



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**COMPRESIBILIDAD EN YACIMIENTOS
PETROLEROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
HERNÁNDEZ GONZÁLEZ MARÍA DEL CARMEN

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**



CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-974

SRITA. MARÍA DEL CARMEN HERNÁNDEZ GONZÁLEZ
Presente

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

COMPRESIBILIDAD EN YACIMIENTOS PETROLEROS

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS**
 - II MÉTODOS PARA OBTENER LAS DISTINTAS COMPRESIBILIDADES QUE SE UTILIZAN EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS**
 - III APLICACIÓN DE LOS DATOS DE COMPRESIBILIDAD EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS**
 - IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**
BIBLIOGRAFÍA

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 18 de septiembre de 2003

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/JAGC*gtg


Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Hernández González

María del Carmen

FECHA: 21/04/04

FIRMA: 

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"COMPRESIBILIDAD EN YACIMIENTOS PETROLEROS"

PRESENTA:

MARÍA DEL CARMEN HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

JURADO:

Presidente: Ing. Eduardo Loreto Mendoza

Vocal: Ing. Manuel Villamar Viguera

Secretario: M. en I. Mario Becerra Zepeda

Primer Suplente: Dr. Rafael Rodríguez Nieto

Segundo Suplente: Dr. Jorge Arévalo Villagrán

The image shows five handwritten signatures in black ink, arranged vertically on the right side of the page. Each signature is written over a horizontal line, corresponding to the names listed in the 'JURADO' section. The signatures are stylized and difficult to read, but they appear to be the names of the jury members: Eduardo Loreto Mendoza, Manuel Villamar Viguera, Mario Becerra Zepeda, Rafael Rodríguez Nieto, and Jorge Arévalo Villagrán.

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., FEBRERO DE 2004

TABLA DE CONTENIDO

	Página
RESUMEN	I
LISTA DE TABLAS	i
LISTA DE FIGURAS	iii
INTRODUCCIÓN	I
I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	1
I.1 Compresibilidad de la roca	1
I.1.1 Compresibilidad de los componentes de la formación.	2
I.1.1.1 Compresibilidad de la formación (c_f) o compresibilidad del volumen total de roca (c_b).	3
I.1.1.2 Compresibilidad de la matriz de la roca (c_r) o de los sólidos (c_s).	5
I.1.1.3 Compresibilidad de los poros (c_p).	6
I.2 Compresibilidad de los fluidos.	8
I.2.1 Compresibilidad del gas (c_g).	8
I.2.1.1 Compresibilidad isotérmica del gas real.	8
I.2.1.2 Ecuación de estado de la compresibilidad isotérmica para mezclas de gases.	10
I.2.1.3 Compresibilidad isotérmica de un gas ideal.	12
I.2.2 Compresibilidad isotérmica del aceite (c_o).	16
I.2.3 Compresibilidad isotérmica del agua de formación (c_w).	20
I.3 Compresibilidad del sistema roca- fluidos	20
I.3.1 Compresibilidad total (c_t).	20
I.3.2 Compresibilidad media del sistema roca-	

fluidos (\bar{c}).	21
I.3.3 Compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos (c_e).	24
I.4 Tipos de empuje por expansión.	26
I.4.1 Empuje por expansión de la roca y los líquidos	27
I.4.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado.	28
I.4.3 Empuje por expansión del casquete de gas.	30
I.4.4 Empuje por expansión del agua y de la roca.	31
I.4.5 Combinación de empujes por expansiones.	32
II MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS DISTINTAS COMPRESIBILIDADES QUE SE UTILIZAN EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS	36
II.1 Métodos directos	36
II.1.1 Métodos directos para determinar la compresibilidad de los componentes de la formación.	36
II.1.1.1 Compresibilidad del volumen de sólidos (c_r o c_s).	36
II.1.1.2 Compresibilidad del volumen de poros (c_p).	37
II.1.1.3 Compresibilidad de la formación o del volumen total de la roca (c_f o c_b).	66
II.1.2 Métodos directos para determinar la compresibilidad de los fluidos.	82
II.1.2.1 Compresibilidad del aceite (c_o).	82
II.1.2.2 Compresibilidad del gas (c_g).	88
II.1.2.3 Compresibilidad del agua de formación	

(c_w).	90
II.2 Métodos indirectos.	101
II.2.1 Métodos indirectos para determinar la compresibilidad de los fluidos.	101
II.2.1.1 Compresibilidad del aceite (c_o).	101
II.2.1.2 Compresibilidad del gas (c_g).	110
II.2.1.3 Compresibilidad del agua de formación (c_w).	112
III APLICACIÓN DE LOS DATOS DE COMPRESIBILIDAD EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS	124
III.1 Yacimientos de aceite bajosaturado.	124
III.2 Yacimientos de aceite saturado.	129
III.3 Yacimientos de gas	136
III.4 Yacimientos de gas y condensado.	145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
NOMENCLATURA	150
REFERENCIAS	156
BIBLIOGRAFÍA	159
APÉNDICE A	164

RESUMEN

El Primer Capítulo de este trabajo consta de las definiciones de compresibilidad para los sólidos de la roca, de los poros y del total de la roca; así como las definiciones de compresibilidad de los fluidos de un yacimiento petrolero: aceite, gas y agua. También se incluye el concepto de expansión, al disminuir la presión del yacimiento al producir un pozo se tiene un incremento en el volumen de los sólidos, y de los fluidos (por ejemplo, agua intersticial, aceite), y abajo del punto de burbujeo se empieza a formar la fase gaseosa. De igual manera al disminuir la presión del yacimiento, el volumen de los poros y el volumen de la formación disminuyen, debido a que la presión de poro no es capaz de contrarrestar la presión de sobrecarga.

En el Segundo Capítulo se comentan los métodos directos e indirectos utilizados para determinar las diferentes compresibilidades antes mencionadas. Los métodos directos son procedimientos experimentales que han sido propuestos por diferentes investigadores. Los métodos indirectos se basan en correlaciones y gráficas que han resultado de procedimientos experimentales. Además, se incluyen algunos esquemas de los equipos utilizados en cada método experimental para determinar las compresibilidades de los volúmenes de los sólidos, de los poros y de la formación. En forma tabular y gráfica se presentan los resultados obtenidos por cada investigador mencionado.

El Tercer Capítulo se integra por ejemplos que muestran la importancia de considerar las compresibilidades del agua intersticial y de la formación, y el efecto que se tendría si estas compresibilidades son excluidas de los cálculos de interés para el Ingeniero Petrolero. Los problemas presentados en este capítulo se resolvieron utilizando dos criterios: 1) considerando las compresibilidades de la formación y del agua, y 2) sin considerar las compresibilidades de la formación y del agua. Esto se efectuó con el propósito de comparar ambos resultados y determinar la importancia de incluir o no dichos parámetros en cálculos necesarios para el Ingeniero Petrolero. Otra aplicación de estos cálculos es observar qué tipos de yacimientos son más afectados al excluir en dichos cálculos las compresibilidades de la formación y del agua.

Finalmente se incluyen algunas conclusiones y recomendaciones, enfocadas básicamente a la importancia de considerar las compresibilidades del agua (c_w) y de la formación (c_f) en diversos cálculos, para diseñar la infraestructura de producción en la superficie, evitando hacer gastos innecesarios y así obtener el máximo beneficio económico a menor costo.

LISTA DE TABLAS

TABLA		Página
II.1	Resumen de métodos directos para determinar la compresibilidad de los sólidos (c_r).	75
II.2	Resumen de métodos directos para determinar la compresibilidad de los poros (c_p).	76
II.3	Resumen de métodos directos para determinar la compresibilidad de la formación (c_f).	80
II.4	Resultados de la prueba a composición constante a 107 °C (región de bajo saturación).	86
II.5	Pozo PVT COMN-1. Resultados de la separación diferencial a volumen constante.	89
II.6	Composición de los sistemas.	92
II.7	Resumen de métodos directos para determinar la compresibilidad del aceite (c_o).	99
II.8	Resumen de métodos directos para determinar la compresibilidad del gas (c_g).	99
II.9	Resumen de métodos directos para determinar la compresibilidad del agua (c_w).	100
II.10	Resumen de métodos indirectos para determinar la compresibilidad del aceite (c_o).	119
II.11	Resumen de métodos indirectos para determinar la compresibilidad del gas (c_g).	122
II.12	Resumen de métodos indirectos para determinar la compresibili-	

	dad del agua (c_w).	123
III.1	Datos de presión de fondo de pozo estabilizada y rango de producción.	136
III.2	Cálculos de presión y gastos.	137
III.3	Datos de tiempo y presión de fondo fluyendo.	139

LISTA DE FIGURAS

FIGURA		Página
I.1	Variación del volumen respecto a la presión.	2
I.2	Representación esquemática de la variación de los volúmenes de poro y de sólidos con respecto a la variación de la presión.	3
I.3	Variación de V_s y con p.	7
I.4	Factor de compresibilidad para el metano.	13
I.5	Factor de compresibilidad para el etano.	14
I.6	Factor de compresibilidad para el propano.	15
I.7	Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones reducidas.	18
I.8	Volumen de los componentes.	21
I.9	Variación de volumen con la presión para gas, aceite y roca.	23
I.10	Compresibilidades medias del casquete y la zona de aceite en el yacimiento.	24
I.11	Variación del volumen de roca y líquidos.	29
I.12	Variación de la relación gas-aceite y la presión contra la recuperación.	30
I.13	Liberación de gas hasta llegar a la saturación crítica de gas.	33
I.14	Empuje hidráulico natural.	34
I.15	Recuperación secundaria por inyección de agua.	35

II.1	Esquema del arreglo experimental desarrollado Geertsma para estudios de compresibilidad sobre núcleos de diámetro completo.	38
II.2	Gráfica del volumen de poro vs presión para la arenisca Berea (muestra 195).	39
II.3	Gráfica del volumen de poro vs presión para arenisca de Steven (muestra 192).	39
II.4	Gráfica del porcentaje de cambio del volumen de poro a cada presión (muestras 192 y 195).	40
II.5	Variación de la compresibilidad de la roca con respecto a la variación de la porosidad.	41
II.6	Variación de la compresibilidad efectiva de la roca respecto a la variación de la porosidad.	41
II.7	Diagrama del equipo utilizado por Hall para las pruebas de compresibilidad de roca.	42
II.8	Compresibilidad promedio del volumen de poro vs porosidad inicial de la muestra.	44
II.9	Compresibilidad del volumen de poro vs presión efectiva, arenisca Berea.	45
II.10	Compresibilidad de poro de muestras de areniscas vs cambio en la porosidad para rangos de baja porosidad ($\phi < 15\%$) a presión de referencia de 3000 psi.	46
II.11	Compresibilidad de poro de muestras de carbonato vs cambio en la porosidad en rangos de baja porosidad ($\phi < 15\%$) a presión de referencia de 3000 psi.	47
II.12	Compresibilidad de poro en muestras de areniscas vs cambio de porosidad en rangos de alta porosidad ($\phi > 15\%$) a presión de referencia de 3000 psi.	47

II.13	Compresibilidad de poro en muestras de carbonato vs cambio en la porosidad en rangos de alta porosidad ($\phi > 15\%$) a presión de referencia de 3000 psi.	48
II.14	Diagrama esquemático del aparato utilizado por Sampath (1982) para medir c_{pc} , el utiliza nitrógeno como fluido de poro.	49
II.15	Compresibilidad del volumen de poro vs porosidad.	50
II.16	Reducción del volumen de poro causado por la presión de confinamiento.	50
II.17	Diagrama del equipo utilizado por Fatt para las pruebas de compresibilidad.	52
II.18	Compresibilidad del volumen de poro como una función de la presión neta de sobrecarga ($p^* - 0.85p$) (A) Arenisca de Weber, Rangely Field, Colo., porosidad 12%; (B) Arenisca de Wildcat Nevada, porosidad 13%; (C) Arenisca Strawn, Sherman Field, T., porosidad 13%; (D) Arenisca Bradford, pensilvania, porosidad 15%.	53
II.19	Compresibilidad del volumen de poro como una función de la presión neta de sobrecarga ($p^* - 0.85p$) (A) Arena no consolidada, porosidad 36 %; (B) Arenisca Basal Tuscaloosa, Mississipi porosidad 13%; (C) Arenisca Wildcat, Santa Rosa County, Fla., porosidad 15%; (D) Arenisca de Ventura. Basin Field, Calif., porosidad 10 %; (E) Arenisca de West Montalvo Area Field, Calif., porosidad 12 %.	53
II.20	Diagrama esquemático del sistema utilizado para medir compresibilidad de rocas porosas (modificación de Zimmerman 1984).	56
II.21	Diagrama del aparato utilizado para saturación de muestras con fluido de poro.	57
II.22	Compresibilidad del poro c_{pc} de la arenisca Boise como una función de $(p_c - m_p p_p)$, con $m_p^* = 1$. El valor óptimo de m_p es realmente de 1.02.	58

II.23	Esfuerzo de confinamiento vs compresibilidad del volumen de poro.	58
II.24	Valor óptimo de m_p real de 1.06.	59
II.25	Compresibilidad del volumen de poro c_{pc} de la arenisca Boise como una función de la presión de confinamiento a diferentes presiones de poro.	59
II.26	Valor óptimo de m_p real de 1.02.	60
II.27	Equipo utilizado por Zaki Harari.	63
II.28	Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de Grainstone, en comparación a la compresibilidad de poro de la arenisca Berea.	64
II.29	Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de Packstone, en comparación a la compresibilidad de poro de la arenisca Berea.	64
II.30	Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de Wackestone, en comparación a la compresibilidad de poro de la arenisca Berea.	65
II.31	Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de Mudstone, en comparación a la compresibilidad de poro de la arenisca Berea.	65
II.32	Compresibilidad promedio de poro vs presión diferencial para las muestras analizadas.	66
II.33	Comparación de la compresibilidad total medida c_b a valores determinados de la compresibilidad de poro c_p medidos.	67
II.34	Comparación de la compresibilidad total medida c_b acústicamente por King en una muestra seca, a valores determinados de la compresibilidad de poro c_p medidos.	67
II.35	Esquema del arreglo experimental desarrollado por Contreras	

	para estudios de compresibilidad sobre núcleos de diámetro completo.	70
II.36	Volumen bruto de roca representativo vs esfuerzo efectivo.	71
II.37	Presión vs porosidad para una arenisca.	71
II.37A	Datos obtenidos por Zaki Harari, Zimmerman, Greenwald y Fatt.	73
II.37B	Datos obtenidos por Unalmiser y Swalwel así como Sampath.	74
II.38	Vaporización de una sustancia pura a temperatura constante.	82
II.39	Diagrama de fase para una sustancia pura, mostrando líneas de expansión isotérmica.	83
II.40	Relación de solución gas- aceite para el yacimiento Big Sandy Field, debido a la liberación flash a temperatura del yacimiento de 160 °F.	84
II.41	Factor de volumen de formación del aceite del yacimiento Big Sandy, debido a la liberación flash a temperatura del yacimiento de 160 °F.	85
II.42	Concepción visual del cambio en los factores de formación de la fase simple y dos fases para el fluido del yacimiento Big Sandy.	85
II.43	Gráfica presión vs factor de volumen del aceite.	87
II.44	Variación de la densidad con respecto a la presión.	87
II.45	Variación de la compresibilidad del aceite con respecto a la presión.	88
II.46	Expansión de gas a temperatura constante.	89
II.47	Gráfica presión vs factor de volumen del gas.	90
II.48	Efecto de la temperatura en la compresibilidad del agua.	93

II.49	Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua a 200 °F.	93
II.50	Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua a 235 °F.	94
II.51	Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua a 270 °F.	94
II.52	Efecto del gas en la compresibilidad del agua a 270 °F.	95
II.53	Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 30 g / L a 200 °F.	96
II.54	Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 30 g / L a 270 °F.	96
II.55	Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 100 g / L a 200 °F.	97
II.56	Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 100 g / L a 235 °F.	97
II.57	Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 100 g / L a 270 °F.	98
II.58	Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 200 g / L a 270, 235 y 200 °F.	98
II.59	Densidad reducida de líquidos puros; $z = 0.27$	108
II.60	Variación de la compresibilidad pseudoreducida con la presión pseudoreducida fijando varios valores de temperatura pseudo reducida.	109
II.61	Propiedades pseudo críticas de los gases naturales.	111
II.62	Factores de compresibilidad para gases naturales.	114
II.63	Efecto del gas disuelto en la compresibilidad del agua.	115
II.64	Solubilidad del gas natural en el agua.	116
III.1	Valores de p_{D} de Van Everdingen & Hurst.	132

II.2	Viscosidad del aceite sin gas a temperatura del yacimiento.	133
III.3	Factores de volumen de formación de aceite saturado.	134
III.4	Tendencia preparada para datos de presión de fondo estabilizada.	138
III.5	Gráfica p_{wf} vs log t.	142

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos petroleros están formados por rocas porosas y permeables, localizadas en el subsuelo a diversas profundidades, que contienen hidrocarburos junto con agua de formación. Tales rocas están sujetas a esfuerzos externos, debidos principalmente a la presión que ejerce la columna de sedimentos que las sobreyacen, así como a esfuerzos internos ejercidos por los fluidos que se encuentran en sus poros. A una profundidad, los primeros esfuerzos pueden variar en magnitud, según la dirección que se considere, en tanto que los segundos son de tipo hidrostático.

El esfuerzo externo, conocido comúnmente como presión de sobrecarga, tiende a compactar a la roca; es decir, a reducir el volumen de roca y por consiguiente el volumen de poros, pues la estructura sólida sufre una deformación cerrando el espacio poroso. El esfuerzo interno, conocido como presión del yacimiento, de los fluidos, interna o de los poros, trata de abrir el espacio poroso, de aumentar el volumen de poros existente entre la estructura sólida. La presión interna actúa en forma contraria a la externa, y puesto que es de menor valor, no alcanza a abrir la estructura sólida, únicamente logra aumentar un poco el volumen de poros por reducción del volumen de los sólidos.

Al cambio isotérmico de un volumen de materia debido a un cambio de presión se le conoce como compresibilidad. De acuerdo a lo anterior, en la formación de los yacimientos petroleros se presentan compresibilidades de la formación, sólidos y poros, así como de aceite, gas y agua. Puesto que estas compresibilidades no ocurren en forma independiente sino combinada, propiamente se tiene compresibilidad del sistema roca-fluidos.

Durante la explotación de un yacimiento aprovechando la energía natural existente en él, se extraen los fluidos de la roca, originando, la disminución paulatina de la presión interna bajo unas condiciones de presión externa y temperatura constantes. Este fenómeno genera compresibilidades de la formación y de poro así como expansiones de sólidos y de fluidos (aceite, gas y agua).

La proporción en la que los sólidos y los líquidos se expanden, al disminuir la presión, depende de la compresibilidad de los mismos. Dada la baja compresibilidad de la roca, el aceite y el agua de formación, el ritmo de declinación de la presión, con respecto a la extracción, es muy pronunciado en yacimientos de aceite bajosaturado. En cambio en yacimientos de aceite

saturado el abatimiento de la presión es menos pronunciado, debido a que existe el casquete de gas, cuya compresibilidad es superior a la del agua de formación, la roca y el aceite. En los yacimientos de gas el abatimiento de presión es muy lento, debido a que el gas es altamente compresible.

Para saber qué recuperación se puede esperar de un yacimiento dado, será necesario conocer, entre otros aspectos, la compresibilidad de su sistema roca-fluidos; ya que esto proporcionará la capacidad de expansión del sistema.

Un fenómeno importante que se presenta en los yacimientos permitiendo un ordenamiento de los fluidos dentro de éste es la segregación gravitacional o drene por gravedad que es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Para que esta distribución pueda darse, es necesario que exista una permeabilidad vertical suficiente para permitir el flujo de los fluidos más pesados (agua y aceite) hacia abajo, y de los más ligeros (gas) hacia arriba. Además de una buena permeabilidad vertical, otros factores que favorecen la segregación de los fluidos dentro del yacimiento, son espesores considerables y / o altos relieves estructurales, así como el que los gradientes hacia los pozos, debido a los ritmos de producción, no gobiernen totalmente el movimiento de los fluidos. Esto último implica que la recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y / o agua, es sensible el ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor será la segregación.

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.

La compresibilidad es una propiedad física de las rocas y de los fluidos, la cual puede ser determinada a través de pruebas en equipos especiales, obteniendo: volumen de sólidos, volumen de poros y volumen de la formación. Para los fluidos (aceite, gas y agua) a través de análisis Presión-Volumen-Temperatura (pVT) se obtienen sus compresibilidades. Así mismo, existen correlaciones y gráficas para determinar compresibilidades, tanto para los componentes de la formación como para los fluidos.

Tomando en cuenta la gran importancia que tiene conocer los datos de compresibilidad para que el Ingeniero Petrolero pueda llevar a cabo cálculos de balance de materia, simulación de yacimientos, caracterización dinámica de yacimientos, contenido de fluidos en los yacimientos y diseño de las instalaciones superficiales de producción (por ejemplo: tipo de separadores y de los tanques de almacenamiento, etc.), se decidió desarrollar este trabajo, cuyo objetivo principal es presentar un resumen sobre aspectos importantes de la compresibilidad relacionados a la explotación de yacimientos petroleros, con base en la información obtenida de una investigación bibliográfica. Se considera que ninguno de los aspectos está completamente estudiado, falta mucho por investigar sobre todo en los procedimientos de medición de las compresibilidades, aún cuando se han desarrollado diversas técnicas experimentales.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

I.1 Compresibilidad de la roca

La compresibilidad isotérmica para un material está representada por la siguiente ecuación:

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.1)$$

en donde:

- c: Compresibilidad isotérmica, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
- V: Volumen, pie^3
- p: Presión, lb/pg^2 , kg/cm^2
- T: Temperatura, $(^\circ\text{R}, ^\circ\text{F})$

La ecuación I.1 describe el cambio de volumen que sufre un material durante un cambio de presión unitario mientras la temperatura se mantiene constante. Las unidades de la compresibilidad son el recíproco de las unidades de la presión, es decir $1/p$. Cuando se reduce la presión interna del fluido en el espacio poroso de una formación, la cual está sujeta a una presión externa constante (presión de roca o sobrecarga), el volumen de la formación disminuye mientras el volumen del material sólido de la roca se incrementa. Estos dos cambios de volumen actúan modificando ligeramente la porosidad de la roca.

Estudios hechos por van der Knaap ⁽¹⁾ indican que el cambio de porosidad para una roca dada depende únicamente de la diferencia entre las presiones interna y externa, y no del valor absoluto de la presión. La compresibilidad del volumen de poro, c_p , a cualquier valor de la diferencia entre la presión externa y la interna puede ser definida como el cambio en el volumen de poro por unidad del volumen de poro por cambio en la unidad de presión. Además, van der Knaap encontró que la compresibilidad del volumen poroso aumenta a medida que la porosidad disminuía.

Geerstma ⁽²⁾ enunció las tres clases de compresibilidad que pueden ser distinguidas en las rocas: (1) compresibilidad de la matriz de la roca, (2) compresibilidad de la roca, (3) compresibilidad del poro.

(1) Referencias al final

La compresibilidad de la matriz de la roca es el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) con una unidad de cambio de la presión. La compresibilidad de la roca es el cambio fraccional en el volumen de roca con una unidad de cambio en la presión. Compresibilidad del poro es el cambio fraccional en el volumen de poro de la roca con una unidad de cambio en la presión.

1.1.1 Compresibilidad de los componentes de la formación.

Es muy importante comprender y evaluar las compresibilidades, pues un pequeño cambio en sus magnitudes representa un fuerte cambio en el volumen de hidrocarburos que puede ser recuperado de los yacimientos ⁽³⁾.

La compresibilidad no es un valor constante a lo largo de la escala de presiones, debido a que la variación del volumen respecto a la presión ($\partial V/\partial p$), es mayor generalmente al disminuir la presión, **Fig. I-1**.

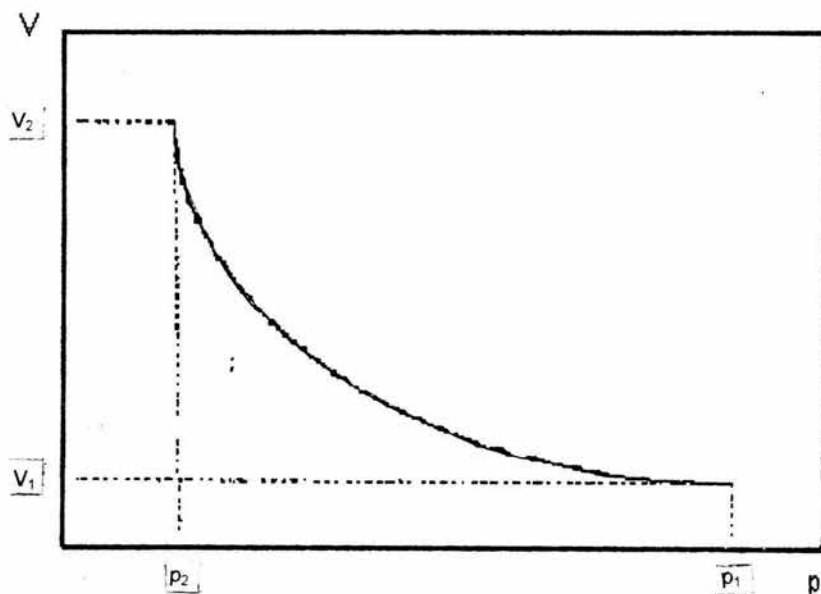


Fig. I-1 Variación del volumen con respecto a la presión ⁽³⁾.

I.1.1.1 Compresibilidad de la formación (c_f) o compresibilidad del volumen total de roca (c_b)

El concepto de compresibilidad de la formación no representa propiamente la compresibilidad de algún material; más bien es una medida de la magnitud en que se reduce un volumen de poros, al disminuir la presión interna de ellos. De esta forma, se puede definir la compresibilidad de la formación como el cambio de un volumen de poros al variar la presión.

La compresibilidad del volumen de la formación incluye la compresibilidad de la matriz (sólidos) y la compresibilidad de los poros ⁽⁴⁾.

Suponiendo un volumen de formación definido y constante, la reducción en el volumen de poros, V_p , es igual al incremento en el volumen de sólidos, al haber una disminución en la presión, como se puede observar en el Fig. I-2.

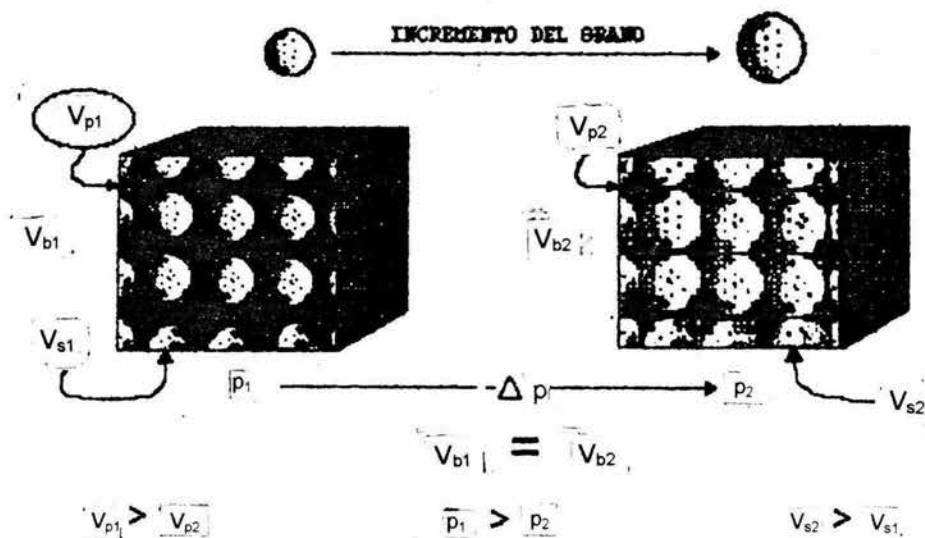


Fig. I-2 Representación esquemática de la variación de los volúmenes de poro y de sólidos con respecto a la variación de la presión ⁽³⁾.

en donde:

V_{b1} : Volumen de la formación a p_1 , pie³

V_{b2} : Volumen de la formación a p_2 , pie^3

V_{s1} : Volumen de sólidos a p_1 , pie^3

V_{s2} : Volumen de sólidos a p_2 , pie^3

V_{p1} : Volumen de poros a p_1 , pie^3

V_{p2} : Volumen de poros a p_2 , pie^3

p_1 : Presión en el punto 1, lb/pg^2

p_2 : Presión en el punto 2, lb/pg^2

Δp : Caída de presión entre el punto 1 y 2, lb/pg^2

La pendiente de la curva de V_p vs p es positiva, por lo que la definición de c_f queda:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.2)$$

La compresibilidad del volumen de sólidos está representada por la siguiente ecuación:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_s}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.3)$$

Además, de la definición de ϕ , se puede expresar también c_f como sigue:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.4)$$

El volumen de la formación está representado por la ecuación 1.5:

$$V_b = V_f = V_p + V_s \quad \dots (1.5)$$

Para relacionar c_f con c_s , se presenta el siguiente desarrollo:

Sustituyendo $V_s = V_f - V_p$ en la ecuación 1.3:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left[\frac{\partial (V_b - V_p)}{\partial p} \right]_T \quad \dots (1.6)$$

Como V_b es constante:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.7)$$

Despejando $\left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T$:

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T = V_s c_s \quad \dots (1.8)$$

Sustituyendo en la ecuación 1.2:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(V_s c_s \right) \quad \dots(1.9)$$

o bien para un valor de p:

$$c_f V_p = c_s V_s \quad \dots(1.10)$$

En la **Fig. I-3** se presenta la variación de los volúmenes de sólidos y de ϕ con la presión.

1.1.1.2 Compresibilidad de la matriz de la roca (c_r) o de los sólidos (c_s)

La compresibilidad de la matriz de la roca es el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (grano) con una unidad de cambio en la presión⁽²⁾.

$$c_r = \left(\frac{1}{V_r} \right) \left(\frac{\partial V_r}{\partial p} \right) \quad \dots(1.11)$$

en donde:

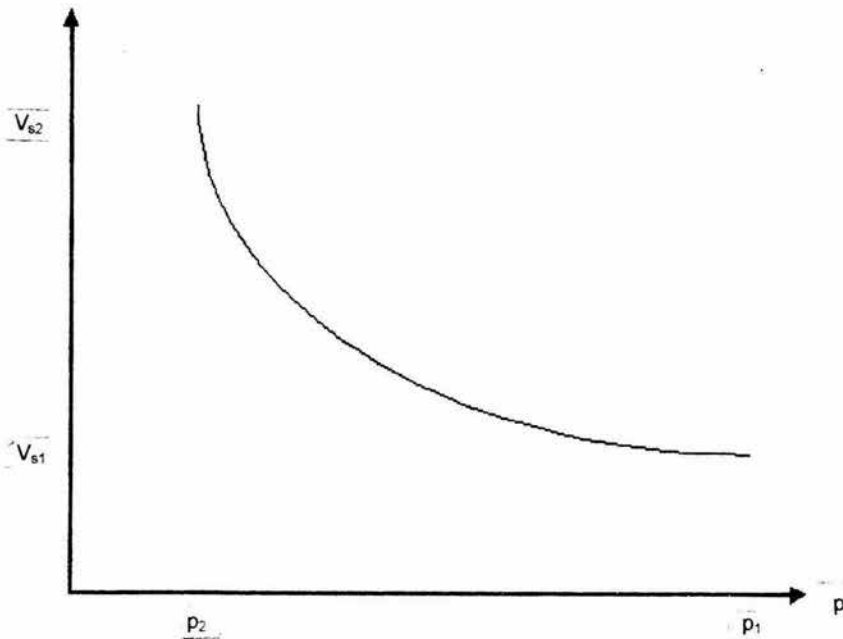
V_r : es el volumen de sólidos, pie^3 y
 p : es la presión hidrostática, lb/pg^2

I.1.1.3 Compresibilidad de los poros (c_p)

En la teoría presentada por Geertsma ⁽²⁾, la compresibilidad del volumen bruto de roca c_b es definida como $(1/V_b) (\partial V_b / \partial p^*)_p$, la cual es, en general, una función de p y p^* . El valor de c_b puede ser determinado midiendo el cambio en el volumen bruto de roca de una muestra forrada por variación de la presión hidrostática externa mientras se mantiene constante la presión interna ⁽²⁾.

en donde:

p : presión interna, lb/pg^2
 p^* : presión externa, lb/pg^2



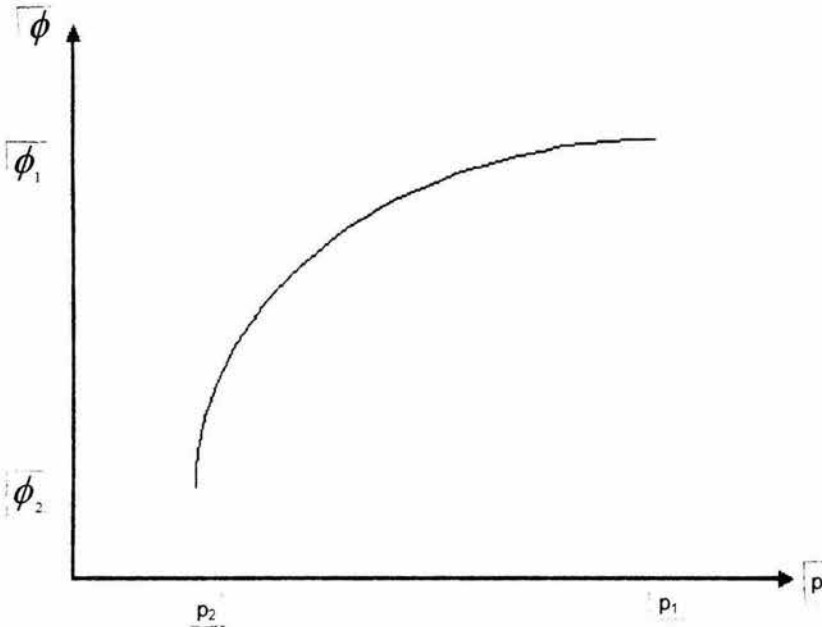


Fig. I-3 Variación de V_s y ϕ respecto a p ⁽³⁾.

Para areniscas y arcillas, puede mostrarse que

$$\frac{\partial V_p}{V_p} \approx \frac{c_b}{\phi} (\hat{p}^* - \hat{p}) \quad \dots (I.12)$$

y que

$$\frac{\partial V_b}{V_b} \cong c_b (\hat{p}^* - \hat{p}) \quad \dots (I.13)$$

provee que c_r es mucho menor que c_b . Entonces,

$$\frac{\partial V_p}{V_p} \approx \frac{1}{\phi} \frac{\partial V_b}{V_b} \quad \dots (I.14)$$

de donde:

$$V_p = \phi V_b \quad \dots (I.15)$$

$$\partial V_p \approx \partial V_b \quad \dots (1.16)$$

Suponiendo que el cambio en el volumen de la formación es igual al cambio en el volumen de poro.

Si la presión hidrostática externa p^* es constante en una roca en todas las direcciones como en una prueba de laboratorio de un núcleo forrado, $\partial p^* = 0$, y

$$\frac{\partial V_p}{V_p} = -\frac{c_b}{\phi} \partial p \quad \dots (1.17)$$

$$-\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} = \frac{c_b}{\phi} \quad \dots (1.18)$$

tal que c_b / ϕ puede ser definido como la compresibilidad del volumen de poro c_p . Por lo tanto:

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad \dots (1.19)$$

1.2 Compresibilidad de los fluidos

1.2.1 Compresibilidad del gas

1.2.1.1 Compresibilidad isotérmica del gas real

La compresibilidad isotérmica del gas está definida como ⁽⁵⁾:

$$c_g = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.20)$$

$$c_g = -\frac{1}{B_g} \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.21)$$

La ecuación de estado para un gas es la siguiente:

$$pV = znRT \quad \dots (1.22)$$

en donde:

- z: El factor de compresibilidad de los gases, adimensional
- R: La constante universal de los gases, 10.71 (pie/mole-°R)
- c_g : compresibilidad isotérmica del gas, (lb/pg²)⁻¹
- B_g: Factor de volumen del gas, m³ @ c.y./m³ @ c.s., pie³ @ c.y./pie³ @ c.s.
- V_g: Volumen del gas, pie³
- p: presión, kg/cm², lb/pg²
- T: Temperatura, °F, °R
- n: Número de moles, lb-mole

Una combinación de las ecuaciones 1.20 y 1.22

Estas ecuaciones pueden ser combinadas y emplear condiciones pseudo reducidas:

$$c_{pr} = c_g p_{pr} = -\frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad \dots (1.23)$$

La ecuación 1.23 puede ser combinada con la definición de densidad pseudo reducida del gas

$$\rho_{pr} = 0.27 \left(\frac{p_{pr}}{z T_{pr}} \right) \quad \dots (1.24)$$

$$c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \left(\frac{0.27}{z^2 T_{pr}} \right) \frac{\left[\frac{\partial z}{\partial \rho_{pr}} \right]_{T_{pr}}}{1 + \left[\frac{\rho_{pr}}{z} \right] \left[\frac{\partial z}{\partial \rho_{pr}} \right]_{T_{pr}}} \quad \dots (1.25)$$

Otra forma de determinar la compresibilidad de un gas real es empleando la ecuación de estado.

Para determinar la compresibilidad de un gas real la ecuación de estado es la más usada en la industria petrolera. Esta ecuación se puede combinar con la ecuación que define el coeficiente de compresibilidad isotérmica. Puesto que el factor z cambia con el cambio de presión, se considera como una variable. Derivando la ecuación 1.22 con respecto a la presión:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \frac{\left(p \frac{\partial z}{\partial p} - z \frac{\partial p}{\partial p}\right)}{p^2} \quad \dots (1.26)$$

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \frac{\left(p \frac{\partial z}{\partial p} - z\right)}{p^2} \quad \dots (1.27)$$

sustituyendo las ecuaciones 1.22 y 1.27 en la ecuación 1.20

$$c_g = \left(-\frac{1}{nRTz} \frac{1}{p}\right) \left[\frac{nRT}{p^2} \left(p \frac{\partial z}{\partial p} - z\right)\right] \quad \dots (1.28)$$

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right) \quad \dots (1.29)$$

A bajas presiones el factor de compresibilidad, z , disminuye a medida que la presión se incrementa y por lo tanto la parcial de z con respecto a p es negativa, y c_g es mas grande en el caso de un gas ideal. A altas presiones, z se incrementa con la presión; la derivada parcial de z con respecto a p es positiva y c_g es menor que en el caso de un gas ideal.

El factor de compresibilidad z puede ser determinado para gases monocomponentes empleando las **Figs. 1-4, 1-5 y 1-6**.

1.2.1.2 Ecuación de estado de compresibilidad isotérmica para mezclas de gases

La ley de los estados correspondientes se ha extendido para cubrir mezclas de gases, los cuales están químicamente relacionados. Se tienen algunas dificultades para obtener el punto crítico para mezclas multicomponentes, por lo

tanto. las cantidades de temperatura y presión pseudo críticas han sido introducidas. Estas cantidades son definidas como ⁽⁵⁾:

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad \dots(1.30)$$

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \quad \dots(1.31)$$

en donde:

P_{pc} : presión pseudo crítica, lb/pg²
 T_{pc} : temperatura pseudo crítica, °F, °R
 P_{ci} y T_{ci} : presión crítica y temperatura crítica, respectivamente, del i-ésimo componente, lb/pg² y °F, respectivamente
 y_i : fracción mole del i-ésimo componente en la mezcla
 n : número de componentes

las propiedades pseudo reducidas son definidas como la relación de las propiedades de la mezcla a propiedades pseudo críticas de la mezcla. Entonces, la presión pseudo reducida y la temperatura pseudo reducida son definidas como

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \dots(1.32)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \dots(1.33)$$

en donde:

T : temperatura, °R, °F
 P : presión, lb/pg²
 T_{pr} : temperatura pseudoreducida, adimensional
 P_{pr} : presión pseudoreducida, adimensional

$$c_{pr} = c_g P_{pc} \frac{1}{P_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P_{pr}} \right) \quad \dots (1.34)$$

$$c_g = \frac{c_{pr}}{P_{pc}} \quad \dots (1.35)$$

La Fig. I-7 puede ser usada con ciertas reservas para gases naturales los cuales tienen componentes no hidrocarburos.

1.2.1.3 Compresibilidad isotérmica de un gas ideal

La ecuación de estado ordinaria para gases ideales es la siguiente ⁽⁵⁾:

$$pV = nRT \quad \dots (1.36)$$

$$V = \frac{nRT}{p} \quad \dots (1.37)$$

donde $z = 1.0$

y se tiene que

$$c_g = \frac{-1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.38)$$

Eliminando el término $(\partial V/\partial p)_T$ de la ecuación 1.20, tal que la derivada para la ecuación 1.22 es:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = \frac{p \partial (nRT) - nRT \partial (p)}{p^2} \quad \dots (1.39)$$

donde $nRT = \text{cte.}$

$$\frac{\partial V}{\partial p} = - \frac{nRT}{p^2} \quad \dots (1.40)$$

la derivada parcial que será usada es mas bien la derivada ordinaria a la temperatura, lo cual es normalmente una variable, que puede ser considerada constante

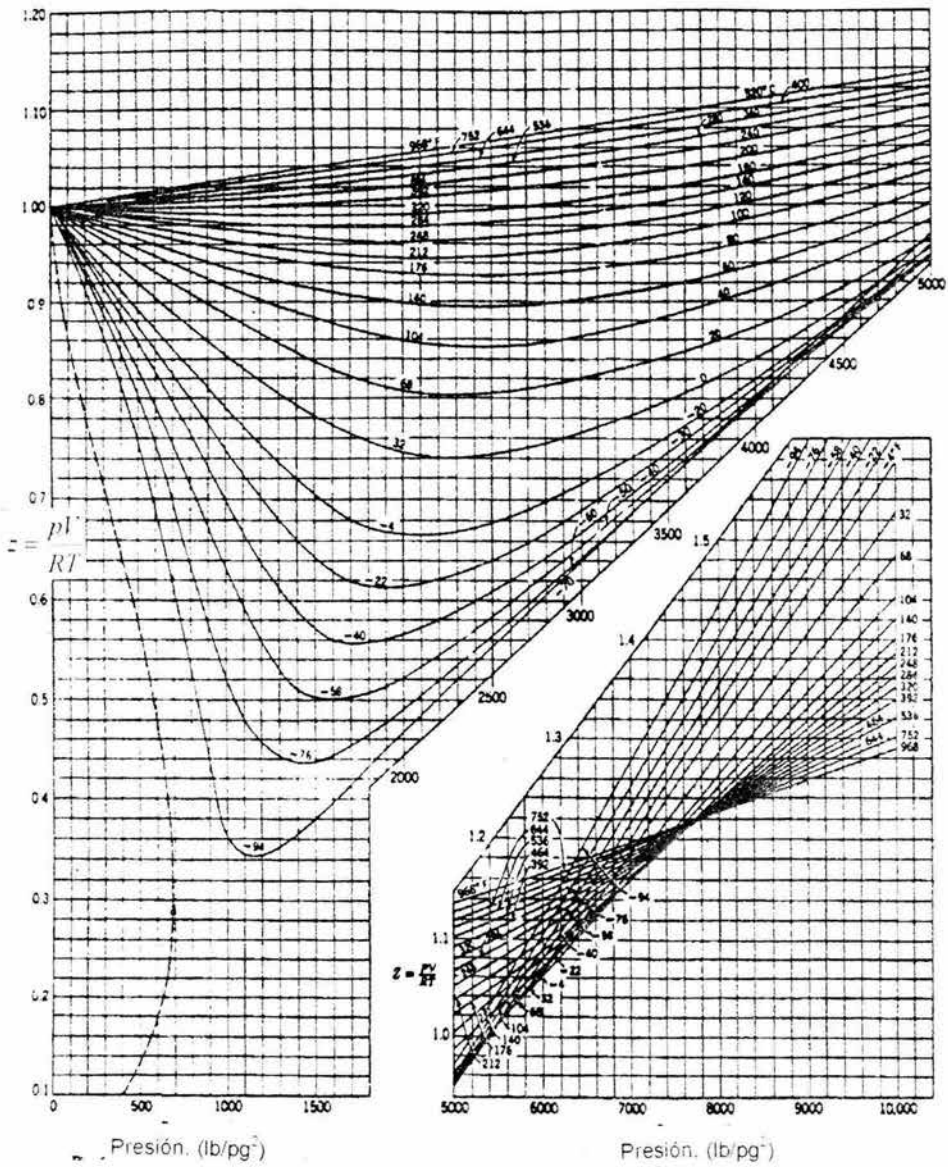


Fig. I-4 Factor de compresibilidad para el metano ⁽²⁾.

