



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ESTUDIO DE FACTORES QUE DETERMINAN LA
BAJA RECUPERACIÓN DE ACEITE EN LOS
YACIMIENTOS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

PRISCILA ESTEFANIA OCHOA PORCHAS



DIRECTOR: M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

MÉXICO D.F., CD.UNIVERSITARIA

JUNIO 2011

ESTUDIO DE FACTORES QUE DETERMINAN LA BAJA RECUPERACIÓN DE ACEITE EN LOS YACIMIENTOS

ÍNDICE

RESUMEN.....

INTRODUCCIÓN.....

CAPÍTULO I. FACTORES A ESCALA DEL YACIMIENTO

I.1	Influencia de acuerdo al tipo de yacimiento.....
I.1.1	Yacimientos Homogéneos.....
I.1.1.1	Yacimientos Areno-Arcillosos.....
I.1.2	Yacimientos Heterogéneos.....
I.1.2.2	Yacimientos Carbonatados.....
I.2	Influencia de los Yacimientos por el Tipo de Trampa.....
I.3	Influencia de Acuerdo al Tipo de Fluidos Almacenados.....
I.4	Influencia de Acuerdo al Tipo de Empuje Predominante.....
I.5	Heterogeneidades del Yacimiento.....
I.5.1	Tipos de heterogeneidades en el Yacimiento.....
I.6	Zonación Geológica.....
I.6.1	Flujo Cruzado Entre Capas.....
I.7	Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico como el Producto de la Eficiencia Areal y Vertical.....
I.8	Efecto de la Segregación Gravitacional y de la Razón de Movilidad en la Eficiencia de Desplazamiento Vertical.....
I.8.1	Segregación Gravitacional en Yacimientos Horizontales.....
I.8.2	Segregación Gravitacional en Yacimientos Inclinados.....

I.9 Efecto de la Heterogeneidad Vertical en la Eficiencia de Desplazamiento Vertical.....	
I.10 Razón de Movilidad.....	

CAPÍTULO II. FACTORES A ESCALA DE POROS

II.1 Viscosidad.....	
II.2 Presión Capilar.....	
II.3 Tensión Interfacial.....	
II.4 Mojabilidad.....	
II.4.1 Mojabilidad en Sólidos.....	
II.5 Distribución de los Fluidos.....	
II.6 Porosidad.....	
II.7 Permeabilidad.....	
II.8 Influencia de las Fuerzas que Intervienen en un Yacimiento.....	
II.8.1 Fuerza de Viscosidad.....	
II.8.2 Fuerzas de Capilaridad.....	
II.8.3 Presión Capilar.....	
II.8.4 Tensión Superficial y Tensión Interfacial.....	
II.8.5 Fuerzas Hidráulicas.....	
III.4 Entrampamiento de Fases.....	
II.9 Número Capilar.....	
II.10 Movilización de Fases Entrampadas y la Alteración de la Razón de Fuerza de Viscosidad/Fuerza de Capilaridad.....	

CAPÍTULO III. BAJA PRODUCTIVIDAD EN LOS POZOS

III.1 Causas de la Baja Productividad en los Pozos.....	
III.1.1 Problemas Asociados al Yacimiento.....	
III.1.2 Problemas Asociados a la Terminación del Pozo.....	
III.1.3 Problemas Asociados al Equipo de Producción.....	
III.2 Ritmo de Explotación.....	
III.2.1 Factor de Recuperación.....	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....

REFERENCIAS.....

Para la determinación de la capacidad de producción de un pozo petrolero, el ingeniero de producción, además de considerar el Sistema Integral de Producción, deberá tener un conocimiento adecuado del yacimiento, las propiedades de sus fluidos, la declinación de la presión del yacimiento, la variación de la saturación, de sus permeabilidades relativas, y el tipo y severidad del daño a la formación productora.

El conocimiento, la confiabilidad y el análisis de la información anterior, permitirá al ingeniero comprender las restricciones y posibilidades que ofrecen las condiciones del yacimiento.

En esta tesis se hace el estudio de los factores que determinan la baja recuperación de aceite en los yacimientos, haciendo mayor énfasis en:

Capítulo I: Factores a escala del yacimiento.

Capítulo II: Factores a escala de poros.

Capítulo III: Baja productividad en los pozos.

Si un pozo petrolero no produce en forma satisfactoria, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente los problemas de producción asociados al potencial de la formación se relacionan con:

- La formación productora.
- Los fluidos producidos del yacimiento.

El flujo de fluidos del yacimiento al pozo puede estar restringido por problemas inherentes a la formación, tales como la baja permeabilidad específica, baja porosidad, baja presión del yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, residuos de materiales de estimulación, grado de consolidación de la formación, etc.

La elección del método de solución, depende de la naturaleza del problema y de los resultados del estudio económico realizado al respecto.

En el movimiento de fluidos a través de medios porosos intervienen además de las fuerzas de presión y gravitacionales, las capilares y viscosas. De la ecuación de Darcy, se infiere que las variaciones de las propiedades de los fluidos, tales como la viscosidad, densidad y tensión interfacial, provocaran que el potencial del yacimiento también varíe. En condiciones naturales de explotación de un pozo petrolero este potencial disminuye. En operaciones después de una estimulación normalmente el potencial aumenta.

Finalmente como conclusiones y recomendaciones de esta tesis, es importante resaltar que:

- La presencia de crudo viscoso, la expansión y liberación del gas disuelto y la entrada de agua, son algunos de los factores que afectan el flujo de hidrocarburos del yacimiento al pozo.
- Las altas viscosidades del aceite reducen su movilidad y solo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo puede facilitarse su producción y como consecuencia incrementar la recuperación final.
- La expansión continua del gas aumenta su movilidad y reduce la movilidad del aceite. Una elección adecuada de la profundidad a la cual se realicen los disparos, o bien, el control de la producción a través de la selección del mejor diámetro del estrangulador asegurará en algunos casos, una declinación más lenta de la presión del yacimiento incrementándose la producción acumulada del aceite y del gas y la recuperación final será mayor.
- La presencia de agua, ya sea por la entrada de agua del acuífero asociado al yacimiento o la interdigitación, resultado de la existencia de zonas altamente permeables, en las cuales la movilidad del agua es muy superior a la del aceite, constituye un problema severo, pues reduce la saturación de aceite, incrementa el gradiente de flujo y consecuentemente disminuye la producción de aceite.

Para la determinación de la capacidad de producción de un pozo petrolero, el ingeniero de producción, además de considerar el Sistema Integral de Producción, deberá tener un conocimiento adecuado del yacimiento, las propiedades de sus fluidos, la declinación de la presión del yacimiento, la variación de la saturación, de sus permeabilidades relativas, y el tipo y severidad del daño a la formación productora.

El conocimiento, la confiabilidad y el análisis de la información anterior, permitirá al ingeniero comprender las restricciones y posibilidades que ofrecen las condiciones del yacimiento.

En esta tesis se hace el estudio de los factores que determinan la baja recuperación de aceite en los yacimientos, haciendo mayor énfasis en:

Capítulo I: Factores a escala del yacimiento.

Capítulo II: Factores a escala de poros.

Capítulo III: Baja productividad en los pozos.

Si un pozo petrolero no produce en forma satisfactoria, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente los problemas de producción asociados al potencial de la formación se relacionan con:

- La formación productora.
- Los fluidos producidos del yacimiento.

El flujo de fluidos del yacimiento al pozo puede estar restringido por problemas inherentes a la formación, tales como la baja permeabilidad específica, baja porosidad, baja presión del yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, residuos de materiales de estimulación, grado de consolidación de la formación, etc.

La elección del método de solución, depende de la naturaleza del problema y de los resultados del estudio económico realizado al respecto.

En el movimiento de fluidos a través de medios porosos intervienen además de las fuerzas de presión y gravitacionales, las capilares y viscosas. De la ecuación de Darcy, se infiere que las variaciones de las propiedades de los fluidos, tales como la viscosidad, densidad y tensión interfacial, provocaran que el potencial del yacimiento también varíe. En condiciones naturales de explotación de un pozo petrolero este potencial disminuye. En operaciones después de una estimulación normalmente el potencial aumenta.

Finalmente como conclusiones y recomendaciones de esta tesis, es importante resaltar que:

- La presencia de crudo viscoso, la expansión y liberación del gas disuelto y la entrada de agua, son algunos de los factores que afectan el flujo de hidrocarburos del yacimiento al pozo.
- Las altas viscosidades del aceite reducen su movilidad y solo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo puede facilitarse su producción y como consecuencia incrementar la recuperación final.
- La expansión continua del gas aumenta su movilidad y reduce la movilidad del aceite. Una elección adecuada de la profundidad a la cual se realicen los disparos, o bien, el control de la producción a través de la selección del mejor diámetro del estrangulador asegurará en algunos casos, una declinación más lenta de la presión del yacimiento incrementándose la producción acumulada del aceite y del gas y la recuperación final será mayor.
- La presencia de agua, ya sea por la entrada de agua del acuífero asociado al yacimiento o la interdigitación, resultado de la existencia de zonas altamente permeables, en las cuales la movilidad del agua es muy superior a la del aceite, constituye un problema severo, pues reduce la saturación de aceite, incrementa el gradiente de flujo y consecuentemente disminuye la producción de aceite.

CAPÍTULO I

FACTORES A ESCALA DEL YACIMIENTO

Uno de los factores a estudiar a nivel a macroscópico es el yacimiento, por ser la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento.

Los yacimientos de hidrocarburos pueden tener características muy diferentes unos de otros, para su mejor estudio se han determinado los principales factores que afectan su comportamiento y en base a ello podemos mencionar la siguiente clasificación:

- Yacimientos Homogéneos
- Yacimientos Heterogéneos
- Yacimientos por el Tipo de Trampa

I.1 Yacimientos Homogéneos

Los yacimientos homogéneos

I.2 Yacimientos Heterogéneos

La heterogeneidad de un yacimiento depende en gran medida de los ambientes depositacionales y eventos subsecuentes. La heterogeneidad de un yacimiento puede ser definida como la variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio. Si el yacimiento es heterogéneo, las propiedades del yacimiento varían en función de la localización espacial. Estas propiedades pueden incluir permeabilidad, porosidad, espesor, saturación,, fallas, fracturas, etc.

Podemos decir que cualquier roca que contenga poros interconectados puede llegar a ser una roca almacenadora. Sin embargo, casi todos los yacimientos petroleros se encuentran en rocas sedimentarias; y la mayor parte de ellos en areniscas, calizas y dolomías.

Las lutitas, las pizarras y las rocas ígneas también pueden ser rocas almacenadoras en condiciones excepcionales, pero estas condiciones se dan rara vez y en forma anómala. Una roca almacenadora puede estar limitada al área del yacimiento de petróleo, o puede extenderse con características litológicas y físicas uniformes, a gran distancia del yacimiento¹.

Clasificación de las Rocas Almacenadoras.

Como casi todas las rocas almacenadoras en donde se encuentran los yacimientos petroleros, son de origen sedimentario, cualquier clasificación de las mismas es esencialmente una clasificación de las rocas sedimentarias.

Las clasificaciones de rocas almacenadoras petrolíferas para uso práctico deben de ser tan simples y amplias como sea posible, de modo que se mantenga una terminología comprensible para el ingeniero, el perforador y el ingeniero geólogo, los cuales son quienes a la vez se proporcionan muchos de los datos básicos dentro de los trabajos en conjunto a realizar, de modo que se simplifique la labor.

Una clasificación primaria, simple y amplia de las rocas almacenadoras, basada principalmente en el origen de las mismas, las divide en tres grupos:

- 1) Fragmentarias (clásticas).
- 2) Químicas o bioquímicas (precipitadas).
- 3) Misceláneas.

Esto puede simplificar demasiado un problema difícil y complejo, pero una clasificación general de este tipo es útil en geología del petróleo y es fácilmente comprensible. La principal dificultad que presenta la aplicación de cualquier clasificación de rocas consiste en que hay muchos tipos de gradación difíciles de clasificar. Las rocas almacenadoras como todos los sedimentos, suelen estar incluidas unas con las otras. A veces es útil clasificar una roca almacenadora según sea de origen marino o no marino. Esta clasificación genética puede combinarse con una clasificación litológica, como en los términos “caliza marina”, “arenisca continental”.

A continuación en la figura I.1 se presenta la clasificación de las rocas sedimentarias detríticas.

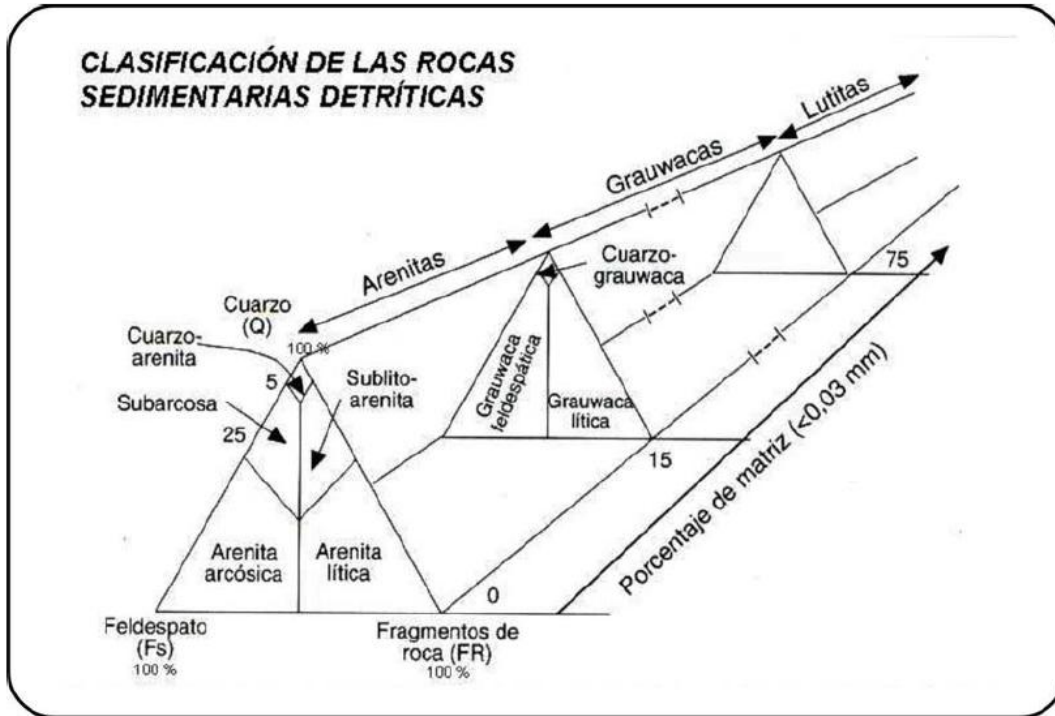


Fig. I.1 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas.

Arenisca.

Es el nombre que se le da a las rocas en las que predominan los clastos de tamaño arena. Después de la lutita, la arenisca es la roca sedimentaria más abundante; constituye aproximadamente el 20% de todo el grupo. Las areniscas se forman en diversos ambientes y a menudo contienen pistas significativas sobre su origen, entre ellas la selección, la forma del grano y la composición.

De acuerdo a Pettijohn, las arenas pueden ser divididas en 3 grandes grupos:

- Las areniscas terrígenas.- Son aquellas producidas por intemperismo y destrucción de rocas preexistentes, los sedimentos fueron transportados, seleccionados y modificados por el movimiento de los fluidos. Se derivan de fuentes externas a la cuenca de depósito.
- Las arenas carbonáticas.- Son en la mayoría de los casos sedimentos marinos, están constituidas por granos esqueléticos, oolitas y detritos carbonáticos localmente derivados (intraclastos). Estos constituyentes son productos originados dentro de la cuenca de depósito y no son residuos formados por la destrucción de rocas preexistentes. Excepcionalmente existen

arenas ricas en partículas carbónicas, de cadenas orogénicas, tales partículas son de hecho terrígenas.

- Las arenas piroclásticas.- Son aquellas producidas por explosiones volcánicas, pueden ser depositadas en varios ambientes.

Conglomerado.

Los conglomerados forman un grupo heterogéneo, no son uniformes mecánicamente ni mineralógicamente como muchas de las rocas clásticas de grano fino; esto se debe a que no están sujetos a los mismos procesos que estos sedimentos, es decir, no sufren el mismo transporte, ni semejante intemperismo químico, ni selección mecánica.

En general consisten de fragmentos de roca removidos de la roca original por agentes mecánicos; ocasionalmente el intemperismo químico selectivo deja masas residuales de material resistente que posteriormente forman los depósitos rudáceos. La mayoría de los conglomerados consisten de un esqueleto y huecos. El esqueleto está constituido por materiales de tamaño de las gravas (fenoclastos, guijarros guijones y peñascos); los huecos son espacios vacíos entre los elementos del esqueleto. Esos huecos raramente están vacíos ya que generalmente están rellenos con detritos, arenas o sedimentos más pequeños, así como cementos introducidos por precipitación. Los depósitos de conglomerados están burdamente estratificados, con estratificación gruesa.

Rocas Silíceas.

En este grupo se reúnen a todas las rocas sedimentarias constituidas por sílice, que no son detríticas. Para la clasificación de estas rocas se distinguen dos grupos fundamentales:

- Las de origen orgánico
- Las de origen químico.

Las Rocas silíceas de origen orgánico, se diferencian en tres tipos fundamentales de acuerdo con el organismo que las forma del cual toman su nombre:

- Las Esponjolititas son rocas constituidas por acumulación de espículas de esponjas silíceas.

- Las Radiolaritas son rocas formadas por acumulación de restos de radiolarios unicelulares.

Los radiolarios son microorganismos que viven en las aguas superficiales del mar, que a su muerte caen al fondo del mismo acumulándose y formando el cieno o lodo de radiolarios.

El lodo de radiolarios se puede hallar predominantemente en zonas caracterizadas por escasa sedimentación de arena, limo, arcilla o carbonato; en el fondo de mar profundo, debajo del nivel de compensación de carbonato.

Las rocas silíceas de origen químico, son rocas con textura micro y criptocristalina que se presentan bajo dos formas distintas:

1. Como nódulos en rocas carbonatadas
2. Forma de estratos.

Rocas Carbonatadas.

Estas rocas son todas aquellas que tienen alto contenido de carbono orgánico, producto de la evolución diagenética, en diferentes rangos, de depósitos producidos por organismos. Tales depósitos son tanto de origen vegetal (ricos en celulosa, hemicelulosa, resinas y lignitos) como animal (ricos en proteínas y grasas).

El material de partida para los depósitos carbonáceos son principalmente los suelos y las plantas como los juncos, las cañas, los arbustos, los musgos pantanosos entre otros. Las plantas crecieron en pantanos y lagos de agua dulce, que en parte se inundaron ocasionalmente por mares llanos en climas subtropicales hasta tropicales.

Con la ausencia de aguas subterráneas circulantes, la descomposición normal de los restos vegetales, que se basa en la presencia de oxígeno, termina enseguida bajo la cobertura de sedimentos y de otros restos vegetales forman gases, como el dióxido de carbono y el metano, conforme escapan estos gases aumenta de manera gradual el porcentaje de carbono. Las bacterias no son capaces de acabar el trabajo de descomposición porque son destruidas por los ácidos liberados por las plantas.

Bajo las condiciones no completamente anaeróbicas y la descomposición parcial de los restos vegetales puede formarse una capa de turba; si esta tiene un enterramiento somero se transforma en lignito.

A medida que va aumentando el enterramiento la materia orgánica se compacta también cada vez más y el lignito se convierte en una roca más dura llamada carbón bituminoso; si esta roca es sometida a deformaciones, el calor y la presión inducen una pérdida de volátiles y agua, incrementando con ello la concentración de carbono fijado. Este proceso transforma por metamorfismo de bajo grado el carbón bituminoso a antracita si ocurre metamorfismo regional el producto final es grafito. La figura 1.2 esquematiza de forma general las etapas sucesivas de la formación del carbón.

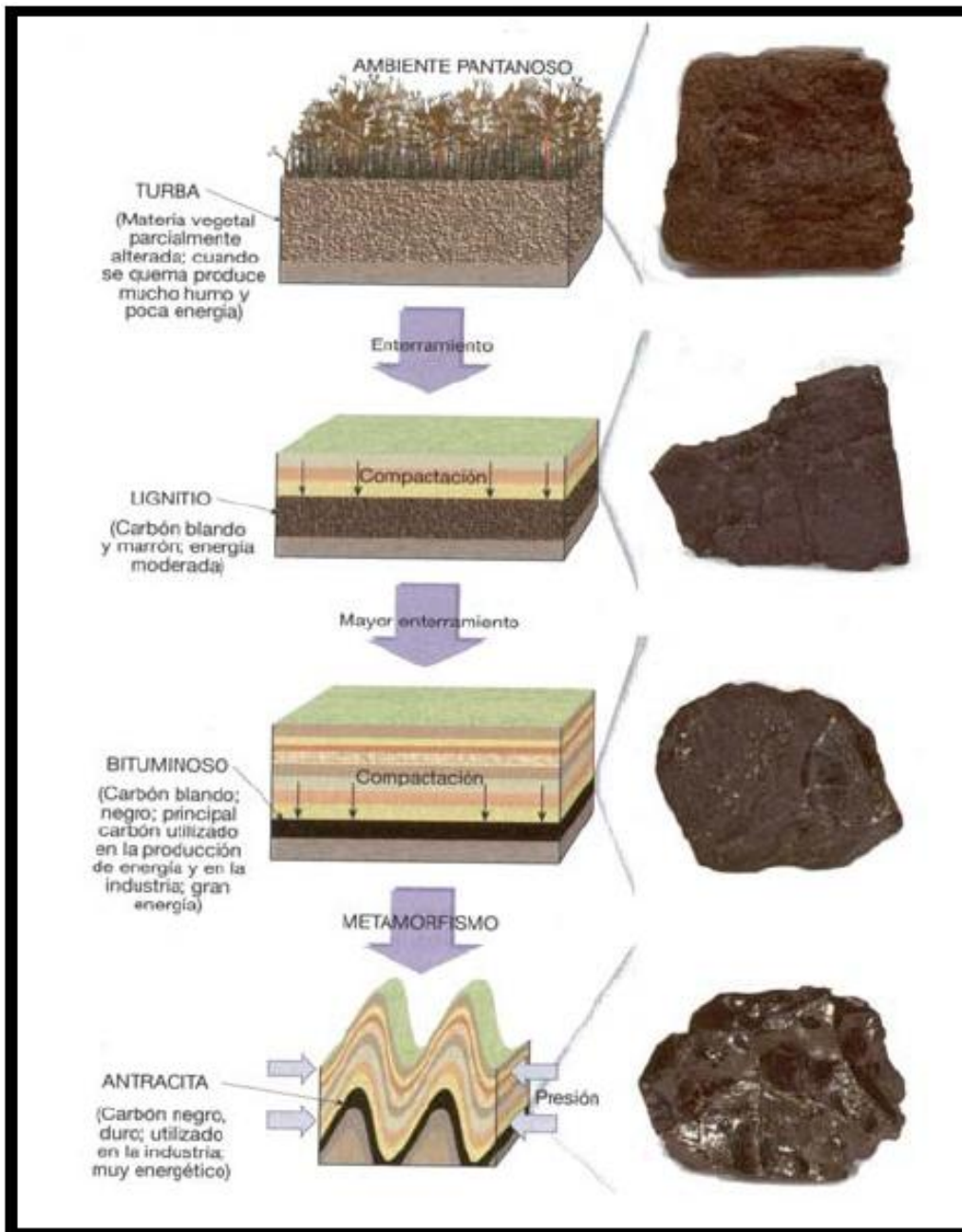


Fig. 1.2 Etapas sucesivas de la formación del carbón. Tomada de Tarbuck et al. (1999).

Los carbonatos se constituyen básicamente de calcita (caliza), aragonita y dolomita (dolomía), subordinadamente pueden participar cuarzo, feldespato alcalino y minerales arcillosos.

Los procesos de la formación de carbonatos son:

- Tipo marino
- Tipo bioquímico
- Tipo terrestre.

Los carbonatos son entre otros:

- La caliza masiva.
- La caliza fosilífera.
- La caliza oolítica.
- La dolomía.
- El travertino.
- La caliza lacustre
- Los carbonatos de las estalactitas y estalagmitas.

Rocas.

Las rocas sedimentarias pueden dividirse en dos grandes grupos: clásticas y carbonatos. Los tres tipos generales de rocas productivas de importancia en la industria, son arenisca, caliza y dolomita. La siguiente tabla nos ilustra la relación entre unas y otras:

CLÁSTICAS	CARBONATOS
Arenas	Calizas
Lutitas	Dolomitas

- Clásticas: Están compuestas principalmente de fragmentos o partículas de minerales, rocas o conchas. Las rocas clásticas productivas son principalmente arenas o sílice de grano fino el tamaño de las partículas varía entre 1 mm y 1/16 mm. Hay otras rocas productivas tales como los conglomerados, las cuales están compuestas por partículas de tamaño mucho mayor. La presencia de arcilla o lutita en un yacimiento afecta tanto las características de la formación como la respuesta de los instrumentos de registro.

