

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA



ELEMENTOS BÁSICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Serie de Textos Académicos de la
Facultad de Ciencias de la Ingeniería

Marllelis Gutiérrez
Sadi Iturralde





Serie de Textos Académicos de
la Facultad de Ingeniería de la UPSE

ELEMENTOS BÁSICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.
Ing. Sadi Iturralde, MSc.

Universidad Estatal Península de Santa Elena
ECUADOR
2017

FICHA BIBLIOGRÁFICA

Marlles del Valle Gutiérrez Hinestroza

Sadi Armando Iturralde Kure

ELEMENTOS BÁSICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Primera Edición, 2017

Editorial UPSE

ISBN: 978-9942-8603-9-2

Formato: 17 x 24 cm

239 páginas

Derechos Reservados © 2017
Universidad Estatal Península de Santa Elena
Ediciones UPSE
Avenida La Libertad-Santa Elena
Ciudadela Universitaria UPSE
www.upse.edu.ec

Este libro ha sido evaluado bajo el sistema de pares académicos y mediante la modalidad de doble ciego.

No está permitida la reproducción total o parcial de esta obra ni su tratamiento o transmisión por cualquier medio o método sin autorización escrita de los editores



IMPRESO EN ECUADOR
Printed in Ecuador

Introducción

Al igual que la investigación científica, la producción de un texto educativo es un proceso sometido a crítica, reflexiones pero lo más importantes es que exista una permanente revisión para ser actualizado el contenido del mismo.

En esta oportunidad, más que una edición, se produjo un texto básico. De entrada anuncia una introducción a Elementos Básicos de la Ingeniería de Yacimientos, Dirigidos a estudiantes de Ingeniería, entendiendo la Ingeniería Básica de yacimientos como una ciencia y el arte que permite el control y el pronóstico del comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva. Es ciencia porque tiene una amplia base científica, pero es "más arte" porque en la práctica, la mayoría de datos, fenómenos y "síntomas" del yacimiento pueden ser interpretados lógicamente en varias formas lo que conlleva a una mejor predicción y estimación de lo que realmente se encuentra en el Reservorio.

En este sentido, el Texto asume un nuevo propósito en los lectores en el estudio de los conceptos básicos relacionados con la Ingeniería de Yacimiento así como una serie de ejercicios propuestos y resuelto necesario para diagnosticar el comportamiento de un yacimiento.

Las ideas aquí expuestas son fruto de un largo proceso de investigación, estudio y de vivencias hologógicas por parte de los autores y constituye una orientación para quienes inician estudios de Ingeniería de Petróleo. Finalmente el texto quedo estructurada en cuatro capítulos en síntesis la obra combina elementos teóricos y prácticos y se ajusta en gran medida al programa vigente de la asignatura Yacimientos I, Yacimientos II por lo que satisface las necesidades de los estudiantes de la carrera.

Por último, expresamos nuestro agradecimiento a DIOS y a los diferentes colaboradores de este texto.

Los Autores

Contenido

1. Ingeniería de Yacimientos	1
1.1 Definición de Ingeniería de Yacimientos	1
Objetivo Fundamental: "Optimización"	2
Axioma Fundamental: La Unidad	3
Proceso de Ingeniería de Yacimientos	3
Función fundamental: Definir y evaluar al Yacimiento	3
Programa de evaluación de las condiciones del yacimiento.....	4
Estudio Geológico	4
Aplicación de la Mecánica del Yacimiento	4
Objetivos Finales de la Ingeniería de Yacimientos	5
1.2 Entrampamiento de Hidrocarburos.....	6
Características Fundamentales	8
Recobro de Hidrocarburos	9
Características físicas de las rocas y de la trampa.....	9
Características físicas de los fluidos:	10
Forma de explotación ejercida por el operador	11
Fuerzas activas en el yacimiento.....	11
Energías en el yacimiento	11
Tipos de recobro	12
Comportamiento del yacimiento	12
Predicción del comportamiento del yacimiento	13
Clasificación de los yacimientos	13
Estado inicial de los fluidos	13
Mecanismos de producción o recobro	14
2. Caracterización de los fluidos del yacimiento	17
2.1. Propiedades de los fluidos del yacimiento.....	17
Conceptos Básicos del Comportamiento de Fases.....	19
Sistema Monocomponente.....	20
Diagrama Presión-Volumen	22
Sistema Binario	24
Diagrama Presión-Volumen de un Sistema Binario	25
Diagrama Presión-Temperatura de un Sistema Binario.....	27
Fenómenos Retrógados	29
Sistemas Multicomponentes.....	31
Clasificación de los Sistemas Multicomponentes	33
2.2. Propiedades del estado gaseoso	41
Ley de Boyle	41
Ley de Charles y Gay-Lussac.....	42
Ecuación de Estado	42

Comportamiento de los Gases Reales	43
Densidad de un Gas Real.....	44
Factor de Desviación del Gas Z por el "Método pseudocrítico".	45
Factor Volumétrico del Gas, Bg.....	47
Factor de Expansión del Gas, Eg.	50
Compresibilidad de los Gases	51
Viscosidad de los gases	54
2.3 Propiedades del Estado Líquido.....	61
Comportamiento Volumétrico de los Líquidos	62
Compresibilidad de los Líquidos	62
Gravedad Específica de un Líquido.	63
Densidad de un Líquido:	64
Densidad de una mezcla de hidrocarburos en estado líquido	66
Tensión Interfacial y Viscosidad de Líquidos.....	71
Solubilidad del Gas, Rs.	74
Relación Gas Disuelto o en Solución-Petróleo	75
Liberación Instantánea y Liberación Diferencial	76
Determinación de la Solubilidad, Rs	81
Factor Volumétrico del Petróleo, B0.....	84
Determinación del Factor Volumétrico del Petróleo, B0.	87
Propiedades de un Sistema Bifásico	93
Factor Volumétrico Total o Bifásico, Bt.....	95
Determinación del Factor Volumétrico Total, Bt.....	98
2.4. Propiedades del Agua de Formación.....	99
Compresibilidad del Agua, Cw	99
Coefficiente de expansión térmica del agua, β	101
Factor Volumétrico del agua, Bw.	101
Viscosidad del Agua Connata, μ_w	104
Solubilidad del Gas Natural en Agua, Rsw	104
Solubilidad del Agua en el Gas Natural.	107
Hidratos.....	107
3. Caracterización de las rocas del yacimiento	110
3.1 Porosidad de las rocas del yacimiento	110
Clasificación:	111
Importancia.....	113
Volumen poroso de un yacimiento: Vp	113
Factores que afectan la porosidad.....	113
Valores promedio de porosidad	117
Determinación de la porosidad.....	118
Métodos Indirectos en el Campo.....	119
3.2 Permeabilidad de las rocas del yacimiento	120

Medición de la permeabilidad absoluta.....	121
Medidas Indirectas.....	122
Ley de Darcy.....	122
Validez de la Ecuación de Darcy.....	126
3.3. Tipos de Permeabilidad.....	136
Permeabilidad Promedio.....	137
Ley de Darcy en Unidades Petroleras.....	144
3.4. Factores que afectan la Permeabilidad.....	145
Variaciones de Permeabilidad por reacción en fluidos y yacimiento.....	148
Efecto de la Presión de Sobrecarga en la Permeabilidad.....	149
3.5. Fluidos presentes en el Yacimiento.....	150
Determinación de la Saturación.....	151
Volumen de fluidos en el yacimiento.....	152
Distribución de Fluidos en el Yacimiento.....	153
Determinación de los Contactos de Fluidos.....	155
Descripción del Yacimiento.....	157
Volumen Total del Yacimiento.....	160
Método Piramidal.....	161
Método Trapezoidal.....	162
Método de los anillos o tajadas.....	163
Método en base a la curva espesor en función de área.....	164
3.6. Curvas de permeabilidades relativas.....	167
3.7. Energías Presentes en el Yacimiento.....	171
Relación entre Gravedad y Presión Capilar.....	172
Presión por Gravedad.....	172
Presión Capilar:.....	173
Compresibilidad de la Roca.....	174
Presión Capilar.....	177
Tensión interfacial y tensión de adhesión.....	183
Naturaleza general y aplicación de las curvas de presión capilar.....	184
Métodos para medir Presión Capilar.....	186
Método de la Centrífuga.....	186
Método de Inyección de Mercurio.....	186
Propiedades Eléctricas de las rocas.....	187
4. Problemas.....	188
4.1. Problemas propuestos.....	188
4.2. Problemas Resueltos.....	214
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA / RECOMENDADA.....	239

Capítulo I

1. Ingeniería de Yacimientos

1.1 Definición de Ingeniería de Yacimientos

Es aquella ciencia y aquel arte que permite el control y el pronóstico del comportamiento de un yacimiento durante su vida productiva.

Es ciencia porque tiene una amplia base científica, pero es "más arte" porque en la práctica, la mayoría de datos, fenómenos y "síntomas" del yacimiento pueden ser interpretados lógicamente en varias formas.

Para diagnosticar un yacimiento se cuenta con:

1. Algunos datos físicos
2. Estadísticas de producción (poco dignas de confianza).
3. Muestras que representan una infinitesimal parte del yacimiento.
4. Técnicas estadísticas para obtener promedios (a menudo aplicadas incorrectamente).
5. Ecuaciones matemáticas establecidas con suposiciones remotas para presentar el yacimiento.

Un ingeniero de yacimientos es un "individuo" que toma un número limitado de datos, agrega variadas suposiciones y obtiene ilimitadas conclusiones.

El hecho de tener datos insuficientes y de baja calidad y además, conocimientos deficientes del yacimiento, no significa que no se pueda hacer un buen trabajo de ingeniería.

El ingeniero más exitoso en la práctica del arte de ingeniería de yacimientos, es aquel que a través de amplios estudios define y evalúa el sistema del yacimiento, pero además, se las "ingenia", para obtener más datos y por lo tanto, menos suposiciones. Todo es cuestión de trabajo arduo e imaginación para lograr la información adicional.

Para tener éxito se debe ser:

Curioso por naturaleza

Científicamente Honesto.

Ello significa que "se debe dudar continuamente de nuestros propios resultados y buscar datos adicionales".

Si se desea obtener un resultado correcto, se deben buscar continuamente las respuestas a las siguientes preguntas:

1. ¿Qué significa el resultado?
2. ¿Se ajusta el resultado a todos los datos?
3. ¿Por qué no?
4. ¿Existen otras posibles interpretaciones de los datos?
5. ¿Han sido correctas las suposiciones?
6. ¿Son los datos dignos de confianza?
7. ¿Se necesitan datos adicionales?
8. ¿Se ha hecho un estudio geológico adecuado?
9. ¿Se ha definido adecuadamente el yacimiento?

Objetivo Fundamental: "Optimización"

Suministrar hechos, información y conocimientos necesarios para controlar las operaciones y obtener la "máxima recuperación posible" de un yacimiento a una "tasa de producción conveniente", al "costo mínimo". Una ingeniería de

yacimientos efectiva debe suministrar datos lo suficientemente rápido tal que permita un control adecuado del yacimiento.

Axioma Fundamental: La Unidad

El sistema de ingeniería de petróleos está formado fundamentalmente por tres partes:

1. Desarrollo y operación de los pozos.
2. Procesamiento superficial de los fluidos.
3. Fluidos y su comportamiento en el yacimiento.

Las dos primeras dependen de la tercera. Para una ingeniería efectiva las partes mencionadas no pueden aislarse, ya que ellas están relacionadas a un sistema unificado. La ingeniería de petróleos se aplica al sistema total y éste está controlado totalmente por esa unidad que es el yacimiento.

Proceso de Ingeniería de Yacimientos

"No se puede aplicar ingeniería a un yacimiento hasta que no se haya obtenido un conocimiento adecuado del yacimiento mismo, a fin de identificar sus partes, y por lo tanto, describirlo".

Función fundamental: Definir y evaluar al Yacimiento

- Definir es determinar área total, espesor, inclinación, límites y condiciones de deposición geológica.
- Evaluar es determinar las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que contiene y su variación a través del yacimiento, localización de heterogeneidades, barreras, fracturas, etc., que puedan afectar el flujo.

Solo cuando se hayan determinado adecuadamente los límites y propiedades del yacimiento se tendrá suficiente conocimiento del mismo para obtener con buen grado de certidumbre su comportamiento futuro.

Técnicas modernas de ingeniería proveen al ingeniero con numerosas herramientas y procedimientos para probar y estudiar al yacimiento.

Estas técnicas, usadas en conjunto con datos geológicos y de producción, pueden proporcionar un entendimiento muy valioso de las condiciones y comportamiento del yacimiento.

Programa de evaluación de las condiciones del yacimiento

Una definición y evaluación temprana de un yacimiento son requisitos básicos para una ingeniería efectiva mediante un programa coordinado de evaluación (supervisores, geólogos, ingenieros). Al ingeniero debe permitírsele obtener los datos necesarios para evaluar el yacimiento y debe participar en las decisiones de operación con respecto al mismo. El trabajo del ingeniero debe ser "obtener", lo mismo que "interpretar" los pasos necesarios para evaluar el yacimiento. Es su responsabilidad.

Estudio Geológico

En ingeniería de yacimientos, el estudio geológico (ambiente de deposición, continuidad, litología y límites de la roca) debe preceder al estudio de ingeniería. Sin embargo, técnicas normales de geología, raras veces suministran suficientes datos para definir el yacimiento. Para obtener la información necesaria, el ingeniero debe complementar la geología con datos y pruebas de ingeniería (datos de producción, presión de formación, pruebas de restauración y/o declinación de presión, pruebas de interferencia, etc.) las cuales permiten definir con mayor claridad al yacimiento. Es un trabajo en "equipo".

Aplicación de la Mecánica del Yacimiento

La mecánica del yacimiento generalmente recibe la máxima atención de los ingenieros de yacimientos. Aparentemente, tal práctica parece ser una especialidad aceptable en ingeniería,

pero ello no debe ser así. Quienes se especializan en ella pueden ser competentes teóricos y pueden suministrar servicios muy efectivos, sin embargo, su trabajo raras veces produce la ganancia máxima posible de un yacimiento.

Existe una diferencia notable entre ingeniería de yacimientos y la aplicación de la mecánica del yacimiento. La determinación del mecanismo de producción de un yacimiento y la predicción de su comportamiento, no es en sí, Ingeniería. Ingeniería efectiva requiere obtener un comportamiento probable bajo todos los posibles métodos de operación y luego controlar su comportamiento para obtener un beneficio óptimo. Esto, requiere decisiones de operación antes que el comportamiento del yacimiento sea evidente. No es suficiente para el ingeniero determinar el estado de salud del yacimiento y luego mejorarlo; para ser efectivo, debe mantenerle la salud desde el principio.

Objetivos Finales de la Ingeniería de Yacimientos

Los objetivos finales de la ingeniería de yacimientos son los siguientes:

- Estimar las reservas o volumen de crudo recuperable.
- Predecir el comportamiento del yacimiento.

En el siguiente esquema se señalan las diversas fases y funciones intermedias para lograr los anteriores objetivos señalados.

El ingeniero de yacimientos estima las reservas de hidrocarburos, identifica los mecanismos predominantes en la producción y desarrolla técnicas (inyección de fluidos, control, arreglo de pozos, etc.) de modo que se obtenga el recobro económico más eficiente. También predice, para comparar y determinar el método más eficiente de producción, el comportamiento y el recobro esperado del yacimiento bajo condiciones establecidas.

1.2 Entrampamiento de Hidrocarburos

Para que ocurra un campo de gas o de petróleo, deben estar presentes cuatro factores:

1. **La fuente** productora de hidrocarburos se considera generalmente que es la materia orgánica depositada simultáneamente con las partículas de roca, que generalmente son lutitas. La materia es transformada en hidrocarburos por varios factores (bacterias, presión, temperatura) que luego son expulsados a medida que continúa la depositación y la compactación. El hidrocarburo, más liviano que el agua emigra hacia arriba a través de la roca hasta llegar a la superficie o ser atrapado.
2. **La trampa** es cualquier condición física que detiene la emigración ascendente del hidrocarburo. Hay dos tipos:
 - 2a. **Estructural**. La roca del yacimiento tiene por tapa una roca impermeable y la geometría de su configuración permite que la acumulación de hidrocarburos ocurra en la parte estructural más alta.
 - 2b. **Estratigráfica**. El cambio en las propiedades capilares de la roca es tal que el petróleo no puede desplazar el agua contenida en los poros y esto resulta en el entrampamiento del petróleo. Una trampa estratigráfica resulta de la pérdida de permeabilidad y porosidad en la misma roca que es el yacimiento. La pérdida de permeabilidad generalmente está asociada con cambio en el tipo de roca.
 - 2c. **Combinada**. Muchos yacimientos de petróleo y/o gas se consideran constituidos por combinación de trampas. Ello significa que tanto el aspecto estructural como los cambios estratigráficos en el estrato que forma el yacimiento, influenciaron el entrampamiento de los hidrocarburos. Pero siempre se requiere una estructura para que exista la acumulación petrolífera, ya que el contenido original del yacimiento se acumula porque el petróleo emigra o flota buzamiento arriba.

3. **El sello.** Para que exista cualquier tipo de trampa efectiva se requiere un sello o roca impermeable que la recubra. La roca impermeable puede estar cubriendo la parte superior del yacimiento como en el caso de un anticlinal o el yacimiento puede ser entrecortado como en el caso de un domo salino o de un homoclinal fallado. En las Figuras (1.1 y 1.2) se representa esquemáticamente lo antes descrito.
4. **Yacimiento.** Es el ente o unidad física limitada subterránea conectada hidráulicamente, capaz de contener fluidos.

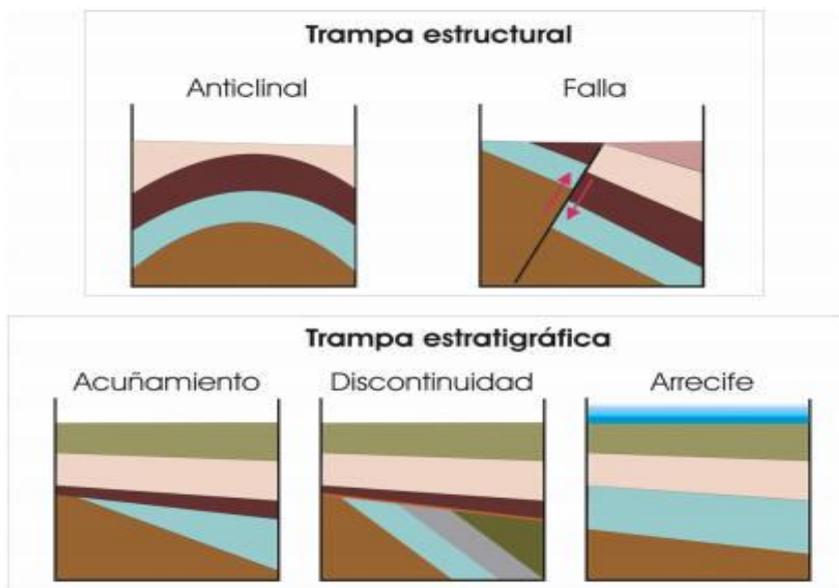


Figura 1.1. Tipos de Trampas: Arriba: Estructurales; Abajo: Estratigráficas.

Trampas estratigráficas

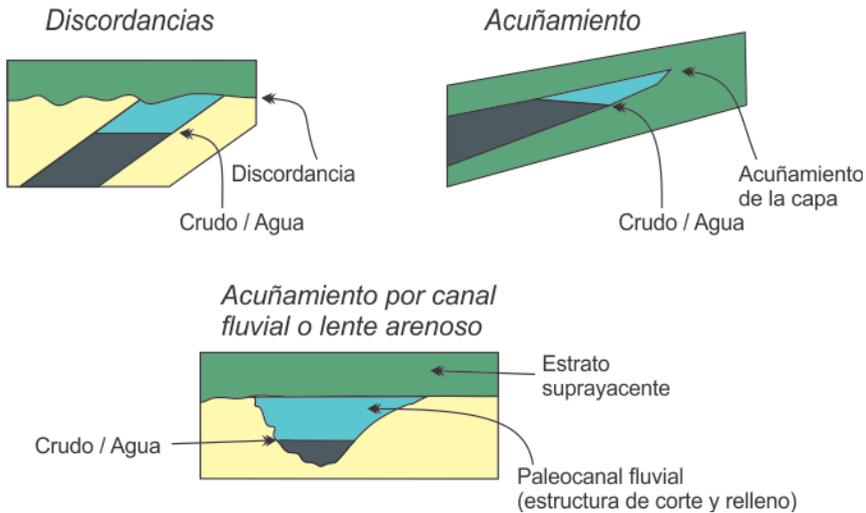


Figura 1.2. Trampas Estratigráficas.

Características Fundamentales

- Ser subterráneo
- Ser poroso, es decir, poseer un volumen vacío dentro de su unidad física.
- Ser permeable, es decir, que ese espacio vacío esté conectado entre sí, para que pueda existir movimiento de los fluidos contenidos en él.

Por su condición física el yacimiento posee propiedades que le son propias y específicas:

- Porosidad
- Permeabilidad
- Resistividad
- Saturación de fluidos, etc.

El conocimiento de ellas permite su evaluación.

- Posee energía que permite la movilización de los fluidos contenidos.
- Contiene fluidos, los cuales son hidrocarburos (gas y/o petróleo) y agua. Estos fluidos contenidos, también

tienen sus características y propiedades físicas propias que permiten diferenciarlos los unos de los otros, estudiarlos, etc.

Recobro de Hidrocarburos

El objeto de la ingeniería de petróleos es el recobro en una forma óptima de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Este recobro depende de tres factores:

Características físicas de las rocas y de la trampa

A. Rocas del Yacimiento: La unidad geológica puede estar formada por diferentes tipos de roca: Ígneas, metamórficas, y sedimentarias.

Rocas Ígneas: Son el resultado de la solidificación del magma y se identifican por:

- a. Presencia de muchas sustancias vítreas como componente básico.
- b. Continuidad en la unión de sus componentes.

Comprenden dos grupos:

Rocas Ígneas Intrusivas: Solidificación del magma en el interior de la corteza terrestre. Por ejemplo: diques, sills, lacolitos, chimeneas, stocks y batolitos.

Rocas Ígneas Extrusivas: Solidificación del magma en el exterior de la corteza terrestre. Por ejemplo: mantos de lava, tobas y tufas.

Rocas Metamórficas: Son derivadas de otras rocas por procesos de metamorfismo (presión y temperatura). Se identifican por:

- a. Presencia de poca sustancia vítrea.
- b. Aspecto bandeado o de foliación.

Ejemplos:

Filita Sericítica (resulta del metamorfismo de Ígneas extrusivas)

Cuarcita (proviene del metamorfismo de areniscas).

Mármol (se originan del metamorfismo de la caliza y dolomita).

Rocas Sedimentarias: Son el resultado de la unión de elementos de rocas pre-existentes, que dan lugar a un sólido continuo. Se forman por la acumulación y consolidación de material derivado de la destrucción de otras rocas. Este material es disuelto, transportado y depositado por el agua, el viento o los glaciares. Se identifican por la presencia de fósiles.

Se clasifican en:

- a. Rocas Detríticas: Se forman por sedimentación de materiales transportados en suspensión (acción eólica o glaciar). Ejemplo: conglomerados, brechas, areniscas, lutitas.
- b. Rocas No Detríticas: Se producen por sedimentación de partículas transportadas en solución por el agua; ejemplo: calizas, calizas oolíticas.

B. Trampas: El comportamiento de un yacimiento durante el recobro de los hidrocarburos depende en gran parte de la configuración geométrica o morfológica externa del cuerpo de roca, como un conjunto, así como de su relación con las formaciones adyacentes. Distinguir el tipo de trampa es muy importante, ya que ello permite reconocer las condiciones de subsuelo con las cuales se trata de inferir el probable comportamiento esperado del yacimiento, durante el recobro, como un conjunto.

Características físicas de los fluidos:

Para analizar el comportamiento de un yacimiento durante el recobro es necesario conocer las características de los fluidos involucrados, ya que muchas de estas propiedades son determinantes en dicho recobro.

Forma de explotación ejercida por el operador

Los factores anteriores son fijos para un yacimiento dado y no pueden ser controlados en general. Sin embargo, la recuperación puede ser optimizada controlando, dentro de ciertos límites, el método mediante el cual el yacimiento es producido.

Fuerzas activas en el yacimiento.

Los fluidos bajo condiciones de yacimiento están sujetos a la acción de varias fuerzas naturales que actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento. Estas fuerzas son:

- a. Fuerzas de masa. De ellas la más importante es la fuerza gravitacional.
- b. Fuerzas de presión. La presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio antes o después de una producción dada. En general, aumenta linealmente con profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geostática o comunicación con el acuífero es decir existe un aumento de presión. Su gradiente pone en movimiento a los fluidos en el yacimiento.
- c. Fuerzas capilares. Resultan del efecto combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros y de las propiedades humectantes de las rocas.
- d. Fuerzas viscosas. Son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna propia en la masa del fluido.

Energías en el yacimiento

La existencia de las fuerzas activas trae como consecuencia que se disponga de varias fuentes naturales de energía, las cuales hacen posible el movimiento de los fluidos en el medio

poroso hacia los pozos y de éstos a la superficie. Estas energías son:

1. Expansión de los fluidos y roca del yacimiento .(como consecuencia de las fuerzas de presión)
2. Desplazamiento natural (o artificial mediante la inyección) de los fluidos.
3. Drenaje gravitacional.
4. Energía expulsiva capilar.

Tipos de recobro

Existen dos fundamentalmente:

1. Recobro Primario. Es aquel en que los hidrocarburos se obtienen usando las fuentes naturales de energía.
2. Recobro Adicional o Secundario. Es posterior al primario y para ello se agrega energía al yacimiento mediante variados procesos.

Comportamiento del yacimiento

El comportamiento de un yacimiento es caracterizado mediante los siguientes elementos o parámetros:

a. Elementos Esenciales:

Presión (P)

Relación Gas-Petróleo (RGP)

Índice de Productividad (IP)

b. Elementos Derivados:

Tasa de Producción (Q) ó Tasa de Recobro.

Producción Acumulada de Fluidos (Np,Gp,Wp)

Recobro Final (FRP); RESERVAS.

El comportamiento de un yacimiento es el estado que esos elementos adopten cuando los hidrocarburos son producidos.

Predicción del comportamiento del yacimiento

Es el conocimiento a priori de la variación con el tiempo de los elementos esenciales y/o derivados.

Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos pueden clasificarse según:

- a. Rocas que lo forman:
 1. Yacimientos Convencionales o Areniscas: Están constituidos por partículas, en su mayoría de cuarzo y que se pueden presentar en forma cementada, en cuyo caso se les llama rocas consolidadas, de lo contrario se les llama rocas no consolidadas. El tamaño y forma de las partículas pueden mantenerse bastante uniforme o variar grandemente en el yacimiento, lo cual va a afectar al recobro de hidrocarburos.
 2. Yacimientos Fracturados o Carbonáceos: Contienen considerable calcita (calizas, dolomitas) formándose una roca impermeable, la cual posteriormente por disolución y otros factores forman cavidades, canales y fracturas, en las cuales pueden entramparse los hidrocarburos.

Estado inicial de los fluidos

Bajo condiciones iniciales del yacimiento los fluidos se encuentran como una sola fase o como dos fases. Según el estado de los fluidos los yacimientos se denominan:

1. Yacimientos de Gas. La fase de los hidrocarburos es única y es gaseosa y permanecen en ese estado durante la producción del yacimiento.
2. Yacimientos de Condensado. Hidrocarburos originales en fase gaseosa, pero durante la explotación en el yacimiento se forma fase líquida, además de la gaseosa.
3. Yacimientos de Crudos Volátiles. Hidrocarburos inicialmente en una o dos fases. La producción causa que parta del fluido que estaba en fase líquida pase a gas.

4. Yacimientos de Petróleos. Hidrocarburos inicialmente en una o dos fases pero con la producción de fluidos, solo una pequeña parte pasa a la fase gaseosa.

Cuando los hidrocarburos están inicialmente en dos fases, por gravedad, existen dos zonas en forma separada, una zona inferior llamada zona de petróleo ocupada por la fase líquida, y, otra zona superior llamada zona de gas, ocupada por la fase gaseosa.

Mecanismos de producción o recobro

Es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. En muchos yacimientos los cuatro mecanismos actúan simultáneamente, pero en general uno o dos predominan (empuje combinado) y durante la vida del yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro en forma natural o artificialmente.

Según el mecanismo de producción los yacimientos se clasifican en:

a. Expansión de Fluidos y/o Roca.

1. Ocurre como tal cuando existe una sola fase
2. Es el resultado combinado de la expansión de la roca y de los fluidos.
3. En muchos casos es el responsable del empuje hidráulico por la expansión del agua del acuífero
4. En el caso de yacimientos de gas o de condensados el recobro es alto por la alta compresibilidad del gas (C_g)
5. En el caso de yacimientos de petróleo el recobro es bajo (no mayor al 12%) debido a la baja compresibilidad del crudo (C_o).
6. Se caracteriza por los siguientes signos:
7. Rápida declinación de la presión
8. RGP, permanece constante hasta alcanzar el yacimiento la presión de burbujeo (P_b). A partir de ese momento se hace presente el empuje por gas en solución.

b. Empuje por Gas en Solución.

1. Ocurre por la expansión del gas disuelto que sale de la solución cuando disminuye la presión.
2. Predomina cuando no hay otras fuentes naturales de energía como un acuífero o capa de gas.
3. Es de bajo factor de recobro de crudo (alrededor del 25%), excepto si el efecto gravitacional es de importancia.
4. Sus principales indicadores son:

Rápida declinación de la presión y de la tasa de producción.

La relación gas-petróleo (RGP), se eleva rápidamente por cierto período y luego baja también rápidamente.

c. Empuje por Capa de Gas.

1. Resulta de la reducción de presión debida a la producción de fluidos. . Para ser efectiva se necesita una capa original de gas grande formada por segregación gravitacional.
2. Una segregación gravitacional efectiva requiere un yacimiento uniforme con alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento.
3. La producción "no" controlada de gas, reduce su efectividad. . El factor de recobro está entre 25 y 55%. . Se caracteriza por los siguientes signos:
4. Baja declinación de la presión del yacimiento y de la tasa de producción.
5. Relación gas-petróleo aumenta lentamente y para evitar que suba bruscamente, lo cual es indeseable, los pozos alcanzados por la capa de gas deben ser cerrados.

d. Empuje Hidráulico.

1. Resulta de la expansión del agua de un acuífero adyacente, lateral o de fondo al yacimiento
2. Su efectividad depende de dos parámetros:

Tamaño del acuífero.

Permeabilidad de la roca del yacimiento.

Puesto que la compresibilidad del agua (C_w) es pequeña, se requieren varias unidades de volumen de agua para que una unidad de volumen sea desplazada del yacimiento por

reemplazo volumétrico y de aquí que acuíferos de gran tamaño son necesarios para un efectivo empuje hidráulico. Igualmente se requiere una permeabilidad adecuada para que exista rápida comunicación entre yacimiento y acuífero.

3. Los factores de recobro están entre 40 y 80%. Se caracterizan por los siguientes hechos:
4. Rápida declinación en la presión inicialmente, pero esa declinación se hace cada vez menor con la producción.
5. La tasa de producción de petróleo disminuye lentamente pero en forma continua y a su vez la producción de agua aumenta.

En la figura 1.3 se muestra esquemáticamente el comportamiento de yacimiento según el mecanismo de producción:

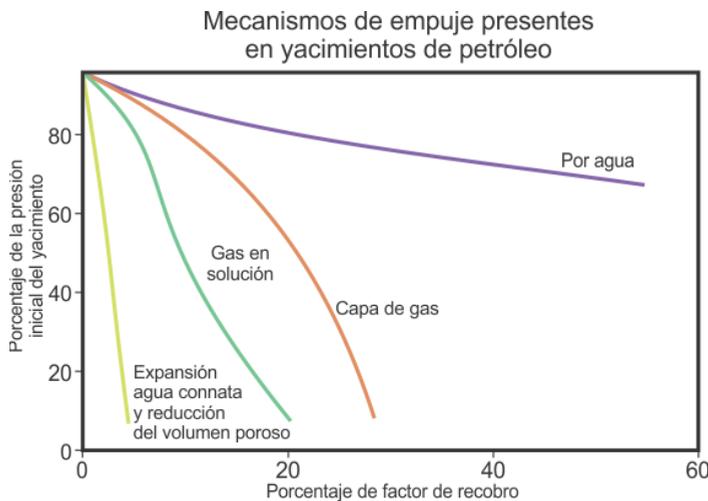


Figura 1.3. Comportamiento de producción de los mecanismos de empuje.

Todo lo anteriormente descrito constituye lo que se denomina "CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS", que se puede dividir en tres partes (no separables porque el yacimiento es una unidad) a efectos de estudio, a saber:

Caracterización Geológica

Caracterización Física, objeto del presente texto.

Caracterización Energética.

Capítulo II

2. Caracterización de los fluidos del yacimiento

2.1. Propiedades de los fluidos del yacimiento

Un conocimiento de la relación presión-volumen-temperatura (PVT) y otras propiedades físicas y químicas de los fluidos contenidos en el yacimiento es esencial para resolver gran cantidad de problemas de Ingeniería de Yacimientos.

La información concerniente a las propiedades de los fluidos del yacimiento tiene las siguientes aplicaciones:

- a. Planificación de métodos de recobro y guías prácticas de producción. La naturaleza de las características de los fluidos se relacionará en la planificación de operaciones de campo tales como la localización de los intervalos de terminación de las arenas en los pozos, la ubicación de los puntos de drenaje en el yacimiento y la densidad del espaciamiento.
- b. Estudios especiales de yacimiento. Problemas de flujo de fluidos requieren información de viscosidad de fluidos y factores de compresibilidad. Los cálculos de "balance de materiales" requieren información precisa tales como solubilidad del gas en el crudo y factor de merma del crudo en función de presión y temperatura y la

compresibilidad/expansibilidad del sistema total de hidrocarburos en el subsuelo.

Un fluido en un yacimiento puede presentarse como líquido, como gas y como sólido, dependiendo de la presión, la temperatura y de la composición del fluido. Cuando se estudia un yacimiento los fluidos de interés fundamental para los ingenieros de petróleos, son petróleo, gas y agua. Un entendimiento completo de la composición del crudo, gas y agua, sus propiedades y comportamiento a condiciones de superficie y de yacimiento es necesario para lograr que la misión de ingeniería sobre la recuperación de petróleo y gas sea lo más económicamente posible.

El petróleo y el gas son el resultado de mezclas naturales complejas de los hidrocarburos, es decir, de los compuestos orgánicos formados por hidrógeno y carbono. La mayoría de los componentes del petróleo y el gas son hidrocarburos parafínicos o alcanos con la fórmula general C_nH_{2n+2} . Los hidrocarburos en general con más de diez átomos de carbono son usualmente considerados como un grupo conjuntamente con el decano. Los gases naturales contienen principalmente metano y progresivamente pequeñas cantidades de etano, propano, etc. El petróleo crudo contiene hidrocarburos más pesados y moléculas con otros elementos además del carbono y el hidrógeno.

La composición de los hidrocarburos ayuda a determinar si los materiales serán gaseosos o líquidos y cuan fácilmente ellos pueden ser recuperados. El agua prácticamente está siempre presente con el petróleo y el gas y su composición y propiedades afectan también la producción de hidrocarburos.

A bajas temperaturas y presiones el petróleo, el gas y el agua algunas veces se encuentran como sólidos o semi-sólidos, tales como parafinas, gas hidratado, granizado, o crudos de alta temperatura de fluidez crítica. Sin embargo, estos materiales son usualmente fluidos, tanto en el estado gaseoso o líquido o ambos.

La composición de los fluidos, la temperatura y la presión determinan la distribución de los fluidos entre las fases gaseosa y líquida, la cual a su vez afecta el recobro de los fluidos. A fin de evaluar un yacimiento en términos del rendimiento de hidrocarburos esperado, el ingeniero de petróleos debe entender el comportamiento del petróleo crudo, del gas natural y del agua bajo condiciones estáticas y

dinámicas en el yacimiento y en la superficie en función de la variación de la temperatura y la presión.

Conceptos Básicos del Comportamiento de Fases

A continuación se definen varios términos usados frecuentemente en el comportamiento de fases de un sistema sencillo o multicomponente:

Sistema: "Es un cuerpo de materia aislada de sus alrededores. Tiene linderos definidos y toma parte en el estado de equilibrio."

Fase: "Es una porción homogénea de un sistema y está separada por una superficie física de cualquiera otra fase que pueda estar presente".

Propiedades: "Son características de un sistema que pueden ser evaluadas cuantitativamente a un tiempo dado". Se dividen en: Extensivas, las cuales dependen del tamaño y contenido del sistema (masa y volumen). *Intensivas*, las cuales son independientes del tamaño del sistema (como la temperatura, la presión y la densidad).

Sistema Homogéneo: "Es aquel en el cual las propiedades intensivas varían continua y uniformemente de punto a punto y por ende constituye una fase sencilla".

Sistema Heterogéneo: "Es aquel que consiste de dos o mas fases y sus propiedades intensivas cambian abruptamente en los linderos de las fases".

Fluidos: "Son líquidos, gases, o una mezcla de los dos".

Componente: "Es una sustancia formada por una molécula específica solamente".

Estado: "El estado de un sistema es su condición a un tiempo específico cuando todas sus propiedades intensivas están fijas.". El número mínimo de propiedades que deben describirse para determinar el estado de un sistema depende del número de componentes y fases presentes.

Equilibrio: "Es el estado de un sistema que existe bajo un medio constante, y las propiedades intensivas permanecen incambiables con el tiempo".

En este diagrama se observa lo siguiente:

1. A lo largo de los límites entre las regiones de las fases únicas, solamente pueden existir dos fases en equilibrio. Así:
 - La curva de sublimación representa la separación entre el estado sólido y el gaseoso y en ella a determinadas condiciones de presión y temperatura coexisten en equilibrio sólido y gas.
 - La curva de fusión o derretimiento representa el lindero entre el estado sólido y líquido y en ella a determinadas condiciones de presión y temperatura coexisten un equilibrio sólido y líquido. Para hidrocarburos puros el punto de fusión incrementa generalmente con la presión, así que la pendiente sobre esta curva es positiva. El agua es el caso excepcional, ya que el punto de fusión decrece con presión y la pendiente a esta curva es negativa.
 - La curva o línea de punto de burbujeo/punto de rocío separa los estados líquido y gaseoso y ella representa las temperaturas y presiones conocidas como presiones y temperaturas de saturación donde líquido y gas coexisten en equilibrio. A estas condiciones las primeras burbujas de gas aparecen en un líquido puro o las primeras gotas de líquido aparecen en un gas puro. Solo para un sistema monocomponente el punto de rocío y el punto de burbujeo son idénticos.
2. El punto de corte o intersección de las tres curvas mencionadas anteriormente se le llama "Punto Triple" y corresponde a las condiciones de presión y temperatura en las cuales coexisten en equilibrio los estados sólido, líquido y gaseoso.
3. La curva de punto de burbujeo/punto de rocío finaliza en el denominado "punto crítico". Las condiciones de presión y temperatura correspondientes a este punto se les denominan presión y temperatura críticas, condiciones por encima de las cuales no hay distinción entre líquido, y gas y la sustancia es descrita simplemente como un fluido, es decir solo una fase puede existir. El estado del sistema cerca del punto crítico requiere cierta explicación. Si se pudiera observar el sistema, sería posible a cualquier punto a lo largo de la curva de punto de burbujeo/punto de rocío, identificar claramente las fases líquida y de gas

en separación por una interfase que se hace menos distinta a medida que el observador se aproxima al punto crítico. En el punto crítico si la presión o la temperatura se aumentan, desaparecerá la interfase. Para un sistema monocomponente:

- La temperatura crítica es la temperatura encima de la cual el gas no puede ser licuado, sin considerar la presión aplicada (T_c en Figura 2.1).
 - La presión crítica es la mínima presión de licuefacción del gas a la temperatura crítica (P_c en Figura 2.1).
4. El estado del sistema cambia con los cambios en presión y temperatura, Así:
- En un proceso isotérmico variando la presión, varía el estado del sistema, como en el caso señalado en la Figura 2.1 con el proceso que va desde el punto A al punto B donde se pasa del estado de gas al estado líquido.
 - En procesos isobáricos variando la temperatura, cómo el señalado del punto C al punto D donde se pasa del estado sólido a gas. El proceso isobárico E-F resulta en un cambio de sólido a líquido a gas.
 - Los procesos isobárico G-H e isotérmico H-I no resultan en cambios de fases ya que ocurren más allá del punto crítico. El proceso total G-H-I resulta en un cambio de líquido a gas vía estado fluido y sin distinguir cambio de fase.

Diagrama Presión-Volumen

Otra forma de describir el comportamiento de fases de un sistema es mediante el diagrama presión-volumen, en el cual la presión es representada en función del volumen y el comportamiento del sistema a una temperatura constante es descrito (Figura 3.2).

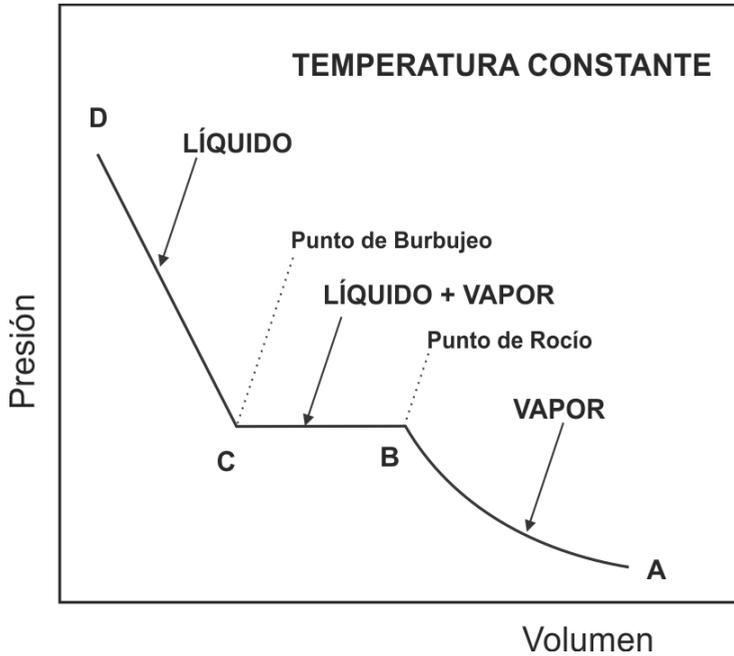


Figura 2.2. Diagrama Presión-Volumen a temperatura constante para un sistema monocomponente.

Considérese una cantidad determinada de un sistema monocomponente a una temperatura fija cuya presión y volumen son representados por el punto A en la Figura 2.2. Esta presión inicial es lo suficientemente baja de modo que todo el sistema está en estado de gas o vapor. A temperatura constante la disminución del volumen está representada por la curva AB. A medida que el volumen disminuye la presión aumenta y eventualmente llegará a ser igual a la presión de saturación o vapor, a condición de que la temperatura este por debajo de la crítica.

Este punto es el "punto de rocío" y corresponde al punto B en el diagrama representado en la Figura 2.2. Líquido y vapor coexisten a la presión de vapor, luego la presión permanece constante y más y más líquido se condensa y el volumen del sistema disminuye. Esta parte del proceso se representa por la línea horizontal BC. El punto C es el "punto de burbujeo" y representa un sistema en el cual todo es líquido excepto una cantidad infinitesimal de vapor. Una característica de un sistema monocomponente es que a una temperatura dada, la presión de vapor, la presión de rocío y la presión de burbujeo

son iguales. Debido al hecho de que los líquidos son relativamente incompresibles, una disminución en el volumen solo será apreciable solamente cuando se tenga un incremento en la presión relativamente alto.

En consecuencia, el comportamiento de la presión en función del volumen, representado en la Figura 2.2, por la línea CD es prácticamente vertical. El comportamiento así obtenido representa el diagrama presión-volumen para una sustancia monocomponente. La curva AB señala el comportamiento isotérmico a través de la región de vapor, la línea BC a través de la región de dos fases y CD a través de la región líquida.

Es usual incluir varias curvas del comportamiento isotérmico de la presión en función del volumen para una sustancia monocomponente en el diagrama presión-volumen tal como se muestra en la Figura 2.3. La línea isotérmica correspondiente a la temperatura crítica T_c da un punto de inflexión en el punto C, el cual representa el punto crítico y la correspondiente presión crítica P_c . Si el sistema consiste de un mol de material, V_c es el volumen molar crítico. La línea que une todos los puntos de burbujeo (MC) representa la curva de los puntos de burbujeo como una función de temperatura. Similarmente, la línea NC representa la curva de los puntos de rocío como función de temperatura. El área debajo y encerrada por ambas curvas (MC y NC) representa la región de las dos fases.

Sistema Binario

Cuando un segundo componente se agrega a un sistema, el comportamiento de fases es mucho más complejo: Para un sistema monocomponente, la curva de presión de saturación o de vapor representa la traza de las dos curvas de punto de rocío y de punto de burbujeo en el plano presión-temperatura (Figura 2.1). Para un sistema binario o de multicomponentes, las curvas de punto de burbujeo y de punto de rocío no coinciden en su trazado y ellas varían con composición.

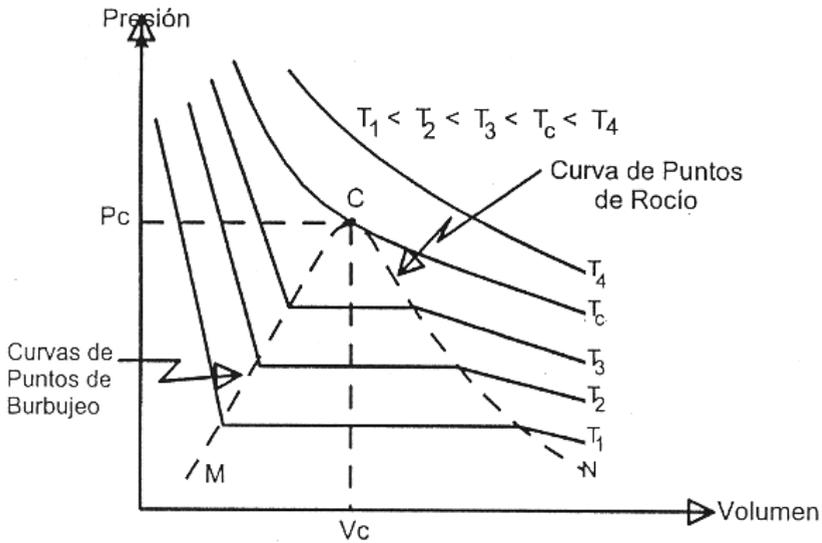


Figura 2.3. Diagrama típico presión-volumen a temperatura constante de una sustancia pura a varias temperaturas.

Diagrama Presión-Volumen de un Sistema Binario

Considérese un diagrama de presión-volumen de una mezcla binaria de hidrocarburos con una composición dada, como el que se muestra en la Figura 2.4. En la siguiente discusión los dos componentes de la mezcla serán designados como el componente más volátil y el componente menos volátil, dependiendo de su presión de vapor a una temperatura dada.

En la Figura 2.4, se observa lo siguiente:

- Las curvas del comportamiento isotérmico en la fase de vapor (línea AB) y en la fase líquida (línea DC) son muy similares a sus correspondientes en el caso de un sistema monocomponente. (Figura 2.2).
- La curva del comportamiento isotérmico en la región de dos fases en un sistema binario es muy diferente a su correspondiente en el caso de un sistema monocomponente (Figura 2.2), ya que a diferencia del último caso, la presión incrementa a medida que el sistema pasa del punto de rocío al punto de burbujeo.

Esto se debe a que las composiciones del líquido y del vapor cambian continuamente a medida que el sistema se mueve en la región de las dos fases. En el punto de rocío la composición del vapor es igual a la composición del sistema dado, pero la cantidad infinitesimal de líquido que se ha condensado es rica en el componente menos volátil.

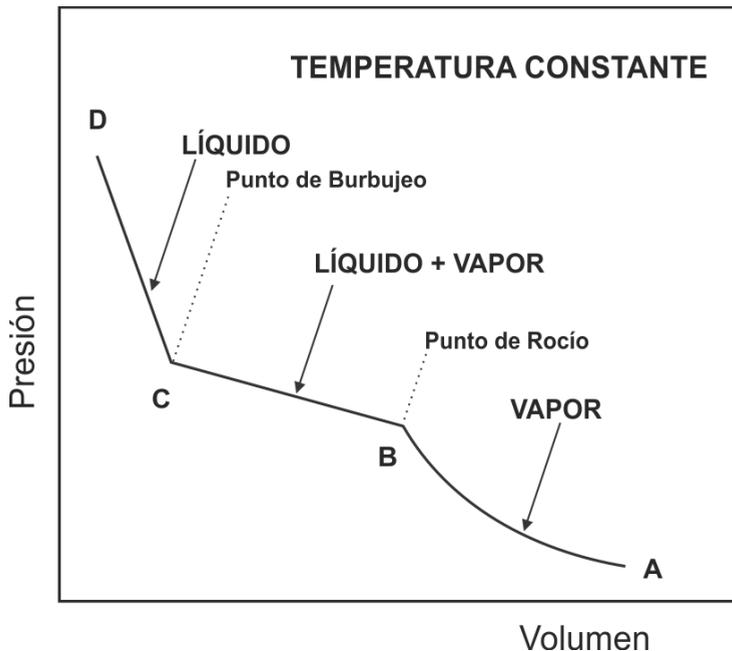


Figura 2.4. Diagrama presión - volumen a temperatura constante para un sistema binario.

Sin embargo, a medida que más líquido es condensado su composición con respecto al componente más volátil incrementa establemente, (con el correspondiente incremento en la presión de saturación), hasta que la composición del líquido llega a ser igual a la composición dada del sistema cuando se alcanza el punto de burbujeo. La cantidad infinitesimal de vapor remanente en el punto de burbujeo es más rica en el componente más volátil que el sistema como un todo.

Un diagrama presión-volumen para un sistema binario completo, incluye varias curvas isotérmicas, y tiene la forma mostrada en la Figura 2.5.

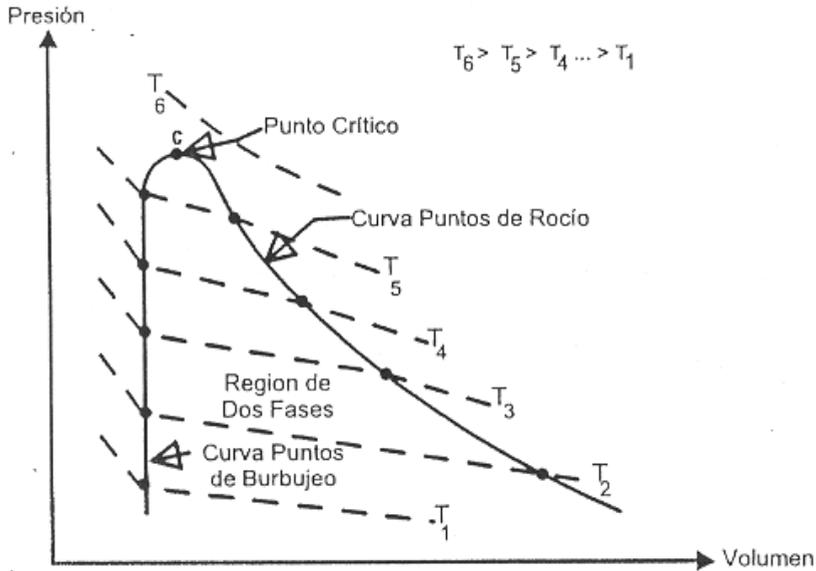


Figura 2.5. Diagrama presión volumen para un sistema binario a varias temperaturas.

En esta Figura 2.5, se observa que el "punto crítico" es el punto de intersección de las curvas de burbujeo y rocío.

Diagrama Presión-Temperatura de un Sistema Binario

Si las presiones en el punto de burbujeo y en el punto de rocío a varias temperaturas en el diagrama de presión-volumen se representan gráficamente como una función de la temperatura, se obtiene, un diagrama presión-temperatura similar al mostrado en la Figura 2.6, para un sistema binario de composición dada.

En el diagrama presión-temperatura mostrada anteriormente se obtiene lo siguiente:

- La curva AC representa la curva de puntos de burbujeo y la curva BC representa la curva de puntos de rocío. La intersección de ambas curvas, el punto C, es el punto crítico (PC,TC).

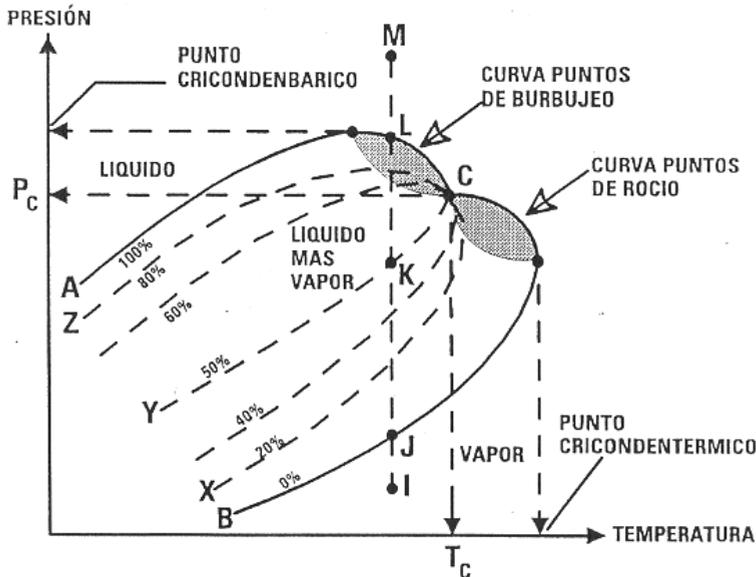


Figura 2.6. Diagrama general presión - temperatura para un Sistema Binario.

- La curva ACB se le denomina "curva envolvente del sistema".
- Los puntos interiores a la "curva envolvente", representa al sistema formado por dos fases, es decir, es la región de las dos fases (líquido + vapor).
- El diagrama presión-temperatura mostrada en la Figura 2.6, para un sistema binario contracta totalmente con el correspondiente a un sistema monocomponente (Figura 2.1), en la región de las dos fases.
- En este diagrama de la Figura 2.6, se indican los cambios de fase que ocurren cuando la presión y la temperatura del sistema varían; Así, si el sistema original se encuentra originalmente a las condiciones señaladas en el punto I y es comprimido isotérmicamente a una temperatura inferior a la crítica (T_c) siguiendo el camino IM, los siguientes cambios de fase ocurren: en estado original es vapor o gas; en el punto de rocío J comienza a formarse líquido y en el paso de J a L más y más líquido se forma, hasta llegar al punto de burbujeo L, en el cual el sistema es esencialmente todo líquido y solamente una cantidad de vapor

infinitesimal; en el punto M el sistema está en estado líquido.

- Algunas veces la distribución volumétrica líquido-vapor se señala también en el diagrama presión-temperatura (P-T). Ello se hace mediante un conjunto de curvas que representa cada una un cierto porcentaje definido de líquido. Así las curvas XC, YC y ZC representan el 20, 50 y 80% de volumen de líquido, respectivamente. En el comportamiento isotérmico del sistema descrito anteriormente (línea IM), el punto K representa 50% de líquido y 50% de vapor. Obviamente, las curvas de puntos de rocío y de puntos de burbujeo representan 0% y 100% de líquido respectivamente.
- En el diagrama P-T, se muestra claramente que puede existir líquido encima de la temperatura crítica (T_c). La máxima temperatura a la cual puede existir líquido es conocida como "punto cricondentérmico". Similarmente, puede existir vapor encima de la presión crítica. La máxima presión a la cual puede existir vapor se le denomina "punto cricondenbárico".

Fenómenos Retrógados

Considérese el comportamiento de un sistema binario en la vecindad del punto crítico en gran detalle (zona sombreada en la Figura 2.6). En el diagrama P-T mostrado en la Figura 2.7, se muestra en forma ampliada la región de las curvas puntos de rocío y puntos de burbujeo alrededor del punto crítico.

Considérese, una compresión isotérmica siguiendo el camino AE. El punto A el cual está a una temperatura mayor que la crítica (T_c) pero menor que el punto cricondentérmico, representa un sistema en fase de vapor. En el punto de rocío B, líquido comienza a condensarse. Más y más líquido se formará a medida que aumenta la presión. Sin embargo, en el punto E la curva de puntos de rocío vuelve a cortarse otra vez. Esto significa que todo el líquido que se ha formado debe vaporizarse. En consecuencia, en algún punto entre B y E, por ejemplo D, la cantidad de líquido es máxima.

De modo que en el proceso de D hasta E el líquido se vaporiza a medida que la presión aumenta. Ya que esto es el comportamiento contrario a temperaturas menores que la

temperatura crítica, se le denomina a este proceso "VAPORIZACIÓN RETRÓGRADA ISOTÉRMICA". El proceso inverso de ir de E a D se le conoce como "CONDENSACIÓN RETRÓGRADA ISOTÉRMICA", ya que involucra la formación de líquido con un decrecimiento isotérmico en la presión.

Similar fenómeno ocurre a presiones mayores que la presión crítica P_c pero menores que el punto ericondenbárico. Considérese un proceso isobárico incrementando la temperatura siguiendo el camino JG. En el punto de burbujeo I el líquido comienza a vaporizarse pero al atravesar el punto de burbujeo en G el vapor formado debe condensarse. Si H representa el punto donde la cantidad de vapor es máxima, el camino de H a G representa la "CONDENSACIÓN RETRÓGRADA ISOBARICA", ya que el vapor se condensa a medida que la temperatura aumenta. El proceso inverso de G a H se le denomina "VAPORIZACIÓN RETRÓGRADA ISOBARICA".

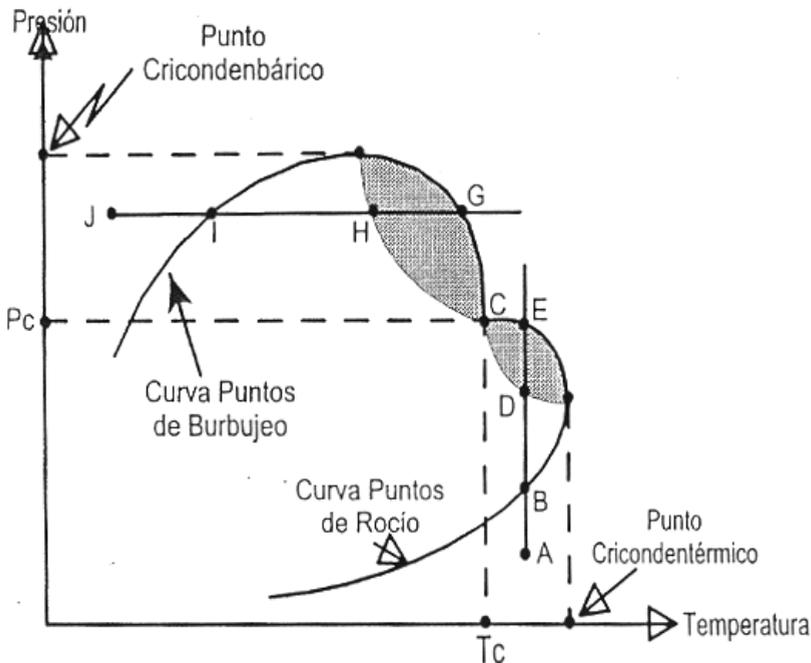


Figura 2.7. Diagrama presión-temperatura alrededor del punto crítico de un sistema binario mostrando el fenómeno retrógrado.

En resumen, se puede decir que:

Condensación Retrógrada: es la formación de líquido mediante un proceso isotérmico con disminución de presión o un proceso isobárico aumentando la temperatura.

Vaporización Retrógrada: es la formación de vapor mediante un proceso de compresión isotérmico o mediante un proceso isobárico disminuyendo la temperatura.

Los fenómenos retrógrados solo ocurren a presiones entre la presión crítica y el punto cricondenbárico o a temperaturas entre la temperatura crítica y el punto cricondentérmico.

Estos fenómenos solo ocurren en las áreas rayadas en la Figura 2.7.

Sistemas Multicomponentes

El comportamiento de fases de sistemas multicomponentes de hidrocarburos en la región líquido-vapor es muy similar al de un sistema binario. El diagrama presión-temperatura para un sistema multicomponente es similar al empleado para un sistema binario. En cualquier caso, la magnitud del área cubierta por la curva envolvente del sistema está relacionada a la amplitud de las temperaturas críticas de los componentes. Por ejemplo, el diagrama P-T para un sistema binario de metano y n-butano tendrá una mayor región de dos fases que un sistema multicomponente formado por todos los componentes desde el propano hasta n-decano.

Las curvas envolventes de las fases para fluidos típicos del yacimiento, desde el gas hasta el petróleo crudo, se muestran comparativamente en la Figura 2.8.

A medida que el porcentaje de hidrocarburos más pesados aumenta en el sistema, la curva envolvente del sistema está en una posición más baja y hacia la derecha. La ubicación del punto crítico en la curva envolvente de las fases es un factor que determina el tipo de fluido en el yacimiento. Los sistemas de hidrocarburos en el yacimiento que muestra la Figura 2.8 son: gas, gas condensado, petróleo volátil y petróleo crudo. El promedio del peso molecular de estos sistemas aumenta desde el gas hasta los petróleos crudos. Esta figura puede usarse para explicar la diferencia entre diversos tipos de yacimiento. La composición del sistema tiene un gran efecto en el tipo de yacimiento, pero la posición de la envolvente del sistema con

respecto a la temperatura del yacimiento es el factor controlante.

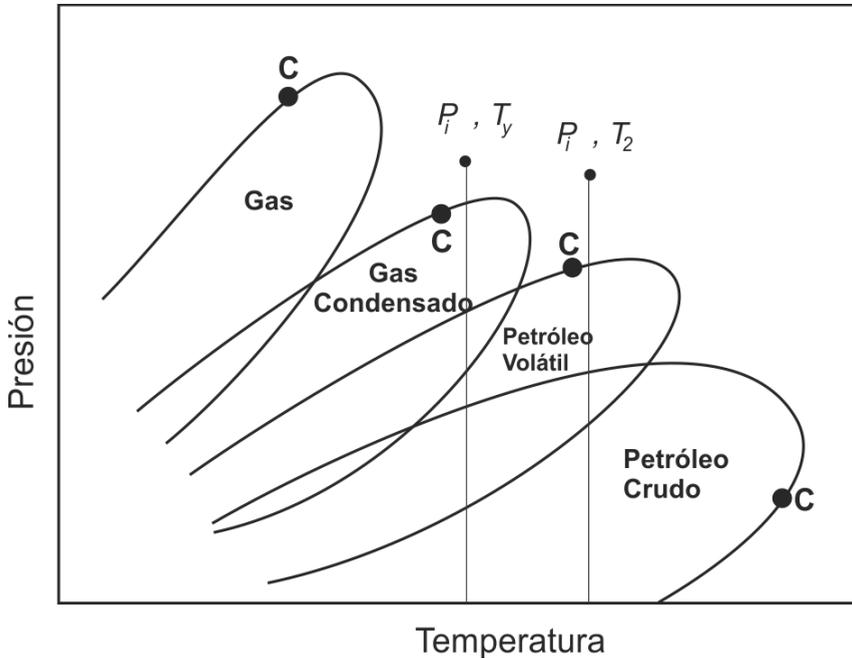


Figura 2.8. Curvas envolventes de sistemas de fluidos de yacimientos.

La línea vertical en la Figura 3,8, representa la temperatura del yacimiento para todos los hidrocarburos del sistema mostrado. Supóngase que la temperatura del yacimiento (T_y) no cambia durante la explotación del yacimiento, etapa en la cual la presión disminuye desde su condición original (P_i) debido al agotamiento natural ocasionado por la producción de fluidos. De acuerdo a esto se tiene lo siguiente:

- Para el yacimiento de gas, la temperatura crítica es menor que la temperatura del yacimiento y la curva envolvente del sistema, está ubicada completamente a la izquierda de la línea isotérmica del yacimiento. Así que no importa que presión exista, solamente existirá gas en el yacimiento en cualquier momento de la etapa de explotación. Un yacimiento de gas puede producir hidrocarburos líquidos pero esto se debe a la condensación en el hoyo y en la superficie pero no a condensación en el yacimiento.

- Para el yacimiento de gas condensado, la temperatura crítica es también más baja que la temperatura del yacimiento. La presión inicial (P_i) está por encima del punto superior de rocío, así que el fluido inicialmente existe en el yacimiento en forma de una fase sencilla de vapor. Sin embargo, debido a que la curva envolvente de la fase es cortada por la línea isotérmica del yacimiento, ocurrirá la condensación retrógrada en el yacimiento si la presión decae por debajo de la del punto superior de rocío.
- Para los casos del petróleo volátil y petróleo crudo, la temperatura crítica del sistema fluido es más alta que la temperatura del yacimiento, de modo que los fluidos existen inicialmente en el yacimiento como líquidos en una sola fase. A medida que la presión declina por debajo del punto de burbujeo, se forma la fase de gas en el yacimiento. La continua reducción de presión tiende a aumentar la cantidad de gas en el sistema. La diferencia entre petróleo volátil y un petróleo crudo es relativa. El petróleo volátil tiene un punto de burbujeo más alto y contiene una fracción más alta de hidrocarburos livianos. Sin embargo, a estos dos sistemas de fluidos les son aplicables los mismos principios de comportamiento de fases. Como regla práctica, a cualquier petróleo que tenga un factor volumétrico de formación mayor a 2,0 BY/BN se le considera un petróleo volátil,
- Se observa también en la Figura 2.8, que la temperatura del yacimiento como la composición del fluido es importante para determinar la clasificación del fluido en el yacimiento. Por ejemplo, si la temperatura del yacimiento fuera T_2 (designada por la línea isotérmica vertical discontinua), en vez de T_y , el yacimiento de gas condensado sería un yacimiento de gas y el yacimiento de petróleo volátil sería un yacimiento de gas-condensado.

Clasificación de los Sistemas Multicomponentes

En la industria petrolera la clasificación en general de los sistemas multicomponentes es como petróleos y gases. El

petróleo contiene de cero a unos pocos de miles de pies cúbicos de gas disuelto por barril de crudo. El gas puede contener un barril de petróleo vaporizado desde 5000 hasta más de 100.000 pies³ de gas. La razón gas-petróleo (RGP ó GOR) constituye pues una importante propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. El petróleo y el gas se clasifican de acuerdo a la relación gas-petróleo (RGP) y a la gravedad del petróleo a condiciones normales o tanque.

Según lo anterior se tiene lo siguiente:

- a. **Gases.** Los sistemas que se encuentran en estado gaseoso en el yacimiento se dividen en gas seco, gas húmedo y gas condensado o gas retrógado, dependiendo de sus diagramas de fase y condiciones de yacimiento.
 1. **Gas Seco.** Cuando se produce con relación gas-petróleo mucho mayor que 100.000 PCN/BN el fluido es comúnmente llamado Gas Seco. Un gas seco o natural consiste fundamentalmente en metano con poca cantidad de etano y posiblemente muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados. Un típico diagrama de fase de gas seco se señala en la Figura 2.9.

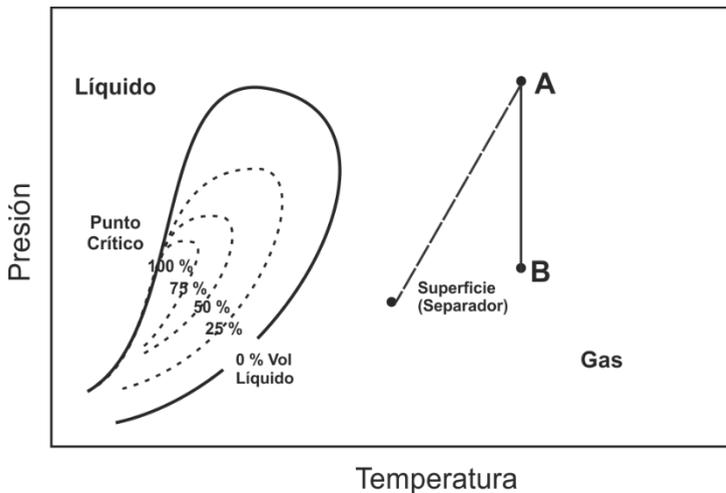


Figura 2.9. Diagrama de Fase de un Gas Seco.

En esta Figura 2.9, se observa lo siguiente:

- Tanto a condiciones de yacimiento durante la etapa de explotación (línea isotérmica AB) como a condiciones de

superficie (separadores) el sistema se encuentra en el estado gaseoso (fuera de la línea envolvente).

- La temperatura del yacimiento es mayor que el punto cricondentérmico al igual que la temperatura de superficie en el separador, por lo que hidrocarburos líquidos no se condensarán en este sistema, tanto en el yacimiento como en la superficie. Los gases secos pueden contener vapor de agua el cual se condensará, cuando las condiciones lo determinen.
2. **Gas Húmedo.** Un gas húmedo normalmente contiene más componentes de hidrocarburos más pesados. Un típico diagrama de fase se muestra en la Figura 2.10.

En esta Figura 2.10, se observa lo siguiente:

- La región de las dos fases (área interior a la curva envolvente) es algo más extensa que la correspondiente al gas seco y el punto crítico se encuentra a una temperatura mucho mayor.
- La temperatura del yacimiento (en condiciones iniciales el punto A) excede al punto cricondentérmico, de modo que en este caso durante la explotación del yacimiento (reducción de presión siguiendo la línea-isotérmica AB), el fluido en el yacimiento siempre permanecerá en estado de gas, como una sola fase.
- Las condiciones de presión y temperatura en la superficie (separador) se encuentran en la región de las dos fases, de modo que una fase líquida se formará o condensará a medida que el fluido es transportado hasta el separador, siguiendo el comportamiento señalado con la línea A-Separador.

La palabra "húmedo" en la expresión "gas húmedo" no significa que el gas es mojado por agua, sino que se refiere al hecho de que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que en condiciones de superficie forman una fase líquida. Entre los productos líquidos producidos en esta separación se tienen butano y propano

Los gases húmedos se caracterizan por RGP en la superficie algo mayores a 100.000 PCN/BN, asociadas con petróleos usualmente con gravedad mayor que 50°API.

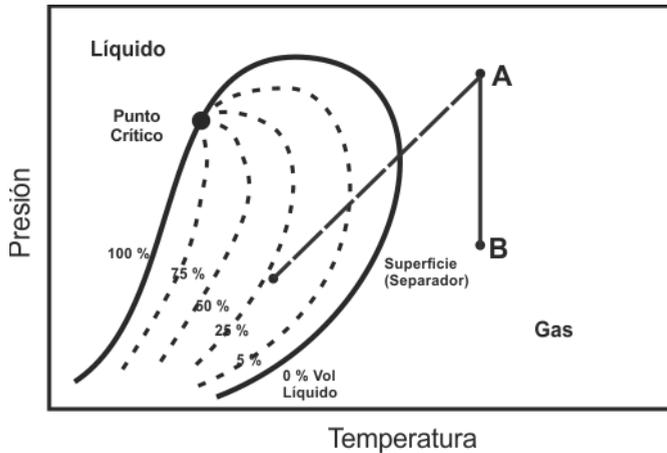


Figura 2.10. Diagrama de fase de un gas húmedo.

3. **Gases Condensados o Retrógados.** Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie con gravedades encima de 45° API y RGP de 5000 a 100.000 PCN/BN. El gas condensado contiene más componentes pesados que el gas húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores a 5000 pies. Un diagrama de fase típico de gas condensado se señala en la Figura 2.11., en la cual las condiciones del yacimiento se indican con la línea AE.

En esta figura se observa lo siguiente:

- La temperatura del yacimiento está entre la temperatura del punto crítico y el punto cricondentérmico del sistema del yacimiento. La presión del yacimiento inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento. El denso gas en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de depósito y la presión y temperatura del yacimiento.
- Cuando el yacimiento se encuentra en el punto A una sola fase existe en el yacimiento (P_i, T_y).
- A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, condensación retrógrada tiene lugar en el yacimiento. Cuando la presión alcanza el punto B en la curva de punto de rocío líquido comienza a formarse. A medida que la presión del yacimiento

disminuye del punto B a D la cantidad de líquido incrementa en el yacimiento. Son los componentes más pesados los que comienzan a condensar en el yacimiento cuando la presión declina isotérmicamente a lo largo de la línea B-D. El líquido condensado moja la formación y no puede extraerse con el gas producido.

- En consecuencia, por ello es deseable mantener las condiciones iniciales de presión de un yacimiento de gas condensado para guardar las fracciones de líquido disueltas en el gas hasta que ellas alcancen la superficie. La transición a las condiciones del separador en la superficie producirán entonces los hidrocarburos líquidos.
- La máxima cantidad de líquido ocurre en el punto D. La posterior reducción de presión originará que el líquido se revaporice. Esta mezcla contendrá más hidrocarburos livianos y poco de hidrocarburos más pesados que el petróleo volátil. A medida que el yacimiento es producido, la RGP tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados de los líquidos formado en el yacimiento.

b. **Petróleos.** La mezcla de hidrocarburos que se encuentra en estado de líquido a las condiciones de yacimiento comúnmente se clasifica como petróleo crudo.

Ellos se subdividen en base al líquido producido en la superficie en petróleo volátil o de alta merma o en petróleo negro o de baja merma.

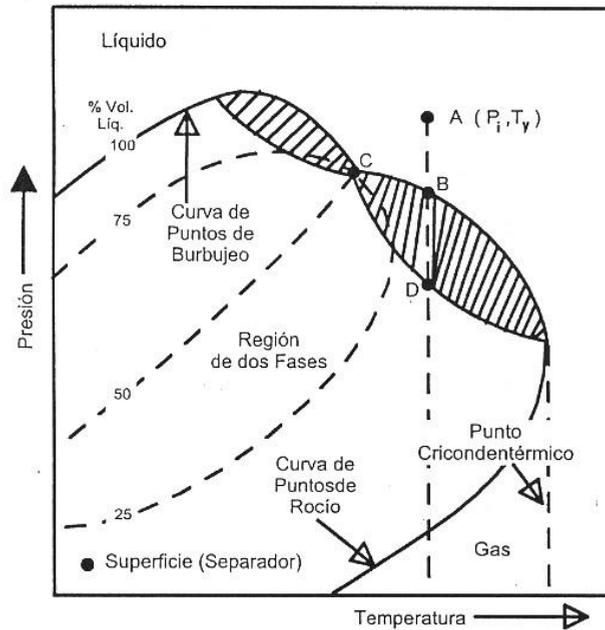


Figura 2.11. Diagrama de fase de un gas condensado.

- Petróleos Negros o de Baja Merma.** Los petróleos negros o de baja merma generalmente producen en la superficie razones gas-petróleo menores a 500 PCN/BN. El petróleo producido es usualmente negro o de colores oscuros con una gravedad menor a 30°API. El diagrama de fase de un petróleo negro se señala en la Figura 2.12, en la cual se observa lo siguiente:

 - La región de las dos fases cubre un amplio intervalo de presión y la temperatura crítica del crudo es mayor que la temperatura del yacimiento.
 - La línea vertical AB es la reducción isotérmica de la presión del yacimiento a medida que el petróleo es producido.
 - En el punto A el petróleo no está saturado con gas, es decir, el fluido en el yacimiento se encuentra en estado líquido. Los yacimientos en esta región (presión del yacimiento mayor que la presión de burbujeo del crudo) se les denomina yacimientos no saturados o subsaturados.

- Debido a la baja compresibilidad de los líquidos del yacimiento, disminuye rápidamente la presión con la producción, alcanzándose el punto de burbujeo A' en el cual el petróleo está saturado con gas, es decir, contiene tanto gas disuelto como es posible. Si las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento corresponden al punto de burbujeo, el yacimiento se llama yacimiento saturado. La palabra saturado es usada en este sentido para indicar que el petróleo contiene tan alta cantidad de gas disuelto como él puede contener y una reducción en la presión originará la formación de una fase gaseosa.
- A medida que continua la reducción de la presión (hacia el punto B) se forma fase de gas y coexisten en el yacimiento las dos fases, líquida y gas.
- A medida que el petróleo es removido desde el yacimiento, la presión y la temperatura decrecen gradualmente hasta alcanzar las condiciones del separador en la superficie, lo cual se representa siguiendo la línea A' separador. Si estas condiciones son bastantes cercanas a la curva de puntos de burbujeo, aproximadamente el 85% de petróleo producido permanece como líquido a las condiciones de superficie, el remanente de los hidrocarburos es producido como gas.

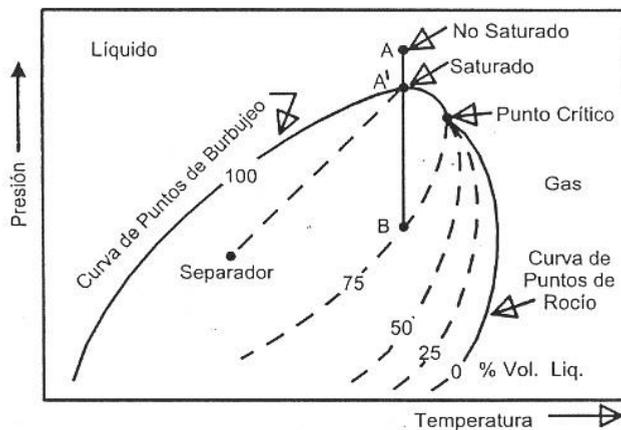


Figura 2.11. Diagrama de fase de un petróleo de baja merma.

Si las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento se encuentran dentro de la envolvente (punto B, por ejemplo) se habla de "yacimiento con capa de gas". Originalmente existe líquido (petróleo) en equilibrio con una capa primaria de gas en la parte superior o alta de la estructura geológica del yacimiento. El gas se encontrará en el punto de rocío y el petróleo en el punto de burbujeo.

- Petróleos Volátiles o de Alta Merma.** Los petróleos de alta merma contienen menos moléculas pesadas que un petróleo de baja merma. Los petróleos volátiles son crudos de colores usualmente profundos oscuros, con gravedad API menor que 50° y razones gas-petróleo inferiores a 8000 PCN/BN. El diagrama de fase para este tipo de crudo se muestra en la Figura 2.13, en la cual la línea AA' representa la reducción isotérmica de la presión hasta el punto de burbujeo. A medida que la presión se reduce por debajo del punto de burbujeo, una alta cantidad de gas se forma. Aproximadamente el 65% del fluido producido permanece como líquido a condiciones del separador, lo cual es considerablemente mucho menos líquido que en el caso de cuando se produce petróleo de baja merma.

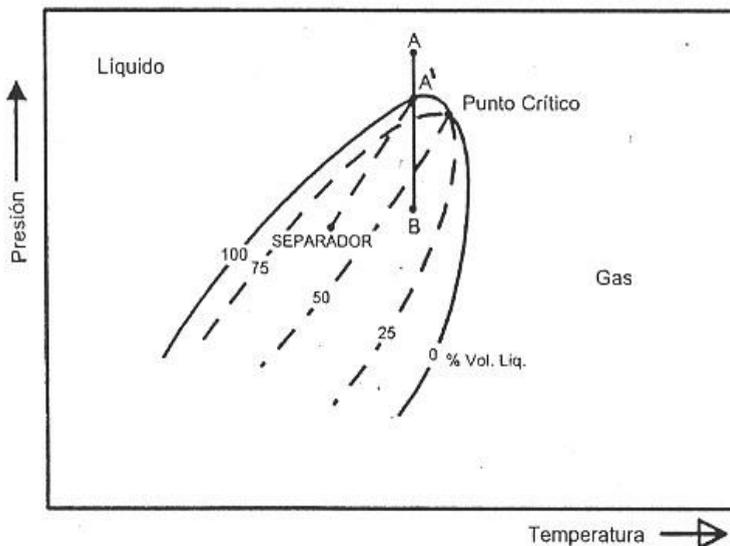


Figura 2.12. Diagrama de fase de un petróleo de alta merma.

2.2. Propiedades del estado gaseoso

El gas es un fluido el cual no tiene forma definida ni volumen, pero se expande llenando totalmente el recipiente que lo contiene. Las propiedades de los gases y los líquidos son diferentes, fundamentalmente porque las moléculas de gas están mucho más apartadas unas de otras que en el caso de las moléculas de líquido. La mayor distancia intermolecular permite que los cambios de presión y temperatura afecten a la densidad del gas mucho más que la densidad del líquido.

Gas Ideal. Un gas ideal es un fluido en el cual:

- El volumen ocupado por las moléculas es insignificante respecto al volumen ocupado por el fluido total.
- No hay fuerzas de atracción ni de repulsión entre las moléculas o entre las moléculas y las paredes del recipiente.
- Todas las colisiones de las moléculas son perfectamente elásticas, así que no hay pérdidas de energía interna por colisión.

El comportamiento de un gas ideal está regido por las siguientes leyes:

Ley de Boyle

"A temperatura constante, la presión de un gas ideal es inversamente proporcional a su volumen".

Matemáticamente:

$$v = f\left(\frac{1}{P}\right) \text{ ó } PV = \text{Constante} \quad (1)$$

Ley de Charles y Gay-Lussac.

"A presión constante, el volumen de un gas ideal varía directamente con la temperatura".

Matemáticamente:

$$V = f(T) \quad \text{ó} \quad \frac{V}{T} = \text{Constan te.} \quad (2)$$

También:

"A volumen constante, la presión varia directamente con la temperatura".

Matemáticamente:

$$P = f(T) \quad \text{ó} \quad \frac{P}{T} = \text{Constan te.} \quad (3)$$

Ecuación de Estado

Las dos ecuaciones anteriores se combinan en una única ecuación de estado, la cual describe las relaciones presión-volumen-temperatura de una cantidad dada de un gas ideal, en la siguiente forma:

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2} \quad (4)$$

Donde:

P_1 , V_1 y T_1 son la presión, el volumen y la temperatura del gas en el estado 1. P_2 , V_2 y T_2 son la presión, el volumen y la temperatura del gas en el estado 2.

Especialmente en un proceso isotérmico se determina que el comportamiento del volumen en función de la presión para un mol de cualquier gas converge a un punto único a presión cero. Esto significa que a temperatura constante PV_M/T alcanza un límite a medida que la presión tiende a cero. Este límite es la constante universal de los gases, denominada R . Así:

$$R = \lim_{P \rightarrow 0} \frac{P \cdot V_M}{T} \quad (5)$$

Este valor permite establecer la ecuación de estado generalizada en la siguiente forma:

$$PV_M = RT \quad (6)$$

En caso de n moles, la ecuación general es:

$$PV = nRT \quad (7)$$

Siendo n el peso del gas (m) dividido entre su peso molecular (M):

$$n = \frac{m}{M} \quad (8)$$

Densidad de un Gas Ideal.

$$\text{Ya que: } \rho_g = \frac{m}{V} \quad (9)$$

Entonces se obtiene de las ecs.(7), (8) y (9) que:

$$\rho_g = \frac{PM}{RT} \quad (10)$$

Comportamiento de los Gases Reales

A bajas presiones, el comportamiento de un gas real se desvía muy poco de la ecuación de estado (Ec.7) de un gas ideal. Más a altas presiones tal cosa no sucede y el comportamiento en este caso ha sido estudiado por diferentes investigadores y cientos de ecuaciones de estado para un gas real han sido propuestas. En el caso de la industria petrolera, la ley de los gases ideales puede ser utilizada dentro de ciertos límites para predecir el comportamiento real de los gases, introduciendo un "factor de corrección o factor de desviación", Así se tiene que:

$$PV = ZnRT \quad (11)$$

El factor de compresibilidad Z es determinado experimentalmente como la razón del volumen actual de un gas y su volumen ideal a la misma presión y temperatura. Dicho factor no es una constante sino que varía con los cambios en la composición del gas, la temperatura y la presión. Él debe determinarse experimentalmente. Los resultados de la determinación experimental del factor de compresibilidad son normalmente dados gráficamente y usualmente tienen la forma mostrada en la Figura 2.14. La

forma de la curva es consistente con el conocimiento del comportamiento de los gases; a muy bajas presiones las moléculas están relativamente muy apartadas y las condiciones del comportamiento de un gas ideal son las más parecidas a ser aptas.

A bajas presiones el factor de compresibilidad se aproxima al valor de uno, lo cual indica que el comportamiento de un gas ideal de hecho es el que está ocurriendo. Como puede observarse en la Figura 2.14, el factor de desviación puede ser mayor o menor que la unidad.

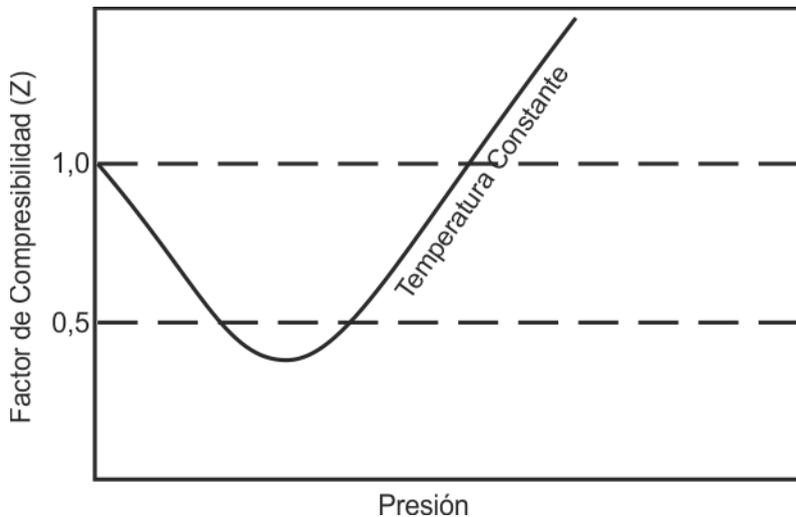


Figura 2.13. Gráfico típico de factor de compresibilidad (Z) en función de presión (P) a temperatura constante.

Densidad de un Gas Real

De acuerdo a la Ec. 11 se tiene que:

$$\rho_g = \frac{PM}{ZRT} \quad (12)$$

Gravedad Específica de un Gas.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (13)$$

Medidas p_g y p_{aire} a las mismas condiciones de P y T . De las ecs.(10) y (13) se obtiene que:

$$\gamma_g = \frac{M}{29} \quad (14)$$

Donde "29" es el peso molecular promedio del aire.

Si el gas es una mezcla, entonces la Ec.(14) se convierte en:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{29} \quad (15)$$

Donde M_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gas, dado por la expresión:

$$M_a = \sum_{i=1}^n y_i \cdot M_i \quad (16)$$

donde M_a es la fracción molar o volumétrica del componente i en la mezcla y M_i su correspondiente peso molecular.

Las unidades a usar en la industria petrolera en las ecs.(7),(10),(11),y (12) son las del sistema inglés, a saber:

P en I_{pc} ; V en $pies^3$; T temperatura absoluta en $^{\circ}R$ ($^{\circ}R = ^{\circ}F + 460$); n en I_{bs-mol} y R igual a $10,73 I_{pc.pie^3} / ^{\circ}R.I_{bs-mol}$.

Así que, una libra-mol de un gas ideal a las condiciones normales ($14,7 I_{pc}$ y $60^{\circ}F$) ocupa un volumen igual (Ec.(7)) a:

$$V = \frac{10,73 \cdot (460 + 60)}{14,7} = 379 \text{ pies}^3$$

Evaluación del Factor de Desviación del Gas Z por el "Método pseudocrítico".

La forma de la curva del factor de desviación cuando se gráfica en función de la presión a temperatura constante (Figura 2.14) es muy similar para casi todos los gases naturales. Esta similitud conduce al desarrollo de la Ley de los Estados Correspondientes. Esta ley hace uso de las propiedades reducidas de los gases. Una propiedad reducida es la razón del valor de una propiedad entre el valor crítico de

esa propiedad. Así, la presión, la temperatura y el volumen reducidos son definidos como:

$$P_r = \frac{P}{P_c}; \quad T_r = \frac{T}{T_c}; \quad \text{y} \quad V_r = \frac{V}{V_c}; \quad (17)$$

La Ley de los Estados Correspondientes dice que “*todos los gases cumplen la misma ecuación cuando se describen en los términos de las propiedades reducidas P_r , T_r y V_r* ”.

En otras palabras, todos los gases puros tienen el mismo factor de compresibilidad o de desviación a las mismas presión y temperatura reducidas.

Esta ley ha sido extendida para mezclas de gases que están en una relación química muy próxima. Es muy difícil determinar el punto crítico de mezclas multicomponentes. Sin embargo, las propiedades pseudocríticas y reducidas de las mezclas pueden ser usadas en la ecuación de estado. La temperatura (${}_pT_c$) y la presión pseudocrítica (${}_pP_c$) de una mezcla de "n componentes" son:

$${}_pT_c = \sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{c_i} \quad \text{y} \quad {}_pP_c = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{c_i} \quad (18)$$

donde :

y_i = es la fracción molar o volumétrica del componente i.

P_c , T_c son la presión y la temperatura críticas, respectivamente, del componente i.

Las propiedades reducidas de la mezcla son:

$$T_r = \frac{T}{{}_pT_c}; \quad \text{y} \quad P_r = \frac{P}{{}_pP_c}; \quad (19)$$

Correlaciones del factor de desviación del gas para un gran número de gases naturales se resumen en la Figura 2.15. Si los valores pseudocríticos del gas son conocidos, o pueden ser calculados del análisis fraccional del gas, "Z" puede ser obtenida de esta carta y así resolver las Ecs. (11) y (12).

El procedimiento para determinar "Z" para un gas de composición conocida, a determinada presión y temperatura es como sigue:

- Determinar la presión y la temperatura pseudocríticas según la Ec. (18).

- Determinar la presión y la temperatura reducidas según las Ec. (19).
- Leer el valor de "Z" en la carta o gráfico correspondiente (Figura 2.15) con el correspondiente valor de P_r y de T_r .

Si no se dispone del análisis composicional del gas, una buena aproximación de la presión y la temperatura pseudocríticas, puede hallarse de correlaciones entre puntos críticos y la gravedad del gas (aire =1) como se muestra en la Figura 2.16.

Si el gas contiene significativas cantidades de impurezas tales como CO_2 , H_2S o N_2 , los factores de desviación "Z" calculados por este procedimiento conducen a errores significativos, especialmente en el caso del CO_2 , en cuyo caso el error en la determinación de "Z" es aproximadamente igual al porcentaje de CO_2 en el gas natural. Al respecto existen correcciones señaladas en la Figura 2.16 A.

Ejemplo:

Determinar el factor de desviación de un gas natural de gravedad específica 0,8 a 130°F y 800 Lpca.

Solución:

De la Figura 2.16 se obtienen $pT_c = 421^\circ\text{R}$, y $pP_c = 663$ lpc.

$$T_r = \frac{T}{pT_c} = \frac{590}{421} = 1,4 \quad \text{y} \quad P_r = \frac{P}{pP_c} = \frac{800}{663} = 1,21$$

De la Figura 2.15 se obtiene:

$$Z = 0,87$$

Factor Volumétrico del Gas, B_g .

"Es el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir una unidad volumétrica de gas a condiciones normales de superficie".

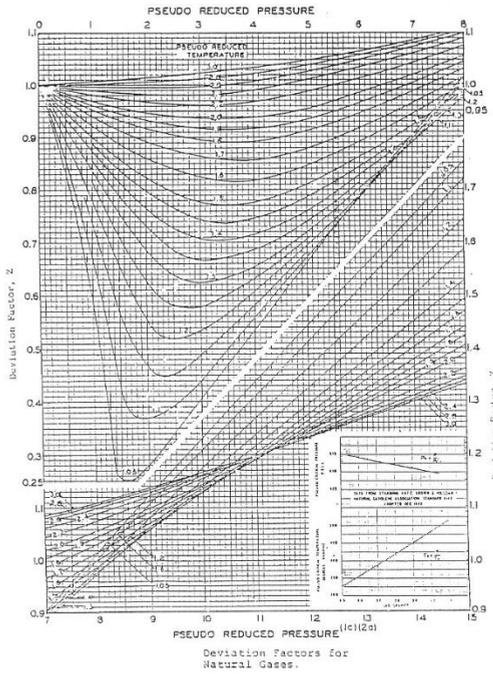


Figura 2.14

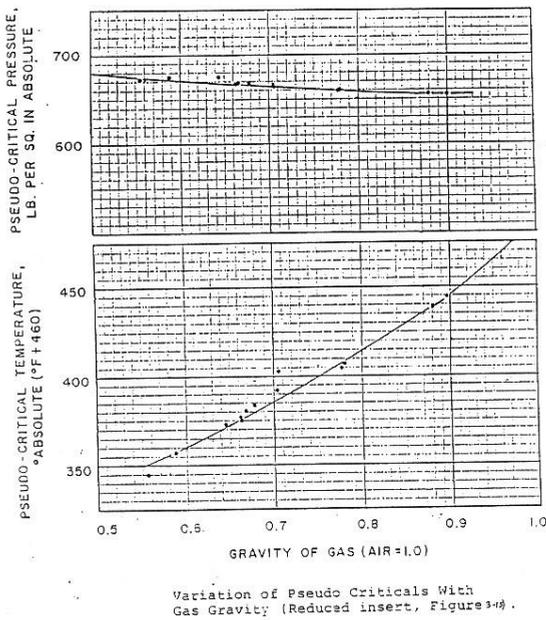
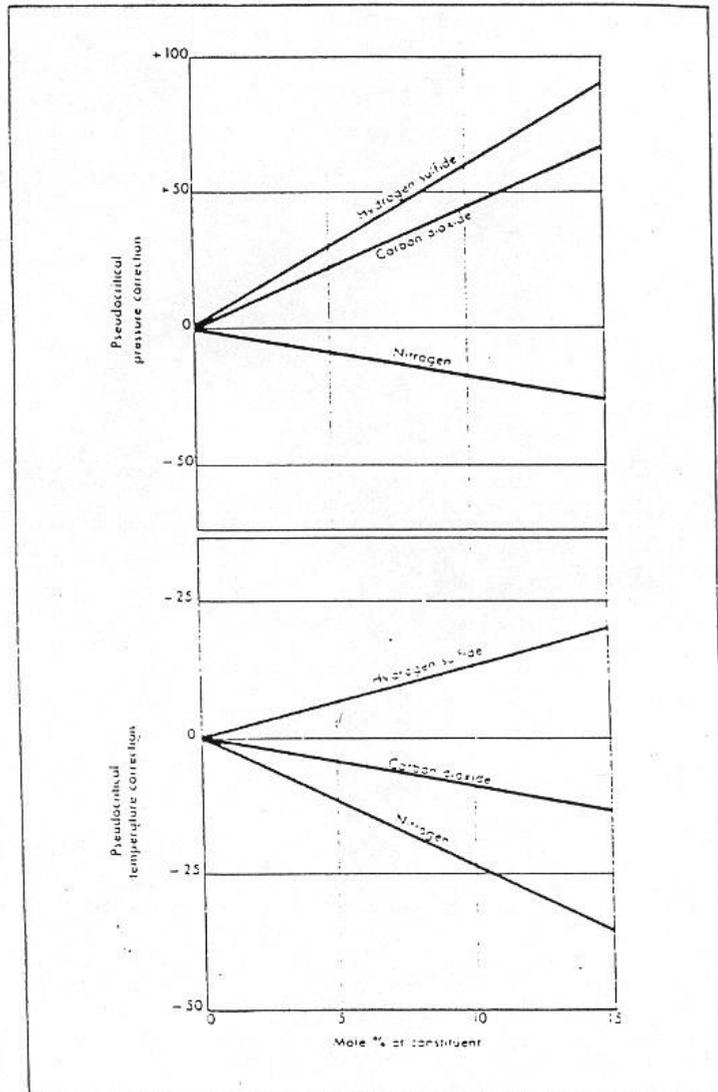


Figura 2.15.



Correction to pseudocritical conditions from Fig. 16 to be used when finding viscosity of natural gases containing nitrogen, carbon dioxide, or hydrogen sulfide. (Carr et al., *Trans., AIME*, 201, 270, with permission).

Figura 2.16.A.

Puede calcularse como el cociente entre el volumen ocupado por el gas a temperatura y presión del yacimiento y el volumen ocupado por el mismo peso de gas a condiciones normales. Así:

$$B_g = \frac{V_y}{V_{cn}} \quad (20)$$

El volumen de "n moles" de un gas a condiciones de yacimiento cualesquiera (P,T) puede calcularse así :

$$V_y = \frac{ZnRT}{P} \quad (21)$$

El volumen del mismo número de moles de gas a condiciones normales de superficie (P_{cn} , T_{cn}) es:

$$V_{cn} = \frac{Z_{cn} \cdot nR \cdot T_{cn}}{P_{cn}} \quad (22)$$

Sustituyendo las Ecs.: (21) y (22) en la Ec.(20) se obtiene la expresión general:

$$B_g = \frac{Z \cdot T \cdot P_{cn}}{Z_{cn} \cdot T_{cn} \cdot P} \quad (23)$$

Si las condiciones normales de superficie son: $T_{cn} = 60$ °F (520°R) y $P_{cn} = 14,7$ Ipca, luego $Z_{cn} = 1,0$ y las del yacimiento P en Ipca y T en °R, entonces la Ec. (23) queda como:

$$B_g = 0,283 \frac{ZT}{P}, \quad (B_g \text{ en } \frac{PCY}{PCN}) \quad (24)$$

Igualmente:

$$B_g = 0,00504 \frac{ZT}{P}, \quad (B_g \text{ en } \frac{BY}{PCN}) \quad (25)$$

Factor de Expansión del Gas, E_g .

Es el volumen ocupado a condiciones normales por cierta cantidad de gas que ocupa una unidad volumétrica a condiciones de yacimiento.

$$\text{Esto es: } E_g = \frac{1}{B_g} \quad (26)$$

Si: $P_{cn} = 14,7$ Ipca, $T_{cn} = 60$ °F (520 °R), P en Ipca y T en °R, se obtiene que:

$$E_g = 35,35 \frac{P}{ZT}, \quad \left(E_g \text{ en } \frac{PCN}{PCY} \right) \quad (27)$$

$$E_g = 198,4 \frac{P}{ZT}, \quad \left(E_g \text{ en } \frac{PCN}{BY} \right) \quad (28)$$

Si un yacimiento contiene un gas seco o húmedo, la temperatura del yacimiento y la composición del gas permanecerá constante durante la vida productiva del yacimiento, entonces B_g puede ser considerada una función de presión (P).

Compresibilidad de los Gases

Frecuente uso se hace de los coeficientes de compresibilidad de los fluidos en problemas de flujo en estado no continuo. La compresibilidad de un fluido se define como el cambio relativo en volumen por unidad de cambio en presión, lo cual matemáticamente se expresa como:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (29)$$

Como:

$$\rho V = m \quad (31)$$

Entonces C es:

$$C = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} \quad (32)$$

De la ecuación (11) se obtiene que:

$$V = \frac{ZnRT}{P} \quad (33)$$

Entonces, diferenciando con respecto a P, permaneciendo T constante (para condiciones isotérmicas, que es lo que ocurre en el yacimiento), se obtiene que:

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dP} &= \frac{nRT}{P} \frac{dZ}{dP} - \frac{ZnRT}{P^2} \\ \frac{dV}{dP} &= \frac{ZnRT}{P} \left(\frac{1}{Z} \cdot \frac{dZ}{dP} - \frac{1}{P} \right) \end{aligned} \quad (34)$$

Sustituyendo la Ec. (33) en (34) queda:

$$\frac{1}{V} \cdot \frac{dV}{dP} = \left(\frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} - \frac{1}{P} \right) \quad (35)$$

Sustituyendo la Ec. (35) en la Ec. (29) se tiene el coeficiente isotérmico de compresibilidad de un gas, así:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad (36)$$

En caso de un gas ideal, a T constante, $Z = 1$.

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (37)$$

Muchos problemas concernientes a flujo de fluidos en el yacimiento involucran condiciones isotérmicas y gradientes de presión pequeños, así que $C_g=1/P$ es una razonable buena aproximación.

La expresión general para la compresibilidad de los gases es:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} - \frac{1}{T} \frac{dT}{dP} \quad (38)$$

Para las condiciones críticas y reducidas se tiene que:

$$P = P_c \cdot P_r \quad (39)$$

De donde se obtiene:

$$\frac{dP_r}{dP} = P_c^{-1} \quad (40)$$

La determinación de dZ/dP en la Ec. (36) puede evaluarse así:

$$\frac{dZ}{dP} = \frac{dP_r}{dP} \cdot \frac{dZ}{dP_r} \quad (41)$$

Sustituyendo la Ec. (40) en la Ec. (41) se obtiene que:

$$\frac{dZ}{dP} = \frac{1}{P_c} \left(\frac{d_z}{dP_r} \right) \quad (42)$$

Sustituyendo las Ecs. (39) y (42) en la Ec. (36) se obtiene:

$$C_g = \frac{1}{P_c P_r} - \frac{1}{Z P_c} \cdot \frac{dZ}{dP_r} \quad (43)$$

o también:

$$C_g \cdot P_c = \frac{1}{P_r} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dP_r} \right) \quad (44)$$

El producto $C_g \cdot P_c$ es un término adimensional y ha sido definido por Trube como compresibilidad pseudoreducida.

Así: $C_r = C_g \cdot P_c$,

$$\text{Luego: } C_r = C_g \cdot P_c = \frac{1}{P_r} - \frac{1}{Z} \left(\frac{dZ}{dP_r} \right) \quad (45)$$

Usando esta definición y las curvas del factor de desviación para gases naturales (Figura 2.15), las cuales son funciones de presiones y temperaturas pseudoreducidas, Trube obtiene las curvas señaladas en la Figura 2.17, las cuales permiten estimar la compresibilidad pseudoreducida de un gas (C_r) como una función de la presión y temperatura pseudoreducidas. La compresibilidad del gas se obtiene finalmente por el cociente entre la compresibilidad pseudoreducida (C_r) y la presión pseudocrítica (P_c), es decir, mediante la ecuación 45.

Ejemplo:

Estimar la compresibilidad de un gas de gravedad específica igual a 0,9 a 150 °F y 4500 lpca.

Solución:

En la Figura 2.16 con γ_g se halla $P_c = 655$ lpca y $T_c = 445$ °R.

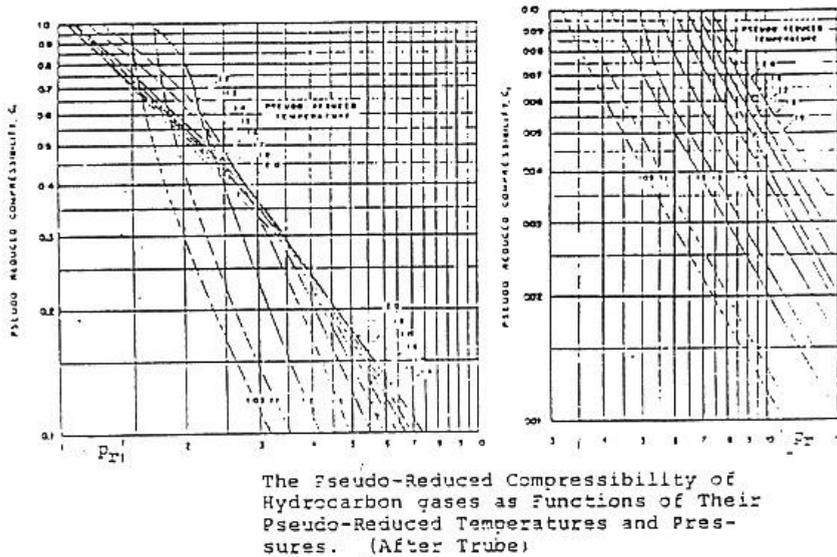


Figura 2.17

Luego:

$$P_r = \frac{4500}{655} = 6,87 \text{ y } T_r = \frac{460 + 150}{445} = 1,37$$

En la Figura 2.17 se obtiene $C_r=0.055$ para los valores de P_r y T_r determinados. Ya que $P_c = 655$ lpca, entonces:

$$C_g = \frac{C_r}{P_c} = \frac{0,055}{655} = 84 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Viscosidad de los gases

El coeficiente de viscosidad es una medida de la fricción interna o resistencia al flujo ejercida por un fluido.

Ello se debe al intercambio de momentum entre las moléculas del fluido que se mueven constantemente. Como las moléculas se muevan a variadas velocidades ellas se golpean entre sí e intercambian entre ellas momentum. Este intercambio de momentum ocasiona una fuerza de corte pegajosa, cuya forma de medir es la viscosidad. A medida que la temperatura

incrementa la energía cinética de las moléculas aumenta y más colisiones moleculares ocurren, incrementando así la viscosidad. Al incrementar la presión, la distancia entre las moléculas disminuye originando más colisiones, incrementándose la viscosidad.

Sin embargo, la viscosidad de gases de alta gravedad decrece con el incremento de la presión hasta alrededor de 1000 Ipca. Las moléculas más pesadas tienen menor velocidad y en consecuencia menos colisiones a estas bajas presiones. Esta tendencia se invierte a altas presiones, porque las distancias intermoleculares son entonces suficientemente menores para originar más colisiones e incrementar la viscosidad.

La unidad absoluta es el poise que es dina-seg/cm² o g/(seg-cm), pero lo que usualmente se usa es el llamado centipoise (cp), el cual es la centésima parte del poise. Entonces:

$$1\text{cp} = \frac{\text{gr}}{100 \text{ cm.seg}}$$

El término viscosidad normalmente se usa para la viscosidad dinámica para diferenciarla de la viscosidad cinemática, la cual se define como la viscosidad dinámica dividida entre la densidad del fluido. Así:

$$\text{Viscosidad cinemática } \nu = \frac{\text{Viscosidad dinámica } \mu}{\text{Densidad } \rho}$$

La viscosidad cinemática es generalmente dada en centistokes, el cual se define como centipoise/(gr/cm³). Así las unidades del centistokes son cm²/ (100 seg).

Los análisis de muestras en el laboratorio (PVT) no incluyen la medición de la viscosidad del gas en el yacimiento y esta información es necesaria para la solución de problemas de flujo de fluidos. Fundamentalmente este parámetro se determina por correlaciones empíricas, entre los cuales se tienen las siguientes:

- a. Una muy conveniente ha sido la publicada por Katz Bicher (Bicher, L.B. and D.L.Katz. "Viscosity of Natural Gases", Trans AIME, 1944, Vol 155), en la cual se correlaciona viscosidad con gravedad a cuatro temperaturas y un amplio intervalo de presión. En el caso de temperaturas diferentes se interpola entre ellas. Estos estudios fueron hechos para mezclas de metano y propano y ellas son

aplicables si el contenido de nitrógeno (N₂) es menor que 5,0%. En las Figuras 3.18 y 3.19 se presentan estas correlaciones y su error promedio es de 5,8%.

- b. Una formulación matemática es la ofrecida por Lee y Colaboradores del Instituto Tecnológico del Gas, de Chicago y es la siguiente:

$$\mu(\text{micropoise}) = \mu_0 \cdot \exp[X T \rho^{YT}]$$

la cual fue modificada a:

$$\mu = K \cdot \exp[X \rho^Y] \quad (43)$$

donde:

μ_0 es la viscosidad del gas a condiciones normales de P y T.

$$K = \frac{(7,77 + 0,0063MT)T^{1.5}}{122,4 + 12,9M + T}$$

$$X = 2,57 + \frac{1914,5}{T} + 0,0095M$$

$$Y = 1,11 + 0,04X$$

- c. Carr y Colaboradores (Carr, N.L., Kobayaski, R, and Burrows, D.B. "Application of Correlation to the Prediction of Viscosities of Natural Gas Mixtures", Trans. AIME, 1954, Vol.201, p.264) han presentado también unas correlaciones muy completas, las cuales se cree que suministran los valores más precisos para la viscosidad de mezclas, de gases naturales. Estas correlaciones relacionan la razón de viscosidad μ/μ_1 con la presión pseudo-reducida, donde μ es la viscosidad de la mezcla a las condiciones existentes y μ_1 es la viscosidad del gas a la presión atmosférica y la temperatura existente. En la Figura 2.21 se obtiene un valor para μ_1 si M es conocida para la mezcla (o puede hallarse μ_1 a partir de los componentes individuales, mediante la Figura 2.20 y luego hallarse un promedio mediante la expresión siguiente:

$\mu_1 = (\sum \mu_i Y_i M_i^{0,5}) / (\sum Y_i M_i^{0,5})$, donde Y_i es la fracción molar o volumétrica del componente i y M_i su correspondiente peso

molecular). Ajustes para la presión y temperatura pseudo-reducidas son completados con las Figuras 3.21 (b) y (a).

Ejemplo:

Determinar la viscosidad de una mezcla gaseosa a 200 °F y 1 atmósfera absoluta, siendo su composición la siguiente:

Componente	Fracción Molar
Metano	0,85
Etano	0,09
Propano	0,04
N-Butano	0,02

Solución:

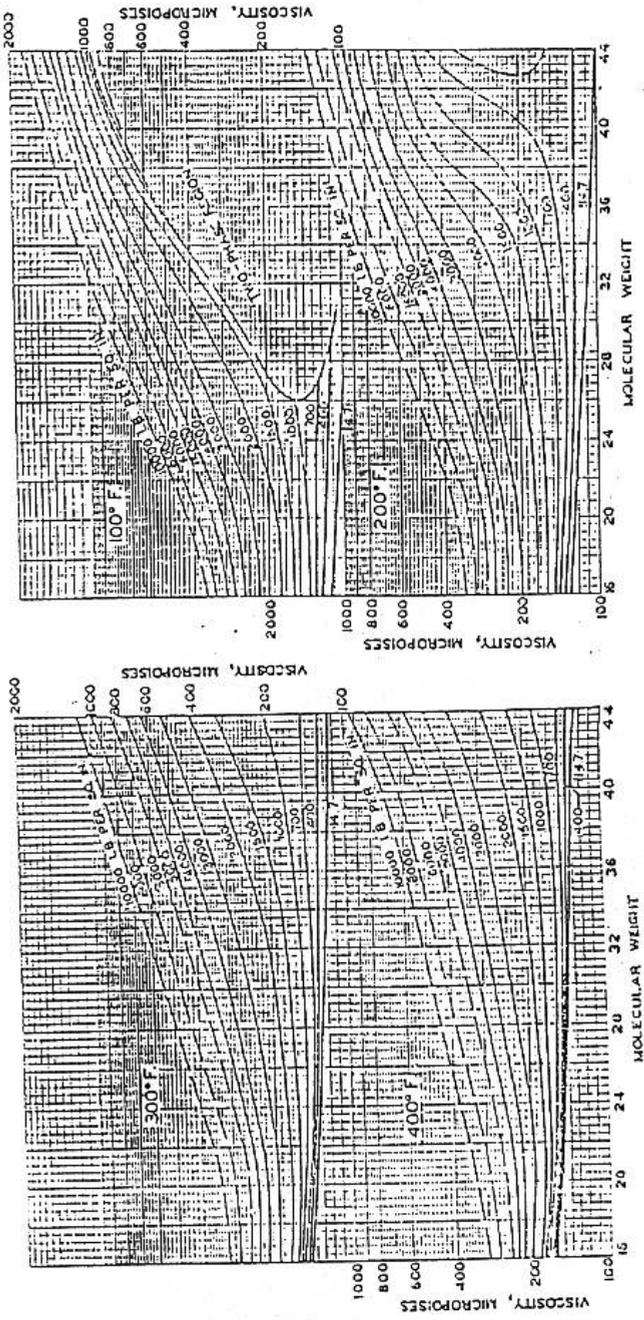
En la Figura 2.20 se determina la viscosidad de cada componente a 200 °F y 14,7 lpca, las cuales se señalan en la tabla inferior (μ_{gi}) en la columna (6).

(1) Comp.	(2) Y_i	(3) M_i	(4) $M_i^{0,5}$	(5) $Y_i \cdot M_i^{0,5}$	(6) μ_{gi}	(7) $\mu_{gi} + Y_i M_i^{0,5}$
C ₁	0,85	16,0	4,00	3,400	0,0130	0,0442
C ₂	0,09	30,1	5,48	0,493	0,0112	0,0055
C ₃	0,04	44,1	6,64	0,266	0,0098	0,0026
C ₄	0,02	58,1	7,62	0,152	0,0091	0,0014

$$\Sigma=4,311$$

$$\Sigma=0,0537$$

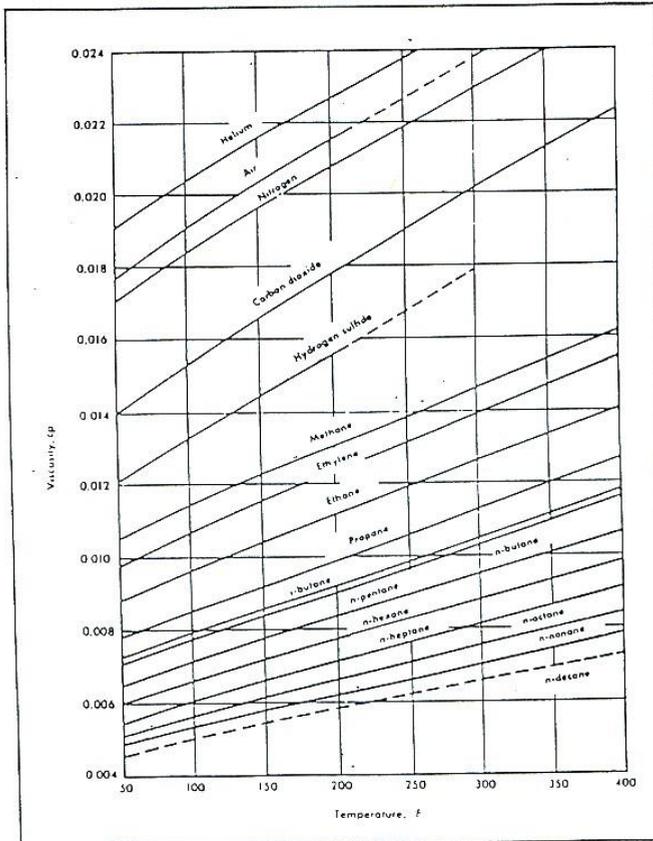
$$\mu_g = \frac{\sum \text{Columna (7)}}{\sum \text{Columna (5)}} = \frac{0,0537}{4,311} = 0,0125 \text{ cp}$$



Bicher and Katz Correlations of Gas Viscosity With Molecular Weight (Methane and Propane Mixtures).

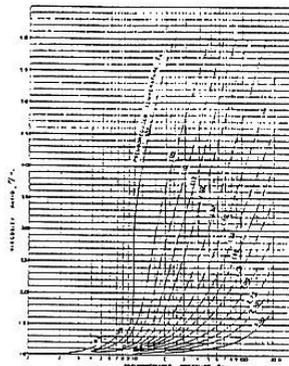
Figura 2.17.

Properties of Gases



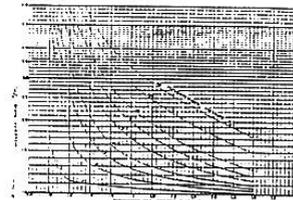
Viscosity of gases at atmospheric pressure. (Carr. et al., *Trans.*, AIME, 201, 269, with permission).

Figura 2.18.



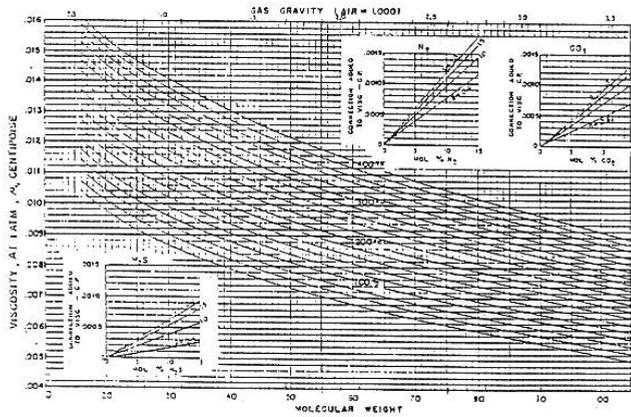
Viscosity Ratio vs. Pseudo-reduced Pressure.

(a)



Viscosity Ratio vs. Pseudo-reduced Temperature.

(b)



(c)

Viscosity of Paraffin Hydrocarbon Gases at 1 atm. (From Car et al.)

Figura 2.19.

2.3 Propiedades del Estado Líquido

Un líquido es un fluido sin forma definida pero que tiene un volumen definido para una masa dada y un conjunto de

condiciones. En esta forma, un líquido toma la forma del recipiente que lo contiene pero no necesariamente lo llena.

Comportamiento Volumétrico de los Líquidos

El volumen de un líquido ideal no cambia con la presión y la temperatura y su viscosidad debe valer cero porque no hay fricción intermolecular. Sin embargo, los líquidos reales se desvían ampliamente del comportamiento ideal. En consecuencia, una fórmula sencilla general de estado no ha sido desarrollada para los líquidos.

Compresibilidad de los Líquidos

La relación presión-volumen en los líquidos es tal que la compresibilidad es casi constante. Así, a partir de:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = \frac{-d(\ln V)}{dP} \quad (44)$$

Como "C" es constante prácticamente, se tiene que:

$$d(\ln V) = C dP$$

$$\int_{V_i}^V d(\ln V) = C \int_{P_i}^P dP$$

$$\ln \frac{V}{V_i} = -C(P - P_i) \quad (45)$$

$$V = V_i \cdot e^{-C(P - P_i)} \quad (46)$$

En forma similar:

$$\rho = \rho_i \cdot e^{-C(P - P_i)} \quad (47)$$

Como C es a menudo un valor muy pequeño para los líquidos y $e^x \approx 1 + X$, (cuando X es pequeña), las Ecs. (46) y (47) pueden escribirse como:

$$V \approx V_i [1 - C(P - P_i)] \quad (48)$$

$$\rho \approx \rho_i [1 + C(P_i - P)] \quad (49)$$

Arreglando la Ec. (48) convenientemente se obtiene:

$$C = -\frac{1}{V_i} \left(\frac{V_i - V}{P_i - P} \right) \quad (50)$$

El sub-índice i se refiere a las condiciones iniciales o de referencia. La Ec. (48) demuestra que el comportamiento del volumen es una función lineal de presión.

Gravedad Específica de un Líquido.

Es la densidad de un líquido entre la densidad del agua, ambas a la misma temperatura y presión. Así:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (51)$$

Algunas veces la gravedad específica es dada como una relación $60^\circ/60^\circ$, lo cual significa que ambas densidades del líquido y el agua han sido medidas a 60° F y una atmósfera de presión.

En la industria petrolera la gravedad del petróleo se especifica como gravedad API (medida en grado) definida como:

$$API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (52)$$

donde γ_o es la gravedad específica a $60^\circ/60^\circ$.

"A mayor gravedad API es mayor el valor económico o precio del petróleo".

El líquido a condiciones de tanque está compuesto fundamentalmente por propano y componentes más pesados, mientras que el líquido a condiciones de yacimiento contiene apreciables cantidades de metano y etano que se vaporizan cuando la mezcla de hidrocarburos es producida. La gravedad API del líquido a condiciones de tanque es medida directamente con hidrómetro. Esta gravedad medida es corregida a temperatura normal de 60° F usando tablas tales como las ASTM o manuales como TAG o gráficos tales como el de la Figura 2.22. Las densidades pueden ser determinadas de

gravidades y corregidas a cualquier temperatura usando gráficos como los presentados en las Figuras 3.23 y 3.24.

Densidad de un Líquido:

Es muy importante en ingeniería de petróleos estimar la densidad del petróleo a condiciones de yacimiento, ya que ello permite establecer la merma del volumen que ocurre en el líquido extraído desde el yacimiento hasta la superficie mientras progresa la explotación del campo. Hay varios métodos para calcular el volumen que ocupa determinada masa de líquido a altas temperaturas y presiones.

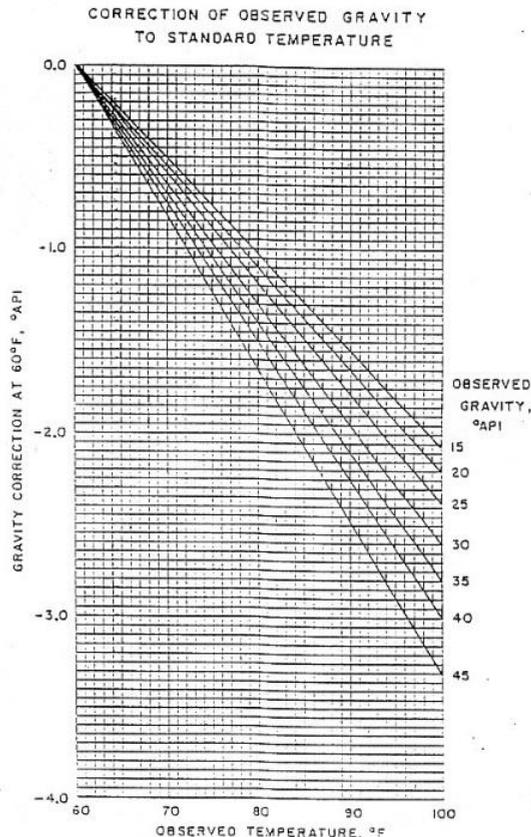


Figura 2.20.

También el procedimiento para "estimar la densidad de un crudo en el yacimiento a presiones por encima de la presión del punto de burbujeo no es el mismo que el procedimiento usado para presiones por debajo de la presión de burbujeo.

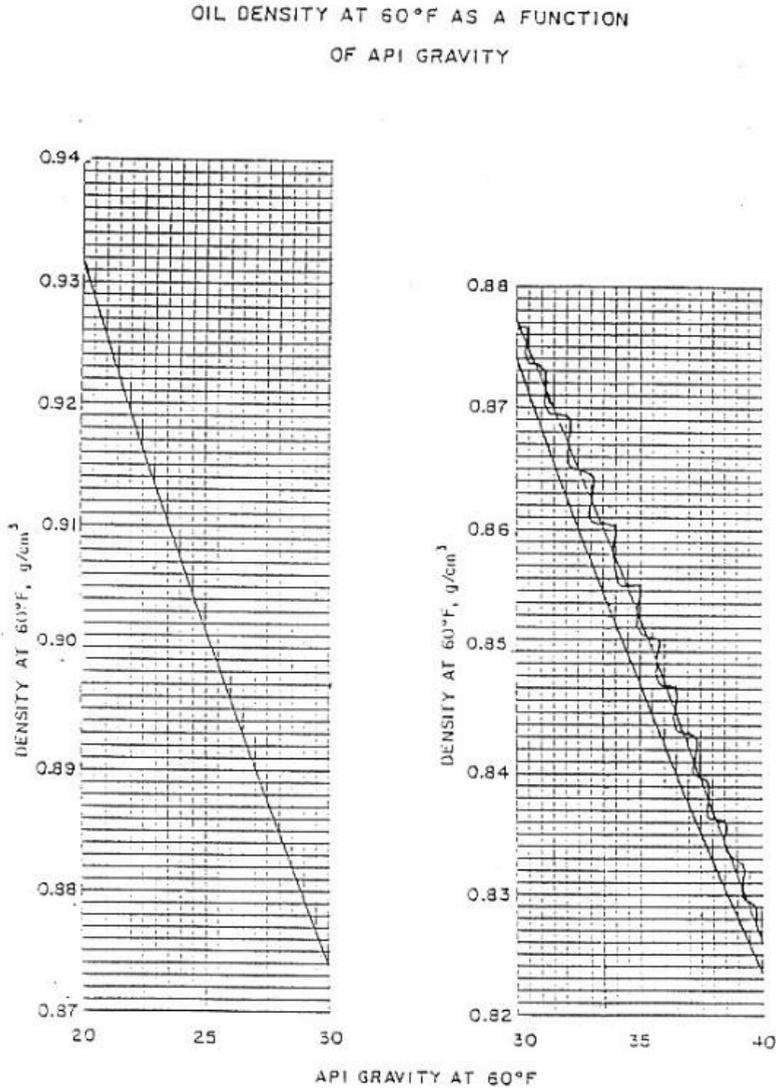


Figura 2.21.

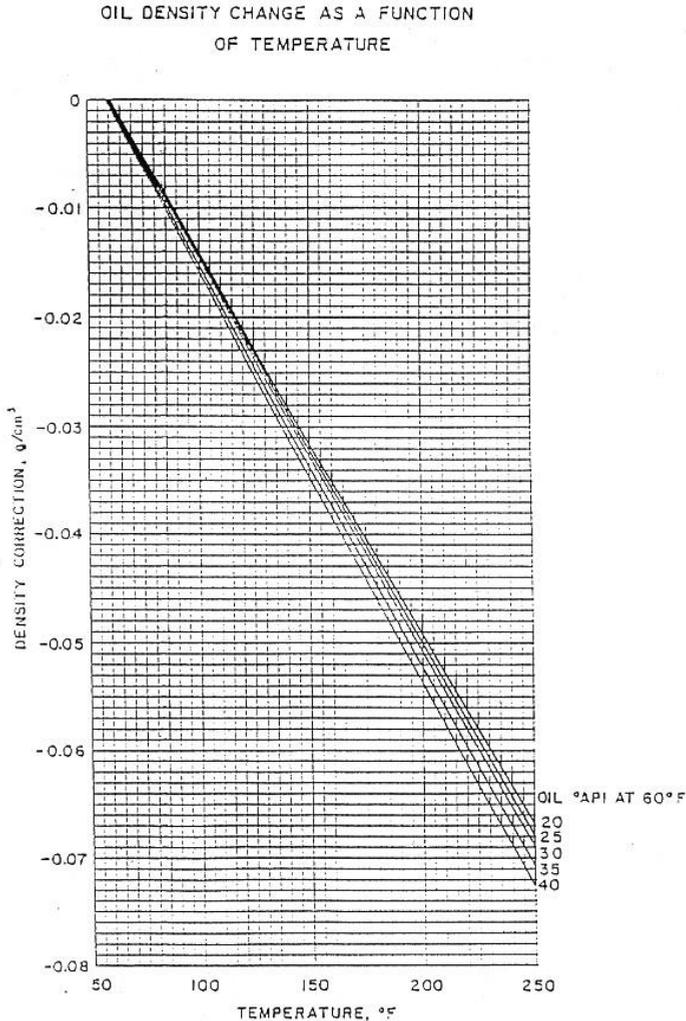


Figura 2.22.

Densidad de una mezcla de hidrocarburos en estado líquido

Una solución líquida ideal es una mezcla de líquidos en la cual no hay fuerzas de atracción entre los componentes de la solución y por lo cual no hay cambios en la energía interna al mezclarse. Bajo estas condiciones no hay cambios de ningún

tipo en las características de los líquidos y solo ocurre una simple disolución de un líquido en otro.

Cuando los líquidos se mezclan para dar una solución ideal no hay efecto calórico y las propiedades son estrictamente aditivas. El volumen de la solución ideal es la suma de los volúmenes de los líquidos componentes y no hay merma ni expansión cuando los líquidos se mezclan. Otras propiedades físicas de la solución tales como índice de refracción, viscosidad y presión de vapor pueden determinarse directamente mediante el promedio de las propiedades de los componentes que constituyen dicha solución. No hay soluciones líquidas ideales así como no hay tampoco mezclas de gases ideales; sin embargo, cuando líquidos de características físicas y químicas muy similares se mezclan, el comportamiento de la solución resultante es muy parecido al comportamiento de una solución ideal. Afortunadamente, la gran mayoría de mezclas líquidas encontradas en la industria petrolera son mezclas de hidrocarburos con características similares, así que los principios de una solución ideal pueden ser aplicados a los cálculos de las densidades de estas soluciones.

La aplicación de los principios de una solución ideal para el cálculo de la densidad de un líquido es muy fácil; un simple cálculo del peso y el volumen de cada componente de la mezcla y sumar estos pesos y volúmenes para determinar el peso y el volumen de la mezcla. La densidad es simplemente el peso total entre el volumen total. Cálculos de este tipo son generalmente hechos a 60°F de temperatura y 14,7 lpsca de presión.

Las densidades de líquidos en el yacimiento deben ser calculadas por un procedimiento especial debido a las relativas altas fracciones molares del etano y el metano. Las moléculas más pesadas en el líquido del yacimiento tienen una fuerte fuerza de atracción que compacta y atrapa las moléculas de metano y etano, dando entonces una densidad aparente mayor a la que estos hidrocarburos tienen normalmente a las condiciones de temperatura y presión del yacimiento. En la Tabla 1 se muestran los cálculos típicos para determinar la densidad del petróleo a condiciones de yacimiento. En dicha tabla se señalan los componentes del crudo, su porcentaje en peso en la mezcla y su densidad o aparente densidad a condiciones normales de superficie. La densidad del heptano más (C_7+) ha sido medida por un hidrómetro. Suponiendo que la mezcla total pese 100

g. el volumen de propano y componentes más pesados se calcula por la relación:

$$V_i = W_i / \rho_i \quad (53)$$

donde V_i , W_i y ρ_i representan el volumen, peso y densidad respectivamente del componente i . Entonces la densidad del propano y fracciones más pesadas es:

$$\rho_{C_{3+}} = \frac{\sum_{i=3}^n W_i}{\sum_{i=3}^n V_i} \quad (54)$$

Tabla 1. Cálculos Densidades del Petróleo a condiciones yacimiento ($P=5745$ Ipca y $T=300$ °F)

Comp onente	% Peso	Densidad (g/cm ³)	Densidad Aparente (g/cm ³)	Volumen (cm ³)
Metano	10,26		0,330	31,09
Etano	2,39		0,513	4,66
Propano	1,01	0,506		2,00
Isobutano	0,42	0,562		0,75
N-Butano	0,73	0,583		1,25
Isopentano	0,53	0,623		0,85
N-Pentano	0,53	0,629		0,84
Hexano	1,81	0,662		2,73
Heptano más	82,32	0,884		93,12
	100,00			137,29

- Densidad del C_{3+} = $87,35/101,54 = 0,860$ gr/cm³.
- Densidad Aparente del C_2 = $0,513$ gr/cm³. (De la Figura 2.25)
- Densidad del C_{2+} = $89,74/106,20 = 0,845$ gr/cm³.
- Densidad Aparente del C_1 = $0,33$ gr/cm³. (De la Figura 2.25)
- Densidad de la mezcla = $100/137,29 = 0,728$ gr/cm³ = $45,4$ lb/pe³ a 60°F y $14,7$ Ipca.
- Corrección por presión de $14,7$ Ipca a 5745 Ipca

- + 1,71lbs/pies³ (Fig. 3.26)
- Corrección por temperatura de 60°F a 300°F
- -6,4 lbs/pie³ (Fig. 3.27)
- Densidad de la mezcla a 300° F y 5745 Ipca = 40,7 lbs/pie³ (0,652 gr/cm³)
- Densidad por prueba de laboratorio a 300°F y 5745 lpca=40,4 lbs/pie³ (0,647 gr/cm³).

La densidad aparente del etano (C₂) es entonces leída en la Figura 2.25, a partir de la densidad del propano más (C₃₊). A continuación se determina la densidad del etano y componentes más pesados (C₂₊) y la densidad aparente del metano es determinada también en la Figura 2.25. La densidad de la mezcla es entonces corregida a la presión y temperatura del yacimiento usando las Figuras (3.26) y (3.27) respectivamente. Obsérvese en el ejemplo presentado en la Tabla 1 la gran similitud entre el valor calculado y el determinado por experimentación en prueba de laboratorio.

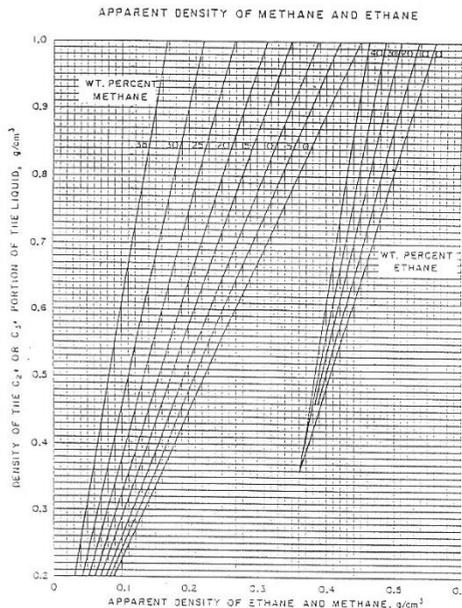
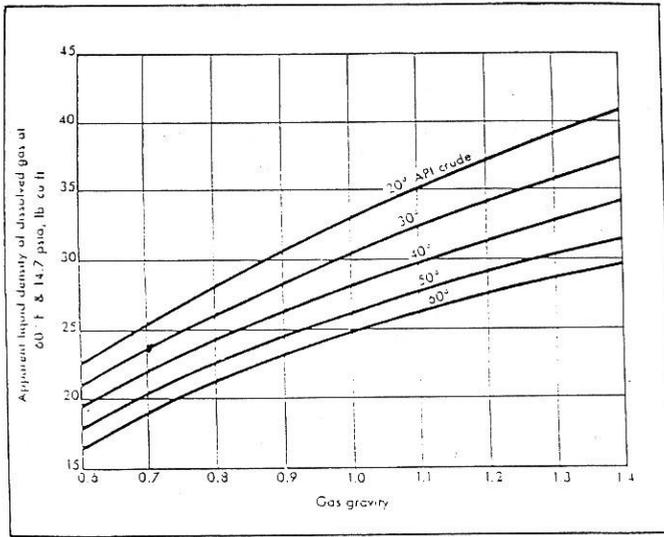


Figura 2.23.



Apparent liquid densities of natural gases. (Katz, *API Drilling and Production Practice*, 1942, 140, with permission)

Figura 2.25-A.

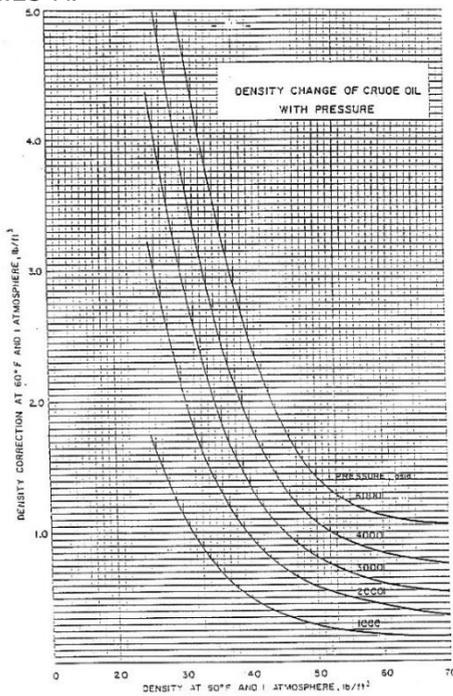


Figura 2.24.

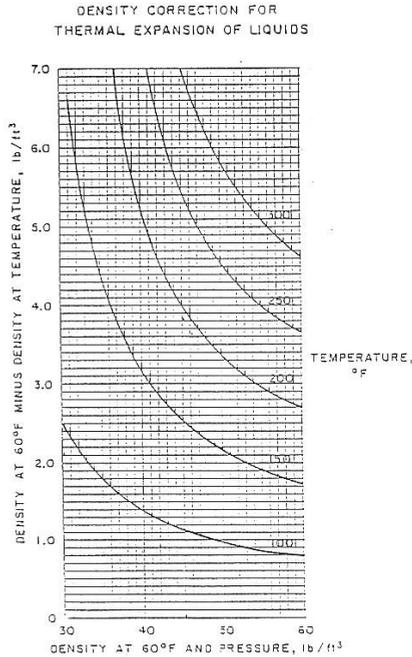


Figura 2.25.

Tensión Interfacial y Viscosidad de Líquidos

La tensión interfacial entre una fase líquida y una fase gaseosa en equilibrio es una función de la presión, la temperatura y la composición de las fases. Para una sustancia pura o la temperatura o la presión pueden especificarse y las otras propiedades requeridas para determinar la tensión interfacial serán definidas por la curva de presión de vapor. Más allá del punto crítico la tensión interfacial es cero ya que no hay límites de fases. La tensión superficial es menor cuando el gas está disuelto en el crudo. Petróleos de bajas tensiones interfaciales fluyen a través del yacimiento más fácilmente.

Los valores de tensión superficial para el petróleo son necesarios para resolver problemas relacionados con los fenómenos capilares y la mejor forma de obtener estos valores es mediante pruebas de laboratorio para cada petróleo en particular.

La viscosidad de los líquidos, al igual que la viscosidad de los gases, es una medida de la resistencia al flujo. En contraste a la viscosidad de los gases, la viscosidad de los líquidos decrece con el incremento de la temperatura. Esto es generalmente atribuido al incremento de la distancia entre las moléculas originado por la expansión térmica del líquido. La viscosidad del líquido incrementa con el peso molecular y con la densidad.

Generalmente la viscosidad del líquido incrementa con el incremento de la presión encima del punto de burbujeo. Por debajo de la presión de burbujeo, ambos gas y líquido están presentes y un incremento en la presión origina que los componentes gaseosos ligeros presentes entren a la fase líquida, disminuyendo la viscosidad del líquido. Así, a mayor gas disuelto en el petróleo del yacimiento, menor es la viscosidad del crudo y más fácilmente fluirá este en el yacimiento. En la Figura 2.28 se muestra gráficamente el comportamiento antes descrito.

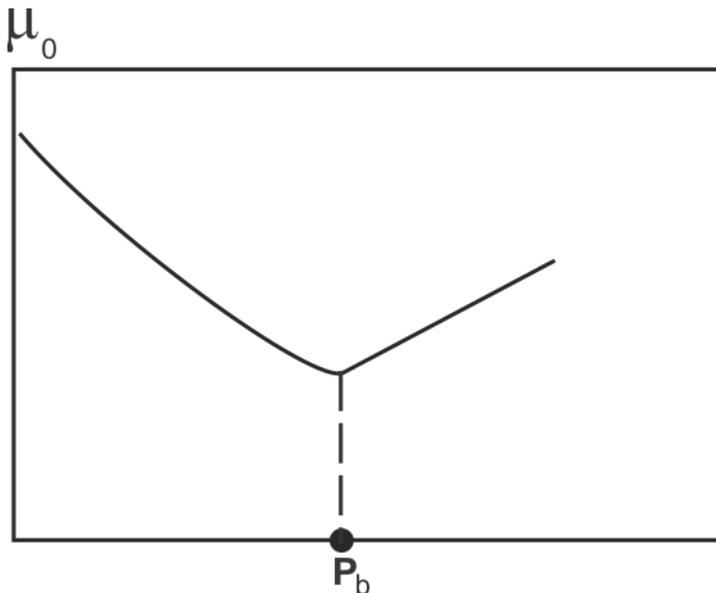


Figura 2.26. $\mu_0 = f(P)$ para un petróleo a condiciones de yacimiento.

Existen correlaciones muy útiles para estimar la viscosidad del petróleo libre de gas o petróleo muerto a la presión

atmosférica y temperatura del yacimiento cuando la gravedad API a condiciones de superficie o tanque es conocida.

La viscosidad del petróleo saturado de gas (μ_{os}) a condiciones de yacimiento puede ser estimado usando la correlación de Chew-Connally, en la siguiente forma:

$$\mu_{os} = A(\mu_{od})^b \quad (55)$$

o también

$$\log \mu_{os} = \log A + b \log \mu_{od} \quad (56)$$

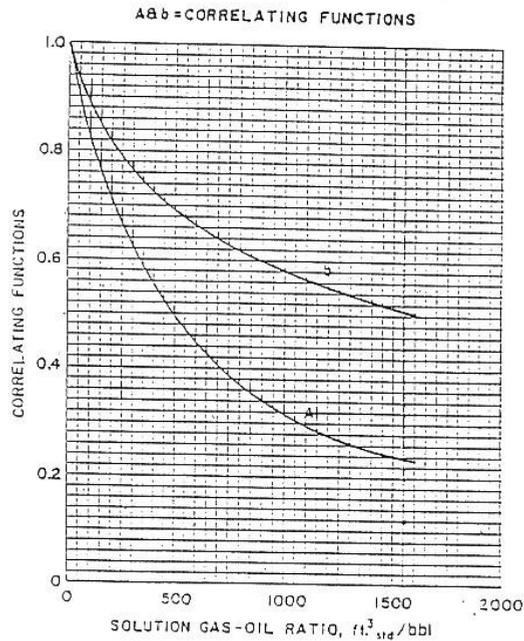


Figura 2.27.

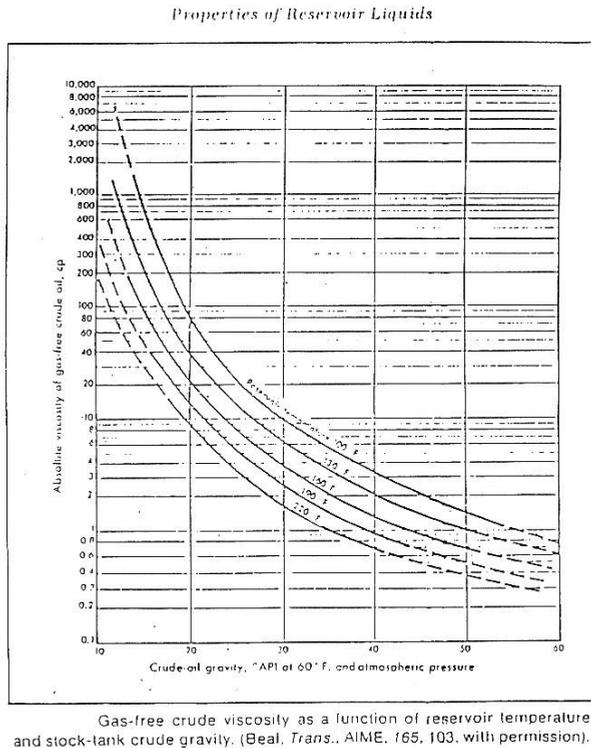


Figura 2.28.

Solubilidad del Gas, R_s .

Al referirse a la expresión "solubilidad o gas disuelto en el petróleo" es como si se tratase de un sistema de dos componentes. Aunque es muy conveniente su discusión en esta forma, de hecho el gas natural y el petróleo son ambos mezclas de sistemas multicomponentes y las cantidades de gas y petróleo se establecen por el equilibrio gas-líquido considerado. El uso del término "solubilidad" implica que hay un límite a la cantidad de gas que puede ser disuelto en el petróleo. Esto es incorrecto. La cantidad de moléculas formadas de gas en la fase líquida a la temperatura del yacimiento esta limitada solamente por la presión o por la cantidad de moléculas livianas presentes".

La solubilidad del gas es la cantidad de gas que se desprende del líquido a medida que el líquido es transportado hasta las

condiciones de superficie desde la condición de presión del yacimiento. El comportamiento típico que se tiene de la solubilidad en función de la presión se muestra en la Figura 2.31 y se mide mediante el término Relación Gas Disuelto o en Solución - Petróleo (R_s).

Relación Gas Disuelto o en Solución-Petróleo

"Es el volumen de gas, a condiciones de superficie (generalmente PCN), que se disuelve a condiciones de yacimiento, en una unidad volumétrica de petróleo a condiciones de superficie (generalmente BN)".

En condiciones originales de yacimiento se le indica por R_{si} .

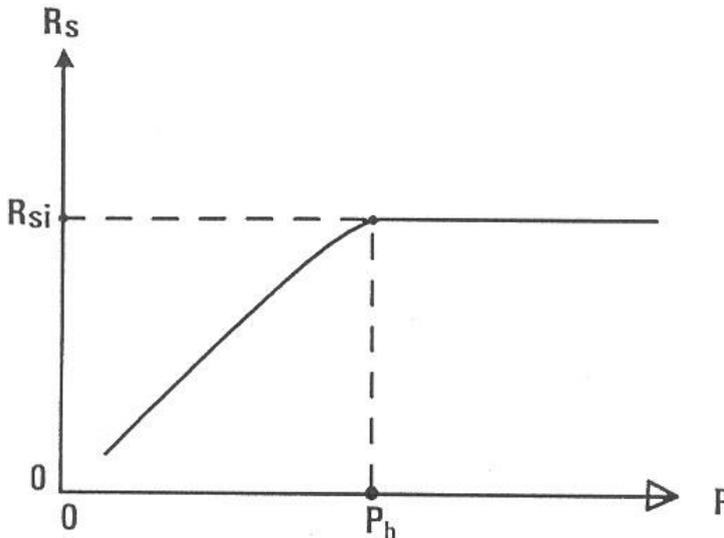
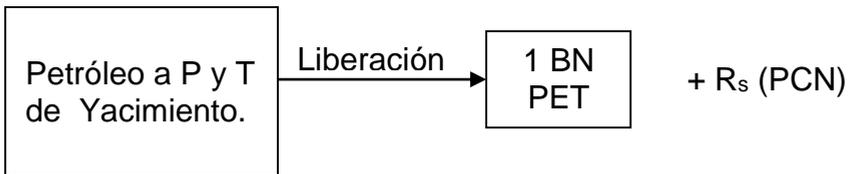


Figura 2.29. Solubilidad del gas en función de presión a temperatura de yacimiento constante.

En un yacimiento, tal como se muestra en la Figura 2.31, la solubilidad del gas a presiones mayores a la presión en el punto de burbujeo (P_b) es constante e igual a R_{si} , ya que a estas presiones no se desarrolla gas en el espacio poroso y la mezcla como líquido se desplaza hacia el pozo. Cuando la presión se reduce por debajo de la presión de burbujeo, se comienza a formar gas en el yacimiento y menos gas permanece en el líquido. La diferencia entre la solubilidad en el punto de burbujeo y la solubilidad a cualquier presión por debajo del punto de burbujeo representa la cantidad de gas que ha sido liberada en el espacio poroso debido a la reducción de la presión por debajo del punto de burbujeo.

La solubilidad del gas en el petróleo depende de los siguientes factores:

- Presión. A mayor presión mayor solubilidad.
- Temperatura. A medida que aumenta la temperatura disminuye la solubilidad del gas.
- Gravedad API del petróleo. A presión y temperatura constante al aumentar la gravedad API mayor es la solubilidad del gas.
- Composición del gas. A medida que aumenta la gravedad del gas aumenta la solubilidad del mismo.
- Tipo de liberación. La manera de separarse el gas del petróleo produce diferentes valores de R_s .

Liberación Instantánea y Liberación Diferencial

A condiciones de yacimiento, la presión y temperatura son muy diferentes de las condiciones de presión y temperatura existentes en la superficie. Los fluidos van del yacimiento a las tuberías de producción, luego a separadores y finalmente a los tanques de almacenamiento con cambios de presión y temperatura a todo lo largo de este proceso continuo.

Se ha observado que para muestras iguales de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (P y T)₂ al ser llevadas a condiciones de superficie (P y T)₁ en forma diferente la distribución de los componentes totales de la mezcla entre las fases gaseosas y líquidas varía. En otras

palabras, las condiciones de separación afectan la composición y volumen de los gases y líquidos a obtenerse de una mezcla de hidrocarburos que tenga una composición total fijada.

En el laboratorio se distinguen dos formas de separación que son esencialmente diferentes: la liberación o separación instantánea (flash) y la liberación o separación diferencial.

En la liberación instantánea todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión se mantienen en contacto íntimo y en equilibrio con la fase líquida de la que se liberaron. En consecuencia, la composición del sistema no cambia. Al igual que en la separación diferencial, el volumen de petróleo al punto de burbujeo se emplea como referencia para volúmenes a otras presiones, durante el proceso. La presión se reduce a un nivel predeterminado, aproximadamente 100 Ipc. por debajo de P_b donde se desprende el gas, y se permite que transcurra cierto tiempo para que el petróleo y el gas se pongan en equilibrio. El nivel de presión y el volumen total del petróleo y gas se anotan.

El gas no es removido y la presión se reduce aún más en unas 100 a 200 Ipc., y el volumen total se anota a la presión determinada. Al final de la prueba, la presión se reduce a 0 Ipc y el volumen total de gas se mide. El volumen de petróleo residual a 0 Ipc da la base para determinar R_{si} y B_{ob} . La Figura 2.32 resalta esquemáticamente varias etapas de presión durante el análisis de una muestra sometida al proceso de liberación instantánea. La muestra tiene una presión de burbujeo (por ejemplo, 1410 Ipc) y las Figuras 3.32A y 3.32B enseñan la muestra a presiones por encima de P_b y a P_b , respectivamente. Las Figuras No 3.32C y 3.32D muestran los volúmenes de gas y petróleo que resultan de las presiones por debajo del punto de burbujeo (P_b).

En el proceso de liberación diferencial todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión son retirados continuamente del contacto con la misma tan pronto como se van liberando. En consecuencia, la composición de la muestra o del sistema cambia. El volumen de petróleo y del gas disuelto a la presión de burbujeo P_b es conocido y es la base para comparar los volúmenes de petróleo a otros niveles de presión. Para obtener información sobre la compresibilidad del petróleo (C_0), antes de que ocurra liberación de gas, la muestra se somete a presiones considerablemente más altas que P_b y se mide el volumen de petróleo.

Sin embargo, la mayoría de los datos se obtienen reduciendo la presión por debajo de P_b . La presión se reduce a un nivel pre-determinado (posiblemente 100 Ipc por debajo de P_b) y se da tiempo para que el gas y el petróleo se equilibren a esta presión. Todo el gas es desplazado con mercurio (H_g) mientras se mantiene la presión constante a este nivel. El volumen de gas removido y el volumen de petróleo remanente se miden y se anotan conjuntamente con el nivel de presión. Se repite la operación haciendo descender la presión a otro nivel, posiblemente 100 o 200 Ipc., por debajo de la presión anterior. La prueba se concluye generalmente a una presión de 0 Ipc.

El volumen de petróleo a 0 Ipc se corrige a 60°F que es la condición de almacenamiento en tanque. El proceso diferencial puede explicarse más por la Fig. 3.33. La Fig. 3.33A destaca la muestra a presión considerablemente mayor que P_b . La Fig. 3.33B la presión está justamente en el punto de burbujeo (por ejemplo, 1410 Ipc). La Fig. 3.33C-1 muestra el espacio creado por el gas, cuando es reducida la presión por debajo de P_b (por ejemplo, 1300 Ipc.). En la Fig. 3.33C-2 la presión todavía se mantiene a 1300 Ipc, pero el gas ha sido desplazado por el mercurio. La Fig. 3.33 D-1 enseña el gas desprendido cuando la presión fue reducida de 1300 Ipc a 1100 Ipc, y la Fig. 3.33D-2 muestra el volumen de petróleo a 1100 Ipc.

El proceso instantáneo libera mayor cantidad de gas que el proceso diferencial sobre muestras de idéntica composición inicial que se separen a temperaturas iguales. Por ello, al liberarse más gas, el volumen de líquido obtenido en un proceso instantáneo es inferior al obtenido en un proceso diferencial. Ello se debe a que el gas adicional se genera a expensas de una merma o reducción del líquido remanente, porque los componentes intermedios del sistema (propano, butano, pentano) en la fase líquida se vaporizan más, al estar en contacto con la totalidad del gas desprendido. A bajas presiones la separación es aún más acelerada, en el proceso instantáneo a la misma temperatura, debido a la liberación de la mayoría de los hidrocarburos intermedios del líquido.

La gran confusión que generalmente se observa en los conceptos sobre cual proceso genera mayor volumen de gas se origina al introducir variaciones de temperatura. Hasta ahora se ha discutido ambos procesos a igual temperatura. Sin embargo, los separadores de superficie (proceso instantáneo una vez que las tasas de entrada y salida al mismo

se han estabilizado) operan a una temperatura mucho más baja que la temperatura del yacimiento. Por eso, generalmente se hacen pruebas de separación instantánea a baja temperatura (70-90°F) y un análisis de fluidos (PVT) diferencial completo a temperatura de yacimiento. Bajo estas condiciones (temperaturas diferentes) generalmente la prueba de separación diferencial produce más gas y ello pareciera contradecir lo antes expuesto. Sin embargo, bajo estas condiciones los dos procesos no son comparables ya que se han efectuado a temperaturas diferentes.

Aunque las condiciones que llevan a procesos de liberación instantánea y diferencial se pueden crear en el laboratorio, hay que seleccionar un método que reproduzca en lo posible las condiciones que realmente ocurren en la explotación de los yacimientos en el campo.

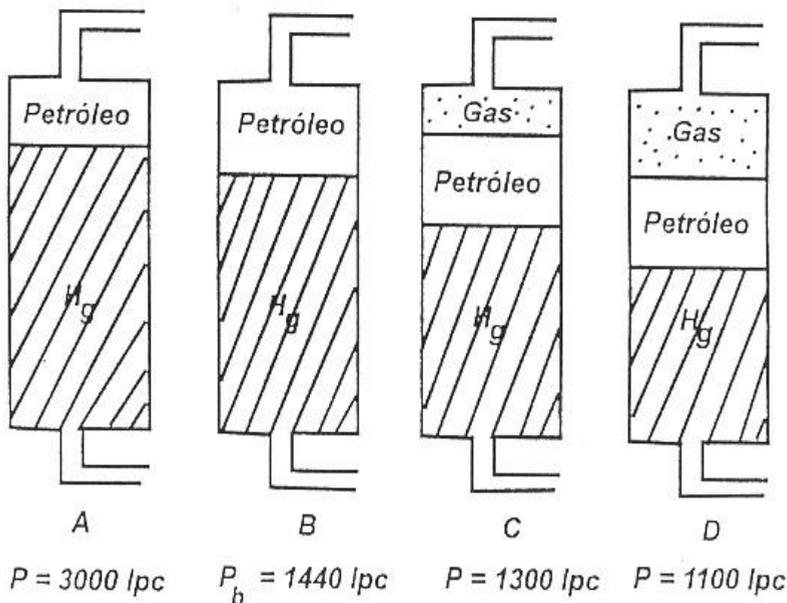


Figura 2.30. Proceso de liberación instantánea.

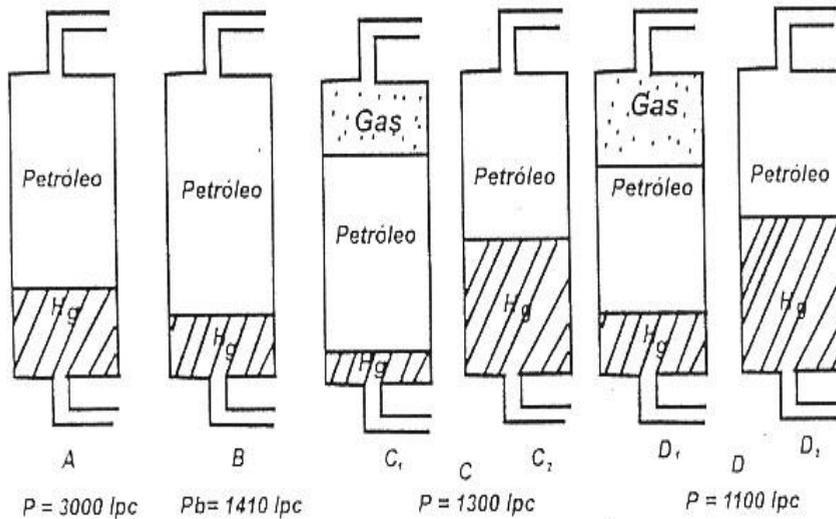


Figura 2.31. Proceso de Liberación Diferencial.

Aún con sus excepciones y/o desventajas generalmente se espera que el proceso de liberación diferencial es a nivel de yacimiento (especialmente si la saturación de gas es mayor al valor crítico); en las tuberías una mezcla de ambos procesos y un proceso instantáneo en los separadores y tanques, donde luego se miden los fluidos producidos.

En vista de que en el proceso real de producción generalmente ocurre la secuencia completa antes expuesta, se utiliza un "análisis de fluidos (PVT) compuesto" que se prepara a partir de la información de separación instantánea y diferencial, dando lugar a un híbrido que reproduzca lo mejor posible la secuencia total de los procesos que ocurren en la producción de los hidrocarburos.

Para deducir si la información a usarse en un estudio de yacimiento debe ser la instantánea o la diferencial, se debe saber si el gas que se desprende en el yacimiento se tornará móvil. Si se espera que la saturación de gas no exceda el valor crítico, entonces debería usarse la información instantánea. Esto aplicaría a la gran mayoría de los yacimientos de empuje de agua o a yacimientos en los que la presión es mantenida por un casquete de gas o por inyección de agua. Del otro lado, para un yacimiento de empuje por gas en solución, en donde el gas desprendido en el yacimiento se torna móvil, la información diferencial es más representativa.

Para algunos yacimientos donde el empuje de gas en solución provee solamente parte de la energía para producir el crudo, el promedio de la información instantánea y diferencial puede ser la más exacta. Para la mayoría de los crudos cuya merma es baja y donde B_{ob} es menos de alrededor de 1,2 BY/BN, no existe generalmente diferencia significativa entre la información instantánea y la diferencial. Sin embargo, para un petróleo de alta merma de volumen donde B_{ob} es mayor de alrededor de 1,5 BY/BN, el proceso diferencial puede dar valores significativamente mayores para B_{ob} y R_{si} .

Determinación de la Solubilidad, R_s

Existen varios métodos para determinar la relación gas en solución-petróleo entre los cuales se tienen los siguientes:

1. Análisis de Fluidos (PVT), el cual se realiza en el laboratorio donde se somete a una prueba una muestra de crudo convenientemente extraída del fondo del pozo o recombinada con crudo tomado en el cabezal del pozo o en el tanque de almacenamiento.
2. Si se conoce la composición del petróleo del yacimiento, por medio de las constantes de equilibrio puede hacerse un cálculo de separación instantánea a determinada P y T y de estos resultados determinar R_s .
3. Si sólo se conoce la presión en I_{pca} , puede usarse como, una primera aproximación la siguiente correlación empírica:

$$R_s = 135 + 0,25 P \text{ (PCN/BN)} \quad (57)$$

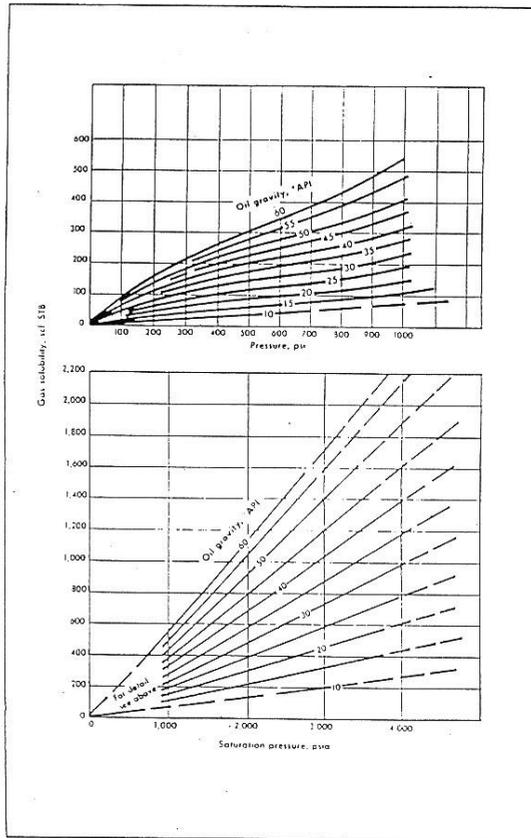
4. Correlación de Beal. En adición a la presión P se requiere conocer la gravedad API del crudo. En la Figura 2.34 se muestra gráficamente esta correlación y en la misma se obtiene R_s .

