

26
2er



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

" GLOSARIO EJEMPLIFICADO DE
TERMINOLOGIA UTILIZADA EN
CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS
PETROLEROS "

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MARIA ELOISA PEREZ MCNSALVO



MEXICO, D. F.

1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 esta 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-068

SRITA . MARIA ELOISA PEREZ MONSALVO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel J. Villamar Viguera, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

GLOSARIO EJEMPLIFICADO DE TERMINOLOGIA UTILIZADA EN CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS

- RESUMEN
- INTRODUCCION
- I SIGNIFICADO ACTUAL Y ALCANCES DE LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS
- II DEFINICIONES Y DESCRIPCIONES DE LOS CONCEPTOS Y PROPIEDADES MAS COMUNES EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS
- III CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- IV REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA
- V SIMBOLOGIA
- VI INDICE ESPAÑOL-INGLES
- VII INDICE INGLES-ESPAÑOL

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 25 de octubre de 1995
EL DIRECTOR

ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

A mis padres:

Sabiendo que no existirá una forma de agradecer toda la vida de sacrificios y esfuerzos, quiero que sientan que el objetivo logrado también es suyo y que la fuerza que me ayudó a conseguirlo fue su apoyo. Los amo.

A mis hermanos:

Pepe

Beto

Coco

Luiyi

Manolo

Mario

Joaquín

Y especialmente a mi hermanita Paty que con su inmenso cariño y esfuerzo desinteresado me proporcionó los recursos espirituales y materiales para lograr esta fase de mi formación personal.

Al Ing. Manuel Villamar Viguera quien es un gran director de tesis y sobre todo el mejor de los amigos, le doy las gracias por todo el apoyo y la comprensión que me brindó, deseo conservar su amistad por siempre, lo quiero mucho.

A todos mis profesores quienes hicieron posible que una de mis metas fuera lograda.

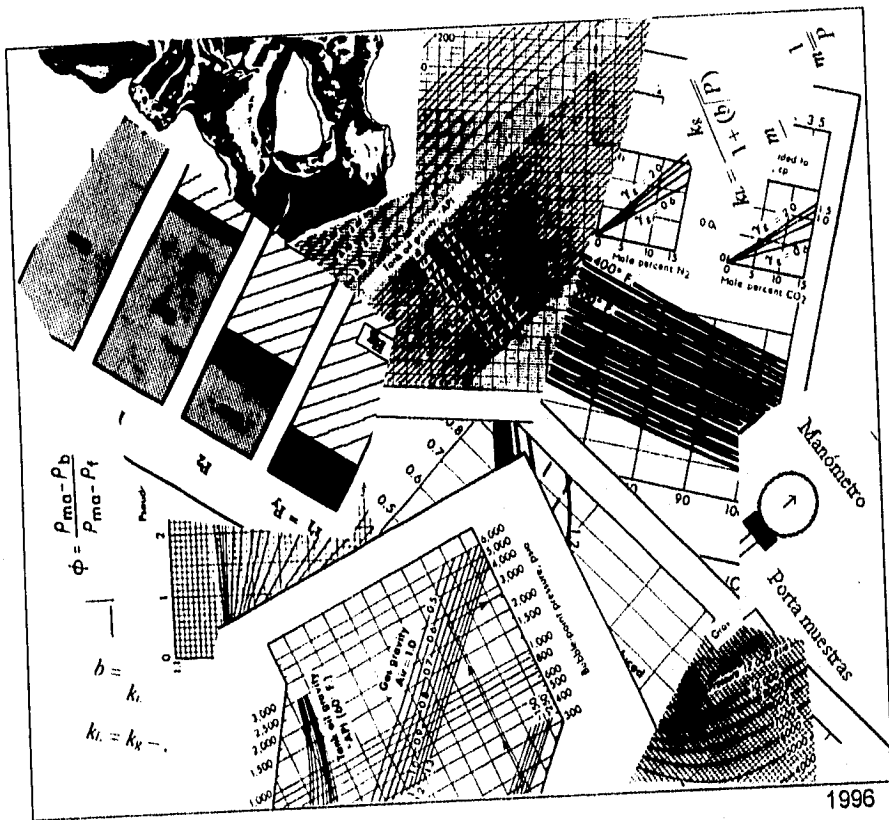
A la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente a la Facultad de Ingeniería, por el apoyo que me brindó para lograr mi objetivo.

A Gaspar, mi gran amigo, no hay otro como tú, te
quiero mucho.

A todos con los que conviví a lo largo de mi carrera,
gracias.

Eloisa

GLOSARIO EJEMPLIFICADO DE TERMINOLOGIA UTILIZADA EN CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS



CONTENIDO

	Página
RESUMEN	i
INTRODUCCION	1
I. SIGNIFICADO ACTUAL Y ALCANCES DE LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS	3
II. CONCEPTOS Y PROPIEDADES REFERENTES A LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS	5
Ambiente de depósito (<i>depositional environment</i>)	7
Caracterización de yacimientos (<i>reservoir characterization</i>)	13
Compresibilidad (<i>compressibility</i>)	23
Compresibilidad de los poros (<i>pore compressibility</i>)	25
Compresibilidad de los sólidos (<i>solids compressibility</i>)	33
Compresibilidad de la roca (<i>bulk compressibility</i>)	37
Compresibilidad del gas (<i>gas compressibility</i>)	47
Compresibilidad del líquido (<i>liquid compressibility</i>)	61
Condensación retrograda (<i>retrograde condensation</i>), ver pág.75	
Cricondenbara (<i>cricondenbar</i>), ver pág. 75	
Cricondenterma (<i>cricondenterm</i>), ver pág. 75	
Densidad de un líquido (<i>density of a liquid</i>)	67
Densidad del gas (<i>density of gas</i>)	69
Diagrama de fase (<i>phase diagram</i>)	75

Estrato (<i>stratum</i>)	83
Estructura porosa (<i>pore structure</i>)	87
Estructura sólida (<i>solid structure</i>)	91
Exponente de saturación (<i>saturation exponent</i>)	95
Facies (<i>facies</i>)	99
Factor de cementación (<i>cementation factor</i>)	103
Factor de desviación (<i>compressibility factor</i>), ver págs. 49, 55	
Factor de formación (<i>formation factor</i>)	107
Factor de volumen del gas (<i>volume factor of gas</i>)	111
Factor de volumen del líquido (<i>volume factor of liquids</i>)	115
Factor geométrico (<i>geometric factor</i>)	123
Fallas (<i>faults</i>)	127
Garganta de poro (<i>pore throat</i>)	133
Índice de resistividad (<i>resistivity index</i>)	137
Línea de fusión (<i>melting line</i>), ver pág. 75.	
Línea de sublimación (<i>sublimation line</i>), ver pág. 75	
Líneas de calidad (<i>lines of quality</i>), ver pág. 75	
Litología (<i>lithology</i>), ver pág. 255	
Mojabilidad (<i>wettability</i>)	139
Permeabilidad (<i>permeability</i>)	143
Permeabilidad absoluta (<i>absolute permeability</i>)	149
Permeabilidad al aceite (<i>oil permeability</i>)	155
Permeabilidad al agua (<i>water permeability</i>)	157
Permeabilidad al gas (<i>gas permeability</i>)	159
Permeabilidad al líquido (<i>liquid permeability</i>)	163
Permeabilidad efectiva (<i>effective permeability</i>)	167
Permeabilidad horizontal (<i>horizontal permeability</i>)	171

Permeabilidad relativa (<i>relative permeability</i>)	175
Permeabilidad vertical (<i>vertical permeability</i>)	179
Porosidad (<i>porosity</i>)	183
Porosidad absoluta (<i>absolute porosity</i>)	189
Porosidad efectiva (<i>effective porosity</i>)	193
Porosidad primaria (<i>primary porosity</i>)	197
Porosidad secundaria (<i>secondary porosity</i>)	199
Presión capilar (<i>capillary pressure</i>)	203
Presión crítica (<i>critical pressure</i>), ver pág. 56	
Presión de burbujeo (<i>bubble pressure</i>)	211
Presión de desplazamiento (<i>displacement pressure</i>)	217
Presión de rocío (<i>dew pressure</i>)	221
Presión de sobrecarga (<i>overburden pressure</i>)	227
Presión de vapor (<i>vapor pressure</i>), ver pág. 75	
Presión de yacimiento (<i>reservoir pressure</i>)	229
Presión efectiva (<i>effective pressure</i>)	231
Presión pseudoreducida (<i>pseudoreduced pressure</i>), ver pág. 56	
Presión reducida (<i>reduced pressure</i>), ver pág. 56	
Pruebas de variación de presión (<i>pressure transient tests</i>)	233
Punto de burbujeo (<i>bubble point</i>), ver pág. 75	
Punto de rocío (<i>dew point</i>), ver pág. 75	
Punto crítico (<i>critical point</i>), ver pág. 75	
Punto triple (<i>triple point</i>), ver pág. 75	
Resistividad (<i>resistivity</i>)	241
Resistividad de la roca para $S_w < 100\%$ (<i>resistivity of rock partially saturated with water</i>)	243
Resistividad de la roca para $S_w = 100\%$	

<i>(resistivity of rock 100% saturated with water)</i>	247
Resistividad del agua <i>(water resistivity)</i>	251
Roca almacenadora <i>(storage rock)</i>	255
Salinidad del agua <i>(salinity of water)</i>	263
Saturación congénita de un fluido <i>(connate fluid saturation)</i>	267
Saturación crítica de un fluido <i>(critical fluid saturation)</i>	269
Saturación de fluidos <i>(fluids saturation)</i>	271
Saturación inicial de un fluido <i>(inicial fluid saturation)</i>	277
Saturación irreducible de un fluido <i>(irreducible fluid saturation)</i>	279
Saturación residual de un fluido <i>(residual fluid saturation)</i>	285
Secciones transversales de correlación <i>(correlation cross sections)</i>	289
Solubilidad del gas <i>(gas solubility)</i>	295
Temperatura crítica <i>(critical temperature)</i> , ver pág.75	
Temperatura pseudoreducida <i>(temperatura pseudoreduced)</i> , ver pág.	
Temperatura reducida <i>(reduced temperature)</i> , ver pág.75	
Tensión interfacial <i>(interfacial tension)</i>	301
Tortuosidad <i>(tortuosity)</i>	305
Trampas <i>(traps)</i>	309
Viscosidad <i>(viscosity)</i>	315
Viscosidad del gas <i>(viscosity of gas)</i>	319
Viscosidad del líquido <i>(viscosity of liquids)</i>	327
Volumen de poros <i>(pore volume)</i>	335
Volumen de roca <i>(rock volume)</i>	339
Volumen de sólidos <i>(solid volume)</i>	343
Volumen original de hidrocarburos <i>(original hydrocarbons in place)</i>	347
Yacimiento <i>(reservoir)</i>	351
Zona de transición <i>(transition zone)</i>	367

III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	371
IV. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA	373
V. SIMBOLOGIA	381
VI. INDICE ESPAÑOL - INGLES	385
VII. INDICE INGLES-ESPAÑOL	389

RESUMEN

En este trabajo se hace una breve descripción de lo que se entiende actualmente por caracterización de yacimientos petroleros y la importancia que tiene para lograr la explotación óptima de ellos.

También se presenta un resumen de los conceptos y las propiedades que más se utilizan en la caracterización de yacimientos petroleros.

Se incluyen datos de propiedades y de conceptos.

Respecto a las propiedades, se consideran los siguientes aspectos: nombre (en español e inglés), símbolo, definición, expresión matemática, unidades, forma de obtención, aplicaciones más importantes en caracterización de yacimientos y algunos comentarios adicionales. En lo que toca a los conceptos, se proporcionan los aspectos que se consideraron más importantes, sin respetar un formato específico. En algunos casos, no se puede establecer con claridad la diferencia entre concepto y propiedad.

Además se presentan índices: Español-Inglés e Inglés-Español.

Tomando en cuenta el formato utilizado para presentar toda la información, este trabajo es propiamente un glosario ejemplificado referente a caracterización de yacimientos.

Se considera que este glosario es de mucha aplicación no sólo para los estudiantes de Ingeniería Petrolera, sino también para estudiantes de las áreas de Geología y Geofísica, así como para profesionales de estas tres disciplinas que desarrollen actividades relacionadas a la Ingeniería de Yacimientos Petroleros.

Es conveniente señalar tres aspectos muy importantes:

a) Se exponen, de manera general, aspectos básicos de los diferentes conceptos técnicos, profundizando en algunos de ellos.

b) En este glosario no está comprendida toda la terminología sobre caracterización de yacimientos. Predomina la relacionada a Ingeniería Petrolera, se presenta algo sobre Geología, y prácticamente no se incluyen aspectos sobre Geofísica (sísmica).

c) Se describen brevemente, sin mucho detalle, algunas formas de obtener las propiedades, así como sus aplicaciones más importantes en Caracterización de Yacimientos, sin explicar la manera de utilizarlas. Para realizar todas las actividades que comprenden estos trabajos mencionados de obtención y aplicación de propiedades, se requiere tiempo, y en ocasiones mucho tiempo, de trabajo especializado.

INTRODUCCION

En los inicios de la explotación petrolera se realizaban muy pocos estudios para conocer las características de los entrapamientos de hidrocarburos del subsuelo. La mayor parte de tales estudios eran de tipo cualitativo; consistían muchas veces sólo de análisis visuales para la roca y de sabor y olor para los aceites; asimismo, todos los trabajos y estudios relacionados a la explotación se llevaban a cabo con muy poco respaldo técnico.

La industria petrolera ha evolucionado notablemente y ha cobrado una importancia enorme en la economía de muchos países. La evolución ha sido en todos los aspectos, tanto en exploración como en perforación, en producción y por consiguiente en la definición de las propiedades y características de los yacimientos, área técnica a la que se le llama actualmente caracterización de yacimientos o evaluación de yacimientos.

El Ingeniero Petrolero tiene como principal objetivo lograr la explotación óptima de los yacimientos de hidrocarburos y para alcanzarlo requiere conocer muy bien todas las propiedades de la roca, de los fluidos y su estrecha interrelación; es decir, necesita caracterizar al yacimiento.

La caracterización de yacimientos comprende el procesamiento de un gran número de datos relacionados a varias áreas técnicas, principalmente: geológica, geofísica y petrolera. Estos datos deben ser manejados en forma combinada, para lo cual es necesaria la participación conjunta de especialistas en las áreas técnicas mencionadas. El Ingeniero Petrolero, por lo tanto, debe tener conocimiento de los aspectos que abarcan dichas especialidades. Tal conocimiento debe ser en algunos casos a profundidad y en otros relativamente somero, pero a un nivel tal que le permita tener buena comunicación técnica con los otros especialistas.

Con el propósito de ayudar a que el Ingeniero Petrolero, desde su etapa de estudiante, tenga elementos para alcanzar esa comunicación que le facilite trabajar en equipo, como actualmente lo requiere la industria petrolera, se ha preparado este glosario de caracterización de yacimientos.

En este trabajo se trató de incluir los conceptos y propiedades más comunmente utilizados en la caracterización de yacimientos, pertenecientes a las áreas técnicas que se han mencionado. Por su puesto, no puede decirse que está completo; se requiere realizar mucho trabajo para completarlo y, posteriormente, trabajo continuo para mantenerlo actualizado.

I. SIGNIFICADO ACTUAL Y ALCANCES DE LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS.

En la actualidad, la caracterización de yacimientos petroleros es un conjunto de actividades enfocadas a determinar cualitativa y cuantitativamente rasgos, propiedades y parámetros propios de los yacimientos.

El conjunto de características propias de un yacimiento, además de distinguirlo de los demás, es necesario para conocerlo y evaluarlo con el fin de establecer el procedimiento más apropiado para lograr la máxima recuperación de hidrocarburos, al costo más bajo.

El enfoque actual de la caracterización de yacimientos requiere la participación obligada de profesionales de, por lo menos, las siguientes áreas técnicas: geológica, geofísica y petrolera. Cada profesional seleccionará, recopilará y preparará la información propia de su especialidad, hasta cierto punto independiente pero de común acuerdo con los otros especialistas; en cambio, el procesamiento de la información, así como la interpretación-integración de resultados debe realizarla, forzosamente, en conjunto con los otros profesionales, con el propósito de que el estudio de caracterización proporcione resultados que lleven implícitos los tres puntos de vista. Es decir, los profesionales de las tres áreas técnicas mencionadas deben formar equipos de trabajo y sus actividades deben realizarlas en estrecha y constante relación, para tener respaldos más sólidos y congruentes en sus conclusiones.

Las actuales caracterizaciones de yacimientos comprenden una gran variedad de información; además, se deben realizar a distintas escalas y en forma muy detallada, pues así lo exigen los modelos matemáticos y simuladores, hoy de uso común. Para manejar en forma correcta la mencionada variedad de información,

se requiere la participación de especialistas dentro de las tres áreas técnicas mencionadas; por ejemplo, de geología, deben participar especialistas en: subsuelo, estructural, estratigrafía, petrografía, mineralogía, entre otras; del área de geofísica, deben participar especialistas en procesamiento e interpretación de datos sísmicos, principalmente; y de petrolera, los profesionales idóneos para intervenir deben ser especialistas en: registros geofísicos, petrofísica, pruebas de variación de presión, comportamiento PVT de fluidos.

Para proporcionar el detalle que exigen los modelos matemáticos y simuladores, es necesario establecer, hasta donde sea posible, la variación de características de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos, en función de algún parámetro o propiedad, como por ejemplo la presión y definir las ecuaciones correspondientes que constituyen los modelos o simuladores que los procesarán.

**II. DEFINICIONES Y DESCRIPCIONES DE LOS
CONCEPTOS Y PROPIEDADES MAS
COMUNES EN LA CARACTERIZACION DE
YACIMIENTOS.**

AMBIENTE DE DEPOSITO **(Depositional environment)**

Un ambiente de depósito es el resultado de todos los procesos físicos, químicos y biológicos que operan dentro de un marco geomórfico, siendo éste el conjunto de rasgos que conforman una parte específica de la superficie de la tierra.

Los ambientes de depósito, llamados también ambientes sedimentarios, pueden ser clasificados en tres grupos principales: continentales, transicionales y marinos, que comprenden un número muy grande de tipos de ambiente, cada uno con sus propias características. Los ambientes sedimentarios generan modelos de depósito o cuerpos sedimentarios bien definidos, con características geométricas y geológico-petrofísicas propias. En la Fig. AD-1 se muestra la localización geográfica de los diferentes ambientes sedimentarios de terrígenos o zonas morfológicas y en las Tablas AD-1, AD-2 y AD-3 se proporcionan detalles de los distintos ambientes sedimentarios de terrígenos y de los correspondientes modelos de depósito que generan.

Un aspecto importante para la caracterización de los yacimientos es determinar el ambiente sedimentario en el que se originó la roca, ya que se tendría un marco de referencia básico para poder determinar sus características distintivas, necesarias para evaluar y explotar los yacimientos en forma apropiada.

Para la explotación de los yacimientos se requiere conocer con detalle aspectos geológicos, tanto externos como internos, de la roca almacenadora, los cuales se pueden englobar en: geometría del cuerpo, que corresponde a

los aspectos externos y en la heterogeneidad del medio poroso, que corresponde a los internos. En los aspectos externos se considera, principalmente, la forma, el tamaño y la orientación del cuerpo sedimentario y en los internos están incluidas todas las variaciones petrográficas, mineralógicas y físicas que existen dentro de la masa de roca. Con base en estudios realizados en ambientes de depósito actuales, se han definido con detalle los rasgos distintivos, antes mencionados, para los cuerpos sedimentarios que generan. Los resultados que se han obtenido han permitido establecer marcos de referencia. Estos marcos o patrones de referencia se aplican a sedimentos antiguos, como los que contienen hidrocarburos, para definir el ambiente de depósito que los generó, así como su geometría y sus características internas.

Los estudios para tal fin deben iniciarse en las primeras etapas de la explotación de los yacimientos petroleros, ya que los resultados que se obtienen se aplican en una gran variedad de estudios y trabajos de ingeniería petrolera. En principio se dispondrá de poca información por lo que los resultados serán de carácter limitado. A medida que se disponga de más información, principalmente proveniente de los pozos que se vayan perforando, los resultados serán más variados y tendrán mayor veracidad.

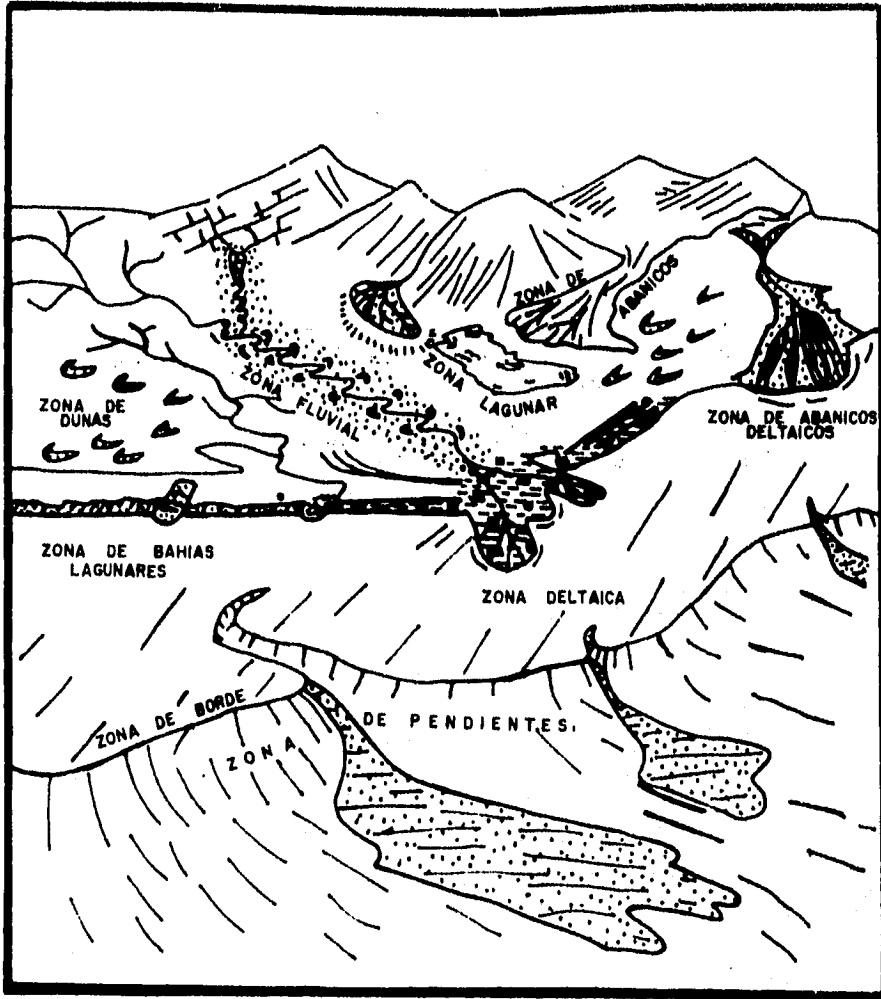






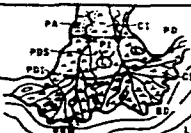
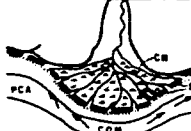
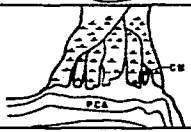
FIG. AD-1. Localización de los diferentes ambientes sedimentarios de terrigenos o zonas morfológicas. ^(AD-1)

Tabla. AD-1. Clasificación de los ambientes de depósito de terrígenos. (AD-1)

		A M B I E N T E S			M O D E L O S D E D E P O S I T O			
C O N T I N I E N T E	A L U V I A L (F L U V I A L)	ABANICOS	FLUJOS DE CORRIENTE	CANALES FLUJOS LAMINARES DEPOSITOS TRENZADOS		ABANICO ALUVIAL		
		ALUVIALES	FLUJOS VISCOSOS	FLUJOS DE DESPERDICIOS FLUJOS DE L O D O				
		CORRIENTES TRENZADAS		CANALES (VARIOS TAMAÑOS) BARRAS LONGITUDINALES TRANSVERSALES	CORRIENTES TRENZADAS			
		CORRIENTES SERPENTEANTES (VALLE ALUVIAL)	MEANDROS	CANALES BORDOS DE CANAL BARRAS DE MEDIA LUNA	CORRIENTES DE SERPENTEÓ			
			CUENCA DE INUNDACION	CORRIENTES, LAGOS Y PANTANOS				
		EDOLICO	DUNAS	DUNAS COSTERAS DUNAS DESERTICAS OTRAS DUNAS	T I P O S TRANSVERSALES L O N G I T U D I N A L E S B A R C H A S P A R A D O J I C A F R O N T A L E S	DUNAS COSTERAS		DUNAS DE DESIERTO




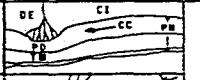

AA-ABANICO ALUVIAL, BC-BORDOS DE CANAL, BL-BARRAS LONGITUDINALES, BML-BARRAS DE MEDIA LUNA, ST-BARRAS TRANSVERSALES
 CI-CUENCA DE INUNDACION, CS-CORRIENTES SERPENTEANTES, CT-CORRIENTES TRENZADAS, RB-ROMPIENTO DE BORDOS
 SD-SEDIMENTOS DESPARRAMADOS

Tabla. AD-2. Clasificación de los ambientes de depósito de terrígenos. (AD-1)

A M B I E N T E S				M O D E L O S D E D E P O S I T O			
T R A N S I O N A L	D E L T A I C O	PLANICIE DELTAICA SUPERIOR	MEANDROS CUENCA DE INUNDACION	CANALES BORDOS DE CANAL BARRAS DE MEDIA LUNA CORRIENTES LAGOS Y PANTANOS		DELTA TIPO LOBULADO PIE DE PAJARO	
		PLANICIE DELTAICA INFERIOR	CANALES DISTRIBUTARIOS AREAS INTERDISTRIBUTARIAS	CANALES BORDOS DE CANAL PANTANOS, LAGOS, CANALES DE MAREA Y PLANICIES DE MAREA			DELTA TIPO ARQUEADO
		FRENTE DE DELTA	INTERNO EXTERNO	BARRAS DE DESEMBOCADURA PLATAFORMA DE MAREA			
		POCION DISTANTE					

BC-BARRAS COSTERAS, BD-BARRAS DE DESEMBOCADURA; CD-CANAL DISTRIBUTARIO, CI-CUENCA DE INUNDACION, CM-CANALES DE MAREA
 COM-CORRIENTES MARINAS; L-LAGOS DISTRIBUTARIOS; LE-LIMITE EXTERNO, LI-LIMITE INTERNO; PI-PANTANO INTERDISTRIBUTARIO
 PA-PLANICIE ALUVIAL, PCA-PLATAFORMA CONTINENTAL ANGOSTA, PD-PLANICIE DELTAICA, PDI-PLANICIE DELTAICA INFERIOR
 POM-PLANICIE DELTAICA MEDIA, PDS-PLANICIE DELTAICA SUPERIOR, PSM-POCION SUBACUOSA MARINA.

Tabla. AD-3. Clasificación de los ambientes de depósito de terrígenos. (AD-1)

A M B I E N T E S				M O D E L O S D E D E P O S I T O			
M A R I N O T R A N S I C I O N A L	C O S T E R O I N T E R D A L T I C O	P L A N I C I E C O S T E R A (S U B A E R E A L)	I S L A S D E B A R R E R A	B A R R E R A S , P L A Y A S , B A N C O S Y P L A N I C I E S , A B A N I C O S D E M A R E A		C O M P L E J O D E I S L A S D E B A R R E R A	
			P L A N I C I E S D E P L A Y A S A B A N D O N A D A S	P L A Y A S P L A N I C I E S D E M A R E A			
			M A R E A	P L A N I C I E S D E L Y A S D E M A R E A			
	S U B A C U S O	L A G U N A S	B A N C O S Y A R R E C I F E S		P L A N I C I E D E P L A Y A S A B A N D O N A D A S		
		C A N A L E S D E M A R E A E S T U A R I O S P E Q U E Ñ O S					
	M A R I N O S O M E R O	P L A T A F O R M A (N E R I T I C A)	I N T E R N O	B A N C O S		M A R I N O S O M E R O	
I N T E R M E D I O			S O M E R O S				
E X T E R N O			Y P R O F U N D O S				
M A R I N O P R O F U N D O	C A Ñ O N E S A B A N I C O S S U B M A R I N O S P E N D I E N T E Y A B I S A L T R I N C H E R A S Y G A R G A N T A S				M A R I N O P R O F U N D O		

A - ABISAL, AB - AMBIENTE MARINO, AS - ABANICO SUBMARINO; B - BAHIA, C - CONTINENTE, CC - CORRIENTE COSTERA, CI - COSTERO
 INYENDALTICO, CH - CANALES DE MAREA, CS - CAÑON SUBMARINO; D - DUMAS, DE - DELTAICO, DM - DELTA DE MAREA, L - LAGO
 LA - LAGUNA; MP - MORTICULOS DE PLATA, P - PANTANOS, PA - PROMONTORIOS DE ARENA, PC - PLATAFORMA CONTINENTAL
 PB - PRODELTA, PM - PLANICIE DE MAREA; PN - PLATAFORMA NERITICA; IS - ISLAS DE BARRERA, PL - PLANICIES DE LODOS
 TB - TURBIDITAS MARINAS; AL - ABANICO DE LAVADO

CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS

(Reservoir characterization)

Definición:

La caracterización de yacimientos petroleros es un conjunto de actividades enfocadas a determinar cualitativa y cuantitativamente rasgos, propiedades y parámetros propios de los yacimientos.

Equipo técnico

Para caracterizar un yacimiento en forma apropiada se requiere la participación, fundamentalmente, de profesionales de tres áreas técnicas: geólogos, geofísicos y petroleros. Estos especialistas se encargan de recopilar, analizar y procesar la información proveniente de diversas fuentes, así como de interpretar e integrar los resultados de sus estudios. Todas las actividades mencionadas deben realizarse siempre en forma combinada, es decir los profesionales deben trabajar en equipo.

Tipos de caracterización:

- Tomando en cuenta que un yacimiento está integrado por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos, deben realizarse las siguientes caracterizaciones:

Caracterización de la roca

La roca, que es el recipiente donde se almacenan los fluidos, debe ser caracterizada con base en el tipo de información que se toma en cuenta en el estudio.

1. Caracterización geológica.

Es un conjunto de actividades en las que se procesa, analiza e interpreta todo tipo de información geológica del subsuelo, para

establecer un modelo geológico que aporte información sobre características y parámetros del yacimiento, tales como: ambiente de depósito, tamaño y tipo de estructura, distribuciones litológicas, petrográficas y mineralógicas. En la Fig. CY-1 se muestra un ejemplo de caracterización geológica.

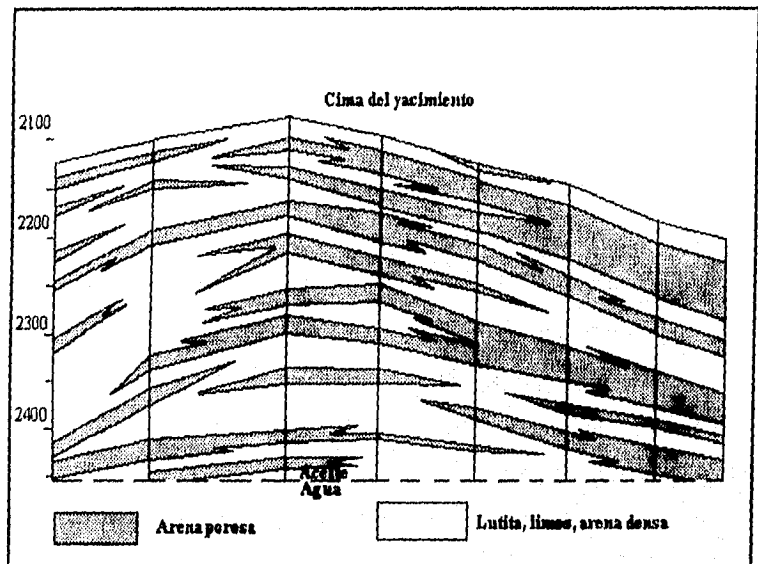


FIG. CY-1. Ejemplo de caracterización geológica.

2. Caracterización sísmica

Es un conjunto de actividades en las que se procesa, analiza e interpreta información proveniente de levantamientos sísmicos, Fig. CY-2, con la que se obtienen, principalmente, características geológicas del yacimiento: aspectos estructurales y estratigráficos, cambios de facies, zonas geopresionadas, entre otras. Con tal

información también se obtienen parámetros petrofísicos, como lo es la continuidad de estratos porosos, Fig. CY-1.

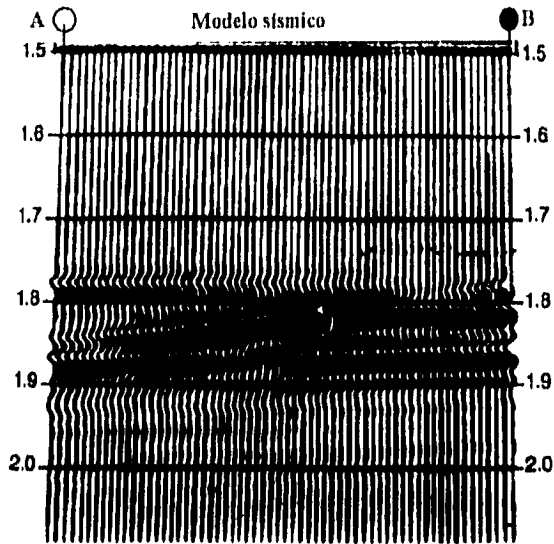


FIG. CY-2. Información sísmica.

3. Caracterización petrofísica

Es un conjunto de actividades en las que, en forma combinada, se procesa, analiza e integra información de muestras de roca, de registros geofísicos de pozos y de pruebas de presión, para determinar propiedades físicas del medio poroso, como son: la porosidad, la permeabilidad absoluta, la compresibilidad, así como aspectos texturales de la roca (tamaño, forma, clasificación y empacamiento de los granos). En la Fig. CY-3 se muestra un ejemplo.

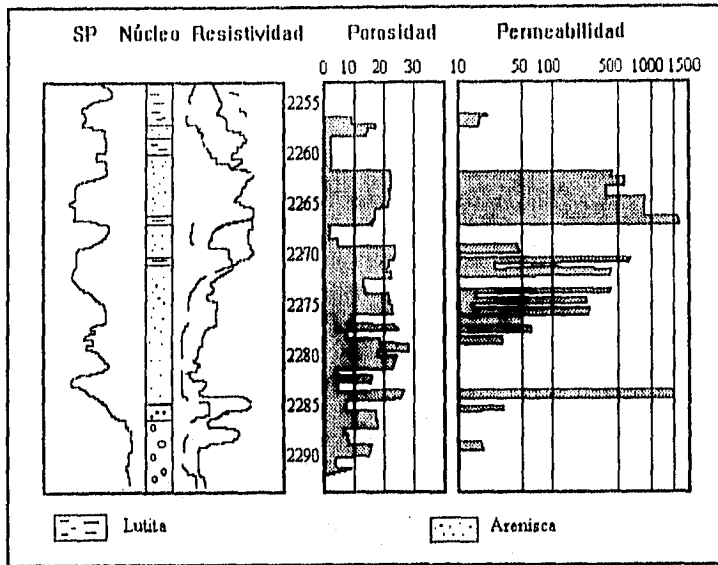


FIG. CY-3. Ejemplo de caracterización petrofísica.

Caracterización de fluidos

En un yacimiento petrolero se tiene dos tipos de fluidos: agua e hidrocarburos (aceite y/o gas), por lo tanto, deben hacerse caracterizaciones para cada uno de ellos.

1. Caracterización del agua

Es un conjunto de actividades en las que se obtiene, procesa, analiza e interpreta información proveniente principalmente de muestras de agua y de registros geofísicos de pozos, así como de correlaciones en las que se consideran propiedades del agua.

Las características del agua del yacimiento que principalmente se determinan son: tipo y cantidad de sales disueltas, densidad, pH, viscosidad, factor de volumen, resistividad, compresibilidad. En la

Fig. CY-4 se presenta la variación de la concentración de sales en el agua en función de la profundidad.

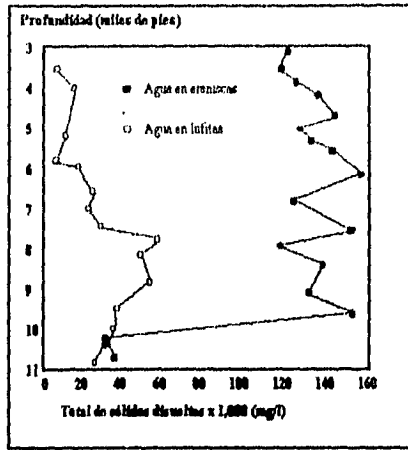


FIG. CY-4. Variación de la concentración de sales en el agua con respecto a la profundidad .

2. Caracterización de los hidrocarburos

Es un conjunto de actividades en las que se obtiene, procesa, analiza e interpreta información proveniente de muestras de hidrocarburos a nivel de laboratorio o de campo, así como de correlaciones en las que se consideran propiedades de los hidrocarburos. Algunas de las propiedades más importantes del aceite y del gas que normalmente se obtienen son: densidades, viscosidades, compresibilidades, factores de volumen en forma independiente y combinada, relación gas-aceite y presiones de burbujeo y de rocío. En la Fig. CY-5 se muestra un ejemplo de variación de las propiedades del aceite con respecto a la presión.

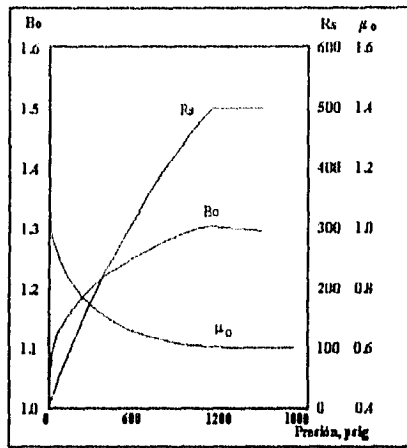


FIG. CY-5. Ejemplos de caracterización de los hidrocarburos.
 Bo, factor de volumen del aceite [m^3/m^3];
 Rs, solubilidad del gas [ft^3/bl];
 μ_o , viscosidad del aceite [cp].

Caracterización del sistema roca-fluidos

Es un conjunto de actividades en las que, en forma combinada, se obtiene, procesa, analiza e interpreta información proveniente de muestras de roca con sus fluidos saturantes y de los componentes en forma independiente, de registros geofísicos de pozos, de pruebas de formación y de variación de presión en pozos.

La caracterización del sistema roca-fluidos comprende, básicamente, la obtención de parámetros tales como: resistividades, permeabilidades efectivas y relativas, mojabilidad, comportamientos capilares, tensiones interfaciales, tensiones de adhesión.

- Las caracterizaciones pueden efectuarse a muy diversos volúmenes de roca,^(CY-3) de acuerdo con ésto se han propuesto las cuatro caracterizaciones siguientes:

Caracterización microscópica

Es la caracterización que se lleva a cabo a un volumen de roca muy pequeño, que contiene algunos cientos de granos. Para realizar esta caracterización generalmente se requieren muestras muy pequeñas de roca (láminas delgadas) y se usa algún tipo de microscopio. Se pueden hacer estimaciones respecto a: tamaño y geometría de las estructuras sólidas y porosas, distribución del material arcilloso, distribución de fluidos dentro de los poros. Como ejemplo se presenta la Fig. CY-6.

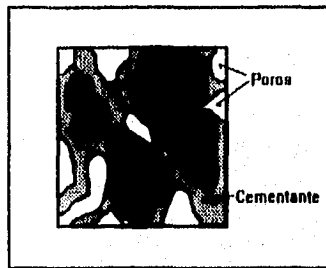


FIG. CY-6. Ejemplo de caracterización microscópica .

Caracterización mesoscópica

Es la caracterización que se realiza al volumen de roca inmediata al pozo y limitada verticalmente por alguna característica de pequeña escala, como pueden ser límites verticales de capa o cambio de estratificación. Los registros geofísicos de pozos son la fuente de información más común para efectuar caracterizaciones mesoscópicas, aunque también se utilizan muestras de roca (pequeñas o de diámetro completo) para poder obtener, por

tipos de litología, saturación de fluidos, echado de las capas, propiedades de los fluidos. En la Fig. CY-7, se muestra un ejemplo.

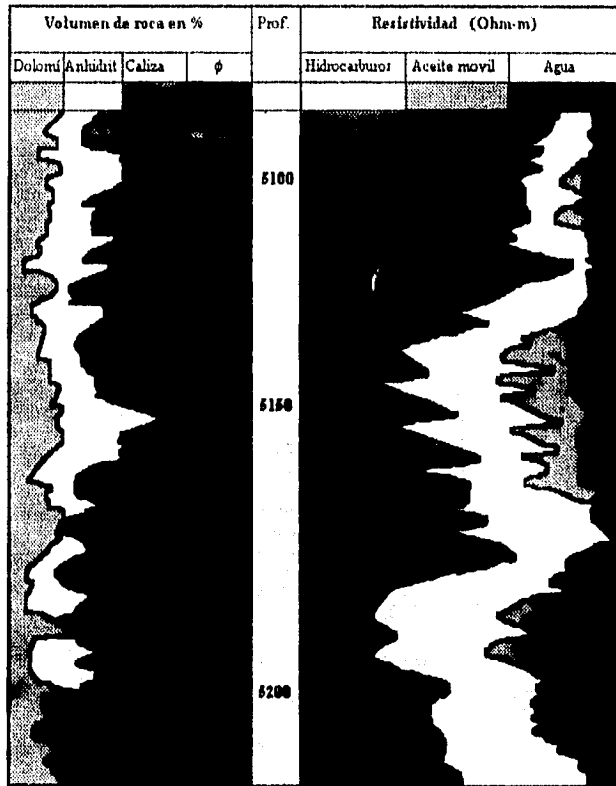


FIG. CY-7. Ejemplo de caracterización mesoscópica a partir de registros geofísicos.

Caracterización macroscópica

El volumen de roca considerado en este tipo de caracterización es el que se tiene entre dos pozos perforados, o sea en el espaciamiento entre pozos. Algunos ejemplos de la información que se obtiene con esta caracterización son los siguientes: continuidad de una formación y la variación de sus

características petrofísicas y geológicas (porosidad, permeabilidad, espesor de las capas, rasgos estructurales y estratigráficos).

Para realizar una caracterización macroscópica generalmente se utiliza información de pruebas de variación de presión en pozos y/o correlaciones geológico-petrofísicas entre pozos, Fig. CY-8.

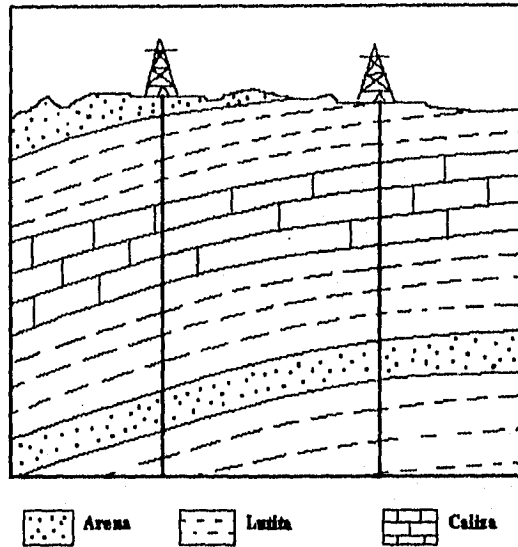


FIG. CY-8. Ejemplo de caracterización macroscópica .

Caracterización megascópica

En una caracterización megascópica se considera el volumen total del yacimiento o del campo. Se realiza con base en la información obtenida de correlaciones geológico-petrofísicas hechas en distintas direcciones y abarcando todo el campo. También se utiliza información sísmica y de algunos tipos de pruebas de variación de presión en pozos. Los resultados que se obtienen de la caracterización megascópica son, por ejemplo:

ambientes de depósito (origen del sedimento), tipos de trampas, discordancias, distribución de facies sedimentarias, densidad de fallamiento y fracturamiento de las formaciones y la orientación preferencial de los sistemas de fallas o de fracturas. En la Fig. CY-9 se presenta un ejemplo.

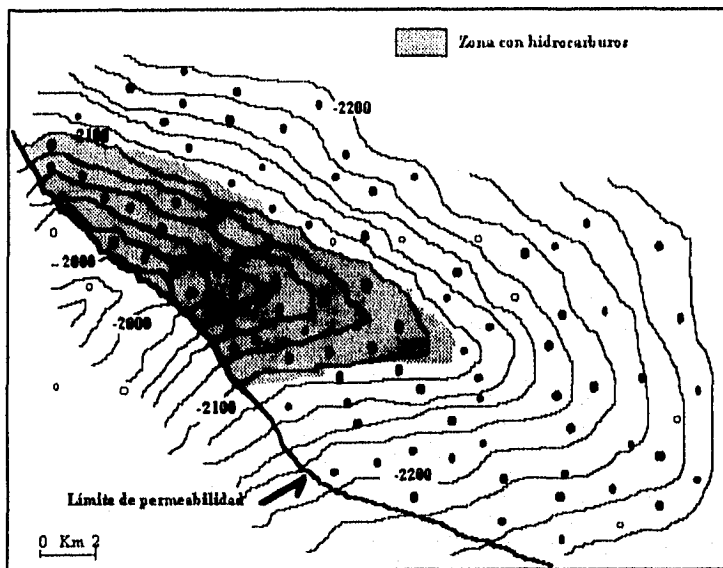


FIG. CY-9. Ejemplo de caracterización megascópica, plano de cimas.

COMPRESIBILIDAD (Compressibility)

Símbolo: c

Definición:

Es el cambio que experimenta un volumen unitario, con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

Expresión matemática:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T \quad (C-1)$$

En donde:

c = compresibilidad $[\text{kg/cm}^2]^{-1}$

V = volumen $[\text{m}^3]$.

$\left(\frac{dV}{dP} \right)_T$ = variación del volumen $[\text{m}^3]$ con respecto a la variación de la presión $[\text{kg/cm}^2]^{-1}$.

Unidades:

La compresibilidad tiene las unidades del inverso de la presión, por ejemplo: $[\text{kg/cm}^2]^{-1}$, $[\text{lb/pg}^2]^{-1}$, $[\text{atm}]^{-1}$

Formas de obtención:

Ver las partes correspondientes a compresibilidades de los poros, de la roca y de los sólidos.

Aplicaciones principales:

- Estimar valores de propiedades de roca y de fluidos a condiciones de yacimiento a partir de datos obtenidos en laboratorio a condiciones atmosféricas.
- Conocer la variación de un volumen de roca, de sólidos o de poros al someterse a cambios de presión.

- Conocer la variación de un volumen de fluidos (agua, aceite o gas), al someterse a cambios de presión.
- Obtener otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

En un sistema roca-fluidos de un yacimiento se originan cambios en los volúmenes de todos los componentes del yacimiento debido al abatimiento de presión que se tiene al extraer los fluidos, por lo que deben ser estimados esos cambios de volumen para cada uno de los componentes en particular (sólidos, poros, agua, aceite, gas) y en conjunto (roca y roca-fluidos).

La compresibilidad es una característica importante en la explotación de hidrocarburos, ya que es el mecanismo principal de empuje de los yacimientos bajosaturados (ver *YACIMIENTO BAJOSATURADO*), en el periodo de bajosaturación

Sobre la roca de un yacimiento actúa una presión externa, llamada presión de sobrecarga, P_{ob} , debida al peso de la columna geológica que sobreyace y una presión interna denominada presión de poro, P_p , que corresponde a la presión de los fluidos, la que a su vez es la presión del yacimiento. La presión externa siempre es mayor que la interna y a la diferencia de ambas se le conoce como presión efectiva o neta, P_e :

$$P_e = P_{ob} - P_p$$

A medida que se explota un yacimiento la presión interna disminuye manteniéndose constante la presión externa lo cual origina que la presión efectiva aumente. Estos cambios de presión originan variaciones en las propiedades petrofísicas, propiciando un mecanismo natural de explotación comunmente llamado "empuje por expansión del sistema roca-fluidos".

COMPRESIBILIDAD DE LOS POROS **(Pore compressibility)**

Símbolo: c_p

Definición:

Es el cambio que tiene un volumen unitario de poros, con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

Expresión matemática:

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad (CP-1)$$

c_p = compresibilidad de los poros $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$

V_p = volumen de poros $[\text{m}^3]$

$\left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T$ = variación del volumen de poros con respecto a la variación de la presión, a temperatura constante $[\text{m}^3/(\text{kg}/\text{cm}^2)]^{-1}$.

Unidades:

La compresibilidad de los poros tiene las unidades del inverso de la presión, por ejemplo: $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$, $[\text{lb}/\text{pg}^2]^{-1}$, $[\text{atm}]^{-1}$

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Básicamente existen dos formas de obtener la compresibilidad de los poros:

1. Manteniendo constante la presión interna o de los poros y la temperatura y variando la presión externa.

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva (ver *POROSIDAD EFECTIVA*). Se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una comunicación entre los

poros y el exterior y se satura 100% con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra forrada y saturada se coloca en un equipo de alta presión externa y se controla la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento, Fig. CP-1.

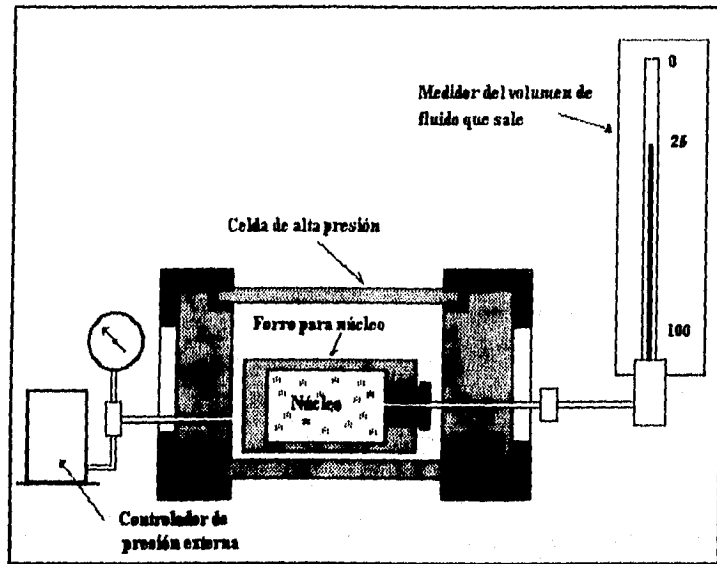


FIG. CP-1. Equipo para medir la compresibilidad de los poros a temperatura atmosférica.^(CP-1)

La presión hidrostática fuera del núcleo se incrementa por etapas hasta alcanzar la presión de sobrecarga (ver *PRESION DE SOBRECARGA*), o sea la presión externa a la que estaba sometida la muestra en el yacimiento, manteniendo la presión interna constante e igual a la atmosférica. Para cada etapa de incremento de presión externa, se determina la cantidad de líquido que queda en la muestra con base en el volumen inicial de líquido en la muestra y la cantidad de líquido que sale. Con esta información se construye una gráfica que indica la variación del volumen de poros con respecto a la

presión externa o de sobrecarga, Fig. CP-2. A partir de esta gráfica y aplicando la ecuación CP-2, se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de los poros con respecto a la presión externa, Fig. CP-3.

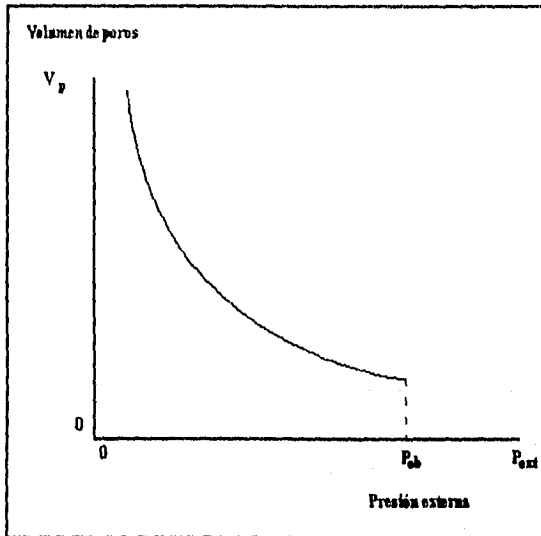


FIG. CP-2. Variación del volumen de poros con respecto a la presión externa.

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP_{ext}} \right)_{T,P_i} \quad (CP-2)$$

En donde:

$\left(\frac{dV_p}{dP_{ext}} \right)_{T,P_i}$ = variación del volumen de poros con respecto a la variación de la presión externa, a temperatura y presión interna constantes, $[m^3/(kg/cm^2)]^{-1}$.

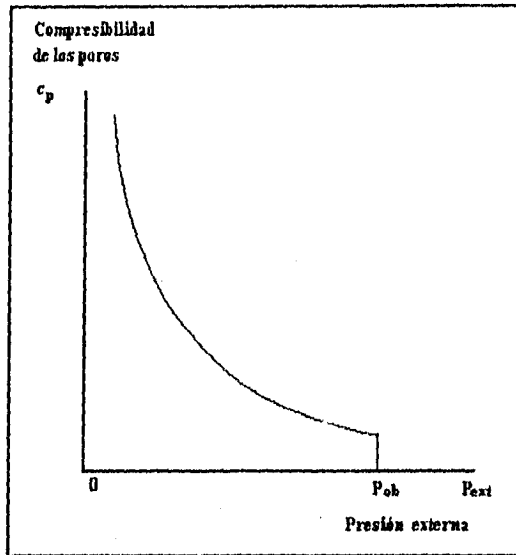


FIG. CP-3. Variación de la compresibilidad de los poros con respecto a la presión externa.

2. Manteniendo constante la presión externa y la temperatura y variando la presión interna

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva (ver *POROSIDAD EFECTIVA*). Se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una comunicación entre los poros y el exterior, y se satura 100% con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra se coloca en un equipo para proporcionar valores altos de presiones externa e interna, controlando la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento, Fig. CP-4.

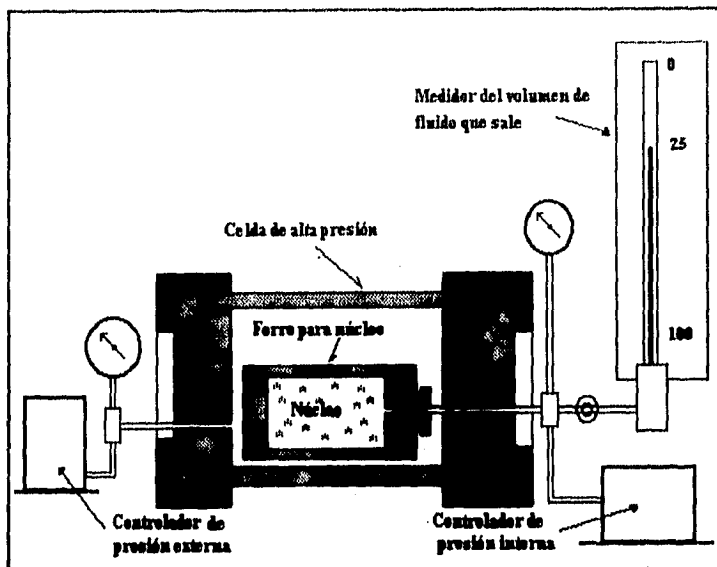


FIG. CP-4. Equipo para medir la compresibilidad de los poros a temperatura atmosférica. ^(CP-1)

La presión hidrostática externa se eleva hasta la presión de sobrecarga (ver **PRESION DE SOBRECARGA**), o sea la presión externa a la que estaba sometida la muestra en el yacimiento, y al mismo tiempo se eleva la presión interna hasta la presión del yacimiento. Manteniendo la presión externa constante, se abate por etapas la presión interna y se determina para cada una de ellas la cantidad de líquido que queda en la muestra, con base en el volumen inicial de líquido en la muestra y la cantidad de líquido que sale. Con esta información se construye una gráfica que indica la variación del volumen de poros con respecto a la presión interna o del yacimiento, Fig. CP-5. A partir de esta gráfica y aplicando la ecuación CP-3, se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de los poros con respecto a la presión interna Fig. CP-6.

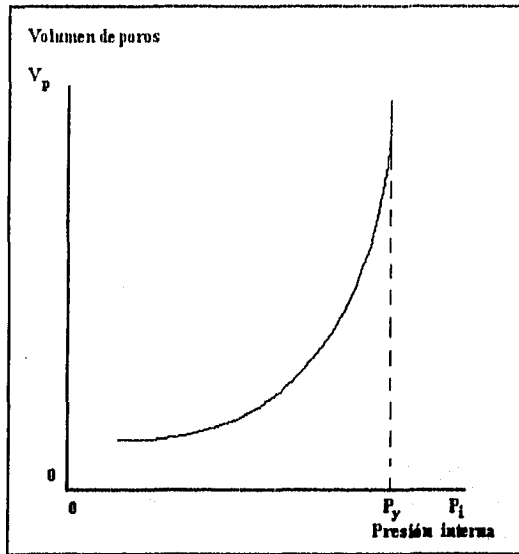


FIG. CP-5. Variación del volumen de poros con respecto a la presión interna.

$$c_p = \frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP_i} \right)_{T, P_{e,d}} \quad (CP-3)$$

En donde:

$\left(\frac{dV_p}{dP_i} \right)_{T, P_{e,d}}$ = variación del volumen de poros con respecto a la variación de la presión interna, a temperatura y presión externa constantes, $[m^3/(kg/cm^2)]^{-1}$.

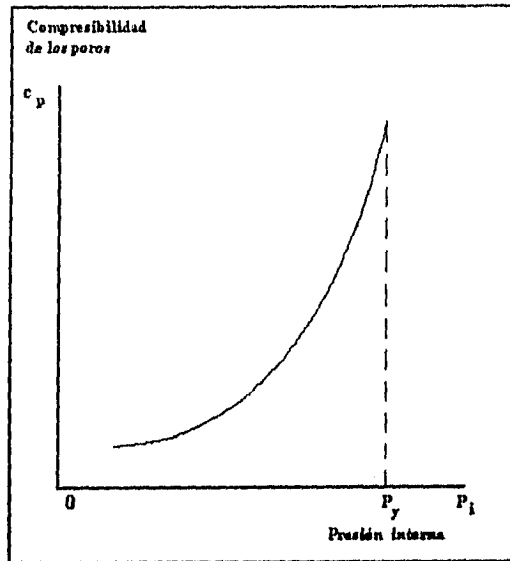


FIG. PC-6. Variación de la compresibilidad de poros con respecto a la presión interna.

- Indirectamente.

A partir de correlaciones establecidas experimentalmente para diferentes tipos de roca.

Aplicaciones principales:

- Conocer el volumen de poros del yacimiento durante su explotación.
- Conocer la variación de la porosidad debido a los abatimientos de presión.
- Obtener otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

Las variaciones del volumen de poros y de la compresibilidad de los poros también se pueden expresar en función de la presión efectiva: $P_e = P_{ob} - P_p$.

Las gráficas presentadas en el primer procedimiento descrito para obtener la

compresibilidad de los poros son un ejemplo, ya que la presión interna es constante e igual a la presión atmosférica.

Los valores del volumen de poros y de la compresibilidad de poros disminuyen notablemente para valores bajos de presión efectiva, o sea, valores altos de presión interna. La disminución se reduce gradualmente hasta alcanzar valores constantes, a presiones efectivas altas o presiones de poro bajas.

COMPRESIBILIDAD DE LOS SÓLIDOS **(Solids compressibility)**

Símbolo: c_s

Definición:

Es el cambio que tiene un volumen unitario de sólidos, al haber un cambio unitario de presión, a temperatura constante.

Expresión matemática:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{dP} \right)_T \quad (CS - 1)$$

En donde:

c_s = compresibilidad de los sólidos $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$

V_s = volumen de sólidos $[\text{m}^3]$

$\left(\frac{dV_s}{dP} \right)_T$ = variación del volumen de poros con respecto a la variación

de la presión, a temperatura constante $[\text{m}^3/(\text{kg}/\text{cm}^2)]^{-1}$.

