

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO
INGENIERÍA PETROLERA PARA NO
PETROLEROS
CA 500

MODULO III
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

**EXPOSITOR: ING. GAELO DE LA FUENTE GARCIA
DEL 07 AL 08 DE JULIO DE 2006
PALACIO DE MINERÍA**



... Ingeniería Ambiental



**ASOCIACIÓN DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO**



INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

INSTRUCTOR: ING. GAELO DE LA FUENTE GARCÍA



OBJETIVO DEL CURSO



Proporcionar al asistente los conocimientos básicos de la ingeniería de yacimientos, necesarios para conocer los procedimientos para evaluar las reservas de hidrocarburos y para comprender la importancia estratégica de su conocimiento, así como los fundamentos para establecer las estrategias de desarrollo para explotar esas reservas de manera eficiente y rentable.



A QUIEN VA DIRIGIDO EL CURSO



A profesionales de las Ciencias de la Ingeniería, la Administración y las Finanzas, que participan en la cadena de valor de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos; dedicados al manejo de los recursos humanos, materiales y financieros de la empresa PEMEX Exploración y Producción o de cualquier otra empresa relacionada con la industria petrolera.



TEMARIO



- INTRODUCCION**
 1. GEOLOGIA
 2. DEFINICIONES DE RESERVAS

- CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS**
 1. POR EL TIPO DE ROCA DEL YACIMIENTO
 2. POR EL TIPO DE TRAMPA
 3. POR EL TIPO DE FLUIDO ALMACENADO
 4. POR EL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE
 5. POR SU PRESION ORIGINAL

- PROPIEDADES DE LAS ROCAS**
 1. POROSIDAD
 2. SATURACION DE FLUIDOS
 3. PERMEABILIDAD
 4. MOJABILIDAD
 5. PRESION CAPILAR



TEMARIO



- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
 1. PROPIEDADES DE LOS GASES
 2. PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS LIQUIDOS
 3. CLASIFICACION DE LOS HIDROCARBUROS LIQUIDOS
 4. PROPIEDADES DE LAS AGUAS DE FORMACION

- POR QUE FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVES DE LOS POZOS
 1. EMPUJE POR EXPANSION DEL SISTEMA ROCA FLUIDOS
 2. EMPUJE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO LIBERADO
 3. EMPUJE POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS
 4. EMPUJE POR SEGRAGACION GRAVITACIONAL
 5. EMPUJE DE ACUIFERO
 6. EMPUJES COMBINADOS



TEMARIO



- ESTIMACION DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS
 - POR METODOS VOLUMETRICOS
 1. CONSTRUCCION DE MAPAS SUB-SUPERFICIALES
 2. METODO DE CIMAS Y BASES
 3. METODO DE ISOPACAS
 4. METODO DE ISOHIDROCARBUROS

 - POR BALANCE DE MATERIA
 1. TERMINOLOGIA
 2. EBM PARA CADA TIPO DE YACIMIENTO
 3. LA EBM COMO UNA LINEA RECTA

- FACTOR RECUPERACION
 1. DE QUE DEPENDE
 2. COMO ESTIMARLO



TEMARIO



- LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y LAS RESERVAS
 1. QUE ES LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS
 2. SU RELACION CON LAS RESERVAS

- PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO
 1. ESTABLECIMIENTO DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DEL CAMPO
 2. DEFINICION DEL NUMERO OPTIMO Y LOCALIZACION DE LOS POZOS
 3. ANALISIS ECONOMICO PARA CADA ALTERNATIVA DE EXPLOTACION ESTUDIADA



INTRODUCCIÓN



GEOLOGIA

Todo profesional que se dedique a la ingeniería de yacimientos debe tener conocimientos sobre las ciencias de la tierra. La ingeniería de yacimientos por sí, no explica todos los fenómenos que ocurren a través de los tiempos geológicos, para la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos. Un gran porcentaje de los fenómenos que gobiernan el flujo de los hidrocarburos en los yacimientos pueden ser entendidos o explicados con el conocimiento del origen de esos hidrocarburos.

Hay un acuerdo casi universal de que los hidrocarburos tienen un origen orgánico. Esto significa que la materia orgánica tuvo que ser sintetizada de organismos vivos para luego ser depositada y preservada en sedimentos.

Dependiendo de la historia geológica posterior a este fenómeno, parte de la materia orgánica pudo ser transformada en componentes hidrocarburos. No toda la historia geológica ha sido favorable para la preservación de la materia orgánica.



INTRODUCCIÓN



Existen tres etapas principales en la evolución de la materia orgánica en los sedimentos:

Diagénesis. Empieza en sedimentos recientemente depositados donde hay actividad microbial. Al final de este periodo la materia orgánica es un residuo orgánico fosilizado e insoluble llamado Kerógeno.

Catagénesis. Resulta de un incremento de temperatura durante el sepultamiento en cuencas sedimentarias. El rompimiento térmico del kerógeno es el responsable de la generación de la mayoría de los hidrocarburos.

Metagénesis. Se alcanza solo a gran profundidad, donde las temperaturas y presiones son altas. En esta etapa la materia orgánica se compone solo de metano y residuo de carbón.



INTRODUCCIÓN



MIGRACION Y ACUMULACION DE ACEITE Y GAS

La mayoría de los yacimientos de aceite y gas son trampas de hidrocarburos migrantes.

La liberación de componentes hidrocarburos del kerógeno en rocas generadoras y su transporte a través de poros estrechos de una roca de grano fino es llamada Migración Primaria.

El aceite o gas expulsado de una roca generadora y que pasa a través de poros más amplios, de unidades de roca más permeables, se le conoce como Migración Secundaria.

Puesto que las densidades del gas y del aceite son generalmente mas bajas que el agua congénita, la acumulación en trampas ocurre usualmente en altos estructurales asociados a rocas sello impermeables que limitan o evitan la posterior migración.

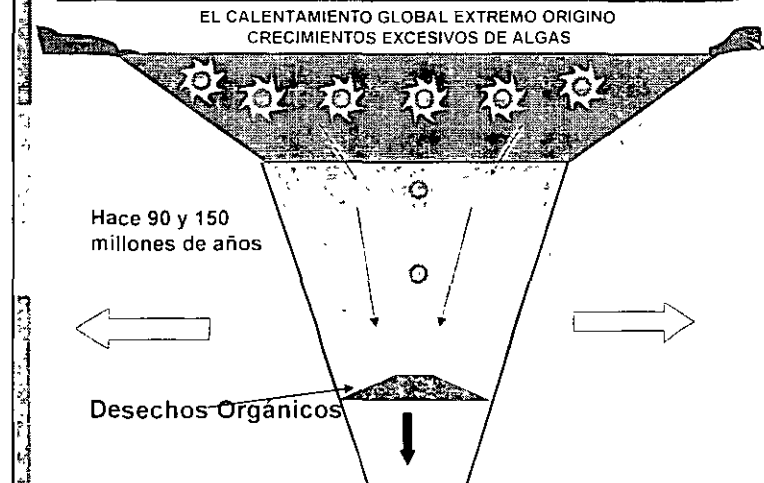


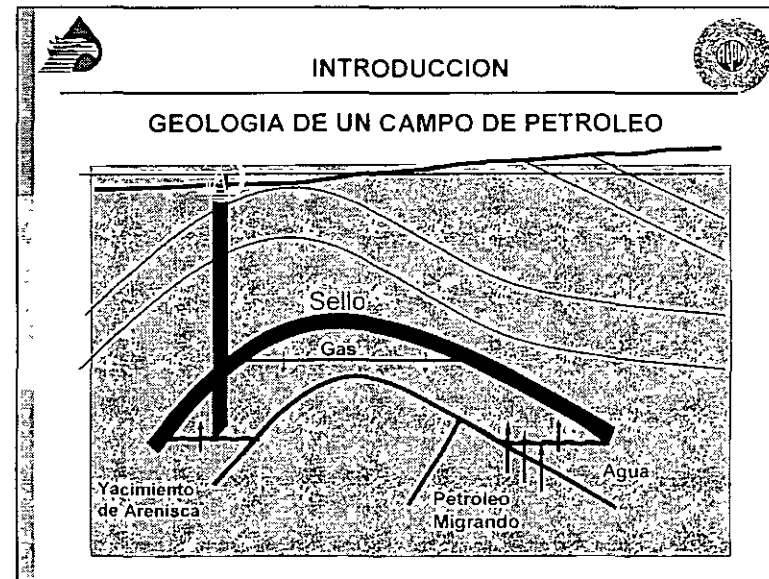
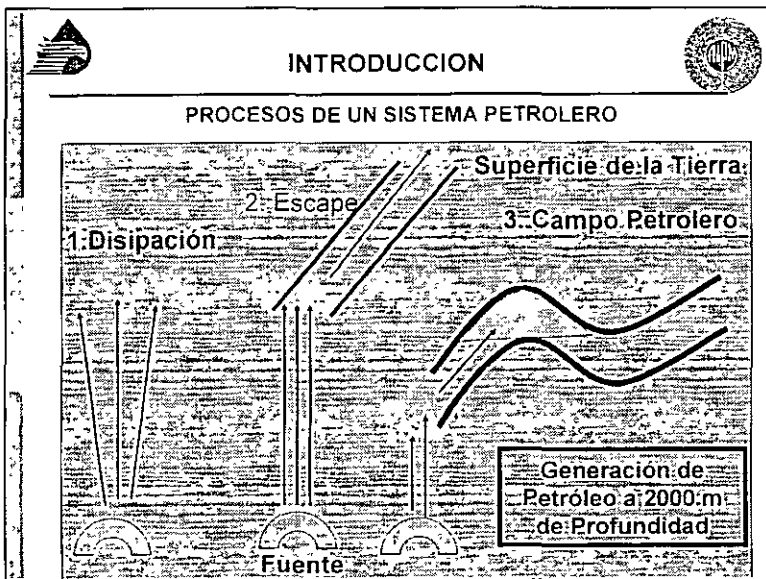
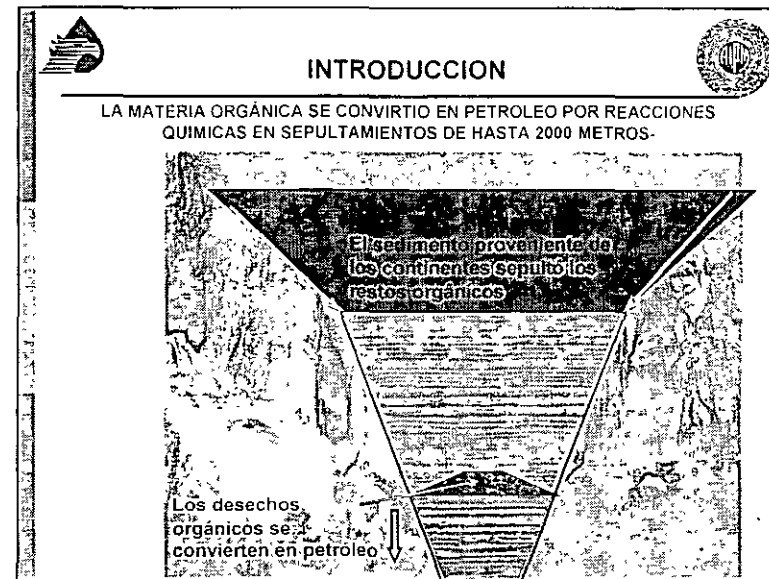
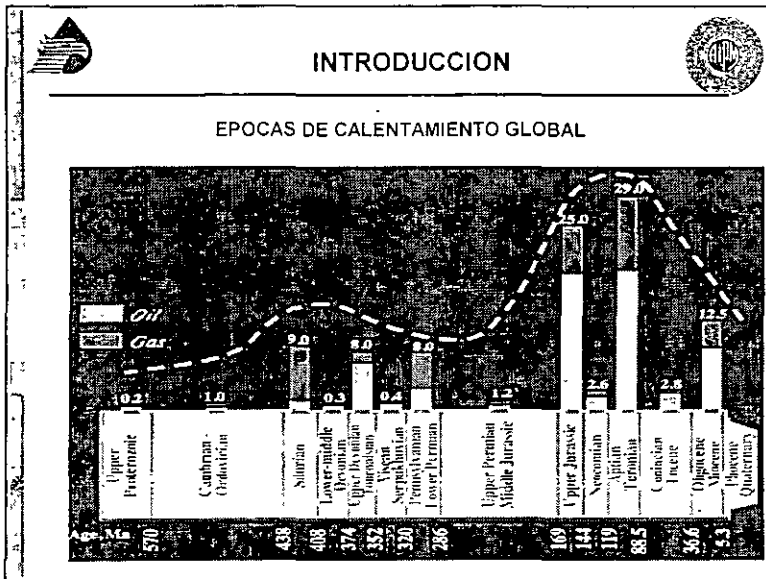
INTRODUCCION



PROCESOS SELECTIVOS DE LA NATURALEZA

- La producción anual de la materia orgánica es aproximadamente de 23 Gt. en los océanos y de 0.7 Gt. en los continentes.
- La materia orgánica es destruida por oxidación y otros procesos, antes y durante la sedimentación.
- La materia orgánica fósil preservada en los sedimentos es menos del 1% de la materia orgánica producida en 500 millones de años.
- Los recursos combustibles fósiles entrampados son aproximadamente el 1% del petróleo generado.
- Finalmente las reservas de petróleo convencional o regular son aproximadamente el 25% de los recursos originalmente acumulados.