5. Correlación de Standing: Las correlaciones de Standing se publicaron en la década del 40 y desde entonces se han utilizado ampliamente en la industria petrolera. Sin embargo, estas correlaciones fueron obtenidas para crudos de California y por lo tanto no pueden ser utilizadas indiscriminadamente para cualquier tipo de crudo. El interés en presentar estas correlaciones es que ellas han servido como punto de partida para desarrollar nuevas correlaciones aplicables a una provincia

petrolífera, como por ejemplo el Oriente de Venezuela. La determinación de la relación gas en solución-petróleo (R_s) se hace a partir de la correlación de Standing para hallar la presión de burbujeo P_b . Así:

$$P_b = 18,2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} \cdot 10^{0,0009\pi - 0,0125API} \right] \quad (58)$$

Esta correlación permite estimar la presión de burbujeo y la variación de R_s con P (debajo de P_b) si se conoce la gravedad específica del gas disuelto (γ_g) en el petróleo a diferentes presiones de saturación. Presenta buenos resultados cuando se trabaja en el intervalo de presión de 1000 a 8000 I_{pca} .



Gas solubility as a function of saturation pressure and stock-tank oil gravity. (Beal, *Trans.*, AIME, 165, 106, with permission)

Figura 2.32.

De la Ec.(58) se obtiene:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18} \right) \cdot 10^{0,0125API - 0,0009T} \right] \quad (59)$$

y las cuales se cumplen en los siguientes intervalos:

Presión, P .	130-7000	Ipca
Temperatura, T.	100- 258	°F
Solubilidad, R _s .	20 - 1425	PCN/BN
Gravedad del petróleo, API.	16,5 - 63,8	°API
Gravedad del Gas, γ_g .	0,59 - 0,95	(aire=1,0)

6. Mannucci J, y Socorro J. ("Aplicación de las Correlaciones de Standing a los Crudos Venezolanos", Trabajo especial para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, Nov.1966), concluyen que los petróleos venezolanos no siguen exactamente la Correlación de Standing establecida para crudos de California, E.E.U.U. y recomiendan "regionalizar" este tipo de correlación. Al respecto para crudos venezolanos recomiendan:

$$P_b = 113,24 \left[\left(\frac{R_{si}}{\gamma_g} \right)^{0,425} \frac{10^{0,00093T}}{10^{0,0014API}} \right] \quad (60)$$

Utilizando los siguientes conjuntos de intervalos de variación para mejores resultados:

a. 30 < API < 40	b) 20 < API < 30	c) 15 < API < 20
320 < R _s < 1850	00 < R _s < 1000	120 < R _s < 350
2100 < P _b < 4000	1750 < P _b < 3000	1300 < P _b < 2400
170 < T < 300	100 < T < 280	140 < T < 240
0,8 < γ_g < 1,00	0,8 < γ_g < 0,95	0,7 < γ_g < 0,85

API en °API, R_s en PCN/BN, P_b en Ipca, T en °F, γ_g fracción.

El error promedio aritmético expresado es de 9,72%.

7. Mannucci J. y Rosales E., en 1968 presentaron varias correlaciones para crudos del Oriente de Venezuela que

permiten determinar la presión y el factor volumétrico del petróleo en el punto de burbujeo y el factor volumétrico y la densidad del crudo por debajo del punto de burbujeo, a partir de propiedades normalmente medidas en el campo. En este caso, la solubilidad del gas puede determinarse según la correlación:

$$P_b = 84,88 \left[\left(\frac{R_{si}}{\gamma_g} \right)^{0.53} \frac{10^{0,000922T_f}}{10^{0,0072API}} \right] \quad (61)$$

El estudio estadístico de 100 datos experimentales muestra un error promedio aritmético del 9% y las magnitudes de las variables recomendadas para obtener resultados satisfactorios son:

$$1400 < P_b < 4900 \text{ Ipca}$$

$$300 < R_{si} < 1800 \text{ PCN/BN}$$

$$200 < T_f < 300 \text{ }^\circ\text{F} \quad 0,78 < \gamma_g < 1,6 \quad (\text{aire}=1,0)$$

$$15 < \text{API} < 36 \text{ }^\circ\text{API.}$$

8. Existen otra gran cantidad de correlaciones al respecto, como la de Borden y Rzasa y la de Lasater, las cuales pueden encontrarse en cualquier texto de ingeniería de yacimiento tal como: "Petroleum Production HandBook", de Frick, Vol.II, Reservoir Engineering, Society of Petroleum Engineers of ACMÉ.

Factor Volumétrico del Petróleo, B_0

El volumen de líquido que entra en los tanques de almacenamiento en la superficie es menor que el volumen de líquido que sale del yacimiento, debido a la variación de las condiciones desde el yacimiento hasta la superficie. En la Figura 2.35 se ilustra este cambio como un proceso de dos etapas. Este cambio en el volumen del líquido que acompaña al cambio de la presión y temperatura del yacimiento a la presión y temperatura de la superficie se debe a tres factores. El más importante factor es la emisión de gas desde el líquido a medida que la presión decrece desde las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie. Esto origina una apreciable reducción del volumen del petróleo cuando hay una

significativa cantidad de gas en solución. La reducción en la presión también causa que el petróleo remanente se expanda ligeramente pero esto es en cierto modo compensado por la contracción del petróleo debido a la reducción de la temperatura. El cambio en el volumen líquido debido a estos tres factores se expresa normalmente en términos de "factor volumétrico del petróleo", el cual se define como: "Volumen de líquido a condiciones de yacimiento requerido para producir un volumen unitario de petróleo".

Como el líquido del yacimiento incluye el gas disuelto se tiene que:

$$B_o = \frac{\text{Barriles de Crudo Saturado con Gas a P y T del Yacimiento}}{\text{Un Barril de Crudo a Condiciones Normales}} \quad (62)$$

En otras palabras, los factores que afectan el B_o producen los siguientes efectos: un incremento de volumen como resultado del aumento de temperatura (de T de superficie a T de yacimiento) y el incremento de volumen debido a la solubilidad del gas que entra en solución al aumentar la presión (de P de superficie a P de yacimiento).

La relación del factor volumétrico del petróleo con la presión ($B_o = f(P)$) para un petróleo típico se presenta en la Fig. 3.36. La presión inicial del yacimiento (P_i) del petróleo está por encima de la presión en el punto de burbujeo (P_b) del petróleo. A medida que la presión del yacimiento decrece hasta P_b , el factor volumétrico del petróleo B_o incrementa porque el líquido se expande en el yacimiento. A medida que la presión cae debajo de P_b gas se desarrolla en el espacio poroso del yacimiento. El líquido remanente en el yacimiento tiene un volumen más pequeño y así un menor factor volumétrico de petróleo. Cuando la presión del yacimiento se reduce a la atmosférica, el valor de B_o es igual a 1,0. Una reducción en la temperatura hasta 60°F es necesaria para que B_o sea exactamente la unidad.

Obviamente, las liberaciones diferencial o instantánea de muestras idénticas de crudo y a la misma temperatura producirán B_o diferentes (mayor en la liberación diferencial) ya que los volúmenes de gas liberado son diferentes. Por ello, también es diferente el volumen de petróleo que queda a condiciones de superficie al terminar la liberación.

La liberación diferencial, al generar menos gas produce mas líquido residual Por ello, en la superficie la adición de etapas

de separación a un proceso instantáneo lo va acercando a un proceso diferencial y va aumentando el rendimiento de líquidos en el proceso. Dos valores específicos del factor volumétrico del petróleo son usados comúnmente, a saber:

- B_{oi} , el valor de B_0 a presión inicial del yacimiento.
- B_{ob} , el valor de B_0 a la presión de burbujeo.

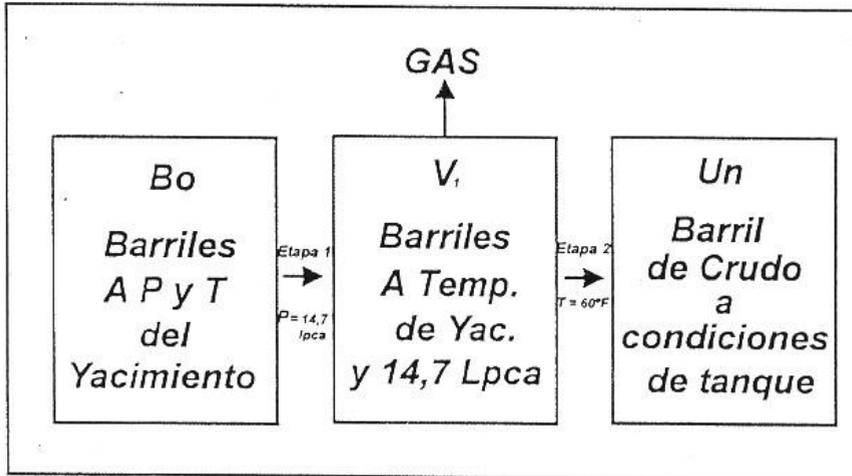


Figura 2.35 Etapas productivas del petróleo del yacimiento

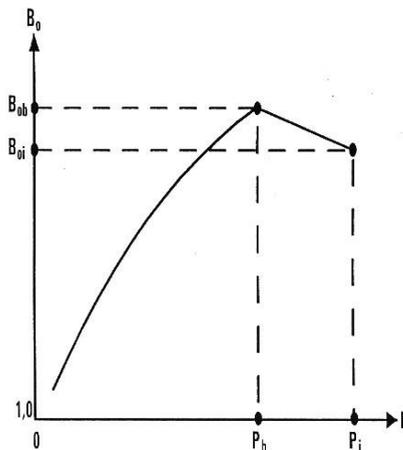


Figura 2.36. Factor Volumétrico del petróleo en función de presión.

Factor de Merca, \mathfrak{Z}

"Es la razón del volumen a condiciones de superficie al volumen a condiciones de yacimiento".

Constituye el valor recíproco del factor volumétrico del petróleo. Así:

$$\mathfrak{F} = \frac{V_r}{V_i} = \frac{1}{B_o} \quad (63)$$

Siendo:

V_i el volumen a condiciones de yacimiento (BY)

V_r el volumen a condiciones de superficie (BN)

Determinación del Factor Volumétrico del Petróleo, B_o .

1. Por debajo del punto de burbujeo ($P \leq P_b$).

- a. De pruebas de laboratorio mediante el análisis de una muestra de crudo representativa de yacimiento. Así:

$$B_o = \frac{V_i}{V_f} \quad (64)$$

- b. A partir de la composición del petróleo a condiciones de yacimiento y por cálculos, usando constantes de equilibrio, se determina la composición del petróleo a condiciones normales y los moles de petróleo, L , a estas condiciones, por mol del petróleo del yacimiento. La composición a condiciones normales también puede determinarse por análisis de laboratorio. A partir de las composiciones se calculan las densidades y los pesos moleculares del petróleo a condiciones de yacimiento y a condiciones normales (ρ_y , ρ_n , M_y , M_n), determinándose B_o mediante la ecuación siguiente:

$$B_o = \frac{\rho_y \cdot M_y}{\rho_n \cdot M_n} \quad (65)$$

- c. A partir de los principios de la solución ideal. El factor volumétrico del petróleo puede ser calculado usando los resultados de una solución ideal para calcular la densidad

de un crudo saturado a condiciones de yacimiento. En esta forma se tiene que:

$$B_o = \frac{\text{Peso 1 BY} + \text{Peso del Gas Desprendido del 1 BY}}{\text{Peso del 1 BN}} \quad (66)$$

Esta Ec. 66 usando símbolos equivale a:

$$B_o = \frac{\gamma_{oy} \rho_{oy} + \gamma_{gy} \rho_{gy}}{\gamma_{on} \rho_{on}}$$

donde:

ρ_{on} es la densidad del crudo a condiciones normales de superficie, lbs/pie³.

ρ_{oy} es la densidad del crudo a condiciones de yacimiento, en lbs/pie³.

γ_g es la gravedad de gas en solución (aire=1,0).

R_s es la relación gas disuelto-petróleo (PCN/BN)

B_0 es adimensional (BY/BN).

d. Mediante correlaciones, entre las cuales se tienen las siguientes:

Si solo se conoce la solubilidad del gas R_s (PCN/BN), o la presión P (Ipsca) puede usarse la siguiente aproximación para B_0 (BY/BN).

$$B_o = 1,05 + 0,0005 R_s \quad (68)$$

$$B_o = 1,1175 + 1,25 \cdot 10^{-4} \cdot P \quad (69)$$

Mediante la correlación de Standing. Requiere conocer R_{si} , γ_g , API y las condiciones de P y T para el que se necesita B_0 , el cual está dado por la expresión.

$$B_o = 0,972 + 0,00014 \cdot F^{1,175} \quad (70)$$

donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25T$$

Para los crudos y gases de California que dieron origen a la correlación, la misma es bastante precisa ya que el promedio aritmético de las desviaciones fue apenas de 1,17 %.

La Ec. (70) al igual que la Ec. (58) para hallar P_b han sido expresadas en ábacos para facilitar los cálculos y éstos se presentan en las Figuras (3.37) y (3.38), respectivamente.

Correlaciones de Mannucci-Rosales para crudos del Oriente de Venezuela.

En el caso particular del factor volumétrico en el punto de burbujeo, se tiene que:

$$B_{ob} = 0,751 \cdot R_{sb}^{0,4624} \cdot P_b^{-2,274} \cdot 10^{-0,0021API} \quad (71)$$

En el intervalo:

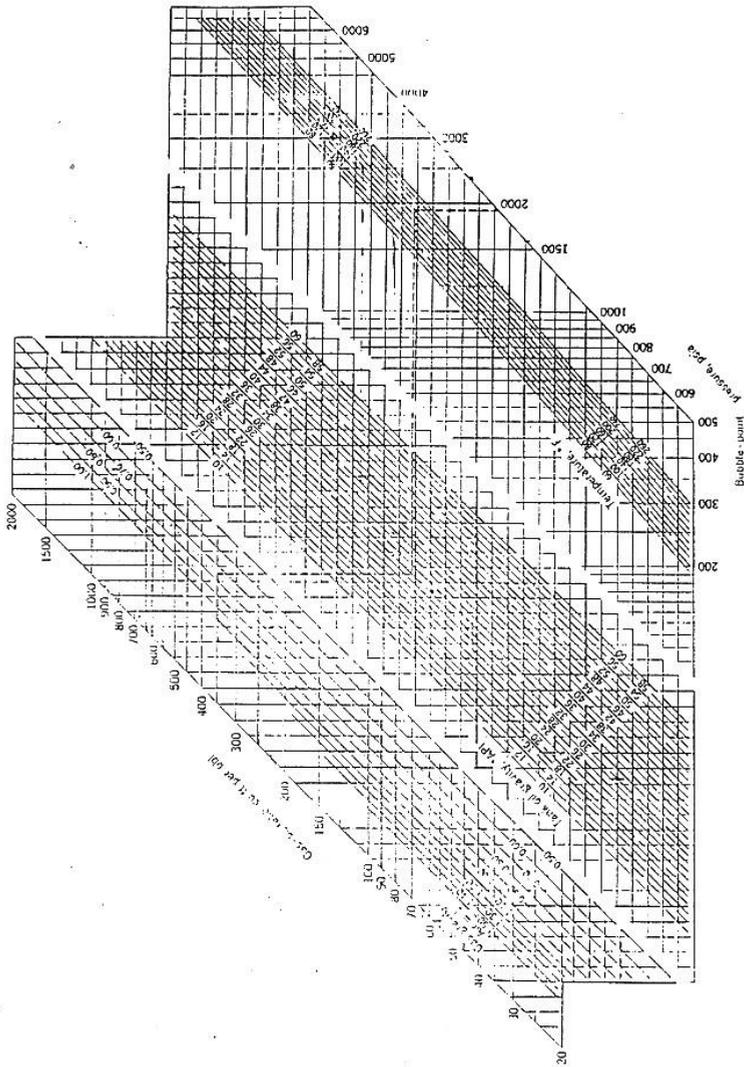
$$1,05 \leq B_{ob} \leq 2,4 \quad \text{BY/BN.}$$

$$180 \leq R_{sb} \leq 2500 \quad \text{PCN/BN}$$

$$1300 \leq P_b \leq 4800 \quad \text{Lpca}$$

$$15 \leq API \leq 39 \quad \text{°API}$$

El error promedio aritmético esperado es de 3,7 %



Gas solubility as a function of pressure, temperature, gas gravity, and oil gravity (Copyright © 1977, California Research Corporation, reprinted by permission.)

Figura 2.38.

$$B_{ob} = 0,2378 * R_{sb}^{0,221} * 10^{0,000327Ty + 0,00321API} \tag{72}$$

$$1,15 \leq B_{ob} \leq 2,15 \text{ BY/BN}$$

$$300 \leq R_{sb} \leq 1800 \quad \text{PCN/BN}$$

$$200 \leq Ty \leq 1800 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$15 \leq API \leq 40 \quad \text{ } ^\circ\text{API}$$

El error promedio aritmético esperado es de 5,0%.

$$B_{ob}=0,0403. P_b^{0,22}. T^{0,25}. 10^{0,00745API} \quad (73)$$

$$1,15 \leq B_{ob} \leq 2,06 \text{ BY/BN}$$

$$2000 \leq R_{sb} \leq 3800 \quad \text{PCN/BN}$$

$$200 \leq T_y \leq 300 \quad ^\circ\text{F}$$

$$15 \leq API \leq 36 \quad ^\circ\text{API}$$

El error promedio aritmético esperado es de 7,84 %

Factor volumétrico del petróleo en el punto de burbujeo y por debajo de él:

$$B_o = 2,49 \left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0,1046} . P^{-0,0526} . 10^{0,48\rho_o} \quad (74)$$

donde la densidad del crudo (ρ_o) a condiciones P y T puede hallarse por la expresión:

$$\rho_o = 1,69 . P^{-0,0429} . 10^{-0,000796T_y} \quad (75)$$

$$1,12 \leq B_o \leq 1,900 \quad \text{BY/BN}$$

$$115 \leq P \leq 4650 \text{ Ipca}$$

$$50 \leq R_s \leq 1300 \text{ PCN/BN}$$

$$0,74 \leq \gamma_{gd} \leq 2,10 \text{ (aire=1)}$$

$$0,61 \leq \rho_o \leq 0,87 \quad \text{gr/cm}^3, \text{ a } P, T_y$$

$$15 \leq API \leq 36 \quad ^\circ\text{API}$$

El error promedio aritmético es del 2% con la Ec. (74)

En cuanto a la Ec. (75) se tiene lo siguiente:

$$0,61 \leq \rho_o \leq 0,888 \quad \text{gr/cm}^3$$

$$100 \leq P \leq 4650 \text{ Ipca}$$

$$222 \leq T_y \leq 298 \quad ^\circ\text{F}$$

El error promedio aritmético es de 3,5%.

Existen otros métodos y correlaciones como el "mermas de Katz", de la "densidad aparente del gas disuelto", correlación de Standing-Katz, Correlación de Borden y Rzasa y otras que pueden obtenerse en los textos de ingeniería de yacimientos.

2. Por encima del punto de burbujeo.

Con frecuencia se requiere el factor volumétrico del petróleo por encima del punto de burbujeo, por ejemplo, B_{oi} la presión inicial P_1 .

Como ya se describió el comportamiento de B_0 por debajo del punto de burbujeo (Figura 2.36) está afectado por la solubilidad del gas fundamentalmente y por la compresibilidad del crudo, pero por encima del punto de burbujeo la solubilidad del gas es constante y por tanto solo influye la compresibilidad. En consecuencia, partiendo del concepto de compresibilidad para un líquido ligeramente compresible se obtiene la expresión siguiente:

$$B_o = B_{ob} [1 - C_o (P - P_b)] \quad (76)$$

Propiedades de un Sistema Bifásico

Cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo del petróleo, tanto gas como líquido están presentes en el medio poroso de yacimiento, coexistiendo en equilibrio formando un sistema bifásico.

Un sistema de dos fases existe a la presión y temperatura dentro de la región encerrada por las curvas de puntos de burbujeo y puntos de rocío (Figuras 3.5 y 3.6). El análisis de un sistema bifásico incluye la determinación de las cantidades de gas y líquido presentes bajo cualquier condición dada.

Los volúmenes relativos de gas y líquido a cada cambio de presión se señalan en la Figura 2.39. Si la presión en un fluido decrece por debajo del punto de burbujeo a temperatura constante, se forma una fase gaseosa. A medida que la presión continua decreciendo, el volumen de gas incrementa porque el gas liberado desde mayores presiones se expande y los componentes más volátiles escapan del líquido y entran en la fase gaseosa. El volumen de líquido se reduce significativamente. El volumen total del sistema incrementa con la disminución de la presión porque una masa de gas ocupa un volumen mucho mayor que igual masa de líquido.

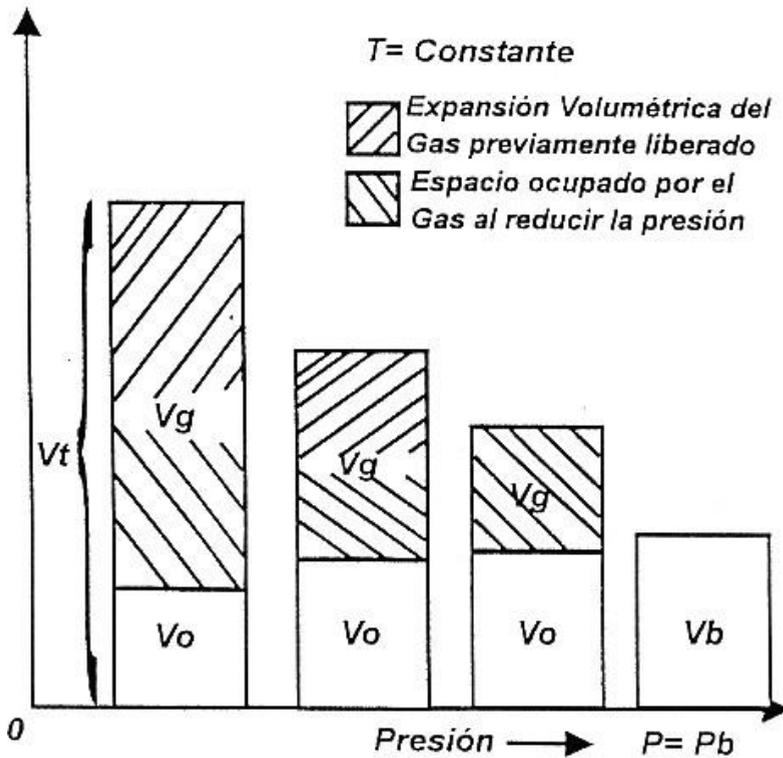


Figura 2.39 Relación volumétrica ideal en la región bifásica.

En la Figura 2.40 se muestran los cambios de volumen cuando los fluidos del yacimiento a temperatura y presión en el punto de burbujeo son llevados a las condiciones del separador y los tanques de almacenaje en la superficie. Altos volúmenes de gas de baja densidad son usualmente formados a las condiciones del separador. La fase líquida se contrae porque la temperatura es más baja y el fluido es perdido a favor de la fase gaseosa. Las fases líquidas y gaseosas formadas en el separador son sacadas separadamente. En líquido separado es almacenado en los tanques donde caídas adicionales de temperatura y presión pueden originar desprendimiento de gas adicional.

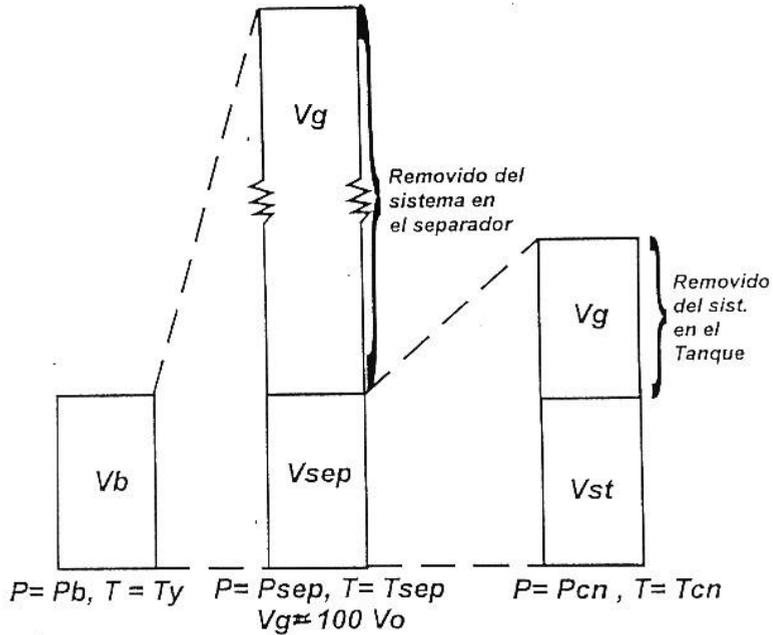


Figura 2.40. Condiciones volumétricas ideales de un petróleo a condiciones de yacimiento y a condiciones de separador.

Factor Volumétrico Total o Bifásico, B_t

El factor volumétrico total (B_t) es el volumen total del sistema dividido entre el volumen de petróleo a condiciones de tanque.

$$B_t = \frac{V_t}{V_{st}} \quad (77)$$

donde:

$$V_t = V_o + V_g$$

B_t puede también definirse como:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} + R_s) \quad (78)$$

donde B_o y B_g son los factores volumétricos del petróleo y del gas, respectivamente. R_{si} (también R_{sb}) es la relación gas en solución-petróleo inicial del yacimiento y R_s es la relación gas

en solución-petróleo a la temperatura del yacimiento y a la presión requerida.

En la Figura 2.41, se compara el factor volumétrico del petróleo con el factor volumétrico total. Los dos valores son idénticos encima de la presión en el punto de burbujeo ya que el gas no se ha desprendido en el yacimiento a estas presiones. La diferencia entre las dos cantidades debajo de la presión del punto de burbujeo refleja la emisión de gas en la formación. A medida que la presión del yacimiento disminuye el volumen de gas liberado en la formación incrementa y los dos factores volumétricos difieren.

El diagrama P-V señalado en la Figura 2.41 representa el comportamiento típico de un sistema de hidrocarburos o muestra de crudo en el yacimiento. Este gráfico muestra el crecimiento del volumen total (V_t o B_t) de un crudo de un yacimiento dado a medida que la presión decrece isotérmicamente desde el valor original P_i , mayor que la presión de burbujeo P_b , a presiones debajo del punto de burbujeo en las cuales dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio a cualquier presión fijada. También se señala el volumen de la fase líquida (V_0) remanente después que el gas es liberado de la solución. Todos los volúmenes comúnmente se refieren como "relativos" al volumen del punto de burbujeo, el cual es la unidad.

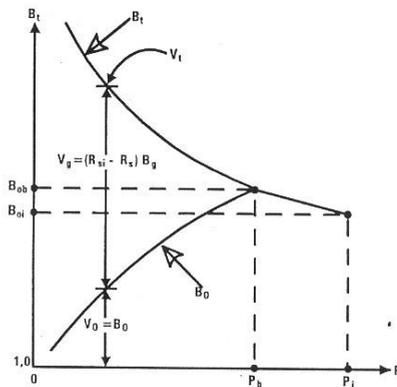


Figura 2.41. Factor bifásico del petróleo en función de presión.

Métodos empíricos están disponibles para corregir datos de laboratorio y obtener una descripción más precisa de la curva de volumen total relativo. Las ecuaciones que describen la

expansión de la fase líquida sencilla y el volumen total bifásico se discuten a continuación:

- Para un petróleo no saturado ($P > P_b$) el volumen total relativo puede describirse por la siguiente ecuación:

$$V = V_t [1 + C(P_i - P)] \quad (79)$$

- Para un líquido bifásico ($P < P_t$) "una función Y" o correlación empírica ha sido definida en la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{P_b - P}{P(V_t - 1)} \quad (80)$$

Después que el laboratorio ha reportado una serie de mediciones de V_t relacionados con presión, un listado valores de Y puede ser calculado según la Ec.80 y entonces representados en un gráfico como el ilustrado en la Figura 2.42.

Los coeficientes "a" y "b" en la ecuación:

$$y = a + bP \quad (81)$$

pueden estimarse gráficamente (o mejor calcularse por el método de los mínimos cuadrados).

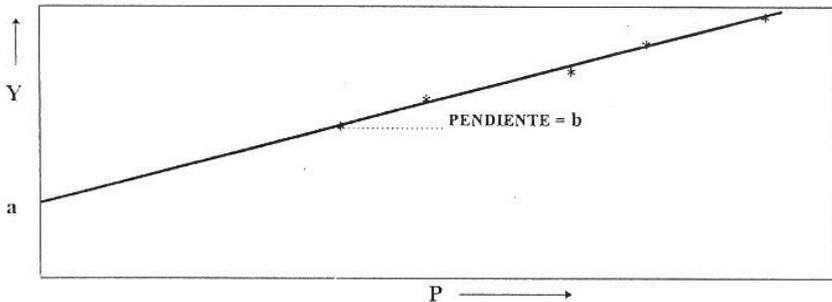


Figura 2.42. Función o correlación Y.

Combinando las Ecs. (80) y (81), se obtiene una expresión numérica que da V_t , la cual suministrará valores de una mayor precisión que los reportados como mediciones individuales, particularmente cuando se comparan estos reportes para presiones cerca del punto de burbujeo. Así:

$$V_t = 1 + \frac{P_b - P}{P(a + bP)} \quad (82)$$

La Ec. (82) puede usarse para calcular valores de V_t en los casos que la presión en el punto de burbujeo reportada por el laboratorio esté equivocada. Frecuentemente las muestras PVT no son suficientemente representativas del fluido del yacimiento, quizás por haber un exceso o déficit de gas en solución, de modo que el punto de burbujeo establecido por el laboratorio es diferente del calculado por estudio del comportamiento de campo. Habiendo determinado los coeficientes a y b en el laboratorio, la Ec. 82, proveerá una nueva curva de V_t para cualquier presión en el punto de burbujeo que se crea es el correcto. Naturalmente, si la muestra de yacimiento difiere significativamente del fluido del yacimiento, los coeficientes también serán significativamente equivocados.

En el caso que la línea Y no sea recta, ella puede definirse más precisamente por la expresión:

$$Y = a + bP + cP^2 \quad (83)$$

Combinando las Ecs. (80) y (83) se obtiene:

$$V_t = 1 + \frac{P_b - P}{aP + bP^2 + cP^3} \quad (84)$$

Las constantes a , b y c de las Ecs. (83) y (84) se determinan mediante el método de los mínimos cuadrados, despreciando los valores de Y cercanos al punto de burbujeo, los cuales están sujetos a altos errores porcentuales debido a la pequeñez de los valores $(P_b - P)$ y $(V_t - 1)$.

Determinación del Factor Volumétrico Total, B_t

B_t puede ser estimado conociendo los valores de B_0 , B_g , R_{si} y R_s a la presión P deseada. La precisión del estimado de B_t dependerá solamente de tan buena como haya sido la precisión de los estimados de estas cantidades.

Standing presenta un Abaco que se muestra en la Figura 2.43, el cual puede usarse para estimar B_t directamente con un error probable de alrededor del 5%. El uso de este ábaco

elimina la necesidad de estimar individualmente los términos de la Ec. (78).

2.4. Propiedades del Agua de Formación

La asociación del agua con los otros fluidos en el yacimiento y en la superficie es muy importante en la evaluación y en el desarrollo de la producción petrolera. Cuando no se dispone de un análisis completo del agua de formación, el ingeniero de petróleo puede encontrar gran ayuda en datos y correlaciones empíricas.

Compresibilidad del Agua, C_w

La compresibilidad del agua es una función de la presión, la temperatura y la concentración de gas disuelto.

La compresibilidad del agua pura a temperatura constante es:

$$C_{wp} = -\frac{1}{V} \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right)_T \quad (85)$$

donde:

V es el volumen de agua pura, bls.

ΔV es el cambio de volumen, bls.

ΔP es el cambio de presión, lpc.

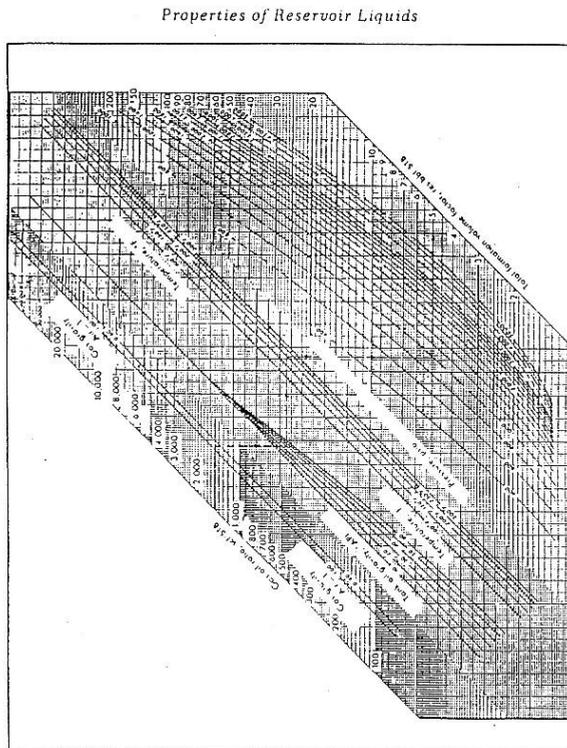
En la Figura 2.44 se encuentra graneada la compresibilidad del agua en función de la temperatura a varios valores de presión. Tanto la ecuación (85) como la figura muestran que con los incrementos de la presión decrece la compresibilidad; mientras que, incrementos de la temperatura encima de alrededor de 100°F incrementa la compresibilidad. En el yacimiento los efectos de la temperatura en la compresibilidad

del agua generalmente importan más que los efectos de la presión. A una presión y temperatura dadas, el gas disuelto incrementa la compresibilidad del agua de acuerdo a la ecuación:

$$C_w = C_{wp} (1 + 0,0088R_{sw}) \quad (86)$$

donde:

R_{sw} es la solubilidad del gas natural en el agua del yacimiento, pie^3/BY . La solubilidad del gas natural en el agua salada del yacimiento se determina por correlaciones como se describe más adelante.



Total formation-volume factor of hydrocarbon gas plus liquid.
(From *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems* by M. B. Standing c. 1952 by Litton Educational Publishing, Inc. Reprinted by permission of Van Nostrand Reinhold Co.)

Figura 2.43.

Coefficiente de expansión térmica del agua, β

El coeficiente de expansión térmica del agua (β) a presión constante se expresa por:

$$\beta = \frac{1}{V} \left(\frac{\Delta V}{\Delta T} \right)_p \quad (87)$$

donde V y T son el volumen y la temperatura, respectivamente.

En la mayoría de las presiones y temperaturas del yacimiento, la presión y la solubilidad del gas tienen un efecto despreciable sobre la expansión térmica del agua.

Factor Volumétrico del agua, B_w

El factor volumétrico del agua, B_w depende de su presión y temperatura como se muestra en la Figura 2.45. En la Figura 2.46, se ilustran tres factores que afectan el valor de B_w : la emisión o desprendimiento del gas y la expansión del agua salada a medida que la presión es reducida y la contracción de la salmuera a medida que la temperatura disminuye. En adición al gas disuelto la mayoría de las aguas de yacimiento contienen sales las cuales decrecen la solubilidad del gas; un incremento en la salinidad del agua disminuye el factor volumétrico B_w .

El factor volumétrico B_w de una agua de yacimiento se puede calcular de la Figura 2.45. Así:

- B_w se determina para agua pura y agua pura saturada con gas natural a la presión y temperatura fijadas.
- Un factor de corrección para la solubilidad del gas como una función de temperatura y salinidad es calculado de:

$$F = 1 - \left[\frac{0,09367 - Y(0,0002567)T}{10000} \right] \quad (88)$$

donde Y y T son la salinidad y la temperatura respectivamente:

- El verdadero valor de B_w está dado por:

$$B_w = B_{wp} + (F_{corr})(\Delta B_w) \quad (89)$$

donde B_{wp} es el factor volumétrico del agua pura.

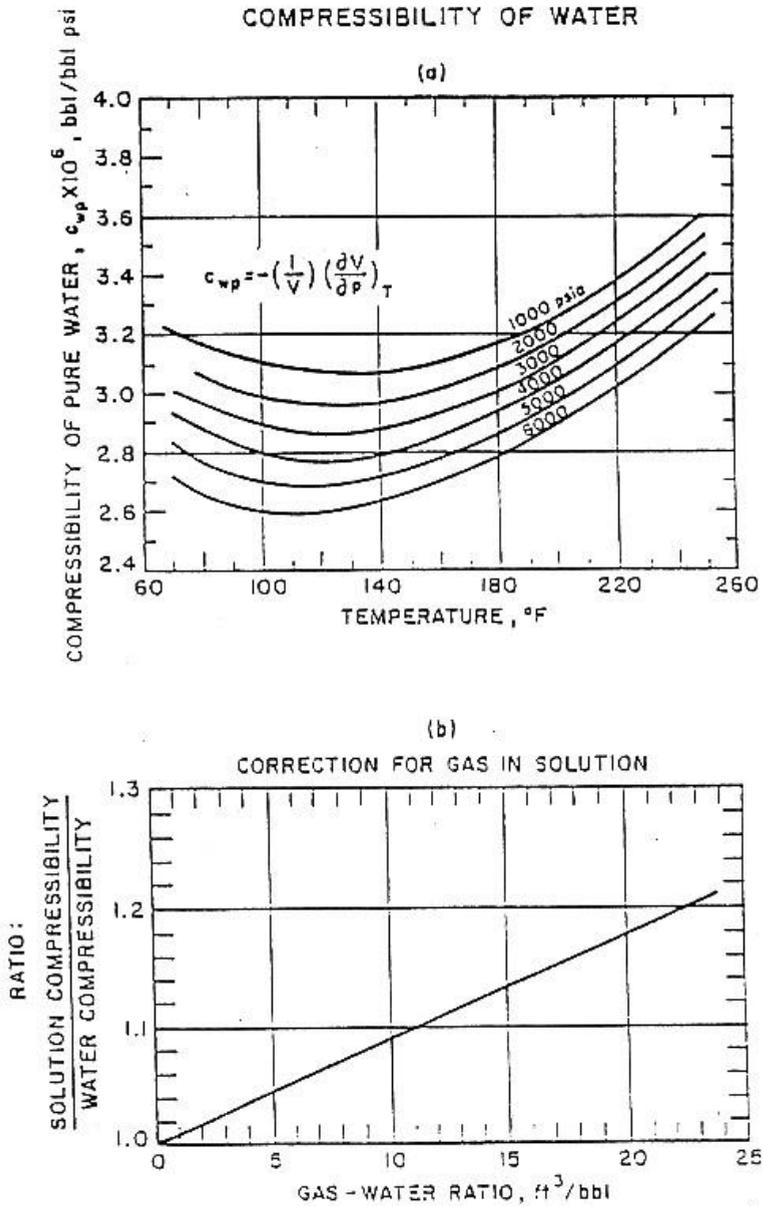


Figura 2.44.

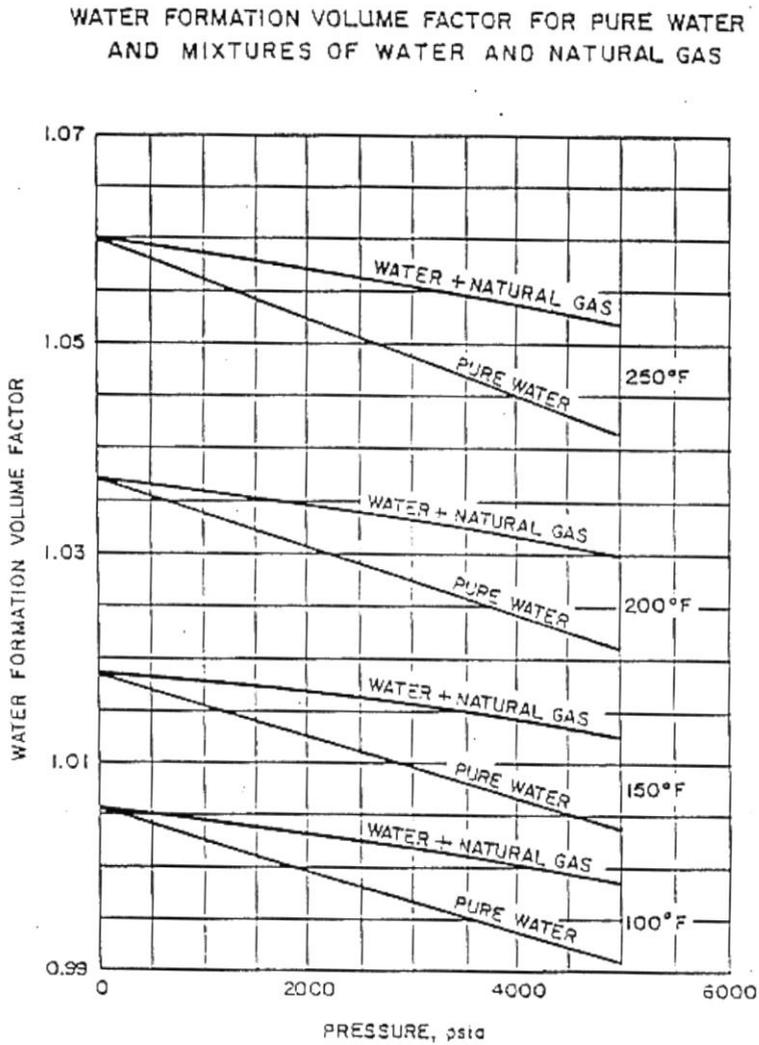


Figura 2.45.

ΔB_w es la diferencia entre los factores volumétricos del agua pura y el agua pura saturada de gas.

En la mayoría de las temperaturas y presiones comúnmente encontradas en los yacimientos petrolíferos, B_w es alrededor de u

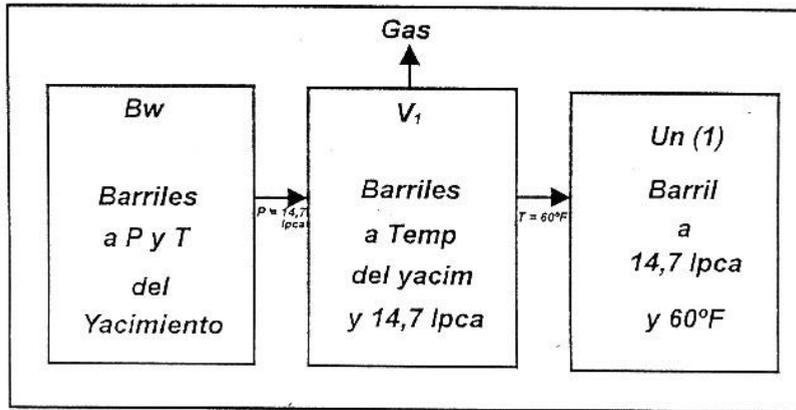


Figura 2.46. Etapas de producción del agua de yacimiento

Viscosidad del Agua Connata, μ_w

En general, la viscosidad del agua incrementa con la disminución de la temperatura. Este efecto se muestra para el agua pura y el agua saturada con cloruro de sodio en la Figura 2.47. Sales disueltas incrementan la viscosidad, como se muestra en la Figura 2.48. Debajo de 18°C , incrementos en la presión reducen la viscosidad. Sin embargo, el efecto de la presión es despreciable para el agua pura y probablemente para soluciones saladas a presiones típicas de yacimiento. Datos cuantitativos del efecto del gas disuelto no han sido publicados, pero se cree que los gases de hidrocarburos disueltos reducen ligeramente la viscosidad. En la Figura 2.49 se presenta una forma de calcular μ_w en función de T y P .

Solubilidad del Gas Natural en Agua, R_{sw}

La solubilidad del gas natural en agua pura se muestra en la Figura 2.50, (parte superior) como una función de la temperatura del agua y de la presión. En la Figura 2.50 (parte inferior) se da el factor de corrección que describe la disminución en la solubilidad del gas con el incremento de la salinidad del agua. Debe notarse que la solubilidad del gas natural en agua connata es pequeña en relación con su

solubilidad en petróleo a las mismas presión y temperatura. Esta figura muestra que a temperatura constante la solubilidad del gas natural en agua connata incrementa con presión. A presión constante la solubilidad inicial decrece con temperatura. Sin embargo, a altas temperaturas la solubilidad alcanza un mínimo cerca de 150°F y de ahí, aumentos en la temperatura incrementan la solubilidad. La solubilidad del gas natural en salmuera decrece con el incremento de la salinidad del agua salada.

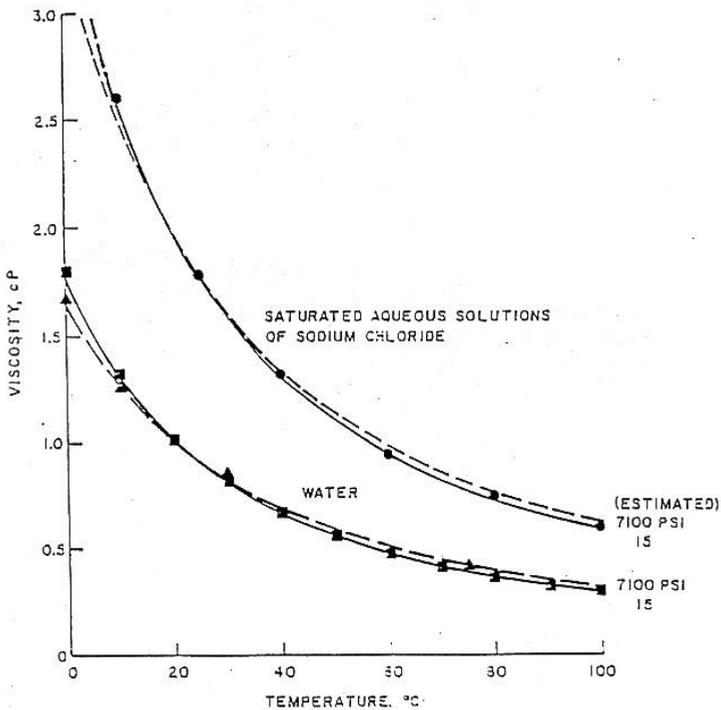


Figura 2.47.

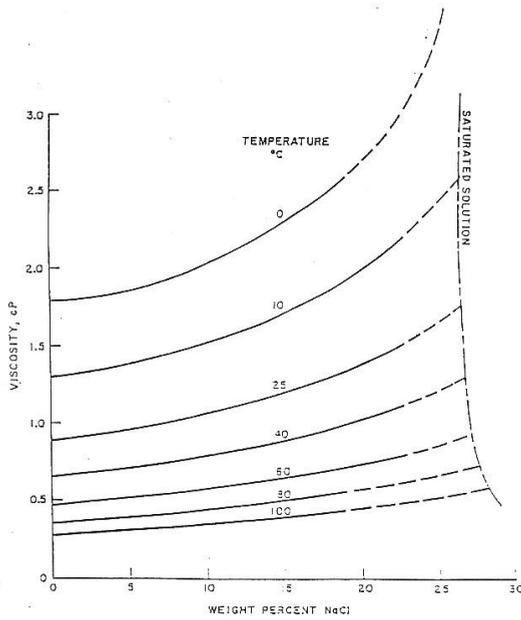
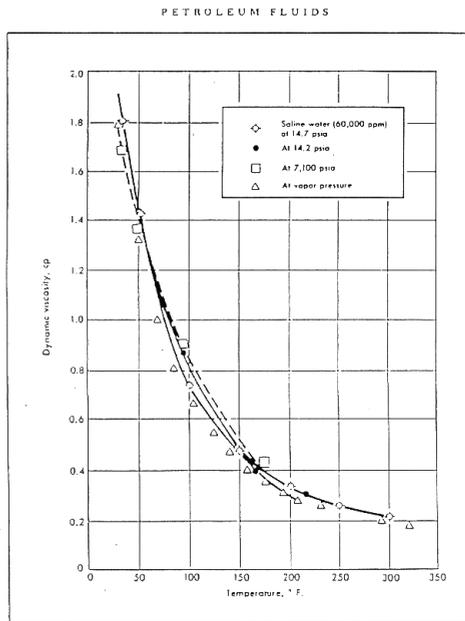


Figura 2.48.



Viscosity of water at oil-field temperature and pressure. (Van Wingen, *Secondary Recovery of Oil in the United States*, API, 1950, 127, with permission).

Figura 2.49.

Solubilidad del Agua en el Gas Natural.

La solubilidad del agua en el gas natural es importante porque ella influye en el procesamiento y transporte del gas. Ella depende de la presión, temperatura y composición, tanto del gas natural como del agua. Estas relaciones se ilustran en la Figura 2.51, con la correspondiente corrección por salinidad.

Hidratos

El gas natural y el agua se combinan para formar sólidos conocidos como "hidratos" a temperaturas por encima del punto de congelación del agua. Estos sólidos pueden formarse a temperaturas y presiones normalmente encontradas en las tuberías de gas natural. Las presiones a las cuales los hidratos se formarán son significativamente menores para gases de alta gravedad, es decir, gases que contienen hidrocarburos pesados. En la Figura 2.52 se muestra la región de presión y temperatura de formación de hidratos.

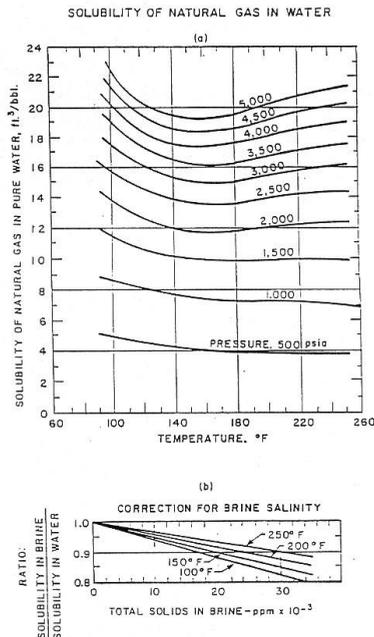


Figura 2.50.

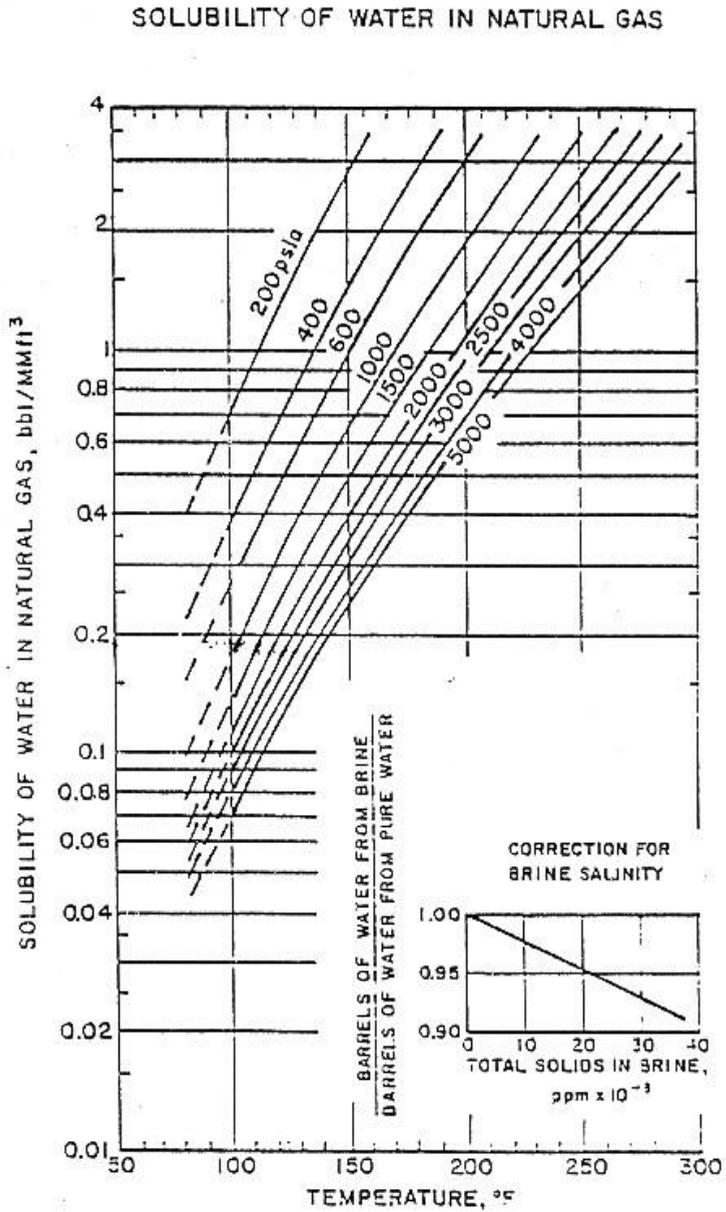


Figura 2.51.

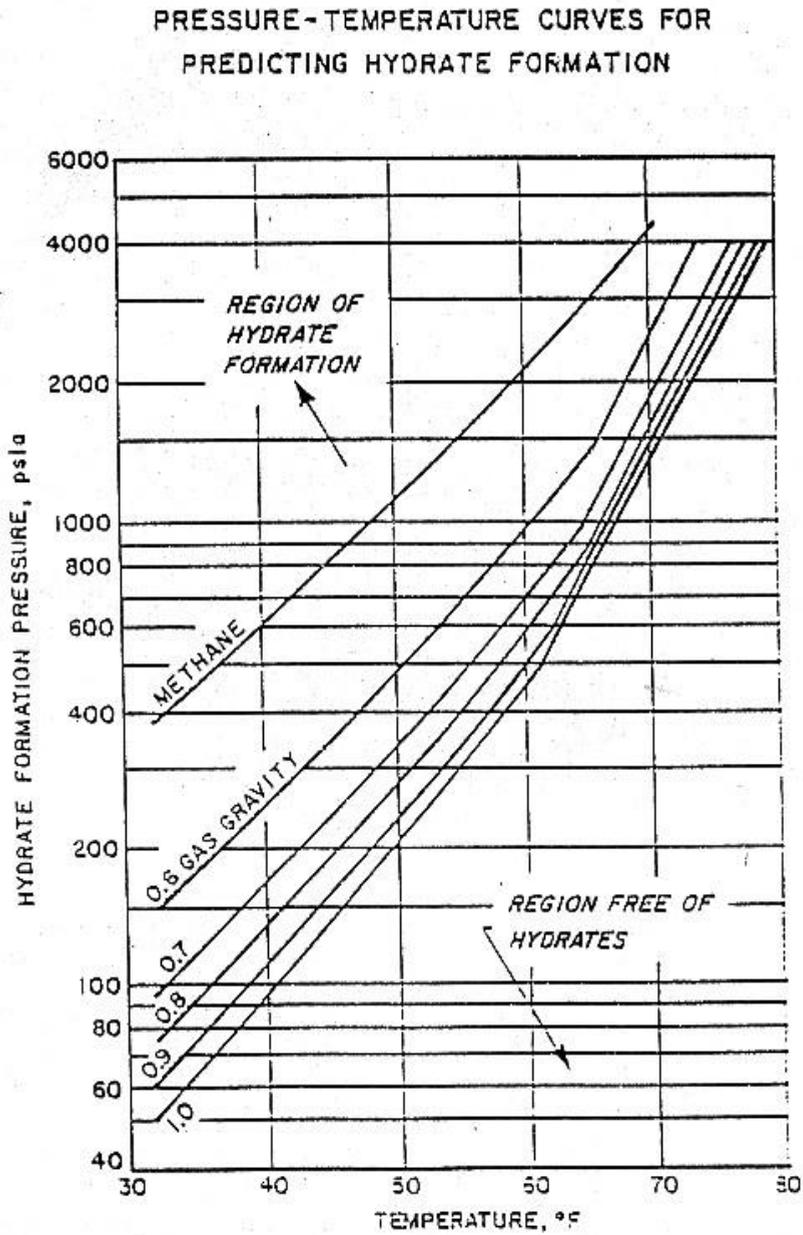


Figura 2.52.

Capítulo III

3. Caracterización de las rocas del yacimiento

3.1 Porosidad de las rocas del yacimiento

Las rocas sedimentarias se caracterizan por contener:

- a. Granos de materia sólida de variadas formas que constituyen lo que se denomina MATRIZ o ESQUELETO y los cuales están más o menos cementados.
- b. Espacios vacíos entre los granos, llamados POROS, en los cuales se pueden alojar fluidos como agua o petróleo o gas y además circular en este espacio.

Considérese una roca de cualquier forma como la mostrada en la Figura 3.1.

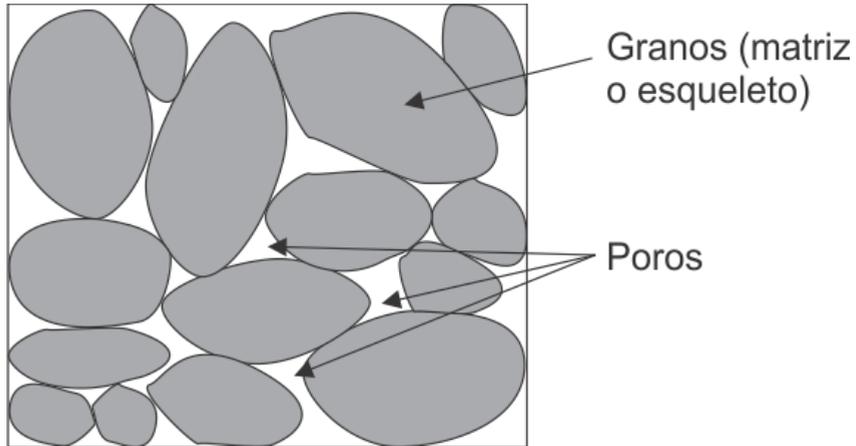


Figura 3.1. Medio Poroso.

Sea:

V_T : volumen total o aparente de la roca.

V_p : volumen o espacio (volumen poroso) entre los granos.

V_s : volumen real de los granos.

"Porosidad" es la fracción del volumen total de la roca no ocupada o libre de material.

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} = \frac{\text{Volumen Total} - \text{Volumen Sólido}}{\text{Volumen Total}}$$

Símbolo: ϕ

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_s}{V_T} \quad (1)$$

Clasificación:

1. Según la comunicación de los poros:

a. Porosidad Efectiva: ϕ_e

Es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados entre sí.

Es la que se mide en la mayoría de los porosímetros y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio.

b. Porosidad Absoluta: \emptyset_a

Es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados o no entre sí.

La diferencia entre ambas porosidades se denomina porosidad residual o no efectiva.

2. Según su origen y tiempo de deposición de las capas:

a. Porosidad Primaria: \emptyset_p (\emptyset_1).

Es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato.

Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.

Es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (Detríticas o Clásticas) y calizas oolíticas (No-Detríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico.

b. Porosidad Secundaria o Inducida: \emptyset_s (\emptyset_2).

Es aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser:

- b.1. Porosidad en solución: disolución de material sólido soluble constitutivo de las rocas.
- b.2. Porosidad por fractura, originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.
- b.3. Porosidad por dolomitización, proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, que son más porosas.

Los empaques de granos (\emptyset_2) que presentan las rocas con porosidad secundaria son en general del tipo rombohedral, aunque es frecuente encontrar sistemas porosos de morfología compleja.

c. Porosidad Total: \emptyset_T .

Corresponde a los llamados "yacimientos de doble porosidad".

$$\emptyset_t = \emptyset_p + \emptyset_s.$$

Importancia

La porosidad es la forma de medir al espacio aprovechable para el almacenaje de fluidos. Así un acrepie de roca de yacimiento con:

- Una porosidad del 10% puede contener 775,8 barriles de petróleo.
- Una porosidad del 30% puede contener 2327,5 barriles de crudo.

Volumen poroso de un yacimiento: V_p

Conocida la porosidad y el volumen total (área y espesor) de un yacimiento, su volumen poroso viene dado por la expresión:

$$V_p = 7758 \left(\frac{\text{bbls}}{\text{acrepie}} \right) A (\text{acre}) h (\text{pies}) \emptyset (\text{fracción})$$

$$V_p = 7758 \cdot A \cdot h \cdot \emptyset \quad (2)$$

Factores que afectan la porosidad

Los factores principales que afectan la porosidad son los siguientes:

1. Tipo de empaque.

Para apreciar los máximos valores de porosidad en arenas no consolidadas, varios autores han determinado la porosidad para sistemas ideales con granos perfectamente esféricos y de igual diámetro, entre los que se pueden señalar los siguientes:

- a. Empaque Cúbico, que consiste en el arreglo de mínima compactación y por lo tanto máxima porosidad. Los ejes entre las esferas forman entre sí ángulos de 90° (Figura 3.2).

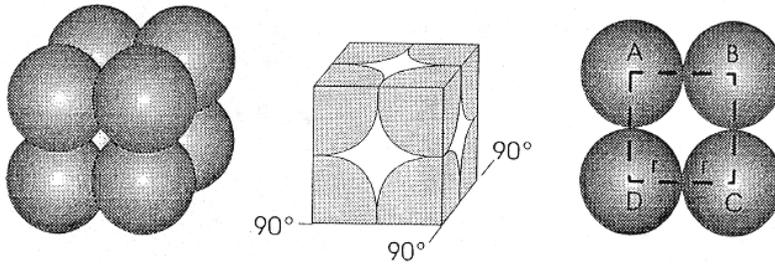


Figura 3.2. Empaque Cúbico.

De la Figura 3.2 y aplicando definiciones:

$$V_T = (2r)^3 = 8r^3$$

$$V_S = 4\pi r^3 / 3$$

$$\emptyset = \frac{8r^3 - 4\pi r^3 / 3}{8r^3} = \left(1 - \frac{\pi}{6}\right)$$

$$\emptyset = 47,6\%$$

- b. Empaque Rómbico u Ortorrómbico. : Las esferas se acomodan formando sus ejes ángulos entre sí de 60° en un plano (Figura 3.3) y de 90° en otro plano (Figura 3.3).

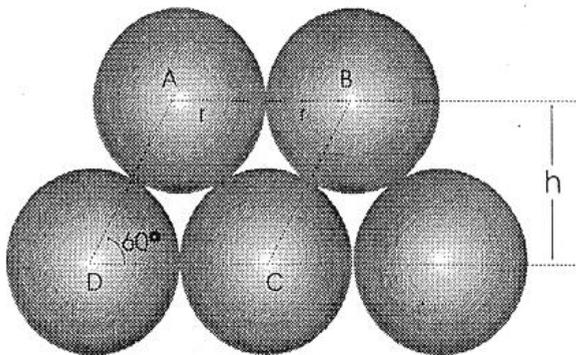


Figura 3.3 Empaque Ortorrómbico.

$$V_T = 2rh.2r = 8r^3 \text{sen}60^\circ = \frac{8r^3 \sqrt{3}}{2}$$

$$VS = \frac{4}{3}\pi r^3, \emptyset = \frac{\frac{8r^3}{2}\sqrt{3} - \frac{4}{3}\pi r^3}{\frac{8r^3}{2}\sqrt{3}}$$

$$\emptyset = 39,54\%$$

- c. Empaque Tetragonal Esfenoidal. : Los ejes de las esferas forman en todos los sentidos ángulos entre sí de 60° (Figura 3.4).

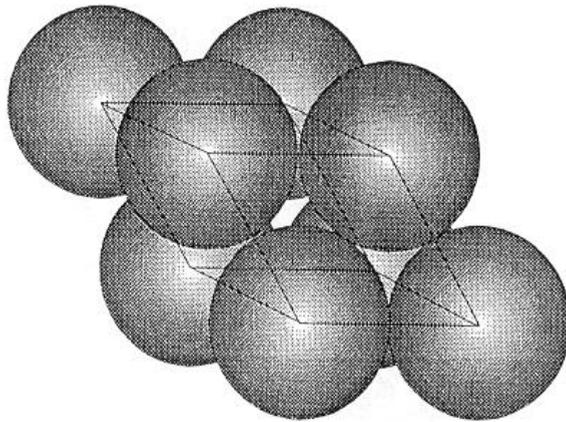


Figura 3.4 Empaque Tetragonal Esfenoidal.

De la Figura 3.4:

$$V_t = 2r \cdot 2r \operatorname{sen} 60^\circ \cdot 2r \operatorname{sen} 60^\circ$$

$$V_s = \frac{4}{3}\pi r^3$$

$$\emptyset = 30,19\%$$

- d. Empaque Rombohedral, (Hexagonal); el cual es el arreglo de máxima compactación (Figura 3.5.).

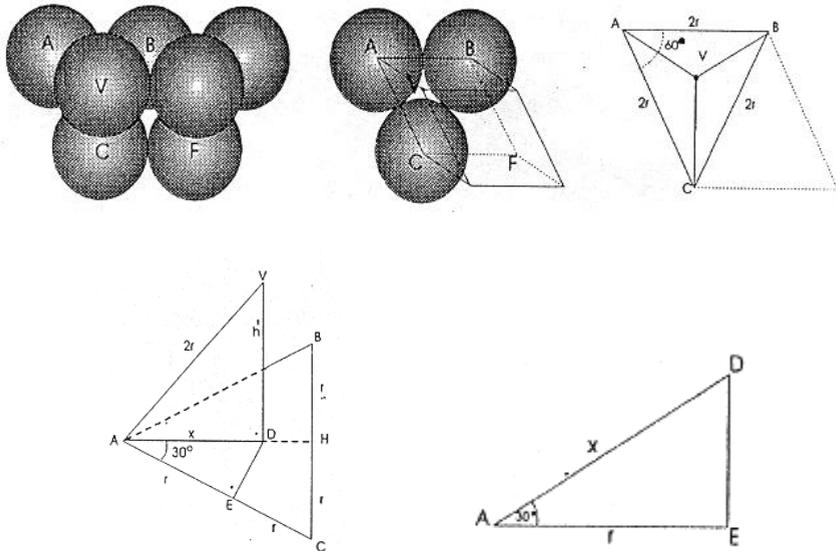


Figura 3.5. Empaque Rombohedral.

De la Figura 3.5 se obtiene:

$$V_T = 2r \cdot 2r \cdot \text{sen}60^\circ \cdot h$$

$$h = \frac{2\sqrt{6}}{3} r$$

$$V_s = \frac{4}{3} \pi \cdot r^3$$

$$\emptyset = 26,0\%$$

En el análisis del empaque de los granos es de particular interés el hecho de que el radio (r) se cancela y la porosidad del empaque de esferas uniformes es una función del empaque solamente.

2. Material Cementante, formado por el "cemento" que une los granos entre sí. Los materiales cementantes más comunes son la sílice, el carbonato de calcio y la arcilla. Del material cementante depende la firmeza y compactación de la roca sedimentaria; por ello los estratos se identifican como consolidados, poco consolidados y no consolidados y esto es muy importante porque ello determina el tipo de

terminación del pozo (a hueco entubado, hueco abierto, empaque con grava, etc.).

3. Geometría y Distribución de los granos.

Investigaciones realizadas reconocen que los materiales naturales que están presentes en una arena poseen una gran variedad en su tamaño y que no solamente el empaque, sino la angularidad y la distribución del tamaño de las partículas afecta la porosidad. Como valores reales de porosidad se pueden indicar los siguientes:

Areniscas, entre 10 y 40%, dependiendo de la naturaleza del cemento y su estado de consolidación.

Calizas y dolomitas, entre 5 y 25%.

Arcillas, entre 20 y 45%, dependiendo del origen y de la profundidad.

En general, se puede decir que la porosidad es:

Despreciable si $\emptyset < 5\%$.

Baja si $5 < \emptyset < 10\%$.

Buena si $10 < \emptyset < 20\%$.

Excelente si $\emptyset > 20\%$

Valores promedio de porosidad

Las medidas de porosidad hechas en los yacimientos varían unas de otras ya que son tomadas en diferentes partes del medio poroso y usando diferentes técnicas. Para realizar algunos cálculos de ingeniería, se hace necesario homogeneizar el yacimiento y ello se hace estableciendo valores promedio para el parámetro de interés. Entre las técnicas para hallar los valores promedio buscados se tienen los siguientes:

- a. Promedio Aritmético, depende solo del número de datos disponibles.

$$\emptyset_p = \frac{\sum_{i=1}^n \emptyset}{n} \quad (3)$$

- b. Promedios Ponderados, los cuales son los siguientes:

- b.1. Ponderado por Espesor de Arena. Para ello se dispone de la porosidad y del espesor en diferentes puntos del yacimiento.

$$\emptyset_p = \frac{\sum_{i=1}^n \emptyset_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (4)$$

donde \emptyset y h_i es la porosidad y el espesor en cada punto conocido.

- b.2. Ponderado por Área

$$\emptyset_p = \frac{\sum_{i=1}^n \emptyset_i \cdot A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (5)$$

donde \emptyset y A_i es la porosidad y el área de drenaje en cada pozo.

- b.3. Ponderado por Volumen, el cual produce un valor de mayor confiabilidad.

$$\emptyset_p = \frac{\sum_{i=1}^n \emptyset_i \cdot A_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i \cdot A_i} \quad (6)$$

- b.4. Promedio Estadístico, basado en distribución estadística de los diferentes valores de porosidad en el yacimiento.

Determinación de la porosidad.

La porosidad puede determinarse por:

Métodos Directos en el Laboratorio:

En la determinación de la porosidad en el laboratorio es necesario conocer o evaluar los dos parámetros que la definen, es decir, el volumen total (V_T) y el volumen sólido (V_s) o el volumen poroso (V_p). Para ello se usan muestras o núcleos obtenidos en los pozos, previamente tratados y preparados.

a. Evaluación del volumen total: V_T

Medida Directa.

Picnómetro de Mercurio.

Volumetro de Russell.

Método Gravimétrico.

b. Evaluación del volumen sólido: V_s

Trituración de la muestra.

A partir de la densidad de los granos.

Método de inmersión.

Porosímetro de Stevens

Utilizando la cámara de presión (ley de Boyle-Mariotte).

c. Evaluación del volumen poroso: V_p

Medición del volumen de aire contenido en los poros, mediante el porosímetro de E. Vellinger o el porosímetro de Washburn Bunting.

Pesando un líquido que llene los poros o métodos de saturación: Inyección de mercurio.

Porosímetro de Expansión de Bureau of Mines.

Métodos Indirectos en el Campo

A partir del factor de formación.

A partir de perfiles de macroresistividad.

A partir de registros de microresistividad.

A partir del perfil neutrónico.

A partir del perfil sínico.

A partir del perfil de densidad.

Una vez estimada la suficiente información puntual de porosidad, deben prepararse mapas de isoporosidad, los cuales juntos con otros mapas de otras propiedades de roca, presión, etc. permiten la escogencia de nuevos pozos a ser perforados, el control de avances de fluidos, etc., es decir, un efectivo manejo de la explotación del yacimiento para un óptimo recobro económico.

3.2 Permeabilidad de las rocas del yacimiento

"PERMEABILIDAD" es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado.

Así como la porosidad es la forma de medir la capacidad de almacenar fluidos en la roca porosa, la permeabilidad regula la tasa a la cual los fluidos pueden ser producidos o desplazados de este medio poroso.

Unidad. Para una roca dada la permeabilidad se cuantifica como la cantidad de fluido normal que pasa a través de sección transversal unitaria en una unidad de tiempo.

Considérese un medio poroso como el señalado en la Figura 3.6., en la cual se señalan los parámetros relacionados con el concepto de permeabilidad.

La unidad básica de permeabilidad se llama Darcy, en honor a Henry Darcy, quien estudio por primera vez en 1856 la filtración de agua en un medio poroso.

Se dice que un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise y que llena totalmente el medio poroso, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un cm^3 por segundo, por un área transversal de un cm^2 , por cm de longitud y bajo un diferencial de presión de una atmósfera.

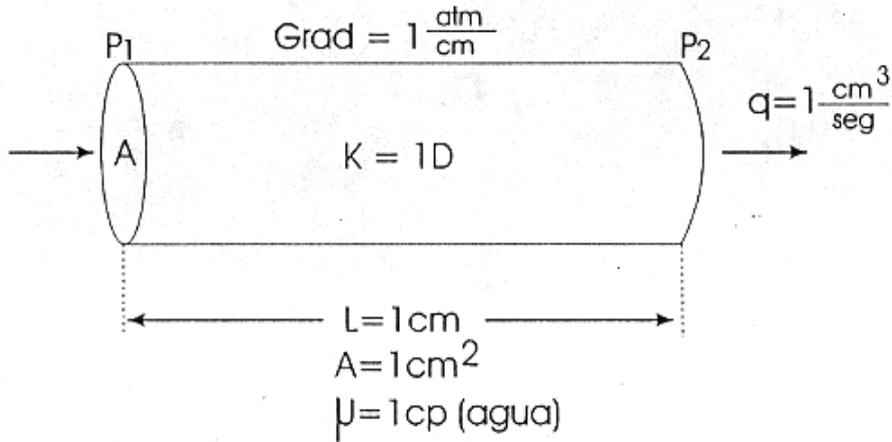


Figura 3.6. Unidad Darcy.

Medición de la permeabilidad absoluta

Medidas Directas.

a. Utilizando Gases.

Las mejores medidas de la permeabilidad, al igual que las otras propiedades de la roca porosa, se hacen con núcleos de arena consolidada, cortados del yacimiento mismo en la perforación del pozo. De estos núcleos se extraen posteriormente pequeños tapones cilíndricos (formas geométricas regulares), los cuales son previamente preparados (limpieza, secado) para las posteriores pruebas. Posteriormente se hace fluir a través de él, en sistemas preparados al respecto, aire o nitrógeno generalmente, efectuándose la medida de los correspondientes parámetros que permitan aplicar la Ley de Darcy y así determinar la permeabilidad. En el caso de los gases los valores de permeabilidad deben ser ajustados al equivalente de permeabilidad de líquidos por el método de Klinkenberg. Esta corrección no es grande y usualmente es despreciable.

b. Utilizando Líquidos.

La permeabilidad absoluta de un núcleo se determina haciendo fluir a través de él un líquido de viscosidad conocida cuando está saturado 100% de líquido. A través del núcleo seco puede hacerse fluir aire, o cualquier otro líquido (aceite, petróleo o agua) siempre que el núcleo esté saturado del

mismo líquido. El agua no se usa de ordinario para hallar permeabilidad pues puede causar hinchazón de las partículas de arcilla en el núcleo y por ende reducir la permeabilidad. La permeabilidad del núcleo se calcula usando la ecuación de la Ley de Darcy.

Medidas Indirectas

Cuando no se dispone de núcleos para medir la permeabilidad, ésta se puede determinar mediante correlaciones o métodos indirectos como los siguientes:

- a. Correlaciones de permeabilidad en función de porosidad para determinado tipo de roca. Ejemplo de ello son las Ecuaciones Archie. ("Introduction of Petrophysics of Reservoir Rocks", Bull. A.A.P.G., vol. 34, 5, may, 1950).
- b. Correlaciones relativas a medidas en presión capilar demuestran como la permeabilidad puede deducirse de la forma de las curvas de presión capilar (Purcell, W.R. "Capillary Pressures-Their Measurement Using Mercury And The Calculation Of Permeability There From", Trans. AIME, 1949).
- c. La permeabilidad promedio de la arena puede determinarse de pruebas de flujo y de restauración de presión en los pozos.
- d. Algunas veces la permeabilidad puede estimarse de correlaciones empíricas según perfiles eléctricos de resistividad y porosidad.

Símbolo: K .

Ley de Darcy

La idea de permeabilidad fue introducida por primera vez en 1856 por Henry Darcy, quien investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para purificación del agua. En la Figura 3.7 se muestra un esquema del equipo experimental.

Darcy realizó una serie de pruebas hasta llegar a la siguiente ecuación:

$$Q = KA \cdot \frac{h_1 - h_2}{L} \quad (1)$$

Siendo:

Q: tasa de flujo (cm³/seg)

L: longitud del empaque (cm)

A: área transversal (cm²)

h_1 , h_2 alturas alcanzadas por el agua en manómetros a la entrada y salida del empaque de arena (cm).

K: constante de proporcionalidad dependiente de las características de la arena.

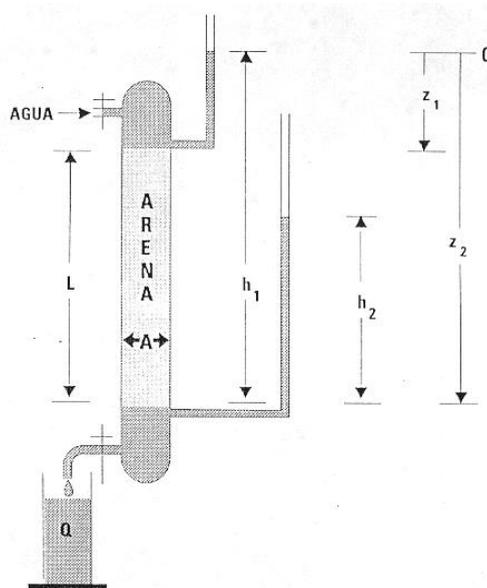


Figura 3.7. Equipo Experimental de Darcy.

Las pruebas de Darcy fueron realizadas con agua en un empaque 100% saturado con este fluido de viscosidad igual a uno, lo cual equivale a decir que él no consideró la viscosidad del fluido. Otros investigadores, entre ellos M. Muskat ("Physical Principles of Oil Production", 1949) hallaron que la ley podía ser extendida a otros fluidos y donde la constante de proporcionalidad K se podía escribir como K/μ , donde μ es la viscosidad del fluido y K es una propiedad únicamente de la roca.

Así:

$$Q = \frac{K}{\mu} A \frac{h_2 - h_1}{Z_2 - Z_1} \quad (2)$$

Siendo:

$L = Z_2 - Z_1$, diferencia de profundidad o altura con respecto a cierto punto de referencia, de los extremos de la de la arena.

La diferencia $h_1 - h_2$ representa la diferencia de potencial entre los puntos 1 y 2. Así:

$$\Delta\Phi = \Phi_1 - \Phi_2 \quad (3)$$

Definiendo:

$$v = Q/A \quad (4)$$

donde v es la velocidad aparente del fluido a través de la arena, entonces la ec.(2) se expresa así:

$$v = \frac{K \Delta\Phi}{\mu \Delta Z} = \frac{K d\Phi}{\mu dz} \quad (5)$$

El "signo menos en la ecuación diferencial (ec 5), es una consecuencia de que el potencial disminuye a medida que la profundidad Z aumenta, o sea, el fluido se mueve de mayor a menor potencial.

Potencial. "Es el trabajo requerido para llevar la unidad de masa de ciertas condiciones bases arbitrarias hasta las condiciones de flujo".

Considerando que no existen cambios de velocidad y de temperatura de las condiciones bases a las condiciones de trabajo o flujo y la profundidad base es cero, el potencial se define como:

$$\Phi = \int_{P_0}^P \frac{dP}{\rho} \pm gz$$

Siendo:

P_0 : la presión base.

ρ : la densidad del fluido.

g : aceleración de gravedad.

Z : profundidad del punto referido a cierta profundidad base

Si el fluido es incompresible (ρ es constante) se tiene que:

$$\emptyset = \frac{P - P_o}{\rho} \pm gz \quad (7)$$

Si el fluido es compresible, como en el caso de un gas perfecto o ideal, se tiene lo siguiente:

$$PV = \frac{m}{M}RT, \frac{m}{V} = \rho = \frac{PM}{RT} \quad (8)$$

Entonces:

$$\emptyset = \int_{P_o}^P \frac{RT}{PM} dp \pm gz \quad (9)$$

El potencial en unidades de presión se escribe como:

$$\Phi = \rho \emptyset \quad (10)$$

En esta forma la ley de Darcy, expresada en la ec.(5), se puede escribir como:

$$V_s = -\frac{K}{\mu} \rho \frac{d\emptyset}{ds} = -\frac{K}{\mu} \frac{d}{ds} (P \pm \rho gz) \quad (11)$$

Siendo:

s: dirección del flujo

dz/ds: seno del ángulo α , que forma la dirección del flujo con la horizontal.

Por ejemplo, para flujo hacia abajo y z positiva en esa dirección y sentido:

$$V_s = -\frac{K}{\mu} \left(\frac{dp}{ds} - \rho g \operatorname{sen} \alpha \right) \quad (12)$$

Para flujo hacia arriba, cambia el signo del término gravitacional $\rho g \operatorname{sen} \alpha$.

La forma de elegir el signo de la ec. (11) es tal que V sea positiva en la dirección y sentido hacia donde la coordenada aumenta.

Las cantidades de la ec.12 pueden interpretarse como la diferencia entre el gradiente de presión total y el gradiente debido a la altura del fluido. Si existe equilibrio hidrostático no existe flujo y la cantidad entre paréntesis es cero.

Unidades en la Ecuación de Darcy.

En unidades absolutas la ley se expresa así

$d\phi / ds$ en atm/cm

K en Darcy.

μ en centipoises.

v en cm/seg.

Como ϕ se expresan en atmósfera y ρgZ se expresa en dinas / cm², se usa un factor de conversión para expresar este último en atmósferas también. Así:

$$\phi = P \pm \frac{\rho g Z}{1,033 \cdot 10^6} \text{ (atm)}$$

Validez de la Ecuación de Darcy

A pesar de que la ley de Darcy ha sido aceptada en la industria petrolera como válida, es conveniente aclarar las condiciones bajo la cual ello es cierto.

En la determinación experimental de la ley se consideró:

Sistema de fluido monofásico y homogéneo.

No hay reacción entre el fluido y la roca.

La permeabilidad se reduce si hay una reacción entre el fluido y la roca. También hay una reducción en ella en cada fase cuando varios fluidos están presentes.

Flujo laminar. Se ha comprobado que la ley de Darcy no es válida para números de Reynolds mayores de u Afortunadamente en aplicaciones prácticas generalmente es flujo laminar.

Aplicaciones de la Ley de Darcy

1. Los medios porosos no son isotrópicos y la permeabilidad para una misma muestra puede ser diferente para cada dirección. Por ello se tiene según las direcciones x, y, z lo siguiente:

$$V_x = -\frac{K_x}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (13)$$

$$V_y = -\frac{K_y}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \quad (14)$$

$$V_z = -\frac{K_z}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho g \right) \quad (15)$$

2. Flujo Incompresible en un Sistema Poroso Horizontal, como el representado en la Figura 3.8, en el cual K , μ , A son constantes.

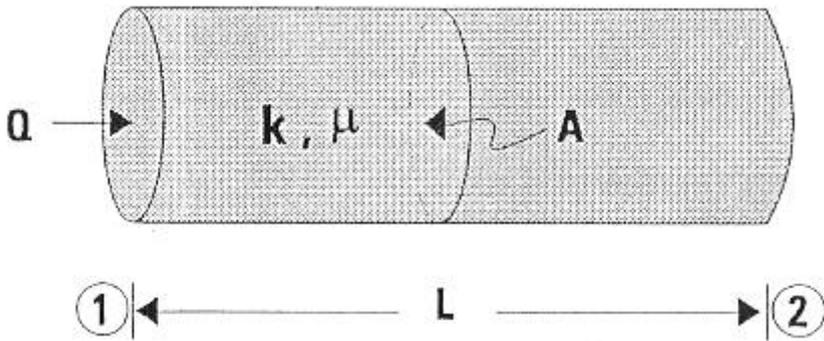


Figura 3.8. Flujo Incompresible en un Medio Poroso Horizontal.

En la ec. (11) se tiene:

$$\frac{dz}{ds} = 0$$

$$\frac{d\phi}{ds} = \frac{d\phi}{dx} = \frac{dp}{dx}$$

$$V_s = V_x = V$$

$$K_x = K$$

Luego:

$$V = -\left(\frac{K}{\mu} \right) \frac{dP}{dx}, \text{ pero } V = \frac{Q}{A}, \text{ luego}$$

$$Q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (16)$$

Considerando flujo continuo o estabilizado o permanente (independiente del tiempo se tiene que:

$$P = f(x)$$

Entonces separando variables en la expresión (16):

$$\int_0^L dx = -\frac{KA}{Q\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP$$

$$Q = \frac{KA}{\mu} \left(\frac{P_1 - P_2}{L} \right) \quad (17)$$

Flujo Vertical.

En el caso de flujo vertical, la dirección de s coincide con la dirección de z , es decir, $\alpha = 90^\circ$.

Aplicando la ecuación (12) se tiene que:

$$K_z = K, v_z = v = Q/A, \text{sen } \alpha = 1$$

Luego:

$$Q = -\frac{KA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho g \right) \quad (18)$$

Considérense los siguientes casos de flujo vertical para fluidos incomprensibles:

Flujo Vertical Libre Hacia Abajo: el cual se representa en la Figura 3.9.

En este caso:

$$P_1 = P_2 = P \text{ atmosférica, luego}$$

$$\partial P / \partial Z = 0$$

Entonces, en la ec. (18) se tiene:

$$Q = \frac{KA}{\mu} \rho g \quad (19)$$

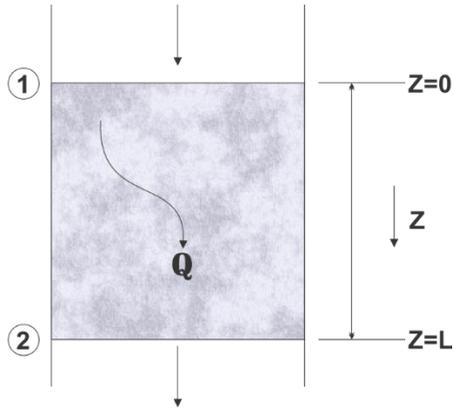


Figura 3.9. Flujo Vertical Libre Hacia Abajo en un medio poroso.

La ec. (19) también puede obtenerse según el concepto de potencial expresado en la ec. 7, así:

$$\emptyset_1 = \frac{P_1 - P_o}{\rho} - g(0) = \frac{P_1 - P_o}{\rho}$$

$$\emptyset_2 = \frac{P_2 - P_o}{\rho} - gL$$

Sustituyendo \emptyset_1 y \emptyset_2 en la ec. (11).

$$\begin{aligned} \frac{Q}{A} &= -\frac{k}{\mu} \rho \left(\frac{P_2 - P_o}{\rho} - gL - \frac{P_1 - P_o}{\rho} \right) \frac{1}{L} \\ &= -\frac{k}{\mu L} \rho \left(\frac{P_2 - P_o - P_1 + P_o - g\rho L}{\rho} \right); P_2 = P_1 \end{aligned}$$

$$Q = \frac{kA}{\mu} g\rho$$

Flujo Vertical Hacia Abajo con Altura de Líquido h a la Entrada: El cual se representa en la Figura 3.10.

Para este caso:

$$P_1 = \rho gh, \text{ y}$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} = -\frac{\rho gh}{L}, \text{ ya que } P_2 = 0$$

Sustituyendo en la ec. (18) se tiene: $Q = -\frac{KA}{\mu} \left(-\frac{\rho gh}{L} - \rho g \right)$

$$Q = \frac{KA\rho g}{\mu} \left(\frac{h}{L} + 1 \right) \quad (20)$$

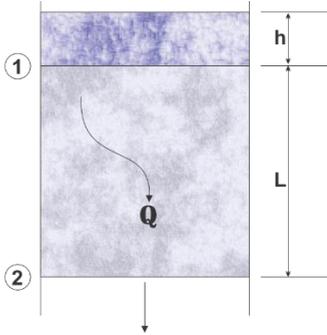


Figura 3.10. Flujo Vertical Hacia abajo con altura de líquido (h) a la entrada de un medio poroso.

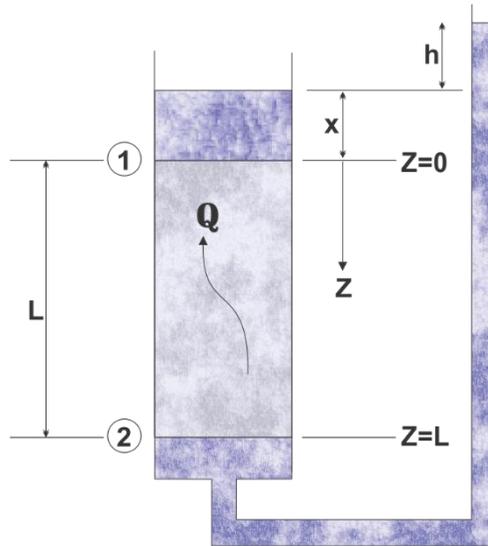


Figura 3.11. Flujo vertical hacia arriba con altura diferencial (h) entre los niveles de líquido a la entrada y salida en un medio poroso.
Flujo Vertical Hacia Arriba con Altura Diferencial h entre los Niveles de Líquido a la Entrada y la Salida: El cual se representa en la Figura 3.11.

En este caso en los puntos anteriores se tiene lo siguiente:

$$P_1 = \rho g(L + x + h)$$

$$P_2 = \rho g x$$

$$P_2 - P_1 = -\rho g(h+L) \text{ y es:}$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \frac{P_2 - P_1}{L} = -\frac{\rho g(L+h)}{L}$$

Sustituyendo en la ec. (18) y teniendo presente que el signo de ρg es positivo por ser flujo hacia arriba.

$$Q = -\frac{KA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial z} + \rho g \right) = -\frac{KA}{\mu} \left(-\frac{\rho g L + \rho g h}{L} + \rho g \right)$$

$$Q = \frac{KA}{\mu L} \rho g h \quad (21)$$

Flujo Radial.

En el flujo alrededor de los pozos es más frecuente la existencia de flujo radial que lineal o vertical.

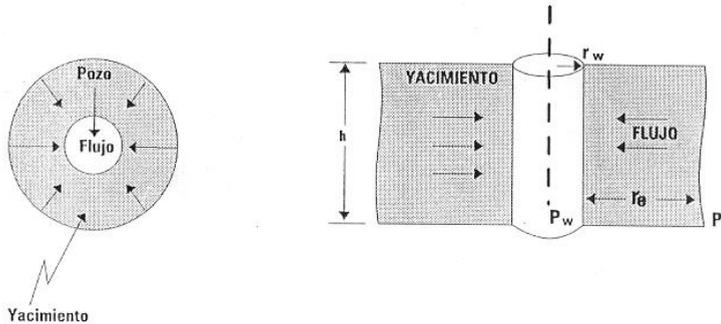


Figura 3.12. Esquema de flujo radial hacia un pozo.

Considérese un pozo situado en una formación cilíndrica horizontal de radio exterior r_e y espesor h . El pozo tiene un radio r_w y las presiones en el pozo y en el radio exterior son P_w y P_e respectivamente (Figura 3.12.).

Para la aplicación de la ecuación que rige este flujo se tiene lo siguiente:

$$Q = -\frac{K.A}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (22)$$

Haciendo:

$$X = r$$

$$A = 2\pi rh$$

Resulta para un pozo de producción donde P aumenta cuando r aumenta, $\partial P / \partial r$ es negativo. Sustituyendo en la ec. (22).

$$Q = \frac{2\pi r \cdot h \cdot K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (23)$$

Separando las variables P y r y considerando k, h y μ constantes:

$$\int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi Kh}{\mu Q} \int_{p_w}^{p_e} dP \quad (24)$$

Resulta:

$$Q = \frac{2\pi Kh(P_e - P_w)}{\mu \cdot \ln(r_e / r_w)} \quad (25)$$

1. Distribución de Presiones.

Considerando flujo continuo y yacimiento homogéneo se tienen los siguientes casos:

Sistema Lineal y Fluido Incomprensible:

A partir de la ecuación:

$$Q = -\frac{K \cdot A}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (26)$$

Separando variables e integrando la ec. (26) entre 0 y x con presiones P_1 y P respectiva:

$$\int_0^x dx = -\frac{K \cdot A}{\mu Q} \int_{P_1}^P dp \quad (27)$$

Se obtiene:

$$Q = \frac{K \cdot A}{\mu} \left(\frac{P_1 - P}{L} \right) \quad (28)$$

Combinando la ec. (28) con la ec. (17), la cual es:

$$Q = \frac{K \cdot A}{\mu} \left(\frac{P_1 - P_2}{L} \right)$$

Se obtiene la distribución de presión con distancia, la cual viene dada por la relación lineal siguiente (Figura 3.13):

$$P = P_1 - \frac{x}{L}(P_1 - P_2) \quad (29)$$

Esta expresión se representa gráficamente en la Figura 3.13.

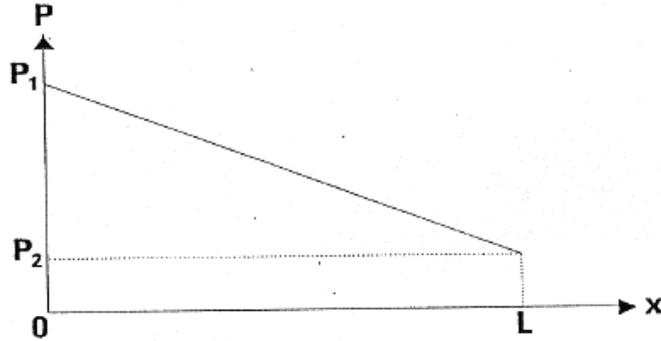


Figura 3.13. Distribución de presiones flujo lineal y fluido incompresible.

a. Sistema Radial y Fluido Incompresible:

Integrando la ecuación correspondiente para el radio variando entre r_w y r con la presión variando entre P_w y P respectivamente:

De:

$$Q = \frac{2\pi r h K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (\text{Ecuación 23)}$$

23)

$$\int_{r_w}^r \frac{dr}{r} = \frac{2\pi K h}{\mu Q} \int_{P_w}^P dp \quad (30)$$

Se obtiene:

$$Q = \frac{2\pi K h (p - p_w)}{\mu \ln(r/r_w)} \quad (31)$$

Combinando la ec. (31) con la ec. (25), la cual es:

$$Q = \frac{2\pi K h (P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (31)$$

Se obtiene:

$$P = P_w + \frac{P_e - P_w}{\ln(r_e / r_w)} \ln(r / r_w) \quad (32)$$

La representación gráfica de la ecuación (32) se muestra en la Figura 3.14.

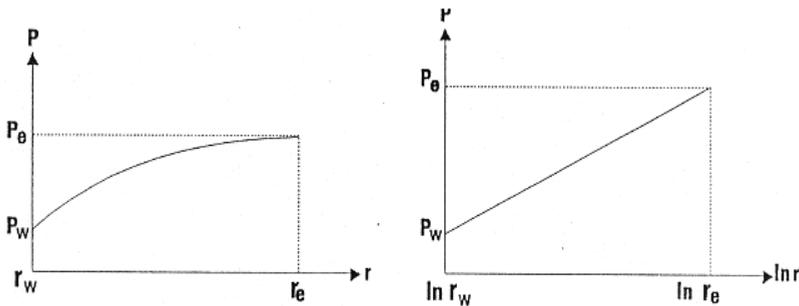


Figura 3.14. Distribución de Presiones flujo radial y fluido incompresible.

b. Flujo de un Gas Ideal en un Sistema Lineal.

En el caso de un gas ideal se tiene que, a una tasa de masa w fluyendo constante:

$$Q = \frac{W}{\rho} \quad (33)$$

Pero:

$$\rho = f(P), \text{ entonces en el caso del gas ideal: } \rho = \frac{PM}{RT} \quad (34)$$

Sustituyendo las ecs. (33) y (34) en la ec. (22), arreglando conveniente y considerando T la temperatura del sistema de flujo constante, se obtiene que:

$$W = \frac{KA}{\mu R' TL} \int_{P_1}^{P_2} dp \quad (35)$$

Siendo: $R' = R/M$ y los términos K , A , M , T y L constantes:

Si se expresa Q_b a condiciones normales o base (en general $P_b = 14,7 \text{ Ipca}$ y $T_b = 60^\circ\text{F} = 460 \text{ }^\circ\text{R}$), en las ecs (33), (34) y (35) se obtiene, considerando $T = T_b$ y $P = P_b$.

$$Q_b = \frac{K.A.T_b.(P_1^2 - P_2^2)}{2T\mu LP_b} \quad (36)$$

Ahora si Q se expresa a las condiciones de P y T medidas en el sistema de flujo, en base a la ley de Boyle.

$$\frac{Q_m.P_m}{T_m} = \frac{Q_b.P_b}{T_b} \quad (37)$$

de donde:

$$Q_b = \frac{Q_m.P_m.T_b}{T_m.P_b} \quad (38)$$

Sustituyendo la ec. (38) en la ec. (36):

$$\frac{Q_m.P_m.T_b}{T_m.P_b} = \frac{K.A.T_b.(P_1 + P_2)(P_1 - P_2)}{2T\mu L.P_b}$$

Si:

$$T = T_m \text{ y } P_m = (P_1 + P_2) / 2$$

Se obtiene:

$$Q_m = \frac{K.A.(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (39)$$

La ec. (39) es similar a la ec. (17) para líquidos, sin embargo para gases Q_m se expresa a condiciones promedios.

Para determinar la distribución de presiones en el caso de un gas ideal, se evalúa la ec. (35) entre $(0,x)$ y (P_1-P) , obteniéndose:

$$Q_b = \frac{K.A.T_b.(P_1^2 - P^2)}{2T\mu P_b} \quad (40)$$

Combinando las ecs. (36) y (40) se obtiene la expresión para la distribución de presiones siguientes:

$$P^2 = P_1^2 - \frac{X}{L}(P_1^2 - P_2^2) \quad (41)$$

La representación gráfica de la ec. (41) se muestra en la Figura 3.15.

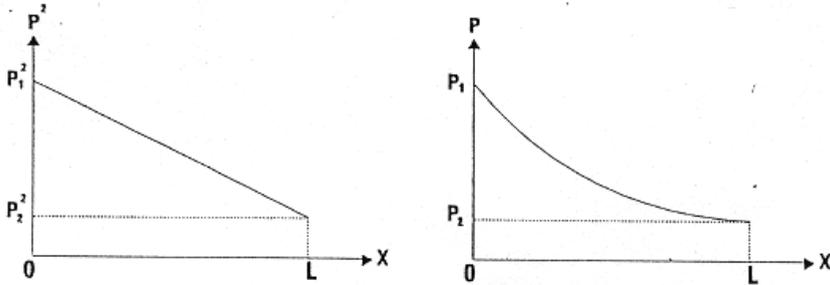


Figura 3.15. Distribución de Presiones. Gas ideal flujo lineal.

c. Flujo de Gas Ideal en un Sistema Radial.

Si la ec. (23) se evalúa entre (r_w, r) y (P_w, P) se obtiene para un gas ideal:

$$Q_b = \frac{2\pi K A T_b (P_e^2 - P_w^2)}{2T\mu P_b \ln(r/r_w)} \quad (42)$$

Igualmente si se evalúa la ec. (23) entre (r_w, r_e) y (P_w, P_e) :

$$Q_b = \frac{2\pi K A T_b (P_e^2 - P_w^2)}{2T\mu P_b \ln(r_e/r_w)} \quad (43)$$

Combinando las ecs. (42) y (43) resulta la distribución:

$$P^2 = P_w^2 + \frac{(P_e^2 - P_w^2)}{\ln(r_e/r_w)} \ln(r/r_w) \quad (44)$$

3.3. Tipos de Permeabilidad

Según las fases presentes en el medio poroso, se tienen los siguientes tipos de permeabilidad:

a. Permeabilidad Absoluta (k).

Es aquella que tiene un medio poroso saturado 100% por una única fase.

b. Permeabilidad Efectiva ($K_{ei}, i=o, w, g$).

Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyan en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración y su valor siempre es menor que la permeabilidad absoluta.

c. Permeabilidad Relativa ($K_{ri}, i = o, w, g$).

Es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la absoluta. Depende de la saturación del fluido considerado y siempre es menor a la unidad.

$$K_{ri} = \frac{K_{ei}}{K} \quad (45)$$

Permeabilidad Promedio

La homogeneidad de un medio poroso es una característica difícil de esperar, siendo la heterogeneidad en todos los sentidos el rasgo predominante en cualquier yacimiento. En consecuencia, la mayoría de los medios porosos tienen variaciones en sus permeabilidades. Si se considera que el sistema poroso está formado por capas, bloques o anillos distintos pero cada uno con una permeabilidad fija, es posible determinar una permeabilidad promedio que permita transformar la heterogeneidad del medio poroso en homogeneidad. A tal efecto se tienen los siguientes procedimientos:

1. Flujo Lineal

- a. Estratos en Paralelo: En la Figura 3.16 se indican un yacimiento formado por un grupo de estratos en paralelo (heterogeneidad), en las cuales la diferencia de presión en todos es constante y el cual se transformará en un yacimiento homogéneo.

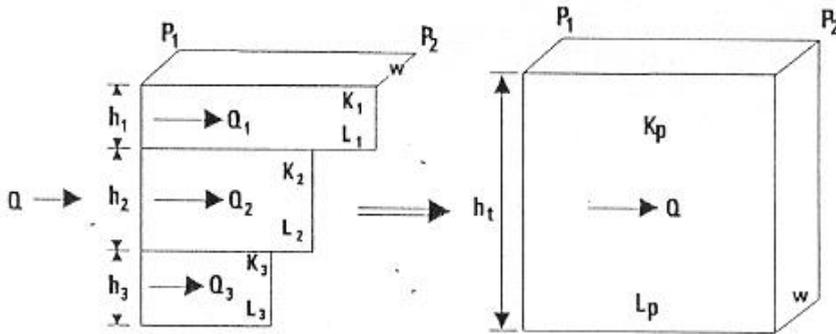


Figura 3.16. Flujo lineal a través de capas paralelas.

Considerando la presión diferencial constante para todos los estratos, se tiene aplicando la Ley de Darcy para flujo lineal a cada estrato en particular, lo siguiente:

$$Q_1 = \frac{K_1 A_1}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_1} \quad (46)$$

$$Q_2 = \frac{K_2 A_2}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_2} \quad (47)$$

$$Q_3 = \frac{K_3 A_3}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_3} \quad (48)$$

Por condiciones de flujo continuo a cualquier tiempo se cumple que:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 \quad (49)$$

Se busca que se cumpla lo siguiente:

$$Q = \frac{K_p \cdot A_p}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_p}$$

Siendo K_p , A_p , L_p , la permeabilidad, el área y la longitud de un medio poroso homogéneo capaz de transmitir la cantidad de flujo total de un fluido de viscosidad μ bajo la misma presión diferencial.

Sustituyendo las ecs. (46), (47), (48) y (50) en la ec. (49):

$$\frac{K_p \cdot A_p}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_p} = \frac{K_1 \cdot A_1}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_1} + \frac{K_2 \cdot A_2}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_2} + \frac{K_3 \cdot A_3}{\mu} \cdot \frac{(P_1 - P_2)}{L_3}$$

Resulta generalizando para un número “n” de estratos:

$$\frac{K_p A_p}{L_p} = \sum_{i=1}^n \frac{K_i A_i}{L_i} \quad (51)$$

Suponiendo el ancho de los estratos w constante, tal como se muestra en la Figura 3.16, se tiene:

$$A_i = w \cdot h_i \quad (52)$$

$$\text{Además:} \quad A_p = w \cdot h_T \quad (53)$$

$$A_p = w \sum_{i=1}^n h_i \quad (54)$$

Sustituyendo las ecs. (52) y (54) en la ec. (51) resulta:

$$\begin{aligned} \frac{K_p}{L_p} w \cdot \sum_{i=1}^n h_i &= w \sum_{i=1}^n K_i \frac{h_i}{L_i} \\ \frac{K_p}{L_p} &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{k_i h_i}{L_i}}{\sum_{i=1}^n h_i} \end{aligned} \quad (55)$$

Si se considera L_i constante e igual a L_p , se obtiene:

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (56)$$

b. Estratos en Serie.

En la Figura 3.17 se indica un yacimiento formado por un grupo de estratos en serie, en los cuales la tasa de flujo a través de ellos es constante:

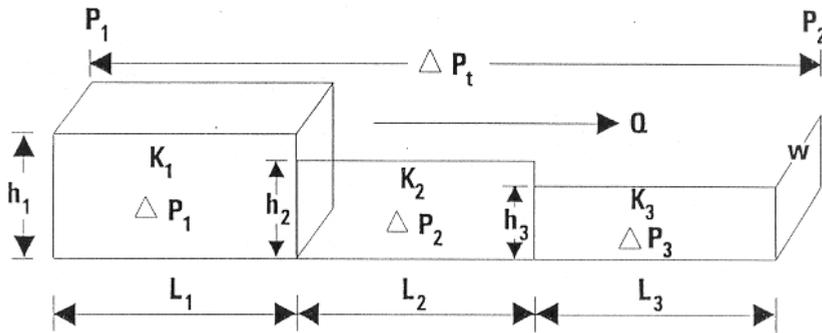


Figura 3.17. Flujo lineal en estratos en serie.

Para estratos en serie se cumple:

La tasa de flujo es igual para todos los estratos.

$$Q = Q_1 = Q_2 = Q_3 \quad (57)$$

La presión diferencial total es igual a la suma de caídas de presión ocurridas en todos los estratos:

$$\Delta P_t = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 \quad (58)$$

La caída de presión en un estrato en particular se obtiene según la Ley de Darcy por la expresión:

$$\Delta P_1 = \frac{Q\mu L_i}{K_i A_i} \quad (59)$$

Sustituyendo la ec. (59) en la ec. (58), generalizando para "n" estratos en serie:

$$\Delta P_t = Q\mu \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i A_i} \quad (60)$$

Lo que se busca es un yacimiento homogéneo que tenga propiedades promedias \$K_p\$, \$L_p\$ y \$A_p\$ y sea capaz de transmitir la misma cantidad de fluido de viscosidad \$\mu\$ por unidad de tiempo y bajo igual presión diferencial total. Así:

$$\Delta P_t = Q\mu \frac{L_p}{K_p \cdot A_p} \quad (61)$$

Igualando las ecs. (60) y (61) se obtiene:

$$\frac{L_p}{K_p \cdot A_p} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i A_i} \quad (62)$$

Si los estratos tienen todos el mismo ancho w , entonces:

$$A_i = w \cdot h_i \quad (63)$$

$$A_p = w \cdot h_p \quad (64)$$

Sustituyendo las ecs. (63) y (64) en la ec. (62) se obtiene:

$$\frac{K_p h_p}{L_p} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i h_i}} \quad (65)$$

Si el área es la misma para todos los estratos y además: $L_p =$

$L_t = \sum_{i=1}^n L_i$, la ec. (65) se reduce a:

$$K_p = \frac{L_t}{\sum_{i=1}^n (L_i / K_i)} \quad (66)$$

Flujo Radial.

a. Estratos en Paralelo.

Este tipo de yacimiento se presenta en la Figura 3.18. En este caso se cumple:

La presión diferencial es constante para todos los estratos:

$$\Delta P = \Delta P_1 = \Delta P_2 = \dots = \Delta P_n \quad (67)$$

La tasa de flujo total es la sumatoria de las tasas de cada estrato:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (68)$$

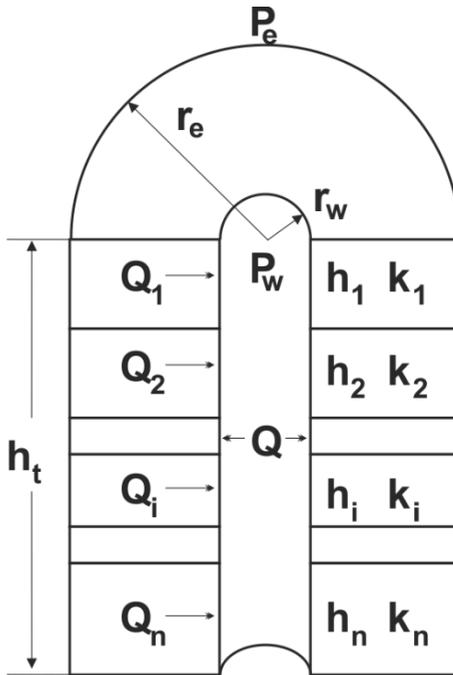


Figura 3.18. Flujo Radial en Estratos en Paralelo.

Aplicando la Ley de Darcy para flujo radial a cada estrato y sustituyendo en la ec. (68) resulta:

$$\sum_{i=1}^n \frac{2\pi K_i h_i (P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} = \frac{2\pi k_p h_t (P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (69)$$

Luego:

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{h_t} \quad (70)$$

Donde:

$$h_t = \sum_{i=1}^n h_i \quad (71)$$

b. Estratos en Serie.

Este tipo de yacimiento se representa en la Figura 3.19. En este caso se cumple:

Caudal constante para todos los estratos.

$$Q = Q_1 = Q_2 = \dots Q_n \quad (72)$$

$$\Delta P_t = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (73)$$

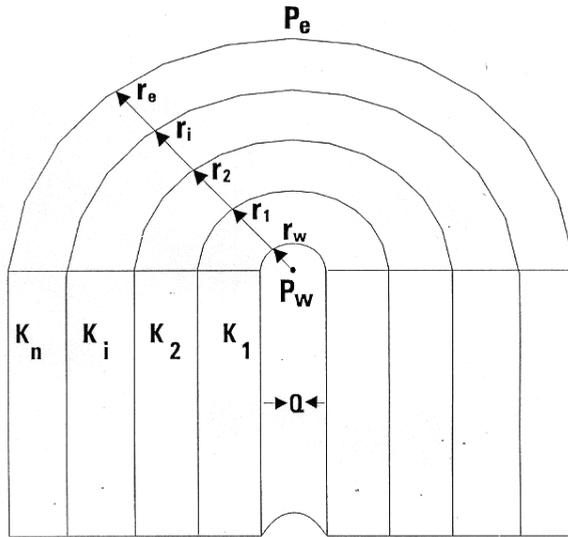


Figura: 4.19. Flujo Radial en Estratos en Serie.

Aplicando la Ley de Darcy para flujo radial en la determinación de la caída de presión en cada estrato y sustituyendo en la ec. (73):

$$\Delta P_t = \sum_{i=1}^n \Delta P_i = \sum_{i=1}^n \frac{Q\mu \ln(r_i / r_{i-1})}{2\pi K_i h_i} \quad (74)$$

donde: $r_o = r_w, r_n = r_e, h_t = \sum_{i=1}^n h_i$

Aplicando la Ley de Darcy para un único estrato de propiedades promedio:

$$\Delta P_i = \frac{Q\mu \ln(r_e / r_w)}{2\pi K_p h_t} \quad (75)$$

Igualando las ecs. (74) y (75), se obtiene:

$$K_p = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\sum_{i=1}^n [\ln(r_i / r_{i-1})] / K_i} \quad (76)$$

También es posible calcular permeabilidad promedio mediante promedios aritméticos, ponderados o estadísticos, cuando sea necesario un valor representativo para todo el yacimiento. Las ecuaciones a aplicar en estos métodos son iguales a las utilizadas en el cálculo de la porosidad promedio.

Ley de Darcy en Unidades Petroleras

Para la aplicación de la Ley de Darcy y de las otras ecuaciones de flujo en los problemas de la industria petrolera es conveniente introducir en ellas las unidades de campo comúnmente utilizadas en la industria. A continuación un resumen de las ecuaciones más comunes con los correspondientes factores para la conversión a la terminología petrolera.

1. Flujo Lineal: líquidos (o gases con volumen a la presión promedio).

Q en barriles por día (BY/día) en:

$$Q = 1,1271 \frac{KA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (77)$$

Q en pies³ por día (PCY/día) en:

$$Q = 6,323 \frac{K.A.(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (78)$$

en las cuales: P_1 y P_2 en lpca.

K en Darcy.

A en pie² y L en pies.

en centipoise (cp).

2. Gases a presión base P_b y temperatura de flujo T_f lineal.

$$Q_b = 3,1615 \frac{K.A.(P_1^2 - P_2^2)}{\mu P_b L} \quad (79)$$

Radial:

$$Q_b = 19,88 \frac{K.h(P_e^2 - P_w^2)}{\mu P_b \ln(r_e / r_w)} \quad (80)$$

Donde: Q_b es pie³/día a P_b (Ipca) y T_f .

μ en cp

L en pies.

R_e y r_w en unidades consistentes (pies, pulg).

A en pie².

P_1 , P_2 , P_e y P_w en Ipca.

K en darcys.

2. Flujo Radial: líquidos (o gases con volumen a la presión promedio).

Q en bbls/día (BY 7 día).

$$Q = 7,082 \frac{Kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e / r_w)} \quad (81)$$

Q en pie³/día: (PCY/día)

$$Q = 39,76 \frac{Kh(P_e - P_w)}{\mu \ln(r_e / r_w)} \quad (82)$$

donde las unidades de los parámetros son los mismos.

3.4. Factores que afectan la Permeabilidad

La permeabilidad está afectada en el yacimiento por los mismos factores que afectan la porosidad, tales como: presión de sobrecarga, grado de compactación de la roca, tamaño y distribución de los granos, etc. Además, es conveniente considerar que las medidas de las permeabilidades son afectadas por el deslizamiento en las paredes y por la presencia de líquidos reactivos.

1. Deslizamiento en las paredes: Efecto Klinkenberg.

Medidas de permeabilidad para varios fluidos (gas, líquidos) y diferentes gradientes de presión dan resultados diferentes (Figura 3.20). La pequeña dimensión transversal de los canales en los cuales el fluido circula dentro del medio poroso debe ser destacada.

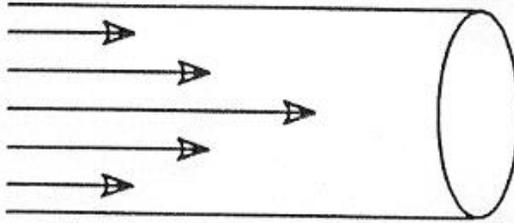


Figura 3.20. Flujo Líquido.

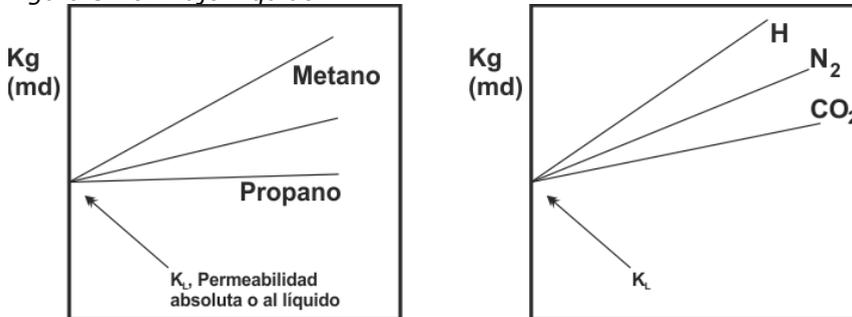


Figura 3.21. Variación de la Permeabilidad con Presión Media y Tipo de Gas.

De acuerdo a la teoría cinética de los gases, las moléculas pueden considerarse como minúsculas esferas con diámetros de aproximadamente unas diez milésimas de un micrón, separadas por distancias las cuales son aproximadamente diez veces sus propios tamaños a la presión atmosférica. Estas moléculas se mueven a muy altas velocidades (del orden de magnitud de la velocidad del sonido) y chocan en una forma aleatoria. La longitud promedio de este movimiento se llama camino promedio libre de paso de las moléculas.

La permeabilidad a un gas es una función de dicho camino libre promedio y por lo tanto, depende de los factores que lo afectan tales como: presión, temperatura y clase de gas. En el caso específico de la presión, la longitud promedio de este movimiento, es inversamente proporcional a ella. A presiones cercanas a la presión atmosférica (aún para dimensiones del

orden de un micrón), la mayor parte de las colisiones constantemente tendrán lugar entre las moléculas y no contra las paredes, debido al alto número de moléculas presentes en la unidad de volumen.

De otra manera, a muy bajas presiones, la fricción interna debida a los choques entre las moléculas tiende a desaparecer y el flujo es claramente afectado por la proporción relativa de choques con las paredes. El flujo molecular ocurre entonces y el coeficiente de viscosidad no es altamente significativo. Cuando el camino libre es pequeño, como en el caso de una alta presión, es de esperar que la permeabilidad a los gases se aproxime a la de los líquidos. Por lo tanto, se comprende que la simple aplicación de la ley de Darcy tiende a conducir a más y más resultados erróneos en la forma como la presión promedio de flujo disminuye.

Klinkenberg ha relacionado la aparente permeabilidad (K_g) medida para el gas a una presión promedio (P_m), con la verdadera permeabilidad (K_L), denominada también permeabilidad al líquido, mediante la siguiente ecuación:

$$K_g = K_L + \frac{m}{P_m} \quad (83)$$

Tal ecuación (83) resulta por haberse comprobado que la permeabilidad medida (K_g) en función del recíproco de la presión media ($1/P_m$), para diferentes gases, tiene la forma lineal presentada en la Figura 3.21

Se observa en la mencionada figura lo siguiente:

- La permeabilidad observada varía linealmente con el recíproco de la presión promedio.
- A medida que el peso molecular es menor la línea recta tiene mayor pendiente, lo cual indica un mayor efecto o deslizamiento.

Todas las rectas extrapoladas a presión promedio igual a infinito ($1/P_m=0$) interceptan, al eje de permeabilidad en un punto común. Este punto se le llama permeabilidad al líquido K_L y ha sido comprobado por Klinkenberg y otros investigadores que es igual a la permeabilidad del medio poroso cuando está fluyendo una sola fase líquida homogénea y no reactiva.

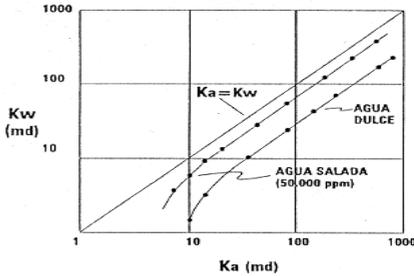
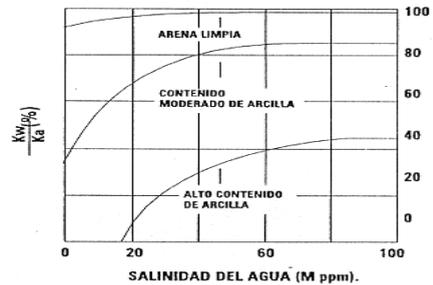
Las rectas resultantes en la Figura 3.21), matemáticamente se pueden expresar por la ecuación (83), siendo "m" la pendiente y K_g la permeabilidad al gas medida a la presión promedio P_m .

Variaciones de Permeabilidad por reacciones entre fluidos y yacimiento

A pesar de que al agua se le considera un líquido no reactivo, la presencia de arcillas expansivas en muchos yacimientos causa que ella se convierta en el líquido reactivo que más frecuente se presenta en relación con la determinación de la permeabilidad. Los líquidos reactivos alteran la geometría interna del medio poroso, bien por expansión de arcilla, disolución del cemento que une a los granos o arrastre de las partículas desprendidas durante el flujo. La salinidad y alcalinidad del agua parecen ser los factores más importantes que entran en juego en este efecto y numerosos trabajos al respecto se han hecho para evaluar estos efectos.

La inyección de agua fresca en una muestra arcillosa da permeabilidad cero. La inyección de agua fresca en un yacimiento conduce a reducción en la permeabilidad, especialmente si hay presente arcilla, aunque sea en muy pequeñas cantidades. Pruebas cortas durante la perforación de un pozo a menudo señalan valores muy bajos de permeabilidad.

En la Figura 3.22 se señala valores de K medidos para aire, agua salada y agua dulce (resultados en laboratorio en pruebas hechas en Core Laboratories Inc). En la Figura 3.23 se muestra las variaciones de permeabilidad al agua según su salinidad para varios contenidos de arcillas. Como se observa es necesario alcanzar un contenido de sal en el orden de 50.000 a 60.000 ppm para que el hinchamiento arcilloso sea reducido y así una disminución en la permeabilidad pueda ser evitado.

Figura 3.22. $K_w = f(K_a)$ Figura 3.23. $K_w = f(\text{SALIN}, \text{ARC})$.

Efecto de la Presión de Sobrecarga en la Permeabilidad.

Cuando una muestra se extrae de una formación, se le elimina toda la presión de sobrecarga. La roca se expande libremente en todas las direcciones cambiando parcialmente la forma de los caminos de flujo dentro del núcleo. La compactación de la muestra debida a la presión de sobrecarga puede producir tanto como el 60% de reducción en la permeabilidad de la formación.

En la tabla inferior se señalan algunos valores generales en los cambios de permeabilidad en relación con la presión geoestática o de sobrecarga.

Tipo de Roca	Variación de K en términos del estado de Esfuerzo	$\frac{K_{\text{yacim}}}{K_o}$
Arena consolidada sin fisuras.	Pequeña variación en K/K_o .	0,7 a 0,9
Arena consolidada fisurada.	Alta variación en K/K_o .	Sobre 0,05 a 0,10.
Arena relativamente no consolidada (algunas veces a profundidades grandes ($\geq 9000'$)).	Alta variación en K/K_o Permeabilidad cae muy rápido con incremento en el esfuerzo y entonces permanece relativamente constante.	0,05 a 0,10
Depósito detríticos orgánicos	Continúa decreciendo en K/K_o .	0,05 a 0,10

Puede observarse que la permeabilidad de la roca fisurada cae rápidamente cuando el esfuerzo efectivo incrementa y entonces varía poco (K_o es la permeabilidad medida en la superficie).

3.5. Fluidos presentes en el Yacimiento

Para estimar la cantidad de fluidos presentes en un yacimiento es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupada por cada fluido presente.

- a. Saturación de fluido.

“Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por determinado fluido”.

Nomenclatura: S_i , donde $i = o, w, g$.

En el yacimiento sólo se presentan tres fluidos:

Petróleo: o ; agua: w y gas: g .

Entonces:

- b. Saturación de Petróleo: Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el petróleo.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Petróleo}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_o}{V_p} \quad (84)$$

- c. Saturación de Agua: Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el agua connata.

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_{wi}}{V_p} \quad (85)$$

- d. Saturación de Gas: Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por un gas.

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_g}{V_p} \quad (86)$$

Además, en el medio poroso se cumple:

$$S_g + S_o + S_{wi} = 1,0 \quad (87)$$

Determinación de la Saturación

Ello puede hacerse mediante:

- Métodos directos en el laboratorio, tales como el llamado “Método de la Retorta y el de Extracción de Solventes”.
- Métodos indirectos en el pozo mediante el perfilaje eléctrico con registros especiales con tal objetivo.

Saturación Promedio (S_{pi}).

Según el fluido se puede hacer por promedio aritmético, ponderadamente por espesor, área volumen y por técnicas estadísticas de distribución.

$$\text{Aritmético: } S_{pi} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{ij}}{n}, i = o, w, g. \quad (88)$$

Ponderado por:

$$\text{Espesor: } S_{pi} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{ij} h_{ij}}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (89)$$

$$\text{Área: } S_{pi} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{ij} A_j}{\sum_{j=1}^n A_j} \quad (89)$$

$$\text{Volumen: } S_{pi} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{ij} A_j h_j}{\sum_{j=1}^n A_j h_j} \quad (90)$$

Agua Intersticial (S_{wi}).

El agua intersticial o connata o innata es aquella que está presente en cualquier punto de todo yacimiento de hidrocarburos. Esta agua rodea a los granos y llena los pequeños poros. En general, los hidrocarburos ocupan la parte central de los poros grandes y las grietas, tal como se muestra en la Figura 3.24).

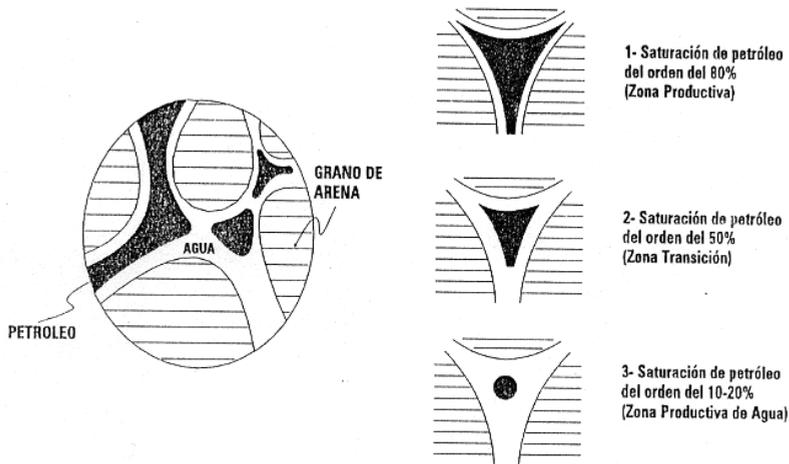


Figura 3.24. Esquema demostrativo de la distribución del fluido no mojante o petróleo (en negro).

La saturación de agua depende de:

- Tamaño de los poros y distribución de ellos.
- La altura de la muestra encima de la zona productora de agua.

Las areniscas de poros grandes, calizas oolíticas o vacuolas y todas las rocas con altas porosidades tienen relativamente bajos valores de saturación de agua connata irreducible, mientras que las areniscas de poros pequeños tienen en general altas saturaciones de agua connata irreducible.

Volumen de fluidos en el yacimiento

Desde el punto de vista volumétrico considerando al yacimiento como un sistema homogéneo, los volúmenes de

gas, petróleo y agua presentes en la zona de petróleo puede estimarse de la forma siguiente:

$$\text{Agua: } V_{wi} = 7758 V_p \cdot S_{wi} \quad (91)$$

$$\text{Petróleo: } V_o = 7758 V_p \cdot S_o \quad (92)$$

V_{wi} y V_o en barriles de yacimiento (BY) si V_p es en acrespie, siendo:

$$V_p = A \cdot h \cdot \phi \quad (93)$$

A en acres y h en pies, ϕ es fracción:

$$\text{Gas: } V_g = 43560 V_p S_g \quad (94)$$

V_g en pies³ de yacimiento (PCY) si V_p es en acrespie.

Si $S_g = 0$ (yacimiento subsaturado), entonces:

$$S_o = I - S_{wi}$$

Más adelante se presenta la metodología para evaluar el volumen poroso del yacimiento, conociendo la geometría de éste:

Distribución de Fluidos en el Yacimiento

La mayoría de los yacimientos está humedecidos por agua y por ello las fuerzas capilares resisten el desplazamiento del agua por el petróleo. Del otro lado, la gravedad hace que la presión aumente en la fase petrolífera en comparación con la fase acuífera a medida que aumenta la distancia por encima del contacto agua-petróleo. En la Figura 3.25 se resaltan las condiciones iniciales de saturación en un yacimiento petrolífero típico, con el agua subyacente y casquete de gas suprayacente respectivamente, y mostrador también los contactos de los fluidos en un hoyo que está en equilibrio estático con el yacimiento.

La Figura 3.25-(A) muestra la posición de equilibrio estático de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo en un hoyo abierto en el que no están presentes las presiones capilares. En la Figura 3.25 (B) se muestran las saturaciones de fluidos en el yacimiento, donde las presiones capilares son importantes. En base a lo mostrado se tienen los siguientes conceptos:

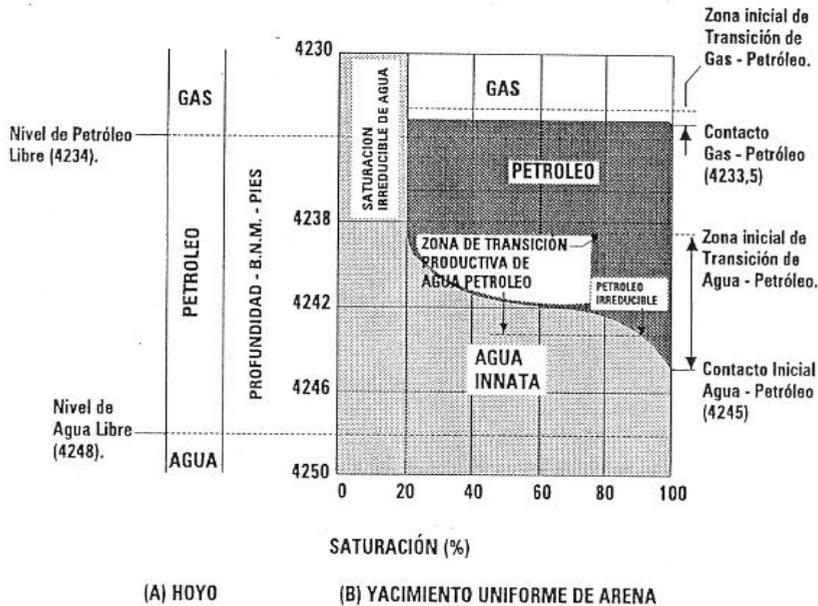


Figura 3.25. Distribución de Fluidos en el Yacimiento.

- Nivel de Agua Libre. Este es el nivel de equilibrio del contacto agua-petróleo en un hoyo abierto (Figura 3.25(A)). Al nivel de agua libre en el yacimiento se le asigna cero de presión capilar y las saturaciones de agua en el yacimiento pueden ser determinadas por pruebas de presión capilar de laboratorio.
- Contacto Inicial Agua-Petróleo. Este es el punto más bajo en el yacimiento donde está presente el petróleo. Como se señala en la Figura 3.25(B), este nivel es más alto que el nivel de agua libre.
- Contacto Agua-Petróleo Producibile. Este es el nivel más bajo en el yacimiento de donde el petróleo es producible. Corresponde con el nivel donde la saturación de petróleo está justamente por encima del valor irreducible.
- Nivel de Terminación. Este es el nivel más bajo de donde no se produce agua del yacimiento y corresponde al nivel donde la saturación de agua ha llegado al valor irreducible.

- En base a los contactos definidos anteriormente se presentan las siguientes zonas en el yacimiento:
- Zona Inicial de Transición Agua-Petróleo. Esta es la distancia vertical entre el contacto inicial agua-petróleo y el nivel de terminación.
- Zona de Transición Productiva de Agua-Petróleo. Esta es la región (distancia vertical) entre el contacto agua - petróleo producible y el nivel de terminación. También es el intervalo del cual se produce agua y petróleo simultáneamente.
- Agua Innata o Connata o Intersticial. Esta es simplemente la saturación inicial de agua en cualquier punto en el yacimiento. Generalmente, decrece con respecto a la altura por encima del contacto agua-petróleo inicial.
- Saturación de Agua Irreducible. Esta es la saturación mínima que puede obtenerse por el desplazamiento del agua por petróleo. El nivel más bajo de la saturación de agua irreducible es el tope de la zona de transición agua-petróleo.
- En el caso de los contactos gas-petróleo, la situación es más sencilla porque la zona de transición gas-petróleo es generalmente tan delgada que puede considerarse nula.
- La Zona de Transición Gas-Petróleo. Es más delgada que la zona de transición agua-petróleo porque el sistema gas-petróleo tiene mayor diferencia de densidad y más baja tensión interfacial. En base a ello se tiene:
- Nivel de Petróleo Libre. Este es el nivel del contacto gas-petróleo donde no existe presión capilar (Figura 3.25(A), en el hoyo)
- Contacto Gas-Petróleo. Este es el nivel del contacto gas-petróleo en el yacimiento (Figura 3.25 (B)).

Determinación de los Contactos de Fluidos

Los contactos originales de los fluidos pueden determinarse de los perfiles eléctricos, de los núcleos y de las pruebas selectivas de producción. A continuación se hace una breve

descripción de dicha determinación mediante las dos últimas técnicas.

- Por Núcleos. Si en un pozo se cortan núcleos, con lodo a base de agua, los núcleos son lavados violentamente por el filtrado de lodo. Las saturaciones de petróleo medidas en el laboratorio son aún más bajas debido a las mermas del petróleo y del gas en solución durante la traída de los núcleos a la superficie. Sin embargo, las saturaciones de petróleo para el intervalo entre el contacto agua-petróleo y el contacto gas-petróleo son todavía significativamente más altas que en el casquete de gas y en el acuífero. Las saturaciones de petróleo medidas en la zona petrolífera generalmente acusan de 15 a 30%, mientras que saturaciones de 5 a 10% o menos pueden esperarse en el casquete de gas, y en el acuífero.
- Para mayor exactitud en la determinación de contactos de fluidos, es necesario medir en el laboratorio las saturaciones de petróleo de los núcleos de todo el intervalo del casquete de gas, de la zona petrolífera y del acuífero. El contraste entre la saturación de petróleo en los contactos en vez de las saturaciones absolutas es el que muestra los contactos de fluidos.
- Por Pruebas de Producción. Luego de descubrir un extenso y nuevo yacimiento, ciertos pozos en el programa de perforación son escogidos para hacerles pruebas de producción con la sarta de perforación con el objeto de seleccionar el mejor intervalo para la terminación de los pozos. Las pruebas se inician a una distancia razonable por encima de la zona de transición agua-petróleo, la cual puede estimarse de los perfiles de otros pozos. Si la primera prueba muestra petróleo sin agua, el intervalo está por encima de la zona de transición, entonces se profundiza el pozo cinco pies y se prueba este nuevo intervalo recién abierto.
- Este procedimiento se repite hasta que una prueba dé alguna producción de agua. Esto ubica el nivel de terminación dentro del último intervalo de 5 pies probado. Si la zona de transición tiene gran espesor, la relación agua-petróleo aumentará a medida que se prueben intervalos más profundos. Finalmente, una prueba por debajo del contacto agua-petróleo producible mostrará solo agua y localizará el contacto agua-petróleo producible dentro del precedente intervalo de 5 pies

probado. Aunque los pozos serán generalmente terminados por encima de la zona de transición, es importante conocer el espesor de la zona de transición para calcular reservas de crudo. Un programa similar de pruebas puede llevarse a efecto para ubicar el contacto gas-petróleo en el yacimiento.

Descripción del Yacimiento

Los estudios de ingeniería de yacimientos requieren que los aspectos físicos del yacimiento sean descritos en forma útil. Estas representaciones incluyen:

- Descripción de la estratificación del yacimiento.
- Descripción de la geometría del yacimiento, tanto en su extensión como verticalmente.
- Información sobre porosidad, permeabilidad y saturación de agua para todo el yacimiento.
- Descripción de la extensión y de la permeabilidad del acuífero lindante.

Esta información es representada en varios tipos de mapas y secciones que son preparados por o en colaboración con los geólogos de producción. A continuación se describen algunos de los métodos para evaluar y representar los factores antes mencionados.

1. Estratificación del Yacimiento.

La mayoría de los yacimientos tienen estratos (bandas) debido a las variaciones que existieron durante el ambiente en que ocurrió el depósito de sedimentos. Para la mayoría de los casos, el material del yacimiento fue depositado al desprenderse del agua. Bajo ciertas condiciones, el agua depositará mayoritariamente partículas muy pequeñas en una localidad específica, mientras que bajo otras condiciones depositará relativamente partículas grandes en la misma localidad. Esto resulta en el depósito de una serie vertical de unidades disímiles, llamadas estratos.

Las condiciones ambientales también varían de un lugar a otro a la vez que se suceden cambios tanto laterales como verticales dentro de la totalidad de la roca. Estos cambios en

las propiedades de la roca resultan en variaciones de porosidad, distribución de fluidos y permeabilidad.

Mucha gente piensa en la estratificación del yacimiento solamente en términos de estratos de arena neta y láminas impermeables de arena o lutita. Esto es aceptable en sentido general, pero la estratificación también existe dentro de los propios estratos de arena neta. Aunque toda la parte de arena neta contenga hidrocarburos y posea permeabilidad, ese grado de porosidad y permeabilidad puede variar extensamente.

Para la realización de los cálculos de ingeniería, el yacimiento puede dividirse verticalmente en zonas. Son herramientas importantes para determinar la zonificación del yacimiento los diferentes perfiles eléctricos tomados en los pozos al igual que los análisis de núcleos tomados. Con los perfiles se puede diferenciar entre arena y lutita, o entre calizas porosas o Por lo tanto, secciones transversales del yacimiento, hechas a base de perfiles pueden mostrar si las zonas permeables son continuas en todo el yacimiento o si son lentes que poseen limitada extensión geográfica y vertical. Los perfiles pueden también mostrar el espesor de *arena neta* en cada pozo, la cual se aplica a la roca que contiene hidrocarburos producibles (extraíbles) y posee permeabilidad.

2. Mapas de Espesores del Yacimiento.

Varios términos son empleados para describir el espesor de la roca de un yacimiento en un pozo determinado. Estos términos son:

- Espesor bruto del yacimiento.
- Espesor bruto petrolífero.
- Espesor neto petrolífero.

El corte esquemático transversal mostrado en la Figura 3.26 permite entender estos términos:

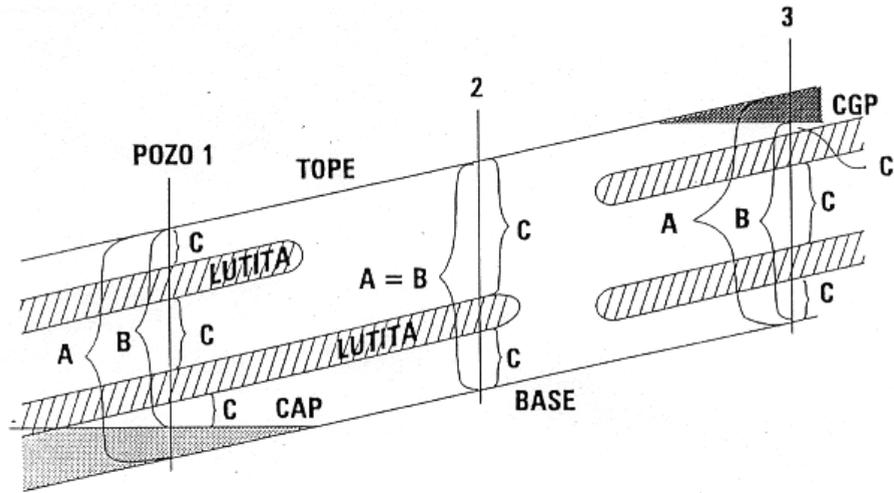


Figura 3.26. Corte Transversal de un Yacimiento.

- Mapa Isópaco de Espesor Bruto.

Muestra todo el intervalo entre el tope y la base de yacimiento de cada pozo. Los mapas estructurales que cubren el tope y la base del yacimiento pueden proveer la información para este mapa isópaco.

El espesor bruto en cada pozo se muestra en la Figura 3.26) designado con la letra A.

- Mapa Isópaco del Espesor Bruto Petrolífero.

El intervalo bruto petrolífero se determina eliminando las porciones del espesor bruto que contengan agua. También se elimina la parte gasífera o casquete de gas cuando exista.

Es más descriptivo de la geometría del yacimiento que el mapa isópaco de espesor bruto.

La cantidad de grosor bruto petrolífero se denota por la letra (B) en la Figura 3.26)

- Mapa Isópaco de Espesor Neto Petrolífero.

Se construye eliminando las lutitas y la arena impermeable del espesor bruto petrolífero, así como cualquier porción de la roca que no sea petrolífera. La directriz para eliminar arena impermeable del espesor bruto petrolífero puede ser algo arbitrario. En muchos casos, la arena se le considera impermeable si su permeabilidad es menos de un milidarcy,

aunque a veces ésta puede considerarse. En la Figura 3.26 el espesor neto petrolífero en cada pozo se señala con la letra C.

Volumen Total del Yacimiento

El método volumétrico usa mapas del subsuelo e isópaco basados en información obtenida de registros eléctricos, núcleos y pruebas de formación y producción. Un mapa de curvas de nivel o de control del subsuelo (estructural) muestra líneas que conectan puntos de una misma elevación a partir de la parte superior del estrato de referencia o estrato base, y por consiguiente, muestra la estructura geológica. Un mapa isópaco neto muestra líneas que conectan puntos de igual espesor neto de la formación, y las líneas individuales se llaman líneas isópacas. El ingeniero de yacimientos emplea estos mapas para determinar el volumen productor total o bruto del yacimiento. El mapa de contorno se usa en la preparación de mapas isópacos donde existe contactos petróleo-agua (CAP), gas-petróleo (CGP) o contacto gas-agua (CGA). La línea de contacto entre los fluidos es la línea isópaca cero. El volumen se obtiene midiendo con un planímetro las áreas entre las líneas isópacas de todo el yacimiento o de las unidades individuales en consideración.

En la Figura 3.27) se representa esquemáticamente un mapa isópaco de un yacimiento petrolífero.

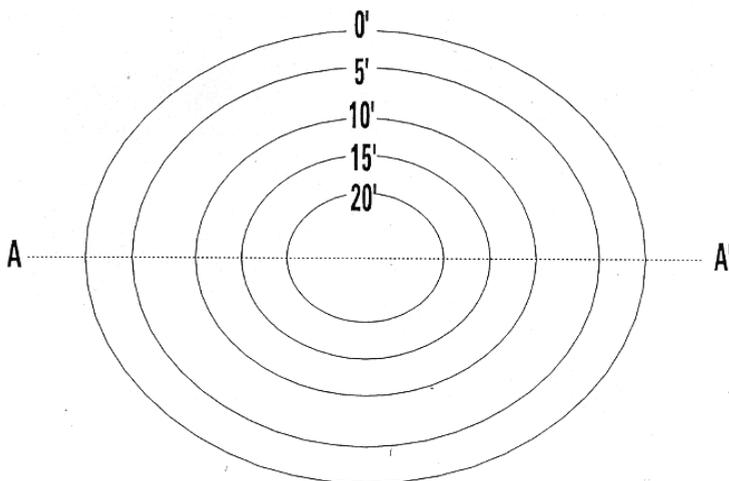


Figura 3.27. Representación esquemática del Mapa Isópaco.

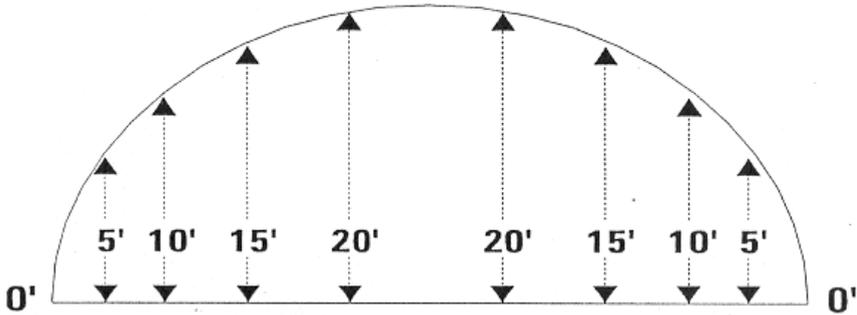


Figura 3.28. Sección esquemática de un yacimiento.

En la Figura 3.28 se muestra una sección del yacimiento a lo largo de la línea AA' (Figura 3.27).

Es evidente que el mapa isópaco (Figura 3.27) solo señala espesores y no da idea de forma estructural. Un mapa isópaco puede corresponder a diferentes formas estructurales.

Utilizando un mapa isópaco de arena neta petrolífera se puede obtener el volumen total por diferentes métodos, entre los cuales se obtienen los siguientes:

Método Piramidal.

En este método se supone que el yacimiento se puede dividir en láminas horizontales (Figura 3.28) y se considera que cada lámina corresponde a un volumen de pirámide truncada que se determina por la siguiente expresión:

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n \cdot A_{n+1}}) \quad (96)$$

donde:

ΔV_b , es el volumen bruto, en acres-pie.

A_n , es el área en acres encerrada por la línea isópaca inferior.

A_{n+1} , es el área en acres encerrada por la línea isópaca superior.

h , es el intervalo en pies entre las líneas isópacas.

$n = 0, 1, 2, 3, \dots$

La ecuación (96) se emplea para determinar el volumen entre líneas isópacas sucesivas y el volumen total es la suma de los volúmenes individuales. En la Figura 3.29) se muestra en forma esquemática la misma sección de la Figura 3.28), ahora seccionada en láminas horizontales, para el cálculo por el medio piramidal (similarmente para el método trapezoidal).

Las áreas A_0 , A_1 , A_2 ,..... A_n corresponden a las áreas encerradas por cada línea isópaca y el volumen de cada pirámide truncada que está entre dos líneas isópacas sucesivas se determina por la ecuación (96) y el volumen total es la suma de los volúmenes individuales.

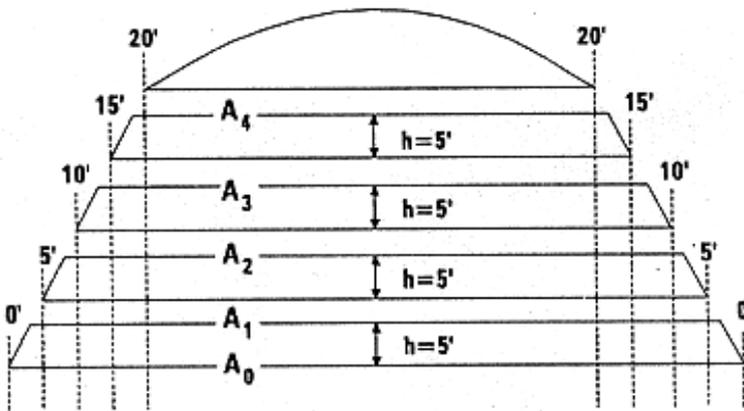


Figura 3.29. Sección Esquemática para los Métodos Piramidal y Trapezoidal.

Método Trapezoidal.

En ésta técnica se supone que el yacimiento se puede dividir en láminas horizontales (Fig. 4.29) y cada lámina corresponde en volumen a un trapecoide equivalente de volumen $(A_0 + A_{n+1}) \cdot h/2$, $(n=0,1,2,3,\dots)$.

El volumen total es la suma de los volúmenes equivalentes a cada trapecoide, lo cual equivale a la siguiente expresión:

$$V_b = \frac{h}{2} (A_0 + 2A_1 + 2A_2 + \dots + A_n) + t_p A_n \quad (97)$$

donde:

V_b , es el volumen total, es acres-pie.

A_o , es el área, en acres, encerrada por la línea isópaca cero.

$A_1 A_2 \dots A_n$, son las áreas encerradas por líneas isópacas sucesivas.

t_p , es el espesor promedio, en pies, por encima de la línea isópaca superior o capa de máximo grosor.

h , es el intervalo de las líneas isópacas, en pies.

El método más preciso es la fórmula piramidal, sin embargo, por su forma más sencilla, la fórmula trapezoidal es la comúnmente usada, la cual introduce un error del orden del 2,0%, cuando la razón entre áreas sucesivas es de 0,50. Por ello, si dicha razón es menor al valor de 0,5, se recomienda utilizar el método piramidal y cuando sea mayor, el método trapezoidal, es decir, simultáneamente se pueden aplicar en una capas un método y en otras el otro método, de acuerdo a dicha razón entre áreas sucesivas.

Método de los anillos o tajadas

Es una variación del método trapezoidal y se diferencia en que a los fines de calcular el yacimiento se divide en láminas verticales o anillos. En la Figura 3.30 se muestra en forma esquemática y en corte la explicación de la aplicación del método de los anillos, que es el método práctico o de uso común en la industria petrolera.

Cada lámina vertical o anillo tiene un área base que se mide con planímetro (por ejemplo: área subrayada entre líneas isópacas sucesivas de 10' y 15' en el mapa isópaco, representado en la parte inferior de la Figura 3.30) y que equivale al área entre dos líneas de isoespesor. La altura promedio correspondiente a cada área así medida es el espesor algebraico promedio entre las dos líneas de isoespesor que limitan cada área medida. Así, se ha aproximado el volumen de cada lámina vertical o anillo por el volumen de un trapezoide equivalente y el volumen total es la sumatoria del volumen de todos los trapezoides o anillos o tajadas equivalentes tomadas en forma vertical. Lo anterior se expresa mediante la siguiente ecuación:

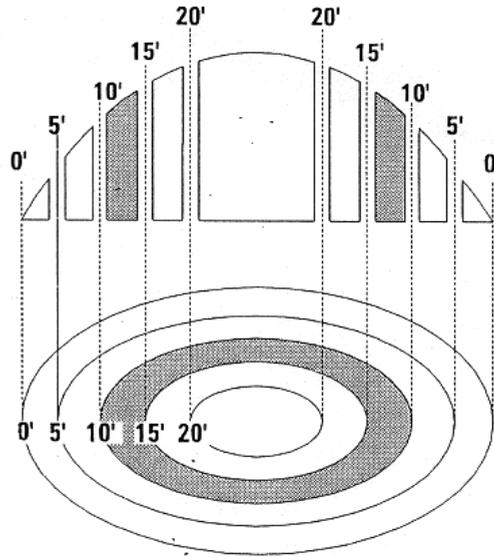


Figura 3.30. Sección esquemática para el método de los anillos.

$$V_b = \sum_{i=0}^{n-1} \left(\frac{h_i + h_{i+1}}{2} \right) A_{i,i+1} \quad (98)$$

donde:

V_b , es el volumen total en acres-pie.

$A_{i,i+1}$, es el área entre dos líneas isópacas de espesor h_i y h_{i+1} , en acres.

h_i , es el espesor correspondiente a una línea isópaca.

h_{i+1} , es el espesor correspondiente a la siguiente línea isópaca.

Método en base a la curva espesor en función de área.

Este método equivale a determinar, por cualquier técnica de análisis numérico, el área encerrada debajo de la curva representativa del espesor neto en función del área respectiva ($h=f(a)$), la cual equivale al volumen total del yacimiento. La explicación del método se presentará mediante un ejemplo.

- Determinar el volumen del yacimiento A, cuyo mapa isópaco se representa en la Figura 3.31).
 - a. Planimetrar el área total dentro de cada línea isópaca. Así:

(1) Espesor Petrolífero Neto, Pies	(2) Área Total/Intervalo, Acres
50	150
40	435
30	655
20	870
10	1137
0	1500

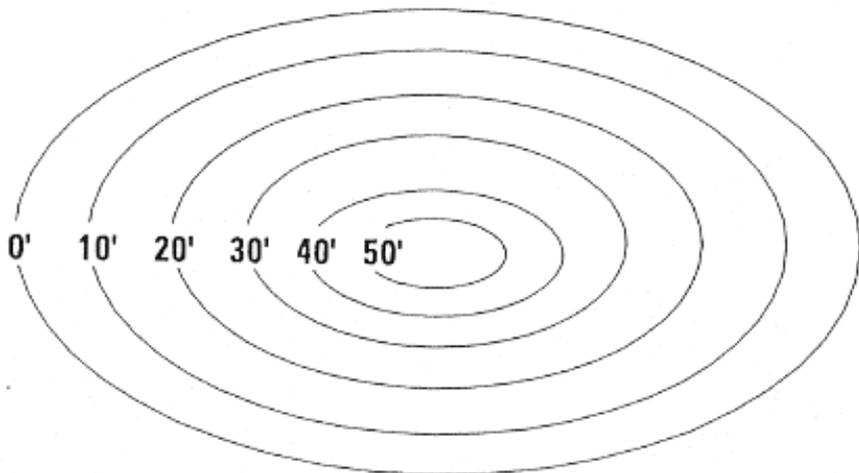


Figura 3.31. Mapa Isópaco de espesor neto petrolífero y yacimiento A.

Procedimiento:

Se representa en papel normal la columna 1 en función de la columna 2, lo cual se hace en la Figura 3.32.

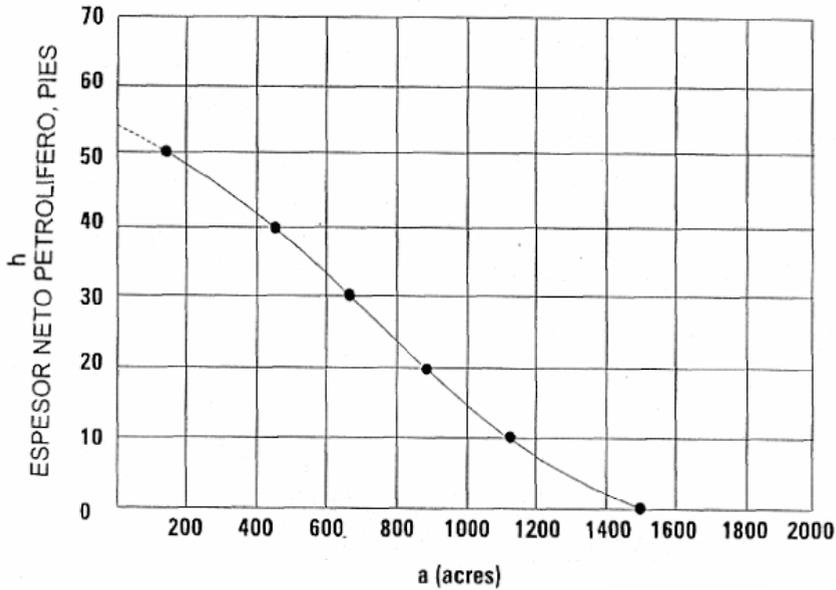


Figura 3.32. $h = f(a)$, Yacimiento A.

Note que la porción de la curva mayor a 50 pies debe ser extrapolada.

El volumen total es el área bajo la curva (paso 2). Esto puede calcularse dividiendo el área en incrementos iguales y leyendo el promedio del espesor para cada incremento. El volumen del yacimiento en un incremento es el área multiplicada por el espesor neto petrolífero. A continuación se tabulan los cálculos.

1	2	3	4
Incremento del Área (Acres)	Área (Acres)	Promedio Espesor Neto Petrolífero (pies)	Incremento del Vol. Del Yac.
1500-1200	300	3,5	1050
1200-1000	200	11,0	2200
1000-800	200	19,0	3800
800-600	200	28,0	5600
600-400	200	37,2	7440
400-200	200	45,3	9060
200-0	200	51,5	10300

			39450
--	--	--	-------

El volumen del yacimiento en un incremento (col 4) es el producto del área (col 2) por el espesor neto petrolífero (col 3). El volumen total del yacimiento es la sumatoria de los incrementos de volumen del yacimiento (col 4). En este caso el volumen del yacimiento es 39450 acre pie.

Si se requiere determinar el volumen del petróleo de un yacimiento, entonces se procede con el resto de la información. Por ejemplo, si el yacimiento A tiene una porosidad ponderada del 20% y una saturación de agua inicial del 25% y es un yacimiento sub-saturado en condiciones originales, entonces el volumen de petróleo en sitio (POES) se determina para la ec. (92).

$$V_o = 7758.V_b.\emptyset.S_{oi} = 7758*39450*0,20*(1-0,25).$$

$$V_o = 46\text{MMBY (POES)} \leftarrow$$

3.6. Curvas de permeabilidades relativas

Para un medio poroso determinado, las permeabilidades efectivas y por consiguiente, las permeabilidades relativas a un fluido específico, en un sistema saturado por más de un fluido, depende de las características de humectabilidad y de la saturación.

Considérese un medio poroso saturado con dos fluidos, a una de ellos se le denomina humectante y al otro no humectante. Si el sistema está saturado con gas y petróleo, la fase humectante o mojante será el petróleo, en cambio, en el caso de que existan petróleo y agua en el medio poroso, por lo general, se le considera al agua como fase humectante, aunque se conocen muchos casos de humectabilidad preferencial al petróleo o intermedia.

En lo sucesivo, con la finalidad de generalizar, la permeabilidad relativa a la fase humectante se denotará por K_{rH} ó K_{rM} y a la no humectante por K_{rNH} ó K_{rNM} .

Establecida a la humectabilidad para un determinado medio poroso, las permeabilidades relativas son función únicamente de la saturación de uno de los fluidos, referido por lo general a la fase humectante, S_H ó S_M . Así se determina la permeabilidad relativa mediante la medida de los parámetros básicos y la aplicación de la ecuación de Darcy a cada una de las fases a las saturaciones de la fase humectante. Los resultados se representan gráficamente, obteniéndose curvas similares a las señaladas de la Figura 3.54, las cuales se denominan "curvas de permeabilidades relativas a las fases humectante y no humectante".

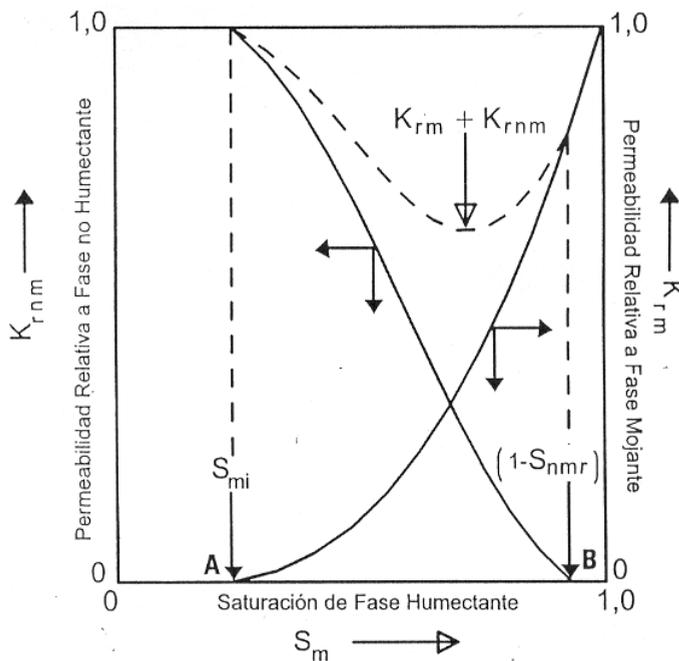


Figura 3.54. Curvas de Permeabilidad Relativas a Dos Fases.

Las curvas de permeabilidades relativas (Figura 3.54) presentan una serie de características, las cuales son independientes del fluido que constituya la fase humectante y son las siguientes:

La permeabilidad relativa a la fase humectante se caracteriza por una declinación rápida en su valor para pequeñas reducciones de saturación a elevadas saturaciones de dicha fase.

La saturación a la cual, la fase humectante comienza a fluir o ser móvil, se denomina "saturación irreducible o crítica o de equilibrio" (punto A en la Figura 3.54, ó S_{mi}). Este valor oscila entre 5,0 y 30% cuando la fase humectante es agua.

La saturación a la cual la fase no humectante comienza a fluir o ser móvil se le llama "saturación crítica o de equilibrio o residual" de la fase no humectante (punto B en la Figura 3.54 ó $1-S_{nmr}$) y la cual depende de la mayor o menor humectabilidad.

La permeabilidad relativa de la fase no humectante es igual a uno ($K_{rNM} = 1,0$) para saturaciones de dicha fase menores del 100%. Ello indica que parte del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos.

El efecto que produce una variación de saturación, es disponer más poros o canales al flujo de la fase cuya saturación aumenta y lo contrario para la otra fase.

De esta característica se concluye que el flujo en el medio poroso es "flujo por canales", es decir, que cada fase, humectante y no humectante, se desplaza por su propia red de canales selectos, pero todos ellos tienen el mismo fluido mojante. En la Figura 3.55 se señala el comportamiento ya descrito del fluido por canales.

La curva suma de las permeabilidades relativas a ambas fases es menor o igual que la unidad ($K_{rm} + K_{rnm}$) y dicha curva representa la interacción mutua entre las fases. Este hecho indica que cuando existen dos fases en un medio poroso, cierta porción del mismo no contribuye a la capacidad conductiva de los fluidos presentes, al menos a ciertas saturaciones.

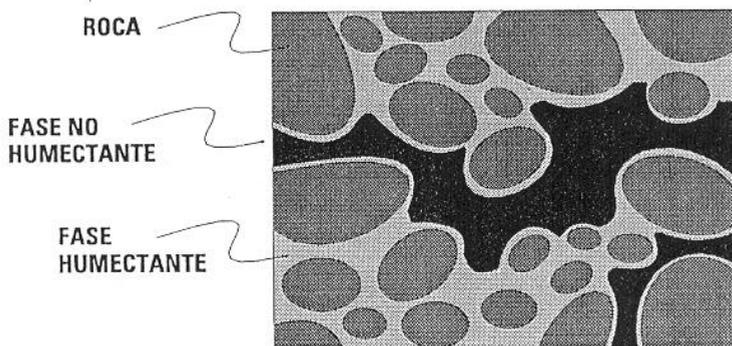


Figura 3.55. Canal de flujo de Petróleo en un medio poroso humectado por agua.

El punto de intersección de las dos curvas de permeabilidades relativas ocurre a cualquier valor de saturación. La ubicación de dicho punto indica cualitativamente los siguientes dos aspectos:

- Si la saturación de agua determinada por registros eléctricos es igual o mayor que la saturación correspondiente a dicho punto, la tasa de crudo del pozo será baja y alta declinación, aumentando rápidamente el porcentaje de agua.
- A mayor desplazamiento de la curva de la fase humectante hacia la derecha y hacia abajo, mayor es la humectabilidad preferencial de la roca por el agua.
- Cuando se utilizan las curvas de permeabilidades relativas para predecir el comportamiento del yacimiento, bien sea en un proceso de inyección de gas y/o agua o por agotamiento natural, es muy conveniente trabajar con la razón de permeabilidades relativas. Así un gráfico de la razón K_{rnm}/K_{rm} en función de S_m en papel semilogarítmico es similar al presentado en la Figura 3.56.

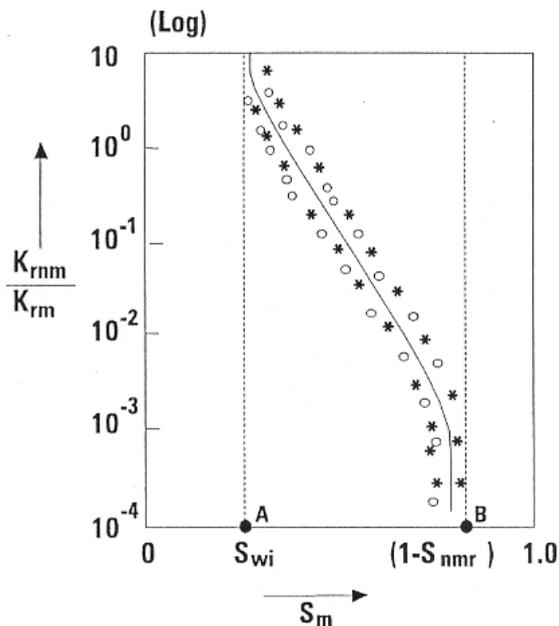


Figura 3.56. Razón de Permeabilidades Relativas en Función de la Saturación de la fase humectante (Papel Semilog).

Para saturaciones de la fase humectante comprendidas entre el valor irreducible (S_{wi}) y la correspondiente a la saturación residual de la fase no humectante ($1-S_{nmr}$) se obtiene, generalmente, una relación lineal en papel semilogarítmico en la mayoría de los casos, por tanto, es posible expresar esa representación mediante una ecuación del tipo:

$$(K_{mm}/K_m) = ae^{-bS_m} \quad (99)$$

donde: a y b son constantes a determinar.

3.7. Energías Presentes en el Yacimiento

Los fluidos presentes en el yacimiento se desplazan debido a la acción de energías presentes en él, las cuales son originadas por las siguientes fuerzas:

- a. Fuerzas de Presión, ejercidas por los fluidos presentes.
- b. Fuerzas de fricción por viscosidad, ejercida por el fluido del ambiente y por la parte sólida.
- c. Fuerzas de gravedad.
- d. Fuerzas de inercia.
- e. Tensión interfacial, la cual actúa en la interfase entre dos fluidos y en la superficie donde éstos tocan a la roca.

La importancia relativa de tales fuerzas debe ser resaltada ya que esto conduce a conclusiones cualitativas aplicables al nivel macroscópico. Por ejemplo, las fuerzas de inercia son casi siempre despreciables, excepto en formaciones fracturadas alrededor de los pozos. Las fuerzas de presión y las fuerzas de fricción son aproximadamente proporcionales a la tasa de flujo. Por otra parte, las fuerzas capilares y gravitacionales son independientes de esta tasa; debido a eso,

ellas son relativamente más importantes cuando la tasa de flujo es muy lenta.

Relación entre Gravedad y Presión Capilar.

La saturación inicial de agua en cualquier punto en un yacimiento es el resultado de un balance entre la presión capilar y la presión de las fuerzas de gravedad. La presión capilar se define frecuentemente en términos de la fuerza de gravedad en ese punto. Sin embargo, puede ser más fácil entenderla si se define la presión capilar como una propiedad de la roca y se usa el término presión por gravedad para describir la fuerza que tiende a expeler el agua de la roca.

Presión por Gravedad

El comportamiento o perfil de presión por gravedad en un yacimiento se muestra en la Figura 3.66.

La Figura 3.66-A muestra los perfiles de presión en las fases de petróleo y agua. Las presiones son iguales al nivel del agua libre que es la profundidad del contacto petróleo-agua/ (CAP) en un sistema donde no existen fuerzas capilares. Las presiones en las fases de petróleo y agua por encima del nivel de agua libre son:

$$P_o = P_{fwi} - \frac{\rho_o \cdot h}{144} \quad (100)$$

$$P_w = P_{fwi} - \frac{\rho_w \cdot h}{144} \quad (101)$$

en las que:

P_{fwi} es la presión en el nivel de agua libre, lpc

ρ_o y ρ_w son las densidades del petróleo y del agua en el yacimiento, lbs/pie³.

h es la altura por encima del nivel de agua libre, pies.

Como la presión de gravedad es la diferencia entre las presiones de las fases de petróleo y de agua, entonces.

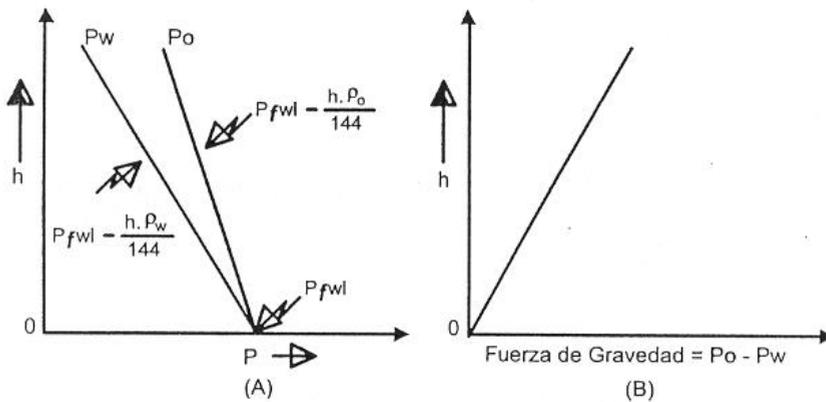


Figura 3.66. Balance entre P_c y Altura G (h).

$$\text{Presión de Gravedad} = P_o - P_w = \frac{(\rho_w - \rho_o)h}{144} \quad (102)$$

La presión de gravedad calculada según la ec. (102) se muestra esquemáticamente en la Figura 3.66-B. Esta presión de gravedad se define frecuentemente como la presión capilar, ya que es la presión que hace que el petróleo fuerce al agua de los poros de la roca y es opuesta por las fuerzas de presión capilar de la roca del yacimiento.

Presión Capilar:

La Ec. 103 da la presión capilar que será vencida por la gravedad a un nivel dado en el yacimiento. La ecuación que describe la naturaleza de la presión capilar en un tubo cilíndrico capilar, en el que petróleo desplaza al agua es:

$$P_{c0} \frac{2\sigma_{ow} \cdot \cos\theta}{r} \quad (103)$$

Aunque los poros de las rocas de los yacimientos no son tubos cilíndricos, están envueltos los mismos factores y se puede usar esta ecuación última para tratar la presión capilar en los poros del yacimiento. La presión capilar en el yacimiento será proporcional a:

La tensión interfacial entre el petróleo y el agua.

Al valor de $\cos \theta$, que es una medida de la humectabilidad del yacimiento.

A muchos yacimientos se les considera tener una alta humectabilidad de agua en cuyo caso el ángulo de contacto θ es igual a 0° y $\cos \theta = 1$.

Es inversamente proporcional a su radio efectivo. Así que, a un nivel dado en el yacimiento, el petróleo invadirá todos los poros cuyos radios efectivos sean lo suficientemente grandes para tener una presión capilar igual a o menor que la presión de gravedad a ese nivel. Los poros más pequeños no serán invadidos por el petróleo. El radio efectivo de los poros del yacimiento no puede medirse directamente, pero la presión capilar obtenida de los núcleos puede usarse, para estimar las saturaciones de agua en el yacimiento, como ya ha sido descrito anteriormente.

Compresibilidad de la Roca

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso), para un intervalo de presión dado y a una temperatura dada es el cambio de volumen, por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurra sobre el material en cuestión. En forma diferencial:

$$C = - \frac{1dV}{VdP} \quad (104)$$

Siendo:

C es la compresibilidad en el intervalo de presión de P_1 a P_2 .

V es el volumen a la presión P_1 .

$\frac{dV}{dP}$ es el cambio de volumen por unidad de cambio de presión de P_1 a P_2 .

El signo negativo en la Ec. (104) es por convención para que la compresibilidad c sea positiva para disminuciones de volumen que resultan con el incremento mecánico de la presión.

En forma aproximada, para rangos pequeños de presión, se tiene que:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (105)$$

Las unidades de compresibilidad son vol/vol/lpc.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es la de expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos bajo-saturados sin empuje de agua y hasta tanto la presión baje a burbujeo. De hecho, en ese caso la compresibilidad es la única fuente de energía de producción.

En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidad, las cuales son las siguientes:

Compresibilidad de los poros: C_p

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dp} \quad (106)$$

Compresibilidad de la matriz de la roca: C_r .

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \frac{dV_r}{dP} \quad (107)$$

Compresibilidad total de la roca: C_b .

$$C_b = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{dp} \quad (108)$$

Cuando se extrae fluido de una roca receptora, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado un cambio en la parte sólida, en los poros y por consiguiente en la roca total. Desde el punto de vista de ingeniería de petróleo, el cambio principal es el sufrido por los poros. El cambio en el volumen total es importante en áreas donde ocurren hundimientos del terreno como en el

caso de las zonas de Lagunillas y Tía Juana en la Costa Bolívar del Lago de Maracaibo.

La relación entre C_p , C_b y C_r con θ viene dada por la ecuación siguiente:

$$C_b = \theta C_p + (1 - \theta) C_r \quad (109)$$

Según estudios hechos C_r es independiente de presión entre 0 y 20.000 lpc, por lo tanto, para propósitos prácticos puede considerarse C_r igual a cero y $C_b = \theta C_p$.

Dobrynin, V.M ("Effect of Overburden Pressure on Some Properties of Sandstones, Actas AIME, vol 225, pag 360, 1962) demuestra que las propiedades físicas de las rocas (porosidad, densidad, permeabilidad, resistividad) cambian con presión y a su vez están controladas en gran parte por la compresibilidad de los poros de la roca. También demuestra que entre un valor mínimo y otro máximo de presión de sobrecarga neta, la relación entre la compresibilidad de los poros y el logaritmo de la presión de sobrecarga neta es lineal. La presión mínima P_{min} puede tomarse entre 150 y 300 lpc y es la presión por debajo de la cual no ocurre cambio en C_p . La presión máxima ocurre entre 25.000 y 30.000 (P_{max}) y es la presión por encima de la cual los cambios de los poros pueden ser despreciados ($C_p=0$). Lo anteriormente descrito puede observarse en la Figura 3.68.

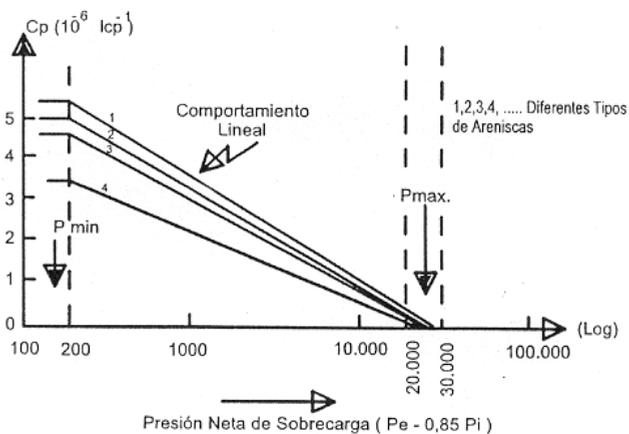


Figura 3.68. Compresibilidad de los poros en función de presión neta de sobrecarga.

Newman, G.H. ("Pore-Volumen Compressibility of Consolidated, Friable and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading", JPT, Feb.1973), presenta un estudio donde recomienda que para determinar C_p lo mejor es hacer una prueba de laboratorio ya que C_p para determinada porosidad θ depende del tipo de roca y la forma y el valor de la misma varía apreciablemente según el caso; por ejemplo; en caso de roca no consolidada C_p aumenta con el aumento de θ en forma no lineal.

Presión Capilar.

Se define presión capilar como la diferencia de presión a través de la interfase, o también como las fuerzas retentivas, que impiden el vaciamiento total del yacimiento. Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas) que coexisten en dicho medio. La evidencia más común se observa al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube por dentro del tubo.

Esta situación es muy parecida a la que existe en un yacimiento si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles agua, petróleo y gas. La figura 3.69, muestra un recipiente que contiene petróleo y agua. Si el agua ascenderá en el capilar a una altura h por encima de su nivel en el recipiente.

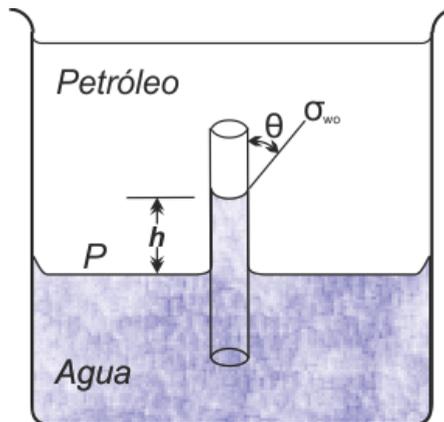


Figura 3.69. Ascenso de agua en un Capilar

Este ascenso se debe a la fuerza de adhesión entre el tubo y los líquidos inmiscibles y es balanceado por la acción de la gravedad sobre la masa de petróleo y agua.

La condición de equilibrio de este sistema se logra cuando las fuerzas que empujan el agua hacia arriba, sean iguales a las fuerzas que tienden a mantener los fluidos (petróleo y agua), en equilibrio hidrostático. La fuerza hacia arriba es la debida a la tensión de adhesión, la cual puede calcularse por:

$$\text{Fuerza hacia arriba} = A_T 2\pi \cdot r = 2\sigma_{ow} \text{Cos}\Theta 2\pi r r \quad (110)$$

La fuerza hacia abajo es la diferencia en peso entre la columna de agua dentro del tubo y una columna de petróleo de la misma altura, fuera del tubo.

$$\text{Fuerza hacia abajo} = \pi r^2 h \rho_{wg} - \pi r^2 \rho_{og} \quad (111)$$

Igualando ambas fuerzas se obtiene la condición de equilibrio resultando:

$$h = \frac{2\sigma_{ow} \text{Cos}\Theta}{g(\rho_w - \rho_o)r} \quad (112)$$

En esta ecuación el radio r , es el radio del tubo capilar y no el radio de curvatura de la interfase R .

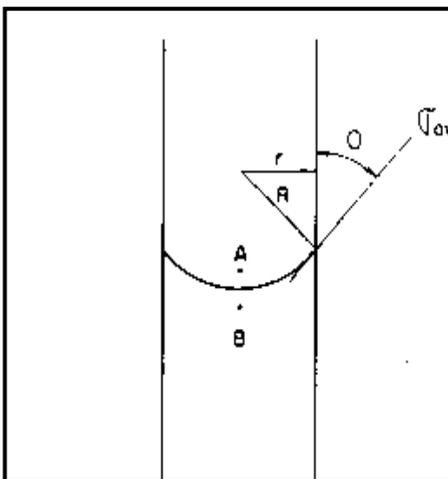


Figura 3.70. Determinación del ángulo de contacto

Una relación entre r y R puede obtenerse de consideraciones geométricas alrededor de la interfase. El ángulo formado por r y R es el ángulo de contacto Θ , ya que r es perpendicular a la pared del tubo y R lo es a la interfase, así resulta:

$\text{Cos}\Theta = r/R$ donde $R = r/\text{Cos}\Theta$. Al reemplazar esta relación en la ecuación anterior se obtiene:

$$h = \frac{2\sigma_{ow}}{g(\rho_w - \rho_o)R}$$

Donde h es la distancia entre el contacto agua petróleo y el nivel de agua libre.

Por definición, la presión capilar es la diferencia de presión a través de la interfase. Así si A y B son dos puntos, justo por encima y debajo de la interfase, la diferencia de presión $P_A - P_B$, es la presión capilar. Dicha diferencia puede evaluarse de consideraciones hidrostáticas:

$$P_A = P_p - P_o hg$$

$$P_B = P_p - P_w hg$$

Luego:

$$P_A - P_B = (\rho_w - \rho_o)gh = P_c$$

O sea que la presión capilar puede calcularse también por la fórmula:

$$P_c = \frac{h}{144}(\rho_w - \rho_o)$$

h = distancia entre el contacto agua petróleo y el nivel de agua libre, pies

ρ_w = densidad del agua, lbs/pie³

ρ_o = densidad del petróleo, lbs/pie³

144 = factor de conversión

Los datos de presión capilar proveen información muy útil sobre el radio de la garganta de poro efectivo, permeabilidad y al ser convertidos a condiciones de superficie, también proveen un estimado de la elevación de la columna de hidrocarburos necesaria para producir una saturación de agua determinada en un tipo de roca determinado. Pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, pruebas en

sistemas agua-petróleo y aire-salmuera son corridas en diferentes combinaciones para determinar los parámetros antes mencionados.

La magnitud de la saturación de agua en cualquier altura en el yacimiento es función de:

- Efecto y tamaño de distribución de los granos.

El efecto de este factor sobre la relación de presión capilar vs. saturación de agua puede analizarse como sigue: si todos los capilares fuesen del mismo tamaño y con radio igual, la curvatura de presión capilar sería horizontal, ya que el agua alcanzaría la misma altura de todos los tubos y por lo tanto dicha presión capilar sería constante.

- Humectabilidad de la Roca.

La humectabilidad es la medida de la tendencia de un fluido para esparcirse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otros fluidos inmiscibles, que en el caso de un yacimiento son gas, agua y petróleo. El sólido puede ser la roca reservorio, una arenisca, calcitas, dolomitas y otras rocas. Cuando dos fluidos inmiscibles A y B, están en contacto con un sólido S, uno de los fluidos (la fase mojante) es atraído más fuertemente por el sólido que el otro (fase no-humectante). Esto se debe a efectos de adhesión y cohesión. La humectabilidad se medirá mediante el ángulo de contacto θ . Por convención, θ se mide a través de la fase más densa. Si el fluido B es más denso que A, entonces θ tendría un valor de aproximadamente 40° en la figura 4-8a y 160° en la figura 4-8b. Para la humectabilidad completa (figura 4-8c) el ángulo de contacto es 0.

En la figura se observa lo siguiente: a) Humectabilidad parcial de B sobre el sólido S, b) Humectabilidad parcial de A sobre S, y c) Humectabilidad completa de B sobre S.

Una forma de conocer el valor del ángulo de humectación θ es mediante la ecuación de Young - Dupre, la cual corresponde a la ecuación:

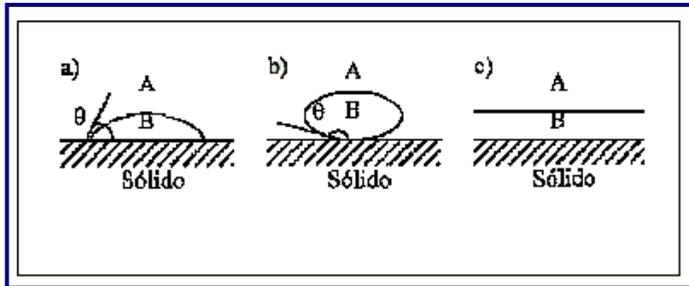


Figura 3.71. Determinación del ángulo de contacto

$$\sigma_{AS} - \sigma_{BS} = \sigma_{AB} \cos \theta$$

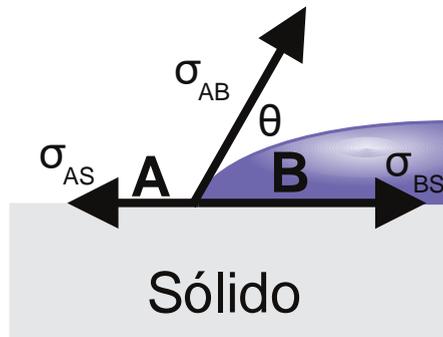


Figura 3.72. Representación de las fuerzas interfaciales que actúan en el contacto.

Donde σ_{ij} representa la energía de superficie entre las fases i y j como se observa en la figura 3.72. Vale destacar, que esta ecuación es válida en el caso que el sólido no presente irregularidades químicas (diferentes composiciones) o físicas (porosidades) cerca del punto de contacto de las tres fases. De lo contrario, la ecuación sólo será válida en áreas específicas del sólido.

Los vectores σ_{ij} representan las energías de superficie entre las fases i y j .

Para un sistema de agua petróleo, los ángulos de contacto menores de 50° (medidos a través de la fase acuosa por ser más densa), indican condiciones de humectado por agua, mientras que ángulos mayores de 130° indican humectabilidad por petróleo. Un ángulo de contacto de 50° a

130° indica que la superficie de la roca tiene igual preferencia por agua que por petróleo, es decir, humectabilidad intermedia. Hasta hace poco se creía, que la mayoría de los yacimientos eran humectados por agua, pero recientemente, trabajos sobre determinaciones de humectabilidad sugieren que algunos pueden presentar humectabilidad intermedio y concluyen que la mayoría, definitivamente, poseen condiciones diferentes a las de humectado por agua.

Debido a que este parámetro determina la distribución de los fluidos en el espacio poroso, la humectabilidad juega un papel importante en la planificación de la explotación de un pozo. La figura 3.73 es un esquema de la influencia que tiene la humectabilidad sobre la ubicación de los fluidos en un medio poroso con una saturación de agua de aproximadamente 20%.

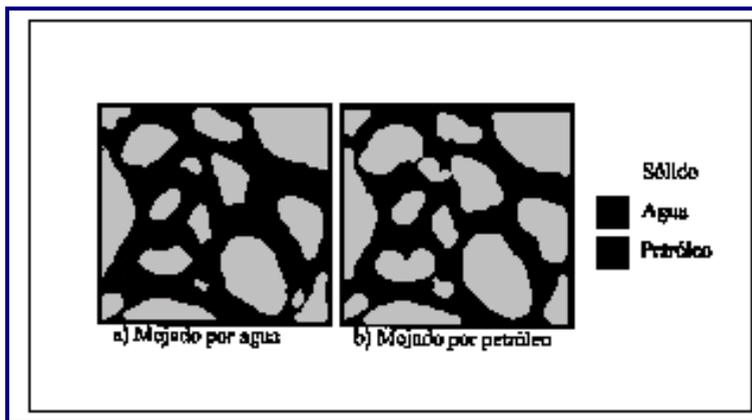


Figura 3.73. Distribución de fluidos para varias humectabilidades parciales.

Obsérvese como el fluido mojante se encuentra en los poros más pequeños. Se define humectabilidad como la capacidad que posee un líquido para esparcirse sobre una superficie dada. La humectabilidad es una función del tipo de fluido y de la superficie sólida.

El ángulo θ se denomina ángulo de contacto. Cuando $\theta < 90^\circ$, el fluido humecta al sólido y se llama fluido humectante. Cuando $\theta > 90^\circ$, el fluido se denomina fluido no-humectante.

Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La humectabilidad tiene sólo un significado relativo.

Teóricamente, debe ocurrir humectabilidad o no-humectabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos (agua sobre vidrio), mientras que un ángulo de 180° es casi nunca alcanzado (mercurio sobre acero $\theta = 154^\circ$).

- Ángulo de contacto de avance (*Advancing contact angle*).- Cuando el agua está en contacto con el petróleo sobre una superficie sólida previamente en contacto con el petróleo.
- Ángulo de contacto de retroceso (*Receding contact angle*).- Cuando el petróleo está en equilibrio con el agua sobre una superficie previamente cubierta con agua. El ángulo de contacto es uno de los métodos más antiguos y aún más ampliamente usados para determinar la humectabilidad. Aunque el ángulo de contacto como concepto fundamental es fácil de comprender, la medida y uso del ángulo de contacto en trabajos de humectabilidad del yacimiento es complejo. La humectabilidad de la roca influye en la variación de la saturación de la fase mojante en el medio poroso. Si la fase mojante está aumentando, el proceso de saturación se denomina imbibición, por el contrario si la saturación de la fase mojante está disminuyendo, el proceso se denomina drenaje. Experimentalmente se ha comprobado que la gráfica de P_c vs. S_w obtenida durante un proceso de drenaje, es diferente a la obtenida en un proceso de imbibición.

Tensión interfacial y tensión de adhesión.

La tensión de adhesión la cual es función de la tensión interfacial determina cual fluido preferentemente moja al sólido. La combinación de todas estas fuerzas determina la humectabilidad y la presión capilar de las rocas.

Efecto del tipo de fluidos y sólidos envueltos.

La variación de la relación Presión Capilar vs. Saturación de agua, obviamente depende de la naturaleza de los fluidos y sólidos envueltos, ya que se conoce que el ángulo de contacto y la tensión interfacial es particular para cada sistema roca-fluidos considerado.

Naturaleza general y aplicación de las curvas de presión capilar

Muchas características del sistema roca/fluidos de un yacimiento, pueden ser medidas, descritas o explicadas mediante el comportamiento de las curvas de presión capilar. Sin embargo, abundante trabajo de ingeniería de yacimientos es efectuado si recurrir a mediciones de presión capilar.

Los siguientes parámetros pueden ser medidos de las curvas de presión capilar:

- Porosidad efectiva (mediciones)
- Saturación irreducible de agua (aproximadamente, sin embargo, valores más precisos en sitio se obtienen de perfiles eléctricos)
- Variación de la saturación de agua encima del contacto Agua-Petróleo
- Deducir por correlaciones la permeabilidad absoluta de muestras irregulares o ripios
- Indicaciones de permeabilidad relativa de fases mojante y no mojante
- Posible “mojabilidad y ángulo de contacto” si una roca es naturalmente mojada por petróleo o mojada por agua.

Los fenómenos capilares se presentan cuando más de una fase fluida está presente en tubos de pequeño diámetro denominados capilares. En los yacimientos petrolíferos esta situación se presenta a menudo debido a que los sistemas porosos con tubos de diámetro muy pequeño distribuidos directamente en el medio y donde por lo general se encuentran más de un fluido inmisible en fases bien diferenciadas, tales como es el caso del petróleo, gas y agua.

Estas fuerzas capilares que existen en los yacimientos de petróleo son las responsables de la distribución de fluidos en el sistema poroso, determinan el volumen y la forma como el petróleo residual permanece atrapado e influyen notablemente en la recuperación de crudo que se puede obtener de un yacimiento, ya que son realmente las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento.

Las curvas de presión capilar obtenidas en núcleos de yacimientos, constituyen una forma de medir la distribución del tamaño de los poros. Tales curvas se obtienen mediante la

inyección (forzamiento) de mercurio en el núcleo conteniendo aire o la inyección de petróleo en la muestra conteniendo agua. En estos métodos la cantidad de fluido que entra en el sistema poroso, mediante una definida presión externa aplicada, es medida. El volumen de fluido y la presión determinan un punto de la curva de presión capilar. La presión entonces se incrementa y un nuevo valor de la cantidad de fluido inyectado es medido. En esta forma suficiente información es obtenida para determinar una curva que relaciona volumen y presión.

Esta curva, señalada en la figura se llama “Curva de Presión Capilar” y puede ser interpretada como una medida de la distribución del tamaño de los poros presentes en el núcleo. Esto es, el volumen de fluido que entra en la roca a una determinada presión es igual al volumen de poros que tiene un determinado “tamaño” a la presión usada. El máximo volumen de fluido entrante (todo el fluido) a la máxima presión puede ser considerado como el valor de porosidad efectiva.

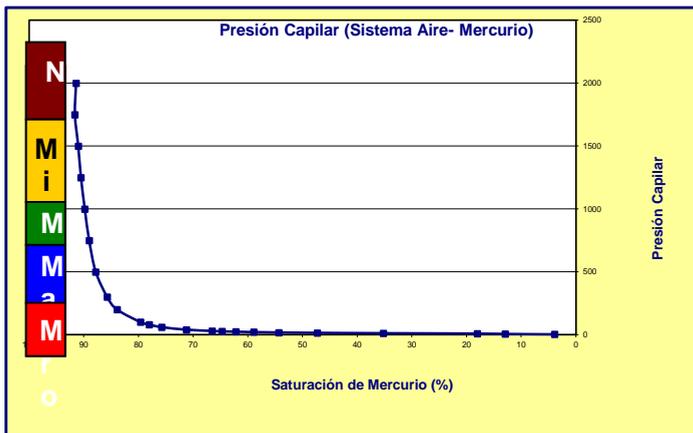


Figura 3.74. Curva de Presión Capilar.

Cuando es usado petróleo para desplazar agua en la determinación de la curva de presión capilar, eventualmente una presión es alcanzada (usualmente de 5 a 25 Lpc) en la cual no se puede desplazar más agua. La saturación de agua en este punto se le llama saturación irreducible de agua. La fracción del espacio poroso ocupada por el agua irreducible es otra medida de la geometría del espacio poroso.

Métodos para medir Presión Capilar.

Existen varios métodos para medir la presión capilar en el laboratorio entre los cuales tenemos:

- Método del Plato Poroso.
- Método de la Centrifuga.
- Método de inyección de Mercurio.

Método de la Centrifuga.

En este método se emplea una centrifuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases.

Ventajas:

- Es un método rápido.
- El instrumental es más elaborado, pero no es necesario asegurar contactos capilares. El drenaje de la fase desplazada es directo.
- Permite hacer mediciones de Drenaje e Imbibición.
- Permite definir perfectamente la presión umbral de muestras poco permeables.
- Permite alcanzar presiones capilares más elevadas que con el método de Estados Restaurados.
- Compara favorablemente con el método de Estados Restaurados en todo el rango de saturaciones.

Desventajas:

- El cálculo es indirecto. La saturación de fases varía a lo largo de la muestra.

Método de Inyección de Mercurio.

En este método se emplea mercurio como fase no-humectante (el vacío, o vapor de Hg actúa como fase humectante).

Ventajas:

- Es un método rápido.
- Permite trabajar sobre muestras de geometría variable (Cuttings, recortes).
- Permite hacer mediciones de Drenaje e Imbibición.
- Permite definir perfectamente la presión umbral.
- Permite alcanzar presiones capilares muy elevadas.
- El cálculo es sencillo y directo.
- Permite obtener la Distribución de Diámetros Porales (Gargantas Porales) del sistema.

Desventajas:

- Compara favorablemente con el método de Estados Restaurados sólo hasta la saturación de agua irreductible. No permite obtener la saturación irreductible de agua (Swirr) pues la fase humectante (vacío) luego de hacerse discontinua, es infinitamente compresible.
- Inutiliza las muestras para ensayos posteriores.

Propiedades Eléctricas de las rocas.

- Resistividad del agua de formación, es llamada (R_w) y se expresa en ohm-metros.
- Resistividad de la roca saturada 100% de con un fluido es llamada (R_o) y se expresa en ohm-metros.
- Resistividad verdadera de la formación (R_t) y se expresa en ohm-metros.

Conocidas las propiedades eléctricas anteriormente mencionadas se pueden conocer parámetros muy importantes para los estudios de un yacimiento estos son:

- Factor de formación.
- Saturación de agua.
- Índice de resistividad.

Capítulo IV

4. Problemas

4.1. Problemas propuestos.

Problema 1.

En un yacimiento de gas se tomaron una serie de muestras a partir de las cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

	Espesor (pies)	Ø (%)
Pi = 3.200 Lppc.	30	10
T = 190°F.	20	30
A = 22.000 Acres.	20	30
Geg = 0.87	5	20
Gi = ? (Gas inicial en el yacimiento)	10	20
	20	30
	30	20

Problema 2.

Pi = 3.000 Lppc.

Rsi = 500 Pcn/Bn.

°API = 30°.

T = 140°F.

$\emptyset = 180\%$.
 $h = 20$ pies.
 $A = 2.000$ Acres.
 $S_{wi} = 25\%$.
 $N = ?$

Problema 3.

$\emptyset = 0.20$.
 $'a-a = 71$ dimas/cm.
 $'a-p = 32$ dimas/cm.
 $0a-a = 5^\circ$
 $0a-p = 20^\circ$
 $CAP = 9.480$ pies.
 $^\circ API = 25^\circ$.
 Calcular la presión capilar a una profundidad de 9.450 pies.

POROSIDAD Y SATURACIÓN.

Problema 4.

Calcular la porosidad de un sistema de esferas uniformes, de empaque ortorrómbico.

$\emptyset = 60^\circ$.
 $V_t = 2\pi \cdot 2\pi \cdot 2\pi$, sen \emptyset .
 $V_t = 8\pi^3$ sen \emptyset .
 $V_g = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \pi^3$

Luego:

$$\phi = \frac{V_t - V_g}{V_t} \times 100 = \frac{8\pi^3 \text{sen}\phi - \frac{4}{3} \pi \cdot \pi^3}{8\pi^3 \text{sen}\phi} \times 100 = 39.54\%$$

Problema 5.

Calcular la porosidad para los sistemas cúbico, rombohedral y tetragonal esfenoidal.

Problema 6.

Un centímetro cúbico de una muestra de un yacimiento se satura con kerosene de densidad 0,850 gr/cc. Después de la saturación, el incremento de peso fue de 0,216 gramos. Calcular la porosidad efectiva.

$$V_t = 1 \text{ cc.}$$

$$\rho = 0,850 \text{ gr / cc.}$$

$$\text{Incremento en peso} = 0,216 \text{ g}$$

$$\text{Incremento en peso} = \text{Peso muestra saturada} - \text{peso muestra seca} = \text{peso del líquido en los poros.}$$

Problema 7.

Un centímetro cúbico de una roca se coloca en un porosímetro de Boyle, a una presión absoluta de 750 mm de mercurio. La cámara donde se coloca la roca tiene 10 cc. El aire de esta cámara se deja expandir a una segunda cámara de 12 cc, cuya presión es de 102 mm, de mercurio. La presión de equilibrio es de 411 mm, de mercurio. Calcular la porosidad efectiva.

Problema 8.

Una muestra tiene las siguientes dimensiones:

Longitud: 3,55 cm, radio: 1,65 cm. Su peso seco en el aire es: 63,2 g Suponiendo que los gramos son de cuarzo puro (densidad = 2,66 gr/cc). Calcular la porosidad absoluta.

Problema 9.

La siguiente información se obtuvo en el laboratorio de dos muestras de una misma roca. A una de las muestras se le inyectó mercurio, obteniéndose los siguientes datos:

Volumen total = 11,83 cc.

Peso de la muestra antes de la inyección = 26,73 g

Volumen inyectado = 0,92 cc.

La otra muestra fue sometida a un proceso de Retorra, obteniéndose los siguientes datos:

Peso total = 105 g

Petróleo extraído = 2,05 cc.

Agua extraída = 4,15 cc.

Calcular la porosidad efectiva y la saturación de agua, petróleo y gas de la roca.

Problema 10.

Los siguientes datos se obtuvieron en el laboratorio, usando el método de Melcher-Nutting:

Peso muestra seca = 25 g

Volumen total de la muestra = 15 cc.

Peso de la muestra triturada = 21 g

Agua absorbida por la muestra triturada = 0,4 g

Peso del picnómetro con agua = 70 g

Peso del picnómetro con muestra y agua = 80 g

Calcular la porosidad absoluta de la muestra.

Problema 11.

La siguiente información se obtuvo durante un análisis de núcleos, usando el método de Extracción:

Muestra A1.

Peso inicial (tal y como se obtuvo en el campo). = 209 g

Peso seco (después de la extracción). = 200 g

Volumen de agua recuperada = 4 cc.

Muestra A2.

Peso muestra seca = 20 g

Peso muestra saturada y suspendida con tetracloroetano = 13,68 g

Densidad del tetracloroetano (a 68°F) = 0,87 gr/ml.

Densidad del agua (a 68°F). = 1 gr/ml.

Muestra A3.

Volumen total (Método de Russell). = 10 ml.

Volumen de gramos (Método de Russell) = 8 ml.

Muestra A4.

Volumen total (Método Volumétrico) = 8 ml.

Volumen de aire (extraído de los poros de la muestra por medio del porosímetro de expansión). = 1,6 ml.

Calcular las saturaciones de los fluidos contenidos en las muestras y la porosidad efectiva por tres métodos diferentes.

Problema 12.

Se tiene una muestra la cual para medir su volumen total se utilizó el picnómetro de mercurio, obteniéndose los siguientes datos:

Peso de la muestra seca en el aire = 20 g.

Peso del picnómetro lleno con Hg (20°C). = 350 g

Peso del picnómetro lleno con Hg (20°C) + muestra = 235,9 g

Densidad del mercurio del picnómetro = 13,546 g/cc.

La misma muestra se llevó luego a un porosímetro Stevens con el objetivo de determinar el volumen de grano efectivo obteniéndose los siguientes resultados:

Volumen de la cámara de muestra = 15 cc.

Volumen de aire recogido (1era lectura). = 6,970 cc.

Volumen de aire recogido (2da lectura). = 0,03 cc.

Volumen de aire recogido (3era lectura). = 0,0.

Volumen de aire total recogido. = 7,00 cc.

Determinar la porosidad efectiva de esta muestra.

Problema 13.

Dada la siguiente información de un yacimiento de petróleo:

Superficie (acres)	Espesor (pies)	Porosidad (%)
5	20	30
10	30	20
20	20	20
30	10	20
20	5	30
10	30	10
5	20	30

Calcular un valor promedio de espesor y estimar la porosidad promedio por tres formas diferentes

PERMEABILIDAD Y ECUACIÓN DE FLUJO

Problema 14.

A través de una roca de 10 cm de largo y 2 cm² de sección pasan 0,080 cc de petróleo de 2,5 cp en un segundo, bajo una diferencia de presión de 1,5 atmósferas. La saturación de petróleo es 100%. ¿Cuál será la permeabilidad absoluta de la roca?

Problema 15.

Si se hace pasar agua salada de viscosidad 0,75 cp a través del mismo núcleo del problema anterior, 100% saturado con

dicha agua y bajo una caída de presión de 2,5 atmósferas. ¿Cuál será la tasa de flujo?

Problema 16.

¿Es la roca más permeable al petróleo 100% saturada con petróleo o el agua salada 100% saturada con agua salada?

Problema 17.

Si el mismo núcleo del problema 15 se tiene 40% saturado con agua y 60% saturado con petróleo y se aplica una caída de presión de 2 atmósferas, las tasas de flujo de petróleo y agua serán 0,003 cc/seg y 0.04 cc/seg respectivamente. ¿Cuáles serán las permeabilidades relativas al agua y al petróleo a esta saturación?

Problema 18.

Calcule la razón de movilidad del agua con respecto al petróleo en la parte 18.

Calcule las permeabilidades relativas al petróleo y al agua, si la saturación de agua es 40%.

Halle la razón de permeabilidades efectivas y relativas del petróleo con respecto al agua usando los datos del problema 18.

Problema 19.

Una muestra de $\frac{3}{4}$ pulgadas de diámetro y 2-1/8 pulgadas de longitud es cortado de un núcleo, una vez limpia y seca la muestra pesa 32,30 gramos. Cuando la muestra está 100% saturada con agua pesa 35,53 gramos. Haciendo pasar petróleo de 37^oAPI y viscosidad 4 cp y agua de viscosidad 1 cp, a través de la muestra, se tomaron los siguientes datos:

Peso de la muestra (g)	Δt (seg)	Vol. de agua recogido (cc)	Vol. de Pet. Recogido (cc)	ΔP (lpca)
35,53	200	20,7	0,000	12
35,49	250	24,1	0,000	14
33,47	250	30,2	0,010	20
35,43	250	22,2	0,200	20
35,34	250	12,1	1,080	20
35,30	300	11,0	2,740	25
35,26	300	6,45	3,710	25
35,22	300	2,26	5,320	25
35,16	300	0,64	7,930	25
35,11	300	0,05	11,400	25
35,07	300	0,00	13,600	25

Calcular K_o/K y K_w/K en función de saturación de agua, S_w .

Hacer un gráfico de K_{ro} y K_{rw} en función de S_w y determine las saturaciones críticas de petróleo y agua respectivamente.

Hacer un gráfico de $\log(k_o/K_w)$ en función de saturación de agua, S_w^* .

Encuentre una expresión de k_o/K_w en función de saturación de agua, S_w .

Hacer un gráfico de $(K_{ro} + K_{rw})$ en función de la saturación de agua, S_w .

Problema 20.

Los siguientes datos de permeabilidad relativa en función de saturación de agua, fueron medidos para una arenisca.

S_w (%)	K_{ro}	K_{rw}
0	1.0	0.0
10	1.0	0.0
20	1.0	0.0
30	0.94	0.0

40	0.80	0.04
50	0.44	0.11
60	0.16	0.20
70	0.045	0.30
80	0.0	0.44
90	0.0	0.68
100	0.0	1.00

- Realice un gráfico de K_{ro} y K_{rw} vs S_w en papel de coordenadas cartesianas.
- Halle la saturación crítica de petróleo y la saturación crítica de agua.
- Realice un gráfico de K_{ro}/K_{rw} vs S_w en papel similog y determine la ecuación de la parte recta de la curva.
- Si la parte recta de la curva del problema anterior tiene una ecuación de la forma siguiente $K_o/K_w = ae-bS_w$. Calcule las constantes a y b.

Problema 21.

Una muestra de un núcleo tiene una permeabilidad de 100 md. Haciendo una prueba de permeabilidad relativa en dicha muestra se obtuvieron los datos siguientes:

$$\mu_o = 2cp$$

$$\mu_w = 1cp$$

S_w	q_o (cc/seg)	q_w (cc/seg)	K_o (md)
0.30	1.0	0.03	62
0.40	1.0	0.20	37
0.50	1.0	0.80	25
0.60	0.5	1.0	18
0.80	0.03	1.0	4

- Calcular y graficar los valores de permeabilidad relativa para agua y petróleo vs saturación de agua.

- Represente gráficamente K_w/K_o vs S_w en papel semilogarítmico y encuentre la ecuación de la porción recta de la curva.
- Identifique las fases mojante y no mojante.
- Halle la saturación de agua crítica y la saturación de petróleo residual.
- Que porcentaje de volumen poroso represente el petróleo móvil, considerando que la saturación de agua se encuentra en su valor mínimo.

Problema 22.

Spivak desarrolló las siguientes correlaciones para determinar permeabilidades relativas:

$$K_{ro} = \bar{S}_o^4 ; K_{rw} = \bar{S}_w^2$$

$$\text{con } \bar{S}_o = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \text{ y } \bar{S}_w = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}$$

Si la $S_{wc} = 0.15$ y la $S_{or} = 0.31$, a que saturación de agua se tendrá: $K_{rw} = K_{ro}$?

Problema 23.

Corey y colaboradores desarrollaron las siguientes correlaciones para el cálculo de permeabilidades relativas en arenas no-consolidadas (drenaje).

$$K_{ro} = \bar{S}^3 \text{ con: } \bar{S} = \frac{S_o}{(1 - S_{wi})} \Rightarrow K_{rw} = (1 - \bar{S})^2$$

Si la curva de K_{ro} es la indicada en el gráfico anexo, como será la producción la producción de petróleo con respecto a la de agua, si $\mu_w = 1$ cp y $\mu_o = 0.5$ cp.

Problema 24.

De experimentos de laboratorio se obtuvo la tabulación K_w/K_o vs S_w anexa:

S_w (%)	K_w/K_o
37.4	0.048
48.4	0.153
54	0.342
60.3	0.874

Conociendo que $K_o/K_w = a \times e^{-bxS_w}$, determinar:

- Pendiente y la intersección de dicha función.
- Si la saturación de agua obtenida por registros eléctricos es de 53%, cuál será la relación agua-petróleo de producción.

Problema 25.

Torcaso y Willie, han publicado un método de cálculo de la razón de permeabilidades relativas comparables con datos obtenidos en laboratorio. La fórmula siguiente resume los resultados:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = \frac{(1-S)^2(1-S^2)}{S^4}$$

donde:

$$S = \frac{S_o}{1-S_w}; \text{ permeabilidad efectiva al petróleo.}$$

S_o = Saturación de petróleo, fracción del espacio poroso.

S_w = Saturación de agua irreducible.

Realice un gráfico en papel cartesiano de K_{rg}/K_{ro} vs S_L , considerando $S_{wi} = 28\%$ y variando S_o entre 0 y 70%.

Si los datos siguientes se obtuvieron durante una prueba de laboratorio para una arena con la misma saturación de agua irreducible; compare u opine acerca de la aproximación de la fórmula de Torcaso y Wyllie mediante un gráfico comparativo.

S_g (%)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	62
Kg/Ko	0	0.08	0.20	0.40	0.85	1.60	3.00	5.5	10	α

Problema 26.

Una muestra se realizó en el permeámetro de Ruska, obteniéndose los siguientes resultados:

Altura tubo (h) = 3.2 cmt.

Presión diferencial = 0.25 atm.

Longitud muestra = 2.75 cms.

Diámetro muestra = 2.5 cm.

Temperatura = 28.6°C.

Determine:

- Tasa de flujo a una presión diferencial de 2.75 atm.
- Altura en el tubo 2, si la permeabilidad de la muestra es de 40 md.

Problema 27.

Se tiene el siguiente perfil de permeabilidad para un pozo de petróleo.

Profundidad (pies)	Permeabilidad (md)
3620-22	235
3622-24	170
3624-26	57
3626-28	12
3628-30	168

3630-40	205
---------	-----

- Calcular la permeabilidad promedio.
- Calcular la tasa de flujo, si $P_e = 1500$ lpc, $P_w = 500$ lpc, $r_e = 600$ pies, $r_w = 6$ pulgs. $\mu_o = 1.6$ cp, $B_o = 1.25$ BY/BN.

Problema 28.

Considérese el siguiente medio poroso.

$K_1 = 25$ md.

$K_2 = 175$ md.

$R_w = 6$ pulg; $r_1 = 300$ pies; $r_2 = 600$ pies, si un núcleo tomado de dicho yacimiento se somete a una prueba de desplazamiento, haciéndole fluir 25 cc de petróleo de 3 cp de viscosidad; en cuanto tiempo se desplazará ese volumen?

Otros datos:

Longitud núcleo = 1 cm.

Área transversal = 2.25 cm².

Problema 29.

Un sistema radial tiene un radio exterior de 1315 pies y el radio del pozo es 5 pulgadas. A cuánto debe aumentarse el radio del pozo, para que la tasa de flujo se duplique?

Problema 30.

De un yacimiento de hidrocarburo se tiene los siguientes datos:

Curvas de permeabilidad relativas anexas = $K = 200$ md; $P_e = 3.000$ lpc; $P_w = 1780$ lpc; diámetro del pozo = 10-3/4 pulg; r_e

= 1.000 pies; $\rho_o = 1220$ BPD; $B_o = 1.2$ BY/BN; $\mu_o = 1,6$ cp; espesor = 25 pies; $B_w = 1$ BY/BN; $\mu_w = 1$ cp.

Estime:

- Saturación de agua existente en el yacimiento, a la cual existe ese flujo de petróleo.
- Relación agua-petróleo de producción.

HUMECTABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR

Problema 31.

Dos placas paralelas de vidrio de área infinita están separadas 0,01 cm. Calcular la altura a que subirá el agua entre ellas (Asuma $\theta = 0$).

Problema 32.

Una burbuja esférica de jabón tiene un radio de un centímetro. Calcular el trabajo necesario para expandirla y aumentar su radio a 2 cm. Asumir la tensión superficial constante, durante la expansión, con un valor de 25 dinas/cm.

Problema 33.

Agua se permite fluir a través de un estalagmómetro. El peso de 20 gotas es de 1.000 g. Para el caso del benceno, el peso de 20 gotas es de 0.400 g. Asumiendo que la fracción de cada gota al caer la misma, tanto para el benceno como para el agua, calcular la tensión superficial del benceno

Problema 34.

Petróleo de 43°API y agua se colocan en un recipiente con un tubo capilar suspendido verticalmente dentro del líquido. Un extremo del tubo queda en el agua y el otro extremo en el

petróleo. Si el tubo capilar tiene un diámetro de 0.5 mm; la tensión interfacial entre agua-petróleo es de 4 dinas/cm, y el ángulo de contacto, medido a través del agua, es de 15 grados, ¿a qué altura subirá la interfase en el tubo capilar?

Problema 35.

Derivar una ecuación para la rata de ascenso de un líquido en un tubo capilar vertical colocado dentro de un líquido. Asuma la distancia entre el fondo del tubo y la superficie del líquido igual a L (cm). Derivar también una ecuación para el tiempo requerido para el fluido ascender a una altura dada h .

Problema 36.

Una muestra de roca de yacimiento pesa limpia y seca 5.620 g, saturada con agua pesa 6.490 g. Luego se coloca en una cámara cerrada cuyo fondo consiste de una placa porosa. Por medio de aire, se aplica una presión constante a la cámara y una vez que la muestra haya alcanzado equilibrio se pesa de nuevo. La tabla siguiente muestra los pesos de la muestra para diferentes presiones:

Presión (mm de Mercurio)	Peso (Gramos)
10	6.490
20	6.490
30	6.450
40	6.380
50	6.270
60	6.190
80	6.040
100	5.970
150	5.920
200	5.900
300	5.880
400	5.880

Dibujar presión capilar P_c , contra saturación de agua S_w .
 ¿Cuál es la presión de deslizamiento, P_d ? ¿Cuál es la saturación irreducible de agua, S_{wi} ?

Problema 37.

Curvas de presión capilar fueron obtenidas en el laboratorio de 75 núcleos de muestras de roca tomadas al azar en cierto intervalo productor de un pozo de petróleo. De estas 75 curvas de presión capilar-saturación, 5 fueron usadas para obtener la siguiente tabla:

Permeabilidad vs saturación de agua a presión capilar constante.

Permeabilidad (md)	Saturación de agua a presión capilar constante (%)				
	950	14.0	16.5	22.0	30.0
300	22.5	25.5	34.0	45.5	56.0
50	30.0	36.0	47.0	61.5	78.0
25	44.5	47.5	59.0	71.5	83.0
10	50.5	53.0	63.5	81.0	92.0

Otros datos obtenidos son:

Tensión interfacial, agua-petróleo, a condiciones de yacimiento = 33 dinas/cm.

Tensión superficial, agua-aire, a condiciones de laboratorio = 71 dinas/cm.

Densidad de la salmuera, a condiciones del yacimiento = 1.039 g/cm³.

Densidad del petróleo, a condiciones del yacimiento = 0.716 g/cm³.

Permeabilidad absoluta promedia, obtenida de 1000 muestras analizadas = 155 md.

Se pide:

- Dibujar la curva de presión capilar promedia para el yacimiento.
- De registros y de mapas isópacos o mapas de líneas de igual espesor, se encontró que la zona de petróleo (elevación sobre el nivel del mar de contacto agua-petróleo menos la elevación sobre el nivel del mar del contacto gas-petróleo) es de 80 pies. Si la saturación de agua en el contacto agua-petróleo es equivalente a una presión capilar de 5 Lpc, calcular la saturación de agua promedia para la zona de petróleo.
- Corregir el valor obtenido en (b) debido a curvatura de presión capilar. Para tal fin considere la zona de petróleo dividida en 8 bloques de igual espesor cada u

Problema 38.

