

01747
3

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

DR. FEDERICO KUHLMANN
Jefe de la División de Estudios
de Posgrado de la Facultad de
Ingeniería, UNAM.
P r e s e n t e .

En atención a su oficio, en el que me informa que he sido designado director de tesis del alumno ENRIQUE MIGUEL GORIAN MALDONADO, inscrito en la maestría en Ingeniería Petrolera, manifiesto a usted la aceptación a esta designación.

El nombre de la tesis a desarrollar es "OBTENCION DE INFORMACION ESTRATEGICA EN POZOS DE EXPLORACION Y DESARROLLO" y el tiempo estimado para concluir es de seis meses.

Quedo enterado de que formaré parte del jurado del examen en la fecha y hora que me comunicarán posteriormente.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 1º de agosto de 1988.


DR. HECTOR CINCO LEY

HCL'mam

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México

UNAM



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.

INDICE	PAGINA
RESUMEN	3
I.- INTRODUCCION	4
II.- CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS	
II.1.- Metodos siemologicos.	5
II.2.- Datos geologicos.	9
II.3.- Analisis de nucleos y muestras de fluidos.	10
II.4.- Registros geofisicos.	14
II.5.- Trazadores radiactivos.	17
II.6.- Analisis de pruebas transitorias de presion.	18
III.- APLICACION DE PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESION	
III.1.- Determinacion de la permeabilidad de la formacion y factor de daño de pozos a partir de pruebas de incremento de presion.	22
III.2.- Estimacion de las formas del Area de drenaje utilizando pruebas limite de yacimientos.	24
III.3.- Calculo de la distancia de una barrera impermeable (falla) a un pozo.	27
III.4.- Estimacion de la distancia a una discontinuidad radial mediante el analisis de pruebas de decremento de presion.	33
III.5.- Localizacion de limites de acuañamiento y angulo.	39
III.6.- Determinacion de la permeabilidad neta vertical.	42
III.7.- Determinacion de los ejes de mayor y menor porosidad a partir de una prueba de interferencia.	46

	pagina
III.8.-Identificacion de yacimientos de "doble porosidad " mediante el analisis de pruebas de presion.	50
III.9.- Uso de curvas tipo en el analisis de pruebas de pozo.	51
III.10.- Aplicacion de la derivada de presion en el diagnóstico del régimen de flujo.	56
IV. - CARACTERIZACION ESTRATEGICA	56
V. - DESARROLLO DE UN CAMPO Y ESPACIAMIENTO OPTIMO DE POZOS	
V.1.- Desarrollo de un campo.	72
V.2.- Espaciamiento óptimo de pozos.	74
VI. - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
NOMENCLATURA	87
REFERENCIAS	90

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es establecer una secuencia de actividades a seguir para desarrollar un campo y determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.

Se mencionan someramente cada uno de los métodos que contribuyen a la caracterización del yacimiento. Entre ellos se presenta en todo detalle solo la aplicación de las pruebas de presión y se mencionan parámetros y características del yacimiento que pueden obtenerse mediante dichas pruebas.

La determinación del espaciamiento óptimo entre pozos se efectúa tomando en cuenta los aspectos económicos, tales como el costo de perforación y el precio del aceite. Dado que los yacimientos son heterogéneos, es necesario zonificar el yacimiento y determinar el espaciamiento óptimo para cada zona.

Se resuelve un ejemplo para obtener el espaciamiento óptimo entre pozos, el número de pozos a perforar, la reserva recuperable y la ganancia máxima. De los resultados obtenidos en el ejemplo, se aprecia que el espaciamiento se ve notablemente afectado por los costos de perforación y el precio del petróleo.

CAPITULO I

INTRODUCCION

Debido a que los nuevos yacimientos son más difíciles de descubrir y explotar, el hombre ha tenido la necesidad de desarrollar nuevas técnicas para la búsqueda y obtención de mayores cantidades de hidrocarburos, y así poder satisfacer las necesidades del mundo moderno.

La información geológica y geofísica no solo es necesaria durante la búsqueda de nuevos yacimientos, sino que después de descubierto dicho yacimiento, esta información es igualmente necesaria para el desarrollo del campo y para la optimización del mismo.

Con la perforación de los primeros pozos, se verifica la información sismológica que define las características estructurales y estratigráficas de la estructura. A partir de la información de los primeros pozos, se podrá reinterpretar la sismología y se estará en condiciones de identificar el ambiente de depósito. Los primeros pozos deben localizarse de una manera tal, que la información que de ellos se obtenga, permita conocer el tipo de yacimiento y su tamaño.

En la actualidad, para caracterizar un yacimiento, se tiene la ventaja de que se cuentan con herramientas sofisticadas que permiten la obtención de información más precisa y confiable.

El uso de la sísmica en el desarrollo de un campo viene a ser muy importante, sobretudo cuando dicha información se complementa con la proporcionada por los registros geofísicos. Estos registros tienen alta resolución vertical, pero proporcionan muy poca información lateral, y por su parte, la sísmica de pozo tiene muy pobre resolución

vertical y muy buena resolución lateral.

El uso de las curvas tipo y de la derivada de la presión son dos de los aspectos más importantes en la aplicación de las pruebas de presión para caracterizar un yacimiento.

El desarrollo de un campo no es tarea de una sola disciplina, mas bien es un trabajo de equipo, en el que las áreas involucradas aportan y reciben información y además mantienen abiertos los canales para retroalimentarse.

El hecho de no obtener la información apropiada desde el inicio de la perforación del área, viene a ser la causa de una mala programación de los siguientes pozos a perforar.

Actualmente los altos costos de perforación y los bajos precios del petróleo, son los factores principales que afectan el desarrollo de un campo. Por lo que un buen programa de desarrollo de un campo debe respaldarse con un análisis económico.

El propósito del presente trabajo es el de establecer una secuencia de las actividades que deben llevarse a cabo desde la perforación del primer pozo exploratorio con la finalidad de obtener la mayor información posible, la cual nos servirá para la programación y localización de los siguientes pozos a perforar.

CAPITULO II

CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS

La caracterización de yacimientos puede llevarse a cabo empleando diferentes fuentes de información, cada una de ellas proporciona información con diferente grado de confiabilidad acerca del yacimiento. Entre los métodos mas usados que contribuyen a la caracterización de un yacimiento, podemos citar los siguientes:

11.1.-METODOS SISMOLOGICOS.- Los métodos sismológicos de exploración han sido la base para el descubrimiento de la mayor parte de los yacimientos petrolíferos del mundo. Los métodos sismológicos se dividen en la tradicional sísmica de superficie y en la sísmica de pozo. Dentro de este último se emplean las técnicas tridimensionales (3D) y el perfil sísmico vertical (PSV).

Las técnicas 3D y PSV proporcionan información sísmica mediante sondas que van colocadas dentro del pozo. Dicha información, la cuál se obtiene durante la perforación, consiste en: Cambios litológicos por debajo de la profundidad del pozo, determinación de la capa actualmente en perforación, ubicación de fallas, detección de zonas con hidrocarburos, extensión lateral y continuidad del yacimiento, ocurrencia de presiones anormales y probable mecanismo de producción. Toda esta información, obtenida con la prospección sísmica de pozo, tiene aplicación en la programación del pozo (profundidad de tuberías de revestimiento, profundidad total del pozo en perforación, etc.) y en la programación de pozos vecinos, así como tener una mejor ubicación de los objetivos exploratorios y para el desarrollo del campo.^{1,2,3}

TIPOS DE ONDAS

Básicamente existen dos tipos de ondas elásticas

de acuerdo a la dirección del movimiento de las partículas y respecto a la dirección que siguen las ondas de propagación: La onda longitudinal o compresional, en la cual, la dirección de movimiento de las partículas es paralela a la dirección de las ondas de propagación; y la onda transversal o de cizallamiento, en la que la dirección de movimiento de las partículas es perpendicular a la dirección de las ondas de propagación. La onda compresional es la que se emplea esencialmente en las prospecciones sísmicas de superficie y de pozo⁴.

FUENTES SÍSMICAS.

En la sísmica de pozo, los tipos de fuente de energía más usuales son: El cañón de aire y el vibrador. El cañón de aire consta de una cámara generalmente de 200 cm³ que se llena con aire a una presión de 2000 psi. El cañón debe sumergirse en un fluido (agua o lodo) en una fosa de aproximadamente 4 metros por lado y 3 metros de profundidad. Una vez que el cañón está sumergido y la cámara llena de aire, se abre una válvula que permite la salida del aire a alta presión, la cual origina una expansión del medio que rodea al cañón; generándose así la onda compresional que viajará a través del subsuelo. Este tipo de fuente es la que más se usa en las prospecciones sísmicas de pozo costa afuera debido a su alta capacidad, eficiencia y seguridad. Por su parte, el vibrador es una fuente mecánica generadora de ondas, que consiste en un vibrador montado en un camión. El vibrador se acopla a la superficie de la tierra mediante una plancha de acero que genera y transmite un largo tren de ondas. Debido a la movilidad de esta fuente de energía, los vibradores constituyen el tipo de fuente más versátil que se puede emplear en las prospecciones sísmicas de tierra⁴.

RECEPTORES SISMICOS.

Los receptores sísmicos deben cumplir ciertos requisitos para asegurarse de obtener información confiable. Entre los requisitos más importantes podemos citar los siguientes:

- 1) Diámetro reducido. - Mientras menor sea el diámetro de la herramienta receptora, ésta, podrá emplearse tanto en pozos amplios como en pozos estrechos.
- 2) Cortos y ligeros. - Este requisito es indispensable para un mejor acoplamiento entre la herramienta y las paredes del pozo.
- 3) Acoplamiento perfecto con el pozo. - Esto se consigue mediante dos brazos, que accionados por una fuerza hidráulica, se abren presionando firmemente las paredes del pozo, tanto en agujero descubierto como en agujero revestido.
- 4) Terminaciones redondeadas en los extremos de la herramienta. - Con esto se facilitará su movimiento y se evitará el atrampamiento en las obstrucciones del agujero.

En la sísmica convencional o de superficie, tanto la fuente como los receptores van colocados en la superficie de la tierra.

Para el caso de la sísmica de pozo, la fuente es colocada en la superficie y los receptores se colocan dentro del pozo.

En la sísmica de pozo de superficie se obtiene considerable información lateral, pero se pierde la resolución vertical hacia la profundidad.

Por su parte la sísmica de pozo proporciona información vertical del pozo con alta resolución, penetración y calidad de la información litológica, no sólo hasta la profundidad total del pozo, sino que aún por debajo de ésta; pero con relativa información lateral.

La técnica de Perfil Sísmico Vertical (PSV) tiene la ventaja sobre las técnicas Tridimensionales (3D) y Bidimensional (2D) de que su procesamiento puede llevarse a cabo en horas o en días; mientras que las otras necesitan semanas o meses para el procesamiento. Sin embargo, la técnica PSV tiene dos desventajas principales; primero, el procesamiento en situaciones estructurales complejas puede ser complicado, por lo que se recomienda usar en estos casos la técnica Tridimensional (3D); segundo, que la extensión de los perfiles generados son limitados.

II.2. DATOS GEOLOGICOS.-El medio ambiente de depositación de sedimentos ejerce un control muy grande en las características geométricas, petrofísicas y mineralógicas de las facies que originan; por lo que se considera que es indispensable conocer el origen de los cuerpos que constituyen la roca almacenadora de un yacimiento. Conociendo el origen de los cuerpos arenosos, se podrá inferir la clasificación del tamaño de sus granos, así como su litología y además se podrá definir en que dirección la roca almacenadora mantiene su espesor.

Las rocas sedimentarias, particularmente las arenas, tienen una geometría que está directamente relacionada al ambiente donde se depositaron.

El tipo de depósito es muy importante en la diferenciación entre el daño de la formación y la permeabilidad naturalmente baja. Por ejemplo, la terminación en una arena de barra puede producir solo una décima parte de lo que puede producir la terminación en una arena de canal con la misma longitud del intervalo; la muy alta productividad y permeabilidad de la arena de canal es debido al mayor tamaño de los granos depositados⁴⁶.

La continuidad de vetas de arcillas u otras

barreras impermeables pueden predecirse a partir del medio ambiente de depositación. La distribución y continuidad de porosidad, permeabilidad y litología pueden predecirse con razonable certeza después de la identificación de la génesis de los miembros de arenas en un campo.

Los registros eléctricos de pozos, particularmente el potencial espontáneo (SP), constituyen una herramienta útil en la identificación de los ambientes de depósito. En 1977 J. D. Perez M⁴⁵, estableció una técnica para identificar los sistemas de depósito empleando registros eléctricos de pozo.

II.3. ANALISIS DE NUCLEOS Y DE MUESTRAS DE FLUIDOS.- Los análisis de muestras de roca y fluidos del yacimiento han sido ampliamente usados durante los últimos 50 años. En los años de 1930 y 1940 Muskat describió los procedimientos sobre los cuales están basados muchos trabajos recientes. Los objetivos son los mismos que los que se buscaban anteriormente, con la diferencia de que actualmente, debido a la creación de nuevas tecnologías, se tienen mejores posibilidades para realizar una buena terminación. Se considera que uno de los usos de los datos obtenidos mediante el análisis de muestras de fluido del yacimiento en el laboratorio, es para entrada de datos en los simuladores matemáticos^d.

El análisis de núcleos viene a ser la parte fundamental sobre la cual descansa la evaluación de la formación. El propósito de llevar a cabo dicho análisis, es para obtener información acerca de las condiciones in-situ del yacimiento. Las muestras de rocas recuperadas por muestreo proporcionan información concerniente a: litología, capacidad de almacenamiento (porosidad), permeabilidad y contenido de fluidos (ver tabla 11.1)⁷.

Los análisis llevados a cabo en laboratorio, de los fluidos y de la roca del yacimiento, constituyen una forma principal para obtener información acerca de las condiciones del subsuelo. Sobre las bases de tal información, pueden hacerse decisiones críticas y lógicas acerca de: que intervalo disparar y sobretodo qué es lo que se va a producir^{6,7}.

Cabe aclarar que los procedimientos del análisis de núcleos basados en estudios de laboratorio, proporcionan datos cuantitativos, los cuales solamente se aplican a pequeños elementos de volumen del yacimiento.

Los cambios que le ocurren a las saturaciones de los fluidos durante el corte de los núcleos pueden atribuirse a: 1).-Desplazamiento de parte de los fluidos originales por el filtrado del lodo, y 2).- A la subsecuente reducción en la presión y expansión del gas que se presenta cuando el núcleo es llevado de las condiciones del yacimiento a condiciones atmosféricas. Esto último puede evitarse si se planea un muestreo a " Presión ".

La saturación residual del núcleo determinada en el laboratorio, refleja lo siguiente:

- a).- El grado de lavado.
- b).- Las propiedades del fluido del yacimiento.
- c).- Características de permeabilidad de la roca.
- d).- Empacamiento y preservación del núcleo.
- e).- En algunos casos, la técnica de análisis.

Un buen programa de corte de núcleos debe abarcar: la selección del fluido de corte a usar, el empacamiento y preservación del núcleo y la técnica experimental a utilizar en el laboratorio.

Los objetivos de un programa de análisis de núcleos deben definirse antes de planear el programa del corte de núcleos. Los objetivos más comunes incluyen:

- 1).- Definición de porosidad, permeabilidad, litología, saturación residual de fluidos y predicciones de producción probable.
- 2).- Definición de cambios areales en la porosidad, permeabilidad y litología para caracterizar al yacimiento.
- 3).- Determinación de saturación de agua intersticial.
- 4).- Muestras de roca en un estado inalterado de mojabilidad y/o saturación para pruebas especiales⁷.

FLUIDOS DE CORTE.- La selección de los fluidos para el corte de núcleos debe reflejar los objetivos del análisis del núcleo, por ejemplo, la interpretación de producción probable requiere que ningún aceite adicional sea agregado y para ciertas pruebas especiales, se requiere que la mojabilidad original no sea alterada. En la tabla II.2, se muestran algunos fluidos usados para diferentes objetivos⁷.

TIPOS DE NUCLEOS.- Actualmente existen diferentes herramientas y métodos de corte de núcleos. La selección de uno de ellos depende de las propiedades petrofísicas que se desean medir. Los tipos de núcleos más comúnmente usados son: 1).- Núcleo convencional, 2).- Núcleo entero, 3).- Núcleo de pared, 4).- Núcleo protegido con manga de caucho, 5).- Núcleos continuos de pared triangular y 6).- Recortes.

1).- Núcleo convencional.- Este tipo de núcleo es el más usado y está restringido a formaciones homogéneas. Se caracterizan por ser pequeñas muestras de roca de 1 a 1 1/2 pulgadas de diámetro.

2).- Núcleo entero.- Este tipo de núcleo es de diámetro completo y se usa principalmente para analizar carbonatos heterogéneos y muestras que contienen fracturas y cavernas.

3).- Núcleos de pared.- Son pequeños núcleos recuperados de las paredes del agujero y son extensivamente usados en arenas

suaves. Las permeabilidades de estas muestras rara vez proporcionan valores verdaderos. Estos núcleos son de mucha utilidad en zonas sucias de baja resistividad.

4).- Núcleos protegidos con manga de caucho.- Este tipo de núcleo debe su nombre a la forma en que es recuperado. Los núcleos son recuperados dentro de una manga de caucho y se utilizan principalmente en formaciones no consolidadas.

5).- Núcleos continuos de pared triangular.-Este tipo de núcleo tiene la característica de que puede efectuarse con línea de acero después de la terminación de los registros principales.

6).- Recortes.- Este tipo de muestras de roca, lo constituyen los recortes de la barrena que se recuperan en la superficie durante la perforación del pozo, su utilidad es limitada, debido a su tamaño reducido. Su uso principal es para el análisis litológico y contenido de hidrocarburos.

Las mediciones de permeabilidad y porosidad mediante ciertas técnicas, requieren que los fluidos residuales sean removidos y que los núcleos sean limpiados y secados.

El volumen poroso puede medirse directamente mediante la resaturación del espacio vacío de un núcleo previamente limpiado y secado.

El volumen total puede determinarse a partir de la calibración y aplicación apropiada de fórmulas matemáticas. Esta técnica es rápida, pero adolece de incapacidad cuando los núcleos no son cilindros rectos.

El volumen de granos en núcleos enteros es en ocasiones calculado del peso de la muestra, conociendo previamente la densidad promedio del grano.

Los métodos más comunes que se emplean para la determinación de la saturación de fluidos, incluyen: 1).- Extracción y disolución de los fluidos saturantes, donde el

agua es destilada y el aceite extraído por solventes adecuados, 2).- Método de la retorta a presión atmosférica y temperaturas por encima de los 1200^oF, y 3).- Combinación de técnicas en formaciones que contienen arcillas hidratables.

Existen técnicas especializadas que permiten mediciones de permeabilidad hasta de 1×10^{-9} Darcys, encontradas en rocas almacenadoras de gas. Los datos son válidos cuando no existe reacción alguna entre la roca y los fluidos, y en la región donde el flujo es laminar y el gasto permanece constante al gradiente de presión. El gas seco es el que más se usa como fluido estandar para la determinación de la permeabilidad, ya que minimiza la reacción roca-fluido y además facilita la medición.