- Carbonatos: Los carbonatos están compuestos por caliza o dolomita. Las rocas calizas son rocas que contienen un mínimo de 50% de Carbonato de Calcio, son blandas y los ácidos las atacan en frío (efervescencia). Pueden dividirse en cuatro categorías: detríticas, formadas por detritos (sustancia en descomposición) calizos; orgánicas, producidas por la actividad de ciertos organismos (por ejemplo, corales) ó por la acumulación de esqueletos calizos de seres vivos; por último, existen rocas calizas de origen químico u organoquímico. Las rocas dolomíticas están compuestas por carbonato doble de magnesio y de calcio. Son más duras que las rocas calizas y su color varía de gris o cremosas.

Las rocas sedimentarias, generalmente presentan porosidad, entre ellas se encuentran las silisiclásticas y las carbonatadas, cuyas porosidades son características y bien diferenciadas entre sí.

Los carbonatos, son rocas formadas principalmente por carbonatos, cálcico (calcita en las calizas) o cálcico magnesio (dolomita en las dolomías). De ellas, solo las calizas tienen un auténtico origen sedimentario, pues las dolomías se forman por procesos posteriores al depósito. Las rocas carbonáticas son capaces de albergar concentraciones de minerales metálicos, e incluso agua y otros fluidos (aceite y gas).

Es también interesante el comportamiento de estas rocas frente a los fluidos: las calizas suelen presentar escasa porosidad primaria, es decir, debido a la disposición original de sus elementos texturales, por lo que las calizas sanas y no fracturadas suelen tener escasa porosidad de almacenamiento de fluidos. Sin embargo, en determinadas condiciones (a bajas presiones y temperaturas) pueden responder a la deformación tectónica fracturándose, lo que les confiere una cierta porosidad secundaria.

El sistema poroso en las rocas carbonatadas difiere marcadamente del de las areniscas. La definición de arenisca es la de una roca clástica, litificada, constituida de granos de dimensión arenosa de cualquier origen y composición. Entre las areniscas se encuentran las rocas silisiclásticas.

En el caso de las rocas silisiclásticas la porosidad primaria es la que la caracteriza, porque a pesar de que sus modificaciones son debido a la unión de los granos por compactación, contacto con soluciones a la redepositación y a la cementación (procesos de la porosidad secundaria), esto solo produce como consecuencia que en vez de lograr un aumento en los espacios vacíos, ocurre una disminución de los poros.

Todas las rocas sedimentarias se caracterizan por tener porosidad primaria o secundaria, las rocas carbonatadas por lo general poseen una mayor cantidad de espacio vacío debido a la porosidad secundaria, en cambio las rocas silisiclásticas su porosidad es sobre todo de naturaleza primaria.

Rocas almacenadoras.

A excepción de contados casos de yacimientos en rocas ígneas y metamórficas mencionados, la mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas.

En el primer grupo las representantes más importantes son las areniscas, mientras que en el segundo grupo, en el que se localizan aproximadamente el 30 % de los yacimientos, está representado por dolomías y calizas, a lo que en lo sucesivo denominaremos rocas carbonatadas; un dato interesante de este grupo es que más del 40 % de los campos gigantes de petróleo y gas se encuentra en rocas carbonatadas.

Los principales yacimientos de petróleo y gas se localizan en areniscas y rocas carbonatadas; sin embargo, cada una posee características muy especiales que obligan al empleo de técnicas de explotación y exploración, generalmente muy distintas.

A. Areniscas.

La naturaleza generalmente silíceo de las areniscas las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastante consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente, figura I.3.

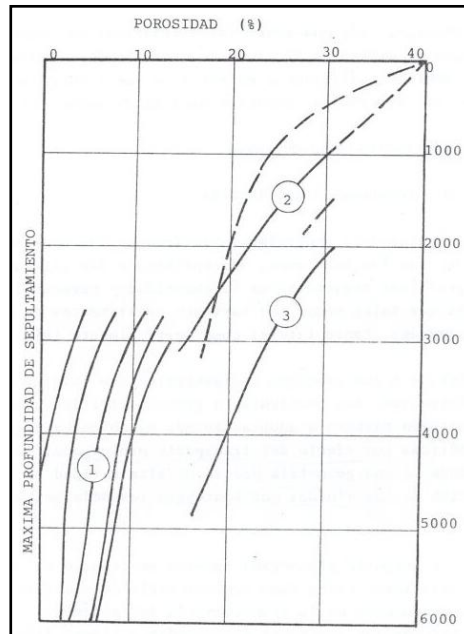


Fig. I.3 Relación entre la porosidad y la profundidad de sepultamiento para areniscas de diferente edad geológica.

Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden a adoptar las formas más bien esféricas a subesféricas por efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan (especialmente hidrocarburos).

El transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25 mm), formando estratos en general bien definidos.

Las areniscas tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas), y a acumularse en ambientes de alta energía.

B. Carbonatos.

La naturaleza mineralógica de estas rocas (minerales inestables) las hace muy susceptibles a cambios diagenéticos que reducen notablemente su porosidad y permeabilidad primarias; así mismo, estas propiedades no son consistentes en toda la extensión de un mismo cuerpo, por lo que resultan ser muy heterogéneas desde el punto de vista de la explotación de los hidrocarburos que almacenan.

A diferencia de las areniscas, las partículas que constituyen las rocas carbonatadas sufrieron un transporte muy reducido (excepto las que constituyen las turbiditas calcáreas) o nulo, es decir se formaron in-situ en la cuenca de depósito.

El depósito de carbonatos químicos o bioquímicos requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso muy especiales, éstos se reflejan en cuerpos extensos arealmente y con gran potencia (espesor), frecuentemente masivos si dichas condiciones se mantienen estables; y de cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor (generalmente de estratos delgados), si las condiciones varían frecuentemente. La energía del medio acuoso debe ser esencialmente moderada a baja para repartir el depósito de las partículas que conforman estas rocas.

Dado que el primer elemento esencial de una roca es su porosidad, a continuación en la tabla 1.3 se presenta la comparación de esta propiedad entre las rocas carbonatadas y las areniscas, publicada por Choquette y Pray (1970).

ASPECTO DE LA POROSIDAD A COMPARAR	ARENISCAS	CARBONATOS
Porcentaje de la porosidad primaria en los sedimentos.	Comúnmente 25-40 %	Comúnmente 40-70 %
Porcentaje de porosidad final en las rocas.	Comúnmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15-30 %.	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial. 5-15 % es común en las facies almacenadoras.
Tipo(s) de porosidad primaria.	Casi exclusivamente interpartícula.	Predomina generalmente la interpartícula.
Tipo(s) de porosidad final.	Casi exclusivamente interpartícula.	Muy variada debido a las modificaciones post-depositacionales.
Tamaño de los poros.	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias.	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestra poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
Forma de los poros.	Muestran una fuerte dependencia de la forma de las partículas en general es un negativo de la forma de las partículas.	Muy variadas; de fuertemente dependientes a independientes de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos.
Uniformidad de la forma, tamaño y distribución.	Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo.	Variable; desde uniforme a extremadamente heterogénea aún dentro de un mismo cuerpo.

ASPECTO DE LA POROSIDAD A COMPARAR	ARENISCAS	CARBONATOS
Influencia de la diagénesis.	Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación.	Grande; puede crear, destruir o modificar en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes.
Influencia de fracturamiento.	Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras.	De gran importancia en las propiedades almacenadoras.
Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad.	Pueden realizarse, de manera relativamente fácil estimaciones visuales semi cuantitativas.	Variable; las estimaciones visuales semi cuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles. Comúnmente son necesarias las mediciones con instrumentos.
Utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento.	Los tapones de 2.5 cm de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad.	Los tapones normalmente son inadecuados aún los núcleos completos (aprox. 7.5 cm de diámetro) pueden ser inadecuados en el caso de poros grandes.
Interrelaciones porosidad-permeabilidad	Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas.	Muy variadas; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas.

Tabla I.3 Comparación de la porosidad entre las rocas carbonatadas y las areniscas.

Influencia de los Yacimientos por el Tipo de Trampa

II.1.2.3.1 Anticlinales

En estos casos la acción de la gravedad es la que origina el entrampamiento de los hidrocarburos.

II.1.2.3.2 Penetración de Domos Salinos

Puede ser ligado a fallas y/o discordancias.

II.1.2.3.3 Por Fallas

Las fallas pueden ocasionar una discontinuidad en las propiedades de flujo de la roca y por ello la acumulación de hidrocarburos.

II.1.2.3.4 Estratigráficos

En este caso la acumulación de hidrocarburos es debida a los cambios de facies y/o discordancias, a la disminución de la permeabilidad y al acuñaamiento.

II.1.2.3.5 Mixtos o Combinados

Intervienen más de un tipo de los anteriores.

Trampas

Los hidrocarburos quedan confinados a la roca almacenadora debido a que está rodeada por rocas impermeables (rocas sello- arcillas, sal, etc.-), que impiden el paso del fluido, sirviendo así como cierre a su migración o desplazamiento. A este obstáculo se le denomina trampa y se les clasifica según el origen de las mismas.

Para entender el origen de las trampas volvamos a la formación de los mantos sedimentarios. Las capas de sedimentos se disponen en capas o estratos que pueden o no ser paralelas, en sentido horizontal o inclinado. Sin embargo, estos estratos se ven sometidos a fuertes presiones debidas a fuerzas propias de la corteza terrestre que llegan a plegar, fracturar o inclinar estas capas. Las más visibles consecuencias de estos movimientos son las elevaciones de los terrenos que pasado mucho tiempo llegan a conformar las montañas. Si el material de los estratos no es muy rígido se formarían ondulaciones o pliegues, de lo contrario tenderá a fracturarse formando las llamadas fallas. Igualmente algunos materiales blandos tenderán a desplazarse a través de las fracturas de los rígidos. De acuerdo a la forma final que tome el plegamiento o la falla se denominarán de diferente manera. En la figura I.4 se muestran algunos ejemplos:

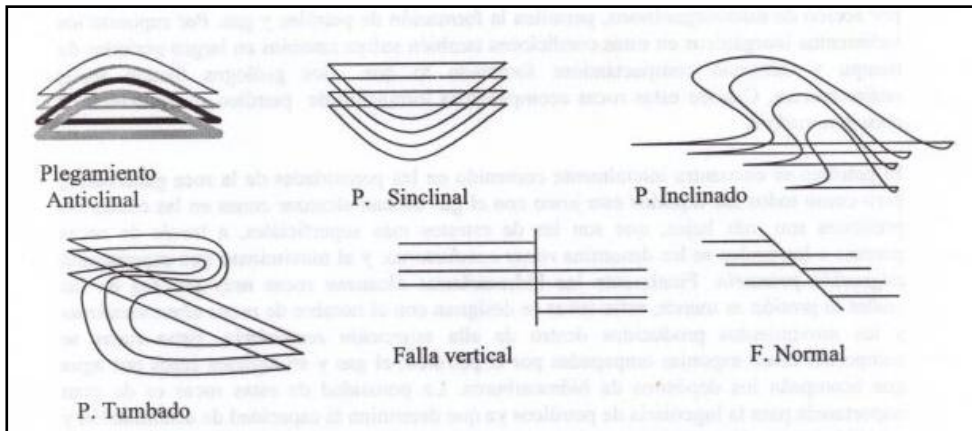


Fig. I.4 Tipos de trampas.

Al formarse estos plegamientos y fracturas las llamadas rocas almacenadoras del petróleo y gas quedan limitadas por capas o materiales de menor permeabilidad o rocas sello. Así pues, pueden presentarse los siguientes tipos de trampas:

1. Trampa por plegamiento, figura I.5.

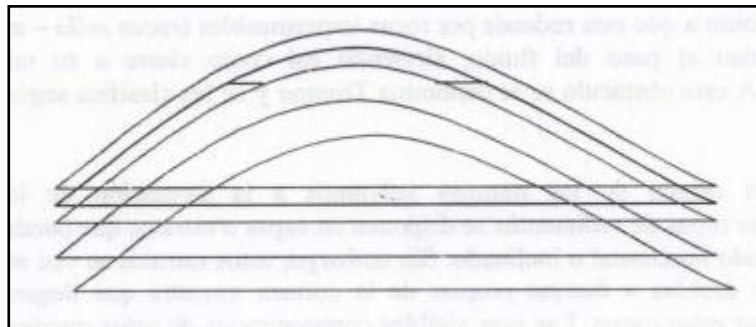


Fig. I.5 Trampa por plegamiento.

2. Trampa por domo salino, figura I.6.

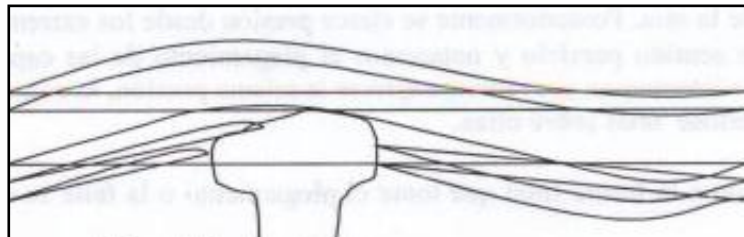


Fig. I.6 Trampa por domo salino.

3. Trampa por fallamiento, figura I.7.

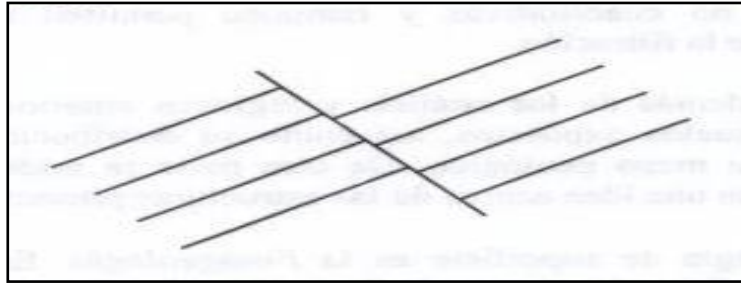


Fig. I.7 Trampa por fallamiento.

Por supuesto estos esquemas son ideales y son muy variables las formas de los yacimientos de los hidrocarburos. Igualmente el comportamiento de los yacimientos difiere de acuerdo a la composición de los componentes presentes en él. Los depósitos de petróleo pueden estar acompañados de gas, de agua o de los dos. Las diferencias de presión y energía dentro del yacimiento están dadas por la presencia y cantidad de uno y otro. Esto es de gran importancia para la explotación del petróleo ya que la presión y energía contenida en el yacimiento facilita su extracción. El gas puede estar disuelto en el petróleo o bien ocupar la parte superior del depósito debido a su densidad. A medida que la presión disminuye dentro del yacimiento, el gas se expande empujando el aceite a través de los poros de la roca almacenadora, con lo cual se genera una corriente hacia el pozo productor, de esta manera puede extraerse entre un 40 y un 75 % del total del aceite originalmente contenido. En muchos casos grandes masas de agua acompañan los yacimientos proporcionando energía adicional que posibilita la extracción del aceite y el gas. El agua se desplaza hacia las zonas de menor presión desplazando el aceite y el gas de la parte inferior del yacimiento con lo cual se produce una fuerza de empuje que mantiene la presión dentro del yacimiento. El factor de recuperación en este caso puede llegar a un 85%.

TRAMPAS

Las trampas representan receptáculos cerrados y son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas hasta cierto nivel por rocas impermeables. En otras palabras, una trampa es un obstáculo que impide la migración de los hidrocarburos, quedando éstos acumulados en ella.

Todas las trampas tienen un cierre, pero en los anticlinales es donde se manifiestan con mayor claridad. El cierre es la distancia vertical entre la curva estructural cerrada más baja y la cima de la estructura. El cierre representa por lo tanto la distancia máxima vertical en los hidrocarburos se pueden acumular en el

receptáculo. Cualquier cantidad adicional de aceite abajo del cierre fluirá sin entrar a la estructura. Figura I.8.

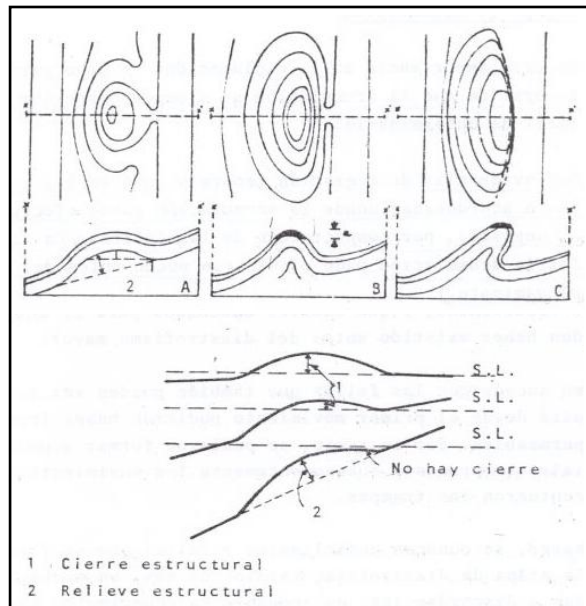


Fig. I.8 Cierre estructural

Generalmente las trampas no están totalmente llenas de aceite, encontrándose el contacto agua-aceite dentro del cierre.

Clasificación de las trampas.

Se han propuesto muchas clasificaciones de las trampas que incluyen una amplia variedad de condiciones geológicas en las que se acumulan el aceite y el gas. Sin embargo, debido a los numerosos tipos de yacimientos es muy difícil establecer una clasificación que incluya a todos los tipos.

Aún así, se puede establecer una regla: el aceite y el gas se acumulan cuando la migración vertical y lateral es obstruida por una trampa o un cierre.

Las trampas se forman por condiciones estratigráficas que fueron establecidas durante el tiempo del depósito de los sedimentos, por los cambios posteriores y litificación de los sedimentos, por deformaciones estructurales, o por combinación de dos o más de estos factores.

Todas las clasificaciones han sido basadas en una o todos estos factores geológicos; sin embargo, se considera que una clasificación genética, relacionada al modo de origen es preferible.

CLASIFICACIÓN DE LAS TRAMPAS DE ACEITE Y GAS
(Figuras I.9 y I.10)
Según Wilson (1934) incluido en Landes (1974)

- I. Trampas Estructurales.
 - a. Sinclinales secos.
 - b. Anticlinales.
 - c. Domos salinos.
 - d. Hidrodinámicas.
 - e. Fallas.

- II. Trampas por variación de permeabilidad.
 - a. Permeabilidad variable por sedimentación.
 - b. Permeabilidad variable causada por aguas subterráneas.
 - c. Permeabilidad variable por truncamiento y sello.

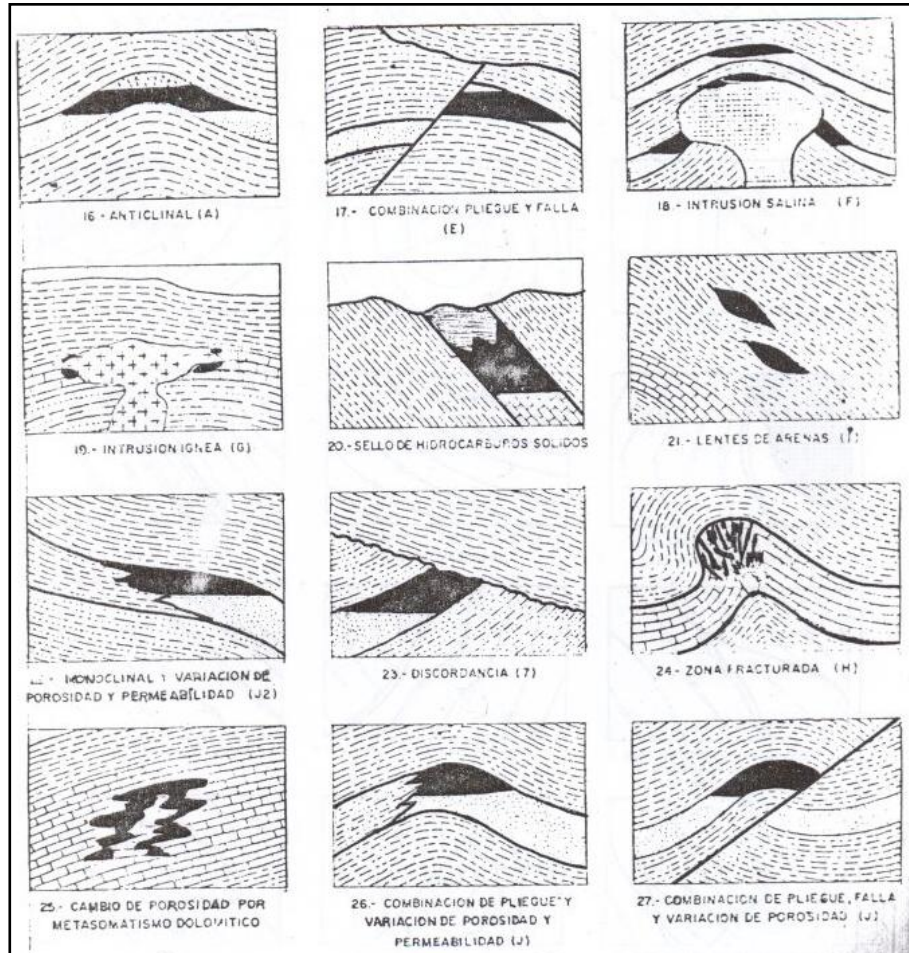


Fig. I.9 Secciones de trampas geológicas.

Las trampas estructurales son el resultado de movimientos de la corteza terrestre. Los anticlinales son los más importantes, habiendo producido el 80% del petróleo extraído de todos los campos del mundo.

A las trampas de variación de permeabilidad también se les ha llamado estratigráficas, sin embargo, este término no es muy apropiado debido a que un estrato puede continuar lateralmente pero la permeabilidad no.

La acumulación de aceite puede resultar de una trampa sola, de trampas múltiples o trampas combinadas.

Una trampa sola puede estar representada por la acumulación de aceite en un anticlinal.

Ejemplos de trampas múltiples son la presencia de aceite debajo de un sello de asfalto en una parte del campo, y en otra parte a lo largo de la cima de un anticlinal; o una serie de pequeños domos sobrepuestos en un anticlinal grande.

El entrampamiento combinado no es igual que el múltiple. En el combinado todas las trampas son mutuamente dependientes para efectuar el cierre.

La mayoría de las acumulaciones clasificadas como de permeabilidad variable son realmente debidas a una combinación de permeabilidad errática y posición estructural. Ejemplo: acumulaciones en anticlinales que contienen localmente zonas estériles debidas a variación de permeabilidad. En este caso, la acumulación es totalmente anticlinal, pero la distribución está controlada por la porosidad local.

A este respecto, Wilson opina que los campos en que la porosidad es secundaria, como en muchas calizas, no deben ser clasificados como estratigráficos.

El factor importante en este caso es saber si cuando se formó la estructura existía permeabilidad, o si ésta se formó posteriormente al plegamiento.

Otras clasificaciones incluyen las siguientes trampas: (Véanse figuras I.9 y I.10).

- I. Estructurales.
 - a. Pliegues.
 - b. Domos.
 - c. Fallas.

- d. Fracturas.
- II. Variación de permeabilidad.
 - a. Cambios de facies.
 - b. Discordancias.
 - c. Diagénesis.
- III. Combinadas.
- IV. Hidrodinámicas.
- V. Paleogeomórficas.

Sinclinal seco.

Un sinclinal cerrado, o una cuenca pueden actuar como trampas únicamente en ausencia de agua, lo que es una condición poco frecuente, al grado de que muchos geólogos dudan de la existencia de dichas trampas.

De acuerdo con Heald, la investigación de los campos sinclinales han fallado en descubrir alguno en el que el agua y el aceite estén ausentes.

Anticlinales.

El 80% del petróleo extraído de los campos mayores del mundo proviene de anticlinales. Los anticlinales muy largos no contienen aceite en su totalidad. Este se encuentra en los domos o anticlinales superpuestos, estando las sillas ocupadas por agua. Igualmente, no están llenos hasta el punto de derrame.

Trampas producidas por sal.

Una trampa producida por sal, es producida por presiones en la corteza terrestre que causan que los depósitos de sal normalmente estratificados fluyan plásticamente lateralmente y hacia arriba, abombando primero los sedimentos suprayacentes, y en algunas ocasiones rompiéndolos. (Figura I.11).

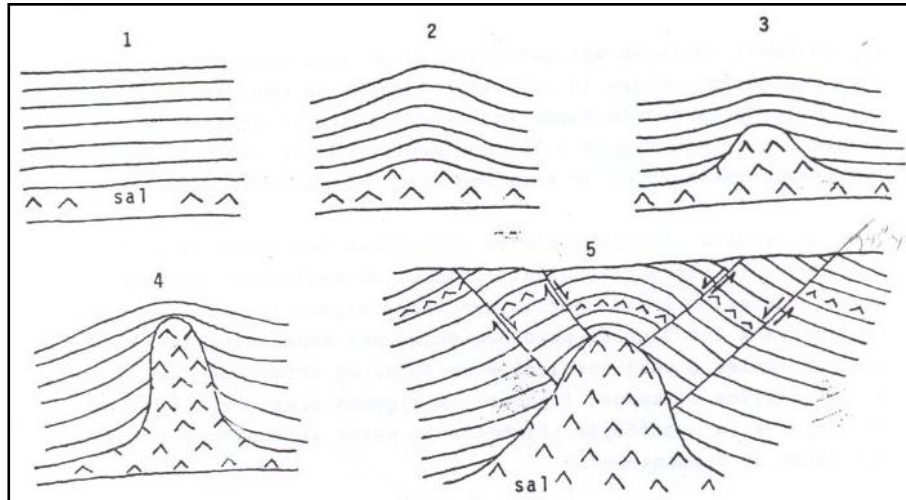


Fig. I.11 Formación de un domo salino.