En un yacimiento se han perforado tres (3) pozos con las siguientes características:

Pozo	Profundidad (pies)	Presión (LPC)	Tope de la Arena (pies)	Espesor (pies)
A	6.250	4.780	6.130	35
B	6.100	4.750	5.970	40
C	6.350	4.852	6.290	30

Se conocen los siguientes datos de P_{cw-o} vs S_w y P_{cg-o} vs S_g a condiciones de yacimiento:

P_{cw-o}	9.2	5.53	2.90	2.28	2.22	2.1	1.9	1.4
S_w	0.15	0.20	0.40	0.55	0.60	0.75	0.95	1.0
P_{cg-o}	5.5	3.85	3.1	2.5	2.2	1.45	1.0	0.4
S_g	0.75	0.70	0.60	0.45	0.35	0.15	0.05	0.0
S_L	0.25	0.30	0.40	0.55	0.65	0.85	0.95	1.0

La saturación de agua connata es 0.15 y la de petróleo residual es 0.10. Las gravedades específicas de los fluidos son (G.E.) o = 832 (GE) $g = 0.117$ y la (G.E.) w = 1.0. Las profundidades de los contactos agua petróleo y gas petróleo son 6.300' y 6.000' respectivamente.

- En qué intervalo recomendaría Ud. Completar cada uno de los pozos y explique porqué.
- Si el datum se fija a 6.300' cuál sería la presión al datum de cada uno de los pozos.

Problema 39.

En un yacimiento de gas se tomaron una serie de muestras a partir de las cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

$$P_i = 3.200 \text{ Lpc.}$$

$$T = 190^\circ\text{F.}$$

$$A = 22.000 \text{ Acres.}$$

$$G_{eg} = 0.87.$$

$$G_i = ? \text{ (Gas inicial en el yacimiento).}$$

Espesor (pies)	θ (%)
30	10
20	30
20	30
5	20
10	20
20	30
30	20

Problema 40.

$$P_i = 3.000 \text{ Lppc.}$$

$$R_{si} = 500 \text{ Pcn/Bn.}$$

$$^\circ\text{API} = 30^\circ.$$

$$T = 140^\circ\text{F.}$$

$$\theta = 180\%.$$

$$h = 20 \text{ pies.}$$

$$A = 2.000 \text{ Acres.}$$

$$S_{wi} = 25\%.$$

$N = ?$

Problema 41.

$\theta = 0.20$.

$\alpha_a = 71$ dinas/cm.

$\alpha_p = 32$ dinas/cm.

$\theta_a = 5^\circ$.

$\theta_p = 20^\circ$.

CAP = 9.480 pies.

$\theta_{API} = 25^\circ$.

Se pide: Calcular la presión capilar a una profundidad de 9.450 pies.

Problema 42.

Estimar el factor volumétrico del gas (B_g) para un yacimiento cuyas condiciones de $P = 2000$ Lpca y $T = 180^\circ\text{F}$. La composición del gas es la siguiente:

Comp.	Yi
C1	0.870
C2	0.049
C3	0.036
i-C4	0.025
n-C4	0.020

Problema 43.

Determinar R_s a $P = 3000$ Lpca y $T = 200$ °F. Si $P_b = 2440$ Lpca, la gravedad del gas = 0.7 y la gravedad del petróleo es de 30° API. También determinar R_s a 1500 Lpca y $T = 200$ °F.

Problema 44.

Una muestra líquida de un yacimiento cuyo volumen fue 280 cc. Bajo condiciones de yacimiento fue enfriado a 60°F y la presión fue disminuida a 1 atmósfera. El volumen de líquido fue reducido a 194 cc y 0.61 Pcs de gas fue obtenido.

Calcular R_s y B_o a condiciones de yacimientos.

Problema 45.

Un crudo tiene una gravedad 28° API, cuál es el B_o al punto de burbujeo si la temperatura del yacimiento es 200°F y la solubilidad del gas al punto de burbujeo es 1000 Pcs/BN.

Problema 46.

Aplicando el método de Trube, determinar C_o , para un hidrocarburos líquido a 220°F y 4100 Lpca. Gravedad del gas = 0.7, gravedad del petróleo = 30° API, $R_s = 780$ Pcs/BN.

Problema 47.

La razón gas en solución-petróleo inicial para un fluido de cierto yacimiento fue de 230 PCN/BN. Si la razón gas disuelto - petróleo a presión de 900 Lpca y Temperatura = 180°F, $Z = 0.81$, $R_s = 169$ PCN/BN. Y el factor volumétrico total o bifásico a estas condiciones de presión y temperatura es de 1.2816 BY/BN. Determinar el factor volumétrico del petróleo.

Problema 48.

Calcular B_o para el fluido de 28° API a $P = 1750$ Lpca y $T = 220^\circ\text{F}$, $R_s = 780$ PCN/BN a condiciones de Yacimiento. El gas tiene la siguiente composición:

Comp.	Y_i
C1	0.81
C2	0.08
C3	0.05
C4	0.04
C5	0.02

Problema 49.

Una celda de laboratorio contiene 280 cc de líquido del yacimiento a su punto de burbujeo de 2800 Lpca y 140 °F. De la celda fueron removidos 18.8 cc de Hg y la presión disminuyó a 1600 Lpca. El mercurio fue inyectado a temperatura y presión constante y 0.129 Pcs de gas fueron removidos permaneciendo 263.5 cc de líquido. El proceso fue repetido, reduciendo la presión a 14.7 Lpca y la temperatura a 60°F. Luego 0.388 Pcs de gas fueron removidos y 205.9 cc de líquido retenido en la celda. Determinar:

- B_o , B_t , B_g , R_s y Z a 1600 Lpca y 140 °F.
- ¿Cuál es el valor de B_t y 2000 Lpca y 140°F?

Problema 50.

Un yacimiento cuya presión inicial es $P = 2.000$ Lpca y $t = 200$ °F. Determinar el factor volumétrico del gas B_g ? Para este yacimiento cuando se tienen los siguientes datos: V_g a condiciones de yacimientos es 0.45 y a condiciones normales es 0.60.

Problema 51.

Un pozo está produciendo a una temperatura del yacimiento de 240° F a una $P_y = 3.200$ Lpca, que es la presión de burbujeo. La razón gas-petróleo producido es de 900 PCS/BN, la gravedad del gas es de 0.8 y la gravedad del petróleo es de 32° API. Estimar la densidad del líquido en el yacimiento.

Problema 52.

Una formación productora tiene la forma, tamaño y distribución mostrada en la figura. La presión de entrada es de 35 atm y la de salida es de 15 atm.

- Calcular la permeabilidad promedio.
- Si durante un trabajo realizado en el pozo la permeabilidad del estrato: 1) se induce a 30 md hasta un radio de 6 pies y la del estrato; 2) si reduce a 55 md hasta un radio de 10 pies y considerando que en los 10 pies superiores del estrato; 3) la permeabilidad se reduce a 40 md y en los 20 pies inferiores se reduce a 60 md.

Además se conocen las relaciones de permeabilidad relativas las cuales vienen dadas por:

$$K_{ro} = 1 - \frac{1}{2} S_w$$

$$K_{rw} = \frac{5}{4} S_w - \frac{1}{4}$$

Problema 53.

En un yacimiento se han perforado 3 pozos con las siguientes características:

Pozo	Profundidad (pies)	Tope de la Arena (pies)	Espesor (pies)
1	10.620	10.350	78

2	10.500	10.150	54
3	10.500	10.180	47

Se conocen los siguientes datos de presión capilar a condiciones de yacimiento y son:

P_{cw-o} (Lpca).	5.53	2.90	2.28	2.22	2.10	1.90	1.40
$S_w \left(\frac{1}{100} \right)$.	0.20	0.40	0.55	0.60	0.75	0.95	1
P_{cg-o} (Lpca)	5.50	3.85	3.10	2.50	2.20	1.45	1.00
$S_g \left(\frac{1}{100} \right)$	0.75	0.70	0.60	0.45	0.35	0.15	0.05

La saturación de petróleo residual (S_{or}) es 0.1 Geg = 0.212, 42º API, profundidad del nivel de agua libre (NAL) es 10.487 pies y del contacto gas - petróleo (CGO) es 10.200 pies.

Calcular:

- Profundidad que comprende las zonas de transición petróleo - agua y petróleo - gas.
- Intervalo de completación para cada pozo.
- Saturación de agua en la base de perforación de cada zona.
- Tasa de flujo de petróleo en el punto medio de las perforaciones recomendadas para el pozo 1, sabiendo que $A_p = 32$ atms, $\mu_o = 3$ cps, K300 md. El yacimiento tiene 400 pies de largo y 220 pies de ancho, la permeabilidad relativa está dada por $K_{ro} = 1-5$ sw.

Problema 54.

A continuación se presentan los datos presión capilar de un yacimiento subsaturado:

S_w .	100	90	75	60	50	35	20	20
P_{co-w} (lpc).	1	1.7	1.9	2.0	2.2.	3.0	5.0	10.0

Además se conoce la siguiente información:

Tope del yacimiento a 8400'

Contacto petróleo - agua a 8500'.

$$\gamma_o = 0.7 \quad \gamma_w = 1.1 \quad \mu_o = 0.8 \text{ cp.} \quad \mu_w = 1.0 \text{ cP}$$

Considérese el yacimiento horizontal y los fluidos incompresibles.

Se pregunta:

- Espacio en la zona de transición agua - petróleo.
- Distribución de saturación en el yacimiento.

Relación agua-petróleo a condiciones de yacimiento en un punto ubicado 10 pies por encima del contacto agua-petróleo.

Problema 55.

A través de una roca de 10 cm de largo y 2 cm² de sección transversal fluye petróleo de 2,5 cp a una tasa de 0,0080 cm³ bajo una presión diferencial de 1,5 atms. Si el petróleo satura la roca 100 por 100:

- ¿Cuál es su permeabilidad absoluta?
- ¿Cuál será la tasa de salmuera de 0,75 cp en el mismo núcleo bajo una presión diferencial de 2,5 atms, si la salmuera satura el núcleo 100 por 100?
- ¿Es la roca más permeable al petróleo a saturación de 100 por 100 de petróleo o a la salmuera a saturación de 100 por 100 de salmuera?
- En el mismo núcleo se mantiene una saturación de agua de 40 por 100 y una de petróleo de 60 por 100. Bajo una caída de presión de 2,0 atm el flujo de petróleo es 0,0030 cm³/seg y el de agua 0,004 cm³/seg. ¿Cuáles son las permeabilidades efectivas al agua y al petróleo a estas saturaciones?
- Explicar por qué la suma de las dos permeabilidades efectivas es menor que la permeabilidad absoluta.
- ¿Cuáles son las permeabilidades relativas al petróleo y al agua a una saturación de agua de 40 por 100?

- ¿Cuál es la razón de permeabilidad relativa, K_{ro}/K_{rw} , a una saturación de agua de 40 por 10?
- Demostrar que la razón de las permeabilidades efectivas es igual a la razón de las permeabilidades relativas.

Problema 56.

Los siguientes factores de desviación del gas corresponden a un yacimiento de gas a 150°F.

Presión (Lpca)	0	500	1000	2000	3000	4000	5000
Factor de Desviación.	1.00	0.92	0.86	0.80	0.82	0.89	1.00

Construir un gráfico entre z y p y determinar gráficamente las pendientes a 1000 lpca, 2200 lpca y 4000 lpca. Luego, determinar la compresibilidad del gas a estas presiones.

Problema 57.

Un bloque de arena tiene 1500 pies de largo, 300 pies de ancho y 12 pies de espesor. Tiene también una permeabilidad uniforme al petróleo de 345 md, una saturación de agua connata de 17 por 100 y una porosidad de 32 por 100. La viscosidad de petróleo en el yacimiento es 3.2 cp y el FVP (factor volumétrico del petróleo) es 1,25 al punto de burbujeo.

- Si ocurre flujo por encima de la presión de saturación: ¿Cuál será la caída de presión requerida para hacer fluir 100 barriles a condiciones del yacimiento a través del bloque de arena, asumiendo que el fluido se comporta como un incompresible? ¿Cuál será para 200 BPD?
- ¿Cuál es la velocidad aparente del petróleo en pies por día a la rata de flujo de 100 BPD?
- ¿Cuál es la velocidad promedio verdadera?
- ¿Qué tiempo tomará el desplazamiento completo de petróleo de la arena?
- ¿Cuál es el gradiente de presión en la arena?

- ¿Cuál será el efecto de aumentar las presiones de entrada y de salida del bloque, digamos, 1000 lpc?

Problema 58.

Dos pozos están separados 2500 pies. La presión estática del pozo A al tope de las perforaciones (9332 pies bajo el nivel del mar) es 4365 lpca y en el pozo B (9672 pies bajo el nivel del mar) es 4372 lpca. El gradiente del fluido en el yacimiento es 0.25 lpc/p, la permeabilidad del yacimiento 245 md y la viscosidad del fluido del yacimiento 0,63 cp.

- Corregir las dos presiones estáticas a un nivel de referencia de 9100 pies bajo el nivel del mar.
- ¿En qué dirección se mueve el fluido entre los pozos?
- ¿Cuál es el gradiente promedio de presión efectiva entre los pozos?
- ¿Cuál es la velocidad del fluido?
- La velocidad en d) ¿es la velocidad total o sólo el componente de la velocidad en la dirección del flujo entre los dos pozos?

Problema 59.

- Si la gravedad del gas del campo Sabine es 0.65, calcular los factores de desviación desde 0 hasta 6000 lpca a 160°F, en incrementos de 1000 lb, usando la correlación de gravedad específica de gases.
- Usando las presiones y temperaturas críticas, calcular y dibujar los factores de desviación del gas del yacimiento Sabine a diferentes presiones y 160°F. El análisis del gas es el siguiente:

Componente	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇
Fracción molar.	0.875	0.083	0.021	0.006	0.008	0.003	0.002	0.001	0.001

Usa el peso molecular y la presión y temperatura crítica del octano para los heptanos y compuestos más pesados. Dibujar los datos del problema.

Problema 60.

El volumen de una celda - recipiente de prueba - de alta presión es 0.330 p^2 y contiene gas a 2500 lpca y 130°F , y a estas condiciones su factor de desviación es 0,75. Cuando se extraen 43,6 PCS de la celda medidos a 14,7 lpca y 60°F , por medio de un medidor de prueba de agua (wet test meter), la presión cae a 1000 lpca, y la temperatura permanece en 130°F . ¿Cuál es el factor de desviación del gas a 1000 lpca y 130°F ?

4.2. Problemas Resueltos

Problema 1.

$$K_1 K_a = 25 \text{ md}$$

$$K_2 K_e = 175 \text{ md}$$

$$K_w = 6, \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pulg}} = 0$$

$$K_1 K_a = 300 \text{ ft}$$

$$r r_e = 600 \text{ pie}$$

$$2A = 7 \text{ cm}$$

$$A = 2.25 \text{ cm}^2$$

Estime la permeabilidad promedio del sistema radial dado.

Si un núcleo tomado de dicho yacimiento se somete a una prueba de departamento, haciendo fluir 25cc de petróleo de 3cps de viscosidad en 10 minutos. ¿Cuál será la caída de presión?

Solución:

La permeabilidad promedio para un sistema radial se obtiene mediante la fórmula siguiente:

$$K_p = \frac{K_a K_e \ln(r_e/r_w)}{K_a \ln(r_e/r_a) + K_e \ln(r_a/r_w)}$$

Sustituyendo:

$$K_p = \frac{25\text{md} * 175\text{md} (\frac{600\text{pie}}{0.5\text{pie}})}{K_a \ln(r_e/r_a) + K_e \ln(r_a/r_w)}$$

$$K_p = \frac{31019\text{md}^2}{17.3\text{md} + 1119.4\text{md}} = \frac{31019\text{md}^2}{1137\text{md}} = 27.28\text{md}$$

Luego la caída de Presión en "Lpc", viene dada por la fórmula:

$$\Delta P = \frac{q * M * L}{1.127 * K_p * A}$$

Donde :

$$q = \frac{V}{t} = \frac{25\text{cm}^3}{10\text{min}} = 2.5\text{cm}^3/\text{min}$$

Luego llevamos “q” a bbl/Dia.

$$q = 2.5 \text{ cm}^3 / \text{mm} \times \frac{2.642 * 10^{-4} \text{ Gal}}{1 \text{ cm}^3} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \times 1440 \frac{\text{mm}}{24 \text{ Horas}} = 9.43 \times 10^{-9} \text{ bbl / dia}$$

Luego:

$$L = 7 \text{ cm} \times \frac{1 \text{ pie}}{30.49 \text{ cm}} = 0.223$$

$$A = 2.25 \text{ cm}^2 \times \frac{1 \text{ pulg}^2}{6.4516 \text{ cm}^2} \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pulg}^2} = 0.0024 \text{ pie}^2$$

Entonces, sustituimos:

$$\Delta P = \frac{9.43 * 10^{-4} \text{ lbs/Dia} * 3 \text{ cps} * 0.223 \text{ pie}}{1.127 * 27.28 \text{ md} * 0.0024 \text{ pie}^2} = \frac{6.30 * 10^{-4}}{0.07373} = 8.5 * 10^{-3} \text{ Lpc}$$

Problema 2.

De un pozo perteneciente a un yacimiento que produce por empuje hidráulico, y que consta de un solo estrato, Se obtuvieron los siguientes datos:

Tope de Estrato = 3000 pies.

Espesor Constante: 50pies.

Permeabilidad Absoluta = 100 md

Porosidad: 20 %

Contacto agua - petróleo = 3045 pies.

Radio del Pozo: 0.5 pies.

Se tomaron varios núcleos, los cuales se sometieron a pruebas de laboratorio obteniéndose lo siguiente:

1. Relación de Pc vs. Sw tanto para drenaje como para la inhibición, usándose aire para simular la fase no mojante y agua para simular la fase Mojante.

Sw (%)	Pc (Lpc)	
	Drenaje	Inhibición
100	1.50	0.80
80	1.60	2.60
70	1.80	3.10
60	2.10	3.50
40	3.30	
30	4.40	5.10
20	7.00	7.0
10	10.00	10.00

$$\sigma_{\text{aire-agua}} = 70 \text{Dinas / cm}$$

$$\sigma_{\text{aire-petroleo}} = 35 \text{Dinas / cm}$$

2. Las relaciones de Permeabilidad Relativas Vs Sw fueron las siguientes:

$$K_{ra} = 1 - \frac{10}{9} S_w \quad K_{rw} = \frac{5}{4} \quad S_w = \frac{1}{4}$$

El pozo esta completado de modo tal que produce únicamente los 10 pies centrales del estrato.

En el momento que es puesto a producir la gravedad del Petróleo es 35° API y la densidad del agua es de 62.4 Lbs/pie³.

La presión en el agua a un radio de 30 pies es de 1000 Lpca. Mientras que a un radio de 1000 pies es de 1500Lpca.

Problema 3.

Una muestra de 10cm² de Volumen total se coloca en un porosímetro de Boyle a una Presión de 30 cms de Mercurio.

La cámara donde se coloca la muestra tiene un volumen de 15cm^3 . Se deja expandir el aire en la cámara a Presión Atmosférica (760mmHg).

Lectura inicial de la burbuja = 2.0 ml.

Lectura Final de la Burbuja 0 4.76ml.

Calcular la porosidad. En esta la porosidad efectiva o Absoluta:

Solución:

La porosidad será igual a:

$$\phi = \frac{\text{Lectura Final} - \text{Lectura Inicial}}{\text{Volumen de la cámara}} = \frac{4.76\text{ml} - 2.0\text{ml}}{15\text{cm}^3} = 0.184$$

Esta porosidad va a ser la porosidad efectiva, ya que representa la porosidad de los flujos interconectados.

Problema 4.

Calcule las presiones al nivel de diferencia los gradientes de presión y el movimiento de fluidos en el Yacimiento a partir de las presiones estáticas medidas en los pozos.

Datos:

Distancia entre pozos: 13201 p

Espesor neto estrato: 20 pies

Buzamiento del estrato entre pozos: $8^\circ 37'$

Nivel de referencia del estrato: 7600 p bajo nivel mar.

Gravedad específica del fluido yac.: 0,693 (agua = 1,00)

Permeabilidad: 145 md

Viscosidad: 0,32 cps

Presión estática pozo n.º. 1: 3400 Lpc a 7720 p

Presión estática pozo n.º. 2: 3380 Lpc a 7520 p

Solución

Gradiente del fluido yac: $0693 \times 0,433 = 0,300 \text{ lpc/p}$

P_1 al nivel de referencia de 7600 $p = 3400 - 120 \times 0,30 = 3364$
Lpc

P_2 al nivel de referencia de 7600 $p = 3380 + 80 \times 0,30 = 3404$
Lpc

La diferencia de 40 Lpc indica el movimiento del fluido buzamiento abajo, del pozo N° 2 al pozo N°. 1, el gradiente efectivo promedio es $40/1335 = 0,030 \text{ Lpca/p}$, donde 1335 es la distancia a lo largo del estrato entre distancia a lo largo del estrato es entre los dos pozos, luego la velocidad es:

$$v = 1.127 \times \frac{0,145}{0,32} \times 0,030 = 0,0153 \text{ bl / dia / p.c}$$

$$= 5,615 \times 0,0153 = 0,086 \text{ P / dia}$$

$$98 \quad 98^\circ 37' \quad \text{y} \quad \cos 98^\circ 37' = -0,1458$$

$$v = \frac{1,127 \times 0,145}{0,32} \left[\frac{(3380 - 3400)}{1335} - 0,433 \times 0,693 \times (-0,1458) \right]$$

$$= -0,51[-0,015 + 0,045] = -0,0153 \text{ bl / dia / p}^2$$

El signo negativo indica movimiento del fluido inclinación negativa, ósea, del pozo 2 al 1, flujo a través de una línea límite de 1320 pies de ancho entre dos áreas es:

$$q = 0,0153 \times 1320 \times 20 = 404 \text{ bl.res. / dia}$$

Problema 5.

La presión y temperatura iniciales de un yacimiento son: 4500 Lpc 200°F. En el laboratorio se analizó el fluido de dicho yacimiento y se obtuvo que en el punto de burbujeo es de 3000 Lpc. Además la gravedad del petróleo a C/N es igual a 35° API y la composición del gas total liberado es la siguiente:

Composición	Yí
C ₁	0,8124
C ₂	0,0975
C ₃	0,0285
i-C ₄	0,0210
i-C ₅	0,0189

C ₆	0,0178
C ₇ ⁺	0,0039

$$P_m = C_7^+ = 130$$

$$\sum C_{i+} = 0.7284$$

Determinar a P = 4500 Lpca y 2500 Lpca y T = 200 F.

BT= Bo

p_0

Solución.

comp..	Yí	PM	Yí, PM	PC (Psia)	TC(°R)	Yí x TC
C ₁	0,8124	16,042	13,032	673,10	343,30	
C ₂	0,0975	30,068	2,931	708,30	549,77	
C ₃	0,0285	44,094	1,256	617,40	665,65	
i-C ₄	0,0210	58,124	1,220	529,10	734,65	
N-C ₅	0,0189	72,146	1,363	489,50	845,60	
C ₆	0,0178	86,178	1,533	439,70	914,20	
C ₇ ⁺	0,0039	130,00	0,507	670,00	395	
			21,847			

Yí x Pc

546,82

69,05

17,59

11,11

$$\begin{array}{r}
 9,25 \\
 7,82 \\
 2,61 \\
 \hline
 664,25
 \end{array}$$

$$\rho g = \frac{\sum \gamma_i \cdot PM}{Ma} = \frac{21,842}{28,96} = 0,75$$

$$Ma = 28,96$$

Luego

$$STC = \sum \gamma_i \times TC_i$$

$$STC = 400,67^\circ R$$

$$SPC = \sum \gamma_i \times PC_i$$

$$SPC = 664,25 \text{ Lpc}$$

Entonces:

$$SPR = \frac{P}{SPC} = \frac{4500 \text{ Lpca}}{664,25 \text{ Lpc}} = 6,77$$

$$STR = \frac{T}{STC} = \frac{(200 + 460)^\circ R}{664,25 \text{ Lpca}} = 1,67$$

Con estos valores en el grafico 8 determino Z. Z 4500 = 0,938

$$SPR = \frac{P}{SPC} = \frac{2500 \text{ Lpca}}{664,25 \text{ Lpca}} = 3,76$$

$$Z 2500 = 0838$$

Determinar ahora B_g .

$$B_g = 0,00504 \times \frac{Z * T}{P}$$

$$B_g = 0.00504 \times \frac{0.838 \times 660}{2500}$$

$$B_g = 1.11 \times 10^{-3} \text{ BY/PCN.}$$

Con $P_b = 3.000$ lpca y $T = 200$ °F, 35 °API, $\gamma_g = 0.75$ entramos y determinamos:

$$R_{sb} = 700 \text{ PCN/BN.}$$

Con $P = 2500$, $T = 200$ °F, 35 °F, $\gamma_g = 0.75$ obtenemos:

$$R_s = 560 \text{ PCN/BN.}$$

Con fig. 23 con $R_s = 700$ PCN/BN, $\gamma_g = 0.75$, 35 °API y $T = 200$ °F Determinamos:

$$B_{ob} = 1.42 \text{ BY/BN.}$$

Con fig. 30 y $R_s = 700$ PCN/BN, $\gamma_g = 0.75$, 35 °API y $B_{ob} =$

$$1.42 \frac{\text{BY}}{\text{BN}}.$$

$$\gamma_g = (P_v, t) = 0.68.$$

De la fig. 26.

$$C_o = 13 \times 10^{-6} \text{ l pc}^{-1}.$$

Luego B_o a 4500 lpca.

$$B_o = B_{ob} [1 - C_o(P - P_b)].$$

$$B_o = 1,42 [1 - 13 \times 10^{-6} (4500 - 3000)]$$

$$B_o = 1,39 \text{ By/BN}$$

Luego $B_o = B_T$

Ya que B_T por encima de la presión de burbujeo = B_o . B_o y B_T a 2500 Lpca.

Con $R_s = 560$ PCN/BN, $T = 200$ °F API, $\gamma_g = 0,75$

$$B_o = 1,36 \text{ By/BN}$$

$$B_T = B_o + (R_{SI} - R_S) B_g$$

$$B_T = 1,36 + (700 - 560) 1,11 \times 10^{-3}$$

$$B_T = 1,51 \text{ By/BN}$$

p_o para 4500 Lpca

de la fig. 30.

con $R_S = 700 \text{ PCN/BN}$, $\phi g = 0,75, 35^\circ \text{ API}$ y $B_o = 1,39 \text{ By/BN}$

$$p_o = 43 \text{ Lbs/Pc}$$

p_o para 2500 Lpca

con $R_s = 560$, $\phi g = 0,75, 35^\circ \text{ API}$ y $B_o = 1,36 \text{ By/BN}$

$$\ell_o = 40 \text{ lbs/ Pc}$$

Problema 6.

En un yacimiento se han perforado tres pozos con las siguientes características:

Pozo	Profundidad (Pies)	Tope Arena	Espesor
1	10620	10350'	78'
2	10500	10150'	54'
3	10500	10180'	47'

Se conocen los siguientes datos de presión capilar a condiciones de Yacimientos.

Pc W-o (Lpc)	5,53	2,9	2,28	2,22	2,1	1,9	1,4
Sw (fracción)	0,20	0,4	0,6	0,6	0,75	0,95	1,0
Pc g-o (Lpca)	5,5	3,85	2,5	2,5	2,2	1,45	1,0
Sg (Fracción)	0,75	0,7	0,45	0,45	0,35	0,15	0,05

La saturación de petróleo residual es 0,1. la gravedad especifica del gas es 0,212 y la gravedad API del petróleo es de 42° API. Las profundidades del nivel de agua y del contacto gas-petróleo son de 10487' y 10200' respectivamente.

Determine:

- Profundidades que comprenden las zonas de transición petróleo-agua y petróleo-gas.
- Intervalo de completación para cada pozo.
- Sw en la base de las perforaciones de cada pozo.
- Tasa de flujo de petróleo en el punto medio de las perforaciones recomendadas para el pozo 1, sabiendo que: $\Delta P = 32$ atmósferas, $\mu_o = 3$ cps, $K = 300$ nd.

El yacimiento tiene 400' de largo y 220' de ancho. La permeabilidad relativa al petróleo esta dada por:

$$K_{ro} = 1 - \frac{5}{4} S_w$$

Solución.

$$GE_w = 1$$

$$GE_o = \frac{141,5}{131,5 + 0 \text{ API}} = \frac{141,5}{131,5 + 42 \text{ API}} = 0.816 \Rightarrow GE_g = 0.212.$$

Primera Parte:

Para calcular o determinar la zona de transición petróleo agua debemos encontrar la profundidad de contacto agua - petróleo (D_w/o) para cada valor de $P_{C_{w-o}}$.

$$D_w/o = D_w = \frac{P_{C_{wc}}}{0.433 \times \Delta(GE)_{wo}}$$

$D_w =$ Prof. del nivel de agua libre (10.487').

$$\Delta(GE)_{wo} = GE_w - GE_o = 1 - 0.816 = 0.184$$

$$D_{w/o}(1) = 10487' - \frac{5.53}{0.433 \times 0.184} = 10418'$$

$$D_{w/o}(2) = 10487' - \frac{2.9}{0.433 \times 0.184} = 10451'$$

$$D_{w/o}(3) = 10487' - \frac{2.28}{0.433 \times 0.184} = 10458'$$

$$D_{w/o}(4) = 10487' - \frac{2.22}{0.433 \times 0.184} = 10459'$$

$$D_{w/o}(5) = 10487' - \frac{2.1}{0.433 \times 0.184} = 10461'$$

$$D_{w/o}(6) = 10487' - \frac{1.9}{0.433 \times 0.184} = 10463'$$

$$D_{w/o}(7) = 10487' - \frac{1.4}{0.433 \times 0.184} = 10469'$$

Con estos valores de profundidad y las saturaciones de agua correspondientes (S_w)*. Observamos entonces que la zona de transición agua - petróleo será:

$$10469' - 10418' = 51'$$

Segunda Parte:

Para determinar la zona de transición gas-petróleo debemos calcular la profundidad correspondiente a cada valor de P_c g-o.

$$D_{g/o} = CGP - \frac{P_{c_{g-o}}}{0.433 \times \Delta(GE)_{g-o}}$$

CGP = Contacto gas petróleo (10200').

$$\Delta(GE)_{g-o} = 0.816 - 0.212 = 0.604$$

$$D_{g/o}(1) = 10200' - \frac{5.5}{0.433 \times 0.604} = 10179'$$

$$D_{g/o}(2) = 10200' - \frac{3.85}{0.433 \times 0.604} = 10185'$$

$$Dg/o(3) = 10200' - \frac{3.1}{0.433 \times 0.604} = 10188'$$

$$Dg/o(4) = 10200' - \frac{2.5}{0.433 \times 0.604} = 10190'$$

$$Dg/o(5) = 10200' - \frac{2.2}{0.433 \times 0.604} = 10192'$$

$$Dg/o(6) = 10200' - \frac{1.45}{0.433 \times 0.604} = 10194'$$

$$Dg/o(7) = 10200' - \frac{1.0}{0.433 \times 0.604} = 10196'$$

Calculo de la saturación de líquido (S_L):

$$S_L = 1 - S_g.$$

$$S_L (1) = 1 - 0.75 = 0.25$$

$$S_L (2) = 1 - 0.70 = 0.30$$

$$S_L (3) = 1 - 0.60 = 0.40$$

$$S_L (4) = 1 - 0.45 = 0.55$$

$$S_L (5) = 1 - 0.35 = 0.65$$

$$S_L (6) = 1 - 0.15 = 0.85$$

$$S_L (7) = 1 - 0.05 = 0.95$$

Graficamos Dg/o vs S_L de allí observamos que la zona de transición g/o está protegida por $10200' - 10179' = 21'$.

Tercera Parte.

Intervalo de completación para cada pozo \Rightarrow ver grafica.

Cuarta parte.

S_w en el base de las perforaciones de cada pozo \Rightarrow ver grafica.

Quinta parte.

$$\text{Con } S_w = 0,20 \Rightarrow K_{ro} = 1 - \frac{5}{4} \times 0,20 = 0,75$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \Rightarrow K_o = K_{ro} \times K = 0,75 \times 300 \text{ md} = 225 \text{ md}$$

$$K_o = \frac{q \times \mu \times L}{A \times \Delta P} \rightarrow q = \frac{K_o \times A \times \Delta P}{\mu \times L}$$

$$q \rightarrow \text{cm}^3/\text{seg} \quad \Delta P \rightarrow \text{atm}$$

$$K \rightarrow \text{darcy} \quad A \rightarrow \text{cm}^2$$

$$L \rightarrow \text{cm} \quad \mu \rightarrow \text{cps}$$

$$A = 65' \times 400' = 2600 \text{ pie}^2$$

$$\Rightarrow 2600 \text{ pie}^2 \times \frac{(30,48 \text{ cm})^2}{1 \text{ pie}^2} = 24.154.790 \text{ cm}^2$$

$$L = 220 \text{ pies} \times \frac{30,48 \text{ cm}}{1 \text{ pie}} = 6005,6 \text{ cm}$$

$$K = 225 \text{ md} \times \frac{1 \text{ darcy}}{10^3 \text{ md}} = 0,225 \text{ darcy}$$

$$q = \frac{0,225 \text{ darcy} \times 24154790 \text{ cm}^2 \times 32 \text{ atm}}{3 \text{ cps} \times 6705,6 \text{ cm}} = 8645,236364 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

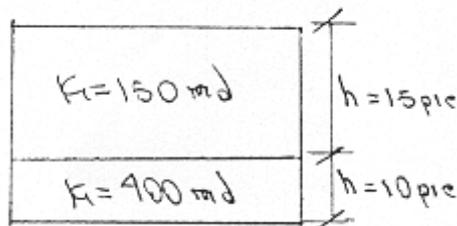
$$q = 8645,236364 \text{ cm}^3/\text{seg} \times \frac{1 \text{ Lt}}{10^3 \text{ cm}^3} \times \frac{1 \text{ gal}}{3,785 \text{ Lts}} \times \frac{1 \text{ bl}}{42 \text{ sgals}} \times \frac{86400 \text{ seg}}{1 \text{ dia}} = 4699 \text{ bl}/\text{dia}$$

Problema 7.

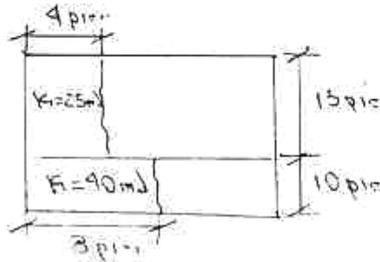
Un pozo atraviesa una formación que tiene las siguientes características:

$$r_e = 500 \text{ pic.}$$

$$r_w = 6 \text{ pulg} = 0.5 \text{ pies}$$



Durante un trabajo de reparación del pozo se ocasionó una reducción de K alrededor del mismo, las características de la formación son ahora:



Determine la relación q dañado / q original considerando el mismo ΔP y suponiendo el flujo radial horizontal de un fluido incompresible.

Solución:

Para el primer caso o sea el pozo no tiene daño podemos determinar la permeabilidad promedio " K_p " sabiendo que los estratos están en paralelo:

$$K_p = \frac{\sum_{i=0}^n K_i h_i}{\sum_{i=0}^n h_i}$$

$$K_p = \frac{[(150 \text{ md} * 15 \text{ pies}) + (400 \text{ md} * 1 \text{ pies})]}{(15 + 10) \text{ pies}}$$

$$K_p = \frac{6250 \text{ md} * \text{pie}}{2.5 \text{ pies}}$$

$$K_p = 250 \text{ md}$$

Luego determinamos la permeabilidad promedio para el caso donde ocurrió daño:

Para un $r_a = 0.4$ pies.

$$Kp_1 = \frac{Ka * Ke * \ln(re/rw)}{Ka * \ln(re/ra) + Ke * \ln(ra/rw)} \text{ Para Flujo adial}$$

$$Kp = \frac{25md * 150md * \ln(500/0.5)}{25md * \ln(500/4) + 150md * \ln(4/0.5)}$$

$$Kp = 59.82md$$

Para un $ra = 8$ pies.

$$Kp_2 = \frac{Ka * Ke * \ln(re/rw)}{Ka * \ln(re/ra) + Ke * \ln(ra/rw)} \text{ Para Flujo adial}$$

$$Kp_2 = \frac{40md * 400md * \ln(500/0.5)}{40md * \ln(500/8) + 150md * \ln(8/0.5)}$$

$$Kp = 86.72$$

Entonces la permeabilidad promedio total será:

$$Kp = \frac{\sum_{i=0}^n Kih_i}{\sum_{i=0}^n h_i}$$

$$Kp = \frac{[(Kp_1 * h_1) + (Kp_2 * h_2)]}{h_1 + h_2}$$

$$Kp = 70.57md$$

Entonces la relación q dañado / q original para flujo radial horizontal incomprensible es:

$$\frac{q_{dañado}}{q_{original}} = \frac{2\pi K_{pt} * h * \Delta P}{\mu \ln(re/rw)} = \frac{K_{pt}}{K_p} = \frac{70.57md}{250md} = 0.282$$

Problema 8.

En un yacimiento se han producido tres pozos con las siguientes características:

Pozo	Profundidad (pies)	Tope Arena	Espesor
1	10620	10350	78'
2	10500	10150	54'
3	10500	10180	47'

Se conocen los siguientes datos de presión capilar a las condiciones de yacimiento:

Pc K_1-0 (Lpc)	5.53	2.9	2.28	2.22	2.1	1.9	1.4
Sw (fracción)	0.20	0.4	0.55	0.6	0.75	0.95	1.0
Pc $\zeta-0$ (Lpc)	5.5	3.85	3.1	2.5	2.2	1.45	1.0
Sζ (fracción)	0.75	0.7	0.6	0.45	0.35	0.15	0.05

La situación de petróleo residual es 0.1 la gravedad específica del gas es 0.212 y la gravedad API del petróleo es de 42^aAPI las proximidades del nivel de agua y del contacto gas petróleo son de 10487 y 10.200 respectivamente.

Determinar:

- Profundidades que comprenden las zonas de transmisión Petróleo - Agua y Petróleo - Gas.
- Intervalo de completación para cada pozo.
- Saturación de agua (Sw) en la base de las perforaciones.

Problema 9.

En un yacimiento se han perforado tres pozos con las siguientes características:

Pozo	Profundidad (Pies)	Tope Arena	Espesor
1	10620	1035`	78`
2	10500	10150`	54`
3	10500	10180`	47`

Se conocen los siguientes datos de presión capilar a condiciones de yacimiento:

Pc $\kappa_1 - 0$ (Lpc)	5.53	2.9	2.28	2.22	2.1	1.9	1.4
Sw (fracción)	0.20	0.4	0.55	0.6	0.75	0.95	1.0
Pc $\zeta - 0$ (Lpc)	5.5	3.85	3.1	2.5	2.2	1.45	1.0
Sζ (fraccion)	0.75	0.7	0.6	0.45	0.35	0.15	0.05

La saturación de petróleo residual es 0.1 la gravedad específica del gas es 0.212 y la gravedad $^{\circ}$ API del petróleo es 42 $^{\circ}$ API. Las profundidades del nivel de agua y del contacto gas - petróleo son de 10487` y 10200` respectivamente.

Determinar:

- Profundidades que comprenden las zonas de transmisión de Petróleo - Agua y Petróleo - Gas.
- Intervalo de Completación para cada pozo.
- Saturación de agua (Sw) en la base de las perforaciones.

Datos del Problema:

Sor = 0.1, $^{\circ}$ API = 42, N.A.L = Dw = 10487`, C.G.P = 10.200`

G.E.G = 0.212

Solución Parte A:

En la determinación de la zona de transmisión Petróleo-Agua necesitamos hallar la profundidad de la interfase Agua - Petróleo $D_{w/0}$ para cada uno de los valores de $P_{c_{w-0}}$.

$$Ec.D_{w/0} = DW - \frac{P_{c_{w-0}}}{0.433 \frac{L_{pca}}{pie} * \Delta(G.E)_{w-0}}$$

Necesitamos $\Delta(G.E)_{w-0} = G.EW - G.E0$

$$G.E0 = \frac{141.5}{131.5 + ^a API}$$

$$G.E0 = 0.816.$$

Reducimos la ecuación ya que $0.433 \frac{L_{pca}}{pie} * \Delta(G.E)_{w-0} =$ constante.

$$D_{w/0} = DW - \frac{1}{0.433 \frac{L_{pca}}{pie} * \Delta(G.E)_{w-0}} * P_{c_{w-0}}$$

$$D_{w/01} =$$

$$10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{L_{pca}} * 5.53 L_{pca} \Rightarrow D_{w/01} = 10418 \text{ pie}$$

$$D_{w/02} =$$

$$10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{L_{pca}} * 2.9 L_{pca} \Rightarrow D_{w/02} = 10451 \text{ pie}$$

$$D_{w/03} =$$

$$10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{L_{pca}} * 2.28 L_{pca} \Rightarrow D_{w/03} = 10458 \text{ pie}$$

$$D_{w/04} =$$

$$10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{L_{pca}} * 2.22 L_{pca} \Rightarrow D_{w/0} = 10459 \text{ pie}$$

$$Dw/05 = 10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{\text{Lpca}} \times 2.1 \text{ Lpca} \Rightarrow Dw / 05 = 10461 \text{ pie}$$

$$Dw/06 = 10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{\text{Lpca}} \times 1.9 \text{ Lpca} \Rightarrow Dw / 06 = 10463 \text{ pie}$$

$$Dw/07 = 10487 \text{ pie} - 12.55146 \frac{\text{pie}}{\text{Lpca}} \times 1.4 \text{ Lpca} \Rightarrow Dw / 07 = 10469 \text{ pie}$$

Con valores de profundidad DW/0 y las (S_w) saturaciones de agua graficamos para obtener la curva de contacto Agua - Petróleo. Se podrá observar que dicha zona de Transición Agua - Petróleo es:

$$\text{Zona de Transición: } w/0 = 10469' - 10418' = 51'$$

$$h = \text{de la zona de transición } W/0 = 51'$$

En la determinación de la zona de transición Gas - Petróleo necesitamos hallar la profundidad de la interfase Gas - Petróleo $D_{g/o}$ para cada uno de los valores de P_{cg-o}

$$Ec.D_{g/o} = C.G.P - \frac{P_{c_{w-0}}}{0.433 \frac{\text{Lpca}}{\text{pie}} * \Delta(G.E)_{0-g}}$$

$$\text{Necesitamos } \Delta(G.E)_{o-g} = G.E.O - G.E.g$$

$$\Delta(G.E)_{o-g} = 0.816 - 0.212 = 0.604$$

$$\Delta(G.E)_{o-g} = 0.604.$$

$$\text{Reducimos la Ec. ya que } 0.433 \frac{\text{Lpca}}{\text{pie}} \times \Delta(G.E)_{0-g} = \text{constante}$$

$$D_{g/o} = \text{G.E.P} - \frac{1}{0.433 \frac{\text{Lpca}}{\text{pie}} \times \Delta(\text{G.E})_{0-G}}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 5.5 \text{ Lpca} = 10179 \text{ pie.}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 3.85 \text{ Lpca} = 10185 \text{ pie.}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 3.1 \text{ Lpca} = 10188 \text{ pie.}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 2.5 \text{ Lpca} = 10190 \text{ pie.}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 2.2 \text{ Lpca} = 10192 \text{ pie.}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 1.45 \text{ Lpca} = 0194 \text{ pie.}$$

$$D_{g/01} = 10200\text{pie} - 3.8236239 \text{ Pie} / \text{Lpca} \times 1.0 \text{ Lpca} = 10196 \text{ pie.}$$

Ahora realizamos el cálculo de la saturación del líquido (S.L)

$$SL = 1 - S_q$$

$$SL1 = 1 - 0.75 = 0.25$$

$$SL2 = 1 - 0.70 = 0.30.$$

$$SL3 = 1 - 0.60 = 4.40.$$

$$SL4 = 1 - 0.45 = 0.55.$$

$$SL5 = 1 - 0.35 = 0.65.$$

$$SL6 = 1 - 0.015 = 0.85.$$

$$SL7 = 1 - 0.05 = 0.95.$$

Ahora con D g/0 Vs. SL graficamos y observamos que la zona de transición Gas - Petróleo es:

Zona de Transición g/0 0 10200' - 10179' = 21` (Se puede observar en el grafico 9.

h = Zona de transición g/0 = 21`

Problema 10.

El contacto Agua - Petróleo en un Yacimiento ha sido ubicado a 3788` bmm. La información sobre presión capilar obtenida en una muestra de núcleo representativa del yacimiento se da abajo, conjuntamente con la información del fluido de yacimiento.

Sw	PcLpc
100	0
100	1.9
85	2.0
72	2.34
58	2.44
52	2.25
45	3.60
37	4.57
35	5.44
32	7.20
30	10.00
30	15.00

La prueba fue hecha desplazando agua con aire cuya tensión interfacial del laboratorio determino en 70 dm/cm y $\text{Cos}\theta = 1$

Se dan los siguientes datos del yacimiento densidad de la salmuera $\rho_0 = 54.7$ Lbs / pie.

La tensión interfacial de la salmuera Petróleo 48 dina / cm y $\text{Cos} 1$.

Solución:

Como los datos están a condiciones de laboratorio hay que llevarlo a condiciones de yacimiento.

$$P_{cy} = \frac{\sigma^* \text{Cos}\theta}{\sigma^* \text{Cos}\theta}$$

$$P_{cy1} = \frac{48 * 0.9998 * 0}{70 * 0.9998} = 0$$

$$P_{cy2} = \frac{48 * 0.9998 * 1.9}{70 * 0.9998} = 1.3Lpc$$

$$P_{cy3} = \frac{48 * 0.9998 * 2.02Lpc}{70 * 0.9998} = 1.585Lpc$$

$$P_{cy4} = \frac{48 * 0.9998 * 2.34Lpc}{70 * 0.9998} = 1.6Lpc$$

$$P_{cy5} = \frac{48 * 0.9998 * 2.74}{70 * 0.9998} = 1.88Lpc$$

$$P_{cy6} = \frac{48 * 0.9998 * 2.25}{70 * 0.9998} = 1.54Lpc$$

$$P_{cy7} = \frac{48 * 0.9998 * 3.62}{70 * 0.9998} = 2.47Lpc$$

$$P_{cy8} = \frac{48 * 0.9998 * 4.57}{70 * 0.9998} = 3.13Lpc$$

$$P_{cy9} = \frac{48 * 0.9998 * 5.54}{70 * 0.9998} = 3.7Lpc$$

$$P_{cy10} = \frac{48 * 0.9998 * 7.02}{70 * 0.9998} = 4.94Lpc$$

$$P_{cy11} = \frac{48 * 0.9998 * 10.00}{70 * 0.9998} = 6.85Lpc$$

$$P_{cy12} = \frac{48 * 0.9998 * 15}{70 * 0.9998} = 10.29Lpc$$

Calculo del Nivel de Agua Libre

$$NAL = CAP + P_{cdw} - 0$$

$$0.433 \text{ A}\Delta\text{GG}$$

$$\xi_0 = \rho_0 / \rho_{H_2O} = \rho = 54.7 / 6.24 = 0.876$$

$$NAL = 3788 \text{PIE} * \frac{1.30 \text{Lpc}}{0.433(1 - 0.876)}$$

$$NAL = 3812.2 \text{PIE}$$

Calculo del perfil de saturación, profundidad Vs. Sw.

$$Pc \text{ w-o} = 0.433 (\Delta GG)_{\text{w-o}} (Dw - Do)$$

Despejando: (Dw - Do)

$$(Dw - Do) = Pc \text{ w-o} = 0.433 (\Delta GG)_{\text{w-o}}$$

Despejando Do

$$Do = Dw - Ps \text{ w-o} = 0.433 (\Delta GG)_{\text{w-o}}$$

$$Do_1 = 3812.2 - \frac{0}{0.433(1 - 0.876)} = 3812.2 \text{pies}$$

$$Do_2 = 3812.2 - \frac{1.3}{0.433(1 - 0.876)} = 3788 \text{pies}$$

$$Do_3 = 3812.2 - \frac{1.385}{0.433(1 - 0.876)} = 3786.4 \text{pies}$$

$$Do_4 = 3812.2 - \frac{1.6}{0.433(1 - 0.876)} = 3782.4 \text{pies}$$

$$Do_5 = 3812.2 - \frac{1.88}{0.433(1 - 0.876)} = 3777.1 \text{pies}$$

$$Do_5 = 3812.2 - \frac{1.54}{0.433(1 - 0.876)} = 3783.5 \text{pies}$$

$$Do_6 = 3812.2 - \frac{1.54}{0.433(1 - 0.876)} = 3783.5 \text{pies}$$

$$Do_7 = 3812.2 - \frac{2.47}{0.433(1 - 0.876)} = 3766.1 \text{pies}$$

$$D_{08} = 3812.2' - \frac{3.73}{0.433(1-0.876)} = 3742.7' \text{ pies}$$

$$D_{09} = 3812.2' - \frac{3.73}{0.433(1-0.876)} = 3742.7' \text{ pies}$$

$$D_{10} = 3812.2' - \frac{4.94}{0.433(1-0.876)} = 3720.1' \text{ pies}$$

$$D_{11} = 3812.2' - \frac{6.85}{0.433(1-0.876)} = 3684.6' \text{ pies}$$

$$D_{12} = 3812.2' - \frac{10.29}{0.433(1-0.876)} = 3620.5' \text{ pies}$$

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA / RECOMENDADA

1. "Areal Sweep Program", Production Division Report N^o 42, January 17, 1969.
2. Artículo SPE 68831.
3. CHACÓN, J. (2001). "Influencia de la Condensación Retrógrada sobre la Pérdida de Inyectividad de Gas en Yacimientos Composicionales. Campo Carito - Mulata (Área Carito Central)". Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz. pp. 9 - 12,18 - 20.
4. Charles R. Smith & G.W. Tracy. "Applied Reservoir Engineering". Oil & Gas Consultants, Inc. Tulsa, Ok. 1987.
5. Craft & M.F. Hawkins. "Applied Reservoir Engineering". Prentice-Hall International. New Jersey, 1991.
6. Dake. "Fundamental of Reservoir Engineering". Elsevier Scientific Publishing Co. 1978.
7. Darcy, H. Les fontaines Publiques de la Ville de Dijon, Victor Dalmont, Paris. pp. 304-311. 1856.
8. Fetkovich, M.J. "A Simplified Approach to Water Influx Calculations - Finite Aquifer Systems". JPT (July 1971). P. 814/828.
9. Guerrero. "Practical Reservoir Engineering". The Petroleum Publishing Co. Tulsa, Ok. 1956.
10. Honarpour, M., Koederitz, L.F. and Hervert Harvey, A. "Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock". JPT Dec. 1982. P. 2905.
11. C.I.E.D. "Simulación de Yacimiento". (1997). Nivel I.
12. MARÍN, R. y MOYA, Y. (2001). "Estudio de Simulación Numérica de la Recuperación Adicional de Crudo Pesado Mediante la Inyección de Gas Estabilizada por

- Gravedad en el Yacimiento OG-503, Arena I2L,3 del Campo Oveja”. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz.
13. Perez P., Ramiro. “Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos: Balance de Materia”. Universidad Nacional - Sede Medellín.
 14. Prada, A., and Civan, F. “Modification of Darcy’s law for the threshold pressure Gradient”. Journal of Petroleum Science and Engineering 22. pp. 237-240. 1999.
 15. Silvain J. Pirson. “Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”. Ediciones Omega. Barcelona. 1965.
 16. “Slip” Slider. “Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods”. PennWell Books. Tulsa, Ok. 1983 “The Effects of Production Rate and Completion Interval on the Natural Depletion Performance of Massive Sand Oil Reservoirs”, Production Division Report 119, September, 1973.
 17. “Two - Dimensional Mathematical Models for Multi-Phase Reservoir Flow Simulation”, Production Division Report N° 19, September, 1967.
 18. “Two - Dimensional, R-Z Coordinate, Single Well, Dry Gas Simulation Model”, Reservoir Services Department Report N° 445RH002, date 3-30-77.
 19. Universidad del Zulia. “Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos”.
 20. YEGRES, A. y MÁRQUEZ, F. (2001). “Simulación Numérica Composicional de Pruebas de Desplazamiento con Nitrógeno a los Fluidos Hidrocarburos de los Yacimientos del Campo Carito y el Furrial Perteneciente al Área Norte de Monagas”. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz.

Los autores

Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza

T.S.U. Hidrocarburos. Mención: Petróleo. Ingeniera en Petróleo. Magíster Scientiarum en Geología Petrolera. Doctora en Ciencias de la Educación. Profesora Titular del Instituto Universitario de Tecnología de Cabimas, Estado Zulia, Venezuela. Desempeñó igualmente labores como Docente Asociada en la Universidad del Zulia (LUZ). Profesora del Plantel de Postgrado de Ingeniería de la misma Universidad. Actualmente se desempeña como docente en la Carrera de Ingeniería de Petróleo en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador.

Sadi Armando Iturralde Kure

Ingeniero de Petróleo. Maestría en Ingeniería de Petróleo. Especialista en Geología Petrolera. Profesor Titular jubilado del Instituto Universitario de Tecnología de Cabimas, Estado Zulia, Venezuela. Experiencia docente en el dictado de los cursos de: Física de yacimientos I, II. Evaluación de formaciones, Instrumentación, Mecánica de los fluidos, Seminario. Matemática, Física, Geología, Interpretación de perfiles. Actualmente se desempeña como docente en la Carrera de Ingeniería de Petróleo en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador.