



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PRMS EN EL
PROCESO DE REVISIÓN DE RESERVAS ENTRE COMPAÑÍAS
OPERADORAS Y CERTIFICADORAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

HÉCTOR BASULTO ALEMÁN

EDGAR JESÚS TORRES FLORES

DIRECTOR:

M.C. ULISES NERI FLORES



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2014

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres, por ser mi principal ejemplo de vida, por guiarme, por darme su amor y confianza. Por haberme brindado su apoyo incondicional e impulsarme cada día a ser un mejor profesionalista y persona. Por enseñarme que cuando se trabaja duro por lo que uno quiere, se pueden lograr grandes cosas.

A mi hermano, por estar siempre a mi lado y permitir que me convierta en un ejemplo para él, e impulsarlo a superarse y superarme en todo lo que se proponga.

A mis tíos, primos, sobrinos, por siempre estar presentes en los momentos importantes, por creer en mí y brindarme su apoyo y cariño incondicional.

A mi asesor y maestro, el M.C. Ulises Neri Flores, por habernos brindado su apoyo, tiempo y conocimiento para la realización de este proyecto.

A mis mejores amigos, por los momentos de alegrías, tristezas, retos, por estar conmigo en las buenas y en las malas, especialmente por brindarme su amistad.

A mis amigos y compañeros de la universidad, por los momentos de risas, los consejos, el apoyo en los momentos duros de la carrera, porque sin ustedes el tiempo que duró esta etapa no hubiera sido tan gratificante.

A Edgar, por la cooperación en la realización de esta tesis, así como por soportarme todo este tiempo, no fue fácil, hubo desacuerdos pero siempre se mantuvo la amistad, lo logramos.

A mis profesores, por haber sido parte fundamental de mi desarrollo durante la carrera, sus enseñanzas, sus consejos, sus experiencias.

A mi Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por brindarme las herramientas necesarias para cumplir el sueño de concluir una carrera.

*Héctor Basulto Alemán
Abril de 2014*

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres y mi hermana, por haberme dado todo su apoyo, por todas las enseñanzas y por ayudarme a cumplir mis objetivos. Gracias por estar siempre conmigo, gracias por todos sus consejos, por su cariño y por su amor incondicional.

A mis tíos y mis primos, por todo el apoyo que me han dado, por siempre estar conmigo y por todas las experiencias que hemos compartido.

A mi Abuelita (Q.E.P.D), por ser mi mayor ejemplo de perseverancia, por demostrarme que el trabajo duro siempre tiene sus recompensas. Gracias por darme todo tu apoyo y por todas tus enseñanzas, por tu amor incondicional y por estar siempre conmigo.

A mi Tío Ricardo (Q.E.P.D), gracias por todas tus enseñanzas, por todos tus consejos y por estar conmigo en las buenas y en las malas.

A mi sobrino por todos los momentos de alegría que me brinda.

A todos mis amigos, por todos los momentos que compartimos, por estar siempre conmigo, por todo su apoyo y sobre todo por su valiosa amistad.

A mi novia, por estar siempre conmigo, por su apoyo incondicional y por siempre impulsarme a seguir adelante.

A Héctor, por ser un gran compañero de tesis, por soportarme todo éste tiempo y por ser un excelente amigo.

A nuestro asesor y maestro, el M.C. Ulises Neri Flores, por habernos brindado su apoyo, tiempo y conocimiento para la realización de este proyecto.

A mis profesores quienes a base de mucho esfuerzo y dedicación, me impartieron sus conocimientos y fueron mi guía durante mi desarrollo profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi Alma Mater, por permitirme realizar el sueño de concluir una carrera y conocer personas maravillosas en el camino.

Gracias, porqué sin todos ustedes nada de esto hubiera sido posible.

*Edgar Jesús Torres Flores
Abril de 2014*

ÍNDICE GENERAL.

	Página
ÍNDICE DE FIGURAS	iii
ÍNDICE DE TABLAS	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	
1.1 Certificación de Reservas	2
1.2 Petroleum Resources Management System (PRMS)	3
1.3 Rol de las Compañías Operadoras en Materia de Reservas	5
1.4 Rol de las Compañías Certificadoras (Terceros Independientes) en Materia de Reservas	8
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL PROCESO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS	
2.1 Proceso de Estimación de Reservas	11
2.2 Caracterización de Yacimientos	12
2.3 Ingeniería de Yacimientos	24
2.4 Ingeniería de Producción	50
2.5 Evaluación Económica	60
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS LINEAMIENTOS Y DE LA GUÍA DE APLICACIÓN DE LA PRMS	
3.1 Guías para la Definición, Clasificación y Categorización de Recursos Petroleros.	72
3.2 Aplicaciones Sísmicas.	83
3.3 Evaluación de los Recursos Petroleros Utilizando Procedimientos Deterministas	85
3.4 Estimación Probabilista de Reservas	90
3.5 Agregación de Reservas	97
3.6 Evaluación de Recursos y Reservas Petroleras	103
3.7 Estimación de Recursos No Convencionales	108
3.8 Medición de la Producción y Asuntos Operacionales	112
3.9 Titularidad y Reconocimiento de Recursos	116

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL PROCESO DE REVISIÓN DE RESERVAS

4.1 Introducción	123
4.2 Objetivo de la Metodología	123
4.3 Desarrollo de la Metodología	124
4.4 Aplicación de la Metodología en Caso Real (Proyecto de Explotación Caan). Para la validación de reservas reportadas por una Compañía Operadora.	125
4.5 Aplicación de la Metodología en Caso Real (Proyecto de Explotación Caan) para la validación de reservas reportadas por una Compañía Certificadora.	133
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
REFERENCIAS	143

ÍNDICE DE FIGURAS.

	Página
Figura 1.1 Clasificación de Certificadoras de acuerdo al número de certificaciones realizadas	9
Figura 2.1 Proceso de Estimación de Reservas	12
Figura 2.2 Sección Sísmica	14
Figura 2.3 Muestra de Núcleo	17
Figura 2.4 Registro Geofísico de Pozo	18
Figura 2.5 Herramientas de Fondo para Registros	19
Figura 2.6 Transmisión de la Energía Acústica	22
Figura 2.7 Esquema de integración del modelo geológico actual	24
Figura 2.8 Características de los Yacimientos	27
Figura 2.9 Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener.	30
Figura 2.10 Concepto de prueba de variación de presión en un pozo	31
Figura 2.11 Prueba de Incremento de Presión	33
Figura 2.12 Prueba de Decremento de Presión	33
Figura 2.13 Prueba de Inyección: (a) Inyección, (b) Cierre de pozo inyector (Fall-off)	34
Figura 2.14 Prueba de Interferencia: (a) Horizontal, (b) Vertical (un poco), (c) Vertical (dos pozos)	35
Figura 2.15 Gráfica de Gasto de producción vs tiempo	36
Figura 2.16 Gráfica de declinación hiperbólica	38
Figura 2.17 Gráfica de declinación armónica	39
Figura 2.18 Esquema del balance de materia	42
Figura 2.19 Modelos típicos usados en la simulación de yacimiento: (a) tanque, (b) 1D, (c) 1D radial, (d) sección transversal, (e) areal, (f) sección transversal radial y (g) 3D	45
Figura 2.20 Etapas para desarrollar un modelo	47
Figura 2.21 Clasificación general de simuladores	49
Figura 2.22 Clasificación General de los Sistemas Artificiales de Producción	51
Figura 2.23 Esquema de Sistema de Bombeo Neumático	52
Figura 2.24 Esquema de Sistema de Bombeo Hidráulico	53

Figura 2.25 Esquema de Bombeo Electrocentrífugo	54
Figura 2.26 Esquema de Sistema de Bombeo Mecánico	55
Figura 2.27 Esquema de Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas	55
Figura 2.28 Sistema de Émbolo Viajero	56
Figura 2.29 Sistema de producción de petróleo	57
Figura 2.30 Sistema de transporte y líneas de recolección de petróleo	58
Figura 2.31 Evaluación Económica según datos técnicos y financieros.	61
Figura 2.32 VPN en función de la tasa de descuento	67
Figura 2.33 Límite económico de un proyecto	71
Figura 3.1 Marco de Clasificación de Recursos	72
Figura 3.2 Sub-Clases basadas en la Madurez del Proyecto	79
Figura 3.3 Cambio en la incertidumbre y los métodos de evaluación a lo largo del ciclo de vida de un proyecto petrolero	86
Figura 3.4 Ejemplo del método de escenarios	92
Figura 3.5 Aproximación de Monte Carlo	93
Figura 3.6 Triángulo de Recursos	109
Figura 3.7 Puntos de referencia en una operación típica de aceite y gas	114
Figura 3.8 Clasificación de los sistemas fiscales	119
Figura 3.9 Espectro de los sistemas fiscales	119

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 2.1 Mecanismos de empuje	29
Tabla 3.1 Algunos Parámetros del Yacimiento y Sus Rangos Típicos de Incertidumbre	96
Tabla 3.2 Causas de dependencia	99
Tabla 3.3 Resumen de los tipos de contrato	120

INTRODUCCIÓN.

El presente trabajo de investigación se realizó con el fin de brindar una guía del proceso de revisión de reservas basado en la metodología de la PRMS que pueda ser utilizada no solamente por la Comisión Nacional de Hidrocarburos sino también por cualquier otro organismo regulador o compañía operadora.

En el primer capítulo, se describe brevemente la historia de la PRMS y su función dentro la certificación de reservas. Se brinda una explicación de la importancia de las reservas de hidrocarburos para cualquier compañía petrolera. Además, se realiza una distinción entre las actividades que realizan tanto las Compañías Operadoras como las Compañías Certificadoras en materia de reservas; se presenta como ejemplo el trabajo que realiza PEMEX para la cuantificación y certificación de reservas así como las principales Compañías Certificadoras.

En el segundo capítulo se presenta el proceso general que se sigue para la estimación de reservas, el cual está integrado por la caracterización de yacimientos, la ingeniería de yacimientos, la ingeniería de producción y la evaluación económica de los recursos. Se describen las actividades que se deben realizar en cada una de las etapas del proceso, así como la información requerida para lograr una correcta estimación.

En el tercer capítulo se presentará un análisis y un panorama general de los lineamientos establecidos en la Guía de la PRMS para la clasificación de reservas de hidrocarburos, dependiendo de su grado de certidumbre, esto con el fin de comparar los procesos que las compañías realizan durante la revisión de reservas y lo que se estipula en la PRMS.

En el cuarto capítulo se hará un análisis comparativo entre la estimación que realizó una Compañía Operadora y una Compañía Certificadora durante el proceso de revisión de reservas del Proyecto de Explotación Caan, para así determinar el grado de conformidad con lo establecido en la PRMS.

Por último, se darán las conclusiones de los resultados obtenidos durante el análisis realizado en el Capítulo 4, así como, algunas recomendaciones para mejorar el proceso de revisión de reservas.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES.

1.1 Certificación de Reservas.

La certificación de las reservas de petróleo es la opinión profesional que afirma la exactitud y certeza de la cuantificación de volúmenes estimados como reservas y recursos de petróleo. Ello involucra el proceso técnico de la determinación cuantitativa, tan perfectamente como lo permita la incertidumbre característica del procedimiento, de las reservas o recursos de un yacimiento de hidrocarburos.

La certificación de reservas y recursos de petróleo es una necesidad ineludible, que permita asegurar el profesionalismo, la competencia y la idoneidad de las estimaciones de las magnitudes descubiertas de petróleo que son reservas o de los recursos prospectivos por descubrir, conforme a las definiciones de uso general y las normas de aceptación universal.

La precisión de los valores de reservas depende de la cantidad y calidad de la información disponible y del proceso de análisis de la información utilizado, así como la experiencia de los profesionistas que realizan los análisis; por lo que el establecimiento de metodologías y lineamientos para normar la estimación y clasificación de las mismas es fundamental para su correcta cuantificación, garantizando así certidumbre y transparencia en los volúmenes reportados y en los procedimientos empleados para su estimación. Además los valores de reservas es uno de los indicadores más importantes de información que el sector financiero requiere para analizar y comparar el comportamiento previo de la empresa y las acciones futuras de la misma.

La clasificación de reservas y recursos de petróleo y gas debe estar de acuerdo a las normas dadas por los siguientes organismos internacionales: 1) Society of Petroleum Engineers (SPE); 2) World Petroleum Congresses (WPC); 3) American Association of Petroleum Geologists (AAPG); 4) Secretaría de Energía y 5) Las que se dicten y/o modifiquen y/o complementen las existentes y/o acepten en el futuro; facultando al organismo a cargo la realización de modificaciones pertinentes, que permitan un mejor cumplimiento de la función de control.

Para evaluar las cuantificaciones de reservas presentadas por las compañías Operadoras y por los Terceros contratados para las certificaciones se adoptará la metodología establecida en el *Petroleum Resources Management System (PRMS)*.

Lo anterior, en virtud de que ésta metodología permita:

1. Establecer una igualdad metodológica para hacer comparables las estimaciones y evaluaciones realizadas por las compañías Operadoras y las compañías Certificadoras.

Lo anterior, a efecto de establecer una línea base para los futuros análisis y estudios de evaluación y verificación de las reservas de hidrocarburos.

2. Evaluar conforme a las prácticas de uso común en la industria petrolera internacional los trabajos realizados por las compañías Operadoras.
3. Evaluar conforme a las prácticas de uso común en la industria petrolera internacional los reportes de certificación de reservas realizados por las compañías Certificadoras.

1.2 Petroleum Resources Management System (PRMS)

Las reservas y recursos de petróleo y gas se definen como volúmenes que serán comercialmente recuperados en el futuro. A diferencia del inventario de una empresa de fabricación, las reservas están físicamente situadas en yacimientos subterráneos profundos y no pueden ser visualmente inspeccionadas o contadas, si no se realizan estimaciones basadas en la evaluación de los datos que proporcionan evidencia de la cantidad de petróleo y gas presente. No hay ninguna respuesta definitiva hasta el final de la vida productiva de un yacimiento.

Todas las estimaciones de reservas implican un cierto grado de incertidumbre. La estimación de los volúmenes de reservas se realiza generalmente por individuos altamente calificados que utilizan su experiencia y criterio profesional en el cálculo de estos volúmenes. Para tener en cuenta esta incertidumbre, la PRMS incorpora un marco central que categoriza las reservas y recursos según el grado de certeza asociado con sus volúmenes recuperables y los clasifica según el potencial para alcanzar el estatus de producción comercial.

Al aplicar la metodología de la PRMS, el especialista técnico debe determinar un proyecto específico que se utilizará para recuperar las reservas y los recursos y determinar la posibilidad de que sea comercialmente exitoso, entonces debe estimar el volumen esperado a ser recuperada de ese "proyecto". Es importante recordar al aplicar la PRMS, que las reservas son un subconjunto de los recursos.

Los esfuerzos internacionales para estandarizar las definiciones de los recursos petroleros y cómo son estos estimados comenzaron en 1930. En 1937 la API creó definiciones enfocadas en las Reservas Probadas. Basado en el trabajo iniciado por la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), en 1987 la SPE publicó las definiciones para todas las categorías de reservas. Ese mismo año, el Consejo Mundial del Petróleo (WPC, conocido en ese entonces como el Congreso Mundial del Petróleo) trabajando de manera independiente, publicó definiciones de Reservas que fueron sorprendentemente similares.

En 1997, las dos organizaciones publicaron conjuntamente un solo juego de definiciones para Reservas que pudiese ser utilizado en todo el mundo. En el año 2000, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG), la SPE, y el WPC, conjuntamente desarrollaron un sistema de clasificación para todos los recursos petroleros.

Un gran logro en la normalización se logró en 1997 cuando la SPE y el Consejo Mundial del Petróleo (WPC) aprobaron conjuntamente las "Definiciones de Reservas de Petróleo". Desde entonces, la SPE ha participado continuamente en mantener las definiciones actualizadas. Las definiciones fueron actualizadas en el año 2000 y aprobadas por la SPE, el WPC y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) como el "Sistema de Clasificación de los Recursos de Petróleo y Definiciones". Estos fueron actualizados en 2007 y aprobado por la SPE, el WPC, la AAPG y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE). Esto culminó en la publicación del actual "Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros," globalmente conocido como PRMS.

Estas definiciones y el sistema de clasificación relacionado son ahora comúnmente utilizados internacionalmente dentro de la industria petrolera. Suministran una medida de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de la estimación de los recursos. Sin embargo, las tecnologías empleadas en la exploración, desarrollo, producción y procesamiento del petróleo continúan evolucionando y mejorando.

El Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la SPE trabaja conjuntamente con otras organizaciones para mantener las revisiones periódicas de definiciones y puntos actualizadas con las tecnologías en desarrollo y las oportunidades comerciales cambiantes.

Este documento se encarga de consolidar y reemplazar las guías previas contenidas en las Definiciones de Reservas de Petróleo 1997, las publicaciones sobre Clasificación y Definiciones de los Recursos Petroleros del año 2000, y las "Guías para la Evaluación de Reservas y Recursos del Petróleo" del año 2001; este último documento continúa siendo una valiosa fuente de información de respaldo más detallada, y los capítulos específicos están referenciado en el presente documento.

La PRMS está diseñada para brindar un marco para la clasificación de los volúmenes de aceite y gas, los cuales una compañía puede tener asociados con su portafolio de activos.

No es específico para cualquier localización geográfica particular y puede ser aplicado a las reservas tanto convencionales como no convencionales y recursos en todo el mundo, en cualquier régimen fiscal.

1.3 Rol de las Compañías Operadoras en Materia de Reservas.

1.3.1 Introducción.

“Las empresas son evaluadas por sus accionistas y otras partes interesadas, basadas en la precisión de sus informes de reservas. En particular, el reporte de reservas afecta directamente la cantidad de capital que una empresa puede aumentar en el mercado

...Las reservas se encuentran en el núcleo de la capacidad de una empresa para tener acceso a la reunión de los fondos necesarios para estas enormes necesidades”

El término reservas lo utilizan las empresas petroleras para referirse de manera genérica a las estimaciones que las unidades especializadas reportan a sus directivos con fines de planeación y gestión del portafolio de proyectos. Algunas compañías minimizan los volúmenes que yacen en el subsuelo para solicitar incentivos fiscales y ventajas en los contratos de exploración y producción.

Otras, sobre estiman su importancia para mejorar el atractivo de las acciones de la empresa en el mercado de valores o para conseguir más y mejores créditos en los mercados de capital. Algunos gobiernos son propensos a tomar ventaja de la asimetría de información por razones de conveniencia económica, política, diplomática o estratégica. Algunos consideran el tema como sensible y las cifras como secreto de Estado. Sobrevalorar las reservas es una medida utilizada para reivindicar cuotas de producción, atraer inversión, detonar alianzas, ampliar espacios en foros internacionales, obtener reconocimiento y prestigio

La incertidumbre sobre las reservas podría disminuir sustancialmente con una regulación internacional, sin embargo, en la práctica poco se ha avanzado al no tener los grandes países exportadores interés en ello. En países con instituciones fuertes -los altamente desarrollados- las autoridades encargadas del correcto funcionamiento de los mercados de valores han establecido regulaciones que las compañías petroleras deben seguir escrupulosamente para estimar el valor de sus activos en tierra; esa normatividad también se aplica a las compañías públicas de países productores que se fondean en dichos mercados, por lo que dicha normatividad adquiere un carácter supranacional.

El valor de un activo petrolero es función de su capacidad efectiva o potencial para generar una utilidad en el futuro. Las reservas son activos, pero su valuación requiere conocer o estimar el volumen del petróleo in situ, las cantidades recuperables, los volúmenes que serán efectivamente vendidos, los costos de producción y los ingresos que serán generados (Etherington, 2005). Sobre todas esas variables pesa una gran incertidumbre.

1.3.2 Estimación de Reservas.

Cuál es la dotación original en hidrocarburos, cuánto se ha descubierto, cuánto se ha recuperado, cuánto se espera recuperar en el futuro y cuál es su valor de mercado, es información estratégica que ingenieros, empresarios, poderes públicos y financistas necesitan conocer con la mayor exactitud posible. La calidad de dicha información dependerá del buen diseño y funcionamiento de los sistemas de evaluación, certificación, aprobación y publicación de reservas.

La estimación de reservas tiene elementos subjetivos, especialmente cuando se evalúa el rango de incertidumbre técnica, de ahí que diferentes certificadores pueden generar diferentes estimaciones (Worthington, 2005). La situación se ve agravada por la ausencia de protocolos aceptados universalmente para abordar algunas de las cuestiones de interpretación más polémicas en ciencias de la tierra y geoingeniería. A menudo, los usuarios de la información de reservas suponen que las metodologías técnicas que sustentan las cifras reportadas son muy sólidas, pero no es así.

Las regulaciones financieras en materia de reservas contemplan que las empresas de la industria del petróleo y el gas notifiquen de los volúmenes de reserva en el subsuelo y una proyección razonable de los flujos de efectivo asociados con su desarrollo, sin embargo no hay un sistema universal. La agencia que ha tenido la mayor influencia en el establecimiento de normas ha sido la Comisión de Valores de los Estados Unidos (Security and Exchange Comisión -SEC-); las normas que aplica desde 2010 están alineadas con los principios y directrices de evaluación de reserva contenida en el PRMS, aunque con algunas diferencias. Una manera de medir el comportamiento de la industria petrolera es por medio de sus indicadores de desempeño que se aplican en diferentes rubros, en este caso y con base en la información proveniente de las estimaciones de reservas, se han desarrollado una gran variedad de indicadores que sirven como punto de referencia para evaluar el comportamiento que tiene una compañía petrolera respecto a sus recursos. Uno de estos indicadores es la tasa de restitución de reservas, la cual en términos generales es el volumen de incorporación de reservas en cada una de las categorías totales o incrementales en comparación con la producción total del año anterior. Es la relación que mide cuantos barriles han podido ser restituidos en comparación con los barriles que han sido producidos en un cierto periodo de tiempo.

1.3.3 Pemex como Compañía Operadora.

Para los países exportadores altamente dependientes de los ingresos petroleros, el caso de México, es particularmente importante saber por cuánto tiempo más podrán seguir utilizando ese recurso natural no renovable como palanca de desarrollo.

Bajo la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y las Leyes Regulatorias, todas las reservas de aceite y otros hidrocarburos dentro de México pertenecen a la nación Mexicana y no a Petróleos Mexicanos. Bajo la Ley de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción tiene los derechos exclusivos de extraer las reservas y vender la producción resultante pero no es el dueño de las reservas.

Pemex Exploración y Producción estima las reservas basándose en métodos y procedimientos de ingeniería y evaluación aceptados de forma general, se basa principalmente en las regulaciones de la SEC y la publicación de la Society of Petroleum Engineers (SPE) llamada "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information", publicado el 19 de Febrero de 2007.

También utiliza otras publicaciones de la SPE entre las que se encuentra la llamada "Petroleum Resources and Management System (PRMS)", al igual que otras fuentes técnicas, incluyendo "Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate", de Chapman Cronquist, y "Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society Monograph Number 1", publicado por el Canadian Institute of Mining and Metallurgy & Petroleum.

El método o combinación de métodos que se emplea para el análisis de cada yacimiento está determinado por:

- Experiencia en el área.
- Etapa de desarrollo.
- Calidad y cantidad de datos básicos.
- Historial de producción y presión.

El proceso de evaluación de reservas es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones de aceite crudo y gas natural que no pueden ser medidas de manera exacta. La exactitud de la estimación de reservas depende de la calidad de los datos disponibles, de la interpretación geológica y de ingeniería, y del juicio profesional. Como resultados de esto, el estimado de diferentes ingenieros puede variar.

Para asegurar la confiabilidad de las estimaciones de reservas de PEMEX, se ha realizado la certificación interna de las reservas estimadas de México desde 1996. Se han establecido ciertos controles internos para la preparación de los estimados de reservas.

Inicialmente, equipos de geocientíficos de Pemex Exploración y Producción preparan estimados de reservas, usando distintos procesos de estimación para los nuevos descubrimientos y los campos desarrollados respectivamente. Seguido, las oficinas regionales de reservas recolectan los estimados de reservas de los equipos y solicitan la revisión y certificación de dichos valores y la contabilidad de las reservas de la Gerencia de Recursos y Reservas que es el órgano central de administración de reservas de hidrocarburos de PEP.

Este proceso interno de certificación es realizado de acuerdo con las guías internas de estimación y clasificación de reservas probadas, las cuales están basadas en las reglas y definiciones de la SEC.

La Gerencia de Reservas y Recursos está formada por profesionales con antecedentes en ingeniería geológica, geofísica, petrofísica y de yacimientos. Los ingenieros que participan en el proceso de estimación de reservas tienen experiencia en: simulación numérica de yacimientos, perforación y terminación de pozos, análisis PVT, análisis NODAL TM y el diseño de estrategias para el desarrollo de campos. Todo el personal ha sido certificado por la Secretaría de Educación Pública, además cuentan con maestrías en áreas como Ingeniería Petrolera, ingeniería Geológica o Ingeniería Geofísica y tienen en promedio más de 10 años de experiencia profesional.

1.4 Rol de Compañías Certificadoras de Reservas en Materia de Reservas (Terceros Independientes).

Un certificador de reservas es una persona o empresa que es designada para estar a cargo de la realización de una auditoría con respecto a la información de reservas estimada por otros. Un certificador puede llevar a cabo personalmente una certificación de reservas o puede supervisar y aprobar la realización de una auditoría por otra persona o compañía.

Una certificación es la revisión de la información de reservas que es realizada con el propósito de expresar una opinión sobre si dicha información de reservas es aceptable y si fue realizada por individuos calificados y presentada en conformidad con los principios generalmente aceptados en la ingeniería petrolera y cumpliendo con las correspondientes definiciones de reservas.

La información de los estimados de reservas es hecha por o para las entidades como parte de sus prácticas de negocios en curso. La información sobre las reservas puede incluir, entre otras cosas, estimados de (i) cantidades de reservas, (ii) la producción futura de dichas reservas, (iii) los ingresos netos futuro, y (iv) el valor presente neto. Para decidir el tipo de información y la extensión de la información que se presenta es necesario tomar en cuenta el propósito para el cual se prepara el reporte de reservas y, de ser necesario, cumplir con las disposiciones de los estatutos y regulaciones. La información de reservas puede estar limitada a las reservas probadas o puede incluir otras categorías de reservas. La estimación y la certificación de información de reservas están basadas en ciertos principios de geociencia, ingeniería petrolera y metodologías de evaluación, que a su vez se basan en principios de la física, matemáticas y economía.

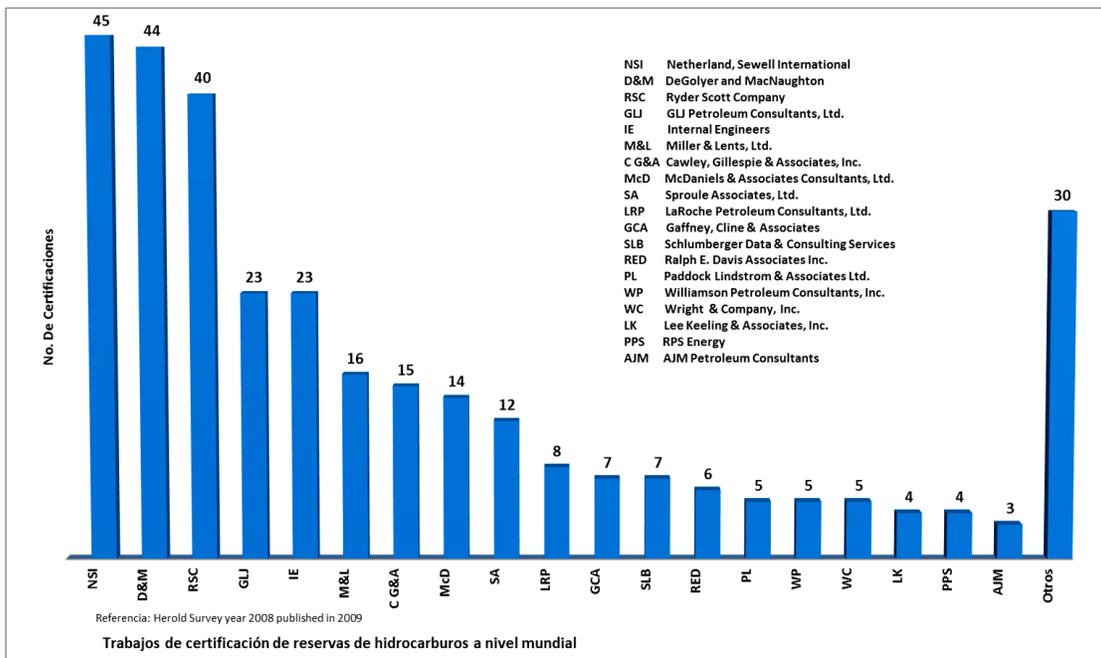
Aunque estos principios generalmente aceptados de ingeniería, geología, y principios de evaluación se basan en conceptos científicos establecidos, la aplicación de estos principios implica extensos juicios por personas calificadas y está sujeta a cambios en (i) los conocimientos existentes y la tecnología; (ii) condiciones económicas y fiscales; (iii) disposiciones contractuales, regulatorias y de estatutos aplicables; y (iv) los propósitos para los cuales se va a utilizar la información de las reservas.

Existe un estudio realizado por la compañía IHS *Herald*, referente a las compañías certificadoras durante 2008 y que fue publicado en el año 2009. Este estudio, involucra 229 compañías petroleras que certificaron sus reservas de hidrocarburos y 316 trabajos de certificación realizados por las 42 compañías certificadoras mencionadas en el estudio.

Del análisis, realizado a este estudio, se concluyó que las tres compañías más importantes, por el número de certificaciones de reservas realizadas a nivel mundial son de acuerdo a la Fig. 1.1:

1. NSI Netherland, Sewell International (Estados Unidos).
2. D&M DeGolyer and MacNaughton (Estados Unidos).
3. RSC Ryder Scott Company (Estados Unidos).

Figura 1.1 Clasificación de Certificadoras de acuerdo al número de certificaciones realizadas.



Fuente: CNH.

Las compañías mencionadas, controlan el 41 por ciento de los trabajos de certificación, debido al prestigio internacional y la capacidad de ejecución para responder a trabajos de gran magnitud. El restante 59 por ciento lo comparten 39 compañías certificadoras ubicadas en diferentes ciudades de Estados Unidos y Canadá.

El objetivo principal de estas compañías es la de brindar una mayor confiabilidad y validez a los estimados de reservas realizados por las Compañías Operadoras de modo que éstas se encuentren en virtud de lo establecido por las normas de regulación internacional, ya sea por las definiciones de reservas y recursos emitidos por la Securities and Exchange Commission (SEC) y por la Petroleum Resources Management System (PRMS).

CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL PROCESO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

2.1 Proceso de Estimación de Reservas.

En general, el organismo regulador es la autoridad competente para realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos; aprobar los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas que elaboran las Compañías Operadoras, en su caso y otorgar el visto bueno de los reportes finales de las certificaciones elaborados por los terceros independientes contratados por las Compañías Operadoras para certificar las reservas de hidrocarburos, por lo que se busca asegurar que el proceso de certificación de reservas sea confiable y auditable, es decir, que los procedimientos utilizados en las evaluaciones correspondan a los indicados por las autoridades técnicas y económicas en la materia, así como también que la información disponible para la evaluación sea suficiente en cantidad y calidad.

En términos generales, la información requerida incluye:

- Líneas sísmicas 2D o bien sísmica 3D, utilizada para la interpretación estructural
- Registros geofísicos de pozos
- Modelo petrofísico integral
- Modelo geológico(estructural, estratigráfico y sedimentológico)
- Modelo estático o geocelular
- Muestreo de Núcleos
- Pruebas de presión-producción
- Estados mecánicos de los pozos
- Análisis de Presión-Volumen-Temperatura(PVT) de fluidos
- Historia de producción por pozo, yacimiento y campo, de aceite, gas y agua
- Historias de comportamiento de presión
- Mediciones por pozo (aforos)
- Modelos de pronósticos de producción (analíticos, balance de materia, declinación, etc.)
- Modelo de simulación numérica
- Estudios de ingeniería de yacimientos (caracterización de fluidos, pruebas de presión, etc.) y evaluación de reservas
- Diagrama de instalaciones superficiales y condiciones de operación (ya sea en Tierra o Mar)
- Plan de desarrollo del campo
- Costos de operación e inversiones

Las empresas certificadoras realizan sus propias interpretaciones y análisis económicos, que permitirán definir las reservas probadas y no probadas. Los volúmenes originales y las reservas evaluadas por las Compañías Operadoras son comparados por la compañía certificadora con sus propias evaluaciones y certificarán aquellas cuya variación no exceda un límite determinado. En aquellos casos en que la diferencia sea mayor se debe buscar lograr concordancia entre la estimación de la compañía operadora y el certificador, ya sea mediante la revisión de la estimación realizada, o en su caso realizar nuevamente el proceso de estimación.

La compañía certificadora entrega los resultados en un informe, indicando la definición y clasificación de reservas empleadas, la metodología y los criterios utilizados, así como las estimaciones de volúmenes originales y reservas, documentando los parámetros petrofísicos representativos, la interpretación estructural usada, el modelo para la predicción del comportamiento de yacimientos considerado y los factores utilizados en la estimación

Durante el proceso de estimación y clasificación de reservas, tanto el operador como el certificador llevan a cabo una serie de pasos con el objetivo de obtener valores finales de reservas, basados en la Fig. 2.1:



Fuente: Libro de Reservas CNH.

2.2 Caracterización de Yacimientos.

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar los parámetros de la formación que afectan el comportamiento de flujo, entre los cuales se tiene, la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuñamientos, el fracturamiento y la compartimentalización. Con el objetivo de realizar una adecuada caracterización de yacimientos, se llevan a cabo las siguientes actividades.

2.2.1 Interpretación sísmica.

Los métodos geofísicos, principalmente los estudios sísmicos, son unas de las varias herramientas usada en la industria petrolera para evaluar la cantidad de aceite y gas disponible para producción y para evaluar el valor de una propiedad de aceite y gas. Los datos sísmicos se integran con registros de pozos, pruebas de presión, núcleos, y otra información proveniente de la exploración y evaluación de pozos para estimar las cantidades de hidrocarburos que se encuentran en una acumulación conocida. Después de que se perforan nuevos pozos de desarrollo y son puestos en producción, la interpretación de los datos sísmicos es revisada y recalibrada para tomar ventaja de la nueva información subsuperficial y del comportamiento del yacimiento. Como resultado, la interpretación sísmica es usada a lo largo de la vida del yacimiento como parte del manejo del yacimiento y del proceso de evaluación de reservas.

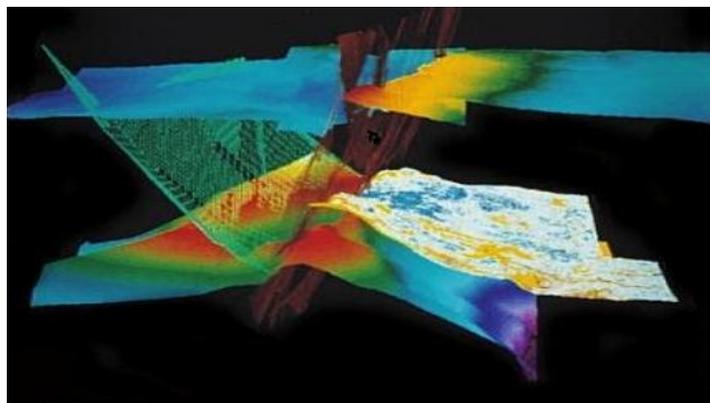
Los estudios sísmicos tienen la finalidad de encontrar acumulaciones de hidrocarburos, básicamente a partir de las variaciones en las propiedades de las rocas y fluidos contenidos en el subsuelo. Dichas variaciones son registradas realizando mediciones en o cerca de la superficie. La tecnología sísmica se puede describir en tres fases críticas, que son: adquisición, procesado e interpretación. Los expertos en operaciones geofísicas, procesamiento e interpretación deben trabajar conjuntamente para asegurar que los programas sísmicos produzcan datos de la más alta calidad en el menor tiempo posible y al más bajo costo. El método de refracción fue la primera técnica sísmica empleada en la exploración del petróleo. Actualmente éste método sigue encontrando un uso limitado, como una técnica de reconocimiento en áreas en donde la geología no es bien conocida, o como una alternativa cuando no puedan obtenerse datos satisfactorios de reflexión.

La mayoría de geocientíficos prefiere trabajar con secciones sísmicas de reflexión, no solo debido al mayor volumen de información como se muestra en la Fig. 2.2, sino también porque se usan brigadas convencionales de reflexión, y los métodos estándares de procesado se usan en su producción. Como su nombre lo indica, la interpretación sísmica se refiere al análisis de los datos obtenidos, una vez procesados, partiendo de un modelo geológico conceptual del área en estudio. Es decir, se trata de darle un sentido físico a los datos obtenidos tomando como referencia un modelo conceptual previamente establecido.

Uno de los resultados principales de esta fase es la identificación de los horizontes que componen el modelo geológico (litología), así como los diferentes fenómenos tectónicos ocurridos en el modelo (fallas). Toda sísmica tiene una resolución definida, la cual depende de las técnicas de adquisición, del procesamiento de los datos y de las características mismas del área en estudio. Es importante señalar que la resolución vertical de los estudios sísmicos generalmente es baja, de manera que sólo se pueden identificar las variaciones macro en las formaciones. Cuando se tiene una buena resolución, se puede llegar a identificar estructuras, fallas y límites externos.

En la interpretación sísmica se tiene gran incertidumbre en los parámetros utilizados en el levantamiento sísmico, en el procesado de datos sísmicos, en la recolección de la información, en la identificación de horizontes, en el modelo de velocidades, en la conversión tiempo-profundidad, entre otros, lo que se ve reflejado en el resultado final de la estructura geológica y su volumen de hidrocarburos, y por consiguiente, en el contenido de fluidos en el yacimiento.

Figura 2.2 Sección sísmica.



Fuente: Libro de Reservas CNH.