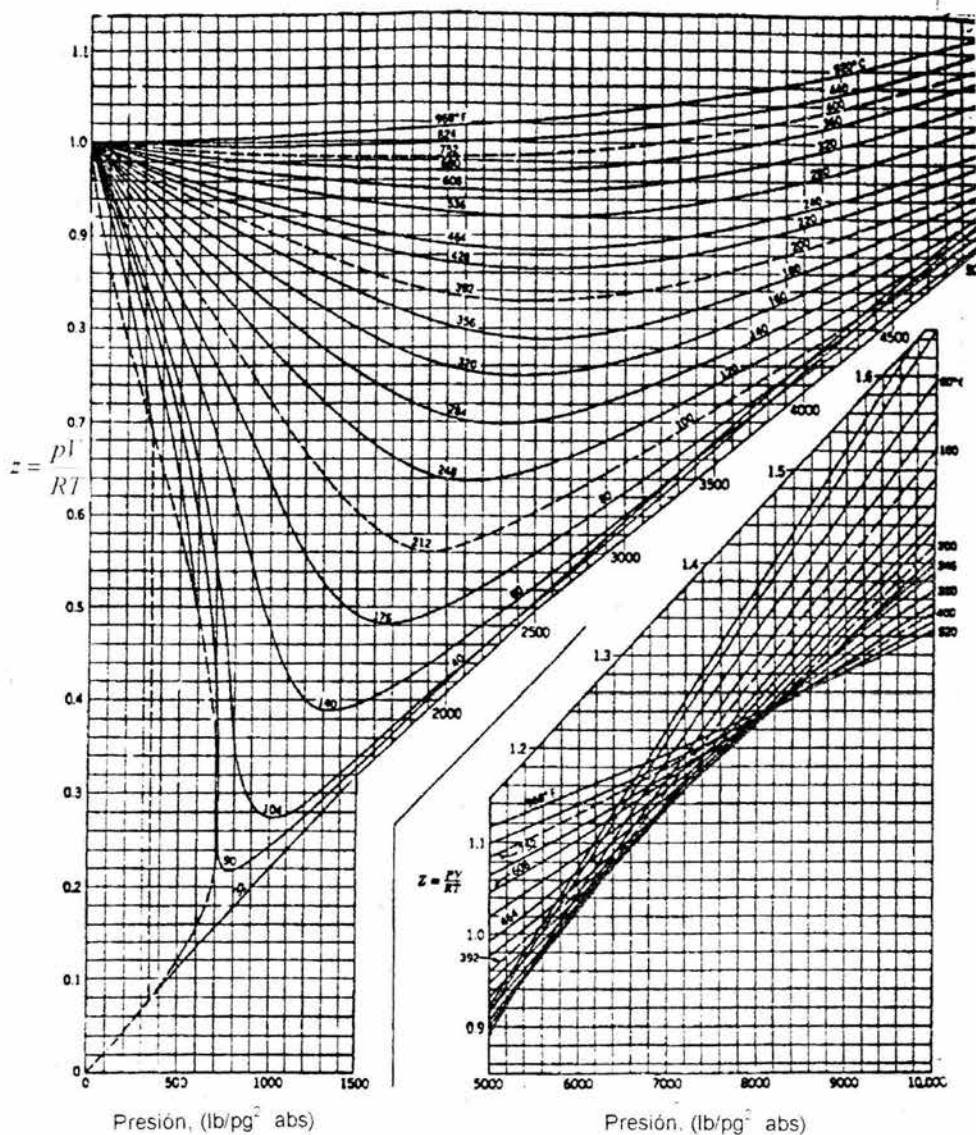


Fig. I-5 Factores de compresibilidad para el etano ⁽²⁾.

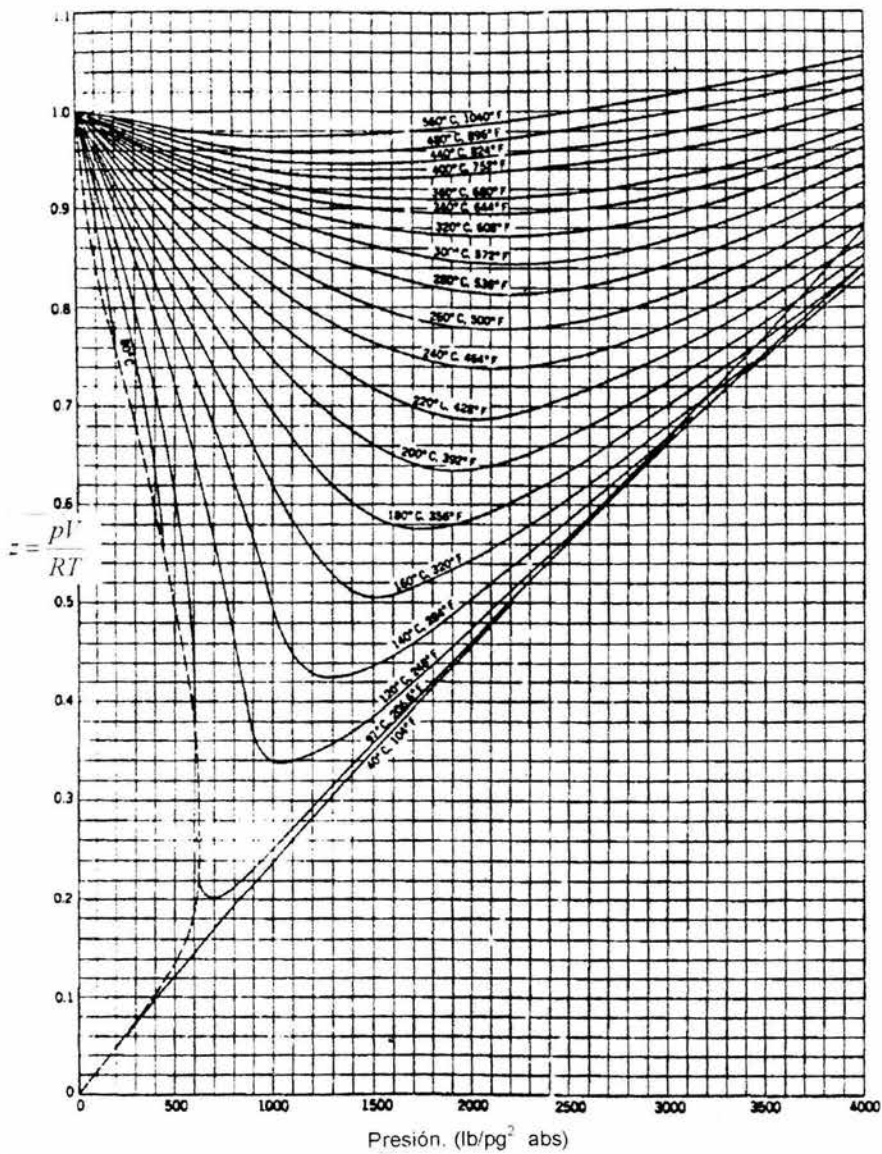


Fig. I-6 Factor de compresibilidad para el propano ⁽²⁾.

Sustituyendo las ecuaciones 1.22 y 1.40 en la ecuación 1.20 se obtiene:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{-nRT}{p^2} \right) \quad \dots(1.41)$$

$$c_g = \left(-\frac{1}{\frac{nRT}{p}} \right) \left(-\frac{nRT}{p^2} \right) = \frac{1}{p} \quad \dots (1.42)$$

La ecuación 1.42 muestra que el factor de compresibilidad esperado para un gas ideal es inversamente proporcional a la presión. Dado que esta ecuación de estado para un gas ideal no describe adecuadamente el comportamiento de los gases a presiones y temperaturas normalmente encontradas en los yacimientos petroleros, dicha ecuación puede ser usada para determinar el orden esperado de la magnitud del coeficiente, el cual puede ser de varios cientos multiplicados por 10^{-6} .

1.2.2 Compresibilidad isotérmica del aceite (c_o)

El coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite, frecuentemente llamado compresibilidad del aceite, es definido para una presión mayor al punto de burbujeo como ⁽⁶⁾:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.43)$$

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.44)$$

$$c_o = -\frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.45)$$

en donde:

c_o : Compresibilidad del aceite, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$

- B_o : Factor de volumen del aceite, m^3/m^3 , pie^3/pie^3
 V_o : Volumen de aceite, pie^3
 ρ_o : Densidad del aceite, lb/pie^3
 p : Presión, kg/cm^2 , lb/pg^2
 T : Temperatura, $^{\circ}R$, $^{\circ}F$

En la compresibilidad, $\partial V/\partial p$ es una pendiente negativa; el signo negativo convierte la compresibilidad c_o en un número positivo. Los valores del volumen V y la pendiente de $\partial V/\partial p$ son diferentes a cada presión. La compresibilidad promedio puede ser usada para escribir la ecuación 1.43 en forma diferente

$$\bar{c}_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{V_1 - V_2}{p_1 - p_2} \right) \quad \dots(1.46)$$

en donde:

- V : Volumen promedio, pie^3
- V_1 : Volumen a p_1 , pie^3
- V_2 : Volumen a p_2 , pie^3

Esto normalmente se usa para volúmenes pequeños (esto es), el volumen a altas presiones ⁽¹⁾.

La compresibilidad de aceites bajo saturados tiene rangos de 5 a 100×10^{-6} psi^{-1} , las compresibilidades son altas por las densidades relativas API, por las grandes cantidades de gas en solución, y por las altas temperaturas.

El coeficiente de compresibilidad isotérmico de un líquido se define exactamente igual como el coeficiente de compresibilidad isotérmico de un gas.

$$c_o = -\frac{1}{V_m} \left(\frac{\partial V_m}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.47)$$

en donde

- V_m : Volumen específico del aceite, pie^3/lb

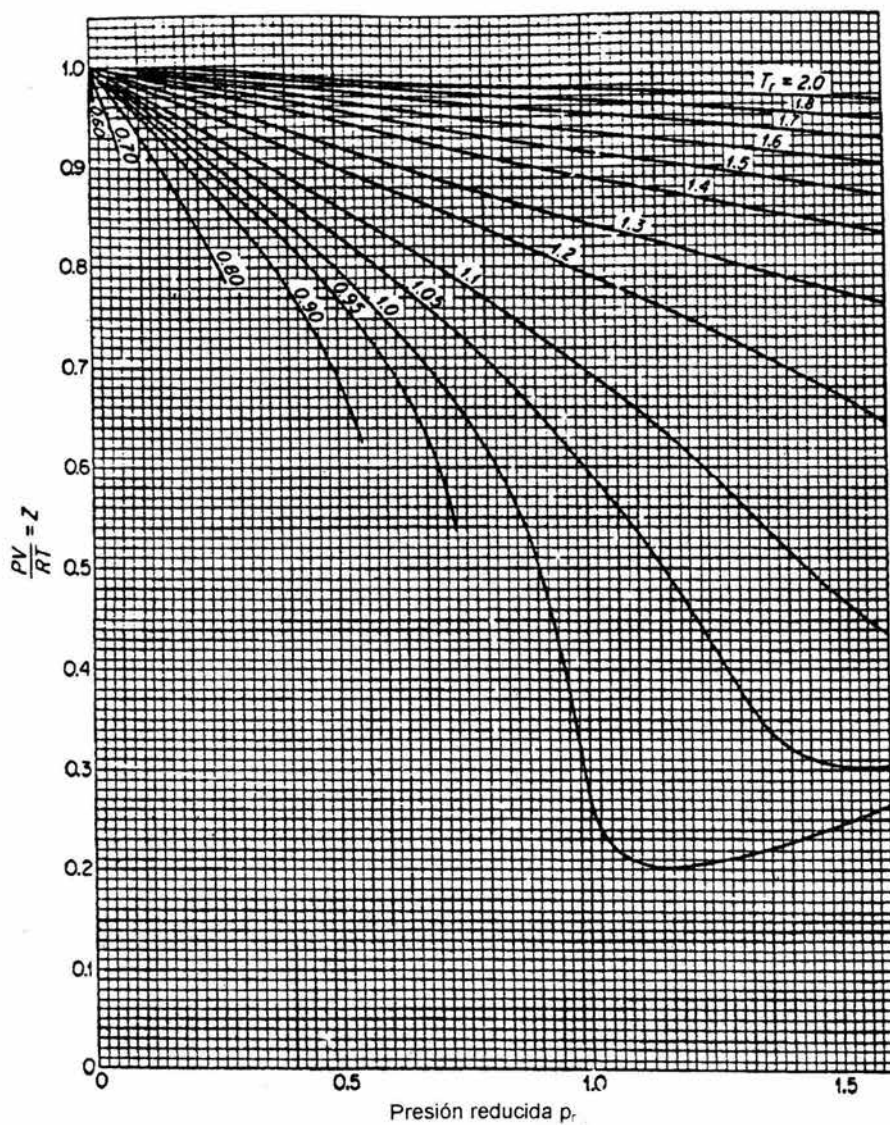


Fig. I-7 Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones reducidas ⁽²⁾.

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.48)$$

Las ecuaciones 1.47 y 1.48 pueden ser integradas si se supone que c_o permanece constante en tanto que cambia la presión. El resultado de la ecuación es usualmente arreglado de manera que los cambios en el volumen específico puedan ser calculados para cambios en la presión conocidos.

$$c_o \int_{p_1}^{p_2} \partial p = - \int_{V_1}^{V_2} \frac{\partial V}{V} \quad \dots(1.49)$$

$$c_o(p_2 - p_1) = - \ln \frac{V_2}{V_1} \quad \dots(1.50)$$

$$e^{c_o(p_2 - p_1)} = -e^{\ln \frac{V_2}{V_1}} \quad \dots(1.51)$$

$$e^{c_o(p_2 - p_1)} = - \frac{V_2}{V_1} \quad \dots(1.52)$$

$$-V_1 e^{c_o(p_2 - p_1)} = V_2 \quad \dots(1.53)$$

$$V_1 e^{c_o(p_1 - p_2)} = V_2 \quad \dots(1.54)$$

Algunas veces es conveniente escribir la ecuación 1.43 como:

$$c_o = \left(\frac{\partial \ln V_m}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.55)$$

$$c_o = \left(\frac{\partial \ln V}{\partial p} \right)_T \quad \dots(1.56)$$

1.2.3 Compresibilidad isotérmica del agua de formación (c_w)

A presiones arriba del punto de burbujeo, la compresibilidad del agua se define como ⁽⁶⁾:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.57)$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.58)$$

$$c_w = -\frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.59)$$

en donde:

c_w : compresibilidad del agua pura, $(\text{lb} / \text{pg}^2)^{-1}$

V : volumen de agua pura, bl

∂V : cambio en el volumen de agua pura, bl

∂p : cambio en la presión, lb/pg^2

1.3 Compresibilidad del sistema roca-fluidos

1.3.1 Compresibilidad total (c_t)

La compresibilidad total, se expresa como una suma de las compresibilidades de los componentes ponderada al volumen de poros de la formación ⁽³⁾.

Esta ponderación consiste en obtener la fracción del volumen de poros que representa el volumen del componente, es decir dividir el volumen de cada componente entre el volumen de poros.

Obsérvese la ecuación 1.60 y la Fig. 1-8.

$$c_t = c_w \frac{V_w}{V_p} + c_o \frac{V_o}{V_p} + c_g \frac{V_g}{V_p} + c_s \frac{V_s}{V_p} \quad \dots (1.60)$$

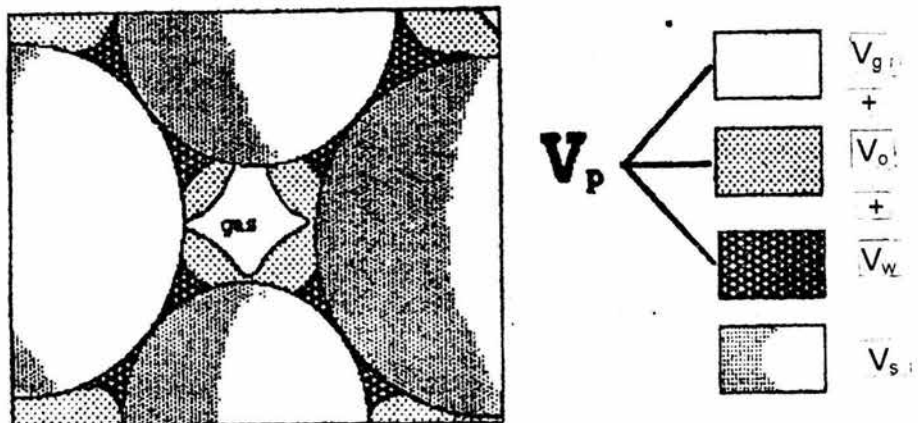


Fig. I-8 Volumen de los componentes ⁽³⁾.

Se sabe que el volumen de un fluido dividido entre el volumen de poros representa la saturación del fluido, además la compresibilidad de la formación:

$$c_f V_p = c_s V_s \quad \dots (I.61)$$

$$c_f = c_s \frac{V_s}{V_p} \quad \dots (I.62)$$

De esta forma la compresibilidad total queda definida en función de la saturación de los fluidos, de la compresibilidad de estos y de la compresibilidad de la formación.

$$c_t = c_w S_w + c_o S_o + c_g S_g + c_f \quad \dots (I.63)$$

I.3.2 Compresibilidad media del sistema roca- fluidos (\bar{c})

La compresibilidad media más representativa del sistema dada por un promedio ponderado de las compresibilidades de los componentes con respecto al volumen. A diferencia de la compresibilidad total, en este concepto, la ponderación no se obtiene de comparar con el volumen de poros, sino

comparar los volúmenes de cada componente con el volumen total del sistema. Obsérvese la ecuación 1.64 y la **Fig. 1-9** ⁽³⁾.

$$\bar{c} = \frac{c_o V_o + c_w V_w + c_g V_g + c_s V_s}{V_o + V_w + V_g + V_s} \quad \dots(1.64)$$

de la ecuación 1.64 y considerando que $V_o = V_p S_o$, $c_s V_s = c_f V_f$

$$\bar{c} = \frac{V_p}{V_f} (c_w S_w + c_o S_o + c_g S_g + c_f) \quad \dots(1.65)$$

Como ya se vio, la compresibilidad total del sistema está definida por la ecuación 1.63 como:

$$c_t = c_w S_w + c_o S_o + c_g S_g + c_f$$

De las ecuaciones 1.63 y 1.65:

$$\bar{c} V_f = c_t V_p \quad \dots(1.66)$$

o bien :

$$c_t = \frac{\bar{c}}{\left(\frac{V_p}{V_f}\right)} = \frac{\bar{c}}{\phi} \quad \dots(1.67)$$

Para el caso particular de que exista un casquete de gas, **Fig. 1-10**:

Para poder calcular la compresibilidad media de todo el yacimiento cuando existe casquete de gas debe utilizarse la siguiente ecuación:

$$\bar{C}_{vac} = \frac{\bar{C}_{casq} V_{casq} + \bar{C}_{zo} V_{zo}}{V_{vac}} \quad \dots(1.68)$$

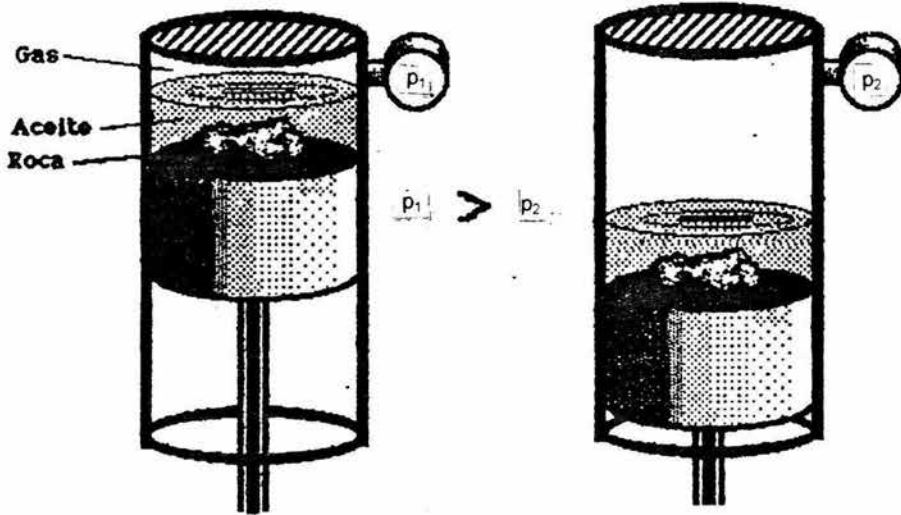


Fig. I-9 Variación de volumen con la presión para gas, aceite y roca ⁽³⁾.

A su vez:

$$\bar{C}_{casq} = \frac{C_{wc} V_{wc} + C_{oc} V_{oc} + C_{gc} V_{gc} + C_{sc} V_{sc}}{V_{casq}} \quad \dots(1.69)$$

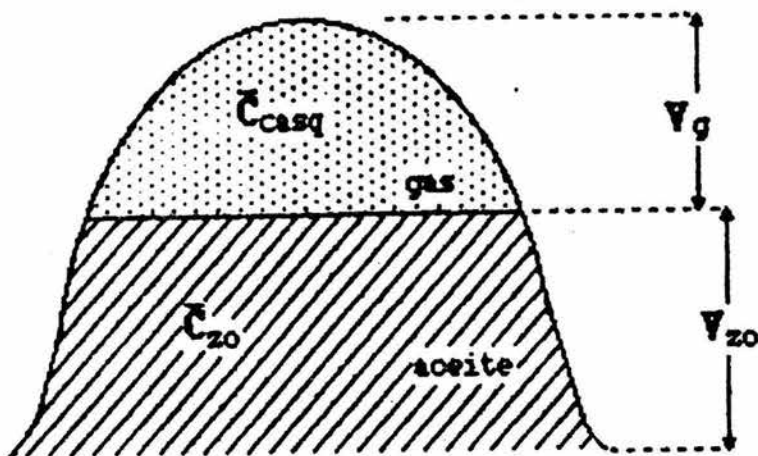


Fig. I-10 Compresibilidades medias del casquete y la zona de aceite en el yacimiento ⁽³⁾.

De la misma forma, para definir la compresibilidad media de la zona de aceite, se tomará a la zona de aceite como un sistema aparte. Aplicando la definición de compresibilidad media del sistema.

$$\bar{c}_{zo} = \frac{c_{wzo}V_{wzo} + c_{ozo}V_{ozo} + c_{gzo}V_{gzo} + c_{szo}V_{szo}}{V_{Tzo}} \quad \dots(1.70)$$

Conociendo la compresibilidad media del casquete y la compresibilidad media de la zona de aceite, se puede evaluar la compresibilidad media del yacimiento, usando la ecuación 1.68.

I.3.3 Compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos (c_e)

La compresibilidad efectiva de cualquier roca de yacimiento es un resultado de dos factores separados, es decir, expansión individual de los granos de roca, a medida que la presión de fluido alrededor disminuye, y la adicional compactación de la formación lleva a que los fluidos del yacimiento sean menos efectivos en oposición al peso de la sobrecarga en tanto la presión del yacimiento disminuye. Ambos factores tienden a disminuir la porosidad ⁽³⁾.

Este concepto se define como c_t entre S_o :

$$c_e = \frac{c_t}{S_o} \quad \dots (1.71)$$

La compresibilidad efectiva (c_e) se define como la suma de las compresibilidades de los componentes del sistema ponderada con relación al volumen original de aceite (V_{oi}). Se representa como sigue:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_{oi}} + c_w \frac{V_w}{V_{oi}} + c_g \frac{V_g}{V_{oi}} + c_s \frac{V_s}{V_{oi}} \quad \dots (1.72)$$

La compresibilidad efectiva (c_e), es un concepto que fue definido para poder obtener el cambio de volumen total del sistema, mediante el uso del volumen total del aceite original del yacimiento (V_{oi}), sin necesidad de conocer el volumen total del sistema. Esto representa:

$$V_{oi} \Delta p c_e = \Delta V_t \quad \dots (1.73)$$

Si se compara el concepto de compresibilidad efectiva (c_e) con el concepto de compresibilidad total (c_t), debe entenderse que c_t representa la variación de volumen total al aplicarse un cambio de presión al volumen de poros, mientras que c_e representa una variación de volumen total, equivalente a la anterior, pero al aplicarse el mismo cambio de presión al volumen original de aceite.

Pero como se sabe que la definición de saturación de aceite es:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \dots (1.74)$$

Si el volumen de poro se expresa en términos de la saturación de agua y el volumen de agua.

$$V_p = \frac{V_w}{S_w} \quad \dots (1.75)$$

Sustituyendo la ecuación 1.75 en la ecuación 1.74 y despejando el $\frac{V_w}{V_o}$ queda:

$$\frac{V_w}{V_o} = \frac{S_w}{S_o} \quad \dots(1.76)$$

de la misma forma

$$\frac{V_g}{V_o} = \frac{S_g}{S_o} \quad \dots(1.77)$$

$$\frac{V_o}{V_o} = \frac{S_o}{S_o} \quad \dots(1.78)$$

además $c_f V_p = c_s V_s \quad \dots(1.79)$

Por lo que la ecuación 1.72 se puede escribir como:

$$c_e = c_o \frac{S_o}{S_o} + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_g \frac{S_g}{S_o} + c_f \frac{V_p}{V_o} \quad \dots(1.80)$$

y como $\frac{V_p}{V_o} = \frac{1}{S_o} \quad \dots(1.81)$

la ecuación 1.80 queda:

$$c_e = \frac{c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f}{S_o} \quad \dots(1.82)$$

1.4 Tipos de empuje por expansión.

Mecanismos de desplazamiento por expansión de los fluidos en los yacimientos.

Para que un fluido pueda desplazarse a través de un medio poroso o de un conducto, es necesario que exista un gradiente de presión. En un yacimiento de hidrocarburos, los fluidos permanecen estáticos hasta que se establece un gradiente de presión mediante la perforación de un pozo. Cuando se manifiesta en los fluidos la diferencia de presión, inicia su movimiento en dirección al pozo, estableciéndose un desplazamiento de fluidos. Para que los fluidos se

desplacen de los puntos de mayor presión a los puntos de menor presión, es necesario que otro material llene los espacios que están abandonando los fluidos en movimiento, y que a la vez mantenga presión suficiente para que continúe el movimiento ⁽³⁾.

1.4.1 Empuje por expansión de la roca y los líquidos

Este proceso de desplazamiento ocurre cuando en el yacimiento no existe gas en estado libre, debido a que si existiera éste se expandiría más fácilmente que los líquidos y la roca, impidiendo que actuara la expansión roca-líquidos. Para que no exista gas en estado libre, es necesario que el yacimiento se encuentre en su etapa de bajo saturación. Por otra parte, tampoco debe existir entrada de agua al yacimiento, debido a que si esto ocurriera, el agua ocuparía los espacios abandonados por el aceite, impidiendo que disminuyera lo suficiente la presión para que se pudieran expandir los líquidos y la roca ⁽³⁾.

En conclusión, este mecanismo actuará, apreciablemente, cuando el yacimiento sea volumétrico y bajo saturado.

En un yacimiento con las condiciones mencionadas, el aceite será expulsado del poro debido a la expansión de los granos de la roca, del agua y del mismo aceite.

$$E_o = V_p c_o \Delta p = N B_{oi} c_o \Delta p \quad \dots (1.83)$$

$$E_w = V_p c_w \Delta p = \frac{N B_{oi} S_w c_w \Delta p}{1 - S_{wi}} \quad \dots (1.84)$$

$$E_f = V_p c_f \Delta p = \frac{N B_{oi} c_f \Delta p}{1 - S_{wi}} \quad \dots (1.85)$$

en donde:

- E_o : Expansión del aceite, pie³, bl
- E_w : Expansión del agua de formación, pie³, bl
- E_f : Expansión de la formación, pie³
- V_p : Volumen de poros, pie³
- c_o : Compresibilidad del aceite, (lb/pg²)⁻¹
- c_w : Compresibilidad del agua de formación, (lb/pg²)⁻¹
- c_f : Compresibilidad de la formación, (lb/pg²)⁻¹
- B_{oi} : Factor de volumen del aceite original en el yacimiento, m³/m³, pie³/pie³

N: Volumen inicial de aceite, pie³, bl
 Δp : Caída de presión, kg/cm², lb/pg²
 S_{wi} : Saturación inicial del agua de formación, fracc, %

Si se observa la **Fig. I-11**, se aprecia que al disminuir la presión interna aumenta el volumen de sólidos (expansión de la roca), pero como el volumen total de la roca en el yacimiento (tómese como el tamaño del cuadro de la **Fig. I-11**) permanece constante, el volumen de poro tendrá que disminuir. Es decir, que al disminuir la presión disminuye la porosidad del yacimiento.

Si la roca se expande (la parte sólida crece), el volumen del poro disminuye en la misma cantidad que crece la parte sólida.

Debido a la misma disminución de la presión, también los líquidos se expanden, teniendo que abandonar el poro, al no existir espacio suficiente para almacenarlos.

La proporción en que los sólidos y los líquidos se expanden, al disminuir la presión, depende de la compresibilidad de los mismos. Dada la baja compresibilidad de la roca y de los líquidos, el ritmo de declinación de la presión, con respecto a la extracción, es muy pronunciado, **Fig. I-12**.

En este proceso de desplazamiento, entre mayor sea la compresibilidad del sistema roca- líquidos, mayor será su capacidad de expandirse, y por lo tanto habrá mayor recuperación. Es entonces primordial conocer las compresibilidades que actúan en este proceso.

I.4.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado.

Cuando la presión en el yacimiento es igual o menor a la presión de burbujeo, el gas que estaba disuelto en el aceite empieza a liberarse provocando que entre en acción el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, tornándose de mayor importancia que la expansión roca-líquido, para el período de explotación un poco debajo de la presión de burbujeo o de saturación ⁽³⁾.

Este mecanismo de empuje actúa durante el período en que el gas se está liberando, pero aún no lo suficientemente abundante como para que se pueda mover. Cuando el gas empieza a desplazarse se dice que se ha alcanzado la

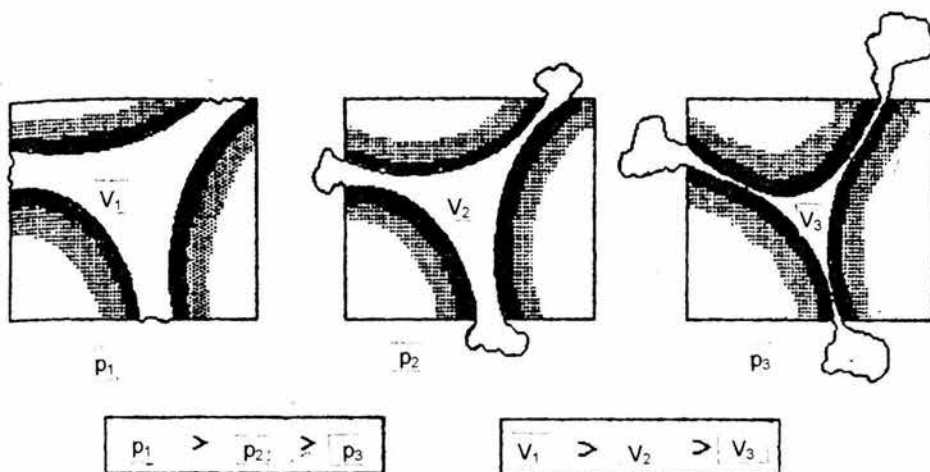


Fig. I-11 Variación del volumen de roca y líquidos ⁽³⁾.

saturación crítica de gas, fluyendo este hacia la parte superior del yacimiento formando un casquete por acumulación de gas y/o fluyendo hacia los pozos. De esta forma se concluye que para que el empuje por gas disuelto liberado, pueda ser el más significativo, es necesario que la saturación de gas sea menor que la saturación crítica de gas, o que la permeabilidad vertical del yacimiento, o la segregación gravitacional, sean muy pequeñas o nulas, para que no favorezcan la formación de un casquete de gas, siendo el flujo de gas hacia los pozos **Fig. I-13**.

Se sabe que el gas es mucho más compresible que la roca y los líquidos, por lo que tiene mayor facilidad para expandirse que éstos, al estar todos sometidos a las mismas diferencias de presión, **Fig. I-13**.

Como se observa en la **Fig. I-13**, todo el gas que se está liberando, antes de alcanzar la saturación crítica, se está quedando dentro de los poros, por lo que a los pozos está fluyendo aceite con menor cantidad de gas en solución. Es decir, que parte del gas disuelto que contenía originalmente el aceite, se está

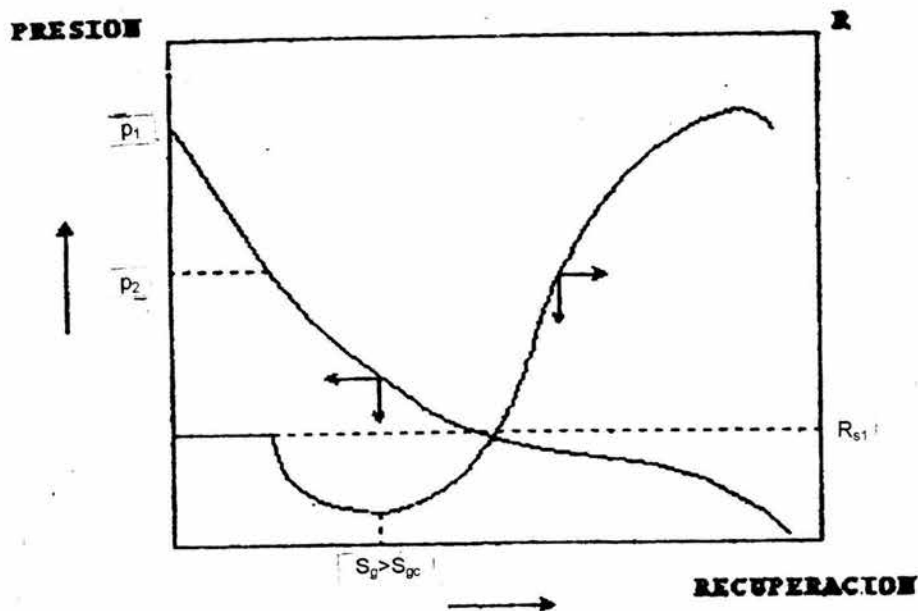


Fig. I-12 Variación de la relación gas-aceite y la presión contra la recuperación ⁽³⁾.

quedando en los poros sin poder fluir, de manera que al medir la relación gas-aceite del pozo en la superficie, será menor a la que se tenía antes de alcanzar la presión de burbujeo. El gas que se está liberando y expandiendo dentro del poro, está ocupando los espacios desocupados por la producción y el encogimiento del aceite aumentando la saturación de gas.

I.4.3 Empuje por expansión del casquete de gas.

Al descubrirse un yacimiento de aceite, puede encontrarse en estado saturado, existiendo gas en estado libre, que por las diferencias de densidades de los fluidos, y a través del tiempo geológico, ha podido acumularse en la parte superior del yacimiento, formando el llamado casquete de gas ⁽³⁾.

Si el yacimiento se encontraba originalmente en estado bajo saturado, y a consecuencia de la explotación la presión disminuyó hasta ser menor que la de burbujeo, entonces se inició la liberación de gas disuelto. Para que este forme un casquete de gas, es necesario que los efectos gravitacionales sean favorables.

Es importante controlar los ritmos de producción, para que los efectos gravitacionales actúen, permitiendo el incremento de la masa de gas en el casquete, aún cuando éste ya esté actuando como mecanismo de expansión.

La forma de actuar de este mecanismo consiste en que al expandirse el casquete de gas, invadirá progresivamente la zona de aceite, desplazándolo hacia los pozos productores, que deberán estar disparados en zonas inferiores.

El casquete de gas también puede crearse artificialmente, mediante la inyección del mismo en la parte superior del yacimiento.

La producción de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, generalmente se obtiene de las zonas inferiores del yacimiento, reteniéndose en la parte superior el gas libre, que actúa como fluido desplazante al seguirse expandiendo.

Si el volumen de gas libre inicialmente presente 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 invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas (desplazamiento del aceite por expansión del casquete) será pequeña. Algo parecido sucede cuando se tiene inyección artificial de gas en el casquete, no permitiendo que la declinación de la presión sea muy grande

Si el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño, 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. Si no se controlan los ritmos de producción, se iniciará el movimiento de gas hacia los pozos, al alcanzar esta la saturación crítica. Si esto sucede, también actuará el mecanismo de empuje por liberación de gas disuelto.

I.4.4 Empuje por expansión del agua y de la roca.

Los hidrocarburos son desplazados por el agua que invade progresivamente la zona de aceite, por lo que la interfase agua- aceite avanza en dirección del desplazamiento ⁽³⁾.

En este desplazamiento, si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite desplazable será casi totalmente recuperado por el desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña. Así mismo, el

desplazamiento que ocasione, si existe casquete de gas, no podrá expandirse mucho, debido al mantenimiento de presión de la poderosa entrada de agua.

Para que este mecanismo de desplazamiento actúe, es necesaria una fuente que suministre agua en forma accesible al yacimiento, al existir una diferencia de presión entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural, la zona de agua debe ser de un gran volumen continuo (comunicado), tener contacto con el aceite, y la permeabilidad de la formación ser lo suficientemente grande para facilitar su filtración adecuada, ver **Fig. I-14**. En forma artificial, se tienen pozos inyectores de agua, de forma que mantienen la presión por atrás del contacto agua-aceite, es decir en la zona de agua, ver **Fig. I-15**.

Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión del agua y la roca en el acuífero, como resultado de la declinación transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y del agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso, muchas veces mayor que el yacimiento.

A medida que el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de éste, se incrementa la permeabilidad al agua. Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (menor viscosidad), un volumen de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

I.4.5 Combinación de empujes por expansiones.

Los mecanismos de desplazamiento casi nunca se presentan en forma aislada; es decir, un yacimiento generalmente está sometido a más de uno de éstos durante su explotación. Al hacer un análisis, puede considerarse que sólo actúa un mecanismo de empuje, cuando la aportación de otros mecanismos es insignificante: Esto sólo ocurre durante una etapa, ya que al continuar su explotación entrará en acción posteriormente, otro mecanismo de desplazamiento cuya aportación será de igual o mayor importancia que el anterior ⁽³⁾.

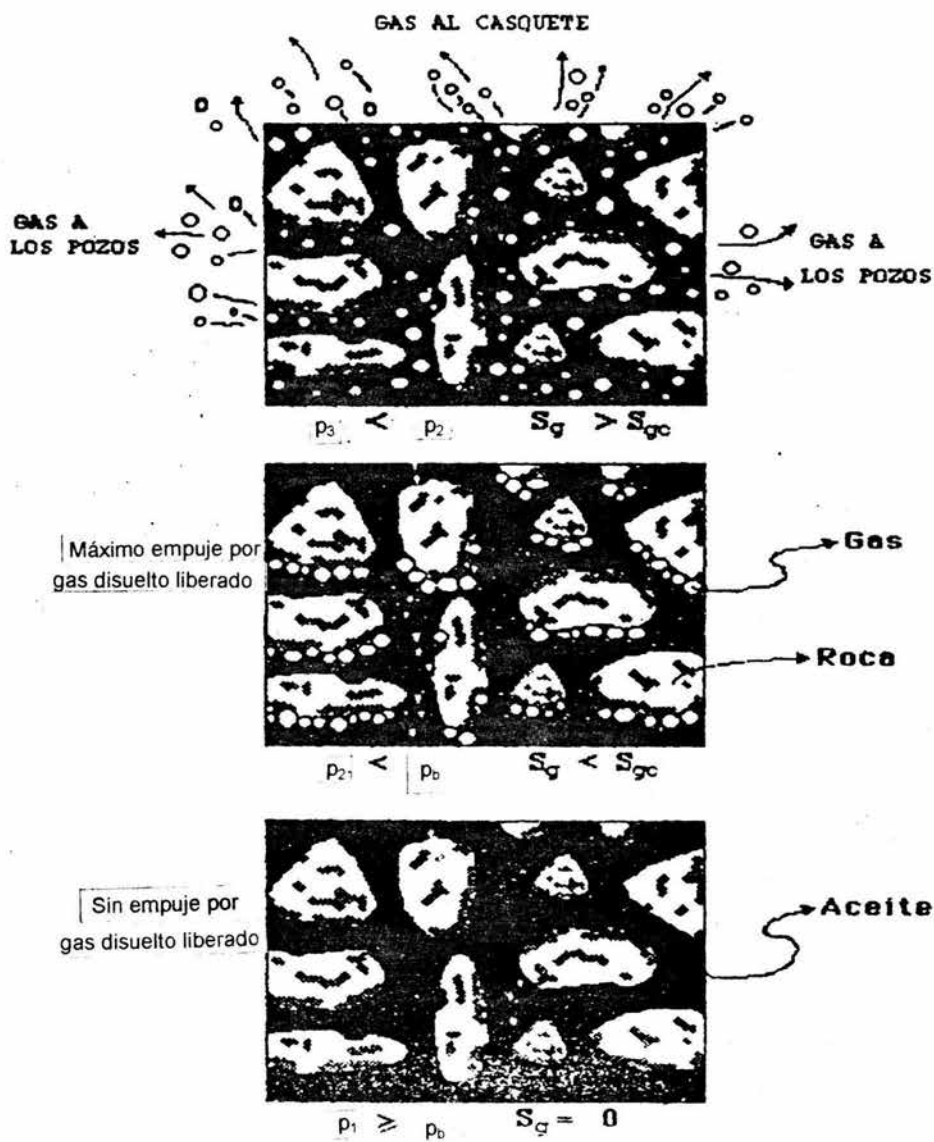


Fig. I-13 Liberación de gas hasta llegar a la saturación crítica de gas ⁽³⁾.

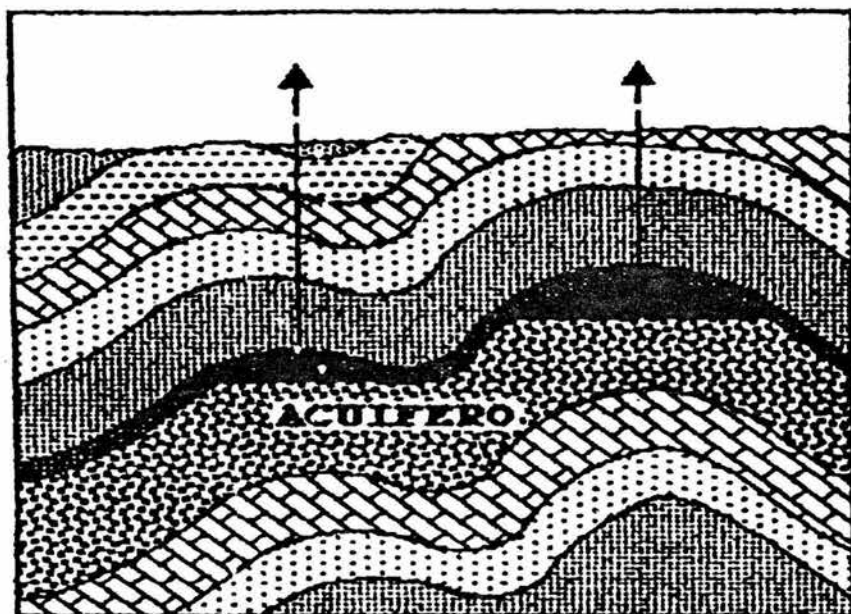


Fig. I-14 Empuje hidráulico natural ⁽³⁾.

De esta forma, se considera que a lo largo de las etapas de explotación de un yacimiento, o simultáneamente, pueden combinarse los diferentes mecanismos de desplazamiento que expulsarán a los fluidos que se producen.

Para ilustrar esto, puede pensarse en un yacimiento grande que se comporta inicialmente como productor por empuje debido a la expansión del aceite, los sólidos de la roca y el agua congénita, posteriormente abajo del punto de burbujeo actúa la expansión del gas disuelto liberado. Después de un corto período de producción, se forma el casquete de gas el cual actúa efectivamente y contribuye sustancialmente a desplazar aceite pero, si el casquete de gas no es lo suficientemente grande como para mantener la presión entonces, entrará en acción la entrada de agua del acuífero asociado al yacimiento.

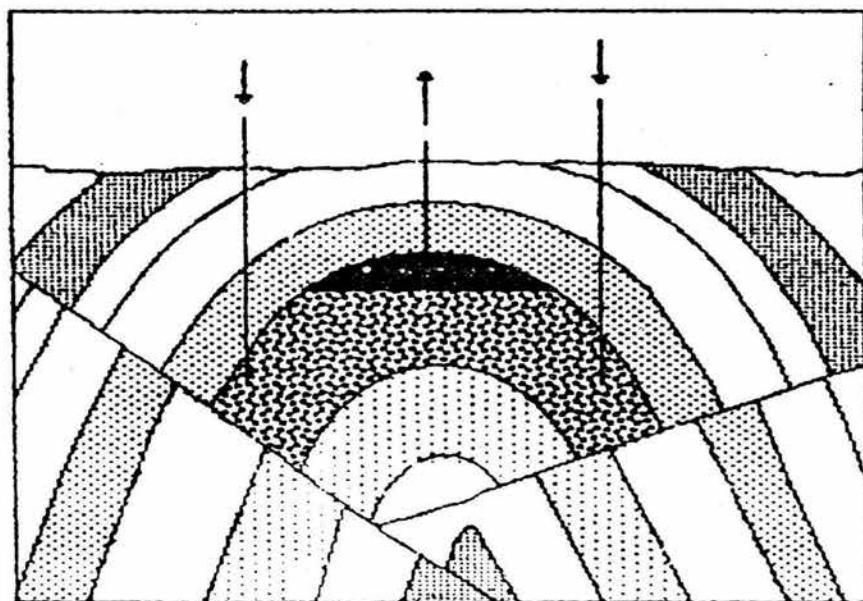


Fig. I-15 Recuperación secundaria por inyección de agua ⁽³⁾

Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante de los mecanismos de desplazamiento.

CAPÍTULO II

MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS DISTINTAS COMPRESIBILIDADES QUE SE UTILIZAN EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS

II.1 Métodos directos

II.1.1 Métodos directos para determinar la compresibilidad de los componentes de la formación.

