

24
2ej



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
ADALBERTO LAZARO DE LA CRUZ





Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN	1
I.- INTRODUCCION	3
II.- DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES	4
Yacimiento	4
Conceptos de Petrografía y Litología	9
Trampas	9
Rocas Almacenadoras	18
Roca Sello	21
Facies Sedimentarias	22
Litología	24
Aspectos Petrofísicos	27
Aspectos Sobre Pruebas de Presión	40
III.- CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS CON BASE EN DATOS DE:	47
3.1 MUESTRA DE ROCA	47
Tipos de Muestras de Rocas	47
Tipos de Muestreadores	51
Corte, Protección y Manejo de Núcleos	55
Análisis de Núcleos	63
Caracterización Geológica	66
Caracterización Petrofísica	79
3.2 REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS	112
Consideraciones Generales	113
Fundamentos de los Registros Geofísicos	118
Interpretación Cualitativa (Geológica)	139
Interpretación Cuantitativa (Petrofísica- Litológica)	149
A.- Formaciones Limpias (Arenas y Carbonatos)	149
B.- Formaciones Arcillosas	175
C.- Interpretación Computarizada	182
3.3 PRUEBAS DE PRESION EN POZOS	185
Pruebas de Incremento	187
Pruebas de Decremento	195
Pruebas de Gasto Variable	200

	Pag.
Pruebas de Interferencia	204
Pruebas de Límite de Yacimiento	208
IV. - PROCEDIMIENTO PARA CARACTERIZAR UN YACIMIENTO	
PETROLIFERO	215
Trabajos que se Deben Desarrollar	215
Determinación de Aspectos Geológicos	216
Determinación de Aspectos Petrofísicos	218
Determinación de la Distribución de Fluidos	220
Determinación del Volumen Original	
de Hidrocarburos	222
Secciones Transversales de Correlación	222
Planos Geológicos y Petrofísicos	225
Métodos Volumétricos Para Determinar el Volumen	
Original de Hidrocarburos	236
V. - CONCLUSIONES	241
BIBLIOGRAFIA	245

RESUMEN

El presente trabajo se realizó con la finalidad de dar a conocer cuáles son las principales actividades que se desarrollan para caracterizar un yacimiento petrolífero.

El trabajo comprende las siguientes tres partes principales: a) definiciones y conceptos fundamentales, b) caracterización del yacimiento a partir de: muestras de rocas, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión en pozos, y c) procedimiento para caracterizar un yacimiento petrolífero.

En el capítulo de definiciones y conceptos fundamentales se dan a conocer los principales aspectos relacionados con la caracterización de yacimientos y comprende la definición, clasificación y una breve descripción de ellos. Este capítulo se considera importante porque maneja los elementos básicos de un yacimiento, lo que ayuda a una mejor comprensión del tema.

El capítulo referente a caracterización de yacimientos se subdivide en tres partes, debido principalmente a la importancia y extensión de cada una de ellas. Este capítulo trata sobre la caracterización basada en datos de: muestras de rocas, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión en pozos. Esta parte es la iniciación de lo que es una caracterización, ya que se estudian las tres fuentes principales que proporcionan los datos sobre los yacimientos, información que posteriormente se clasifica y emplea de acuerdo a un procedimiento que se describe en el siguiente capítulo. Para cada una de tales fuentes de datos se hace una breve introducción y descripción, si existe una clasificación se da a conocer y se explican las principales herramientas utilizadas, las técnicas empleadas en los análisis y los resultados que se obtienen (parámetros, datos, etc.).

En el capítulo de procedimiento para caracterizar un yacimiento, que corresponde a la fase de desarrollo de una caracterización, se describe una forma de procesar la información disponible del yacimiento; este procedimiento incluye los aspectos relacionados con la caracterización, los trabajos que se tienen que desarrollar y el orden apropiado de ejecución, así como los resultados que se generan.

En las conclusiones, que corresponde al último capítulo, se hace un análisis de la información que se procesa y de los resultados que se obtienen, de acuerdo al procedimiento de caracterización de yacimientos que se describe.

I.- INTRODUCCION

En la actualidad, debido a las condiciones que se presentan en el mundo con respecto a la crisis de los energéticos y que en muchos países las exportaciones petroleras constituyen la principal entrada de divisas económicas, se requiere que los yacimientos sean mejor explotados, aplicando técnicas adecuadas para lograr una mayor recuperación de hidrocarburos y prolongar su vida productiva.

Por eso, la caracterización o evaluación de yacimientos petrolíferos ha cobrado una gran importancia en nuestros días, ya que permite tener un conocimiento detallado de las propiedades y particularidades de cada yacimiento, como son: las características geológicas y petrofísicas, así como el volumen de hidrocarburos contenidos en las formaciones productoras.

Además, los estudios realizados sobre caracterización de yacimientos son fundamentales para todo trabajo de desarrollo de campos y de estudios de yacimientos.

II.- DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Es de gran importancia, para una mejor comprensión, especificar ciertas definiciones y conceptos relacionados con la caracterización de un yacimiento. Esta terminología es básica para poder introducirse en cada uno de los aspectos que comprende un yacimiento petrolífero.

Se puede decir que la caracterización de un yacimiento consiste en obtener una descripción del mismo por medio de estudios geológicos de detalle, de análisis petrofísicos, de registros geofísicos y de pruebas de presión, fundamentalmente. Estos estudios proporcionan:

(a) Características geológicas, como son: las estructurales, estratigráficas, petrográficas, litológicas y mineralógicas, así como también la geometría y espesor del yacimiento.

(b) Características petrofísicas, como son: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, el contacto agua-aceite, etc.

(c) Otras características, también importantes, como son: el contenido inicial de fluidos y su distribución, la presión y temperatura del yacimiento, etc.

YACIMIENTO

Un yacimiento es la porción de una trampa geológica, una unidad de acumulación que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, ya que la producción en una parte del yacimiento afecta a la presión en toda su extensión. Los huecos o poros de un volumen continuo de la roca almacenadora son ocupados, en parte, por los hidrocarburos que se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad de confinamiento del yacimiento. La acumulación en el yacimiento puede estar controlada por una o por la combinación de dos o más trampas.

LIMITES DEL YACIMIENTO

Generalmente la extensión de un yacimiento puede definirse por límites físicos y límites convencionales.

1) Límite físico. Se pueden considerar como límites físicos de un yacimiento a: capas de lutitas impermeables, calizas compactas, anhidritas, rocas ígneas y metamórficas, así como deforma--

ciones estructurales (anticlinales, monoclinales, sinclinales o fallas diversas). También el yacimiento se puede encontrar limitado por otros factores geológicos, como son: los cambios litológicos (lentes y cambios de facies), adelgazamientos discordantes de la formación y las discordancias. Otras posibilidades de límites del yacimiento son los contactos agua-aceite y gas-aceite. Por último pueden presentarse límites definidos por el efecto combinado de algunos de estos factores.

ii) Límite Convencional. Los límites convencionales se establecen de acuerdo a las normas propuestas por grupos de analistas expertos en cálculos de reservas; para ciertos yacimientos pueden ser bastantes razonables y lógicas, pero no se pueden generalizar y de ninguna manera se deberán tomar como totalmente definitivas; se debe seguir el criterio de cada analista.

CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS

En este trabajo se considera la siguiente clasificación de los yacimientos:

1.- De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.

a) Yacimientos en arenas. Estos yacimientos están formados por arenas no consolidadas y su porosidad se debe al espacio entre los fragmentos. Se puede presentar como arenas limpias o sucias conteniendo arcilla, limo, lignita, bentonita, etc.

b) Yacimientos en areniscas. Estos yacimientos están compuestos por arenas con un alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc. Son arenas consolidadas.

c) Yacimientos en calizas detríticas. Este tipo de yacimiento se forma por la acumulación de fragmentos o detritos de calizas o bien de dolomitas.

d) Yacimientos en calizas porosas cristalinas. Este tipo de yacimiento tiene una porosidad definida principalmente por el fenómeno de disolución.

e) Yacimientos en calizas fracturadas. Para estos yacimientos, su característica principal se debe a la presencia de fracturas.

f) Yacimientos en calizas oolíticas. Estos yacimientos presentan una porosidad resultante de la empaquetadura de fósiles en forma de esferas de diámetro casi uniforme y oolitas, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

2.- De acuerdo con el tipo de trampa. (Ver Figuras 2.1.1 y 2.1.2).

a) Trampas estructurales. Como los anticlinales, domos, etc.

b) Trampas por variación de permeabilidad (también conocidas como trampas estratigráficas). Cambios de facies, discordancias, etc.

c) Trampas combinadas. Como pueden ser yacimientos que presentan plegamientos y variación de la permeabilidad.

d) Trampas hidrodinámicas. Presentan un contacto agua-aceite o agua-gas muy inclinado, que está relacionado a las depresiones intermontanas.

3.- De acuerdo con el tipo de fluidos almacenados.

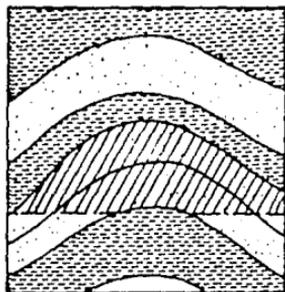
a) Yacimientos de aceite y gas disuelto. En este tipo de yacimiento la presión original se encuentra por arriba de la presión de saturación; por lo que todo el gas original está disuelto en el aceite. Sólo existen hidrocarburos en fase líquida.

b) Yacimientos de aceite y gas libre. En estos yacimientos desde el principio presentan una acumulación de gas libre en la parte superior de la estructura. La presión inicial siempre se encuentra por abajo de la presión de saturación.

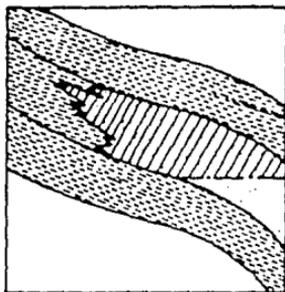
c) Yacimientos de gas seco. Presenta las siguientes características: sus condiciones iniciales de presión y temperatura y su composición, son tales que durante toda su vida productora los hidrocarburos en el yacimiento están en fase gaseosa y la producción que se obtiene en la superficie también es sólo en fase gaseosa.

d) Yacimientos de gas húmedo. Estos yacimientos presentan la siguiente particularidad: semejantes a los yacimientos de gas seco, las condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante toda la vida productora sólo gas existe en el yacimiento pero en la superficie la producción que se obtiene está formada por dos fases (líquido y gas).

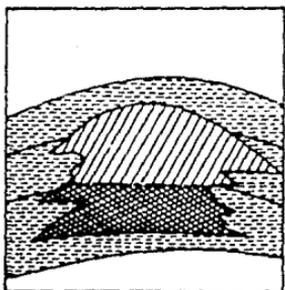
e) Yacimientos de gas y condensado. Estos yacimientos tienen la particularidad de que sólo existe gas a las condiciones iniciales de presión y temperatura; sin embargo, a una cierta etapa de su vida productora se presenta en el yacimiento el fenómeno de condensación retrógrada y en la superficie se recuperarán dos fases (gas y líquido).



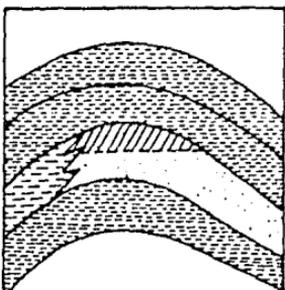
ANTICLINAL



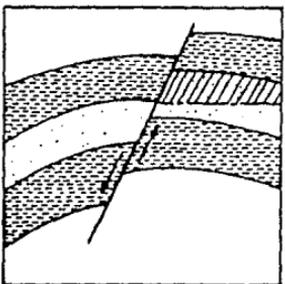
VARIACIONES DE θ Y K



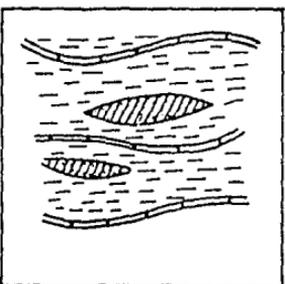
CUERPO ARRECIFAL



COMBINACION
PLIEGUE Y VARIACION DE θ Y K .

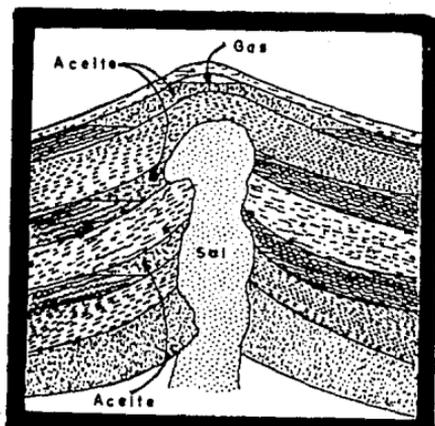


COMBINACION
PLIEGUE Y FALLA



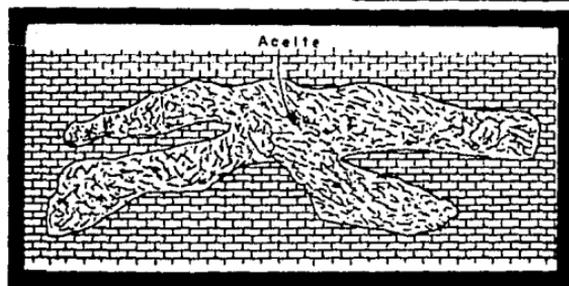
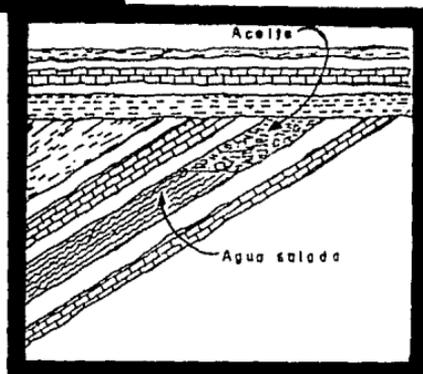
LENTES DE ARENAS

FIG. 2.11 DIFERENTES TIPOS DE TRAMPAS (I)



DOMO SALINO

DISCORDANCIA.



DIAGENESIS

FIG. 2.1.2 DIFERENTES TIPOS DE TRAMPAS (II)

CONCEPTOS DE PETROGRAFIA Y LITOLOGIA

Estos conceptos están relacionados con las características geológicas de los yacimientos.

Petrografía. Es la parte de la geología que estudia el origen, la formación, la composición y la clasificación de las rocas, así como sus relaciones con los procesos e historia geológicos.

Litología. Es parte de la petrografía que trata el estudio y la descripción de las rocas. En la ingeniería de yacimientos las rocas sedimentarias son las de mayor interés.

TRAMPAS

Como se sabe, tanto el aceite como el gas sufren una migración debido principalmente a las fuerzas de capilaridad y de flotación, ya que el aceite y el gas son más ligeros que el agua de la formación, lo cual les permite pasar por los poros de la roca por debajo del nivel del agua. Pero durante su movimiento ascendente, debe existir una restricción para que se forme una acumulación de hidrocarburos. Tal restricción es una barrera natural o trampa. Para que exista el entrapamiento de los hidrocarburos, es necesario que se tenga un receptáculo y, sobre todo, una condición muy importante: que éste se encuentre cerrado para que se mantenga la acumulación.

Se puede decir que una trampa consiste en un obstáculo que restringe la migración de los hidrocarburos y por lo tanto quedan almacenados en ella. Además, las trampas presentan un cierre, (Fig. 2.1.3) que es la distancia vertical entre la curva estructural - cerrada más baja y la cima de la estructura, lo cual representa en el receptáculo la distancia máxima vertical en que los hidrocarburos se pueden acumular. Por lo general, dentro del cierre de las trampas se encuentra el contacto agua-aceite. Siempre se debe considerar que la acumulación es posterior a la trampa; sin embargo, se tienen ciertas excepciones, ya que en algunos anticlinales la acumulación pudo efectuarse antes del máximo o último - plegamiento y, además, en las arenas lenticulares o acordonadas la acumulación pudo efectuarse inmediata al depósito, por compactación de las lutitas.

CLASIFICACION DE LAS TRAMPAS.

Anteriormente se dió una clasificación de los yacimientos con base en el tipo de trampa. En esta parte se considera esa misma clasificación pero en una forma más detallada. Aún cuando se toma como base tal clasificación es conveniente señalar que existen otras clasificaciones, que abarcan una gran variedad de condiciones geológicas. Las trampas se forman por: a) condiciones estratigráficas que fueron establecidas durante el tiempo del depósito de los sedimentos, b) por los cambios posteriores y litificación de los sedimentos, c) por deformaciones estructurales y d) por la combinación de estos factores.

La siguiente clasificación se hace con base al origen geológico.

I. Trampas estructurales.

- a. Anticlinales
- b. Domos
- c. Fallas
- d. Fracturas

II. Trampas de variación de permeabilidad (estratigráficas).

- a. Cambios de facies
- b. Discordancias
- c. Diagénesis

III. Trampas combinadas.

IV. Trampas Hidrodinámicas.

I. Trampas estructurales.

Este tipo de trampas son el resultado de los movimientos de la corteza terrestre. Las principales trampas de este tipo y sus orígenes, son las siguientes:

- a. Plegamientos. Se define como las ondulaciones o arqueamiento en las rocas de la corteza terrestre, debido a movimientos verticales (diastrofismo, asentamiento por compactación, fallas profundas hacia arriba, intrusiones, etc.) y horizontales (principalmente por compresión).

En las rocas sedimentarias alcanzan su mayor desarrollo los plegamientos y los de mayor interés son los anticlinales, que son pliegues hacia arriba (pliegues cóncavos) formados principalmente por esfuerzos de compresión (Fig. 2.1.1). Otras variaciones - importantes de los plegamientos son: pliegue recumbente, cuando en un pliegue el plano axial (plano imaginario que divide lo más simétricamente posible al pliegue) está casi prácticamente acostado; monoclinal, es la flexión de un solo flanco (es el que va de un plano axial de un plegamiento hasta el otro plano axial de otro plegamiento) y sobre el otro lado las capas están horizontales o tienen echados uniformemente suaves; en el homoclinal, su buzamiento (ángulo que forma el eje axial con su proyección sobre un plano horizontal) es muy suave a nivel regional.

b. Trampas por Intrusión. Las trampas por intrusión comprenden a los cuerpos intrusivos de la corteza terrestre, de grandes dimensiones laterales y su tamaño aumenta hacia abajo a una gran profundidad, además atraviesan la estructura de las rocas invadidas. Se tienen dos tipos: intrusión salina e intrusión ígnea.

La intrusión salina es una estructura que tuvo su origen en la depositación y deformación de la sal en una cuenca. Lo anterior se debe a las variaciones de la composición, de los esfuerzos internos, de la secuencia de precipitación y de las oscilaciones en la depositación de las evaporitas. La trampa originada por intrusión salina se debe a las presiones en la corteza terrestre que causan que los depósitos de sal, normalmente estratificados, fluyan en forma plástica, lateralmente y hacia arriba, abombando primero los sedimentos suprayacentes, y a veces logran romperlos. Este tipo de trampa generalmente acumula una cantidad considerable de aceite y gas. A la intrusión salina se le conoce con el nombre de domo salino. (Fig. 2.1.2). En la cima del domo se tiene un cuerpo en forma de disco llamado casquete del domo (cap rock), que algunas veces se extiende hacia los flancos, está constituido principalmente de anhidrita, yeso y calcita. Estas intrusiones salinas, cuando rompen la estratificación, originan frecuentemente estructuras que comprenden a los plegamientos en la parte de arriba de la intrusión, las fallas radiales, afallamiento de los sedimentos en los flancos, etc.

La intrusión ígnea comprende a los cuerpos ígneos intrusivos

sobre los cuales las capas de roca invadidas se arquean hacia arriba, semejando un domo cuya proyección horizontal puede ser circular o elíptica; llegando a veces a amoldarse a la estructura estratificada de las rocas que invaden, pero también puede darse el caso de que el techo de la intrusión se rompa bajo los esfuerzos de formación y el magma invasor adopta formas discordantes e irregulares. Aparentemente, el magma inyectado llega a ser tan espeso que resulta mecánicamente más fácil engrosar la masa y arquear las rocas del techo, que forzar el avance del material a través de las capas. Los magmas con alto contenido de sílice son más viscosos o pastosos a temperaturas moderadas y ofrecen, por lo tanto, más resistencia al movimiento.

c. Trampas por fallas. Las fallas van a estar definidas como fracturas en la roca, a lo largo de las cuales ha tenido lugar un movimiento y desempeñan diversos papeles en la acumulación del aceite. La mayor parte de los afallamientos tienen lugar a lo largo de fracturas inclinadas.

De los diversos tipos de fallas que existen las más interesantes son las fallas normales, las fallas inversas, de cobijaduras, etc. Los planos de falla funcionan, en ciertas partes, como canales para la migración del agua y el aceite y a veces pueden unir varios estratos productores para formar un solo yacimiento, o bien como sello para formar una trampa. Estas condiciones dependen del tipo de falla y la litología de las rocas cortadas por ellas; así, si el tipo de falla y la fragilidad de la roca producen brechas a lo largo del plano de falla, ésta actuará como canal, pero si se produce pulverización y flujo plástico de las rocas a lo largo del plano, se origina un sello. Generalmente en las secciones sedimentarias donde predominan las lutitas se tendrán comunmente sellos y los canales serán escasos. En las rocas cristalinas, las condiciones serán al contrario.

Una trampa por falla (Fig. 2.)1) esencialmente requiere las siguientes condiciones: la formación afallada se debe encontrar sellada, o bien que en el bloque opuesto a él se encuentre una roca impermeable. La zona de falla debe ser impermeable en la proximidad de la roca almacenadora. La falla debe cortar a través del buzamiento del anticlinal para que el agua encierre a los hidrocarburos de un punto de la falla a otro punto de ésta o bien,

la trampa debe estar cerrada lateralmente por otras fallas o por variaciones de permeabilidad.

Los yacimientos por fallas tienden a ser elongados, paralelos a las fallas y la acumulación está limitada por la falla, echado arriba, y por agua, echado abajo.

d. Trampas por fracturas. En ciertas regiones las rocas de la corteza terrestre se rompieron por el esfuerzo, formando fracturas que varían en tamaño. Estas fracturas son de gran importancia, ya que ayudan a la migración del agua y de los hidrocarburos, a la acumulación del aceite, etc. Cuando la fractura en la roca no ha sufrido un movimiento apreciable paralelo a ella, recibe el nombre de junta. Al igual que una falla, las fracturas pueden formar canales o sellos y las condiciones para el entrapamiento del aceite son semejantes a las descritas anteriormente para las fallas.

II. Trampas de variación de permeabilidad.

Estas trampas se forman a través de un proceso de concentración y de repetidas erosiones de los sedimentos depositados previamente o de los cambios posteriores a la depositación. Como el entrapamiento se debe principalmente a fenómenos estratigráficos y no es necesario una deformación local de los estratos, también a este tipo de trampas se le conoce con el nombre de trampas estratigráficas. Pero en muchos casos, se requiere un basculamiento regional para que se tenga la acumulación de hidrocarburos en estas trampas.

Las trampas por variación de permeabilidad más comunes son aquellas que se encuentran en rocas almacenadoras con buena porosidad, en las que echado arriba se tiene una desaparición de la porosidad, formándose una trampa que puede almacenar los hidrocarburos. Otro tipo de trampa se forma cuando la permeabilidad termina en forma abrupta, como es el caso de un receptáculo inclinado que es truncado y posteriormente sellado; o bien, puede terminar en forma gradual como en el caso de un cambio de facies.

Las principales trampas estratigráficas y sus orígenes se indican a continuación:

A.- Trampas en que las diferencias de permeabilidad son originadas durante la etapa de sedimentación. Estas trampas pueden ser de tres tipos:

Arrecifes. Los arrecifes son montículos, plataformas, masas

lineales o irregulares resistentes al oleaje, que fueron construídas bajo influencia orgánica y que se elevan sobre el piso marino. Los organismos que conforman al esqueleto del edificio no -- constituyen completamente al arrecife, simplemente lo sostienen y atrapan sedimentos químicos o clásticos. Los componentes básicos de los arrecifes, de acuerdo a la localidad y al tiempo, lo constituyen los corales, las algas calcáreas, los estromatopóridos, las esponjas, los briozoarios, los tubos de gasterópodos sésiles, tubos calcáreos de gusanos, foraminíferos y una amplia gama de detritos orgánicos. Estos organismos secretan carbonato de calcio en forma de esqueletos calcáreos en la parte exterior de sus cuerpos. Viven en colonias de millones de individuos y se combinan para construir una estructura de gran tamaño. Por razones de temperatura, cantidad de luz y necesidades de oxígeno de los organismos que los habitan, los arrecifes se forman sólo en el nivel del mar o cerca del mismo. Se establece una clasificación de los arrecifes de acuerdo a la forma y tamaño, de tal manera que se tienen: a) Arrecifes de parche, que son estructuras orgánicas irregulares; b) arrecifes tabulares, que son planos en la cima y se encuentran aislados en los mares abiertos; c) arrecifes lineales, que incluyen a los arrecifes bandeados, de barrera y a los atolones.

La mayoría de los arrecifes presentan crecimiento vertical de grandes alturas y de dimensiones horizontales hasta de cientos de kilómetros, rodeados de estratos más jóvenes. El esqueleto rígido del arrecife no se compacta bajo el peso de la columna sedimentaria que lo sobreyace y permite el crecimiento de los flancos hacia arriba, casi verticalmente y hacia afuera ensanchando al arrecife, como se tratan de colonias no llegan a formar estratos. Muchos de los arrecifes antiguos originalmente compuestos por caliza, han sido completamente dolomitizados.

Algunas trampas arrecifales (Fig. 2.1.1) presentan una gran acumulación de aceite y se debe principalmente a la alta porosidad y permeabilidad de la roca almacenadora. La porosidad final de las rocas arrecifales puede ser inicial, inducida o bien una combinación de ambas. La porosidad inicial tiene su origen en las cámaras minúsculas habitadas por los animales y que posteriormente abandonaron, y en los espacios vacíos entre las paredes exte-

riores de las conchas dispuestas en un conjunto desordenado. La porosidad inducida es el resultado de: a) la lixiviación (remoción continua de los materiales por el agua a través de los poros y aberturas en la roca) de la masa arrecifal por aguas circulantes cuando el arrecife está cercano a la superficie; b) la precipitación durante la dolomitización; y c) el fracturamiento de la roca del arrecife por diastrofismo posterior.

Como se mencionó, la mayoría de los arrecifes productores son cuerpos de roca altamente porosos y permeables, rodeados completamente por sedimentos finos impermeables. Comúnmente los poros en un bioherma (masas orgánicas arrecifales antiguas que presentan un crecimiento vertical) están llenos de agua y el aceite, indígeno o migrado, se eleva a través de los poros llenos de agua hasta alcanzar la roca sello.

Cuerpos Arenosos Lenticulares. Los cuerpos de arenas lenticulares tienen un origen muy variado, de acuerdo a su ambiente de depósito; pueden ser el relleno de los canales de los ríos, de los canales distributarios de los deltas, pueden ser depósitos de playas, dunas, barras, barras costa afuera separadas de tierra por lagunas salobres y en acumulaciones de arenas en el fondo del mar resultantes de las corrientes marinas y tormentas. También se considera a la arenisca como un cuerpo lenticular, porque debido a las condiciones locales de sedimentación fueron depositadas como cuerpos de arenas individuales, separados y rodeados totalmente por sedimentos de grano más fino que se convierten con el tiempo en lutitas.

Las arenas lenticulares, como se mencionó anteriormente, tienen forma variada: desde cuerpos elongados, acordonados, hasta cuerpos arenosos sumamente irregulares; tienden a formar un alineamiento definido pero generalmente no son continuos, sino que están interrumpidas a distancias variables por rellenos de lutitas.

Estos cuerpos de arenas lenticulares tienen una gran capacidad de producción de aceite, ya que el entrapamiento de los hidrocarburos se debe a la existencia de rocas porosas y permeables rodeadas completamente por rocas impermeables. (Fig. 2.1.1).

Cambios de facies. Se puede definir a una facies sedimentaria como una clase determinada de sedimento dentro de un estrato;

por lo tanto un cambio de facies es el cambio areal, esencialmente horizontal, de los tipos de roca depositadas en un mismo periodo de tiempo. En este tipo de entrapamiento, los cambios de facies son principalmente debidos a cambios litológicos, echado arriba, de areniscas o caliza a lutita. Comunmente estas trampas se originan porque: a) el material de grano grueso se entremezcla con material más fino depositado en aguas más tranquilas o más alejadas de la fuente de sedimentos y b) las rocas carbonatadas porosas se entremezclan con material clástico fino en dirección a la costa en el momento del depósito.

Por último, para que el cambio de facies produzca una trampa, (Fig. 2.1.1) se requiere que: 1) las capas sedimentarias tengan una inclinación tal que las rocas impermeables queden echado arriba de las rocas porosas y permeables y 2) las rocas inclinadas o basculadas deben estar asociadas al buzamiento de un anticlinal para que se produzca el cierre en los lados.

B.- Trampas por Discordancias. Este tipo de trampas es de gran importancia debido a la gran producción de aceite que normalmente se tiene. Una discordancia es la falta de continuidad entre las unidades de roca que están en contacto; sus principales elementos son: que tenga una extensión areal y un gran alcance estratigráfico. Las discordancias generalmente se clasifican en tres categorías: a) Discordancia angular. Es una discordancia marcada por una divergencia angular entre las rocas más antiguas y las más jóvenes. b) Discordancia paralela. Discordancias entre capas que son esencialmente paralelas y c) No concordancia. Cuando hay discordancia entre rocas cristalinas (más antiguas) y rocas sedimentarias (más jóvenes). En forma resumida se puede indicar que el entrapamiento se origina por lo siguiente: en el primer paso se origina un plegamiento o bien un basculamiento, seguido del corte por erosión de la sección sedimentaria, incluida la roca almacenedora. En el segundo paso se tiene el sellamiento de los flancos de las rocas almacenedoras con material impermeable cuando se encuentran plegadas o en anticlinales buzantes. La mayoría de las acumulaciones de este tipo (Fig. 2.1.2) están abajo de capas de lutitas o calizas densas que se depositan arriba de los estratos cortados y erosionados durante una subsidencia posterior.

C.- Trampas por Diagénesis. Se puede decir, a grandes ras-

gos, que la diagénesis es el conjunto de cambios físicos, químicos de origen orgánico que sufren los sedimentos en el lugar de depósito. Por lo general, las aguas circulantes del subsuelo tienen la propiedad de aumentar la porosidad de las rocas por solución o bien de disminuirla por precipitación de minerales en los poros preexistentes. Debido a ésto, se crean o se agrandan cavidades ocasionando que en los yacimientos de rocas carbonatadas se almacene el aceite; esta disolución, se puede decir, es de forma selectiva ya que en las capas más susceptibles o vulnerables es en donde más se presenta. Dentro de una sección estratigráfica dada, la permeabilidad originada por disolución tiene un grado aceptable de consistencia lateral, a pesar de que algunas zonas son notoriamente erráticas en su permeabilidad en cortas distancias.

El entrapamiento por disolución se tiene principalmente en los anticlinales, en las fallas, en los truncamientos, etc. Aparte se tienen acumulaciones en cuerpos limitados de rocas ígneas, que debido a la circulación de las aguas de formación, son lavadas, intemperizadas y fracturadas produciendo condiciones locales de porosidad y permeabilidad suficiente para originar un yacimiento pero, para que el entrapamiento sea efectivo, deben estar rodeadas por rocas impermeables de tal modo que no permitan el movimiento de los hidrocarburos. Otro caso es cuando la porosidad se produce por y durante la dolomitización y se presenta el entrapamiento cuando el receptáculo está limitado en su extensión ya sea rodeada totalmente por calizas o lutitas impermeables. -- (Fig. 2.1.2).

III. Trampas combinadas.

Para comentar este tipo de trampas, se hará referencia a los yacimientos en donde la estructura favorece por igual a las características de la combinación que se trate, por ejemplo: combinación de plegamientos y variación de la permeabilidad, combinación de fallas y variación de la permeabilidad, combinación de pliegue y falla, (Fig. 2.1.1) etc.

Otra característica importante es que, en el entrapamiento combinado todas las trampas son mutuamente dependientes para efectuar el cierre.

IV. Trampas hidrodinámicas.

Este tipo de trampas se presenta en una forma especial, prin

principalmente en cuencas rodeadas de montañas, las rocas almacenadoras que afloran a grandes alturas pueden transportar y descargar agua a menores elevaciones formando manantiales o escurrideros, produciéndose superficies potenciométricas o piezométrica (superficie que define la altura a la que el agua artesiana se eleva cuando se perfora un pozo) inclinadas. Por lo tanto un acuífero que contenga aceite con una superficie piezométrica inclinada, también tendrá un contacto aceite-agua inclinado. El aceite o el gas atrapados no pueden recobrar su nivel horizontal después del basculamiento regional de la formación debido a que se cierran los poros abajo del contacto aceite-agua, después que éste ha sido inclinado.

Dentro del atrapamiento hidrodinámico se tiene la siguiente característica: existe una relación definida entre la inclinación del contacto gas-agua o gas-aceite y la inclinación de la superficie potenciométrica. Cuando no hay aceite y el gas está en contacto con el agua, dicho contacto será casi paralelo a la superficie potenciométrica. Cuando el aceite está en contacto con el agua, debido a una mayor densidad del aceite, el contacto es más inclinado para la misma superficie potenciométrica. En conclusión, esta relación será constante si se cumple lo siguiente: la roca almacenadora debe ser lateralmente homogénea y el aceite debe ser menos fluido que el agua y además debe existir un cierre, por lo que el echado de las capas debe ser mayor que la inclinación del contacto aceite-agua.

ROCAS ALMACENADORAS

Una roca almacenadora se define en forma simple, como toda roca que sea capaz de acumular hidrocarburos. Su extensión generalmente es mucho mayor que el yacimiento, debido a que éste se encuentra restringido a la trampa.

Las principales características que debe tener una roca para que pueda considerarse almacenadora son las siguientes:

- a. Que sea porosa, con el fin de que pueda almacenar un volumen de hidrocarburos.
- b. Que presente permeabilidad para que pueda ceder los hidrocarburos.
- c. También es muy importante que muestre cierta continuidad

tanto lateral como vertical.

Las características de una roca almacenadora bien pueden ser originales, como en las areniscas que presentan una porosidad intergranular, o secundarias que resultan de los cambios químicos, como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de roca. Estos cambios secundarios bien pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o provocarla en rocas que no la tenían originalmente.

Por lo general las rocas almacenadoras son de origen sedimentario, pero se tienen casos de yacimientos en rocas ígneas y metamórficas. Todos los espacios porosos comunicados dentro de la formación productora, forman una parte de la roca almacenadora, la cual incluye diversos estratos de rocas con características - muy especiales, como son los cuerpos de lutitas impermeables y no productores. La extensión lateral estará definida por la continuidad del espacio poroso y la capacidad de los fluidos para moverse dentro de los poros de la roca a la presión existente.

A continuación se dará una breve descripción de las principales rocas almacenadoras.

Las rocas almacenadoras detríticas más importantes son las areniscas, que se definen como rocas clásticas que constan predominantemente de granos de arena cementados, que generalmente son de cuarzo (mineral duro y resistente). El material cementante es muy variable; sin embargo, el que más predomina es el carbonato de calcio.

Las areniscas, como rocas almacenadoras, presentan las si--guientes características:

a) Debido a su naturaleza generalmente silícea, son menos - susceptibles a las alteraciones diagenéticas, reductoras de la - porosidad y la permeabilidad, por lo que son muy consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente.

b) Debido al transporte prolongado de los granos detríticos que las constituyen, éstos tienden a adoptar formas casi esféricas, por lo que durante la diagénesis (transformación del sedi--mento en roca) se generan geometrías porosas de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan.

c) Las areniscas tienden a formar cuerpos de forma lenticular, preferentemente de capas muy extensas (excepto las de

positadas en condiciones marinas transgresivas), y se acumulan en ambientes de alta energía.

Las rocas almacenadoras químicas más importantes son las calizas y dolomías, que en lo posterior se denominarán rocas carbonatadas. La caliza es una roca sedimentaria que está compuesta - principalmente de calcita, contiene mucha impureza y varía notablemente en su apariencia. Algunas calizas son precipitados químicos (inorgánicos u orgánicos), otras calizas son clásticas, que presentan todos los tamaños de granos (junto con las dolomías). Las calizas de grano grueso se originan, ya sea por la cristalización del carbonato de calcio o por fragmentos de conchas.

La dolomía, al igual que la caliza, es una roca sedimentaria en la que predomina el mineral dolomita, que está constituido - por un carbonato doble de magnesio y calcio. Su apariencia es semejante a la caliza pero es ligeramente más dura. La caliza y la dolomía están muy estrechamente relacionadas, ya que existe una gradación completa entre ambas; además, en una sola muestra de roca se pueden encontrar las dos variedades.

Las rocas carbonatadas, al igual que las areniscas, presentan características muy especiales, que deben tomarse en cuenta en los estudios de yacimientos. Entre las propiedades fundamentales de las rocas carbonatadas se tienen:

a) Debido a los minerales inestables que las componen, sufren un cambio diagenético que provocan una reducción muy notable en su porosidad y permeabilidad, siendo inconsistentes en toda la extensión de un mismo cuerpo rocoso, o sea son muy heterogéneas.

b) Las partículas se formaron in-situ en la cuenca de depósito, o sea que su transporte fue muy reducido o bien fue nulo - (a excepción de las turbiditas calcáreas).

c) Durante el depósito de los carbonatos químicos o bioquímicos, se requieren condiciones de energía y ambientales del medio acuoso muy especiales. Si estas condiciones se mantienen estables se reflejarán en la formación de cuerpos extensos arealmente (grandes yacimientos) y de gran potencia (gran espesor); - pero en el caso contrario, que sean variables, entonces se tendrán cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor (por lo general estratos delgados). La condición ideal es que el medio acuoso presente una energía esencialmente moderada a baja para que el

depósito de las partículas sea gradual.

Por último, se tienen casos de rocas ígneas y metamórficas almacenadoras; por lo general solamente son interesantes geológicamente. Cuando en los yacimientos de este tipo se tiene una producción económica, es porque se encuentran echado arriba o apoyándose sobre sedimentos de los cuales probablemente emigró el petróleo, mismo que ocupó los espacios formados por el intenso fracturamiento frecuente en tales rocas. Otro caso puede ser que en una secuencia sedimentaria se encuentren intercalaciones de roca volcánica.

ROCA SELLO

Anteriormente se hizo una descripción sobre las trampas, que constituye un requisito para la acumulación de los hidrocarburos; pero para que éstos puedan quedar confinados en las rocas almacenadoras es necesario que exista una roca sello, la cual complementa el entrampamiento. Por lo tanto, se define a la roca sello como aquella roca que, debido a su escasa permeabilidad, impide la migración de los fluidos que saturan a la roca almacenadora.

Las características principales de las rocas sellos, son las siguientes:

1. Que sean idealmente impermeables, ya que no existe una roca que sea absolutamente impermeable. No es necesario, por lo tanto, que carezcan totalmente de permeabilidad, sino simplemente que la roca, a través de la cual circulan los hidrocarburos, pierda gradualmente esa propiedad, hasta alcanzar un determinado tamaño del capilar, que no permita el paso de tales fluidos.

2. Las rocas deberán ser plásticas para que no se fracturen fácilmente en una etapa tectónica de la cuenca, o sea que respondan a los esfuerzos mecánicos con deformaciones en lugar de fracturamientos que ocasionarían en las rocas fracturas interconectadas.

3. El espesor de la roca sello es muy variable y depende fundamentalmente de su calidad, pero mientras mayor sea su potencia mayor será su capacidad para impedir la migración del petróleo.

Tipos de roca sello. Existe una variedad de rocas sellos, - las cuales quedan comprendidas en la definición dada anteriormente

te, las principales son:

Lutitas: La lutita es una roca clástica que consiste predominantemente de partículas de arcillas y, de acuerdo a su composición mineralógica, se tienen lutitas montmorilloníticas, caoliniticas y cuarcíferas. El grado de impermeabilidad de las lutitas depende de su textura y de los minerales presentes.

Rocas carbonatadas: Las rocas carbonatadas bajo ciertas condiciones actúan también como sellos; las más comunes son las arcillosas, que posteriormente pueden pasar gradualmente a arcillas calcáreas. Las rocas carbonatadas, cuando son muy puras, son muy quebradizas por lo tanto deben contener algo de arcillas para funcionar como sellos. Otras rocas sellos son las margas y ciertas cretas, que están compuestas de granos extremadamente fino y presentan cierta plasticidad, de manera que tienen una mejor capacidad a la deformación.

Evaporitas: Las principales evaporitas que funcionan como - roca sello son: la anhidrita, que está constituida por el mineral anhidrita, y la sal, que idealmente sería un magnífico sello por que es el mineral más impermeable y tiene una gran fluidez bajo la presión, pero que en la práctica no actúa como tal.

FACIES SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias presentan, en su mayoría, una característica muy especial: se encuentran en capas de sedimentos llamadas estratos y difieren uno del otro a causa de las partículas que las componen (varían en su diámetro) y la composición mineral. Con base en lo anterior se puede decir que cada estrato tiene características definidas por las cuales difiere del estrato que está debajo o encima. Ahora, la disposición de las partículas o sedimentos constituyentes de una roca sedimentaria en capas, recibe el nombre de estratificación.

Como se mencionó anteriormente, las características físicas de los estratos no es uniforme a través de una extensión lateral de una capa, cambian de carácter de una área a otra. Cuando en un estrato se encuentra una clase determinada de sedimento, se le llama facies (del latín, "cara o aspecto"). Cuando se trata de rocas almacenadoras de hidrocarburos, se llama facies almacenadoras (Ver fig. 2.1.4) y las más comunes para cada tipo de roca en

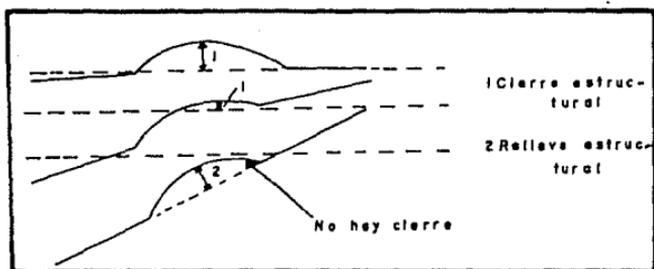
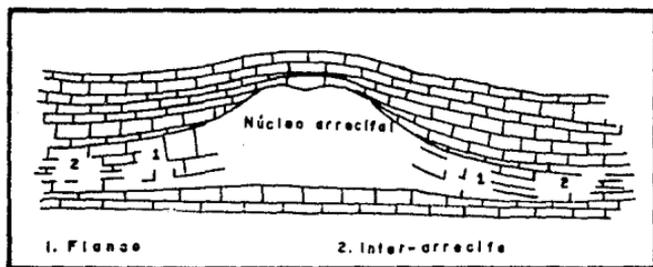


FIG. 2.1.3 TRAMPA QUE MUESTRA UN CIERRE



CORTE TRANSVERSAL DONDE SE MUESTRA LOS DEPOSITOS DE RELLENO DE CANAL Y BARRAS DE MEDIA LUNA



CORTE TRANSVERSAL DE UN ARRECIFE

FIG. 2.1.4 TIPOS DE FACIES ALMACENADORAS

estudio, son las siguientes:

Para areniscas.

De tipo aluvial { Depósitos de corrientes trenzadas
Depósitos de relleno de canal y barras
de media luna.

De tipo deltáico { Depósitos de canal distributivo
Barras de desembocadura.

De tipo costero interdeltáico { Depósito de complejo playa-isla de barrera
Depósito de canal de marea.

Depósito marino somero { Barras costa-afuera marinas
Depósitos transgresivos.

De tipo marino Profundo { Depósitos de corrientes de turbidez
(turbiditas)

Para rocas carbonatadas.

i) Secuencias depositadas en condiciones de subsidencia lenta de la cuenca de depósito.

ii) Arrecifes y bancos o montículos calcáreos.

iii) Depósitos de pendiente (turbiditas calcáreas).

iv) Depósitos de aguas profundas.

LITOLOGIA

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos, en general se tratan de rocas sedimentarias. Los materiales sedimentarios que las componen tienen la siguiente subdivisión: de depositaciones mecánicas que comprende a los sedimentos parcialmente fragmentados y predominantemente fragmentados; depositaciones químicas de los sedimentos parcialmente precipitados.

Las depositaciones de origen mecánico van a constituir a las rocas clásticas, como son: los conglomerados, las areniscas, las limolitas, las lutitas, etc., que están compuestas de fragmentos erosionados de grandes masas de rocas. Las arenas, areniscas y lutitas arenosas son, por lo general, las que están compuestas de fragmentos o granos más grandes y se encuentran levemente compactadas y comprimidas por las sobrecargas, por lo tanto su porosidad es muy buena. Pero la porosidad presenta cierta diferencia - que se debe casi totalmente a los materiales cementantes, entre

los cuales están las arcillas, el yeso, la calcita, etc. que fueron depositados originalmente en los poros por la circulación de las aguas. La cantidad de este material cementante originará que la porosidad se vea reducida, pero dependerá principalmente del origen geológico del depósito. Las areniscas presentan prácticamente planos de estratificación, que se deben a la clase y grado del material granular durante su transportación y depositación y la sucesión de estos estratos están generalmente separados por capas de arcillas, lutitas o material de micas. Además las areniscas, aparte del material cementante, pueden diferir en la cantidad y naturaleza del material sólido que está presente en los poros, formada por una gruesa estructura de arena granular. En ciertas arenas, el espacio poroso intergranular está lleno parcialmente con arcillas, material bentonítico o lignítico; los cuales, aparte que reducen la porosidad neta y la capacidad de retención de los fluidos de la roca, ocasionan que la calidad de transmisión de los fluidos del medio se vea afectado.

La estructura geométrica de una arena se puede configurar cualitativamente a través de su empaquetamiento de esferas de tamaño uniforme. Los empaquetamientos más importantes son el cúbico y el rombohédrico. (Fig. 2.1.5). En las areniscas la estructura es más complicada, ya que comprende granos que no son esféricos ni del mismo tamaño y éstos se encuentran reunidos por masas aglomeradas de material cementante, que está compuesto de partículas granulares muy finas. En general, la masa de roca como un conjunto, contendrá distribuciones y graduaciones continuas de los tamaños de poro y sus estructuras geométricas fuertemente definidas.

Las areniscas, de acuerdo a su origen, se clasifican en tres: ortocuarcita, grauvaca y arcosa. La ortocuarcita es una cuarcita sedimentaria desarrollada a partir de la excesiva silicificación y está compuesta principalmente de cuarzo y otros minerales estables; su material cementante es principalmente de carbonatos o sílice; por lo general las ortocuarcitas son relativamente limpias, sin arcillas y sin lutitas. Se depositan someramente en las llanuras costeras bordeadas por mares pocos profundos en periodos de reposo. Las cuarcitas están en una área extensiva y muy uniforme, debido a que el ambiente de depósito es de baja energía

(relativo reposo). La ortocuarcita contiene una gran variedad de fragmentos de rocas inalterables, debido a una rápida erosión y transporte de los fragmentos del área terrestre al lugar de depositación.

La grauvaca está compuesta de grandes granos angulosos, principalmente de cuarzo, feldespatos y fragmentos de rocas. Los materiales cementantes son las arcillas y carbonatos; generalmente estos sedimentos son de origen marino y terrestre y éste es derivado de un relieve moderado. Las grauvacas son frecuentemente lenticulares y se presentan en numerosos cuerpos delgados de arena - en una sucesión o serie de espesor de sedimentos.

Por último se estudiará la tercera subdivisión de las areniscas, la arcosa que se compone de granos gruesos de origen terrestre, conteniendo un 25% o más de feldespatos derivados de las rocas ígneas ácidas, de relieve empinado. Los materiales son transportados desde el terreno elevado al sitio de depósito, algunos minerales inestables no se descomponen. El material cementante es principalmente arcilla que contiene un gran porcentaje de caolinita y una alta proporción de arcillas reactivas, como la montmorillonita. Estos sedimentos se caracterizan porque forman grandes secciones de materiales pobremente clasificados y debido a - ésto y a la variedad de minerales componentes de la arcosa, las propiedades físicas de la roca son absolutamente variables.

Dentro de las depositaciones químicas de los sedimentos parcialmente precipitados, están las calizas, las dolomitas y otros materiales de yacimientos carbonatados. Estos yacimientos se subdividen, de acuerdo al tipo de litologías en: calizas oolíticas, calizas, cretas, calizas dolomíticas, dolomitas, etc. Generalmente son depósitos precipitados por disolución, principalmente en aguas marinas; en ocasiones son restos de materia orgánica, o bien pueden ser depósitos de organismos marinos que contienen carbonato de calcio. Algunas rocas están compuestas de masas oolíticas de granos redondos, algunos cuerpos son fragmentados y están recubiertos por capas de carbonato de calcio. Regularmente las calizas y las dolomitas no se presentan puras, debido a la presencia de cantidades variables de material detrítico. Únicamente las calizas oolíticas tienen propiedades físicas que van a estar determinadas normalmente por el ambiente de depósito y el resto de

las rocas carbonatadas son generalmente finamente cristalinas, - dependiendo sus propiedades físicas principalmente de los procesos de disolución y deformación, posteriormente al depósito. Una característica de las calizas es que presenta una mínima resistencia a la tensión y cuando están sujetas a ellas presentan ciertas fracturas, permitiendo así que las aguas subsuperficiales se infiltren a través de ellas, exponiéndose el material carbonatado a los procesos de disolución y depositación secundaria. Estos procesos de disolución desarrollan una porosidad secundaria y esta porosidad también es originada por el acoplamiento, fracturamiento o fisuramiento de estas rocas; como se mencionó anteriormente, debido principalmente al resultado de los esfuerzos de tensión.

La dolomita, como se mencionó, se forma cuando parte del calcio en las calizas es reemplazado por magnesio y cuando se presenta una reducción cristalina de alrededor del 12%, después de la litificación de la caliza originará juntas y grietas reducidas. Las dolomitas también se ven afectadas por el movimiento de la corteza, dando origen a fracturamientos.

Las lutitas son totalmente de granos finos y ofrecen una alta resistencia a la migración de los fluidos; además se comportan en forma plástica a las cargas que soporta y por lo tanto casi no presentan fracturas, abarcan una gran proporción en las capas sedimentarias y además actúa como sello impermeable en los yacimientos petrolíferos.

ASPECTOS PETROFISICOS

POROSIDAD

Este es un parámetro muy importante para poder evaluar un yacimiento. La roca para que pueda almacenar a los fluidos debe tener espacios vacíos. La porosidad (ϕ) se define como el volumen de los huecos o espacios vacíos en relación al volumen total de la roca y se expresa como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

Donde V_p es el volumen de espacios vacíos y V_r es el volumen total de la roca.

En la práctica se manejan los siguientes tipos de porosidades:

Porosidad Absoluta. Es la relación del volumen total de poros de la roca (tanto los poros aislados como los comunicados entre sí) y el volumen total de la misma.

Porosidad Efectiva. Este tipo de porosidad relaciona el volumen de poros comunicados de la roca y el volumen total de la misma.

Porosidad Primaria. Esta porosidad se presenta como resultado de los procesos originales durante la formación del medio poroso. Otra forma de enunciarla es que, resulta de la acumulación de los fragmentos o cristales que forman a los sedimentos, principalmente durante la depositación.

Porosidad Secundaria. Este tipo de porosidad se genera durante los procesos posteriores al depósito de los sedimentos, como son: la disolución del material calcáreo por las corrientes subterráneas que forman las cavernas, los fracturamientos, las fisuras, etc.

Generalmente la porosidad se expresa en fracción y por ciento. La porosidad que más interesa es la porosidad efectiva, dado que depende del volumen de poros comunicados entre sí, al que se le podrán extraer los fluidos.

En los yacimientos petrolíferos se tienen con frecuencia porosidades que varían del 5 al 30%. En ocasiones se maneja la porosidad como una variable en función del tiempo, porque la presión siempre varía con el tiempo y el medio poroso es compresible.

Los factores que afectan la porosidad son: la compactación; el carácter e importancia de la cementación (Ver fig. 2.1.7); la forma, arreglo y uniformidad del tamaño o distribución de los granos.

PERMEABILIDAD

Al igual que la porosidad, la permeabilidad forma parte inherente de un yacimiento, además son parámetros muy importantes que se manejan al caracterizar el yacimiento. La permeabilidad es una propiedad que tienen algunas rocas para permitir el movimiento de los fluidos a través de ella, debido a la intercomunicación de los poros.

La permeabilidad se mide en Darcys. Un medio poroso tiene -

una permeabilidad de un Darcy, cuando un centímetro cúbico de -- fluido, de viscosidad igual a un centipoise, pasa en un segundo a través de una muestra de roca de sección igual a un centímetro cuadrado y un centímetro de longitud, bajo una presión diferencial de una atmósfera. Como el Darcy es una unidad muy grande, en la práctica se utiliza generalmente el milidarcy.

La porosidad y la permeabilidad pueden sufrir una reducción de su valor, o inclusive la pérdida total, cuando se presenta una compactación, una cementación, recristalización o bien una granulación del medio. Pero por otro lado, también pueden verse aumentadas debido al fracturamiento en cualquier tipo de rocas, o a la disolución y recristalización en el caso de las calizas.

En la práctica se consideran los siguientes tipos de permeabilidades:

Permeabilidad Absoluta. Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% de un fluido que moje a los granos y no reaccione con ellos.

Permeabilidad Efectiva. Es la permeabilidad a un fluido que circula en un medio poroso y no satura 100% al medio. Como la roca del yacimiento (medio poroso) puede estar saturada parcialmente de agua, aceite y gas, entonces se manejarán permeabilidades efectivas al agua, al aceite y al gas, respectivamente: K_w , K_o y K_g .

Permeabilidad Relativa. En ciertos tipos de estudios del yacimiento, es común emplear las relaciones de permeabilidades, conocidas como permeabilidades relativas (Fig. 2.1.6) que se definen como la relación de la permeabilidad efectiva a los fluidos y la permeabilidad absoluta:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (\text{permeabilidad relativa al aceite})$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad (\text{permeabilidad relativa al gas})$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (\text{permeabilidad relativa al agua})$$

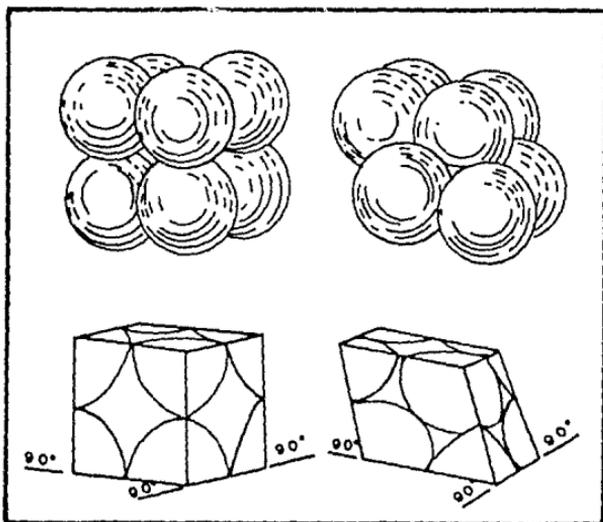


FIG. 2.15 EMPAQUETAMIENTOS CUBICO Y ROMBO - HEDRICO

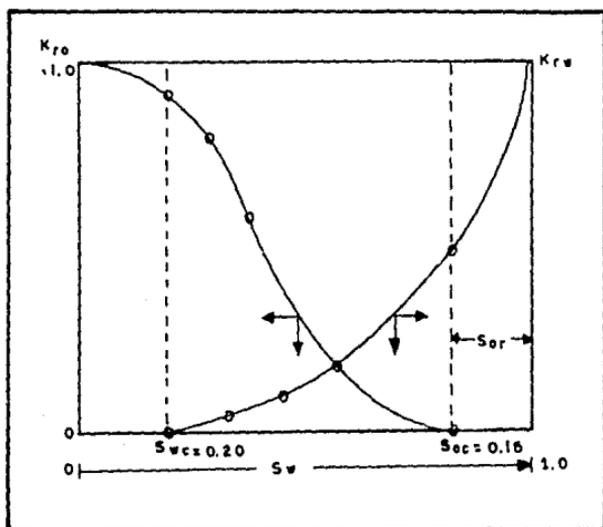


FIG. 2.16 PERMEABILIDADES RELATIVAS AL AGUA Y AL ACEITE

RESISTIVIDAD

Esta es también una propiedad muy importante de las rocas porosas. En general los sólidos de la roca, con excepción de algunas arcillas en contacto con agua, no son conductores de la corriente eléctrica. Las propiedades eléctricas de las rocas dependen de la geometría de los huecos y de los fluidos que los saturan, de éstos solamente el agua será conductora cuando contenga sales disueltas, debido al movimiento de los iones, por lo que actúa como un conductor electrolítico. De acuerdo con lo anterior, cuando la cantidad de sales disueltas en el agua es grande, se tendrá una mayor facilidad para el paso de la corriente eléctrica, o sea una mayor conductividad y una menor resistividad.

Por definición, la resistividad del material es el recíproco de la conductividad, la cual determina la capacidad del material para conducir la corriente eléctrica. La resistividad del material se expresa por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{rA}{L} \quad \text{..... II.1.1}$$

Donde:

R= resistividad (ohms-m)

r= resistencia (ohms)

A= área de la sección transversal del conductor
(m²)

L= longitud del conductor (m)

El factor de formación o de resistividad.- Es un concepto que se maneja dentro de las propiedades eléctricas de la roca y fue definido por Archie como:

$$F = \frac{R_0}{R_w} \quad \text{..... II.1.2}$$

Donde R_0 representa a la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada y R_w es la resistividad del agua saturante.

De varias muestras de rocas porosas, se toma una que tiene un espacio poroso saturado 100% de agua; como los sólidos no son conductores, entonces la corriente eléctrica solo pasará por el agua, a través de un área A_a y recorrerá una longitud L_a . Entonces su resistencia será:

$$r_1 = \frac{R_w L_a}{A_a}$$

Por definición, R_o es la resistividad de una roca con una saturación del 100%, entonces:

$$R_o = \frac{r_1 A}{L}$$

Sustituyendo r_1 en R_o :

$$R_o = \frac{R_w L_a A}{L A_a}$$

Por lo tanto:

$$F = \frac{R_w L_a A}{R_w L A_a} = \frac{L_a/L}{A_a/A} = \frac{\sqrt{T}}{A_a/A}$$

..... II.1.3

Donde T indica la tortuosidad.