2.2.2 Análisis de núcleos.

El análisis de núcleos constituye una fuente mayor de información para los ingenieros petroleros en los estudios de localización, evaluación y desarrollo de yacimientos. Los datos que se obtienen de este análisis, proporcionan evidencia concluyente y positiva de la existencia de hidrocarburos, de la capacidad de la formación en su función de recipiente de almacenamiento de los fluidos (porosidad), así como su capacidad para permitir el flujo de los fluidos bajo un gradiente de presión aplicado (permeabilidad, conductividad hidráulica). Asimismo, los datos de saturación residual de los fluidos que se miden una vez que el núcleo se tiene en superficie, permiten hacer predicciones de la probable producción de aceite, gas o agua.

Los resultados del análisis de núcleo son sumamente útiles para entender el comportamiento del yacimiento, evaluar la respuesta de los pozos a diferentes tratamientos, calibrar los registros de pozo, establecer una base robusta para modelar el yacimiento y estimar su potencial, así como para definir estrategias efectivas para su desarrollo. Los núcleos son una muestra continua de roca, que se obtiene de la formación mediante perforación con una barrena especial hueca, la cual es capaz de cortar tramos de roca de hasta 20m de longitud con un diámetro máximo de 20 cm. Estos tramos cilíndricos son llevados a la superficie para su posterior análisis.

Una de las muchas ventajas de los núcleos es que permiten efectuar la caracterización geológica continua de la formación. Dependiendo del grado de heterogeneidad del núcleo, puede optarse por efectuar las mediciones en muestras cuyo diámetro es el mismo del núcleo (muestras de diámetro completo), o en muestras de menor tamaño que se extraen del núcleo mediante barrenas, usualmente con orientaciones deferentes al eje de este (muestras tapón).

La información que puede obtenerse del análisis de núcleos incluye: extensión areal del yacimiento, definición de estructuras geológicas, capacidad de almacenamiento, transmisividad hidráulica, contenido de fluidos, litología, variación espacial de los parámetros críticos del yacimiento, definición del grado de heterogeneidad del yacimiento, parámetros de las ecuaciones de Archie, presiones capilares, distribución de los fluidos, datos para calibrar registros de pozos, permeabilidades relativas y mojabilidad preferencial.

El objetivo fundamental de los análisis de núcleos es obtener, mediante mediciones directas de laboratorio, datos representativos de las propiedades in-situ de las rocas y de los fluidos del yacimiento, para asistir en la optimización de la evaluación de reservas y en la recuperación de los hidrocarburos.

En la industria petrolera se reconocen los siguientes tipos de núcleos:

Por su contenido de fluidos

- Núcleos frescos
- Núcleos preservados
- Núcleos expuestos

Por su grado de consolidación

- Núcleos consolidados
- Núcleos no consolidados

De acuerdo con el tipo de propiedad requerida y la profundidad del intervalo solicitado, los puntos de obtención de núcleos en pozos son los mencionados a continuación:

A. Superficiales

- a) Afloramientos. Muestras de volumen muy grande (roca intemperizada), a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos básicos.
- b) Boca del pozo. Muestras de volumen pequeño a muy pequeño de bajo costo, a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos limitados.

B. Subsuperficiales

- a) Pared del pozo. Muestras de volumen pequeño de costo elevado, a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos especiales.

- b) Fondo del pozo. Muestras de volumen grande de costo elevado a muy elevado, a las que se realizan análisis geológicos y petrofísicos especiales.

Los aspectos que se toman en cuenta para efectuar los análisis de muestras de roca (Fig. 2.3) son los siguientes:

A. Tipo de muestra

- Recortes.
- Núcleos de pared del pozo.
- Núcleos de fondo del pozo.
- Aflojamientos.

B. Tipo de roca

- Porosidad primaria
- Formación consolidada
- Formación deleznable
- Doble porosidad

C. Tipo de análisis

- Convencional a condiciones de laboratorio (saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad absoluta, resistividad, etc.)
- Especial a condiciones de yacimiento (radioactividad, Δt , Kr, pc, etc...)

Análisis convencional

El análisis convencional es uno de los métodos de análisis más comúnmente usados para determinar las propiedades petrofísicas básicas de una roca. Este tipo de análisis se puede realizar a las muestras siguientes:

- Muestras recién cortadas o preservadas; para determinar:
 - Porosidad
 - Permeabilidad
 - Saturación de gas, aceite y agua

El análisis convencional para núcleos completos se emplea cuando el núcleo presenta fracturas o cavidades que no permiten representar las propiedades del yacimiento con el uso de tapones.

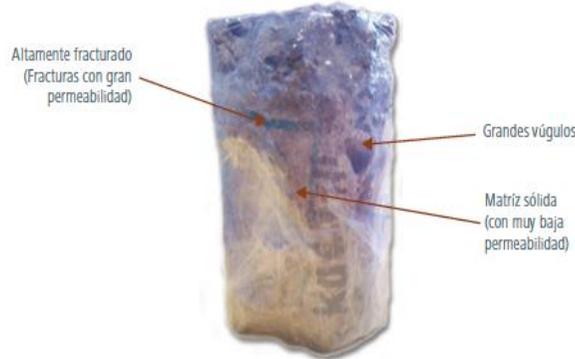
Análisis especiales

En los análisis especiales, solo un número limitado de muestras son analizadas, sean estas frescas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad). Los análisis importantes en el estudio de problemas de yacimiento, consisten de:

- Estudio de presiones capilares
- Mediciones del factor de formación y la razón de resistividad

- Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas
- Estudios de pruebas de mojabilidad

Figura 2.3. Muestra de núcleo.



Fuente: Libro de Reservas CNH.

2.2.3 Determinación del modelo petrofísico.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, principalmente. Una correcta correlación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso. Con el conocimiento de las propiedades petrofísicas es posible determinar el volumen de hidrocarburos existente (por ejemplo, con el método volumétrico), el volumen de hidrocarburos máximo que se puede recuperar, la interacción entre el sistema roca-fluido, así como utilizarlos para la evaluación y calibración de los registros geofísicos. Las propiedades petrofísicas son todas aquellas características o atribuciones físicas que posee el sistema en cuestión, las cuales ayudan a describir y entender el comportamiento de las interacciones de la roca y los fluidos, a través del período de explotación de un yacimiento y son:

Porosidad (ϕ).

- Porosidad total (ϕ_t)
- Porosidad interconectada/efectiva (ϕ_c)

Permeabilidad (k).

- Permeabilidad absoluta (k_a)
- Permeabilidad efectiva (K_e)
- Permeabilidad relativa (k_r)

El modelado petrofísico se refiere al proceso o procedimiento utilizado para interpretar los datos petrofísicos, los cuales generalmente se obtienen de los registros geofísicos de pozos, así como de análisis de núcleos y pruebas de presión.

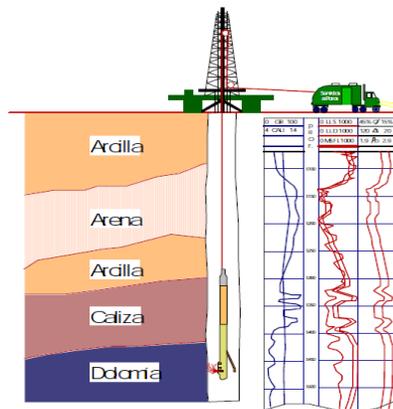
Los registros geofísicos de pozos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica necesaria para el proceso de caracterización de los yacimientos. Estos ayudan a definir las características físicas de las rocas tales como la litología, porosidad, geometría del poro, saturación de fluidos, permeabilidad, identificar zonas productoras, determinar profundidad y espesor de zonas, distinguir entre aceite, gas o agua en el yacimiento y para estimar las reservas de hidrocarburos.

Asimismo, los registros geofísicos se emplean en la exploración petrolera para correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de planos de isopacas. Los datos obtenidos en los registros geofísicos de pozos se emplean para identificar zonas productoras, para determinar los espesores y las profundidades de las zonas, para diferenciar los fluidos en los yacimientos (aceite, gas y agua) y para calcular los volúmenes y reservas de hidrocarburos por métodos volumétricos. Los mapas geológicos desarrollados a partir de la interpretación de registros ayudan para determinar las relaciones entre las facies y las localizaciones a perforar. Para calibrar los modelos petrofísicos, éstos se deben correlacionar con los datos de núcleos, datos de producción, pruebas de presión, entre otros.

2.2.3.1 Tipos de registros geofísicos de cable.

Para realizar una toma de registros es necesario utilizar una unidad móvil que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro (Fig.2.4) se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda frente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable.

Figura 2.4 Registro Geofísico de Pozo.



Fuente: Libro de Registros Geofísicos, PEMEX.

La clasificación de los registros se puede hacer en función del tipo de terminación del pozo

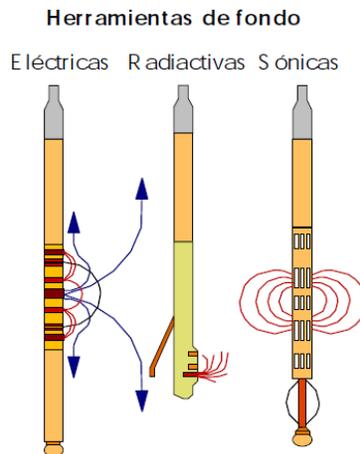
- Registros en agujero descubierto
 - o Inducción Doble Laterolog
 - o Neutrón compensado
 - o Densidad compensada
 - o Sónico digital
 - o Imágenes de pozo
 - o Rayos Gama (RG)
 - o Potencial Espontáneo (SP)
- Registros en agujero entubado
 - o Evaluación de la cementación
 - o Pruebas de formación
 - o Desgaste de tubería

Tipos de herramientas

El equipo de fondo consta básicamente de la sonda. Este es el elemento que contiene los sensores y el cartucho electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviar a la superficie. Las sondas (Fig. 2.5) se clasifican en función de su fuente de medida en:

- Resistivas (fuente: corriente eléctrica)
- Porosidad (fuente: capsulas radiactivas)
- Sónicas (fuente: emisor de sonido)

Figura 2.5 Herramientas de Fondo para Registros.



Fuente: Libro de Registros Geofísicos, PEMEX.

De acuerdo con lo anterior tenemos:

- Herramientas de registros con principio resistivo(eléctrico):
 - Inducción
 - Doble inducción
 - Doble Laterolog
 - Microesférico
 - Medición de echados
 - Microimágenes resistivas de formación

- Herramientas de registros radioactivos
 - Neutrón compensado
 - Litodensidad compensada
 - Rayos Gamma

- Herramientas de registros con principio acústico
 - Sónico de porosidad
 - Sónico dipolar de imágenes
 - Imágenes ultrasónicas

2.2.3.1.1 Registros resistivos.

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales. Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. Las saturaciones obtenidas de las resistividades somera y profunda se comparan para evaluar la productividad de la formación. La resistividad de una formación pura saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada.

$$R_o \propto R_w$$

$$R_o = F * R_w \quad F = \frac{R_o}{R_w} \dots \dots \dots \text{Ec. 2.1}$$

En donde:

F= Factor de formación

Rw= Resistividad del agua de formación

Ro=Resistividad de la roca 100% saturada con agua de formación

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma, la porosidad y del tipo de formación.

2.2.3.1.2 Registros nucleares.

Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen tres tipos de herramientas nucleares:

- Radiación natural – Rayos Gamma, espectroscopía
- Neutrones – Neutrón compensado
- Rayos Gamma – Litodensidad compensada

Las herramientas para medir radiación natural no requieren de fuentes radiactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radiactivos de la roca.

Las herramientas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radiactivas emisoras de neutrones rápidos y Rayos Gamma de alta energía, respectivamente.

2.2.3.1.3 Registros acústicos.

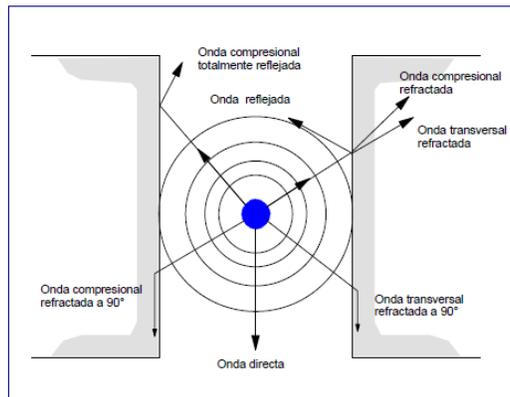
El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio (Fig.2.6). Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere energía (empuja) a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original.

Cuando una molécula transfiere su energía a otra, la distancia entre ellas es mínima, mientras que entre la primera y la anterior a ella, la distancia es mayor que la normal.

Las áreas de distancia mínima entre moléculas se llaman “áreas de compresión” y las de mayor distancia se llaman “áreas de rarefacción”. Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de rarefacción.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y de rarefacciones llamadas ondas. Esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.

Figura 2.6 Transmisión de la Energía Acústica.



Fuente: Libro de Registros Geofísicos, PEMEX.

2.2.4 Elaboración del modelo geológico-petrofísico integral.

El modelo geológico-petrofísico integral es una integración de las características y propiedades estáticas de un yacimiento, que tiene por objetivo reducir la incertidumbre que se tiene del subsuelo. En general, consta de modelos más detallados, de acuerdo con las diversas disciplinas involucradas (geofísica, geología, geoestadística, petrofísica e ingeniería petrolera). En otras palabras, un modelo geológico- petrofísico integral consta de los modelos; estructural, sedimentario, estratigráfico, litológico, petrofísico y de velocidades, entre otros, los cuales son comparados o calibrados con datos de producción (si se cuenta con ellos), a fin de contar con una representación más realista y confiable del subsuelo (Fig. 2.7).

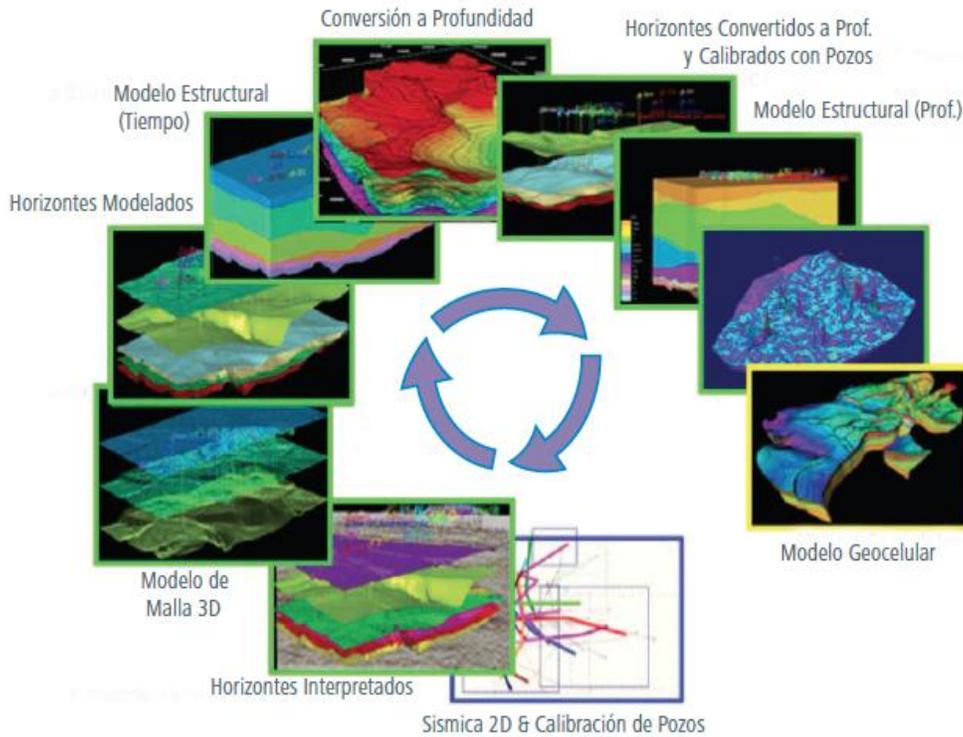
Con el modelo geológico- petrofísico integral se estima el volumen de hidrocarburos que pueden ser recuperados. Asimismo, permite determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos.

También contribuye a delimitar el área del yacimiento, ya sea de manera estructural o de manera estratigráfica. Es importante señalar que una vez que se cuenta con la información que se genera a partir de este modelo se puede continuar con el modelado dinámico, realizando el escalamiento correspondiente.

Para ayudar a clarificar el concepto, a continuación se presenta el flujo de trabajo que realiza generalmente para la construcción de algunos modelos:

1. Una vez que se tiene el marco estructural, se lleva a cabo la distribución de las propiedades petrofísicas empleando métodos geoestadísticos, tomando en cuenta los aspectos geológicos para la definición de dirección y orientación. Este modelo incluye los resultados generados de las interpretaciones de la información sísmica, estratigráfica y petrofísica.
2. Se construye el modelo estructural, el cual queda delimitado por las fallas existentes en cada campo, si es el caso; de esta manera se establece el tamaño horizontal de celda.
3. Se conforman las unidades cronoestratigráficas con base en los marcadores geológicos, las cuales se subdividen conforme al comportamiento de los datos petrofísicos registrados en variogramas verticales. También se definen los contactos de agua–aceite y gas–aceite para cada yacimiento representado en el modelo.
4. Se realiza el cálculo de la relación espesor neto–bruto (NTG) conforme a los valores de corte, así como el acotamiento y delimitación de las propiedades petrofísicas.
5. Con base en el comportamiento estadístico de cada propiedad, se realiza el escalado correspondiente y el análisis geoestadístico-probabilista para determinar por cada unidad, los rangos y relaciones de anisotropía existentes.
6. Una vez definidas las propiedades a distribuir, se construyen mapas de probabilidad con base en atributos geométricos y datos de producción normalizados para zonificar adecuadamente la relación entre el comportamiento de la propiedad y el marco estructural.
7. Comúnmente se utiliza simulación secuencial gaussiana condicionada con variables secundarias y/o mapas de probabilidad para distribuir cada propiedad, llevando a cabo cierto número de realizaciones por cada una y obteniendo su promedio aritmético como resultado final.
8. Se calcula el volumen original de hidrocarburos con los promedios de las propiedades distribuidas (porosidad efectiva, relación espesor neto–bruto, saturación de agua, entre otros) y sus respectivos contactos de fluidos, considerando el factor de volumen del aceite inicial, Bo_i , para cada campo.

Figura 2.7 Esquema de integración del modelo geológico actual.



Fuente: Libro de Reservas CNH.

2.3 Ingeniería de Yacimientos.

La Ingeniería de Yacimientos es la rama de la ingeniería del petróleo que se ocupa de explicar el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos para desarrollar y producir los fluidos contenidos de forma tal que se obtenga una recuperación eficiente así como para estimar su comportamiento futuro. Las estimaciones de reservas de hidrocarburos requieren que el Ingeniero de Yacimientos encargado de esta actividad tenga un buen conocimiento del yacimiento. En los yacimientos de hidrocarburos existen tres fuerzas de acción: las fuerzas hidrodinámicas, las fuerzas gravitacionales y las fuerzas interfaciales. Estas fuerzas determinan la distribución y movimientos de los tres fluidos que se encuentran en los yacimientos: petróleo, agua y gas.

La capacidad de estas fuerzas para afectar el comportamiento de los fluidos depende de una serie de factores, siendo de máxima importancia las propiedades de los fluidos y de la roca que los contiene, los volúmenes relativos de cada fluido que se encuentra en las rocas, las condiciones que se le imponen al sistema de roca y fluidos y mecanismos de producción.

Las estrategias de explotación, los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los factores de recuperación son definidas por las siguientes actividades:

2.3.1 Caracterización de los fluidos.

Un conocimiento apropiado del comportamiento de los fluidos a lo largo de la vida productiva de un campo o yacimiento, es fundamental para una eficiente administración de yacimientos. Lo anterior, debido a que las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante para el desarrollo de herramientas de pronósticos de producción de hidrocarburos, y por lo tanto para el diseño de instalaciones y equipos para el manejo y transporte de hidrocarburos. Asimismo, las propiedades de los fluidos influyen en la determinación de los volúmenes in situ, en el cálculo de factores de recuperación y en la definición de estrategias de desarrollo.

Para estimar las reservas no basta solo con conocer que se ha encontrado un yacimiento de hidrocarburos. Es relevante definir qué clase de hidrocarburos, a fin de determinar la mejor manera de extraerlos. Por ello es, es muy importante tomar muestras de fondo, o en el separador para recombinarlos después, para analizarlos y medir propiedades de los fluidos encontrados. Estos análisis son denominados análisis PVT, los cuales son un grupo de pruebas de laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas que se utilizan para evaluar las propiedades de los fluidos. Para simular el comportamiento a condiciones de yacimiento, debido al abatimiento de presión por la extracción de los hidrocarburos, se llevan a cabo dos tipos de separación de fluidos, ambos a temperatura de yacimiento, estas son:

1. Separación a masa y composición constante (separación instantánea o flash)

En la liberación instantánea todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión se mantienen en contacto íntimo y en equilibrio entre ambas bases.

2. Separación a masa y composición variable (separación diferencial)

- Convencional: Todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión son retirados tan pronto como se van liberando.

Las propiedades físicas obtenidas, son:

- Presión de saturación (burbujeo, P_b , o rocío, P_r).
- Factor Volumétricos de Formación (aceite, B_o ; gas, B_g , y agua, B_w).
- Relación de gas disuelto en el aceite (R_s).
- Factor de volumen total (B_t).
- Compresibilidad isotérmica (aceite, C_o ; gas, C_g , y agua, C_w).

- Viscosidad (aceite, μo ; gas, μg , y agua, μw).
- Factor de compresibilidad del gas, Z.

2.3.2 Clasificación de los Yacimientos con base en los hidrocarburos contenidos.

Con base en las propiedades físicas y química de los fluidos obtenidos en los muestreos y estudios de laboratorio, podemos clasificar a los yacimientos de la siguiente manera, pudiéndose subdividir en saturados y bajo saturados para los de petróleo y húmedos y secos para los gases:

Yacimientos de gas.

1. Gas Seco
2. Gas Húmedo
3. Gas Condensado

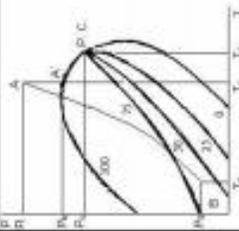
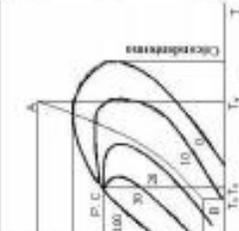
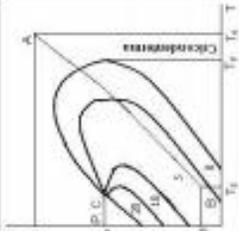
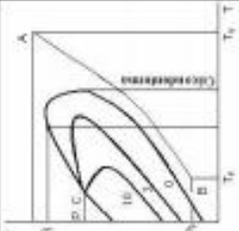
Yacimientos de aceite.

1. De acuerdo al Punto de Burbuja
 - a. Bajosaturados
 - b. Saturados
2. De acuerdo al estado de los fluidos
 - a. Aceite de Alta Volatilidad (Aceite Volátil)
 - b. Aceite de Baja Volatilidad (Aceite Negro)
 - 2.1 Liviano
 - 2.2 Mediano
 - 2.3 Pesado
 - 2.4 Extrapesado

La RGA inicial y la gravedad API son indicativos de la clasificación del fluido del yacimiento; pero se necesita obtener un diagrama de fase del fluido del yacimiento para establecer el comportamiento a lo largo de la isoterma correspondiente a la temperatura del yacimiento.

En la Fig. 2.8 se muestran los diagramas físicos y condiciones prevalecientes en el yacimiento que determinan su clasificación.

Figura 2.8 Características de los Yacimientos.

Tipo	Yacimientos de Gas y Condensados			
	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Características	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Diagrama de Fase				
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y < \text{Cricondenterma}$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y yacimiento los fluidos se encuentran totalmente en la fase vapor	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	—	Fenómenos Retrogradados	—	—
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	< 200	200 --- 1.000	500 --- 15.000	< 20.000
Densidad líquida $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75

Fuente: Explotación de Campos Maduros, Aplicaciones de Campo, Durán y Ramos, UNAM.

2.3.3 Mecanismos de Producción y Factores de Recuperación Asociados.

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo.

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

$$\text{Factor de Recuperación (FR) a la fecha de cálculo, en Porcentaje} = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \times 100$$

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

$$\text{Factor de Recuperación final esperado (FRF), en porcentaje} = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \times 100$$

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

- a) N_p o G_p , final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas
- b) N_p o G_p , final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas + Probables

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

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

Existen seis mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

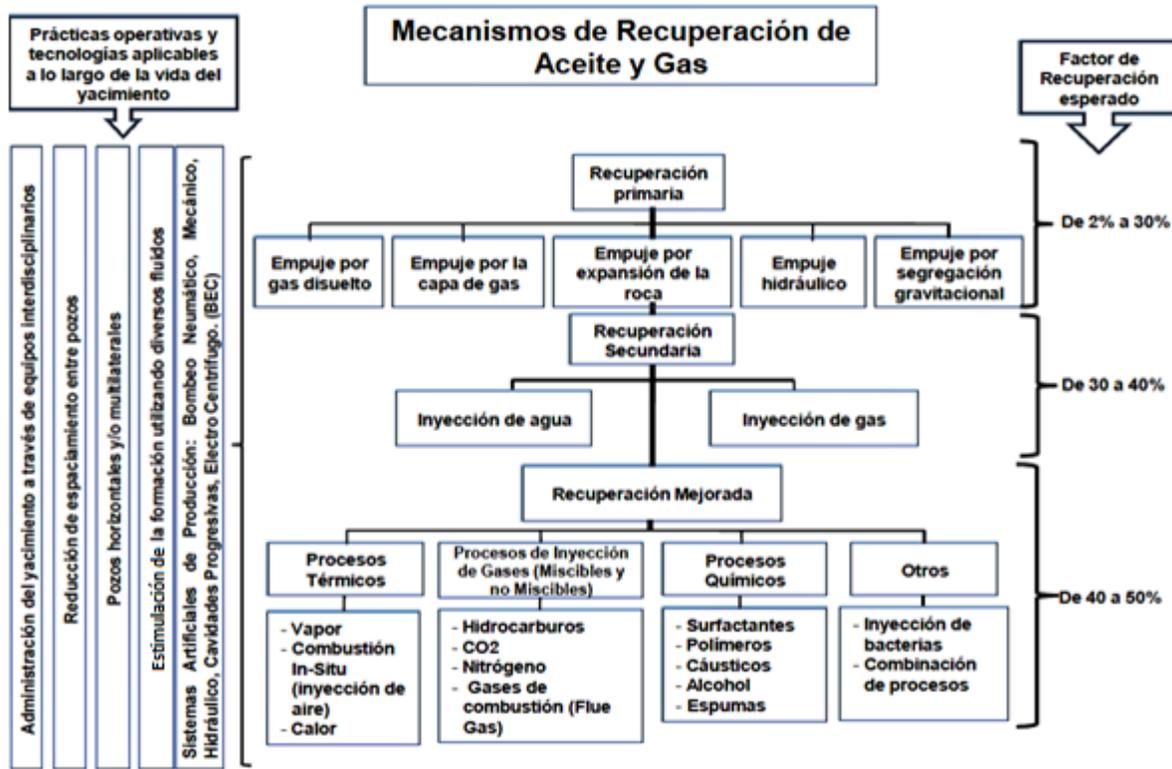
Tabla 2.1 Mecanismos de empuje y su eficiencia de recuperación.

Mecanismo	Eficiencia en la Recuperación	
a. Empuje por gas disuelto.	1 – 10%	Prm. 3%
b. Empuje por la capa de gas.	5 – 35%	Prm. 20%
c. Empuje por expansión de la roca.	20 – 40%	Prm. >25%
d. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).	35 – 80%	Prm. 50%
e. Empuje por segregación gravitacional.	40 – 80%	Prm. 60%
f. Combinado	45 – 80%	Prm. 60%

Secundaria. Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento.

Mejorada. Es en esta etapa, en la que para continuar la explotación de un campo o yacimiento se requiere implantar otros métodos, para aumentar los factores de recuperación de aceite y gas, como: Térmicos (inyección de vapor o inyección de aire, para generar una combustión in-situ en el yacimiento), químicos (como inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o gases miscibles (como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, este último como proceso miscible o inmisible). En la (Fig. 2.9) se muestran los mecanismos de recuperación, así como los factores de recuperación asociados.

Figura 2.9 Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener.



Fuente: Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México, CNH.

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

2.3.4 Pruebas de Variación de Presión.

Las pruebas de variación de presión (Fig. 2.10) consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión con respecto al tiempo en los pozos. El análisis de pruebas de presión es una técnica donde se estudia el comportamiento de un pozo cuando éste es sometido a variaciones de presión y/o producción con respecto al tiempo. Con la información obtenida de estos análisis se pueden estimar las propiedades de roca, de los fluidos y de flujo.

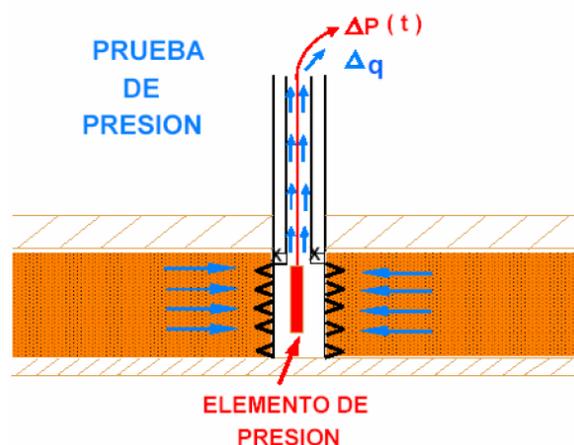
Básicamente con esta técnica, los datos de presiones y gastos medidos son ajustados a un modelo matemático de flujo que mejor describa el comportamiento dinámico del sistema pozo-yacimiento.

Estas pruebas son más beneficiosas cuando se realizan en la etapa de exploración. Descubrir nuevas reservas o prevenir la terminación de pozos secos son de los principales objetivos de una prueba.

Algunas veces la prueba se lleva a cabo para saber si hay suficiente hidrocarburo que justifique los costos de desarrollos de nuevos campos. Aunque las pruebas de pozos puedan ocasionar gasto de dinero y tiempo, bien vale el esfuerzo por la información que de las mismas se obtienen.

Algunos de los datos obtenidos a partir de estos análisis son el volumen de drene del pozo, el daño o la estimulación en la vecindad del pozo, la presión del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad, algunas discontinuidades en el yacimiento, la distribución de fluidos, entre otros.

Figura 2.10 Concepto de prueba de variación de presión en un pozo.



Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

Los objetivos principales de las pruebas de variación de presión son los siguientes:

- Estimar los parámetros del yacimiento: permeabilidad, el producto ϕc_t , S , etc.
- Confirmación de la interpretación geológica.
- Límite de yacimiento.
- Calcular la presión promedio del área de drene.
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento:
 - Presencia y/o confirmación de fallas
 - * Impermeables
 - * Semi-Permeables
 - * Conductivas
 - Presencia y/o confirmación de cambio de facies.
- Hallar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento.
- Determinar el estado de un pozo (daño)
- Estimar el volumen poroso del yacimiento, V_p .

- Estimar las características de una falla que intersecta al pozo.
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
- Determinar las condiciones de entrada de agua.
- Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común.
- Estimar el coeficiente de alta velocidad en pozos de gas.
- Estimar los factores de pseudo-daño (penetración parcial, fluidos de perforación, desviación, fractura, disparos, etc.).
- Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

2.3.4.1 Tipos de Pruebas de Variación de Presión.

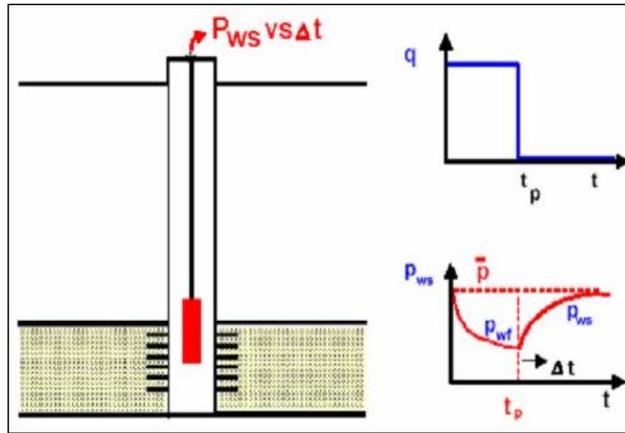
Las pruebas de referencia se pueden clasificar en dos grupos:

1. Pruebas de un solo pozo (decremento, incremento, inyección y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultado los patrones de flujo y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño).
2. Pruebas Multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento, además se puede determinar la compresibilidad total y la permeabilidad.

2.3.4.1.1 Prueba de Incremento de Presión (Buildup Test).

Es una de las pruebas más usadas en la caracterización de yacimientos. La prueba se lleva a cabo produciendo a un gasto constante por cierto tiempo, posteriormente se cierra el pozo, permitiendo que la presión en el fondo aumente para poder medirla en función del tiempo, como se muestra en la Fig. 2.11. De esta información, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión media del área de drene, y caracterizar el daño, ya sea positivo o negativo, y de igual manera las heterogeneidades o fronteras del yacimiento.

Figura 2.11 Prueba de Incremento de Presión.



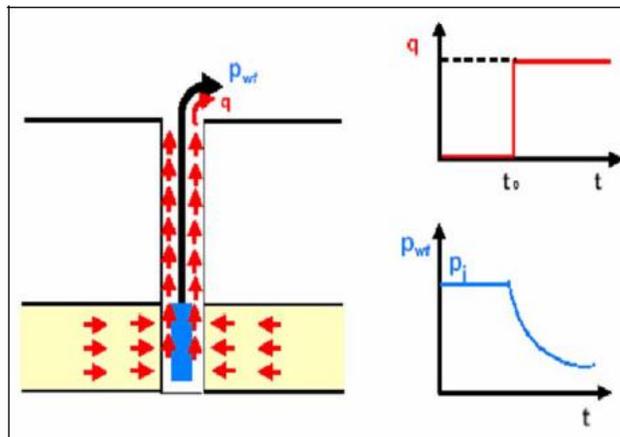
Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

2.3.4.1.2 Prueba de Decremento de Presión (Drawdown Test).

Una prueba de decremento de presión es llevada a cabo mediante la puesta en producción de un pozo cerrado, iniciando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. El gasto y la presión son registrados como función del tiempo, como se muestra en la Fig. 2.12.

Usualmente se incluyen dentro de los objetivos de esta prueba obtener la permeabilidad, factor de daño, y, en ocasiones el volumen del yacimiento (límite del yacimiento). Estas pruebas son particularmente aplicables a pozos nuevos, que han estado cerrados lo suficiente para permitir que la presión se estabilice, y pozos en los cuales la presión después del cierre sea difícil de registrar para una prueba de incremento, los pozos exploratorios son frecuentemente los mayores candidatos para este tipo de pruebas.

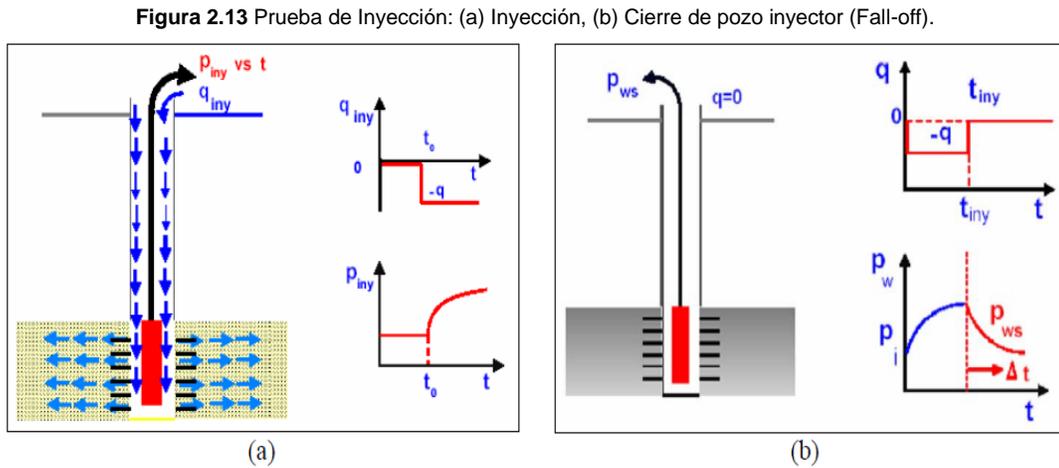
Figura 2.12 Prueba de Decremento de Presión.



Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

2.3.4.1.3 Pruebas de Inyección – Recuperación (Fall-off Test).

Este tipo de pruebas tiene el mismo principio que una prueba de incremento, pero inversa, y el comportamiento diseñado será un decremento de presión. Consisten en inyectar un gasto de fluido hasta represar el pozo durante el tiempo que se diseñó la prueba, para luego cesar la inyección del fluido. Este comportamiento es el que se observa en la Fig. 2.13, y es lo que ocurre durante una prueba de inyección.