Las trampas así producidas son muy espectaculares y a pesar de su extraña naturaleza y origen, han producido cantidades considerables de gas y aceite.

Trampas hidrodinámicas.

En muchos campos de aceite y gas, los contactos aceite-agua o gas-agua, no es horizontal, fenómeno que no está relacionado a la topografía, sino más bien a depresiones intermontañas, donde la inclinación del contacto tiende a ser más marcada. En la mayoría de los campos conocidos, la producción se extiende más en un flanco que en el otro, pero hay ejemplos en que la producción total está en un solo flanco abajo del eje del anticlinal. Sin embargo, cuando la inclinación del contacto es mayor que el echado de las capas los hidrocarburos salen del anticlinal, quedando las estructuras lavadas.

Existen varias teorías para explicar los contactos inclinados. La menos probable es que el aceite o el gas atrapados no pueden recobrar su nivel horizontal después del basculamiento regional de los receptáculos, pues como ya se ha indicado anteriormente, la viscosidad del aceite en el subsuelo es suficientemente baja como para que con una adecuada permeabilidad de la roca almacenadora el aceite pueda reajustarse a los cambios estructurales. Sin embargo, es probable que muchas acumulaciones se queden inclinadas si se cierran los poros abajo del contacto agua-aceite, después de que éste ha sido inclinado. Esta explicación es más probable en regiones planas alejadas de las montañas.

Trampas por fallas.

El afallamiento desempeña varios papeles en la acumulación del aceite. Sin duda, los planos de falla funcionan en algunas áreas como canales para la migración del agua y el aceite y a veces pueden unir varios estratos productores para formar un solo yacimiento; o bien, pueden permitir que el aceite se escape a la superficie formando chapopoteras.

El que un plano de falla funcione como canal o como sello para formar una trampa depende de varios factores, los más importantes son: el tipo de falla y la litología de las rocas cortadas por la falla. Si el tipo de la falla y la fragilidad de la roca producen brechas a lo largo del plano de falla, éste actuará como canal. Si se produce pulverización y flujo plástico a lo largo del plano, se origina un sello.

Trampas por variación de permeabilidad.

Si en una roca almacenadora con buena porosidad se produce una desaparición de la porosidad echado arriba, se forma una trampa propicia para almacenar hidrocarburos. La terminación de la permeabilidad puede ser abrupta, o bien, puede ser gradual como en el caso de un cambio de facies. Esto es principalmente debido a fenómenos estratigráficos y no diastróficos, a las acumulaciones por variaciones de permeabilidad se les llama generalmente trampas estratigráficas.

Influencia de Acuerdo al Tipo de Empuje Predominante.

Luego de haber realizado la perforación, el pozo está en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Dependiendo de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, etc., el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios.

Los fluidos de un yacimiento –petróleo, gas, agua- entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente, el pozo resultará "surgente": produce sin necesidad de ayuda. Pero en la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir: el pozo está ahogado. Para proseguir con la extracción se procede a la utilización de métodos artificiales de bombeo.

Los yacimientos tienen tres tipos principales de "empujes naturales", a saber:

Empuje por gas disuelto (dissolved-gas drive). La fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión. La recuperación final suele ser inferior al 20%.

Empuje de una capa de gas (gas-cap drive). Cuando el gas acumulado sobre el petróleo e inmediatamente debajo del techo de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos. La recuperación de un campo con capa de gas es del 40/50%.

Empuje hidrostático (water drive). La fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento es el empuje del agua acumulada debajo del petróleo. La recuperación en un yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60%.

El mecanismo de surgencia natural es el más económico, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento. Los controles de la producción se realizan en la superficie por medio del llamado "árbol de Navidad", compuesto por una serie de válvulas que permiten abrir y cerrar el pozo a voluntad. La surgencia se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo.

Recuperación primaria o mecanismos naturales de recuperación en yacimientos de aceite y gas³.

Al descubrirse un yacimiento o campo, se procura recopilar una gran cantidad de información del mismo y se realizan varios estudios a la formación productora, entre ellos: Núcleos y sus correspondientes estudios en laboratorio, diferentes tipos de registros geofísicos y de producción, muestras del aceite y gas a condiciones originales, para realizar análisis PVT, pruebas de producción a los pozos, cálculos de los índices de productividad y potencial de los pozos y además, se llevan a cabo varios tipos de análisis de curvas de presión. Todos estos trabajos, con el objetivo de evaluar el potencial petrolero del nuevo descubrimiento y conocer de manera inicial sus características, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos.

Posteriormente, a través de la perforación de pozos delimitadores en el nuevo yacimiento, se puede conocer mejor su tamaño, en términos del posible volumen original in situ que contenga. Además, se llegan a determinar características

adicionales, como la profundidad de un contacto aceite-agua si es que existe, lo mismo que se trata de definir si hay una capa de gas en la parte superior. Con esta información, se empieza a identificar el mecanismo natural de producción que puede existir en el yacimiento o la combinación de mecanismos que pudieran tenerse; esto último es lo que realmente ocurre en la mayoría de los campos.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

- a. Empuje por gas disuelto.
- b. Empuje por la capa de gas.
- c. Empuje por expansión de la roca.
- d. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).
- e. Empuje por segregación gravitacional.

A continuación se describirán brevemente algunas de las características de cada uno de estos empujes que se presentan en los yacimientos.

Empuje por gas disuelto.

En este tipo de empuje en el yacimiento, el principal mecanismo que opera en la formación productora es la expansión del aceite y del gas disuelto originalmente en el mismo. Es decir, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene.

Lo anterior es particularmente cierto, en los casos donde el yacimiento es bajosaturado. Es decir, se encuentra a una presión arriba de la presión de saturación o de burbuja, que es como se le conoce.

En la Gráfica 1, se muestra una curva de porcentaje de reducción de la presión original, contra la recuperación en porcentaje del volumen original in situ en el yacimiento, en campos donde el empuje dominante es por gas disuelto. Como se observa, se calcula que en los mejores casos, se podría obtener hasta 22% de factor de recuperación. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que esta es una gráfica teórica, calculada a través de las ecuaciones de balance de materia, por lo que los factores reales de recuperación podrían ser menores a los que se presentan.

Empuje por la capa de gas.

En muchos casos de campos descubiertos en el mundo, se determinó que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que uno de los mecanismos de empuje se reconoce que es debido a esta capa de gas.

Por otro lado, si el yacimiento ha reducido su presión original hasta niveles por debajo de la presión de saturación, se dice que el aceite contenido en el mismo se encuentra saturado y por tanto, se va a empezar a desprender gas libre en la formación; dependiendo del espesor de la misma y el echado que tenga (inclinación de la formación), se puede generar una capa de gas que se conoce como casquete de gas secundario.

El empuje que se genera para producir el aceite debido a la capa de gas descrita, puede llegar a ser el mecanismo preponderante de producción en el yacimiento y en combinación con otros mecanismos de empuje, definirá el nivel de factor de recuperación que puede llegar a obtener.

En la Gráfica 1 se presenta la curva que señala el comportamiento de la reducción de la presión si el yacimiento tiene este empuje, contra la recuperación en porcentaje del volumen original in situ. Como se observa, en las mejores situaciones, se podría obtener un factor de recuperación de casi 30%.

Empuje por la expansión de la roca.

La producción de aceite y gas del yacimiento genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, lo que a su vez implica un aumento en la presión de sobrecarga en la formación. Este aumento de presión en los granos de la formación causa su compactación y a su vez podría llevar a ocasionar una subsidencia en la superficie, lo cual se ha observado en algunos campos en el mundo.

Por tanto, el mecanismo por expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, expulsa el aceite y gas debido a la reducción del volumen poroso en el yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que este mecanismo solo es relevante si la compresibilidad de la formación es grande, lo cual sucede en las formaciones constituidas por carbonatos.

El efecto de este mecanismo de empuje se ha determinado mejor en yacimientos más bien superficiales y que se encuentran a menos de 2000 metros de profundidad.

En la Gráfica 1, se muestra cual podría ser la recuperación si solo existiera el empuje por expansión de la roca y fluidos, contra la disminución de la presión en el yacimiento. Como se observa podría obtenerse cuando mucho un 4% de factor de recuperación, si solo existiera este empuje en el yacimiento, lo cual es poco probable.

Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).

El empuje natural por efecto del acuífero, también conocido como empuje hidráulico, ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite del mismo.

Este mecanismo de desplazamiento en los yacimientos, es de los más eficientes, dependiendo del tipo de formación de que se trate. De hecho, los factores de recuperación más altos que se han observado en varios yacimientos alrededor del mundo, casi siempre han estado asociados a un empuje hidráulico considerable.

Se puede observar en la Gráfica 1, que este empuje hidráulico es de los más eficientes y se podrían obtener factores de recuperación de alrededor de 50%, en algunos campos.

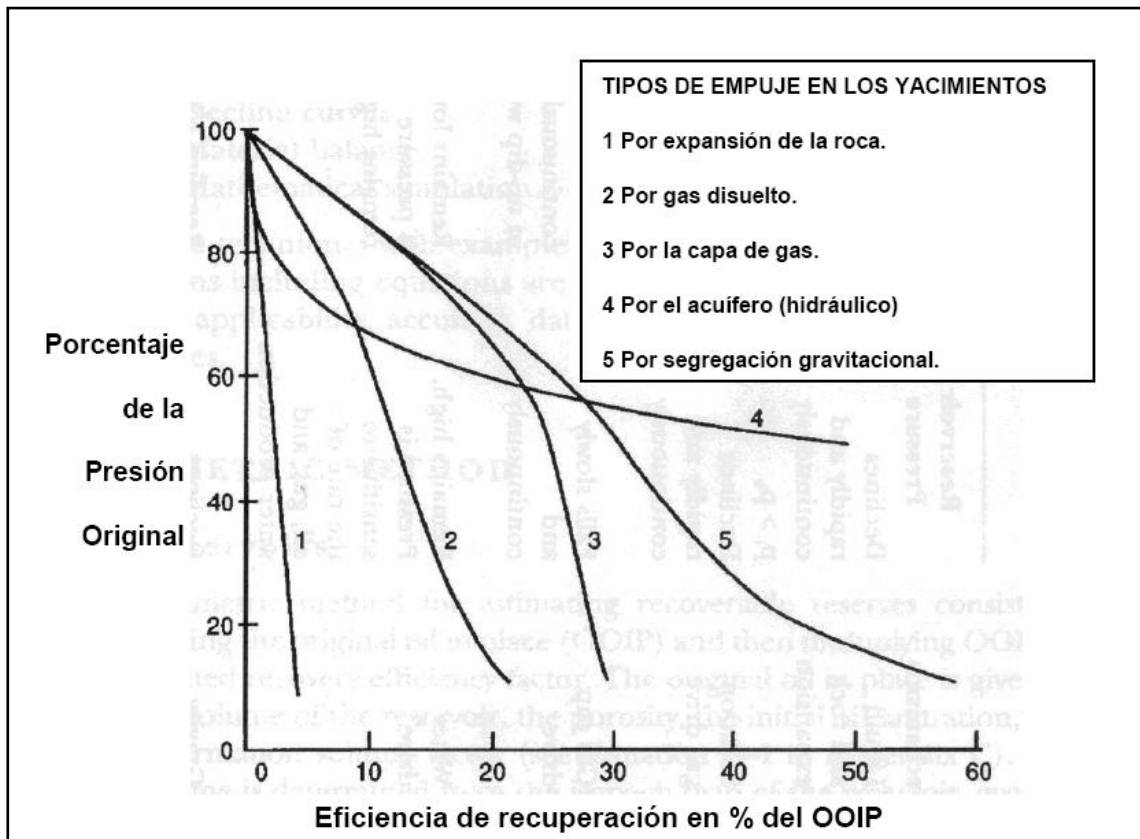
Empuje por segregación gravitacional.

Este empuje no es muy común que se presente en los yacimientos, pero cuando se tiene, es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los yacimientos alrededor del mundo. Esencialmente, está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores o que tienen un echado considerable, lo que permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior. Al lograrse esto dentro de este tipo de yacimientos, la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo.

Existen en varios países, casos de yacimientos con este tipo de empuje y normalmente se ha logrado obtener de ellos factores de recuperación muy elevados, debido a la manera tan eficiente que opera la segregación gravitacional.

En la Gráfica 1, se puede distinguir que en el caso del empuje por segregación gravitacional, se podrían obtener factores de recuperación de alrededor del 60%.

Finalmente, se debe recordar, como ya se mencionó anteriormente que rara vez se presenta en los yacimientos solo uno de estos empujes descritos a lo largo de su vida. Por esta razón, las mejores prácticas en la administración de yacimientos tienen que dedicar un esfuerzo y tiempo considerable a la obtención de información de los mismos, para definir los mecanismos de empuje preponderantes y poder aprovecharlos a plenitud y así obtener los mayores factores de recuperación posibles, al menos en la etapa de recuperación primaria.



Gráfica 1. Influencia de los mecanismos primarios de recuperación en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite*.

* Fuente: Integrated Petroleum Management, Satter and Thakur, Pennwell Books, 1994.

Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo los hidrocarburos.

Características de los yacimientos con empuje de agua¹⁸.

Un yacimiento con empuje de agua es aquel en el que la fuente predominante de energía para producir el aceite es el avance del agua procedente de un acuífero asociado. Si otro mecanismo aporta una cantidad significativa de energía, se considera que el yacimiento está bajo un empuje combinado.

La principal fuente de energía en este tipo de yacimientos, es la combinación de la expansión de la roca y del agua en un acuífero que suple la afluencia del agua hacia el yacimiento. En algunos casos, el acuífero es reabastecido por aguas desde la superficie, por lo que la afluencia no es enteramente obra de la expansión. El empuje de agua puede proceder del flanco o de más abajo del yacimiento.

La producción también puede verse favorecida por la expansión del aceite, ya que la presión del yacimiento debe caer antes que empiece la afluencia del agua. Esto es también lo más importante al comienzo de la vida del yacimiento cuando la caída de presión es más alta.

En resumen, se puede decir que las características más importantes de los yacimientos con empuje de agua son las siguientes:

- La presión del yacimiento permanece alta.
- La relación gas-aceite permanece baja.
- Hay una temprana producción de agua y ésta aumenta considerablemente.
- En los pozos hay flujo natural hasta tanto la producción de agua sea excesiva.
- El factor de recuperación es de 35 a 75% del POES.

Un mecanismo de empuje en un yacimiento puede ser definido como una forma diferente de energía dentro de un yacimiento causando la expulsión o producción de sus fluidos. El mecanismo de empuje dependerá del yacimiento.

El comportamiento general del yacimiento es determinado por la energía natural y los mecanismos de empuje disponibles para el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo. Básicamente hay cinco mecanismos de empuje que proveen la energía natural necesaria para la recuperación de los hidrocarburos:

1. Empuje por expansión de la roca y los líquidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje hidráulico.
5. Empuje por segregación gravitacional.
6. Empujes combinados.

Cada mecanismo de desplazamiento, de empuje o de producción, dependerá del tipo de yacimiento, el nivel de presión que se tenga en el mismo y de los hidrocarburos existentes.

Expansión de la roca y los fluidos.

Los hidrocarburos que se encuentran atrapados en el yacimiento, pueden ser movidos hacia los pozos productores y así extraerlos; este movimiento de hidrocarburo puede ser originado por los procesos físicos que ocurren, generalmente combinados, como son: la expansión de la roca, expansión del agua de formación o congénita, expansión del aceite con su gas disuelto y expansión del gas disuelto liberado.

Las expansiones de la roca y los fluidos ocurren en los yacimientos de aceite bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación; estas expansiones dan lugar a la expulsión del aceite hacia los pozos productores. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado.

La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en el que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-aceite producción RGA permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e iguala la R_{si} . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad y la densidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera.

Realmente, la expansión de la roca y los líquidos sigue presentándose en tanto siga ocurriendo un abatimiento de presión.

Empuje de gas disuelto liberado.

Cuando la presión se reduce en el yacimiento hasta alcanzar la presión de saturación, parte del gas que se encuentra en el aceite es liberado, por lo que el mecanismo de desplazamiento se deberá, primordialmente, al empuje de gas

disuelto liberado; como ya se indicó, si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta pequeño, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas y aceite hacia los pozos, como se muestra en la figura I.12.

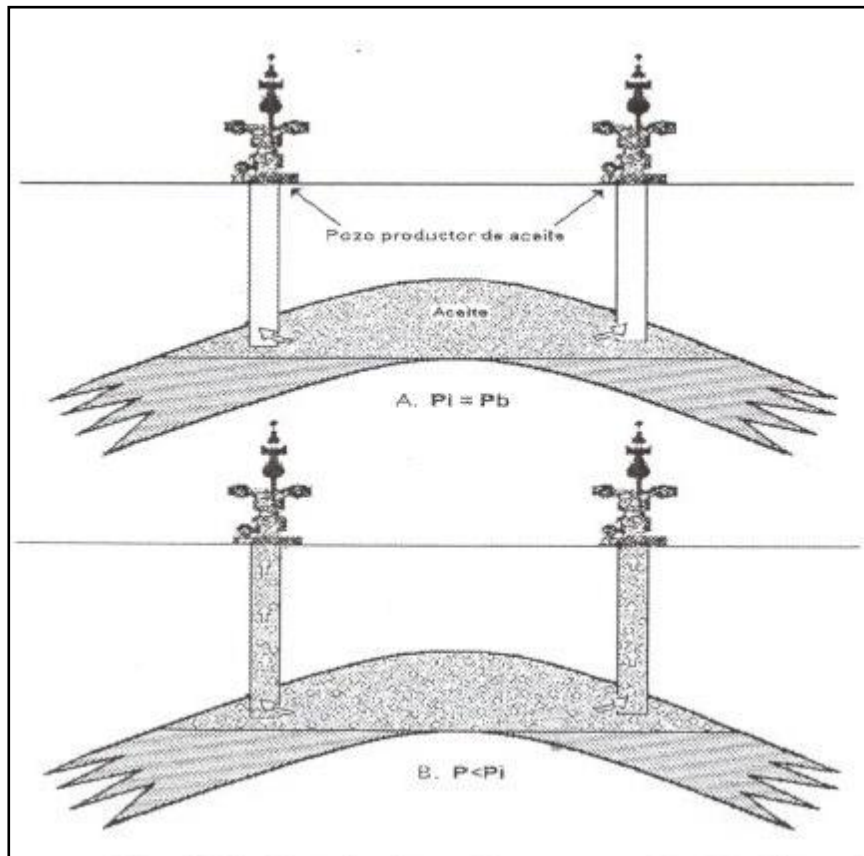


Fig. I.12 Empuje de aceite por gas disuelto liberado.

La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará.

El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera, la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la presión medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Cuando este mecanismo se presenta en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones finales por empuje de gas disuelto liberado son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y 35 % del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

Empuje por gas libre.

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores como se observa en la figura I.13.

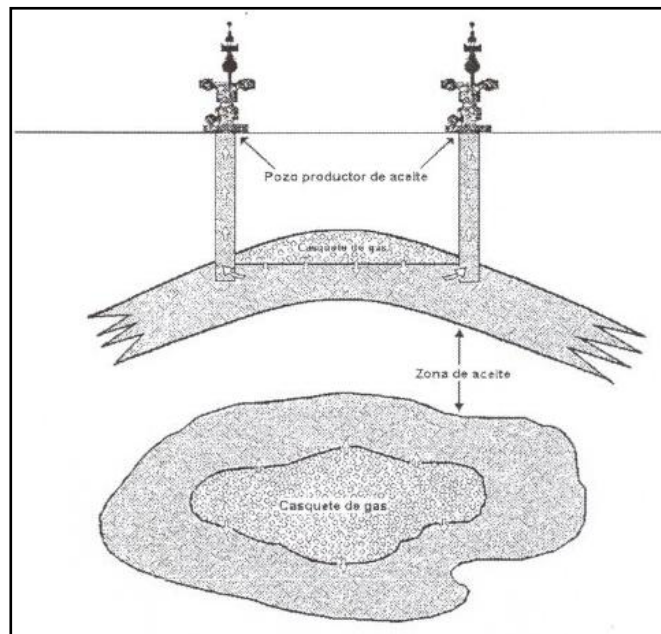


Fig. I.13 Representación del mecanismo de empuje en un yacimiento con casquete de gas.

Los requerimientos básicos son que:

- a. La parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- b. Exista un continuo crecimiento y agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

1. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
2. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite, al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
3. La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso se entiende fácilmente, considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión del yacimiento. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto, la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado, por lo que se mueve adelante del frente del gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que provoca, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite, como se muestra en la figura I.14.

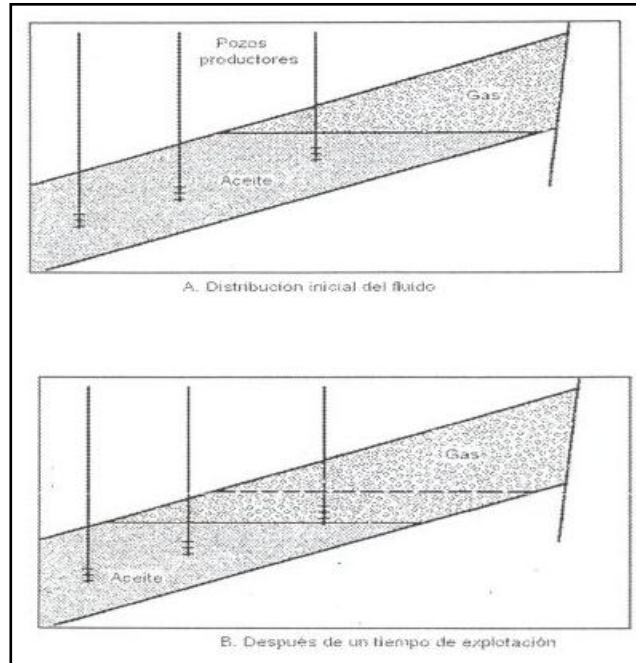


Fig. I.14 Desplazamiento por casquete de gas.

Sin inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debido a la declinación de la presión. Si el volumen del gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas, será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte, el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al empuje por gas disuelto.

La recuperación final en yacimientos con capa de gas varía normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación, se pueden obtener recuperaciones finales del orden del 60% o más.

La figura I.15 muestra que el crecimiento de la capa de gas permite la recuperación de más aceite; m representa la relación volumen inicial de la capa de gas @c.y. y el volumen inicial de la zona de aceite @c.y.

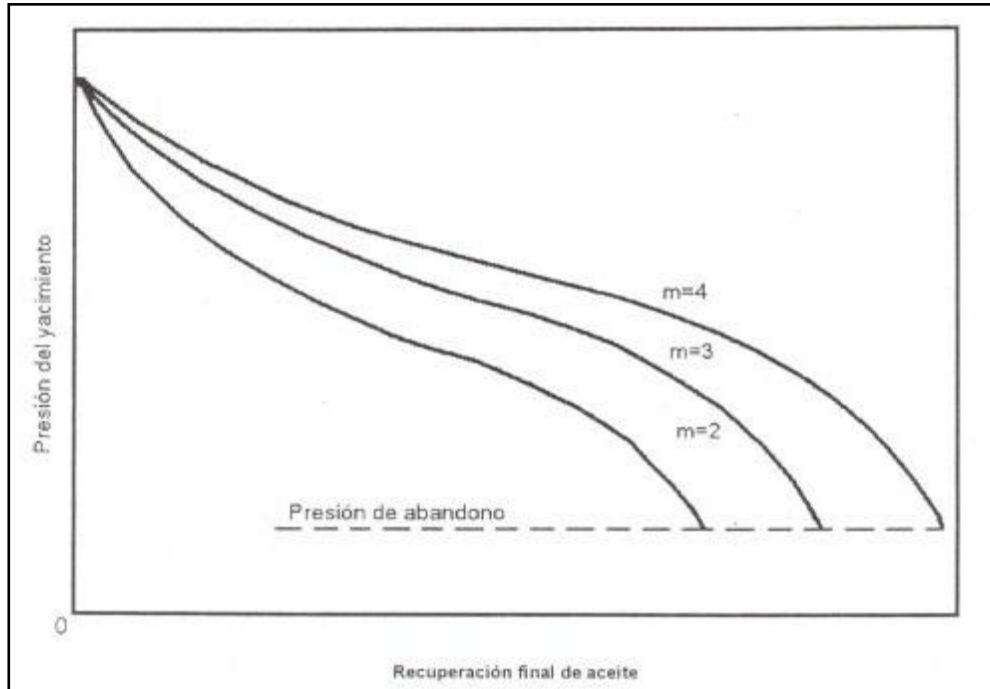


Fig. I.15 Efecto en la recuperación final de aceite por el crecimiento del casquete de gas.

Empuje por entrada de agua.

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos por el agua tiene lugar atrás del aceite y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso, el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite recuperable será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y así mismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

1. Una fuente adecuada que suministre agua en forma permanente al yacimiento.
2. Una presión diferencial entre la zona del aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero) que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la

misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación para facilitar su filtración adecuada.

La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través del agua superficial, por el afloramiento, como se muestra en la figura I.16. Esta condición no es muy común; generalmente, la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso, muchas veces mayor que el yacimiento.