II.4. REGISTROS GEOFISICOS.- Los registros geofísicos constituyen una herramienta muy valiosa en la caracterización de yacimientos. Los principales parámetros que se necesitan para evaluar un yacimiento son: Porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de capas permeables y permeabilidad. Estos parámetros se determinan o infieren a partir de los registros geofísicos.

La porosidad puede determinarse utilizando alguno o una combinación de los siguientes registros: Registro de densidad de formación (FDC) ó registro de litodensidad (LTD), registro de neutrón compensado (CNL) y registro sónico de porosidad (BHC). Algunas combinaciones de estos registros como son: Densidad de formación-neutrón compensado, neutrón compensado-sónico de porosidad, sónico de porosidad-densidad de formación, nos sirven para identificar la litología y calcular la porosidad¹¹.

La evaluación del contenido de fluidos constituye el objetivo principal del análisis de registros después de la

determinación de la porosidad. La saturación de agua (fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por agua) puede determinarse mediante la ecuación de Archie¹².

$$S_w = (R_o/R_t)^{0.5}$$

Donde: S_w = saturación fraccional de agua [fracción]
 R_t = resistividad total de la roca del yacimiento [ohm-m]
 R_o = resistividad de la roca del yacimiento 100% saturada de agua salada [ohm-m]

R_o es usualmente determinada por la siguiente ecuación.

$$R_o = F \times R_w$$

Donde: R_w = resistividad del agua de formación [ohm-m]
 F = factor de formación [adimensional]

El factor de formación está relacionado a la porosidad mediante la expresión.

$$F = a(\phi)^{-m}$$

Donde, a y m son constantes empíricas que dependen de la forma y distribución de la geometría del poro. a y m pueden determinarse por medidas de laboratorio o a través de otros registros, tales como los registros de resistividad.

Las resistividades R_o y R_t pueden obtenerse por alguno de los siguientes registros: Registro doble de inducción (QIL), Registro doble laterolog (DLL/MSFL), Registro de microlog (ML).

Las lecturas de los registros de porosidad y resistividad se ven notablemente afectadas por la presencia de arcillas. Las arcillas depositadas en forma laminar afectan poco las características de porosidad y permeabilidad. En cambio cuando existen en forma dispersa, las partículas arcillosas se desarrollan en el espacio intergranular y tienden a obstruirlo parcialmente. Según el

tipo de arcillas, la acumulación de las partículas entre los granos puede impedir casi totalmente el flujo de fluidos en la formación. En intervalos arcillosos, los registros de resistividad demuestran lecturas bajas, mientras que las deflexiones del potencial espontáneo se ven reducidas, lo cual permite proporcionar una evaluación cuantitativa del contenido arcilloso¹¹.

La determinación cualitativa de capas porosas y permeables, así como la determinación litológica, pueden hacerse mediante el uso de los registros Potencial espontáneo (SP) y Rayos gamma (GR) >

Los indicadores de calidad del yacimiento (información de tipo estructural y estratigráfica), pueden derivarse del análisis de registros de medición de echados de alta resolución. Las herramientas de echados se corren principalmente para dar valores del echado estructural. Esta información permite una mejor definición de la geometría del yacimiento y una más precisa localización de fallas. Las curvas de conductividad de este registro proporcionan otras informaciones, tales como; cambios en la textura, delgadas capas de lutitas y fracturas abiertas que controlan el flujo dentro del yacimiento. Mediante el registro de medición de echados, se puede notar la diferencia entre lutitas laminadas y dispersas. Estos registros son de mucha ayuda para correlacionar pozos, además ayudan a predecir el comportamiento de los disparos y a la selección de carga apropiada de los mismos¹³.

El uso combinado del registro Neutrón compensado (CNL) con el registro Densidad de formación es importante en la identificación de los contactos gas/aceite y agua/aceite. Asegurando con esto, no disparar zonas indeseables¹⁴.

La permeabilidad, que es la facilidad con la cuál,

el fluido se mueve a través del espacio poroso, depende de la forma en la que están interconectados los poros. La permeabilidad no puede determinarse directamente de los registros, sin embargo, el registro Microlog nos da un indicio de si una zona es o no permeable¹⁴.

II.5. TRAZADORES RADIOACTIVOS.- La inyección de agua con un material radioactivo constituye una forma efectiva y económica para evaluar un yacimiento. Los trazadores radioactivos son muy útiles en diagnosticar la continuidad y el movimiento del fluido del yacimiento¹⁵. Con la información obtenida de los trazadores radioactivos se puede establecer el desarrollo del barrido vertical alrededor del pozo, además se pueden detectar las zonas ladronas y las no afectadas por el avance¹⁶. Mediante el empleo de esta técnica se obtiene información acerca de la naturaleza de estratificación y grado de heterogeneidad del yacimiento^{17,18}.

En algunos casos, con la información proporcionada por los trazadores radioactivos, se puede cambiar la interpretación geológica; además, dicha información es útil en el diseño, control e interpretación de subsecuentes procesos de recuperación terciaria.

La cantidad de material de trazador que se debe inyectar al pozo, es función de : espaciamiento entre pozos, porosidad, espesor de la capa y saturación de fluidos^{16,17}.

El tiempo de llegada del trazador al pozo productor y la concentración del trazador en cada capa, vienen a ser función de: la porosidad, permeabilidad y de los espesores de cada capa¹⁸.

El objetivo principal de un programa de trazador entre pozos, es para definir la dirección del movimiento de fluidos de un pozo de inyección particular a un pozo productor alejado. Asimismo, los efectos de canalización,

eficiencias de barrido volumétrico, transmisibilidad del fluido y la distribución de permeabilidad, son objetivos adicionales que pueden lograrse con el uso de esta herramienta¹⁸.

II.6. ANALISIS DE PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESION.- Esta es una de las técnicas más confiables que se utilizan para la caracterización de yacimientos. La información que se puede obtener mediante la aplicación de pruebas de presión es muy abundante y con un alto grado de confiabilidad. En el capítulo III de este trabajo se presentan algunas aplicaciones de pruebas de presión.

DATO	USO
POROSIDAD	Definir capacidad de almacenamiento de fluidos de una roca.
PERMEABILIDAD (Horizontal)	Definir capacidad de flujo, distribución / perfil de permeabilidad.
SATURACIONES	Definir: 1).- Volúmenes de hidrocarburos y distribución de los mismos en el yacimiento. 2).- Contactos agua/aceite y gas/aceite. 3).- Agua connata (si el lodo usado es base aceite).
LITOLOGIA	Definir tipo de roca y características del núcleo (fracturas, cavernas, laminaciones, etc.).

Tabla II.1.- Datos obtenidos del análisis de núcleos y su uso.

<u>OBJETIVOS</u>	<u>FLUIDOS APROPIADOS PARA EL CORTE DE NUCLEOS</u>
Porosidad, permeabilidad, litología y estimación de productividad a partir de saturaciones residuales	Lodo base agua. Gas. Emulsión de aceite.
Porosidad, permeabilidad y litología.	Cualquier fluido.
Agua intersticial.	Fluido base aceite. Emulsión de aceite invertido. Gas. Aceite crudo no oxidado.
Mojabilidad inalterada.	Agua salada (sin aditivos). Aceite crudo no oxidado. Gas.

Tabla II.2.- Fluidos de muestreo apropiados y sus objetivos.

CAPITULO III

APLICACION DE PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESION

El análisis de pruebas transitorias de presión constituye una herramienta muy valiosa para obtener información acerca de las condiciones del yacimiento.

Las pruebas de presión pueden utilizarse principalmente para:

- 1.- DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION Y FACTOR DE DAÑO DE POZOS A PARTIR DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.
- 2.- ESTIMACION DE LAS AREAS DE DRENE UTILIZANDO PRUEBAS LIMITE DE YACIMIENTO.
- 3.- CALCULO DE LA DISTANCIA DE UNA BARRERA IMPERMEABLE (FALLA) A UN POZO.
- 4.- ESTIMACION DE LA DISTANCIA A UNA DISCONTINUIDAD RADIAL MEDIANTE EL ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION.
- 5.- LOCALIZACION DE LIMITES DE ACUNAMIENTO Y ANGULO.
- 6.- DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD NETA VERTICAL.
- 7.- DETERMINACION DE LOS EJES DE MAYOR Y MENOR PERMEABILIDAD A PARTIR DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.
- 8.- IDENTIFICACION DE YACIMIENTOS DE 'DOBLE POROSIDAD'
- 9.- USO DE CURVAS TIPO EN EL ANALISIS DE PRUEBAS DE POZO.
- 10.- APLICACION DE LA DERIVADA DE PRESION EN EL DIAGNOSTICO DEL REGIMEN DE FLUJO.

Existe por supuesto, otras aplicaciones cuyo objetivo es también el de caracterizar un yacimiento.

1.- DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION Y EL FACTOR DE DAÑO DE POZOS A PARTIR DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.

Este tipo de prueba , es probablemente la más familiar dentro de la industria petrolera. La prueba de incremento de presión requiere que el pozo se cierre durante la duración de la misma. Además el gasto de producción antes del cierre del pozo debe ser constante. En la figura III.1 se muestra esquemáticamente el comportamiento del gasto y la presión durante una prueba de incremento. La presión es medida inmediatamente antes del cierre y es registrada como una función del tiempo durante el período de cierre^{10,20}.

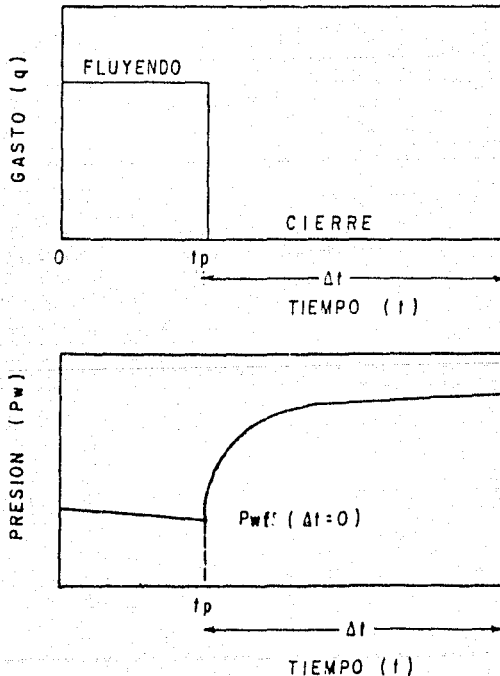


FIG. III. 1 COMPORTAMIENTO DEL GASTO Y PRESION EN UNA PRUEBA DE INCREMENTO.

La ecuación básica para el análisis de pruebas de incremento bajo condiciones de flujo radial, es la siguiente.

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 q B \mu}{kh} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \text{-----III.1}$$

Si graficamos la presión observada durante un período de cierre P_{ws} contra $\log[(t+\Delta t)/\Delta t]$, obtenemos una línea recta cuya pendiente es :

$$m = \frac{162.6 q B \mu}{kh} \text{-----III.2}$$

Despejando la permeabilidad, obtenemos

$$k = \frac{162.6 q B \mu}{m h} \text{-----III.3}$$

La extrapolación de la línea recta a un tiempo de cierre infinito $[(t+\Delta t)/\Delta t]=1$, da una presión que llamamos P^* . Esta presión en el caso de un yacimiento infinito, es casi igual a la presión inicial del yacimiento. En un yacimiento finito, esta P^* es menor que la presión original.

El factor de daño puede determinarse aplicando la siguiente ecuación.

$$S = 1.151 \left\{ (P_{i\text{hora}} - P_{wf}) / m - \log[k / (\phi \mu c r v)]^2 + 3.23 \right\} \text{---III.4}$$

La presión P_{wf} es la presión antes del cierre, la $P_{i\text{hora}}$, es la presión obtenida de la porción de línea recta de la curva de incremento de presión a una hora después del cierre, o sea que $P_{i\text{hora}} = P_{ws}(\Delta t = 1 \text{ hora})$.

En el caso de que la curva de incremento de presión no sea recta a 1 hora, es necesario extrapolar a $\Delta t = 1 \text{ hora}$.

III.2.-ESTIMACION DE LAS FORMAS DEL AREA DE DRENE UTILIZANDO PRUEBAS LIMITE DE YACIMIENTO.

Una prueba de decremento a tiempos largos puede ser usada para estimar el volumen que está siendo drenado por un pozo. Dicha prueba es referida como una prueba limite de yacimiento. Todas las técnicas de pruebas limite de yacimiento utilizan el hecho de que el comportamiento de la presión eventualmente alcanza el estado pseudoestacionario para un decremento a gasto constante en un sistema de drenaje cerrado. En estado pseudoestacionario, la presión de fondo del pozo varía linealmente con el tiempo²¹.

Cuando un pozo en un yacimiento estabilizado está produciendo a gasto constante, la presión viene dada por:

$$P_{wf} = m \log(t) + P_{i \text{ hora}} \text{ -----III.5}$$

$$\text{Donde: } m = \frac{-162.6 qB\mu}{kh} \text{ -----III.6}$$

$$P_{i \text{ hora}} = \frac{-70.6qB\mu}{kh} \left\{ \ln \left[\frac{0.0002637kt}{(\phi\mu cr)^2} \right] + 0.80907 + 2S \right\} \text{ -----III.7}$$

m, es la pendiente de la parte lineal de una gráfica de P_{wf} contra log t. P_{i hora}, es la intersección de la línea recta de esa gráfica a un tiempo de t=1 hora. En caso de que la gráfica de P_{wf} contra log t no sea lineal a una hora, la porción de línea recta debe extrapolarse a t=1 hora.

Después de un tiempo extendido de producción a gasto constante, la declinación de la presión viene a ser proporcional al tiempo. En esta etapa, podemos decir que existe flujo pseudoestacionario.

Durante el período pseudoestacionario se tiene que:

$$P_{wf} = m^* t + P_o \text{-----III.8}$$

$$\text{Donde: } m^* = \frac{-0.0418qB}{\phi c h A} \text{-----III.9}$$

$$P_o = P_i - \frac{70.6qB\mu}{kD} \left\{ \ln(A/r^2) - \ln(CA) + 0.80907 + \frac{2S}{\gamma} \right\} \text{-----III.10}$$

m^* , es la pendiente de la parte lineal de la gráfica de P_{wf} contra t . P_o es la intersección de esa línea recta cuando es extrapolada a $t=0$.

Combinando las ecuaciones III.6, III.7, III.9 y III.10, eliminando P_i y S , se obtiene:

$$CA = 5.456 \frac{m}{m} (\exp[2.303(P_{ihora} - P_o)/m]) \text{---III.11}$$

Dietz usó el tiempo adimensional para definir el comienzo del comportamiento del estado pseudoestacionario.

$$(tDA)_{pse} = 0.1833 \frac{m}{m} t_{pse}^* \text{-----III.12}$$

En general, la técnica empleada por Earlougher²¹ para estimar el área de drenaje es la siguiente.

- 1.- Graficar p_{wf} contra $\log t$ y p_{wf} contra t .
- 2.- De la gráfica semilog determinar la pendiente m y la presión a una hora (P_{ihora}).
- 3.- De la gráfica lineal encontrar m^* , P_o y t_{pse} .
- 4.- Calcular el volumen de drenaje aplicando la siguiente ecuación.

$$\phi h A = \frac{-0.0418qB}{C m^*} \text{-----III.13}$$

- 5.- Calcular CA mediante la ecuación III.11
- 6.- Empleando la figura III.2 (tomada de la referencia 19) estimar la forma de drenaje y localización del pozo.


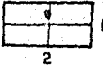





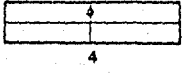

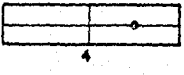

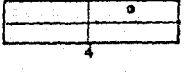




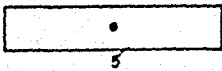


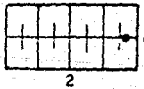




EN YACIMIENTOS CERRADOS	CONDICIONES ESTABILIZADAS PARA k_f			CONDICIONES ESTABILIZADAS PARA k_f			
	$\ln CA$	CA	$\frac{\delta \mu CA}{\mu CA}$	$\ln CA$	CA	$\frac{\delta \mu C}{C}$	
	3.45	31.6	0.1		2.38	0.8	0.3
	3.43	30.9	0.1		1.58	4.86	1.0
	3.45	31.6	0.1		0.73	20.7	0.8
	3.32	27.8	0.2		1.00	2.72	0.8
	3.50	27.1	0.2		-1.46	0.232	2.5
	3.09	21.9	0.4		-2.16	0.115	3.0
	3.12	22.6	0.2		1.22	3.39	0.6
	1.68	3.38	0.7		1.14	3.13	0.3
	1.086	2.36	0.7		-0.50	0.607	1.0
	2.56	12.9	0.6		-2.20	0.111	1.2
	1.52	4.57	0.5		-2.32	0.098	0.9
				EN YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRAULICO			
					2.93	19.1	0.1
				EN YACIMIENTOS DE TIPO DE PRODUCCION DESCONOCIDA			
					3.22	25	0.1

FIG. III. 2.- TABLA DE FORMAS DE AREA DE CRENE (Tomada de la ref. 19).

III.3.- CALCULO DE LA DISTANCIA DE UNA BARRERA IMPERMEABLE (FALLA SELLANTE) A UN POZO.

Horner fue el primero en detectar la presencia de una barrera sin flujo (falla sellante) mediante el análisis de pruebas de incremento de presión. Mostró que los datos de incremento de presión en una gráfica de P_{wf} contra $\log [(t_p + \Delta t) / \Delta t]$ exhiben dos porciones de línea recta, donde la segunda línea recta tiene una pendiente igual al doble de la primera (fig.III.4).

Ha sido mostrado que el tiempo de intersección de las dos líneas rectas semilog proporciona información para estimar la distancia a una barrera. Martínez y Cinco Ley²³, mostraron que la diferencia entre los datos de presión y la extrapolación de la primera línea recta semilog proporciona un principio para determinar la distancia a la barrera aún cuando la segunda línea recta semilog no se alcance en la prueba. El tiempo de producción juega un papel muy importante en la detección de una falla sellante; un tiempo de producción pequeño puede causar que la presión se desvie hacia abajo de la primera línea recta semilog y en algunos casos, el comportamiento de la doble pendiente no es observado, no siendo en este caso aplicable el método de análisis basado en la intersección de las dos líneas rectas semilog.

La técnica de ajuste por curva tipo también puede ser usada para estimar la distancia entre el pozo y la barrera. En algunos casos, la técnica de curva tipo no requiere que se alcance la segunda línea recta semilog.

La caída de presión adimensional para un pozo produciendo a un gasto constante cercano a una barrera puede expresarse por la siguiente ecuación, tal como lo demostraron Martínez y Cinco Ley²³.

$$P_{WD}(t_D) = P_D(r_D=1, t_D) + P_D(r_D=2 \text{dib}, t_D) \text{-----III.14}$$

Donde:

$$P_D = \frac{kh(P_i - P(r, t))}{\beta kt}$$

$$t_D = \frac{\beta kt}{\phi \mu c r v^2} \text{-----III.15}$$

$$r_D = \frac{r}{r_v}$$

$$\text{dib} = \frac{\text{dib}}{r_v}$$

El primer término del lado derecho de la ecuación III.14 representa la caída de presión causada por la producción del pozo y el segundo término es la caída de presión causada por la barrera (pozo imagen).

