

INGENIERIA BASICA DE YACIMIENTOS

*Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007*

CAPITULO I

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

ORIGEN DEL PETROLEO

Este es uno de los temas más problemáticos en la discusión de geología del petróleo debido a que hay coincidencias limitadas acerca de cómo se forma el petróleo, como migra, y como se acumula. Sin embargo, debido a que hay petróleo en estructuras que incluyen yacimientos lejos de donde aparenta estar el estrato fuente, el hecho de que el petróleo se forma, migra, y acumula es una realidad.

Las teorías relacionadas a la formación de gas y de petróleo (catagénesis: conversión de la materia orgánica) involucran consideraciones orgánicas e inorgánicas.

- **Teoria Organica**

El petróleo y el gas natural se han formado por la transformación de la materia orgánica vegetal y animal, cuya estructura molecular ha sufrido alteraciones por efecto de altas temperaturas, acción de bacterias y microorganismos, altas presiones en el subsuelo y otros agentes a lo largo de millones de años. Esta teoría es la más aceptada actualmente.

- **Teoria Inorganica**

Explica el origen de estos hidrocarburos gracias a la combinación de elementos químicos como el carbono y el hidrogeno sometidos a altas temperaturas y presiones, ubicados en capas muy profundas de la tierra.

Los amplios argumentos sobre cual es la fuente han sido desafiados con poca resolución. Sin embargo, la evidencia actual le brinda más peso al origen orgánico del petróleo debido a la presencia de componentes hidrocarburos en materia orgánica derivada de la vida animal y vegetal. Para nuestros propósitos, el origen del petróleo será considerado de fuentes orgánicas.

Analistas de rocas fuentes y geoquímicos no están en completo acuerdo sobre los tipos de material orgánico. Algunos sugieren que solamente se ve involucrada la materia vegetal. Otros concluyen que la materia animal y vegetal contribuye a la

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

generación del petróleo. De aquellos que piensan en la materia vegetal, algunos hacen diferencias entre plantas fibrosas, de estructura, por ejemplo, árboles, arbustos y grama, para generar carbón y algas no estructuradas ni fibrosas que generen petróleo. Otros, sin embargo; indican que aquellos ambiente que favorecen la generación de carbón pueden formar volúmenes significantes de petróleo así como de gas.

Algunos problemas adicionales se relacionan con las teorías de cómo migra el petróleo, los mecanismos de desplazamiento para la migración, y la distancia que el petróleo migra. Parece evidente que el petróleo y el gas migran, pero la manera en que se mueven y las distancias involucradas son poco claras y probablemente múltiples. Hay probablemente una función de yacimiento y características del fluido contenido, diagénesis y presión tanto como las consideraciones de generación de petróleo.

Las acumulaciones de petróleo pueden ocurrir en lugares de los cuales los fluidos que migran no pueden escapar. Cómo responde el petróleo que migra a los cambios en el yacimiento y trampas en el lugar de las acumulaciones es difícil de constatar. Además, la cantidad de tiempo requerida para la acumulación es probablemente suficientemente variable para concluir con el establecimiento de parámetros definitivos.

Los hidrocarburos son el resultado de procesos químicos y variaciones sufridas por materia orgánica proveniente de animales y vegetales, la cual ha sufrido la acción de bacterias, elevadas temperaturas y presiones durante millones de años, al asentarse las capas de sedimentos que contienen dicha materia orgánica.

El proceso completo de transformación, mediante el cual la materia orgánica se convierte en hidrocarburos, no se conoce, ya que no es posible reproducir en un laboratorio los millones de años que se requieren para transformar la materia orgánica en petróleo y gas natural. Según la opinión de los científicos, la vida en la tierra se inicio hace aproximadamente 3.500.000 años. Desde ese entonces, los restos de animales y plantas que dejaban de existir se acumulaban en diferentes lugares.

El lecho de océanos y mares; y los deltas de los grandes ríos son los que ofrecen mejores condiciones para la concentración de cantidades considerables de restos de flora y fauna. Se formaron capas de gran espesor de plantas y animales, cuyas células están constituidas por numerosos elementos y compuestos químicos entre los cuales destacan el carbono y el hidrogeno. Con el paso de millones de años, esos restos de materia orgánica fueron cubiertos por capas de arena y sedimentos que se compactaron hasta formar rocas sólidas, unas porosas y permeables y otras macizas e impenetrables. La materia orgánica se fue transformando muy lentamente, no solo por la presión y temperatura sino también por la actividad química de microorganismos y quizás, por otras acciones y reacciones, naturales que la ciencia no ha logrado identificar.

Luego toda esa mezcla antes mencionada fue expulsada de su espacio original por las presiones existentes en el subsuelo y se desplazaron hacia arriba. Se mezclaron, formaron pequeños caudales que se movían constantemente. Había gases y líquidos que a veces seguían una misma ruta; otras veces ascendían en direcciones diferentes. El interior de la tierra presentaba espacios intercomunicados de poros microscópicos, grietas, resquebrajamientos que daban paso a los pequeños caudales de burbujas y gotas que en millones de años se convirtieron en grandes volúmenes de energía fósil en movimiento. Algunos hidrocarburos encontraron el camino libre hasta la superficie y aparecieron en forma de menes de petróleo o emanaciones de gas. Otros quedaron atrapados en estructuras de rocas que por su forma y compactación les impedían el paso. Son los depósitos naturales que se conocen en la industria petrolera como yacimientos.

Los yacimientos pueden ser de gas solamente; de petróleo con abundante gas, de petróleo con poco gas y de gas condensado. El petróleo por su densidad puede ser liviano, mediano pesado o extrapesado.

El petróleo y el gas natural no se consiguen en las capas del subsuelo en forma de lagos, bolsas o ríos, están contenidos en los espacios porosos de ciertas y determinadas rocas. La existencia de estos estratos rocosos de hidrocarburos es escasa

y determinar donde se encuentran es la tarea fundamental de profesionales de las geociencias.

De cientos de campos productores de hidrocarburos que se analizan, los investigadores han llegado a la conclusión de que hace falta las siguientes condiciones para que se de una acumulación de petróleo o gas:

- ROCA MADRE: el material de la cual se forma el hidrocarburo.
- ROCA RECIPIENTE: la roca porosa capaz de almacenarlo.
- MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos de la roca madre a la roca recipiente, siendo vías de porosidad y permeabilidad que permitan su movimiento.
- SINCRONIZACIÓN GEOLÓGICA: para permitir que exista la trampa para el momento en que ocurra la migración.
- SELLO: todo material o combinación de materiales de la Corteza Terrestre que sea impermeable al paso de fluidos.

El petróleo al igual que el gas natural se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, los hidrocarburos (o el gas) están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca-yacimiento

Toda trampa se presenta como característica principal una roca-yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar.

La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas) o estratigráficos (lentes, acunamiento de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos)

Las trampas de hidrocarburos se clasifican en:

- **Trampas Estructurales:** Son consecuencia directa de los cambios geológicos producidos por las fuerzas subterráneas por la deformación de los estratos del subsuelo, causada por fallas (fracturas con desplazamientos) y plegamientos (**Figura 1**).

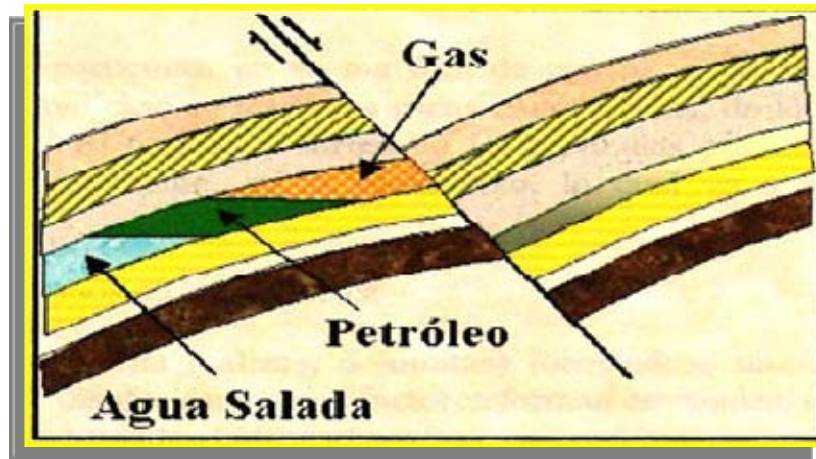


Figura 1 Trampa estructural

- **Trampas Estratigráficas:** Son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca originadas por cambios laterales y verticales en la porosidad de las rocas. Se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa Su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca (**Figura 2**).

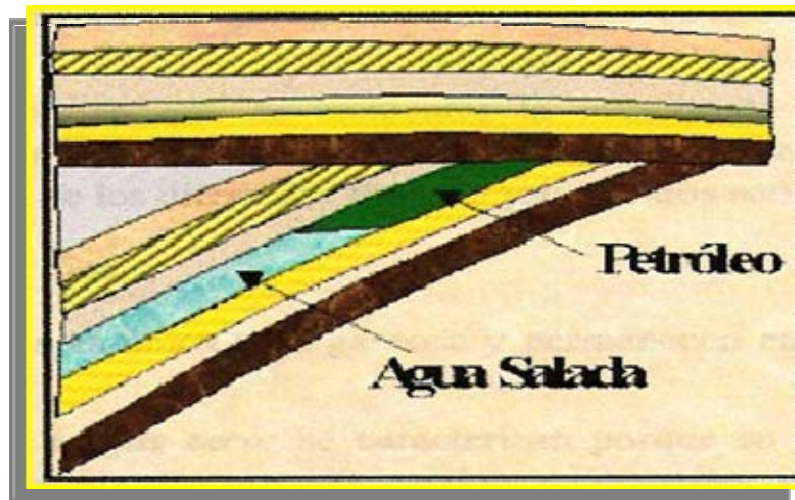


Figura 2 Yacimiento Estratigráfico.

- **Trampas Combinadas:** Muchos yacimientos de petróleo y/o gas se consideran constituidos por combinación de trampas. Ello significa que tanto el aspecto estructural (combinación de pliegues y/o fallas) como los cambios estratigráficos en el estrato que forma el yacimiento (cambios de porosidad de las rocas), influenciaron el entrapamiento 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 buzamiento arriba. **(Figura 3).**

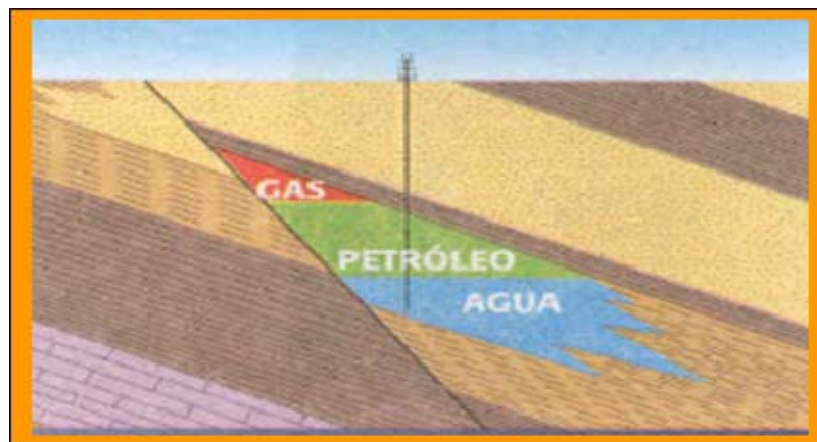


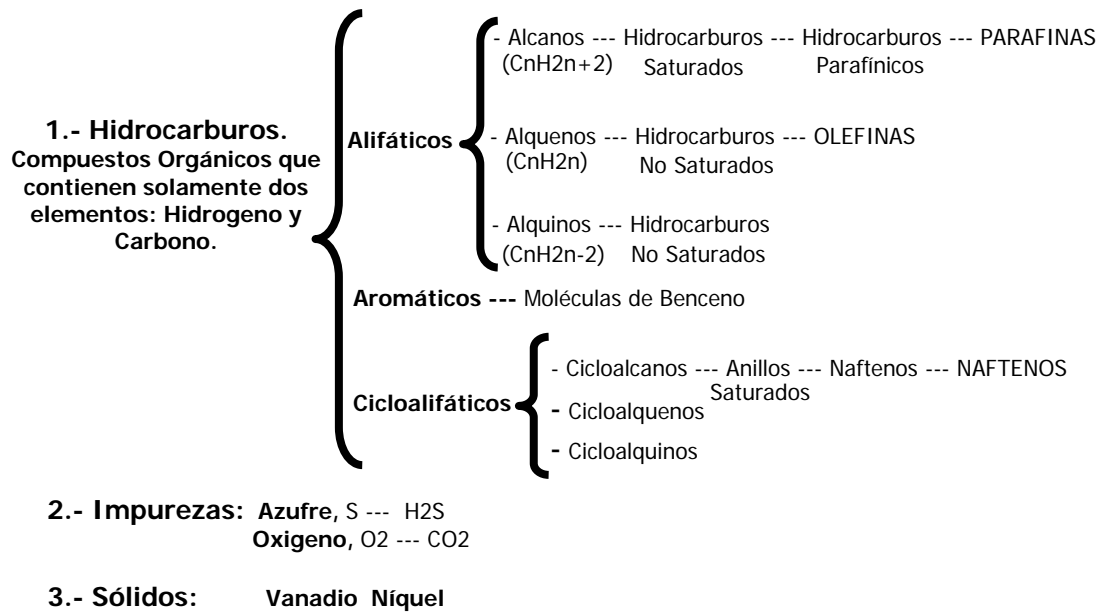
Figura 3 Yacimiento Estructural-Estratigráfico.

Para conocer mejor la utilidad y la importancia de los hidrocarburos como recurso natural no renovable es su composición química. Los hidrocarburos, son combinaciones de carbono e hidrogeno, que forman una gran familia química cuyos miembros tienen características y propiedades muy diferentes.

El hidrogeno es un gas inflamable, incoloro, e inodoro. Es el elemento más liviano de los 92 que existen en la naturaleza y que forman toda la materia conocida. Entra en la composición de muchas sustancias y combinado con el oxigeno produce agua. Su símbolo químico es la letra H mayúscula

El carbono es un elemento sólido, insípido e inodoro. El diamante, la conocida joya, es carbono puro. El grafito que se usa en las minas de los lápices es carbono casi puro. El carbón vegetal o de leña y el carbón mineral o de piedra están constituidos por carbono de muchas impurezas. Su símbolo químico es la letra C mayúscula

El petroleo es un liquido natural, el cual presenta la siguiente composición:



Los hidrocarburos Son compuestos formados por los elementos químicos carbono e hidrogeno. El isobutano y el isopentano son compuestos llamados isomeros. Las diferencias entre cada componente son el resultado del número de átomos de carbono e hidrogeno que componen la molécula y de la forma en que se unen los átomos de carbono. En el gas natural las moléculas de hidrocarburos varían entre 1 átomo de carbono y 4 de hidrógeno en el metano, hasta 7 átomos de carbono y 16 de hidrogeno en el heptano.

De acuerdo con los volúmenes de gas o petróleo que contienen, lo yacimientos se denominan:

- **Yacimientos de petróleo:** En estos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. Reciben el nombre de **yacimientos saturados** cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperatura y presión existentes ($P_{yac} < P_b$), lo que ocasiona que un exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo. En yacimientos de petróleo **no saturados** también se desarrolla una capa de gas por los vapores que se desprenden en el yacimiento al descender la presión. Si la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbujeo el yacimiento se denomina **subsaturado**.
- **Yacimiento de gas-petróleo:** Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte mas alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la de petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos. Cuando baja presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.

- **Yacimientos de gas condensado:** En estos yacimientos los hidrocarburos están en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en **estado saturado**. Este tipo de gas recibe el nombre de **gas humedo**. Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto puede evitarse inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.
- **Yacimientos de gas seco:** En estos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del envase.
- **Yacimientos de gas asociado:** El gas que se produce en los yacimientos de petróleo, de gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de **gas asociado**, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos.

El gas que se genera en yacimientos de gas seco se denomina **gas no asociado o gas libre** y sus partes líquidas son mínimas

Clasificación Termodinámica (Según el Diagrama de Fases Figura 4).

a) Yacimientos de petróleo: Sus condiciones iniciales de presión y temperatura caen en la región líquida de una sola fase, el yacimiento es conocido como subsaturado y al bajar la presión el fluido retiene todo el gas en solución hasta que decline la presión al punto de burbujeo a partir del cual comienza la liberación de gas. La temperatura del yacimiento es mucho menor que la temperatura crítica

b) Yacimientos de gas seco: Se caracterizan porque su temperatura es mucho mayor que la temperatura crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción en el yacimiento, ni en superficie.

c) Yacimientos de gas húmedo: Presentan características similares a las del caso anterior sólo que aquí durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzarse la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura en superficie.

d) Yacimientos de gas condensado: Son aquellos cuya temperatura está entre la crítica y la cricondentérmica, por lo cual, prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento.

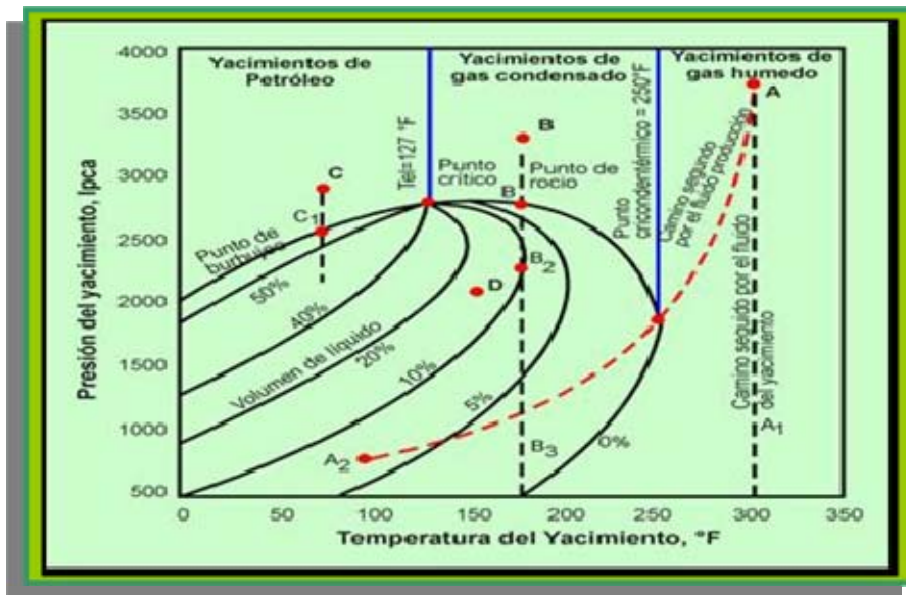


Figura 4 Diagrama de Fases de una Mezcla de Hidrocarburos.

Mecanismos de Producción Natural

En la industria petrolera se han identificados cinco mecanismos de producción. La mayoría de los yacimientos presentan una combinación de varios mecanismos con uno de ellos predominante, siendo frecuente también que durante la

vida productiva de un yacimiento actúen los cinco mecanismos en diferentes periodos:

- Empuje o Desplazamiento Hidráulico
- Empuje o Desplazamiento por Capa de Gas
- Empuje o Desplazamiento por Gas Disuelto
- Empuje o Desplazamiento por Gravedad
- Expansión de la roca y los fluidos

Empuje o Desplazamiento Hidráulico

Ocurre cuando existe una capa de agua por debajo de la zona de petróleo, la cual puede ser original del yacimiento, o provenir de un afloramiento que la alimenta desde la superficie. Aunque el agua es poco compresible, los grandes volúmenes que existen en el subsuelo acumulan una cantidad considerable de energía que, actuando en forma de pistón, de abajo hacia arriba, empuja los fluidos a través de los poros de la roca, los eleva por la tubería productora del pozo y los desplaza por las instalaciones de la superficie hasta las estaciones de recolección.

Empuje o Desplazamiento por Capa de Gas

En los yacimientos cuyo contenido original de gas ha sido mayor del que puede disolverse en el petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura existentes, el volumen de gas no disuelto forma una cresta o casquete encima de la zona de petróleo y a medida que este se produce, la expansión del gas ejerce un efecto de pistón de arriba hacia abajo que desplaza el petróleo.

Empuje o Desplazamiento por Gas Disuelto

Ocurre en todos los yacimientos donde el gas se encuentra disuelto en el petróleo y por lo tanto, no existe una capa o casquete de gas libre. A medida que se extrae fluidos por los pozos productores, la presión del yacimiento se reduce y el gas disuelto se expande generando la fuerza que empuja al petróleo.

Empuje o Desplazamiento por Gravedad

En algunos yacimientos con mecanismo de impulsión por gas disuelto, la inclinación de la roca es bastante pronunciada y ese factor facilita que el petróleo se desplace bajo la acción de la gravedad hacia la parte inferior. Al mismo tiempo ocurre la migración de gas libre hacia la parte alta, formándose un casquete de gas secundario.

Ese doble efecto del desplazamiento del petróleo y la formación del casquete contribuyen a mejorar el porcentaje de recuperación, el cual bajo condiciones óptimas puede alcanzar el 40% del petróleo presente en el yacimiento.

Expansión de la Roca y de los Fluidos

En algunos yacimientos sin capa acuífera y con poco gas disuelto en el petróleo, la producción inicial se obtiene solamente por expansión del petróleo; y bajo estas condiciones la presión declina rápidamente a medida que se extrae el petróleo. La recuperación por expansión de líquido está en el orden de 3% del petróleo original existente en el yacimiento.

Una vez identificado el tipo de yacimiento y el mecanismo de expulsión predominante del medio poroso, el ingeniero de yacimientos debe seleccionar el método de producción de acuerdo a la energía predominante en el yacimiento, y siguiendo un control estricto sobre el comportamiento de la producción, debe aprovechar al máximo dicho mecanismo de expulsión para recuperar la mayor cantidad posible de petróleo.

Las herramientas comúnmente utilizadas por el ingeniero de yacimientos para evaluar las distintas acumulaciones de hidrocarburos son:

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

- Pruebas de Producción (DST)
- Pruebas de Restauración de Presión (Build-Up)
- Análisis de las Rocas (Núcleos)
- Análisis de los Fluidos (PVT)
- Historia de Producción (petróleo, agua y gas)
- Declinación de Presión

De estos análisis se puede predecir el comportamiento futuro del yacimiento, estimar el caudal de petróleo y gas a recuperar, planificar el desarrollo del yacimiento y finalmente seleccionar los posibles métodos de Recuperación Secundaria aplicables para mejorar el recobro final (Inyección de Agua, Gas, Emulsiones, Polímeros, Vapor de Agua, etc.)

CAPITULO II

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butanos. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado en yacimientos de petróleo y de condensado. El metano, principal componente del gas natural, tiene una densidad relativa mucho menor con relación al aire, razón por lo cual, el gas natural presenta esta característica básica de menor peso que el aire, por lo que en la atmósfera se dispersa rápidamente.

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y puede encontrarse mezclado con el petróleo crudo en un yacimiento o puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable.

El gas natural como el petróleo se encuentra en el subsuelo, contenido en los espacios porosos de ciertas rocas en los yacimientos. El gas se puede producir de 3 formas:

1. Yacimientos de Gas Asociado, donde el producto principal es el petróleo
2. Yacimientos de Gas Libre, donde el producto principal es el gas
3. Yacimientos de Gas Condensado o Gas Rico, donde el gas esta mezclado con hidrocarburos líquidos.

Tal como es extraído el gas natural de los yacimientos contiene impurezas e hidrocarburos condensables. Mediante su procesamiento y tratamiento las impurezas son eliminadas y se separa el metano de los otros componentes: etano, propano, butanos, pentano y gasolina natural. El gas natural tal como se obtiene en la salida de los yacimientos presenta algunas características que dificultan su uso tanto doméstico como industrial, siendo el caso de que todo gas proveniente de los yacimientos esta

acompañado por una cantidad importante de agua que suele estar en estado gaseoso junto con los otros componentes que integran la mezcla de hidrocarburos.

Tomando en cuenta las propiedades físico-químicas del gas natural, pueden ser consideradas algunas ventajas de su uso, entre las cuales las más importantes se nombran a continuación:

- ✓ Es un combustible relativamente económico en comparación con el petróleo. Debido a que es un producto natural y no requiere de un procesamiento significativo, su costo es sensiblemente menor que el de otros combustibles alternos.
- ✓ Presenta una combustión completa y limpia.
- ✓ Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere tener buena ventilación.
- ✓ Asegura eficiencia en la operación.
- ✓ Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por lo tanto, los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- ✓ Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.

Las características de funcionamiento limpio y eficiente, su rendimiento y precio económico han logrado que cada día se expanda el mercado de Gas Natural para Vehículos (GNV). Se ha comprobado que como combustible el gas metano es muchísimo menos contaminante del ambiente que otros, como la gasolina y el Diesel.

El manejo del gas natural presenta cuatro peligros principales:

- ✗ El gas natural bajo cualquier presión es una causa en potencia de una explosión.
- ✗ El gas natural puede traer la muerte bajo asfixia, es decir, la interrupción del abastecimiento de oxígeno en el cuerpo.

- ✘ El gas natural puede contener elementos tóxicos que pueden ocasionar la muerte por envenenamiento.
- ✘ El gas natural es altamente combustible y puede causar incendios fácilmente.

PRODUCTOS Y UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA

El gas natural y sus productos son utilizados en diferentes formas en la industria petrolera, las cuales se describen a continuación:

- **Gas Inyectado**

Es el gas natural producido que se inyecta de nuevo al mismo yacimiento o yacimientos cercanos. El proposito es incrementar la recuperacion de petroleo mediante el mantenimiento o aumento de la presion en el subsuelo. Es tambien un modo eficaz de conservar energia para uso futuro. Ademas del gas inyectado, la mayoria de las empresas utiliza el gas natural producido como combustible en sus operaciones (producción, refinación) y para prolongar la producción de pozos agotados.

- **Gasolina Natural**

Es el producto resultante del procesamiento del gas natural. Sus componentes basicos son el pentano, hexano y heptano. Los meteoros utilizados para su elaboraci3n son la absorci3n con aceite pesado, la adsorcion con carbon vegetal, compresi3n y refrigeraci3n.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Es el gas residual formado por metano en estado liquido. Esto se logra a una temeperatura de -162°C y presion atmosferica. Bajo estas condiciones el metano ocupa un volumen seiscientas veces menor que en forma gaseosa, lo cula permite su transporte en barcos “metaneros”.

Exploracion y Producción del GNL

Según la revista World Oil, para el año 2001, las reservas probadas de gas a nivel mundial fueron de 5919 TPC, un aumento del 8,4% con respecto al año 2000. Argelia, Indonesia y Qatar son los países líderes que producen gas natural y comercializan GNL. Muchos países, como Australia, Nigeria, y Trinidad y Tobago, juegan pequeños pero importantes roles como productores de gas natural y exportadores de GNL. Países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de GNL. Arabia Saudita, Egipto e Iran, que tienen grandes reservas de gas natural, también podrían participar como exportadores de GNL.

Licuefacción del GNL

El gas alimentado a la planta de licuefacción viene de los campos de producción. Los contaminantes que se encuentran en el gas natural se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C) y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasducto en el punto de entrega. El proceso puede ser diseñado para purificar el GNL a casi 100 por ciento. El proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes.

La planta de licuefacción puede consistir de varias unidades paralelas (trenes). El gas natural es licuado a una temperatura aproximada de -161°C. Al licuar el gas, su volumen es reducido por un factor de 600, lo que quiere decir que el GNL a esta temperatura utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica. El GNL es un líquido criogénico, lo que significa que está a una temperatura menor a -73°C y su densidad es de alrededor del 45% de la densidad del agua.

El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque de almacenaje es en realidad un tanque dentro de otro tanque, donde el espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un aislante.

El tanque interno en contacto con el GNL, está hecho de materiales especializados para el servicio criogénico y la carga estructural creada por el GNL. Estos materiales incluyen 9% de acero níquel, aluminio y concreto pretensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pretensado.

Transporte del GNL

Los transportadores de GNL son embarcaciones de casco doble, especialmente diseñadas y aisladas para prevenir fuga o ruptura en el evento de un accidente. El GNL se almacena en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión atmosférica y -161°C . Tres tipos de sistemas de almacenamiento han evolucionado y se han convertido en los estándares. Estos son:

- El diseño esférico ("Moss").
- El diseño de membrana.
- El diseño estructural prismático.

ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DEL GNL

El GNL se gasifica a través de la planta de regasificación. A la llegada al Terminal en su estado líquido, el GNL primero es bombeado a un tanque de almacenamiento de doble-pared (a presión atmosférica) similar al usado en la planta de licuación y después es bombeado a alta presión a través de diferentes partes del Terminal donde es calentado en un ambiente controlado.

El GNL se calienta circulándolo por tuberías con aire a la temperatura ambiental o con agua de mar, o circulándolo por tuberías calentadas por agua. Una vez que el gas es vaporizado se regula a presión y entra en la red de gasoductos como gas natural. Finalmente, los consumidores residenciales y comerciales reciben el gas para su uso diario proveniente de las compañías de gas locales o en forma de electricidad.

⊗ **Gas Natural por Tuberías.**

El gas que se distribuye por tuberías a residencias, comercios e industrias está compuesto por metano y etano. El metano se utiliza en la industria petroquímica para producir fertilizantes y alcoholes. El etano es materia prima de gran importancia en la fabricación de plásticos, alcoholes, cauchos y fibras sintéticas.

⊗ **Gas Natural para Vehículos (GNV).**

Es el metano que se transporta por tuberías. Este gas se comprime en las estaciones de servicio y se carga en los vehículos en cilindros metálicos especiales. Se puede utilizar en cualquier motor que funcione con gasolina haciendo las instalaciones necesarias en el sistema de carburación.

Presenta la ventaja de ser un combustible económico y de alta calidad ambiental. Para países como Venezuela representa ahorro de gasolina que puede destinarse a la exportación, lo cual genera mayores ingresos. El gas natural licuado (GNL) también puede utilizarse como combustible para vehículos. Así como el (GLP) propano o butano.

GAS LICUADO PETRÓLEO (GLP)

Es el acrónimo de los gases licuados del petróleo butano y propano comerciales, en adelante butano y propano. Los GLP son hidrocarburos combustibles en estado normal se encuentran en estado fase gaseosa. Se obtienen del refinado de petróleo por destilación fraccionada, del mismo modo que se obtienen de otros derivados del petróleo como la gasolina. Los GLP se almacenan y se transforman en forma líquida. Posee un mayor poder calorífico que el GNL, siendo sus vapores más pesados que el aire, por lo que tienden a acumularse en zonas más bajas, contrario a lo que ocurre con el gas natural o metano que es más liviano que el aire. Esta modalidad de gas es la que se comercializa para su utilización como combustible doméstico en bombas.

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

GNL no es lo mismo que Gas Licuado de Petróleo (GLP). El GLP es muchas veces llamado propano incorrectamente. El GLP es una mezcla de propano y butano en estado líquido a temperatura ambiente bajo presiones inferiores a 14,06 Kg/cm². (200 psig).

El GLP es sumamente inflamable y debe ser almacenado lejos de fuentes de calor y en una zona bien ventilada, para que cualquier fuga se pueda dispersar con facilidad. Un químico especial, "mercaptanos", se añade para dar al GLP un mal olor que ayude a detectar una fuga. La concentración química es tal, que una fuga de GLP puede ser detectada cuando la concentración esta muy por debajo del limite inferior de inflamabilidad. A nivel mundial, el GLP es utilizado mayormente para cocinar y en calentadores de agua.

LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)

El gas natural, tal como se extrae en lo yacimientos, contiene impurezas e hidrocarburos condensables, mediante su procesamiento y tratamiento se eliminan las impurezas y se separa el metano y el etano de los otros componentes (propano, butano, pentano y gasolina natural). Estos componentes después de separarse mediante los diferentes tipos de extracción, en forma líquida se conocen como líquidos del gas natural (LGN).

Los líquidos del gas natural (LGN) son el propano, butanos, pentanos y otros componentes mas pesados. Estos componentes del gas natural se extraen mediante procesos criogénicos, bajando su temperatura y disminuyendo así el volumen que ocupan en estado gaseoso. Luego son utilizados para venderlos como productos puros para el mercado exterior y también distribuidos en mercado interno como combustible y materia prima para la obtención de plásticos y resinas.

COMPOSICIONES TÍPICAS DE LOS DIFERENTES PRODUCTOS DEL GAS NATURAL.

En la **Tabla 1** se muestran los diferentes productos del gas natural luego de su procesamiento.

Tabla 1 Composiciones típicas de los productos del gas natural

Producto.	Componentes	%Molar
GLP	Etano	0.20
	Propano	49.5
	Butanos	49.0
	Pentanos	1.30
L.G.N	Etano	0.90
	Propano	56.5
	Butanos	28.6
	Pentanos	8.00
	Hexano	2.70
	Heptano+	3.30
G.N.L	Metano	92.0
	Etano	5.00
	Propano	3.00

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.

Composición.

La composición del gas natural es variable y dependerá del campo y el yacimiento del cual se extrae. El gas producido en un pozo de gas o el producido con petróleo crudo, no es nunca precisamente de la misma composición que el gas producido en otro pozo de gas o de petróleo, aun cuando los pozos estén en el mismo campo y su producción provenga del mismo yacimiento.

El gas natural está formado por una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos (C_nH_{n+2}) desde Metano (CH_4 o C_1) hasta el heptano y componentes más pesados ($C_7H_{16}^+$ o C_7^+). No siendo este último un componente sencillo si no una denominación para describir todo ese remanente de componentes más pesados que los hexanos, que debidos a las íntimas concentraciones bajo las cuales se encuentran, resulta impráctico desde el punto de vista de laboratorio su identificación (**Figura 5**). Además, el gas natural puede contener componentes no hidrocarburos (impurezas como el CO_2 , H_2S , N_2 , He, vapor de agua y otros gases inertes). Otros contaminantes son arenas y sales en estado sólido y parafinas y asfáltenos. Generalmente contiene fracciones pesadas de propano y mas pesados que generan condensados a condiciones de presión y temperatura favorables. La composición del gas varía según el yacimiento del cual proviene. Los compuestos orgánicos nombrados se presentan bajo concentraciones variables, pero siguiendo normalmente un orden de magnitud descendente que sigue muy de cerca la secuencia en que fueron nombrados anteriormente, así el metano constituye del 70 al 90% en volumen de la mezcla, el etano del 3 al 11%, el propano de 1,1 al 6%, los butanos del 0,2 al 2% y los restantes componentes concentraciones aun inferiores (**Tabla 2**). Físicamente los componentes se caracterizan por ser incoloros, inodoros e insípidos, los cinco primeros de las series (Metano - Butanos) son gases a temperaturas y presión ambiente, los restantes, pentanos y mas pesados son líquidos mas ligeros que el agua e insolubles en ella pero si lo son en otros componentes orgánicos (Alcohol, Eter, Benceno, etc)

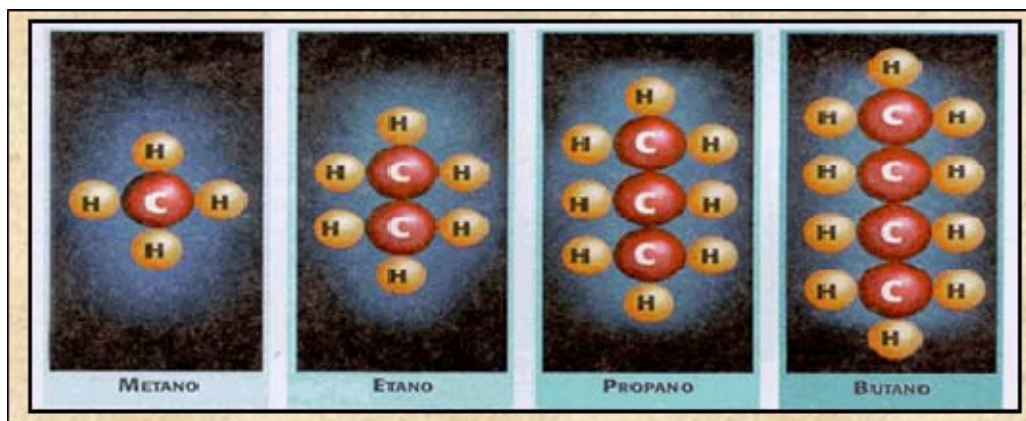
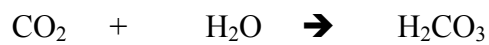


Figura 5 Componentes del Gas Natural

Existen diversas denominaciones que se le da al gas natural y por lo general se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay H_2S a nivel por encima de 4 ppm ó 0.25 granos por cada 100 pies cúbicos de gas se dice que es un gas “Ácido” y cuando la composición desciende a menos de 4 ppm se dice que es un gas “Dulce”. La definición de gas ácido aplica también al contenido de CO_2 , el cual no es tan indeseable como el H_2S . Generalmente es práctico reducir el contenido de CO_2 por debajo del 2% molar. La GPSA define la calidad de un gas para ser transportado como aquel que tiene < 4ppm de H_2S ; <3% de CO_2 y < 6 a 7 lb de agua/1,000 Pcn. Gas rico (Húmedo) es aquel del que puede obtenerse cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos. No tiene nada que ver con el contenido de vapor de agua. Gas Pobre (Seco) Está formado prácticamente por metano (**Figura 6**). Nota (1 gramo = 15.43 granos)

El dióxido de carbono es el mas común y el que normalmente se presenta en mayor concentración de los compuestos inorgánicos (0.2 al 12%), es al igual que los hidrocarburos, es inodoro, incoloro e insípido, normalmente es inactivo químicamente, pero a condiciones de elevadas presiones y en presencia de agua, como son las condiciones imperantes en líneas y equipos de inyección da gas para mantenimiento de presiones de fondo, el dióxido de carbono reacciona con el agua para dar ácido carbónico.



El cual a su vez se ioniza en agua para dar iones de bicarbonato que atacan el hierro de las aleaciones de acero formando bicarbonato ferroso, el cual a diferencia del acero es mecánicamente muy frágil, poroso y fácilmente es arrastrado por la corriente de gas. Este ciclo se repite una y otra vez mermando el espesor de las paredes metálicas de recipientes y líneas.

