

Glosario

Abandono de pozos: Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

Aceite extrapesado: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Acumulación: Ocurrencia natural de un cuerpo individual de petróleo en un yacimiento.

Adiciones: Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

Aguas profundas: Zonas costafuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 305 m.

Anticlinal: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

Area probada: Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

Area probada desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.

Area probada no desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.

Basamento: Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

Betumen: Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El betumen natural tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises, medido a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas. Frecuentemente, requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.

Bombeo mecánico: Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.

Bombeo neumático: Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.

Campo: Area consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Complejo: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

Compresor: Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.

Condensados: Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

Condiciones estándar: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Contacto de fluidos: La superficie o interfase en un yacimiento que separa dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en saturaciones de fluidos. Debido a la capilaridad y otros fenómenos, el cambio en la saturación de fluidos no necesariamente es abrupto, ni la superficie necesariamente es horizontal.

Cracking: Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.

Criogenia: Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Delimitación: Actividad de exploración que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

Densidad: Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

Densidad API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API.

Desarrollo: Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento: Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Dómica: Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.

Endulzadora: Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para

eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.

Evaporitas: Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.

Espesor neto (h_n): Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor total (h): Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

Estimulación: Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar conductos existentes o crear nuevos en la formación productora de un pozo.

Estratigrafía: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

Factor de compresibilidad del gas (Z): Relación adimensional entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Su valor fluctúa usualmente entre 0.7 y 1.2.

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem): Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por impurezas (fei): Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amar-

go. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo analizado.

Factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta (feilp): Es la fracción obtenida al considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo así como el encogimiento por la generación de líquidos de planta en el centro procesador de gas.

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por licuables en planta (felp): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo en estudio.

Factor de equivalencia del gas seco a líquido (fegsl): Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

Factor de recuperación de condensados (frc): Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas

y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de recuperación de líquidos en planta (frlp): Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en la planta procesadora de gas natural. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.

Factor de resistividad de la formación (F): Relación de la resistividad de una roca saturada 100 por ciento con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.

Factor de volumen (B): Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

Falla: Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

Falla inversa: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

Falla normal: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de la columna estratigráfica.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas asociado libre: Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas asociado en solución o disuelto: Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

Gas húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso.

Gas seco equivalente a líquido (GSEL): Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

Graben: Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Horst: Bloque de la corteza terrestre que se ha levantado entre dos fallas; lo contrario de un graben.

Índice de hidrocarburos: Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

Kerógeno: Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

Límite convencional: Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

Límite físico: Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.), por contactos entre fluidos, o por reducción hasta límites críticos de la porosidad, la permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

Limolita: Roca sedimentaria de grano fino que es transportada por acción del agua. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

Líquidos de planta: Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano y butano, principalmente.

Metamórfico: Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede, generalmente a grandes profundidades, por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.

Nariz estructural: Término empleado en la geología estructural para definir una forma geométrica en forma de saliente a partir de un cuerpo principal.

Núcleo: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Petróleo crudo equivalente (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

Permeabilidad: Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

Permeabilidad efectiva: Es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, por ejemplo, gas, aceite, y agua. Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Planta criogénica: Planta procesadora capaz de producir productos líquidos del gas natural, incluyendo etano, a muy bajas temperaturas de operación.

Play: Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Poder calorífico: Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad efectiva: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

Pozo exploratorio: Pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya explotación sea económicamente rentable.

Presión capilar: Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

Presión de abandono: Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo.

Presión de saturación: Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Presión de rocío: Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Presión original: Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la presión que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Producción caliente: Es la producción óptima de aceites pesados a través del empleo de métodos térmicos de recuperación mejorada.

Producción fría: Es el uso de técnicas operativas y especializadas de explotación, cuya finalidad es producir rápidamente aceites pesados sin aplicar métodos de recuperación térmica.

Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.

Proyecto piloto: Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/u obtener resultados que puedan ser utilizados para generalizar una estrategia de explotación en todo el campo petrolero.

Prueba de formación (Drill Stem Test): Procedimiento que utiliza la sarta de perforación con el fin de determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.

Recurso contingente: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso prospectivo: Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Registro de pozos: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Regresión: Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar.

Relación gas-aceite (RGA): Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

Relación gas disuelto-aceite: Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).

Relación reserva-producción: Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Reservas económicas: Producción acumulada que se obtiene de un pronóstico de producción en donde se aplican criterios económicos.

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Reserva original: Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho vo-

lumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas probadas desarrolladas: Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

Reservas probadas no desarrolladas: Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones actuales para producción y transporte, y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, o con el mecanismo de recuperación propuesto en operación que se ha anticipado con alto grado de certidumbre en yacimientos favorables a este método de explotación.

Reservas no probadas: Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.

Reservas técnicas: Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

Revisión: Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.

Saturación de fluidos: Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

Sección sísmica: Perfil sísmico que emplea la reflexión de las ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.

Segregación gravitacional: Mecanismo de empuje en el yacimiento, en el que se presenta la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus respectivas densidades. Por ejemplo, siendo el agua más pesada que el aceite, en un proyecto de inyección de agua, este fluido tenderá a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

Sistema artificial de producción: Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie.

Tasa de restitución de reservas: Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la pro-

ducción durante un periodo de análisis, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

Trampa: Geometría que permite la concentración de hidrocarburos.

Transgresión: Término geológico utilizado para definir la sumersión bajo el nivel del mar de una parte del continente, como resultado de un descenso del mismo, o de una elevación del nivel del mar.

Volumen original de gas: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen original de petróleo o aceite: Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Yacimiento: Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimiento análogo: Porción de trampa geológica intercomunicada hidráulicamente con condiciones de yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades de roca y fluidos similares a las de otra estructura de interés, pero que típicamente se encuentra en una etapa de desarrollo más avanzada que ésta, proporcionando de esta forma un apoyo para su interpretación a partir de datos limitados, así como para la estimación de su factor de recuperación.