



## **YACIMIENTO**

Un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable que contiene hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

Las características que definen un yacimiento son las siguientes:

- Es **subterráneo**: en general, es una acumulación de hidrocarburos presente en el subsuelo.
- Es **poroso**: es decir, posee un volumen vacío (poros) que permite el almacenamiento de los fluidos.
- Es **permeable**: es decir, el espacio vacío está interconectado para permitir el movimiento de los fluidos a través de él.
- Tiene un **volumen limitado**: es decir, debe haber un sello que forme la trampa para que se confinen los fluidos.

Por lo tanto, también es posible definir un yacimiento como:

Una acumulación natural de hidrocarburos presentes en el subsuelo, los cuales se encuentran contenidos en rocas porosas y permeables, de volumen limitado.

## **CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS**

La ingeniería de yacimientos es la rama de la ingeniería de petróleo encargada del mantenimiento, evaluación y seguimiento de la explotación de los yacimientos; los cuales se pueden clasificar, de acuerdo al estado de los fluidos que contiene, en:

- **Yacimientos de gas**: son aquellos yacimientos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa en el subsuelo. Los yacimientos de gas pueden ser:
  - **Yacimientos de gas seco**: la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa tanto en el subsuelo como en superficie durante su vida productiva a cualquier condición de presión y temperatura. Entre sus principales características se tienen:
    - Constituido casi totalmente por metano, poca cantidad de etano y posiblemente muy pequeños porcentajes de otros hidrocarburos más pesados.
    - Las condiciones de separador y reservorio permanecen en la región de una sola fase (gas).
    - Las relaciones Gas - Líquido son mayores a 100.000 PCN/BN.

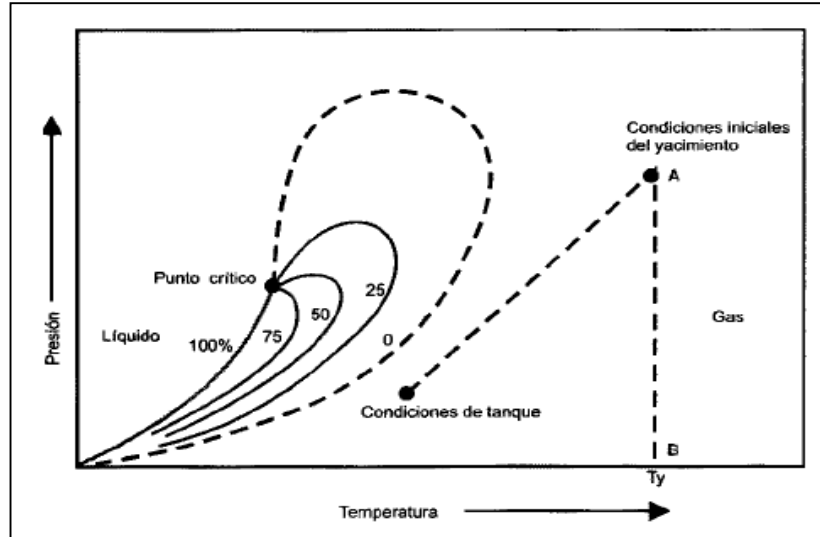


Fig. 1. Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco.

- **Yacimientos de gas húmedo:** son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentran en fase gaseosa en el subsuelo, pero al pasar la mezcla a través del sistema de separación en superficie, ocurre condensación de líquidos. Sus principales características son las siguientes:
  - Constituido adicionalmente de componentes más pesados que el gas seco pero menos pesados que el gas condensado.
  - Las condiciones del separador se ubican en la región de dos fases. Por esta razón, condensan líquidos en el separador.
  - Relaciones gas líquido entre 60.000 a 100.000 PCN/BN.
  - Gravedad del líquido por encima de 60 °API.