Índice de Resistividad.- Si nuevamente se toma un cubo de roca porosa, pero que contenga hidrocarburos y agua ($S_w < 100\%$), como en el caso anterior sólo el agua será conductora y por lo tanto la resistencia de la muestra estará dada por:

$$r_2 = \frac{R_w L'_a}{A'_a}$$

Nuevamente, por definición la resistividad de la roca parcialmente saturada de agua será:

$$R_t = \frac{r_2 A}{L}$$

y sustituyendo r_2 en R_t , se tiene que:

$$R_t = \frac{R_w L'_a A}{L A'_a}$$

..... II.1.4

Para las rocas porosas, con respecto a sus propiedades eléctricas, se maneja otro término fundamental, denominado índice de resistividad (I):

$$I = \frac{R_t}{R_o}$$

..... II.1.5

Por lo tanto:

$$I = \frac{A_a/A'_a}{L_a/L'_a} \quad \dots\dots \text{II.1.6}$$

Se ha demostrado que el factor de formación y el índice de resistividad, están en función de la longitud efectiva de la trayectoria y del área de la sección transversal. Por este motivo, se relacionarán estos aspectos con otros parámetros físicos de la roca.

Del estudio de los modelos de laboratorio, se tiene que para algunos casos: $\frac{A_a}{A} = \phi$

Si se sustituye en la ecuación II.1.3, se tiene:

$$F = \frac{L_a/L}{\phi} = \frac{L_a}{L} \frac{1}{\phi} \quad \dots\dots \text{II.1.7}$$

Se ha demostrado, con base en estudios de laboratorios, que el factor de formación es función de la porosidad y de la geometría interna de la roca, por lo que una forma general de expresarla es (Fig. 2.1.7):

$$F = \frac{L_a}{L} \frac{1}{\phi} = \frac{C}{\phi^m} \quad \dots\dots \text{II.1.8}$$

Donde:

C es función de la relación $\frac{L_a}{L}$ y será igual o mayor a 1.

m representa al exponente de cementación y su valor varía de 0.8 a 2.0.

La ecuación II.1.6 se puede expresar como:

$$I = \frac{L'_a}{L_a} \frac{A_a}{A'_a} = \frac{L'_a}{L_a} \frac{1}{\frac{A'_a}{A_a}} \quad \dots\dots \text{II.1.9}$$

En base al estudio de los modelos de laboratorio, se ha determinado que:

$$\frac{A'_a}{A_a} = S_w$$

Entonces sustituyendolo en la ecuación II.1.9, se tiene:

$$I = \frac{L'_a}{L_a} \frac{1}{S_w} \quad \text{..... II.1.10}$$

Pero una forma general de expresar el índice de resistividad (Fig. 2.1.8) es:

$$I = \frac{C'}{S_w^n} \quad \text{..... II.1.11}$$

Donde:

C' es función de la relación $\frac{L'_a}{L}$ y será igual o mayor a 1.

n es el exponente de saturación de agua y su valor generalmente es 2.

Archie, en estudios que realizó, estableció las siguientes ecuaciones:

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

$$I = \frac{1}{S_w^2}$$

PRESION CAPILAR

La presión capilar es la diferencia de presión que existe inmediatamente a la interfase curva que se forma entre dos fluidos inmiscibles que están saturando a un medio poroso. Uno de los fluidos moja preferentemente la superficie de los granos y el otro, no mojante, está contenido dentro del primero como fase continua o discontinua (en forma de gotas).

Cuando en un medio poroso se ponen en contacto dos fluidos inmiscibles, estos generan una interfase curva como consecuencia de su tensión interfacial. Esta curvatura dependerá del tamaño y geometría de los poros y de la distribución y saturación de los fluidos en los poros. La interfase curva da origen a una diferencia de presión, siendo la presión más alta la que existe en el lado de la superficie en que se encuentra el centro de curvatura, o sea del lado no mojante de la interfase. Al fluido que se adhiere preferentemente a la pared de los granos se le conoce como fluido o fase mojante y al que no se adhiere se le conoce como

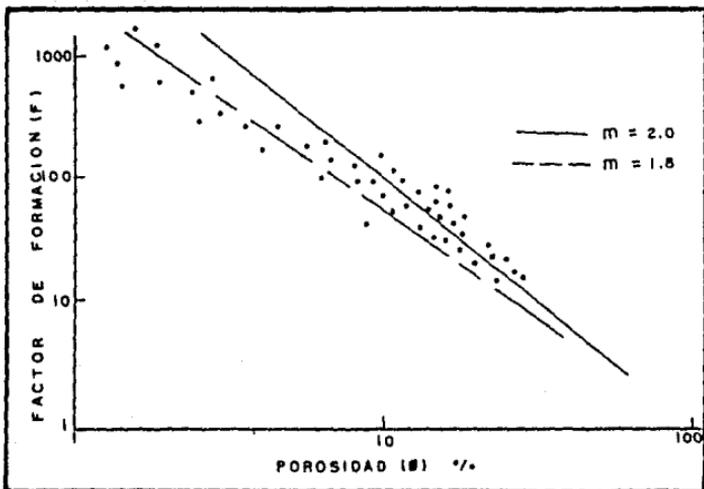


FIG. 2.1.7 GRAFICA DEL FACTOR DE FORMACION VS POROSIDAD

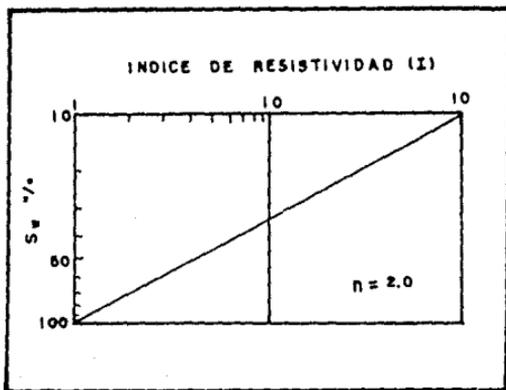


FIG. 2.1.8 GRAFICA DE Sw VS INDICE DE RESISTIVIDAD

fase no mojante. La presión capilar (P_C) se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_C = P_{nm} - P_m$$

Donde:

P_{nm} = Presión en la fase no mojante

P_m = Presión en la fase mojante

Se sabe que un medio poroso natural está compuesto por una gran variedad de tamaños de poro. Con base en estudios de laboratorio se ha determinado que los fluidos mojantes siempre se elevan en un tubo de diámetro pequeño, llamado capilar, debido a que existe una atracción entre el fluido y el tubo. La magnitud del levantamiento capilar es función principalmente del diámetro del tubo y de la tensión interfacial que existe en la superficie de la fase mojante. Generalmente, en el laboratorio las combinaciones de fluidos que más se utilizan para medir la presión capilar son: agua-aire y mercurio-aire.

La presión capilar es un fenómeno muy importante en estudios de caracterización dado que influye notablemente en la distribución de los fluidos del yacimiento. Además, al obtener la presión capilar se puede conocer la saturación de agua en el yacimiento (Fig. 2.1.9).

Dentro de las primeras deducciones sobre la presión capilar, está la que se basa en el siguiente experimento: en un recipiente con agua se inserta un tubo capilar y entonces se observa que el agua sube dentro del tubo.

En el laboratorio la presión capilar se puede determinar -- utilizando diversos métodos. Se conoce que, generalmente, las rocas del yacimiento son mojadas preferentemente por agua, en algunos casos lo son preferentemente por aceite. Si en un yacimiento existe aceite y agua, se define a la presión capilar de este sistema de fluidos como la presión en la fase del aceite menos la presión en la fase del agua ($P_C = P_O - P_W$). Ahora si se presenta el caso que en el yacimiento existe gas y agua, la presión capilar gas-agua se definirá como la presión en la fase gaseosa menos la presión en la fase del agua ($P_C = P_g - P_w$), ya que la fase mojante es el agua.

DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO

La presión capilar tiene una aplicación importante en la de terminación de la distribución de los fluidos en el yacimiento, como se mencionó anteriormente. El medio poroso que se encuentra saturado de fluidos, generalmente contiene aceite o gas y agua - pero, de acuerdo a estudios realizados por diversos autores, se acepta que los poros estaban saturados de agua antes de la entra da de los hidrocarburos. Esto se basa en evidencias geológicas y en que generalmente se encuentra agua congénita en las formaciones productoras de gas y aceite.

Esta distribución está íntimamente relacionada con las fuer zas gravitacionales, las cuales provocan que los fluidos menos - densos fluyan hacia las partes altas de la formación, y con las fuerzas capilares y de mojabilidad que inducirán a que el fluido mojante ascienda adherido al sólido a través del espacio poroso conteniendo un fluido no mojante. Por lo general, el agua es un fluido mojante con respecto al aceite y al gas, en tanto que el aceite es un fluido mojante con respecto al gas. El yacimiento - presenta antes del inicio de su explotación un equilibrio entre tales fuerzas, lo que origina una determinada distribución inicial de los fluidos.

En un yacimiento de aceite, a sus condiciones iniciales de presión y temperatura, los fluidos existentes serán aceite y agua. El aceite se acumulará en la cima de la trampa y estará sobrea - ciendo al agua; además, entre la zona de aceite y la del agua - existe una zona transicional agua-aceite. En la zona de aceite, dentro del espacio poroso de la roca, se encuentra una pequeña - cantidad de agua, generalmente recibe el nombre de agua irreducti - ble. La fracción ocupada por el agua se incrementará con la pro fundidad en la zona transicional; abajo de esta zona el espacio poroso está totalmente saturado de agua. El gas en este tipo de yacimientos se encontrará como gas en solu - ción.

Ahora, para el caso de un yacimiento de aceite (fase líqui - da) y gas natural (fase de gas libre), a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la distribución inicial de fluidos será de la siguiente manera (Fig. 2.1.10): el gas natural ocupará las partes altas de la estructura, formando lo que se conoce como

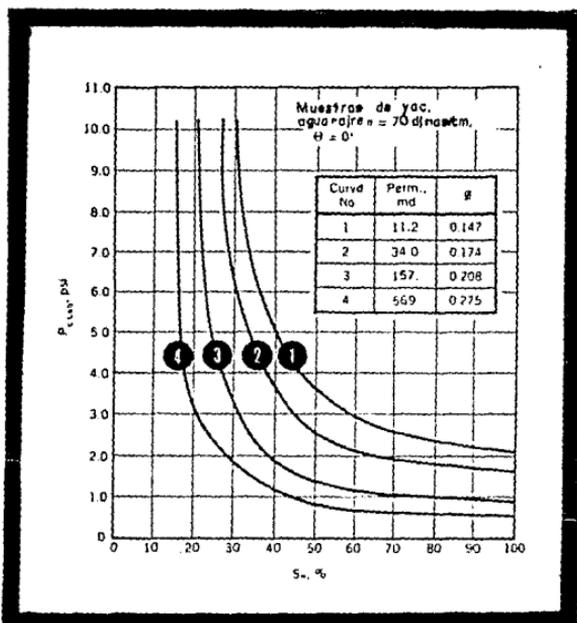


FIG. 2.19 GRAFICA DE PRESION CAPILAR VS. SATURACION DE AGUA

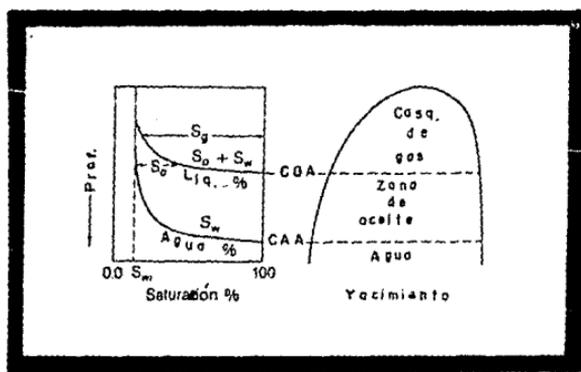


FIG. 2.110 DISTRIBUCION INICIAL DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO

casquete de gas. En el caso del aceite, éste ocupará una posición intermedia y estará sobreyaciendo al agua. Por otra parte, las zonas transicionales entre el gas y el aceite y el aceite y el agua, se consideran zonas de saturación variable, presentándose además agua congénita en el casquete de gas y también en la zona de aceite. Con respecto al gas natural, se encontrará presente en el casquete de gas como gas libre y en la zona de aceite como gas en solución, disuelto en el aceite.

Por último se analizará el caso de yacimientos de gas natural, en los que la zona de gas está sobreyaciendo al agua. En estos yacimientos se tiene también una zona de transición gas-agua y agua congénita en la zona de gas, incrementándose su valor de acuerdo a la profundidad. Este yacimiento presenta gas no asociado, debido a que no existe aceite.

Es necesario hacer notar que de los yacimientos anteriormente mencionados, entre la zona de agua y la de aceite existe un contacto agua-aceite, que se define como la base del yacimiento y corresponde a la profundidad a la que existe un 100% de saturación de agua.

En forma similar se trata para el caso de la zona de aceite y el casquete de gas, donde el contacto gas-aceite se encuentra a la profundidad en la que existe una saturación de un 100% de líquido (aceite y agua).

Para determinar estos contactos, se tiene un método indirecto efectivo a través de los registros geofísicos y principalmente los registros eléctricos convencionales, en los cuales se hace por medio de un análisis del contenido de fluidos y en particular de la saturación de agua. Otra forma de determinarlo es mediante el análisis de núcleos y el análisis de muestras de fluidos de la formación.

SATURACION DE FLUIDOS

Otro aspecto muy importante dentro de las características petrofísicas de las rocas, es la saturación de fluidos, que se define como la relación de los volúmenes de los fluidos, medidos a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre el medio poroso, entre el volumen de poros de tal medio. Esto se expresa como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

S_f = Saturación de un fluido (aceite, agua o gas).

V_f = Volumen del fluido.

V_p = Volumen de poros.

La saturación se expresa en porcentaje o en fracción. La sumatoria de la saturación de fluidos en un medio poroso siempre será igual a uno o a 100% para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua; los valores de S_w congénita u original en la zona de hidrocarburos son del orden del 10 al 30%, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua, la S_w puede alcanzar valores altos, del orden de 80%, quedando solamente saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales). Por otro lado, en los yacimientos de aceite la saturación de gas, S_g , puede variar desde cero (en los yacimientos bajosaturados) - hasta valores del orden de 70%.

Enseguida se definen los tipos de saturaciones mas usuales en estudios y trabajos de explotación de hidrocarburos.

Saturación Irreductible. Esta es la saturación que no se puede reducir, sacar o desalojar del medio poroso. Principalmente se habla de saturación irreductible, cuando el fluido es agua de la formación.

Saturación Crítica. Se llama de esta manera a la saturación a partir de la cual el fluido correspondiente puede empezar a moverse.

Saturación Residual. Es la saturación de los fluidos que quedan en pequeñas proporciones dentro del medio poroso, ya sea debido a un mecanismo de desalojo o al término de la producción.

ASPECTOS SOBRE PRUEBAS DE PRESION

Las pruebas de variación de presión se efectúan tanto en pozos productores de aceite como en productores de gas y son ampliamente conocidas y aplicadas ya que sus resultados son bastante confiables. Combinando estos datos con los de producción y -

los de laboratorio, se puede estimar el área y volumen poroso de un yacimiento y además el volumen de hidrocarburos que está en comunicación con el pozo. Las pruebas de presión consisten en generar y medir mediante una herramienta, las variaciones de presión en los pozos seleccionados previamente, contra el tiempo a una profundidad específica, con el propósito de obtener la mayor información posible del sistema roca-fluido y del mismo pozo, que se incluyen dentro de la caracterización del yacimiento.

Entre las pruebas de presión se tienen las siguientes (las cuales se estudiarán en el inciso 3.3): pruebas de incremento, - pruebas de decremento, pruebas a gastos variables, pruebas de interferencia, pruebas de límite de yacimiento, etc.

PRUEBAS DE INCREMENTO

Esta prueba consiste fundamentalmente en cerrar un pozo, después de que ha producido por un tiempo, y registrar la variación que tiene la presión con el tiempo por efecto del cierre.

La variación de la presión con el tiempo después del cierre dependerá de las propiedades de la roca y de los fluidos que la saturan, así como de la magnitud del yacimiento y las condiciones de frontera que existan. Las pruebas de incremento presentan la desventaja de que se tiene que cerrar el pozo, además es problemático mantener el gasto constante antes del cierre (si la variación del gasto es significativa, mayor al 20%, se usan métodos de análisis a gasto variable).

PRUEBAS DE DECREMENTO

Esta prueba consiste fundamentalmente en una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo durante un período de flujo a gasto constante, a partir de una presión estabilizada en el yacimiento.

Estas pruebas pueden proporcionar información acerca de la permeabilidad de la formación, el factor de daño y el volumen del yacimiento.

PRUEBAS DE GASTO VARIABLE

Una prueba de gasto variable es una serie de eventos que pueden ser gastos de flujo y períodos de cierre con diferente duración y a diferentes tiempos, registrando la presión de fondo, -

utilizándose estranguladores de mayor a menor diámetro.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA

Una prueba de interferencia permite conocer la información del sistema roca-fluido. Para ello se requiere como mínimo: Un pozo activo y un pozo observador. El pozo activo es aquél que genera un cambio en las condiciones prevalecientes de flujo y presión dentro del yacimiento que lo comunica con el pozo observador, éste a su vez refleja dicho cambio en su comportamiento de presión.

PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO

Una prueba de límite de yacimiento es una prueba de decremento de larga duración que se corre, generalmente, en pozos nuevos con la finalidad de determinar el volumen de drenaje del pozo a partir de datos de presión registrados. Es una prueba de larga duración durante la cual se tiene que mantener constante el gasto.

CONCEPTOS BASICOS

En las pruebas de presión, se manejan varios conceptos que son importantes para comprender los principios en que se basan estas pruebas. Las principales son las siguientes:

Factor de daño. La permeabilidad de la formación en las vecindades de las paredes del agujero puede ser dañada durante los procesos de perforación, terminación o producción de un pozo, o mejorada por las operaciones de estimulación como son fracturamiento o acidificaciones. Entre las causas que pueden provocar una reducción de la permeabilidad están: la dispersión de arcillas, la invasión de los fluidos de perforación, presencia de enjarre en la pared del pozo, penetración parcial, etc.

A la zona en que la permeabilidad ha sido reducida se le denomina "dañada" y al efecto producido se le conoce como efecto de daño. Este fenómeno provoca una caída adicional de presión debido a las restricciones al flujo cercanas al pozo. Este efecto es representado por un factor de daño S , el cual se relaciona con la caída de presión debida al daño ΔP_S , (Fig. 2.1.11) por:

$$\Delta P_S = \frac{141.2 q \mu B S}{k h}$$

Donde: B , factor de volumen
 q , es el gasto en bl/día
 μ , viscosidad en op
 K , permeabilidad en md
 h , espesor en pies

Por último, el grado de daño o beneficio se expresa en términos del "factor de daño" S , el cual es positivo si la permeabilidad cercana a la pared del agujero ha sido reducida, cuando es negativo nos indicará un incremento en la permeabilidad (por estimulación) y un factor de daño cero indica que no hay cambio de permeabilidad.

Efecto de almacenamiento. El almacenamiento es considerado como un efecto sobre el comportamiento de la variación de presión en los tiempos cortos. Esto se explica cuando un pozo productor es cerrado en la superficie; el flujo de la boca del pozo al exterior cesa inmediatamente pero el gasto en la formación productora no se detiene inmediatamente, sigue aportando fluido al agujero hasta que la presión ejercida por los fluidos almacenados - sea suficientemente grande para detener efectivamente el flujo - de la formación, o sea el efecto de cierre ya ha sido transmitido a la formación. Este efecto explica la existencia de un retraso en el incremento de presión a tiempos cortos.

Cuando el pozo es abierto en la superficie, el flujo inicial se debe al almacenamiento de fluido acumulado en el agujero. Como este flujo gradualmente disminuye a cero, entonces el flujo - en la formación se incrementará de cero a un gasto q . Por consiguiente, el gasto constante mantenido en la superficie es la suma de dos gastos que cambian en sentidos opuestos, esto es, la descarga del pozo que va disminuyendo, más el flujo de la formación que va aumentando.

Durante el tiempo en que predomina el almacenamiento, se puede encontrar la constante de almacenamiento C , que cuya expresión es:

$$C = \frac{\Delta v}{\Delta P} = \frac{v_u}{\frac{\rho}{144} \frac{g}{9c}}$$

Donde:

C , en bl/psi

V_u , es el volumen del pozo por unidad de longitud, en bl/pie.

ρ , densidad del fluido en el pozo, en lb_m/pie^3

g , aceleración debida a la gravedad, en pie/seg^2

g_c , constante de conversión igual a $32.17 \frac{lb_m-pie}{lbf-seg^2}$

Principio de superposición. Los sistemas reales generalmente tienen varios pozos operando a gastos variables y los sistemas siempre se han considerado con un solo pozo produciendo a un gasto constante, por lo que es necesaria una técnica más general para estudiar los problemas de pozos múltiples y gastos variables. Estos pueden ser estudiados mediante la aplicación del principio de superposición.

Este principio es una técnica para conocer el comportamiento de la presión a cualquier punto y tiempo, como la suma de las historias de cada uno de los efectos producidos por uno o más pozos operando a gastos variables.

Períodos de flujo. En un yacimiento volumétrico, en el cual las condiciones son adecuadas, el comportamiento de la presión de un pozo que produce a un gasto constante se muestra en la figura 2.1.12.

Durante el tiempo inicial de producción el comportamiento de la presión para este período, es esencialmente el mismo que se presenta en un yacimiento infinito, el cual se desarrolla durante un período de flujo denominado transitorio. Al final del período transitorio empiezan a sentirse los efectos de frontera, lo cual da origen a un período de transición conocido como transitorio tardío y su duración va a depender de la geometría del yacimiento. Si no hay flujo a través de la frontera externa y los efectos de frontera se han sentido por completo, la presión declina a través del yacimiento convirtiéndose en una función lineal del tiempo, iniciándose con esto un período de flujo llamado semi-estacionario.

Las condiciones de flujo prevalecientes en un yacimiento -

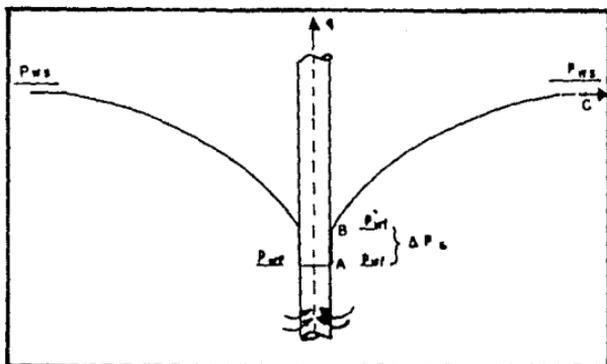


FIG. 2.1.11 DISTRIBUCION DE LA PRESION ALREDEDOR DE UN POZO Y SU ZONA DAÑADA

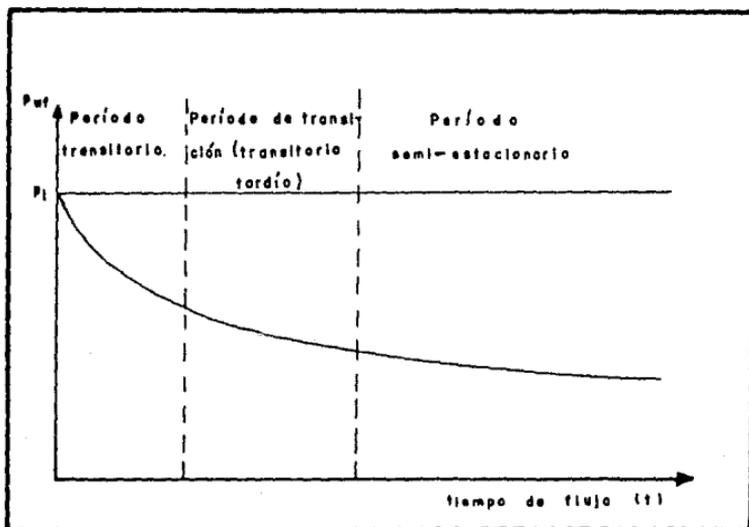


FIG. 2.1.12 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UN POZO QUE PRODUCE A GASTO CONSTANTE

natural, generalmente excluyen la ocurrencia del período de flujo estacionario. En un pozo se puede llegar al período de flujo estacionario si se mantiene la presión constante en la frontera externa (por un acuífero asociado). En el flujo estacionario a un gasto constante la presión es independiente del tiempo.

Compresibilidad. La compresibilidad se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión; esta expresión es:

$$C = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

Donde: $\frac{dV}{dP}$ es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad C en un valor positivo.

La compresibilidad total es la que más se emplea en las pruebas de presión y se define como:

$$C_t = C_o S_o + C_g S_g + C_w S_w + C_f$$

Que incluye la compresibilidad del aceite, del gas, del agua y de la formación.

Viscosidad. La viscosidad es una propiedad del fluido que se presenta como una resistencia al movimiento. Se expresa en centipoises (cp).

Espesor de formación. Es el intervalo saturado de hidrocarburos. Se expresa en pies o metros.

Radio del pozo. Se define como el radio de la tubería de terminación o del agujero descubierto.

III.- CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS CON BASE EN DATOS DE:

3.1 MUESTRA DE ROCA

TIPOS DE MUESTRAS DE ROCA

Para caracterizar un yacimiento es indispensable efectuar - determinaciones geológicas y petrofísicas confiables que describan a las rocas del yacimiento.

Para una correcta evaluación se requieren muestras de roca, que se obtienen directamente del yacimiento durante la perforación del pozo, principalmente a través de recortes de perforación o núcleos, (Fig. 3.1.1).

Recortes de Perforación.- Los recortes de perforación están constituidos por fragmentos pequeños de roca cortados por la barrenadora en el fondo del pozo. Estos recortes se estudian para determinar las correlaciones litológicas y paleontológicas, encontrar niveles de referencia en el subsuelo e investigar los estratos almacenadores. Cuando los fragmentos son grandes, y la contaminación debida al fluido de perforación es mínima, se pueden emplear en los análisis de porosidad y permeabilidad con los métodos que se describen más adelante.

Los recortes normalmente deben lavarse y guardarse en sacos de lona o recipientes metálicos a los que se les adjunta una etiqueta con la profundidad, nombre del pozo y situación.

Posteriormente se realiza la evaluación de los recortes, que consiste principalmente en la examinación y evaluación cualitativa.

Se recomienda tomar los recortes a intervalos de 0.25 a 10 m, dependiendo del propósito para el que se quieran las muestras.- Por ejemplo, para la correlación litológica son adecuados intervalos de muestreo de 1.50 a 3 m y para la investigación de la roca almacenadora normalmente es suficiente tomar muestras cada 1.5 m.

Por otra parte, se sabe que los fragmentos de roca perforada alcanzan la superficie un cierto tiempo después de haber sido

cortados en el fondo del pozo. Este tiempo varía de acuerdo a diversos factores, como lo son: el gasto y capacidad de las bombas de lodo, la profundidad y diámetro del pozo, el tamaño y la densidad de los fragmentos, entre otros.

Núcleos.- Los núcleos son las muestras más grandes que se pueden obtener de la formación, con una herramienta especial, y proporcionan información más clara y segura sobre litología, textura y estructura de la roca, buzamientos y alteraciones tectónicas; además de ellos se pueden obtener otros datos muy importantes como la porosidad, la permeabilidad, la presión capilar que define la distribución de fluidos en el yacimiento, etc. También los datos de núcleos seleccionados son usados para calibrar las respuestas de muchos registros geofísicos. Generalmente los núcleos son los que más se emplean en los diversos análisis ya que proporcionan una mejor información, además se obtienen directamente de la formación y se conoce su posición.

Los problemas que se presentan durante el muestreo de las rocas del yacimiento son principalmente dos:

- La selección de muestras representativas de cada núcleo.
- La rápida envoltura y preservación de las muestras para prevenir la pérdida de fluidos dentro del núcleo o bien la absorción de fluidos extraños por el mismo.

Con respecto a la selección de muestras, en la cual se debe tener mucho cuidado, será en forma simple cuando se trate de formaciones que presenten homogeneidad, con un número pequeño de muestras será suficiente para determinar sus características.- Cuando la formación varía ampliamente en su litología y en su porosidad, como los conglomerados, cuarzo intemperizado, carbonatos cavernosos o fracturados, etc., la selección apropiada de las muestras será un poco más compleja y debe hacerse con mucho cuidado; se necesitará una cantidad representativa de muestras y que sean de tamaño grande.

En el segundo punto, cuando se presentan problemas de envoltura y preservación de las muestras después de que se reciben los núcleos en el pozo, se deben efectuar ciertas operaciones para asegurarse que las muestras se encuentren empaçadas y preservadas en forma apropiada para las futuras pruebas a que se someterán

en el laboratorio. Como se describe más adelante la preservación de los núcleos y el método que se va a usar, dependerá principalmente del tipo de datos que se obtendrán en las pruebas de laboratorio.

Durante el análisis de las muestras debe procurarse una cierta precisión en la obtención de los datos y evaluarla, para tratar de determinar el grado en que las muestras fueron afectadas por las condiciones prevaletientes en el yacimiento. Además, el análisis de las muestras se encuentra relativamente limitado a una fracción de volumen muy pequeña del yacimiento. Aparentemente ésto representa un problema para poder obtener los valores para todo el yacimiento, pero se sabe, a partir de estudios geológicos, que los estratos son el resultado de procesos dinámicos que someten a los materiales a eventos mas o menos similares, tales como transportación, depositación, compactación, cementación, etc., los cuales tienden automáticamente a generar una clasificación general de estos materiales, induciendo a que se tenga un determinado medio poroso resultante. Entonces, se puede decir, que los estratos de un cierto espesor están compuestos por grupos de elementos que ya han sido expuestos a factores ambientales se lectivos y comunes. Con base en lo anterior, se puede considerar que una muestra pequeña tomada del yacimiento, tendrá ciertas ca racterísticas de las que son común denominador en los componentes básicos, para poder dar un valor numérico significativo de las propiedades de la roca en su análisis.

Esta es una de las bases por la que se pueden aceptar comparaciones de datos de análisis de núcleos en los pozos vecinos, - las que a menudo muestran las variaciones laterales en porosidad y permeabilidad a lo largo de los estratos geológicos continuos, con cambios graduales en magnitud que revelan la naturaleza real de la roca. Además la saturación de fluidos generalmente varía l entamente en las formaciones geológicas continuas, excepto cuando ocurre un cambio considerable y obvio en el contenido de flui dos, por ejemplo cuando se entra a un casquete de gas o a una zo na de agua. De aquí que desde un punto de vista práctico, los nú cleos obtenidos en un muestreo que representan una porción del yacimiento, pueden ser suficientes para una descripción de las propiedades promedio de una sección de la formación.

Otra situación que se plantea comunmente es la cantidad del muestreo de núcleos que debe realizarse en el pozo; ésto debe hacerse con base en programas de muestreo y estudios económicos. - En el campo se tiene como regla que en los pozos exploratorios - debe hacerse en todo el intervalo productor y en los pozos de desarrollo se hace con base en programas de muestreo que se coordinan con la información obtenida de la naturaleza de la roca del yacimiento por otros medios como los registros geofísicos. Actualmente, después de que se perforó el pozo, se pueden obtener muestras de la formación a través de la técnica llamada muestreo de pared, lo cual incrementa la posibilidad de analizar la naturaleza de los yacimientos. Por otro lado, aún cuando las muestras no proporcionen datos cuantitativos durante su análisis, como en el caso de las calizas cavernosas o altamente fracturadas, el muestreo de núcleos puede justificarse por la información que se deriva de un detallado estudio geológico de las muestras. Por supuesto, todas las operaciones de muestreo deben acompañarse de una inspección y evaluación geológica. Ahora, para afirmar si el muestreo es un procedimiento válido para un yacimiento, se debe establecer qué datos de las características del yacimiento se dejen o bien si se quiere nada más una muestra de la matriz de la roca y/o de los fluidos del yacimiento. Para determinar si la muestra fue propiamente tomada, es necesario emplear evidencias indirectas o conocimientos empíricos que ayuden a evaluarla. Entre las evidencias indirectas que se pueden emplear como guía están: (1) el conocimiento del tipo de formación; (2) el tipo de porosidad; (3) la formación de la trampa del yacimiento; (4) el porcentaje de núcleo recuperado y (5) comparación entre los datos de registros tomados, como son tiempo de perforación, de calibración, eléctricos o radioactivos.

Durante el proceso de obtención de los datos básicos del yacimiento a partir del muestreo de núcleos, se plantea al mismo tiempo la forma de cómo generar esta información a un costo mínimo. Una de las formas es estableciendo un programa sobre muestreo de núcleos, coordinándose con otros programas del pozo, dentro del cual se pueden incluir las siguientes preguntas:

- a) ¿Cuántos pozos pueden ser nucleados en el yacimiento?
- b) ¿Qué datos del núcleo se requerirán?

- c) ¿Qué tipo de fluido a condiciones de yacimientos será necesario para el muestreo con respecto a los datos que van a ser obtenidos del núcleo?
- d) ¿Cuántos núcleos se manejarán en la preparación para estos análisis?
- e) ¿Cuántos núcleos serán analizados?
- f) ¿Cómo poder coordinar los programas de muestreo y registros para minimizar los requerimientos y hacer un máximo uso efectivo del muestreo y obtener información a más bajo costo del registro?

Los datos del muestreo se pueden obtener a un costo mínimo durante el desarrollo del yacimiento, ya que el programa de la evaluación de la formación y la coordinación de los programas de registros geofísicos y muestreo de núcleos será planeado poco tiempo después de la perforación del pozo exploratorio. La información requerida de los núcleos variará de yacimiento a yacimiento; sin embargo, se puede establecer una pauta general en donde permanezca el mismo enfoque básico, aunque varíen las condiciones.

TIPOS DE MUESTREADORES

Actualmente en la industria petrolera se tienen diversos equipos muestreadores para obtener los núcleos de la formación. Estos muestreadores se pueden clasificar en dos tipos:

1. Muestreadores de núcleos largos.
2. Muestreadores de núcleos pequeños.

1. Muestreadores de núcleos largos.

Con estos equipos se pueden cortar núcleos con diámetros que varían de 1 7/8 a 5 1/4 pulgadas con incrementos de 1/8 de pulgada, en operaciones continuas se pueden recuperar núcleos de cualquier longitud. En esta clasificación se incluyen a los muestreadores de tipo convencional, con barrena de diamante, con línea de acero y a los muestreadores especiales, (Fig. 3.1.2). Cada uno de estos equipos tienen sus ventajas, desventajas y usos especiales.

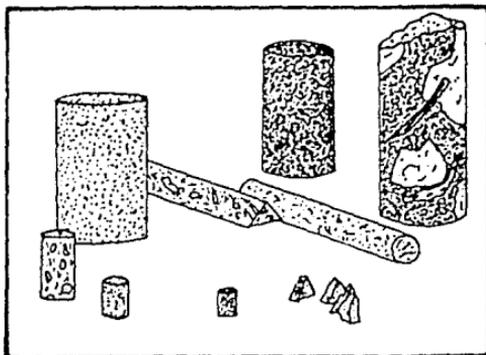


FIG. 3.11 TIPOS Y FORMAS DE NUCLEOS

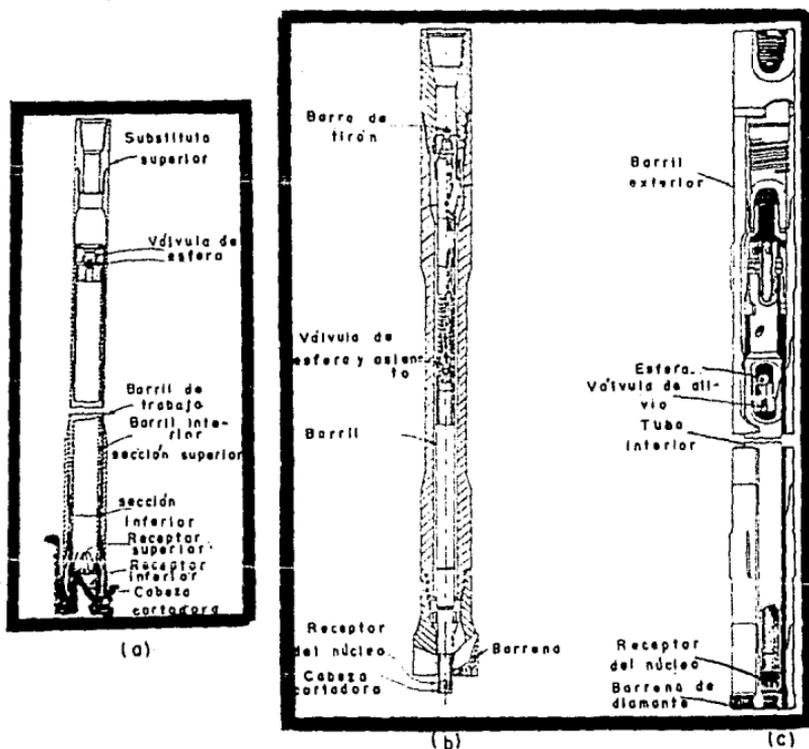


FIG. 3.1.2 TIPOS DE MUESTREADORES

(a) MUESTREADOR DE TIPO CONVENCIONAL

(b) MUESTREADOR CON LINEA DE ACERO

(c) MUESTREADOR CON BARRENA DE

DIAMANTE

Muestreador de tipo convencional.- El equipo consiste de - una barrena, un barril exterior, un barril interior flotante y - un receptor especial que guarda al núcleo en el barril hasta cuando el equipo es levantado. El lodo circula en la tubería de perforación entre los dos barriles hacia la barrena. Normalmente el barril muestreador guarda núcleos de 20 pies, pero se puede adaptar para mayor o menor longitud. Las ventajas que presenta son: 1) se pueden obtener núcleos de diámetro grande; 2) un alto porcentaje de recuperación de los núcleos de la formación; 3) adaptabilidad a las diversas formaciones; y 4) no se requiere equipo de perforación superficial adicional. La desventaja es la necesidad de sacar cuidadosamente la tubería de perforación para recuperar el núcleo después que ha sido cortado.

Muestreador con barrena de diamante.- El uso de barrenas de diamante para núcleos, además de mejorar el muestreo, puede muchas veces mejorar las relaciones de penetración respecto a las barrenas convencionales en formaciones duras. El barril de este tipo de muestreador es muy similar a los barriles usados en el equipo de muestreo convencional. Algunas ventajas que presenta son: 1) prolongación de la vida de la barrena; 2) la posibilidad de cortar un núcleo de 90 pies en una sola corrida; 3) alto porcentaje de recuperación y 4) bajo costo de la perforación de las formaciones duras y abrasivas. Las desventajas son: 1) alto costo de la herramienta, 2) requerimiento de condiciones precisas de operación y 3) supervisión por personal capacitado.

Muestreador con línea de acero (o cable).- El equipo necesario incluye un carrete, una polea y un lubricador del cable de acero, junto con el equipo de perforación. Adicional al equipo anterior se incluye una barrena y lastrabarrena especial para núcleos, una barrena y un muestreador, además de un pescante (over shot) y una quí para el cable. La barrena y el lastrabarrena para núcleos se corren en la tubería de perforación; la barrena lleva un tapón interior. Antes de la extracción del núcleo, el tapón de la barrena es jalado con el pescante de línea; luego el muestreador, junto con la barrena y el receptor, se dejan caer a través de la tubería de perforación y se aseguran automáticamente,

colocándose en el lastrabarrena. Después que el núcleo ha sido - cortado, el barril con el núcleo adentro es jalado con el pescante de línea. Las ventajas son: 1) corte y recuperación consecutiva de núcleos sin sacar la tubería de perforación, 2) perforación y muestreo alterno sin necesidad de hacer un viaje con la tubería de perforación y 3) usualmente los costos de muestreo son bajos. Las desventajas son: 1) se requiere una cantidad apreciable de - equipo superficial adicional, 2) el uso de este método es solamente para formaciones relativamente suaves, 3) recuperación de núcleos de diámetros más pequeños que en el muestreo convencional y 4) generalmente la recuperación de núcleos es baja.

Muestreadores especiales. - Estos son equipos de usos especiales para ciertos requerimientos que se presentan durante el - muestreo. Entre tales equipos se tienen las herramientas de orientación de muestreo que proporciona información sobre la dirección y buzamiento de la formación nucleada; equipos que disponen de - una manga elástica para envolver al núcleo a medida que se va cortando, mejorando su recuperación en arenas no consolidadas, en - formaciones suaves, deleznable o con porosidad secundaria (fracturas, fisuras, cavernas), con el fin de retener el núcleo hasta que es llevado a la superficie, el muestreador proporciona un núcleo empaquetado, el cual es conveniente para su manejo y transportación al laboratorio.

También se cuenta con muestreadores que recuperan núcleos a presión, para conservar a las condiciones originales los fluidos que los saturan.

2. Muestreadores de núcleos pequeños.

Normalmente estos muestreadores son del tipo de pared, con los que se obtienen muestras a una profundidad determinada de la pared del pozo que ya ha sido perforado.

La herramienta de línea que más se usa es la de tipo percusión, que es manejada por una unidad de línea y se asemeja a una pistola perforadora en que las balas son de forma ahuecada. Las balas están atadas al cuerpo de la pistola por cables de acero, se dispara hacia la pared del pozo y se retira con el cable. Generalmente esta herramienta se usa junto con los registros que -

se corren en agujeros abiertos, donde los puntos para el muestreo de pared son seleccionados del registro. El muestreo de pared es está restringido a formaciones suaves y medianamente compactas y - generalmente los núcleos recuperados son afectados por microfraz turas o desarreglo intergranular en la compactación. Algunas de sus ventajas son: (1) se puede hacer un muestreo a una cierta pro fundidad después que el agujero ha sido perforado y (2) la posi- ble ayuda o confirmación en la interpretación del registro. Aho- ra, las desventajas que presenta son: (1) muestras demasiadas pe queñas para un análisis completo de laboratorio, (2) muestras to talmente alteradas y (3) la formación muestreada ha sido invadi- da por el filtrado del lodo de perforación.

CORTE, PROTECCION Y MANEJO DE NUCLEOS

Factores que afectan a los núcleos.

Lo ideal al recuperar un núcleo sería obtener una muestra de la roca a las condiciones existentes de la formación, pero es im posible porque todos los procedimientos de muestreo usados en la actualidad alteran en algún grado al núcleo y al contenido de - fluidos de la roca del yacimiento, principalmente durante la per foración y traslado subsecuente a la superficie. Tres factores - son los que causan esta alteración: (1) lavado de la roca por el fluido de perforación, delante de la barrena, (2) reducción de - la presión, y (3) reducción de la temperatura. Estos tres facto- res originan los cambios de saturación que ocurren en el núcleo durante la recuperación, de la formación a la superficie.

Lavado de la roca.- El fluido de perforación es lanzado con tra la formación delante de la barrena y contra la superficie pe riférica del núcleo cuando éste entra al barril. Es esta forma, el lavado por el filtrado de lodo tiende a reducir el contenido de hidrocarburos e incrementa el contenido de agua en la muestra de roca. Los principales factores que contribuyen al grado de la vado son: (1) el ritmo de penetración de la barrena, (2) la per meabilidad vertical y horizontal de la formación, (3) las propie dades de pérdida de filtrado del fluido de perforación, (4) la - diferencia de presión entre la corriente del fluido de perforación

y la formación y (5) el diámetro del núcleo.

El grado de lavado varía mas con la presión del fluido de perforación y la velocidad de muestreo que con las propiedades de pérdida de fluido de perforación. Generalmente, cuando se usan fluidos de perforación a base de agua, la acción lavadora del filtrado del fluido de perforación puede desplazar aceite hasta un punto tal, cuando ha ocurrido un desplazamiento completo, en que la saturación de aceite disminuye hasta lo que se considera la saturación residual de aceite de la muestra. El agua original contenida en la roca puede también ser desplazada por la acción del lavado hasta un punto en que el contenido de agua del núcleo recuperado puede proceder predominantemente del fluido de perforación. Por supuesto, aunque en la superficie las saturaciones de fluidos en el núcleo no son representativas de la saturación a las condiciones del yacimiento, las saturaciones son medidas y registradas normalmente en el laboratorio; estos datos, en un sentido cualitativo, pueden tener importante aplicación en la evaluación y en el potencial de hidrocarburos del yacimiento.

Una forma para evitar que los fluidos de perforación alteren notablemente a los núcleos es seleccionando el tipo de fluido para cortar los núcleos. Los casos que se presentan son:

I. Cuando uno de los objetivos es conocer la saturación de fluidos, entonces se recomienda utilizar un fluido a base de aceite cuando el núcleo se va a obtener en una zona de saturación de agua irreductible (casquete de gas o zona de aceite limpio) evitando así que la saturación original se altere; cuando el núcleo se va a obtener en una zona donde la saturación de agua es mayor a la irreductible y la saturación de aceite es mayor al residual, se debe utilizar un fluido que origine poco filtrado o sea poca invasión y por último cuando el núcleo pertenece a una zona donde la saturación es de aceite residual, se recomienda que el fluido a utilizar sea a base de agua.

II. Cuando la formación tiene arcillas, se debe tener mucho cuidado al seleccionar el fluido de perforación, principalmente si se desea conservar las características del medio poroso.

III. Por último se tiene que, para muchos análisis petrofísicos no importa el tipo de fluido usado para el corte del núcleo,

debido a que las muestras se someten a limpieza de fluidos antes de las mediciones en el laboratorio.

Reducción de la presión y la temperatura.- La presión y la temperatura se reducen de valores altos (yacimientos) a bajos (atmosférica) cuando el núcleo parcial o totalmente lavado es llevado a la superficie, provocando que el gas disuelto en el aceite y el agua se expanda y someta al núcleo a un empuje de gas en solución y a la expulsión de líquidos del espacio poroso; obteniéndose una saturación superficial consistente en un cierto volumen de aceite residual, un volumen total de agua del filtrado de lodo y de agua del yacimiento y un volumen de gas liberado, - (Ver fig. 3.1.3). Las reducciones de la presión y la temperatura también son responsables de los cambios de tensión de la roca, - los cuales pueden afectar en forma importante a algunas propiedades de la roca, tales como la permeabilidad, la porosidad y la resistividad.

Es muy importante reconocer que estos factores afectan al núcleo para poder dar una interpretación apropiada de los datos del análisis de núcleos.

Extracción del núcleo del barril muestreador.- Después que el núcleo es cortado y posteriormente llevado a la superficie se debe evitar que permanezca por mucho tiempo en el barril muestreador, debido a que los fluidos del lodo se pueden absorber por capilaridad, lo cual originará un cambio en las condiciones de equilibrio establecidas por la expansión del gas conforme la muestra se lleva a la superficie. Por esta causa se recomienda reportar si se tiene cierta demora en la extracción del núcleo.

El núcleo debe extraerse del barril suavemente para que la alteración del núcleo y de los fluidos sea mínima y además se recomienda sacarlo por gravedad, ya sea levantando un extremo del barril o bien empujándolo con una varilla; si es necesario, se le puede dar ligeros golpes o sacudirlo, si se trata de núcleos densos, pero si se trata de rocas suaves se deben evitar los golpes fuertes.

Identificación y registro de los núcleos en el pozo.- A medida que los núcleos se vayan extrayendo del muestreador se deberán

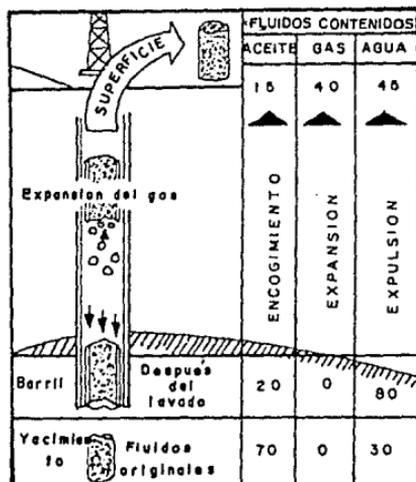


FIG. 3.1.3 CAMBIOS EN LA SATURACION DEL NUCLEO
CUANDO ES LLEVADO A LA SUPERFICIE

colocar en recipientes marcados, que deberán estar en orden y con la orientación adecuada. Se debe medir y registrar con exactitud la recuperación, así como cualquier exceso o pérdida; en caso de existir pérdida, se debe asignar a la parte inferior del intervalo muestreado, a menos que por alguna observación especial se concluya otra cosa, que se deberán anotar. Cuando se presenten estos casos se deberá usar toda la información disponible en el momento de localizar las pérdidas. Las siguientes consideraciones se deben tomar en cuenta, porque son de gran utilidad: a) la velocidad de perforación (que puede indicar un cambio o una rotura en la formación); b) las condiciones generales del núcleo, las cuales pueden ser la continuidad, secciones rotas, etc.; c) las condiciones del barril muestreador; en ocasiones se encuentra dañado, por lo que la parte inferior se pudo haber caído y puede recuperarse posteriormente. En algunos casos es posible determinar con mayor precisión la profundidad exacta de las pérdidas utilizando registros eléctricos, sónicos o radioactivos.

Limpieza de los núcleos.- Después que el núcleo es extraído del barril muestreador se debe limpiar tan pronto como sea posible con un trapo húmedo, mojado de preferencia en el fluido de perforación, para eliminar el enjarre y exceso de lodo. De experiencia de campo se recomienda que las muestras que se manden al laboratorio, nunca se deben lavar con agua o cualquier otro líquido después de extraído del barril. En cualquier caso, la limpieza, examen y procedimiento de muestreo deberán efectuarse en el tiempo mínimo posible. El tiempo que un núcleo está expuesto al fluido de perforación y a la atmósfera afectará el análisis posterior del núcleo.

Frecuencia y tamaño de las muestras.- Lo más conveniente es enviar el núcleo completo al laboratorio para su análisis. Cuando se determine no enviar el núcleo completo se recomienda seleccionar muestras de 10 a 15 cm. de longitud a intervalos no mayores de 30 cm. Si el muestreo es con cable se deben enviar todas las muestras.

Cuando se trata de núcleos grandes es necesario una información detallada respecto al número, tamaño y dirección principal

de las fracturas, tamaño y distribución de las cavernas, así como los cambios bruscos en su litología.

En conclusión, las muestras deben ir acompañadas de toda la información posible para su análisis en el laboratorio.

Información que debe enviarse al laboratorio junto con los núcleos.- Anteriormente se ha hablado de que los núcleos de ben ir acompañados de cierta información; en términos generales, se puede considerar la siguiente información:

I. Datos del pozo: a) nombre y número; b) nombre del campo y/o yacimiento al que pertenece; c) elevación de la mesa rotatoria; d) plano de localización del pozo; e) copias de los registros geofísicos tomados en el intervalo nucleado.

II. Datos de los núcleos: a) tipo de núcleo (de pared, núcleo grande, etc.); b) número del núcleo; c) intervalo nucleado (profundidades); d) recuperación (porcentaje recuperado); e) fecha de muestreo; f) formación nucleada; g) yacimiento al que pertenece el núcleo; h) descripción litológica; i) tipo de preservación o protección.

III. Datos de los fluidos: a) características y propiedades del fluido de perforación utilizado; b) características y propiedades de los hidrocarburos saturantes; c) características y propiedades del agua de formación; d) características y propiedades del agua de inyección (en el caso de recuperación secundaria).

IV. Relación detallada de los análisis de laboratorio requeridos.

Con base a esta información, se dará una buena interpretación de los datos que se obtengan del análisis de los núcleos y también será la base para decidir si se hacen pruebas adicionales a las de rutina, o bien si se suprimen algunas pruebas que no proporcionen datos significativos. Todo esto dará como resultado obtener datos más útiles al menor costo y tiempo.

Preservación de los núcleos.- Esta es una forma con la que se intenta mantener a los núcleos a las mismas condiciones en que se encontraba antes de extraerlo del barril muestreador, para evitar que sufran alteraciones durante su transporte al laboratorio y durante el tiempo que permanezcan almacenados esperando su

análisis. La falta de cuidado o bien si se hace un muestreo y em
pacamiento incorrecto, originarán alteraciones posteriores tanto
al núcleo como a sus fluidos, lo cual lo hace menos representati
vo de las condiciones de la formación.

También la preservación va ayudar a que los núcleos no se -
rompan en el viaje al laboratorio. En el caso de los núcleos den
sos y consolidados no se requerirán precauciones especiales para
su manejo; pero en los núcleos suaves o poco consolidados se de-
be tener especial cuidado. El uso de un recipiente de aproximada-
mente el mismo diámetro del núcleo puede prevenir la rotura de -
muestras poco consolidadas durante el embarque; en el caso de -
arenas pobremente consolidadas, se puede usar papel de aluminio
o estaño para protegerlos. Cuando las muestras se van a transpor
tar y van a estar sujetas a un manejo brusco no se debe usar reci-
pientes de cristal, plástico deformable, cartón u otros reci-
pientes no rígidos; se recomienda usar recipientes de metal o de
plástico rígido. El método de preservación dependerá principalmen-
te de la naturaleza de la roca y además del tiempo de almacena-
miento y de la naturaleza de la prueba deseada. También se tiene
que la variación en los métodos, dependerá si los núcleos se van
analizar en áreas locales o si se deberán preparar para enviarlos
a un laboratorio lejano.

Algunas formas de preservar los núcleos son:

i.- Envases resistentes (lámina, madera, cartón, etc.) y la
tas selladas. Los núcleos se pueden envasar, envolviéndose pre-
viamente en un material no absorbente (plástico), en cualquiera
de estos tipos de recipientes, procurando dejar la mínima canti-
dad de aire y los núcleos envueltos deben llenar el envase. Si -
los núcleos son seleccionados especialmente para determinar sus
saturaciones se pueden envasar en latas selladas herméticamente,
ya que es un método rápido y eficiente. Se pueden enlatar direc-
tamente o bien envolverse primero con un material no absorbente,
debe quedar un mínimo espacio entre el núcleo y la lata. Si se -
trata de un núcleo poco consolidado o deleznable se deben tomar
precauciones para evitar su movimiento durante el transporte. Se
debe evitar las fluctuaciones grandes de temperatura.

ii.- Tubos de metal (acero, aluminio) o de plástico. El nú-
cleo también se preserva en tubos de un diámetro interior ligeramen-

te mayor al diámetro del núcleo y con los extremos convenientemente sellados. Los núcleos deben envolverse con plástico antes de envasarse, procurando dejar la mínima cantidad de aire y además no debe emplearse ningún fluido al empacar los núcleos. En esta forma de preservar a los núcleos también se deben evitar las variaciones de temperatura durante su transporte y almacenamiento.

III. Recubrimiento de plástico. En este método el núcleo se recubre con una capa de plástico de 1/16 pg. de espesor. Posteriormente se pueden guardar en cajas, procurando que queden bien empacado para evitar que se rompan durante el traslado; también se pueden enlatar o guardarse en tubos.

IV. Congelamiento. Este método consiste en congelar el núcleo con hielo seco y en recipientes especiales del tipo termo; se deben congelar tan rápidamente como sea posible, ya que, en caso contrario, se tendrá una migración de los fluidos dentro de la estructura del núcleo. Este método se considera muy práctico cuando el laboratorio está cerca y se van a realizar los análisis inmediatamente; además es una forma de conservar a los núcleos que fueron recuperados a presión.

V. Otros métodos de preservación. Otra forma muy usual es la manga elástica de hule o neopreno que envuelven al núcleo al momento de cortarlo. En el caso de núcleos suficientemente consolidados se pueden envolver con papel de estaño y cintas plásticas, que pueden soportar el transporte. Se envuelven dos o tres veces y se doblan los lados del papel a lo largo del núcleo; sellando finalmente con las cintas plásticas.

Recepción y registro de los núcleos en el laboratorio.

Al momento de recibir los núcleos en el laboratorio se debe comprobar que concuerden con los datos reportados en la documentación adjunta. Después se recomienda abrir un expediente que se rotulará con una P, que indica que se trata de un análisis petrofísico, o una G cuando se trata de un análisis geológico, seguido del número de orden de recepción de las muestras.

La preparación de las muestras de núcleos para los procesos de análisis, como se ha mencionado anteriormente, va a depender de:

(1) los datos que se desean obtener del núcleo que se va a analizar, (2) del tipo de roca o formación de la cual el núcleo procede y, (3) de la técnica de muestreo utilizada.

Tipo de análisis.

La técnica usada en los análisis de núcleos depende del método de muestreo, de las características litológicas de la roca muestreada y del tipo de datos que se van a obtener. Con base a los elementos citados anteriormente se pueden considerar los siguientes tipos de análisis:

Análisis convencional o de muestras pequeñas.

Este es uno de los métodos de análisis más frecuentemente usados. Se emplea una muestra de roca pequeña (tapón), con la que se trabaja cómodamente en el laboratorio, se corta a intervalos seleccionados del núcleo completo. Los datos obtenidos de la muestra, a partir del intervalo muestreado, son los que se suponen que representan a las propiedades de la roca del yacimiento. Esta aproximación tendrá mayor validez cuando el tipo de roca llega a ser más uniforme. Se requiere hacer una buena decisión del número de muestras requeridas por análisis. Generalmente se acepta que para determinar las propiedades básicas de la roca, tales como la porosidad y la permeabilidad, se requiere una frecuencia de una muestra cada 50 cm.

Se puede considerar, si el núcleo se obtuvo a partir de una formación consolidada, la siguiente secuencia para su análisis:

- 1.- Observación y registro de los núcleos.
- 2.- Selección de los tramos a analizar.
- 3.- Corte e identificación de muestras pequeñas.
- 4.- Extracción de fluidos de las muestras.
- 5.- Secado y desecado de las muestras.
- 6.- Medición de la permeabilidad al gas.
- 7.- Medición de la porosidad con gas.
- 8.- Selección de muestras para las diferentes pruebas (resistividad, presión capilar agua-aire y mercurio-aire, desplazamiento con gas o agua, compresibilidad, transmisión de ondas acústicas, mojabilidad, determinaciones mineralógicas y otras pruebas).

Para el caso cuando la muestra pertenece a una formación de leznable, se recomienda la siguiente secuencia:

- 1.- Observación y registro de los núcleos.
- 2.- Selección de los tramos a analizar.
- 3.- Corte e identificación de muestras pequeñas.
- 4.- Extracción de fluidos de las muestras.
- 5.- Secado y desecado de las muestras.
- 6.- Medición de la porosidad con gas.
- 7.- Selección de muestras para las siguientes pruebas:

a) La muestra se tiene que recubrir con plástico para realizar las siguientes operaciones:

-Medición de permeabilidad al gas.

-Selección de muestras para las siguientes pruebas:
Resistividad y desplazamiento con gas o agua.

- b) La muestra se recubrirá con lámina metálica si se trata de una prueba de compresibilidad.
- c) Las siguientes pruebas no requieren ningún recubrimiento especial: presión capilar agua-aire y mercurio-aire, granulometría, determinaciones mineralógicas y otras pruebas.

Análisis de núcleos grandes.

Este método es empleado cuando en muchas de las formaciones productoras presentan altas porosidades y permeabilidades, debido a la presencia de heterogeneidades tales como fracturas y cavidades por disolución, ya que las muestras usadas en los análisis convencionales, son demasiadas pequeñas para evaluar en forma apropiada estas formaciones heterogéneas. Con el propósito de analizar muestras del máximo tamaño, se usan núcleos completos, en los cuales se pueden medir las propiedades de la roca en un volumen de mayor tamaño. La técnica del análisis de núcleos grandes requiere equipos especiales (principalmente de gran tamaño) en el laboratorio y por lo cual los análisis son limitados. La secuencia de análisis es la siguiente:

- 1.- Observación y registro de los núcleos.
 - 2.- Selección e identificación de los tramos a analizar.
- Después de este paso, se tienen dos caminos a seguir:

a)

- Determinación del contenido de fluidos.
- Determinación de la porosidad.
- Corte de los extremos de los núcleos.
- Secado y desecado de los núcleos.
- Medición de permeabilidad al gas.

b)

- Extracción de fluidos de los núcleos.
- Corte de los extremos de los núcleos.
- Secado y desecado de los núcleos.
- Medición de porosidad con gas.
- Medición de permeabilidad al gas.

Análisis de núcleos de pared.

Como se indicó en la sección de tipos de muestreadores, con esta técnica se realiza el corte del núcleo posterior a la perforación del pozo y las muestras que se obtienen son pequeñas, por estos motivos los datos medidos serán limitados en variedad y de poca confianza. La muestra debe extraerse con mucho cuidado de la herramienta y debe evitarse que se rompa o se maltrate cuando se va a realizar el análisis. Se procurará hasta donde sea posible, mandar las muestras al laboratorio en las mismas condiciones que tenían cuando se extrajeron de la herramienta. Después las muestras se deben colocar en recipientes de cristal o de otro material no absorbente; luego se deben sellar perfectamente y estos recipientes se deben enviar al laboratorio en cajas adecuadas para evitar que se rompan. Si se determina que estas muestras se pueden analizar por el método convencional, entonces se deberá seguir la secuencia enumerada en esa sección. Sin embargo, en la mayoría de los casos, estos análisis solo aportan resultados cualitativos; son principalmente útiles en las descripciones litológicas, en el contenido de fluidos y en la correlación con los registros de pozos.

CARACTERIZACION GEOLOGICA

Las características geológicas que se requieren de la descripción de las muestras son principalmente litológicas, petrográficas, mineralógicas y paleontológicas. La descripción de las muestras se pueden hacer en el siguiente orden:

- 1.- Tipo de roca; por ejemplo, arenisca, lutita, caliza, etc.
- 2.- Color
- 3.- Textura y porosidad, incluyendo tamaño del grano, angularidad, clasificación de arenas, grado de laminación y dureza de las lutitas, textura de la matriz y carácter de la estructura del poro de las rocas carbonatadas, etc.
- 4.- Cementación, incluyendo las modificaciones sufridas, tales como calcáreas, sílice, arcillosidad, etc.

5.- Composición mineralógica.

6.- Análisis paleontológico.

7.- Análisis químico de muestras de rocas y fluidos.

El equipo requerido para examinar la muestra, es un buen microscopio binocular con lentes de 6 a 45 aumentos. Principalmente se usa para observar la estructura esencial y la textura de la muestra, además se puede hacer una estimación del porcentaje de los componentes de la roca.

Generalmente las muestras se examinan usando un microscopio de baja potencia, pero deberá ser lo suficientemente potente para que la estructura y la textura de los recortes sea fácilmente visible. Las muestras pueden ser examinadas secas o cubiertas con agua; por ejemplo, las zonas donde prevalecen las calizas, dolomitas y anhidritas se pueden examinar mojadas. Algunas cualidades de las muestras, tales como la estructura oolítica y la formación cristalina, bajo el agua son aclaradas por la refracción diferencial.

Para la descripción de las muestras se tienen dos métodos: el método interpretativo y el sistema de porcentajes. En el método interpretativo se seleccionan los recortes, suponiendo que son representativos de la formación, y se describe la muestra entera como si estuviera compuesta de estos recortes. En áreas donde se tiene una clara idea de la litología y espesores de la formación subsuperficial y donde no existen rápidamente cambios de facies, el método interpretativo trabaja muy bien. En cambio, donde se tiene una combinación de lutitas, calizas de plataformas y depósitos de arrecifes, que causan profundos cambios de facies y espesores, el método ya no funciona muy bien y en estos casos se usa el sistema de porcentajes, en el que las muestras (excepto las formaciones cavernosas) son descritas por porcentajes. Se hace una descripción de los materiales contenidos y luego los resultados se muestran gráficamente, con las cantidades de cada uno, en un registro de muestra que posteriormente se describirá.

1.- Tipo de roca.

El tipo de roca se puede determinar observando las muestras de roca con un microscopio. Las rocas clásticas gruesas están -

compuestas de conglomerados y areniscas. Generalmente se toma a 0.1 milímetro como el límite superior del diámetro del grano de limolita, entonces si la roca es pobremente clasificada y el diámetro máximo es de 0.1 mm. se podrá clasificar como limolita o una limolita arenosa. Si los granos son bien clasificados y el diámetro es mayor que 0.1 mm. la roca se podrá clasificar como una arenisca muy fina o una arenisca arcillosa.

El grupo de roca clástica fina consiste de argilolita, pizarra, lutita y limolita y su diferenciación está en la base del grado de consolidación o litificación. Las lutitas se pueden distinguir por el contenido de limo o de arena.

Debido a la gran variedad de rocas carbonatadas es más difícil de identificarlas y describirlas. Con base en la composición el grupo de los carbonatos se subdivide en dos clases: calizas y dolomitas. Estas rocas se pueden determinar con ácido clorhídrico diluido, la observación del grado de efervescencia ayudará a distinguir entre una caliza y una caliza dolomitizada que reaccionan rápidamente, la dolomita reacciona lentamente. Si la lutita es relativamente suave el tipo calcáreo reaccionará mucho más fuertemente y si la lutita es consolidada se hará una estimación razonable observando la reacción del ácido. Estas reacciones son modificadas en parte por la presencia de componentes no carbonatados o las características físicas de la muestra.

2.- Color.

El color de la muestra se puede determinar directamente observándola con una lupa o bien a través del microscopio. El color de las areniscas se puede atribuir al color de los granos componentes, del cemento, de la matriz y al teñido del agregado total. Las areniscas cuarzosas pueden adquirir una película superficial de coloración durante el período de exposición y antes de la deposición final. En la superficie los colores de la pizarra y la limolita son de gran ayuda en la correlación de las unidades estratigráficas o en la determinación del medio ambiente de los sedimentos.

Los colores normales de las calizas y dolomitas son el gris, blanco y café y los menos frecuente son el rojo, el naranja, varios colores verdes, púrpura y negro. Los colores pueden presentarse

en combinación de una variedad de modelos como son: moteado, bañ
deado, punteado y graduado. Los colores rojo, verde y naranja son
muchas veces asociados con superficies intemperizadas, discor--
dancias y oxidación subsuperficial por la acción de las aguas cir-
culantes.

3.- Textura y porosidad.

La textura es el tamaño, forma y arreglo de los elementos -
componentes de una roca sedimentaria. En el análisis de la textu-
ra se incluye la determinación de la distribución de tamaño, la
clasificación, arreglo, esfericidad, redondez, textura superfi-
cial, estructura (fábrica) y empaquetamiento de los granos compo-
nentes. Otras propiedades texturales importantes de la roca poro-
sa son la distribución de tamaño y geometría de los poros, así -
como también la red de distribución formada por los poros conec-
tados.

La evaluación de estas propiedades texturales, proporciona
los datos para interpretar la historia de formación de la roca -
sedimentaria. La distribución de tamaño y la clasificación refle-
jan las condiciones de la energía en el lugar de depósito.

El arreglo comunmente se relaciona con la forma geométrica
original del grano, modificado por el desgaste o la génesis de -
los granos en rocas carbonatadas. La esfericidad de la partícula
es afectada por su comportamiento hidráulico durante la transpor-
tación y la depositación. La redondez es un registro de la histo-
ria de abrasión y corrosión de la partícula. La textura superfi-
cial es resultado de la abrasión y corrosión de la partícula y -
puede tener una significancia genética. La estructura de la are-
niscas se relaciona con la dirección del movimiento del medio de
depósito, pero la compactación puede modificar la estructura ori-
ginal. El empaquetamiento indica condiciones de depósito origi-
nal, pero puede ser más bien un reflejo de la compactación.

Los procedimientos para analizar la textura son una combina-
ción de técnicas mecánicas y microscópicas.

Métodos mecánicos.- El método mecánico es usado para deter-
minar la distribución de tamaños y clasificación en muestras de
roca disgregadas y materiales no consolidados, dependerá sobre -

todo del grado de las dimensiones del material. Los guijarros y fragmentos de gran tamaño pueden ser medidos con calibradores, - los componentes de los tamaños de arena pueden ser rápida y convenientemente clasificados por tamices y las partículas más pequeñas que 1/16 mm. pueden ser satisfactoriamente separadas en - cilindros de sedimentación por los métodos de la pipeta o hidrómetro, donde la muestra es dispersada, colocada en un recipiente graduado o contenedor similar, luego se mezcla cuidadosamente y la cantidad de material suspendido es medido por procedimientos especiales. Estos análisis están basados en la ley de Stokes.

Métodos microscópicos.- En este método se usan los microscopios de tipo estereoscópicos y petrográfico para el análisis textural. Para determinar con precisión las propiedades ópticas de los minerales, donde es necesario descifrar las características texturales, se emplea el microscopio petrográfico. Para otras características se puede usar el microscopio estereoscópico.

Los accesorios del equipo son necesarios para adaptar los - microscopios a una técnica particular. Actualmente para la examinación de los granos o secciones delgadas se usan microfotos ampliadas o proyecciones.

Tamaño del grano y clasificación.- El tamaño del grano y la clasificación de las muestras se pueden determinar de las secciones delgadas o de las superficies pulidas. En teoría, las áreas comparativas son directamente proporcionales a los volúmenes correspondientes.

Forma, esfereidad y redondez.- La forma de la partícula es su forma geométrica y uno de los sistemas más simples es clasificarla de acuerdo a las relaciones de los diámetros intermedios a largos y del corto al intermedio de la partícula.

La esfereidad y la redondez son determinadas en forma simple y rápida por la comparación de las imágenes del grano con un juego de imágenes de referencia. La esfereidad puede ser calculada también de las mencionadas de los diámetros del grano en dos o tres dimensiones. Además se cuenta con otras técnicas de medición.

Textura superficial. - Se define a la textura superficial como las características menores de la superficie del grano, que son independientes del tamaño, la forma y la redondez de la partícula. En los estudios cuantitativos no se tiene ningún análisis, pero se reconocen dos categorías cualitativas. La primera describe el grado o falta de pulido y la segunda incluye los tipos de marcas sobre la superficie del grano. Para estos estudios se emplea un microscopio binocular.

Estructura (fábrica). - La estructura es la orientación o falta de orientación expresada por los componentes no esféricos de la roca. Para evaluarla se tiene dos técnicas básicamente diferentes. La primera es un método cristalográfico basado en la suposición de que los ejes c de la dimensión de los detritos del grano de cuarzo, son paralelos. El segundo método para evaluar la estructura es dimensional y solamente se requieren mediciones de la orientación de las dimensiones del grano, que son hechas directamente o de las imágenes proyectadas.

Empaquetamiento. - El empaquetamiento se refiere al espaciamiento de los componentes de la roca; la técnica para evaluarla considera las propiedades unitarias y agregadas. Un aspecto de las propiedades unitarias es el término "empaquetamiento de proximidad", que es expresado como el porcentaje de los contactos grano a grano. El otro aspecto se refiere a la medida de ajuste de los contactos entre los granos. La propiedad agregada es un término de "densidad de empaquetamiento" y es expresado como el porcentaje de la longitud del trazo de una sección delgada que es ocupada por los granos.

Los empaquetamientos de proximidad y de densidad pueden ser determinados de las mediciones simultáneas hechas sobre el mismo trazo, a través de la sección delgada. Como cada grano está entre cruzado, la naturaleza del contacto es indicada solamente como un límite. La longitud del trazo es medido así como la distancia interceptada para cada grano a lo largo de la línea del trazo.

Porosidad.- La porosidad de la roca tiene tres aspectos: - (1) la cantidad y distribución de tamaños de los poros, (2) la forma geométrica de los poros individuales, y (3) la forma geométrica de la red de poros interconectados.

La cantidad y distribución de tamaños de los poros son determinados de las muestras impregnadas con bálsamo de Canadá y plásticos que contienen tinte de color. Las secciones delgadas normales de las muestras impregnadas son preparadas y estudiadas con un microscopio petrográfico.

Las formas geométricas de los poros individuales y la red de poros son estudiadas haciendo primero la impregnación de la muestra y luego la disolución del material de la roca. Los granos de cuarzo se pueden disolver con ácido fluorhídrico. Las muestras de rocas carbonatadas son impregnadas con plástico y luego se usa un ácido clorhídrico para remover el material carbonatado y un ácido fluorhídrico para remover el sílice. Posteriormente los espacios vacíos de los poros individuales y la red de poros son estudiados con un microscopio binocular. Pero estos estudios solamente proporcionan datos cualitativos.

Otros estudios de la porosidad tridimensional es el uso de modelos que tienen propiedades medidas para las muestras de rocas.

4.- Cementación.

El cementante o material químico es un material intersticial que contiene una roca detrítica. Los materiales de cementación más comunes son: la calcita, la dolomía, el cuarzo, los sulfatos, -- óxidos de fierro, pirita, etc. Las pizarras y limolitas frecuentemente contienen fragmentos de lutitas, calizas y otros tipos de rocas retrabajadas y redepositadas.

En las rocas clásticas gruesas, el carácter y la composición del material cementante sólo se puede identificar en ciertos casos. La característica del cementante puede revelar mucho sobre la depositación de la roca y la historia diagenética.

5.- Composición mineralógica.

La composición mineralógica de la roca es una propiedad fundamental que se debe determinar en todo trabajo de caracterización

geológica, ya que proporciona las bases para describir y clasificar las rocas, además de interpretar el medio ambiente en que fue depositada.

Métodos microscópicos.- La examinación microscópica de las rocas es una técnica de laboratorio básica y esencial para hacer los análisis mineralógicos. El microscopio petrográfico con las combinaciones de varios lentes y las placas adjuntas (placa de yeso, placa de mica, cuña de cuarzo), un juego de líquidos de inmersión normal y una fuente de luz apropiada, componen el equipo necesario para las determinaciones ópticas de los minerales.

Los minerales pueden ser estudiados en sección delgada o por las técnicas de inmersión. Las secciones delgadas son muy útiles para observar la textura y las relaciones grano a grano de la roca; el método de inmersión utiliza los fragmentos de minerales triturados, lo cual es más adecuado para la identificación; solo se requiere una pequeña cantidad de material que se tritura entre una malla de 100 y 200, se coloca sobre el portaobjeto con gotas de diversos medios de inmersión para los índices refractivos y luego se determinan las características físicas y ópticas.

Las propiedades físicas de los fragmentos minerales, tales como el clivaje o crucero, la dureza, la fractura, etc. son de gran ayuda en la identificación mineral. La propiedad óptica más importante que poseen todos los minerales, la cual puede ser medida cuantitativamente, es el índice de refracción. En los minerales isótropos se tendrá un índice refractivo sencillo sin importar la dirección de los cristales. Pero los minerales anisótropos pueden poseer dos o tres índices de refracción dependiendo de que si son uniaxiales o biaxiales.

Difracción de rayos-X.- Durante los últimos años los rayos-X se han desarrollado como una herramienta analítica que se usa para los análisis de los elementos minerales. Para los análisis de los minerales, se usa la difracción de rayos-X y para los análisis de los elementos, la espectrografía de la emisión de rayos-X. Con la combinación de estas dos herramientas se hace el análisis para determinar la estructura atómica, molecular y cristalina de una muestra de roca.

La difracción de rayos-X es un método no destructivo para analizar la estructura y composición de los materiales cristalinos. En estudios geológicos, la difracción de rayos-X se usa como una herramienta petrográfica suplementaria. Los análisis de los minerales realizados con la difracción de rayos-X han sido usados para: (1) estudios de arenas-lutitas, (2) estudio de residuos insolubles de carbonatos, (3) determinaciones de la relación calcita-dolomita, (4) estudios de correlación, (5) estudios del medio ambiente y (6) identificación de minerales.

La mayor aplicación de esta técnica es en el estudio de los minerales arcillosos.

Análisis de minerales pesados.- Se definen a los minerales pesados como aquellos que tienen una densidad relativa mayor que 2.90, como son la turmalina, el zircón, el granate, varios piroxenos, etc.

El procedimiento de separación de los materiales clásticos ligeros es relativamente sencillo y requiere un mínimo de equipo, la técnica es descrita por Pettijohn y Twenhofel y por Tyler. Los minerales pesados son usados en la correlación e identificación de las unidades estratigráficas. Las series de minerales pueden ser establecidas para diversas unidades estratigráficas. Esta técnica es también útil en el bosquejo del área de origen de los sedimentos.

Técnica del teñido.- La técnica de teñido se usa principalmente para determinar la distribución de los minerales y facilitar la identificación rápida de ciertos minerales, principalmente en rocas carbonatadas.

Antes del teñido, los núcleos o recortes de perforación son tratados en ácido clorhídrico diluido durante dos o tres minutos, con el propósito de limpiar las muestras de las impurezas provocadas por el intemperismo. Posteriormente se mojan con agua normal. La solución de ácido consiste normalmente de 8 a 10 partes, en volumen, de ácido clorhídrico concentrado, diluido en 100 partes de agua; pero esta solución puede variar dependiendo de la estructura y la mineralogía de las rocas.

Luego se aplica un tinte sobre las superficies de las caras de la roca cincelada o pulida, pero también se puede aplicar sobre

superficies de secciones delgadas o en los granos. Las relaciones texturales y mineralógicas de las muestras tratadas aparecerán en tres dimensiones bajo el microscopio binocular.

6.- Análisis paleontológico.

La identificación de los fósiles que se encuentran en los recortes y en los núcleos corresponde al campo de la micropaleontología. La geología subsuperficial generalmente depende de las identificaciones y las interpretaciones paleoecológicas. Los microfósiles son útiles en los trabajos subsuperficiales porque se encuentran prácticamente en todos los tipos de rocas sedimentarias, desde la era precámbrica a la reciente y son muy valiosos para determinar la edad de los sedimentos.

El contenido de fósiles en los sedimentos proporciona información esencial sobre la edad de la roca y sobre el medio ambiente de depósito bajo el cual fue formada. Los fósiles también pueden ser usados en los detalles de zonificación y en la correlación de unidades de rocas.

Los fósiles se encuentran en muchos tipos diferentes de rocas; se presentan como impresiones, moldes o restos total o parciales de plantas o animales antiguos, que varían en tamaño. Los macrofósiles, o aquellos más grandes que el límite arbitrario de 10 mm., por lo regular se tienen solamente cuando se dispone de muestras de afloramientos o materiales del núcleo. Los microfósiles son los más extensamente usados porque no se pueden destruir tan fácilmente con la barrena de perforación y también porque se pueden recuperar de los recortes de perforación. Los fósiles en una muestra de roca están íntimamente relacionados con los materiales sedimentarios que se encuentran alrededor, así como también con el tiempo y las condiciones de depósito. Su ocurrencia está controlada por tres factores básicos. Uno es factor biológico o genético que es transmitido de cada individuo a sus descendientes; controlando la forma, el tamaño, la composición y apariencia de los organismos. Los cambios que ocurren en largos períodos de tiempo sobre este factor causan cambios en los organismos (evolución orgánica). El segundo es el factor ecológico; por ejemplo, la relación de los organismos con su medio ambiente fisicoquímico y orgánico. Estos dos comportamientos son la regla

principal en la determinación de la edad relativa y de la distribución de los organismos. El tercero es el factor preservación; por ejemplo, si las condiciones fueron o no favorables para la preservación, como fósiles, de los organismos que vivieron en algún tiempo particular.

Los fósiles son realmente un registro en las rocas de la interacción compleja de estos tres factores. Por lo tanto puede ser usado para interpretar el tiempo geológico y el medio ambiente sedimentario. Los principios que hacen ésto posible son simples: primero, los cambios en la secuencia vertical de los fósiles, a través de una serie de cambios evolutivos de los estratos parcialmente registrados y son de este modo una clave para la edad geológica. Segundo, la distribución horizontal y vertical combinada de los fósiles, que forman un registro en tres dimensiones de los cambios del medio ambiente sedimentario con el tiempo.

7.- Análisis químico de muestras de roca y fluidos.

Los análisis químicos de las rocas sedimentarias y los fluidos que contienen proporcionan mucha información acerca de la historia geoquímica de los sedimentos. Los principales análisis son los siguientes:

Análisis de la roca.- El mojado químico, la emisión espectrográfica y la fluorescencia de los rayos-X, son las técnicas que se aplican en el análisis de la composición de los elementos de las rocas. La técnica de mojado químico ha sido desarrollada por los diversos problemas del análisis de la roca.

La técnica de emisión espectrográfica varía mucho, pero esencialmente consiste en la excitación de los electrones de los átomos en la roca (por flama, arco eléctrico o chispa) a un alto nivel de energía. Otra técnica es, cuando el átomo es bombardeado con electrones de alta energía o rayos-X chocando con los electrones del átomo, entonces éste retorna a su nivel base y se producirán los rayos-X, los cuales son únicos por la especie atómica particular. Este fenómeno es utilizado en la espectrografía de la fluorescencia de rayos-X.

Los análisis a los elementos de las rocas son usados en los estudios de correlación, en estudios del medio ambiente de depó-

sito, determinaciones de la edad de la roca, estudios composicionales y estudios geoquímicos.

Análisis del agua.- Los análisis de las aguas de formación generalmente se realizan por métodos químicos y los resultados son reportados como concentraciones de iones positivos y negativos.

Análisis del crudo.- Los petróleos crudos están compuestos de una mezcla compleja de moléculas de hidrocarburos con una variedad de pequeñas cantidades de impurezas inorgánicas, la cual varía en los diferentes yacimientos. En un principio el análisis del crudo se realizó para conocer características relacionadas a la refinación y sus productos. Posteriormente esta información se ha usado en trabajos de geología; por ejemplo, en exploración para relacionarlos con la estratigrafía y para el estudio de la génesis del petróleo. Las propiedades más comunmente medidas son: (1) gravedad, (2) índice de refracción, (3) características de destilación, (4) cantidad y características del residuo, (5) composición molecular y (6) componentes inorgánicos.

El registro geológico de muestras.

El registro geológico de muestras es un indicador de las rocas penetradas durante la perforación del pozo. Se prepara a partir de la descripción del tipo de roca, para lo cual se examina con microscopio los núcleos o recortes de roca recuperados en la superficie.

El registro de muestras o núcleos se presenta junto con un registro eléctrico, que consiste de una gráfica que va acompañada con una parte escrita. (Figura 3.1.4). En la mayoría de los casos en esta gráfica se usa un código de colores para identificar los diferentes tipos de rocas o bien un sistema de nomenclatura. La parte descriptiva de este registro es tan importante como la gráfica, se incluyen muchos factores que varían con el tipo de roca que se describe. Los tipos de roca son: caliza, dolomita, granito, anhidrita, carbón o lignito, lutita, arenisca, -- etc., además de algunas combinaciones, como la arena lutítica.

Un aspecto muy importante en la descripción, lo constituyen las muestras de aceite o gas que se encuentran en los núcleos.

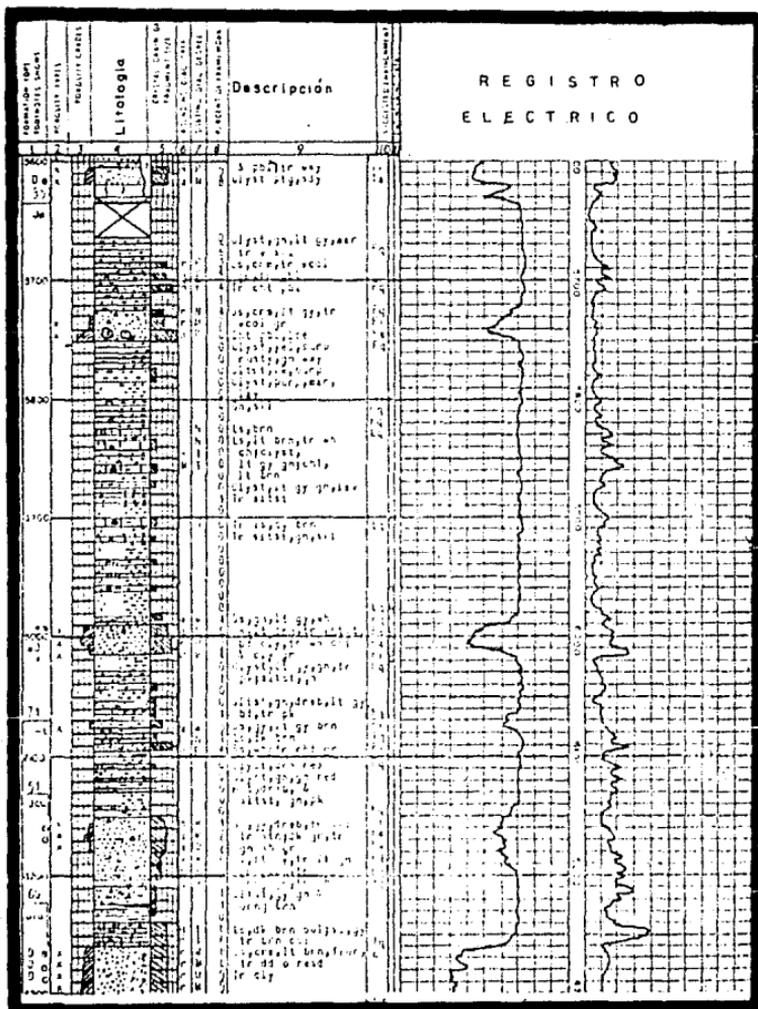


FIG. 3.1.4 REGISTRO GEOLOGICO DE MUESTRAS

Las manchas de aceite se pueden detectar fácilmente en calizas, dolomitas y areniscas; sin embargo, los aceites de alta densidad se pueden mal interpretar como gas. Los condensados manchan ligeramente a las rocas, pero el gas seco no puede verse totalmente en los núcleos. Se puede usar un fluoroscopio o luz ultravioleta para detectar restos de aceite en las muestras, que de otra forma no podrían verse (por la fluorescencia del aceite cuando es expuesto a la luz ultravioleta). En muchos casos los contactos agua-aceite y gas-aceite se pueden determinar del registro de muestras por el cambio en la mancha de hidrocarburos.

Usos del registro geológico de muestras. - El uso más importante de estos registros es la localización de los yacimientos de aceite y gas, otro uso es el de correlación (a nivel local y regional). En general, los registros geofísicos proporcionan una correlación más exacta para la mayoría de las formaciones; sin embargo, debe tomarse en cuenta que el registro geológico se obtiene cuando el pozo se está perforando y además no siempre se puede hacer la correlación exclusivamente con los registros geofísicos, sino que se tiene que utilizar también al registro de muestras; por ejemplo, cuando se tiene una variación lateral en las formaciones, fallas complejas, etc.

En áreas de "rocas suaves" las muestras se usan en paleontología como una fuente de fósiles, donde la mayoría se encuentra solamente en un espacio de tiempo relativamente corto. Quizás, el uso más importante del registro geológico de muestras es en el estudio básico de las rocas, ya que del análisis de los recortes de rocas de varios pozos se puede determinar en qué forma las rocas fueron depositadas y su subsecuente historia.

CARACTERIZACION PETROFISICA

Corte e identificación de muestras.

La observación detallada del núcleo, apoyada con los registros geofísicos, permitirá seleccionar las muestras (o tapones) que se van a cortar. Para esta operación se emplea un cortador de núcleos, que consta de un motor eléctrico que hace girar a la barrena, una barrena de diamante para el corte de las muestras, una sierra de diamante o carborundum para que quede totalmente plano la muestra y un esmeril. Por lo general solamente se obtienen muestras cilíndricas de 3/4 a 2 pulg. de diámetro con longitud

de 1 a 2.5 pulgadas. En ocasiones, por requerimiento del equipo, se obtienen muestras cúbicas de 3/4 de pulgada de lado mínimo. - Se corta una muestra cilíndrica, luego se cortan dos muestras ad yacentes, una horizontal y una vertical a intervalos previamente seleccionados, que varían de 30 a 50 centímetro. Después se procede a marcar las muestras, para poderlas identificar, con el nombre y número del pozo, el del núcleo, el número de las muestras y su dirección (horizontal o vertical). Para un mejor control, se debe llevar un registro de la identificación y profundidad de ca da una de las muestras.

Limpieza de las muestras.

Después del corte y de la identificación de las muestras, se les tiene que hacer una limpieza ya que para hacer la medición de la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar, los líquidos originales deben removerse completamente de la muestra. Para la extracción de los hidrocarburos y de la sal se logra inyectan do uno o mas solventes a presión a la temperatura ambiente, utilizando equipos especiales. Entre los solventes que más se utilizan están: acetona, benceno, metilalcohol-benceno, tetracloruro de carbono, cloroformo, dicloruro de etileno, hexano, nafta, tetracloroetileno, tolueno, tricloroetileno, xilol, metanol, etc. El solvente específico que se use deberá seleccionarse de tal ma nera que no reaccione ni destruya la estructura de la muestra; - además algunos solventes son mas apropiados que otros para usos específicos, ya que no todos disuelven a los hidrocarburos cont nidos en los núcleos. Siempre que se usen solventes inflamables se deberán usar calentadores eléctricos del tipo sellado.

Los solventes usados en la limpieza de las muestras se pueden regenerar por métodos físicos y químicos, lo cual hace práctico el uso de solventes caros. Es necesario que la sal sea remo vida de la muestra porque puede afectar a los valores de la poro sidad y la permeabilidad. La sal se puede remover usando alcohol metílico o bien otro solvente en el cual la sal sea soluble.

Las presiones empleadas en los equipos para lavar por circu lación a las muestras dependen de la capacidad de los fluidos de pasar a través de la muestra y pueden variar de 10 a 1000 lb/pg². Los núcleos se sujetan con una manga de hule o bien se colocan -

en un portamuestras de diseño adecuado que permita el flujo del solvente a través de la muestra y el volumen de solvente requerido para remover totalmente a los hidrocarburos, va a depender de la naturaleza de éstos y de los solventes usados. Cuando el solvente sale totalmente claro se considerará que la muestra está limpia y lista para ser secada en el horno.

Los equipos generalmente usados en el laboratorio para la limpieza son el extractor centrífugo y el extractor Soxhlet.

Extractor centrífugo.- Este equipo se compone principalmente de dos partes, la centrífuga y el destilador. La cabeza de la centrífuga tiene un anillo de pequeño diámetro en la parte central del cual fluye solvente caliente y limpio. El solvente se fuerza a través de los agujeros radiales del anillo interior debido a la fuerza centrífuga. Los agujeros son de tal forma que hacen que el solvente salga pulverizado hacia el anillo exterior de la cabeza, que fluye a través de las muestras, desplazando y extrayendo así el aceite y el agua. Los agujeros están espaciados tanto horizontal como verticalmente para cubrir por completo las muestras. El anillo exterior de la cabeza mantiene a las muestras en su sitio y tiene agujeros que permiten la salida de los fluidos. La cámara en la cual opera la cabeza se utiliza para recolectar los solventes y los fluidos extraídos que se drenan por gravedad al destilador, se debe evitar la fuga de vapores. El depósito para solvente del destilador es generalmente de gran capacidad, aproximadamente de 10 litros; deberá calentarse con una resistencia de 1000 watts para suministrar suficiente volumen de solvente limpio a la centrífuga. El depósito para solvente deberá estar bien aislado para asegurar una buena eficiencia del destilador. El solvente destilado se almacena hasta que se llena una línea del sifón, en ese instante el solvente se descarga a través de la centrífuga y se inicia un nuevo ciclo. El destilador está a una altura con relación a la centrífuga de manera que permita que el solvente limpio fluya por gravedad a través de ésta y el solvente sucio fluye por gravedad al depósito del destilador. La cabeza de la centrífuga y el destilador deben ser de material que no reaccione con los solventes usados, generalmente se usa acero inoxidable; además debe operarse en un gabinete aislado y

ventilado. La velocidad de la centrífuga se varía desde unos cuantos cientos hasta varios miles de revoluciones por minuto, dependiendo de la permeabilidad y el grado de consolidación de la muestra. Este equipo tiene capacidad para un gran número de muestras y el tiempo de operación es corto. Una desventaja es que no acepta muestras deleznales.

Extractor Soxhlet. - El equipo consiste de una parrilla eléctrica, un matraz redondo de fondo plano que contiene un solvente, una cámara porta muestras y una cámara refrigerante (Fig.3.1.5). El grado de limpieza de la muestra se determina por el color del solvente que descarga periódicamente el extractor. La extracción deberá continuarse hasta que el solvente tenga una apariencia de agua. Un mejor criterio lo da la falta de luminiscencia bajo una luz fluorescente que manifiesta el solvente que descarga el extractor cuando se ha logrado una extracción completa de los hidrocarburos. Es importante decir que la completa extracción de algunos crudos puede requerir el uso de más de un solvente y el hecho de que un solvente aparezca completamente cristalino no significa necesariamente que el aceite haya sido totalmente removido de la muestra. Una ventaja es que se puede utilizar muestras muy deleznales que no soportan la acción de la fuerza centrífuga. Dentro de las desventajas se tiene que es muy tardado y solamente se pueden limpiar hasta tres muestras.

Secado en horno y desecado.

Después que la muestra ha sido limpiada, se pasa al secado. Este se hace en un horno de temperatura controlada, la máxima temperatura que se debe utilizar es de 115 °C y el tiempo mínimo recomendable es de dos horas. La forma de cerciorarse de que una muestra está seca consiste en pesarla sucesivamente y cuando el peso permanece constante se considera completamente seca.

En el caso de muestras que contienen arcilla y yeso no se deben deshidratar durante su preparación, por lo que durante el secado se deben usar temperaturas inferiores a las indicadas para evitar la deshidratación de las arcillas y del yeso.

Posteriormente, las muestras se deben colocar en el desecador

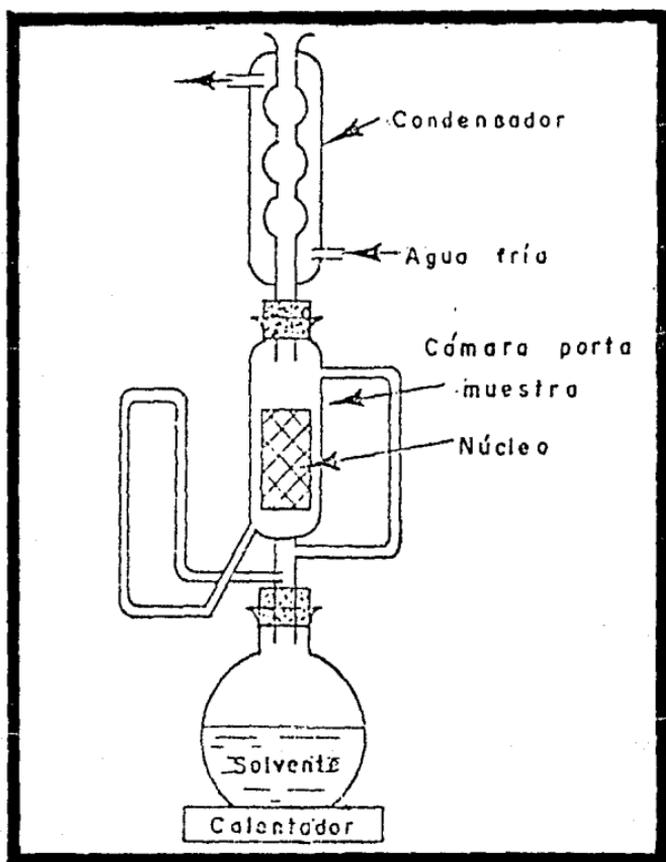


FIG. 3.15 EXTRACTOR SOXHLET

en donde permanecerán a disposición hasta que se les requiera para las determinaciones a que se someterán, además las mantiene protegidas de la humedad. Si por alguna causa las muestras permanecen más de 24 horas fuera del desecador, deberán secarse nuevamente en el horno. El producto químico que se utiliza comunmente en el desecador es el cloruro de calcio y se deberá tener cuidado de renovarlo cuando haya perdido su actividad.

Medición de la porosidad.

La porosidad es una propiedad intrínseca de las rocas del yacimiento. La porosidad efectiva es la que reviste mayor interés en la Ingeniería de Yacimientos, porque es la cantidad de espacio vacío que está ocupado por hidrocarburos o agua y debe ser conocida para una buena planeación del aspecto económico en la producción de aceite o gas. La precisión con que se puede determinar la porosidad depende en gran medida de los métodos usados en su medición. Los resultados de estas mediciones empleando cualquier método no necesariamente van a corresponder exactamente a las condiciones del yacimiento debido principalmente a: los posibles relajamientos de los núcleos al cesar las presiones de roca y de los fluidos y a las acciones hidráulicas y mecánicas en los procesos de muestreo.

La medición en el laboratorio de la porosidad efectiva de una muestra consiste, esencialmente, en medir cuando menos dos de los tres parámetros de la misma, que son: el volumen total de roca, el volumen de poros y el volumen de sólidos, con los cuales se determina el volumen bruto o total y cualquiera de los otros parámetros. Estos se relacionan de la siguiente manera: un volumen de roca, V_r , está formado por un cierto volumen de sólidos, V_s , y un volumen de huecos o poros, V_p ; o sea

$$V_r = V_s + V_p$$

Entonces, la porosidad puede ser determinada de las siguientes maneras:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{V_p}{V_s + V_p} = \frac{V_r - V_s}{V_r}$$

Medición del volumen de roca.- El volumen total de roca se puede determinar por varios métodos. Si la muestra es de una geometría regular se puede determinar por la medición de sus dimensiones y aplicando la fórmula geométrica propia; en el caso de muestras de forma irregular, midiendo el volumen de líquido que desplaza cuando está completamente saturada con el mismo líquido; o bien, en caso que no convenga saturar la muestra se puede efectuar la operación usando mercurio que, debido a su alta tensión superficial, no penetra en los poros de las rocas; también por la aplicación del principio de Arquímedes, donde la muestra se pesa en el aire y posteriormente en un líquido mojante; o, directamente de la suma de las mediciones independientes de los valores del volumen de poro y del volumen de sólidos.

Mediciones del volumen de poros y del volumen de sólidos.- El volumen de poros y el volumen de sólidos se pueden obtener a través de una variedad de métodos, los cuales se basan en la extracción o introducción de un fluido al espacio poroso de la muestra, empleando un líquido o un gas.

Método de saturación.- Se utiliza un líquido para medir el volumen de poros comunicados, el cual consiste en: a) obtener primero el peso de la muestra limpia y seca (W_1); b) saturar posteriormente, en forma completa los poros con un líquido no reactivo; c) pesar nuevamente la muestra, totalmente saturada con el líquido (W_2). La diferencia entre ambos pesos dividida entre el peso específico del líquido (P_e) que la satura, es el volumen de poros de la roca.

$$V_p = \frac{W_2 - W_1}{P_e}$$

Este método resulta lento por el tiempo que se requiere para saturar la muestra, además de que a menudo es necesario someter a las muestras a un proceso de limpieza cuando se les desea emplear posteriormente para otras mediciones; cuando se utiliza agua y existe material arcilloso se corre el riesgo de alterar el medio poroso, principalmente si el agua es de baja salinidad.

Cuando en este método se utiliza gas la medición se realiza

con base en la Ley de Boyle. Esta técnica consiste en la sustitución de un volumen de gas por uno de mercurio para restituir un valor prefijado de presión.

Porosímetro de medición constante o de alta presión.- Actualmente en los laboratorios la porosidad se puede obtener por el método de presión constante. El porosímetro que enseguida se va a describir, se diseñó y construyó tomando como base el procedimiento propuesto por Heim cuya técnica utiliza un gas, superando el método de saturación. Fue construido por el IMP, (Ver Figura 3.1.6).

Este equipo está diseñado para efectuar la medición del volumen de sólidos que tiene una muestra y junto con el valor de su volumen total de roca, se determina su porosidad.

El volumen de sólidos se obtiene utilizando dos celdas, una de capacidad constante que constituye el portamuestra y otra cuya capacidad se modifica por extracción o inyección de mercurio a través de una bomba volumétrica de desplazamiento. Estando aislada y al vacío la celda portamuestra se introduce gas a la celda de capacidad variable a una presión de referencia. Se comunica ambas celdas y se restituye la presión de referencia inyectando mercurio a la celda de capacidad variable. Para determinar el momento en que se ha conseguido restituir la presión de referencia, se cuenta con un dispositivo formado por dos cámaras separadas entre sí por un diafragma conductor flexible. Inicialmente -ambas cámaras se encuentran a la misma presión y la posición del diafragma, que está en equilibrio, se detecta tocándolo con un electrodo que cierra un circuito electrónico. Se atrapa el gas contenido en una base de estas cámaras a la presión de referencia y se comunica la celda portamuestras con la capacidad variable dando como resultado la deflexión del diafragma y la apertura del circuito. Cuando se restituye la presión inyectando mercurio el diafragma recupera su posición de equilibrio inicial, lo cual se detecta por el restablecimiento de la conductividad.

El volumen de mercurio inyectado para restituir la presión de referencia, medido en la bomba volumétrica y corregido por la deformación del sistema, corresponde al volumen de la celda portamuestra menos el volumen de sólidos que contiene. Como el volumen

de esta celda es conocido, el volumen de sólidos de la muestra - en estudio se obtiene por diferencia.

Con la información adecuada, conjuntamente con los datos del volumen de roca, volumen de celda, se calcula la porosidad de la siguiente forma:

- a) Primero se obtiene el volumen de sólidos con la siguiente expresión:

$$V_s = V_c - \frac{V_{Hg} \times P_B}{P_B - P_A}$$

- b) El volumen de poros se va a calcular con $V_p = V_R - V_s$
c) Por último se calcula la porosidad con

$$\phi = \frac{V_p}{V_R}$$

Donde:

V_s , volumen de sólidos de la muestra (cm^3)
 V_c , es el volumen de la celda portamuestra (cm^3)
 V_{Hg} , es el volumen desplazado de mercurio (cm^3)
 $P_B = P + P_a$, presión de prueba, kg/cm^2
 P , presión de prueba manométrica, kg/cm^2
 P_A , presión atmosférica, kg/cm^2
La porosidad (ϕ), se reporta en por ciento o fracción.

Porosímetro del Principio de Boyle (de presiones bajas).

Este porosímetro, basado en el Principio de Boyle, es un simple aparato de vidrio que sirve para obtener rápidamente la porosidad. Este método consiste en hacer medidas rápidas de volúmenes de muestras a presiones atmosférica y bajas en una simple operación. El equipo, (Figura 3.1.7), se compone principalmente de las siguientes partes: a) dos buretas de vidrio, b) un recipiente o celda portamuestra, c) una válvula de vidrio de tres pasos, -- d) un tubo de vidrio al lado de una regla de madera y, e) un bulbo nivelador de vidrio conteniendo mercurio.

Básicamente, el procedimiento consiste de dos pasos para obtener el volumen de sólidos y en un tercer paso se obtiene el vo

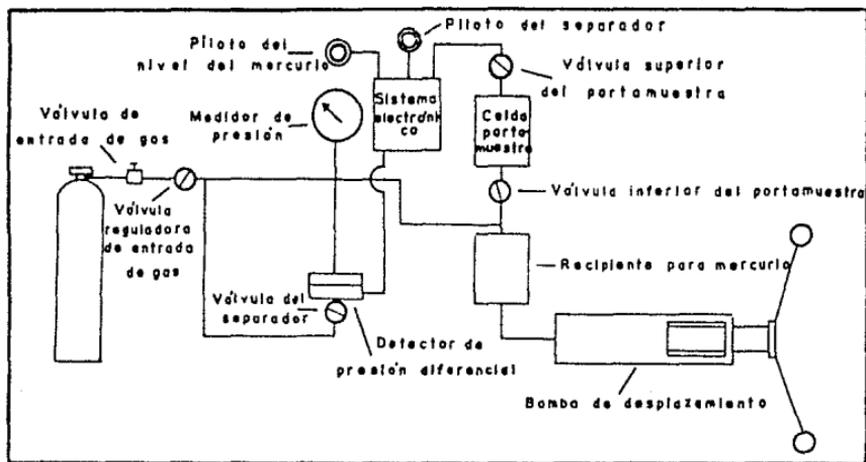


FIG. 3.1.6 DIAGRAMA DEL POROSIMETRO IMP

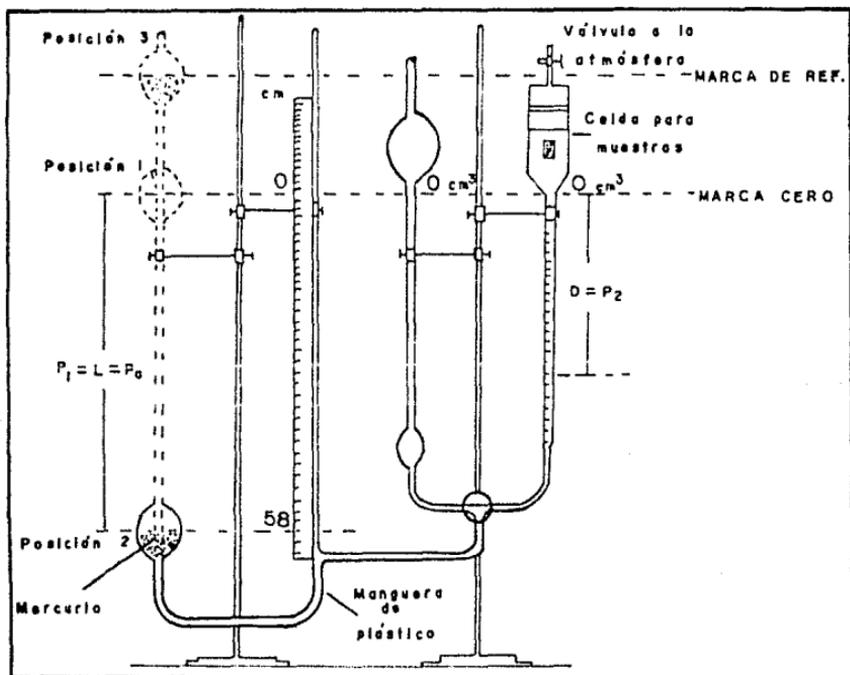


FIG. 3.1.7 POROSIMETRO DEL PRINCIPIO DE BOYLE

lumen de roca.

10. La primera parte de este procedimiento es para medir el volumen de celda vacía. Inicialmente el bulbo nivelador es llevado a la posición número uno (nivel de referencia), donde el nivel del mercurio es ajustado a la marca cero sobre la bureta derecha del equipo. Se hace con la válvula a la atmósfera abierta.

20. Luego la válvula a la atmósfera es cerrada para atrapar aire a la presión atmosférica, $P_1 =$ presión atmosférica. Posteriormente el bulbo nivelador es bajado hasta disminuir la altura de mercurio una longitud L igual a la presión atmosférica del lugar (lectura sobre la regla). Se llega a la posición número dos en la escala de la regla graduada en cm. lineales. El nuevo nivel del mercurio sobre la bureta derecha es obtenido directamente y corresponde al incremento en el volumen del aire en centímetros cúbicos al disminuir la presión (P_2), ΔV . Con base a las mediciones anteriores y aplicando la expresión adecuada, se obtiene el volumen de celda vacía, V_1 .

Ahora se mide el volumen de celda con muestra, siguiéndose el mismo procedimiento anterior. En este caso se obtiene el volumen de celda con muestra, V_1' , con base a las mediciones hechas.

30. En este paso se mide el volumen de roca (V_r). Con la muestra dentro de la celda se lleva el nivel de mercurio hacia arriba, cubriendo totalmente la muestra, posición tres. Todo con la válvula a la atmósfera abierta. Luego se cierra la válvula a la atmósfera. Después se hace girar la válvula de tres pasos, comunicándose el mercurio con la bureta de la izquierda, con esto se iguala los niveles de mercurio y llega al primer bulbo de expansión. El volumen de mercurio desde la válvula de tres pasos a la primera medición se le conoce como volumen de mercurio muerto, mide 82 centímetros cúbicos.

En la bureta de la izquierda, la cual tiene una graduación de arriba hacia abajo de 0 a 50 cm^3 , se toma la lectura correspondiente, L_1 ; ésta se emplea para calcular el volumen de roca.

Como el volumen medido del gas para determinar la porosidad se obtiene a la presión atmosférica (P_1) y a una presión más baja (P_2) y a temperatura constante del lugar, se aplica directamente la Ley de Boyle:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

Además: $V_2 = V_1 + \Delta V$; $P_2 = D = m \Delta V$; $m = \frac{D}{\Delta V}$;

Teniéndose de ecuaciones deducidas, la siguiente expresión:

$$V_1 = \frac{\Delta V}{\frac{P_1}{m \Delta V} - 1} \quad (\text{Para } V_1' \text{ se tienen las mismas deducciones})$$

Finalmente para calcular el volumen de sólidos de la muestra, se tiene lo siguiente:

$$V_s = V_1 - V_1'$$

Para medir el volumen de roca, se presenta lo siguiente:

Volumen de mercurio desplazado = volumen de mercurio muerto + (50 - L₁)

Finalmente, $V_r = V_1 - \text{volumen de mercurio desplazado}$.

El porcentaje de la porosidad de la muestra es calculado de los volúmenes de sólidos y roca, como sigue:

$$\phi = \frac{V_r - V_s}{V_r}$$

Donde:

P_1, V_1 ; son las condiciones iniciales del proceso.

P_2, V_2 ; son las condiciones finales del proceso.

D; distancia en cm de mercurio sobre la bureta derecha es igual a $m \Delta V$

m; es la constante de la bureta.

L₁; lectura en la bureta izquierda en cm³

Entre las ventajas del porosímetro de baja presión están: que es exacto para muestras poco consolidadas; la medición es rápida; la construcción del equipo es sencilla y es fácil de usar y además, el costo del equipo es bajo. Pero las desventajas que presenta son: su uso se reduce a muestras poco consolidadas, el equipo es muy frágil y en el caso de que el aire contenga vapor de agua, ésta se condensaría y provocaría errores muy grandes.

Medición de la permeabilidad.

Las mediciones de permeabilidad en el laboratorio se basan en la ecuación empírica de Darcy, la cual fue obtenida al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena saturados -- 100%. En el Cap. II se definió la permeabilidad y su clasificación, en esta sección sólo se obtendrá la permeabilidad absoluta en el laboratorio, para lo cual se emplean las muestras cilíndricas donde se mide el flujo a través de su área transversal. Cuando la dirección del flujo es paralelo a los planos de estratificación, se denominará permeabilidad horizontal; cualquier medición en otra dirección se deberá especificar.

Las muestras de núcleos duros y consolidados que manifiestan propiedades uniformes se cortan en forma apropiada y se les mide su permeabilidad por los métodos convencionales. La frecuencia de muestreo debe ser tal que se obtenga una permeabilidad representativa de la roca. Pero en las muestras frágiles, suaves o arcillosas pueden requerir una operación especial, tal como un montaje, para evitar deformaciones o alteraciones durante la medición. Tales muestras se pueden montar en un plástico adecuado. Las calizas cavernosas, fracturadas o cristalinas, los pedernales fracturados y recementados y las rocas arcillosas laminadas generalmente se analizan en muestras de núcleos completos, para obtener valores de permeabilidad más representativos para el intervalo - en estudio.

La permeabilidad absoluta del medio poroso es una propiedad de éste y es independiente del fluido que se utilice para su determinación siempre que no reaccione con, o altere en alguna forma, la estructura del sólido. Con base a lo anterior, la permeabilidad se puede determinar en el laboratorio a partir de mediciones de flujo de gas o líquido a través de la muestra. Principalmente se tiene dos formas:

- 1.- Método indirecto, utilizando un gas.
- 2.- Método directo, utilizando un líquido.

En ambos casos el cálculo de la permeabilidad tiene como base la aplicación de la Ley de Darcy, que puede expresarse, para un sistema lineal como:

$$V_x = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu f} \frac{dp}{dx}$$

Donde:

V_x ; velocidad del fluido

q ; gasto del fluido

μ_f ; viscosidad del fluido

A ; área expuesta al flujo

$\frac{dp}{dx}$; gradiente de presión en la dirección del flujo

Por lo tanto conociendo la longitud y el área expuesta al flujo de una muestra dada así como la viscosidad, a las condiciones de prueba, del fluido empleado, basta con determinar el gasto que ocasiona la caída de presión aplicada entre las caras de entrada y salida de la muestra para obtener su permeabilidad.

Las muestras empleadas en la medición deben estar limpias y secas, de acuerdo a los procedimientos anotados anteriormente. - En los laboratorios se utiliza un permeámetro diseñado por el IMP, para la determinación de la permeabilidad de las muestras, utilizándose un gas o un líquido.

Determinaciones de la permeabilidad absoluta utilizando un gas.

La permeabilidad absoluta de un medio poroso se puede estimar a partir de mediciones de permeabilidad al gas por medio de un permeámetro de gas. Se debe utilizar un gas inerte, que no reaccione con los sólidos de la roca; generalmente se usa nitrógeno o aire.

La permeabilidad al gas se maneja como la permeabilidad del medio poroso cuando se circula un gas que satura 100% al medio; ésta es mayor que la permeabilidad al líquido o a la absoluta, - debido al fenómeno conocido como deslizamiento molecular o efecto de Klinkenberg.

En este procedimiento la Ley de Darcy se aplica al escurrimiento de fluidos compresibles, considerando que los gastos y las presiones se encuentran a las condiciones medias en la muestra. - En tales condiciones y considerando un régimen de flujo permanente, resulta conveniente trabajar con un gasto de masa constante en lugar de un gasto volumétrico constante. Considerando el gas-

to de masa como el producto de la densidad del fluido por la velocidad con que fluye en la dirección macroscópica de flujo, además que el proceso es isotérmico y suponiendo que el comportamiento del gas se aproxima al de un gas perfecto, se obtiene la siguiente ecuación:

$$K_g = \frac{\bar{q} \mu g L/A}{P_e - P_s}$$

Donde:

- \bar{q} ; es el gasto de gas referido a las condiciones medias de presión de la muestra, en cm^3/seg .
- K_g ; permeabilidad al gas a las condiciones medias de presión de la muestra, en Darcys.
- P_e ; presión de entrada a la muestra, en atm.
- P_s ; presión de salida de la muestra, en atm.
- μg ; viscosidad del gas, en cp.
- L ; longitud de la muestra, en cm.
- A ; área transversal expuesta al flujo, en cm^2 .

Para medir el gasto de gas en el equipo, se pueden utilizar tanto gasómetros convencionales como orificios calibrados.

Si el permeámetro tiene un gasómetro, entonces la permeabilidad se obtiene con la siguiente ecuación:

$$K_g = \frac{2q_b P_b \mu L/A}{P_e^2 - P_s^2}$$

Donde:

P_b y q_b son la presión base y el gasto base respectivamente.

Cuando el permeámetro tiene orificios calibrados, que consisten en discos de vidrio sinterizado montados en tubos de vidrio y que se colocan a la salida del portamuestra, se presenta la siguiente ecuación:

$$K_g = C \frac{L}{A} \frac{P_{eo}^2 - P_a^2}{P_{en}^2 - P_{sn}^2} \quad ; \quad C = \frac{\bar{q} \mu}{\Delta P}$$

Donde:

- C; es la constante del orificio
- P_{eo} ; presión de entrada al orificio
- P_a ; presión barométrica del lugar
- P_{en} ; presión de entrada a la muestra
- P_{sn} ; presión de salida de la muestra

Es posible obtener la permeabilidad absoluta o al líquido de un medio poroso después de haber hecho varias mediciones de permeabilidad al gas llevadas a cabo a diferentes presiones medias aplicando la relación propuesta por Klinkenberg:

$$K = \frac{K_g}{1 + \frac{b}{\bar{p}}}$$

Donde:

- K; es la permeabilidad del medio a un líquido no reactivo
- K_g ; permeabilidad del medio a un gas que lo satura totalmente
- b; constante de Klinkenberg para el gas utilizado y el medio poroso dado
- \bar{p} ; presión media del gas

Para aplicar este método se recomienda hacer un mínimo de 12 pruebas experimentales de flujo, con cuatro gastos diferentes y a tres valores de presión media. Del resultado obtenido se calculan tres valores de permeabilidad bajo condiciones de régimen laminar y a tres valores de presión media, luego se grafican los valores de permeabilidad al gas contra los correspondientes recíprocos de la presión media, en papel normal, y extrapolado a $1/\bar{p} = 0$ se obtiene la permeabilidad absoluta al líquido.

En la figura 3.1.8 se presenta un diagrama del permeámetro de gas con sus partes principales.

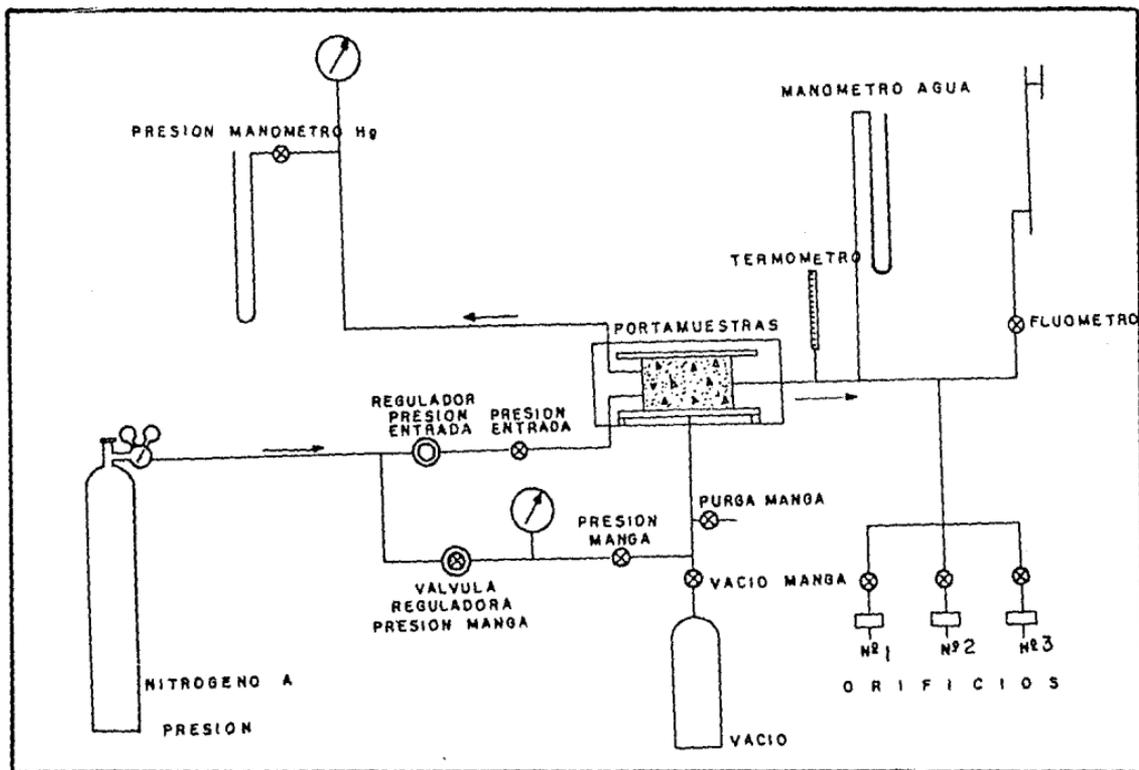


FIG. 3.1.8 DIAGRAMA DEL PERMEATRO DE GAS

Determinación de la permeabilidad absoluta utilizando un líquido.