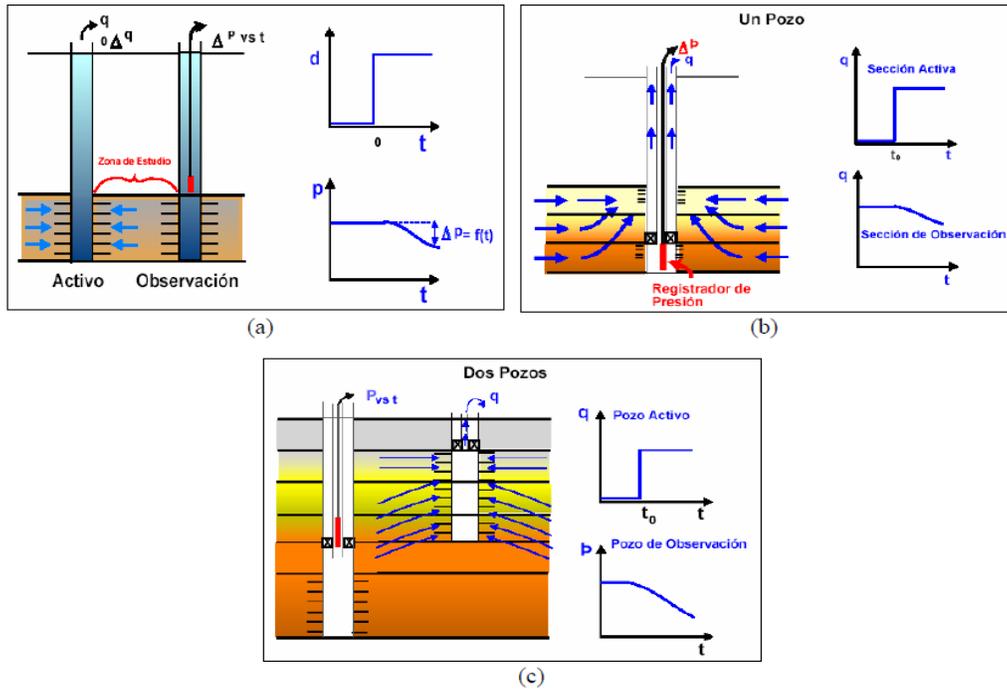


Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

2.3.4.1.4 Pruebas de Interferencia.

Una prueba de interferencia (Fig. 2.14) consiste en hacer fluir un pozo y observar la presión en otro pozo o pozos, una prueba de interferencia tiene como objetivo monitorear los cambios de presión dentro del yacimiento. En este tipo de pruebas las variaciones de presión son medidas por un registrador (sensor) de alta sensibilidad colocado en el fondo de cada pozo de observación.

Figura 2.14 Prueba de Interferencia: (a) Horizontal, (b) Vertical (un pozo), (c) Vertical (dos pozos).



Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

2.3.5 Análisis de Curvas de Declinación.

El análisis de curvas de declinación permite pronosticar ritmos de producción, y sirve de base para estimar la productividad y las reservas de hidrocarburos; es uno de los métodos más antiguos empleados para el pronóstico de producción de hidrocarburos.

La pérdida de presión en el yacimiento o los cambios en los ritmos de producción son las principales causas de la declinación. Trazando una línea a través de los valores de producción, los cuales van disminuyendo en el tiempo, y asumiendo esta misma tendencia en el futuro, se obtiene la base para el análisis de declinación. A través de sencillas técnicas gráficas se determinan ciertos parámetros a partir de la curva de declinación, tales como gasto inicial o factor de declinación.

Existen básicamente tres tipos principales de curvas de declinación: exponenciales, armónicas, hiperbólicas. Matemáticamente, su principal diferencia radica en el valor del parámetro conocido como constante de declinación (b); cuando su valor es cero, es exponencial; cuando es uno, armónica; y cuando está entre cero y uno, hiperbólica. Cabe señalar que se ha encontrado que el valor de b tiene un valor mayor a 1 en casos de lutitas gasíferas.

La desventaja de este procedimiento es que supone que el comportamiento y la explotación del yacimiento, o campo, no cambiará durante el tiempo.

Los principales periodos de declinación de un pozo productor son:

1. Declinación transitoria.
2. Declinación en estado pseudo-estacionario.

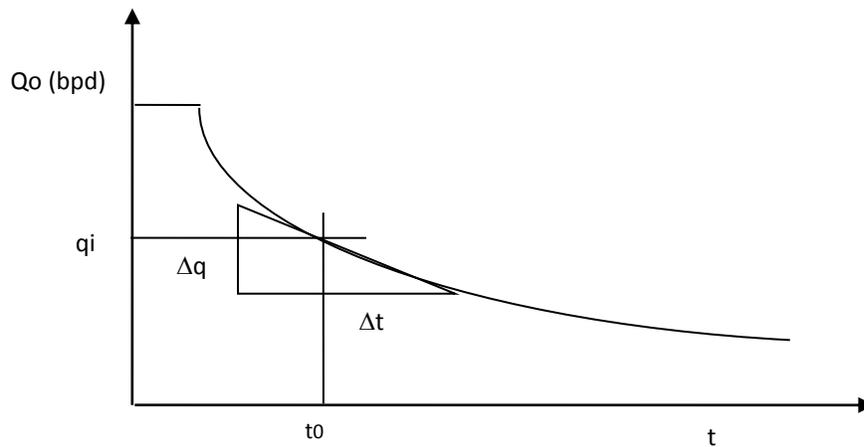
Así mismo dentro de la declinación en estado pseudo-estacionario se encuentran otros tres tipos de declinación. Estas declinaciones son:

- Exponencial
- Hiperbólica
- Armónica

2.3.5.1 Declinación Exponencial.

Considerando una gráfica típica de gasto de producción contra tiempo (Fig. 2.15), se tiene un periodo en el que se estabiliza la producción y después de éste, un momento en el que el pozo no puede sostener su producción y su capacidad va decayendo regularmente, es decir, comienza a declinar respecto al tiempo.

Figura 2.15 Gráfica de Gasto de producción vs tiempo.



Fuente: Productividad de Pozos, UNAM.

La ecuación de una línea recta semi-logarítmica puede escribirse como:

$$q = q_i e^{(-Dt)} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.2}$$

En donde:

- q = gasto de producción en un tiempo t, vol/unidad de tiempo, Bls/día
- qi = gasto de producción en un tiempo cero, vol/unidad de tiempo, Bls/día
- D = ritmo de declinación nominal exponencial, 1/tiempo, 1/seg.
- t = tiempo, seg.
- e = base de logaritmos naturales, (2.718...)

La relación ritmo-producción acumulada, está dada por:

$$N_p = \frac{1}{D}(q_i - q) \dots\dots\dots \text{Ec. 2.3}$$

Este tipo de declinación es buena para periodos cortos de tiempo. La producción acumulada se estima utilizando una tasa de declinación constante

2.3.5.2 Declinación Hiperbólica.

La declinación hiperbólica (Fig. 2.16) es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

- Gas en solución
- Expansión del casquete de gas
- Empuje de agua

Se debe considerar que el ritmo de declinación D, es proporcional a la producción en vez de ser constante, por lo tanto, a menor gasto de producción, será menor el ritmo de declinación. Su expresión matemática es:

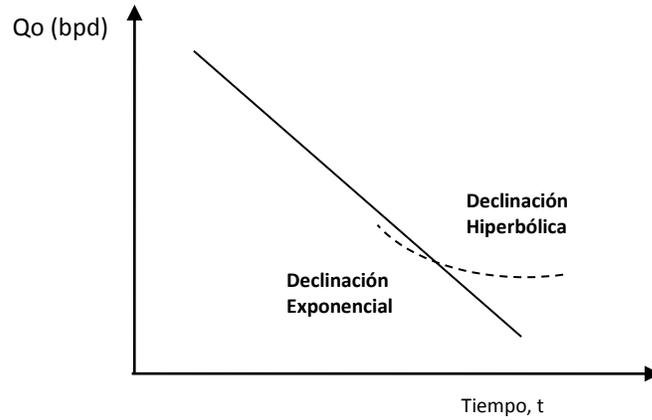
$$q = q_i (1 + D_i b t)^{\frac{1}{b}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.4}$$

Donde:

Di es la rapidez de declinación de cuando el gasto qi prevalece, t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de qi a q, y b representa la constante de declinación o ritmo de declinación 0<b<1. Para determinar la ecuación de gasto-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación anterior por lo que nos queda:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i (1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}) \dots\dots\dots \text{Ec. 2.5}$$

Figura 2.16 Gráfica de declinación hiperbólica.



Fuente: Productividad de Pozos, UNAM.

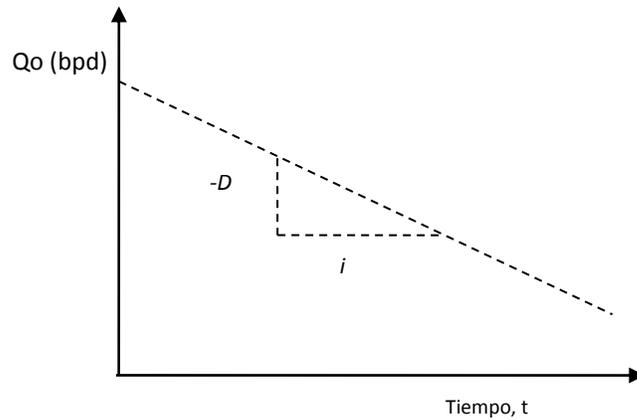
2.3.5.3 Declinación Armónica.

Algunas veces cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto. Este tipo de declinación (Fig. 2.17) es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de $b=1$.

Su expresión es la siguiente:

$$q = \frac{q_i}{(1 + Di)} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.6}$$

Figura 2.17 Gráfica de declinación armónica.



Fuente: Productividad de Pozos, UNAM.

2.3.6 Balance de Materia.

El balance de materia es una técnica que se utiliza para estimar el volumen original de aceite y/o gas en sitio, así como también es usada para estimar la recuperación primaria, y analizar los mecanismos de recuperación primarios que se presentan en un yacimiento. Esta técnica se basa en la ley de conservación de la masa. Las suposiciones básicas son las siguientes:

- Modelo de tanque homogéneo (esto es, las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento),
- El yacimiento es a volumen constante (no hay cambio de porosidad),
- La distribución de presión en el yacimiento es uniforme,
- Un proceso de explotación isotérmica,
- La saturación de fluidos es uniforme en todo el yacimiento,
- No hay transferencia de masa en los fluidos,
- La producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección, y
- No hay dirección al flujo de fluidos.

Para que la técnica de balance de materia tenga éxito en el largo plazo, se requiere un programa para el monitoreo la presión y producción del yacimiento, y contar con datos PVT precisos.

Se puede utilizar para analizar el comportamiento histórico de un yacimiento, verificar volúmenes de hidrocarburos originalmente in situ, propiedades de fluidos, predecir el comportamiento futuro e investigar el comportamiento de acuíferos a un costo menor, comparado con la simulación a escala completa.

La ecuación de balance de materia se puede utilizar para:

- Yacimientos de aceite y gas asociado bajosaturados con y sin entrada de agua.
- Yacimiento de aceite y gas asociado saturados con y sin entrada de agua.
- Yacimientos de Gas
- Yacimientos de Gas y Condensado.

2.3.6.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales empleados por el método de balance de materia.

Relación de solubilidad: Se define como el volumen de gas disuelto en el aceite medido a condiciones estándar entre el volumen de aceite muerto (sin gas disuelto) medido a condiciones estándar

$$R_s = \frac{Vol_g \text{ disuelto @ c.s.}}{Vol_o \text{ @ c.s.}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.7}$$

Relación gas aceite producido: Se define como el gasto de aceite más el gasto de gas disuelto más el gasto de gas libre medidos a condiciones estándar entre el gasto de aceite muerto medido a condiciones estándar.

$$RGA = \frac{Vol_o + Vol_g \text{ disuelto} + Vol_g \text{ libre @ c.s.}}{Vol_o \text{ @ c.s.}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.8}$$

Factor de volumen del aceite: Se define como el volumen aceite con gas disuelto medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{Vol_o + Vol_g \text{ disuelto @ c.y.}}{Vol_o \text{ @ c.s.}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.9}$$

Factor de volumen del gas: Se define como el volumen de una masa de gas libre medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas, pero medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{Vol_g \text{ @ c.y.}}{Vol_g \text{ @ c.s.}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.10}$$

Factor de volumen total: El factor de volumen de la fase mixta se define como el volumen de aceite más su gas disuelto más el volumen de gas libre medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite sin gas disuelto medido a condiciones estándar.

$$B_t = B_o + B_g(R_{st} - R_s) \dots\dots\dots \text{Ec. 2.11}$$

Saturación del fluido: La saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido (Vf) medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros (Vp); es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.12}$$

Porosidad: Se define como el volumen de poros de la roca p V entre el volumen total de la roca Vr.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_r} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.13}$$

Compresibilidad del aceite: La compresibilidad es una medida del cambio del volumen del fluido con la presión. Siendo así la compresibilidad del aceite se define como la variación en el volumen del aceite con respecto a la presión.

$$C_o = \frac{2}{B_{o2} + B_{o1}} \frac{B_{o2} - B_{o1}}{P_1 - P_2} \dots \text{Ec. 2.14}$$

Compresibilidad total: La compresibilidad total se refiere a la variación que presenta el volumen del sistema roca-fluidos con la presión.

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \dots \text{Ec. 2.15}$$

Saturación en la zona de aceite: Se define como el volumen de aceite contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

$$S_o = 1 - S_w \dots \text{Ec. 2.16}$$

Saturación en la zona de gas: Se define como el volumen de gas contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

$$S_g + S_w = 1 \dots \text{Ec. 2.17}$$

Expansión: Se define como una variación en el volumen, ya sea de los fluidos, de la formación o del sistema roca-fluidos, que es inversamente proporcional a la presión:

$$EXP = VCe\Delta P \dots \text{Ec. 2.18}$$

Relación volumen original de gas y volumen original de aceite: Se define como el volumen original de gas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite a condiciones de presión y temperatura también del yacimiento.

$$m = \frac{GB_{gt}}{NB_{ot}} \dots \text{Ec. 2.19}$$

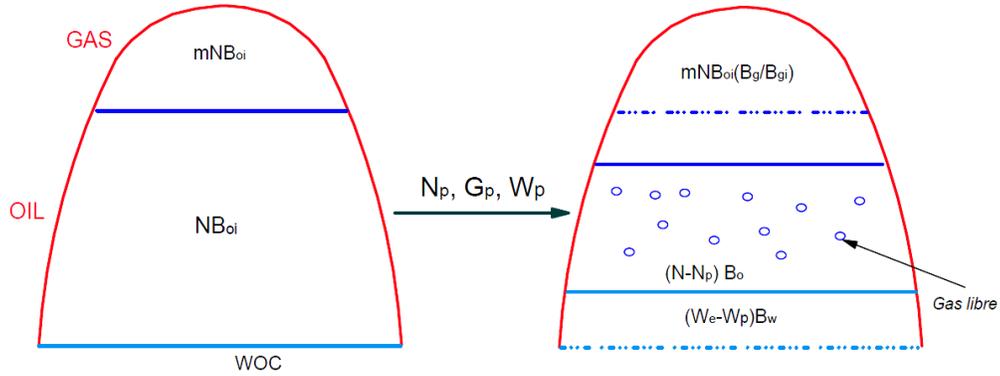
2.3.6.2 Forma General de la Ecuación de Balance de Materia.

La ecuación de balance de materia puede escribirse como:

$$\left[\begin{array}{c} \text{El volumen} \\ \text{original de} \\ \text{hidrocarburos} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Volumen remanente de hidrocarburos + el} \\ \text{volumen de agua entrante desde un acuífero} \\ \text{+ la reducción del volumen poroso debido a la} \\ \text{expansión de roca y fluido} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{El volumen} \\ \text{producido} \end{array} \right]$$

En la Fig. 2.18 se muestra un esquema representativo del balance de materia.

Figura 2.18 Esquema del balance de materia.



Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Freddy H. Escobar, PhD.

La ecuación general de balance de materia se puede expresar como sigue, y ésta contempla los siguientes factores:

- Expansión del aceite con su gas disuelto
- Expansión del gas libre inicial
- Entrada de agua
- Volúmenes de aceite, gas y agua producidos

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p) B_w}{B_o - B_{oi} + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} (1 + m) \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.20}$$

Siendo,

$$m = \frac{G B_{gi}}{N B_{oi}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.21}$$

En donde:

N = Volumen original de aceite in-situ.

G = Gas libre inicial en el yacimiento.

m = Tamaño inicial de la capa de gas o volumen inicial de la capa de gas/volumen de la zona de aceite (N)

- Np = Producción acumulada de aceite.
- Gp = Producción acumulada de gas.
- Wp = Producción acumulada de agua.
- Rp = Relación gas-aceite producida acumulada.
- Rs = Relación de solubilidad.
- Bo, Bw = Factor volumétrico de formación del aceite y del agua.
- Bg = Factor volumétrico de formación del gas.
- We = Entrada de agua.
- Sw = Saturación de agua.
- Cw, Co, Cg = Compresibilidad del agua, del aceite y de gas.
- Cf = Compresibilidad del volumen poroso.
- $\Delta P = P_i - P$
- P = Presión estática del yacimiento.
- i = inicial.

Cuando no existe gas libre inicial, como en un yacimiento de aceite bajosaturado, se tiene $m=0$ y la ecuación se reduce a:

$$N(B_t - B_{t_1}) + (W_e - W_p B_w) = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] \dots \dots \dots \text{Ec. 2.22}$$

Principales ventajas del Método de Balance de Materia:

- Económico
- Se requiere de poca información
- Brinda una buena aproximación del comportamiento del yacimiento
- Permite obtener volúmenes originales
- Puede servir como base en el empleo de otros métodos

Principales desventajas del Método de Balance de Materia:

- Considera homogéneas las propiedades de la roca y de los fluidos en todo el yacimiento
- No es exacto
- No considera el movimiento de los fluidos
- Se requiere producción

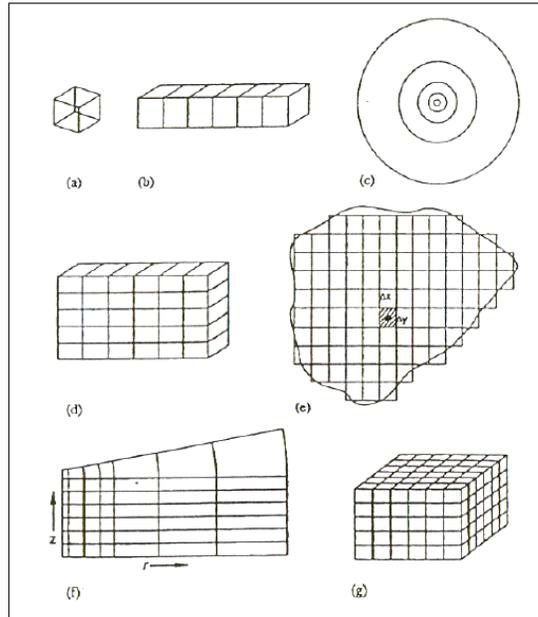
2.3.7 Simulación Numérica de Yacimientos.

El principal objetivo de la simulación numérica de yacimientos es modelar y predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, incluyendo los métodos de recuperación a aplicar, y así poder reducir el riesgo asociado al plan de explotación. Por lo anterior, se le considera una herramienta muy importante en el proceso de administración de yacimientos al permitir monitorear y evaluar el comportamiento del yacimiento.

La Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) es el método más exacto con el que se cuenta para poder realizar los pronósticos de producción, así como el cálculo de reservas, entre otras cosas. Este método consiste en seccionar al yacimiento en partes muy pequeñas llamadas “celdas” y asignarle a cada una, valores de presión, así como definir características y propiedades tanto de la formación como de los fluidos acopladas a ecuaciones de balance de materia y de flujo de fluidos en medios porosos, ésto permite la consideración de las heterogeneidades y las direcciones de flujo de los fluidos en el yacimiento, lo cual da como consecuencia una aproximación muy cercana a la realidad acerca del comportamiento del yacimiento y por ende de los pronósticos de producción. Se considera el espaciamiento entre pozos, las direcciones de flujo probables, los límites físicos y las fallas. Los pozos se ubican dentro del arreglo de las celdas, y se les asignan sus gastos de inyección/producción.

La discretización entre los bloques del yacimiento depende del tamaño y complejidad del yacimiento, calidad y cantidad de la información, objetivo del estudio de simulación y de la exactitud de la solución deseada. El número de bloques estará limitado principalmente por el costo de los cálculos y el tiempo disponible para preparar la información e interpretar los resultados. El modelo debe contener suficientes celdas y dimensiones para representar al yacimiento y simular su comportamiento en forma adecuada. En la Fig. 2.19 se muestran algunos de los modelos utilizados en la simulación numérica para representar el yacimiento.

Figura 2.19 Modelos típicos usados en la simulación de yacimiento (a) tanque, (b) 1D, (c) 1D radial, (d) sección transversal, (e) areal, (f) sección transversal radial y (g) 3D



Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

Las ecuaciones obtenidas al realizar un modelo matemático del yacimiento resultan en ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales, las cuales no tienen solución matemática, su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua. Los datos requeridos para construir el modelo de simulación son permeabilidad, porosidad, espesor, profundidad, saturación inicial de cada fase, presión inicial, propiedades de los fluidos, permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidades y dimensiones de la malla. Además, es importante disponer de información de los intervalos productores, la pérdida de presión en líneas de flujo y tuberías de producción. También se requiere la descripción del acuífero, la producción histórica de aceite, de agua y de gas, así como la evolución histórica de la presión en los pozos.

2.3.6.1 Planeación de un estudio de Simulación Numérica de Yacimientos.

El procedimiento que se sigue en una Simulación Numérica de Yacimientos depende de muchos factores. A continuación se muestra una serie de pasos que pueden aplicarse:

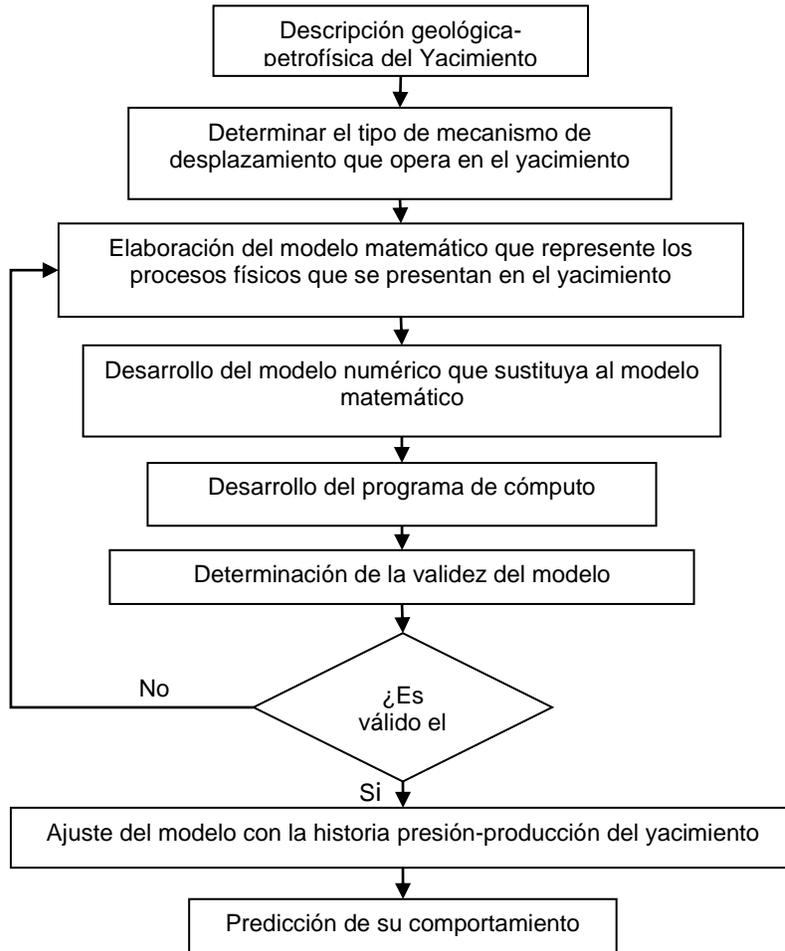
1. Definición del Modelo Geológico-Petrofísico. Distribución de las propiedades de la roca y la geometría de la estructura del yacimiento. En esta información entra el establecer los límites del yacimiento, características de la formación productora, fallas, discontinuidades, características del acuífero (si existe), etc.
2. Especificación de las Propiedades Termodinámicas de los Fluidos. Distribución de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento como son: factores de volumen, relación de solubilidad, viscosidades, compresibilidades, presión de burbujeo, etc.
3. Selección de la Malla de Simulación. Considerar la geometría del yacimiento para elegir la malla acorde a la forma del yacimiento.
4. Inicialización. Asignar las propiedades estáticas y dinámicas necesarias a las celdas numéricas en las que se dividió el yacimiento. Así como también saturaciones y presiones iniciales.
5. Ajuste Histórico. Reproducir la historia de presión-producción del yacimiento hasta el tiempo presente. Éste es un aspecto importante del modelo de simulación. El éxito del ajuste de la historia de producción repercutirá directamente en los escenarios de producción que se pronostiquen.
6. Predicción del Comportamiento del Yacimiento. Partiendo del modelo ajustado se realizan corridas con diferentes alternativas de producción incluyendo: pozos de relleno, sistemas artificiales de producción, proyectos de recuperación secundaria, recuperación mejorada.

Otra perspectiva de la simulación del yacimiento es considerarla como un proceso iterativo, el cual comprende las siguientes etapas:

- Descripción geológica-petrofísica del Yacimiento.
- Determinar cuál es el mecanismo de desplazamiento que predomina.
- Establecer el modelo matemático.
- Desarrollar el modelo numérico.
- Desarrollar el programa de cómputo.
- Determinar la validez del modelo.
- Ajustar el modelo con las historias presión-producción del yacimiento.
- Predecir su comportamiento.

El proceso iterativo se puede observar en la Fig. 2.20. En ella se puede apreciar que al avanzar, a través de las diferentes etapas, es necesario regresar a modificar algo de las anteriores, como pueden ser las suposiciones en las que se basó el modelo.

Figura 2.20 Etapas para desarrollar un modelo.



Fuente: Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos, Hernández & Domínguez 1984, UNAM.

2.3.6.2 Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos.

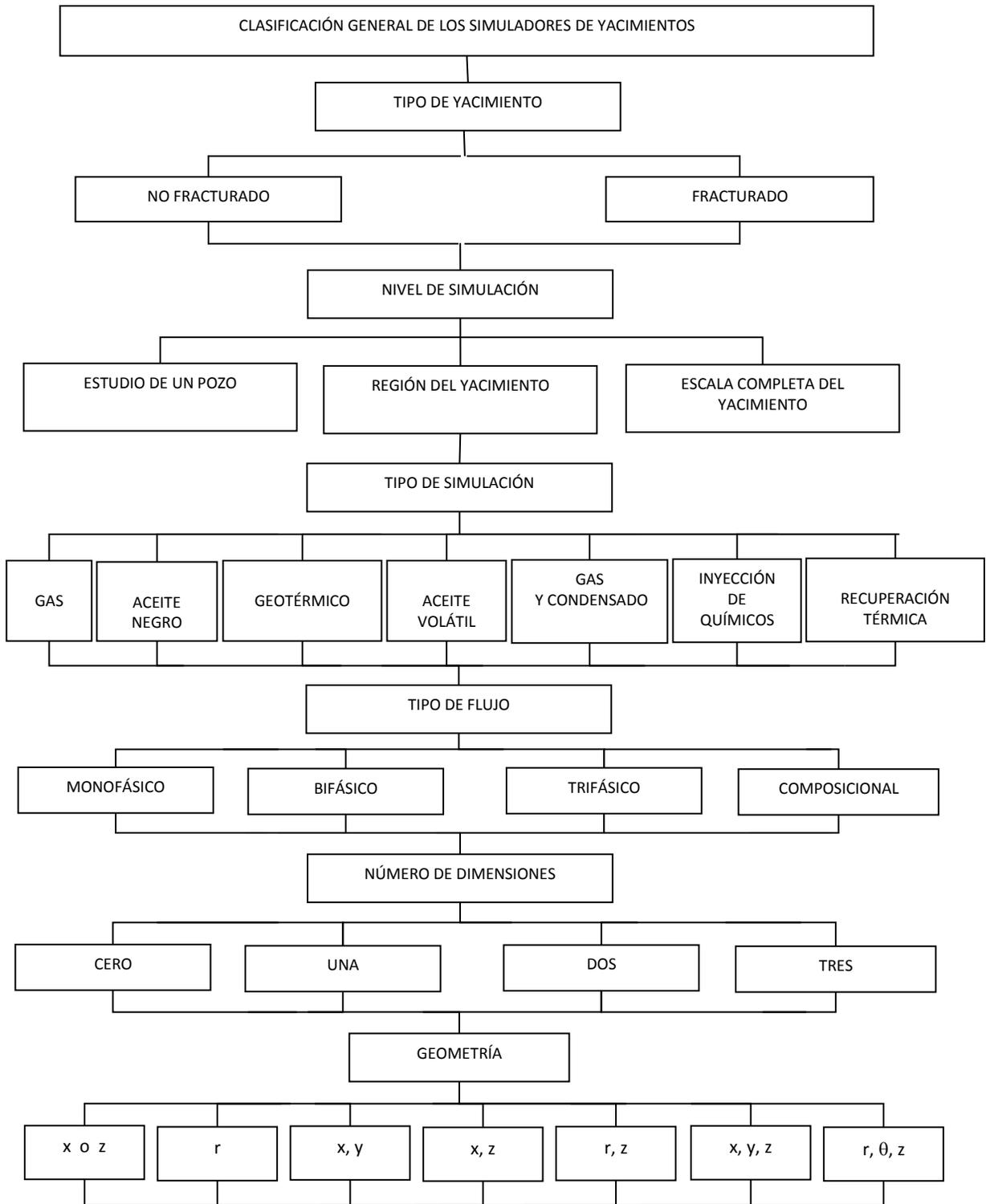
Con la ayuda de un simulador se puede hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento, NBoi, y a condiciones de superficie, N.
- Tener una idea clara del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: depresionamiento natural, inyección de agua, inyección de gas, o el uso de algún método de recuperación mejorada, modificación a las instalaciones superficiales.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la colocación de pozos y su espaciamiento.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Hacer un programa de producción.

2.3.6.3 Clasificación General de los Simuladores de Yacimientos.

Los simuladores numéricos se clasifican dependiendo de las características del yacimiento. Una vez que se determina el tipo de yacimiento existen un gran número de simuladores dependiendo ya sea por el tipo de simulación, tipo de flujo, número de dimensiones, geometría, etc. La Fig. 2.21 muestra un esquema con la clasificación general de los simuladores de yacimientos.

Figura 2.21 Clasificación general de simuladores.



Fuente: Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos, Hernández & Domínguez 1984, UNAM.

2.4 Ingeniería de Producción.

La ingeniería de producción es la encargada del manejo y conducción de los fluidos provenientes de los yacimientos pasando por su tratamiento (separación, deshidratación, endulzamiento, etc.) hasta su comercialización; sus principales objetivos son: el incremento, mantenimiento y, cuando sea necesario, el restablecimiento de la producción. Para ésto es necesario un adecuado planeamiento para determinar el momento adecuado para implementar algún sistema de levantamiento artificial además de un correcto diseño de instalaciones superficiales, de tratamiento y recolección.

2.4.1 Sistemas artificiales de producción.

Durante la vida productiva de los yacimientos la presión tiende a disminuir debido a la producción de los fluidos contenidos en ellos, a tal grado que en la mayoría de los casos llega un momento en que los pozos productores dejan de fluir de forma natural.

Cuando lo anterior ocurre, es decir, cuando el flujo de fluidos no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, la mayoría de las veces se implementa un sistema artificial de producción (SAP), ya que éste ayuda a llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie.

Para una buena selección del SAP se requiere de la colaboración y participación de diferentes disciplinas como lo son: ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción y de perforación (Terminación de pozos). De esta manera, las pruebas de formación, los datos de producción, los estados mecánicos, las instalaciones superficiales y la infraestructura construida son el primer paso para iniciar la selección.

Existen parámetros los cuales nos ayudarán a la selección del sistema artificial, éstos se dividen en parámetros de diseño, aspectos operativos y problemas especiales. En estos se comparan aspectos como la eficiencia hidráulica, flexibilidad, confiabilidad, profundidad, monitoreo, manejo de gas, etc. De las cuales destacan 6 consideraciones:

1. La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
2. Se necesita estimar y comparar las condiciones económicas que resulten del sistema específico.
3. La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera, servicio de mantenimiento y reparaciones fáciles. Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.

4. El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es en plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático. Estos dos métodos han demostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método podrá ser elegido si cuenta con ventajas económicas y operativas.
5. Una vez que se haya seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños para conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
6. Finalmente todos estos factores deberán ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que SAP utilizar.

2.4.1.1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.

A continuación se presentan los principales SAP, así como su clasificación (Fig. 2.22):

- Sistema de Bombeo Neumático (BN).
- Sistema de Bombeo Hidráulico (BH).
- Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC).
- Sistema de Bombeo Mecánico (BM).
- Sistema de Cavidades Progresivas (PCP).
- Sistema de Émbolo Viajero.

Figura 2.22 Clasificación General de los Sistemas Artificiales de Producción.



Fuente: Sistemas Artificiales de Producción, Lucero Aranda, UNAM.

Sistema de Bombeo Neumático (BN).

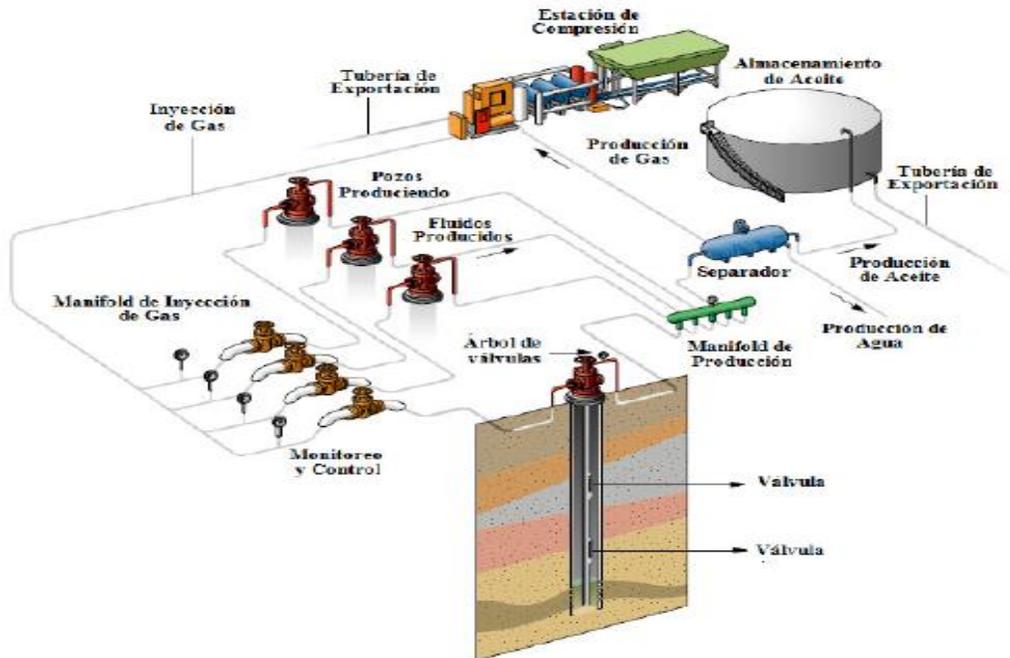
El Sistema Artificial de BN en un pozo petrolero (Fig. 2.23), es un procedimiento de recuperación artificial de hidrocarburos, por medio de la inyección de gas a alta presión. Es el sistema que más se acerca al proceso de flujo natural y por esto puede ser considerado como una extensión del proceso de flujo natural. En el flujo natural del pozo, cuando los hidrocarburos viajan a la superficie, la presión de la columna de fluido se reduce, ocasionando la liberación del gas que trae disuelto. El gas liberado siendo más ligero que el aceite, reduce la densidad de la columna de fluido, ocasionando la reducción del peso de la columna de fluido que actúa contra la formación.

Del mismo modo cuando la presión del yacimiento decrece o las excesivas caídas de presión en el pozo impiden que los fluidos lleguen a la superficie, podrá implementarse este sistema, donde el gas será inyectado por debajo de la columna de fluido para llevarlo hasta la superficie por medio de las siguientes causas o su combinación:

1. Reduciendo la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad de la columna de fluido.
2. Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El gasto de producción del pozo dependerá de la efectividad de estos mecanismos y del método de bombeo neumático que se aplique.

Figura 2.23 Esquema de Sistema de Bombeo Neumático.

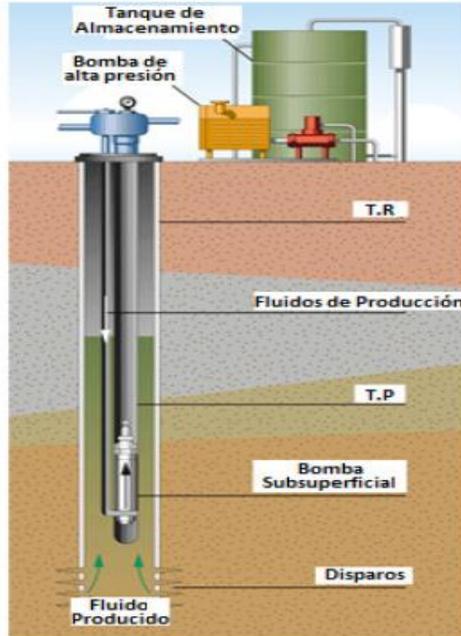


Fuente: Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes, Sánchez, UNAM.

Sistema de Bombeo Hidráulico (BH).

El principio de funcionamiento del sistema de BH se basa en transmitir potencia mediante el uso de un fluido presurizado a través de la tubería, este fluido es conocido como fluido de potencia o fluido motriz, este fluido es utilizado por una bomba subsuperficial, la cual transforma la energía del fluido en energía potencial o de presión para el fluido producido, el cual será enviado a la superficie. En la figura 2.24 se ilustra el sistema de BH.

Figura 2.24 Esquema de Sistema de Bombeo Hidráulico.

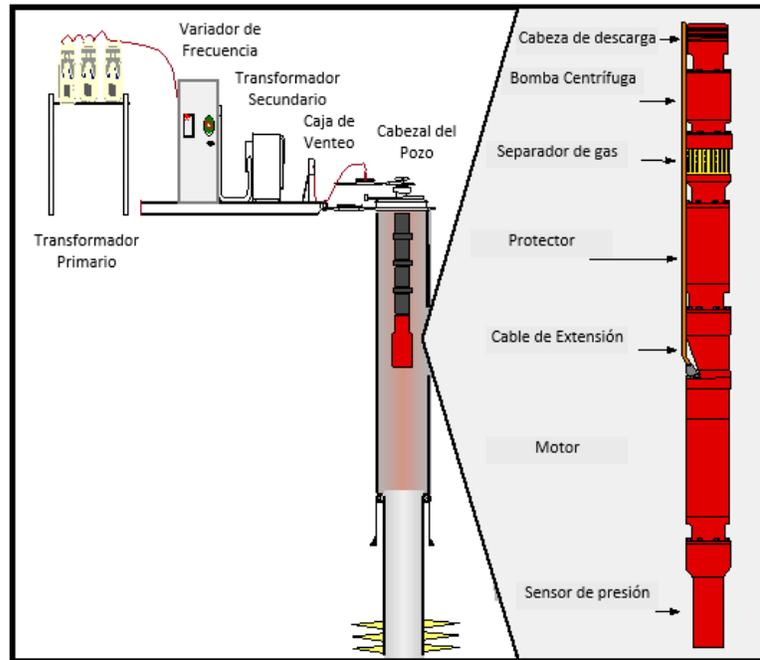


Fuente: Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes, Sánchez, UNAM.

Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC).

Un sistema BEC estándar consiste de instalaciones subsuperficiales como una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, intake y/o separador de gas, protector, motor eléctrico y cable de potencia. En sus instalaciones superficiales tiene un transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos accesorios que aseguran una buena operación como lo son: flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable. En la figura 2.25 se muestra el sistema BEC.

Figura 2.25 Esquema de Sistema de Bombeo Electrocentrífugo.

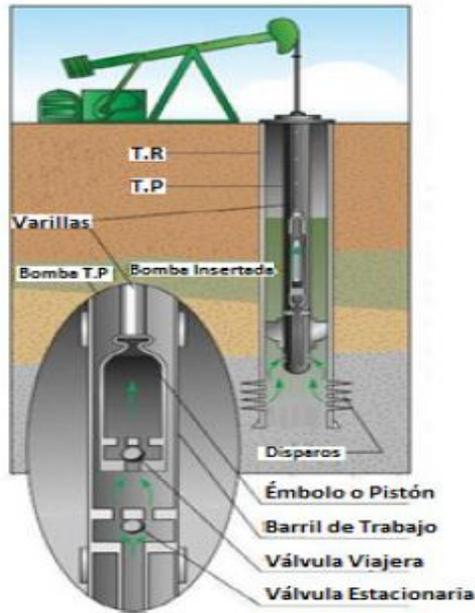


Fuente: Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes, Sánchez, UNAM

Sistema de Bombeo Mecánico (BM).

La figura 2.26 muestra el sistema de bombeo mecánico, que básicamente consiste en instalar en el fondo de la T.P una bomba subsuperficial, la cual succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un émbolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como unidad de bombeo mecánico, siendo accionado por la energía proporcionada de un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía hasta el émbolo a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir a la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, siendo indispensable que la bomba se encuentre completamente sumergida en el fluido del pozo.

Figura 2.26 Esquema de Sistema de Bombeo Mecánico.

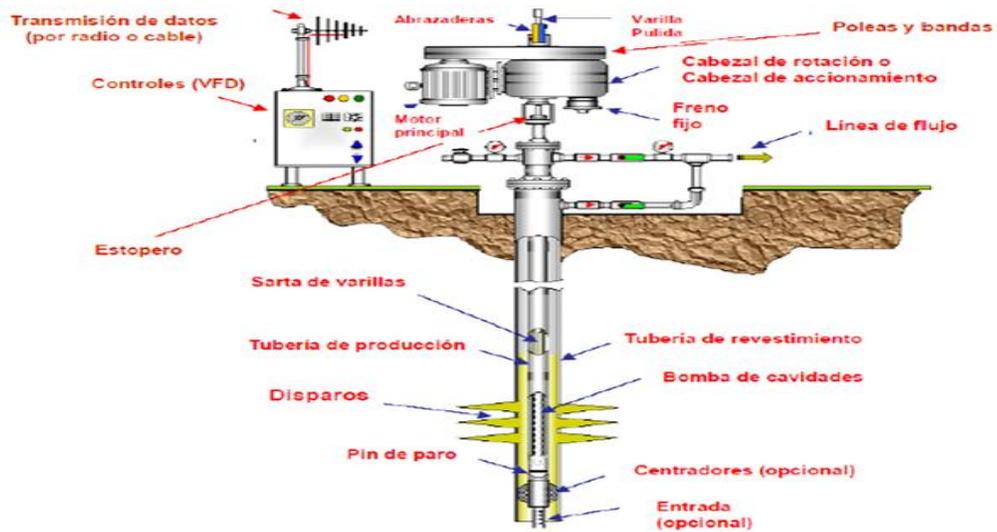


Fuente: Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes, Sánchez, UNAM

Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

El sistema de bombeo de cavidades progresivas consta fundamentalmente en su equipo superficial de: motor, cabezal de rotación o cabezal de accionamiento, relación de transmisión, estopero, varilla pulida y la grampa. En los aditamentos de su equipo subsuperficial se tiene, varilla, rotor, estator, separador de gas y accesorios de la bomba como lo son el pin o niple de paro, ancla de torsión y centradores. En la figura 2.27 se ilustra el sistema de bombeo de cavidades progresivas.

Figura 2.27 Esquema de Sistema de Bombeo Cavidades Progresivas.

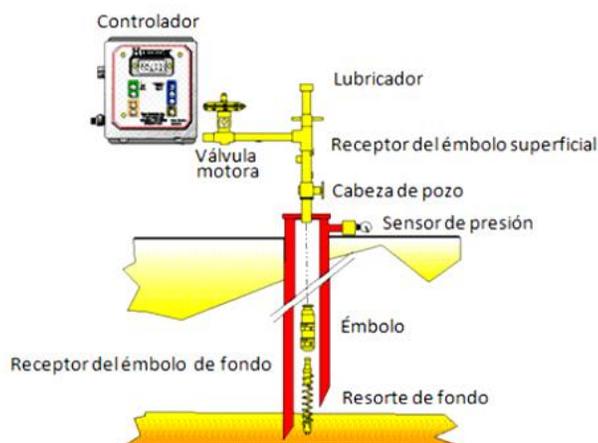


Fuente: Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes, Sánchez, UNAM

Sistema de Émbolo Viajero.

El sistema de émbolo viajero es empleado cuando se tienen problemas de remoción de líquidos en pozos de gas, básicamente el sistema permite la extracción de líquidos estancados en el fondo del pozo debido a caídas de presión que generan condensación de hidrocarburos. El fluido es extraído mediante un émbolo, el cual en su carrera descendente carga el fluido y en su carrera ascendente lo descarga. La figura 2.28 muestra el sistema de émbolo viajero.

Figura 2.28 Esquema de Sistema de Émbolo Viajero.



Fuente: Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes, Sánchez, UNAM

2.4.2 Diseño de instalaciones superficiales.

El diseño de las instalaciones superficiales consiste en disponer de un arreglo con diversos equipos, tales como árboles de válvulas, ductos, conexiones superficiales, baterías de separación, compresores, líneas de inyección, tanques de almacenamiento, entre otros, tomando en cuenta las capacidades de los mismos, a fin de transportar y controlar la producción extraída hacia los tanques de almacenamiento y bombeo.

De esta manera se garantiza el funcionamiento óptimo y seguro de las instalaciones superficiales durante las operaciones de producción, recolección, transporte, separación, almacenamiento y bombeo de hidrocarburos. En un campo petrolero la producción de los pozos pasa a través de la línea de descarga a un múltiple de producción. Un múltiple de producción consiste en un arreglo de válvulas que, de acuerdo a la presión de las corrientes de los pozos, pueden dirigir la producción hacia diferentes colectores. Existen colectores de alta, media y baja presión.

Los colectores conectan los pozos con las instalaciones superficiales de producción para su procesamiento.

El propósito de las instalaciones superficiales de producción es:

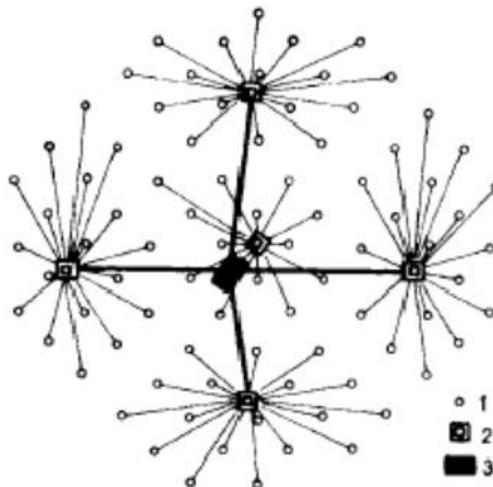
- Separar la corriente del pozo en sus tres componentes fundamentales: gases, líquidos e impurezas solidas.
- Remover el agua de la fase liquida.
- Acondicionar el aceite.
- Acondicionar el gas.

2.4.2.1 Sistemas de recolección.

En la mayoría de los campos petroleros la producción de los pozos se recolecta en estaciones de proceso o llega a una tubería común llamada colector. El sistema de recolección y separación comienza en el pozo y termina en los tanques de almacenamiento de aceite y gas o en la entrada del oleoducto o gasoducto que envía el aceite y gas separados a las refinerías y a los complejos procesadores de gas respectivamente.

El tipo de sistema de recolección y separación más utilizado permite el manejo común de varias corrientes de pozos, como se muestra en la figura 2.29. En este sistema los pozos individuales, denotados por 1, están conectados a los colectores, denotados por 2. La producción de cada pozo es transportada al colector correspondiente a través de su línea de descarga. En los colectores, las corrientes de los pozos son transportados a la estación central de recolección, denotado por 3. En la estación central de recolección están las instalaciones superficiales de producción que se encargan de separar la producción de los pozos en aceite, gas y agua, así como, acondicionar el gas y el aceite para que cumplan con las especificaciones requeridas.

Figura 2.29 Sistema de recolección típico



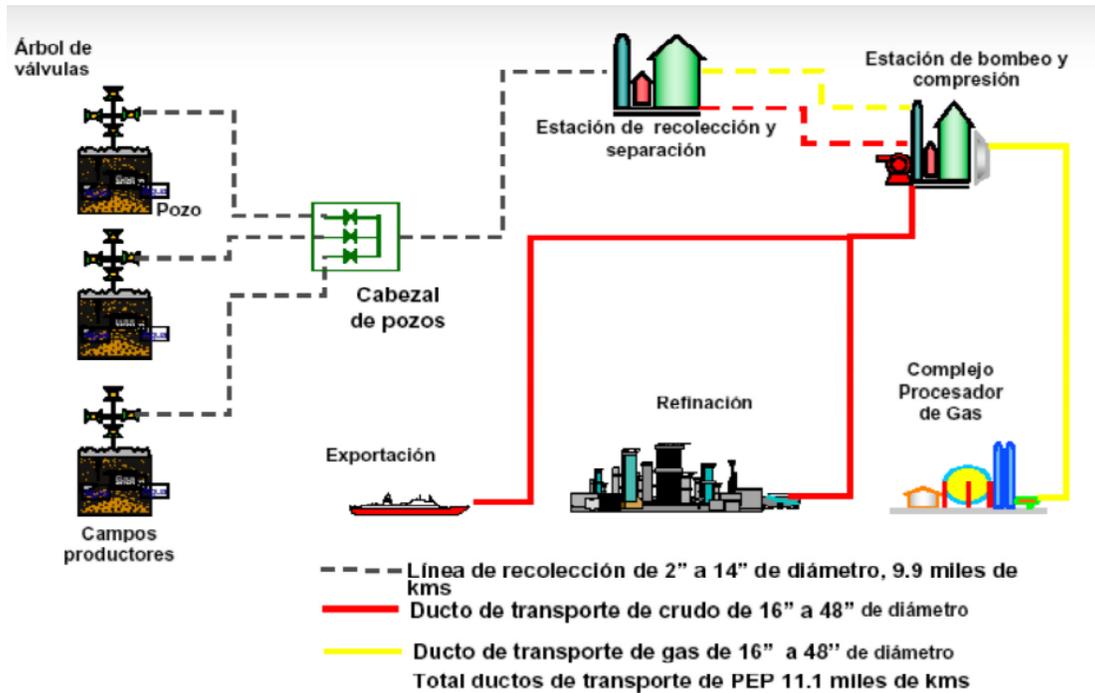
Fuente: Aplicación de la Metodología VCD a un Campo Petrolero para la Selección de la Infraestructura de Explotación Óptima, Arango, UNISTMO

2.4.2.2 Sistemas de transporte.

Una red de sofisticados sistemas de tuberías transporta aceite, gas natural y productos petrolíferos desde campos productores y refinерías alrededor del mundo a los consumidores en cada nación (Fig. 2.30). El transporte de hidrocarburos a través de ductos es una operación continua y confiable. Debido a que los pozos petroleros no sólo producen hidrocarburos sino también otro tipo de productos, tales como agua, dióxido de carbono, gas sulfhídrico, arenas, etc., los fluidos producidos no pueden ser distribuidos directamente a los clientes. Éstos deben pasar por un sistema de de separación y tratamiento de fluidos para lograr una mezcla ideal de componentes solicitados previamente por el cliente.

Las condiciones de diseño de los equipos e instalaciones superficiales se calculan a partir de los pronósticos de producción obtenidos de los simuladores de yacimientos, y aunque dichas estimaciones puedan ser precisas, se debe considerar que la composición de los fluidos, los gastos de producción, las presiones y las temperaturas, etc., tienen variaciones durante la vida productiva del pozo. Por lo anterior, el diseño de las instalaciones se verá en la necesidad de ir adecuándose a las necesidades que se presenten durante la vida del proyecto.

Figura 2.30 Sistema de transporte y líneas de recolección de petróleo.



Fuente: Administración de la Integridad en Sistemas de Transporte de Hidrocarburos, Hernández, IPN.

2.4.3 Manejo de producción de hidrocarburos.

Las condiciones de operación del sistema para el manejo de los hidrocarburos producidos depende principalmente del tipo de fluido producido (aceite extrapesado, pesado, intermedio, ligero, superligero, gas y condensado o gas seco), de la ubicación del yacimiento (terrestres o costa afuera) y del análisis económico. Los hidrocarburos producidos deben ser separados para que puedan ser transportados y almacenados en los equipos adecuados, así como también se les deben sustraer los contaminantes que los acompañan, los cuales también a su vez deben ser almacenados, transportados y desechados con especificaciones especiales.

Para la separación de los hidrocarburos procedentes de yacimientos de aceite, el equipo utilizado es el separador. Este puede ser de dos fases (líquidos y gas) o tres fases (aceite, gas y agua). Los separadores de tres fases además de separar las fases líquida y gaseosa, separa el líquido en aceite y agua no emulsionada en el aceite. Sin embargo para separar el agua del aceite, ha sido más exitoso utilizar equipos conocidos como eliminadores de agua.

Entre los separadores de dos fases, existen 3 diferentes tipos de acuerdo a su forma: **verticales**, **horizontales** y **esféricos**. Los esféricos tienen aplicación limitada por su baja capacidad de manejo de fluidos.

Condiciones de separación.

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo con las características de los fluidos producidos, el Ingeniero de Producción tiene que considerar las siguientes variables de control: **a)** El tipo, tamaño y dispositivos internos del separador, **b)** El tiempo de residencia del aceite, **c)** Las etapas de separación, **d)** Las presiones y temperaturas de operación y **e)** El lugar de instalación de los separadores. Es evidente que existe una combinación de estas variables que permite obtener la separación requerida a un costo mínimo. La selección de las condiciones de separación depende, fundamentalmente de los objetivos de producción establecidos.

Generalmente estos objetivos están orientados a la obtención de:

1. -Alta eficiencia en la separación del aceite y el gas.
2. -Mayores ritmos de producción.
3. -Mayores recuperaciones de hidrocarburos líquidos.
4. -Menores costos por compresión.
5. -Aceite y gas estabilizados.

Conocimiento general de las centrales de almacenamiento y bombeo.

El aceite crudo que proviene desde el yacimiento hasta la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la Central de Recolección (Batería) en donde se separa, mide, almacena, y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien para su exportación.

Una batería en su forma más sencilla estaría conformada por tanques de almacenamiento. Este tipo de instalación corresponde a los casos en que contiene gas en proporción tan pequeña que no requiere separación y donde la configuración del terreno permite al crudo descender por gravedad a lo largo del oleoducto, hasta el punto de utilización (Refinería, exportación). Pero no siempre el desnivel del terreno favorece el escurrimiento del aceite, así que es necesario instalar bombas para impulsar el crudo desde los tanques de almacenamiento hasta el oleoducto principal, y también acoplar equipo especial para separar el gas del aceite en un punto intermedio entre los pozos y los tanques de almacenamiento. El número de tanques de almacenamiento depende principalmente, de la producción diaria que se maneje en la Batería, y de preferencia se debe dejar un margen de seguridad para posibles pozos que se integren posteriormente.

La capacidad de los tanques es, normalmente igual a tres o cuatro veces el volumen de aceite crudo que se produzca diariamente. Para seleccionar la mejor ubicación en que habrá de instalarse un tanque para almacenamiento es necesario considerar con prioridad la configuración del terreno, siguiéndole en importancia la determinación de la capacidad requerida para satisfacer adecuadamente la producción esperada. En realidad, el manejo de la producción puede ser tan diverso como los yacimientos mismos, es decir, se puede tener un solo pozo conectado a una plataforma fija, a un *floating production storage and offloading* (FPSO) o una instalación en tierra; o se puede tener un conjunto de pozos que están conectados a una instalación fija o flotante o a una instalación terrestre, por ejemplo. Los yacimientos en aguas profundas y los yacimientos de aceite extrapesado requieren una atención especial debido a la naturaleza misma de los proyectos. Por un lado, el manejo de la producción de hidrocarburos en aguas profundas se debe de llevar a cabo con estricto apego a las normatividades de seguridad industrial y ambiental. Por su parte, al aceite extrapesado generalmente se le debe añadir un diluyente mientras se transporta en los ductos a fin de que éste fluya.

2.5 Evaluación Económica.

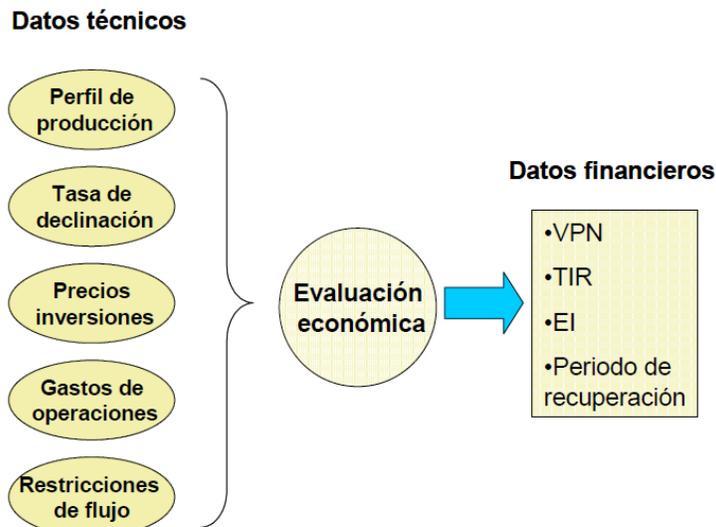
La evaluación económica de proyectos es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto genera flujos de efectivo positivos.

Ésta considera como ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente de los mismos. En esta etapa del proceso por fin se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias, es decir, si no han existido contratiempos, en este momento ya se conocerá y dominará el proceso de producción, así como los costos en los que se incurrirá en la etapa productiva; además se habrá calculado la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan, al término de la evaluación económica se obtendrán los indicadores económicos más relevantes para nuestro estudio, el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), la eficiencia de la inversión (Valor Presente Neto/Valor Presente de la Inversión) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

La evaluación económica de los proyectos, es de suma importancia en la toma de decisiones, ésta nos da la pauta para la selección óptima de los proyectos que conformaran la cartera de proyectos. Las variables que intervienen en la evaluación económica (Fig. 2.31) son aquéllas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias y por lo tanto saber si serán reservas o no. Las principales variables para la evaluación económica son:

- El pronóstico de producción.
- Los precios de los hidrocarburos.
- Los costos de operación.
- Las inversiones asociadas al plan de explotación.

Figura 2.31 Evaluación Económica según datos técnicos y financieros.



Fuente: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo, Peregrino, UNAM.

2.5.1 Pronostico de Producción.

La producción es una de las variables que más impactan en la evaluación económica de proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará el proyecto en análisis. En algunas ocasiones la asignación de fondos de un proyecto depende solamente de la magnitud de la producción que haya sido determinada, ya que si un proyecto presenta la factibilidad de una gran producción, la ganancia acumulada hará del proyecto uno muy rentable, siempre y cuando el costo de producción no sea superior al precio, lo que significaría la generación de pérdidas económicas para la empresa.

Otra forma de ver lo anterior es que si bien la ganancia por barril de aceite producido no es enorme, debido a que la producción es alta el proyecto es capaz de generar ganancias.

La determinación y cuantificación de la producción, está dada por estimaciones de los especialistas que se cree podrá obtenerse de los yacimientos en función de sus propiedades petrofísicas, de las propiedades de los fluidos y de la tecnología de explotación empleada.

Debemos recordar que dichas estimaciones son obtenidas de acuerdo a diferentes métodos para pronosticar la producción de un yacimiento, los métodos más utilizados son los del tipo determinístico que incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia, curvas de declinación y simulación numérica, así también existen los del tipo probabilístico los cuales modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesares netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original, los cuales son más recomendables.

2.5.2 Precio de los Hidrocarburos.

Normalmente el precio de los hidrocarburos es el parámetro más importante dentro de la evaluación económica de un proyecto petrolero, ya que este determinará si es factible realizar una fuerte inversión en tecnología de alto costo o inclusive invertir en yacimientos cuya producción sea baja. Esto se debe a que si el precio de los hidrocarburos se encuentra muy por encima de los costos de producción e inversión haciendo posible que los ingresos superen a los egresos, como resultado de la evaluación económica obtendremos un proyecto capaz de generar ganancias para la empresa.

La variación de los precios puede provocar una reclasificación de reservas, puesto que reservas previamente clasificadas como probables o incluso posibles, ante un alza en el precio, se pueden volver económicamente rentables a pesar de una costosa inversión para su explotación, siendo ahora reclasificadas como probadas. Los precios son afectados por muchos factores.

El comportamiento histórico de la oferta, la demanda, la política, guerras, así como factores de riesgo económico, técnicos y naturales, proveedores disponibles, sobrecargas del transporte, etc.

Por otro lado, el precio también es función de la calidad de los hidrocarburos. La calidad del petróleo se encuentra determinada principalmente por su densidad API, entre más ligero sea el aceite, es decir, que tenga una mayor densidad API, mayor será su calidad, por lo que un aceite ligero será de mayor valor que uno pesado.

Esta variación en el precio se debe, a que menor calidad, se requiere un proceso de refinación más complejo.

Dentro de la industria petrolera se utilizan los llamados crudos marcadores, los cuales sirven de referencia para la fijación de precios. Las cotizaciones de los crudos marcadores se utilizan como unidad de referencia para los demás tipos de crudo que se venden internacionalmente. Los crudos marcadores son el crudo norteamericano "West Texas Intermediate" principalmente, el crudo proveniente del mar del norte (Europa) conocido como "Brent" y el crudo de Dubai (Medio Oriente). Su importancia radica en el hecho que el mercado les ha otorgado una función de referencia para las negociaciones del resto de tipos de crudos ya que estos reúnen requisitos de calidad, tanto en su grado API como en su contenido de azufre.

2.5.3 Costos de Operación.

Los costos son los gastos que se aplican sobre aquellos rubros que permiten obtener el producto elaborado o servicio final. Los costos tienen como objetivo mantener el óptimo funcionamiento del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión correspondiente. Los costos en la evaluación económica son una variable que impacta directamente en el proyecto en el marco de los egresos y por ende a la rentabilidad del mismo.

Esta variable nos indica de una manera concreta en la evaluación económica cuánto le cuesta a la compañía producir un volumen determinado de hidrocarburos(costo/bl), siendo así que para las empresas de exploración y producción, resulta de carácter estratégico no sólo su determinación, sino la optimización de éstos. Los costos son determinados en función de la tecnología seleccionada por los expertos, a partir del estudio de viabilidad técnica, la determinación y cuantificación de estos permite la minimización de los mismos, además de la eficiencia en las operaciones. Los costos pueden ser clasificados en: fijos o variables.

2.5.3.1 Costos Fijos.

Son aquellos gastos o desembolsos que existen por el simple hecho de existir la empresa, así sea que produzca o no, o ya sea que provea o no sus servicios; y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa.

Los ejemplos más comunes de costos fijos son:

- Costos administrativos: sueldos administrativos, contadores, auxiliares, secretarías, gastos de oficina en general.
- Sueldo y honorarios profesionales: sueldos de todos aquellos profesionales y empleados que son permanentes en la empresa como gerentes, directores, capataces, personal de supervisión y seguridad.
- Mantenimiento: es el gasto que se tiene que pagar para conservar o mantener el proyecto en condiciones adecuadas de operación.
- Servicios: inmobiliario, luz, gas, teléfono de oficinas e instalaciones.
- Alquileres: de oficinas, instalaciones, si la empresa no es propietaria.
- Cargos por depreciación de la maquinaria.
- Costos hundidos: que son costos incurridos en años anteriores en el proyecto de inversión y que no pueden ser recuperados.

Cabe mencionar que estos son los costos generales que se realizan en cada proyecto, no obstante el valor de estos costos varía dependiendo de la ubicación del campo y el proyecto.

2.5.3.2 Costos Variables.

Son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio, estos varían en proporción con la producción. Los ejemplos más comunes de costos variables son:

- Materias primas: son las que quedan incorporadas al producto terminado.
- Mano de obra directa: es la que se utiliza para transformar la materia prima en producto terminado o mano de obra de servicio que lleva adelante el servicio en contacto directo con el cliente.
- Materiales: forman parte de los costos variables, pero no quedan incorporados al producto. Estos forman parte auxiliar en la presentación, sin ser el producto en sí.
- Costos de operación de equipos: costo de las horas de uso de determinadas maquinarias y equipos, así como los subcontratos especializados.

2.5.4 Inversiones Asociadas al Plan de Explotación.

Para que un proyecto pueda ser puesto en marcha requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad importante de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión. También se puede definir a la inversión como la aplicación de recursos financieros, ya sea de índole pública o privada, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto (vida útil).

La determinación del monto al cual asciende la inversión es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que ésta es función de la tecnología, la técnica y los métodos que se pretendan emplear. En otras palabras, la inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipos, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán solo la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

La aprobación de la asignación de la inversión inicia requerida para la puesta en marcha del proyecto la realiza la empresa, y para poder hacerlo, antes, es necesario haber determinado que el proyecto sea capaz de generar ganancias, a partir del proceso de evaluación económica y con el resultado del análisis de los indicadores económicos obtenidos de esta, se avala la selección del proyecto para integrar la cartera de proyectos de inversión, ya que de lo contrario, se corre el riesgo de quedarse corto a la hora de comparar los resultados reales con lo esperado o en el peor de los casos llegar a perder la inversión.

2.5.5 Indicadores Económicos.

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, en el proceso, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinara la rentabilidad del proyecto, es decir, si este será capaz de generar valor o ganancias a la empresa.

Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos-egresos) con respecto del tiempo.

Este método de evaluación se caracteriza por tomar en cuenta el valor del dinero a través del tiempo; debido a que es bien conocido que el dinero disminuye su poder adquisitivo con el paso del tiempo a una tasa aproximadamente igual al nivel de inflación vigente, es decir, normalmente “un peso del pasado tiene mayor valor que un peso del futuro”.

2.5.5.1 Valor Presente Neto (VPN).

El valor presente neto es uno de los indicadores económicos más empleados en la industria petrolera por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a su correspondiente valor al día del análisis. Permitiendo ver de una manera más sencilla si los ingresos son mayores que los egresos.

El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivos futuros que generará el proyecto, para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial. Esto se puede expresar en forma matemática de la siguiente forma:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots Ec. 2.23$$

Donde:

- St = flujo de efectivo neto del periodo t (ingresos – egresos)
- n = número de periodos de vida del proyecto
- i = tasa de interés considerada
- t= periodo en el que nos encontramos

Los criterios que se deben tomar en consideración al analizar el resultado del VPN son:

- Si el VPN > 0 se acepta el proyecto.
- Si el VPN = 0 no se acepta ni se rechaza.
- Si el VPN < 0 se rechaza el proyecto.

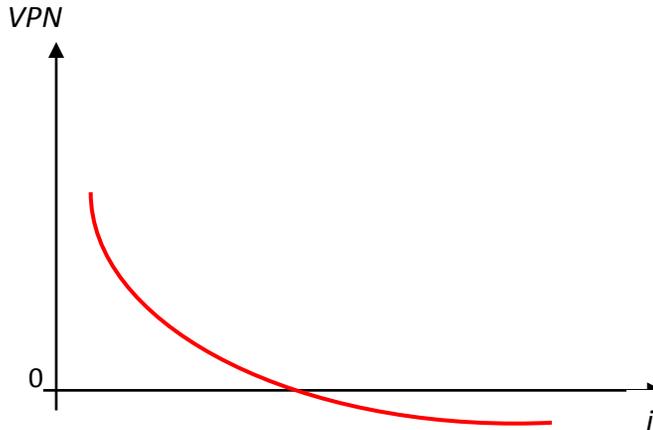
2.5.5.1.1 Tasa de Descuento.

Cuando se hacen los cálculos para pasar, en forma equivalente, dinero presente al futuro, se utiliza una tasa de interés o de crecimiento de dinero; pero cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, como en este caso, se utiliza una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados. El costo de oportunidad del capital representa el valor del dinero en el tiempo, y se utiliza como tasa de descuento para convertir los flujos de efectivo esperados a valor presente con objeto de hacer comparables flujos que ocurren en distintos puntos en el tiempo.

La evaluación económica debe asegurar que el capital es invertido en proyectos que generarán un retorno superior al costo de dicho capital.

El valor del VPN, es inversamente proporcional al valor de la tasa (i) aplicada, como lo muestra la formula, de modo que si se pide un alto rendimiento (es decir, si la tasa es muy alta), el VPN fácilmente se vuelve negativo, y en ese caso se rechazaría el proyecto. Esto se muestra en la Fig. 2.32.

Figura 2.32 VPN en función de la tasa de descuento.



Fuente: Evaluación de Proyectos Petroleros Basados en Reservas y Recursos aplicados a PEMEX Exploración y Producción de acuerdo a los últimos lineamientos de la SPE y U.S. SEC, Tovar, UNAM.

2.5.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).

La Tasa Interna de Retorno al igual que el Valor Presente Neto, es otro de los indicadores con mayor aceptación en el ámbito de la evaluación de proyectos ya que permite establecer las variaciones en un marco temporal del valor del dinero, permitiendo así; decidir qué iniciativas tienen la posibilidad de realización y cuáles no.

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual al flujo de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero. Por lo tanto, la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión es aquella tasa de interés i que satisface la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0 \dots\dots\dots Ec. 2.24$$

Donde:

St= flujo de efectivo del periodo t

n = vida de la propuesta de inversión

i = tasa interna de rendimiento

t = periodo en el que nos encontramos

Como podemos apreciar la Tasa Interna de Retorno determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de la TIR en la industria petrolera se encuentran:

1. El tiempo; mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementará cada vez más debido a que el valor actual de la inversión estará más susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor
2. El sector bancario; debe ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar en alguna otra que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En pocas palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos.
3. El sector político; tiene gran influencia sobre los demás factores. Las decisiones que tome el estado son determinantes en el rendimiento de ciertos factores de la economía. Un ejemplo claro sería si el estado decidiera aumentar los impuestos a la importaciones, en tal caso todas las compañías que se dediquen a esta actividad se verían afectadas y tendrían que emprender algunas acciones para contrarrestar el efecto de dicho aumento en los impuestos.
4. El factor económico; resulta de vital importancia en la determinación de la tasa de retorno, debido a los cambios que pueden surgir en la economía de los países.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa mínima aceptable o tasa de retorno requerida, esto queda expresado como:

$$(T.I.R.) > K \text{ (tasa de retorno requerida)}$$

2.5.5.3 Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI).

La eficiencia de la inversión también conocida como relación beneficio-costos, es un indicador económico de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, una definición simple de este es la relación existente entre lo que obtengo a partir de lo que invierto. Siendo así esta relación queda definida como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\text{Eficiencia de la Inversión} = \frac{VPN}{\text{Inversión inicial}} \dots \dots \dots \text{Ec. 2.25}$$

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de la relación beneficio-costos parte de la premisa que los beneficios deben exceder siempre a los costos. Si la Eficiencia de la Inversión es mayor que 1 el proyecto es favorable, es decir, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. En contraparte, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable. Si por alguna cuestión la relación beneficio-costos es igual a 1, debido a que los beneficios y los costos se igualan, cubre apenas el costo mínimo atribuible a la tasa de actualización.

La selección de un proyecto por medio del análisis de este indicador en particular, obviamente es la obtención de un B/C >1, pero también depende la naturaleza del proyecto para considerar la aprobación de un proyecto con B/C=1.

2.5.5.4 Periodo de Recuperación de la Inversión.

Este método también denominado como “payback”, consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir, que se trata de calcular el periodo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento. La obtención de este indicador permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre se le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación. La base de este análisis es la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de ganancias acelerada. Como aspecto negativo, el método sólo considera los flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación y no considera los flujos que se obtienen después de este plazo, es decir que no determina lo valioso que puede llegar a ser un proyecto. El periodo de recuperación se obtiene sumando los flujos netos, solamente hasta que el periodo en que se recupera la inversión inicial.

Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menor que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo total previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el periodo de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo tanto el proyecto es indiferente, no se gana ni se pierde dinero.

2.5.5.5 Límite Económico.

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos y se calcula determinando el máximo punto del acumulado del flujo de efectivo. Es otras palabras se trata de un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de operación han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. En este contexto el criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando éste sea mayor que el periodo de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto deje de generar ganancias exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar la inversión inicial.

Para entender mejor el concepto a continuación se presenta un ejemplo acerca del ciclo de vida productivo de un yacimiento:

En un yacimiento, a medida que se continua retirando fluidos de él, la presión del mismo va disminuyendo hasta un punto en que el petróleo ya no llega a la superficie de forma natural, por lo que la única forma de extraerlo es aplicando energía externa ya sea en el mismo yacimiento o en los pozos, en un principio el costo de esta energía externa, tal vez, puede ser cubierto en su totalidad por los beneficios que arroja la producción con este nuevo esquema, pero con el paso del tiempo la energía que se necesitara para elevar los fluidos hasta la superficie, aumentara tanto, que el costo de funcionamiento del pozo excederá los ingresos provenientes del yacimiento. Esto significa que el proyecto ha dejado de ser rentable, ha alcanzado su límite económico.

Para calcular la producción a la cual se tiene el límite económico de un proyecto, se utiliza la expresión matemática que se muestra a continuación:

$$L.E. = \frac{C}{o-s} \dots \dots \dots \text{Ec. 2.26}$$

Donde:

L.E. = Limite Económico (bl/año)

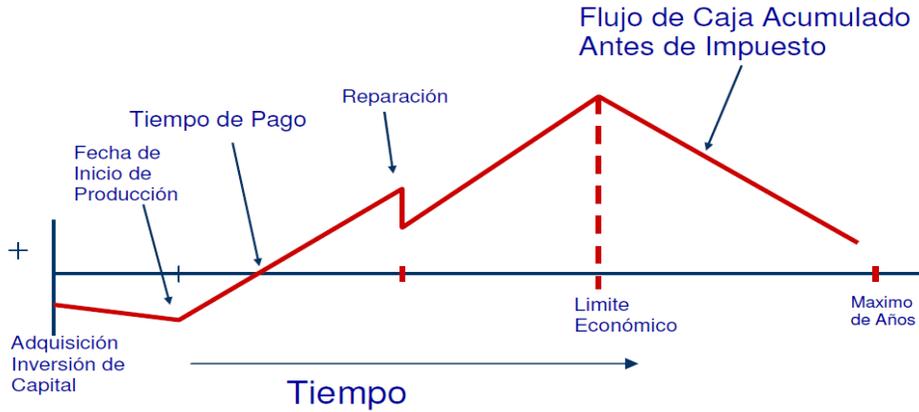
C = Costo estimado de operación al límite económico (\$/año)

O = Precio del aceite (\$/b)

S = Monto de regalías, impuestos, etc. (\$/b)

En la Fig. 2.33 se puede observar la vida de un proyecto a través del tiempo y el proceso mediante el cual se llega al límite económico del mismo. Desde la etapa de inversión, posteriormente el periodo de recuperación o ganancia, hasta que tenemos el mayor flujo de efectivo, representado por un pico en la figura, después del cual nuestras ganancias comienzan a disminuir, al momento en el que nos encontramos en esta cima, se le conoce como límite económico de un proyecto.

Figura 2.33 Límite económico de un proyecto.



Fuente: Evaluación de Proyectos Petroleros Basados en Reservas y Recursos aplicados a PEMEX Exploración y Producción de acuerdo a los últimos lineamientos de la SPE y U.S. SEC, Tovar, UNAM.

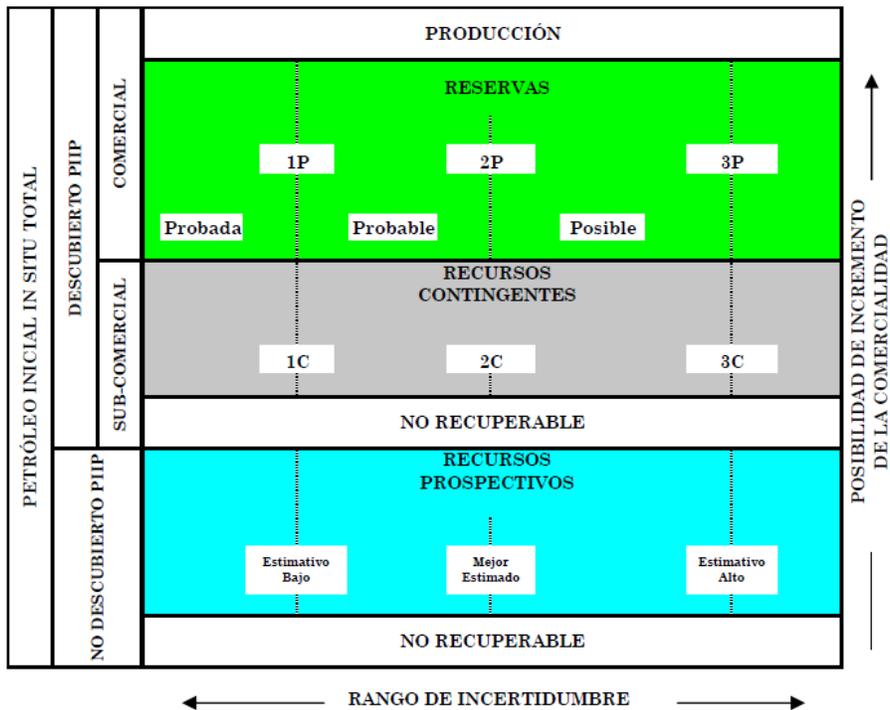
Capítulo 3. Análisis de la Guía de la PRMS.