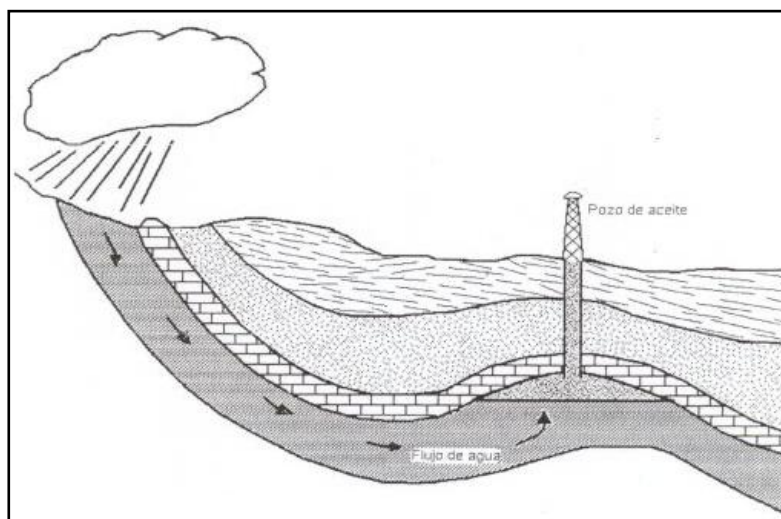


Fig. I.16 Representación del empuje de aceite por un acuífero natural que tiene un afloramiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su distribución en la producción.

Las recuperaciones finales varían normalmente entre el 35 y el 75 % del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico, la recuperación final es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones, la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua, en una formación parcialmente saturada de gas, da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada delante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando al gas residual atrapado distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la figura I.17 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

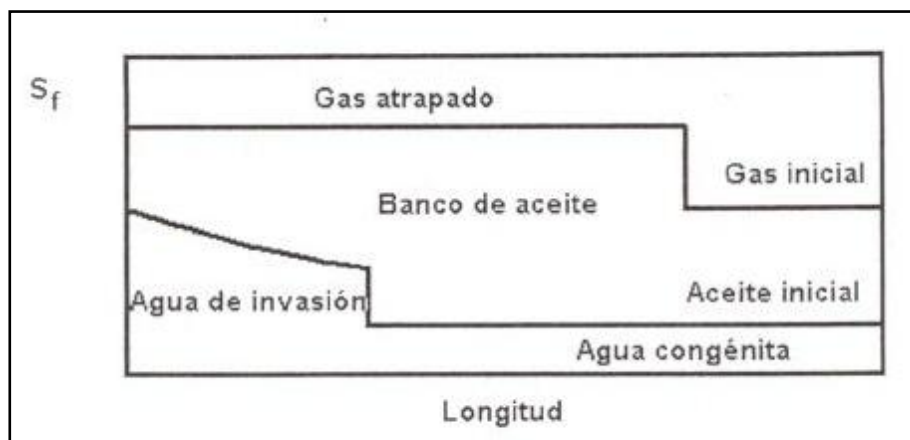


Fig. I.17 Desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas.

Segregación gravitacional.

La segregación gravitacional, o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades, como lo muestra la figura I.18. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación de aceite; por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo así la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento, que bajo las condiciones citadas puede ser hasta del orden del 80 % del volumen original.

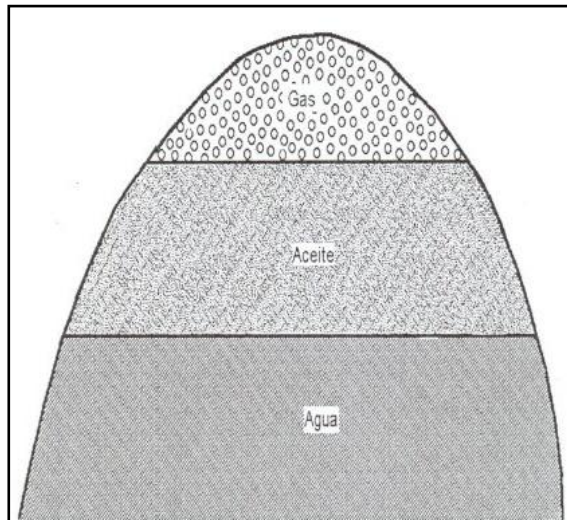


Fig. I.18 Distribución inicial de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables y/o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción; mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución.

Otros tipos de empuje, incluyendo combinación de mecanismos.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados, por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite; posteriormente y después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua al acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento, como lo muestra la figura I.19.

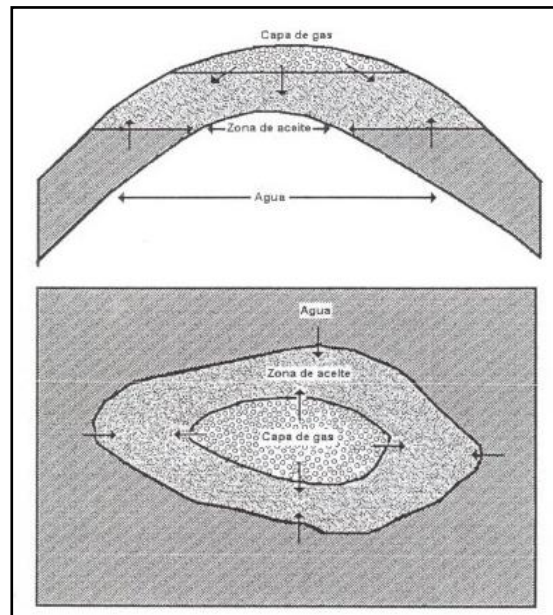


Fig. I.19 Combinación de empujes en un yacimiento de hidrocarburos.

Dos combinaciones de empuje pueden estar presentes en el yacimiento. Estas son el empuje por gas disuelto liberado y un menor empuje de agua y el empuje por gas disuelto liberado con una parte pequeña del casquete de gas y mínimo empuje de agua. La segregación gravitacional puede jugar un papel importante en cualquiera de los empujes mencionados.

Tipo de Fluidos Almacenados.

Es una práctica común clasificar a los yacimientos petroleros de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y a las condiciones a las cuales se encuentra en el subsuelo, tales como el color del líquido, densidad relativa y relación gas-aceite; sin embargo esta clasificación resulta poco precisa, pues no siempre se puede definir un yacimiento con estos parámetros.

Se ha observado que una mejor clasificación es obtenida si se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión del yacimiento. Así, existen cinco tipos de fluidos básicos. Estos generalmente son llamados de aceite negro, de aceite volátil (ligero), de gas seco, de gas húmedo y de gas retrógrado (gas y condensado).

Aceite negro.

El aceite negro está constituido por moléculas grandes, pesadas y no volátiles principalmente, su diagrama de fases cubre un amplio rango de temperaturas. El punto crítico está en la parte más alta sobre la pendiente de la envolvente. La temperatura de estos yacimientos es menor a la temperatura crítica.

En la figura I.20 se muestra un diagrama de fase típico de un aceite negro. La línea 123, muestra el comportamiento de aceite dentro del yacimiento durante su explotación. Cuando las condiciones de presión y temperatura originales se encuentra sobre el segmento 12, se dice que el yacimiento es bajosaturado; si la presión es menor a la de la curva de burbujeo, es decir que se encuentra sobre la línea 23, el yacimiento es saturado.

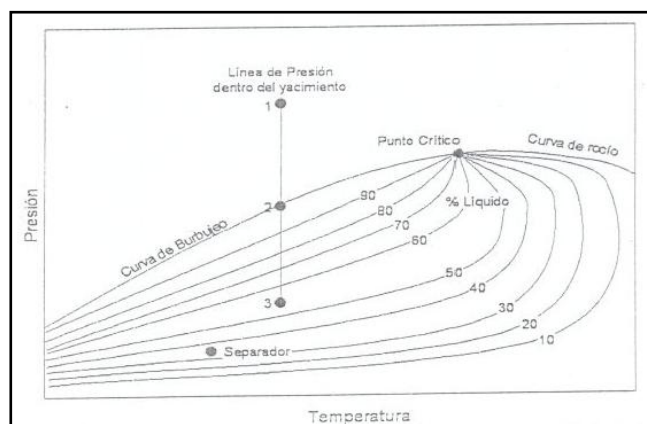


Fig. I.20 Diagrama de fase típico de un aceite negro, con línea de reducción de presión isotérmica, 123, y condiciones en el separador.

Aceite volátil.

El diagrama de fase para un aceite volátil es un poco diferente al de un aceite negro. El rango de temperatura cubierto por la envolvente es menor, de hecho la temperatura crítica es mucho menor, aunque es mayor a la temperatura del yacimiento.

En la figura I.21 se muestra un diagrama de fase para un aceite ligero. La línea vertical indica el comportamiento del fluido dentro del yacimiento durante la explotación. Las líneas de calidad indican que el porcentaje de líquido se reduce rápidamente con el decremento de la presión.

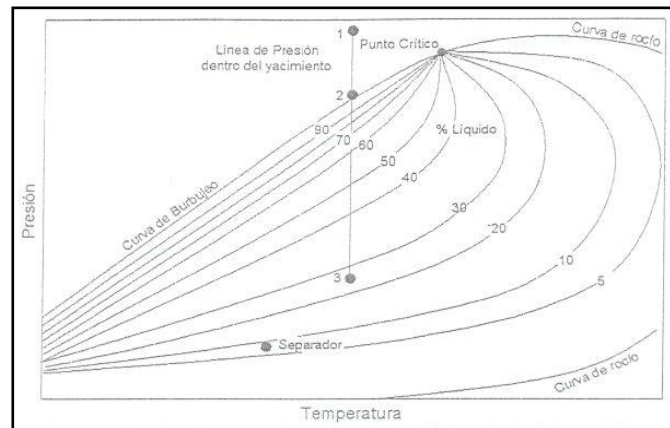


Fig. I.21 Diagrama de fase típico de un aceite volátil, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

Gas seco.

El gas seco está constituido por aproximadamente 95% de gas metano. La figura I.22 muestra un diagrama de fase de un gas seco. En el diagrama se observa que la mezcla de hidrocarburos es solo gas, tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de separador.

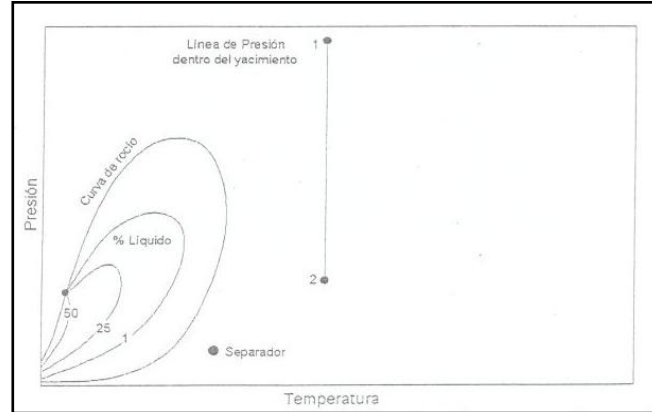


Fig. I.22 Diagrama de fase típico de un gas seco, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

Gas húmedo

En una mezcla de hidrocarburos de gas húmedo predominan las moléculas más ligeras. Su diagrama de fase típico, mostrado en la figura I.23, muestra que dentro del yacimiento se tiene solamente gas durante su explotación. Sin embargo, a condiciones de separador se encuentra dentro de la envolvente, causando la formación de líquidos en superficie.

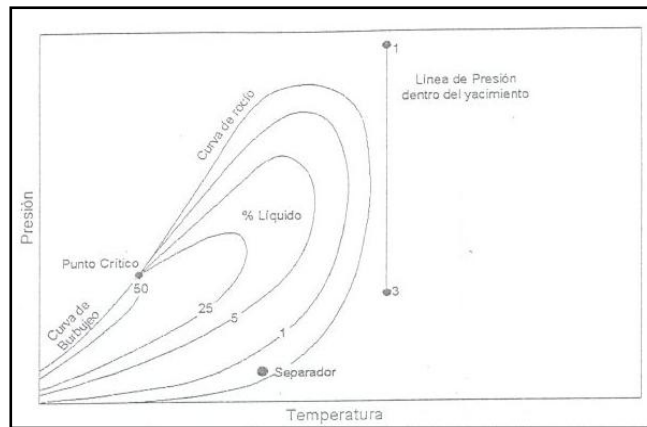


Fig. I.23 Diagrama de fase típico de un gas húmedo, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

Gas retrógrado.

El gas retrógrado, conocido también como gas y condensado tiene un comportamiento más complejo. En yacimientos de gas y condensado, la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura de la cricondenterma, punto 1 en la figura I.24. Con la reducción de la presión se alcanza el punto de rocío, punto 2, si se reduce más la presión, el gas comenzará a condensarse, formando líquidos dentro del yacimiento. Éste líquido, generalmente no alcanza la saturación crítica y por lo tanto no es producido.

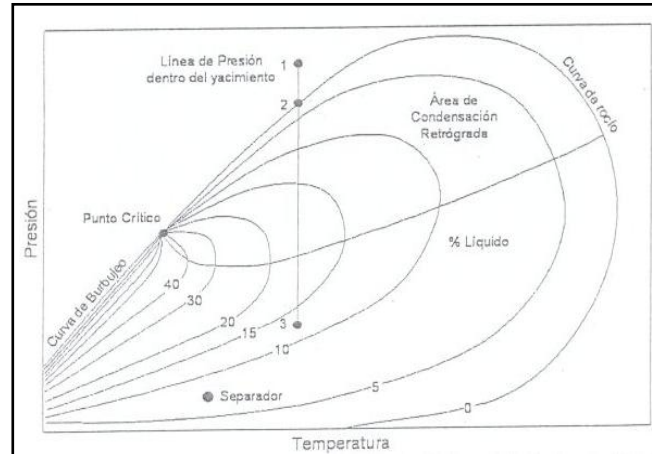


Fig. I.24 Diagrama de fase típico de un gas retrógrado, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

II.2 Heterogeneidades del Yacimiento

La mayoría de los yacimientos se forman durante un largo proceso en el que abarcan una gran variedad de ambientes sedimentarios, tanto en tiempo como espacio. Como resultado de la reorganización física y química, como la compactación, solución, dolomitización y la cementación; las características del yacimiento cambian con el tiempo.

En la mayoría de los casos, la heterogeneidad de los yacimientos depende del ambiente de depósito y de los eventos posteriores, así como la naturaleza de las partículas.

II.2.1 Tipos de Heterogeneidades en el Yacimiento

Son varios los aspectos que se encuentran relacionados a la heterogeneidad de un yacimiento. Se clasificarán en tres principales categorías: variación vertical, variación areal, y fracturas a escala de yacimiento.

II.2.4 Fracturas a Escala de Yacimiento y Permeabilidad Direccional

Las fracturas en el yacimiento o planos de fractura cerrada, son muy frecuentes en los yacimientos de aceite. Diversos autores se dieron a la tarea de deducir la orientación de estas fracturas a partir del análisis transitorio de la presión. El ingeniero de yacimientos debe de estar consciente de que los yacimientos que tienen una pequeña indicación de fracturas durante la declinación primaria, pueden tener fracturas iniciales o planos de poca fuerza que se manifiestan en sí mismos cuando se aplica presión por inyección.

El predominio de la evidencia muestra que estas fracturas no son horizontales, pero por lo general tienen una orientación cercana a la vertical, por lo que pueden presentar interacciones altamente direccionales para desviar el aceite en gran parte de la matriz de la roca.

En general, el efecto de la permeabilidad direccional es más pequeño en comparación con las variaciones regionales en la permeabilidad. El efecto de la permeabilidad direccional puede despreciarse frecuentemente para casos prácticos.

II.3.5 Zonación Geológica

De las propiedades de la roca, sólo la permeabilidad está involucrada en los procedimientos citados anteriormente. La manera correcta de caracterizar la estratificación de la permeabilidad de un yacimiento es tomando en cuenta cualquier información geológica disponible.

Esta información debe incluir análisis de núcleos, registros de pozos y análisis de litología de núcleos. Con esta información, y el concepto de que las arenas se depositan en capas, las cuales tienen cambios en el espesor y propiedades litológicas semejantes, se puede correlacionar un número de zonas a través de esa porción del yacimiento de arenas.

II.3.6 Flujo Cruzado Entre Capas

Diversos métodos para predecir el comportamiento de recuperación de aceite, asumen que las capas en el yacimiento son continuas de un pozo a otro, uniformes en propiedades, y aisladas entre sí, excepto en el fondo del pozo. Varios yacimientos, satisfacen el concepto de capas impermeables conformadas por líneas de lutitas.

II.4 Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico como el Producto de la Eficiencia Areal y Vertical

La eficiencia de desplazamiento puede considerarse conceptualmente como el producto de las eficiencias de barrido areal y vertical. Considere un yacimiento con cierto espesor, porosidad uniforme y con una saturación de hidrocarburos, pero que consiste de varios estratos. Para un proceso de desplazamiento en el yacimiento, E_V puede ser expresada como:

$$E_V = E_A * E_I$$

En donde E_A es la eficiencia de desplazamiento areal en un modelo idealizado de un yacimiento, área barrida entre el área total del yacimiento, E_I es eficiencia de desplazamiento vertical, espacio poroso invadido por el fluido inyectado dividido entre el espacio poroso detrás del frente de inyección. En un yacimiento real, varían arealmente las porosidades, espesores y saturaciones de hidrocarburos, E_A se sustituye por una eficiencia de desplazamiento corregida E_p :

$$E_V = E_p * E_I$$

Donde E_p es el espacio poroso con hidrocarburo en la vecindad justo detrás del frente de inyección, dividido entre el espacio poroso total con hidrocarburos en el yacimiento. E_p es una eficiencia de desplazamiento areal que ha sido corregida por las variaciones de espesores, porosidades y saturaciones presentes en el yacimiento.

La eficiencia de recuperación de hidrocarburos en un proceso de desplazamiento puede ser escrito de la siguiente manera:

$$E_V = E_p * E_I * E_D$$

Las ecuaciones anteriores son conceptualmente correctas, pero su aplicación a los problemas prácticos resulta difícil. Para utilizar estas ecuaciones en la determinación de E_V se requiere estimar de forma independiente a E_p ó E_A y E_I , estas estimaciones resultan complicadas de obtener para desplazamientos en sistemas 3D, ya que E_A y E_I no son independientes.

En la ausencia de efectos verticales, el desplazamiento areal puede ser aproximado mediante correlaciones desarrolladas a partir de modelos físicos o por modelos matemáticos. En la práctica, E_V es determinada utilizando correlaciones o modelos matemáticos basados en sistemas 3D y no por el cálculo independiente de E_A y E_I .

Es muy útil considerar a E_V como el producto de dichas eficiencias, para entender los parámetros que afectan el desplazamiento volumétrico. Se ha comprobado que E_A y E_I están influenciadas para la razón de movilidad ya sea en un proceso de desplazamiento miscible o inmisible.

II.6.2 Efecto de la Segregación Gravitacional y de la Razón de Movilidad en la Eficiencia de Desplazamiento Vertical

La segregación gravitacional ocurre cuando la diferencia de densidades entre los fluidos del yacimiento es tan grande que influye, incluso cuando la principal dirección de flujo es en el plano horizontal. Cuando el fluido inyectado

II.6.3 Segregación Gravitacional en Yacimientos Horizontales

Se deben de utilizar simuladores numéricos o modelos para describir los efectos de la fuerza gravitacional en la eficiencia de desplazamiento, la mayoría de la información disponible fue obtenida a partir de estudios donde se utilizaron modelos horizontales de laboratorio, siendo estos homogéneos e isotrópicos. Las correlaciones deben utilizarse como herramientas de predicción. Las correlaciones indican la dependencia del desplazamiento sobre los diferentes parámetros utilizados, es necesario notar que estos no permiten un cálculo preciso de E_I para los yacimientos actuales.

Las correlaciones de Craig y de Spivak, indican los siguientes efectos de diversos parámetros en la segregación gravitacional, como sintetiza Spivak:

- La segregación gravitacional se incrementa, con el aumento de la permeabilidad horizontal y vertical.
- La segregación gravitacional se incrementa, con el aumento de la diferencia de densidades entre los fluidos.
- La segregación gravitacional se incrementa, con el incremento de la razón de movilidad.
- La segregación gravitacional se incrementa, con la disminución en el gasto.
- La segregación gravitacional disminuye, con el incremento de la viscosidad.

El efecto de la razón de movilidad en un desplazamiento, es el provocar una aceleración o un retardo del efecto gravitacional, dependiendo de que si M es mayor o menos a 1. Por lo tanto, a condiciones en donde los efectos de la segregación gravitacional son importantes y la razón de Movilidad no es favorable, el desplazamiento vertical puede ser afectado por ambos factores.

II.6.4 Segregación Gravitacional en Yacimientos Inclinados

La diferencia de densidades entre las fases puede tener un gran efecto en los procesos de desplazamiento en yacimientos inclinados, y no existen correlaciones generales para estos casos.

Cuando el yacimiento tiene una cierta inclinación la gravedad puede ser utilizada para mejorar el desplazamiento.

II.7 Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico

La eficiencia de desplazamiento areal y vertical por lo general son determinadas mediante modelos matemáticos o físicos de dos dimensiones. La eficiencia de desplazamiento areal ha sido determinada utilizando modelos areales en donde se simulaban algunos arreglos entre pozos. En este caso los efectos del desplazamiento vertical fueron minimizados por la homogeneidad.

Las eficiencias de desplazamiento vertical, se determinaron con modelos lineales de múltiples estratos (heterogeneidad vertical). Donde los efectos areales se minimizaron utilizando flujo lineal.

El uso de modelos 3D como base de las correlaciones que determinan E_A o E_I resulta muy complicado debido a que dichas eficiencias no son independientes.

La eficiencia de desplazamiento volumétrico debe determinarse con base en la naturaleza 3D del yacimiento, los métodos para determinar dicha eficiencia caen dentro de la siguiente clasificación:

1. Basada en la aplicación directa de modelos 3D
2. Basada en un modelo estratificado del yacimiento (Modelo areal 2D)

Mientras que un limitado número de estudios ha sido conducido utilizando modelos físicos, la aplicación de simuladores tiene un mayor potencial. Esta aproximación es limitada por el número de bloques que se usen y esto afecta la velocidad de los cálculos, esta limitante es especialmente cierta en los desplazamientos con fluidos miscibles o cercanos a la miscibilidad.

En la segunda clasificación el yacimiento es dividido en varios estratos no comunicados, el desplazamiento es calculado en cada estrato con las correlaciones o cálculos basado en un modelo areal 2D. El comportamiento en cada estrato será sumado a los demás, para obtener la eficiencia volumétrica.

II.8 Razón de Movilidad

La movilidad de una fase que fluye en un medio poroso está definida a partir de la ecuación de Darcy:

$$u_i = - \left(\frac{k_i}{\mu_i} \right) \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)$$

En donde u_i es la velocidad superficial (Darcy) de la fase i , k_i es la permeabilidad efectiva de la fase i , μ_i la viscosidad de la fase i , p es la presión y, x la longitud. Para el flujo de una sola fase, k_i , es la permeabilidad absoluta del medio poroso. Para flujo multifásico, es la permeabilidad efectiva de la fase fluyente, y es función de la saturación de la fase. La movilidad de una fase fluido, λ_i , está dada por:

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i}$$

Para procesos de desplazamiento, se usa la razón de movilidad, M , de las fases, fluido desplazante y fluido desplazado, y se expresa de la siguiente manera:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d}$$

En donde λ_D es la razón de movilidad del fluido desplazante y λ_d la movilidad de la fase fluido desplazado. Es de notarse que M es una cantidad adimensional, es un parámetro extremadamente importante en cualquier proceso de desplazamiento, afecta tanto al desplazamiento areal como vertical, el desplazamiento disminuye en tanto M aumenta para un volumen establecido de fluido inyectado. Además afecta la estabilidad del proceso de desplazamiento, con el flujo se vuelve inestable cuando $M > 1$; este flujo inestable provoca el efecto de digitación por viscosidad. Debido a que un valor mayor a 1 se relaciona como una razón de movilidad no favorable, por el contrario un valor menor a 1 es una razón de movilidad favorable.

M , puede ser definida de distintas maneras, dependiendo de las condiciones de flujo en un proceso específico.

CAPÍTULO II

FACTORES A ESCALA DE POROS

Para entender el comportamiento de un yacimiento y las fuerzas que actúan en él, es necesario tener el conocimiento de algunas de sus propiedades básicas, las principales se clasifican en dos tipos:

- Propiedades de la Roca: porosidad, permeabilidad y saturación
- Propiedades Roca-Fluidos: presión capilar, tensión interfacial, mojabilidad, etc.

III.1.1 Viscosidad (μ)

Se denota como μ . Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, ($\text{gr/cm}^*\text{seg}$). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los valores de μ se requieren a diferentes presiones. Los gases aumentan su viscosidad con el aumento de la temperatura y los líquidos la disminuyen.

La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del crudo. Es típico en los yacimientos que producen por gas en solución (se libera el gas y la viscosidad tiende a incrementar). También por la formación de emulsiones agua aceite aumenta la viscosidad.

III.1.2 Presión Capilar (P_c)

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca. También puede definirse como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.

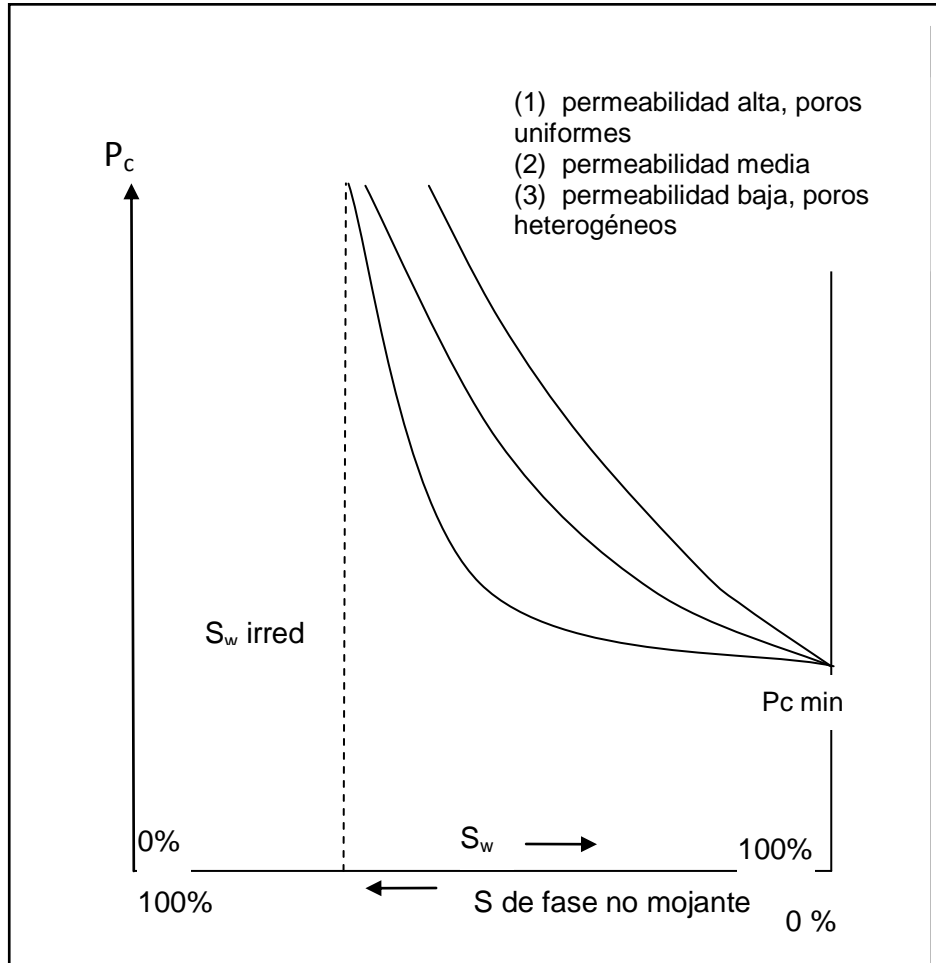


Fig. II.1

El punto de convergencia de las curvas indica la mínima presión capilar a la cual empieza a entrar fluido no mojante a una muestra.

III.1.3 Tensión Interfacial (σ)

Es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma=0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí. En el caso de una interfase gas-líquido, se le llama tensión superficial.

III.1.4 Mojabilidad

Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido. Se mide por el ángulo de contacto.

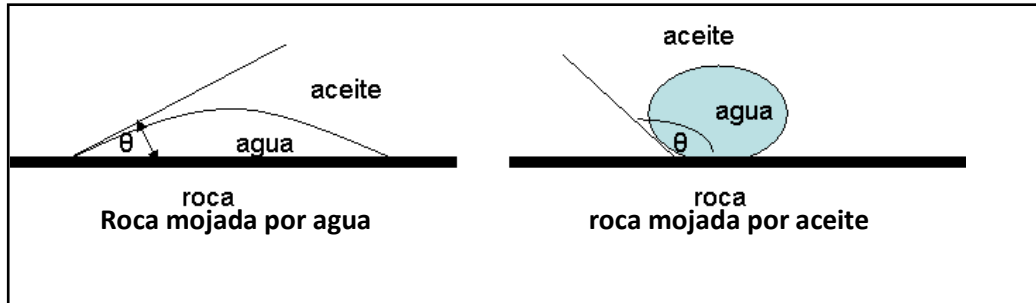


Fig. II.2 Ángulo de contacto.

La mojabilidad incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectará el proceso de desplazamiento de un fluido por otro.

III.3.3 Mojabilidad en Sólidos

La mojabilidad, es la tendencia de un fluido a no extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de un segundo fluido. Cuando dos fases inmiscibles están en contacto con una superficie sólida, una de las fases es atraída al sólido más fuertemente que la otra; ésta es llamada fase mojante. Esta fase es poco móvil en el yacimiento, las fuerzas de atracción entre la fase mojante y la superficie de la roca impiden que la saturación de la fase mojante descienda por debajo de un valor mínimo (saturación irreductible) y tiende a ubicarse en los poros más pequeños, por el contrario las fuerzas de repulsión entre la roca y el fluido no-mojante, hacen que tienda a ubicarse en los poros más grandes, produciendo que la fase no mojante sea la más móvil, especialmente cuando se presentan altas saturaciones de dicha fase.

La mojabilidad de la roca afecta la naturaleza de las saturaciones de fluidos y las características de permeabilidad relativa de un sistema roca-fluido. Considerando el efecto de la mojabilidad en la distribución de los fluidos, podemos decir que las curvas de permeabilidad relativa están relacionadas con la mojabilidad.

Dependiendo de las características físicas y químicas de las rocas así como de la composición del aceite, se puede presentar mojabilidad intermedia y/o mixta. La mojabilidad intermedia ocurre cuando ambas fases de fluido tienden a mojar al sólido, pero una es ligeramente más atraída que la otra. La mojabilidad mixta es el

resultado de una variación en la composición química de las superficies expuestas de la roca o de las superficies expuestas de la roca o de las superficies de la material cementante. Debido a esta variación química la mojabilidad puede variar de un punto a otro, algunas veces el agua moja al sólido en una parte de la superficie y el aceite lo hace en la parte restante. La mojabilidad puede tratarse cuantitativamente, examinando las fuerzas interfaciales que existen cuando dos fases líquidas inmiscibles están en contacto con un sólido.

III.1.5 Distribución de los Fluidos

La distribución de la fase que moja o de la que no, no depende exclusivamente de la saturación, sino que también depende del sentido en que se efectúe la prueba.

Imbibición. Cuando aumenta la saturación del fluido que moja.

Drene. Cuando se reduce la saturación del fluido que moja.

Histéresis. Es la diferencia de las propiedades de la roca (P_c - S_w) que se tiene al invertir el sentido de la prueba.

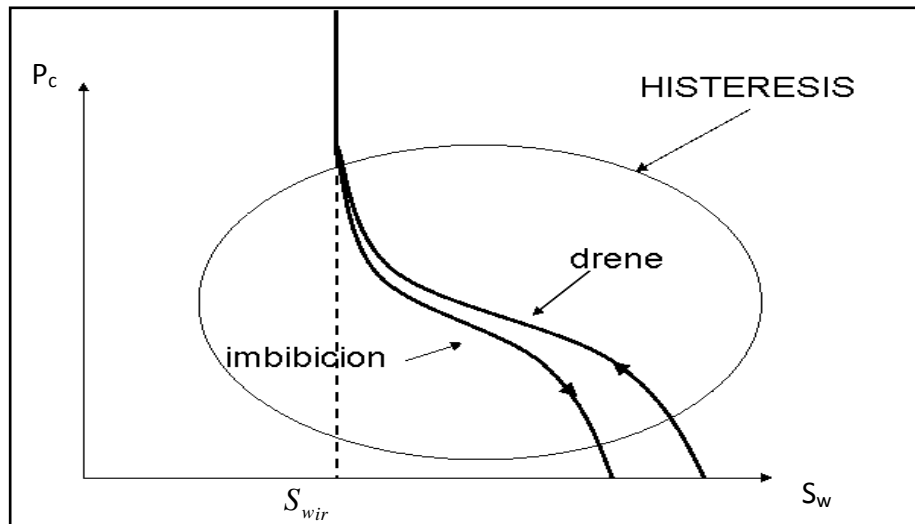


Fig. II.3 Distribución de los fluidos.

III.1.6 Porosidad (ϕ)

Es la medida del espacio poroso en una roca. En este espacio es donde se acumularán los fluidos. Se calcula con la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

Donde:

V_p : Volumen de poros del medio poroso

V_b : Volumen total del medio poroso

La porosidad puede clasificarse como:

Porosidad Absoluta

Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los poros comunicados.

Porosidad Efectiva

Solo considera los poros comunicados. En el caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero una porosidad efectiva muy reducida o casi nula. Por otro lado, la porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen.

Porosidad Primaria

Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso, tales como depositación compactación, etc.

Porosidad Secundaria

Se debe a procesos posteriores que experimenta el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

La porosidad se expresa en fracción, pero también es común expresarla en por ciento. Normalmente, la porosidad varía en los yacimientos entre el 5 y 30%. Puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos.

El petróleo se recolecta, finalmente, mediante la migración secundaria en las rocas almacenadoras o de yacimiento, porosas y permeables, que reúnen las condiciones volumétricas y que se ubican dentro de una trampa. Cualquier roca porosa y permeable puede actuar como un yacimiento para el petróleo y gas. Pueden ser rocas detríticas (clásticas) o siliciclásticas, generalmente formados de fragmentos de materia silíceo, o rocas precipitadas química o bioquímicamente, generalmente carbonatos. No es raro que el petróleo se encuentre en las lutitas fracturadas. Ocasionalmente, rocas ígneas y metamórficas contienen cantidades comerciales de petróleo cuando se encuentran localizadas favorablemente en aproximada a las secuencias sedimentarias productoras de petróleo.

Los dos elementos esenciales de una roca almacenadora o de un yacimiento, son la porosidad y la permeabilidad. La roca debe de contener poros o espacios para almacenar el petróleo y estos poros deben estar interconectados. La roca debe ser permeable a los fluidos y gases. Por ejemplo, una roca pómez aun cuando tiene una porosidad bastante alta, no constituye una buena roca de yacimiento, debido a que los poros no están interconectados. Los diámetros de poro también deben de ser mayores a un tamaño mínimo (mayor al diámetro molecular del metano), debido a que la relación entre el volumen poroso total y el área superficial interna no debe ser muy baja. Si el tamaño de poro es demasiado pequeño, la atracción capilar de los granos del mineral retendrá los fluidos en el espacio poroso de la roca, y los fluidos no podrán extraerse, debido a que las permeabilidades, absoluta y relativa, son demasiado bajas. A continuación daremos una breve explicación de los dos conceptos fundamentales de los cuales se hace alusión cuando se describen a las rocas almacenadoras:

POROSIDAD

Como parámetro esencial para que ocurra un depósito de petróleo, es la roca almacén cuyo rasgo más importante es la porosidad, ya que debe tener poros, o huecos de determinado tamaño y naturaleza para permitir el almacenamiento de petróleo y gas en yacimientos; estos deben ser suficientemente amplios y distribuidos en un volumen de roca importante para que se justifique su explotación.

Todas las secuencias sedimentarias varían en el tamaño de sus poros; estas variaciones se denominan primarias si dependen de:

1. El ambiente de depositación de la roca.
2. El grado de uniformidad del tamaño de la partícula.
3. La naturaleza de los materiales que componen la roca.
4. El contenido de matriz que tenga la roca.

Las variaciones se denominan secundarias, si dependen de acontecimientos que tuvieron lugar después, de que ocurrió la sedimentación de la roca, estos incluyen a:

1. El fracturamiento.
2. La disolución.
3. La resedimentación y cementación.
4. La compactación debida a un aumento en la carga.

La porosidad es el cociente del espacio total de huecos en la roca o poros entre su volumen total. Convencionalmente la porosidad se expresa en porcentajes que se determinan con la siguiente relación:

$$\text{porosidad} = \frac{\text{volumen del espacio total de poros}}{\text{volumen de roca}} \times 100$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \times 100$$

La razón entre el volumen total del espacio que ocupan los poros y el volumen total de la roca se denomina porosidad absoluta o total, donde se incluyen a todos los intersticios o huecos interconectados o no; la medida de la porosidad que se usa comúnmente en los estudios sobre yacimientos petroleros es la razón entre los espacios que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, razón a la que se determina porosidad efectiva, que por lo general es de un 5 a un 10 %, inferior en casi todos los casos a la porosidad total. La permeabilidad de una roca depende de la porosidad efectiva.

En la figura II.4 se muestra los diferentes tipos de porosidad, y posteriormente se describen sus principales características.

Clasificación de la porosidad:

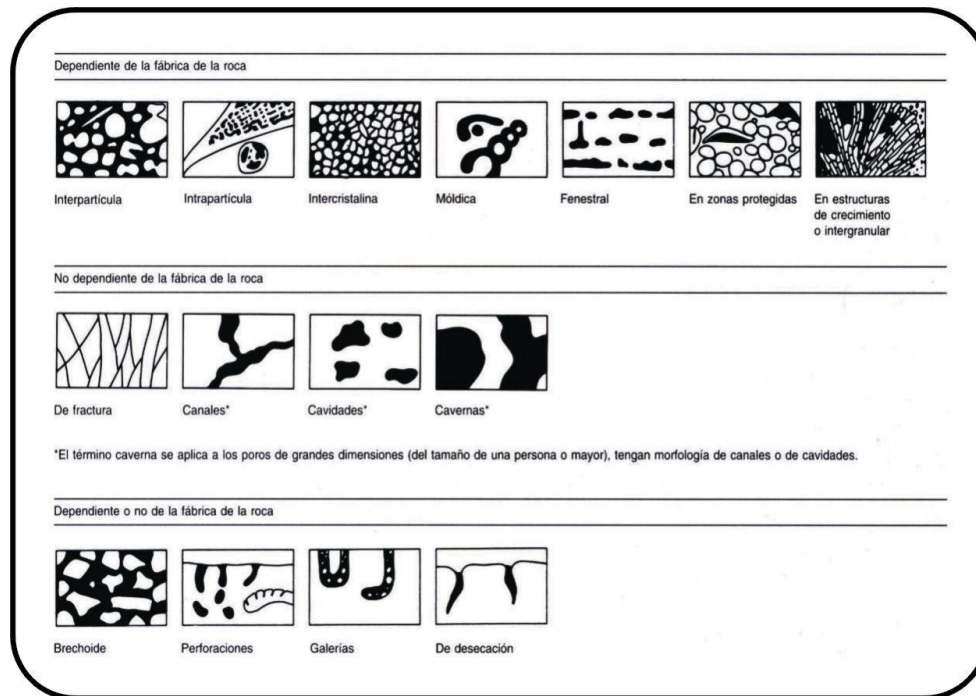


Fig. II.4 Clasificación de la porosidad (Tomada de Atlas de rocas sedimentarias 1997).

Porosidad Primaria.

La porosidad primaria se forma cuando un sedimento se deposita en una cuenca sedimentaria. Los tipos principales de porosidad primaria es la porosidad intergranular, intrapartícula, móldica, intercristalina, fenestral.

Porosidad Intergranular.

Esta porosidad ocurre entre los espacios de los granos detríticos que forman la roca, los cuales forman la fábrica (conjunto de caracteres estructurales de una roca) de un sedimento; ésta es una porosidad muy importante ya que está inicialmente presente en todas las rocas sedimentarias.

La porosidad intergranular es reducida progresivamente por la diagénesis en carbonatos, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas y conglomerados.

Porosidad Intrapartícula.

En arenas carbonatadas, particularmente en aquellas con restos de fósiles, la porosidad primaria puede estar presente dentro de los granos detríticos.

Porosidad Intercristalina.

La porosidad intercristalina ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina; es el tipo de porosidad típica en las rocas ígneas, metamórficas de alto grado y para algunas evaporitas, donde tal porosidad es de origen primario, y puede presentarse en algunos carbonatos los cuales han sufrido la cristalización y es importante particularmente en dolomías recristalizadas.

Los poros en rocas cristalizadas son esencialmente cavidades planas que se cortan oblicuamente una con otra sin estrechamientos de las gargantas entre los poros adyacentes; tales rocas son muy importantes en algunos yacimientos de aceite y/o gas, de los yacimientos petroleros de México.

Porosidad Secundaria.

La porosidad secundaria o de post-depósito, es aquella que por definición, es formada después de que un sedimento fue depositado; los principales tipos de porosidad secundaria son, la porosidad vugular, en fracturas y en cavernas.

Porosidad Vugular.

Es porosidad secundaria que es formada por la solución en rocas carbonatadas, como moldes cortan transversalmente a la fábrica del depósito primario de la roca y se encuentran típicamente en carbonatos rodeados por cristales.

La porosidad vugular es para disolución que deja huecos con diámetros menores a 50 centímetros, y la porosidad en fracturas es en huecos mayores a los 50 centímetros.

Porosidad en Cavernas

Con el incremento de tamaño del vugulo, se gradúa al término de porosidad de caverna; los vugulos son de dimensiones pequeñas y las cavernas están comúnmente desarrolladas debajo de las inconformidades; este sirve como depósito petrolero en un gran número de Campos como Abqaiq en Arabia Saudita y el Campo Dollarhide de Texas.

Porosidad de Fracturas.

Las fracturas corresponden con un tipo de porosidad secundaria; éstas ocurren frecuentemente en las rocas que presentan comportamiento frágil, las fracturas en el sentido de ruptura en la laminación (disposición de los elementos detríticos de una capa en bandas finas a menudo onduladas, paralelas u oblicuas, cada una de estas bandas se denomina lámina) del depósito, pueden ocurrir al mismo tiempo con la sedimentación, durante la diagenésis o en etapa posterior por esfuerzos tectónicos.

Durante la sedimentación o durante la diagénesis a menudo se desarrollan microfallas, las cuales son originadas principalmente por hundimiento, deslizamiento y compactación. Las fracturas en sedimentos plásticos son selladas instantáneamente; sin embargo, en rocas duras pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas. Cualquier descripción de una roca debe incluir una estimación de la cantidad y tipo de la porosidad que tenía el sedimento original. La porosidad puede ser primaria- es decir, estaba presente ya en el sedimento original- o secundaria, desarrollada por la génesis en el ámbito petrolero.

La porosidad de la mayor parte de los depósitos varía entre un 5 y 30% y frecuentemente está entre el 10 y el 20%. Los yacimientos carbonícos tienen, por lo general, una porosidad ligeramente inferior que los yacimientos de areniscas, pero la permeabilidad de las rocas carbonícas puede ser superior. Generalmente se considera que una roca que tiene una porosidad inferior al 5% es descartable para una explotación comercial, que es marginal, a no ser que existan factores de compensación, como puede ser las fracturas, fisuras, oquedades y cavernas, que no se revelen en los recortes pequeños de la roca. En la tabla II.1, se muestra básicamente, la evaluación de las porosidades y permeabilidades típicas que existen en rocas productivas o en algunos yacimientos.

Porosidad (%)	Evaluación	Permeabilidad (mildarcy)
0 – 5	Despreciable	-
5 – 10	Pobre	-
10 – 15	Moderada	1.0 – 10
15 – 20	Buena	10 – 100
20 – 25	Muy Buena	100 – 1000
> 25	Excelente	>1000

Tabla II.1 Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimiento más comunes (Levorsen, 1967).

Porosidad

Es en términos de un yacimiento la capacidad que tiene una roca de contener fluidos. En los cálculos la porosidad puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal. Por definición, la porosidad es el volumen vacío de roca (aquel lleno de fluidos), dividido por el volumen total de la roca:

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen Vacío}}{\text{Volumen Total}}$$

Respecto a la porosidad podemos enunciar como aspectos importantes en la industria petrolera, los siguientes:

- La porosidad primaria es consecuencia de los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento.
- El empaquetamiento se refiere a la configuración geométrica de la distribución de las partículas. Esta configuración puede ser cúbica, rómbica o hexagonal.
- La selección se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas.

- El cemento es la substancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas. Muy a menudo es cuarzo o calcita. Una roca bien cementada tendrá una porosidad menor que una mal cementada.
- La angularidad y redondez de los granos, junto con la selección y empaquetamiento, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como el relleno de los espacios vacíos.
- La compactación es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. El lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad.
- La porosidad secundaria es muy importante y es consecuencia de agentes geológicos tales como el fracturamiento, fisuramiento y lixiviación (disolución o lavado de la roca), durante el proceso de formación de la roca.

La producción de hidrocarburos en rocas tanto clásticas como carbonatos proviene principalmente de porosidades primarias.

III.1.7 Permeabilidad (k)

Es una medida de capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.

Permeabilidad Absoluta

Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido.

Permeabilidad Efectiva

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menos al 100%. A continuación se muestra una gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema Aceite-Agua en un medio poroso mojado por agua:

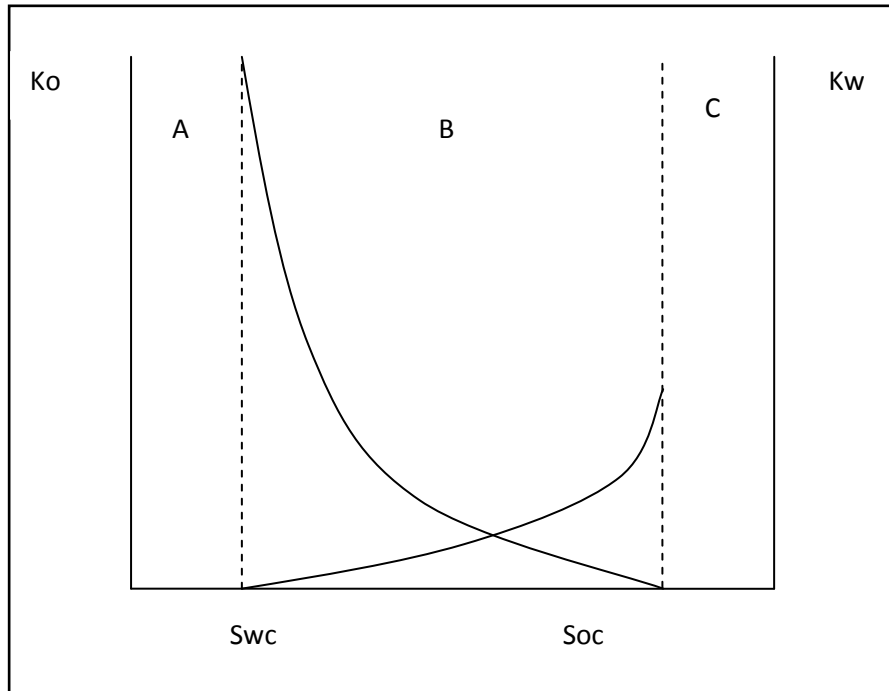


Fig. II.5 Permeabilidades relativas.

En la región A solo fluye aceite.

En la región B fluyen simultáneamente aceite y agua.

En la región C solo fluye agua.

Es necesario resaltar que para una saturación de agua de 0.5 la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.

Permeabilidad Relativa (k_r)

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva a ese fluido y la permeabilidad absoluta. A continuación se muestra una gráfica típica de permeabilidades relativas:

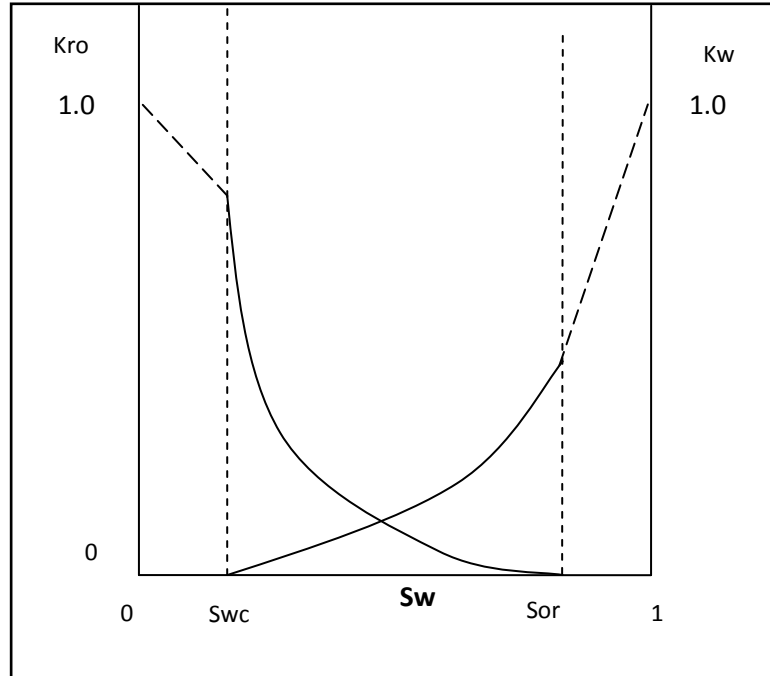


Fig. II.6 Permeabilidades relativas.

PERMEABILIDAD

Es la propiedad que permite el pasaje de un fluido a través de los poros interconectados de una roca, sin que se dañen ni se desplacen las partículas de la roca.

En otras palabras, la permeabilidad es la medida de la conductividad de fluidos que tiene una roca, y es probablemente la propiedad aislada más importante de una roca que pertenece al tipo de yacimiento. La unidad más utilizada para indicar la permeabilidad de una roca es el Milidarcy.

La permeabilidad es controlada por varias variables; estas incluyen la porosidad efectiva de la roca, la geometría de los poros, incluyendo su tortuosidad, y la medida de las gargantas entre los poros, la fuerza capilar entre la roca y los fluidos que las invaden se pueden determinar por la ley de Darcy usando la siguiente ecuación:

$$q = \frac{kA}{\mu} \times \frac{dp}{dx}$$

donde:

q Es el volumen del flujo (volumen por unidad de tiempo), en centímetros cúbicos por segundo para el flujo horizontal.

k Es la constante de permeabilidad, en darcys.

A El área total de la sección transversal en centímetros cuadrados.

μ Es la viscosidad del fluido, en centipoises.

$dxdp$ Es el gradiente hidráulico (la diferencial de presión entre la diferencial de x en la dirección del flujo (x)), que se mide en atmósferas por centímetro.

La unidad de medida de la permeabilidad de una roca es el sistema CGS se denomina darcy en honor a Henri Philibert Gaspard Darcy (1856), quien llevó a cabo experimentos con la circulación de líquidos a través de medios porosos. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido monofásico de un centipoise de viscosidad, que llena por completo los huecos del medio a una velocidad de un centímetro por segundo por centímetro cuadrado de sección, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera (76.0 cm de Hg) por centímetro.

La permeabilidad de la mayoría de las rocas se considera menor que un darcy y generalmente usado en milidarcy (1 md=0.001 darcy). La permeabilidad de las rocas es altamente variable y su rango de la permeabilidad va de 10 a 100 milidarcys, el cual es considerado bueno; arriba de este rango son consideradas excepcionalmente altas.

La porosidad y permeabilidad son propiedades dependientes de un sedimento o secuencia sedimentaria; ya que por lo general la permeabilidad es baja, si la porosidad no está interconectada, por lo contrario la permeabilidad es alta cuando la porosidad está interconectada y efectiva.

Clasificación de la permeabilidad:

Permeabilidad Absoluta. Cuando un medio poroso está saturado por un solo fluido o existen 2 fases, pero una de ellas es inmóvil, a la facilidad con que se puede fluir la otra fase a través del medio poroso, se le denomina permeabilidad absoluta.

Permeabilidad Efectiva: Se le llama permeabilidad efectiva cuando el medio está saturado por 2 o más fases con facilidad de flujo, y cada una de ellas tiene permeabilidad.

Permeabilidad Relativa: Se define a la permeabilidad relativa como el cociente de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta; matemáticamente se expresa como:

$$k_i = \frac{k_{ief}}{k_{abs}} \quad i=o,g,w$$

donde:

k_{ief} Es la permeabilidad efectiva.

k_{iabs} Es la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que un fluido pasa a través de una roca porosa, bajo condiciones de flujo no turbulento. Para flujo de más de una fase es conveniente expresarla como una fracción de la permeabilidad absoluta, y referirla entonces como la permeabilidad relativa de la fase.

El valor de la permeabilidad relativa de cada fase depende de la saturación, o bien, del grado de interconexión de los poros. Su evaluación representa las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, durante el flujo multifásico en el yacimiento.

Las curvas de permeabilidad relativa en rigor deben determinarse experimentalmente. Si no es posible, se obtendrán de correlaciones, o bien, a partir de datos de producción. Para un sistema gas-aceite o gas-agua las curvas tienen la forma mostrada en la figura II.7.

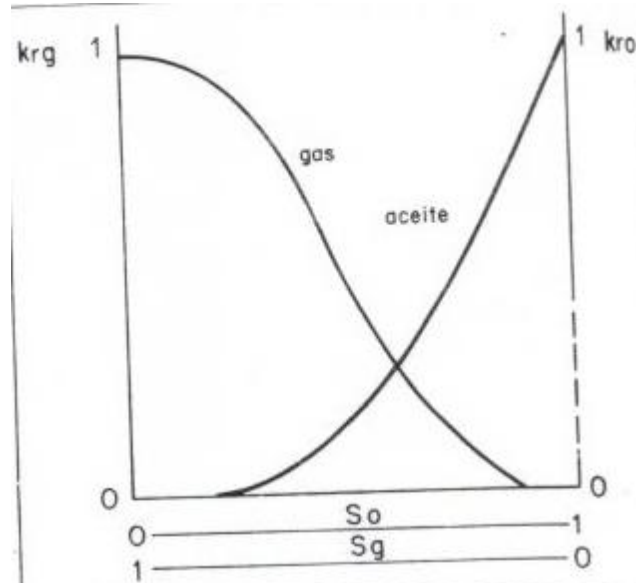


Fig. II.7 Curva típica de permeabilidades relativas para sistemas gas-agua o gas-aceite.

Permeabilidad

Es la capacidad de flujo de los fluidos contenidos en una roca. Para que un yacimiento sea comercial es necesario no sólo que la roca contenga petróleo y/o gas, sino que además estos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca y salir a la superficie. Por consiguiente la roca solo es permeable cuando los poros están conectados.

En general puede decirse que las rocas más porosas con grano de tamaño uniforme tienen una mayor permeabilidad que las menos porosas, y aunque la porosidad pueda ser alta en algunas rocas de grano fino, la reducción en el tamaño de los poros trae como resultado una disminución en la capacidad de flujo dentro de la roca. En consecuencia la permeabilidad disminuye.

Permeabilidades relativas

Cuando los fluidos inmiscibles (O y W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

- Las saturaciones S_o y S_w
- Las presiones P_o y P_w cuya diferencia es P_c
- Las velocidades de filtración u_o y u_w

Por analogía con la ecuación de Darcy se escribe:

$$u_o = \frac{k_o}{\eta_o} \frac{dP_o}{dL} \quad \dots \quad u_w = \frac{k_w}{\eta_w} \frac{dP_w}{dL}$$

Estas relaciones definen los coeficientes k_o y k_w , llamadas permeabilidades efectivas.

La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso. La relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad del medio k se llama permeabilidad relativa K :

$$K_o = k_o/k$$

$$K_w = k_w/k$$

La variación de las permeabilidades relativas tiene el aspecto indicado en la figura II.8 para una saturación de aceite comprendida ente los límites S_{or} y $1-S_{wr}$; cada una de las permeabilidades relativas crece con la saturación correspondiente.

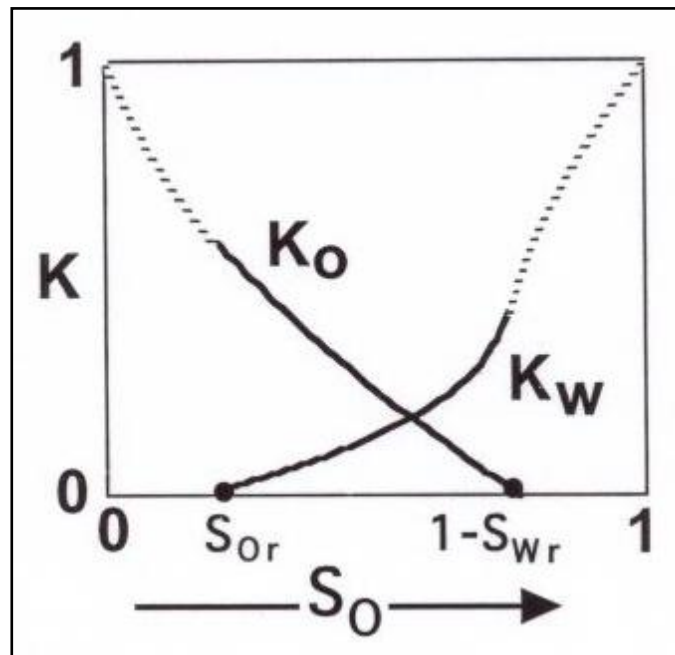


Fig. II.8 Permeabilidades relativas en función de las saturaciones.

Se puede demostrar que la relación u_w/u_o es decir, la relación agua/aceite (WOR) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades, siendo la movilidad λ la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido.

$$\text{WOR} = \frac{K_w/\eta_w}{K_o/\eta_o} = \lambda_w/\lambda_o$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas K_w y K_o se desplaza hacia abajo (las K disminuyen) cuando la tensión interfacial aumenta, y viceversa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a S_{or} el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando S_o se acerca a S_{or} como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

Permeabilidad

La segunda cualidad muy importante que debe presentar la roca es la de la permeabilidad.

La permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para permitir el movimiento de los fluidos dentro de ellas, debido a la intercomunicación de los poros. Por lo tanto, de ella depende la migración de los fluidos hasta alcanzar la trampa y la descarga de los hidrocarburos al pozo.

La permeabilidad depende de tres requisitos:

1. Porosidad.
2. Poros interconectados.
3. Poros de tamaño súper capilar.

La permeabilidad se mide en milidarcys. Un medio tiene una permeabilidad de un milidarcy cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise, se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un centímetro de roca, con un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. (Ver tabla II.3 para evaluarla).

	POROSIDAD	PERMEABILIDAD
Despreciable	0-5 %	
Pobre	5-10 %	
Regular	10-15 %	1-10 md
Buena	15-20 %	10-100 md
Muy buena	20-25 %	100-1000 md

Tabla II.3

La porosidad y la permeabilidad pueden verse disminuidas e inclusive pérdidas por compactación, cementación, recristalización y granulación. A su vez pueden verse aumentada por fracturamiento en cualquier tipo de rocas, y por disolución y recristalización en el caso de las calizas.

Permeabilidad Vertical y Horizontal.

La permeabilidad es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los poros, independientemente del tipo que sean (a excepción del gas). Esta determina el comportamiento del yacimiento y del pozo, pero el término puede referirse a diferentes tipos de mediciones, por ejemplo, la permeabilidad puede ser absoluta o efectiva, vertical, horizontal o en cualquier otra dirección, debido a que la misma se define como un vector.

Las permeabilidades horizontal y vertical se pueden calcular de muchas maneras. La determinación de este tipo de permeabilidades es muy importante en los yacimientos, porque de ellas depende la buena ejecución de un bombeo neumático y el buen desarrollo de la producción del yacimiento así como la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria. Por ejemplo, al comienzo de la vida de un yacimiento, la principal preocupación de la permeabilidad efectiva horizontal promedio del aceite o del gas, puesto que esta controla la productividad y el diseño de la terminación de cada uno de los pozos. Sin embargo, más tarde, la permeabilidad vertical pasa a ser importante debido a su efecto en la conificación de gas y agua, así como en la productividad de pozos horizontales y multilaterales.

La importancia de cada tipo de permeabilidad depende del yacimiento al que se enfrenta, en uno muy anisotrópico hay mucha diferencia entre una y otra (anisotropía es la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal), por lo que descartará la que permita que el crudo o el gas tenga más probabilidad de salir del yacimiento, o lo que es lo mismo, la que tenga más probabilidad de ser producida.

Un manejo eficaz del yacimiento no solo depende del conocimiento de la permeabilidad horizontal promedio, sino también de la distribución lateral y vertical de la permeabilidad, así como de la conductividad de las barreras impermeables. En algunos pozos sería ideal una elevada permeabilidad vertical, para facilitar el proceso de levantamiento por gas, para que la capa inyectada en la parte superior del yacimiento, logre empujar efectivamente el crudo hacia abajo y se pueda lograr la extracción del mismo, en cambio, en otros la permeabilidad horizontal sería la ideal.

INFLUENCIA DE LAS FUERZAS QUE INTERVIENEN EN UN YACIMIENTO

III. 2 Fuerza de Viscosidad

En un medio poroso, las fuerzas de viscosidad se ven reflejadas en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de fluidos a través del medio. Una aproximación simple para calcular la fuerza de la viscosidad se hace considerando un medio poroso como un conjunto de tubos capilares paralelos. Así, la caída de presión para flujo laminar a través de un solo tubo está dada por la Ley de Poiseuille:

$$\Delta p = - \frac{8\mu Lv}{r^2 g_c}$$

Δp es la caída de presión a través del tubo capilar en lbf/ft², L es la longitud del tubo capilar en ft; r es el radio del tubo capilar en ft, v es la velocidad promedio en el tubo en ft/sec; μ es la viscosidad del líquido que fluye en lbm/(ft-s), y g_c es un factor de conversión.

Para un medio poroso, las fuerzas de viscosidad pueden expresarse en términos de la Ley de Darcy:

$$\Delta p = -(0.158) \frac{\phi \mu Lv}{k}$$

Δp es la caída de presión a través del medio poroso en psi, L es la longitud del medio poroso en ft, v es la velocidad promedio del fluido en el medio poroso ft/D, μ es la viscosidad del fluido en cp, ϕ es la porosidad del medio poroso y k es la permeabilidad del medio poroso en darcies.

III.3 Fuerzas de Capilaridad

Capilaridad

Ayuda en la migración primaria, pero en la secundaria puede retardar el movimiento de los fluidos. En las areniscas donde los granos gruesos están envueltos por agua connata, ésta puede impedir la entrada de aceite a la roca.

III.3.1 Presión Capilar

Por causa de que las interfaces de los sistemas anteriores están en tensión, existe una presión diferencial a través de la interface, esta presión es llamada “presión capilar”, puede ser ilustrada por la elevación del fluido en un tubo capilar. El fluido que está por encima del agua es un aceite, y debido a que el agua moja preferentemente al vidrio del tubo, existe un incremento de la capilaridad (altura por encima de la superficie de agua a la cual ésta se elevará debido a la atracción de sus moléculas con la fase sólida).

La presión capilar está relacionada con la fuerza interfacial fluido-fluido, con la mojabilidad relativa de los fluidos (a través del ángulo Θ), y con el radio del tubo capilar, r .

La presión capilar puede ser tanto negativa como positiva; el signo expresa en qué fase existe la menor presión y esta fase será la que preferentemente moje al tubo capilar.

La presión capilar es inversamente proporcional al radio del capilar y se incrementa a medida que aumenta la afinidad de la fase mojante con la superficie de la roca. Utilizar un tubo capilar es una aproximación idealizada y simple del fenómeno de capilaridad en rocas almacenadoras. La complejidad de la estructura de los poros no permite un riguroso estudio analítico, por lo que se puede estudiar por medio del uso de una configuración basada en partículas esféricas de tamaño definido, un orden de magnitud superior a las encontradas en las rocas almacenadoras. En base a este sistema, se ha desarrollado una expresión para determinar la presión capilar.

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

En donde R_1 y R_2 representan los radios de curvatura mostrados en la figura.

La ecuación anterior es llamada ecuación de Laplace y puede ser una relación general si R_1 y R_2 son tomados como los radios de curvatura principales de la interface fluido-fluido. Los valores de R_1 y R_2 están ligados a la saturación de la fase mojante dentro de un medio poroso. Sin embargo, la presión capilar depende de la saturación de la fase fluido que moja al sistema.

CAPILARIDAD-ADSORCIÓN

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar P_c) con la curvatura:

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2\gamma H$$

Donde γ es la tensión interfacial y H la curvatura promedio de la interfase.

La tensión interfacial es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es el orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 o 0.1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares (de los cuales se discutirán más adelante) puede llegar a 0.001 dinas/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La fig. 2 indica la definición de los ángulos de contacto Θ_o y Θ_w .

A lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que corresponden a las tensiones interfaciales. El equilibrio se expresa como un balance vectorial entre estas fuerzas cuyas direcciones son las tangentes a las interfases involucradas. Para simplificar, se puede suponer que el sólido es plano en el punto de contacto y utilizar un cálculo de trigonometría elemental para hallar la condición de equilibrio (en proyección sobre la superficie del sólido) llamada condición de Neuman:

$$\gamma_{sw} = \gamma_{so} + \gamma_{wo} \cos\theta_o$$

$$\gamma_{sw} + \gamma_{wo} \cos\theta_w = \gamma_{so}$$

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto Θ el ángulo Θ_w que corresponde a la fase agua.

$$\cos \Theta = (\gamma_{so} - \gamma_{sw})/\gamma_{wo}$$

El valor de Θ depende de la tensión interfacial entre O y W (γ_{wo}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los fluidos (γ_{sw} y γ_{so}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto Θ supera 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma. Ver figura II.9.

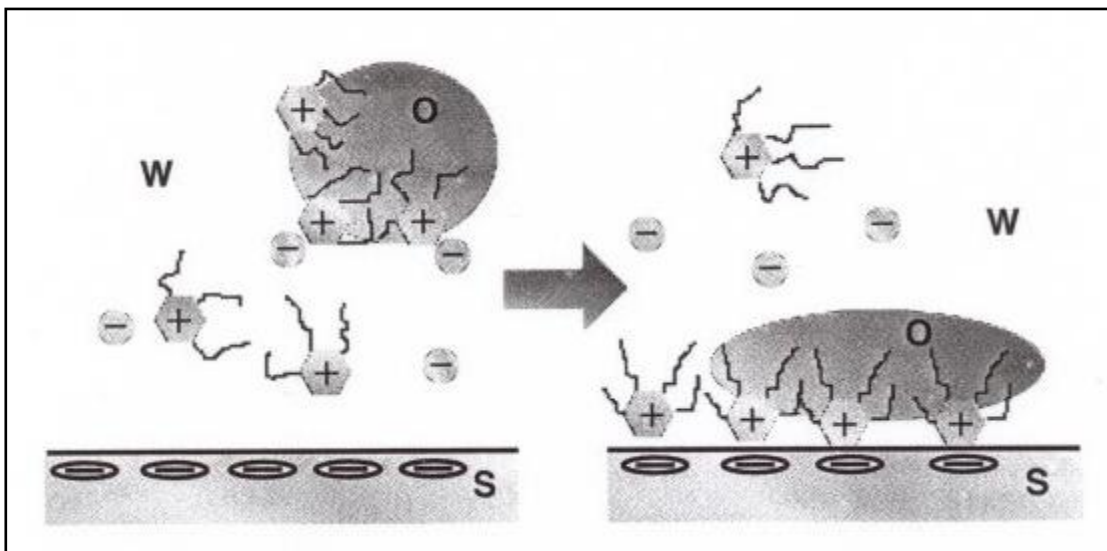


Fig. II.9 Adsorción de surfactante y cambio de mojabilidad

III.3.2 Tensión Superficial y Tensión Interfacial

Siempre que coexistan fases inmiscibles en un medio poroso, la energía superficial relacionada a la interface de los fluidos afecta las distribuciones, saturaciones y desplazamiento de las fases. En la siguiente figura se muestra que el agua coexiste con el aceite en el yacimiento, aún cuando éste no ha sido sometido a inyección de agua o que haya sido invadido por algún acuífero asociado. A pesar de que el agua se encuentre en un estado inmóvil, las fuerzas interfaciales pueden

influir en procesos subsecuentes de flujo. Si se realizó un proceso de inyección de agua al yacimiento o se tiene empuje por un acuífero asociado, se tendrán altas saturaciones de agua, y así el agua será la fase móvil.

La tensión superficial, es una fuerza elástica, cuantificada en términos de la tensión superficial, σ (fuerza que actúa en el plano correspondiente a la superficie por unidad de longitud de la misma). El término tensión superficial se reserva para el caso en donde la superficie está entre una fase líquida y una fase gaseosa o aire, si la superficie se encuentra entre dos líquidos diferentes, o entre un líquido y un sólido, se puede usar el término tensión interfacial. Las mezclas de hidrocarburos como el aceite crudo, tendrán menores tensiones interfaciales, dependiendo de la naturaleza y de la complejidad de los líquidos. Las tensiones interfaciales y superficiales están fuertemente ligadas a la temperatura.

Una forma común de medir la tensión interfacial en los líquidos, es utilizando un tubo capilar. Por lo que si medimos el ángulo de contacto y la altura de la columna de líquido para un determinado radio capilar, se puede determinar la tensión interfacial.

Drenaje e imbibición

Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural.

La porosidad ϕ es la fracción de volumen vacío, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen otras dos, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente S_o y S_w son las saturaciones de aceite y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido.

Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad P_cL/γ en función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro, esta variación de P_cL/γ corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición.

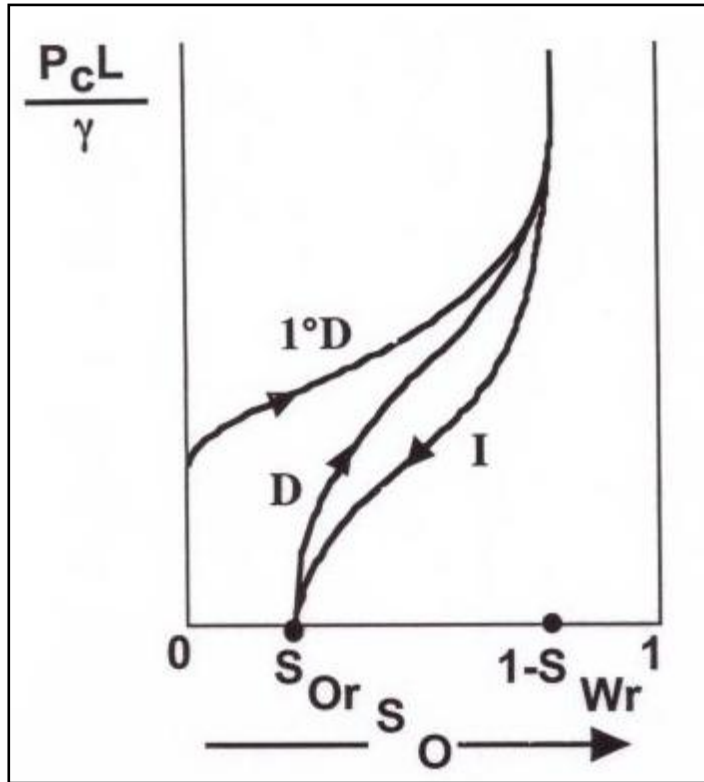


Fig. II.10 Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por aliquotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión PC entre los fluidos.

El desplazamiento de agua por aceite (drenaje) produce la primera vez la curva ($1^\circ D$), que tiende a un valor máximo de S_o , llamado $(1-S_{Wr})$ donde S_{Wr} es la saturación residual de W después del drenaje.

Si ahora se reduce la saturación de O inyectando W , se obtiene la curva de imbibición (I), hasta la saturación residual S_{Or} . Al aumentar nuevamente la saturación de O se obtiene la curva de segundo drenaje (D), y así sucesivamente. Las curvas I y D conforman el ciclo de histéresis de la presión capilar. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso (S_o), la presión capilar (al valor de P_c)

y ó a P_c dado la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

Los experimentos de imbibición y drenaje muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. En ambos casos de desplazamiento, existe una saturación residual (S_{or} y S_{wr}), típicamente del orden de 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares.

El estado de saturación residual S_{or} es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor.

Fuerzas hidráulicas.

El agua en movimiento es capaz de arrastrar consigo al aceite. La compactación de la roca generadora debida al peso de la columna de sedimentos o presiones laterales debidas a diastrofismo, es capaz de expulsar los fluidos que se encuentran dentro de ella. La porosidad original de una roca de grano fino puede ser de 85 a 90 %, y por compactación puede disminuir hasta 35 % o menos. Obviamente, los fluidos que ocupan los poros originales son expulsados de la roca al cerrarse los poros por compactación, produciéndose una migración en dirección de menor resistencia hacia rocas más porosas y permeables como son las areniscas y las calizas.

El agua es siempre el líquido más abundante, pero si en los poros entre los granos mojados por agua hay aceite, éste es empujado hacia afuera de la roca generadora junto con el agua libre. (Figura II.11).

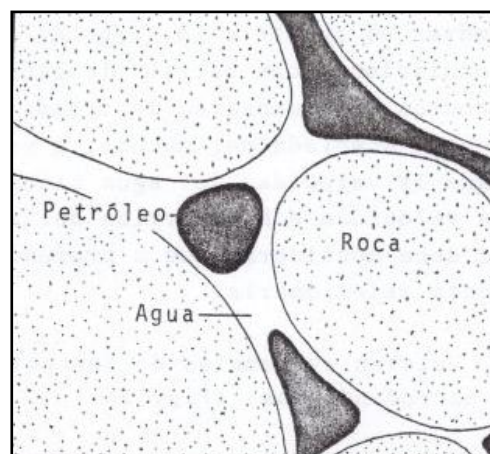


Fig. II.11 La migración ocurre en un medio acuoso

Algunos geólogos también creen en la eficacia de las fuerzas hidráulicas para mover el aceite a lo largo de la roca almacenadora, produciendo acumulaciones con estratificación por densidad del agua y los hidrocarburos al alcanzarse la trampa. Sin embargo, la teoría hidráulica no es aceptada por muchos, a menos que se acepte en algunos casos, que la velocidad del agua circulando en el subsuelo es mayor que la velocidad echado arriba del aceite moviéndose a través del agua. Se debe considerar que a profundidades grandes, el agua es virtualmente estacionaria.

Sin embargo, existen evidencias de contactos agua-aceite inclinados por efectos hidrodinámicos. (Figura II.12).

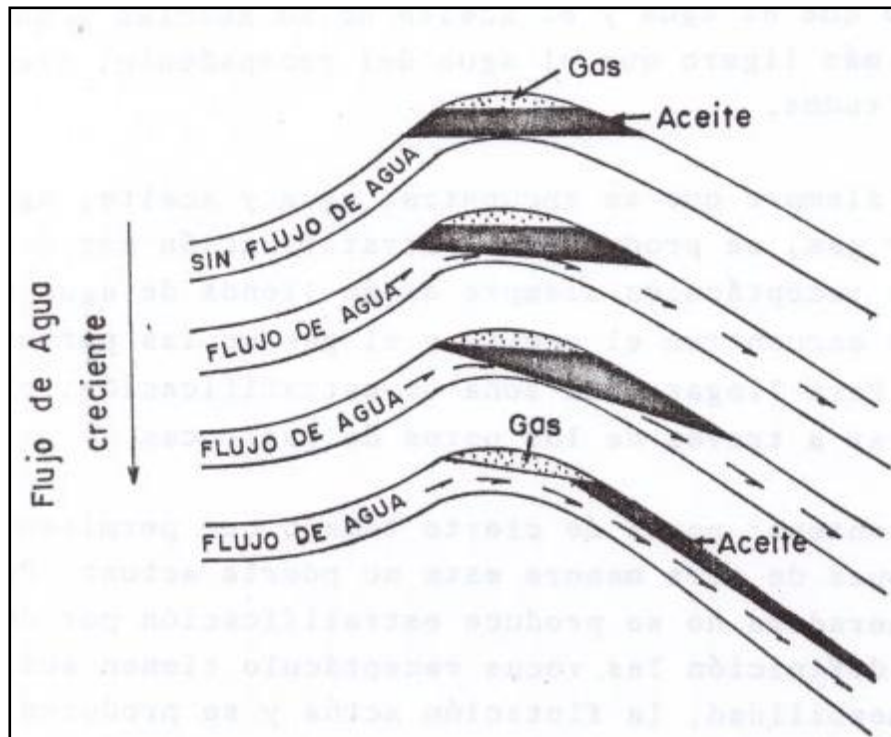


Fig. II.12 Desplazamiento y separación del aceite y gas por efectos hidrodinámicos.

Por otra parte, es indiscutible que las fuerzas hidráulicas son responsables del movimiento del aceite en el receptáculo durante la explotación de un campo con empuje de agua. En este caso, el agua se pone en movimiento debido a la cercanía del pozo.

Otro factor que puede ayudar a la migración primaria, es la capilaridad, ya que muchos autores opinan que mediante su acción, el aceite y el gas se pueden mover de los poros más chicos a los más grandes; o bien, que la acción capilar tiende introducir agua a los poros más finos desplazando de ellos al aceite y el gas. Sin

embargo, hay opiniones de muchos autores en el sentido de que la capilaridad no sólo no ayuda a la migración, sino que la retarda.

Flotación.

En la migración secundaria, dentro de la roca transportadora, la flotabilidad es la primera causa del movimiento del aceite. Para que la flotabilidad actúe, se requieren dos condiciones:

- Líquidos inmiscibles.
- Fluidos de diferentes densidades.

Se ha señalado que el agua y el aceite no se mezclan y que el aceite es siempre más ligero que el agua del yacimiento, siendo el gas el más ligero de todos.

Por lo tanto, siempre que se encuentra: agua y aceite, agua y gas, agua, aceite y gas, se produce una estratificación por densidad. Debido a que los receptáculos siempre están llenos de agua en una trampa, siempre se encuentran el aceite y el gas en las partes más altas de ellas. Para llegar a la zona de estratificación, el aceite y gas deben migrar a través de los poros de las rocas.

La roca debe contener poros de cierto tamaño que permitan actuar a la flotación pues de otra manera esta no podría actuar. Por ejemplo, en la roca generadora no se produce estratificación por densidad; pero como por definición las rocas receptáculo tienen suficiente porosidad y permeabilidad, la flotación actúa y se producen los ajustes por densidad. Por lo tanto, la teoría de flotación se vuelve operativa cuando el aceite llega a la roca almacenadora.

Los poros en la roca almacenadora están llenos de agua, y los aceites más ligeros se mueven hacia arriba como después se indicará.

CAPÍTULO III

BAJA PRODUCTIVIDAD EN LOS POZOS

III.1 Causas de la Baja Productividad en los Pozos.

1. Etapa de explotación del yacimiento de aceite y gas.

En la ingeniería de yacimientos, en general se considera que existen tres etapas de explotación en la vida de los mismos:

Primaria. Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

Secundaria. Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. Durante esta etapa, también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico de la formación, pozos horizontales y/o multilaterales.

Mejorada. Es en esta etapa, en la que para continuar la explotación de un campo o yacimiento se requiere implantar otros métodos, para aumentar los factores de recuperación de aceite y gas, como: Térmicos (inyección de vapor o inyección de aire, para generar una combustión in-situ en el yacimiento), químicos (como inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o gases miscibles (como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, este último como proceso miscible o inmisible).

Se tiene que reconocer que en el caso de algunos yacimientos, no es fácil identificar estas tres etapas. Es más, en ciertos yacimientos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos

de aceite muy pesado y viscoso, que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y sólo se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor, que se consideraría ya como la etapa de recuperación mejorada.

RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Recuperación Primaria:

Comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo o el yacimiento.

Recuperación Secundaria:

Proceso definido por adicionar energía al yacimiento mediante la inyección de un fluido inmisible, manteniendo y/o reiniciando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores. Hay que enfatizar que en este proceso, las propiedades de los fluidos y del medio poroso no son modificadas respecto a su comportamiento original, y es solamente la energía de movimiento.

Recuperación Mejorada:

Procesos en donde la inyección del fluido al yacimiento, produce la modificación de las características y propiedades originales de la roca y/o fluidos en el yacimiento (físicas, químicas y térmicas de detalle) las cuales hacen que los procesos de recuperación mejorada sean complejos y costosos.

Factor de Recuperación de hidrocarburos en yacimientos homogéneos por proceso de explotación

Yacimientos de aceite

- Recuperación Primaria 5-20% OOIP
- Recuperación Secundaria 20-45% OOIP
- Recuperación Mejorada 45-65% OOIP

Yacimientos de gas

- Recuperación Primaria 70-80 % OGIP

OOIP.- Volumen original de aceite en el yacimiento.

OGIP.- Volumen original de gas en el yacimiento

IMPORTANTE: En México, 90% de la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos heterogéneos, como los Yacimientos Naturalmente Fracturados, en los cuales a nivel mundial el factor de recuperación final esperado promedia el 32% del OOIP.

Recuperación Secundaria y Mejorada en México			
Activo	Fluido de Inyección	Tipo de Recuperación	Estado
Cantarell	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Operativo
Bellota Jujo	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Operativo
Ku Maloob Zaap	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Operativo
Samaria-Luna	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Operativo

Fuente: PEMEX 2010

Clasificación de los diferentes subprocesos, empleados en la recuperación mejorada y porcentaje de recuperación alcanzado.

Térmico:

- Vapor 5-40%
- Combustión 10-15%
- Agua caliente 5-10%

Químico:

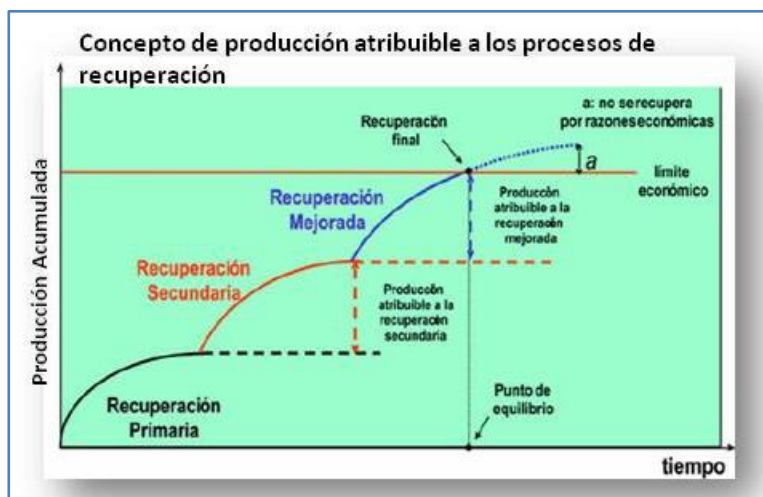
- Polímero 5%
- Surfactante 15%
- Alcalis 5%

Solventes:

- Hidrocarburo miscible 5-10%
- CO₂ miscible 5-10%
- CO₂ inmiscible 5-15%
- N₂ 5-15%
- Aire 5-15%
- Gas de combustión 5-15%

Bacteriológico:

- Biosurfactante 7-30%
- Polisacáridos 7-30%



El Sistema Integral de Producción

El sistema integral de producción comprende:

- (1) El yacimiento y la trayectoria que comunica el flujo con el pozo.
- (2) El pozo comprende las tuberías de revestimiento, de producción e intermedias, incluyendo las cementaciones de estas.
- (3) La terminación de un pozo involucra la tubería de producción y sus componentes; en la superficie del pozo se tiene el cabezal y el árbol de navidad (árbol de válvulas).

Los puntos anteriores indican las diferentes áreas o elementos en donde pueden ocurrir los problemas en los pozos petroleros.

Se considerará lo siguiente:

- El origen de los problemas de los pozos de inyección y producción.
- Las respuestas y las opciones para hacer frente a estos problemas.

1.- EL ORIGEN DE LOS PROBLEMAS EN EL POZO

Las áreas potenciales problemáticas dentro del sistema de producción son numerosas y ocasionalmente interactúan de forma secuencial, por ejemplo:

- (1) Durante la cementación o al removerla inadecuadamente, se puede provocar corrosión a la tubería de revestimiento.
- (2) Un factor de formación inadecuado (o cementación intergranular) puede producir:
 - (a) Pérdida inicial en la productividad.
 - (b) Insuficiencia para conducir efectivamente las operaciones de wireline (cable).
 - (c) Erosión o falla en los equipos de superficie o de fondo.

Los problemas más frecuentes se agrupan dentro de una clasificación general, esto es como se muestra en la figura 3.1:

- El yacimiento
- La perforación del pozo.
- La terminación del pozo.

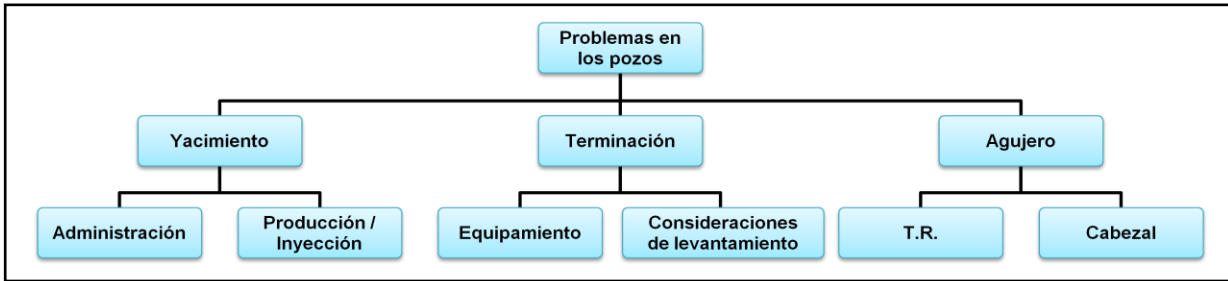


Fig. 3.1 Principales fuentes de los problemas en el pozo.

III. 1. 1 Problemas Asociados al Yacimiento.

Para la determinación de la capacidad de producción de un pozo, además de considerar el sistema en su conjunto, se deberá tener un conocimiento adecuado del yacimiento, las propiedades de sus fluidos, la declinación de su presión, la variación de la saturación, de sus permeabilidades relativas y el tipo de severidad del daño a la formación, entre otros aspectos.

Si un pozo no produce en forma satisfactoria, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente los problemas de producción asociados al potencial de la formación se relacionan con:

- a) La formación productora
- b) Los fluidos

La formación productora.

El flujo de fluidos del yacimiento al pozo puede estar restringido por problemas inherentes a la formación, tales como: baja permeabilidad específica, baja porosidad, baja presión del yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, residuos de materiales de estimulación, grado de consolidación de la formación, etc. la elección del método de solución, si lo hay, depende de la naturaleza del problema y de los resultados del estudio económico realizado al respecto.

Los fluidos.

En el movimiento de fluidos a través de los medios porosos intervienen además de las fuerzas de presión y gravitacionales, las capilares y viscosas la ecuación 1 en unidades consistentes representa la forma más general de la ecuación de Darcy al considerar los efectos mencionados. De la expresión siguiente se infiere

que las variaciones de las propiedades de los fluidos, tales como: viscosidad, densidad y tensión interfacial, provocarán que el potencial del yacimiento también varíe. En condiciones naturales este potencial disminuye. En operaciones de estimulación normalmente aumenta.

$$v = -\frac{k}{\mu} \left[\nabla p - k (\rho_o - \rho_g) g - \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \frac{\cos \theta}{h} \right] \dots \dots \dots (Ec. 1)$$

La presencia de crudo viscoso, la liberación y expansión del gas disuelto y la entrada de agua, son algunos de los problemas que afectan el flujo de hidrocarburos del yacimiento al pozo. Las altas viscosidades del aceite reducen su movilidad y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo puede facilitarse su recuperación.

La expansión continua del gas aumenta su movilidad λ_g y reduce la del aceite λ_o . Una elección adecuada de la profundidad a la cual se realicen los disparos, o bien, el control de la producción a través de la selección del mejor estrangulador asegurará en algunos casos una declinación más lenta de la presión del yacimiento, incrementándose la producción acumulada del aceite.

Finalmente, la presencia de agua constituye un problema severo, pues reduce la S_o , incrementa el gradiente de flujo y consecuentemente disminuye la producción de aceite. Aunando a lo anterior, los costos de operación se incrementan en función del tratamiento que se requiere para separar el aceite del agua. Son dos las principales fuentes de presencia de agua: la entrada de agua del acuífero asociado al yacimiento y la interdigitación, resultado de la existencia de zonas altamente permeables en las cuales la movilidad del agua es muy superior a la del aceite.

PROBLEMAS ASOCIADOS A LOS YACIMIENTOS

Los yacimientos son estructuras geológicas altamente complejas los cuales deben ser administrados efectivamente si se quieren obtener óptimos beneficios económicos.

Existe un número fundamental de razones de por qué los problemas generados en el yacimiento necesitan repararse.

- 1) Inicialmente, los yacimientos se desarrollan a partir de información limitada y por lo tanto el conocimiento de las características físicas del yacimiento es

escaso. Esto limita la precisión con la que puede ser modelada su planificación.

2) Los yacimientos presentan una respuesta dinámica a la producción y la inyección. Esto implica que su respuesta tiene que ser modelada, evaluada y actualizada periódicamente. En caso necesario, se utilizan métodos alternativos para la producción y el agotamiento de la presión del yacimiento, los cuales tienen que ser evaluados y posiblemente implementados.

3) El equipo de producción tiene una vida operativa limitada, la cual no solo depende de su manejo sino de la manera en la que está instalado y en la que es utilizado.

Los problemas asociados a los yacimientos pueden ser generalmente relacionados a:

- Consideraciones de producción e inyección o a objetivos de administración de yacimientos, ver figura 3.2.

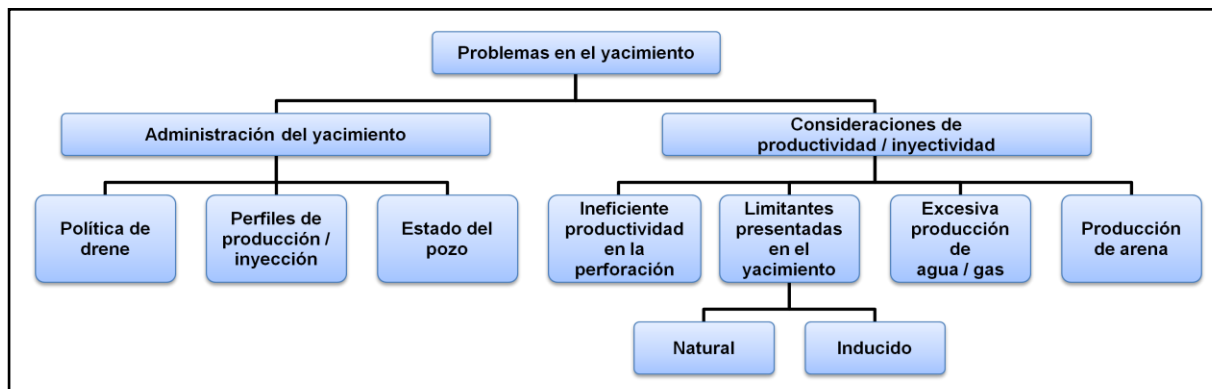


Fig. 3.2 Problemas relacionados con el yacimiento.

1.1.1 PROBLEMAS DE PRODUCTIVIDAD O INYECTIVIDAD

El rendimiento de un yacimiento depende del óptimo empleo de la presión del yacimiento. Se debe considerar la ubicación y la magnitud de la pérdida de presión en el sistema. Hay cuatro categorías principales de los problemas identificados en esta zona, es decir:

- Ineficiencia de la productividad/inyectividad debido a las perforaciones.
- Limitaciones en el rendimiento del yacimiento.

- (c) Excesiva producción de agua o gas.
- (d) Producción de arena.

(a) Ineficiencia de la productividad/inyectividad debido a las perforaciones.

Las perforaciones en la pared de la tubería de revestimiento pueden proporcionar al fluido una restricción crítica en la comunicación entre el pozo y el yacimiento. La productividad, en una terminación depende de las siguientes características:

- (1) Fase del disparo, es decir, el ángulo radial.
- (2) Densidad de los disparos, es decir, número de cargas por metro.
- (3) Diámetro y longitud de las perforaciones.
- (4) Daño al pozo debido a la compactación e infiltración.
- (5) Formación anisotrópica.

(b) Limitaciones en el rendimiento del yacimiento

Existen muchos factores que influyen en la capacidad de un yacimiento para “comunicar” los fluidos al pozo. Algunos de ellos ejercen cierto dominio. Sin embargo, es importante distinguir entre las restricciones naturales y las inducidas.

La relación matemática más simple que define la productividad de un pozo es la ecuación de estado de flujo radial, ecuación 2,

$$P_e - P_{wf} = 141.2 \frac{q_s \mu_s B_s}{K_s h} L n \frac{r_e}{r_w} \dots \text{(Ec.2)}$$

donde:

- P = presión, psi.
- q_s = gasto de fase, STB/d.
- μ_s = viscosidad del fluido.
- B_s = factor de formación de volumen de fluidos “s”
- K = permeabilidad de la roca.
- r = radio, ft.
- h = espesor vertical del yacimiento.

y los subíndices: e: se refiere a radio exterior del yacimiento
wf: fondo fluyendo
w: pozo
s: fase del fluido (aceite, gas y agua).

El flujo de los fluidos del yacimiento al pozo es controlado por:

- (1) La presión del yacimiento
- (2) El tamaño del yacimiento y su capacidad para mantener la presión, es decir, el mecanismo de empuje del yacimiento.
- (3) La movilidad del fluido en el yacimiento, es decir, la relación de la permeabilidad de la roca al fluido, en otras palabras la viscosidad del fluido.

$$\text{Radio de Movilidad } M_o = \frac{K_o}{\mu_o} \dots \text{ (Ec. 3)}$$

donde el subíndice "o" se refiere a la fase del crudo.

Más adelante se reconoce que las limitantes del rendimiento del yacimiento también pueden ser naturales o inducidas.

i) Las limitante Naturales en el Rendimiento del Yacimiento.

De la ecuación (2), se puede observar que el gasto (q) depende directamente de la caída de presión en el yacimiento ($P_e - P_{wf}$). La desviación lineal en la caída de presión del yacimiento será igualado por una caída inversamente proporcional al gasto producido. Casi en todos los yacimientos se observa una disminución de la presión a medida que los fluidos se producen. La declinación del gasto dependerá de la capacidad volumétrica del yacimiento comparada con el volumen de fluido producido, así como también la capacidad de los fluidos de expandirse o la entrada de los fluidos al yacimiento, esto para contrarrestar el agotamiento.

Generalmente los yacimientos muestran una disminución de la presión si:

- (1) Son
- (2) Poseen una alta RGA
- (3) Contienen un acuífero asociado (mecanismo...)

Las propiedades de las rocas también influyen en la productividad, así como se observa en la ecuación (2), la permeabilidad (k).

La permeabilidad absoluta es una medida de la resistencia de los fluidos al flujo a través de los medios porosos, y depende principalmente de la forma y el tamaño del poro.

En situaciones en las que más de un fluido ocupa el espacio poroso, también depende de la magnitud de la saturación relativa de los fluidos en los poros. En tales casos, la permeabilidad específica de los fluidos se ajusta con una saturación dependiente, conocida como permeabilidad relativa.

Por ejemplo:

$$K_o = k_r - K \dots \text{(Ec. 3.4)}$$

donde: K_o : permeabilidad del aceite.
 k_{ro} : permeabilidad relativa del aceite.
 K : permeabilidad absoluta del fluido.

La saturación (autóctona) que se encuentra en los yacimientos de aceite y gas es cuando son las fases móviles. Sin embargo, cuando la presión en un yacimiento de aceite con mecanismo de gas en solución cae por debajo del punto de burbuja, la saturación del gas aumenta hasta que se hace móvil, y posteriormente, el gas y el aceite fluyen a través del espacio poroso (Figura 3.3). Esto es un fenómeno natural esperado en un yacimiento con mecanismo de gas en solución, por lo que el índice de productividad se vuelve una constante.

La viscosidad de los fluidos en el yacimiento tendrá un efecto inversamente proporcional en el gasto de producción. Particularmente, ésta es una limitante para la producción de aceite pesado.

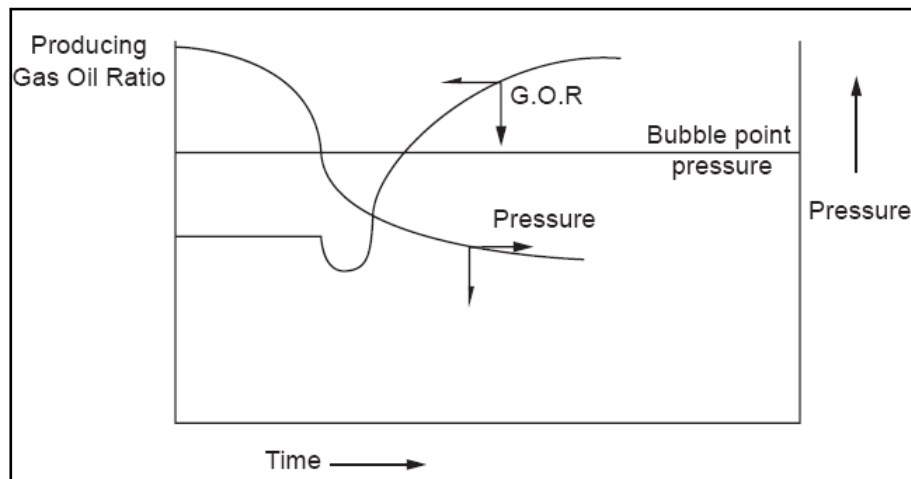


Fig. 3.3 Production history for a solution gas drive reservoir.

ii) Limitantes inducidas en el rendimiento del pozo.

Las limitantes en el funcionamiento del pozo pueden ser inducidas en el yacimiento en cualquier etapa, es decir, durante el desarrollo, perforación, inicio de la producción y reparación de los pozos.

El rango de mecanismos inducidos que limitan el rendimiento del pozo, hace referencia al daño a la formación y su efecto es la reducción de la productividad por uno o más de los siguientes:

- Reducir la permeabilidad absoluta de la roca.
- Reducir la permeabilidad relativa del sistema, es decir, disminuir el movimiento en la primera fase.
- Aumentar la viscosidad del fluido móvil.

El impacto potencial de estos parámetros se puede ver en la ecuación desarrollada por la combinación de ecuaciones (3.2) y (3.4). El daño a la formación es el resultado de la reducción o limitación del rendimiento de los pozos, y puede ocurrir a una variedad de razones:

- Obstrucción de los espacios porosos por sólidos asociados a los fluidos de perforación/terminación o fluidos inyectados.
- La formación y depositación de materia inorgánica debido a la mezcla de fluidos incompatibles.
- Migración o hinchamiento de arcillas.
- Compactación asociada con el agotamiento del yacimiento.
- Mojabilidad inversa.
- Modificación en la saturación de los fluidos.
- Emulsión de formación debido a la reducción de la tensión interfacial.

El daño inducido en la formación puede reducir la productividad en gran magnitud. Sin embargo, hay que reconocer que la remoción de daños no suele ser completamente efectiva, puede ser costosa y por lo tanto, lo mejor es prevenir desde un comienzo estos daños.

c) Producción de agua o gas en exceso.

La producción de agua o gas en cantidades excesivas se debe evitar, ya que pueden reducir radicalmente los gastos de aceite y la recuperación final (yacimiento con mecanismo de gas en solución), y además, afecta directamente los costos de producción.

Una producción excesiva de agua, puede tener las siguientes desventajas:

- Reducción de la fracción de aceite de los fluidos producidos.
- Reducción de la producción total, por el ---- en el cabezal de la tubería.
- Reducción de la capacidad en el procesamiento de aceite.
- Aumento en los volúmenes de agua.
- Aporta grandes volúmenes de fluidos en el pozo.
- Aumenta el riesgo de desestabilización de la arena alrededor del pozo.

La producción excesiva de gas, tiene las siguientes desventajas:

- Reducción de la fracción de aceite en los fluidos producidos.
- Reduce el gasto de producción debido a una mayor pérdida de presión por fricción.
- Reducción de la capacidad de procesamiento.
- Reduce la capacidad del yacimiento para mantener la presión y por ende el gasto de producción.
- Mayor posibilidad de producción de arena debido a la erosión.

Estos fluidos pueden entrar al pozo por:

- La comunicación establecida entre el intervalo perforado y el contacto con el fluido, por ejemplo, contacto gas/aceite o contacto agua/aceite.
- La migración lateral hacia el pozo a través de una capa de alta permeabilidad, es decir, la canalización.

En un yacimiento con acuífero asociado, en el que el abatimiento de presión aumenta, el aumento en el contacto agua-aceite puede alcanzarse con una perforación poco profunda o al alcanzar alguna profundidad por encima de la baja presión en el pozo acercándose al agua del acuífero, este proceso se conoce como conificación (Figura 3.4).

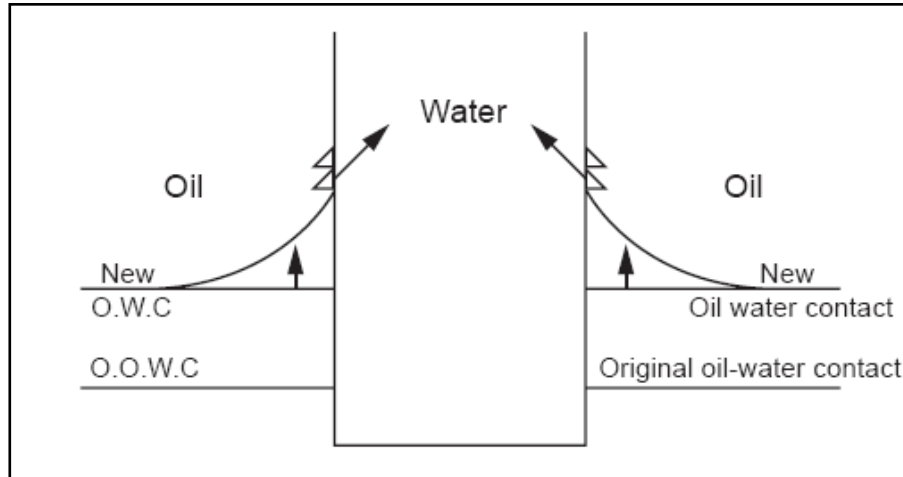


Fig. 3.4 Fenómeno de conificación del agua.

Del mismo modo, en un yacimiento que presenta un casquete de gas; con el abatimiento de presión, el casquete de gas se expandirá volumétricamente y como consecuencia el contacto gas-aceite disminuirá. La producción de gas podría ocurrir por el descenso del contacto gas-aceite que se puede alcanzar inclusive en el nivel más alto de la perforación o en la cima de la perforación; por lo que se aproximará al proceso de cusping (Figura 3.5).

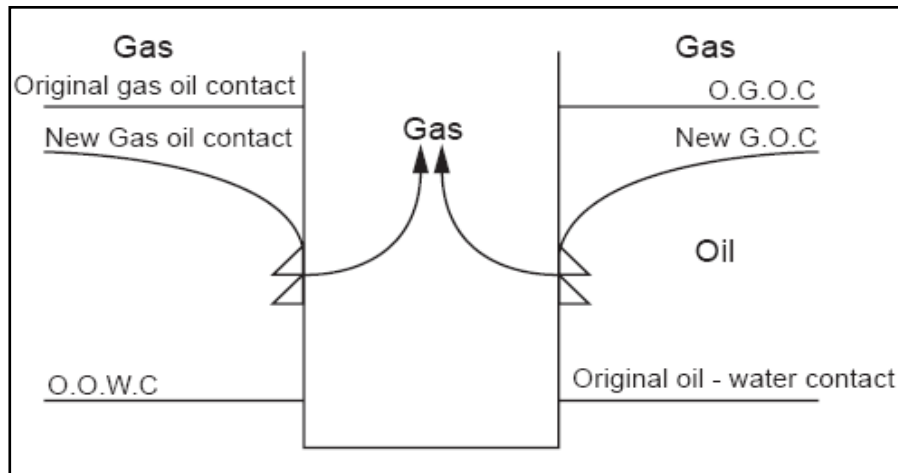


Fig. 3.5 Gas "cusping" phenomena.

d) Producción de arena

La producción de arena puede ser un problema serio cuando ocurre en un pozo de aceite o gas. Algunos yacimientos de manera natural producen arena mientras que otros solo lo hace si existen ciertas condiciones para su producción.

El colapso de una formación o la producción de arena pueden provocar lo siguiente:

- Daño a la tubería de revestimiento debido a que la formación de colapsa.
- Taponamiento y erosión del agujero y del equipo superficial.
- Problemas para su eliminación (arena).

Los yacimientos que producen considerables cantidades de arena desde el inicio de su producción deberán diseñarse para excluirla. Otros yacimientos que son capaces a la producción de arena dependen de las condiciones de operación en las cuales se deberá reducir la tendencia de producción de arena, por ejemplo, restringir los decrementos del gasto de presión/producción.

III. 1. 2 Problemas Asociados a la Terminación del Pozo.

Eficiencia de la terminación.

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en la variación de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis a las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño (o mejoramiento) a la formación modifica la eficiencia del flujo, y por lo tanto, el comportamiento de afluencia al pozo.

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente, el gasto. En la figura 3.6 puede observarse que la diferencia entre la p_{wf} ideal y la p_{wf} real es una caída de presión adicional (Δp_s) debida al daño en la formación.

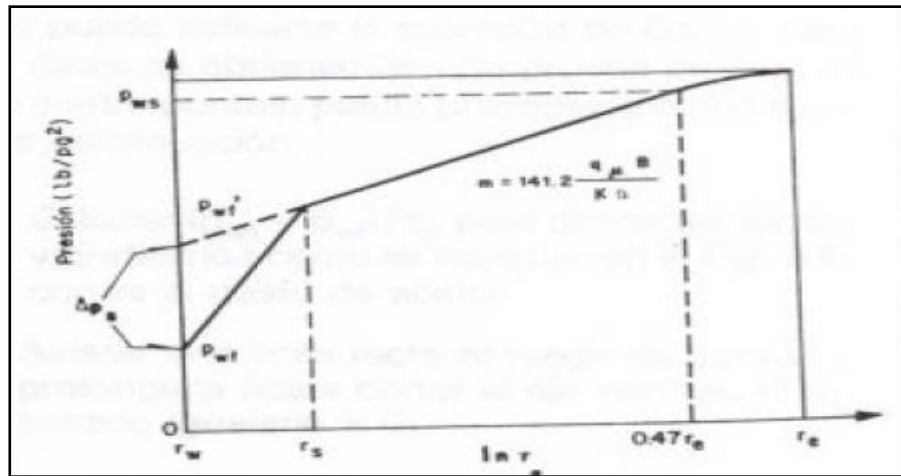


Fig. 3.6 Perfil de presión para pozos dañados con fluidos drenados desde la frontera de un yacimiento circular.

Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal. Un pozo producirá en condiciones de flujo ideal (con una $EF=1$), si estuviera terminado en agujero descubierto y sin daño.

En las figuras 3.7 y 3.8, se pueden reconocer las condiciones de densidad y penetración de disparos en la formación a través de la TR que permitirán igualar una eficiencia de flujo unitaria.

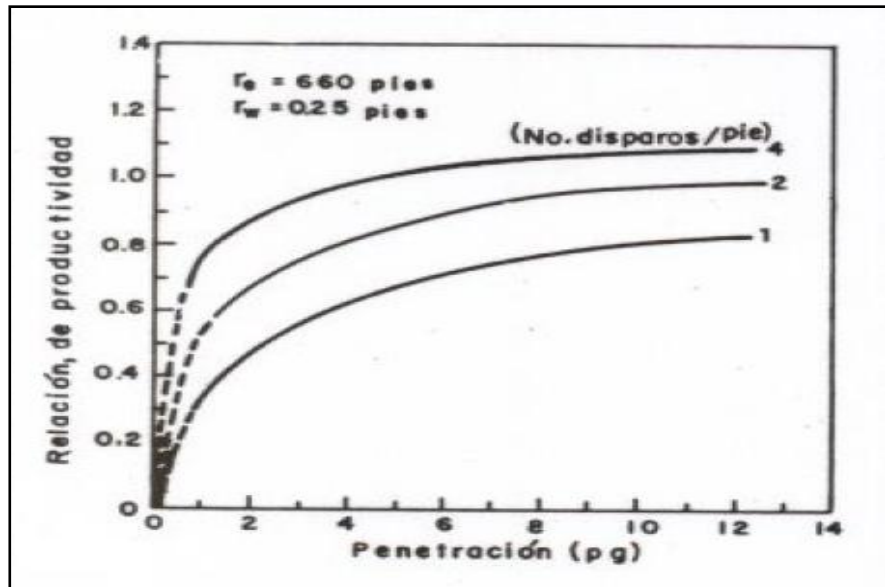


Fig. 3.7 Relación de productividad vs penetración para diferentes densidades de perforación de 0.5 pg.

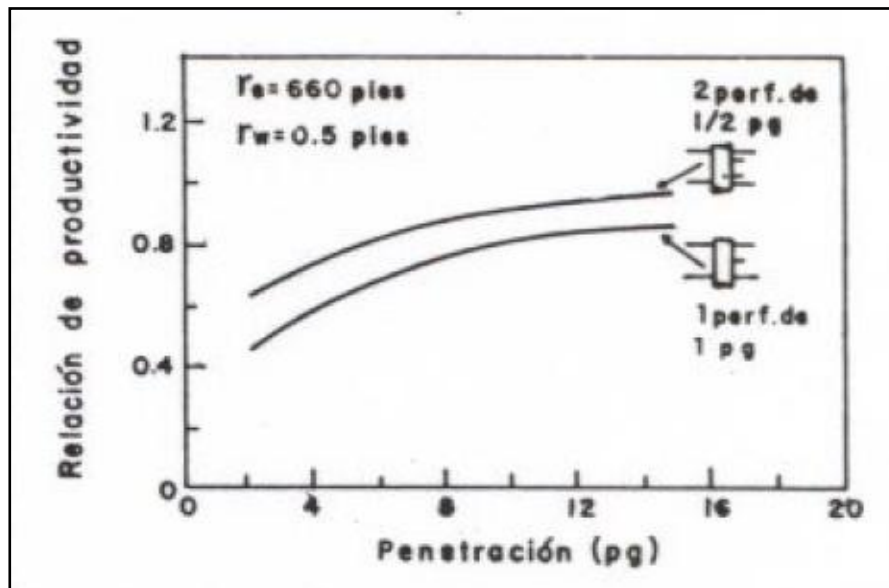


Fig. 3.8 Relación de productividad vs penetración para diferentes densidades y diámetros de perforación en un medio isotrópico.

Los problemas asociados con la terminación del pozo para la mayoría de los trabajos de reparación son realizados en los pozos de aceite y gas. La necesidad de realizar una reparación en la terminación puede ser debido a un problema de las siguientes categorías:

- Falla del equipo asociada a la sarta de terminación.
- La necesidad de cambiar/reemplazar la terminación debido a la pérdida del levantamiento de presión en un pozo vertical.

1.2.1 DEFICIENCIAS O FALLAS EN LOS EQUIPOS DE TERMINACIÓN.

Una terminación es compleja y a menudo se diseña con poco conocimiento de las condiciones de operación propuestas. El equipo puede fallar por diversas razones, incluyendo:

Evento de falla	Consecuencias Operacionales	Cuidado
Falla en el tubo <ul style="list-style-type: none"> • Pared • Acoplamiento 	Comunicación anular	Seguridad del pozo
Falla en el empacador		
Falla de sello en el sistema de cierre		
Tubo de suspensión de fugas		
Fuga en el sello del árbol	Comunicación externa	
Fuga en la cabeza del pozo	Comunicación externa o anular	
Falla SSSV	Incapacidad para aislar el pozo Incapacidad para controlar los aparatos de flujo	Seguridad del pozo y pérdida de flujo
Fuga en la válvula de gas inyectado	Comunicación anular	Limitación de control del pozo
Cierre de la válvula de gas	Incapacidad para empezar la cadena	Limitación operacional
Falla en el bombeo de	Falla en el levantamiento	No hay producción

fondo	del pozo	
Fuga en el sello de ensamble	Falla mecánica potencial del tubo	Seguridad del pozo

Tabla 1. Naturaleza y consecuencias de las fallas de una terminación.

- (1) Efectos de la presión.
- (2) Efectos de los esfuerzos térmicos.
- (3) Las cargas mecánicas aplicadas e inducidas pueden causar la ruptura de la tubería o el desconecte de los empacadores. También puede ser inducida por los cambios de presión y temperatura.
- (4) Falla interna por corrosión debida a O_2 , CO_2 , H_2S y ácidos. Corrosión externa de la tubería de revestimiento resultado de agua de formación corrosiva.
- (5) Erosión debida al alto gasto de flujo y / o la producción de arena.

También es importante distinguir entre los tipos de fallas, es decir:

- Si ocurre una falla catastrófica lo que implica un problema de seguridad, por ejemplo, fugas en la tubería.
- La incapacidad de producción del pozo, pero sin consecuencias significativas en la seguridad.

Las fallas del equipo pueden imponer dos estrategias:

- (1) La eliminación y sustitución de equipo.
 - (2) El abandono del pozo en caso de fallas extremas con implicaciones de seguridad insostenibles, esto obviamente no debería ser la primera opción.
- (a) Eliminación o reemplazo de equipos.

La complejidad de la sarta de terminación definirá las posibles fallas. Sin embargo las posibilidades de fracaso dependen de ambas componentes; de la confiabilidad y de la composición de la sarta, basada en la interacción de sus componentes. La confiabilidad se define como:

“La probabilidad de que un sistema funcione de manera satisfactoria, por un período de tiempo determinado, en condiciones especiales”.

Las fallas típicas de los componentes pueden ser:

- Falla de la tubería: perforaciones en la pared de la tubería o falla en el cople de la tubería.
- Falla del empacador.
- Falla de los dispositivos de control de flujo, tales como SSSV, mangas de circulación y de los nipples.
- Fallas y/o fugas en los árboles de válvulas.
- Falla en los colgadores en la cabeza del pozo
- Falla de los mandriles de bombeo neumático y / o válvulas
- Falla de la bomba de fondo de pozo, etc.

La consecuencia de que un componente falle, depende de cualquiera de estas: su combinación con la sarta o su funcionamiento, pero puede ser:

- Eliminación y sustitución de dispositivos de cable recuperable.
- Eliminación y sustitución del árbol de válvulas, eliminación y/o sustitución parcial o total de la sarta de terminación.

(b) Abandono de la terminación de pozos.

En circunstancias extremas, como último recurso, puede ser necesario de forma temporal o permanente abandonar la terminación del pozo. El abandono definitivo sería en gran medida un último recurso. El abandono temporal de un pozo con un problema de terminación puede ser necesario debido a que:

- El problema no se puede definir con certeza.
- La capacidad para llevar a cabo la reparación de pozos, puede no estar disponible. Esto puede deberse a:
 - La falta de disponibilidad del equipo de terminación de pozos o del respaldo.
 - Alternativas más urgentes para la reparación de pozos sobre la base de consideraciones de seguridad.
 - La mejor alternativa económicamente justificada.

2.2.1 CONSIDERACIONES DEL EQUIPO

(a) Sustitución de equipo.

Normalmente, el equipo de terminación deja pocas opciones para reparar su mal funcionamiento:

1. Recuperación de la sarta de terminación del pozo.

Opciones:

- La recuperación de la tubería y el empacador.
- La recuperación de la tubería del fondo a la superficie.
- Recuperación de la tubería de salida en el pozo.

2. Cambio de elementos por cable, por ejemplo, eliminación de estranguladores, reguladores, etc., o de la instalación del SSVs.

3. Sustitución de elementos a través de técnicas de línea de flujo (TFL).

La solución adecuada dependerá específicamente del diseño de la terminación y de la naturaleza del problema.

Los aparejos de terminación pueden ser diseñados bajo diferentes filosofías:

- Haciendo énfasis en la incorporación (la duplicación de equipos).
- Máximo uso, por ejemplo, por cable o por tubería en tensión, empacadores recuperables.
- La máxima simplicidad - es decir, eliminar tanto como sea posible cualquier complejidad en el diseño del aparejo.

Las filosofías están en contra la una de la otra. Se ha demostrado que un aparejo de terminación que es simple mecánicamente tiene menos razones para fallar y por lo general duran más que el diseño más complejo.

Los diseños complejos pueden ser de uso específico en varias situaciones:

- (a) Una terminación múltiple es mecánicamente más compleja que una terminación simple, pero ofrece una mejor técnica para administrar el yacimiento.

(b) Los tipos de terminación pueden estar diseñados para incorporar los mandriles de bombeo neumático, que inicialmente pueden estar espaciados pero pueden quitarse cuando sean requeridos.

(b) Abandono de Pozos

Para que un pozo sea candidato para el abandono, se considera que ha llegado al final de su vida útil. Esto podría deberse a problemas técnicos que no pueden ser corregidos o a que el gasto de producción de aceite o gas no es económicamente rentable.

Las consideraciones importantes en la planificación del abandono de pozos son:

- (1) Diseño de aislamiento del pozo con tapones de cemento y tapones puente. Por lo general existe un requisito legal para la colocación y prueba de los tapones descritos, de acuerdo a la legislación petrolera del país en el que se esté trabajando.
- (2) Estado de la tubería de terminación a ser recuperada o conservada en el pozo.

III. 1. 3 Problemas Asociados al Equipo de Producción.

III. 2 Ritmo de Explotación.

III. 2. 1 Factor de Recuperación.

Elementos que influyen en la recuperación final en yacimientos de aceite y gas.

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación. Estos dos últimos elementos están fuera del alcance de este DT-1, por lo que la CNH publicará después documentos relacionados con los temas económicos que inciden en la exploración y producción de hidrocarburos.

Definiciones.

La manera de calcular el factor de recuperación, que como ya se dijo es función del tiempo que tiene en explotación un yacimiento, es la siguiente:

Factor de recuperación

(FR) a la fecha de cálculo, en porcentaje = Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha/Volumen original de aceite o gas en el yacimiento

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (bpc).

En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (mmpc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones de superficie.

En la industria petrolera, también es de uso común calcular el factor de recuperación final o último esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

Factor de recuperación final esperado (FRF), en porcentaje = Producción acumulada final esperada de aceite o gas (N_p o G_p final) / Volumen original de aceite o gas en el yacimiento

Las unidades son las mismas que se señalaron arriba.

La producción acumulada final esperada se obtiene de varias maneras, dependiendo de los estándares de cada compañía o país. A continuación se presentan las dos formas más utilizadas:

$$\text{a) } N_p \text{ o } G_p, \text{ final} = \text{Producción acumulada a la fecha de cálculo} + \text{Reservas Probadas}$$

$$\text{b) } N_p \text{ o } G_p, \text{ final} = \text{Producción acumulada a la fecha de cálculo} + \text{Reservas probadas} + \text{probables}$$

En casos extremos, se ha encontrado que algunos países incluyen para calcular la producción acumulada total esperada, las reservas posibles que tienen estimadas.

Esto, no es la mejor práctica, ya que dichas reservas posibles pueden no llegar a convertirse en reservas probadas y por tanto, sus FRF resultarán optimistas.

Se utiliza la fórmula b) para calcular el factor final de recuperación de los campos mexicanos.

La industria petrolera en todas partes del mundo, incluido México, ha determinado que uno de los elementos que afectan el factor de recuperación de los yacimientos es la manera en la que se producen los mismos. Es decir, el factor de recuperación final que se obtenga de un yacimiento dependerá en una buena parte de la forma en que se ha explotado el yacimiento. Además, de los ritmos de producción que se obtuvieron del mismo y de la manera en que se aprovechó la energía natural que contenía el yacimiento, al momento de descubrirlo.

Algunos ejemplos de estas prácticas operativas se pueden encontrar en yacimientos de aceite bajosaturado, es decir, que su presión original estaba arriba de la presión de saturación y que al ser producido y explotado, no se pudo aprovechar esta situación, de manera que se produjo a ritmos muy superiores a los que debería haber aportado aceite y gas y por tanto, eso puede disminuir el factor de recuperación final. Otro caso, que se encuentra en campos del mundo, es el de los yacimientos con un casquete de gas, ya sea original o formado como consecuencia de la explotación de un yacimiento de aceite bajosaturado, al ser producido por debajo de la presión de saturación.

En estas situaciones, se ha observado que producir gas natural del casquete de gas, temprano en la vida del yacimiento puede provocar una disminución en los factores de recuperación final del mismo. Las mejores prácticas en este caso, indican que hay que tratar de conservar la energía que se encuentra en el casquete de gas, hasta muy tarde en la vida del yacimiento, cuando verdaderamente ya se puede producir el gas contenido en el casquete.

Un ejemplo de estas prácticas operativas, es el que tiene que ver con el aprovechamiento de la energía que provee un acuífero, para la explotación de un yacimiento. Esta energía proveniente del acuífero, hay que manejarla óptimamente, para que permita desplazar y producir todo el aceite y gas posible del campo, sin producir demasiada agua al inicio de la explotación del mismo. Sin embargo, hay que entender que más tarde en la vida del yacimiento, será necesario producirlo con porcentajes cada vez mayores de agua, con el propósito de poder aumentar los factores de recuperación. Esta última, es una práctica común de la industria petrolera mundial.

Para un yacimiento de gas y condensado, las prácticas operativas que han empleado las compañías petroleras indican también, la necesidad de retrasar tanto como se pueda la disminución de la presión en los yacimientos con respecto a la presión de rocío, con el objeto de impedir que los condensados se formen en el yacimiento y así reduzcan la permeabilidad dentro del mismo, lo que finalmente se traduce en menores factores de recuperación.

El caso más común en la industria petrolera de prácticas operativas que afectan el factor de recuperación final de los yacimientos, es el relacionado con la falta de aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada a la explotación de los mismos.

Estos métodos, deben ser implantados en los yacimientos y campos no muy tarde en su vida productiva, con el propósito de inyectar energía a los mismos, antes de agotar casi totalmente la energía natural que contenían. Se ha demostrado en muchos casos en el mundo, que la aplicación de métodos de recuperación secundaria de manera tardía a los campos, ha sido uno de los factores críticos para obtener menores recuperaciones finales de los mismos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La optimización de la producción se logra mediante un balance entre el gasto de producción, la capacidad de entrega y la demanda.
- Para optimizar la producción se requiere de un buen conocimiento acerca de los Sistemas Integrales de Producción y de los fluidos en el yacimiento.

Un Sistema Integral de Producción se compone de los siguientes elementos:

- Yacimiento (y su relación con el comportamiento de afluencia)
- Pozo (terminaciones, aparejo de producción, etc.)
- Instalaciones Superficiales (líneas de flujo, separadores, oleoductos, gasoductos, etc.)

Un Sistema Integral de Producción puede ser simple o complejo.

- Simple: Yacimiento, Terminación, Aparejo de producción e instalaciones superficiales.
- Complejo: Sistemas Artificiales de Producción, Inyección de agua y Pozos múltiples.

Propiedades del fluido en el yacimiento:

- FVF (Factor del volumen de formación), Bo (Factor de volumen del aceite) y Bg (factor del volumen del gas).
- Relación Gas-Aceite (RGA) producido, Rp.
- Compresibilidad del aceite Co y Compresibilidad del gas Cg.
- Punto de burbujeo.
- Densidades relativas del gas y del aceite.
- Densidad y Viscosidad

El diseño de los sistemas de producción nunca estará separado del yacimiento y del aparejo de producción.

- La cantidad de aceite y gas que fluye en el pozo del yacimiento depende de la caída de presión en el aparejo de producción.
- La caída de presión en el aparejo de producción depende de la cantidad del flujo que circula a través de él. Por lo tanto, los sistemas de producción deben analizarse como una unidad.

- Proporciona información del gasto de producción y de la producción total en función del tiempo.
 - Un enfoque simple:
 - Relación del comportamiento de afluencia,
 - Análisis de las curva de declinación.
 - Soluciones analíticas.
 - Simulaciones del yacimiento.

Producción de Hidrocarburos

- Flujo en el yacimiento:
 - Flujo natural
 - Flujo artificial (inyección de agua ,gas hidrocarburo y gas no hidrocarburo,N₂ y CO₂).
- Flujo en el pozo:
 - Flujo natural,
 - Producción artificial (Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro centrífugo).
- Características del flujo:
 - Monofásico.
 - Multifásico.

REFERENCIAS

1. **TESIS FUNDAMENTOS DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.**
2. **OIL WATCH
CURSO TÉCNICO DE LA INDUSTRIA PETROLERA
ELABORADO EN CENSAT AGUA VIVA (COLOMBIA)
POR: JOSÉ LINO GÓMEZ FRANCO Y TATIANA ROA A.
SANTA FE DE BOGOTÁ, 1999**
3. **ANÁLISIS DE POROSIDAD EN RCAS SILICICLÁSTICAS Y CARBONATOS
PUBLICADO POR: JEAN MORENO
11 DE ENERO 2009**
4. **APUNTES DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO
FACULTAD DE INGENEIRÍA.**
5. **PRODUCCIÓN PETROLERA
PUBLICADO POR: KARLENE REYES
19 DE ENERO DE 2009.**
6. **DOCUMENTO TÉCNICO (DT-1)
CNH
FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO
4 DE JUNIO DE 2010**
7. **CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE AGUA
PUBLICADO POR: DANIELA FUENMAYOR
19 DE ENERO DE 2009**
8. **APUNTES DE COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
TEMA 3: MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL
YACIMIENTO.**
9. **TESIS: “IMPORTANCIA DE LOS DESPLAZAMIENTOS MICROSCÓPICOS Y
MACROSCÓPICOS A NIVEL DE YACIMIENTO EN LA RECUPERACIÓN
MEJORADA DE ACEITE POR INYECCIÓN DE QUÍMICOS”
2010**