Pruebas de decremento de presión.

La ecuación III.14 puede expresarse en términos de variables reales.

$$P_w = P_i - \frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{4 \beta k}{\phi \mu c r v^2 \gamma} \right) + 0.87 S \right] - \frac{\alpha q B \mu}{2kh} E_i \left[\frac{4 \phi \mu c \text{dib}^2}{4 \beta kt} \right] \text{-----III.16}$$

Para tiempos pequeños se tendrá un comportamiento de yacimiento infinito, o sea que la barrera no afecta al pozo, quedando la ecuación anterior en la siguiente forma.

$$P_{wf} = P_i - \frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{4 \beta k}{\phi \mu c r v^2 \gamma} \right) + 0.87 S \right] \text{---III.17}$$

Para valores largos de tiempo de producción el segundo término del lado derecho de la ecuación III.16 puede expresarse en términos de la aproximación logarítmica de la integral exponencial.

$$P_{wf} = P_i - \frac{2.303 a q B \mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{4 \beta k}{\gamma \phi \mu c} \right) - \log(2 \text{dib } r_w) + 0.4343 S \right] \text{-----III.18}$$

Las ecuaciones III.17 y III.18 indican que el comportamiento de la presión exhibe dos líneas rectas como se aprecia en la figura III.4. La primera línea recta tiene una pendiente $m=1.151 a q B \mu / kh$, y la segunda tiene una pendiente igual a $2m$.

El tiempo de intersección de las dos líneas rectas semilog es:

$$t_{int} = \frac{\gamma \phi \mu c \text{dib}^2}{\beta k} \text{-----III.19}$$

despejando dib, tenemos:

$$\text{dib} = \left(\frac{\beta k t_{int}}{\gamma \phi \mu c} \right)^{0.5} \text{-----III.20}$$

La ecuación III.20 puede usarse para estimar la distancia hacia la barrera con la condición de que estén presentes las dos líneas rectas semilog en la prueba. El t_{int} puede determinarse de la gráfica semilog.

Martinez y Cinco Ley²⁹ proporcionaron una técnica para calcular dib, que puede aplicarse siempre para el caso cuando la prueba no es lo suficiente larga para alcanzar la segunda línea recta semilog. Esta técnica emplea el análisis de curvas tipo. Se analiza la caída de presión causada por la barrera mediante el uso de la curva de solución de línea fuente como una función de variables adimensionales [ΔP_{ib} vs. $t_b / (4 \text{dib}^2)$] (ver figura III.5). Este método requiere una gráfica de $\log \Delta P_{ib}$ contra $\log t$ en un papel semitransparente. El ajuste vertical puede obtenerse mediante la siguiente ecuación.

$$(P_D)_M = \frac{1.151(\Delta P)_M}{m} \text{-----III.21}$$

A partir de los puntos del ajuste horizontal, $(t)_M$ y $[t_D/(4dib^2)]_M$, la distancia de la barrera al pozo se calcula aplicando la siguiente ecuación.

$$dib = \left[\frac{\beta k (t)_M}{4\phi\mu c (t_D/(4dib^2))} \right]^{0.5} \text{-----III.22}$$

Pruebas de incremento de presión.

El tiempo de flujo antes del cierre determina si es posible reconocer una falla mediante datos de incremento. Si el tiempo de flujo es lo suficientemente largo, entonces el tiempo de cierre necesita ser suficientemente grande para obtener datos que muestren la doble pendiente.

A partir de la gráfica de incremento de P_{ws} contra $\log(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t})$, podemos obtener el tiempo de intersección ($t_{int.}$) de las dos líneas rectas semilog. De la primera línea recta semilog, empleando la primera pendiente, se obtiene el factor de daño y la permeabilidad.

La distancia a la falla se estima utilizando la siguiente ecuación²⁴.

$$dib = 0.01217[kt_{int.}/(\phi\mu c)]^{0.5} \text{-----III.23}$$

El radio de investigación (que es la distancia lejos del pozo que es investigado durante un periodo de producción) está aproximado por:

$$r_{inv.} = 0.02897[kt_p/(\phi\mu c)]^{0.5} \text{-----III.24}$$

El radio de investigación debe exceder a la distancia a la falla, para que dicha falla sea detectada.

Para propósitos prácticos, el radio de investigación debe ser al menos 4 veces la distancia a la falla para que la curva de incremento sea lo suficientemente definida y así se pueda apreciar la segunda línea recta de doble pendiente. Por lo tanto, empleando el criterio en la ecuación III.24, podemos establecer:

$$t_{int.} \leq 0.6 t_p \text{ -----III.25}$$

ó expresado en términos de una gráfica de horner.

$$\frac{t_p + t_{int.}}{t_{int.}} \geq 2.7 \text{ -----III.26}$$

El tiempo de cierre final o máximo podría ser aproximadamente 10 veces mayor que el tiempo de intersección de las dos pendientes.

$$\Delta t_{max} \geq 10 t_{int.} \text{ -----III.27}$$

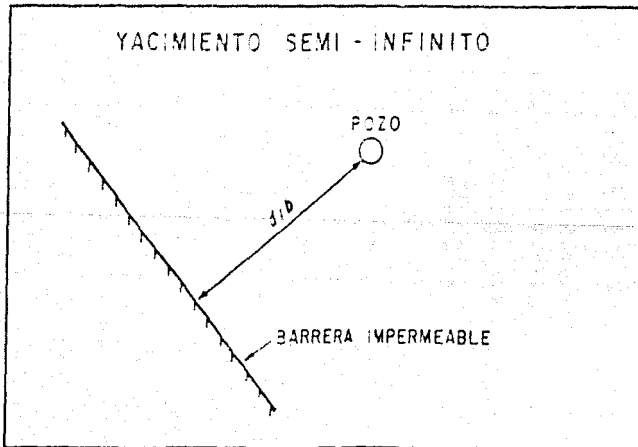


FIG. III.3 POZO LOCALIZADO CERCA DE UNA BARRERA LINEAL IMPERMEABLE.

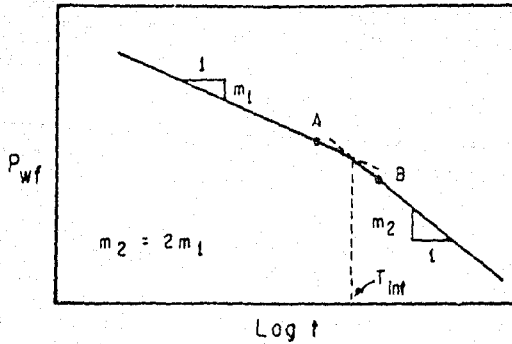


FIG. III. 4 GRAFICA SEMILOG. PARA UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE UN POZO CERCANO A UNA BARRERA LINEAL.

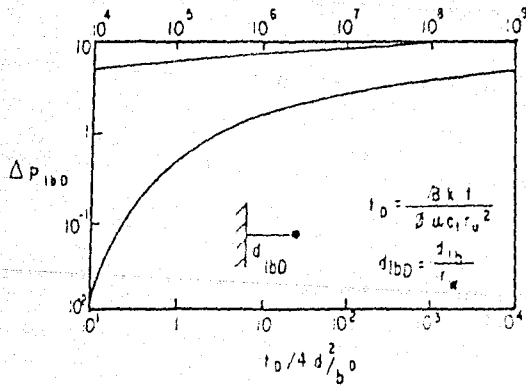


FIG. III. 5. CURVA TIPO PARA ESTIMAR LA DISTANCIA A UNA BARRERA LINEAL PARA UNA PRUEBA DE DECREMENTO. (TOMADA DE LA REF. 23).

III.4.-ESTIMACION DE LA DISTANCIA A UNA DISCONTINUIDAD RADIAL A PARTIR DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION.

Una de las primeras soluciones al problema fué publicada por William Hurst³⁴, quien consideró flujo en estado transitorio de fluidos a través de dos medios en serie con diferentes movilidades cada uno²⁵.

Para resolver el problema se hicieron las siguientes consideraciones.

- 1).- Los fluidos en el yacimiento son ligeramente compresibles de viscosidad constante.
- 2).- La permeabilidad y porosidad de la formación son independientes de la presión.
- 3).- La formación es homogénea, isotrópica y de espesor constante; y pueden ser diferentes en lados opuestos de la discontinuidad radial.
- 4).- El flujo obedece a la ley de Darcy y los efectos gravitacionales son depreciables.

Bixel²⁵, construyó gráficas de caída de presión adimensional ΔP_D contra tiempo adimensional t_D utilizando la relación de capacidad de almacenamiento F_s y la relación de movilidad M como parámetros (figuras de III.6 a III.12). Estas gráficas son utilizadas como curvas tipo.

Donde:

$$F_s = \frac{(\phi C)_{II}}{(\phi C)_I} \text{-----III.28}$$

$$M = \frac{(k/\mu)_{II}}{(k/\mu)_I} \text{-----III.29}$$

$$\Delta P_D = 1.151 \frac{\Delta P}{m} \text{-----III.30}$$

$$t_D = 0.0002636 \left(\frac{k}{\phi \mu C} \right)_I \frac{t}{a^2} \text{-----III.31}$$

A continuación se presenta el procedimiento para calcular la distancia a una discontinuidad radial, empleando la técnica de Bixel²⁵.

- 1).- Graficar la presión P_{wf} contra el logaritmo del tiempo $\log t$.
- 2).- Obtener la pendiente de la porción de línea recta m
- 3).- Determinar la movilidad para la zona I, aplicando la ecuación.

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_I = \frac{162.6q}{mhI} \text{-----III.32}$$

- 4).- Calcular la pseudo-presión adimensional P_{pD} , empleando ecuación siguiente.

$$P_{pD} = \frac{1.151\Delta P}{m}, \text{ donde } \Delta P = P_i - P_{wf}$$

- 5).- Graficar P_{pD} contra el logaritmo del tiempo $\log t$.
- 6).- Efectuar un buen ajuste con alguna de las curvas tipo (figuras de la III.6 a la III.12).
- 7).- Obtener M y F_s , y los puntos de ajuste $(t)_M$ y $(t_D)_M$.
- 8).- Calcular la distancia a la discontinuidad aplicando la siguiente ecuación.

$$d_{IB} = \left[\frac{0.0002636 (k/\mu)_I (t)_M}{(t_D)_M (\rho C)_I} \right]^{0.5} \text{-----III.33}$$

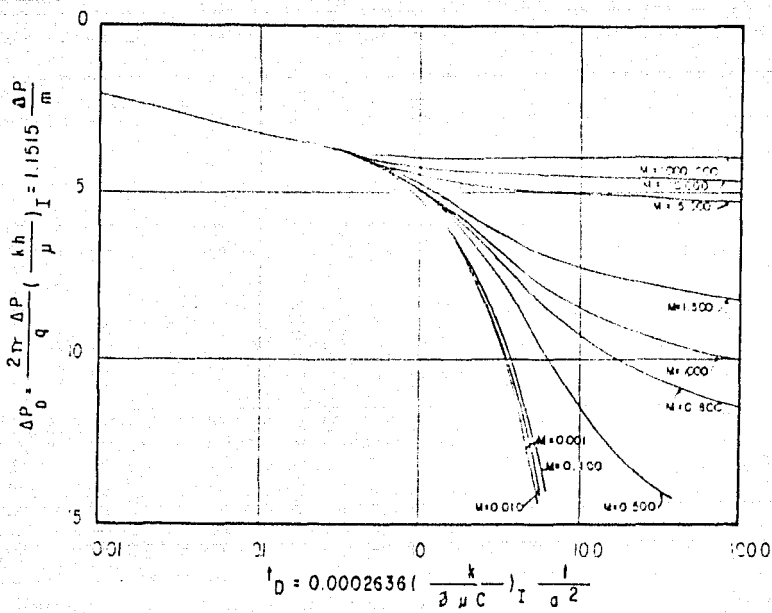


FIG. III 6. SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 0.001.

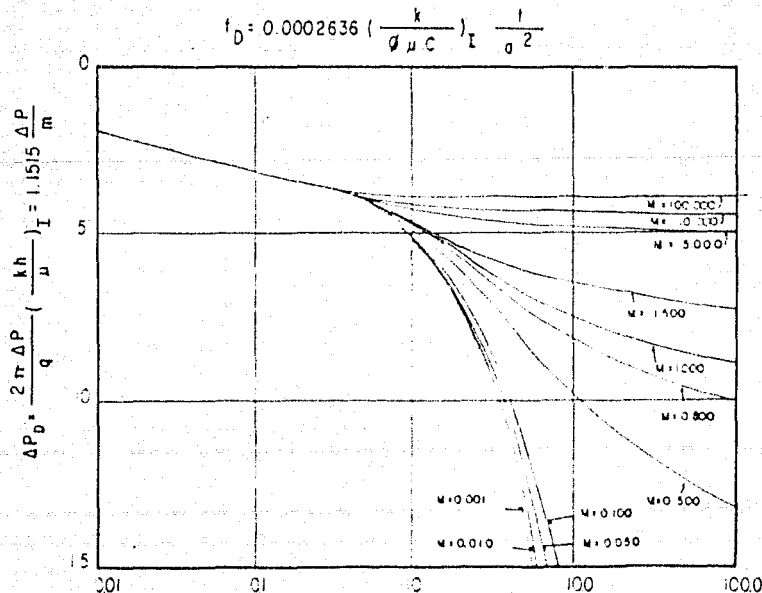


FIG. III 7. SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 0.01

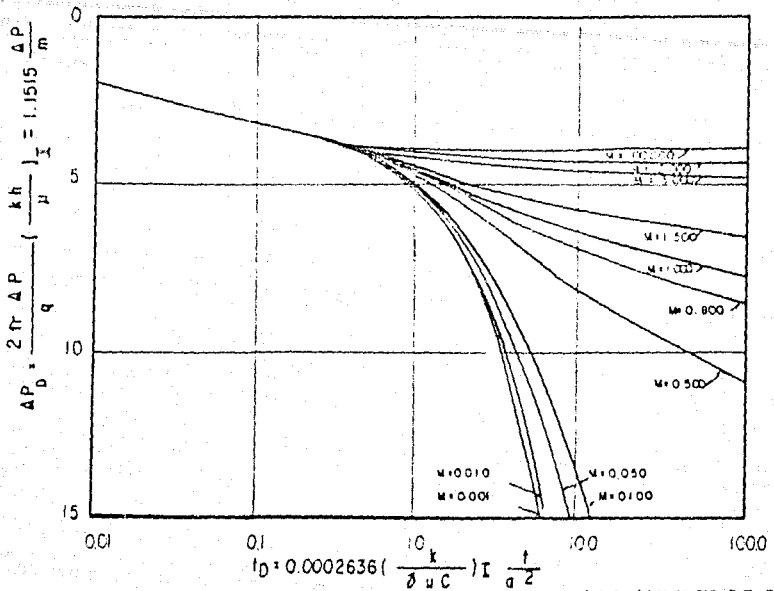


FIG. III 8. SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 0.100

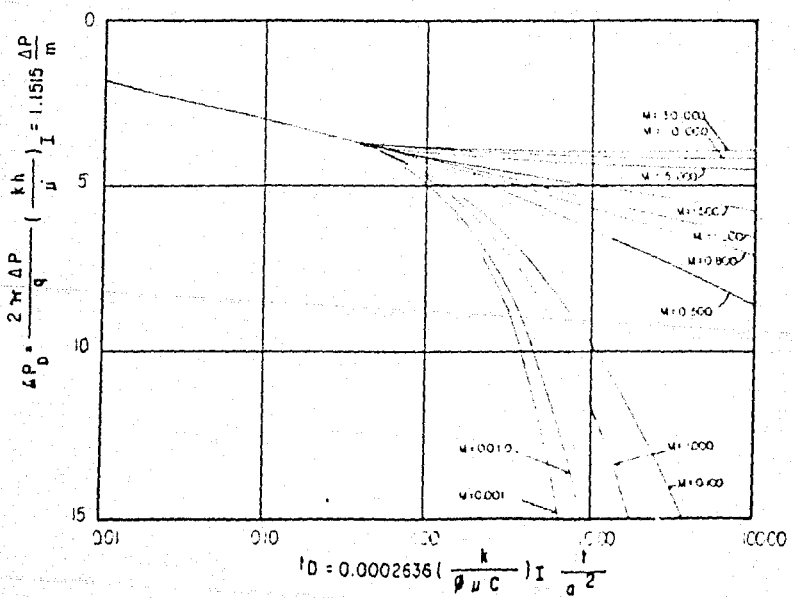


FIG. III 9. SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 1.0

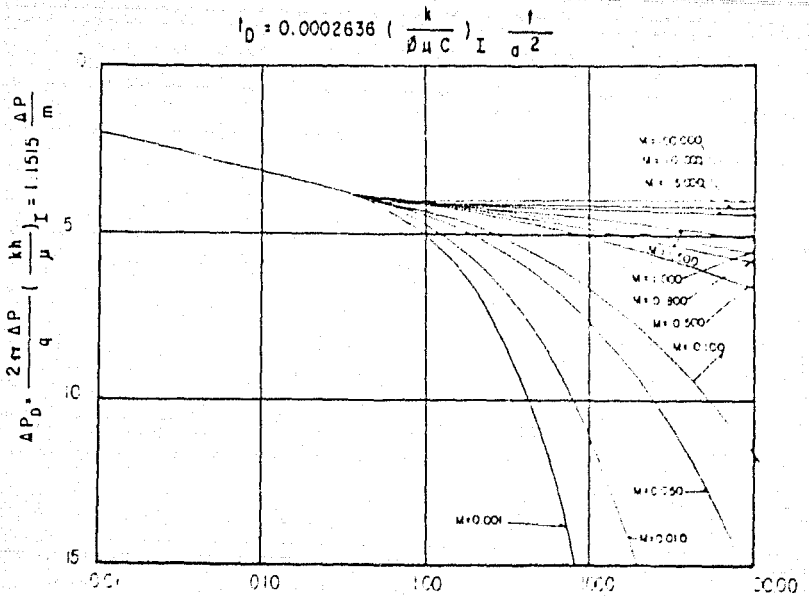


FIG. III. 10. SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 100.0

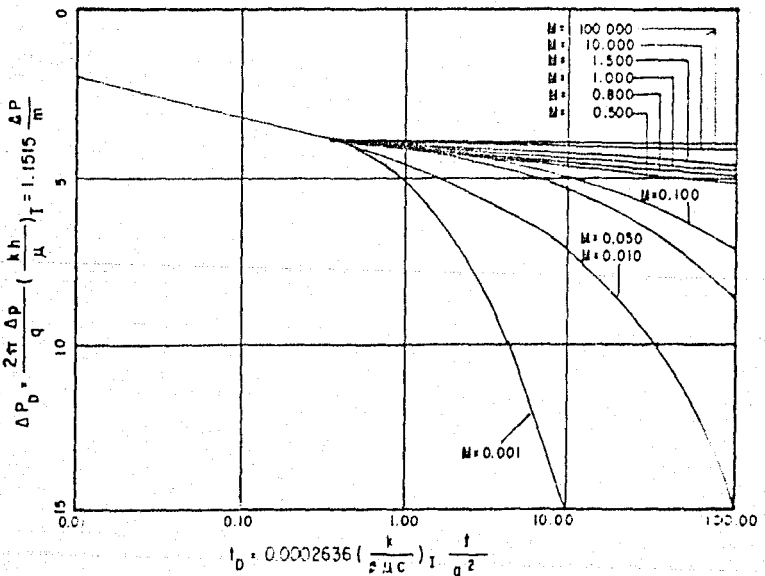


FIG. III. 11 SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 100.0

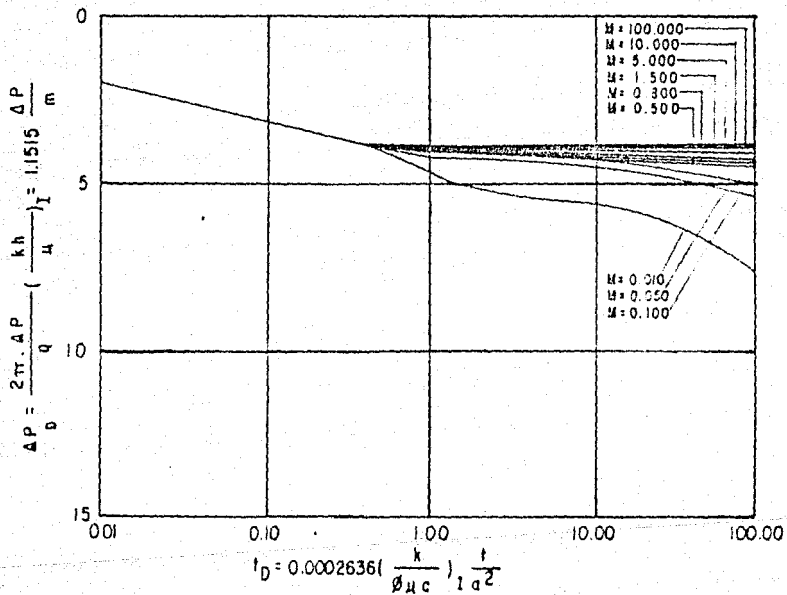


FIG. III.12 SOLUCION PARA UNA RELACION DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 1000.0

III.5.- LOCALIZACION DE LIMITES DE ACUÑAMIENTO Y ANGULO.

Mediante el análisis de pruebas de presión, solo dos tipos de límites son comúnmente reconocidos, por ejemplo, los impermeables y a presión constante. Ambos límites se consideran verticales^{26,27}.

Otro caso es el de un pozo de espesor h totalmente disparado localizado cerca de un acuñamiento como se ilustra en la figura III.13.

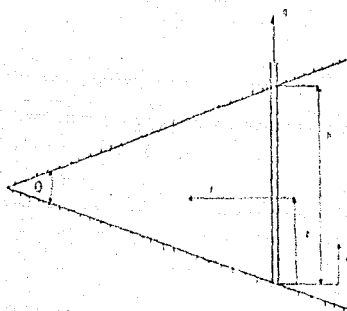


FIG. III.13 CONFIGURACION DEL PROBLEMA DE ACUÑAMIENTO.

El principio de superposición puede ser llevado a cabo en la manera usual, así como los pozos "imagen" de un polígono de segmentos de línea fuente. La superposición puede presentarse compleja, excepto cuando n es un número entero.²⁸

$$\theta = \frac{360}{n} \text{ grados}$$

La caída de presión adimensional total P_D (con la definición usual), causada por la superposición de las caídas de presión de todos los segmentos simples de línea fuente, está dada como una función del tiempo adimensional (con la definición usual)²⁸ por:

$$P_{iD} = \frac{1}{4} \sum \int_0^{t_D} \frac{\exp(-r_{iD}/(4t_D))}{t_D} \left[\operatorname{erf}\left(\frac{Z_{iD}}{(4t_D)^{0.5}}\right) - \operatorname{erf}\left(\frac{Z_{iD}-h_D}{(4t_D)^{0.5}}\right) \right] dt_D \text{-----III.34}$$

Esta ecuación es aplicable tanto para casos isotrópicos, como para casos anisotrópicos. Donde r_{iD} y Z_{iD} son los radios y distancia adimensionales respectivamente del i ésimo pozo imagen.

$$r_{iD} = r_{(i-1)D} \cos \theta + Z_{iD} \operatorname{sen} \theta \text{-----III.35}$$

$$Z_{iD} = h_D (i-1)_D \operatorname{sen} \theta \text{-----III.36}$$

Usando una geometría simple, donde $h_D = \frac{h}{r_w}$ y h es el espesor de la formación.

Una gráfica de P_{wfD} contra $\frac{1}{(t_D)^{0.5}}$ muestra que para tiempos largos, existe una pendiente finita en el caso de un acuífero, pero para el caso de presión constante, dicha pendiente es cero.

Además, la pendiente m_D , de la línea recta permite el cálculo del ángulo y la distancia al acuífero.

$$m_D = \frac{n h_D}{2(\pi)^{0.5}} \text{-----III.37}$$

$$\theta = \frac{2\pi}{n} \text{ Radianes-----III.38}$$

y para yacimientos isotrópicos

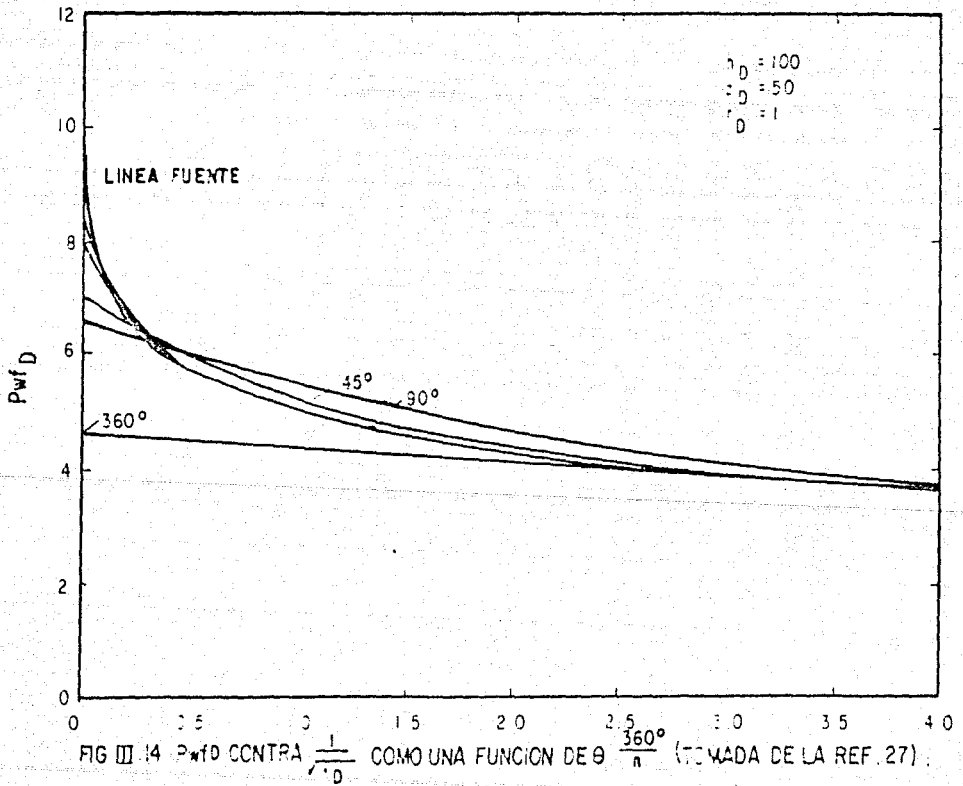
$$\frac{h_D}{2d_D} = \operatorname{Tan} \frac{\theta}{2} \text{-----III.39}$$

Donde, despejando d_D , tenemos:

$$d_D = \frac{h_D}{2 \operatorname{Tan}(\theta/2)} \text{-----III.40}$$

Donde d_D es la distancia adimensional al acuífero (d/r_w).

El uso de este método, obviamente depende de la habilidad para distinguir una línea recta en la gráfica de P_{wfD} contra $\frac{1}{(\tau D)^{0.5}}$.



III.6.- DETERMINACION DE PERMEABILIDAD NETA VERTICAL.

El conocimiento de la permeabilidad vertical es necesario para anticipar adecuadamente el comportamiento de la producción de un yacimiento. El método de Prats²⁰ que aquí se menciona y que solo es aplicable a algunos pozos, consiste, en la producción (inyección) de fluidos a un gasto constante a través de un intervalo corto cercano a la cima o fondo de una formación, y en la medición de la respuesta de presión a través de otro intervalo en el mismo pozo.

El método considera yacimiento infinito con un fluido de compresibilidad y viscosidad constante, a una presión inicialmente uniforme P_i y con una porosidad uniforme. La anisotropía de la permeabilidad es considerada, siendo vertical uno de los ejes principales. En el plano horizontal, las permeabilidades son iguales en todas direcciones, mientras que la permeabilidad vertical puede tener cualquier valor. Se induce flujo vertical sobre la región de interés.

El disparo a través del cuál, el fluido es producido, está representado matemáticamente por una fuente de punto. La terminación del pozo se muestra en la figura III.15.

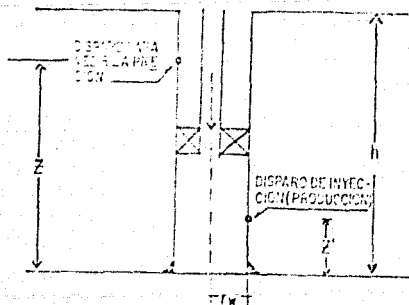


FIG. III.15 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE TERMINACION DEL POZO (TOMADA DE LA REFERENCIA 23)

La respuesta de presión P , en un punto Z sobre el eje del pozo de radio cero en una formación de espesor h , debida a un punto fuente en Z' también sobre el eje de aquel pozo, y produciendo a un gasto constante está dada por la siguiente ecuación:

$$P_w - P_i = \frac{70.6q\mu}{h(kh)} [F(Z/h, Z'/h) + 2.303 \log\left(\frac{k_v}{\phi\mu ch}\right) - 8.241] + 162.6 \frac{q\mu}{h(kh)} \log t \text{ ----III.41}$$

Se nota claramente que la única cantidad que contiene la permeabilidad vertical es el segundo término del lado derecho de la ecuación III.41. La función $F(Z/h, Z'/h)$, que depende únicamente de la posición relativa de los disparos de producción y medición y de los límites verticales de la formación, está representada en forma gráfica en la figura III.16

A continuación se presenta un procedimiento sugerido por Prats²⁰ para obtener la permeabilidad vertical bajo las condiciones idealizadas consideradas anteriormente.

- 1).- Perforar dos agujeros, uno cercano a la cima y el otro cerca de la parte inferior de la formación de espesor h conocido.
- 2).- Colocar el empacador entre los dos disparos.
- 3).- Producir (inyectar) a través del disparo inferior (en Z') y medir la presión a través del disparo superior (en Z) como una función del tiempo.
- 4).- Graficar la presión (calda) contra el logaritmo del tiempo.
- 5).- Obtener la pendiente ($\Delta P/\text{ciclo}$) de la porción de línea recta a tiempos grandes, y a partir de ella, determinar kh .
- 6).- Extrapolar la porción de línea recta de la gráfica a un valor de $t = 1$ hora y leer la presión (calda) en ese

tiempo, la cuál será denotada como $\Delta p(1)$.

7).- Determinar k_v de la ecuación siguiente.

$$k_v = 3788 \phi \mu c h^2 \exp\left[\frac{h(kh) \Delta P(1)}{70.6 q \mu} - F\left(\frac{Z}{h}, \frac{Z'}{h}\right) \right] \text{---}$$

-----III.42

El valor geométrico $F\left(\frac{Z}{h}, \frac{Z'}{h}\right)$ es leído de la figura III.16 usando los valores de Z/h y Z'/h determinados en el punto 1) de arriba.

Alguna de las limitaciones del método anterior son:

- 1).- Los pozos deben estar bien cementados y no debe existir comunicación detrás de la tubería de revestimiento entre el intervalo de medición y el de producción (inyección).
- 2).- Los intervalos de producción (inyección) y medición deben ser cortos comparados con la distancia entre ellos, 10% ó menos.
- 3).- La distancia entre el intervalo de producción (inyección) y el de medición debe ser del orden de 25 veces el radio del pozo.

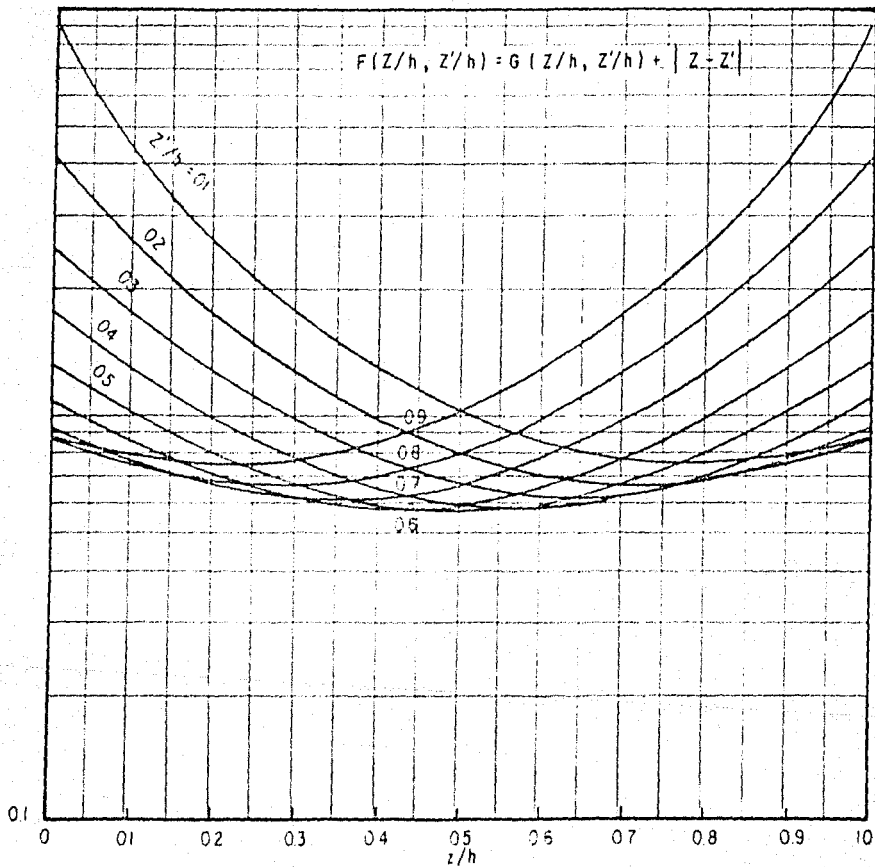


FIG. III. 16 FUNCION GEOMETRICA (TOMADA DE LA REF 28).

III.7.- DETERMINACION DE LOS EJES DE MAYOR Y MENOR PERMEABILIDAD A PARTIR DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA (FALLOF).

El método empleado por Ramey^{2º} es útil en la determinación de la anisotropía de un yacimiento, la cual debe tomarse en cuenta en la planeación del desarrollo de un campo, especialmente en operaciones de inyección de agua. El método consiste en seleccionar los ejes cartesianos (X, Y) en el arreglo de pozos. Es conveniente tener varios pozos sobre estos ejes. En la figura III.17 se muestra el sistema de coordenadas de localización (X, Y) de los pozos con los ejes de (X̄, Ȳ) de permeabilidad desconocida, orientados a algún ángulo θ desconocido.

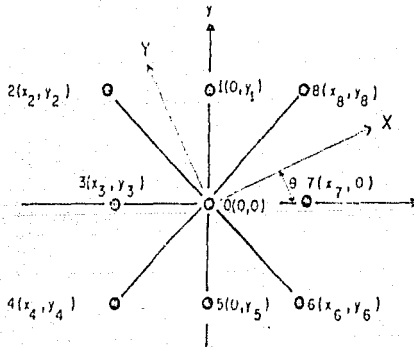


FIG. III.17 ARREGLO DE POZOS

La presión causada por un pozo línea fuente en el origen está representada por:

$$\frac{(K_{xx}K_{yy}-K_{xy})^{0.5}}{0.00105 t} \left(\frac{h(P_i - P_x, y, t)}{141.2 qB\mu} = -\frac{1}{2} Ei \left[\frac{K_{xy}Y^2 + K_{yy}X^2 - 2K_{xy}XY}{K_{xx}K_{yy} - K_{xy}^2} \right] \right) \text{-----III.43}$$

$$K_{xx} = \frac{1}{2} \{ (K_{xx} + K_{yy}) + [(K_{xx} - K_{yy})^2 + 4K_{xy}^2]^{0.5} \}$$

-----III.44

$$K_{yy} = \frac{1}{2} \{ (K_{xx} + K_{yy}) - [(K_{xx} - K_{yy})^2 + 4K_{xy}^2]^{0.5} \}$$

-----III.45

$$\theta = \text{Arc Tan} \left(\frac{K_{xy} - K_{xx}}{K_{xy}} \right) \text{-----III.46}$$

Si los ejes de permeabilidad coincidieran con los de referencia, o sea que $K_{xx} = K_{yy}$, entonces el ángulo θ sería igual a cero.

El método utilizado aquí, emplea la técnica de ajuste por curva tipo (ver la figura III.18). Se requieren datos de presión de tres diferentes pozos de observación (los cuales deben encontrarse en diferentes líneas sobre el pozo de inyección) en el caso de que el producto ϕc sea desconocido. Esto es, que los datos de presión de los tres diferentes pozos de observación proporcionan K_{xx} , K_{yy} , θ y ϕc .

El procedimiento a seguir para la determinación de los ejes de mayor y menor permeabilidad es el siguiente.

- 1).- Graficar en una escala doble logarítmica ΔP contra t para los tres diferentes pozos de observación.
- 2).- Ajustar cada una de las gráficas obtenidas en el punto anterior con la curva tipo (figura III.18)
- 3).- Obtener el ajuste vertical, el cuál debe ser el mismo para los tres pozos, $(P_D)_M$, $(\Delta P)_M$.
- 4).- Obtener los ajustes horizontales para cada pozo $(t)_M$, $\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_M$.
- 5).- Con los datos obtenidos anteriormente y empleando las siguientes ecuaciones se obtiene un sistema de ecuaciones con igual número de incógnitas.

$$(P_D)_M = \frac{(K_{xx}K_{yy} - K_{xy}^2)^{0.5} h(\Delta P)_M}{141.1 qB\mu} \text{-----III.47}$$

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_M = \left(\frac{0.000264 (t)_M}{\phi \mu c}\right) \left(\frac{K_{xx}Y^2 + K_{yy}X^2 - 2K_{xy}XY}{K_{xx}Y^2 + K_{yy}X^2 - 2K_{xy}XY}\right)$$

-----III.48

6).- Resolviendo el sistema de ecuaciones del paso anterior, se obtiene: K_{xy} , K_{yy} , K_{xy} y ϕc_t .

