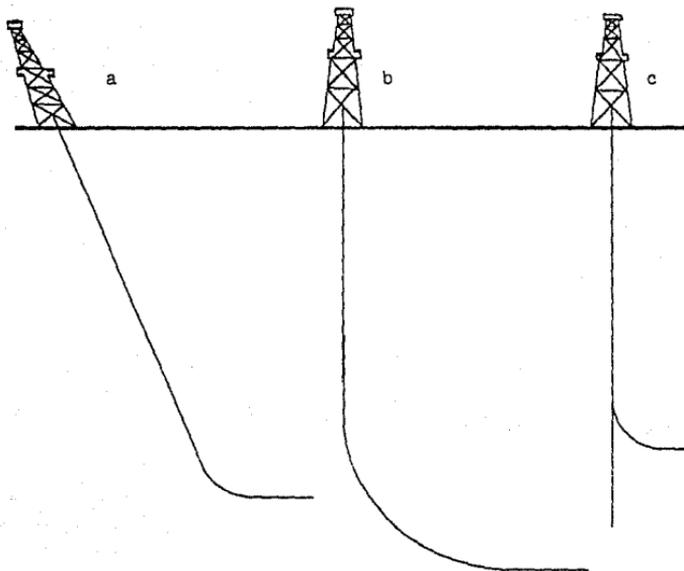
#### POZOS DE RADIO CORTO

A estos pozos se les ha catalogado como simples ductos de drenaje horizontal. Necesitan equipo especial para alcanzar la trayectoria horizontal en solo algunos metros. La sección horizontal generalmente es corta, menor a 100 m., de diámetro



a -Lastra barrenas, b -Lastra barrenas no magnéticas, c -Estabilizador, d - Estabilizador no magnético, e -Tubería de perforación pesada, f -Herramienta registradora MWD, g -Conductor de perforación, h -Motor de lodo, i -Sección curva, j -Barrena giratoria, y -k -Barrena PDC.

FIG. 1.- DISTINTOS ARREGLOS DE COMPONENTES UTILIZADOS EN LA PERFORACION HORIZONTAL.



- a) En forma inclinada
- b) Partiendo de la trayectoria vertical
- c) Derivandose de un pozo vertical previamente perforado.

FIG. 2.-DIFERENTES FORMAS DE REALIZAR LA PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES.

pequeño y se deriva de un pozo vertical. Por ello son considerados como simples extensiones de los pozos verticales conformando un tipo especial de terminación. De un pozo pueden extenderse arreglos unitarios o múltiples dependiendo de las condiciones del pozo y de la formación.

Su trayectoria difícilmente puede orientarse con seguridad y, al ser tan corta, el área de investigación se ve muy restringida en el yacimiento; por tanto, no modifica considerablemente la geometría de drenaje.

### 2.3. MEDICION DE REGISTROS EN POZOS HORIZONTALES

Casi todos los registros geofísicos disponibles y algunos de producción pueden correrse a través de los pozos horizontales. Con ello ha sido posible radiografiar las formaciones localizando heterogeneidades importantes como zonas fracturadas, zonas de distinta permeabilidad, cuerpos no productores, etc. Además, pueden determinarse las entradas de agua y el aceite al pozo, así como la capacidad de flujo de las diferentes secciones atravesadas.

La acción de la fuerza de gravedad, impide que las herramientas registradoras puedan correrse a través de la sección horizontal del agujero mediante el uso de la línea de acero. Para ello se han desarrollado técnicas de toma de registros en pozos horizontales.

. La técnica SIMPHOR (Sistema de instrumentos y medición de

pozos horizontales) utiliza la tubería de perforación para introducir y correr al mismo tiempo la herramienta registradora a través del pozo. El registro también puede correrse en la etapa de extracción de tubería. El sistema se compone de tres partes fundamentales: la herramienta registradora y su caja protectora, una caja conectora la cual contienen un enchufe eléctrico, y una ventana lateral en la sección vertical del pozo la cual permite el paso del cable a través de la tubería hasta la herramienta, figura 3.

Varias configuraciones de herramientas de 3 y 4 pg. de diámetro pueden utilizarse en los sistemas SIMPHOR de 5 pg. Para 8 1/2 pg. en agujero abierto, los registros disponibles incluyen entre otros, El rayo Gama, Neutrón, Sónico, Inducción o Dual Inducción, Dual Laterolog, Caliper de cuatro brazos e inclinómetro. En 7 y 9 5/8 pg., las herramientas disponibles pueden ser el Registro de Cementación, Rayos Gama, Localizador de Coples y Cámara de video.

. La técnica de bombeo, ampliamente utilizada en pozos desviados puede extenderse para pozos horizontales. Esta técnica puede funcionar en distancias mayores a los 500 m. y aunque utiliza herramientas de menor diámetro, también ha manejado herramientas de producción sofisticadas, como el registro de temperatura por ejemplo.

#### 2.4. CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES FACTIBLES A DESARROLLAR

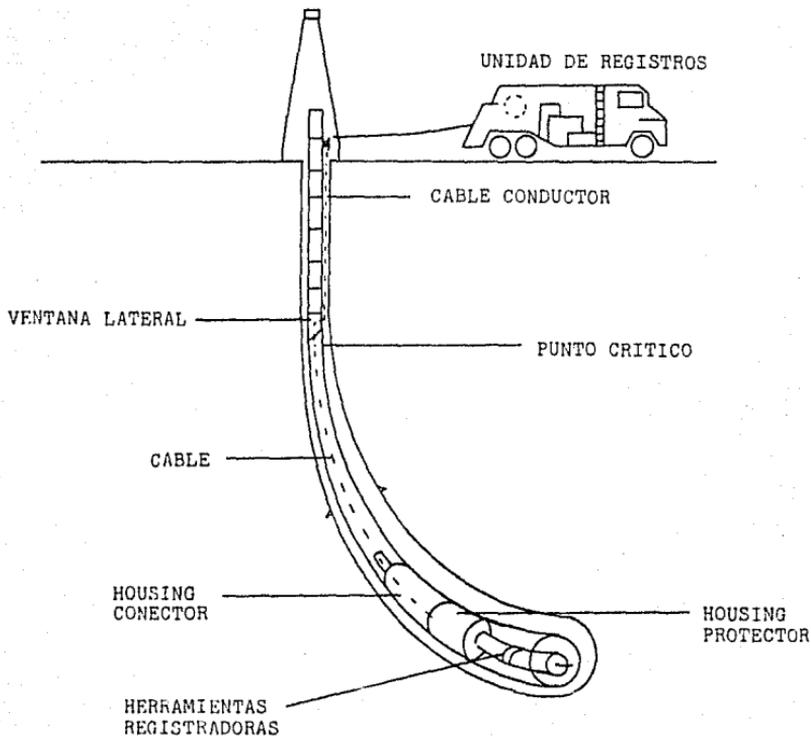


FIG. 3.-SISTEMA DE MEDICION DE REGISTROS EN POZOS HORIZONTALES.

El perfeccionamiento de las técnicas de perforación horizontal, ha disminuido sustancialmente los costos por su desarrollo a niveles muy bajos de los originalmente esperados. El problema ahora concierne a la selección de formaciones factibles a ser explotadas mediante esta tecnología, reeditando económicamente toda inversión.

El principal objetivo de los proyectos de investigación en la ingeniería de yacimientos, es el de definir las condiciones bajo las cuales el comportamiento de los pozos horizontales pueden ser significativamente mejores a los resultados obtenidos mediante la intervención de pozos verticales en ciertas formaciones. Las características que favorecen la recuperación de hidrocarburos mediante el uso de pozos horizontales son:

Formaciones naturalmente fracturadas -Las fracturas en los yacimientos tienen la característica de ser paralelas a los esfuerzos principales, cuyo sentido vertical, se debe al peso de los estratos. Estas se desarrollan siguiendo arreglos bien definidos y realmente son subverticales, es decir, inclinadas. Por ello la mejor forma de intersectar un mayor número de fracturas en el yacimiento es mediante la perforación horizontal. La productividad será directamente proporcional al número de fracturas intersectadas.

. Yacimientos de espesor pequeño -Especialmente si se sospecha en base a estudios previos la presencia de fracturas.

. Formaciones suaves -tales como las calcáreas en donde la posibilidad de un colapso es más latente.

Formaciones de baja permeabilidad -En un yacimiento de baja permeabilidad con productividad insuficiente, una forma de mejorar el sistema de flujo de la formación y por ende la recuperación de aceite, es crear una fractura en ambos lados del pozo. Pero una solución más atractiva puede ser la perforación horizontal. La ventaja es triple: a) Incremento de la longitud - Es muy fácil perforar 2000 pies horizontalmente. sin embargo, crear esta longitud de fractura requiere de una capacidad de bombeo bastante considerable y aún entonces el sustentarla sería casi imposible. b) Conductividad infinita -La longitud de una fractura artificial nunca se comportará como un plano de conductividad infinito. En la práctica la productividad de un pozo fracturado, corresponde a un plano teórico de conductividad finita de no más de 200 pies. Por otro lado la resistencia al flujo casi siempre es despreciable para un pozo horizontal. c) Control de la geometría -La trayectoria de un pozo horizontal puede ser perfectamente controlada. por ello es capaz de atravesar las barreras de distinta permeabilidad en el yacimiento.

. Yacimientos con columnas de aceite delgadas o con pequeñas diferencias de densidades entre el agua y el aceite.

. Yacimientos de gas en formaciones de grandes volúmenes de roca.

## 2.5. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

Una de las principales ventajas de los pozos horizontales es

que su productividad es superior a la obtenible mediante la perforación de pozos convencionales en ciertas formaciones, particularmente cuando la productividad del medio perforado se reporta baja.

La productividad de un pozo convencional es proporcional a la transmisibilidad, esto es, al producto de la permeabilidad de la formación multiplicada por su respectivo espesor (kh). Las productividades baja se reportan cuando tiene precisamente una permeabilidad pobre o bien un espesor de formación pequeño. En algunos casos ambas características pueden presentarse. Una manera de compensar estos efectos es empleando la perforación horizontal, donde la longitud del pozo horizontal no es impuesta por las condiciones naturales. El producto de la permeabilidad por la longitud (kL) en pozos horizontales juega un papel muy semejante al producto de la permeabilidad por el espesor (kh) en los pozos convencionales. Esta ventaja es considerable para yacimientos heterogéneos, donde las oportunidades de perforar una zona geológicamente favorable, aumentan con la distancia perforada a través de la formación.

El índice de productividad para pozos horizontales se obtienen mediante:

$$PI_H = 2\pi \frac{kL}{\mu} \frac{1}{\frac{L}{h} \ln \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eH}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eH}}} + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_{WH}}\right)} \quad (1)$$

y el índice de productividad para los pozos verticales:

$$PI_V = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{1}{\ln\left(\frac{r_{eH}}{r_{wV}}\right)} \quad (2)$$

Las ecuaciones 1 y 2 están listas para ser utilizadas en el sistema inglés de unidades. Si se desea utilizar las siguientes unidades: pie, bl, psi, md, cp. El factor de multiplicación que incluye a  $2\pi$  y el uso del logaritmo base 10 es 0.0145.

Para unidades de: m, m<sup>3</sup>, día, bar, cp. El factor de multiplicación incluyendo el uso del logaritmo base 10 es 0.0233.

Luego, la relación de índices de productividad  $PI_H / PI_V$  es:

$$PI_H / PI_V = \frac{\ln\left(\frac{r_{eV}}{r_{wV}}\right)}{\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eH}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eH}}}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_{wH}}\right)} \quad (3)$$

La ecuación 3 es válida en cualquier sistema de unidades.

Las figuras 4 y 5 proporcionan una solución gráfica de la ecuación 3.

La figura 4 muestra la influencia del espesor de la capa en la productividad, como el resultado de la relación  $h / r_{wH}$  del espesor de la formación entre el radio del pozo horizontal por un lado, y la relación  $h / L$  del espesor de la formación entre la longitud productiva por otro lado.

Por ejemplo, si se tiene  $h = 100$  m. (328 pies),  $L = 270$  m. (885 pies), y  $r = 0.1$  m. (4 pg). El valor obtenido en el lado izquierdo de la escala vertical es 2.

La figura 5 da la relación de los índices de productividad entre un pozo horizontal y uno vertical. Para el ejemplo anterior la curva que termina en el valor 2 al lado derecho de la escala vertical, da el resultado dependiendo de la intersección con el valor de la relación entre la longitud del pozo y el radio de drene.

Las ventajas de los pozos horizontales se deben directamente a la mecánica de los fluidos en un yacimiento homogéneo. Sin embargo, la heterogeneidad es una propiedad universal de los yacimientos de aceite y, consecuentemente, la perforación horizontal permanecería como una técnica marginal si solamente se emplease en yacimientos homogéneos.

Con la intención de definir una heterogeneidad es necesario conocer las dimensiones, la dirección y el tipo de anomalía que rompe con las condiciones de uniformidad en el yacimiento; por ejemplo las diferencias entre la porosidad de una sección a otra del yacimiento, presencia de cuerpos no productores, fracturas, etcétera.

Cabe señalar que el efecto de las heterogeneidades en los pozos verticales es muy diferente al mostrado en los pozos horizontales, por tanto, dependiendo del tipo de heterogeneidad reportada, el pozo horizontal puede o no ser particularmente aconsejable.

El fenómeno de anisotropía se define como la diferencia de permeabilidades en las distintas direcciones consideradas del yacimiento  $k_x$ ,  $k_y$ , y  $k_z$ . Las dos causas principales por las que se da este fenómeno son los procesos de sedimentación y el fracturamiento posterior.

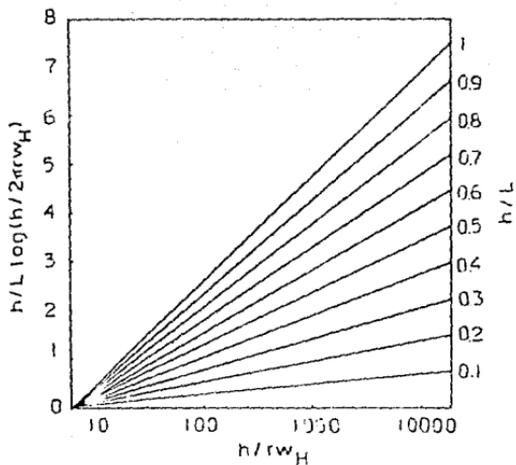


FIG. 4.-INFLUENCIA DEL ESPESOR DE CAPA EN LA PRODUCTIVIDAD

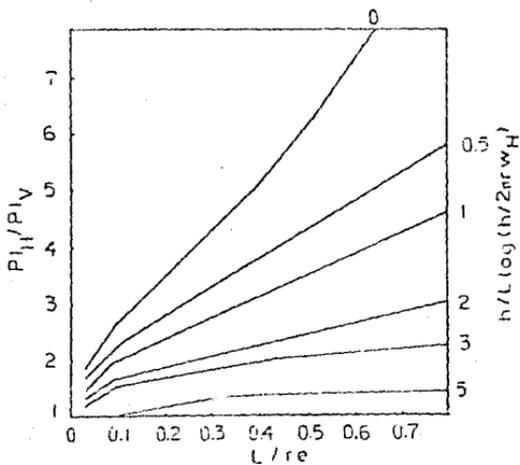


FIG. 5.-RELACION DE PRODUCTIVIDAD ENTRE UN POZO HORIZONTAL Y UNO VERTICAL

Muskat redujo el problema de flujo en una sola fase para una yacimiento anisótropo en equivalencia isotrópica ajustando las coordenadas espaciales  $x$ ,  $y$ ,  $z$ , en la relación  $(k/k_i)$  donde  $k$  es la isotropía equivalente de la permeabilidad y  $k_i$  ( $i = x, y, z$ ) son las permeabilidades direccionales definidas anteriormente.

Se tiene el siguiente ejemplo:

$$\begin{aligned} L &= 500 \text{ m. (1640 pies)} \\ h &= 40 \text{ m. (130 pies)} \\ r_{eH} &= 1000 \text{ m. (3280 pies)} \\ r_{wH} &= 0.12 \text{ m. (5 pg = 0.36 pies)} \\ k_H &= 400 \text{ md} \\ k_V &= 25 \text{ md} \\ \mu_o &= 5 \text{ cp} \end{aligned}$$

Donde se usa el símbolo ( $'$ ) para representar la isotropía equivalente de este yacimiento. La permeabilidad será:

$$k' = (k_H k_V)^{1/2} = 100 \text{ md}$$

Los coeficientes que necesitan ser aplicados para las coordenadas horizontales y verticales son:

$$\begin{aligned} (k' / k_V)^{1/2} &= (100/25)^{1/2} = 2 \\ (k' / k_H)^{1/2} &= (100/400)^{1/2} = 0.5 \end{aligned}$$

Los equivalentes isotrópicos son:

$$\begin{aligned} L' &= 250 \text{ m. (820 pies)} \\ h' &= 80 \text{ m. (260 pies)} \\ r_{eH}' &= 500 \text{ m. (1640 pies)} \\ r_{wH}' &= 0.12 \text{ m. (5 pg = 0.36 pies)} \\ k' &= 100 \text{ md} \\ \mu_o &= 5 \text{ cp} \end{aligned}$$

Estrictamente hablando la transformación de las coordenadas espaciales lleva a tener un agujero elíptico. La sección transversal en la superficie sigue sin cambios puede demostrarse que reemplazando este pozo teóricamente elíptico por un pozo circular el efecto de la productividad es despreciable.

La ecuación 1 da:

$$PI_H' = 24.2 \text{ m / (d-bar)}, 10 \text{ bl / (D-psi)}$$

Si se tiene que la permeabilidad vertical es la misma que la permeabilidad horizontal (400 md), el índice de productividad sería:

$$PI = 70.6 \text{ m / (d-bar)}, 30 \text{ bl / (D-psi)}$$

Este ejemplo muestra que la anisotropía vertical con la relación  $k_V / k_H < 1.0$  no está a favor de los pozos horizontales. Sin embargo, cuando la relación  $k_V / k_H > 1.0$  la productividad se verá mejorada (caso de yacimientos con fracturas verticales).

## 2.6. EFICIENCIA EN LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS

El objetivo principal por el cual se desarrolló la tecnología de la perforación horizontal es el de incrementar la recuperación de hidrocarburos de manera más eficiente abatiendo así los costos por el desarrollo de un campo.

Los pozos horizontales tienen la capacidad de absorber los efectos negativos de la conificación de fluidos indeseables, agua y/o gas, independientemente del tipo de empuje que exista en el yacimiento. Esto se debe a que la captación de fluidos a través de una sección horizontal productiva logra un barrido más uniforme y solo debe cuidarse su localización dentro del intervalo productor con el fin de que el movimiento de la interfase agua aceite avance de manera pausada y uniforme mientras recupera la mayor cantidad de aceite posible antes de la surgencia del gas o el agua.

La teoría física explica que el fenómeno de la deformación del contacto agua-aceite, se debe a la caída de presión creada por el flujo dinámico del aceite al aproximarse al sistema de drenaje. Este efecto se intuye por la convergencia de un gran número de líneas de flujo y el rápido incremento en el gradiente de presión. Para un pozo vertical, donde el tipo de flujo es radial circular, los gradientes de presión pronunciados inducen el levantamiento del agua en los alrededores inmediatos al pozo, de tal forma que, si se observase en planta el plano horizontal al extremo del pozo se vería un simple punto. Esta observación lleva a pensar que el drenaje de un pozo horizontal abierto a producción mostraría un segmento de línea recta, lo cual representa una gran ventaja en la eficiencia de barrido, obteniéndose además valores muy bajos en los gradientes de presión.

Algunos yacimientos de aceite deben producir a un gasto menor al llamado gasto crítico. Para gastos mayores a éste, se manifestará en la producción un fluido no deseado que puede ser

agua o gas. Este fenómeno físico se conoce como conificación.

La fuerza de gravedad tiende a mantener a los fluidos dentro del yacimiento siguiendo un cierto orden en relación con sus densidades respectivas. Además de la fuerza de gravedad, el equilibrio de las fuerzas viscosas mantienen a cada fluido en su sitio. Cuando un pozo es puesto en producción por encima del gasto crítico, estas fuerzas pierden su equilibrio y poco a poco la interfase agua-aceite o gas-aceite sufre una deformación asimétrica perdiendo su horizontalidad, formándose un cono (caso de un pozo vertical) o bien una cresta (caso de un pozo horizontal), figura 6. Esta deformación al paso del tiempo puede llevar a una irrupción temprana del agua o del gas provocando una baja recuperación de aceite. Los siguientes ejemplos son típicos:

- . Un yacimiento de gas sobre un acuífero - Al producirse pequeñas cantidades de agua se incrementa el gradiente de presión, provocando una pérdida considerable en el potencial del pozo.
- . Un yacimiento de aceite con un casquete de gas -Con el fin de mantener la energía del yacimiento de manera que se recupere el mayor volumen de aceite por esta vía, no debe producirse el gas libre.
- . Un yacimiento de aceite con un acuífero -Debe evitarse la producción de agua con el propósito de proteger el medio ambiente y cumplir con las especificaciones de refinación y exportación.

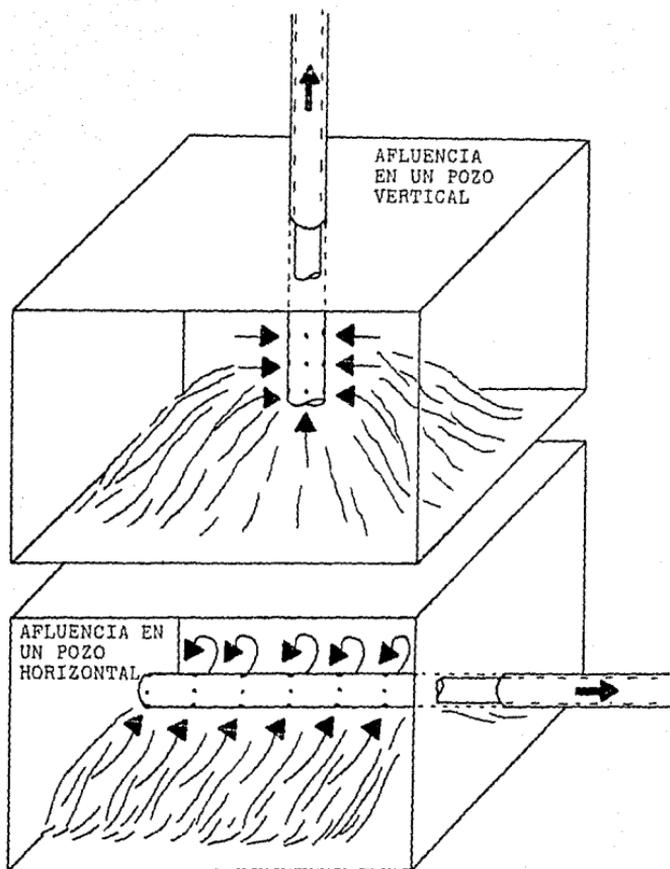


FIG. 6.-EFICIENCIA DE RECUPERACION CUANDO UN POZO PRODUCE POR ARRIBA DEL GASTO CRITICO.

En los problemas de flujo multifásico, los pozos horizontales toman dos ventajas sobre los pozos verticales. Primero, una alta productividad implica que el mismo gasto de flujo pueda obtenerse con una menor caída de presión. Segundo, el pozo horizontal puede perforarse a lo largo de la parte alta de la formación, y la distancia entre el intervalo productor y el contacto agua-aceite puede ser optimizada.

Si el pozo horizontal cruza totalmente un volumen rectangular en forma de caja en el yacimiento con una alimentación lateral, la ecuación para el gasto crítico lineal es:

$$q_c = \frac{k \Delta p g}{\mu_o} \frac{h^2}{l} \quad (4)$$

O bien en unidades prácticas:

$$q_c = 8.37 \times 10^{-4} \frac{k \Delta p g}{\mu_o} \frac{h^2}{l} \quad (5)$$

El factor de multiplicación es  $1.58 \text{ E } -3$  con las siguientes unidades bl/día, md, g/cm, pies, cp.

Los resultados obtenidos por el empleo de esta tecnología de producción horizontal, aplicada a los métodos de recuperación mejorada, han sido excelentes.

Es evidente que debe existir sólo una forma de explotar óptimamente un yacimiento. Las inversiones, los ritmos de producción, la recuperación final y las utilidades pueden variar considerablemente en función del procedimiento de explotación aplicado. Para obtener la mayor recuperación, al menor costo, es necesario determinar y seleccionar, mediante estudios diversos,

la manera más apropiada de de realizar el desplazamiento de aceite; ya sea aprovechando la energía natural o mediante la inyección de agua, nitrógeno,  $CO_2$ , gas natural, etc. Cualquiera que sea el método de recuperación seleccionado, deben determinarse el número de pozos productores e inyectores (ya sea horizontales o bien verticales) que deben perforarse, así como su localización, arreglo, espaciamiento, longitud y posición de los intervalos a disparar. Estos estudios son tan importantes que si no se realizan en forma oportuna y apropiada pueden originar una recuperación o rendimiento económico deficiente. Es obvio que para decidir cómo explotar un yacimiento es necesario conocer sus características, ya que éstas permitirán identificar y evaluar la eficiencia de los mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en forma natural o artificial mediante la inyección de fluidos.

## C A P I T U L O 3

### MODELOS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS HORIZONTALES

## MODELOS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS HORIZONTALES

## 3.1. GENERALIDADES

Son bien conocidas las grandes ventajas que presentan los pozos horizontales y los ductos de drenaje horizontal. Los ductos de drenaje horizontal generalmente se perforan en pozos verticales ya existentes y se extienden de 100 a 500 pies en direcciones diametralmente opuestas al pozo. Los pozos horizontales involucran la perforación de nuevos pozos con longitudes que van de 1000 a 2000 pies. Ambas terminaciones al igual que los pozos fracturados, intentan alcanzar una mayor área para la captación de fluidos y por ello mejoran la productividad. Estas terminaciones resultan efectivas para: 1) algunos yacimientos normalmente fracturados, 2) yacimientos donde existen problemas por conificación de agua o gas, 3) yacimientos de espesor pequeño y 4) yacimientos con elevada permeabilidad vertical. Las desventajas de estas terminaciones incluyen los altos costos, y la imposibilidad de poner a producir zonas adyacentes separadas por capas impermeables mediante un solo pozo.

Con el propósito de modelar el comportamiento de la presión, los pozos horizontales y los ductos de drenaje horizontal pueden tratarse de manera similar. De esta forma a menos de que se especifique el caso, el término de pozo horizontal incluye ambos tipos de terminación.

Por ser un método comercial de terminación, por lo menos

para la recuperación primaria, la productividad de un pozo horizontal, debe ser comparable a la productividad de un pozo fracturado verticalmente. Por ello, es posible utilizar las respuestas de presión de pozos fracturados verticalmente como base de comparación. Un pozo horizontal puede verse como una fractura de altura limitada; sin embargo, esto no implica que su productividad tenga comparación con la de un pozo fracturado verticalmente.

Las primeras producciones de pozos horizontales reportaron resultados extremadamente positivos. Estos resultados hacen necesario el estudio del flujo alrededor del pozo horizontal con el fin de obtener aplicaciones prácticas: diseño e interpretación de pruebas de presión. De esta forma para cualquier configuración del pozo se tiene una guía para:

- Decidir cuándo es conveniente realizar una prueba de presión en un pozo para obtener la información requerida.

- Optimizar el tiempo de prueba, si es necesario: debe durar lo suficiente para que pueda ser interpretada.

- Interpretar el comportamiento de la prueba utilizando métodos aplicables.

El efecto de almacenamiento, el daño y la influencia de las fronteras así como las condiciones mismas del pozo deben tenerse en cuenta.

La interpretación de los datos de una prueba de presión de un pozo horizontal es mucho más difícil que para un pozo vertical. Esta dificultad se debe a: 1) que la dirección principal de los parámetros generalmente no coincide con el medio

de deposición, 2) La naturaleza de las tres dimensiones en la geometría de flujo y la carencia de simetría radial y 3) es mayor el número de parámetros (información) que puede obtenerse.

### 3.2. DESCRIPCION DEL MODELO

Con el fin de estudiar los fenómenos de la naturaleza y poder comprenderlos, clasificarlos y reproducirlos, es necesario llevarlos a un plano de estudio común. Este plano de estudio lo representan las matemáticas cuyo lenguaje es universal.

Para poder realizar el análisis del comportamiento de la presión, obtener información acerca del sistema roca fluidos y de los mismos pozos, es necesario establecer ciertas premisas o suposiciones que permitan trabajar con valores consistentes en un principio, para más tarde comprender la influencia de la variabilidad de las condiciones, parámetros, etc.

Se considera el flujo de un fluido en fase líquida ligeramente compresible a través de un pozo horizontal de longitud  $L$  localizado en un yacimiento homogéneo, infinito e isotrópico de espesor  $h$ , conductividad  $k/p$  y capacidad  $\phi c_t$  y que produce con flujo constante. El pozo supuestamente es paralelo a las fronteras superior e inferior de naturaleza impermeable y/o de presión constante. Los efectos de la gravedad se desprecian. Las permeabilidades horizontal y vertical se consideran diferentes. El pozo se encuentra en cualquier colocación,  $2w$ , dentro del intervalo vertical y es considerado como línea fuente

(figura 7). Se consideran dos condiciones de frontera en la superficie del pozo -Conductividad infinita y flujo uniforme.

Se ha demostrado que la distribución de la presión en el yacimiento esta dada por la siguiente ecuación:

$$P_D(x_D, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D) = \frac{\sqrt{x}}{4} \int_0^{t_D} \left[ \operatorname{erf} \frac{(1+x_D)}{2\sqrt{r}} + \operatorname{erf} \frac{(1-x_D)}{2\sqrt{r}} \right] \left[ \exp \left( \frac{-y_D^2}{4r} \right) \right] \left[ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-n^2 \pi^2 L_D^2 / r) \cos n \pi z_D \cos n \pi z_{wD} \right] \frac{dr}{\sqrt{r}} \quad (6)$$

Donde  $P_D$  y  $t_D$  se definen con las siguientes ecuaciones:

$$P_D(x_D, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D) = \frac{kh}{141.2qB\mu} (p_i - p(x, y, x, z_w, L, t)), \quad (7)$$

y

$$t_D = \frac{0.001055kt}{\phi c_i \mu L^2} \quad (8)$$

Las distancias adimensionales  $x_D$  y  $y_D$  se basan en la longitud media del pozo y  $z_D$ , se refiere al espesor de la formación. Se considera que el centro del pozo se localiza a (0, 0,  $z_w$ ). De esta manera  $x_D$ ,  $y_D$  y  $z_D$  estan definidas por las siguientes relaciones, respectivamente:  $x_D = 2x/L$ ,  $y_D = 2y/L$  y  $z_D = z/h$ . El símbolo  $L_D$  denota la longitud adimensional y está dada por la siguiente ecuación:

$$L_D = L/2h \sqrt{k_z/k} \quad (9)$$

Puede observarse que la longitud adimensional,  $L_D$ , considera la anisotropía de la formación. Si la formación es anisótropa en el plano horizontal (xy), entonces  $k = \sqrt{k_x k_y}$ . Si la formación es isotrópica, y  $L_D$  es 0.5, entonces el área superficial

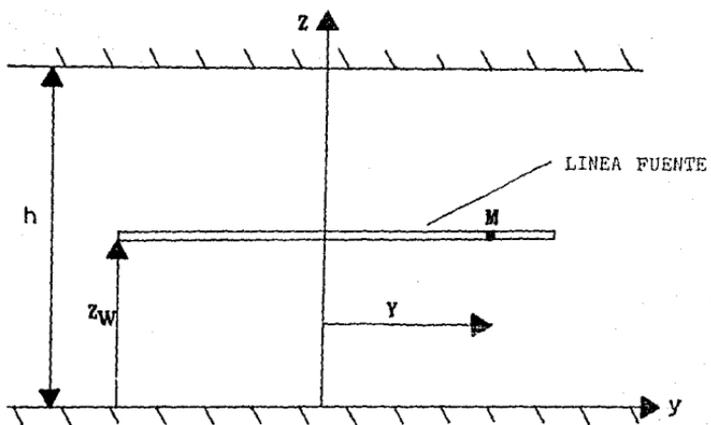


FIG. 7.-POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO INFINITO

disponible para el fluido de producción será idéntica a la de un pozo vertical de penetración total.

La aproximación para tiempos cortos de la ecuación 6 está dada por:

$$P_D (|x_D| < 1, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D) = -\frac{1}{4L_D} Ei \left[ -\frac{[(x_D - z_{wD})^2 / L_D^2] + y_D^2}{4t_D} \right], \quad (10)$$

y

$$P_D (|x_D| = 1, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D) = -\frac{1}{8L_D} Ei \left[ -\frac{[(x_D - z_{wD})^2 / L_D^2] + y_D^2}{4t_D} \right]. \quad (11)$$

La duración para la cual las ecuaciones 10 y 11 son válidas está en función de  $x_D$ ,  $z_D$ ,  $z_{wD}$  y  $L_D$ . La duración del período de flujo radial inicial, está dada por la siguiente ecuación:

$$t_D \leq \min \begin{cases} \delta_D^2 / 20, \\ (z_D + z_{wD})^2 / (20 L_D^2), \\ [(z_D + z_{wD}) - 2]^2 / (20 L_D^2) \end{cases} \quad (12)$$

Aquí  $\delta_D = 1 - x_D$  si  $|x_D| < 1$ , y  $\delta_D = 1$  si  $|x_D| = 1$ . Estas expresiones son aproximadas y los tiempos reales para los cuales las ecuaciones 10 y 11 son válidas pueden determinarse únicamente por vía computacional. En forma adimensional, asumiendo que  $k = \sqrt{k_k k_y}$ , la ecuación 10 puede escribirse como:

$$\frac{\sqrt{k_y k_x} L [p_i - p(z) \{ |z| < L/2, y, z, z_w, t \}]}{141.2 \eta B \mu} = -\frac{1}{2} Ei \left[ -\frac{y^2 k_x + (z - z_w)^2 k_y}{4 (0.0602637 \sqrt{\eta \mu} t)} \right]. \quad (13)$$

Aquí  $n_j = k_j / (\phi \mu c_t)$ , donde  $j = z$  o  $y$ . La ecuación 13 sugiere que la respuesta de presión al inicio del tiempo será idéntica a la de un pozo vertical en una formación con espesor igual a  $L$ ; que es igual al comportamiento de un pozo localizado en un yacimiento infinito y de espesor  $L$  (actuación de un flujo radial infinito). Si se identificase este período de flujo en la prueba realizada, entonces es posible determinar  $\sqrt{kykz}$  de la pendiente de la línea recta semilog. Un examen de las ecuaciones 10 a 13 indica que este período de flujo radial inicial terminará cuando se presente el efecto de la frontera cercana (al fondo o parte superior del yacimiento) o cuando el flujo a través del extremo del pozo ( $x = \pm L/2$ ) afecte la respuesta de presión.

A tiempos largos la distribución de presión está dada por:

$$P_D(x_D, y_D, z_D, z_{WD}, L_D, t_D) = 1/2 (\ln t_D + 2.80907) \\ \delta(x_D, y_D) + F(x_D, y_D, z_D, z_{WD}, L_D) \quad (14)$$

$\delta(x_D, y_D)$  y  $F(x_D, y_D, z_D, z_{WD}, L_D)$  están dadas por las siguientes ecuaciones respectivamente:

$$\delta(x_D, y_D) = 0.25 \left[ (x_D - 1) \ln [y_D^2 + (x_D - 1)^2] \right. \\ \left. - (x_D + 1) \ln [y_D^2 + (x_D + 1)^2] \right. \\ \left. - 2y_D \arctan [2y_D / (x_D^2 + y_D^2 - 1)] \right], \quad (15)$$

y

$$F(x_D, y_D, z_D, z_{WD}, L_D) = \\ \sum_{n=1}^{\infty} \cos n\pi z_D \cos n\pi z_{WD} / k_D (r_D L_D n \pi) d\alpha, \quad (16)$$

donde:

$$r_D^2 = (x_D - \alpha)^2 + y_D^2. \quad (17)$$

En la ecuación 16,  $k_0(x)$  es la función modificada de Bessel de orden cero. Si  $F$  es cero, entonces la ecuación 14 producirá la distribución de presión para tiempos largos debido a la completa penetración de la fractura. La ecuación 9 puede utilizarse para describir la respuesta de presión cuando  $t_D$  esté dado por:

$$t_D \geq \text{máx} \begin{cases} 100/(\pi L_D)^2, \\ 25[(x_D - 1)^2 + y_D^2], \\ 25[(x_D - 1)^2 + y_D^2], \end{cases} \quad (18)$$

La ecuación 14 indica que para tiempos largos, una gráfica semilog de  $P_D$  vs.  $t_D$  será una línea recta con una pendiente igual a 1.151 -periodo de flujo pseudo-radial, figura 8. Si se encuentran disponibles los datos arrojados durante este periodo de flujo, entonces es posible determinar la permeabilidad  $k$  o  $\sqrt{k_x k_y}$  para el caso donde se considera la anisotropía en el plano  $x$ - $y$ . La permeabilidad de la formación,  $k$ , también puede obtenerse. Si se conoce  $k_z$  y es posible analizar el periodo de flujo radial inicial para obtener  $\sqrt{k_y k_z}$ , entonces existe la posibilidad de determinar  $k_x$ ,  $k_y$  y  $k_z$ . La ecuación 9 también permite obtener una expresión analítica para el factor de pseudodaño.

La variación de la caída de presión ( $p_i - p_{wf}$ ) con el tiempo en el punto  $M$  del pozo (determinado por un valor de  $y$ ) se dedujo utilizando el método de Green y algunas funciones fuente características (Apéndice 1). La solución puede escribirse utilizando los siguientes parámetros adimensionales:

$$P_D = a_1 \frac{kh \Delta p}{qB\mu} ; t_D = a_2 \frac{k \Delta t}{\phi \mu c L^2}$$

$a_1$  y  $a_2$  son factores unitarios de conversión (tabla 1).

$$e_{D3} = z_w / h ; L_{D3} = L / h ; y_D = y / L ; x_{wD} = r_w / L$$

El comportamiento de la presión transitoria es función de los siguientes parámetros:

$$P_D = P_D(t_D, y_D, e_{D3}, L_{D3}, x_{wD})$$

El flujo simétrico hace posible considerar únicamente:

$$e_{D3} \geq 0.5 \quad \text{y} \quad y_D \geq 0$$

### 3.3. TIPOS DE FLUJO ALREDEDOR DE UN POZO HORIZONTAL

Las pruebas de presión realizadas en un pozo horizontal, terminado en un yacimiento de anchura finita pero de longitud infinita, revelan la presencia de dos regimenes de flujo característicos. El primer régimen de flujo es radial alrededor del pozo. Durante este período de flujo el pozo se comporta como un pozo vertical de penetración completa terminado en un yacimiento infinito. Este régimen de flujo terminará cuando el efecto de la frontera superior y/o inferior de los límites del yacimiento se manifieste. Por tanto, la duración de este es muy corta a menos que la formación sea bastante ancha o la permeabilidad vertical sea muy baja. Si la longitud del pozo es suficientemente grande en relación al espesor de la formación se manifestará un régimen de flujo de transición, cuando la presión transitoria alcance las fronteras verticales. Este régimen de flujo es lineal de manera analoga al que acontece en una fractura vertical. Si la longitud del pozo no es tan grande comparada con

TABLA 1 : Unidades de Conversión

SÍMBOLO	UNIDADES DE CAMPO	UNIDADES DEL S. METRICO	UNIDADES DE DARCY
q	STB/D	STm <sup>3</sup> /D	cm /m
μ	cp	cp	cp
k	md	md	darcy
h, L, r y, z	pie	m	cm
p	psi	bar	atm
t	hr	hr	s
C <sub>t</sub>	psi <sup>-1</sup>	bar <sup>-1</sup>	atm <sup>-1</sup>
C	bis/psi	m /bar	cm <sup>3</sup> /atm
a <sub>1</sub>	L/141.2	5.356 10 <sup>-4</sup>	2
a <sub>2</sub>	2.64 10 <sup>-4</sup>	3.557 10 <sup>-6</sup>	1
a <sub>3</sub>	0.89	0.159	1/2
b <sub>1</sub>	162.6	2.149 10 <sup>3</sup>	-
b <sub>2</sub>	3.23	5.1	-

el espesor de la formación, entonces no se desarrollará este régimen de flujo y el periodo de transición será instantáneo para dar paso al siguiente.

El siguiente período de flujo, es un periodo de flujo radial alrededor del pozo en el plano de la formación, flujo pseudoradial. Para este periodo la presión transitoria declina lo suficientemente rápido de tal forma que el pozo se asemeja a un punto origen en la mitad de la formación.

El planteamiento mencionado anteriormente permite graficar las curvas  $P_D(t_D)$  para varios valores de los parámetros  $\gamma_D$ ,  $e_D$  y  $x_{wD}$ . Todas las curvas de las gráficas semilogarítmicas exhiben una característica común: muestran dos líneas rectas separadas por un periodo de transición. (figuras 8 a 10).

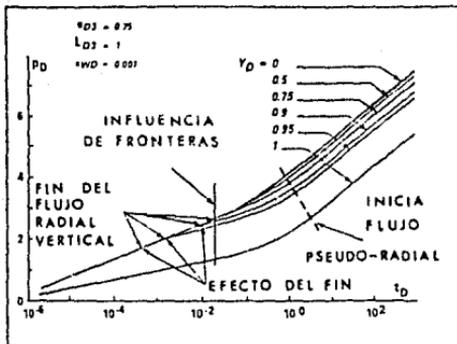
Al inicio del tiempo la presión puede obtenerse por:

$$P_D = \frac{1}{2L_{D3}} - \frac{1}{2} Ei \left( -\frac{x_{wD}^2}{4t_D} \right) \\ \frac{1}{4L_{D3}} \left( \ln \frac{t_D}{x_{wD}^2} + 0.809 \right) \text{ si } \frac{x_{wD}^2}{4t_D} < 10^{-2} \quad (19)$$

Una gráfica de  $P_D$  vs.  $\log$  de  $t_D$  produce una línea recta con una pendiente de  $1.15/2L_{D3}$ . Esta solución corresponde al flujo radial vertical desarrollado perpendicularmente al eje del pozo (figura 11a).

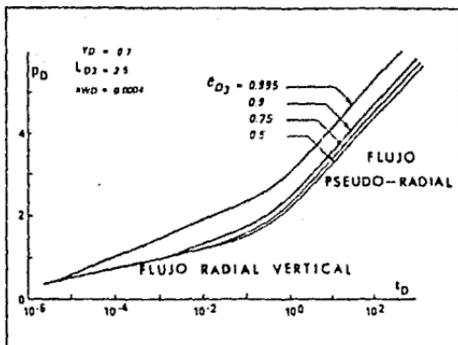
Para  $\gamma_D = 1$  el flujo nunca es radial circular.

Al inicio del tiempo la distribución de la presión transitoria está dada en forma adimensional por la siguiente



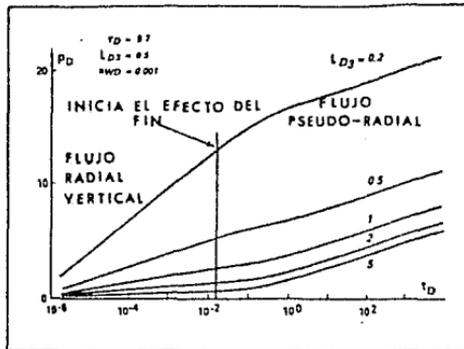
PARAMETROS ADIMENSIONALES			EJEMPLO DE VALORES REALES CORRESPONDIENTES			
$\epsilon_{D3}$	$L_{D3}$	$\kappa_{WD}$	$2L$	$h$	$z_w$	$r_w$
0.75	1	0.001	200 m	100 m	75 m	0.1 m
			656 pie	328 pie	246 pie	0.33 pie

FIG. 8.-INFLUENCIA DE  $Y_D$  SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE  $P_D(t_D)$ .



PARAMETROS ADIMENSIONALES			EJEMPLO DE VALORES REALES CORRESPONDIENTES		
$\gamma_D$	$L_{D3}$	$R_{WD}$	$2L$	$h$	$r_w$
0.7	2.5	0.0004	500	100	0.1 m
			1640 pie	328 pie	0.33 pie

FIG. 9.-INFLUENCIA DE  $e_{D3}$  SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE  $P_D(t_D)$ .



PARAMETROS ADIMENSIONALES			EJEMPLO DE VALORES REALES CORRESPONDIENTES		
$y_D$	$e_{D3}$	$x_{w0}$	$2L$	$r_w$	
0.7	0.5	0.001	200 m	0.1 m	
			656 pie	0.33 pie	
$L_{D3}$	0.2	0.5	1	2	3
$h$	500 m	200 m	100 m	50 m	20 m
	1640 pie	656 pie	328 pie	164 pie	65.6 pie

FIG. 10.-INFLUENCIA DE  $L_{D3}$  SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE  $P_D(t_D)$ .

ecuación:

$$p_D = \frac{1}{2L_{D3}} \left[ -\frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left( -\frac{x_{VD}^2}{4t_D} \right) \right]$$
$$\approx \frac{1}{8L_{D3}} \left( \ln \frac{r_D}{x_{VD}} + 0,809 \right) \text{ si } \frac{x_{VD}^2}{4t_D} < 10^{-2} \quad (20)$$

Por lo tanto cuando  $y_D = 1$ , la pendiente de la primera línea recta semilog es la mitad de una observada para otros valores de  $y_D$  (ecuación 1), todo lo demás permanece igual en otras partes.

El flujo radial vertical se desvanece cuando el efecto de las fronteras del yacimiento o extremo del pozo son perceptibles:

-La frontera cercana al yacimiento afecta la presión del pozo, especialmente cuando es alcanzada por el radio de investigación del flujo radial circular en posición vertical. El flujo radial vertical se detendrá cuando:

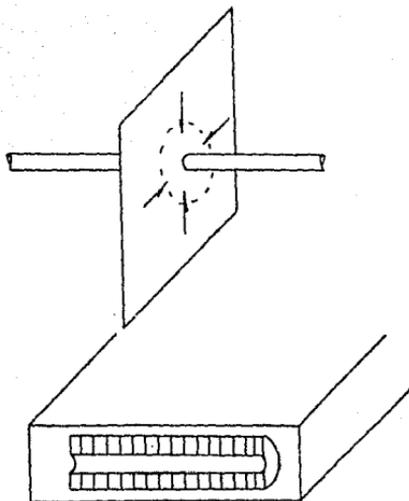
$$t_D = 0,32 \left( (1-L_{D3})/L_{D3} \right)^2 \text{ (Apéndice 1)}.$$

-El efecto del extremo es perceptible cuando:

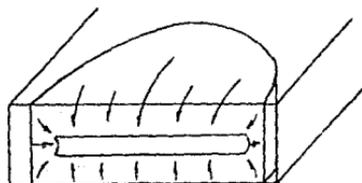
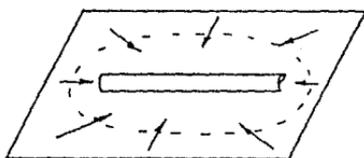
$$t_D = (1 - y_D)^2 / 6 \quad (y_D \neq 1)$$

Este criterio de tiempo da únicamente órdenes de magnitud. Sin embargo, se refiere a valores reales observados en las curvas de presión. El criterio del radio de investigación (Apéndice 1) es válido únicamente si el final del efecto no causa distorsión en las líneas de flujo.

Cuando  $t_D$  se incrementa la curva verdadera se desvía de la primer línea recta. Considerando las curvas para las cuales  $i > h$ , por ejemplo aquellas de las figuras 8 y 9, se ve que la presión puede ser diferente durante el período de transición siguiente al flujo radial vertical:



a) FLUJO RADIAL VERTICAL



b) FLUJO PSEUDORADIAL

FIG. 11.-TIPOS DE FLUJO ALREDEDOR DEL POZO HORIZONTAL.

.La acción de las fronteras cercanas al yacimiento se presenta primeramente y la curva real pasa sobre la primera línea recta (incremento de pendiente).

.El efecto del final aparece primero y la curva real pasa por abajo de la primera línea recta (decrece la pendiente).

Cuando  $t_D$  se incrementa, las superficies equipotenciales llegan a ser más complejas en su forma debido al efecto del extremo y de fronteras. A mayor distancia del pozo, la superficie de un cilindro es lo más similar. Después de largo tiempo, el flujo es casi incompresible entre el pozo horizontal y el primer cilindro semejante a la superficie equipotencial. Para ese tiempo las variaciones de presión solamente dependen del tipo de flujo transitorio a través del yacimiento más allá de la superficie cilíndrica equipotencial. El flujo es radial circular en un plano horizontal (figura 11b). Este flujo es llamado flujo pseudoradial.

El comportamiento de presión correspondiente puede obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$P_D(t_D) = 0.5 (\ln t_D + \alpha) \quad (21)$$

Donde  $\alpha$  involucra un daño geométrico como se discutirá más adelante.

El flujo pseudoradial comienza al tiempo  $t_D$  dentro del siguiente rango:  $0.8 < t_D < 3$  (figuras 8 a 10).

#### 3.4. SOLUCIONES AL PROBLEMA

### 3.4.1. CONDUCTIVIDAD INFINITA

La figura 12 muestra respuestas de presión típicas de pozos horizontales con conductividad infinita. La variable de interés es la longitud adimensional del pozo horizontal,  $L_D$ , ( $0.1 \leq L_D \leq 100$ ). Las soluciones mostradas son para un pozo localizado a media altura del yacimiento ( $z_{wD} = 0.5$ ) y  $r_{wD} = 10^{-4}$ . La curva inferior representa la respuesta de un pozo fracturado verticalmente con penetración total. La figura muestra que las soluciones para  $L_D > 50$  son indistinguibles de la solución de un pozo vertical fracturado para  $t_D \geq 2.3 \times 10^{-3}$  (la diferencia relativa es menor o igual al 5%); a tiempos largos, la respuesta de presión de pozos horizontales largos es casi idéntica a la respuesta de presión para pozos verticales fracturados.

Las líneas discontinuas AA, denotan el final del periodo de flujo radial inicial, ecuación 15. Durante este periodo, el pozo se comporta como si fuese un pozo vertical que penetra por completo una formación de espesor L. El final de este periodo de flujo está determinado por el movimiento del fluido a través del extremo del pozo ( $x_D = 1$ ) y si las fronteras superior e inferior influyen la respuesta del pozo. Bajo estas circunstancias, se espera que  $L_D$  afecte el final de este periodo.

Las líneas BB denotan el inicio del periodo de flujo pseudoradial. Los datos anteriores a este periodo se utilizaron para obtener la permeabilidad de la formación y el factor de daño mediante técnicas de análisis semilog convencionales. Si  $L_D \geq$

0.25, el inicio de este periodo de flujo es independiente de  $L_D$ ; en este caso la frontera superior e inferior del yacimiento no tienen influencia. Las bases para confirmar estos resultados pueden sobreentenderse si se examina la derivada de  $P_{WD}$ . La figura 13 es una gráfica de  $dP_{WD}/d\ln t_D$  vs.  $t_D$ . Nótese que la derivada tiene un valor de  $0.25/L_D$  a tiempos tempranos (ecuación 10) y 0.5 a tiempos tardíos (ecuación 14). La letra  $x$  ( $t_D = 4.13$ ) en la figura 13 representa el tiempo para el inicio de flujo pseudoradial de pozos horizontales para  $L_D \geq 0.25$ . También representa el inicio del flujo pseudoradial para un pozo vertical fracturado. Este resultado implica que para  $L_D \geq 0.25$ ; el espesor de la formación  $h$ , y la relación  $kz/k$  no afectan el inicio de este periodo de flujo. Por ello es la longitud del pozo horizontal  $L$ , la que gobierna el inicio del periodo de flujo pseudoradial, y como se esperaba, este tiempo es idéntico para el comienzo del periodo de flujo pseudoradial en un pozo vertical fracturado. Si  $L_D$  es pequeño ( $L_D < 0.25$ ), entonces la frontera superior e inferior también controlarán el tiempo para el inicio del periodo de flujo pseudoradial y así,  $L_D$  tendrá influencia en el inicio del periodo de flujo pseudoradial.

Basado en el examen de las respuestas de presión mostradas en las figuras 12 y 13, se puede concluir que si  $L_D$  es grande entonces no será posible distinguir la solución de un pozo horizontal con aquella para un pozo vertical fracturado. El resultado mostrado en la figura 12 sugiere que si  $L_D \geq 50$  entonces las dos soluciones pueden ser idénticas. Si  $L_D$  es pequeño, entonces la forma característica de la respuesta del

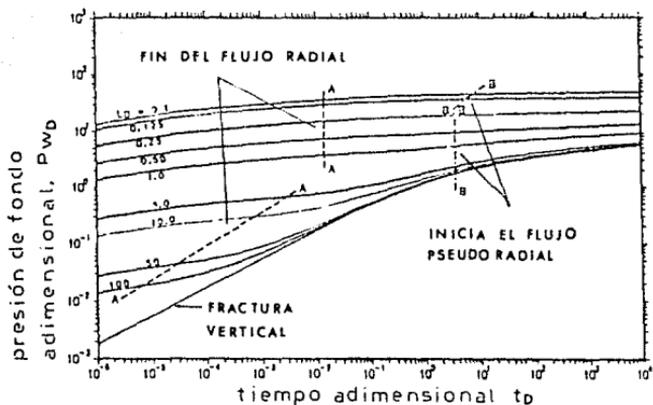


FIG. 12.-RESPUESTA DE PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL CON CONDUCTIVIDAD INFINITA

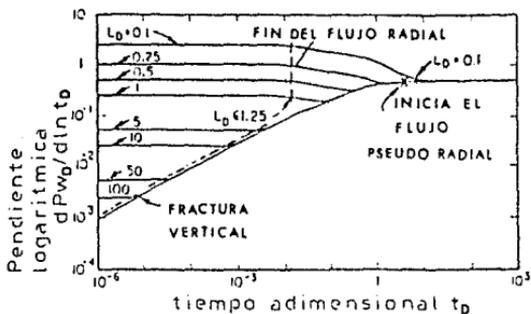


FIG. 13.-DERIVADA DE LA RESPUESTA DE PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL CON CONDUCTIVIDAD INFINITA.

pozo no será distinguible de aquella para un pozo vertical sin fracturarse. Las respuestas del pozo muestran características similares a las de un pozo vertical sin fracturarse. Si  $L_D$  es bastante pequeño, el manejo de curvas tipo de los datos de presión puede ser virtualmente imposible. Además, con la derivada no es posible distinguir el período específico de flujo radial (inicial o pseudo radial) si todos los datos se toman durante uno de esos períodos de flujo. La figura 13 sugiere que la derivada debe beneficiar siempre y cuando los datos durante el período de transición se encuentren disponibles.

Se ha visto que al inicio del tiempo un pozo horizontal puede verse como una fractura vertical de altura cero. Por ello, las dos soluciones son idénticas para ciertos valores de  $L_D$ . Físicamente, este resultado implica que el flujo en dirección vertical es despreciable. También, la magnitud de la caída de presión adicional refleja la convergencia hacia el agujero dependiendo de la manera en la cual el flujo converge hacia el agujero. A grandes distancias del centro del pozo, la velocidad es pequeña y si la convergencia toma lugar donde las velocidades son pequeñas, entonces la caída de presión adicional que refleja la convergencia será pequeña. En el caso del pozo horizontal, el flujo inicia la convergencia a largas distancias del pozo y por ello la caída de presión es pequeña. En el caso de los pozos verticales, el fluido converge hacia el agujero donde las velocidades son altas, y si todas las condiciones son idénticas ( $r_w$ ,  $h$ ,  $k_z$  y  $k$ ), la caída de presión adicional correspondiente debe ser mucho mayor. Esta es la razón por la cual un pozo horizontal puede reducir los problemas de conficación de agua o

gas.