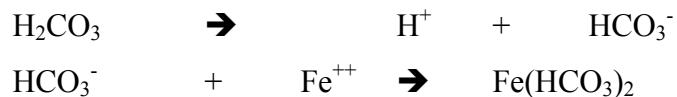


Tabla 2 Componentes y Características del Gas Natural

Componente	Nomenclatura	Occidente Gas Asociado	Guárico Gas Libre	Oriente Gas Libre	Oriente Gas Asociado	Costa Afuera
Metano	CH ₄	73,1	90,6	76,9	75,1	90,5
Etano	C ₂ H ₆	11,0	2,6	5,8	8,0	5,0
Propano	C ₃ H ₈	6,0	1,1	2,5	4,6	2,2
n-Butano	C ₄ H ₁₀	1,1	0,4	0,5	0,9	0,4
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	1,9	0,2	0,6	1,1	0,7
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2
Heptano	C ₇ H ₁₆	0,4	0,3	0,4	0,2	0,2
Nitrógeno	N ₂	0,5	-	0,1	0,1	0,1
Dióxido de Carbono	CO ₂	4,4	4,0	12,5	9,0	0,2
Sulfuro de Hidrogeno (ppm)	H ₂ S	6 a 20,000	50	0	0-30	0
Densidad Relativa	G.E.	0,8	0,6	0,8	0,8	0,6
BTU/PC		1.273	1.057	1.033	1.126	1.136

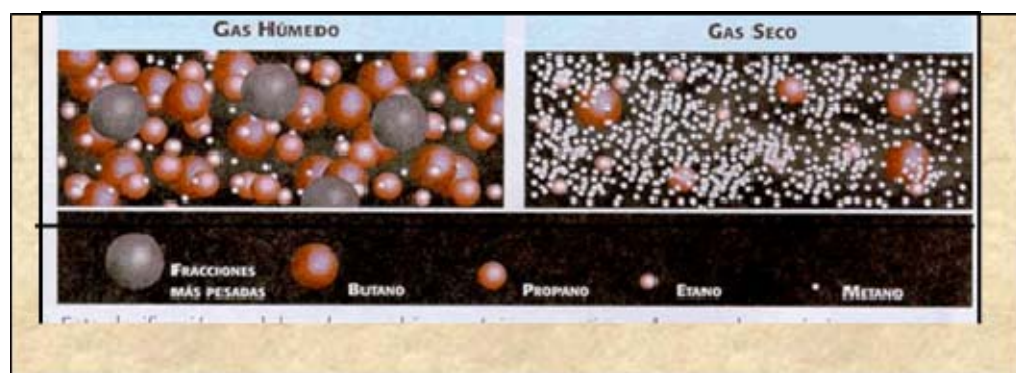
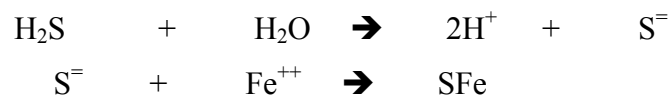


Figura 6 Diferencia entre Gas Húmedo y Gas Seco

En la industria se combate la acción del CO₂ removiéndolo de la corriente de gas mediante su absorción en dietanolamina o monoetanolamina o cualquiera de los numerosos métodos químicos patentados. También se le combate removiendo el agua con lo cual se elimina al mismo tiempo el medio propicio para que ocurra la reacción de corrosión.

Otro de los componentes mencionados que se presentan con frecuencia en el gas natural aunque en concentraciones menores, es el sulfuro de hidrógeno (H₂S), este compuesto es de olor desagradable e incoloro químicamente es mas activo que el CO₂ y cuando se le encuentra en altas concentraciones el gas natural se le denomina gas agrio, al igual que el CO₂ en medio acuoso se transforma en ácido sulfhídrico el cual ataca el hierro de las aleaciones de acero para producir el sulfuro ferroso.



El sulfuro ferroso al igual que el bicarbonato ferroso es un compuesto mecánicamente frágil y poroso el cual es arrastrado por la corriente de gas con la consecuente reducción del espesor de las tuberías y recipientes. Los métodos seguidos para la eliminación del H₂S son idénticos a los mencionados para el CO₂.

El tercer componente de importancia el nitrógeno, N₂, es prácticamente inexistente en los gases naturales de Venezuela. Es inodoro, incoloro e insípido y químicamente inerte, sin embargo cuando se encuentra presente en relativas altas concentraciones tiene el efecto de reducir el poder calorífico del gas debido a que es un elemento incombustible, su eliminación es costosa y solo se realiza mediante la licuefacción de la corriente de gas y posterior destilación fraccionada de la mezcla líquida.

COMPORTAMIENTO PVT DEL GAS NATURAL

El poder disponer de relaciones matemáticas que nos permitan predecir de forma analítica el comportamiento del gas natural bajo las innumerables combinaciones de

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

presión temperatura y composición, resulta de suma importancia en el estudio de los diversos problemas que presenta la medición, transporte y compresión del gas natural. El propósito de este tema es una revisión de los conocimientos relacionados con el comportamiento PVT de los gases.

Gas Ideal: La predicción del comportamiento real de los gases y sobre todo de una mezcla de ellos, como lo es el gas natural, resulta sumamente compleja en la práctica cuando se trata de considerar cada caso en particular, es por esto que se ha acudido al concepto de un fluido imaginario y perfecto el cual se le ha denominado GAS IDEAL. Este concepto servirá en nuestro estudio del comportamiento, perfectamente predecible analíticamente, será medida del grado de desviación que presentan los gases reales en su comportamiento y por lo tanto medida de cuanto habrá que ajustar las ecuaciones que describen el comportamiento del gas ideal a fin de que sean capaces de poder predecir el comportamiento de los gases reales.

Según la teoría cinética molecular, un gas ideal es un fluido formado por moléculas que son partículas sin volumen de geometría puntual y que no presentan fuerzas de interacción entre sí. El fluido es completamente homogéneo de baja densidad y viscosidad despreciable y sin forma propia adoptando la del recipiente que lo contiene. En forma más específica, un gas ideal es un gas imaginario que obedece estrictamente ciertas leyes simples como las de Boyle, Charles, Dalton y Amagat.

La definición que acabamos de dar, solo se cumple aproximadamente en la práctica cuando un gas real se encuentra sometido a bajas presiones y temperaturas moderadamente bajas cercanas a las ambientales, pero al incrementarse tanto la presión como la temperatura, los gases abandonan este comportamiento ideal a causa de que en la práctica existen fuerzas de interacción entre las moléculas que lo constituyen, el volumen de dichas partículas no es despreciable y presentan cierta viscosidad.

Con el objeto de poder comparar las propiedades volumétricas de los diversos gases, se han seleccionado, por costumbre, varios estados estándar de temperaturas y presiones especificadas arbitrariamente, que se conocen como condiciones estándar y

se abrevian como CE o CN. Las condiciones estándar de temperatura y presión mas comunes son: La científica universal que utiliza como temperatura 32°F y como presión 760 mmHg (o sus equivalentes en otras unidades) y la industria del gas natural, que usa 60°F y 14.7 Lpca.

Ley de los Gases Perfectos:

Esta ley relaciona en una ecuación la temperatura, presión y volumen para gases perfectos. Es una combinación de las leyes de Boyle, Charles (conocida también como la ley de Gay-Lussac) y de Avogadro.

La ley de Boyle dice: Para un peso de gas dado, a temperatura constante el volumen varía inversamente con la presión absoluta.

$$V \propto \frac{1}{P} \Rightarrow (P)(V) = \text{Constante} = C_1 ; (T = \text{Const}). \quad \text{Ec. 1}$$

La Ley de Charles (Gay- Lussac) enuncia que para un peso de gas dado a presión constante, el volumen varía directamente con la temperatura absoluta. También puede expresarse: a Volumen constante, la presión varía directamente con la temperatura absoluta.

$$V \propto T \Rightarrow \frac{V}{T} = \text{Const} = C_2 ; (P = \text{Constante}) \quad \text{Ec. 2}$$

$$P \propto T \Rightarrow \frac{P}{T} = \text{Const} = C_3 \quad (V = \text{Constante}) \quad \text{Ec. 3}$$

Las leyes de Boyle y Charles pueden combinarse en la siguiente forma: sea un peso dado de un gas que ocupa un volumen V_1 a P_1 y T_1 y se va a llevar a P_2 y T_2 , donde ocupa un volumen V_2 en estas condiciones. Esto puede hacerse en dos etapas: 1) Por la ley de Boyle se lleva de $V_1 P_1$ ($T_1 = \text{constante}$) a $V P_2$ ($T_1 = \text{Constante}$); 2) Se aplica la ley de Charles y se lleva $V T_1$ ($P_2 = \text{Constante}$) a $V_2 T_2$ ($P_2 = \text{Constante}$).

Analíticamente:

$$(P_1)(V_1) = (P_2)(V) \Rightarrow V = \frac{(P_1)(V_1)}{P_2} \quad \text{Ec. 4}$$

$$\frac{V}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \Rightarrow V = \frac{(V_2)(T_1)}{T_2} \quad \text{Ec. 5}$$

Igualando los valores de V,

$$\frac{(P_1)(V_1)}{P_2} = \frac{(V_2)(T_1)}{T_2} \Rightarrow \frac{(P_1)(V_1)}{T_1} = \frac{(P_2)(V_2)}{T_2} \quad \text{Ec. 6}$$

ya que las condiciones 1 y 2 pueden ser cualquiera, se puede escribir la ecuación de manera general así:

$$\frac{(P)(V)}{T} = \text{Constante} \quad \longrightarrow \quad \frac{(P)(V)}{T} = R \quad \text{Ec. 7}$$

Donde R es una constante para todos los gases, por mol de gas. Para “n” moles de un gas,

$$(P)(V) = (n)(R)(T) \quad \text{Ec. 8}$$

y ya que “n” es el peso total de gas (w), dividido por el peso molecular (M).

$$(P)(V) = \frac{W}{M}(R)(T) \quad \text{Ec. 9}$$

Las ecuaciones (8,9) son formas de la ecuación general de los gases ideales.

El valor de la constante R depende de las unidades empleadas de presión, volumen y temperatura. Considérese: P en lpcá, T en °R y V en pies³ a 60°F y 14.696 lpcá, el volumen de un mol (n = 1) tendrá un volumen aproximado de 379.6 Pies³, en donde:

$$R = \frac{(P)(V)}{(n)(T)} = \frac{(14.696)(379.6)}{(1)(520)} = 10.732 \text{ (Lpcá} \cdot \text{Pies}^3 \text{/lb/lbmol} \cdot \text{°R)}$$

Mezclas Gaseosas Ideales.

En la mayoría de los casos, el ingeniero tendrá que trabajar con mezclas de gases mas que con un solo gas. Existen dos leyes de los gases ideales que pueden aplicarse satisfactoriamente a las mezclas gaseosas: La Ley de Dalton de la Presión Total y de las Presiones Parciales y la Ley de Amagat de los volúmenes Parciales.

Dalton postuló que se puede considerar hipotéticamente que cada gas individual de una mezcla gaseosa ejerce una presión parcial, la cual es la presión que se obtendría si la misma masa del gas individual se encontrara sola en el mismo volumen total a la misma temperatura. Igualmente Dalton Propuso que la presión total de un gas es igual a la suma de las presiones ejercidas por las moléculas individuales de dicho gas. La suma de las presiones parciales de cada componente en la mezcla gaseosa es igual a la presión total y representa la ley de Dalton de la suma de las presiones parciales.

$$P = P_A + P_B + P_C + \dots + P_X = \sum P_i \quad \text{Ec. 10}$$

Para dos gases (A y B) con presiones distintas en un recipiente se puede suponer que a volumen y temperatura constantes, la presión solamente es función del número de moléculas gaseosas presentes. Si se divide la ley del gas perfecto para el componente A ($P_A V_A = n_A RT_A$), entre la correspondiente al componente B, ($P_B V_B = n_B RT_B$), se tiene:

$$(P_A V_A = n_A RT_A) / (P_B V_B = n_B RT_B) \quad \longrightarrow \quad (P_A / P_B = n_A / n_B) \quad \text{Ec. 11}$$

que muestra que la relación de las presiones parciales es numéricamente igual a la relación entre los moles de los componentes A y B. En forma similar, dividiendo la ley del gas ideal para el componente A entre la correspondiente a la suma de las moléculas de A y de B se obtiene la ley de Dalton de las presiones parciales:

$$P_A / P = n_A / n, = \text{Fracción Molar de A} = y_A \quad \text{Ec. 12}$$

Generalizando, esta ecuación indica que la relación entre la presión parcial de un componente i de la mezcla y la presión total, es numéricamente igual a la relación entre los moles del componente individual y el total de moles.

La ley de Amagat de los volúmenes parciales es similar a la ley de Dalton de las presiones parciales, en la cual se establece que el volumen total de una mezcla gaseosa es igual a la suma de los volúmenes de los componentes gaseosos individuales, siempre que se midan a la misma temperatura y presión

Razonando en forma similar a como se hizo para el caso de las presiones parciales, a la misma temperatura y presión, el volumen parcial únicamente es función del número de moléculas del componente gaseoso individual presente en la mezcla gaseosa, o sea:

$$V_A/V = n_A/n, = \text{Fracción Molar de A} = y_A \quad \text{Ec. 13}$$

$$V_i/V = n_i/n, = \text{Fracción Molar de i} = y_i \quad \text{Ec. 14}$$

Lo cual indica que la relación entre los volúmenes parciales es numéricamente igual a la relación entre los moles de los componentes A y B y además se pueden aplicar las mismas consideraciones a la relación entre las moléculas de cualquier componente i y las moléculas totales de la mezcla, pudiéndose expresar para gases ideales que la fracción en volumen es igual a la fracción mol y_i .

La composición de una mezcla de gases (gas natural) se expresa generalmente, en porcentaje por mol, porcentaje (o fracción) por volumen o porcentaje por peso. Si una mezcla de gases se compone de 1,2,3, ...,n componentes, el porcentaje por mol por volumen o por peso es la razón del número de moles n_i , del volumen V_i o del peso W_i de un componente i en la mezcla, al número total de moles, ($\sum n_i$) volumen total, ($\sum V_i$) o peso total ($\sum W_i$) del gas respectivamente multiplicado por 100.

$$\%W_i = \frac{W_i}{\sum_{i=1}^n W_i} * 100 \quad \text{Ec. 15}$$

$$\%V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} * 100 \quad \text{Ec. 16}$$

$$\%n_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i} * 100 \quad \text{Ec. 17}$$

El porcentaje (o Fracción) por mol es igual al porcentaje (ó Fracción) por volumen. Esto se deduce de la ley de Avogadro, ya que el volumen de cualquier componente en una mezcla será proporcional al número de moles de tal componente.

$$V_i = (c)(n_i) \quad \text{Ec. 18}$$

donde C es una constante de proporcionalidad, sustituyendo en la ecuación del porcentaje en volumen se tiene:

$$\%V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} * 100 = 100 \frac{cn}{\sum_{i=1}^n cn_i} = 100 \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i} = \%n_i \quad \text{Ec. 19}$$

Para convertir el porcentaje (o fracción) por peso a porcentaje (o fracción) por volumen (o mol), o viceversa, es necesario tener en cuenta el peso molecular de cada componente.

Ejemplo determinar el porcentaje en mol de la siguiente mezcla cuyo porcentaje en peso de metano es de 70%, de etano de 20% y de Propano 10%.

$$C_1 \quad \%W_{C_1} = 70. ; \quad Mc_1 = 16.043 \text{lb/lbmol} ; \quad nc_1 = W_{C_1}/Mc_1 \quad nc_1 = 4.3632$$

$$C_2 \quad \%W_{C_2} = 20. ; \quad Mc_2 = 30.070 \text{lb/lbmol} ; \quad nc_2 = W_{C_2}/Mc_2 \quad nc_2 = 0.6651$$

$$C_3 \quad \%W_{C_3} = 10. ; \quad Mc_3 = 44.097 \text{lb/lbmol} ; \quad nc_3 = W_{C_3}/Mc_3 \quad nc_3 = 0.2267$$

$$\text{Donde: } Y_{C_1} = nc_1/nt ; \quad Y_{C_2} = nc_2/nt ; \quad Y_{C_3} = nc_3/nt; \quad nt = 5.2550 \text{ lbmol}$$

$$\%Y_{C_1} = 83.029 ; \quad \% Y_{C_2} = 12.657 ; \quad \% Y_{C_3} = 4.313.$$

Peso Molecular Aparente (Ma) o peso molecular de mezclas.

Cuando se trata de mezclas de gases, generalmente no se habla de peso molecular en el mismo sentido de componentes puros, ya que una mezcla no se puede representar como una fórmula sencilla, sin embargo, su comportamiento puede estudiarse considerando el denominado “peso molecular aparente”. El peso molecular aparente puede calcularse a partir de la composición molar de la mezcla y de los pesos moleculares individuales de los componentes

$$Ma = \sum_{i=1}^n Y_i * M_i \quad \text{Ec. 20}$$

Donde: Ma = Peso molecular de la mezcla.

Y_i = Fracción Molar del componente i

M_i = Peso Molecular del componente i

Propiedades Seudocríticas.

Otros parámetros útiles en el manejo de mezcla de gases lo constituyen sus propiedades críticas, presión y temperatura crítica, las cuales aplicaremos con frecuencia. Para una mezcla de gases la forma correcta de determinar sus propiedades críticas es solo mediante experiencias de laboratorio, sin embargo, no siempre esto es factible en la práctica y cuando este es el caso se acude a la reglas de Kay, que conducen a valores muy cercanos de presión y temperatura crítica.

$$P_{SC} = \sum_{i=1}^n Y_i * P_{Ci} \quad \text{Ec. 21}$$

$$T_{SC} = \sum_{i=1}^n Y_i * T_{Ci} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde: P_{SC} = Presión Pseudo-Crítica de la mezcla (lpca).

T_{SC} = Temperatura Pseudo –Crítica de la mezcla (°R).

P_{Ci} , T_{Ci} = Presión y Temperatura Crítica del componente i (Lpca) (°R).

El método de Kay aplica para determinar valores de Z a presiones inferiores de 3,000 lpca y para gases con densidades relativas menores que 0.75. El método

ofrecido por Stewart-Burkhardt-Voo (SBV), y modificado por Sutton debe ser usado a presiones elevadas.

$$T_{SC} = \frac{K_1^2}{J'} \quad \text{Ec. 23}$$

$$P_{SC} = \frac{T_{SC}}{J'} \quad \text{Ec. 24}$$

Donde:

$$J' = J - \epsilon_J \quad \text{Ec. 25}$$

$$K_1 = K - \epsilon_K \quad \text{Ec. 26}$$

Y

$$J = \left(\frac{1}{3}\right) * \sum_J Y_J * \left(\frac{T_C}{P_C}\right)_J + \left(\frac{2}{3}\right) * \left[\sum_J Y_J * \left(\frac{T_C}{P_C}\right)_J^{0,5} \right]^2 \quad \text{Ec. 27}$$

$$K = \sum_J Y_J * \left(\frac{T_C}{P_C^{0,5}}\right)_J \quad \text{Ec. 28}$$

$$\epsilon_J = 0,6081 * F_J + 1,1325 * F_J^2 - 14,004 * F_J Y_{C7+} + 64,434 * F_J Y_{C7+}^2 \quad \text{Ec. 29}$$

$$\epsilon_K = \left[\left(\frac{T_C}{P_C^{0,5}}\right)_{C7+} \right] * \left[0,3129 * Y_{C7+} - 4,8156 * Y_{C7+}^2 + 27,3751 * Y_{C7+}^3 \right] \quad \text{Ec. 30}$$

$$F_J = \left(\frac{1}{3}\right) * \left[Y * \left(\frac{T_C}{P_C}\right) \right]_{C7+} + \left(\frac{2}{3}\right) * \left[Y * \left(\frac{T_C}{P_C}\right) \right]_{C7+}^{0,5} \quad \text{Ec. 31}$$

Si no se conoce la composición del gas, pero se conoce su densidad relativa, se pueden determinar la presión y temperaturas pseudocríticas a partir de las siguientes correlaciones. No obstante, se recomienda tener presentes las limitaciones debidas al efecto de las impurezas sobre los valores de Psc y Tsc porque los resultados se alejan mucho de la realidad cuando existen impurezas como CO₂ y H₂S.

$$P_{sc} = 677 + 15 * \gamma_g - 37.5 * \gamma_g^2 \quad \text{Ec. 32}$$

$$T_{sc} = 168 + 325 * \gamma_g - 12.5 * \gamma_g^2 \quad \text{Ec. 33}$$

Además, se han desarrollado otros tipos de ajustes de los valores (T_{sc} , P_{sc}) determinados por estas reglas, de acuerdo con el contenido de CO_2 y H_2S del sistema, tal como veremos al tratar los métodos para calcular el factor de compresibilidad de los gases. Cuando se conoce la composición del gas, fácilmente se calculan los valores de P_{sc} y T_{sc} , ya que los valores de P_c y T_c para los componentes puros se obtienen de la literatura. Sin embargo, como es costumbre en el análisis de mezclas de hidrocarburos, particularmente en el análisis del gas natural, presentar solamente los componentes hidrocarburos del metano al hexano (C_1 a C_6) y los componentes no hidrocarburos: CO_2 , H_2S , N_2 , O_2 . El resto o sea, heptanos y compuestos más pesados (C_7^+), algunas veces se suelen expresar como un solo componente del sistema. Para darle validez a esta fracción se debe medir el peso molecular y la densidad relativa del C_7^+ . Mathews, Roland y Katz, con base en una serie de micro destilaciones de fracciones C_7^+ para condensados, lograron correlacionar la presión y temperatura pseudocríticas para tal fracción, en función de la densidad relativa y del peso molecular. Standing presenta las siguientes ecuaciones que ajustan matemáticamente las curvas de Mathews, Roland y Katz

$$T_{sc})_{\text{C}_7^+} = 608 + 364 * \log(M_{\text{C}_7^+} - 71.2) + (2450 * \text{Log}M_{\text{C}_7^+} - 3800) * \text{Log}\gamma_{\text{C}_7^+} \quad \text{Ec. 34}$$

$$P_{sc})_{\text{C}_7^+} = 1188 - 431 * \text{Log}(M_{\text{C}_7^+} - 61.1) + (2319 - 852 * \text{Log}(M_{\text{C}_7^+} - 53.7)) * (\gamma_{\text{C}_7^+} - 0.8) \quad \text{Ec. 35}$$

Otra de las ecuaciones utilizadas en la industria petrolera para la estimación de las condiciones críticas del C_7^+ es la desarrollada por Sutton and Whitson, las cuales se muestran a continuación:

$$P_{SCC7^+} = \text{Exp} \left[\begin{aligned} & \left(8,3634 - \frac{0,0566}{\gamma_{C7^+}} - \left(\frac{0,24244}{\gamma_{C7^+}} + \frac{2,2898}{\gamma_{C7^+}^2} + \frac{0,11857}{\gamma_{C7^+}^3} \right) 10^{-3} * Tb + \right. \\ & \left. \left(\frac{1,4685}{\gamma_{C7^+}} + \frac{3,648}{\gamma_{C7^+}^2} + \frac{0,47227}{\gamma_{C7^+}^3} \right) 10^{-7} * Tb^2 - \left(\frac{0,42019}{\gamma_{C7^+}} + \frac{1,6977}{\gamma_{C7^+}^2} \right) 10^{-10} * Tb^3 \right] \quad \text{Ec. 36} \end{aligned} \right.$$

$$T_{SCC7^+} = 3417 + 811 * \gamma_{C7^+} + (0,4244 + 0,1174 * \gamma_{C7^+}) * Tb + (0,4669 - 3,2623 * \gamma_{C7^+}) \frac{10^5}{Tb} \quad \text{Ec. 37}$$

$$Tb = \left[4,5579 * M_{C7^+}^{0,15178} * \gamma_{C7^+}^{0,15427} \right]^3$$

Donde: M_{C7^+} = Peso Molecular del C_7^+ ; γ_{C7^+} = Densidad Relativa del C_7^+

Gases Reales: Como se apunto en la sección anterior, a medida que la presión y la temperatura aumentan, los gases comienzan a presentar un comportamiento PVT diferente al que predice la ecuación general, “ $PV = nRT$ ”, por lo cual esta deja de tener aplicación y se hace necesario buscar una nueva forma de interpretar analíticamente el comportamiento PVT de los gases y mezclas gaseosas.

Para lograr esto se han desarrollado varios métodos, el primero ha sido el de las **ecuaciones de estado:** Van Der Waals, Beattie-Bridgeman, Benedict-Webb-Rubin, Martin-Hou, etc. Las cuales son ecuaciones del tipo polinómica de 2, 5, 8 y hasta 10 términos. Estas relaciones son un poco difíciles de utilizar en la práctica debido a su complejidad aritmética, pero encuentran utilización cuando se emplean computadores digitales.

El segundo método desarrollado es el **Factor de Compresibilidad (Z)**. Este es de fácil aplicación práctica y se basa en el principio de los estados correspondientes.

El factor Z, por definición, es la razón el volumen que realmente ocupa un gas a determinada presión y temperatura con respecto al volumen que ocuparía ese mismo gas si se comportara como ideal.

$$Z = \frac{V_a}{V_i} \quad \text{Ec. 38}$$

$$P \cdot V = Z n \cdot R \cdot T \quad \text{Ec. 39}$$

Principio de los Estados Correspondientes: Este principio establece que todos los gases se comportan igualmente cuando se encuentran en estados correspondientes, esto es igualmente alejados de sus estados críticos. Los parámetros utilizados para medir este grado de alejamiento de las condiciones críticas, son la llamada Presión Reducida, Temperatura Reducida y Volumen Reducido, los cuales se definen como:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad \text{Ec. 40}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad V_r = \frac{V}{V_c} \quad \text{Ec. 41}$$

Donde: P_r , T_r y V_r : Presión, Temperatura y Volumen Reducido, Adimensionales

El principio de estados correspondientes es sin embargo, muy importante, ya que muestra que la desviación que un gas experimenta respecto al ideal no se determina con los valores absolutos de P , V , T , sino con los valores reducidos P_r , T_r , y V_r , en los cuales se toma en cuenta la naturaleza del gas. Es decir, todos los gases puros tienen la misma desviación del comportamiento ideal a las mismas condiciones de temperatura y presiones reducidas.

Para el caso de mezclas de gases, se emplean, como condiciones correspondientes la presión y temperatura seudoreducidas. En otras palabras, a las mismas condiciones de presión y temperatura seudoreducidas, cualquier gas tiene el mismo factor de compresibilidad “ Z ”.

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad \text{Ec. 42}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad \text{Ec. 43}$$

Donde P y T son la presión y temperatura absolutas a las cuales se desea Z y P_{sc} y T_{sc} , son la presión y temperaturas Seudocríticas tal y como se discutió anteriormente.

Método de Standing-Katz: Este método es probablemente el más popular para calcular el factor de compresibilidad de gases dulces y que contengan pequeñas cantidades de gases no hidrocarburos. El método se basa en la **Figura 7**, donde Z está representada gráficamente en función de la presión y la temperatura reducida o más comúnmente seudoreducidas. Esta figura puede emplearse aproximadamente hasta 10.000 lpca con desviaciones del 1%.

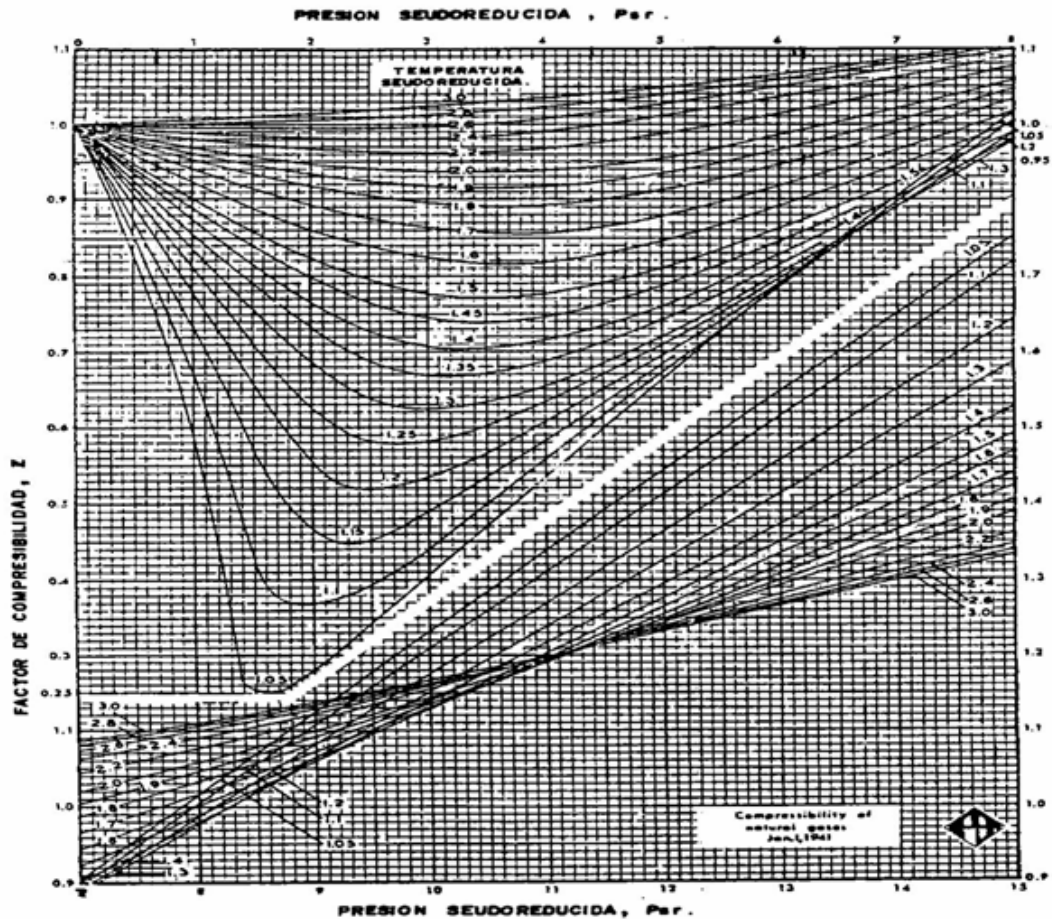


Fig. 3-5. FACTORES DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL Y GAS CONDENSADO¹⁸

Figura 7 Factores de Compresibilidad del Gas Natural y Gas Condensado

El método de Standing-Katz para gases dulces ha sido modificado, con el fin de aplicarlo a gases agrios (gases que contienen H₂S y/o CO₂). Whichert y Aziz utilizaron rangos de temperaturas entre 40° y 300°F, presiones variables entre 0 y 7.000 lpca y gases ácidos con una concentración del 80% o menos. Los valores de P_{sc} y T_{sc} se calculan por regla de Kay.

$$Fsk = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(\sqrt{B} - B^4) \quad \text{Ec. 44}$$

Donde:

A: Fracción Molar de (CO₂+H₂S)

B: Fracción Molar de H₂S

La temperatura y la presión seudoreducidas se ajustan en la forma siguiente:

$$T'_{sc} = T_{sc} - Fsk \quad \text{Ec. 45}$$

$$P'_{sc} = \frac{(P_{sc})(T'_{sc})}{T_{sc} + (B)(1 - B)(Fsk)} \quad \text{Ec. 46}$$

Donde: T'_{sc}, P'_{sc}. Son Temperatura y Presión Seudocríticas Corregidas

Con estos valores, se calculan la presión y la temperatura seudoreducidas corregidas. El factor de Z se determina luego de la **Figura 7**.

DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL GAS

Densidad del Gas: La densidad es definida como la masa de gas por unidad de volumen, la ecuación de estado (ideal o Real), puede ser usado para calcular la densidad de gas a varias condiciones de presión y temperatura, la ecuación para determinar la densidad de un gas ideal es mostrada a continuación:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{P * M}{Z * R * T} \quad \text{Ec. 47}$$

Donde:

ρ_g : Densidad de la mezcla gaseosa (lb/Pies³)

P : Presión Absoluta (Lpca).

Mg : Peso Molecular de la mezcla. (Lb/Lbmol)

Z : Factor de Compresibilidad del gas (Adimensional)

R : Constante Universal de los Gases = 10.73(Lpca*Pies³)/(Lbmol*°R)

T : Temperatura Absoluta °R.

Peso Molecular Aparente de la mezcla de Gases:

El Peso Molecular de una mezcla de gases que esta compuesto por moléculas de varios tamaños se puede determinar a través de la siguiente ecuación:

$$Ma = \sum_{i=1}^n Y_i * M_i \quad \text{Ec. 48}$$

Gravedad Específica del Gas (Densidad Relativa)

Es definido como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. La ecuación se muestra a continuación:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{M_g}{28.96} \quad \text{Ec. 49}$$

Donde: ρ_g : Densidad relativa del gas.

M_g : Peso Molecular Aparente de la mezcla de gas.

Volumen Específico: Se define como el volumen ocupado por una sustancia por unidad de peso. Lo que simplemente no es mas que el inverso de la densidad y para el caso del gas real se expresaría como:

$$V = \frac{1}{\rho} = \frac{Z * R * T}{P * M} \quad \text{Ec. 50}$$

Factor Volumétrico del Gas (Bg) : Es el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir una unidad volumétrica de gas a condiciones normales. 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 del gas a condiciones de superficie.

$$Bg = \frac{V_y}{V_{cn}} \quad \text{Ec. 51}$$

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

$$V_y = \frac{(Z * n * R * T)}{P} \quad \text{Ec. 52}$$

El volumen del mismo número de moles de gas a condiciones normales (Pcn, Tcn) es:

$$V_{cn} = \frac{(Z_{cn} * R * T_{cn})}{P_{cn}} \quad \text{Ec. 53}$$

sustituyendo las ecuaciones en la ecuación de Bg tenemos la expresión general:

$$B_g = \frac{(Z * T * P_{cn})}{(Z_{cn} * T_{cn} * P)} \quad \text{Ec. 54}$$

Si las condiciones normales son: Tcn = 60°F (520°R) y Pcn = 14.696 lpca, luego Zcn = 1 y la del yacimiento P en lpca, y T en °R, entonces la ecuación queda:

$$B_g = 0.02829 * Z * T / P ; \quad B_g (P_{cy}/P_{cn}) \quad \text{Ec. 55}$$

Compresibilidad del gas (Cg): La compresibilidad de un fluido se define como el cambio unitario de volumen por cambio de presión a temperatura constante

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 56}$$

$$\text{Como: } \rho * V = m ; \quad \text{Ec. 57}$$

$$\text{Entonces: } C_g = -\left(\frac{1}{\rho} \right) \left(\frac{d\rho}{dP} \right) \quad \text{Ec. 58}$$

De la ecuación de los gases reales se tiene:

$$V = \left(\frac{Z * n * r * T}{P} \right) \quad \text{Ec. 59}$$

Diferenciando con respecto a P, permaneciendo constante la temperatura (para condiciones isotérmicas, que es lo que ocurre en el yacimiento) se obtiene que:

$$\left(\frac{dV}{dP}\right) = \left(\frac{n^* r^* T}{P}\right) \left(\frac{dZ}{dP}\right) - \left(\frac{Z^* n^* R^* T}{P^2}\right) \quad \text{Ec. 60}$$

Sacando Factor común ($Z^* n^* R^* T/P$) tenemos:

$$\left(\frac{dV}{dP}\right) = \left(\frac{Z^* n^* R^* T}{P}\right) \left\{ \left(\frac{1}{Z}\right) \left(\frac{dZ}{dP}\right) - \frac{1}{P} \right\} \quad \text{Ec. 61}$$

Sustituyendo la ecuación del Volumen en esta ecuación tenemos:

$$\left(\frac{1}{V}\right) \left(\frac{dV}{dP}\right) = \left\{ \left(\frac{1}{Z}\right) \left(\frac{dZ}{dP}\right) - \frac{1}{P} \right\} \quad \text{Ec. 62}$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación de la compresibilidad del gas tenemos la ecuación de compresibilidad isotérmica del gas :

$$C_g = \frac{1}{P} - \left(\frac{1}{Z}\right) \left(\frac{dZ}{dP}\right) \quad \text{Ec. 63}$$

Para el caso de Gases Ideales $Z = 1$ y $\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T = 0$ y $C_g = \frac{1}{P}$;

En el caso de una mezcla de gases es preferible reemplazar la presión de la ecuación de C_g por el producto de $P_{sc} * P_{sr}$, Así esta ecuación puede ser escrita en la forma siguiente:

$$C_g = \frac{1}{P_{sc} * P_{sr}} - \frac{1}{Z * P_{sc}} \left(\frac{\partial Z}{\partial P_{sr}}\right)_{T_{sr}} \quad \text{Ec. 64}$$

De esta ecuación se puede definir la compresibilidad seudoreducida, C_{gr} como sigue:

$$C_{gr} = C_g * P_{sc} = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P_{sr}}\right)_{T_{sr}} \quad \text{Ec. 65}$$

Donde $\left(\frac{\partial Z}{\partial P_{sr}}\right)$; Es la pendiente de la curva isotérmica (T_{sr} Constante) Z Vs P_{sr}

en un punto dado. Mattar, Brar y Aziz, han propuesto el siguiente método analítico para calcular C_{gr} .

$$C_{gr} = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{0.27}{Z^2 * T_{sr}} * \left[\frac{\left(\frac{\partial Z}{\partial Pr} \right)_{T_{sr}}}{1 + \frac{Pr}{Z} * \left(\frac{\partial Z}{\partial Pr} \right)_{T_{sr}}} \right] \quad \text{Ec. 66}$$

$$\left(\frac{\partial Z}{\partial Pr} \right)_{T_{sr}} = A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + 2 * \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) * pr + 5A_5 * A_6 \frac{pr^4}{T_{sr}} + 2A_7 \frac{Pr}{T_{sr}^3} (1 + A_8 T_{sr}^2 - A_8^2 T_{sr}^4) * e^{-A_8 T_{sr}^2} \quad \text{Ec. 67}$$

$$Pr = \frac{0.27 * P_{sr}}{Z * T_{sr}} \quad \text{Ec. 68}$$

Donde:

$$A_1 = 0.31506237; \quad A_2 = -1.0467099; \quad A_3 = -0.57832729; \quad A_4 = 0.53530771; \\ A_5 = -0.61232032; \quad A_6 = -0.1048813; \quad A_7 = 0.68157001; \quad A_8 = 0.68446549.$$

Para gases con impurezas se debe utilizar Psc y Tsc corregidas por medio de Wichert y Aziz en el cálculo de P_{sr} y T_{sr}. El método de Mattar, Brar y Aziz se puede utilizar para calcular C_g del gas natural y del gas condensado usando los valores apropiados de Tsc, Psc y Z.

Viscosidad del gas (μg): La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En general la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Todos los gases y condensados tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de la viscosidad de Newton.

Lee, González, y Eaton desarrollaron un método semi-empírico para la determinación de la viscosidad del gas.

$$\mu_g = \frac{K * \exp(X * \rho_g^Y)}{10000} \quad \text{Ec. 69}$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 * Mg) * T^{1.5}}{209 + 19 * Mg + T} \quad \text{Ec. 70}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 * Mg \quad Y = 2.4 - 0.2 * X$$

Donde: μ_g = Viscosidad del Gas a P y T (Cps).

T = Temperatura Absoluta °R

ρ_g = Densidad del gas a P y T (gr/cc)

Mg= Peso Molecular del gas

El método de Lee y Cols también pueden utilizarse para determinar la viscosidad de un gas condensado (μ_{gc}) usando M_{gc} y ρ_{gc} en vez de M_g y ρ_g .

Contenido Líquido de un Gas Natural (GPM): También se conoce con el nombre de “Riqueza del Gas”. Se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos normales de gas, se expresa generalmente por el símbolo GPM. Este factor es muy usado y debe ser conocido principalmente en problemas relacionados con plantas de gasolina natural.

Ya que solo el propano y compuestos mas pesados de un gas, pueden en la práctica recuperarse líquidos, el metano y etano no se considerarán al calcular el contenido líquido de un gas. Además, también se asume que los componentes propano y mas pesados son totalmente recuperados como líquido, aunque esto no ocurre en la práctica.

En el cálculo de GPM debe conocerse el número de pies cúbicos normales de un componente dado en estado gaseoso, requeridos para producir un galón de líquido. Este factor se determina fácilmente a partir de la densidad líquida y peso molecular de cada componente puro. Por ejemplo la densidad del propano líquido a 14.7 lpsca y

60°F es 31.64 lbs/ft³ y el peso molecular es 44.097. Además un pie cúbico es igual a 7.481 galones, por tanto para el propano

$$\text{El volumen Normal es } V = \frac{Z * n * R * T}{P} \quad V = \frac{1 * 1 * 10.732 * 520}{14.696}$$

$$V = 379.73 \text{ Ft}^3$$

$$\frac{PCN}{\text{GalonLiquido}} = \frac{379.73 \text{ ft}^3 * (\rho_1) \text{ Lb} / \text{ft}^3}{7.481 (\text{gal} / \text{ft}^3) * M (\text{Lb} / \text{Lbmol})} =$$

$$\frac{379.73 \text{ ft}^3 * (31.64) \text{ Lb} / \text{ft}^3}{7.481 (\text{gal} / \text{ft}^3) * 44.097 (\text{Lb} / \text{Lbmol})}$$

$$= 36.42 \text{ Pcn Lbmol/Gal}$$

$$GPM = Y_i * 1000 / (\text{Pcn/Galón Liquido}) \quad \text{Ec. 71}$$

$$GPM_g = \sum_{i=3}^n GPM_i \quad \text{Ec. 72}$$

Valor Calorífico de Gases: Muchas negociaciones de venta de gas natural se hacen en base al valor calorífico del mismo, ya que muchos cálculos se hacen en base al costo por BTU. El valor calorífico también se denomina potencia o poder calorífico.

El valor calorífico de un gas natural se define como el calor liberado al quemar un volumen unitario del gas bajo determinadas condiciones. Se conocen comúnmente dos tipos de valor calorífico (Total y Neto). El primero se define como el calor liberado al quemar un volumen unitario de gas bajo determinadas condiciones, considerando que el agua (Vapor de agua) obtenida durante la combustión se recoge en forma líquida. En cambio, el valor calorífico neto, considera que el agua (Vapor de Agua), obtenida durante la combustión, permanece en forma de vapor.

El valor calorífico puede determinarse a partir del análisis del gas, por medio de la siguiente ecuación:

$$V_C)_{ideal} = \sum_{i=1}^n (Y_i) * (V_{ci}) \quad \text{Ec. 73}$$

Donde el V_c es el valor calorífico del gas de composición conocida, $Y_i =$ Fracción molar del componente i y $V_{ci} =$ Valor calorífico del componente i obtenido de las propiedades de gases puros.

Esta ecuación puede ser usada para determinar el valor calorífico total o neto para gas ideal, sin embargo se puede convertir a gas real a condiciones estándar. Este se obtiene dividiendo el valor ideal por el factor de compresibilidad de el gas a condiciones normales.

$$V_C)_{real} = \frac{V_C)_{ideal}}{Z} \quad \text{Ec. 74}$$

Donde el Factor de compresibilidad a condiciones estándar puede ser calculado usando el Factor Z tabulados en la tabla de constantes físicas, donde:

$$Z = 1 - \left(\sum_{i=1}^n Y_i \sqrt{1 - Z_i} \right)^2 \quad \text{Ec. 75}$$

Si el gas contiene agua se debe determinar el valor calorífico por medio de la siguiente ecuación.

$$V_C)_{real} = V_C)_{real} (Btu / ft^3) * 10^6 (ft^3) / (10^6 (ft^3) + Lb_{H_2O} (Lbmol) * 379.73 (ft^3 / Lbmol)) \quad \text{Ec. 76}$$

CAPITULO III

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

PROPIEDADES DEL PETROLEO

Un yacimiento de hidrocarburos básicamente consiste en un depósito que contiene a esos hidrocarburos almacenados. En forma general, puede afirmarse que los fluidos presentes en un yacimiento son petróleo, gas y agua. A medida que estos fluidos son producidos, sus propiedades varían lo cual conlleva a un cambio en las características del yacimiento y su comportamiento. A continuación se presenta las propiedades más relevantes del petróleo en los yacimientos.

Presión de Burbujeo (Pb)

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo del punto de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: Líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por eso a estas presiones se les llama presión de saturación.

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)

El factor volumétrico del petróleo se designa por el símbolo Bo, y se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas en solución. El factor volumétrico del petróleo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de (petróleo + gas disuelto)@ } P_y, T_y(BY)}{\text{Volumen de petróleo @ CN (BN)}}$$

Ec. 77

Donde:

Bo: Factor Volumétrico del petróleo, (BY/BN).

Ty: Temperatura del yacimiento, (°F).

Py: Presión del yacimiento, (lpc).

Factor Volumétrico del Gas (Bg)

El factor volumétrico del gas, se designa con el símbolo Bg, se define como el volumen en barriles (ó pies cúbicos) que un pie cúbico normal de gas ocupara como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes. El factor volumétrico del gas se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Bg = \frac{\text{Volumen_de_gas_libre@_P_Ty(BY)}}{\text{Volumen_de_gas_libre@CN(PCN)}}$$

Ec. 78

Factor volumétrico Total (Bt)

El factor volumétrico total ó bifásico, el cual se designa por el símbolo Bt, se define como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución. En otras palabras, incluye el volumen líquido, Bo, más el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento. El factor bifásico se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

$$Bt = \frac{\text{Volumen_de_ (petróleo + gas_disuelto + gas_liberado@Pb)}}{\text{Volumen_de_petróleo@CN(BN)}}$$

Ec. 79

$$Bt = Bo + (R_{si} - R_s) * Bg$$

Ec. 80

Donde

Bo: Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

Rsi: Razón gas disuelto-petróleo a la Pb, (PCN/BN).

Rs: Razón gas disuelto-petróleo a la presión de interés, (PCN/BN).

Bg: Factor volumétrico del gas, (PCY/PCN).

Pb: Presión de burbujeo, (lpc).

Gas en Solución (Rs)

La relación gas en solución petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo Rs, y se define como los pies cúbicos normales de gas natural (PCN) en solución en un barril normal (BN) de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento. La relación gas en solución petróleo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{\text{Volumen_de_gas_disuelto@CN(PCN)}}{\text{Volumen_de_petróleo@CN(BN)}}$$

Ec. 81

Compresibilidad del Petróleo (Co)

La compresibilidad o coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo es el cambio unitario de volumen con variación de presión a temperatura constante, lo cual se representa mediante la siguiente ecuación para un yacimiento subsaturado:

$$C_o = \frac{\ln B_{ob} - \ln B_o}{P - P_b}$$

Ec. 82

Donde

Bob: Factor volumétrico en el punto de burbuja, (BY/BN).

Bo: Factor volumétrico a determinada condición de presión, (BY/BN).

Pb: Presión de saturación o burbuja, (lpca).

P: Presión tomada por encima de la presión de burbuja, (lpca).

Viscosidad del Petróleo (μ)

Se define como viscosidad de fluido a la fricción interna o resistencia ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes. Es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. La viscosidad del petróleo disminuye con aumento de temperatura y con aumento de la razón gas disuelto – petróleo, pero aumenta en presión. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento de presión debido al efecto del gas que entra en solución. Otro índice de apreciación de la fluidez de los crudos es la gravedad °API, que mientras más alta sea indica más fluidez.

Gravedad °API

La densidad, la gravedad específica o los grados API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua.

La clasificación de los crudos por rangos de gravedad °API utilizado en la industria venezolana de los hidrocarburos a condiciones normales son las siguientes (**Tabla 3**):

Tabla 3 Clasificación de los crudos según su gravedad.

Crudos	°API
Extrapesados	°API<10
Pesados	10<°API<21.9
Medianos	22<°API<30
Livianos	30<°API<40

Propiedades de los Fluidos del Yacimiento.

El estudio del comportamiento de los yacimientos requiere el conocimiento de sus propiedades físicas. Estas propiedades se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fondo o de superficie.

Las propiedades de los fluidos dependen de:

- ✓ Composición de las mezclas de hidrocarburos.
- ✓ Presión.
- ✓ Temperatura.

Durante años los ingenieros de campo han utilizado correlaciones empíricas cuando no se dispone de los análisis de laboratorio para determinar las propiedades físicas de los fluidos, necesarias para el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos.

PVT en Yacimientos de Petróleo.

Tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de producción de un yacimiento de petróleo. Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades, y su variación con presión, de los fluidos de un yacimiento petrolífero.

Para que un análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es necesario que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el yacimiento. Cuando el yacimiento es pequeño, una muestra es representativa del fluido almacenado en la formación; lo contrario sucede en los yacimientos grandes, donde se requiere de varias muestras.

Estos análisis de laboratorio simulan los tipos de liberación gas-petróleo que ocurren durante el flujo de petróleo desde el yacimiento hasta los separadores, las cuales se basan en dos procesos termodinámicos diferentes, éstos son:

a) Prueba de Liberación Diferencial.

Es aquella en la cual la composición total del sistema (gas + líquido) varía durante el agotamiento de presión. En éste caso el gas liberado durante una reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el petróleo.

Este proceso en el yacimiento ocurre cuando hay gas móvil ($S_{gi} > S_{gc}$). Debido a la alta movilidad del gas, como consecuencia de su baja viscosidad, la fase gaseosa se mueve hacia el pozo a una tasa de flujo mayor que la fase líquida y por lo tanto cambia la composición total del sistema en un volumen de control dado.

La **Figura 2.26** ilustra un proceso de liberación diferencial isotérmica. Inicialmente la celda tiene un volumen determinado de petróleo a una presión mayor o igual a la de burbujeo ($P_1 > P_b$) y a una temperatura determinada. Posteriormente la presión es disminuida aumentando el volumen de la celda. Al caer la presión (P_2) por debajo de la presión de burbujeo, ocurre liberación de gas; de este modo se retira el gas liberado a presión constante, cambiando así la composición del petróleo. Este procedimiento se repite hasta alcanzar la presión atmosférica.

En el yacimiento se tiene liberación diferencial cuando la $P < P_b$, ($R_{GP} > R_s$).

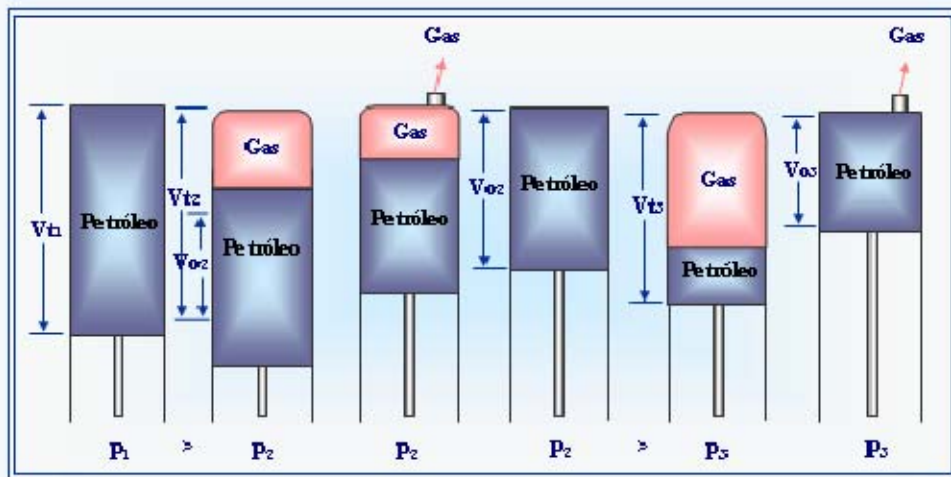


Fig. N^o 2.26.- Etapas de la Prueba de Liberación Diferencial.

b) Prueba de Liberación Instantánea.

El gas liberado durante el agotamiento permanece en contacto con el líquido, lo que significa que la composición total del sistema permanece constante.

En el yacimiento este proceso ocurre cuando la presión del petróleo es ligeramente menor que la de burbujeo. En este caso la cantidad de gas liberado no alcanza la saturación de gas crítica, por lo que el gas permanece en contacto con el crudo sin ocurrir cambio de la composición total del sistema en un volumen de control dado.

La **Figura 2.27** muestra el proceso de liberación isotérmica. Inicialmente la presión de la muestra es mayor que la presión de saturación ($P_1 > P_{sat}$). Luego el petróleo se expande a través de varias etapas. En este proceso se observa variación de presión y volumen sin cambio de masa (no se retira gas de la celda).

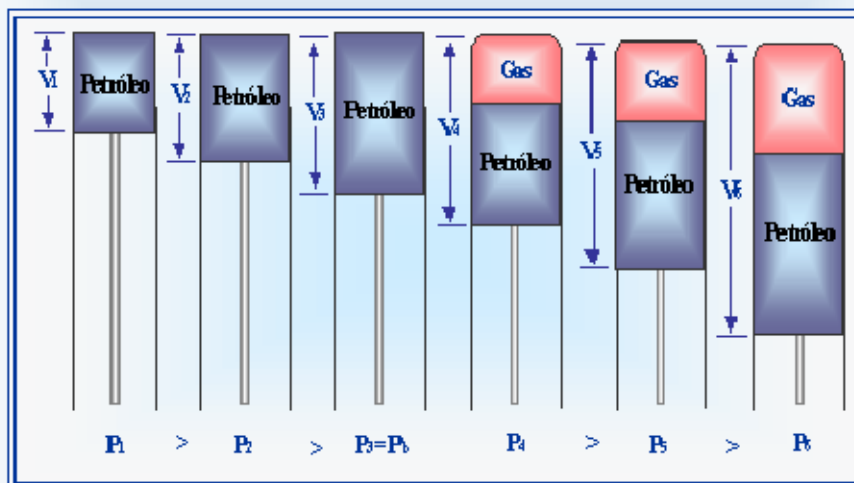


Fig. N° 2.27.- Etapas de la Prueba de Liberación Instantánea.

Una prueba PVT típica de crudos de baja volatilidad (livianos, medianos, y pesados) consiste en el desarrollo de las siguientes pruebas:

Composición del Fluido de Yacimiento.

Las técnicas usadas en la determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluyen cromatografía y destilación. Las muestras gaseosas son analizadas únicamente por cromatografía desde el C₁ hasta el C₁₁. Muchas veces el análisis solo alcanza hasta el C₆⁺ ó C₇⁺.

La composición de una muestra de fondo o recombinada se puede obtener haciendo una liberación instantánea en el laboratorio y el gas liberado es analizado separadamente del líquido remanente. En este caso, es necesario hacer recombinaciones para obtener la composición de la muestra del yacimiento.

La información obtenida se limitará a verificar que el peso molecular y la gravedad específica sean consistentes con las composiciones suministradas.

Prueba de Expansión o Composición Constante.

Es un ensayo en el cual la muestra original es sometida a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (igual a la temperatura del yacimiento en la zona de muestreo). El gas que se libera se mantiene en contacto con el crudo. La prueba se realiza en una celda de acero con volumen del orden de ½ litro, la cual resiste alta presión y temperatura.

La muestra representativa del crudo de yacimiento se lleva a la celda de PVT, la cual se mantiene a una temperatura constante igual a la del yacimiento. La presión de la muestra en la celda se controla introduciendo o retirando mercurio (Hg) de la celda por medio de un pistón accionado hidráulicamente.

La prueba se inicia aumentando la presión de la muestra a un valor superior a la presión inicial del yacimiento. Luego la presión se disminuye por etapas y en cada

una de ellas se mide el volumen de fluido (gas o líquido) en el sistema total. Cuando se alcanza la presión de burbujeo el sistema libera gas y la presión disminuye lentamente y la compresibilidad total del sistema aumenta significativamente. A presiones inferiores a P_b , se necesita extraer mayor volumen de mercurio para alcanzar una determinada caída de presión.

De esta prueba se obtienen las siguientes propiedades del crudo:

- Presión de burbujeo, P_b .
- Volumen Relativo en función de presión, V/V_b .
- Función “Y”
- Compresibilidad del petróleo, C_o .

El comportamiento de la Función “Y” permite conocer si la presión de burbujeo en el laboratorio ha sido sobre o subestimada con relación a la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento. También a través de ella se puede saber la cantidad de compuestos no hidrocarburos presentes en la muestra.

Prueba de Liberación Diferencial.

Es un estudio de expansión a composición variable, la cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión. En el laboratorio se efectúa un proceso diferencial aproximado a través de una serie, diez pasos normalmente, de separaciones instantáneas a la temperatura del yacimiento.

Se comienza a una presión igual a la presión de burbujeo $P=P_b$ y luego se expande la muestra hasta una presión P inferior a P_b ($P < P_b$). La celda de ensayo se agita hasta alcanzar equilibrio entre las fases. El gas liberado es desplazado de la celda a presión constante y expandido a través de un separador hasta la presión atmosférica. Al gas que se extrae en cada paso se le conoce el volumen a la presión

medida y a 14,7 lpca, lo cual permite determinar el factor de compresibilidad del gas (Z) y el factor volumétrico del gas (Bg).

De la prueba de liberación diferencial se pueden obtener las siguientes propiedades del petróleo y gas:

- Relación gas – petróleo en solución.
- Factor volumétrico del petróleo.
- Factor volumétrico total.
- Densidad del petróleo.
- Factor de compresibilidad del gas.
- Factor volumétrico del gas.
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad API del crudo residual.

Prueba de Separadores.

Son pruebas de separación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (P,T) en superficie sobre las propiedades del crudo (B_o y R_s). La información obtenida en esta prueba puede ser usada en simulación para obtener una presión óptima que produzca la mayor cantidad de petróleo en el tanque, la menor liberación de gas, un crudo con mayor gravedad API y un menor factor volumétrico.

De esta prueba se obtiene el efecto de la presión del separador sobre las siguientes propiedades:

- Factor volumétrico del petróleo a P_b .
- Relación gas-petróleo en solución a P_b .
- Gravedad API del petróleo en el tanque.
- Composición del gas separado.

Prueba de Viscosidad.

La viscosidad del petróleo se determina experimentalmente usando un viscosímetro de bola o uno rotacional que permita medir μ_o a cualquier P y T. El agotamiento de presión se realiza siguiendo un proceso de liberación diferencial.

La variación de la viscosidad del gas con presión se calcula por medio de correlaciones.

Representatividad de la Muestra.

Para determinar si la muestra es representativa, se debe analizar la siguiente información:

- Si la muestra es de fondo, se debe verificar que las presiones de burbujeo a temperatura ambiente de cada una de las muestras sean similares.
- Si es de superficie, se debe verificar que las muestras de líquido y gas hayan sido tomadas en las mismas condiciones de presión y temperatura.
- Se debe verificar si los datos de la formación, del pozo y del muestreo se correspondan.
- Comparar la presión del yacimiento en el momento del muestreo con la presión de burbuja obtenida, ya que si $P_b > P_{yac}$ la muestra no es representativa.
- La temperatura de la prueba del laboratorio debe ser igual a la temperatura de la formación o de la zona donde fue tomada la muestra.
- La relación gas petróleo del laboratorio (RGP) debe ser aproximadamente igual que la relación gas petróleo en solución inicial (Rsi).

Dado que una muestra de fluidos pudiera ser internamente consistente y a la vez no representar aquel que se encuentra originalmente en la formación, la validación de un análisis PVT debe abarcar la verificación de la representatividad de dicha muestra, así como la comprobación de su consistencia interna.

Verificación de la consistencia de los resultados de las pruebas PVT.

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medidas de laboratorio, y por esto se necesita chequear o validar su consistencia antes de usarlos en estudios de yacimiento. El chequeo de consistencia, para este tipo de fluido, se hace a través de las siguientes pruebas:

Chequeo de las Condiciones de Recombinación.

Para todas las muestras tomadas en el separador, se debe cumplir que las condiciones de presión y temperatura de recombinación en el laboratorio sean iguales a los del separador.

También se debe chequear que las condiciones de presión y temperatura del separador al momento de la toma de la muestra de gas sean iguales a las del momento de la toma de la muestra del líquido.

Prueba de Densidad.

En esta prueba se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. Esta prueba se considera válida si la diferencia no es mayor de 5 %.

Prueba de la Linealidad de la Función “Y”.

El informe de las pruebas PVT incluye una tabla con la Función “Y” calculada de los datos de expansión a composición constante. Los valores de esta función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.

El comportamiento de la Función “Y” cerca del punto de burbujeo, permite conocer si la presión de burbujeo reportada en el informe PVT ha sido sobrestimada o subestimada en relación con la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento. Si la presión de burbujeo reportada del laboratorio es superior a la real, los puntos de la Función “Y” cerca de la presión de burbujeo se alejan por encima de la línea recta y se dice que la presión está sobrestimada, sin embargo, si la presión de burbujeo del informe es inferior a la real, entonces está subestimada y los puntos cerca de la P_b se alejan por debajo de la línea recta. El caso ideal del muestreo corresponde a la superposición de ambas curvas en forma lineal, **Figura 2.28**

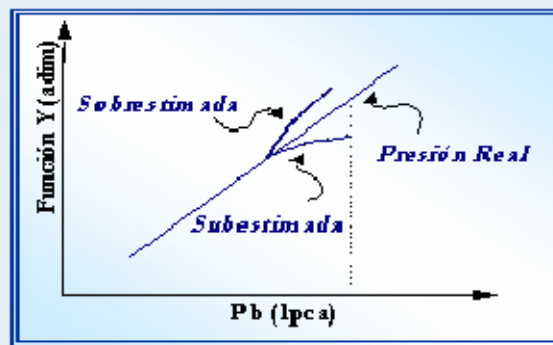


Fig. N° 2.28.- Desviación de la Linealidad de la Función “Y”.

Prueba de Balance de Materiales.

Esta prueba consiste en chequear si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. La diferencia entre estos dos valores no debe exceder 5 %.

Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente información obtenida del informe de la prueba PVT:

- Gravedad API del crudo residual.
- Relación gas-petróleo en solución a diferentes presiones.

- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones.
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.

En la deducción de las ecuaciones para calcular R_s (cal) se tomará como base un litro de petróleo residual a condiciones normales (60°F y 14,7 lpca), complementando la información con la temperatura ambiente y la del yacimiento, la gravedad API residual, el número de etapas de la liberación diferencial con sus respectivas presiones, factores volumétricos del petróleo (B_o), la gravedad específica del gas que se libera durante el proceso (γ_g), la densidad del petróleo (ρ_o) y la solubilidad del gas en función de la presión. Esta información es suministrada por los informes PVT.

Información Obtenible de las Pruebas PVT.

La información necesaria para caracterizar la columna de hidrocarburo en un yacimiento es suministrada de los informes PVT, entre ellos se tiene:

- Gravedad API del crudo.
- Presión de Saturación.
- Compresibilidad del Petróleo.
- Factor volumétrico de formación del petróleo en función de la presión (B_o (P)).
- Gravedad específica de los gases obtenidos en cada etapa de la liberación diferencial ($GE(P)$).
- Densidad del petróleo en función de la presión ($\rho_o(P)$).
- Relación gas-petróleo en solución ($R_s(P)$).
- Factor de compresibilidad del gas durante el agotamiento ($Z(P)$), en caso de gas condensado.

CAPITULO IV

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

PROPIEDADES DE LA ROCA

Porosidad.

La porosidad se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (**Ec. 83**), entendiéndose por volumen poroso al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad puede expresarse indistintamente en fracción o porcentaje.

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t}$$

Ec. 83

- Tipos de Porosidad

- ✓ Porosidad Absoluta o Total: se define como la fracción del volumen bruto de la roca que no está ocupada por material denso o matriz, ya que el espacio poroso total no tiene que estar necesariamente conectado.
- ✓ Porosidad Efectiva: Se define como aquella fracción de la roca que además de no estar ocupada por material denso o matriz, está interconectada.

- ✓

Geológicamente, la porosidad puede clasificarse de acuerdo al origen y al tiempo de deposición de los estratos, de la siguiente manera:

- ✓ Porosidad Primaria (intergranular): Es aquella que se produce en la matriz de una roca que está compuesta de granos individuales de forma más o menos esféricos, cuyo empaque permite que existan poros entre ellos. Este tipo de porosidad se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados.
- ✓ Porosidad Secundaria (inducida o vulgar): Es el producto de la acción de agentes geológicos tales como: lixiviación, fracturamiento y fisuramiento sobre la matriz de la roca después de la deposición, así como también por la

acción de las aguas de formación. Este tipo de porosidad se formó por un proceso geológico subsecuente a la deposición del material. Esta, a su vez, puede clasificarse en:

- ✓ Porosidad en solución: La cual se presenta en rocas cuyos intersticios están formados por soluciones de algunas porciones solubles de roca contaminada con ácidos orgánicos.
- ✓ Porosidad por fractura: Originadas en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.
- ✓ Porosidad por dolomitización: Es el proceso mediante el cual las calizas se transforman en dolomitas, las cuales son más porosas.

La porosidad se puede obtener de las siguientes fuentes de información:

- ❖ Análisis de núcleos y muestras de pared (análisis de laboratorio).
- ❖ Perfiles radiactivos (FDC/CNL) y/o acústicos (sónico).
- ❖ Mediante microperfiles (Microperfil, Proximidad y Microesférico).
- ❖ Gráficas: R_t vs ϕ , R_t vs ϕ_{sh} , $1/R_t$ vs ϕ_{sh} .

La porosidad que se obtiene del análisis de núcleo es confiable y puede servir de referencia para correcciones y/o correlaciones.

- **Cálculo de la Porosidad Total.**

La porosidad de la roca puede ser obtenida de los registros densidad, neutrón y sónico. Los tres registros responden a las características inmediatas alrededor del pozo. La profundidad de investigación es poco profunda (sólo unas pocas pulgadas) y por consiguiente dentro de la zona lavada.

- ✓ Perfil de Densidad

La medición de la herramienta de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por otra parte, la densidad de las formaciones está relacionada con la

densidad total, en gr/cm³, de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

Una fuente radiactiva colocada en una almohadilla es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía. Los rayos gamma son partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque un rayo gamma cede algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de dispersión. Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación ya que el número de rayos gamma de efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación.

Este perfil es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación (**Ec. 84**), sin embargo, conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos.

$$\phi_D = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{log}}{\rho_{matriz} - \rho_f}$$

Ec. 84

donde:

ϕ_D : Porosidad del perfil densidad (fracción).

ρ_{matriz} : Densidad de la matriz de la roca (gr/cc).

ρ_{log} : Densidad de la zona a evaluar (gr/cc).

ρ_f : Densidad del fluido (gr/cc).

✓ Perfil Neutrón

Los perfiles neutrónicos responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el

perfil nos da el valor real lleno de fluidos. Son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad.

Este perfil responde a todo el hidrógeno contenido en una formación, considerando inclusive el hidrógeno del agua intersticial presente en las arcillas. La porosidad se lee directamente del perfil

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al agua. En cambio el gas tiene una concentración de hidrógeno mucho menor que varía con la temperatura y la presión. Como consecuencia, cuando existe gas dentro de la zona de investigación, un perfil neutrónico nos da una lectura demasiado baja. Esta característica permite que los perfiles neutrónicos sean usados para detectar zonas de gas. En una formación de porosidad uniforme el perfil Neutrónico, solo, indica claramente contactos gas-líquido. La combinación del Perfil neutrónico y el de Densidad nos darán un valor más exacto de las porosidades por cuanto responden a la presencia de gas en sentido opuesto, **Figura 8.**

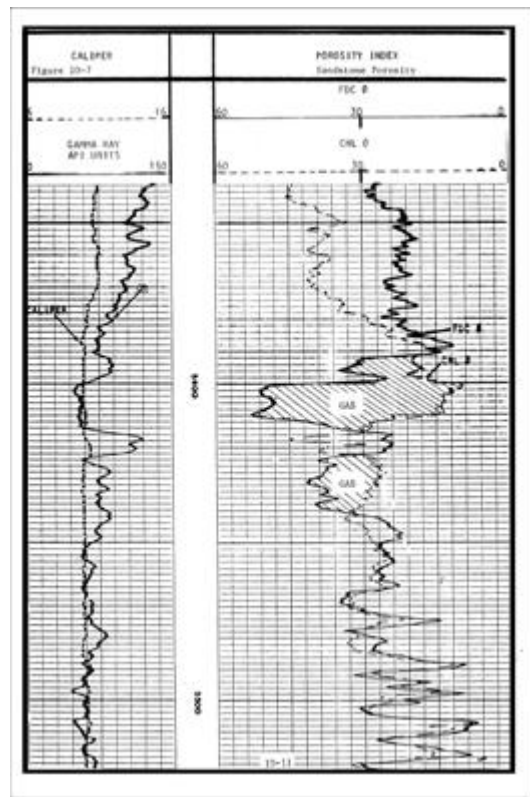


Figura 8 Registro de Densidad-Neutrón

- **Perfil Sónico.**

El registro sónico es simplemente un registro del tiempo de tránsito, t , requerido para que una onda de sonido atravesase un pie de formación. El intervalo de tiempo de tránsito para una formación dada depende de su litología y porosidad. De la lectura del registro se obtiene directamente el valor de porosidad en fracción o porcentaje.

Wyllie y Cols propusieron para formaciones limpias y consolidadas con poros pequeños uniformemente distribuidos la siguiente relación:

$$\phi_s = \frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad \text{Ec. 85}$$

donde:

t_{ma} : Tiempo de tránsito en la matriz ($\mu\text{s}/\text{pie}$).

t : Tiempo de tránsito leído en el perfil ($\mu\text{s}/\text{pie}$).

t_f : Tiempo de tránsito en el fluido ($\mu\text{s}/\text{pie}$).

- **Cálculo de la porosidad efectiva.**

Para tener en cuenta el efecto de hidrocarburos sobre la porosidad efectiva se usa la relación de Gaymard (**Ec. 86**) que se expresa así:

$$\phi_e = \left[\frac{(\phi_{DC})^2 + (\phi_{NC})^2}{2} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 86}$$

donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva (fracción).

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

ϕ_{DC} : Porosidad del registro densidad corregida (fracción).

ϕ_{NC} : Porosidad del registro neutrón corregida (fracción).

- **Porosidad Corregida del Registro de Densidad.**

La presencia de arcilla en la formación produce una leve disminución de la densidad, por lo tanto aumenta muy ligeramente la porosidad leída en el perfil. Esta disminución depende de la densidad de las arcillas (**Ec. 87**):

$$\phi_{DC} = \phi_{DSC} - (V_{sh} \cdot \phi_{sh}) \quad \text{Ec. 87}$$

donde:

ϕ_{DC} : Porosidad del registro densidad corregida (fracción).

ϕ_{DSC} : Porosidad del registro densidad sin corregir (fracción).

V_{sh} : Volumen de arcilla (fracción).

ϕ_{sh} : Porosidad de la arcilla leída en el registro densidad (fracción).

- **Porosidad Corregida del Registro Neutrón.**

Las lecturas del registro neutrón se ven afectadas por la arcillosidad ocasionando un aumento en la porosidad. La corrección de la porosidad se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$\phi_{NC} = \phi_{NSC} - (V_{sh} \cdot \phi_{sh}) \quad \text{Ec. 88}$$

donde:

ϕ_{NC} : Porosidad del registro neutrón corregida (fracción).

ϕ_{NSC} : Porosidad del registro neutrón sin corregir (fracción).

V_{sh} : Volumen de arcilla (fracción).

ϕ_{sh} : Porosidad de la arcilla leída en el registro neutrón (fracción).

- **Porosidad Corregida del Registro Sónico.**

Si en las areniscas existen láminas de lutita, la porosidad aparente del perfil sónico se verá aumentada por una cantidad proporcional a la fracción del volumen total ocupada por la arcilla. El tiempo de tránsito se incrementa debido a que el tiempo de las arcillas es generalmente mayor que el de la matriz. Para corregir este efecto se utiliza la **Ec. 89**:

$$\phi_S = \phi_{SSC} - (V_{sh} \cdot \phi_{sh}) \quad \text{Ec. 89}$$

donde:

ϕ_S : Porosidad del registro sónico corregida (fracción).

ϕ_{SSC} : Porosidad del registro sónico sin corregir (fracción).

V_{sh} : Volumen de arcilla (fracción).

ϕ_{sh} : Porosidad de la arcilla leída en el registro sónico (fracción).

Permeabilidad.

La permeabilidad es una característica inherente a la roca, que da una idea de la habilidad a dejar fluir un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. Se expresa mediante una unidad arbitraria denominada Darcy, debida al francés Henry Darcy, quien fue el primero en estudiar el paso del fluido (agua) a través de un medio poroso (filtros de arena) a mediados del siglo XIX. Un Darcy expresa el flujo en un centímetro cúbico de líquido con viscosidad igual a un centipoise, a través de un centímetro cúbico de roca en un segundo y con un diferencial de presión de una atmósfera (**Figura 9**).

El Darcy es una unidad muy grande, por lo que, en la práctica, se emplea comúnmente el milidarcy (mD). La definición de permeabilidad se basa en la ley de Darcy (**Ec. 90**), la cual se puede expresar como:

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

$$Q = \left(\frac{K \cdot A}{\mu \cdot L} \right) \times \Delta P$$

Ec. 90

donde:

Q : Caudal de flujo (cm³/seg).

K : Constante de permeabilidad (Darcy).

μ : Viscosidad (centipoise).

L : Longitud (cm).

A : Área (cm²).

ΔP : Diferencia de presión (atm).

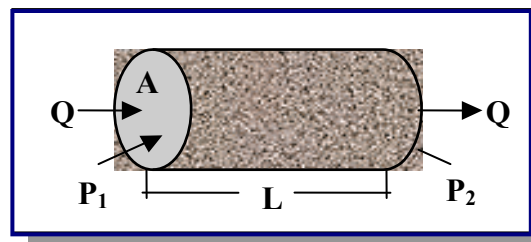


Figura 9 Ley de Darcy

- **Tipos de Permeabilidad.**

De acuerdo a las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en:

- ✓ Permeabilidad absoluta (K): Cuando existe una sola fase, la cual satura 100 % el medio poroso.
- ✓ Permeabilidad efectiva (K_e): Cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente. Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado, y como es lógico suponer, será siempre menor que la permeabilidad absoluta.

✓ Permeabilidad relativa (K_{ri}): Se refiere a la relación entre la efectiva y la absoluta (Ec. 16). Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido y siempre será menor o igual a la unidad.

$$K_{ri} = \frac{K_{ei}}{K} \quad \text{Ec. 91}$$

Dependiendo de la permeabilidad base, las permeabilidades relativas pueden ser:

❖ No normalizadas: Las cuales usan la permeabilidad absoluta K como permeabilidad base.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec. 92}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec. 93}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec. 94}$$

donde:

K_{ro} , K_{rw} y K_{rg} : Permeabilidades relativas (no normalizadas) al petróleo, agua y gas respectivamente (adimensional).

K_o , K_w y K_g : Permeabilidades efectivas al petróleo, agua y gas respectivamente (mD).

K : Permeabilidad absoluta (mD).

En el caso gas-petróleo las permeabilidades relativas se grafican en función de la saturación del líquido, $S_l = S_w + S_o$ y en el caso agua-petróleo en función de la saturación de agua (S_w). En cada una de las curvas no normalizadas de K_r se observan valores máximos.

❖ Normalizadas:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_{om\acute{a}x}} \quad \text{Ec. 95}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_{wm\acute{a}x}} \quad \text{Ec. 96}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K_{gm\acute{a}x}} \quad \text{Ec. 97}$$

donde:

$K_{o\ m\acute{a}x}$, $K_{w\ m\acute{a}x}$ y $K_{g\ m\acute{a}x}$: Permeabilidades máximas (extremas) al petróleo, al agua y al gas respectivamente.

Para flujo bifásico estas permeabilidades deben ser evaluadas a las siguientes saturaciones:

Agua-petróleo : $S_{o\ m\acute{a}x} = 1 - S_{wc}$; $S_{w\ m\acute{a}x} = 1 - S_{orw}$.

Gas-petróleo : $S_{o\ m\acute{a}x} = 1 - S_{wc} - S_g$; $S_{g\ m\acute{a}x} = 1 - S_{org} - S_{wc}$.

donde:

S_{wc} : Saturación crítica de agua (fracción).

S_{gc} : Saturación crítica de gas (fracción).

S_{orw} : Saturación residual de petróleo en un desplazamiento inmisible de petróleo por agua (fracción).

S_{org} : Saturación residual de petróleo en un desplazamiento inmisible de petróleo por gas (fracción).

✓ Permeabilidad Klinkenberg: También denominada como permeabilidad equivalente a líquidos, es aquella que se obtiene mediante la extrapolación a presión infinita de la permeabilidad al aire medida a diferentes presiones promedio.

Todas las relaciones para determinar la permeabilidad con el uso de perfiles están basadas en el conocimiento y relación entre la Saturación de agua irreductible (Sw_{irr}) y la porosidad (ϕ). Para ello, se emplean la siguiente ecuación.

❖ Ecuación de Timur

Para arenas consolidadas

$$K = \left(\frac{100 \cdot \phi_e^{2,25}}{Sw_{irr}} \right)^2$$

Ec. 98

donde:

K : Permeabilidad absoluta de la roca (mD).

ϕ_e : Porosidad efectiva de la roca (porcentaje).

Sw_{irr} : Saturación de agua irreductible (porcentaje).

❖ Ecuación de Coats

$$K = \left(\frac{100 \cdot \phi_e^2 \cdot (1 - Sw_{irr})}{Sw_{irr}} \right)^2$$

Ec. 99

donde:

K : Permeabilidad absoluta de la roca (mD).

ϕ_e : Porosidad efectiva de la roca (fracción).

Sw_{irr} : Saturación de agua irreductible (fracción).

❖ Ecuación de Wyllie y Rose

$$K = C^2 \cdot \frac{\phi^6}{Sw_{irr}^2}$$

Ec. 100

donde:

K : Permeabilidad (mD).

ϕ : Porosidad (fracción).

$S_{w_{irr}}$: Saturación de agua irreducible (fracción).

C : Constante que depende de la densidad del hidrocarburo, donde $C = 250$ para petróleo mediano y 79 para gas seco.

Saturación de Agua.

La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina saturación de agua. La saturación de agua de una formación puede variar de un 100 % hasta un valor muy pequeño (**Figura 10**), sin embargo, muy rara vez es nula, sin importar qué tan rica sea la roca del yacimiento de petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el petróleo no puede desalojar; generalmente dicha saturación se conoce como saturación de agua irreducible o connata.

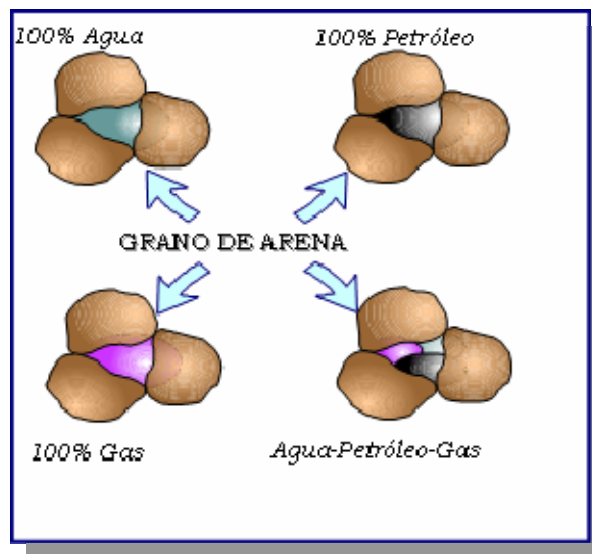


Figura 10 Distribución de fluidos

Los modelos existentes para el cálculo de S_w están basados en el tipo de formación y el grado de arcillosidad presente en la arena (incluyendo los que se basan

en el volumen de arcilla, V_{sh} , o en el fenómeno de doble capa iónicas). Entre estos modelos se tienen:

❖ Arenas limpias

Según Archie, la Saturación de agua (S_w) de una formación limpia puede obtenerse mediante la siguiente relación:

$$S_w = \left[\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right]^n$$

Ec. 101

donde:

S_w : Saturación de agua (fracción).

a : Factor de tortuosidad (adimensional).

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m).

ϕ : Porosidad (fracción).

m : Factor de cementación (adimensional).

R_t : Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

n : Exponente de saturación (adimensional).

❖ Arenas arcillosas

Para determinar la saturación de agua existen un gran número de modelos para interpretar perfiles en arenas arcillosas. Sin embargo, bajo los conceptos actuales (modernos) se pueden agrupar todos estos modelos de la siguiente manera:

- ✓ Grupo I: Incluyen técnicas que se basan en el concepto de fracción volumétrica de las arcillas.
- ✓ Grupo II: Tienen su base en el fenómeno de dobles capas iónicas.

Los métodos de interpretación clasificados en el grupo I son científicamente inexactos, pero son prácticos y aplicables sin necesidad de calibraciones de los parámetros con muestras de núcleos. Los modelos relacionados con el Grupo II tienen

mejores respaldos científicos, pero requieren de una buena y abundante calibración de los parámetros con núcleos, lo cual constituye una desventaja para su aplicación. En caso de no lograrse su aplicación, se cae en la misma aproximación empírica del Grupo I.

Los modelos del Grupo I más usados en Venezuela son el de Poupon y el de Simandoux (arcillosidad total).

❖ Ecuación de Poupon

$$S_w = \frac{1/\sqrt{R_t}}{\frac{V_{SH}^d}{\sqrt{R_{SH}}} + \frac{\phi^m/2}{\sqrt{a \cdot R_w}}} \quad \text{Ec. 102}$$

donde:

S_w : Saturación de agua (fracción).

R_t : Resistividad verdadera de la formación, leída en la arena a analizar (ohm-m).

V_{sh} : Volumen de arcilla contenido en la arena de interés (fracción).

ϕ : Porosidad de la arena de interés (fracción).

m : Factor de cementación (adimensional).

a : Factor de tortuosidad (adimensional).

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m).

R_{sh} : Resistividad de la arcilla (ohm-m).

$$d = 1 - \frac{V_{sh}}{2} \quad \text{Ec. 103}$$

Con $d = 1,0$ también se obtienen buenos resultados.

❖ Ecuación de Simandoux

$$S_w = \left(\left(\frac{R_w \cdot F \cdot V_{sh}}{2 \cdot R_{sh}} \right)^2 + \frac{R_w \cdot F}{R_t} \right)^{1/n} - \frac{R_w \cdot F \cdot V_{sh}}{2 \cdot R_{sh}} \quad \text{Ec. 104}$$

donde:

R_t : Resistividad verdadera de la formación, leída en la arena a analizar (ohm-m).

V_{sh} : Volumen de arcilla contenido en la arena de interés (fracción).

ϕ : Porosidad de la arena de interés (fracción).

m : Factor de cementación (adimensional).

a : Factor de tortuosidad (adimensional).

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m).

F : Factor de resistividad de la formación (adimensional).

R_{sh} : Resistividad de la arcilla (ohm-m).

S_w : Saturación de agua (fracción).

Generalmente la diferencia entre las relaciones está en el porcentaje de arcilla presente en la formación, si es baja se puede usar Poupon, de lo contrario, Simandoux da buenos resultados.

Los modelos del Grupo II tienen mejores respaldos científicos, pero requieren de una buena y abundante calibración de los parámetros con los núcleos, lo cual constituye una desventaja para su aplicación. De los modelos del Grupo II los más usados son:

❖ Waxman-Smith

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_w \cdot F} \cdot S_w^2 + \frac{B \cdot Q_v}{F} \cdot S_w \quad \text{Ec. 105}$$

❖ Clavier

$$\frac{1}{R_t} = \phi_t^{mo} \cdot S_{wt}^t \cdot \frac{S_w - vq \cdot Qv}{S_{wt} \cdot R_w} + \frac{B \cdot Qv}{S_{wt}} \quad \text{Ec. 106}$$

donde:

F : Factor de resistividad de la formación para arenas con intercalaciones lutíticas, relacionado con la porosidad total corregida por arcillosidad.

B : Conductancia equivalente de cationes de las arcillas. Se expresa en función de R_w .
 Q_v : Capacidad de intercambio de cationes (de las arcillas presentes) por una unidad de volumen poroso. Q_v representa la concentración de los cationes de las arcillas (meq/me), por lo tanto “se cree” que representa la fracción de arcillas en forma equivalente. Hasta el momento sólo se puede obtener a partir de análisis de núcleos en el laboratorio, lo que hace impráctico este modelo.

$$Q_v = CEC \cdot \rho_{ma} \cdot \frac{1 - \phi_t}{\phi_t} \quad \text{Ec. 107}$$

donde:

CEC : Cationes equivalentes.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cc).

ϕ_t : Porosidad total (fracción).

Factor de Cementación (m).

El factor de cementación “m” varía con relación a la consolidación de la roca, la porosidad, la distribución de los granos, su tamaño, la interconexión de los poros y la litología. Este factor es muy importante obtenerlo con la mayor precisión posible, debido a su relación con la saturación de agua.

❖ En areniscas normales, se toma $m = 2,00$ con buenos resultados.

Archie \longrightarrow $m = 2,00$

Humble \longrightarrow $m = 2,15$

Exponente de Saturación (n).

El exponente de saturación “n” depende de la humectabilidad de la roca; varía por lo general entre 1,80 y 2,20, no obstante se usa 2,00. El uso de valores de “n” mayores al real, podría originar valores de saturación de agua mayores.

Rocas preferiblemente mojadas por agua \longrightarrow $n = 2,00$.
 Rocas preferiblemente mojadas por petróleo \longrightarrow $n > 2,00$.

Factor de Tortuosidad (a).

El coeficiente de tortuosidad “a” depende de la litología.

Tabla 4 Valores de Coeficiente de Tortuosidad

Humble	$a = 0,62$	Arenas no consolidadas
Archie	$0,81 < a < 1,00$	Arenas consolidadas
	$1,00 < a < 2,00$	Carbonatos

Factor de Formación (F).

El Factor de formación (F) es una constante de proporcionalidad que establece que la resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está completamente saturada. Esta relación, entre el tipo de formación y los fluidos contenidos en ella, se expresa en la **Ec. 108**:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Ec. 108

donde:

F : Factor de formación (adimensional).

R_o : Resistividad de la roca saturada 100 % por el fluido mojante (ohm-m).

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m).

El Factor de formación (**Ec. 109**) es función de la porosidad y también de la estructura y distribución de los poros. Existe una relación experimental entre la porosidad y el factor de formación que es ampliamente usada en la industria:

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

Ec. 109

donde:

F : Factor de formación (adimensional).

a : Constante que depende del tipo de roca (adimensional).

ϕ : Porosidad (fracción).

m : Factor de cementación (adimensional).

Generalmente se obtienen resultados satisfactorios con:

❖ Relación de Humble:

Formaciones poco compactas

$$F = \frac{0,62}{\phi^{2,65}}$$

Ec. 110

❖ Relación de Archie:

Formaciones compactas

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

Ec. 111

Areniscas normales

$$F = \frac{0,81}{\phi^2}$$

Ec. 112

CAPITULO V

PROPIEDADES PETROFÍSICAS MULTIFÁSICAS.

Cuando un medio poroso se encuentra saturado con dos o más fluidos, sus propiedades petrofísicas dependen no solamente de la estructura de la roca, sino también de la naturaleza y nivel de saturación de los fluidos contenidos en los poros. Algunas de las propiedades multifásicas de las rocas son: humectabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa.

Humectabilidad.

Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento y es función de la tensión interfacial. Esta propiedad es importante dado que determina la localización y distribución de los fluidos, así como también dependen de ella las permeabilidades relativas y eficiencias de desplazamiento. Los fluidos pueden ser humectantes o mojantes si tienen una mayor tendencia a adherirse a la roca y no mojantes si no presentan esta tendencia.

El ángulo de contacto formado por la interfase de dos fluidos inmiscibles con la superficie de la roca, medido a través del líquido de mayor densidad, varía entre 0° y 180° (**Figura 11**).

- ❖ Si el ángulo de contacto < 90 , humectado preferencialmente por agua.
- ❖ Si el ángulo de contacto $= 90$, humectabilidad intermedia o neutra.
- ❖ Si el ángulo de contacto > 90 , humectado preferencialmente por petróleo.

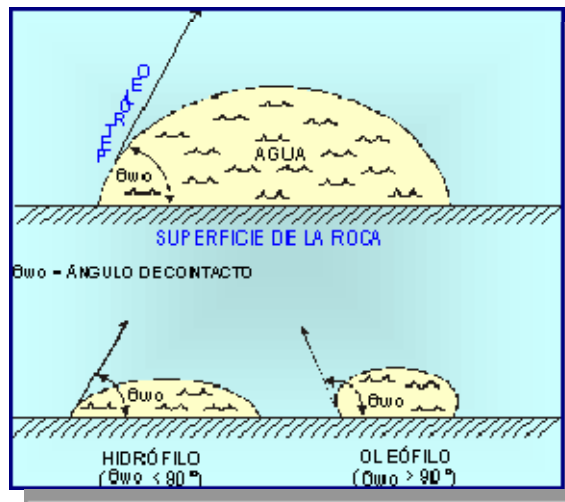


Figura 11 Ilustración del Ángulo de Contacto.

Una indicación de la humectabilidad puede obtenerse por medio de diferentes métodos. Los metodos descritos por Bobek y Cols. y Amott son de los más confiables y se basan en el desplazamiento espontáneo de una fase débilmente mojante o no mojado por imbibición de anafase humectante. Un experimento muy simple para determinar la humectabilidad del agua consiste en colocar una gota de agua sobre una muestra de roca seca. De acuerdo con la velocidad con que sea succionada el agua, rápidamente, o poco a poco, se considerara, respectivamente, que la roca es humectada fuertemente por agua o débilmente. Si la gota permanece como un cuerpo, se dirá que la muestra es humectada por petróleo. Para medir cuantitativamente la humectabilidad, se relaciona la pendiente del grafico de volumen de la fase no mojante desplazada en funcion del tiempo.

Aunque la humectabilidad de una roca en un yacimiento de petróleo es muy difícil de estimar, con base a experimentos cuidadosamente controlados se puede decir que los yacimientos pueden ser humectados por agua y/o petróleo. Afortunadamente la mayoría de los yacimientos son preferiblemente humectados por agua.

Criterios Fundamentales de Humectabilidad de Rocas

1. La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea, por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
2. La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral, en consecuencia, la fase mojante es difícil de movilizar a través del medio poroso.

En forma complementaria podemos establecer que:

1. La fase no-mojante es expulsada del medio poroso en forma espontánea, por lo tanto, no es necesario entregar energía para extraerla de la red poral. Sólo es necesario disponer de una fuente de fase mojante para que la reemplace en forma espontánea.
2. La fase no-mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral. Y, en consecuencia, la fase no-mojante es más fácilmente movilizable.

Sin embargo estas definiciones tienen sus limitaciones.

En sistemas ideales (Ej: medios porosos formados por manojos de capilares rectos), y en ausencia de fuerzas gravitatorias, el desplazamiento de la fase no-mojante por la fase mojante procede hasta que se produce un reemplazo total de una por otra.

En sistemas reales se presentan dos fenómenos que impiden que las cosas procedan como en los sistemas ideales.

1. Los sistemas porales naturales atrapan fases residuales durante los desplazamientos inmiscibles.

2. Es muy frecuente la presencia de mojabilidades mixtas.

El primer punto impide que el reemplazo de una fase por otra se complete. Cuando la fase desplazada se hace discontinua, ya no es posible que progrese el desplazamiento. Esta característica pone un primer límite a la posibilidad de completar la imbibición.

El segundo punto se manifiesta impidiendo que se alcancen las saturaciones residuales durante el proceso espontáneo de imbibición. Esta segunda limitación hace que el reemplazo de una fase por otra se detenga antes de llegar a la condición residual de la fase no-mojante.

FACTORES QUE AFECTAN LA RELACION DE $P_c = f(S_w)$.

Las relaciones existentes entre presión capilar y la saturación de la fase mojante están afectadas por los siguientes factores:

➤ Efecto del tamaño y distribución de los poros:

1. Si todos los tubos de capilares presentados en son del mismo tamaño y radio igual al menor de ellos y por lo tanto, la curva de presión capilar es horizontal.
2. Si todos los tubos de capilares del mismo tamaño y radio igual al mayor de ellos, la presión es igual y constante en todos ellos y por lo tanto, la curva de presión capilar es horizontal, pero el valor de la presión es menor.

➤ Efecto del proceso de desplazamiento de la fase mojante.

La forma como se satura un medio poroso con la fase mojante tiene su efecto en el comportamiento de la $P_c = f(S_w)$, que varia según el tipo de proceso.

Existen dos tipos de procesos de saturación de la fase mojante, los cuales son los siguientes:

1. Desplazamiento por drenaje o desaturación, en el cual la saturación de la fase mojante disminuye durante el proceso.

2. Desplazamiento imbibición o restauración, en el cual la saturación de la fase mojante aumenta durante el proceso.

INTRODUCCIÓN DE LA HUMECTABILIDAD EN LOS MODELOS DE YACIMIENTO.

La humectabilidad no es un parámetro que se introduzca en forma directa en los cálculos de ingeniería de yacimientos. Sin embargo los efectos de la mojabilidad se manifiestan en:

- La forma que adoptan las curvas de distribución de fluidos en el medio poroso
- Las movilidades de las diferentes fases en función de la saturación del sistema.

Por esta razón, a nivel de laboratorio es indispensable una correcta determinación de la mojabilidad de las muestras ensayadas porque la interpretación de los resultados y su posibilidad de escalamiento a las condiciones del yacimiento están muy vinculadas al conocimiento del valor que adopta este parámetro.

De modo que la medición rutinaria de humectabilidad apunta a dos objetivos primarios:

1. Tratar de determinar la yacimiento del sistema en condiciones de reservorio para poder escalar las mediciones de laboratorio y para interpretar la respuesta del reservorio a las distintas condiciones de explotación.
2. Conocer la humectabilidad que manifiestan las muestras en las condiciones de laboratorio.

El primer objetivo obliga a realizar una serie de suposiciones, de las cuales la más limitante es la de aceptar que la roca llega al laboratorio en las mismas

condiciones de humectabilidad que tenía en el reservorio. Este punto es de difícil demostración debido a la gran cantidad de operaciones que se realizan durante el coroneo, transporte y almacenamiento del material extraído (exposición a filtrados de lodo, despresurización, exposición al oxígeno atmosférico, etc). Sin embargo el dato de laboratorio es el primer dato a emplear en la caracterización del yacimiento.

Si más adelante se dispone de indicaciones diferentes en función del análisis de perfiles o interpretación de los datos de producción, la información de laboratorio debe re-interpretarse o modificarse para adaptarlo a la realidad del sistema.

El segundo objetivo se cumple con total certeza a nivel de laboratorio. Una medición de humectabilidad en laboratorio es, por definición, totalmente representativa de la humectabilidad que manifiestan las muestras en condiciones de laboratorio. Esta afirmación, que parece trivial, es importante pues es la que permite reinterpretar la información de laboratorio si se llegara a la convicción de que a nivel de yacimiento la humectabilidad es diferente.

Un punto importante a mencionar es que si bien suele ser un valor constante, la humectabilidad a nivel de yacimiento puede variar con la proximidad a los acuíferos o con la composición de los hidrocarburos en diferentes ubicaciones espaciales dentro de la estructura.

En general los yacimientos que muestran una humectabilidad neta al agua suelen presentar ese comportamiento en toda la estructura. Por otro lado, cuando se encuentran indicios de mojabilidad mixta o de preferencia al petróleo, puede suponerse que en diferentes zonas, estas características pueden mostrar cambios importantes. Esto último obedece a que, en general una humectabilidad al petróleo implica un cambio de la mojabilidad original del sistema. Y este cambio puede haber alcanzado diferente magnitud en diferentes zonas del yacimiento.

Pruebas experimentales de humectabilidad

Existen dos metodologías básicas de laboratorio para "cuantificar" la humectabilidad.

- El método de Amott.

Este método incluye tanto pruebas de desplazamiento estático como pruebas de desplazamiento dinámico. Además, el valor de permeabilidad al petróleo es medido a la saturación de agua irreducible, así como también el de permeabilidad al agua a la saturación de petróleo residual. Este método puede ser aplicado a muestras restauradas y frescas.

Proceso de restauración de humectabilidad.

Las muestras inicialmente limpias y secas fueron colocadas en un saturador a su vez conectado a una bomba de vacío. Este proceso tiene una duración entre 12 – 16 horas y se realiza al vacío para extraer todo el aire existente en las muestras y el saturador. Luego se procede a saturarlas a presión con la solución salina del agua de formación (preparada en el laboratorio).

Posteriormente al procedimiento anterior, se aplicó un desplazamiento dinámico utilizando un aceite mineral refinado hasta alcanzar en las muestras una saturación de agua irreducible y medir una permeabilidad efectiva al aceite a dicha saturación de agua.

Luego a las muestras se le inyecta crudo deshidratado del yacimiento para desplazar el aceite mineral contenido en ellas y restaurar la condición original que presentaban en el yacimiento. Una vez saturadas de crudo se colocan dentro de un cilindro con petróleo del yacimiento a presión de sobrecarga. Este cilindro a su vez fue colocado en un horno a una temperatura de 140 °F por un período de 21 días.

- El método USBM. (Conocido también como método de la centrifuga.)

Con este método podemos obtener los valores de índice de humectabilidad con mayor rapidez, se realiza usando una centrifuga para desaturar las muestras. También se desarrollan tanto pruebas de desplazamiento estático como pruebas de

desplazamiento dinámico, incluyendo valores de S_{wir} y S_{or} . El índice de humectabilidad se calcula determinando el área bajo las curvas de drenaje e imbibición.

Presión capilar.

La presión capilar se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca (**Ec. 113**). Si se toma positiva, entonces es la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante, es decir:

$$P_C = P_{mm} - P_m \quad \text{Ec. 113}$$

La presión capilar es proporcional a la tensión interfacial entre los fluidos inmiscibles y a la afinidad del agua a la roca, e inversamente proporcional al tamaño del poro. Para un tubo capilar, la presión capilar es definida en función de la tensión interfacial entre los fluidos, σ , el ángulo de contacto de la interfase entre los dos fluidos y el tubo, θ_c , y el radio del tubo r_t . Esta relación se expresa en la siguiente ecuación:

$$P_C = -2 \cdot \sigma \cdot \cos\left(\frac{\theta_c}{r_t}\right) \quad \text{Ec. 114}$$

La magnitud de la presión capilar depende de la curvatura de la interfase en el punto considerado y puede ser determinada por el método de inyección de mercurio. La distribución del líquido en un sistema poroso depende de las características de humectabilidad. Es necesario determinar cuál es el fluido humectante, puesto que éste es el que ocupa los espacios porosos pequeños.

La **Figura 12** muestra el fenómeno de capilaridad.

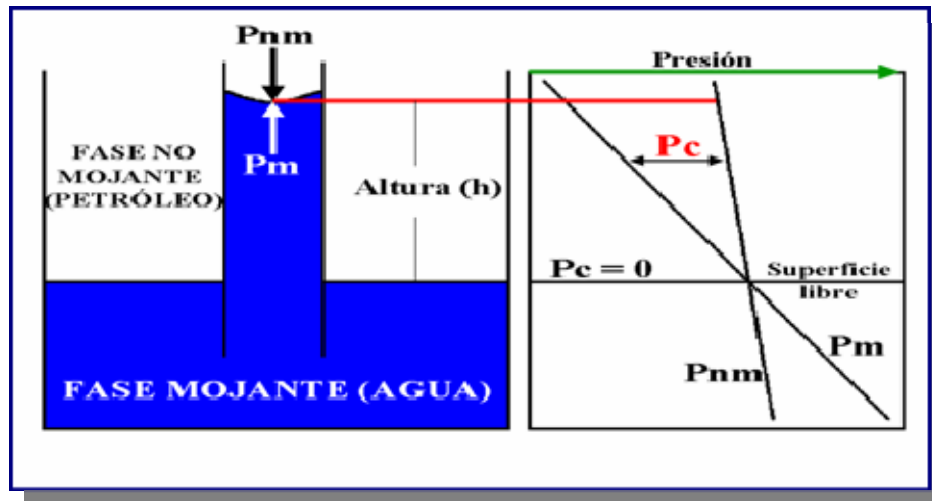


Figura 12 Fenómeno de Capilaridad

Donde: P_c = presión capilar, P_m = presión de la fase mojanante, P_{nm} = presión de la fase no mojanante.

- **Características de la Curva de Presión Capilar.**

- ❖ La pendiente de la curva durante el drenaje es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: A mayor horizontalidad de la curva de P_c , mayor uniformidad del tamaño de los poros.

- ❖ La saturación de la fase mojanante a la cual la P_c aumenta sin cambios de saturación, se denomina saturación irreducible de la fase mojanante.

- ❖ Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, es decir, depende de la historia del proceso de saturación. Los términos imbibición y drenaje se aplican en la dirección del cambio de saturación: el primero se refiere al proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojanante y el segundo, al que ocasiona una disminución de saturación de la fase mojanante (**Figura 13**).

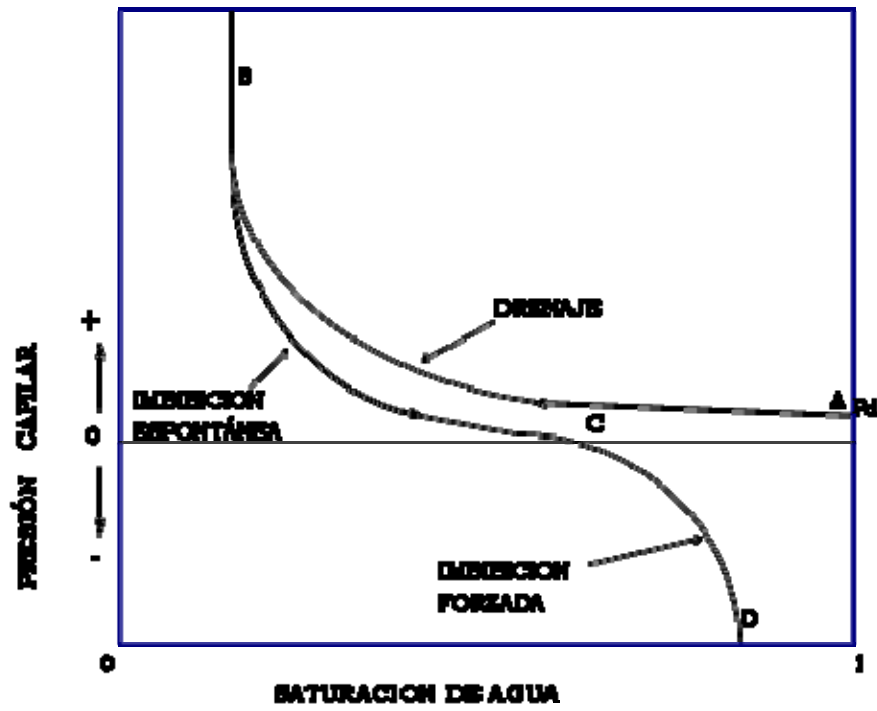


Figura 13 Curvas Típicas de Presión Capilar

CAPITULO VI

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

INTEGRACIÓN GEOLOGÍA Y DINÁMICA DEL YACIMIENTO.

La caracterización óptima de un yacimiento requiere de una sinergia continua entre el geólogo y el ingeniero de yacimientos. El estudio geológico proporciona información acerca del ambiente de sedimentación, continuidad lateral, litología, calidad y límite de roca, no obstante, toda esta información debe ser completada con estudios de pruebas de pozos, cuyos resultados contribuyen al reconocimiento de barreras de flujo, fracturas y variaciones en la permeabilidad. Los estudios de simulación pueden ser usados para probar los modelos físicos contra el comportamiento presión-producción, realizando ajustes en los parámetros de la roca como en los del fluido, hasta que exista un cotejo con el modelo real.

En la evaluación y explotación de los cuerpos de arenas que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de sedimentación y el comportamiento de la presión y producción es producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas; por estas razones la producción de cada pozo del yacimiento es diferente según la calidad de la zona donde se localice.

La identificación de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, su representación en modelos geológicos y mapas, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, la determinación de sus límites, la cuantificación del volumen de hidrocarburo, la determinación del comportamiento presión-producción actual, así como también obtener metodologías para drenar las reservas asociadas, son los objetivos primarios de un estudio integrado de yacimientos. Para lograr el éxito en un proyecto multidisciplinario es fundamental la interrelación entre todas las disciplinas para la validación del trabajo que esta siendo realizado **(Figura 14)**.

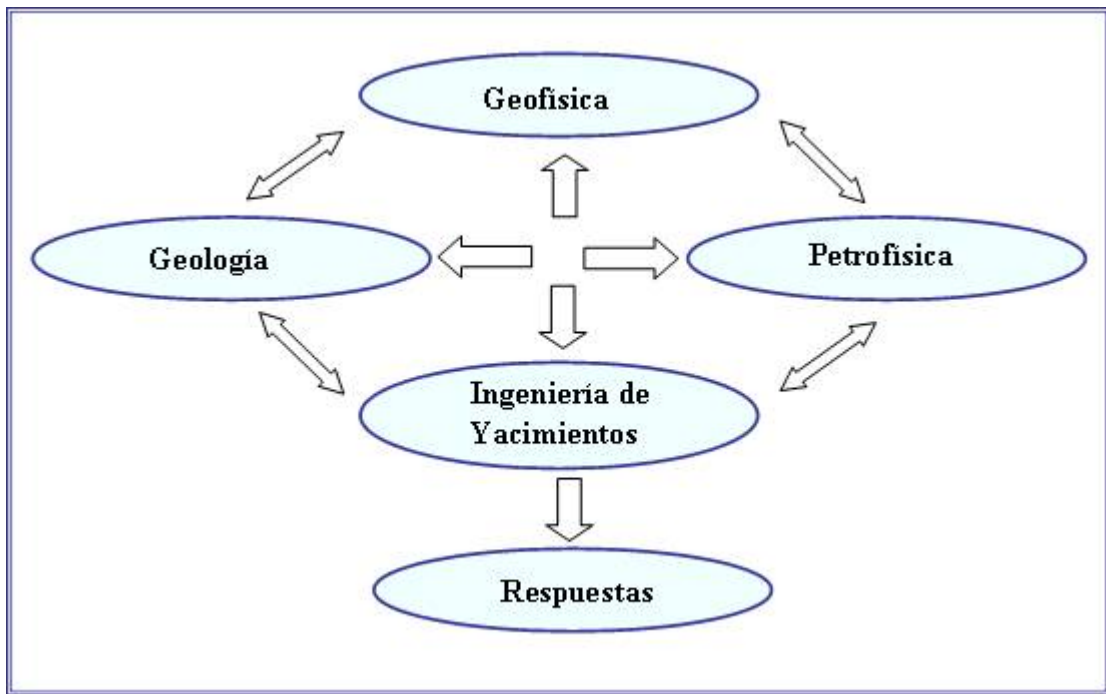


Figura 14 Interacción Profesional en un Estudio Integrado de Yacimientos

Geología (Modelo Estático).

Los estudios geológicos permiten predecir la naturaleza, extensión y heterogeneidades de los cuerpos de arena. Los geólogos usualmente se concentran en los atributos de la roca en cuatro (4) etapas: (1) Establecer litología, ambientes de sedimentación e identificar la roca yacimiento; (2) Estudiar el marco estratigráfico, el estilo estructural del yacimiento y determinar la dirección y espesores de los principales trenes de sedimentación; (3) Estudiar la calidad del reservorio y determinar la variabilidad de la roca yacimiento en términos de porosidad, permeabilidad y propiedades capilares y (4) Estudiar la integración del volumen poroso de hidrocarburos y los patrones de transmisibilidad del fluido.

Análisis Petrofísico.

La petrofísica es la rama de la geología que se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas y los fluidos que la saturan, además de la relación

existente entre ellos, mediante el análisis de los perfiles de pozos y muestras de formación, a fin de proveer información para la completación o abandono de un pozo y facilitar el estudio integrado del yacimiento, para la búsqueda de nuevas oportunidades prospectivas.

La interpretación petrofísica cuantitativa se basa en la determinación de los valores de propiedades físicas de la roca almacén, tales como: Porosidad, permeabilidad, arcillosidad, permeabilidad relativa a los fluidos existentes en el yacimiento, espesor de la formación, los cuales permiten estimar la prospectividad de cada pozo a producir hidrocarburo.

Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, para determinar si la acumulación puede ser considerada comercial, es necesario conocer el volumen de roca porosa, para lo cual hay que conocer el espesor promedio y el área del yacimiento. Para evaluar la productividad del yacimiento, es necesario tener una idea de la facilidad con la cual un fluido puede viajar a través del sistema poroso. Esta propiedad intrínseca de la roca es la permeabilidad.

La petrofísica tiene como objetivos:

- ❖ Identificar zonas prospectivas: Seleccionar los intervalos potenciales para la explotación de hidrocarburos.

- ❖ Determinar espesores: Establece bordes y espesores basados en análisis litológicos, es decir, discriminar capas porosas y permeables de lutitas u otros cuerpos impermeables.

- ❖ Calcular la arcillosidad: Cuantifica el contenido de minerales de arcilla por unidad de roca.

- ❖ Calcular la porosidad: Establece la capacidad de almacenaje de las capas identificadas como potenciales yacimientos disponibles para fluidos.

- ❖ Distribución de fluidos: Cuantificación volumétrica de los fluidos presentes en la roca.

- ❖ Determinar la permeabilidad: Establece la capacidad de flujo a través de medios porosos, para predecir o simular el comportamiento de producción.

❖ Calcular el volumen de hidrocarburo: Cuantifica el volumen de hidrocarburos disponible en el yacimiento.

La información derivada del estudio petrofísico se obtiene principalmente de:

- ❖ Muestra de canal.
- ❖ Muestra de pared.
- ❖ Núcleo convencional.
- ❖ Registros (perfiles).

Las muestras de canal son obtenidas durante la etapa de perforación del pozo y se refieren básicamente al análisis de las muestras de la formación que son transportadas hacia la superficie y posteriormente analizadas, obteniéndose una idea general de las formaciones atravesadas. De la muestra de canal se puede obtener: mineralogía, litología, fluorescencia, entre otros.

Las muestras de pared y de núcleo, mediante análisis de laboratorio, proporcionan una valiosa información de las formaciones que se desean evaluar. Estos análisis incluyen: petrografía, diagénesis, ambientes de sedimentación, estudios de sensibilidad mediante desplazamientos de fluidos a través de muestras, difracción de rayos X para mineralogía de la formación, porosidad efectiva, permeabilidad, densidad del grano, presión capilar, humectabilidad, saturación de fluidos, factor de formación, entre otros.

Ingeniería de Yacimientos (Modelo Dinámico).

Un yacimiento es aquella parte de una trampa geológica que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo, ocurren en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o la combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en

formaciones porosas y permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, calizas o dolomitas.

Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas saturadas con agua, denominadas acuíferos. El desplazamiento de petróleo y gas a los pozos se logra por: Expansión de fluidos; segregación gravitacional, presión y tensión capilar. Cuando no existe un acuífero, y no se inyecta fluido en el yacimiento, la recuperación de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión de fluidos; sin embargo, en el caso del petróleo, la recuperación puede ser influenciada considerablemente por drenaje gravitacional.

Los yacimientos son productos de la naturaleza y en consecuencia poseen características diferentes que varían de uno a otros; lo que significa que no existen dos yacimientos que se comporten exactamente de la misma manera y los fluidos que contienen están sujetos a la acción de fuerzas naturales que afectan su movimiento a través del medio poroso. Dichas fuerzas son:

- a) **Fuerzas de presión:** La presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio. En general, aumenta con profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geostática, comunicación con un acuífero y por los fluidos contenidos en el yacimiento.
- b) **Fuerzas capilares:** Resulta del esfuerzo combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros, y propiedades de la roca.
- c) **Fuerzas viscosas:** Son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna producida por las fuerzas intermoleculares del fluido.
- d) **Fuerzas de gravedad:** Resulta de las diferencias entre las densidades de los fluidos presentes en el yacimiento.

Comportamiento del Yacimiento.

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

- ✓ Presión
- ✓ Relación gas-petróleo (RGP)
- ✓ Tasa de petróleo (q_0)
- ✓ Índice de productividad (IP)
- ✓ Elementos derivados:
 - ✓ Tasa de producción o tasa de recobro
 - ✓ Producción acumulada de fluidos
 - ✓ Recobro final
 - ✓ Reservas (Uno de los elementos más importantes).

Procesos de Ingeniería de Yacimientos.

El ingeniero de yacimientos determina los procesos de recuperación óptimos, estima el número de pozos que pueden ser económicamente perforados y puede desempeñarse en la simulación y pronóstico del comportamiento de yacimientos utilizando modelos físicos, analíticos y numéricos. Para evaluar un yacimiento se cuenta con:

- ✓ Información geológica.
- ✓ Datos petrofísicos.
- ✓ Estadística de producción.
- ✓ Análisis de laboratorio (PVT) que representen el comportamiento del fluido en el yacimiento.
- ✓ Técnicas estadísticas para evaluar propiedades promedias.
- ✓ Ecuaciones matemáticas establecidas que permiten modelar, bajo ciertas suposiciones, el comportamiento de un yacimiento.
 - ✓ Simuladores que sirven de herramientas para modelar un yacimiento según sus características.

✓ No se puede aplicar ingeniería de yacimientos hasta que no se haya obtenido un conocimiento adecuado del yacimiento mismo a fin de identificar sus partes.

La función fundamental de la Ingeniería de Yacimientos es: Definir y evaluar el yacimiento.

✓ Definir el yacimiento es determinar el área total, espesor, inclinación, límites y condiciones de deposición geológica.

✓ Evaluar el yacimiento 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, entre otras, que pueden afectar el flujo.

✓ Sólo cuando se hayan determinado adecuadamente las propiedades y límites del yacimiento se tendrá suficiente conocimiento del mismo para obtener un buen grado de certidumbre sobre su comportamiento futuro.

✓ Técnicas modernas de ingeniería proveen numerosas herramientas y procedimientos para probar y estudiar al yacimiento. Estas técnicas usadas en conjunto con todos los datos geológicos y de producción, pueden proporcionar resultados muy valiosos de las condiciones y comportamiento del yacimiento.

Caracterización Física y Energética de un Yacimiento.

La caracterización física y energética de un yacimiento, está basada en el estudio que integra al yacimiento en una sola unidad hidráulica.

Dicho estudio es llamado "Estudio Integrado de Yacimientos" y está referido a la estrecha relación que tiene la descripción física y geológica del yacimiento con los fluidos contenidos en el mismo.

El Estudio Integrado de Yacimientos ha recibido una significativa atención en los últimos años dada la importancia técnica y económica de un apropiado esquema de explotación de los campos petrolíferos. Esto se logra mediante la sinergia entre la ingeniería y la geociencias, con el objeto de hacer un uso más eficiente de los recursos disponibles, y de esta manera maximizar el índice de beneficios de un

yacimiento. Todo esto se traduce en optimización de la recuperación de petróleo, disminución de costos operacionales y capital invertido.

La integración de estas disciplinas es realizada a través de equipos de trabajo multifuncionales, entre los cuales existe intercambio de experiencias y opiniones para definir un modelo representativo del yacimiento, el cual, se utiliza para predecir la recuperación de petróleo o comparar métodos alternativos de explotación.

El proceso, como tal, involucra el establecimiento de un propósito, la implantación de un plan o estrategia, desarrollo, monitoreo y evaluación de los resultados. Ninguno de estos componentes son independientes de los otros, más aún, la integración es esencial para el éxito del proyecto. Para ello se realizan estudios con el objeto de desarrollar un modelo geológico y numérico del yacimiento.

En ingeniería de yacimientos, el estudio geológico (ambiente de deposición, continuidad vertical /lateral de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca) precede al estudio de ingeniería. Para completar la información necesaria en la definición de un yacimiento, se debe integrar la geología con datos y pruebas de yacimiento (datos de presión de formación, producción, pruebas de restauración y/o presión, temperatura, °API), las cuales, permiten definir con mayor claridad al yacimiento. Los fluidos presentes bajo estas condiciones de yacimiento son producidos por medio de fuerzas activas en el yacimiento, las cuales, generan las fuentes naturales de energía que hacen posible el movimiento de los fluidos en el medio poroso hacia los pozos y de éstos a la superficie.

La primera fase de la caracterización es el diagnóstico de las características del yacimiento incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de datos es suficiente para caracterizar el yacimiento.

Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la "fusión" de los datos. A diferencia de la integración, la fusión implica la creación de parámetros cuantificables que identifiquen un aspecto particular, a partir de datos provenientes de diferentes fuentes.

Clasificación de los Mecanismos de Producción de los Yacimientos.

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos del yacimiento.

La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca y de acumulación de los hidrocarburos, y a las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento.

Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, pero solo uno será dominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida productiva del yacimiento, varios mecanismos pueden alcanzar la condición de dominante.

Los mecanismos de producción son los siguientes:

- ✓ Desplazamiento por expansión de los fluidos.
- ✓ Desplazamiento por gas en solución.
- ✓ Desplazamiento por capa de gas.
- ✓ Desplazamiento hidráulico.
- ✓ Desplazamiento por gravedad.

• Desplazamiento por Expansión de los Fluidos.

Dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier reducción de la presión causará una expansión de los fluidos en el mismo y una reducción del volumen poroso. A este efecto se le conoce como mecanismo de empuje por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso.

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados) y, por lo tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

Cuando se perfora un pozo en un yacimiento, la producción de los líquidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión del petróleo y

del agua del yacimiento. Conjuntamente ocurrirá una reducción del volumen poroso al mantenerse constante la presión o el peso de los estratos suprayacentes y reducirse la presión en los poros debido a la producción de los fluidos (compactación).

Algunas características importantes de este tipo de desplazamiento son:

- ✓ La presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo en que este mecanismo sea el dominante.
- ✓ La relación gas-petróleo de los pozos del yacimiento es similar a la razón gas disuelto-petróleo (Rsi).
- ✓ El factor de recobro estimado está en el orden del 5 % del POES.

- **Desplazamiento por Gas en Solución.**

Debido a las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, los componentes livianos de los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa y se mantienen en la zona de hidrocarburos líquidos, lo cual, producen el desplazamiento por gas en solución. Es el mecanismo de producción mas frecuente y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo (yacimiento saturado).

Debido a esta condición, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos (gas) presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre ésta fase, contribuyendo en el empuje hacia los pozos (**Figura 15**).

Las características más importantes de este mecanismo son:

- ✓ La presión del yacimiento declina en forma continua.
- ✓ La relación gas-petróleo al principio, es menor que la razón gas disuelto petróleo a la presión de burbujeo. Luego, se incrementa hasta un máximo para después declinar.

- ✓ El factor de recobro característico de yacimientos bajo este mecanismo está entre 5% y el 30 % del POES.

- **Desplazamiento por Capa de Gas.**

En el desplazamiento por capa de gas, los componentes livianos de los hidrocarburos que pasan a la fase gaseosa se desplazan hacia la parte alta del yacimiento, conformando una zona de alta saturación de gas o capa de gas.

Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentren sometidos a presiones menores que la de burbujeo (yacimientos saturados).

En este caso, los componentes livianos de los hidrocarburos (gas) se irán separando de la fase líquida y todos o buena parte de ellos migrarán, a la parte alta de la estructura, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta manera se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, normalmente llamada capa de gas.

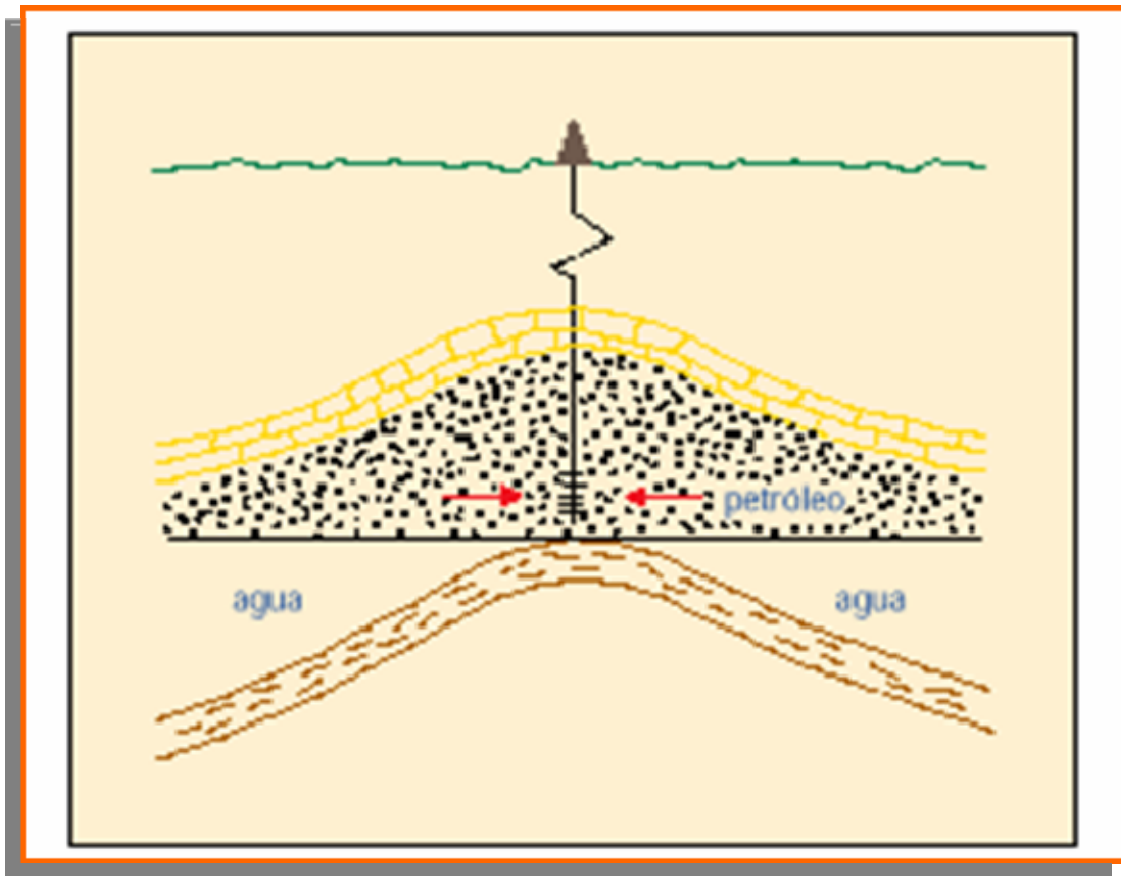


Figura 15 *Desplazamiento por Gas en Solución.*

Durante su formación, la capa de gas desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos y, simultáneamente, ejercerá una presión sobre la zona de petróleo.

A diferencia del desplazamiento por gas en solución donde la expansión del gas en la zona de hidrocarburos líquidos o interna, aquí dicho efecto puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos, gaseosos o externa.

La detección de un contacto gas-petróleo es un claro indicador de la existencia de este tipo de desplazamiento. El tamaño o proporción del volumen de esta capa de gas en relación con el volumen de la zona de petróleo, a condiciones de yacimientos, será un indicador de la importancia de este mecanismo (**Figura 16**).

Las características más resaltantes de este tipo de desplazamiento son:

- ✓ La presión del yacimiento disminuye lentamente y en forma continua.
- ✓ La relación gas-petróleo de los pozos depende de su ubicación en el yacimiento:
 - En los pozos ubicados en la parte alta de la estructura, este parámetro aumentará continuamente.
 - En los pozos ubicados en la parte baja, la relación gas-petróleo estará a nivel de la razón gas disuelto-petróleo, correspondiente a la presión actual del yacimiento.
- ✓ El factor de recobro se estima entre un 20 % y 35 % del POES.

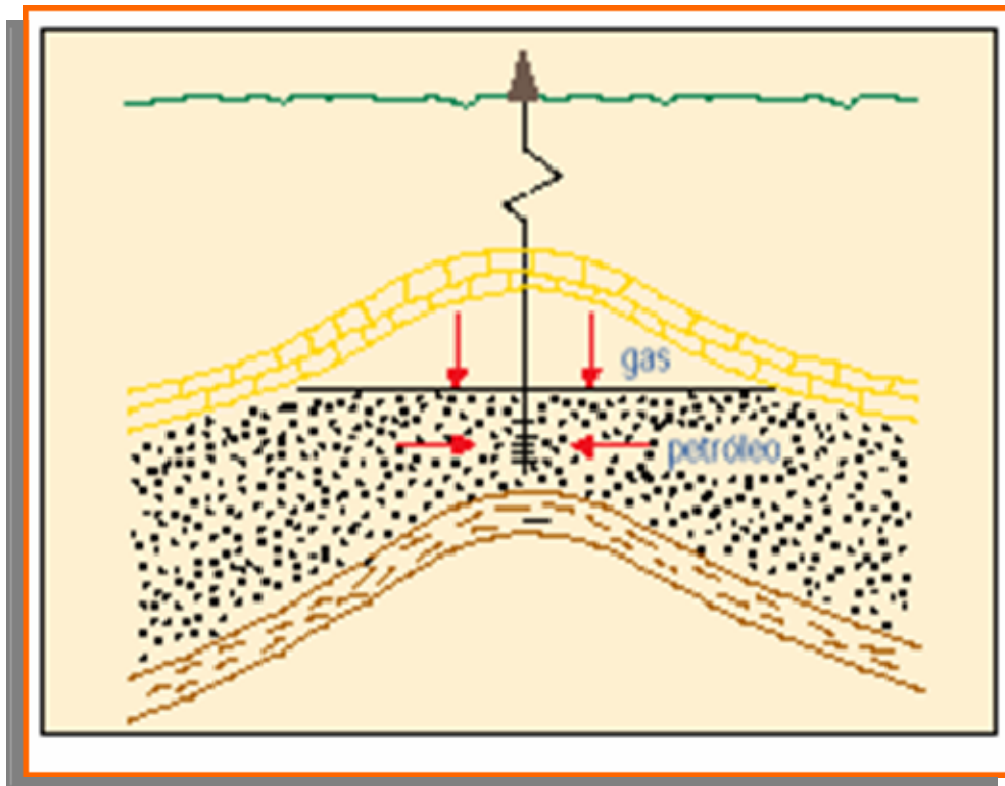


Figura 16 Desplazamiento por Capa de Gas.

- **Desplazamiento Hidráulico.**

La presencia del agua durante el proceso de formación de las rocas que almacenan hidrocarburos, permite identificar la expansión del agua como un mecanismo de desplazamiento que es conocido como desplazamiento hidráulico.

Este mecanismo de desplazamiento debe ser considerado cuando exista una porción de roca con una alta saturación de agua asociada a la zona de petróleo. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de acuífero.

A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los otros fluidos, el agua presente en el acuífero se ira expandiendo.

Esta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción. Este efecto se mantendrá hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua-petróleo del acuífero se agote.

La identificación de un contacto agua-petróleo a través de los registros de pozos establece la existencia de este mecanismo. La importancia de este mecanismo sobre el comportamiento del yacimiento está en función del volumen del acuífero y su conductividad ($k \cdot h$), (**Figura 17**).

Algunas características de este desplazamiento son:

- ✓ La declinación de la presión del yacimiento es relativamente suave pudiendo, para el caso de acuíferos de gran volumen, permanecer nula.
- ✓ La relación gas-petróleo es relativamente baja y cercana al valor de la razón gas disuelto-petróleo correspondiente a la presión inicial del yacimiento.
- ✓ La producción de agua aparece relativamente temprano, principalmente en los pozos más cercanos al contacto agua-petróleo.
- ✓ El factor de recobro para este tipo de desplazamiento se estima de 25 % a 40 % del POES.

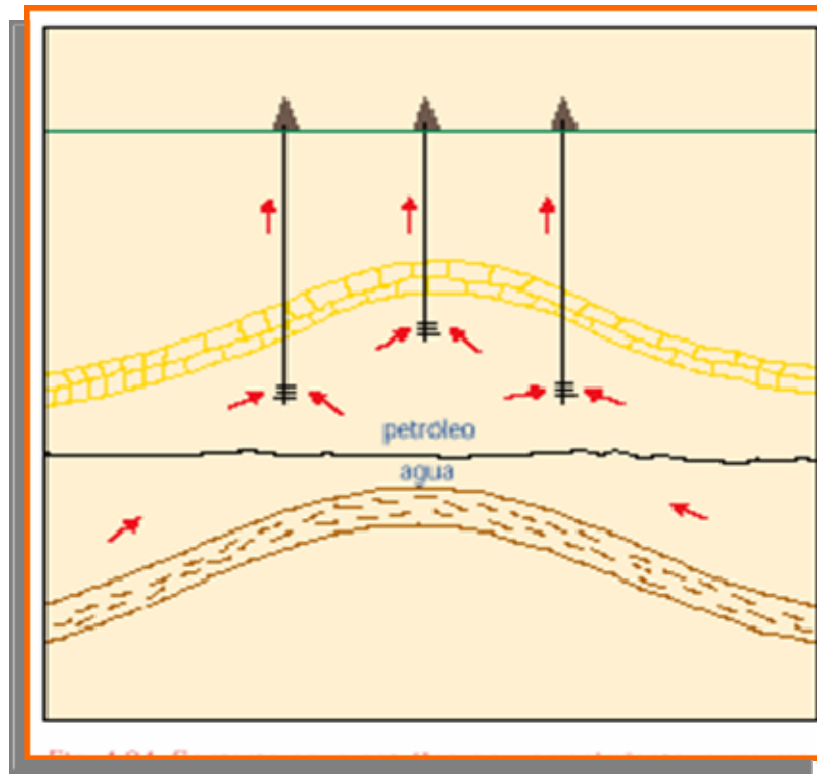


Figura 17 Desplazamiento Hidráulico.

- **Segregación Gravitacional.**

Cuando los yacimientos presentan un alto grado de inclinación, se genera una reubicación de los fluidos de acuerdo a la densidad de los mismos, y es conocido como segregación gravitacional.

Este tipo de desplazamiento es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante, el cual, el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad.

En este tipo de yacimientos es frecuente, con el desarrollo de la explotación, la formación de una capa de gas secundaria.

Es conveniente mencionar que el ingeniero de yacimiento debe aprovechar esta característica para tratar de poner a producir los pozos que se encuentran buzamiento abajo.

Las características de este tipo de desplazamiento son similares a las definidas en el mecanismo de desplazamiento por capa de gas (**Figura 18**).

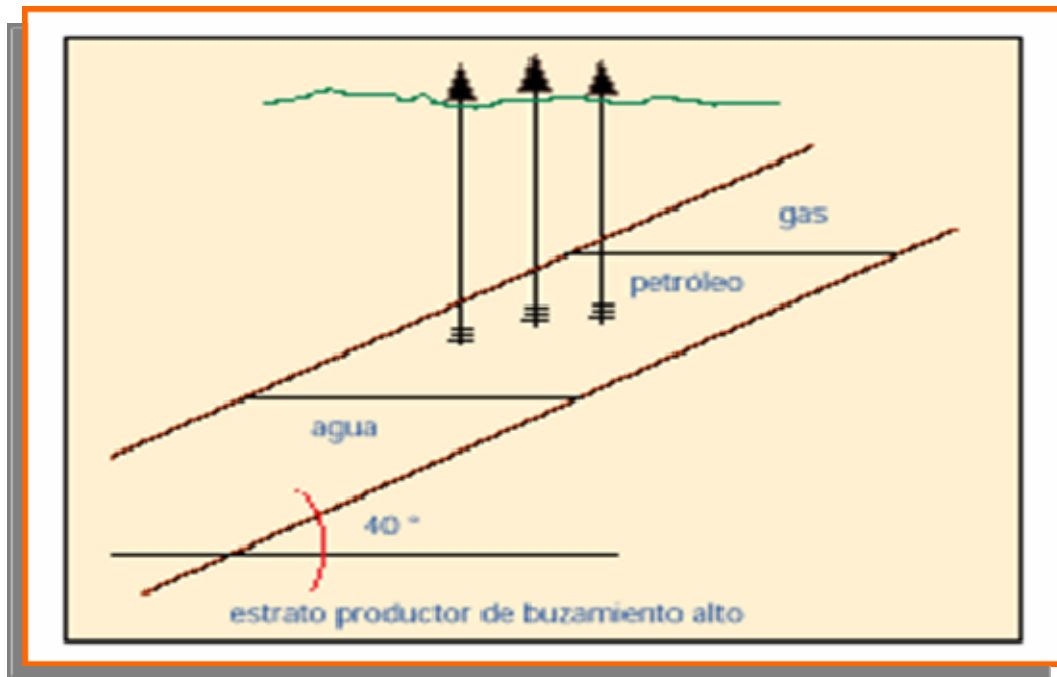


Figura 18 Desplazamiento por Segregación Gravitacional

- **Desplazamiento Combinado.**

Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos (**Figura 19**).

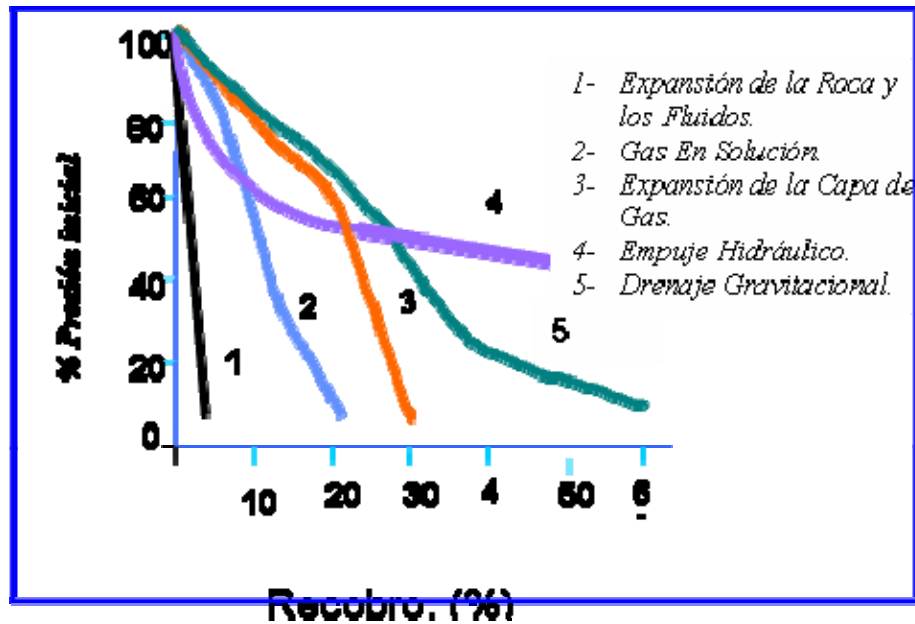


Figura 19 Historia de Presión - Producción para Yacimientos bajo Diferentes Mecanismos de Producción.

Presión Estática de Fondo.

La presión estática de fondo en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, con la finalidad de permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo. Esta presión restaurada, es la presión que existe en la zona petrolífera.

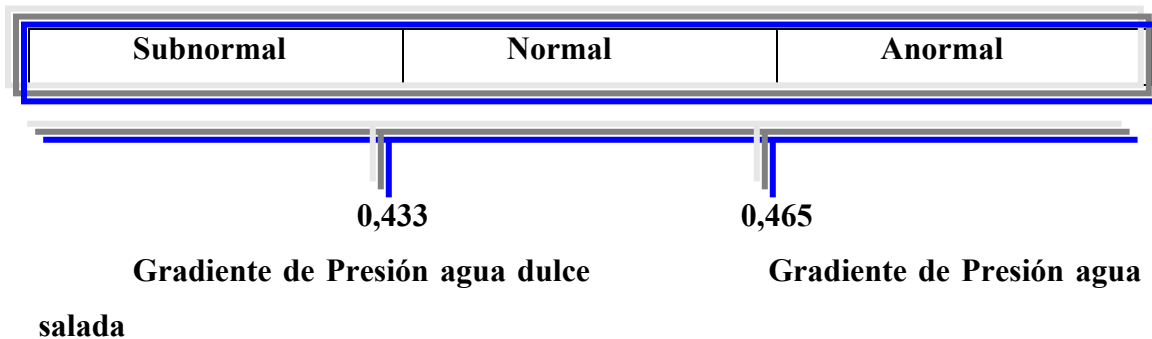
Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

La presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones

geológicas que constituyen también la roca reservorio. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el petróleo en el yacimiento. En muchos campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por el gradiente de la columna de agua (0,433 libras por pulgada cuadrada/pie).

Las presiones de formación pueden clasificarse, de acuerdo a su valor de gradiente de presión en normales, subnormales y anormales:

Tipos de Presiones de Formación



Registros de Presión de Fondo Estática.

Se toma en los pozos viene a ser la presión en el área influenciada por el pozo, dentro del yacimiento. La presión requerida en estudios de ingeniería de yacimientos, es la presión promedio del yacimiento. Generalmente, la presión promedio de un yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de las líneas rectas apropiadas, usando cualquiera de los métodos convencionales de análisis: el método de Horner y el método de Muskat.

La presión promedio de un yacimiento después de iniciada la producción, depende del vaciamiento del mismo y se calcula utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Presión promedio por pozo} = \frac{\sum^n P_i}{A_i} \quad \text{Ec. 115}$$

Debido al vaciamiento

$$\text{Presión promedio por Unidad Areal} = \frac{\sum^n P_i * A_i}{A_i} \quad \text{Ec. 116}$$

$$\text{Presión promedio por unidad volumen} = \frac{\sum^n P_i * A_i * h_i}{A_i * h_i} \quad \text{Ec. 117}$$

Donde:

n = Número de pozos.

A_i = Número de unidades del yacimiento: área de drenaje en Acres.

A_i*h_i = Volumen en Acres-Pies.

La aplicación en estudios geológicos y de ingeniería de producción que aporta la información de presión de fondo del pozo se resume a continuación:

- ✓ Determinación de fallas de un yacimiento y la efectividad con que el sistema de fallas sella los diferentes bloques del mismo.
- ✓ Pruebas de productividad y determinación de las curvas de presión diferencial.
- ✓ Determinación del potencial del pozo por medio de la curva de presión diferencial.
- ✓ Determinación de la densidad de la columna del fluido y presencia de agua en el fondo del pozo.
- ✓ Determinación de la presión de flujo mínima requerida.
- ✓ Obtención del tamaño del equipo de bombeo que se debe usar.
- ✓ Control de la eficiencia de los proyectos de restauración de presión y el control del flujo lateral de gas en la formación.
- ✓ Prueba en la eficiencia de los tratamientos de acidificación.

- ✓ Cálculo de la producción permisible en los programas de prorrateo.
- ✓ Control y determinación de la migración de petróleo a través de los límites de las propiedades o concesiones.
- ✓ Determinación del área de drenaje de un pozo y la interferencia entre pozos.
- ✓ Cálculo del índice de productividad de los pozos.
- ✓ Determinación de la presencia de obstrucciones en la permeabilidad de la formación como lo indicaría una reducción en el índice de productividad.
- ✓ Determinación de la tasa óptima de producción.
- ✓ Determinación de daño de formación o restricción al flujo de fluidos alrededor de los pozos.

Presiones Estáticas al Datum.

Las presiones estáticas medidas en los pozos, generalmente se corrigen al tope del intervalo perforado de producción empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento; el nivel de referencia es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de acumulación inicial de los hidrocarburos.

Las presiones promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado datum, de tal manera que el promedio de presiones a este datum se supone a debe ser igual a la presión actual en todos los puntos del yacimiento.

Para efectuar el cálculo de presiones al datum se requiere hacer una revisión de los siguientes parámetros:

- ✓ Gradiente estático del yacimiento, ($G_{yac} = L_{pc}/P_{ie}$).
- ✓ Gradiente estático del pozo, ($G_{rp} = L_{pc}/P_{ie}$).
- ✓ Profundidad de perforación, ($H_p = p_{bnm}$).
- ✓ Profundidad de medición, ($H_m = p_{bnm}$).
- ✓ Presión estática a la profundidad de medición ($P_{rm} = L_{pc}$).

- ✓ Profundidad del plano de referencia (Datum: pbnm).
- ✓ Elevación de la mesa rotaria (RTE).

Estos datos generalmente son tomados del histórico de presiones.

Gradientes de Presión.

El gradiente de presión es la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad es decir, se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.

Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,5 lpc/pie para salmueras a 0,433 lpc/pie para agua dulce a 60 °F, de acuerdo con la presión temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,38 lpc/pie, además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,0017 lpc/pie para gas natural a 100 lpc.

Reservas de los Yacimientos.

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía de yacimiento o cambios físico-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento.

Clasificación de las Reservas.

Existen criterios que pueden usarse para clasificar reservas. Sin embargo, dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado venezolano,

se tomará la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Minas, el cual, clasifica las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas.

De acuerdo con este criterio, las reservas se clasifican en:

- ✓ Reservas probadas.
- ✓ Reservas probables.
- ✓ Reservas posibles.

- **Reservas Probadas:**

Se considera reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente.

- **Reservas Probables:**

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

- **Reservas Posibles:**

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables.

CAPITULO VII

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

120

MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS.

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, a esto se le llama reservas.

Este valor representa una de las referencias más utilizadas al momento de clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño; así como darle prioridad a proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado.

Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia de los mecanismos de desplazamiento activos.

Los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento son:

- ✓ Método volumétrico.
- ✓ Curvas de declinación de producción.
- ✓ Balance de materiales.

• Método Volumétrico.

El método volumétrico permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos de yacimientos, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan un cierto rango de incertidumbre.

• Aplicación Determinística del Método Volumétrico.

En esta aplicación, el reconocimiento de la incertidumbre en los datos del yacimiento se expresa a través del cálculo de los valores promedios para estos datos.

Ing. José Ramón Rodríguez, MSc, Ph.D
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
Mayo 2007

De acuerdo con la información que se tenga, estos promedios pueden ser ponderados por espesor, área o volumen relacionados al pozo que aporta los datos. El resultado de esta aplicación permite obtener un valor único del POES (N).

La ecuación del método volumétrico en su aplicación determinística es la siguiente:

$$N = 7.758 \frac{V_r * \phi * (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 118}$$

Donde:

V_r = volumen de roca, (Acre-Pies).

ϕ = porosidad promedio, (Fracción).

S_{wc} = saturación promedio de agua connata, (Fracción).

B_{oi} = factor volumétrico del petróleo a la presión inicial, (By/Bn).

N = Petróleo Original En Sitio (POES), (Bn).

El factor 7758 permite obtener el valor de N en barriles normales de petróleo (Bn).

- **Curvas de Declinación de Producción.**

Se han realizado diferentes estudios en cuanto al análisis de las curvas de declinación de producción; sin embargo, los más resaltantes son los de J. J. Arps y el de M. J. Fetkovich. Arps, estudió la relación matemática entre la tasa de producción y la producción acumulada con respecto al tiempo, y desarrolló la ecuación diferencial original de la familia de curvas hiperbólicas, así como escalas gráficas para representarlas. Arps demostró que tanto los datos de historia de producción que aparecía bajo líneas rectas en escala semilogarítmica como en logarítmica, eran miembros de esta familia, siendo casos particulares de ésta. De tal manera, que describió las principales características de los tipos de curvas de declinación, además de una metodología basada en la tasa de pérdida, a , que permite reconocerlas, y propuso un tipo de declinación adicional cuya relación tasa – tiempo es similar a la

relación de la declinación exponencial, y puede ser representada por una línea recta usando coordenadas semilogarítmicas; no obstante, la tasa de declinación misma declina a un porcentaje constante por mes.

Fetkovich demostró que tanto la solución analítica de la acción infinita y las soluciones para yacimientos finitos, a presiones constantes, pueden ser representadas en una misma curva adimensional en escala logarítmica con todas las ecuaciones empíricas desarrolladas por Arps. A partir de esto, construyó las denominadas curvas tipo adimensionales y empleó estas curvas en el estudio de la historia de producción de diferentes pozos con lo cual demostró:

- Que para el análisis de curvas de declinación, un gráfico de $\log q$ vs. $\log t$ puede identificar los datos transitorios y los correspondientes a la etapa de declinación.
- Que la ecuación de Arps, debe ser aplicada sólo cuando los datos de producción indican declinación, en estos casos, el exponente de declinación, b , puede adoptar valores entre cero y uno; y que un ajuste forzado de los datos transitorios a la ecuación de Arps resulta en un aparente valor de $b > 1$ y en una predicción excesivamente optimista y técnicamente incorrecta.
- Que el volumen poroso y los parámetros de yacimientos, como la capacidad de flujo, kh , y el daño a la formación, s , al comienzo del análisis de declinación, pueden ser calculados a partir del ajuste a las curvas tipo una vez que los datos muestran una etapa de declinación y el exponente de declinación, b , es definido o razonablemente estimado.

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Los pozos que drenan un yacimiento inician su vida productiva con una tasa de producción que corresponde principalmente a la energía original de dicho yacimiento, y continúan produciendo las reservas del mismo durante períodos considerables, conllevando a una reducción de sus niveles energéticos, por lo tanto, se origina un descenso en la capacidad de producción del yacimiento como

consecuencia de una disminución de su presión interna debido al vaciamiento de éste, hecho que se conoce como declinación de producción. Esta declinación sigue un comportamiento que obedece a las curvas de declinación de producción establecidas por Arps, como exponencial, hiperbólica y armónica.

CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Se conoce como curvas de declinación de producción a la representación gráfica de la historia de producción, que se obtiene al graficar la tasa de producción (q_0) como variable dependiente usando el eje de las ordenadas, y como variables independientes el tiempo (t) y la producción acumulada (N_p), graficadas utilizando el eje de las abscisas, en cuyos casos se obtienen dos tipos de curvas de declinación de producción: Las curvas tasa - tiempo y tasa - producción acumulada (**Figura 20**).

Las curvas de declinación de producción permiten representar, con cierto grado de certeza, el comportamiento de producción de los yacimientos, y constituyen un método dinámico para la estimación de reservas recuperables. Su característica dinámica se debe a que emplea la historia de producción de los fluidos, de manera que permite determinar los volúmenes de gas o petróleo que se encuentran en comunicación con los pozos productores.

El análisis de curvas de declinación se aplica por pozo, por regiones o a todo el yacimiento, cuando existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción de las reservas remanentes y/o del tiempo de producción se hace mediante la extrapolación de dicha tendencia. En general, se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente de forma lineal para facilitar la extrapolación.

Para propósitos de extrapolación, las variables (q_0 , t y N_p) tienen que cumplir con dos condiciones básicas: primero, los valores deben corresponder a una función más o menos continua de la variable independiente y cambiar de manera uniforme. Segundo, deben tener un punto de referencia conocido (end point). Para el caso de las

curvas de declinación de producción, el punto de referencia requerido corresponde a la tasa límite económica, siendo ésta la tasa de producción de petróleo y/o gas que permite compensar el costo directo de operación, y puede obtenerse una vez estimados o conocidos estos costos tomando en consideración el precio del crudo y/o gas, impuestos, regalías y el aporte de la empresa operadora.

$$L.E. = \frac{C \text{ (Bs./ pozo)}}{P(Bs/ BN) * 30.4} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

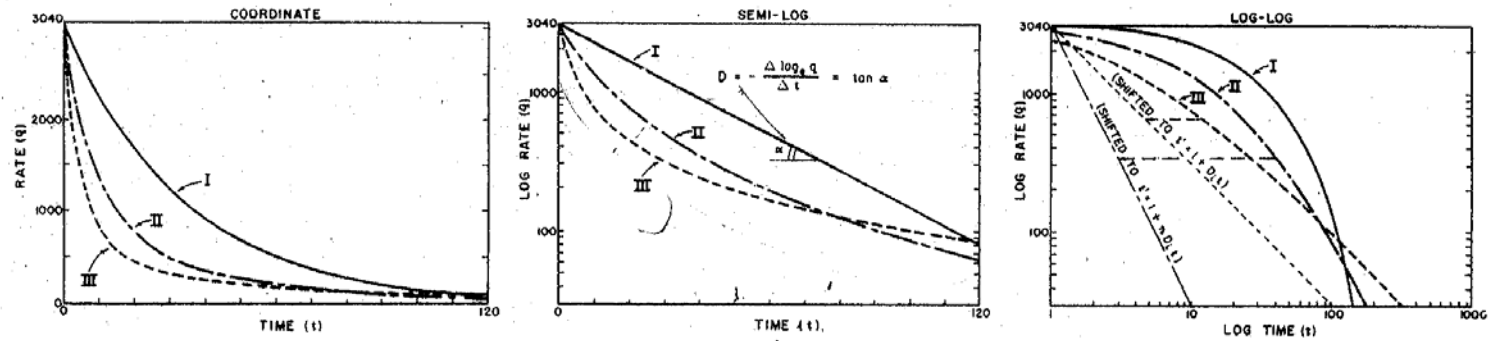
Donde:

C: Costo de producción por pozo/mes

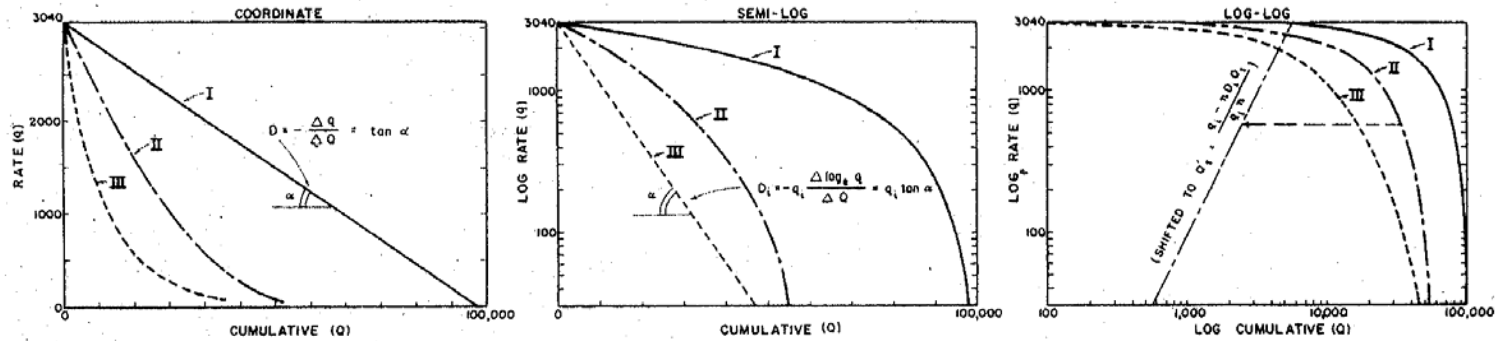
P: Valor neto percibido por barril (Bs/BN)

Este procedimiento de extrapolación lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.

CURVAS TASA - TIEMPO



CURVAS TASA - PRODUCCIÓN ACUMULADA



- | | | |
|-----------------------------|---------|-----------------------|
| I - DECLINACIÓN EXPONENCIAL | n = 0 | D = 0.03 |
| II - HIPERBÓLICA | n = 1/2 | D _i = 0.10 |
| III - ARMÓNICA | n = 1 | D _i = 0.30 |

Figura 20 Curvas de Declinación de Producción

Existen además otras suposiciones hechas para aplicar el análisis de curvas de declinación y eventualmente, éstas son consideradas como limitaciones:

- El yacimiento produce a máxima capacidad.
- Los pozos producen a presiones constantes.
- Las áreas de drenaje de los pozos permanecen constantes y no poseen barreras de flujo. Si el agua de un acuífero o el gas de la capa entran al área de drenaje del pozo, el tipo de declinación cambia.

Esta suposición es una de las más restrictivas, ya que considerar que el área de drenaje se mantiene constante, significa que los cálculos dependen del número de pozos que drenan el yacimiento.

- La formación alrededor de los pozos mantiene permeabilidad y factor de daño/estimulación constantes. Si estos cambian durante la vida productiva de los pozos, las tasas de declinación cambian.

Se debe considerar que la curva de declinación que se va a ajustar o a extrapolar, no puede tener fluctuaciones grandes de tasas de producción, muchas debidas a errores de medición, porque los cálculos no son confiables. Debido a que en un pozo pueden ocurrir diferentes cambios de la tasa de declinación durante la vida productiva, éstos deben tomarse en cuenta al momento de hacer la extrapolación. En estos casos, se recomienda al ingeniero suavizar previamente las curvas de declinación. Si se grafica la tasa de producción total para todo el yacimiento, muchos cambios bruscos de la tasa de producción por pozo se pueden eliminar, o al menos se pueden suavizar.

TIPOS DE DECLINACIÓN

De acuerdo con la naturaleza de la declinación:

- **Declinación Energética**

Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de esta fase alrededor del pozo.

- **Declinación Mecánica**

Es la declinación de producción relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción por causas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltenos, producción de finos, incremento de la producción de gas, cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de burbujeo; y otros problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, entre otros. Recientemente algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como capacidad de pérdida de producción, porque consideran que éste involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánico.

- **Declinación Total**

Es la declinación de producción provocada por el efecto combinado de los factores energéticos y mecánicos (logística operacional).

De acuerdo con la expresión matemática

- **Declinación Nominal**

Es la declinación de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Es una función continua y gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo de la tasa de producción en función del tiempo (q_0 en función de t). La **ecuación 119** define la declinación nominal.

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad \text{Ec. 119}$$

Donde:

D: Tasa de declinación nominal, tiempo⁻¹

q: Tasa inicial de producción, BPPD, BPPM.

t: Tiempo de producción, días, meses.

- **Declinación Efectiva (De)**

Es la caída de producción desde una tasa q_i hasta q_{i+1} en un período igual a la unidad (1 mes ó 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i ; cuando el período es un mes se denomina declinación mensual efectiva, cuando es un año, declinación anual efectiva.

Es una función discreta y, por lo tanto, es el término más común utilizado, debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. La **ecuación 120** define la declinación efectiva.

$$De = \frac{q^i - q}{q^i} \quad \text{Ec. 120}$$

Donde:

D: Tasa de declinación nominal, tiempo⁻¹

De: Tasa de declinación efectiva, adim.

q_i : Tasa inicial de producción, BPPD, BPPM.

q_t : Tasa de producción al final del período considerado, BPPD, BPPM.

De acuerdo con el comportamiento de la tasa de producción:

- **Declinación Exponencial**

La declinación exponencial ocurre cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo, expresada como fracción de la tasa de producción, es una constante:

$$D = - \frac{(dq / dt)}{q} \quad \text{Ec. 121}$$

Donde:

D: Constante de declinación exponencial, días⁻¹, meses⁻¹

q: Tasa de producción, BPPD, BPPM

t: Tiempo, días, meses

Este tipo de curvas se caracteriza por presentar una declinación constante, por lo tanto, el inverso de la declinación (a) denominado tasa o relación de pérdida, es constante y; su exponente de declinación (b), definido como la primera derivada de las relaciones de pérdidas con respecto al tiempo es cero. Además la variación del logaritmo de la tasa de producción con respecto al tiempo (log q₀ en función de t) y de la tasa con respecto a la producción acumulada (q₀ en función de N_p) son lineales, en ambos casos, la pendiente de las curvas representa la fracción o porcentaje de la declinación nominal. Esta declinación se representa como un porcentaje invariable de la tasa de producción.

$$q_t = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ec. 122}$$

Este tipo de declinación ocurre generalmente cuando el yacimiento produce sólo por la expansión del petróleo, lo cual significa que la presión del yacimiento excede el punto de burbujeo. Bajo estas condiciones el factor de compresibilidad, la permeabilidad y la viscosidad se consideran constantes. Por debajo del punto de burbujeo, si el yacimiento produce bajo condiciones de desplazamiento por gas en

solución, todos los factores antes mencionados, cambian a variables y no puede obtenerse una simple ecuación de declinación. Sin embargo, es frecuente encontrar que los pozos continúan produciendo con una declinación a porcentaje constante, pero el factor de declinación es significativamente más pequeño que durante el período por encima del punto de burbujeo.

- **Declinación Hiperbólica**

La declinación hiperbólica ocurre cuando la variación del inverso de la constante de declinación (D) con el tiempo, es constante.

$$b = \frac{da}{dt} = \frac{d}{dt} \left[- \frac{q}{(dq/dt)} \right] = ctte. \quad \text{Ec. 123}$$

Donde:

- b: Exponente de declinación, adim.
- a: Inverso de la declinación (D), días, meses.
- q: Tasa de producción, BPPD, BPPM.
- t: Tiempo, días, meses.

Este tipo de curvas se caracteriza por una disminución de la tasa de declinación con el tiempo, y su exponente (b) se encuentra en un rango de cero a uno. La variación de la tasa de producción con respecto al tiempo (q₀ en función de t) es hiperbólica (**ecuación 124**)

$$q_t = q_i (D_i b t + 1)^{-1/b} \quad \text{Ec. 124}$$

Donde:

- q_t: Tasa de producción, BPPD, BPPM.
- q_i: Tasa de producción inicial, BPPD, BPPM.
- D: Constante de declinación, días⁻¹, meses⁻¹.

t: Tiempo, días, meses.

b: Exponente de declinación, adim.

Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo de desplazamiento predominante y, usualmente, tiene lugar durante los niveles tardíos de agotamientos. La declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías.

- **Declinación Armónica**

Es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando el exponente de declinación, b , es igual uno, y al igual que para la declinación hiperbólica, la tasa de declinación no es constante, ésta decrece de manera proporcional a la tasa de producción.

Como ejemplo de este tipo de declinación, puede mencionarse la producción de petróleo de alta viscosidad por desplazamiento hidráulico. Debido a que la relación de movilidades es desfavorable, la irrupción del agua ocurre tempranamente, si la tasa total de fluidos se mantiene constante luego que la cantidad de agua se ha incrementado en el fluido total, se tiene como consecuencia que la producción de petróleo declina. Esta declinación sobre un período apreciable puede ser descrita por una declinación armónica.

RELACIÓN ENTRE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y EL EXPONENTE DE DECLINACIÓN, b

El mecanismo de producción es el proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. De acuerdo con principios básicos de ingeniería de yacimientos, algunos valores de b han sido derivados para diferentes tipos de desplazamientos o mecanismos de recobro, los cuales deberían ser usados cuando los datos de producción son pocos, insuficientes o no están disponibles. Estos pueden ser utilizados, también, para apoyar o confirmar los valores claramente definidos del exponente de declinación, b , determinados a partir de datos de producción de buena calidad.

Al graficar la presión en función de la eficiencia de recobro (**Figura 21**), se representan los valores típicos de los porcentajes de recobro para varios mecanismos de producción desde el menos eficiente: Expansión de la roca y de los fluidos (yacimiento altamente subsaturado) con un $b = 0$; hasta los más eficientes: Drenaje gravitacional o desplazamiento hidráulico, con un $b = 0,5$ y, se puede notar que a medida que el exponente de declinación aumenta, el porcentaje de recobro se incrementa, de manera que se ilustra el concepto de que el exponente de declinación, b , es una reflexión de la eficiencia de recobro o del mecanismo de producción. ^[15]

El rango de valores de b esperados para una capa homogénea e individual o sistemas de capas con flujo cruzado entre ellas, es de 0 a 0,5; y se muestran en la **Tabla 5** de acuerdo con el mecanismo de producción predominante. Mientras que los yacimientos con sistemas de capas sin flujo cruzado, o con capas de baja permeabilidad en pozos estimulados exhiben exponentes de declinación más altos que van desde 0,5 a 1.

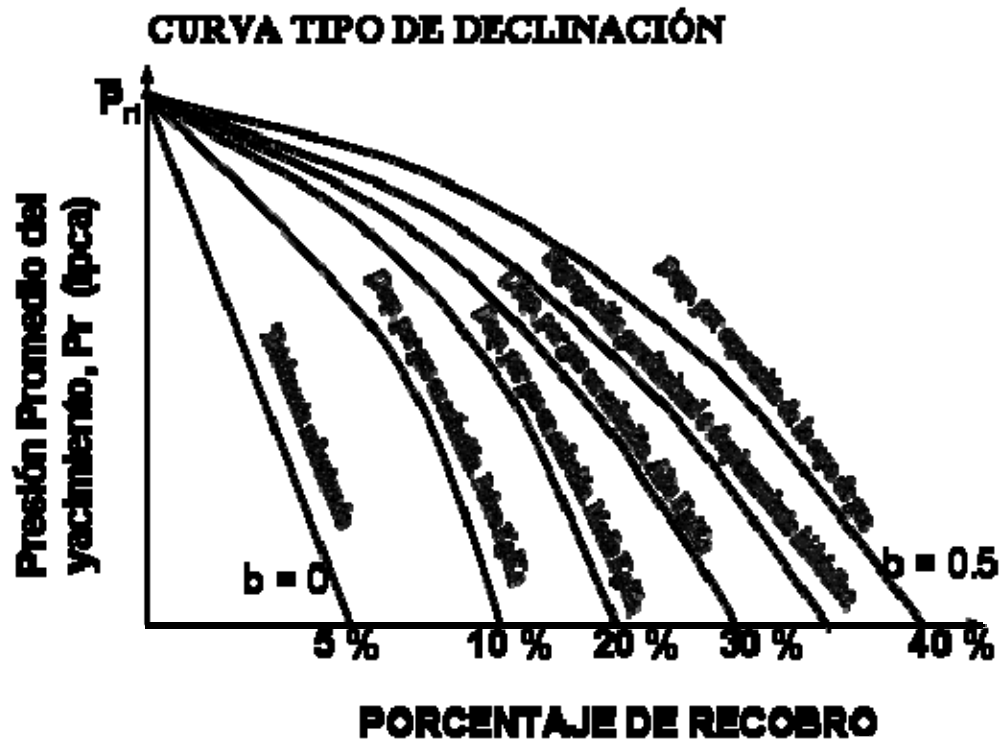
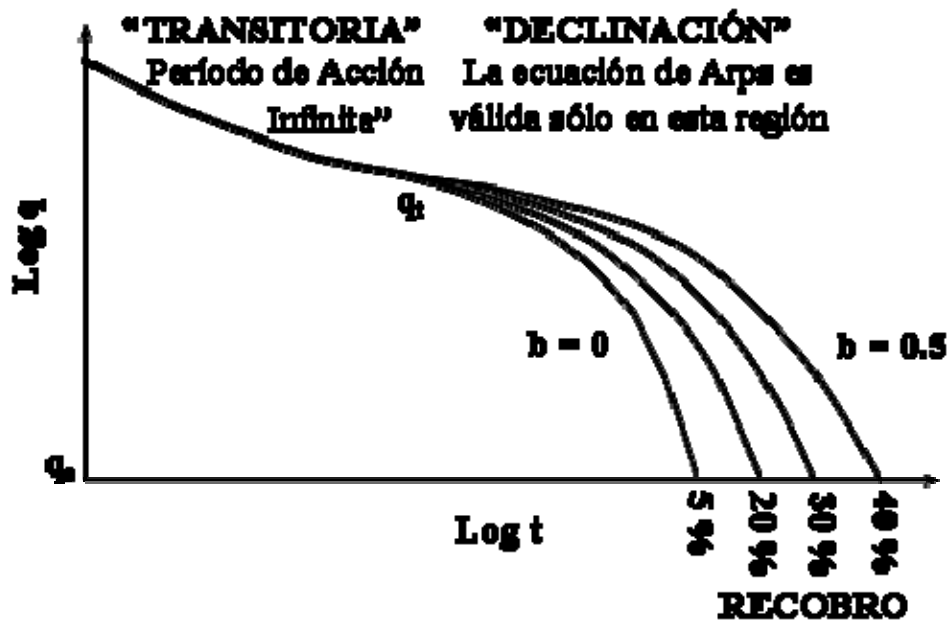


Figura 21 Exponente de Declinación, b , como reflejo de la eficiencia de recobro o mecanismo de producción.

Tabla 5 Exponente de declinación para varios mecanismos de recobro

Capa homogénea e individual o Sistema de capas con flujo cruzado entre ellas				
b = 0, Exponencial	b = 0,33	b = 0,4 - 0,5	b = 0,5	0 < b <1
<p>Yacimientos Altamente subsaturados (de una sola fase). Depleción o desplazamiento por gas en solución con una relación Kg/Ko desfavorable. Pozos con alta Pwf, es decir, $\frac{P_{wf}}{P_r} \rightarrow 1$ Drenaje por gravedad sin superficie libre Pobre desarrollo de la invasión con agua.</p>	<p>Típico para desplazamiento por gas en solución.</p>	<p>Típico para pozos de gas. b = 0.5 si Pwf ≈ 0 b = 0,4 si Pwf = 0,1 Pri</p>	<p>Drenaje por gravedad con superficie libre. Yacimientos de Petróleo con desplazamiento hidráulico activo.</p>	<p>Invasión con agua</p>

Un estudio no publicado conducido en los campos de West Texas que fueron invadidos por agua, obtuvo valores de b que van desde el exponencial, b = 0 hasta b = 0,9 o aproximadamente armónico. El exponente de declinación fue esencialmente el mismo en diferentes parcelas de un campo dado, pero diferente para distintos campos.

El exponente de declinación no puede ser determinado, cuando la tasa de producción se mantiene constante, en períodos en los cuales la tasa de producción

incrementa, o cuando las tasa de flujo se encuentren en el período transitorio o de actividad infinita sin información geológica y de ingeniería complementaria.

RECONOCIMIENTO Y ESTUDIO DEL TIPO DE DECLINACIÓN

Método Matemático

Con la historia de producción, se calcula la tasa de declinación D , para cada intervalo de tiempo, se grafica D en función del tiempo en coordenadas cartesianas. Si este valor oscila alrededor de un determinado número, la declinación es exponencial, y se calcula un D_{prom} , como se muestra en la **Tabla 6**.

$$D_{prom} = \frac{\sum_{i=2}^n D_i}{n-1} \quad \text{Ec. 125}$$

Donde:

D_{prom} : Tasa de declinación, días⁻¹, meses⁻¹.

D : Tasa de declinación para cada intervalo, días⁻¹, meses⁻¹.

n : Número de intervalos considerados.

Al descartar el tipo de declinación exponencial, se calcula el inverso de la tasa de declinación, a , para cada intervalo, si estos aumentan, $a_1 < a_2 < \dots < a_n$ se calcula el exponente de declinación b , el cual debe oscilar alrededor de un determinado valor, y se calcula un b_{prom} (ecuación 2.10). En este caso, se dice que la declinación es del tipo hiperbólica; sin embargo, cuando el exponente de declinación b_{prom} tiende a uno, es del tipo armónica. Se sugiere la elaboración de la **Tabla 7** para reconocerlas.

$$b_{prom} = \frac{\sum_{i=3}^n b_i}{n-2} \quad \text{Ec. 126}$$

Donde:

b_{prom} : Exponente de declinación, adim.

b : Exponente de declinación para cada intervalo, adim.

n : Número de intervalos considerados.

Tabla 6 Reconocimiento de la Declinación Exponencial

t	q	dq	dt	dq/dt	q	D
días	BND	BND	días	BND/día	BND	día⁻¹
t_0	q_0	-	-	-	-	-
t_1	q_1	$q_1 - q_0$	$t_1 - t_0$	$(q_1 - q_0) / (t_1 - t_0)$	$(q_0 + q_1) / 2$	D_1
t_2	q_2	$q_2 - q_1$	$t_2 - t_1$	$(q_2 - q_1) / (t_2 - t_1)$	$(q_1 + q_2) / 2$	D_2
t_3	q_3	$q_3 - q_2$	$t_3 - t_2$	$(q_3 - q_2) / (t_3 - t_2)$	$(q_2 + q_3) / 2$	D_3
*	*	*	*	*	*	*
t_n	q_n	$q_n - q_{n-1}$	$t_n - t_{n-1}$	$(q_n - q_{n-1}) / (t_n - t_{n-1})$	$\frac{(q_n + q_{n-1})}{2}$	D_n

Tabla 7 Reconocimiento de la Declinación Hiperbólica

t	q	dq	dt	dq/dt	q_{prom}	a=1/D	t_{prom}	da	dt	b
días	BND	BND	días	BND/día	BND		días		días	
t_0	q_0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
t_1	q_1	$q_1 - q_0$	$t_1 - t_0$	$\frac{(q_1 - q_0)}{(t_1 - t_0)}$	$\frac{(q_0 + q_1)}{2}$	a_1	$\frac{(t_1 + t_0)}{2}$	-	-	-
t_2	q_2	$q_2 - q_1$	$t_2 - t_1$	$\frac{(q_2 - q_1)}{(t_2 - t_1)}$	$\frac{(q_1 + q_2)}{2}$	a_2	$\frac{(t_1 + t_2)}{2}$	$a_2 - a_1$	$\frac{(t_2 - t_0)}{2}$	b_1
t_3	q_3	$q_3 - q_2$	$t_3 - t_2$	$\frac{(q_3 - q_2)}{(t_3 - t_2)}$	$\frac{(q_2 + q_3)}{2}$	a_3	$\frac{(t_2 + t_3)}{2}$	$a_3 - a_2$	$\frac{(t_3 - t_1)}{2}$	b_2
*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
t_n	q_n	$q_n - q_{n-1}$	$t_n - t_{n-1}$	$\frac{(q_n - q_{n-1})}{(t_n - t_{n-1})}$	$\frac{(q_n + q_{n-1})}{2}$	a_n	$\frac{(t_n + t_{n-1})}{2}$	$a_n - a_{n-1}$	$\frac{(t_n + t_{n-2})}{2}$	b_{n-1}

Método Gráfico

De manera gráfica, se puede reconocer el tipo de declinación al analizar el comportamiento que se observa al graficar como variable dependiente la tasa de producción, q_0 , (BNPD), y como variables independientes el tiempo, t , (días) y la producción acumulada, N_p , (BN); en coordenadas cartesianas, logarítmicas y semilogarítmicas.

En el caso de la declinación exponencial, la tasa de producción muestra comportamiento lineal tanto en la representación de $\log q_0$ en función de t en coordenadas semilogarítmicas como para la curva de q_0 en función de N_p en coordenadas cartesianas. Para la declinación armónica, ambos comportamientos de la variación del logaritmo de la tasa de producción con respecto al logaritmo del tiempo ($\log q_0$ en función de $\log t$), y con respecto a la producción acumulada ($\log q_0$ en función de N_p), son lineales. Mientras que para el tipo hiperbólica, no se observa ningún comportamiento lineal, por el contrario estas representaciones muestran una curvatura pronunciada. Estas curvas pueden ser linealizadas mediante un procedimiento gráfico conocido como shifting, que consiste en graficar las variables en escala logarítmica, después de añadir o sustraer una cantidad constante de todos los valores de t o N_p .

En general el objetivo de este método es determinar la representación gráfica más conveniente para linealizar los datos de producción, la cual permitirá hacer extrapolaciones del comportamiento de producción.

Método Estadístico

Por medio de este método se trata de desarrollar una expresión matemática, mediante la regresión numérica de la información de producción disponible hasta la fecha, para luego utilizar esa expresión matemática como modelo para la predicción (reservas existentes, tiempos de abandonos). Es similar al método gráfico, pero se trata de obtener, a través de un proceso regresivo estadístico, una expresión matemática que emule la mayoría de los puntos dados.

Método de Curvas Tipo

Las curvas tipo son representaciones adimensionales de la tasa de producción en escalas logarítmicas, desarrolladas por Fetkovich basándose en las soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo de producción a presión constante de un pozo centrado en un yacimiento homogéneo de área de drenaje circular sin flujo en el límite exterior. Esta técnica se fundamenta en la declinación reflejada en el pozo, durante el período de flujo pseudo – radial y cuando los límites exteriores del yacimiento afectan la respuesta de presión de los pozos.

Estas curvas muestran las siguientes características:

1. Las curvas tipo incluyen la acción transitoria o infinita y los períodos de flujo predominantes, como se muestra en la **Figura 22**. En la curva tipo tasa en función del tiempo, están representados los dos períodos de flujo. El período transitorio está caracterizado por un parámetro de correlación definido como la relación entre el radio de drenaje externo y el radio aparente del pozo (r_e/r_{wa}), mientras que el régimen de flujo del estado pseudo-estable está caracterizado por la constante de declinación de Arps, b .
2. A pequeños valores de tiempo adimensional, las curvas representan la respuesta de la tasa transitoria o de acción infinita, obtenidos a partir de la solución de la ecuación de difusividad radial. Todas las curvas transitorias convergen a un tiempo adimensional de 0,3, lo que indica el inicio del flujo límite, es decir, que a $t_D > 0,3$, comienza la declinación del yacimiento. La respuesta de flujo dominante en los límites generada por la ecuación empírica de declinación de Arps, está caracterizada por " b ".

El procedimiento que se aplica para realizar el cotejo de la historia de producción es el siguiente:

1. Graficar q_o en función de t usando unidades prácticas en coordenadas log-log de un papel transparente (por conveniencia usar la misma escala log-log y el mismo

- número de ciclos de las curvas tipo de Fetkovich a utilizar).
2. Superponer el gráfico sobre las curvas tipo y mover el papel manteniendo paralelos los ejes de coordenadas de ambas figuras hasta conseguir el mejor ajuste de los datos de producción, es decir, que la curva $\log q_0$ en función de $\log t$ coincida con alguna de las curvas tipo de Fetkovich.
 3. Dibujar una línea a través de los datos de producción superpuestos sobre la única curva tipo ajustada, y extienda el comportamiento. Las tasas pueden ser predecidas al leer éstas usando la escala de tiempo real con la cual son graficadas.
 4. Seleccionar un punto de ajuste en cualquier lugar sobre la porción superpuesta de las curvas, y registrar las coordenadas tasa – tiempo, tanto dimensionales como adimensionales, de ese punto común para calcular la tasa inicial de producción q_i , y la tasa de declinación inicial D_i , mediante las siguientes ecuaciones:

$$q_i = \frac{q(t)}{q_{Dd}} \quad \text{Ec. 127}$$

$$D_i = \frac{t_{Dd}}{t} \quad \text{Ec. 128}$$

Donde:

q_i : Tasa de producción inicial, BPPD, BPPM

$q(t)$: Tasa de producción, BPPD, BPPM.

q_{Dd} : Tasa de producción, adimensional.

D_i : Tasa de declinación inicial, días⁻¹, meses⁻¹.

t_{Dd} : Tiempo, adimensional.

t : Tiempo, días, meses.

Como el análisis de declinación mediante las curvas tipo está basado en límites dominados por las condiciones de flujo, éste no es base para escoger apropiadamente los valores del exponente de declinación b para futuros límites dominados por la producción si sólo están disponibles los datos transitorios.

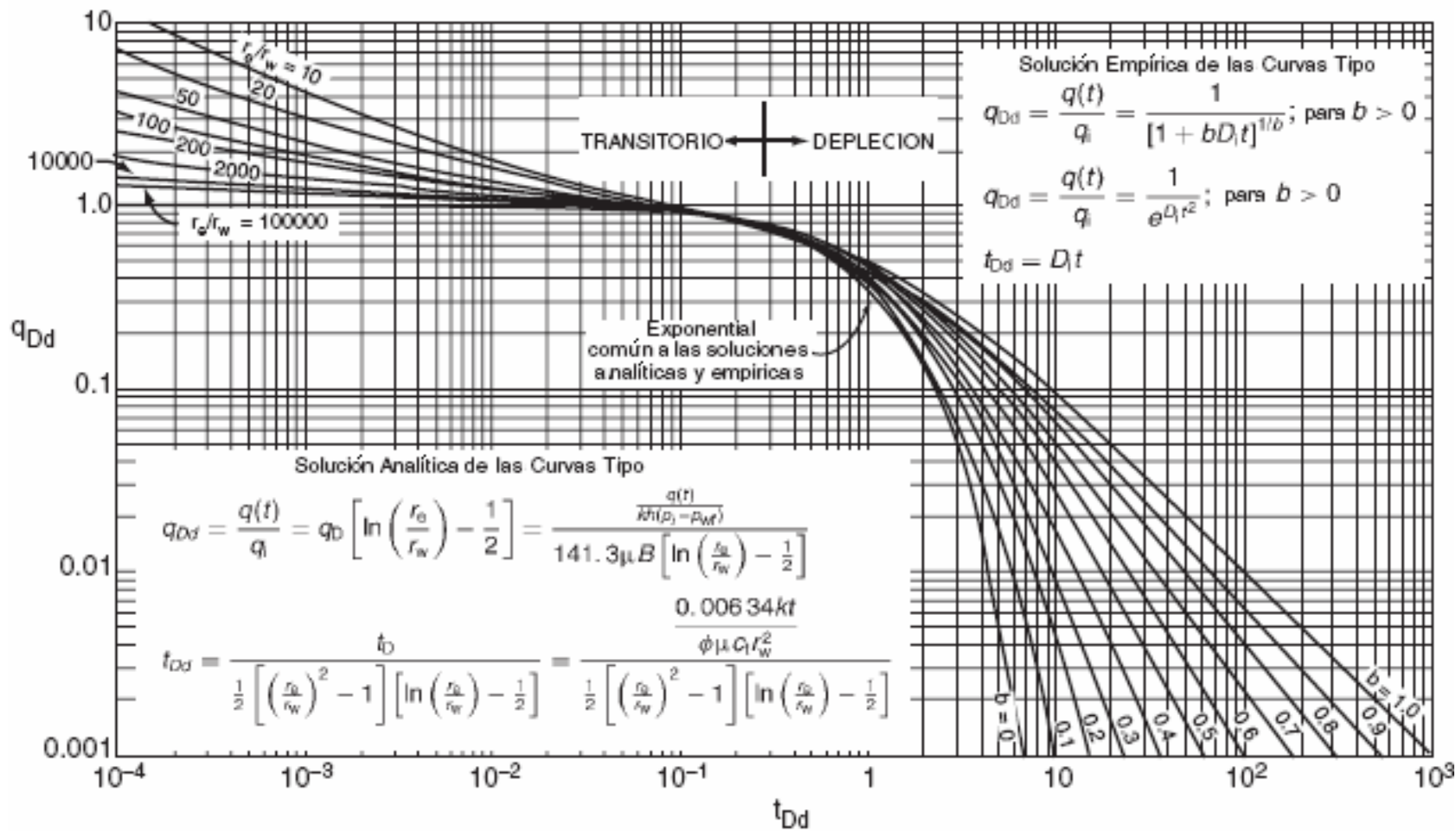


Figura 22 Curvas Tipo de Fetkovich

FACTORES QUE AFECTAN LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Entre los factores que afectan el análisis de las curvas de declinación de producción se pueden diferenciar dos grupos: aquellos que contribuyen a aumentar los valores de declinación y otros que contribuyen a atenuarla:

- Factores que contribuyen a aumentar los valores de declinación, como son: la precipitación de asfaltenos y parafinas, conificación de agua y/o gas, daño a la formación y daño mecánico en el pozo, cierres de producción en forma total o parcial debido a razones de mercado, control de producción mediante uso de reductores, cierre de producción por toma de presiones, y pruebas especiales, entre otros.
- Factores que contribuyen a la atenuación de los valores de producción, entre estos se encuentran los cambios en la estrategia de explotación o método de producción y optimización del mismo, las actividades de rehabilitación y reacondicionamiento de pozos, perforación y completación de nuevos pozos y el mecanismo de producción que predomina en el yacimiento, ya que el tipo de declinación varía dependiendo del mecanismo de desplazamiento.

A continuación se describen algunos de estos factores:

Factores que aumentan la Declinación de la Producción

- **Daño a la formación**

Se define daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la penetración de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo. Un ejemplo, es el hinchamiento de las arcillas debido a entrada de agua dulce o filtrado de lodos en formaciones que poseen arcillas como la montmorillonita, cuya tendencia a aumentar su volumen y a obstruir los espacios porosos de la formación provoca la reducción de la permeabilidad.

- **Arenamiento**

Cuando se producen hidrocarburos de formaciones poco consolidadas ocurren migraciones de arena de la formación hacia el pozo, lo que ocasiona que el fluido contaminado con arena dañe los equipos de superficie, tales como: bombas, estranguladores, válvulas de seguridad y separadores. Adicionalmente, si la velocidad de flujo es muy baja, se forman "puente de arena" que restringen la tasa de producción. Cuando se forma un puente en la sarta de producción las perforaciones del pozo se llenan con granos de arenas, lo cual se conoce como arenamiento, y requiere una reparación costosa para remover la obstrucción y restaurar la producción.

- **Interrupción de los Programas de Producción**

Los períodos de cierre total o parcial de producción podrían implicar variaciones en la tasa de producción al momento de la reapertura de pozos, de manera que las predicciones pueden ser cuestionables.

- **Medición de Producción y Períodos Desiguales de Tiempo**

La declinación de la producción es ficticia o aparente, cuando los equipos de levantamiento no operan eficientemente o existen restricciones y los pozos son producidos a tasas controladas, es decir; inferiores al potencial de producción. Los datos de producción deben ser validados con el fin de establecer su confiabilidad y por ende la de los ajustes y extrapolaciones mediante las técnicas estadísticas de extrapolación.

Además, las pruebas de los pozos y mediciones, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas con lapsos de tiempos iguales y a todos los pozos en el mismo momento. Sin embargo, éste es un factor que no afecta mucho en estudio de declinación.

- **Prorratio**

Es un factor poco importante en Venezuela. En muchos países por leyes expresas se restringe la tasa de producción, en consecuencia, los yacimientos no producen a su

verdadero potencial y por ende, no se podrá trabajar con las curvas de declinación, sino hasta estar seguro de que comienza una verdadera declinación.

Factores que atenúan la Declinación de la Producción

- **Cambio de Productividad de los Pozos**

La producción de los pozos tiene una declinación natural. Cuando en determinados pozos su producción llega a valores bajos, son sometidos a reparaciones y diversos trabajos con el objeto de incrementar nuevamente el potencial de producción; representado por la sumatoria de las pruebas de todos los pozos en condiciones de operación, conectados a las instalaciones de producción. De manera, que se realizan actividades generadoras de potencial, las cuales pueden enmascarar los resultados verdaderos de declinación del campo.

Las actividades generadoras de potencial son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, reperforación, reparación de pozos con taladro y plataforma, inyección de vapor y otras actividades generadoras (instalación de bombeo electrosumergible, BES, o cambio de método de producción).

Algunas de estas actividades son:

Reparación y Reacondicionamiento de pozos. (RA/RC)

Se refiere a aquellas actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar sus condiciones productivas a través de recompletación, acidificación, fracturamiento, forzamiento arena petróleo, control de arena, control de gas o agua y trabajos de guaya relacionados con cambios en el intervalo productor.

Se incluye también el cambio de bombas, varillas y tubería de producción, cuando se efectúa conjuntamente con el reacondicionamiento y/o recompletación. Se puede realizar reacondicionamiento y reparación de pozos con o sin taladro dependiendo de la naturaleza del trabajo requerido.

Estimulación de Pozos

Incluye la estimulación de las zonas productoras por medio de la fractura de la arena, inyección de petróleo, surfactantes, ácidos, o por recañoneo u otros métodos para estimular la producción. A continuación se describen algunas de estas actividades:

▪ **Fracturamiento Hidráulico**

Se lleva a cabo bombeando un fluido apropiado hacia formaciones consolidadas a una tasa mayor que aquella a la que el fluido puede salir de la roca, como consecuencia, la presión del fluido se incrementa suficientemente como para romper el esfuerzo compresivo de la formación que mantiene el material de la roca unido, de tal manera que ésta se fractura a lo largo de un plano perpendicular al menor esfuerzo compresivo en la matriz de la formación. De esta forma se logra incrementar la productividad mediante la creación de un camino altamente conductivo (comparado con permeabilidad del yacimiento), a cierta distancia del pozo hacia la formación.

▪ **Forzamiento con Arena y Petróleo**

El forzamiento de arena y petróleo (FAP) consiste en el bombeo de una mezcla de arena y petróleo a la formación, en este caso, formaciones no consolidadas, y la roca no se fractura.

En la práctica, este procedimiento hace que la arena bombeada desaloje la arena de la formación y llene un espacio en forma de globo alrededor del pozo, de manera que éste y las grietas abiertas se llenan con una arena más gruesa que la arena natural de la formación. Esto permite cierto control de la arena, que el petróleo fluya más fácilmente y que se reduzca la presión diferencial necesaria para que éste entre al pozo. En otras palabras, el pozo fluirá a una tasa más elevada, con las mismas presiones que tenía antes del trabajo de FAP.

- **Acidificación**

El ácido puede utilizarse para reducir tipos específicos de daño cerca del pozo en todo tipo de formación. Se emplean ácido orgánicos, inorgánicos y combinaciones de ellos junto con surfactantes en variedad de tratamientos de estimulación de pozos. Existen dos tipos básicos de acidificación, caracterizados por tasas continuas de inyección y presión.

La acidificación se considera matricial cuando las estimulaciones se realizan a tasa de inyección por debajo de la presión de fractura. Ésta se aplica primordialmente, para remover el daño causado por perforación, completación, rehabilitación, inyección de fluidos y por precipitación de depósitos de escamas o hidratos por agua producida o inyectada. Al remover el daño en areniscas, calizas o dolomitas, puede obtenerse un incremento en la productividad del pozo. Si no hay daño, un tratamiento matricial en calizas o dolomitas puede aumentar la producción natural no más de una o una y media veces. Los tratamientos matriciales, tienden a dejar la zona de barrera (lutitas o fallas) intacta.

Se considera acidificación de fractura cuando las estimulaciones se realizan a una presión por encima de la presión de fractura. Se consideran una alternativa para el fracturamiento hidráulico, particularmente en yacimientos de caliza. En acidificación de fractura, el yacimiento es fracturado hidráulicamente y luego con ácido se abren canales de flujo lineal hacia el pozo. El fracturamiento por ácido se realiza para producir un aumento local en la permeabilidad de la formación adyacente al pozo, y así obtener un incremento en la producción del mismo.

- **Inyección Alterna de Vapor**

La inyección alternada de vapor es un proceso de recuperación térmica que se clasifica como estimulación al pozo. Consiste en inyectar grandes volúmenes de vapor de agua a pozos que producen crudos pesados en procesos de desplazamientos inmiscibles (generalmente agua desplazando petróleo), con la

finalidad de aumentar la razón de movilidades entre el agua y el petróleo mediante una reducción de la viscosidad del crudo. Los ciclos de inyección alternada de vapor tienen una vida útil de dos años aproximadamente, lo que quiere decir que una vez que ha culminado la inyección, el pozo aumentará drásticamente su producción de petróleo y posteriormente ésta declinará nuevamente.

Perforación y Terminación de Nuevos Pozos

Cuando se aplican las técnicas a grupos de pozos o yacimientos, es necesario considerar que la activación de pozos nuevos o preexistentes incrementa la tasa de producción temporalmente hasta alcanzar la estabilización de flujo; por lo cual, es necesario esperar hasta que se muestre una nueva tendencia.

Actividades de Mantenimiento de Potencial

Son aquellas que ayudan al mantenimiento o restitución de producción, sin que haya generación adicional de potencial por este concepto. Los mismos se refieren a actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, con el objetivo principal de mejorar sus condiciones productivas, estos incluyen sacar las varillas y tuberías de producción, reemplazar bombas de subsuelo, trabajos de limpieza de pozos, así como trabajos de inducción a producción y trabajos a cable para los cuales se requiere taladros; y reparaciones menores donde éstos no sean necesarios.

La importancia de las actividades de mantenimiento de potencial radica en que gracias a ellas, se contrarresta el efecto de la declinación de producción y se logra el objetivo de que el potencial al final del período sea igual o ligeramente mayor al potencial al inicio del período.

Los proyectos de inyección de agua, gas e inyección continua de vapor, constituyen un ejemplo de estas actividades, debido a que ocurre un incremento en la tasa de producción cuando un yacimiento es sometido a un proceso de inyección de fluidos.

Esto se debe a que el fluido inyectado contribuye al mantenimiento de la presión (energía) en el yacimiento y además, sirve como medio de desplazamiento para extraer el crudo, lo cual conlleva a un incremento pronunciado de la tasa de producción y posteriormente, el comportamiento de declinación observado difiere de la tendencia que presentaba el yacimiento antes del proceso de inyección.

Mecanismo de Producción

La extrapolación de datos antes de alcanzar el punto de burbujeo dará resultados erróneos en el análisis tradicional, debido al cambio en el mecanismo de producción, por lo cual debe determinarse si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado, en especial, el mecanismo de producción. Sin embargo estas desviaciones pueden ser solucionadas mediante el método de curvas tipo.

BALANCE DE MATERIALES

El Método de Balance de Materiales constituye la aplicación en conjunto de dos principios básicos: la Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la Energía. Este método permite obtener deducciones cuantitativas y predicciones, que son de gran ayuda para el análisis de yacimientos.

En general, se hace un balance entre los fluidos remanentes y los producidos. Este balance se acostumbra a hacer en base volumétrica (aunque no es estrictamente necesario) debido a que los fluidos producidos se miden en unidades de volumen. En la forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento, puede describirse como lo expresa la Ecuación 3.7 mostrada a continuación:

$$\mathbf{Volumen\ inicial = Volumen\ Producido + Volumen\ Remanente} \quad \mathbf{Ec.\ 129}$$

Esta ecuación fue planteada por Schilthuis en 1936. Desde aquella época hasta el presente han surgido otras ecuaciones y modelos matemáticos más rigurosos que han

reemplazado la utilización de esta ecuación en algunos análisis de yacimientos. Sin embargo, sigue siendo útil debido a su simplicidad. Así por ejemplo, se utiliza para la determinación de los hidrocarburos existentes en un yacimiento y en el seguimiento de su vida productiva.

Suposiciones del Método de Balance de Materiales

- El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo cero- dimensional; o sea, de dimensión cero.
- Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
- Cualquier cambio en presión se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.

Limitaciones de la Ecuación del Balance de Materiales.

Las limitaciones de la EBM son las siguientes:

- ✓ El yacimiento es considerado como un volumen poroso constante (cero-dimensional) y todos los cálculos se efectúan a profundidades predeterminadas, que en muchos casos coinciden con el datum.
- ✓ Considera uniformidad del yacimiento en todo momento, en relación a las propiedades de las rocas y de los fluidos, saturación de fluidos y presión; es decir, no se considera la variación con espacio (de ahí el nombre de cero-dimensional) pero si el factor tiempo.
- ✓ El petróleo y gas existentes se encuentra siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedio existente en el yacimiento.
- ✓ Los datos de laboratorio (PVT) disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción al vaciamiento del yacimiento.

- ✓ Se supone que no existe flujo de fluidos de una región a otra dentro del yacimiento. Sin embargo, estos movimientos de fluidos pueden ser incorporados en los cálculos a través de la historia de producción acumulada.
- ✓ Se requiere cierto grado de explotación del yacimiento a fin de disponer de suficientes datos de presión y producción.
- ✓ No se considera el factor geométrico del yacimiento, ya que resulta muy difícil determinar la distribución de los fluidos en la estructura.
- ✓ Generalmente, tanto para yacimientos de gas seco como de petróleo, el factor volumétrico del agua (B_w) y la solubilidad del gas en el agua (R_{sw}), se consideran igual a 1 BY/BN y 0 PCN /BN, respectivamente.

Aplicación de la EBM.

A pesar de estas limitaciones, esta ecuación sigue siendo útil y las principales razones son:

- ✓ Su utilización es muy sencilla y puede resolverse con cualquier computadora e incluso manualmente. Esto hace que se pueda usar para obtener una respuesta (que puede ser preliminar) a corto tiempo, y para monitorear un modelo numérico sin necesidad de más datos.
- ✓ Es una herramienta muy útil para entender los mecanismos de producción que operan en el yacimiento.
- ✓ Determina el petróleo y gas originalmente en sitio.
- ✓ Caracteriza el acuífero asociado al yacimiento en caso de existir.

Datos necesarios para aplicar la EBM

- P_i y P a diferentes tiempos.
- G_p (gas producido acumulado) a CN.
- N_p (Petróleo producido acumulado) a CN.

- m (relación entre los volúmenes inicial de gas y petróleo libres del yacimiento).
- B_g , B_o y R_s en función de presión, según el tipo de liberación.
- W_p y W_e (volumen de agua de invasión).

El Balance de Materiales es la principal herramienta para la evaluación del comportamiento de los yacimientos y realizar predicciones futuras. Las técnicas graficas tradicionales y de regresión de múltiples variables son útiles para la determinación de Hidrocarburos en sitio y estimación del tamaño y tipo de acuífero.

Una vez que un modelo de tanque (yacimiento) sea introducido y la historia de producción cotejada, este puede ser usado para realizar la predicción. Como una consecuencia de la caída de presión producto de la producción de los fluidos, el yacimiento y todos los factores que lo componen experimentarían cambios de volumen. Así habrá cambios de volumen en el petróleo y su gas disuelto, en la capa de gas, en el agua connata y en el volumen poroso del yacimiento.

Expansion de los Fluidos (Figura 23)

- ✓ El volumen Inicial de Petróleo a P_i ($N \cdot B_{oi}$).

Producción: La reducción del volumen del petróleo debido a la caída de presión ΔP ($P_i - P$) es:

$$F = N \cdot (B_o - B_{oi}). \quad \text{Ec. 130}$$

- ✓ Volumen de gas inicialmente disuelto en el petróleo es: $N \cdot R_{si}$.

El volumen de gas disuelto en petróleo cuando la presión inicial del yacimiento se reduce hasta presión promedio P es: $N \cdot R_s$.

El volumen de gas liberado como una consecuencia de la caída de presión ΔP ($P_i - P$) es:

$$N \cdot (R_{si} - R_s) \cdot B_g$$

- ✓ El cambio del volumen en la zona de petróleo, es la suma de la reducción del volumen de petróleo, mas la expansión del volumen de gas liberado es:

$$N \cdot [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)] \cdot B_g$$

Estos volúmenes de fluidos producidos deben ser puestos a condiciones de yacimiento, mediante los factores volumétricos y la razón gas disuelto-petróleo, evaluados a la presión promedio P , como se muestra a continuación:

$$F = N_p \cdot B_o + G_{p, Libre} \cdot B_g \quad \text{Ec. 131}$$

Donde la producción de gas libre usada en la ecuación 131 esta dada por:

$$G_{p, Libre} = R_p - R_s = G_p - N_p \cdot R_s \quad \text{Ec. 132}$$

R_p es la Relación Gas-Petróleo Producida (RGP o GOR), en casos de yacimientos en donde la presión de yacimiento esta por encima de la presión de burbuja no existe gas libre y se cumple que $R_p = R_s$. En estos casos la ecuación de Balance de Materiales puede ser escrita de la siguiente forma:

$$F = N \cdot E_t \quad \text{Ec. 133}$$

Donde : $E_t = B_o - B_{oi}$ y $F = N_p \cdot B_o$

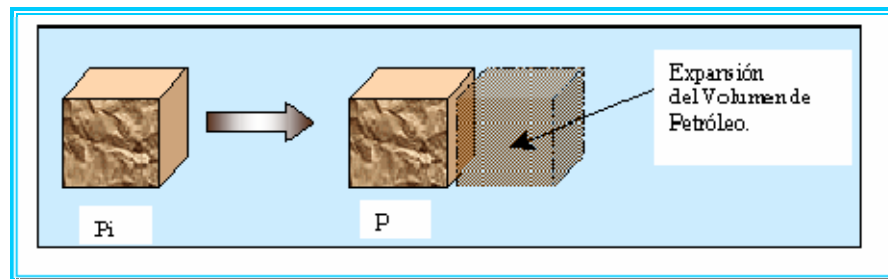


Figura 23 Expansión de los Fluidos

Capa de Gas

Se define el tamaño de la capa de gas, m , como la relación de los volúmenes originales de gas y petróleo contenidos en la capa de gas y en la zona de petróleo:

$$m = \frac{\text{Volumen de gas en la zona de gas}}{\text{Volumen de petróleo en la zona de petróleo}} \quad \text{Ec. 134}$$

- ✓ El volumen original de petróleo en la zona de petróleo es $N \cdot B_{oi}$.
- ✓ El volumen original de gas en la capa de gas obtenido de la ecuación anterior (Ecuación 133) es $m \cdot N \cdot B_{oi}$.
- ✓ La suma de estos dos volúmenes será el volumen total original de hidrocarburos en el yacimiento: $(1+m) \cdot N \cdot B_{oi}$.

Finalmente, para obtener la expansión de la capa de gas (**Figura 24**), el volumen original en la capa de gas ($m \cdot N \cdot B_{oi}$) puede expresarse a condiciones de superficie, como $(m \cdot N \cdot B_{oi}) / B_{gi}$.

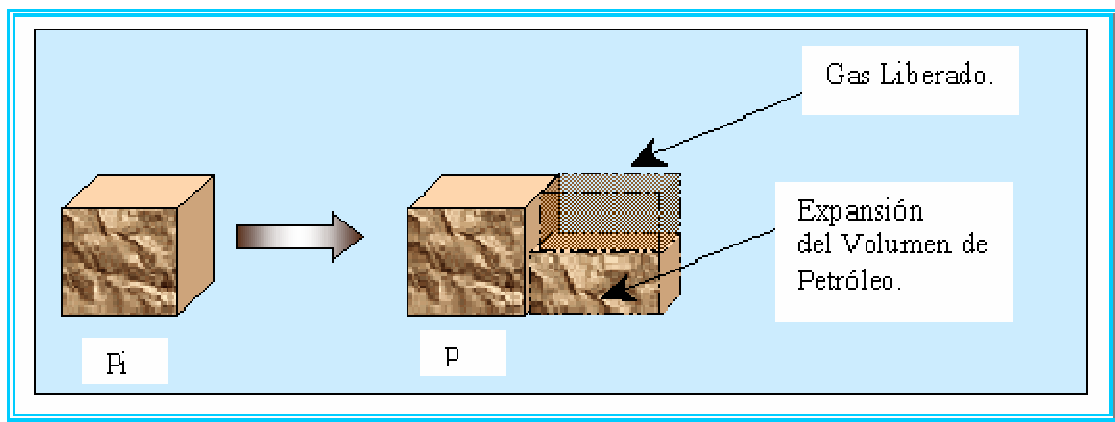


Figura 24 Expansión de los Fluidos y de la Capa de Gas

Al producirse una caída de presión ΔP , este volumen se expandirá a $(m*N*Boi)/(Bgi*Bg)$.

Entonces, entre el volumen anterior menos el volumen original de gas en la capa de gas, $m*N*Boi$ sera la expansión de la capa de gas:

$$m*N*Boi*(Bg/Bgi-1) \quad \text{Ec. 135}$$

Agua Connata

La expansión de la saturación de agua connata (S_{wc}) promedio en la zona de hidrocarburo puede determinarse a partir de la definición de compresibilidad del agua:

$$dV_w = C_w * V_w * \Delta P \quad \text{Ec. 136}$$

Donde:

C_w = Compresibilidad del Agua, lpc^{-1} .

V_w = Volumen de Agua Connata, bls. Expresado de la siguiente forma .

$$V_w = \frac{\text{Vol. Hidrocarburos} * S_{wc}}{1 - S_{wc}} = \frac{(1 + m) * N * \beta_{oi} * S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec. 137}$$

$\Delta P = P_i - P$, Caída de Presión, lpc .

Sustituyendo el valor de V_w (Ecuación 137) en la ecuación 136 se tiene:

$$dV_w = \frac{C_w * (1 + m) * N * \beta_{oi} * S_{wc} * \Delta P}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec. 138}$$

Volumen Poroso.

Similar a la expansión de agua connata, el cambio del volumen poroso (V_p) se puede expresar como:

$$dV_p = \frac{C_f * (1 + m) * N * \beta_{oi} * S_{wc} * \Delta P}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec. 139}$$

C_f = Compresibilidad de la Formación, lpc^{-1} .

Intrusión de Agua.

La intrusión de agua del acuífero es comúnmente referida como intrusión de agua acumulada y denotada como W_e , a condiciones de superficie o $W_e * B_w$, a condiciones de yacimiento.

3.9.3.3.6. Ecuación General de Balance de Materiales.

Una vez descrito todos los factores, la suma de los mismos (**Figura 25**) permitirá escribir la ecuación general de balance de materiales:

$$N_p * [B_o + (R_p - R_s) * B_g] + W_p * B_w = N * [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g] + m * N * B_{oi} * \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{N * B_{oi} * (c_w * S_{wc} + c_f) * \Delta p}{(1 - S_{wc})} + W_e * B_w + G_{iny} * B_{giny}$$

Ec. 140

Donde:

N_p : Volumen acumulado de petróleo, (BN).

G_p : Volumen acumulado de gas, (PCN).

W_p : Volumen acumulado de agua, (BN).

R_p : Relación gas-petróleo acumulado

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \left(\frac{PCN}{BN} \right)$$

$N_p \cdot B_o$: Volumen de petróleo más gas en solución, (BY).

$N_p \cdot R_s \cdot B_g$: Gas disuelto producido, (BY).

$N_p \cdot R_p \cdot B_g$: Gas total producido, (BY).

$W_p \cdot B_w$: Agua producida, (BY).

m : Tamaño relativo de la capa de gas.

$m = \text{Vol. de gas en la zona de gas} / \text{vol. de petróleo en la zona de petróleo.}$

S_{wc} : Saturación de agua connata, (Fracción).

c_w : Compresibilidad del agua, (Lpc^{-1}).

c_f : Compresibilidad de la formación, (Lpc^{-1}).

B_o : Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

B_g : Factor volumétrico del gas, (BY/PCN).

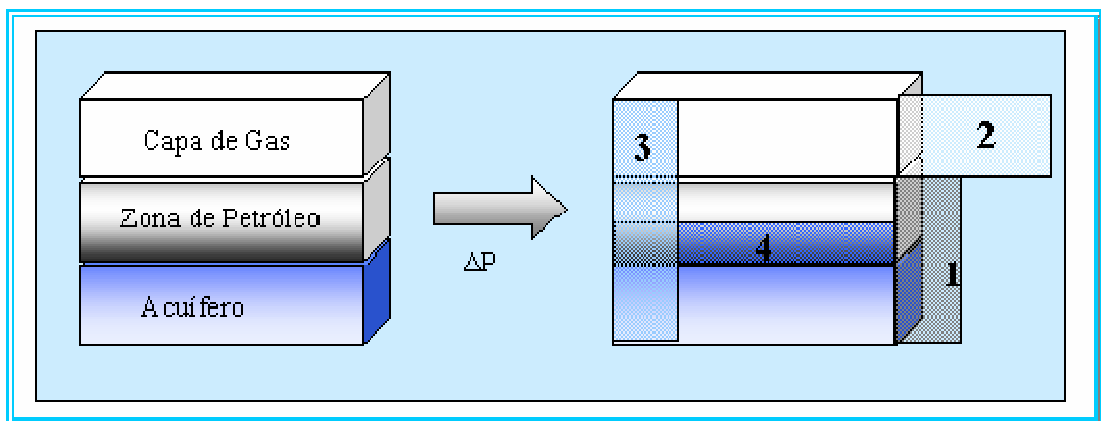


Figura 25 Expansión Completa del Sistema

Esta ecuación debe evaluarse siempre, entre la presión inicial del yacimiento y cualquier otra presión “p” donde se tengan historia de la producción acumulada de petróleo, gas y agua. Los parámetros B_{oi} , B_{gi} y R_{si} se obtendrán de los datos PVT a la presión inicial del yacimiento.

Si hubiese inyección de gas y/o agua en el yacimiento, los volúmenes acumulados de estos fluidos a condiciones de yacimiento, deben ser sumados al lado derecho de la ecuación general de balance de materiales.

Agrupando la ecuación anterior de la siguiente forma resulta (como en la técnica de Havlena y Odeh):

$$F = N_p * [B_o + (R_p + R_s) * B_g] + W_p * B_w$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g$$

$$E_g = B_{oi} * (B_g / B_{gi} - 1)$$

$$E_{wf} = (1+m) * B_{oi} * [(C_w * S_{wc} + C_f) * \Delta P / (1 - S_{wc})]$$

$$F = N * (E_o + E_{wf} + m * E_g) + W_e$$

donde:

F = Producción total de Fluidos del Yacimiento (Vaciamiento).

E_o = Expansión del Petróleo y su Gas Original en Solución.

E_g = Representa la Expansión del Gas de la Capa de Gas.

E_{wf} = Representa la Expansión del Agua Connata y Reducción del Volumen

CAPITULO VIII

FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO

Uno de los aspectos fundamentales que intervienen en la explotación comercial de hidrocarburos es, sin duda, el sistema de producción; entendiendo como tal el sistema de transporte de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la estación recolectora, incluyendo los procesos de separación de sus fases: petróleo, gas y agua y el tratamiento y preparación de estos fluidos para su posterior comercialización, disposición o reinyección en el subsuelo. Los principales elementos mecánicos asociados a un sistema de producción son:

- Pozos.
- Líneas de flujo.
- Múltiples de producción.
- Separadores y equipos de tratamiento.
- Instrumentos de medición.
- Tanques de almacenamiento.

El movimiento o transporte de fluidos desde el yacimiento a través de estos elementos requiere de energía suficiente para vencer las pérdidas por fricción y la altura de la columna hidrostática, tanto en el pozo como en la línea de flujo, además de las pérdidas debidas al movimiento, y poder levantar los fluidos hasta la superficie para transportarlos finalmente hasta el sistema de recolección. Un ejemplo ilustrativo de un sistema de producción sencillo se muestra en la **Figura 26**.

La caída de presión a través de todo el sistema, incluyendo el flujo a través del medio poroso hasta el pozo, será el diferencial entre las presiones de los contornos del sistema; es decir, la presión promedio del yacimiento en el radio de drenaje y la presión en el separador. Esta caída de presión corresponde a la sumatoria de las caídas de presión ocurridas en cada uno de los componentes y subcomponentes del sistema de flujo; o sea,

medio poroso, tubería vertical, tubería horizontal, válvulas, reductores de flujo, intervalo cañoneado, separador, etc.

Puesto que la caída de presión a través de cualquier componente o subcomponente del sistema depende de la velocidad de las partículas de fluidos en movimiento y, por ende, del caudal de flujo y del área normal abierta al flujo, la tasa de producción estará controlada por las características de estos componentes y subcomponentes. Teniendo en cuenta la interacción existente entre todos y cada uno de ellos, puesto que cualquier cambio o alteración de las condiciones de flujo en alguno de ellos afectará en mayor o menor grado las condiciones de flujo de los restantes, se puede inferir que todo sistema de producción debe ser tratado y manejado de manera integral. De esta forma, su diseño final estará basado tanto en los comportamientos esperados del yacimiento y del flujo vertical y horizontal, como en los subcomponentes agregados tales como reductores, válvulas, codos, etc. Así, los criterios de selección de las características, tamaño, diámetro, etc., de los elementos del sistema deberán estar fundamentados en un análisis físico riguroso, aunque generalmente aproximado, del sistema de flujo como un todo, de manera integral, en correspondencia con las expectativas de potencial de producción y de tasas de producción por pozo adecuadas para drenar el yacimiento de manera eficiente. En la **Figura 27** se presenta un diagrama ilustrativo del perfil de presión a través de toda la trayectoria del flujo en un sistema de producción.

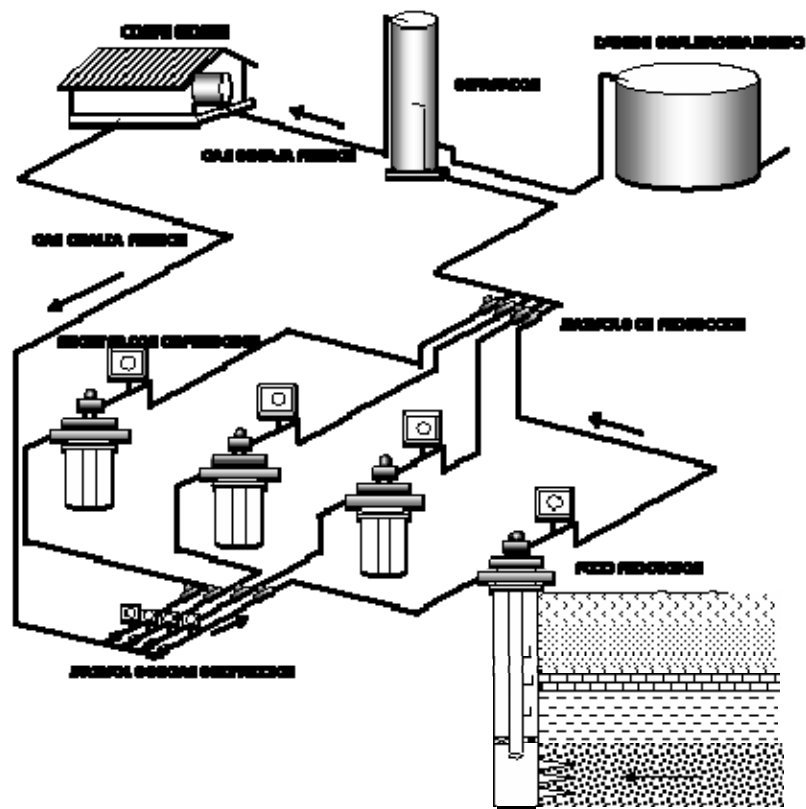


Figura 26 Sistema de Producción

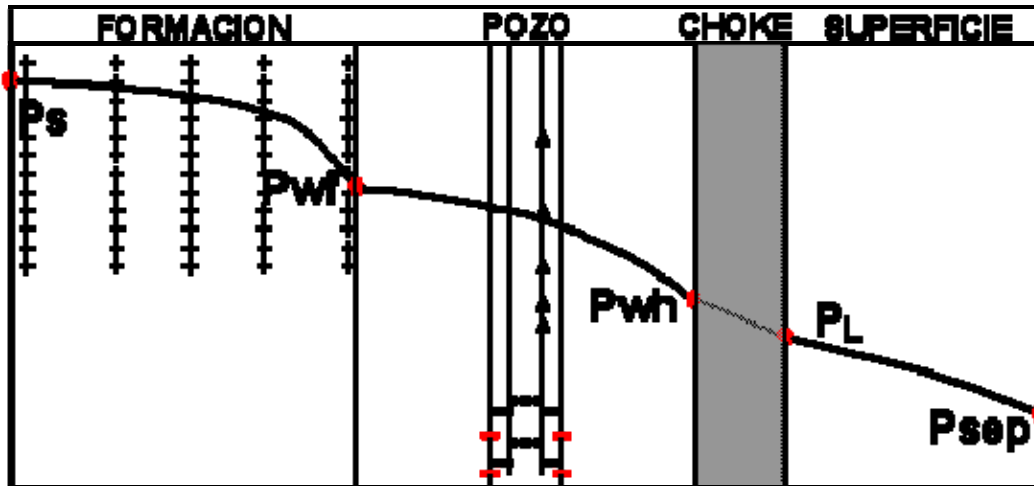


Figura 27 Distribución de Presiones

COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

El componente más importante y de mayor relevancia económica en la industria de los hidrocarburos es el yacimiento, fuente generadora del producto comercial. En torno a su comportamiento giran los demás componentes de este complejo sistema industrial. De sus características y condiciones dependen el éxito y la continuidad operativa de su explotación comercial.

Es necesario profundizar en detalles sobre los aspectos técnicos relacionados con el flujo de fluidos hacia el pozo, a través del medio poroso, por el simple hecho de formar parte fundamental del sistema de producción. A menos que se puedan realizar cálculos y predicciones confiables del flujo de fluidos a través de la formación productora y se tenga un conocimiento de sus condiciones de presión y de las propiedades de los fluidos y del medio poroso con buen grado de certeza, el

comportamiento del sistema de producción no podrá ser analizado con la debida seguridad y confiabilidad.

El concepto de índice de productividad, definido como la relación entre tasa de producción medida en superficie y la caída de presión en el yacimiento, es ampliamente discutido en esta sección. Este parámetro constituye un elemento primordial en el comportamiento de flujo de un pozo. Su determinación puede ofrecer, ocasionalmente, cierto grado de complejidad, debido a que depende de variables difíciles de obtener de mediciones de campo, como son: propiedades de fluidos y roca, régimen de flujo, saturaciones y compresibilidades de los fluidos, presencia de daño o estimulación de la formación, grado de turbulencia, mecanismo de empuje, etc.

Desde los inicios de la práctica de medidas de presiones en pozos, a finales de la década de los 1.920s, los investigadores han concentrado su esfuerzo en la formulación de ecuaciones sencillas que expresen la relación entre tasa de producción medida en superficie y la presión de fondo fluyente del pozo. Esta relación, comúnmente conocida como IPR (Inflow Performance Relation), constituye un parámetro fundamental en el análisis, predicción y optimización del comportamiento de producción de un pozo. Varios trabajos técnicos han sido publicados en relación a este tema, de los cuales cuatro de ellos son discutidos en esta sección por ser los más usados en los cálculos de ingeniería de producción. Ellos son Vogel, pionero en este tipo de investigación, Standing, Fetkovich y Jones. Sus métodos están basados en ecuaciones empíricas sencillas y fáciles de usar cuando se dispone de datos de producción adecuados. La justificación de cada uno de ellos es fundamentada en observaciones de campo y la bondad de su aplicabilidad depende en mayor grado del tipo y condiciones del yacimiento.

Adicionalmente se presenta una breve discusión del efecto de daño o estimulación de la formación en las vecindades del pozo. Esto se incluye en virtud de que varios de los métodos discutidos presentan este efecto como una variable de la

ecuación básica, en forma de eficiencia de flujo. Otros incluyen este factor de manera intrínseca. Por otra parte, es conveniente conocer la presencia de este elemento en las condiciones de flujo y, de ser posible, cuantificar su valor, ya que puede ser fácilmente atenuado o removido mediante un simple trabajo mecánico en el pozo.

ECUACIONES DE FLUJO EN EL MEDIO POROSO.

Para calcular la caída de presión que ocurre en el yacimiento se requiere de alguna ecuación que exprese las pérdidas de energía o presión debidas a las fuerzas viscosas o de fricción como función de la velocidad o del caudal de flujo.

En 1.856 Henry Darcy propuso una ecuación, discutida ampliamente por M. Muskat, que relaciona la velocidad aparente del fluido con la caída de presión a través de su sistema experimental, el cual consistió en capas de arena entubadas y completamente saturadas con agua, único fluido utilizado en el experimento; por lo tanto, no existen efectos de saturaciones ni propiedades de fluidos. Además, el área normal a la dirección del flujo fue mantenida constante durante toda la fase experimental, de manera que la ecuación resultante tampoco considera cambios de la velocidad del fluido a través del empaque. Esta ecuación, dada en forma diferencial, es:

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \text{Ec. 141}$$

o, en término de tasa volumétrica de flujo

$$q = v A = - \frac{k A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \text{Ec. 142}$$

Flujo lineal

Para flujo lineal, la ec. 1.2 puede ser integrada entre los puntos de entrada y salida del flujo, a través de la longitud L , (fig. 1.1).

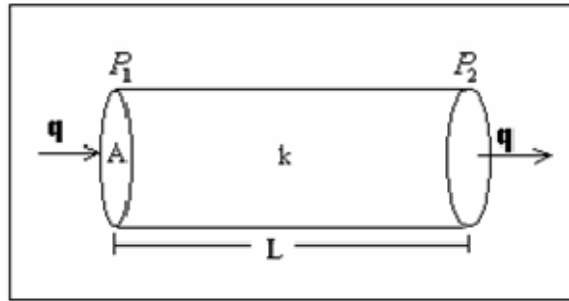


Fig 1.1 Geom etría del flujo lineal

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k dP}{\mu} = -\frac{1}{A} \int_0^L q dx \quad \text{Ec. 143}$$

Si el fluido es poco compresible y se asume que k , μ y q son constantes y pueden ser evaluados a la presión promedio del sistema, la integración de la Ecuación 143 resulta en:

$$P_2 - P_1 = -\frac{q \mu B}{k A} L \quad \text{Ec. 144}$$

ó,

$$q = \frac{C k A}{\mu B L} (P_1 - P_2) \quad \text{Ec. 145}$$

Donde C es un factor de conversión. El valor de C es 1.0 para unidades de Darcy y 1.127×10^{-3} para unidades de campo()

Tabla 8 Unidades de la ecuación de Darcy

VARIABLES	SIMBOLO	UNIDADES	UNIDADES	FACTOR de CONVERSIÓN
		DARCY	CAMPO	
Tasa de flujo - líquido	q	m ³ /seg	BN/día	5.4348*10 ⁵
Tasa de flujo - gas	q	m ³ /seg	Pies ³ /día	3.0511*10 ⁶
Permeabilidad	K	m ²	md	1.0101*10 ¹⁵
Area	A	m ²	pies ²	10.7639
Presión	Pl	Atm	lpca	14.697
Viscosidad	μ	Atm. seg	cps	1.0101*10 ⁸
Longitud	L	m	pies	3.2808
Factor volumétrico	B	m ³ /m ³ a CN	BY/BN	1

En la Ecuación 144 se puede observar que un gráfico de P vs. L produciría una línea recta de pendiente $-q \mu B/k A$. Esto es, la presión varía linealmente con la distancia.

Si el fluido es gas, entonces la tasa de flujo varía con la presión. Usando el hecho de que la tasa de flujo de la masa, ρq , debe ser constante y expresando la densidad como función de presión, temperatura y gravedad específica del gas, la Ecuación 144 se transforma en:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93 Z T \mu_g L}{k_g A} q_{sc} \quad \text{Ec. 146}$$

donde,

T = Temperatura promedio. (°R)

μ_g = Viscosidad del gas. (cps)

q_{sc} = Tasa de flujo de gas. (PCN/día)

Z = Factor de desviación del gas. (adim)

Para altas velocidades de flujo con ocurrencia de turbulencia y donde puede no existir flujo tipo Darcy, las ecuaciones 145 y 146 deben ser corregidas para tomar en cuenta el efecto de la turbulencia, resultando las siguientes ecuaciones:

a.- Para petróleo

$$P_1 - P_2 = \frac{\mu_o B_o L}{1.127 \times 10^{-3} k_o A} q_o + \frac{9.08 \times 10^{-13} B_o^2 \beta \rho_o L}{A^2} q_o^2 \quad \text{Ec. 147}$$

donde,

β = Coeficiente de velocidad. (pies⁻¹)

ρ_o = Densidad del petróleo. (lbm/pie³)

B_o = Factor volumétrico del petróleo. (BY/BN)

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo. (md)

μ_o = Viscosidad del petróleo. (cps)

b.- Para gas

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93 \mu_g Z T L}{k_g A} q_{sc} + \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{sc}^2 \quad (18)$$

donde,

γ_g = Gravedad del gas. (aire= 1)

k_g = Permeabilidad efectiva al gas. (md)

Valores estimados del coeficiente de velocidad, β , pueden ser obtenidos mediante las siguientes ecuaciones empíricas:

$$\beta = \begin{cases} 2.329 \times 10^{10} k^{-1.2} & (\text{arenas consolidadas}) \\ 1.47 \times 10^7 k^{-0.55} & (\text{arenas no consolidadas}) \end{cases} \quad \text{Ec. 148}$$

Aunque en los yacimientos muy raramente existen condiciones de flujo lineal, las ecuaciones precedentes podrán ser usadas en completaciones de pozos con empaques de grava, con resultados satisfactorios.

2.- Flujo radial

La Ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia un pozo, donde los fluidos convergen radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante y, por lo tanto, debe ser incluida en la integración de la Ecuación 142. El área abierta al flujo para cualquier radio es $A = 2 \pi r h$ (**Figura 28**). Así, la Ecuación 142 se transforma en:

$$q = -\frac{2 \pi r h k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad \text{Ec. 149}$$

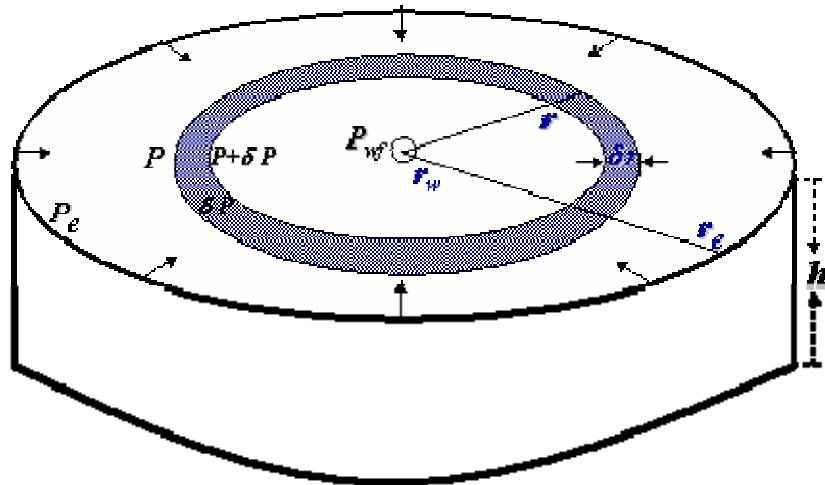


Figura 28 Geometría de flujo radial

a.- Para petróleo.

Cuando se aplica la ley de Darcy para flujo de petróleo en un yacimiento, se supone que este fluido es ligeramente compresible. Los pequeños cambios de la tasa de flujo con presión son manejados con el factor volumétrico del petróleo, B_o , de manera que la tasa de flujo puede ser expresada a condiciones de superficie. Entonces, la Ecuación 149 se puede expresar como:

$$q_o = - \frac{2 \pi r h k_o}{\mu_o B_o} \left(\frac{dP}{dr} \right) \quad \text{Ec. 150}$$

o, en modo de integración considerando el espesor, h , constante,

$$2 \pi h \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dP = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad \text{Ec. 151}$$

Para resolver esta integración se supone que la función de presión $f(P) = k_o / \mu_o B_o$ puede ser evaluada a la presión promedio en el volumen de drenaje del pozo y, en consecuencia, considerada constante. Esta suposición es necesaria por cuanto no es posible formular una expresión analítica simple para estos factores como función de la presión. Así, la ecuación resultante de la integración de la ec. 151 será, en unidades de campo:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e / r_w)} \quad \text{Ec. 152}$$

donde,

P_e = Presión a $r = r_e$ (lpca)

P_{wf} = Presión a $r = r_w$ (lpca)

r_e = Radio de drenaje del pozo. (pies)

r_w = Radio del pozo. (pies)

La ecuación 152 es aplicable para flujo laminar continuo ($P_e = Constante$) con el pozo ubicado en el centro de un área de drenaje circular. Es más usual la expresión en función de la presión promedio del yacimiento, \bar{P}_R , para condiciones de flujo pseudo-continuo ó estabilizado ($\bar{P}_R - P_{wf} = Constante$), la cual es:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad \text{Ec. 153}$$

La ec. 151 puede ser integrada entre cualquier radio arbitrario y el límite exterior del área de drenaje, resultando la siguiente expresión en términos de presión en el radio arbitrario:

$$P = \bar{P}_R - \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} [\ln(r_e) - 0.75] + \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \ln(r) \quad \text{Ec. 154}$$

La **Figura 29** de P vs. $\ln(r)$ representada por una línea recta de pendiente:

$$m = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \quad \text{Ec. 155}$$

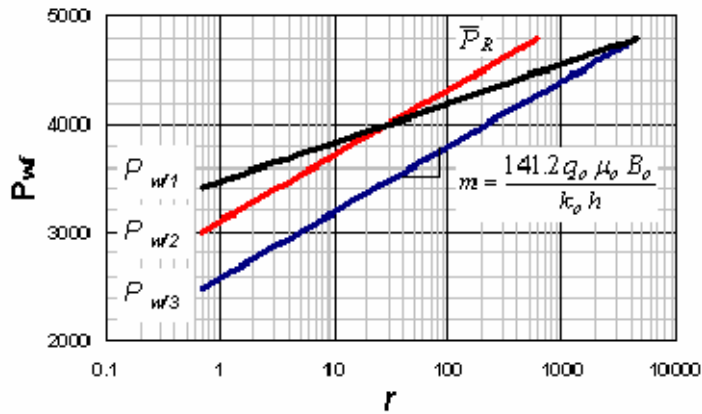


Figura 29 Distribución de Presiones en un Yacimiento

Esta pendiente variará cada vez que las condiciones de flujo sean alteradas. Es decir, si alguno de los factores del lado derecho de la ec. 154 es alterado; por ejemplo, la tasa de producción, la pendiente tendrá un valor diferente.

b.- Para gas.

La integración de la ec. 149 para flujo de gas se hace tomando en consideración la ecuación de estado de los gases y el hecho de que la velocidad de la masa fluyente, ρq , es constante. Es decir,

$$\rho = \frac{PM}{ZRT} \quad \text{Ec. 156}$$

$$\rho q = \rho_{sc} q_{sc} = \text{constante} \quad \text{Ec. 157}$$

Introduciendo estas expresiones en la ec. 149 se tendrá:

$$q_{sc} = \frac{\rho q}{\rho_{sc}} = \frac{PT_{sc}}{P_{sc}TZ} \frac{2\pi r h k_g}{\mu_g} \frac{dp}{dr} \quad \text{Ec. 158}$$

En forma integral, considerando flujo isotérmico ($T = \text{constante}$) y espesor constante, será:

$$\frac{2\pi h T_{sc}}{q_{sc} P_{sc} T} \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_g}{Z \mu_g} P dP = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad \text{Ec. 159}$$

Cuya solución, suponiendo que la función de presión $f(P) = k_g / Z \mu_g$ puede ser evaluada a la presión promedio en el volumen de drenaje del pozo y por lo tanto manejada como constante, será:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{q_{sc} \mu_g Z T P_{sc} \ln(r_e / r_w)}{\pi k_g h T_{sc}} \quad \text{Ec. 160}$$

Modificando esta ecuación para flujo estabilizado y reemplazando las variables P_{sc} y T_{sc} (presión y temperatura a condiciones normales) por sus valores correspondientes de 14.7 lpca y 520 °R, la ecuación resultante para la tasa de flujo de gas, expresada en unidades de campo, será:

$$q_{sc} = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h \left(\overline{P}^2 - P_{wf}^2 \right)}{\mu_g Z T \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad \text{Ec. 161}$$

La ec. 159 puede ser integrada entre cualquier radio arbitrario y el límite exterior del área de drenaje, resultando la siguiente expresión:

$$P^2 = \bar{P}_R^2 - \frac{q_{sc} \mu_g ZT}{703 \times 10^{-6} k_g h} [\ln(r_e) - 0.75] + \frac{q_{sc} \mu_g ZT}{703 \times 10^{-6} k_g h} \ln(r) \quad \text{Ec. 162}$$

Un gráfico de P^2 vs. $\ln(r)$ estará representado por una línea recta, cuya pendiente es dada por:

$$m = \frac{1422 q_{sc} \mu_g ZT}{k_g h} \quad \text{Ec. 163}$$

II.- RESTRICCIÓN DEL FLUJO Y CONCEPTO DE DAÑO.

La ec. 153 para flujo de petróleo en condiciones de flujo pseudo-continuo puede ser expresada en términos de distribución radial de presiones de un pozo petrolífero drenando de un yacimiento infinito en condiciones ideales, como:

$$\bar{P}_R - P_{wf}^* = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \ln(0.472 r_e / r_w) \quad \text{Ec. 164}$$

Esta expresión fue desarrollada usando varias suposiciones simplificantes: El yacimiento tiene un espesor uniforme, el pozo penetra toda la formación productora en dirección normal al estrato, el flujo es completamente radial, la formación es homogénea e isotrópica, el pozo es limpio y libre de revoque y, finalmente, se presume que la ley de Darcy es válida y caracteriza el flujo a través de toda la región de drenaje. El término P_{wf}^* , indicando la presión de fondo fluyente de un pozo ideal produciendo bajo las

suposiciones de un modelo radial ideal, es introducido aquí para diferenciarlo de la presión de fondo fluyente real.

En la práctica, raramente ocurren condiciones ideales en pozos productores. Normalmente, la permeabilidad de la formación en las cercanías del hoyo es alterada durante las operaciones de perforación y completación debido a la presencia de sólidos en los fluidos usados y a la incompatibilidad de éstos con los fluidos del yacimiento. La permeabilidad es alterada nuevamente durante las operaciones de limpieza y tratamiento con fines de remover el daño existente o aumentar la productividad del pozo. Otras desviaciones son causadas por efectos de cristalización durante las operaciones de cañoneo y por restricciones del flujo a través de los orificios de cañoneo y la convergencia del flujo en el intervalo perforado, el cual es, en muchos casos, una fracción del espesor neto de arena. También, durante la operación normal de producción ocurren situaciones que afectan notablemente la permeabilidad del medio poroso, entre otras, arrastre de partículas finas por el efecto erosivo del flujo hacia el pozo, precipitación de sales inorgánicas, hidratación y expansión de arcillas, taponamiento o bloqueo por emulsiones o simplemente por agua, cambio de humectabilidad de la roca, etc.

El resultado de todo esto es que la distribución de presiones para un pozo real puede diferir notablemente de los cálculos para un pozo ideal. Esta diferencia es mayor en las cercanías del pozo del pozo y ocurre en detrimento de su productividad.

La **Figura 30** muestra un esquema de cómo es la distribución de presiones en un pozo real en comparación con un pozo ideal. La diferencia entre las presiones ideal y real, $P_{wf}^* - P_{wf}$, representa las pérdidas adicionales debidas a la alteración de la permeabilidad y al efecto de turbulencia en la vecindad del pozo.

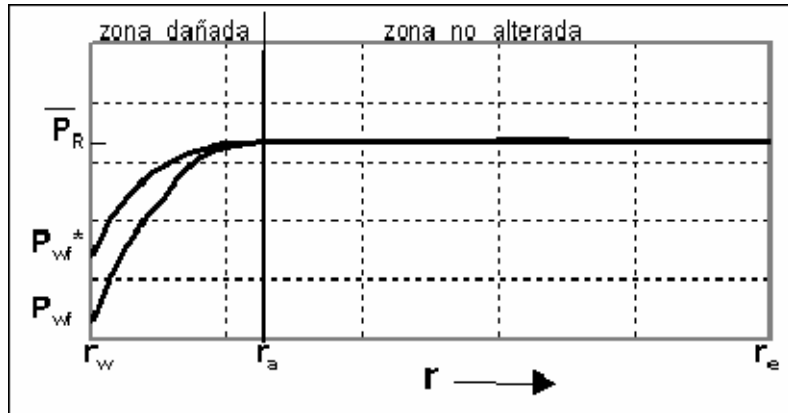


Figura 30 Distribución de presiones

Usualmente, esta diferencia es expresada como ΔP_s , o pérdidas de presión por efectos de daño. Aquí cabe introducir el término de factor de daño, S , proporcional a ΔP_s , el cual es definido como:

$$S = \frac{k_o h}{141.2 q_o \mu_o B_o} \Delta P_s \quad \text{Ec. 165}$$

ó, en términos de ΔP_s ,

$$\Delta P_s = P_{wf}^* - P_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} S \quad \text{Ec. 166}$$

Combinando las ecuaciones 164 y 166 para expresar la caída de presión real en términos del factor de daño, resulta,

$$\bar{P}_R - P_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S] \quad \text{Ec. 167}$$

Una ecuación similar para flujo de gas puede ser desarrollada fácilmente, y es la siguiente:

$$\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 = \frac{q_{sc} \mu_g ZT}{703 \times 10^{-6} k_g h} [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S] \quad \text{Ec. 168}$$

El factor de daño da una indicación del carácter del flujo en las vecindades del pozo, con relación a un pozo ideal. Cuando es positivo indica daño o restricción al flujo. Si es negativo indica estimulación o mejoramiento de las condiciones de flujo.

En algunos casos el efecto de daño o estimulación es expresado en términos de eficiencia de flujo (E_f), definido como la relación entre la tasa de flujo real y la tasa de flujo ideal para un determinado diferencial de presión, esto es:

$$E_f = \frac{q_{real}}{q_{ideal}} \quad \text{Ec. 169}$$

En términos de presiones fluyentes sería:

$$E_f = \frac{\bar{P}_R - P_{wf}^*}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad \text{Ec. 170}$$

Y, en términos del factor de daño:

$$E_f = \frac{\ln(r_e/r_w) - 0.75}{\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S} \quad \text{Ec. 171}$$

Generalmente, el término $\ln(r_e/r_w)$ está dentro del rango 6.5 – 8.5. Usando un promedio de $\ln(r_e/r_w) - 0.75 = 7.0$, la expresión anterior se puede aproximar como:

$$E_f = \frac{7}{7 + S} \quad \text{Ec. 172}$$

Otra expresión usada para cuantificar las condiciones de flujo es mediante la figura de radio aparente del pozo, r_{wa} , definido como:

$$r_{wa} = r_w e^{-S} \quad \text{Ec. 173}$$

El cual, cuando se introduce en la ec. 167 sustituyendo a r_w , ésta se transforma en :

$$\bar{P}_R - P_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} [\ln(r_e/r_{wa}) - 0.75] \quad \text{Ec. 174}$$

Una ilustración del concepto de radio aparente del pozo se presenta en la figura 1.5.

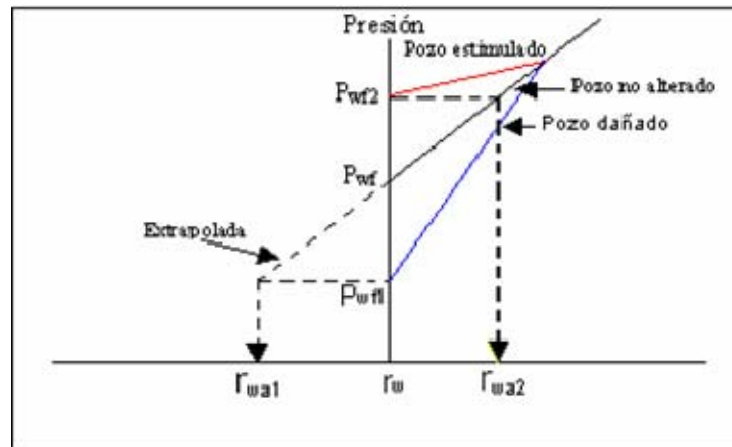


Fig. 1.5. Concepto de radio aparente del pozo.

Un pozo dañado se manifiesta por tener un radio aparente menor que su radio real. Lo contrario es indicativo de que el pozo está estimulado. En este caso, el radio aparente podría llegar a aproximarse al radio de drenaje.

En este punto, es menester introducir el concepto de factor de turbulencia, D . Como bien se sabe, a medida que el fluido fluyendo en la formación productora se aproxima al pozo, el área normal al flujo se reduce notablemente, provocando un incremento en la velocidad de sus partículas. Esto genera una caída de presión adicional, además de la caída de presión debida a la restricción del flujo por la alteración de la permeabilidad. Este efecto es usualmente conocido como “Turbulencia”.

El factor de daño S , usado en las ecuaciones previas, incluye en sí este efecto de Turbulencia y puede ser expresado analíticamente mediante la ecuación:

$$S = S_a + D q_o \quad \text{Ec. 175}$$

Donde S_a es el factor de daño debido a la alteración de la permeabilidad en las vecindades del pozo y D es el factor de turbulencia, expresado en (BN^{-1}) .

Craft y Hawkins propusieron la siguiente expresión analítica para calcular el daño de la formación debido a la alteración de la permeabilidad en las vecindades del pozo, excluyendo el efecto de turbulencia.

$$S_a = (k/k_a - 1) \ln(r_a/r_w) \quad \text{Ec. 176}$$

Arreglando esta ecuación en términos de ka , resulta:

$$k_a = k \left[1 + \frac{S_a}{\ln(r_a/r_w)} \right]^{-1} \quad \text{Ec. 177}$$

donde,

ka = Permeabilidad de la zona dañada. (md)

ra = Radio de la zona dañada. (pies)

En la **Tabla 9** se muestra un esquema de las características de pozos dañados, estimulados e inalterados o “ideales” expresadas en términos de efecto de daño, eficiencia de flujo, pérdida de presión adicional y radio aparente del pozo.

Tabla 9 Características de pozos

Estado	EFECTO CUANTIFICABLE			
	S	EF	ΔP_s	r_{wa}
Dañado	> 0	< 1	> 0	$< r_w$
No alterado	$= 0$	$= 1$	$= 0$	$= r_w$
Estimulado	< 0	> 1	< 0	$> r_w$

Otro aspecto importante que conviene discutir es el referente a la restricción del flujo causada por la penetración parcial o incompleta del pozo en la formación productora.

Desde los inicios de las operaciones de producción en campos petrolíferos, los pozos han sido perforados o completados a través de solamente una fracción del espesor neto petrolífero, a objeto de evitar o minimizar los efectos de conificación de agua y/o gas y, en algunos casos, debido a dificultades operacionales para controlar la circulación del fluido de perforación o completación en la zona objetivo. Obviamente, esta práctica, conocida como penetración parcial, restringe el caudal de entrada de fluidos en el pozo. Sin embargo, no debe verse como una operación en detrimento de la capacidad de producción del pozo, puesto que más bien es un mecanismo de control para mejorar la eficiencia de producción y prolongar la vida activa del pozo.

Varios trabajos relacionados a este tema han sido publicados a través de los años, siendo Muskat el pionero en presentarlo en forma analítica para cuantificar su efecto en el comportamiento de producción de pozos. Sin embargo, aquí solamente se hará referencia a 2 (dos) de ellos, ambos basados en el trabajo de Muskat, dada la simplicidad analítica de sus ecuaciones y la aceptabilidad que han tenido en el campo de la ingeniería de producción. Estos métodos se refieren al de Brons y Martins y el de Odeh.

En 1.961, Brons y Martins sugirieron que el efecto de la penetración parcial puede ser expresado como un factor de daño, adicional al hasta ahora discutido. Ellos propusieron la siguiente ecuación:

$$S_c = (1/b - 1)[\ln(h_D) - G(b)] \quad \text{Ec. 178}$$

donde,

b = Penetración parcial, hp / h .

h_D = Espesor adimensional, $(k_h/k_v)^{0.5} (h/r_w)$

hp = Intervalo abierto al flujo. (pies)

h = Espesor de la formación. (pies)

k_h = Permeabilidad horizontal. (md)

k_v = Permeabilidad vertical. (md)

$G(b)$ = Función de la penetración parcial, b .

La función $G(b)$ puede ser aproximada mediante la siguiente ecuación de regresión:

$$G_{(b)} = 2.948 - 7.363b + 11.45b^2 - 4.675b^3 \quad \text{Ec. 179}$$

En 1.980, Odeh publicó un artículo técnico sobre este tema. En él se formula una relación empírica para calcular el efecto de daño debido a un intervalo parcial abierto al flujo, hp , localizado arbitrariamente.

$$S_c = 1.35(1/b - 1)^{0.825} \{ \ln(r_w h_D + 7) - 1.95 - [0.49 + 0.1 \ln(r_w h_D)] \ln(r_{wc}) \} \quad \text{Ec. 180}$$

donde,

$$r_{wc} = r_w e^{[0.2126(2.753 + z_m/h)]}, \quad 0 < z_m / h \leq 0.5 \quad \text{Ec. 181}$$

$$r_{wc} = r_w e^{[0.2126(3.753 - z_m/h)]}, \quad z_m / h > 0.5 \quad \text{Ec. 182}$$

$$r_{wc} = r_w, \quad y = 0 \quad \text{Ec. 183}$$

$$z_m = y + h_p / 2 \quad \text{Ec. 184}$$

y = Distancia desde el tope de la formación al tope del intervalo abierto (pies)

INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

La relación entre la tasa de producción de un pozo y la caída de presión en la formación expresa el concepto de **Indice de Productividad, J** . En caso de petróleo será:

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad \text{Ec. 185}$$

El índice de productividad puede ser expresado, de acuerdo a la ec. 167, como:

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]} \quad \text{Ec. 186}$$

Arreglando la ec. 185 para $P_{wf} = \bar{P}_R - q_o/J$ es notorio que un gráfico de P_{wf} vs. q_o en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta de pendiente $-1/J$, intersectando el eje de las ordenadas a \bar{P}_R para $q_o = 0$.

Si las condiciones son tales que J permanece constante con cambios en la caída de presión, una vez obtenido su valor de una prueba de producción representativa o mediante la ec. 185, este valor podrá ser usado para predecir el comportamiento de injlujo bajo otras condiciones. Sin embargo, esto implica que la función de presión $f(p) = k_o/\mu_o B_o$ permanecerá constante, lo cual ocurre muy raramente. En la práctica, esta opción solamente es usada en caso de flujo bajo condiciones de subsaturación. Así, conviene expresar ocasionalmente el índice de productividad como:

$$J = \frac{0.00708 h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dP \quad \text{Ec. 187}$$

En caso de flujo de gas, el índice de productividad se define mediante la siguiente relación:

$$J_g = \frac{q_{sc}}{\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2} \quad \text{Ec. 188}$$

ó, de la ec. 161 incluyendo el factor de daño,

$$J_g = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h}{\mu_g ZT [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]} \quad \text{Ec. 189}$$

Como puede notarse en la ec. 188, un gráfico de P_{wf} vs. q_{sc} en coordenadas cartesianas produciría una parábola cuadrática. No así, si se grafica $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2$ vs. q_{sc} , lo cual generaría una línea recta partiendo del origen, cuya pendiente es $1/J_g$.

Las ecuaciones 186 y 189 expresan las condiciones de flujo pseudo-contínuo o estabilizado para un pozo ubicado en el centro de un área de drenaje circular. Para otras formas geométricas del área de drenaje y ubicación relativa del pozo, el uso de las ecuaciones 186 y 189 podría llevar a errores apreciables. Odeh desarrolló un grupo de ecuaciones para expresar el factor de forma, X , en lugar de r_e/r_w , de acuerdo a la geometría del área de drenaje y a la ubicación del pozo. Estas ecuaciones se presentan en la **Figura 31**.



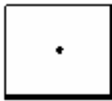
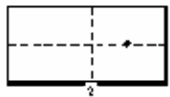

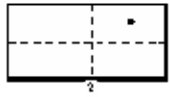

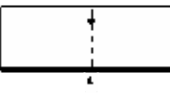

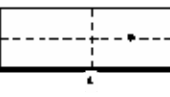
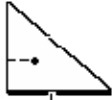

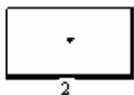
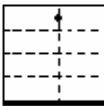
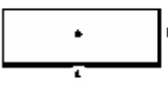
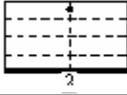
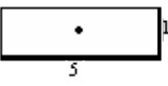
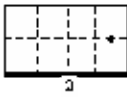

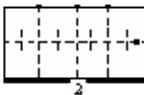
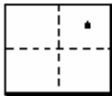

SISTEMA	X	SISTEMA	X
	$\frac{r_p}{r_w}$		$\frac{0.966A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.571A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.44A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2.206A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.925A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6.59A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.36A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1724A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1794A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.523A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10135A^{1/2}}{r_w}$

Figura 31 Factores de Forma para Diferentes Tipos de Areas de Drenaje

ANEXO

CORRELACIONES EMPIRICAS

I - CONDICIONES PSEUDO-CRITICAS DEL GAS NATURAL

Las propiedades pseudo-críticas del gas natural (presión y temperatura), como función de la gravedad del gas, fueron presentadas inicialmente por Gatlin como se muestra en la fig. A-1.

Las curvas correspondientes a gases misceláneos han sido ajustadas mediante ecuaciones polinómicas, de las cuales se dan dos grupos a continuación.

Ajuste de Brown

$$P_C = 639.2 - 35.55 \gamma_g$$

$$T_C = 159.6 + 331.1 \gamma_g \quad (A.1)$$

Ajuste de Beggs

$$P_C = 709.6 - 58.7 \gamma_g$$

$$T_C = 170.5 + 307.3 \gamma_g \quad (A.1a)$$

En 1985, Sutton derivó sus ecuaciones de propiedades pseudo-críticas del gas natural (fig. A.2) basadas en medidas del factor de compresibilidad, Z, de 634 muestras de gas. El usó la ecuación de Dranchuk Abou-Kassem para el factor Z y los factores de ajustes propuestos por Aziz para presencia de componentes no hidrocarburos. Las ecuaciones de Sutton son:

$$P_C = 756.8 - 131.0 \gamma_g - 3.6 \gamma_g^2$$

$$T_C = 169.2 + 349.5 \gamma_g - 74.0 \gamma_g^2 \quad (A.1b)$$

La fig. A.3 muestra un gráfico comparativo de los tres grupos de ecuaciones presentados.

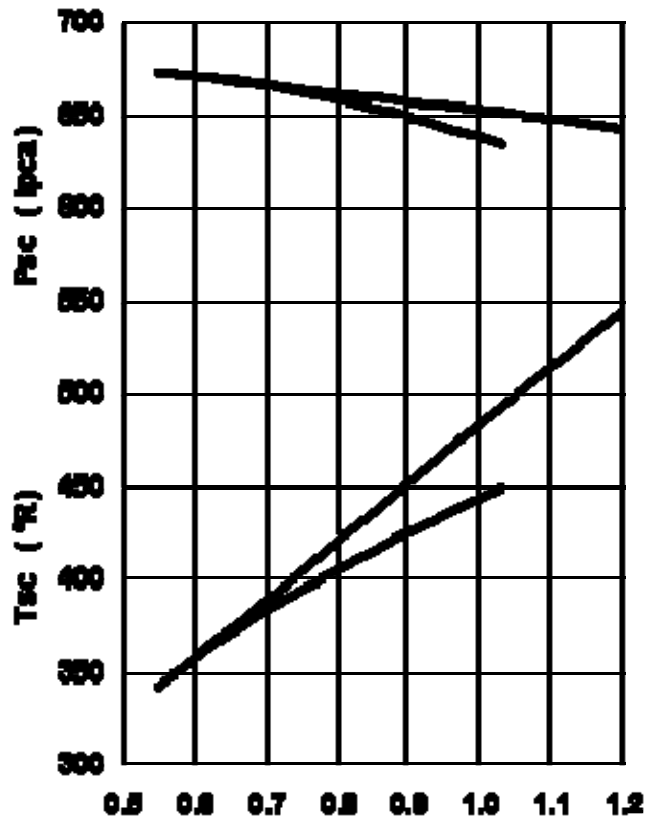


Fig. A.1 Propiedades Pseudo-Críticas del Gas Natural (según Gatlin)

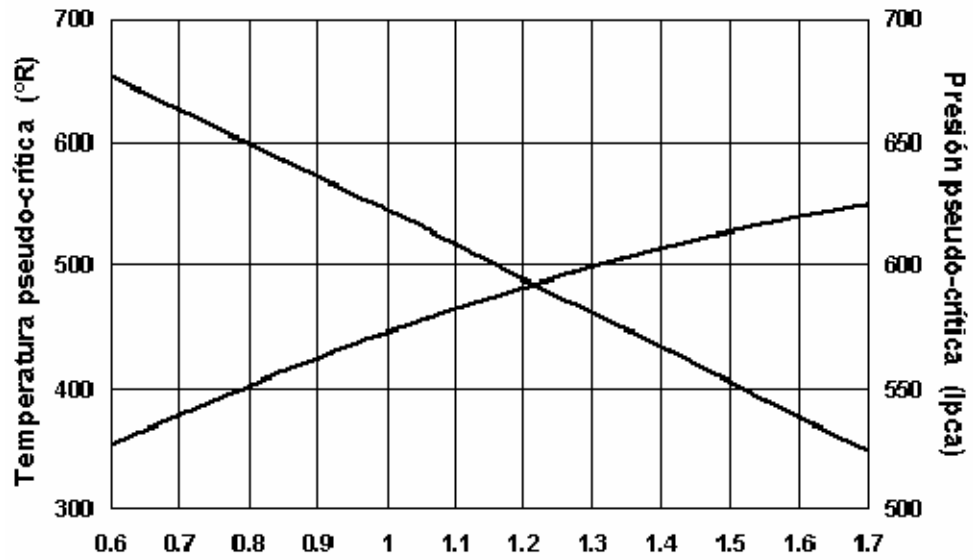


Fig. A.2 Propiedades Pseudo-Críticas del Gas Natural (según Sutton)

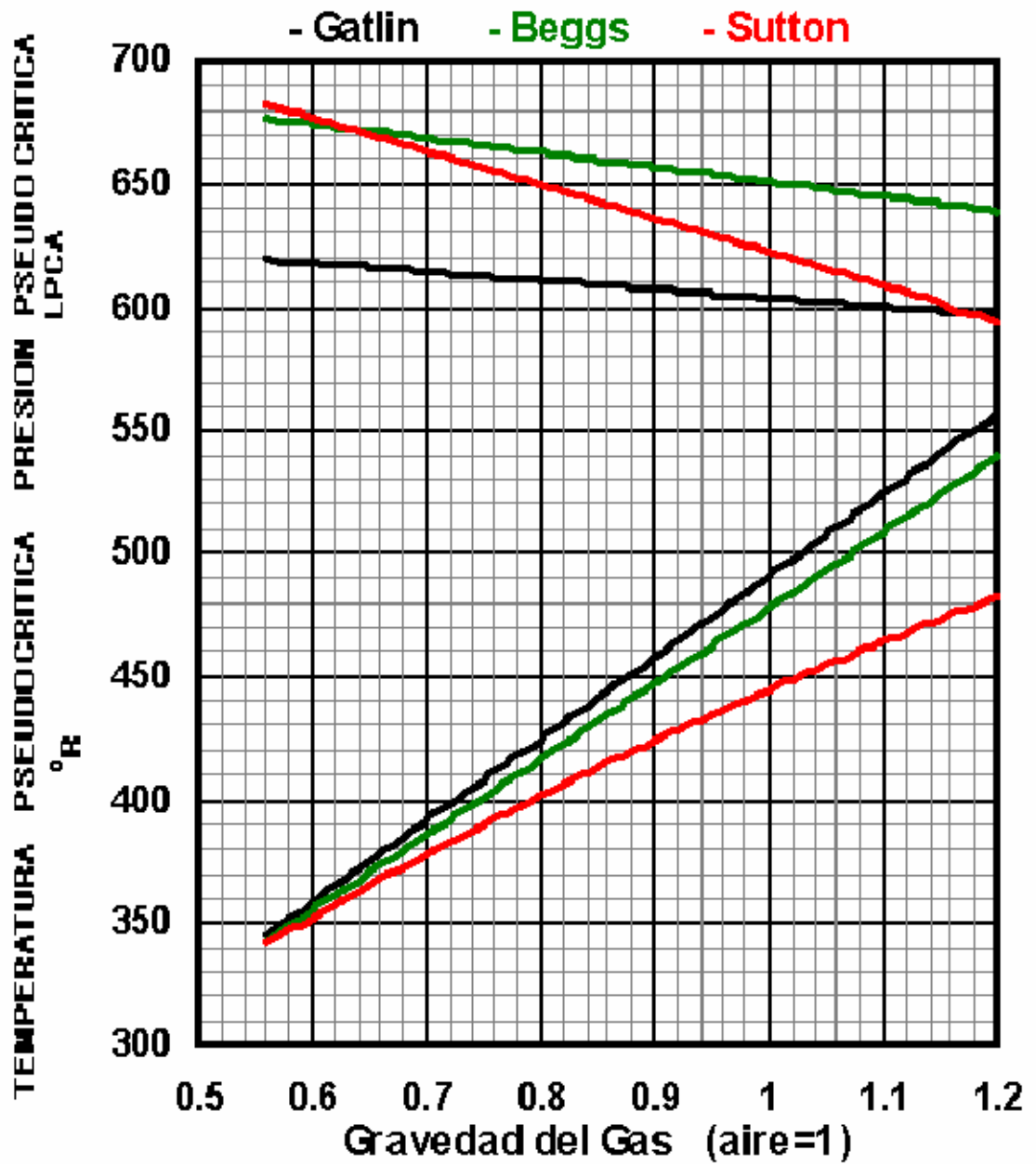


Fig. A.3 Gráfico Comparativo de las Propiedades Pseudo-Reducidas según Gatlin, Beggs y Sutton

II - FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL

Varias ecuaciones han sido propuestas para ajustar las curvas correspondientes al factor de compresibilidad del gas natural, como las mostradas en la fig. A.3. Aquí se propone el ajuste presentado por Beggs.

$$Z = A + (1 - A)e^{-B} + C P_{pr}^D \quad (A2.)$$

con,

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 T_{pr} - 0.101 \quad (A.2a)$$

$$B = P_{pr} (0.62 - 0.23 T_{pr}) + P_{pr}^2 \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037 \right] + \frac{0.32 P_{pr}^6}{e^{20.723(T_{pr} - 1)}} \quad (A.2b)$$

$$C = 0.132 - 0.32 \text{Log } T_{pr} \quad (A.2c)$$

$$D = e^{(0.715 - 1.128 T_{pr} + 0.42 T_{pr}^2)} \quad (A.2d)$$

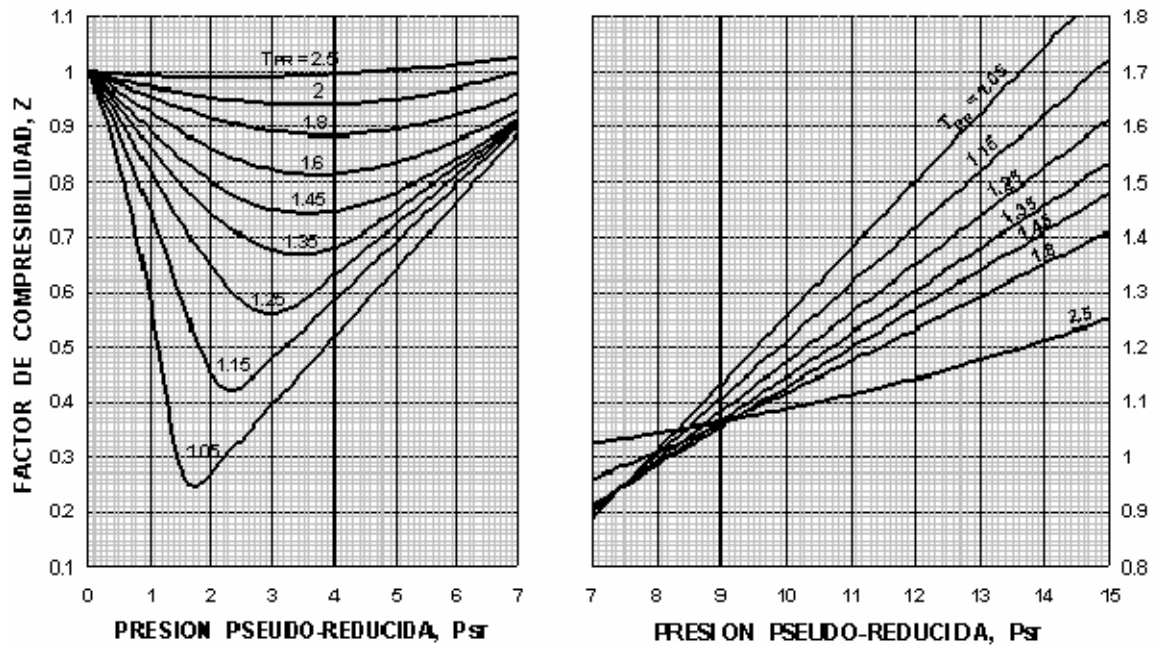


Fig. A.4 Factor de Compresibilidad del Gas (Z) como Función de las Propiedades Pseudo-Reducidas

III - FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO

1 – Standing

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 F^{1.2} \quad (A.3)$$

con,
$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \quad (A.3a)$$

2 – Frick

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (A.4)$$

con F definido previamente

3 – Vasquez y Beggs

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (C_2 + C_3 R_s)(T - 60)API/\gamma_{gc} \quad (A.5)$$

con,

	<u>API ≤ 30</u>	<u>API > 30</u>
C ₁ =	4.677 x 10 ⁻⁴	4.670 x 10 ⁻⁴
C ₂ =	1.751 x 10 ⁻⁵	1.100 x 10 ⁻⁵
C ₃ =	-1.811 x 10 ⁻⁸	1.337 x 10 ⁻⁹

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1.0 + 5.912 \times 10^{-5} (API) T \text{Log} (P/114.7) \right] \quad (A.6)$$

4 – Glaso, Oistein

$$B_o = 1.0 + 10^F \quad (A.7)$$

con,

$$F = -6.58511 + 2.91329 \text{Log} B_o^* - 0.27683 (\text{Log} B_o^*)^2 \quad (A.7b)$$

$$B_o^* = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T \quad (A.7c)$$

5 – Al - Marhoun

$$B_o = 0.487069 + 0.862963 \times 10^{-3} (T + 460) + \\ + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2 \quad (A.8)$$

con,

$$F = R_s^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204} \quad (A.8a)$$

6 – Mannucci y Rosales

$$B_o = \frac{2.49 (R_s / \gamma_g)^{0.1046}}{P^{0.0526} 10^{0.48} \rho_o} \quad (A.9)$$

con,

$$\rho_o = \frac{1.69}{P^{0.0429} 10^{0.000796 T}} \quad (A.9a)$$

7 – Kartoatmodjo y Schmidt

$$B_o = 0.98496 + 0.0001 F^{1.5} \quad (A.10)$$

con,

$$F = R_s^{0.755} \gamma_g^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T \quad (A.10a)$$

IV - SOLUBILIDAD DEL GAS EN PETROLEO

1 – Standing

$$R_S = \gamma_g \left(\frac{0.054945 P + 1.4}{10^{0.00091T - 0.0125 API}} \right)^{1.20482} \quad (\text{A.11})$$

2 – Frick (Standing ajustado)

$$R_S = \gamma_g \left(\frac{P}{18 \times 10^{0.00091T - 0.0125 API}} \right)^{1.20482} \quad (\text{A.12})$$

3 – Vasquez y Beggs

$$R_S = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} e^{C_3 [\gamma_o / (T + 460)]} \quad (\text{A.13})$$

con,

	<u>API ≤ 30</u>	<u>API > 30</u>
C ₁ =	0.0362	0.0178
C ₂ =	1.0937	1.1870
C ₃ =	25.7240	23.9310

γ_{gc} dado por la ec. A.6

4 – Glaso, Oistein

$$R_S = \gamma_g \left(\frac{P^* API^{0.989}}{T^{0.172}} \right)^{1.22549} \quad (A.14)$$

con,

$$P^* = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \text{Log } P)^{0.5}]} \quad (A.14a)$$

5 – Al - Marhoun

Error! Bookmark not defined.

6 – Mannucci y Rosales

$$R_S = \gamma_g \left(\frac{P}{84.88 \times 10^{0.000922 T - 0.0072 API}} \right)^{1.88679} \quad (A.16)$$

7 – Kartoatmodjo y Schmidt

$$R_S = C_1 \gamma_g^{C_2} P^{C_3} 10^{C_4 \times API / (T + 460)} \quad (A.17)$$

con,

V - FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO SUB-SATURADO

Correlación de Vasquez y Beggs

$$B_o = B_{ob} e^{C_o(P - P_b)} \quad (A.18)$$

con,

$$C_o = (C_1 + C_2 R_s + C_3 T + C_4 \gamma_{gc} + C_5 API) / C_6 P \quad (A.18a)$$

$$C_1 = -1433.0 \quad C_2 = 5.0 \quad C_3 = 17.2$$

$$C_4 = -1180.0 \quad C_5 = 12.61 \quad C_6 = 10^5$$

VI - VISCOSIDAD DEL PETROLEO MUERTO

1 – Correlación de Beggs - Robinson

$$\mu_{OD} = 10^{XT^{-1.163}} - 1.0 \quad (A.19)$$

con,

$$X = 10^{(3.0324 - 0.02023 API)} \quad (A.19a)$$

2 – Correlación de Ng - Egbogah

$$\mu_{OD} = 10^X - 1.0 \quad (A.20)$$

con,

$$X = 10^{(1.8653 - 0.025086 API - 0.5644 \text{Log } T)} \quad (A.20a)$$

VII - VISCOSIDAD DEL PETROLEO SATURADO

Correlación de Beggs - Robinson

$$\mu_o = A \mu_{oD}^B \quad (A.21)$$

con,

$$A = 10.715 (R_S + 100)^{-0.515} \quad (A.21a)$$

$$A = 5.44 (R_S + 150)^{-0.338} \quad (A.21b)$$

VIII - VISCOSIDAD DEL PETROLEO SUB-SATURADO

Correlación de Vasquez - Beggs

$$\mu_o = \mu_{ob} (P/P_b)^B \quad (A.22)$$

con,

$$B = 2.6 P^{1.187} e^{(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} P)} \quad (A.22a)$$

IX - VISCOSIDAD DEL GAS NATURAL

Correlación de Lee

$$\mu_g = A \times 10^{-4} e^{[B(\rho_g/62.4)^C]} \quad (A.23)$$

con,

$$A = \frac{(9.379 + 0.01607 M_g)(T + 460)^{1.5}}{669.2 + 19.26 M_g + T} \quad (A.23a)$$

$$B = 3.3448 + \frac{986.4}{(T + 460)} + 0.01009 \quad (A.23b)$$

$$C = 2.447 - 0.2224 B \quad (A.23c)$$

$$M_g = 28.96 \gamma_g \quad (A.23d)$$

$$\rho_g = 0.0136 \gamma_g / B_g \quad (A.23e)$$

X - VISCOSIDAD DEL AGUA

1 – Correlación de Matthews – Russell. Presentada por Beggs

$$\mu_w = \mu_{WD} [1 + 0.035 P^2 (T - 40)] \quad (A.24)$$

con,

$$\mu_{WD} = A + B/T \quad (A.24a)$$

$$A = -0.04518 + 9.313 \times 10^{-7} S - 3.93 \times 10^{-12} S^2 \quad (A.24a_1)$$

$$B = 70.634 + 9.576 \times 10^{-10} S^2 \quad (A.24a_2)$$

2 – Correlación de Brill – Beggs. Presentada por Beggs

$$\mu_w = e^{(1.003 - 0.01479 T + 1.982 \times 10^{-5} T^2)} \quad (A.25)$$

XI - TENSION INTERFACIAL GAS/PETROLEO

Correlación presentada por Beggs

$$\sigma_o = (1.0 - 0.024 P^{0.45}) \left[\sigma_{68} - \frac{(T - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32} \right] \quad (A.26)$$

con,

$$\sigma_{68} = 39 - 0.2571 API \quad (A.26a)$$

$$\sigma_{100} = 37.5 - 0.2571 API \quad (A.26b)$$

XII - TENSION INTERFACIAL GAS/AGUA

Correlación presentada por Beggs

$$\sigma_w = \sigma_{w(74)} - \left[\frac{(T-74)(\sigma_{w(74)} - \sigma_{w(280)})}{206} \right] \quad (A.27)$$

con,

$$\sigma_{w(74)} = 75 - 1.108 P^{0.349} \quad (A.27a)$$

$$\sigma_{w(280)} = 53 - 0.1048 P^{0.637} \quad (A.27b)$$

XIII - COMPRESIBILIDAD DEL AGUA

Correlación presentada por Dodson y Standing

$$C_w = f_c (A + BT + CT^2) \quad (A.28)$$

con,

$$A = 3.8546 - 1.34 \times 10^{-4} P \quad (A.28a)$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} P \quad (A.28b)$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} P \quad (A.28c)$$

$$f_c = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw} \quad (A.28d)$$

NOMENCLATURA DE LAS ECUACIONES A.1 → A.28

API = Gravedad API del crudo, °API
 B_g = Factor volumétrico del gas, Bls/PCN
 B_o = Factor volumétrico del petróleo, Bls/BN
 B_{ob} = Factor volumétrico de petróleo en el punto de burbujeo, Bls/BN
 C_o = Compresibilidad del petróleo sub-saturado, lpc^{-1}
 M_g = Peso molecular del gas, Lbs/mol
 P = Presión, Lpca
 P_c = Presión crítica, Lpca
 P_{pr} = Presión pseudo-reducida, fracción
 R_s = Solubilidad del gas en petróleo, PCN/BN
 S = Salinidad del agua, ppm cl^{-1}
 T = Temperatura, °F
 T_c = Temperatura crítica, °F
 T_{pr} = temperatura pseudo-reducida, fracción
 Z = Factor de compresibilidad del gas, adim.
 γ_g = Gravedad específica del gas, aire = 1
 γ_{gc} = Gravedad del gas corregida por correlación, aire = 1
 γ_o = Gravedad del específica del petróleo
 ρ_g = Densidad del gas, Lbs/ pie^3
 ρ_o = Densidad del petróleo, Lbs/ pie^3

- μ_g = Viscosidad del gas, Cps
- μ_o = Viscosidad del petróleo, Cps
- μ_{ob} = Viscosidad del petróleo en el punto de burbujeo, Cps
- μ_{OD} = Viscosidad del petróleo muerto (libre de gas), Cps
- μ_w = Viscosidad del agua, Cps
- μ_{wD} = Viscosidad del agua a C.N., Cps
- σ_o = Tensión superficial del petróleo, Dinas/cm
- σ_w = Tensión superficial del agua, Dinas/cm
- σ_{68} = Tensión superficial del petróleo a 68°F, Dinas/cm
- σ_{100} = Tensión superficial del petróleo a 100°F, Dinas/cm
- $\sigma_{w(74)}$ = Tensión superficial del agua a 74°F, Dinas/cm
- $\sigma_{w(100)}$ = Tensión superficial del agua a 100°F, Dinas/cm