

**KENNY AL BOTTEGA COLLAZOS**

**ID: UM25490SPE33894**

**NOMBRE DEL CURSO: RESERVOIR ENGINEERING**

20 de Junio del 2013

SANTA CRUZ, BOLIVIA

ATLANTIC INTERNATIONAL UNIVERSITY

**KENNY AL BOTTEGA COLLAZOS**

**ID UM25490SPE33894**

**MATERIA: RESERVOIR ENGINEERING**

**Trabajo Presentado**

**Al Departamento Académico**

**De la Escuela de Ciencia e Ingeniería**

**Para el cumplimiento Parcial de los Requerimientos Académicos**

**Para el Programa de la Segunda Fase del Curriculum Design**

**de Maestría en Ingeniería de Petróleos**

20 de Junio del 2013

SANTA CRUZ, BOLIVIA

ATLANTIC INTERNATIONAL UNIVERSITY

**INDICE**

PAGINA

1. CAPITULO I: INTRODUCCION……………………………………………………………………………. 4

2. CAPITULO II: CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y CLASIFICACION DE RESERVORIOS 5

2.1 Definición de Reservorio…………………………………………………………………… .. 5

2.2 Clasificación de Acuerdo al Estado de los Fluidos……………………………… .. 5

2.2.1 Petróleo Negro…………………………………………………………………. .. 5

2.2.2 Petróleos Volátiles…………………………………………………………….. .. 6

2.2.3 Yacimientos de Gas Seco…………………………………………………… .. 7

2.2.4 Yacimientos de Gas Húmedo…………………………………………….. .. 8

2.2.6 Yacimientos de Gas Condensado………………………………………… .. 9

3. CAPITULO III: MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCION DEL RESERVORIO…… 10

3.1 Mecanismo de Casquete o Empuje de Gas…………………………………………. 11

3.2 Empuje por Gas Disuelto……………………………………………………………………. 12

3.3 Empuje por Agua o Hidráulico……………………………………………………………. 14

3.4 Empuje por Gravedad……………………………………………………………………….. 15

3.5 Manejo de la Producción…………………………………………………………………... 16

4. CAPITULO IV: ANALISIS DE LAS ENERGIAS EN EL YACIMIENTO…………………………. 18

4.1 Condiciones del Yacimiento…………………………………………………………….. .. 18

4.1.1 La Cuenca Sedimentaria……………………………………………………. .. 18

4.1.2 La Roca Generadora………………………………………………………….. .. 19

4.1.3 Migración y Timing…………………………………………………………… .. 20

4.1.4 Sello…………………………………………………………………………………. .. 20

5. CAPITULO V: TRAMPAS GEOLOGICAS…………………………………………………………….... 21

5.1 Trampas Estructurales………………………………………………………………………. .. 22

5.2 Trampas Estratigráficas…………………………………………………………………….. .. 23

5.3 Características de las Rocas Reservorios…………………………………………….. 23

6. CAPITULO VI: AVANCES TECNOLOGICOS Y CIENTIFICOS…………………………………… 25

7. CAPITULO VII: NIVEL LOCAL, REGIONAL Y MUNDIAL………………………………………… 27

7.1 Nivel Local………………………………………………………………………………………….. 27

7.2 Nivel Regional…………………………………………………………………………………….. 28

7.3 Nivel Mundial……………………………………………………………………………………… 28

8. CAPITULO VIII: VENTAJAS Y DESVENTAJAS……………………………………………………….. 30

9. CAPITULO IX: CONCLUSIONES…………………………………………………………………………... 31

10. CAPITULO X: BIBLIOGRAFIA……………………………………………………………………………. 32

11. EXAMEN………………………………………………………………………………………………………… 35

**RESERVOIR ENGINEERING**

**CAPITULO I: INTRODUCCION**

Es la ciencia que estudia todas las características de los reservorios, antes, durante y después de la perforación de los pozos. Estudia las trampas geológicas que se conformaron mediante movimientos regionales tectónicos, tales como un plegamiento, formación de montañas, aumento de calor u otra actividad ígnea que creará diferentes alojamientos de diversas formas como son los Anticlinales, Sinclinales, fallas, intrusiones, domos, etc.

Existen dos tipos de trampas geológicas: Las trampas estructurales, ubicadas en los anticlinales y las trampas estratigráficas, producidas por una falla en el terreno. Un reservorio es la parte de la trampa geológica que contiene el petróleo o gas, la reserva es la cantidad o volumen de hidrocarburos que contiene. El factor de recuperación puede ser calculado de varias maneras, ninguna de las cuales es conclusiva. Generalmente se usan correlaciones empíricas que toman en cuenta algunas características notables del reservorio, como ser si tiene empuje de agua marginal y las condiciones de permeabilidad (capacidad de flujo del fluido en la roca) y otras específicas de cada yacimiento.



**CAPITULO II: CONCEPTOS FUNDAMENTALES, DEFINICION Y CLASIFICACION DE LOS RESERVORIOS**

Es la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje que resultan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos”. Puede también definirse como el arte de desarrollar y producir fluidos hidrocarburos de tal forma que se obtenga un recobro eficiente”.

**2.1 Definición de Reservorio**

Se entiende por reservorio una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/ Permeabilidad.

**2.2. Clasificación de acuerdo al Estado de los Fluidos**

**2.2.1 Petróleo Negro**

En la definición de un yacimiento de petróleo, los límites son difusos y la diferenciación entre Petróleo Negro y petróleo Volátil, muchas veces está teñida de observaciones subjetivas. Y se tienen los siguientes puntos:

• Los conceptos que gobiernan la distinción entre ambos fluidos

• Las diferencias metodológicas entre los respectivos ensayos de laboratorio.

• El traslado de la información de laboratorio al reservorio.

• Los factores complementarios que afectan la evaluación del conjunto.

La forma "clásica" de diferenciar Petróleos Negros y Volátiles se basa en valores límite de Relación Gas-Petróleo o de Factores de Volumen de Petróleo. El Bo o FVP, establece la relación entre el volumen de petróleo extraído, en condiciones de reservorio y el volumen de petróleo obtenido en condiciones de tanque. El Bo (diferencial, flash o compuesto) es un valor relativamente fácil de trasladar desde la medición de Laboratorio a la escala de Reservorio. Diferentes autores, coinciden en asignar los siguientes límites:



La temperatura crítica de la mezcla es mayor que la temperatura de estos yacimientos. Asimismo el color del líquido producido es de color negro o verde oscuro y con una RGP de menor a 2000 PCN/BN.

Entre otras de las características de estos yacimientos es que su API es menor a cuarenta y cinco grados, esto a su vez generó una clasificación del crudo muy importante en la industria petrolera, la cual se divide de la siguiente manera: Livianos en el que su rango de API está comprendido entre treinta y cuarenta grados, en los Medianos se encuentra entre los veinte y treinta grados, los Pesados entre diez y veinte grados y por último los de menor a diez grados que son los Extrapesados.

**2.2.2 Petróleos Volátiles**

La manera más simple de señalar las complejidades que caracterizan el comportamiento de los Petróleos Volátiles es la de comparar la aplicabilidad de algunos parámetros clásicos en la evaluación de reservorios.

• En los Petróleos Negros el Factor de Volumen (Bo) es un dato de importancia primaria para la evaluación del sistema. El Bo establece la relación entre el volumen de petróleo extraído, en condiciones de reservorio y el volumen de petróleo obtenido en condiciones de tanque. El Bo (diferencial, flash o compuesto) es un valor relativamente fácil de trasladar desde la medición de Laboratorio a la escala de Reservorio.

• En los sistemas de Gas y Condensado el Bo es un dato carente de significado físico pues, en condiciones normales, ni un pequeño porcentaje del líquido de tanque proviene de líquido presente en el reservorio. En los sistemas de Gas y Condensado cobra interés una propiedad diferente: La Producción Acumulada. Esta última expresa la fracción (en moles o su equivalente en Volumen STD) ya producida en cada etapa del agotamiento. Nuevamente se trata de una propiedad fácilmente medible en el Laboratorio y directamente escalable al Reservorio.

• El líquido que se produce en este tipo de yacimientos es de color amarillo oscuro a negro, con ºAPI mayor a los 40º, la relación gas-petróleo se ubica entre 2000 y 5000 (PCN/BN) y el factor volumétrico de formación del petróleo (Bo) es mayor a 1.5 (BY/BN).



**2.2.3 Yacimientos de Gas Seco**

Son aquellos yacimientos cuya temperatura inicial excede a la cricocondentérmica y están constituidos por metano casi, con rastros de hidrocarburos superiores, que en superficie no condensan. Debido a la alta energía cinética de las moléculas y a su baja atracción, no alcanzan la forma de líquidos a la presión y temperatura del tanque de almacén está representada por el punto d en la figura.

****

**2.2.4 Yacimientos de Gas Húmedo**

Son aquellos yacimientos que su temperatura inicial excede a la temperatura cricondentérmica y están formados por hidrocarburos livianos a intermedios estos no se condensan en el reservorio pero si lo hacen en superficie (en el separador).

Como consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción transformándose parte de este gas en líquido.



**2.2.5Yacimiento de Gas Condensado**

Estos están constituidos por los fluidos tal que por su expansión isotérmica a la temperatura del reservorio en el mismo que puede o no revaporizarse al continuar el proceso, se puede hablar en este tipo de yacimientos de una condensación retrograda, donde el gas al disminuir la presión se condensa estos líquidos se adhieren a los poros siendo este un líquido inmóvil, esto ocasiona una disminución de la producción de líquidos.



**CAPITULO III: MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO**

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de:

• Un casquete de gas libre que yace encima del petróleo;

• Un volumen de gas disuelto en el petróleo;

• Un volumen de agua dinámica subyacente

• Del empuje por gravedad.

Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es preponderante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma coadyutoria. Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje o expulsión del petróleo.

Esta temprana apreciación servirá para obtener el mayor provecho del futuro comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular; también ayudará para estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua, o gas/agua u otros elementos.

Para detectar el mecanismo de producción prevaleciente, se acude al procesamiento e interpretación de una extensa serie de información obtenida durante la perforación de los pozos e información recabada durante el comienzo y toda la etapa de producción primaria.

Cuando falta alguna información complementaria, ésta se puede suplir utilizando correlaciones de error y tanteo, pruebas simuladas de laboratorio, estadísticas regionales y el recurso de la experiencia práctica y profesional de quienes adquieren, procesan e interpretan la información.

**3.1 Mecanismo de Casquete o Empuje de Gas**

En este tipo de yacimiento, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

Si aplicamos gradientes normales de presión (0,1 kg/cm2/metro de profundidad) y de temperatura (1 °C/30 metros de profundidad), y por ejemplo suponemos que un yacimiento está a 2.340 metros de profundidad, entonces la presión de fondo en el pozo será de:

P = 2.340 x 0,1 = 234 kg/cm2

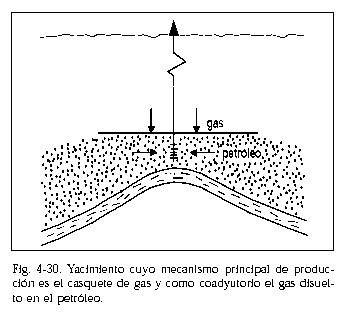
y la temperatura será T = 2.340 x 1 °C/ 30m + 30°C (temperatura ambiente) =108 °C

Al poner el pozo a producir controladamente, la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el cabezal del pozo (presión de flujo) hace que el petróleo y el gas disuelto en éste lleguen a la superficie. Generalmente, el control del volumen de flujo en la superficie se hace mediante la instalación de un estrangulador o choke de diámetro reducido en la tubería de producción que sale del cabezal del pozo.

Este dispositivo puede ser del tipo graduable o del tipo fijo. El orificio puede tener un diámetro de 12/64” ; 18/64” o más, y los incrementos de diámetro se especifican en 6/64”. El estrangulador se emplea para mantener el régimen de producción más eficiente de acuerdo con la energía natural del yacimiento, de manera que la relación gas petróleo (RGP o GOR) lograda durante el período de extracción primaria se mantenga baja y permita mas bien un alto porcentaje de petróleo en el caudal producido del yacimiento.

Por su mecanismo y característica de funcionamiento, el casquete o empuje de gas ofrece la posibilidad de una extracción primaria de petróleo de 15 a 25 %. Por tanto, al terminar la efectividad primaria del mecanismo, debido al abatimiento de la presión y producción del gas, queda todavía por extraerse 75 a 85 % del petróleo descubierto.

Para lograr la extracción adicional de crudo por flujo natural se recurre entonces a la vigorización del mecanismo mediante la inyección de gas o de gas y agua para restaurar la presión.



**3.2 Empuje por Gas Disuelto**

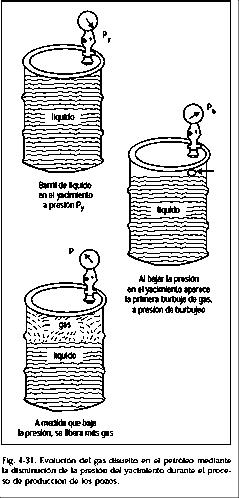
En este tipo de mecanismos no existe capa o casquete de gas. Todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento.

Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, se manifiesta la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete o capa de gas en el yacimiento, inducida por la mecánica de flujo. Este tipo de extracción es considerado más eficiente que el de casquete de gas. La práctica ha demostrado que la extracción primaria por empuje de gas en solución puede estar entre 5 a 30 % del petróleo en sitio.

La relación gas disuelto en el petróleo: el GOR en pies3 / bbl o el RGP en m3/m3, es importante y el volumen de gas disuelto en el petróleo está en función de la presión y temperatura en el yacimiento y las características del crudo. El análisis de P-V-T; las medidas periódicas de presión de fondo en pozos claves y en el yacimiento en general, así como el análisis del historial de producción, proporcionan datos básicos para tener el adecuado seguimiento durante la vida productiva del yacimiento.

En algunos reservorios, la presencia de agua en el fondo del yacimiento constituye un latente mecanismo de expulsión. Estudios sobre esta posibilidad indican que en determinado tiempo se hará sentir su contribución, la cual podría ser importante para aumentar el porcentaje de extracción del petróleo en sitio. También puede ser que el acuífero existente ofrezca oportunidad para considerar la inyección de agua, que conjuntamente con la inyección de gas en la parte superior del yacimiento, haga que ambos mecanismos, actuando simultáneamente, contribuyan más efectivamente a la extracción vigorizada del petróleo en sitio y, por ende, se aumente significativamente el porcentaje de recuperación de petróleo.

Para la inyección de gas y/o de agua, previo los estudios requeridos, se escogerán pozos claves existentes que puedan ser convertidos a inyectores o se abrirían nuevos pozos para tales fines.



**3.3 Empuje por Agua o Hidráulico**

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca desde 10 hasta 40 % y quizás más del petróleo en sitio. Sin embargo, este tipo de mecanismo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El frente o contacto agua-petróleo debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado uniformemente por el agua. Por otro lado, se debe mantener la presión en el yacimiento a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas y formación de un casquete de gas.

La cañería de revestimiento de los pozos se balea muy por encima del contacto agua-petróleo para evitar la producción de agua muy tempranamente. Sin embargo, llegará la fecha en que algunos pozos empezarán a mostrar un incremento paulatino de producción de agua y que de repente puede aumentar drásticamente. La verificación de este acontecimiento puede indicar que en realidad el frente o contacto ya está a nivel de las perforaciones o en ciertos pozos se está produciendo un cono de agua que impide el flujo del petróleo hacia el pozo. Cuando se detecta el influjo drástico del agua se procede a verificar la ocurrencia con los estudios de comportamiento preparados sobre el yacimiento.

Es posible que lo más recomendable sea aislar por cementación forzada las perforaciones por donde está fluyendo el agua y balear la cañería en el más alto nivel sobre el contacto agua-petróleo. O en caso de conificación, cerrar el pozo por cierto tiempo y se produce la desaparición del cono al equilibrarse el contacto agua-petróleo. En algunos yacimientos se ha constatado que el cono de agua se desvanece al cerrar el pozo por cierto tiempo y al abrirlo produce petróleo sin gran cantidad de agua durante un tiempo, pero luego se vuelve a repetir la conificación. Así que cerrando y abriendo el pozo por determinados períodos se puede controlar el cono. El cono se produce debido a la movilidad con que el agua y el petróleo se desplazan hacia el pozo. En este caso, la relación de movilidad petróleo- agua favorece al agua y hace que el petróleo quede rezagado ( el agua es 4 a 5 veces más móvil que el petróleo. Existen casos de acuíferos de gran extensión que afloran en la superficie y las aguas que corren por el suelo se filtran, robusteciendo así la energía del yacimiento.

**3.4 Empuje por Gravedad**

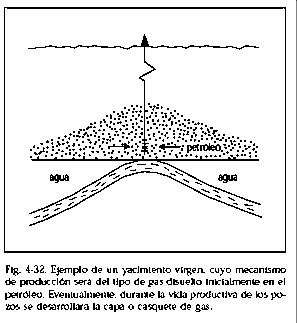
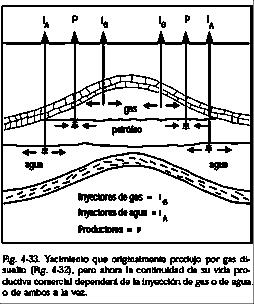
Generalmente, los estratos tienen una cierta inclinación o buzamiento que de un punto a otro crea un desnivel. Este buzamiento se expresa en grados y puede ser muy pequeño, 2°, o puede ser muy empinado, 45° o más. Mientras más alto sea el buzamiento, mayor oportunidad tendrá el petróleo de escurrirse buzamiento abajo.

Si la capa de gas es activa, los pozos ubicados buzamiento arriba empezarán a mostrar incrementos en su relación gas-petróleo durante cierta época de su vida productiva. El mantenimiento de la presión del yacimiento por inyección de gas equivaldría a que la masa de gas actuará como émbolo que comprime y desplaza el petróleo hacia los pozos ubicados buzamiento abajo, los cuales tardarán mucho más tiempo en incrementar su relación gas-petróleo, según su posición estructural.

En el caso de la presencia de un acuífero bien definido, su avance está relacionado con el régimen de producción que se desee imponer al yacimiento. La masa de agua está también sujeta a la fuerza que le imprime el buzamiento hacia abajo por lo que su desplazamiento buzamiento arriba se ve afectado en cierto grado. Por tanto, el régimen de producción tiene que ser uno que mantenga el contacto agua-petróleo en balance.

El agua se desplaza para ocupar la parte vacía que va dejando el petróleo que se extrae del yacimiento. Si el agua se desplaza buzamiento arriba, lo cual no es muy factible cuando el buzamiento es demasiado alto, los pozos buzamiento abajo empezarán a producir agua cuando el contacto agua-petróleo haya subido a los intervalos donde fue baleada la cañería. Como podrá observarse, la ubicación de los pozos es muy importante para obtener el mayor provecho de producción de petróleo durante el largo tiempo sin que se produzca gas del casquete que eventualmente se formará, o agua en caso del avance del contacto agua-petróleo

Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 20 a 50 %.

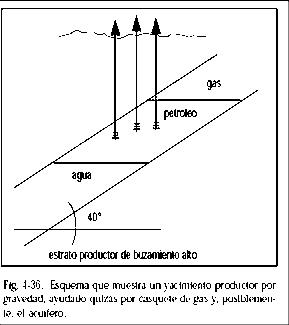
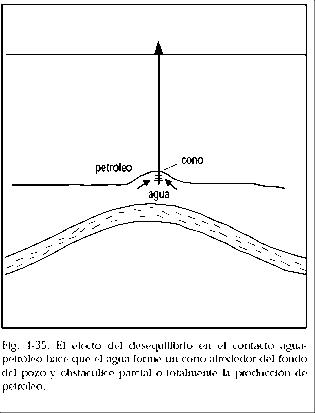
****

**3.5 Manejo de la Producción**

Desde el cabezal de cada pozo arranca la tubería de flujo que, tendida sobre el suelo, llega a una determinada estación de recolección, diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos. El número de tuberías o líneas de flujo, que tiene cada cabezal depende de la terminación del pozo: sencilla, doble o triple.

El diámetro de cada línea corresponde al máximo volumen de producción que se piense manejar, como también las características del crudo, especialmente la viscosidad y la presión del flujo natural en el cabezal. En el caso de pozos que producen por bombeo mediante varillas de succión, la presión en el cabezal es casi nula pero la viscosidad del crudo es factor de consideración especial para seleccionar el diámetro de la línea en superficie, si el crudo es muy pesado o extrapesado. Existe una variada selección de diámetros de tuberías para satisfacer todos los requerimientos. Generalmente, los diámetros nominales más utilizados están entre 2 a 4 pulgadas. Diámetros mayores pueden ser requeridos para manejar altos volúmenes de producción o petróleos muy viscosos.

Todos los elementos del cabezal: bridas, sellos, adaptadores, crucetas, colgadores, pernos y dispositivos adicionales como válvulas y emplazamiento de reductores o estranguladores son manufacturados según normas API y catalogados para funcionar bajo la acción de presiones cuyo rango va de 1500 a 10000 psi.



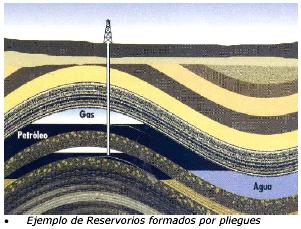
**CAPITULO IV: ANALISIS DE LAS ENERGIAS EN EL YACIMIENTO**

**4.1 Condiciones del Yacimiento**

Para que exista un yacimiento de gas o petróleo deben existir las siguientes condiciones:

**4.1.1 La Cuenca Sedimentaria**

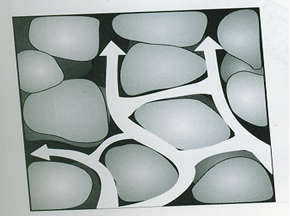
Es la primera condición que debe cumplirse para la existencia de un yacimiento de hidrocarburo. Es un depósito relleno de sedimentos, únicas rocas donde se puedan generar los hidrocarburos y donde en general se acumulan. La cuenca es la que alberga o contiene al hidrocarburo. El tamaño de estos depósitos pueden variar en decenas de miles de km2, mientras que el espesor es en general de miles de metros (hasta 7.000). Estos almacenajes sedimentarios se encuentran rodeados por zonas llamadas basamento, es decir, formados por rocas viejas y duras donde no se depositaron sedimentos y son estériles.

******

**4.1.2 La Roca Generadora**

Es la fuente donde se genera la descomposición que da paso a la formación de un yacimiento. Son rocas sedimentarias de grano muy fino (normalmente lutitas) de origen marino o lacustre, con abundante contenido de materia orgánica (plancton, algas, líquenes, ostras y peces, restos vegetales y otros). Estos fueron quedando incorporados en ambientes que por efecto del enterramiento y del incremento de presión y temperatura transforma a la materia orgánica en hidrocarburos, es decir aquel lugar donde se forman los hidrocarburos.



Normalmente a esa profundidad no hay oxigeno por lo cual la materia orgánica se preserva. Estos sedimentos de fondo, en general arcillosos, constituyen lo que será la roca generadora de hidrocarburos. Esta roca es posteriormente cubierta por otros sedimentos, y va quedando enterrada a profundidad cada vez mayor, sometida a presiones y temperaturas más altas que las que había cuando se depositó.



**4.1.3 Migración y Timing**

Al estar en profundidad, la Roca Generadora o Roca Madre está sometida a una presión, lo que hace poco a poco que el petróleo o gas generados vayan siendo expulsados de la roca, como si se presionara un trapo húmedo. El hidrocarburo comienza a moverse a través de pequeñas fisuras o entre el espacio que hay en los granos de arena, empujando parte del agua que suele estar ocupando estos espacios. Como el petróleo y el gas son más livianos que el agua, en general circulan hacia arriba, desplazando el agua hacia abajo, proceso en el cual el petróleo y el gas pueden llegar a viajar grandes distancias, lo que se llama Migración.

De este modo el petróleo llega a veces a la superficie de la tierra, formando manantiales como los que se pueden ver en diferentes sitios a lo largo de la faja subandina. Otras veces el hidrocarburo no puede fluir y queda en el subsuelo, generando una acumulación importante lo que da lugar a un yacimiento.

El “timing”, es la relación adecuada entre el tiempo de generación y migración del hidrocarburo con el tiempo de formación de la trampa. La barrera que impide que el hidrocarburo siga subiendo es por lo general un manto de roca impermeable al que se denomina sello.

**4.1.4 Sello**

El sello está compuesto por lo general de capas de arcillas, pero también pueden ser rocas impermeables de otra naturaleza, tales como mantos de sal, yeso o incluso rocas volcánicas. Esta condición actúa como tapa del reservorio e impide el ascenso de los hidrocarburos más livianos (gas y condensado). El petróleo y el gas natural no se encuentra en cavernas o bolsones, sino impregnados en cierto tipo de rocas a las cuales se les denomina reservorios. En consecuencia, los reservorios son rocas que tienen espacios vacíos dentro de sí, llamados poros que son capaces de contener petróleo y gas del mismo modo que una esponja contiene agua.

**CAPITULO V: TRAMPAS GEOLOGICAS**

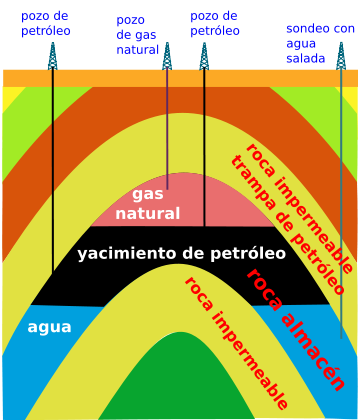
Una trampa petrolífera o trampa de petróleo es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea. El petróleo así acumulado constituye un yacimiento petrolífero y la roca cuyos poros lo contienen se denomina roca almacén.

Los hidrocarburos que se encuentran en la trampa tienden a flotar en ella y esto produce un movimiento de migración del petróleo desde el momento que se forma, a partir de restos de plancton, hacia la superficie del suelo, viajando a través de los poros de rocas permeables. Una vez que aflora a la superficie, formando la llamada fuente o manantial de petróleo, va desapareciendo con los años, pues los volátiles escapan a la atmósfera y el resto de hidrocarburos van siendo degradados por microorganismos que se alimentan de ellos, pasando de ahí al resto de la cadena trófica de los ecosistemas.



**5.1 Trampas Estructurales**

Son trampas formadas por una deformidad en capa de piedra que contiene los hidrocarburos, entre ellas tenemos las más comunes, son las trampas de falla y los anticlinales.

* **Una trampa falla** ocurre cuando las formaciones a cada lado de la falla han cambiado su posición de manera que el petróleo no puede seguir escapando, por Ej. Una formación impermeable que forma parte de la falla puede moverse hacia arriba o hacia abajo sellando entre paredes impermeables, la migración del petróleo. La formación impermeable no permite que el petróleo escape.
* [](http://www.google.com.bo/url?sa=i&source=images&cd=&cad=rja&docid=pqfB6jAVk9nFgM&tbnid=bTUsKte7apn9PM:&ved=0CAgQjRwwAA&url=http://menospetroleo.blogspot.com/2012/10/recursos-energia-crecimiento-economico.html&ei=vrbAUcedBOu00AHProHICg&psig=AFQjCNGVuQ6jYUmf_nj1ZvGVg0v4xlMeXw&ust=1371670590114032)**Una trampa anticlinal** sucede cuando las formaciones se doblan hacia arriba, formando un arco. El petróleo se mueve hacia la parte más alta del plegamiento y es contenido por la capa impermeable que le queda encima.

**5.2 Trampas Estratigráficas**

Resultan cuando la capa que contiene el yacimiento es sellada por otras capas o por un cambio en permeabilidad o porosidad de la capa misma. Hay muchos tipos diferentes de trampas estratigráficas. Ej. Una capa inclinada que contiene petróleo es truncada por una capa impermeable más o menos horizontal. En otro tipo de trampa estratigráfica, se forman pozos de petróleo segregados por capas que los cubren. Otra trampa ocurre cuando una capa permeable porosa es rodeada por roca impermeable. Otra trampa ocurre, cuando la porosidad e impermeabilidad de la misma capa cambian. La cima de un yacimiento puede ser impermeable y no porosa, mientras que en el fondo puede ser permeable, poroso y contener hidrocarburos.

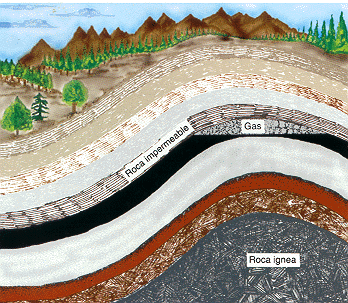
****

**5.3 Características de las Rocas Reservorio**

Las principales características de una roca reservorio son: La porosidad y la permeabilidad.

**La Porosidad** se refiere a la capacidad de la roca de tener espacios interporales que puedan alojar a los hidrocarburos. La ciencia que estudia estas características se llama Petrofísica. La porosidad es la medida de las aberturas en una roca, abertura donde puede existir el petróleo. Aunque la piedra de estos yacimientos parezca sólida a la vista, un examen microscópico revela la existencia de espacios pequeñísimos en la piedra, estos espacios se llaman poros. Es por esto que una roca con abertura se dice que es porosa. La porosidad es la relación entre el volumen interporal libre entre el volumen en total de la roca y viene expresada en forma porcentual, así un yacimiento comercial tiene que tener una porosidad entre 5 y 30 %. Cualquier roca con porosidad inferior al 5 % es descartable para una explotación comercial de hidrocarburos.

Otra característica de un reservorio es que deber ser **Permeable**, es decir que los poros de las rocas, deben conectarse unos con otros para que los hidrocarburos puedan moverse de un poro a otro. La permeabilidad es la propiedad que permite el movimiento y pasaje de los fluidos a través de los poros interconectados y es una medida de la conductividad de los fluidos en el interior de la roca. Su unidad es el Darcy, se emplea con más frecuencia el Milidarcy, que es la milésima parte de un Darcy. Una roca con permeabilidad menor a 5 milidarcy es compacta y se la considera inadecuada para una explotación comercial.



**CAPITULO VI: AVANCES TECNOLOGICOS Y CIENTIFICOS**

Los avances tecnológicos y aplicaciones actuales sobre reservorios aplican metodologías que estudian los mecanismos físicos y geológicos que controlan las propiedades elásticas de los yacimientos de hidrocarburos, a partir de núcleos de roca y registros geofísicos del pozo. Este conocimiento se usa para predecir propiedades de la roca (litología, porosidad, tipo de fluido) mediante datos sísmicos tridimensionales que se sugiere deben ser debidamente calibrados con mediciones experimentales de laboratorio e información de pozos.

La aplicación de metodologías integradas, las cuales incorporan información geológica y geofísica, ayuda a establecer las relaciones entre propiedades petrofísicas y elásticas del yacimiento, incorporando informaciones de diferente naturaleza y escala.

Entre los avances tecnológicos de la Ingeniería de Reservorios se encuentra la “Técnica de Tiempo Directo de Arribo de Onda”, que se utiliza para la caracterización de núcleos de roca, se realiza típicamente usando transductores piezoeléctricos. La piezoelectricidad es una propiedad que tienen ciertos materiales, que les permite transformar la energía mecánica en eléctrica y viceversa. Los materiales piezoeléctricos comúnmente utilizados como transductores son el cuarzo y el zirconato-titanato.

El rango de frecuencias en el que se miden las velocidades de propagación de las ondas P y S en mediciones ultrasónicas varía entre 100 KHz y 1 MHz. La aplicación de altas frecuencias de excitación obedece a la maximización del movimiento de las ondas que ocurre al coincidir la frecuencia aplicada con la frecuencia natural de vibración del transductor. La velocidad de propagación de las ondas depende de la frecuencia de excitación. En consecuencia, los valores de velocidad medidos en laboratorio no son únicos y dependen de las características del equipo y técnica experimental utilizados.

Empíricamente, la velocidad disminuye cuando aumenta la porosidad en sí misma, la velocidad de una roca poco porosa, cuyos poros tienen formas aplanadas (como la lutita), muestra un efecto mayor que en una roca muy porosa, de poros esféricos (como la arenisca). La razón es que los poros aplanados son mucho más compresibles que los poros de forma esférica. Esta situación y la propia variación de la forma de los poros en las rocas sedimentarias pueden producir dispersión en las relaciones de velocidad-porosidad. Dado que las rocas son altamente heterogéneas y complejas, especialmente a escalas microscópicas, las relaciones entre propiedades elásticas y petrofísicas son estrictamente aproximadas y cualitativas en la mayoría de los modelos de física de rocas.

Los recientes avances tecnológicos han comenzado a proporcionar datos para facilitar este cambio y el campo petrolero digital está captando rápidamente la atención de la industria. Campos inteligentes, Campo Petrolero Digital, Campo Petrolero de próxima generación, Campo del Futuro, Campo Instrumentado y Energía Inteligente son algunos de los nombres utilizados para describir esta tendencia. Numerosas compañías operadoras y de servicios están dejando atrás la etapa de concepción y abstracción para implementar proyectos que crean un valor medible.

A diferencia de los centros de visualización geológica y geofísica, estos centros operacionales apoyan los procesos de las operaciones de perforación o producción en tiempo real, visualizando tanto datos espaciales como datos temporales. Una condición previa para satisfacer en forma eficaz la creciente demanda de petróleo y gas consiste en adquirir y actuar en base a los datos del pozo y yacimientos a tiempo para incidir en las decisiones. La interacción oportuna con pozos y equipos y en última instancia con el yacimiento incrementa la eficiencia, acelera la producción y maximiza la recuperación final. Desde las operaciones de re-entrada de perforación y estimulación de yacimientos hasta las operaciones de reterminación de pozos, los avances registrados recientemente en la tecnología de tubería flexible han mejorado las capacidades y eficiencia de las operaciones de reparación de pozos ejecutados a través de la tubería de producción, también conocidas como operaciones concéntricas.

**CAPITULO VII: NIVEL LOCAL, REGIONAL Y MUNDIAL**

**7.1 Nivel Local**

Bolivia contaría con “aproximadamente 48 Trillones de Pies Cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés) de este tipo de gas que puede ser recuperable con la tecnología actual disponible para estos yacimientos, supeditado a consideraciones económicas, ambientales y a normativas de los países que decidan incursionar en estos recursos”.

Este tipo de hidrocarburo se encuentra atrapado en rocas madre que están ubicadas a profundidades mayores que el gas natural y genera el gas “in situ”, las cuales se comportan como reservorios y sellos, señala el informe.

El gas en los reservorios no convencionales es almacenado en los espacios vacíos de fracturas naturales de la corteza, y deben ser estimulados para generar un reservorio artificial mediante fracturamiento hidráulico.

El documento añade que en el subsuelo boliviano las rocas madre de gas no convencional tendrían presencia en el Subandino norte, centro y sur; en la llanura Chaco beniana y en el Altiplano. Una de las posibles reservas de shale gas no convencional estaría ubicada en la formación de la corteza terrestre denominada Los Monos. El vicepresidente de Administración, Control y Fiscalización de la YPFB, informó que la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos de la petrolera estatal contratará una empresa consultora para que ayude a direccionar o tener lineamientos e iniciar los estudios de shale gas.

La Unidad de Geología y Geofísica ha sacado una carta instruyendo a todas las empresas (operadoras y subsidiarias) que cuando perforen pozos saquen muestras de la formación Los Monos, que es una formación donde se presume hay shale gas para estudios posteriores”, indicó entonces.

Se añadió que los estudios geoquímicos realizados mediante un convenio de cooperación entre YPFB y Orston-IFRSDC en los años 1994 y 1995 muestran una síntesis de más de 3.000 datos de muestras de roca, obtenida de varios informes regionales y finales de pozos exploratorios estudiados por algunas compañías internacionales y organizaciones que trabajan en el país.

**7.2 Nivel Regional**

Venezuela tiene una capacidad de producción de 4.000.000 barriles de petróleo crudo por día más al estar sujeta a acuerdos de funcionamiento y a una demanda particular de sus asociados estratégicos, la producción es de aproximadamente 3.250.000 barriles diarios de petróleo ya que la cifra establecida por la OPEP que es la que rige la producción y el comercio del petróleo de sus 11 países integrantes, es de 2.932.000 barriles diarios y sin embargo, Venezuela ha escalado los primeros lugares en lo referente a exportación y producción con 400.000 barriles más de los que normalmente produce.

Solamente en occidente se produce un tercio de esa cifra con un millón doscientos mil barriles de crudo, principalmente a través de los 12.000 pozos activos actualmente en el estado Zulia.

**PAIS PRODUCCION (1000 M BLS/DIA)**

VENEZUELA…………………………………………………………. 297.00

MEXICO………………………………………………………………. 137.00

BRASIL……………………………………………………………….. 120.00

ECUADOR…………………………………………………………… 96.00

ARGENTINA…………………………………………………………. 82.00

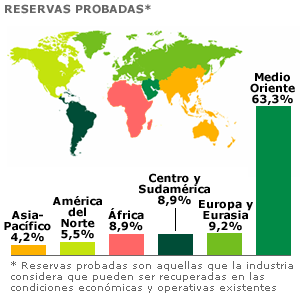
PERU…………………………………………………………………. 58.00

COLOMBIA…………………………………………………………... 51.00

**7.3 Nivel Mundial**

Medio Oriente sigue siendo el centro de atención en relación con el petróleo, especialmente cuando se habla de reservas. La magnitud de los yacimientos de Arabia Saudita e Irak hace que los del resto del mundo parezcan pequeños. El Mar de Norte y Canadá aún tienen importantes reservas, pero en estas zonas es mucho más costosa la extracción.

No sorprende que Medio Oriente sea el mayor productor de petróleo: provee cerca de un tercio del consumo mundial. Pero Europa y Eurasia (en especial, Rusia y el Reino Unido) y Estados Unidos son también grandes productores. La diferencia es que casi toda la producción de Medio Oriente es para exportación, mientras que Estados Unidos no llega a cubrir su consumo doméstico.

América del Norte es la región que más petróleo consume, a pesar de que es una de las que menos reservas posee. Obviamente, esto indica que depende en gran medida de la importación de hidrocarburos. También la zona Asia-Pacífic es una gran consumidora de crudo, siendo la que menos yacimientos tiene. A ambas regiones se atribuye casi el 90% del incremento del consumo de petróleo en los últimos 10 años.

**CAPITULO VIII: VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

Entre las ventajas están que los países reciben un aporte de las ganancias recibidas (regalías). El descubrimiento de petróleo da trabajo bien remunerado, tanto para profesionales como para obreros. Pero la inversión que ellos traen a los países no generan empleo a gran escala y la entrada de divisas genera el mal holandés lo cual lleva a que un país que descubre petróleo tendrá un aumento repentino en las exportaciones de crudo, lo cual elevará sus ingresos gracias a las mayores entradas de divisas. Si éstas se destinan en su totalidad a la importación, no habrá efecto directo alguno en la masa monetaria del país ni en la demanda de bienes nacionales. Pero en caso de que, por ejemplo, se las convierta en moneda local y se utilicen para adquirir bienes nacionales no comerciados, el resultado dependerá de si el tipo de cambio (nominal) del país lo fija el banco central o es flexible. En caso de que el tipo de cambio sea fijo, la conversión de monedas extranjeras a nacionales aumentará la masa monetaria del país y la demanda interna presionará los precios internos al alza. Esto equivaldrá a una revaluación del tipo de cambio. En caso de que el tipo de cambio sea flexible, el aumento de las divisas hará que la moneda nacional también se aprecie, lo que hará que también exista una apreciación del tipo de cambio real que se reflejará, en este caso, en un incremento del tipo de cambio nominal más que de los precios. En los dos casos la apreciación del tipo de cambio real socava la competitividad de los productos nacionales en el extranjero y por ende, ocasionará que las exportaciones del sector tradicional sufran una contracción, en un proceso denominado "efecto gasto". Al mismo tiempo los factores (capital y trabajo) se orientarán a la producción de bienes nacionales no comerciados, para atender el aumento de la demanda interna, y al sector petrolero en crecimiento. Estas dos transferencias provocarán a su vez la reducción de producción del sector exportador tradicional. Fenómeno conocido como "efecto recursos".

Aparte de esto, las petroleras entran en negociaciones desventajosas para los dueños de las tierras, aparte de no respetar convenios con los nativos de las tierras.

**CAPITULO IX: CONCLUSIONES**

La Ingeniería de Reservorios es una ciencia muy importante ya que estudia las características de los reservorios o yacimientos de petróleo y/o gas, antes, durante y después de la perforación. La teoría del anticlinal ha sido fundamental para los geólogos petroleros y ha permitido encontrar un buen número de campos, en cualquier estrato inclinado, el gas se situará en la parte superior, impedido de escapar debido al cierre por plegamiento, falla, sello asfáltico, cambio de porosidad, acuñamiento o discordancias.

Gracias a este estudio se ha comprobado que el gas y el petróleo se originan en rocas fuente o rocas madre, debido a las grandes presiones originadas por los plegamientos, migran hacia rocas reservorio, para quedar entrampadas en los anticlinales o trampas similares. Se considera que las rocas madre son arcillas que contienen el material del cual se forma el petróleo. Para comprender mejor esta etapa de la industria petrolera se repasan algunos conceptos de la geología, para su mejor comprensión del origen de las rocas reservorios, ¿de dónde provienen?, ¿Cómo se clasifican?, ¿Cuál es su formación y composición?, ¿Qué proceso de transformación sufren?, ¿Cuándo se forman estas cuencas sedimentarias? Son algunas interrogantes que los especialistas investigan y basan toda su experiencia en el campo de los reservorios para realizar un correcto proceso de comprensión.

También se pueden apreciar las características de la roca reservorio, las partes que la componen, la capacidad que tienen estas rocas para que el petróleo o gas pueden moverse a través de sus espacios interporales, si son permeables y pueda darse la migración del petróleo. La cual es una condición para la existencia de un yacimiento de hidrocarburos, aunque el factor más importante radica en la existencia de la roca madre, que es en donde se genera la descomposición que da paso a la formación de un yacimiento.

Se puede apreciar los tipos de trampas petroleras que son producto de una deformación de las rocas, se adaptan a la forma de una taza invertida que evita que el petróleo migre hacia la superficie. De esta manera se llega a la conclusión de la Ingeniería de Reservorios una ciencia muy importante siendo el yacimiento la parte de la trampa que contiene al petróleo o gas, ya que los depósitos comerciales de petróleo y gas generalmente ocurren en las partes altas de los plegamientos, los cuales están sellados por fallas y otros factores geológicos.

**CAPITULO X: BIBLIOGRAFIA**

* Advanced Reservoir Engineering Author: Ahmed, Tarek H., McKinney, Paul D. Date: 2005
* Books. Tulsa, Ok. 1983. Craft & M.F. Hawkins. “Applied Reservoir Engineering”. Prentice-Hall International. New Jersey, 1991.
* Charles R. Smith & G.W. Tracy. “Applied Reservoir Engineering”. Oil & Gas Consultants, Inc. Tulsa, Ok. 1987.
* Universidad del Zulia. “Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos”. Silvain J. Pirson. “Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”. Ediciones Omega. Barcelona. 1965.
* Guerrero. “Practical Reservoir Engineering”. The Petroleum Publishing Co. Tulsa, Ok. 1956.
* Dake. “Fundamental of Reservoir Engineering”. Elsevier Scientific Publishing Co. 1978.
* Perez P., Ramiro. “Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos: Balance de Materia”. Universidad Nacional - Sede Medellín.
* Prada, A., and Civan, F. “Modification of Darcy’s law for the threshold pressure Gradient”.
* Journal of Petroleum Science and Engineering 22. pp. 237-240. 1999.

**LISTA PARA REVISAR POR SU PROPIA CUENTA EL VALOR DEL DOCUMENTO**

Antes de presentar su documento, por favor utilice esta página para determinar si su trabajo cumple con lo establecido por AIU. Si hay más que 2 elementos que no puede verificar adentro de su documento, entonces, por favor, haga las correcciones necesarias para ganar los créditos correspondientes.

\_\_\_\_\_ Yo tengo una página de cobertura similar al ejemplo de la página 89 o 90 del Suplemento.

\_\_\_\_\_ Yo incluí una tabla de contenidos con la página correspondiente para cada componente.

\_\_\_\_\_ Yo incluí un abstracto del documento (exclusivamente para la Tesis).

\_\_\_\_\_ Yo seguí el contorno propuesto en la página 91 o 97 del Suplemento con todos los títulos o casi.

\_\_\_\_\_ Yo usé referencias a través de todo el documento según el requisito de la página 92 del Suplemento.

\_\_\_\_\_ Mis referencias están en orden alfabético al final según el requisito de la página 92 del Suplemento.

\_\_\_\_\_ Cada referencia que mencioné en el texto se encuentra en mi lista o viceversa.

\_\_**X**\_\_ Yo utilicé una ilustración clara y con detalles para defender mi punto de vista.

\_\_\_\_\_ Yo utilicé al final apéndices con gráficas y otros tipos de documentos de soporte.

\_\_**X**\_\_ Yo utilicé varias tablas y estadísticas para aclarar mis ideas más científicamente.

\_\_\_\_\_ Yo tengo por lo menos 50 páginas de texto (15 en ciertos casos) salvo si me pidieron lo contrario.

\_\_**X**\_\_ Cada sección de mi documento sigue una cierta lógica (1, 2,3…)

\_\_\_\_\_ Yo no utilicé caracteres extravagantes, dibujos o decoraciones.

\_\_**X**\_\_ Yo utilicé un lenguaje sencillo, claro y accesible para todos.

\_\_**X**\_\_ Yo utilicé Microsoft Word (u otro programa similar) para chequear y eliminar errores de ortografía.

\_\_**X**\_\_ Yo utilicé Microsoft Word / u otro programa similar) para chequear y eliminar errores de gramática.

\_\_**X**\_\_ Yo no violé ninguna ley de propiedad literaria al copiar materiales que pertenecen a otra gente.

\_\_**X**\_\_ Yo afirmo por este medio que lo que estoy sometiendo es totalmente mi obra propia.

Kenny Al Bottega Collazos 20 de Junio del 2013

Firma del Estudiante Fecha

**EXAMEN**

**1.** Es la ciencia que estudia todas sus características, antes, durante y después de la perforación de los pozos. Estudia las trampas geológicas que se conformaron mediante movimientos regionales tectónicos.

a) Reservorios b) Exploración c) Producción

**2.** Son aquellos yacimientos que su temperatura inicial excede a la temperatura cricondentermica y están formados por hidrocarburos livianos a intermedios estos no se condensan en el reservorio pero si lo hacen en superficie (en el separador).

a) Gas Condensado b) Gas Seco c) Gas Húmedo

**3.** Estos están constituidos por los fluidos tal que por su expansión isotérmica a la temperatura del reservorio en el mismo que puede o no revaporizarse al continuar el proceso, se puede hablar en este tipo de yacimientos de una condensación retrógrada.

a) Gas Condensado b) Gas Seco c) Gas Húmedo

**4.** En este tipo de yacimiento, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

a) Gas Disuelto b) Empuje de Gas c) Por Gravedad

**5.** El gas en el petróleo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento.

a) Por Gravedad b) Empuje de Gas c) Gas Disuelto

**6.** Es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca desde 10 hasta 40 % y quizás más del petróleo en sitio.

a) Por Agua b) Por Gravedad c) Empuje de Gas

**7.** Es la primera condición que debe cumplirse para la existencia de un yacimiento de hidrocarburo. Es un depósito relleno de sedimentos, únicas rocas donde se puedan generar los hidrocarburos y donde en general se acumulan.

a) Roca Generadora

b) Migración y Timing

c) Cuenca Sedimentaria

**8.** Está compuesto por lo general de capas de arcillas, pero también pueden ser rocas impermeables de otra naturaleza, tales como mantos de sal, yeso o incluso rocas volcánicas. Esta condición actúa como tapa del reservorio e impide el ascenso de los hidrocarburos más livianos (gas y condensado).

a) Reservorio

b) Sello

c) Cuenca Sedimentaria

**9.** Son rocas sedimentarias de grano muy fino (normalmente lutitas) de origen marino o lacustre, con abundante contenido de materia orgánica (plancton, algas, líquenes, ostras y peces, restos vegetales y otros).

a) Roca Generadora

b) Migración y Timing

c) Cuenca Sedimentaria

**10.** Sucede cuando las formaciones se doblan hacia arriba, formando un arco. El petróleo se mueve hacia la parte más alta del plegamiento y es contenido por la capa impermeable que le queda encima.

a) Trampa Sinclinal

b) Trampa Estratigráfica

c) Trampa Anticlinal

**11.** Resultan cuando la capa que contiene el yacimiento es sellada por otras capas o por un cambio en permeabilidad o porosidad de la capa misma.

a) Trampa Sinclinal b) Trampa Estratigráfica Trampa Anticlinal

**12.** Se refiere a la capacidad de la roca de tener espacios interporales que puedan alojar a los hidrocarburos, es la medida de las aberturas en una roca, abertura donde puede existir el petróleo.

a) Porosidad b) Trampa c) Permeabilidad

**13**. Es decir que los poros de las rocas, deben conectarse unos con otros para que los hidrocarburos puedan moverse de un poro a otro, es la propiedad que permite el movimiento y pasaje de los fluidos a través de los poros interconectados y es una medida de la conductividad de los fluidos en el interior de la roca.

a) Porosidad b) Trampa c) Permeabilidad