La determinación de la permeabilidad absoluta de una muestra porosa utilizando flujo de un líquido es una operación simple y confiable para lo cual se requiere que:

- a) El líquido no reaccione con los sólidos de la muestra.
- b) Se asegure la saturación total de la muestra con el líquido de prueba.
- c) El líquido escurra a través de la muestra en régimen laminar.

La permeabilidad absoluta de la muestra para mediciones con líquido, se puede expresar como:

$$K = \frac{q \mu_f L/A}{P_e - P_s}$$

Donde:

K; es la permeabilidad absoluta medida con líquido, Darcys

q; es el gasto de líquido, en cm³/seg.

μ_f ; es la viscosidad del líquido a las condiciones de prueba, cp

L; longitud de la muestra, en cm.

A; es el área transversal del medio expuesta al flujo, en cm²

P_e y P_s; son las presiones de entrada y de salida del líquido, en la muestra atm.

Los elementos básicos del equipo se muestran en la figura - 3.1.9.

Debido a que la permeabilidad es muy sensible a pequeños cambios en la litología de la roca, sus valores medidos en muestras adyacentes en una formación aparentemente homogénea puede diferir en + 5%. Debido a lo anterior cualquier medición que se haga no puede caracterizar exactamente a una formación dada. Por último se deben tomar las siguientes precauciones: el permeámetro debe comprobarse regularmente, utilizando tubos capilares de permeabilidades conocidas o bien núcleos patrón; además deberá cerciorarse que no existan grietas o fracturas en las muestras, principalmente si se obtienen resultados altos.

CLAVE DE LA FIGURA 3.1.9

- 1.- Manómetro "Entrada Núcleo"
- 2.- Manómetro "Manga"
- 3.- Portamuestras.
- 4.- Válvula "Regulador 25"
- 5.- Válvula "Presión"
- 6.- Válvula "Regulador 1000"
- 7.- Válvula "Vacío"
- 8.- Regulador de presión.
- 9.- Regulador de presión de 1.75 kg/cm^2 .
- 10.- Probeta graduada.
- 11.- Cronómetro.
- 12.- Válvula Check.
- 13.- Recipiente del líquido de medición.
- 14.- Fuente de presión.
- 15.- Válvula reguladora.
- 16.- Conexión para vacío.
- 17.- Válvula de purga.

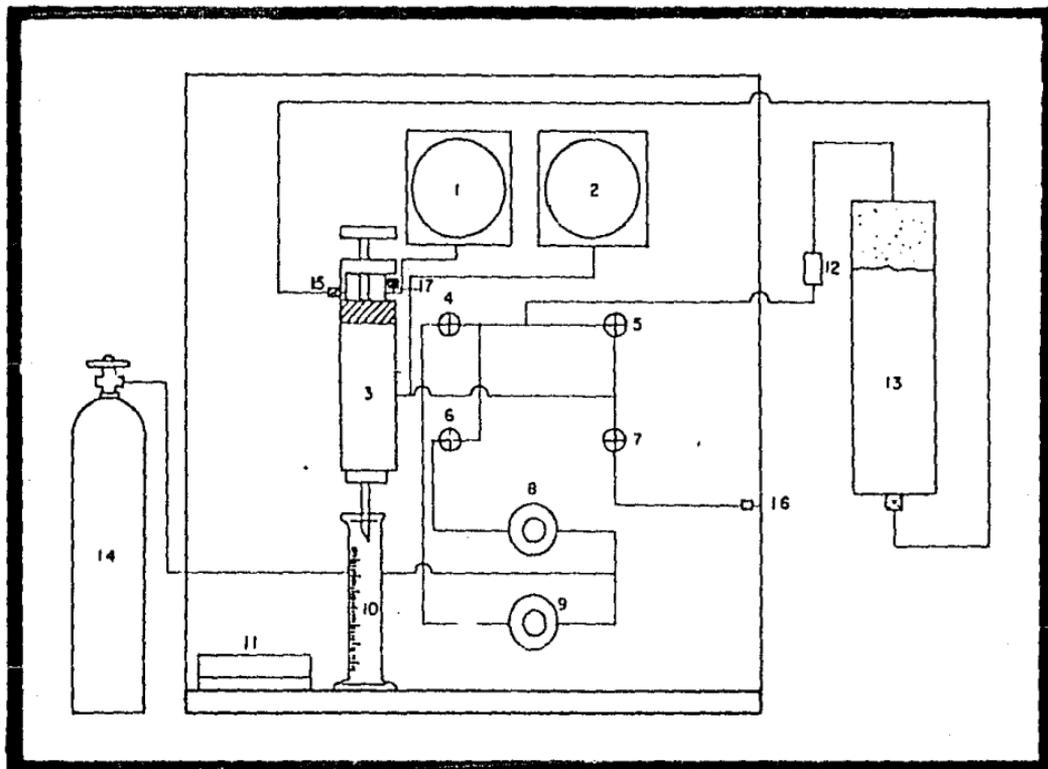


FIG. 3.1.9 DIAGRAMA DEL PERMEAMETRO DE LIQUIDO

Medición de la resistividad.

Las mediciones de la resistividad de las rocas en el laboratorio se hacen con una gran variedad de instrumentos empleando varios métodos. Para las mediciones se requiere conocer las dimensiones de las muestras, el fluido que la satura, la resistividad del agua, etc. La medición de la resistividad es de gran importancia en diferentes tópicos, como son: interpretación de los registros eléctricos, una evaluación de los parámetros fundamentales de las rocas y el estudio de fenómenos de difusión, así también se ha tratado de correlacionar la resistividad de las rocas con su permeabilidad.

En la medición de la resistividad se emplea una muestra cilíndrica que se satura con una solución salina y luego se le aplica una diferencia de potencial entre las caras opuestas de la muestra, determinándosele su resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Los métodos comúnmente empleados para medirla son el método de dos electrodos, el método de cuatro electrodos y el método potenciométrico.

Método de dos electrodos.- Es el método más simple y consiste en colocar dos placas conductoras o electrodos en contacto con las caras opuestas de la muestra, que actúa como la resistencia del arreglo; para medir esta resistencia se tiene dos formas: la primera consiste en utilizar un ohmímetro, donde la resistencia se mide directamente. La segunda consiste en hacer pasar una corriente alterna a través de la muestra y determinar su resistencia indirectamente mediante la ley de Ohm, se recomienda utilizar una frecuencia de corriente alta para evitar los efectos de polarización electrolítica. Para obtener un buen contacto eléctrico entre las placas conductoras y los poros saturados de la muestra, se debe colocar entre ambos un medio poroso deformable impregnado con la misma solución de la muestra; para este fin se utiliza satisfactoriamente papeles filtros, telas y tierras de diatomeas.

Método de cuatro electrodos.- Este método utiliza un amperímetro que permite medir la corriente que circula a través de la muestra y un voltímetro que indica la diferencia de potencial entre dos puntos de la muestra. En la práctica, la corriente se --

determina en forma indirecta, midiendo la caída de potencial a través de una resistencia de precisión en serie con la muestra y aplicando la ley de Ohm. Las mediciones de la caída de potencial se debe hacer sobre anillos de alambre conductor que rodeen a la muestra.

Método Potenciométrico.- En este método se utiliza un arreglo simplificado que contiene un potenciómetro lineal y un indicador de anulación. La resistividad de la muestra, R , está dada por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{r_t A}{L} \left(\frac{r_{fd}}{r_p} - \frac{r_{fc}}{r_p} \right)$$

Donde:

r_t ; es la resistencia total de la muestra,
 L ; es la distancia que separa a dos puntos de la muestra.

$\frac{r_{fd}}{r_p}$ y $\frac{r_{fc}}{r_p}$; son las relaciones de resistividad en las posiciones 1 y 2 del medidor de anulación, respectivamente.

Para calcular la resistividad por el método potenciométrico no es necesario conocer la corriente a través de la muestra, ni la diferencia de potencial que existe entre los puntos de medición, ya que la resistividad queda expresada en términos de resistencias que se pueden medir fácilmente, con bastante precisión y de los parámetros geométricos A y L . La resistencia r_t se puede medir con el sistema convencional de dos electrodos o con un puente de Wheatstone, mientras que las relaciones de resistividades se pueden determinar usando un dial acoplado al potenciómetro y calibrado de tal manera que indique directamente el valor de esas relaciones.

Resistivímetro potenciométrico IMP.- Este resistivímetro fue diseñado y construido en base al método potenciométrico (Figura 3.1.10), sus partes esenciales son: un oscilador, un puente de Wheatstone y un sistema potenciométrico. Su funcionamiento es el siguiente: el oscilador de baja impedancia proporciona una corriente alterna de 100 Hz tanto a los circuitos de medición como el detector de fase. Cuando el selector S_1 , de cuatro polos y tres posiciones, se

encuentra en la posición R_t , el sistema se convierte en un puente de Wheatstone que permite conocer la resistencia total de la muestra. El selector S_2 , de un polo y cinco posiciones, introduce una de las cinco resistencias de precisión en el circuito, la cual forma un brazo del puente. Con este arreglo múltiple se puede ampliar el rango de medición y mejorar la resolución en las lecturas. El potenciómetro P , de diez vueltas, constituye el brazo de resistencia variable del puente. Este Potenciómetro tiene acoplado un dial calibrado, de tal manera que la resistencia total de la muestra se puede obtener multiplicando la lectura del dial por el factor indicado en el selector de rango S_2 . El tercer brazo del puente está formado por la resistencia R . Con objeto de facilitar la calibración del instrumento el valor de esta resistencia se ajusta al valor de la resistencia total del potenciómetro. Finalmente, el brazo incógnita lo forma la resistencia que existe entre las placas A y B o sea la resistencia de la muestra más las resistencias de contacto.

Cuando el selector S_1 se encuentra en las posiciones 1 ó 2 la resistencia R y el selector S_2 quedan fuera de operación y el instrumento se convierte en un sistema potenciométrico. En estas condiciones la muestra y el potenciómetro quedan en paralelo y el voltaje suministrado por el oscilador se aplica simultáneamente a los extremos a ambos elementos. Este arreglo permite obtener lecturas sucesivas de los potenciales en los puntos de prueba 1 y 2 que están en contacto con la muestra.

Para indicar la condición de equilibrio del puente se usa un sistema formado por un amplificador de ganancia variable V , un detector de fase y un medidor de anulación M . Este sistema posee un buen blindaje para evitar efectos inductivos y capacitivos por interacción con otras partes del circuito. El amplificador de ganancia para señales débiles y baja ganancia para señales fuertes, con lo cual se evita que el indicador del medidor se dañe al salir fuera de escala cuando se reciben señales de desbalance fuertes, sobre todo al iniciar una medición. El detector de fase está sincronizado con la señal del oscilador, con objeto de eliminar señales espúreas y mejorar así la precisión en las mediciones. El detector de fase permite saber si la lectura del medidor está por arriba o por abajo de la posición de equilibrio, lo cual

facilita la operación de balance del puente y reduce el desgaste del potenciómetro.

El equipo completo de medición está formado por tres elementos básicos: a) el resistímetro; b) la celda portamuestras y c) una celda para medir la resistividad de la salmuera.

a) Resistímetro. Anteriormente se habló del funcionamiento de este dispositivo.

b) Portamuestras. Esta es una celda que se basa en el método de cuatro electrodos. Los dos primeros electrodos se conocen como electrodos de corriente (placas planas circulares); entre ellas se coloca la muestra saturada. Los otros dos electrodos son en forma de agujas que se llaman electrodos de medición y no deben tocar a los electrodos de corriente, además deben estar separados una cierta longitud. Para conocer la distancia entre los electrodos de medición se cuenta con un vernier directamente acoplado a la celda.

c) Celda para medir la resistividad de la salmuera. Esta celda está construida de material plástico con el propósito de que la corriente solo fluya a través del agua salada entre los dos electrodos. Tiene una área de sección transversal constante; cuenta con cuatro electrodos, los dos primeros en la parte externa fluye la corriente y en los otros dos, parte interna, son los electrodos de medición y tienen una longitud constante entre cada electrodo. El factor geométrico de la celda se define como:

$$F_g = \frac{L}{A}$$

Donde:

L; es la longitud constante entre cada electrodo.

A; es el área de la sección transversal constante de la celda.

Entonces la resistividad del agua de saturación se obtiene con:

$$R_w = r_t \times F_g$$

Medición de la presión capilar.

Una de las primeras deducciones que se han hecho sobre la presión capilar es la que se refiere al experimento físico en el cual se inserta un tubo capilar dentro de un recipiente de agua y ésta sube dentro del tubo. También se define a la presión capilar como la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca.

Básicamente se utilizan los siguientes métodos de laboratorio para determinar la presión capilar en muestras:

- a) Método de desplazamiento o del estado restaurado.
- b) Método de la inyección de mercurio.
- c) Método de la membrana.
- d) Método gravitacional.
- e) Método de evaporización.
- f) Método dinámico (centrífuga).

Para los fines de este trabajo solo interesan los dos primeros métodos, que a continuación se describen.

a) Método de desplazamiento.- El equipo empleado en este método (Figura 3.1.11) está constituido por una celda de acero inoxidable compuesta de un cuerpo cilíndrico y dos tapas, la tapa inferior contiene una válvula de salida y, la superior tiene dos válvulas. Dentro de esta celda se coloca una membrana permeable (plato de cerámica) fija a la tapa inferior con seis tornillos - que la sujetan contra un sello circular de neopreno. La celda se une al panel de control de la presión mediante una manguera flexible a través de una de las válvulas superiores.

El panel de control está formado por tres manómetros para registrar presiones alta, intermedia y baja, por dos reguladores de presión, los cuales permiten regular con precisión la presión de trabajo y por cinco válvulas. Estos componentes están conectados entre sí, de tal manera que manejándolos apropiadamente puede comunicarse a la celda el gas desplazante a la presión deseada.

Procedimiento de medición.- En primer término se tiene que saturar la membrana permeable al 100% con la fase mojante (generalmente se emplea agua). La saturación puede efectuarse usando

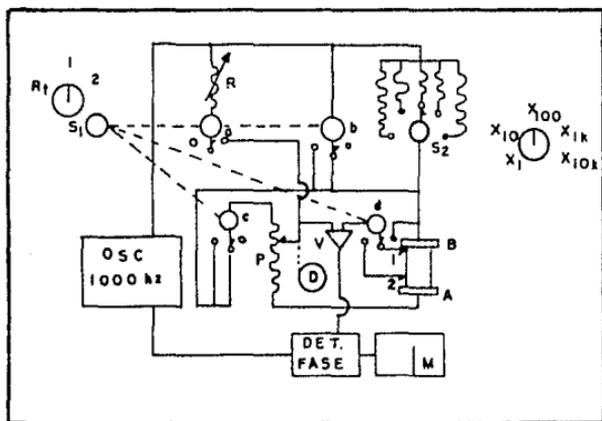


FIG. 3.1.10 RESISTIVIMETRO POTENCIOMETRICO
I M P

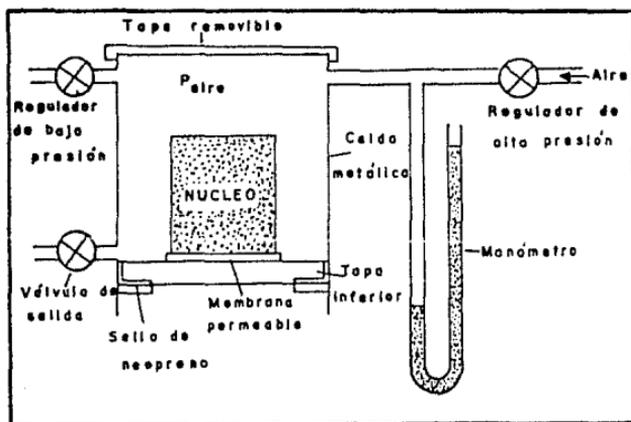


FIG. 3.1.11 EQUIPO PARA LA MEDICION DE LA PRESION
CAPILAR (METODO DE DESPLAZAMIENTO)

la celda del equipo colocando dentro la membrana permeable, la - cual debe estar limpia y seca; después se hace vacío a la celda por varias horas, al cabo de las cuales se permite la entrada del fluido saturante en forma lenta hasta que el nivel del fluido so brepase en varios centímetros la superficie de la membrana. Luego se coloca sobre la tapa inferior y se aprietan uniformemente los tornillos que la fijan. Las muestras, previamente pesadas y de volumen de poros conocido, se saturan al 100% con el mismo -- fluido mojante y se colocan en la celda portamuestras sobre la - membrana. La membrana permeable tiene poros pequenísimos que per mite que la fase mojante pase a través de ella mediante la pre- sión de inyección. Para asegurar un buen contacto capilar entre los poros de la membrana y los de las muestras se debe colocar - una pieza de papel fácilmente deformable y saturado con el mismo fluido. El fluido no mojante, que puede ser aire, nitrógeno, acei te, etc., es introducido a la celda gradualmente; el aire en con tacto con las muestras desplazará parte de la fase mojante de é^u tas, las que tengan una presión de desplazamiento menor a la pre- sión de la fase desplazante, la cual fluirá de los poros del nú- cleo al exterior de la celda a través de la membrana porosa, de- bido al contacto capilar establecido entre los dos medios poro- sos, y es recolectada en una probeta graduada tomándose la lectu ra de volumen y su respectiva presión aplicada. Después de depre sionar la celda se extraen las muestras y se pesan; el plato de cerámica debe ser cubierto con una película del fluido saturante mientras permanezca abierta la celda y se debe colocar una nueva pieza de papel saturado en un extremo de las muestras, cuando -- sean regresadas a la celda para la siguiente etapa.

La saturación puede ser obtenida para cada presión en parti cular. Este procedimiento es repetido varias veces con presiones más altas, paso a paso hasta que se llegue al incremento de pre- sión en donde ya no se obtenga más agua de la muestra; a este va lor se le denomina saturación de agua irreductible (S_{wi}).

Posteriormente, con los resultados de la prueba, se prepara una gráfica de P_c vs S_w ; donde P_c y S_w se obtienen de las si- guientes expresiones:

$$P_c = P_{nm} - P_m ; S_w = \frac{V_f}{V_p} ; V_f = \frac{W_{sat} - W_{seca}}{\rho_f}$$

Donde:

P_{nm} ; es la presión de la fase no mojante.

P_m ; es la presión de la fase mojante.

V_p ; es el volumen de poros de las muestras.

W_{sat} ; peso de la muestra saturada.

W_{seca} ; peso de la muestra seca.

ρ_f ; es la densidad del fluido saturante de la muestra.

La presión mínima a la cual se desplaza el agua a través de la muestra se llama presión de desplazamiento o de entrada. La principal desventaja de este método es el tiempo requerido para su realización; ya que se emplean muchos días o semanas para alcanzar el equilibrio satisfactorio en cada paso. Sin embargo, por el diseño de la celda portamuestras se pueden introducir varias muestras simultáneamente y así obtener varias curvas.

b) Método de la inyección de Mercurio. - Los elementos componentes de este equipo, (Figura 3.1.12), son principalmente: una bomba de desplazamiento positivo, una celda portamuestras, un manómetro de tipo bourdon, un manómetro en U, válvulas de aislamiento, un sistema de detección del nivel de mercurio que está compuesto de un electrodo, un interruptor, un indicador, un verificador del indicador y de un toma corriente. Se requieren, además, como elementos auxiliares: un cilindro de nitrógeno con su válvula y una bomba de vacío.

Procedimiento de medición. - Este equipo está diseñado para inyectar mercurio a una muestra de roca, previamente evacuada dentro de la celda, aplicando presión al mercurio por medio de nitrógeno. La información que se obtiene de la prueba y la porosidad y dimensiones de la muestra, permiten determinar la relación presión capilar-saturación para esa muestra. La fase mojante será el vapor de mercurio y el gas, mientras que la fase no mojante lo constituye el mercurio. El cálculo del volumen de mercurio inyectado a la muestra en cada incremento de presión se obtiene restando al volumen total de mercurio inyectado en ese incremento, el incremento correspondiente a esa presión obtenida de la curva de calibración previamente efectuada. Una de las ventajas de este -

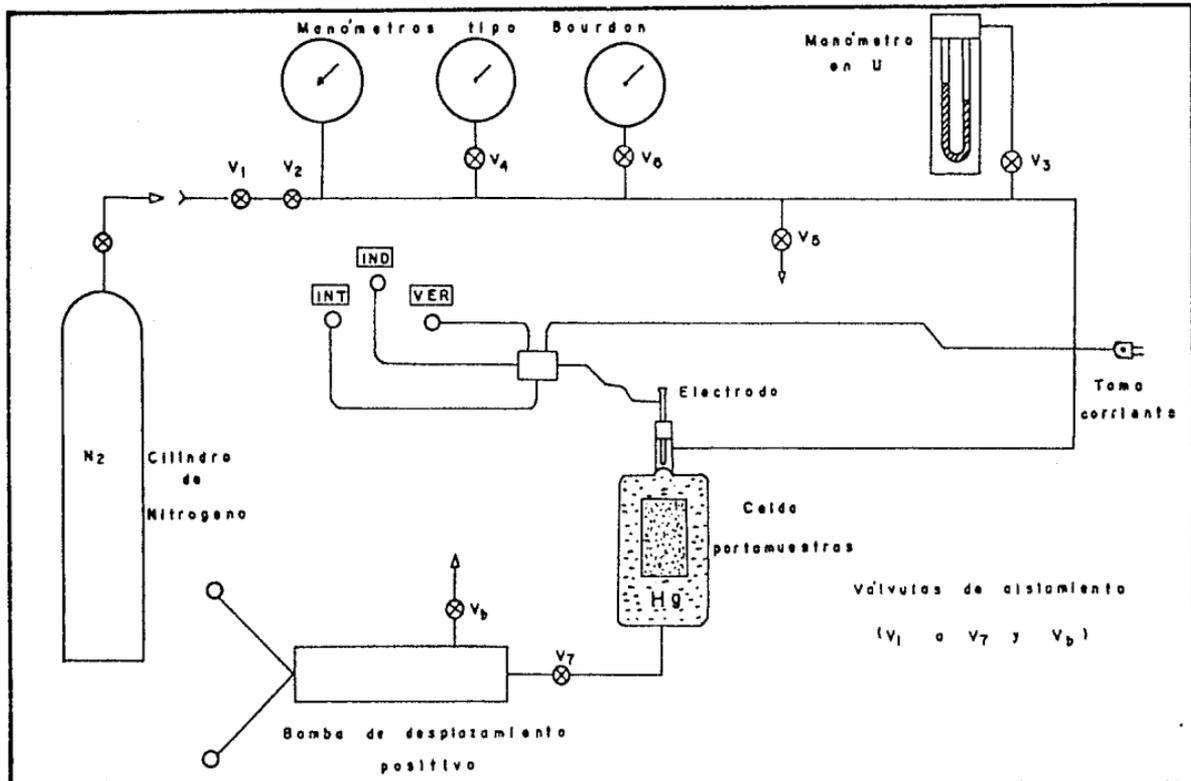


FIG. 3.112 DIAGRAMA DEL EQUIPO PARA LA MEDICION DE LA PRESION CAPILAR POR INYECCION DE MERCURIO

método es la rapidez, solamente se requiere unas horas para poder elaborar la curva de presión capilar. La desventaja es que las muestras ya no se pueden usar en pruebas subsecuentes.

Con cualquier método, se van a obtener al final curvas de presión capilar en función del fluido mojante. De las curvas de presión capilar se pueden obtener varios datos importantes para el sistema roca-fluidos que se esté estudiando. Uno de estos datos es la presión de desplazamiento, que es la presión a la que el fluido mojante empieza a ser desplazado por el fluido no mojante; además, esta presión corresponde a la que se requiere para empezar a desplazar el fluido mojante de los espacios más grandes del medio poroso. Otro concepto también importante es la saturación irreductible del fluido mojante, que corresponde a la mínima saturación de fluido mojante que se alcanza para el sistema roca-fluidos en cuestión, de acuerdo al procedimiento de que se trate. De las formas de esta curva que se genera en las gráficas, se ha observado que la variación de su pendiente es una indicación cualitativa de la uniformidad del tamaño de los poros o de los granos.

Conversión de datos a condiciones de yacimientos.

Normalmente en el laboratorio se efectúan pruebas de presión capilar en sistemas gas-agua, aceite-agua o mercurio-gas. Pero estos sistemas son distintos a los sistemas que existen en los yacimientos; además, las pruebas se realizan a condiciones de presión y temperatura muy diferentes a las del subsuelo, por lo cual estas conversiones son aproximadas.

Las técnicas más comunes para pasar los datos de presión capilar de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento, son las siguientes:

1.- Sistema gas-agua.- Si en el procedimiento de laboratorio se utilizó un sistema gas-agua y se tiene que en el yacimiento el sistema es aceite-agua, donde el fluido mojante es el agua en ambas condiciones, se tiene dos casos: En el primer caso, partiendo de la ecuación de presión capilar donde el tubo capilar se considera de sección circular muy pequeña:

$$P_C = \frac{2 \sqrt{\gamma} \cos \theta}{r}$$

Donde θ es el ángulo de contacto entre ambos fluidos y varía de 0 a 180°, por lo que $\cos\theta$ varía de 1 a -1. Si se considera -- además, que tanto en el laboratorio como en el yacimiento existe una completa mojabilidad del agua, entonces en ambos casos se tendrá que $\theta = 0$ y por lo tanto $\cos\theta = 1$. Por lo que finalmente se llega a la ecuación:

$$(P_C)_Y = \frac{(\nabla_{ow})_Y}{(\nabla_{gw})_L} (P_C)_L$$

Donde: P_C en dinas/cm²
 Y , indica a condiciones de yacimiento.
 L , indica a condiciones de laboratorio.
 ∇ , es la tensión interfacial (o superficial), dinas/cm.

En el segundo caso se parte de:

$$P_C = \nabla \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

Donde: R_1 y R_2 son los radios principales de curvatura, cm.

En esta ecuación se considera que los radios de curvatura -- están definidos solamente por la saturación de la fase mojante. Al final se llega a la misma ecuación del primer caso.

2.- Sistema gas-mercurio. -- Regularmente en el laboratorio se utiliza un sistema gas-mercurio, por ser rápido el proceso de análisis. Para este caso se establece, para la formación en estudio, un factor de proporcionalidad (f) para pasar el sistema gas-mercurio a un sistema gas-agua también a condiciones de laboratorio. Esto se logra realizando en la misma muestra pruebas de presión capilar para los dos sistemas mencionados y después se tienen que procesar los datos para que el conjunto defina una sola tendencia. Primero se realiza la prueba para el sistema gas-agua y luego para el otro. Teniendo ya los datos a condiciones de laboratorio para el sistema gas-agua se pasan al sistema aceite-agua a -- condiciones de yacimiento. Finalmente se tiene la siguiente ecuación de la presión capilar a condiciones de yacimiento:

$$(P_{COW})_Y = \frac{(\bar{V}_{OW})_Y}{(\bar{V}_{GW})_L} \frac{(P_{CQHq})L}{f}$$

$$f = \frac{(P_{CQHq})L}{(P_{CGW})_L} \quad \text{donde } P_C \text{ en dinas/cm}^2.$$

Otra aplicación muy importante que se obtiene a partir de los datos de presión capilar son las alturas sobre el contacto de los fluidos en el yacimiento. Para un sistema aceite-agua la ecuación se puede expresar como:

$$(h)_Y = \frac{10 (P_{CQHq})L (\bar{V}_{OW})_Y}{(P_W - P_O)_Y f (\bar{V}_{GW})_L}$$

Donde:

h es la altura en m.

P_C es la presión capilar en kg/cm^2 .

\bar{V} es la tensión interfacial (o superficial) en dinas/cm.

ρ_w y ρ_o son las densidades de los fluidos del sistema en gm/cm^3 .

f es el factor de proporcionalidad, adimensional.

Por último, con los datos de presión capilar medidos en el laboratorio se puede obtener la distribución de fluidos en el yacimiento.

Registro de análisis de núcleos.

Una forma de presentar los resultados de las mediciones hechas a los núcleos como son la porosidad, la permeabilidad absoluta, las saturaciones residual de fluido y las descripciones litológicas, son los reportes de los análisis de núcleos, que se presentan en forma gráfica y en tabla contra la profundidad, tal como se muestra en la figura 3.1.13.

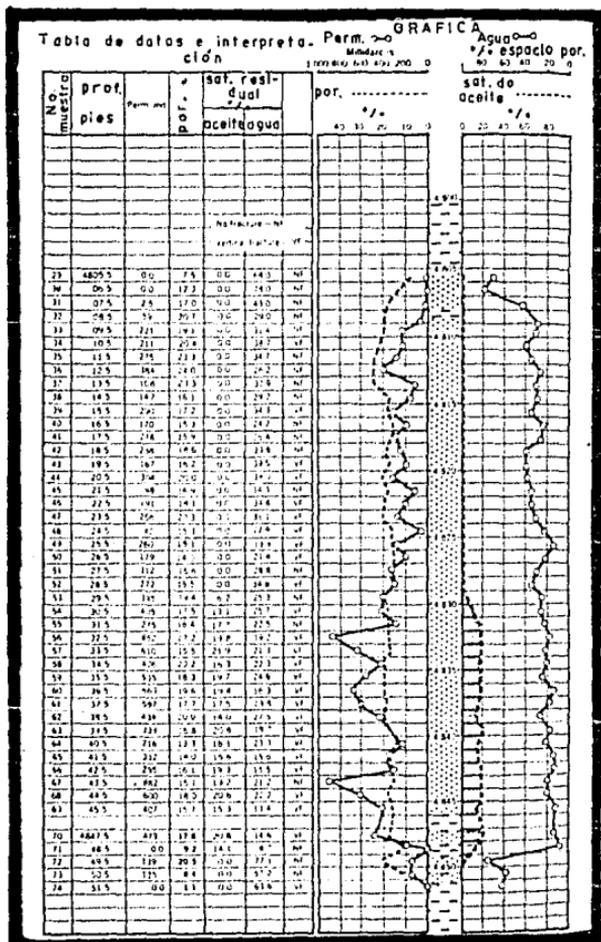


FIG. 3.1.13 REPORTE DE ANALISIS DE NUCLEOS

3.2 REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

Los registros geofísicos constituyen un método indirecto para obtener las características y propiedades de la roca que permiten evaluar las formaciones. En la actualidad, los registros geofísicos son los que más se emplean debido al gran rango de información que manejan, así como su confiabilidad y rapidez, ya que se emplean programas de cómputo en su interpretación.

Los registros geofísicos son representaciones gráficas o digitales que se toman de los pozos petroleros para obtener información de una o más de las propiedades físicas o químicas de las formaciones geológicas encontradas durante la perforación. Se puede decir que su objetivo final es localizar y evaluar las formaciones porosas, permeables y saturadas con hidrocarburos, es decir, identificar zonas productoras, determinar su profundidad, espesor, características físicas y contenido de hidrocarburos. Además proporcionan información para preparar mapas estructurales del subsuelo e información sobre la litología del yacimiento.

Una clasificación general de los registros es la que se presenta a continuación:

- A) Registros Eléctricos.
 - 1.- Potencial espontáneo (SP)
 - 2.- Eléctricos no enfocados
 - 3.- Eléctricos enfocados
- B) Registros Radioactivos.
 - 1.- De radioactividad natural
 - 2.- De radioactividad inducida
- C) Registros Acústicos.
- D) Registros Mecánicos.

CONSIDERACIONES GENERALES

En el Capítulo II se definieron los conceptos petrofísicos básicos, los cuales se emplearán en este capítulo. Enseguida se señalarán las condiciones relacionadas con el pozo y los registros.

Durante la perforación del pozo se emplean fluidos (o lodos) de perforación para controlar la presión de los fluidos de la formación, pero se tiene la desventaja de que alteran el contenido de fluidos de la formación cerca del pozo, ya que la presión del lodo de perforación hace que éste se inyecte en la formación y -desplace en parte el fluido presente en ella, proceso que recibe el nombre de invasión. La mayor parte de los lodos base agua contienen sólidos en suspensión y sustancias químicas en solución; debido a ésto, cuando el lodo invade a la formación sólo el líquido penetra en ella y una costra de lodo se forma en los bordes del pozo, que recibe el nombre de enjarre y que puede ser grueso o delgado y resistente o frágil según el tipo de lodo. El espesor de la invasión va a estar determinado por los siguientes factores: La pérdida de agua del lodo; la diferencia de presión; el tiempo; la porosidad y la permeabilidad. Por lo tanto, el diámetro de la invasión variará entre una y otra formación.

En la Figura 3.2.1 se muestra un diagrama de las condiciones en el pozo, cuando la formación ha sido invadida. De esta figura se tiene que:

- d- Diámetro del pozo, en metros
- d_j - Diámetro de invasión, en metros
- h- Espesor del estrato, en metros
- h_{mc} - Espesor del enjarre, en metros
- R_i - Resistividad de la zona de transición, ohms-metro
- R_m - Resistividad del lodo, ohms-metro
- R_{mc} - Resistividad del enjarre, ohms-metro
- R_{mf} - Resistividad del filtrado de lodo, ohms-metro
- R_s - Resistividad de la capa adyacente, ohms-metro
- R_t - Resistividad real de la formación o sea de la roca que no ha sido afectada por la invasión de fluidos, en ohms-metro.

- R_w - Resistividad del agua, ohms-metro
- R_{XO} - Resistividad de la zona lavada, ohms-metro
- R_z - Resistividad del fluido en la zona de transición
- S_w - Saturación del agua
- S_{xi} - Saturación del fluido en la zona de transición
- S_{XO} - Saturación del filtrado del lodo

Normalmente el formato empleado en los registros geofísicos es la cuadrícula API. Donde el ancho del papel es de 8.25 pulgadas y está dividido en tres columnas cuadrículadas, con un ancho de 2.5 pulgadas cada una y una cuarta columna no cuadrículada, con un ancho de 0.75 pulgadas, para la profundidad que está indicada por los números y a una cierta escala; la profundidad puede estar en pies o metros. Una de las columnas cuadrículadas se encuentra a la izquierda de la de profundidad y las otras dos a la derecha de la misma. Cada columna tiene una escala, que puede ser lineal, logarítmica y mixta. La escala de la primera columna generalmente es lineal y se tienen las curvas del potencial espontáneo, la de rayos gamma, de calibración, etc.

Las columnas 2 y 3 puede presentar una escala lineal o logarítmica como en las curvas de resistividad, lineal como en los registros de porosidad, de propagación electromagnética, etc.

En ocasiones el registro se presenta en una escala mixta, o sea la columna 2 es logarítmica y la columna 3 es lineal como en los registros de resistividad, neutrón y densidad.

Los registros básicos que ayudan a determinar las características y propiedades de la roca, datos que posteriormente serán de gran utilidad para la caracterización del yacimiento, son los siguientes:

1. Para la determinación de la porosidad se cuenta con los registros de densidad de formación (FDC) o de litodensidad (LTD), neutrón compensado (CNL) y el sónico (BHC).

2. Para la litología son de gran ayuda las gráficas de interrelación densidad-neutrón, neutrón-sónico y sónico-densidad, entre algunos que se emplean para su identificación. El análisis de litología también se puede lograr mediante la técnica de gráfica de interrelación M-N a partir de los registros de densidad,

neutrón y sónico. Por la superposición de curvas de porosidad -- aparente en una misma película. Por la curva del factor fotoeléctrico de la formación (Pe) del registro de litodensidad (LTD) y la espectroscopía de rayos gamma naturales (NGT).

3. La determinación de la saturación se hace con base a la fórmula de Archie, de los registros de resistividad, del modelo de doble agua para formaciones arcillosas y del registro de propagación electromagnética (EPT).

4. La resistividad de los fluidos y de la formación cerca - del pozo se obtiene con los registros de potencial espontáneo - (SP), registro eléctrico convencional, registro de inducción, - etc.

5. El echado de los estratos atravesados por el pozo se determina por el registro de medición de echados o de buzamiento - (HDT).

6. Existen una gran cantidad de registros, aparte de los - mencionados arriba, que proporcionan una buena información para la evaluación del yacimiento; como en el caso del contenido de - arcilla que se emplea el registro de resistividad, el del potencial espontáneo y de rayos gamma. También se obtiene información respecto a la correlación entre pozos, la delimitación de zonas porosas y permeables, la determinación de zonas con hidrocarburos, la localización de fracturas naturales, etc.

PROPIEDADES ELECTRICAS DE LAS ROCAS.

Principalmente las propiedades que se manejan en los registros de pozos son la conductividad y la resistividad. Las rocas están constituidas por minerales que en su mayoría son de baja - conductividad, por lo que la corriente pasa a través de los líquidos que se han transformado en conductores por medio de sales en solución. De los fluidos presentes en el yacimiento, los hidrocarburos no conducen la corriente eléctrica y debido a esto las rocas saturadas de hidrocarburos presentarán una alta resistividad. Por el contrario, las rocas saturadas de agua y dependiendo de su salinidad, tienen la capacidad de conducir la corriente - eléctrica. Una roca que contenga tanto aceite como agua de formación será conductora de la corriente y dependerá del porcentaje de agua de formación contenida y de su salinidad; el volumen de

aceite contenido en la roca no toma parte de ninguna forma en la conducción de la corriente eléctrica y se comporta simplemente como roca sólida.

En conclusión, se ha determinado que la conductividad es proporcional a la concentración de sal en el agua; como cada uno de los iones sólo puede transportar una cantidad definida de electricidad, al aumentar la temperatura de la formación se producirá una mayor velocidad en el movimiento de los iones, lo cual resulta en un incremento en la conductividad. Pero la cantidad de agua que contiene una formación se relaciona directamente con la porosidad, por lo tanto esta cantidad afecta la resistividad de la formación. La litología también afecta a la resistividad de la formación; generalmente los carbonatos muestran resistividades más altas que las rocas clásticas debido principalmente a la geometría de los pozos; en el caso de los carbonatos el agua sigue vías mucho más tortuosas y por lo tanto se reduce la conductividad. Los principales factores que afectan la resistividad de la formación son: la concentración de sal en el agua, la temperatura del yacimiento, la porosidad, la litología y la saturación de agua.

La relación entre R_o y R_w es una constante de proporcionalidad que se llama factor de formación, $F = \frac{R_o}{R_w}$ que se trata ampliamente en el Capítulo II. El factor de formación se puede relacionar con la porosidad mediante la siguiente expresión:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde las constantes a y m son función de la litología. La relación entre R_t y R_o recibe el nombre de índice de resistividad (I):

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{n S_w}$$

Por lo que el porcentaje de saturación de agua se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$S_w = n \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}}$$

Generalmente se asume que el exponente de saturación n es igual a 2.0, a menos que se tenga información más específica respecto a las propiedades petrofísicas. A grandes rasgos y en forma sencilla, la resistividad de una formación se puede determinar cuando se envía una corriente a través de una parte de esta formación (empleando para ello los electrodos apropiados), y medir la caída de potencial a través de esa misma parte de la formación.

PROPIEDADES NUCLEARES DE LA ROCA.

Existen varios registros que se basan en la radioactividad natural o inducida. La radioactividad se define como la desintegración de átomos acompañada por una emisión de radiación. Los elementos pesados con un número atómico alto son inestables y espontáneamente se transforman en otros más estables, cambiando de masa.

La liberación de la energía radioactiva puede ser de varias formas: partículas alfa, partículas beta, rayos gamma y neutrones. El tiempo que requiere un isótopo radioactivo para que pierda el 50% de su actividad recibe el nombre de vida media y varía de millones de años a millonésima de segundo. Los elementos radioactivos más comunes en la naturaleza son: el uranio, el torio y el potasio. Los sedimentos de grano fino como las lutitas son más radioactivas que los sedimentos de grano grueso, esto se debe a que los radioelementos son absorbidos por las partículas de arcilla.

Las principales unidades de medida son: el electrón-volt, el curie, la unidad Roentgen, el ion par, el microgramo de radioequivalente por tonelada y la unidad API, que es la más comúnmente usada. Los instrumentos empleados para medir la radioactividad son: el contador Geiger-Muller, la cámara de centelleo y la cámara de ionización.

FUNDAMENTO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS

Los principales registros geofísicos empleados en la caracterización de yacimientos son los siguientes:

REGISTRO DE DENSIDAD.

El registro de densidad de formación (FDC) mide la densidad volumétrica de la formación a partir de la detección de rayos γ producidos por una fuente. La herramienta mide la densidad electrónica del medio que es proporcional a la densidad volumétrica.

El instrumento de densidad (Ver Figura 3.2.2) consiste de un patín, donde van montados una fuente que emite rayos gamma y dos detectores. El patín se coloca contra la pared del pozo con la ayuda de un brazo descentralizador. Los rayos gamma generados por la fuente nuclear se difunden en la formación, chocan con los electrones perdiendo parte de su energía (efecto Compton) y algunos desaparecen luego de interactuar con un electrón de un átomo, transfiriéndole toda su energía (efecto fotoeléctrico). La cantidad de rayos gamma que logra llegar a los detectores con relativamente alta energía, va a depender de la cantidad de choques recibidos y de la densidad electrónica de la formación. Mientras más electrones estén presentes en la formación, mayor número de choques se producirá. Mientras exista una mayor dispersión y pérdida de energía de los rayos gamma, menor será el número que llegará hasta el detector.

Esta herramienta tendrá una respuesta determinada esencialmente por la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cuadrado) de la formación, la cual está directamente relacionada con la densidad real de la masa ρ_b (densidad aparente de la formación en gramos por centímetro cúbico) y va a depender de la densidad del material de la matriz de la roca, de la porosidad de la formación y de la densidad de los fluidos que llenan los poros.

Si se conoce la densidad de la matriz de la roca, ρ_{ma} , y la densidad del agua, aceite o gas de la formación, ρ_f , es posible determinar la porosidad de la formación directamente por la densidad de la masa medida por la herramienta. Además es útil para evaluar la formación y en combinación con otros registros puede

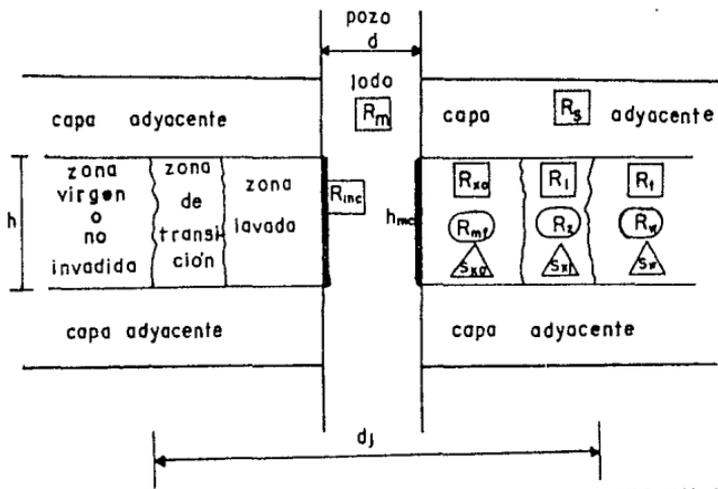


FIG. 3.2.1 SECCION ESQUEMATICA DE LAS CONDICIONES EN EL POZO

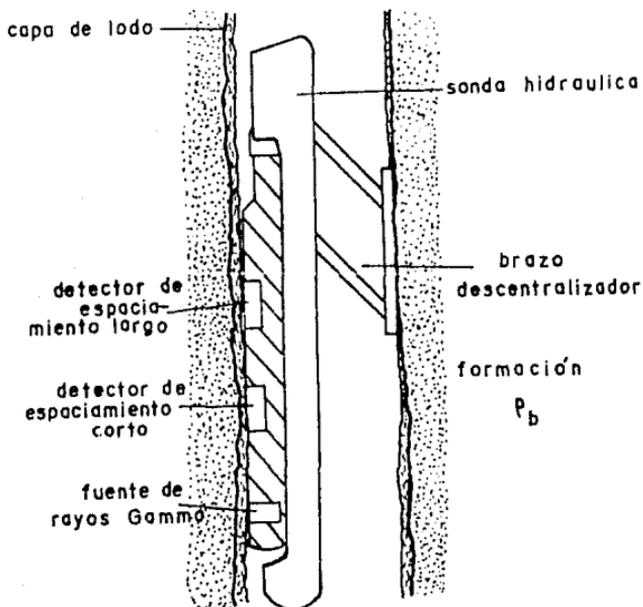


FIG. 3.2.2 HERRAMIENTA DE DENSIDAD DE FORMACION

dar información sobre la litología, contenido de lutita, saturación de fluidos y espesor del enjarre.

El registro de litodensidad (LDT) mide simultáneamente la densidad electrónica y el índice de sección de captura fotoeléctrica promedio por electrón o factor fotoeléctrico de la formación, P_e . Este factor depende fundamentalmente de la litología de la formación y está muy poco afectado por la porosidad y los fluidos. La herramienta es semejante a la del registro FDC, pero la operación es diferente, las mediciones de P_b y P_e se hacen por una selección de energía de rayos gamma que investigan el detector de espaciamiento largo.

Comparado con el registro de densidad de formación (FDC), la curva de densidad registrada con la herramienta LDT posee la ventaja de tener menores variaciones estadísticas para la misma resolución vertical.

La curva del LDT refleja el número atómico promedio de la formación, es un indicador del tipo de matriz de la roca y es de gran utilidad en la interpretación de litologías complejas.

REGISTRO DE NEUTRONES.

El registro de neutrones es una medición de la radiación inducida en la formación o sea su capacidad para atenuar el paso de los neutrones. Indica el contenido de hidrógeno de la formación, que está presente en el agua y en los hidrocarburos. La inducción se obtiene al bombardear la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, que tienen una masa casi idéntica a la del núcleo de hidrógeno. Los neutrones de alta energía (a gran velocidad) se emiten continuamente de una fuente radioactiva (combinaciones de Americio-Berilio) que está montada en una sonda, penetran la formación y chocan con los núcleos de los materiales de la formación esparciéndose a través de ella, pierden algo de energía en cada choque y disminuyen su velocidad. Cuando un neutrón choca con un núcleo de hidrógeno (cuya masa es aproximadamente igual), perderá aproximadamente la mitad de su energía. Después de una infinidad de choques, la velocidad térmica del neutrón se reduce y puede ser capturado por otros núcleos de átomos como el cloro o el hidrógeno.

Los neutrones así capturados emiten un rayo gamma de origen secundario. Al detector llegará un número de neutrones lentos que alcanzaron a atravesar la formación sin perderse ni ser capturados. Por lo que, la disminución en la velocidad de los neutrones y la aceleración en el número de neutrones que eventualmente logran llegar hasta el detector, va a depender principalmente del número de átomos de hidrógeno presentes en la formación, que es directamente proporcional a la cantidad de agua o de hidrocarburos contenidos en la formación, la cual es a su vez directamente proporcional a la porosidad de la roca. Mientras mayor sea la porosidad menos neutrones llegarán al detector. Pero no siempre se cumple lo anterior porque existen dos excepciones:

1) Cuando la formación contiene arcilla, cuya porosidad efectiva es nula, el registro neutrón indicará altas porosidades debido a que contiene una gran cantidad de agua y, por lo tanto, una gran cantidad de átomos de hidrógeno.

2) Cuando la formación está saturada de gas, cuyo número de átomos de hidrógeno es mucho menor que en el aceite o el agua, sucede lo contrario porque la herramienta de neutrones indicará porosidades muy bajas.

La herramienta de neutrón compensado (CNL) está compuesta de una fuente nuclear emisora de neutrones de alta energía, de dos detectores con diferentes espaciamentos (Ver Figura 3.2.3). La herramienta puede operar centralizada, pero cuando se combina con la herramienta de FDC debe estar descentralizada para permitir que quede bien colocada contra la formación. Esta herramienta también se puede emplear en agujeros ademados. La herramienta es calibrada en calizas, pero existen curvas de corrección disponibles para areniscas y dolomitas.

Interpretación en agujero abierto. Cualitativamente se usa para definir la litología y la detección de zonas productoras de gas, donde se requiere que el registro CNL sea tomado simultáneamente con el FDC. En conjunto con el registro de rayos gamma se usan para fines de correlación de pozo a pozo. Cuantitativamente se usa para calcular la porosidad.

Interpretación en agujero ademado. Se puede determinar la litología y la porosidad, pero estos datos serán más confiables

mientras más y mejor cementadas esté la T.R.

REGISTRO SONICO.

El registro sónico determina el tiempo que tarda una onda sonora en recorrer una determinada distancia dentro de la formación. Un transmisor emite sonido a intervalos regulares, se transmite por la columna de lodo y luego viaja a través de la formación. El tiempo de recorrido, Δt , que es el recíproco de la velocidad del sonido en la formación, se expresa en microsegundo por pie y es principalmente función de la litología y de la porosidad de la formación. Posteriormente la onda sonora regresa a la columna de lodo y se detecta en los receptores cuando ésta llega. La velocidad en la formación se determina mediante la diferencia en el tiempo de arribo en los dos receptores. Generalmente cuando se tiene una mayor densidad o consolidación de la formación, corresponderá un menor tiempo de recorrido; entonces, a mayor porosidad la velocidad de onda será menor y ocupará más tiempo de recorrido.

El registro sónico no puede determinar la porosidad secundaria, la que existe en fracturas o cavidades, debido a que el sonido tiene una vía directa en la matriz de la roca. En formaciones con porosidad heterogénea, la relación entre la porosidad y el tiempo de tránsito es lineal (debido al rango limitado de porosidad en que funciona la herramienta), entonces se puede crear relaciones empíricas a través de núcleos y el registro.

La herramienta de registro sónico (BHC) contiene un transmisor de ondas sonoras y dos receptores, con un espaciado determinado entre el transmisor y los receptores (Veáse Figura 3.-2.4). Se requiere que la herramienta se encuentre bien centrada, con la finalidad de obtener una buena amplitud de la señal sónica, pero cuando el diámetro del pozo es mayor a 15 pulgadas esta herramienta deberá estar descentralizada.

El registro no mide directamente la porosidad, pero se obtiene a partir de la relación empírica de Wyllie. En conjunto con otros registros se usa para determinar valores más precisos de la porosidad, de litologías complejas, zonas de presiones anormales y de gas.

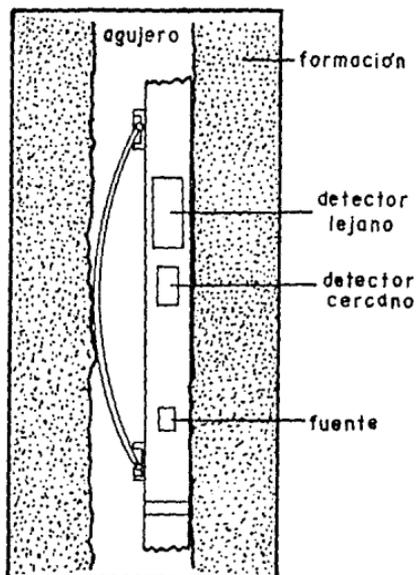


FIG. 3.2.3 DIAGRAMA DE LA HERRAMIENTA CNL

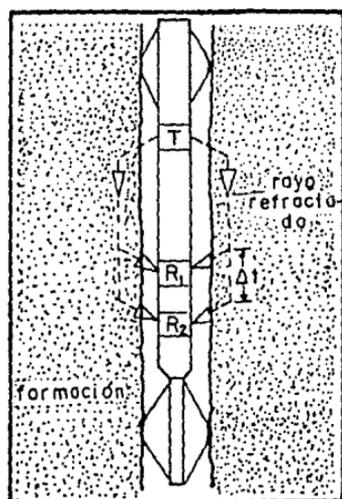


FIG. 3.2.4 HERRAMIENTA DE REGISTRO SONICO (BHC)

REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO.

El registro de potencial espontáneo (SP) consiste en la gr ba ci ón de una diferencia de potencial entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo. En el pozo las corrientes eléctricas se generan debido al contacto entre diversos flui dos con salinidades diferentes. El potencial registrado es una combinación de diferentes potenciales eléctricos que se generan cuando el pozo penetra las formaciones.

Las zonas permeables son invadidas por el filtrado del lodo de perforación y en consecuencia se generan corrientes; pero si la zona es impermeable, por ejemplo que contenga lutitas, no se presentará una invasión por el filtrado y no se generarán corrientes; por lo tanto, el trazo de la curva será relativamente recto y sin caracteres distintivos. Las deflexiones del SP en condiciones ideales presentan una configuración bien marcada y recibe el nombre de SP estático (SSP). Para determinar la magnitud de la deflexión se hace mediante la relación entre la resistividad del filtrado de lodo y la resistividad del agua presente en la forma ci ón, ésta relación se expresa matemáticamente como:

$$SP = - (60 + .133 T) \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

Donde:

El SP está en milivolts y T en grados F.

Generalmente, el movimiento de iones solo ocurre en forma ci ón que tienen cierta mínima permeabilidad, pero no existe una relación directa entre la magnitud de la deflexión de la cur va SP y la permeabilidad; tampoco se tiene una relación directa con la porosidad de la formación. Como el registro SP no es una curva que empieza con un valor cero, entonces la deflexión se mi de a partir de una línea base para lutita. La polaridad de la de flexi ón es negativa a la izquierda de la línea base y positiva a la derecha de la misma.

Dado que las lutitas, no tienen permeabilidad pero las arenas, calizas y dolomitas sí la tienen en cierto grado, la curva de SP es indudablemente una herramienta invaluable en la identificación de la litología. Por lo que, las capas no lutíticas que tienen una resistividad de moderada a baja quedan muy bien defi-

nidas por la curva SP; por el contrario, aquellas con alta resistividad distorsionan las corrientes SP produciendo un cambio en la pendiente de la curva en los bordes de los estratos, por lo - que su definición es pobre. En las zonas permeables que contie-- nen intercalaciones de lutita o hidrocarburos, la curva de SP se comprimirá.

La curva del SP permite: determinar capas permeables y sus límites, correlacionar capas, determinar la resistividad del agua de formación. Y cualitativamente conocer el contenido de lutita de una capa.

REGISTRO DE RAYOS GAMMA.

El registro de rayos gamma es la grabación de la radioacti- dad natural de la roca y generalmente refleja el contenido de ar- cillas o lutita de las rocas sedimentarias. Esta radioactividad proviene de los elementos de torio (Th), uranio (U) y potasio - (K) que tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas. Estos elementos emiten rayos gamma naturales que pueden ser medidos fá- cilmente por medio de un contador Geiger o por un detector de - centelleo.

Principalmente las lutitas y las arenas lutíticas mostrarán una radioactividad alta y las arenas limpias y carbonatos exhibi- rán un nivel muy bajo de radioactividad natural. La herramienta de rayos gamma (GR) permite una fácil distinción entre las rocas de yacimiento limpias y las arcillas; es decir, el perfil indica la litología de las formaciones. Otra aplicación importante del registro de rayos gamma es que permite una evaluación cuantitati- va del porcentaje de arcilla contenido en la formación.

ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATURALES.

Como se anotó arriba, los perfiles de rayos gamma registran la radioactividad producida por el decaimiento de tres elementos: Torio, Uranio y Potasio; pero no determinan la proporción relati- va de cada uno de estos elementos. El registro de espectroscopía (NCT) puede obtener las cantidades de los tres elementos radioac- tivos en la formación.

Se ha comprobado que todas las rocas, en particular las se- dimentarias, contienen elementos radioactivos en cantidades varia- bles, que pueden ser del orden de algunas partes por millón para

el Torio y el Uranio y un determinado porcentaje de Potasio. Los únicos isótopos inestables que por su degradación producen una apreciable cantidad de rayos gamma y cuya vida media es suficientemente larga son: el Potasio 40, el Uranio 238 y el Torio 232. Estos tres isótopos en su degradación hacia isótopos estables son los que originan la radioactividad natural de las formaciones. El potasio 40 decae directamente en Argón 40 que es estable; este proceso origina la emisión de rayos gamma de 1.46 MeV de energía. Para el Uranio 238 y el Torio 232, el proceso es más complejo pues generan una serie de isótopos intermedios inestables antes de llegar al isótopo estable final. Como cada uno de los isótopos intermedios generan rayos gamma cuando decae en el isótopo siguiente, ambas series, Uranio y Torio, producen rayos gamma con diferentes energías.

Los rayos gamma emitidos por los elementos sufren numerosos choques con los electrones de la formación, o sea se produce un efecto Compton, antes de llegar al detector; además el espectro es afectado por la respuesta del detector. El espectro se divide en 5 ventanas de energía (W_1, \dots, W_5) y se cuentan los pulsos por segundo en cada una de esas ventanas. Las cuentas en cada una de las ventanas dependen de las concentraciones de Uranio, Potasio y Torio en la formación y de la posición de la ventana en el espectro de energía. Analizando las cuentas de cada ventana es posible obtener las concentraciones de Uranio, Torio y Potasio en la formación, (Ver Figura 3.2.5).

Las principales aplicaciones del NGT son: la evaluación del volumen de arcilla en presencia de componentes radioactivos no arcillosos; análisis del tipo de arcilla, correlación entre pozos; etc.

REGISTRO DE PROPAGACION DE ONDAS ELECTROMAGNETICAS.

Este registro mide el tiempo de propagación y la atenuación de una onda electromagnética que viaja a través de la formación, proporcionándonos un método para evaluar saturaciones de hidrocarburos relativamente independiente de la salinidad del agua. Se encuentra limitado a pozos no entubados.

De los principales factores, la constante dieléctrica es uno de los que determinan la velocidad de propagación de una onda --

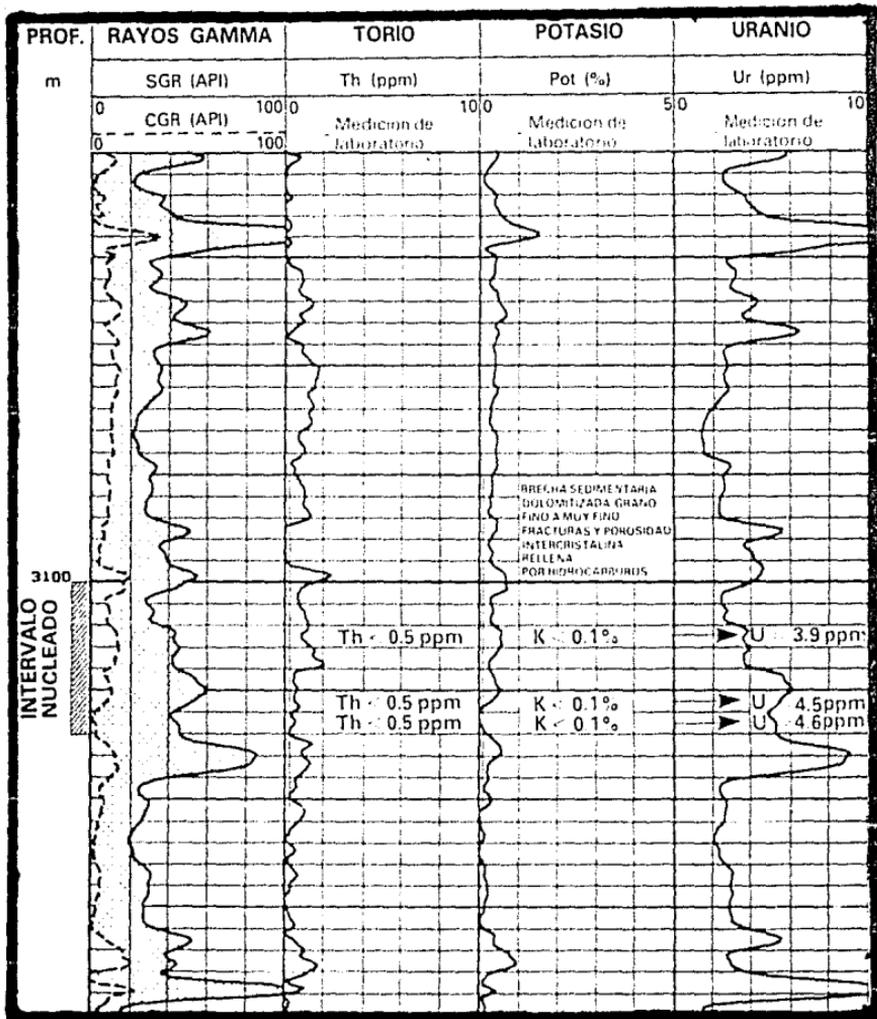


FIG. 3.2.5 REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATURALES (NGT)

electromagnética a través de un material. Se tiene que la constante dieléctrica de un medio es proporcional al momento dipolar eléctrico por unidad de volumen y el dipolo eléctrico está compuesto por dos cargas del mismo valor pero de distinto signo separadas entre sí por una distancia fija. La constante dieléctrica está en función de la capacidad que tienen los dipolos de orientarse según el campo eléctrico.

El tiempo de propagación es el tiempo medido en que viaja una onda eletromagnética entre dos puntos, presentándose pérdidas de energía.

La herramienta de propagación de ondas electromagnéticas (EPT) está compuesta de dos transmisores (T_1 y T_2) y dos receptores (R_1 y R_2) que están montados sobre un patín que apoya contra la pared del pozo, que calcula el tiempo de propagación entre los dos receptores (Ver Figura 3.2.6). El transmisor T_1 genera una onda electromagnética (modo 1) y se mide la diferencia en los tiempos de viaje entre R_2 y R_1 ; posteriormente el transmisor T_2 genera una onda electromagnética (modo 2) y se mide el tiempo entre R_1 y R_2 . Esta secuencia se repite durante el registro y se calcula el tiempo promedio de ambos modos de transmisión. Las medidas de tiempo son del orden de los nanosegundos. La diferencia de fase entre las ondas que llegan a ambos receptores en cada modo de transmisión es proporcional al tiempo de propagación. Otras medidas que se efectúan son las amplitudes de las señales en ambos receptores, con lo cual se puede calcular la atenuación de la propagación en decibeles/metro.

La frecuencia utilizada y el pequeño espaciamento determinan que se investiguen las propiedades de la zona invadida. Por lo tanto las saturaciones que se obtienen con la herramienta EPT corresponden a la región adyacente al pozo. Las principales aplicaciones se tienen en donde las resistividades de la formación son difíciles de interpretar en términos de saturación de hidrocarburos debido a la baja salinidad de las aguas de formación, variación de la salinidad con la profundidad, efectos inusuales de la arcillosidad o tamaño de grano, o debido a espesores muy finos de capas. La herramienta EPT no se puede utilizar en lodos base aceite, debido a que el tiempo de propagación a través del fluido

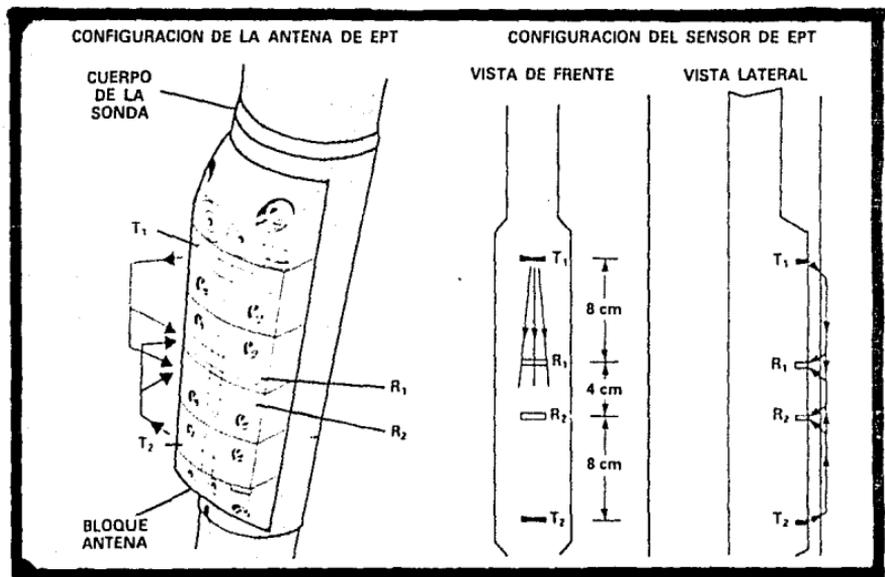


FIG. 3.2.6 HERRAMIENTA DE PROPAGACION DE ONDAS ELECTROMAGNETICAS (EPT)

del pozo puede ser menor al de la formación.

REGISTRO ELECTRICO.

El registro eléctrico convencional mide la resistividad de la formación, mediante un sistema de electrodos que se introducen en el pozo, (Figura 3.2.7) sólo funciona en agujeros descubiertos y con lodos relativamente conductores. Los electrodos están montados en una sonda y, según el arreglo, las curvas de resistividad reciben el nombre de normal o lateral.

La curva normal se obtiene utilizando dos electrodos pozo-abajo, un electrodo de corriente y un electrodo receptor. Si el espaciamento entre estos dos electrodos es de 16 pulgadas, se le llama normal corta y si el espaciamento es de 64 pulgadas recibirá el nombre de normal larga. Generalmente la normal corta - en combinación con el SP se utiliza para correlación pozo a pozo, para la definición de los límites de los estratos y para medir - la resistividad cerca del pozo.

La curva lateral se obtiene utilizando tres electrodos pozo-abajo, uno de corriente y dos receptores. Su radio de investigación es aproximadamente igual al espaciamento entre los electrodos, el cual se mide entre el electrodo de corriente y el punto medio entre los dos electrodos receptores; por lo regular este - espaciamento varía entre 16 y 19 pies. Las curvas laterales no son simétricas y presentan distorsiones como resultado de estratos adyacentes delgados, pero son muy efectivas en la medición - de la resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas.

Cualitativamente se determina las zonas con hidrocarburos y los contactos agua hidrocarburos. En combinación con el SP, permite calcular la porosidad y la saturación de agua.

REGISTRO DE INDUCCION.

El registro de inducción mide la conductividad de la formación y fue diseñado para ser empleado en aquellos casos en que - el lodo de perforación no pudiera ser la liga entre los electrodos y la formación por no ser conductor (por ejemplo en lodos ba se aceite o en aire).

La herramienta (Ver Figura 3.2.8) consta de una bobina emisora aislada por donde se hace circular una corriente alterna --

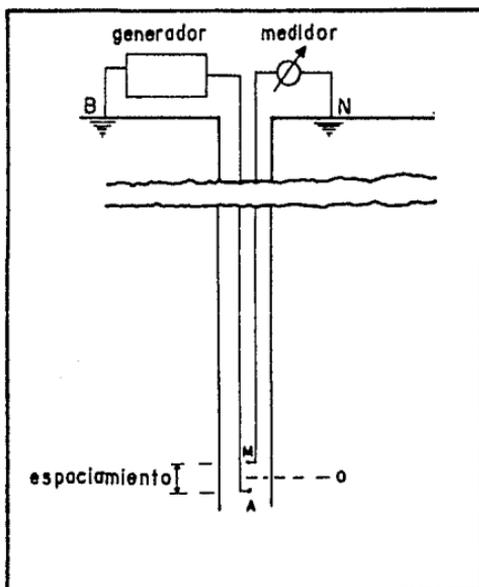


FIG. 3.27 ESQUEMA DE UN ARREGLO DEL REGISTRO ELECTRICO

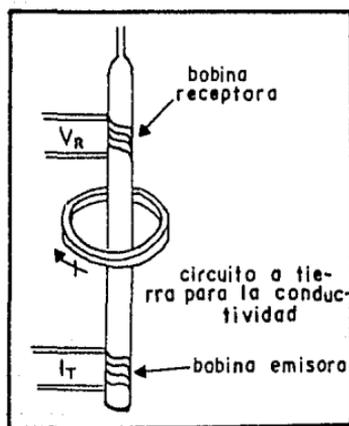


FIG. 3.28 HERRAMIENTA DE REGISTRO DE INDUCCION

constante, que genera un campo magnético alrededor de la bobina e induce una corriente alterna en la formación, la cual resulta en un campo magnético secundario, que a su vez induce una corriente en una bobina receptora conectada a un galvanómetro en la superficie mediante un amplificador. La corriente inducida en la bobina receptora es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación.

El espaciamiento entre las bobinas receptora y transmisora es de 40 pulgadas, pero también se han tomado registros con separación de 27 pulgadas. A fin de enfocar la corriente en la formación, es común colocar bobinas adicionales arriba y abajo de las receptora y transmisora.

Los valores obtenidos en el registro de inducción se pueden usar para la determinación de la resistividad real pero se debe corregir. Cualitativamente el registro de inducción se utiliza para determinar zonas saturadas con hidrocarburos; para la determinación de límites de capas y para correlaciones geológicas.

REGISTRO DE MICRO-RESISTIVIDAD.

El micro-registro (ML) es una herramienta de investigación poca profunda y resulta esencial para medir la resistividad de la zona invadida.

En la herramienta (Figura 3.2.9) los electrodos están separados una distancia muy corta (una pulgada), van montados en una almohadilla o patín de material aislante y va presionada contra la pared del pozo. Otra característica es que la liga entre la herramienta y la formación es directa, ya no a través del fluido de perforación. La sonda se compone de tres electrodos alineados, uno emisor y dos receptores (M_1 y M_2). El registro presenta dos curvas: la micronormal y la microlateral o microinversa. La micronormal se obtiene usando los electrodos de emisión (A), de medición (M_2) y un electrodo B de referencia, que proporciona la información de la zona comprendida más allá del electrodo M_2 , es decir, a dos pulgadas del electrodo A; a los valores obtenidos se les designa como R_2 . Cuando se usa la combinación de electrodos A, M_1 y M_2 , la sonda es la microlateral y mide una zona comprendida entre M_1 y M_2 ; a los valores de resistividad aparente de este arreglo se le conoce como R_1 o R_{1x1} y proporciona infor-

mación de una zona comprendida entre 1 y 2 pulgadas; medidas desde el electrodo A. Debido a la diferencia de radios de investigación de estas sondas se presentan dos curvas de resistividad -- (R_1 y R_{1x1}), por lo que a la diferencia entre las dos curvas se le llama separación. Cuando la resistividad de la micronormal es mayor que la microinversa, la separación se le denominará positiva; en el caso contrario será negativa y también puede ser nula.

El micro-registro (ML) se emplea principalmente para detectar zonas permeables y determinar R_{x0} .

REGISTROS DE CORRIENTE ENFOCADA.

Son registros de resistividad que se diseñaron con la finalidad de evitar los inconvenientes que presentan los registros convencionales de resistividad, principalmente cuando se trata de lodos muy conductores y/o capas muy delgadas. Estos registros también se conocen con el nombre de Laterolog. Existen varios tipos de registros cuya diferencia consiste en el radio de investigación de la herramienta, así como de los sistemas de electrodos enfocados laterales: uno es el de 3 electrodos llamado Laterolog 3 (LL3) y el otro es el sistema de 7 a 8 electrodos, designados como Laterolog 7 (LL7), Laterolog 8 (LL8) y doble Laterolog (DLL): Laterolog profundo (LLd) y Laterolog somero (LLs).

El registro Laterolog se obtiene mediante un instrumento que enfoca una corriente. El sistema de electrodos se colocan arriba y debajo del electrodo de corriente y se mantienen con el mismo potencial, a fin de enfocar la corriente de la formación en un disco delgado, el cual fluye perpendicularmente al pozo.

El Laterolog presenta las siguientes ventajas:

Tiene la capacidad de operar en lodos muy salados, tiene una excelente definición de capas y es independiente de la resistividad de los estratos adyacentes.

Laterolog 3

El Laterolog 3 (Figura 3.2.10) está provisto de electrodos de corriente para enfocar la corriente de medida dentro de la formación. La operación consiste en que la corriente fuente I_0 es enviada a través del electrodo A_0 de potencial fijo y una corriente de enfocamiento I_a se envía a través de los electrodos A_1 y A_2 que van dispuestos simétricamente arriba y abajo del electrodo -

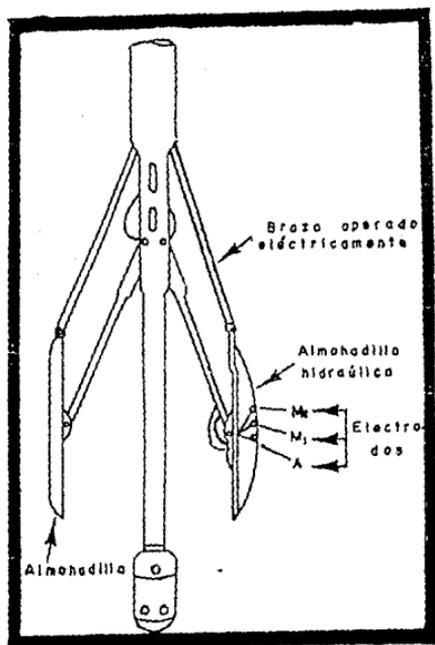


FIG. 3.2.9 HERRAMIENTA DE MICRO-REGISTRO (ML)

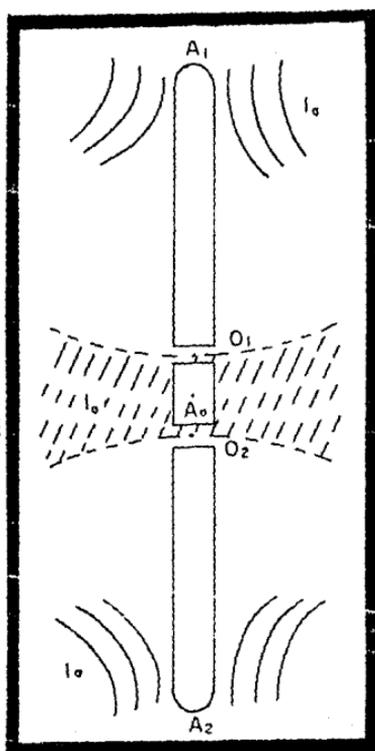


FIG. 3.2.10 REG. LATEROLOG 3

de corriente central A_0 , que están conectados entre sí en corto circuito. La corriente de enfoque se ajusta automáticamente para mantener un voltaje cero entre A_0 y el par A_1, A_2 . De esta manera todos los electrodos de la sonda se conservan al mismo potencial constante; por lo tanto, la magnitud de la corriente I_0 es proporcional a la conductividad de la formación. No existe flujo de corriente hacia arriba o abajo del pozo, lo que significa que la corriente fuente es forzada a un haz lateral dentro de la formación.

El electrodo A_0 es de 1 a 12 pg. y determina la resolución vertical de la herramienta; la longitud de los electrodos de enfocamiento A_1 y A_2 es del orden de 2.5 a 5 pies y la proximidad del punto de retorno determina la penetración.

Laterolog 7

Esta herramienta (Figura 3.2.11) se compone de un electrodo central A_0 y de tres pares de electrodos denominados $M_1, M_1'; M_2, M_2'$; y A_1, A_2 . Cada par de electrodos está dispuesto simétricamente con respecto a A_0 y conectados en corto circuito cada electrodo con su homólogo. La corriente fuente, de intensidad constante, I_0 fluye a través de A_0 . Simultáneamente, a través de los electrodos A_1 y A_2 se envían corrientes de enfoque (I_a), de la misma polaridad de A_0 . La corriente de enfoque se ajusta para mantener un voltaje cero entre los electrodos monitores M_1 y M_1' , los cuales están conectados con M_2 y M_2' , respectivamente. Entonces la caída de potencial se mide entre uno de los electrodos monitores y un electrodo muy alejado. Como la corriente I_0 es constante y la distancia entre electrodos también lo es, dicha diferencia de potencial variará directamente con la resistividad de la formación.

De acuerdo con este sistema de corrientes y electrodos, la corriente que sale del electrodo A_0 no puede fluir hacia arriba ni hacia abajo de los electrodos de medida, obligando a la corriente que sale de A_0 a que penetre horizontalmente dentro de la formación. El espesor de la lámina de la corriente I_0 es igual a la distancia entre los puntos O_1 y O_2 que en este caso es igual a 32 pg. La longitud A_1, A_2 de la herramienta es de 80".

A través de los registros Laterolog 3 y 7 se pueden obtener, además de un perfil más detallado de las capas, valores de la --

resistividad verdadera (R_t), en todos los casos en donde $R_t > 1/3 R_{x_0}$, siempre y cuando la invasión no sea muy profunda. Su uso principal es en formaciones delgadas, cuando el cociente de resistividad de la formación entre la resistividad del lodo es alto y/o cuando hay mucho contraste de resistividad entre la resistividad de la capa y la resistividad de las formaciones adyacentes. Cuando no hay mucha información, por ejemplo en pozos de exploración, el Laterolog permite distinguir bien entre formaciones que contienen hidrocarburos y formaciones que contienen agua si el cociente R_m/R_w no es mayor de aproximadamente 4, siempre que la invasión no sea muy profunda. Cuando se sabe que la formación contiene hidrocarburos, se pueden obtener valores confiables de R_t si R_m/R_w es mayor de 4.

Registro Doble Laterolog.

La herramienta Doble Laterolog (DLL) consiste principalmente de un arreglo de 9 electrodos que proporciona las curvas de resistividad profunda (LL_d) y la de resistividad somera (LLs). En la base de la sonda tiene un patín de material aislante que proporciona el registro micro esférico enfocado (MSFL) que mide R_{x_0} . Los brazos que soportan el MSFL dan un registro de calibración, la herramienta también está centrada en la parte superior (Figura 3.2.12). El LL_d es de mayor profundidad de investigación que la de los registros LL3 y LL7. La distancia entre los electrodos A_2 y A'_2 , de la sonda DLL-MSFL, es de 28 pies. Para lograr que la profundidad de investigación del LL_d sea relativamente somera, se hace que la corriente de enfocamiento regrese por electrodos cercanos en vez de un electrodo remoto; de esta manera, la corriente de medida diverge más rápidamente y reduce su penetración dentro de la formación, haciendo posible la identificación de zonas permeables e invadidas.

El mismo juego de electrodos se usa para obtener las dos curvas (profunda y somera), lo hace usando corrientes de diferentes frecuencias. La curva profunda usa 35 Hz y la somera usa 280 Hz. El principio de medida de esta herramienta generalmente es el mismo que para las herramientas de LL3 y LL7. La diferencia principal es que en este caso lo que se mantiene constante es la potencia ($V_0 I_0$) y no la corriente de medida I_0 .

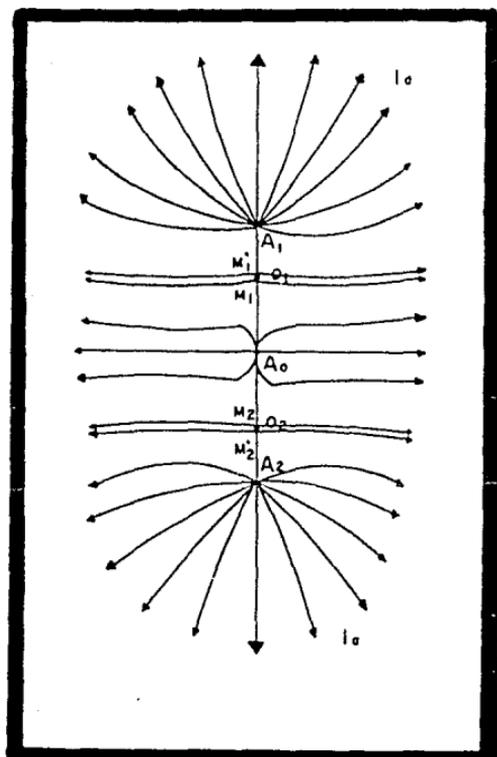


FIG. 3.2.II DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL LATEROLOG 7

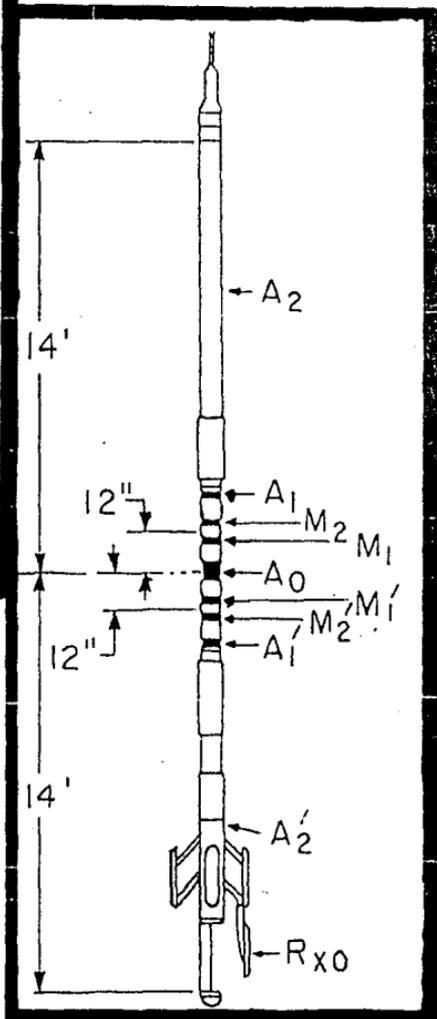


FIG. 3.2.I2 HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG (DLL) Y MICRO ESFERICO ENFOCADO (MSFL)

Este registro no requiere de correcciones y con el se obtiene principalmente el valor de R_t , que se puede usar en la aplicación de los métodos usuales para calcular S_w . Por medio del DLL-MSFL se puede obtener también una estimación rápida de hidrocarburos móviles.

REGISTRO DE ECHADO.

Este registro es de gran importancia para la determinación de los aspectos geológicos de los yacimientos. La herramienta -- (Figura 3.2.13) es de gran precisión y resolución en la medición; consta de 4 brazos, formando dos sistemas independientes y perpendiculares entre sí, que se cierran y se abren de acuerdo a la sección del pozo. Cada brazo lleva en su extremo un patín provisto de uno o varios electrodos de un espesor menor que 1 cm, que permiten registrar curvas de micro-resistividad con una alta frecuencia de muestreo. Los patines apoyan constantemente sobre la pared del pozo en un plano perpendicular al eje de la sonda.

El cálculo de la pendiente de los estratos respecto al eje de la sonda se basa en las variaciones de resistividad a lo largo de cuatro generatrices de la herramienta. El desplazamiento en profundidad entre las cuatro curvas de resistividad depende de la dirección y ángulo de inclinación de las capas respecto al eje de la sonda y del diámetro del pozo. Simultáneamente se registra la orientación y desviación de la sonda respecto a la vertical para poder posteriormente corregir la inclinación de las capas refiriéndolas a un plano horizontal.

En este registro se requiere una circulación de corriente eléctrica entre la pared del pozo, electrodos y cuerpo de la herramienta. Debido a lo anterior, no se puede utilizar en pozos con lodos base aceite.

El registro de echado tiene como objetivo determinar la dirección y el ángulo de la inclinación de los estratos atravesados por el pozo. Los datos primarios obtenidos de la herramienta son procesados por medio de computadora y los resultados son utilizados para determinar el buzamiento estructural de las formaciones y detectar anomalías estructurales, también se aplican para el análisis de unidades sedimentarias y para estudio de ambientes de depósito.

INTERPRETACION CUALITATIVA (GEOLOGICA)

Litología.

La litología se puede determinar cualitativamente de los siguientes registros:

1.- SP. A partir de este registro se puede determinar el espesor de la arena; pero en sistemas complejos el SP no podrá ser definitivo para definir las zonas porosas y permeables. (Ver la - Figura 3.2.15).

Como las lutitas no tienen permeabilidad, en tanto las arenas, calizas y dolomitas sí la tienen hasta cierto punto, entonces estas capas permeables se delinearán generalmente por las deflexiones de la curva del SP a partir de la línea base de lutitas. En general, las capas no lutíticas con resistividad moderada a baja quedan muy bien definidas por la curva SP. Pero aquellas con alta resistividad no son bien definidas, porque distorsionan las corrientes SP produciendo un cambio en la pendiente de la curva en los límites de las capas.

Cuando se tienen intercalaciones delgadas de lutita en una arena, la curva de SP no alcanza la línea base de lutitas, este tramo aparece como pequeñas variaciones del SP en la arena. Para el análisis de la curva del SP en calizas, se establecen las siguientes reglas muy generales de interpretación cualitativa tomando en cuenta únicamente la curva del SP. Por convención se aceptará que cuando la curvatura sea hacia la izquierda la curva será convexa; si es hacia la derecha, la curva será cóncava.

- Una convexidad de la curva corresponde a una zona porosa.
- Una parte rectilínea corresponde a una zona compacta dura.
- Una concavidad de la curva es indicativa de una lutita o zona arcillosa.

Estas reglas deben aplicarse siempre en combinación con los demás registros, principalmente con los de resistividad.

2.- Rayos Gamma. La identificación de la litología se logra por la diferencia en valores de la radioactividad según el tipo de roca. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una radioactividad alta, en tanto que

arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos - de radioactividad. Se puede concluir que la curva de Rayos Gamma permite diferenciar entre lutitas y posibles rocas almacenadoras pero se debe tener un conocimiento previo de las condiciones estratigráficas locales. (Ver Figura 3.2.14).

3.- Micro-registro. En este registro se tienen dos lecturas de resistividad a diferente radio de profundidad, la normal 2" y la inversa 1" x 1". Entonces cuando en una formación se tiene capas de arena que contienen únicamente agua salada y la invasión es moderada, el registro mostrará una separación positiva ($R_{1x1} < R_2$). Pero cuando la invasión es pequeña se tendrá una separación negativa ($R_{1x1} > R_2$). En arenas con hidrocarburos el registro mostrará una separación positiva y las resistividades generalmente serán altas. En el caso de las lutitas la separación es positiva y las resistividades son bajas. Para las formaciones compactas su resistividad es alta, casi siempre fuera de escala, generalmente no se presenta separación entre los valores de las dos curvas. (Ver Figura 3.2.15).

Determinaciones Geológicas por las Formas de las Curvas de los Registros.

Las observaciones sedimentológicas muestran que la distribución del tamaño del grano, la textura y la composición mineral, distribuidos en los ciclos a lo largo de la secuencia de sedimentación, caracterizan los diferentes procesos de las diversas litologías. La relación que existe entre las formas que presentan las curvas de los registros y los sedimentos formados en un determinado ambiente, dan una idea para identificar a éste.

Los patrones han sido establecidos mediante el estudio de ambientes de depositación antiguos y recientes obteniéndose varias muestras litológicas y tomándose diversos registros. Posteriormente, las muestras y los registros fueron analizados, lo que permitió asociar un determinado comportamiento de las curvas con su tipo de litología correspondiente.

Ciertos ciclos de sedimentación se pueden reconocer por las formas de las curvas del SP, de la normal corta, de inducción y conductividad. Los patrones de las curvas de los registros son los siguientes:

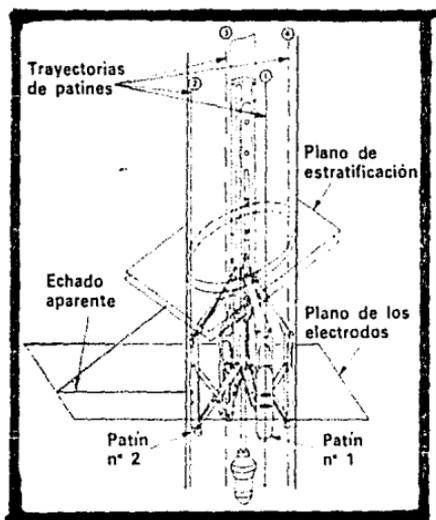


FIG. 3.2.13 HERRAMIENTA DE MEDICION DE ECHADOS

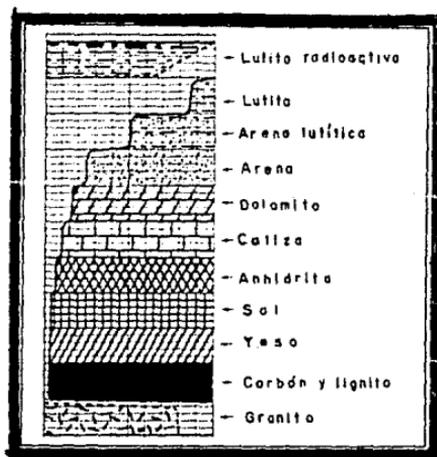


FIG. 3.2.14 REPUESTA DE LA CURVA DE RAYOS GAMMA A LAS DIVERSAS LITOLOGIAS

1.- Modelo marino regresivo. En el registro eléctrico esta secuencia regresiva se caracteriza por un cambio brusco de lutita a arena en la cima y un cambio gradual de arena a lutita hacia abajo. La Figura 3.2.16 muestra un ejemplo de este modelo.

2.- Modelo fluvial. La curva SP muestra un contacto inferior abrupto originado por una superficie de erosión. La parte media muestra interestratificación de arenas, limos y lutitas, la cual produce un aspecto dentado del patrón de la curva SP. La parte superior representa un contacto gradual debido al aumento de lutita hacia arriba. En la Figura 3.2.17 se muestra un patrón para un medio fluvial.

3.- Modelo deltaico. La forma de la curva SP en la zona de canales distributarios muestra un contacto inferior abrupto debido a la erosión de la base del canal. La parte media de la curva es comúnmente lisa, indicando arenas limpias. En la parte superior, el cambio de arena a lutita puede ser abrupto o bien, gradual en un intervalo corto. La forma de la curva SP en la zona de frente de delta, incluyendo una parte de prodelta, muestra una base gradual muy dentada con la parte media cambiando de dentada en la parte inferior a lisa en la superior. La cima es gradual o abrupta. (Ver Figura 3.2.18).

4.- Modelo marino transgresivo. El aspecto de la curva SP y las de resistividad es la de un pino, teniendo características contrarias a las del modelo marino regresivo. (Figura 3.2.19).

5.- Modelo batial-abisal. La variedad de procesos de sedimentación y de la litología resultante hace difícil elegir una sola secuencia o patrón para representar este modelo. En la zona batial-abisal la acumulación lo constituyen corrientes de turbidez. El patrón de curvas del registro eléctrico para una turbidita es similar al del modelo de relleno de valle. Es decir contacto basal arena-lutita abrupto, con disminución hacia arriba de los valores de SP. Existen además intercalaciones arcillosas y un gradual contacto arena-lutita en la parte superior. (Ver Figura 3.2.20).

6.- Modelo lacustre. Este modelo es similar al marino regresivo. La secuencia ideal sería sedimentos finos en la parte baja, aumentando hacia arriba en forma gradual el tamaño medio de los sedimentos; en algunas ocasiones hay un cambio brusco a sedimentos finos en la parte superior.

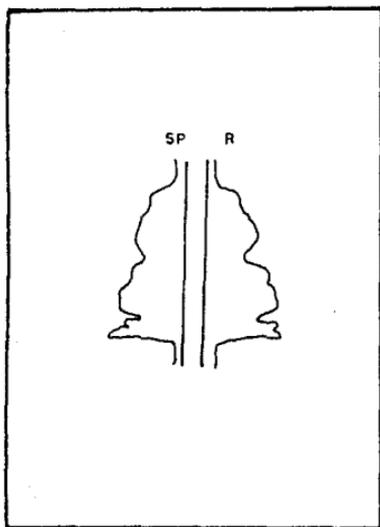


FIG. 3.2.17 PATRON PARA EL
MODELO FLUVIAL

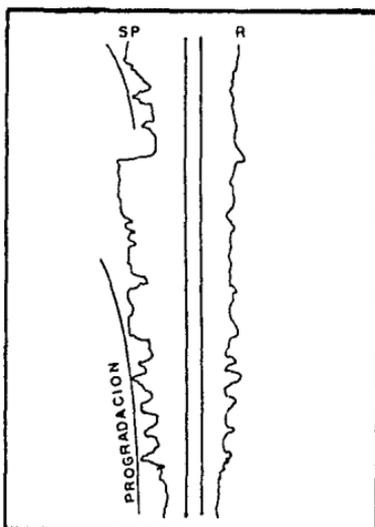


FIG. 3.2.18 PATRON PARA EL
MODELO DELTAICO

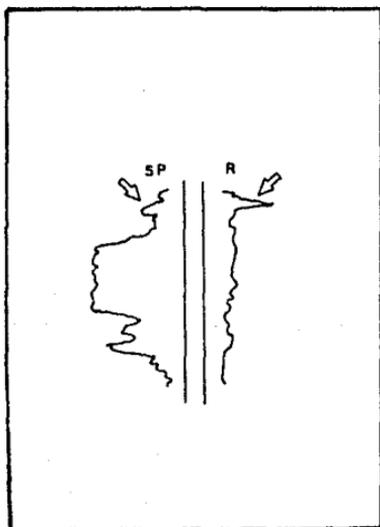


FIG. 3.2.19 PATRON DEL MODELO
MARINO TRANSGRESIVO

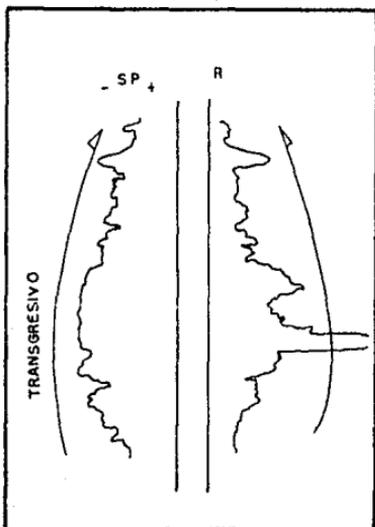


FIG. 3.2.20 PATRON DEL MODELO
BATIAL-ABISAL

En la reconstrucción de los patrones de distribución de arenas se consideran las condiciones geológicas originales, para lo cual se tiene que identificar los cuerpos litológicos marcadores de tiempo. Estos marcadores de tiempo seleccionados se podrán colocar horizontalmente para la posterior correlación y son, en orden de disminución de la calidad, los siguientes:

1.- Capas delgadas de bentonitas. Reconocible en los registros eléctricos por su baja resistividad y ocasionalmente en los registros radioactivos por su alta radioactividad.

2.- Capas delgadas de calizas. Reconocible por su alta resistividad.

3.- Capas delgadas de carbón. Reconocible en los registros eléctricos por su alta resistividad y en los registros radioactivos por su alta oposición.

4.- Capas delgadas de limos.

5.- Lutitas negras delgadas.

Aplicación y uso de las Curvas del Registro de Echados.

Los echados son resultados de las fallas, las discordancias y de las características locales de depósito. Estas características generalmente muestran un cambio definitivo en magnitud y/o dirección de echado, por lo cual se pueden distinguir. (Ver Figura 3.2.21).

Interpretación estructural. Para la interpretación cualitativa se observan las variaciones de las direcciones establecidas que el registro de echados muestra; además con suficientes niveles calculados, estas variaciones generalmente formarán patrones de cambio de echado y/o dirección. Dibujando una línea entre cada punto ayudará a seleccionar estos niveles o grupos de niveles y los cuales indicarán las características estructurales. En el estudio de cada zona y correlacionándolos con los registros eléctricos y sínicos, se observan específicamente algunos cambios en la resistividad o velocidad asociados con echados irregulares. - Estos cambios son debido a la compactación o alteración asociados con los afallamientos. Las fallas pueden aparecer sobre la curva del registro de echados simplemente por el cambio repentino en los echados de un bloque afallado a otro. Se manifiesta por sí mismo en la gráfica del registro por un cambio progresivo -

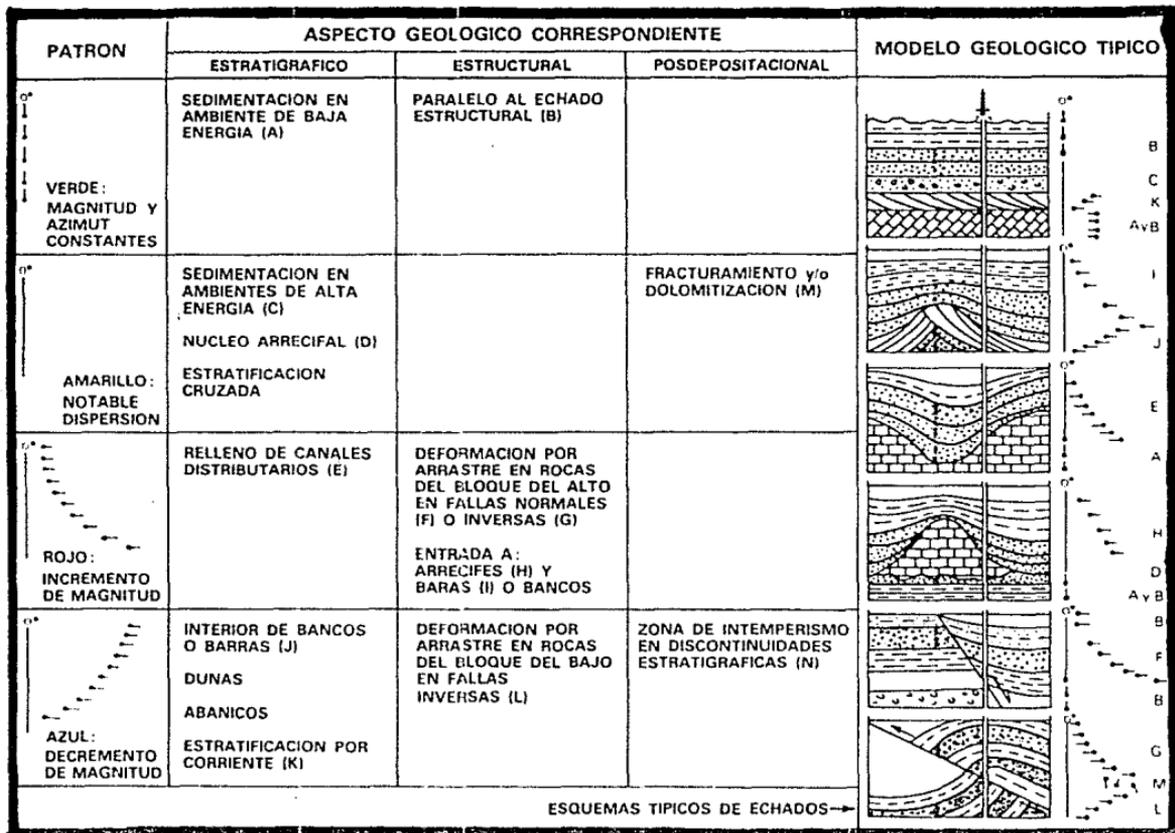


FIG. 3.2.21 INTERPRETACION DEL REGISTRO DE ECHADOS

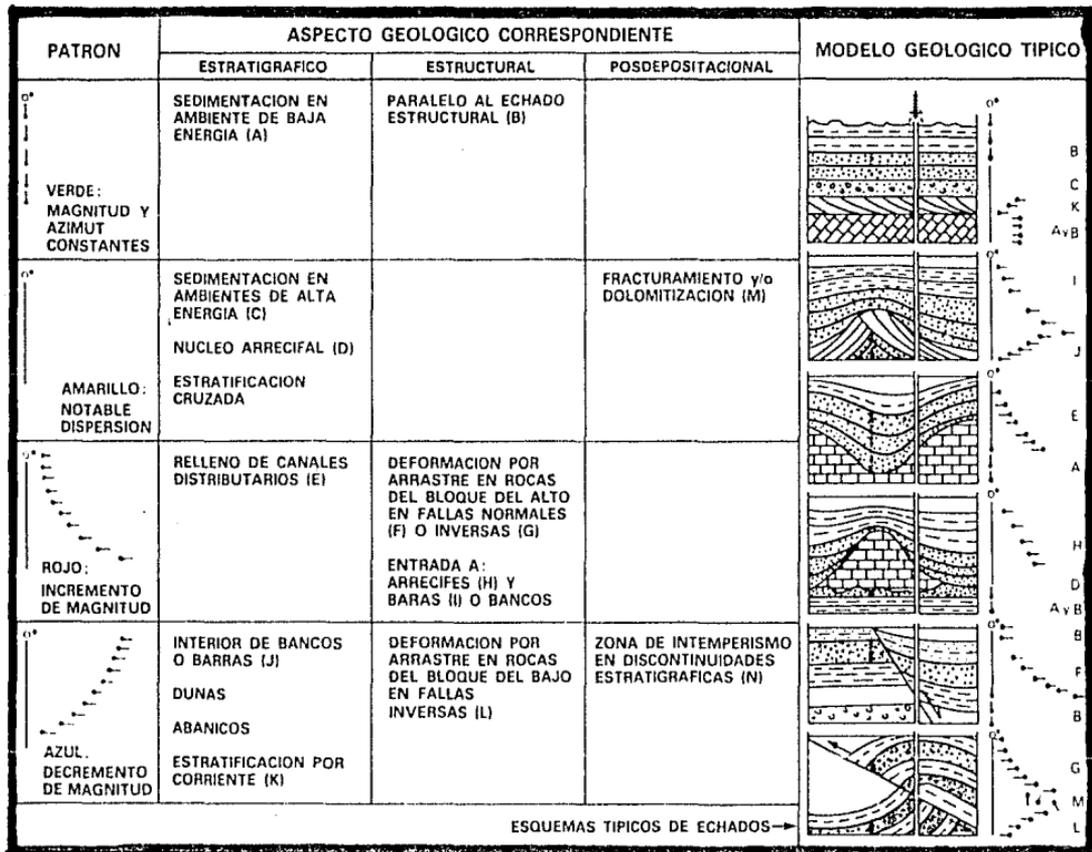


FIG. 3.2.21 INTERPRETACION DEL REGISTRO DE ECHADOS

en los echados y por las aproximaciones del pozo a la falla.

La identificación de las fallas geológicas también se hace mediante la construcción e interpretación de secciones estructurales formadas por los registros geofísicos.

Espesor de Capas (Límites).

Cualitativamente los límites de las capas se pueden establecer generalmente por un cambio en: a) la litología y b) la porosidad y permeabilidad.

1.- SP. El límite entre una capa de arena y una lutita está en el punto de inflexión de la curva del SP. Esta curva distingue principalmente a las arcillas de las capas permeables (Ver - Figura 3.2.15).

2.- Registro de inducción. Si la capa tiene un espesor de más de dos veces el espaciamento de la herramienta, los límites se encuentran en los puntos en que la conductividad leída es -- igual al promedio de la conductividad de la capa en estudio, leída desde su centro a la conductividad de la capa vecina.

3.- Registro de Rayos Gamma. Cuando la capa es gruesa la - curva resulta redondeada, la amplitud de la deflexión se reduce y el piso de la curva también se encuentra desplazada hacia arriba. En general se puede tomar como límite aparente entre las capas un punto sobre la curva a la mitad de la distancia entre las deflexiones máxima y mínima en el registro. Una profundidad más exacta del límite entre las capas se puede determinar por correlación con otros registros.

4.- Registro neutrón. Un contraste en valores de la curva - neutrón indicará por lo general un cambio en la litología. Cuando se tienen los registros neutrón y de Rayos Gamma se puede notar la correspondencia que existe, indicando las interfases entre arenas y lutitas y que, a su vez, pueden ser confirmadas por el registro eléctrico.

Variación Lateral de la Litología.

La variación lateral de la litología sólo se puede determinar a través de la correlación de varios pozos. La correlación - son distinciones que basadas en términos litológicos, paleontológicos y cronológicos, separan a las unidades estratigráficas. Se

define también como la demostración de la equivalencia de las - unidades estratigráficas.

Criterios físicos o litológicos de correlación. Las unida-- des litoestratigráficas (unidades de roca) son cuerpos identifi-- cados por criterios físicos objetivos y están delineados en suce-- sión vertical por superficies que representan cambios en el carác-- ter litológico o interrupciones en la continuidad de la deposita-- ción. En el subsuelo las unidades se siguen de pozo a pozo utili-- zando registros geofísicos (Veáse la Figura 4.1.7).

En el SP las formas de las curvas para ciertos horizontes - geológicos se pueden determinar, ya que reflejan la secuencia de capas en el proceso de sedimentación. Por la observación de las variaciones de las deflexiones de la curva del SP es posible es-- tablecer las correspondientes variaciones en las secuencias geo-- lógicas.

Límites.

En la caracterización de los yacimientos es necesario cono-- cer sus límites (superior, inferior y laterales). En el Capítulo II se describieron los diferentes tipos de límites. Comunmente - los límites laterales lo constituyen los planos de fallas, facies arcillosas, etc.; generalmente el sello superior lo proporcionan los espesores lutíticos y en ocasiones constituyen también el lí-- mite inferior. También el contacto agua-hidrocarburos marca un - límite inferior. La identificación de estos límites con los regis-- tros se explicaron anteriormente y otros se describirán en la si-- guiente sección.

INTERPRETACION CUANTITATIVA (PETROFISICA-LITOLOGICA)

A.- Formaciones limpias (arenas y carbonatos).

La interpretación de los registros es el proceso mediante el cual se conoce la información generada por el pozo, a través de la herramienta. Con esta interpretación e información adicional de los yacimientos se pueden elaborar otros estudios o bien tomar decisiones que conducirán a la caracterización de los yacimientos.

A continuación se presenta una clasificación de los principales métodos para la interpretación de los registros, agrupando los para cada uno de los parámetros petrofísicos más importantes.

Determinación de la porosidad.

La porosidad ϕ se obtiene en forma indirecta con los registros densidad, neutrón y sónico. De estos registros, sus medidas van a ser iguales cuando las herramientas se encuentren en areniscas consolidadas acuíferas limpias; sin embargo, sus respuestas serán diferentes en otras litologías, por la arcillosidad y por los efectos de hidrocarburos. En las zonas heterogéneas (cavernas, rugosidad, etc.), donde los perfiles de contacto con la pared del pozo son afectados (FDC, CNL), se recomienda usar el registro sónico (BHC) para determinar la porosidad.

Porosidad Densidad.- Del registro de densidad compensado (FDC) (Figura 3.2.22) se determina la porosidad efectiva en una roca limpia por medio de la siguiente relación general:

$$\phi_e = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \dots\dots \text{III.2.1}$$

Donde:

- ρ_b es la densidad obtenida del registro, gr/cm^3
- ρ_{ma} es la densidad de los gramos o matriz (véase la tabla de densidades de la matriz de la roca), gr/cm^3 .
- ρ_f es la densidad del fluido (1.0 gr/cm^3 cuando el agua del lodo es dulce y 1.1 para lodos salados).

Si la formación contiene hidrocarburos, entonces la ecuación para determinar la porosidad es:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - [S_{xo} \rho_{mf} + (1-S_{xo}) \rho_h]}$$

$$S_{xo} = \frac{\sqrt{R_{mf}/R_{xo}}}{\phi}$$

ó

$$S_{xo} = S_w^2 = \left(\frac{\sqrt{R_w/R_t}}{\phi} \right)^{1/2}$$

Donde:

S_{xo} es la saturación de agua del filtrado en la zona invadida, igual a $(1 - S_{rh})$.

S_{rh} es la saturación residual de hidrocarburos.

ρ_{mf} es la densidad del filtrado del lodo.

ρ_h es la densidad de los hidrocarburos a las condiciones de la formación.

Tabla de densidades de la matriz de la roca y fluidos.

Tipo de Matriz	Densidad (gramos/cm. ³)
Arena, Arenisca	2.65
Arena calcárea	2.68
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.92
<u>Fluidos</u>	
Agua fresca	1.0
Agua salada (100.000 ppm. de NaCl)	1,1
Petróleo y gas	0.7
Gas	0.1-0.3

Método de Alger, Raymer Jr., Hoyle y Tixier.- Se calcula la porosidad, en rocas limpias, a partir de los registros de Densidad y Resistividad.

Si la formación contiene hidrocarburos y agua, la densidad del fluido es:

$$\rho_f = S_w \rho_w + (1-S_w) \rho_{hcs}$$

Suponiendo que: $\rho_w=1.0$, entonces:

$$\rho_f = S_w + (1-S_w) \rho_{hcs}$$

Si esto se sustituye en la ecuación III.2.1, se tiene:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - [S_w + (1-S_w) \rho_{hcs}]}$$

escribiendo la ecuación de Archie como: $S_w = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}$ y sustituyéndola en la ecuación anterior, finalmente se tiene:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b + \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} (1 - \rho_{hcs})}{\rho_{ma} - \rho_{hcs}}$$

Donde:

ρ_{ma} es la densidad de la matriz.

ρ_b es la densidad obtenida del registro.

ρ_{hcs} es la densidad del hidrocarburo.

Porosidad Neutrón-Densidad.- En formaciones relativamente limpias cuando el porcentaje de arcilla es pequeño, menos del 10%, la porosidad puede ser determinada de la combinación de los registros Neutrón y Densidad (CNL-FDC), (Ver Figura 3.2.23), a partir de la fórmula de raíz cuadrada media, que se escribe como:

$$\phi_{n-d} = \sqrt{\frac{(\phi \text{ CNL})^2 + (\phi \text{ FDC})^2}{2.0}}$$

Donde:

$\phi \text{ CNL}$ es la porosidad del CNL

$\phi \text{ FDC}$ es la porosidad del FDC

Porosidad Sónica.- La fórmula general desarrollada por Willie para calcular la porosidad por medio del registro sónico (Figura 3.2.24), en formaciones limpias invadidas de agua, es:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

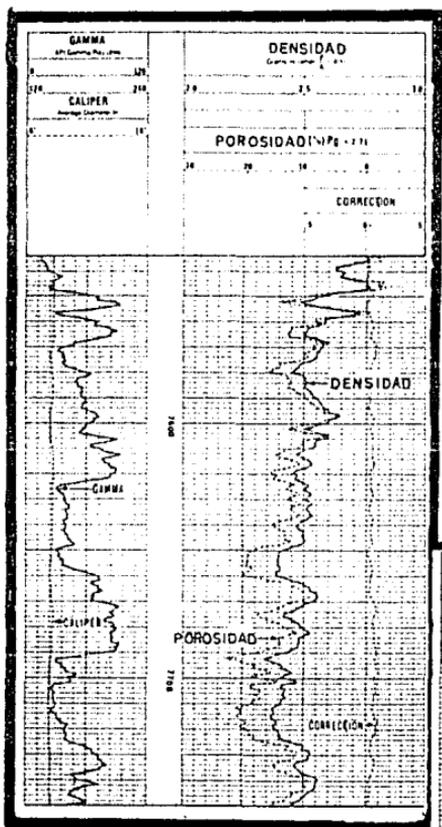


FIG. 3.2.22 REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO

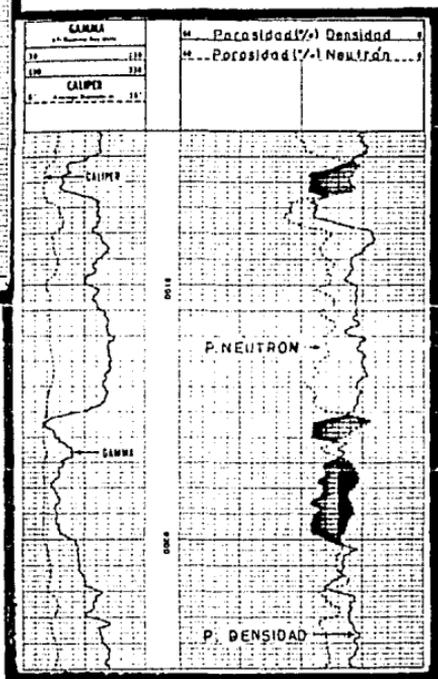


FIG. 3.2.23 COMBINACION DE LOS REGISTROS POROSIDAD NEUTRON POROSIDAD DENSIDAD

Donde:

Δt es el tiempo de tránsito leído del registro, en microseg/pie.

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito en la matriz de la roca, microseg/pie.

Δt_f es el tiempo de tránsito en el fluido, en microseg/pie.

Esta fórmula solamente es adecuada para determinar la porosidad de las areniscas consolidadas y carbonatos con porosidad homogénea o intergranular.

En formaciones con porosidad heterogénea se obtendrá una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito (Δt), por lo cual se crean relaciones empíricas a través de núcleos y el registro y que se pueden representar por la siguiente ecuación:

$$\Delta t = A\phi + B(1-\phi)$$

donde A y B se obtienen a partir de la gráfica de porosidad de núcleo contra el tiempo de tránsito.

Para las areniscas no compactadas (no consolidadas), se aplica un factor de compactación empírico (C_p) a la ecuación de porosidad sónico:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{C_p}$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh} \cdot C}{100}$$

Donde:

Δt_{sh} es el tiempo de propagación en la lutita adyacente, tomada del registro.

$C=1.0$, pero puede ser mayor cuando se requiere una mejor corrección.

Además se tienen las siguientes correcciones empíricas por efecto de hidrocarburos:

$$\phi \approx \phi \text{ calculada} \times 0.7 \quad \text{para gas}$$
$$\phi \approx \phi \text{ calculada} \times 0.9 \quad \text{para aceite}$$

Relación de Schlumberger. - Junto con el registro de resistividad aparente de agua (R_{wa}) se corre el registro sónico y la porosidad se puede calcular con la siguiente relación:

$$\phi = 0.63 (1.0 - \frac{\Delta t_{ma}}{\Delta t})$$

Donde:

Δt_{ma} y Δt son parámetros del registro sónico.

Se puede emplear en cualquier tipo de roca y en las arenas no consolidadas, no se necesita hacer la corrección por compactación.

Sobreposición de Porosidad. - Este método consiste simplemente en la presentación de dos curvas de porosidad en el mismo carril y con la misma escala, o sea una sobreposición de valores de porosidad (Figura 3.2.23), la cual indicará visualmente de manera rápida las capas de lutita, los efectos de hidrocarburos y la porosidad. Se tienen tres tipos de combinaciones: Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico-Neutrón. Pero la combinación Densidad-Neutrón es la que más se emplea, debido a que la porosidad verdadera es muy cercana al promedio de las lecturas, es indiferente a la litología (excepto para arcillas, anhidrita o yeso), además se pueden detectar zonas con gas.

Gráfica de Interrelación ρ_b vs Δt . - A partir de las relaciones de los registros densidad y sónico:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma})\phi, \quad \phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B} \quad \text{y} \quad B = \Delta t_f - \Delta t_{ma}$$

Se establecerá:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \left(\frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B} \right)$$

Teniéndose finalmente:

$$\rho_b = \rho_{ma} - \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_f}{B} \right] \Delta t_{ma} + \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_f}{B} \right] \Delta t$$

Intersección (Orde nada al origen). Pendiente.

En esta relación, la intersección y la pendiente se definirán con base en los parámetros del tipo de roca, como son las propiedades

de la matriz y el fluido, cuyos valores se encuentran en tablas específicas. Si en la gráfica ρ_b vs Δt se emplean litologías - predefinidas entonces se podrá estimar la litología además de la porosidad.

Método de Burke, Campbell Jr. y Schmidt.- A partir de las gráficas de identificación multimineral, después que los triángulos litológicos han sido seleccionados para un intervalo de interés, se calcula la porosidad y los porcentajes de minerales con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}\Delta t &= \phi \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma_1} + V_2 \Delta t_{ma_2} + V_3 \Delta t_{ma_3} \\ \phi N &= \phi (\phi N)_f + V_1 (\phi N)_{ma_1} + V_2 (\phi N)_{ma_2} + V_3 (\phi N)_{ma_3} \\ \rho_b &= \phi \rho_f + V_1 \rho_{ma_1} + V_2 \rho_{ma_2} + V_3 \rho_{ma_3} \\ 1 &= \phi + V_1 + V_2 + V_3\end{aligned}$$

Donde:

ϕ es la porosidad, en fracción, obtenida de cualquiera de las tres primeras ecuaciones.

V es la fracción de volumen. Los subíndices 1, 2, 3 se refieren a los minerales que forman el triángulo litológico seleccionado.

Los términos de las ecuaciones anteriores son los que definen las relaciones de los registros sónicos, neutrón y densidad.

Determinación de la Resistividad del agua.- Obtención de la resistividad del agua de formación (R_w). La R_w se puede obtener directamente de los datos de los registros en los intervalos acuíferos o bien por medio de la experiencia adquirida en el área.

Método del SP.- En este método es necesario que el valor de SP se obtenga de una arena limpia, invadida de agua salada, cuyo espesor sea grande (mínimo 20 veces el diámetro del agujero), con poca invasión y de baja resistividad. En las arenas donde se reúnen estas condiciones por lo general la curva del potencial tiene forma cuadrada y los valores de SP leídos en el registro no requieren de corrección alguna para obtener el valor del SSP, (Figura 3.2.25). En casos, tales como arenas acuíferas con agua muy dulce o cuando existen potenciales electrocinéticos en formaciones de muy baja permeabilidad, cuando las arenas contienen agua

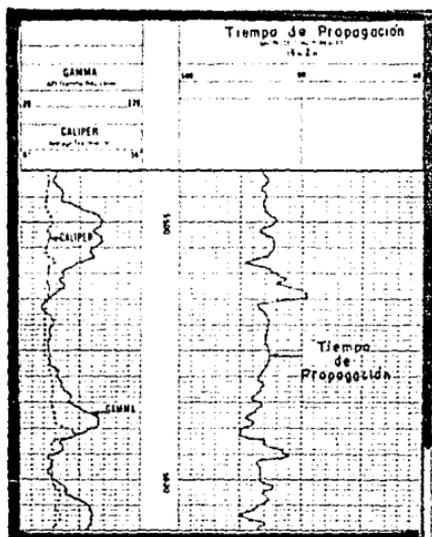


FIG. 3.2.24 REGISTRO SONICO

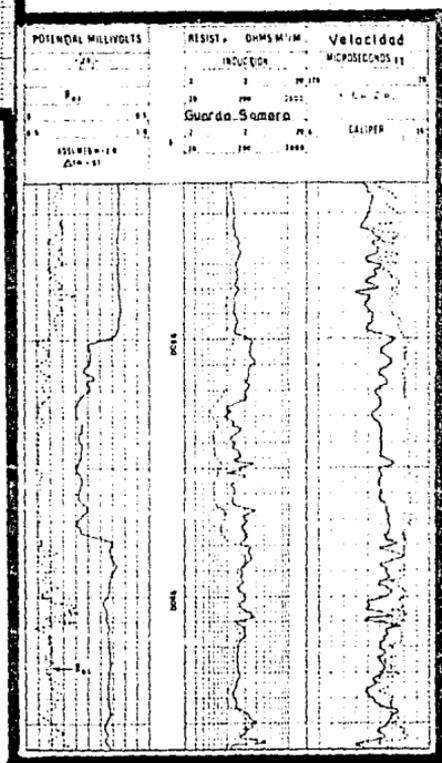


FIG. 3.2.25 REGISTROS DEL POTENCIAL ESPONTANEO (SP) Y DE LA RESISTIVIDAD APARENTE DEL AGUA (Rwa)

con sales diferentes a ClNa, o sea no existe una arena limpia - que reuna las condiciones anteriores, es necesario hacer correcciones por medio de las gráficas para corregir el SP, aun tratándose de capas gruesas de arena, si se conoce aproximadamente el valor de la resistividad de la zona invadida.

El valor de R_w se va a calcular con:

$$(R_w)_e = \frac{(Rmf)_e}{10^{-\frac{SSP}{k}}}$$

Donde:

$$k = 60 + 0.13 T \quad \text{para } T \text{ en } ^\circ F$$

$$k = 64 + 0.23 T \quad \text{para } T \text{ en } ^\circ C$$

Luego se corrige $(R_w)_e$ para determinar R_w .

Método de R_{wa} (resistividad aparente del agua de formación)

.-Es un método que permite una interpretación rápida para indicar directamente cuáles intervalos son susceptibles de contener hidrocarburos, determinar la resistividad del agua (R_w) y estimar la saturación de agua (S_w). Consiste en calcular la resistividad aparente del agua de formación, del fluido que llena los poros de la roca. La curva R_{wa} se obtiene continuamente considerando una formación porosa 100% saturada de agua, la cual se localiza en el registro. (Figura 3.2.25).

De la formación de Archie, se tiene:

$$S_w = \frac{C \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}}{\phi}$$

Sustituyendo $S_w = 1$ y R_{wa} por R_w , se tendrá finalmente:

$$R_{wa} = \frac{\phi^2 R_t}{C^2}$$

Donde:

ϕ es la porosidad

R_t es la resistividad verdadera de la formación

$C = 1.0$ para carbonatos

$C = 0.81$ para areniscas consolidadas

$C = 0.62$ para areniscas no consolidadas

En formaciones conteniendo agua salada, se tiene que $R_{wa} \approx R_w$ debido a que $R_t = R_o$.

La curva R_{wa} funciona bien en formaciones de porosidad media a alta y donde el tipo de matriz es completamente constante.

Método de Hingle (Gráfica de interrelación Porosidad-resistividad).- Esta técnica emplea una gráfica semilogarítmica, donde la porosidad aumenta linealmente en el eje horizontal y la resistividad, en el vertical decrece de una manera no lineal (Ver Figura 3.2.26), con base en la expresión $1/\sqrt{R_t}$.

De la ecuación de saturación de agua:

$$S_w = c \frac{\sqrt{R_w/R_t}}{\phi}$$

Reacomodándose, se tiene:

$$\phi = c \sqrt{R_w/S_w} \cdot \frac{1}{\sqrt{R_t}}$$

Al colocar los valores de ϕ y R_t en la gráfica, se considera que R_w y c son constantes, se produce una línea de pendiente máxima que corresponde a $S_w=100\%$ y cuya ecuación es:

$$\phi = c \sqrt{R_w} \cdot \frac{1}{\sqrt{R_t}}$$

A partir de esta línea se determina R_w , sustituyendo los valores de ϕ y R_t para cualquier punto. La porosidad se puede obtener de los registros de densidad-Neutrón y la resistividad (R_t) de la curva ILd o LLd corregidas por invasión.

Método de Hingle (Gráfica de interrelación sónico-resistividad).- Este método es similar al anterior. En el eje horizontal se escala el tiempo de tránsito (Δt), incrementándose de izquierda a derecha, mientras que en el eje vertical se tiene la resistividad que decrece de una manera no lineal.

De la fórmula de Archie:

$$\phi = \frac{\sqrt{R_w}}{\sqrt{R_o}}$$

Empleando la relación de Wyllie, finalmente se tiene:

$$\Delta t = C \frac{1}{\sqrt{R_0}} + \Delta t_{ma} \quad C = \sqrt{R_w} (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Los valores de Δt para los niveles de interés se colocan en la gráfica y se traza la línea de $S_w=1.0$. Los valores donde $R=\infty$ determinan el tiempo de tránsito de la matriz (Δt_{ma}) y la porosidad correspondiente al tiempo de tránsito se obtiene de la relación de Wyllie. El valor de R_w se obtiene dividiendo el valor de R_0 , correspondiente a cualquier punto de la recta, entre su respectivo valor de F ($R_w = \frac{R_0}{F}$).

Los valores de Δt se obtiene del registro sónico y los valores de resistividad se pueden obtener de un registro de inducción laterolog o de proximidad. Este método da mejores resultados cuando los lodos son relativamente salados y las arenas son consolidadas y limpias.

Método de Pickett (Gráfica de interrelación Porosidad-resistividad).- De la relación de Archie, se tiene:

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t}$$

Escribiéndose en forma de logaritmos y despejando R_t , se tiene:

$$\log R_t = - m \log \phi + \log (a R_w) - n \log S_w$$

En esta expresión a , R_w , n y S_w son constantes, entonces al graficar en papel log-log R_t vs ϕ (Figura 3.2.27) se tendrá una línea recta con pendiente $- m$, que representará a los puntos de los valores de R_0 correspondiente a $S_w=1.0$. La pendiente, que corresponde al exponente de cementación, se obtiene dividiendo dos puntos del eje x entre dos puntos del eje y . Para obtener R_w se tiene que, si $S_w=1.0$ y extrapolando la línea a una $\phi=100\%$, entonces el valor de R_t en la intersección corresponderá al de R_w .

Se pueden emplear los registros de densidad y el de inducción profundo. Este método se recomienda en formaciones duras.

Sobreposición de F y R_0 .- La curva F es el cálculo del factor de formación a partir de un registro de porosidad:

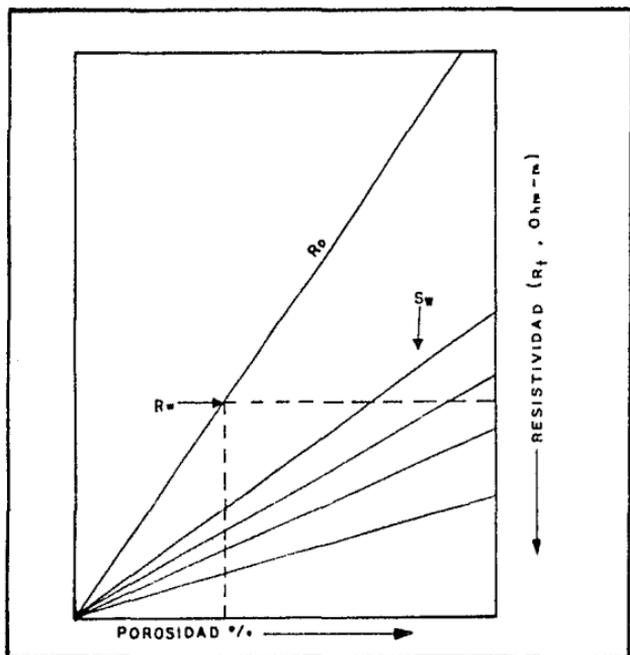


FIG. 3.2.26 GRAFICA DE INTERRELACION POROSIDAD - RESISTIVIDAD
(METODO DE HINGLE)

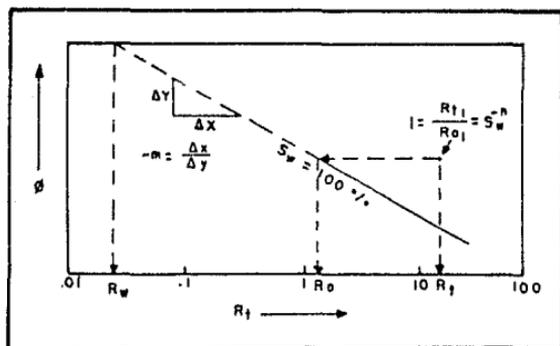


FIG. 3.2.27 GRAFICA DE INTERRELACION POROSIDAD - RESISTIVIDAD
(METODO DE PICKETT)

R_t es la resistividad verdadera de la formación
 n es el exponente de saturación (generalmente es 2)

La saturación de agua en la zona invadida (S_{xo}), se calcula con la siguiente fórmula:

$$S_{xo} = \frac{F \cdot R_{mf}}{R_{xo}^n}$$

Donde:

R_{mf} es la resistividad del filtrado de lodo

R_{xo} es la resistividad en la zona invadida (se puede obtener de un registro de micro-resistividad).

Método de Hingle (Gráfica de interrelación porosidad-resistividad)..- Este método ya fue explicado anteriormente, en esta parte se tratará lo que corresponde a la saturación de agua.

Después de determinar la línea de $S_w = 100\%$ en la gráfica semilogarítmica, se establecerán las líneas que representan los valores menores de S_w . Para una porosidad dada, la ecuación de Archie es:

$$S_w = \sqrt{\frac{n R_o}{R_t}}$$

Entonces, por ejemplo, la línea de $S_w=0.5$ se representa por los puntos donde $R_t=4 R_o$. Se tiene que seleccionar valores convenientes de porosidad (ϕ) donde R_o sea fácil de leer; siguiendo el ejemplo: $\phi=17.5$ y $R_o=2.1$ y multiplicando R_o por 4 se obtiene un punto en $\phi=17.5$ y $R_t=8.4$, el cual uniéndolo con el pivote con una línea, se obtendrá en la gráfica la línea que corresponde a $S_w=0.5$. Para los otros valores se sigue el mismo procedimiento, una vez obtenidos se puede estimar el valor de S_w para cada intervalo.

Gráfica de interrelación ($\Delta t - \Delta t_{ma}$) vs R_t ..- Este método, también llamado de Pickett, es una de la técnica más usada para estimar la saturación de agua (S_w) con un mínimo de datos.

A partir de la relación de Wyllie:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B} \quad ; \quad B = \Delta t_f - \Delta t_{ma}$$

Si se sustituye en la siguiente expresión:
 $\log R_t = -m \log \phi + \log R_w + \log I$

Se obtiene:

$$\log R_t = -m \log (\Delta t - \Delta t_{ma}) + m \log B + \log R_w + \log I$$

Esta expresión establece que una gráfica log-log de $(\Delta t - \Delta t_{ma})$ vs R_t (Figura 3.2.30) mostrará una línea recta para cualquier z_0 con una litología homogénea, donde los valores de R_w , B e I son constantes. La S_w se puede estimar de la gráfica con:

$$S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_o} = I$$

Se tienen otros métodos semejantes al anterior, para obtener la S_w . Estos métodos son: Deflexión Neutrón vs R_t , $(\rho_{ma} - \rho_b)$ vs R_t .

Método de R_{wa} .- Esta técnica ya fue mencionada con anterioridad, pero en esta parte se tratará lo referente a la S_w .

Si todas las formaciones permeables son limpias y contienen agua, el registro R_{wa} variará muy poco en aquellas zonas donde efectivamente existe agua. La saturación de agua (S_w) puede estimarse con la relación R_{wa}/R_w . De la relación de Archie:

$$S_w = c \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 R_t}}$$

Si tenemos que:

$$R_{wa} = \frac{\phi^2 R_t}{c^2}$$

Reemplazando este valor en la relación anterior, se llega a:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}}$$

Cuando se tiene una zona con hidrocarburos, R_t será mayor que si la zona fuera sólo de agua y el valor de R_{wa} será mayor que el de R_w . (Figura 3.2.25).

Por lo tanto:

Si $R_{wa} = R_w$	entonces	$S_w = 100 \%$
$= 2 R_w$		$= 70 \%$
$= 3 R_w$		$= 58 \%$
$= 4 R_w$		$= 50 \%$

Sobreposición de F y Ro. - Esta curva se analizó para la resistividad del agua (R_w), aquí se analizará la curva correspondiente a la saturación de agua (S_w).

A partir de la relación de Archie, se tiene que:

$$R_o = \left(\frac{c}{\phi} \right)^2 R_w$$

La comparación del cálculo R_o con R_t puede dar rápidamente el valor de la saturación del agua:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

Si $R_t = R_o$	entonces	$S_w = 100 \%$
$= 2 R_o$		$= 70 \%$
$= 3 R_o$		$= 58 \%$
$= 4 R_o$		$= 50 \%$

El registro R_o se calcula utilizando un registro de porosidad y el valor estimado de R_w suponiendo que $S_w = 1$ en cualquier punto (Figura 3.2.29). Mientras que R_t se obtiene de los registros de inducción (ILD) o de doble laterolog (LLD).

Método de las Montañas Rocallosas de Tixier. - Este método es empleado para obtener un valor aproximado de S_w . En cada intervalo de interés se tiene seis incógnitas:

- Porosidad - ϕ
- Factor de formación - F
- Saturación de agua - S_w
- Resistividad del agua - R_w
- Resistividad del fluido en la zona invadida - R_z
- Saturación de la zona invadida - S_{xi}

Inicialmente los registros nos proporcionan tres ecuaciones:

$$SP \quad - \quad SP = -k \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

$$NC \quad - \quad S_{xi} = \sqrt{\frac{FR_z}{R_i}}$$

$$\text{Lateral} \quad - \quad S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}}$$

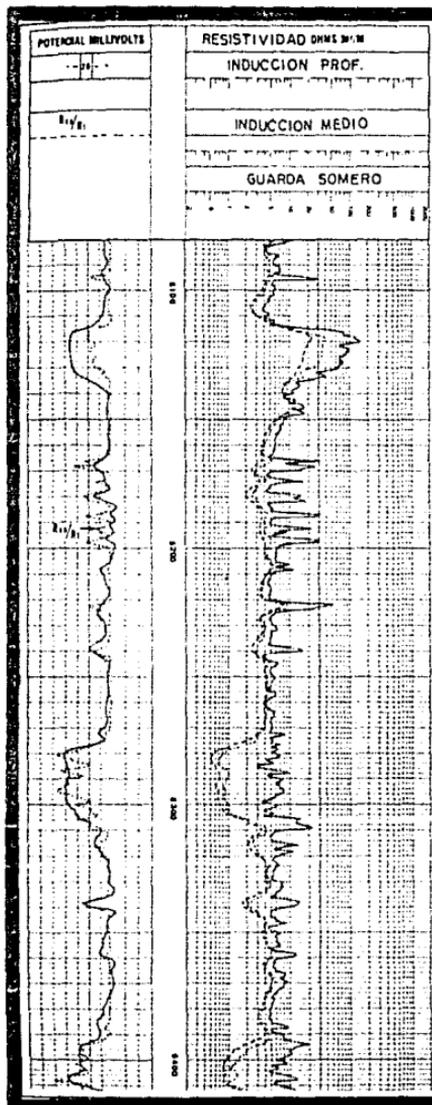


FIG. 3.2.28 REGISTRO R_{xo}/R_t

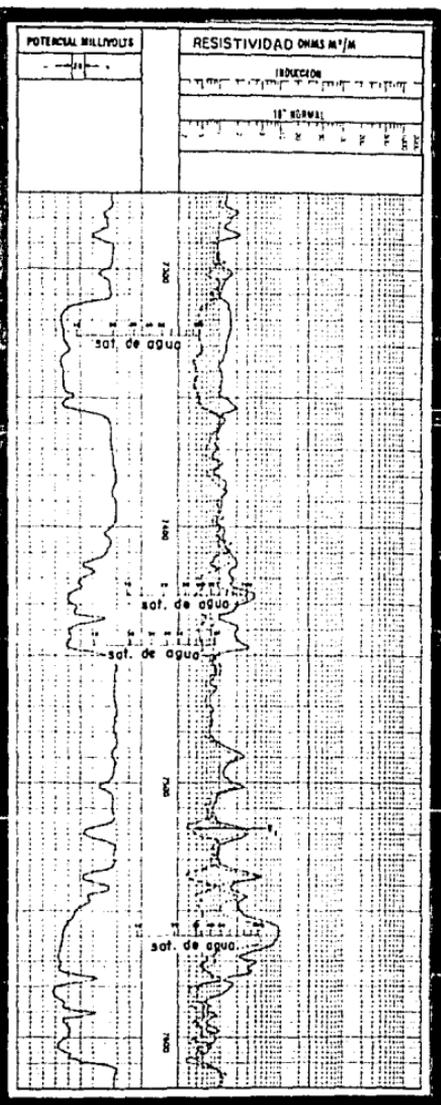


FIG. 3.2.29 REGISTRO DE SOBREPONICION DE R_0

Otra ecuación es provista por la resistividad del agua en una zona de mezcla (Rz):

$$\frac{1}{R_z} = \frac{z}{R_w} + \frac{1-z}{R_{mf}}$$

z se considera por lo general igual a 7.5%, pero se pueden considerar otros valores (en la ecuación z se usa en fracción).- El valor de z quiere decir que el 7.5% del espacio poroso tiene agua congénita que se mezcla con el filtrado de lodo.

La quinta ecuación es la de Tixier:

$$S_{xi} = \sqrt{S_w}$$

La ecuación de Tixier es una relación empírica que da un orden de magnitud apropiado para Sxi en rocas limpias mojadas por agua. En arenas arcillosas y rocas mojadas por aceite, la potencia del radical es diferente de 2.

Sustituyendo entre si las cinco ecuaciones anteriores y dejando finalmente Sw, se tiene:

$$S_w = \frac{R_i R_w}{R_z R_t}$$

Este método utiliza las resistividades de varias herramientas: una de investigación somera (normal corta), una de investigación profunda (lateral, normal larga en formaciones suaves, la terolog o inducción). Se tiene que disponer también, de un registro SP para obtener Rw.

Método de Comparación FR/F.- Este método consiste en hacer una comparación entre un factor de formación determinado por las mediciones de resistividad (FR), con un factor de formación determinado independientemente por una herramienta de porosidad, - acústico (F)_a o el de densidad (F)_D. La respuesta de la herramienta de porosidad se convierte a un factor de formación "verdadero", F, usando apropiadamente las constantes supuestas tales como m, Δt_{ma} y B que son usados en la relación del registro acústico. En entonces se supone que (F)_a o (F)_D = F. El valor de F se obtiene de la ecuación de saturación:

$$F = \frac{Rt}{I R_w}$$

Mientras que F_R es calculado como:

$$F_R = \frac{Rt}{R_w}$$

Si se tiene que $I F = F_R$, entonces se tiene la siguiente relación:

$$\frac{F_R}{F} = \frac{I F}{F} = I = S_w^{-n}$$

Lo cual viene a ser un buen indicador de la saturación. Pero esta aproximación se modifica cuando se registra en la zona - mojada, donde se supone que el lodo llena el espacio poroso cerca del agujero el cual es filtrado de lodo, que se conoce como - Rmf. En este caso, utilizando como información la resistividad - de la zona mojada:

$$R_{xo} = I_{xo} F R_{mf} = S_{xo}^{-n} F R_{mf}$$

o:

$$F = \frac{R_{xo}}{I_{xo} R_{mf}} = \frac{R_{xo} S_{xo}^n}{R_{mf}}$$

F_R se va a calcular con:

$$F_R = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

Si $F I_{xo} = F_R$, se tendrá la siguiente relación:

$$\frac{F_R}{F} = \frac{I_{xo} F}{F} = I_{xo} = S_{xo}^{-n} = \frac{1}{(1-S_{or})^n}$$

Con base en la relación F_R/F se tendrá los siguientes casos:

Si $F_R/F \leq 1.0$ indicará una formación saturada de agua.

Si $F_R/F > 1.0$ indicará una formación con hidrocarburos.

En este método se emplean los registros de resistividad y - el registro acústico o el de densidad.

Método $\frac{R_{XO}}{R_t}$ vs SSP.- Este método proporciona una estimación

de Sw sin un conocimiento previo de ϕ o F. Se basa en la ecuación del SP:

$$SSP = -k \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \dots\dots III.2.2$$

Si se define a R_w y R_{mf} como:

$$R_w = \frac{R_t}{I} \frac{R_t}{F} = \frac{S_w R_t}{F} ; \quad R_{mf} = \frac{R_{XO}}{I_{XO} F} = \frac{S_{XO} R_{XO}}{F}$$

Sustituyéndolos en la ecuación III.2.2, recomendando, además cuando $R_w < R_{mf}$ y la deflexión del SSP es negativa, se tendrá:

$$\frac{SSP}{k} = \log \left(\frac{\frac{R_{XO}}{I_{XO}}}{\frac{R_t}{I}} \right) = \log \left(\frac{\frac{R_{XO}}{R_t}}{\frac{I_{XO}}{I}} \right) = \log \frac{R_{XO}}{R_t} - \log \frac{I_{XO}}{I}$$

Anotando la ecuación anterior en forma de línea recta:

$$\log \frac{R_{XO}}{R_t} = \log \frac{I_{XO}}{I} + \frac{1}{k} SSP$$

Esta relación muestra que cuando $\frac{R_{XO}}{R_t}$ es graficada logarítmicamente vs SSP normal, todas las zonas tendrán una relación constante de $\frac{I_{XO}}{I}$, donde:

$$\frac{I_{XO}}{I} = \frac{S_w}{S_{XO}^n}$$

Para las zonas saturadas de agua 100% se tiene:

$$\frac{I_{XO}}{I} = \frac{S_w}{S_{XO}^n} = 1$$

Por lo que:

$$\log \frac{R_{XO}}{R_t} = \frac{1}{k} SSP$$

Si un SSP = 0, la relación $\frac{R_{XO}}{R_t} = 1$

En la gráfica semilogarítmica R_{XO}/R_t vs SSP, (Fig. 3.2.31) si algún punto cae debajo de la recta definida por la Sw 100%, - indicará que contiene hidrocarburos.

Este método tiene la ventaja de definir Sw para zonas parciales, requiriendo solamente R_t , R_{XO} y el SSP (o R_{mf}/R_w), con

los cuales se entra a la gráfica; además se suponen valores de n y Sor , que definen una familia de rectas paralelas.

$$Sw = (1 - Sor) \left[\frac{\left(\frac{Rxo}{Rt} \right)_2}{\left(\frac{Rxo}{Rt} \right)_1} \right]^{1/n}$$

Donde 1, 2 corresponden a valores sobre el eje vertical.

Determinación de la Litología.

Actualmente es común usar en la interpretación de los registros, las gráficas de interrelación que con las lecturas de los registros de porosidad ayudan a determinar la litología de la formación, la porosidad y otros parámetros importantes, como los vistos anteriormente.

En estas gráficas, los minerales serán considerados como cantidades relativas; entre los principales se tienen a la lutita, el yeso, la sal, la polihalita, el azufre, etc., y se encuentran relacionados con la arenisca, la caliza, la dolomita y la anhidrita.

Gráfica de Interrelación ρ_b vs Δt . - Esta gráfica ya fue explicada anteriormente, en la determinación de la porosidad, solamente queda anotar que el problema que se presenta con estas gráficas es cuando se tiene un grupo diverso de parámetros de la roca y del fluido, donde se tiene que utilizar un promedio para definir las rectas y por lo tanto esta gráfica representará una litología promedio. Los registros empleados son el de densidad y el sónico. Es usada principalmente en la interpretación de arenas arcillosas.

Gráfica de Interrelación Δt vs ϕ_N . - Esta gráfica se basa en la siguiente relación:

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + B \phi_N$$

Esta gráfica está representada por el comportamiento promedio de la roca y por lo tanto generará una pendiente B , que estará basada en una ecuación de tiempo promedio, pero no será muy representativo en los sistemas de carbonatos lo cual se demuestra

por la no linealidad de las rectas. En este caso, los registros empleados son el sónico y el neutrón.

Gráfica de interrelación ρ_b vs ϕN .- Esta técnica es semejante a las anteriores, se basa en la ecuación de respuesta de la densidad:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma})\phi N$$

En la gráfica, utilizando los parámetros de la roca y fluidos promedios, que se encuentran en las tablas, se obtendrá el comportamiento de la litología promedio. Los registros empleados aquí son el de densidad y el neutrón, se emplea comunmente para los carbonatos.

Gráfica M-N.- Este método es introducido principalmente para la interpretación en formaciones de litología compleja. Se requieren, simultáneamente, los datos de tres herramientas de porosidad, de tal manera que la porosidad se elimina y sólo se considerará los cambios debidos a la matriz, de donde finalmente se obtendrán dos parámetros, M y N que se definen por:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01$$

$$N = \frac{\phi N_f - \phi N}{\rho_D - \rho_f}$$

Donde:

Δt , ρ_b y ϕN son valores obtenidos de los registros sónico, densidad y neutrón, respectivamente. Δt_f , ρ_f y ϕN_f son los valores para el fluido y tomarán respectivamente los valores 189, 1.0 y 1.0 para lodo dulce y 185, 1.1 y 1.0 para lodo salado.

En la gráfica M vs N, cada mineral de la roca estará representado por un solo punto. De los registros se obtienen los valores, en el intervalo de interés, se calculan M y N y se ubican.- Si la formación consiste de una combinación binaria, los puntos caerán en la línea que une a los dos minerales; pero si está compuesta por tres minerales, estará situada dentro de un triángulo

descrito por estos tres puntos minerales, llamados triángulos litológicos.

Normalmente, si la matriz se conoce, las cantidades relativas de cada mineral se determinarán por la posición del punto en la gráfica. La presencia de arcilla, yeso, porosidad secundaria, gas, sal o azufre, desplazan a los puntos fuera de los triángulos básicos en las direcciones indicadas en la gráfica. La porosidad secundaria no afectará a los cálculos de N, pero M se incrementará notablemente.

La gráfica funciona mejor tomándola como base estadística - para indicar la tendencia de un grupo de puntos de un intervalo.

Gráfica MN vs ρ_b .- Esta gráfica es una extensión del método anterior. Cuando se tiene una combinación de materiales tales como, arena, calcita, dolomita y anhidrita, el producto MN se puede considerar como una constante. Entonces se grafica MN vs ρ_{ma} y se obtiene una línea recta. (Fig. 3.2.32). Con éste método, la densidad de la matriz de la composición de la roca puede ser determinada fácilmente, sin considerar la combinación de minerales en el yacimiento.

Si la densidad obtenida del registro (ρ_b) es graficada vs MN, entonces cada punto que representa a la densidad de la matriz (ρ_{ma}) de la combinación de minerales, estará asociada a la densidad del registro (ρ_b). La densidad de matriz aparente se puede determinar como sigue: Se toma un valor de MN y con un movimiento horizontal se lleva a la línea recta definida por los puntos minerales y luego descendiendo verticalmente se leerá ρ_{ma} en la gráfica.

Gráfica MID.- Es un método que se aplica para clasificar la roca, usando las respuestas de las tres herramientas de porosidad. Esta gráfica de identificación de matriz (MID) se basa en la determinación de la densidad de matriz aparente (ρ_{ma})a y el tiempo de tránsito aparente (Δt_{ma})a de un nivel de interés.

La densidad de matriz aparente a un nivel dado, se puede determinar con la ecuación de respuesta del registro de densidad:

$$\rho_b = (\rho_{ma})_a + [\rho_f - (\rho_{ma})_a] \phi N$$

FIG. 3.2.30 GRAFICA DE INTERRELACION $(\Delta t - \Delta t_{ms})$ VS R_t

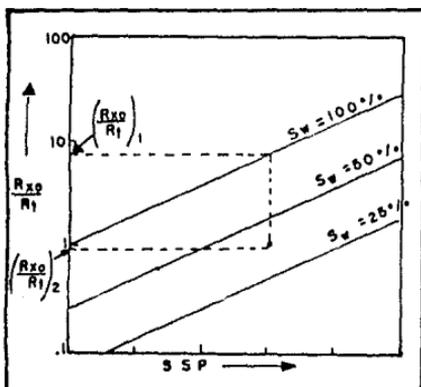
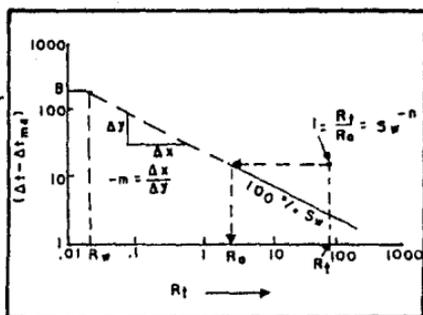
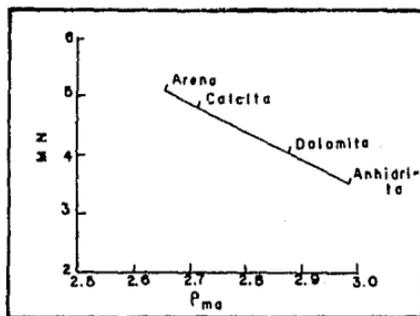


FIG. 3.2.31 GRAFICA DE $\frac{R_{xo}}{R_t}$ VS S SP

FIG. 3.2.32 GRAFICA MN VS P_{ma}



O bien, los valores de ρ_b y ϕ_N se pueden leer en la gráfica de interrelación densidad-neutrón (carta Schlumberger). En esta carta las líneas de $(\rho_{ma})_a$ constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de matriz conocida.

Mientras que la velocidad de matriz aparente, se determina con la ecuación de respuesta del registro acústico:

$$\Delta t = (\Delta t_{ma})_a + [\Delta t_f - (\Delta t_{ma})_a] \phi_N$$

La cual también tiene una solución gráfica. Los valores del tiempo de tránsito (Δt) se leen del registro sónico y se interseca con la ϕ_N en la gráfica de interrelación sónico-neutrón -- (carta Schlumberger). En esta gráfica las líneas de $(\Delta t_{ma})_a$ constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de velocidad de matriz conocida.

Luego en la gráfica de identificación de matriz (MID, carta Schlumberger) se colocan las coordenadas $(\rho_{ma})_a$, $(\Delta t_{ma})_a$ para obtener los componentes de la matriz.

Método Litodensidad Neutrón. - Este método se basa en una gráfica de la densidad aparente de matriz $(\rho_{ma})_a$ contra el índice de absorción volumétrico aparente, $(U_{ma})_a$.

El procedimiento para obtener estos valores en un intervalo de interés es: Se leen los valores en el registro de ϕ_N , ρ_b y P_e (coeficiente de absorción fotoeléctrica), encontrar la densidad aparente de matriz $(\rho_{ma})_a$ y la porosidad total aparente, ϕ_{ta} en la gráfica de interrelación densidad-neutrón (carta Schlumberger). Luego los valores de P_e , ρ_b y ϕ_{ta} se colocan en el nomograma -- (Schlumberger) para determinar la matriz aparente del coeficiente de absorción fotoeléctrico, $(U_{ma})_a$.

Los valores de $(\rho_{ma})_a$ y $(U_{ma})_a$ se colocan en la gráfica $\rho - U$ (gráfica Schlumberger) para identificar los minerales. En donde pueden leerse en las mallas, porcentajes aproximados de caliza, arenisca y lutita. El agrupamiento de los puntos definen claramente la litología; algunos intervalos que contienen gas están desplazados hacia arriba de sus posiciones verdaderas. La presencia de arcilla o lutita altera las lecturas.

Este método requiere de la densidad del registro, ρ_b y del

coeficiente de absorción fotoeléctrica, P_e , leídos del registro litodensidad y la porosidad neutrón, ϕ_N , del registro Neutrón.

Análisis de Fracturamiento.

Para la caracterización de los yacimientos, principalmente carbonatados, es esencial el análisis del sistema de fracturas existentes, las cuales son características de la porosidad secundaria. Principalmente interesan la ubicación de los intervalos fracturados y la orientación del sistema de fracturas.

Las fracturas no representan un volumen muy importante en términos de fracción de porosidad, pero contribuyen a incrementar en forma considerable la permeabilidad. Los registros geofísicos estarán influenciados en diferentes grados por el fracturamiento, pero no se obtiene directamente, su comportamiento "anormal" permitiendo ponerlo en evidencia.

A partir de Registros de Resistividad.- En nuestro medio, - los cuerpos carbonatados del mesozoico se caracterizan por niveles elevados de resistividad y se registran generalmente con herramientas de doble laterolog. El registro de inducción es utilizado únicamente en presencia de lodos a base de aceite, los cuales, debido a su baja conductividad, no permiten obtener el contraste necesario para una detección adecuada. Tiende a ignorar la presencia de fracturas verticales o subverticales.

El contraste de resistividad entre los bloques compactos y las fisuras, es el causante de las anomalías de lecturas de registros de resistividad, haciendo un medio de detección de fracturas.

A partir de Registros Sónicos.- La presencia de un sistema de fracturas, a lo largo del trayecto de una onda acústica entre transmisor y receptor, afecta indudablemente los parámetros de la onda. Algunas de las anomalías que se pueden presentar son: - la alteración del tiempo de tránsito y amplitud de señal. En la porosidad sónica, la onda propagándose en la formación, tiende a ignorar las fracturas, principalmente las verticales.

A partir de Registros de Densidad.- Las mediciones de densidad (o litodensidad) se ven afectadas por la presencia de fracturas,

cuando la trayectoria del patín las intersecta, como consecuencia del fuerte contraste que diferencia la densidad de la matriz de la del fluido que rellena las fisuras.

A partir de Registros de Echados.- La herramienta de medición de echados está formada por cuatro patines de micro-resistividad a 90°, lo cual aumenta considerablemente la probabilidad de detectar una fractura. En el caso de fracturas verticales o subverticales, los dos patines alineados en el plan de las fracturas habrán de demostrar mayor conductividad que los otros dos.

B.- Formaciones Arcillosas.

Las arcillas son partículas muy finas que tienen una gran superficie y que son capaces de acumular fracciones de agua en su superficie. Entonces, la presencia de arcilla en el yacimiento determinará modificaciones para su caracterización; además de que complica la determinación de hidrocarburos y afecta la capacidad del yacimiento para producirlos. Generalmente afectará a las argenas, calizas y dolomías porque: reduce la porosidad efectiva, disminuye la permeabilidad y altera la resistividad.

Es importante hacer un estudio sobre la composición mineralógica de las arcillas y su distribución en la matriz, para determinar si el yacimiento tiene arcilla o lutita en forma laminar o dispersa. Las arcillas depositadas en forma laminar afectan poco las características de porosidad y de permeabilidad horizontal.- En cambio, cuando existen en forma dispersa, las partículas arcillosas se desarrollan en el espacio intergranular y tienden a obstruirlo parcialmente.

Las lutitas se manifiestan generalmente por altos valores de porosidad, debido al elevado porcentaje de agua que contienen. En tanto, en los intervalos arcillosos los registros de resistividad demuestran lecturas bajas, mientras que las deflexiones del SP se ven reducidas.

Determinación de la Porosidad de la Lutita.

Suponiendo una lutita en que la parte de sus sólidos sean arcillas secas, Y, y la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla es CECcl en miliequivalente/gr, entonces la porosidad se puede predecir como:

$$\phi_{sh} = 0.80 (CECcl \ Y) / (1 + 0.80 CECcl \ Y)$$

De esta forma, las porosidades de las lutitas compactas se determinan primero por su contenido y por el valor CEC (que se puede obtener de tablas) del constituyente de la arcilla y no por la presión. El registro de densidad puede proporcionar la ϕ_{sh} en una capa adyacente de lutita.

Porosidad total de la lutita.

Esta se determina por la siguiente ecuación:

$$\phi_{tsh} = \delta \phi_{sh} + (1 - \delta) \phi_{Nsh}$$

Donde δ varía de 0.5 a 1.0

ϕ_{Nsh} es la porosidad de la lutita del registro neutrón.

Determinación de la fracción Volumétrica de lutita.

Los siguientes métodos consideran que la lutita en una formación arcillosa es la misma que las lutitas adyacentes.

A partir de la combinación Neutrón-Densidad.- La fracción de lutita se puede expresar como:

$$(Vsh)_{ND} = \frac{(\phi_N - \phi_D)}{(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})}$$

Donde:

ϕ_{Nsh} y ϕ_{Dsh} es la porosidad de la lutita de los registros Neutrón y Densidad respectivamente.

Este método no puede aplicarse cuando hay presencia de gas.

A partir del Registro Rayos Gamma.- En este método primero se determina un índice de arcillosidad:

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}}$$

Donde:

GR es la radiactividad medida en la zona de interés.

GR_{cl} es la radiactividad medida en una zona de arenas limpias.

GR_{sh} es la radiactividad medida en una zona de lutitas.

Posteriormente se convierte Ish a Vsh con la gráfica correspondiente o con las fórmulas siguientes:

- a) $Vsh = IGR$ para la roca Índice
- b) $Vsh = 0.33 (2^{2 \cdot IGR} - 1.0)$ para rocas antiguas
- c) $Vsh = 0.083 (2^{3.7 IGR} - 1.0)$ para rocas Terciarias

A partir del Registro SP.- Se puede calcular como:

$$(Vsh)_{SP} = \frac{SP - SP_{Cl}}{SP_{Sh} - SP_{Cl}}$$

Determinación de la Porosidad efectiva.

Es necesario que las Porosidades Densidad-Neutrón sean corregidas por las lutitas:

$$\phi_{DC} = \phi_D - Vsh \phi_{Dsh}$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - Vsh \phi_{Nsh}$$

Donde:

ϕ_{Dsh} y ϕ_{Nsh} es la porosidad de la lutita en los registros Densidad-Neutrón.

Si no hay gas, la porosidad efectiva (ϕ_e) es:

$$\phi_e = (\phi_{DC} + \phi_{NC})/2$$

Si hay gas, se tiene:

$$\phi_e = \frac{\sqrt{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2)}}{2}$$

Porosidad Total. La porosidad total (ϕ_t) se va a calcular con:

$$\phi_t = \phi_e + Vsh \phi_{tsh}$$

La saturación de agua impregnada es:

$$S_b = Vsh \phi_{tsh} / \phi_t$$

Donde:

ϕ_{tsh} es la porosidad total de la lutita.

Determinación de las resistividades del agua.

La resistividad del agua libre, R_w , se obtiene preferentemente de una arena limpia, con la siguiente relación:

$$R_w = R_{cl} \phi_{cl}^2$$

Donde:

cl significa formación limpia.

La resistividad del agua impregnada se obtiene a partir de:

$$R_b = R_{sh} \phi_{tsh}^2$$

Donde: R_{sh} es la resistividad de la lutita.

Posteriormente la resistividad aparente del agua de la arena arcillosa, se obtiene con:

$$R_{wa} = R_t \phi_t^2$$

Determinación de la saturación del agua.

Los modelos de interpretación en arenas arcillosas de Waxman-Smits y el de Dos Aguas, están basados en la capacidad de intercambio catiónico (CEC), que es la fuente del exceso de conductividad contribuido por la arcilla.

Modelo de Waxman-Smits.- En este modelo se considera que la conducción catiónica y la conducción del electrolito de cloruro de sodio actúan en forma independiente en el espacio poroso, dando trayectorias de conducción paralelas. Entonces, la conductividad efectiva del agua a una saturación del 100% se considera como:

$$C_{we} = C_w + BQ$$

Donde:

Q es la capacidad de intercambio catiónico expresado en miliequivalente por unidad de volumen de fluido del poro.

$$Q = CEC \rho (1 - \phi) / \phi$$

ρ , es la densidad en gr/cc de las partículas de arcilla seca.

ϕ es la porosidad de la arcilla.

C_w es la conductividad del agua libre en el poro en mho/m.

B es la conductividad específica del Na en mho/l por meq/cc.

Los valores de CEC se obtiene de tablas. B puede medirse a partir de análisis de núcleos y los valores de Q se conocen por diferentes salinidades, a partir de tablas.

Para una arena arcillosa con hidrocarburos, con base en l relación de Archie se tiene la siguiente expresión para la conductividad:

$$C_t = (S_w \phi)^2 (C_w + BQ/S_w)$$

Si esta expresión se pone en función de la resistividad, se puede obtener la saturación del agua (S_w).

Modelo de Dos Aguas. - Generalmente las lutitas retienen en su superficie una película delgada de agua de salinidad relativamente constante, la cual es parte indispensable de las lutitas, denominándosele agua impregnada, en oposición al agua libre que caracteriza el agua congénita, asociada con los hidrocarburos. Este concepto permite entonces distinguir dos fases en las lutitas: una sólida, constituida exclusivamente por los coloides se cos y una líquida, formada por el agua impregnada.

En el modelo de Dos Aguas se supone que la conducción del Na^+ se restringirá al agua impregnada donde exista Na^+ y la conducción del electrolito se confinará a agua libre, puesto que los aniones Cl^- se excluyen de la parte impregnada. Por lo tanto, existe una combinación de dos aguas: la conductividad del agua impregnada, C_b , que ocupa una fracción del espacio poroso, S_b y la conductividad del agua libre, C_w , que ocupa el espacio remnente.

Cuando los hidrocarburos desplazan el agua libre, una cantidad relativa de agua impregnada y libre se intercambian. Entonces la conductividad en la arena con hidrocarburos es:

$$C_t = (S_w \phi)^2 [C_w (1 - S_b/S_w) + C_b S_b/S_w]$$

Si esta ecuación se pone en función de la resistividad se tiene:

$$S_{wt}^2 - S_{wt} S_b (1 - R_w/R_b) = R_w / (R_t \phi_t^2)$$

Calculando la resistividad aparente del agua (R_{wa}) de la arena arcillosa se tiene:

$$R_{wa} = R_t \phi_t^2$$

Entonces, reemplazándola en la ecuación anterior se tiene:

$$S_{wt}^2 - S_{wt} S_b (1 - R_w/R_b) = R_w/R_{wa}$$

Finalmente la saturación total del agua (S_{wt}) es:

$$S_{wt} = b + \sqrt{b^2 + R_w/R_{wa}}$$

Donde: $b = S_b (1 - R_w/R_{wa}) / 2$

Por lo regular la saturación total de agua calculada puede ser mayor que la efectiva. Entonces se puede calcular la saturación efectiva como:

$$S_{we} = (S_{wt} - S_b) / (1 - S_b)$$

Método de Compensación Automática. - En este método las relaciones obtenidas son:

$$S_w = 0.9 \sqrt{R_w/R_t} / \phi_s$$

La porosidad efectiva (ϕ_e) es:

$$\phi_e = \phi_s - V_{sh} \phi_{ssh}$$

Donde:

R_t es la resistividad del registro de Inducción profundo.

V_{sh} es el volumen de lutitas y se toma el valor más bajo de los indicadores GR o SP.

ϕ_s es la porosidad del registro sónico sin corregir.

ϕ_{ssh} es la porosidad del registro sónico en la lutita adyacente.

Este método es una aproximación sencilla que funciona mejor en arenas de porosidad media a alta y con arcilla dispersa. Los registros usados son el sónico y el de inducción.

Cuando se corre la combinación Densidad-Neutrón en vez del sónico, ϕ_s , se usa la siguiente relación:

$$\phi_{ND} = \sqrt{(\phi_D^2 + \phi_N^2) / 2}$$

Donde:

ϕ_D y ϕ_N son las porosidades de los registros de Densidad y Neutrón sin corrección por lutita.

Método de Arcilla Dispersa.- Tiene la siguiente relación:

$$q = (\phi_s + \phi_D) / \phi_s$$

Donde:

q es la fracción del espacio ocupado por una arcilla en una arena limpia.

La saturación del agua se obtiene por:

$$S_w = \left[\sqrt{\frac{0.8}{\phi_s^2} \frac{R_w}{R_t} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2} \right] / (1-q)$$

La porosidad efectiva es:

$$\phi_e = \phi_D - V_{sh} \phi_{Dsh}$$

Este método no es recomendable en arenas con gas y en carbonatos que tienen poca arcilla dispersa. Utiliza las porosidades de los registros Sónico y Densidad, además un registro de Resistividad. La lectura del Sónico da la porosidad total y el de Densidad, la porosidad efectiva en arenas con arcillas dispersas, de tal forma que la diferencia indica el grado de arcillosidad.- Este método se recomienda más para arenas con arcilla.

Método de Simandoux.- Para este método se aplican los registros de resistividad, de Densidad y Neutrón. La saturación del agua es:

$$S_w = \frac{CR_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5\phi_e^2}{R_w R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Mientras que la porosidad efectiva es:

$$\phi_e = \sqrt{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2) / 2}$$

Donde:

- C = 0.4 para arenas ; C = 0.45 para carbonatos.
 Vsh es el valor mínimo de lutita obtenido del SP o GR.
 R_w es la resistividad del agua de la formación.
 R_t es la resistividad leída del registro de resistividad profunda, corregida por invasión.
 R_{sh} es la resistividad leída del registro de resistividad profunda leída en la zona de lutitas.
 φ_{DC} y φ_{NC} son las porosidades de los registros densidad y Neutrón corregidos por contenido de lutita.

C.- Interpretación Computarizada.

Actualmente las compañías de servicio han introducido en nuestro medio sistemas computarizados para la evaluación de los yacimientos. En el caso de los registros geofísicos ofrecen la ventaja de poder evaluar intervalos largos de registro en forma rápida y continua.

Estos programas, mediante un sistema sencillo de parámetros de entrada, permiten dar una respuesta inmediata sobre el potencial de las capas atravesadas por el pozo. En una forma más profunda, en los Centros de Computación se realizan procesamientos por medio de programas elaborados que permiten optimizar la calidad de las evaluaciones de cada pozo o, en una forma más extensa, de varios pozos de un campo, a través de un estudio general.

Desde el principio, se han desarrollado diferentes modelos de interpretación para optimizar las evaluaciones de registros en diferentes condiciones geológicas de formaciones.

Programa CYBERLOOK.

Está basado en el modelo de Dos Aguas y consiste de un conjunto de curvas procesadas, de las cuales las más importantes son la saturación de agua corregida y la porosidad efectiva, nivel - por nivel. El programa puede aplicarse a arenas y carbonatos.

Los datos de entrada al programa son: el registro DIL-SFL - (o su equivalente), el de Densidad, el Neutrón, el SP y GR. Adicionales: el registro Sónico, el MSFL y el de litodensidad (LDT) para el análisis litológico.

Programa SARABAND.

Este programa está basado en la relación de Simandoux modificada y es para litologías sencillas, principalmente en arenas arcillosas.

Programa CORIBAND.

Se basa en la relación de Simandoux y es para litologías complejas, principalmente carbonatos arcillosos.

Programa VOLAN.

Está basado en el modelo de Dos Aguas y permite la entrada de los siguientes registros: resistividad, profunda (R_t) y somera (R_{xo}); Densidad; Litodensidad; Sónico; Neutrón; EPT; Rayos -- Gamma; SP; y calibre. Las curvas procesadas permiten obtener la densidad aparente de la formación (incluyendo la arcilla seca); la saturación de agua, S_w , volumen y peso de hidrocarburos, porosidad, etc. Se aplica en litologías simples.

Programa GLOBAL.

Este programa se caracteriza por su gran flexibilidad en la elección del modelo de interpretación. Interviene una gran cantidad de estadísticas, es aceptable en error mínimo para arenas y carbonatos arcillosos. El programa se basa en las ecuaciones de Dos Aguas y Waxman-Smits y los registros que acepta son: El FDC, CNL, GR, SP, BHC, los de resistividad, LDT, TDT, EPT y NGT. Permite obtener la densidad del grano, la saturación de agua, la porosidad, etc., se emplea en litologías complejas.

Programa CLUSTER.

Se usa para la Computación de los datos de la herramienta - de echados de alta resolución (HDT). Con este programa se obtiene: el buzamiento promedio, las secciones transversales, diagrama de flechas y polares, etc. Para la Computación final del registro HDT se emplea el Programa GEODIP.

Programa FACIOLOG.

Acepta todos los registros disponibles y el programa GEODIP, para obtener la columna litológica.

Programa CRA (TDT) y RAS (GST).

Se usa en la interpretación de formaciones y yacimientos en pozo revestido. Los registros que acepta cuando el pozo está revestido son el TDT, el CNL, GR y GST; para pozos abiertos acepta los registros de resistividad y microresistividad, FDC, CNL, BHC, GR, SP, los programas VOLAN Y GLOBAL. Con este programa se obtiene la porosidad (ϕ_e), la saturación de agua (S_w), el volumen de lutitas (V_{sh}), etc.

3.3 PRUEBAS DE PRESION EN POZOS

Prosiguiendo con el manejo de datos para poder caracterizar un yacimiento, en esta sección se estudia lo referente a las - - pruebas de presión en pozos. En el Capítulo II se hizo referencia a qué es una prueba de presión y cuáles son los tipos de - - pruebas más empleados. En esta parte se hablará más ampliamente en que consisten, sus fundamentos y que es lo que miden, incluyendo las técnicas de análisis comunmente empleadas.

El objetivo de una prueba de presión en pozos es la evaluación del sistema pozo-yacimiento bajo condiciones dinámicas. Esta evaluación junto con los datos de núcleos, registros geofísicos, etc., permitirá obtener un modelo del yacimiento.

Debido a que los yacimientos, por naturaleza, son heterogéneos, es difícil conocer cómo cambia lateral y verticalmente; -- además se presenta frecuentemente como una sucesión de capas de distintos espesores y propiedades. Como la poca información que se dispone es a través de los registros geofísicos, que solamente investigan a través de las paredes del pozo, con un diámetro regularmente de 0.30 m.; surgió la importancia de las pruebas de presión como una alternativa para entender que sucede más allá - de las paredes del pozo.

Las primeras mediciones de presión hechas en los pozos flu-yentes, consistió en introducir un mecanismo de medición al fondo del pozo y permaneciendo cerrado por un período de tiempo suficiente para que la presión en el yacimiento se estabilizara; a estas primeras mediciones se les llamó presión estática. Posteriormente se observó que estas presiones medidas estaban en función del tiempo de cierre del pozo y que el incremento de la presión al cerrarse el pozo era un reflejo de la permeabilidad de - la formación.

Lo que condujo a otro tipo de medida llamada prueba transitoria de presión, que consiste en la medida continua de la presión respecto al tiempo, obteniéndose una curva de variación de presión en cada unidad de tiempo. Las pruebas de presión en pozos, que actualmente se efectúan, se basan en este tipo de medida.

Parámetros adimensionales: Los modelos de interpretación generalmente se expresan en variables adimensionales, principalmente porque es posible incluir en las soluciones cualquier valor de los parámetros involucrados, de tal forma que puedan compararse a cualquier respuesta real de un yacimiento.

Los principales parámetros adimensionales en unidades de campo son:

Presión adimensional

$$p_D = \frac{k h (p - p_i)}{141.2 q B \mu}$$

Radio adimensional

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

Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{2.64 \times 10^{-4} k t}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

Coefficiente de almacenamiento adimensional

$$C_D = \frac{0.8936 C}{\phi c_t h r_w^2}$$

Donde:

- k es la permeabilidad absoluta; milidarcys (md)
- h espesor neto; pies
- p presión; lb/pg² (psia)
- p_i presión inicial; psia
- q gasto; bl/día
- μ viscosidad; centipoises (cp)
- B factor de volúmen
- r distancia radial; pies
- r_w radio del pozo; pies
- t tiempo; horas
- φ porosidad; fracción
- c_t compresibilidad total del sistema; psi⁻¹
- C coeficiente de almacenamiento del pozo; bl/psi

Nota: En este capítulo se emplearán las funciones logarítmicas base 10 y natural, cuya nomenclatura es log y Ln respectivamente.

PRUEBAS DE INCREMENTO

Estas consisten básicamente en cerrar el pozo y registrar - periódicamente el incremento de presión en el fondo. El objetivo es conocer la condición del pozo y del yacimiento, así como un - valor de presión máxima estimada para el área de drene del pozo. En el caso donde el yacimiento presenta una permeabilidad alta, - en el transcurso de la prueba la presión tenderá a estabilizarse rápidamente; no así cuando se trata de una permeabilidad baja, - donde la presión requiere mayor tiempo para estabilizarse, en - ocasiones hasta meses.

Partiendo del principio de superposición en tiempo, se tiene la siguiente ecuación:

$$\Delta p = \frac{q \mu B}{2\pi kh} \left[p_D(t_p + \Delta t) - p_D(\Delta t) \right] \quad \dots\dots \text{III.3.1}$$

Para el análisis de las pruebas de incremento, se estudiarán los siguientes métodos:

METODO DE HORNER

Si se utiliza la aproximación logarítmica, $\log 10$, y el -- principio de superposición para las funciones p_D a ambos tiempos $p_D(t + \Delta t)$ y $p_D(\Delta t)$, recordando que $\Delta p = p_i - p_{ws}$; entonces la - ecuación III.3.1 se expresa como:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6 q \mu B}{kh} \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \quad \dots\dots \text{III.3.2}$$

Si:

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{kh} \quad \dots\dots \text{III.3.3}$$

Se tendrá la siguiente expresión:

$$p_{ws} = p_i - m \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \quad \dots\dots \text{III.3.4}$$

Al graficar p_{ws} vs $\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$ en coordenadas semilogarítmica (Fig. 3.3.1), en la etapa de flujo radial, se tendrá una línea - recta de pendiente m , presión/ciclo, con este valor se calcula - la capacidad de flujo, kh , a partir de la ecuación III.3.3 incluyendo la permeabilidad, k .

También se obtendrá una estimación de p_i , para períodos cortos de producción y al principio de la explotación del yacimiento si se extrapola la sección de la línea recta y este valor corresponderá a la intersección $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$, $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 0$; o - sea, es equivalente a un tiempo de cierre infinito.

Otro parámetro importante es la condición del pozo, que puede cuantificarse por medio del cálculo del daño, s ; se obtiene extrapolando la línea recta a 1 hora y tomando el valor de presión correspondiente a este tiempo p_{1hr} . La ecuación es:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

..... III.3.5

Donde: p_{ws} , p_i - presiones en lb/pg^2

$p_{wf}(\Delta t=0)$ - es la presión de fondo fluyendo inmediatamente antes del cierre. lb/pg^2

q - gasto en $bl/día$

μ - viscosidad en cp

B - factor de volumen

h - espesor neto en pies

t_p - tiempo de producción antes del cierre del pozo, $hr.$

Δt - tiempo de cierre del pozo, $hr.$

METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON (MDH).

En el caso que se tengan tiempos de producción largos, $t_p \gg \Delta t$, se puede hacer la siguiente simplificación al método de Horner:

$$\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} = \log t_p - \log \Delta t \quad \text{..... III.3.6}$$

Para un yacimiento en desarrollo, la presión extrapolada de la línea recta no es una buena estimación de p_i y por lo que se le designa como presión falsa o extrapolada, p^* . Aplicando este concepto y la ecuación III.3.6 en la ecuación III.3.4 se tiene - que:

$$p_{ws} = p^* - m \log t_p + m \log \Delta t \quad \text{..... III.3.7}$$

Considerando además que:

$$p_{ws1hr} = p^* - m \log \Delta t \quad \text{..... III.3.8}$$

Se tiene finalmente:

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t \quad \text{..... III.3.9}$$

Si se grafica p_{ws} vs Δt en coordenadas semilogarítmica, comúnmente llamada gráfica de MDH (Fig. 3.3.2), se obtendrá una línea recta de pendiente $+m$, que está dada por la ecuación III.3.3 y de la cual se puede obtener la capacidad de flujo y la permeabili-

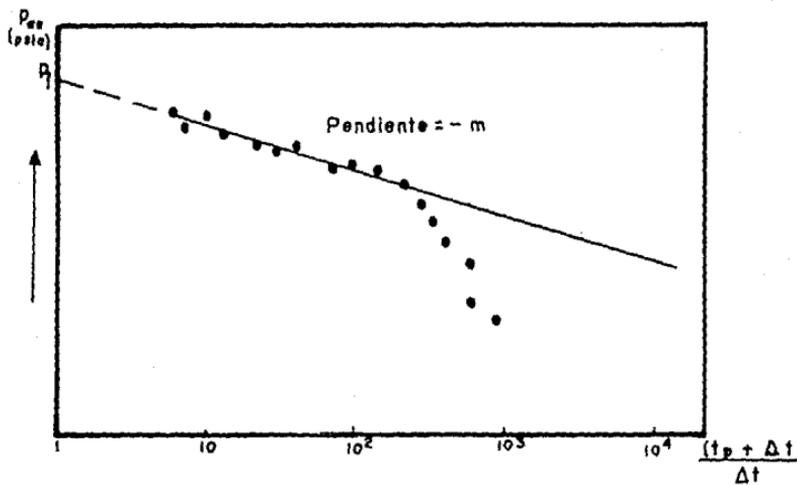


FIG. 3.3.1 GRAFICA DE HORNER DE INCREMENTO DE PRESION

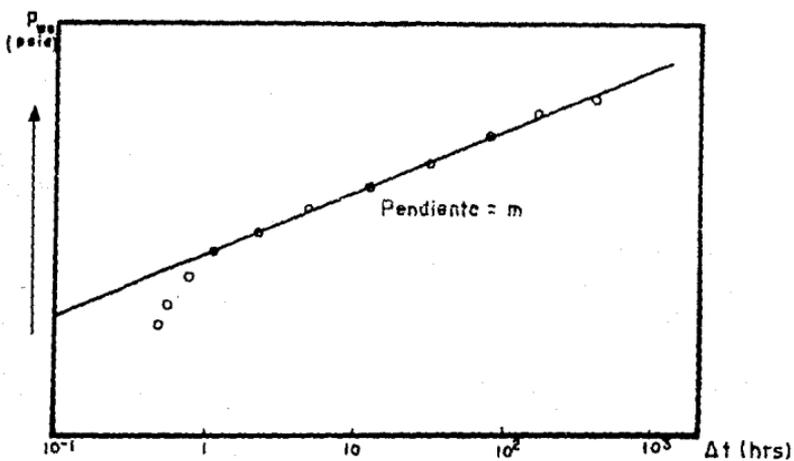


FIG.3.3.2. GRAFICA MDH (INCREMENTO DE PRESION)

dad. El factor de daño se obtiene con la ecuación III.3.5.

DETERMINACION DE LA PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO.

Otra aplicación de las Pruebas de Incremento de Presión es - la determinación de la presión media del yacimiento, que se usa - para caracterizar un yacimiento, calcular el contenido de aceite y en la predicción del comportamiento futuro.

Con respecto a la caracterización del yacimiento, la presión se relaciona con la producción acumulada para un intervalo de tiempo determinado, con la caída de presión. Si la caída de presiones pequeña por unidad de producción, indicará la existencia de un empuje de agua o de drene de un gran volumen del yacimiento. Pero si la caída de presión es grande para una determinada producción acumulada, entonces se puede tratar del drene de un lente de arena pequeño o de un bloque afallado. Por el contrario, si se trata de un yacimiento .bajosaturado y se tiene una caída de presión - grande, entonces indicará una baja compresibilidad del aceite en una sola fase, del agua y de la roca.

Principalmente, la comparación de las presiones del pozo indicarán si los pozos están separados por fallas o zonas impermeables. Finalmente, la caída de presión solamente se considerará como un elemento para la caracterización del yacimiento.

En un yacimiento, los drenes limitarán un cierto volumen circundante al pozo. Así, en el período semi-estacionario cada pozo drenará un volumen proporcional al gasto de producción. La función E_i representará la caída de presión en los pozos y la imagen que proyecta los límites del yacimiento. En un yacimiento real, el contorno del área drene no es simétrica, entonces el período de transición puede ser muy prolongado. Por lo tanto, es importante que algún método desarrollado para determinar la presión media del yacimiento, sea aplicable a este período de transición así como en el período semi-estacionario.