INTRODUCCIÓN



TIPOS DE ROCA – YACIMIENTO

Areniscas. Las características de interés para un yacimiento en arenas o areniscas dependen de factores como el PROCESO DE DEPÓSITO, que influye en la porosidad y la permeabilidad y en la heterogeneidad de la roca y el AMBIENTE en que ocurrió el proceso de depósito, que tiene influencia en los espesores de la roca. Cerca del 60% de las reservas de gas y aceite en los campos mas grandes del mundo ocurren en areniscas y, si se excluyen los grandes yacimientos en carbonatos del Medio oriente, el porcentaje se eleva a 80%.

Carbonatos Cerca de un tercio de las reservas mundiales en campos gigantes de aceite y gas ocurren en yacimientos de carbonatos. Aun cuando la porosidad de estas rocas promedia sólo la mitad de la que presentan las arenas, los carbonatos superan esta gran desventaja con intervalos productivos muy grandes y en ocasiones con mayores permeabilidades. Como en el caso de la arenas y areniscas las características de las rocas carbonatadas dependen de factores como el proceso de depósito y el ambiente en que ocurrió dicho proceso



INTRODUCCION



El proceso de depósito de los carbonatos es similar al de las arenas. sólo que en el caso de carbonatos los materiales de depósito provienen de la acumulación de seres vertebrados y de crecimientos arrecifales.

El tipo de porosidad en carbonatos depende del ambiente de depósito. siendo la más común la intergranular, pero también es común y deseable la producida por disolución, que origina cavernas y canales, a veces acoplados a sistemas de fracturas asociadas a esfuerzos por movimientos tectónicos. La ocurrencia de estas situaciones generalmente da lugar a una mejora de las condiciones originales de la roca.

Lutitas. Roca poco común como yacimiento, no hay casos en México.
Evaporitas. Son rocas consistentes de sal, anhidrita y yeso. La anhidrita puede ser una roca yacimiento en donde el agua circulante ha desarrollado porosidad y permeabilidad. No hay casos en México.
Igneas y Metamórficas. Estas rocas generalmente no contienen hidrocarburos por su origen de muy alta temperatura; solo hay unos casos.



INTRODUCCIÓN



RESUMEN DE LOS ASPECTOS GEOLOGICOS

Aun cuando no se han cubierto todos los temas geológicos de interés para el ingeniero de yacimientos, si es posible establecer que todo estudio de ingeniería de yacimientos, principalmente la evaluación de reservas, debe iniciar con una cuidadosa consideración de la naturaleza de la trampa de hidrocarburos, la estructura interna y la composición de la roca yacimiento y los aspectos físicos que influyen en la cantidad de hidrocarburos presentes.

Cada ingeniero de yacimientos debe hacer uso de muchos buenos libros sobre geología y/o propiciar sinergias con geólogos y geofísicos familiarizados con los aspectos petroleros.



INTRODUCCIÓN



DEFINICIONES

VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS IN SITU

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento y se acostumbra expresarlo a condiciones de superficie. Los datos esenciales para determinar el volumen original son: la geometría de los yacimientos, representada por su extensión areal y su espesor neto de hidrocarburos, las propiedades petrofísicas como porosidad y saturación de agua y las propiedades PVT de los hidrocarburos.

RESERVAS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

RESERVAS PROBADAS.

Son volúmenes de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica, que se estima serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable.



INTRODUCCION



RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos, sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo.

RESERVAS POSIBLES

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería, sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar de acuerdo a:

- >EI TIPO DE ROCA DEL YACIMIENTO
- >EI TIPO DE TRAMPA
- >EI TIPO DE FLUIDO ALMACENADO
- >EI TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE
- >SU PRESION ORIGINAL



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA ALMACENADORA:

- >ARENAS, cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias, éstas con limo, cieno, lignita, bentonita, etc.
- >CALIZAS POROSAS CRISTALINAS, su porosidad primaria es muy baja, es inter-cristalina, puede tener espacios porosos muy importantes debidos a disolución.
- >CALIZAS OOLITICAS, su porosidad es inter-nodular.



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



- >CALIZAS DETRÍTICAS, están formadas por la acumulación de fragmentos de materiales calcáreos.
- >CALIZAS FRACTURADAS Y/O CAVERNOSAS, generalmente son muy permeables debido al fracturamiento y a la comunicación entre cavernas.
- >CALIZAS DOLOMITICAS, son carbonatos secundarios, resultantes del reemplazo de calizas pre-existentes
- >ARENISCAS, son arenas cementadas por material calcáreo o silicoso.



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



DE ACUERDO AL TIPO DE TRAMPA:

- > ESTRUCTURALES, como los anticlinales.
- > POR PENETRACIÓN DE DOMOS SALINOS.
- > POR FALLAS GEOLOGICAS.
- > ESTRATIGRAFICAS, por cambio de facies, por discordancias, por disminución de la permeabilidad o por acuñaamiento.
- > MIXTAS, donde interviene mas de un tipo de los anteriores.



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDOS ALMACENADOS:

- > DE ACEITE Y GAS DISUELTO.
- > DE ACEITE, GAS DISUELTO Y GAS LIBRE (casquete).
- > DE GAS SECO.
- > DE GAS HUMEDO.
- > DE GAS Y CONDENSADO



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



DE ACUERDO A LA PRESION ORIGINAL:

- > BAJOSATURADOS, su presión original es mayor que la de saturación.
- > SATURADOS, su presión inicial es igual o menor que la de saturación. Cuando es menor existe gas libre en el yacimiento, generalmente acumulado en la parte culminante de la trampa.



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



DE ACUERDO CON EL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE:

- > POR EXPANSIÓN DE LOS FLUIDOS Y LA ROCA, en yacimientos bajosaturados.
- > POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO LIBERADO, a partir del momento en que se alcanza la presión de saturación en el yacimiento.
- > POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS.
- > POR SEGREGACION GRAVITACIONAL.



CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS



DE ACUERDO CON EL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE:

- > POR EMPUJE HIDRAULICO.
- > POR INYECCION DE FLUIDOS.
- > POR EMPUJES COMBINADOS.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



Las principales características petrofísicas son la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad, la mojabilidad y la presión capilar.

Las dos primeras son esenciales para la determinación del volumen original de hidrocarburos de los yacimientos, en tanto que la permeabilidad, la mojabilidad y la presión capilar son importantes en el estudio del comportamiento pasado y futuro de los yacimientos.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



POROSIDAD

Todas las rocas de yacimientos que contienen cantidades comerciales de hidrocarburos tienen porosidad y permeabilidad. La porosidad es una medida del espacio vacío dentro de una roca, expresada como una fracción o porcentaje del volumen bruto de la roca.

$$\Phi = V_p \div V_r$$

En donde:

Φ = Porosidad de la roca
 V_p = Volumen poroso de la roca
 V_r = Volumen bruto de la roca



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



La porosidad puede clasificarse en dos tipos: Absoluta y Efectiva.

La Absoluta es la porosidad total de la roca sin considerar la conectividad de los poros, en tanto que la Efectiva considera solo los poros interconectados y es la que interesa al ingeniero de yacimientos.

De acuerdo al tiempo de depósito de los sedimentos, la porosidad Primaria es la que se presenta en el tiempo del depósito, por ejemplo las arenas, las areniscas y las calizas oolíticas y la Secundaria es la que se origina después del depósito y se tipifican como calizas cavernosas o como todas aquellas que presentan fracturas, fisuras y juntas. La dolomitización también puede originar porosidad efectiva en calizas densas.

La porosidad en ARENAS Y ARENISCAS puede estar afectada por: Tamaño y distribución de los granos, cementación, empacamiento, forma de los granos, acción química, fracturamiento y deformación por sobrecarga.

Las porosidades típicas de arenas y areniscas varían de 8 a 39%, con un promedio de cerca de 18%.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



La porosidad en CARBONATOS se caracteriza por el tipo de huecos, que puede ser: Intergranular, cavernoso, de fracturas y fisuras e intercrystalina.

Estos tipos pueden presentarse en una roca solos o combinados en serie, en paralelo o combinados, por lo que su caracterización es complicada y el comportamiento de estos yacimientos es difícil de predecir.

Las porosidades típicas de carbonatos varían de 3 a 15%, con un promedio de cerca de 8%.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD

La porosidad puede determinarse en forma directa e indirecta.

En forma directa a partir de núcleos de la roca yacimiento, recuperados durante la perforación de los pozos. Existen varios métodos para determinar la porosidad de núcleos a partir de mediciones de laboratorio del volumen de poros o del volumen de granos.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



En forma indirecta a través de la medición de algunas propiedades eléctricas, radioactivas y sónicas de las rocas, mediante sondas que registran tramos de los pozos ya perforados.

Los registros típicos a partir de los cuales se puede determinar la porosidad, son: densidad, neutrón, sónico, varios de resistividad (como el microlog). Los registros geofísicos de pozo tienen la ventaja sobre los núcleos, de que miden propiedades de un mayor volumen de roca



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



SATURACION DE FLUIDOS

La saturación de un fluido en un medio poroso, es una medida del volumen del fluido en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento y se define matemáticamente como:

$$S_f = V_f / V_p$$

Donde:

S_f = Saturación del fluido f ; f puede ser o , g ó w si el fluido es aceite, gas ó agua.

V_f = Volumen del fluido en el espacio poroso, y

V_p = Volumen del espacio poroso considerado.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



La ecuación anterior, en forma particular para cada fluido del yacimiento, se expresa como:

$$S_o = V_o / V_p ; \quad S_g = V_g / V_p \quad y \quad S_w = V_w / V_p$$

De acuerdo a las condiciones en que se presenten, las saturaciones de fluidos pueden ser: iniciales, residuales, críticas, etc., así la saturación inicial de hidrocarburos, aceite o gas, es fundamental en el cálculo de reservas de un yacimiento.

Aún cuando existen métodos directos de laboratorio para determinar la saturación de hidrocarburos o la saturación de agua congénita, en núcleos de roca del yacimiento, la práctica más común es la determinación de estos parámetros a partir de los registros geofísicos de pozos, aplicando diversas formulaciones desarrolladas por varios autores, para considerar los distintos tipos de rocas.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



PERMEABILIDAD

Sistemas de una sola fase. Por definición la permeabilidad absoluta, denominada como "k", de un medio poroso dado, es la habilidad para pasar un fluido a través de su red de poros y/o fracturas, siempre que el medio esté 100% saturado con el fluido que fluye.

Se ha encontrado que la permeabilidad está relacionada con el tamaño de la entrada de los espacios porosos y que hay otros factores que la afectan como el empacamiento de los granos, distribución del tamaño de granos, angularidad de los granos y el grado de consolidación y cementación.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



A mediados de los años 1800, Henry Darcy descubrió que el ritmo de agua a través de un empacamiento de arena era proporcional a la caída de presión a través del empacamiento, estableciendo la forma general de la Ecuación de Darcy, para flujo en un sistema lineal horizontal, que es la siguiente:

$$q = \frac{-A k (\Delta p)}{\mu L} \quad \text{en donde:}$$

- k = permeabilidad en Darcies
- q = ritmo de flujo a la salida en cm³/seg
- μ = Viscosidad del fluido a la temperatura del sistema, en cp
- L = Longitud del sistema en cm
- A = Area de la sección transversal del sistema en cm²
- Δp = Diferencial de presión a través del sistema



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



Sistemas Multifásicos. No existen casos en la literatura en que los yacimientos de hidrocarburos aparezcan sin agua congénita o intersticial en sus poros. Esta agua no solo reduce el espacio poroso disponible para los hidrocarburos, sino que causa que por lo menos dos fases estén presentes en el medio poroso, el agua y el hidrocarburo.