II.1.1.1 Compresibilidad del volumen de sólidos (c_r o c_s).

a) En el método de Unalmiser, Servet y Swalwel ⁽⁷⁾ la caliza y arenisca fueron cortadas paralelamente al plano de flujo, perpendicular al núcleo (muestra de 1.5 pg de diámetro y 2 de longitud). Después de la extracción de residuos de hidrocarburos y suciedad con solventes calientes y de lixiviar (disoluciones de reactivos químicos que disuelven la sal ⁽⁸⁾) la sal, se midió a las muestras el volumen de sólidos a condiciones ambiente con la técnica de inyección de helio.

Las pruebas se llevaron a cabo en un porosímetro de inyección de helio para definir los volúmenes de poro. Las presiones de sobrecarga para los estudios de núcleos de carbonatos empezaron a partir de 500 lb/pg², que representa la presión de condiciones ambientales, y creciendo a razón de 1500, 2500, 3000 y 3500 lb/pg².

Los estudios para muestras de areniscas fueron diseñados ligeramente diferentes. Las muestras fueron probadas primeramente a presiones de 1000, 2000, 3500 lb/pg². Seis muestras fueron después examinadas de 4000 lb/pg² a 9500 lb/pg² a incrementos de lb/pg².

b) **Geertsma** ⁽⁹⁾, utilizó un aparato para medir con gran aproximación c_b y c_r , del cual se muestra un diagrama **Fig. II-1**. Este dispositivo también permitía calcular:

$$\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial \phi} \right)_\sigma \quad \text{y} \quad \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial \sigma} \right)_p \quad \dots(\text{II.1})$$

Los subíndices de la ecuación II.1 denotan:

σ : esfuerzo de sobrecarga promedio, lb/pg².

p : presión de poro, lb/pg².

El aparato constaba de una copa cerrada (1), con un pistón (2), colocado en una celda de presión (3) cuya presión se eleva a cierta p_1 , como consecuencia de la acción del pistón obtenemos la misma presión en la copa (1). Se puede calcular la compresibilidad de una cantidad conocida de líquido al medir el desplazamiento axial del pistón (2). Para este propósito, el pistón debe tener una aguja (4) que pueda subir y bajar en un tubo (5). Como la presión en el tubo es también p_1 , el desplazamiento de la aguja correspondiente a p_1 debe leerse a través del tubo, el cual en ese tiempo era opaco. Se lograba tomar la lectura por medio de magnetismo al colocar en la aguja un pequeño trozo de hierro (6). La posición se detectaba con un embobinado eléctrico (7) montado alrededor del tubo (5). El puerto de salida (8) se cerraba en este experimento. La compresibilidad del material de matriz de una muestra porosa, c_r , puede ser medida al intercambiar una parte del líquido en la copa (1) para una muestra de roca con porosidad conocida.

II.1.1.2 Compresibilidad del volumen de poros (c_p).

a) Entre los primeros investigadores de compresibilidad de volumen de poros en areniscas consolidadas están **Huges y Cooke** ⁽¹⁰⁾, quienes aplicaron presión hidrostática de confinamiento a núcleos no saturados y midieron el consecuente cambio de volumen en los poros. Para la arenisca Berea a presión de poro cero, c_{pc} , se observó un abatimiento de $5.47 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ a $5.81 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ con un incremento de 725 lb/pg² a 14500 lb/pg² en la presión de confinamiento. Se observó en todas las rocas que la compresibilidad del volumen de poro decrece con el incremento de la presión de confinamiento.

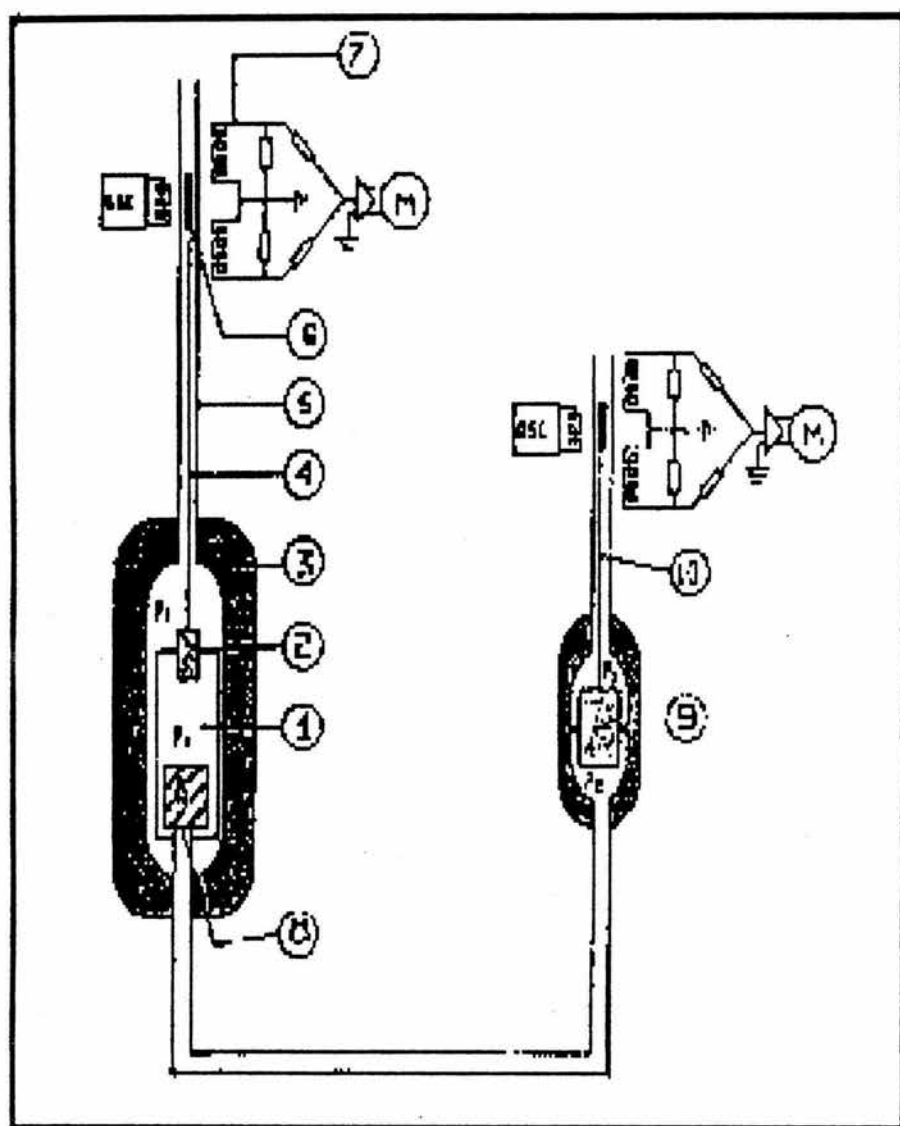


Fig. II-1 Esquema del arreglo experimental desarrollado por Geertsma para estudios de compresibilidad sobre núcleos de diámetro completo⁽⁹⁾.

Resultados obtenidos por Huges y Cooke

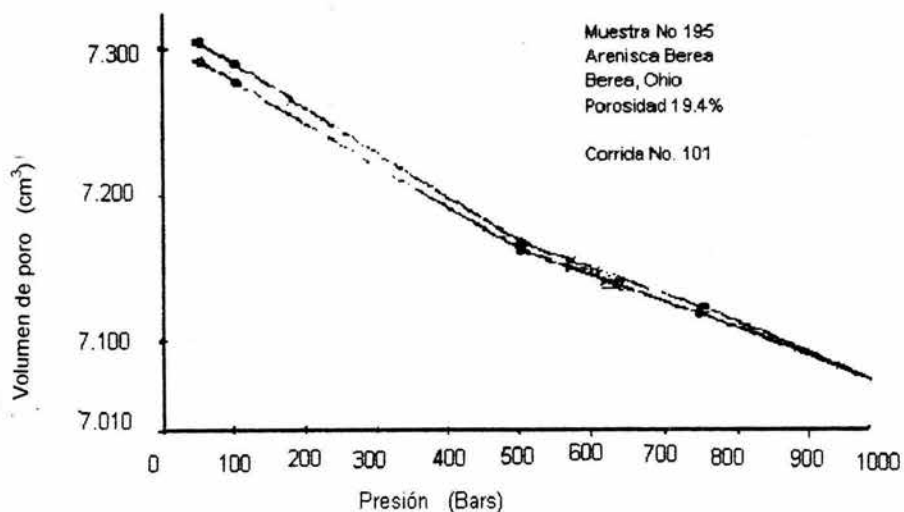


Fig. II-2 Gráfica del volumen de poro vs presión para la arenisca Berea (muestra 195)⁽¹⁰⁾.

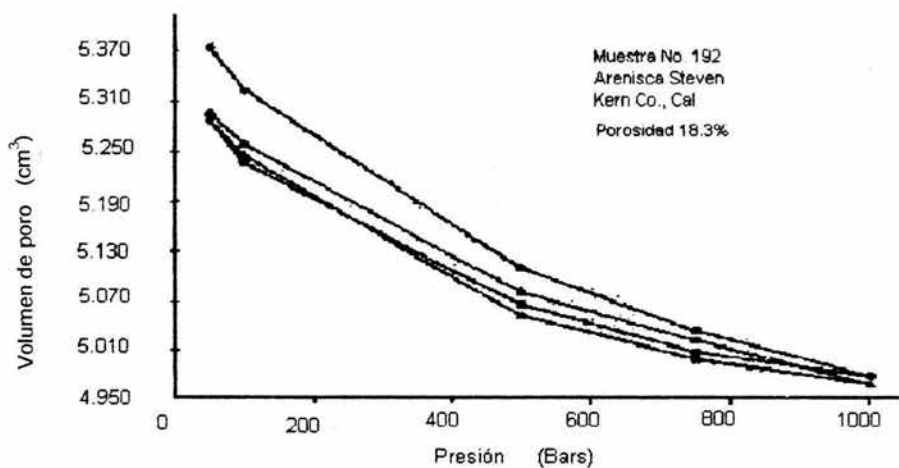


Fig. II-3 Gráfica del volumen de poro vs presión para areniscas de Steven (muestra 192)⁽¹⁰⁾.

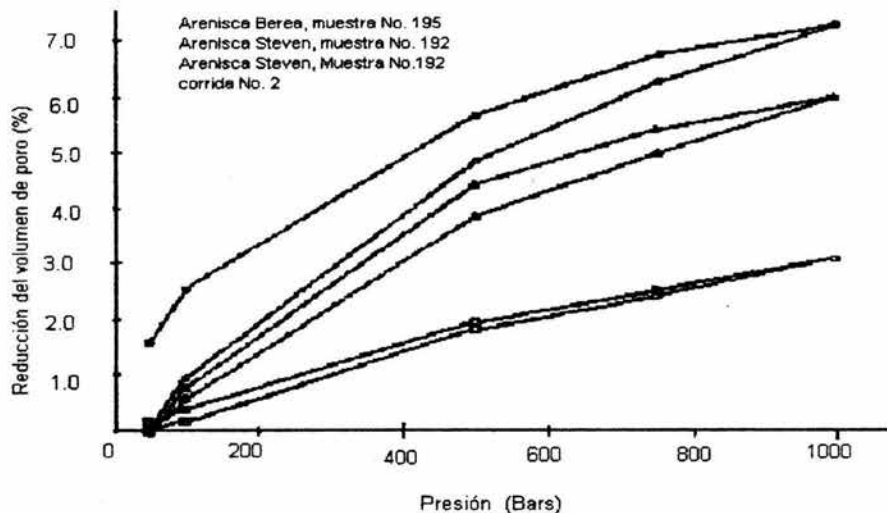


Fig. II-4 Gráfica del porcentaje de cambio del volumen de poro a cada presión (muestras 192 y 195)⁽¹⁰⁾.

b) Hall ⁽¹¹⁾ midió cambios en el volumen poroso a varios núcleos de arenas de 2 a 3.5 pg (5 a 8.75 cm) de diámetro y de 5 a 6 pg (12.5 a 15 cm) de longitud, bajo condiciones de presión externa o de confinamiento constante, la presión de poro variable y a una temperatura de 95 °F. Se tomaron en cuenta la expansión del aparato y compresibilidad del fluido saturante. La compresibilidad determinada de este modo es c_{pp} . Se reportaron solamente valores promedio de c_{pp} (a presión de poro variable) en el rango entre 200 lb/pg² y 1500 lb/pg², con la presión de confinamiento constante a 3000 lb/pg². Las mediciones de compresibilidad para arenas muy porosas (porosidad entre 15 y 30 %) estuvieron en un rango entre $2.55 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ y $3.45 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, los cuales fueron los valores más típicos reportados a los más altos esfuerzos de confinamiento.

Hall, con un equipo como el que se muestra en al **Fig. II-7**, observó que la compresibilidad de poro (c_{pp}) para diferentes arenas y lutitas se puede correlacionar con la porosidad.

Resultados obtenidos por Hall

Hall obtuvo los resultados mostrados en las **Figs. II-5 y II-6**:

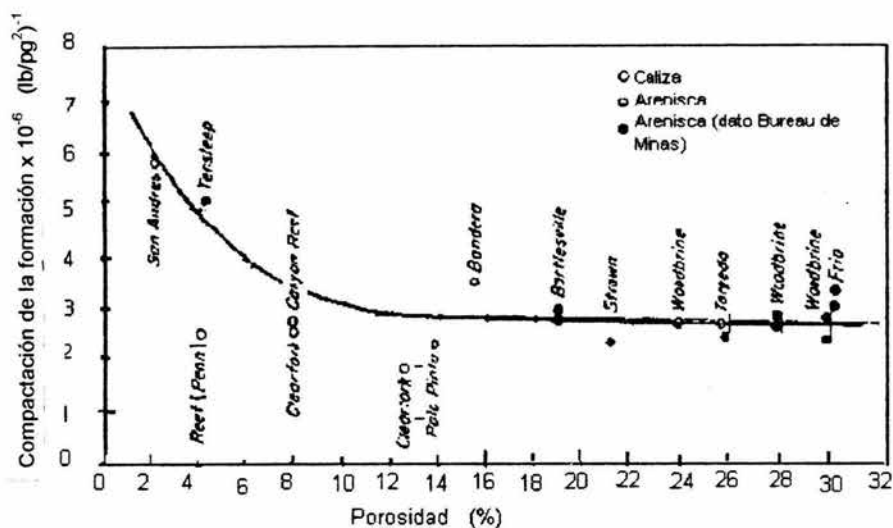


Fig. II-5 Variación de la compresibilidad de la roca con respecto a la variación de la porosidad ⁽¹¹⁾.

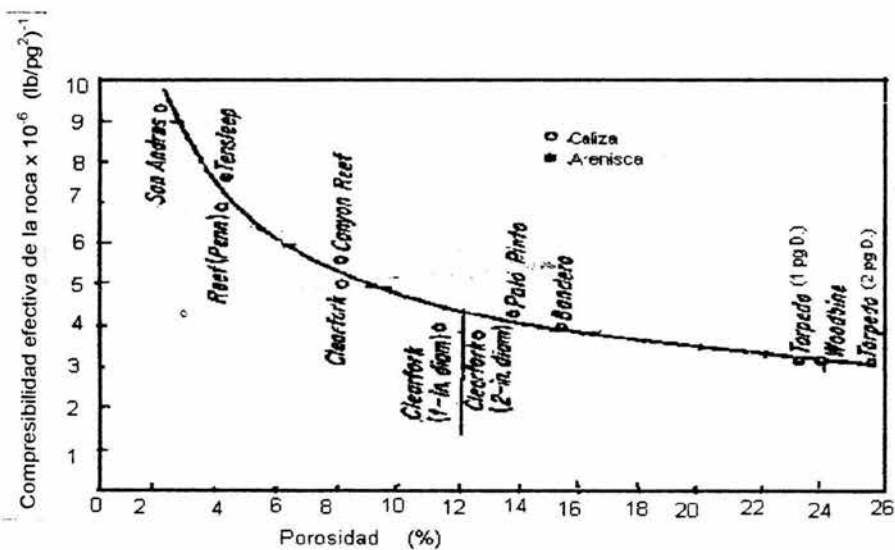


Fig. II-6 Variación de la compresibilidad efectiva de la roca con respecto a la variación de la porosidad ⁽¹¹⁾.

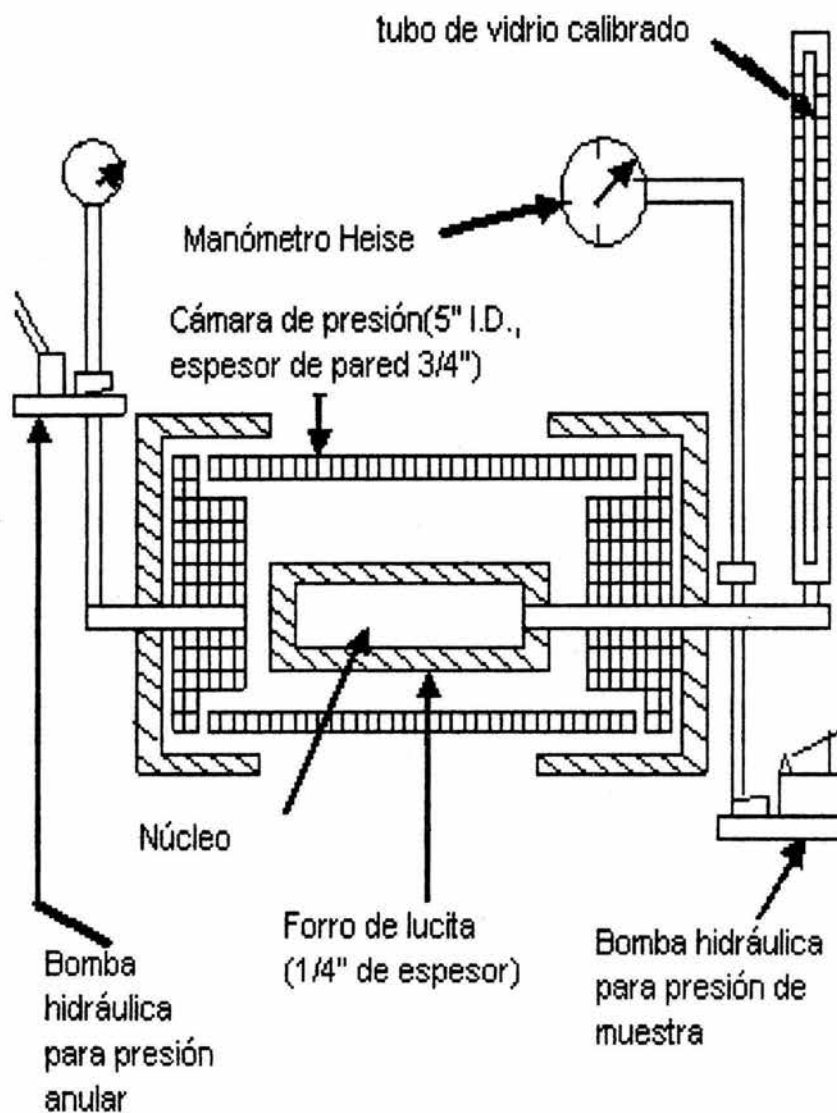


Fig. II-7 Diagrama del equipo utilizado por Hall para las pruebas de compresibilidad de roca ⁽¹¹⁾.

c) **Knutson y Bohor** ⁽¹²⁾ revisaron también el campo de las mediciones de compresibilidad de rocas porosas y presentaron datos nuevos. Ellos mantuvieron una presión de poro de 508 lb/pg² mientras variaban la presión de confinamiento, y encontraron valores de c_{pc} menores de lo que se esperaba a bajas presiones de confinamiento, pero que sí fueron consistentes con otros valores reportados a altas presiones de confinamiento. La explicación podría ser la siguiente: Knutson y Bohor cubrieron sus núcleos con una manga ajustable de hule, la cual causo una presión de confinamiento inicial que no se tomó en cuenta. En efecto, sus mediciones fueron hechas en un rango mayor a las que ellos suponían.

Las muestras de roca utilizadas en estos análisis fueron cortadas de formaciones de calizas y areniscas productoras. Las muestras fueron de 2 a 3 ½ pg en diámetro y de 5 a 6 pg de longitud. Un núcleo a ser analizado fue completamente forrado por una camisa de Lucita con la excepción de la conexión a un extremo que permite la producción del líquido durante la prueba. Para representar el efecto de la sobrecarga, una presión hidrostática externa constante de 3000 lb/pg² fue aplicada al núcleo durante la prueba.

(El incremento de presión externa fue variando en una serie de pruebas y no fue comprobado un cambio en los valores medidos de compresibilidad). Iniciando aproximadamente a 1500 lb/pg² de presión de fluido estático en el núcleo, la presión de núcleo fue reducida por pasos de 100 a 200 lb/pg². Mediciones precisas de producción de líquido fueron hechas por cada disminución en la presión. La medición de producción de líquido fue un resultado de: (1) expansión del sistema externo del núcleo, el manómetro y líneas dirigiéndose desde el núcleo a la válvula; (2) expansión del líquido contenido en el espacio de poro de la roca; y (3) la actual disminución en el espacio de poro causado por la compactación de la roca y expansión del grano de roca individual. La expansión del sistema externo al núcleo fue determinado aproximadamente en mediciones separadas; conociendo el espacio de poro en el núcleo y la compresibilidad del fluido con el cual este fue saturado, la expansión del líquido en el núcleo podría ser calculado para cualquier caída de presión.

d) Entre los extensos estudios de compresibilidad de poro se encuentran los de **Newman** ⁽¹³⁾, quien realizó pruebas en taponos de 1 pg de diámetro y 3 de longitud a 256 muestras de areniscas y lutitas recubiertas con teflón, con un rango de porosidades iniciales de 1 a 35 %.

Cuando se graficó contra la porosidad, los datos mostraron gran dispersión, así que las compresibilidades de las areniscas con porosidades similares generalmente difieren en magnitud. Las mediciones de Newman no son fáciles

de comparar porque fueron hechas a un arbitrario 75 % de la presión "litostática" real confinante.

Los valores de compresibilidad que muestra Newman fueron obtenidos con diferenciación gráfica del volumen poroso, utilizando la siguiente relación:

$$c_p = \frac{-1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p_{eff}} \quad \dots (II.2)$$

en donde:

c_p : compresibilidad del volumen poroso, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$.

V_p : volumen de poro de la muestra a una presión efectiva, pie^3 .

∂V_p : cambio de volumen de poro resultado de cambio de la presión efectiva, pie^3 .

∂p_{eff} : cambio en la presión efectiva, lb/pg^2 .

Se supone que la mayoría del cambio del volumen poroso resulta de la diferencia de la presión efectiva. Esto es válido para muestras con alta porosidad.

Resultados obtenidos por Newman

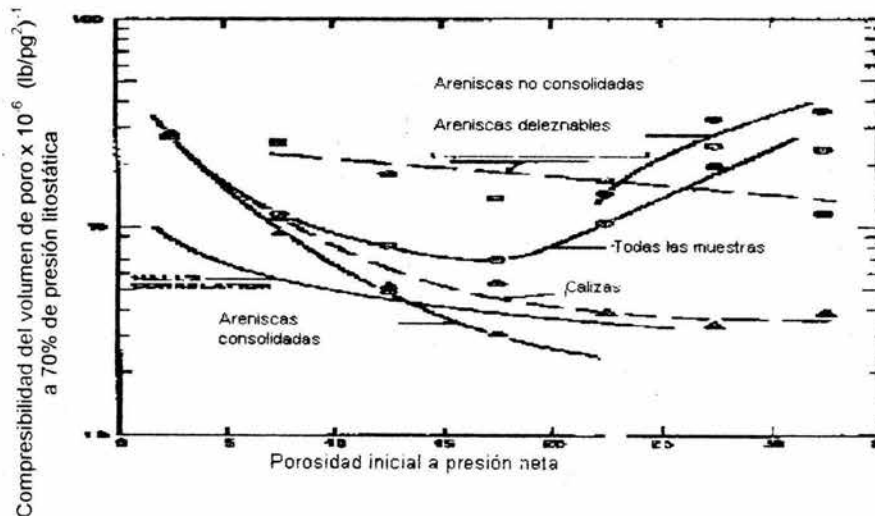


Fig. II-8 Compresibilidad promedio del volumen de poro vs porosidad inicial de la muestra⁽¹³⁾.

e) Al utilizar una nueva versión del aparato usado en los experimentos de Newman, **Greenwald** ⁽¹⁴⁾ midió c_{pp} para los campos Boise, Bandera y Berea a presiones de confinamiento de 500 lb/pg². Las compresibilidades fueron determinadas en el rango donde las diferencias entre las presiones de confinamiento y poro estaban entre 1000 lb/pg² y 4000 lb/pg².

en donde:

c_{pp} : compresibilidad de poro a la presión de poro variable, (lb/pg²)⁻¹

La compresibilidad de poro (c_p), la compresibilidad fundamental desde el punto de vista de producción, puede ser solamente determinada directamente a través de mediciones de cambios de volumen del fluido en el poro.

Resultados obtenidos por Greenwald

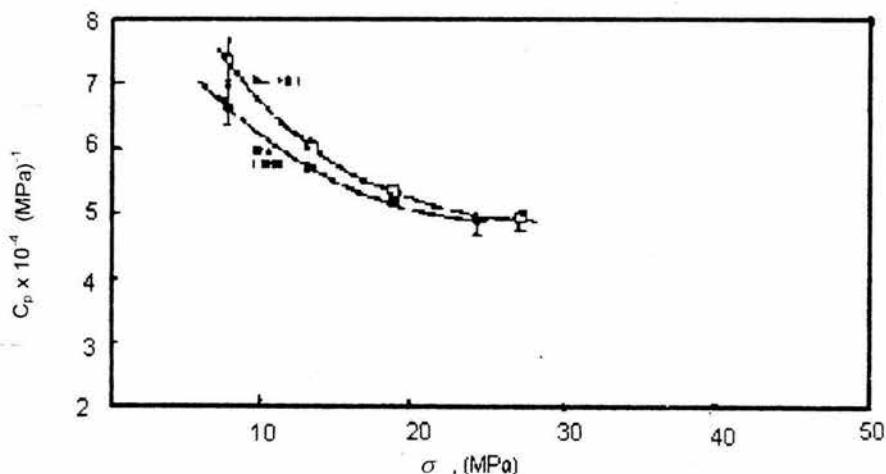


Fig. II-9 Compresibilidad del volumen de poro vs presión efectiva, arenisca Berea ⁽¹⁴⁾.

f) **Unalmiser, Server y Swalwel** ⁽⁷⁾ desarrollaron una técnica diferente para determinar la compresibilidad de poro.

Se aplicó la técnica a un total de 714 tapones de carbonatos que se estudiaron a cinco diferentes rangos de esfuerzo entre 500 y 3500 lb/pg². Después se probaron 32 muestras de areniscas, primeramente a cuatro diferentes rangos de presión desde 500 lb/pg² a 3500 lb/pg², de estas, seis muestras se probaron a presiones de 4000 a 9500 lb/pg² en incrementos de 500 lb/pg². Se obtuvo una relación exponencial de la forma:

$$c_p = -\frac{m}{p} \quad \dots (II.3)$$

en donde:

m : pendiente de la gráfica logaritmo de volumen de poro vs logaritmo de presión.

R: parámetro para ver la dispersión.

Se encontró una muy buena correlación, con un R²>97 % para todos los casos que permite determinar la compresibilidad del volumen poroso.

Resultados obtenidos por Unalmiser, Servet y Swalwel

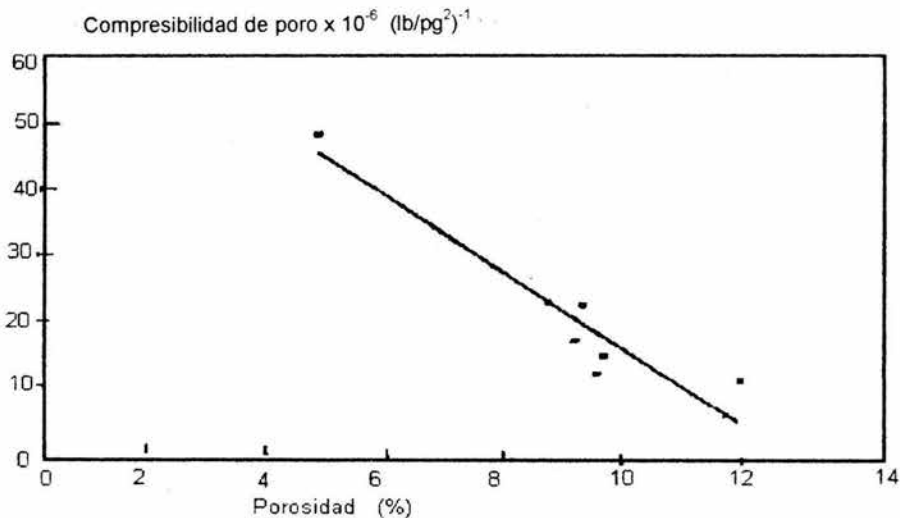


Fig. II-10 Compresibilidad de poro de muestras de areniscas vs cambio en la porosidad para rangos de baja porosidad ($\phi < 15\%$) a presión de referencia de 3000 lb/pg² (7).

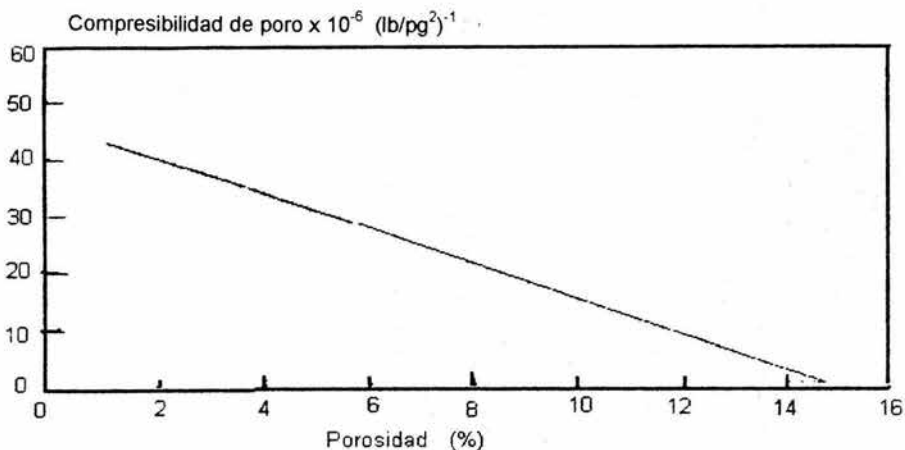


Fig. II-11 Compresibilidad de poro de muestras de carbonato vs cambio en la porosidad en rangos de baja porosidad ($\phi < 15\%$) a presión de referencia de 3000 lb/pg² (7).

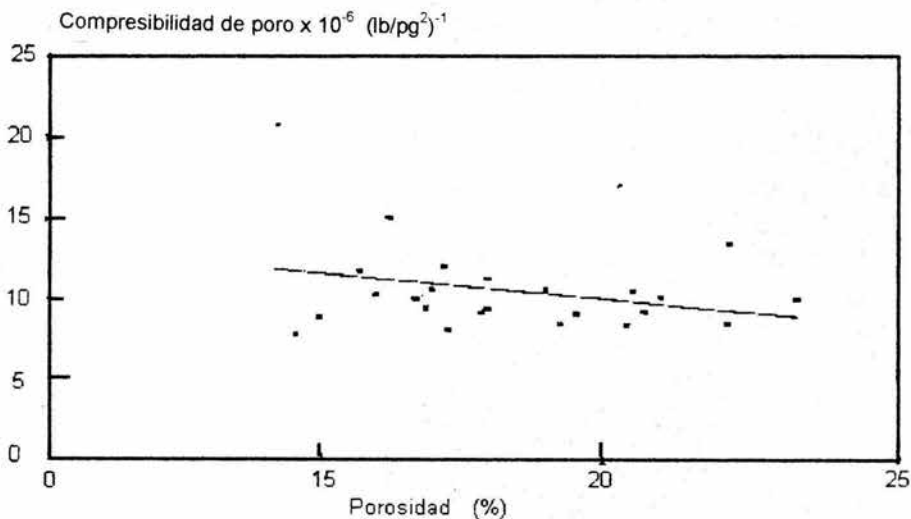


Fig. II-12 Compresibilidad de poro en muestras de areniscas vs cambio de porosidad en rangos de alta porosidad ($\phi > 15\%$) a presión de referencia de 3000 lb/pg² (7).

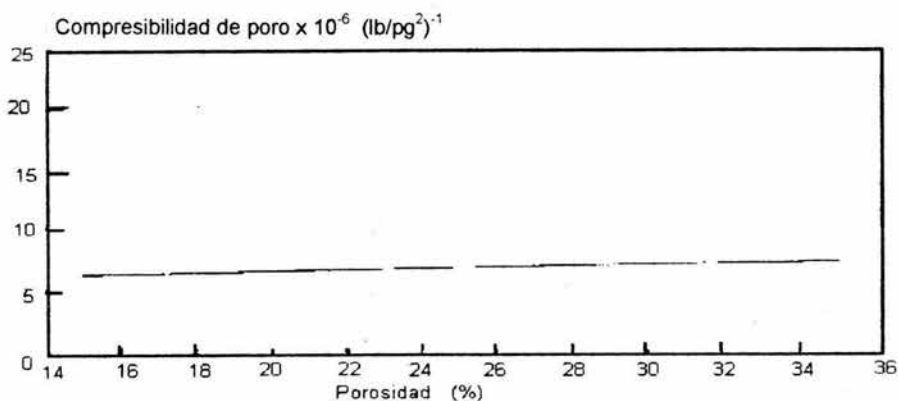


Fig. II-13 Compresibilidad de poro en muestras de carbonato vs cambio en la porosidad en rangos de alta porosidad ($\phi > 15\%$) a presión de referencia de 3000 lb/pg^2 (7).

g) Sampath (15), utilizó nitrógeno como fluido de presión de poro que se conecta a una bomba de desplazamiento positivo manual **Fig. II-14**. Después de cada incremento de presión de confinamiento, la posición del pistón en la bomba se altera hasta que la presión de poro regresa al valor preestablecido; el cambio del volumen de poro se lee del dial de la bomba. Debe tenerse en cuenta que, en el uso de gas como fluido de poro debe controlarse la temperatura estrictamente, de otra forma la expansión térmica del gas afectaría el cambio de volumen de poro debido a la compresibilidad del gas. La ventaja de este método es que, al utilizar nitrógeno como fluido de poro, se resuelven las dificultades asociadas con la saturación de la muestra.

Muestras de 2 pg de longitud y 1 pg de diámetro fueron usadas en el experimento. Las muestras fueron secadas de 158 a $176 \text{ }^\circ\text{F}$ (70 a $80 \text{ }^\circ\text{C}$). La reducción del volumen de poro fue medido directamente con una bomba de desplazamiento positivo en conjunto con un instrumento de monitoreo de presión. La muestra seca fue colocada en el porta núcleos, y una presión de confinamiento de 200 lb/pg^2 se aplicó a la muestra. La presión de confinamiento fue incrementada por etapas hasta 5000 lb/pg^2 . Como la presión de confinamiento fue incrementada, la reducción del volumen de poro de la muestra resulta en un incremento en la presión de poro.

Para las muestras saturadas con agua, la reducción del volumen de poro fue medido monitoreando la cantidad de agua expulsada de la roca, en tanto la presión de confinamiento fue incrementada. Todos los experimentos fueron conducidos a temperatura ambiente $73 \text{ }^\circ\text{F}$ ($23 \pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$).

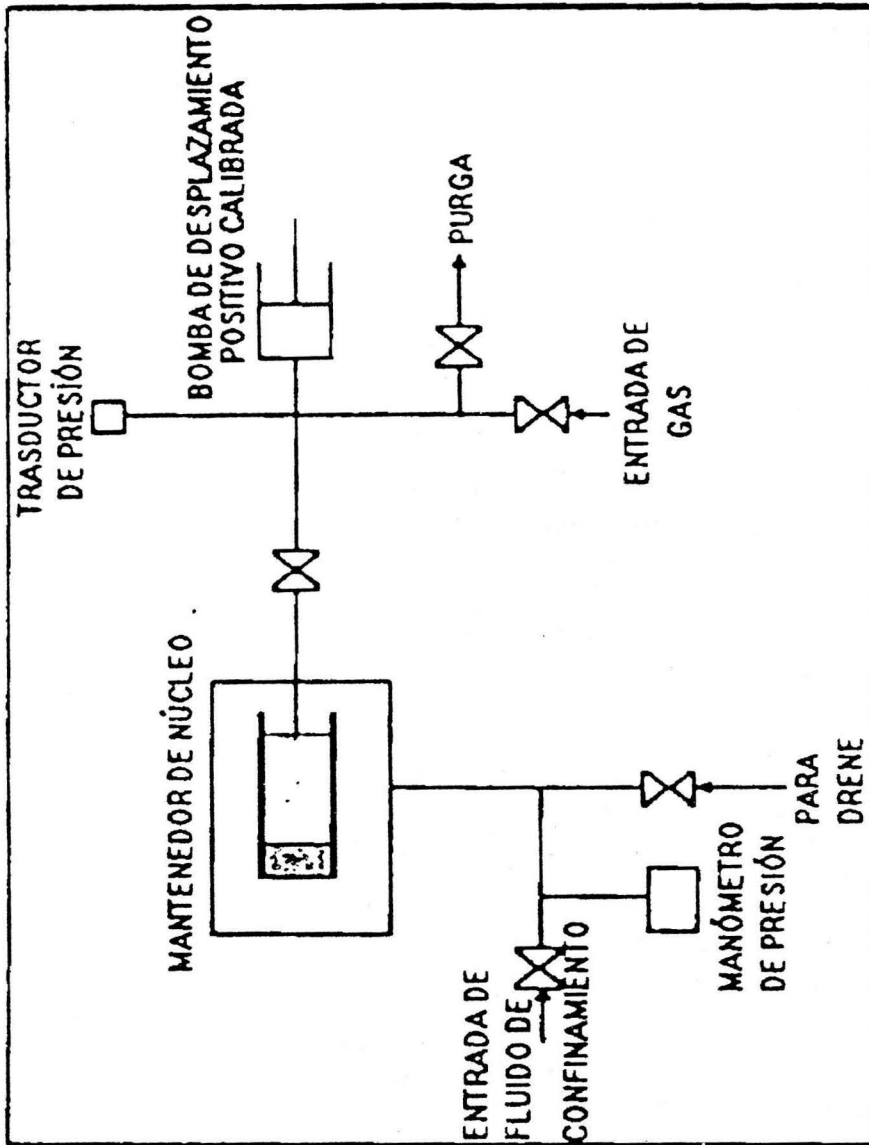


Fig. II-14 Diagrama esquemático del aparato utilizado por Sampath (1982) para medir c_{pc} , el cual utiliza nitrógeno como fluido de poro ⁽¹⁵⁾.

Resultados obtenidos por Sampath

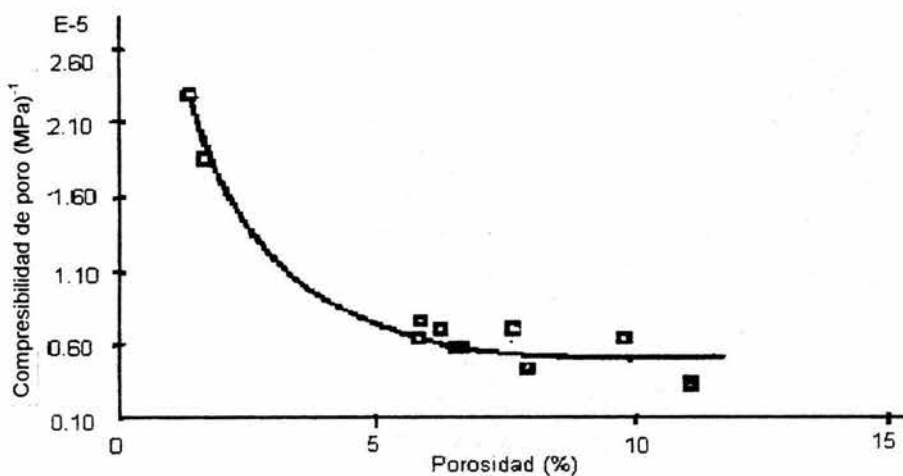


Fig. II-15 Compresibilidad del volumen de poro vs porosidad ⁽¹⁵⁾.

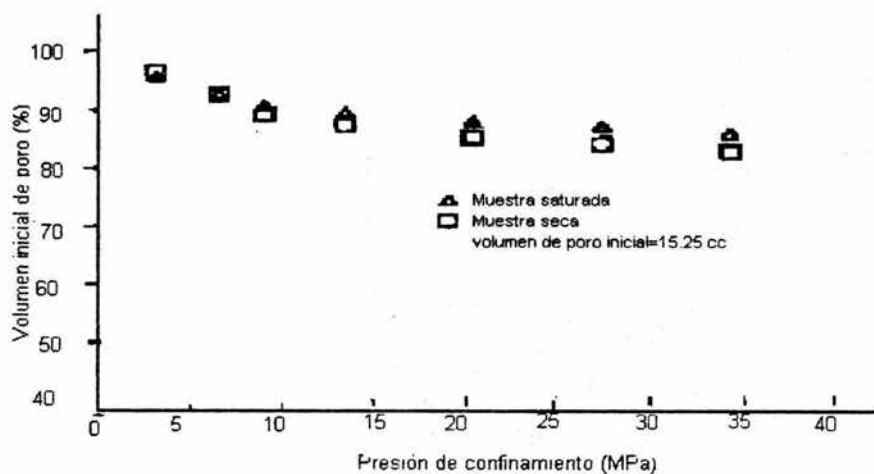


Fig. II-16 Reducción del volumen de poro causado por la presión de confinamiento ⁽¹⁵⁾.

h) Fatt ⁽¹⁶⁾ obtuvo la compresibilidad del poro utilizando un líquido (keroseno en este caso) con los datos publicados de presión-volumen-temperatura al estimar la cantidad de fluido de poro en el sistema total. Los tapones fueron lavados con tolueno y secados al vacío, después se saturaron con keroseno y se volvieron a pesar, posteriormente se lavaron con tolueno y secaron nuevamente. Después de este proceso de saturación y lavado, la muestra se recubrió con cobre de 0.004 pg de espesor, se saturó con keroseno y fue colocada en una celda hidráulica como la que se ilustra en la **Fig. II-17**. El movimiento del mercurio muestra el cambio del volumen poroso de la muestra bajo el cambio de presión dado. Cabe aclarar que, una noche antes de medir el cambio de volumen de poro es necesario deformar el forro de cobre bajo una presión constante de 10000 lb/pg² sobre la superficie de la muestra. Esto se realiza para evitar un posible error en la medición del volumen de poro por fluido atrapado entre el núcleo y el forro.

Una presión externa de 12000 lb/pg² fue aplicada y se mantuvo constante. El cambio en el volumen de poro fue observado en tanto la presión interna fue incrementada de 1000 en 1000 lb/pg² hasta 10000 lb/pg². La presión interna fue reducida a cero, observando nuevamente un cambio del volumen de poro, y la presión externa fue reducida a 6000 lb/pg². Después permitiendo por algunas horas o toda la noche la recuperación de la muestra, el cambio en el volumen de poro fue observado en tanto la presión interna fue incrementada a 6000 lb/pg² y después reducida a cero.

Para obtener el cambio en el volumen de poro de la muestra cuando la presión interna fue incrementada, fue necesario restar el cambio en el volumen de keroseno de la muestra, la línea de conexión, y la abertura del manómetro del cambio de volumen total observado como es indicado por el movimiento lento del mercurio. El cambio en el volumen de keroseno fue calculado de la compresibilidad del keroseno (dado en las Tablas Críticas Internacionales).

La compresibilidad del volumen de poro fue calculada por diferenciación gráfica de la gráfica del volumen de poro vs presión

Resultados obtenidos por Fatt

Los resultados obtenidos por Fatt se muestran en las **Figs. II-18 y II-19**

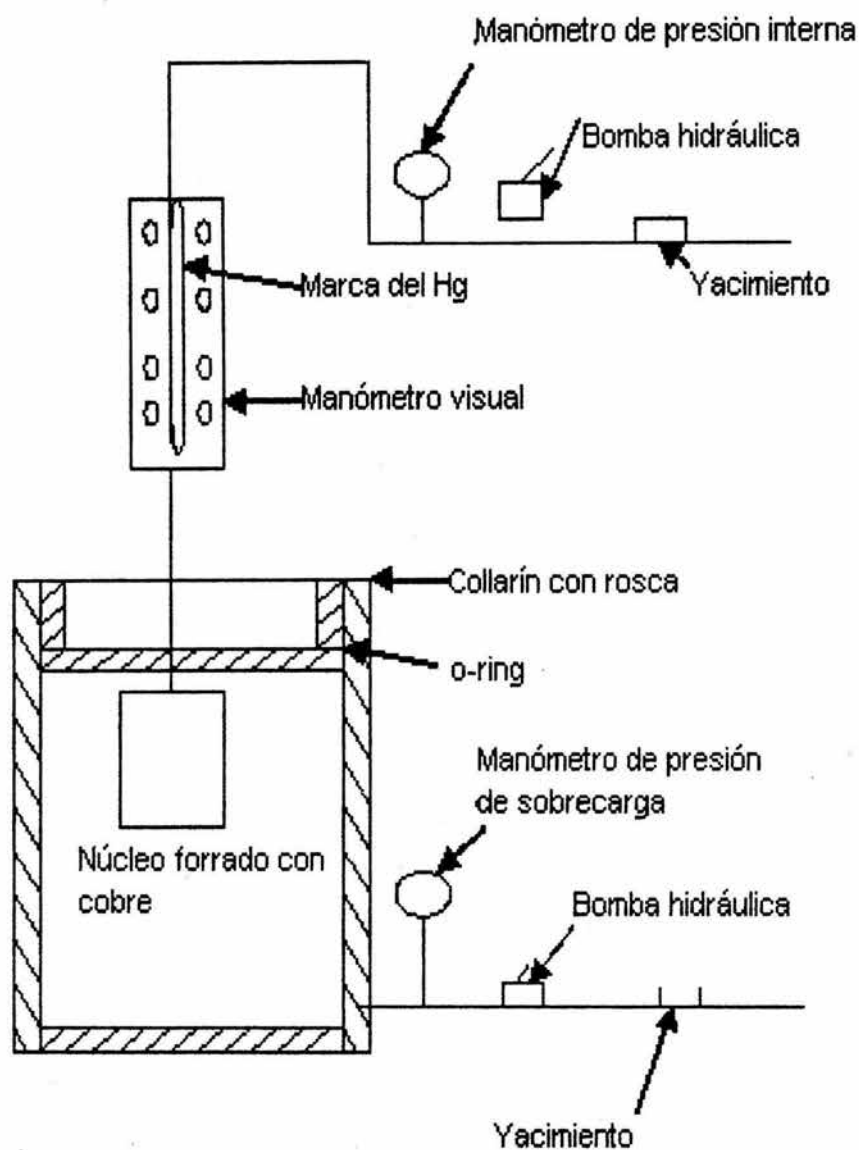


Fig. II-17 Diagrama del equipo utilizado por Fatt para las pruebas de compresibilidad ⁽¹⁶⁾.

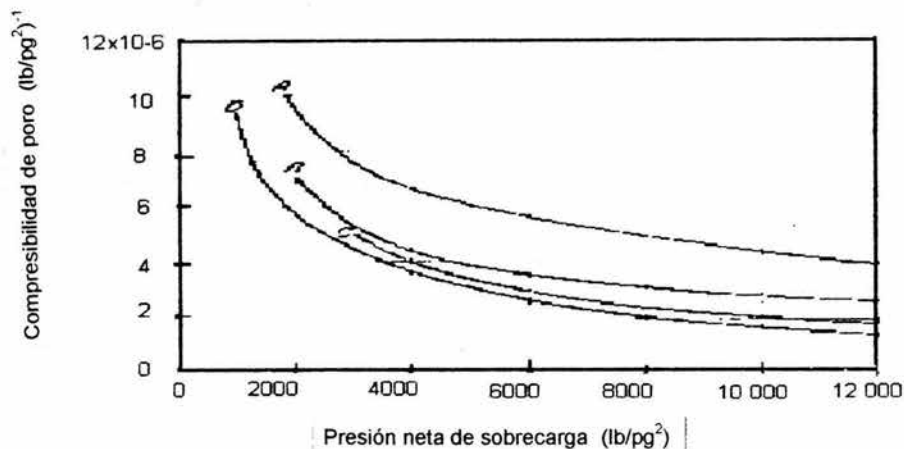


Fig. II-18 Compresibilidad del volumen de poro como una función de la presión neta de sobrecarga ($p^* - 0.85 p$). (A) Arenisca de Weber, Rangely Field, Colo., $\phi = 12\%$; (B) Arenisca de wildcat Nevada, $\phi = 13\%$; (C) Arenisca Strawn, Sherman Field, T., $\phi = 13\%$; (D) Arenisca Bradford, Pensilvania, $\phi = 15\%$ ⁽¹⁶⁾.

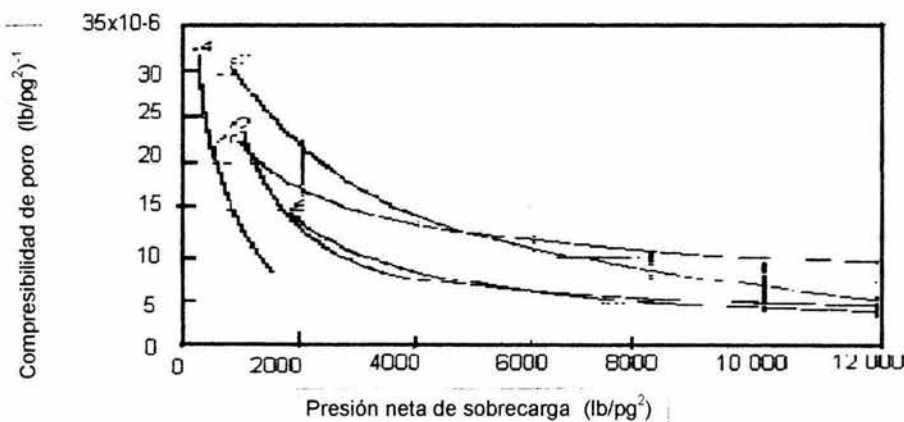


Fig. II-19 Compresibilidad del volumen de poro como una función de la presión neta de sobrecarga ($p^* - 0.85p$). (A) Arena no consolidada, $\phi = 36\%$; (B) Arenisca basal Tuscaloosa, Mississippi, $\phi = 13\%$; (C) Arenisca de wildcat, Santa Rosa County, Fla., $\phi = 15\%$; (D) Arenisca de Ventura ⁽¹⁵⁾, Basin Field, Calif., $\phi = 10\%$; (E) arenisca de West Montalvo Area field, Calif., $\phi = 12\%$ ⁽¹⁶⁾.

i) El aparato modificado por Zimmerman ⁽¹⁷⁾ consiste en cuatro subsistemas: a) celda de presión, b) muestra cilíndrica, c) un sistema de presión confinante del lado izquierdo de la figura, y d) el sistema de presión de poro a la derecha de la Fig. II-20.

La celda de presión utilizada era un cilindro de una aleación de acero y cromo con un espesor de pared de por lo menos 2.5 cm. La presión estándar de trabajo de esta vasija era de 10000 lb/pg², con capacidad para manejar presiones mayores. La capacidad interna de la vasija sellada era de 23 cm. El fondo de la celda tenía conectores para manómetros, medidores de deformación, termocoples, etc. Esta celda simple añadía presión hidrostática de confinamiento a las muestras de roca, además, se encuentra rodeada por dos calentadores semicilíndricos aislados con controladores térmicos que permiten el manejo de altas temperaturas, los aislantes permiten que la temperatura se mantenga constante por más tiempo y se tenga un mejor control de ésta.

La celda se llena con un fluido inerte y dieléctrico (aceite de silicón) que provee la presión hidrostática de confinamiento. El fluido se presuriza con ayuda de una bomba de desplazamiento positivo que se activa con aire de una compresora. Este sistema contenía un medidor de deformación (transductor de presión) con un rango de 0 a 20000 lb/pg², el cual medía la presión de confinamiento con una aproximación de ± 5 lb/pg². La presión de poro se midió en un rango de 0 a 10000 lb/pg² y una aproximación de ± 5 lb/pg². El dispositivo consiste en una perforación cilíndrica de precisión que contiene un pistón móvil, conectado a una desviación que se dirige al sistema de fluido de poro. Unido al pistón se encuentra un sensor diferencial de variación de desplazamiento lineal (LVDT), cuyo movimiento mide el cambio de volumen con una aproximación de $\pm 1.3 \times 10^{-4}$ cm³. Este pistón se encuentra rígidamente conectado a un pistón más grande, y tienen una relación de área de 20: 1, sobre el cual actúa el nitrógeno presurizado para controlar la presión de fluido de poro.

Para utilizar este sistema adecuadamente, los núcleos cilíndricos, de 5.08 cm de longitud y 5.08 cm de diámetro se unen a dos tapas de acero inoxidable del mismo diámetro, las cuales tienen orificios a través de ellas para permitir el paso del fluido de poro. Una delgada hoja de cobre cubre la muestra rodeándola junto con las tapas terminales, después la muestra y tapones se envuelven con un tubo de trifluorotileno encogible con calor. Como precaución final contra la invasión de fluidos externos, se coloca una capa de silicón entre las tapas y el tubo.

El primer paso del proceso de prueba es la preparación de la muestra (saturación). La saturación se logra con un aparato como el que se muestra en la **Fig. II-21**. Con las válvulas A y C cerradas, se mantiene un vacío de aproximadamente $100 \mu\text{m Hg}$ (13.3 Pa) en la muestra cerca de 12 hrs., para secar cualquier cantidad de aire atrapado en los poros. La válvula B se cierra, y la válvula C se abre para añadir la salmuera que satura al núcleo. El proceso de saturación se completa cuando el nivel de líquido en la bureta se estabiliza.

El volumen de poro se determina de la diferencia de peso saturada y seca. Zimmerman realizó mediciones de c_{bp} sobre núcleos de la arenisca Bandera, utilizó un método análogo al de Sampath para medir c_{pc} . Estas mediciones fueron hechas con una versión modificada del aparato experimental que se muestra en la **Fig. II-20**, con una bomba de tornillo manual que reemplaza a la bomba activada por aire. El desplazamiento volumétrico se lee directamente del vernier.

Este aparato crea un esfuerzo uniaxial en la parte superior con ayuda de un pistón y un esfuerzo biaxial que se aplica por medio de la "presión anular" a los lados de la muestra. Se utilizaron medidores de deformación para obtener la deformación total a través de las direcciones longitudinal y transversal de la muestra, y una bureta externa graduada para medir la cantidad de volumen de fluido de poro expulsado del núcleo.

Resultados obtenidos por Zimmerman

Los resultados obtenidos por Zimmerman se presentan en las **Figs. II-22 a II-26**

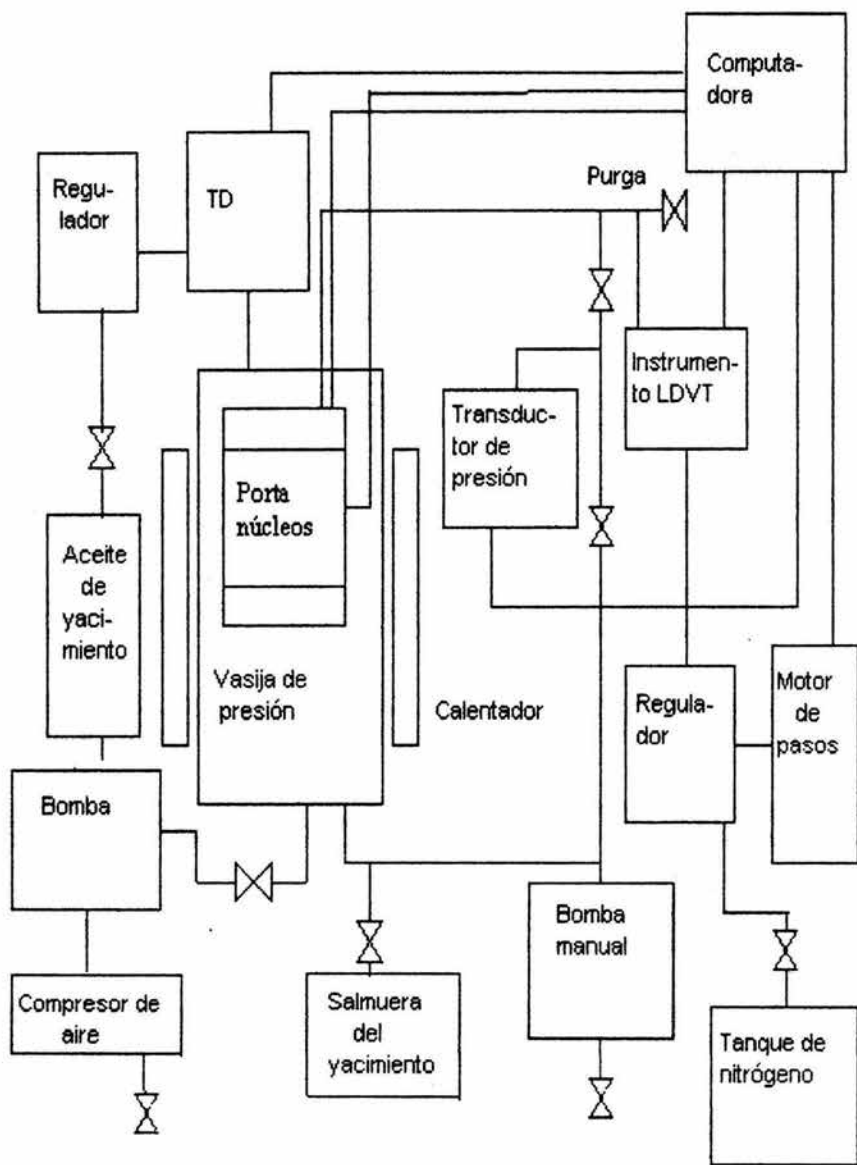


Fig. II-20 Diagrama esquemático del sistema utilizado para medir compresibilidad de rocas porosas (modificación de Zimmerman 1984) ⁽¹⁷⁾.

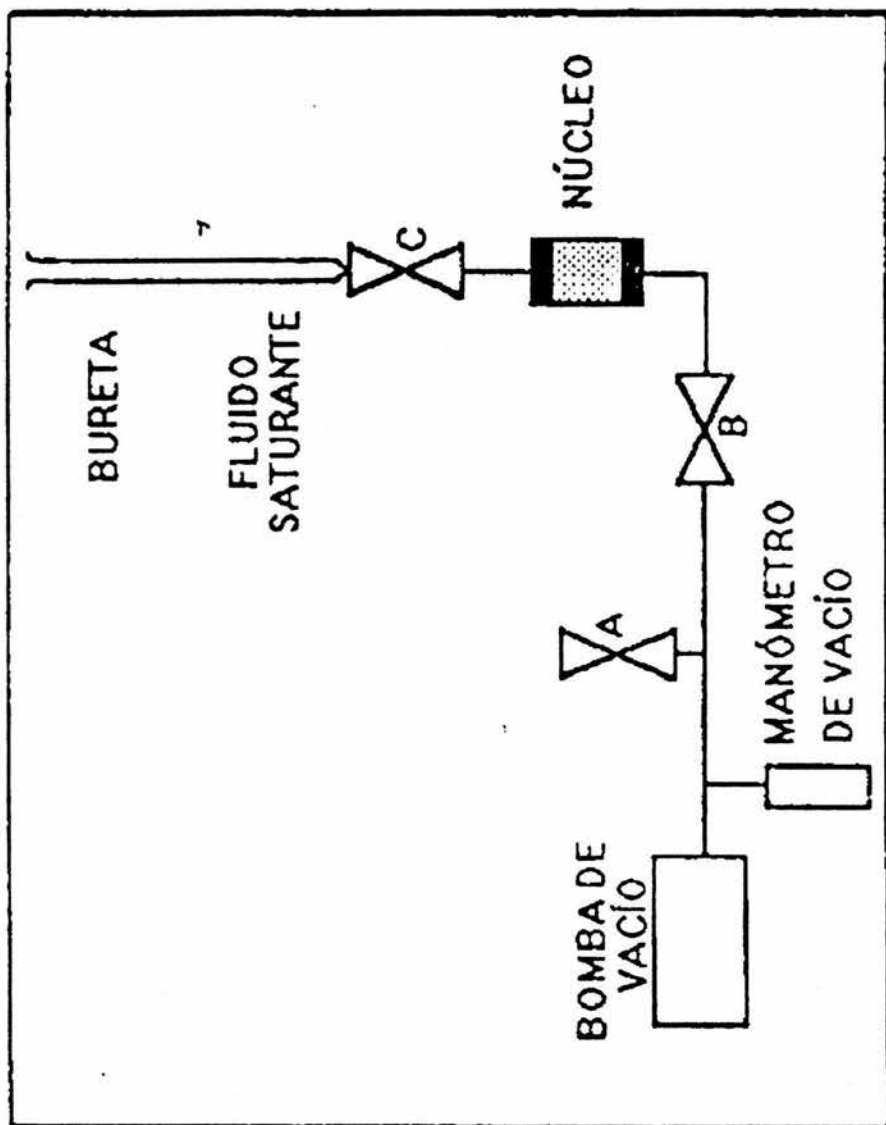


Fig. II-21 Diagrama del aparato utilizado para saturación de muestras con fluido de poro ⁽¹⁷⁾.

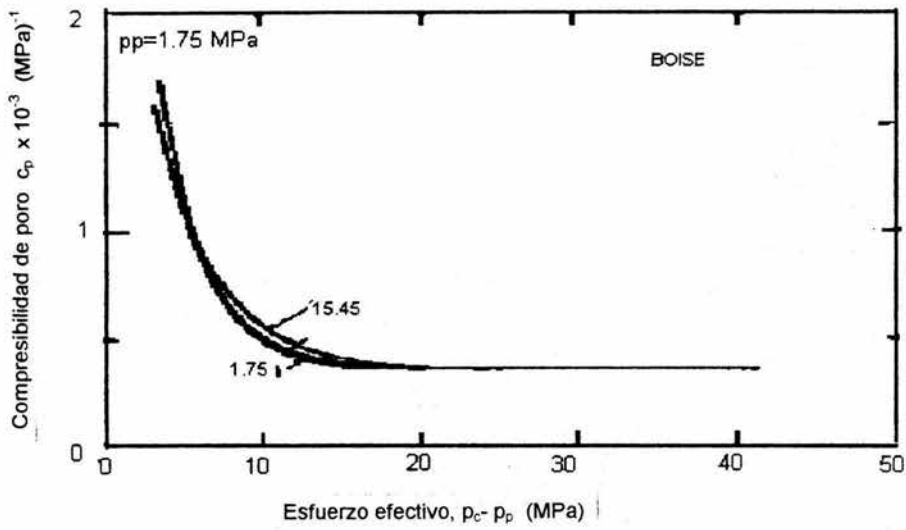


Fig. II-22 Compresibilidad del poro c_{pc} de la arenisca Boise como una función de $(p_c - m_p p_p)$, con $m_p^* = 1$. El valor óptimo de m_p es realmente de 1.02⁽¹⁷⁾.

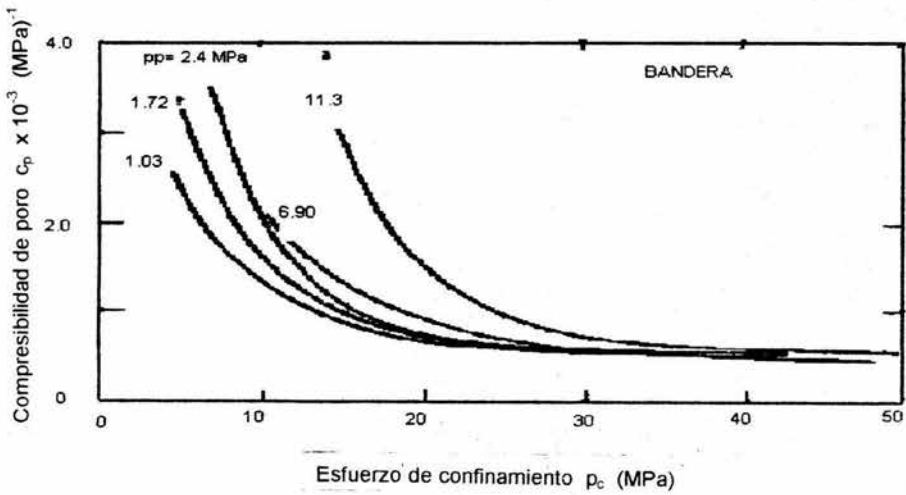


Fig. II-23 Esfuerzo de confinamiento vs compresibilidad del volumen de poro⁽¹⁷⁾

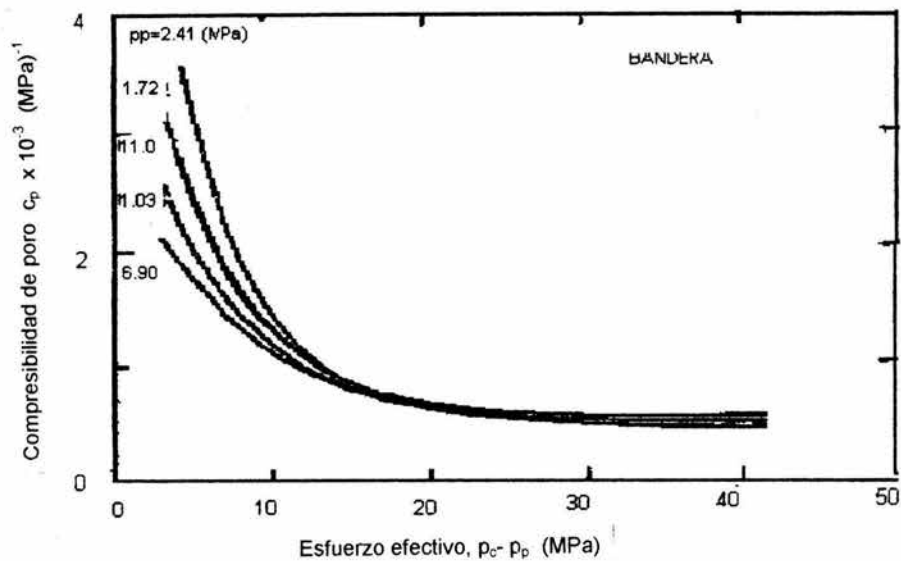


Fig. II-24 Valor óptimo de m_p real de 1.06 ⁽¹⁷⁾.

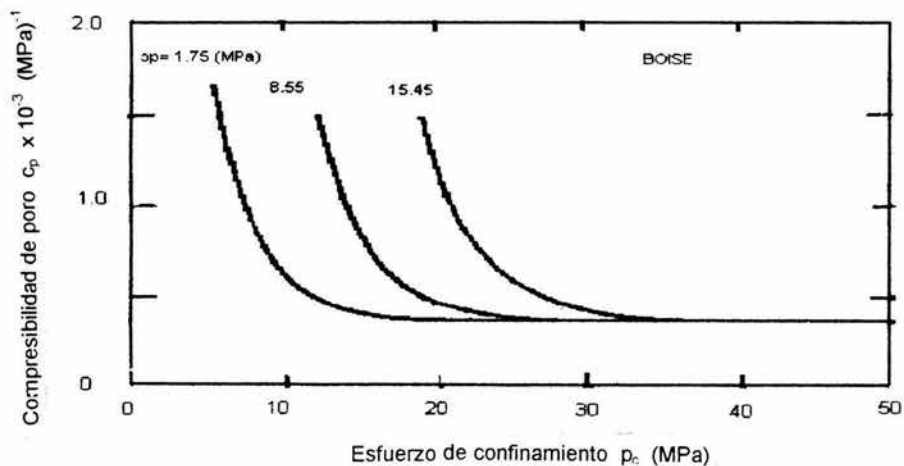


Fig. II-25 Compresibilidad del volumen de poro c_{pc} de la arenisca Boise como una función de la presión de confinamiento a diferentes presiones de poro ⁽¹⁷⁾.

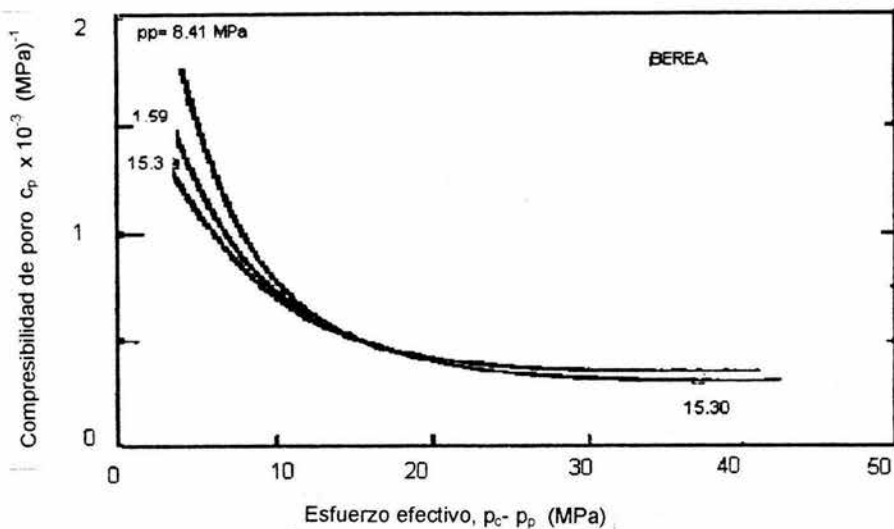


Fig. II-26 Valor óptimo de m_p real de 1.02⁽¹⁷⁾.

j) Del método de Contreras⁽¹²⁾: Se relacionan los coeficientes c_p , c_r y porosidad total, ϕ_t , mediante la ecuación

$$c_b = \phi_t c_p + c_r \quad \dots(II.4)$$

Las ecuaciones anteriores indican que, si se conoce por vía experimental la función $V_b = f(p)$ que describe la variación del volumen total en función de la presión de confinamiento externa con la presión de poro constante, el coeficiente c_b puede calcularse punto por punto en función de la presión efectiva de sobrecarga. El procedimiento para establecer la función $V_b = f(p)$ consiste en ajustar una función matemática a un cierto número de valores experimentales de p y V_p .

Puesto que $V_b = V_{bo} - \Delta V_{bac}$, donde V_{bo} es el volumen total inicial de la roca y ΔV_{bac} es la reducción acumulada del volumen total correspondiente a un valor dado de la presión efectiva de sobrecarga (p_s). Se considera para fines prácticos $V_b \cong V_{bo}$, la definición en términos matemáticos es la siguiente

$$c_b = \frac{1}{V_{bo}} \left(\frac{\partial(\Delta V_{bac})}{\partial p_s} \right)_{p_p} \quad \dots (II.5)$$

El coeficiente de compresibilidad c_t denota el cambio fraccional del volumen de poros por cambio unitario de la presión de poro, con la componente isotrópica del esfuerzo de sobrecarga o presión externa constante. Esta expresión en términos matemáticos es

$$c_b = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p_p} \right)_{p_s} \quad \dots (II.6)$$

donde V_p es el volumen de poros, p_p es la presión de poro y p_s es la presión de confinamiento litostática. El coeficiente c_t se relaciona con el coeficiente c_b mediante la expresión

$$c_p = \frac{c_b - c_r(1 + \phi_t)}{\phi_t} \quad \dots (II.7)$$

El coeficiente de compresibilidad c_p , que denota el cambio fraccional del volumen de poros por cambio unitario de la presión externa con la presión de poro constante, se define en términos matemáticos mediante la expresión:

$$c_p = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p_s} \right)_{p_p} \quad \dots (II.8)$$

En su trabajo Contreras determinó el coeficiente c_p como función de la presión efectiva de sobrecarga calculándolo mediante la ecuación,

$$c_p = \frac{c_b - c_r}{\phi_t} \quad \dots (II.9)$$

consideró para el coeficiente c_r un valor constante de $0.123 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$.

k) **Zaki Harari** ⁽⁴⁾. Los aparatos de compresibilidad utilizados por Zaki Harari **Fig. II-27** consisten de tres componentes principales: porta núcleos, horno y panel de control. El porta núcleos puede soportar presiones de confinamiento hasta de 10000 lb/pg² y presión interna hasta de 9800 lb/pg². La presión del líquido alrededor de la muestra forrada provee la presión de confinamiento, mientras que un líquido es usado para generar la presión interna. El porta núcleos es encerrado dentro del horno, el cual tiene un elemento de calentamiento controlado termo estáticamente para regular la temperatura del ambiente.

El porta núcleos hidrostático consiste de un cilindro hueco de acero inoxidable dentro del cual un tapón del núcleo (muestra de roca) es insertada. El porta núcleos puede ser usado con tapones que tienen diámetros de 1 o 1.5 pg, y longitudes hasta de 3 pg.

Secaron cada muestra de roca a una temperatura de 221 °F por 24 horas. Cuando las muestras se enfriaron, midieron el peso en seco y determinaron su porosidad por medio del uso de un porosímetro estándar de helio. A la muestra se le hace vacío por 24 horas y se satura con agua destilada a la cual se le saco el aire por otras 24 horas, mediante el uso de una presión de saturación inferior de 2000 lb/pg². Volvieron a pesar la muestra para determinar esta saturación de porosidad, la cual es comparada con la porosidad de helio para la cual la saturación de poro adecuada ha sido alcanzada. Finalmente, el espécimen saturado es envuelto con una película de nylon delgado, entonces forrada con tubería de teflón encogible al calor.

La muestra de roca forrada es ajustada dentro de la manga de caucho gruesa del porta núcleos, y los extremos del porta núcleos son ensamblados. La manga de caucho gruesa separa el líquido de presión de confinamiento del sistema de presión interna. Después de empezar las pruebas, aplicaron una presión de confinamiento p_c de aproximadamente 500 lb/pg² a la muestra en prueba. Mientras esta presión de confinamiento p_c es mantenida, algunos volúmenes de poro de agua destilada y a la cual se le quitó el aire son desplazados a través de la muestra a una baja presión de flujo. Entonces, la válvula de la corriente del extremo inferior de la línea de presión interna es cerrada. La muestra está ahora lista para pruebas de compresibilidad.

Resultados obtenidos por Zaki Harari

Los resultados obtenidos por Zaki Harari se muestran en las **Figs. II-28 a II-32**.

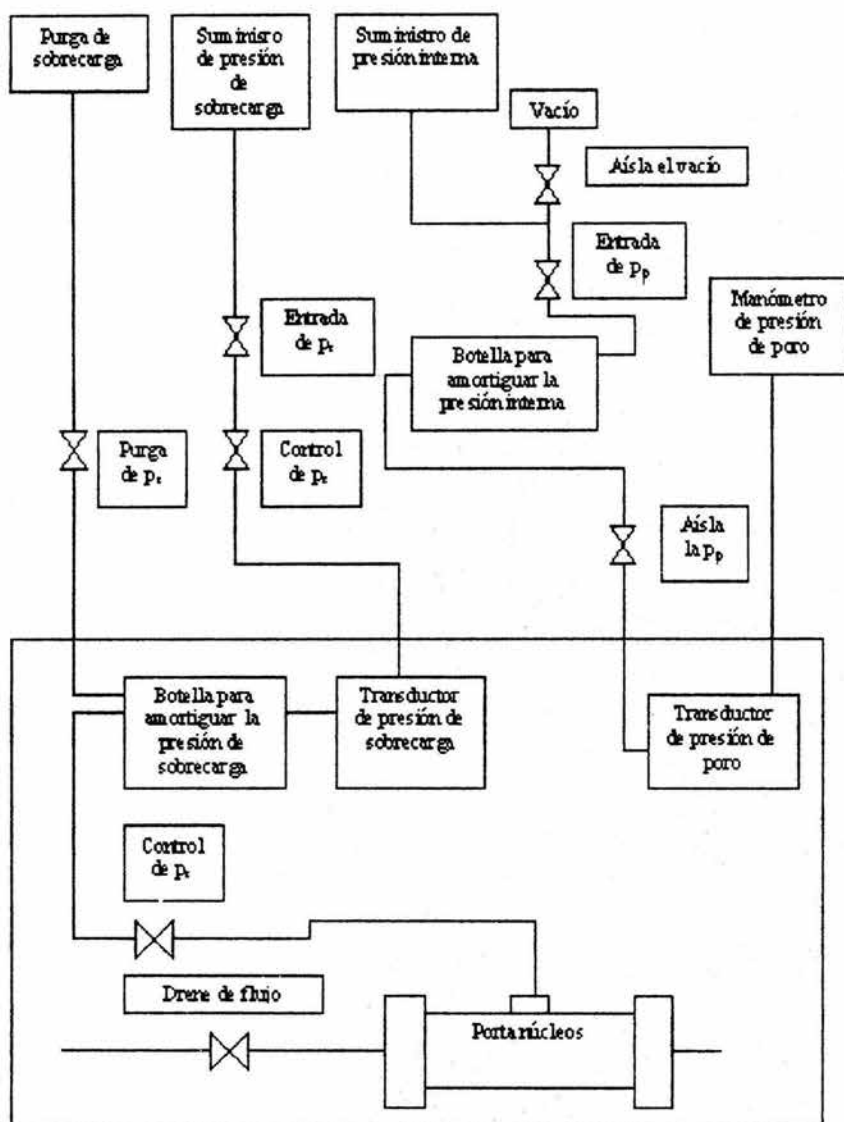


Fig. II-27 Equipo utilizado por Zaki Harari ⁽⁴⁾.

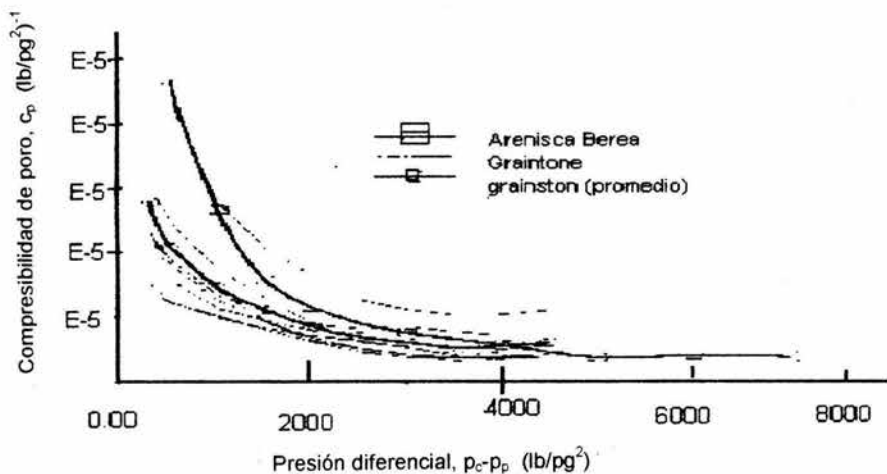


Fig. II-28 Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de grainstone, en comparación a la compresibilidad de la arenisca Berea ⁽⁴⁾.

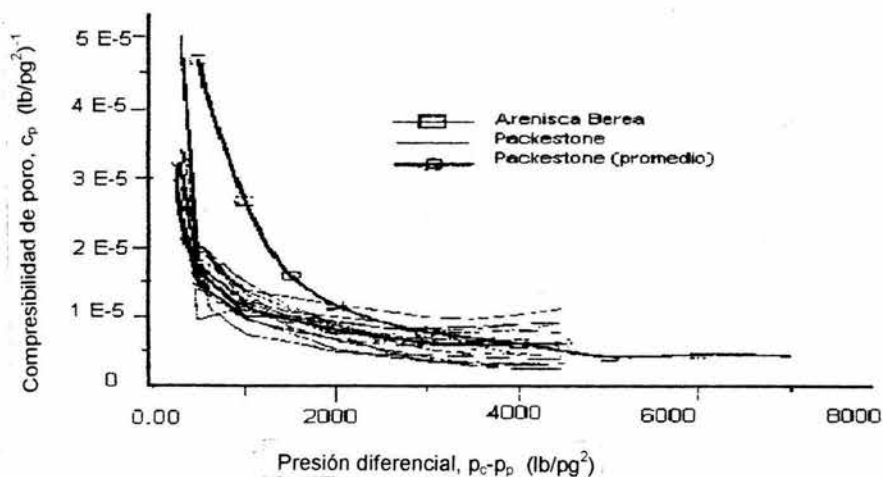


Fig. II-29 Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de packstone, en comparación a la compresibilidad de la arenisca Berea ⁽⁴⁾.

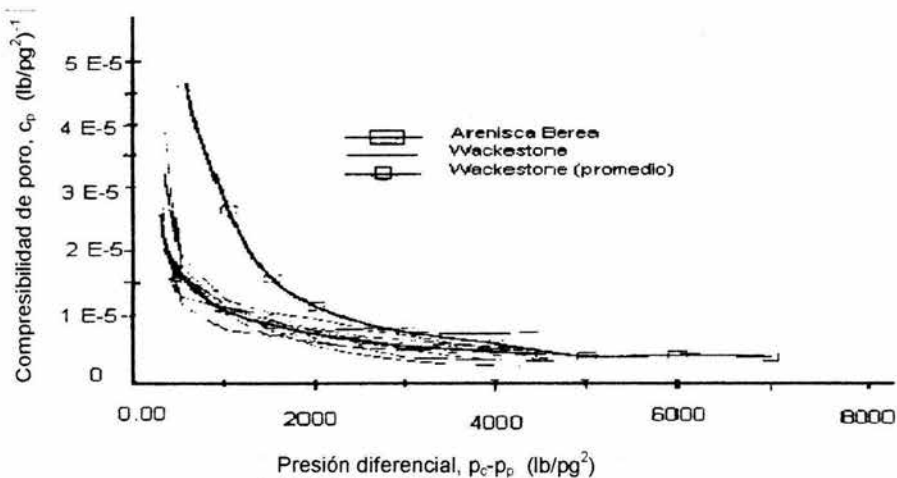


Fig. II-30 Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de wackestone, en comparación a la compresibilidad de poro de la arenisca Berea ⁽⁴⁾.

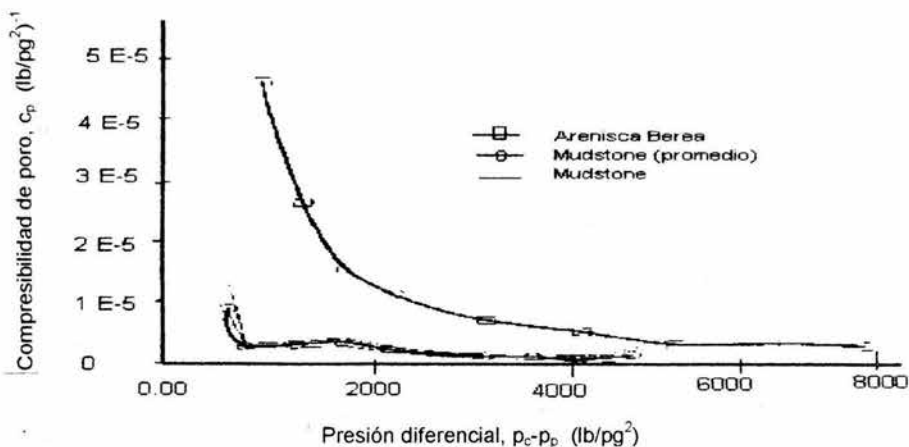


Fig. II-31 Efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de mudstone, en comparación a la compresibilidad de poro de la arenisca Berea ⁽⁴⁾.

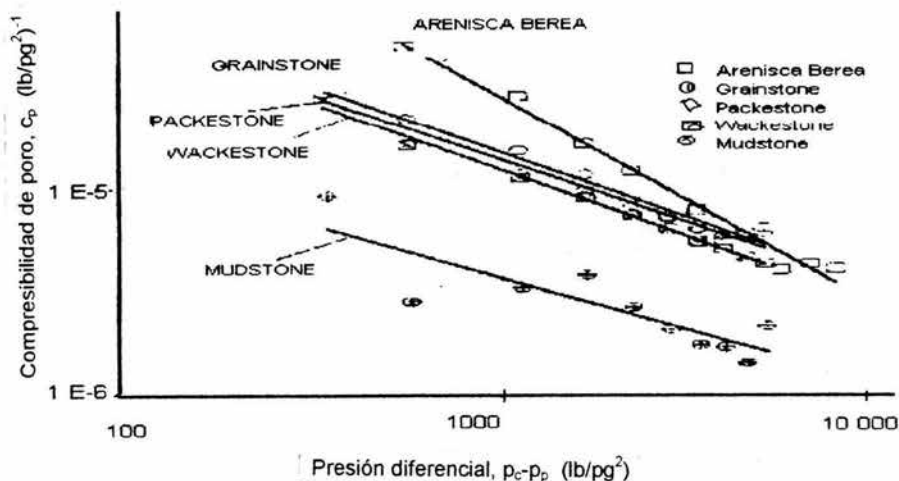


Fig. II-32 Compresibilidad promedio de poro vs presión diferencial para las muestras analizadas ⁽⁴⁾.

II.1.1.3 Compresibilidad de la formación o del volumen total de la roca (c_r , c_b).

a) El primer método descrito es el de **Geertsma** ⁽⁹⁾, el cual se diseñó principalmente para medir c_b y c_r .

La compresibilidad total de la roca c_b , se puede cuantificar de la misma manera que c_r , si se cubre la totalidad de la superficie del núcleo con un material impermeable.

b) **Zimmerman** ⁽¹⁷⁾ determinó la compresibilidad del volumen total de la roca al medir las dimensiones de la muestra con un calibrador vernier (pie de rey).

Resultados obtenidos por Zimmerman

Los resultados obtenidos por Zimmerman se muestran en las Figs. II-33 y II-34.

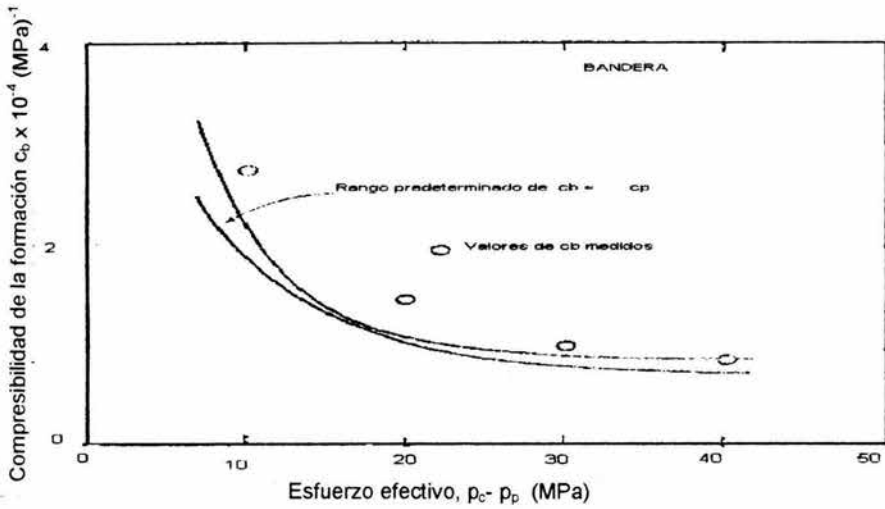


Fig. II-33 Comparación de la compresibilidad de la formación medida c_b a valores determinados de la compresibilidad de poro c_p medidos ⁽¹⁷⁾.

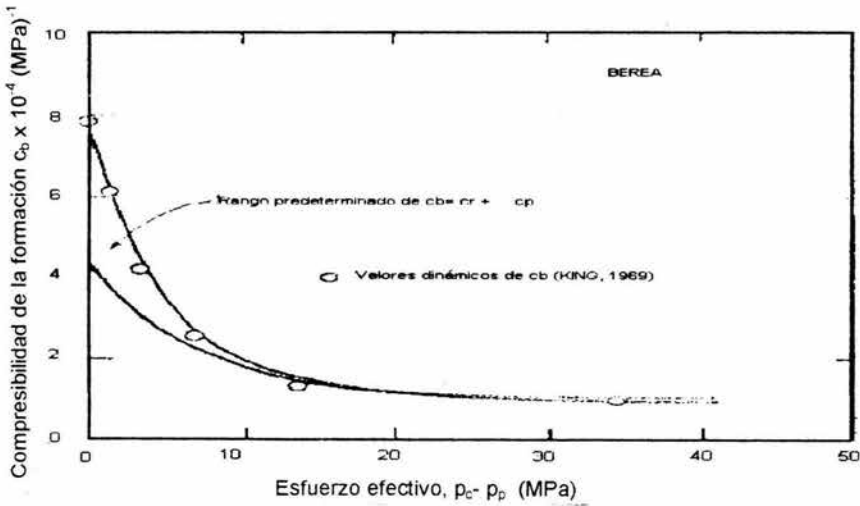


Fig. II-34 Comparación de la compresibilidad de la formación medida c_b acústicamente por King en una muestra seca, a valores determinados de la compresibilidad de poro c_p medidos ⁽¹⁷⁾.

c) **Contreras** ⁽¹²⁾, en su trabajo que consistió en determinar los coeficientes c_b , c_p y c_r , en función de la presión efectiva de sobrecarga a 100 °C.

La metodología empleada se basó en la medición experimental de la reducción acumulativa del volumen total de la muestra con el aumento de la presión efectiva de sobrecarga aplicada en forma de esfuerzo isotrópico externo mediante un fluido de confinamiento, con la presión de poro constante.

El coeficiente de compresibilidad c_b denota el cambio fraccional del volumen total de la roca por cambio unitario del esfuerzo de sobrecarga o presión de confinamiento externa, con la presión de poro constante. La expresión matemática es:

$$c_b = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_b}{\partial p_c} \right)_{p_p} \quad \dots(\text{II.10})$$

en donde: V_p es el volumen de poros, p_p es la presión de poro y p_c es la presión de confinamiento litostática.

Las mediciones hechas por Contreras (1996) sobre muestras de diámetro completo de la reducción acumulativa del volumen total de la muestra de roca como función de la presión de confinamiento hidrostática se efectuaron en un sistema experimental basado en una celda triaxial con capacidad para aplicar sobre la muestra cualquier condición de esfuerzo de sobrecarga que sea de interés práctico en el ámbito de estudios petrofísicos y de mecánica de rocas que se puede requerir en la industria petrolera. En la **Fig. II-35**, se muestra el esquema de montaje de la muestra de roca dentro de la celda triaxial.

La muestra se ensambla entre cabezales metálicos, y este arreglo se cubre con una manga impermeable y altamente flexible, de aproximadamente 1 cm de espesor. La muestra se instrumenta con sensores de desplazamiento lineal de alta resolución tipo LVDT, mediante los cuales se miden los cambios que se producen en la longitud de la muestra como consecuencia de la aplicación de la presión de confinamiento hidrostática.

Una vez instrumentada, la muestra se dispone dentro de la celda triaxial, la cual se llena a continuación con aceite mineral que actúa como fluido de confinamiento. De esta manera, la muestra queda inmersa en el fluido de confinamiento, aunque aislada del mismo por la manga de recubrimiento.

Se aplicó a las muestras presión de confinamiento hidrostático en el intervalo de 0 a 700 kg/cm², con incrementos de 10.2 kg/cm² en el rango de 0 a 100 kg/cm², en incrementos de 20.4 kg/cm² en el rango de 100 a 700 kg/cm², manteniendo la presión de poro constante en todo el proceso con un valor igual a la presión ambiente del laboratorio. Al no aplicar presión de poro, resulta para la presión efectiva de sobrecarga un valor igual al de la presión de confinamiento.

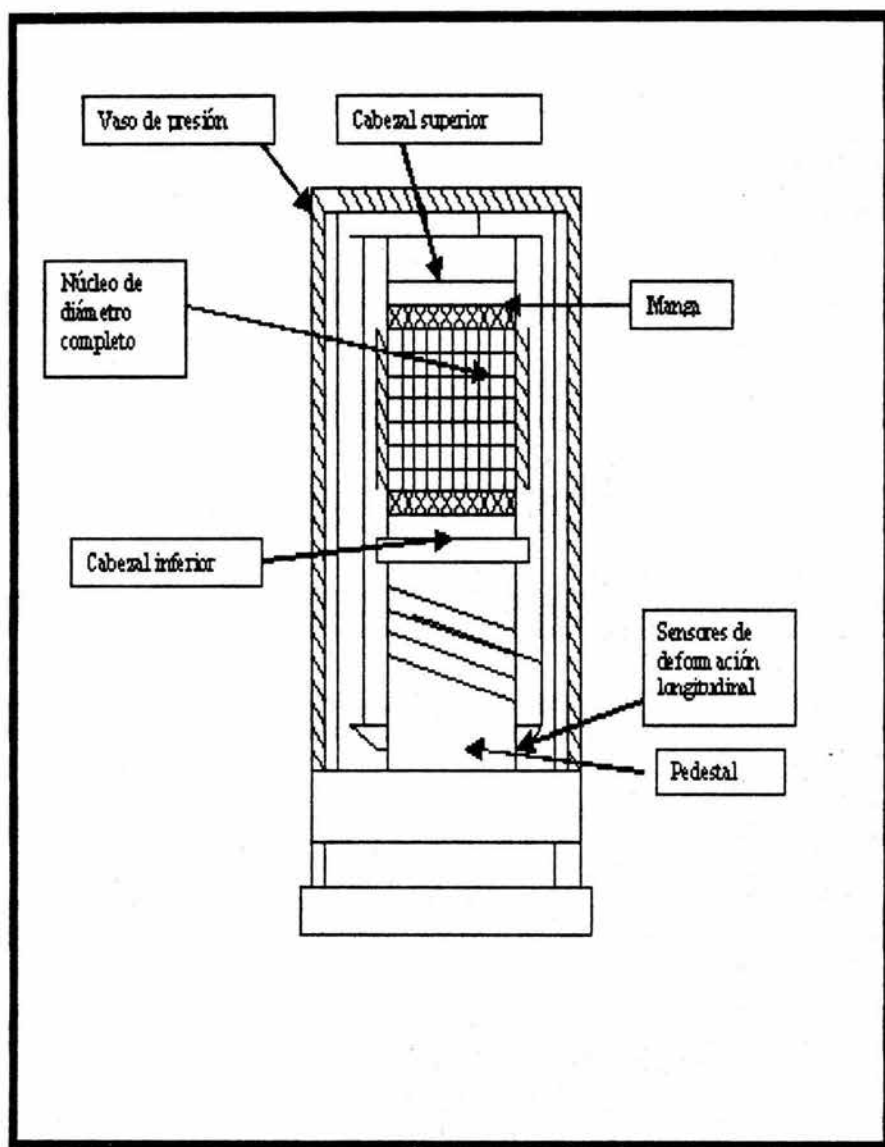


Fig. II-35 Esquema del arreglo experimental desarrollado por Contreras para estudios de compresibilidad sobre núcleos de diámetro completo ⁽¹²⁾.

d) Greenwald ⁽¹⁴⁾ también elaboró una gráfica para mostrar la variación de la compresibilidad del volumen de la formación con respecto a la variación de la presión y otra gráfica para determinar la variación de la porosidad con respecto a la variación de la presión.

Resultados obtenidos por Greenwald

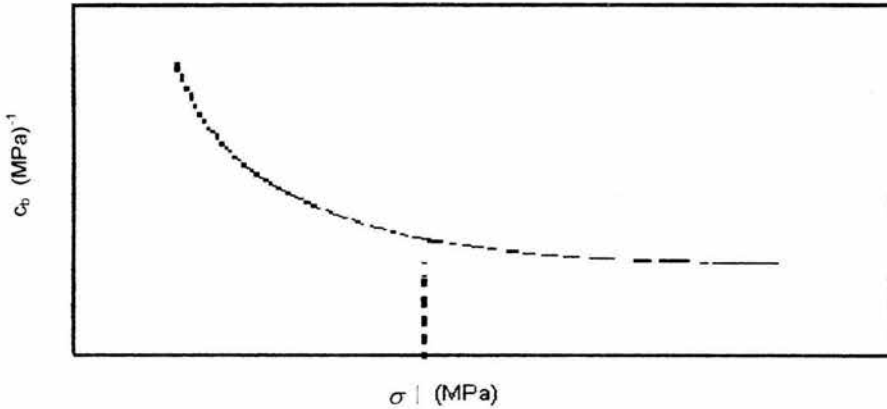


Fig. II-36 Volumen representativo de la formación vs esfuerzo efectivo ⁽¹⁴⁾.

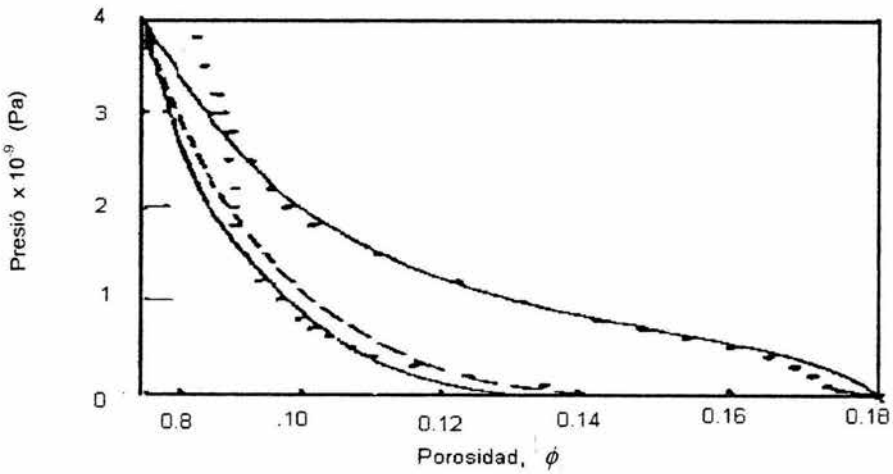


Fig. II-37 Presión vs porosidad para una arenisca ⁽¹⁴⁾.

e) **Newman** ⁽¹³⁾ midió compresibilidad isotérmica y valores de porosidad a 79 muestras de areniscas consolidadas bajo presión hidrostática. Él ajustó los datos a una ecuación hiperbólica, obteniendo la siguiente expresión:

$$c_f = \frac{(97)(3200 \times 10^6)}{(1 + 55.8721\phi)^{1.42859}} \quad \dots(\text{II.11})$$

Esta correlación fue desarrollada para areniscas consolidadas con un rango de valores de porosidad de $0.02 < \phi < 0.23$. El valor absoluto promedio de la correlación entra en el rango de valores de porosidad que podría ser encontrado.

Newman también desarrolló una correlación similar para formaciones de caliza bajo presión hidrostática. El rango de valores de porosidad incluidos en la correlación fue de $0.02 < \phi < 0.33$, y el error promedio absoluto encontrado fue de 11.8 %. La correlación para formaciones de calizas es la siguiente:

$$c_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 \times 10^6 \phi)^{0.92990}} \quad \dots(\text{II.12})$$

Aunque la compresibilidad de la roca sea de un valor pequeño, su efecto puede ser importante en algunos cálculos del yacimiento o el acuífero que contiene fluidos de compresibilidades en el rango de $3 \text{ a } 25 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$.

En esta gráfica se incluyen las curvas obtenidas por Zaki Harari, Zimmerman, Greenwald y Fatt a fin de observar en una sola gráfica la tendencia de las diferentes curvas resultantes.

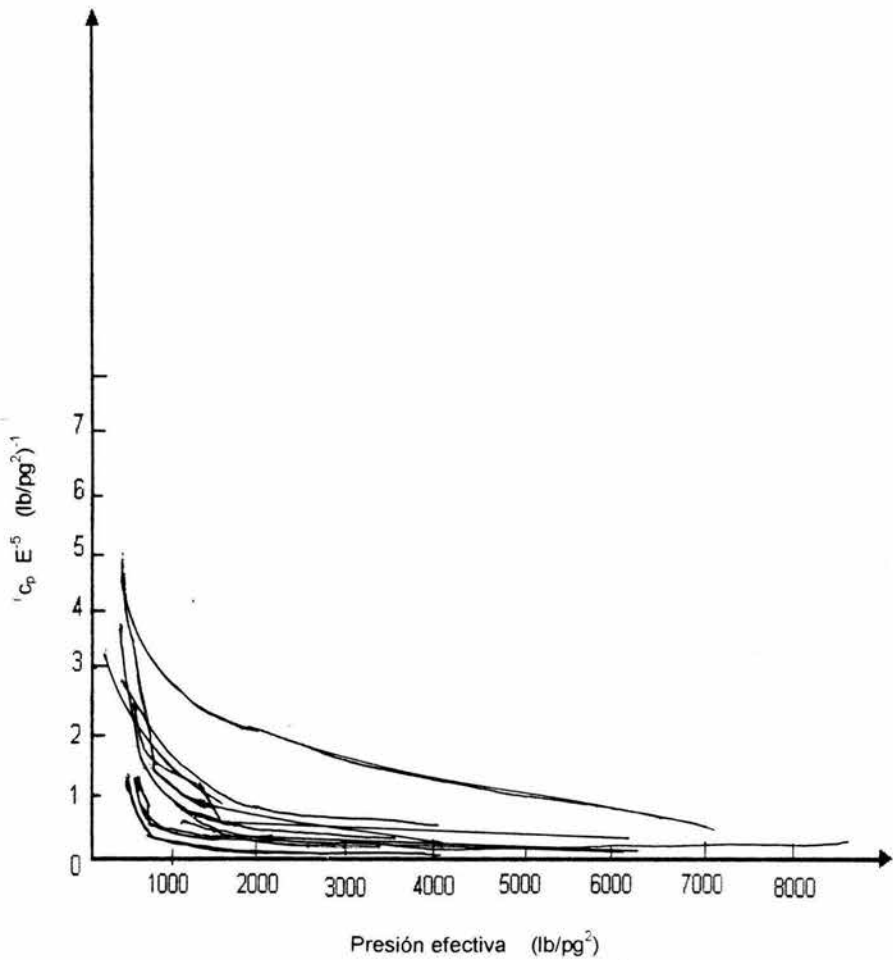


Fig II- 37A Datos obtenidos por Zaki Harari, Zimmerman, Greenwald y Fatt.

En esta gráfica se presentan los resultantes obtenidos por Unalmiser, Server y Swalwel así como la de Sampath, con el propósito de comparar las tendencias de las curvas resultantes.

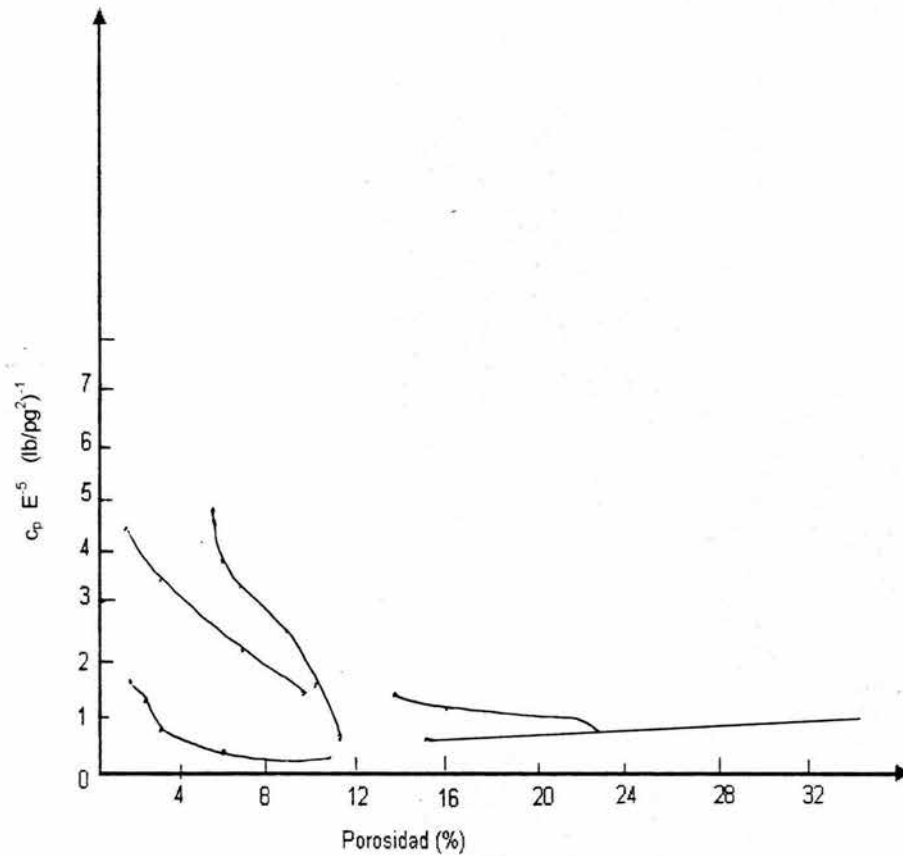


Fig. II.37B Datos obtenidos por Unalmiser y Swalwel así como Sampath.

MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LAS COMPRESIBILIDADES DE LOS COMPONENTES DE LA FORMACIÓN

**TABLA II.1
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DE LOS SÓLIDOS (c_r)**

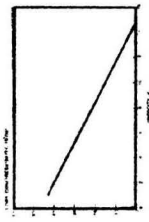
Autores	Año	Tipo de roca	Dimensiones muestras (pg)	Rangos de presión (lb/pg ²)		Temperatura de prueba (°F)	Rangos de Porosidad (%)	Tendencia o correlación obtenida		
				interna	externa (hidráulica)					
Unalmsir, Server y Swalwel (Arabia Saudita)	1993	Caliza	Diámetro: 1.5 Longitud: 2			Ambiente				
									500, 1500, 2500, 3000 y 3500	externa (hidráulica)
									1000, 2000 y 3500	externa (hidráulica)
Geertsma	1957	6 muestras de areniscas						No se proporcionaron datos		

TABLA II.2
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL PORO (C_p)

Autores	Año	Tipo de roca	Dimensiones muestras (pg)	Rango de presiones (lb/pg ²)		Temperatura de prueba (°F)	Rangos de porosidad (%)	Tendencia o correlación obtenida
				Interna	Externa (hidrostática)			
Huges y Cooke	1953	Arenisca		0	725 a 14500			
				200 a 1500	3000 constante Altos esfuerzos	95	15 a 30	
Knutson y Bohor	1963	Calizas y areniscas	Diámetro: 2 a 3.5 Longitud: 5 a 6	Cte. 508 (se fue reduciendo)	1500 en adelante	74		

TABLA II.2
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL PORO (c_p)
(CONTINUACIÓN)


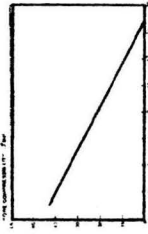
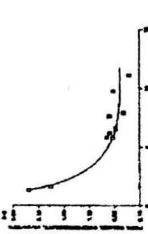

Newman	1973	Areniscas y lutitas	Diámetro: 1 longitud: 3	Esfuerzo efectivo 500	74		
Greenwald	1980	Areniscas	Diámetro: 2 Longitud: 2	P ^{efec} = 1000 y 4000	Sin dato		
							Esfuerzo efectivo 500
Unalmsier y Swalwel	1993	Calizas	Diámetro: 1.5 Longitud: 2	Cte	Ambiente		
							500 a 3500
							1000 a 3500
Sampath	1952	areniscas	Diámetro: 1 Longitud: 2	Cte	73		
							200 a 5000

TABLA II.2
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL PORO (c_p)
(CONTINUACIÓN)

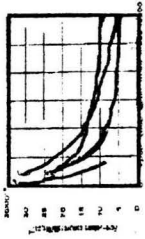
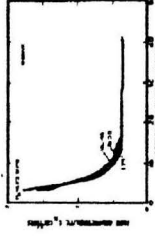
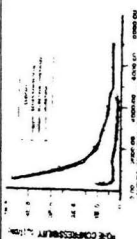
Fatt	1958	Arenisca	Diámetro: 1 Longitud: 2 a 3	1000 a 10 000, después se redujo a 0, poste- rior- mente se incre- mento a 6000 y nueva- mente lleva- da a 0	12 000 (cte. por algunas horas, des- pués fue reducida a 6 000)	72	
Zimmer man	1985	Areniscas	Diámetro: 2 Longitud: 2	149 a 2239 $p_{efec} =$ 7246.4	$p_{efec} =$ 7246.4	71	

TABLA II.2
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL PORO (c_p)
(CONTINUACIÓN)

Contra- ras	1996			p _{atm} =cte (presión del labo- rato- rio)	0 a 10 000	212		$C_p = \frac{C_b - C_r}{\phi_f}$
Zaki Harari	1995	Calizas y Areniscas	Diámetro: 1 a 1.5 Longitud: 3 o más	p _c = 500, pre- sión dife- rencial de 0 a 8000	Presión diferen- cial de 0 a 8000	77		

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

TABLA II.3
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN (C₆)

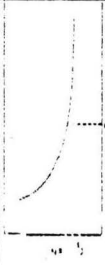
Autores	Año	Tipo de roca	Dimensiones muestras (pg)	Rangos de presión (lb/pg ²)		Temperatura de prueba (°F)	Rangos de porosidad (%)	Tendencia o correlación obtenida
				interna	externa (hidráulica)			
Geertsma	1957			No se proporcionaron datos				
Zimmerman	1985	Arenisca	Diámetro: 2 longitud: 2	149.27 a 2239 P _{efec} = 7246.4	P _{efec} = 7246.4	71		
Contreras	1996			P _{atm} =cte (presión del laboratorio)	0 a 10 000	212		
Greenwald	1980		Diámetro: 2 longitud: 2	0 a 0.00058			0.08 < φ < 0.18	

TABLA II.3
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN (c_b)
(CONTINUACIÓN)

Newman	1993	arenisca	Diámetro: 1.5 Longitud: 2	500, 1500, 2500, 3000 y 3500	0.02 < φ < 0.33	$c_f = \frac{(97)(3200)(10^{-6})}{(1 + 55.8721\phi)^{1.42859}}$
		caliza				

II.1.2 Métodos directos para determinar la compresibilidad de los fluidos

II.1.2.1 Compresibilidad del aceite (c_o)

Método de McCain ⁽⁵⁾

Para obtener variaciones presión-volumen mediante un análisis pVT, se considera un cilindro en el cual la temperatura puede ser controlada y el volumen variado por el movimiento del pistón, como se muestra en el Fig.

II-38 A, muestra a una sustancia pura (monocomponente) a una presión p , y a una temperatura debajo de la temperatura crítica de la sustancia. Se mantendrá la temperatura constante y se levantará el pistón, por lo que la presión declinará.

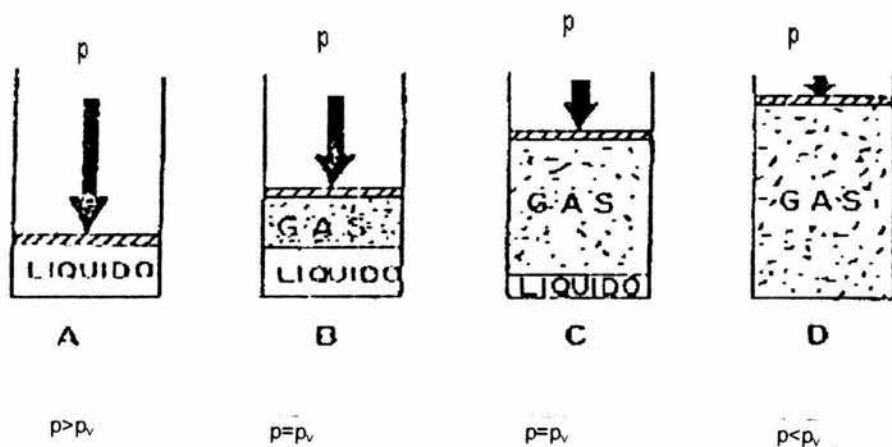


Fig. II-38 Vaporización de una sustancia pura a temperatura constante ⁽⁵⁾.

El proceso seguirá la trayectoria de la línea 1-2 de la Fig. II-39 mientras el pistón se levanta, la presión disminuye rápidamente hasta alcanzar un valor de p_v , presión de vapor de la sustancia. En este punto una fase de gas comenzará a formarse a medida que las moléculas salen del líquido ⁽¹⁸⁾.

Como el pistón se levanta de una manera continua, el volumen de la fase gaseosa se incrementará y el volumen de la fase líquida disminuirá; sin embargo, la presión permanecerá constante en un valor p_v . Una vez que la fase líquida desaparece, un levantamiento adicional del pistón causará una disminución en la presión a medida que la fase gaseosa se expande. Finalmente la presión alcanzará el punto p_2 .

La Fig. II-40 muestra la variación de R_s del yacimiento Big Sandy como una función de la presión a temperatura del yacimiento de 160 °F. Debido a que no se ha liberado gas de la solución cuando la caída de presión es de la presión inicial de 3500 lb/pg² abs a la presión en el punto de burbujeo a 2500 lb/pg² abs, el fluido del yacimiento permanece en estado de una fase (líquido); sin embargo, debido a que los fluidos son ligeramente compresibles, el incremento de volumen 1.310 bl / STB a 3500 lb/pg² abs a 1.333 bl / STB a 2500 lb/pg² abs. Abajo de 2500 lb/pg² abs la expansión del líquido continúa pero es marcada por un efecto mucho más grande la disminución en el volumen del líquido debido a la liberación de gas en solución. A 1200 lb/pg² abs el volumen ha disminuido a 1.210 bl / STB, y a presión atmosférica y 160 °F a 1.040 bl / STB ⁽¹⁾.

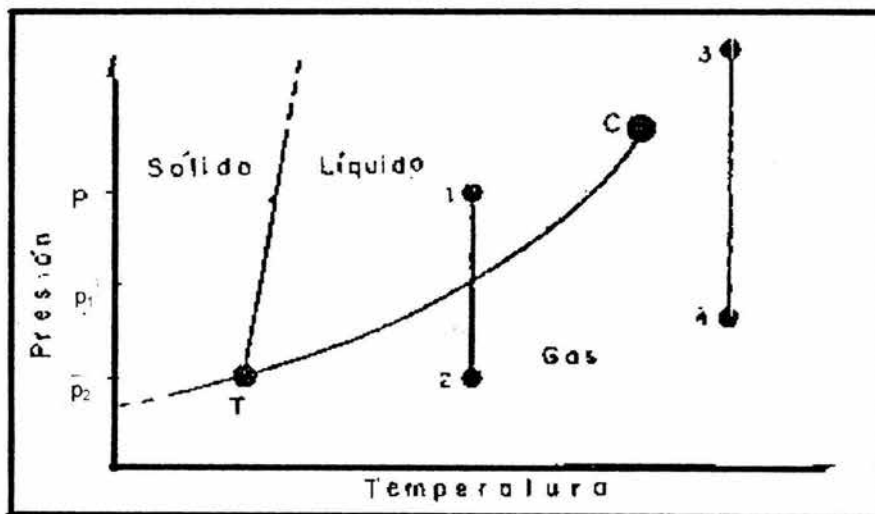


Fig. II-39 Diagrama de fase para una sustancia pura, mostrando líneas de expansión isotérmicas ⁽¹⁶⁾.

Después se elabora una gráfica presión-volumen para el rango de presión 3500-2500 lb/pg² abs, por medio de la cual se puede obtener la compresibilidad del aceite. Si se conoce V_o , p y se obtiene la pendiente $(\partial V_o / \partial p)$ de la gráfica y sustituyendo en la ecuación 1.41 o, con datos de B_o , p y $(\partial B_o / \partial p)$ y sustituyendo en la ecuación 1.42 obtenemos c_o .

Los factores de volumen de la fase simple y de dos fases para los fluidos del yacimiento Big Sandy pueden ser visualizados refiriéndose a la Fig. II-42, la cual está basada en datos de las Figs. II-40 y II-41. La Fig. II-32 (A) muestra un cilindro el cual es adecuado con un pistón el cual contiene inicialmente 1.310 bl del fluido inicial del yacimiento (líquido) a la presión inicial de 3500 lb/pg² abs y 160 °F. A medida que el pistón es retirado, el volumen se incrementa y la presión consecuentemente puede disminuir. A 2500 lb/pg² abs, la cual es la presión en el punto de burbujeo, el volumen del líquido se ha expandido a 1.333 bl. Debajo de 2500 lb/pg² abs, la fase de gas aparece y continua creciendo mientras la presión disminuye, debido a la liberación de gas de la solución y la expansión del gas ya liberado; recíprocamente, la fase líquida se encoge debido a las pérdidas del gas en solución, a 1.210 bl a 1200 lb/pg² abs.

La Fig. II-42 (C) muestra el volumen total y el volumen separado a 1200 lb/pg² abs. A 14.7 lb/pg² abs y 160 °F (D), el volumen del gas se ha incrementado a 676 pie³ y el volumen del aceite se ha disminuido a 1.040 bl.

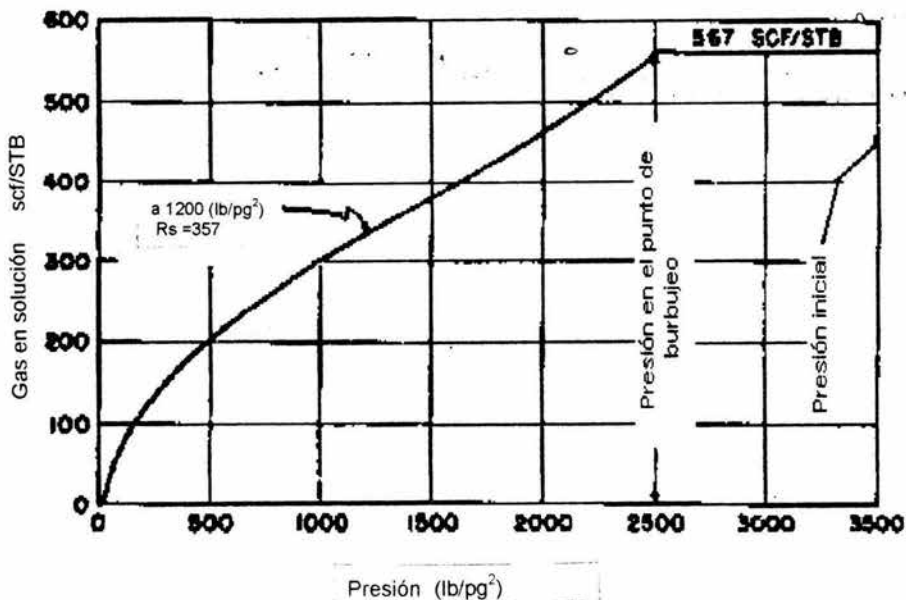


Fig. II-40 Relación de solución gas-aceite para el aceite del yacimiento Big Sandy Field, debido a la liberación flash a temperatura del yacimiento de 160 °F (1).

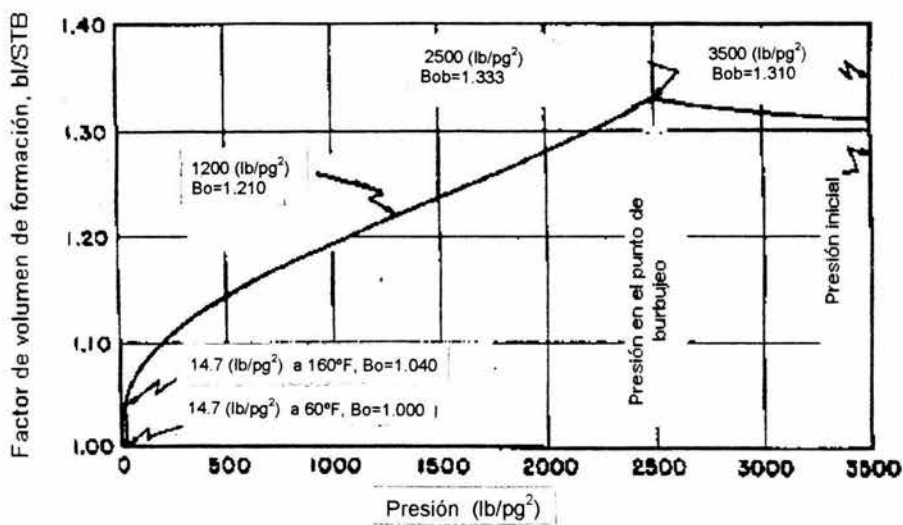


Fig. II-41 Factor de volumen de formación del aceite del yacimiento Big Sandy, debido a liberación flash a temperatura del yacimiento de 160 °F ⁽¹⁾.

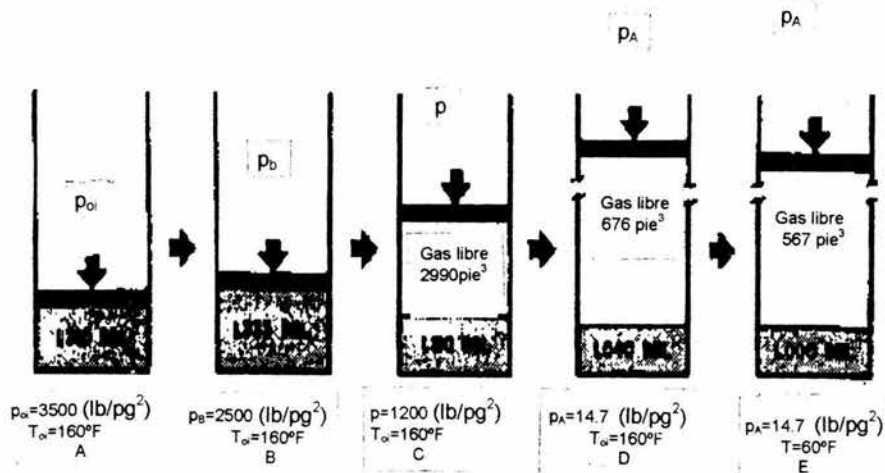


Fig. II-42 Concepción visual del cambio en los factores de formación de la fase simple y dos fases para el fluido del yacimiento Big Sandy ⁽¹⁾.

Determinación de la compresibilidad del aceite con datos obtenidos de un análisis pVT (c_o)

Se presentan los resultados del análisis pVT conocido como separación diferencial con agotamiento a volumen constante. Se presentan las relaciones pVT en forma tabular y gráfica ⁽¹⁹⁾.

Los datos experimentales se procesaron para obtener, a temperatura del yacimiento, la variación con respecto a la presión de la compresibilidad del aceite bajo saturado, el factor de volumen del aceite, la densidad absoluta del aceite.

La compresibilidad del aceite se obtuvo al medir el volumen del aceite a cada caída de presión y sustituyendo valores en la ecuación 1.43.

Tabla II.4

Resultados de la prueba a composición constante a 107 °C (región de bajo saturación)

Presión (kg/cm ²)	Factor de volumen del aceite (m ³ /m ³)	Densidad del aceite @ c.y. (g/cm ³)	Compresibilidad del aceite x10 ⁻⁴ (1/kg/cm ²)
250	1.2252	0.8122	
200	1.2320	0.8078	1.101
150	1.2396	0.8025	1.121
100	1.2471	0.7974	1.164
90	1.2485	0.7964	1.179
83	1.2497	0.7963	1.187
70			

Con los datos de las **Tabla II.4**, y sustituyendo valores de B_o o V_o o ρ_o , el valor de la pendiente correspondiente y p en las ecuaciones 1.43, 1.44 o 1.45 se determina la compresibilidad del aceite o mediante las gráficas que se presentan a continuación.

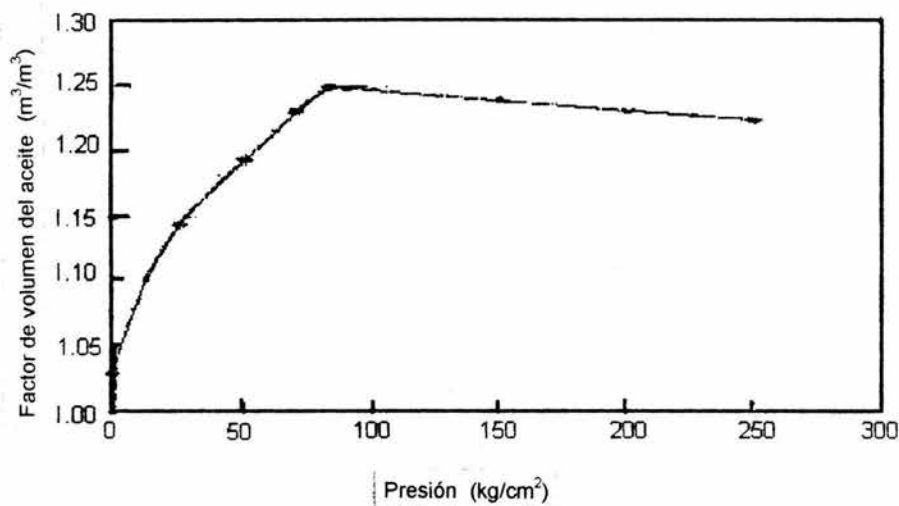


Fig. II-43 Gráfica presión vs factor de volumen del aceite ⁽¹⁹⁾.

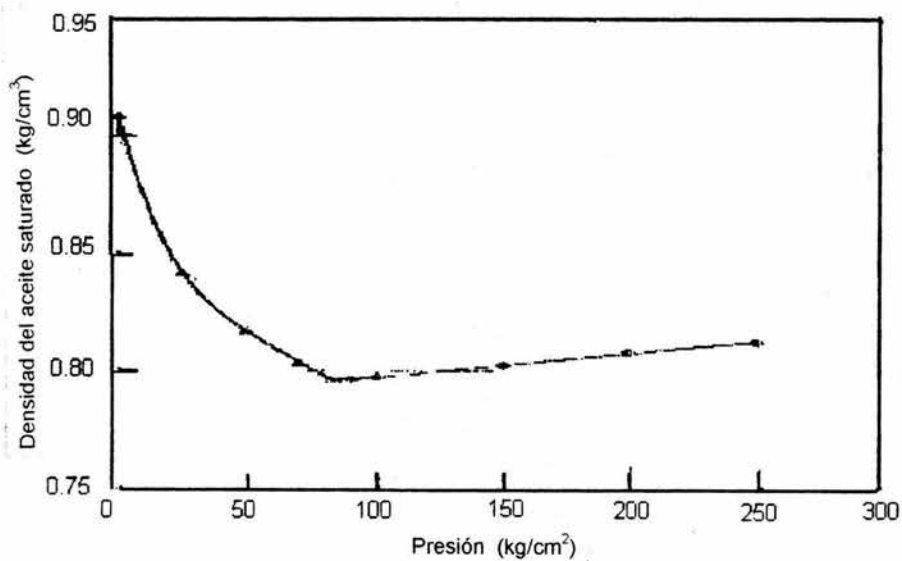


Fig. II-44 Variación de la densidad con respecto a la presión ⁽¹⁹⁾.

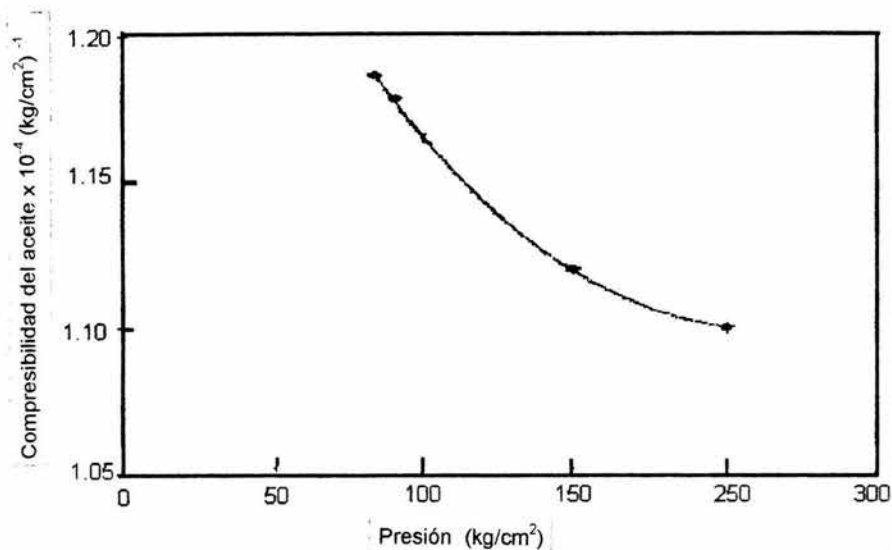


Fig. II-45 Variación de la compresibilidad del aceite con respecto a la presión ⁽¹⁹⁾.

II.1.2.2 Compresibilidad del gas (c_g)

Método de Craf ⁽¹⁾

Para obtener una relación de variación presión–volumen, se realiza una prueba pVT con una muestra de gas, la cual se introduce en un cilindro adaptado con un pistón mediante el cual se aplica o se disminuye la presión del cilindro.

De la Fig. II-46, (a) La mayor parte de la celda está ocupada por gas y el resto por mercurio. (b) Se remueve mercurio de la celda, el gas se expande. (c) Nuevamente se remueve mercurio de la celda, el gas se vuelve a expandir. (d) Se remueve mercurio, el gas se vuelve a expandir ocupando la mayor parte del volumen de la celda.

Ya que se han obtenido varios cambios de volumen a sus respectivos cambios de presión, estos se grafican. A valores inicial y final de volumen, y sus correspondientes inicial y final de presión se puede obtener la compresibilidad promedio del gas o graficando el volumen de gas vs presión y obteniendo un valor de V_g y $(\partial V_g / \partial p)_T$ y sustituyendo en la siguiente correlación.

$$c_g = \frac{2}{V_f + V_i} \left(\frac{V_f - V_i}{p_f - p_i} \right)_T \quad \dots (II.13)$$

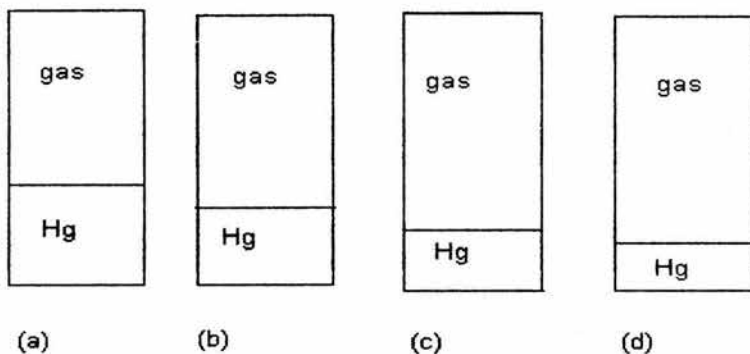


Fig. II-46 Expansión de gas a temperatura constante.

Determinación de la compresibilidad del gas con datos obtenidos de análisis pVT

Se presentan los resultados del factor de volumen del gas, la densidad absoluta del gas; del análisis pVT en forma tabular y gráfica para el gas ⁽¹⁹⁾.

Tabla II.5
Pozo PVT COMN-1
Resultados de la separación diferencial a volumen constante.

Presión (kg/cm ²)	Factor de volumen del gas x 10 ⁻³ (m ³ /m ³)	Densidad del gas a c.y. (g/cm ³)
83		
70	17.32	0.0598
50	23.51	0.0418
25	47.36	0.0211
0	-----	0.0015

El siguiente paso es graficar la presión contra el factor de volumen del gas y sustituyendo valores de B_g o V_g así como $(\partial B_g/\partial p)$ o $(\partial V_g/\partial p)$ en la ecuación I.20 o I.21 se obtiene la compresibilidad del gas.

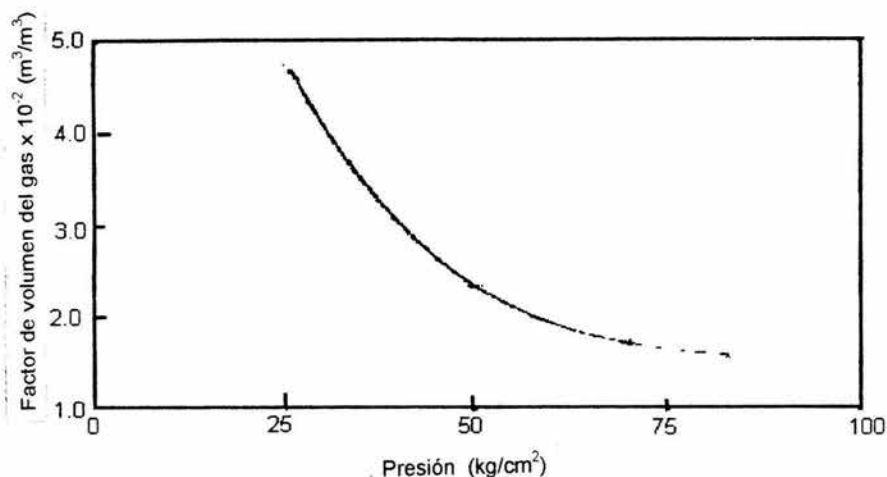


Fig. II-47 Gráfica presión vs factor de volumen del gas ⁽¹⁹⁾.

II.1.2.3 Compresibilidad del agua de formación (c_w)

Método propuesto por Osif ⁽²⁰⁾

El agua se deioniza (juntar los iones de una molécula ⁽²¹⁾) se pasa a través de un filtro de carbón, y se le saca el aire en solución.

Se carga una celda con gas, sal, y agua. La densidad del NaCl fue tomado como 2.165 g/cm³. El volumen específico del mercurio fue calculado con la ecuación de Ivanov y Makarenko.

La sal se seca y se pesa para ser entonces adicionada a través de un puerto en la parte superior de la celda. El gas también es adicionado en la celda. El mercurio fue inyectado dentro de otra celda de presión que contenía agua. El agua fue entonces transferida a través de una tubería de conexión desde esta celda a la celda pVT a 1000 lb/pg².

Después de que la celda fue cargada y se suministro temperatura, el mercurio fue inyectado para incrementar la presión arriba de 20000 lb/pg² abs. Mercurio

adicional fue inyectado tanto para equilibrar el sistema y la caída de presión. La celda fue balanceada (12 periodos durante una hora) y se permitió el equilibrio por más de 16 horas. El mercurio fue entonces retirado (típicamente 2.5 a 3 cm³) y la posición de la bomba, presión, y temperatura fueron registrados. Un mínimo de 0.5 de hora se permitió el reequilibrio del sistema (mientras la celda era balanceada) entre el movimiento de la bomba y el registro de los datos.

Los puntos de compresibilidad fueron cada uno calculado con la ecuación II.14 y fueron graficados a presiones promedio.

$$c = \frac{V_1 - V_2}{V_1(p_2 - p_1)} \quad \dots(\text{II.14})$$

$$\bar{p} = \frac{p_2 - p_1}{2} \quad \dots(\text{II.15})$$

El volumen del fluido incluye el volumen de la fase de gas cuando existe una fase de gas. El volumen del fluido es el volumen de la celda menos el volumen del mercurio. Se prestó especial atención a la presión de la celda y la expansión térmica, la bomba y el incremento de la presión, la expansión térmica del mercurio, y su compresibilidad. ($p_2 - p_1$) fueron típicamente arriba de 1000 lb/pg².

Resultados obtenidos por Osif

Los resultados se presentan en las gráficas de las **Figs. II-48 a II-58**.

La composición de los sistemas estudiados y sistemas numerados son presentados en la **Tabla II.6**. Los sistemas 1 a 5 fueron estudiados a 270 °F (132 °C), los sistemas 12 a 14 fueron estudiados a 235 y 200 °F (113 y 93 °C), y el resto fueron estudiados a 270, 235 y 200 °F (132, 113 y 93 °C).

La dispersión de los puntos alrededor de las líneas puede ser explicada por la incertidumbre en el manómetro de precisión de (± 30 lb/pg² [± 207 kPa]) en el manómetro de presión.

Entre 200 y 270 °F [93 y 132 °C], 13 scf/bl [2.3 std m³/m³] el gas disuelto no tiene efecto en la compresibilidad de la salmuera conteniendo 100 g de NaCl/L. Aún a 35 scf/bl [6.3 std m³/m³] el gas disuelto no tiene efecto en la compresibilidad de la salmuera conteniendo 100 g Na Cl/L.

Las gráficas son lineales y son las mismas pero las intercepciones, sin embargo, cambian con la salinidad (cantidad de NaCl disuelto).

Tabla II.6
Composición de los sistemas

Sistema	Composición
1	Agua
2	Salmuera, 100.5 g Na Cl/L
3	34.5 scf metano/bl de agua
4	34.5 scf metano/bl de salmuera, 99.5 g NaCl/L
5	35.1 scf gas natural*/bl de salmuera, 100.0 g NaCl/L
6	12.8 scf gas natural*/bl de salmuera, 100.1 g NaCl/L
7	12.9 scf gas natural*/bl de salmuera, 199.7 g NaCl/L
8	32.9 scf gas natural*/bl de salmuera, 29.9 g NaCl/L
9	agua
10	Salmuera, 199.9 g NaCl/L
11	Salmuera, 29.9 g NaCl/L
12	34.8 scf gas natural/bl de salmuera, 99.6 g NaCl/L
13	Salmuera, 100.4 g NaCl/L
14	34.6 scf gas natural/bl de agua
15	14.1 scf gas natural/bl de agua
16	12.8 scf gas natural/bl de salmuera, 30.0 g NaCl / L
17	34.9 scf mezcla de gas**/bl de salmuera, 30.0 g NaCl/L
18	12.9 scf CO ₂ /bl de salmuera, 30.0 g NaCl/L

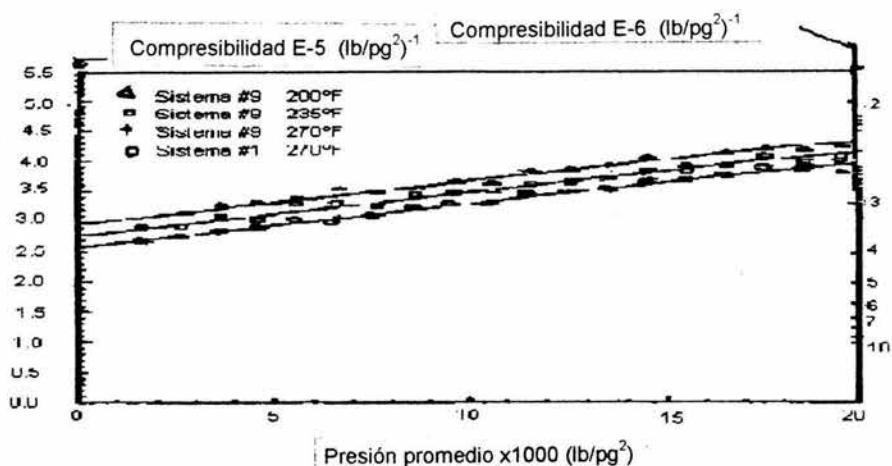


Fig. II-48 Efecto de la temperatura en la compresibilidad del agua ⁽²⁰⁾.

Gráficas a 235 y 200 °F [113 y 93 °C] son presentadas en las **Figs. II-49** y **II-50**, respectivamente. Además, las gráficas son todas lineales con la misma pendiente, pero la intercepción para cada salmuera cambia con la temperatura.

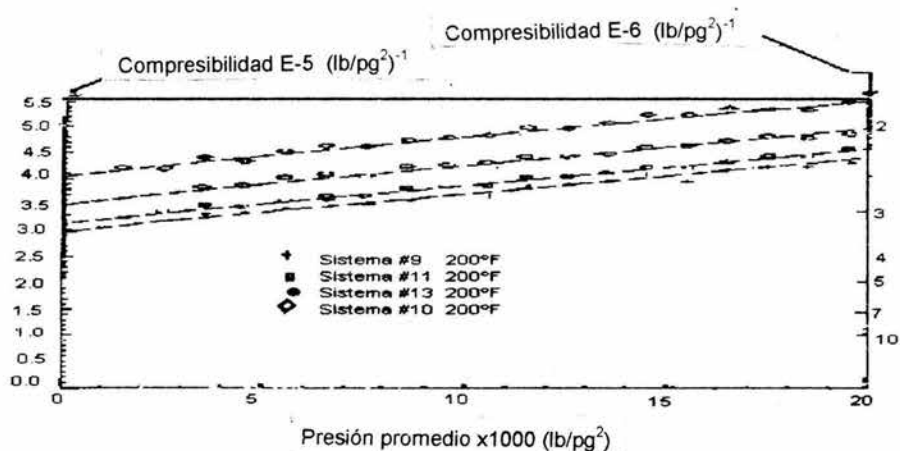


Fig. II-49 Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua a 200 °F ⁽²⁰⁾.

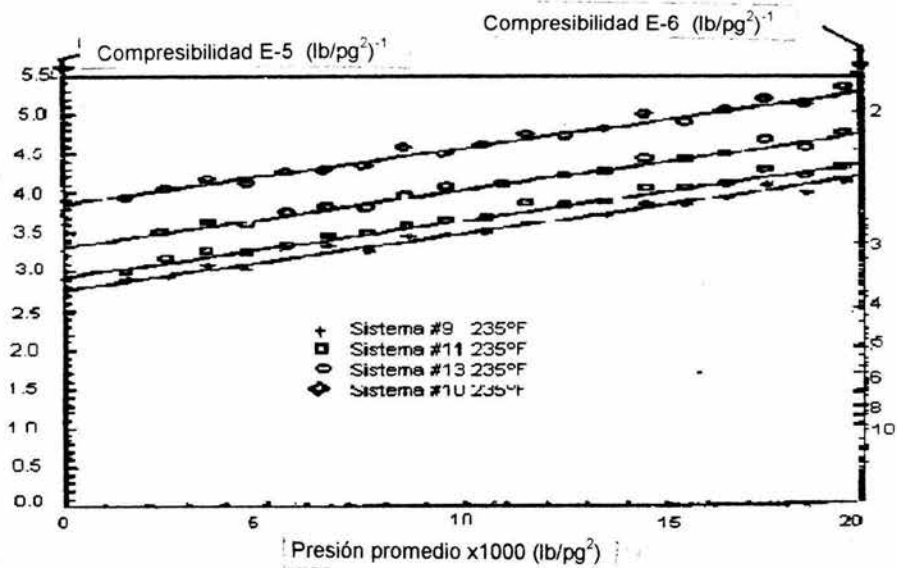


Fig. II-50 Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua a 235 °F ⁽²⁰⁾.

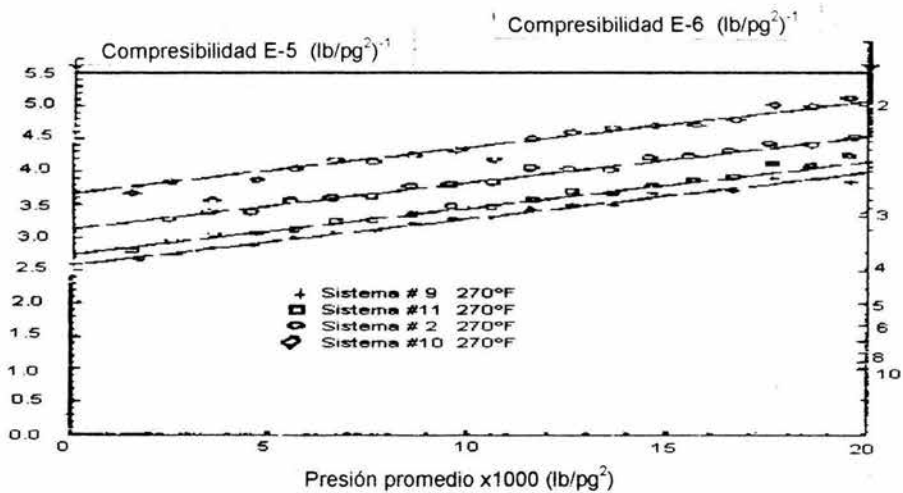


Fig. II-51 Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua a 270 °F ⁽²⁰⁾.

La **Fig. II-52** muestra el efecto del gas en la compresibilidad del agua a 270 °F [132° C]. A baja presión, una fase de gas existe y la compresibilidad del sistema es grande (el recíproco de la compresibilidad es pequeño). En tanto la presión se incrementa, el punto de burbujeo es aproximado, el volumen de la fase de gas disminuye, y la compresibilidad disminuye. Finalmente, cuando todo el gas está disuelto y se alcanza una fase simple del líquido, la compresibilidad del sistema es la misma a la del sistema que no contiene gas. Es decir, el gas disuelto no tiene efecto en la compresibilidad del agua.

Las líneas dibujadas en las gráficas para mostrar el efecto del gas en la compresibilidad **Figs. II-52** a la **II-57** no son dibujadas para ajustar los puntos mostrados en estas gráficas. Son líneas dibujadas para sistemas con cierta salinidad similar pero sin contener gas.

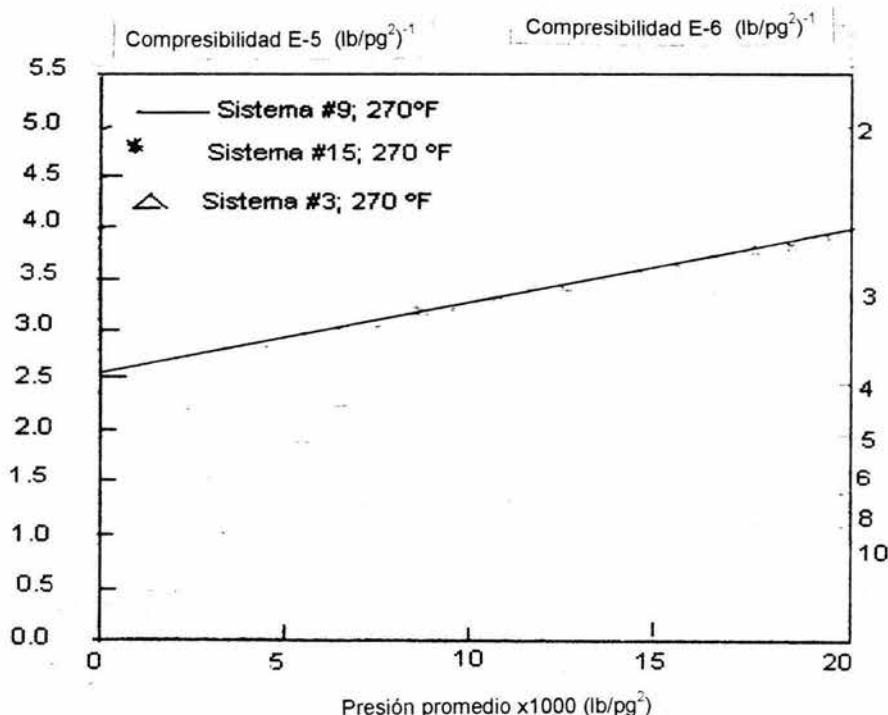


Fig. II-52 Efecto del gas en la compresibilidad del agua a 270 °F ⁽²⁰⁾.

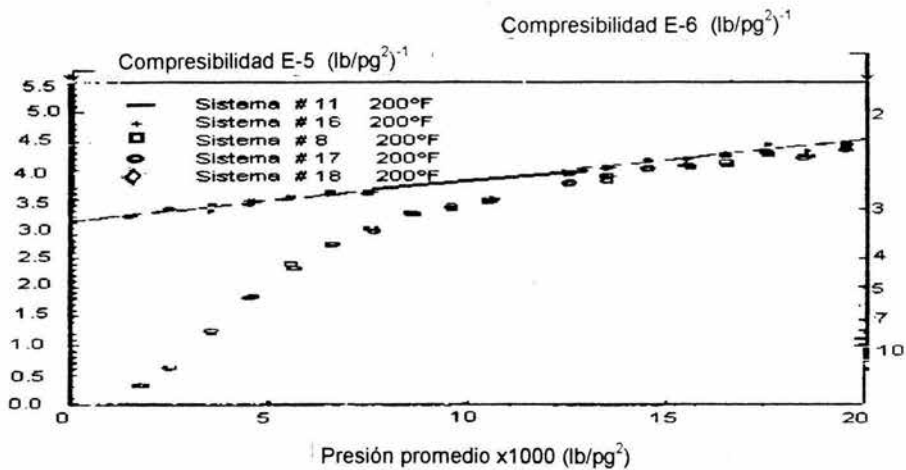


Fig. II-53 Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 30 g/L a 200 °F (20)

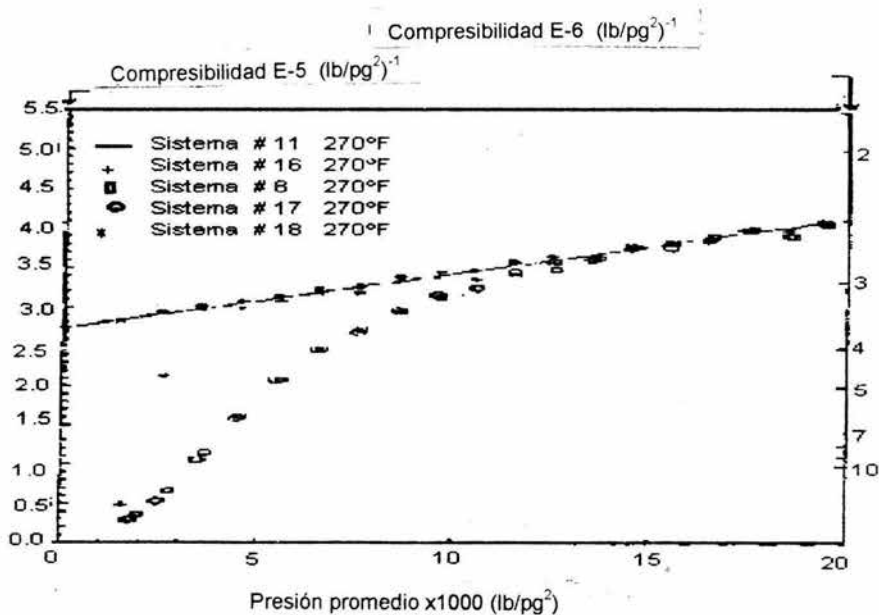


Fig. II-54 Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 30 g/L a 270 °F (20)

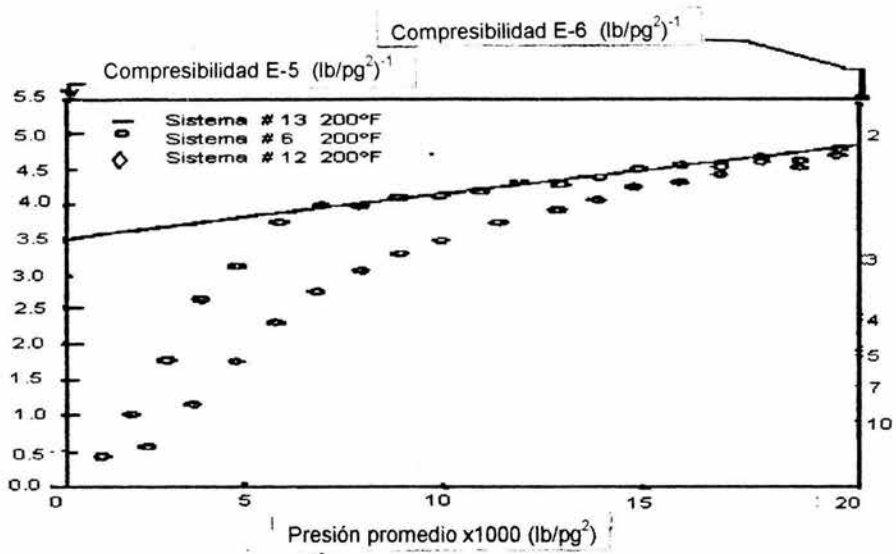


Fig. II-55 Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 100 g/L a 200 °F ⁽²⁰⁾.

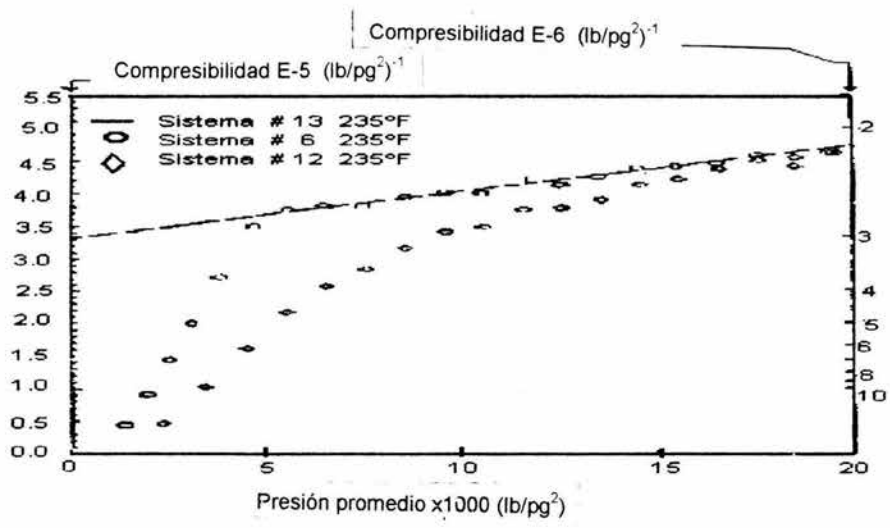


Fig. II-56 Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 100 g/L a 235 °F ⁽²⁰⁾.

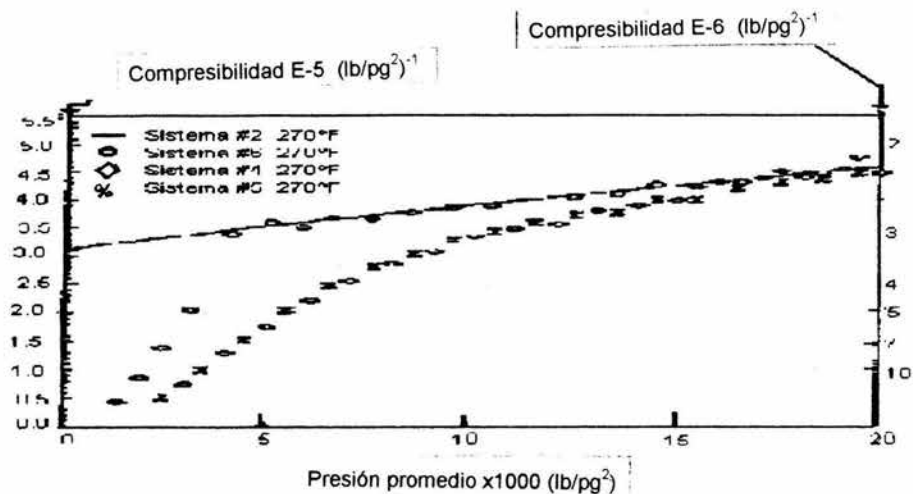


Fig. II-57 Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 100 g/L a 270 °F ⁽²⁰⁾.

La Fig. II-58 muestra que entre 200 y 270 °F [93 y 132 °C], 13 scf/bbl [2.3 std m³/m³] de gas disuelto no tiene efecto en la compresibilidad de la salmuera contenido 200 g de Na Cl/L.

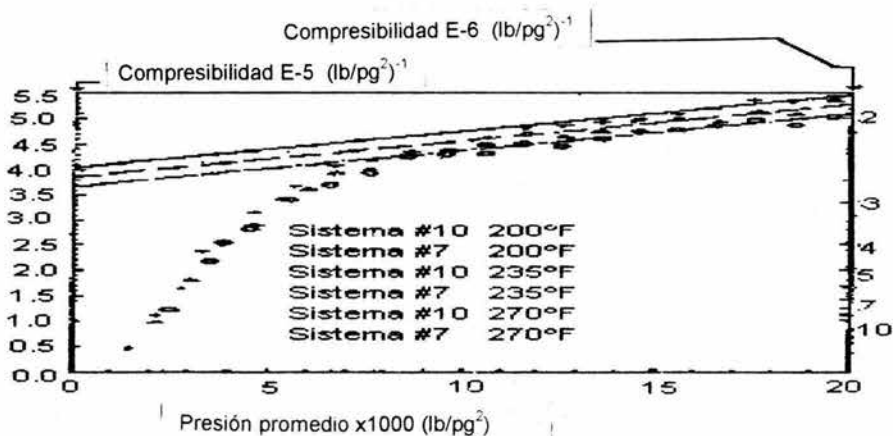


Fig. II-58 Efecto del gas en la compresibilidad de la salmuera con 200 g/L a 270, 235 y 200 °F ⁽²⁰⁾.

MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DE LOS FLUIDOS

TABLA II.7
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE (c_o)

Autores	Rs (scf / STB)	Bo (bl / STB)	Densidad del aceite (lb/pie ³)	Rangos de presión (lb/pg ²)	Temperatura de prueba (°F)	Correlación obtenida
McCain	567 a 0	1.310 a 1		3500 a 14.7	160	
Craft (Separación flash)		1.2252 a 1.2497	50.67 a 49.67	3571 a 1000	225	
Craft (Separación diferencial)		1.2497 a 1.0295	49.67 a 56.72	1185.7 a 0	225	

TABLA II.8
RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS (c_g)

Autores	Bg (bl/STB)	Densidad del gas (lb/pie ³)	Rangos de presión (lb/pg ²)	Temperatura de prueba (°F)	Correlación obtenida
Craft	Técnica similar a la correspondiente al aceite pero no proporcionó datos específicos				
Análisis pVT (18)	17.32 a 47.36	3.73 a 0.094	3571 a 1000	225	

TABLA II.9

RESUMEN DE MÉTODOS DIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (c_w)

Autores	Rsw (scf/bbl)	Bw (lb/STB)	Densidad del agua (lb/pie ³)	Salinidad (g/L)	Densidad del Na Cl (lb/pie ³)	Presión promedio (lb/pg ²)	Temperatura de prueba (°F)	Compresibilidad (lb/pg ²) ⁻¹	Correlación obtenida
Osif	13 a 35			100 y 200	135.14	0 a 20000	200, 235 y 270	0 a 5.5x10 ⁻⁵	

II.2 Métodos indirectos

II.2.1 Métodos indirectos para determinar la compresibilidad de los fluidos

II.2.1.1 Compresibilidad del aceite (c_o)

Las siguientes ecuaciones se aplican únicamente a presiones arriba del punto de burbujeo ⁽⁶⁾

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots \text{(II.16)}$$

$$c_o = -\frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots \text{(II.17)}$$

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots \text{(II.18)}$$

Método de Vázquez y Beggs ⁽⁵⁾

Vazquez y Beggs presentaron una correlación para estimar la compresibilidad para presiones arriba de la presión en el punto de burbujeo. Esta correlación es

$$c_o = \left(5 R_{sob} + 17.2T - 1180 \gamma_g + 12.61 \rho_{o,API} - 1433 \right) (p \times 10^5) \quad \text{(II.19)}$$

en donde:

c_o : compresibilidad del aceite, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$

R_{sob} : relación gas disuelto- aceite a la presión de burbujeo, SCF/STB

T : temperatura, °F

γ_g : densidad relativa del gas

$\rho_{o,API}$: densidad del aceite a condiciones de tanque, ° API

p : presión, lb/pg^2 abs.

La correlación da buenos resultados para los siguientes rangos de datos:

$$126 < p \text{ (lb/pg}^2) < 9500$$

$$\begin{aligned}
 1.006 < B_o \text{ (bl/STB)} < 2.226 \\
 9.3 < R_s, \text{ relación gas-aceite (SCF/STB)} < 2199 \\
 15.3 < \rho_o, \text{ (API)} < 59.5 \\
 0.511 < \gamma_g < 1.351
 \end{aligned}$$

Compresibilidad del aceite a presiones abajo del punto de burbujeo

Método de Martin, J.C. ⁽⁶⁾

El volumen del líquido del yacimiento disminuye a medida que la presión se reduce. En consecuencia, el volumen del yacimiento ocupado originalmente por la masa del líquido se incrementa debido al desarrollo del gas. El cambio en el volumen del líquido puede ser representado por

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad \dots \text{(II.20)}$$

El cambio en la cantidad de gas disuelto es

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \quad \dots \text{(II.21)}$$

y como, el cambio en el volumen de gas libre es

$$- \left(\frac{\partial R_g}{\partial p} \right)_T \quad \dots \text{(II.22)}$$

Por lo tanto, a la presión del yacimiento abajo del punto de burbujeo, el cambio total en el volumen es la suma del cambio en el volumen del líquido y el cambio en el volumen del gas libre

$$\left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_g}{\partial p} \right)_T \right] \quad \dots \text{(II.23)}$$

donde B_g es introducido para convertir el volumen del gas desarrollado a condiciones de yacimiento.

Consecuentemente, el cambio fraccional en el volumen mientras cambia la presión es

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_g}{\partial p} \right)_T \right] \quad \dots (II.24)$$

Método de Villena y Lanzi ⁽¹⁾

Villena- Lanzi desarrolló una correlación para estimar c_o para aceites negros. La correlación es buena para presiones debajo de la presión en el punto de burbujeo y está dada por:

$$\ln(c_o) = -0.664 - 1.430 \ln(p) - 0.395 \ln(p_b) + 0.390 \ln(T) + 0.455 \ln(R_{sob}) + 0.262 \ln(\rho_{o,API}) \quad \dots (II.25)$$

en donde:

- T: temperatura, °F
- c_o : compresibilidad del aceite, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
- p: presión, lb/pg^2
- p_b : presión de burbujeo, lb/pg^2
- R_{sob} : relación gas aceite en el punto de burbujeo, SCF/STB
- $\rho_{o,API}$: densidad del aceite en el tanque de almacenamiento, °API

La correlación fue desarrollada para una base de datos conteniendo los siguientes rangos:

$$\begin{aligned} 31.0 (10)^{-6} &< c_o (\text{lb/pg}^2 \text{ abs})^{-1} < 6600 (10)^{-6} \\ 500 &< p (\text{lb/pg}^2) < 5300 \\ 763 &< p_b (\text{lb/pg}^2) < 5300 \\ 78 &< T (^\circ\text{F}) < 330 \\ 1.5 &< R_s, \text{ relación gas-aceite (SCF/STB)} < 1947 \\ 6.0 &< \rho_{o, API} (\text{API}) < 520 \\ 0.58 &< \gamma_g < 1.20 \end{aligned}$$

Método de McCain, W.D., jr., Rollins, J.B. y Villena, A.J. ⁽⁶⁾

Obtuvieron la siguiente ecuación

$$\ln(c_o) = -7.633 - 1.497 \ln(p) + 1.115 \ln(T) + 0.533 \ln(\rho_{,API}) + 0.184 \ln(R_{sb}) \quad \dots (II.26)$$

Los datos son aproximados en un 10% a presiones arriba de 500 lb/pg² abs. Debajo de 500 lb/pg² abs, la aproximación es del 20%. Si la presión en el punto de burbujeo es conocida, la aproximación estimada de la compresibilidad del aceite a presiones abajo del punto de burbujeo puede obtenerse usando:

$$\ln(c_o) = -7.573 - 1.450 \ln(p) - 0.383 \ln(p_b) + 1.402 \ln(T) + 0.256 \ln(\rho_{,API}) + 0.449 \ln(R_{sb}) \quad \dots (II.27)$$

en donde:

- T: temperatura, °F
- c_o: compresibilidad del aceite, (lb/pg²)⁻¹
- p: presión, lb/pg²
- p_b: presión de burbujeo, lb/pg²
- R_{s b}: relación gas aceite en el punto de burbujeo, SCF/STB
- ρ_{o API}: densidad del aceite en el tanque de almacenamiento, °API

Las ecuaciones II.26 y II.27 son válidas hasta 330 °F y 5300 lb/pg² abs.

Método de Lyderson, et. al ⁽⁶⁾

Para desarrollar un método de estimación del coeficiente de compresibilidad isotérmico de un líquido la ecuación puede transformarse de manera que la variable es más bien la densidad y no el volumen. También es conveniente presentar la ecuación en su forma reducida.

Iniciando con

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots (II.28)$$

Recuerde que por definición:

$$V = \frac{1}{\rho_o} \quad \dots (II.29)$$

La derivada parcial de esta ecuación con respecto a p resulta en:

$$\frac{u}{v} = \frac{vu' - uv'}{v^2} \quad \dots(\text{II.30})$$

donde $u=1$ y $v=\rho_o$

$$\left(\frac{\partial v}{\partial p}\right)_T = \frac{\rho_o(0)-1\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p}\right)_T}{\rho_o^2} \quad \dots(\text{II.31})$$

$$\left(\frac{\partial v}{\partial p}\right)_T = -\frac{1}{\rho_o^2} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p}\right)_T \quad \dots(\text{II.32})$$

sustituyendo la ecuación II.29 y II.32 en la ecuación II.28 obtenemos

$$c_o = \frac{1}{\rho_o} \left[-\frac{1}{\rho_o^2} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p}\right)_T \right] \quad \dots(\text{II.33})$$

$$c_o = \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p}\right)_T \quad (\text{II.34})$$

Conforme a la teoría de los estados correspondientes

$$\rho_r = \frac{\rho_o}{\rho_c} \quad p_r = \frac{p_o}{p_c} \quad \text{y} \quad T_r = \frac{T_o}{T_c}$$

en donde:

ρ_o : Densidad base, lb/pie³
 p_o = Presión base, lb/pg²
 T_o = Temperatura base, °F

Para pasar la ecuación II.34 a su forma reducida, iniciaremos con la regla de la cadena:

$$\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial \hat{\varphi}}\right)_T = \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p_r}\right)_{T_r} \left(\frac{\partial p_r}{\partial \hat{\varphi}}\right) \quad \dots(\text{II.35})$$

Puesto que $\rho_o = \rho_c \rho_r$ y ρ_c es una constante,

$$\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p_r}\right)_{T_r} = \rho_c \left(\frac{\partial \rho_r}{\partial p_r}\right)_{T_r} \quad \dots(\text{II.36})$$

y puesto que $p_r = \frac{p}{p_c}$,

$$\frac{\partial p_r}{\partial \hat{\varphi}} = \frac{1}{p_c} \quad \dots(\text{II.37})$$

sustituyendo las ecuaciones II.37 y II.36 en la ecuación II.35

$$\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial \hat{\varphi}}\right)_T = \rho_c \left(\frac{\partial \rho_r}{\partial p_r}\right)_{T_r} \frac{1}{p_c} = \frac{\rho_c}{p_c} \left(\frac{\partial \rho_r}{\partial p_r}\right)_{T_r} \quad \dots(\text{II.38})$$

sustituyendo la ecuación II.38 y $\rho_o = \rho_r \rho_c$ en la ecuación II.34 obtenemos

$$c_o = \frac{1}{\rho_r \rho_c} \frac{\rho_c}{p_c} \left(\frac{\partial \rho_r}{\partial p_r}\right)_{T_r} \quad \dots(\text{II.39})$$

Ahora definiendo $c_r = c_o p_c$ tal que

$$c_r = \frac{1}{\rho_r} \left(\frac{\partial \rho_r}{\partial p_r} \right)_{T_r} \quad \dots (II.40)$$

el cual es el coeficiente de compresibilidad isotérmico reducido. Donde el comportamiento de mezclas de líquidos con propiedades pseudo críticas puede ser usado. Por eso

$$c_{pr} = c_o P_{pc} \quad y$$

$$c_{pr} = \frac{1}{\rho_{pr}} \left(\frac{\partial \rho_{pr}}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad \dots (II.41)$$

esta ecuación también se puede escribir como

$$c_{pr} = \left(\frac{\partial \ln \rho_{pr}}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad \dots (II.42)$$

Note que el coeficiente de compresibilidad pseudo reducida c_{pr} es definido para líquidos exactamente como el coeficiente de compresibilidad pseudo reducida para gases, y que el término es adimensional.

Note que la **Fig. II-59** proporciona datos para líquidos puros los cuales tienen un factor de compresibilidad crítica z_c igual a 0.27. La mayoría de los aceites de hidrocarburos pesados encontrados en los yacimientos tienen factores críticos de compresibilidad de aproximadamente 0.27. Usando la gráfica para mezclas de hidrocarburos se puede suponer que la densidad reducida para hidrocarburos líquidos puros es igual a la densidad pseudo reducida de la mezcla de hidrocarburos líquidos a valores iguales de temperatura y presiones reducidas y pseudo reducidas. Esto no es estrictamente cierto, pero los datos de densidad para mezclas de hidrocarburos no son marcadamente proporcionados, tal que forzaremos el uso de la información disponible en la **Fig. II-59**.

Compresibilidad isotérmica de un líquido (Método de Trube) ⁽⁶⁾.

La correlación de compresibilidad pseudo reducida se muestra en la Fig. II-60. Los valores de la Fig. II-60 no son estrictamente válidos ya que la Fig. II-59 es una correlación de datos de densidad más bien para líquidos puros que para mezclas de líquidos. No obstante, valores de c_0 obtenidos de la Fig. II-60 son exactos.

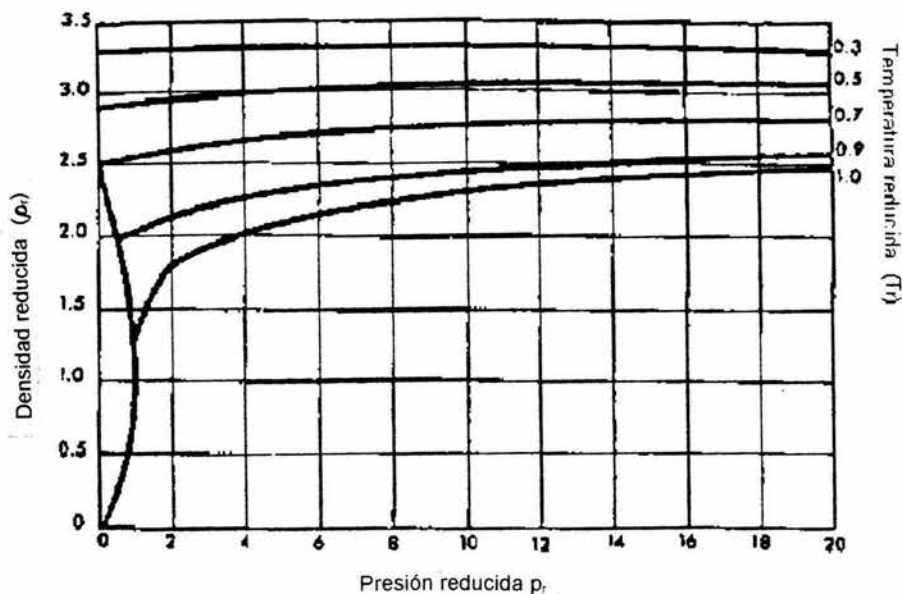


Fig. II-59 Densidad reducida de líquidos puros; $z = 0.27$ ⁽⁵⁾.

Método modificado de Trube ⁽⁵⁾

Una correlación adecuada es proporcionada para estimar la temperatura pseudo crítica de hidrocarburos líquidos pero una correlación correspondiente para la presión pseudo crítica no es proporcionada. Afortunadamente la Fig. II-60 puede ser usada para la mayoría de las presiones de interés donde únicamente la temperatura pseudo crítica se conoce.

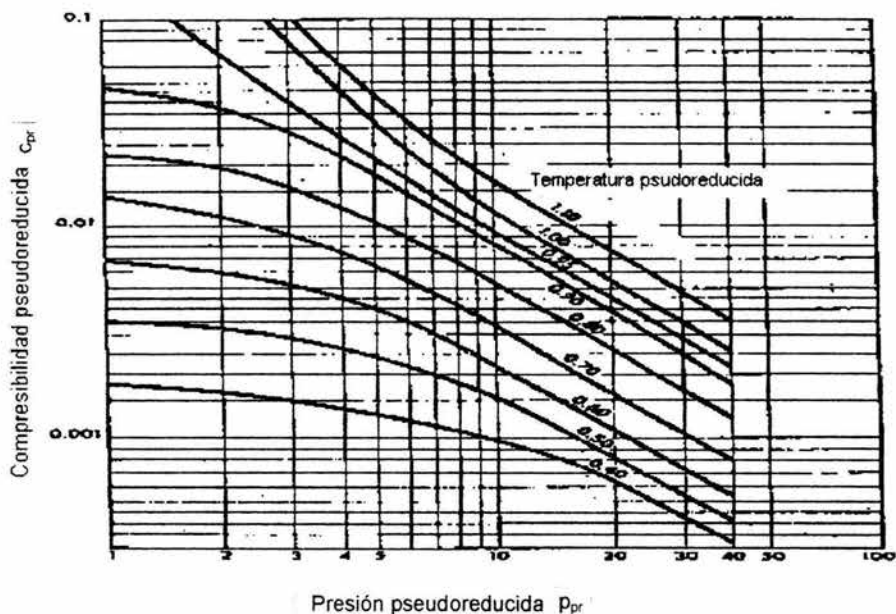


Fig. II-60 Variación de la compresibilidad pseudo reducida con la presión pseudo reducida fijando varios valores de temperatura pseudo-reducida ⁽⁵⁾.

Note que a altas presiones las líneas de compresibilidad reducida isotérmica en la Fig. II-60 son líneas rectas que tienen pendientes aproximadamente igual a 1.0. Estas originan el producto de c_{pr} por la lectura de p_{pr} de la porción de la línea recta de cualquiera de las líneas que son constantes.

Además, se tiene que $c_{pr} = c_o P_{pc}$ y $P = P_{pr} P_{pc}$

$$c_{pr} P_{pr} = c_o P \quad \dots (II.43)$$

De este modo el producto de $c_{pr} P_{pr}$ obtenido a cualquier punto a lo largo de la porción de la línea recta de cualquier isoterma puede ser usado para estimar c_o a la temperatura reducida.

II.2.1.2 Compresibilidad del gas (c_g)

El coeficiente de compresibilidad isotérmico de un gas está definido como ⁽⁶⁾:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots(II.44)$$

$$c_g = \left(\frac{1}{B_g} \right) \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right)_T \quad \dots(II.45)$$

Compresibilidad de un gas ideal (método de McCain) ⁽⁶⁾

Para obtener la compresibilidad isotérmica de un gas ideal.

Conociéndose p , sustituimos este en

$$c_g = \frac{1}{p} \quad \dots(II.46)$$

Compresibilidad de un gas real (método de McCain) ⁽⁶⁾

Para obtener la compresibilidad isotérmica de un gas real.

Primero, determinar p_c y T_c , para calcular p_r y T_r .

Segundo, con los datos obtenidos en el primer paso se entra en cualquiera de las siguientes **Figs.** (según el gas de que se trate) **I-4**, **I-5**, **I-6** o **I-7**. y se lee un valor de z , y se determina (jz/jp) .

Tercero, sustituyendo los datos del segundo paso se calcula c_g con la siguiente ecuación

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \quad \dots(II.47)$$

Compresibilidad de una mezcla de gases por medio de la compresibilidad pseudo reducida (método de Brown) ⁽⁶⁾

Cálculo de c_g por medio de la c_{pr}

Primero, calcule la T_{pc} y p_{pc} . De la **Fig. II-61** con g_g

Segundo, calcule T_{pr} y p_{pr}

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \dots (II.48) \quad \text{y} \quad p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad \dots (II.49)$$

Tercero, usando la **Fig. II-62** determinar z , y $\frac{\partial z}{\partial p_{pr}}$

Cuarto, calcule c_{pr}

$$c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right) \quad \dots (II.50)$$

Quinto, calcule c_g con la siguiente ecuación:

$$c_g = \frac{c_{pr}}{p_{pc}} \quad \dots (II.51)$$

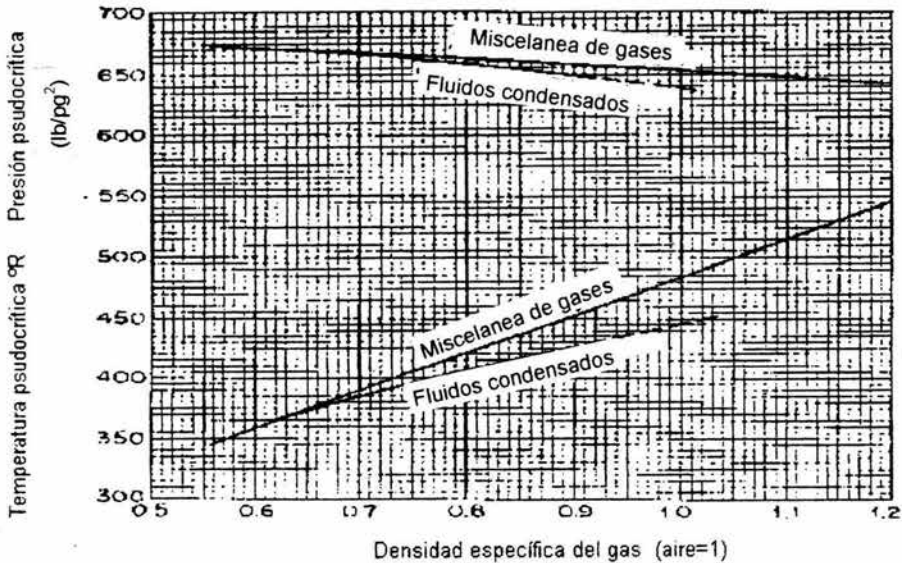


Fig. II-61 Propiedades pseudo críticas de los gases naturales ⁽²⁾.

II.2.1.3 Compresibilidad del agua de formación (c_w)

Compresibilidad del agua a presiones arriba que la de burbujeo ⁽⁵⁾

A presiones arriba del punto de burbujeo la compresibilidad del agua esta definida como:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T \quad \dots (II.52)$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \quad \dots (II.53)$$

$$c_w = \frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T \quad \dots (II.54)$$

Método de Osif, T. L. ⁽⁵⁾

La siguiente ecuación puede ser usada para estimar valores de compresibilidad del agua.

$$c_w = \frac{1}{(7.033p + 0.5415s - 537.0T + 403300)} \quad \dots (II.55)$$

donde s: salinidad en mg/L.

La ecuación es válida únicamente para temperaturas entre 200 y 270°F, presiones de 1000 a 20000 lb/pg² abs, y salinidades hasta de 200 000 mg/L.

Compresibilidad del agua a presiones abajo del punto de burbujeo (método de Ramey, H. J., jr) ⁽⁶⁾

A presiones abajo del punto de burbujeo, la compresibilidad del agua está definida como

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left[\left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + B_g \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T \right] \quad \dots (II.56)$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{gw}}{\partial p} \right)_T \quad \dots (II.57)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación anterior está referido a la c_w a presión arriba del punto de burbujeo y es calculado usando las **Figs. II-63 y II-64**.

Método de Dodson y Standing ⁽²⁾

Ha sido demostrado que la compresibilidad del agua pura depende de la presión, la temperatura, y el gas en solución en el agua. La compresibilidad para el agua pura sin gas en solución es mostrada en el **Fig. II-63a**, donde la compresibilidad es expresada en barriles por barril por grado Fahrenheit. La compresibilidad del agua pura a temperatura constante es expresada como sigue para esta aplicación en particular

$$c_{wp} = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots (II.58)$$

en donde:

c_{wp} : compresibilidad del agua pura, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$.

V : volumen del agua pura, bl.

∂V : cambio en el volumen del agua pura, bl.

∂p : cambio en el presión, lb/pg^2 .

Podría ser notado que existe un amplio rango de compresibilidades. El incremento de la presión tiene el efecto de reducir el valor, mientras que el incremento de la temperatura tiene el efecto de producir un aumento.

Ya que con el incremento de la profundidad altas presiones y temperaturas son encontradas, es de esperarse que la compresibilidad pudiera incrementarse pero la magnitud podría depender del incremento en la presión y la temperatura.

A una presión y temperatura dadas, el efecto del gas en solución en el agua pura es incrementar la compresibilidad sobre el agua pura a la misma presión y temperatura. Dodson preparó el método gráfico de corrección por solubilidad del gas mostrado en la **Fig. II-63b**. Usando datos de Dodson, Jones propuso el siguiente método empírico de solución:

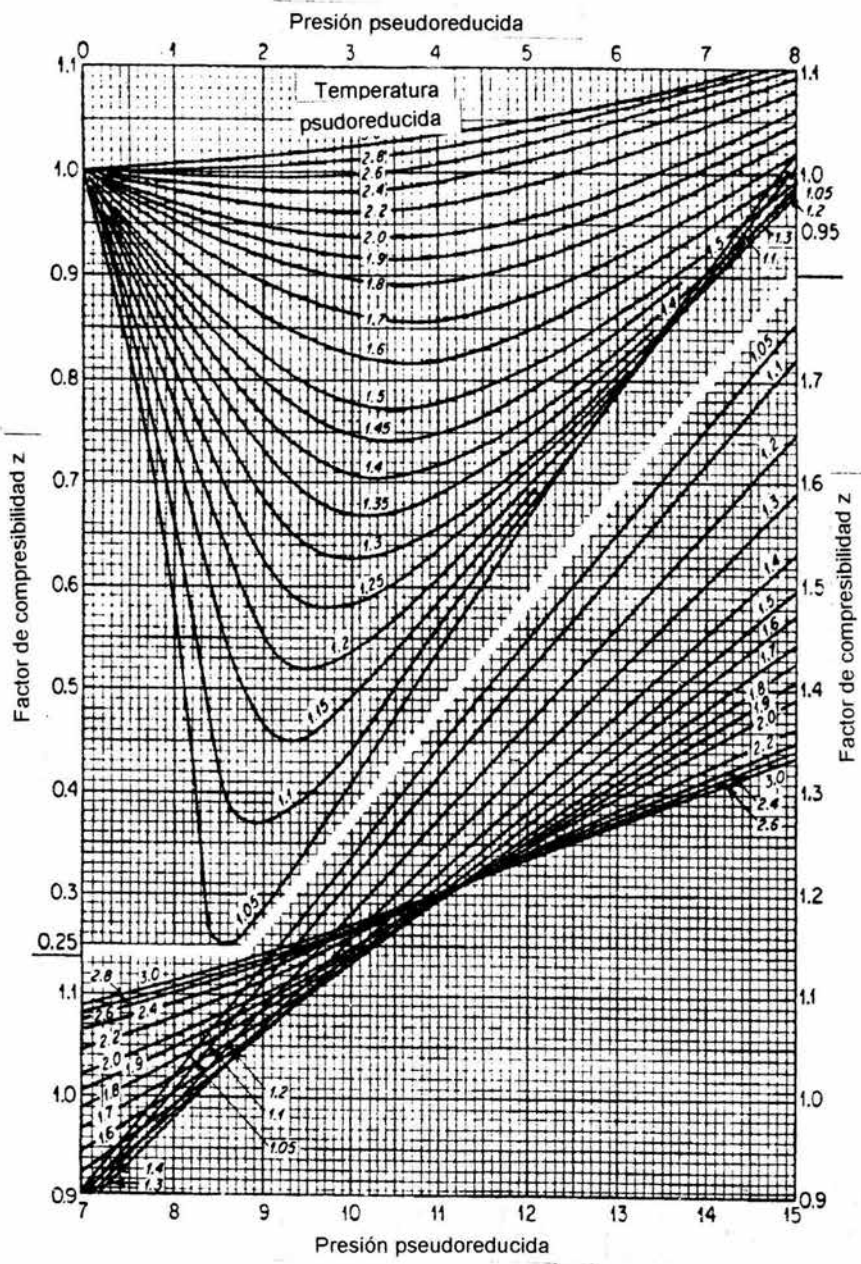
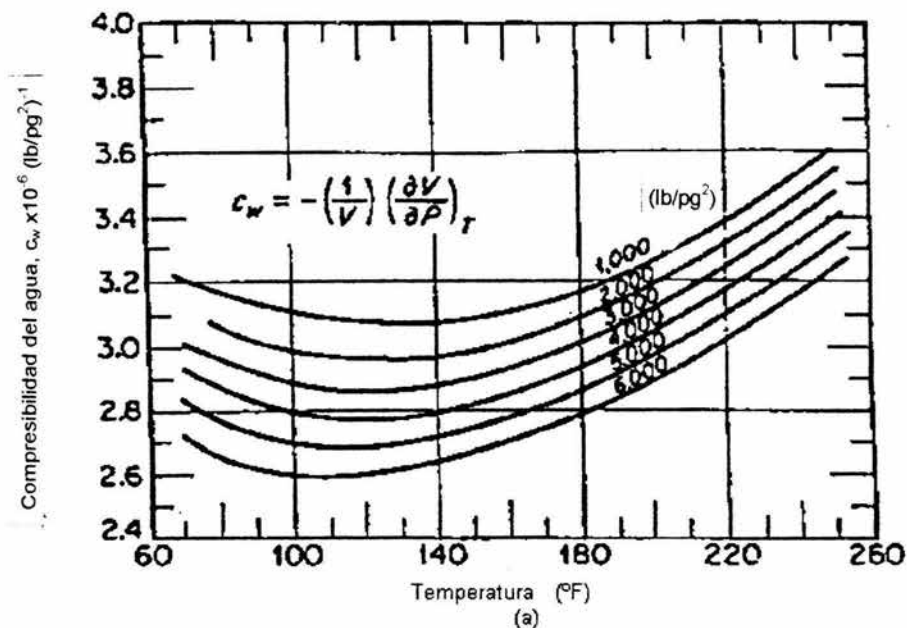


Fig. II-62 Factores de compresibilidad para gases naturales ⁽²⁾.



Corrección por gas en solución

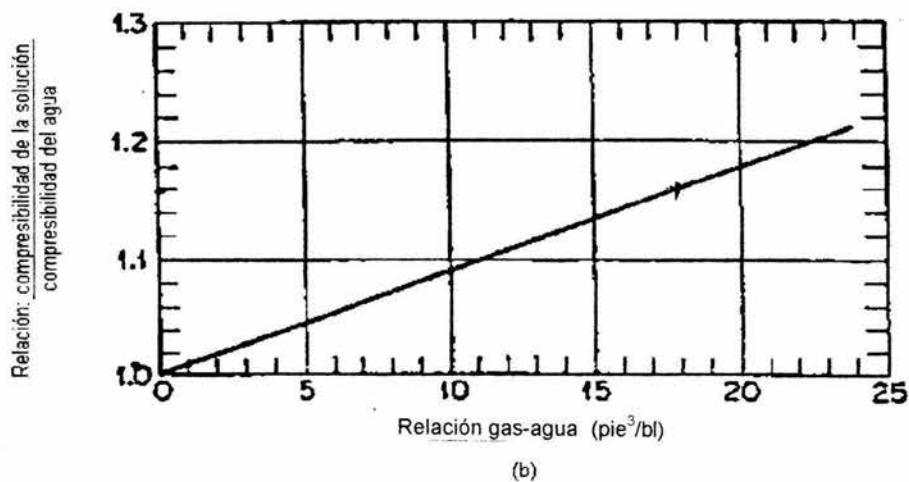


Fig. II-63 Efecto del gas disuelto en la compresibilidad del agua ⁽²⁾.

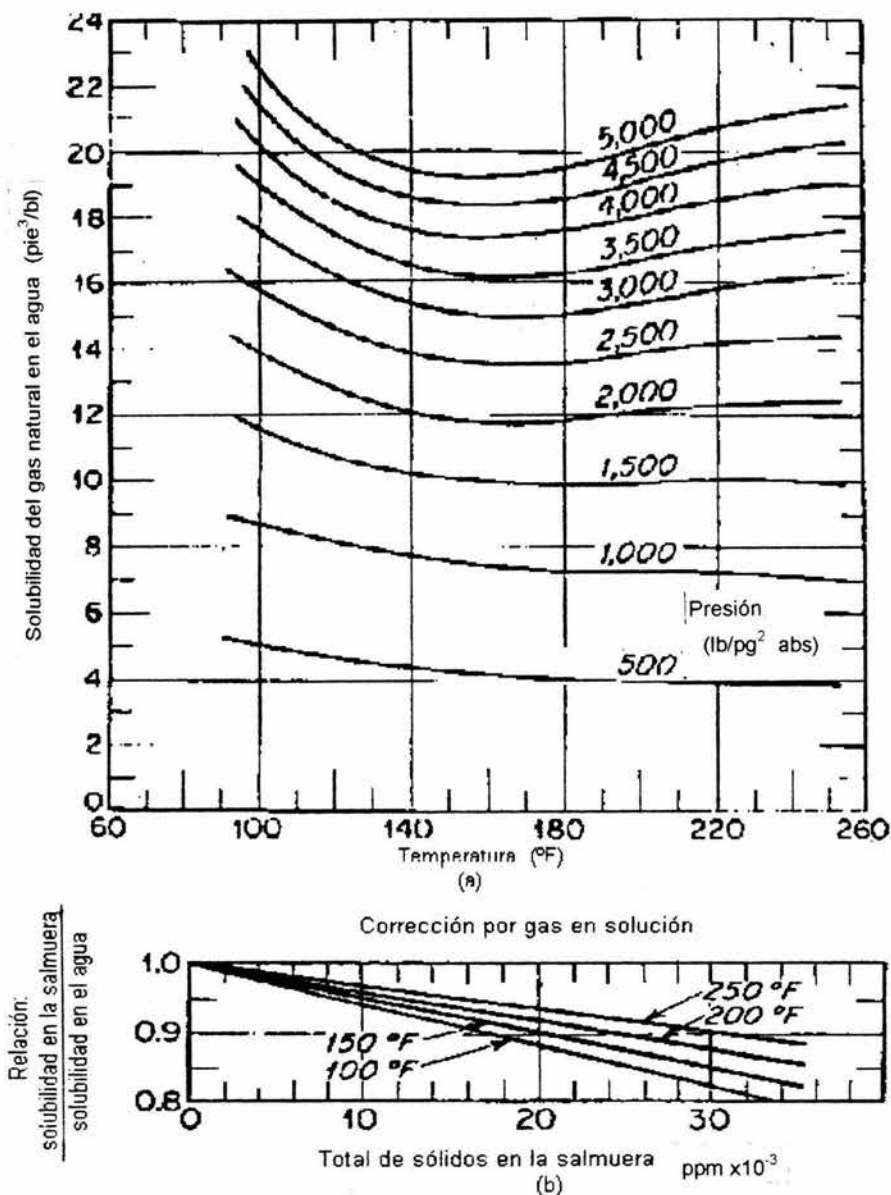


Fig. II-64 Solubilidad del gas natural en el agua ⁽²⁾.

$$c_w = c_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw}) \quad \dots (II.59)$$

en donde:

R_{sw} : solubilidad del gas en el agua del yacimiento, pie^3/bl .

c_{wp} : compresibilidad del agua pura, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$.

c_w : compresibilidad del agua del yacimiento, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$.

El efecto de la solubilidad del gas en la compresibilidad del agua es considerable, como un yacimiento de agua contiene 20 pies^3 de gas natural por bl podría tener una compresibilidad aproximadamente 18% más grande que la del agua pura a la misma presión y temperatura.

Ya que el agua de los yacimientos contiene sal; y la salinidad afecta la solubilidad del gas, es evidente que esta corrección puede ser aplicada para la solubilidad del gas principalmente esto es usado en la ecuación II.59.

Ejemplo: Determinación de la compresibilidad del agua pura. De un yacimiento de petróleo se conoce que tiene una presión y temperatura de yacimiento de 4000 lb/pg^2 abs y 140 °F, respectivamente, y el agua congénita en el yacimiento se cree que puede ser relativamente pura. Estime el probable factor de compresibilidad para el agua.

De la **Fig. II-63 a** leer la compresibilidad del agua pura como 2.8×10^{-6} $\text{bl}/\text{bl}/(\text{lb}/\text{pg}^2)$.

Ejemplo: Determinación de la compresibilidad del agua del yacimiento. Si el agua congénita del ejemplo anterior se sabe que tiene una salinidad de 30000 ppm, calcule el factor de compresibilidad para el agua.

De la **Fig. II-63 a** leer la compresibilidad del agua pura como 2.8×10^{-6} $\text{bl}/\text{bl}/(\text{lb}/\text{pg}^2)$.

Este valor puede ser corregido por salinidad. Por tanto la solubilidad del gas para el agua pura es leída de la **Fig. II-63 b** como 17.6. Este valor puede ser corregido por salinidad del agua congénita a través del uso de la **Fig. II-64 b** o la ecuación II.60 y el factor X. Usando la ecuación II.60.

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{XY}{10,000} \right) \quad \dots (II.60)$$

$$R_{sw} = 17.6 \left(1 - \frac{0.055 \times 30,000}{10,000} \right) = 14.7 \frac{\text{pie}^3}{\text{bl}}$$

Entonces usando la ecuación II-61,

$$c_w = c_{wp} [1 + 0.0088(R_{sw})] \quad \dots (II.61)$$

$$c_w = 2.9 \times 10^{-6} [1 + 0.0088(14.7)]$$

$$c_w = 3.27 \times 10^{-6} \frac{bl}{(bl) \left(\frac{lb}{pg^2} \right)}$$

Una respuesta similar puede ser obtenida a través del uso de la **Fig. II-63 b**. Conociendo la solubilidad del gas en el agua congénita R_{sw} a ser de 14.7 pie³/bl, use la **Fig. II-63 b** y lea un factor de corrección de 1.13.

Para obtener la compresibilidad del agua congénita, multiplique la compresibilidad del agua pura por el factor de corrección.

$$c_w = (2.9 \times 10^{-6})(1.13) = 3.27 \times 10^{-6} \frac{bl}{(bl) \left(\frac{lb}{pg^2} \right)}$$

MÉTODOS INDIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DE LOS FLUIDOS

TABLA II.10
RESUMEN DE MÉTODOS INDIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE (c_o)

Autores	GOR (scf/STB)	B _o (bl/STB)	Densidad del aceite (°API)	Densidad relativa del gas (adimensional)	Presión promedio (lb/pg ²)	Tempe- ratura (°F)	Correlación obtenida
McCain					p > p _b		$c_o = \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T$
McCain					p > p _b		$c_o = \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T$
McCain					p > p _b		$c_o = \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T$
Vázquez y Beggs	9.3 a 2199	1.006 a 2.226	15.3 a 59.5	0.511 a 1.351	126 a 9500		$c_o = (5 R_{sol} + 17.2T - 1180 \gamma_g + 12.61 \rho_{oil} - 1433) (p)(10^5)$

TABLA II.10
RESUMEN DE MÉTODOS INDIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE (c_o)
(CONTINUACIÓN)

Martin J. C.	1.5 a 1947				p < p _b		$c_o = - \frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_k \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right]$
Villena y Lanzi	6.0 a 520	0.58 a 1.20	78 a 330	p < p _b (763 a 5300) 500 a 5300		$\ln(c_o) = -0.664 - 1.430 \ln(p) - 0.395 \ln(p_h) + 0.390 \ln(T) + 0.455 \ln(R_{so}) + 0.262 \ln(\rho_{o,av})$	
McCain, W.D., jr., Rollins, J.B. y Villena, A.J.			330	5300		$\ln(c_o) = -7.633 - 1.497 \ln(p) + 1.115 \ln(T) + 0.533 \ln(\gamma_{app}) + 0.184 \ln(R_{ab})$	
			330	p < p _b , 5300		$\ln(c_o) = -7.573 - 1.450 \ln(p) - 0.383 \ln(p_h) + 1.402 \ln(T) + 0.256 \ln(\gamma_{app}) + 0.449 \ln(R_{ab})$	
Lyderson, et. Al.						$c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} \left(\frac{\partial p_{pr}}{\partial p_{pr}} \right)_T$	

TABLA II.10
RESUMEN DE MÉTODOS INDIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE (c_o)
(CONTINUACIÓN)

Trube					$0 < p_r < 20$ y $0 < p_{pr} < 100$, Figs. II-59 y II-60)		$0.3 < T_r < 1.0$ y $0.40 < T_p$, $r < 1.10$, Figs. II-59 y II-60)	
-------	--	--	--	--	---	--	--	--

TABLA II.11
RESUMEN DE MÉTODOS INDIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS (c_g)

Método	B_g (bl/STB)	Densidad relativa del gas(adimensional)	Presión promedio (lb/pg ²)	Temperatura (°F)	Correlación obtenida
McCain			$p > p_b$		$c_g = \frac{1}{B_g} \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right)_T$
McCain			$p > p_b$		$c_g = \frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T$
McCain (para un gas ideal)					$c_g = \frac{1}{p}$
McCain (para un gas real)					$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p}$
McCain (Por medio de la c_{pr})					$c_g = \frac{c_{pr}}{p_{pr}}$

TABLA II.12
RESUMEN DE MÉTODOS INDIRECTOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (c_w)

Método	GWR (scf/STB)	B_w (bl/STB)	Salini- dad (g/L)	Presión prome- dio (lb/pg ²)	Temperatura (°F)	Correlación obtenida
McCain				$p > p_b$		$c_w = \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T$
				$p > p_b$		$c_w = \frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T$
				$p > p_b$		$c_w = \frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T$
Osif, T.L.			1000 a 20000	200 a 270		$c_w = \frac{1}{(7.033p + 0.5415 - 5370I' + 403300)}$
Ramey, H.J., jr.				$p < p_b$		$c_w = \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_w}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T$
Dodson y Standing	0 a 24		0 a 0.040	500 a 5000	60 a 260	$c_w = c_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw})$

CAPÍTULO III

APLICACIONES DE LOS DATOS DE COMPRESIBILIDAD EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS

III.1 Yacimientos de aceite bajosaturado

Muchos de los yacimientos descubiertos son volumétricos y bajosaturados y, por consiguiente, sus producciones están controladas por el mecanismo de empuje por expansión del gas en solución ⁽¹⁾.

Por encima del punto de burbujeo el yacimiento produce por dilatación del líquido y la presión disminuye rápidamente.

La compresibilidad de petróleos bajosaturados varía de 5 a 100×10^{-6} (lb/pg²)⁻¹ los valores mayores corresponden a altas gravedades API, mayores cantidades de gas disuelto a mayores temperaturas.

La compresibilidad del agua de formación o agua congénita también contribuye en un alto porcentaje en algunos casos a la producción de yacimientos volumétricos por encima del punto de burbujeo; además, contribuye en gran parte la entrada de agua en yacimientos con empuje por la expansión del acuífero asociado.

En un yacimiento que produce por encima de la presión de burbujeo, el volumen poroso inicial del yacimiento v_{pi} disminuye a un valor v_p debido a la compresibilidad de la formación c_f .

El siguiente ejemplo indica la importancia de incluir todos los factores en los cálculos de balance de materia en yacimientos cuyos volúmenes se expanden y producen por encima del punto de burbujeo. Por debajo de este punto, debido a que la compresibilidad de la fase libre de gas es mucho mayor (alrededor de 100×10^{-6} (lb/pg²)⁻¹), las compresibilidades de la formación y del agua generalmente se omiten en los cálculos.

EJEMPLO III.1: Calcular el volumen de petróleo inicial en un yacimiento volumétrico bajosaturado ⁽¹⁾.

Datos:

Factor de volumen de formación a p_b	$B_{ob} = 1.391 \text{ bl/BF}$
Saturación del agua congénita	$S_{wi} = 20\%$
Salinidad del agua congénita	$s = 20\,000 \text{ ppm}$
Porosidad promedio	$\bar{\phi} = 9.0 \%$
Presión inicial del yacimiento	$p_i = 5000 \text{ lb/pg}^2$
Producción acumulada del petróleo	$N_p = 1.25 \text{ MMBF}$
Presión promedio del yacimiento	$\bar{p} = 3600 \text{ lb/pg}^2$
Producción acumulada del agua	$W_p = 32000 \text{ BF}$
Entrada de agua	$W_e = 0 \text{ BF}$
Temperatura del yacimiento	$T_y = 220 \text{ }^\circ\text{F}$
Compresibilidad de agua promedio entre 5000 lb/pg^2 y $3\,600 \text{ lb/pg}^2$	$c_w = 3.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Factor de volumen del agua a 3600 lb/pg^2	$B_w = 1.04 \text{ bl/BF}$
Compresibilidad de la formación para $\phi = 9\%$	$c_f = 5.0 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
Factor de volumen del aceite a 3600 lb/pg^2	$B_o = 1.37500 \text{ bl/BF}$
Factor de volumen de aceite inicial	$B_{oi} = 1.35469 \text{ bl/BF}$

Considerando la ecuación de balance de materia ⁽²⁾

$$NB_{oi} \left[\frac{B_o}{B_{oi}} - 1 + \frac{(S_w c_w + C_f) \Delta p}{1 - S_w} \right] = N_p B_o - W_e + B_w W_p$$

La compresibilidad promedio del petróleo en el yacimiento se obtiene con la siguiente ecuación,

$$c_o = - \frac{1}{V} \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} (\Delta p)} = \frac{1.37500 - 1.35469}{1.35469(5000 - 3600)}$$

$$c_o = 10.71 \times 10^{-6} \frac{1}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}$$

y la compresibilidad efectiva del petróleo para este caso es

$$c_o = \frac{S_o c_o + S_w c_w + c_f}{S_o}$$

$$c_e = \frac{(0.80 \times 10^{-6} \cdot 0.71 + 0.20 \times 10^{-6} \cdot 3.6 + 5.0) \times 10^{-6}}{0.80}$$

$$c_e = 17.86 \times 10^{-6} \frac{lb}{pg^2}$$

Luego, el petróleo inicial en el yacimiento con la ecuación de balance de materia, es

$$N = \frac{N_p B_o - W_e + B_w W_p}{B_{oi} c_e \Delta p}$$

$$N = \frac{(1.25 \times 10^6)(1.37500) + (1.04)(32000)}{(1.35469)(17.86)(10^{-6})(5000 - 3600)} = 51.73 \text{ MMBF}$$

Si no se consideran las compresibilidades de la roca y del agua, $c_e = c_o$ con la ecuación de balance de materia, el petróleo inicial en el yacimiento resultante es,

$$N = \frac{(1.25 \times 10^6)(1.37500) + (1.04)(32000)}{(1.35469)(10.71)(10^{-6})(5000 - 3600)} = 86.25 \text{ MMBF}$$

Cuando se consideran los valores de c_w y c_f en los cálculos de balance de materia el valor resultante de N es menor que cuando no se incluyen dichos valores, es decir, cuando únicamente se sustituye el valor de c_o en la ecuación de balance de materia, lo cual está indicando que se tiene un volumen mayor al real.

EJEMPLO III.2: Para el yacimiento de aceite bajosaturado Hassi-Messaoud ⁽²²⁾.

Datos:

Presión del yacimiento

$(p_G) = 400$ bars

Presión de saturación

$(p_b) = 200$ bars

Saturación de agua irreductible del volumen de poros	$(S_{wi}) = 30 \%$
Porosidad	$(\phi) = 10 \%$
Factor de compresibilidad del agua	$(c_w) = 4.5 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$
Factor volumétrico inicial del aceite a 400 bars	$(B_{oi}) = 1.760 \text{ vol/vol}$
Factor volumétrico del aceite a 300 bars	$(B_o) = 1.810 \text{ vol/vol}$

A 400 bars:

- (a) volumen de poro $v_p = 0.10 \text{ m}^3/\text{m}^2 \times \text{m de volumen de roca}$
- (b) volumen del agua irreductible $v_w = 0.03 \text{ m}^3/\text{m}^2 \times \text{m de volumen de roca}$
- (c) volumen del aceite $v_o = 0.07 \text{ m}^3/\text{m}^2 \times \text{m de volumen de roca}$

Calcule:

A 300 bars:

(a) volumen de poros = $v_{pi} (1 - c_p \Delta p)$

volumen de poro = $0.10 (1 - c_p \Delta p)$

De acuerdo con Hall, $c_p = 6.68 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$ (factor de compresibilidad de los poros)

Por lo tanto el volumen de poros es

$V_p = 0.10 (1 - 6.68 \times 10^{-5} \times 100) = 0.09933 \text{ m}^3 / \text{m}^2 \times \text{m}$

(b) agua irreductible = $v_{wi} (1 + c_w \Delta p)$

agua irreductible = $0.03 (1 + c_w \Delta p) = 0.030135 \text{ m}^3/\text{m}^2 \times \text{m}$

(c) volumen de aceite = $v_p - v_w$

volumen de aceite = $0.09933 - 0.03013 = 0.06920 \text{ m}^3/\text{m}^2 \times \text{m}$

El volumen de aceite a condiciones de superficie

(a) a 400 bars
$$V_o = \frac{N}{B_{oi}} = \frac{0.07}{1.760} = 0.03977 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 \text{ m}}$$

(b) a 300 bars
$$V_o = \frac{N}{B_o} = \frac{0.0692}{1.810} = 0.03823 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 \text{ m}}$$

Diferencia (400 – 300), $N_p = (0.03977 - 0.03823) = 0.00154 \text{ m}^3/\text{m}^2 \times \text{m}$

$$\text{Recuperación de aceite} = \frac{N_p}{N} = \frac{0.00154}{0.03977}(100) = 3.87\%$$

La compresibilidad promedio del aceite en el rango de presión de 400 a 300 bar es:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

$$c_o = \frac{V_o - V_{oi}}{V_{oi}(p_i - p)} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}(\Delta p)} = \frac{1.810 - 1.760}{1.760(100)} = 28.4 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$$

Recuperación: N_p para N

$$\text{Re } c = \frac{N_p}{N} = c_e \frac{B_{oi}}{B_o} \Delta p$$

La compresibilidad efectiva c_e es

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wi}}{1 - S_{wi}} + c_p \frac{1}{1 - S_{wi}}$$

$$c_e = 28.4 \times 10^{-5} + 4.5 \times 10^{-5} \frac{0.3}{0.7} + 6.68 \times 10^{-5} \frac{1}{0.7}$$

$$c_e = 39.87 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$$

Determinación de la recuperación considerando c_w y c_f

$$\text{Re } c = \frac{N_p}{N} = c_e \frac{B_{oi}}{B_o} (100)$$

$$\text{Re } c = \frac{N_p}{N} = 39.87 \times 10^{-5} \frac{1.760}{1.810} (100) = 0.0265 = 3.87\%$$

Los mismos cálculos pueden hacerse sin considerar la compresibilidad de la roca y el agua

$$\text{Rec} = \frac{N_p}{N} = c_o \frac{B_{oi}}{B_o} (100)$$

$$\text{Rec} = \frac{N_p}{N} = 28.4 \times 10^{-5} \frac{1.760}{1.810} \times 100 = 2.76\%$$

Esto demuestra la importancia de la compresibilidad efectiva, c_e , arriba del punto de burbujeo.

III.2 Yacimientos de aceite saturado

Por debajo del punto de burbujeo se forma una fase gaseosa, que en la mayoría de los casos permanece inmóvil hasta alcanzar la saturación crítica de gas, cuyo valor varía desde un porcentaje muy bajo hasta alrededor del 20%. Durante esta etapa, el yacimiento produce por expansión o dilatación del gas, caracterizado por una disminución en la presión mucho más lenta ⁽¹⁾.

Cuando existe una capa inicial de gas, es decir, cuando el petróleo está inicialmente saturado, no existe la fuente de energía debida a la dilatación del líquido, y no es raro que la recuperación en yacimientos con capa de gas sean generalmente mayores que en aquellos yacimientos sin capa de gas, considerando las demás condiciones iguales. En empujes por expansión de la capa de gas, a medida que la producción avanza y la presión del yacimiento disminuye, la expansión de la capa de gas desplaza el petróleo hacia abajo.

Debido a su dilatación, la capa de gas retarda la disminución de presión y al mismo tiempo la liberación de gas en solución dentro de la zona de petróleo, mejorando en esta forma la recuperación por reducción en las relaciones gas-petróleo de producción de los pozos.

EJEMPLO III.3: Para un yacimiento que produce un petróleo cuya viscosidad es de 1.50 cp y compresibilidad efectiva de $15 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, de un yacimiento circular de 1000 pies de radio con una permeabilidad de 100 md (ó 0.10 darcy) y una porosidad de 20%, obtener el tiempo para el cual después de cerrar el

pozo se estabiliza la presión a través del yacimiento ⁽¹⁾, el tiempo requerido para que se establezca la presión se calcula con la siguiente ecuación ⁽²³⁾:

$$t_R = \frac{0.04 \mu c_e \phi r}{k}$$

$$t_R = \frac{(0.04)(1.50)(15 \times 10^{-6})(0.20)(1000^2)}{0.100} = 1.80 \text{ días}$$

Quiere decir que si se cierra el pozo, tomará aproximadamente este mismo tiempo para que la presión se estabilice a través del yacimiento, de manera que la presión de fondo medida sea la presión promedio del yacimiento.

EJEMPLO III.4: Aplicación de la función p_{TD} (función de presión adimensional a tiempo adimensional)

El pozo descubridor en un yacimiento produce en pruebas de formación y fluyendo a un rango de 18 STB/d ⁽²³⁾.

Cuál podría ser la presión del pozo después de 6 minutos de producción si las características del yacimiento son las siguientes:

Permeabilidad	$k = 0.1 \text{ md}$
Porosidad	$\phi = 0.0695$
Radio del pozo	$r_w = 0.5 \text{ pie}$
Presión inicial	$p_i = 3000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$
Radio de drene	$r_e = 3000 \text{ pie}$
Factor de volumen de aceite	$B_o = 1.39 \text{ pie}^3/\text{pie}^3$
Presión de saturación	$p_s = 1000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$
Caída de presión por daño	$\Delta p_{\text{skin}} = 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$
Compresibilidad efectiva	$c = 6.33 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$
Viscosidad del aceite	$\mu_o = 0.4 \text{ cp}$
Espesor de la formación	$h = 141 \text{ pie}$
Temperatura	$T = 200 \text{ }^\circ \text{F}$

Solución:

Calcular la constante de difusividad:

$$\eta = \frac{6.33 k}{\phi \mu c} = \frac{(6.33)(10^{-4})}{(6.95)(10^{-2})(0.4)(6.33)(10^{-6})}$$

$$\eta = 3617.14$$

Calcular el tiempo reducido:

$$t_D = \frac{\eta t_{\text{dias}}}{r_w^2} = \frac{\eta t_{\text{min}}}{r_w^2 1440} = \frac{3.6 t_{\text{min}}}{(0.25)(1.44)}$$

$$t_D = 10 t_{\text{min}}$$

$$t_D = (10)(6) = 60$$

Leer p_{iD} de la **Fig. III-1** usando el $(r_e / r_w) = \infty$. En esta curva es obvio que después de 6 minutos de producción el pozo todavía actúa como infinito. Calcular Δp con la siguiente ecuación⁽²⁵⁾.

$$\Delta p = \frac{0.141 q \mu B_o}{kh} (p_{iD}) = \frac{(0.141)(18.0)(1.39)(0.4)}{(10^{-4})(141)} p_{iD}$$

$$\Delta p = (100) p_{iD} = (100) 2.48 = 248 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}$$

Resolver para la ecuación $p_i - p_{w,t}$

$p_{w,t} = p_i - \Delta p = 3000 - 248 = 2752 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$, la cual es la presión fluyendo después de 6 min de producción si no existe daño en el pozo.

Ahora realizando los mismos cálculos pero considerando únicamente la compresibilidad del aceite:

Para determinar la compresibilidad del aceite:

1. Con los datos de $\mu_o = 0.4 \text{ cp}$ y $T = 200^\circ \text{ F}$, se entra a la **Fig. III-2** y se obtiene $r_o = 50^\circ \text{ API}$.
2. Con los datos de $B_o = 1.39$, $T = 200^\circ \text{ F}$, $r_o = 50^\circ \text{ API}$, se entra a la **Fig. III-3** y se obtiene $R_s = 275 \text{ scf/STB}$.
3. Con los datos de $p = 3000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$, $p_b = 1000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$,

T = 200 ° F, R_{so} = 275 scf/STB, y r_o = 50 ° API y utilizando la siguiente correlación, se obtiene c_o

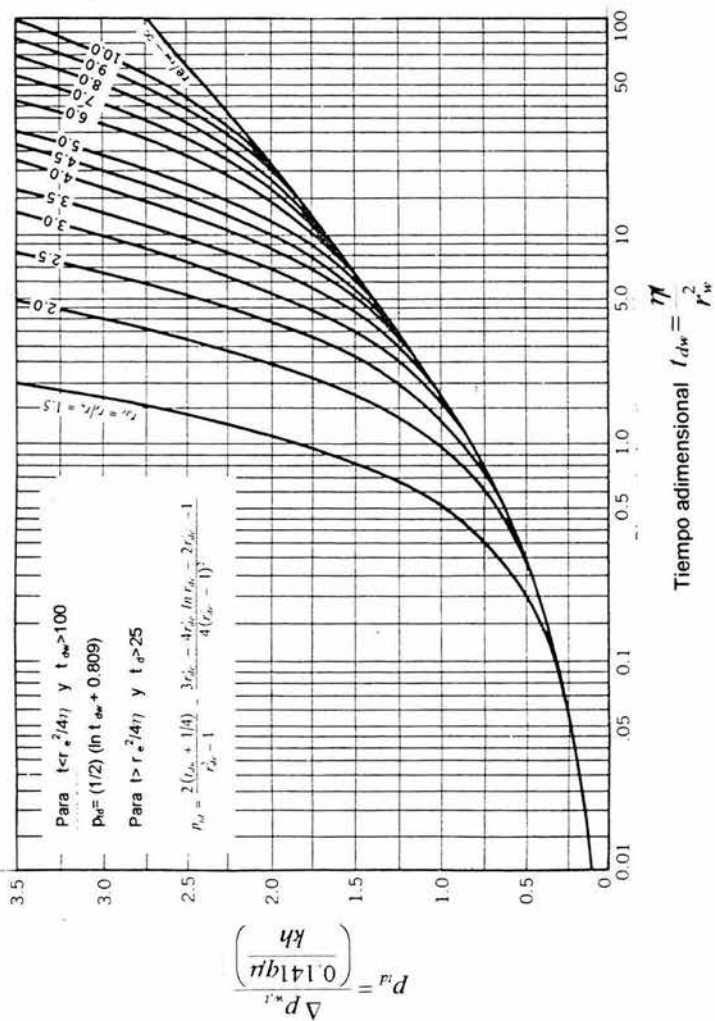


Fig. III-1 Valores de p_{iD} de Van Everdingen & Hurst ⁽²³⁾.

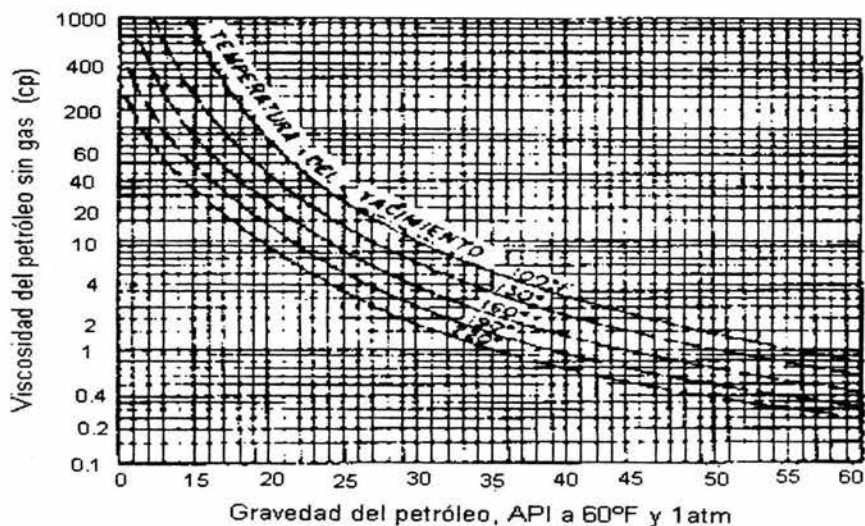


Fig. III-2 Viscosidad del aceite sin gas a temperatura del yacimiento ⁽⁵⁾.

$$\ln(c_o) = -0.664 - 1.430 \ln(p) - 0.395 \ln(p_b) + 0.390 \ln(T) + 0.455 \ln(R_{so}) + 0.262 \ln(\rho_{o,API})$$

$$\ln(c_o) = -0.664 - 1.430 \ln(3000) - 0.395 \ln(1000) + 0.390 \ln(200) + 0.455 \ln(275) + 0.262 \ln(50)$$

$$c_o = 1.04 \times 10^{-4} \frac{lb}{pg^2}$$

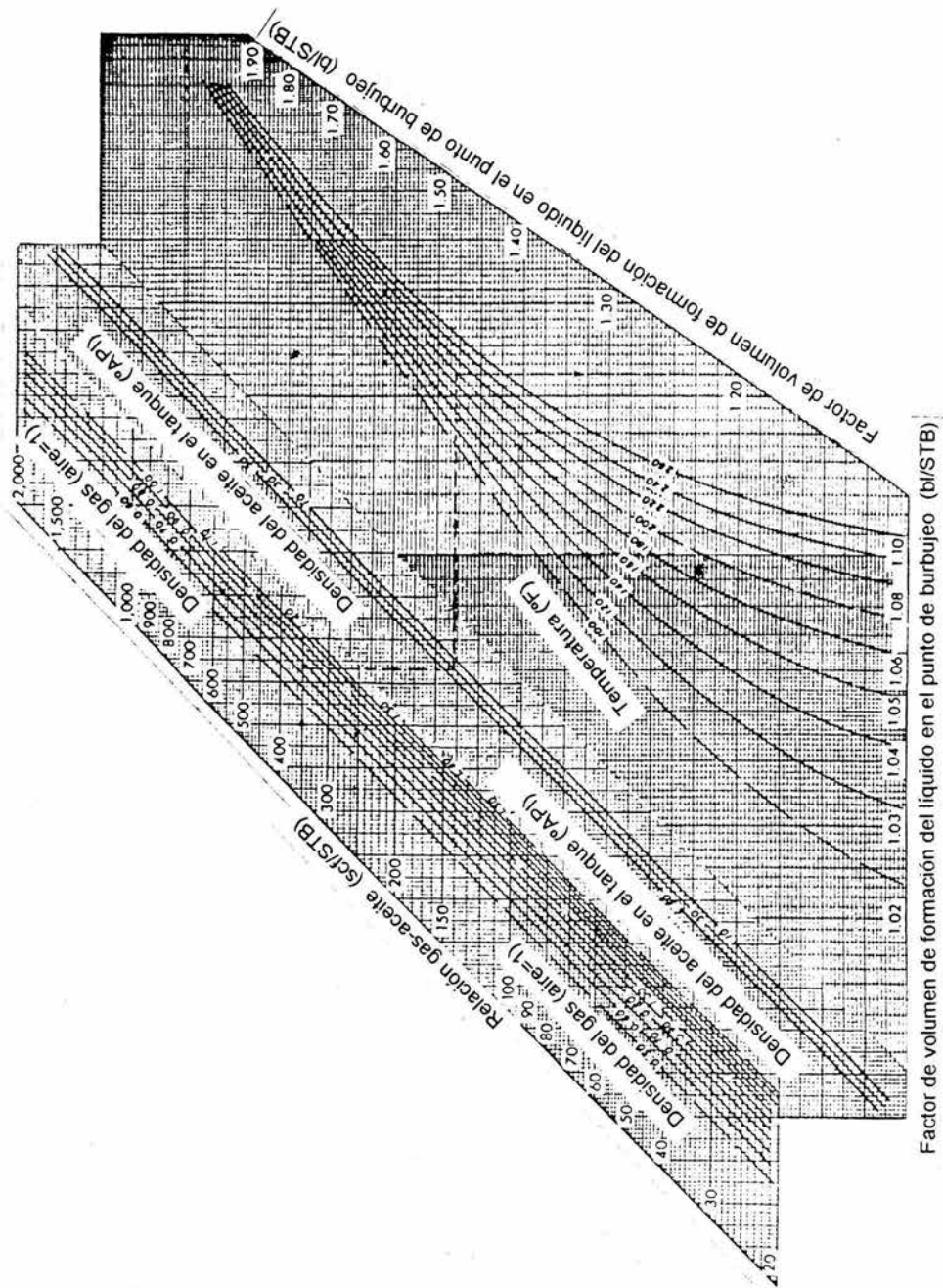


Fig. III-3 Factores de volumen de formación de aceite saturado ⁽⁵⁾.

$$(c_f + c_w) - c_o = 0.000104 - 0.00000633 = 0.0000977 = 9.77 \times 10^{-5} \frac{1}{\text{lb}} \frac{\text{pg}^2}{\text{pg}^2}$$

Solución:

Calcular la constante de difusividad:

$$\eta = \frac{6.33 k}{\phi \mu c} = \frac{(6.33)(10^{-4})}{(6.95)(10^{-2})(0.4)(1.04 \times 10^{-4})}$$

$$\eta = 219$$

Calcular el tiempo reducido:

$$t_D = \frac{\eta t \text{ días}}{r_w^2} = \frac{\eta t \text{ min}}{r_w^2 1440} = \frac{219 t \text{ min}}{(0.25)(1440)}$$

$$t_D = 0.608 t_{\text{min}}$$

$$t_D = (0.608)(6) = 3.65 \text{ min}$$

Leer p_{1D} de la **Fig. III-1** usando el $(r_e / r_w) = \infty$ en esta curva es obvio que después de 6 minutos de producción el pozo todavía actúa como infinito.

$$\Delta p = \frac{0.141 q \mu B_o}{kh} (p_{1D}) = \frac{(0.141)(18.0)(1.39)(0.4)}{(10^{-4})(141)} p_{1D}$$

$$\Delta p = (100) p_{1D} = (100)(0.537) = 53.7 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}$$

Resolver para la ecuación $p_i - p_{w,t}$

$p_{w,t} = p_i - \Delta p = 3000 - 53.7 = 2946.3 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ la cual es la presión fluyendo después de 6 min de producción si no existe daño en el pozo.

III. 3 Yacimientos de gas

La producción de los yacimientos de gas se presenta por una reducción en la presión, manteniendo la temperatura constante ⁽²⁶⁾.

Los yacimientos de gas pueden estar sujetos a manejo de agua en la misma manera como los yacimientos de aceite. Un balance de materia puede también ser desarrollado para considerar la entrada de agua al yacimiento.

En yacimientos de gas, la saturación inicial de gas nunca es reducida, únicamente el número de libras de gas ocupando el espacio de poro es reducido. La saturación inicial de gas es reducida por la entrada de agua.

En yacimientos de gas, no es común una recuperación del 90 % del gas inicial en el yacimiento

Un yacimiento de gas, al igual que uno de aceite, contiene siempre agua intersticial y el cambio en el volumen de poro que acompaña una declinación en la presión del yacimiento podría causar que mucho más fluido sea forzado del volumen de poro debido a que el gas se expande con más facilidad que el aceite.

EJEMPLO III.5: Prueba convencional de presión en pozos de gas ⁽²³⁾

El yacimiento tiene un total de 4500 acres de área y produce por dos pozos cuando las pruebas de historia de presión son conducidas en uno de los pozos con los siguientes resultados:

TABLA III.1

Presión de fondo de pozo estabilizada (lb/pg ² abs)	Rango de producción (MMscfd)
2800	0
2670	1.8
2590	2.7
2500	3.6
2425	4.5

Datos del yacimiento:

Permeabilidad
Porosidad

$k = 74$ md
 $\phi = 15$ %

Viscosidad del gas (basado en la presión promedio)

$$\mu_g = 0.021 \text{ cp}$$

Compresibilidad total (basado en presión estática)

$$c_t = 3.57 \times 10^{-4}$$

- A. ¿Cuál podría ser la presión de fondo del pozo para producir a un gasto de 5 MMscfd cuando p_e ha disminuido a 2000 lb/pg² abs?
 B. ¿Cuánto tiempo deberá mantenerse cada rango para alcanzar las condiciones de estabilización durante la prueba?

Solución:

Punto A.

TABLA III.2

Presión de fondo de pozo estabilizada (lb/pg ² abs)	$(P_w)^2$	$\Delta(P^2)$	$\log \Delta(P^2)$	q_g Mscfd	$\log q_g$
2800	7.84×10^6				
2670	7.13×10^6	0.71×10^6	5.851	1800	3.255
2590	6.71×10^6	1.13×10^6	6.053	2700	3.431
2500	6.25×10^6	1.59×10^6	6.201	3600	3.556
2425	5.88×10^6	1.96×10^6	6.292	4500	3.653

Ver la Fig. III-4 para los datos graficados

$$\begin{aligned} \log 5000 \text{ Mscfd} &= 3.699 \\ \log \Delta(p^2) &= 6.349 \\ \Delta p^2 &= 2.23 \times 10^6 \\ p_e^2 - p_w^2 &= 2.23 \times 10^6 \\ (4.0 \times 10^6) - (2.23 \times 10^6) &= p_w^2 \\ p_w^2 &= 1.77 \times 10^6 \\ p_w &= 1340 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs} \end{aligned}$$

Punto B.

$$t_s = \frac{0.04 \phi \mu c r_e^2}{k}$$

dado que

$$A = \pi r_e^2$$

despejando r_e^2

$$r_e^2 = \frac{A}{\pi}$$

$$r_e^2 = \frac{(2250)(43560)}{3.14}$$

$$t_s = \frac{(0.04)(0.15)(0.021)(0.000357)(2250)(43560)}{(0.074)(3.14)} = 18.9 \text{ días}$$

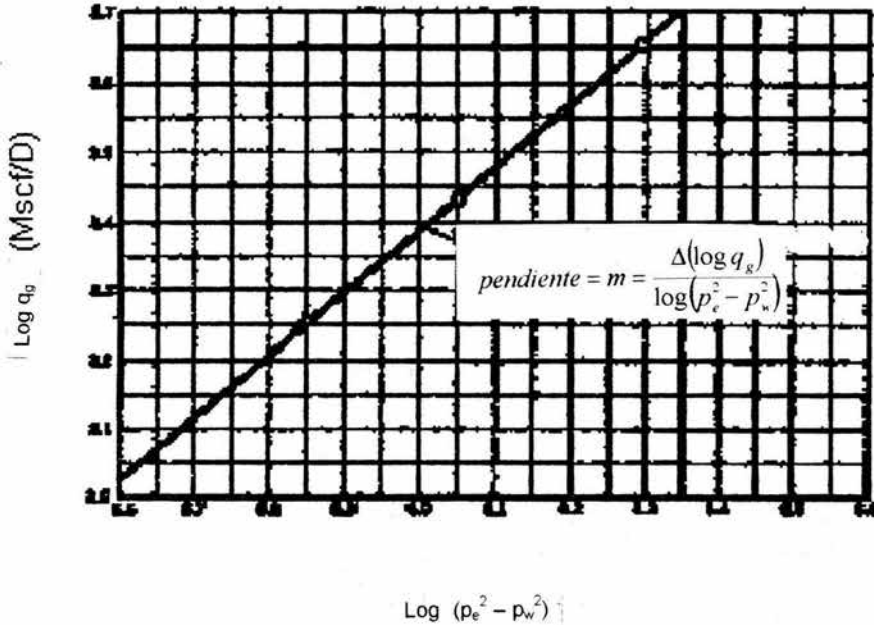


Fig. III-4 Tendencia preparada para datos de presión de fondo estabilizada ⁽²³⁾.

EJEMPLO III.6: Prueba de decremento de presión ⁽²⁵⁾

Una prueba de decremento de presión se llevó a cabo en un pozo de gas, cuyos datos están mostrados en la siguiente tabla. La información general correspondiente está dada a continuación:

Presión inicial	$p_i = 3733 \text{ lb/pg}^2$
Porosidad	$\phi = 0.17$
Espesor de la formación	$h = 13 \text{ pies}$
Temperatura	$T = 205 \text{ }^\circ\text{F} = 665 \text{ }^\circ\text{R}$
Radio del pozo	$r_w = 0.276 \text{ pies}$
Gasto	$q_g = 1210 \text{ M scf/D}$
Factor de compresibilidad	$z_i = 0.9271$
Viscosidad del gas	$\mu_i = 0.0204 \text{ cp}$
Compresibilidad total de la formación	$c_t = 1.5 \times 10^{-4} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$
Gravedad específica del gas	$\gamma_g = 0.65$
Saturación del gas	$S_g = 0.67$

Tabla de datos para la prueba de decremento de presión

TABLA III.3

Tiempo (hrs)	$P_{wf} \text{ (lb/pg}^2\text{)}$
0.0	3733
0.2	3672
0.4	3622
0.62	3570
1.00	3500
2.0	3398
3.0	3353
5.0	3312
7.0	3293
9.6	3291
12.0	3290
16.8	3287
33.6	3282
50.0	3279
72.0	3276
96.0	3274

Determinar:

1. La capacidad de flujo kh y la permeabilidad de la formación, k
2. Factor de daño aparente, s'

3. Caída de presión debida al daño, $(\Delta p)_s$
4. Eficiencia de flujo, EF
5. Radio de investigación al final de la prueba, $t = 96$ hrs., r_i
6. Radio efectivo del pozo, r_w

Haciendo uso de los siguientes esquemas de análisis:

a) Presión, p_{wf}

Solución

Utilizando la aproximación propuesta por Carter, la presión promedio puede obtenerse de la siguiente relación:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{1}{2}(p_i^2 + p_{wf}^2)} = \sqrt{\frac{1}{2}(3733^2 + 3274^2)} = 3511 \frac{lb}{pg^2}$$

Con la p obtenida, y haciendo uso de la siguiente ecuación se determina el factor de compresibilidad del gas z a esta presión promedio, donde las propiedades pseudo críticas y pseudo reducidas, requeridas para el cálculo de z son:

$$p_{pc} = 670 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_{pc} = 375 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$p_{pr} = 5.2403$$

$$T_{pr} = 1.7733$$

Obteniéndose:

$$z = 0.9161$$

Por otra parte, se calcula la viscosidad del gas, utilizando las siguientes ecuaciones, calculándose para esto la densidad del gas dada por la ecuación de estado de los gases, y el peso molecular aparente. La densidad relativa para el gas se obtiene de la siguiente forma:

$$M_{wa} = \gamma_g (28.96) = 0.65(28.96) = 18.82 \frac{lb}{lb - mol}$$

$$\rho_g = \frac{p M_{wa}}{zRT} = \frac{3511(18.82)}{(0.9161)(10.73)(665)} = 10.108 \frac{lb}{pie^3}$$

$$k = \frac{[9.4 + 0.02 M_{wa}] T^{1.5}}{209 + 19 M_{wa} + T}$$

$$k = \frac{[9.4 + 0.02(18.82)] 665^{1.5}}{209 + 19(18.82) + 665} = 136.13$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M_{wa} = 3.5 + \frac{986}{665} + 0.01(18.82) = 5.1712$$

$$Y = 2.4 - 0.2X = 2.4 - 0.2(5.1712) = 1.366$$

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right] = 10^{-4} (136.13) \exp \left[5.1712 \left(\frac{10.108}{62.4} \right)^{3.66} \right]$$

$$\mu_g = 0.158 \text{ cp}$$

Además, se determina la compresibilidad del gas, c_g , resolviendo la ecuación siguiente,

$$c_g = \frac{1}{p_{pc} p_{pr} \left[1 + \frac{\rho_r}{z} \frac{\hat{c}z}{\hat{c}p_r} \right]}$$

$$c_g = 2.5 \times 10^{-4} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$$

Considerando únicamente la compresibilidad del gas

Por lo tanto, sabiendo que la saturación del gas es 0.67:

$$c_g = c_g S_g$$

$$c_g = 1.67 \times 10^{-4} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$$

a) Análisis en términos de P_{wf}

En la curva de la **Fig. III-5**, se muestra el comportamiento de p_{wf} vs $\log t$. De la porción recta de la curva, se obtiene la pendiente y la presión a 1 hr:

$$m = -16 \text{ (lb/pg}^2\text{/ciclo)} \quad \text{y} \quad p_{wf \text{ 1hr}} = 3310 \text{ lb/pg}^2$$

1. Capacidad de flujo y permeabilidad.

$$kh = 1637 \frac{q_{cs} z \bar{\mu} T}{2 \bar{p} m} = 1637 \frac{(1210) (0.0198) (0.9161) (665)}{2(3511) (16)}$$

$$kh = 1696.97 (md - pie)$$

por lo tanto $k = \frac{1696.97}{13} = 130.53 (md)$

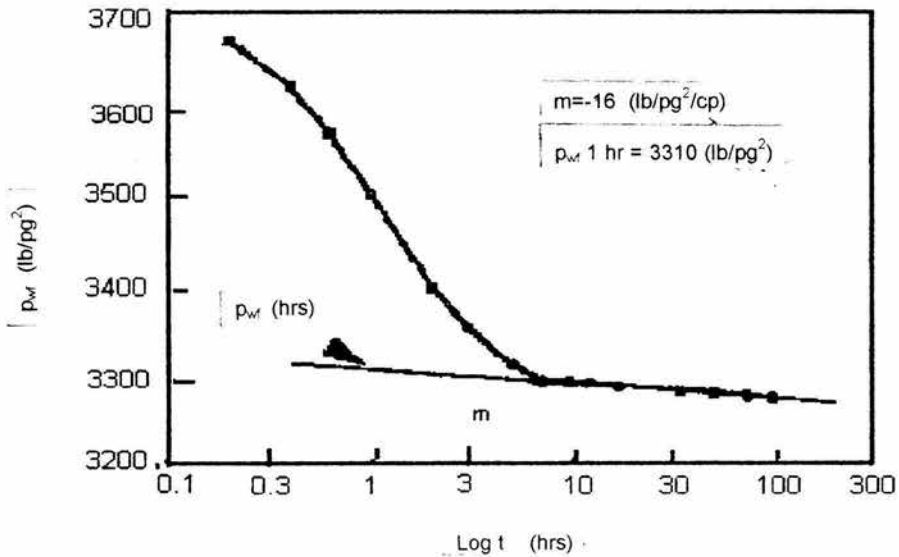


Fig. III-5 Gráfica p_{wf} vs $\log t$ ⁽²⁵⁾.

2. Cálculo de daño.

$$s^1 = s + D q_{cs} = 1.151 \left[\frac{P_{wf \text{ 1hr}} - P_i(t=0)}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s' = s + Dq_{es} = 1.151 \left[\frac{3310 - 3733}{-16} - \log \left(\frac{130.5}{(0.17)(0.158)(1.67 \times 10^{-4})(0.276)^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s' = 24.27 > 0$$

3. Cálculo de la caída de presión por daño.

$$(\Delta p)_s = 0.87 m s' = 0.87 (16) (24.27) = 337.84 \frac{lb}{pg^2}$$

4. Cálculo de la eficiencia de flujo

$$EF = \frac{P_{i(t=0)} - P_{wf} - \Delta p_s}{P_{i(t=0)} - P_{wf}} = \frac{3733 - 3274 - 337.84}{3733 - 3274} = 0.264 < 1$$

5. Cálculo del radio de investigación.

$$r_i = \left(\frac{kt}{948 \phi \bar{\mu} c_t} \right)^{0.5} = \left(\frac{(130.5)(96)}{948(0.17)(0.158)(1.67 \times 10^{-4})} \right)^{0.5}$$

$$r_i = 1716.9 (\text{pies})$$

6. Radio efectivo del pozo.

$$r_w' = r_w e^{-s} = 0.276 e^{-24.27} = 0.0856 (\text{pies})$$

por lo tanto

$$r_w' \ll r_w$$

Considerando la compresibilidad de la formación y del agua

1. Capacidad de flujo y permeabilidad.

$$kh = 1637 \frac{q_{cs} \bar{\mu} z T}{2 \bar{p} m} = 1637 \frac{(1210)(0.158)(0.9161)(665)}{2(3511)(16)}$$

$$kh = 1696.97(md - pie)$$

por lo tanto $k = \frac{1696.97}{13} = 130.5(md)$

2. Cálculo de daño.

$$s' = s + Dq_{cs} = 1.151 \left[\frac{P_{wf1hr} - P_{i(t=0)}}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s' = 1.151 \left[\frac{3310 - 3733}{-16} - \log \left(\frac{130.5}{(0.17)(0.158)(3.2 \times 10^{-4})(0.276^2)} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s' = 24.59 > 0$$

3. Cálculo de la caída de presión por daño.

$$(\Delta p)_s = 0.87 m s' = 0.87(16)(24.59) = 342.29 \frac{lb}{pg^2}$$

4. Cálculo de la eficiencia de flujo

$$EF = \frac{P_{i(t=0)} - P_{wf} - \Delta p_s}{P_{i(t=0)} - P_{wf}} = \frac{3733 - 3274 - 342.29}{3733 - 3274} = 0.254 < 1$$

5. Cálculo del radio de investigación.

$$r_i = \left(\frac{kt}{948 \phi \bar{\mu} c_t} \right)^{0.5} = \left(\frac{(130.5)(96)}{948(0.17)(0.158)(3.2 \times 10^{-4})} \right)^{0.5}$$

$$r_i = 1239.83 \text{ pies}$$

6. Radio efectivo del pozo.

$$r_w' = r_w e^{-s} = 0.276 e^{-24.59} = 0.0623 \text{ pies}$$

por lo tanto

$$r_w' \lll r_w$$

III.4 Yacimientos de gas y condensado

Muchos yacimientos de gas y condensado son producidos bajo un manejo parcial o total de agua. Cuando la declinación de presión del yacimiento se estabiliza o cesa, como ocurre en muchos yacimientos, la recuperación podría depender del valor de la presión estabilizada y de la eficiencia con la cual el agua de invasión desplaza la fase de gas de la roca. La recuperación de líquido podría ser baja para la condensación retrograda, entonces el líquido retrógrado es generalmente inmóvil y es atrapado juntamente con algo de gas detrás del frente de invasión de agua ⁽¹⁾.

Los yacimientos de gas y condensado son comúnmente supuestos, por simplificación, yacimientos de gas. Ya que de lo contrario los cálculos serían muy extensos y se tendría que dedicar demasiado tiempo en la caracterización de estos yacimientos ⁽²⁸⁾.

Además, a cada caída de presión cambia la composición del fluido del yacimiento; lo que implica que se obtendría un volumen para una composición y a otra caída de presión un volumen a una composición diferente a la anterior ⁽²⁹⁾.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1) Los estudios de las secciones anteriores indican que, debido a las compresibilidades de la formación y del agua intersticial, no existen en realidad yacimientos volumétricos, o sea, yacimientos donde el volumen poroso disponible para los hidrocarburos permanece constante, por lo que se introduce error en los cálculos cuando no se consideran las compresibilidades de la formación y del agua en tales yacimientos. En este estudio, el término volumétrico se conserva para distinguir aquellos yacimientos donde no ocurre entrada de agua, pero cuyos volúmenes varían ligeramente con la presión ⁽¹⁾.

Los cálculos de balance de materia en un yacimiento volumétrico bajosaturado pueden indicar más aceite en el lugar del que está realmente presente y, en consecuencia, una sobreestimación de reservas ⁽⁹⁾.

Por debajo de la presión de burbujeo, en yacimientos de petróleo saturado, debido a que la compresibilidad de la fase libre de gas es mucho mayor (alrededor de $100 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$), las compresibilidades de la roca y el agua generalmente se omiten en los cálculos. Sin embargo, esto sólo se justifica parcialmente. Si de un acuífero proviene una entrada de agua que no se toma en cuenta, las reservas calculadas excederán a las reales ⁽¹⁾.

La omisión de la compresibilidad de la roca es indudablemente justificada en cálculos de yacimientos saturados; sin embargo, en yacimientos bajo saturados, la expansión de los sólidos debido a la disminución de la presión de poro, debe ser incluida en dichos cálculos porque de lo contrario la estimación del aceite a producir sería menor que si se considera ⁽⁹⁾.

2) Todos los yacimientos de petróleo tienen agua congénita; a medida que la presión promedio disminuye, el volumen inicial de agua congénita, $S_w V_p i$, aumenta a un valor $S_w V_p (1 + c_w \Delta p)$ por expansión.

3) Debido a la disminución de la presión, también los líquidos se expanden, teniendo que abandonar el poro, al no existir espacio suficiente para almacenarlos completamente.

4) Si durante la producción del yacimiento, la presión del fluido de poro disminuye, el esfuerzo vertical efectivo, (diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de fluido del yacimiento), se incrementa y la roca del yacimiento es capaz de compactarse ⁽²⁸⁾.

Con incrementos de esfuerzo efectivo se generan micro fracturas y en gran manera poro colapsado a medida que la presión de poro es reducida durante la producción ⁽²⁹⁾.

La presión interna mantenida por el fluido presente en el espacio poroso disminuye en tanto los hidrocarburos son producidos de este yacimiento. Esta disminución en la presión de poro permite que el fluido se expanda en la zona de producción. La disminución en la presión de poro también resulta en la contracción de la formación correspondiente al incremento en el esfuerzo estructural o más específicamente, la presión neta de sobrecarga. Esta energía expulsiva, conocida como el manejo del mecanismo de compactación del yacimiento, es expresado en términos de compresibilidad de la formación. La compresión de la formación es definido como:

$$c_b = \phi c_p + (1 - \phi) c_r \quad \dots(1)$$

El fluido expulsado es una indicación de la reducción del volumen de poro.

5) La expansión de grano debida a la reducción en la presión de poro es despreciable y consecuentemente, la reducción en el volumen de poro es igual a la reducción de la formación.

6) Despreciar la compresibilidad de poro puede resultar en un error significativo, particularmente para rocas de yacimientos de baja porosidad ⁽⁷⁾.

Es recomendable realizar cálculos utilizando la compresibilidad del volumen poroso y sin considerarlo para comparar resultados, y así determinar su importancia.

7) Si el esfuerzo de confinamiento aumenta la porosidad disminuye, mientras la temperatura permanece constante.

8) Si el esfuerzo de confinamiento aumenta la compresibilidad de la roca disminuye, mientras la temperatura permanece constante.

9) Si la presión de poro aumenta la compresibilidad del volumen de poro aumenta, mientras la temperatura permanece constante ⁽²⁹⁾.

10) Cualquier estudio de recuperación de aceite de yacimientos bajo saturados requiere que el factor de compresibilidad de la roca sea conocido. Esto determinado por mediciones llevadas a cabo en muestras de núcleos. La compresibilidad del fluido es proporcionado por estudios pVT ⁽²²⁾.

11) Un yacimiento produciendo aceite o gas siempre contiene agua intersticial y el cambio en el volumen de poro que acompaña una declinación en la presión del yacimiento podría causar que mucho más fluido sea forzado del volumen de poro que el que sale por la expansión del líquido.

12) Se desea una compresibilidad efectiva, c_e , que pueda ser aplicada al volumen de poro para dar la cantidad de fluido forzado del volumen de poro con cada 1.0 lb/pg^2 abs de cambio de presión. Este cambio en el volumen, $c_e V_p$, podría entonces ser igual a la expansión del aceite, agua, y gas en el volumen de poro más la reducción en el volumen de poro resultado del abatimiento en la presión del yacimiento ⁽²³⁾.

13) En pruebas de laboratorio, el aparato para medir compresibilidad necesita ser calibrado con el fin de determinar la curva de corrección por equipo. La corrección por equipo es definida como la corrección del volumen de poros necesaria a cada nivel de presión interna equivalente a la expansión del volumen interno del equipo, la cual es causada por la expansión de tuberías, válvulas y fluidos utilizados para las mediciones ⁽⁴⁾.

Por lo que se recomienda calibrar el equipo antes de cada prueba para que los resultados obtenidos se acerquen más a la realidad.

14) La mayoría de los equipos utilizados para determinar las compresibilidades de los sólidos, los poros y el total de la roca, así como el método experimental son semejantes entre sí sólo con ligeras variaciones, las cuales deben considerarse para no tomar lecturas de los valores de c_p , c_r y c_b erróneas.

15) Los rangos a los que fueron llevados a cabo las pruebas de compresibilidad de los sólidos: $0 < p \text{ (lb/pg}^2\text{)} < 10000$, los poros: $0 < p \text{ (lb/pg}^2\text{)} < 10000$, $0 < \phi < 40$, $0 < c_p \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1} < 5 \times 10^{-5}$, el total de la roca: $0 < p \text{ (lb/pg}^2\text{)} < 10000$, $0 < \phi < 35$, $0 < c_b \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1} < 4 \times 10^{-6}$.

Se observa que los rangos de presión y porosidad empleados para determinar las compresibilidades de los componentes de la formación: c_r , c_p y c_r son parecidos. Además, se observa que la compresibilidad de la formación es más pequeña que la de los poros.

16) Se pueden producir errores significantes en los cálculos cuando se usan correlaciones con datos fuera del rango, para el cual fueron desarrolladas dichas correlaciones.

Es recomendable verificar los datos que se tienen y verificar si éstos entran en el rango de los parámetros que se emplearán en la correlación dada

18) En el Capítulo II se presentan unas gráficas para comparar la tendencia de las gráficas obtenidas por diferentes investigadores. En dichas gráficas se observa que para la mayoría de las curvas la tendencia es similar y en ocasiones los puntos que pertenecen a una curva son parte de otra de las curvas cercanas, pero como en la gráfica de p_{efec} vs c_p la tendencia de una de las curvas es muy distinta a la de la mayoría y ésta se separa de las demás curvas (en esta gráfica la mayoría de las muestras son areniscas). En la gráfica de ϕ vs c_p las curvas son por lo general de tendencia distinta y esto es debido a que las muestras no son únicamente de un tipo de roca ya que se tienen carbonatos y areniscas.

NOMENCLATURA

A	=	Área, acres, pg^2
B_g	=	Factor de volumen del gas, $\text{m}^3 @ \text{c.y.} / \text{m}^3 @ \text{c.s.}$, $\text{pie}^3 @ \text{c.y.} / \text{pie}^3 @ \text{c.s.}$
B_{oi}	=	Factor de volumen del aceite a condiciones iniciales, $\text{pie}^3 @ \text{c.y.} / \text{pie}^3 @ \text{c.s.}$
B_o	=	Factor de volumen del aceite, $\text{pie}_g^3 @ \text{c.y.} / \text{pie}_o^3 @ \text{c.s.}$
B_{ob}	=	Factor de volumen del aceite a la presión de saturación p_b , $\text{pie}_o^3 @ p_b / \text{pie}_o^3 @ \text{c.s.}$
B_w	=	Factor de volumen del agua, $\text{pie}_w^3 @ \text{c.y.} / \text{pie}_w^3 @ \text{c.s.}$
\bar{c}	=	Compresibilidad media del sistema roca- fluidos, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
$C_b = C_r$	=	Compresibilidad de la formación o del volumen total de la roca, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{bc}	=	Compresibilidad de la formación a la presión de confinamiento variable, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{bp}	=	Compresibilidad de la formación a la presión de poro variable, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{casq}	=	Compresibilidad del casquete de gas, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_e	=	Compresibilidad efectiva (respecto al volumen de aceite), $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
$C_r = C_s$	=	Compresibilidad del volumen de los sólidos de la roca, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{rc}	=	Compresibilidad del volumen de sólidos a la presión de confinamiento variable, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{rp}	=	Compresibilidad del volumen de sólidos a la presión de poro variable, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_g	=	Compresibilidad del gas, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{gc}	=	Compresibilidad del gas en el casquete, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_{gzo}	=	Compresibilidad del gas en la zona de aceite, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C_o	=	Compresibilidad del aceite, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$

C_{oc}	=	Compresibilidad del aceite en el casquete, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{ozo}	=	Compresibilidad del aceite en la zona de aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_p	=	Compresibilidad del volumen de poros, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{pc}	=	Compresibilidad del volumen de poros a la presión de confinamiento variable, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{pp}	=	Compresibilidad del volumen de poros a la presión de poro variable, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{pr}	=	Compresibilidad pseudo reducida, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{sc}	=	Compresibilidad de los sólidos en el casquete, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{szo}	=	Compresibilidad de los sólidos en la zona de aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_t	=	Compresibilidad total del sistema roca- fluidos, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_w	=	Compresibilidad del agua, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{wc}	=	Compresibilidad del agua en el casquete, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{wp}	=	Compresibilidad del agua pura, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{wzo}	=	Compresibilidad del agua en la zona de aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
C_{zo}	=	Compresibilidad de la zona de aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
c_{zo}	=	Compresibilidad media de la zona de aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
∂p^*	=	Diferencial de la presión de confinamiento, lb/pg^2 abs
Δp	=	Cambio en la presión, lb/pg^2
Δp_s	=	Caída de presión debida al daño, lb/pg^2 abs
$\Delta p_{s'}$	=	Caída de presión debida al daño aparente, lb/pg^2 abs
ΔV	=	Cambio en el volumen, m^3, pie^3, bl
E_g	=	Factor de expansión del gas, $pie^3 @ c.s./pie^3 @ c.y.$
E_f	=	Factor de expansión de la formación, m^3, pie^3, bbl
E_o	=	Factor de expansión del aceite, $pie^3 @ c.s./pie^3 @ c.y.$
E_w	=	Factor de expansión del agua, $pie^3 @ c.s./pie^3 @ c.y.$
EF	=	Eficiencia de flujo, frac., (%)
γ_g	=	Gravedad específica del gas
γ_o °API	=	Densidad del aceite a condiciones del tanque de

	almacenamiento, °API
h	= Espesor de la formación, pie
η	= Constante de difusividad hidráulico, md-lb/pg ² abs/cp
k	= Permeabilidad, md
kh	= Capacidad de flujo, md-pie
m	= Pendiente de la gráfica logaritmo de V_p vs logaritmo de p , cc/lb/pg ²
m	= Masa, lb
M_w	= Peso molecular del gas, lbm/lb-mole
M_{wa}	= Peso molecular aparente, lb/lb mol
μ_g	= Viscosidad del gas, cp
μ_o	= Viscosidad del aceite, cp
n	= Número de moles de gas, lb-mole
n	= Número de componentes
N	= Volumen original de aceite en el yacimiento @ c.s., bl, pie ³
N_p	= Producción acumulativa de aceite @ c.s., bl, pie ³
ϕ	= Porosidad, frac, (%)
p	= Presión, lb/pg ²
\bar{p}	= Presión media del yacimiento, lb/pg ² abs
p_b	= Presión de saturación, lb/pg ² abs, kg/cm ²
p_c	= Presión crítica, lb/pg ²
$p_c = p_{ob}$	= Presión de confinamiento o presión de sobrecarga, lb/pg ²
p_{ci}	= Presión crítica del i -ésimo componente, lb/pg ²
p_d	= Presión de rocío, lb/pg ² abs
p_D	= Presión adimensional
p_i	= Presión del i -ésimo componente, lb/pg ² abs
p_o	= Presión base, lb/pg ²
p_p	= Presión de poro, lb/pg ²
p_{pc}	= Presión psudo crítica, lb/pg ²
p_{pr}	= Presión psudo reducida, adimensional

p_r	=	Presión reducida, adimensional
p_{wf}	=	Presión de fondo fluyendo, lb/pg ² abs, kg/cm ²
pV	=	Volumen de poro, pie ³
q	=	Gasto, bl/d
q_g	=	Gasto de gas, Mscf/d
q_o	=	Gasto de aceite, bl/d
ρ_c	=	Densidad crítica
ρ_o	=	Densidad base, lb/pg ³
ρ_o	=	Densidad del aceite, lbm/pie ³
ρ_{pr}	=	Densidad pseudo reducida
ρ_r	=	Densidad reducida
ρ_w	=	Densidad del agua, lbm/pie ³
r	=	Radio, pie
R	=	Constante universal de los gases, (10.732 pies-mole-°R)
r_e	=	Radio de drene, pie
Rec	=	Recuperación de aceite, fracc., %
r_i	=	Radio de investigación, pie
RGA	=	Relación instantánea gas-aceite, pie _g ³ @ c.s./bl _o @ c.s.
r_w	=	Radio del pozo, pie
r'_w	=	Radio efectivo del pozo, pie
R_{sw}	=	Relación de solubilidad del gas en el agua, pie _g ³ @ c.s./bl _w @ c.s.
R_s	=	Relación de solubilidad del gas en el aceite, pie _{gd} ³ @ c.s./bl _o @ c.s.
R_{sb}	=	Relación de solubilidad del gas en el aceite a presión de saturación, pie _{gd} ³ @ p _v /bl _o @ c.s.
σ	=	Esfuerzo neto de sobrecarga, lb/pg ²
s	=	Salinidad, mg/L
s	=	Factor de daño, adimensional
s'	=	Factor de daño aparente, adimensional
S_g	=	Saturación del gas, fracc., (%)
S_{cg}	=	Saturación crítica de gas, fracc., (%)

S_o	= Saturación de aceite, frac., (%)
S_{co}	= Saturación crítica de aceite, frac., (%)
$S_{oi}=1-S_{wi}$	= Saturación inicial de aceite, frac., (%)
S_{cw}	= Saturación crítica de agua, frac., (%)
S_w	= Saturación de agua, frac., (%)
S_{wi}	= Saturación de agua intersticial, frac., (%)
t	= Tiempo, hrs
T	= Temperatura, ° F
T	= Temperatura absoluta, °R
T_c	= Temperatura crítica, °R
T_{ci}	= Temperatura crítica del i-ésimo componente, °R
T_i	= Temperatura del i-ésimo componente, °R
T_o	= Temperatura base, °F
T_{pc}	Temperatura pseudo crítica, °R
T_{pr}	= Temperatura psudo reducida, adimensional
T_r	= Temperatura reducida, adimensional
V	= Volumen, pie ³ , bl
\bar{V}	= Volumen promedio, pie ³
V_b	= Volumen de la formación o volumen total de roca, pie ³
V_{casq}	= Volumen del casquete, pie ³
\bar{V}_{casq}	= Volumen promedio del casquete, bl, pie ³
V_g	= Volumen del gas, pie ³
V_{gc}	= Volumen de gas en el casquete, pie ³
V_{gzo}	= Volumen de gas en la zona de aceite, pie ³
V_o	= Volumen del aceite, bl, pie ³
V_{oc}	= Volumen de aceite en el casquete, pie ³ , bl
V_{oi}	= Volumen de aceite original del yacimiento, bl, pie ³
V_{ozo}	= Volumen de aceite en la zona de aceite, bl, pie ³
V_p	= Volumen de poro, pie ³
V_{pi}	= Volumen de poro inicial, bl
V_r	= Volumen de sólidos de la roca, pie ³

V_{sc}	=	Volumen de sólidos en el casquete, bl
V_{szo}	=	Volumen de sólidos en la zona de aceite, pie ³
V_{Tzo}	=	Volumen total de la zona de aceite, bl
V_w	=	Volumen de agua, bl, pie ³
V_{wc}	=	Volumen de agua en el casquete, pie ³ , bl
V_{wi}	=	Volumen de agua inicial, bl, pie ³
V_{wzo}	=	Volumen de agua en la zona de aceite, bl, pie ³
V_{yac}	=	Volumen del yacimiento, pie ³
\bar{V}_{zo}	=	Volumen promedio de la zona de aceite, bl, pie ³
W_e	=	Entrada acumulada de agua, pie ³ @ c.s.
W_p	=	Producción acumulada de agua, pie ³ @ c.s.
Y_i	=	Fracción mole del i-ésimo componente en la mezcla
z	=	Factor de compresibilidad, adimensional

REFERENCIAS

1. Craft, B.C. y Hawkins, M.F.: *Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall, Inc., 1959.
2. Amyx, J.M., Bass D.M. y Whiting R.L.: *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*, New York, Mc Graw-Hill Book, 1960.
3. León E. C. A. y Ordoñez S. V. F.: *Comportamiento de Yacimientos*, Director de Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, México, D. F. (1995).
4. Harari, Z., Wang, S., y Saner, S.: "Pore-Compressibility Study of Arabian Carbonate Reservoir Rocks", *SPE Formation Evaluation*, Dic., 1995, págs. 207-213.
5. McCain, W. D., Jr.: *The Properties of Petroleum Fluids*, Segunda Edición, Penn Well Books, 1990.
6. McCain, W. D., Jr.: "Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art", *SPE Reservoir Engineering*, Mayo 1991, págs. 266-272.
7. Unalmiser, S. y Swalwell, T.J., "A Quick Technique to Define Compressibility Characteristics of Hydrocarbon Reservoir", *SPE*, 1993, págs. 671-678.
8. Brown, T. L. y Lemay, H. E. Jr.: *Química: La Ciencia Central*, Prentice Hall, Tercera Edición, 1987.
9. Geertsma, J.: "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks", *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 210, 1957, págs. 331-340.

10. Hughes, D.S. y Cooke, C. E. Jr.: "The Effect Pressure on the Reduction of Pore Volume of Consolidated Sandstones", *Journal of Geology*, 1953, págs. 298-309.
11. Hall, H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks", *Petroleum Transactions. AIME*, Vol. 198, págs. 309-311.
12. Olmedo Y. C. C.: *Compresibilidad del Volumen Poroso en Núcleos Naturalmente Fracturados*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, México, D.F., (1997).
13. Newman, G.H.: "Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks under Hydrostatic Loading", *JPT*, Feb., 1973, págs. 129-134.
14. Greenwald, R. F., Hart, H. y Somerton, W. H.: A Theoretical Model for Determination of Pore Volume Compressibilities of Consolidated Sandstones, *SPE AIME*, 1981, págs. 1-10.
15. Sampath, K.: "A New Method to Measure Pore Volume Compressibility of Sandstones", *JPT*, Enero 1982, págs. 1360-1362.
16. Fatt, I.: "Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks", *Petroleum Transactions. AIME*, 1957, págs. 362-364.
17. Zimmerman, R. W., Somerton, W. H. y King, M. S.: "Compressibility of Porous Rocks", *Journal of Geophysical Research*, Vol. 91, No. B12, Nov. 10, 1986, págs. 12,765-12,777.
18. González H. S. y de la Garza C. N.: *Apuntes de Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos*, F.I., UNAM, México, D.F., (1968).
19. Méndez R. J. M.: *Análisis pVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridas para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, (2003).

20. Osiff, T. L.: "The Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water", *SPE Reservoir Engineering*, Feb. 1988, págs. 175-181.
21. Babor, J. A. y Ibarz, A. J.: *Química General Moderna*, Editorial Época, S.A., México, D.F., 1977.
22. Monicard, R. P.: *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis*, Gulf Publishing Company, 1980.
23. Slider, H.C.: *Practical Reservoir Engineering Methods*, An Energy Conservation Science, Petroleum Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1976.
24. McCray, A. W. y Cole, F. W.: *Reservoir Engineering Manual*, Houston Texas, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1961, CECSA.
25. Céspedes V. R.: *Análisis de Pruebas de Presión en Pozos de Gas*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, México D.F., 1995.
26. Standing, M.B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems (pVT for Engineers)*, Publicado por California Research Corporation, 1951.
27. Clark, N. J.: *Elements of Petroleum Reservoir*, Society of Petroleum Engineers, 1969.
28. Teeuw, D.: "Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compressibility Data", *SPEJ*, Sep., 1971, págs. 263-271.
29. Ziqiong Z., John M. y Jones, A.: "Pore-Volume Compressibilities Under Different Stress Conditions", Proc. 1990, SCA 1990 Annual Technical Conference, Artículo No. 9005.

BIBLIOGRAFÍA

1. Amyx, J.M. y others: *Petroleum Reservoir Engineering*, New York, Mc Graw-Hill Book, 1960.
2. Andersen, M. A., "Predicting Reservoir-Condition PV Compressibility", From Hydrostatic-Stress Laboratory Data, *SPE*, 1988.
3. Babor, J. A. y Ibarz, A. J.: *Química General Moderna*, Editorial Época, S.A., México, D.F., 1977.
4. Burcik, E. J.: *Properties of Petroleum Reservoir Fluids*, Editorial IHRDC International Human Resources Development Corporation, 1979.
5. Céspedes V. R.: *Análisis de Pruebas de Presión en Pozos de Gas*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, México D.F., (1995).
6. Chain, R. Y. L. Mountford, C. J., Raghavan, R., y Thomas, G.W.: "Determination of Reservoir Properties from Backpressure Tests with Applications to Reservoir Simulation", *JPT*, Mayo 1976, págs. 603-610.
7. Clark, N. J.: *Elements of Petroleum Reservoir*, *SPE*, 1969.
8. Collins, R. E.: *Flow of Fluids through Porous Materials*, Ph. D. Penn Well Books, New York Reinhold Publishing Corporation, 1961.
9. Craft, B. C. y Hawkins, M.F.: *Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos*, 1968, Editorial Tecnos.
10. Craft, B.C., y Hawkins, M.F.: *Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall, Inc., 1959.
11. Cronquist, Ch.: "Evaluation and Producing Volatile Oil Reservoirs", *World Oil*, Abril 1979, págs. 159-166.

12. Dean, G.A. y Hardy, R.: "A New Method to Monitor Compaction and Compressibility Changes in Offshore Chalk Reservoir by Measuring Formation Pressure Variations Caused by the Sea Tide", *SPE*, 1991, págs. 379-384.
13. Dodson, C.R. y Standing, M.B.: "Prediction of Volumetric and Phase Behavior of Naturally Occurring Hidrcarbon Systems", 1941, págs. 326-340.
14. Fatt, I.: "Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks", *Petroleum Transactions. AIME*, 1957, págs. 362-364.
15. Firoozabadi, A.; Nutakki, R., Wong, T.W., y Aziz, K., "EOS Predictions of Compressibility and Phase in Systems Containing Water, Hidrocarbons, and CO₂", *SPE Reservoir Engineering*, Mayo 1988, págs. 673-684.
16. Geertsma, J.: "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks", *Petroleum Transactions. AIME*, Vol. 210, 1957, págs. 331-340.
17. González H. S. y de la Garza C. N.: *Apuntes de Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos*, F.I., UNAM, 1968.
18. Greenwald, R. F., Hart, H. y Somerton, W. H.: "A Theoretical Model For Determination of Pore Volume Compressibilities of Consolidated Sandstones", *SPE AIME*, 1981, págs. 1-10.
19. Hall, H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks", *Petroleum Transactions. AIME*, Vol. 198, págs. 309-311.
20. Harari, Z., Wang, S., y Saner, S.: "Pore-Compressibility Study of Arabian Carbonate Reservoir Rocks", *SPE Formation Evaluation*, Dic., 1995, págs. 207-213.

21. Hawkins, M. F., Jr.: "Material Balance in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point", *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 204, 1995, págs. 267-271.
22. Hobson, G.D. y Mrosovsky, I.: "Material Balance Above the Bubble Point", *Petroleum Transactions, AIME*, Vol. 207, 1956, págs. 347-348.
23. Hughes, D.S. y Cooke, C.E. Jr.: "The Effect Pressure on the Reduction of Pore Volume Of Consolidated Sandstones", *Journal of Geology*, 1953, págs. 298-309.
24. Khatchikian, A.: "Deriving Reservoir Pore-Volume Compressibility from Well Logs", *SPE Advanced Technology Series*, Vol. 4, No. 1, 1995, págs. 14-20.
25. Klins, W.A.: "An Improved Method to Predict Future IPR Curves", *SPE Reservoir Engineering*, Nov. 1993, págs. 243-248.
26. Landrum, B. L. y Crawford, P. B.: "Drainhole Drilling on Production Capacity", Vol. 204, 1995, pág. 271.
27. León E. C. A. y Ordoñez de los S. V. F.: *Comportamiento de Yacimientos*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, México, D. F. (1995).
28. McCain, W. D., Jr.: *The Properties of Petroleum Fluids*, Segunda Edición, Penn Well Books, 1990.
29. McCain, W. D., Jr.: "Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art", *SPE Reservoir Engineering*, Mayo 1991, págs. 266-272.
30. McCray, A. W. y Cole, F. W.: *Reservoir Engineering Manual*, Houston Texas, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1961, CECSA.

31. Méndez R. J. M.: *Análisis pVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridas para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F.I., UNAM, México, D. F., (2003).
32. Monicard, R. P.: *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis*, Gulf Publishing Company, 1980.
33. Newman, G.H.: "Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading", *JPT*, Feb., 1973, págs. 129-134.
34. Olmedo Y. C. C.: *Compresibilidad del Volumen Poroso en Núcleos Naturalmente Fracturados*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera, F. I., UNAM, México, D. F., (1997).
35. Osiff, T. L.: "The Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water", *SPE Reservoir Engineering*, Feb. 1988, págs. 175-181.
36. Sampath, K.: "A New Method to Measure Pore Volume Compressibility of Sandstones", *Journal of Petroleum Technology*, Enero 1982, págs. 1360-1362.
37. Slider, H.C.: *Practical Reservoir Engineering Methods*, An Energy Conservation Science, Petroleum Publishing Company, Tulsa Oklahoma 1976.
38. Standing, M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems (pVT for Engineers)", Publicado por California Research Corporation, 1951.
39. Teeuw, D.: "Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compressibility Data", *SPEJ*, Sep., 1971, págs. 263-271.
40. Unalmiser, S. y Swalwell, T.J.: "A Quick Technique to Define Compressibility Characteristics of Hydrocarbon Reservoir", *SPE*, 1993, págs. 671-678.

41. Zimmerman, R. W., Somerton, W. H. y King, M. S.: "Compressibility of Porous Rocks", *Journal of Geophysical Research*, Vol. 91, No. B12, págs. 12,765-12,777, Nov. 10, 1986.

42. Ziqiong Z., J. Mc. y Jones, A.: "Pore-Volume Compressibilities Under Different Stress Conditions", Proc. 1990, SCA 1990 *Annual Technical Conference*, Artículo No. 9005.

APÉNDICE A
TABLAS DE CONVERSIÓN DE UNIDADES

AREA

1 m ² =	metro ²	cm ²	pie ²	pg ²	acre
1 cm ² =	1.000 x 10 ⁻⁴	100	10.76	1550	2.4710 ⁻⁴
1 pie ² =	9.290 x 10 ⁻²	929	1	144	2.2957 x 10 ⁻⁵
1 pg ² =	6.452 x 10 ⁻⁴	6.452	6.944 x 10 ⁻³	1	1.5942 x 10 ⁻⁷
1 acre =	4046.8726	40468726	43560.1742	6272665.09	1

DENSIDAD

	kg/m ³	g/cm ³	lb/pie ³	lb/pg ³
1 kg/m ³ =	1	0.001	6.243 x 10 ⁻²	3.613 x 10 ⁻⁵
1 g/cm ³ =	1000	1	62.43	3.613 x 10 ⁻²
1 lb/pie ³ =	16.02	1.602 x 10 ⁻²	1	5.787 x 10 ⁻⁴
1 lb/pg ³ =	2.768 x 10 ⁴	27.68	1728	1

APÉNDICE A (CONTINUACIÓN)

FUERZA

	dina	Newton	lb	g-fuerza	kg-fuerza
1 dina =	1	10^{-5}	2.248×10^{-6}	1.020×10^{-3}	1.020×10^{-6}
1 Newton =	10^5	1	0.2248	102.0	0.1020
1 libra =	4.448×10^5	4.448	1	453.6	0.4536
1 g fuerza =	980.7	9.807×10^{-3}	2.205×10^{-3}	1	0.001
1 kg fuerza =	9.807×10^5	9.807	2.205	1000	1

GASTO

	m ³ /día	cm ³ /día	pie ³ /día	pg ³ /día	bl/día
1m ³ /día =	1	1×10^6	35.3146	61023.744	6.2898
1 cm ³ /día =	1.0×10^{-6}	1	3.5314	6.1023×10^{-2}	6.2898×10^{-6}
1 pie ³ /día =	2.8316×10^{-2}	28316.846	1	1728	17.8107×10^{-2}
1 pg ³ /día =	1.6387×10^{-5}	16.3870	5.7870×10^{-4}	1	1.0307×10^{-4}
1 bl/día =	15.8987×10^{-2}	158987.2949	5.615	9702	1

APÉNDICE A (CONTINUACIÓN)

LONGITUD

	cm	metro	km	pg	pie	Milla
1 cm =	1	10^{-2}	10^{-5}	0.3987	3.281×10^{-2}	6.214×10^{-6}
1 m =	100	1	10^{-3}	39.37	3.281	6.214×10^{-4}
1 km =	10^5	1000	1	3.937×10^4	3281	0.6214
1 pg =	2.540	2.540×10^{-2}	2.540×10^{-5}	1	8.333×10^{-2}	1.578×10^{-5}
1 pie =	30.48	0.3048	3.048×10^{-4}	12	1	1.894×10^{-4}
1 milla =	1.609×10^5	1609	1.609	6.336×10^4	5280	1

MASA

	g	kg	oz	lb	Ton
1 g =	1	0.001	3.527×10^{-2}	2.205×10^{-3}	1.102×10^{-6}
1 kg =	1000	1	35.27	2.205	1.102×10^{-3}
1 onza =	28.35	2.835×10^{-2}	1	6.250×10^{-2}	3.125×10^{-5}
1 libra =	453.6	0.4536	16	1	0.0005
1 ton =	9.072×10^5	907.2	3.2×10^4	2000	1

APÉNDICE A (CONTINUACIÓN)

PRESIÓN

	atm	dina/cm ²	cm de Hg	Pascal	lb/pg ²	lb/pie ²	kg/cm ²
1 atm =	1	1.013 x 10 ⁶	76	1.013 x 10 ⁵	14.70	2116	1.029
1 dina/cm ² =	9.869 x 10 ⁻⁷	1	7.501 x 10 ⁻³	0.1	1.405 x 10 ⁻⁵	2.089 x 10 ⁻³	9.87 x 10 ⁻⁷
1 cm de Hg =	1.316 x 10 ⁻²	1.333 x 10 ⁴	1	1333	0.1934	27.85	0.01359
1 Pascal =	9.869 x 10 ⁻⁶	10	7.501 x 10 ⁻⁴	1	1.450 x 10 ⁻⁴	2.089 x 10 ⁻²	1.019 x 10 ⁻⁵
1 lb/pg ² =	6.805 x 10 ⁻²	6.895 x 10 ⁴	5.171	6.895 x 10 ³	1	144	0.07
1 lb/pie ² =	4.725 x 10 ⁻⁴	478.8	3.591 x 10 ⁻²	47.88	6.944 x 10 ⁻³	1	0.000488
1 kg/cm ²	0.9678	1012597.8	73.56	98117.24	14.227	2048.445	1

TEMPERATURA

	°C	°F	°K	°R
°C	1	$°F = \frac{9}{5} °C + 32$	$°K = °C + 273$	$°R = \frac{9}{5} °C + 491$
°F	$°C = \frac{5}{9} (°F - 32)$	1	$°K = \frac{5}{9} (°F - 32) + 273$	$°R = °F + 459$

**APÉNDICE A
(CONTINUACIÓN)**

$^{\circ}K$	$^{\circ}C = ^{\circ}K - 273$	$^{\circ}F = \frac{9}{5}(^{\circ}K - 273) + 32$	1	$^{\circ}R = \frac{9}{5}^{\circ}K$
$^{\circ}R$	$^{\circ}C = \frac{5}{9}(^{\circ}R - 491)$	$^{\circ}F = (^{\circ}R - 491) + 32$	$^{\circ}K = \frac{5}{9}(^{\circ}R - 491) + 273$	1

TIEMPO

	años	días	horas	minutos	Segundos
1 año =	1	365	8.766×10^3	5.259×10^5	3.151×10^7
1 día =	2.738×10^{-3}	1	24	1440	8.640×10^4
1 hora =	1.141×10^{-4}	4.167×10^{-2}	1	60	3600
1 minuto =	1.901×10^{-6}	6.944×10^{-4}	1.667×10^{-2}	1	60
1 segundo =	3.169×10^{-8}	1.157×10^{-5}	2.778×10^{-4}	1.667×10^{-2}	1

APÉNDICE A (CONTINUACIÓN)

VELOCIDAD

	pie/seg	km/h	m/seg	Milla/h	cm/seg
1 pie/seg =	1	1.097	0.3048	0.6818	30.48
1 km/h =	0.9113	1	0.2778	0.6214	27.78
1 m/seg =	3.281	3.6	1	2.237	100
1 milla/h =	1.467	1.609	0.4470	1	44.70
1 cm/seg =	3.281×10^{-2}	3.6×10^{-2}	0.01	2.237×10^{-2}	1

VOLUMEN

	m ³	cm ³	litro	pie ³	pg ³	bl
1m ³ =	1	10 ⁶	1000	35.31	6.10×10^4	6.2898
1cm ³ =	10 ⁻⁶	1	1.00×10^{-3}	3.53×10^{-5}	6.10×10^{-2}	6.29×10^{-6}
1litro =	1.00×10^{-3}	1000	1	3.53×10^{-2}	61.02	6.29×10^{-3}
1pie ³ =	2.83×10^{-2}	2.83×10^4	28.32	1	1728	17.81×10^{-2}
1pg ³	1.643×10^{-5}	16.39	1.64×10^{-2}	5.78×10^{-4}	1	1.03×10^{-4}
1bl =	1.59×10^{-1}	158987.3	158.98	5.615	9702	1