7).- Empleando las ecuaciones III.44, III.45 y III.46, obtenemos K_{xx} , K_{yy} y el ángulo θ .

De la figura III.17, el pozo $O(0,0)$ es el pozo activo, (X,Y) son los ejes de referencia y (X', Y') son los ejes de mayor y menor permeabilidad.

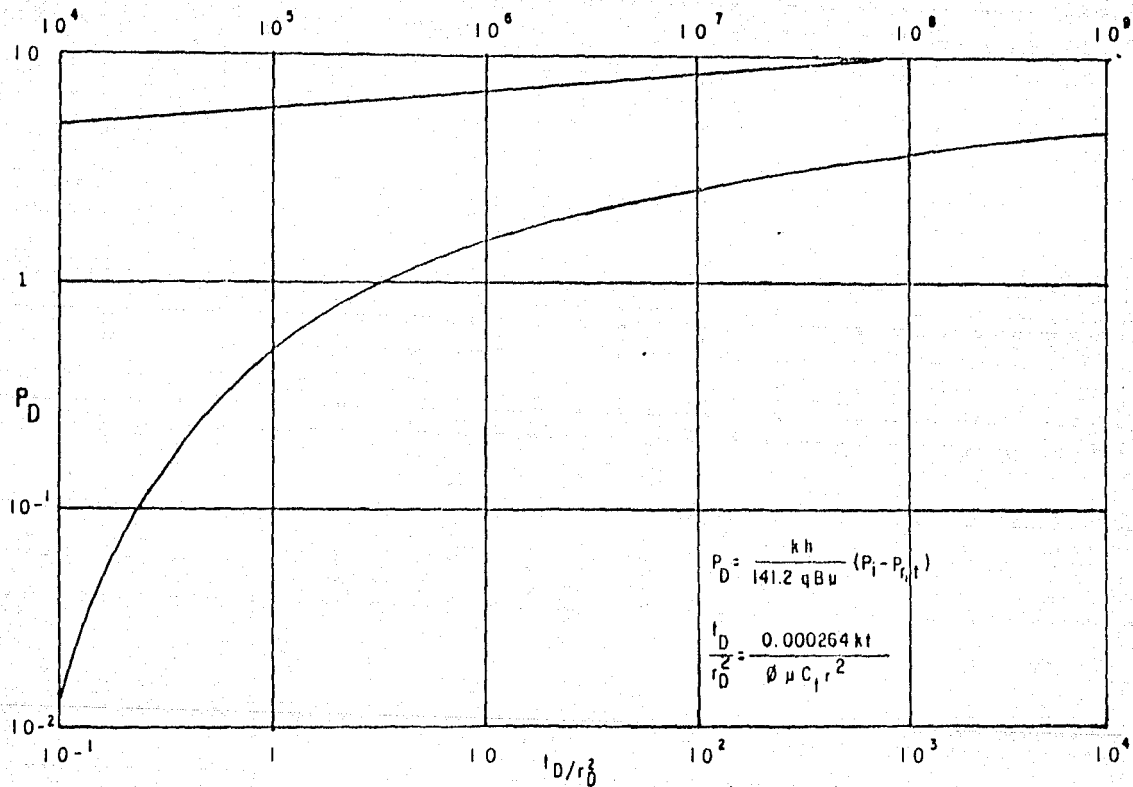


FIG. III.18 CURVA TIPO DE LA SOLUCION LINEA FUENTE (TOMADA DE LA REF. 29)

III.8.-IDENTIFICACION DE YACIMIENTOS CON "DOBLE POROSIDAD" MEDIANTE LA APLICACION DE PRUEBAS DE PRESION .

El comportamiento de yacimientos con "doble porosidad" es el resultado obtenido de la interacción de dos medios de características diferentes, a través de los cuales se da el flujo de fluidos, un medio de alta permeabilidad que conduce los fluidos a los pozos productores y un medio de baja permeabilidad que alimenta de fluidos al medio de alta permeabilidad.

Bourdet³⁰ encontró que los yacimientos con comportamiento de "doble porosidad" presentan una respuesta que puede descomponerse en tres regímenes típicos.

- a).- Durante el flujo inicial, se tiene un comportamiento homogéneo, característico del sistema más permeable.
- b).- Posteriormente, se presenta un periodo de transición.
- c).- Finalmente, el comportamiento homogéneo caracteriza al sistema total.

Básicamente, existen tres métodos para identificar yacimientos con comportamiento de "doble porosidad": El análisis convencional (semilog), el doble logarítmico y el de la derivada. Siendo el análisis de la derivada el más confiable. El análisis de la derivada incluye una gráfica doble logarítmica de la función de derivada de la presión con respecto a alguna función del tiempo contra el tiempo³¹.

El comportamiento de "doble porosidad" está caracterizado por la existencia de un mínimo sobre la gráfica de la derivada de presión.

Los pozos no dañados en sistemas "doble porosidad" exhiben un pseudodaño de alrededor de menos 3, mientras que los pozos acidificados pueden tener daños tan bajos como menos 7. En pozos dañados el daño exhibido puede ser cero³².

Los yacimientos fisurados pueden distinguirse de los multiestratificados solamente si el pozo no está dañado ó

si está acidificado.

Najurieta³⁹ en 1980 utilizó la técnica semilog para evaluar yacimientos naturalmente fracturados. Mediante esta técnica se puede determinar la capacidad de almacenamiento, la transmisibilidad, la difusividad y la permeabilidad de la matriz.

III.9.- USO DE CURVAS TIPO EN EL ANALISIS DE PRUEBAS DE POZO

Las curvas tipo han sido usadas por más de 20 años en la industria petrolera y por más de 40 años en geohidrología. Una curva tipo es una representación gráfica de la respuesta teórica de presión que se tiene para un modelo de interpretación que representa el yacimiento y el pozo siendo probados. Para una prueba a presión constante, la respuesta es el cambio en el gasto de producción; para una prueba a gasto constante, la respuesta es el cambio de la presión en el fondo del pozo. Otros tipos de respuestas son también usadas, tal como la derivada con respecto al tiempo de la presión de fondo.

Las curvas tipo se derivan a partir de soluciones a las ecuaciones de flujo bajo condiciones iniciales y de frontera específicas. Para lograr una generalidad, las curvas tipo son usualmente presentadas en términos adimensionales, tales como la presión adimensional contra el tiempo adimensional. Un modelo de interpretación dado puede producir una sola curva tipo o una o más familias de curvas tipo, dependiendo de la complejidad y de los parámetros involucrados en el problema.

El análisis de curvas tipo consiste en encontrar una curva tipo que se ajuste a la respuesta real del pozo y del yacimiento durante la prueba. Los parámetros del pozo y del yacimiento, tales como la permeabilidad y el daño pueden entonces calcularse a partir de los parámetros adimensionales

que definen a esa curva tipo.

El ajuste puede ser encontrado gráficamente, poniendo en un papel semitransparente una gráfica de los datos de prueba actual sobre la(s) curva(s) tipo y buscando la curva que proporcione el mejor ajuste.

Antes de seleccionar una curva tipo, primero debe encontrarse el modelo de interpretación que mejor represente el comportamiento dinámico del pozo y del yacimiento durante la prueba. Este modelo de interpretación debe identificarse a partir de datos de prueba, ya que usualmente es difícil predecir a partir de información estática.

La forma más eficiente para identificar el modelo de interpretación es: usando la derivada de la presión con respecto al logaritmo del tiempo. En la figura III.19 se muestran las diferentes características de los componentes del modelo que son fáciles de identificar.

Tales caracteres son: 1).- Un máximo, 2).- Un mínimo, 3).- Una estabilización y 4).- Una tendencia hacia arriba ó hacia abajo. El máximo es encontrado a tiempos cortos y nos indica almacenamiento y daño. Ningún máximo, nos indica un pozo sin daño o estimulado. La estabilización indica flujo radial y corresponde a la línea recta semilog en la gráfica de Horner. El mínimo nos indica comportamiento heterogeneo de doble porosidad. Una tendencia hacia arriba o hacia abajo al final de los datos nos indica los efectos de frontera.

Comparación entre el análisis de curva tipo y el análisis convencional.

Las curvas tipo describen el comportamiento completo del modelo de interpretación correspondiente al pozo y al yacimiento e incluyen los varios regímenes de flujo que sucesivamente dominan durante la prueba. Como resultado, el análisis de curvas tipo proporciona todos los parámetros del

yacimiento y del pozo que pueden obtenerse mediante pruebas de pozos.

Por su parte, los métodos de análisis convencional y generalmente los métodos de análisis basados en líneas rectas, son válidos solamente para un régimen de flujo específico. Como resultado, estos métodos proporcionan únicamente parámetros característicos del yacimiento y del pozo de ese régimen de flujo.

Si un régimen de flujo existe durante una prueba, los correspondientes análisis de línea recta y curva tipo deben aportar el mismo valor para los parámetros que caracterizan ese régimen de flujo. En tal caso, los métodos de línea recta son más fáciles de usar si las líneas rectas son bien definidas.

La dificultad con los métodos convencionales es la determinación de un régimen de flujo en particular. En el análisis por curva tipo éste es efectuado como parte de la identificación del modelo de interpretación aplicable. En el uso de métodos convencionales de análisis de línea recta no existe tal paso preliminar. Generalmente se supone que existe cierto régimen de flujo, lo cuál puede ser o no el caso: una aparente línea recta a través de un rango de datos, no necesariamente demuestra la existencia de un régimen de flujo específico. Por lo tanto, un análisis basado sobre una línea recta errónea debe proporcionar resultados totalmente erróneos. El procedimiento más eficiente es comenzar con la identificación del modelo de interpretación, evaluar todos los parámetros apropiados del pozo y del yacimiento con el análisis de curvas tipo, posteriormente, confirmar los resultados con el análisis de línea recta, si es aplicable dicho análisis. Bourdet y colaboradores^{3d} desarrollaron un conjunto de curvas tipo, las cuales simplifican el análisis de pruebas de pozos.

A continuación se presenta un procedimiento para llevar a cabo el análisis de curvas tipo, basado en las gráficas de Bourdet y colaboradores³⁰.

- 1).- Calcular ΔP a partir de los datos de la prueba.
- 2).- Trazar en un papel semitransparente los ejes de las escalas logarítmicas y etiquetarlos.
- 3).- Graficar ΔP en el papel semitransparente, utilizando las escalas de la curva tipo. Se recomienda que cada punto graficado se encierre en un círculo u otro símbolo para fácil reconocimiento.
- 4).- Deslizar la hoja semitransparente (de datos) sobre la curva tipo, hasta obtener un buen ajuste con alguna curva. Es necesario mantener los ejes de la hoja de datos paralelos a los ejes de la curva tipo.
- 5).- Seleccionar un punto de ajuste y leer los valores correspondientes tanto en la hoja de datos como en la curva tipo. Para el caso mencionado los puntos de ajuste son: $(P_D)_M$, $(\Delta P)_M$, $(\frac{t_D}{C_D})_M$, $(t)_M$, $(C_D e^{2S})$.
- 6).- A partir de las definiciones de las variables adimensionales que representan a los ejes de la curva tipo, determinar.

El producto kh

$$kh = \frac{141.2 qB\mu(P_D)_M}{(\Delta P)_M} \text{----- III.49}$$

El coeficiente de almacenamiento (C)

$$C = \frac{0.000295(kh/\mu)(\Delta t)_M}{(t_D/C_D)_M} \text{----- III.50}$$

El factor de daño (S)

$$S = 0.5 \ln(C_D e^{2S} / C_D) \text{----- III.51}$$

El radio efectivo del pozo

$$r_w' = r_w e^{-S} \text{----- III.52}$$

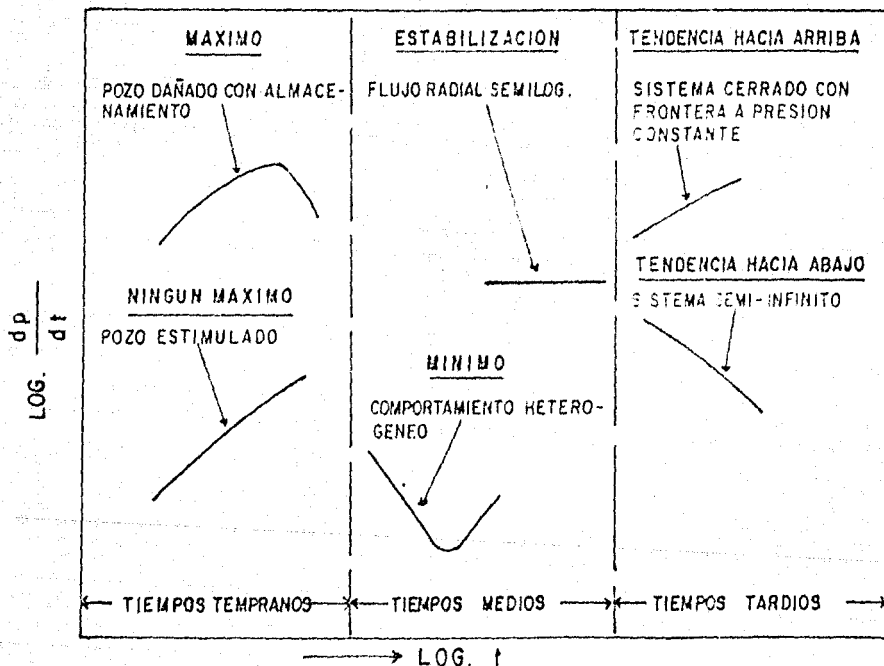


FIG. III. 19 FORMAS CARACTERISTICAS DE LA DERIVADA DE PRESION DE LOS COMPONENTES DEL MODELO DE INTERPRECION (TOMADA DE LA REF. 35)

III.9.- APLICACION DE LA DERIVADA DE PRESION EN EL DIAGNOSTICO DEL REGIMEN DE FLUJO

Las características que son difíciles de visualizar en la gráfica de Horner, o se dificultan distinguir debido a la similitud que existe entre un yacimiento y otro, son más fáciles de reconocer en una gráfica de la función de la derivada de presión ($t\Delta p'$). Una vez que los patrones han sido diagnosticados mediante el uso de la derivada, las gráficas especializadas pueden usarse para calcular los parámetros del yacimiento o los datos pueden ajustarse a curvas tipo.

Cuando en una gráfica semilog se tiene una línea recta, la derivada de presión permanece constante. Esto es, la gráfica log-log de la derivada de presión debe ser horizontal para esa porción de los datos que pueden ser correctamente analizados como una línea recta en la gráfica semilogarítmica.

Identificación de los regimenes de flujo.

Partiendo de que la presión para los diferentes modelos de flujo se comporta de la siguiente manera:

-Flujo lineal

$$\Delta p = c(t)^{0.5}$$

-Flujo radial

$$\Delta p = c_1 \log t + c_2$$

-Flujo esférico

$$\Delta p = c_1 - c_2 / (t)^{0.5}$$

-Flujo pseudoestacionario

$$\Delta p = c_1 + c_2 t$$

-Almacenamiento

$$\Delta p = c_1 t$$

-Flujo bilineal

$$\Delta p = c_1 (t)^{0.25}$$

Donde c , c_1 y c_2 son constantes que dependen de los parámetros del yacimiento.

Si tomamos logaritmos en cada uno de los modelos de flujo y graficamos $\text{Log } \Delta p$ contra $\text{Log } t$, obtenemos:

-Flujo lineal

$$\text{Log } \Delta p = \text{Log } c + \frac{1}{2} \text{Log } t$$

-Flujo radial

$$\text{Log } \Delta p = \text{Log}[c_1 \text{Log } t + c_2]$$

-Flujo esférico

$$\text{Log } \Delta p = \text{Log}\left[c_1 - \frac{c_2}{(t)^{0.5}}\right]$$

-Flujo pseudoestacionario

$$\text{Log } \Delta p = \text{Log}[c_1 + c_2 t]$$

-Almacenamiento

$$\text{Log } \Delta p = \text{Log } c + \text{Log } t$$

-Flujo bilineal

$$\text{Log } \Delta p = \text{Log } c + \frac{1}{4} \text{Log } t$$

La figura III.20 muestra una gráfica de $\text{log } \Delta p$ contra $\text{log } t$ para diferentes regímenes de flujo.

Se puede concluir que con la gráfica $\text{Log } \Delta p$ contra $\text{log } t$, Únicamente podemos identificar tres regímenes de

flujo. Por consiguiente, no es suficiente para identificar el régimen de flujo que predomina durante una prueba; siendo necesario aplicar la función de derivada para este propósito.

Si efectuamos los siguientes pasos en cada uno de los modelos de flujo.

- 1.- Derivar con respecto a t.
- 2.- Multiplicar por t ambos miembros de la igualdad.
- 3.- Tomar logaritmos en ambos miembros de la igualdad.

-Flujo lineal

$$\text{Log} \left(\frac{t \delta \Delta p}{\delta t} \right) = \text{Log} \frac{c}{2} + \frac{1}{2} \text{Log } t$$

-Flujo radial

$$\text{Log} \left(\frac{t \delta \Delta p}{\delta t} \right) = \text{Log } c_1$$

-Flujo esférico

$$\text{Log} \left(\frac{t \delta \Delta p}{\delta t} \right) = \text{Log} \frac{c_2}{2} - \frac{1}{2} \text{Log } t$$

- Almacenamiento

$$\text{Log} \left(\frac{t \delta \Delta p}{\delta t} \right) = \text{Log } c + \text{Log } t$$

-Flujo pseudoestacionario

$$\text{Log} \left(\frac{t \delta \Delta p}{\delta t} \right) = \text{Log } c_1 + \text{Log } t$$

-Flujo bilineal

$$\text{Log} \left(\frac{t \delta \Delta p}{\delta t} \right) = \text{Log} \frac{c}{4} + \frac{1}{4} \text{Log } t$$

La siguiente figura III.20 tomada de la referencia 37, muestra la gráfica de $\log t \delta \Delta p'$ contra $\log t$; los

diferentes regímenes de flujo se pueden distinguir de acuerdo a las pendientes de las líneas rectas que se contienen.

Economides³⁰ presentó una serie de gráficas (ver figuras de la 21.a hasta la 21.e), en las cuales se identifican algunos regímenes de flujo en base a una gráfica de diagnóstico doble logarítmica. En dichas gráficas, también se aprecia como se comporta cada uno de estos casos en una gráfica de Horner (semilogarítmica).

