

Definiciones básicas

Petróleos Mexicanos utiliza para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos del país definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones del *Petroleum Resources Management System* (PRMS) emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), organizaciones técnicas en las cuales México participa.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación. Adicionalmente, la decisión de Pemex de certificar sus reservas anualmente por consultores externos reconocidos internacionalmente, incrementa la confianza en las cifras reportadas.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos. Los precios utilizados para la estimación de reservas son los correspondientes al promedio aritmético que resulta de considerar aquellos vigentes al primer día de cada mes, considerando los doce meses anteriores, en tanto que los costos de

operación y mantenimiento, en sus componentes fijos y variables, son los erogados a nivel campo durante un lapso de doce meses. Esta premisa permite capturar la estacionalidad de estos egresos y es una medición aceptable de los gastos futuros para la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

La explotación de las reservas requiere inversiones para la perforación y terminación de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura entre otros elementos. Así, para la estimación de las reservas se consideran todos estos elementos para determinar su valor económico. Si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto, se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como recursos contingentes. Si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento, permite que su evaluación económica sea positiva, entonces estos volúmenes de recursos podrían incorporarse como reservas.

En este capítulo se presentan los criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, explicando las definiciones y conceptos empleados a lo largo de este documento, enfatizando sus aspectos relevantes y señalando en todos los casos los elementos dominantes. Además, se analizan las implicaciones de utilizar dichas definiciones en la estimación de las reservas.

2.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en

un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie. De esta forma, las cifras publicadas en el presente documento están referidas a estas últimas condiciones.

El volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales de caracterización del campo o el yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos

y volumen de arcilla. Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de su área y espesor neto. Dentro de la información necesaria para estimar el volumen original destacan los siguientes:

- i. Volumen de roca impregnada de hidrocarburos.
- ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos correspondiente al volumen anterior.
- iii. Fluidos del yacimiento identificados así como sus propiedades respectivas, con el propósito de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie, denominadas también condiciones atmosféricas, estándar, o base.

En el *Anexo estadístico* de este trabajo se presentan los volúmenes originales tanto de aceite crudo como de gas natural a nivel regional y de activo. Las unidades del primero son millones de barriles, y las del segundo miles de millones de pies cúbicos, todas ellas referidas a condiciones atmosféricas, denominadas también condiciones estándar, base o de superficie.

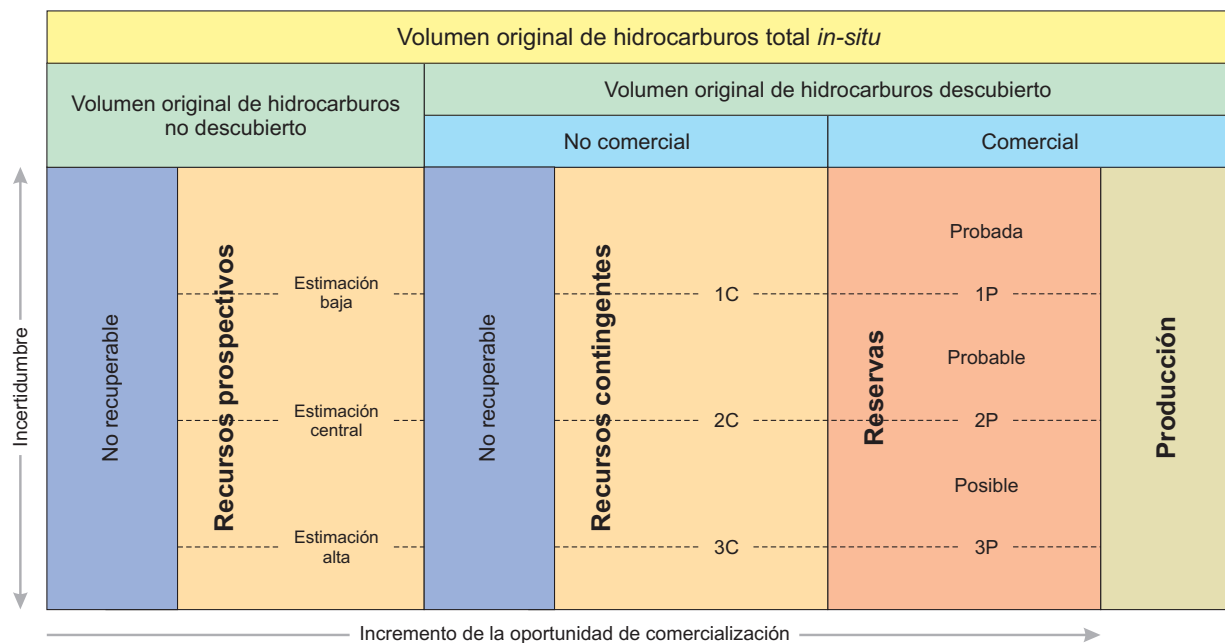


Figura 2.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007.

2.2. Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

Aunado a lo anterior, y de acuerdo al PRMS, se han definido dos tipos de recursos que pueden requerir propuestas diferentes para su evaluación, recursos convencionales y no-convencionales. Los primeros se ubican en acumulaciones discretas relacionadas con un aspecto geológico estructural localizado y/o condición estratigráfica, típicamente cada acumulación limitada por un contacto echado abajo asociado a un acuífero, y el cual es afectado significativamente por fuerzas hidrodinámicas tales como la de flotación del aceite en agua. De esta forma, los hidrocarburos son recuperados mediante pozos y típicamente requieren de un procesamiento mínimo previo a su venta. Los recursos no-convencionales existen en acumulaciones diseminadas a través de grandes áreas y no son afectadas por influencias hidrodinámicas. Entre los ejemplos de lo anterior se pueden mencionar el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), gas y aceite de lutitas (shale gas/oil), hidratos de metano, arenas bituminosas y depósitos de aceite en lutitas. Típicamente, estas acumulaciones requieren de tecnología especializada para su explotación, por ejemplo, deshidratado del gas del carbón, programas de fracturamiento hidráulico masivo, inyección de vapor o solventes, etc. Asimismo, los hidrocarburos

extraídos pueden requerir de un procesamiento importante previo a su comercialización.