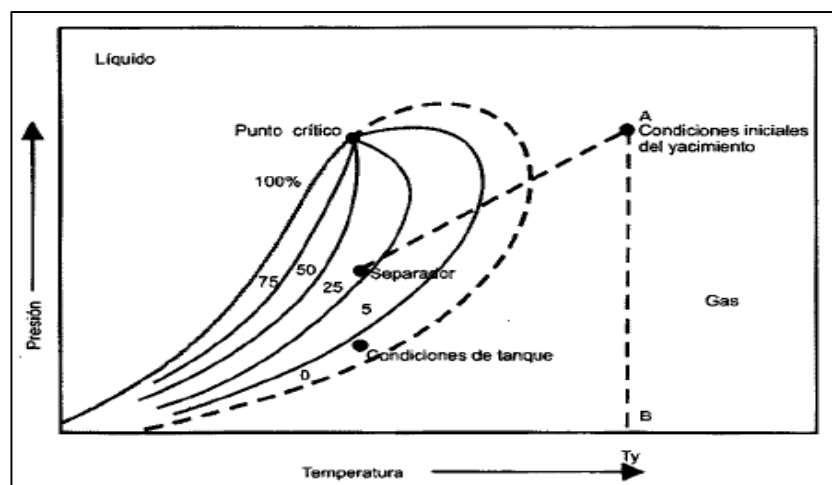


Fig. 2. Diagrama de fases de un gas húmedo.

- **Yacimiento de gas condensado:** son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos puede condensar líquidos tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie. Las principales características de este tipo de yacimiento son:
  - Constituido por componentes más pesados que el gas húmedo pero menos pesados que el petróleo volátil.
  - La disminución de la presión origina formación de líquidos en el reservorio (cruza la curva de rocío).
  - Los líquidos contienen constituyentes más livianos que un crudo liviano.
  - Los líquidos formados en el reservorio son esencialmente no recuperables.
  - Relaciones Gas - Líquido entre 8.000 a 70.000 PCN/BN. Generalmente esta relación se incrementa con el tiempo debido a pérdidas de los componentes pesados por formación de líquidos en el reservorio.
  - Gravedad del condensado entre 35 ° y 60 °API.

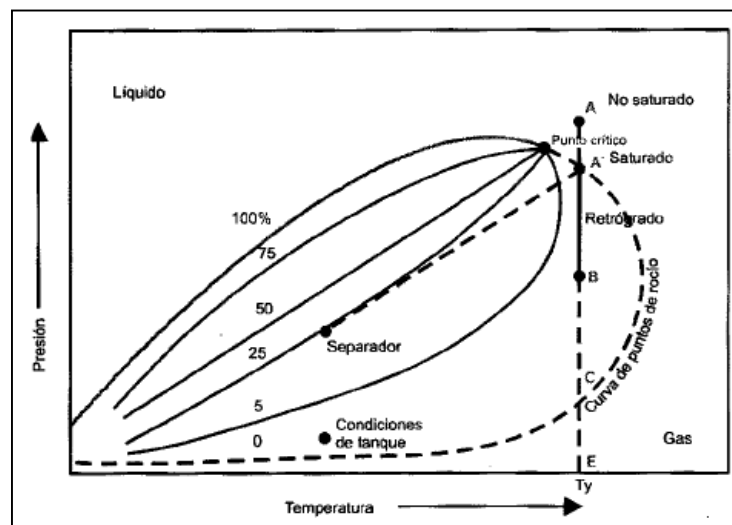


Fig. 3. Diagrama de fases de un gas condensado.

- **Yacimientos de petróleo:** son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra en estado líquido a las condiciones del yacimiento. Se pueden clasificar como:
  - **Yacimientos de petróleo volátil (de alta merma):** los petróleos volátiles son fluidos muy livianos que se presentan en fase líquida en el yacimiento. El equilibrio de fase en estos yacimientos es precario, tienen una alta merma del crudo cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo ( $B_o > 2 B_y/BN$ ). Sus principales características son las siguientes:

- Constituido por componentes más pesados que el gas condensado pero más ligeros que el petróleo negro. Contienen un %molar de C7 menor o igual a 20%.
- Relaciones Gas - Líquido mayor o igual a 2.500 PCN/BN.
- Gravedad del fluido mayor o igual a 40 °API.

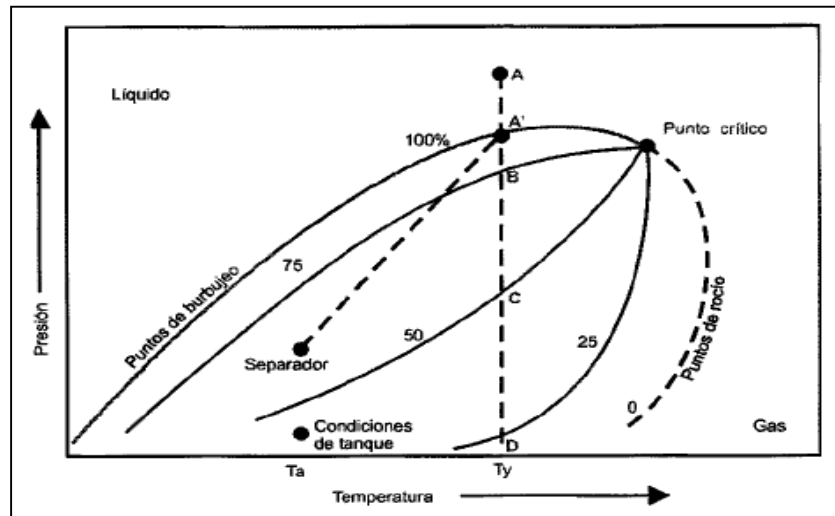


Fig. 4. Diagrama de fases de un petróleo volátil.

- **Yacimientos de petróleo negro (de baja merma):** los petróleos negros son fluidos más pesados que el crudo volátil, los cuales se presentan en fase líquida en el yacimiento. El equilibrio de fase en estos yacimientos es mayor que en yacimientos de petróleo volátil, tienen una baja merma del crudo cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo ( $B_o \leq 2 B_Y/BN$ ). Sus principales características son las siguientes:
  - Constituido por componentes más pesados que el petróleo volátil. Contienen un %molar de C7 mayor a 20%.
  - Relaciones Gas - Líquido menores a 2.500 PCN/BN.
  - Gravedad del fluido menor a 40 °API.

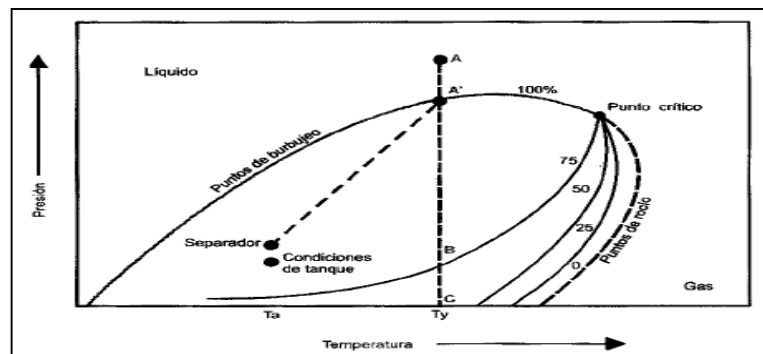


Fig.5. Diagrama de fases de un petróleo negro.



Los yacimientos de petróleo de acuerdo a las condiciones de presión presentes en el yacimiento a las condiciones iniciales, pueden ser:

- ❖ **Yacimientos subsaturados:** son aquellos yacimientos de petróleo en los cuales la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbujeo ( $P_i > P_b$ ), por lo tanto inicialmente en el yacimiento fluye solamente la fase líquida. Aunque, inicialmente solo se presenta la fase líquida, las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza. Eventualmente, el gas liberado se aglutina hasta tener condiciones de flujo hacia al pozo en cantidades cada vez incrementales.
  
- ❖ **Yacimientos saturados:** son aquellos yacimientos de petróleo en los cuales la presión inicial del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbujeo o es igual a ésta ( $P_i \leq P_b$ ), por lo tanto en el yacimiento fluyen tanto la fase líquida como la fase gaseosa. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida.

De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos, los yacimientos pueden considerarse como:

- ❖ **Yacimientos volumétricos:** cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado).
  
- ❖ **Yacimientos no volumétricos:** cuando el volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero adyacente.

### **MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN**

Los mecanismos de producción se refieren a la energía que está en el subsuelo, la cual origina que el petróleo fluya del yacimiento a la superficie en forma natural; por lo tanto, son fuerzas naturales del yacimiento que permiten que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean producidos.

Los mecanismos naturales también se conocen como mecanismos de producción primaria, pues están asociados a la etapa de explotación inicial de los yacimientos, donde las fuentes de energía natural presentes en el yacimiento originan el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Estos mecanismos actúan producto del diferencial de presión que se genera al perforar el pozo, dado que los fluidos fluyen desde puntos de mayor presión hacia puntos de menor presión.

Se distinguen cinco mecanismos naturales de producción:

➤ **Expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso:**

Cuando ocurre una disminución de presión en el yacimiento el fluido que se encuentra en los poros de la roca tiende a expandirse y desplazarse hacia donde exista una menor presión, es decir, hacia el pozo. Simultáneamente la roca porosa donde se encuentra almacenado el fluido es modificada físicamente por los esfuerzos de presión que se ejercen sobre ésta, por lo tanto, el espacio poroso se reduce producto de la presión de sobrecarga. Estos poros podrían o no estar saturados de fluido, si lo están este efecto de reducción de porosidad por la compresión de la roca genera la expulsión del fluido que se encuentra en estos espacios vacíos hacia una zona de menor presión (pozo), incrementando la producción.

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos que produzcan por flujo natural. Se caracteriza por:

- La presión declina rápidamente estabilizándose en un valor bajo.
- La relación gas-petróleo producido (RGP) permanece baja.
- Factor de recobro (FR) menor al 5% del petróleo original in situ (POES).

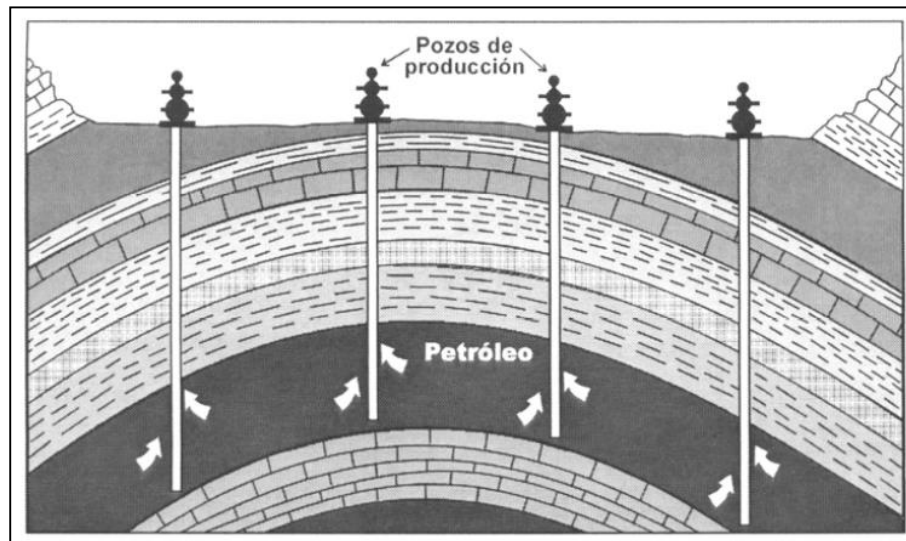


Fig. 6. Empuje por expansión de los fluidos.

➤ **Empuje por gas en solución**

En este mecanismo el empuje se genera debido a la liberación de gas disuelto en el petróleo. A medida que se reduce la presión en el yacimiento el volumen de petróleo se comienza a expandir hasta alcanzar el punto de burbujeo, una vez allí comienza la liberación de gas, en una primera etapa son burbujas de gas aisladas que todavía no forman una fase continua (igual se genera un



pequeño empuje de petróleo hacia zonas de menor presión), al continuar la disminución de presión el gas alcanza la saturación crítica y pasa a formar una fase continua y por efectos de la permeabilidad relativa el gas empuja el petróleo hacia el pozo. Si la permeabilidad vertical es mayor a la permeabilidad horizontal se formaría una capa de gas en el yacimiento lo que genera otro tipo de empuje (empuje por drenaje gravitacional).

Este mecanismo se caracteriza por:

- La presión declina en forma rápida y continua.
- La RGP disminuye al inicio de la producción, luego aumenta hasta un máximo y a partir de allí vuelve a disminuir.
- El FR se encuentra entre 5% y 30% del POES.

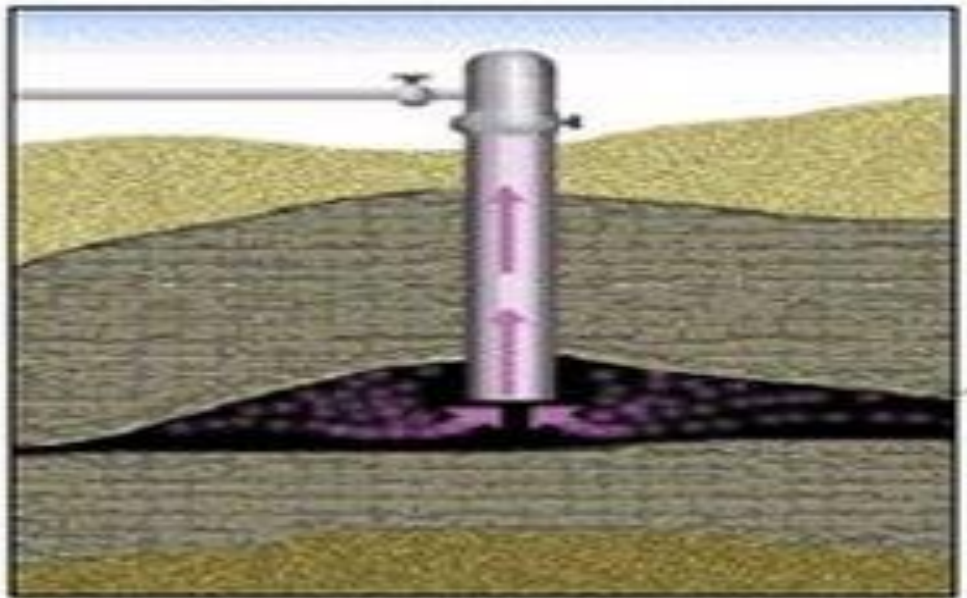


Fig.7. Mecanismo de empuje por gas en solución.

➤ **Empuje por capa de gas**

Este mecanismo se da cuando la presión inicial del yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo, por lo tanto, el yacimiento de petróleo tiene una capa de gas primaria asociada. El mecanismo actúa al reducir la presión y por diferencias de densidades el gas que se libera del petróleo junto con el gas libre que se encontraba originalmente en el yacimiento (gas de la capa), generan un efecto pistón que empuja al petróleo hacia las zonas de menor presión, constituidas por el pozo.

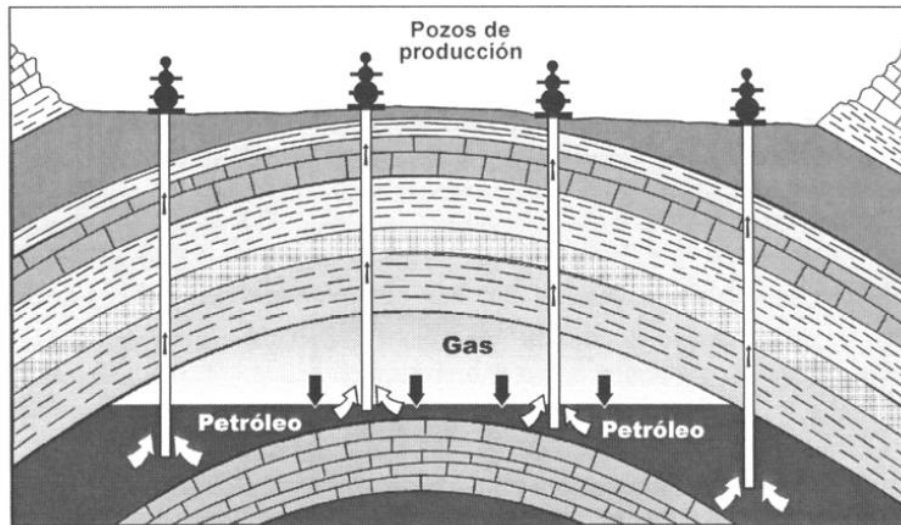


Fig. 8 Empuje por capa de gas

Sus principales características son las siguientes:

- La presión declina en forma lenta pero continua.
- La RGP aumenta continuamente.
- El FR se encuentra entre 20% y 40% del POES.

➤ **Empuje hidráulico:**

En yacimientos con empuje por agua, existe una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa permeable saturada con agua denominada acuífero, la cual puede estar por debajo de todo el yacimiento o de una parte de él. El mecanismo actúa cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión del acuífero que lo subyace, desplazando de esta manera al petróleo hacia los puntos de menor presión (pozos), en un efecto pistón teórico.

Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo; de acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo de agua lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.



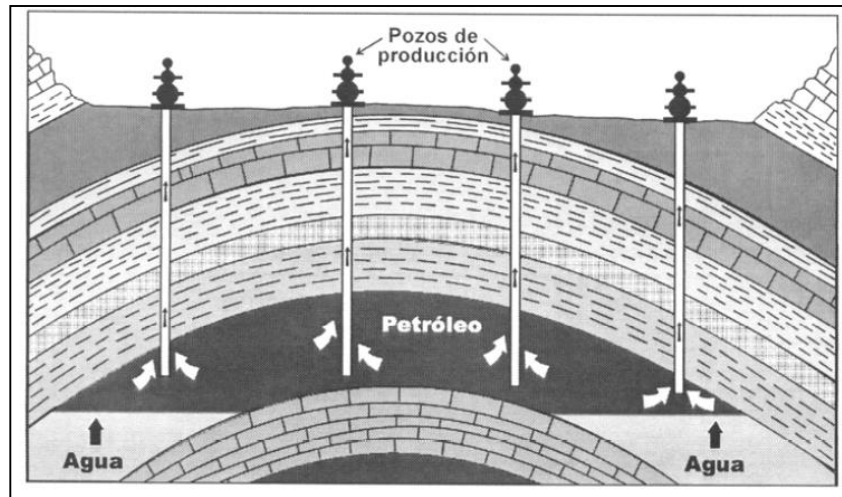


Fig. 9. Empuje hidráulico

El empuje hidráulico es el mecanismo natural más eficiente para la extracción de petróleo. Sus principales características son:

- La presión declina al inicio de la producción, pero esta declinación se hace cada vez menor hasta que la presión permanece casi constante.
- La RGP permanece baja si la presión se mantiene alta.
- Las tasas de petróleo disminuyen lentamente con el tiempo mientras las tasas de agua tienden a aumentar.
- FR entre 35% y 75% del POES.

➤ **Segregación gravitacional:**

Este tipo de mecanismo se genera por efectos de gravedad y densidad de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. En los yacimientos se pueden encontrar tres fluidos: agua, petróleo y gas; el gas por ser menos denso y por condiciones estructurales junto con características de la roca como la permeabilidad, se encuentra en la parte superior del yacimiento; dependiendo de las características del petróleo, éste generalmente se encuentra ubicado entre la capa de gas y la zona de agua.

Cuando se tiene una buena permeabilidad vertical (siempre que sea mayor que la permeabilidad horizontal), una estructura geológica favorable como un anticlinal (alto buzamiento) y un buen espesor, es frecuente que si con el desarrollo de la explotación del yacimiento se forma una capa secundaria de gas, se pueda obtener el mecanismo de segregación gravitacional. Este mecanismo favorece el flujo a contracorriente en el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura

mientras el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidades. Es un mecanismo eficiente para la recuperación, pero actúa bajo condiciones especiales en el yacimiento: buen buzamiento, buena permeabilidad vertical y buen espesor. Las características de este mecanismo son similares a las definidas en el mecanismo de empuje por capa de gas. El FR está por el orden de hasta 80% del POES.

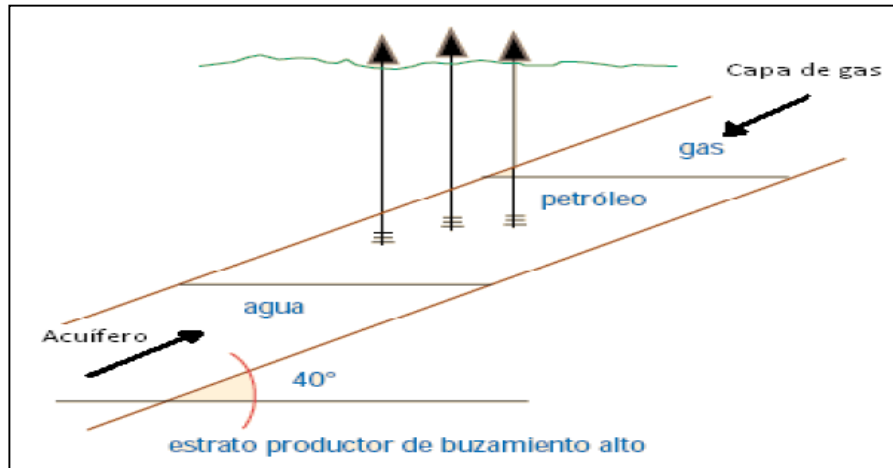


Fig. 10. Empuje por segregación gravitacional

Generalmente, hay más de un mecanismo actuante en el yacimiento, ya sea en forma combinada o en forma secuencial, es decir, un yacimiento difícilmente será producido por un único mecanismo de producción. De igual forma, siempre habrá un mecanismo predominante, el cual aporta la mayor energía para la producción del petróleo.

Es importante identificar el tipo de mecanismo actuante en el yacimiento para seleccionar los posibles métodos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas, inyección combinada de agua y gas...) que permitan aprovechar la energía natural del yacimiento para obtener el máximo recobro.

## RESERVAS

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

Actualmente, Venezuela cuenta con enormes reservas probadas de hidrocarburos a nivel mundial (298,35 MMBbls de petróleo y 196,4 MMMMPC de gas, al 31 de diciembre de 2013). Todas las reservas de petróleo y gas natural situadas en el territorio venezolano, son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, estimadas por PDVSA y oficializadas por el Ministerio, siguiendo el manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos establecidas por este ente oficial.



## **CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS**

Las reservas no pueden ser medidas, sino estimadas. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado puede colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

Según el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (anteriormente denominado Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, MENPET) las reservas se clasifican **de acuerdo a la certidumbre de ocurrencia** en:

- **Reservas probadas:** las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes producibles de yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables.
- Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, en donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos sometidos a proyectos comerciales de recuperación suplementaria, tales como inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria comprobados, cuando se cumplan las siguientes condiciones:
  - a) El estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de empuje similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería.
  - b) Es razonablemente cierto que el proyecto se llevará a cabo.



- En ciertas ocasiones, que serán establecidas por el Ministerio, se considerarán como reservas probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a dos o más que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora.

Las reservas probadas se clasifican, **de acuerdo con las facilidades de producción**, en:

- **Desarrolladas:** son los volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.
- **No Desarrolladas:** son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

Las empresas deben mantener actualizada la información sobre la proporción entre las reservas probadas no desarrolladas y las reservas probadas desarrolladas y además deben realizar un esfuerzo significativo en desarrollar estas últimas.

- **Reservas Probables:** son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos en cuyos pozos no se han efectuado pruebas de producción, pero las características de sus perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia; éstas se identifican como reservas detrás de la tubería.
- Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, en donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo.
- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.



- Los volúmenes estimados en estudios realizados de geología y de ingeniería o en estudios en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de las reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados, si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.
- **Reservas Posibles:** son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

Las reservas pueden ser atribuidas a las que pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Así, las reservas pueden ser clasificadas **de acuerdo al método de recuperación** en:

- **Reservas primarias:** son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.
- **Reservas suplementarias:** son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.



Debido a la incertidumbre inherente y al carácter limitado de los datos sobre los yacimientos, las estimaciones de las reservas están sujetas a modificaciones, a través del tiempo, a medida que se disponga de mayor información. Las reservas de hidrocarburos son reajustadas anualmente para considerar, entre otras variables, los volúmenes de petróleo y gas extraído, el gas inyectado y los cambios de reservas provenientes de descubrimientos de nuevos yacimientos y extensiones o revisiones de los existentes, todo lo cual genera cambios en las reservas probadas de los yacimientos; por lo tanto, las reservas probadas estimadas pueden ser materialmente diferentes de las cantidades de petróleo y gas natural que se recuperan en última instancia.

Durante la vida productiva de los yacimientos es común estimar las **reservas remanentes**, este término se refiere al volumen de hidrocarburos restante que queda disponible en el yacimiento, luego que se haya producido un volumen determinado (medidos en barriles a condiciones de tanque), considerándose como la porción recuperable de hidrocarburos que aún no han sido extraídos del yacimiento, mediante la aplicación de los métodos de extracción.

### **MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS**

Los Ingenieros de Yacimientos deben elaborar un plan de explotación para obtener un estimado de los volúmenes de hidrocarburos que esperan extraer con el desarrollo del campo, los cuales deben justificar o no la puesta en marcha de dicho plan. Para cumplir dicho objetivo se cuenta con diversos métodos de predicción, estimación de reservas o de generación de perfiles de producción según la calidad y la cantidad de data disponible del campo, la cual se utilizara para controlar directamente el grado de incertidumbre y de riesgo de los perfiles de producción generados.

Para la cuantificación de las reservas son utilizadas distintas metodologías, de acuerdo al desarrollo de los yacimientos y a la información geológica y de ingeniería disponible. Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas y pueden ser aplicados independientemente, pues cada uno utiliza datos diferentes. Gracias a esta independencia, estas técnicas pueden ser utilizadas para comparar los diferentes resultados (cotejar).

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

➤ **Analogía**

Este método es usado cuando no se posee suficiente data para determinar los mecanismos de producción, las propiedades de los fluidos y formación, quizás solo se tenga propiedades generales del yacimiento, mapas estructurales o sísmica. Consiste en asignar parámetros y propiedades de rocas y fluidos al yacimiento en estudio para generar perfiles de producción basados en la comparación con yacimientos similares en áreas vecinas. La estimación de reservas por este método se expresa generalmente en barriles por acre. Este es un método determinístico sin base científica, donde la experiencia del ingeniero es de mucha ayuda.



➤ **Método volumétrico**

El método volumétrico permite la estimación del hidrocarburo original en sitio 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. Basándose en las consideraciones anteriores, el método volumétrico puede ser aplicado usando valores promedios de los parámetros requeridos, en cuyo caso es referido como la aplicación determinística (más común) o con la utilización de distribuciones de probabilidad para dichos parámetros; de esta manera, se le conoce como la aplicación probabilística del método volumétrico (menos común, se utiliza cuando la incertidumbre es alta).

➤ **Método de Balance de Materiales**

La Ecuación de Balance de Materiales ha sido una técnica de gran utilidad para los Ingenieros de Yacimientos, mediante la cual la interpretación y predicción del comportamiento de los reservorios puede ser determinada cuando es utilizada apropiadamente, proporcionando así las herramientas necesarias para la estimación del volumen inicial de hidrocarburos en sitio, predicción del comportamiento futuro del yacimiento y la determinación del factor de recobro según el mecanismo primario de empuje que presenta el yacimiento. Los datos necesarios para la aplicación del método son: datos PVT e históricos de presión y producción del yacimiento confiables.

➤ **Curvas de Declinación de Producción**

La curva típica del análisis de declinación que realiza un ingeniero de yacimientos consiste en representar en papel semilog la tasa de producción de petróleo en función del tiempo y ajustar los puntos a una línea recta. Este método extrapola las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura. El método no puede aplicarse en la primera etapa de la vida del yacimiento, pues en ésta no hay suficientes datos de producción sobre los cuales basar las predicciones, por lo tanto, es común utilizarlo en yacimientos maduros.

➤ **Simulación Numérica de Yacimientos**

La simulación numérica de yacimientos representa al yacimiento como múltiples celdas interconectadas. Estas celdas pueden ser arregladas en varias dimensiones y con distintos tamaños. Requiere de muchos datos para cada celda en el modelo y del empleo de potentes simuladores, para crear un modelo de simulación que sea lo más ajustado al comportamiento del yacimiento para así predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Algunos de los datos requeridos para crear un modelo de simulación son: permeabilidades, porosidades, espesores, presiones, saturaciones, presiones capilares, permeabilidades relativas, etc. Cabe destacar que el cálculo de reservas no es la razón principal de la simulación sino un subproducto del proceso, lo que se desea es generar el mejor escenario de producción a partir de los resultados obtenidos del cotejo histórico que permitan predecir el comportamiento del yacimiento en el futuro de la forma más ajustada a la realidad.