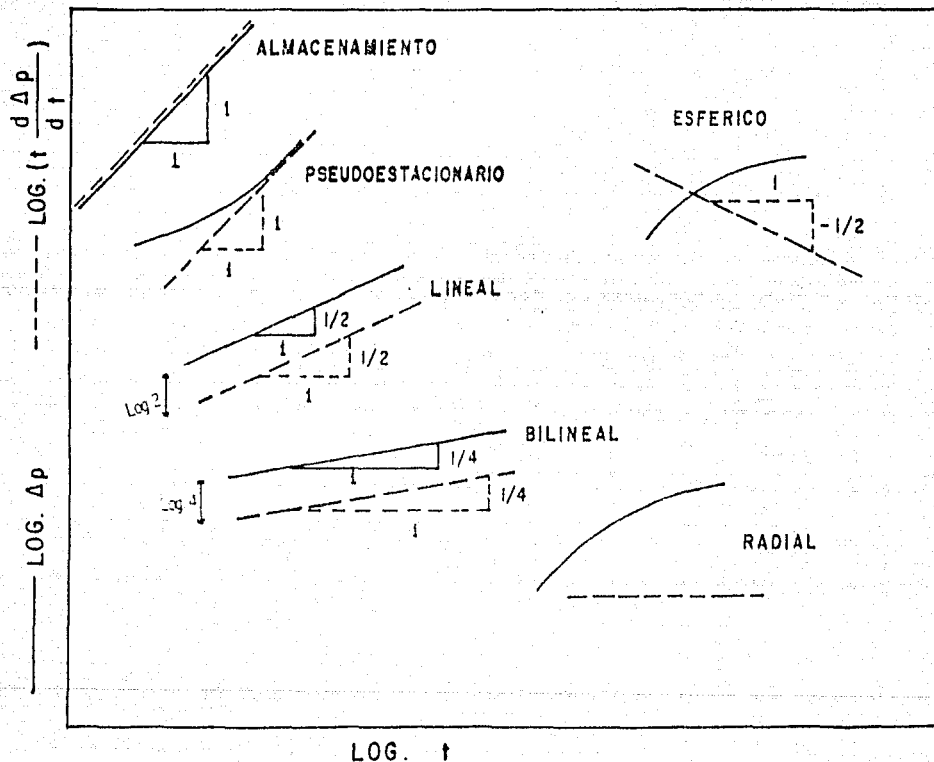
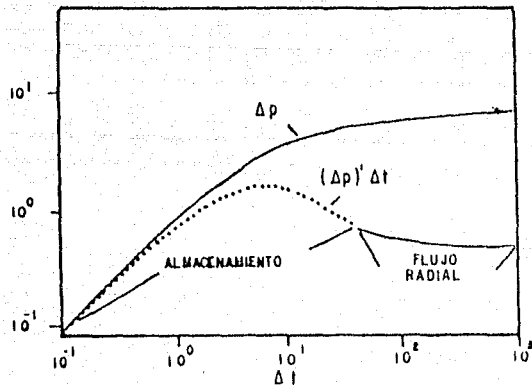


FIG. III. 20 GRAFICA PARA IDENTIFICAR LOS REGIMENES DE FLUJO
 (TOMADA DE LA REF. 37)

GRAFICA DE DIAGNOSTICO
LOG - LOG



GRAFICA DE HORNER

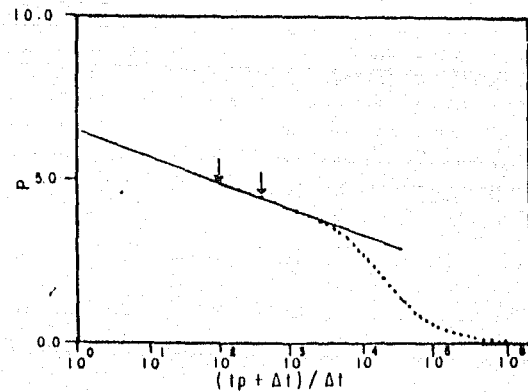
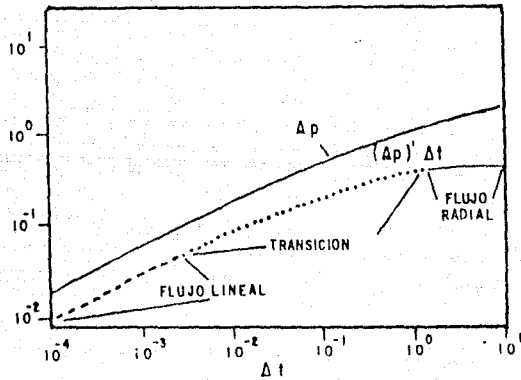


FIG. 21 a. - POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO
(TOMADA DE LA REF. 38)

GRAFICA DE DIAGNOSTICO
LOG - LOG



GRAFICA DE HORNER

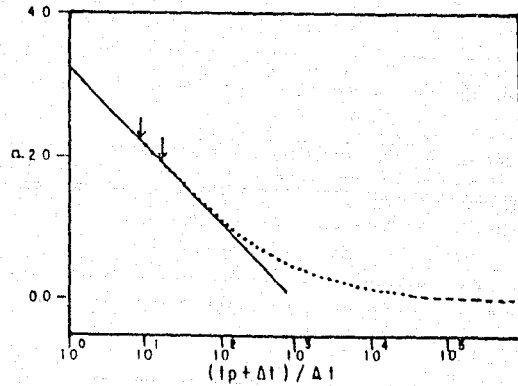
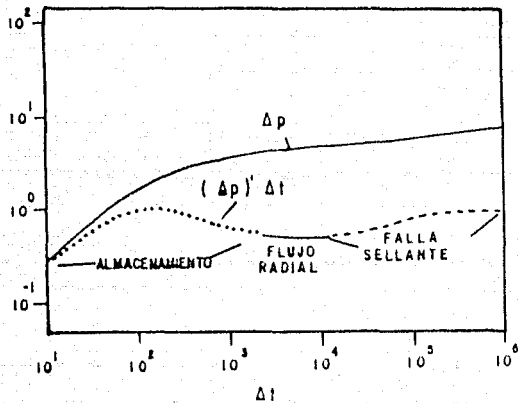


FIG. 21 b. - POZO CON CONDUCTIVIDAD INFINITA VERTICAL EN UN YACIMIENTO
HOMOGENEO (TOMADA DE LA REF. 38)

GRAFICA DE DIAGNOSTICO
LOG - LOG



GRAFICA DE HORNER

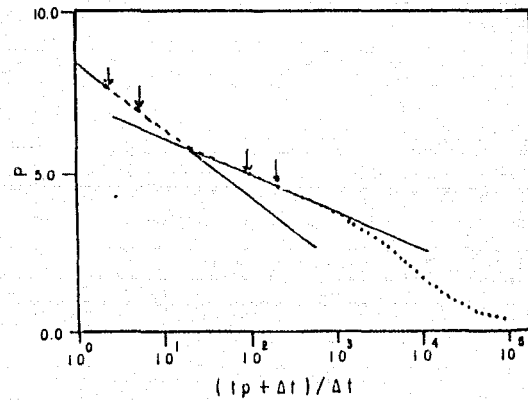
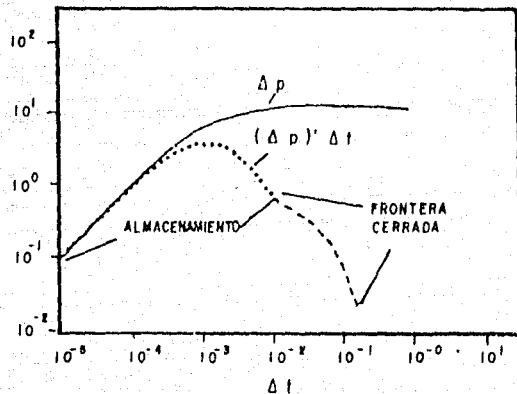


FIG. 21 C. - POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO CON UNA FALLA SELLANTE (TOMADA DE LA REF. 38)

GRAFICA DE DIAGNOSTICO
LOG - LOG



GRAFICA DE HORNER

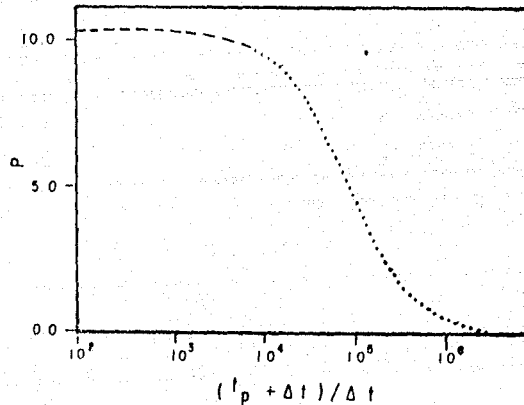
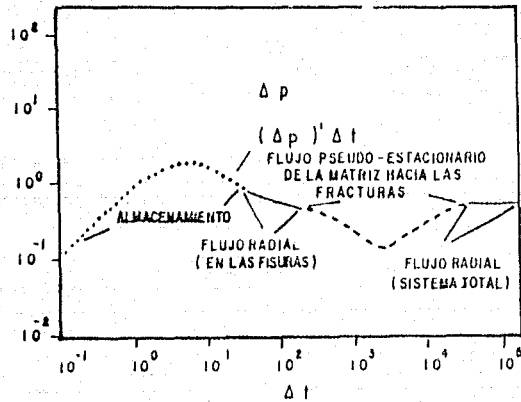


FIG. 21 d. - POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO HOMOGEO
CON FRONTERA EXTERNA CERRADA (TOMADA DE LA REF. 38)

GRAFICA DE DIAGNOSTICO LOG - LOG



GRAFICA DE HORNER

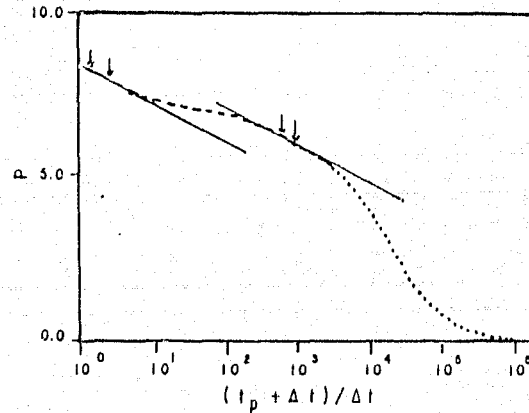


FIG. 21 e. - POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN SISTEMA "DOBLE POROSIDAD" CON FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO DE LA MATRIZ HACIA LAS FRACTURAS (TOMADA DE LA REF. 38)

CAPITULO IV CARACTERIZACION ESTRATEGICA

Un buen plan de desarrollo de un campo debe maximizar los beneficios obtenidos del yacimiento optimizando la recuperación de hidrocarburos mientras se minimiza el capital de inversión y los costos de operación.

Básicamente existen dos procesos a seguir para el desarrollo de un campo; un proceso lineal y un proceso iterativo, tal como se muestran en las figuras IV.1 y IV.2 respectivamente. El modelo lineal generalmente se debe seguir en casos muy simples, por ejemplo, en yacimientos muy pequeños, donde con solo dos ó tres pozos además del descubridor es suficiente para abarcar todo el yacimiento. Por su parte, el modelo iterativo es el que realmente debe aplicarse para el desarrollo de un campo. La secuencia de este último modelo debe seguirse hasta que el campo se abandone.

La perforación del primer pozo exploratorio se lleva cabo en base a información sismológica e información geológica de la región (información de pozos cercanos). En este primer pozo es importante tomar muestras de canal continuamente desde el inicio de la perforación hasta la conclusión de la misma. A partir de las muestras de canal se determinará la litología y las profundidades aproximadas a las cuales se presenten posibles manifestaciones de gas y aceite. Dichas profundidades serán comprobadas posteriormente con la información proporcionada por los registros geofísicos. Además, con la información obtenida de las muestras de canal, se podrá decidir si se recupera o nó algún núcleo.

Durante la perforación del pozo se deben tomar registros que aporten información acerca de: litología, resistividad, porosidad, echado de la formación, calibración

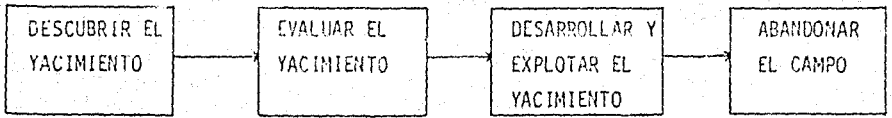


FIG. IV.1.- PROCESO LINEAL PARA DESARROLLAR UN CAMPO.

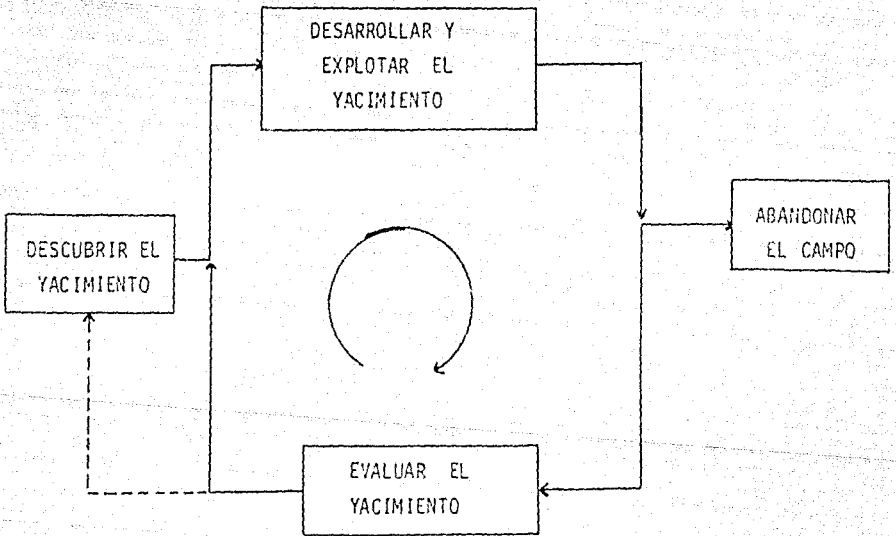


FIG. IV.2.- PROCESO ITERATIVO PARA DESARROLLAR UN CAMPO.

del agujero y presencia de fracturas.

Es importante efectuar registros sísmológicos durante la perforación, ya que estos registros proporcionan información lateral lejos de la vecindad del pozo. Los tipos de herramientas registradoras se seleccionarán tomando en cuenta las características del agujero y el tipo de formación, así como el tipo de fluido de control que se esté utilizando. De acuerdo con la información de los registros geofísicos, se decidirá si se recupera algún núcleo de pared y en que zona es necesario efectuar alguna prueba de formación.

Una vez que la perforación cumplió con su objetivo, un análisis detallado de los registros geofísicos y pruebas DST dictaminará los intervalos que presenten características de impregnación de hidrocarburos.

En el caso de que se cimente la tubería de revestimiento de explotación, es muy importante efectuar una prueba de presión, ya que esta prueba proporciona información detallada concerniente a: permeabilidad, daño de la formación, presencia de fallas, además dan una idea de que tan grande es el yacimiento.

Las presiones son usadas para relacionar la cantidad de producción en un intervalo de tiempo con la caída de presión. Por ejemplo, si la caída de presión es pequeña por unidad de producción, esto puede ser un indicio de un gran volumen del yacimiento. Por otra parte, si la caída de presión es grande para una cantidad de producción dada, esto puede indicar drenes de arenas pequeñas o bloques afallados. Desde el primer pozo es necesario efectuar pruebas de interferencia vertical para determinar la permeabilidad neta vertical.

Analizando y juntando toda la información obtenida de núcleos, registros geofísicos, registros sísmológicos y

pruebas de presión, se estará en condiciones de reinterpretar el plano estructural, así como poder identificar el ambiente de depositación. La información petrofísica extraída de los núcleos, fragmentos y de registros geofísicos, permiten una buena interpretación del ambiente de depositación de la formación productora. En base a la geología puede determinarse la posición relativa entre la tierra y el mar en la cuenca antigua. En general, puede decirse que una arena de canal se encontrará en dirección de la tierra hacia el mar, es decir, es perpendicular a la antigua línea de costa. Por su parte, una arena de playa (o de isla de barrera) es generalmente paralela a la antigua línea de costa⁴⁰.

Tomando en cuenta toda la información hasta aquí obtenida, ya podemos seleccionar una segunda localización. La ubicación de esta segunda localización tendrá como objetivo probar reservas (confirmar los límites del yacimiento). Para efectuar un buen programa de desarrollo de campos, esta segunda localización se deberá ubicar un poco alejada del primer pozo, pero asegurándonos de que estará dentro de los límites del yacimiento. El ambiente de depositación y el registro de echados son de mucha ayuda en la ubicación de esta segunda localización. La idea de alejar un poco este pozo, es con el fin de ir confirmando los límites del yacimiento.

En este segundo pozo se debe obtener la misma información que en el primer pozo, con la ventaja de que en este segundo pozo se debe cumplir con un programa de núcleos. Deben obtenerse núcleos de todos los intervalos productores y de las vecindades ya que ellos servirán para predecir el comportamiento del yacimiento y además son de mucha utilidad en la interpretación del ambiente de depositación. Al igual que en el primer pozo, en este segundo pozo se deben efectuar las pruebas de formación, así como una prueba de decremento y

una prueba de interferencia entre los dos pozos. Esta prueba de interferencia es muy importante, ya que nos dá una idea de la continuidad del yacimiento y de las propiedades de la zona que se encuentra entre los pozos.

Los siguientes pozos a perforar deberán ubicarse estratégicamente tomando en cuenta el plano estructural y el ambiente de depositación, de modo tal que se traten de definir las dimensiones del yacimiento. Dado que un yacimiento no es completamente homogéneo, el campo deberá dividirse en zonas. Esta división se hará conforme se vaya obteniendo información de los pozos perforados. Una vez zonificado el yacimiento, se efectuarán estudios de simulación de yacimientos y se comenzará a desarrollar el campo por zonas, perforando pozos de acuerdo a un análisis de espaciamiento óptimo entre pozos. Es necesario efectuar pruebas de interferencia entre pozos, ya que mediante este tipo de pruebas se obtiene información de base para el diseño de los proyectos de recuperación secundaria y mejorada. La recuperación secundaria deberá iniciarse antes de que la presión del yacimiento se abata totalmente.

Es necesario efectuar simulación matemática en el yacimiento para fundamentar y decidir la forma más apropiada de explotar el yacimiento.

Cabe señalar que para planificar el desarrollo de un campo, es indispensable la colaboración del Ingeniero Geólogo; algunas de las funciones que el Geólogo debe realizar en este tipo de trabajo son:

- a).- Seleccionar los núcleos para estudios geológicos y del yacimiento.
- b).- Identificar el ambiente de depósito y las rocas fuente.
- c).- Desarrollar un modelo de depósito modificado a partir de cambios posteriores a la depositación.

d).- Construir mapas estructurales.

e).- Desarrollar secciones transversales u otras representaciones para mostrar cambios en las propiedades de la roca a través del yacimiento.

f).- Desarrollar tendencias de porosidad y permeabilidad incluyendo barreras horizontales y verticales.

Las ventajas que se tendrán en el seguimiento de un plan de desarrollo de un campo son:

1.- Determinar los yacimientos con que cuenta el campo.

2.- Estimar las reservas .

3.- Respalda las inversiones económicas.

4.- Planear oportunamente la recuperación secundaria y mejorada.

CAPITULO V

DESARROLLO DE UN CAMPO Y ESPACIAMIENTO OPTIMO DE POZOS

V.1.- DESARROLLO DE UN CAMPO.-Los indicios de hidrocarburos en un pozo exploratorio no deben considerarse como un nuevo yacimiento hasta en tanto no se defina la dimensión de la estructura y su posible potencial, para lo cual se requiere una gran cantidad de pruebas en el pozo, así como pozos adicionales. El desarrollo de un campo debe planearse de tal forma que se obtenga la mayor información posible del yacimiento, ya que en algunos casos ésto no será factible en la etapa de producción del campo.