Los resultados dados en las figuras 12 y 13 presentan el comportamiento de pozos verticales fracturados. Estos resultados sugieren que el periodo de productividad de un pozo vertical fracturado está gobernado principalmente por la longitud (y la conductividad) de la fractura vertical en lugar de la altura de la fractura. El resultado que se muestra implica que si la penetración lateral es significativa, la penetración en el plano vertical no tendrá relación con la duración del periodo de productividad.

### 3.4.2. FLUJO UNIFORME

Basado en las respuestas de pozos verticales fracturados, las características de la curva de respuesta para las soluciones de flujo uniforme se espera sean similares a las curvas de respuesta para el caso de conductividad infinita. La figura 14 presenta las soluciones para el caso de flujo uniforme. El pozo supuestamente se localiza en el centro del yacimiento ( $z_{wD} = 0.5$ ). Como se mencionó anteriormente, esas soluciones pueden aplicarse para ductos de drenaje horizontal los cuales se extienden a uno u otro lado del pozo vertical. Si se compara la magnitud de la caída de presión con el caso correspondiente en la figura 12, se encuentra que la caída de presión en general es más grande o igual a la solución correspondiente de conductividad infinita. Durante el periodo de flujo radial inicial, la respuesta debe ser idéntica ya que la conductividad no tiene influencia en la respuesta del pozo. Las líneas discontinuas en el lado izquierdo de esta figura, líneas AA, denotan el final

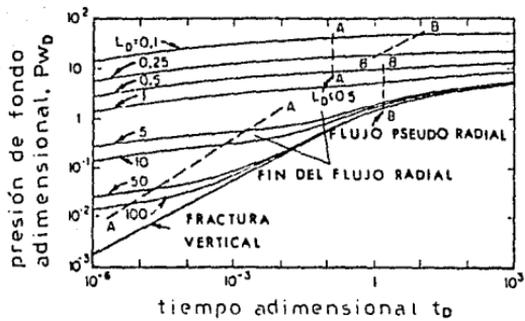


FIG. 14.--RESPUESTA DE PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL CON FLUJO UNIFORME.

del período de flujo radial inicial. En este caso, de igual forma la duración de este período se determinó por el cálculo de la pendiente del trazo de la presión. Para  $L_D \geq 1$  esos tiempos son esencialmente idénticos a los tiempos para el caso de la conductividad infinita. Para valores intermedios de  $L_D$ ,  $0.5 \leq L_D \leq 1$ , este período de flujo existe para un tiempo largo.

Las líneas en el lado derecho, BB, denotan el inicio del período de flujo pseudoradial. Como en el caso de la conductividad infinita, el inicio de este período de flujo es independiente de  $L_D$  si  $L_D$  es  $\geq 0.5$ . En este caso el período de flujo pseudoradial inicia tempranamente ( $t_D \approx 1.6$  comparado a 4.13 para el caso de conductividad infinita.) Para  $L_D < 0.5$ , la frontera superior e inferior también determinan el comienzo del período de flujo pseudoradial y por ello esos tiempos dependen de  $L_D$ .

La tabla 2 compara las respuestas de presión para  $x_D = 0$  y  $|x_D| = 1$ , a  $t_D = 10^5$ . Los resultados demuestran que las presiones adimensionales en el extremo del pozo son menores que para aquellas tomadas al centro del pozo (ecuaciones 10 y 14). Por ello, para un solo ducto de drenaje horizontal donde los fluidos producidos son bombeados fuera del extremo del pozo ( $x_D = 1$ ), la suposición de flujo uniforme es una condición de frontera irreal ya que el punto en cual el fluido es bombeado a la superficie debe ser aquel de menor presión dentro del pozo. La suposición de conductividad infinita es la única condición de frontera viable para un solo ducto de drenaje horizontal o un pozo horizontal. Ya que la presión al centro del pozo  $x_D = 0$  es menor, la condición de frontera de flujo uniforme puede utilizarse como una

TABLA 2 : Comparación de las respuestas de presión para  $x_D = 0$   
y  $|x_D| = 1$

Presión adimensional a  $t_D = 10^{-5}$ , a  $x_D = 0$  y  $|x_D| = 1$

(Solución para flujo uniforme)

( $z_{WD} = 0.5$ ,  $r_{WD} = 1 \times 10^{-4}$ )

LONGITUD ADIMENSIONAL DEL POZO, $L_D$	PRESION ADIMENSIONAL, $P_{WD}$	
	CENTRO DEL POZO, $x_D = 0$	EXTREMO DEL POZO, $ x_D  = 1$
0.1	53.263	37.00
1.0	10.85	8.988
10.0	7.415	6.662
50.0	7.196	6.499
Fractura vertical	7.161	6.468

alternativa para la idealización de la conductividad infinita en dos ductos de drenaje horizontal de igual longitud perforados en dirección diametralmente opuesta de un pozo vertical.

### 3.4.3. FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE PRESION

#### MEDICION DEL EFECTO EN EL PUNTO $y_D$

Como puede verse en la figura 8 (y tabla correspondiente) cuando  $y_D$  se incrementa:

-El efecto del extremo aparece pronto y la caída de presión es baja.

-No cambia el tiempo para el cual el efecto debido a la cercanía de las fronteras es considerable.

-El flujo pseudoradial inicia un poco tarde (de  $t_D = 0.8$  a  $t_D = 3$ ).

La aproximación de conductividad infinita se asemeja en forma más estrecha al caso real que la aproximación de flujo uniforme. Con la aproximación de conductividad infinita, la presión es la misma en todas partes del pozo horizontal.

La solución para "flujo uniforme" con  $y_D = 0.7$  facilita en la mayoría de los casos, la simulación propia de la conductividad infinita del pozo. Por esta razón es posible utilizar en la siguiente sección  $y_D = 0.7$ .

#### EFFECTO DE LA LOCALIZACION DEL POZO $e_D$

Las curvas de la figura 9 (y tabla correspondiente) muestran que la duración del flujo radial vertical, se reduce cuando el

pozo se encuentra fuera del centro del yacimiento. Cuando  $e_D$  se incrementa, el efecto de la frontera cercana se tendrá de inmediato. En esta figura, el inicio del flujo pseudoradial no es muy sensible a  $e_D$  y está en el rango de  $t_D = 1.9$ .

La curva  $e_D = 0.995$  es idéntica para otros valores de  $t_D$  más pequeños que  $2 \times 10^6$ , ya que el efecto de la frontera no es perceptible aunque muy cercano ( $0.5 \text{ m} = 1.64 \text{ pie}$ ) en la presión del pozo.

Entonces, la curva  $e_D = 0.995$  llegará a ser en una gráfica semilog, una línea recta con pendiente  $1.15/L_{D3}$  en lugar de  $1.15 (2L_{D3})$  como en el caso del flujo radial vertical. El doble de la pendiente puede tomarse en cuenta por analogía con un pozo vertical cercano a una barrera.

Aplicando el método de imágenes:

$$p_D = - \left[ \frac{1}{4L_{D3}} \text{Ei} \left( - \frac{x_{wD}^2}{4t_D} \right) + \text{Ei} \left[ - \frac{(1-e_{D3})^2}{4L_{D3}^2 t_D} \right] \right]$$

Lo cual para este caso puede aproximarse a:

$$p_D = \frac{1}{2L_{D3}} \left[ \ln \frac{t_D}{x_{wD}} + 0.809 + \ln \frac{L_{D3}^2 x_{wD}}{2(1-e_{D3})^2} \right] \quad (22)$$

Esto representa la ecuación de una línea recta semilog con pendiente de  $1.15/L_{D3}$ .

Entonces el flujo pseudoradial inicia para  $t_D > 1.9$

#### INFLUENCIA DE LA LONGITUD ADIMENSIONAL

La longitud relativa del pozo a la profundidad del

yacimiento ( $2L_D$ ) tiene influencia durante el flujo radial vertical: la pendiente de la línea recta semilog correspondiente es  $1.15/2L_D$  (figura 10).

Este parámetro no tiene influencia en el flujo pseudoradial; la pendiente correspondiente a la línea recta semilog es 1.15.

El tiempo  $t_D$  correspondiente al inicio del flujo pseudoradial no es afectado por  $L_D$  (figura 10).

#### INFLUENCIA DEL RADIO DEL POZO

Los resultados presentados en las figuras 12 a 14 consideran que  $r_{wD} = 10^{-4}$ . Se escogió este valor de  $r_{wD}$  principalmente porque se cree que es representativo del valor del radio adimensional del agujero que se encuentra en la práctica, particularmente para pozos horizontales largos. En aplicaciones de campo el diámetro del agujero es dictado por las condiciones de la perforación pero no varía por más de un factor de 2. Para evaluar la influencia de los cambios en el radio del pozo, se calcularon las respuestas de presión para valores de  $r_{wD}$  en el rango de  $5 \times 10^{-5} \leq r_{wD} \leq 5 \times 10^{-4}$ . Respuestas típicas para valores de  $L_D = 10$  y 1 se muestran en las tablas 3 y 4, respectivamente. Considerando los resultados de la tabla 3, se nota que para tiempos tempranos las diferencias son significativas. Sin embargo, para largos periodos de productividad son insensibles. Por ejemplo a  $t_D = 10$  el cambio en la presión adimensional es únicamente 1.3%. Para valores pequeños de  $L_D$  (tabla 4),  $r_{wD}$  tiene gran influencia en largos periodos de productividad. En este caso, las presiones adimensionales varían aproximadamente un 10%. Los resultados presentados en las tablas

TABLA 3 : Influencia del radio del pozo en la respuesta de presión de un pozo horizontal de conductividad-infinita.

( $L_D = 10$ ,  $z_{WD} = 0.5$ )

PRESION ADIMENSIONAL DEL POZO, $P_{WD}$			
RADIO ADIMENSIONAL DEL POZO, $r_{WD}$	$5 \times 10^{-5}$	$10^{-4}$	$5 \times 10^{-4}$
TIEMPO ADIMENSIONAL, $t_D$			
1E-6	0.1700	0.1354	0.0564
1E-5	0.2276	0.1929	0.1126
1E-4	0.2851	0.2505	0.1700
1E-3	0.3439	0.3093	0.2288
1E-2	0.4646	0.4300	0.3495
1E-1	0.7827	0.7480	0.6675
1E0	1.491	1.457	1.376
1E1	2.556	2.521	2.440
1E2	3.697	3.662	3.582
1E3	4.847	4.813	4.732
1E4	5.999	5.964	5.884

3 y 4 cubren un amplio rango de valores para  $r_{wD}$  y para un valor dado de  $L_D$  no se tienen grandes variaciones en  $r_{wD}$ .

#### POZO CON DAÑO Y SIN ALMACENAMIENTO

Por analogía con los pozos verticales, el daño para un pozo horizontal se define considerando que la caída de presión por daño es constante para un flujo constante en el fondo del pozo (sin efecto de almacenamiento).

$$\Delta p_{\text{Skin}} = \frac{qB\mu}{2kL} s \quad (23)$$

Con esas suposiciones, para un pozo horizontal con daño y sin almacenamiento, la presión adimensional puede obtenerse de la presión adimensional  $P_D$  para un pozo horizontal sin daño ( $S = 0$ ) por:

$$P_D = P_D(S=0) + \frac{1}{2L_D} s \quad (24)$$

Otra forma de tomar en cuenta el daño, es con el método del radio efectivo. Este consiste en remplazar al pozo verdadero de radio  $r_w$  y daño  $S$ , por un pozo equivalente de radio  $r_w' = r_w e^S$  y sin daño.

#### POZO CON ALMACENAMIENTO Y SIN DAÑO

Generalmente las variaciones del gasto de flujo en la cabeza del pozo son las únicas que se conocen. El almacenamiento provoca que el gasto de flujo en el fondo del pozo varíe más despacio que en la cabeza del pozo.

TABLA 4 : Influencia del radio del pozo en la respuesta de presión para un pozo horizontal de conductividad-infinita.

( $L_D = 1$ ,  $z_{WD} = 0.5$ )

PRESION ADIMENSIONAL DEL POZO, $P_{WD}$			
RADIO ADIMENSIONAL DEL POZO, $r_{WD}$	$5 \times 10^{-5}$	$10^{-4}$	$5 \times 10^{-4}$
TIEMPO ADIMENSIONAL, $t_D$			
1E-6	1.700	1.354	0.5642
1E-5	2.276	1.929	1.126
1E-4	2.851	2.505	1.700
1E-3	3.427	3.080	2.276
1E-2	4.000	3.654	2.849
1E-1	4.501	4.155	3.350
1E0	5.212	4.865	4.060
1E1	6.276	5.929	5.125
1E2	7.418	7.071	6.266
1E3	8.568	8.221	7.417
1E4	9.719	9.372	8.568

El almacenamiento adimensional  $C_{De}$  puede obtenerse por medio de la siguiente ecuación:

$$C_{De} = a_3 \frac{C}{L^2 h \phi c_t}$$

$a_3$  es un factor unitario de conversión (tabla 1).

La gráfica semilog de la figura 15 ( $S = 0$ ) muestra que el almacenamiento afecta principalmente al flujo radial vertical. Por tanto, el almacenamiento tiene un efecto esencial cuando el pozo horizontal se comporta como un pozo vertical en un yacimiento de espesor igual a  $2L$ , como un pozo vertical con almacenamiento.

$$C_D = a_3 \frac{C}{r_w^2 2L \phi c_t}$$

Para una fácil comparación con las curvas de un pozo vertical, los valores utilizados en el modelo de  $C_D$  asociado con los valores de  $C_{De}$ , se presentan en todas las curvas de las figuras 15, 16 y 17.

#### POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO

Esta solución general se obtiene de la solución analítica descrita en el Apéndice 1, utilizando el método de radio efectivo y la simulación de almacenamiento.

Esta solución se comparó durante el flujo radial vertical con relación a un pozo vertical con almacenamiento y daño. La diferencia entre estas soluciones es la misma para la solución "línea fuente" (solución que aquí se presenta) y el "pozo

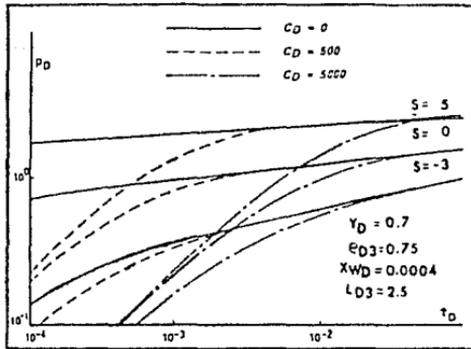


FIG. 15.-GRAFICA LOG-LOG INICIO DEL TIEMPO DE INFLUENCIA DE  $C_D$

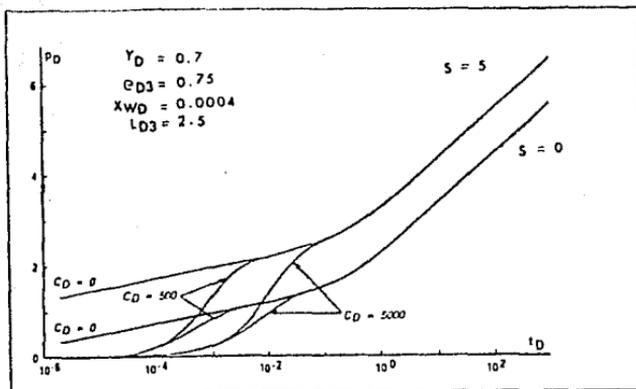


FIG. 16.-INFLUENCIA DE  $C_D$  SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION DE POZOS HORIZONTALES.

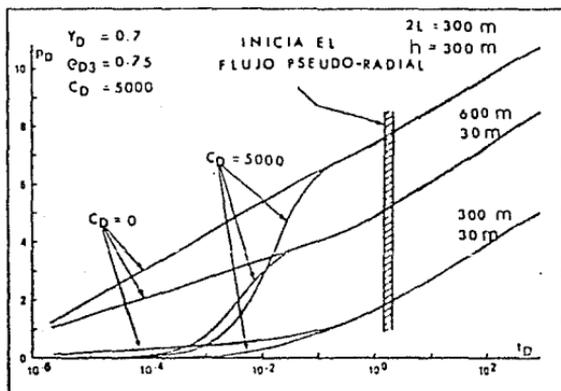


FIG. 17.-INICIO DEL FLUJO PSEUDORADIAL EN LA RESPUESTA DE PRESION CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

cilíndrico". La solución mostrada en la figura 15 para valores de tiempo pequeños ajusta esta última solución para valores de  $S$  positivos, nulos o ligeramente negativos. Para valores altamente negativos ( $S = -3$ ) introduce un radio efectivo muy grande en ambas soluciones, lo cual difiere para valores de tiempo pequeños ( $t_D < 1.2 \times 10^{-3}$ ). Esta diferencia máxima para un pozo sin almacenamiento, decrece cuando  $C_D$  se incrementa (caso real). Esta se desprecia para todos los valores reales de tiempo cuando  $C_D = 5000$ .

La solución analítica se graficó contra el tiempo en una gráfica doble logarítmica en la figura 15 con valores de daño  $S = 5$ ,  $S = 0$  y  $S = -3$ .

La figura 16 muestra que la primera línea recta semilog casi siempre desaparece debido al efecto de almacenamiento.

El análisis semilog de esta primera línea recta solamente es posible para valores del factor de daño altamente negativos y valores pequeños del efecto de almacenamiento (corta duración del efecto de almacenamiento).

En la mayoría de los casos reales, la primera línea recta semilog difícilmente aparece.

Se supone que el flujo pseudoradial comienza cuando la pendiente de la curva difiere al menos el 10% con la pendiente de la línea recta semilog correspondiente.

La figura 16 muestra que el flujo pseudoradial nunca se distorsiona a causa del efecto de almacenamiento.

En la figura 16 se asignan varios valores de  $L_{03}$ , es decir 5, 1 y 0.5, por ello es el único parámetro que actúa en el comienzo del flujo pseudoradial.

Como conclusión puede establecerse que para toda configuración real, el flujo pseudoradial se observa para rangos de  $t_D$  entre 1.5 y 2.

Como ilustración se tiene:

$$2L = 400 \text{ m (1312 pie)}$$

$$\rho c t = 10^7 \text{ k Pa}^{-1} (0.7 \times 10^{-6} \text{ psi})$$

$$k/\mu = 10 \text{ md}/(\text{Pa}\cdot\text{s}) (10 \text{ md}/\text{cp})$$

El flujo pseudoradial comienza para el tiempo  $t$  comprendido entre 7.1 y 9.5 días. Para un análisis semilog, se debe esperar un tiempo menor a 3. Para valores pequeños de conductividad y pozos largos la prueba puede ser extremadamente larga.

Este criterio es esencial para determinar el tiempo mínimo requerido para que una prueba sea interpretable.

### 3.5. INTERPRETACION DE LAS RESPUESTAS DE PRESION

Considerando un pozo productor con gasto constante, localizado en un yacimiento infinito, las presiones de flujo pueden interpretarse utilizando un análisis convencional, doble logarítmico o semilogarítmico.

Al tratar de identificar los dos tipos de flujo correspondientes a las líneas rectas semilog, el problema principal concierne a la localización de esas líneas. Para este propósito se debe partir de un simple criterio (tabla 5). Sin embargo, el periodo durante el cual los efectos de almacenamiento

TABLA 5 : Duración de los periodos de flujo

FLUJO RADIAL VERTICAL		
	INICIO	FIN
$t_D$	Fin del efecto de almacenamiento	$\min \left[ \frac{(1-\gamma_D)^2}{6}; 0.32 \left( \frac{1-\epsilon_{D3}}{L_{D3}} \right)^2 \right]$
FLUJO PSEUDORADIAL		
	INICIO	FIN
$t_D$	1.5 a 2	$\min \left[ 0.4 \left( \frac{1-\epsilon_{D1}}{L_{D1}} \right)^2; 0.4 \left( \frac{1-\epsilon_{D2}}{L_{D2}} \right)^2 \right]$

fueron perceptibles, difícilmente pueden apreciarse. El mejor procedimiento consiste en:

-Generar las curvas tipo con la solución analítica propuesta en el Apéndice 1.

-Variar los parámetros desconocidos para generar las curvas tipo de acuerdo con los resultados experimentales.

Cada simulación analítica ayudará a detectar las líneas rectas semilog. En cada caso el análisis semilog puede ser la base para la interpretación y el método aplicable de mayor disponibilidad.

### 3.5.1. ANALISIS SEMILOGARITMICO

#### A) FLUJO RADIAL VERTICAL

Suponiendo que el efecto de almacenamiento no es lo suficientemente grande para enmascarar la primera línea recta semilog, la ecuación de la línea recta correspondiente puede escribirse por combinación de las ecuaciones 19, 23 ó 24 como sigue:

$$P_i - P_{wf}(t) = \frac{qB\mu}{4k \cdot 2L} \cdot \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu c_r r_w^2} + 0.809 + 2S \right) \quad (25)$$

Por tanto, el análisis semilog convencional puede aplicarse aquí por reemplazamiento del espesor  $h$  por una longitud de pozo de  $2L$ . El valor de  $k \cdot 2L$  puede calcularse de la pendiente  $m$  de la línea recta semilog. El promedio de la permeabilidad observada durante el flujo radial circular en el plano vertical normal al pozo puede deducirse de éste. La fórmula es la siguiente:

$$k = - \frac{b_1 q_{Bv}}{m \cdot 2L}$$

$$s = 1.15 \left( \frac{p_{ih} - p_i}{m} - \log \frac{k}{\mu c_L r_w^2} + b_2 \right)$$

$b_1$  y  $b_2$  son factores unitarios de conversión (tabla 1).

#### B) FLUJO PSEUDORADIAL

Si la prueba es bastante larga y el efecto de frontera no se presenta rápidamente, podrá observarse un flujo pseudoradial. La ecuación de la línea recta semilog correspondiente puede escribirse combinando la ecuación 5 con (A-4) como sigue:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{q_{Bv}}{4\pi k \cdot 2L} \cdot \left( \ln \frac{kt}{\mu c_L r_w^2} + 0.809 + 2S' \right) \quad (26)$$

con:

$$s' = (h/(2L))S + S_g \quad (27)$$

Donde  $S_g$  es el factor de pseudodaño o daño geométrico correspondiente a la reducción de la caída de presión que ocurre cuando el pozo horizontal se sustituye por un pozo vertical. El factor de daño geométrico es negativo y en casos prácticos puede determinarse aplicando la ecuación (A-5) (Apéndice 1):

$$S_g = \ln \frac{2x_{wD}}{(2\pi x_{wD} l_{Dj})^{1/2} l_{Dj}}$$

En el caso ilustrado en las figuras 15 y 16 el valor calculado para  $S_g$  es -6.1.

La ecuación A-5 parece ser la menos aproximada para un mal centrado significativo como se indica en el Apéndice 1, la fórmula convencional puede aplicarse directamente para obtener:

-El valor de  $kh$ , donde  $k$  es el promedio de la permeabilidad que gobierna el flujo radial circular.

-El valor para un factor de daño  $S'$  global para el cual  $S$  puede determinarse más tarde por aplicación de la ecuación 27. El valor de daño geométrico  $S_g$  se calculó previamente utilizando la ecuación A-5.

### 3.5.2. POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO CON FRONTERAS IMPERMEABLES

Para simplificar la aproximación no se tomará en cuenta el efecto de daño y del almacenamiento, cuya influencia es bien conocida.

La posición del pozo horizontal en el yacimiento, que supuestamente está limitado por fronteras impermeables rectangulares está esquematizado en la figura 18.

Esta configuración está definida por los siguientes cuatro parámetros adimensionales:

$$L_{D1} = 1/x_e ; L_{D2} = 1/y_e ; e_{D1} = x_w/x_e ; e_{D2} = y_w/y_e$$

El comportamiento de la presión para un flujo uniforme está dado por (Apéndice 2):

$$P_D = P_D(t_D, y_D, L_{D1}, L_{D2}, L_{D3}, e_{D1}, e_{D2}, e_{D3}, x_{wD}) \quad (28)$$

Por razón de simetría y tomando algunas precauciones (Apéndice 2), se puede limitar el estudio para valores de

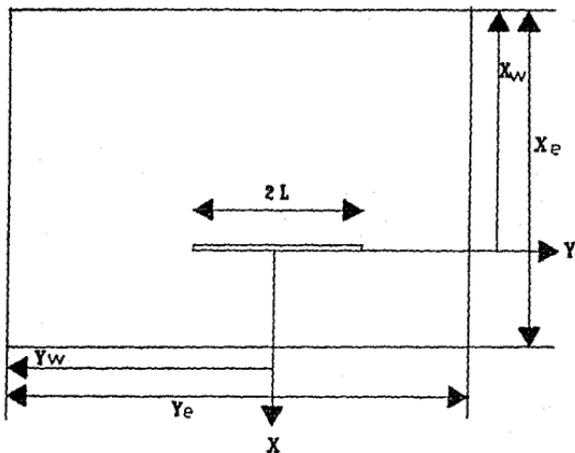


FIG. 18.-POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO LIMITADO POR FRONTERAS IMPERMEABLES.

decentrado adimensionales,  $e_D$  mayores que 0.5.

La solución para pozos de conductividad infinita es idéntica a la solución de flujo uniforme con  $\gamma_D = 0.7$  para  $e_D = 0.5$  (Apéndice 2).

La solución descrita en el Apéndice 2 se probó con  $\gamma_c = 2L$ ;  $h = xe$  y  $e_{D1} = e_{D2} = e_{D3} = 0.5$ . Esta solución obtenida para un pozo vertical en el centro de  $2L$  de espesor del yacimiento limitado por fronteras impermeables, formado por un cuadro (de lado  $x = h$ ). A corto tiempo, el pozo se comporta como en el caso de un yacimiento infinito debido a que los efectos de frontera aún no actúan (las curvas son idénticas a las de la figura 19).

Después de mucho tiempo,  $P_D$  varía proporcionalmente a  $t_D$ , la línea recta correspondiente tiene como pendiente:

$$\frac{dP_D}{dt_D} = 2 \ln \frac{b_2}{b_1}, \text{ ó } \frac{dP}{dt} = - \frac{qB}{x_e y_e h \mu c_t}$$

Esta pendiente caracteriza al flujo en régimen pseudoestacionario. Las curvas para  $\gamma_D = 0.7$  son idénticas desde  $e_D = 0.5$ .

Un fenómeno importante aparece en las curvas de la figura 19 (tabla 6): la línea recta semilog correspondiente al flujo pseudoradial no existe en el caso de la configuración núm. 1 (tabla 6) debido a que el flujo transitorio también se desvanece a corto tiempo bajo el efecto de la frontera. Como el flujo radial vertical frecuentemente está enmascarado por el efecto de almacenamiento, la prueba realizada bajo condiciones de la configuración no. 1 (tabla 6) puede ser imposible de interpretar, ya que no es posible realizar un análisis semilog.

TABLA 6 : Distintas configuraciones  
(fig. 19)

PARAMETROS ADIMENSIONALES					
	$Y_0$	$e_{01}$	$L_{01}$	$C_0$	$S$
Parámetros Comunes	$\pm 0.7$	0.75	2.5	0	0
	$e_{01}$	$e_{02}$	$L_{01}$	$L_{02}$	$r_{w0}$
Configuración no. 1	0.5	0.5	0.2	0.2	0.0004
Configuración no. 2	0.75	0.5	0.042	0.025	-0.0004
Configuración no. 3	YACIMIENTO INFINITO				0.0004

EJEMPLO DE VALORES CORRESPONDIENTES

	$2L$	$h$	$z_w$	$r_w$
Parámetros Comunes	500 m 1640 pie	100 m 328 pie	75 m 246 pie	0.1 m 0.33 pie
	$x_e$	$Y_e$	$x_e$	$Y_e$
Configuración n. 1	1250 m 4101 pie	1250 m 4101 pie	625 m 2051 pie	625 m 2051 pie
Configuración n. 2	6000 m 19685 pie	10000 m 32808 pie	4500 m 14764 pie	5000 m 16404 pie
Configuración n. 3	YACIMIENTO INFINITO			

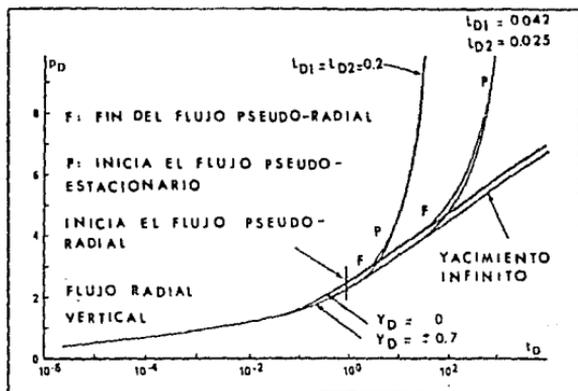


FIG. 19.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO LIMITADO POR FRONTERAS IMPERMEABLES.

Antes de decidir efectuar una prueba a un pozo horizontal, es necesario determinar preliminarmente el tiempo para el cual el flujo pseudoradial se espera termine. Para este propósito el mejor método consiste en estimar la evolución de la presión por generación de la curva tipo correspondiente, utilizando la solución analítica descrita en el Apéndice 2 como en el caso de la figura 19.

Con el fin de estimar aproximadamente y en forma rápida el final del flujo pseudoradial se graficaron varias curvas utilizando la ecuación A-6 para valores diferentes de  $L_{D1}$ ,  $L_{D2}$ ,  $e_{D1}$ ,  $e_{D2}$ , y  $Y_D$ .

Al tiempo  $\Delta t$  correspondiente al final del flujo pseudoradial se asocia el tiempo adimensional  $t_{D0}$  al cuadrado de la distancia del centro del pozo horizontal a la frontera más cercana. Esta frontera puede ser paralela o perpendicular al pozo.

De acuerdo a:

$$t_{D0} = \left( \frac{L_{D1}}{1-e_{D1}} \right)^2 t_D \quad \text{or} \quad t_{D0} = \left( \frac{L_{D2}}{1-e_{D2}} \right)^2 t_D \quad (29)$$

para  $e_{D1} \geq 0.5$ ,  $e_{D2} \geq 0.5$

Se obtuvieron para todas las configuraciones estudiadas, valores de  $t_{D0}$  en el rango de 0.3 a 0.5. Si se usó 0.4 para  $t_{D0}$ , para las configuraciones no. 1 y no. 2 de la tabla 6, los valores obtenidos al final del flujo pseudoradial son:  $t_D = 2.5$  y  $t_D = 14.3$ , respectivamente. Estos valores están de acuerdo con la figura 19.

Por ejemplo con:

$$2L = 400 \text{ m (1312 pie)}$$

$$\rho_{rct} = 10^{-7} \text{ kPa}^{-1} (0.7 \cdot 10^{-6} \text{ psi})$$

$$k/\mu = 10 \text{ md/(mPa.s) (10 md/cp)}$$

Los valores de  $t_{01}$  y  $t_{02}$  corresponden al tiempo real de 12 y 68 días, respectivamente.

### 3.5.3. POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON FRONTERAS A PRESIÓN CONSTANTE

Para este caso se emplearon las mismas suposiciones descritas anteriormente (figura 18). La frontera rectangular se conserva con presión constante.

La solución descrita en el Apéndice 3 permite generar las curvas ilustradas en la figura 20 con valores de parámetros de la tabla 6.

El inicio del flujo en régimen estacionario aparece claramente en estas curvas.

La conclusión y el criterio señalado en 3.5.2. relacionado con la finalización del flujo pseudoradial permanece sin cambios. Estos son directamente aplicables en el caso de las fronteras con presión constante.

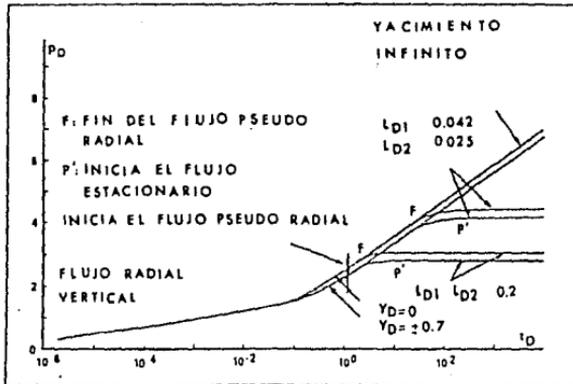


FIG. 20.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO LIMITADO POR FRONTERAS A PRESION CONSTANTE.

TABLA 7 : Ecuaciones de Solución

YACIMIENTO INFINITO

$$P_D(t_D) = \frac{\sqrt{x}}{4} \int_0^{10} \frac{e^{-x y D^2 / 4 r_D}}{\sqrt{r_D}} \cdot \left( \operatorname{erf} \frac{1+yD}{2\sqrt{r_D}} + \operatorname{erf} \frac{1-yD}{2\sqrt{r_D}} \right) \cdot \left[ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} e^{-n^2 \pi^2 L_{D3}^2 / r_D} \cdot \cos^2 (n \pi s_{D3}) \right] dr_D$$

YACIMIENTO LIMITADO (FRONTERAS IMPERMEABLES)

$$P_D(t_D) = 2x L_{D1} L_{D2} \int_0^{10} \left\{ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} e^{-n^2 \pi^2 L_{D1}^2 / r_D} \cdot \cos (n \pi s_{D1}) \cdot \cos [n \pi (s_{D1} + x y D L_{D1})] \right\} \cdot \left\{ 1 + \frac{2}{\pi L_{D2}} \sum_{n=1}^{\infty} \right.$$

$$\left. \frac{1}{n} e^{-n^2 \pi^2 L_{D2}^2 / r_D} \cdot \sin (n \pi L_{D2}) \cdot \cos (n \pi s_{D2}) \cdot \cos [n \pi (s_{D2} + y D L_{D2})] \right\} \cdot \left\{ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} e^{-n^2 \pi^2 L_{D3}^2 / r_D} \cdot \cos^2 (n \pi s_{D3}) \right\} dr_D$$

YACIMIENTO LIMITADO (FRONTERAS A PRESION CONSTANTE)

$$P_D(t_D) = 8 L_{D1} \int_0^{10} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} e^{-n^2 \pi^2 L_{D1}^2 / r_D} \cdot \sin (n \pi s_{D1}) \cdot \sin [n \pi (s_{D1} + x y D L_{D1})] \right\} \cdot \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} e^{-n^2 \pi^2 L_{D2}^2 / r_D} \cdot \sin (n \pi L_{D2}) \right.$$

$$\left. \cdot \sin (n \pi s_{D2}) \cdot \sin [n \pi (s_{D2} + y D L_{D2})] \right\} \cdot \left\{ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} e^{-n^2 \pi^2 L_{D3}^2 / r_D} \cdot \cos^2 (n \pi s_{D3}) \right\} dr_D$$

## C A P I T U L O 4

ILUSTRACION DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS CON POZOS  
HORIZONTALES

## CAPITULO 4

### ILUSTRACION DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS CON POZOS HORIZONTALES

#### 4.1. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN UN POZO HIPOTETICO

A continuación se analizan los datos de una prueba realizada en un pozo hipotético. En la tabla 8 se presentan la permeabilidad horizontal y vertical, la distancia al fondo y las propiedades del sistema roca-fluidos. El yacimiento se supone de extensión infinita, pero limitado por fronteras impermeables o de presión constante en el fondo y superficie del yacimiento. Aunque se emplea un modelo analítico para el cálculo de la presión de fondo,  $P_{wbf}$ , el gasto de flujo en el fondo se basa en condiciones de flujo reales.

##### 4.1.1. DECREMENTO DE PRESION

El pozo hipotético se abre a producción con un gasto constante de 10,000 bl/día, con una presión inicial de 4400 psi. La presión de fondo y el gasto de flujo se registran durante 72 horas. Después de 7053 horas de producción el pozo se cerró un lapso de 72 horas para la prueba de incremento de presión.

El comportamiento de la presión de fondo y del gasto de flujo durante la prueba de decremento se muestra en la figura 21. La figura 22 es una gráfica log-log de las derivadas de  $P_{wbf}$  (presión media),  $P_w$  (presión del pozo incluyendo el efecto de almacenamiento y daño), y  $P_f$  (presión de formación). Por su

TABLA B : PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA FLUIDOS

	POZO HIPOTH.	JX - 2	UNIDADES
Porosidad, $\sigma$	0.20	0.21	%
Viscosidad, $\mu$	0.80	1.3	cp
Compresibilidad, ct	$2.010^{13}$	$4.010^{13}$	psi <sup>-1</sup>
Radio del pozo, rw	0.35	0.35	pie
Espesor de la formación, h	100	-	pie
Distancia al pozo, zw	20	10	pie
Longitud del pozo, 2L	1000	1576	pie
Permeabilidad horizontal, $k_H$	100	-	md
Permeabilidad vertical, $k_V$	10	-	md
Presión inicial, $p_i$	4400	3746	psi
Gasto de producción, q	10000	17037	bl/d
Tiempo de producción, $t_p$	7053	85.5	hr
Coef. de Almacenamiento, C	0.01	-	bl/psi
Factor de conversión de revoluciones (Medidor de Flujo).	357.143	-	RB/RPS

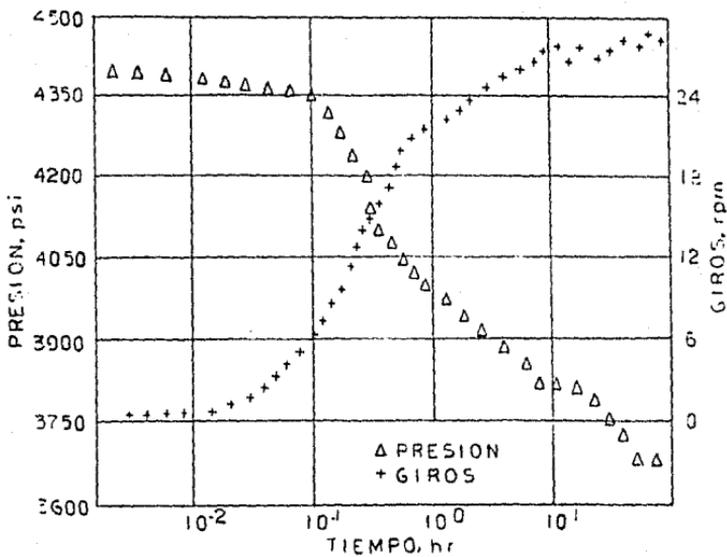


FIG. 21.-PRESION DE FONDO Y GASTO DE FLUJO PARA LA -  
 PRUEBA DE DECREMENTO.

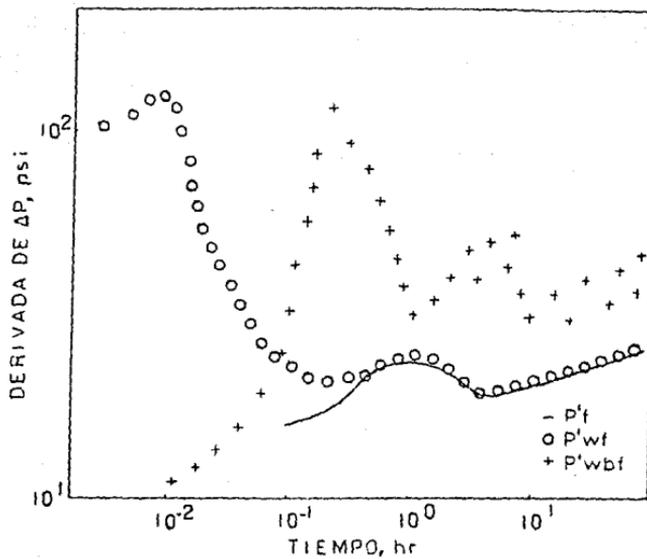


FIG. 22.-GRAFICA DE LAS DERIVADAS DE  $P_{wbf}$ , y  $P'_t$  CONTRA  $\ln t$ .

puesto que en una prueba real,  $P_{wf}$  y  $P_f$  generalmente no se encuentran disponibles. Nótese que la derivada de la presión  $P_{wf}$  no es de comportamiento suave durante cierto tiempo, lo cual se debe a las pequeñas fluctuaciones del gasto. Por ello se debe suavizar el comportamiento de la derivada de la presión.

Al comparar la curva de  $P_{wf}'$  con la de  $P_f'$  del sistema dado en la figura 22, puede verse que el comportamiento de la derivada de presión de fondo está dominado por las variaciones del gasto de flujo al inicio del tiempo. Esto es muy común en una prueba de decremento y particularmente se debe al flujo multifásico en la sarta de producción. La gráfica semilog de la figura 23 exhibe una línea recta (0.6 - 7.0 hrs) con la cual puede obtenerse una  $k = 80.5$  md, si el espesor de la formación empleado es de 100 pies. Si se emplea la longitud del pozo la permeabilidad sería 8.0 md. El factor de daño total se obtiene con la siguiente ecuación:

$$S_t = 1.151 \left[ \frac{(P_i - P_{wf}(1hr))}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w} + 3.23 \right] \quad (30)$$

es -2.9, utilizando también la misma línea recta semilog.  $S_t$  se obtuvo de un análisis semilog que ignora la geometría del pozo (el pozo se considera como si fuese vertical y de penetración total).

Si se identificase el régimen de flujo correspondiente a la línea recta, entonces se sabría cual es la longitud apropiada para usarse, y cual es la permeabilidad estimada y el factor de daño. El punto importante consiste en saber si esta línea recta semilog corresponde al primero, al segundo período de flujo radial, o al período de flujo radial intermedio.

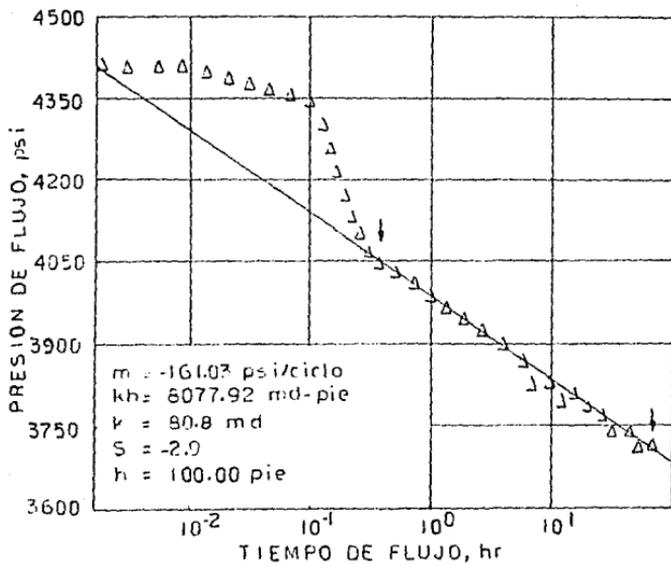


FIG. 23.- GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION.

Desafortunadamente, la respuesta de la presión de fondo y su derivada no dan ninguna clave acerca de esos periodos. Para este ejemplo se conoce de la curva de  $P_f'$  (figura 22), que el intervalo de 0.1 a 7.5 hrs. es la transición entre el primero y el flujo radial intermedio (corresponde al periodo semilog de 0.6 - 7.0 hrs., dado en la figura 23). Nótese además en la figura 22, que el intervalo de tiempo de 0 y 0.15 hr, la curva de  $P_f'$  se estabiliza, indicando la presencia del periodo de flujo radial. Para el intervalo de tiempo de 1 a 3 hrs. la curva  $P_f'$  llegará a ser casi estable debido al segundo periodo de flujo radial. Aunque esto no es exacto, normalmente se toma como una indicación de un segundo periodo de flujo radial.

La técnica de curvas tipo se utilizó con el fin de mejorar las estimaciones o comparar las respuestas del análisis semilog.

Las estimaciones obtenidas son  $k_h$  de 319.0 md,  $k_v$  de 4.0 md,  $S_m$  de 10.0 y  $C$  de 0.29 bls/psi. La media geométrica de las permeabilidades ( $\sqrt{k_h k_v} = 35.7$  md) es cercana al valor de 31.6 md.

Con el fin de minimizar el efecto de las variaciones del flujo durante la prueba de decrecimiento, se utilizó el dato del gasto en el fondo para estimar los parámetros del yacimiento. La figura 24 muestra la gráfica de la convolución de la presión normalizada, como una función del tiempo de convolución logarítmico. Es interesante observar que esta gráfica luce semejante a una gráfica semilog con efecto de almacenamiento al inicio del tiempo; esto se esperaba debido al volumen de la sección horizontal del pozo debajo de la herramienta. Como se muestra en la figura 24, la gráfica semilog de convolución

exhibe dos líneas rectas. La pendiente de la segunda línea es dos veces la de la primera. Esto puede tomarse como indicación de la presencia de una frontera impermeable al fondo o en la parte superior del yacimiento. Nótese que el inicio de la primera línea recta es el mismo para el inicio de la línea recta semilog dada en la figura 23. Esas líneas rectas pueden deberse a los periodos de flujo radial primero y segundo o al segundo e intermedio. El doble de la pendiente sugiere que esas dos líneas rectas se deben al primero y segundo periodos de flujo radial. Sin embargo, la figura 22 indica que el tiempo de transición entre el primero y segundo periodos de flujo radial, generalmente es corto en comparación al tiempo de transición entre el segundo y el periodo de flujo radial intermedio. Por ello, de la pendiente de la primera línea recta, se puede calcular  $\sqrt{kh/kv} = 44.9$  md y  $St = 5.3$ , utilizando la longitud horizontal del pozo. De la pendiente de la segunda línea, utilizando el espesor de la formación, la permeabilidad y el daño calculados son  $kh = 113.8$  md y  $St = -1.1$ . De estimaciones anteriores, la permeabilidad vertical es  $kv = 17.7$  md y el factor de daño es  $S_m = 5.4$ .

Aunque la convolución logarítmica indica la presencia de una frontera impermeable y la posible existencia de un segundo periodo de flujo radial, este periodo no se desarrolla por completo, como se muestra en la figura 22. Por ello la pendiente de la segunda línea recta del tiempo de convolución logarítmica debe ser menor que la curva real, y la estimada  $\sqrt{kh/kv}$ , debe ser mayor que el valor real. Para un pozo real, sin embargo, esta información no está disponible al inicio de la

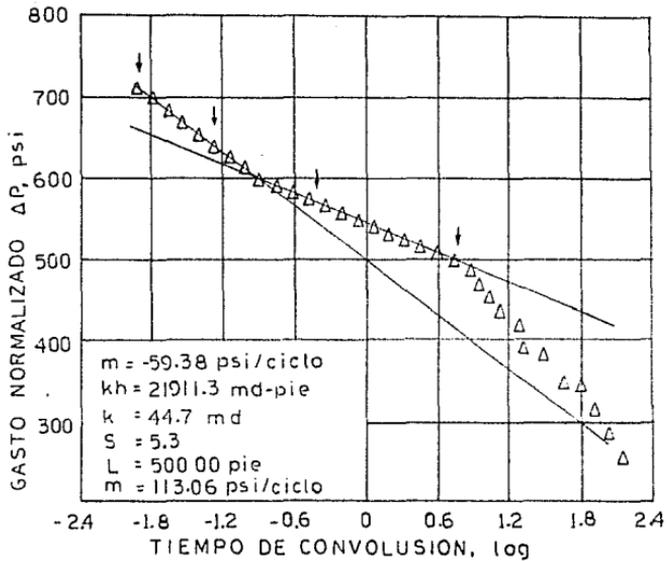


FIG. 24.- GRAFICA DE CONVOLUCION LOGARITMICA DE LA PRUEBA DE DECREMENTO.

interpretación.

La figura 25 presenta una gráfica semilog de deconvolución  $\Delta P$  la cual presenta dos líneas rectas semilog. De la pendiente de la primera línea recta (inicia después de 0.06 hr.), se puede calcular  $\sqrt{kh} \sqrt{kV} = 26.05$  md y  $St = 8.0$ , utilizando la longitud horizontal del pozo. Como puede verse de esta gráfica, la primera línea recta semilog inicia aproximadamente a 0.06 hr., que es mucho más rápido que la propia del segundo período de flujo radial de la gráfica logarítmica, figura 24. Por ello se deduce que la primera línea se debe al primer período de flujo radial. La segunda línea recta en la figura 25, posiblemente se debe tiempo del flujo radial intermedio, ya que existe un período de transición muy largo entre esos períodos. Sin embargo, como puede verse en la figura 22, la primera línea recta es el período de transición entre el primero y segundo períodos de flujo radial. De la pendiente de la segunda línea recta, la permeabilidad y el daño son :  $kh = 112.0$  md y  $St = 0.0$  utilizando el espesor de la formación. Estos valores estimados son cercanos a los valores reales de los parámetros.

#### 4.1.2. INCREMENTO DE PRESION

La figura 26 presenta el incremento de presión y el almacenamiento que se da durante la prueba de incremento la cual comenzó después de 7053 horas de producción. El período de almacenamiento es aproximadamente de 4 hrs. Las gráficas log-log de la derivada de presión se dan en la figura 27. La derivada de la presión se suaviza después de 7 hrs. e indica que se aproxima a un período de flujo radial. La permeabilidad horizontal

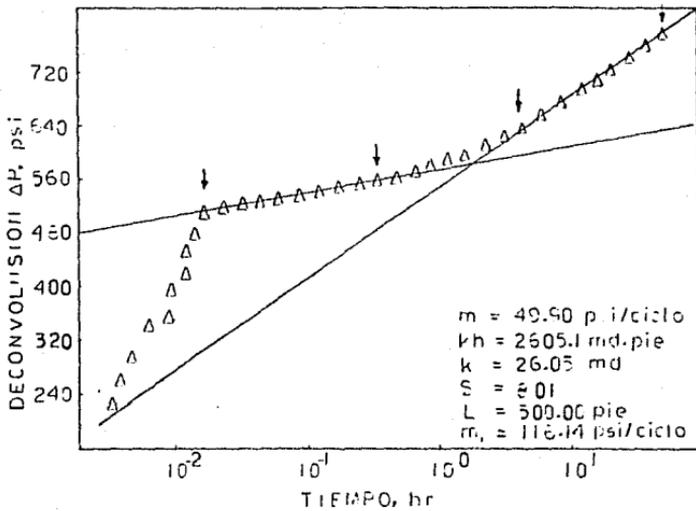


FIG. 25.-PRESION DE DECONVOLUCION DE LA PRUEBA DE DECREMENTO.

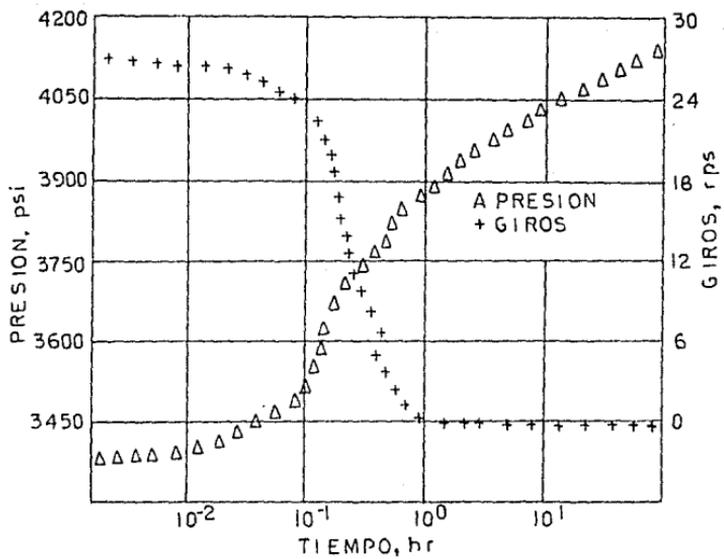


FIG. 26.-PRESION DE CIERRE Y ALMACENAMIENTO.

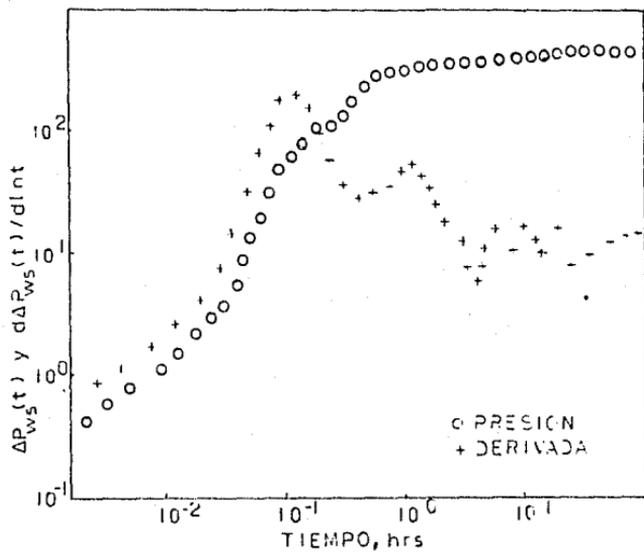


FIG. 27.-PRESION DE CIERRE Y SU DERIVADA

obtenida de la derivada es 107.0 md, si se considera que la estabilización de la derivada se debe al periodo de flujo radial intermedio.

La gráfica de Horner, figura 28, exhibe una línea recta semilog entre 6.0 y 72 horas, y da un  $k_h = 120$  md y  $S_t = -0.6$  donde por análisis de Horner:

$$S_t = 1.151 \left[ \frac{P_{ws}(1hr) - P_{ws}(0hr)}{m} - \text{Log} \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (31)$$

La presión extrapolada,  $P^*$ , calculada de la línea recta semilog de la figura 28, es 4355.8 psi, la cual es 44 psi menor que la presión inicial previa a la prueba de decremento. Como puede verse en la porción expandida de la grafica de Horner, también mostrada en la figura 28 (pequeña figura interna), la curva dobla hacia arriba a tiempos tardíos lo cual implica que la línea recta semilog no se desarrolla por completo, por ello la permeabilidad calculada es ligeramente mayor que la permeabilidad real y  $P^*$  es baja. Para pozos verticales la situación normalmente es inversa.

La figura 29 muestra la gráfica de convolución logarítmica que exhibe una porción de línea recta (puede corresponder al segundo periodo de flujo radial) entre 0.2 y 4 horas siguientes, durante el cual el almacenamiento es aún pequeño para medirse en la práctica. Utilizando una longitud de 1000 pies para el pozo, la línea recta producirá  $\sqrt{k_h k_v} = 41.7$  md y  $S_t = 4.5$ . Esta permeabilidad calculada es más alta que la real. La permeabilidad vertical se obtuvo de  $\sqrt{k_h k_v}$  de la convolución logarítmica y del análisis de Horner,  $k_v = 14.5$  md.

Los resultados de la deconvolución se presentan en la figura

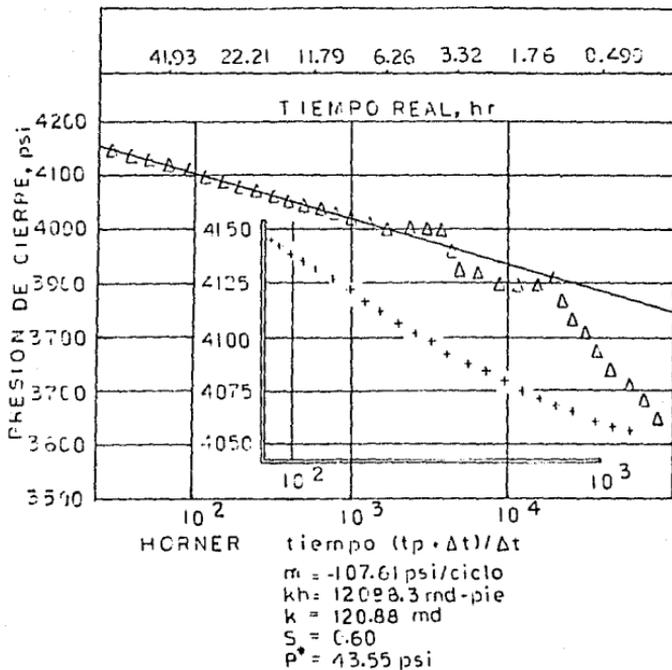


FIG. 28.-GRAFICA DE HORNER Y PRESION DE CIERRE.

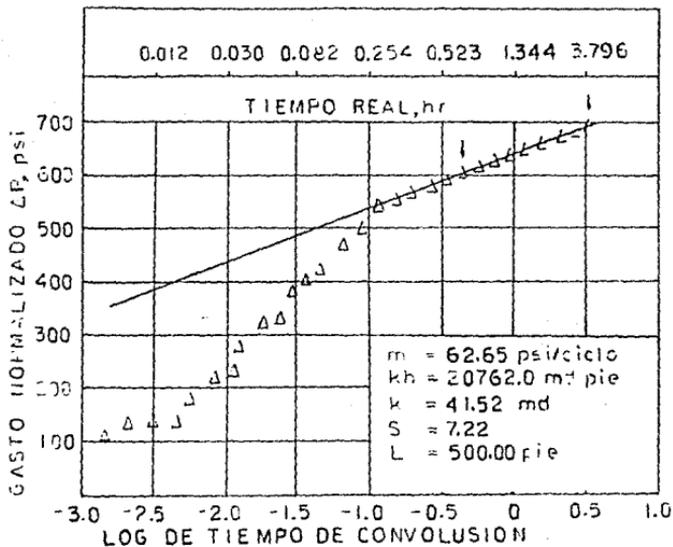


FIG. 29.-GRAFICA LOGARITMICA DE CONVOLUCION DE LA PRUEBA DE INCREMENTO.

30. Esto hace notar que la permeabilidad  $\sqrt{k h k v}$  es menor que el valor real.

#### 4.2. ANALISIS DE PRESIONES DEL POZO JX - 2, BAHIA DE PRUDHOE ALASKA

El pozo se perforó en una zona de aceite de la formación Ivishak, aproximadamente 120 - 130 pies debajo del casquete de gas y de 5 a 10 pies sobre una zona continua de lutitas como se muestra en la figura 31.

La sección horizontal del pozo tiene una longitud de 1,576 pies, terminándose con liner ranurada de 4.5 pg. Las propiedades de los fluidos y de la formación se muestran en la tabla B. La presión media del yacimiento durante el tiempo en que se realizó la prueba, se mantuvo debajo de la presión de burbujeo. Sin embargo, la GOR producida fue la misma que la GOR en solución. Por ello se esperaba una reducción en la permeabilidad del aceite causada por la liberación del gas en solución. Por otra parte, el efecto de la reducción de la permeabilidad debido a la liberación del gas en solución en la vecindad del pozo puede considerarse como un factor de daño positivo.

Como se aprecia en la figura 32 de las 6 a las 12 horas se tomaron mediciones del gasto de flujo en superficie, después el pozo se cerró para registrar una prueba de incremento de presión. La presión se mantuvo debajo del punto de burbujeo del yacimiento durante los periodos de flujo y de incremento de presión subsecuente.

La figura 33 presenta una curva log-log de la derivada. Esta

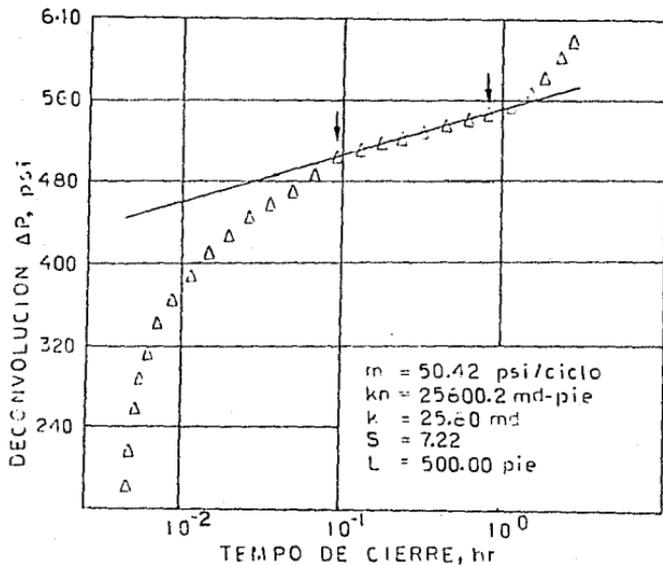


FIG. 30.-PRESION DE DECONVOLUCION DE LA PRUEBA DE - INCREMENTO.

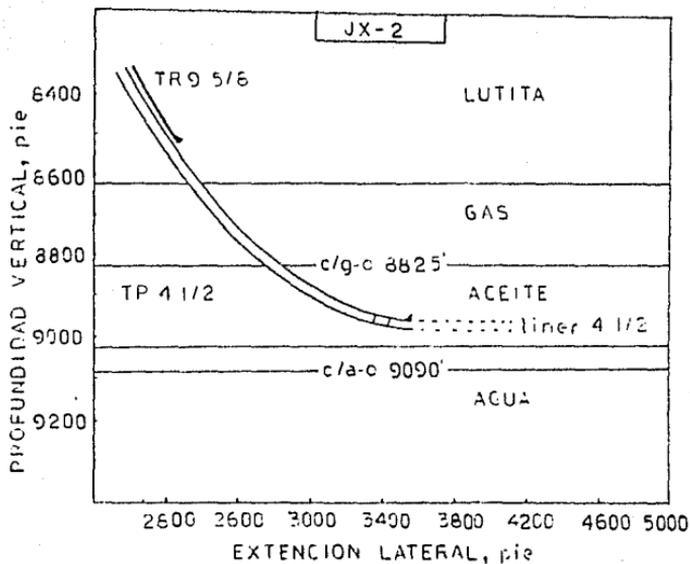


FIG. 31.- LOCALIZACION Y TERMINACION DEL POZO JX-2

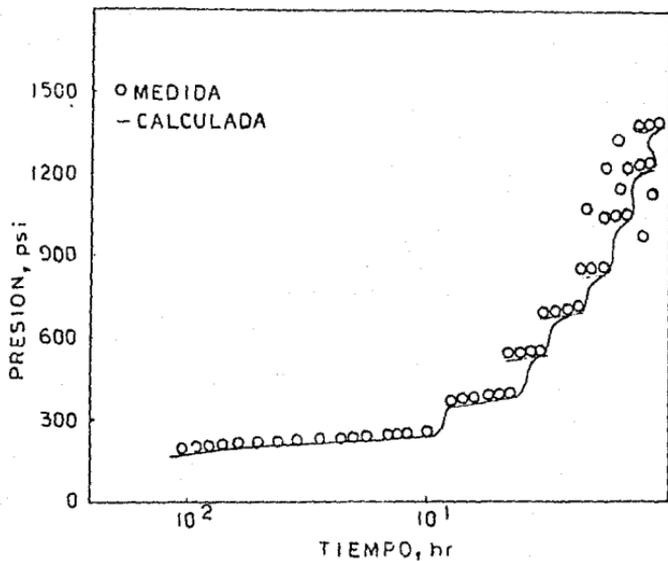


FIG. 32.-AJUSTE HISTORICO DE LA PRESION DE FONDO MEDIDA Y EL MODELO DE RESPUESTA PARA LA PRUEBA DE GAS TO MULTIPLE.

curva no identifica ningún periodo de flujo radial. Se ha tomado también la derivada del incremento de presión con respecto a Horner y funciones de tiempo de gasto múltiple, ya que la prueba de gasto múltiple precede a la de incremento. Como se puede ver en la figura 32, después de 8 a 9 horas la derivada de la presión comienza a declinar mucho más rápido que en horas previas. En otras palabras, se tendrá un abatimiento continuo de la presión, como se ve en la figura 34. Por ello, puede considerarse el efecto de la presencia de un casquete de gas. Sin embargo, el abatimiento de la derivada de la presión como función del tiempo, para el pozo horizontal, puede ser un poco engañoso ya que algunas combinaciones de parámetros del yacimiento podrían dar una apariencia similar. No obstante, la permeabilidad vertical se calculó, utilizando el tiempo de 8 horas para el cual el efecto del casquete de gas es sentido como 28.6 md y utilizando una distancia de 135 pies entre el pozo y el casquete de gas y de 6.6 md si se utilizan 65 pies.

Aunque se defina una línea recta entre 9 y 24 horas, la gráfica de Horner (figura 34) no exhibe realmente un periodo semilog en línea recta (la gráfica de la derivada, figura 32 también indica el mismo carácter). La permeabilidad y el daño calculado de la gráfica de Horner es  $k = 200.5$  md y  $S = 5.0$ , si se emplea el espesor de la formación. La presión extrapolada,  $P_1$ , obtenida de la línea recta de la figura 34 es 3804 psi, lo cual es 140.6 psi más alto que la presión media anterior a la prueba de gasto múltiple.

Como se mencionó anteriormente, la interpretación general de los datos de una prueba de un pozo horizontal es mucho más

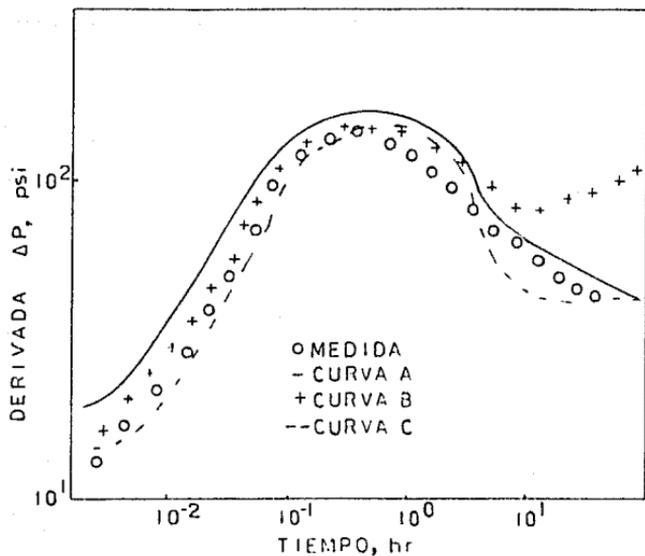


FIG. 33.-AJUSTE HISTORICO DE LA DERIVADA DE PRESION DE CIERRE Y MODELO DE RESPUESTA.

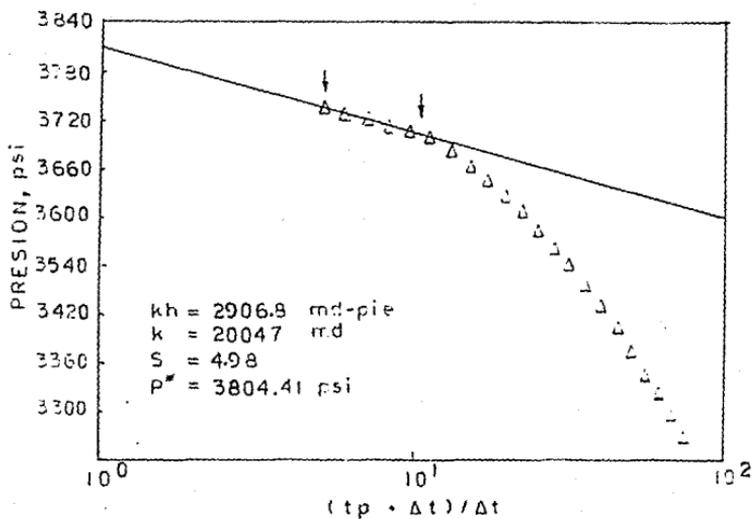


FIG. 34.-GRAFICA DE HORNER DE LA PRESION DE CIERRE PARA EL POZO JX-2.

difícil que para uno vertical. Las dificultades que se tuvieron para la interpretación de la prueba de incremento del pozo JX - 2 se dieron por: 1) cambios en el efecto de almacenamiento, 2) ambigüedad en la localización de la capa de gas, y 3) ambigüedad en la longitud del pozo. Además, el tiempo de producción fue corto y perturbado por las seis pruebas de flujo, durante las cuales los gastos de flujo no eran exactamente constantes y se midieron únicamente en superficie. No obstante el método de curvas tipo se utilizó para estimar:

1. La permeabilidad horizontal y vertical.
2. El factor de daño.
3. El almacenamiento.
4. La localización de la capa de gas, y
5. La longitud horizontal del pozo.

Como se sabe del análisis de los datos sintéticos, la estimación de esos parámetros no es única. En otras palabras, varias combinaciones de esos parámetros producen casi el mismo comportamiento.

La figura 33 muestra varios ajustes: las curvas A, B y C de la derivada del incremento de presión, medido durante 24 horas con el modelo de respuesta. Esta figura muestra además que, ninguno de los ajustes es bueno, así como también indica errores entre los datos medidos y el modelo de respuesta. En la tabla 9 se presentan tres juegos de estimaciones para cada ajuste. Los números subrayados denotan parámetros que han sido fijados a valores durante el proceso de ajuste. El ajuste mostrado en la figura 33 es la suma de residuos de los mínimos cuadrados que

producen una permeabilidad vertical de 50,0 md, la cual es dos veces más grande que la permeabilidad horizontal,  $k = 25$  md. Esto es casi imposible, ya que la permeabilidad de la formación Ivishak (de núcleos y pruebas realizadas a pozos cercanos) es de  $k = 100$  md. Para probar esta posibilidad, se fijó una permeabilidad horizontal de  $k = 100.0$  md para el comportamiento mostrado en la curva C, lo cual también no es satisfactorio. Por supuesto que esto no implica que  $k$  sea diferente de 100 md. Como se muestra en la tabla 9 la longitud del pozo 2L, se fijó en el reporte de la longitud perforada. Puede verse que para todos los ajustes, la distancia del agujero a la frontera impermeable  $z_w$ , se fijó como 10 pies y el espesor de la formación, estimado para la localización de la capa de gas, es  $h = z_w$ . Se tomó además en cuenta la variación del gasto para el ajuste histórico, sin embargo, esto no mejoró los resultados.

La figura 35 presenta dos ajustes, curva D y E de la derivada del incremento de presión medido en 6 horas con el modelo de respuesta. Puede verse que los ajustes son buenos después de una hora. Las estimaciones para cada ajuste histórico se presentan en la tabla 9. La permeabilidad horizontal  $kh = 1000$  md estimada del comportamiento de la curva D es una vez más extraña para la formación Ivishak. El comportamiento para la curva F dado en la tabla 9 no se graficó debido a que es muy similar al de la curva E. Notese que el coeficiente de almacenamiento estimado,  $C$ , es casi el mismo para todos los ajustes.

La figura 32 presenta los ajustes de los datos de presión

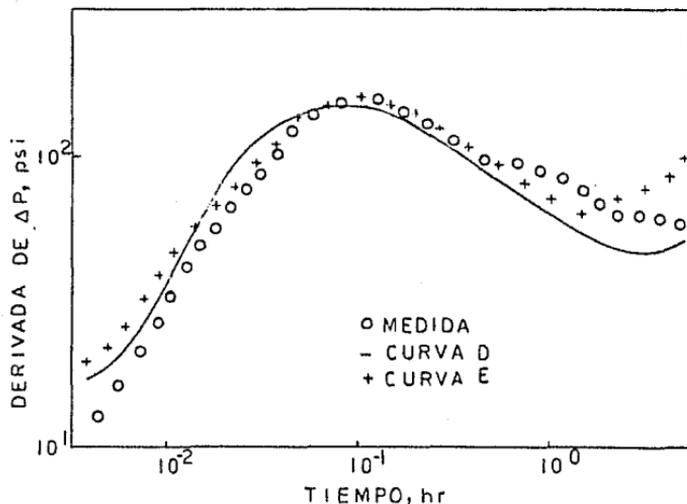


FIG. 35.-AJUSTE HISTORICO DE LA DERIVADA DE PRESION DE CIERRE Y MODELO DE RESPUESTA.

TABLA 9. ESTIMACIONES DE LOS PARAMETROS DEL POZO JX-2

PRUEBA	24 HRS INCRE. PBA.			6 HRS INCRE. PBA.			PRUEBA DE
PARAMETRO	CURVA A	CURVA B	CURVA C	CURVA D	CURVA E	CURVA F	GASTO MULTIPLE
kh, md	25	87	100	1000	100	100	97
k, md	50	16	3	0.04	0.6	0.6	0.6
2t <sub>w</sub> , pie	700	557	1576	1576	1576	1570	1576
h, pie	144	75	75	145	145	144	145
z <sub>w</sub> , pie	10	10	10	10	10	10	10
S	2.1	1.2	4	1.5	0.6	0	0
C, bls/psi	0.11	0.16	0.14	0.081	0.086	0.086	

con gasto múltiple con el modelo de respuesta, utilizando el gasto de flujo en superficie. Aunque el ajuste se ve satisfactorio, muchas otras combinaciones de los parámetros producirían un comportamiento similar. Las estimaciones de este ajuste se presentan en la tabla 9. La figura 25 presenta la gráfica de gasto múltiple utilizando el gasto de flujo en superficie y la aproximación logarítmica para el modelo. Aunque no existe una justificación para tener un flujo radial vertical antes de 12 horas,  $\sqrt{khTv}$  es 44.2 md, si se emplea  $h = 145$  pies. Si  $kh$  se supone de 100 md, entonces  $kv$  puede ser de 44 md, lo cual es diferente de 0.6 md determinado con curvas tipo. El factor de daño también difiere.

La tabla 9 y los comportamientos mostrados en las figuras 32, 33 y 35 revelan algunos puntos de interés:

1. Las estimaciones no son únicas y se asocian con discordancias bruscas. Esto sugiere que el modelo empleado para la estimación no es el indicado.

2. Cuando se fijan ciertos parámetros, un cambio entre la estimaciones es evidente. Este cambio es particularmente cierto entre las permeabilidades horizontal y vertical.

3. Las mediciones de las estimaciones unitarias, no pueden juzgarse por simple inspección de la suma de los cuadrados de los residuos y las gráficas de datos medidos con el modelo de respuesta, a menos de que cada parámetro se investige de antemano.

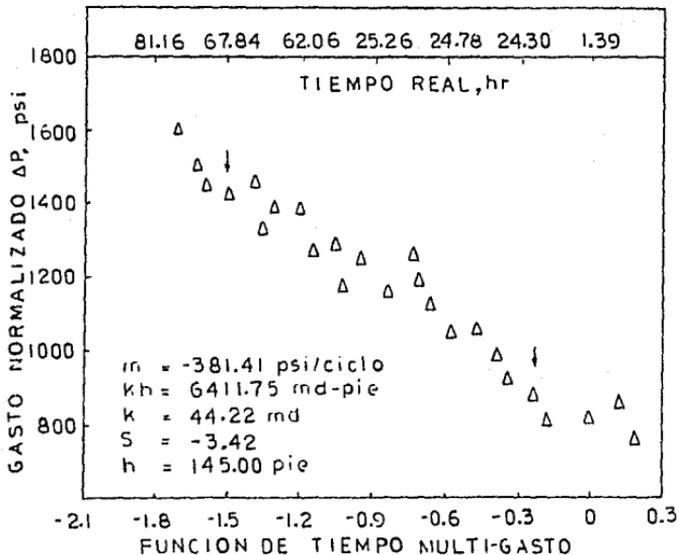


FIG. 36.-GRAFICA MULTIGASTO, PRUEBA DE FLUJO PARA EL POZO JX-2.

**C A P I T U L O 5**

**CONCLUSIONES**

## CAPITULO 5

### CONCLUSIONES

El principal objetivo de desarrollar pozos horizontales es el de mejorar la productividad y la recuperación de aceite. Su éxito radica en la capacidad de modificar la geometría de afluencia del flujo de fluidos al pozo debido a la forma en que atraviesa a la formación productora.

En un pozo horizontal las líneas de flujo concurren perpendicularmente a todo lo largo de la sección del pozo. De esta manera se aprovecha al 100% la condición de anisotropía, generalmente encontrada en todos los yacimientos, la cual favorece preferentemente a la permeabilidad en dirección horizontal. Además, mejora la eficiencia vertical y areal de barrido en el yacimiento, recuperando un mayor volumen de aceite.

El pozo horizontal ofrece una mayor área de captación de fluidos. Este incremento depende directamente de la longitud de la sección horizontal perforada en relación al espesor del yacimiento y dimensiones del área de drenaje.

El problema de la baja productividad se compensa con un pozo horizontal, donde la longitud  $L$  de la sección horizontal no es impuesta por las condiciones naturales. Por ello es posible producir dos o más cuerpos laterales atravesando bloques matriciales de baja permeabilidad, productividad nula o formaciones invadidas por agua.

La penetración horizontal de la matriz de la roca, y gracias a las técnicas de registro y núcleo de formaciones, ha permitido observar la distribución y el tipo de de heterogeneidades laterales presentes en un yacimiento.

Los yacimientos que fracturados naturalmente favorecen la captación de aceite ya que un pozo horizontal bien direccionado, por simple razón geométrica, es capaz de intersectar ortogonalmente una serie de fracturas si se considera que la posición de éstas es subvertical en el yacimiento.

La productividad de un pozo horizontal es poco sensible a la presencia de heterogeneidades desfavorables en la vecindad del pozo. Para el flujo lineal, por unidad de longitud perforada, la caída de presión es pequeña a lo largo del eje horizontal perpendicular al pozo horizontal, bajo condiciones de régimen estacionario, describiendo un comportamiento casi lineal.

Un pozo horizontal controla el avance de las interfases evitando así, la producción bifásica provocada por la surgencia temprana de algún fluido indeseable.

El patrón de flujo de un pozo horizontal describe una cresta en lugar de un cono, debido a la forma que adoptan las líneas de flujo que concurren a lo largo de la sección horizontal del pozo.

La inversión por el desarrollo de un campo a través de pozos horizontales puede ser redituable, siempre y cuando se seleccione cuidadosamente la formación a intervenir. La experiencia obtenida recomienda:

- El desarrollo de yacimientos de continuidad pobre donde los cuerpos productores se encuentran aislados.
- El desarrollo de formaciones compactas especialmente si se encuentran fracturadas, ya que es la única manera de tomar ventaja sobre esta situación.
- Desarrollo de yacimientos de poco espesor con el fin de preservar la producción monofásica a la vez que se recupera el mayor volumen de aceite. Estos incluyen: a) Yacimientos con problemas de interfase y b) Yacimientos con columnas de aceite delgadas.
- Yacimientos en formaciones suaves y/o deleznales donde la producción de finos o el colapso de las mismas, es latente.
- Yacimientos de gas, tal que se evite la turbulencia en la producción.

Las soluciones analíticas descritas en los modelos de interpretación se refieren a un yacimiento infinito o limitado con fronteras impermeables o a presión constante. El análisis se realizó para condiciones de conductividad infinita, así como de flujo uniforme.

Las respuestas de presión arrojadas de pruebas en pozos horizontales revelan la presencia de dos regímenes característicos de flujo: un flujo radial vertical al inicio de la producción y un flujo horizontal pseudoradial posterior. En base a los análisis de tipo semi-log y log-log se determina el inicio y el final de estos periodos de flujo.

Las respuestas de presión generadas en los modelos están en función de la longitud adimensional del pozo,  $L_D$  y del radio adimensional del mismo,  $r_D$ . Bajo ciertas condiciones, las respuestas de un pozo horizontal son idénticas a aquellas pertenecientes a las de una fractura vertical de penetración total, lo cual ha permitido comprobar el comportamiento de afluencia en un pozo horizontal.

La interpretación de los datos de una prueba de presión en un pozo horizontal presenta serias dificultades para obtener los parámetros relacionados con la geometría de flujo.

La derivada de la presión y las gráficas semilogarítmicas de una prueba de incremento proveen información útil al principio del periodo de flujo radial intermedio. Esta información difícilmente puede interpretarse en las gráficas de la prueba de decremento de presión debido a las fluctuaciones en el gasto de flujo a tiempos tardíos, distorsionando el comportamiento de las curvas. Para un caso real el periodo de flujo radial vertical al inicio del tiempo se enmascara por el efecto del almacenamiento.

Las altas relaciones de anisotropía consideradas y la existencia de múltiples fronteras con distancias desconocidas al pozo, incrementan la complejidad de los problemas de interpretación.

Cuando se lleva a cabo una medición continua del comportamiento del gasto de flujo y la presión en el fondo del pozo, pueden esperarse resultados satisfactorios en la estimación

de los parámetros del yacimiento.

## NOMENCLATURA

B	factor de volumen de la formación, pie /pie
ct	compresibilidad total de la formación, psi , kPa
C <sub>D</sub>	coeficiente de almacenamiento adimensional
e <sub>D</sub>	parámetro de decentrado adimensional
h	espesor del yacimiento, pie, m
g	aceleración de la gravedad, pie/seg <sup>2</sup>
k	permeabilidad del medio poroso, md
ln	logaritmo natural
L	longitud del pozo horizontal, pie, m
L <sub>D</sub>	longitud adimensional del pozo
m	pendiente de una línea recta semi-log, psi/ciclo, kPa/ciclo
M	punto de medición en el pozo
P	presión, psi
P <sub>D</sub>	presión adimensional
P <sub>Df</sub>	presión adimensional en la fractura
P <sub>i</sub>	presión inicial del yacimiento, psi
PI	índice de productividad, bl/día/psi
P <sub>wD</sub>	presión adimensional en el fondo del pozo
q	gasto de flujo, bls/día, m /día
r	distancia radial, pie, m
r <sub>D</sub>	distancia radial adimensional
r <sub>w</sub> '	radio efectivo del pozo
S	factor de pseudodaño, adim.

Sg	daño geométrico, adim.
t	tiempo, hrs, días
t <sub>D</sub>	tiempo adimensional
x <sub>e</sub>	dimensión del yacimiento en la dirección x, m
y <sub>e</sub>	dimensión del yacimiento en la dirección y, m
z <sub>w</sub>	localización del pozo en el intervalo, pie

#### SIMBOLOS GRIEGOS

$\Delta$	diferencial
$\Delta p$	decremento de presión, psi
$\mu$	viscosidad, cp
$\phi$	porosidad
$\rho_j$	constante de difusividad, j = x, y, o z

#### INDICES Y SUBINDICES

c	crítico
e	externo (de drenaje)
D	adimensional
H	horizontal
o	aceite
V	vertical
w	pozo
x	dirección en el eje x
y	dirección en el eje y
z	dirección en el eje z
'	problema equivalente

## BIBLIOGRAFIA

1. Giger, F.M., Reiss, L.H. and Jourdan A.P. : " The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling." SPE 13024, (Sep 16, 1984).
2. Giger F.M., Inst. Francais du Pétrole. : " Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs ". SPE 13710 (Mar 11, 1985).
3. Goode, P.A. and Thambynayagam, R.K.M.: " Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media ". SPE 14250 (Dic 1987).
4. Daviau, F., Mournival, G. and Bourdarot, G., ELF Aquitaine Curutchet, P. : "Pressure Analysis for Horizontal Wells".SPE 14251 (Sep 1985).
5. Reiss, L.H., ELF Aquitaine. : " Horizontal Wells' Production After Five Years ". SPE 14338 (Sep 22, 1985).
6. Karcher B.J., Giger F.M. and Combe J. : " Some Practical Formulas To Predict Horizontal Well Behavior ". SPE 15430 (Oct 5, 1986).
7. Clonts M.D., ARCO Alaska Inc., and Ramey H. Jr., Stanford U. : " Pressure Transient Analysis for Wells with Horizontal Drainholes ". SPE 15116 (Abr 1986).
8. Flahn S.V., Champlin Petroleum Co., Startzman R.A. and Wattenbarger R.A. : " A Method for Predicting Horizontal Well Performance in Solution Gas-Drive Reservoirs ". SPE 16201 (Mar 1987).
9. Ozkan, E., Ragavan, R. and Joshi, S. D. : "Horizontal Well Pressure Analysis ". SPE 16378 (Abr 1987).
10. Giger F.M. : " Low-Permeability Reservoirs Development Using Horizontal Wells ". SPE/DOE (May 1987).
11. Kuchuk F.J. and Goode P.A., Brice B. W. and Sherrard., Thambynayagam R.K.M. : " Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells ". SPE 18300 (Oct 1988).
12. Reiss, L.H., Jourdan, A.P., Giger, F.M. and Armessen, P.A. :

- "Offshore and Onshore European Horizontal Wells". (May 1984).
13. Bernhard Prevedel: "How One Operator Drilled Horizontally Through a Salt Dome". World Oil (Dic 1985).
  14. Bosio, J., Reiss L.H., ELF Aquitaine., Paris. : " Site Selection Remains Key to Success in Horizontal-well Operations ". (Mar 21, 1988).
  15. Olivier de Montigny, ELF Aquitaine., Jean Combe, IFP.: "Hole Benefits, Reservoir Types key to Profit ", Oil And Gas Journal Technology (Abr 11, 1988).
  16. Bleakley, W.B. Editor. : " IFP And ELF-Aquitaine Solve Well Logging Problem". Petroleum Engineer International (Nov 15, 198 ).
  17. Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr., and Raghavan, R. : " The Use of Source and Greens Functions in the Solution of Unsteady Flow Problems in Reservoirs ". Soc. Pet. Eng. J., Trans., Aime., (Oct 1973).
  18. Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr., and Raghavan, R. : " Unsteady-State Pressure Distribution Created by a well with a single Infinite-Conductivity Vertical Fracture ". Soc. Pet. Eng. J. (Ago 1974).

## APENDICES

## APENDICE I

### POZO HORIZONTAL CON FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO E INFINITO.

#### A -Solución analítica

La variación de la caída de presión con el tiempo en el punto M del pozo definido por el valor de y, puede expresarse analíticamente utilizando la función de Green (17).

La función de Green correspondiente a la solución para un pozo horizontal se expresa como un producto de funciones como sigue:

$$S(M,t) = I(x)_{xw=0} \cdot II(y)_{yw=0} \cdot III(z)_{z0=h}$$

Como resultado, la caída de presión puede escribirse de la siguiente manera:

$$p(M,t) = \frac{qB}{2L \beta ct} \int_0^t S(M,\tau) d\tau$$

Esta solución da la caída de presión en un yacimiento anisótropo. Para obtener la presión en el pozo, posteriormente se supondrá que el yacimiento es isótropo.

La caída de presión en el pozo utilizando parámetros adimensionales está dada por la ecuación A-1 de la tabla 7. Esta ecuación es invariable cuando cambia  $y_D$  a  $-y_D$  o  $e_D$  a  $1-e_D$ .

Con el fin de simplificarla se le ha llamado  $f_1(\tau_D)$ ,  $f_2(\tau_D)$  y  $f_3(\tau_D)$  a los tres términos utilizados en la integral de la ecuación A-1.

#### B-1 Valores de tiempo pequeños

Para tiempos pequeños, el comportamiento asintótico de  $f_1$ ,  $f_2$  y  $f_3$  se conocerá cuando se aproxime a cero. Es la distancia desde el punto de medición  $M(x_D)$  al extremo más cercano del pozo. Para valores pequeños de  $t^2$ :

$$. f_1(t_D) = 2 \text{ para } y_D = 1 (kt/(\phi\mu c_t d^2) < 1/20)$$

$$. f_2(t_D) = 1 \text{ para } y_D = 1 (kt/(\phi\mu c_t d^2) < 1/20)$$

$$. f_3(t_D) = 1/(2L_0 \sqrt{\pi t_D})$$

La solución aproximada de la ecuación A-1 para valores pequeños de  $t_D$  y  $y_D \neq 1$  (flujo radial vertical) puede escribirse como sigue:

$$\begin{aligned}
 p_D(t_D) &= \frac{1}{4L_0} \int_0^{r_D} \frac{e^{-x^2 y_D^2 / 4 t_D}}{r_D} dr_D \\
 &= \frac{1}{2L_0} \left[ -\frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left( -\frac{x^2 y_D^2}{4 t_D} \right) \right]
 \end{aligned}
 \tag{A-2}$$

Cuando  $y_D = 1$ , el coeficiente  $1/(2L_0)$  será  $1/(4L_0)$ .

La aproximación de la función  $f_2(t_D)$  no es muy válida cuando el final del efecto es alcanzado. Del análisis de las curvas generadas por A-1, parece ser que el mejor criterio para  $f_0$  debe obtenerse por sustitución de  $1/6$  por  $1/20$ . Por tanto, se considera que el final del efecto es perceptible cuando  $t_D > (1-y_D)^2/6$  en unidades Darcy.

La aproximación de  $f_3(t_D)$  no es válida cuando la frontera más cercana afecta la presión del pozo. Mientras exista el flujo radial vertical, el problema llegará a ser de un pozo vertical a una distancia "d" de una falla. En este caso la fórmula del radio de investigación  $(kt/(\phi\mu c_t d^2) = 0.25)$  proporciona valores de

tiempo pequeños. Por esta razón se prefiere:  $kt/(\phi\mu c_t d^2) = 0.32$ .  
 La frontera más cercana tendrá efecto en un pozo horizontal solo  
 para:

$$t_D > 0.32 \left( \frac{1 - e_{D3}}{t_{D3}} \right)^2 (e_{D3} > 0.5)$$

Para valores de  $t$  grandes, se tiene:  $f_1(t_D) = \frac{1}{\sqrt{t_D}}$ ,  $f_2(r_D) = \frac{2}{\sqrt{r_D}}$ ,  
 $f_3(r_D) = 1$ .

La solución A-1 lleva a la ecuación de flujo pseudoradial:

$$P_0(t_D) = 0.5 (\ln t_D + \alpha) \quad (A-3)$$

La ecuación A-3, se refiere a varios fenómenos que deben distinguirse (flujo pseudoradial). Se supone que el daño en el pozo es nulo.

Con un flujo pseudoradial, como se definió anteriormente, la caída de presión constante en el área donde la distorsión de las líneas de flujo hacia el pozo dan como resultado un pseudodaño negativo (daño geométrico  $S_g$ ). La ecuación de flujo pseudoradial, para  $S = 0$ , puede escribirse como sigue:

$$P_1 - P_{wf}(t) = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \cdot \left( \ln \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.809 + 2S_g \right) \quad (A-4)$$

Durante el flujo pseudoradial el comportamiento del pozo horizontal con un daño geométrico  $S_g$  será similar al de un pozo vertical cuyo radio es  $r_w' = r_w e^{-S_g}$ . Como se sabe, la relación entre  $r_w'$  y  $r_w$  en el caso de un pozo horizontal con conductividad infinita en el centro del yacimiento, puede escribirse como sigue:

$$r_w' = \frac{1(2\pi r_w/h)h/2L}{1 + \sqrt{1 - (1/r_e)^2}}$$

Donde  $r_e$  es el radio de drenaje del pozo. Como el flujo es

pseudoradial se puede suponer  $1/re \ll 1$  y la relación anterior puede simplificarse.

Además, el daño geométrico para un pozo centrado puede inferirse como:

$$S_g = \ln \frac{r_w}{r'_w} = \ln \frac{2 x_{wD}}{(2\pi r_{wD} L_D)^{1/2} (2L_D)}$$

(A-5)

Esta fórmula se aplica en el caso donde se considera la conductividad infinita de un pozo. Se refiere a un pozo centrado. Sin embargo, para un decentrado razonable el rango de error es bajo. Considerando el caso mostrado en las figuras 15 y 16 donde el decentrado es de  $e_D = 0.75$ . El daño geométrico se determina de la ecuación A-5 en la cual  $L_D = 0.5$ . Se calcularon valores de presión para cada tiempo de flujo pseudoradial utilizando el logaritmo A-4. Comparando los valores calculados con los correspondientes de la figura 16, se muestra que la aplicación de la ecuación A-5 acarreará un error de tan solo un 3%.

Prácticamente el uso de la ecuación A-5 permite determinar  $S_g$  con buena exactitud, excepto para el caso de pozos cuyo decentrado es mayor a 0.75. Para este caso el valor obtenido para  $S_g$  tendrá que ser con respecto al orden de magnitud.

## APENDICE 2

POZO HORIZONTAL CON FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO Y LIMITADO (FRONTERAS IMPERMEABLES).

### A -Solución analítica

Una aproximación similar a la anteriormente descrita en el Apéndice 1 da la solución de la ecuación A-6 de la tabla 7 bajo el empleo del juego de parámetros adicionales de 3.5.2.

### B -Observación

por razones de simetría se puede limitar la aproximación a los siguientes casos:

$$e_{D1} \geq 0.5 ; e_{D2} \geq 0.5 ; e_{D3} \geq 0.5$$

Los resultados son idénticos cuando se cambia  $e_D$  a  $1-e_D$  con  $x_{WD}$  reemplazado por  $-x_{WD}$  y cambiando  $e_D$  a  $1-e_D$  con  $y_D$  reemplazado por  $-y_D$ .

Puede verse que  $e$  es cercano a 0.5, la presión es la misma en el punto definido por  $y_D$  y  $-y_D$ . Por tanto, una buena simulación de un pozo con conductividad infinita puede obtenerse para la solución de flujo uniforme con  $y_D = 0.7$ .

Sin embargo, esta conclusión puede extenderse para el caso en el cual  $e_{D2} \neq 0.5$ . Para este caso cuando  $y_D$  varía, las curvas obtenidas nunca diferirán considerablemente de una a otra.

### APENDICE 3

POZO HORIZONTAL CON FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO CON FRONTERAS A PRESION CONSTANTE.

El método utilizado para resolver éste problema es muy similar al descrito en el Apéndice 2. La solución expresada por la ecuación A-7 se muestra en la tabla 7.

Consultar el Apéndice 2 aplicado a este caso.