Por lo anterior se debe definir la "permeabilidad efectiva", que es la permeabilidad a un fluido particular, esto es aceite, gas, o agua, k_o, k_g o k_w, respectivamente. Las unidades son las mismas para la permeabilidad absoluta y para la permeabilidad efectiva.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



Además se ha encontrado que:

$$0 \leq k_o, k_g, k_w \leq k$$

La definición de la permeabilidad relativa es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido dividida entre la permeabilidad absoluta, esto es:

$$K_{ro} = k_o/k, \quad k_{rg} = k_g/k \quad \text{y} \quad k_{rw} = k_w/k$$

$$0 \leq k_{ro}, k_{rg}, k_{rw} \leq 1$$

Las permeabilidades efectivas y relativas se representan generalmente como una función de la saturación.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS

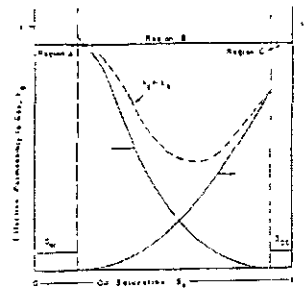


Figura 1. Graficación de permeabilidades efectivas de aceite y gas, donde estos también como fases distintas y sola agua.

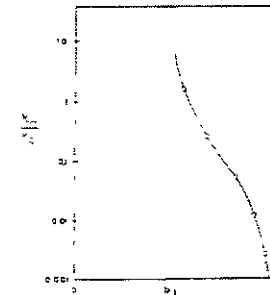


Figura 2. Curva de permeabilidad relativa de gas y aceite.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



MOJABILIDAD

La mojabilidad es una medida de la capacidad de un fluido para cubrir una superficie sólida. Una gota de agua se extenderá sobre un cristal indicando que "mojará" la superficie del cristal, e indicará que mojará también la mayoría de las rocas de yacimientos también.

Las mediciones de laboratorio son adecuadas para determinar la mojabilidad de una roca al agua o al aceite. Uno de los métodos más usados es el de medición del ángulo de contacto que se forma cuando se pone una gota de algún fluido en una superficie de composición conocida.



PROPIEDADES DE LAS ROCAS



PRESION CAPILAR

A presiones y temperaturas específicas, los fluidos de yacimientos no son miscibles. Por ejemplo, aceite y agua en contacto físico exhiben una interfase con un diferencial de presión a lo largo de ella. Esta diferencia en presión entre las dos fases inmiscibles, en este caso aceite y agua, se refiere como presión capilar.

A condiciones normales de yacimiento, el gas libre y el aceite son también inmiscibles, por lo tanto hay un diferencial de presión (presión capilar) a lo largo de la interfase entre el gas y el aceite.

Normalmente la presión capilar se define como la presión en la fase no mojantera menos la presión en la fase mojantera, sin embargo en un proceso de desplazamiento se define como presión en la fase desplazante menos la presión en la fase desplazada.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Las sustancias de interés para los ingenieros de yacimientos son el aceite, el gas y el agua. Normalmente se espera que estos materiales sean fluidos, esto es líquido o vapor. Hay casos en donde el aceite es muy viscoso y aun sólido.

En los estudios de yacimientos, normalmente se prefiere el uso de datos obtenidos de análisis de laboratorio de fluidos reales, recuperados del yacimiento, preferentemente en la etapa inicial de la vida del campo.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Antes de entrar al detalle de las propiedades de los fluidos es conveniente considerar las siguientes definiciones:

Fase. Es cualquier parte, homogénea y físicamente distinta, de un sistema que es separada de cualquier otra parte del sistema por superficies de fronteras definidas. Por ejemplo: sólido, líquido, gas.

Punto de Burbuja. Es el punto (presión y temperatura) al cual la primera y pequeña burbuja de gas, deja el líquido. En un yacimiento de aceite, en donde la temperatura es constante, conforme se incrementa la producción la presión irá decreciendo y llegará un momento en que la primera burbuja de gas salga de solución del aceite y este será el punto de burbuja.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Punto de Rocío.

Es el punto (presión y temperatura) al cual hay solamente una pequeña gota de líquido en el sistema de fluidos.

En un sistema de gas en donde está decreciendo la presión y/o la temperatura (el yacimiento es isotérmico los pozos no lo son), el primer punto al cual se forma una gota pequeña de líquido es el Punto de Rocío.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



DE LOS GASES

Un gas puede definirse como un fluido homogéneo, generalmente de densidad y viscosidad bajas, que no tiene un volumen definido pero que llena completamente cualquier recipiente en el cual se coloca. Para tener la capacidad de predecir el comportamiento de los gases es necesaria una ecuación de estado.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



LEYES DE LOS GASES

Para Gases Perfectos o Ideales:

La Ley de Boyle establece que para masa dada de gas, a una temperatura dada, el volumen varía inversamente proporcional a la presión, o sea:

$$p V = \text{constante}$$

La Ley de Charles o Ley de Gay-Lussac establece que para una masa dada de gas, a una presión dada, el volumen varía directamente proporcional con la temperatura absoluta, esto es:

$$V/T = \text{constante}$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



La Ley de Avogadro establece que bajo las mismas condiciones de presión y temperatura, volúmenes iguales de todos los gases ideales contienen el mismo número de moléculas.

Entonces si se combinan las Leyes de Boyle, Charles y Avogadro y se define a R como una constante, que tiene el mismo valor para todos los gases, entonces la Ley de los Gases Ideales o Perfectos, puede escribirse para "n" moles de gas como sigue:

$$pV = n R T$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



La constante R, mejor denominada como la Constante Universal de los Gases, se encuentra fácilmente en la literatura y su valor depende de las unidades que se estén usando al aplicar la ecuación.

Se puede establecer otra forma de la ecuación anterior si consideramos como m = masa y M = Peso molecular, entonces, $n = m/M$. Y si la densidad $\rho = m/V$, la ecuación de los gases ideales, re-escrita en términos de la densidad es:

$$p\rho = p M/R T$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Para Gases No Ideales:

La Ley de los gases ideales trabajará razonablemente bien para presiones y temperaturas modestas, sin embargo, para presiones y temperaturas altas no trabajará tan bien y puede llevar a errores grandes.

Como los gases de los yacimientos no son mezclas simples, ha sido necesario desarrollar otra aproximación, llamada "Ley de los Gases Reales", que se ha vuelto de uso estandarizado y que consiste en una modificación de la Ley de los Gases Ideales con un factor de desviación o de compresibilidad, "z", es decir:

$$pV = znRT$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

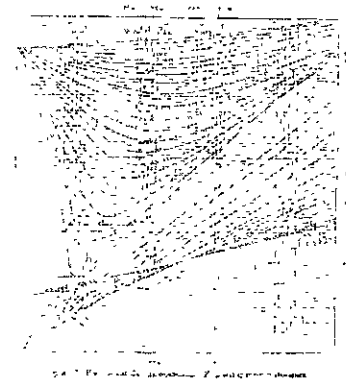


El factor z no es más que un factor de corrección soportado por experimentación de laboratorio sobre comportamiento físico observado en mezclas de gases. Para un gas ideal el factor z es igual a 1.

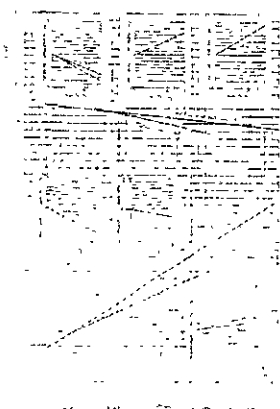
Con la experimentación mencionada se han construido correlaciones para diferentes gases y mezclas, a las que se recurre para estimar el factor z.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Factor de Volumen de los Gases

Se usa B_g para identificar el factor de volumen de los gases, que se define como el volumen a la presión y temperatura del yacimiento dividido entre el volumen de la misma cantidad de gas a las condiciones estándar de presión y temperatura. Con este factor se puede relacionar el volumen de gas en el yacimiento a su volumen en la superficie.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Para su determinación se puede recurrir a la Ley de los Gases Reales:

$$B_g = \frac{V_{res}}{V_{sc}} = \frac{Z n R T / p}{z_{sc} n R T / p_{sc}} = \frac{z T p_{sc}}{z_{sc} T_{sc} p}$$

Normalmente, con unidades inglesas de campo, $T_{sc} = 520^\circ R$, $p_{sc} = 14.7$ psia y, desde luego $z_{sc} = 1$, haciendo sustituciones:

$$B_g = 0.0283 z T / p$$

Donde la temperatura es en $^\circ R$ y la presión en psia y las unidades de B_g son de volumen/volumen estándar, por ejemplo pies cúbicos entre pies cúbicos estándar.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Compresibilidad Isotérmica de los Gases.

En la ingeniería de yacimientos a menudo se requiere conocer cuanto se va a comprimir un gas al aumentarse la presión y cuanto se va a expandir al disminuirle la presión. Esta necesidad nos lleva a la compresibilidad de los gases (no confundir con el factor de compresibilidad z).



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



La definición matemática general de la compresibilidad isotérmica está dada por la Ecuación:

de
$$C = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$
, aplicando la ecuación
los gases reales:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p}$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Viscosidad de Mezclas de Gases

La viscosidad de mezclas de gases puede medirse en laboratorio, pero generalmente no se hace así, ya que se puede recurrir a correlaciones publicadas (Figuras 5 y 6), en donde se obtienen valores de viscosidad relativamente buenos. Las mediciones de laboratorio se justifican cuando en la mezcla existe una gran cantidad de componentes no hidrocarburos.

Valor Calorífico de Mezclas de Gases

En la actualidad el precio del gas natural está relacionado directamente con su valor calorífico, mientras que en el pasado el costo era generalmente una función del número de millares de pies cúbicos estándares entregados con un valor calorífico mínimo de 1000 BTU/pie cúbico estándar.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

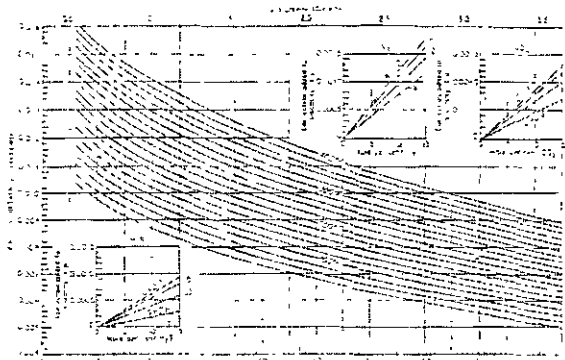


Figura 5 Viscosidad de Gases a Presión Atmosférica



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

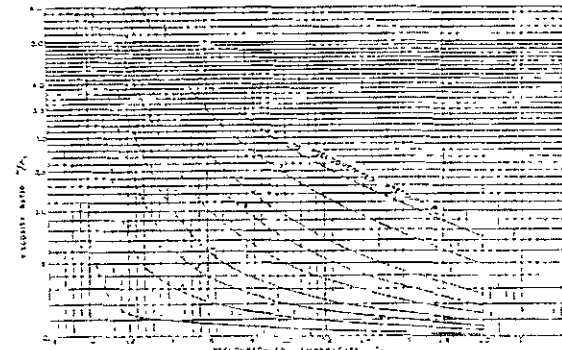


Figura 6 Correlación de la Relación de Viscosidad con Temperatura Reducida



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



HIDROCARBUROS LIQUIDOS

Los hidrocarburos líquidos difieren de los gases, en que se involucran mayores densidades y mayores viscosidades. Los líquidos toman la forma de sus contenedores pero no los llenan completamente como lo hacen los gases.

En el sentido de la ingeniería de yacimientos cuando se habla de hidrocarburos líquidos generalmente significa aceite, por lo tanto al discutir las propiedades se usara el subíndice "o" (de oil).

Los métodos para determinar las propiedades del aceite, pueden ser:

De laboratorio, a partir de muestras del yacimiento, o de correlaciones publicadas.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



MUESTREO DE ACEITE

Muestreo de Fondo. Con este método, básicamente se toma una muestra del fondo del pozo con equipo de línea, se recupera en la superficie y se lleva al laboratorio para su análisis.

Muestreo por Recombinación. En este método de muestreo, se toman muestras de aceite y de gas en el separador de alta presión y las muestras se recombinan en el laboratorio de acuerdo a la relación gas-aceite del separador. Si el método se aplica apropiadamente, los resultados que se obtengan deben ser los mismos que en el muestreo de fondo



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



ANÁLISIS PRESIÓN VOLUMEN TEMPERATURA.

Después que se colecta un fluido. se lleva al laboratorio y se somete a un análisis Presión Volumen Temperatura (PVT), que debe ser tan confiable como las muestras que se suministren.

Desde luego si no dispone de un análisis PVT, el ingeniero de yacimientos deberá desarrollar una información equivalente si quiere realizar los estudios que procedan.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Densidad, Densidad Especifica y Densidad API

La densidad se relaciona con la masa por volumen de una sustancia dada. La densidad de un líquido se afecta con cambios en la presión y la temperatura, pero menos que los gases; sin embargo la densidad del aceite a condiciones de yacimiento es bastante diferente que a las condiciones de superficie.