3.1. Guías para la Definición, Clasificación y Categorización de Recursos Petroleros.

3.1.1 Introducción

La PRMS es un sistema completamente integrado que brinda las bases para la clasificación y categorización de todas las reservas y recursos petroleros. Debido a que ninguna cantidad de petróleo puede ser recuperada y vendida sin su apropiada instalación de producción, procesamiento y transporte, la PRMS está basada en una distinción explícita entre (1) el proyecto de desarrollo que ha sido (o será) implementado para recuperar petróleo de una o más acumulaciones y, en particular, la Posibilidad de Comerciability de ese proyecto; y (2) el rango de incertidumbre en las cantidades de petróleo que se estiman serán producidas y vendidas en el futuro por el desarrollo de ese proyecto. Los dos ejes del sistema se ilustran en la (Fig. 3.1).

Figura 3.1 Marco de Clasificación de Recursos.



Fuente: Petroleum Resources Management System.

Cada proyecto es clasificado de acuerdo a su madurez o estatus utilizando tres clases principales, con la opción de subdividirse aún más utilizando subclases. Las tres clases son Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos.

Por otra parte, el rango de incertidumbre en la estimación de las cantidades recuperables de ventas de un proyecto específico es categorizado de acuerdo en el principio de la captura de por lo menos tres estimados del resultado potencial: estimación baja, mejor estimación y alta estimación. Las reservas pueden ser asignadas al proyecto, y las tres estimaciones de las cantidades recuperables de ventas son designadas como reservas 1P (Probadas), 2P (Probadas más Probables), y 3P (Probadas más Probables más Posibles).

Las categorías equivalentes para proyectos con Recursos Contingentes son 1C, 2C y 3C, mientras que los términos baja estimación, mejor estimación, y alta estimación son usadas para Recursos Prospectivos. El sistema además permite la habilidad de categorizar y reportar las cantidades de Reservas incrementalmente como Probadas, Probables, y Posibles, en lugar de usar los escenarios físicamente realizables de 1P, 2P, y 3P.

3.1.2 Definiendo un Proyecto

Un proyecto: “Representa el vínculo entre una acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisión, incluyendo la asignación de presupuesto. En general, un proyecto individual representará un nivel específico de madurez al cual una decisión es hecha sobre si continuar o no, y debe haber un rango asociado de recursos estimados potencialmente recuperables para ese proyecto.”

El proyecto es caracterizado por los costos de inversión y brinda las bases fundamentales para la administración de portafolios y toma de decisiones. El punto crítico es el vínculo entre la decisión de proceder con un proyecto y las cantidades estimadas potencialmente recuperables asociadas a dicho proyecto.

La decisión de proceder con un proyecto requiere una evaluación de los costos futuros, basados en una evaluación de las instalaciones de desarrollo necesario para determinar la rentabilidad financiera esperada de esa inversión. En este contexto, las instalaciones de desarrollo incluyen todas las instalaciones necesarias, producción, procesamiento y transporte, para permitir la entrega de petróleo de la acumulación(es) a un punto de venta de producto (o a una transferencia interna del punto entre las operaciones corriente arriba y las operaciones intermedias/corriente abajo). Son estas instalaciones de desarrollo las que definen el proyecto porque es la inversión prevista de los costos de capital la base para la evaluación financiera de la inversión y por lo tanto la decisión de proceder (o no) con el proyecto.

La evaluación de las cantidades estimadas potencialmente recuperables, y el margen de incertidumbre en la estimación, también serán insumos clave para la evaluación financiera y éstos sólo pueden basarse en un proyecto de desarrollo definido.

Un proyecto puede incluir el desarrollo de una sola acumulación de petróleo, o un grupo de acumulaciones, o puede haber más de un proyecto implementado en una sola acumulación. Los proyectos pueden cambiar con el tiempo en carácter y pueden ser agregados o subdivididos. Por ejemplo, un proyecto de exploración puede definirse inicialmente sobre la base de que, si se hace un descubrimiento, la acumulación se desarrollará como un proyecto independiente.

Sin embargo, si el descubrimiento es más pequeño de lo que se esperaba y tal vez sea incapaz de pagar un gasoducto de exportación por su cuenta, el proyecto podría ser colocado en el "inventario" y retrasado hasta que otro descubrimiento se haga cercano a su locación, y los dos descubrimientos podrían desarrollarse como un proyecto único que sea capaz de justificar el costo del gasoducto. La decisión de inversión posterior entonces se basa en continuar con el desarrollo de las dos acumulaciones simultáneamente utilizando instalaciones compartidas (el gasoducto), y el plan de desarrollo combinado constituye entonces el proyecto. Una vez más, la clave es que el proyecto se defina por la base en la cual se tomó la decisión de inversión.

Una ventaja de usar un sistema como la PRMS es que fomenta la consideración de todas las posibles oportunidades técnicamente factibles para maximizar la recuperación, aun cuando algunos proyectos inicialmente puedan no ser económicamente viables cuando se evalúan.

Las cantidades que se estiman no se serán recuperables deben estar limitadas a aquellas que actualmente no son técnicamente recuperables. Una porción de estas cantidades no recuperables pueden por supuesto convertirse en recuperables en el futuro como consecuencia del desarrollo de nueva tecnología.

Por tecnología se refiere a las técnicas aplicadas por las cuales el petróleo es recuperado en la superficie y, en caso necesario, transformado en una forma en la cual pueda ser vendido. El estado de las reservas es una subdivisión de las cantidades recuperables dentro de un proyecto y que no reflejan directamente una clasificación basada en proyectos a menos que cada pozo sea válidamente definido como un proyecto separado.

3.1.3 Clasificación de Proyectos.

Cada proyecto debe clasificarse individualmente para que las cantidades estimadas potencialmente recuperables asociadas con ese proyecto puedan ser asignadas correctamente a una de las tres clases principales: Reservas, Recursos Contingentes, o Recursos Perspectivos.

La evaluación de la existencia de un descubrimiento es siempre a nivel de acumulación, pero el aseguramiento de las cantidades potencialmente recuperables de un descubrimiento debe estar basado en un proyecto definido (por lo menos conceptual).

Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o varias acumulaciones de petróleo colectivas, para las cuales uno a varios pozos exploratorios ha establecido, a través de pruebas del mismo, muestras y/o registros, la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles. En este contexto, “significativa” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar la estimación del volumen in-situ demostrado por el/los pozo(s) y para evaluar el potencial para un recobro económico.

El uso de la frase “potencialmente movable” en la definición de “descubrimiento” se hace como referencia a las acumulaciones no convencionales, como aquellas que contienen bitumen natural, que puede ser desplazado a través de la implementación de métodos de recuperación mejorada o por minería.

Las cantidades estimadas a ser recuperadas de un descubrimiento deben ser clasificadas como Recursos Contingentes, pendientes de la definición de proyectos que pueda ser mostrado de satisfacer todos los criterios necesarios para reclasificarlos totalmente, o una parte de ellos como Reservas.

En los casos donde el descubrimiento, por ejemplo, adyacente a la infraestructura existente con suficiente capacidad excedente y un proyecto de desarrollo viable comercialmente es inmediatamente evidente, las cantidades recuperables estimadas pueden ser clasificadas como Reservas inmediatamente. Más comúnmente, las cantidades recuperables estimadas para un nuevo descubrimiento serán clasificadas como Recursos Contingentes mientras más valoración y/o evaluación se lleve a cabo. Las cantidades in-situ en una acumulación descubierta que actualmente no son técnicamente recuperables pueden ser clasificadas como Descubiertas No Recuperables.

Mientras que las estimaciones de las cantidades de Reservas con frecuencia cambiará con el tiempo, incluso durante el período antes de iniciar la producción, debería ser un acontecimiento raro que un proyecto que había sido asignado a la clase de Reservas sea posteriormente reclasificado como si fueran Recursos Contingentes. Tal reclasificación debe ocurrir solamente como consecuencia de un acontecimiento imprevisible que está fuera del control de la empresa, como un inesperado cambio político o legal que provoque que las actividades de desarrollo sean retrasadas más allá de un plazo razonable.

Los Recursos Contingentes pueden ser asignados para proyectos que son dependientes de tecnología bajo desarrollo. Es recomendable que los siguientes lineamientos sean considerados para distinguir estos de las cantidades que deben ser clasificadas como No Recuperables:

1. La tecnología ha sido demostrada de ser comercialmente viable en yacimientos análogos. Las cantidades recuperables descubiertas pueden ser clasificadas como Recursos Contingentes.
2. La tecnología ha sido demostrada de ser comercialmente viable en yacimientos análogos, y un proyecto piloto será necesario para demostrar Comercialidad para este yacimiento. Si el proyecto piloto está planeado y presupuestado, las cantidades recuperables totales descubiertas del proyecto pueden ser clasificadas como Recursos Contingentes. Si ningún proyecto piloto está siendo actualmente planeado, todas las cantidades deben ser clasificadas como No Recuperables.
3. La tecnología no ha sido demostrada de ser comercialmente viable pero está actualmente bajo desarrollo activo, y existe evidencia directa para indicar que se puede esperar razonablemente que esté disponible para aplicaciones comerciales dentro de 5 años. Las cantidades Descubiertas Recuperables del proyecto completo pueden ser clasificadas como Recursos Contingentes.
4. La tecnología no ha sido demostrada de ser comercialmente viable y no está actualmente bajo desarrollo activo, y/o no hay evidencia directa para indicar que se puede esperar razonablemente que esté disponible para aplicaciones comerciales dentro de 5 años. Todas las cantidades deber ser clasificadas como No Recuperables.

3.1.4. Determinación de la Comercialidad.

Los volúmenes de descubrimientos recuperables (Recursos Contingentes) puede considerarse comercialmente producibles y por lo tanto Reservas, si la entidad que reclama la Comercialidad ha demostrado la firme intención de proceder con el desarrollo y dicha intención se basa en todos los siguientes criterios:

- Evidencia que apoye un cronograma de desarrollo razonable.
- Una valoración razonable de la economía futura de dichos proyectos de desarrollo que cumplan con las inversiones definidas y los criterios de operación.
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todo, o que por lo menos las ventas esperadas de cantidad de producción sean requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias están disponibles o estarán disponibles;
- Evidencia de que los requerimientos legales, contractuales, ambientales y otros asuntos económicos y sociales permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que está siendo evaluado.

Para ser incluido en la clasificación Reservas, un proyecto debe estar lo suficientemente definido para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas internas y externas se lograrán, y evidencia e intención firme de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable. Un marco de tiempo razonable para iniciar el desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía según el alcance del proyecto. Aunque un parámetro de referencia recomendado son 5 años, un marco de tiempo más amplio se podría aplicar por ejemplo, cuando el desarrollo de proyectos económicos se difiere a opción del productor, por motivos entre otros, relacionados con el mercado, o para cumplir con los objetivos contractuales o estratégicos. En todo caso, la justificación para que sean clasificados como Reservas debe estar claramente documentada.

Para ser incluido en la clasificación de Reservas, debe haber alto grado de confianza en la productividad comercial del yacimiento, respaldada por pruebas reales de formación o producción. En ciertos casos se puede designar como Reservas con base en los registros de pozo y/o el análisis de núcleos que indican que el yacimiento en cuestión contiene hidrocarburos y es análogo a otros yacimientos localizados en la misma área que están produciendo, o han demostrado en las pruebas de formación, que están en capacidad de producir.

3.1.5 Categorización del Rango de Incertidumbre.

El Rango de Incertidumbre refleja el rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación (o un grupo de acumulaciones) mediante un proyecto definido y específico.

En la PRMS, el rango de incertidumbre está caracterizado por tres escenarios específicos que reflejan los resultados de los casos bajo, medio y alto de un proyecto.

Las tres estimaciones se pueden basar en métodos deterministas o en métodos probabilistas. La relación entre las dos aproximaciones se destaca en la PRMS con la declaración que:

"un cálculo determinista es un escenario único discreto dentro de un rango de los resultados que pudieran derivarse por análisis probabilístico".

Además:

"La incertidumbre en la estimación de recursos se comunica de mejor manera informando un rango de posibles resultados. Sin embargo, si es necesario reportar un solo resultado representativo, la "mejor estimación" se considera la evaluación más realista de las cantidades recuperables. Se considera generalmente para representar la suma de probada y estimaciones probables (2P) cuando se utiliza el escenario determinista o los métodos de evaluación probabilística."

El punto crítico en la comprensión de la aplicación de la PRMS es que la designación de las cantidades recuperables estimadas como reservas (de cualquier categoría), o los recursos contingentes o recursos prospectivos, se basa únicamente en una evaluación de la madurez/estado de un proyecto identificado.

En contraste, la subdivisión de reservas en 1P, 2P y 3P (o las cantidades equivalentes incrementales) se basa únicamente en consideraciones de incertidumbre en la recuperación de ese proyecto específico (y del mismo modo los recursos contingentes/prospectivos).

Para proyectos de producción muy maduros, se puede considerar que hay una gama tan pequeña de incertidumbre en las cantidades recuperables restantes estimadas que las reservas 1P, 2P y 3P se pueden asumir de ser iguales. En realidad, por supuesto, el rango de incertidumbre no es cero y debe considerarse cuidadosamente cualquier suposición de que la incertidumbre no es material para la estimación y la base para su asunción completamente documentada. Nótese que esta es la única circunstancia donde un proyecto puede tener Reservas Probadas, pero cero Reservas Probables y Posibles.

En particular, ninguna reserva (de cualquier categoría) pueden asignarse a menos que el proyecto satisfaga todos los criterios de Comercialidad de reservas. Así, para las reservas por lo menos, el proyecto debe estar sujeto a muy poco, si lo hay, riesgo comercial. Las categorías de reserva se utilizan entonces para caracterizar el margen de incertidumbre en las cantidades recuperables de ese proyecto.

3.1.6 Estado del Proyecto y Riesgo Comercial.

Los evaluadores tienen la opción de establecer un sistema más detallado para presentar la información de los recursos que también proporcione las bases para el manejo del portafolio, subdividiendo el eje de la Posibilidad de Comercialidad según la madurez del proyecto.

Dichas sub-clases pueden ser caracterizadas por descripciones del nivel normal de madurez del proyecto (cualitativa) y/o por la Posibilidad asociada de alcanzar el status de producción (cuantitativa). A medida que un proyecto se desplace hacia un nivel mayor de madurez, aumentarán las Posibilidades de que la acumulación sea comercialmente desarrollada.

En la PRMS, el riesgo comercial puede ser expresado cuantitativamente como la oportunidad de Comercialidad, que se define como el producto de dos componentes de riesgo:

1. La Posibilidad de que la acumulación potencial dará como resultado el descubrimiento de petróleo. Esto se conoce como "Posibilidad de descubrimiento".
2. Una vez descubierto, la Posibilidad que la acumulación pueda ser desarrollada comercialmente, se conoce como "Posibilidad de desarrollo".

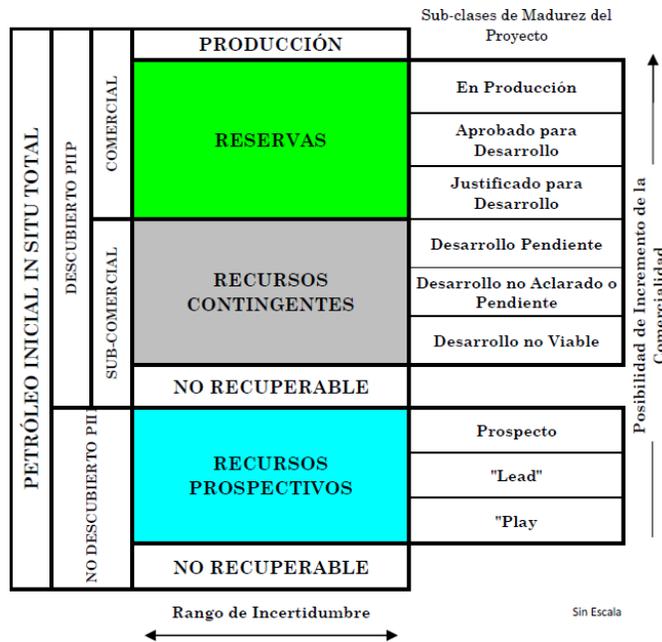
Debido a que las Reservas y los Recursos Contingentes sólo son atribuibles a las acumulaciones descubiertas y por lo tanto, la "Posibilidad del descubrimiento" es 100%, la "Posibilidad de Comercialidad" se convierte en un equivalente a la "Posibilidad de desarrollo". Además, y como se menciona anteriormente, para que un proyecto sea asignado como reservas, debe haber una muy alta probabilidad de que se procederá con su desarrollo comercial. En consecuencia, el riesgo comercial suele ser ignorado en la estimación y reporte de las Reservas.

Sin embargo, para proyectos con Recursos Contingentes o Prospectivos, el riesgo comercial es probable de ser bastante significativo y debe siempre ser cuidadosamente considerado y documentado.

3.1.7 Sub-Clases de Madurez del Proyecto.

Como se ilustra en la (Fig. 3.2), los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) se pueden sub-clasificar según los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones de negocios) que se requieren para desplazar el proyecto hacia una producción comercial. Los límites entre los diferentes niveles de madurez del proyecto pueden alinearse con las "ventanas de decisión" internas del proyecto, proporcionando así un vínculo directo entre el proceso de toma de decisiones dentro de una empresa y la caracterización de su cartera a través de clasificación de recursos. Este enlace también puede actuar para facilitar la asignación constante de factores de riesgo cuantificados apropiados para la Posibilidad de Comercialidad.

Figura 3.2 Sub-Clases basadas en la Madurez del Proyecto.



Fuente: Petroleum Resources Management System.

Si se adoptan las subclases en la (Fig.3.2), se deben considerar las siguientes pautas generales:

1. **En Producción**, es auto-evidente que el proyecto debe producir y vender petróleo al mercado en la fecha efectiva de la evaluación. Aunque la implementación del proyecto no puede ser 100% completo en esa fecha, y por lo tanto, algunas de las reservas pueden ser todavía No Desarrolladas, el proyecto completo debe tener todas las aprobaciones necesarias y los contratos en vigor y los fondos de capital comprometidos. Si una parte del plan de desarrollo está aún sujeto a aprobación o compromiso de fondos, esta parte debe clasificarse como un proyecto independiente en la subclase correspondiente.

2. **Aprobado para Desarrollo**, requiere que todas las aprobaciones y contratos estén en su lugar, y los fondos de capital hayan sido comprometidos. La construcción y el montaje de instalaciones del proyecto deben estar en marcha o deben comenzar inminente. Solamente un cambio totalmente imprevisible en circunstancias fuera del control de los desarrolladores sería una razón aceptable para el fracaso del proyecto a desarrollarse dentro de un plazo razonable.

3. Los Proyectos normalmente no se esperarían de ser clasificados como **Justificado para Desarrollo** por mucho tiempo. Esencialmente, esto cubre el período entre que (a) el operador y sus socios acuerdan que el proyecto es comercialmente viable y deciden continuar con el desarrollo sobre la base de un plan de desarrollo acordado y (b) el punto en el cual todas las aprobaciones y los contratos están en su lugar (particularmente el plan de aprobación regulatorio de desarrollo) y una "decisión de inversión final" ha sido realizada por los desarrolladores para destinar los fondos de capital necesarios. En la PRMS, el punto de referencia recomendada es que el desarrollo se espere de ser iniciado dentro de 5 años de haber sido asignado a esta subclase.

4. **Desarrollo Pendiente**, el proyecto se ve que tiene un potencial razonable para un eventual desarrollo comercial, hasta el punto de que adquisición de datos adicionales (por Ej. de perforación y sísmica) y/o se están haciendo evaluaciones con miras a confirmar si el proyecto es comercialmente viable y se están dando las bases para la selección de un plan de desarrollo adecuado. Las contingencias críticas han sido identificadas y hay expectativa razonable de que sean resueltas dentro de un marco de tiempo razonable.

5. **Desarrollo por aclarar o en Espera**. Los proyectos que se clasifican como en Espera serían generalmente aquellos donde se considera un proyecto para tener una Posibilidad razonable de Comercialidad, pero donde hay contingencias externas al proyecto importantes (por ejemplo, cuestiones ambientales) que deben ser resueltas antes de que el proyecto puede avanzar hacia el desarrollo. La principal diferencia entre el Desarrollo Pendiente y en Espera es que en el caso anterior, las contingencias significativas sólo son aquellos que pueden ser y están siendo, influenciadas directamente por los desarrolladores (por ejemplo, a través de las negociaciones), mientras que en el último caso, las contingencias primarias están sujetas a las decisiones de otros sobre los cuales los desarrolladores tienen poca o ninguna influencia directa y ambos el resultado y la coordinación de esas decisiones está sujeta a una incertidumbre significativa.

6. Los Proyectos son considerados **Por aclarar** si están aún en evaluación (por ejemplo, un reciente descubrimiento) o requieren una valoración más significativa para aclarar el potencial para desarrollo, y donde las contingencias todavía tienen que ser totalmente definidas. En tales casos, puede ser difícil evaluar con confianza la Posibilidad de Comercialidad.

7. En donde un proyecto técnicamente viable ha sido evaluado como de ser potencialmente insuficiente para justificar cualquier otra actividad de evaluación o cualquier esfuerzo directo para eliminar contingencias comerciales, debería ser clasificado como **Desarrollo No Viable**. Al proyecto no se le ve potencial para un eventual desarrollo comercial en el momento en que se presenta el informe, pero las cantidades teóricamente recuperables se registran de manera tal que la potencial oportunidad se reconozca en el evento de presentarse un cambio importante en tecnología o en las condiciones comerciales.

Es importante señalar que mientras el objetivo es siempre mover los proyectos "hacia arriba" hacia niveles más altos de madurez, y eventualmente a la producción, un cambio en las circunstancias (cambios en el régimen fiscal, etc.) puede conducir a que los proyectos sean "degradados" a una subclase inferior.

Para Recursos Prospectivos, estas acumulaciones potenciales se evalúan según su Posibilidad de descubrimiento y, asumiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que podrían recuperarse bajo el desarrollo de proyectos apropiados. La decisión en cada fase es adelantar la adquisición de datos adicionales y/o estudios diseñados para desplazar el proyecto hacia un nivel de madurez técnica y comercial a donde se pueda tomar una decisión para proceder con la perforación para la exploración.

Las cantidades sólo deberían ser clasificadas como No Recuperables si no se han identificado proyectos técnicamente factibles que podrían conducir a la recuperación de cualquiera de estas cantidades. Una porción de cantidades No Recuperables puede ser recuperable en el futuro debido al desarrollo de nuevas tecnologías, por ejemplo; la porción restante nunca puede ser recuperada debido a las limitaciones físicas/químicas representadas por interacción subsuperficial de fluidos y rocas del yacimiento.

3.1.8 Estado de las Reservas.

Una vez los proyectos cumplan con los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas se clasifican como Reservas. Estos volúmenes se pueden distribuir en las siguientes subdivisiones con base en el estado operativo y de financiación de los pozos y las instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del yacimiento.

- Reservas Desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar de los pozos e instalaciones existentes.
 - Las Reservas Desarrolladas Productivas se espera que se recobren de intervalos terminados abiertos y produciendo en el momento de la estimación.
 - Reservas Desarrolladas No Productivas son las Reservas de los pozos existentes, pendientes de terminación.
- Reservas Sin Desarrollar son las cantidades que se espera serán recuperadas como resultado de futuras inversiones.

Cuando las Reservas permanecen sin desarrollar más allá de un marco de tiempo razonable, o si han permanecido sin desarrollar debido a continuas postergaciones, las evaluaciones deben revisarse con ojo crítico para documentar las razones de la demora en iniciar el desarrollo y justificar mantener estas cantidades dentro de la clasificación de Reservas.

El estado de desarrollo y producción es de gran importancia para el manejo del proyecto.

Mientras el Status de Reservas tradicionalmente solo ha sido aplicado a las Reservas Probadas, el mismo concepto de Status de Desarrollo y no Desarrollo basados en financiamiento y el status operacional de los pozos e instalaciones de producción dentro del proyecto de desarrollo, son aplicables a través de un amplio rango de categorías de incertidumbre de Reservas (Probadas, Probables y Posibles).

El Estado de las Reservas no se basa en proyectos, y por lo tanto, no hay ninguna relación directa entre el Status de Reservas y la Posibilidad de Comercialidad, que es un reflejo del nivel de madurez del proyecto. Si se utilizan en combinación cantidades de Reservas Desarrolladas y/o No Desarrolladas se pueden identificar en forma separada dentro de cada sub-clasificación de Reservas (En Producción, Aprobadas para Desarrollo y Justificadas para Desarrollo).

3.1.9 Estado Económico.

Basados en suposiciones relacionadas sobre futuras condiciones y su impacto en la viabilidad económica última, los proyectos actualmente clasificados como Recursos Contingentes se pueden dividir ampliamente en dos grupos:

- Recursos Contingentes Marginales son aquellas cantidades asociadas con proyectos técnicamente factibles que sean actualmente económicos o se proyecten como económicos bajo mejoras razonablemente predecibles de condiciones comerciales, pero que no están comprometidos para ser desarrollados debido a una o más contingencias.

- Recursos Contingentes Sub-Marginales son aquellas cantidades asociadas a los descubrimientos para los cuales los análisis indican son proyectos de desarrollo técnicamente factibles que no serían económicos, y/o otras contingencias no podrían ser satisfechas bajo las actuales, o las mejoras razonablemente previstas de las condiciones comerciales. Sin embargo, estos proyectos se deben retener en el inventario de los recursos descubiertos esperando cambios imprevistos en las condiciones comerciales.

Cuando las evaluaciones están incompletas, de tal manera que es prematuro definir claramente la posibilidad última de comercialidad, es aceptable anotar que el estado económico del proyecto es “indeterminado”.

El Status Económico se puede identificar independientemente, o también aplicar en combinación con la sub-clasificación de Madurez del Proyecto para describir el mismo y sus recursos asociados de manera más completa.

3.2 Aplicaciones sísmicas.

Aunque la PRMS maneja este apartado solamente enfocado a las aplicaciones sísmicas, cabe mencionar que para lograr una mayor certeza en la estimación es necesario complementar la información obtenida de sísmica con datos de fuentes adicionales como son: núcleos, registros geofísicos y pruebas de presión.

Los métodos geofísicos, principalmente los estudios sísmicos, son una de las varias herramientas utilizadas en la industria petrolera para evaluar la cantidad de aceite y gas disponible en el subsuelo. Los datos sísmicos deben de integrarse con registros de pozos, con pruebas de presión, núcleos y otra información que se obtiene durante la exploración y de pozos vecinos para estimar las cantidades de hidrocarburos recuperables.

Cuando se hacen nuevas perforaciones, la interpretación de los datos sísmicos debe ser revisada y recalibrada para tomar ventaja de la nueva información y lograr una mayor precisión. Por lo tanto la interpretación sísmica debe ser usada durante toda la vida del yacimiento y debe ser tomada como parte del proceso de administración del yacimiento y de estimación de reservas. Las guías de aplicación de la PRMS se centran en la aplicación de datos sísmicos 3D para la estimación de reservas y de recursos, ya que la adquisición de sísmica 3D provee una mayor cobertura y también brinda información sobre la migración de los fluidos en el yacimiento.

Aunque la PRMS se centra en la aplicación de sísmica 3D, la sísmica 2D sigue siendo importante para la estimación de Recursos prospectivos.

Una vez que se hace un descubrimiento, se ha vuelto una norma la adquisición de sísmica 3D, que proveen información adicional que soportan la clasificación de Recursos Contingentes y /o Reservas.

3.2.1 Estimación Sísmica de Reservas y Recursos.

Los datos geofísicos son instrumentos que se utilizan en la caracterización de las propiedades físicas de la roca almacenadora de hidrocarburos, estos datos son clave en la determinación de los volúmenes existentes y en identificar las acumulaciones potencialmente explotables.

Las interpretaciones que un geofísico puede obtener de los datos de sísmica 3D se agrupan en:

- Mapear la geometría de la trampa de hidrocarburos
- Caracterizar la roca y las propiedades de los fluidos
- Monitorear el flujo de fluidos y/o variaciones de presión durante la producción

3.2.2 Geometría de la trampa.

La geometría de la trampa está determinada por la inclinación y los acñamientos del yacimiento y de los sellos, la localización de las fallas que impiden o facilitan el flujo de fluidos, la forma de los estratos, y la orientación de cualquier superficie que atraviesa al yacimiento.

3.2.3 Propiedades de la roca y de los fluidos.

Las características de los datos sísmicos tales como la amplitud y la fase de las reflexiones sísmicas, los tiempos de viaje entre los horizontes, variaciones de frecuencia y de velocidades, o combinaciones de estos atributos, son comparados con la porosidad, tipo de fluido, litología, espesor y otras propiedades del yacimiento deben ser calibradas en el pozo de control. El uso de esos atributos sísmicos requiere de lo siguiente:

- Que exista una relación a escala del registro entre estos atributos y las características del yacimiento.
- Que esta relación también exista a escala de sísmica(la cual tiene menor resolución vertical)
- La calidad sísmica es satisfactoria
- Que exista una buena relación sísmica-pozo.

En algunas litologías, la presencia de hidrocarburos cambia la velocidad y produce una amplitud sísmica anómala que es visible en la sísmica. Cuando este efecto se valida con el pozo de control, la extensión de los hidrocarburos puede ser mapeada a lo largo del campo.

Desafortunadamente, la herramienta sísmica no es capaz de predecir la calidad de los hidrocarburos. Por lo tanto, al menos un pozo debe de ser perforado dentro de las amplitudes anómalas para caracterizar a los fluidos y promover los recursos prospectivos a recursos contingentes o reservas.

3.2.4 Monitoreo de yacimiento.

La tercera aplicación general de la sísmica 3D es el monitoreo de la saturación de los poros, presión y temperatura mientras los fluidos fluyen en el yacimiento. Esta aplicación es llamada *“time-lapse seismic”* o, 4D o *“repeated seismic”*.

Los cambios en el yacimiento y en las propiedades de los fluidos durante la producción que son detectados por la *“time-lapse seismic”* pueden proveer una entrada de datos importante en la simulación de reservas y/o recursos cuando se tiene un pozo de control disponible.

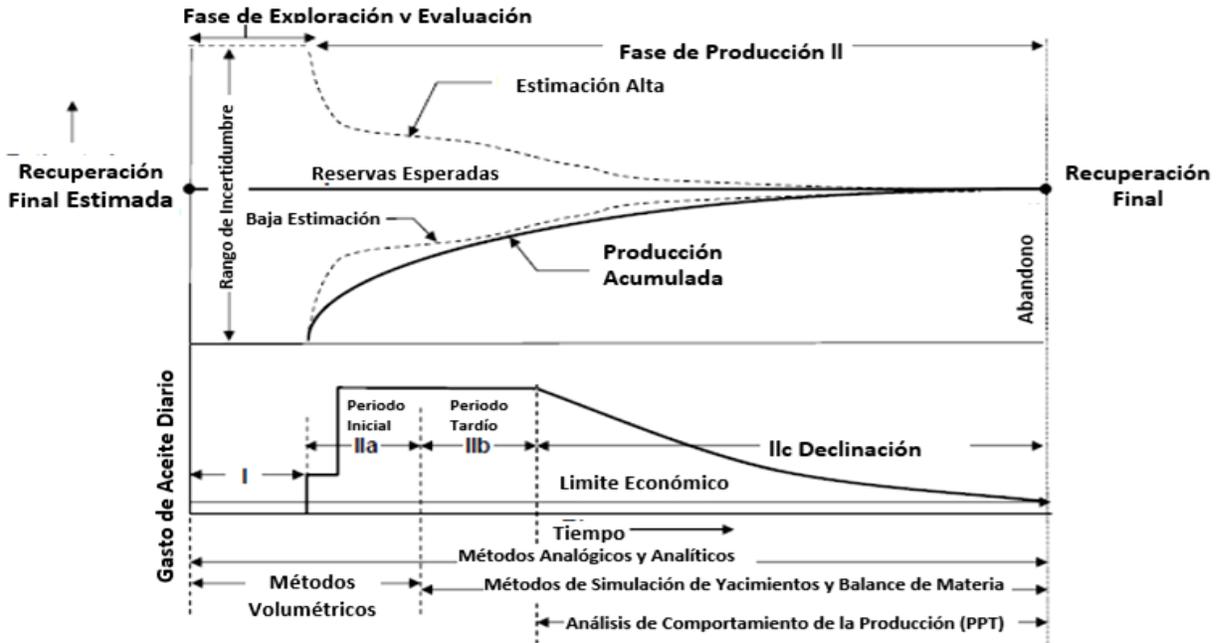
3.2.5 Incertidumbre en las predicciones sísmicas.

La exactitud de una predicción sísmica es dependiente de la calidad de los datos sísmicos. Esto es medido por el ancho de banda, contenido de la frecuencia, radio señal-ruido, procesamiento óptimo y la calidad del modelo sísmico usado para relacionar un control subsuperficial al volumen 3D. Un modelo sísmico que predice correctamente un parámetro subsuperficial o proceso, es juzgado por los resultados de la perforación de nuevos pozos. La grabación predictiva en un área dada es el mejor indicador del grado de confianza con la cual se pueden emplear metodologías sísmicas para estimar reservas y recursos a medida que la exploración y el desarrollo avanzan.

3.3 Evaluación de recursos petroleros utilizando procedimientos determinísticos.

El objetivo de este capítulo es promover una consistencia en los estimados de reservas y recursos y su clasificación y categorización utilizando las guías de la PRMS. La Figura 3.3 ilustra el que el rango de Recuperación Final Estimada (EUR) de cualquier proyecto petrolero disminuye con el tiempo, es decir, cuando se descubre, se delinea, desarrolla, y se explota el yacimiento, el grado de incertidumbre disminuye en cada etapa.

Figura 3.3 Cambio en la incertidumbre y los métodos de evaluación a lo largo del ciclo de vida de un proyecto petrolero.



Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

La evaluación de las cantidades recuperables de petróleo puede ser realizado de forma determinística mediante el uso de procedimientos analíticos tanto directos como indirectos, los cuales involucran el uso de datos volumétricos “estáticos” y los métodos basados en datos de comportamiento “dinámico”, respectivamente.

3.3.1 Método volumétrico y método análogo.

Los métodos volumétricos que se basan en datos estáticos del yacimiento para estimar el petróleo inicial y los métodos análogos para estimar los factores de recuperación, son procedimientos de estimación indirectos que se usan durante las etapas de exploración, descubrimiento, post-descubrimiento, delimitación, y desarrollo inicial de un proyecto petrolero.

Principios técnicos: Estos procedimientos son llamados indirectos porque la recuperación final estimada (EUR) no puede ser obtenido directamente, sino que requiere estimados independientes de cada yacimientos del volumen inicial y un apropiado factor de recuperación. Generalmente se expresa en términos de una simple relación volumétrica clásica definida por:

$$EUR = PIIP \times RE \dots \dots \dots Ec. 3.1$$

Dónde:

EUR= Recuperación Final Estimada (*“Estimated Ultimate Recovery”*)

PIIP= Petróleo Inicialmente In Situ (*“Petroleum Initially In Place”*)

RE= Factor de Recuperación (*“Recovery Efficiency”*)

La ecuación volumétrica clásica para el petróleo inicialmente in-situ (PIIP) o el gas original in-situ (OGIP) está definida por:

$$PIIP = A \times h \times (1 - S_{wi}) / B_{hi} \dots \dots \dots Ec. 3.2$$

Dónde:

PIIP= Petróleo Inicialmente in Situ (*“Petroleum Initially In Place”*)

A= Área

h= Espesor

S_{wi}= Saturación de agua inicial

B_{hi}= Factor de Volumen, puede ser aceite (Boi) o gas (Bgi)

El factor de recuperación puede ser asignado de un yacimiento análogo apropiado. Si no se tienen yacimientos análogos, el factor de recuperación puede ser estimado utilizando las correlaciones empíricas. Sin embargo, es muy importante destacar que incluso una estimación aproximada del factor de recuperación de un yacimiento análogo o determinada mediante el uso de un método analítico basado en principios físicos, incluyendo simulación numérica de yacimientos (incluso si no hay ningún dato del comportamiento histórico) es preferible al uso de correlaciones empíricamente desarrolladas.

3.3.2 Métodos basados en el comportamiento.

Como se muestra en la Figura 3.3 la fase de producción se puede dividir en 3 etapas de producción Periodo Inicial (IIa), Periodo Tardío (IIb) y Declinación (IIc), las cuales muestran el incremento en la madurez del proyecto y el cambio de los métodos de evaluación de recursos aplicables a lo largo del tiempo.

Dependiendo de la cantidad y calidad del histórico de presión, producción y otros datos disponibles, puede utilizarse una combinación de simulación de yacimientos, balance de materia y el análisis de comportamiento de la producción (PPT) (o análisis de curvas de declinación) no sólo para estimar directamente el petróleo recuperable, sino también las cantidades de petróleo in-situ (solamente los dos primeros métodos) y así proporcionar una segunda verificación y validación de las estimaciones obtenidas anteriormente por métodos volumétricos.