Los métodos para la determinación de la presión media se van a considerar en dos tipos de yacimientos:

a) Yacimientos Limitados (Tipo Agotamiento).

Método de Matthews - Brons - Hazebroek (MBH).

Esta técnica consiste en que, a partir de los datos de la - prueba de incremento de presión, se construye una gráfica de Hor--

ner (fig. 3.3.3); luego la línea recta de la curva de incremento es extrapolada a $((t_p + \Delta t)/\Delta t)=1$ (esta intersección se denota como p^*); finalmente \bar{p} se obtiene de:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2.303} p_{\text{DMBH}}(t_{\text{DA}}) \quad \text{..... III.3.10}$$

m es el valor absoluto de la pendiente de la línea recta de la gráfica de Horner:

$$m = 162.6 \frac{q_{\text{MB}}}{kh} \quad \text{..... III.3.3}$$

$p_{\text{DMBH}}(t_{\text{DA}})$ es la presión adimensional de MBH a t_{DA} .

Que se obtiene de las gráficas del libro de Matthews y Russell, - para diferentes geometrías y localizaciones de los pozos.

t_{DA} es el tiempo adimensional:

$$t_{\text{DA}} = \frac{0.0002637 k t_p}{\phi \mu c_t A} \quad \text{..... III.3.11}$$

t_p es un tiempo de producción en horas:

$$t_p = \frac{\text{Producción acumulativa desde la terminación del pozo}}{\text{gasto constante justamente antes del cierre}}$$

Para un yacimiento infinito, $\bar{p} = p_i = p^*$, donde p_i es la presión inicial del yacimiento.

Odeh y Al-Hussainy hicieron una extensión del método de MBH que está basado en la relación de las gráficas de MBH.

Entonces para el yacimiento volumétrico se tiene:

$$t_{\text{DA}} = 0.1833 (p_i - \bar{p}) / m \quad \text{..... III.3.12}$$

En la gráfica, el valor de la abcisa es $0.1833 (p_i - \bar{p})/m$.

Conociendo los valores de m, p_i, p^* y la forma de drene, se usa las gráficas de MBH para calcular \bar{p} .

Método de Dietz.

En este método se desarrolla un esquema de interpretación -- simple, usando la gráfica de MDH (fig. 3.3.4). El valor de \bar{p} se lee de la línea recta extrapolada de la curva de incremento de presión, en el tiempo de cierre, $\Delta t_{\bar{p}}$:

$$\Delta t_{\bar{p}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637 k C_A} \quad \text{..... III.3.13}$$

Donde:

C_A es el factor de la forma geométrica del área de drene y la localización del pozo. Para una área de drene circular con un

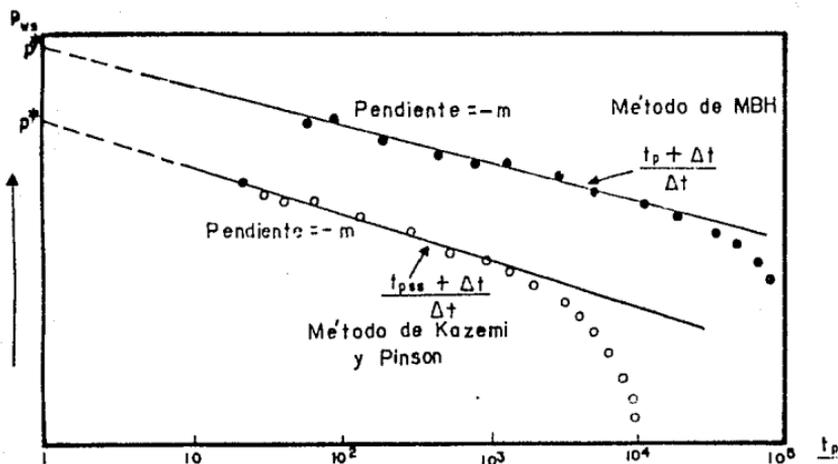


FIG. 3.33 GRAFICA DE HORNER PARA CALCULAR LA \bar{p}

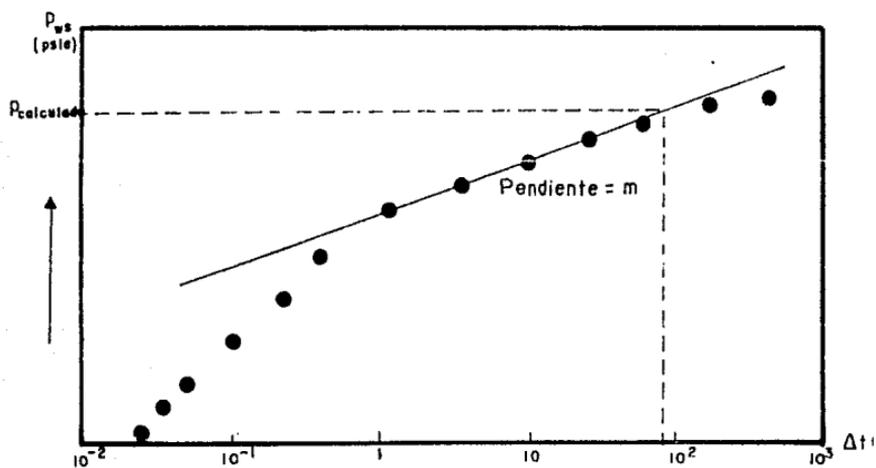


FIG. 3.3.4 GRAFICA DE MDH PARA CALCULAR LA \bar{p} (METODO DE C)

pozo en el centro, $C_A=31.6$ y para un drene cuadrado, $C_A=30.9$

En este método se requiere que el pozo haya estado produciendo por mucho tiempo, antes del cierre, lo suficiente para alcanzar el período semi-estacionario.

Método de Kazemi y Pinson.

En este método se requiere que el pozo de aceite haya alcanzado el período semi-estacionario antes del cierre, para reemplazar el tiempo de producción (t_p) por el tiempo al principio -- del período semi-estacionario (t_{pss}) en la gráfica de Horner y en el método de MBH para determinar \bar{p} .

Se pueden emplear gastos variables, porque son independientes del período semi-estacionario. Pero se requiere que para una fracción del tiempo de este período, el gasto antes del cierre esté estabilizado a un valor constante para obtener una línea recta en la gráfica semi log de la prueba de incremento de presión. En este método se tienen dos puntos importantes. Si $t_p \geq t_{pss}$ pero el gasto durante un período de tiempo igual a t_{pss} , es constante antes del cierre, entonces el área de drene del pozo estará en un período semi-estacionario. El otro punto es, si $t_p < t_{pss}$ pero el gasto durante un período de tiempo igual a t_{pss} , no es constante antes del cierre, entonces el pozo no estará en período semi-estacionario.

En este método, cuando $t_p > t_{pss}$ se podrá utilizar cualquiera de los dos siguientes procedimientos para calcular \bar{p} en pozos de aceite. Solamente se requiere que el gasto, antes del cierre, esté estabilizado a un valor constante para una fracción de tiempo razonable, igual o menor que t_{pss} . Los procedimientos son:

1.-Este es el procedimiento que propusieron Kazemi y Pinson (fig. 3.3.3). Se tiene que sustituir t_p por t_{pss} en la gráfica de Horner y en el método de MBH. t_{pss} se calcula con:

$$t_{pss} = (t_{DA})_{pss} \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637 k} \quad \dots \text{III.3.14}$$

Donde $(t_{DA})_{pss}$ es el tiempo adimensional, cuando se inicia el período semi-estacionario; los valores para las diferentes geometrías son dadas por Dietz.

La \bar{p} se lee en la gráfica de Horner, de la línea recta extrapolada de la curva de incremento de presión.

2.-En este procedimiento se usa el método de Dietz, pero sin

considerar los requisitos de que el gasto haya alcanzado el perfil semi-estacionario antes del cierre. La \bar{p} se lee de la línea recta extrapolada en la gráfica de MDH.

Método de Brons y Miller.

Este método considera el caso en que la curva de incremento de presión no fue registrada y sólo se cuenta con un dato de presión que fue medido 24 horas antes o mucho antes del cierre. Estos autores consideran que las lecturas están comúnmente sobre la presión de la línea recta de la curva de incremento de presión. En donde la pendiente de esta línea es $162.6 \text{ q}\mu\text{B/kh}$ y como las cantidades q, μ, B, k y h son conocidas o se pueden estimar, entonces se puede trazar una línea recta con la pendiente corregida utilizando el valor de la presión. Además esta línea puede ser extrapolada para encontrar p^* sobre una gráfica de presión vs $\log\{(t + \Delta t) / \Delta t\}$. Así, conociendo p^* se puede obtener la \bar{p} , se supone que el flujo está en período semi-estacionario, antes del cierre.

De este modo, la distribución de presiones en un yacimiento limitado, dependerá principalmente de la distribución de los gastos de producción.

b) Yacimientos con Empuje de Agua.

En este tipo de yacimientos se requieren dos tipos de presiones: (1) La presión media en el yacimiento de aceite original y (2) La presión en el contacto agua-aceite original.

En estos yacimientos existe una gran dependencia de la presión sobre la distancia, a partir del contacto agua-aceite, lo cual se debe al gradiente de presión del acuífero en el yacimiento. En un yacimiento con empuje de agua, las líneas de flujo pueden ser aproximadamente: (1) líneas de flujo radial cercanas al pozo y (2) líneas de flujo lineales desde el contacto agua-aceite original hasta el pozo. La presión media en el área de flujo radial puede ser aproximada con el cálculo de la presión en un yacimiento circular limitado, de área ligeramente menor (aprox. 10% del espacio para que pasen las líneas de flujo entre los pozos) que el espaciado del pozo.

Las presiones en el contacto agua-aceite original se obtienen graficando estas presiones medias vs su distancia lateral a partir del contacto. La extrapolación de esta curva al contacto agua-aceite original dará la presión en este punto.

PRUEBAS DE DECREMENTO

Para efectuar las mediciones de la presión del fondo del pozo se requiere que el gasto sea constante. Para alcanzar esta condición, por lo general se cierra el pozo antes de efectuar la prueba, para que en un cierto tiempo la presión se estabilice en toda la formación; posteriormente el pozo se abre fluyendo a un gasto constante. Para este caso, los pozos nuevos son recomendables para efectuar esta prueba. Si un pozo no es costeable cerrarlo, entonces sólo se corre la prueba de decremento de presión.

Durante el flujo de aceite a gasto constante, el comportamiento de la presión de un pozo en un yacimiento infinito, aplicando el principio de superposición en tiempo, será:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu B}{2\pi kh} \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{\phi \mu c_t r_w^2}{4 kt} \right) \right] \quad \dots\dots \text{III.3.15}$$

Al graficar $\log \Delta p (\Delta p = p_i - p_{wf})$ vs $\log \Delta t$ se puede calcular el coeficiente de almacenamiento, c , y estimar el tiempo a partir del cual ya son despreciables los efectos de almacenamiento (fig. 3.3.5). En la gráfica log-log se obtiene una línea recta de pendiente unitaria (45°). De tal forma que una pendiente unitaria en tiempos cortos permitirá calcular el coeficiente de almacenamiento en el pozo, usando la ecuación:

$$c = \frac{qB \Delta t}{24 \Delta p} \quad \dots\dots \text{III.3.16}$$

Donde:

Δt y Δp se obtienen de la recta, gráfica log-log

c , en bl/psi

q , en bls/día

Δt , en hrs.

Δp , en lb/pg²

METODO CONVENCIONAL.

Después que el efecto de almacenamiento termina, el frente de presión se propagará radialmente. Durante esta etapa, el pozo tiene un comportamiento de un yacimiento infinito.

En la ecuación (III.3.15) usando la aproximación logarítmica \log_{10} , las unidades del sistema inglés y el factor de daño, se --

tiene:
$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q \mu B}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87s \right]$$

..... III.3.17

$$\text{Si } m = - \frac{162.6 \text{ quB}}{kh} \quad \dots\dots \text{III.3.18}$$

entonces se tendrá:

$$p_{wf} = p_{1hr} + m \log t \quad \dots\dots \text{III.3.19}$$

Al graficar $\log t$ vs p_{wf} (gráfica semilog), se tiene una línea recta con pendiente m y ordenada al origen p_{1hr} (fig. 3.3.6). Analizando la gráfica se muestra que la porción de la línea recta se presenta después de que el efecto de almacenamiento termina.

La permeabilidad de la formación se calculará despejándola - de la ecuación (III.3.18).

$$k = - \frac{162.6 \text{ quB}}{mh}$$

El factor de daño, s , se calculará mediante el valor obtenido de la p con $\log t=0$, el cual ocurre cuando $t=1$ hr:

$$p_{1hr} = p_i - m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right] \quad \dots\dots \text{III.3.20}$$

Despejando s :

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2275 \right]$$

La p_{1hr} se debe leer de la línea recta o en su caso de la extrapolación.

Las formas de estimar el principio de la recta semilog son:

a) Después que los datos en la curva log-log se empiezan a desviar de la recta de pendiente unitaria, la línea recta semilog siempre empieza de 1 a 1.5 ciclos en t .

b) La segunda forma para determinar el principio de la recta semilog es por medio de la ecuación:

$$t = \frac{(200,000 + 12,000 s)C}{kh/\mu} \quad \dots\dots \text{III.3.21}$$

Donde:

C en bbl/psi, k en md, h en pies, μ en cp y t en horas.

METODO DE CURVAS TIPO.

La técnica de curvas tipo, se usa principalmente cuando en una prueba de decremento es muy corta y por lo tanto no se alcanza la línea recta semilog. Además es muy utilizada para la selección del tiempo de inicio de la porción recta semilogarítmica.

Este método se aplica en el período a partir del cual los datos se empiezan a desviar de la recta de pendiente unitaria, has-

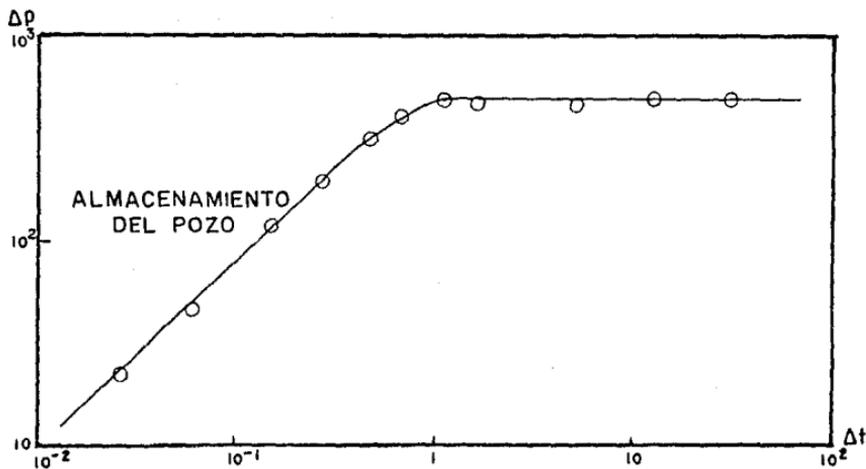


FIG. 3.3.5 GRAFICA $\text{LOG } \Delta P$ VS $\text{LOG } \Delta t$ (PRUEBA DE DECREMENTO)

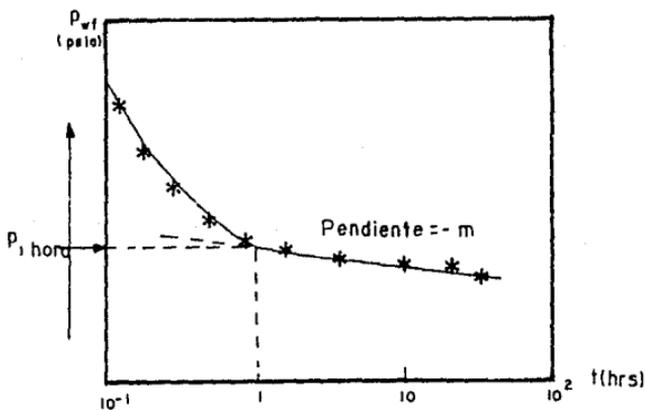


FIG. 3.3.6 GRAFICA P_{wf} VS $\text{LOG } t$ (PRUEBA DE DECREMENTO)

ta que coinciden con los de la curva de $C=0$ (que es el tiempo -- donde desaparecen los efectos de almacenamiento).

El método de curvas tipo además de usarse en las pruebas de decremento, se utiliza en las de incremento, de interferencia, -- etc.

El método consiste básicamente en seleccionar una curva tipo de las diferentes gráficas que existen, se hace el ajuste y estos datos se van a utilizar para estimar las propiedades de la formación. El procedimiento, explicado brevemente, es el siguiente:

1.- Se grafican los valores de $\Delta p_{vs t}$ en la misma escala que la curva tipo (en este caso se usa gráfica $\log p_D$ vs $\log t_D$); para cualquier tipo de prueba, Δp es:

$$\Delta p = \left| p_w(\Delta t=0) - p_w(\Delta t) \right|$$

en el caso de las pruebas de decremento, se tendrá: $\Delta p = p_i - p_{wf}(\Delta t)$.

Donde: $p_w(\Delta t=0)$ es la presión de fondo fluyendo inmediatamente antes del cierre, psia.

Δt es el tiempo que transcurre en la prueba.

2.- Se colocan los datos graficados en papel transparente, - sobre la curva tipo deseada y se busca a cual curva se ajusta mejor, manteniendo siempre paralelas las escalas de las dos gráficas.

3.- Después que se hace el mejor ajuste, se traza la curva - ajustada y se elige un punto común a las dos gráficas, tal como - una intersección de líneas cuadrículas principales. Se registran los valores correspondientes a este punto, presión y tiempo de la curva de los datos $(\Delta p)_M$ y $(\Delta t)_M$, así como de la curva tipo $(p_D)_M$ (Ver figura No. 3.3.7) y $(T_D)_M$.

4.- Posteriormente con los datos ajustados se calculan las -- propiedades de la formación:

De la ordenada de una de las curvas tipo, se tiene la presión adimensional:

$$p_D = \frac{kh \Delta p}{141.2q \mu B} \quad \text{..... III.3.22}$$

De la cual sustituyendo los valores de presión del punto -- ajustado del paso 2 y despejando la permeabilidad k , se tiene:

$$k = \frac{141.2q \mu B}{h} \frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} \quad \text{..... III.3.23}$$

Donde:

$(p_D)_M$ se obtiene de las curvas tipo

$(\Delta p)_M$ se obtiene de la curva de datos (papel transparente).

De la definición del tiempo adimensional, además tomando los datos del punto ajustado del tiempo y la permeabilidad determinada, se calcula el producto de la porosidad por la compresibilidad del sistema, ϕc_t :

$$\phi c_t = \frac{(0.000264k) (\Delta t)_M}{\mu r_w^2 (t_D)_M} \quad \dots\dots \text{III.3.24}$$

Donde:

$(\Delta t)_M$ se obtiene de la curva de datos (papel transparente).

$(t_D)_M$ se obtiene de las curvas tipo.

Cuando de la curva tipo seleccionada se pueden identificar ciertos parámetros como el coeficiente de almacenamiento y el factor de daño, entonces éstos se pueden usar como una información aproximada del pozo y del yacimiento. En caso contrario, se continúa con los siguientes cálculos:

Para el cálculo de la constante de almacenamiento, c , se tiene la siguiente expresión:

$$c = \frac{kh}{3389} \frac{1}{\frac{(t_D/c_D)_M}{(\Delta t)_M}} \quad \dots\dots \text{III.3.25}$$

Donde:

$(t_D/c_D)_M$ es un parámetro que se obtiene de las curvas tipo, $(\Delta t)_M$ se obtiene de la curva de datos (papel transparente).

El daño s , se puede calcular con la curva tipo seleccionada $(c_D e^{2s})_M$, calculándose previamente c_D .

$$s = \frac{1}{2} \text{Ln} \left[\frac{(c_D e^{2s})_M}{c_D} \right] \quad \dots\dots \text{III.3.26}$$

El método de curvas tipo solamente se recomienda en los casos donde no se dispone de datos suficientes para usar los métodos de análisis semilog, debido a que proporcionan resultados aproximados.

PRUEBAS DE GASTO VARIABLE

Las pruebas de gasto variable permite registrar la presión en el fondo, en una secuencia de diferentes gastos de flujo con diferente duración y a diferentes tiempos, (Figura 3.3.8).

Los métodos empleados para analizar esta prueba son:

ANÁLISIS DE SUPERPOSICION EN TIEMPO.

La base de este análisis dice que n períodos de flujo pueden estar compuestos de una serie de cierres, producciones o bien de inyecciones.

En primer término considerando el abatimiento de presión Δp_1 debido al gasto q_1 en el n -ésimo período:

$$\Delta p_1 = \frac{141.2 B \mu}{kh} \left[q_1 p_D \left[(t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + \dots + t_{n-1} + \Delta t)_D \right] - q_1 p_D \left[(t_2 + t_3 + t_4 + \dots + t_{n-2} + t_{n-1} + \Delta t)_D \right] \right]$$

De la misma forma, Δp_2 causado por q_2 en el n -ésimo período, se tendrá:

$$\Delta p_2 = \frac{141.2 B \mu}{kh} \left[q_2 p_D \left[(t_2 + t_3 + t_4 + \dots + t_{n-2} + t_{n-1} + \Delta t)_D \right] - q_2 p_D \left[(t_3 + t_4 + \dots + t_{n-2} + t_{n-1} + \Delta t)_D \right] \right]$$

Y así sucesivamente para Δp_n provocado por q_n en n -ésimo período, estará dado por:

$$\Delta p_n = \frac{141.2 B \mu}{kh} \left[q_n p_D (\Delta t)_D \right]$$

Por último, estableciendo del principio de superposición, - que la caída de presión total es igual a la suma de la caída de presión causada por cada flujo, se tendrá la expresión:

$$\Delta p(\Delta t) = p_i - p = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \Delta p_4 + \dots + \Delta p_{n-2} + \Delta p_{n-1} + \Delta p_n$$

..... III.3.27

ANÁLISIS CUANTITATIVO SEMILOG.

Si se toma como base la ecuación anterior, sustituyendo los valores del lado derecho, arreglándolo y por convención tomando $q_0=0$, se llega a la forma adimensional como sigue:

$$\frac{kh}{141.28 B \mu} (p_i - p) = \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) p_D \left(\sum_{j=1}^{n-1} t_j + \Delta t \right)_D + (q_n - q_{n-1}) p_D (\Delta t)_D$$

..... III.3.28

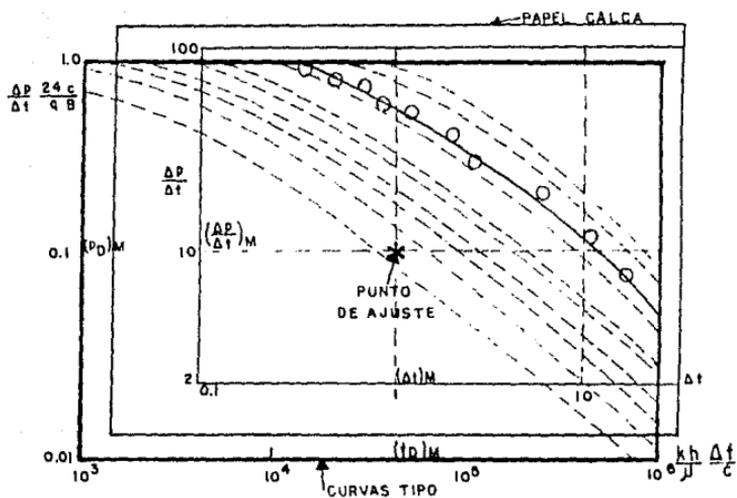


FIG. 3.3.7 AJUSTE DE LOS DATOS GRAFICADOS CON LAS CURVAS TIPO

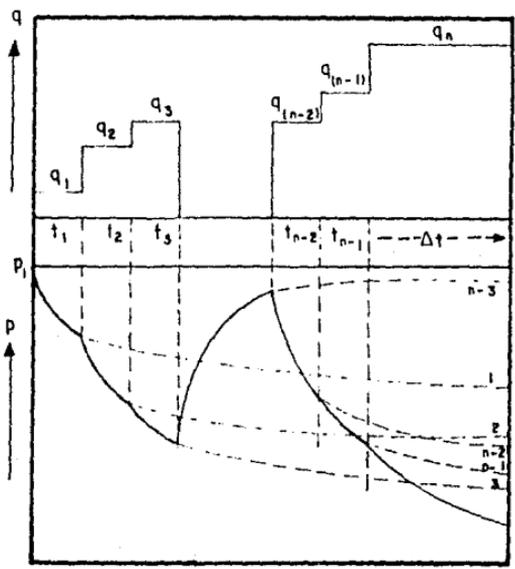


FIG. 3.3.8 GASTO Y REPUESTA DE LA PRESION (PRUEBA DE GASTO VARIABLE)

Si la expresión $p_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s)$, es reemplazada en esta ecuación, se llegará finalmente a una forma semilogarítmica con pendiente m:

$$P = P_i - \frac{162.6 q_n \mu B}{kh} \left(\log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.2275 + 0.87s \right) - \frac{162.6 \mu B}{kh} \cdot$$

$$\left[\sum_{i=1}^{q-1} (q_i - q_{i-1}) \log \left(\sum_{j=1}^{q-1} t_j + \Delta t \right) - (q_{n-1} - q_n) \log (\Delta t) \right]$$

..... III.3.29

Donde se encuentra en unidades de campo. Además de esta ecuación, se define a la función superposición (S_n), como:

$$S_n = \sum_{i=1}^{q-1} (q_i - q_{i-1}) \log \left(\sum_{j=1}^{q-1} t_j + \Delta t \right) - (q_{n-1} - q_n) \log (\Delta t)$$

..... III.3.30

De manera que una gráfica cartesiana de Δp vs S_n , (Fig. 3.3.9), permite obtener una línea recta cuando se alcanza el flujo radial, cuya pendiente m' está dada por:

$$m' = \frac{162.6 \mu B}{kh} \quad \text{..... III.3.31}$$

Y una presión intersección dada por:

$$P_{int} = P_i - m' q_n \left(\log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.2275 + 0.87s \right)$$

..... III.3.32

De la ecuación (III.3.31), se puede obtener fácilmente k. Si se desea evaluar el daño para un incremento, con la condición de que el flujo radial se haya alcanzado antes del cierre, se obtiene con:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - p(\Delta t=0)}{m' (q_{n-1} - q_n)} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2275 \right]$$

..... III.3.33

Se puede obtener una presión extrapolada con la siguiente ecuación:

$$p^* = P_{int} + \frac{q_n}{q_{n-1} - q_n} (P_{1hr} - p(\Delta t=0))$$

..... III.3.34

Donde:

P_{1hr} corresponde al valor de presión obtenido mediante la extrapolación de la misma sobre la línea recta, cuando $\Delta t = 1$ hora.

$P(\Delta t=0)$ es la presión inmediatamente antes del cierre.

Existe una equivalencia entre la pendiente semilog normal (m) y la pendiente superposición (m'), que está dada por:

$$m = m'(q_{n-1} - q_n)$$

El método de análisis de superposición se puede usar en pruebas de decremento, incremento e inyección. Las otras ventajas que presenta este método son: a) la función de superposición en tiempo toma en cuenta el orden de gastos y los cierres previos, b) todos los períodos de flujo tienen la misma pendiente:

$$m' = \frac{162.6 \mu B}{kh}$$

PRUEBAS DE INTERFERENCIA

En la prueba de interferencia, como ya se mencionó, se requiere como mínimo un pozo activo y un pozo observador.

Teóricamente se supone que el tiempo de inicio de la prueba en ambos pozos es el mismo, pero en la práctica existen pozos con un prolongado efecto de almacenamiento. En este caso se considera que el inicio del cambio en el pozo de observación es precisamente aquel en que han terminado los efectos de almacenamiento del pozo activo. Se recomienda usar para estas pruebas herramientas de alta resolución, debido a que las respuestas de presión, en los cambios del pozo observador, son de muy pequeña magnitud.

Las pruebas de interferencia permiten obtener, en forma cuantitativa, la permeabilidad k y el producto ϕc_t y dentro de los proyectos de recuperación secundaria, es posible definir la dirección preferencial de flujo cuando se utilizan más de dos pozos durante la prueba.

METODO CONVENCIONAL

De la solución fuente lineal, se anota la ecuación de la siguiente forma:

$$\Delta P_{\text{Obs}} = P_i - P_{\text{Obs}} = - \frac{q\mu B}{4\pi kh} E_i \left(- \frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \right)$$

..... III.3.35

Donde r es la distancia entre el pozo activo y el pozo de observación y P_{Obs} es la presión medida en éste último.

La información que se obtiene de la prueba, es la caída de presión y el tiempo transcurrido; que se emplea para graficar ΔP_{Obs} vs t . De la ecuación III.3.35 si se conoce q , μ , B y h y se usan diferentes valores de ϕ , c_t/k y k , se obtienen distintas curvas de ΔP_{cal} vs t ; por último los valores de ϕ , c_t/k y k que den un mejor ajuste a la curva de valores observados, serán la mejor estimación del valor medio de estos parámetros.

METODO DE CURVAS TIPO

En este método, con fines prácticos, se desprecia el daño y el almacenamiento en la respuesta de presión del pozo observador. - El daño no es de mucha importancia en el pozo observador debido a que no fluye.

La curva tipo que se emplea en el método, tiene tres parámetros adimensionales involucrados:

$$P_D, t_D, r_D$$

Donde:

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

r , es la distancia entre los pozos, pies.

r_w , es el radio del pozo activo, pies.

Si se anota la ecuación III.3.35 en forma adimensional, se expresa como:

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right)$$

..... III.3.36

Que es llamada solución de línea fuente o solución de Theis. Como todas las soluciones prácticas ajustan una curva tipo, entonces sólo dos grupos gobiernan su comportamiento:

$$P_D = \frac{2\pi kh (\Delta P)}{q\mu B} \quad \text{..... III.3.37 y}$$

$$\frac{r_D^2}{4t_D} = \frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt} \quad \text{..... III.3.38}$$

Se van a graficar a la misma escala que la curva tipo los datos observados de ΔP vs t . Se hace el ajuste de los datos a la curva tipo y se toma un punto de ajuste, donde se leen los valores de t , t_D/r_D^2 , ΔP y P_D . (Ver fig. 3.3.10).

A partir de la ecuación (III.3.38), del ajuste en tiempo y usando unidades del sistema inglés, puede calcularse el producto:

$$\phi c_t = \frac{2.637 \times 10^{-4}}{r^2} \frac{k}{\mu} \left[\frac{\Delta t}{t_D/r_D^2} \right]_m \quad \text{..... III.3.39}$$



FIG.3.3.9 GRAFICA p VS S_p (PRUEBA DE GASTO VARIABLE)

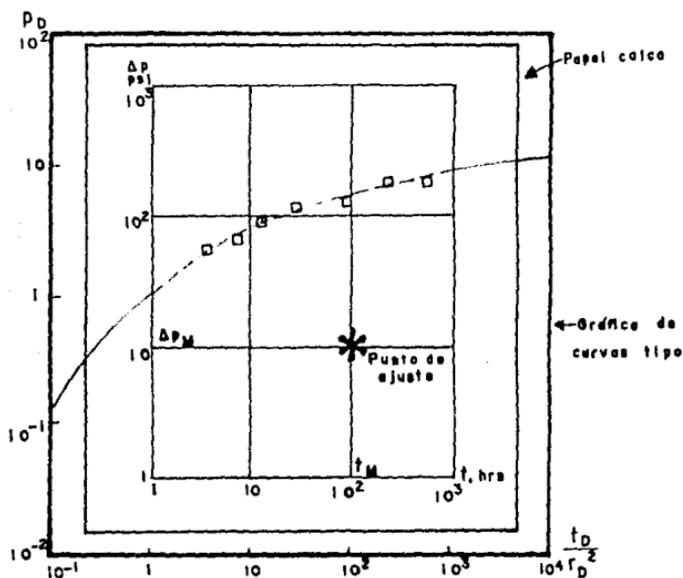


FIG. 3.3.10 USO DE LAS CURVAS TIPO EN UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA

A partir de esta ecuación se puede determinar la \emptyset si se conoce la compresibilidad total c_t del sistema.

Y a partir de la ecuación (III.3.37) y del ajuste en presión se tiene, en unidades del sistema inglés:

$$k = \frac{141.2q\mu B}{h} \left[\frac{P_D}{\Delta P} \right] m \quad \dots\dots \text{III.3.40}$$

ANALISIS SEMILOG

Cuando en la prueba se ha alcanzado el flujo radial, se tiene que ΔP es una función logarítmica de Δt . (Ver fig. 3.3.11):

$$\Delta P = 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \left(\log \Delta t + \log \frac{k}{\emptyset \mu c_t r^2} - 3.2275 \right) \quad \dots\dots \text{III.3.41}$$

Donde la pendiente de la recta semilog es:

$$m = \frac{162.6q \mu B}{kh}$$

De aquí se despeja k , que confirma el valor obtenido mediante el ajuste de la curva tipo.

A partir de los ajustes de tiempo y presión para el alcance de flujo radial, puede estimarse el tiempo necesario de prueba para obtener la línea recta semilog.

La prueba de interferencia se debe iniciar solamente bajo condiciones estables. Cuando se utilizan más de dos pozos, los gastos de estos pozos vecinos no deberán ser modificados durante la prueba, hasta no ver el efecto que uno de ellos ejerce sobre el pozo observador. Si la prueba es con sólo dos pozos, ningún otro pozo deberá ser cambiado de sus condiciones de flujo durante toda la prueba.

PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO

Como se estableció anteriormente, es una prueba de decremento de presión de larga duración ($T_{De} = 0.3$) y por lo tanto alcanzará el período de flujo semi-estacionario, que permitirá obtener el volumen poroso del yacimiento, el área drenada por el pozo y la configuración de la misma, en un sistema cerrado.

Debido a que para alcanzar el período semi-estacionario es necesario pasar por los períodos precedentes, se hará el análisis de la prueba de límite de yacimiento para el período de flujo de transición y posteriormente para el período semi-estacionario.

ANALISIS PARA EL PERIODO DE FLUJO DE TRANSICION

En este período, el comportamiento de la presión es semejante a un pozo fluyendo a gasto constante y que se localiza en un yacimiento circular limitado y sin flujo en la frontera externa; entonces su ecuación en forma logarítmica estará dada por:

$$\log(p_{wf} - p) = \log(118.6 \frac{q\mu B}{kh}) - 168 \times 10^{-5} \frac{kt}{\phi\mu c_t r_e^2} \quad \dots \text{III.3.42}$$

Al graficar $\log(p_{wf} - p)$ vs t , si se conoce el valor de p se obtendrá una línea recta; pero si este valor no se conoce, lo cual se presenta generalmente, entonces la gráfica se tiene que construir por ensayo y error con p supuestas, hasta encontrar un valor que lleve el trazo de una línea recta. (Ver fig. 3.3.12).

La pendiente de esta línea recta, en valor absoluto es:

$$m = 168 \times 10^{-5} \frac{k}{\phi\mu c_t r_e^2} \quad \dots \text{III.3.43}$$

y la ordenada al origen:

$$b = 118.6 \frac{q\mu B}{kh} \quad \dots \text{III.3.44}$$

Para determinar la permeabilidad, k , o el producto kh , a partir de la ordenada al origen de la línea recta se tendrá:

$$kh = 118.6 \frac{q\mu B}{b} \quad \dots \text{III.3.45}$$

Para este período se puede calcular el volumen de drenaje del pozo a partir del valor absoluto de la pendiente m , expresado en barriles a condiciones de yacimiento; combinando las ecuaciones (III.3.43) y (III.3.44), se tiene:

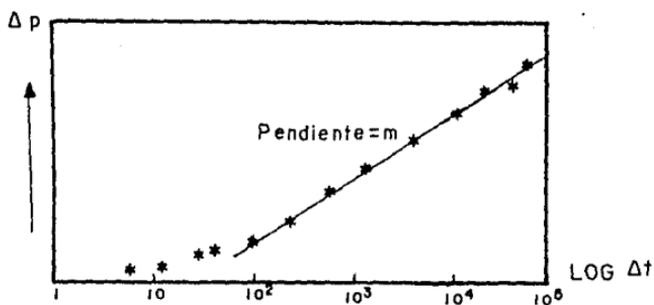


FIG. 3.3.11 ANALISIS SEMILOG (PRUEBA DE INTERFERENCIA)

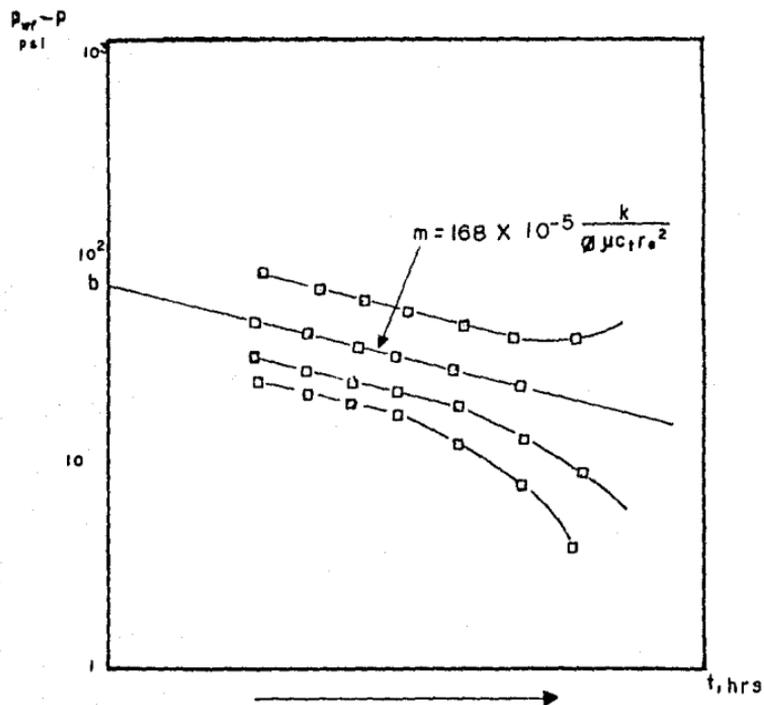


FIG. 3.3.12 ANALISIS DEL PERIODO DE TRANSICION (PRUEBA DE LIMITE DE YACIMIENTOS)

$$V_p = \phi h r_e^2 = \frac{q B}{m b c_t} 0.1115 \quad \dots\dots \text{III.3.46}$$

El factor de daño (s), se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$s = 0.84 \frac{\bar{p} - p}{b} - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{3}{4} \quad \dots\dots \text{III.3.47}$$

Finalmente, la caída de presión en la zona dañada será:

$$\Delta p_s = \frac{b s}{0.84} \quad \dots\dots \text{III.3.48}$$

ANALISIS PARA EL PERIODO DE FLUJO SEMI-ESTACIONARIO

El período semi-estacionario se alcanza, cuando se corre una prueba de decremento de presión, en un período de tiempo prolongado ($t_{De} = 0.3$). Entonces el comportamiento de presión en el pozo, para esta condición, estará dado por:

$$p_i - p_{wf} = \frac{q t}{\pi \phi c_t h r_e^2} + \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right] \quad \dots\dots \text{III.3.49}$$

Donde:

t es el tiempo de flujo, horas; c_t es la compresibilidad del sistema, psi^{-1} ; h es el espesor de la formación, pies; r_e es el radio de límite externo, pies; r_w es el radio del pozo, pies.

El valor de $t_{De} = 0.3$ solo es válido para yacimientos circulares. Para otras formas, especialmente para las menos simétricas, el tiempo de inicio del período semi-estacionario es variable. En estos casos se debe consultar las curvas de Matthews, -- Brons y Hazebroek.

De la ecuación (III.3.49), acomodando términos y a condiciones de yacimiento, se tiene:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q \mu B}{2 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right] - \frac{q t B}{\pi \phi c_t h r_e^2} \quad \dots\dots \text{III.3.50}$$

En esta ecuación se observa que graficando p_{wf} contra t, se obtendrá una línea recta donde el valor absoluto de la pendiente es:

$$m = \frac{q B}{\pi \phi c_t h r_e^2}$$

A partir de esta pendiente se puede calcular el volumen de drene. En unidades prácticas la ecuación del espacio poroso, en barriles a condiciones de yacimiento, es:

$$v_p = \phi h r_e^2 = 0.0418 \frac{q B}{m c_t}$$

Estimación de la forma del área de drene.

Debido a que en el yacimiento generalmente existen "barreras" (fallas, barreras de permeabilidad, lutitas), las cuales determinarán realmente el área de drene de un pozo. Para determinar el comportamiento de la presión en un pozo colocado cerca de una falla o de alguna otra barrera en un yacimiento infinito, se empleó la técnica conocida como "Método de las Imágenes".

En esta técnica, el efecto de una barrera es simulada suponiendo la presencia de un pozo idéntico al verdadero produciendo al otro lado de la barrera y colocado en forma simétrica al pozo real. El pozo imagen interactúa con el real así es que no existe flujo a través de la barrera. La caída de presión resultante en el pozo real será igual a la caída de presión debida a su misma producción mas la caída de presión debida a la interferencia del pozo imaginario; esta técnica es muy útil para simular correctamente el comportamiento de la presión en un pozo real colocado en las proximidades de una barrera.

Método de R. C. Earlougher Jr.

En este método se utiliza la información obtenida de una prueba de límite de yacimiento para estimar el tamaño y la geometría de los yacimientos, a partir de la información correspondiente al período transitorio así como con la del semi-estacionario. Mientras que la mayoría de las técnicas de las pruebas de límite de yacimiento se basan en el comportamiento de presión alcanzado en el período semi-estacionario, para un gasto constante en un sistema de drene cerrado.

Para un pozo en un yacimiento estabilizado produciendo a un gasto constante, q , la presión en el fondo del pozo declinará. -

Entonces el comportamiento estará dado por:

$$P_{wf} = P_{1hr} - m \log(t) \quad \text{..... III.3.51}$$

Donde:

P_{wf} es la presión de fondo fluyendo del pozo, psi
 t es el tiempo de producción, horas.

Al graficar P_{wf} vs $\log t$ (Fig. 3.3.13) se obtendrá una pendiente m de la línea recta, en psi/ciclo, que se define como:

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{k h} \quad \text{..... III.3.52}$$

y con ordenada al origen P_{1hr} leída de la línea recta, para $t = 1hr$. Pero si la gráfica semilog no es lineal para una hora, entonces la línea recta puede ser extrapolada a $t = 1$. P_{1hr} se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$P_{1hr} = P_i - \frac{70.6 q \mu B}{k h} \left[\ln \frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2s \right]$$

..... III.3.53

Donde:

B es el factor de volumen, bls a c. y/bls a c. s.
 s es el factor de daño.

Posteriormente el sistema comienza a ser afectado por sus fronteras, entonces la ecuación (III.3.51) ya no se podrá aplicar en el período transitorio. Para estas condiciones, la presión seguirá un comportamiento semi-estacionario, con base a la forma, que comenzará cuando la curva se convierta en una línea. Para un período semi-estacionario, el comportamiento de la presión será:

$$P_{wf} = P_o - m^* t \quad \text{..... III.3.54}$$

Si se grafica P_{wf} vs t (Fig. 3.3.14) se obtendrá una pendiente m^* , en psi/hr., que está definida por:

$$m^* = \frac{0.2339 q B}{\phi c_t h A} \quad \text{..... III.3.55}$$

P_o es la intersección de la línea recta, cuando es extrapolada a $t = 0$ y se define por:

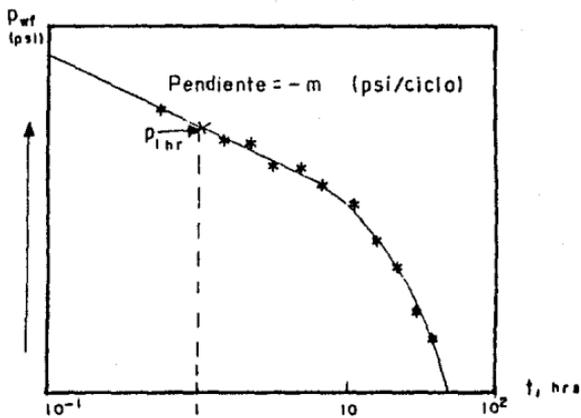


FIG. 3.3.13 GRAFICA DEL PERIODO TRANSITORIO (PRUEBA DE LIMITE DE YACIMIENTO)

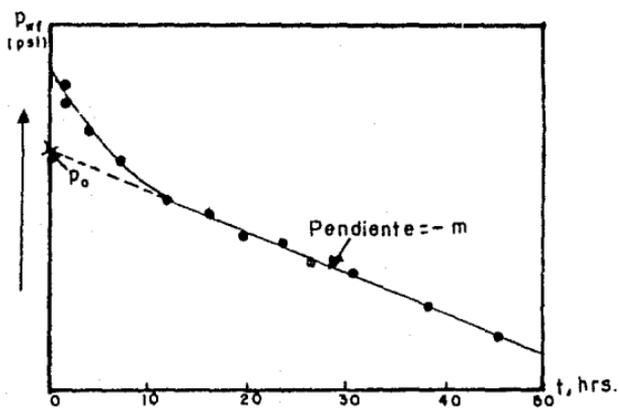


FIG. 3.3.14 GRAFICA DEL PERIODO SEMI-ESTACIONARIO (PRUEBA DE LIMITE DE YACIMIENTO)

$$P_0 = P_i - \frac{70.6 q \mu B}{k h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) - \ln C_A + 0.80907 + 2s \right]$$

..... III.3.56

Donde:

A es el área de drene, pie²

C_A es el factor de Dietz para la forma de drene.

El volumen de drene se va a calcular de la ecuación (III.3.55).

$$\phi h A = \frac{0.2339 q B}{c_t m^*}$$

Combinando las ecuaciones (III.3.52), (III.3.53), (III.3.55) y (III.3.56), además usando logaritmos común, se obtiene:

$$C_A = 5.456 \left(\frac{m}{m^*} \right)^{0.8} \quad \text{..... III.3.57}$$

Donde:

$$a = \frac{P_i h r - P_0}{m}$$

Con el valor de C_A se puede estimar la forma del área de drene y la localización del pozo, usando la tabla I de Dietz o bien las figuras de Matthews y Russell.

El tiempo adimensional, usado por Dietz para definir el principio del comportamiento semi-estacionario, es calculado con:

$$t_{DA} = 0.1833 \left(\frac{m^*}{m} \right) t_{pss}$$

Donde:

t_{pss} es el tiempo del inicio del período semi-estacionario, (horas) o tiempo del principio de la línea recta de la gráfica p_{wf} vs t.

Este método es muy simple y rápido, se requiere tener datos de gastos y presión para tiempos cortos y largos. Además no se requiere conocer las propiedades de la formación, la viscosidad del fluido, el radio del pozo, el factor de daño o la presión inicial del yacimiento. Es aplicable a yacimientos de gas y aceite.

IV. PROCEDIMIENTO PARA CARACTERIZAR UN YACIMIENTO PETROLIFERO

En este capítulo se tratan los aspectos relacionados a la - caracterización de un yacimiento, que es una de las fases principales de la explotación de un campo petrolífero. Esta caracterización tiene un amplio rango de aplicaciones, de acuerdo a los - problemas o situaciones que se presenten, tanto en estudios individuales de los pozos exploratorios o estudios más complejos como son los que se requieren para el desarrollo de los campos o para predecir el comportamiento de los yacimientos.

Además, se trata de establecer un procedimiento para la caracterización de los yacimientos petrolíferos, mediante un análisis exhaustivo de la información disponible, la cual se trató en capítulos anteriores: datos geológicos o geofísicos, muestras de rocas, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión en pozos. Para la caracterización de un campo nuevo, uno de los objetivos principales es obtener la máxima cantidad de información - de los yacimientos.

La caracterización de una capa de roca o formación productora permite conocer principalmente los aspectos geológicos, el volumen poroso disponible para almacenar fluidos, el tipo y la cantidad de fluidos que contiene la formación y la facilidad para - desplazarse dentro de la misma. Debido a que en la mayoría de los casos las formaciones geológicas presentan una distribución horizontal amplia, la caracterización se podrá desarrollar a distintos alcances: a nivel de pozo, de yacimiento, de campo, de sub--provincia o de provincia.

El procedimiento para caracterizar un campo petrolero se va a dividir fundamentalmente en cuatro puntos: a) definición geológica, b) la determinación petrofísica, c) determinación de la distribución de fluidos y, d) la estimación de volúmenes originales de hidrocarburos. En los siguientes incisos se dará una descripción general de la forma en que puede determinarse cada uno de - estos aspectos.

TRABAJOS QUE SE DEBEN DESARROLLAR

Anteriormente se señalaron los aspectos importantes que comprende el procedimiento de caracterización. Para realizar la ca-

racterización se desarrollan normalmente dos tipos de trabajos: los que definen los aspectos geológicos y los que determinan las propiedades de acumulación del o de los yacimientos, también denominados trabajos de ingeniería. Estas actividades se relacionan de la siguiente forma (ver figura 4.1.1).

DETERMINACION DE ASPECTOS GEOLOGICOS

Los estudios geológicos han proporcionado durante mucho tiempo datos significativos para encontrar, desarrollar y producir un yacimiento. Ultimamente las investigaciones se han enfocado hacia la importancia del desarrollo y producción del yacimiento con análisis más exhaustivo de la geología del yacimiento; particularmente en la interrelación de la roca con el medio ambiente de depósito y la historia después de la depositación. Estos estudios proporcionan una mejor base para extrapolar y definir las propiedades de la roca y los fluidos.

Para obtener una buena caracterización del yacimiento se requiere combinar adecuadamente los datos obtenidos de los estudios de geología y de ingeniería.

En forma general los trabajos geológicos comprenden los siguientes aspectos:

Recopilación y preparación de la información.- La información necesaria se obtiene fundamentalmente durante las distintas etapas de perforación de los pozos, como son las muestras de roca y los registros geofísicos apoyados con estudios geológicos - superficiales y geofísicos. Esta información se emplea en la construcción e interpretación de secciones transversales de correlación geológica y en la configuración de planos.

Construcción e interpretación de secciones transversales de correlación.- Mas adelante, en este mismo capítulo, se describen las secciones transversales de correlación que se construyen principalmente con ayuda de los registros geofísicos, reducidos a escalas apropiadas, con el fin de realizar la interpretación geológica. Las secciones transversales que se emplean en esta interpretación son secciones de dos tipos: estructurales y estratigráficas. Posteriormente la información litológica y paleontológica se correlaciona con la información de geofísica, a nivel de pozo y de campo, para definir los aspectos estratigráficos, estructu-

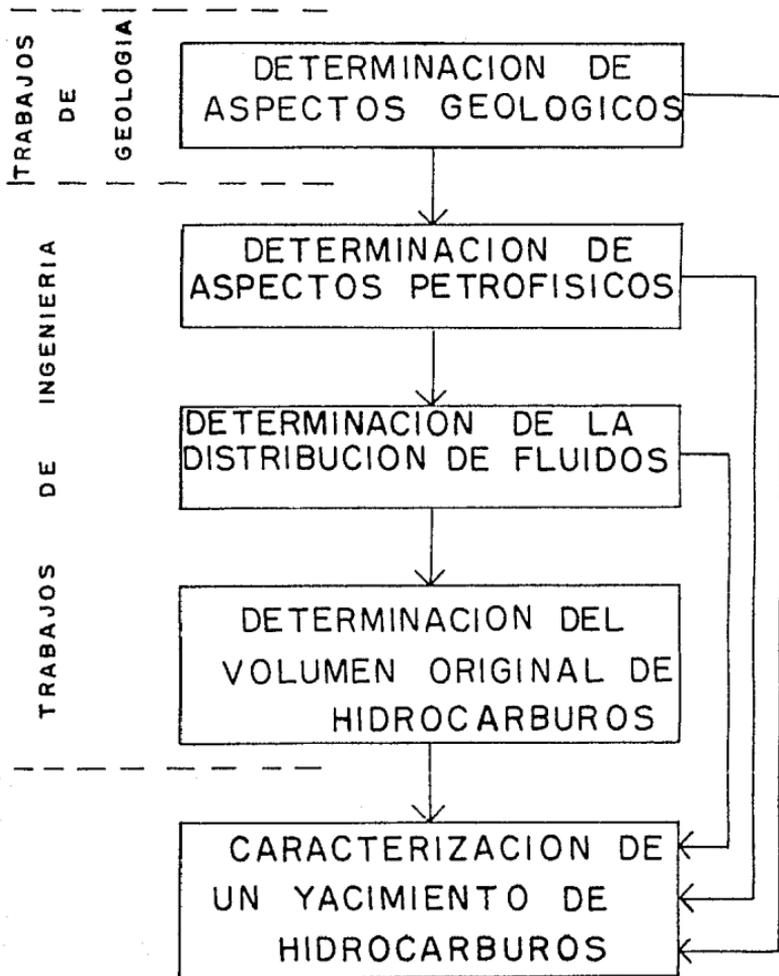


FIG. 4.1.1 TRABAJOS DESARROLLADOS PARA CARAC-
TERIZAR UN YACIMIENTO

rales y sedimentológicos.

Configuración de planos (estructural, isopacas, facies o litofacies, etc.).- Las características de estos planos empleados en esta actividad se indican mas adelante, en este mismo capítulo. Se construyen con la finalidad de conocer la distribución y el comportamiento horizontal de algunos aspectos definidos de la interpretación, como son: cimas, espesores, relaciones litológicas, tipos de estructuras, etc.

Obtención de conclusiones geológicas del campo y de las formaciones con acumulación de hidrocarburos.- Las conclusiones para esta actividad se obtienen haciendo una combinación de las secciones transversales y los planos configurados. Posteriormente los aspectos stratigráficos y estructurales se relacionan con la acumulación, con lo que finalmente quedan identificados los yacimientos (Fig. 4.1.2).

DETERMINACION DE ASPECTOS PETROFISICOS

Los parámetros petrofísicos que se deben definir en esta actividad de ingeniería son básicamente: el espesor, la porosidad y la permeabilidad. Para definir estos parámetros se desarrollan los siguientes trabajos:

- Mediciones en el laboratorio
- Interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.
- Análisis de pruebas de presión en pozos.

En los casos en que se cuente con suficiente información, se recomienda desarrollar estos tres tipos de trabajos para poder definir los parámetros aplicando procedimientos diferentes como los que se indican en el Capítulo III, y de esta forma comprobar la veracidad de los datos obtenidos.

En cada uno de los tres trabajos mencionados con anterioridad se debe realizar lo siguiente:

Recopilación y preparación de la información.- La información que se requiere en estas actividades se obtiene de las muestras de rocas, de los registros geofísicos y de las presiones medidas en los pozos. Dependiendo de los métodos que se van a emplear para su procesamiento y análisis se clasifica la información,

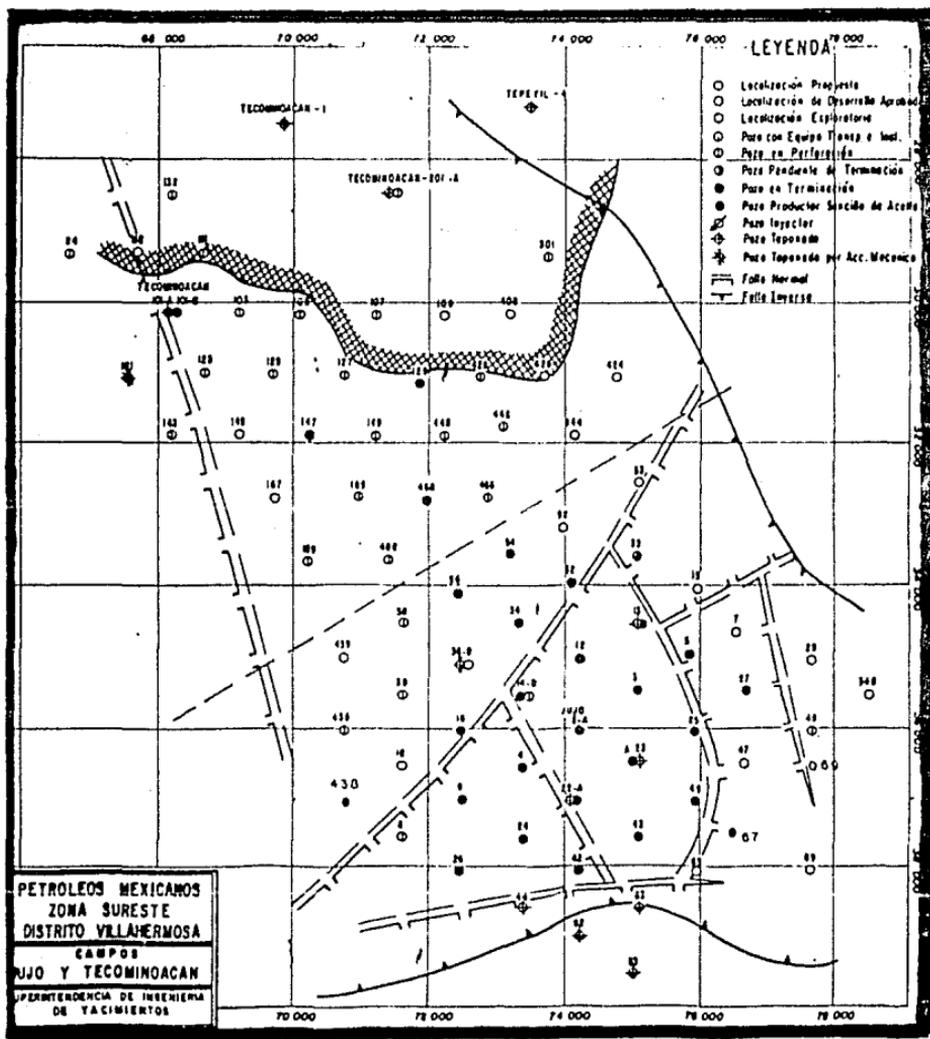


FIG. 4.12 YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS JUJO Y TECMINOACAN

verificando la fuente y la calidad.

Selección del método o procedimiento.- Los métodos para cada uno de los trabajos mencionados con anterioridad se describen en el Capítulo III y se seleccionan con base en el tipo y la calidad de la información que se tenga.

Calibración del método seleccionado.- Esta calibración sólo se realiza si es necesario y se efectúa con base en la experiencia o bien en datos de otros campos o formaciones; también se puede hacer la calibración con información obtenida de la actividad geológica.

Cuantificación integral de las propiedades petrofísicas.- Después de haber seleccionado el método y obtenidos los resultados se hace la evaluación de los parámetros requeridos para todos los pozos. Posteriormente se integra a nivel de campo y se elaboran tablas con los resultados (Fig. 4.1.3) o bien planos de isopacas, isoporosidades, isopermeabilidades, etc. Los cuales se describen mas adelante.

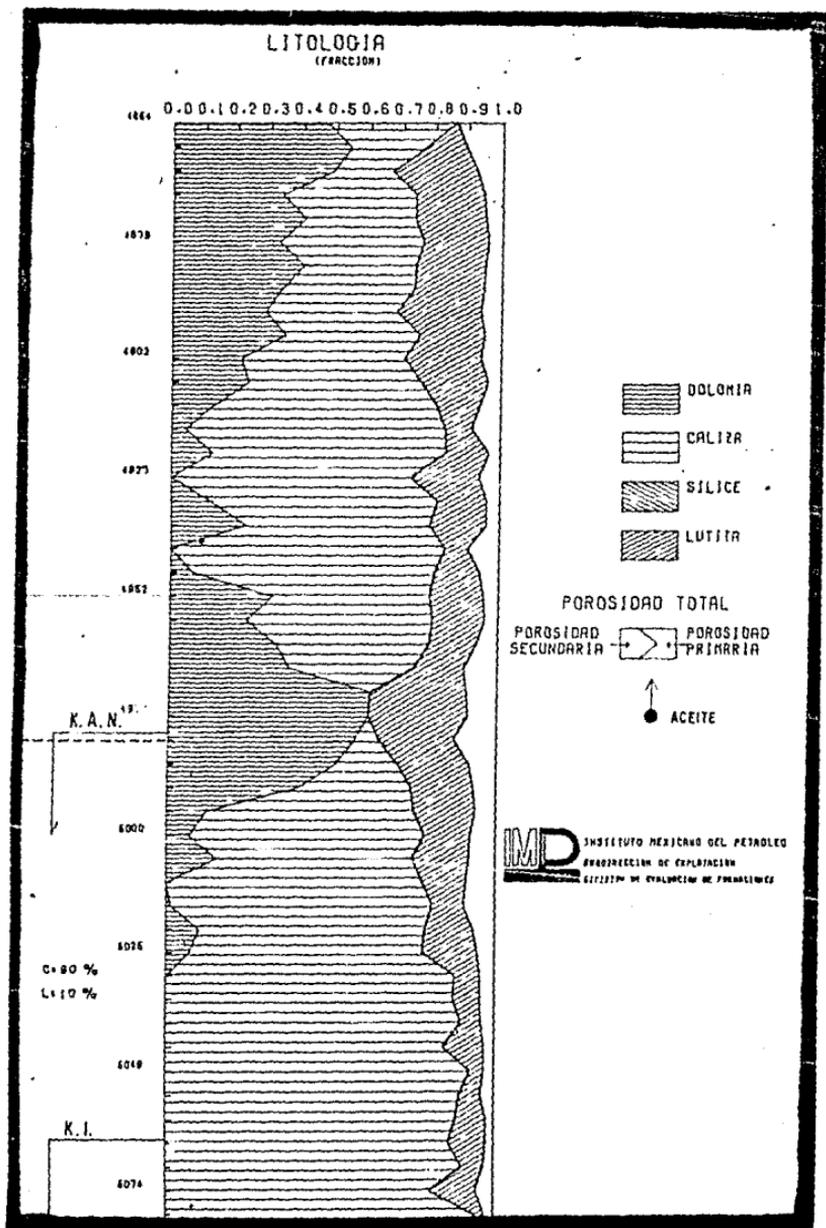
DETERMINACION DE LA DISTRIBUCION DE FLUIDOS

Esta otra parte de la actividad de ingeniería es muy importante porque permite conocer el tipo y la cantidad de fluidos que saturan la roca almacenadora del yacimiento, de la cual depende la definición de los límites y la cuantificación del volumen original de hidrocarburos. Los trabajos que se desarrollan en esta etapa son los siguientes:

Recopilación y preparación de la información.- La información necesaria se obtiene fundamentalmente de los registros geofísicos, además de la información adicional de análisis de muestras de roca y de geología que se usa en la interpretación de los registros geofísicos.

Selección del método a utilizar.- El método de interpretación, como los indicados en el inciso III.2, se definirá en función del tipo de litología y de las características físicas de la formación por evaluar.

Calibración del método seleccionado.- La calibración se efectúa con el propósito de que los resultados estén de acuerdo a las características petrofísicas de la roca almacenadora.



Aplicación del método para la cuantificación.- Después que se han desarrollado los puntos anteriores, se procede a la interpretación masiva de los registros de pozos y a la definición de la distribución de fluidos en la formación. Generalmente los resultados se presentan en forma de perfiles de distribución (fig. 4.1.4) y/o tabulada. En el desarrollo de este punto también se determina la saturación media del agua en la formación productora, se fija el contacto original agua-hidrocarburos y se construyen planos de isosaturaciones por unidades, planos de isoíndices de hidrocarburos, etc. Los que se describen posteriormente.

DETERMINACION DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

Este inciso comprende la última parte del procedimiento para caracterizar un yacimiento. Después de haberse obtenido los datos de las actividades geológicas y de algunas de ingeniería, se procede a cuantificar el volumen original de hidrocarburos. En esta etapa se toman en cuenta los siguientes aspectos:

Recopilación y preparación de la información.- Esta información es la que obtiene como conclusión de las actividades anteriormente mencionadas, la cual comprende principalmente el número y tipos de límites de los yacimientos, cimas y bases del yacimiento, espesores, porosidad y saturación de agua promedio (de cada pozo del campo, por unidad estratigráfica, etc.) e índice de hidrocarburos por pozo.

Selección del método a utilizar.- La selección del método se hace con base al tipo, calidad y cantidad de información que se disponga. Generalmente los métodos empleados son los volumétricos (cimas y bases, isopacas e isohidrocarburos) que se describen en la última sección de este capítulo.

Cuantificación del volumen de hidrocarburos.- Finalmente, la cuantificación se realiza cuando se tiene toda la información necesaria y los planos configurados requeridos, bajo condiciones originales.

SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION

Las secciones transversales de correlación, o simplemente secciones transversales, se construyen con el objeto de mostrar las continuidades verticales y horizontales de las unidades de rocas. Estas secciones se construyen con datos subsuperficiales ad

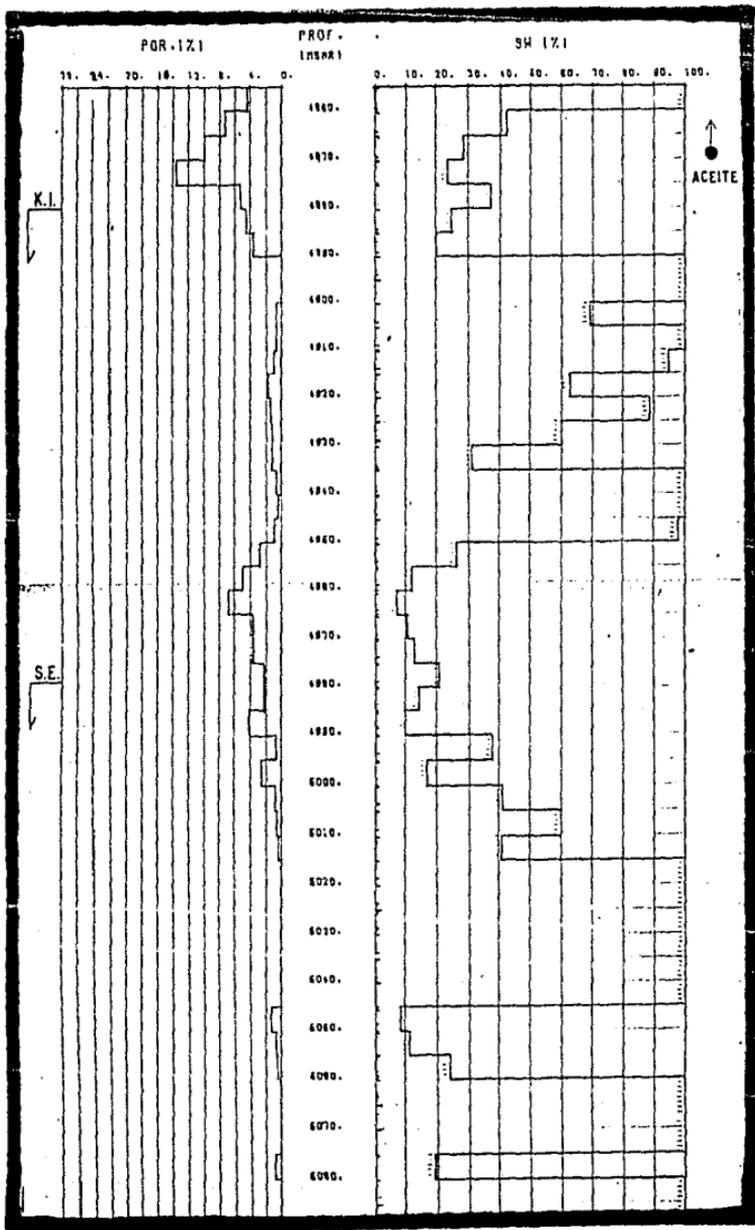


FIG. 4.1.4 PERFIL DE LA DISTRIBUCION DE FLUIDOS

cuados que se obtienen de los pozos perforados y de estudios sísmicos, principalmente. Se construyen generalmente en dos dimensiones; además, se tienen dos consideraciones que son particularmente importantes: la elección de la escala y el grado de exageración vertical. La escala se podrá seleccionar de tal manera que las características ilustradas realmente se puedan observar. La sección transversal dibujada con la misma escala vertical y horizontal es llamada normal y en estas secciones no hay distorsión del echado de las capas o de los espesores de las unidades; además, el punto de intersección entre las fallas y planos inclinados, el ángulo de echado de las fallas, diques, unidades estratigráficas y el espesor de las capas pueden ser medidos directamente de la sección; sin embargo, en muchos casos, en la dirección vertical se tienen variaciones significativas que son demasiadas pequeñas y sólo se pueden apreciar, si la escala en esta dirección se exagera. Esta exageración vertical puede ser hasta de 100 veces, aunque una exageración de 10 veces es más común. La exageración de la escala vertical introduce ciertas distorsiones que pueden suponer condiciones geológicas que no existen; por ejemplo, las secciones con escalas verticales muy exageradas tienden a mostrar un adelgazamiento de las formaciones donde los echados están muy inclinados, dando el efecto de atenuación sobre los flancos de las estructuras y un engrosamiento sobre las cimas de los anticlinales, sobre el fondo de los sinclinales y en otros espacios donde los echados son horizontales.

Las secciones transversales se dividen en dos grupos generales: estructural y estratigráfica.

Secciones estructurales.- En una sección estructural se representa una estructura geológica en dos dimensiones; además se muestran las características de los pliegues existentes en el subsuelo tal como deberían aparecer en un corte vertical imaginario. Cuando se construyen estas secciones se toma al nivel del mar como el plano de referencia. En la figura 4.1.5 se tiene una sección transversal estructural.

Secciones estratigráficas.- Las secciones transversales estratigráficas se utilizan para estudios de sedimentación, en la reconstrucción de la geología histórica y para ilustrar la corre

lación entre unidades; se construyen tomando como nivel de referencia una línea de tiempo, la cual se define por fósiles índice o por algunas marcas de registros geofísicos de pozos, que correspondan a cuerpos de la misma edad. Las secciones estratigráficas muestran las variaciones en los espesores de los cuerpos o unidades geológicas pero no indican su posición estructural, ya que al tomar como base una línea de tiempo se anulan los cambios estructurales que hayan ocurrido posteriores a ese tiempo. La litología de las unidades estratigráficas, en estas secciones, se muestra generalmente en una forma en donde los cambios que se tienen, se pueden apreciar fácilmente. En la figura 4.1.7 se muestra una sección estratigráfica.

PLANOS GEOLOGICOS Y PETROFISICOS

Los planos geológicos y petrofísicos se construyen con la finalidad de mostrar la continuidad y variación horizontal de características de los cuerpos, unidades geológicas o yacimientos.

Se pueden preparar diferentes tipos de planos; algunos de ellos, comúnmente utilizados en la caracterización de yacimientos, son los siguientes.

Planos Estructurales.- Los planos estructurales se construyen anotando sobre el plano las cotas de una superficie de referencia (por ejemplo: la base o la cima de una capa particular) y trazando después las curvas de nivel, referidas a cualquier plano conveniente, generalmente al nivel del mar. Para un cuerpo determinado, el echado es más fuerte donde las curvas estructurales están más juntas. Normalmente el plano estructural muestra relieves y plegamientos, también revela la situación de las fallas que cortan a la formación en estudio. En la figura 4.1.6 se tiene un ejemplo de un plano estructural. El plano estructural local señala las posibles acumulaciones de aceite o gas en trampas estructurales. Los planos estructurales regionales muestran las profundidades (a partir de líneas de nivel de la superficie) de las posibles rocas almacenadoras.

Planos de Cimas.- Son planos estructurales que muestran las variaciones de las superficies de cuerpos de roca mediante curvas de nivel que unen puntos de igual elevación respecto a un nivel base, generalmente el nivel del mar. Los planos de cimas de

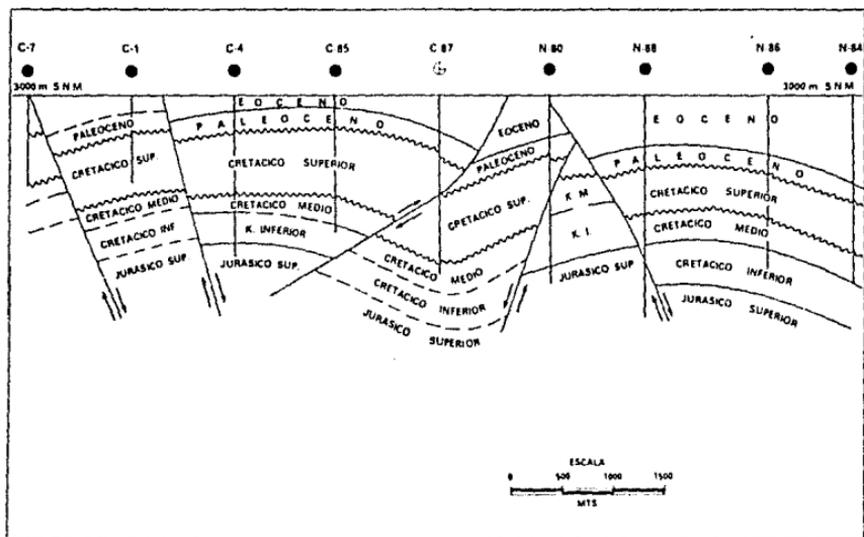


FIG. 4.1.5 SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL (CACTUS-NISPERO)

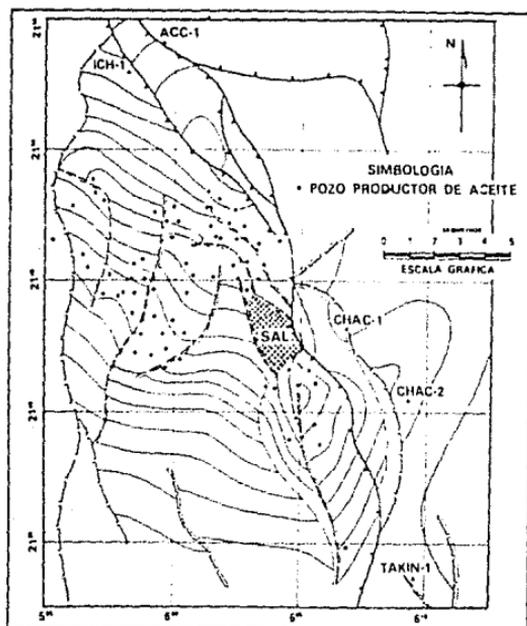


FIG. 4.1.6 PLANO ES-
TRUCTURAL DEL CAM-
PO CANTARELL

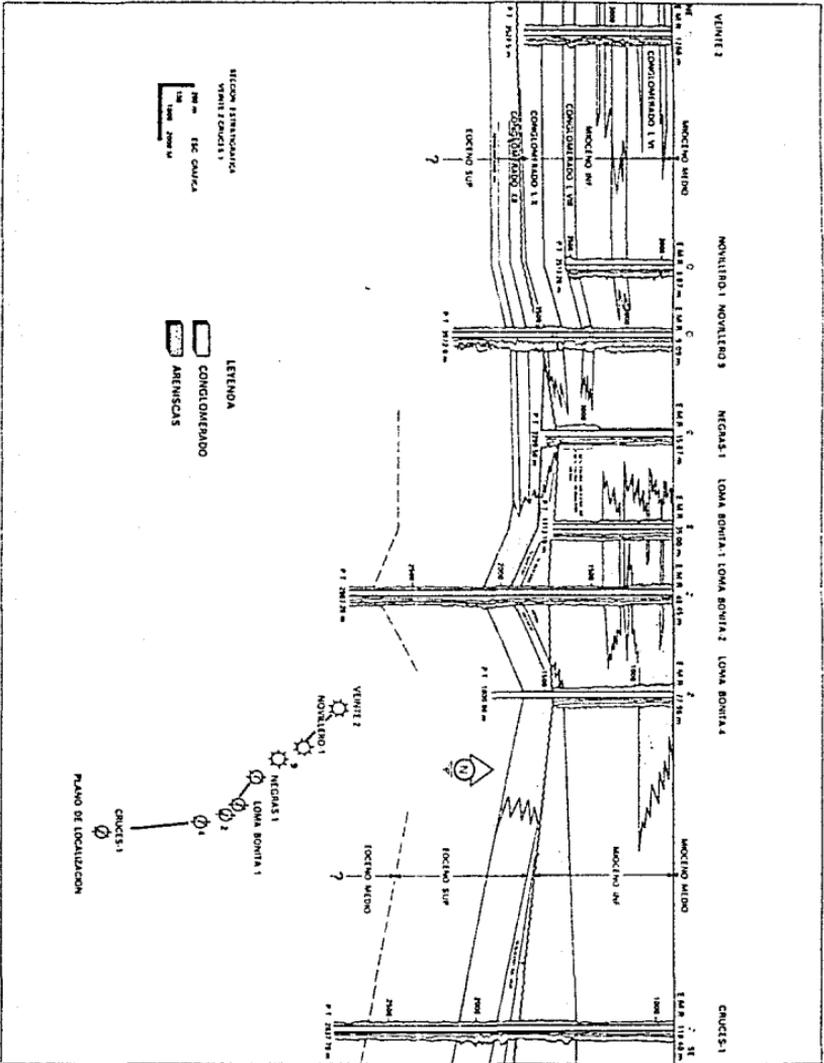


FIG. 4.17 SECCION ESTRATIGRAFICA

las unidades estratigráficas se elaboran generalmente con datos de registros geofísicos. En la figura 4.1.8 se muestra un plano de cimas.

Planos de Isopacas.- El plano de isopacas muestra la variación de los espesores de una unidad estratigráfica por medio de líneas que unen puntos de igual espesor. Para preparar estos planos se requieren las profundidades de dos horizontes o capas índices, uno en la cima y otro en la base de la unidad estratigráfica de interés. Es muy común el uso de las isopacas en la representación de las rocas productoras de hidrocarburos, para lo cual se pueden determinar las cimas y las bases por medio de registros geofísicos y por registros de litología. El plano de isopacas se puede preparar a partir de dos planos estructurales del cuerpo de interés, restando las elevaciones de la superficie inferior (base) de las de la parte superior (cima); estos datos se anotan en un plano y se trazan líneas que unan puntos de igual diferencia de elevación entre las dos superficies.

Un ejemplo de plano de isopacas se muestra en la figura 4.1.9.

Planos de Facies.- Los planos de facies muestran las diferencias de un punto a otro del carácter de los sedimentos físicos - (litofacies) o de los sedimentos orgánicos (biofacies). La variedad de tipos litológicos, sus posiciones repetidas en el intervalo, así como sus diferentes espesores, presentan complejas interrelaciones que requieren planos diseñados especialmente para hacer resaltar los aspectos de importancia para un estudio determinado. El procedimiento usual es convertir los datos en números, como cifras de porcentajes, y luego construir los planos, dibujando las líneas que unan puntos de igual valor. Los planos de facies más comunes son:

Planos de porcentaje.- Muestran la cantidad neta de un determinado tipo litológico respecto al espesor total de la unidad en cuestión.

Planos de relación.- Proporcionan información para visualizar las interrelaciones existentes entre dos componentes litológicos en un solo conjunto de curvas de nivel. Las relaciones son comúnmente denominadas en función del componente o componentes -

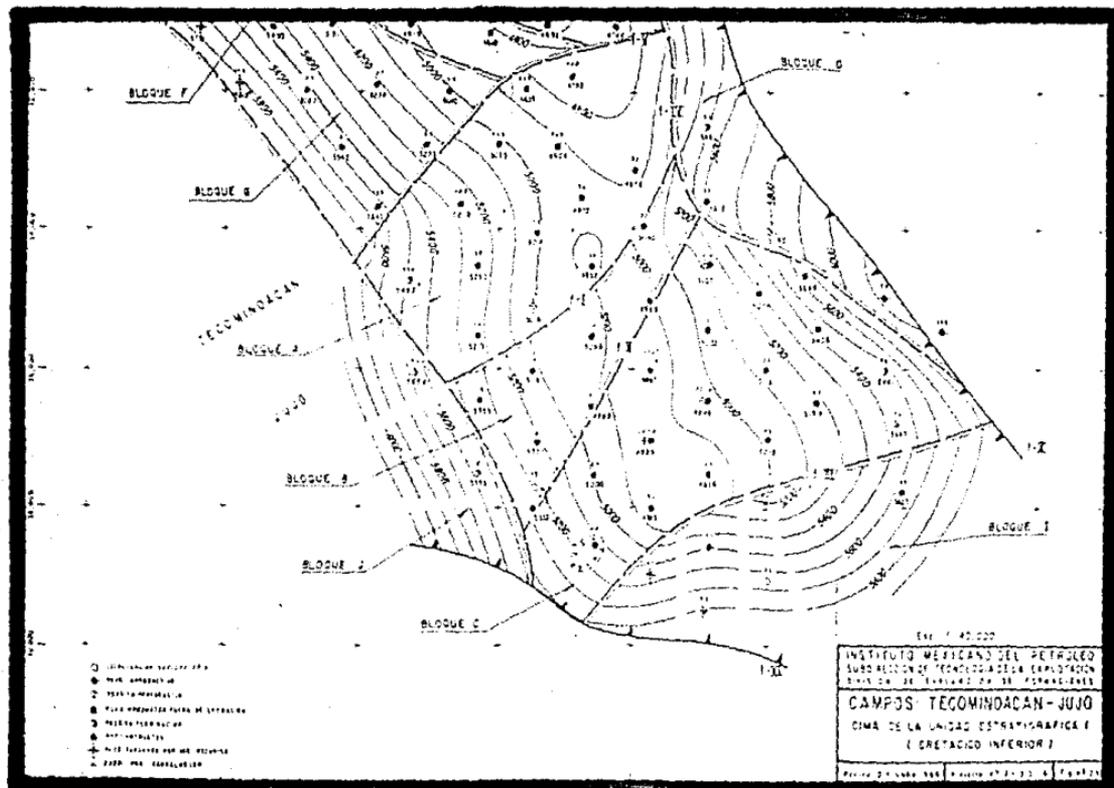


FIG. 4.1.8 PLANO DE CIMAS

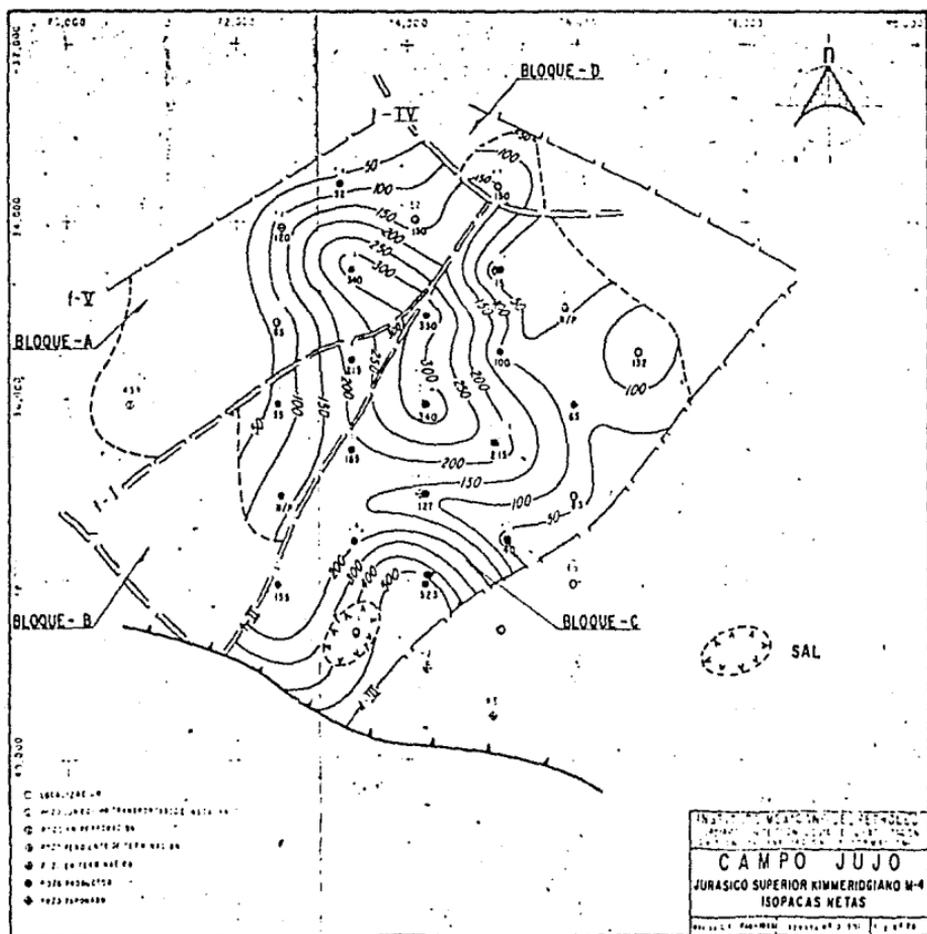


FIG. 4.1.9 PLANO DE ISOPACAS

del numerador de la relación, ejemplo: relación arena/lutita.

Con los planos de relación se consigue diferenciar un tipo de roca de otro, mientras que con los de porcentaje resalta la proporción de un tipo litológico en una sección considerada conjuntamente. En la figura 4.1.10 se tiene un plano de facies de porcentaje.

Plano de Isoporosidades.- Para la preparación del plano de isoporosidades se requiere de un plano de localización de todos los pozos que constituyen el campo, se anota en cada uno de ellos el valor de la porosidad media que le corresponde y mediante curvas se unen los puntos de igual porosidad. En la figura 4.1.11 se muestra un plano de isoporosidades.

Los valores de porosidad (ϕ) se obtienen principalmente de la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de los pozos. La porosidad media, para un pozo y para un yacimiento, se puede determinar en la siguiente forma:

Porosidad media en un pozo:

$$\bar{\phi}_{\text{pozo}} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j}$$

Donde:

ϕ_j es la porosidad del intervalo j de espesor h_j y n es el número de intervalos en el pozo.

Porosidad media en un yacimiento:

$$\bar{\phi}_{\text{yac.}} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i A_i}{\sum_{i=1}^N A_i}$$

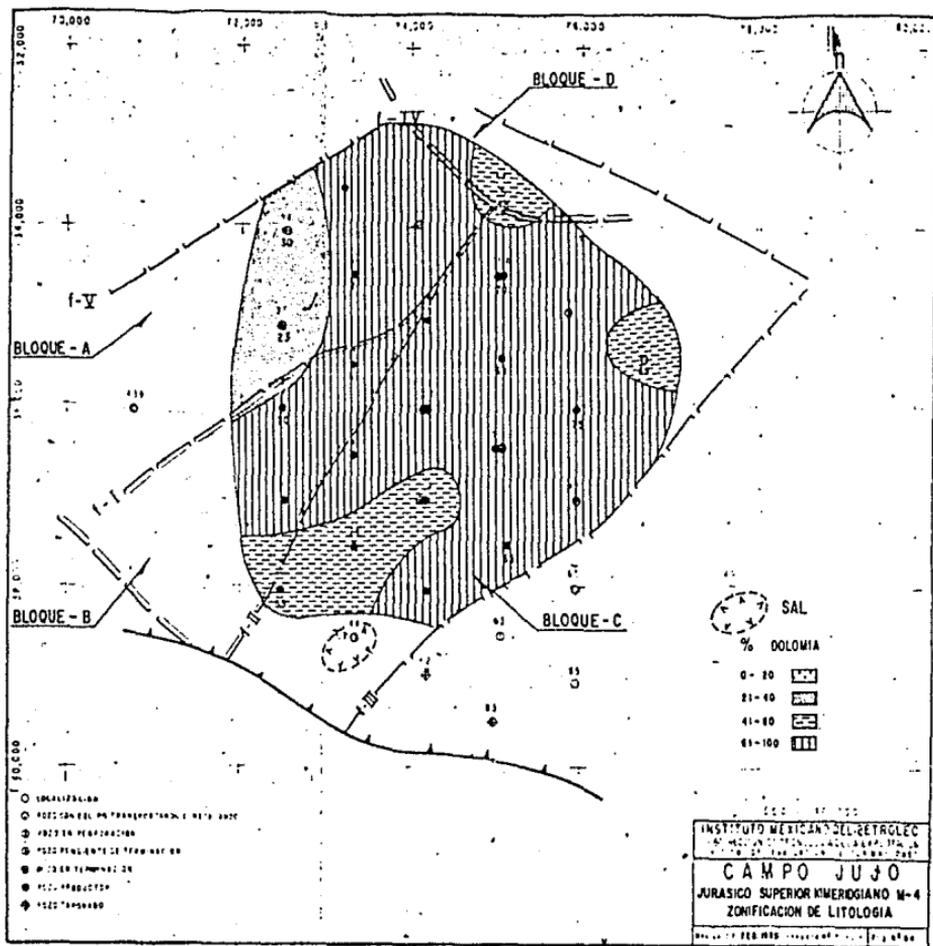


FIG. 4.10 PLANO DE FACIES EN PORCENTAJE

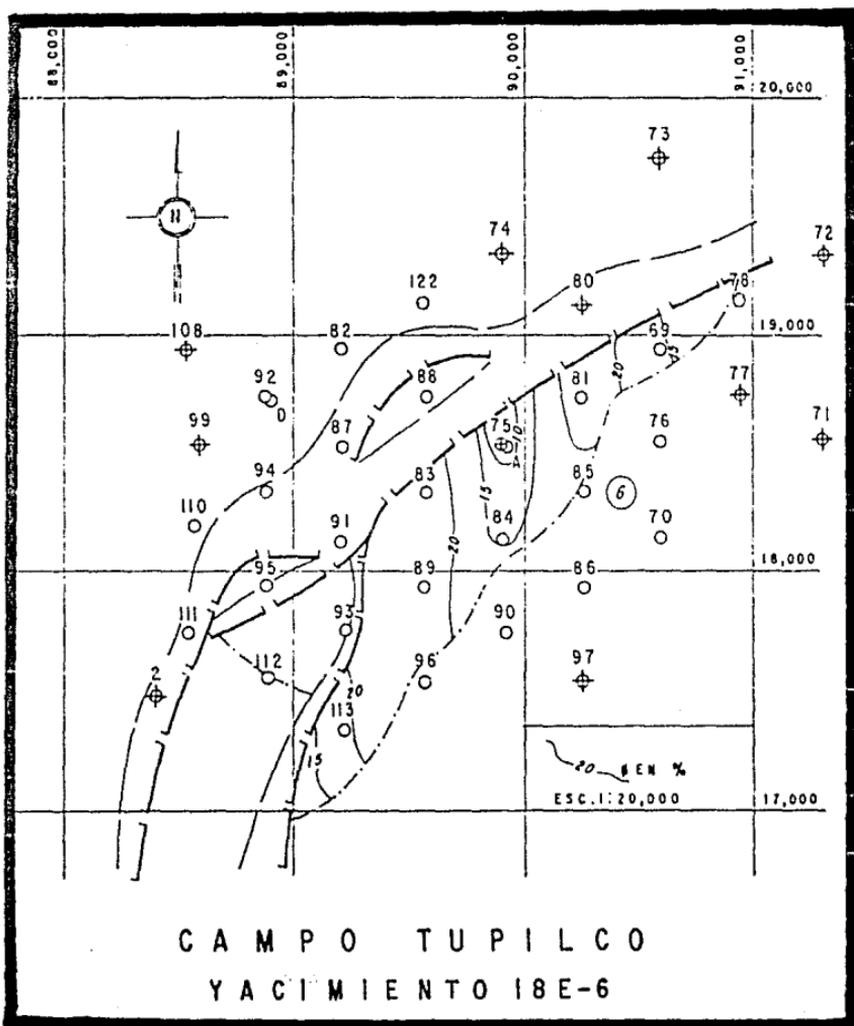


FIG. 4.III PLANO DE ISOPOROSIDADES

Donde:

ϕ_i es la porosidad media del pozo i que tiene asociada el área A_i y N es el número de pozos en el yacimiento.

Plano de Isosaturaciones.- Al igual que la porosidad, la saturación de agua (S_w) se obtiene principalmente de la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de los pozos. La saturación media de agua para un pozo y para un yacimiento se obtiene con los siguientes cálculos:

$$\bar{S}_w \text{ pozo} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{wj} h_j}{\sum_{j=1}^n h_j}$$

Donde:

S_{wj} es la saturación del agua del intervalo j de espesor h_j y n es el número de intervalos en el pozo.

$$\bar{S}_w \text{ yac.} = \frac{\sum_{i=1}^N S_{wi} A_i}{\sum_{i=1}^N A_i}$$

Donde:

S_{wi} es la saturación media del agua del pozo i que tiene asociada el área A_i y N es el número de pozos en el yacimiento.

El plano de isosaturaciones se obtiene al trazar líneas que unan puntos (pozos) con igual saturación, para lo cual se requiere de un plano con las localizaciones de todos los pozos en donde se anotan los valores de saturación, ver figura 4.1.12.

Plano de Isoíndices de hidrocarburos o de Isohidrocarburos.

- El índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espe-

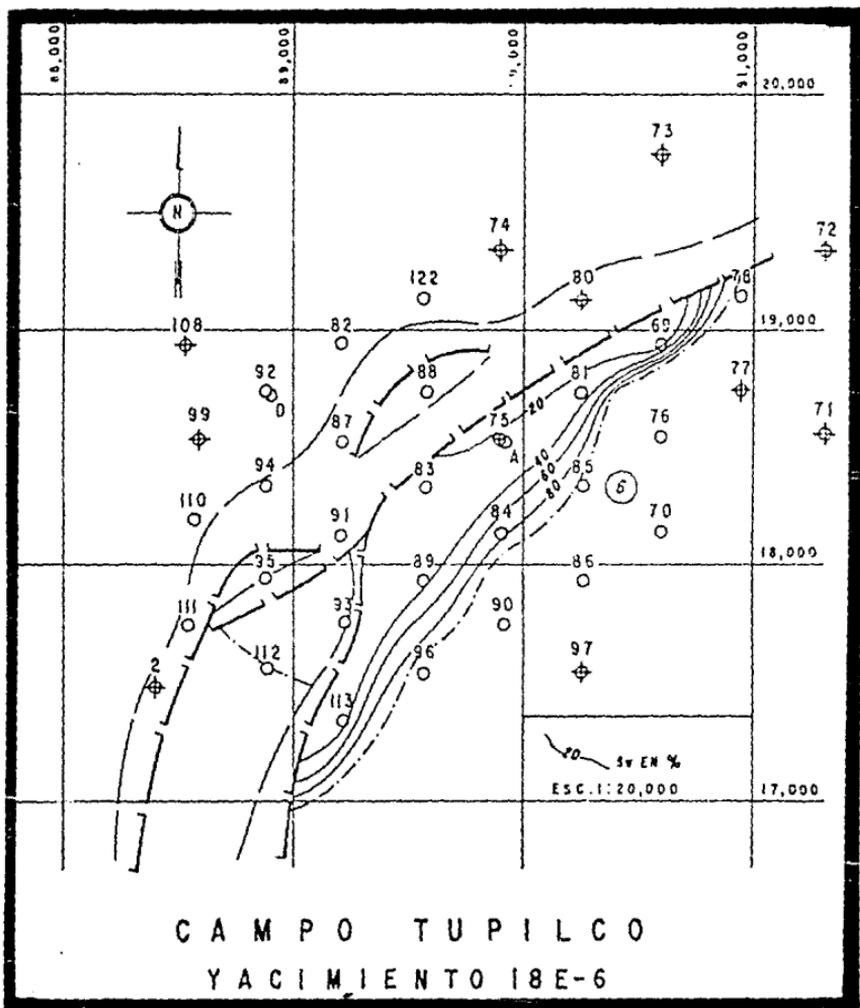


FIG. 4.1.12 PLANO DE ISOSATURACIONES

sor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hc} = h \times \phi \times (1 - S_w), \frac{(m^3 \text{ HC @ c. y.})}{(m^2 \text{ roca})}$$

En un plano de localización de pozos se anotan los correspondientes valores de índice de hidrocarburos, obtenidos a partir del análisis cuantitativo de los registros geofísicos; posteriormente, mediante curvas de nivel se unen los puntos de igual índice de hidrocarburos. Ver figura 4.1.13.

Los planos de isohidrocarburos se utilizan principalmente para calcular el volumen original de hidrocarburos (que se estudiará más adelante).

MÉTODOS VOLUMÉTRICOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

Método de isopacas.- El método de isopacas se utiliza para determinar el volumen de roca de un yacimiento y con los valores correspondientes de porosidad y saturaciones, se puede obtener el volumen original de hidrocarburos. Este método se basa en un plano de isopacas (ver figura 4.1.9), donde las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con un planímetro, con fórmulas de integración numérica o con cualquier otro método conocido. Los valores de los espesores y las áreas son convertidas a dimensiones reales. Luego se construye una gráfica cuyas ordenadas son los espesores de la isopaca real y las abscisas son las áreas del terreno en dimensiones reales, donde se obtiene una curva. Se determina el área bajo la curva entre los límites cero y área máxima, el valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen neto de roca (fig. 4.1.14) que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de hidrocarburos @ c. y.

Método de Isohidrocarburos.- Con el método de isohidrocarburos se calcula en forma directa el volumen original de hidrocarburos y se basa en el plano de isohidrocarburos (ver fig. 4.1.13). Con un planímetro o con otro método se hace la medición de cada una de las áreas encerradas por las diferentes curvas de isohi-

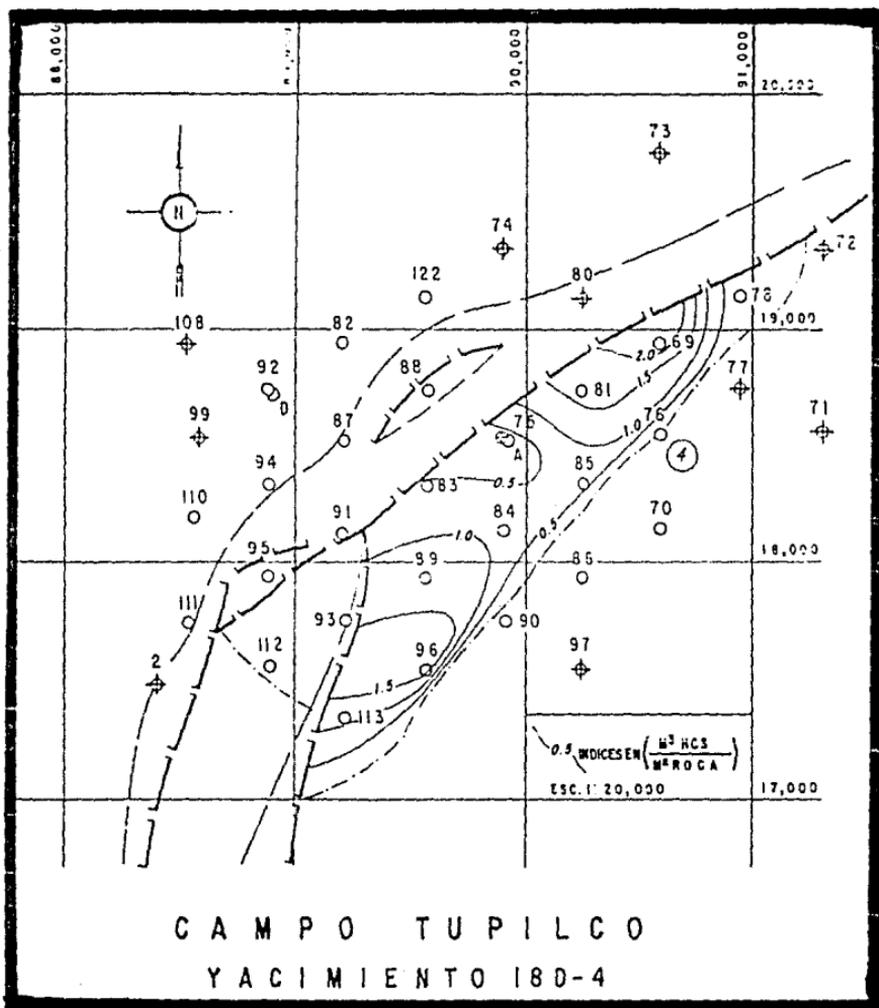


FIG. 4.113 PLANO DE ISOINDICES DE HIDROCARBUROS

drocarburos. Luego las áreas del plano se convierten a dimensiones reales del terreno y se construye una gráfica cuyas ordenadas son los índices de isohidrocarburos (considerando las dimensiones reales del terreno) y las abscisas son las áreas del terreno. Se mide el área bajo la curva entre la abscisa cero y la abscisa de área máxima y se obtiene el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (figura 4.1.15).

Método de Cimas y bases.- El método de cimas y bases también se utiliza para determinar el volumen de roca de un yacimiento. El método se basa en planos de cimas y bases, donde se miden las áreas encerradas por las diferentes curvas. Luego los valores de las áreas en el plano se convierten a dimensiones reales usando las escalas. Se construye una gráfica en cuyas ordenadas están las profundidades de las cimas y bases y en las abscisas las áreas del terreno. Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases, tomando en cuenta el caso en que exista un contacto agua-aceite. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen neto de roca, que al multiplicarlo por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de hidrocarburos. Un ejemplo de este método se tiene en la figura 4.1.16.

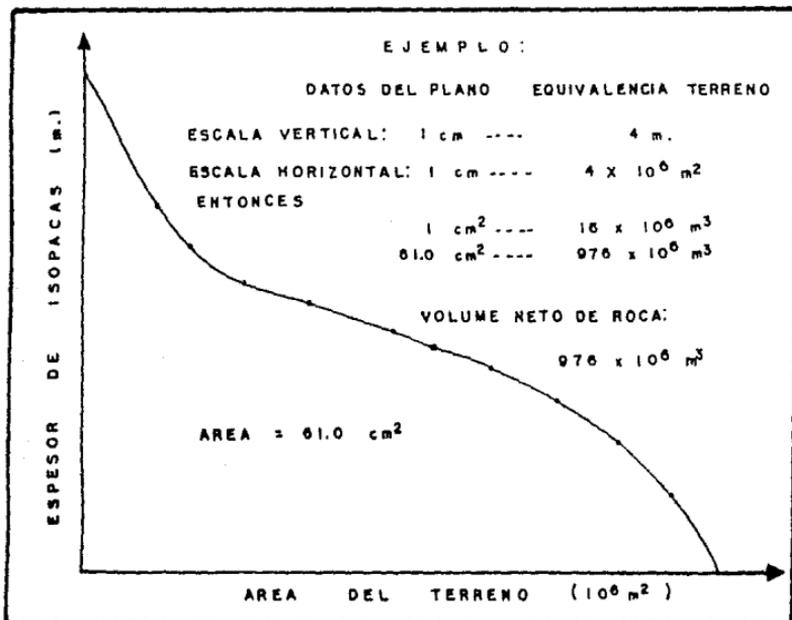


FIG. 4.14 GRAFICA DEL METODO DE ISOPACAS

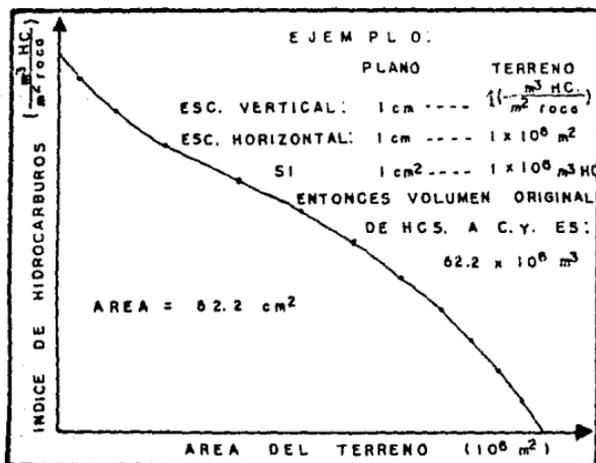


FIG. 4.15 GRAFICA DEL METODO DE ISOHIDROCARBUROS

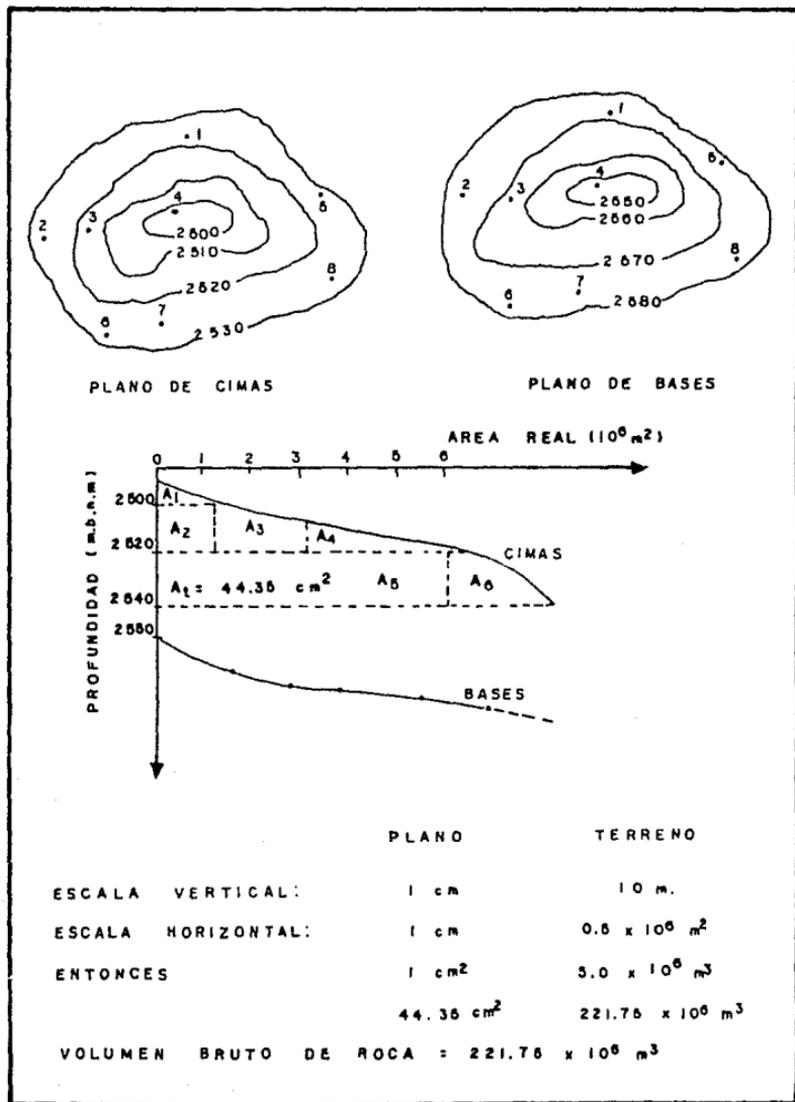


FIG. 4.1.16 EJEMPLO DEL METODO DE CIMAS Y BASES

V. CONCLUSIONES

Al principio, antes de la perforación del primer pozo exploratorio, solamente se tiene un conocimiento limitado de algunas características geológicas y geométricas de la estructura probable acumuladora de hidrocarburos, que se basan en estudios de geología superficial y de geofísica. Posteriormente, cuando el pozo exploratorio ya ha sido perforado, la información obtenida se emplea para corroborar o corregir los datos que se tenían antes de la perforación. Para este primer pozo se recomienda perforar toda la columna geológica con posibilidades de almacenar hidrocarburos, o bien perforar más allá de la detección de un límite inferior de impregnación de hidrocarburos. Además con esta información se pueden preparar los perfiles de propiedades petrofísicas y de saturación de fluidos, en los que se señalan los límites tentativos de la acumulación, pudiéndose definir con aproximación limitada los volúmenes probables de hidrocarburos. La información geológica, obtenida del primer pozo perforado, es muy importante porque sirve de apoyo para el desarrollo futuro del campo.

La geometría y dimensiones del yacimiento, determinadas con estudios preliminares y con la información del primer pozo perforado, no se deben considerar definitivas, debido principalmente a la heterogeneidad de las rocas. Con la perforación de más pozos se obtiene mayor información, entonces se podrá: a) confirmar los límites del yacimiento, b) definir estratigráficamente la columna productora, c) definir arealmente la distribución de litofacies y de propiedades petrofísicas y d) cuantificar con mayor precisión los volúmenes originales de hidrocarburos.

Para la localización de los pozos a perforar se deben tomar en cuenta, principalmente, las dimensiones y geometría probables del yacimiento o campo y algunas propiedades físicas de la roca almacenadora. El número de pozos a perforar estará controlado relativamente por las dimensiones probables del campo, debido a que su tamaño real se conocerá con mayor aproximación cuando el yacimiento esté totalmente desarrollado, en esta etapa se podrá conocer también con mayor aproximación los volúmenes originales de hidrocarburos.

La caracterización de un yacimiento se obtiene después de haber realizado los trabajos que se han indicado anteriormente - de acuerdo a un orden de desarrollo de actividades como el que se presenta, debido a que algunas de ellas requieren de información que se obtiene de otras.

Actualmente se dispone de programas de cómputo aplicables a los aspectos que abarcan las actividades mencionadas con anterioridad, facilitando y agilizando la obtención de los resultados. Generalmente las conclusiones se presentan en forma escrita, gráfica y tabulada. Enseguida se presenta un orden que se recomienda para su presentación.

CONCLUSIONES GEOLOGICAS

Las conclusiones geológicas se obtienen a nivel de campo y a nivel de yacimiento, pero para hacer una interpretación geológica local se requiere conocer los aspectos geológicos, estratigráficos y estructurales a nivel regional. Si no se cuenta con estos estudios del área en donde se localiza el campo, se tendrán que definir en forma general sus características geológicas.

A continuación se definen los aspectos considerados en las conclusiones geológicas.

Estructurales. - A nivel de campo se consideran las siguientes características: la estructura geológica que lo constituye, su origen y característica; la presencia de fracturas, de fallas geológicas y sus elementos, la definición de bloques, profundidades y buzamiento. Las características anteriores también se definen a nivel de yacimiento.

Estratigráficos. - También se describen a nivel de campo y a nivel de yacimiento. Para hacer la descripción a nivel de campo es necesario conocer la columna geológica que lo constituye, la edad de sus formaciones, su litología, las relaciones estratigráficas, etc. A nivel de yacimiento es necesario conocer la litología y los tipos mineralógicos que forman a la roca almacenadora (incluyendo el tipo y cantidad de arcillas), los aspectos estratigráficos que limitan el yacimiento y a la roca almacenadora, - así como perfiles de secuencias verticales de tamaño de granos, de estructuras primarias sedimentarias y de porcentajes litológicos

cos, etc.

Sedimentológicos. - Cuando el aspecto sedimentológico se conoce a nivel regional se hace menos difícil su definición a nivel de yacimiento, debido a que por asociación de facies o distribución propia de un sistema de depósito en particular, se puede determinar el ambiente de depósito y los procesos de sedimentación que dieron origen al cuerpo almacenador. De acuerdo al origen, aún cuando no se cuente con mayor información, se pueden inferir algunos aspectos sedimentológicos y estratigráficos que se pueden utilizar en la caracterización.

CONCLUSIONES PETROFISICAS

Una parte de las conclusiones petrofísicas se determinan de los valores de espesor y porosidad obtenidos a partir de la interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos efectuada a los intervalos que presenten características de saturación de hidrocarburos. Por lo general estos valores se reportan en forma tabulada por pozo o agrupados por yacimiento.

Con la permeabilidad se determina la otra parte de las conclusiones para las propiedades petrofísicas; este parámetro es muy difícil de cuantificar debido principalmente a la poca disponibilidad de información básica con que se cuenta, ya que solamente se puede obtener de las muestras de núcleos o de las pruebas de variación de presión, ambas fuentes de información son muy limitadas generalmente.

CONCLUSIONES SOBRE DISTRIBUCION DE FLUIDOS

En esta actividad, como se señaló anteriormente, los valores de saturación de agua de los intervalos con impregnación de hidrocarburos se obtienen de la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos y de mediciones efectuadas en laboratorio.

Esta información sirve de base para determinar la distribución de fluidos en el yacimiento, tanto vertical como horizontalmente.

CONCLUSIONES ACERCA DE LA ESTIMACION DE LOS VOLUMENES DE HIDROCARBUROS.

La cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos, para cada uno de los yacimientos identificados, se hace con base en los espesores netos, la porosidad y saturación de fluidos.

dos de los intervalos almacenadores; además debe tomarse en cuenta el tipo y la posición de los límites de los yacimientos.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Muskat, Morris. "Physical Principles OF Oil Production". International Human Resources Development Corporation. Boston, USA. 1981.
- 2.- Amyz, James W and Bass, Daniel M. Jr. "Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties" Mc Graw-Hill Book Company. New York, USA.
- 3.- Guillemot, J. "Geología del Petróleo" Edit. Paraninfo. Madrid, Esp. 1971.
- 4.- Rodríguez Nieto, Rafael. "Principios de Mecánica de Yacimientos" Fac. de Ingeniería. UNAM.
- 5.- Zaba Joseph and Doherty, W.T. "Practical Petroleum Engineers Handbook" Gulf Publishing Company. Fifth Edition. Houston, Tex.
- 6.- Rodríguez Santana, Eduardo. "Apuntes de Geología del Petróleo". Fac. de Ingeniería. UNAM. 1986.
- 7.- Notas del curso "Laboratorio de Yacimientos". Ing. Manuel Villamar V. Fac. de Ingeniería, UNAM.
- 8.- Craig, Forrest F. Jr. "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua". Monografía de la sociedad de Ingenieros Petroleros de la AIME.
- 9.- Notas del Curso "Recuperación Secundaria". Ing. Eduardo Loreto. Fac. de Ingeniería, UNAM.
- 10.- Longwell y Flint. "Geología Física". Edit. Limusa. México, 1979.
- 11.- Orozco Espino, Rogelio C. "Pruebas de Límite de Yacimiento". Tesis Profesional. Fac. de Ingeniería, UNAM. 1981.

- 12.- Schlumberger. "Evaluación de Formaciones en México".
Publicación Schlumberger. Paris, Francia. 1984.
- 13.- Rodríguez Nieto, Rafael. "Evaluación de la Producción".
Fac. de Ingeniería, UNAM. 1982.
- 14.- León Ventura, Raul. "Análisis de Pruebas de Variación -
de Presión". IMP. México, 1984.
- 15.- Calhoun, John C. Jr. "Fundamentals of Reservoir Engineer
ring". Norman, Oklahoma: University of Oklahoma Press,
1953.
- 16.- Carballeda Torres, R. "Muestreo y Preservación de Núcleos
en el Campo". Depto. de Ingría. de Yacimientos, PEMEX.
Poza Rica, Ver. 1966.
- 17.- Helander, Donald P. "Fundamentals of formation Evalua-
tion". OGCi Publications. Tulsa OKI. 1983.
- 18.- Pérez Rosales, C. "Procedimiento de Operación para Aná-
lisis de Núcleos" PEMEX. 1963.
- 19.- Solis Muñoz, Gustavo y Franco González. Franco. "Porosí-
metro: Manual de Operación". Publicación No. 74 BN/159
IMP. 1974.
- 20.- Morales González, Ramón y Franco González. Franco. "Per-
meámetro: Manual de Operación" Publicación No. 74 BN/158
IMP. 1974.
- 21.- Moody, Graham B. "Petroleum Exploration Handbook" Mc
Graw-Hill Book Company, INC. New York, USA. 1961.
- 22.- Leroy, L.W. and D.O. Leroy "Subsurface Geology Petro-
leum, Mining Construction". 4 th edition, 1977. Colora-
do School of Mines. Golden, Colorado.
- 23.- Notas del curso "Registros Geofísicos de Pozos Petroleo-
ros". Ing. Carlos Lira Sil. Fac. de Ingeniería, UNAM.

- 24.- B. Felder. "Evaluación de Formaciones en Venezuela". - Schlumberger. Mayo de 1980.
- 25.- Schlumberger. "Interpretación de Registros Schlumberger" Vol. I. México.
- 26.- Aguilera Lazcano, Mario E. "El Manejo de Datos Petrofísicos para el Estudio de Yacimientos". Tesis Profesional. Fac. de Ingeniería, UNAM. 1985.
- 27.- WELEX. "An Introduction to well Log Análisis" WELEX Halliburton Company, Houston, Texas. 1978.
- 28.- Gómez Rivero, Orlando. "Registros de Pozos", Parte I y II. México, D.F.
- 29.- Varios autores. "No. 1 Well Logging" SPE Reprint Series Printed by SPE of AIME, 1971.
- 30.- Pirson, Sylvan J. "Geologic Well Log Analysis" Second Edition. Gulf Publishing Company Book Division. Houston Texas. 1981.
- 31.- Arroyo Carrasco, Francisco A. "Apuntes de Registros Geofísicos de Pozos". Fac. de Ingeniería, UNAM.
- 32.- Asquith, George B. "Log Analysis by Microcomputer" the Petroleum Publishing Co. Tulsa, OKL. 1980.
- 33.- Pirson, Sylvan J. "Handbook of Well Log Analysis" Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1963.
- 34.- Hilchie, Douglas W. "Applied Openhole Log Interpretation". IED Exploration Institute, Inc. Tulsa, OKL. 1980.
- 35.- Diaz Rojas, Enrique. "Curso de Interpretación de Pruebas en Pozos". Curso de FLOPETROL. México, 1985.
- 36.- Rodríguez Vidal, Federico. "Procedimiento Semi-automático para Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos - de Gas seco y condensado y Gas seco". Tesis Prof. Fac.

de Ingeniería, UNAM. 1987.

- 37.- Matthews, C.S. and Russell, D.G. "Pressure Buildup and Test in Wells". Monograph Vol. I. SPE. Henry L. Doherty Series. Dallas, Tx. 1967.
- 38.- SPE Reprint Series No. 14 "Pressure transient Testing - Methods". Published by the SPE. Dallas, Tx. 1980.
- 39.- Pérez Matus, J.D. "Ejemplo de Evaluación de un Campo Petrolero Productor en Arenas del Terciario" Subdirección de Tecnología de Explotación IMP. 1982.
- 40.- Allen, Thomas O. and Roberts, Alan P. "Production Operations Vol. 1". OGCI. Tulsa, OKI. 1978.
- 41.- Pérez Matus, J.D. "Algunos Conceptos Geológicos en el Desarrollo de los Campos Petroleros". Subdirección de Tecnología de Explotación. IMP. 1985.
- 42.- Romero Hernández, Pablo. "Aspectos Geológicos de los Yacimientos del Campo Moloacán y su Potencialidad Petrolífera. Tesis Profesional. ESIA, IPN.