La densidad especifica del Aceite, ρ_o (densidad relativa), se define como la relación de la densidad de un líquido dado, entre la densidad del agua, ambas tomadas a condiciones específicas de presión y temperatura. Cuando se calcula la densidad especifica, las condiciones de la densidad del agua a menudo se toman como una atmósfera de presión absoluta y 60° F.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



En la industria petrolera se usa otro término de densidad llamado Densidad API, que se define como:

$$\text{DENSIDAD API } (^{\circ} \text{API}) = 141.5 / \rho_o - 131.5,$$

e inversamente:

$$\rho_o = 141.5 / (^{\circ} \text{API} + 131.5)$$

Expansión Térmica de los Hidrocarburos Líquidos.

La aplicación más frecuente de la expansión térmica es para la corrección de volumen de líquidos almacenados en tanque a 60° F.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Compresibilidad Isotérmica de Hidrocarburos Líquidos.

Como lo indica el nombre, la compresibilidad del aceite relaciona cuánto cambia el volumen con un cambio en la presión

La compresibilidad del aceite se define como:

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



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Relación Gas Disuelto – Aceite.

La relación gas disuelto – aceite, R_s , se define como el volumen de gas disuelto a la temperatura y presión del yacimiento, en una unidad de volumen de aceite a condiciones de tanque.

Las unidades comunes son pies cúbicos estándar por barril a condiciones de tanque o bien metros cúbicos estándar por metro cúbico a condiciones de tanque.

Factor de Volumen del Aceite, B_o

El volumen de líquido que entra al tanque de almacenamiento es menor que el volumen que ocupaba ese líquido, con su gas disuelto, en el yacimiento. La principal razón de esto es que el líquido se hincha debido al gas en solución. Una segunda razón es que el líquido se expande térmicamente, ya que la temperatura del yacimiento es mayor que la del tanque.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



El ingeniero de yacimientos a menudo necesita relacionar el volumen de aceite que ve en el tanque, con el volumen correspondiente en el yacimiento; por lo tanto, la definición de Factor de Volumen del Aceite es:

Volumen de aceite mas gas disuelto a la presión y temperatura del yacimiento

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite mas gas disuelto a la presión y temperatura del yacimiento}}{\text{Volumen de aceite a las condiciones de presión y temperatura del tanque}}$$

Volumen de aceite a las condiciones de presión y temperatura del tanque



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Factor de Volumen de la Fase Mixta

En algunos cálculos de la ingeniería de yacimientos, a veces se vuelve conveniente usar un término llamado Factor de Volumen Total o Factor de Volumen de la Fase Mixta, B_t , el cual relaciona al volumen de líquido del yacimiento más el complemento inicial de gas disuelto, con el volumen de aceite a condiciones de tanque. Desde luego, debajo de la presión de saturación, algo del gas en solución existirá como gas libre en el yacimiento.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Las unidades de B_t son barriles de yacimiento por barril de tanque, (ó m^3/m^3) y es numéricamente igual al volumen en barriles que un barril dl líquido del tanque mas su gas originalmente disuelto, ocupa a la presión y temperatura del yacimiento.

Debajo de la presión de saturación, a medida que la presión disminuye, el factor de volumen de la fase mixta se incrementa rápidamente debido al gas que va saliendo de solución, en tanto que B_o disminuye.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Bt se relaciona con los factores de volumen del aceite y del gas y con la relación gas disuelto-aceite, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$B_t = B_o + B_g * (R_{sb} - R_s)$$

En donde:

Bt = Factor de volumen de la fase mixta, (BL/STB) o (m³/m³)

Bo = Factor de volumen del aceite, (BL/STB) o (m³/m³)

Bg = Factor de volumen del gas, (BL/SCF) o (m³/m³)

Rsb = Relación de solubilidad del gas en el aceite a la presión de saturación, (SCF/STB) o (m³/m³)

Rs = Relación de solubilidad del gas en el aceite a la presión de interés, (SCF/STB) o (m³/m³)



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS

Es esencial caracterizar los fluidos de un yacimiento petrolero antes de establecer un esquema de recuperación y proceder a su desarrollo. La clasificación que aquí se establece se hace sobre la base de la densidad API.

Las fronteras entre las clasificaciones no son estrictas, de hecho son divisiones con reglas de "dedo"



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Viscosidad del Aceite.

La viscosidad de un líquido es una propiedad por la cual se ejerce una resistencia al esfuerzo de corte. En forma alterna, la viscosidad puede verse como una resistencia interna al flujo y por lo tanto depende grandemente de su densidad y composición.

La viscosidad del aceite de yacimiento, μ_o , se relaciona directamente con la densidad del aceite de tanque, con la densidad del gas, con el gas en solución en el aceite, con la presión y con la temperatura del yacimiento.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Bitumen

Los °API son mayores de 4 y menores de 10. No se tiene conocimiento de bitúmenes con un grado API menor a 4, pero si existiera tendría que demostrarse la comercialidad del producto.

Otras propiedades de un bitumen, a condiciones iniciales de yacimiento, incluyen:

Rsi ≈ despreciable,

Bo ≈ 1.0 m³/m³

5000 cp ≤ μ ≤ 1'000,000 cp

El color es predominantemente negro



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Tar o Aceite Pesado

Los °API son mayores de 10 y menores de 20. Sus propiedades a condiciones iniciales de yacimiento son:

$$\text{Despreciable} \leq R_{si} \leq 50 \text{ SCF/STBO} \quad \text{o} \quad 0 \leq R_{si} \leq 10 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

Por ejemplo, los aceites pesados de la arenisca Sparsky de Alberta, Canadá, tienen gas en solución suficiente para combustible en máquinas del sistema de bombeo neumático.

Las características del aceite son:

$$1 \leq B_o \leq 1.1 \text{ m}^3/\text{m}^3 \\ 100 \leq \mu_o \leq 5000 \text{ cp}$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Aceites de Bajo Encogimiento

Los °API son mayores de 20 y menores de 30. Estos líquidos son llamados algunas veces "aceites negros". Sus características son las siguientes:

$$50 \leq R_{si} \leq 500 \text{ SCF/STBO} \quad \text{o} \quad 10 \leq R_{si} \leq 90 \text{ m}^3/\text{m}^3 \\ 1.1 \leq B_o \leq 1.5 \text{ m}^3/\text{m}^3 \\ 2 \text{ a } 3 \text{ cp} \leq \mu_o \leq 100 \text{ cp}$$

Aunque el color de estos aceites es más claro que el de los bitúmenes y los aceites pesados, todavía tiende a ser oscuro. Sin embargo, se pueden encontrar algunos con tonos verdes, dorados y café rojizo claro.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Aceites de Alto Encogimiento.

Los °API son mayores de 30 y menores de 50. Estos líquidos se refieren en ocasiones como "aceites volátiles" y sus principales características son:

$$1.5 \leq B_o \leq 2.5 \text{ a } 3.5 \text{ m}^3/\text{m}^3 \\ 500 \leq R_{si} \leq 2000 \text{ a } 6000 \text{ SCF/STBO} \quad \text{o} \\ 90 \leq R_{si} \leq 1100 \text{ m}^3/\text{m}^3 \\ 0.25 \leq \mu_o \leq 2 \text{ a } 3 \text{ cp}$$

El color de los aceites de alto encogimiento es mucho más claro que los ya discutidos



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Gas Condensado Retrogrado

Los °API son mayores de 55 y menores de 70. Realmente, un máximo práctico en los °API para estos sistemas es alrededor de 68°, debido a eso, a condiciones de superficie, parte del líquido deberá, indudablemente, liberarse en forma gaseosa (flashing).

B_o , no es aplicable debido a que es prácticamente un sistema de gas.

$$2,000 \text{ a } 6,000 \leq R_i \leq 15,000 \text{ SCF/STBO} \quad \text{o} \quad 400 \leq R_i \leq 2,700 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\mu_o \text{ (del condensado líquido)} \approx 0.25 \text{ cp}$$



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Gas Húmedo.

Los °API son mayores de 60 y,

$$15,000 \leq R_i \leq 100,000 \text{ SCF/STBO}$$

ó

$$2,700 \leq R_i \leq 18,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

μ_o (del condensado líquido) = 0.25 cp

La temperatura del sistema debe ser mayor que la cricondenterma para que sea un sistema de gas húmedo.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Gas Seco

$$R_i \geq 100,000 \text{ SCF/STBO}$$

ó

$$R_i \geq 18,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

La palabra seco indica que el gas en cuestión proporciona poco o nada de líquido a las condiciones de superficie y desde luego no hay precipitación de líquidos en el yacimiento.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



PROPIEDADES DE LAS AGUAS DE FORMACION

Propiedades Químicas.

La mayoría de los datos de análisis químicos de aguas, preparados por laboratorios comerciales de aguas, se presentan en forma gráfica, sin embargo existen varios métodos analíticos para determinar propiedades químicas de las aguas de formación.



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Densidad o Gravedad Específica

Existen correlaciones que proporcionan la densidad del agua de formación, a las condiciones estándar, como una función de los sólidos totales disueltos. La densidad a condiciones de yacimiento puede aproximarse dividiendo la densidad del agua a condiciones estándar entre el factor de volumen del agua de formación.

Factor de Volumen del Agua de Formación.

La Figura 18 es típica para determinar el factor de volumen del agua de formación, al declinar la presión a la temperatura del yacimiento



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

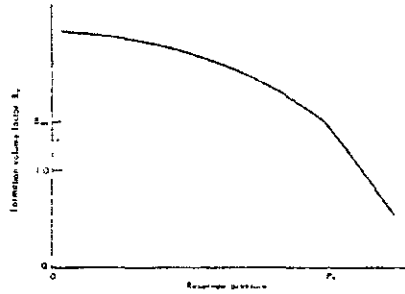


Figura 18 Gráfica Teórica del factor de Volumen del Agua de Formación contra la Presión a Temperatura Constante



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



La producción de aceite a través de los pozos, en realidad se obtiene por un proceso de desplazamiento que ocurre del yacimiento hacia los pozos, debido al gradiente de presión que se genera por efecto de la extracción.

La cantidad de aceite que puede ser desplazada por la energía natural del yacimiento varía de acuerdo al tipo de mecanismo que esté actuando.

La producción de aceite a través de los pozos, en realidad se obtiene por un proceso de desplazamiento que ocurre del yacimiento hacia los pozos, debido al gradiente de presión que se genera por efecto de la extracción.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



La cantidad de aceite que puede ser desplazada por la energía natural del yacimiento varía de acuerdo al tipo de mecanismo que esté actuando.

De acuerdo con lo anterior, los mecanismos de expulsión de fluidos del yacimiento, pueden clasificarse en los seis siguientes grupos:

EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Este proceso se presenta en los yacimientos bajosaturados, desde la presión inicial hasta la presión de saturación.

Cuando el aceite es altamente bajosaturado, gran parte de la energía del yacimiento se almacena en forma de compresibilidad de la roca y de los fluidos que contiene.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL GAS DISUELTO LIBERADO

En yacimientos originalmente bajosaturados, que alcanzan la presión de saturación, iniciarán en este punto la liberación del gas que tiene disuelto, cuya expansión se convierte en la principal fuente de energía para el desplazamiento del aceite.

Inicialmente el gas se presenta en forma de burbujas y posteriormente, al alcanzarse la saturación crítica de gas, se desarrolla una fase continua de gas que permitirá que fluya junto con el aceite hacia los pozos productores.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



Este tipo de mecanismo se presenta principalmente en yacimientos cerrados, con poca o ninguna producción de agua.

La eficiencia de este mecanismo depende de:

- > La cantidad de gas en solución
- > Las propiedades de la roca y de los fluidos que contiene
- > La estructura geológica del yacimiento

La recuperación de aceite, bajo este mecanismo, es baja y varía del 5 al 12%, aún cuando se han reportado casos con valores de recuperación tan altos como 25-35% del volumen original de aceite.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



EMPUJE POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS

Cuando un yacimiento tiene un casquete de gas, posee una cantidad de energía acumulada en forma de gas comprimido.

Entonces al iniciarse la producción del aceite del yacimiento, el casquete de gas se expande, iniciándose un desplazamiento de aceite por el gas en expansión.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



Para que este mecanismo de desplazamiento se considere importante, se requiere:

- > Un gran volumen de gas en la cima del yacimiento.
- > Que exista un agrandamiento continuo del casquete de gas.

Un casquete de gas puede presentarse debido a:

- > Que existió originalmente.
- > Que, bajo ciertas circunstancias de liberación de gas y de transmisibilidad vertical de la formación, se forme un casquete secundario de gas.
- > Que se cree por la inyección de gas en la parte culminante de la estructura del yacimiento.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



EMPUJE POR SEGREGACION GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional es la tendencia que tienen los fluidos aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades.