Unidades:

La compresibilidad de los sólidos tiene las unidades del inverso de la presión, por ejemplo: $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$, $[\text{lb}/\text{pg}^2]^{-1}$, $[\text{atm}]^{-1}$

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva (ver *POROSIDAD EFECTIVA*), se satura 100% con un líquido que no reaccione con los sólidos y se coloca en un equipo de alta presión, previamente calibrado por deformación (cambios de volumen debidos a cambios de presión), controlando la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento.

La presión hidrostática se eleva por etapas hasta tener una presión en los sólidos de la muestra igual a la presión del yacimiento, que es la máxima presión a la que están sometidos los sólidos en el yacimiento. Se determina, para cada etapa de incremento de presión, la reducción del volumen de sólidos a partir del volumen inicial de sólidos de la muestra y del volumen de fluido inyectado, V_{fi} , para aumentar la presión, corrigiendo por deformación del equipo, aspecto obtenido con la calibración mencionada, Fig. CS-1.

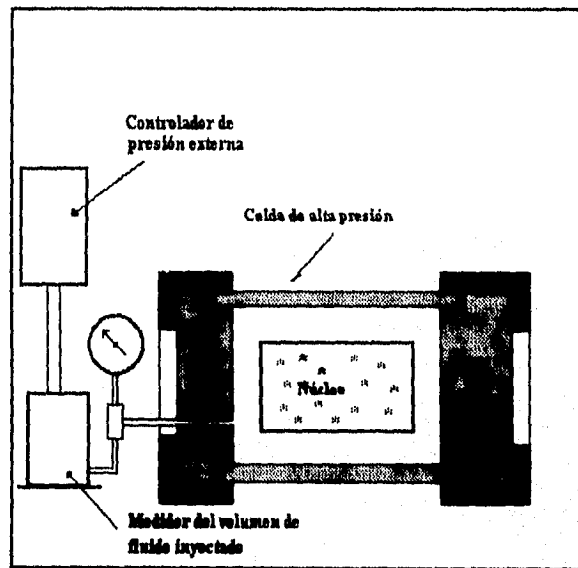


FIG. CS-1. Equipo para medir la compresibilidad de los sólidos a temperatura atmosférica.

Con estos datos se determina el volumen de sólidos correspondiente a cada presión, y se construye una gráfica que indica la variación del volumen de sólidos con respecto a la presión, Fig. CS-2. A partir de esta gráfica y aplicando la ecuación CS-1, se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de los sólidos con respecto a la presión, Fig. CS-3.

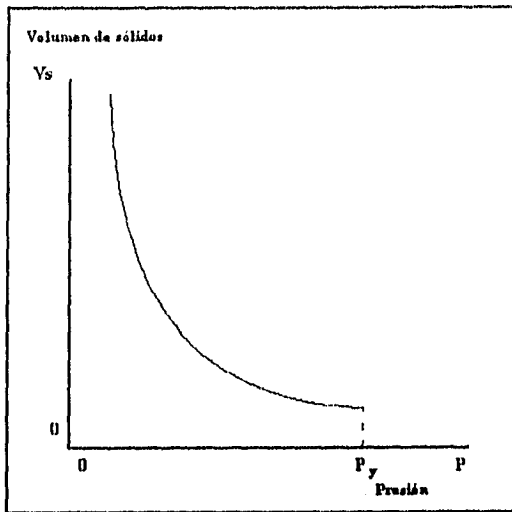


FIG. CS-2. Variación del volumen de sólidos con respecto a la presión.

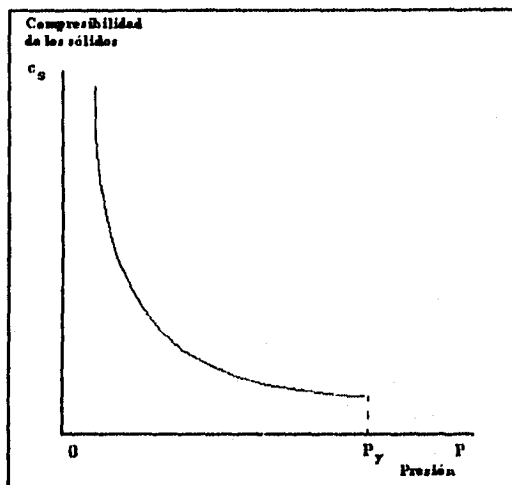


FIG. CS-3. Variación de la compresibilidad de los sólidos con respecto a la presión

- Indirectamente.

A partir de correlaciones establecidas experimentalmente para diferentes tipos de roca.

Aplicaciones principales:

- Conocer las variaciones de los parámetros que dependen del volumen de sólidos: volumen de poros, volumen de roca, porosidad.

Comentarios:

Esta compresibilidad es importante en la explotación de los hidrocarburos, sobre todo en la etapa de bajosaturación ($P_b < P_y < P_{yi}$).

La compresibilidad de los sólidos depende de la composición mineralógica de los mismos.

COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA **(Bulk compressibility)**

Símbolo: c_r

Definición:

Es el cambio que tiene un volumen unitario de roca, con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

Expresión matemática:

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{dV_r}{dP} \right)_T \quad (CR-1)$$

En donde:

c_r = compresibilidad de la roca $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$

V_r = volumen de roca $[\text{m}^3]$

$\left(\frac{dV_r}{dP} \right)_T$ = variación del volumen de roca con respecto a la variación

de la presión, a temperatura constante $[\text{m}^3/(\text{kg}/\text{cm}^2)]^{-1}$.

Unidades:

La compresibilidad de la roca tiene las unidades del inverso de la presión, por ejemplo: $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$, $[\text{lb}/\text{pg}^2]^{-1}$, $[\text{atm}]^{-1}$

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Básicamente existen tres formas de obtener la compresibilidad de la roca:

1. Roca saturada con líquido a presión interna constante.

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva (ver **POROSIDAD EFECTIVA**), se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico,

neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una salida para introducir o drenar algún fluido de los poros, y se satura 100% con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra forrada y saturada se coloca en un equipo de alta presión, previamente calibrado por deformación (cambios de volumen debidos a cambios de presión) y se controla la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento, Fig. CR-1.

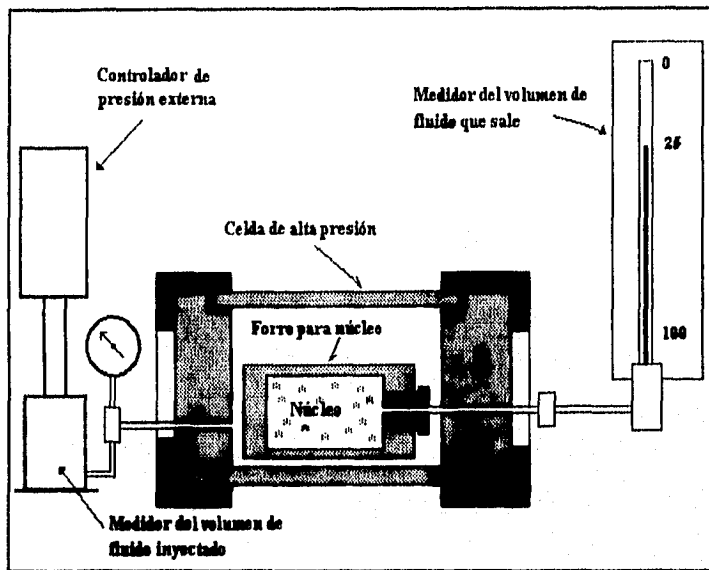


FIG. CR-1. Equipo para medir la compresibilidad de la roca a temperatura atmosférica.

La presión hidrostática fuera del núcleo se incrementa por etapas hasta alcanzar la presión de sobrecarga (ver *PRESION DE SOBRECARGA*), mientras que la presión interna permanece constante e igual a la atmosférica. Se determina para cada etapa de incremento de presión externa la reducción del volumen de roca a partir del volumen de fluido inyectado, V_{ii} , para aumentar

la presión, corrigiéndolo por el efecto de deformación del equipo, Fig. CR-2, y tomando en cuenta el volumen de roca inicial, sin presión externa. Con estos datos se determina el volumen de roca correspondiente a cada presión externa y se construye una gráfica de variación de volumen de roca con respecto a la presión externa, como la de la Fig. CR-3. Con base en esta gráfica y aplicando la ecuación CR-2, se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de la roca con respecto a la presión externa, Fig. CR-4.

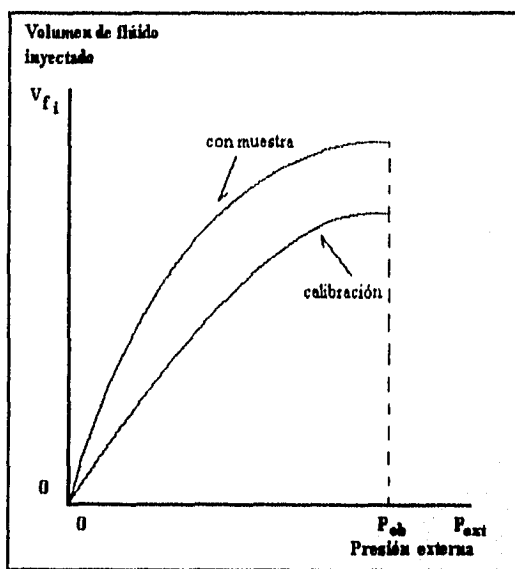


FIG. CR-2. Variación del volumen de fluido inyectado, para calibración y para muestra, con respecto a la presión.

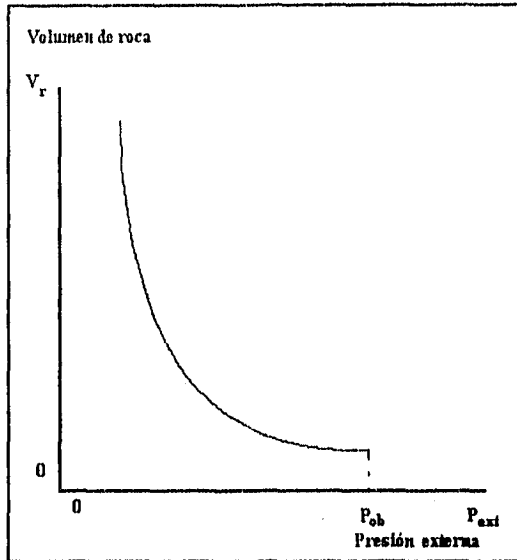


FIG. CR-3. Variación del volumen de roca con respecto a la presión externa.

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{dV_r}{dP_{ext}} \right)_{T, P_i} \quad (CR-2)$$

En donde:

c_r = compresibilidad de la roca $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$

V_r = volumen de roca $[\text{m}^3]$

$\left(\frac{dV_r}{dP_{ext}} \right)_{T, P_i}$ = variación del volumen de roca con respecto a la variación

de la presión externa, a temperatura y presión interna constantes,

$[\text{m}^3/(\text{kg}/\text{cm}^2)]^{-1}$.

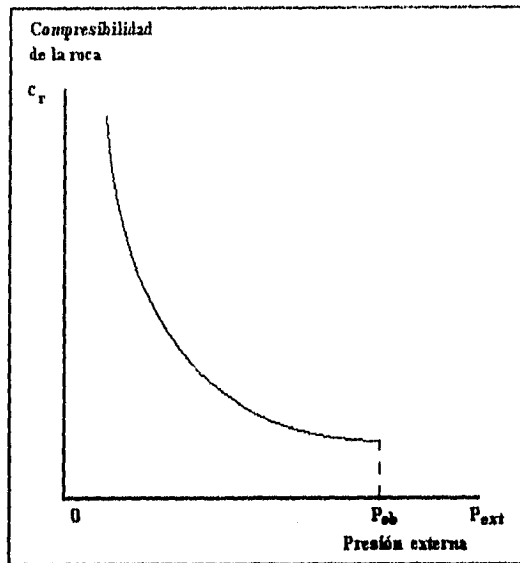


FIG. CR-4. Variación de la compresibilidad de la roca con respecto a la presión externa

2. Roca saturada con gas, a presión interna constante.

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva (ver *POROSIDAD EFECTIVA*), se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre) sin dejar salida para el aire contenido en los poros. Se coloca la muestra forrada en un equipo de alta presión, previamente calibrado por deformación (cambios de volumen debidos a cambios de presión) y se controla la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento, Fig. CR-5.

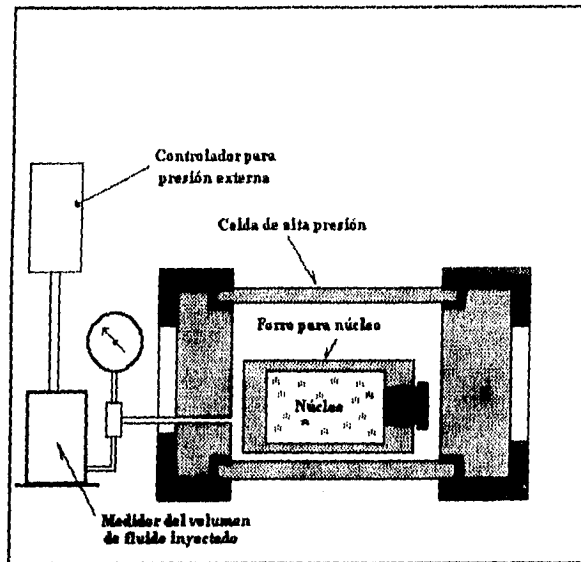


FIG. CR-5. Equipo para medir la compresibilidad de la roca a temperatura atmosférica.

La presión hidrostática, fuera del núcleo, se incrementa por etapas hasta alcanzar la presión de sobrecarga (ver *PRESION DE SOBRECARGA*). Se determina para cada etapa de incremento de presión externa la reducción del volumen de roca a partir del volumen de fluido inyectado, V_{fi} , para incrementar la presión, corrigiéndolo por efecto de deformación del equipo, Fig. CR-2, y tomando en cuenta el volumen de roca inicial, sin presión externa. Con estos datos se determina el volumen de roca correspondiente a cada presión externa con lo cual se puede preparar la gráfica de la Fig. CR-3. A partir de esta gráfica y aplicando la ecuación CR-2, se obtiene la gráfica de variación de compresibilidad de roca con respecto a la presión externa, Fig. CR-4.

3. Roca saturada con líquido, a presión externa constante.

A una muestra de roca con geometría regular, generalmente cilíndrica, limpia y seca, se le mide su porosidad efectiva (ver *POROSIDAD EFECTIVA*), se forra perfectamente bien con un material resistente y elástico (plástico, neopreno, lámina delgada de cobre), dejando una salida para los fluidos de los poros y se satura 100% con un líquido que no reaccione con los sólidos. La muestra forrada y saturada se coloca en un equipo para proporcionar valores altos de presiones externa e interna, controlando la temperatura al valor deseado, ya sea temperatura atmosférica o temperatura de yacimiento, Fig. CR-6.

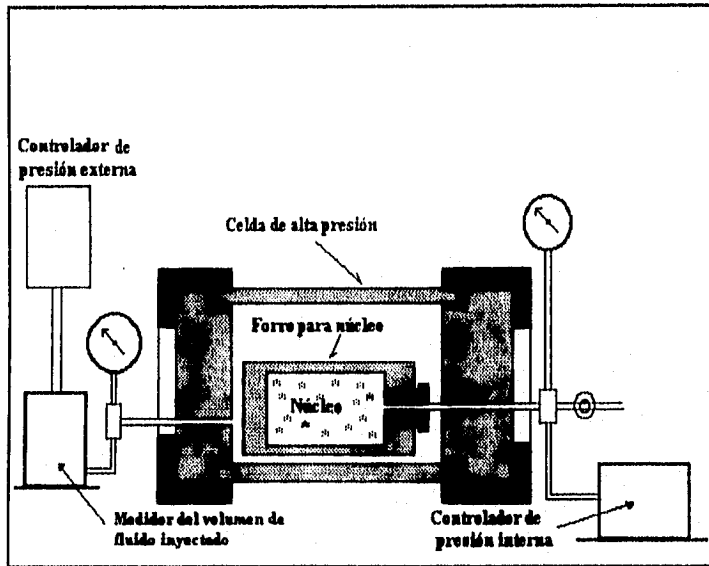


FIG. CR-6. Equipo para medir la compresibilidad de la roca a temperatura atmosférica.

La presión hidrostática externa se eleva hasta la presión de sobrecarga (ver *PRESION DE SOBRECARGA*), o sea la presión externa a la que estaba sometida la muestra en el yacimiento, y al mismo tiempo se eleva la presión

interna hasta la presión del yacimiento. Manteniendo la presión externa constante se abate por etapas la presión interna y se determina la reducción del volumen de roca con el volumen de líquido que se introduce al sistema para mantener constante la presión externa, haciendo las correcciones necesarias debido a la deformación del equipo (calibración). Con estos datos y tomando en cuenta el volumen de roca inicial, sin presión externa, se obtiene una gráfica de volumen de roca con respecto a la presión interna, Fig. CR-7, y la compresibilidad de la roca se determina con pendientes calculadas de esta figura y aplicando la ecuación CR-3. Tal parámetro se relaciona con la presión correspondiente y se define la gráfica de la Fig. CR-8.

$$c_r = \frac{1}{V_r} \left(\frac{dV_r}{dP_i} \right)_{T, P_{ext}} \quad (CR-3)$$

En donde:

c_r = compresibilidad de la roca $[(\text{kg}/\text{cm}^2)]^{-1}$

V_r = volumen de roca $[\text{m}^3]$

$\left(\frac{dV_r}{dP_i} \right)_{T, P_{ext}}$ = variación del volumen de roca con respecto a la variación

de la presión interna, a temperatura y presión externa constantes,

$[(\text{m}^3/(\text{kg}/\text{cm}^2))]^{-1}$.

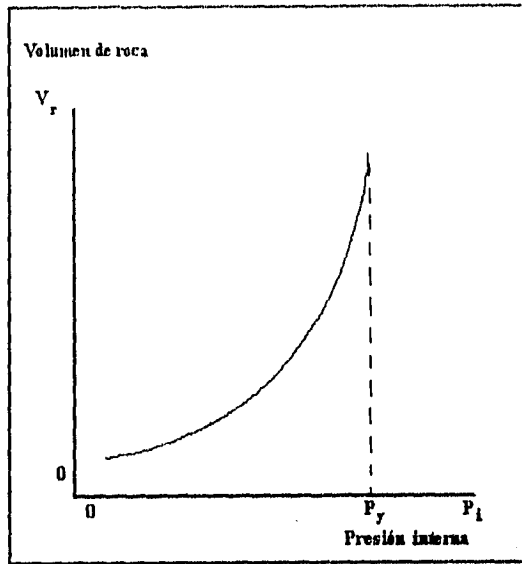


FIG. CR-7. Variación del volumen de roca con respecto a la presión interna.

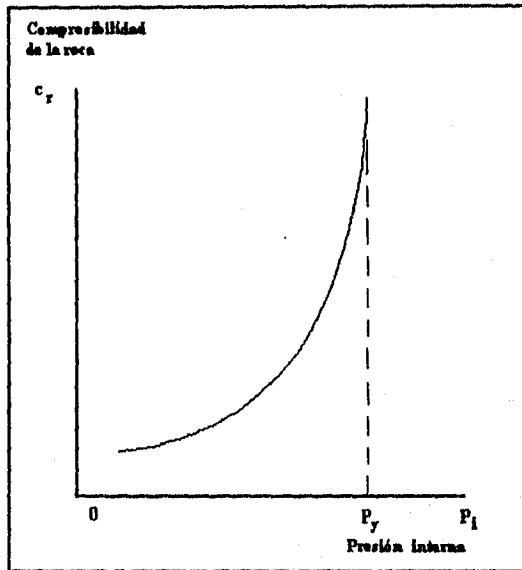


FIG. CR-8. Variación de la compresibilidad de la roca con respecto a la presión interna

- Indirectamente.

A partir de correlaciones establecidas experimentalmente para diferentes tipos de roca.

Aplicaciones principales:

- Conocer la variación de la porosidad debido a los abatimientos de presión interna al explotar el yacimiento.
- Obtener otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

De los tres procedimientos mencionados anteriormente para medir la compresibilidad de la roca, el tercero es el que más se aproxima a lo que sucede en el yacimiento al producir los hidrocarburos.

COMPRESIBILIDAD DEL GAS **(Gas compressibility)**

Símbolo: c_g

Definición:

Es el cambio que experimenta un volumen unitario de gas con respecto a la variación unitaria de presión, manteniendo la temperatura constante.

Expresión matemática:

$$c_s = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{dV_g}{dP} \right)_T \quad (CG-1)$$

En donde:

c_g = compresibilidad del gas [kg/cm^2]⁻¹

V_g = volumen de gas [m^3]

$\left(\frac{dV_g}{dP} \right)_T$ = variación de volumen de gas, con respecto a la variación unitaria de presión, a temperatura constante [$\text{m}^3 / (\text{kg}/\text{cm}^2)$].

Para un gas ideal:

$$c_s = \frac{1}{P} \quad (CG-2)$$

En donde:

c_g = compresibilidad del gas [kg/cm^2]⁻¹.

P = presión a la que está sometido el sistema gaseoso [kg/cm^2]

Para un gas real:

$$c_s = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dP} \right)_T \quad (CG-3)$$

En donde:

c_g = compresibilidad del gas $[\text{kg/cm}^2]^{-1}$

P = presión a la que está sometido el sistema gaseoso $[\text{kg/cm}^2]$

Z = factor de compresibilidad del gas [adimensional]

$\left(\frac{dZ}{dP}\right)_T$ = variación del factor de desviación del gas con respecto a la

variación unitaria de presión, a temperatura constante

$[\text{kg/cm}^2]^{-1}$.

Unidades:

La compresibilidad del gas se expresa en $[\text{kg/cm}^2]^{-1}$, $[\text{lb/pg}^2]^{-1}$ o $[\text{atm}]^{-1}$.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de gas.

Un volumen conocido de gas se coloca en una celda de análisis PVT, previamente calibrada por deformación de equipo debido a cambios de presión y de temperatura.

El sistema se lleva a la temperatura de interés y se mantiene constante. Se eleva la presión, por etapas, sobre la muestra de gas, reduciendo el volumen del gas. Para cada etapa de incremento de presión se determina el cambio en el volumen de la muestra. Con esta información se puede hacer una gráfica de volumen de gas contra presión. A partir de esta gráfica se obtienen pendientes y aplicando la ecuación CG-1 se calcula la compresibilidad del gas a varias presiones.

- Indirectamente.

La compresibilidad de un gas real, como lo es un componente puro o una mezcla de hidrocarburos gaseosos, se puede obtener por medio de alguna de las siguientes ecuaciones.

1. Para un componente puro, en función del factor de compresibilidad, Z , y de las condiciones de presión y temperatura, se aplica la ecuación CG-3. En la curva del factor de desviación, Z , para la temperatura a la cual se quiere conocer la compresibilidad del gas, se toman valores de Z para distintas presiones. En estos puntos se determina la pendiente de la curva, Fig. CG-1. Para cada valor de presión seleccionado y sus respectivos valores de Z y de pendiente de la curva (dZ/dP) se aplica la ecuación CG-3, obteniéndose los correspondientes valores de compresibilidad del gas.

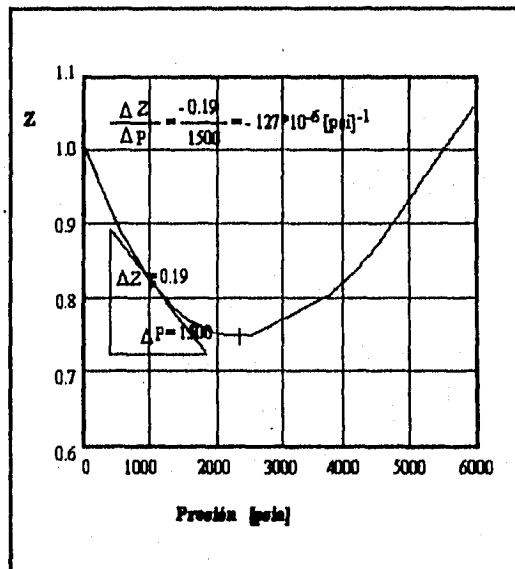


FIG. CG-1. Variación del factor de compresibilidad del gas con respecto a la presión.

2. Para un componente puro, en función del factor de desviación, Z , y de las condiciones de presión y temperatura reducidas.

Con base en la ecuación CG-4 y aplicando el método de Trube, la compresibilidad de un gas se puede obtener en función de la compresibilidad reducida, ecuación CG-5. Para este cálculo se utilizan las gráficas de la Figs. CG-2, CG-3 y CG-4.

$$c_r P_c = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dP_r} \right)_{T_r} \quad (CG-4)$$

$$c_r = \frac{c_g}{P_c} \quad (CG-5)$$

En donde:

c_g = compresibilidad del gas [kg/cm^2]⁻¹

c_r = compresibilidad reducida del gas [adimensional]

P = presión a la que está sometido el sistema gaseoso [kg/cm^2]

P_c = presión crítica [kg/cm^2]

Z = factor de compresibilidad del gas [adimensional]

$\left(\frac{dZ}{dP_r} \right)_{T_r}$ = variación del factor de desviación del gas con respecto a la variación de la presión reducida, a temperatura reducida constante, [adimensional].

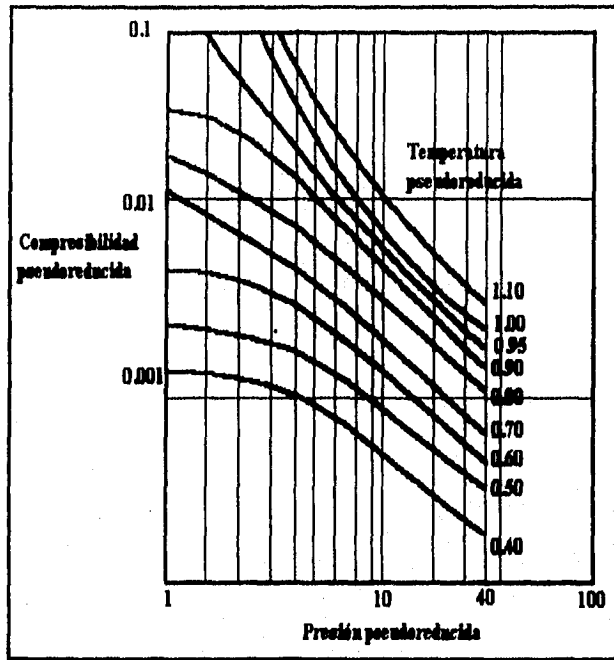


FIG. CG-2 Variación de las compresibilidades pseudo-reducidas con respecto a la presión pseudo-reducida. (CG-1)

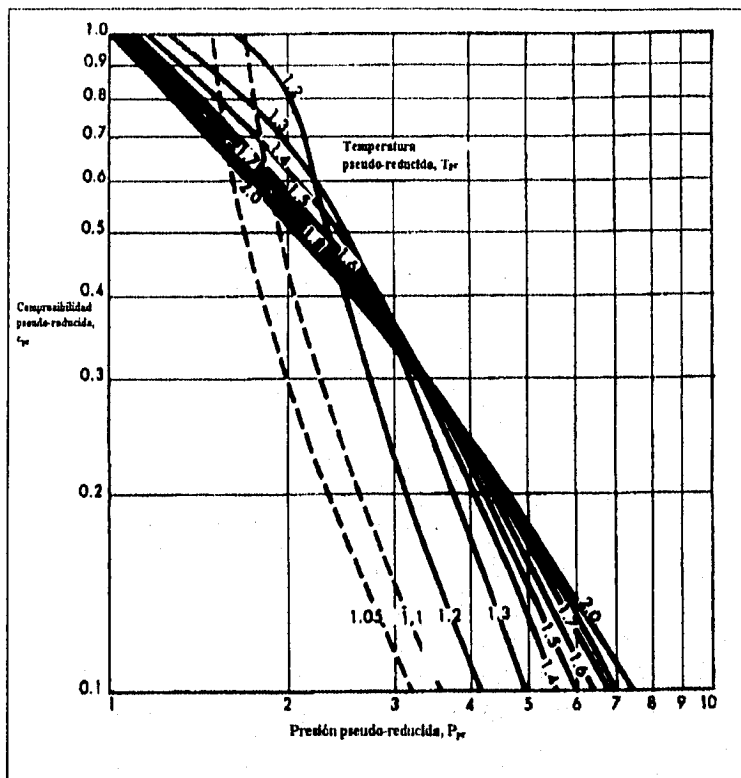


FIG. CG-3. Variación de las compresibilidades pseudo-reducidas.^(CG-1)

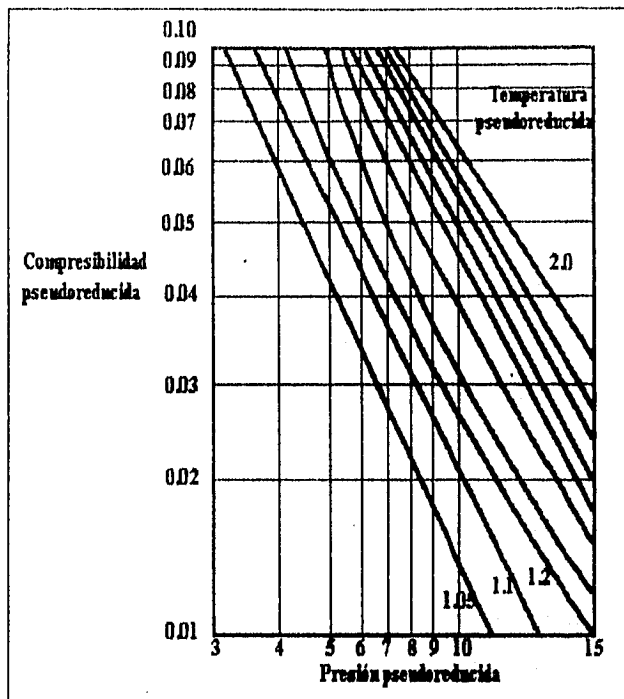


FIG. CG-4. Variación de las compresibilidades pseudo-reducidas.^(CG-1)

3. Para una mezcla de hidrocarburos, en función del factor de desviación, Z , y de las condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas.

En este caso la compresibilidad del gas se obtiene a partir de la ecuación CG-6 y considerando la propuesta de Trube se obtiene la compresibilidad del gas en función de la compresibilidad pseudo-reducida.

$$c_g P_{pc} = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dP_{pr}} \right)_{T_p} \quad (CG-6)$$

$$c_g = \frac{c_{pr}}{P_{pr}} \quad (CG-7)$$

En donde:

c_g = compresibilidad del gas [kg/cm^2]⁻¹

c_{pr} = compresibilidad pseudo-reducida del gas [adimensional]

P = presión a la que está sometido el sistema gaseoso [kg/cm^2]

P_{pc} = presión pseudo-crítica [kg/cm^2]

Z = factor de compresibilidad del gas [adimensional]

$\left(\frac{dZ}{dP_{pr}} \right)_{T_p}$ = variación del factor de volumen del gas con respecto a la

variación de la presión pseudo-reducida, a temperatura pseudo-reducida constante [adimensional].

Aplicaciones principales:

- Conocer los cambios de volumen de un gas al cambiar la presión.
- Conocer la compresibilidad total del sistema roca-fluidos.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

La compresibilidad de una mezcla gaseosa depende de su composición, y de las condiciones de temperatura y presión a la que esté sometida. La compresibilidad de un gas es mucho mayor que la compresibilidad de un líquido.

Para determinar la compresibilidad de un gas por métodos indirectos se utilizan normalmente los parámetros que a continuación se describen:

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD o factor de desviación de un gas, Z . Este factor se define como la relación entre el volumen de gas realmente ocupado por un gas a ciertas condiciones de presión y temperatura, V_r , y el volumen que ocuparía ese gas a tales condiciones de presión y temperatura si fuera ideal, V_i , Fig. CG-5.

$$Z = \frac{V_r}{V_i} \quad (CG-8)$$

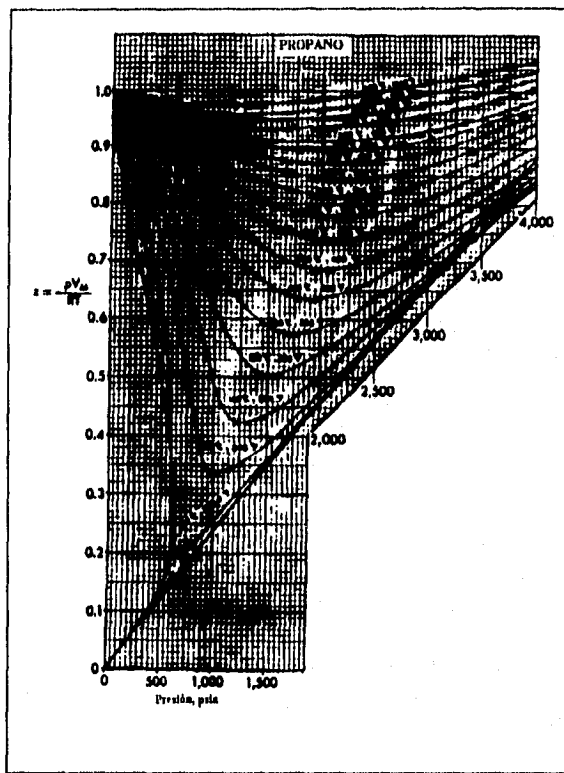


FIG. CG-5. Factor de compresibilidad para un componente puro. (CG-2)

PRESION Y TEMPERATURA CRITICAS (P_c y T_c), son las condiciones en las que todas las propiedades de las fases gaseosa y líquida, coexistentes en un sistema de hidrocarburos, son idénticas.

PRESION Y TEMPERATURA REDUCIDAS (P_r y T_r), se definen como las relaciones entre las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra un sistema de hidrocarburos y las condiciones de presión y temperatura críticas de tal sistema.

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad y \quad T_r = \frac{T}{T_c} \quad (CG-9)$$

PRESION Y TEMPERATURA PSEUDO-CRITICAS (P_{pc} y T_{pc}), son valores de presión y temperatura críticas ficticios, atribuidos a un sistema multicomponente para que los estados reducidos de PVT del sistema conformen los estados reducidos de los gases puros.

$$P_{pc} = \sum Z_j P_{c_j} \quad y \quad T_{pc} = \sum Z_j T_{c_j} \quad (CG-10)$$

PRESION Y TEMPERATURA PSEUDO-REDUCIDAS (P_{pr} y T_{pr}), se definen como las relaciones entre las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra un sistema de hidrocarburos y las presiones y temperaturas pseudo-críticas de tal sistema.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad y \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (CG-11)$$

En las Figs. CG-6, CG-7 y CG-8, se muestra la compresibilidad del gas a condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas.

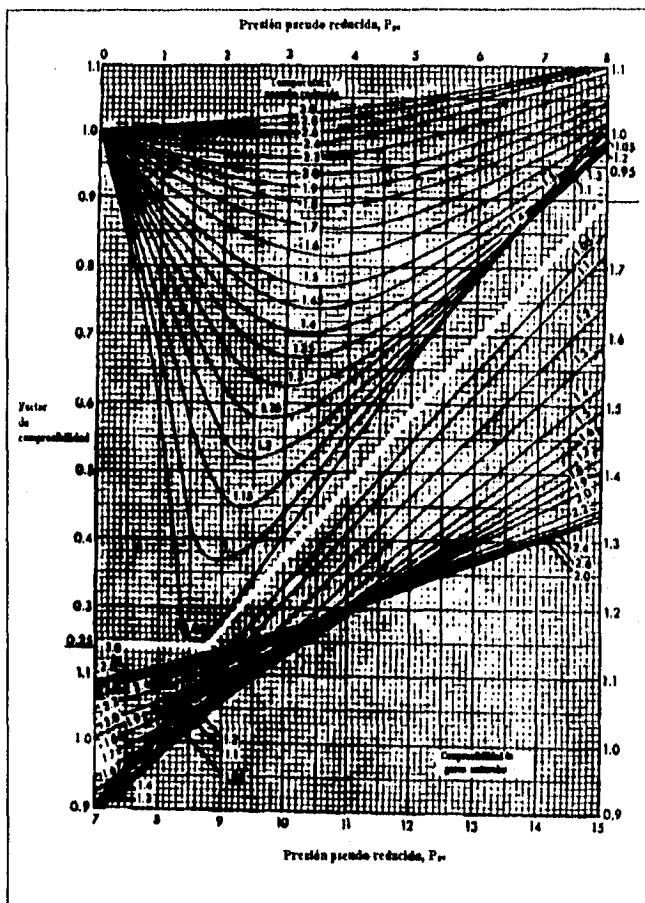


FIG. CG-6. Factor de compresibilidad del gas a condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas.^(CG-2)

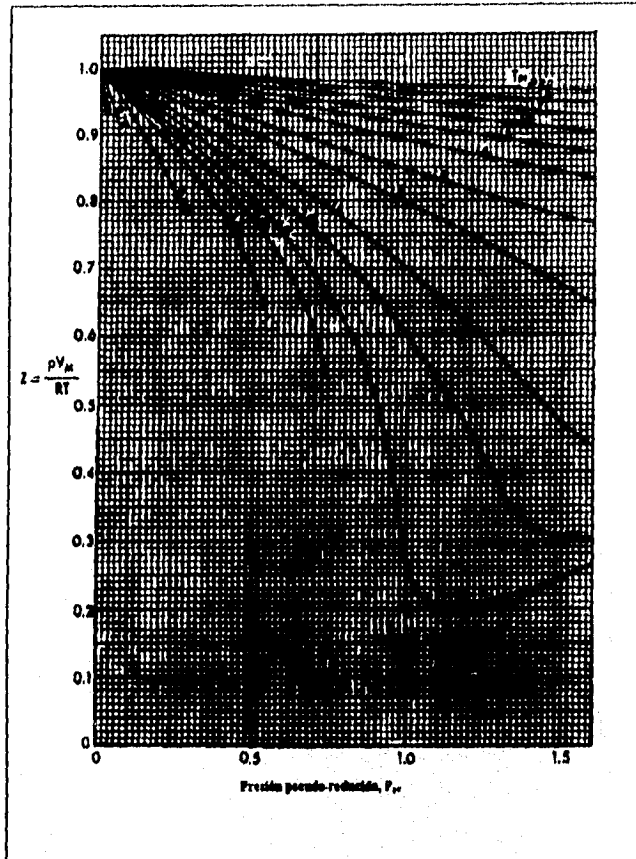


FIG. CG-7. Factor de compresibilidad del gas a condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas.^(CG-2)

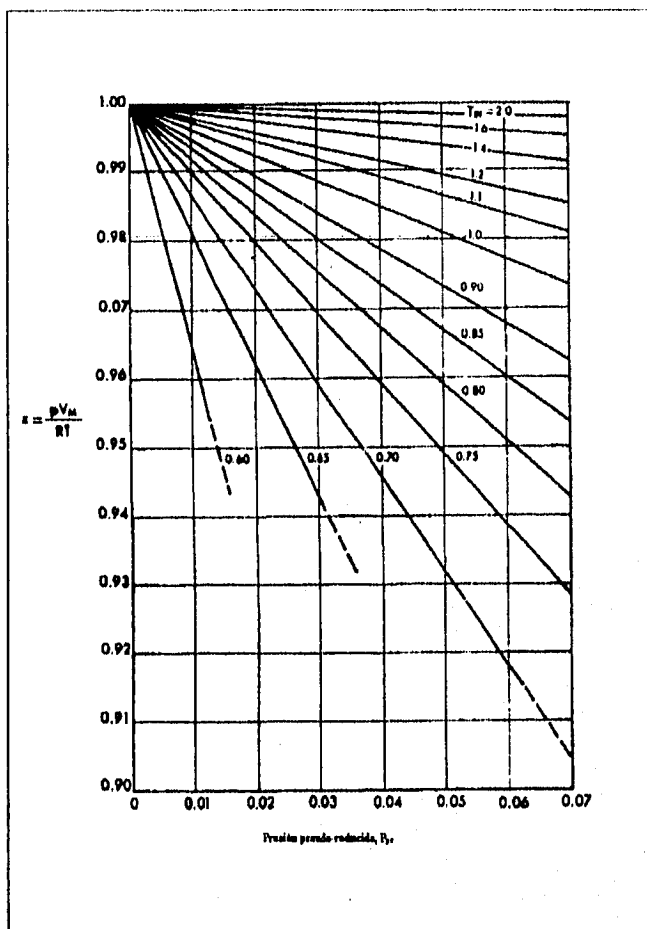


FIG. CG-8. Factor de compresibilidad del gas a condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas. ^(CG-2)

COMPRESIBILIDAD DEL LIQUIDO **(Liquid compressibility)**

Símbolo: c_L

Definición:

Es el cambio que experimenta un volumen unitario de líquido con respecto a la variación unitaria de presión, manteniendo la temperatura constante.

Expresión matemática:

$$c_L = - \frac{1}{V_L} \left(\frac{dV_L}{dP} \right)_T \quad (CL-1)$$

En donde:

c_L = compresibilidad del líquido [kg/cm^2]⁻¹

V_L = volumen de líquido [m^3]

$\left(\frac{dV_L}{dP} \right)_T$ = variación de volumen del líquido con respecto a la variación unitaria de presión, a temperatura constante [$\text{m}^3/(\text{kg}/\text{cm}^2)$].

Unidades:

La compresibilidad del líquido se expresa en [kg/cm^2]⁻¹, [lb/pg^2]⁻¹ o [atm]⁻¹.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de líquido.

Un volumen conocido de líquido se coloca en una celda de análisis PVT, previamente calibrada por deformación de equipo debido a cambios de presión y de temperatura.

El sistema se lleva a la temperatura de interés y se mantiene constante. Se eleva la presión por etapas sobre la muestra de líquido, reduciendo el volumen del líquido. Para cada etapa de incremento de presión se determina el cambio en el volumen de la muestra. Con esta información se puede hacer

una gráfica de volumen de líquido contra presión, Fig. CL-1. A partir de esta gráfica se obtienen pendientes y aplicando la ecuación CL-1 se obtiene la compresibilidad del líquido a varias presiones, Fig. CL-2.

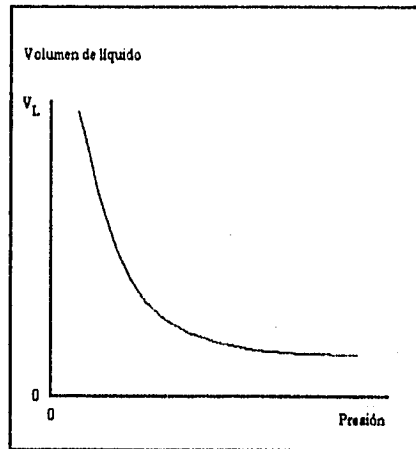


FIG. CL-1. Variación del volumen del líquido con respecto a la presión.

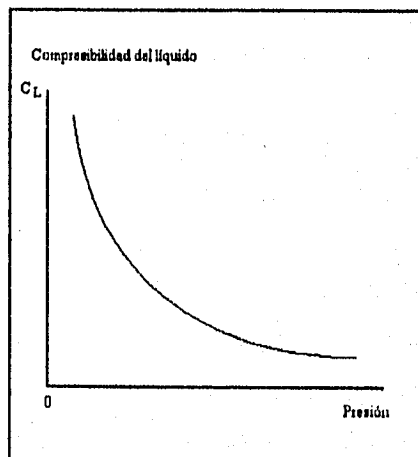


FIG. CL-2. Compresibilidad del líquido con respecto a la presión.

- Indirectamente.

- Por medio de correlaciones o ecuaciones. En la Fig. CL-3 se muestra un ejemplo de la variación de la compresibilidad del agua para diferentes condiciones de presión y de temperatura.

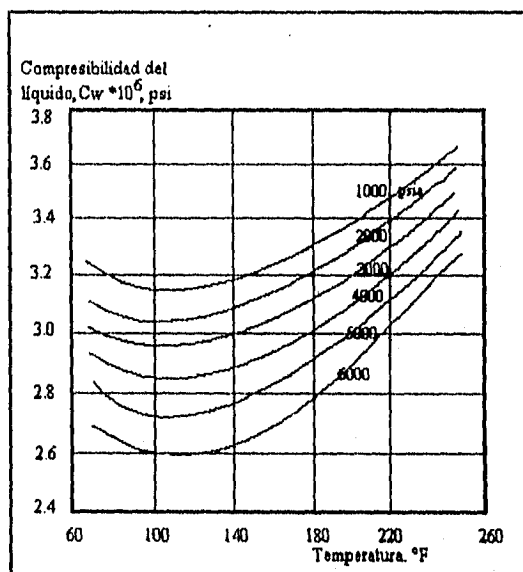


FIG. CL-3. Compresibilidad del agua pura en función de la presión y la temperatura^(CL-1)

- Para una mezcla de hidrocarburos líquida, se puede obtener la compresibilidad media del aceite en la etapa de bajosaturación, es decir entre la presión inicial del yacimiento, P_{yi} , y la presión de burbujeo, P_b , con la siguiente ecuación:

$$c_o = \frac{2(B_{ob} - B_{oi})}{(P_{yi} - P_b)(B_{ob} + B_{oi})} \quad (CL-2)$$

En donde:

c_o = compresibilidad del aceite $[\text{kg}/\text{cm}^2]^{-1}$

B_{oi} = factor de volumen del aceite a la presión inicial del yacimiento
 $[\text{m}^3/\text{m}^3]$.

B_{ob} = factor de volumen del aceite a la presión de burbujeo $[\text{m}^3/\text{m}^3]$.

P_{yi} = presión inicial del yacimiento $[\text{kg}/\text{cm}^2]$.

P_b = presión de burbujeo del aceite $[\text{kg}/\text{cm}^2]$.

Aplicaciones principales:

- Estimar valores de propiedades de los líquidos, a condiciones de yacimiento, a partir de datos obtenidos en laboratorio a condiciones atmosféricas.
- Conocer la variación de un volumen de líquido al someterse a cambios de presión.
- Conocer la compresibilidad total del sistema roca-fluidos.
- Determinar otros parámetros de caracterización de líquidos.

Comentarios:

En un yacimiento petrolero se tienen normalmente dos líquidos: aceite y agua, cada uno con sus características propias, bien definidas, por lo que sus compresibilidades (c_o y c_w) son muy diferentes.

La compresibilidad del aceite depende de su composición, sobre todo de las fracciones ligeras que están en solución y que fácilmente se liberan. A mayor gas en solución, o sea a mayor contenido de gas disuelto, el aceite es más compresible y, además, es de más alto encogimiento. Por el contrario, un aceite con poco gas en solución tiene baja compresibilidad y es de bajo encogimiento.

Por su composición y por tener menor cantidad de gas en solución el agua del yacimiento tiene menor compresibilidad que el aceite.

Debido a los bajos valores de compresibilidad que tiene el agua, se le considera prácticamente incompresible; sin embargo, por los volúmenes tan grandes de agua que existen en los yacimientos y las condiciones a las que se encuentra, ese valor bajo de compresibilidad debe tomarse en cuenta, ya que la compresibilidad del agua del yacimiento contribuye grandemente, en algunos casos, a la producción de yacimientos volumétricos en la etapa de bajosaturación.

DENSIDAD DEL GAS (Density of gas)

Símbolo: ρ_g

Definición:

Es la masa de gas por unidad de volumen.

Expresión matemática:

$$\rho_g = \frac{m_g}{V_g} \quad (DG-1)$$

En donde:

ρ_g = densidad del líquido [g/cm³]

m_g = masa del líquido [g]

V_g = volumen del líquido [m³]

Unidades:

La densidad del gas se expresa en: [g/cm³] o [lb/pie³].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Se coloca el gas al que se desea medir su densidad en un aparato de efusión, dicho aparato se basa en que los tiempos requeridos para el flujo de volúmenes iguales de dos gases, a la misma presión y a través del mismo orificio son, aproximadamente, iguales a las raíces cuadradas de las densidades de los gases. Si se toma la densidad del aire como unidad, el peso específico del gas se puede; por lo tanto, calcular con la ayuda de la siguiente fórmula:

$$= \frac{(\tau_g)^2}{(\tau_a)^2} \quad (DG-2)$$

En donde:

G = peso específico del gas en relación al aire, [adimensional]

T_g = tiempo requerido para el flujo de un volumen normal de gas a través del orificio, [seg]

T_a = tiempo requerido para el flujo de un volumen normal de aire, [seg]

- Indirectamente.
 - A partir de la gravedad específica del gas se obtiene el peso molecular del gas del que se quiere conocer su densidad de acuerdo a la ecuación DG-2.

$$SG = \frac{M_g}{29} \quad (DG - 2)$$

En donde:

M_g = peso molecular del gas [lb/lb-mol]

SG = gravedad específica del gas que es la densidad del gas entre la densidad del aire medidos a las mismas condiciones de presión y temperatura [fracción].

29 = peso molecular del aire.

Con este peso molecular y la ecuación DG-1 se obtiene la densidad del gas.

Aplicaciones principales:

- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

En una mezcla de aceite y gas las fases líquida y gaseosa tienen aproximadamente la misma densidad cerca de las condiciones de presión y temperatura críticas.

DENSIDAD DEL LIQUIDO (Density of liquid)

Símbolo: ρ_L

Definición:

Es la masa de un líquido por unidad de volumen.

Expresión matemática:

$$\rho_L = \frac{m_L}{V_L} \quad (DL-1)$$

En donde:

ρ_L = densidad del líquido [g/cm³]

m_L = masa del líquido [g]

V_L = volumen del líquido [m³]

Unidades:

La densidad del líquido se expresa en: [g/cm³] o [lb/pe³].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

A una muestra de líquido se le determina el volumen que ocupa una masa a temperatura constante y se relacionan de acuerdo con la ecuación DL-1. La masa se puede obtener con una balanza y el volumen por medio de un recipiente calibrado, con buena aproximación.

- Indirectamente.

- Por medio del método basado en el principio de solución ideal.

El principio de solución ideal indica que el volumen de una solución ideal es la suma de los volúmenes de los componentes líquidos. No hay soluciones líquidas ideales; sin embargo, cuando los líquidos de características químicas

y físicas similares se mezclan, el comportamiento de la solución resultante es muy parecido al comportamiento de una solución ideal. Las mezclas líquidas encontradas en los yacimientos de petróleo son mezclas con características similares, por lo que los principios de solución ideal se pueden aplicar a tales mezclas de hidrocarburos líquidos para obtener sus densidades.

El procedimiento consiste en calcular la masa y el volumen de cada uno de los componentes de la mezcla. La masa de cada componente se determina a partir de su fracción mol en la mezcla y su peso molecular, de acuerdo con la ecuación DL-2. El volumen de cada componente se obtiene a partir de la masa obtenida y la densidad del componente con la ecuación DL-3. Posteriormente, las masas y los volúmenes de los componentes se suman para obtener la masa y el volumen de la mezcla con la ecuación DL-4. La masa se divide entre el volumen para obtener la densidad de la mezcla con la ecuación DL-5. La densidad del líquido que se obtiene es a condiciones estándar.

$$m_i = z_i M_i \quad (DL-2)$$

$$V_i = \rho_i m_i \quad (DL-3)$$

$$m_T = \sum m_i \quad V_T = \sum V_i \quad (DL-4)$$

$$\rho_L = \frac{m_T}{V_T} @c. s. \quad (DL-5)$$

Con esta densidad y aplicando las correlaciones de las Figs DL-1 y DL-2 y la ecuaciones CL-6 y CL-7 se puede estimar la densidad del líquido a condiciones de yacimiento.

$$\rho_L @c. s. + Corr \times P = \rho_{L_p} @T_s @P_y \quad (CL-6)$$

$$\rho_{L_p} @T_s @P_y - Corr \times P = \rho_L @c. y. \quad (CL-7)$$

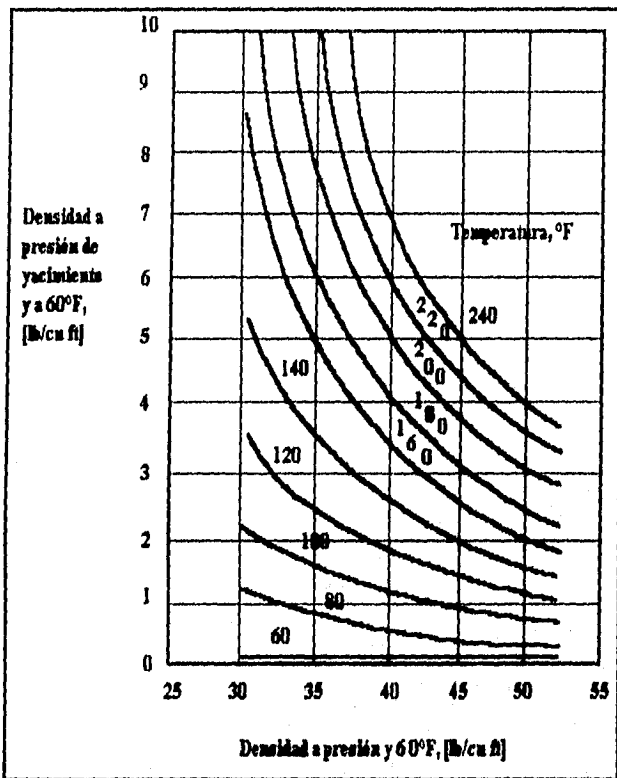


FIG. DL-1. Corrección de la densidad del líquido por expansión.^(DL-1)

Aplicaciones principales:

- Clasificar los yacimientos de los hidrocarburos líquidos.
- Interpretar registros geofísicos.
- Determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos.
- Determinar otras propiedades de los líquidos.

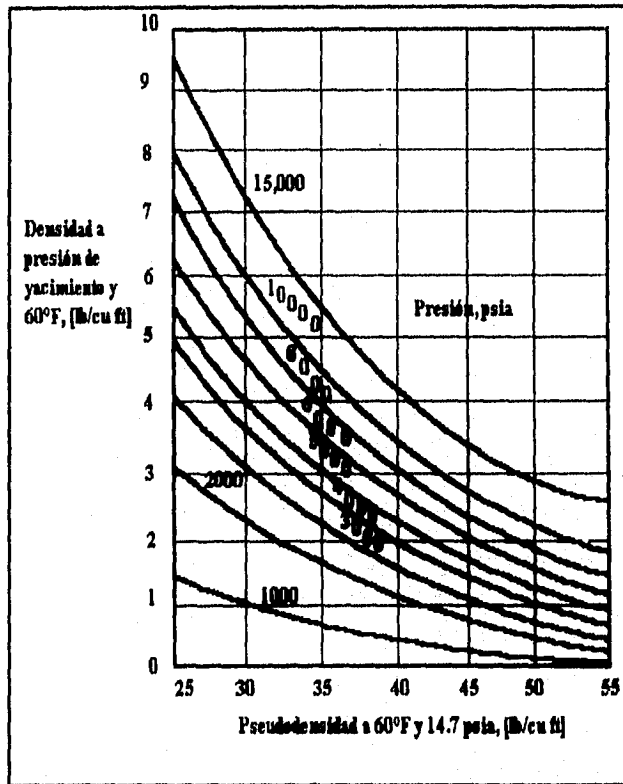


FIG. DL-2. Corrección de la densidad por temperatura.^(DL-1)

Comentarios:

La densidad de un líquido depende de su composición; por ejemplo, la densidad de una mezcla de hidrocarburos líquidos depende del tipo y cantidad de los hidrocarburos puros que la componen. En el caso del agua del yacimiento, la densidad depende principalmente de la cantidad de sales que tiene en solución y puesto que el agua de los yacimientos petroleros contiene gas en solución, también depende de la cantidad de gas disuelto, así como, de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra.

La densidad de una salmuera, a condiciones estándar, se puede obtener en forma directa como se indicó en párrafos anteriores para un líquido y en forma indirecta por medio de la gráfica de la Fig. DL-3, para lo cual se requiere de porcentaje de sólidos disueltos (salinidad). Para obtener la densidad del agua a condiciones de yacimiento, el valor obtenido de la Fig. DL-3 se divide entre el factor de volumen del agua a las condiciones de yacimiento, como se indica en la ecuación DL-6.

Como en el caso del aceite, la densidad del agua se puede aplicar para:

- Interpretar registros
- Determinar otras propiedades del agua.

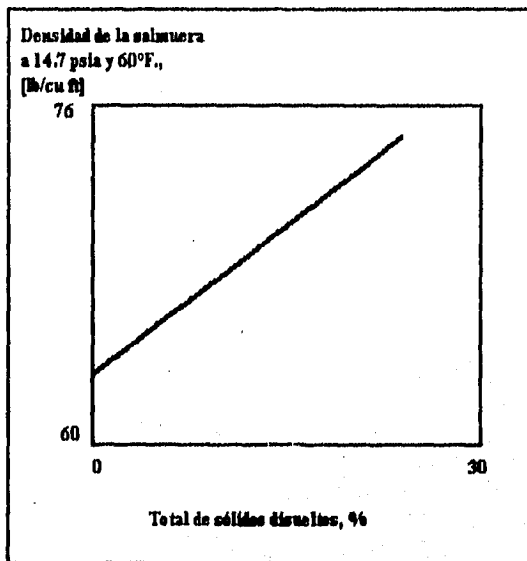


FIG. DL-3. Densidad de una salmuera en función del total de sólidos disueltos. ^(DL-2)

DIAGRAMA DE FASE (Phase diagram)

Definición:

Es una gráfica presión-temperatura, que muestra las condiciones bajo las cuales las distintas fases de una sustancia pueden estar presentes.

Se entiende por *FASE (Phase)* cualquier parte físicamente bien definida y homogénea de un sistema, que está separada de las otras partes del sistema por superficies de frontera; por ejemplo: el hielo, el agua, y el vapor de agua son tres fases.

Diagrama de fase de un sistema monocomponente.

En la Fig. DF-1 se presenta un diagrama de fase para un sistema de un sólo componente, o sea para una sustancia pura. Los rasgos sobresalientes para este sistema son los siguientes:

PUNTO CRITICO (Critical point), C. Está definido por la presión crítica y la temperatura crítica. Para una sustancia pura, la **TEMPERATURA CRITICA (Critical temperature), T_c** , es aquella temperatura arriba de la cual un gas no puede ser licuado, independientemente de la presión que se aplique, y la **PRESION CRITICA (Critical pressure), P_c** , es la presión arriba de la cual el líquido y el gas no pueden coexistir, independientemente de la temperatura.

El **PUNTO TRIPLE (Triple point), T**, representa la presión y la temperatura a las que el sólido, el líquido y el gas coexisten bajo condiciones de equilibrio.

La línea de **PRESION DE VAPOR (Vapor pressure line)** indica las condiciones en las que el gas y el líquido coexisten y, además, separa la región en la que la sustancia es un líquido de la región en la que es gas. Esta línea está limitada por el punto triple y el punto crítico.

La línea de *FUSION (Melting line)* indica las condiciones en las que el líquido y el sólido coexisten y, además, separa la región en la que la sustancia es un líquido de la región en la que es sólido. Esta línea parte del punto triple y su otro límite no ha sido obtenido experimentalmente.

La línea de *SUBLIMACION (Sublimation line)* indica las condiciones en las que las fases sólida y gaseosa de la sustancia coexisten y, además, separa la región en la que la sustancia es un sólido de la región en la que es gas. Esta línea se inicia en el punto triple y teóricamente se extiende hasta la temperatura de cero absoluto.

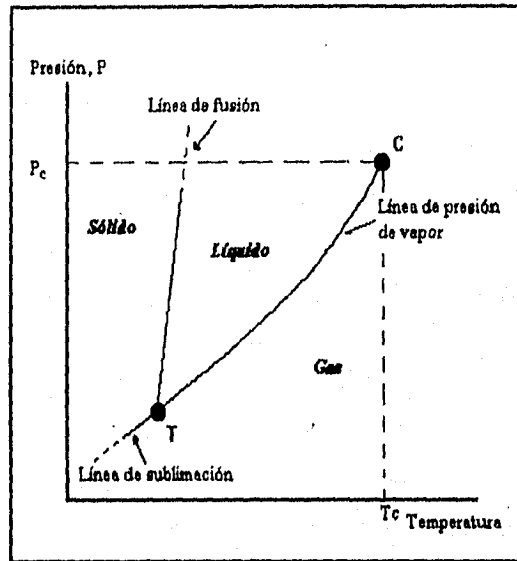


FIG. DF-1. Diagrama de fase de un sistema monocomponente.

Diagrama de fase de un sistema multicomponente:

En la Fig. DF-2 se muestra un diagrama de fase para un sistema multicomponente, como normalmente se tiene en mezclas de hidrocarburos.

El comportamiento de un sistema multicomponente no es tan simple como el de una sustancia pura. En vez de la línea curva de presión de vapor que aparece en los sistemas de sustancias puras, ahora se tiene una región en la cual las dos fases coexisten. Esta región de dos fases está limitada por las líneas de puntos de burbujeo y de puntos de rocío, las cuales se unen en el punto crítico, que es el punto en el cual todas las propiedades del líquido y del gas llegan a ser idénticas.

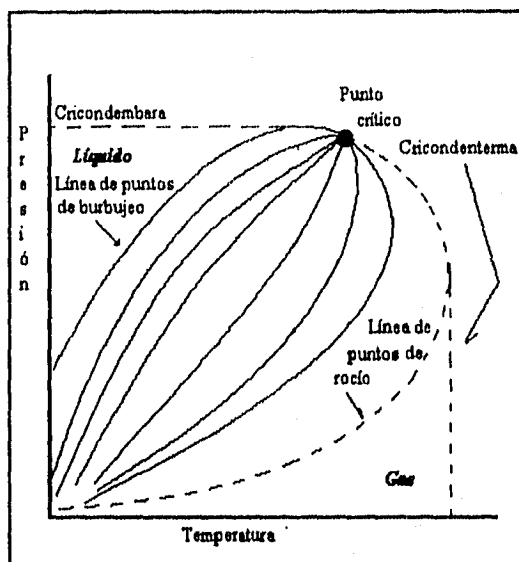


FIG. DF-2. Diagrama de fase para un sistema multicomponente.

Para un abatimiento de presión, a temperatura constante, el **PUNTO DE BURBUJEO** (*Bubble point*) corresponde a la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas y el **PUNTO DE ROCIO** (*Dew point*) corresponde a la presión a la que desaparece la última gota de líquido. Entre estas dos presiones, el líquido y el gas coexisten en distintas proporciones. En la

región de dos fases se tienen las *LINEAS DE CALIDAD (Lines of quality)*, que representan la coexistencia de las fases líquida y gaseosa en distintas proporciones.

La *CRICONDENTERMA (Cricondenterm)* es la temperatura arriba de la cual no puede formarse líquido, independientemente de la presión que se aplique, y corresponde a la máxima temperatura del diagrama de fases.

La *CRICONDEMBARA (Cricondenbar)* es la presión arriba de la cual no se puede formar gas, independientemente de la temperatura que se aplique, y es la máxima presión del diagrama de fases.

En el diagrama de fase de una mezcla de hidrocarburos también se presentan las regiones de condensación retrograda, Fig. DF-3.

REGIONES DE CONDENSACION RETROGRADA (Retrograde condensation regions). Son las regiones dentro del diagrama de fase en donde se tiene la formación de líquido con un abatimiento de presión isotérmicamente (línea 1-2) o con un abatimiento de temperatura a presión constante (línea 3-4).

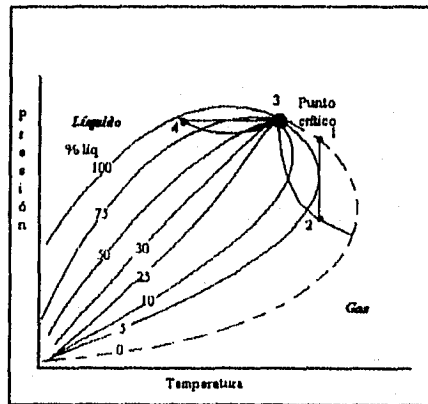


FIG. DF-3. Diagrama de fase para un sistema multicomponente con regiones de condensación retrograda.

Formas de obtención:

Una forma muy común para obtener un diagrama de fase es a través de análisis de comportamiento presión-volumen-temperatura (análisis PVT) en laboratorio. Para esto se requiere tener una muestra de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento. Un cierto volumen de esta mezcla se introduce en la celda de alta presión de un equipo de análisis PVT. Se lleva a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y manteniendo la temperatura constante se abate la presión, determinándose por observación a través de la ventana de la celda los puntos de burbujeo y de rocío, así como puntos intermedios de coexistencia de las fases líquida y gaseosa. Abatimientos de presión similares se realizan a diferentes temperaturas. Los datos obtenidos se grafican en papel normal y uniendo los puntos de burbujeo, los de rocío y los intermedios se pueden definir las curvas de burbujeo, de rocío y de calidad y por extrapolación se puede definir el punto crítico.

En la Fig. DF-4 se presenta, en forma esquemática, lo que pasa en la celda de análisis PVT al abatir la presión isotérmicamente, lo cual se logra al extraer mercurio.

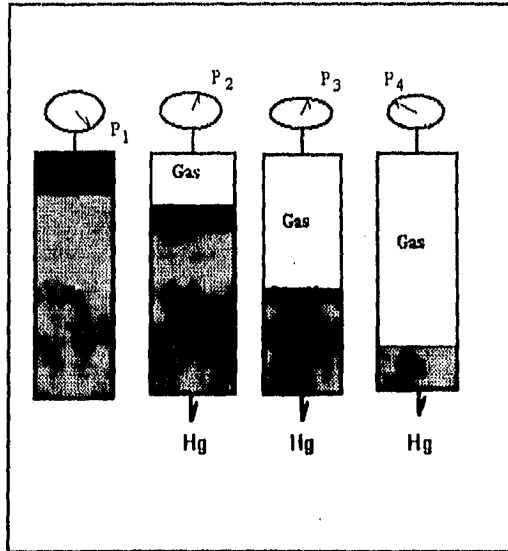


FIG. DF-4. Cambios en una mezcla de hidrocarburos al abatirse la presión a temperatura de yacimiento.

Comentarios:

A los diagramas de fase también se les llama diagramas de presión-temperatura.

Con los diagramas de fase de una mezcla de hidrocarburos se conoce el comportamiento de las distintas fases que se presentan tanto en el yacimiento como en la superficie al explotarlo, información muy importante para seleccionar el proceso de explotación más adecuado.

El diagrama de fase se toma como base para clasificar los yacimientos petrolíferos, para lo cual se toman en cuenta las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento, las fases que se presentan en el yacimiento al abatir la presión y las relaciones de las fases gas y aceite producidas.

Para la explotación de un yacimiento de hidrocarburos normalmente se requiere conocer el comportamiento de las fases gas y líquido al abatirse la presión, desde la presión original hasta la presión de abandono, a la temperatura de yacimiento.

ESTRATO (Stratum)

Un estrato es una capa de roca con características propias, que la distinguen de las capas con las que está en contacto, y cuyos límites superior e inferior generalmente son paralelos.

Las características distintivas de los estratos se originan durante la depositación de los sedimentos y son debidas a cambios en algún tipo de material que se depositó o a cambios en las condiciones de depositación.

Al conjunto de capas que se depositaron separada y sucesivamente, una después de otra, se le conoce como estratificación. Los términos estratos y estratificación sólo son aplicables a rocas de origen sedimentario. En la Fig. E-1 se muestra un ejemplo de estratificación.

A los estratos (strata) también se les llama capas (beds) o láminas (laminae), la diferencia entre ellos es el espesor:

- Estrato o capa, sedimento con más de 1 centímetro de espesor.
- Lámina, sedimento con menos de 1 centímetro de espesor.

Definir los estratos que tiene la roca de un yacimiento, o sea determinar la estratificación, es un aspecto muy importante en la caracterización de los yacimientos, ya que cada estrato tiene sus propias características y por lo tanto se comporta de manera diferente a los demás.

Desde el punto de vista petrofísico, los estratos pueden tener distintas porosidades y permeabilidades, dando lugar a capas con mayor o menor contenido de hidrocarburos, así como con mayor o menor facilidad de flujo de fluidos, aspectos importantes para la explotación adecuada de hidrocarburos.

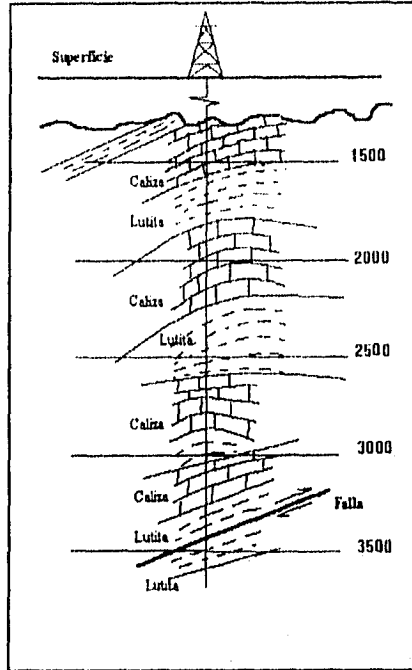


FIG. E-1. Ejemplo de estratificación de sedimentos.

La estratificación de una roca de yacimiento a nivel de pozo puede determinarse, básicamente, a partir de análisis de muestras de roca (recortes, núcleos de pared y de fondo) y de las interpretaciones cualitativa y cuantitativa de registros de pozos, en especial de los llamados de litología: SP y rayos gamma. En la Fig. E-2 se presenta un ejemplo de una secuencia vertical del tipo de roca.

continuidad de los estratos. Establecida la estratificación en secciones transversales con distinta dirección y que cubran todo el campo o la parte de interés, se obtiene información para preparar planos de: cimas, bases, espesores y de características petrofísicas de cada estrato o de secuencias de estratos.

Este trabajo de correlación estratigráfica permite establecer zonificaciones de la roca del yacimiento, de acuerdo a diversas características tanto geológicas como petrofísicas. Para cada zona establecida se determina su continuidad horizontal dentro del yacimiento, así como sus límites y la variación de sus propiedades más importantes.

ESTRUCTURA POROSA (Pore structure)

Definición:

En una roca sedimentaria, la estructura porosa es la distribución y el orden en que están acomodados los huecos que la componen.

Formas de identificar a la estructura porosa:

- Directamente, en laboratorio.

Para el estudio de la estructura porosa se consideran principalmente dos aspectos: su volumen y su geometría.

El volumen de la estructura porosa, que generalmente es el volumen de poros, se determina en laboratorio sobre muestras de roca como se explica en la parte **VOLUMEN DE POROS**. Una forma de expresar el volumen de poros es la siguiente:

$$V_p = V_r - V_s \quad (EP-1)$$

En donde:

V_p = volumen de poros [cm³]

V_r = volumen de roca [cm³]

V_s = volumen de sólidos [cm³]

La geometría de la estructura porosa se conoce por medio de observaciones que se realizan en muestras de roca del yacimiento, utilizando microscopios de diverso tipo (petrográficos, electrónicos), para lo cual es necesario preparar adecuadamente las muestras.

- Indirectamente.

Se han definido varios parámetros o propiedades de las rocas que dependen básicamente de la estructura porosa, cuya cuantificación se realiza en forma indirecta, sin poder determinar cuál o cuáles aspectos de la geometría porosa

son los predominantes. Los exponentes de cementación (m) y de saturación (n) así como el factor geométrico (a), que se determinan a partir de mediciones de resistividad en rocas, son algunos ejemplos.

Aplicaciones principales:

- Determinar porosidad.
- Determinar parámetros petrofísicos que tienen relación con el flujo de fluidos o de corriente eléctrica.

Comentarios:

El aspecto geométrico de la estructura porosa, o sea la geometría del espacio poroso, también llamada geometría de poro, rige las propiedades de flujo de un medio poroso, como lo es la roca de un yacimiento. Algunas de tales propiedades son: la permeabilidad, en sus distintos tipos (k_a , k_e , k_r) y la resistividad eléctrica.

Tanto la magnitud como la geometría de la estructura porosa son establecidas por la estructura sólida, por lo que ambas estructuras están estrechamente relacionadas. Factores tales como: forma y tamaño de los sólidos, su grado de clasificación y la manera como están acomodados, establecen el grado de movilidad de algún fluido dentro de la roca. La facilidad de flujo está definida principalmente por la tortuosidad y por la comunicación entre los poros, comúnmente llamada garganta de poro (ver **TORTUOSIDAD Y GARGANTA DE PORO**).

En la Fig. EP-1 se muestra una estructura porosa obtenida por inyección de un metal en una roca.

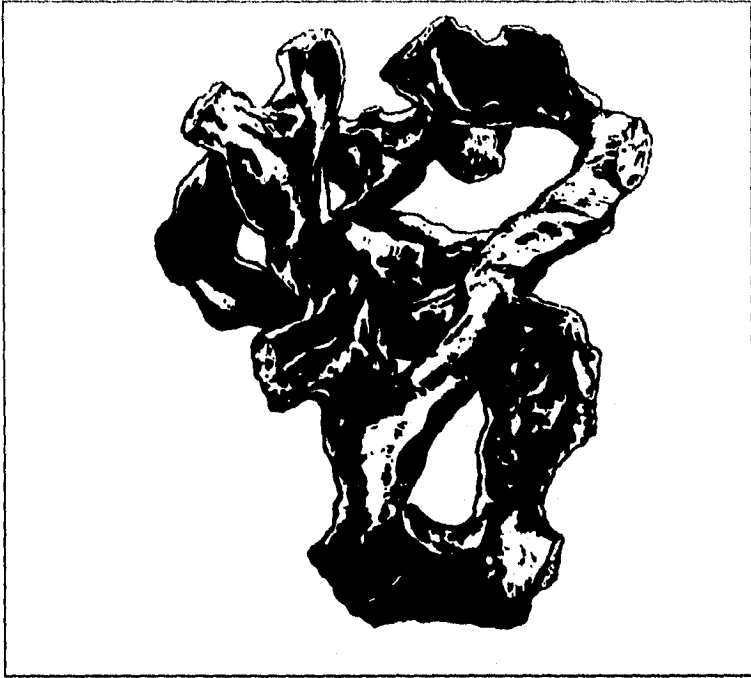


FIG. EP-1. Estructura porosa de una arena consolidada.

ESTRUCTURA SOLIDA (Solid structure)

Definición:

En una roca sedimentaria, la estructura sólida es la distribución y el orden en que están acomodadas las partículas sólidas que la forman.

Formas de identificar a la estructura sólida:

- Directamente, en laboratorio.

Para el estudio de la estructura sólida se consideran principalmente dos aspectos: su volumen y su geometría.

El volumen de la estructura sólida, que generalmente es el volumen de sólidos, se determina en laboratorio sobre muestras de roca como se explica en la parte **VOLUMEN DE SÓLIDOS**. El volumen de la estructura sólida, o sea el volumen de sólidos, se puede expresar en la siguiente forma:

$$V_s = V_r - V_p \quad (ES-1)$$

En donde:

V_s = volumen de sólidos [cm³]

V_r = volumen de roca [cm³]

V_p = volumen de poros [cm³]

La geometría de la estructura sólida se conoce por medio de observaciones que se realizan en muestras de roca, preparadas apropiadamente, utilizando microscopios de diverso tipo (petrográficos, electrónicos).

Aplicaciones principales:

- Determinar porosidad.
- Determinar la geometría del espacio poroso.

Comentarios:

La estructura sólida de una roca de yacimiento, además de sostener la columna de sedimentos que la sobreyace, conforma al espacio en el que se almacenan los fluidos, definiendo su volumen y su geometría, por lo que está íntimamente relacionada a la estructura porosa.

Con los métodos de laboratorio para determinar el volumen de sólidos a partir del volumen de espacios comunicados, sólo se obtendrán valores correctos si no existen poros aislados, no comunicados, en caso contrario, los poros no comunicados se considerarán como sólidos.

La forma y el tamaño de los granos, su grado de clasificación y su tipo de empacamiento determinan la magnitud de la superficie sólida expuesta a los poros y por lo tanto a los fluidos. A la superficie sólida expuesta a los poros también se le llama pared de poro y a esta superficie contenida en un cm^3 de roca se le conoce como superficie específica. En la Fig. ES-1 se muestran diferentes tipos de empacamiento de granos, como ejemplo de estructuras sólidas simples.

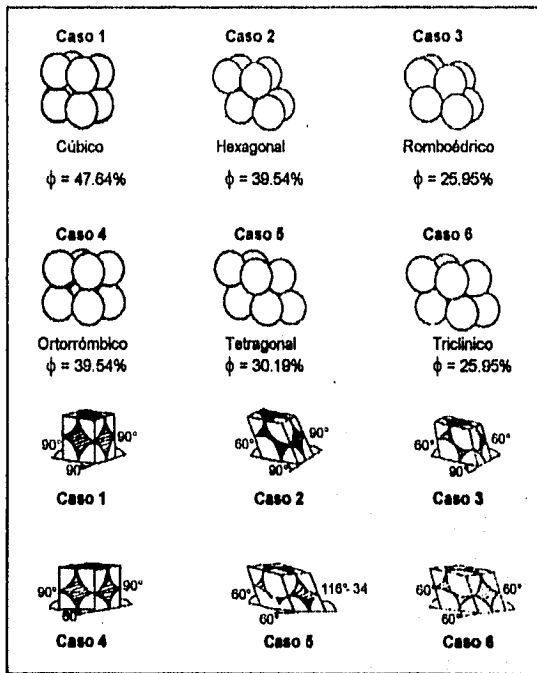


FIG. ES-1. Diferentes tipos de empaquetamientos de esferas
(estructuras sólidas simples)^(SE-1)

EXPONENTE DE SATURACION

(Saturation exponent)

Símbolo: n

Definición:

Es un parámetro petrofísico relacionado al flujo de corriente eléctrica, que depende de la combinación de todos los factores que establecen la complejidad del espacio poroso y de la cantidad de fluido conductor.

Expresión matemática:

De

$$I = S_w^{-n} \quad (ES-1)$$

Se tiene que:

$$n = -\log\left(\frac{I}{S_w}\right) \quad (ES-2)$$

En donde:

n = exponente de saturación [sin unidades, adimensional]

S_w = saturación de agua [fracción]

I = índice de resistividad [sin unidades, adimensional]

Unidades:

El exponente de saturación no tiene unidades.

Formas de obtención:

- Método gráfico

Con datos obtenidos de resistividad para $S_w = 100\%$ y $S_w < 100\%$, R_o y R_t , y de saturación de agua, S_w , obtenidos ya sea de análisis de núcleos o de la interpretación de registros geofísicos, se calculan los valores del índice de

resistividad, I , que es igual a R_t/R_o . En papel doble logarítmico se grafican estos datos con sus respectivas saturaciones de agua, S_w , y se ajusta una recta a los puntos graficados. La pendiente de esta recta es el exponente de saturación, n , como se muestra en la Fig. ES-1.

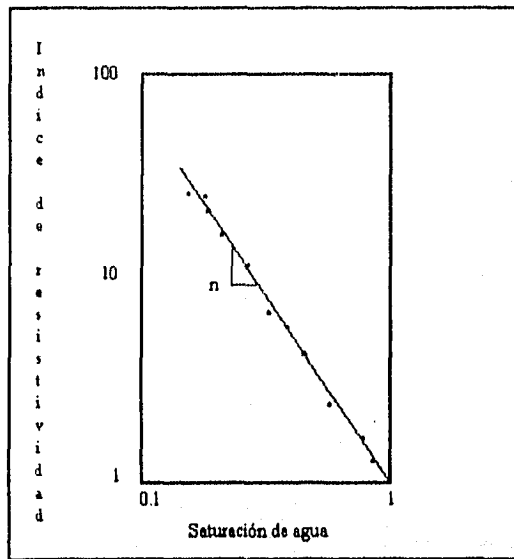


FIG. ES-1. Valor de n obtenido a partir de I y S_w . (ES-1)

Aplicaciones principales:

- Interpretar registros geofísicos de pozos
- Conocer otros parámetros de caracterización.

Comentarios

El exponente de saturación, como todos los parámetros que se relacionan a las propiedades eléctricas de las rocas, depende de las características del sistema roca-fluidos. Los aspectos de la roca que influyen en n son los que resultan del volumen y la geometría del espacio poroso así como de la

composición de los sólidos. En lo que respecta a los fluidos, lo que influye en n es la composición y la cantidad de esos fluidos en el medio poroso.

FACIES (*Facies*)

Aspectos laterales diferentes de rocas sedimentarias equivalentes que son esencialmente contemporáneas, originan lo que se conoce como facies; en otras palabras, facies es una parte de una capa de roca sedimentaria que difiere lateralmente, en forma significativa, de otra parte de esa capa.

Cuando las diferencias se relacionan al tipo de roca, o sea a aspectos litológicos, se habla de litofacies y si se consideran diferencias de aspecto biológico, entonces se habla de biofacies.

Estos cambios pueden ser de extensión local o regional.

Puesto que los cambios que generan las facies son laterales, pueden prepararse mapas de facies. Estos mapas son de varias clases, pero los de más interés o los que más se usan en la geología de petróleo son los mapas de litofacies, es decir, mapas en los que se distinguen los varios tipos litológicos de la roca del yacimiento.

Prácticamente, todas las formaciones o los grupos de formaciones están dentro de fronteras estratigráficas y estructurales definidas. Dentro de esos límites, una roca puede cambiar lateralmente de un tipo a otro tipo. Un mapa de litofacies muestra la naturaleza y la dirección de los cambios que existen en el tipo de roca dentro de una formación o un estrato.

Las Fig.s F-1 y F-2 son dos ejemplos de formas de presentar los planos de litofacies.

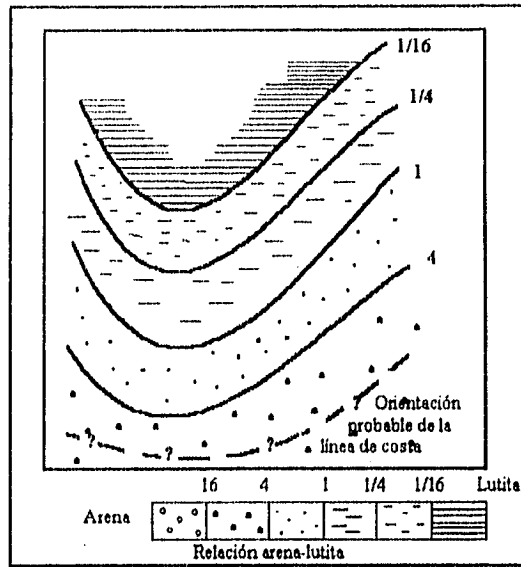


FIG. F-1. Plano de litofacies de una cuenca hipotética. (F-1)

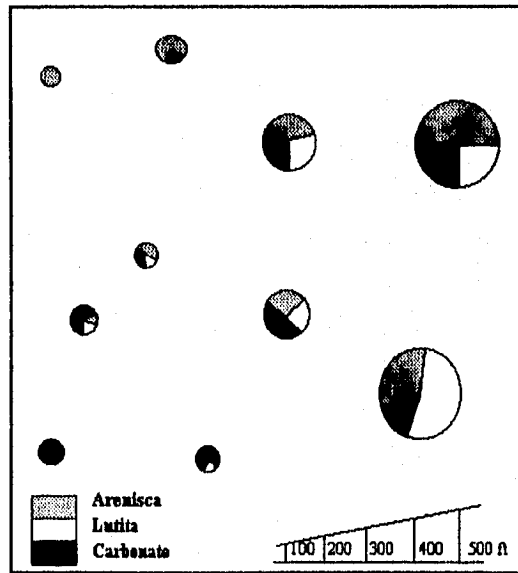


FIG. F-2. Ejemplo simple de un plano de litofacies-espesor. (F-2)

Los cambios de litofacies más significativos en rocas de yacimiento se tienen cuando una roca permeable gradúa a una roca menos permeable. Estos cambios son de gran importancia en la caracterización de yacimientos, ya que en ocasiones generan entrapamientos de hidrocarburos y, además, están íntimamente relacionados con la producción de ellos.

Para la preparación de planos de litofacies comúnmente se utilizan datos del análisis de muestras de roca y de la interpretación de registros geofísicos de pozos, los cuales se manejan en secciones transversales de correlación geológica (ver *SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION*).

FACTOR DE CEMENTACION

(Cementation factor)

Símbolo: m

Definición:

Es un parámetro petrofísico relacionado al flujo de corriente eléctrica, que depende de la combinación de todos los factores que establecen la complejidad del espacio poroso.

Expresión matemática:

De

$$F = a \phi_e^m \quad (FC-1)$$

Se tiene que:

$$m = - \log \left(\frac{F}{a \phi_e} \right) \quad (FC-2)$$

En donde:

m = factor de cementación [sin unidades, adimensional]

F = factor de formación [sin unidades, adimensional]

a = factor geométrico [sin unidades, adimensional]

ϕ_e = porosidad efectiva [fracción]

Unidades:

El factor de cementación no tiene unidades.

Formas de obtención:

- Método gráfico

Con datos de resistividad de la roca para $S_w=100\%$, R_o , resistividad del agua, R_w , y porosidad efectiva, ϕ_e , obtenidos ya sea de análisis de núcleos o de la interpretación de registros geofísicos, se calculan los valores del factor

de formación, $F = R_o/R_w$. Se grafican estos valores, en papel doble logarítmico, con sus respectivas porosidades efectivas, ϕ_e , y se ajusta una recta a los puntos graficados. La pendiente de esta recta es m , como se muestra en la Fig. FC-1.

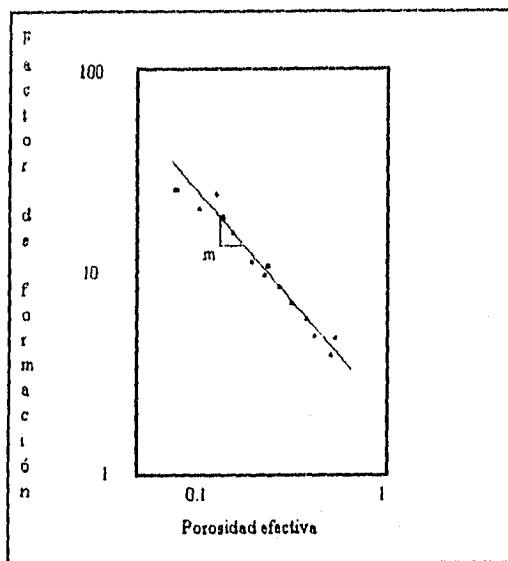


FIG. FC-1. Factor de cementación a partir de datos de F y ϕ_e . (FC-1)

Aplicaciones:

- Interpretar registros geofísicos de pozos
- Identificar características especiales del medio poroso, como es el grado de consolidación o la existencia de fracturas.

Comentarios:

Este parámetro también es conocido como exponente de cementación. Este término se relacionó a la cementación debido a que inicialmente se establecieron tendencias experimentales en las que el valor del factor de

cementación, m , variaba directamente con el grado de cementación de la roca, Fig. FC-2.

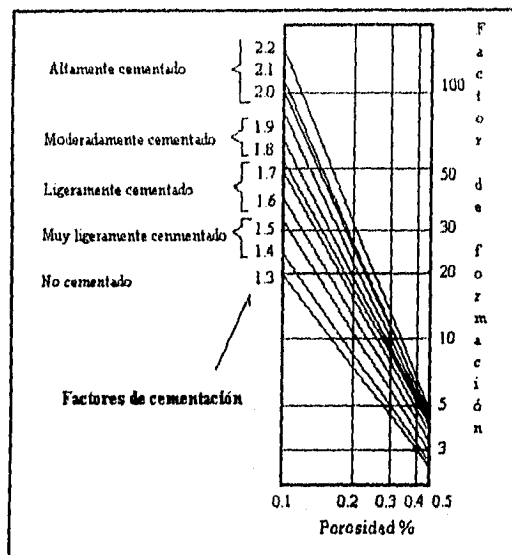


FIG. FC-2. Valores de m para diferentes grados de cementación. ^(FC-1)

Actualmente, se considera que el factor de cementación depende de varias características de la roca, que son función de la geometría del espacio poroso, principalmente.

Existe una técnica de caracterización por medio de interpretación de registros geofísicos de pozos, en la que considera que cuando m es igual o menor a la unidad se trata de una roca fracturada.

FACTOR DE FORMACION (Formation factor)

Símbolo: *F*

Definición:

Es un parámetro petrofísico que indica el grado en que se incrementa la resistividad de un volumen ocupado en principio con agua salada al introducir en él sólidos que forman una estructura porosa.

Expresión matemática:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (FF-1)$$

En donde:

F = factor de formación [sin unidades, adimensional]

R_o = resistividad de la roca para S_w=100% [Ohms-m]

R_w = resistividad del agua que satura 100% al medio poroso
[Ohms-m]

Unidades:

El factor de formación no tiene unidades, se expresa en fracción.

Formas de obtención:

- De acuerdo a la ecuación FF-1, relacionando los valores de resistividad de la roca para S_w=100%, R_o, y los de resistividad del agua, R_w (ver **RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA S_w=100%, R_o**, y **RESISTIVIDAD DEL AGUA, R_w**), obtenidos de análisis de núcleos o de la interpretación de registros eléctricos de pozos.
- Por medio de correlaciones petrofísicas establecidas con datos de laboratorio o de registros geofísicos de pozos, Fig. FF-1.

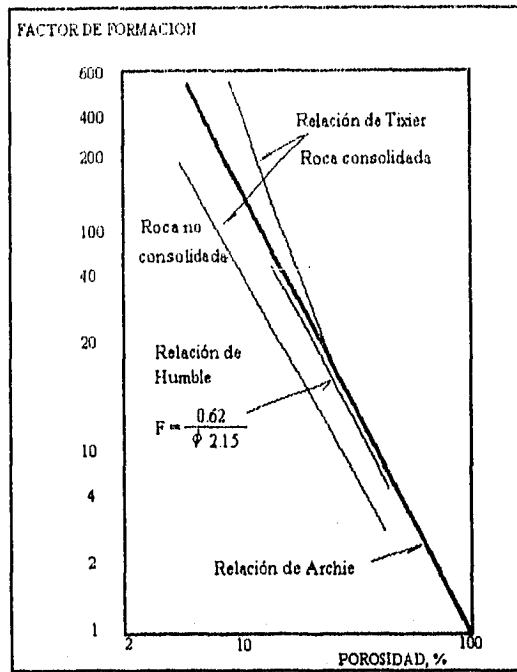


FIG. FF-1. Relación del factor de formación con porosidad. (FF-1)

Aplicaciones:

- Obtener porosidades y saturaciones de fluidos en el yacimiento.
- Obtener parámetros petrofísicos de caracterización, como son: el exponente de cementación, m , y el factor geométrico, a .

Comentarios

El factor de formación depende de las características del sistema roca-fluidos y de las condiciones de temperatura y de presión a las que se encuentra. Respecto al medio poroso, influye el volumen y la geometría de los huecos y la composición mineralógica de los sólidos y referente al agua saturante, lo que influye básicamente es el tipo y la cantidad de sales que tiene disueltas.

En estudios de caracterización, se relaciona el factor de formación, F , con la porosidad y la permeabilidad obtenidas en laboratorio para determinar parámetros petrofísicos que permiten identificar y diferenciar formaciones. En el caso particular de la relación logarítmica del factor de formación y la porosidad, se obtienen: el exponente de cementación, m , que es la pendiente de la recta y el factor geométrico, a , que es la ordenada al origen.

Estos parámetros petrofísicos, relacionados con la conducción eléctrica de las rocas de los yacimientos, fueron establecidos por Archie a través de trabajos experimentales. De acuerdo con la definición del factor de formación, F , el valor del factor geométrico, a , debe ser igual a uno para una porosidad de 100%, o sea, para la ordenada al origen de la gráfica logarítmica del factor de formación y de la porosidad; sin embargo, en correlaciones establecidas con datos reales de yacimientos el valor del factor geométrico, a , normalmente es diferente de uno.

FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS
(Formation volume factor of gas)

Símbolo: B_g

Definición:

Es el valor por el que hay que multiplicar un volumen unitario de gas a condiciones atmosféricas para obtener el volumen que ocuparía a condiciones de yacimiento.

Expresión matemática:

$$B_g = \frac{V_g @ C.Y.}{V_g @ C.S.} \quad (BG - 1)$$

En donde:

B_g = factor de volumen del gas [m^3/m^3]

$V_g @ C.Y.$ = volumen de gas a condiciones de yacimiento [m^3]

$V_g @ C.S.$ = volumen de gas a condiciones estándar [m^3]

Unidades:

El factor de volumen del gas se expresa en [m^3/m^3] o en [bl/STB].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Para explicar la obtención experimental del factor de volumen del gas, se considera un abatimiento de presión isotérmico sobre una mezcla de aceite bajosaturado.

Una muestra de aceite bajosaturado se introduce en una celda de alta presión para análisis PVT. Se lleva a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento y manteniendo la temperatura constante se abate la presión, por

etapas. Al llegar a la presión de burbujeo se comienza a liberar gas. Para cada etapa de abatimiento de presión se mide el volumen que ocupa en la celda el gas liberado, o sea el volumen de gas a condiciones de yacimiento. Se extrae todo el gas liberado en cada etapa y se mide su volumen a condiciones estándar. Los abatimientos de presión se llevan hasta la presión atmosférica. Con base en la definición del factor de volumen del gas, para cada etapa de abatimiento de presión se divide el volumen, a condiciones de yacimiento, del gas liberado entre el correspondiente volumen a condiciones estándar. Con esta información se prepara una gráfica de variación de factor de volumen del gas con respecto a la presión, a temperatura de yacimiento, como la mostrada en la Fig. BG-1.

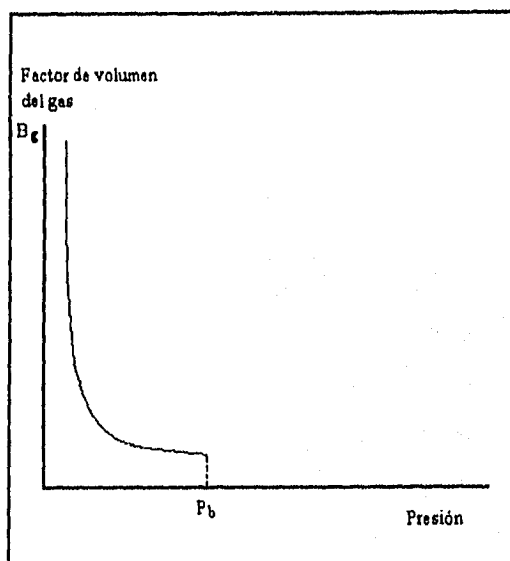


FIG. BG-1. Variación típica del factor de volumen del gas con respecto a la presión, a temperatura de yacimiento.

- Indirectamente.

- A partir de un análisis de composición del gas y considerando las condiciones reducidas, se aplica la ecuación BG-2.

$$B_g = \frac{Z_y T_y P_s}{Z_s T_s P_y} \quad (BG - 2)$$

En donde.

B_g = factor de volumen del gas [m^3/m^3]

Z_y = factor de compresibilidad del gas a condiciones reducidas
[adimensional]. Tomado de la Fig. BG-2.

T_y = temperatura del yacimiento [$^{\circ}R$]

P_y = presión del yacimiento [psia]

Z_s = factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar [adimensional]

T_s = temperatura a condiciones estándar [$^{\circ}R$]

P_s = presión a condiciones estándar [psia]

- A partir de correlaciones establecidas por varios autores.

Aplicaciones principales:

- Determinar el volumen de gas a condiciones de superficie que genera un volumen de gas a condiciones de yacimiento.
- Determinar otras propiedades de los gases.

Comentarios:

El factor de volumen del gas es también conocido como factor de volumen de formación del gas. Al recíproco de este factor se le llama factor de expansión del gas.

En yacimientos bajosaturados, se tiene factor de volumen del gas de la presión de burbujeo a presiones más bajas.

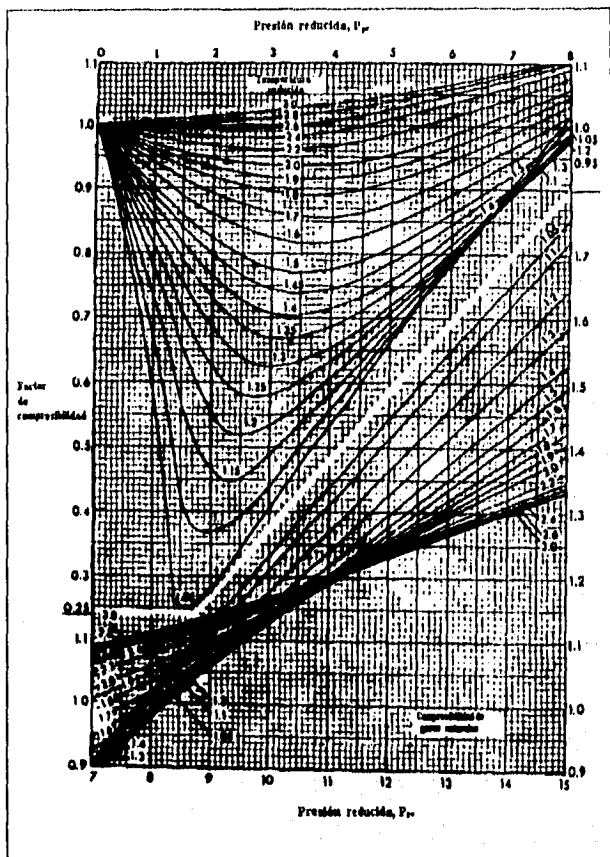


FIG. BG-2. Factor de compresibilidad a condiciones de presión y temperatura reducidas.^(CG-1)

FACTOR DE VOLUMEN DEL LIQUIDO
(Formation volume factor of liquid)

Símbolo: B_L

Definición:

Para el caso de un hidrocarburo líquido, es el valor por el que hay que multiplicar un volumen unitario de aceite a condiciones estándar para obtener el volumen que ocuparía con su gas disuelto en el yacimiento.

Expresión matemática:

$$B_L = \frac{V_{lgd} @ C.Y.}{V_L @ C.S.} \quad (BL-1)$$

En donde:

B_L = factor de volumen del líquido [m^3/m^3]

$V_{lgd} @ C.Y.$ = volumen de líquido con su gas disuelto a condiciones de yacimiento [m^3]

$V_L @ C.S.$ = volumen de líquido a condiciones estándar [m^3]

Unidades:

El factor de volumen del líquido se expresa en [m^3/m^3] o en [bl/STB].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre una muestra de líquido.
Una muestra de hidrocarburos líquidos con todo su gas asociado y disuelto, por ejemplo un aceite bajosaturado, se introduce a una celda de alta presión para análisis PVT. Se lleva a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y, manteniendo la temperatura constante, se simula la explotación del yacimiento por medio del abatimiento de la presión, por etapas.

En las etapas de abatimiento de presión comprendidas en la región de bajosaturación (P_{yi} a P_b) no se libera gas y sólo aumenta de volumen el aceite. Los volúmenes de aceite para cada abatimiento de presión deben ser medidos.

Al llegar a la presión de saturación se comienza a liberar gas. Para cada etapa de abatimiento de presión abajo de la presión de saturación se extrae el gas liberado y se mide el volumen de aceite que queda en la celda, que es el volumen de aceite a condiciones de yacimiento. Los abatimientos de presión se llevan hasta la presión atmosférica. A esta presión se deja enfriar el equipo para que quede a temperatura atmosférica y se mide el volumen de aceite a estas condiciones, que es el volumen de aceite residual. Con base en la definición del factor de volumen del líquido, se dividen los volúmenes de aceite a condiciones de yacimiento de cada etapa de abatimiento de presión entre el volumen de aceite residual. Con esta información se prepara una gráfica de variación del factor de volumen del líquido (aceite) con respecto a la presión, para la temperatura de yacimiento, como la de la Fig. BL-1.

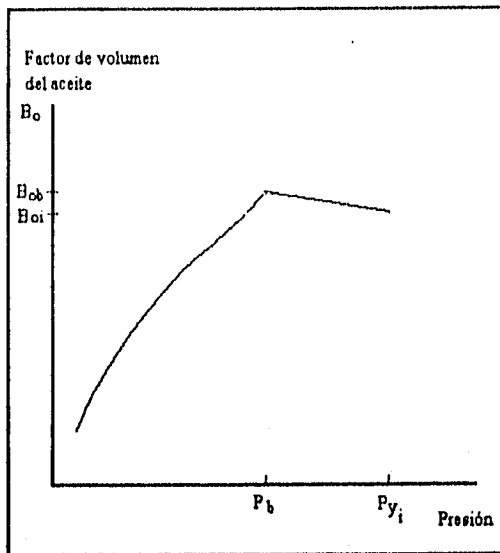


FIG. BL-1. Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión, a temperatura de yacimiento.

- Indirectamente.

Por medio de correlaciones establecidas experimentalmente, en las que el factor de volumen del aceite y del agua están en función de otras propiedades de los fluidos, por ejemplo: la densidad, el peso molecular, la presión y la temperatura. En la Fig. BL-2 se presenta un ejemplo.

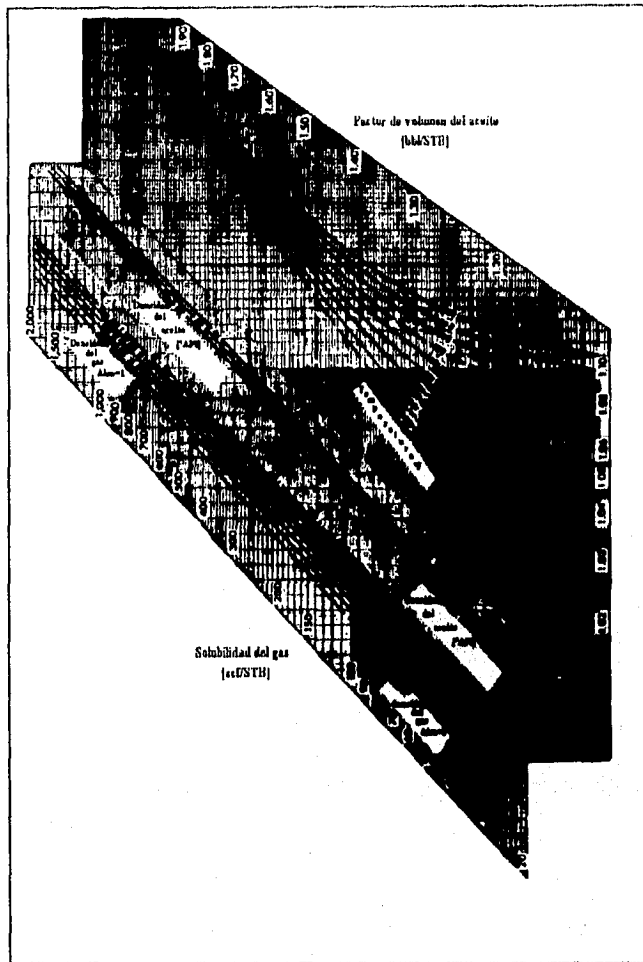


FIG. BL-2. Correlación de Standing para obtener el factor de volumen de aceites saturados. (Bl.-1)

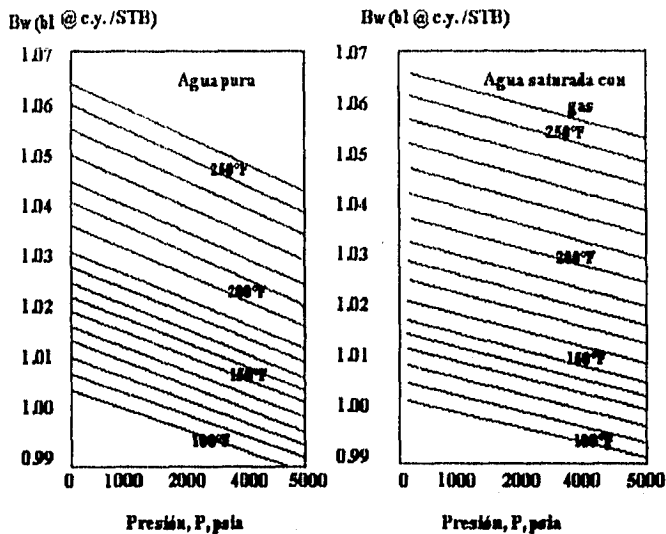


FIG. BL-3. Factores de volumen del agua pura y del agua saturada con gas, en función de la presión y la temperatura. ^(BL-1)

Aplicaciones principales:

- Determinar el volumen de líquido (aceite o agua) a condiciones de superficie que genera una masa de líquido a condiciones de yacimiento.
- Determinar otras propiedades de los líquidos (aceite o agua).

Comentarios:

La salmuera que existe en los yacimientos de petróleo también tiene gas disuelto, por lo que también puede hablarse de la presión de saturación del agua. La presión de saturación del agua del yacimiento es igual a la presión de saturación del aceite con el que ha coexistido durante mucho tiempo y son iguales por el equilibrio termodinámico en el que se encuentran. Cuando la presión del yacimiento se abate y llega a la presión de burbujeo la salmuera libera parte de su gas disuelto, en forma análoga como lo hace el aceite.

El factor de volumen del agua representa el cambio en el volumen del agua cuando se lleva de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie.

Tres efectos intervienen en este proceso:

1. Liberación del gas disuelto en el agua a medida que la presión se reduce.
2. Expansión del agua a medida que la presión se reduce.
3. Encogimiento del agua a medida que la temperatura se reduce.

Estos efectos combinados generan una variación del factor de volumen del agua al variar la presión, a temperatura de yacimiento constante, como se muestra en la Fig. BL-4. En esta Fig. se observa que tienen más efecto los cambios de volumen del agua por cambios de presión y temperatura que por la liberación del gas disuelto.

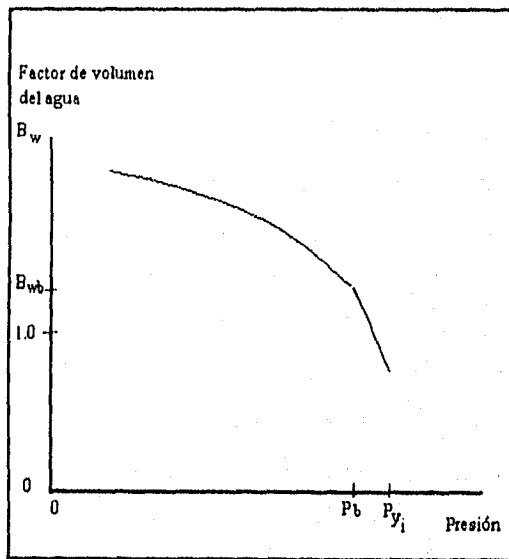


FIG. BL-4. Variación del factor de volumen del agua con respecto a la presión, a temperatura de yacimiento.

La expansión y la contracción del agua debido a la reducción en presión y temperatura son pequeñas, de tal manera que el factor de volumen del agua es numéricamente pequeño, raramente mayor que $1.06 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Debe tomarse en cuenta que el factor de volumen del agua puede ser menor que uno si al pasar el agua de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie predomina más el aumento de volumen por abatimiento de presión que la reducción de volumen debido al abatimiento de temperatura y liberación de gas.

A los factores de volumen del aceite o del agua también se les denomina como factores de formación del aceite o del agua.

Al recíproco del factor de volumen de un líquido también se le denomina factor de encogimiento del líquido (Liquid shrinkage factor).

FACTOR GEOMETRICO (Geometric factor)

Símbolo: *a*

Definición:

Es un parámetro petrofísico relacionado al flujo de corriente eléctrica, que depende de la combinación de todos los factores que establecen la complejidad del espacio poroso.

Expresión matemática:

De

$$F = a \phi_e^{-m} \quad (FG - 1)$$

Se tiene que:

$$a = \frac{F}{\phi_e^{-m}} \quad (FG - 2)$$

En donde:

m = factor de cementación [sin unidades, adimensional]

F = factor de formación [sin unidades, adimensional]

a = factor geométrico [sin unidades, adimensional]

ϕ_e = porosidad efectiva [fracción]

Unidades:

El factor geométrico no tiene unidades.

Formas de obtención:

- Método gráfico

Con datos de resistividad para $S_w=100\%$, R_o , resistividad del agua, R_w , y porosidad, ϕ_e , obtenidos ya sea de análisis de núcleos o de la interpretación de registros geofísicos, se determinan los valores del factor de formación,

$F=R_o /R_w$. Estos datos se grafican en papel doble logarítmico con sus respectivas porosidades efectivas, ϕ_e , y se ajusta una recta a los puntos graficados. La ordenada al origen de esta recta es el factor geométrico, a , como se indica en la Fig. FG-1.

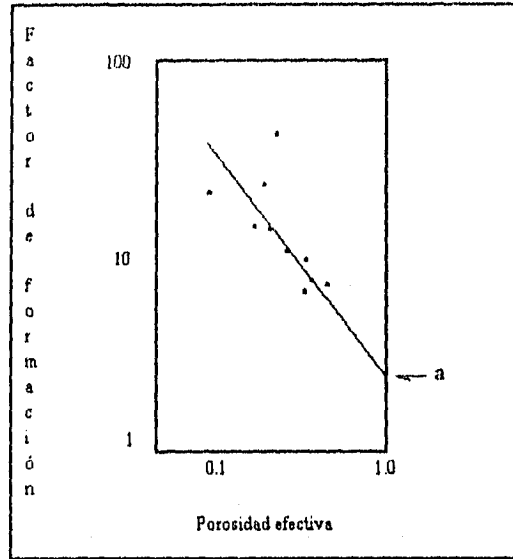


FIG. FG-1. Factor geométrico a partir de F y ϕ_e .

Aplicaciones:

- Interpretar registros geofísicos de pozos
- Conocer otros parámetros de caracterización.

Comentarios

Este parámetro, como todos los que se relacionan a las propiedades eléctricas de las rocas, depende de las características del sistema roca-fluidos y de las condiciones de temperatura y presión a la que se encuentra. Los aspectos de la roca que influyen en a son: la composición de los sólidos, así

como el volumen y la geometría del espacio poroso, principalmente de la tortuosidad. Los fluidos influyen de acuerdo a su composición y dado que el factor geométrico a se establece de la relación que existe entre F y ϕ_e , cuando se tiene una saturación de 100% de agua, lo que influye en el factor geométrico a son las características del agua.

FALLAS (Faults)

Definición:

La falla es un rompimiento en los estratos del subsuelo, acompañado con un deslizamiento a lo largo del plano de rompimiento de las masas de roca a ambos lados de éste.

Origen de las fallas:

Las fallas se originan por esfuerzos que se presentan en el subsuelo, generalmente presiones (compresiones) o tensiones.

El rompimiento de los sedimentos se lleva a cabo a lo largo de un plano que se le denomina plano de falla. Las masas de roca que se sitúan encima del plano de falla, se dice que están en el techo del plano, y las que sitúan debajo del plano, se dice que están en el muro del plano de la falla o simplemente de la falla.

Partes de una falla:

Las partes que constituyen una falla (Fig. F-1), son principalmente:

Echado (Dip). Es el ángulo entre el plano de falla y la horizontal, ángulo "d" en la Fig..

Salto (Throw or vertical separation). Es la distancia vertical entre puntos de intersección de la falla con marcas equivalentes en ambos lados. A este parámetro también se le llama separación vertical. Se muestra en la Fig. como la longitud "v.s."

Deslizamiento a echado (Dip slip). Es la distancia entre dos puntos de la misma capa ubicados en ambos bloques, medida a lo largo del plano, distancia "d.s." en la Fig..

Desplazamiento horizontal (Horizontal displacement). Es la distancia entre dos puntos de la misma capa ubicados en ambos bloques, medida a lo largo de la horizontal, distancia "h.d." en la Fig..

Corte estratigráfico (Cut-out). Es el espesor que desaparece de la columna estratigráfica de un pozo debido a una falla con relación a una columna estratigráfica completa de otro pozo, distancia "c.o." en la Fig..

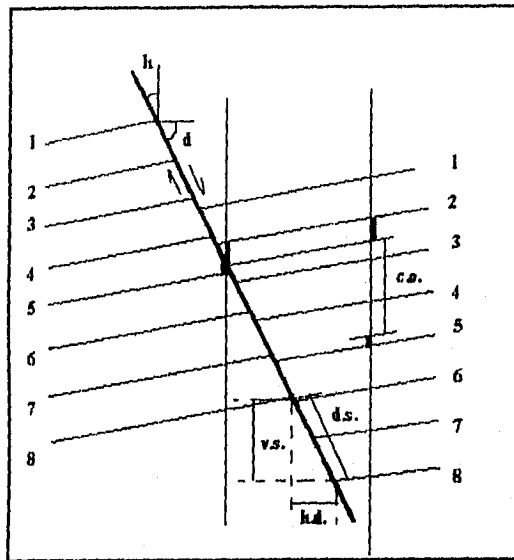


FIG. F-1. Partes de una falla.

Tipos de falla:

Las fallas se clasifican en tres tipos básicamente:

- **Fallas normales.**- Son aquellas que se originan por esfuerzos de tensión. Se presenta un deslizamiento de las masas de roca según la pendiente del plano de falla. En estas fallas las formaciones al techo de la falla parecen haber descendido con respecto a las del muro. La pendiente o buzamiento del plano de falla excede, por lo general, de 45° , Fig. F-2.

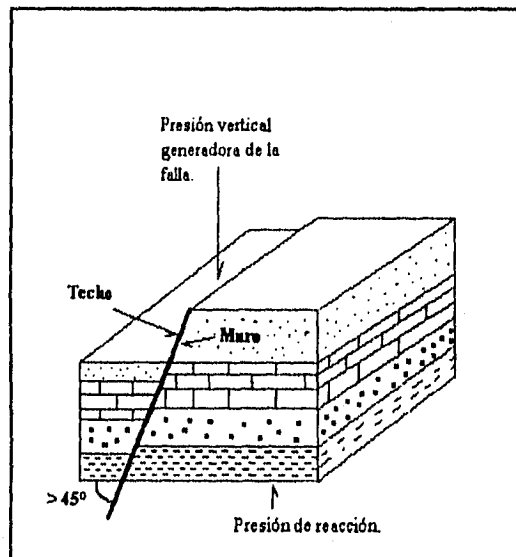


FIG. F-2. Falla normal.

- **Fallas inversas.**- Se generan por esfuerzos de compresión. En estas fallas la masa de roca al techo de la falla parece haberse elevado con respecto a la del muro. La inclinación del plano de falla, por lo general, es menor de 45° , ver Fig. F-3.

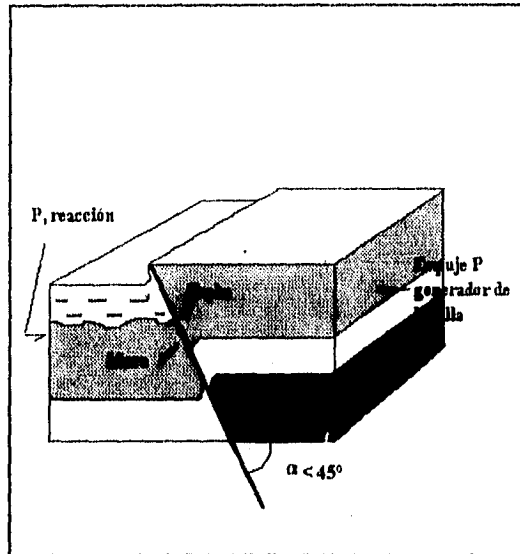


FIG. F-3. Falla inversa.

- **Fallas transcurrentes.**- Debido a los esfuerzos sobre la roca se origina un deslizamiento de las masas sólo a lo largo del rumbo del plano de falla, Fig. F-4.

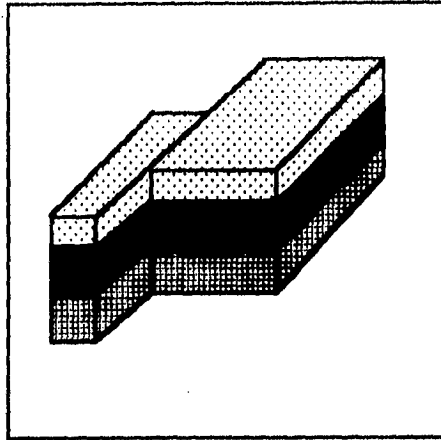


FIG. F-4. Falla transcurrente.

Conclusiones:

Las fallas pueden ser la única causa de la formación de una trampa, pero es más frecuente que las fallas formen una trampa en combinación con otros rasgos estructurales. En ocasiones, las fallas, sin ser propiamente las causantes del entrapamiento, pueden originar variaciones locales en las características de producción de un yacimiento, ya que rompen la continuidad hidráulica de un sedimento si las fallas son barreras al flujo (fallas cerradas) o son verdaderos canales de flujo, si las fallas no son sellos. Normalmente, las fallas son sellos y en ocasiones fraccionan a las acumulaciones de hidrocarburos en yacimientos o unidades independientes, cada uno con su propia presión y propio contacto agua-hidrocarburos. En estos casos, para lograr una explotación eficiente, cada bloque entre fallas debe ser considerado como un yacimiento individual.

En muchos casos, cuando se inyecta agua en los campos afallados, el agua viaja a lo largo de las fallas. En un principio las fallas están fuertemente

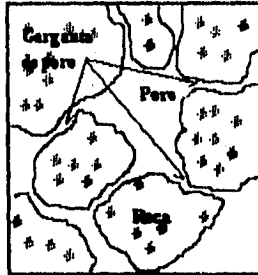
selladas bajo condiciones normales pero cuando la presión de inyección excede la presión original, los fluidos abren las fallas y fluyen a lo largo de ellas.

GARGANTA DE PORO (Pore throat)

Símbolo: PT

Definición:

Es el espacio a través del cual se comunican los poros de una roca.



Expresión matemática:

- Netto^(GP-1)

$$PT = \frac{0,007}{P_c} \quad (GP-1)$$

En donde:

PT = garganta de poro [mm]

Pc = presión capilar con inyección de mercurio [atm].

Unidades

La garganta de poro se expresa en mm, si se utiliza la ecuación GP-1.

Formas de obtención

- Directamente, en laboratorio.

Las características de las gargantas de poro se pueden visualizar y cuantificar por medio de análisis de muestras de roca, utilizando un microscopio (petrográfico, electrónico).

- Indirectamente, en laboratorio.

A una muestra de roca se le determina su comportamiento capilar con inyección de mercurio, (ver *PRESION CAPILAR*). Para varios valores de presión capilar del comportamiento establecido, se aplica la ecuación GP-1, obteniéndose los correspondientes tamaños de garganta de poro, los cuales pueden graficarse con sus respectivas saturaciones de fluido mojante, como se muestra en la Fig. GP-2.

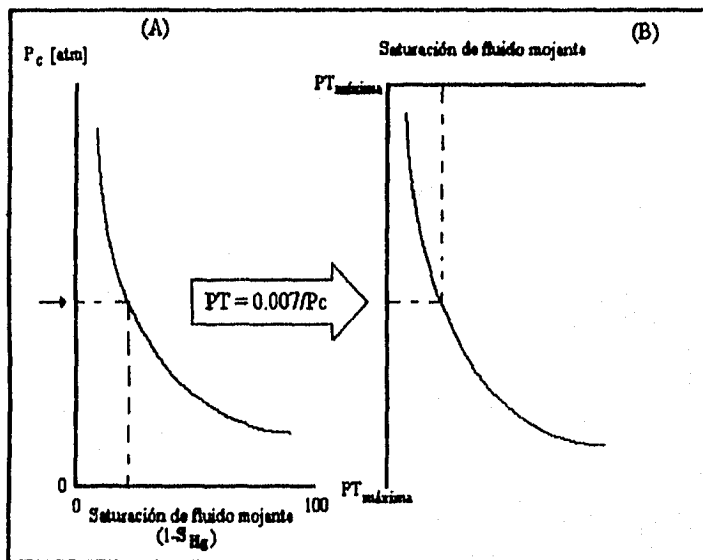


FIG. GP-2. Ejemplos de curvas de presión capilar con sus respectivos tamaños de poro.

Aplicaciones principales:

- Determinar características de flujo de fluidos en un medio poroso.
- Determinar presiones de inyección.
- Determinar la cantidad de fluido que es retenido en los poros.
- En estudios de migración de fluidos

Comentarios

Las gargantas de poro representan una pequeña fracción del volumen total del espacio poroso de una roca; sin embargo, son de mucha importancia ya que son los accesos a los poros, o sea la comunicación entre ellos y, por lo tanto, rigen el comportamiento capilar y controlan la permeabilidad.

El tamaño y la geometría de las gargantas de poro son función de la cantidad y características de los elementos que forman la textura (granos, matriz, cementante).

En una prueba de presión capilar con inyección de mercurio sobre muestras de roca, se alcanzará un nivel de presión al que comenzará a introducirse el mercurio en el espacio poroso. A esta presión se le denomina presión de desplazamiento y a su correspondiente tamaño de garganta se le denomina tamaño crítico de garganta de poro, CTS. Por supuesto, mientras más pequeña sea la garganta crítica de poro mayor será la presión de desplazamiento. Como la permeabilidad es función del tamaño de las gargantas de los poros, mientras más pequeña sea la garganta crítica de poro menor será la permeabilidad.

Como en el caso de los granos, también para las gargantas de poro se puede determinar la distribución de su tamaño, o sea su grado de clasificación. El grado de clasificación se puede conocer por medio de la ecuación GP-2, considerando datos de presión capilar por inyección de mercurio.

$$PTC = \frac{(P_C)_{S_{1g}=75\%}^{1/2}}{(P_C)_{S_{1g}=25\%}^{1/2}} \quad (GP - 2)$$

En donde:

PTC = distribución o clasificación del tamaño de garganta de poro [fracción]

$(P_c)_{S_{Hg}=75\%}$ = presión capilar para saturación de mercurio de
75% [kg/cm²]

$(P_c)_{S_{Hg}=25\%}$ = presión capilar para saturación de mercurio de
25% [kg/cm²]

Mientras más se acerque el valor del grado de clasificación a la unidad, más reducido será el rango de variación del tamaño de las gargantas de poro, o sea las gargantas serán más uniformes en tamaño, reflejándose en la curva de presión capilar.

Mientras más amplia es la distribución del tamaño de garganta de poro mayor será la saturación residual de la fase no mojaite.

En la Fig. GP-3 se muestran las condiciones para saturaciones de 25 y 75% de mercurio.

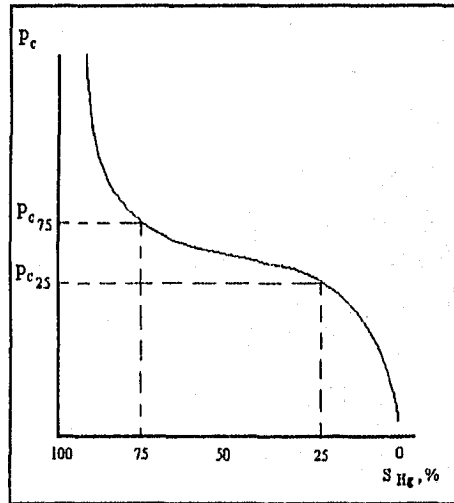


FIG. GP-3. Distribución de la saturación de mercurio.

INDICE DE RESISTIVIDAD (Resistivity index)

Símbolo: I

Definición:

Es un parámetro que indica el grado en que se incrementa la resistividad de una roca saturada 100% con agua salada, al sustituir parte de ésta por hidrocarburos.

Expresión matemática:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (IR-1)$$

En donde:

I = índice de resistividad [sin unidades, adimensional]

R_t = resistividad de la roca para S_w<100% [Ohms-m]

R_o = resistividad de la roca para S_w=100% [Ohms-m]

Unidades:

El índice de resistividad no tiene unidades, se expresa en fracción.

Formas de obtención:

- De acuerdo a la ecuación IR-1, relacionando los valores de resistividad de la roca para S_w<100%, R_t, y de resistividad de la roca para S_w=100%, R_o, (ver **RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA S_w<100%** R_t y **RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA S_w=100%**, R_o.) obtenidos de análisis de núcleos o de la interpretación de registros eléctricos de pozos.
- Por medio de correlaciones petrofísicas establecidas con datos de laboratorio, Fig. IR-1.

INDICE DE RESISTIVIDAD (Resistivity index)

Símbolo: I

Definición:

Es un parámetro que indica el grado en que se incrementa la resistividad de una roca saturada 100% con agua salada, al sustituir parte de ésta por hidrocarburos.

Expresión matemática:

$$I = \frac{R_i}{R_o} \quad (IR-1)$$

En donde:

I = índice de resistividad [sin unidades, adimensional]

R_i = resistividad de la roca para S_w<100% [Ohms-m]

R_o = resistividad de la roca para S_w=100% [Ohms-m]

Unidades:

El índice de resistividad no tiene unidades, se expresa en fracción.

Formas de obtención:

- De acuerdo a la ecuación IR-1, relacionando los valores de resistividad de la roca para S_w<100%, R_i, y de resistividad de la roca para S_w=100%, R_o, (ver **RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA S_w<100%** R_i y **RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA S_w=100%**, R_o.) obtenidos de análisis de núcleos o de la interpretación de registros eléctricos de pozos.
- Por medio de correlaciones petrofísicas establecidas con datos de laboratorio, Fig. IR-1.

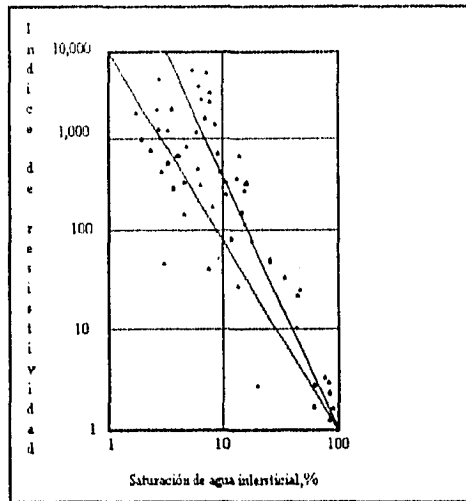


FIG. IR-1. Índice de resistividad en función de S_w . (IR-1)

Aplicaciones:

- Obtener saturaciones de fluidos en el yacimiento.
- Obtener el parámetro de caracterización denominado exponente de saturación, n .

Comentarios

Para estudios de caracterización de yacimientos se construye una gráfica logarítmica de índices de resistividad, I , y los correspondientes valores de saturación de agua, S_w , obtenidos en laboratorio, Fig. IR-1, como inicialmente lo propuso Archie. Con esta gráfica se determina el parámetro n , conocido como exponente de saturación, y que corresponde a la pendiente de la recta de tal gráfica, cuya ecuación es $I=S_w^{-n}$. De acuerdo con esta gráfica el índice de resistividad es función principalmente de la cantidad de fluido conductor que tiene el medio poroso de una roca determinada.

MOJABILIDAD (Wettability)

Símbolo: W

Definición:

Es una propiedad de superficie en un sistema sólido-fluidos, que indica la afinidad relativa entre el sólido y los fluidos que están en contacto con él.

Expresión matemática:

Se puede expresar en términos del número de mojabilidad, (wettability number).

$$N = \frac{\cos \theta_{wo} P_{r_{wo}} \sigma_{oa}}{\cos \theta_{oa} P_{r_{oa}} \sigma_{wo}} \quad (M-1)$$

En donde:

WN = Número de mojabilidad (adimensional)

$\cos \theta_{wo}$ = coseno del ángulo de contacto de la interfase agua-aceite con el sólido, Fig. M1.

$\cos \theta_{oa}$ = coseno del ángulo de contacto de la interfase aceite-aire con el sólido.

$P_{r_{wo}}$ = presión de desplazamiento del aceite cuando el núcleo está saturado 100% con agua

$P_{r_{oa}}$ = presión de desplazamiento del aire cuando el núcleo está saturado 100% con aceite

σ_{oa} y σ_{ow} = tensiones interfaciales entre el aire y el aceite y entre el aceite y el agua, respectivamente.

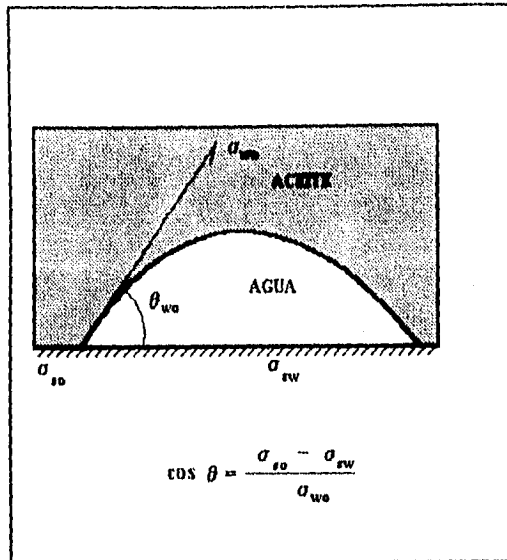


FIG. M-1. Diagrama de fuerzas en equilibrio en la interfase agua-acetate-sólido.

Unidades

La mojabilidad no tiene unidades, es adimensional.

Formas de obtención:

Dado que las rocas de un yacimiento están formadas por empacamientos de fragmentos pequeños de minerales que dejan espacios aún más pequeños, no es posible determinar la mojabilidad por mediciones directas, pero se han propuesto varios procedimientos para evaluarla en forma indirecta, algunos de ellos se presentan a continuación:

1. A partir de información que se obtiene en pruebas de presión capilar en laboratorio se puede determinar el número de mojabilidad aplicando la ecuación M-1.
2. También, a partir de pruebas de presión capilar se puede estimar el ángulo de contacto aparente de la interfase entre los dos fluidos y el

sólido, medido en la fase más densa. El ángulo de contacto aparente es un indicador del grado de mojabilidad que existe en un sistema sólido-fluidos. El ángulo se puede obtener con la ecuación M-2, en la que se considera $\cos \theta_{oo} = 1$.

$$\cos \theta_{wo} = \frac{P_{r_{no}} \sigma_{ni}}{P_{r_{ni}} \sigma_{wo}} \quad (M-2)$$

Aplicaciones principales:

- Determinar la distribución de fluidos dentro del espacio poroso
- Determinar características de flujo de fluidos y de corriente eléctrica dentro del espacio poroso
- Respalda las determinaciones de otras propiedades del sistema roca fluidos.

Comentarios:

La mojabilidad es un efecto de la energía de adhesión que se genera en un sistema sólido-fluidos.

En términos de tensiones interfaciales, el líquido que tiene la más baja tensión interfacial con el sólido (más alta adhesión) es el líquido mojante.

Cuando dos líquidos no miscibles, tales como el agua y el aceite, llenan el espacio poroso de un yacimiento, surge la duda de cuál líquido preferentemente moja la superficie de la roca, ya que este aspecto es importante en muchos problemas de producción.

Si la atracción de adhesión de un fluido a un sólido es mayor que la atracción de cohesión que existe entre sus moléculas entonces el fluido moja a ese sólido.

En el sistema roca-fluidos de un yacimiento, el sólido puede ser denominado de acuerdo a su afinidad con alguno de los fluidos, como:

- Hidrofilico u oleofóbico, si es preferentemente mojado por agua y por lo tanto rechaza al aceite.
- Oleofilico o hidrofóbico, si es preferentemente mojado por aceite y por lo tanto rechaza al agua.

En la mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos la roca es preferentemente mojada por agua.

En los yacimientos petroleros pueden existir diferentes tipos de mojabilidad, dependiendo de las características y condiciones del sistema roca-fluidos.

MOJABILIDAD NEUTRAL (Neutral wettability)

Este tipo de mojabilidad existe cuando la roca del yacimiento no tiene preferencia por alguno de los fluidos saturantes

MOJABILIDAD HOMOGENEA (Homogeneous wettability)

Se presenta cuando el sólido tiene afinidad o preferencia, uniformemente en todo el yacimiento por alguno de los fluidos saturantes.

MOJABILIDAD FRACCIONAL O HETEROGENEA (Fractional or heterogeneous wettability)

Se presenta cuando no se tiene mojabilidad homogénea en el yacimiento, o sea existen áreas mojadas por agua y áreas mojadas por aceite.

MOJABILIDAD MEZCLADA (Miscible wettability)

Es un tipo especial de mojabilidad fraccional y se tiene cuando las superficies mojadas por petróleo corresponden a los poros más grandes, formando senderos continuos dentro de la roca, y las superficies mojadas por agua corresponden a los poros más pequeños, los cuales están saturados completamente con este fluido.

PERMEABILIDAD (Permeability)

Símbolo: k

Definición:

La permeabilidad es una característica física de un medio poroso que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de él.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal:

$$k = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (P-1)$$

En donde:

k = permeabilidad [Darcys]

q_f = gasto del fluido [cm^3/seg]

μ_f = viscosidad del fluido [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm^2]

ΔP = diferencia de presión en la longitud L [atm]

Unidades:

La permeabilidad se expresa en darcys [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD], que es igual a 0.001 [D].

Un medio poroso tiene permeabilidad de un darcy cuando un fluido en una sola fase, con viscosidad de un centipoise, llena completamente los espacios porosos y fluye a través de ellos, bajo condiciones de flujo viscoso, a un gasto de un centímetro cúbico por segundo, por una sección transversal de

un centímetro cuadrado, bajo una caída de presión de una atmósfera por centímetro de longitud.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

En un núcleo (pequeño o grande) se hace pasar un fluido a través de él. El gasto del fluido se relaciona con la caída de presión que establece el flujo, así como con la viscosidad del fluido y las dimensiones del núcleo, por medio de la ley de Darcy. En la Fig. P-1 se presenta, en forma esquemática, un equipo para estas mediciones, comúnmente llamado permeámetro y puede ser para gas o para líquido.

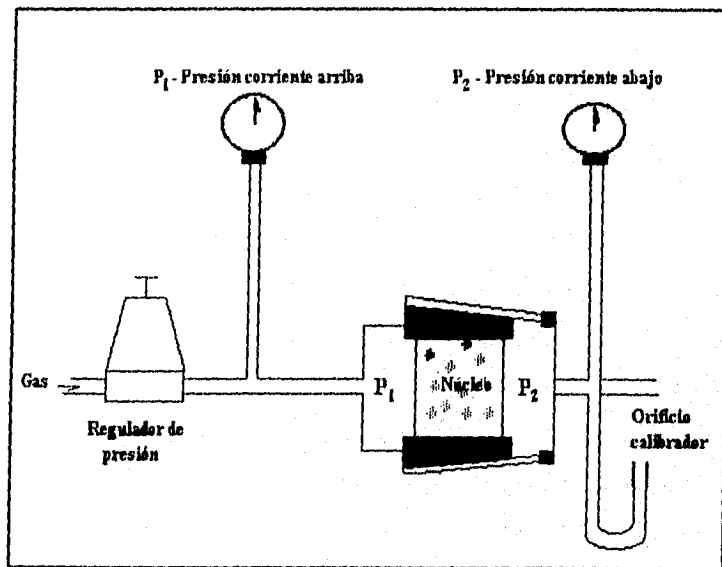


FIG. P-1. Esquema de un permeámetro de gas.⁽²⁾

- Indirectamente, se puede obtener la permeabilidad por medio de los siguientes procedimientos:

- Análisis e interpretación de pruebas de variación de presión (incremento, decremento, interferencia).
- Por correlaciones empíricas elaboradas con propiedades petrofísicas medidas en laboratorio.
- Por ecuaciones establecidas a partir de fundamentos teóricos.

- **Carman**^(P-1)

$$k = \frac{\phi^3}{[5A_r^2(1-\phi)^2]} \quad (P-2)$$

En donde:

k = permeabilidad [m²]

A_g = área de los granos expuesta a los fluidos por unidad de volumen del material sólido [m²/m³]

φ = porosidad [fracción]

- **Coates y Denoo**^(P-2)

$$k^{1/2} = 100 \phi_e^2 \left[\frac{(1 - S_{wi})}{S_{wi}} \right] \quad (P-3)$$

En donde:

k = permeabilidad [md]

φ_e = porosidad efectiva [fracción]

S_{wi} = saturación de agua irreductible [fracción]

- **Morris y Biggs**^(P-3)

$$k^{1/2} = 100 \phi_e^2 \left(\frac{\phi_f - V_{bwi}}{V_{bwi}} \right) \quad (P-4)$$

En donde:

k = permeabilidad [md]

ϕ_e = porosidad efectiva [fracción]

ϕ_t = porosidad total [fracción]

$V_{bwi} = \phi_t S_{wi}$

- Por combinación de datos de registros geofísicos con datos de laboratorio.

Aplicaciones principales:

- Determinar la capacidad de flujo (producción) de una formación o un yacimiento.
- Definir las unidades de flujo en un yacimiento, o sea, zonificar un yacimiento, tanto en sentido vertical como horizontal.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

La permeabilidad es una de las propiedades petrofísicas que tiene más aplicación en la explotación de los hidrocarburos

Existirá permeabilidad en un medio poroso, sólo si se tienen poros o espacios comunicados, o sea sólo si el medio poroso presenta porosidad efectiva.

Una roca de yacimiento puede tener exclusivamente porosidad primaria (intergranular, intercrystalina), o sea porosidad de la matriz, ϕ_m , o puede ser un sistema de doble porosidad, en el que existirá también porosidad secundaria debida a las fracturas, fisuras, cavernas y juntas, ϕ_s . Por lo que la permeabilidad, en el primer caso corresponderá exclusivamente a la permeabilidad de la matriz, k_m , en tanto que, en el segundo caso la permeabilidad dependerá de la facilidad de flujo a través de los poros de la matriz, k_m , y a través de los espacios o huecos que no corresponden a la

matriz, comunmente llamada permeabilidad secundaria, k_s . En este último caso se considera que existe una permeabilidad total, k_t , y será:

$$k_t = k_m + k_s \quad (P-5)$$

Normalmente, la permeabilidad secundaria se maneja como permeabilidad debido a fracturas, k_f .

A los sistemas de doble porosidad también se les llama de doble permeabilidad.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA

(Absolute permeability)

Símbolo: k_a

Definición:

Es la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal

$$k_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (PA-1)$$

En donde:

k_a = permeabilidad absoluta [Darcys]

q_f = gasto del fluido [cm^3/seg]

μ_f = viscosidad del fluido [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm^2]

ΔP = diferencia de presión en la longitud L [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad absoluta la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD], o sea la milésima parte de un darcy.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca
 - Para rocas con porosidad primaria, los núcleos o muestras que se utilizan son generalmente de tamaño pequeño (de 10 a 50 cm³), con geometría regular (cilindros, cubos, paralelepípedos), dependiendo del tipo de portamuestras del permeámetro.

A estas muestras se les mide su longitud y área transversal al flujo y se saturan 100% con un líquido en una sola fase, que moje a los sólidos y que no reaccione con ellos. Posteriormente, con ayuda de un permeámetro para líquidos se circula el fluido saturante y se mide el gasto y la caída de presión. Con los datos anteriores y tomando en cuenta la viscosidad del líquido, se determina la permeabilidad absoluta con la ecuación de Darcy correspondiente a la posición del núcleo, así como a la dirección y el sentido del flujo. A continuación se dan algunos ejemplos al respecto.

- Si la posición del núcleo es horizontal con flujo lineal, se utiliza la ecuación PA-1. En este caso se elimina el efecto de la gravedad y no importa la dirección del flujo.

- Si la posición del núcleo es vertical con flujo lineal se tienen dos casos:

Caso 1: Flujo hacia arriba, con carga, Fig. PA-1.

$$k_a = \frac{q \mu L}{A \rho g h} \quad (PA-2)$$

Caso 2: Flujo hacia abajo, con carga, Fig. PA-2

$$k_a = \frac{q \mu}{A \rho g \left(\frac{h}{L} + 1 \right)} \quad (PA-3)$$

En donde:

ρ = densidad del fluido, [g/cm³]

h = carga, [cm]

g = constante de aceleración gravitacional, [cm/seg²]

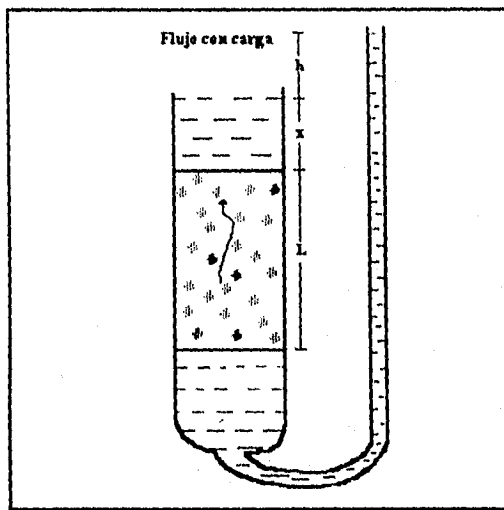


FIG. PA-1. Flujo hacia arriba, con carga.

En ocasiones, sobre todo para reproducir fenómenos de flujo que se tienen en los yacimientos, se utilizan en laboratorio núcleos o muestras con geometría especial, como lo es el caso de una placa circular con una perforación al centro para simular una parte del yacimiento con un pozo. Si esta placa se coloca horizontal y se considera el flujo hacia el pozo la ecuación será:

$$k_a = \frac{q \mu \ln(r_e/r_w)}{\Pi h (P_e - P_w)} \quad (PA-4)$$

En donde:

k_a = permeabilidad absoluta [D]

q = gasto del fluido [cm^3/seg]

μ = viscosidad del fluido [cp]

h = espesor [cm]

P_e = presión en la frontera externa [atm]

P_w = presión en la frontera interna [atm]

r_e = radio de la frontera externa [cm]

r_w = radio de la frontera interna [cm]

$\pi = 3.1416$

- Indirectamente, en laboratorio con muestras de roca.
 - Con un permeámetro de gas se mide la permeabilidad al gas, k_g , (ver *PERMEABILIDAD AL GAS*) para varias caídas de presión (mínimo 5) y aplicando el método de extrapolación de Klinkenberg (ver *PERMEABILIDAD AL LIQUIDO*) se determina la permeabilidad al líquido, k_L , también llamada permeabilidad de Klinkenberg, k_k , que es equivalente, por lo regular, a la permeabilidad absoluta, k_a .
 - Por medio de ecuaciones establecidas con bases teóricas y/o empíricas, propuestas por diversos autores.

Aplicaciones principales:

- Determinar la capacidad de flujo (producción) de una formación cuando está saturada 100% con un sólo fluido incompresible, mojante y que no reacciona con los sólidos.
- Determinar otros parámetros de caracterización que dependen de esta propiedad, tal como son las permeabilidades relativas (ver *PERMEABILIDAD RELATIVA*)

- Determinar otros parámetros de caracterización que dependen de esta propiedad, tal como son las permeabilidades relativas (ver *PERMEABILIDAD RELATIVA*)

Comentarios

La permeabilidad absoluta es una de las propiedades básicas de las rocas sedimentarias, ya que depende exclusivamente de las características del espacio poroso que permite el flujo de fluidos (magnitud y geometría de los huecos comunicados).

En vista de que el valor de permeabilidad al líquido de una roca, determinado con el método de extrapolación de Klinkenberg, es muy cercano al de la permeabilidad absoluta, es más práctico obtener ésta con el método indicado que medirla directamente en el laboratorio.

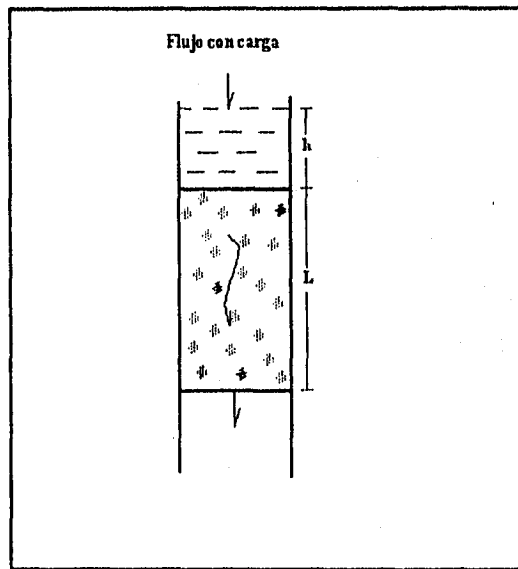


FIG. PA-2. Flujo hacia abajo, con carga.

PERMEABILIDAD AL ACEITE (Oil permeability)

Símbolo: k_o

Definición:

Es la facilidad con la que el aceite puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con el aceite.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad (PO-1)$$

En donde:

k_o = permeabilidad al aceite [D]

q_o = gasto de aceite [cm³/seg]

μ_o = viscosidad del aceite [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm²]

ΔP = caída de presión en la longitud L [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad al aceite la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD], que es la milésima parte de un Darcy.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Una muestra, pequeña o grande, con geometría regular, se satura 100% con un aceite de viscosidad conocida, que no reaccione con los sólidos. La

muestra saturada se coloca en el portamuestras del permeámetro para líquidos, se circula aceite igual al saturante y se mide la caída de presión de extremo a extremo del núcleo así como el gasto de aceite. Considerando la longitud y el área transversal del núcleo y los datos medidos, se aplica la ecuación anterior, si el flujo es horizontal o la correspondiente a la posición del núcleo y a la dirección y el sentido del flujo.

Aplicaciones principales:

- Determinar la permeabilidad absoluta.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

Puesto que en los yacimientos petrolíferos nunca se tiene una saturación de 100% de aceite, ya que siempre existirá agua, cuando menos en valor irreductible, no tiene mucha aplicación este parámetro en estudios de yacimientos; en cambio, en laboratorio es muy usado para obtener otras propiedades de caracterización.

PERMEABILIDAD AL AGUA (Water permeability)

Símbolo: k_w

Definición:

Es la facilidad con la que el agua puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con el agua.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P} \quad (PA-1)$$

En donde:

k_w = permeabilidad al agua [D]

q_w = gasto de agua [cm³/seg]

μ_w = viscosidad del agua [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm²]

ΔP = caída de presión en la longitud L [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad al agua la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD].

1[mD]=0.001[D].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Una muestra de roca, con geometría regular, se satura 100% con agua y se coloca en el portamuestras de un permeámetro para líquidos. Se circula agua,

igual a la que satura a la muestra, y se mide el gasto de agua así como la caída de presión entre los extremos de la muestra. Estos datos se combinan con los de viscosidad del agua y de área y longitud de la muestra por medio de la ecuación PA-1, si el flujo de agua en la muestra fue horizontal o por medio de la ecuación correspondiente a la dirección y al sentido del flujo de agua dentro del núcleo al realizar la medición.

Aplicaciones principales:

- Determinar la capacidad de flujo (producción) de agua en un intervalo, capa o estrato, saturado 100% con agua.
- Determinar, en laboratorio, la permeabilidad absoluta y las permeabilidades relativas (ver *PERMEABILIDAD RELATIVA*).

Comentarios:

El valor de la permeabilidad al agua que se obtenga en el laboratorio en una muestra "limpia" (sin arcillas), preferentemente mojada por agua, es el de la permeabilidad absoluta. Para tal caso se puede utilizar agua salada o agua dulce. Si la muestra es "sucia" (más del 5% de arcillas en los sólidos) forzosamente debe utilizarse agua salada para no alterar el medio poroso y poder obtener la permeabilidad absoluta. Si se presenta en la muestra una reacción entre el material arcilloso y el agua saturante (agua dulce o de baja salinidad), tal material se hidratará y/o se dispersará, por lo que se reducirán los canales de flujo y por lo tanto disminuirá la permeabilidad del medio.

PERMEABILIDAD AL GAS (Gas permeability)

Símbolo: k_g

Definición:

Es la facilidad con la que un gas puede moverse a través de un medio poroso (roca) cuando está saturado 100% con el gas.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal

$$k_g = \frac{q_g \mu_g L}{A \Delta P} \quad (PG-1)$$

En donde:

k_g = permeabilidad al gas [D]

q_g = gasto de gas [cm³/seg]

μ_g = viscosidad del gas que circula [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm²]

ΔP = diferencia de presión en la longitud L [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad al gas la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD].

1[mD]=0.001[D].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Se utiliza un permeámetro de gas. Al núcleo limpio y seco se le mide su longitud y área transversal, se coloca en el portamuestras del permeámetro,

Fig. PG-1. Se circula un gas que no reaccione con los sólidos y se miden: la caída de presión y el gasto de gas. Con estos datos y la viscosidad del gas se obtiene la permeabilidad a dicho fluido de acuerdo a la ecuación de Darcy. En laboratorio es muy común utilizar en estas pruebas gas nitrógeno.

En núcleos grandes (de diámetro completo) se puede aplicar la ecuación anterior sólo para medir la permeabilidad vertical (ver *PERMEABILIDAD VERTICAL*) o sea, cuando el flujo de gas tiene dirección paralela al eje longitudinal del núcleo.

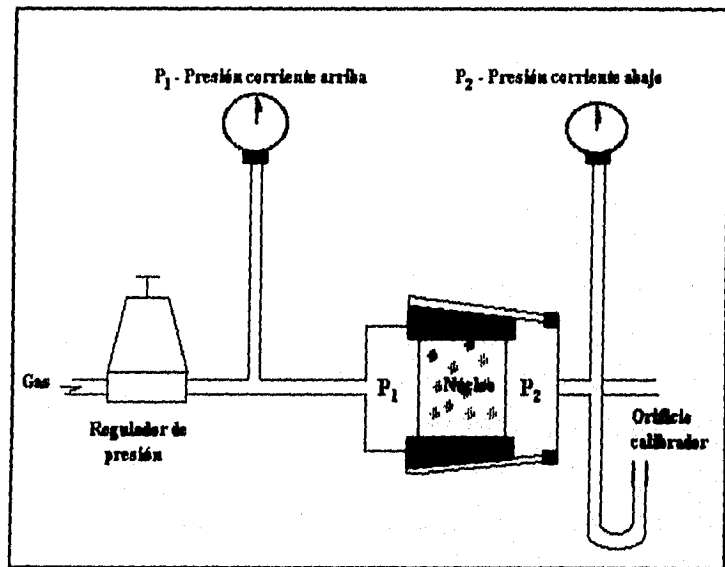


FIG. PG-1. Permeámetro de gas.^(P)

- Indirectamente, por medio de correlaciones.

Aplicaciones principales:

- Conocer la capacidad de producción de gas de una roca cuando está saturada 100% con un gas.
- Determinar la permeabilidad al líquido por medio del método de Klinkenberg (ver *PERMEABILIDAD AL LIQUIDO*).

Comentarios:

Cuando un gas satura 100% al medio poroso y circula a través de él, se presenta el fenómeno de deslizamiento molecular o de Klinkenberg (ver *PERMEABILIDAD AL LIQUIDO*). En este caso la permeabilidad al gas es función de la presión media de flujo y, de acuerdo con la gráfica de extrapolación de Klinkenberg, una roca tendrá mayor permeabilidad al gas mientras menor sea la presión media de flujo. Cuando se reportan valores de permeabilidad al gas obtenidas en laboratorio es necesario indicar la presión media de medición.

- Indirectamente, por medio de correlaciones.

Aplicaciones principales:

- Conocer la capacidad de producción de gas de una roca cuando está saturada 100% con un gas.
- Determinar la permeabilidad al líquido por medio del método de Klinkenberg (ver *PERMEABILIDAD AL LIQUIDO*).

Comentarios:

Cuando un gas satura 100% al medio poroso y circula a través de él, se presenta el fenómeno de deslizamiento molecular o de Klinkenberg (ver *PERMEABILIDAD AL LIQUIDO*). En este caso la permeabilidad al gas es función de la presión media de flujo y, de acuerdo con la gráfica de extrapolación de Klinkenberg, una roca tendrá mayor permeabilidad al gas mientras menor sea la presión media de flujo. Cuando se reportan valores de permeabilidad al gas obtenidas en laboratorio es necesario indicar la presión media de medición.

PERMEABILIDAD AL LIQUIDO

(Liquid permeability)

Símbolo: k_l

Definición:

Es la permeabilidad de un medio poroso obtenida por el método de extrapolación de Klinkenberg.

Expresión matemática:

$$k_l = \frac{k_g}{1 + (b/\bar{P})} \quad (PL-1)$$

$$b = \frac{m}{k_l} \quad (PL-2)$$

$$k_l = k_g - m \frac{1}{\bar{P}} \quad (PL-3)$$

En donde:

k_l = permeabilidad al líquido de medio poroso [D]

k_g = permeabilidad al gas del medio poroso [D]

\bar{P} = presión media de flujo del gas en el medio poroso [atm]

m = pendiente de la recta de la extrapolación de Klinkenberg [D atm]

b = constante para un cierto medio poroso y un gas dados [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad al líquido la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD].

1[mD]=0.001[D].

Formas de obtención:

- En el laboratorio, sobre muestras de roca.

A una muestra de roca limpia y seca se le realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidad al gas, k_g , (ver *PERMEABILIDAD AL GAS*)

Con los datos de permeabilidad al gas obtenidos y los recíprocos de las presiones medias de flujo correspondientes, se elabora una gráfica en papel normal como se muestra en la Fig. PL-1. La tendencia recta que se establece con los puntos graficados se extrapola, hasta la ordenada al origen, que es la permeabilidad al líquido, k_L .

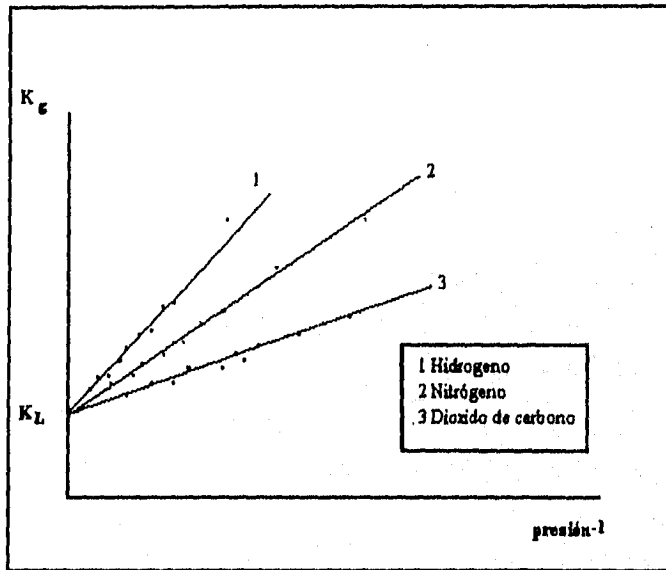


FIG. PL-1. Obtención de la permeabilidad al líquido o de Klinkenberg. ^(PL-1)

Aplicaciones principales:

- Determinar la capacidad de producción de una formación cuando está saturada 100% con un sólo fluido incompresible, mojante y que no reaccione con los sólidos.
- Determinar otros parámetros de caracterización que dependen de esta propiedad.

Comentarios:

La permeabilidad al líquido de un medio poroso se obtiene a partir de mediciones de permeabilidad al gas, de acuerdo con el procedimiento propuesto por Klinkenberg y es equivalente a la que se tendría si fluyera un líquido.

La base del método de Klinkenberg es que a presiones medias de flujo muy altas el gas que circula en el medio poroso se convierte en líquido. Estas condiciones corresponden en la gráfica a la ordenada al origen, o sea, al punto ($1/\bar{P} = 0$, $k_g = k_l$).

Para un medio poroso dado, el valor de la permeabilidad al líquido es independiente del gas que se utilice para obtenerla. La pendiente de la tendencia definida por las mediciones de permeabilidad al gas será mayor mientras más ligero sea el gas utilizado.

PERMEABILIDAD EFECTIVA
(Effective permeability)

Símbolo: k_e

Definición:

Es una propiedad del medio poroso que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de él, cuando no lo satura al 100%.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal

$$k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (PE - 1)$$

En donde:

k_{ef} = permeabilidad efectiva a un fluido [D]

q_f = gasto del fluido [cm^3/seg]

μ_f = viscosidad del fluido [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm^2]

ΔP = caída de presión [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad efectiva la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD].

1[mD]=0.001[D].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Una muestra de roca, con geometría regular, se satura con dos fluidos (agua y aceite o agua y gas) o con tres fluidos (agua, aceite y gas). Se circulan los fluidos dentro del medio poroso, de acuerdo a alguno de los siguientes casos.

- Un fluido en movimiento (su saturación es mayor a la crítica) y el otro o los otros dos estáticos (sus saturaciones menores que las críticas).
- Dos fluidos en movimiento o dos fluidos en movimiento y uno estático.
- Los tres fluidos en movimiento.

Para la situación que se tenga se mide: la caída de presión entre los extremos de la muestra y el gasto de cada fluido para esa caída de presión. Con estos datos, las viscosidades de los fluidos, la longitud del núcleo y el área transversal al flujo se determina la permeabilidad efectiva a los fluidos, aplicando la ecuación de Darcy correspondiente, según sea la dirección y sentido del flujo de fluidos.

- Indirectamente.

Por medio de alguna prueba de variación de presión.

Aplicaciones principales:

- Determinar la capacidad de flujo (producción) de un fluido en particular cuando en el medio poroso o yacimiento existen otros fluidos.
- Determinar otras características de una roca, como lo es la permeabilidad relativa (ver *PERMEABILIDAD RELATIVA*).

Comentarios:

La permeabilidad efectiva en un yacimiento petrolífero puede ser al agua, k_{ew} , al aceite, k_{eo} , o al gas, k_{eg} .

La magnitud o el valor de la permeabilidad efectiva a un fluido dependerá, principalmente, del grado de saturación que tenga el medio poroso de ese

fluido y, por supuesto, de las características físicas de la estructura porosa y de las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluidos.

La permeabilidad efectiva a un fluido tiene los siguientes límites:

- Un valor mínimo de cero cuando la saturación del fluido es igual a la irreductible, a la residual o es menor que la crítica (ver *SATURACION*).
- El valor máximo se tiene cuando la saturación del fluido es máxima y podría ser prácticamente el valor de la permeabilidad absoluta, si el fluido es un líquido mojante que no reacciona con los sólidos y que tiene una saturación muy cercana al 100%.

Se han diseñado varios procedimientos experimentales para medir las permeabilidades efectivas en el laboratorio, pero básicamente consideran flujo de fluidos a presión constante o a gasto constante.

Se estima que este tipo de prueba de laboratorio es uno de los más difíciles de realizar.

fluido y, por supuesto, de las características físicas de la estructura porosa y de las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluidos.

La permeabilidad efectiva a un fluido tiene los siguientes límites:

- Un valor mínimo de cero cuando la saturación del fluido es igual a la irreductible, a la residual o es menor que la crítica (ver *SATURACION*).
- El valor máximo se tiene cuando la saturación del fluido es máxima y podría ser prácticamente el valor de la permeabilidad absoluta, si el fluido es un líquido mojante que no reacciona con los sólidos y que tiene una saturación muy cercana al 100%.

Se han diseñado varios procedimientos experimentales para medir las permeabilidades efectivas en el laboratorio, pero básicamente consideran flujo de fluidos a presión constante o a gasto constante.

Se estima que este tipo de prueba de laboratorio es uno de los más difíciles de realizar.

PERMEABILIDAD HORIZONTAL

(Horizontal permeability)

Símbolo: k_h

Definición:

Es la facilidad con la que un fluido puede moverse en dirección paralela a los planos de estratificación de la roca

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo horizontal.

$$k_h = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (PH - 1)$$

En donde:

k_h = permeabilidad horizontal a un fluido [D]

q_f = gasto del fluido [cm³/seg]

μ_f = viscosidad del fluido [cp]

L = longitud en la que se tiene la caída de presión [cm]

A = área de la sección transversal al flujo [cm²]

ΔP = caída de presión [atm]

Unidades:

Para la permeabilidad horizontal la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD].
1[mD]=0.001[D].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Se corta una muestra pequeña de forma cilíndrica de tal manera que su eje longitudinal sea perpendicular al del núcleo de diámetro completo, por lo tanto, paralelo a los planos de estratificación de la roca. La muestra se limpia y se le mide la permeabilidad al gas (ver *PERMEABILIDAD AL GAS*) o se satura con algún líquido y se mide la permeabilidad a ese líquido (ver *PERMEABILIDAD AL AGUA* o *PERMEABILIDAD AL ACEITE*).

Si el núcleo es de diámetro completo, después de limpiarlo se le mide la permeabilidad horizontal con un permeámetro de gas para núcleos grandes, para lo cual la dirección de flujo de fluido debe ser perpendicular al eje longitudinal del núcleo grande, Fig. PH-1.

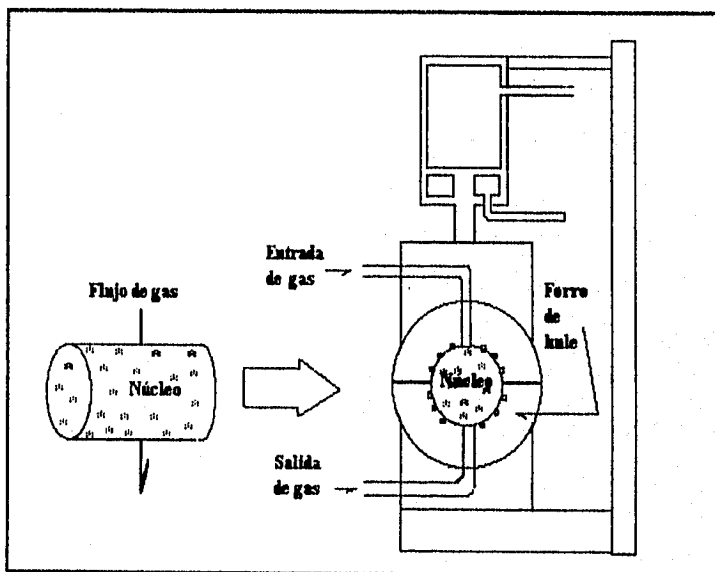


FIG. PH-1. Portamuestras de permeámetro de gas para núcleos grandes.⁽¹⁾

- Indirectamente, a partir de datos de una prueba de variación de presión en donde el intervalo productor sea igual al espesor del estrato acumulador.

Aplicaciones principales:

- Detallar la caracterización de un yacimiento respecto a la permeabilidad, determinando específicamente la facilidad con la que fluyen los fluidos horizontalmente. Si se tienen datos de permeabilidad horizontal en varios puntos del yacimiento se podrá preparar un plano de isopermeabilidades horizontales o un plano de isocapacidades horizontales.

Comentarios:

La forma descrita anteriormente para obtener la permeabilidad horizontal, corresponderá a la facilidad de flujo de fluidos con dirección paralela a los planos de estratificación de la roca sólo si éstos conservan su posición original (horizontal) y el núcleo grande se cortó en un pozo vertical.

En arenas y areniscas es muy común que la permeabilidad horizontal sea mayor que permeabilidad vertical, en tanto que en los carbonatos sin porosidad secundaria, esa diferencia no se observa.

PERMEABILIDAD RELATIVA

(Relative permeability)

Símbolo: k_r

Definición:

La permeabilidad relativa de un medio poroso es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido.

Expresión matemática:

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_a} \quad \text{o} \quad k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_L} \quad (PR-1)$$

En donde:

k_{rf} = permeabilidad relativa al fluido [fracción]

k_{ef} = permeabilidad efectiva al fluido [D]

k_a = permeabilidad absoluta [D]

k_L = permeabilidad al líquido [D]

Unidades:

La permeabilidad relativa no tiene unidades, es adimensional y se expresa en fracción.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

En un núcleo se llevan a cabo mediciones de permeabilidad efectiva (ver *PERMEABILIDAD EFECTIVA*) a distintas saturaciones del fluido en particular (agua, aceite o gas) y cada uno de estos valores se relaciona a la permeabilidad absoluta (ver *PERMEABILIDAD ABSOLUTA*), o a la

permeabilidad al líquido (ver *PERMEABILIDAD AL LIQUIDO*), que previamente fueron determinadas. Con los datos de permeabilidad relativa a un fluido y los de saturación del fluido, normalmente se construye una gráfica en papel normal. En la Fig. PR-1 se muestran ejemplos de permeabilidades relativas al aceite y al agua.

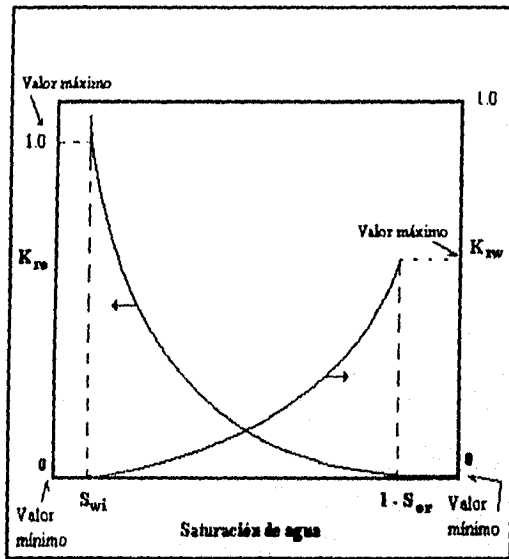


FIG. PR-1. Permeabilidades relativas al aceite y al agua

- Indirectamente.

Con datos de presión capilar con inyección de mercurio, de acuerdo con el método desarrollado por Purcell.^(PR-1)

- La permeabilidad relativa de la fase mojante, k_{rfm} , se calcula con la siguiente ecuación:

$$k_{rjm} = \frac{k_{efjm}}{k_a} = \frac{\int_{S=0}^{S=S_m} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (PR-2)$$

- La permeabilidad relativa de la fase no mojante, k_{rnm} , se calcula con la siguiente expresión:

$$k_{rnm} = \frac{k_{efnm}}{k_a} = \frac{\int_{S=S_m}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (PR-3)$$

En donde:

k_{rjm} = permeabilidad relativa del fluido mojante [fracción]

k_{rnm} = permeabilidad relativa del fluido no mojante [fracción]

k_{efjm} = permeabilidad efectiva del fluido mojante [D]

k_{efnm} = permeabilidad efectiva del fluido no mojante [D]

k_a = permeabilidad absoluta [D]

ds = incremento de saturación [fracción]

P_c = presión capilar con inyección de mercurio [atm]

- A partir de varias condiciones de saturación de agua.

$$k_{rw} = \left[\frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \right]^1 \quad (PR-4)$$

$$k_{rn} = \frac{(1 - S_w)^{2.1}}{(1 - S_{wi})^2} \quad (PR-5)$$

- A partir de datos de variación de presión.

Aplicaciones principales:

- Conocer la facilidad de flujo de un fluido en un medio poroso, en presencia de otros fluidos, con relación a la máxima facilidad de flujo que ofrece tal medio.
- Determinar, cualitativa y cuantitativamente, parámetros y propiedades de los yacimientos.

Comentarios:

La permeabilidad relativa tiene amplia aplicación en estudios de ingeniería de yacimientos, como son las predicciones y las simulaciones de comportamientos. Se puede indicar también que es de los parámetros más importantes en tales estudios y uno de los más difíciles de medir en laboratorio.

En el caso de un medio poroso con dos fluidos presentes: aceite y agua, la permeabilidad relativa a un fluido tiene los siguientes límites :

- El límite inferior es cero cuando la permeabilidad efectiva a dicho fluido es cero, o sea cuando en el medio poroso se tiene una saturación irreductible, residual o menor a la crítica de dicho fluido y por lo tanto no se mueve (ver Fig. PR-1).

- El límite superior se alcanza para la condición de saturación irreductible, residual o menor que la crítica del otro fluido presente en el medio poroso. Sólo cuando la saturación del fluido en cuestión es prácticamente de 100% se tendría un valor de permeabilidad relativa a ese fluido muy cercano a la unidad. (ver Fig. PR-1).

PERMEABILIDAD VERTICAL (Vertical permeability)

Símbolo: k_v

Definición:

Es la facilidad con la que un fluido puede moverse en dirección perpendicular a los planos de estratificación de la roca.

Expresión matemática:

Ecuación de Darcy para flujo vertical, hacia abajo, con carga, Fig. PV-1.

$$k_v = \frac{q_r \mu_r L}{A \rho_r g h} \quad (PV-1)$$

En donde:

k_v = permeabilidad vertical [D]

q_r = gasto del fluido [cm^3/seg]

μ_r = viscosidad del fluido [cp]

L = longitud del núcleo [cm]

A = área de la sección transversal [cm^2]

ρ_r = densidad del fluido [g/cm^3]

h = altura de la columna de líquido [cm]

g = aceleración de la gravedad [cm/seg^2]

Unidades:

Para la permeabilidad vertical la unidad es el darcy [D]. En rocas de yacimientos petroleros es más común usar el milidarcy [mD].

$1[\text{mD}] = 0.001[\text{D}]$.

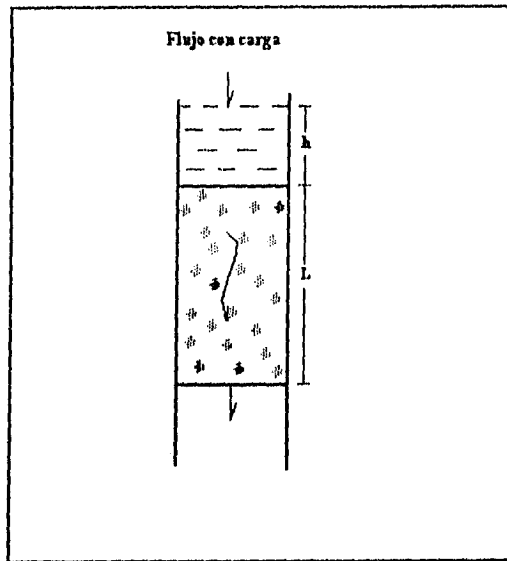


FIG. PV-1. Flujo vertical, hacia abajo, con carga.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Se corta una muestra pequeña, de forma cilíndrica, de tal manera que su eje longitudinal sea paralelo al del núcleo de diámetro completo, por lo tanto, perpendicular a los planos de estratificación de la roca. La muestra se limpia y se le mide la permeabilidad al gas (ver *PERMEABILIDAD AL GAS*), con la que se puede obtener la permeabilidad al líquido, o se satura con algún líquido y se mide la permeabilidad a ese líquido (ver *PERMEABILIDAD AL AGUA O PERMEABILIDAD AL ACEITE*).

Si el núcleo es de diámetro completo, después de limpiarlo se le mide la permeabilidad vertical con un permeámetro de gas para núcleos grandes, para lo cual la dirección de flujo de fluido debe ser paralelo al eje longitudinal del núcleo grande.

Aplicaciones principales:

- Alinear la información de permeabilidad de un yacimiento, determinando la facilidad con la que los fluidos se pueden mover en dirección vertical. Si se conoce la permeabilidad vertical en varias partes del yacimiento se pueden conocer las zonas con mayor o menor permeabilidad vertical y puesto que ésta podría ser debido a fracturas, ayudaría a identificar zonas con porosidad secundaria.

Comentarios:

La forma descrita anteriormente para obtener la permeabilidad vertical, corresponderá a la facilidad de flujo de fluidos con dirección perpendicular a los planos de estratificación de la roca sólo si éstos conservan su posición original (horizontal) y el núcleo grande se cortó en un pozo vertical.

Las mediciones de permeabilidad al gas pueden hacerse colocando los núcleos horizontales para eliminar el término gravitacional y utilizar la ecuación simple de Darcy.

En arenas y areniscas la permeabilidad vertical por lo regular es menor que la horizontal. En los carbonatos no se observa diferencia entre ambas permeabilidades, sólo cuando presentan porosidad secundaria debido principalmente a fracturas. Para cuantificar esta diferencia en laboratorio deben realizarse las mediciones sobre núcleos grandes, de diámetro completo.

POROSIDAD (Porosity)

Símbolo: ϕ

Definición:

Relación del volumen de huecos, espacios o poros de un material poroso (roca), con respecto al volumen total de ese material.

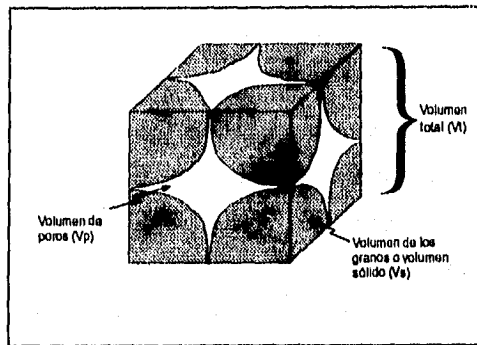


FIG. P-1. Diagrama de un medio poroso.

Expresión matemática:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (P-1)$$

En donde:

ϕ = porosidad [fracción]

V_p = volumen de poros [m^3]

V_r = volumen de roca [m^3]

Unidades:

La porosidad se expresa en por ciento (%) o en fracción del volumen total del material poroso considerado.

Formas de obtención

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Algunos de los procedimientos más comunes requieren de láminas delgadas que se analizan por medio de microscopios petrográficos o electrónicos.

Otras técnicas requieren de volúmenes de roca relativamente pequeños (de 10 a 50 cm³). En una de ellas, tan pronto se sacan las muestras del muestreador se desaturan, cuantificándose el total de los volúmenes de fluidos extraídos, que es igual al volumen de poros. Este volumen se relaciona al volumen total de la muestra de roca para obtener la porosidad. Si la muestra ya no contiene fluidos en sus poros, se satura con algún líquido para determinar el volumen del espacio poroso por diferencia de pesos y relacionarlo al volumen total, o se analiza en un porosímetro tipo Boyle que utiliza gas, como el de la Fig. P-2. Tales muestras de roca también se pueden analizar en tomógrafos.

En laboratorio también puede medirse la porosidad en núcleos grandes (diámetro completo), cuyos volúmenes generalmente son mayores a 500 cm³, aplicando técnicas similares a las descritas para núcleos pequeños.

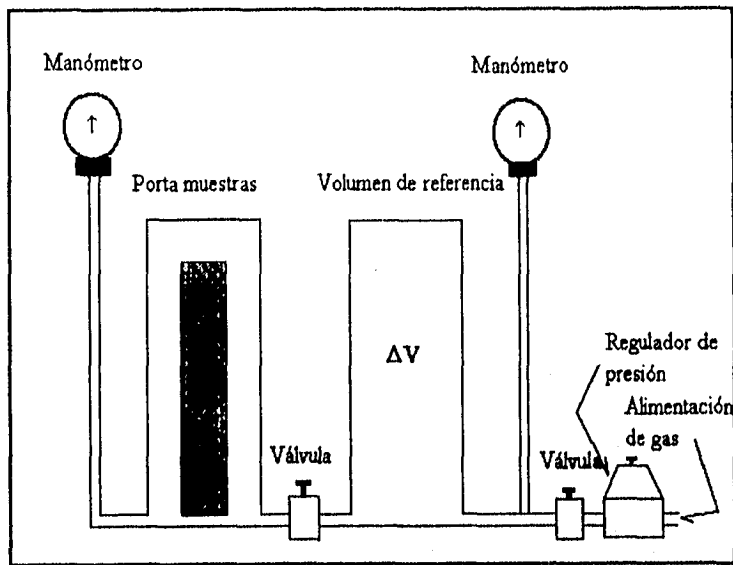


FIG. P-2. Porosímetro tipo Boyle.^(P)

- Indirectamente, por medio de registros geofísicos de pozo.

Se han propuesto muchos métodos para determinar la porosidad por medio de la interpretación de registros de pozos; los registros que más se utilizan son los llamados de porosidad: sónico^(P-2), densidad^(P-2), neutrón^(P-2) y también, pero en menor proporción, se utilizan los registros de resistividad^(P-2).

A continuación se presentan las ecuaciones básicas para obtener la porosidad a partir de los registros sónico y de densidad.

- **Registro sónico:**

$$\phi_{\text{sónico}} = \frac{\Delta t_{\text{log}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}} \quad (P-2)$$

En donde:

ϕ_{sonic} = porosidad derivada del registro sónico [fracción]

Δt_{ma} = tiempo de transmisión del sonido en la matriz, [$\mu\text{seg}/\text{pie}$] (Tabla P-1)

Δt_{log} = tiempo de transmisión del sonido en la formación, tomado del registro, [$\mu\text{seg}/\text{pie}$].

Δt_f = tiempo de transmisión del sonido en el fluido, [$\mu\text{seg}/\text{pie}$].

En la Tabla P-1 se proporcionan los datos de velocidad de sonido y de tiempo de transmisión del sonido para matrices de varias litologías.

	V_{ma} (ft/seg)	Δt_{ma} ($\mu\text{seg}/\text{ft}$)
Arenisca	18,000 a 19,500	55.5 a 51.0
Caliza	21,000 a 23,000	47.6 a 43.5
Dolomía	23,000 a 26,000	43.5 a 38.5
Anhidrita	20,000	50.0
Sal	15,000	66.7

Tabla. P-1. Velocidades y tiempos de transmisión del sonido en diferentes matrices. (P-2)

- Registro de densidad

$$\phi_{\text{den}} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_b}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f} \quad (P-3)$$

En donde:

ϕ_{den} = porosidad derivada del registro de densidad [fracción].

ρ_{ma} = densidad de la matriz, [g/cm^3], (Tabla P-2).

ρ_b = densidad de la formación, tomada del registro, [g/cm^3].

ρ_f = densidad del fluido, [g/cm^3].

En la Tabla P-2 se proporcionan datos de densidades de matrices de varias litologías.

	ρ_{ma} (g/cm ³)
Arenisca	2.648
Caliza	2.710
Dolomía	2.876
Anhidrita	2.977
Sal	2.032

Tabla. P-2. Densidades de matrices de litologías más comunes. (P-2)

Aplicaciones principales:

Algunas aplicaciones de la porosidad en la caracterización de yacimientos son las siguientes:

- Calcular el volumen de hidrocarburos en el yacimiento.
- Analizar pruebas de variación de presión en pozos.
- Determinar la distribución del espacio poroso en el yacimiento.
- Definir la distribución de fluidos (agua, gas, aceite) en el yacimiento.
- Obtener otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

La porosidad es una propiedad estática de la roca.

La porosidad representa la fracción del volumen de roca que es capaz de contener fluidos: agua, aceite y gas, es decir, determina la capacidad de almacenamiento de una roca o de un yacimiento.

La porosidad es uno de los parámetros petrofísicos que tiene amplia aplicación en las distintas etapas que comprende la explotación de yacimientos.

POROSIDAD ABSOLUTA (Absolute porosity)

Símbolo: ϕ_a

Definición:

Relación del volumen total de huecos o espacios, comunicados y no comunicados, de un material poroso, con el volumen total de ese material.

Expresión matemática:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (PA-1)$$

En donde:

ϕ_a = porosidad absoluta [fracción]

V_{pc} = volumen de poros comunicados [m³]

V_{pnc} = volumen de poros no comunicados [m³]

V_r = volumen de roca [m³]

Unidades:

La porosidad absoluta se expresa en porcentaje (%) o en fracción del volumen total del material poroso considerado.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.
- Por observación en microscopios de láminas delgadas de roca, se puede estimar la porosidad absoluta. En la Fig. PA-1 se proporciona una carta patrón para estimar la porosidad.

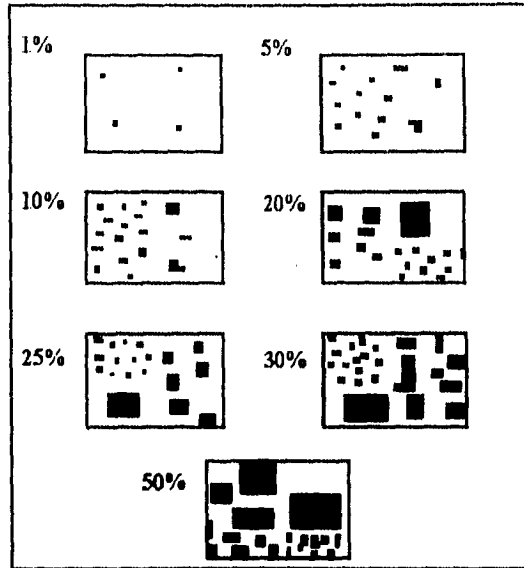


FIG. PA-1. Carta patrón para estimar porosidad.^(PA-1)

- Otra manera práctica para determinar la porosidad absoluta a partir de análisis microscópico de láminas delgadas de un medio poroso granular, consiste en colocar una retícula cuadrada sobre una fotografía ampliada de una sección de esa lámina, (Fig. PA-2). Con base en el número total de nodos o cruces de líneas de la retícula, N_t , y el número total de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía, N_p , la porosidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\phi_a = \frac{N_p}{N_t} \quad (PA-2)$$

Este procedimiento supone que la muestra es homogénea e isotrópica y que los granos tienen una distribución aleatoria.^(PA-2)

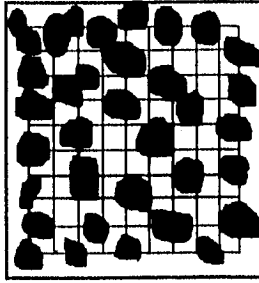


FIG. PA-2. Análisis microscópico de láminas delgadas. (PA-1)

En rocas sedimentarias se mide el volumen de la muestra, V_r , se desmenuza a nivel de grano y se mide el volumen de granos, o sea el volumen de sólidos, V_s , obteniéndose la porosidad absoluta de la siguiente forma:

$$\phi_a = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (PA-3)$$

Aplicaciones principales:

En la interpretación de registros se utiliza como apoyo para determinar la porosidad efectiva de una formación.

Comentarios:

La porosidad absoluta es una característica del medio poroso que tiene poca aplicación en la explotación de hidrocarburos, ya que considera el volumen de poros no comunicados, de los cuales no pueden extraerse los fluidos. Sólo cuando se lleva a cabo una estimulación en la formación (fracturamiento o acidificación) podrían comunicarse algunos de esos poros.

A esta porosidad también se le llama porosidad total porque comprende todos los huecos (poros, cavernas y espacios debidos a fisuras, fracturas y juntas) independientemente de que estén comunicados o no.

Cuando se desmenuza la muestra a nivel de grano, con el fin de obtener el volumen de sólidos, se elimina el empacamiento original de los mismos, por lo que la porosidad absoluta que se obtiene por diferencia del volumen de roca y el volumen de sólidos así obtenido, corresponderá al máximo valor de porosidad que podría tener la roca.

POROSIDAD EFECTIVA (Effective porosity)

Símbolo: ϕ_e

Definición:

Relación del volumen de huecos comunicados de un material poroso, con el volumen total de ese material.

Expresión matemática:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (PE - 1)$$

En donde:

ϕ_e = porosidad efectiva [fracción]

V_{pc} = volumen de poros comunicados [m³]

V_r = volumen de roca [m³]

Unidades:

La porosidad efectiva se expresa en por ciento [%] o en fracción del volumen total del material poroso considerado.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.
 1. Cuando la muestra está limpia, sin fluidos en los poros, se procede de la siguiente manera:
 - Se mide el volumen de roca, V_r , (ver *VOLUMEN DE ROCA*)
 - Se determina el volumen de poros comunicados, V_{pc} , (ver *VOLUMEN DE POROS*) o el volumen de sólidos, V_s , conservando la estructura original (ver *VOLUMEN DE SOLIDOS*).

- Se aplica alguna de las siguientes expresiones:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (PE - 2)$$

$$\phi_e = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (PE - 3)$$

2. Otro procedimiento para medir la porosidad efectiva en núcleos limpios, es por medio de un porosímetro tipo Boyle, en el que propiamente se mide el volumen de sólidos (ver *VOLUMEN DE SÓLIDOS*) y después se obtiene la porosidad.

Aplicaciones principales:

- Determinar otros parámetros petrofísicos por medio de ecuaciones o correlaciones.
- Determinar los volúmenes de fluidos recuperables en un yacimiento.
- Analizar pruebas de variación de presión en pozos.

Comentarios:

Por lo general, la porosidad efectiva es menor que la porosidad absoluta, sólo son iguales en el caso de que no existan poros no comunicados.

La porosidad efectiva es la que normalmente interviene en los estudios de caracterización de yacimientos.

Sólo si existe porosidad efectiva en una roca se tendrá permeabilidad.

Para las rocas con porosidad secundaria (ver *POROSIDAD SECUNDARIA*) los huecos que se consideran en la porosidad efectiva comprenden poros, cavernas y espacios debidos a fisuras, fracturas y juntas, siempre y cuando formen una red comunicada.

La forma de los granos de una roca puede ser extremadamente irregular, por lo que se podrían generar regiones de estancamiento, es decir espacios en donde no se mueven los fluidos a pesar de estar comunicados, es por ésto que se ha clasificado a la porosidad, con base en este aspecto, en porosidad de flujo, ϕ_r , asociada con canales y porosidad de estancamiento, ϕ_s , asociada con tales trampas (PA-2).

POROSIDAD PRIMARIA (Primary porosity)

Símbolo: ϕ_p

Definición:

La porosidad primaria es la que considera solamente los poros originales, los cuales se formaron antes o durante la litificación de los sedimentos que se transformaron en roca.

Unidades:

La porosidad primaria se expresa en por ciento [%] o en fracción del volumen total del material poroso considerado.

Formas de obtención:

Ver *POROSIDAD*

Aplicaciones principales:

Ver *POROSIDAD*

Comentarios:

A la porosidad primaria también se le llama porosidad original debido a que se formó junto con el sedimento; también es llamada porosidad intergranular, en el caso de las arenas o areniscas, o porosidad intercrystalina, en el caso de los carbonatos.

La porosidad primaria u original está definida por el arreglo y forma de los poros, el grado de comunicación entre ellos y su distribución dentro de la roca, es decir por la estructura porosa inicial, la cual está íntimamente ligada a la estructura sólida que formaron los granos al sedimentarse.

Se puede indicar también que la porosidad primaria en rocas sedimentarias es, en general, el resultado del efecto combinado de muchos aspectos, tales como: tamaño y forma de las partículas, grado de selección y tipo de empacamiento de los sólidos, así como de la clase y cantidad del material cementante.

POROSIDAD SECUNDARIA (Secondary porosity)

Símbolo: ϕ_s

Definición:

La porosidad secundaria es aquella porosidad que considera sólo los huecos o espacios que se generaron después de la litificación de los sedimentos, o sea después que se formó la roca.

Unidades:

La porosidad secundaria se expresa en por ciento [%] o en fracción del volumen total del material poroso considerado.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Se debe medir la porosidad secundaria en núcleos grandes (de diámetro completo), de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Obtener el volumen de roca, V_r , a partir de las dimensiones del núcleo (diámetro y longitud).
2. Medir el volumen de espacios comunicados (V_{ec}) con un equipo de expansión de gas, de tipo Boyle, para núcleos grandes.
3. Determinar la porosidad total, ϕ_t , relacionando los volúmenes medidos de espacios y de roca.

$$\phi_t = \frac{V_{ec}}{V_r} \quad (PS - 1)$$

4. Determinar la porosidad de la matriz, ϕ_m , (ver *POROSIDAD EFECTIVA*) en un núcleo pequeño tomado del núcleo grande o de un pedazo próximo.

5. Obtener la porosidad secundaria con la expresión siguiente:

$$\phi_s = \phi_t - \phi_m \quad (PS-2)$$

- Indirectamente.

La porosidad secundaria también se puede obtener por medio de la interpretación de registros geofísicos.

1. Una técnica muy utilizada es la que se basa en la interpretación combinada de los registros: sónico, neutrón y densidad, la cual es llamada técnica de gráficas cruzadas, Fig. PS-1.

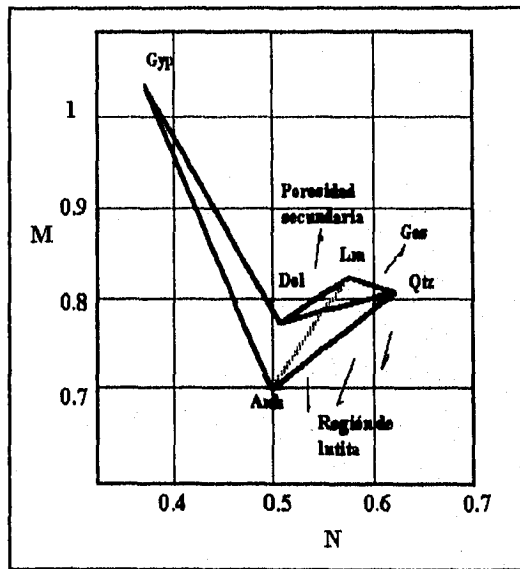


FIG. PS-1. Gráficas cruzadas para determinar porosidad secundaria. ^(PS-1)

Aplicaciones principales:

- Obtener el volumen de fluidos en las fracturas de una roca con sistema doble porosidad-doble permeabilidad
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

A las rocas que tienen porosidad secundaria se les llama comunmente rocas o sistemas con doble porosidad-doble permeabilidad, ya que comprenden espacios de la matriz y de las fracturas, fisuras, cavernas y/o juntas.

Los sistemas con doble porosidad-doble permeabilidad generalmente se presentan en rocas carbonatadas.

En una roca fracturada, la porosidad de las fracturas es una fracción pequeña, y a veces muy pequeña, de la porosidad total de un sistema con doble porosidad-doble permeabilidad.

En rocas con porosidad secundaria la estructura de los huecos no tiene una relación directa con la forma de la estructura original que conformaron los sólidos.

PRESION CAPILAR (Capillary pressure)

Smbolo: P_c

Definición

Es la diferencia de las presiones existentes en ambos lados inmediatos a la interfase curva que se forma entre dos fluidos no miscibles que saturan el espacio capilar (espacio poroso de una roca), siendo uno de ellos el fluido mojante.

Expresión matemática:

- De acuerdo con la definición, para un tubo capilar se tiene:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (PC - 1)$$

En donde:

P_c = presión capilar [kg/cm²]

P_{nm} = presión en la fase no mojante [kg/cm²]

P_m = presión en la fase mojante [kg/cm²]

- De acuerdo a las densidades de los fluidos, también para un tubo capilar

$$P_c = \left[\frac{(\rho_m - \rho_{nm}) g H}{10} \right] \quad (PC - 2)$$

En donde:

ρ_m = densidad del fluido mojante [g/cm³]

ρ_{nm} = densidad del fluido no mojante [g/cm³]

g = constante gravitacional [m/seg²]

H = altura del fluido mojante en el capilar [m]

- En función de la tensión interfacial o superficial, la presión capilar se expresa de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (PC-3)$$

En donde:

P_c = presión capilar [dinas/cm²]

σ = tensión superficial o interfacial [dinas/cm]

$\cos \theta$ = coseno del ángulo de contacto [adimensional]

r = radio del capilar [cm]

- Para empacamiento de esferas uniformes

$$P_c = \sigma \left[\left(\frac{1}{R_1} \right) + \left(\frac{1}{R_2} \right) \right] \quad (PC-4)$$

En donde:

P_c = presión capilar [dinas/cm²]

σ = tensión superficial o interfacial [dinas/cm]

R_1 y R_2 = radios principales de curvatura [cm], Fig. PC-1.

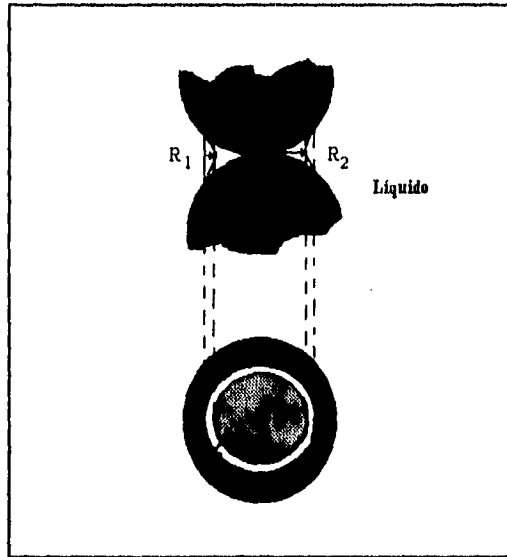


FIG. PC-1. Radios principales de curvatura en un contacto de esferas.(PC-1)

Unidades:

Las unidades más comunes de la presión capilar son: [kg/cm²], [dinas/cm²], [lb/pg²] o [atm].

Formas de obtención:

- Directamente, sobre muestras de roca.

Básicamente existen tres procedimientos de laboratorio para obtener el comportamiento capilar (curvas de presión capilar) en muestras pequeñas de roca.

1. Desplazamiento de fluido con membrana semipermeable, sistema agua-aire.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, se satura 100% con agua (fluido mojante). Se introduce a un equipo de desaturación por medio de aire, que contiene en la base una membrana semipermeable, saturada

100% con la misma agua que satura la muestra, y una salida para drenar fluidos, Fig. PC-2. Se incrementa la presión del aire (fluido no mojante) por etapas y para cada una de éstas se determina la saturación de agua en la muestra, con base en el volumen de agua que sale de la misma para la presión aplicada y el volumen inicial de agua en la muestra.

Con los valores de saturación de agua y las correspondientes presiones que, de acuerdo con el método, son las presiones capilares, se prepara una gráfica de comportamiento capilar (curva de presión capilar) en papel de escala normal, Fig. PC-3.

La prueba se suspende cuando ya no se desplaza agua de la muestra a pesar de que se incremente la presión, lo cual se determina en la gráfica cuando la curva de presión capilar se hace asintótica.

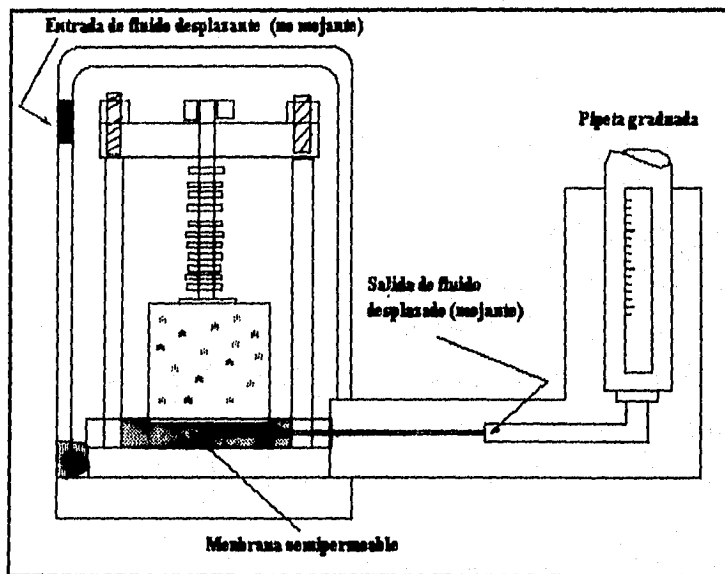


FIG. PC-2. Diagrama de un equipo para medir presión capilar con membrana semipermeable.(PC-2)

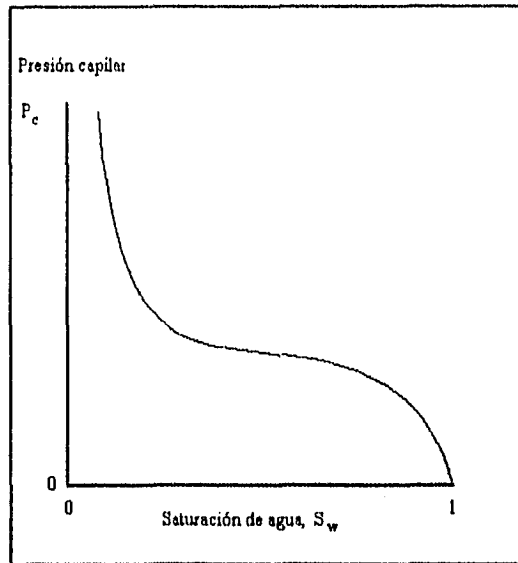


FIG. PC-3. Curva típica de presión capilar en papel normal.

2. Desplazamiento con centrifuga.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, se satura 100% con agua (fluido mojante). La muestra saturada se mete en una probeta graduada de diseño especial y se coloca en la centrifuga, ver Fig. PC-4. Se somete a varios niveles de velocidad angular, o sea a varios valores de revoluciones por minuto, que van incrementándose a tiempos constantes para desaturar la muestra.

Para cada etapa de desaturación se determina la saturación de agua que tiene la muestra, con base en el volumen de tal fluido recuperado en la probeta y el volumen inicial de agua en la muestra.

Aplicando la ecuación PC-5 se convierten las revoluciones por minuto a presiones capilares.^(PC-3)

$$P_c = C_1 \Delta\rho \omega^2 (r_b^2 - r_i^2) \quad (PC-5)$$

En donde:

P_c = presión capilar, [lb/pg²]

C_1 = constante de la centrifuga.

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades, [g/cm³]

ω = velocidad rotacional de la centrifuga.

r_b = radio exterior de rotación, [cm]

r_i = radio interno de rotación, [cm]

Con los datos de presión capilar y las saturaciones correspondientes se prepara una curva de presión capilar en papel normal, como la de la Fig. PC-3.

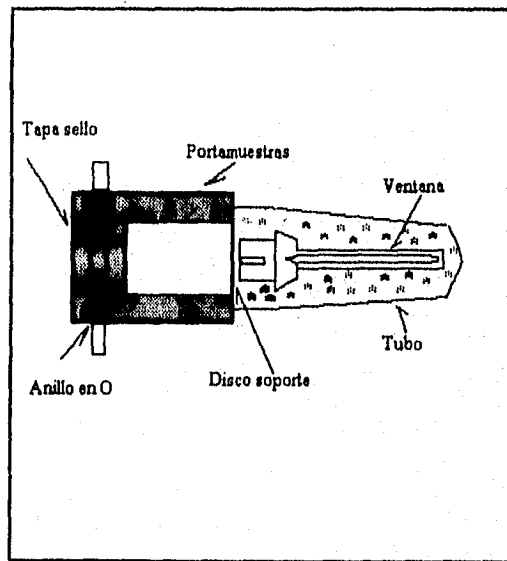


FIG. PC-4. Portamuestras para centrifuga. (PC-4)

3. Desplazamiento por inyección de mercurio.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, se coloca la muestra en un equipo de alta presión para inyección de mercurio, previamente calibrado, ver Fig. PC-5. Después de hacer vacío a los poros de la muestra se inyecta mercurio (fluido no mojante) en ellos incrementando los niveles de presión por etapas. Para cada nivel de presión se determina la saturación de fluido mojante (vacío o aire a muy baja presión) en la muestra, a partir de los volúmenes de mercurio inyectados en cada etapa, corrigiendo por deformación del equipo, y tomando en cuenta el volumen de poros de la muestra.

Con los valores de presión que, de acuerdo con el método, son las presiones capilares, y las saturaciones del fluido mojante calculadas, se prepara una gráfica en papel de escala normal que represente el comportamiento capilar del medio poroso, Fig. PC-3.

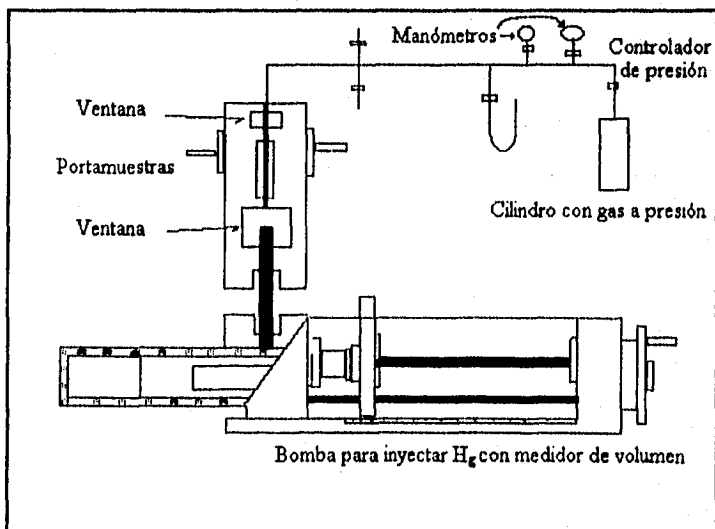


FIG. PC-5. Equipo de inyección de mercurio para pruebas de presión capilar. (PC-5)

Aplicaciones principales:

- Definir la distribución vertical de fluidos en el yacimiento.
- Estimar presiones de desplazamiento.
- Obtener la variedad en tamaño de grano y de poros (gargantas) de una roca.
- Estimar saturaciones irreductibles de fase mojante.
- Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos en un yacimiento.
- Calcular las permeabilidades relativas.

Comentarios:

En un sistema roca-fluidos, como es un yacimiento, el contacto entre el sólido y los fluidos y entre estos mismos, generan propiedades de superficie, por ejemplo: la tensión de adhesión, la tensión interfacial y la mojabilidad. Estas propiedades rigen el comportamiento capilar.

La curva de presión capilar es un método experimental simple para determinar cualitativa y cuantitativamente la variedad del tamaño de las gargantas de poro (ver *GARGANTA DE PORO*) de un medio poroso, o sea de los ductos a través de los cuales el fluido que invade dicho medio debe pasar, ya que ésto define o establece la forma de la curva.

PRESION DE BURBUJEO (Bubble pressure)

Símbolo: P_b

Definición:

Es la presión a la cual la fase líquida de una mezcla de hidrocarburos coexiste en equilibrio con una cantidad infinitesimal de fase gaseosa liberada.

Expresión matemática:

A partir de la composición de la mezcla de hidrocarburos, a una temperatura dada.

Para una sustancia ideal:

$$P_b = \sum_j Z_j P_{v_j} \quad (PB-1)$$

En donde:

P_b = presión de burbujeo de la mezcla [psia]

Z_j = fracción molar del j-ésimo componente [fracción]

P_{v_j} = presión de vapor del j-ésimo componente [psia]

Unidades:

La presión de burbujeo se expresa en [lb/pg²] o [kg/cm²].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio de un análisis PVT.

Una muestra representativa de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento se introduce a la celda de alta presión de un equipo de análisis PVT. Se lleva a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y manteniendo la temperatura del yacimiento constante se abate la presión por etapas y se determina la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas, por medio

de observación directa a través de la ventana de la celda, si ésta es de tipo "visual" o por medio de una gráfica de presión contra volumen de mercurio extraído, si la celda es "ciega", o sea sin ventanas. En la Fig. PB-1 se representa lo que sucede dentro de la celda PVT durante el abatimiento de presión a temperatura constante.

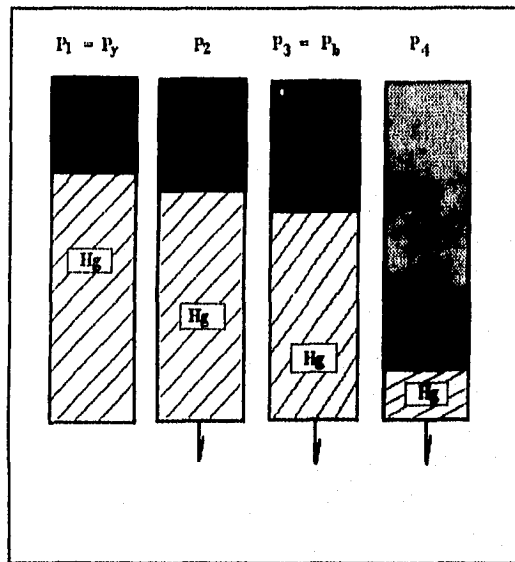


FIG. PB-1. Diagrama que muestra lo que sucede en una celda PVT, al abatir la presión a temperatura constante.

- Indirectamente, a partir de la composición de la mezcla de hidrocarburos. Conocida la composición de la mezcla en fracción mol de cada componente, Z_j , se supone una presión de saturación y con ésta se obtiene la constante de equilibrio de cada componente, K_j , Fig. PR-3, (ver *PRESION DE ROCIO*) a la temperatura de yacimiento. Se multiplica la fracción mol de cada componente por la constante de equilibrio correspondiente. Si la sumatoria

de los productos es igual a uno, entonces, la presión de burbujeo supuesta es la presión de burbujeo real, o sea si $\sum_i Z_i K_i = 1$, entonces $P_{b_{sup}} = P_{b_{real}}$. Si

no se cumple lo anterior, se supone otra presión y se repite el procedimiento mencionado anteriormente. Esta iteración se suspende cuando la sumatoria de los productos es igual a uno.

- Cuando no se conoce la composición de la mezcla de hidrocarburos, la presión de burbujeo se puede obtener por correlaciones establecidas con datos de laboratorio, como son la de Lasater y la de Standing, Figs. PB-2 y PB-3, respectivamente. Estas correlaciones tienen aplicación limitada, ya que sólo se recomiendan usar para los hidrocarburos equivalentes a los de los campos de donde se tomaron las muestras que se analizaron. Correlaciones como éstas se podrían establecer para otras áreas petroleras.

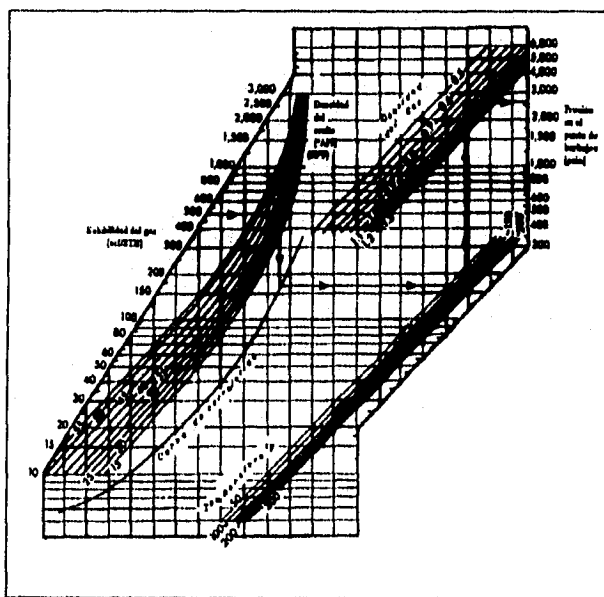


FIG. PB-2. Correlación de Lasater para obtener la presión de burbujeo. (PB-1)

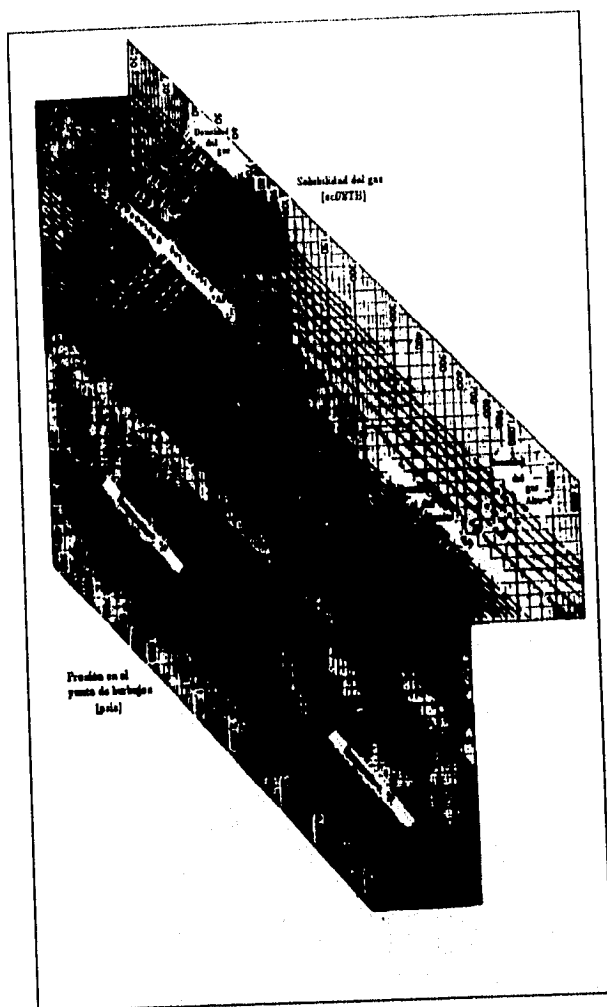


FIG. PB-3. Correlación de Standing para obtener la presión de burbujeo de aceites de California. (PB-2)

Aplicaciones principales:

- Determinar el inicio de la liberación de la fase gaseosa.
- Definir el proceso apropiado de explotación de hidrocarburos.
- Clasificar el tipo de yacimiento al que pertenece la mezcla de hidrocarburos.

Comentarios:

A la presión de burbujeo también se le conoce como presión de burbuja o presión de saturación, P_s (*Saturation pressure*).

En los análisis PVT sobre mezclas de hidrocarburos es común realizar los siguientes tipos de separaciones, o sea de liberaciones de gas en aceites bajosaturados:

1. Separación a masa y composición constante, conocida también como separación flash (*Flash liberation of gas*).

En todo el abatimiento de presión, a temperatura constante, permanecen constantes la masa y la composición de la mezcla original.

2. Separación a masa y composición variable, también llamada separación diferencial.

En esta separación, para cada etapa de abatimiento de presión, se saca todo el gas liberado (separación diferencial convencional) o sólo el volumen de gas necesario para que los hidrocarburos (aceite y gas) ocupen un volumen igual al que ocupaba el aceite a la presión de saturación (separación diferencial a volumen constante)

Con cualquiera de estos tres tipos de separación se puede obtener la presión de saturación.

PRESION DE DESPLAZAMIENTO

(Displacement pressure)

Símbolo: P_d

Definición:

Mínima presión que se requiere para forzar la entrada de un fluido no mojante en las aberturas capilares de un medio poroso saturado completamente con un fluido mojante.

Expresión matemática:

$$P_d = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (PD-1)$$

En donde:

P_d = presión de desplazamiento [dinas/cm²]

σ = tensión interfacial [dinas/cm]

$\cos \theta$ = coseno del ángulo de contacto [adimensional]

r = radio del capilar de mayor abertura en el medio poroso [cm]

Unidades:

Las unidades más comunes de la presión de desplazamiento son: [kg/cm²], [lb/pg²] o [atm].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.
- 1. Con alguno de los tres procedimientos básicos para obtener el comportamiento capilar de un medio poroso (ver **PRESION CAPILAR**). Después de haber preparado la curva de presión de capilar en papel de escala normal, se definen las tres partes que la componen. La primera

parte: incrementos altos de presión con bajos decrementos de saturación de fluido mojante, la segunda parte: pequeños incrementos de presión con decrementos grandes de saturación de fluido mojante y la tercera parte: incrementos grandes de presión con muy bajos decrementos de saturación de fluido mojante.

La tendencia que definan los puntos graficados en la segunda parte de la curva se extrapola hasta el valor de saturación de fluido mojante igual a 100% o uno. La presión a esta condición de saturación corresponde a la presión de desplazamiento.

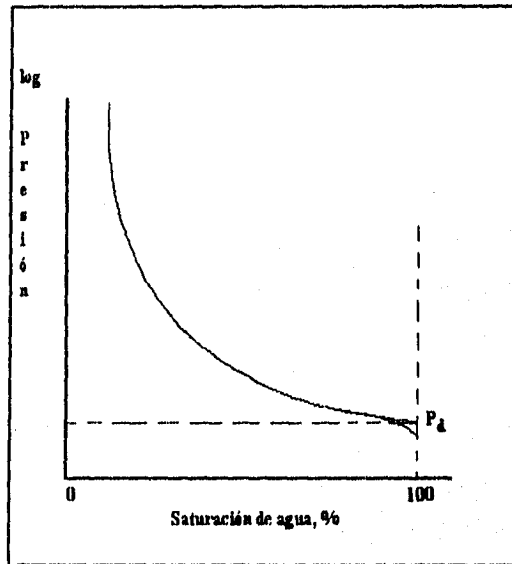


FIG. PD-1. Presión de desplazamiento obtenida por extrapolación.

2. Los datos de presión capilar y saturación de agua se grafican en papel doble logarítmico y se ajusta una recta a los puntos de la segunda parte de

la curva por medio de la ecuación PD-2. La ordenada al origen de esta recta es la presión de desplazamiento.

$$P_c = P_d S_w^m \quad (PD-2)$$

En donde:

P_c = presión capilar [kg/cm²]

P_d = presión de desplazamiento [kg/cm²]

S_w = saturación de agua [fracción]

m = pendiente de la recta

- Indirectamente.

Si se conoce el radio del capilar de mayor abertura en el medio poroso así como la tensión interfacial y el ángulo de contacto, la presión de desplazamiento se puede conocer con la ecuación PD-1.

Aplicaciones principales:

- Conocer la magnitud de las aberturas capilares de mayor tamaño de una roca.

Comentarios:

A la presión de desplazamiento se le llama también presión de entrada o presión de avanzada.

PRESION DE ROCIO (Dew pressure)

Símbolo: P_d

Definición:

Es la presión a la cual la fase gaseosa de una mezcla de hidrocarburos coexiste en equilibrio con una cantidad infinitesimal de fase líquida condensada.

Expresión matemática:

A partir de la composición de la mezcla de hidrocarburos, a una temperatura dada.

Para una sustancia ideal:

$$P_d = \frac{1}{\sum_j Z_j / P_{v_j}} \quad (PR-1)$$

En donde:

P_d = presión de rocío [psia]

Z_j = fracción molar del j-ésimo componente [fracción]

P_{v_j} = presión de vapor del j-ésimo componente [psia]

Unidades:

La presión de rocío se expresa en [kg/cm²] o [lb/pg²].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Si los hidrocarburos son bajosaturados o saturados se toma una muestra representativa de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento, se introduce a la celda de alta presión de un equipo de análisis PVT. Se lleva a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y, manteniendo la

temperatura del yacimiento constante, se abate la presión por etapas y se determina la presión a la cual queda la última gota de líquido, por medio de observación directa a través de la ventana de la celda. Para la determinación de las presiones de rocío las celdas deben tener ventanas para observar su interior. En la Fig. PR-1 se presenta lo que sucede dentro de la celda PVT durante el abatimiento de presión a temperatura constante.

En caso de que la mezcla original de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento esté en fase gaseosa, sólo para los yacimientos de tipo gas y condensado se podrá obtener la presión de rocío y serán dos valores: uno que se observará cuando aparezca la primera gota de líquido, P_1 , y el otro cuando quede la última gota de líquido, P_3 , Fig. PR-2. El abatimiento isotérmico de la presión es similar al mencionado para los hidrocarburos bajosaturados o saturados.

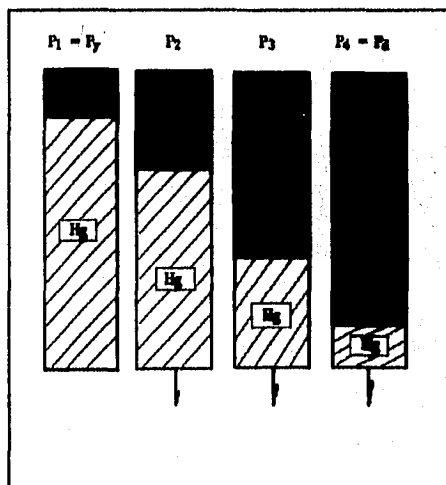


FIG. PR-1. Diagrama que muestra lo que sucede en una celda PVT, al abatir la presión a temperatura constante.

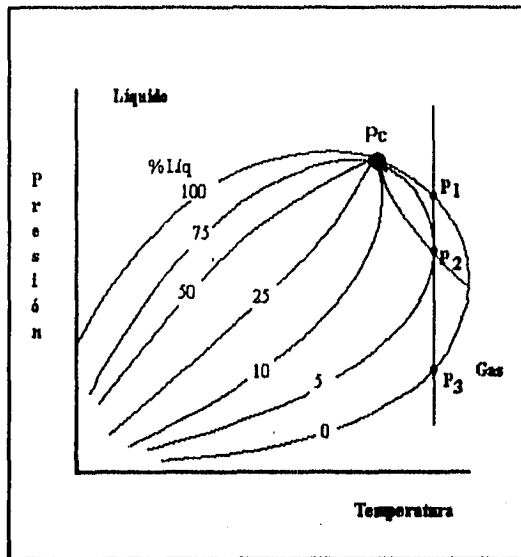


FIG. PR-2. Diagrama de fase en el que se muestran las dos presiones de rocío para un yacimiento de gas y condensado.

- Indirectamente, a partir de la composición de la mezcla.

Conocida la composición de la mezcla en fracción mol de cada componente, Z_j , se supone una presión de rocío y con ésta se obtiene la constante de equilibrio a la temperatura de yacimiento para cada componente, K_j , con ayuda de correlaciones establecidas, como las de la Fig. PR-3.

Se divide la fracción mol de cada componente entre la constante de equilibrio correspondiente. Si la sumatoria de los cocientes es igual a uno, entonces la presión de rocío supuesta es la presión de rocío real, o sea, si $\sum Z_j / K_j = 1$, entonces $P_{d_{sup}} = P_{d_{real}}$. Si no se cumple, se supone otra presión de rocío y se repite el procedimiento mencionado anteriormente. Esta iteración se suspende cuando la sumatoria de los cocientes es igual a uno.

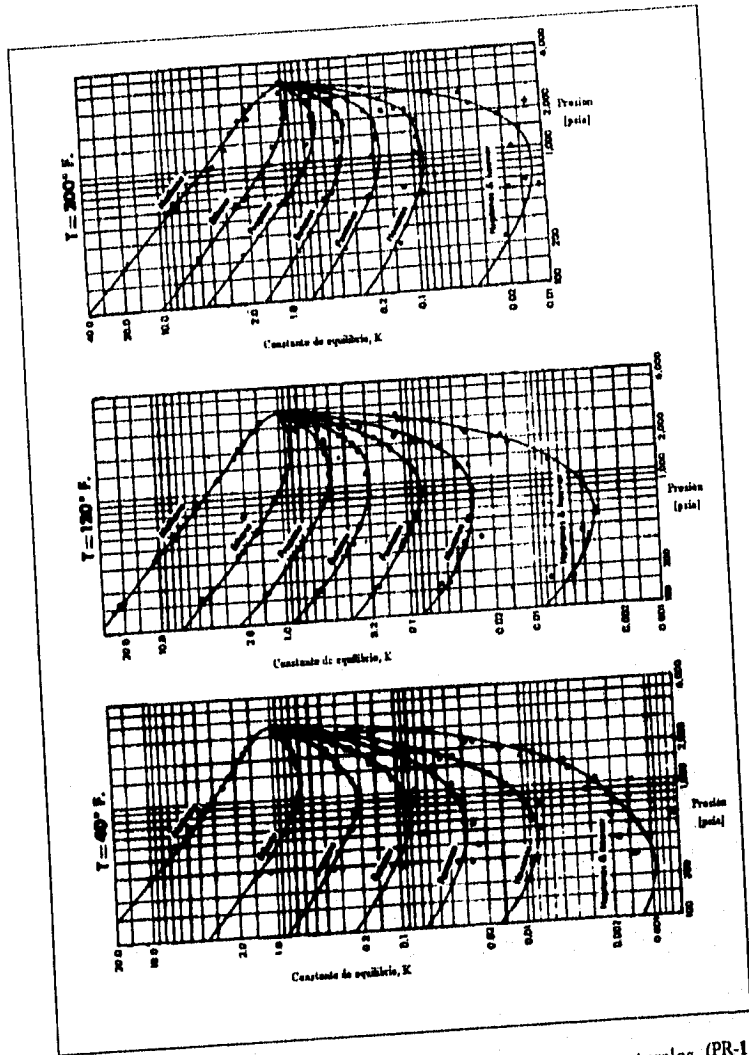


FIG. PR-3. Constantes de equilibrio para algunos gases naturales. (PR-1)

Aplicaciones principales:

- Determinar el inicio de la condensación retrógrada en el caso de yacimientos de gas y condensado.
- Definir el proceso de explotación de hidrocarburos más apropiado para los yacimientos de gas y condensado.
- Clasificar el tipo de yacimiento al que pertenece la mezcla de hidrocarburos.

Comentarios:

Los yacimientos de gas y condensado tienen dos puntos de rocío y, por lo tanto, dos presiones de rocío, P_1 y P_3 , como se observa en la Fig. PR-2. En estos casos, teóricamente con el abatimiento de presión, a temperatura constante, se llega a una presión de rocío, P_1 , a la cual se inicia la condensación retrógrada, que alcanzará un máximo en P_2 . Posteriormente, empezará la evaporación de la fase líquida generada, que tendrá su máximo valor a la presión de rocío, P_3 , o sea cuando desaparece la última gota de líquido.

PRESION DE SOBRECARGA (Overburden pressure)

Símbolo: P_{ob}

Definición

Es la presión que soporta un yacimiento debido a la columna geológica que lo sobreyace.

Expresión matemática:

$$P_{ob} = \frac{\rho_r g H}{10} \quad (PS - 1)$$

En donde:

P_{ob} = presión de sobrecarga [kg/cm²]

ρ_r = densidad de la roca con sus fluidos saturantes [g/cm³]

g = constante gravitacional [m/seg²]

H = espesor de la columna geológica [m]

Unidades:

Las unidades más comunes de la presión de sobrecarga son: [kg/cm²], [lb/pg²] o [atm].

Formas de obtención:

- Aplicando la ecuación anterior y considerando un promedio, ponderado al espesor, de las densidades de las rocas con sus fluidos saturantes que forman la columna geológica. Las densidades medias aproximadas, en [g/cm³], de algunas rocas con sus poros llenos con agua, son las siguientes: areniscas 2.1, lutitas 2.3 y calizas 2.4. Es común considerar un promedio de densidad de 2.3 para toda columna geológica.

Aplicaciones principales:

- Estimar las compresibilidades del sistema roca-fluidos total o de alguno de sus componentes (roca, sólidos, poros, fluidos).
- Determinar variaciones de las propiedades de los componentes del sistema roca-fluidos, de manera particular o en forma combinada.

Comentarios:

A la presión de sobrecarga también se le llama presión litoestática, presión geostática o presión de la tierra.

La principal diferencia entre la presión del fluido y la presión de sobrecarga es que: la primera se transmite a través de los fluidos que llenan los poros de la roca, mientras que, la segunda se trasmite a través de las partículas sólidas que están en contacto, o sea a través de la estructura sólida. Cuando la estructura sólida se rompe, es decir falla, la presión de sobrecarga ya no es soportada por la estructura sólida, lo que origina que el sedimento se compacte, reduciéndose el volumen de poros y por lo tanto transmitiéndose la presión de sobrecarga también a los fluidos.

PRESION DE YACIMIENTO

(Reservoir pressure)

Símbolo: P_y

Definición

Es la presión que tienen los fluidos (agua, aceite, gas) que están saturando la roca del yacimiento.

Expresión matemática:

$$P_y = \frac{\rho_f g h}{10} \quad (PY - 1)$$

En donde:

P_y = presión de yacimiento [kg/cm²]

ρ_f = densidad del fluido [g/cm³]

g = constante gravitacional [m/seg²]

h = altura de la columna geológica [m]

Unidades:

Las unidades más comunes de la presión de yacimiento son: [kg/cm²],

[lb/pg²] o [atm].

Formas de obtención:

- Directamente, en un pozo que haya penetrado el yacimiento
 1. La presión del yacimiento se mide con un equipo que se mete al pozo y en el lugar deseado registra un valor de presión o hace un registro de variación de presión con respecto al tiempo.

2. Con pruebas de formación (drill-stem tests), que se realizan durante la perforación del pozo, registrando la presión del yacimiento antes de que se lleve a cabo la prueba de flujo.
3. Con pruebas de incremento de presión, en las que se mide la variación de presión en el fondo del pozo en función del tiempo, a partir de que se cierra un pozo que ha producido a gasto constante durante un cierto período de tiempo.

Aplicaciones principales:

- Conocer los valores de las propiedades de la roca y de los fluidos, necesarios en los estudios de caracterización que se realizan en las distintas etapas de la explotación de los yacimientos.

Comentarios:

A la presión del yacimiento también se le conoce como presión de poro, P_p ; presión interna, P_i ; presión de la formación, P_f o presión de fluidos, P_f . En un principio, a esta presión también se le llamó presión de roca.

La presión inicial de los fluidos de un yacimiento es sustancialmente igual a aquella que ejerce una columna de agua con longitud igual a la distancia que existe desde la superficie hasta el contacto hidrocarburos-agua del yacimiento.

Las pruebas de formación son muy buena fuente para obtener la presión inicial del yacimiento, así como las pruebas de incremento de presión, si se llevan a cabo en los primeros pozos que se perforan.

PRESION EFECTIVA (*Effective pressure*)

Símbolo: P_e

Definición

Es la diferencia de la presión de sobrecarga (peso de la columna geológica) y la presión del yacimiento (presión de los fluidos).

Expresión matemática:

$$P_e = P_{ob} - P_y \qquad (PE - 1)$$

En donde:

P_e = presión efectiva [kg/cm²]

P_{ob} = presión de sobrecarga [kg/cm²]

P_y = presión de yacimiento [kg/cm²]

Unidades:

Las unidades más comunes de la presión efectiva son: [kg/cm²], [lb/pg²] o [atm].

Formas de obtención:

- Con datos de la presión de sobrecarga y de la presión de los fluidos del yacimiento, aplicando la ecuación anterior (ver **PRESION DE SOBRECARGA**, P_{ob} , y **PRESION DE YACIMIENTO**, P_y).

Aplicaciones principales:

- Determinar compresibilidades del sistema roca-fluidos total o de alguno de sus componentes (sólidos, poros, roca, fluidos).

Comentarios:

A la presión efectiva también se le llama esfuerzo intergranular.

A la presión de sobrecarga también se le llama presión litoestática, presión geoestática o presión de la tierra.

A la presión del yacimiento también se le conoce como presión de poros, P_p ; presión interna, P_i ; presión de la formación, P_f o presión de fluidos, P_r .

PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

(Pressure transient tests)

Definición:

Las pruebas de variación de presión son herramientas para la caracterización de yacimientos, que consisten esencialmente en generar y registrar variaciones de presión de los fluidos en el fondo de uno o varios pozos durante un periodo de tiempo determinado. Las variaciones de presión en el fondo se generan modificando las condiciones de producción o inyección de un pozo.

Por medio de las pruebas de presión se obtiene información característica del sistema roca-fluidos y de los propios pozos. Las variaciones de presión con respecto al tiempo que se registran, se procesan de acuerdo al modelo de interpretación apropiado y se determinan parámetros del yacimiento y del pozo, tales como: daño a la formación, capacidad de flujo, volumen poroso, presión media.

A la fecha, se han propuesto diversos tipos de pruebas de presión, que se diferencian tanto por el aspecto operativo como por el tratamiento matemático, algunos ejemplos son:

A) Pruebas en pozos productores.

A.1) Pruebas de incremento de presión.

Para este tipo de pruebas, el pozo se mantiene produciendo a gasto constante durante un tiempo de producción, se introduce un registrador dentro del pozo y posteriormente éste se cierra en la superficie. Se registra la variación de presión con respecto al tiempo antes y después del cierre, Fig. PVP-1.

Con una prueba de incremento de presión es posible estimar la permeabilidad de la formación, el daño, la eficiencia de flujo, las heterogeneidades del yacimiento, las fronteras; además, si el pozo es cerrado durante el régimen transitorio, la prueba de incremento posiblemente alcance la presión inicial del yacimiento. Por otra parte, si se cierra el pozo de tal forma que alcance el período de flujo pseudoestacionario, entonces, será posible determinar la presión promedio del yacimiento en el área de dreno del pozo.

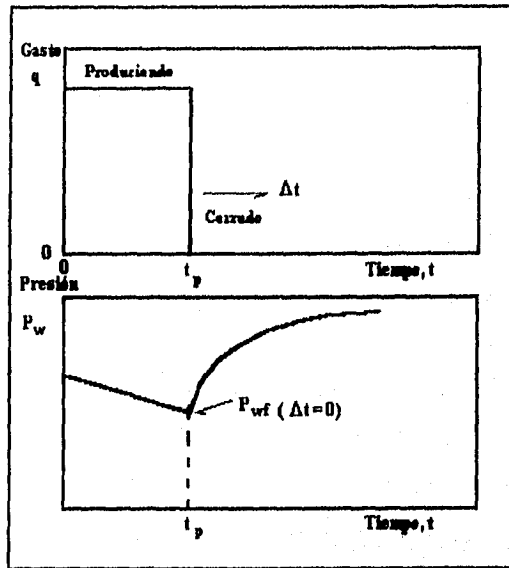


FIG. PVP-1. Registro de una prueba de incremento de presión.

A.2) Pruebas de decremento de presión.

Para este tipo de pruebas, el pozo debe permanecer cerrado por un período de tiempo suficientemente grande para que la presión se estabilice.

Posteriormente, el pozo se abre, manteniendo el gasto constante. Se registra la presión en función del tiempo, antes y después de la apertura, Fig. PVP-2.

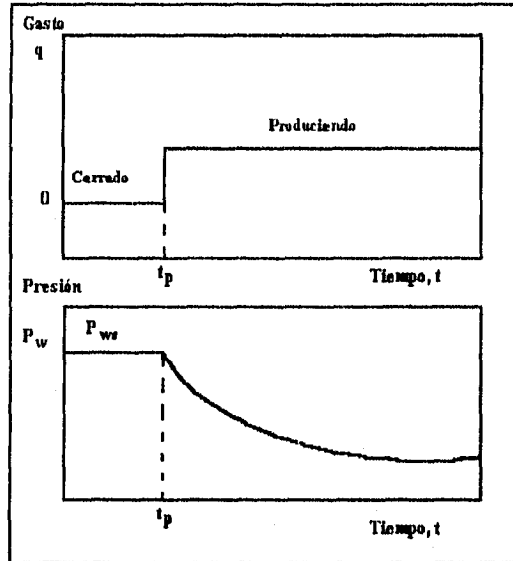


FIG. PVP-2. Registro de una prueba de decremento de presión.

Para pruebas de decremento, en las que no es posible mantener un gasto constante o el pozo no fue cerrado suficiente tiempo como para alcanzar la presión estática, se tienen disponibles en la literatura métodos de análisis que consideran un gasto variable (pruebas de gasto múltiple).

Con las pruebas de decremento es posible estimar la permeabilidad de la formación, el factor de daño o la estimulación, generados en la vecindad del agujero durante la perforación o terminación del pozo, el volumen poroso del yacimiento, las heterogeneidades, las fronteras, entre otros aspectos.

B) Pruebas en pozos inyectoros.

B.1) Pruebas de inyectividad.

En estas pruebas, el pozo se cierra hasta que la presión se estabiliza y, entonces, se inicia la inyección de un fluido en el yacimiento, a gasto constante. Se registra la variación de presión con respecto al tiempo, antes y después del inicio de la inyección, Fig. PVP-3.

Este tipo de pruebas tiene su aplicación en operaciones de mantenimiento de presión por inyección de agua o gas, lo que hace que tengan el mismo principio que las pruebas de incremento.

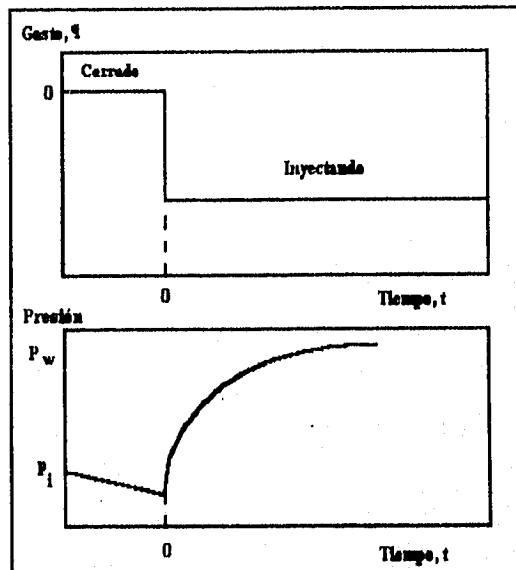


FIG. PVP-3. Registro de una prueba de inyectividad.

B.2) Pruebas de decremento en pozos inyectoros (Falloff)

Al igual que las pruebas de decremento de presión, en las pruebas "falloff" se mide la variación de presión antes y después de que se inicia el

abatimiento de presión, lo cual se tiene al momento de cerrar el pozo después de inyectar a un gasto constante durante un tiempo, Fig. PVP-4.

Con las pruebas "falloff" es posible estimar: la permeabilidad de la formación, el factor de daño o la estimulación, generados en la vecindad del agujero durante la perforación o terminación del pozo, el volumen poroso del yacimiento, las heterogeneidades, las fronteras, entre otros parámetros.

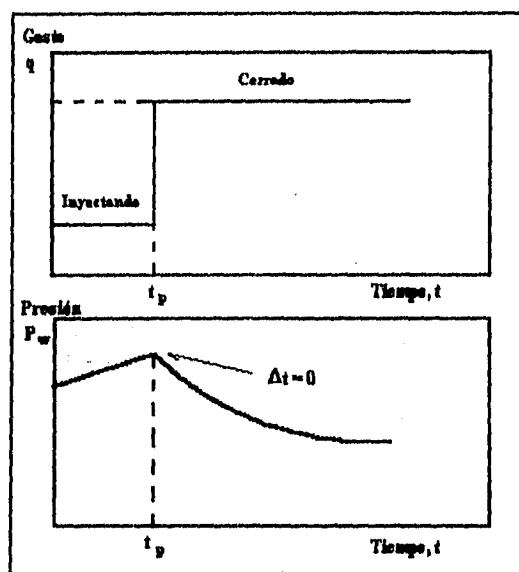


FIG. PVP-4. Registro de una prueba "falloff".

B.3) Pruebas Step-rate

En esta prueba se inyecta agua a un gasto constante durante 30 minutos, para lo cual se requerirá aumentar gradualmente la presión. Al término de tal tiempo, se inyecta agua a un gasto mayor, que se mantiene constante durante el mismo tiempo, por medio de un aumento gradual de presión. Estas operaciones se repiten de seis a ocho veces, cada vez a gastos mayores.

Estas pruebas se han diseñado especialmente con el fin de conocer la presión de fracturamiento de una formación, para lo cual se grafican los gastos que se mantuvieron constantes contra las correspondientes presiones finales de cada período. Los puntos graficados muestran dos tendencias rectas, el cruce de ambas rectas indicará el valor de la presión de fracturamiento.

C) Pruebas entre pozos.

Son aquellas pruebas en las que se considera más de un pozo. En tales pruebas, cuando menos hay un pozo activo (productor o inyector) y al menos un pozo de observación (cerrado).

C.1) Pruebas de interferencia.

Estas pruebas consisten en abrir o cerrar un pozo (activo) y observar la respuesta de la presión en otro pozo (observador), registrándose la variación de la presión con respecto al tiempo.

Con una prueba de interferencia es posible saber si dos o más pozos están comunicados y en caso de existir comunicación, se puede estimar: la permeabilidad, la porosidad, la transmisibilidad, el fracturamiento, así como las direcciones de los patrones de flujo del yacimiento, Fig. PVP-5.

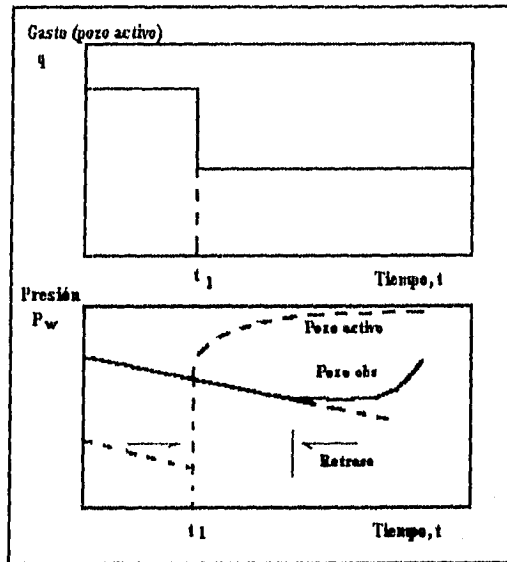


FIG. PVP-5. Registro de una prueba de interferencia.

C.2) Pruebas de pulso.

Estas pruebas consisten en generar una serie de pulsos pequeños en el pozo activo. Los pulsos son generalmente períodos alternantes de producción o de inyección y de cierre, con el mismo gasto durante cada período de producción o de inyección. La respuesta del pulso es medida en el pozo de observación.

Con estas pruebas se conoce la comunicación entre pozos y se determina la permeabilidad, la porosidad y la compresibilidad de la formación.

D) Pruebas de formación (DST).

Estas pruebas normalmente se realizan en zonas de potencial indeterminado, principalmente en pozos que están siendo perforados.

Algunas veces, estas pruebas se corren en pozos de desarrollo de zonas productoras conocidas.

Desde la superficie se controla una secuencia de periodos de flujo, seguidos de periodos de cierre, que incluyen:

- Un periodo corto de producción (periodo inicial de flujo), 2.
- Un periodo corto de cierre (incremento inicial), 3.
- Un periodo largo de flujo (segundo periodo de flujo), 4.
- Un periodo largo de cierre (incremento final), 5, Fig. PVP-6.

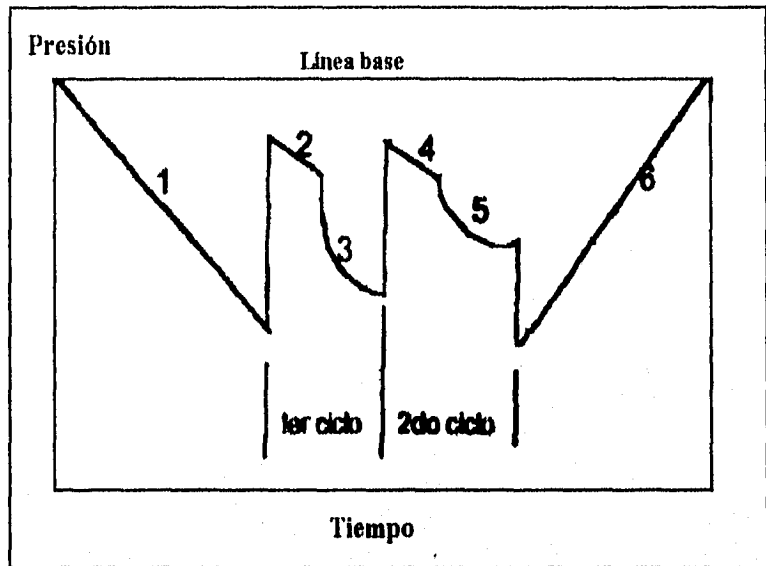


FIG. PVP-6. Registro de una prueba de formación.

Los registros de presión durante los periodos de cierre pueden ser útiles para estimar características de la formación, tales como: producto de la permeabilidad por el espesor, Kh , y factor de daño; también es posible conocer los tipos de fluido que el pozo producirá de la formación probada, ya que se recupera una muestra de ellos.

RESISTIVIDAD (Resistivity)

Símbolo: R

Definición:

La resistividad de un medio poroso es la resistencia que opone un volumen unitario del medio al paso de corriente eléctrica.

Expresión matemática:

$$R = \frac{rA}{L} \quad (R-1)$$

En donde:

R = resistividad del medio poroso [Ohms-m]

r = resistencia del medio poroso en una longitud L [Ohms]

A = área de la sección transversal del medio poroso [m²]

L = longitud del medio poroso en el que se mide r [m]

Unidades:

La resistividad del medio poroso puede tener unidades de [Ohms-m] u [Ohms-cm]

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Una muestra cilíndrica, pequeña, limpia y seca, se satura con un fluido conductor (salmuera). Se coloca en el portamuestras de un resistivímetro, se le pasa una corriente eléctrica y se mide la resistencia, r, que existe en una distancia, L. Con esta información y considerando el área, A, de la sección transversal, se aplica la ecuación R-1 para obtener la resistividad del medio.

- Directamente, en el campo.

Por medio de alguno de los diversos registros de resistividad o de conductividad que se corren en un pozo, antes de ademararlo.

Aplicaciones principales:

- Determinar el grado de saturación de agua y, por lo tanto, de hidrocarburos en un yacimiento.
- Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos en un yacimiento.
- Determinar otras propiedades de caracterización del yacimiento.

Comentarios

Las rocas de un yacimiento están compuestas por sólidos y espacios (poros, huecos, cavernas). Los espacios están saturados por agua e hidrocarburos (aceite y/o gas). Los sólidos normalmente no son conductores de corriente eléctrica, tampoco los hidrocarburos, en cambio el agua sí lo es, ya que tiene sales en solución que la convierten en un conductor de tipo electrolítico.

El agua salada en los yacimientos se presenta desde un valor de saturación irreductible hasta una saturación de 100%, por lo que la roca presenta un amplio rango de valores de resistividad o conductividad.

La magnitud del espacio poroso y su geometría influyen notablemente en la resistividad o conductividad eléctrica de la roca. Otros aspectos que influyen en la resistividad eléctrica del medio poroso son: la salinidad de la salmuera, la mojabilidad, así como la temperatura y la presión a la que se encuentra el sistema roca-fluidos.

En ocasiones, la roca de un yacimiento tiene materiales que pueden ayudar al paso de la corriente eléctrica, como son las arcillas y algunos minerales.

RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA $S_w < 100\%$
(Resistivity of rock partially saturated with water)

Símbolo: R_t

Definición:

Es la resistencia que opone un volumen de medio poroso con dimensiones unitarias al paso de corriente eléctrica cuando está saturado parcialmente con agua.

Expresión matemática:

$$R_t = \frac{r_t A}{L} \quad (RT - 1)$$

En donde:

R_t = resistividad del medio poroso saturado parcialmente con agua
[Ohms-m]

r_t = resistencia del medio poroso en una longitud L , saturado
parcialmente con agua [Ohms]

A = área de la sección transversal del medio poroso saturado
parcialmente con agua [m^2]

L = longitud del medio poroso en la que se mide r_t cuando está
saturado parcialmente con agua [m]

Unidades:

La resistividad del medio poroso saturado parcialmente con agua
puede tener unidades de [Ohms-m] u [Ohms-cm]

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.
A una muestra cilíndrica, pequeña, limpia y seca, se le mide la porosidad y la permeabilidad con gas, se satura parcialmente con agua de la formación o con una salmuera preparada en laboratorio con la misma salinidad del agua de formación. Se coloca en un portamuestras de un resistivímetro, se le pasa corriente eléctrica y se mide la resistencia eléctrica, r_t , en una longitud, L . Considerando el área transversal del cilindro y aplicando la ecuación $RT = L$ se obtiene la resistividad del medio saturado parcialmente con agua, R_t .
- Directamente, en el campo.
Por medio de un registro geofísico de pozo cuyo diseño permita medir la resistividad de la zona no alterada por el filtrado de lodo de un estrato parcialmente saturado con agua: por ejemplo, por medio de los registros laterolog 3, laterolog 7, inducción, entre otros.

Aplicaciones principales:

- Determinar la saturación de fluidos de un yacimiento a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozos.
- Determinar otros parámetros de caracterización por medio de correlaciones en las que se considere R_t .

Comentarios

Las mediciones de R_t en laboratorio generalmente se hacen a presión y temperatura atmosféricas y con los fluidos estáticos, pero existen equipos y técnicas para hacer tales mediciones a condiciones de yacimiento y con los fluidos en movimiento.

La R_t depende de la saturación de agua, del volumen del espacio poroso y de su geometría, de la salinidad del agua y de las condiciones de presión y de temperatura a las que se hacen las mediciones. El valor de R_t se ve

influenciado por la presencia de materiales conductores de corriente eléctrica en el medio poroso, como son las arcillas y los minerales. En caso de existir éstos la R_t será menor.

Frecuentemente se establecen relaciones de R_t con otras propiedades petrofísicas, como es la saturación de agua, con el fin de determinar otros parámetros de caracterización.

influenciado por la presencia de materiales conductores de corriente eléctrica en el medio poroso, como son las arcillas y los minerales. En caso de existir éstos la R_t será menor.

Frecuentemente se establecen relaciones de R_t con otras propiedades petrofísicas, como es la saturación de agua, con el fin de determinar otros parámetros de caracterización.

RESISTIVIDAD DE LA ROCA PARA $S_w = 100\%$
(Resistivity of rock 100% saturated with water)

Símbolo: R_o

Definición:

Es la resistencia que opone un volumen de medio poroso de dimensiones unitarias al paso de corriente eléctrica, cuando está saturado 100% con agua.

Expresión matemática:

$$R_o = \frac{r_o A}{L} \quad (RO-1)$$

En donde:

R_o = resistividad de la roca para $S_w = 100\%$ [Ohms-m]

r_o = resistencia de la roca en una longitud L para $S_w = 100\%$ [Ohms]

A = área de la sección transversal de la roca para $S_w = 100\%$ [m²]

L = longitud de la roca en la que se mide r_o para $S_w = 100\%$ [m]

Unidades:

La resistividad del medio poroso saturado 100% con agua puede tener unidades de [Ohms-m] u [Ohms-cm]

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

A una muestra cilíndrica, pequeña, limpia y seca, se le mide la porosidad y la permeabilidad con gas, se satura 100% con agua de la formación o con una salmuera preparada en laboratorio con la misma salinidad del agua de formación. Se coloca en un portamuestras de un resistímetro, se le pasa corriente eléctrica y se mide la resistencia eléctrica, r_o , en una longitud, L .

Considerando el área transversal del cilindro y aplicando la ecuación RO-1 se obtiene la resistividad del medio saturado 100% con agua, R_o .

- Directamente, en el campo.
Por medio de un registro geofísico de pozo, cuyo diseño permita medir la resistividad de la zona no alterada por el filtrado de lodo de un estrato con saturación de agua igual al 100%.

Aplicaciones principales:

- Determinar la porosidad y la saturación de fluidos de un yacimiento a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozos.
- Determinar otros parámetros de caracterización por medio de correlaciones, en las que se considere R_o .

Comentarios

Las mediciones de R_o en laboratorio generalmente se realizan permaneciendo estática el agua; sin embargo, existen aparatos y técnicas para hacer tales mediciones con el agua en movimiento. Asimismo, normalmente las mediciones de resistividad se hacen a temperatura y presión atmosféricas pero existen equipos para medir tal propiedad a condiciones de yacimiento.

El valor de resistividad de una roca para $S_w = 100\%$ depende del volumen del espacio poroso y de su geometría, así como de la concentración salina del agua saturante y de las condiciones de presión y temperatura a las que se hacen las mediciones.

Aún cuando en general los sólidos de las rocas no son conductores de corriente eléctrica, la existencia de material arcilloso en contacto con el agua y la presencia de algunos minerales influyen en el valor de R_o , disminuyéndolo.

Es muy común establecer relaciones del parámetro R_0 con otros muy utilizados en caracterización, como lo son: porosidad y permeabilidad.

RESISTIVIDAD DEL AGUA (Water resistivity)

Símbolo: R_w

Definición:

Es la resistencia que opone un volumen de agua salada (agua de formación o agua preparada en laboratorio), con dimensiones unitarias, al paso de corriente eléctrica.

Expresión matemática:

$$R_w = \frac{r_w A}{L} \quad (RW - 1)$$

En donde:

R_w = resistividad del agua [Ohms-m]

r_w = resistencia del agua en una longitud L [Ohms]

A = área de la sección transversal del volumen de agua [m²]

L = longitud del volumen de agua en el que se mide r_w [m]

Unidades:

La resistividad del agua puede tener unidades de [Ohms-m] u [Ohms-cm]

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Un recipiente con geometría regular y área transversal constante, A, construido con material no conductor, excepto en sus extremos, se llena con agua salada, se coloca en un resistivímetro y se le pasa corriente eléctrica. Se mide la resistencia eléctrica, r_w , que existe en una cierta longitud, L. Con esta información y aplicando la ecuación RW-1 se obtiene la resistividad del agua, R_w .

- Indirectamente
 - A partir de un análisis químico del agua de formación y utilizando gráficas que relacionan partes por millón de sales, temperatura y resistividad del agua, Fig. RW-1.

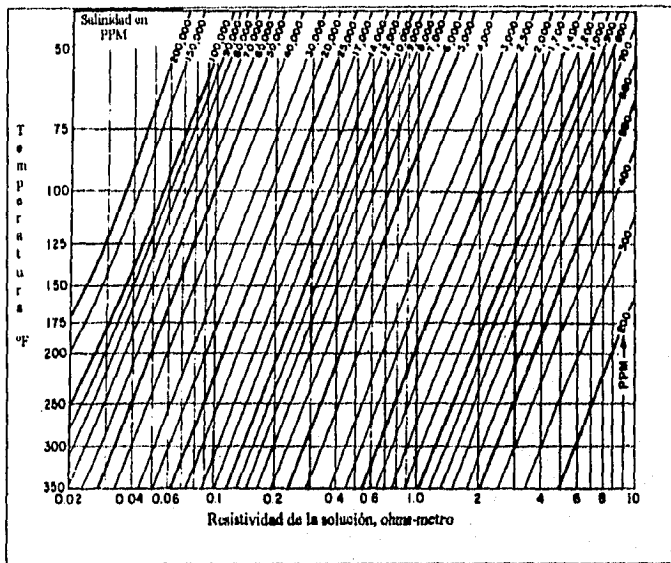


FIG. RW-1. Resistividad del agua en función de las ppm de sales y la temperatura.^(RW-1)

- A partir de planos de isoconcentraciones de sales en el agua, preparados para formaciones específicas, y utilizando gráficas que relacionan partes por millón de sales, temperatura y resistividad del agua.
- A partir de la interpretación de la curva del potencial natural, SP, que normalmente aparece en los registros eléctricos de pozos.
- Por medio de una gráfica log-log de resistividad de la roca 100% saturada con agua contra porosidad y extrapolando la tendencia de los puntos hasta la ordenada al origen ($\phi=1$) se obtiene la resistividad del agua, R_w .

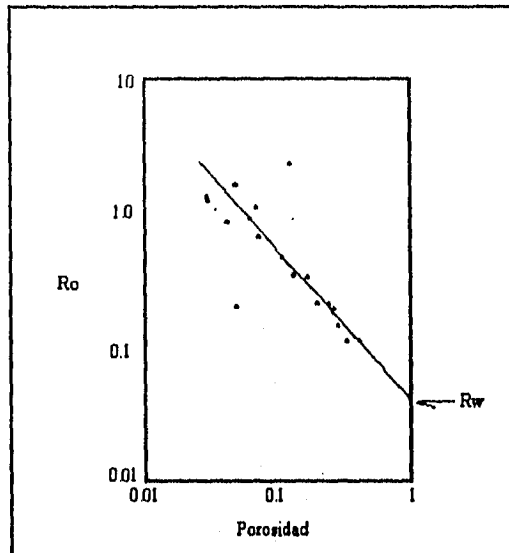


FIG. RW-2. Gráfica de R_o contra ϕ para obtener R_w .

Aplicaciones principales:

- Determinar la saturación de fluidos (agua, hidrocarburos) de un yacimiento a partir de la interpretación de registros eléctricos de pozos.
- Determinar la salinidad del agua de formación
- Determinar otros parámetros de caracterización.
- Determinar la continuidad horizontal de sedimentos en correlaciones de tipo geológico.

Comentarios

La resistividad del agua depende principalmente de la concentración de sales que tiene en solución y de la temperatura.

ROCA ALMACENADORA (Storage rock)

Cualquier roca, o sea cualquier litología, que sea porosa y permeable podría ser almacenadora de hidrocarburos; sin embargo, las que se encuentran normalmente en los yacimientos son las rocas sedimentarias, especialmente: arenas, areniscas, calizas y dolomías. Las rocas ígneas y las lutitas pueden ser rocas de yacimiento bajo condiciones excepcionales, que se presentan en forma muy esporádica.

Tipos de roca almacenadora

Arenas y areniscas.

Una arena puede definirse como un depósito sedimentario, no consolidado, de partículas clásticas, que varían en tamaño de 0.0625 a 2 mm, derivadas de una roca fuente a través de medios mecánicos o como resultado de intemperismo químico. En la tabla RA-1 se presenta una escala para tamaños de granos de arena.

Una arenisca es una arena consolidada o cementada.

Por sus componentes, a estas rocas también se les llama clásticas o terrígenas.

La textura representa el total de las características de las partículas de un sedimento o de una roca o litología. Tales características incluyen: tamaño, forma, redondez, esfericidad, distribución y empacamiento de los granos, así como geometría de los poros y tipo y grado de cementación. En las Fig.s RA-1, RA-2 y ES-1 (ver *ESTRUCTURA SOLIDA*) se muestran algunos ejemplos de estas características.

La composición mineralógica y química de las arenas varía gradualmente y depende de numerosos factores, tales como: roca fuente, clima, mecanismo

de transportación, tiempo geológico, ambiente de depósito, diagénesis y epigénesis.

Tipo de grano	Tamaño medio del grano.	
	mm.	phi*
Canto rodado	256	-8
	128	-7
Guijarro mediano	64	-6
	32	-5
Guijarro	16	-4
	8	-3
Grava guijosa	4	-2
	2	-1
Arena muy gruesa		
Arena gruesa	1	0
Arena media	0.5	1
Arena fina	0.25	2
Arena muy fina	0.125	3
Limo gruesa	0.062	4
Limo medio	0.031	5
Limo fino	0.016	6
Limo muy fino	0.008	7
Lutita	0.004	8

* phi se define como: $\phi = -\log_2 d$ (d es el tamaño promedio de grano en mm)

Tabla RA-1. Clasificación del tamaño de grano en rocas sedimentarias. ^(RA-1)

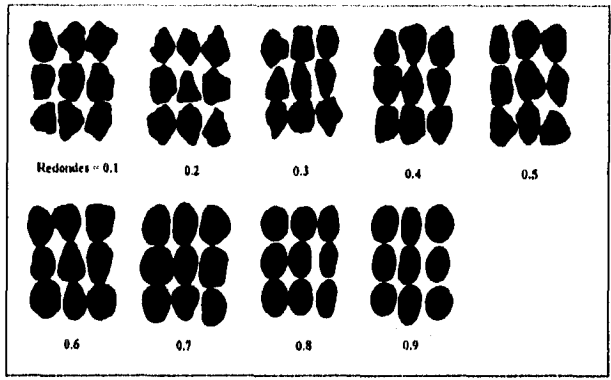


FIG. RA-1. Estimación visual de redondez.(RA-1)

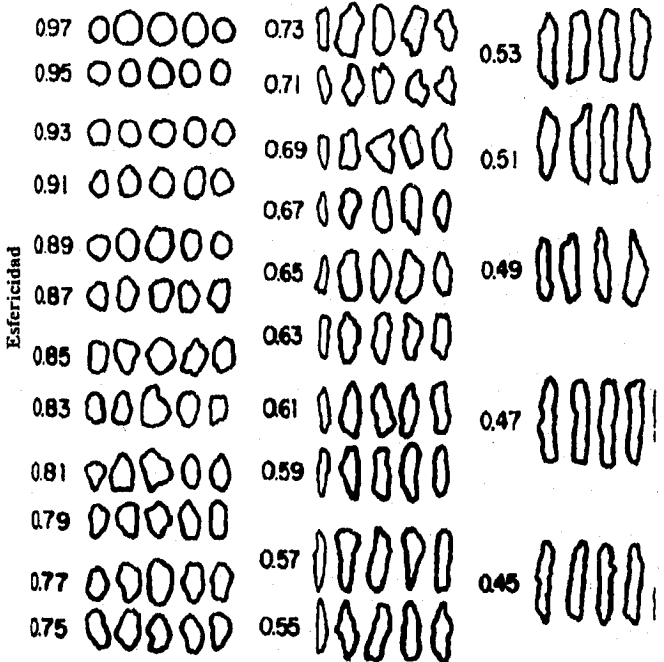


FIG. RA-2. Estimación visual de esfericidad.(RA-2)

Las cuatro fuentes principales de material de las arenas son:

1. Rocas plutónicas, las cuales suministran principalmente cuarzo y feldespato.
2. Sedimentos terrígenos, los cuales suministran principalmente cuarzo y fragmentos de roca.
3. Rocas volcánicas, las cuales suministran principalmente fragmentos de roca y vidrio.
4. Rocas carbonatadas, las cuales suministran principalmente restos de carbonatos.

Por lo anterior, el cuarzo es el mineral que predomina en las arenas y en las areniscas.

En algunas areniscas, los granos son virtualmente todos de cuarzo con poco o ningún cementante. A partir de este extremo, existen o se presentan todas las graduaciones, hasta areniscas que contienen granos de otros minerales en mayor o menor abundancia y hasta aquellas que contienen varias clases de matriz o cementante, o ambos materiales, en varias cantidades.

Este tipo litológico varía desde areniscas limpias, o sea areniscas de cuarzo sin limos ni arcillas, hasta areniscas sucias que contienen cantidades elevadas de arcillas.

La mayor parte de las areniscas varían en textura y composición mineral, tanto vertical como lateralmente. Variaciones laterales en textura y composición mineralógica generan características favorables para que la roca se convierta en yacimiento, ya que tal roca puede ser una trampa, independientemente de que esté deformada o no.

En arenas y areniscas se presenta normalmente un sistema simple de porosidad y permeabilidad, comúnmente llamado primario.

Carbonatos.

Un carbonato es una roca formada por materia mineral que se precipitó en el lugar en donde se formó la roca. A este tipo litológico se le conoce como roca química ya que está compuesta por precipitados químicos o bioquímicos.

A diferencia de las rocas clásticas, la materia mineral que forma la roca carbonatada no tuvo transporte, aunque algunos granos que forman rocas clásticas inicialmente fueron parte de una roca química.

Las rocas de origen químico que predominan son los sedimentos carbonatados, principalmente las calizas y dolomías. Las calizas están compuestas de más del 50% de minerales carbonatados, de los cuales, el 50% o más consiste de calcita y/o aragonita, en tanto que las dolomías son rocas que contienen más del 50% de dolomita y calcita (más aragonita), dominando la dolomita.

Los carbonatos frecuentemente presentan sistemas de doble porosidad-doble permeabilidad, o sea porosidades y permeabilidades primarias y secundarias.

Formas de identificar el tipo de roca

Los tipos de roca o tipos litológicos relacionados a los yacimientos de petróleo pueden ser identificados y caracterizados fundamentalmente por dos medios: análisis de muestras de roca y análisis de registros geofísicos de pozos.

Análisis de muestras de roca

Las muestras de roca que se utilizan son las que se obtienen durante la perforación (recortes de barrena, núcleos de pared y núcleos de fondo), así como de afloramientos. Estas muestras se someten a diversos estudios de laboratorio, siendo los principales para determinar las características distintivas de la roca los siguientes: descripciones litológicas, análisis

petrográficos y mineralógicos, para los cuales se requieren equipos especiales como microscopios de diverso tipo y difractómetros de rayos X.

Análisis de registros geofísicos de pozos.

El primer registro de pozo que se utilizó para determinar las características litológicas de una columna geológica, exclusivamente en forma cualitativa, fue un registro que midió variaciones de respuestas eléctricas naturales (potencial natural o SP) e inducidas (resistividad al paso de corriente eléctrica).

Actualmente, existen diversos registros de pozos para determinar la litología de una columna geológica perforada, siendo los más utilizados los registros SP-resistividad y rayos gama-neutrón, Fig. RA-3.

Para determinar en forma correcta la litología por medio de registros de pozos, es necesario establecer una relación entre los resultados de análisis sobre muestras de roca con las respuestas obtenidas de los registros en el intervalo muestreado. Con esta información base se podrán interpretar los registros litológicos de otros pozos. Relaciones de este tipo deben realizarse para cada región, campo o yacimiento petrolero.

Lo antes descrito se refiere a la determinación litológica a nivel de pozo. Si se quiere conocer la distribución litológica de una parte o de todo el yacimiento, se deben establecer correlaciones de las columnas litológicas definidas en los pozos perforados, ya sea con los resultados de los análisis de muestras de roca, con los registros litológicos de pozos o con combinación de ambos datos. Para realizar estas correlaciones se preparan secciones transversales de correlación (ver **SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION**).

Para estos trabajos de correlación deben utilizarse todos los registros geofísicos de pozos, ya que todos reflejan en mayor o menor proporción

aspectos litológicos, pero tales correlaciones deben fundamentarse en los registros que son de más potencialidad en litología.

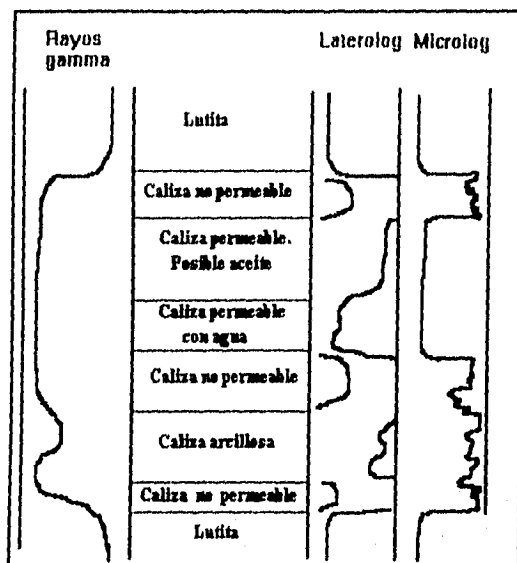


FIG. RA-3. Combinación de registros de rayos gamma, laterolog y microlog para determinar litología. (RA-3)

SALINIDAD DEL AGUA (*Salinity of water*)

Símbolo: *S*

Definición:

Es un índice de la cantidad o concentración de sólidos (sales) disueltos en el agua que se encuentra en los yacimientos petroleros (salmueras).

Unidades:

La salinidad se expresa en:

- Partes por millón [ppm]. Se refiere a los gramos de sales por millón de gramos de salmuera.
- Miligramos por litro [mg/litro]. Se refiere a los miligramos de sales por litro de salmuera.
- Miliequivalentes por litro [meq/litro]. Son las partes por millón divididas entre el peso equivalente (Peso atómico del ion entre su valencia).

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

A una muestra de agua se le realiza un análisis químico cuantitativo para conocer su composición. De tal análisis se determinan los cationes y los aniones presentes en la salmuera. Los cationes que comunmente se presentan en las aguas de yacimiento son: Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , ocasionalmente se encuentra: Ba^{++} , Li^+ , Fe^{++} , Sr^{++} . Los aniones más comunes son: Cl^- , $\text{SO}_4^{=}$, HCO_3^- . A menudo, se encuentra $\text{CO}_3^{=}$, NO_3^- , Br^- , I^- , y $\text{S}^{=}$. También se pueden presentar, a nivel de trazas, alrededor de otros 30 o 40 iones. Puesto que la composición resultante de los análisis químicos comprende variada información, es común presentar los resultados en forma gráfica como la propuesta por Stiff, Fig. S-1. En esta gráfica, el origen de la escala en

miliequivalentes por litro está en el centro. Los iones positivos (cationes) se grafican a la izquierda del eje y los iones negativos (aniones) se grafican a la derecha. Graficados los datos del análisis químico se unen los puntos para formar una Fig. patrón.

Cada salmuera tiene su propio patrón. En la Fig. S-2 se muestran un ejemplos de patrones de salinidad de agua.

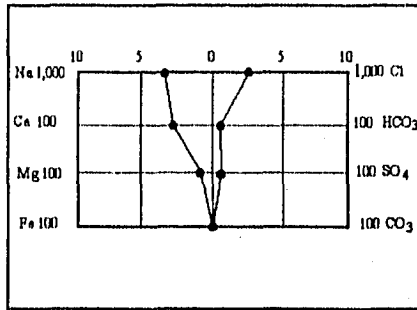


FIG. S-1. Diagrama de Stiff.

- Indirectamente.

Por medio de correlaciones como la presentada en la Fig. RW-1 (ver *RESISTIVIDAD DEL AGUA*), en donde la salinidad se obtiene en función de la temperatura y la resistividad del agua. En este caso la salinidad que se obtiene es para una salmuera que contiene exclusivamente iones sodio y cloro.

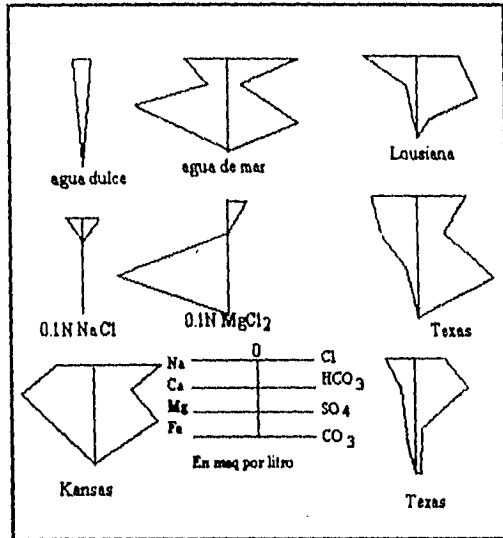


FIG. S-2. Ejemplos de patrones de agua dulce, de mar y de yacimiento.

Aplicaciones principales:

- Interpretar registros geofísicos de pozos.
- Determinar continuidad de sedimentos (con el tipo de agua congénita o con agua y trazadores).
- Determinar el origen de los sedimentos y del agua.
- Determinar otras propiedades del agua de los yacimientos.

Comentarios:

La variación de la concentración de sales de las aguas existentes en las formaciones puede ser debida a muchos factores, algunos de ellos son: la composición de los sedimentos con los que están en contacto, la evaporación de agua por migración de gas, reacción con bacterias anaeróbicas o con constituyentes de petróleo.

Por lo regular, las aguas presentes en los yacimientos petroleros tienen mucho mayor concentración de sales que el agua de mar, a pesar de que la concentración de sales en las primeras varía desde 200 ppm hasta cerca de 300000 ppm. El agua de mar, por lo regular, tiene una salinidad de 35000 ppm.

Además de las sales disueltas, las salmueras pueden contener microorganismos cuyo origen no está bien conocido. Estos organismos originan múltiples problemas de corrosión en equipo y de taponamiento en las formaciones. En la Fig. S-3 se presenta una correlación de sedimentos por medio de patrones de salinidad de agua.

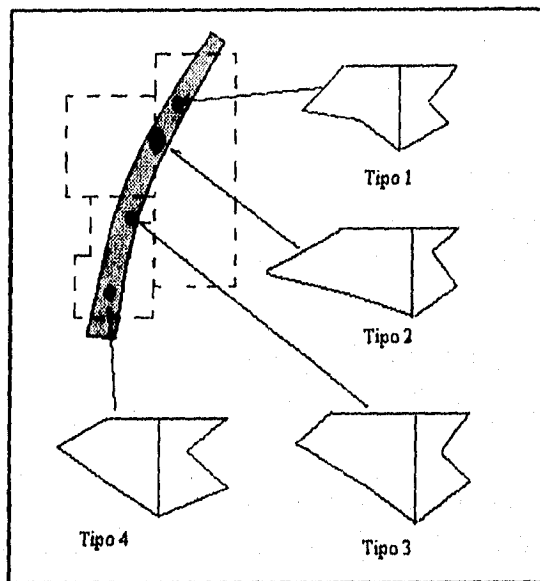


FIG. S-3. Correlación de sedimentos con base en patrones de salinidad de agua.

SATURACION CONGENITA DE UN FLUIDO

(Connate fluid saturation)

Símbolo: S_{cf}

Definición:

Es el volumen de fluido que existe en el yacimiento al momento de descubrirlo, referido al volumen de poros, y se considera que era el fluido que se encontraba en el ambiente sedimentario donde se formó la roca.

Expresión matemática:

$$S_{cf} = \frac{V_{cf}}{V_p} \quad (SCF - 1)$$

En donde:

S_{cf} = saturación congénita de un fluido [fracción]

V_{cf} = volumen de fluido congénito en los poros [m³]

V_p = volumen total de poros o huecos [m³]

Unidades:

La saturación congénita de un fluido se expresa en porcentaje (%) o fracción del volumen de poros de una roca.

Formas de obtención:

Ver **SATURACION DE FLUIDOS**

Aplicaciones principales:

Ver **SATURACION DE FLUIDOS**

Comentarios:

El término saturación congénita se aplica solamente al agua, por el hecho de que, generalmente, la roca se forma en un ambiente sedimentario acuoso y se

considera que sólo existía ese fluido al momento de depositarse los sedimentos.

La saturación congénita en un yacimiento puede presentarse como: irreductible o pendular, crítica, funicular, residual o insular (ver partes correspondientes a estas propiedades), Fig. SC-1.

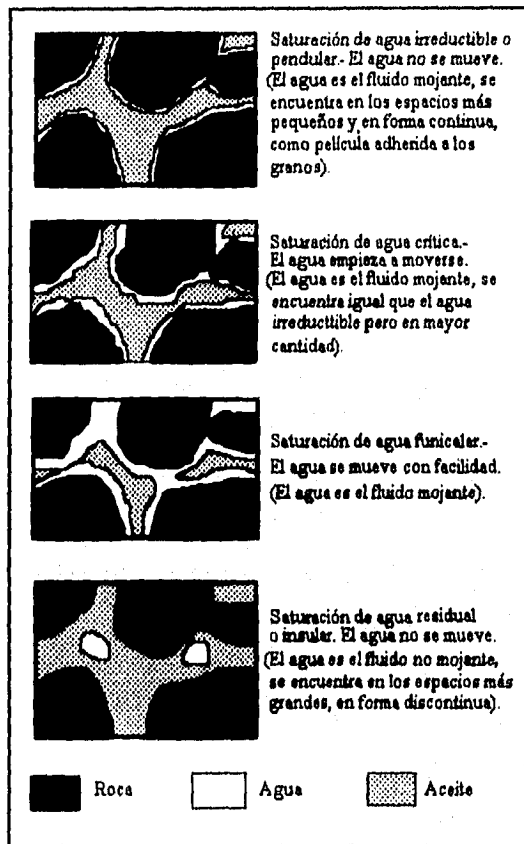


FIG. SC-1. Tipos de saturación de agua congénita.

SATURACION CRITICA DE FLUIDOS

(Critical fluids saturation)

Símbolo: S_{fc}

Definición:

Es el volumen de fluido presente en una roca, referido al volumen de poros o huecos de la roca, necesario para que empiece a moverse.

Expresión matemática:

$$S_{fc} = \frac{V_{fc}}{V_p} \quad (SFC - 1)$$

En donde:

S_{fc} = saturación crítica de un fluido [fracción]

V_{fc} = volumen de fluido crítico (mínimo volumen de fluido para que tenga movimiento en el medio poroso) [m³]

V_p = volumen total de huecos [m³]

Unidades:

La saturación crítica de fluidos se expresa en porcentaje (%) o fracción del volumen de poros de una roca.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.
 - En las mismas formas como se obtiene la saturación irreductible de fluido, se puede obtener la saturación crítica de fluido (ver **SATURACION IRREDUCTIBLE DE UN FLUIDO**).

Aplicaciones principales:

- Determinar zonas o porciones del yacimiento en donde algún fluido en particular empieza a tener movimiento.
- Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.
- Obtener otras propiedades de caracterización

Comentarios:

El valor de la saturación crítica de un fluido prácticamente es igual al de la saturación irreductible del mismo, pero siempre será un poco mayor, debido a que para llegar a la saturación irreductible, el fluido deja de moverse y para que nuevamente se mueva, requiere que se incremente un poco su volumen. Para cada uno de los tres fluidos que comúnmente están en un yacimiento de petróleo (agua, aceite y gas), se pueden tener saturaciones críticas (S_{wc} , S_{oc} y S_{gc}).

SATURACION DE FLUIDOS (Fluids saturation)

Símbolo: S_f

Definición:

Es el volumen de fluido que se encuentra dentro de los huecos de una roca, relacionado al volumen total de esos huecos o espacios.

Expresión matemática:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (SF - 1)$$

En donde:

S_f = saturación de un fluido [fracción]

V_f = volumen del fluido en los poros [m^3]

V_p = volumen total de huecos (poros, cavernas, fracturas, fisuras, juntas) [m^3]

Unidades:

La saturación de fluidos se expresa en porcentaje (%) o fracción del volumen de poros de una roca.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.

Si se quiere determinar la saturación de fluidos (agua, aceite y gas) que tiene un núcleo que se corta de un yacimiento, se toma una muestra de roca, tan pronto se saca el núcleo del muestreador, y se lleva a un equipo de laboratorio, comúnmente llamado "retorta", Fig. SF-1.

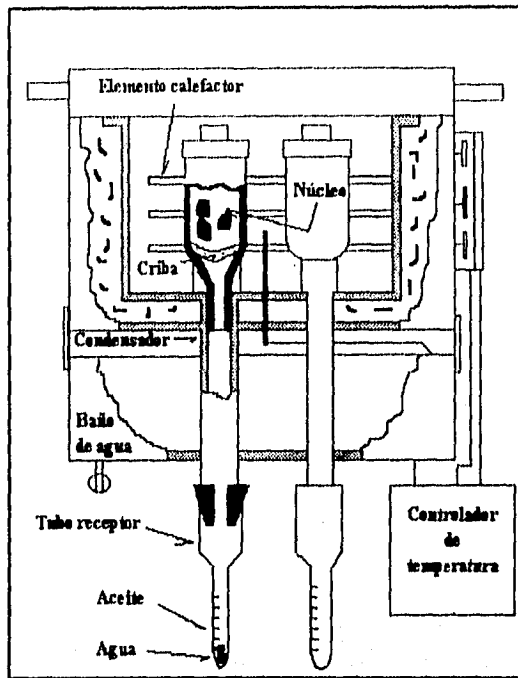


FIG. SF-1. Retorta.

En este equipo se eleva la temperatura para evaporar los líquidos que tiene la muestra (agua, aceite). Los vapores pasan a través de un condensador y salen del equipo en forma líquida, recibiendo en una probeta graduada. Ya a temperatura ambiente, se miden los volúmenes de agua y de aceite en la probeta. El volumen de aceite se corrige por "cracking" y carbonización para obtener el volumen de aceite que contenía la muestra. Otra porción del núcleo se lleva a un equipo de inyección de mercurio (Fig. SF-2) para determinar el volumen de gas contenido en los poros de la muestra. Se inyecta mercurio hasta presiones de 100 kg/cm^2 y se mide el volumen de mercurio inyectado, este volumen se corrige por deformación del equipo para obtener el volumen de espacios ocupados por el gas. Los volúmenes de agua,

aceite y gas se normalizan a un volumen unitario de roca, ya normalizados se suman para obtener el volumen de poros de esa roca. Se relacionan los volúmenes normalizados de los fluidos al volumen de poros para obtener las saturaciones de fluidos (S_w , S_o y S_g). Si se quieren conocer, en forma aproximada, las saturaciones de fluidos que tenía el yacimiento al momento de cortar el núcleo, los volúmenes de fluidos mencionados se deben corregir por sus propiedades PVT para llevarlos a condiciones de yacimiento.

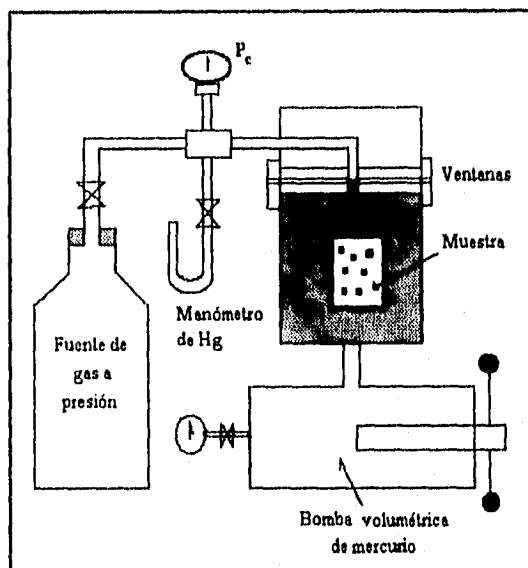


FIG. SF-2. Equipo de inyección de mercurio.

- Indirectamente.
 - Por medio del comportamiento capilar obtenido en el laboratorio en muestras de roca. Las pruebas de presión capilar realizadas en los sistemas roca-agua-aire o roca-aire-mercurio permiten obtener variaciones de la saturación de agua en función de la presión capilar o la altura sobre el contacto agua-hidrocarburos para los valores de porosidad o permeabilidad

que tenga la roca en el yacimiento. Con las gráficas mencionadas, o sus correspondientes ecuaciones, se pueden obtener la saturación de agua y de hidrocarburos existentes en el yacimiento.

- Por medio de correlaciones establecidas en laboratorio en las que se combinan datos de resistividad eléctrica, porosidad y saturación de fluidos, principalmente. En estas correlaciones se manejan otras propiedades, como son: factor de formación, F ; factor de cementación, m ; factor geométrico, a ; índice de resistividad, I ; exponente de saturación, n , entre otros.

- Por medio de la interpretación de registros geofísicos de pozos. Los registros utilizados para obtener la saturación de fluidos en el yacimiento son los que miden la conductividad o resistividad eléctrica de las rocas. Se han diseñado diversos equipos para tal efecto y por consiguiente se han propuesto una gran variedad de métodos para interpretar los datos que registran. De acuerdo al radio de medición de los registros, se puede conocer la saturación de fluidos (agua o hidrocarburos) en las zonas lavadas, alteradas o vírgenes del yacimiento.

- Por medio de la combinación de datos de presión capilar y de resistividad obtenidos en laboratorio y de registros geofísicos de pozos.

Aplicaciones principales:

- Conocer los volúmenes de los distintos fluidos existentes en una parte del yacimiento o en todo el yacimiento
- Determinar las profundidades de los contactos entre fluidos (gas-aceite, hidrocarburos-agua).
- Conocer la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar áreas o volúmenes del yacimiento en donde no hay movimiento de fluidos.

- Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.

Comentarios:

Los valores de saturación de fluidos son datos importantes en la caracterización de los yacimientos, ya que son la base para conocer los volúmenes que se tienen de esos fluidos.

En los yacimientos petrolíferos se tienen saturaciones de agua, S_w , de aceite, S_o , y de gas, S_g , en muy variadas proporciones.

El primer método descrito para obtener la saturación de fluidos sólo proporciona valores aproximados para las condiciones de yacimiento. A tal método se le conoce como análisis de núcleos "frescos" y tiene aplicación en los trabajos de terminación de pozos.

El procedimiento más apropiado para conocer la saturación de fluidos en un yacimiento es el que se basa en la combinación de datos obtenidos en laboratorio (presión capilar y resistividad) y datos provenientes de registros geofísicos de pozos.

En forma cualitativa se puede conocer qué tipo de fluido existe en una roca por medio de pruebas de formación o de producción en pozos.

SATURACION INICIAL DE UN FLUIDO

(Inicial fluid saturation)

Símbolo: S_{if}

Definición:

Es el volumen de un fluido presente en un medio poroso referido al volumen de poros o huecos, al empezar algún proceso en especial.

Expresión matemática:

$$S_{if} = \frac{V_{if}}{V_p} \quad (SIF - 1)$$

En donde:

S_{if} = saturación inicial de un fluido [fracción]

V_{if} = volumen inicial de un fluido en los poros [m^3]

V_p = volumen total de huecos o poros [m^3]

Unidades:

La saturación inicial de un fluido se expresa en porcentaje (%) o fracción del volumen de poros de una roca.

Formas de obtención:

Ver SATURACION DE FLUIDOS

Además, indirectamente, con la interpretación de registros geofísicos de pozos.

Aplicaciones principales:

En estudios y trabajos previos al inicio de cualquier proceso o etapa de explotación de un yacimiento, para:

- Conocer los volúmenes de los distintos fluidos existentes en una parte del yacimiento o en todo el yacimiento.
- Determinar las profundidades de los contactos entre fluidos (gas-aceite, hidrocarburos-agua).
- Conocer la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar áreas o volúmenes del yacimiento en donde no hay movimiento de fluidos.
- Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.

Comentarios:

El término saturación inicial de fluidos se aplica para indicar el grado de saturación de fluidos en una roca al empezar algunos de los variados procesos que comprende la explotación de hidrocarburos. Por ejemplo: a nivel de yacimiento, al empezar las distintas etapas de su explotación (primaria, secundaria, mejorada); a nivel de estrato, al empezar su explotación a través del pozo; a nivel de núcleo, al empezar alguna prueba en laboratorio.

La saturación de fluidos que tiene un yacimiento al descubrirse y empezar su explotación es la inicial pero también, en este caso en especial, es la congénita (ver *SATURACION CONGENITA DE UN FLUIDO*) y, a la vez, se tendrán distintos tipos de saturación de fluidos, como son: irreductible o pendular, residual, funicular, crítica (ver las partes correspondientes a estas propiedades).

SATURACION IRREDUCTIBLE DE UN FLUIDO **(Irreducible fluid saturation)**

Símbolo: S_{fi}

Definición:

Es el volumen de fluido mojante presente en una roca, referido al volumen de poros, que no se pudo disminuir o reducir con los procesos o mecanismos de desplazamiento de fluidos a los que se sometió el sistema roca-fluidos, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

Expresión matemática:

$$S_{fi} = \frac{V_{fi}}{V_p} \quad (SFI-1)$$

En donde:

S_{fi} = saturación irreductible de un fluido [fracción]

V_{fi} = volumen irreductible de un fluido en los poros [m^3]

V_p = volumen total de poros o huecos [m^3]

Unidades:

La saturación irreductible de fluidos se expresa en porcentaje (%) o fracción del volumen de poros de una roca.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.
 - La saturación irreductible de un fluido mojante, que por lo regular es el agua, se puede obtener de la siguiente manera. A una muestra (pequeña o grande) limpia y seca, con geometría regular, se le determina su volumen de poros comunicados con un porosímetro tipo Boyle (ver **VOLUMEN DE**

POROS). Se satura 100% con el fluido mojante (ver *MOJABILIDAD*), se coloca en un portamuestras de un equipo de desplazamiento y se desplaza el fluido mojante con un fluido no mojante. Para esta operación, se circula un volumen de fluido no mojante equivalente a varios volúmenes de poros de la muestra.

Cuando sólo se obtenga fluido no mojante por el extremo de salida de fluidos del núcleo, se considera que quedó el volumen irreductible del fluido mojante en el espacio poroso. La diferencia entre el volumen inicial de fluido mojante en la muestra, V_{ifm} , y el volumen total de ese fluido expulsado de la misma, V_{efm} , es el volumen irreductible de fluido mojante, V_{ifmi} .

$$V_{ifmi} = V_{ifm} - V_{efm} \quad (SFI - 2)$$

Por lo que la saturación irreductible de fluido mojante será:

$$S_{ifmi} = \frac{V_{ifmi}}{V_p} = \frac{V_{ifm} - V_{efm}}{V_p} \quad (SFI - 3)$$

- Otro procedimiento de laboratorio para determinar la saturación irreductible de fluido mojante, es por medio de inyección de mercurio. A una muestra pequeña, limpia y seca, se le mide su volumen de poros comunicados (ver *VOLUMEN DE POROS*), se coloca en un equipo para inyección de mercurio y después de hacer vacío para sacar el aire de los poros se inyecta mercurio a presión alta, alrededor de 100 kg/cm². Se mide el volumen de mercurio introducido al equipo y se corrige por la deformación que sufre el aparato. El volumen corregido se resta del volumen de poros. Esta diferencia es igual al volumen de poros que no fue ocupado por mercurio y que se considera que es igual al volumen irreductible de fluido mojante, V_{ifmi} . Este volumen se relaciona al volumen de poros, obteniéndose así la saturación irreductible de fluido mojante, S_{ifmi} .

- También, para obtener la saturación irreductible de fluido mojante se utiliza una centrifuga. A una muestra limpia y seca de roca consolidada, se determina el volumen de poros comunicados (ver *VOLUMEN DE POROS*), se satura 100% con un fluido mojante (agua), se coloca en una probeta graduada de una centrifuga y se somete a movimiento rotatorio a altas velocidades (200 rpm). Transcurrido un tiempo, se detiene la centrifuga y se observa el nivel del agua en la probeta. Nuevamente, por otro tiempo se somete la muestra a movimiento giratorio, se para la centrifuga y se vuelve a observar el nivel del agua en la probeta. Estas operaciones se repiten hasta cuando en dos observaciones sucesivas no cambie el nivel de agua en la probeta. En este momento se considera que ha salido toda el agua que debe salir para la fuerza centrifuga aplicada. El volumen irreductible de agua en la muestra es igual a la diferencia del volumen de agua inicial en la muestra, V_{im} , o sea el volumen de poros, V_p , y el volumen de agua que se tiene en la probeta, V_{wp} .

$$V_{im} = V_p \quad (SFI - 4)$$

$$V_{fmi} = V_{im} - V_{wp} \quad (SFI - 5)$$

Por consiguiente, la saturación irreductible de fluido mojante es:

$$S_{fmi} = \frac{V_{fmi}}{V_p} \quad (SFI - 6)$$

- Indirectamente, a nivel de yacimiento.

La saturación irreductible de un fluido mojante (agua) se puede estimar a partir de la combinación de datos de registros geofisicos de pozos y datos de producción. Por medio de la interpretación de registros geofisicos, principalmente de resistividad, se conoce la saturación de agua de un

intervalo productor de hidrocarburos o al que se le hizo una prueba de producción o de formación. Si el intervalo productor no produce agua o si en las pruebas mencionadas no se tiene este fluido, se considera que la saturación de agua obtenida con los registros es la saturación irreductible.

Aplicaciones principales:

- Determinar espesores, áreas o volúmenes del yacimiento en donde no hay movimiento del fluido que está a nivel de saturación irreductible.
- Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.
- Obtener otras propiedades de caracterización

Comentarios:

El término de saturación irreductible se aplica al fluido mojante del sistema roca-fluidos. En los yacimientos de petróleo por lo general el fluido mojante es el agua; sin embargo, se encuentran en la literatura casos de yacimientos en los que el fluido mojante es el aceite.

Como se explicó en los procedimientos de laboratorio, la saturación irreductible de un fluido se tiene cuando ya no puede ser desplazado más volumen de ese fluido por otro. En las pruebas, se parte de un volumen alto de fluido dentro de los poros para llegar a un volumen bajo, el mínimo para el sistema roca-fluidos en particular y para las condiciones de presión y temperatura a las que se llevó a cabo el mecanismo de desplazamiento. Algo similar ocurre en los yacimientos, ya que de acuerdo a las teorías aceptadas, la roca originalmente estaba completamente saturada con agua, la migración de los hidrocarburos y las fuerzas de gravedad originaron el desplazamiento del agua del espacio poroso dejando en algunas partes de la roca almacenadora saturación irreductible de agua.

El volumen irreductible de agua en los yacimientos está ocupando los espacios más pequeños de los poros y mojando la superficie de los sólidos expuesta a los poros.

A la saturación irreductible de agua algunos autores la denominan saturación pendular de agua, Fig. SFI-1.

En un yacimiento, la región con saturación irreductible de fluido mojante, generalmente agua, se localiza muy alejada verticalmente y a menor profundidad que la zona con saturación total de fluido mojante, o sea $S_w = 100\%$, (contacto hidrocarburos-agua).

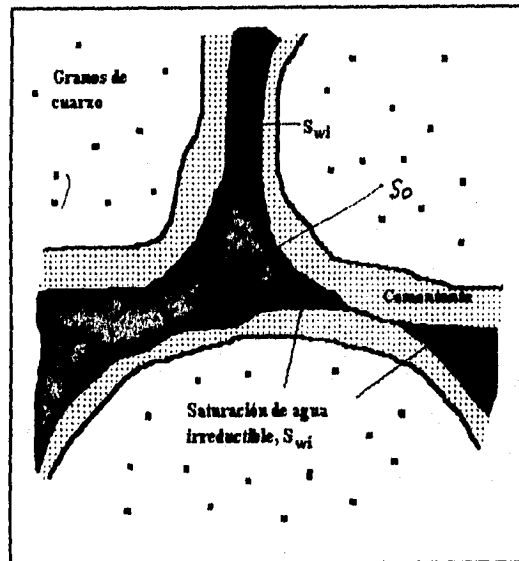


FIG. SFI-1. Representación de la saturación de agua irreductible.

SATURACION RESIDUAL DE UN FLUIDO
(Residual fluid saturation)

Símbolo: S_{fr}

Definición:

Es el volumen de fluido no mojante presente en una roca, referido al volumen de poros, que no se pudo disminuir o reducir con los procesos o mecanismos de desplazamiento de fluidos a los que se sometió el sistema roca-fluidos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

Expresión matemática:

$$S_{fr} = \frac{V_{fr}}{V_p} \quad (SFR - 1)$$

En donde:

S_{fr} = saturación residual de un fluido [fracción]

V_{fr} = volumen residual de fluido en los poros [m³]

V_p = volumen total de huecos o de poros [m³]

Unidades:

La saturación residual de fluidos se expresa en porcentaje (%) o fracción del volumen de poros de una roca.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre muestras de roca.
 - A una muestra que tiene saturación irreductible de fase mojante (agua) y el resto de sus poros está ocupado por la fase no mojante (aceite o gas), se le somete a un desplazamiento del hidrocarburo presente por inyección de la fase mojante (ver **SATURACION IRREDUCTIBLE DE UN FLUIDO**) hasta tener

la mínima saturación de fluido no mojante, es decir hasta la saturación residual, o sea, cuando en el experimento sólo sale del núcleo el fluido desplazante, que es el mojante. La diferencia del volumen inicial de fluido no mojante en la muestra y el volumen total desplazado del mismo fluido se relaciona con el volumen de poros para obtener la saturación residual de fluido no mojante.

- Indirectamente, a nivel de yacimiento

La saturación residual de un fluido no mojante se puede estimar a partir de la combinación de datos de registros geofísicos de pozos y de datos de producción. Con base en la interpretación de registros geofísicos, fundamentalmente de resistividad, se conoce la saturación de hidrocarburos (fluido no mojante) de un intervalo. Si a este intervalo se le hace una prueba de formación o se pone a producir y sólo se obtiene agua se puede considerar que la saturación de hidrocarburos estimada es la residual.

Aplicaciones principales:

- Determinar regiones o zonas de un yacimiento en donde no se van a producir hidrocarburos, a pesar de que exista saturación de ellos.
- Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.
- Obtener otras propiedades de caracterización

Comentarios:

El término saturación residual se aplica normalmente al fluido no mojante y corresponde al término saturación irreductible que se relaciona al fluido mojante. A la saturación residual también se le llama insular.

En un yacimiento, la región con saturación residual del fluido no mojante (hidrocarburos) se localiza inmediatamente arriba de la zona con saturación total del fluido mojante ($S_v = 100\%$).

El término saturación residual también se aplica cuando se hace referencia a la saturación de un determinado fluido en un yacimiento, después de un proceso de explotación, independientemente de que el fluido sea mojante o no. Por ejemplo, cuando un yacimiento deja de producir por su energía propia es común que se diga que quedó con ciertos valores de saturaciones residuales de agua, de aceite y de gas.

SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION **(Correlation cross sections)**

Para la caracterización geológica de los yacimientos petroleros son necesarias las secciones transversales de correlación geológica, que se pueden construir con información proveniente de análisis litológicos, petrofísicos, mineralógicos y/o paleontológicos, realizados sobre muestras de roca (recortes, núcleos de pared y de fondo) o también con información cualitativa y cuantitativa de registros geofísicos de pozos o con la combinación de ambos tipos de información.

Una sección transversal considera cuando menos dos pozos perforados. Para cada pozo se anotan los datos de los análisis de muestras de roca disponibles y se grafican los registros geofísicos tomados en los pozos, como se indica en la Fig. STC-1. Con base en un plano de localización de pozos, se seleccionan varias direcciones para preparar las secciones transversales (es muy común que se tomen tres direcciones), que deben tener una longitud tal que cubran todo el campo o la parte de interés.

Tipos de secciones transversales

Las secciones transversales pueden ser estructurales o estratigráficas.

Una *sección estructural* se construye tomando como nivel de referencia alguna profundidad o el nivel del mar. Los resultados que se obtienen con estas secciones muestran las condiciones actuales del subsuelo. Estas secciones son las más apropiadas para fundamentar adecuadamente la explotación de los hidrocarburos.

Anotados y trazados los datos de muestras de roca y de registros a nivel de pozo en la sección, se lleva a cabo la correlación de las características

seleccionadas para establecer la continuidad de los estratos a lo largo de la sección y definir sus rasgos estructurales y estratigráficos, como: forma, inclinación y variaciones de espesor. Con estas secciones también se definen los sistemas de fallas existentes. De la interpretación de estas secciones se establecen las acumulaciones de hidrocarburos y los rasgos principales de su entrapamiento. En la Fig. STC-2 se presenta un ejemplo de una sección estructural.

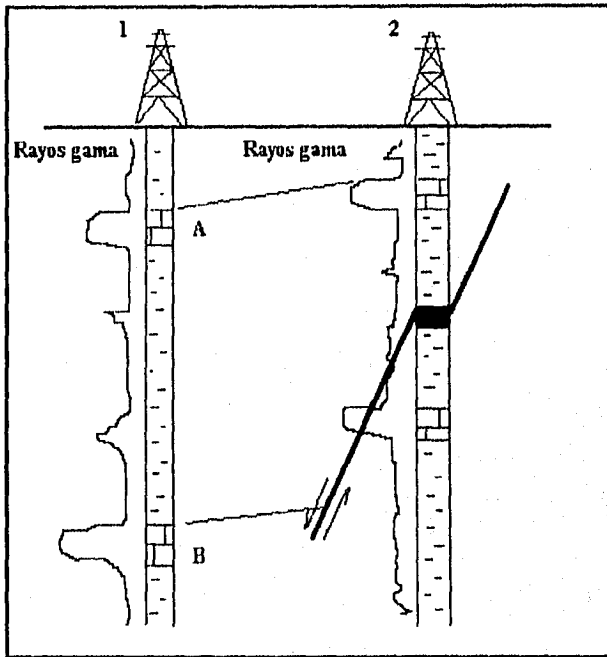


FIG. STC-1. Sección de correlación con base en el registro de rayos gama.

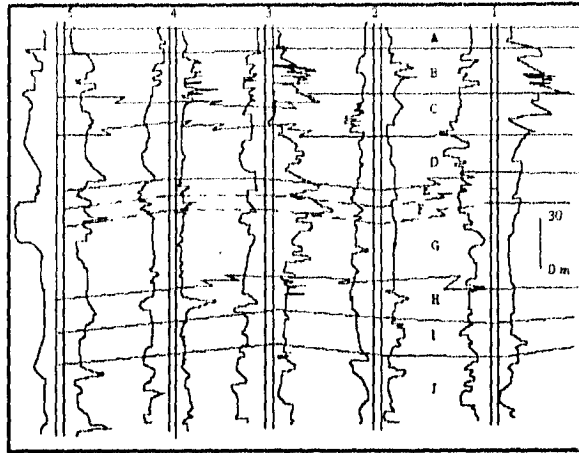


FIG. STC-2. Ejemplo de sección estructural.

Una *sección estratigráfica* se construye tomando como referencia una línea de tiempo, establecida por algún fósil índice o por algún cuerpo litológico marcador de tiempo, identificado por análisis de muestras de roca o determinado por algún rasgo característico en los registros geofísicos. Dado que se toma como referencia una línea de tiempo, en estas secciones se eliminan todos los aspectos estructurales posteriores a tal tiempo.

Las secciones estratigráficas se preparan principalmente para realizar estudios de sedimentación o de geología histórica.

La información que se utiliza y los criterios para la construcción de estas secciones se mencionan en párrafos anteriores, en la parte correspondiente a secciones estructurales. En la Fig. STC-3 se muestra un ejemplo de una sección estratigráfica.

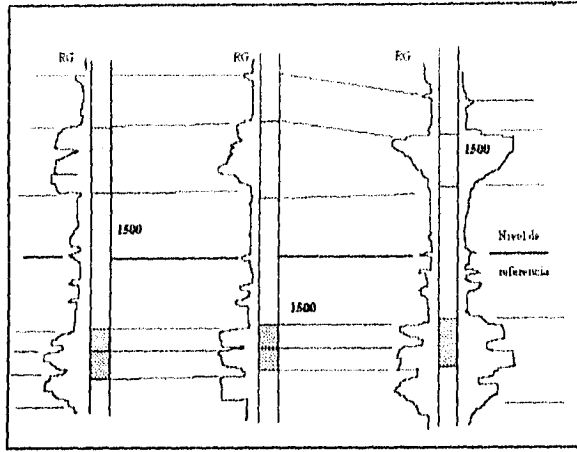


FIG. STC-3. Ejemplo de sección estratigráfica.

Con las *secciones transversales estructurales y estratigráficas* pueden prepararse proyecciones isométricas comúnmente llamadas bloques diagramáticos (panel or fence), como el que se muestra en la Fig. STC-4.

De las secciones estructurales y estratigráficas, ya correlacionadas e interpretadas, se saca información para preparar diversos planos, siendo los más importantes para la caracterización de yacimientos los siguientes: cimas, bases, espesores (isopacas), isolitología de los cuerpos de interés. En estos planos se incluyen los rasgos estructurales importantes, por ejemplo: las fallas o sistemas de fallas presentes. Es común que las profundidades que se manejan en los planos mencionados sean con respecto al nivel del mar.

La correlación-interpretación de secciones transversales debe ser realizada por un profesional en geología, especializado en el subsuelo, que tenga conocimientos sobre el origen de los cuerpos sedimentarios: ambientes de depósito, geometría y tipos de límites de los cuerpos.

SOLUBILIDAD DEL GAS (*Gas solubility*)

Símbolo: R_s

Definición:

Es la cantidad de gas que se libera de una mezcla de hidrocarburos líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie.

Expresión matemática:

$$R_s = \frac{V_{gd}}{V_o} \quad (RS - 1)$$

En donde:

R_s = solubilidad del gas [m^3/m^3].

V_{gd} = volumen de gas disuelto a condiciones de yacimiento medido a condiciones estándar [m^3].

V_o = volumen de aceite a condiciones estándar [m^3].

Unidades:

La solubilidad del gas se expresa en [m^3/m^3] o en [pie^3/bl].

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

Para explicar la obtención experimental de la solubilidad del gas, se considerará un abatimiento isotérmico sobre una muestra de aceite bajosaturado.

Una muestra de aceite bajosaturado se introduce en una celda de alta presión para análisis PVT. Se lleva a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento y manteniendo la temperatura constante se abate la presión por etapas.

Al llegar a la presión de burbujeo se comienza a liberar gas y, a partir de este punto, para cada etapa de abatimiento de presión se extrae de la celda todo el gas liberado y se mide su volumen a condiciones de superficie. Los abatimientos de presión se llevan hasta la presión atmosférica. Posteriormente, se deja enfriar la celda y para esta última condición también se extrae todo el gas liberado y se mide el volumen de aceite a condiciones estándar (volumen de aceite residual). La suma de todos los volúmenes de gas extraído en las distintas etapas de abatimiento de presión, medidos a condiciones estándar, representa el volumen total de gas disuelto. Este volumen se divide entre el volumen de aceite residual para obtener la relación de solubilidad inicial, que se mantiene constante en toda la etapa de bajosaturación. Para cada etapa de abatimiento de presión se le resta al volumen total de gas disuelto el volumen acumulado de gas liberado hasta la etapa en cuestión. Esta diferencia es el volumen de gas disuelto a esa etapa de presión, medido a condiciones estándar. Este volumen se divide entre el volumen de aceite residual para obtener la relación de solubilidad correspondiente a la etapa de presión considerada.

Los valores de solubilidad del gas inicial y los correspondiente a las distintas etapas se grafican en función de la presión, en papel normal, obteniéndose una gráfica como la de la Fig. RS-1, que muestra la variación de la solubilidad del gas en función de la presión, a temperatura constante igual a la de yacimiento.

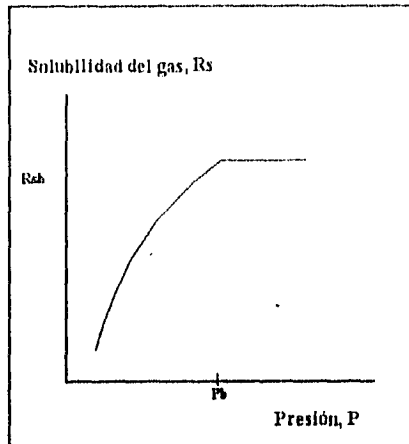


FIG. RS-1. Variación de la solubilidad del gas con respecto a la presión, a temperatura de yacimiento.

- Indirectamente.

La solubilidad del gas se puede obtener por medio de la correlación de Beal, que está en función de la presión de yacimiento y de la densidad del aceite a condiciones estándar, como se muestra en la Fig. RS-2. Debido a que sólo toma en cuenta dos parámetros, esta correlación no proporciona valores muy exactos.