3.3.2.1 Métodos de Balance de Materia.

Los métodos de balance de materia son parte de los análisis dinámicos basados en el comportamiento. Los datos de comportamiento incluyen los perfiles de producción y de inyección, presión del yacimiento, propiedades relevantes del fluido y de la roca (c_o , c_g y c_w ; B_o , B_g , R_s , R_v , y B_w) todas en función de la presión y temperatura del yacimiento. Independientemente de los métodos volumétricos, los métodos de balance de materia pueden ser utilizados para estimar directa y simultáneamente el petróleo original in-situ (PIIP), el tamaño del casquete de gas (m) y la entrada de agua (W_e). Los resultados de los análisis de balance de materia se consideran más confiables cuando se tiene mayor información del comportamiento del yacimiento e información de alta calidad de la producción, ambas medidas e interpretadas. Una suposición bien establecida y razonable es que el análisis de balance de materia es válido cuando la producción excede el 10 % del PIP.

3.3.2.2 Métodos de simulación de yacimientos.

La simulación de yacimientos puede ser utilizada durante cualquier etapa de producción para estimar directamente tanto el petróleo original como la recuperación final de cualquier proyecto petrolero. Sin embargo, los resultados de los modelos de simulación de yacimientos pueden ser utilizados con mayor confianza cuando se incrementa la cantidad y calidad de información estática y dinámica.

Un modelo de simulación de yacimientos caracteriza el yacimiento mediante la integración del modelo geológico estático y el modelo de flujo dinámico con la información real del comportamiento del yacimiento (presiones, pruebas, gastos, curvas de permeabilidad relativa y capilaridad, datos PVT, etc.). Cuando se dispone de más información con respecto al comportamiento del yacimiento, los resultados del modelo de simulación de yacimiento pueden ser utilizados con mayor confianza para estimar tanto el petróleo inicial como las cantidades recuperables bajo cualquier método de recuperación, incluyendo mecanismos de recuperación primaria, recuperación secundaria y/o recuperación mejorada.

El desarrollo de un modelo significativo del yacimiento, que sea capaz de generar resultados confiables con una certeza razonable, requiere de un equipo multidisciplinario con las apropiadas habilidades técnicas y amplia experiencia. Cuando se logra un buen ajuste histórico, el modelo puede ser utilizado para predecir los perfiles de producción e inyección, mantenimiento de pozos, estimulaciones y otros requerimientos del yacimiento.

La determinación y asignación de diferentes categorías de reservas debe ser consistente con las definiciones de la PRMS y por lo tanto depende del grado de incertidumbre que el evaluador determina que existe en las estimaciones.

No existen reglas aceptadas de forma general, pero dependiendo de la exactitud de los resultados de la simulación, los perfiles de producción obtenidos y por lo tanto la recuperación final estimada para cualquier proyecto petrolero, puede ser clasificada primero como recursos o reservas y después subdividido en sus respectivas categorías utilizando las siguientes guías:

- Con datos limitados: la recuperación final estimada usualmente se considera dentro de la categoría 3P, pero debe ser ajustada por las incertidumbres percibidas antes de contabilizarlas dentro de las reservas 3P y/o dentro de las diferentes categorías de recursos contingentes.
- Con información razonable del comportamiento. La recuperación final estimada de un modelo de simulación de yacimiento desarrollado y caracterizado utilizando buena información de producción y del comportamiento, y con al menos 5% del PIIP producido puede ser considerado como la mejor estimación y por lo tanto se clasifica como reserva 2P.
- Con mucha información razonable del comportamiento. La recuperación final estimada debe ser considerada dentro de la categoría de reservas 1P cuando se sabe que el comportamiento histórico de la producción es bastante preciso, que excede el 10% del PIIP, y que la caracterización del yacimiento y el ajuste histórico obtenidos son técnicamente viables y válidos.

3.3.2.3 Análisis del Comportamiento de la Producción (PPT).

Aunque los análisis PPT se conocen tradicionalmente como análisis de curvas de declinación, existen otros tipo de PPT's y también pueden ser utilizados para la estimación de reservas.

El comportamiento histórico de la producción de pozos maduros, yacimientos o proyectos puede ser extrapolado para llegar a la producción acumulada en el límite económico y proveer una evaluación razonable de la recuperación final estimada.

Para comprender mejor la limitaciones del análisis PPT, Harrell et al. (2004) señalaron las siguientes condiciones bajo las cuales las curvas de declinación pueden proveer proyecciones aceptables sobre los perfiles de producción y los estimados de reservas resultantes:

- Las condiciones de producción, los métodos y en general la estrategia de producción no cambia en el tiempo restante de vida del proyecto.
- El yacimiento se desarrolló completamente, por lo tanto el recuento de pozos es estable
- Las intervenciones a pozos y otros trabajos pueden ser clasificados solo como mantenimiento.

3.4 Estimación Probabilista de Reservas.

El buen entendimiento y manejo de los rangos de incertidumbre en la estimación de reservas y recursos son aspectos importantes en el negocio de exploración y producción de gas y aceite. Los profesionistas de esta área quieren capturar esta incertidumbre en orden para:

- Hacer planes de desarrollo que cubran cualquier rango de posibles resultados.
- Brindar un rango de pronósticos de producción para evaluar el resultado esperado de ventas.
- Evaluar riesgos exploratorios, apreciativos y comerciales.
- Asegurar que se puedan manejar resultados no favorables, es decir, que se tenga un proyecto económico, incluso si el caso más bajo se materialice.
- Entender y comunicar el nivel de confianza de sus estimaciones de reservas.

Método de Escenarios: Un rango de posibles resultados o escenarios son descritos. Usualmente, esta colección de escenarios es trasladada a una curva de probabilidad. Este método combina elementos de la aproximación determinista y del completo método probabilístico.

Método Probabilista: La incertidumbre estadística de los parámetros individuales del yacimiento es usada para calcular la incertidumbre estadística de los volúmenes originales y recursos recuperables.

Los niveles de probabilidad del total del volumen recuperable pueden ser relacionados a las categorías de reservas Probadas, Probables y Posibles utilizando los lineamientos de la PRMS. En muchos casos, no hay una relación uno a uno entre uno de estos resultados y un volumen físico o área en el yacimiento.

El valor de los métodos de escenario y probabilista en el proceso del negocio es que:

- Ambos describen todo el rango de incertidumbres y revelan ventajas y desventajas.
- Permiten fácilmente el cálculo del valor de la información de múltiples actividades.
- Ambos permiten el cálculo de los efectos de incertidumbres interdependientes.
- Brindan una buena interface con métodos de modelado financiero y soporte de decisión.
- Ambos métodos pueden ser fácilmente aplicados a través del límite entre las actividades de exploración y producción.

3.4.1 Método Determinista.

Este método utiliza un solo valor para cada parámetro, basado en la descripción bien definida del yacimiento, para determinar las reservas, recursos, o volúmenes in situ.

Las ventajas de este método son:

- Describe un caso físico específico; combinaciones de valores físicamente incompatibles de los parámetros pueden ser detectadas y eliminadas.
- Es directo, fácil de explicar y mano de obra eficiente.
- El estimado es reproducible.

3.4.2 Método de Escenarios.

Este método describe un rango de posibles resultados para el yacimiento, los cuales son consistentes con los datos observados. Un único, resultado físicamente consistente dentro de este rango con su volumen original estimado es llamado una iteración subsuperficial. Para el propósito de obtener un factor de recuperación, podemos entonces definir un escenario de desarrollo para cada una de las iteraciones subsuperficiales y subsecuentemente archivar los volúmenes recuperables en su categoría PRMS apropiada.

Las iteraciones subsuperficiales múltiples deben ser:

- Basada en incertidumbres clasificadas. Para este propósito primero tenemos que especificar y clasificar las principales incertidumbres.
- Internamente consistentes, es decir, una iteración debe consistir de valores de parámetros o sets de condiciones que puedan existir físicamente juntas.
- Asociado con una probabilidad de ocurrencia (pero no necesariamente ser igualmente probables)
- Relacionados a una opción técnicamente desarrollable.

Varios métodos están disponibles para representar y visualizar un set de iteraciones. Los dos más importantes son el método de árbol de probabilidad y el uso de matrices de escenario.

1. Árbol de Probabilidad

Cuando se usan arboles de probabilidad para representar escenarios, cada rama en el árbol representa un set de estimaciones discretas y una probabilidad de ocurrencia asociada.

2. Representación matricial del método de escenarios.

Este método para representar iteraciones subsuperficiales y conceptos de desarrollo es más cualitativo pero usualmente más rico en contenido que el método de árbol de probabilidad. Una iteración es la combinación consistente de un set de posibles resultados. El ejemplo en la Figura 3.4 muestra varios aspectos del yacimiento que son representados por columnas, cada celda en las columnas describe un posible resultado.

Figura 3.4 Ejemplo del método de escenarios.

		Fractures									
Realisation:		Direction	Intensity	Fracture Perm	Structure(F lanks)	Oil Sat	N/G	Matrix Perm	Wettability	GOR	Cap Rock Integrity
1: High STOIP/High Drainage rate		isotropic uniform	High (one/2m)	M	H (Less steep)	L	L	L	w/wet	L?	$P_{max}=P_i$
2: High STOIP/ Low Drainage			Medium (one/20m)		M (Type-A dips everywhere)	M	M	M	mixed	M?	$P_{max}=1.2 P_i$
3: High Sor / Strong Aquifer / Low Drainage		preferential orientation	Low (one/100m)	infinite	L (Steeper dips)	H	H	H	oil/wet	H?	$P_{max}=1.5 P_i$

Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

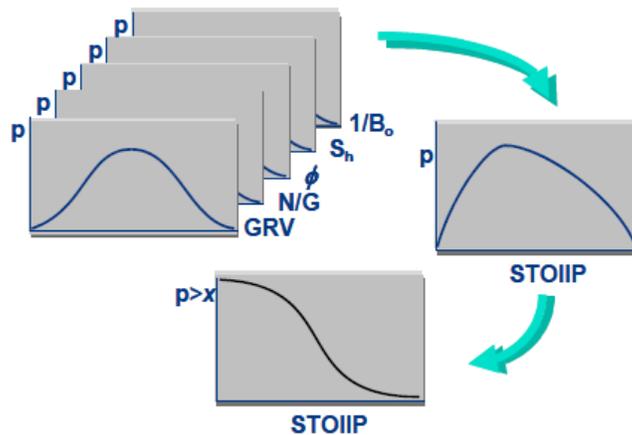
La matriz de escenarios es útil para generar escenarios que cubran un amplio rango de posibles resultados y por lo tanto pueda jugar un papel importante en ejercicios de encuadre de proyectos.

3.4.3 Método probabilístico.

En este método utilizamos un rango completo de valores que podrían ocurrir razonablemente para cada parámetro desconocido (de los datos de geociencia y de ingeniería) para generar un rango completo de posibles resultados para el volumen de recursos.

Para esto, identificamos los parámetros que constituyen la estimación de reservas y después determinamos una función de densidad de probabilidad. La función de densidad de probabilidad describe la incertidumbre alrededor de cada parámetro individual basado en datos de geociencia y de ingeniería. Usando un procedimiento de muestreo estocástico podemos diseñar de manera aleatoria un valor para cada parámetro para calcular un recurso estimado recuperable o en sitio. Repitiendo este proceso un número suficiente de veces, podemos crear una función de densidad de probabilidad para el recurso recuperable o en sitio. Este procedimiento conocido como Monte Carlo se representa en la Figura 3.5.

Figura 3.5 Aproximación de Monte Carlo.



Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

Regularmente existe dependencia entre los parámetros y esta dependencia debe ser representada en la estimación probabilística de los volúmenes recuperables. Las correlaciones positivas encontradas comúnmente son entre la saturación de gas neta-bruta y la porosidad en yacimientos clásticos. Una correlación negativa obvia es la que existe entre los volúmenes de aceite y gas en yacimientos con casquete de gas. Debemos notar que la función de distribución de probabilidad resultante para los recursos recuperables es a menudo asimétrica. Una mejor práctica aplicada regularmente es seleccionar una iteración que puede ser usada para demostrar un caso “típico” de 1P o 2P.

3.4.3.1 Parámetros Volumétricos y su Distribución de Incertidumbre.

La incertidumbre en estimaciones volumétricas de reservas y recursos petroleros está asociada con todos los parámetros siguientes:

Volumen Bruto de Roca. Usualmente, la más importante contribución en la incertidumbre total está en el Volumen Bruto de Roca. Esta incertidumbre puede estar relacionada con:

- Falta de definición de los límites del yacimiento proveniente de datos sísmicos.
- Conversión de tiempo a profundidad en las observaciones sísmicas.
- La incertidumbre de la información de registros de pozos
- Echados en la parte superior de la formación.
- Existencia y posición de las fallas.
- Si las fallas están selladas a la producción y a la migración de hidrocarburos.

El Volumen Bruto de Roca depende críticamente de la altura de la columna de hidrocarburos porque el volumen del prisma del yacimiento incrementa proporcionalmente con el cubo de la columna.

Propiedades de la Roca. Espesor Neto y Porosidad. La incertidumbre asociada con las propiedades de la roca del yacimiento se origina en la variabilidad en la roca. Se determina a través de evaluación petrofísica, estudios de núcleos, respuestas sísmicas y su interpretación. Mientras que los registros petrofísicos y las mediciones en el laboratorio pueden ser bastante exactos, las muestras recolectadas pueden ser representativas solo de una porción limitada de las formaciones analizadas.

Propiedades de los fluidos. Para las propiedades de los fluidos, unas pocas muestras bien elegidas pueden proveer una selección representativa de los fluidos. Los procesos de convección y difusión a través de los tiempos geológicos han asegurado una medida de equilibrio químico y homogeneidad dentro del yacimiento, aunque algunas veces se observa un gradiente en la composición del fluido. El muestreo y análisis puede ser una fuente significativa de incertidumbre. Los yacimientos que tienen un gradiente en la composición de sus fluidos o donde han ocurrido cambios de fase serán afectados por la producción. Aquí, las muestras pueden no ser representativas de los fluidos iniciales y pueden ser malinterpretadas fácilmente.

Factor de recuperación (FR). La recuperación es afectada por la forma y la geología interna del yacimiento, sus propiedades y fluidos contenidos, la estrategia de desarrollo, incluyendo el método de terminación. Si un yacimiento puede describirse con suficiente detalle, entonces se pueden hacer modelos numéricos de los efectos del pozo, del desplazamiento de fluidos, caída de presión, y su producción asociada. Si el yacimiento es definido de manera pobre, los rangos de FR pueden ser estimados mediante cálculos de balance o métodos análogos. Selección de las funciones de distribución para parámetros individuales. En los cálculos probabilísticos de recursos, es tarea del evaluador especificar una función de densidad de probabilidad que se ajuste a la información disponible.

Se muestra una guía práctica para la selección de la distribución de los parámetros:

- Hacer una decisión consciente del rango y forma de las distribuciones de entrada para el cálculo volumétrico con base en información directa del yacimiento y de geociencia o análogos apropiados.
- Las distribuciones deben aplicarse solamente en la gama que provechosamente reflejan la incertidumbre subyacente. Evitar distribuciones que se extienden infinitamente.

Asegurar que las distribuciones no se vuelven negativas o excedan la unidad para parámetros expresados con fracciones o relaciones, tales como la porosidad, espesor neto respecto al espesor bruto, saturación o eficiencia de recuperación.

- La función de densidad de probabilidad más genérica que describe los rangos de incertidumbre subsuperficial son las distribuciones normales y log-normales.
- No confundir las tres medidas de centralidad (media, moda y mediana) cuando se define una distribución.
- La función de densidad de probabilidad de una suma de logaritmos tiende hacia una distribución normal. Como resultado, un producto de factores independientes, cuyos logaritmos son la suma de la misma magnitud, tienden hacia una distribución log-normal.
- La función de densidad de probabilidad de una suma de un número grande de cantidades independientes de la misma magnitud tiende hacia una distribución normal.
- Si las cantidades independientes no son de la misma magnitud, la suma y su función de densidad de probabilidad será dominado por las cantidades grandes.

Muchos practicantes aproximan las funciones de densidad de probabilidad con distribuciones triangulares, particularmente cuando la información es limitada y el rango en ajustado. En casos donde una distribución de probabilidad no puede ser determinada fácilmente, a veces se usa una distribución uniforme. Sin embargo, los rangos de incertidumbres de los volúmenes resultantes están más influenciados por los valores medios y las desviaciones estándar que por la forma de las distribuciones de los parámetros individuales que forman el estimado.

El error más común que se comete cuando se trabaja con cantidades pobremente definidas es la subestimación del posible rango de incertidumbre de cada parámetro. A menor información, mayor rango de incertidumbre. Una de las causas de este error, es que la cima y la base de los rangos de incertidumbre a veces son comprimidas cuando se hacen procesos de promediación. La distribución de los datos disponibles debe ser considerada solo en el punto de inicio para definir la función de densidad de probabilidad para los parámetros del yacimiento. Siempre hay que tener en mente que la función de distribución debe describir la distribución de los valores de parámetros promedios del yacimiento.

La Tabla 3.1 muestra algunos parámetros del yacimiento y sus rangos típicos de incertidumbre

Tabla 3.1 Algunos Parámetros del Yacimiento y Sus Rangos Típicos de Incertidumbre		
	Rango	Fuente
Volumen Bruto de Roca	+/- 30%	Sísmica 3D Sísmica 2D
Espesor Neto	+/- 20%	Registros de Pozo
Porosidad	+/- 15%	Registros de Pozo
Porosidad	+/- 10%	Núcleos
Saturación de Hidrocarburos	+/- 20%	Registros de Pozo
Echado	+/- 10%	Medición del Echado
	+/- 30%	Sísmica
Factor de Volumen de Formación (Bo, Bg)	+/- 5%	Análisis PVT

Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

3.4.3.2 Métodos de Comportamiento.

Cuando se cuenta con la suficiente información del comportamiento de la producción, las reservas se pueden determinar utilizando métodos de comportamiento como el análisis de curvas de declinación. El modelo de declinación que se aproxima más a una estimación probabilística es el de la declinación hiperbólica ya que al hacer coincidir las constantes b y d en un periodo con límites razonables, una distribución del Último Recobro puede ser obtenida, de la cual las reservas Probadas, Probables y Posibles pueden ser derivadas.

El enfoque probabilístico de estimación de recursos puede aplicarse provechosamente a otras tareas económicas y de ingeniería, como:

- **Categorización de Recursos:** Los rangos de incertidumbre representados con una distribución de probabilidad se definen de la siguiente manera:
 - Debe existir al menos un 90% de probabilidad (P90) de que las cantidades recuperadas sean igual o excedan el estimado bajo [Reservas 1P].
 - Debe existir al menos un 50% de probabilidad (P50) de que las cantidades recuperadas sean igual o excedan el estimado base [Reservas 2P].
 - Debe existir al menos un 10% de probabilidad (P10) de que las cantidades recuperadas sean igual o excedan el estimado alto [Reservas 3P].
- **Diseño Experimental:** Es un juego de métodos estadísticos que sirven para generar los escenarios o casos requeridos para cubrir eficientemente todos los posibles resultados del yacimiento o del campo desarrollado. Es particularmente útil cuando el análisis se basa en datos de comportamiento, como balance de materia o la simulación de yacimientos.
- **Valor de la Información:** El objetivo de la apreciación es la de reducir incertidumbre.

3.5. Métodos de Agregación

Las cantidades de petróleo y gas generalmente son estimadas y categorizadas según la certeza de recobro dentro de los yacimientos individuales o porciones de yacimientos. A esto se le llama evaluación del “nivel del yacimiento”. Estos estimativos se suman para llegar a los estimativos por campo, propiedad y proyecto. Otra sumatoria se aplica a los totales producidos por cuenca, contrato, campo, etc. Generalmente a estos se les llama “niveles de recursos reportados”. La distribución de la incertidumbre de los estimativos individuales en cada uno de estos niveles puede diferir ampliamente, dependiendo de la ubicación geológica y la madurez de las reservas. A este proceso de sumatoria acumulativa generalmente se le llama “agregación”.

Sumando las estimaciones con tales niveles de incertidumbre puede ser complicado por varios factores:

- El propósito por el cual la estimación es requerida.
- El hecho de que los ingenieros y geólogos utilizan factores de descuento para volúmenes de alto riesgo.
- Las estimaciones del comportamiento de la producción se utilizan para extrapolar la vida de campos maduros para determinar la Recuperación Final (UR). De la dinámica del yacimiento, se deduce que debemos tener cuidado en la adición de las estimaciones de las reservas establecidas por estos métodos de nivel de pozo hasta una estimación confiable del yacimiento.
- Diferencias en la calidad del gas o líquido que conforman las reservas (por ejemplo, el valor calorífico bruto de los yacimientos de gas)

Se pueden aplicar dos métodos generales de agregación: sumatoria aritmética de los estimativos por categoría y agregación estadística de las distribuciones de incertidumbre.

Normalmente hay divergencia significativa en los resultados cuando se aplican estos métodos alternos.

En la agregación estadística, exceptuando la rara situación donde todos los yacimientos que están siendo agregados son totalmente dependientes, las cantidades P90 (alto grado de certeza) del agregado siempre son mayores que la suma aritmética de las cantidades P90 del nivel del yacimiento y los P10 (bajo grado de certeza) del agregado siempre son inferiores a la suma aritmética de volúmenes P10 evaluados al nivel del yacimiento.

3.5.1 Agregando niveles de reservas (Pozos, Yacimientos, Campos, Empresas, Países).

3.5.1.1 Comportamiento del Yacimiento.

Sumar los valores derivados de volúmenes esperados es relativamente sencillo. Esto es cierto para las situaciones donde los valores esperados son interpretados como Probadas más Probables y también para el método probabilístico porque, desde un punto de vista estadístico, las expectativas de las distribuciones pueden agregarse aritméticamente. También podemos derivar la expectativa de la Recuperación Final a través de la extrapolación del comportamiento del rendimiento en campos maduros. Si esto se hace por agregación de las estimaciones para pozos individuales hasta los totales de yacimientos o incluso campos, tal vez nos topemos con complicaciones. La extrapolación del comportamiento a nivel de yacimiento a menudo conduce a una mayor Recuperación Final que la obtenida al extrapolar la suma de las Curvas de Declinación de pozos de ese yacimiento. Una razón para esto puede ser que agregando de las curvas de declinación de pozos individuales no captura el efecto de cierre en un pozo, lo que puede dar un contrato adicional en vida a los pozos sobrevivientes en el yacimiento.

Los métodos de Curvas de Declinación para grupos de pozos generalmente tienen una débil base teórica. Se recomienda el uso de tales métodos a realizarse desde el nivel más bajo de agregación hacia arriba.

3.5.1.2 Dependencia entre Estimaciones.

Una de las razones principales por la que la incorporación de reservas, particularmente Reservas Probadas, a veces lleva a complicaciones es que muchos parámetros en el cálculo de las reservas están correlacionados. Esto conduce a otras dependencias entre las estimaciones de reservas individuales para bloques de yacimiento, yacimientos o sub-yacimientos, de tal manera que las bajas reservas en uno de los elementos del yacimiento naturalmente estarán asociados con bajas reservas en otro, o todo lo contrario. Existen numerosas causas de dependencia entre yacimientos, de naturaleza geológica (localización de fallas), metodológica (métodos similares de interpretación), o personal (mismo geólogo optimista para un número de yacimientos). En la Tabla 3.2 se muestra estas dependencias.

Tabla 3.2 Causas de dependencia entre la estimación de reservas de campos y yacimientos	
<u>Tipo de Dependencia</u>	<u>Ejemplo de la situación/parámetro</u>
Ninguna No se identifica ningún riesgo compartido (total independencia)	Local, sistemas de presión independientes.
Baja Un riesgo compartido no es considerado importante cuando se compara con otros, riesgos independientes conocidos.	Misma superficie sísmica o interprete sísmico Misma fuente de estimación de factores de recuperación (ej. simulador), herramientas, y rangos. Método de cálculo de saturación (ej. Waxman Smits, Archie)
Mediano Los riesgos compartidos pueden ser reales y significativos.	El éxito de un proyecto de compresión de baja presión en un campo es un prerequisite para el éxito en otro, y por lo tanto los factores de recuperación estimados están potencialmente conectados. Sin embargo, los componentes mayores de incertidumbre en reservas de los dos campos (estructura, etc.) permanecen independientes.
Fuerte Los riesgos compartidos son reales y significativos.	El acuífero y los sistemas de presión entre dos campos adyacentes suelen ser los mismos, y las acciones en un campo afectaran la recuperación en los otros.
Total Los riesgos compartidos son absolutos.	Dos acumulaciones de aceite adyacentes tienen una comunalidad asumida en todos los riesgos esenciales (modelo de velocidad, conducción del acuífero); por lo que sus estimaciones de reservas deben ser agregadas aritméticamente.
Negativo Los riesgos compartidos son absolutos e inversos	Incertidumbre en la ubicación de una falla trabaja en la dirección opuesta para el volumen de roca neto en dos bloques adyacentes.

Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

3.5.2.3 Niveles de Agregación.

Como se discutió anteriormente, la adición de Reservas Probadas de una manera estadística a menudo resultará en diferentes volúmenes que la simple adición de "contabilidad" aritmética. En teoría, el tratamiento estadístico de adición puede subir a los más altos niveles de agregación. Muchas compañías y organizaciones ahora parecen cómodas con la idea de agregar probabilísticamente hasta el nivel de campo para fines específicos, siempre y cuando las dependencias sean manejadas de manera adecuada.

La PRMS recomienda que para efectos de información, los resultados de la evaluación no deben incorporar la agregación estadística más allá del nivel de campo, propiedad o de proyecto.

Un campo que contiene bloques de diferentes yacimientos (capas, acumulaciones) es a menudo fiscalmente fuerte y desarrollado como una unidad. La depreciación fiscal de la unidad de producción de los bienes se define entonces a este nivel. Por encima de este nivel de agregación, una adición estadística puede conducir a problemas fiscales. Por esa razón, hay una mucha menor aceptación total de la industria para el tratamiento estadístico de la agregación por encima del nivel de campo y hasta nivel regional o de empresa. La suma probabilística en estos altos niveles de agregación puede ser de interés sólo para el pequeño grupo de profesionales involucrados en la gestión de portafolios en las grandes compañías.

Cabe señalar que para fines de presentación de informes la US Securities and Exchange Commission (SEC) recomienda la adición aritmética del más bajo nivel hacia arriba, independientemente de si las reservas se determinaron utilizando métodos determinísticos o probabilísticos. La publicación "Modernización de petróleo y Gas Reporting" (SEC 2007) establece que "las reservas reportadas deben ser simples sumas aritméticas de todas las estimaciones en el pozo, yacimiento, propiedad, campo o nivel del proyecto dentro de cada categoría se reserva."

3.5.3 Incorporando Reservas Probadas.

3.5.3.1 Diferencia entre la Adición Dependiente e Independiente.

Si nos atenemos a aritmética agregación de reservas probada, corremos el riesgo de subestimar sistemáticamente el valor de nuestros activos combinados. Técnicamente, esto puede evitarse porque las herramientas están disponibles para tomar en cuenta la condición favorable de tener una mezcla de activos.

Las organizaciones que tienen una cartera muy diversa de recursos, naturalmente estarán interesadas en contabilizar la reducción de incertidumbre causada por la diversidad de sus carteras. Esto puede ser cierto para las más grandes empresas petroleras y gas, así como para los gobiernos.

➤ **Adición Dependiente o Aritmética.**

La adición aritmética es la costumbre sencilla de agregar volúmenes y de agregación de las reservas. Mediante este método asumimos una dependencia total entre los distintos casos, es decir, suponemos que si se materializa la parte baja de uno de los casos, lo mismo sucederá con los demás casos.

➤ **Adición Independiente o Probabilista.**

Los resultados positivos de un caso compensan los resultados negativos de otro. Esto resulta en una curva de distribución acumulada.

Los Métodos para agregar volúmenes independientemente (suponiendo que no hay correlación entre los posibles resultados altos y bajos) son:

- Árbol de Escenarios, se representan los posibles resultados como ramas de un árbol y se calcula el resultado global.
- Método de Monte Carlo, utilizando una hoja de cálculo (como @Risk o Crystal Ball).
- Tratando las estimaciones de volumen como una medición física con un error asociado y luego utilizando métodos de propagación de error.

En el último método mencionado, nos acercamos a la incertidumbre de la estimación para un volumen de yacimiento mediante.

$$\Delta I = \text{La Expectativa} - \text{Lo Probado.}$$

Este método es una aproximación que funciona sólo para distribuciones simétricas, pero tiene la gran ventaja de ser fácil de calcular. Es muy conveniente para la estimación de un límite superior para los efectos de la adición probabilístico. Tenemos que ser conscientes, sin embargo, que las estimaciones volumétricas, siendo el producto de un número de parámetros, tienden a distribuirse de forma log-normal.

➤ **Caso Intermedio---Utilizando Matrices de Correlación.**

En la mayoría de los casos prácticos, nos encontramos entre los dos métodos de adición anterior. La razón de esto es que ciertos parámetros de nuestra estimación serán correlacionados, mientras otros serán completamente independientes. La solución rigurosa en esta situación es calcular distribuciones de probabilidad, especificar la correlación entre ellas y generar la distribución de probabilidad resultante del agregado. En este enfoque el problema primordial es la especificación apropiada de la matriz de correlación. Sin embargo, se observa que en este tipo de análisis, el resultado no es muy sensible a los cambios en los coeficientes de correlación.

3.5.4 Agregación entre Categorías de Recursos.

Es importante no agregar Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos sin la debida consideración de los riesgos de no lograr una producción comercial de acumulaciones. Aquí debemos usar los Volúmenes Exitosamente Significativos (VES) y la Probabilidad de Éxito (PE), determinado por el ingeniero o geólogo.

En la adición de estos volúmenes, puede definirse un total significativo sólo sumando los volúmenes de riesgo (PE x VES) dando lugar a una expectativa estadística de la recuperación. Esto no será ningún problema para una amplia cartera de oportunidades o para una cartera más pequeña donde los volúmenes descontados no contribuyen considerablemente al total. Naturalmente, el rango de incertidumbre del agregado aumentará si se incluyen las categorías más especulativas de los recursos.

3.5.5 Normalización y Estandarización de Volúmenes.

Los volúmenes de hidrocarburos pueden ser añadidos e interpretados correctamente sólo si no hay ninguna duda de su significado. Generalmente se reporta a presión y temperatura de superficie, para lo cual se utilizan los valores convenientes. Esto lleva a pequeñas diferencias entre los volúmenes reportados en distintos sistemas de unidades. Las condiciones de reporte comúnmente utilizadas para volúmenes de aceite y gas natural licuado de campo y para volúmenes de ventas fiscalizados son las condiciones estándar (m³ o bbl a 15° C, 760 mm Hg; m³ o bbl a 60° F, 30. HG).

Para el gas, podemos aplicar dos pasos de normalización:

- 1. Conversión a condiciones estándar de presión y temperatura.** Lamentablemente, varias combinaciones de presión y temperatura en unidades de campo, así como las unidades del SI están en uso actualmente.

Algunos factores de conversión de volumen útil:

$$1 \text{ m}^3 (15^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg}) = 6.2898 \text{ bbl} (15^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg})$$

$$1 \text{ m}^3 (15^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg}) = 35.3147 \text{ scf} (15^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg})$$

$$1 \text{ m}^3 (15^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg}) = 35.2899 \text{ scf} (60^\circ\text{F}, 30 \text{ in. Hg})$$

$$1 \text{ m}^3 (15^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg}) = 0.9480 \text{ m}^3 (0^\circ\text{C}, 760 \text{ mm Hg})$$

Los factores de conversión de temperatura y presión de gas son, en cierta medida, dependientes de la composición del gas, y pueden utilizarse valores ligeramente diferentes.

- 2. Conversión a un volumen con un valor calorífico equivalente.** Factores de conversión de valor de calorífico:

$$9500 \text{ kcal/m}^3 = 39.748 \text{ MJ/m}^3$$

$$1.000 \text{ Btu/scf} (60^\circ \text{ F}, 30. \text{ HG}) = 39.277 \text{ MJ/m}^3$$

El equivalente en volumen total de calor de combustión total es

$$1 \text{ m}^3 (\text{GHV} = 9500 \text{ kcal/m}^3) = 37.674 \text{ scf} (\text{GHV} = 1.000 \text{ Btu/scf}).$$

Los campos gas son generalmente reportado *tal cual* (es decir, en el valor de calorífico que tienen a boca de pozo) y generalmente en condiciones normales. La conversión a un equivalente valor calorífico no se aplica para esta categoría.

El gas de venta generalmente es medido y registrado en m³ (por ejemplo, m³ a 0° C, 760 mm Hg) y a veces se convierte en el equivalente de energía [por ejemplo, un volumen calorífico bruto normalizado (GHV) de 9500 kcal/m³],

3.5.6 Algunos Lineamientos.

1. En la agregación de reservas, la adición de los volúmenes esperados puede realizarse aritméticamente. En este caso, no se debe confundir el estadístico medio o valor P50 (Probada + Probable) con la expectativa, especialmente en las distribuciones asimétricas.
2. En el cálculo de volúmenes de yacimiento de una extrapolación del desempeño de pozo o del análisis de una curva de declinación, siempre elaborar desde el más bajo nivel de agregación. Siempre consulte con una extrapolación de rendimiento total del yacimiento.
3. La adición aritmética de Reservas Probadas para unidades independientes lleva a una estimación conservadora para el total Probado. Métodos y herramientas para la adición independiente están disponibles para determinar un valor más realista (Monte Carlo, Árboles de probabilidad y herramientas personalizadas).
4. Agregar Reservas Probadas probabilísticamente sin considerar completamente las dependencias sobredimensionaran el total Probado.
5. Una vista de la industria está surgiendo en la que la agregación probabilística es aceptable hasta el nivel de campo para propósitos bien definidos, o hasta el nivel al cual los activos sean depreciados.
6. Para agregar volúmenes con diferentes rangos de incertidumbre y volúmenes que están correlacionados, o en situaciones donde son aplicados factores de descuento, el método de sensibilización suele ser la mejor herramienta para utilizar.
7. En la adición de volúmenes de gas, se debe asegurar que tengan una misma presión/temperatura de referencia y, si es necesario, un mismo valor calorífico.

3.6 Evaluación de los Recursos y Reservas de Petróleo.

La evaluación comercial de las reservas y recursos de petróleo es un proceso mediante el cual se determina el valor de invertir en proyectos existentes y planeados de recuperación de petróleo. Estas guías se proporcionan para promover la consistencia en la evaluación de proyectos y la presentación de resultados de la evaluación, mientras que se adhiere a los principios de la PRMS. En este contexto, una evaluación del proyecto resultará en un programa de producción y una programación de flujos de efectivo asociados; la integración de tiempo de estos horarios dará una estimación de las cantidades comercializables y futuros ingresos netos [o valor presente neto (VPN) usando un rango de tasas de descuento, incluyendo la empresa]. La estimación del valor está sujeta a incertidumbre debida no sólo a inherentes incertidumbres en el petróleo y la eficacia del programa de recuperación, sino también en los precios de los productos, el capital y los costos operativos y los tiempos de implementación.

Por lo tanto, al igual que en la estimación de las cantidades comercializables, las estimaciones de valor resultante también deben reflejar una variedad de resultados.

3.6.1 Evaluaciones Comerciales Basadas en el Flujo de Efectivo.

Las condiciones comerciales reflejan la hipótesis formulada para condiciones financieras (costos, precios, condiciones fiscales, impuestos) y otros factores, tales como marketing, legales, ambientales, sociales y gubernamentales.

Cuando los proyectos no cumplen estas condiciones se realiza un análisis económico similar pero los resultados son clasificados como Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos.

De acuerdo con la PRMS, el cálculo del VPN del proyecto debe reflejar la siguiente información y data:

- Los perfiles de producción
- Los costos estimados [los gastos de capital (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX)] asociados con el proyecto a desarrollar, recuperar y producir las cantidades de petróleo producido en su punto de referencia, incluyendo ambientales, abandono y recuperación de los costos cargados al proyecto, basados en la visión del evaluador de los costos esperados a ser aplicados en períodos futuros.
- Los ingresos estimados de las cantidades de producción basadas en la visión del evaluador de los precios esperados se aplican a las mercancías correspondientes en ejercicios futuros, incluyendo la parte de los costos y los ingresos correspondientes a la entidad.
- La producción futura de petróleo y los impuestos relacionados con los ingresos y regalías que se esperan de ser pagados por la entidad.
- Un proyecto de vida que es limitado al período de titularidad o expectativa razonable de lo mismo o hasta el límite económico del proyecto.
- La aplicación de una tasa de descuento apropiada que refleje razonablemente el costo promedio ponderado de capital o la tasa mínima aceptable de retorno (MARR) establecida y aplicable a la entidad en el momento de la evaluación.

Es importante volver a establecer el siguiente lineamiento de la PRMS: "Mientras que cada organización puede definir criterios de inversión específica, un proyecto generalmente se considera de ser económico si su estimación base (o 2P) de los casos tiene un valor presente neto positivo debajo de la tasa de descuento estándar de la organización."

3.6.2 Definición de Términos Esenciales.

Para generar y analizar flujos de efectivos para cualquier proyecto de recuperación de petróleo es necesario comprender algunas definiciones esenciales. Estas incluyen las siguientes:

- **Condiciones Económicas:** Perfiles de flujo de efectivo neto (NCF) pueden generarse bajo condiciones económicas tanto actuales como futuras tal y como se define en la PRMS. Existen dos escenarios:
 - Caso Esperado (Caso Base): Análisis de FED utilizando Dólares Nominales: La evaluación económica que sustenta la decisión de invertir se basa en la predicción razonable de la entidad sobre las "condiciones económicas futuras," incluidos los costos y los precios expresados en términos de unidades monetarias nominales (o actual) que se esperan que existe durante la vida del proyecto. Estas predicciones se basan en los cambios a las condiciones actuales proyectadas a cualquier año (t).
 - Caso Constante (Caso Alternativo): Análisis de FED utilizando Dólares Año Actual: Las condiciones económicas actuales se mantienen constantes a lo largo de la vida del proyecto. La PRMS define las condiciones actuales como el promedio de las que existían durante los 12 meses anteriores, excluyendo los precios definidos por contratos o acuerdos específicos de propiedad. La PRMS recomienda que la evaluación de reservas bajo este caso requiera que cada precio y costo de componente de los flujos de efectivo del proyecto sean expresados en términos de dólares del año actual.
- **Limite Económico:** Se define como la tasa de producción más allá del cual los flujos netos de efectivo operativos de un proyecto (que puede ser un bien individual, arrendamiento o todo terreno) son negativos, un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto. Por otra parte, es la tasa de producción a la cual los ingresos netos de un proyecto son iguales al costo para operar ese proyecto (el costo de mantener la operación). Los costos de operación deben incluir sólo los costos incrementales del proyecto para el cual se calcula el límite económico. En otras palabras, solamente esos costos en efectivo que en realidad serán eliminados si producción proyectada cesa deben considerarse en el cálculo del límite económico. Los costos de operación deben incluir cargos generales fijos específicos de propiedad si estos son gastos incrementales atribuibles al proyecto y cualquier producción y predial pero (para efectos del cálculo de límite económico) deben excluir depreciación, abandono y recuperación de costos e impuesto sobre la renta, así como cualquier carga superior a la necesaria para hacer funcionar la propiedad en cuestión (o proyectos) sí mismo.

Los costos de operación pueden ser recortados mediante la reducción de costos como el compartimiento de instalaciones de producción, agrupación de los contratos de mantenimiento o de marketing de los no hidrocarburos asociados.

- **Tasa de Descuento:** El valor de reservas asociados con un proyecto de recuperación se define como la proyección del Flujo de Efectivo Neto descontado acumulado a través de su vida económica, que es el valor presente neto del proyecto. Los FEN's de un proyecto son descontados a la tasa de descuento de la compañía (también conocido como el MARR) deseada para y esperada de cualquier proyecto de inversión, que generalmente refleja el costo promedio ponderado de la entidad de capital (WACC).

3.6.3 Análisis y Desarrollo de Proyectos de Flujo de Efectivo.

El modelo de valoración de flujo de efectivo estima el dinero recibido (ingresos) y descuenta todos los pagos de regalías, gastos (OPEX y CAPEX) e impuestos sobre la renta, entregando los Flujos de Efectivo Netos resultante del proyecto.

El Flujo de Efectivo Neto del proyecto a cualquier año (t) puede expresarse en términos de la relación siguiente:

$$FEN(t) = REV(t) - ROY(t) - PTAX(t) - OPEX(t) - OH(t) - CAPEX(t) - ITAX(t) - TCR(t) \dots \text{Ec. 3.3}$$

FEN(t)= Flujo de Efectivo Neto

REV(t)=Ingresos Anuales

ROY(t)= Pagos de Regalías Anuales

PTAX(t)= Pago Anual de Impuestos por Producción

OPEX(t)= Gastos Anuales de Operación

OH(t)= Gastos Generales Anuales

CAPEX(t)= Gastos Anuales de Inversión

ITAX(t)= Pagos de Impuestos Anuales

TCR(t)= Pagos de Impuestos de los Créditos Recibidos

Cada componente de los términos del FEN de proyecto (por ejemplo, la tasa de producción, precio del producto, CAPEX, OPEX, tasa de inflación, impuestos y tasas de interés) descritos brevemente en la ecuación anterior tiene una incertidumbre asociada que cambia con el tiempo. Los términos con impacto significativo sobre el FEN del proyecto se describen brevemente a continuación.

Reservas y pronósticos de producción. La incertidumbre en las reservas y pronósticos de producción asociada generalmente se cuantifica mediante el uso de al menos tres escenarios o casos de baja, mejor y alta. Muchas empresas, aunque la incertidumbre de las reservas se cuantifique probabilísticamente, eligen casos específicos de reservas para ejecutar los flujos de efectivo ya que esto permite un vínculo claro entre las reservas y los costos y escenarios de desarrollo asociados.

Precios del producto. Es importante utilizar los precios adecuados del producto teniendo en cuenta la calidad del crudo o el valor calorífico del gas. Sea cual sea el método de predicción de los precios futuros del petróleo (ej. estimaciones internas de la empresa), el diferencial con un crudo marcador reconocido (como el West Texas Intermediate o Brent) debe ser aplicado.

Idealmente, es mejor utilizar diferenciales de precios de crudo históricos. Si el aceite está siendo transportado a través de una tubería con otro crudo, debe considerarse el precio promedio para la mezcla y el evaluador debe entender si existe un acuerdo bancario para el crudo o no para permitir que los crudos individuales reciban los diferenciales de precios por separado basados en su calidad (usualmente por su gravedad API y contenido de azufre). Para el gas, es importante tener en cuenta la composición final del gas para ventas después del procesamiento de líquidos para asegurar que se estén aplicando los diferenciales correctos. Los costos de transportación del aceite y el gas deben ser identificados como parte de los costos de operación o como una reducción del precio de venta si el punto de venta no está a boca de pozo.

Costos de Capital del Proyecto. Los componentes principales de CAPEX para un proyecto de desarrollo típico de aceite y gas son la adquisición de terrenos, exploración, perforación y terminación de pozos, instalaciones superficiales (infraestructura, plantas de proceso y ductos) y el abandono. La inversión total de capital requerido para los equipos del proceso es generalmente reconocida en cuatro categorías. Los Costos Directos incluyen todo el material y los costos laborales asociados a la adquisición del equipo físico y su instalación. Los Costos Indirectos representan las cantidades y los costos de los artículos que no sean parte de, pero son gastos necesarios involucrados en el diseño y construcción de los equipos del proceso. La Contingencia se incluye para permitir el posible rediseño y modificación del equipo, súbitos aumentos en costos del equipo, aumentos en los costos laborales de campo y las demoras encontradas en el arranque. Finalmente, el Capital de Trabajo es necesaria para sufragar el costo diario o semanal de trabajo; mantenimiento; y compra, almacenamiento e inventario de materiales de campo.

Costos de Operación del Proyecto. Similar a los costos de capital, la estimación y tratamiento del OPEX en distintas categorías también podría ser importante para el cálculo de impuestos y la rentabilidad del proyecto.

El OPEX está reconocido generalmente bajo cinco categorías (Humphreys y Katell 1981). Los Costos Directos se consideran de ser dependiente de la producción e incluyen componentes variables y semivariantes. Costos Indirectos se consideran independientes de la producción e incluyen los costos generales del complejo, o cargos, y los costos fijos tales como impuestos a la propiedad, seguros y depreciación. Los Gastos Generales y Administrativos (G&A) o gastos indirectos simplemente, son esos gastos por encima del nivel de la fábrica o producción y están asociados con la administración del oficina principal o sede. Esta categoría incluye sueldos y gastos de los funcionarios de la empresa y personal, ingeniería central, los investigación y desarrollo, costos de ventas y marketing, etc. Los Costos de Distribución son éstos costos de operación y fabricación asociados con el envío de los productos al mercado, como las tuberías de petróleo crudo, ventas de gas y líquidos de gas natural. Incluyen el costo de envases y paquetes, carga, operación de oleoductos, terminales y depósitos o tanques de almacenamiento. Las Contingencias constituyen una asignación hecha en una estimación del costo operativo por costos inesperados o por error o por una variación que pueda producirse en la estimación.

Las **Regalías** son los pagos hechos al terrateniente o dueño del recurso del subsuelo por el derecho a explorar y producir petróleo después de un descubrimiento. Se hacen al gobierno anfitrión o propietario del recurso del subsuelo (arrendador) a cambio del agotamiento de los yacimientos y permitir al productor (arrendatario o contratista) acceso a los recursos petroleros.

Acuerdos Internacionales Fiscales entre el productor y el gobierno anfitrión pueden incluir concesiones, contratos de riesgo y contratos de producción compartida y de servicios.

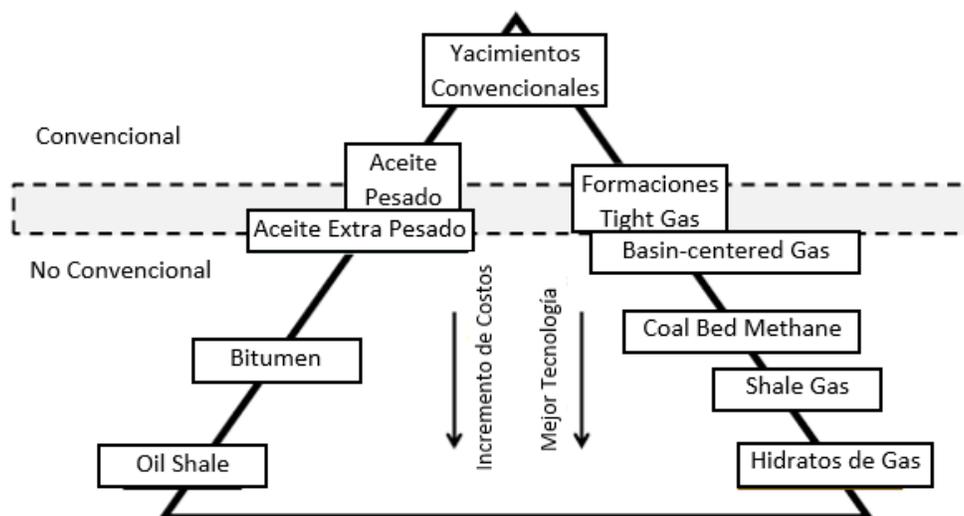
3.7 Estimación de Recursos No Convencionales.

Los recursos no convencionales existen en acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en un área grande y que no se ven afectadas de manera significativa por fenómenos hidrodinámicos (también se conocen como “depósitos de tipo continuo”). Estas acumulaciones requieren una tecnología especializada para su extracción, y la producción puede requerir un tratamiento significativo antes de su venta.

La relación entre recursos convencionales y no convencionales se ilustra con la Figura 3.6.

Las formaciones de aceite pesado y de tight gas se encuentran en el límite; sin embargo, ambos presentan dificultades cuando se aplican los métodos de evaluación de recursos convencionales. Existen grandes volúmenes de petróleo en los yacimientos no convencionales, pero su recuperación para uso comercial requiere de una combinación de tecnología mejorada y productos más caros.

Figura 3.6 Triángulo de Recursos.



Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

3.7.1 Problemas en la evaluación y clasificación.

Las definiciones de recursos de la PRMS, junto con el sistema de clasificación pretenden ser aplicables para todo tipo de yacimientos sin importar de sus características in-situ, el método de extracción aplicado y el grado de procesamiento requerido. Las estimaciones de recursos recuperables deben incluir un estimado del grado de incertidumbre asociado de acuerdo a lo previsto en las categorías de la PRMS y utilizando la misma metodología (low/best/high) que para los recursos convencionales. Típicamente el proceso comienza con las estimaciones del volumen original in-situ. Después, se definen las cantidades que pueden ser recuperadas con las técnicas de desarrollo conocidas. En algunos casos, no existen métodos de recuperación para el recurso, y este se clasifica como No recuperable.

3.7.2 Aceite Extra pesado.

El aceite puede ser dividido en diferentes categorías basado en su densidad y viscosidad.

El aceite Extra Pesado tiene una densidad menor a 10°API con un rango de viscosidad que va desde 1,000 a 10,000 cp. Aun cuando la movilidad es limitada, las acumulaciones típicamente tienen el contacto agua/aceite bien definido y muestran los efectos normales de empuje. El aceite extra pesado se clasifica como no convencional debido a que normalmente requiere ciertas mejoras.

Cerca del 90% de los yacimientos de aceite extra pesado del mundo se encuentran en el cinturón de Orinoco en la cuenca Oriental de Venezuela, esta cuenca contiene más de 1.3 trillones de barriles in-situ. Dependiendo de los desarrollos tecnológicos y económicos, los volúmenes recuperables se estiman en 235 billones de barriles.

3.7.3 Bitumen.

El Bitumen es la porción de petróleo que existe en una fase sólida o semi-sólida en depósitos naturales. Usualmente contiene cantidades significativas de sulfuro, metales y otros compuestos no hidrocarburos. El Bitumen generalmente tiene una densidad menor de 10°API y una viscosidad mayor a 10,000 cp medidas a la temperatura original del depósito y con presión atmosférica, asumiendo que no contiene gas. En su estado natural, no es recuperable a tasas comerciales a través de un pozo y requiere la implementación de métodos de recuperación mejorada tales como la inyección de vapor. Los depósitos cercanos a la superficie pueden ser recuperados usando el método de minería a cielo abierto. Las acumulaciones de Bitumen se clasifican como no convencionales debido a que impregnan un área muy grande y no se ven afectados por fenómenos hidrodinámicos tales como el empuje por agua. Este tipo de petróleo requiere ser mejorado a Aceite Crudo Sintético (SCO, por sus siglas en inglés) o deben ser diluidos con hidrocarburos más ligeros antes de su venta. Los mayores recursos de Bitumen se encuentran en Canadá, donde las arenas del Cretácico y los carbonatos de Devónico cubren un área de 30,000 millas cuadradas y que contiene más de 1,700 billones de barriles de bitumen in-situ. De acuerdo con el World Energy Council (2007), fuera de Canadá se han reportado 359 depósitos de Bitumen en 21 países. Los volúmenes totales de Bitumen descubierto se estiman en 2,469 billones de barriles.

3.7.4 Tight Gas.

Una formación *Tight Gas* es un yacimiento que no se puede explotar a gastos económicamente viables ni se pueden recuperar volúmenes económicamente viables a menos que el pozo sea estimulado mediante un fracturamiento hidráulico o que se produzca mediante pozos horizontales o multi laterales. La industria generalmente divide las formaciones *Tight Gas* en (1) acumulaciones centradas [*basic-centered gas accumulations* (BCGA)], también conocidas como acumulaciones de gas continuo y (2) yacimientos de gas que existen en rocas de baja permeabilidad y baja calidad en trampas estratigráficas y estructurales convencionales.

El *Tight Gas* inicialmente in-situ de los Estados Unidos se estima en 5,000 Tcf. La cantidad de recursos que se estima como recuperable es de 350 Tcf, lo cual representa solo el 7% del gas inicialmente in-situ.

El *Tight Gas* inicialmente in-situ en Canadá se estima en 1,500 Tcf. Si se estima que se puede recuperar el mismo 7% que en los Estados Unidos, llegamos a un recurso recuperable de 105 Tcf. De manera global, la cantidad de gas en formaciones *Tight Gas* se estima en más de 15,000 Tcf.

3.7.5 Shale gas.

El Shale gas es producido de rocas arcillosas (mudrocks) con alto contenido orgánico, los cuales sirven como generador, trampa y almacén para el gas. Las rocas shale tienen permeabilidades de matriz muy bajas, por lo tanto requieren fracturas ya sean naturales y/o fracturamiento hidráulico para lograr producir gas a condiciones económicamente viables. El Potential Shale Gas Committee (Potential Gas Agency 2008) estima que existen recursos técnicamente recuperables de Shale Gas en los Estados Unidos por 616 Tcf. El Shale Gas actualmente representa 10% de la producción total de gas de Estados Unidos y ha estado aumentando rápidamente en los últimos años.

3.7.5.1 Características del yacimiento.

Las rocas shale son rocas complejas que exhiben cambios en la mineralogía, en el tamaño de grano, en los poros y en las fracturas en una escala sub-milimétrica. En los yacimientos de Shale Gas termogénicos, la materia orgánica se ha calentado lo suficiente para generar gas, el cual es contenido en el espacio poroso y absorbido por la materia orgánica. En los yacimientos de Shale Gas biogénico, la materia orgánica no ha sido sepultada lo suficiente como para generar hidrocarburos. En cambio, las bacterias que fueron llevadas a la roca por el agua han generado gas biogénico que es absorbido por los organismos. Los valores de COT son altos en los shales biogénicos (mayores al 10 % wt) pero relativamente bajos en los shales termogénicos (>2%) ya que en estos la mayor parte del COT se convirtió en hidrocarburos.

3.7.5.2 Clasificación de Reservas y Recursos.

Las reservas y recursos de Shale gas pueden ser determinados de forma determinística y probabilística, siendo la mejor practica utilizar los dos métodos. Antes del descubrimiento, estos métodos pueden ser utilizados para generar estimaciones de recursos prospectivos de gas. La diferencia entre la estimación baja y la estimación alta puede ser muy grande, reflejando la incertidumbre tanto del volumen original de gas como los factores de recuperación. Los recursos prospectivos se pueden convertir en recursos contingentes cuando se ha perforado un pozo y se ha hecho un descubrimiento.

La forma más común de asignar Reservas Probadas y Reservas Desarrolladas Produciendo en los yacimientos de shale gas es a través del uso de análisis mediante curvas de declinación. Los pozos horizontales inician con una gran declinación que después se estabiliza, casi siempre después de un año o más de producción.

Esta estabilización continúa hasta que se alcanza una declinación terminal (comúnmente entre 5% y 15%), la cual es extrapolada hasta el límite económico. La forma de la curva de declinación se basa en comparaciones hechas con otros pozos similares, ya sea en el mismo yacimiento o en un yacimiento análogo.

3.7.6 Hidratos de Gas.

Los hidratos de gas son sustancias cristalinas que se producen de forma natural, están compuestas por agua y gas, en las cuales un enrejado natural de agua acomoda las moléculas de gas en una estructura tipo jaula. A condiciones estándar de presión y temperatura, un volumen de hidrato de metano saturado contiene hasta 164 volúmenes de gas metano. Los hidratos de gas se forman cuando gases, principalmente metano biogénico producido por la descomposición microbial de materia orgánica, se combinan con agua a bajas temperaturas y alta presión.

La cantidad de metano en hidratos de gas a nivel mundial se considera mayor a 10,000 gigatoneladas de carbón. Esto es cerca del doble de carbón que contienen todos los combustibles fósiles de la Tierra. Otros estimados llegan a 700,000 TCF (Collett et al. 1971). El delta del Rio Mackenzie en el norte de Canadá contiene uno de los depósitos más concentrados de hidratos de metano. Otros países como Rusia, Estados Unidos, India, Japón y China también tienen grandes depósitos marinos de hidratos de gas.

Teóricamente los métodos involucran tanto la despresurización o calentamiento en el fondo del pozo, pero la tecnología para lograr una producción comercial aún no se desarrolla completamente.

3.8 Medición de la Producción y Problemas Operacionales.

Un principio fundamental dentro de la PRMS es que las cantidades de reservas y recursos se deben reportar en términos de los productos de venta en las condiciones en que son entregadas del proyecto desarrollado al punto de transferencia de custodia. Este se conoce como el "punto de referencia". El objetivo es proveer un vínculo claro entre las cantidades subsuperficiales estimadas, la producción bruta, las cantidades vendidas y el precio del producto recibido.

La Fig. 3.7 ilustra la producción típica de aceite y gas con procesamiento local o arrendado; la dirección histórica de la SPE para puntos de medición se construyó basada en este modelo con raíces en operaciones terrestres de gas a pequeña escala.

Se debe definir claramente un punto de referencia para la medición en cada proyecto. Generalmente el punto de referencia es el punto de venta o donde ocurre la transferencia de custodia. Típicamente es en la válvula de salida o en el separador.

Los volúmenes de aceite, gas y condensado se ajustan a una temperatura estándar y presión definida por la regulación gubernamental y/o en los contratos de venta de los productos. Los productos líquidos pueden ser medidos como volúmenes (barriles de aceite con una densidad asociada) o en términos de su masa (toneladas de aceite). El gas natural es medido en volumen (pies cúbicos o metros cúbicos) y típicamente son vendidos en base a un valor de capacidad calorífica (BTU). Después los productos son especificados por su calidad y composición.

Existe un amplio rango de complejidad en las instalaciones de procesamiento, por lo que se reconocen los siguientes niveles:

Nivel 1: Volúmenes sometidos a purificación y a separación física (por ejemplo, separación de condensados y líquidos de gas natural y remoción de sulfuro de gas amargo con subsecuente venta del gas seco residual)

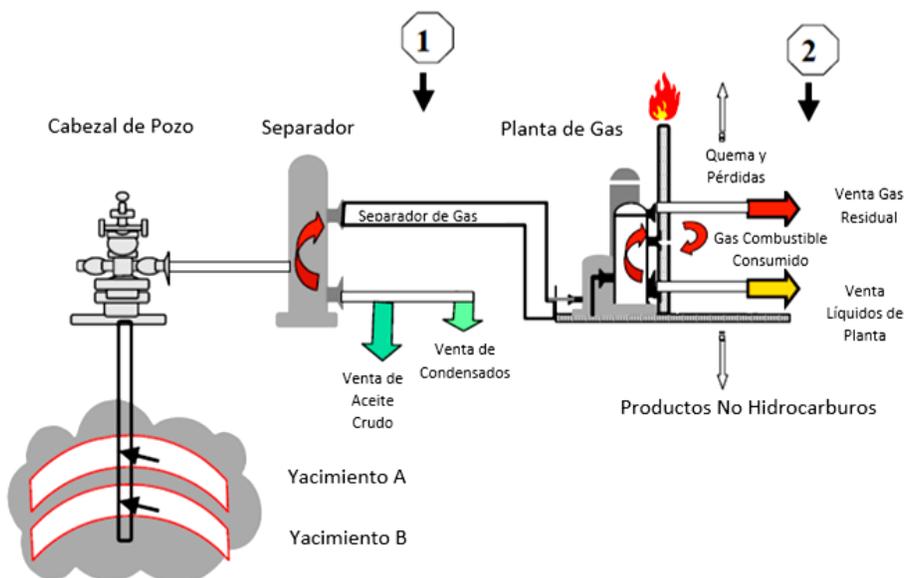
Nivel 2: Volúmenes que requieren un tratamiento más extensivo (por ejemplo, mejoramiento por cracking), donde se inducen cambios químicos pero no se añaden cantidades extra. El gas inerte y los contaminantes también son removidos en el proceso.

Nivel 3: Volúmenes que requieren un cambio químico significativo o donde se añaden cantidades adicionales (por ejemplo, hidrotratamiento que añade nitrógeno usando catalizadores para modificar la molécula de hidrocarburo). El gas inerte y los contaminantes también son removidos en el proceso.

En los proyectos de Nivel 1, el procesamiento es básicamente la separación física, y las cantidades de salida son porciones del petróleo original del yacimiento; por lo tanto, las mediciones del recurso se deben de dar en términos de los productos de salida (Punto 2 de la Figura 3.7).

Los niveles 2 y 3 pueden ser considerados procesos de manufactura de producción. El punto de transferencia de custodia en proyectos producción integrados depende de la estructura legal y los términos de contrato.

Figura 3.7 Puntos de referencia en una operación típica de aceite y gas,



Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System,

3.8.1 Punto de Referencia.

El punto de referencia es una locación definida en la cadena de producción donde las cantidades producidas son medidas. Típicamente es el punto de venta, y donde ocurre la transferencia de custodia entre el comprador y el vendedor. La transferencia cuantitativa a lo largo del punto de referencia sobre un periodo de tiempo fijo define los volúmenes vendidos. Este puede ser definido mediante regulaciones de contabilidad relevantes para asegurar que el punto de referencia es el mismo tanto para la medición de las cantidades de venta reportadas como para la contabilidad de ingresos por ventas. Esto asegura que las cantidades vendidas son declaradas de acuerdo con las especificaciones de entrega a un precio definido.

Las cantidades de ventas son iguales a la producción bruta menos las cantidades no vendidas, siendo estas cantidades producidas en la cabeza de pozo pero no disponibles para la venta en el punto de referencia. Las cantidades no vendibles incluyen hidrocarburos consumidos como combustible, quemado o perdidos en el procesamiento más los no hidrocarburos que deben ser removidos previos a la venta.

3.8.2 Arrendamiento de Combustible.

En las operaciones de producción de hidrocarburos, el gas natural producido en el campo es usualmente utilizado para operaciones de planta, principalmente para generación de energía. Los registros de consumo de combustible, quema y otros requerimientos operacionales necesitan ser guardados para propósitos operacionales y de monitoreo del yacimiento. Estos datos también pueden ser requeridos por órganos reguladores.

Internacionalmente, el gas (o aceite crudo) consumido en las operaciones de arrendamiento es usualmente tratado como encogimiento y se excluye de las cantidades de venta; sin embargo bajo la PRMS, estas normalmente no serían incluidas en los estimados de reservas y recursos.

3.8.3 Componentes no hidrocarburos asociados.

Si gases no hidrocarburos (CO_2 , H_2S , N_2 , etc.) se encuentran presentes, los volúmenes reportados deben reflejar la condición del gas en el punto de venta. De igual manera, la contabilidad debe reflejar el valor del gas en el punto de venta. Por lo tanto, si el gas producido incluye una proporción de CO_2 , la tubería puede aceptar un gas con un contenido limitado de CO_2 .

En el caso en el que el CO_2 debe ser extraído antes de la venta, y el gas de venta solo contiene gases hidrocarburos, entonces todas las categorías de reservas solo deben reflejar los gases que se van a vender. El tratamiento de gas y crudo que contiene H_2S se maneja generalmente de manera similar.

Bajo la PRMS, los volúmenes de subproductos no hidrocarburos no pueden ser incluidos en ninguna clasificación de reservas o recursos.

3.8.4 Re-inyección de gas natural.

El gas puede ser inyectado al yacimiento por distintas razones y por una variedad de condiciones. El gas puede ser reinyectado al mismo yacimiento para reciclarlo, para mantener la presión, inyección miscible u otro proceso de recuperación mejorada.

En esos casos, asumiendo que el gas eventualmente será producido y vendido, el volumen de gas estimado como eventualmente recuperable puede ser incluido en las reservas del campo. Si los volúmenes de gas van a ser incluidos en las reservas, estos deben cumplir con los criterios normales impuestos en las definiciones.

3.8.6 Instalaciones de procesamiento compartidas.

No es extraño las operaciones de producción de gas que varios campos sean agrupados para suministrar gas a una instalación central de procesamiento (planta de gas) para remover los componentes no hidrocarburos y recuperar los líquidos. Donde una compañía tiene intereses equitativos en uno o más de los campos de gas que aportan y también en las instalaciones de procesamiento, la asignación de gas seco y gas natural licuado de regreso a los campos (y yacimientos) para la estimación de reservas puede ser compleja. Aunque no se especifica en la PRMS, se aplica el principio básico de que las reservas estimadas deben estar ligadas a los productos de venta. Por lo tanto, midiendo los volúmenes y componentes de la corriente de gas que salen de cada asignación y la parte (cuota) equitativa en la asignación, la compañía puede calcular su parte de los productos de venta para los propósitos de reservas.

3.9 Reconocimiento y Titularidad sobre los recursos.

La habilidad para descubrir, desarrollar y producir económicamente hidrocarburos es el principal objetivo de la producción de la industria petrolera. Las reservas y recursos de aceite y gas son los activos fundamentales para las compañías productoras así como para los países sede.

3.9.1 Regulaciones, estándares y definiciones.

El término “reservas” es usado a lo largo de toda la industria pero tiene muchos significados diferentes y que a veces causan conflicto. Uno de los puntos fuertes de la PRMS es el marco que provee para clarificar a que se refieren las reservas. En cualquier evaluación, la base que se utiliza, las asunciones y propósito para el cual las reservas y los recursos son reconocidos y reportados deben ser definidas.

3.9.2 Regulaciones del gobierno anfitrión.

Numerosos organismos reguladores han desarrollado regulaciones y estándares para reportar reservas de aceite y de gas en sus respectivos países. Estos estándares proveen descripciones detalladas de las categorías de reservas que se van a reportar, información de soporte requerida, y el formato utilizado para las divulgaciones. Sin embargo, estos estándares y regulaciones generalmente no sirven como buena guía del tipo o extensión de los derechos del recurso subyacente o de la producción que es requerida para hacer los reportes.

Para algunos tipos de acuerdos, puede no estar claro si una compañía esta siquiera autorizada para publicar sus reservas.

Este es el caso particular cuando se tienen acuerdos en los cuales la propiedad de las reservas y su control residen, por ley, en el país anfitrión en lugar de ser propiedad del contratante. El análisis de los elementos clave y los términos fiscales de estos contratos y la comparación con aquellos que se aplican de forma más amplia es una buena aproximación para determinar si las reservas o recursos pueden ser reconocidos y subsecuentemente reportados. La PRMS reconoce el concepto de interés económico como la base para reconocer y reportar reservas y recursos. Para determinar cuando existe un interés económico, muchas compañías hacen referencia a la SEC Sección S-X, Regla 4-10b, "Successful Efforts Method" (US SEC 1993) [or Financial Accounting Standard 19 (FASB 1977)]

3.9.3 Reconocimiento de reservas y recursos.

La regulación SEC Sección S-X, Regla 4-10b puede ser resumida en elementos que soportan y establecen un interés económico y la habilidad de reconocer reservas y recursos. Estos incluyen los siguientes:

- El derecho de extraer aceite o gas
- El derecho de tomar volúmenes producidos en especie o compartido de los ingresos obtenidos de su venta
- Exposición a riesgos del mercado y riesgos técnicos
- La oportunidad de obtener regalías a través de la participación en actividades de producción

Adicionalmente, la regulación establece elementos específicos que no soportan (apoyan) un interés económico y excluyen el reconocimiento de reservas y recursos. Éstos incluyen los siguientes:

- Participación limitada sólo al derecho de adquirir volúmenes
- Acuerdos de suministro o brokerage (corretaje)
- Acuerdos para servicios o financiamiento que no contiene aspectos de riesgo y recompensa.

La US Financial Accounting Standards Board (Topic 932) permite reportar las reservas probadas recibidas bajo acuerdos de suministro a largo plazo con gobiernos, siempre que la empresa que desea reportar las reservas participe en la operación o que sirva como el operador. Aplicando la PRMS a este tipo de arreglo, las cantidades recuperables pueden ser clasificadas como reservas y/o recursos dependiendo de la madurez del proyecto y la certidumbre técnica.

El derecho de extraer hidrocarburos y la exposición a elementos de riesgo y la oportunidad de recompensa son elementos clave que proveen la base para reconocer las reservas y recursos.

3.9.4 Impuestos y reservas.

En general, las reservas y recursos de trabajo netos son reconocidos cuando existe un interés económico, y después de la deducción de cualquier regalía que se deba a otros.

La producción compartida y otros tipos de acuerdos de operación exponen las condiciones y fórmulas para calcular la cuota de los volúmenes producidos a la cual la compañía contratada será merecedora. Estos volúmenes se dividen normalmente en un componente de recuperación del costo y otro de beneficios. La suma de los volúmenes del costo y del beneficio que el contratista va a recibir en los términos del contrato representa las reservas y recursos a los cuales el contratista es merecedor. En muchas instancias, estos acuerdos también contienen cláusulas que aseguran el pago de impuestos al país anfitrión por el gobierno o la compañía nacional de aceite a nombre de la empresa contratista.

3.9.5 Regalías y reservas.

Las regalías son pagadas al dueño de los derechos sobre el recurso del subsuelo a cambio de conceder los derechos para la extracción y producción de hidrocarburos. Los volúmenes de regalías que son pagados, ya sea en especie o en términos monetarios, al dueño de los derechos sobre el recurso del subsuelo son normalmente excluidos de las reservas netas o recursos. Sin embargo, en muchos acuerdos y/o sistemas fiscales, los pagos definidos pueden ser en realidad un impuesto adicional.

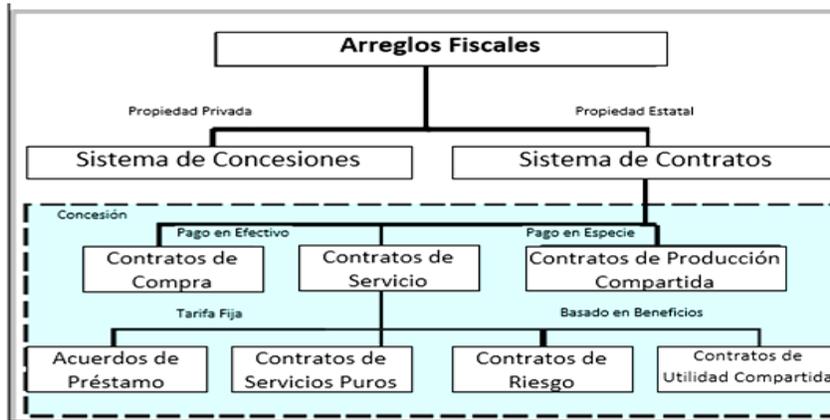
3.9.6 Transmisión de la propiedad de los recursos del subsuelo.

Un interés sobre los recursos del subsuelo de una propiedad puede ser transferido para dividir los riesgos, para obtener financiamiento, para mejorar la eficiencia operativa o para obtener beneficios en el pago de impuestos. Algunos tipos de transmisión de propiedad son en esencia acuerdos financieros o préstamos y no conllevan la habilidad de reconocer o reportar las reservas o recursos. Otras formas pueden involucrar la transferencia de todas o parte de los derechos y responsabilidades de operar una propiedad y la habilidad de reconocer las reservas o recursos.

3.9.7 Acuerdos y contratos.

Los acuerdos y contratos cubren un amplio rango de términos fiscales y contractuales establecidos en los países anfitriones que mejor convengan a sus intereses. El propósito de esta sección es proveer información más detallada de los distintos tipos de acuerdos conocidos y promover la consistencia en el reconocimiento de las reservas y de los recursos bajo estos acuerdos. Se basa en el sistema de clasificación propuesto por Johnston (Johnston 1995; McMichael y Young 1997) como se muestra en la Fig. 3.8.

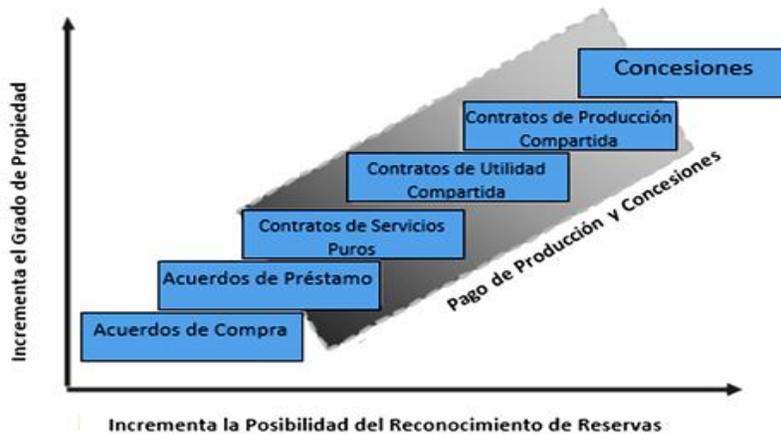
Figura 3.8 Clasificación de los sistemas fiscales.



Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System

La siguiente Fig. 3.9 (McMichael y Young 1997) muestra los tipos de acuerdos y los clasifica de acuerdo con la habilidad que se tiene de reconocer las reservas y recursos y reportarlos a las agencias regulatorias.

Figura 3.9 Espectro de los sistemas fiscales,



Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

Los aspectos clave de cada tipo de acuerdo se muestran en la siguiente Tabla 3.3 (McMichael y Young 1997).

Tabla 3.3 Resumen de los tipos de contrato.

Tipo de Contrato	Propiedad	Pago	Reservas
Concesión	Contratista	En especie	Si
Producción Compartida	Contratista (cuando se produce)	En especie	Si
Utilidad Compartida	Gobierno	Utilidad compartida	Si
Contrato de Riesgo	Gobierno	Basado en cuotas	Posible
Contrato de Servicios	Gobierno	Basado en cuotas	No
Compra	Gobierno	Costo del producto	No
Préstamo	Gobierno	Intereses	No
Transmisión	Gobierno	Pago por producción	Posible

Fuente: Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System

3.9.7.1 Concesiones, arrendamientos y permisos: Históricamente, los arrendamientos y concesiones son los acuerdos más utilizados entre las compañías petroleras y los gobiernos o los dueños del recurso del subsuelo. En estos acuerdos, el gobierno local o el dueño de los recursos del subsuelo concede a la compañía productora el derecho de explorar, desarrollar, producir, transportar y vender los hidrocarburos dentro de un área específica por un determinado periodo de tiempo. La producción y la venta de los hidrocarburos provenientes de la concesión están sujetos a pago de renta, regalías, bonos e impuestos. Bajo este tipo de acuerdos, la compañía toma todos los costos y riesgos de la exploración, desarrollo y producción y generalmente mantiene el derecho sobre todos los recursos que serán producidos en el tiempo que dura el acuerdo. La compañía es la dueña de las reservas durante el tiempo que dura el acuerdo.

3.9.7.2 Contratos de producción compartida: En un contrato de producción compartida entre un gobierno anfitrión y un contratista, el contratista normalmente toma todos los riesgos y los costos de la exploración, desarrollo y producción. A cambio, si la exploración es exitosa, el contratista tiene la oportunidad de recuperar su inversión de la producción, esto sujeto a ciertos límites y términos. El contratista también recibe una cantidad previamente estipulada de la producción remanente después de la recuperación de los costos. La propiedad de las reservas las mantiene normalmente el gobierno local. Sin embargo, el contratista normalmente recibe el título de los volúmenes que le corresponden de la cuota preestablecida.

3.9.7.3 Utilidad compartida/ Contratos de servicio-riesgo: Los contratos de utilidad compartida son muy similares a los de producción compartida con la excepción de que el contratista recibe una remuneración. Con un contrato de riesgo-servicio, el contratista usualmente recibe una cuota definida de ganancias en lugar de recibir una parte de la producción.

El contratista tiene un interés económico en la producción y por lo tanto puede reconocer las reservas y recursos. Al igual que en los contratos de producción compartida, el contratista provee el capital y la experiencia técnica requerida para la exploración y desarrollo. Si los esfuerzos exploratorios son exitosos, el contratista puede recuperar esos costos de los ingresos por ventas.

3.9.7.4 Contratos de servicios puros: Un contrato de servicios es un acuerdo entre un contratista y un gobierno local (anfitrión) que normalmente cubre un servicio técnico que se debe realizar o terminar durante un periodo de tiempo específico. La inversión de la compañía de servicios esta normalmente limitada al valor de los equipos, herramientas y personal utilizado para realizar el servicio. En la mayoría de los casos, el reembolso del contratista se fija en los términos del contrato con poca exposición ya sea al rendimiento del proyecto o factores del mercado. Los pagos se pueden hacer en intervalos específicos de tiempo o al final del servicio.

3.9.7.5 Acuerdos de arrendamiento: Un acuerdo de arrendamiento es usado normalmente por un banco, un inversionista o socio para financiar todo o parte de un proyecto petrolero. La compensación por los fondos adelantados prestados se limita normalmente a un rango especificado de interés. El prestamista no obtiene ganancias del proyecto mayores a las de los intereses especificados. Normalmente existe un calendario para el pago del préstamo, y el pago del préstamo se hace antes de cualquier pago a otro accionista.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL PROCESO DE REVISIÓN DE RESERVAS.