Este mecanismo puede ser muy importante en la recuperación de aceite de un yacimiento, si permite que gran parte del gas disuelto que se libera del aceite, fluya a la parte superior del yacimiento, en lugar de ser arrastrado hacia la corriente de producción de los pozos; aumentando el volumen del casquete y por tanto su capacidad de expansión.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



Condiciones que favorecen la segregación gravitacional:

- >Espesores de formación muy grandes.
- >Alto relieve estructural.
- >Alta permeabilidad vertical.
- >Aplicación de gradientes que no gobiernen en gran medida el movimiento de los fluidos.

La recuperación final de aceite en este tipo de yacimientos es sensible al ritmo de producción; mientras menores sean los ritmos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación gravitacional, y como consecuencia la relación gas aceite instantánea mostrará una reducción.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



EMPUJE DE ACUIFERO

Quando un yacimiento de aceite o gas está conectado hidráulicamente con un acuífero que lo subyace, el hidrocarburo puede estar bajo un empuje, cuya importancia depende de la naturaleza del mismo.

El tamaño relativo del acuífero, con respecto al yacimiento, es tan importante como en el caso del casquete de gas, debido a que el desplazamiento del aceite del yacimiento por el acuífero ocurrirá por la expansión de la roca y los fluidos del acuífero.

La conformación de la estructura geológica es importante.



POR QUÉ FLUYEN LOS HIDROCARBUROS A LA SUPERFICIE A TRAVÉS DE LOS POZOS?



EMPUJES COMBINADOS

Es frecuente que más de uno de los mecanismos de desplazamiento aquí descritos, esté presente en la explotación de los yacimientos, razón por la cual, es recomendable realizar estudios de evaluación de los mecanismos de desplazamiento presentes, para establecer la estrategia de explotación que proporcione la mayor recuperación de aceite.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



METODOS DE EVALUACION VOLUMETRICA DE RESERVAS

La evaluación de la reserva de hidrocarburos de un yacimiento se debe efectuar en diversas etapas de su vida, desde su descubrimiento con un pozo exploratorio exitoso, en que la información básica es:

- >La concepción geológica basada en geología superficial y en la interpretación de información geofísica disponible.
- >En la definición del modelo estructural del yacimiento.
- >En la información petrofísica obtenida del pozo descubridor.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUOS?



A medida que se obtiene mas información de pozos delimitadores y de desarrollo, la evaluación de las reservas se actualiza, considerando principalmente la nueva información petrofísica y las redefiniciones del modelo estructural que se establezcan.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUOS?



MAPAS SUBSUPERFICIALES

Todos los métodos de evaluación volumétrica de reservas se basan en mapas sub-superficiales de iso-propiedades, que se construyen mediante interpolación de datos discretos, ubicados en varias partes de la superficie representativa del yacimiento.

Los mapas a utilizar son:

- > Mapas Estructurales. Se construyen para configurar la Cima o Tope del Yacimiento y la Base del mismo.
- > Mapas de Isopacas. Representan la distribución de los Espesores Brutos y Netos de la formación productora e ilustran el tamaño y forma del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUOS?



MAPAS SUBSUPERFICIALES

- > Mapa de Isorelación Espesor Neto/Espesor Bruto.
- > Mapa de Isohidrocarburos. Representa la distribución del Índice de Hidrocarburos.
- > Mapa de Isosaturación de Agua.
- > Mapa de Isoporosidades. Ilustra las tendencias de la porosidad de los espesores netos en el yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUOS?



Para construir los mapas sub-superficiales, es necesario establecer los siguientes conceptos.

- > Espesor Bruto de la Formación. Es el espesor total de la formación.
- > Espesor Bruto de Hidrocarburos. Es el espesor de la formación originalmente saturado con aceite o gas.
- > Espesor Neto o Efectivo. Es la porción del espesor bruto que contribuye a la recuperación de hidrocarburos y se define en base a los límites inferiores de porosidad y permeabilidad y a los límites superiores de saturación de agua.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



> Base del Yacimiento. Generalmente es la cima de la formación sello que subyace al yacimiento o un contacto agua-hidrocarburos o una combinación de ambos.

> Cima del Yacimiento. Corresponde a la base de la capa sello del yacimiento. Algunos yacimientos de aceite asociados a un casquete de gas, tienen como cima el contacto gas-aceite o una combinación de éste con la base de la capa sello.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



Las expresiones matemáticas que definen a los volúmenes originales de aceite y gas, a condiciones de yacimiento, son, respectivamente:

$$N_{Boi} = A * h * \Phi * (1 - S_w)$$

$$G_{Bgi} = A * h * \Phi * (1 - S_w)$$



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



En donde:

N = Volumen Original de Aceite @ condiciones de superficie.

G = Volumen Original de Gas @ condiciones de superficie

A = Area representativa del yacimiento

h = Espesor neto de hidrocarburos

Φ = Porosidad promedio del yacimiento

$(1 - S_w)$ = Saturación promedio de hidrocarburos

B_{oi} = Factor de volumen del aceite @ condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento

B_{gi} = Factor de volumen del gas @ condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



En base a la formulación matemática y utilizando los mapas sub-superficiales, es posible establecer los siguiente métodos para determinar el volumen original de hidrocarburos:

> Método de Cimas y Bases

> Método de Isopacas

> Método de Isohidrocarburos



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



METODO DE CIMAS Y BASES

Este método se basa en la construcción de los mapas sub-superficiales de la cima y de la base del yacimiento.

Procedimiento de Cálculo:

- 1.- Se determinan, a partir de los registros geofísicos de cada pozo, las profundidades, en mbnM, de la cima y de la base del yacimiento. Se deben considerar los datos de elevación de la mesa rotatoria en msnM y las profundidades de la cima y la base en metros bajo mesa rotatoria (mbmr).
- 2.- En un plano de localizaciones del campo, se anota para cada pozo la profundidad de la cima en mbnM y se dibujan las curvas de igual valor por interpolación o extrapolación lineal de los datos.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



3.- En otro plano de localizaciones del campo, se anota para cada pozo la profundidad de la base en mbnM y se dibujan las curvas de igual valor por interpolación o extrapolación lineal de los datos.

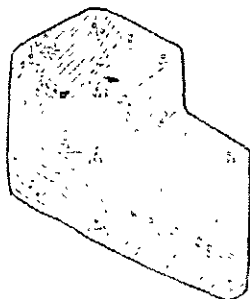
4.- Se dibujan en cada mapa los límites del yacimiento.



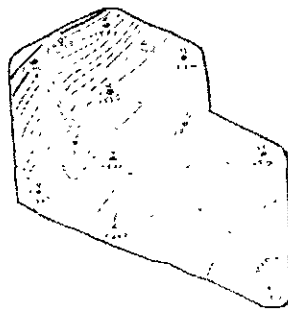
COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



MAPA CIMAS



MAPA DE BASES



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



5.- Se determinan las áreas de cada curva de iso-profundidad de ambos planos y se asientan los datos en tablas como las siguientes:

BASES (mbnM)	AREAS (cm ²)
Valor Menor	0
Valor Mayor	Area Límite

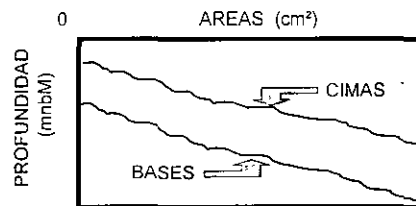
CIMAS (mbnM)	AREAS (cm ²)
Valor Menor	0
Valor Mayor	Area Límite



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



6.- Con los datos de las tablas anteriores se construye una gráfica de profundidades contra áreas:



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



7.- Se determina el área entre la cima y la base, que representa el volumen de roca del yacimiento, y que se calcula con:

$$V_r = A_g * (E_p/100)^2 * (E_g)_x * (E_g)_y$$

en donde:

V_r = Volumen de Roca del yacimiento en MM m³

E_p = Segundo término de la escala de los mapas de cimas y bases.

$(E_g)_x$ = Segundo término de la escala del eje horizontal de la gráfica de áreas contra profundidades.

$(E_g)_y$ = Segundo término de la escala del eje vertical de la gráfica de áreas contra profundidades.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



8.- El volumen original de hidrocarburos se calcula con:

$$V_{hc} = V_r * \Phi_m * (1 - S_{wm})$$

En donde:

V_{hc} = Volumen Original de Hidrocarburos a condiciones del yacimiento.

Φ_m = Porosidad promedio del yacimiento

S_{wm} = Saturación de agua promedio del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



LIMITACIONES DEL MÉTODO

1. La principal limitación del método recae en la consideración de que toda la formación que queda entre la cima y la base es productiva y con propiedades petrofísicas uniformes.
2. La confiabilidad del método es menor a medida que el espesor neto de la formación sea considerablemente menor que el espesor bruto y en la medida que las propiedades petrofísicas de la formación varíen areal y verticalmente.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



METODO DE ISOPACAS

Este método se basa en la construcción de un mapa sub-superficial del espesor neto poroso del yacimiento y al igual que el método de cimas y bases está enfocado al cálculo del volumen de roca del yacimiento.

Procedimiento de cálculo:

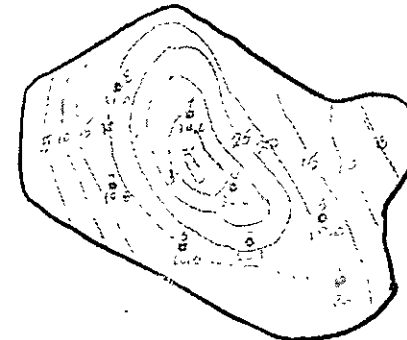
- 1.- A partir de los registros geofísicos se determina para cada pozo el espesor neto de hidrocarburos.
- 2.- En un mapa de localizaciones de pozos del campo, se anota, para cada pozo, el espesor neto correspondiente y se hace la configuración de curvas de igual valor, por interpolación y extrapolación lineal.
- 3.- Se marcan en el plano los límites del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



MAPA DE ISOPACAS



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



- 4.- Se determinan las áreas encerradas por cada curva de igual espesor o isopaca.
- 5.- Con los datos obtenidos se construye una tabla como la siguiente:-

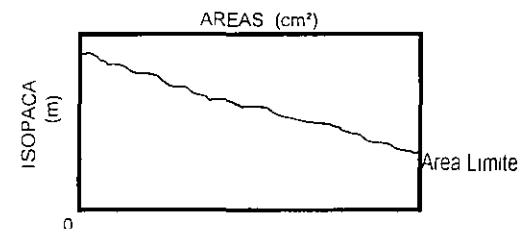
ISOPACA (m)	AREAS (cm ²)
Valor Mayor	0
0	Área Límite



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



- 6.- Con los datos de las tablas anteriores se construye una gráfica de isopacas contra áreas:





COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



7.- Se determina el área bajo la curva de Isopacas contra áreas, misma que representa el volumen de roca, que se calcula con la expresión:

$$Vr = Ag * (Ep/100)^2 * (Eg)x * (Eg)y$$



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



En donde:

Vr = Volumen de roca del yacimiento en millones de m^3

Ep = Segundo termino de la escala del mapa de isopacas

$(Eg)x$ = Segundo término de la escala horizontal de la gráfica de isopacas contra áreas.

$(Eg)y$ = Segundo término de la escala vertical de la gráfica de isopacas contra áreas.

Ag = Area de la gráfica de Isopacas contra áreas.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



8.- El volumen original de hidrocarburos se calcula con:

$$Vhc = Vr * \Phi_m * (1 - Swm)$$

En donde:

Vhc = Volumen Original de Hidrocarburos a condiciones del yacimiento.

Φ_m = Porosidad promedio del yacimiento

Swm = Saturación de agua promedio del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



LIMITACIONES DEL MÉTODO:

Prácticamente tiene las mismas limitaciones que el Método de Cimas y Bases, excepto que es más realista en cuanto al espesor neto de hidrocarburos.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



METODO DE ISOHIDROCARBUROS

El Método de Isohidrocarburos o de Isoíndice de Hidrocarburos, es el método volumétrico más confiable para el cálculo del volumen original de hidrocarburos y se basa en la determinación del Índice de Hidrocarburos de los intervalos productores en cada pozo del yacimiento, de acuerdo con la siguiente definición:

$$I_h = h * \Phi * (1 - S_w)$$



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



En donde:

I_h = Índice de Hidrocarburos del intervalo productor (m³ de hidrocarburos @ C.Y./m² de terreno).

h = Espesor neto de hidrocarburos del intervalo productor (m).

Φ = Porosidad media del espesor neto.

S_w = Saturación de agua promedio en el intervalo.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



El Índice de Hidrocarburos es una medida del volumen original de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado del yacimiento.

Al asociar estos índices con las áreas respectivas se puede obtener el volumen original de hidrocarburos del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



Procedimiento de Calculo:

1.- Se calcula el Índice de Hidrocarburos para cada pozo disponible, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{hj} = \sum_{k=1}^{k=n} h_k * \Phi_k * (1 - S_{wk})$$

En donde:

I_{hj} = Índice de Hidrocarburos total de la formación productora del pozo "j"



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



hk = Espesor neto del intervalo "k" de la formación productora.

Φk = Porosidad del intervalo "k" de la formación productora.

Swk = Saturación de agua en el intervalo "k" de la formación productora.

n = Número de intervalos impregnados de hidrocarburos de la formación productora.

2.- En un mapa de localizaciones de pozos, se anotan los valores correspondientes de Índice de Hidrocarburos y se trazan, por interpolación y extrapolación lineal, las curvas de igual valor de índice de hidrocarburos, generándose el Mapa de Isohidrocarburos.

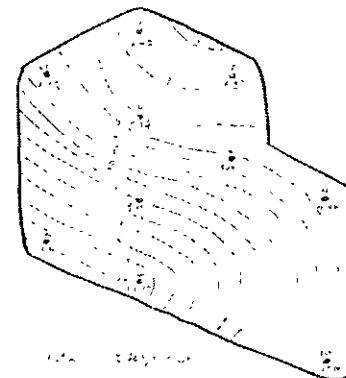
3.- Se marcan en el Mapa los límites del yacimiento.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



MAPA DE ISOHIDROCARBUROS



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



4 - Se determinan las áreas encerradas por cada curva de igual valor de Isohidrocarburos.

5.- Con los datos obtenidos se construye una tabla como la siguiente:

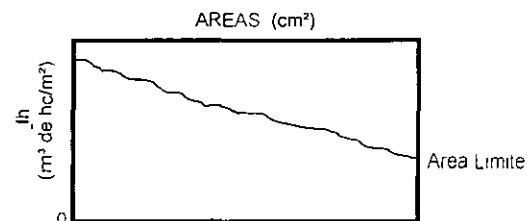
i_h ($m^3 hcs/m^3 t$)	AREAS (cm^2)
Valor Mayor	0
.....
.....
0	Área Límite



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



6.- Con los datos de la tabla anterior se construye una gráfica de índice de hidrocarburos contra áreas:





COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



7.- Se determina el área bajo la curva con la que se calcula el Volumen Original de Hidrocarburos a condiciones de yacimiento, con la ecuación:

$$V_{hc} = A_g * (E_p/100)^2 * (E_g)_x * (E_g)_y$$

En donde:



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



V_{hc} = Volumen Original de Hidrocarburos a condiciones de yacimiento, en millones de m^3 .

A_g = Area bajo la curva de la gráfica de l_h contra Areas, en cm^2 .

E_p = Segundo término de la escala del mapa de Isohidrocarburos.

$(E_g)_x$ = Segundo término de la escala horizontal de la gráfica de l_h contra Areas.

$(E_g)_y$ = Segundo término de la escala vertical de la gráfica de l_h contra Areas.



COMO SE ESTIMAN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS?



LIMITACIONES DEL METODO.

De los Métodos Volumétricos, el de Isohidrocarburos es el más confiable, ya que permite considerar las variaciones de los parámetros básicos, porosidad, saturación y espesor neto de hidrocarburos, en la dirección vertical y arealmente. Su confiabilidad es mayor a medida que se cuente con mayor número de pozos.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



GENERALIDADES

Las ecuaciones de balance materia (EBM) en yacimientos de hidrocarburos se obtienen aplicando el principio de conservación de la materia. En yacimientos de aceite negro, gas húmedo y gas seco, en los que su composición y su densidad no varían notablemente al caer la presión, el balance se puede hacer en base a sus volúmenes.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



TERMINOLOGIA:

- N = Volumen Original de Aceite @ c.a.
- G = Volumen Original de Gas @ c.a.
- Np = Producción Acumulada de Aceite
- Gp = Producción Acumulada de Gas
- Boi = Factor de volumen del aceite @ presión inicial
- Bgi = Factor de volumen del gas @ presión inicial
- Bo = Factor de volumen del aceite @ cualquier presión
- Bg = Factor de volumen del gas @ cualquier presión.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



- Rsi = Relación Gas disuelto - Aceite @ presión inicial.
- Rs = Relación Gas disuelto - Aceite @ cualquier presión.
- Rp = Gp/Np = Relación Gas producido - Aceite.
- Gl = Volumen de Gas Libre.
- r = Recuperación fraccional de aceite.
- m = Gbgi/Nboi = Relación de volumen original de gas entre volumen original de aceite, ambos @ c.y.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



EBM PARA YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO.

Despreciando el cambio en la porosidad de la roca al disminuir la presión de los fluidos que contiene y considerando el caso sin entrada de agua al yacimiento, el volumen del yacimiento se puede considerar constante al caer la presión.

En la etapa de bajo saturación ese volumen estará constituido por el agua congénita y aceite con su gas disuelto, despreciándose el gas que pudiera estar disuelto en el agua.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



De la presión inicial a la de saturación el volumen de aceite permanece constante en el yacimiento y el aceite se produce por la expansión del mismo:

A la presión inicial: $N_p = 0$, $G_p = 0$, Vol. Aceite = $N \cdot B_{oi}$

A cualquier presión entre P_i y P_b , Vol. Aceite = $(N - N_p) \cdot B_o$

Por lo que: $N \cdot B_{oi} = (N - N_p) \cdot B_o$ y

$$N = (N_p \cdot B_o) / (B_o - B_{oi})$$

Y la recuperación de aceite, en fracción del volumen original y a cualquier tiempo será:

$$r = N_p / N = (B_o - B_{oi}) / B_o$$



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Para un yacimiento dado de este tipo, que cuente con una historia de producción-presión y se tenga el análisis PVT del fluido representativo, es posible calcular el volumen original de aceite y la recuperación fraccional a cualquier tiempo en el lapso de bajosaturación, aplicando las ecuaciones anteriores.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



EBM PARA YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO.

En este tipo de yacimientos, sin considerar entrada de agua, pueden coexistir, desde la presión de saturación: aceite, gas disuelto y gas libre, de tal manera que:

A la presión inicial $P_i = P_b$:
en el yacimiento hay $(N + NR_{si})$.

A cualquier otra presión:
 $(N - N_p) + (N - N_p) * R_s$

El gas libre puede estar disperso entre el aceite o bien puede acumularse en la parte superior del yacimiento si las condiciones de transmisibilidad vertical lo permiten.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Entonces, a condiciones de yacimiento se debe cumplir:

$$N * B_{oi} = (N - N_p) * B_o + G_l * B_g \quad (1)$$

El gas libre en el yacimiento se puede conocer a partir del gas inicial, $N * R_{si}$, que se divide en tres partes:

> El gas que queda aún en solución en el aceite remanente:
 $(N - N_p) * R_s$

> El gas producido: $N_p * R_p$

> El gas libre en el yacimiento, que puede determinarse por diferencia:



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Gas Libre = Gas Inicial - Gas en Solución - Gas Producido
es decir:

$$G_l (@ c.y) = N * R_{si} - (N - N_p) * R_s - N_p * R_p \quad (2)$$

Substituyendo la E.C. (2) en la (1):

$$N_{b_{oi}} = (N - N_p) B_o + (N R_{si} - (N - N_p) R_s - N_p R_p) B_g \quad (3)$$

Realizando operaciones algebraicas y despejando se obtienen las ecuaciones para estimar el volumen original de aceite y la recuperación fraccional:



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



$$N = \frac{N_p(B_o + B_g(R_p - R_s))}{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)}$$

$$r = N_p/N = \frac{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)}{B_o + B_g(R_p - R_s)}$$



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Como en el caso de los yacimientos bajosaturados, para un yacimiento dado de aceite saturado, que cuente con una historia de producción-presión y se tenga el análisis PVT del fluido representativo, es posible calcular el volumen original de aceite y la recuperación fraccional a cualquier tiempo en el lapso de saturación, aplicando las ecuaciones anteriores.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



EBM PARA OTROS TIPOS DE YACIMIENTOS.

De la misma manera pueden establecerse las Ecuaciones de Balance de Materia para otros tipos de yacimientos, como:

Yacimientos Bajosaturados con Volumen Variable.

En estos se considera, además de la expansión del aceite, la expansión del agua congénita, la de la roca, mas la entrada de agua.

$$N = (N_p B_o + W_p B_w - W_e) / B_{oi} C_{oe} \Delta p$$

$$r = N_p/N = (B_{oi} C_{oe} \Delta p - W_p B_w + W_e) / B_o$$



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Yacimientos Saturados con Casquete Inicial de Gas y con Entrada de Agua:

$$N = \frac{N_p(B_t + (R_p - R_{si}) B_g) - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + m^* B_{ti} / B_{gi} (B_g - B_{gi})}$$

$$r = N_p/N = \frac{B_t - B_{ti} + m^* B_{ti} / B_{gi} (B_g - B_{gi})}{B_t + (R_p - R_{si}) B_g - (W_e - W_p B_w)}$$



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Yacimientos de Gas con Entrada de Agua:

$$G = (G_p \cdot B_g + W_p \cdot B_w - W_e) / (B_g - B_{gi})$$

$$r = G_p/G = (B_g - B_{gi} + W_e - W_p \cdot B_w) / B_g$$

Yacimientos de Gas sin Entrada de Agua:

$$G = (G_p \cdot B_g) / (B_g - B_{gi})$$

$$r = G_p/G = (B_g - B_{gi}) / B_g$$



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA COMO UNA LINEA RECTA

Los autores Havlena y Odeh propusieron una técnica que en ciertas situaciones permiten expresar la EBM como la ecuación de una línea recta por lo que puede resolverse gráficamente.

Otro autor, Dake, adaptó el trabajo de Havlena y Odeh a través de las siguiente definiciones:



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Volumen extraído del yacimiento,

$$F = N_p \cdot (B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g) + W_p \cdot B_w \quad (1)$$

Expansión del aceite y del gas liberado,

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g \quad (2)$$

Expansión del casquete de gas,

$$E_g = B_{oi} \cdot (B_g / B_{gi} - 1) \quad (3)$$

Expansión de la roca y el agua congénita,

$$E_{fw} = B_{oi} \cdot (1+m) \cdot ((C_w S_w + C_f) / (1-S_w)) \cdot \Delta p \quad (4)$$



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Con estas definiciones, la ecuación general de balance de materia se puede escribir como:

$$F = N \cdot (E_o + m \cdot E_g + E_{fw}) + W_e \cdot B_w \quad (5)$$

Para aplicar esta ecuación a un determinado tipo de yacimiento se debe hacer un análisis de los términos de las ecuaciones de la (1) a la (4), considerando varias etapas de la producción acumulada.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



El caso más simple es el de un yacimiento sin casquete inicial de gas, entrada de agua despreciable y compresibilidades despreciables de la roca y del agua congénita, con lo que la Ecuación (5) se reduce a:

$$F = N * E_o \quad (6)$$

En este caso una gráfica de F contra E_o debe dar una línea recta que pasa por el origen y su pendiente representa el volumen original de aceite, N, a condiciones de superficie. Si la gráfica resulta no lineal, la forma de la curva puede ayudar a diagnosticar los mecanismos reales del yacimiento.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Otro caso de interés es el de un yacimiento de aceite con un casquete original de gas y con una entrada despreciable de agua.

Debido a la presencia del casquete original de gas, las compresibilidades de la roca y del agua congénita pueden despreciarse, de tal manera que la Ecuación (5) se convierte en :

$$F = N * (E_o + m * E_g) \quad (7)$$

Aquí, una gráfica de F contra (E_o + m * E_g) debe dar una línea recta que pasa por el origen y su pendiente N representa el volumen original de aceite a condiciones de superficie.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Como "m", relación de volumen del casquete entre el volumen de aceite, puede desconocerse, se pueden ensayar varios valores de él y el correcto será el que proporcione la mejor línea recta.

Finalmente para el caso de yacimientos de aceite con empuje de agua, sin casquete de gas y compresibilidades despreciables de la roca y el agua congénita, la ecuación (5) se convierte en:

$$F = N * E_o + W_e * B_w \quad (8)$$

En este caso una gráfica de F/E_o contra W_e*B_w/E_o debe dar una línea recta cuya ordenada al origen, N, representa el volumen original de aceite a condiciones de superficie. Para la evaluación de W_e debe usarse alguna función analítica o bien re-arreglar la ecuación, para evaluar simultáneamente el volumen original de aceite y la entrada de agua.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Para el caso de un yacimiento saturado, sin entrada de agua, con casquete inicial de gas, de dimensiones desconocidas, la EBM puede re arreglarse:

$$\frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g]}{Y} = N \left[\frac{(B_t - B_{ti})}{X} + \frac{B_{ti}(B_g - B_{gi})}{b} \right]$$

Aquí, con los datos históricos se pueden calcular los pares de valores X - Y, pero como se desconoce el volumen del casquete, se pueden realizar varios ensayos con diferentes valores de m y habrá uno que de la mejor recta que pase por el origen.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Otro re-arreglo de la misma EBM, da la siguiente expresión:

$$\frac{Np[Bt+(Rp-Rsi)Bg]}{Bt - Bti} = N + G \left(\frac{Bg - Bgi}{Bt - Bti} \right)$$

Esta es la ecuación de una recta en que las ordenada Y y las abscisas X son función de la historia, al graficarse dan una línea recta cuya ordenada al origen es el volumen original de aceite N y la pendiente es el volumen original de gas del casquete.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Para un yacimiento de aceite bajosaturado con entrada de agua, la EBM puede re arreglarse, considerando la expresión que define la entrada de agua como:

$$We = C \sum (\Delta p(t))^\infty$$

$$\frac{NpBo + WpBw}{Boi \times Coe \times \Delta p} = N + C \frac{\sum (\Delta p(t))^\infty}{Boi \times Coe \times \Delta p}$$

Nuevamente se tiene la ecuación de una recta en que las coordenadas X, Y son función de la historia y la ordenada al origen es el volumen original de aceite N y la pendiente de la recta es la constante de entrada de agua C.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Para un yacimiento de gas con entrada de agua, la EBM puede re- arreglarse, considerando la expresión que define la entrada de agua como:

$$We = C \sum (\Delta p(t))^\infty$$

$$\frac{GpBg + WpBw}{Bg - Bgi} = G + C \frac{\sum (\Delta p(t))^\infty}{Bg - Bgi}$$

Nuevamente se tiene la ecuación de una recta en que las coordenadas X, Y son función de la historia y la ordenada al origen es el volumen original de gas G y la pendiente de la recta es la constante de entrada de agua C.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



CONSIDERACIONES Y LIMITACIONES SOBRE LA EBM

La ecuación de balance de materia para un sistema de hidrocarburos, es simplemente un balance volumétrico que considera la producción total como la diferencia entre el volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento y el volumen remanente en el mismo.

La EBM, propuesta originalmente por Schilthuis, ha sido y seguirá siendo una herramienta básica en la Ingeniería de Yacimientos para la determinación de reservas y para pronosticar el comportamiento de los yacimientos.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



Sin embargo para su aplicación, deben tenerse presente las siguientes consideraciones y limitaciones:

- > Considera al yacimiento como una sola unidad completa, homogénea e isotrópica.
- > El aceite y el gas se comportan en el yacimiento en forma similar a como lo hicieran en un laboratorio durante un análisis PVT.
- > Supone que el campo está desarrollado completamente.
- > Supone que el volumen poroso es constante en los yacimientos de gas y en los de aceite saturado.



EVALUACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIA



- > Supone un equilibrio de presión en todo el yacimiento durante el tiempo de explotación, lo que equivale a considerar que no cambia la composición del fluido.
- > No toma en cuenta el factor geométrico del yacimiento, por lo que no se define la distribución de fluidos en él y en los poros.
- > No permite establecer migración de fluidos dentro del yacimiento.
- > No maneja ni proporciona información a nivel de pozo.
- > Como ventajas se tienen: facilidad en el establecimiento de la EBM para cada tipo de yacimiento y proporciona resultados rápidos y confiables dependiendo de la calidad de la información utilizada.
- > Es una herramienta útil para estimación de reservas, para pronosticar comportamiento del yacimiento, para determinar y cuantificar entrada de agua al yacimiento y para verificar presencia de casquete de gas.



FACTORES DE RECUPERACIÓN



Partiendo de la definición de reserva como el producto del volumen original de hidrocarburos (N o G) por el factor de recuperación, R y una vez que se han establecido los métodos Volumétricos y de Balance de Materia para determinar los volúmenes originales de hidrocarburos, queda por discutir el establecimiento del Factor de Recuperación.



FACTORES DE RECUPERACIÓN



El Factor de Recuperación de los yacimientos depende de muchas variables, entre las que destacan:

- > Grado de heterogeneidad y anisotropía de las propiedades de la roca.
- > Propiedades Físico-Químicas de los fluidos.
- > Tipo de empuje predominante en el yacimiento.
- > Proceso de Explotación: declinación natural, recuperación secundaria, recuperación mejorada, etc.
- > Ritmo de extracción. Algunos yacimientos son muy sensibles al ritmo de extracción.
- > Número de pozos y su localización.



FACTORES DE RECUPERACIÓN



COMO ESTABLECER EL FACTOR DE RECUPERACION:

- Mediante expresiones matemáticas o estadísticas.
- Mediante curvas de declinación.
- Con Ecuaciones de Balance Materia.
- Por Simulación Numérica



FACTORES DE RECUPERACIÓN



ALGUNAS EXPRESIONES MATEMATICAS/ESTADISTICAS:

Arps y otros propusieron las siguientes ecuaciones en su trabajo: "A statistical study of recovery efficiency" publicado por el API en 1967:

Para yacimientos de aceite con empuje por gas disuelto:

$$Fr = 41.815(\Phi(1-S_w)/B_{ob}) \cdot (k/\mu_{ob}) \cdot S_w \cdot (P_b/P_{ab})$$

Donde:

μ_{ob} = Viscosidad del aceite a la presión de saturación

P_{ab} = Presión de abandono del yacimiento.



FACTORES DE RECUPERACIÓN



Para yacimientos de aceite con empuje activo de agua:

$$Fr = 54.898(\Phi(1-S_w)/B_{oi}) \cdot (k \mu_{wi} / \mu_{oi}) \cdot S_w \cdot (P_i/P_{ab})$$



FACTORES DE RECUPERACIÓN



Las curvas de declinación se construyen con la producción histórica diaria, mensual o anual contra el tiempo, ensayándose escalas normal-normal, normal-logarítmica, logarítmica-logarítmica, normal-Ln, Ln-Ln, etc. Y se selecciona la que proporcione la tendencia mejor definida en la parte final de la curva resultante, extrapolándola hasta la producción de abandono.

La integración del área bajo la curva dará la recuperación final del yacimiento, que dividida entre el volumen original de aceite @ c.a. dará el Factor de Recuperación.



EJEMPLO DE APLICACION



EJERCICIO: PROGRAMAR EN EXCELL Y RESOLVER :

Calcular el volumen original de aceite, la constante de entrada y la entrada acumulada de agua a cada periodo de la historia del yacimiento bajosaturado, que tiene la siguiente información:

$$P_i = 227.0 \text{ kg/cm}^2 \quad R_{si} = 112.25 \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad B_w = 1.0318$$

$$P_b = 150.0 \text{ kg/cm}^2 \quad B_o = -0.000242p + 1.43404 \quad \Phi = 8.7\%$$

$$S_w = 42\%$$

Considérense despreciables las compresibilidades de la roca y del agua de formación.



EJEMPLO DE APLICACION



La historia de explotación del yacimiento es:

PERIODO ADIMENSIONAL	PRESION Kg/cm ²	Np MM m ³	Wp MM m ³
0	227.0		
1	224.0	0.045727	0.000326
2	219.0	0.143039	0.003988
3	213.0	0.313897	0.012992
4	208.0	0.495280	0.025607
5	204.0	0.668211	0.038541
6	200.0	0.858680	0.050282
7	194.0	1.071102	0.063778
8	187.0	1.344275	0.082913
9	183.0	1.582085	0.103406
10	180.0	1.747925	0.122421
11	177.0	1.989133	0.155544
12	173.0	2.163671	0.198963



EJEMPLO DE APLICACION



LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA COMO UNA LINEA RECTA

Para un yacimiento de aceite bajosaturado con entrada de agua.

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} \times C_{oe} \times \Delta p} = N + C \frac{\sum (\Delta p(t))^\infty}{B_{oi} \times C_{oe} \times \Delta p}$$

$$W_e = C \sum (\Delta p(t))^\infty$$

$$C_o = (B_o - B_{oi}) / (B_{oi} \times \Delta p)$$



LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y LAS RESERVAS



La simulación numérica de los yacimientos es una herramienta muy complicada para estudiar el comportamiento de los yacimientos y no es usual, aunque es posible, determinar la volumetría de los yacimientos, mediante la integración de los volúmenes de fluidos asociados a cada celda del simulador.



LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y LAS RESERVAS



En la simulación numérica un yacimiento se representa por un gran número de celdas de diversas geometrías, interconectadas, para cada una de las cuales se establecen las ecuaciones de flujo de los fluidos, generalmente aceite, gas y agua.

El gran número de celdas que se utilizan, las ecuaciones asociadas a cada una de ellas y las condiciones iniciales y de frontera que se establecen, generan un gran sistema de ecuaciones simultáneas cuya solución se determina mediante métodos numéricos.



LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y LAS RESERVAS



Para un yacimiento dado el simulador se construye a partir de su concepción geológica, asignando a cada celda las propiedades petrofísicas que le correspondan de acuerdo con la caracterización que se haya hecho y los pozos se sitúan según sus coordenadas.

Con las condiciones iniciales de presión del yacimiento, el simulador se procesa por etapas de tiempo y en cada etapa se van conociendo la distribución de los fluidos gas, aceite y agua dentro del yacimiento y lo más importante se va conociendo el comportamiento de la producción y la presión en los pozos.

La simulación comprende dos etapas: el ajuste de la historia de producción - presión de los pozos, con lo cual se logra calibrar el simulador y la etapa en que se pronostica el comportamiento que tendrá el yacimiento en el futuro.



LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS LAS RESERVAS



Por su fundamento, la simulación requiere de un conocimiento muy detallado de las propiedades petrofísicas del yacimiento y su distribución areal y vertical, así como de una definición muy confiable del modelo geológico estructural del mismo y como es de suponerse estas definiciones sólo se logran cuando hay un número considerable de pozos y la información geológica y geofísica en cantidad y calidad suficientes.



LA SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS Y LAS RESERVAS



Es por ello que las estimaciones que se hacen de las reservas a través de los métodos volumétricos y de balance de materia, se han convertido en parámetros esenciales para la calibración o ajuste de los simuladores numéricos.



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



Una vez que se descubre un campo productor de hidrocarburos, a través de un pozo exploratorio exitoso, se deben iniciar los trabajos para establecer la estrategia para su delimitación y posterior desarrollo para su explotación.

La estrategia debe considerar varias etapas, que dependen del grado de conocimiento del yacimiento, que se va teniendo a medida que se obtiene mayor cantidad de información. Las etapas que se pueden definir claramente son:

>ETAPA INICIAL Y DE DELIMITACION

>ETAPA DE DESARROLLO

>ETAPA DE MEJORA DE LA EXPLOTACION



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



ETAPA INICIAL Y DE DELIMITACION

En esta etapa se cuenta con toda la información geológica que dio lugar a la localización del pozo exploratorio, mismo que permitió descubrir el campo. La información geológica comprende:

- > Estudios Geológicos Locales y Regionales
- > Estudios Geológicos Superficiales
- > Levantamientos Sísmicos.
- > Procesado de Información Sísmica
- > Interpretación de la Información Sísmica
- > Modelo Geológico-Estructural del Yacimiento
- > Caracterización Petrofísica Preliminar del Yacimiento
- > Primera Estimación de las Reservas Probadas, Probables y Posibles.



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



Con este cúmulo de información, un grupo multidisciplinario, integrado como mínimo, por un ingeniero geólogo y/o geofísico que comprendan y entiendan la concepción del modelo geológico, un ingeniero de yacimientos y un ingeniero de diseño de perforación, delinearán un plan de delimitación del yacimiento, que tendrá como objetivos, primero, definir los límites areales y verticales del yacimiento y después, la confirmación y/o conversión de calidad de las reservas.



PLANEACION DE LA EXPLOTACION

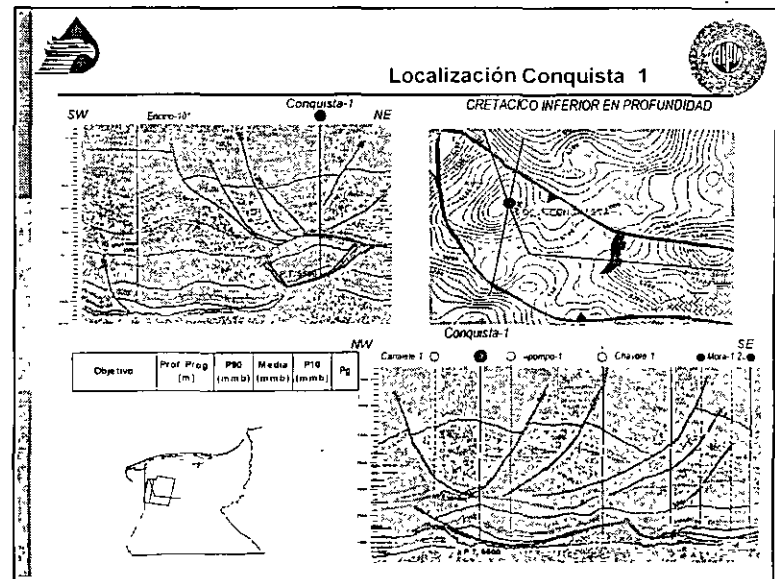
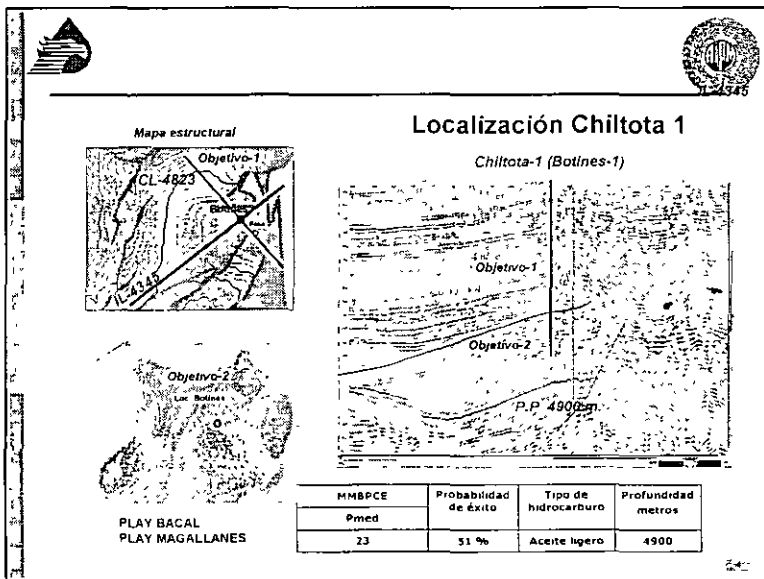
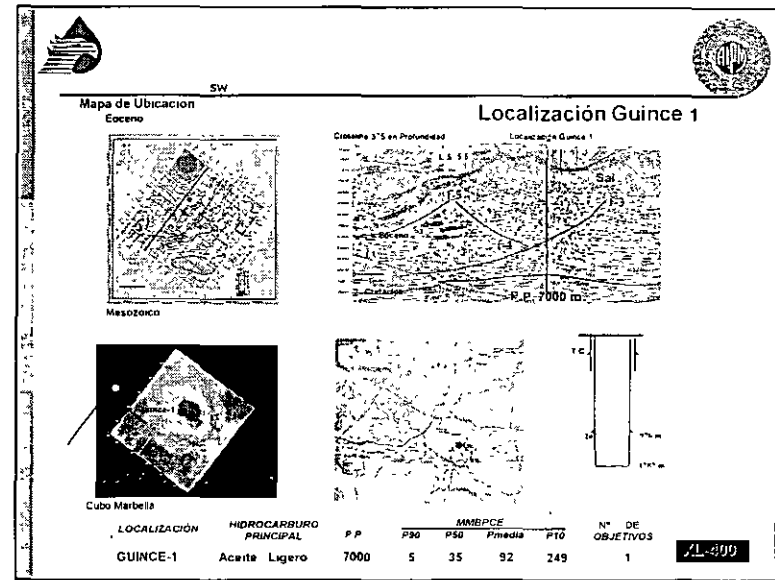
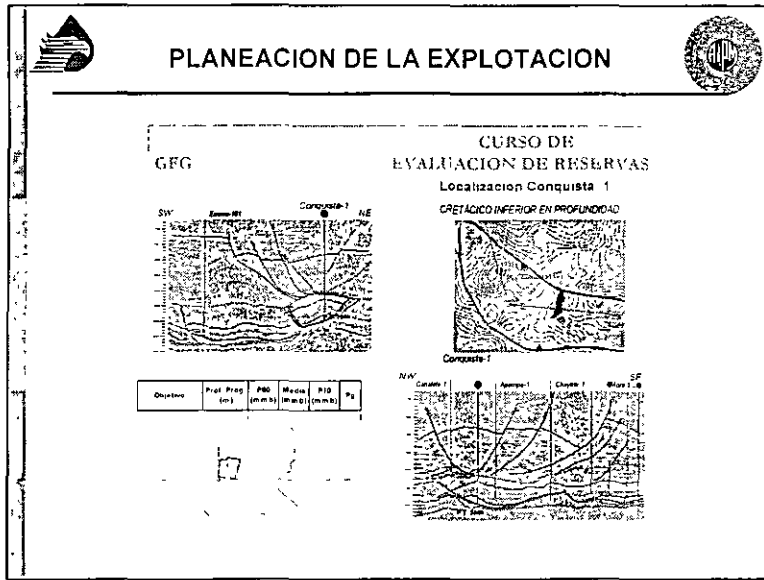


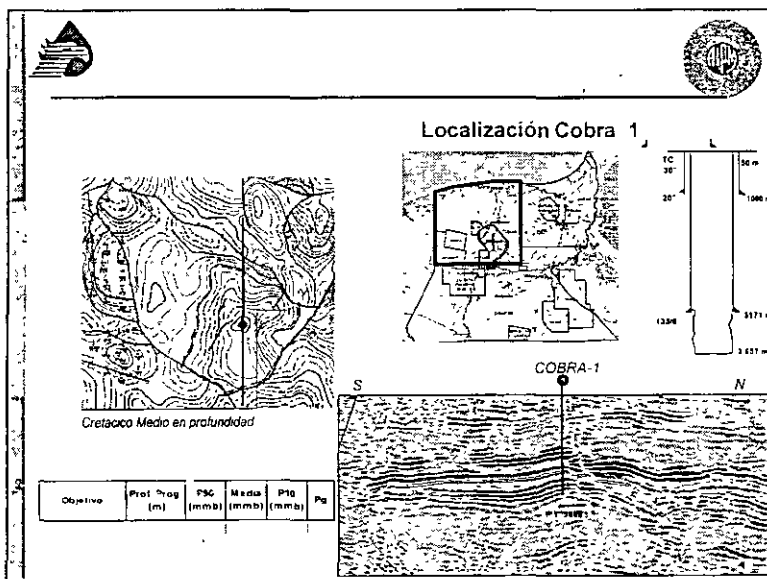
GPG

● ACERTE LIMPIO

● ACERTE PESADO







PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO

El plan de delimitación, debe definir:

- Número de pozos delimitadores y su localización
- Objetivo de los pozos en cuanto a profundidad
 - Programa de perforación
 - Programa de obtención de información
 - Programa de recuperación de núcleos
- Programa de recuperación de muestras de fluidos
 - Programa de pruebas de formación y/o de producción.

PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO

ETAPA DE DESARROLLO

Una vez delimitado el yacimiento y mejor definidas las reservas, principalmente las probadas y probables (2P), se procede a elaborar un plan de desarrollo integral del campo, para lo cual es necesario refinar la caracterización geológica y petrofísica del yacimiento, utilizando toda la información adicional, obtenida, principalmente de los pozos descubridor y delimitadores y de las pruebas de producción.

PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO

La planeación del desarrollo se debe basar en un estudio técnico-económico que contemple varias alternativas de explotación, utilizando modelos matemáticos de balance de materia o simuladores numéricos de yacimientos, con los que se podrá estimar la recuperación esperada y los recursos necesarios para obtenerla.



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



Las alternativas de explotación a evaluar técnica y económicamente, pueden considerar:

- Diferentes números de pozos y localización de ellos para recuperar la reserva 2P estimada.
- Recuperación esperada por agotamiento natural.
- Recuperación esperada bajo esquemas de recuperación secundaria por inyección de fluidos.



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



Los resultados que se obtienen para cada alternativa permiten definir los parámetros que se requieren para realizar el correspondiente análisis económico. El pronóstico de producción de aceite y/o gas conduce a la definición del ingreso, en base a un esquema de precios de los hidrocarburos.



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



El número de pozos a perforar, su localización y los volúmenes de fluidos, aceite, gas y agua a manejar, permiten definir la infraestructura requerida y sus costos, así como los costos de la operación y el mantenimiento.

La selección de la mejor alternativa, estará en función de la recuperación final esperada y en la rentabilidad y valor presente neto del proyecto de desarrollo.



PLANEACION DE LA DELIMITACION Y DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO



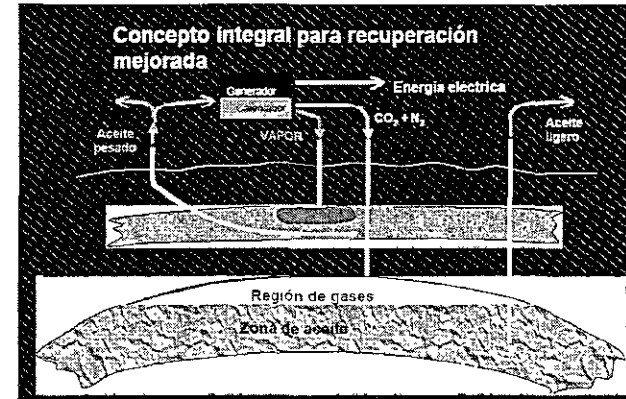
ETAPA DE MEJORA DE LA EXPLOTACION

En etapas avanzadas del desarrollo de los campos o después de terminado, es posible que se analicen las posibilidades de incrementar la recuperación de hidrocarburos, sobre todo cuando las estimaciones indiquen cantidades considerables de hidrocarburos remanentes, que pudieran ser recuperados por métodos de recuperación secundaria o terciaria, y/o desarrollo adicional.

Nuevamente, se requerirán estudios de geología, de ingeniería de yacimientos y económicos para determinar la factibilidad técnica y económica del intento de mejora de la explotación.

EJEMPLO DE UNA PROPUESTA DE DESARROLLO DE UNA RESERVA DE CRUDO

Visión de PEMEX sobre Tecnologías de Recuperación Secundaria y Mejorada

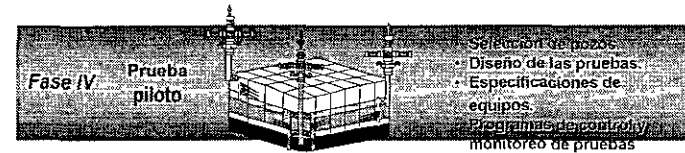
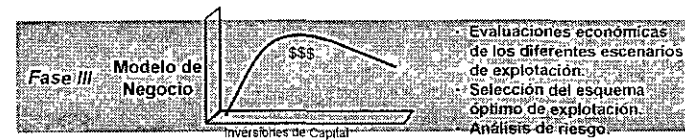


Fuente: Visión Futura de la Explotación de los Hidrocarburos en México Dr. Heber Cárdenas Ley II Congreso Académico de Ingeniería México 3-11 Nov 2006.

Metodología para evaluar la factibilidad técnica – económica del proyecto



Metodología para evaluar la factibilidad técnica – económica del proyecto





Metodología para evaluar la factibilidad técnica - económica del proyecto



Fase V

Evaluación del proyecto integral

Considera:

- Los escenarios de explotación seleccionados en la FASE IV para efectos de disponibilidad de crudo combustible y gases de combustión limpios y para determinar los ingresos por venta de crudo.
- Las inversiones para la generación de vapor y electricidad.
- Las inversiones para el tratamiento y compresión de los gases de combustión.
- Costos de operación y mantenimiento del proyecto integral.
- Ingresos por venta de energía eléctrica y subproductos de los procesos.

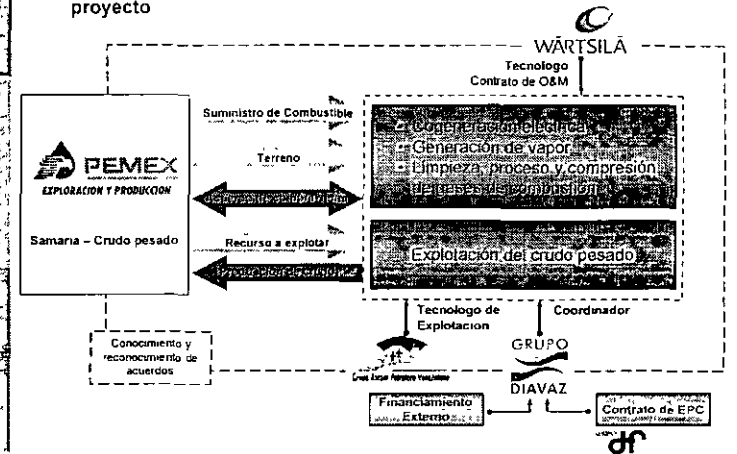
Implantación del proyecto integrado de producción y utilización del crudo pesado para la inyección de vapor, generación de electricidad y gases de combustión limpios.



Propuesta a PEMEX



Estructura para el desarrollo del proyecto



GRACIAS POR SU ATENCION



DATOS PERSONALES DEL INSTRUCTOR

ING GAELO DE LA FUENTE GARCIA
CONSULTOR PRIVADO

TEL OFICINA 55 50 62 13 00 EXT. 1207

E-MAIL gdelafe@yahoo.com.mx
gdelafuente@diavaz.com