Para obtener la solubilidad del gas en forma más precisa, se recomienda usar la correlación de Standing o la de Lasater, (Fig. PB-3 o PB-2 de presión de burbujeo). La primera limitada para aceites similares a los de California y la segunda para cualquier otro sistema de hidrocarburos, ya que abarca cuatro parámetros.

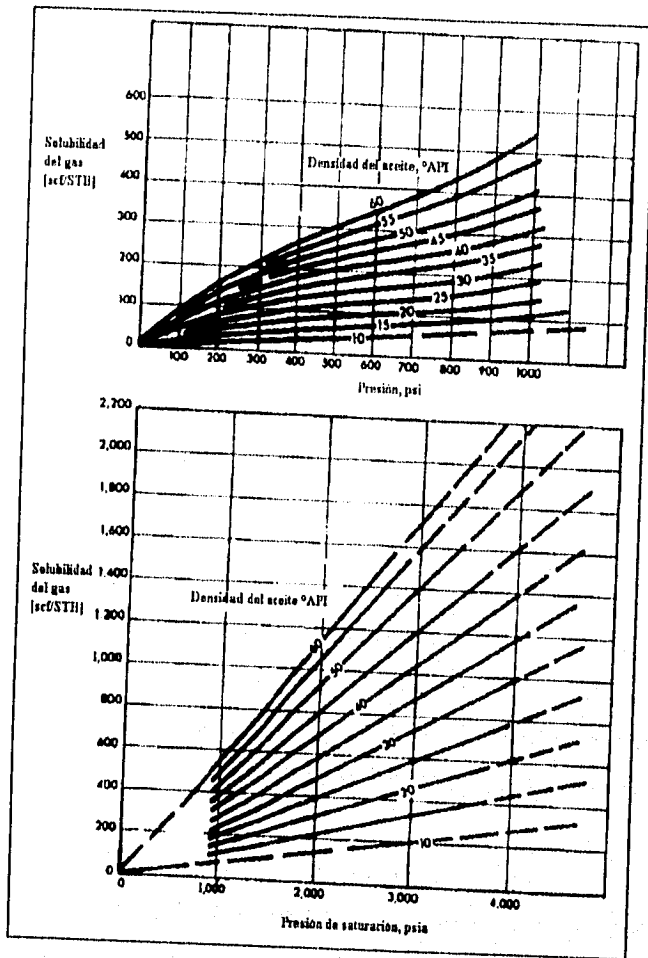


FIG. RS-2. Correlación de Beal para obtener la solubilidad del gas.

Aplicaciones principales:

- Determinar la cantidad de gas que puede obtenerse en la superficie, de una mezcla de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.
- Determinar propiedades de las mezclas líquidas de hidrocarburos.

Comentarios:

A esta propiedad también se le llama solubilidad del gas en el aceite (*C_{gas} solubility in oil*) o relación de solubilidad (*Solubility ratio*).

TENSION INTERFACIAL (Interfacial tension)

Símbolo: σ

Definición:

Es la fuerza requerida para evitar la destrucción de una superficie de contacto entre dos fases.

Expresión matemática:

$$\sigma = \frac{F}{L} \qquad (TI-1)$$

σ = tensión interfacial [dinas/cm]

F = fuerza [dinas]

L = longitud [cm]

Unidades:

La tensión interfacial se expresa en [dinas/cm]

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio

La tensión superficial se obtiene sacando del seno de un líquido un alambre circular de longitud L. Al levantar el alambre y llevarlo a la superficie, ésta se deforma y se generan dos láminas superficiales, una de cada lado del anillo, se aplica una fuerza adicional, F, para separar el anillo del líquido, equilibrando las fuerzas de superficie, Fig. TI-1.

Esta fuerza adicional se mide por la tensión de un resorte muy sensible o por la torsión de un hilo. La tensión superficial se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{F}{2L} \quad (TI - 2)$$

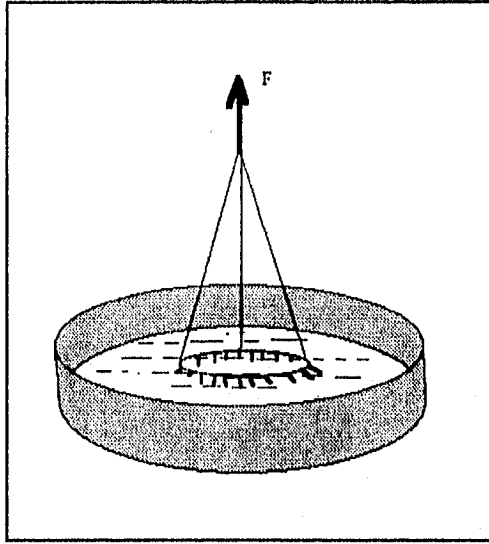


FIG. TI-1. Método común para medir la tensión superficial.

- Indirectamente

La tensión superficial se puede obtener por medio de las siguientes ecuaciones o correlaciones.

1. Para una sustancia pura.

$$\sigma = \left[\frac{C_T (\rho_L - \rho_g)}{M_L} \right]^4 \quad (TI - 3)$$

En donde:

σ = tensión superficial [dinas/cm]

ρ_L, ρ_g = densidades del líquido y del gas, respectivamente [g/cm^3]

M_L = peso molecular del líquido [$\text{g}/\text{g-mol}$]

C_T = constante para calcular la tensión superficial.

Algunos valores de las constantes para los componentes principales en una mezcla de hidrocarburos se muestran en la Tabla TI-1.

Componente	C_{Ti}	Componente	C_{Ti}
C1	77	n C6	271
C2	108	n C7	312.5
C3	150.3	n C8	351.5
i C4	181.5	H2S	34(aprox)
nC4	189.9	N2	41(aprox)
i C5	225.0	CO2	78
nC5	231.5		

Tabla TI-1. Constantes para calcular tensiones superficiales de hidrocarburos con la ecuación TI-3.

2. Para una muestra de hidrocarburos.

2. 1. Con la siguiente ecuación

$$\sigma = \left[\sum_i C_{Ti} \left(x_i \frac{\rho_L}{M_L} - y_i \frac{\rho_g}{M_g} \right) \right]^4 \quad (TI-4)$$

σ = tensión superficial [dinas/cm]

ρ_L, ρ_g = densidades del líquido y del gas, respectivamente [g/cm^3]

M_L, M_g = pesos moleculares aparentes del líquido y del gas, respectivamente
[$g/g\text{-mol}$]

C_{Ti} = constante para calcular la tensión superficial

X_i = fracción mol del líquido del i-ésimo componente

Y_i = fracción mol del gas del i-ésimo componente

Aplicaciones principales:

- Determinar tensiones de adhesión en sistemas sólido-fluidos.
- Determinar comportamiento capilar en el medio poroso
- Determinar distribución de fluidos en el yacimiento.
- Determinar propiedades PVT de fluidos del yacimiento.

Comentarios

La tensión interfacial es originada por un desequilibrio de fuerzas moleculares que se presentan en la superficie de contacto entre dos fases. Una molécula de un líquido es uniformemente atraída por las moléculas que la rodean.

Una molécula del líquido en la superficie es atraída con más fuerza por las moléculas de líquido que están abajo que por las moléculas de gas con el que está en contacto. Esto es debido a que las moléculas del gas están mucho más separadas entre sí que las moléculas de líquido y la fuerza de atracción es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas; además, la atracción es directamente proporcional a la masa de las moléculas.

Cuando las fases en contacto son un líquido y un gas a la tensión interfacial se la denomina tensión superficial.

Las tensiones interfaciales y superficiales dependen de la composición de las fases en contacto y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran.

TORTUOSIDAD (Tortuosity)

Símbolo: τ

Definición:

Es la relación de la longitud media de las líneas de flujo existente en la estructura porosa, definidas por los poros o espacios interconectados, entre la longitud del medio poroso.

Expresión matemática:

$$\tau = \frac{L_a}{L} \quad (T-1)$$

En donde:

τ = tortuosidad [fracción]

L_a = longitud media de flujo [m]

L = longitud del medio poroso [m]

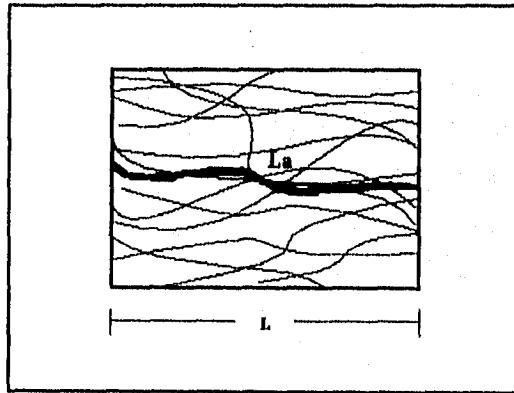


FIG. T-1. Tortuosidad en un medio poroso.

Unidades:

La tortuosidad se expresa en fracción.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio.

A partir del tiempo que tarda un ion en recorrer la distancia entre dos detectores colocados en los extremos de una muestra de roca y la velocidad de flujo del fluido que transporta el ion, se puede obtener la distancia que recorre tal ion. Esta distancia se relaciona con la longitud recta entre los dos detectores.

- Indirectamente.

Con alguna de las ecuaciones que han propuesto varios investigadores. A continuación se presentan tres de ellas.

Según Winsauer et. al.^(T-1)

$$\tau^{1/G} = F \cdot \phi \quad (T-2)$$

En donde:

τ = tortuosidad [fracción]

F = factor de formación [fracción]

ϕ = porosidad [fracción]

Según Pérez Rosales.^(T-2)

$$\tau = \phi (G \phi^{-m} + 1 - G) \quad (T-3)$$

En donde:

τ = tortuosidad [fracción]

G = parámetro que depende de la geometría del espacio poroso [fracción]

ϕ = porosidad total [fracción]

m = parámetro que depende de la fracción de la porosidad total que participa activamente en la conducción de corriente eléctrica [fracción]

Según Kozeny,^(T-3)

$$\tau = F^2 \phi^3 \quad (T-4)$$

En donde:

τ = tortuosidad [fracción]

F = factor de formación [fracción]

ϕ = porosidad [fracción]

Aplicaciones principales:

- Determinar características del medio poroso y en especial de la estructura porosa, como lo es su geometría.

Comentarios

El concepto tortuosidad considera todas las irregularidades que presentan las líneas de flujo dentro de un medio poroso. Estas irregularidades son el resultado de la combinación de los factores que establecen la magnitud y la geometría de la estructura porosa.

El tamaño y la forma del grano, así como el grado de clasificación y tipo de empacamiento de los granos definen el tamaño y la forma del poro, las características de las comunicaciones entre los poros así como de la pared del poro.

TRAMPAS (Traps)

Definición

Una trampa es una roca porosa y permeable, ubicada inmediatamente abajo de una roca impermeable, y que está deformada u obstruida geológicamente de tal manera que se puedan atrapar fluidos (hidrocarburos).

Tipos de trampas

Se han propuesto varias clasificaciones de trampas, algunas de ellas muy detalladas, pero ninguna de estas clasificaciones es del todo satisfactoria ya que muchas trampas podrían no cumplir con todas las características que se requieren para que pudieran quedar dentro de alguna de tales clasificaciones. Con base en lo anterior, se ha propuesto una clasificación que, aunque simple, se considera que es útil ya que comprende todas las trampas en las que existen hidrocarburos. Esta clasificación agrupa a las trampas en tres tipos básicos: trampas estructurales, trampas estratigráficas y trampas combinadas.

Trampas estructurales.

Una trampa estructural se tiene cuando una roca porosa y permeable ha sufrido una deformación local por plegamiento, por afallamiento o por ambos aspectos, de tal manera que tanto tal roca como la roca sello, que la sobreyace, se han hecho cóncavas, vistas desde abajo.

Los extremos de un yacimiento que se encuentra en una trampa estructural están definidos, parcial o completamente, por la intersección del nivel de agua, localizado en la parte baja, con la roca sello que sobreyace a la roca almacén. En la Fig. T-1 se muestra un ejemplo de trampas estructurales.

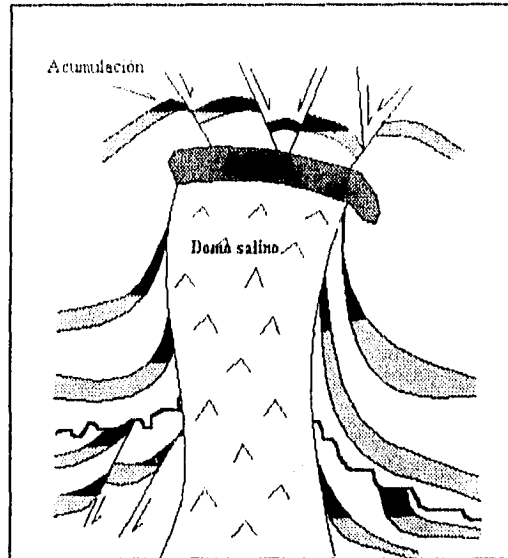


FIG. T-1. Ejemplos de trampas estructurales.

Las trampas estructurales se localizan más fácilmente, ya que resaltan en los planos de profundidad que se preparan para horizontes subsuperficiales de interés; por esta razón, las trampas estructurales han sido muy estudiadas y los yacimientos asociados a ellas son más comunes.

Trampas estratigráficas.

Una trampa estratigráfica se tiene cuando en la roca almacenadora existe alguna variación de tipo estratigráfico, litológico o de ambos tipos, tales como: cambio de facies o una variación local de porosidad y permeabilidad, principalmente. En la Fig. T-2 se muestra un ejemplo de trampa estratigráfica.

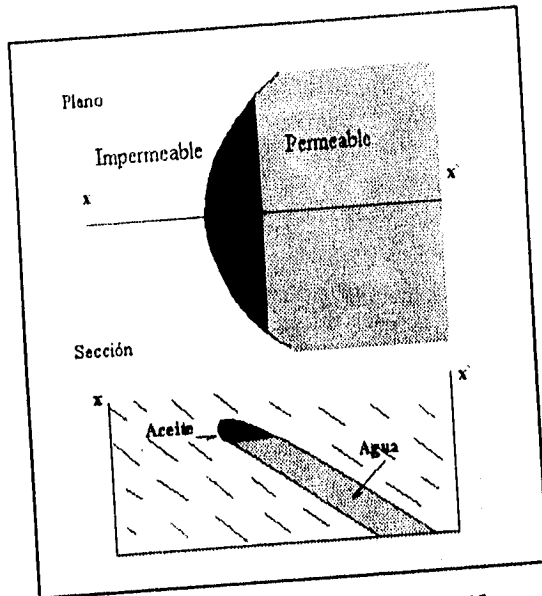


FIG. T-2. Ejemplo de una trampa estratigráfica

La extensión areal de una acumulación que se tiene en una trampa estratigráfica está determinada, total o en gran parte, por alguna variación estratigráfica de la roca almacenadora.

Los límites estratigráficos pueden ser bruscos o graduales, así como locales o regionales en extensión. Los cambios en permeabilidad pueden ser parcial o completamente responsables de que exista una trampa estratigráfica.

Las trampas estratigráficas pueden ser divididas en dos clases:

- Trampas estratigráficas primarias, formadas durante la deposición o la diagénesis de la roca. Incluyen aquellas formadas por lentes, cambios de facies y rifts.

- Trampas estratigráficas secundarias, formadas por causas posteriores a la depositación o a la diagénesis; algunas causas son, por ejemplo: disolución y cementación de sedimentos, pero principalmente discordancias.

Trampas combinadas.

Una trampa combinada se tiene cuando en una roca almacenadora existen aspectos de tipo estructural y de tipo estratigráfico, más o menos en las mismas proporciones, de tal manera que se acumularon los hidrocarburos. En la Fig. T-3 se presenta un ejemplo de trampa combinada.

En una trampa combinada se presentan tres aspectos muy importantes, que por sí solos no generarían la trampa.

- a. Un elemento estratigráfico, que causa una pérdida de permeabilidad en la roca almacenadora.
- b. Un elemento estructural, que causa una deformación. Al combinarse este aspecto con el estratigráfico, completa la trampa en una porción de roca.
- c. Un flujo de agua echado abajo, que incrementa el efecto de entrapamiento.

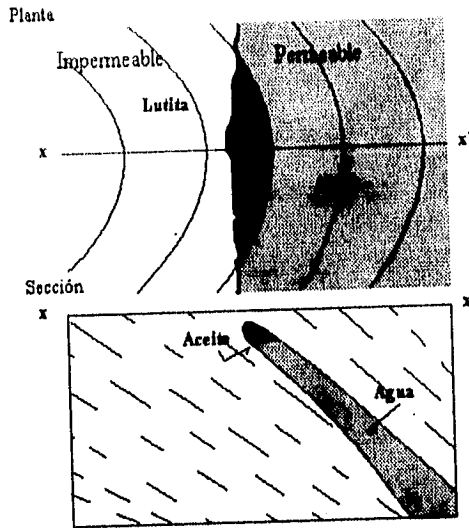


FIG. T-3. Ejemplo de trampa combinada, arqueamiento combinado con acuñamiento de permeabilidad.

VISCOSIDAD (Viscosity)

Símbolo: μ

Definición:

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia al flujo que ejerce el fluido. Una definición más rigurosa es: la viscosidad de un fluido es la fuerza en dinas, sobre un área unitaria de un plano horizontal separado una distancia unitaria de otro plano, este último fijo mientras que el otro se mueve con una velocidad unitaria, en el espacio entre los planos se encuentra el fluido viscoso.

Expresión matemática:

$$\mu = \frac{F L}{A V} \quad (V - 1)$$

En donde:

μ = viscosidad del fluido [dinas seg/cm²]

F = fuerza aplicada a un plano del fluido [dinas]

L = distancia unitaria entre dos planos del fluido [cm]

A = área unitaria de un plano del fluido [cm²]

V = velocidad unitaria de un plano del fluido [cm/seg]

Unidades:

Las unidades de la viscosidad son [dinas seg/cm²], que equivalee a un poise.

También se utiliza el centipoise, que es la centésima parte de un poise.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio con muestras de fluido (aceite o gas).

Existen en laboratorio diversos diseños para medir la viscosidad a distintas condiciones de presión y temperatura; por ejemplo, los viscosímetros de "rodamiento de canica" para líquidos y gases y los viscosímetros capilares, tipo Rankine, para gases (ver *VISCOSIDAD DE LIQUIDOS* y *VISCOSIDAD DE GASES*).

- Indirectamente.

A partir de correlaciones establecidas en función de varios parámetros como: composición, presión, temperatura, densidad, en la Fig. V-1 se muestra un ejemplo.

Aplicaciones principales:

- Determinar la facilidad de flujo de un fluido a través del medio poroso.
- Determinar el tipo de fluido.
- Determinar otras propiedades de los fluidos.

Comentarios:

La viscosidad depende principalmente de la composición del fluido y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra.

La viscosidad es generada por el rozamiento interno del fluido. Debido a ese rozamiento se requiere ejercer una fuerza para que una capa de fluido se deslice sobre otra dentro del seno del fluido. Tanto los líquidos como los gases presentan viscosidad, aunque los líquidos son más viscosos que los gases. Dentro de los líquidos los aceites son más viscosos que el agua.

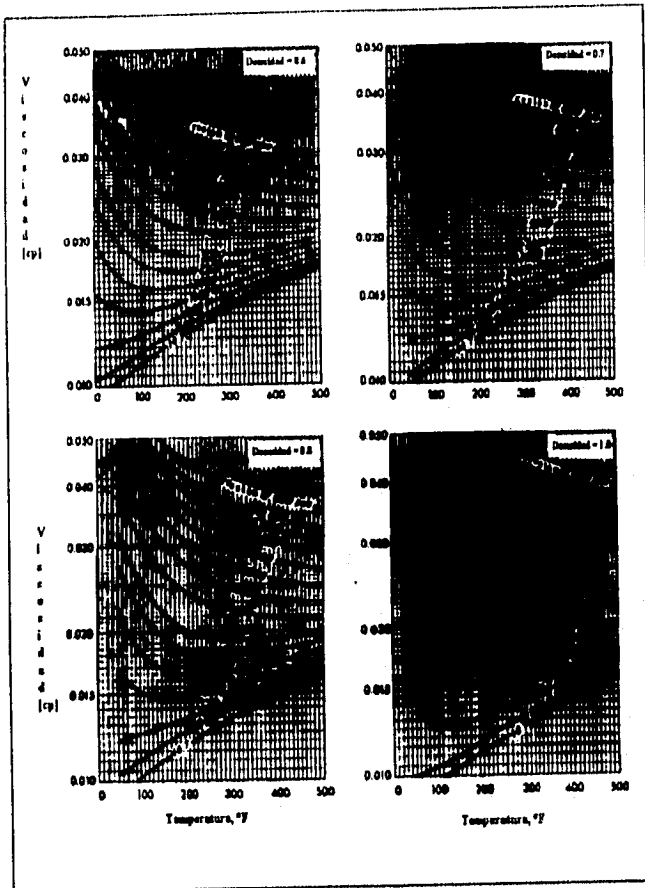


FIG. V-1. Viscosidad de gases naturales en función de la densidad, la temperatura y la presión. (V-1)

En las mezclas de hidrocarburos se consideran dos tipos de viscosidades: la viscosidad dinámica, explicada en párrafos anteriores, que tiene como unidad el poise y la viscosidad cinemática, que es igual a la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido y cuya unidad es el stokes.

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (V - 2)$$

En donde:

v = viscosidad cinemática [centistokes]

μ = viscosidad dinámica [centipoises]

ρ = densidad del fluido [g/cm³].

VISCOSIDAD DEL GAS (*Viscosity of gas*)

Símbolo: μ_g

Definición:

La viscosidad de un gas es la resistencia interna del gas a fluir.

Expresión matemática:

$$\mu_g = \frac{F L}{A V_g} \qquad (VG-1)$$

En donde:

μ_g = viscosidad del gas [dinas seg/cm²]

F = fuerza aplicada a un plano del gas [dinas]

L = distancia unitaria entre dos planos del gas [cm]

A = área unitaria de un plano del gas [cm²]

V = velocidad unitaria de un plano del gas [cm/seg]

Unidades:

Las unidades de la viscosidad del gas son [dinas seg/cm²], que equivale a un poise. También se utiliza el centipoise, que es la centésima parte de un poise.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre una muestra de gas.
 - Para medir la viscosidad del gas se puede utilizar un viscosímetro de los llamados de "rodamiento de canica". Una breve descripción de tal aparato y del procedimiento para hacer la medición se presenta en la parte: **VISCOSIDAD DEL LIQUIDO**, sólo que ahora en vez de líquido se debe considerar gas. Además, cuando se mide la viscosidad del gas en los viscosímetros de canica, el diámetro de ésta debe ajustar al diámetro del

tubo, con el propósito de que la velocidad de rodamiento sea lo suficientemente lenta para que pueda medirse con precisión el tiempo de caída de la canica. Como la densidad del gas, al cual se le quiere conocer la viscosidad, y la densidad del gas de calibración son despreciables con relación a la densidad de la canica, la ecuación se reduce a:

$$\mu_{gD} = \frac{t_{gD}}{t_{gC}} \mu_{gC} \quad (VG - 2)$$

En donde:

μ_{gD} = viscosidad del gas desconocido [dinas seg/cm²]

t_{gD} = tiempo de rodamiento de la canica en el gas desconocido [seg]

μ_{gC} = viscosidad del gas conocido [dinas seg/cm²]

t_{gC} = tiempo de rodamiento de la canica en el gas conocido [seg]

- Otro aparato para medir la viscosidad en el gas a altas presiones y temperaturas, es un viscosímetro capilar tipo Rankine, Fig. VG-1. Este viscosímetro consiste de dos tubos paralelos unidos en sus extremos. Un tubo es capilar y el otro es de alrededor de 1/4 de pulgada de diámetro interior. El aparato tiene una gota de mercurio en el tubo de diámetro grande, que al momento de hacer la medición cae debido a la gravedad y desplaza al gas a través del capilar.

El flujo a través del capilar se rige por la ley de Poiseuille. Para flujo viscoso esta ley se expresa en la siguiente forma:

$$\mu_g = \frac{\pi r^4 P t}{8 L V} \quad (VG - 3)$$

En donde:

μ_g = viscosidad del gas [poise]

r = radio del capilar [cm]

\bar{P} = presión diferencial que causa el flujo [dinas/cm²]

t = tiempo de flujo de un volumen de gas [seg]

V = volumen de gas que fluye en el tubo [cm³]

L = longitud del tubo [cm].

π = constante pi equivalente a 3.1416

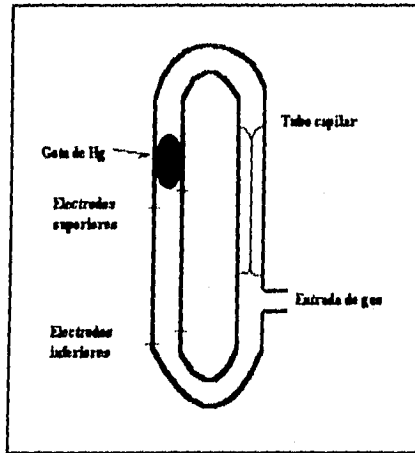


FIG. VG-1. Diagrama del viscosímetro capilar tipo Rankine.

Para el viscosímetro Rankine la presión es constante y es la que ejerce la gota de mercurio al caer a un gasto uniforme en el tubo de diámetro grande. Este aparato es de cristal y para altas presiones debe meterse en una celda llena con nitrógeno, que tiene una presión cercana a la presión a la que se va a medir la viscosidad del gas. Ya protegido el viscosímetro, se mete a un baño de temperatura controlada. En este caso, para medir los tiempos se utilizan electrodos colocados como se indica en la Fig. VG-1.

Si se usan gases de calibración, la viscosidad que se desea conocer se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\mu_{RD} = \frac{I_{RD}}{I_{RC}} \mu_{RC} \quad (VG - 4)$$

Esta ecuación resulta de aplicar la ecuación VG-3, tanto para el gas de calibración como el de viscosidad desconocida.

- Indirectamente:
 1. A partir de correlaciones establecidas, en las que la viscosidad del gas está en función de varios parámetros como: composición, presión, temperatura.
 2. Para una mezcla de hidrocarburos, a partir de la composición, la viscosidad del gas se obtiene combinando la ecuación VG-5 y la Fig. VG-2.

$$\mu_g = \frac{\sum_j \mu_{Rj} y_j M_j^{1/2}}{\sum_j y_j M_j^{1/2}} \quad (VG - 5)$$

En donde:

μ_g = viscosidad de la mezcla de gas [dinas seg/cm²]

μ_{Rj} = viscosidad del j-ésimo componente de la mezcla de gas
[dinas seg/cm²]

y_j = fracción mol de gas del j-ésimo componente [fracción]

M_j = peso molecular del j-ésimo componente [lb/lb-mol].

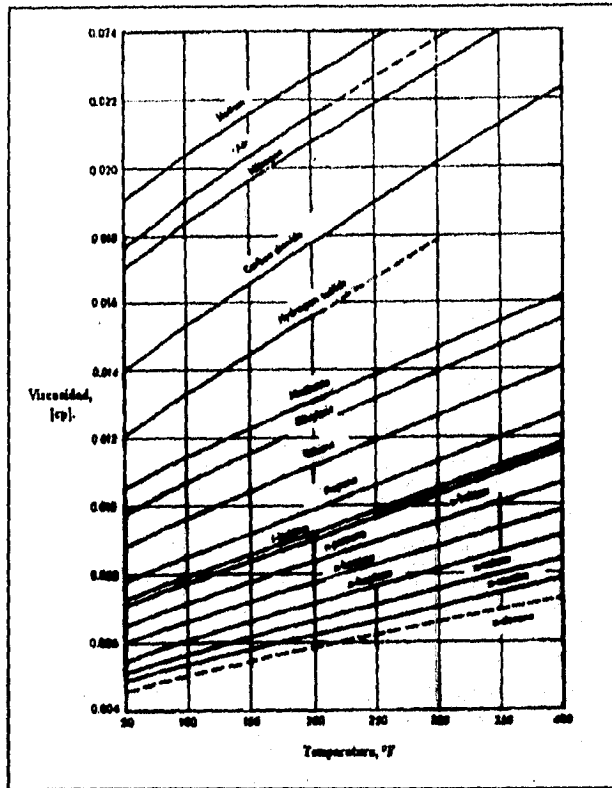


FIG. VG-2. Viscosidad de hidrocarburos gaseosos.

3. Con la Fig. VG-3 se obtiene la viscosidad de gases naturales, a presión atmosférica, μ_{g1} , con base en su peso molecular y la temperatura del yacimiento. Si se quiere conocer la viscosidad de ese gas a la presión de yacimiento, se determinan las condiciones de presión y temperatura

pseudo-reducidas, y con la Fig. VG-4 se tiene la relación μ_g / μ_{g1} , la cual se multiplica por μ_{g1} para obtener μ_g , que es la viscosidad del gas a condiciones de yacimiento.

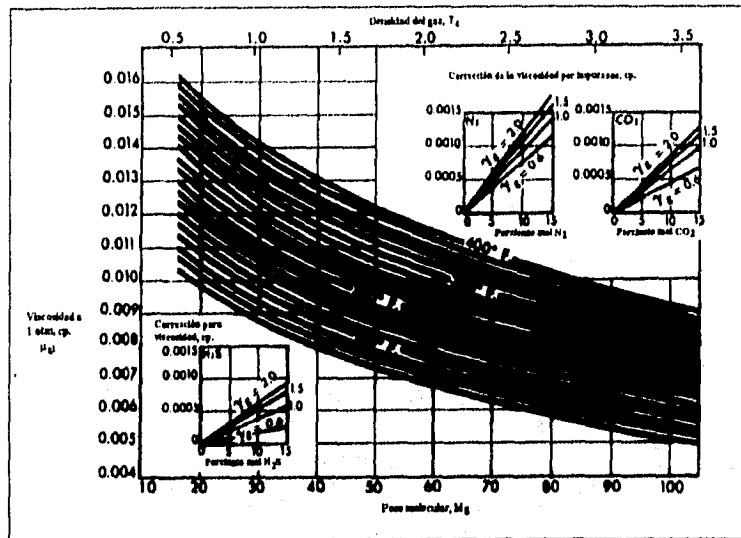


FIG. VG-3. Viscosidad de los gases a presión atmosférica y varias temperaturas.

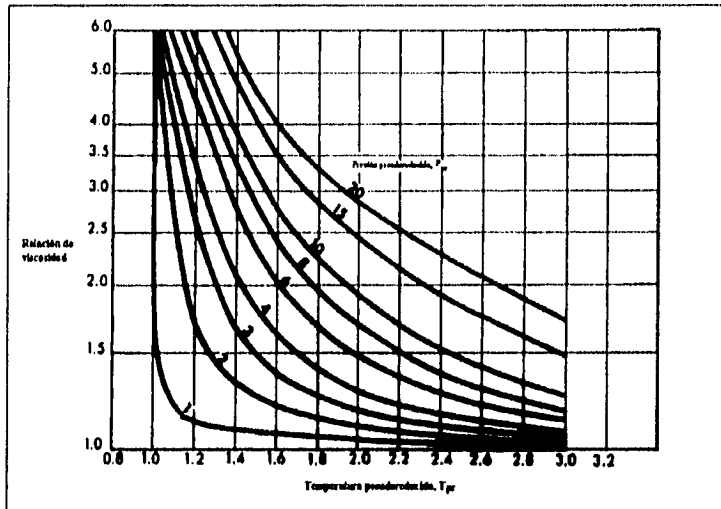


FIG. VG-4. Relación de viscosidades de gases a condiciones pseudo-reducidas.

Aplicaciones principales:

- Determinar la facilidad de flujo de un gas a través del medio poroso.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

La viscosidad de un gas es función de su composición y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre.

Es difícil medir con precisión la viscosidad de un gas, especialmente a presión y temperatura elevadas, por lo que es más práctico para propósitos de ingeniería obtener la viscosidad de los gases de correlaciones obtenidas por experimentaciones cuidadosas, que tratar de medirlas en forma limitada en laboratorio.

Las viscosidades de los gases son, en general, mucho más bajas que las de los líquidos.

Para un gas perfecto la viscosidad se incrementa con la temperatura, es decir, tiene un comportamiento inverso al de un líquido. A medida que la presión sobre un gas perfecto se incrementa, se aproxima a un gas imperfecto y su comportamiento se aproxima al de un líquido. De acuerdo con esto, a las presiones altas generalmente encontradas en yacimientos de petróleo la viscosidad de los gases puede incrementarse con la presión y disminuir con la temperatura, como es el caso de los líquidos.

VISCOSIDAD DEL LIQUIDO (Viscosity of liquid)

Símbolo: μ_L

Definición:

La viscosidad de un líquido es una medida de la resistencia al flujo que presenta el líquido.

Expresión matemática:

$$\mu_L = \frac{F L}{A V} \quad (VL - 1)$$

En donde:

μ_L = viscosidad del líquido [dinas seg/cm²]

F = fuerza aplicada a un plano del líquido [dinas]

L = distancia unitaria entre dos planos del líquido [cm]

A = área unitaria de un plano del líquido [cm²]

V = velocidad unitaria de un plano del líquido [cm/seg]

Unidades:

Las unidades de la viscosidad del líquido son [dinas seg/cm²], que equivale a un poise, o el centipoise, que es la centésima parte de un poise.

Formas de obtención:

- Directamente, en laboratorio sobre una muestra de líquido.

Un viscosímetro de los llamados de "rodamiento de canica", Fig. VL-1, consiste de un tubo cilíndrico que se encuentra dentro de una celda para altas presiones y temperaturas, controlables. Este tubo se llena con una muestra de líquido de un yacimiento petrolero (aceite), con densidad conocida, al cual se le quiere medir la viscosidad. El tubo se coloca a una cierta inclinación y se

permite que una canica metálica, con densidad conocida, caiga del extremo superior al extremo inferior del tubo, ambos extremos están perfectamente sellados. Al ir cayendo la canica, el líquido pasa hacia arriba por el espacio que queda entre la canica y el tubo. Se mide con precisión el tiempo que tarda la canica en pasar de un extremo a otro. Los datos obtenidos de esta operación se relacionan con los que se obtienen en una operación igual, realizada con un líquido de densidad y viscosidad conocidas (líquido de calibración). La viscosidad que se desea conocer se obtiene de la ecuación VL-2.

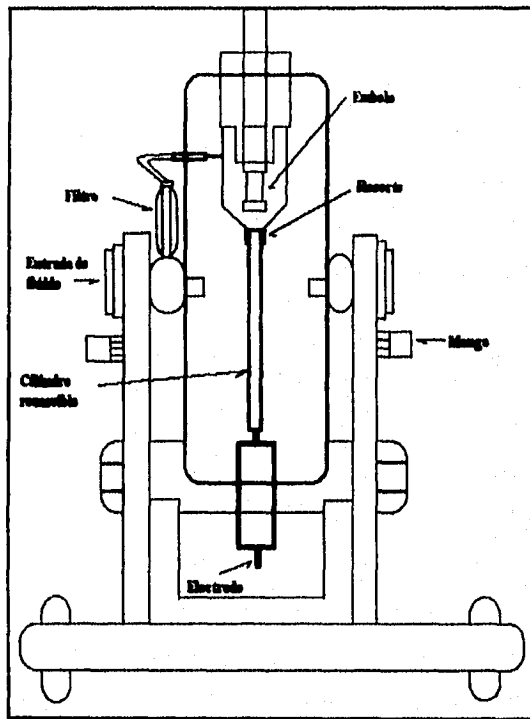


FIG. VL-1. Viscosímetro de "rodamiento de canica". (VL-1)

$$\mu_{LD} = \frac{(D - d_{LD}) t_{LD}}{(D - d_{LC}) t_{LC}} \mu_{LC} \quad (VL-2)$$

En donde:

μ_{LD} = viscosidad del líquido desconocido [dinas seg/cm²]

d_{LD} = densidad del líquido desconocido [g/cm³]

t_{LD} = tiempo de rodamiento de la canica en el líquido desconocido [seg]

μ_{LC} = viscosidad del líquido conocido [dinas seg/cm²]

d_{LC} = densidad del líquido conocido [g/cm³]

t_{LC} = tiempo de rodamiento de la canica en el líquido conocido [seg]

D = densidad de la canica [g/cm³]

- **Indirectamente:**

A partir de correlaciones establecidas, en las que la viscosidad del líquido está en función de varios parámetros, como: composición, presión, temperatura. En las Fig.s VL-2, VL-3 y VL-4 se muestran algunos ejemplos.

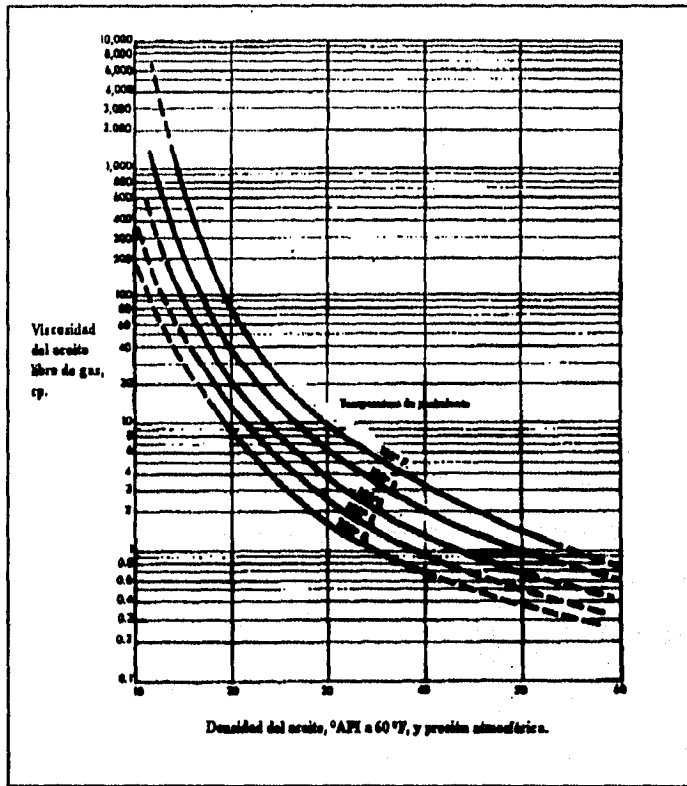


FIG. VL-2. Viscosidad del aceite, libre de gas, a temperatura de yacimiento y presión atmosférica.^(VL-2)

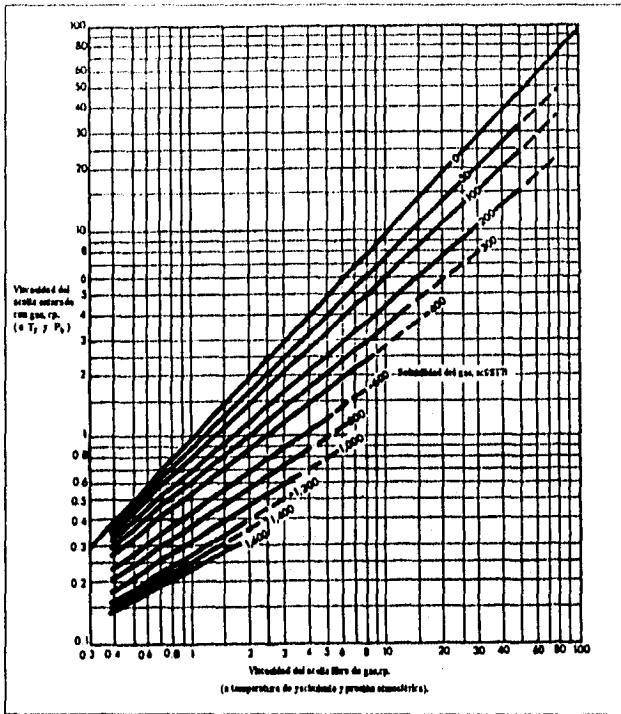


FIG. VI-3. Viscosidad del aceite saturado, a temperatura de yacimiento y presión atmosférica. (VI-3)

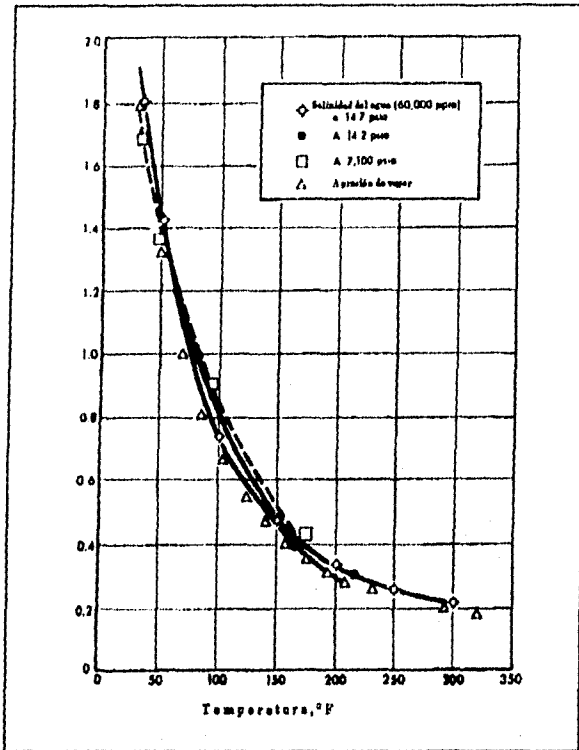


FIG. VL-4. Viscosidad del agua en función de la temperatura y la presión. (VL-4)

Aplicaciones principales:

- Determinar la facilidad de flujo de un líquido a través del medio poroso.
- Determinar el tipo de aceite.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

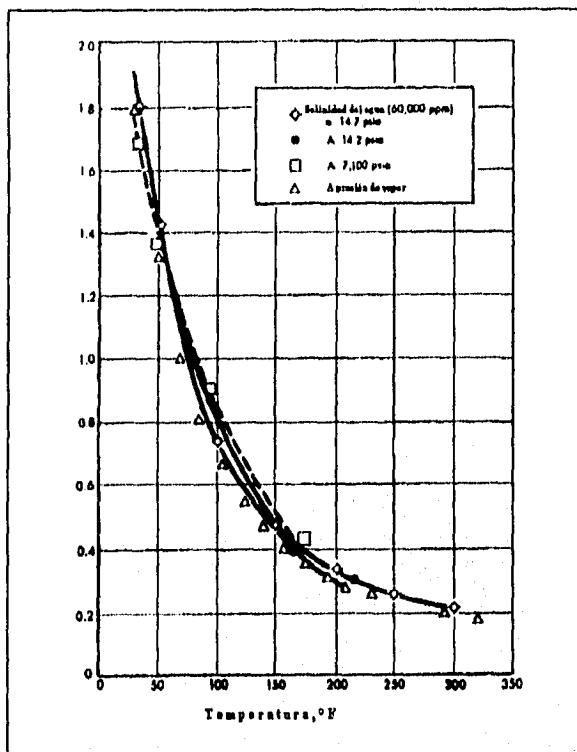


FIG. VL-4. Viscosidad del agua en función de la temperatura y la presión.(VL-4)

Aplicaciones principales:

- Determinar la facilidad de flujo de un líquido a través del medio poroso.
- Determinar el tipo de aceite.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

Comentarios:

La viscosidad de los líquidos depende principalmente de su composición y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentren.

La viscosidad de los líquidos es mayor mientras mayor sea su peso molecular.

La viscosidad de los líquidos disminuye al mantener la presión constante y aumentar la temperatura o al mantener la temperatura constante y disminuir la presión.

En el caso particular de los hidrocarburos líquidos de un yacimiento (aceites), es importante conocer cómo varía la viscosidad del aceite a medida que se abate la presión debido a la explotación, manteniéndose constante la temperatura del yacimiento. Un ejemplo de variación de viscosidad para un aceite bajosaturado se muestra en la Fig. VL-5. Puede observarse que a medida que se abate la presión desde la presión inicial del yacimiento hasta la presión de burbujeo del aceite, la viscosidad del aceite disminuye. De la presión de burbujeo a presiones más bajas se liberan los hidrocarburos más ligeros (gas) por lo que la viscosidad del aceite se incrementa.

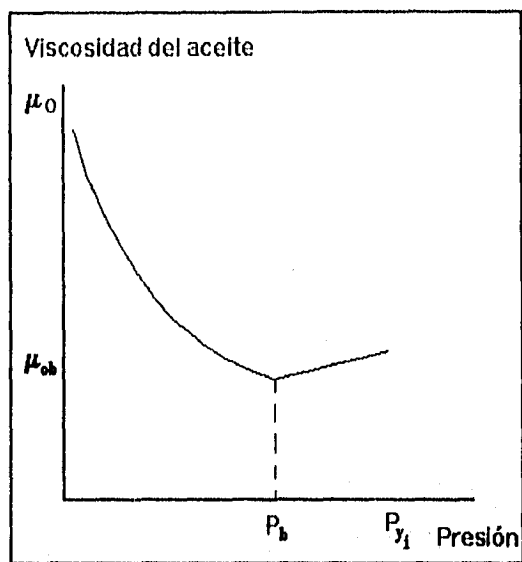


FIG. VI-5. Variación típica de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura de yacimiento

En los viscosímetros de "rodamiento de canica", los controles para medir los tiempos de rodamiento son de tipo eléctrico por lo que sólo pueden hacerse mediciones a líquidos dieléctricos, como son los aceites.

VOLUMEN DE POROS (Pore volume)

Símbolo: V_p

Definición:

Es la porción de una roca que no está ocupada por los sólidos que la componen.

Expresión matemática:

$$V_p = V_r - V_s \quad (VP-1)$$

En donde:

V_p = volumen de poros [cm³]

V_r = volumen de roca [cm³]

V_s = volumen de sólidos [cm³]

Unidades:

Se expresa en [cm³] o en [m³], si el volumen es pequeño o grande, respectivamente.

Formas de obtenerla:

- En volúmenes de roca pequeños.
 1. El volumen de poros total, V_{pt} , se obtiene a partir del volumen de roca, V_r , (ver *VOLUMEN DE ROCA*) de la muestra y del volumen de sólidos, V_s , (ver *VOLUMEN DE SÓLIDOS*) obtenido al desmenuzar la muestra a nivel de grano.

$$V_{pt} = V_r - V_s \quad (VP-2)$$

2. El volumen de poros comunicados, V_{pc} , de una muestra se obtiene de la siguiente manera:

- Se pesa la muestra limpia en una balanza analítica, si es pequeña, o en una balanza de laboratorio, si es grande, W_1 .
- Se satura con un líquido que no reaccione con los sólidos y de densidad conocida, ρ_1 .
- Se pesa la muestra saturada, W_2 .
- Se obtiene el volumen de poros comunicados, V_{pc} , de la siguiente forma:

$$V_{pc} = \frac{(W_2 - W_1)}{\rho_1} \quad (VP - 3)$$

3. El volumen de poros comunicados, V_{pc} , también se puede obtener a partir del volumen de roca, V_r , (ver *VOLUMEN DE ROCA*) y del volumen de sólidos, V_s , (ver *VOLUMEN DE SÓLIDOS*) obtenido con un porosímetro tipo Boyle

$$V_{pc} = V_r - V_s \quad (VP - 4)$$

4. El volumen de poros comunicados de un yacimiento, V_{pcy} , o de una parte de él, se obtiene de acuerdo a alguna de las siguientes maneras:

- Con el volumen de roca, V_r , obtenido para el yacimiento y la porosidad promedio del mismo, $\bar{\phi}$.

$$V_{pcy} = V_r \bar{\phi} \quad (VP - 5)$$

- El volumen de poros comunicados, así como la distribución del espacio poroso en un yacimiento, se obtiene en una forma más precisa por medio de la combinación de datos de planos de isopacas y de isoporosidades.

Aplicaciones principales:

- Determinar la porosidad
- Determinar saturaciones de fluidos
- Determinar los volúmenes de fluidos (agua, aceite y gas) a nivel de muestras en el laboratorio o a nivel de yacimientos.

Comentarios:

El volumen de poros que se determina por diferencia del volumen de roca y el volumen de sólidos obtenido al desmenuzar la muestra, corresponderá al volumen de poros máximo que podría tener la roca, ya que se pierde el empacamiento original de los granos.

VOLUMEN DE ROCA (Rock volume, bulk volume)

Símbolo: V_r

Definición:

Espacio ocupado por una roca, considerando los sólidos y los poros que la forman, manteniendo sus estructuras.

Expresión matemática:

$$\bullet \quad V_r = V_s + V_p \quad (VR - 1)$$

En donde:

V_r = volumen de roca [cm^3]

V_s = volumen de sólidos [cm^3]

V_p = volumen de poros [cm^3]

Unidades:

Se expresa en [cm^3] o en [m^3], si el volumen es pequeño o grande, respectivamente.

Formas de obtención:

- Los volúmenes de roca pequeños se miden normalmente en el laboratorio en las siguientes formas:
 1. Si la muestra de roca tiene forma regular (cilindro, cubo, paralelepípedo), se miden con precisión sus dimensiones y se aplica la fórmula matemática correspondiente para obtener su volumen.
 2. Si la muestra es de forma irregular, su volumen se determina con base en el Principio de Arquímedes, el cual indica que: "El volumen de un material que se sumerge en un fluido es igual al volumen de fluido

desalojado". En laboratorio es muy común hacer estas mediciones utilizando agua, aceite o mercurio.

- Los volúmenes de roca grandes, a nivel de yacimiento, se determinan por la integración de los volúmenes parciales de roca que se obtienen de planos de isopacas (espesores iguales), Fig. VR-1, los cuales se preparan fundamentalmente con datos de registros de pozos o de núcleos.

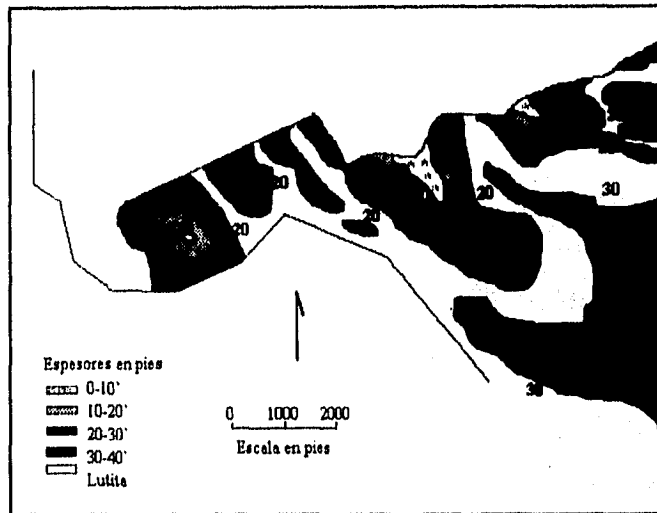


FIG. VR-1. Mapa de isopacas de un yacimiento.

Aplicaciones principales:

- Determinar la porosidad.
- Determinar el volumen de poros.
- Determinar los volúmenes de sólidos.
- Determinar el volumen de roca de un yacimiento.
- Determinar el espacio poroso de un yacimiento.
- Determinar el contenido de fluidos de un yacimiento.

Comentarios:

Si para obtener el volumen de roca en laboratorio aplicando el principio de Arquímedes se utiliza agua o aceite como fluido de medición, debe prepararse la muestra en alguna de las dos formas siguientes.

- Recubrir bien la muestra con una capa delgada de parafina o plástico para que no se introduzca el fluido de medición a los poros. Al volumen de fluido desplazado debe restarse el volumen del recubrimiento para obtener el volumen de roca correcto.
- Saturar la muestra 100% con el fluido de medición, con ésto ya no se meterá el fluido a los poros.

En caso de utilizar mercurio como fluido de medición, no es necesario recubrir la muestra, ni saturarla, ya que el mercurio no se mete en los poros; en cambio, debe cuidarse de que no quede aire atrapado en alguna irregularidad superficial de la muestra.

VOLUMEN DE SÓLIDOS (Solid volume)

Símbolo: V_s

Definición:

Es el volumen de la porción de una roca ocupado por los sólidos que la conforman.

Expresión matemática:

$$V_s = V_r - V_p \quad (VS - 1)$$

En donde:

V_s = volumen de sólidos [cm^3]

V_r = volumen de roca [cm^3]

V_p = volumen de poros [cm^3]

Unidades:

Se expresa en [cm^3] o en [m^3], si el volumen es pequeño o grande, respectivamente.

Formas de obtención:

- Los volúmenes de sólidos correspondientes a volúmenes de roca pequeños se miden en laboratorio de las siguientes formas:
 1. Con análisis microscópico de muestras.
 2. En rocas sedimentarias, se desmenuzan éstas a nivel de grano y se mide el volumen de granos, que corresponde al volumen de sólidos.
 3. Otro procedimiento para medir el volumen de sólidos de una muestra pequeña, es por medio de un porosímetro que utiliza gas y que se basa en la ley de Boyle.

En un porosímetro tipo Boyle, de baja presión, Fig. VS-1, se realizan principalmente las siguientes operaciones:

- Se atrapa una masa de gas (aire) a presión y temperatura atmosféricas ($P_1 = P_a$ y $T_1 = T_a$) en un recipiente con volumen V_1 (Celda).
- Se mantienen constantes la masa de aire y la temperatura atmosférica y se aumenta el volumen del recipiente, ΔV , por lo que el gas queda a una presión, P_2 , menor que P_a .
- Se aplica la ley de Boyle y se determina el volumen V_1 del recipiente.

$$V_1 P_1 = V_2 P_2 \quad T, \text{ const} = T_a$$

$$V_1 P_a = (V_1 + \Delta V) P_2$$

$$V_1 = \frac{\Delta V}{\left(\frac{P_a}{P_2}\right) - 1}$$

- Se introduce al recipiente la muestra de roca por analizar y se repiten las dos primeras operaciones mencionadas.
- Con los nuevos datos se aplica la ley de Boyle y se determina el volumen del recipiente con la muestra dentro, V_1' .

$$V_1' P_1 = V_2' P_2 \quad T, \text{ const} = T_a$$

$$V_1' P_a = (V_1' + \Delta V') P_2'$$

$$V_1' = \frac{\Delta V'}{\left(\frac{P_a}{P_2'}\right) - 1}$$

- Se obtiene el volumen de sólidos de la siguiente manera

$$V_s = V_1 - V_1'$$

Aplicaciones principales:

- Determinar la porosidad.
- Determinar la compresibilidad de los sólidos.

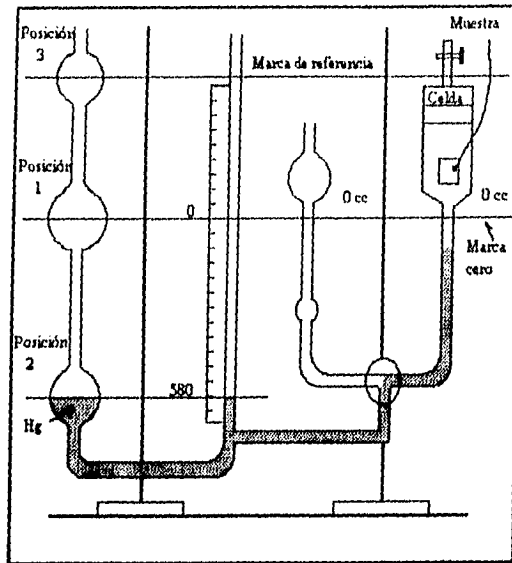


FIG. VS-1. Porosímetro tipo Boyle de baja presión.

Comentarios:

En una arenisca, el volumen de sólidos está formado por el volumen de la estructura de granos, unidos firmemente con cementantes químicos, y el volumen de partículas pequeñas (limos y arcillas) dispersas en los poros.

Con el procedimiento que se basa en la ley de Boyle, descrito con anterioridad, los poros no comunicados se cuantifican como sólidos, ya que el gas que se utiliza en las mediciones se introduce sólo en poros comunicados.

Las características de los granos y de la estructura que conforman definen la geometría del espacio poroso, que a su vez determina la magnitud de las propiedades básicas de la roca, como son la porosidad y la permeabilidad.

VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS
(Original hydrocarbons in place)

Símbolo: V_{oh}

Definición:

Es el volumen de hidrocarburos (aceite y/o gas) que tiene un yacimiento al momento de descubrirlo, medido a condiciones de yacimiento.

Formas de obtenerlo:

Para obtener el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento se puede seguir alguno de los métodos volumétricos o el llamado de balance de materia.

• Métodos volumétricos.

Estos métodos se basan en trabajos de interpretación geológico-petrofísica a partir de secciones transversales de correlación, interpretación de registros geofísicos, análisis de núcleos y planos diversos.

- De tales trabajos se puede conocer en forma no muy precisa pero sí simple y rápida el volumen de roca, V_r , y los valores medios de porosidad, $\bar{\phi}$, y saturación de agua, \bar{S}_w . Con estos datos y aplicando la ecuación VOH-1 se obtiene el volumen original de hidrocarburos. A este procedimiento se le llama de "cimas y bases".

$$V_{oh} = V_r \bar{\phi} (1 - \bar{S}_w) \quad (VOH - 1)$$

En donde:

V_{oh} = volumen original de hidrocarburos [m³]

V_r = volumen de roca [m³]

$\bar{\phi}$ = porosidad media [fracción]

\bar{S}_w = saturación media de agua [fracción]

- Un método parecido al anterior pero más detallado y por lo tanto da mejores resultados, es el método de isopacas. En este método se utilizan los llamados mapas de isopacas, en los que se muestran los espesores de las capas productoras. En la Fig. VOH-1 se muestra un mapa de isopacas.

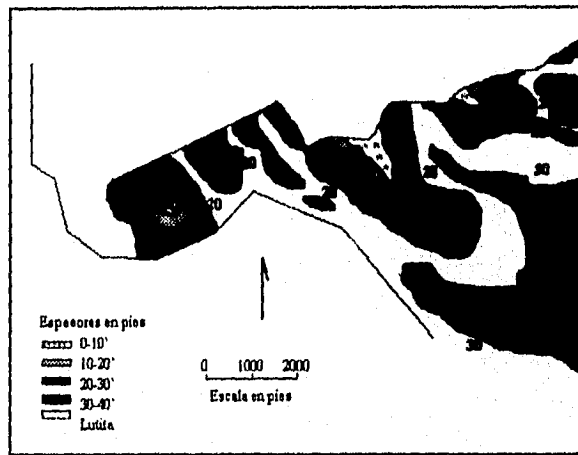


FIG. VOH-1. Mapa de isopacas.

- También con tales datos se pueden obtener valores más precisos del volumen original de hidrocarburos por medio del procedimiento llamado de isohidrocarburos, que utiliza la ecuación VOH-2.

$$I_{hc} = E \phi (1 - S_w) \quad (VOH - 2)$$

En donde:

I_{hc} = índice de hidrocarburos [m]

E = espesor del intervalo considerado [m]

ϕ = porosidad del intervalo [fracción]

$(1 - S_w)$ = saturación de hidrocarburos [fracción]

La ecuación VOH-2 se resuelve para cada intervalo con hidrocarburos que pertenezca al yacimiento de interés en cada pozo.

Con la sumatoria de los índices de hidrocarburos de los intervalos de un pozo se obtiene el índice de hidrocarburos por pozo y con estos datos se prepara y se integra un plano de isoíndices de hidrocarburos del yacimiento. En esta forma se obtiene el volumen original de hidrocarburos de manera más precisa.

- Método de balance de materia.

Este método utiliza la ecuación de balance de materia que representa un balance volumétrico de los fluidos contenidos en el yacimiento; por ejemplo, para el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado se obtiene el volumen original de hidrocarburos, a condiciones estándar, con la ecuación VOH-3. Para otros tipos de yacimiento se tiene la ecuación de balance de materia correspondiente.

$$N = \frac{N_p [B_i + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w)}{B_i - B_u + m B_u \left(\frac{B_g}{B_g} - 1 \right)} \quad (VOH-3)$$

En donde:

$N = V_{oh}$ = volumen de aceite original a condiciones estándar [m³]

N_p = producción acumulada de aceite a condiciones estándar [m³]

B_g = factor de volumen del gas [m^3/m^3]

B_{gi} = factor de volumen inicial del gas [m^3/m^3]

B_l = factor de volumen de las dos fases [m^3/m^3]

B_{li} = factor de volumen inicial de las dos fases [m^3/m^3]

R_s = razón gas disuelto aceite inicial [m^3/m^3]

R_p = razón gas aceite disuelto producido a condiciones estándar [m^3/m^3]

$W_e - W_p B_w$ = entrada de agua al yacimiento, a condiciones de yacimiento [m^3]

Aplicaciones principales:

- Fundamental inversiones en áreas petroleras.
- Estimar reservas petroleras.

Comentarios:

Al principio de la explotación de un yacimiento, un error pequeño en alguna de las variables consideradas en la ecuación de balance de materia podría generar resultados absurdos, por lo que es recomendable aplicar la ecuación de balance de materia para el cálculo de volumen original cuando ya se tenga un cierto tiempo de producción, de tal manera que se tenga un valor alto de aceite producido.

Para tener más seguridad del valor del volumen original de hidrocarburos de un yacimiento, se recomienda que se calcule por el método volumétrico de isohidrocarburos y por balance de materia, la diferencia de los resultados de ambos no debe exceder del 10%.

YACIMIENTO (Reservoir)

Definición

Volumen de hidrocarburos atrapado en una roca porosa del subsuelo.

Tipos de yacimiento:

Los yacimientos petrolíferos se pueden clasificar desde muy diversos puntos de vista.

- De acuerdo al tipo de hidrocarburos que pueden existir en un yacimiento, se establece la siguiente clasificación. Se toma como base las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento en un diagrama de fase (ver *DIAGRAMA DE FASE*) y se consideran tanto las fases que se generan en el yacimiento como las que se tienen en la superficie, al explotarlo, como se indica en la Fig. Y-1.

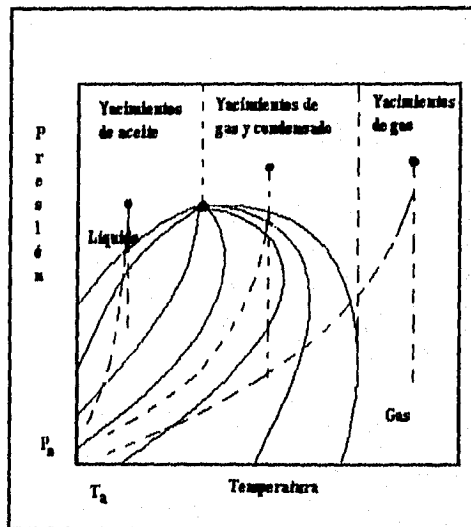


FIG. Y-1. Diagrama de presión-temperatura para un fluido de un yacimiento.

A. Yacimientos de aceite bajosaturado.

Son aquellos yacimientos cuyas condiciones originales de presión y temperatura se localizan en la región de líquido, es decir, arriba de la curva de saturación y a temperaturas menores a la crítica, Fig. Y-2. En estos yacimientos, al principio habrá sólo fase líquida, pero al explotarlos se abatirá la presión y a partir de la presión de burbujeo se tendrá fase líquida y fase gaseosa. En la superficie siempre se producirán dos fases: líquida y gaseosa. Estos yacimientos pueden ser de dos tipos:

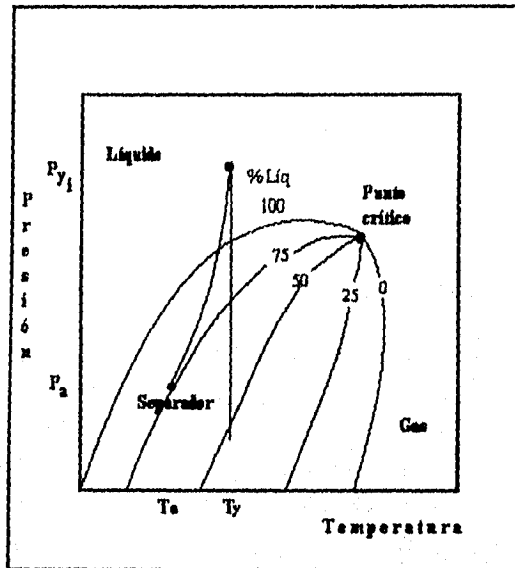


FIG. Y-2. Diagrama de fase de un yacimiento de aceite bajosaturado

A.1 Yacimientos de aceite de bajo encogimiento.

En estos yacimientos las curvas de calidad se concentran hacia la curva de rocío, por lo que en la superficie se tendrán bajas relaciones gas-aceite, generalmente menores de $360 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ($2000 \text{ pie}^3/\text{STB}$). Los aceites son

oscuros, de alta densidad, mayor que 0.85 g/cm^3 (menor que $35 \text{ }^\circ\text{API}$) porque tienen un alto contenido de componentes pesados. El gas generalmente es pobre en licuables, menos de $0.169 \text{ m}^3/1000\text{m}^3$ (30 bl/MMpie^3). A estos yacimientos también se les conoce como de aceite negro, Fig. Y-3.

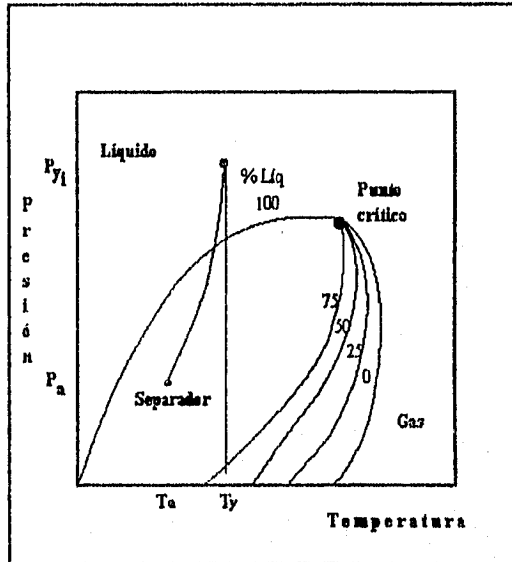


FIG. Y-3. Diagrama de fase de un yacimiento de aceite bajosaturado de bajo encogimiento.0

A.2 Yacimientos de aceite de alto encogimiento.

En estos yacimientos las curvas de calidad se concentran hacia la curva de saturación, por lo que en la superficie se pueden tener relaciones gas-aceite de 360 a $600 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (2000 a $3300 \text{ pie}^3/\text{STB}$). Los aceites son ligeramente oscuros con tonalidades anaranjadas, su densidad varía entre 0.85 y 0.75 g/cm^3 (35 y $57 \text{ }^\circ\text{API}$) ya que la fracción de componentes

pesados es pequeña y predominan los componentes intermedios (C₁-C₆). El contenido de licuables puede ser mayor a 0.4 m³/1000m³ (70 bl/MMpie³). A estos yacimientos también se les conoce como de aceite volátil, Fig. Y-4.

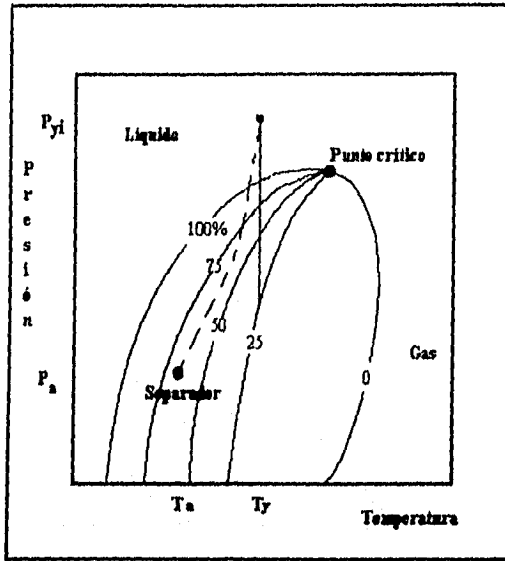


FIG. Y-4. Diagrama de fase de un yacimiento de aceite bajosaturado de alto encogimiento.

B. Yacimientos de aceite saturado

Son aquellos yacimientos cuyas condiciones originales de presión y temperatura se localizan en la región de dos fases, es decir, desde el inicio de su explotación en el yacimiento existirá aceite y gas. En la superficie siempre se tendrán las dos fases. Estos yacimientos también pueden ser de alto o bajo encogimiento, cuyas características están explicadas en los yacimientos bajosaturados, Fig. Y-5.

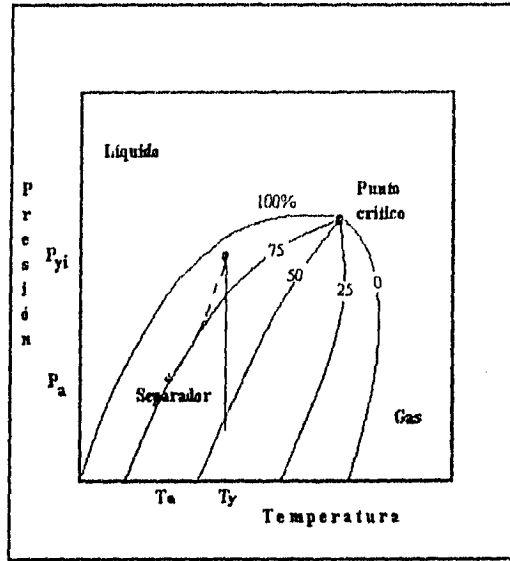


FIG. Y-5. Diagrama de fase de un yacimiento de aceite saturado.

C. Yacimientos de gas

Son aquellos yacimientos en los que las condiciones originales de presión y temperatura se ubican en la zona de gas, es decir, fuera de la región de dos fases y a temperatura mayor a la crítica, Fig. Y-6. Dentro de esta clasificación están comprendidos los yacimientos de gas seco, de gas húmedo, y de gas y condensado.

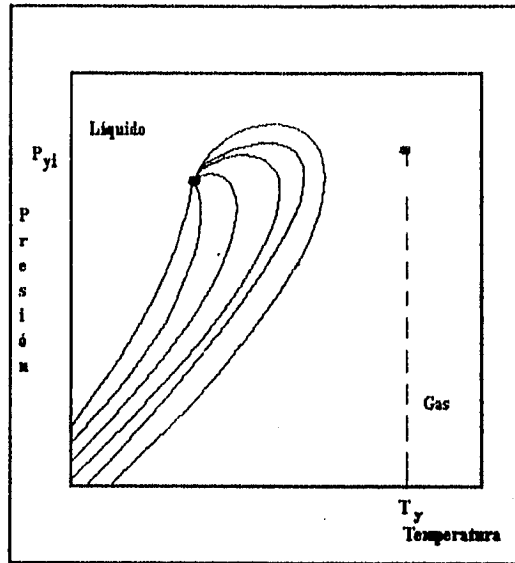


FIG. Y-6. Diagrama de fase de un yacimiento de gas.

C.1. Yacimientos de gas seco.

En estos yacimientos la temperatura es mayor a la cricondenterma, por lo que durante toda su explotación en el subsuelo siempre se tendrá gas. Las condiciones de separación en superficie están fuera de la región de dos fases, por lo tanto sólo se producirá gas. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie; sin embargo, yacimientos que produzcan con relaciones gas-aceite mayores a 20,000 m³/m³ (110,000 pie³/STB) se consideran de gas seco, Fig. Y-7.

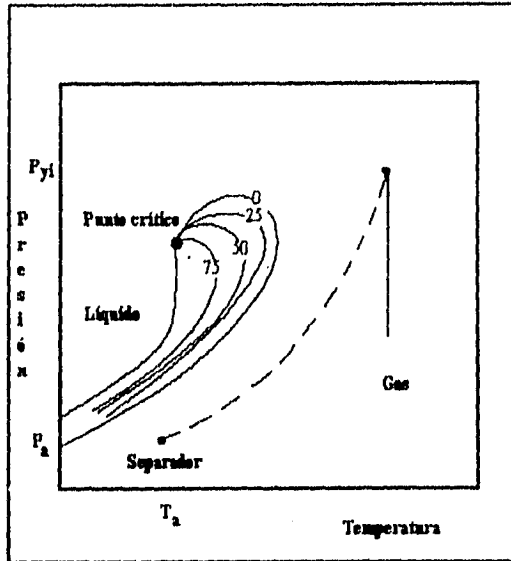


FIG. Y-7. Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.

C.2. Yacimientos de gas húmedo.

En estos yacimientos la temperatura es mayor a la cricondenterma, por lo que durante toda su explotación en el subsuelo se tendrá gas. Las condiciones de separación en superficie se localizan en la región de dos fases, por lo tanto se producirá gas y aceite, con relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 (55,000 y 110,000 pie^3/STB). El líquido recuperable tiende a ser transparente con densidades menores de 0.75 g/cm^3 (57 °API). El contenido de licuables en el gas es bajo, menor de 0.169 $\text{m}^3/1000 \text{ m}^3$ (30 bl/MMpie^3), Fig. Y-8.

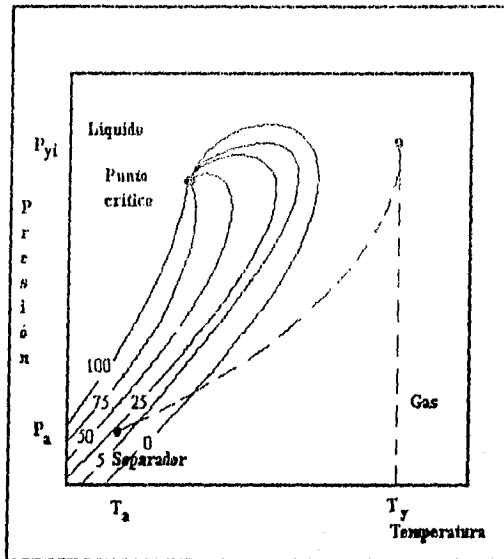


FIG. Y-8. Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo.

C.3. Yacimientos de gas y condensado.

La temperatura de estos yacimientos se localiza entre la temperatura crítica y la cricondenterna. Durante la etapa inicial de explotación, en el yacimiento sólo existirá gas y, posteriormente, al pasar la curva de rocío y entrar a la región de dos fases, se formará líquido por condensación retrógrada. Dependiendo de las condiciones de separación, sólo se producirá gas o gas y líquido. Las relaciones gas-aceite para estos yacimientos están aproximadamente entre 1000 y 10,000 m^3/m^3 (5,500 y 55,000 pie^3/STB). El contenido de licuables en el gas está entre 0.282 y 0.4 $m^3/1000m^3$ (50 y 70 $bl/MMpie^3$). Los líquidos recuperados son de coloración ligera: café, naranja, verdoso, o blanco agua y con densidades a condiciones de tanque que varían de 0.8 a 0.75 g/cm^3 . En la Fig. Y-9 se presenta un diagrama de fase para estos hidrocarburos.

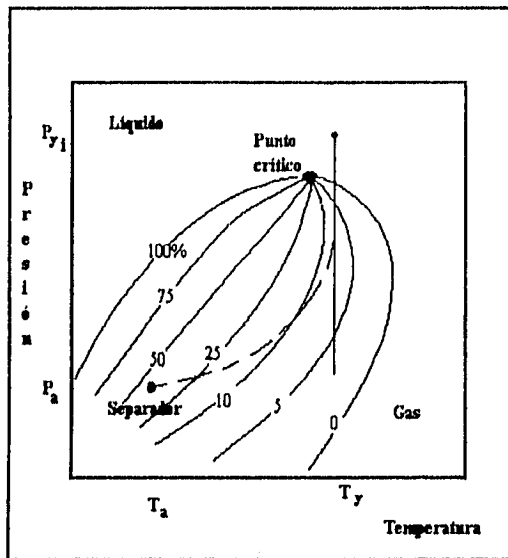


FIG. Y-9. Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado.

- De acuerdo al tipo de energía (empuje) natural que tienen los yacimientos para producir hidrocarburos, se pueden clasificar de la siguiente manera:

A. Yacimientos con expansión de la roca y los líquidos.

Se tiene este tipo de yacimientos cuando al existir una disminución de presión, debido a la extracción de aceite, se expanden los sólidos de la roca, reduciéndose el volumen de poros; el agua y el aceite saturantes también se expanden. La combinación de tales acciones origina que el aceite salga de los poros y se mueva hacia los puntos de baja presión, Fig. Y-10.

Para que exista este tipo de energía o de empuje, el yacimiento debe ser de aceite bajosaturado, por lo tanto no hay gas libre y, además, que sea volumétrico, es decir que no exista entrada de agua para ocupar los espacios que se vacíen por la producción y se restituya la presión.

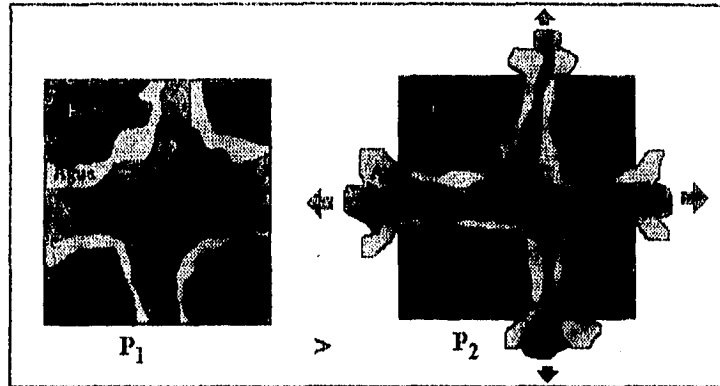


FIG. Y-10. Yacimiento con expansión de la roca y los líquidos.

La proporción en que los sólidos y los líquidos se expanden, al disminuir la presión, depende de la compresibilidad de los mismos; sin embargo, la baja compresibilidad que tienen ambos origina un pronunciado ritmo de declinación en la presión con respecto a la extracción.

Como este empuje se presenta en yacimientos bajosaturados, en la superficie se tendrá una relación gas-aceite, R_s , constante y, además, igual a la relación de solubilidad inicial del yacimiento, R_{si} . Al llegar a la presión de burbujeo deja de predominar este empuje.

Al disminuir la presión disminuye la viscosidad de los fluidos y el volumen de poros, originando que la permeabilidad y la porosidad también disminuyan.

B. Yacimientos con empuje por gas disuelto liberado.

Este tipo de yacimientos se tiene cuando predomina el empuje que produce el gas que se libera del aceite y se expande, ocupando un espacio en los poros, sin formar una fase continua capaz de moverse, Fig. Y-11. En términos de presión, este fenómeno se presenta desde la presión de burbujeo

hasta la presión en que se alcanza la saturación crítica de gas. Por lo tanto, se concluye que para que el empuje por gas disuelto liberado sea el más significativo se requiere que la saturación de gas sea menor que la saturación crítica.

Como el gas que se libera se queda en los poros, el aceite producido tendrá cada vez menor cantidad de gas en solución que la que tenía a la presión de saturación, por lo que la relación gas-aceite de producción disminuirá hasta cuando se alcance la presión a la que se tiene la saturación crítica de gas.

Cuando este tipo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación de fluidos, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

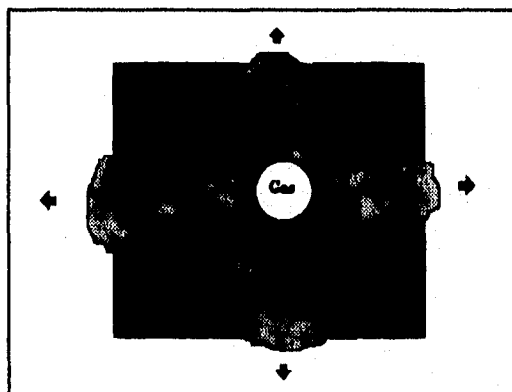


FIG. Y-11. Yacimientos con empuje por gas disuelto liberado.

C. Yacimientos con empuje por casquete de gas.

Este tipo de yacimientos se tiene cuando existe gas libre en la parte superior de la acumulación de hidrocarburos, formando un casquete. El empuje por casquete de gas consiste en que al abatirse la presión, por efecto de la producción, el gas del casquete invadirá progresivamente la zona de aceite

que se encuentra debajo de él, desplazando el aceite hacia los pozos productores, Fig. Y-12.

Un casquete de gas puede estar presente al descubrirse un yacimiento, como es el caso de un yacimiento de aceite saturado; también puede formarse por la acumulación en la parte superior del yacimiento, por efectos gravitacionales, del gas que se liberó del aceite originalmente bajosaturado; o bien, el casquete de gas puede crearse artificialmente por medio de la inyección de gas en la parte superior del yacimiento.

Si el volumen de gas libre inicialmente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será pequeña; en tanto que, si el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño con respecto al volumen de la zona de aceite, la presión del yacimiento declinará en mayor proporción, permitiendo mayor liberación de gas disuelto, propiciándose una saturación de gas libre en la zona de aceite.

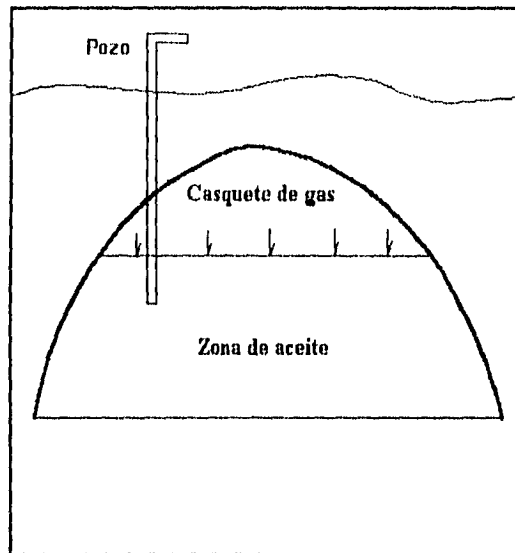


FIG. Y-12. . Yacimientos con empuje por casquete de gas.

D. Yacimientos con empuje de agua.

Los yacimientos con empuje de agua son aquellos en que los hidrocarburos son desplazados por el agua localizada en la parte inferior del yacimiento y que invade progresivamente la zona de aceite. Este desplazamiento es similar al que origina el casquete de gas, Fig. Y-13.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que exista un empuje natural de agua es necesario que el yacimiento esté en comunicación con un acuífero, lo suficientemente grande para que suministre agua en forma constante. Además, la formación debe tener buena permeabilidad para que permita la entrada de agua a la zona de aceite.

El acuífero proporciona agua al yacimiento debido a la expansión de ésta y de los sólidos de la roca por el efecto del abatimiento de presión, que se transmite desde la zona de aceite.

Si el empuje hidráulico es de una magnitud tal que mantiene la presión del yacimiento o ésta sólo tiene un ligero abatimiento, entonces el volumen del agua desplazante recuperará casi totalmente el volumen del aceite desplazable.

En los yacimientos que tienen empuje hidráulico efectivo, la relación gas-aceite producida no sufre grandes cambios ya que al mantenerse la presión, se evita la liberación del gas disuelto.

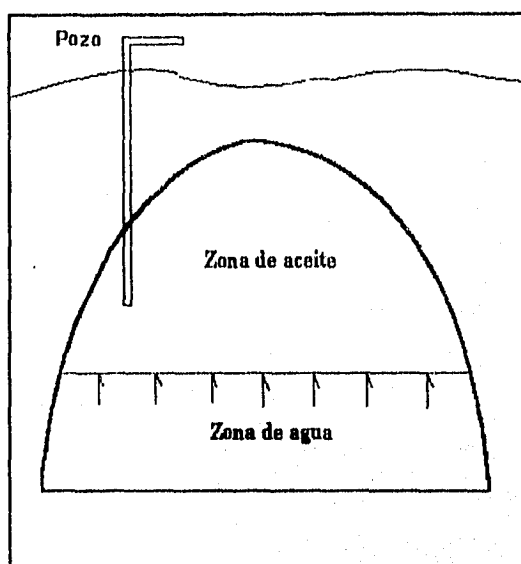


FIG. Y-13. Yacimientos con empuje de agua.

E. Yacimientos con desplazamiento por segregación gravitacional.

Se considera que un yacimiento tiene desplazamiento por segregación gravitacional cuando se aprovecha la tendencia natural de los fluidos a distribuirse de acuerdo a sus densidades, es decir, que los fluidos más pesados (agua y aceite) fluyan hacia abajo y el más ligero (gas) hacia arriba,

Fig. Y-14. Para que este fenómeno se lleve a cabo con relativa facilidad, se requiere que exista alta permeabilidad vertical, espesores de formación considerables, altos relieves estructurales y que los gradientes de presión hacia los pozos, debido a la producción, no controlen completamente el movimiento de los fluidos.

Se considera que la segregación gravitacional no es propiamente un mecanismo de empuje, ya que se trata de un efecto dentro del yacimiento, que puede contribuir a que otros mecanismos tengan participación, como es el empuje por casquete de gas o el empuje por entrada de agua, aumentando la eficiencia total de desplazamiento.

Cuando en un yacimiento existen condiciones propias para una buena segregación gravitacional, se desarrolla un casquete en el yacimiento manifestándose una reducción en la relación gas-aceite de producción.

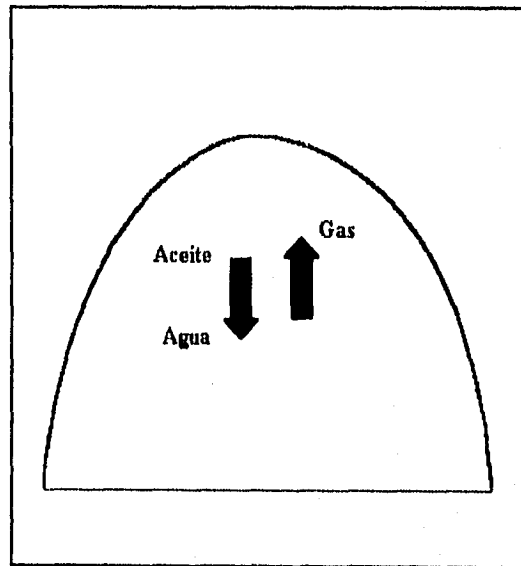


FIG. Y-14. Yacimientos con desplazamiento por segregación gravitacional.

- Las dos clasificaciones antes mencionadas, basadas en el tipo de hidrocarburos y en el tipo de empuje natural de los yacimientos, son las más comunes; sin embargo, pueden establecerse otras clasificaciones, por ejemplo:
 - Con base en características geológicas, para lo cual se tomarían en cuenta aspectos tales como:
 - Tipo de entrapamiento (estructural, estratigráfico, combinado)
 - Tipo de roca (arenas, carbonatos)
 - Origen del sedimento (ambiente sedimentario).
 - Con base en características petrofísicas, se considerarían factores como:
 - Tipos de porosidad y permeabilidad (primaria y/o secundaria)
 - Grado de heterogeneidad
- Así podrían considerarse otras bases de clasificación.

ZONA DE TRANSICION (Transition zone)

Definición:

Es el espesor del yacimiento en el que se tiene flujo simultáneo de aceite y gas sin flujo de agua o de agua e hidrocarburos. En la Fig. ZT-1 se muestran las zonas de transición de un yacimiento de aceite saturado.

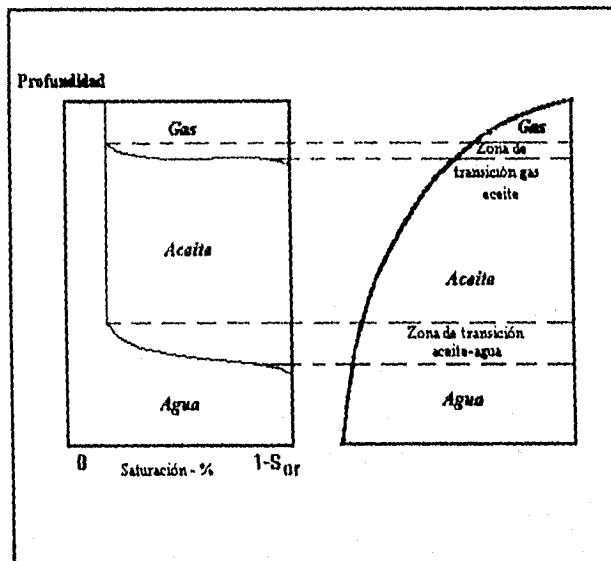


FIG. ZT-1. Sección diagramática que muestra las posiciones de las zonas de transición de un yacimiento de aceite saturado.

Formas de identificarla

- Gráficamente.

Se toma como ejemplo un yacimiento de aceite bajosaturado.

A partir de una curva de presión capilar obtenida en laboratorio por medio de inyección de mercurio se prepara una gráfica, en papel normal, de altura

sobre el contacto agua-hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, en función de la saturación de agua, por medio de la ecuación ZT-1. En la Fig. ZT-2 se presenta tal gráfica y la correspondiente distribución de fluidos en el yacimiento.

$$(h)_y = \frac{10(P_{c_{Hg}})_L (\sigma_{ow})_y}{(\rho_w - \rho_o)_y f (\sigma_{gw})_L} \quad (ZT-1)$$

En donde:

$(h)_y$ = altura sobre el contacto agua-hidrocarburos a condiciones de yacimiento [m]

$(P_{c_{Hg}})_L$ = presión capilar con inyección de mercurio, a condiciones de laboratorio [Kg/cm²]

$(\sigma_{ow})_y$ = tensión interfacial aceite-agua, a condiciones de yacimiento [dinas/cm]

$(\sigma_{gw})_L$ = tensión interfacial gas-agua, a condiciones de laboratorio [dinas/cm]

$(\rho_w - \rho_o)_y$ = diferencia de densidades del agua y del aceite, a condiciones de yacimiento [g/cm³]

f = factor de proporcionalidad

Con la curva que se obtiene, se determina el espesor de la zona de transición si se limita el intervalo entre el nivel con saturación de agua irreductible, S_{wi} , y el nivel con saturación residual de hidrocarburos; por ejemplo, para el aceite, $S_w = 1 - S_{or}$.

- **Análíticamente**

De la curva de presión capilar obtenida en laboratorio por inyección de mercurio, se toman los valores de presión capilar para saturación de agua igual a la irreductible, S_{wi} , y para el correspondiente a uno menos saturación

residual de hidrocarburos ($1-S_{or}$, por ejemplo). Se resuelve la ecuación anterior para estos dos valores de presión capilar, obteniéndose dos valores de altura sobre el contacto agua-hidrocarburos. La diferencia de ambas alturas es igual al espesor de la zona de transición.

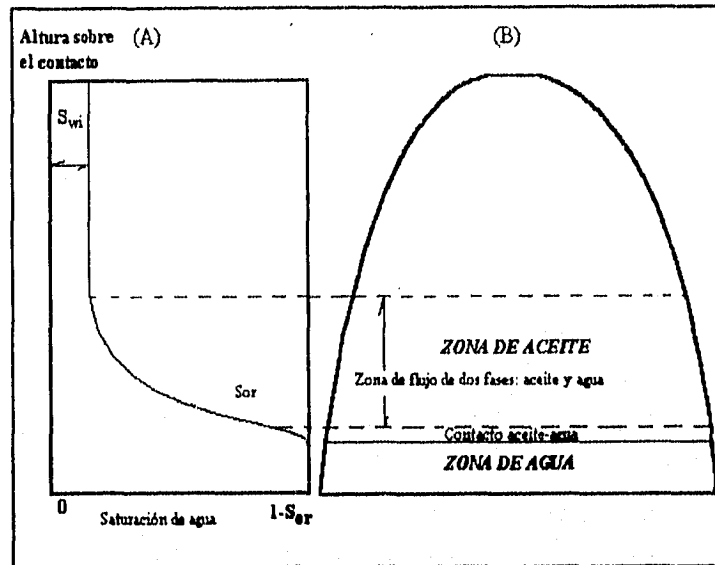


FIG. ZT-2. Curva de altura sobre el contacto agua-aceite (A). Distribución de la saturación de fluidos en el yacimiento (B).

Aplicaciones principales:

La información de la zona de transición puede aplicarse para:

- Conocer la distribución vertical de fluidos, desde el nivel de saturación residual de hidrocarburos hasta el nivel de saturación de agua irreductible.
- Determinar los flujos fraccionales de fluidos en un pozo.
- Fundamentar la terminación y la reparación (cambio de intervalo) de pozos.

Comentarios:

Con el procedimiento gráfico para determinar la zona de transición, se puede observar la variación de la saturación de fluidos en tal zona, en cambio con el procedimiento analítico sólo se determina el espesor.

La ecuación utilizada para determinar la zona de transición se basa en pruebas de presión capilar con inyección de mercurio realizadas en laboratorio, pero se pueden establecer ecuaciones similares a partir de comportamientos capilares en rocas, obtenidos con otros fluidos en laboratorio y convertidos a condiciones de yacimiento.

En un yacimiento de aceite saturado se tendrán dos zonas de transición: una para la zona de aceite, inmediatamente arriba del contacto agua-aceite, y otra para la zona de gas, sobre el contacto aceite-gas, Fig. ZT-1.

El espesor de la zona de transición depende, principalmente, de las características y propiedades de la formación así como de las características de agua y de los hidrocarburos. En rocas sedimentarias, a mejor clasificación de granos menor será la zona de transición. La zona de transición de un yacimiento de gas es menor que la zona de transición de uno de aceite, considerando la misma roca.

III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Aún cuando se manejó información básica sobre propiedades y conceptos referentes a caracterización de yacimientos, se considera que este glosario es de amplia aplicación y, además, por la forma como se presenta, resulta de fácil acceso.

Se recomienda utilizar este glosario como apoyo didáctico, ya que permitirá al alumno tener un panorama general de temas referentes a caracterización de yacimientos. Además, se recomienda como punto de partida para estudios más profundos y detallados, que realicen estudiantes y/o profesionales.

- La terminología referente a caracterización de yacimientos, como actualmente se considera, es muy abundante, ya que comprende aspectos geológicos, geofísicos y petroleros en constante avance. Este glosario contempla sólo una parte de tal terminología, sobre todo la referente a Ingeniería Petrolera.

Se recomienda completar este glosario, así como actualizarlo en forma constante, ya sea con trabajos similares o bien que cada usuario lo haga de acuerdo a sus requerimientos.

- Se considera que glosarios, como el presentado en este trabajo, resultan de gran utilidad como apoyo a las diversas actividades escolares y profesionales. Se recomienda preparar glosarios similares para las diferentes áreas de la explotación de petróleo, por ejemplo: perforación, producción, simulación de yacimientos, entre otras.

IV. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

Referencias

- AD-1. **División de Evaluación de Formaciones**, Subdirección de Tecnología de Explotación: "Notas sobre Procedimientos para Identificar el Origen de los Cuerpos Arenosos". Proyecto D-5230, IMP, 1985.
- BL-1. **Standing, M. B.**: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems" Reinhold Pub. Corp. 1952.
- CG-1. **Trube, A. S.**: "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids", Trans., AIME, v. 210, 1957.
- CG-2. **Brown, G. G. et al.**, "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons". NGAA, 1948.
- CL-1. **Dodson, C. R. et al.**: "Drilling and Productions Practice". API, 1944.
- CP-1. **Howard, N. H.**: "Compressibility of Reservoir Rocks". Trans., AIME, v.198, 1953.
- CY-1. **Ausburn, B.E., et al.**: "Modern Seismic Methods-An Aid for the Petroleum Engineer". Jour. Petroleum Technology, 1978.
- CY-2. **Schmidt, G.W.**: "Interstitial Water Composition and Geochemistry of Gulf Coast Deep Shales and Sandstones". AAPG Bull., v.55. No. 1/2, 1971.
- CY-3. **Franco, H.G.**: "Importancia de la Caracterización de Yacimientos en la Explotación de Hidrocarburos ". Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1996.

- DL-1. **Standing, M. B.:** *"Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems"*. Reinhold Pub. Corp 1952.
- DL-2. International Critical Table III, 79, 1929.
- E-1. **Sneider, R.M.:** *"Predicting Reservoir Rock Geometry and Continuity in Pennsylvanian Reservoirs"*. Elk City Field, Jour Petroleum Technology, 1977.
- ES-1. **Rust, C.F.:** *"Electrical Resistivity Measurements on Reservoir Rock Samples by the Two-electrode and Four-electrode Methods"*. Trans. AIME, v. 195, 1952.
- F-1. **Levorsen, A.I.:** *"Geology of Petroleum"*. W. H. Freeman and Company, 1954.
- FC-1. **Pirson, S. J.:** *"Oil Reservoir Engineering"*. McGraw-Hill Book Company, 1958.
- FF-1. **Owen, J. D.:** *"Well Logging Study: Quinduno Field, Roberts Country, Texas, Symposium on Formation Evaluation, AIME, Oct, 1955.*
- GP-1. **Netto, A. S. T.:** *"Pore-Size Distribution in Sandstones"*. AAPG, Bull. v. 77, 1993.
- GP-2. **Melas, F. F. and Friedman, G. M.:** *"Petrophysical Characteristics of the Jurassic Smackover Formation"*. AAPG, 1992
- IR-1. **Williams, M.:** *"Estimation on Interstitial Water from the Electrical Log"*. Trans, AIME, 1950.
- P. **Monicard, R.P.:** *"Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis"*. A Haiper International Student Reprint, 1964.
- P-1. **Carman, P. C.:** *"Fluid Flow Through Granular Beds"*. Trans, Inst. Chemical Engineers, 1937.

- P-2. Coates, G. and Denoo, S.: *"The producibility Answer Product"*. The Technical Review, Schlumberger, 1981.
- P-3. Morris, R. L. and Biggs, W. P.: *"Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity"*. Proc. SPWLA Eighth Annual Logging Symposium, 1967.
- PO. Asquith, G. and Gibson, C.: *"Basic Well Log Analysis for Geologist"*.
- PA-1. Pérez, R.C., J. J., Martínez de la Rosa.: *"Características Estructurales de Medios Poros Granulares"*. Revista del IMP, 1972.
- PA-2. Pérez, R.C.: *"On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity"*. SPEJ, 1982.
- PB-1. Lasater, J. A.: "Bubble Point Pressure Correlation" Trans., AIME, v. 213, 1958.
- PB-2. Standing, M. B.: *"Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems"*. Reinhold Pub. Corp 1952.
- PC-1. Leverett, M. C.: *"Capillary Behavior in Porous Solids"*. Trans. AIME, 1941.
- PC-2. Russell, C. D. and Dickey P. A.: *"Porosity, Permeability and Capillary Properties of Petroleum Reservoirs in Parker D. Trank,* Trans, ed., Applied Sedimentation: New York, John Wiley, 1950.
- PC-3. Slobod, et al.: *"Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples"*. Trans, AIME, 1951.
- PC-4. Brown, Harry, W.: *"Capillary Pressure Investigations"*. Trans, AIME, 1951.

- PC. **Purcell, W. R.:** *"Capillary Pressures-Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom"*. Trans, AIME, 1949.
- PD-1. **Russell, C.D., and P. A. Dickey:** *"Porosity, Permeability, and Capillary Properties of Petroleum Reservoir"*. In Parker D. Trask, ed., *Applied Sedimentation*, 1950.
- PL-1. **Klinkenberg, L. J.:** *"The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases"*. *Drilling and Production Practices*, API, 1941.
- PR-1. **Roland, C. H., et al.:** *"Equilibrium constants in a Crude Oil-Natural Gas Systems"*. *Oil and Gas Journal* v. 39, No. 46, 1941.
- PS-1. **Schlumberger:** *"Principios/Aplicaciones de la Interpretación de registros"*. Schlumberger Educational Service. México D. F. 1989
- PV-3. **Johnston, Norris, and Carrol M. Beeson.:** *"Water Permeability of Reservoir Sands"*. Trans. AIME, 1945.
- PVP-1. **Valderrábano, H. A.; Rayón, C. R.;** Osorno, M. J. A. y Rodríguez, N. R.: *"Apuntes de Evaluación de la Producción"*. UNAM, Facultad de Ingeniería, 1987.
- PVP-2. **Lee, W. J.:** *"Well Testing"*. SPE of AIME Textbook Series, 1982.
- RG-4. **Frick, T. C.:** *"Petroleum Production Handbook"*. McGraw-Hill, 1962.
- S-3. Schlumberger Well Surveying Corporation. "Log Interpretation Charts", 1972.
- S-4. **Stiff, H. A. Jr.:** *"The Interpretation of Chemical Water Analysis by Means of Patterns"*. Trans, AIME, v. 192, 1951.
- SE-1. **Fraser, H. J., and L. C. Gratton.:** *"Systematic Packing of Spheres-With Particular Relation to Porosity and Permeability"*. *J. Geol*, 1935.

- STC-1. Inghani, P. M.: Prod. Monthly, Feb., 1949.
- T-1. Cornell, D., and Katz D. L.: Ind. Eng. Chem, vol 45, 1953.
- T-2. Winsauer, W. O. et al. "*Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry*". A. A. P. G., 1952.
- V. Katz, D. L., et al.: "Handbook of Natural Gas Engineering". McGraw-Hill Book Co.
- VL-1. Hocott and Bukley, Trans, AIME, 1941.
- VL-2. Van Wigen.: "*Secondary Recovery of Oil in the United States*": API, 1950.
- VOH-1. Hsü, Kenneth, J.: "*Studies of Ventura Field, California, I: Facies Geometry and Genesis of Lower Pliocene Turbiditas*". AAPG, Bull, V. 61.

Bibliografía.

1. Craft, B. C. and Hawkins, M. F.: "Applied Petroleum reservoir Engineering". Prentice-Hall, 1991.
2. Chilingar, G. V. et al.: "Oil and Gas Production from Carbonate Rocks". American Elsevier, 1972.
3. Chilingarian, G. V. and Wolf, K. H.: "Compaction of Coarse-Grained Sediments". American Elsevier, 1975.
4. SPE Reprint Series. "Well Logging". AIME, 1971.
5. Méndez, L. T., et al.: "*Caracterización de fluidos de yacimientos petroleros*". IMP, v. XI, No. 4, 1979.
6. Ahmed, U. et al., "*Permeability Estimation: The Various Sources and Their Interrelationships*". JPT, 1991.
7. Levorsen, A. I.: "Geology of Petroleum". W. H. Freeman and Company, 1954.

8. **Dickey, P. A.:** *Petroleum Development Geology*. Second edition, PennWell Books, 1981.
9. **Matthews, C. S. and Russell, D. G.:** *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*. Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1967.
10. **Pirson, S. J.:** *Handbook of Well Log Analysis*. Prentice-Hall, 1963.
11. **Asquith, G. and Gibson, C.:** *Basic Well Log Analysis for Geologist*. 1961.
12. **División de Evaluación de Formaciones,** Subdirección de tecnología de explotación. *Notas Sobre Procedimientos Para Identificar el Origen de los Cuerpos Arenosos*. IMP, 1985.
13. **Amyx, J. W. et al.:** *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*. McGraw-Hill Book Company, 1960.
14. **Franco, H. G.:** *Importancia de la Caracterización de Yacimientos en la Explotación de Hidrocarburos*. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1996.
15. **Díaz, A. G. and Hernandez, G. J.:** *Evaluación de la producción*. Facultad de ingeniería, UNAM, 1994.
16. **De la Torre, I. J.:** *Análisis Petrofísico: Propiedades básicas de los Medios Porosos y su Medición en el Laboratorio*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 1994.
17. **McCain, W.D. Jr.:** *The Properties of Petroleum Fluids* Petroleum Publishing Co. 1973.
18. **Standing, M. B.:** *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Reinhold Pub. Corp 1952.
19. **Sears, W. F., et al.:** *Física General*. Edit. Aguilar, Madrid, 1957.

20. **Burcik, J. E.:** "Properties of Petroleum Reservoir Fluids".
International Human Resources Development Corporation, 1961.
21. **Monicard, R.P.:** "Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis", A
Haiper International Student Reprint, 1964.

V. SIMBOLOGIA.

	<i>Símbolo</i>
Compresibilidad	c
Compresibilidad de los Poros	cp
Compresibilidad de los Sólidos	cs
Compresibilidad de la Roca	cr
Compresibilidad del Gas	eg
Compresibilidad del Líquido	cl
Densidad de un Líquido	ρ_l
Densidad del Gas	ρ_g
Exponente de Saturación	n
Factor de Cementación	m
Factor de Desviación	z
Factor de Formación	F
Factor de Volumen del Gas	B_g
Factor de Volumen del Líquido	B_L
Factor Geométrico	a
Garganta de Poro	PT
Índice de Resistividad	I
Mojabilidad	W
Permeabilidad	k
Permeabilidad Absoluta	k_a
Permeabilidad al Aceite	k_o
Permeabilidad al Agua	k_w
Permeabilidad al Gas	k_g

Permeabilidad al Líquido	k_L
Permeabilidad Efectiva	k_e
Permeabilidad Horizontal	k_h
Permeabilidad Relativa	k_r
Permeabilidad Vertical	k_v
Porosidad	ϕ
Porosidad Absoluta	ϕ_a
Porosidad Efectiva	ϕ_e
Porosidad Primaria	ϕ_p
Porosidad Secundaria	ϕ_s
Porosidad Total	ϕ_t
Presión Capilar	P_c
Presión Crítica	P_c
Presión de Burbujeo	P_b
Presión de Desplazamiento	P_d
Presión de Rocío	P_d
Presión de Sobrecarga	P_{ob}
Presión de Vapor	P_v
Presión de Yacimiento	P_y
Presión Efectiva	P_e
Presión Pseudo-reducida	P_{pr}
Presión Reducida	P_r
Resistividad	R
Resistividad de la Roca para $S_w < 100\%$	R_t
Resistividad de la Roca para $S_w = 100\%$	R_o
Resistividad del Agua	R_w
Salinidad del Agua	S

Saturación Congénita de un Fluido	S_{cf}
Saturación Crítica de un Fluido	S_{fc}
Saturación de Fluidos	S_r
Saturación Inicial de un Fluido	S_{if}
Saturación Irreductible de un Fluido	S_{fi}
Saturación Residual de un Fluido	S_{fr}
Solubilidad del Gas	R_s
Temperatura Crítica	T_c
Temperatura Pseudo-reducida	T_{pr}
Temperatura Reducida	T_r
Tensión Interfacial	σ
Tortuosidad	τ
Viscosidad	μ
Viscosidad del Gas	μ_g
Viscosidad del Líquido	μ_l
Volumen de Poros	V_p
Volumen de Roca	V_r
Volumen de Sólidos	V_s
Volumen Original de Hidrocarburos	V_{oh}

VI. INDICE ESPAÑOL-INGLES

Ambiente de depósito (<i>depositional environment</i>)	7
Caracterización de yacimientos (<i>reservoir characterization</i>)	13
Compresibilidad (<i>compressibility</i>)	23
Compresibilidad de los poros (<i>pore compressibility</i>)	25
Compresibilidad de los sólidos (<i>solids compressibility</i>)	33
Compresibilidad de la roca (<i>bulk compressibility</i>)	37
Compresibilidad del gas (<i>gas compressibility</i>)	47
Compresibilidad del líquido (<i>liquid compressibility</i>)	61
Condensación retrograda (<i>retrograde condensation</i>), ver pág.75	
Cricondenbara (<i>cricondenbar</i>), ver pág. 75	
Cricodenterma (<i>cricodentherm</i>), ver pág. 75	
Densidad de un líquido (<i>density of a liquid</i>)	67
Densidad del gas (<i>density of gas</i>)	69
Diagrama de fase (<i>phase diagram</i>)	75
Estrato (<i>stratum</i>)	83
Estructura porosa (<i>pore structure</i>)	87
Estructura sólida (<i>solid structure</i>)	91
Exponente de saturación (<i>saturation exponent</i>)	95
Facies (<i>facies</i>)	99
Factor de cementación (<i>cementation factor</i>)	103
Factor de desviación (<i>compressibility factor</i>), ver págs.49,55	
Factor de formación (<i>formation factor</i>)	107
Factor de volumen del gas (<i>volume factor of gas</i>)	111
Factor de volumen del líquido (<i>volume factor of liquida</i>)	115

Factor geométrico (<i>geometric factor</i>)	123
Fallas (<i>faults</i>)	127
Garganta de poro (<i>pore throat</i>)	133
Índice de resistividad (<i>resistivity index</i>)	137
Línea de fusión (<i>melting line</i>), ver pág. 75.	
Línea de sublimación (<i>sublimation line</i>), ver pág. 75	
Líneas de calidad (<i>lines of quality</i>), ver pág. 75	
Litología (<i>lithology</i>), ver pág. 255	
Mojabilidad (<i>wettability</i>)	139
Permeabilidad (<i>permeability</i>)	143
Permeabilidad absoluta (<i>absolute permeability</i>)	149
Permeabilidad al aceite (<i>oil permeability</i>)	155
Permeabilidad al agua (<i>water permeability</i>)	157
Permeabilidad al gas (<i>gas permeability</i>)	159
Permeabilidad al líquido (<i>liquid permeability</i>)	163
Permeabilidad efectiva (<i>effective permeability</i>)	167
Permeabilidad horizontal (<i>horizontal permeability</i>)	171
Permeabilidad relativa (<i>relative permeability</i>)	175
Permeabilidad vertical (<i>vertical permeability</i>)	179
Porosidad (<i>porosity</i>)	183
Porosidad absoluta (<i>absolute porosity</i>)	189
Porosidad efectiva (<i>effective porosity</i>)	193
Porosidad primaria (<i>primary porosity</i>)	197
Porosidad secundaria (<i>secondary porosity</i>)	199
Presión capilar (<i>capillary pressure</i>)	203
Presión crítica (<i>critical pressure</i>), ver pág. 56	
Presión de burbujeo (<i>bubble pressure</i>)	211

Presión de desplazamiento (<i>displacement pressure</i>)	217
Presión de rocío (<i>dew pressure</i>)	221
Presión de sobrecarga (<i>overburden pressure</i>)	227
Presión de vapor (<i>vapor pressure</i>), ver pág.75	
Presión de yacimiento (<i>reservoir pressure</i>)	229
Presión efectiva (<i>effective pressure</i>)	231
Presión pseudoreducida (<i>pseudoreduced pressure</i>), ver pág.56	
Presión reducida (<i>reduced pressure</i>), ver pág. 56	
Pruebas de variación de presión (<i>pressure transient tests</i>)	233
Punto de burbujeo (<i>bubble point</i>), ver pág.75	
Punto de rocío (<i>dew point</i>), ver pág.75	
Punto crítico (<i>critical point</i>), ver pág.75	
Punto triple (<i>triple point</i>), ver pág.75	
Resistividad (<i>resistivity</i>)	241
Resistividad de la roca para $S_w < 100\%$ (<i>resistivity of rock partially saturated with water</i>)	243
Resistividad de la roca para $S_w = 100\%$ (<i>resistivity of rock 100% saturated with water</i>)	247
Resistividad del agua (<i>water resistivity</i>)	251
Roca almacenadora (<i>storage rock</i>)	255
Salinidad del agua (<i>salinity of water</i>)	263
Saturación congénita de un fluido (<i>connate fluid saturation</i>)	267
Saturación crítica de un fluido (<i>critical fluid saturation</i>)	269
Saturación de fluidos (<i>fluids saturation</i>)	271
Saturación inicial de un fluido (<i>inicial fluid saturation</i>)	277
Saturación irreductible de un fluido (<i>irreducible fluid saturation</i>)	279
Saturación residual de un fluido (<i>residual fluid saturation</i>)	285

Secciones transversales de correlación (<i>correlation cross sections</i>)	289
Solubilidad del gas (<i>gas solubility</i>)	295
Temperatura crítica (<i>critical temperature</i>), ver pág.75	
Temperatura pseudoreducida (<i>temperatura pseudoreduced</i>), ver pág.	
Temperatura reducida (<i>reduced temperature</i>), ver pág.75	
Tensión interfacial (<i>interfacial tension</i>)	301
Tortuosidad (<i>tortuosity</i>)	305
Trampas (<i>traps</i>)	309
Viscosidad (<i>viscosity</i>)	315
Viscosidad del gas (<i>viscosity of gas</i>)	319
Viscosidad del líquido (<i>viscosity of liquids</i>)	327
Volumen de poros (<i>pore volume</i>)	335
Volumen de roca (<i>rock volume</i>)	339
Volumen de sólidos (<i>solid volume</i>)	343
Volumen original de hidrocarburos (<i>original hydrocarbons in place</i>)	347
Yacimiento (<i>reservoir</i>)	351
Zona de transición (<i>transition zone</i>)	367

VII. INDICE INGLES-ESPAÑOL

	Página
<i>Absolute Permeability</i> (Permeabilidad Absoluta)	149
<i>Absolute Porosity</i> (Porosidad Absoluta)	189
<i>Bubble Point</i> (Punto de Burbujeo) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Bubble Pressure</i> (Presión de Burbujeo) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Bulk Compressibility</i> (Compresibilidad de la Roca)	37
<i>Capillary Pressure</i> (Presión Capilar)	203
<i>Cementation Factor</i> (Factor de Cementación)	103
<i>Compressibility</i> (Compresibilidad)	23
<i>Compressibility Factor</i> (Factor de Desviación) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Connate Fluid Saturation</i> (Saturación Congénita de un Fluido)	267
<i>Correlation Cross Sections</i> (Secciones Transversales de Correlación)	289
<i>Cricondenbar</i> (Cricondenbara) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Cricodentherm</i> (Cricodenterma) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Critical Fluid Saturation</i> (Saturación Crítica de un Fluido)	269
<i>Critical Point</i> (Punto Crítico) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Critical Pressure</i> (Presión Crítica) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Critical Temperature</i> (Temperatura Crítica) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Density of a Liquid</i> (Densidad de un Líquido)	67
<i>Density of Gas</i> (Densidad del Gas)	69
<i>Dew Point</i> (Punto de Rocío) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Dew Pressure</i> (Presión de Rocío)	221
<i>Displazament Pressure</i> (Presión de Desplazamiento)	217
<i>Effective Permeability</i> (Permeabilidad Efectiva)	167

	Página
<i>Effective Porosity</i> (Porosidad Efectiva)	193
<i>Effective Pressure</i> (Presión Efectiva)	231
<i>Environment of Deposition</i> (Ambiente de Depósito)	7
<i>Facies</i> (Facies)	99
<i>Fault</i> (Fallas)	127
<i>Fluids Saturation</i> (Saturación de Fluidos)	271
<i>Formation Factor</i> (Factor de Formación)	107
<i>Gas Compressibility</i> (Compresibilidad del Gas)	47
<i>Gas Permeability</i> (Permeabilidad al Gas)	159
<i>Gas Solubility</i> (Solubilidad del Gas)	295
<i>Geometric Factor</i> (Factor Geométrico)	123
<i>Horizontal Permeability</i> (Permeabilidad Horizontal)	171
<i>Inicial Fluid Saturation</i> (Saturación Inicial de un Fluido)	277
<i>Interfacial Tension</i> (Tensión Interfacial)	301
<i>Irreducible Fluid Saturation</i> (Saturación Irreducible de un Fluido)	279
<i>Lines of Quality</i> (Líneas de Calidad) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Liquid Compressibility</i> (Compresibilidad del Líquido)	61
<i>Liquid Permeability</i> (Permeabilidad al Líquido)	163
<i>Lithology</i> (Litología) <i>vea roca almacenadora.</i>	
<i>Melting Line</i> (Línea de Fusión) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Oil Permeability</i> (Permeabilidad al Aceite)	155
<i>Original Hydrocarbons in place</i> (Volumen Original de Hidrocarburos)	
<i>Overburden Pressure</i> (Presión de Sobrecarga)	227
<i>Permeability</i> (Permeabilidad)	143
<i>Phase Diagram</i> (Diagrama de Fase)	75
<i>Pore Compressibility</i> (Compresibilidad de los Poros)	25

	Página
<i>Pore Structure</i> (Estructura Porosa)	87
<i>Pore Throat</i> (Garganta de Poro)	133
<i>Pore Volume</i> (Volumen de Poros)	335
<i>Porosity</i> (Porosidad)	183
<i>Pressure Transient Tests</i> (Pruebas de Variación de Presión)	233
<i>Primary Porosity</i> (Porosidad Primaria)	197
<i>Pseudoreduced Pressure</i> (Presión Pseudoreducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Reduced Pressure</i> (Presión Reducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Reduced Temperature</i> (Temperatura Reducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Relative Permeability</i> (Permeabilidad Relativa)	175
<i>Reservoir</i> (Yacimiento)	
<i>Reservoir Characterization</i> (Caracterización de Yacimientos)	13
<i>Reservoir Pressure</i> (Presión de Yacimiento)	229
<i>Residual Fluid Saturation</i> (Saturación Residual de un Fluido)	285
<i>Resistivity</i> (Resistividad)	241
<i>Resistivity Index</i> (Índice de Resistividad)	137
<i>Resistivity of Rock 100% Saturated with Water</i> (Resistividad de la Roca para $S_w=100\%$)	247
<i>Resistivity of Rock Partially Saturated with Water</i> (Resistividad de la Roca para $S_w<100\%$)	243
<i>Retrograde Condensation</i> (Condensación Retrograda) <i>vea diagrama de frase</i>	
<i>Rock Volume</i> (Volumen de Roca)	339
<i>Salinity of Water</i> (Salinidad del Agua)	263
<i>Saturation Exponent</i> (Exponente de Saturación)	95
<i>Secondary Porosity</i> (Porosidad Secundaria)	199
<i>Solid Structure</i> (Estructura Sólida)	95

	Página
<i>Pore Structure</i> (Estructura Porosa)	87
<i>Pore Throat</i> (Garganta de Poro)	133
<i>Pore Volume</i> (Volumen de Poros)	335
<i>Porosity</i> (Porosidad)	183
<i>Pressure Transient Tests</i> (Pruebas de Variación de Presión)	233
<i>Primary Porosity</i> (Porosidad Primaria)	197
<i>Pseudoreduced Pressure</i> (Presión Pseudoreducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Reduced Pressure</i> (Presión Reducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Reduced Temperature</i> (Temperatura Reducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Relative Permeability</i> (Permeabilidad Relativa)	175
<i>Reservoir</i> (Yacimiento)	
<i>Reservoir Characterization</i> (Caracterización de Yacimientos)	13
<i>Reservoir Pressure</i> (Presión de Yacimiento)	229
<i>Residual Fluid Saturation</i> (Saturación Residual de un Fluido)	285
<i>Resistivity</i> (Resistividad)	241
<i>Resistivity Index</i> (Indice de Resistividad)	137
<i>Resistivity of Rock 100% Saturated with Water</i> (Resistividad de la Roca para $S_w=100\%$)	247
<i>Resistivity of Rock Partially Saturated with Water</i> (Resistividad de la Roca para $S_w<100\%$)	243
<i>Retrograde Condensation</i> (Condensación Retrograda) <i>vea diagrama de fase</i>	
<i>Rock Volume</i> (Volumen de Roca)	339
<i>Salinity of Water</i> (Salinidad del Agua)	263
<i>Saturation Exponent</i> (Exponente de Saturación)	95
<i>Secondary Porosity</i> (Porosidad Secundaria)	199
<i>Solid Structure</i> (Estructura Sólida)	95

	Página
<i>Solid Volume</i> (Volumen de Sólidos)	343
<i>Solids Compressibility</i> (Compresibilidad de los Sólidos)	33
<i>Storage Rock</i> (Roca Almacenadora)	255
<i>Stratum</i> (Estrato)	83
<i>Sublimation Line</i> (Línea de Sublimación) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Temperature Pseudoreduced</i> (Temperatura Pseudo-reducida) <i>vea compresibilidad del gas.</i>	
<i>Tortuosity</i> (Tortuosidad)	305
<i>Total Porosity</i> (Porosidad Total) <i>vea porosidad absoluta.</i>	
<i>Transition Zone</i> (Zona de Transición)	367
<i>Traps</i> (Trampas)	309
<i>Triple Point</i> (Punto Triple) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Vapor Pressure</i> (Presión de Vapor) <i>vea diagrama de fase.</i>	
<i>Vertical Permeability</i> (Permeabilidad Vertical)	179
<i>Viscosity</i> (Viscosidad)	315
<i>Viscosity of Gas</i> (Viscosidad del Gas)	319
<i>Viscosity of Liquid</i> (Viscosidad del Líquido)	327
<i>Volume Factor of Gas</i> (Factor de Volumen del Gas)	111
<i>Volume Factor of Liquid</i> (Factor de Volumen del Líquido)	115
<i>Water Permeability</i> (Permeabilidad al Agua)	157
<i>Water Resistivity</i> (Resistividad del Agua)	251
<i>Wettability</i> (Mojabilidad)	139