Generalmente durante la perforación del primer pozo exploratorio no se obtiene toda la información necesaria para la planeación del desarrollo de un campo, siendo entonces necesario seleccionar una segunda localización.

En algunas áreas existe la costumbre de tomar núcleos durante la perforación del pozo exploratorio, el objetivo principal de estos núcleos es obtener información estratigráfica. En un verdadero pozo exploratorio es difícil predecir cual será la formación productora, por consiguiente , los núcleos de dicha formación se obtendrán al perforar el segundo pozo.

El apoyo para la perforación del primer pozo exploratorio debe ser un plano estructural de cimas. Después de la perforación del primer pozo exploratorio, es conveniente hacer una reinterpretación del plano estructural de cimas apoyándose en la información obtenida de los registros geofísicos.

Durante la perforación del primer pozo se deben correr todos los registros que se han discutido en secciones anteriores de este trabajo, para así obtener la mayor información posible. En caso de encontrar intervalos con

impregnación de hidrocarburos , es indispensable efectuar pruebas DST así como pruebas de interferencia vertical.

Después de perforado el primer pozo exploratorio y en el caso de que haya resultado productivo, es necesario seleccionar una segunda localización. Para ubicar esta segunda localización se requiere conocer el ambiente de depositación, evitando así en lo posible perforar pozos improductivos. El plano estructural deberá actualizarse conforme se vaya desarrollando el campo. La perforación del segundo pozo deberá cumplir con un riguroso programa de núcleos. A partir del análisis de núcleos se determinarán algunos parámetros petrofísicos (permeabilidad, porosidad, saturaciones, etc.), así como la presencia de fracturas y si están abiertas ó no , además se estará en condiciones de comenzar a caracterizar el yacimiento: Estimar a groso modo el volumen de hidrocarburos recuperables, definir fenómenos geológicos, determinar parámetros petrofísicos, definir la posible mecánica del yacimiento, etc.

Para el desarrollo del campo es necesario tener bien claro los siguientes conceptos: Reserva tentativa, número de pozos a perforar, espaciamento óptimo de pozos, gasto de producción esperado y tiempo de explotación.

Dado que el espaciamento entre pozos juega un papel muy importante en la explotación de un campo, a medida que se va desarrollando el campo y se obtiene mayor información, éste parámetro puede reducirse ó incrementarse. Cabe señalar que el factor económico juega un papel muy importante en la determinación del espaciamento óptimo entre pozos.

Es importante que la recuperación secundaria en un campo se desarrolle en forma oportuna para evitar el

abatimiento de presión, por tal motivo, los estudios preliminares deberán iniciarse simultáneamente al desarrollo del campo, de tal manera que se pueda capturar así toda la información necesaria para llevar a cabo la recuperación secundaria en la forma más eficiente. En la tabla V.1 se presenta una secuencia tentativa para el desarrollo de un campo.

V.2.-ESPACIAMIENTO DE POZOS.- Al iniciarse el desarrollo de un campo petrolífero, uno de los primeros problemas que se presenta es determinar el espaciamiento que debe haber entre los pozos para que la recuperación se lleve a cabo con la mayor eficiencia y con la mínima inversión en pozos.

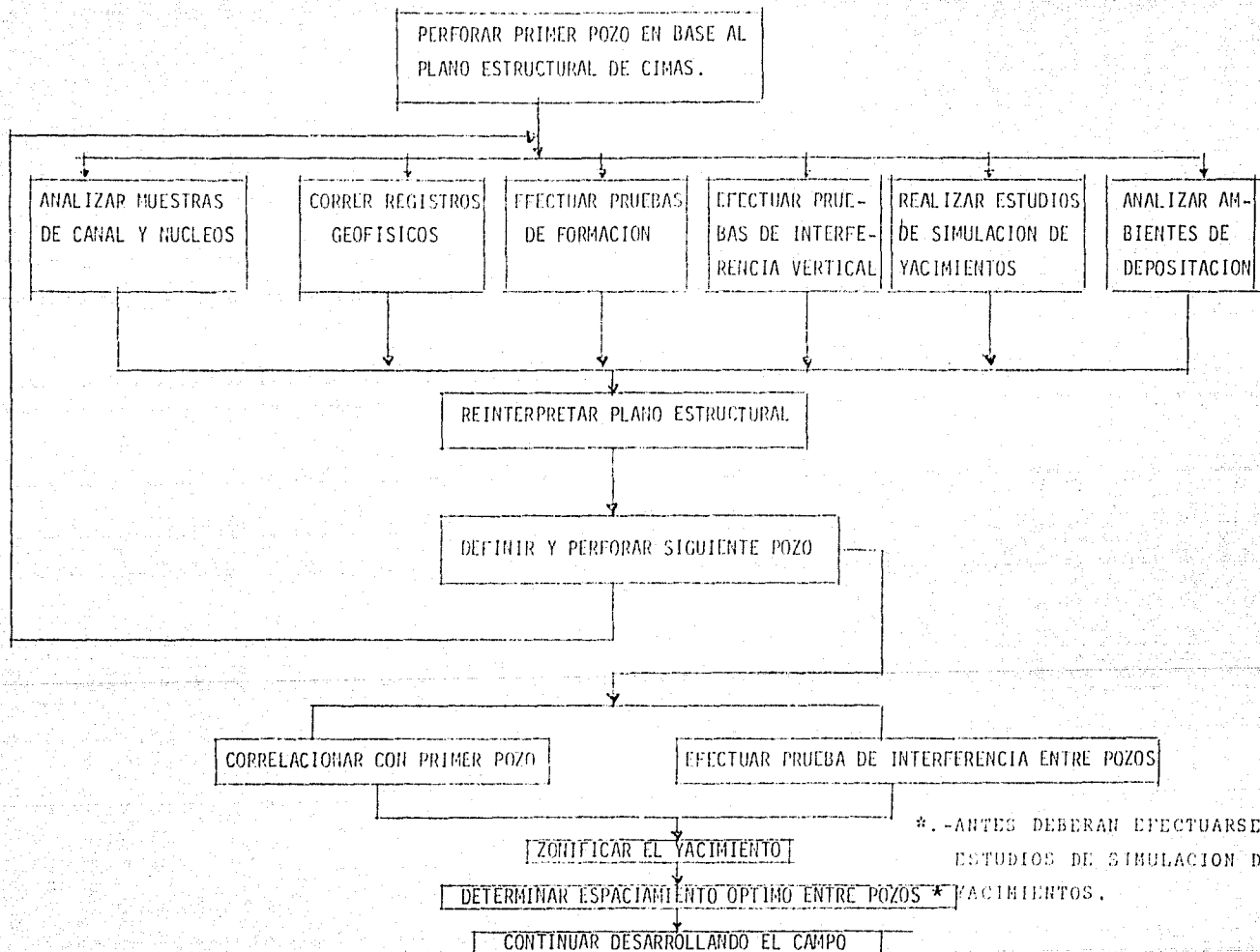
Mucho se ha escrito acerca del problema fundamental del espaciamiento de pozos en la explotación de campos de aceite, sin que a la fecha se haya alcanzado alguna conclusión definitiva.

El problema de espaciamiento depende de muchos factores determinados por la geología particular de cada campo y también por las características del sistema roca-fluidos. Por esta razón se explica porque un programa de espaciamiento puede ser insuficiente para un campo y excesivo para otro. Por consiguiente, es importante conocer tales características básicas antes de elaborar un programa de espaciamiento para un campo.

Otro factor que afecta considerablemente el espaciamiento de pozos es el factor económico. Dentro de este factor se encuentran los costos y el precio del aceite. Todo estudio que se haga acerca del espaciamiento de pozos, debe incluir aspectos económicos.

Debido a la constante variación en los precios de los hidrocarburos y sobretudo a la escasa información con que se cuenta al inicio del desarrollo de un campo, no es

TABLA V. 1 SECUENCIA TENTATIVA PARA EL DESARROLLO DE UN CAMPO.



*.-ANTES DEBERAN EFECTUARSE ESTUDIOS DE SIMULACION DE YACIMIENTOS.

recomendable desarrollar todo el campo en base a un programa de espaciamento establecido desde el comienzo de la explotación de campo; ya que al variar el precio del aceite, el espaciamento debe variar para que así se pueda obtener la máxima ganancia⁴⁰.

Tradicionalmente se ha aceptado que no existe una fuerte relación entre el espaciamento de los pozos y la recuperación total de hidrocarburos. Esto, se ha fundamentado en base a estudios del comportamiento de campos en explotación; y sobretodo al hecho de que solamente una pequeña parte de la energía del yacimiento es requerida para mover el aceite hacia el pozo, y por lo tanto, la mayor parte de la energía es utilizada para levantar el aceite a la superficie. Esta conclusión considera implícitamente la continuidad del yacimiento⁴¹.

La figura V.1 muestra una relación entre las posibles variaciones en la recuperación total de aceite y la ganancia contra la densidad de pozos.⁴²

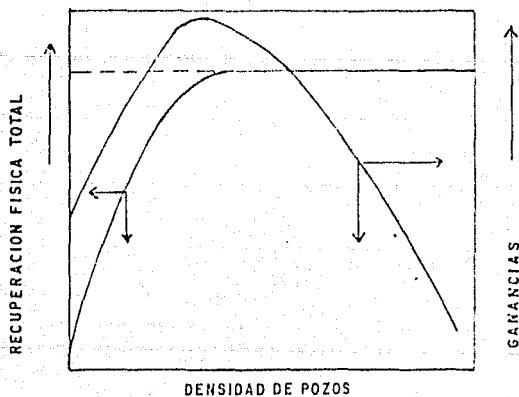


FIG. V.1 RELACION DE LA RECUPERACION TOTAL DE ACEITE Y LAS GANANCIAS CONTRA LA DENSIDAD DE POZOS. (TOMADA DE LA REFERENCIA 42)

Las siguientes conclusiones fueron obtenidas por A. Landoni⁴¹ con respecto a la influencia del espaciamiento sobre la recuperación total.

1).- El problema de espaciamiento debe resolverse a través de la colaboración de ingenieros geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros.

2).- La recuperación total depende muy ligeramente del número de pozos en un área dada. Aparte de la cuestión del tiempo, no existe necesariamente alguna relación entre el espaciamiento y la recuperación total.

3).- La recuperación total depende exclusivamente del mantenimiento de la energía del yacimiento.

4).- La recuperación secundaria solo contempla las deficiencias técnicas de explotación, pérdidas de presión y disipación de energía. El mantener la energía del yacimiento debería llevarse a cabo desde el comienzo de la explotación de un campo.

5).- La terminación apropiada de pozos tiene una gran influencia sobre la recuperación final. Los pozos que tienen una mayor distancia entre ellos y están mejor terminados, son de más beneficio que un mayor número de pozos mal terminados.

6).- El espaciamiento tiene una influencia preponderante sobre el tiempo necesario para extraer el aceite recuperable. Los aspectos económicos deben ser de principal consideración en la determinación del espaciamiento óptimo entre pozos.

A continuación se presenta un procedimiento elaborado por L. N. Solorzano⁴³ para obtener el espaciamiento óptimo entre pozos. En este procedimiento se toman en cuenta los siguientes aspectos.

a).- Costos de perforación.

b).- Costos de mantenimiento y operación.

c).- Precio del aceite.

- d).- Producción inicial.
- e).- Declinación de la producción.
- f).- Tasa de interés.
- g).- Reserva recuperable.
- h).- Tiempo de explotación.

Si consideramos que la producción declina exponencialmente, entonces, tendremos un comportamiento como el que se muestra en la figura V.2.

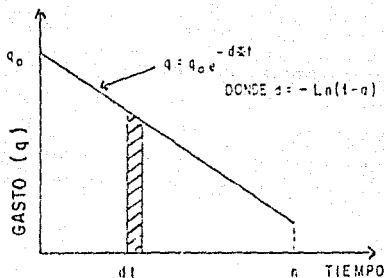


FIG. V.2 DECLINACION DEL GASTO DE PRODUCCION CON RESPECTO AL TIEMPO

Si tenemos que:

u = precio del aceite - costos de operación y mantenimiento.

$q\delta t$ = volumen producido durante un δt .

$uq\delta t$ = ingreso neto obtenido durante un δt .

$\frac{uq\delta t}{e^{it}}$ = valor actual del ingreso neto obtenido durante un δt .

Por otra parte, si sabemos que la ganancia es igual al ingreso neto a valor actual menos los costos de perforación.

$$G = \int_0^n \frac{uq_0 e^{-d*t}}{0. e^{i*t}} - C \quad \text{-----} \quad \text{V.1}$$

Sustituyendo la ecuación $q = q_0 e^{-d*t}$ en la ecuación anterior e integrando desde 0 hasta n años, y posteriormente multiplicando por el número total de pozos, obtenemos la ganancia total.

$$G = \frac{uq_0 N}{d+i} [1 - e^{-(d+i)n}] - C*N \quad \text{-----} \quad \text{V.2}$$

Considerando que el término $e^{-(d+i)n}$ es muy pequeño, y por consiguiente se puede despreciar, entonces la ecuación V.2 se reduce a la forma siguiente.

$$G = \frac{uq_0 N}{d+i} - C*N \quad \text{-----} \quad \text{V.3}$$

Si decimos que la reserva total recuperable es función de la declinación continua d.

$$R = \frac{q_0}{d} N \quad \text{-----} \quad \text{V.4}$$

Despejando la declinación continua de la ecuación anterior y sustituyéndola en la ecuación V.3.

$$G = \frac{uq_0 NR}{q_0 N + iR} - CN \quad \text{-----} \quad \text{V.5}$$

DETERMINACION DEL NUMERO DE POZOS

El número de pozos a perforar debe ser tal, que la ganancia que se vaya a obtener sea máxima. Por consiguiente, derivando la ecuación V.5 con respecto al número de pozos e igualando a cero y posteriormente despejando el número de pozos se obtiene.

$$N = \frac{R}{q_0} [(uq_0 i / C)^{0.5} - i] \quad \text{-----} \quad \text{V.6}$$

La reserva total de aceite puede obtenerse mediante el uso de la siguiente ecuación:

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

$$R = \frac{Ah\phi(1-S_w)Fr}{5.615 * B_o} \text{-----V.7}$$

Sustituyendo la ecuación V.7 en la ecuación V.6.

$$N = \frac{Ah\phi(1-S_w)Fr}{5.615 * \frac{B_o}{q_o}} [(u_{q_o}/C)^{0.5} - i] \text{-----V.8}$$

Analizando la ecuación V.8 nos damos cuenta de que el número de pozos a perforar es función del área del yacimiento. Dado que dicha área es difícil de obtener con exactitud, entonces el número de pozos puede dejarse en función del área.

CALCULO DEL ESPACIAMIENTO OPTIMO ENTRE POZOS

El espaciamiento entre pozos varía de acuerdo al arreglo de pozos que se seleccione. Teóricamente, cada pozo debe drenar un área circular, aunque en la realidad esto no ocurre. De los diferentes arreglos que se conocen, el hexagonal es el que más se aproxima al caso teórico del área de drene circular.

Por consiguiente, el área que drena un pozo de acuerdo con el arreglo hexagonal es igual a $0.8666 * L_s^2$.

Ahora, para obtener el área total del yacimiento, debemos multiplicar por el número total de pozos a perforar.

$$A = 0.8666 * L_s^2 * N \text{-----V.9}$$

A partir de ésta ecuación, podemos despejar el número de pozos a perforar.

$$N = \frac{A}{0.8666 * L_s^2} \text{-----V.10}$$

Igualando las ecuaciones V.8 y V.10, y despejando L_s , se obtiene el espaciamiento óptimo entre pozos.

$$L_s = \left\{ \frac{1}{0.8666 \left[\frac{h\phi(1-S_w)Fr}{5.615 B_o q_o} \left((u q_o / C)^{0.5} - i \right) \right]} \right\}^{0.5} \quad \text{V.11}$$

A partir de esta ecuación se obtiene el espaciamiento óptimo entre pozos para yacimientos de aceite. Dado que un yacimiento no es totalmente homogéneo, entonces el espaciamiento no debe ser el mismo para todo el campo. Por lo tanto, como se mencionó anteriormente, es necesario zonificar el yacimiento y determinar el espaciamiento óptimo para cada una de las zonas.

El estudio del comportamiento de un yacimiento se puede mejorar utilizando modelos mas completos, tales como simuladores numéricos de yacimientos.

EJEMPLO DE APLICACION

A partir de los siguientes datos determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.

$q_o = 120$ bles/dia

$a = 9.5$ % anual

$u = 9.75$ dolares/barril

$C = 800,000$ dolares

$i = 8$ % anual

$h = 131.2$ pies

$\phi = 12$ %

$S_w = 30$ %

$B_o = 1.45$

$Fr = 19$ %

Aplicando la ecuación V.11, determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.

$$L_s = \left\{ \frac{1}{0.8666 \left[\frac{h\phi(1-S_w)Fr}{5.615 B_o q_o} \left((u q_o / C)^{0.5} - i \right) \right]} \right\}^{0.5}$$

$$L_s = 1245 \text{ pies.}$$

Este es el espaciamiento que debe existir entre los pozos de acuerdo con los datos proporcionados. Para conocer el número de pozos que debe perforarse, es necesario conocer el área. Por ejemplo, si suponemos un área del orden de 20 Km^2 , entonces podemos calcular el número de pozos, la reserva y la ganancia total.

Aplicando la ecuación V.10, podemos determinar el número de pozos .

$$N = 159.82 \text{ pozos.}$$

Ahora, aplicando la ecuación V.7, determinamos la reserva recuperable.

$$R = 55'338,406 \text{ barriles de aceite}$$

Sustituyendo los valores de N y R Obtenidos en los pasos anteriores en la ecuación V.5, calculamos la ganancia total.

$$G = 202'246,000 \text{ dollares.}$$

A continuación, las figuras de la V.3 a la V.8 muestran el comportamiento del espaciamiento con respecto a: El costo de perforación por pozo, el precio neto del aceite, la tasa de interés, la producción inicial, la porosidad y el espesor neto. Dichas gráficas fueron elaboradas de acuerdo con los datos proporcionados en el ejemplo de aplicación. Tal como se aprecia, el espaciamiento varía según cambian algunos parámetros.

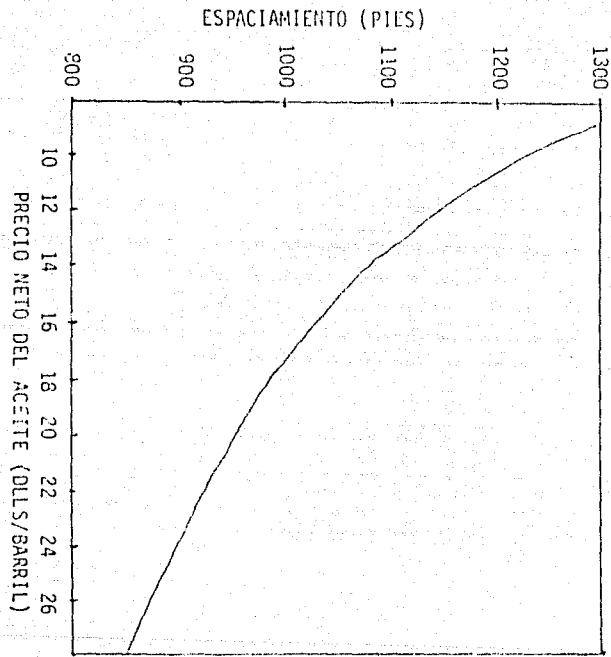


FIG. V.4.- COMPORTAMIENTO DEL ESPACIAMIENTO CON RESPECTO AL PRECIO NETO DEL ACEITE.

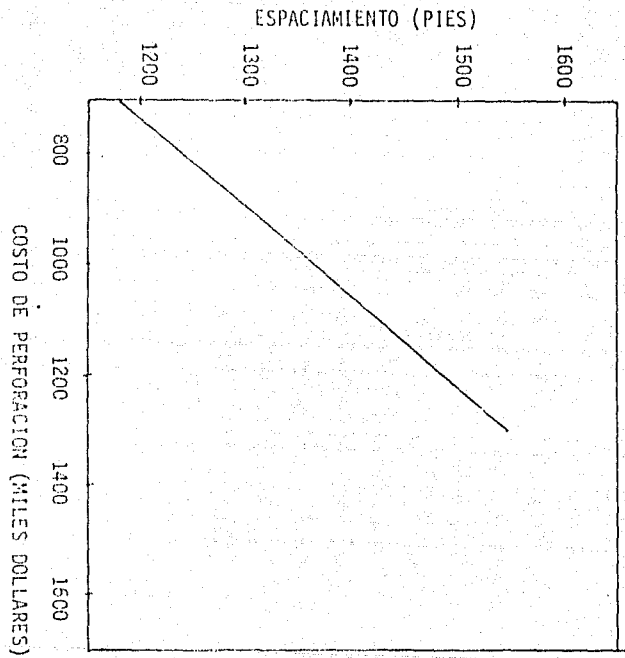


FIG. V.3.- COMPORTAMIENTO DEL ESPACIAMIENTO CON RESPECTO AL COSTO DE PERFORACION.

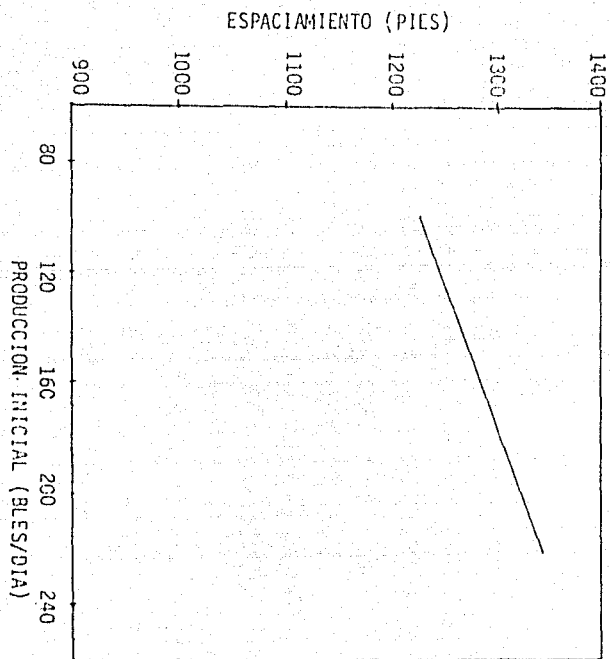


FIG. V.6.- COMPORTAMIENTO DEL ESPACIAMIENTO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN INICIAL.

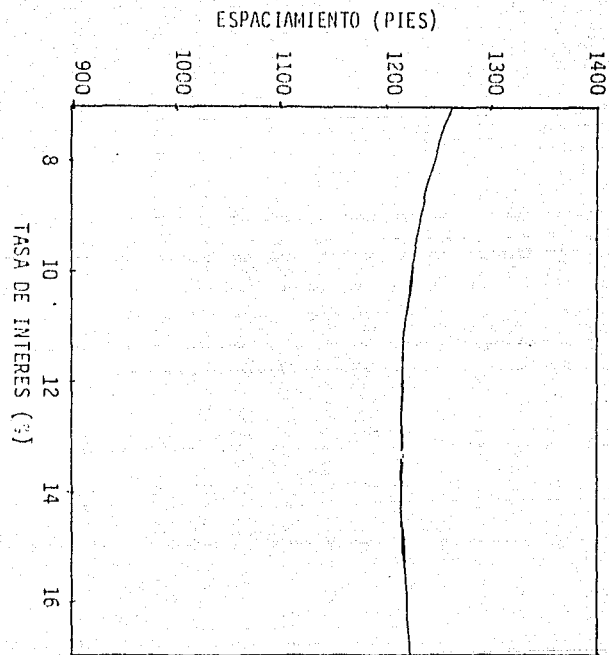


FIG. V.5.- COMPORTAMIENTO DEL ESPACIAMIENTO CON RESPECTO A LA TASA DE INTERES.

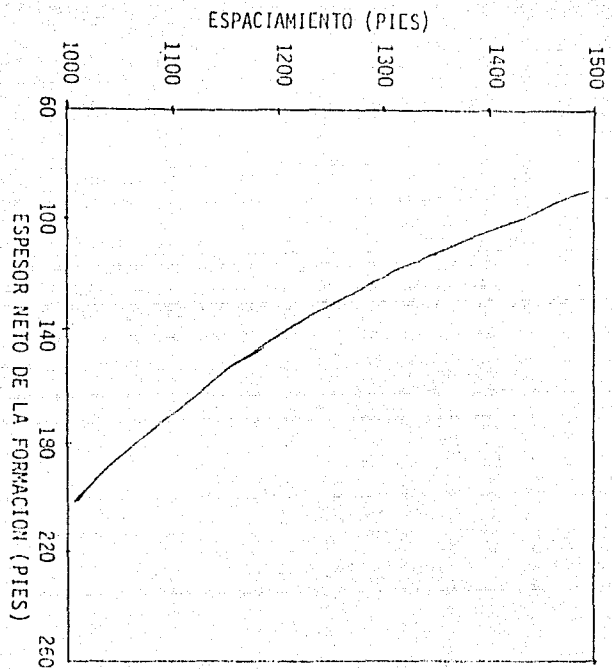


FIG. V.8. - COMPORTAMIENTO DEL ESPACIAMIENTO CON RESPECTO AL ESPESOR NETO.

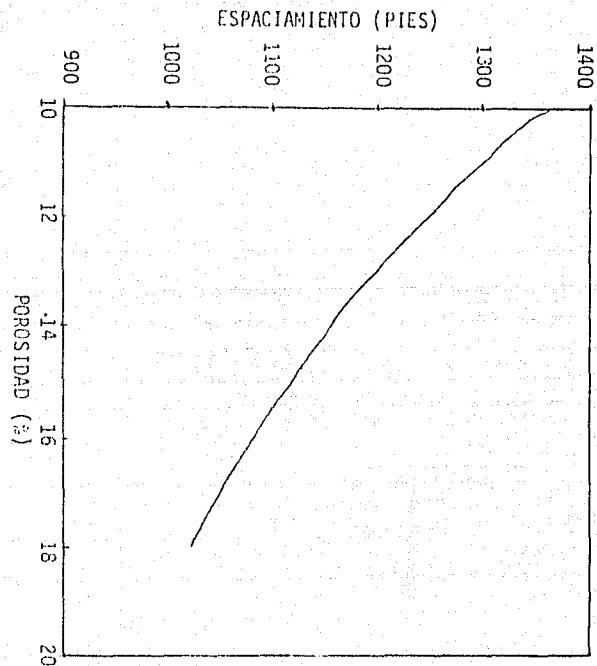


FIG. V.7. - COMPORTAMIENTO DEL ESPACIAMIENTO CON RESPECTO A LA POROSIDAD.

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Para planear el desarrollo de un campo, es indispensable obtener la mayor información posible a partir del primer pozo y de pozos estratégicamente perforados.

2.- Dada la heterogeneidad natural de los yacimientos, es conveniente regionalizarlos a partir de información obtenida a través de pozos de control y así obtener el espaciamiento óptimo para cada región.

3.- Existen varios métodos para caracterizar un yacimiento, siendo el análisis de pruebas de presión uno de los más importantes para determinar las características de flujo.

4.- El desarrollo de un campo es un trabajo de equipo en el que intervienen ingenieros geólogos, geofísicos y petroleros.

5.- Para determinar el espaciamiento óptimo entre pozos, es indispensable incluir los aspectos económicos tales como el precio del petróleo y los costos de perforación.

6.- Durante la etapa de la perforación de los primeros pozos es muy importante el empleo de la sínclogía bidimensional y tridimensional.

NOMENCLATURA

- A = Área de drenaje, pies²
b = Declinación anual, fracción
B = Factor de volumen de aceite, adimensional
C = costo de perforación, dólares
c = Compresibilidad de la formación, psi⁻¹
C = constante de almacenamiento, blas/psi
CA = Factor de forma de Dietz, adimensional
Cp = Almacenamiento adimensional, adimensional
dib = Distancia hacia una barrera, pies
dib = Distancia hacia una discontinuidad radial, pies
dibn = Distancia adimensional hacia la barrera, adimensional
dn = Distancia adimensional del pozo al acuffamiento, adim.
d = Declinación continua anual, fracción
Ei = Integral exponencial
erf = Función error
F = factor de formación, fracción
Fr = Factor de recuperación, fracción
Fs = Relación de capacidad de almacenamiento, adimensional
G = Ganancia máxima en dólares
h = Espesor neto de la formación productora, pies
ho = Espesor adimensional, adimensional
i = Tasa de interés anual, fracción
k = Permeabilidad de la formación, milidarcys
kh = Permeabilidad horizontal, milidarcys
kv = Permeabilidad vertical, milidarcys
Kxx, Kyy, Kxy = Componentes del tensor de permeabilidades, md
Kxx = Eje de mayor permeabilidad
Kyy = Eje de menor permeabilidad

L_s = Espaciamiento óptimo entre pozos, pies
 m = Pendiente en la gráfica semilog, psi/ciclo
 m^x = Pendiente en la gráfica lineal de p_{wf} contra t , psi/hora
 M = Ajuste
 M = Relación de movilidad, adimensional
 m_D = Pendiente adimensional de la línea recta de la gráfica de p_D contra $1/(t_D)^{0.5}$, adimensional
 n = Número de años, adimensional
 N = Número de pozos, adimensional
 p_{wgs} = Presión de fondo cerrado, psi
 p_i = Presión inicial, psi
 p^* = Presión extrapolada en la gráfica semilog, psi
 $p_{1 \text{ hora}}$ = Presión a 1 hora después del cierre, psi

 p_{wfi} = Presión antes del cierre, psi
 p_o = Presión extrapolada cuando $t = 0$, psi
 p_{vD} = Presión de fondo adimensional, psi
 Δp_{ibD} = Caída de presión adimensional causada por la barrera
 Δp_D = Caída de presión adimensional, adimensional
 Fp_D = Pseudo presión adimensional, adimensional
 p_{vD} = Presión de fondo fluyendo adimensional, adimensional
 $P_{x,y,t}$ = Presión en la localización x, y en el tiempo t , adim
 q_o = Gasto de producción de aceite, bbls/día
 q_c = Gasto de abandono, bbls/día
 R_L = Resistividad de la roca del yacimiento, ohm-metro
 R_O = Resistividad de la roca del yacimiento 100 % saturada de agua salada, ohm-metro
 R_w = Resistividad del agua de formación, ohm-metro
 R = Reserva total recuperable, barriles
 r_w = Radio del pozo, pies
 r_D = Radio adimensional, adimensional
 r_{inv} = Radio de investigación, pies
 r_{iD} = Radio adimensional del íesimo pozo, adimensional

S_w = Saturación de agua, fracción

S = Factor de daño, adimensional

t = Tiempo, horas

Δt = Tiempo de cierre, horas

$(t_{DA})_{pss}$ = Tiempo adimensional en el que comienza el flujo
Pseudo-estacionario, adimensional

(t_{pss}) = Tiempo en el que comienza el periodo
Pseudo-estacionario, horas

t_D = Tiempo adimensional, adimensional

t_{int} = Tiempo de intersección de las dos líneas rectas, horas

t_p = Tiempo de producción, horas

REFERENCIAS

- 1.- Dramer "Reservoir development using offset VSP techniques in the Denver-Julesburg basin". Journal of Petroleum Technology, (February 1988), 197-205.
- 2.- Buyl M., Guidice T. and Bell F. "Reservoir description from seismic lithologic parameter estimation". Journal of Petroleum Technology, (April 1988), 475-482.
- 3.-Auburn B. E., Nath A. K. and Wittick T. S. "Modern seismic methods-an aid for the Petroleum Engineer". Journal of Petroleum Technology (November 1978), 1519-1520.
- 4.- Bain J. S., Nordberg M. D. and Hamilton T. M. "Three dimensional seismic applications in interpretation of Dunlin field, U. K. North Sea". Journal of Petroleum Technology (March 1981), 407-412.
- 5.- Schlumberger "Evaluacion de formaciones en Mexico" 1984.
- 6.- Rose W. "Evaluation by reservoir rock and fluid sample". Society of Petroleum Engineers of AIME (Paper 11855) 355-360.
- 7.- Keelan Dane K. "A critical review of core analysis techniques". Articulo presentado en el 22nd annual technical meeting of the Petroleum Society of CIM, Banff, Alberta, (June 1971), 1-14.
- 8.- Lucia F. J. "Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space". Society of petroleum Engineers of AIME. (Paper 10073).
- 9.- Hollibaugh G. R. and Slotboom R. A. "A vertical permeability study". Society of Petroleum Engineers Journal (June 1972), 199-205.
- 10.- Lake Larry W. "The origins of anisotropy". Journal of Petroleum Technology, (April 1988), 395-396.

- 11.- Schlumberger. "Log Interpretation. Volume I- Principles"
- 12.- Hilchie Douglas W. "Reservoir description using well logs". Journal of Petroleum Technology, (July 1964). 1047-1073.
- 13.- Delhomme Jean-Pierre, Piletto Thierry, Emeruviel E. and Dull Richard. "Reservoir applications of Dipmeter logs". Journal of Petroleum Technology, (February 1966), 120-126.
- 14.- Jack Roberts. "Using CNL-FDC logging to distinguish Oil, Water and Gas zones-Texas Gulf Coast". Journal of Petroleum Technology (September 1974), 990-996.
- 16.- Gesink J. C. J., Van Den Bergen E. A., De Monch, A. R., Rijnders J. P. and Scot J. "Use of Gamma Ray-Emitting tracers and subsequent Gamma Ray logging in an observation well to determine the preferential flow zones in a reservoir". Journal of Petroleum Technology, (April 1965), 711-719.
- 17.- Wagner D. R. "The use of tracers in diagnosing interwell reservoir heterogeneities- Field results". Journal of Petroleum Technology (November 1977), 1410-1416.
- 18.- Maghsoud Abbaspour-Belghani and Engham W. E. "Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering". Journal of Petroleum Technology (October 1984), 1753-1762.
- 19.- Matthews D. S. and Russell, D. B. "Pressure buildup and flow tests in wells". Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 1.
- 20.- Earlougher, R. C., Jr. "Advances in well test analysis". Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1977), 2.
- 21.- Earlougher, R. C., Jr. "Estimating drainage shapes from reservoir limit tests". Journal of Petroleum Technology (October 1971), 1266-1268.

22.- Matthews, C. S. "When is a reservoir limit test applicable". Journal of Petroleum Technology, (December 1986), 1293-1294.

23.- Martinez, R. H. and Cinco, L. H. "Detection of linear impermeable barriers by transient pressure analysis". Society of Petroleum Engineers of AIME (Articulo 11833), 237-244.

24.- Earlougher, R. C., Jr. and Kazimi, H. "Practicalities of detecting faults from buildup testing". Journal of Petroleum Technology, (January 1990), 19-20.

25.- Bixel, H. C. and Van Poollen, H. K. "Pressure drawdown and buildup in the presence of radial discontinuities". Society of Petroleum Engineers (Articulo 1514).

26.- Horne, R. H. and Temeng, K. O. "The recognition and location of pinch-out boundaries by pressure transient analysis". Society of Petroleum Engineers of AIME (Articulo 9905), 217-226.

27.- Horne, R. H. and Temeng, K. O. "Recognition and localition of pinchout boundaries by pressure transient analysis". Journal of Petroleum Technology (March 1982), 517-519.

28.- Prats, M. "A method for determining the net vertical permeability near a well from in-situ measurements". Journal of Petroleum Technology, (May 1970), 637-643.

29.- Ramey Jr. "Interference analysis for anisotropic formations - A case History". Journal of Petroleum Technology, (October 1975), 1290-1298.

30.- Bourdet D. and Ayoub J. A. "Interpreting well tests in fractured reservoirs". World Oil (October 1983).

31.- Gringarten A. C. "How to recognize 'Double-porosity' systems from well tests". Journal of Petroleum Technology (June 1987), 651-655.

32.- Gringarten, A. C. "Interpretation of tests in fissured

and multilayered reservoirs with 'double-porosity' behavior: Theory and practice''. Journal of Petroleum Technology, (April 1984), 548-554.

33.- Najurieta, A. L. "A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs''. Journal of petroleum technology (July 1970), 1241-1249.

34.- Hurst William "Interference between oil fields''. Trans.AIME (1950), vol. 219 pags. 175-192.

35.- Gringarter, Alain G. " Type-curve analysis: what it can and cannot do'' Journal of petroleum technology, January 1987

36.- Bourdat, B. " A new set of type curves simplifies well test analysis '' World Oil, May 1980.

37.- Cinco L. Haber " Apuntes de analisis de procesos de presion '' UNAM, 1987.

38.- Economides E.E. "Use of the pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior '' Journal of petroleum technology, october 1988.

39.- Bourdat, B. , Ayoub, J. A. and Binard Y. M. " use of pressure derivative in well test interpretation'' Articulo SPE 12777 presentado en 1984, California Regional Meeting in Long Beach, C. A. April 11-13, 1984.

40.- Barle A. Display " Evaluacion de un descubrimiento de mar '' Petroleo Internacional, Julio 1982.

41.- A. Landoni and B. L. Astiz " Oil well spacing a technical and economic analysis '' Fifth World Petroleum Congress.

42.- M. Muskat " Physical Principles of Oil Production '' Mc Graw-hill book company, inc. 1949.

43.- Solorzano, L. N. " Apuntes de analisis de rentabilidad '' , 1987.

44.- A. R. Bobar " Reservoir engineering concepts on well spacing '' Society of Petroleum Engineers, Articulo 015333, January 1985.

- 45.- Perez M, J. D. " Ambiente de depositación de clásticos y su aplicación en el desarrollo de los campos petroleros " Revista del Instituto Mexicano del Petroleo, Enero de 1977.
- 46.- Thomas O. Allen and Alan P. Robert " Productions Operations, Capitulo 1. 2nd printing.
- 47.- James D. Robertson " Reservoir management using 3-D seismic data " Geophysics, February 1989.