4.1 Introducción.

En este capítulo analizaremos el contenido del Proyecto de Explotación Caan correspondiente al Activo Integral Abkatun-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste de PEMEX Exploración y Producción, el cual fue evaluado al 1 de enero de 2011.

Mediante la metodología que detallaremos a continuación haremos un comparativo de la información contenida en el proyecto previamente mencionado de modo que esta corresponda y se encuentre dentro de lo establecido por la PRMS.

De esta forma se podrá llevar a cabo una correcta validación y certificación de las reservas con las que se cuenta y de esta forma evitar futuras discrepancias entre la información proporcionada por las Compañías Operadoras y las Compañías Certificadoras.

Cabe señalar, como se mencionó en un principio, ésta metodología es de uso general por lo que podrá ser utilizada por cualquier organismo (institución) tanto público como privado que requiera de la estimación y validación de reservas petroleras.

4.2 Objetivo de la Metodología.

Como se describió anteriormente en el Capítulo 3 la guía de aplicación de la PRMS cuenta con distintos subcapítulos los cuales detallan los requerimientos que se deben cumplir para realizar una correcta estimación de los recursos y reservas de hidrocarburos por lo que haciendo una revisión de lo establecido y del contenido dentro del proyecto en función desarrollaremos una tabla comparativa la cual se asemejara a una lista de verificación (*checklist*).

De esta forma quedará resaltada la información que se encuentre en concordancia o no, con lo establecido en la PRMS así como la información faltante y que es requerida para la correcta estimación de recursos y reservas por lo que se identificarán de una manera sencilla las causas que ocasionan que existan diferencias entre la estimación de reservas presentada por las Compañías Operadoras y las Compañías Certificadoras.

4.3 Desarrollo de la Metodología.

La tabla comparativa contará con 3 columnas para una mejor comprensión de la información presentada y de las diferencias que se puedan presentar entre lo establecido por la PRMS y lo contenido en el Proyecto presentado.

Estas columnas serán: Apartado, Proyecto y Observaciones y Análisis. Dentro de la sección de apartados se encontrarán los subcapítulos contenidos en la guía de aplicación de la PRMS.

Estos son:

- Guías para la Definición, Clasificación y Categorización de Recursos Petroleros
- Aplicaciones Sísmicas
- Evaluación de los Recursos Petroleros Utilizando Procedimientos Deterministas
- Estimación Probabilista de Reservas
- Agregación de Reservas
- Evaluación de Recursos y Reservas Petroleras
- Estimación de Recursos No Convencionales
- Medición de la Producción y Asuntos Operacionales
- Titularidad y Reconocimiento de Recursos

Una vez que se haya clasificado la información contenida en el proyecto en función dentro de su apartado correspondiente se procederá a realizar el análisis comparativo de la información.

Se deberá revisar un apartado a la vez y en el orden establecido para evitar confusiones y malinterpretaciones, para esto será necesario regresar al Capítulo 3 y verificar la información contenida en el apartado en el que se encuentre para una mejor guía y realizar un mejor análisis.

Seguido, se identificarán y plasmarán las diferencias encontradas, en caso de existir, y se describirá la información que de acuerdo a la PRMS debería estar contenida en el proyecto pero por algún motivo no se encuentra. En caso de que no existan diferencias y la información presentada en el proyecto esté en regla con lo establecido por la PRMS se realizará un manifiesto en donde quede plasmado que la información proporcionada por el proyecto en función corresponde con lo que se establece en la PRMS. Esto se deberá realizar para cada uno de los apartados mencionados previamente.

Por último, se analizará el proceso de estimación de acuerdo con la información obtenida en la tabla comparativa, y en caso de que se requiera, realizar la petición de la información faltante a la institución encargada de ejercer la estimación (en caso de tratarse de una Compañía Certificadora o algún órgano regulador) o en caso contrario realizar las actividades necesarias para cumplir lo establecido en la PRMS (si se trata de una Compañía Operadora).

4.4 Aplicación de la Metodología en Caso Real (Proyecto de Explotación Caan) para la validación de reservas reportadas por una Compañía Operadora.

La información contenida en el Proyecto de Explotación Caan fue utilizada por la Gerencia de Recursos y Reservas que es el órgano central de administración de reservas de hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción (PEP) para la estimación del volumen original y de las reservas remanentes, así como en la evaluación del proyecto.

Apartado	Proyecto Explotación Caan	Observaciones y Análisis
<p>Guías para la Definición, Clasificación y Categorización de Recursos Petroleros</p>	<p>El objetivo del proyecto es continuar con la explotación de los yacimientos Abkatun, Caan, Taratunich y Kanaab que integran el Proyecto de Explotación Caan, con el fin de extraer 94 millones de barriles de aceite y 239 miles de millones de pies cúbicos de gas (141 mmbpce), mediante la perforación de 2 pozos nuevos, 6 reparaciones mayores, 17 conversiones a BN, construcción de 26.5 km de gasoductos, operación y mantenimiento de pozos estructuras y ductos; así como su abandono. Para ello se requiere de una inversión de 20,963 millones de pesos, en el periodo 2011-2027.</p> <p>Explotar los yacimientos de hidrocarburos pertenecientes al Proyecto de Explotación Caan, que contarán con la infraestructura necesaria para el desarrollo de los campos mediante construcción e instalación de infraestructuras, ductos y perforación de pozos con el que se espera recuperar una reserva de hidrocarburos en categoría 2P (probadas y probables), que ascienden a 141mmbpce.</p>	<p>La PRMS es un sistema que se basa en proyectos por lo tanto es importante que se reporte cuáles son los objetivos y el alcance del proyecto.</p> <p>La clasificación de reservas que se hace en el proyecto se limita a las reservas 1P, 2P y 3P, por lo que recomendamos que se amplíe esta clasificación y se indiquen los valores de reserva Probada, Probable y Posible, así como las subcategorías de Probada Desarrollada y Probada No Desarrollada y sus respectivas actividades relacionadas a estas categorías incrementales.</p>

<p style="text-align: center;">Aplicaciones Sísmicas</p>	<p>El mayor espesor neto con impregnación de hidrocarburos es de 396 m. A través del análisis e interpretación de las pruebas de variación de presión, se determinó un yacimiento de alta permeabilidad (hasta 6.0 Darcys), con doble porosidad constituida de matriz y un componente de porosidad secundaria. El yacimiento se considera comunicado verticalmente a través de fracturas y en sentido horizontal, las fallas geológicas no se comportan como barreras. Los límites del yacimiento son: en la cima, las formaciones calcáreo arcillosas impermeables del Paleoceno; lateralmente, al Oeste el plano de una falla geológica y en el área restante, la intersección de la cima con el contacto agua-aceite original determinado a 3850 mvbnm y que constituye el principal límite inferior.</p> <p>Campo Abkatún</p> <p>La estructura del campo Abkatun forma parte del tren de Caan-Abkatun-Kanaab-Taratunich-Manik y corresponde a un anticlinal alargado con una orientación noroeste-sureste, y una falla normal, con orientación noreste-suroeste cruza el campo y forma varios bloques.</p> <p>La geometría de la trampa fue originalmente definida mediante sísmica y ha sido reinterpretada en base a la información adicional proporcionada por los pozos perforados durante el proceso de desarrollo. Esta consiste en una trampa estructural correspondiente a un anticlinal de medidas aproximadas de 18.5 km de largo y 5 km de ancho, el cual está asociado con fallamientos normales e inversos y lo divide en varios bloques.</p>	<p>De acuerdo con la guía PRMS se recomienda extensamente el uso de sísmica 3D. Sin embargo, no se indica el tipo de sísmica utilizada en todos los campos del proyecto. Simplemente se menciona que en el Campo Caan en efecto se utiliza la sísmica 3D para determinar los planos de falla, geometrías de trampa así como los límites del yacimiento. En términos generales, la información proporcionada por el proyecto si corresponde a lo especificado por la PRMS.</p>
---	--	---

	<p>Campo Caan</p> <p>El campo Caan cuenta con caracterización geológica recientemente actualizada en el 2007, utilizando información sísmica adquirida con cable de fondo. La información sísmica interpretada contiene 2,440 km lineales de información migrada en 3D con ganancia, que equivalen a 300 km², fue adquirida con 25 m de separación entre líneas y 25 m entre trazas.</p> <p>En lo que se refiere a los límites originales del yacimiento, el superior está dado por formaciones calcáreo-arcillosas del Paleoceno Inferior. El límite inferior de la acumulación está dado por el contacto agua-aceite a 3850 mvbnm y por la cima del Jurásico Tithoniano en la zona del pozo Caan-76D. La relación de propiedades y su distribución, se determinaron tanto con la interpretación de atributos intrínsecos de la traza sísmica, que es la impedancia acústica, como por análisis geoestadístico.</p> <p>Específicamente, los valores de porosidad varían a nivel de pozo de 6 a 12 por ciento, con un promedio a nivel de yacimiento de 8.04 por ciento de la cual se estima que un 30 por ciento corresponde a porosidad secundaria.</p> <p>El análisis cualitativo de los registros geofísicos de pozos, incluyó el cálculo de saturación de agua utilizando el método de doble agua. Para la determinación de las porosidades se utilizaron los registros sónico, de densidad y neutrón, considerando para esto el efecto de la litología y los fluidos de formación sobre las lecturas de los registros; La evaluación litológica se hizo utilizando ecuaciones simultaneas establecidas a partir del modelo litológico definido durante el estudio petrográfico, estas fueron caliza, dolomía, arcilla, porosidad de arcilla, anhidrita y sal.</p>	
--	--	--

<p>Evaluación de los Recursos Petroleros Utilizando Procedimientos Deterministas</p>	<p>Campo Abkatún Durante su vida productiva, el campo Abkatun ha pasado por diversas etapas de explotación, situándose actualmente en una etapa madura de explotación. Los mecanismos de empuje prevalecientes son: expansión de roca fluidos, entrada de agua e inyección de agua, siendo la inyección de agua el empuje predominante en el campo. La presión del yacimiento al mes de junio de 2010 es de 205 kg/cm², lo que representa una caída de presión del campo de 181 kg/cm², tomando en cuenta el valor de la presión inicial del yacimiento que fue de 386 kg/cm²</p> <p>Campo Caan De acuerdo al comportamiento histórico, en una gráfica de Ln(P) vs Np se pueden apreciar dos cambios de pendiente, lo cual indica que en el campo Caan actúan tres tipos de empuje: 1. Expansión del sistema roca – fluidos, 2. Acumulación de gas liberado en el yacimiento y 3. Manifestación del acuífero. La presión del yacimiento al mes de junio de 2010 es de 204 kg/cm² lo que representa una caída de presión de 147 kg/cm², tomando en cuenta los valores de la presión inicial del yacimiento de 351 kg/cm². Los campos Abkatun, Caan, Kanaab y Taratunich tienen modelo de simulación numérico de yacimientos el cual se utiliza para la generación de los pronósticos de producción. El campo Abkatún contempla un modelo de doble porosidad y el tipo de fluido como composicional en la formación productora. El campo Caan considera el fluido como aceite composicional en un sistema de doble porosidad. El campo Taratunich contempla modelos de doble porosidad que incluye fracturas y vórgulos.</p>	<p>La evaluación de los recursos fue realizada mediante el uso de Simulación Numérica de Yacimientos para determinar el volumen de hidrocarburos que se estima de ser recuperado para el periodo 2011-2027 así como las reservas por lo que se encuentra dentro de los métodos recomendados por la PRMS para la estimación de cantidades recuperables de petróleo. Con la información con la que se cuenta, no se tiene una clasificación de reservas por categoría ni se indica el factor de recuperación esperado para los volúmenes de hidrocarburos estimados de ser recuperados así como el límite económico de cada estimación.</p>
---	---	--

	<p>El campo Kanaab tiene un modelo de simulación numérica de aceite negro que incluye los rasgos esenciales de los yacimientos BPT-Ks y JSK a partir del modelo estático.</p> <p>La simulación se encuentra apoyada de amplia información como curvas de permeabilidad relativa y capilaridad, pruebas de presión-producción así como datos PVT de los fluidos representativos para cada uno de los campos que integran el proyecto.</p> <p>De acuerdo a la estrategia de explotación seleccionada para el proyecto la cual contempla la perforación de dos pozos convencionales, reparación mayor de 6 pozos, conversión de 17 pozos al sistema artificial de producción bombeo neumático y construcción de 26.5 Km de gasoductos de 8" de diámetro se estima se recuperará una reserva de aceite de 94 millones de barriles de aceite y 239 miles de millones de pies cúbicos de gas en el periodo 2011-2027.</p>	
<p>Estimación Probabilista de Reservas</p>	<p>Las variables que presentan mayor influencia sobre la rentabilidad del Proyecto para cada una de las opciones documentadas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Precio del aceite • Inversión • Producción <p>El análisis de sensibilidad se realizó sobre estas variables, modificando en forma independiente cada una de ellas hasta llegar al punto donde los ingresos son iguales a los egresos (VPN=0).</p> <p>Identificación de los factores de riesgo e incertidumbre de cada opción</p> <p>Se evaluaron 8 riesgos que impactan de manera directa a la cadena de valor de explotación, que podrían influir en el desarrollo del Proyecto.</p>	<p>Se hace mención a un análisis de sensibilidad para conocer cuáles son las variables que afectan la rentabilidad de nuestro proyecto pero no es suficiente ya que también se puede hacer este análisis para conocer cómo afectan las propiedades de nuestro yacimiento al estimado de reservas y por lo tanto estimar por métodos como Simulación de Monte Carlo la distribución de las reservas.</p>

	<p>Estos riesgos son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Incertidumbre sobre el nivel de disponibilidad del presupuesto requerido por la empresa. 2. Efectos de las variables macroeconómicas. 3. Variaciones en los precios de los hidrocarburos. 4. Incremento en los costos de los equipos de perforación y reparación de pozos. 5. Demoras en los tiempos de construcción y variaciones en la estimación de costos de infraestructura 6. Problemas operativos en la planeación y ejecución de la perforación y terminación de pozos. 7. Fenómenos naturales que interrumpan la continuidad operativa de los campos, conflictos con la comunidad. 8. Incremento en los costos de herramientas, materiales, servicios y tecnologías. 	<p>Con la estimación probabilista podemos tomar en cuenta la incertidumbre que tenemos en cada uno de los parámetros y utilizarlo para calcular la incertidumbre estadística del volumen recuperable.</p> <p>La estimación probabilista tiene ventaja sobre una estimación determinística ya que la estimación determinística no considera los rangos de incertidumbre de los parámetros</p>
<p>Agregación de Reservas</p>	<p>Las estimaciones de reservas de hidrocarburos para los campos del Proyecto son efectuadas bajo consideraciones técnicas y económicas.</p> <p>Los volúmenes originales de aceite y gas son obtenidos por estudios de caracterización de los campos y su certificación interna se realiza ante la Gerencia de Planeación y Evaluación. La certificación externa de las reservas y sus factores de recuperación es a través de Compañías certificadoras Internacionales.</p> <p>Los factores de recuperación de los campos del Proyecto se documentan oficialmente el 1º de enero de cada año, estas se aproximan mediante evaluaciones técnico-económicas.</p> <p>Las reservas remanentes de aceite y gas son obtenidos por estudios de caracterización y del comportamiento presión-producción de los campos.</p>	<p>En el documento presentado a la CNH no se hace un desglose de la información de reservas por campo ni a nivel de yacimiento. Solo se presenta un resumen de las reservas 1P, 2P y 3P de todo el proyecto, tanto para el aceite como para gas y PCE.</p> <p>Es necesario tener la información de reservas para cada yacimiento y para cada campo para asegurarnos que las estimaciones de reservas sean correctas.</p>

		<p>También es necesario que la compañía operadora informe como hace la agregación de reservas para todo el proyecto ya que el método que se utiliza para la agregación puede afectar la estimación.</p>
<p>Evaluación de Recursos y Reservas Petroleras</p>	<p>En el horizonte 2011-2027, el Proyecto de Explotación Caan requiere una inversión de 20,963 millones de pesos, los ingresos esperados por la venta de la producción de aceite es de 94,938 millones de pesos, en tanto que por la venta de gas se obtienen 24,035 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 118,973 millones de pesos. Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del Proyecto de 73.9 dólares por barril para el aceite y 7.3 dólares por millar de pie cubico para el gas, el precio promedio de gas natural para bombeo neumático es de 5.25 doláres por millar de pie cúbico.</p> <p>La tasa de descuento utilizada fue de 12 por ciento y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar, en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.</p>	<p>En el proyecto se realizó el cálculo del flujo de efectivo tomando en cuenta las premisas de precios y costos emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas.</p> <p>No se indica cómo se calcula la tasa de descuento y tampoco se indica porque se toma el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar</p>

<p>Estimación de Recursos No Convencionales</p>	<p>No hay información sobre recursos No Convencionales en el proyecto.</p>	<p>No puede realizarse un comparativo con lo establecido por la PRMS debido a que el proyecto no contempla la extracción de recursos No Convencionales.</p>
<p>Medición de la Producción y Asuntos Operacionales</p>	<p>El Centro de Procesos Abk-A cuenta con dos paquetes de medición tipo coriolis, uno en la plataforma Abk-A Permanente y otro en la plataforma Abk A-Temporal.</p> <p>En la plataforma de ABK-A-Permanente, la producción del crudo proviene del paquete de deshidratación, llega al cabezal general de succión de bombas, donde se distribuye a través de líneas de 6 pulgadas que llegan hasta la succión de las turbobombas. Para el caso de la plataforma ABK- A Temporal el crudo proviene del separador de segunda etapa, o tanque de balance llega directamente a las turbobombas.</p> <p>La descarga del crudo se realiza a través de líneas de 10 pulgadas, las cuales se unen al cabezal general de descarga de bombas de 12" Ø.</p> <p>Posteriormente pasa al paquete de medición tipo Coriolis que mide el aceite que se envía a la Terminal Marítima Dos bocas (TMDB) a través de un oleoducto de 36" Ø.</p>	<p>De acuerdo con la PRMS el punto de referencia para la medición debe estar en el punto de venta o en la transferencia de custodia. Como se menciona en el proyecto se cuentan con dos medidores tipo coriolis, uno de ellos se encuentra en la plataforma Abk-A Permanente la cual se considera como el punto de transferencia de custodia ya que de aquí se envía la producción a la Terminal Marítima Dos bocas (TMDB) que es considerada como el punto de venta.</p> <p>Tomando en cuenta esto podemos declarar que las actividades de medición realizadas en el proyecto de explotación Caan se encuentran en función de lo estipulado por la PRMS.</p>
<p>Titularidad y Reconocimiento de Recursos</p>	<p>De acuerdo a la fecha de evaluación del proyecto, el modelo fiscal al cual está sometido el proyecto Caan dicta que los recursos y reservas serán explotados bajo un modelo de concesión a PEMEX.</p>	<p>De acuerdo a lo establecido en PRMS los acuerdos de concesión son aquellos en los que el dueño de los minerales concede a la compañía productora el derecho de</p>

		<p>explorar, desarrollar, producir, transportar y vender los hidrocarburos dentro de un área específica por un determinado periodo de tiempo.</p> <p>Por lo que al tratarse PEMEX de una compañía paraestatal los recursos y reservas pertenecen a la Nación y por esta razón se cuenta con el derecho de reportar y dar a la luz pública las reservas con las que se cuenta.</p>
--	--	---

4.5 Aplicación de la Metodología en Caso Real (Proyecto de Explotación Caan) para la validación de reservas reportadas por una Compañía Certificadora.

Como se mencionó en el apartado anterior la información utilizada para la estimación de reservas fue proporcionada por PEMEX por lo que al ser esta compañía quien se encarga de contratar al Tercer Independiente la mayor parte de la información utilizada para realizar sus propias estimaciones es obtenida de PEP. Para este caso particular la Compañía Certificadora contratada y encargada de realizar las estimaciones pertinentes a estos campos fue DeGolyer and MacNaughton (Compañía Certificadora Estadounidense).

Apartado	Proyecto Explotación Caan	Observaciones y Análisis
<p>Guías para la Definición, Clasificación y Categorización de Recursos Petroleros</p>	<p>Las reservas de petróleo que se incluyen en el reporte del certificador se clasifican en Probada, Probable y Posible. La clasificación de reservas Probadas utilizadas en el reporte es la que se indica en las Reglas 4-10(a) (1)-(32) de la Regulación S-X de la SEC.</p> <p>Para las reservas Probadas se utiliza la sub-clasificación de Reservas Probadas Desarrolladas y Reservas Probadas No Desarrolladas.</p> <p>Las reservas Probables y Posibles que se presentan en el reporte son consistentes con las definiciones de la PRMS aprobadas en 2007.</p>	<p>La clasificación de reservas que hace la empresa certificadora cumple con lo establecido en la PRMS</p>
<p>Aplicaciones Sísmicas</p>	<p>El mayor espesor neto con impregnación de hidrocarburos es de 396 m. A través del análisis e interpretación de las pruebas de variación de presión, se determinó un yacimiento de alta permeabilidad (hasta 6.0 Darcys), con doble porosidad constituida de matriz y un componente de porosidad secundaria. El yacimiento se considera comunicado verticalmente a través de fracturas y en sentido horizontal, las fallas geológicas no se comportan como barreras. Los límites del yacimiento son: en la cima, las formaciones calcáreo arcillosas impermeables del Paleoceno; lateralmente, al Oeste el plano de una falla geológica y en el área restante, la intersección de la cima con el contacto agua-aceite original determinado a 3850 mvbnm y que constituye el principal límite inferior.</p>	<p>Como se menciona la información correspondiente a la geología, petrofísica así como la información sísmica es la misma proporcionada por PEP por lo que de acuerdo a esto fue utilizado la sísmica 3D en el campo Caan mientras que para los demás campos no se especifica la herramienta utilizada pero la información proporcionada por el documento se encuentra en virtud de lo establecido por la PRMS.</p>

	<p>Campo Abkatún</p> <p>La estructura del campo Abkatun forma parte del tren de Caan-Abkatun-Kanaab-Taratunich-Manik y corresponde a un anticlinal alargado con una orientación noroeste-sureste, y una falla normal, con orientación noreste-suroeste cruza el campo y forma varios bloques. La geometría de la trampa fue originalmente definida mediante sísmica y ha sido reinterpretada en base a la información adicional proporcionada por los pozos perforados durante el proceso de desarrollo. Esta consiste en una trampa estructural correspondiente a un anticlinal de medidas aproximadas de 18.5 km de largo y 5 km de ancho, el cual está asociado con afallamientos normales e inversos y lo divide en varios bloques.</p> <p>Campo Caan</p> <p>El campo Caan cuenta con caracterización geológica recientemente actualizada en el 2007, utilizando información sísmica adquirida con cable de fondo. La información sísmica interpretada contiene 2,440 km lineales de información migrada en 3D con ganancia, que equivalen a 300 km², fue adquirida con 25 m de separación entre líneas y 25 m entre trazas. En lo que se refiere a los límites originales del yacimiento, el superior está dado por formaciones calcáreo-arcillosas del Paleoceno Inferior. El límite inferior de la acumulación está dado por el contacto agua-aceite a 3850 m bnm y por la cima del Jurásico Tithoniano en la zona del pozo Caan-76D.</p> <p>La relación de propiedades y su distribución, se determinaron tanto con la interpretación de atributos intrínsecos de la traza sísmica, que es la impedancia acústica, como por análisis geoestadístico.</p>	
--	---	--

	<p>Específicamente, los valores de porosidad varían a nivel de pozo de 6 a 12 por ciento, con un promedio a nivel de yacimiento de 8.04 por ciento de la cual se estima que un 30 por ciento corresponde a porosidad secundaria.</p> <p>El análisis cualitativo de los registros geofísicos de pozos, incluyó el cálculo de saturación de agua utilizando el método de doble agua. Para la determinación de las porosidades se utilizaron los registros sísmico, de densidad y neutrón, considerando para esto el efecto de la litología y los fluidos de formación sobre las lecturas de los registros; La evaluación litológica se hizo utilizando ecuaciones simultaneas establecidas a partir del modelo litológico definido durante el estudio petrográfico, estas fueron caliza, dolomía, arcilla, porosidad de arcilla, anhidrita y sal.</p>	
<p>Evaluación de los Recursos Petroleros Utilizando Procedimientos Deterministas</p>	<p>Campo Abkatún Durante su vida productiva, el campo Abkatun ha pasado por diversas etapas de explotación, situándose actualmente en una etapa madura de explotación. Los mecanismos de empuje prevaecientes son: expansión de roca fluidos, entrada de agua e inyección de agua, siendo la inyección de agua el empuje predominante en el campo. La presión del yacimiento al mes de junio de 2010 es de 205 kg/cm², lo que representa una caída de presión del campo de 181 kg/cm², tomando en cuenta el valor de la presión inicial del yacimiento que fue de 386 kg/cm²</p> <p>Campo Caan De acuerdo al comportamiento histórico, en una gráfica de Ln(P) vs Np se pueden apreciar dos cambios de pendiente, lo cual indica que en el campo Caan actúan tres tipos de empuje:</p>	<p>A diferencia de la técnica de evaluación utilizada por PEMEX la compañía certificadora en función hizo uso de métodos volumétricos para la estimación de los volúmenes originales de gas y aceite, mientras que para la evaluación de reservas se utilizó el método de curvas de declinación apropiado a las características del yacimiento. Como se menciona dentro del Capítulo 3 los métodos volumétricos y de curvas de declinación son otra de las maneras de estimar los recursos de acuerdo lo establecido en la PRMS por lo que la estimación realizada si cumple con lo requerido por este apartado.</p>

		<p>1. Expansión del sistema roca – fluidos, 2. Acumulación de gas liberado en el yacimiento y 3. Manifestación del acuífero. La presión del yacimiento al mes de junio de 2010 es de 204 kg/cm² lo que representa una caída de presión de 147 kg/cm², tomando en cuenta los valores de la presión inicial del yacimiento de 351 kg/cm².</p> <p>Los campos Abkatun, Caan, Kanaab y Taratunich tienen modelo de simulación numérico de yacimientos el cual se utiliza para la generación de los pronósticos de producción. El campo Abkatún contempla un modelo de doble porosidad y el tipo de fluido como composicional en la formación productora. El campo Caan considera el fluido como aceite composicional en un sistema de doble porosidad. El campo Taratunich contempla modelos de doble porosidad que incluye fracturas y vóculos. El campo Kanaab tiene un modelo de simulación numérica de aceite negro que incluye los rasgos esenciales de los yacimientos BPT-Ks y JSK a partir del modelo estático.</p> <p>La simulación se encuentra apoyada de amplia información como curvas de permeabilidad relativa y capilaridad, pruebas de presión-producción así como datos PVT de los fluidos representativos para cada uno de los campos que integran el proyecto.</p> <p>De acuerdo a la estrategia de explotación seleccionada para el proyecto la cual contempla la perforación de dos pozos convencionales, reparación mayor de 6 pozos, conversión de 17 pozos al sistema artificial de producción bombeo neumático y construcción de 26.5 Km de gasoductos de 8" de diámetro se estima se recuperará una reserva de aceite de 94 millones de barriles de aceite y 239 miles de millones de pies cúbicos de gas en el periodo 2011-2027.</p>
--	--	---

<p>Estimación Probabilista de Reservas</p>	<p>La empresa certificadora no utilizo procedimientos probabilistas.</p>	<p>Para hacer una adecuada estimación de reservas es conveniente aplicar procedimientos probabilistas ya que estos toman en cuenta la incertidumbre que puede tener el proyecto. No se tiene evidencia que el certificador haya realizado éstos cálculos.</p>
<p>Agregación de Reservas</p>	<p>Los valores de reservas presentados en este reporte pertenecen a la Región Marina Suroeste, la cual tiene 2 Activos y estos a su vez tienen 71 campos.</p> <p>El Activo Abkatún-Pol-Chuc tiene 24 campos y el Activo Litoral de Tabasco tiene 47 campos.</p> <p>Para la evaluación se dividieron estos 71 campos en 4 grupos: “campos mayores”, “nuevos campos”, “campos menores” y “otros campos”.</p> <p>Las tablas en las que se presentan los valores de reservas muestran que la agregación va desde el nivel pozo hasta el nivel activo, esto se deduce ya que se presentan los valores de reservas a nivel pozo, a nivel yacimiento, a nivel campo y a nivel activo.</p>	<p>El reporte está muy completo ya que muestra los valores de reservas desde el nivel de pozo y hasta el nivel región. Por lo tanto podemos decir que cumple correctamente con lo que indica la PRMS</p>
<p>Evaluación de Recursos y Reservas Petroleras</p>	<p>Los ingresos presentados en el reporte fueron estimados utilizando los precios y costos que PEP indicó. Los precios fueron presentados como el promedio de los precios del primer día de cada mes del año 2011. Los precios se mantuvieron constantes para toda la vida del proyecto. Los precios del gas, aceite y condensado varían por campo. Los precios a futuro fueron estimados utilizando las guías establecidas por la SEC y Financial Accounting Standards Board.</p>	<p>La empresa certificadora hace la evaluación con los datos y premisas de OPEX y CAPEX de PEMEX.</p>

	<p>Los estimados de costos de operación y costos de capital fueron basados en la información enviada por PEP.</p>	
<p>Estimación de Recursos No Convencionales</p>	<p>No hay información sobre recursos No Convencionales en el proyecto.</p>	<p>No puede realizarse un comparativo con lo establecido por la PRMS debido a que el proyecto no contempla la extracción de recursos No Convencionales.</p>
<p>Medición de la Producción y Asuntos Operacionales</p>	<p>El Centro de Procesos Abk-A cuenta con dos paquetes de medición tipo coriolis, uno en la plataforma Abk-A Permanente y otro en la plataforma Abk A-Temporal.</p> <p>En la plataforma de ABK-A-Permanente, la producción del crudo proviene del paquete de deshidratación, llega al cabezal general de succión de bombas, donde se distribuye a través de líneas de 6 pulgadas que llegan hasta la succión de las turbobombas. Para el caso de la plataforma ABK- A Temporal el crudo proviene del separador de segunda etapa, o tanque de balance llega directamente a las turbobombas.</p> <p>La descarga del crudo se realiza a través de líneas de 10 pulgadas, las cuales se unen al cabezal general de descarga de bombas de 12" Ø. Posteriormente pasa al paquete de medición tipo Coriolis que mide el aceite que se envía a la Marítima Dos bocas (TMDB) a través de un oleoducto de 36" Ø.</p>	<p>La medición en efecto es realizada de acuerdo a las instalaciones de PEMEX por lo que como la información lo indica se utilizan dos medidores tipo coriolis encontrándose uno de ellos en el punto de transferencia de custodia.</p> <p>De acuerdo a esto se puede decir que en efecto lo estipulado dentro de este apartado y que por ende se encuentra dentro de lo establecido por la PRMS se cumple.</p> <p>Sin embargo, el certificador no hace una evaluación detallada de este tema como se menciona.</p>

<p>Titularidad y Reconocimiento de Recursos</p>	<p>De acuerdo a la fecha de evaluación del proyecto, el modelo fiscal al cual está sometido el proyecto Caan dicta que los recursos y reservas serán explotados bajo un modelo de concesión a PEMEX.</p>	<p>De acuerdo a lo establecido en PRMS los acuerdos de concesión son aquellos en los que el dueño de los minerales concede a la compañía productora el derecho de explorar, desarrollar, producir, transportar y vender los hidrocarburos dentro de un área específica por un determinado periodo de tiempo. Por lo que al tratarse PEMEX de una compañía paraestatal los recursos y reservas pertenecen a la Nación.</p> <p>La diferencia entre la evaluación realizada en esta sección es que al realizarla una compañía certificadora, se celebra un contrato de servicio puro entre esta y la compañía operadora (PEMEX en este caso) por lo que los reportes de reservas presentados por la compañía certificadora no pueden hacerse públicas por interés propia, si no deben entregarse de forma clasificada a la compañía que la contrato.</p>
--	--	---

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. Como se mencionó en el Capítulo 4 la revisión del Proyecto de Explotación Caan se llevó a cabo siguiendo los lineamientos establecidos en la Guía de aplicación de la PRMS, para lograr ésto se analizaron cada uno de los subcapítulos contenidos en la guía, y se realizó un comparativo con la información que el proyecto contenía, ésto con el fin de determinar el grado de conformidad entre éste y lo dictado por la PRMS. De esta forma se lograría identificar con mayor facilidad las razones de que existieran, en dado caso, diferencias entre las cantidades de reservas reportadas por las Compañías Operadoras y las reportadas por las Compañías Certificadoras. Y si este fuera el caso, identificar y realizar la solicitud de la información requerida para realizar una nueva en la evaluación, en la cual se cumplan lo mayormente posible los requerimientos estipulados en la PRMS.
2. De acuerdo al análisis realizado en esta tesis podemos establecer que el Proyecto de Explotación Caan se encuentra en conformidad con lo establecido por la PRMS para una correcta certificación de Reservas.
3. Adicionalmente este trabajo nos permitió conocer la metodología mediante la cual las compañías Operadoras evalúan sus proyectos y también en que se basan los Terceros Independientes para hacer sus certificaciones de reservas.
4. Esta tesis puede servir como base para que cualquier persona sepa cuál es la información necesaria para realizar una correcta evaluación de reservas.
5. La evaluación de los recursos está en función de la cantidad de información que se tiene para su análisis, por lo que a mayor información se tendrá una mayor certeza.
6. Las reservas son las que generan el valor económico a las empresas petroleras por lo tanto es de suma importancia hacer una correcta evaluación de las mismas, se deben de seguir las regulaciones internacionales en la materia para generar una mayor certeza.
7. El trabajo en equipo es una de las partes más importantes dentro de la evaluación de reservas, ya que se requiere personal con mucha experiencia en cada una de las áreas para disminuir la incertidumbre de la información y aumentar la certeza de la evaluación
8. Es importante que se tengan órganos reguladores que se encarguen de validar los reportes de reservas y recursos entregados por las compañías con el fin de tener una mayor certeza de que las cantidades reportadas sean lo más cercanamente posible a la realidad.
9. Se recomienda que los organismos reguladores tengan un conocimiento adecuado de la PRMS para su correcta aplicación
10. Los órganos reguladores deben desarrollar lineamientos que promuevan una mayor congruencia entre los reportes de las compañías operadoras y las certificadoras.

11. Se recomienda que las persona encargadas de realizar la evaluación de reservas tengan más de 10 años de experiencia en el área, ya que el punto de vista del evaluador es muy importante dentro de la PRMS.
12. Las evaluaciones de reservas se deben hacer de forma periódica ya que cada vez que se hace una nueva prueba o se hace una nueva perforación obtenemos nueva información que nos permite hacer una reclasificación de los recursos.
13. El uso de la Guía de aplicación de la PRMS se recomienda para todas la personas encargadas de hacer la evaluación de reservas de cualquier compañía, ya que además de las definiciones contenidas en la PRMS, la guía de aplicación presenta casos prácticos que sirven para entender mejor estas definiciones.
14. La PRMS es un sistema que está en constante evolución, por lo que es de vital importancia la integración de nuevos conocimientos adquiridos en materia de recursos no convencionales para una correcta estimación de recursos y reservas.
15. Es muy importante que las compañías indiquen qué métodos utilizaron para hacer sus cálculos de reservas ya que así el órgano regulador puede decidir si el método que se utilizó fue el correcto o si se deben de hacer cambios. Además se debe indicar si se utilizó algún software especializado para el cálculo de reservas, ya que el uso de software especializado da un valor agregado a la evaluación de reservas ya que este genera resultados de una forma más rápida y más confiable.
16. La PRMS ha aceptado el cálculo de reservas con el método probabilista ya que este método nos da un panorama más amplio de que factores pueden modificar el rumbo de nuestro proyecto, por lo tanto se recomienda ampliamente el uso de este método.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2008.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos: "Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012", CNH, 2012.
3. Richardson: "*Petroleum Resources Management System*", SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2007.
4. Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information, SPE, 2007.
5. Rodríguez-Padilla Víctor: "Sistema de estimación, certificación y aprobación de reservas de hidrocarburos en México, Facultad de Ingeniería UNAM, 2012.
6. Deborah Rogers: "Examining Shale Gas Hype", Energy Policy Forum, 2012.
7. Portillo Mendoza Melissa: "Evaluación de Reservas de Hidrocarburos por Métodos de Simulación Numérica de Yacimientos", Tesis de Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2011.
8. Hernández García Miguel A. & Domínguez Vargas Guillermo C.: "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, 1984.
9. Miranda Garibaldi Esteban, Palomares Salgado José Antonio, Urióstegui Pineda Lizbeth: "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", Tesis de Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2009.
10. Noguera Montalvo Carlos A.: "Análisis de la Productividad de un Pozo de Aceite a partir de Pruebas de Presión", Tesis de Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2011.
11. Freddy H. Escobar, PhD.: "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos", Universidad Surcolombiana, 2007.
12. Tovar Rodríguez Tania Daniela: "Evaluación de Proyectos Petroleros Basados en Reservas y Recursos aplicados a PEMEX Exploración y Producción de acuerdo a los últimos lineamientos de la SPE y U.S. SEC", Tesis de Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2009.
13. Peregrino Chávez Nancy: "Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo", Tesis de Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2005.
14. Comisión Nacional de Hidrocarburos: "Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México, CNH, 2010.
15. Comisión Nacional de Hidrocarburos: "La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos", CNH, 2011.
16. Halliburton: "Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos", Halliburton, 2011.

17. Vázquez Contreras Manuela: "Impacto del Régimen Fiscal en los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos", Tesis Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2010.
18. Durán Ramos José Francisco & Ruiz Torres Juan: "Explotación de Campos Maduros, Aplicaciones de Campo", Tesis de Licenciatura (Ingeniería Petrolera), Facultad de Ingeniería UNAM, 2009.
19. Hernández Galván Beatriz: "Administración de la Integridad en Sistemas de Transporte de Hidrocarburos", Tesis de Maestría (Maestría en Geociencias y Administración de Recursos Naturales), Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura IPN, 2010