La clasificación de recursos se muestra en la figura 2.1, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. Se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas, tanto para los recursos como para las reservas, clasificándose estas últimas como probada, probada más probable, y probada más probable más posible, para cada una de las tres estimaciones anteriores, respectivamente. El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es imperfecto, por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*

De acuerdo a la figura 2.1, el volumen original de hidrocarburos total *in-situ* es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total *in-situ* pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden

transformarse eventualmente en recursos recuperables si, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales.

2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina recurso prospectivo.

2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubiertos

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la figura 2.1 se observa que la parte recuperable del volumen original de hidrocarburos descubiertos, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva o recurso contingente.

2.2.2 Recursos prospectivos

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. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original

de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto.

2.2.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto(s) aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

2.3 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base



Figura 2.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. En la figura 2.2 se muestra la clasificación de las reservas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras. Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero

incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables.

2.3.1 Reservas probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. De esta forma, tendrá que disponerse de datos que justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al promedio aritmético

tico, considerando los doce meses anteriores, de los precios respectivos al primer día de cada mes. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Adicionalmente, si los contactos de los fluidos se desconocen, el límite de la reserva probada la puede controlar tanto la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda o la estimación obtenida a partir de información apoyada en tecnología confiable, la cual permita definir un nivel más profundo con certidumbre razonable.

Es importante señalar, que las reservas a producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría

de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, ambiente de depósito, propiedades del sistema roca-fluidos y mecanismos de empuje. O bien cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino la medición de presión entre pozo y pozo que es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación más

la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata. Adicionalmente, a partir del año 2009 la SEC puede reconocer la existencia de reservas probadas más allá de las localizaciones de desarrollo ubicadas en la vecindad inmediata, siempre que dichos volúmenes se puedan establecer con certeza razonable sustentada por tecnología confiable.

2.3.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

2.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas

acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas, actualmente la SEC define un período de tiempo máximo de cinco años para iniciar la explotación de dichas reservas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es preciso reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre razonable sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlos en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

2.3.2 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

2.3.2.1 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento

de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- i. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

- iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

2.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.
- iii. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
- iv. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
- v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por

fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

2.4 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas. La figura 2.3 ilustra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente *feem*. El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina *felt*. De esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente.

El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o *fei*, y por el encogimiento de licuables en planta, *felp*. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia

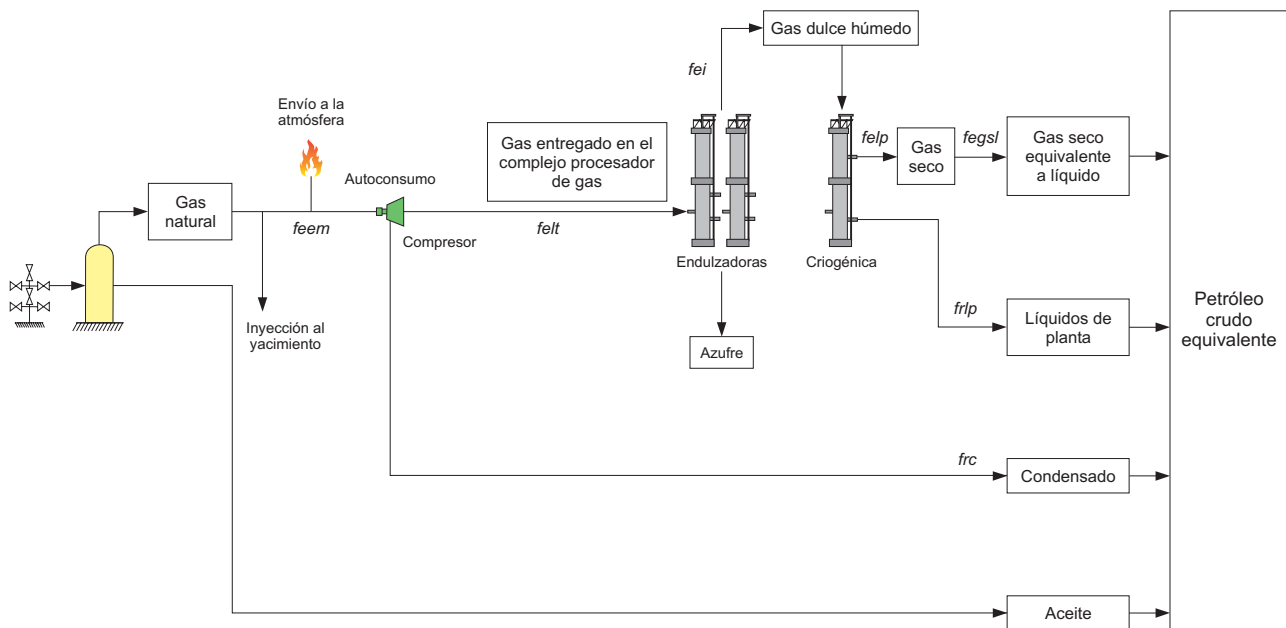


Figura 2.3 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU

por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio.