



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE METODOLOGÍA MARCO
PARA LA CUANTIFICACIÓN DE LAS
RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO**

TESINA

Que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Francisco Javier Cárdenas Aranda

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos:

A las mujeres en mi vida...

En especial a mi Madre Elena Aranda, gracias porque sin tu amor, comprensión, apoyo incondicional y tus palabras no podría haber llegado hasta aquí. Gracias por ser mi inspiración y ejemplo, la vida es mejor si tú estás conmigo

A mi Novia Laura Malagón que viniste a darle luz a mi vida, gracias por estar cuando siempre lo necesito, por recargar mis fuerzas cuando parece que ya no las tenía, por amarme sin juzgar y por nunca dejar de soñar a mi lado. Te amo mi amor

A mi familia...

Carmen gracias por enseñarme a ser mejor persona y no conformarme jamás, por tus consejos y tu invaluable apoyo en todas las etapas de mi vida, Claudia gracias por tu sonrisa inagotable, por ser tan buena y enseñarme a que siempre se puede dar un poco más.

A Mary por mi amiga y confidente, por tus locuras, Gaby gracias por enseñarme que existe un mundo por descubrir y tener las ganas de ir en su búsqueda sin que nada ni nadie se interponga.

Beto gracias por ser mi hermanito, gracias por no dejarme solo en un mundo de mujeres y enseñarme a salir adelante sin importar lo difícil que se pongan las cosas. A mi padre por darme la vida y los valores de vida que espero rijan mi vida.

Gracias familia son un ejemplo viviente de que todo se puede hacer con dedicación y esfuerzo, gracias por tanto amor y felicidad los amo.

A la Universidad...

por darme la oportunidad de desarrollarme como persona y profesionista y regalarme la educación desde mis inicios, porque dentro de tus aulas conocí a mi mejores amigos pero sobre todo por ayudarme a sentirme parte de algo y orgulloso de mi

A mis Amigos y compañeros en gracias por acompañarme durante este muy largo camino, a Nahtaly por siempre estar disponible para mis dudas y locuras, te quiero amiga. Al Ingeniero Josué Castro por ser mi guía e inspiración académica cuando estaba a la deriva, gracias por tu tiempo y esfuerzo. A Lupe, Jorge José Luis, Jessica, David,

A mis Maestros y Sinodales gracias por dedicar su tiempo en educarme en esta gran profesión, por siempre estar atentos a mis dudas y compartir un poco de sus conocimientos.

Índice

<i>Agradecimientos:</i>	i
Índice.....	
Índice de Tablas.....	ii
Índice de Figuras.....	iv
Siglas y Abreviaturas.....	vi
Introducción.....	- 1 -
Capítulo I: Marco Conceptual	- 3 -
1.1 Esquema Regulatorio Internacional	- 3 -
1.2 <i>Esquema Regulatorio Nacional</i>	- 5 -
1.3 <i>Cuantificación de las Reservas de Hidrocarburos en México</i>	- 10 -
1.4 <i>Evaluación de Reservas de Hidrocarburos en México</i>	- 11 -
Capítulo II: Análisis de la Problemática	- 13 -
Capítulo III. Solución Propuesta	- 15 -
3.1 <i>Documento puente entre el PRMS y la CMNU-2009</i>	- 16 -
3.2 <i>Enfoque metodológico</i>	- 20 -
3.3 <i>Homologación de datos</i>	- 25 -
Capítulo IV. Análisis e Interpretación de los Resultados	- 27 -
4.1 <i>Primera estimación</i>	- 27 -

4.2 Segunda Estimación	- 35 -
4.3 Análisis e Interpretación de los Resultados.....	- 41 -
Capítulo V. Aportaciones del trabajo	- 54 -
Conclusiones	- 57 -
Recomendaciones	- 58 -
Referencias	- 59 -
Apéndices	- 62 -
Apéndice A. Glosario	- 62 -
Apéndice B. Nomenclatura utilizada para los Reportes de Pemex	- 70 -

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Modificaciones a la Constitución derivadas de la Reforma Energética en el año 2013.....	- 6 -
Tabla 3.2 Mapeo de subclases opcionales.....	- 18 -
Tabla 3.3 Correspondencia de los ejes E-F y las subclases de madurez del PRMS con códigos numéricos	- 18 -
Tabla 3.4 Correspondencia de los ejes E-F, subclases de madurez por colores ..	- 19 -
Tabla 3.5 Métodos para la cuantificación de Reservas Remantes utilizando Factores de encogimiento.	- 26 -
Tabla 4.1 Relación existente entre °API de petróleo crudo con su poder calorífico en Btu por galón.	- 27 -
Tabla 4.2 Conversión de las Reservas Remanentes de Aceite en Barriles a Galones y el volumen en Galones a su Poder calorífico en BTU.	- 28 -
Tabla 4.3 Relación existente entre Hidrocarburos líquidos con su poder calorífico en Btu por galón.	- 29 -
Tabla 4.4 Conversión de Líquidos en Plantas [mmgal] a su equivalente en poder calorífico [BTU].	- 30 -
Tabla 4.5 Conversión de Volumen Remanente de Gas Seco establecido en mmmpc a Poder calorífico en mmBTU.	- 31 -
Tabla 4.6 Poder calorífico de las Reservas Remanentes y su conversión a volumen en mmb.....	- 32 -

Tabla 4.6 Poder calorífico de las Reservas Remanentes y su conversión a volumen en mmb (Continuación).....	- 33 -
Tabla 4.7 Comparativo del Petróleo Crudo Equivalente por Activo.....	- 33 -
Tabla 4.7 Comparativo del Petróleo Crudo Equivalente por Activo. (Continuación).....	- 34 -
Tabla 4.8 Volumen de las Reservas Remanentes de Aceite en mmb convertido a su Poder calorífico en mmBTU.....	- 36 -
Tabla 4.9 Ejemplo Representativo de Poder calorífico.....	- 37 -
Tabla 4.9 Ejemplo Representativo de Poder calorífico (continuación).	- 38 -
Tabla 4.10 Ejemplo representativo del cálculo de Poder Calorífico contenido en las Reservas Remanentes de Gas Natural.	- 39 -
Tabla 4.11 Ejemplo representativo de la suma de poderes caloríficos y su siguiente conversión a mmbarriles.	- 40 -
Tabla 4.11 Ejemplo representativo de la suma de poderes caloríficos y su siguiente conversión a mmbarriles (Continuación).....	- 41 -
Tabla 4.12 Comparativa obtenida entre Pemex y Nuestra Estimación de Reservas según el tipo de aceite.	- 44 -
Tabla 4.13 Integración de reservas por región (mmbpce) al 1 de enero de 2014.	- 46 -
Tabla 4.14 Integración de reservas por Activo 2014 (pce)	- 48 -
Tabla 5.1 Comparativo de los dos métodos aplicados en este trabajo	- 54 -
Tabla 5.2 Diferencia porcentual entre nuestra Metodología y los valores Reportados por Pemex	- 55 -

Índice de Figuras

Figura 1.1 Cambios de atribuciones y/o nombre de la Secretaría de Energía. Tomado del Portal oficial de la Secretaria de Energía.	- 9 -
Figura 3.1 Diagrama de flujo primer Método	- 22 -
Figura 3.2 Diagrama de Flujo Segunda Estimación	- 24 -
Figura 3.3 Elementos para calcular el Petróleo Crudo Equivalente.	- 25 -
Figura 4.1 Contenido de BTU de: aceite crudo, condensado, gasolina y parafina. - 35 -	
Figura 4.2 Reservas Remanentes de líquido en planta en BTU con factores (1era Estimación) Reservas	- 42 -
Figura 4.3 Comparativa en PCE de 3 de los principales Activos con la utilización de factores para diferentes Hidrocarburos. Reservas 3P	- 43 -
Figura 4.4 Comparativa de las Reservas 3P para los años 2004 y 2014 respectivamente	- 45 -
Figura 4.5 Gráfica segregada por tipo de Reservas Vs Región petrolera Reportada por Pemex	- 47 -
Figura 4.6 Comparativa gráfica de los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos en las reservas 1P, Pemex vs Propuesta.	- 49 -
Figura 4.7 Comparativa gráfica de los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos en las reservas 2P, Pemex vs Propuesta.	- 50 -
Figura 4.8 Comparativa gráfica de los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos en las reservas 3P, Pemex vs Propuesta.	- 51 -
Figura 4.12 comportamiento de las reservas reportadas por Pemex y por la Metodología Propuesta	- 52 -

Figura 4.13 comportamiento de la diferencial de las reservas reportadas por Pemex y la Metodología Propuesta.....- 53 -

Figura 5.1 Comparativo de los dos métodos aplicados en este trabajo.- 55 -

Siglas y Abreviaturas

1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probada + Reservas Probable (2P)
3P	Reservas Probada + Reservas Probable + Reservas Posible (3P)
AAPG	Asociación Americana de Geólogos Petroleros
Bg	Factor de volumen inicial del gas
Boi	Factor de volumen inicial del aceite
C	Volumen original de condensado @ CA
CENEGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CMNU-2009	Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNIH	Centro Nacional de Información de Hidrocarburos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EPE	Empresa Productiva del Estado
EPE-RC	Empresa Productiva del Estado con Riesgo Compartido
Feem	Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo
Fegsl	Factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido

Fei	Factor de encogimiento por impurezas
Felp	Factor de encogimiento por licuables en planta
Felt	Factor de encogimiento por licuables en el transporte
Frc	Factor de recuperación de condensado
Frg	Factor de recuperación del gas
Frlp	Factor de recuperación de líquidos en planta
Fro	Factor de recuperación del aceite
GSEL	Gas seco equivalente a líquido
PCE	Petróleo crudo equivalente
PD	Probada Desarrollada
PDNP	Probada Desarrollada No Produciendo
PDP	Probada Desarrollada Produciendo
PND	Probada No Desarrollada
Pr	Presión de rocío
PRMS	Sistema de Gestión de los Recursos de Petróleo adoptado por la SPE, WPC, AAPG, SPEE, y la SEG
Rc	Riqueza de condensado

RG	Relación gas aceite
ROAC	Reserva original de aceite crudo
ROC	Reserva original de condensado
ROCS	Reserva original de condensado en el separador
ROGEP	Reserva original de gas a entregar a plantas
ROGN	Reserva original de gas natural
ROGS	Reserva original de gas seco
ROGSEL	Reserva original de gas seco equivalente a líquido
ROLP	Reserva original de líquidos en la planta
ROPCE	Reserva original de petróleo crudo equivalente
RRAC	Reserva remanente de aceite crudo
RRC	Reserva remanente de condensado
RRGN	Reserva remanente de gas natural
RRGNEP	Reserva remanente de gas entregar a plantas
RRGS	Reserva remanente de gas seco

RRGSEL	Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido
RRPCE	Reserva remanente de petróleo crudo equivalente
Rsi	Relación gas disuelto aceite inicial
SIE	Sistema de información Energética
SENER	Secretaría de Energía.
SEG	Sociedad de Geofísicos de Exploración
SPE	Sociedad de Ingenieros del Petróleo
SPEE	Sociedad de Ingenieros de Evaluación del Petróleo
Sw	Saturación de agua
WPC	Consejo Mundial del Petróleo

Introducción

En México gran parte del desarrollo económico y social depende de los recursos energéticos, éstos ayudan a la industrialización y al bienestar social por esa razón tienen un papel decisivo en la vida nacional aportan importantes contribuciones a los ingresos fiscales y daba empleo en el año 2003 a más de trescientos mil trabajadores¹. El sector energético coordina y promueve el uso racional de los recursos que se le asignan promoviendo siempre la especialización de sus entidades funcionales y actividades específicas.

La Secretaría de Energía a través de la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos elabora los anteproyectos de planeación energética relacionada con la producción e incorporación de reservas de hidrocarburos, y a su vez publica las reservas nacionales de éstos con base en la información que le proporciona la Comisión Nacional de Hidrocarburos, también elabora y propone la política de restitución de reservas de hidrocarburos.

La estimación de reservas petroleras consiste en analizar e interpretar información técnica y económica que se tiene de los campos en cuestión; la certeza de estas estimaciones depende de la información con que se cuenta, la cantidad y la calidad, así como la pericia de los encargados técnicos de la realización de ésta. Tomando en cuenta que las reservas son de los valores principales que se toman en cuenta para obtener recursos financieros y/o evaluar el comportamiento de alguna empresa energética, dichas reservas son hechas con sumo cuidado y buscando siempre mejorar las metodologías y su certeza.

Según las disposiciones en materia de reservas de la CNH:

“El establecimiento de metodologías y lineamientos para normar la estimación y clasificación de las reservas es fundamental para su correcta cuantificación, garantizando así certidumbre y transparencia en los volúmenes reportados y en los procedimientos empleados para su estimación².”

Este trabajo surge por la necesidad cuantificar en forma eficiente y sobre una misma base el potencial energético del país (que se expresará en términos de petróleo crudo equivalente, PCE), lo que es importante para el aprovechamiento de estos recursos en el desarrollo nacional, tanto a través de su explotación como de la obtención de financiamientos. Resulta de particular interés para estudio el análisis de las reservas de hidrocarburos reportadas por PEMEX para facilitar la aplicación de la terminología internacional para la clasificación de energía fósil.

En este estudio se mostrarán dos aproximaciones en las cuales, mediante la implementación de algoritmos matemáticos, se evaluó la transformación de las reservas de hidrocarburos del país a una base de contenido energético, así como las dificultades que se presentaron en el proceso.

El objetivo de este trabajo es revisar la metodología con que se han venido realizando estas predicciones, proponiendo una nueva aproximación, homologándolas con las recomendaciones internacionales. Obteniendo una metodología marco, útil en la regulación de las reservas petroleras, ayudando a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a la Secretaría de Energía o cualquier otro organismo interesado, con la cuantificación de las reservas tanto a las empresas Estatales (PEMEX o cualquier otra empresa Productiva del Estado), como a la industria privada. Llegando a los estándares internacionales propuestos por las Naciones Unidas.

Desde que inició la explotación del petróleo en el mundo se ha buscado cuantificar el volumen que nos queda por extraer. A lo largo de este tiempo se han realizado muchas formas para poder contabilizarlas, corroborar su veracidad, he intentar mejorar esta práctica, pudiendo homologarlas con las exigencias internacionales, tanto como el de las Naciones Unidas (CMNU-2009), como el de la Sistema Gerencial de Manejo de Recursos Petroleros (PRMS).

Capítulo I: Marco Conceptual

1.1 Esquema Regulatorio Internacional

El petróleo es la mayor fuente de energía en el mundo, un factor clave en el continuo desarrollo de los países, por esa razón existe una necesidad universal de tener definiciones y clasificaciones consistentes sobre las reservas para ser usadas por los gobiernos y la industria petrolera en general.

Existen esfuerzos internacionales para estandarizar las definiciones de los recursos petroleros desde el año 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 de Petróleo (WPC) de manera independiente, publicó definiciones de Reservas que fueron muy similares.

En 1997, las dos organizaciones publicaron 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, 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*”. Éstos 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.³

Estas definiciones y el sistema de clasificación relacionados son ahora comúnmente utilizados internacionalmente dentro de la industria petrolera. Suministran una medida de comparación y reduce 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.

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 alguna localización geográfica particular y puede ser aplicado a las reservas convencionales y recursos petroleros en todo el mundo sin importar cuál sea su régimen fiscal.

La SPE Y el WPC desarrollaron su nomenclatura para las reservas de petróleo, única y ampliamente aceptada que se aplican solo a acumulaciones descubiertas de hidrocarburos y sus depósitos asociados potenciales, son consideradas como una guía estándar y general para la clasificación de las reservas de petróleo y permite una apropiada comparación de cantidades a nivel universal.

También reconocen que se pueden usar técnicas matemáticas convenientes a medida que se requiera y que queda a criterio de cada país, fijar el criterio exacto para el término “certeza razonable” de la existencia de reservas de petróleo.

Es de resaltar que las reservas probadas de petróleo deben estar basadas en condiciones económicas actuales, incluyendo todos los factores que afectan la viabilidad de los proyectos. Las reservas probables y posibles pueden ser basadas en desarrollos anticipados y/o la extrapolación de las condiciones económicas

actuales. Pero sobre todo aceptan que las definiciones de reservas de petróleo no son estáticas y estas evolucionarán.

1.2 Esquema Regulatorio Nacional

La clasificación de reservas y recursos de hidrocarburos en México, en específico la del petróleo y el gas, debe estar de acuerdo a las normas dictadas por La Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para cuantificar las reservas presentadas por las compañías Operadoras y por los Terceros contratados para las certificaciones, la CNH adoptó la metodología establecida en el Petroleum Resources Management System.

Lo que se busca con la cuantificación de reservas es:

Obtener Elementos Técnicos e información necesaria para que la comisión consolide la información nacional de Reservas buscando maximizar el factor de recuperación y obtención del volumen máximo de petróleo crudo y gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, así como la restitución de reservas a partir de nuevas incorporaciones de campos productivos y la revisión de nuevas tecnologías existentes.

Establecer los criterios que permitan a los operadores petroleros llevar a cabo la clasificación de las reservas (1P, 2P y 3P, así como Reservas Probadas Desarrolladas (RPD), Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP), etc.)

1.2.1 Reforma Energética

En diciembre de 2013 se aprobó una Reforma Energética la cual se reformaron tres artículos de la constitución mexicana (Art. 25, 27 y 28), los cambios que se realizaron en dicha reforma vienen explicados a grandes rasgos en la **Tabla 1.1**.

Tabla 1.1 Modificaciones a la Constitución derivadas de la Reforma Energética en el año 2013.

Artículo	Reforma Constitucional
25	<p><i>El Estado :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Continuara estando a cargo de las áreas estratégicas.</i> • <i>Mantendrá la propiedad y el control de las entidades y las nuevas Empresas Productivas del Estado (EPE).</i> • <i>Proporcionará las condiciones adecuadas para incluir al sector privado en el estado de desarrollo económico nacional.</i> • <i>Estará a cargo de la planificación energética, la equidad social, la productividad y la sostenibilidad.</i>
27	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Los hidrocarburos seguirán siendo de la nación. Las actividades de exploración y extracción de petróleo se llevarán a cabo por el Estado mediante asignaciones a EPE's y contratos con consorcios de EPE's y el Sector Privado.</i> • <i>Los hidrocarburos del subsuelo pertenecen a la nación y esto debe de manifestarse explícitamente en los contratos.</i>
28	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Se Establece el Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el Desarrollo (Fideicomiso Público).</i> • <i>La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se fortalecen considerablemente convirtiéndose en Órganos Reguladores Coordinadores dotados de autonomía técnica y presupuestaría.</i>

Debido a esta reforma se crearon nuevas atribuciones a los organismos ya existentes como la CNH, SENER, CRE, SHCP pero también se crearon nuevos

organismos como la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Centro Nacional de Control del Gas Natural, entre otros.

1.2.2 La Comisión Nacional de Hidrocarburos

Corresponde a la Comisión consolidar la información nacional de Reservas que cuantifiquen los Asignatarios y Contratista, también le corresponde establecer el procedimiento mediante el cual se desarrollen, la forma y los plazos, para que los Operadores Petroleros entreguen a la CNH la información sobre la cuantificación de las Reservas para su eventual certificación.

Tras la Reforma Energética cambiaron las atribuciones de los organismos reguladores del gobierno, entre algunas de las principales actividades que le fueron asignadas a la CNH son:

- Proporciona asesoramiento técnico a la SENER
- Supervisar las licitaciones y contratos.
- Promulgar Regulación general de Exploración y Extracción.
- Evaluar los planes de exploración y desarrollo.

Nuevas atribuciones de la CNH:

- Regulador de las Empresas Productivas del Estado y del sector privado, nuevos operadores, etc.
- Actividades relacionadas con la evaluación y aprobación de los planes de exploración, evaluación y aprobación de los planes de desarrollo.
- Actividades relacionadas con las reservas.
- Actividades relacionadas con la designación de áreas para licitar.
- Creación del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Lo que se buscó con la Reforma Energética fue resolver los retos existentes en México debido a que con la premisa de que un solo operador no puede resolver eficientemente todos los retos de la industria petrolera nacional, al entrar nuevos

operadores especializados en diferentes áreas de Exploración y Producción y en conjunto al ya existente se busca que se pueda llegar a resolver la mayoría de los retos existentes, al encontrar a las empresas adecuadas con la mejor experiencia para vencer los retos a los que nos enfrentamos en este país.

Debido a esta reforma aprobada las compañías operadoras, pueden reportar los volúmenes de reservas para efectos de contabilidad financiera, siempre y cuando se establezca claramente en los contratos que todos los hidrocarburos en cualquier fase (ya sea sólida, líquida o gaseosa) son propiedad de México.

1.2.3 La Secretaría de Energía

El país sustenta gran parte de su desarrollo económico y social en el uso de los energéticos por lo tanto estos recursos ayudan al bienestar social y a la industrialización. El sector energía tiene un papel decisivo en la vida nacional, aporta importantes contribuciones a los ingresos fiscales y da empleo a más de trescientos mil trabajadores. Este sector está coordinado por la Secretaría de Energía, y en el cual la Empresa Productiva del Estado tiene una importancia especial debido a sus aportaciones a la sociedad en términos económicos. En suma el sector energético coordina y promueve el uso racional de los recursos que se le asignan promoviendo siempre la especialización de sus entidades funcionales y actividades específicas.

El órgano encargado de conducir la política energética del país, ha sufrido muchos cambios, desde la creación de la Secretaría de Relaciones Interiores y Exteriores, la cual entre sus muchas funciones tenía la atención de las ramas económicas del país, hasta lo que hoy conocemos como Secretaría de Energía la cual tiene a su cargo exclusivamente lo relacionado con la Política Energética del país. En la **Figura 1.1** mostraremos las diferentes transformaciones a la que estuvo sujeta dicha Secretaría.



Figura 1.1 Cambios de atribuciones y/o nombre de la Secretaría de Energía. Tomado del Portal oficial de la Secretaría de Energía.

1.2.4 Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

La Secretaría de Energía, por medio de la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos efectúa los ordenamientos legales que regulen o estén vinculadas a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Además, la DGEEH elabora los anteproyectos de planeación energética relacionada con la producción e incorporación de reservas de hidrocarburos, para esto tiene atribución de solicitar la información necesaria para el desarrollo de sus funciones a toda persona física, moral que realice cualquiera de las actividades referidas en la Ley de Hidrocarburos.

Otras de sus obligaciones y/o facultades está la de publicar, con base en la información que le proporciona la Comisión Nacional de Hidrocarburos, las reservas de hidrocarburos de la Nación. También elabora y propone para su aprobación, la propuesta de política de restitución de reservas de hidrocarburos⁴

1.3 Cuantificación de las Reservas de Hidrocarburos en México

En la industria petrolera se reportan periódicamente las estimaciones de los volúmenes de aceite y gas correspondientes a los yacimientos o campos de hidrocarburos, las cuales están basadas en el desempeño, evaluación y cálculos volumétricos de los bloques que componen un yacimiento. El contar con estimaciones con un cierto nivel o grado certidumbre puede llegar a ser muy complicado debido los muy variados factores que intervienen en esta pero esto no será tema de este texto sino más bien nos concentraremos en el propósito de dichas estimaciones.

Las compañías operadoras en su mayoría utilizan métodos probabilísticos y especulativos con los cuales reportan sus reservas (probadas y/o probables) intentando siempre utilizar la que a su parecer tenga mejor estimación de volumen, debido a que en base a estas les son proporcionados los recursos económicos o inversiones.

Por otro lado, los inversionistas siempre buscaran el nivel más alto de certidumbre tomando solo los volúmenes de reservas probadas, esto es debido a que los contratos petroleros generalmente están basados en estas reservas, por esta razón la determinación precisa de estas reservas se vuelve algo primordial.

Con la abertura del ramo petrolero, la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere la normalización de los informes en materia de las reservas de hidrocarburos, tratando siempre de que dichos reportes sean lo más precisos.

En la actualidad las reservas de hidrocarburos de México son publicadas por la Secretaría de Energía con base en los datos recibidos por la Comisión Nacional

de Hidrocarburos. Ahora no solo Petróleos Mexicanos (Pemex) será la encargada de la exploración y explotación de estos recursos, por lo tanto, empresas como Renaissance Oil, Total, Statoil, China Offshore entre otras, tendrán la obligación de reportar las reservas.

La Organización de Naciones Unidas en su publicación “Clasificación Marco de Las Naciones Unidas para la Energía fósil y los recursos y reservas minerales” realizó un trabajo para conjuntar cualquier tipo de energía independientemente de su origen o procedencia en una sola clasificación con base en su poder calorífico. El presente trabajo buscará colaborar con base a las disposiciones en materia de reservas publicadas por la CNH, al llevar los reportes de reservas nacionales a su equivalente en petróleo crudo equivalente, buscando con esto ayudar a la SENER a poder conjuntar los datos de las diferentes energías, para que cuando ésta lo crea necesario pueda trasladar dichos reportes y publicar las reservas con forme a la Clasificación de las Naciones Unidas.

1.4 Evaluación de Reservas de Hidrocarburos en México

En el ámbito petrolero existen muchas preguntas esenciales cuando a la cuantificación de reservas se refiere, cuál es el volumen original en hidrocarburos, cuánto de éste se ha descubierto, cuánto se ha recuperado, cuánto se espera recuperar en el futuro el valor en el mercado. Es esta información estratégica que ingenieros, empresas y dependencias de gobierno 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.

Históricamente, las compañías operadoras han utilizado la clasificación de recursos y reservas, en función de criterios técnicos y económicos que convengan. Sin embargo, estas clasificaciones no siempre resultan eficientes cuando se desea hacer una agrupación y/o evaluación externa, ya sea por un organismo certificador o regulador como la CNH. Lo ideal es que los subconjuntos de un sólo sistema de clasificación puedan ser utilizados por las agencias reguladoras, los

departamentos gubernamentales e, internamente, por las empresas operadoras y por los certificadores.

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 (Securities and Exchange Commission –SEC--); las normas que aplican desde 2010 están alineadas con los principios y directrices de evaluación de reserva contenida en el PRMS, aunque con algunas diferencias.

Capítulo II: Análisis de la Problemática

Como ya se ha comentado anteriormente, la SENER es la encargada de administrar y conducir la política energética nacional sin importar cuál sea su fuente de origen o el tipo de ésta. Por esa razón es importante llevar un registro de la “*cantidad de energía*” con la cual nuestro país cuenta de qué forma se puede comparar un tipo de energía con algún otro, qué cantidad de energéticos aporta cada una de éstas, en resumen aglomerar en un solo documento la cuantificación global de energéticos dentro de nuestro país.

Buscando un método para aglutinar y/o comparar esas energías nos encontramos con la Clasificación Marco de las Naciones Unidas, la cual plantea que la energía fósil y los recursos y reservas minerales situados sobre la superficie terrestre o debajo de ella (ya sea energía obtenida por gas, carbón, petróleo, uranio, etc.) se podrá reportar junta en base a su contenido energético logrando con esto un informe global de energías en México.

La industria nacional se remonta más de cien años, en esa época no se tenía registros de la perforación, o de producción de hidrocarburos o incluso muchos de ellos fueron destruidos por esa razón durante mucho tiempo no se tuvieron dichos datos y en caso de que se tuvieran éstos no fueron transferidos al estado Mexicano; los que si se pasaron no tenía uniformidad la forma en que eran reportadas las reservas de los diferentes campos, también no existió un control de las formas y el formato de dichos datos en el histórico de reservas, debido a esto se pude observar que éstos son muy variados y en muchos de los casos faltan datos o son inconsistentes. Además es muy complicado que se tenga registrado el Poder calorífico tomado para algún yacimiento o pozo y si se llegase a medir, este no era reportado directamente al Órgano Regulador. No obstante, esta información resulta de gran relevancia para cuantificar el contenido energético y homologar la producción a una misma base, tomándolo como referencia. Aunado a los datos faltantes de poder calorífico y siguiendo con las inconsistencias de los informes de reservas presentados tenemos faltante los datos de las cantidades de

líquidos en plantas y el gas que se tiene en superficie los cuales muchas veces son incluidos en los reportes de reservas y que en la mayoría de las veces no se tienen, por ende se tendrán que calcular.

En la industria petrolera mexicana, de acuerdo a la literatura consultada⁵⁶⁷⁸, no existe precedentes de algún método para tratar de unificar de alguna manera los datos de reservas energéticas del país en un solo informe, existe una mención dentro del texto *“Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012”* pero no se encontró ningún caso donde se haga el procedimiento para poder lograrlo, para poder hacerlo se tendría que empezar con la transformación de las reservas nacionales a su contenido energético lo cual es el propósito de este trabajo, para ayudar en un futuro cercano a llevar dichas reservas al informe propuesto por las Naciones Unidas.

Debido a que la mayoría de las clasificaciones de reservas no conglomeran los diferentes tipos de energía, el mayor de los retos no fue encontrar una forma de poder trasladar las reservas existentes de Petróleo Crudo Equivalente (PCE) a su equivalente en BTU, sino trasladar tanto la parte líquida como la porción de gas consiguiendo una clasificación consistente a las reservas certificadas nacionales debido a que la conversión estándar de PCE es muy general y subjetiva, pero sobre todo con la facilidad de que esta se pueda integrar a la clasificación marco.

Por otro lado al buscar y encontrar datos para la implementación de esta clasificación hubo algunas limitaciones para los recursos prospectivos dentro de la industria petrolera mexicana, llegando a la conclusión que esta clasificación por el momento no es viable para estos recursos debido a la falta de información que se tiene en las primeras fases de la exploración, a la incertidumbre que se tiene respecto a los yacimientos; aunque siempre existe la posibilidad de correlacionar dichos yacimientos con algún otro cercano o con alguno que contenga algunas similitudes geológicas, dichas correlaciones no serán materia de este trabajo.

Capítulo III. Solución Propuesta

Con la Propuesta de Metodología Marco Para la Cuantificación de las Reservas de Hidrocarburos en México, se busca conducir un estudio que permita cuantificar las reservas de Hidrocarburos de México sobre una base de contenido energético (BTU y PCE), se pretende que ello facilite la aplicación y armonización con la terminología internacional para la clasificación de la energía fósil. Mediante el correcto procesamiento de la información proveniente de las certificaciones anuales de las reservas de hidrocarburos del país.

Los datos de reservas Petroleras con los que se trabajó se tomaron del Sistema de Información Energética⁹, del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos¹⁰ y a las publicaciones de Pemex en materia de Reservas Petroleras⁴⁵⁶⁷, así como de publicaciones realizadas por la Secretaría de Energía, dichos datos fueron considerados del año 2010 hasta el 2014, debido a que a partir de ese año son públicos los datos de reservas a nivel campo.

Con la implementación de esta Clasificación se convirtieron las reservas en su base energética. Aunque la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009 (CMNU-2009) abarca todos los tipos de minerales y energías existentes en el país, **esta Clasificación sólo se encargará de lo relacionado con las reservas de hidrocarburos**, se necesita aclarar que los reportes de reservas hechos por la CNH están basados en el Sistema de gestión de recursos petroleros o Petroleum Resources Management System (PRMS) y si se desea transformar dichos reportes a la clasificación marco de la de las Naciones Unidas se deberá ocupar el “Documento puente entre el PRMS y la CMNU-2009”.

Para poder realizar nuestra conversión dividiremos el proceso en dos, primero se trasladará la parte líquida y después el gas, facilitando con esto el cambio de PCE a BTU y después poder hacer la suma en BTU o PCE sabiendo que eso será posible sin sesgar el volumen de reservas de nuestro país.

3.1 Documento puente entre el PRMS y la CMNU-2009

Para la implementación de la CMNU-2009 se requiere hacer referencia al documento puente asociado a las especificaciones del producto en particular. Dicho documento utilizado tendrá que ser divulgado junto con las cantidades reportadas.

La CMNU-2009 es un sistema genérico basado en principios en el que las cantidades se clasifican con arreglo a los tres criterios fundamentales de viabilidad económica y social (E) el cual designa en qué medida son favorables las condiciones sociales y económicas a la hora de establecer la viabilidad comercial del proyecto (precios del mercado y condiciones de naturaleza jurídica, normativa, ambiental y contractual), situación y viabilidad de los proyectos sobre el terreno (F) que está ubicado como segundo eje designa la madurez de los estudios y compromisos necesarios para poner en práctica planes o proyectos de explotación de los recursos mineros (desde las primeras actividades de exploración antes de confirmar la existencia de un yacimiento hasta el establecimiento de un proyecto para extraer y vender el producto, el tercer conjunto de categorías es el de conocimiento geológico (G) y nos designa el nivel de confianza en el conocimiento geológico y las posibilidades de recuperar las cantidades establecidas, mediante un sistema de codificación numérico. Las combinaciones de estos criterios dan lugar a un sistema tridimensional.

El conocimiento geológico (G) tiene un mapeo directo con el rango de incertidumbre del PRMS como se puede observar dentro de la **Tabla 3.1**.

Tabla 3.1 Mapeo entre las categorías del rango de incertidumbre del PRMS y el eje G de la CMNU-2009, modificado del documento CMNU-2009.

	Categorías del PRMS	Categorías de la CMNU-2009
Reservas (Incremental)	Probadas	G1
	Probables	G2
	Posible	G3
Reservas (Escenarios)	Probadas (1p)	G1
	Probadas más probables (2p)	G1+G2
	Probadas más probables más posibles (3p)	G1+G2+G3
Recursos contingentes	Estimación baja (1C)	G1
	Mejor Estimación (2C)	G1+G2
	Estimación alta (3C)	G1+G2+G3
Recursos Prospectivos	Estimación baja (1C)	G4.1
	Mejor Estimación (2C)	G4.1+G4.2(=G4)
	Estimación alta (3C)	G4.1+G4.2+G4.3

El mapeo directo del eje Geológico (G) permite el mapeo de las clases de madurez del PRMS a una matriz formada por el eje de viabilidad socioeconómica € y el eje de la situación y viabilidad del proyecto (F).

La **tabla 3.2** muestra el mapeo cuando las subclases opcionales no se han utilizado.

Tabla 3.2 Mapeo de subclases opcionales.

Clase del PRMS	Categoría “mínimas” de la CMNU-2009			Clase de la CMNU-2009	
Descubierto	Reservas	E1	F1	G1,G2,G3	Proyectos comerciales
	Recursos	E2	F2	G1,G2,G4	Proyectos potencialmente comerciales
	Contingentes	E3	F2	G1,G2,G5	Proyectos no comerciales
	No recuperables	E3	F4	G1,G2,G6	Adicionales en lugar
Sin descubrir	Recursos prospectivos	E3	F3	G4	proyectos de exploración
	No recuperables	E3	F4	G4	Adicionales en lugar

Tabla 3.3 Correspondencia de los ejes E-F y las subclases de madurez del PRMS con códigos numéricos

	F1.1	F1.2	F1.3	F2.1	F2.2	F2.3	F3.1	F3.2	F3.3	F4
E1.1	1	2	3	4						
E1.2	1	2	3							
E2			4	4	5					
E3.1	12	12	12	12	12	12				
E3.2			6	6	6		8	9	10	
E3.3			7	7	7	7				11

La **tabla 3.4** muestra el mapeo de la matriz de subcategorías E-F con las subclases de madurez del proyecto del PRMS, incluyendo claves numéricas y códigos de color. La mayoría de las subclases de madurez de proyectos del PRMS corresponden a más de una ubicación en la matriz E-F. También existen algunas cantidades descritas en la CMNU-2009 que no están incluidas específicamente dentro de las descripciones de recursos del PRMS aunque forman parte del total de las existencias iniciales del producto.

Tabla 3.4 Correspondencia de los ejes E-F, subclases de madurez por colores

Descubierto	Reservas	En producción	1
		Desarrollo aprobado	2
		Desarrollo justificado	3
	Recursos contingentes	Pendientes de desarrollo	4
		Desarrollo sin aclarar o detenido	5
		desarrollo detenido sin aclarar	6
		Desarrollo no viable	7
	No recuperables	11	
Sin descubrir	Recursos prospectivos	Perspectiva	8
		Pista	9
		Objetivo de prospección	10
		No recuperables	11
Casos Especiales		Definidos, pero no clasificados en el PRMS	12
		Correspondencias poco comunes	

Hay cuatro celdas en la matriz del eje E-F que se asignan directa y unívocamente a las subclases de madurez del proyecto del PRMS, estas celdas se refieren a los proyectos de exploración o recursos prospectivos en el proyecto del PRMS y cantidades adicionales existentes, las cuales no se tomaran en cuenta en esta clasificación.

En el contexto del petróleo, las cantidades adicionales existentes en la CMNU corresponden a las cantidades clasificadas como no recuperables de los recursos descubiertos y no descubiertos. El PRMS cuenta con dos clases de cantidades no recuperables asociadas a recursos no descubiertos¹¹.

3.2 Enfoque metodológico

Para la realización de este método se toman aspectos básicos en la transformación de unidades y en la ingeniería de producción. La separación de las reservas líquidas y gaseosas se realizaron para una cuantificación más eficiente de las reservas en su potencial energético, para que al final estas se pueda sumar dichas reservas ya sea en BTU o hacer la conversión general a PCE.

El proceso que se realizó se puede dividir en dos partes mismas como el número de estimaciones que se hicieron, ambas son muy similares pero los factores de conversión utilizados son los que dan mejores resultados y su mayor aceptación. A manera ejemplificativa se realizaran los pasos generales que se llevaron a cabo concluyendo con las figuras 3.1 y 3.2 en la que se muestran los diagramas de flujo de dichos métodos.

1.- Se obtienen los valores de reservas Petroleras de preferencia de los informes de la CNH, para que tengan las mismas características, integrándolos en una sola Base de Datos.

2.- Al tener los datos necesarios para hacer nuestro estudio en una sola base de datos se buscara hacer las conversiones necesarias para realizar nuestro trabajo, en esta primera estimación el factor de conversión que tenemos nos dan las

unidades térmicas británicas (BTU) por galón, por ende se convertirá los datos de nuestra base de datos a galones o en este caso a miles de millones de galones.

3.- Se deberá de tratar diferente las reservas de líquido de las de gas. Por esa razón se dividirán estas en dos partes.

4.- Teniendo las reservas en mmgalones se deberá de hacer una nueva clasificación de las reservas liquidas tomando como eje de esta la gravedad API dividiendo en 6 grandes bloques dados de la siguiente manera: $<15^\circ$, $15^\circ > x < 20^\circ$, $20^\circ > x < 25^\circ$, $25^\circ > x < 30^\circ$, $30^\circ > x < 35^\circ$, $35^\circ > x < 40^\circ$. No teniendo valores para gravedades arriba de 40° API.

5.- Ya separado los valores para las reservas de líquidos en sus diferentes grados API, se aplicara el factor de conversión que tenemos en la tabla 4.1, dándonos como resultado el valor de las reservas en mmBTU.

6.- Por otra parte las reservas que se tienen en gas se dividió en dos grandes bloques los bloques en los que el gas se condensa dándonos como resultado líquido en plantas, condensados, y el gas seco.

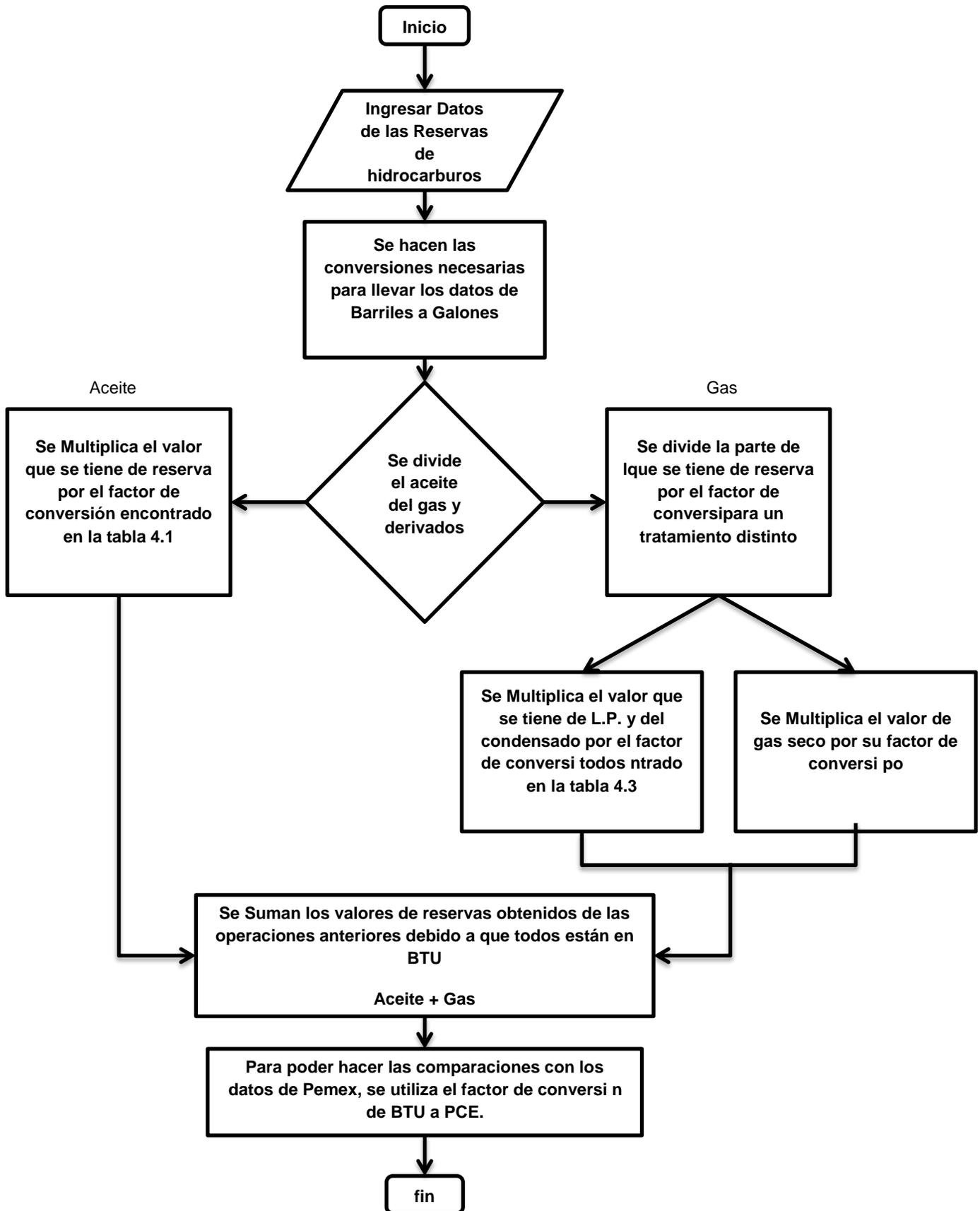
7.- Para la parte de condensados y líquidos en plantas se tomaron valores ya convertidos a galones y se multiplicaron por los valores de conversión que se tienen de la tabla 4.3, dándonos como resultado 3 valores diferentes en mmBTU que utilizaremos para poder compararlos.

8.- Para la parte de gas seco tenemos que convertirlo a BTU con el factor de conversión de dicho gas teniendo como resultado el valor de gas seco en mmBTU.

9.- al concluir con las conversiones de reservas a su equivalente en BTU tenemos todas las reservas en una misma unidad y por ende las podemos sumar dando como resultado un dato general final de reservas.

10.- Si se quiere y se requiriera se podrá convertir de nuevo este nuevo valor de reserva a PCE al aplicar el factor de conversión existente.

Figura 3.1 Diagrama de flujo primer Método



Para el Segundo método se consideró una mejor forma de conversión a su contenido energético con menores problemas y a nuestra consideración más cercano a la realidad, la metodología se relatara adelante y se podrá ver en la figura 3.2.

1.- Se obtienen los valores de reservas Petroleras de preferencia de los informes de la CNH, para que tengan las mismas características, integrándolos en una sola Base de Datos.

2.- Se deberá de tratar diferente las reservas de líquido de las de gas. Por esa razón se dividirán estas en dos partes.

3.- Para la parte liquida se deberá de hacer una nueva clasificación de las reservas liquidas tomando nuevamente como eje de está la gravedad API pero a diferencia del método anterior ahora el factor de conversión viene dado por la ecuación 4.1 la cual nos dará el contenido energético de todos nuestros campos con base a los °API que se tengan reportados.

4.- Para la parte del gas se tomó esta vez el dato que se tenía de gas completo, suponiendo que los volúmenes de líquidos en planta y de condensados sin una fracción de este y por ende no se necesitaran hacerse aparte. Para esto se deberá de multiplicar el valor que se tiene de gas por su equivalente energético, dado en la tabla 4.9 teniendo el valor de gas en BTU

5.- Teniendo los valores de líquidos y gas en BTU se podrá hacer la suma lineal de estos dándonos como resultado de nuevo un valor general de Reservas de hidrocarburos en México.

6.- Si se quiere y se requiriera se podrá convertir de nuevo este nuevo valor de reserva a PCE al aplicar el factor de conversión existente.

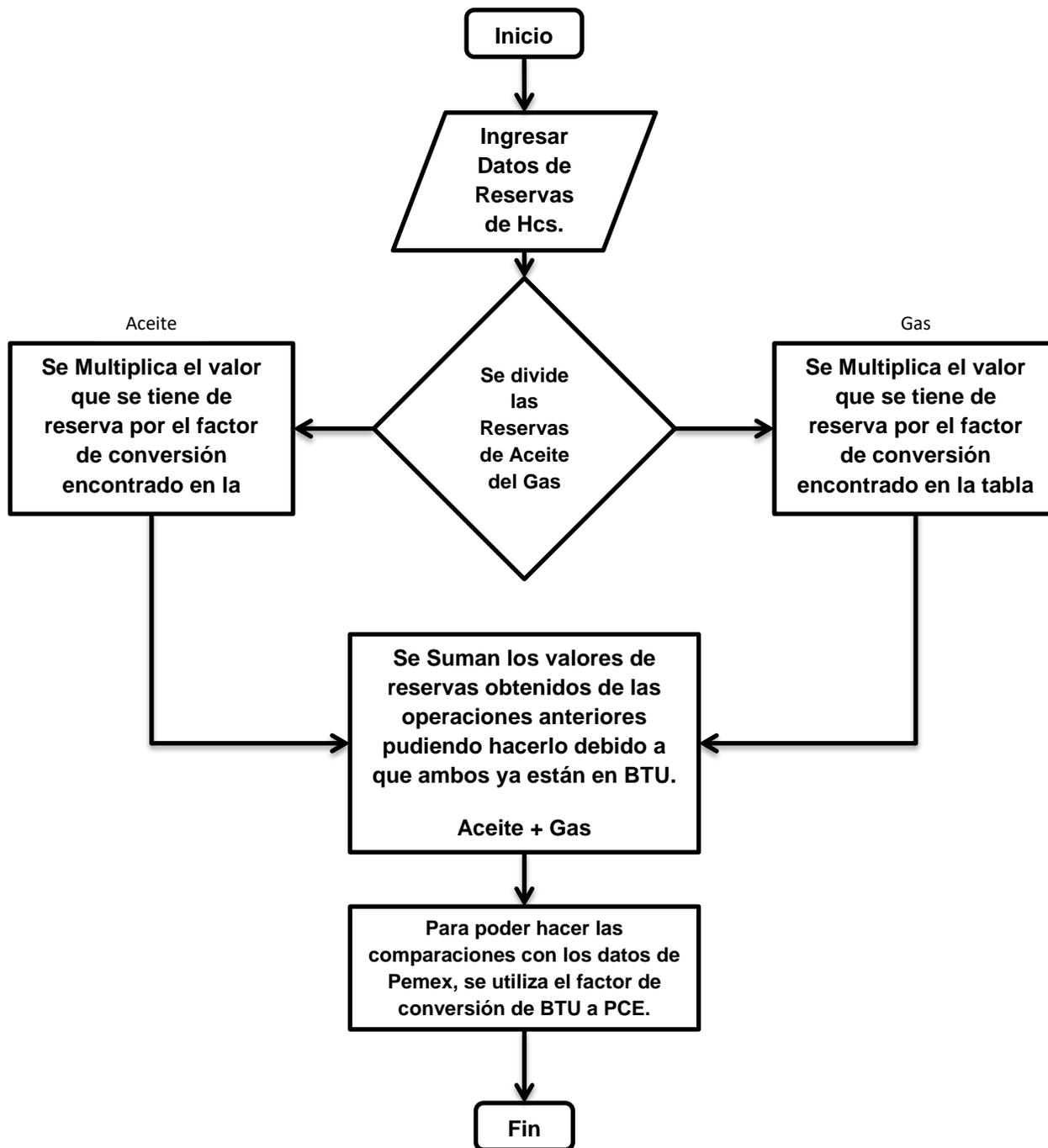


Figura 3.2 Diagrama de Flujo Segunda Estimación

3.3 Homologación de datos

Para comprender los datos con los que se trabajó necesitamos saber su procedencia; éstos eran enviados a la CNH por Pemex en los informes de reservas, revisando el procedimiento mediante el cual Pemex las obtuvo tenemos que los datos con los que se utilizaron son los de reservas remanentes y los factores necesarios para la transformación del volumen de hidrocarburos en superficie a PCE (Feem, Frc, Felt, etc. **Figura 3.3**).

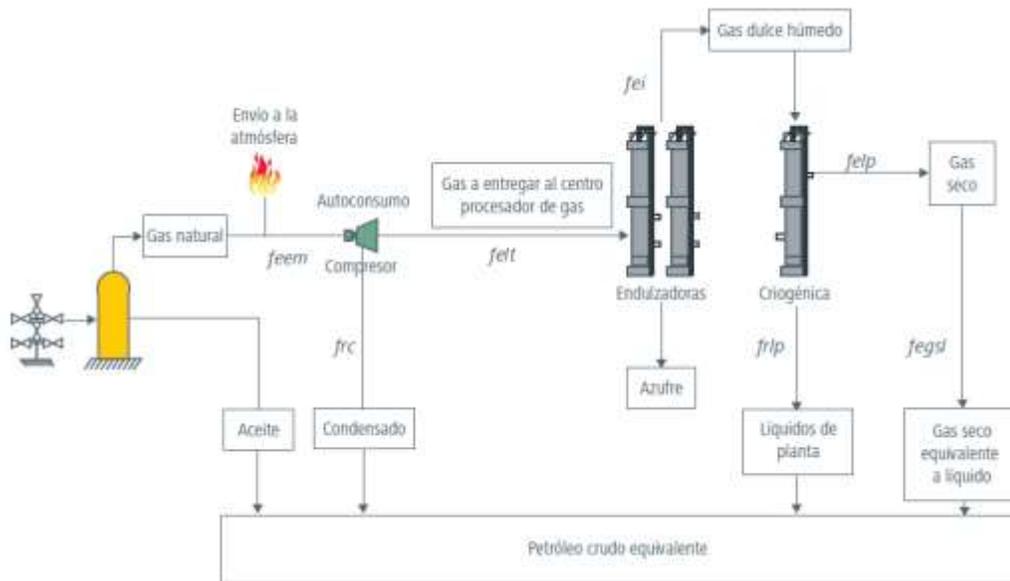


Figura 3.3 Elementos para calcular el Petróleo Crudo Equivalente.¹²

Se integraron todos los datos existentes de reservas en una sola base de datos, se homologaron haciendo congruentes las unidades y se calcularon los valores faltantes utilizando los factores de encogimiento por eficiencia en el manejo (Feem), de recuperación de condensados. (Frc), etc. La forma en que los calculamos estos factores fue la que se presenta dentro de **la tabla 3.5**.

Tabla 3.5 Métodos para la cuantificación de Reservas Remanentes utilizando Factores de encogimiento.¹³

Tipo de Reserva	Forma de Calcularse
Reserva Remanente de Condensado (RRC)	$RRC = RRGND * Felt * Feem$
Reserva Remanente de Gas a Entregar a Plantas (RRGEP)	$RRGEP = RRGND * Felt * Feem$
Reserva Remanente de Líquidos en Plantas (RRLP)	$RRLP = RRGEP * Fei * Frlp$
Reserva Remanente De Gas Seco (RRGS)	$RRGS = RRGEP * Fei * Felp$
Reserva Remanente de Gas Seco Equivalente a Líquido (RRGSEL)	$RRGSEL = RRGS * Felp * Fei * Fegsi$
La Reserva Remanente de Petróleo Crudo Equivalente [PCE] Es la suma de Las Reservas Remanentes	

Después que se calculó estos volúmenes, se comparó el petróleo crudo equivalente calculado, con el dato del mismo (PCE) reportado por Pemex.

Dentro de la homologación de los datos se hicieron algunas consideraciones descritas a continuación:

- Se tomaron los valores reportados por Pemex trancos en su quinto decimal.
- Las reservas remanentes de Aceite menores a 10,000 barriles son despreciables
- Los datos utilizados son de los últimos 4 años de producción.

Capítulo IV. Análisis e Interpretación de los Resultados

4.1 Primera estimación

Para comenzar con la estimación se convirtió el volumen de aceite a su equivalente en contenido energético, utilizando un factor de conversión que se muestra en la **Tabla 4.1**, el cual clasifica el aceite por su gravedad API y su conversión a BTU [BTU/galón]

Tabla 4.1 Relación existente entre °API de petróleo crudo con su poder calorífico en Btu por galón. ¹⁴

Grados API	BTU por galón
15	149,030
20	145,880
25	142,820
30	139,660
35	136,720
40	133,760

La tabla 4.1 nos indica que las reservas de aceite deben estar dadas en galones para ello se hacer una revisión de las unidades y si fuera el caso hacerlas consistentes, al haber hecho eso se multiplico por dicho factor teniendo como resultado el poder calorífico del volumen remanente de aceite en [mmBTU]. (**Tabla 4.2**)

Tabla 4.2 Conversión de las Reservas Remanentes de Aceite en Barriles a Galones y el volumen en Galones a su Poder calorífico en BTU. *

Activo	R.R.A [mmb]	R.R.A. factor [mmBTU]
Abkatún-Pol-Chuc	998.21	5,603,792,431.00
ATG	11,379.05	59,562,882,461.00
Bellota-Jujo	1,318.76	7,360,051,729.00
Burgos	7.07	39,737,608.45
Cantarell	4,836.52	28,991,114,306.00
Cinco Presidentes	338.69	1,713,808,570.00
Ku-Maloob-Zaap	6,308.49	39,078,295,823.00
Litoral de Tabasco	2,716.26	15,250,084,576.00
Macuspana	76.82	431,520,165.30
Muspac	240.86	1,359,078,502.00
Poza Rica-Altamira	514.73	2,921,320,902.00
Samaria-Luna	1,783.93	10,310,598,424.00
Veracruz	15.08	90,837,245.46

Para las fracción de gas natural distribuido en las diferentes reservas remanentes de líquidos en plantas y de condensado, se utilizó el factor de conversión que se encuentra en la **Tabla 4.3**.

* Utilizando el Barril y el galón "US", Reservas Remanentes de Aceite reportadas en el año 2011, Categoría 3P

Tomando como consideración principal que el gas en superficie está compuesto mayoritariamente por hidrocarburos ligeros (desde C1 a C6+), con fracciones del Propano (C3) y el Butano (C4) en muy altas concentraciones debido a esto son los más factibles a condensarse en los diferentes procesos que se llevan a cabo en superficie.

Tabla 4.3 Relación existente entre Hidrocarburos líquidos con su poder calorífico en Btu por galón. ¹⁵

Tipo de gas	Poder calorífico (líquido@60°F) BTU/gal
Propano	90,823
GLP	95,657
Butano	102,909

Teniendo los volúmenes de líquidos en planta y condensados, en barriles, se convirtieron a galones, posteriormente se multiplicaron a su vez por el factor de conversión a BTU (encontrado en la tabla 4.3). Con la finalidad de poder realizar un comparativo se realizó la conversión para los tres tipos de hidrocarburos escritos en la tabla anterior: Propano, GLP, Butano (**Tabla 4.4**).

Tabla 4.4 Conversión de Líquidos en Plantas [mmgal] a su equivalente en poder calorífico [BTU]. *

Activo	R.R.LP [mmGal]	R.R.LP GLP [mmBTU]	R.R.LP Propano [mmBTU]	R.R.LP Butano [mmBTU]
Abkatún-Pol-Chuc	4,038.54	386,314,657.50	366,792,353.20	415,602,152.30
ATG	73,686.15	7,048,596,447.00	6,692,397,578.00	7,582,968,437.00
Bellota-Jujo	7,989.78	764,278,294.70	725,655,702.80	822,220,172.40
Burgos	2,783.74	266,284,291.50	252,827,688.60	286,471,979.60
Cantarell	6,255.13	598,347,204.20	568,109,894.00	643,709,424.70
Cinco Presidentes	1,304.90	124,822,595.60	118,514,720.30	134,285,713.40
Holok-Temoa	1,843.48	176,342,242.30	167,430,835.90	189,711,195.40
Litoral de Tabasco	25,624.75	2,451,187,165.00	2,327,317,100.00	2,637,017,886.00
Macuspana	3,007.65	287,702,846.30	273,163,862.70	309,514,329.50
Muspac	4,432.93	424,040,756.20	402,611,974.00	456,188,362.30
Poza Rica-Altamira	1,368.36	130,893,588.80	124,278,917.60	140,816,964.10
Samaria-Luna	13,021.58	1,245,605,740.00	1,182,659,399.00	1,340,038,274.00
Veracruz	68.31	6,534,655.34	6,204,428.34	7,030,064.15

* Reservas Remanentes de Líquido en Plantas reportadas para el año 2011, Categoría 3P

Por otra parte para el cálculo del poder calorífico contenido en el gas seco remanente, se multiplicó el volumen de este por otro factor de conversión, el cual es especial para el gas seco, que es de 1030000 [btu/mpc], (Tabla 4.5).

Tabla 4.5 Conversión de Volumen Remanente de Gas Seco establecido en mmmpc a Poder calorífico en mmBTU. *

Activo	R.R.GS [mmmpc]	R.R.GS [mmBTU]
Abkatún-Pol-Chuc	954.69	983,328,935.50
ATG	20,620.06	21,238,664,204.00
Bellota-Jujo	1,524.97	1,570,716,464.00
Burgos	3,931.00	4,048,935,009.00
Cantarell	1,590.67	1,638,387,071.00
Cinco Presidentes	250.88	258,404,701.00
Holok-Temoa	1,953.07	2,011,661,565.00
Ku-Maloob-Zaap	1,135.36	1,169,420,341.00
Litoral de Tabasco	6,846.70	7,052,103,877.00
Macuspana	883.29	909,784,414.80
Muspac	891.60	918,351,032.50
Poza Rica-Altamira	695.47	716,331,024.60
Samaria-Luna	2,473.40	2,547,599,793.00
Veracruz	1,213.94	1,250,361,000.00

* Reservas Remanentes de Gas Seco reportadas para el año 2011, Categoría 3P

Al tener todos los volúmenes de Reservas Remanentes convertidos a Poder calorífico, se regresó a barriles para tener un nuevo valor de reservas remanentes referenciados al Poder calorífico. Para poder hacer esto primero se hizo la suma de Poder calorífico antes calculados (Aceite+ Gas Seco + Líquidos en Plantas + Condensados) con este valor total nuevamente se utiliza el factor de conversión el cual nos indica que **5800 BTU** equivalen a un barril de petróleo crudo equivalente, dando como resultado la **Tabla 4.6**.

Tabla 4.6 Poder calorífico de las Reservas Remanentes y su conversión a volumen en mmb.*

Activo	R.R.PCE [BTU]	R.R.PCE [mmb]
Abkatún-Pol-Chuc	7,050,832,432.00	1,215.66
ATG	87,850,143,112.00	15,146.58
Bellota-Jujo	9,884,584,774.00	1,704.24
Burgos	4,453,338,115.00	767.82
Cantarell	31,431,811,285.00	5,419.28
Cinco Presidentes	2,097,035,867.00	361.56
Holok-Temoa	2,258,747,963.00	389.44
Ku-Maloob-Zaap	40,992,771,441.00	7,067.72
Litoral de Tabasco	24,780,317,467.00	4,272.47
Macuspana	1,630,583,497.00	281.14
Muspac	2,733,988,530.00	471.38
Poza Rica-Altamira	3,768,545,516.00	649.75

* Reportadas para el año 2011, Categoría 3P, Considerando líquidos en superficie como GLP

Tabla 4.6 Poder calorífico de las Reservas Remanentes y su conversión a volumen en mmb (Continuación).*

Activo	R.R.PCE [BTU]	R.R.PCE [mmb]
Samaria-Luna	14,278,266,580.00	2,461.77
Veracruz	1,350,099,109.00	232.78

Haciendo el comparativo de los volúmenes de Reservas Remanentes de Petróleo Crudo Equivalente, tomando en cuenta que los líquidos en superficie son tomados como diferentes hidrocarburos (Tabla 4.7).

Tabla 4.7 Comparativo del Petróleo Crudo Equivalente por Activo.†

Activo	R.R.PCE [mmb] Pemex	R.R.PCE [mmb] GLP	R.R.PCE [mmb] Butano	R.R.PCE [mmb] Propano
Abkatún-Pol-Chuc	1,297.19	1,215.66	1,221.72	1,211.62
ATG	17,098.17	15,146.58	15,238.71	15,085.16
Bellota-Jujo	1,849.38	1,704.24	1,716.71	1,695.93
Burgos	853.67	767.82	772.58	764.64
Cantarell	5,342.06	5,419.28	5,429.76	5,412.29
Cinco Presidentes	418.00	361.56	363.19	360.47
Holok-Temoa	437.02	389.44	392.67	387.29
Ku-Maloob-Zaap	6,712.24	7,067.72	7,077.46	7,061.23

* Reportadas para el año 2011, Categoría 3P, Considerando líquidos en superficie como GLP

† Reservas Remanentes reportadas para el año 2011, Categoría 3P

**Tabla 4.7 Comparativo del Petróleo Crudo Equivalente por Activo.
(Continuación)***

Activo	R.R.PCE [mmb] Pemex	R.R.PCE [mmb] GLP	R.R.PCE [mmb] Butano	R.R.PCE [mmb] Propano
Litoral de Tabasco	4,649.52	4,272.47	4,304.86	4,250.88
Macuspana	318.65	281.14	284.92	278.61
Muspac	525.93	471.38	477.35	467.40
Poza Rica-Altamira	681.03	649.75	651.46	648.61
Samaria-Luna	2,612.96	2,461.77	2,480.33	2,449.40
Veracruz	250.70	232.78	232.89	232.70
R.R.PCE	43,046.54	40,441.56	40,644.61	40,306.22

* Reservas Remanentes reportadas para el año 2011, Categoría 3P

4.2 Segunda Estimación

Para este caso se calculó el Poder calorífico del aceite remanente en BTU, con base en el método que aparece dentro del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS), utilizando la ecuación de la curva representativa, que relaciona la densidad °API de los aceites con su poder calorífico en BTU (figura 4.1).¹⁶

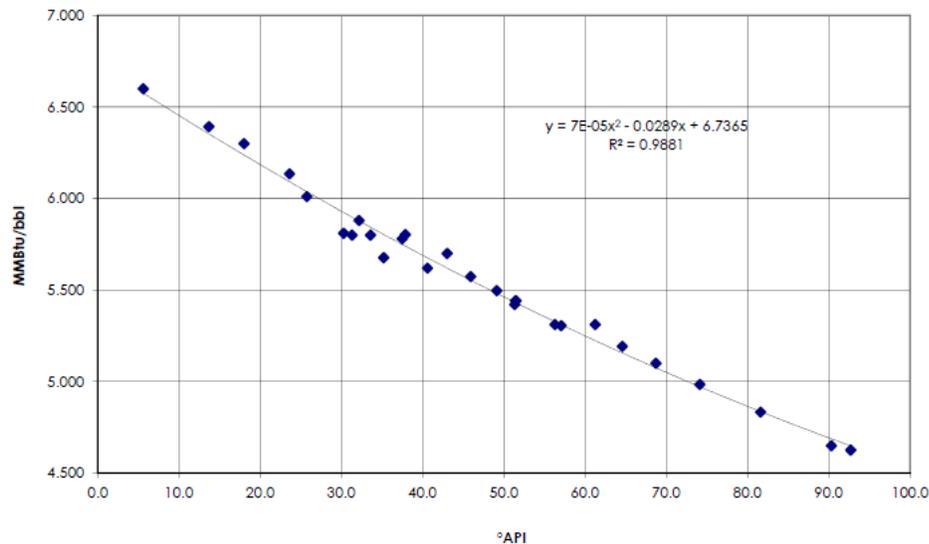


Figura 4.1 Contenido de BTU de: aceite crudo, condensado, gasolina y parafina.

Tomando la ecuación representativa, para obtener el poder calorífico de cualquier aceite en referencia de su densidad API:

Ecuación 4.1

$$y = 7E - 05X^2 - 0.0289X + 6.7365$$

Donde "X" son los grados API del aceite.

Con la ecuación 4.1 se calculó su poder calorífico para cada yacimiento con base a sus grados API ejemplificado dicho resultado en la **Tabla 4.8**

Tabla 4.8 Volumen de las Reservas Remanentes de Aceite en mmb convertido a su Poder calorífico en mmBTU.*

Activo	R. Remanente Aceite [mmb]	Poder Calorífico del Aceite Remanente [mmBTU/]
Abkatún-Pol-Chuc	998.21	5,957,155,913.00
ATG	11,379.05	67,096,227,659.00
Bellota-Jujo	1,318.76	7,587,729,005.00
Burgos	7.07	39,937,260.88
Cantarell	4,836.52	29,652,805,583.00
Cinco Presidentes	338.69	1,974,864,319.00
Ku-Maloob-Zaap	6,308.49	40,086,291,262.00
Litoral de Tabasco	2,716.26	15,783,069,333.00
Macuspana	76.82	426,358,562.90
Muspac	240.86	1,378,164,316.00
Poza Rica-Altamira	514.73	3,094,542,809.00
Samaria-Luna	1,783.93	10,546,014,460.00

Por otra parte se transformó el volumen de gas natural remanente a Poder calorífico en se tomando el gas completo, suponiendo que los volúmenes como el de los líquidos en planta o el de los condensados son una fracción de este y por ende no se necesitara hacer mayores cálculos.

Para lo anterior, se integrara al archivo que de reservas un nuevo elemento, en el cual se deberá poner el poder calorífico del gas natural [en BTU/pc]. Teniendo un

* Reportadas para el año 2011, Categoría 3P

problema implícito a estos valores; que el poder calorífico sólo se podrá tener para campos con los que se cuenten con reservas de gas significativas y que en éstos se esté produciendo, por esta razón para todos los campos que no cumplan con estas condiciones no existirán valores.

Tabla 4.9 Ejemplo Representativo de Poder calorífico.*

Activo	Poder Calorífico BTU/pc
Abkatún-Pol-Chuc	1268,627246
Bellota-Jujo	1274,220143
Burgos	1094,961596
Cantarell	1294,270884
Cinco Presidentes	1238,025244
Holok-Temoa	1037,127958
Ku-Maloob-Zaap	2279,398843
Litoral de Tabasco	1238,699303
Macuspana	1125,334404
Macuspana-Muspac	1134,106749

* Valores Reportados por Pemex para el año 2014

Tabla 4.9 Ejemplo Representativo de Poder calorífico (continuación).*

Activo	Poder Calorífico BTU/pc
Poza Rica-Altamira	1141,883018
Samaria-Luna	1191,259911
Veracruz	1066,352447

Con estos factores se calcula el equivalente de las reservas de gas a su equivalencia en Btu. Para poder realizar lo antes descrito sólo se debe multiplicar el poder calorífico referenciado a cada campo, por el volumen de gas Natural remanente. (**Tabla 4.10**)

Consideraciones

- Al no contar con el dato de Poder calorífico de todos los campos. Se debe hacer una revisión exhaustiva de los campos, buscando los datos faltantes de los campos no tienen producción o si las tienen esta es despreciable. Aun así se les deberá asignar un poder calorífico de gas natural estándar el cual está dado en (1100 btu/pc).
- Al revisar los datos se pudo observar que no se tenía datos de Poder calorífico para el campo Trión, al observar que sus reservas son muy altas no se podrá tomar como los otros campos a los cuales no se les asigno un dato de poder calorífico específico, por esa razón se deberá tomar un promedio de los campos marinos que tengan una gravedad API similar (27°API).

* Valores Reportados por Pemex para el año 2014

Tabla 4.10 Ejemplo representativo del cálculo de Poder Calorífico contenido en las Reservas Remanentes de Gas Natural.*

Activo	Promedio Poder Calorífico BTU/pc	R. Remanente GN [mmmpc]
Abkatún-Pol-Chuc	1,270.53	1,577.25
ATG	1,291.01	28,294.37
Bellota-Jujo	1,272.75	2,336.61
Burgos	1,096.14	4,125.69
Cantarell	1,294.59	2,616.76
Cinco Presidentes	1,239.44	474.97
Holok-Temoa	1,037.13	2,107.04
Ku-Maloob-Zaap	2,215.05	2,131.44
Litoral de Tabasco	1,242.11	9,563.75
Macuspana	1,125.39	1,112.99
Muspac	1,163.86	1,247.03
Poza Rica-Altamira	1,144.29	980.76
Samaria-Luna	1,190.36	3,466.17
Veracruz	1,066.82	1,231.18

* Reservas Remanentes de Gas Natural reportadas para el año 2011, Categoría 3P

Con las equivalencias en unidades térmicas británicas [BTU] de las Reservas Remanentes tanto del aceite como del gas natural, se puede realizar la conversión a volumen de crudo equivalente desde el poder calorífico de las mismas. Para esto se sumaran los poderes caloríficos (aceite + gas en BTU) y después se ocupa de nuevo el factor de conversión de 5800btu por barril de petróleo. Reportando los resultados en la **Tabla 4.11**

Tabla 4.11 Ejemplo representativo de la suma de poderes caloríficos y su siguiente conversión a mmbarriles.*

Activo	Poder Calorífico de las RRPCE [BTU]	R. Remanente PCE [mmb]
Abkatún-Pol-Chuc	8,034,467,950	1,385.25
Aceite Terciario del Golfo	103,556,000,000	17,854.50
Bellota-Jujo	10,570,145,370	1,822.44
Burgos	4,503,401,950	776.45
Cantarell	32,563,555,770	5,614.41
Cinco Presidentes	2,592,380,436	446.96
Holok-Temoa	2,189,886,520	377.57
Ku-Maloob-Zaap	42,933,366,269	7,402.30
Litoral de Tabasco	27,314,837,519	4,709.45
Macuspana	1,704,064,987	293.80
Muspac	3,000,450,899	517.32

* Reservas Remanentes reportadas para el año 2011, Categoría 3P.

Tabla 4.11 Ejemplo representativo de la suma de poderes caloríficos y su siguiente conversión a mmbarriles (Continuación).*

Activo	Poder Calorífico de las RRPCE [BTU]	R. Remanente PCE [mmb]
Poza Rica-Altamira	4,156,472,439	716.63
Samaria-Luna	14,619,596,181	2,520.62
Veracruz	1,357,114,415	233.99
Total general	259,096,000,000	44,671.70

4.3 Análisis e Interpretación de los Resultados

Al concluir con el traslado de los datos que se tenían en el libro de reservas y alinearlas con las recomendaciones que dieron las Naciones Unidas pasándolas a BTU's para una correcta integración de los diferentes tipos de energía en una sola clasificación global.

Por tal motivo nos concentraremos en dejar los datos listos para que las autoridades reguladoras tengan la posibilidad de clasificar los datos tomando en cuenta las diferentes variantes existentes, dejándole a ellos el control total de la discriminación de los datos conforme a las políticas nacionales.

Al término de los cálculos se pudo observar que el uso de los factores no es muy recomendado debido a que los factores no son representativos para aceites con una densidad intermedia (como 22,12, etc. °API), trayendo con esto un error que a nuestro parecer era bastante alto, debido a que no podemos generalizar el poder calorífico de los diferentes tipos de gas en las diferentes regiones del país. Esto se puede observar desde el cálculo del poder calorífico del líquido en plantas, al tener

* Reservas Remanentes reportadas para el año 2011, Categoría 3P.

varios factores para un solo dato implica un error como podemos ver en la **figura 4.2** la cual nos muestra los primeros tres activos con producción de líquido en planta y cómo variaba su poder calorífico.

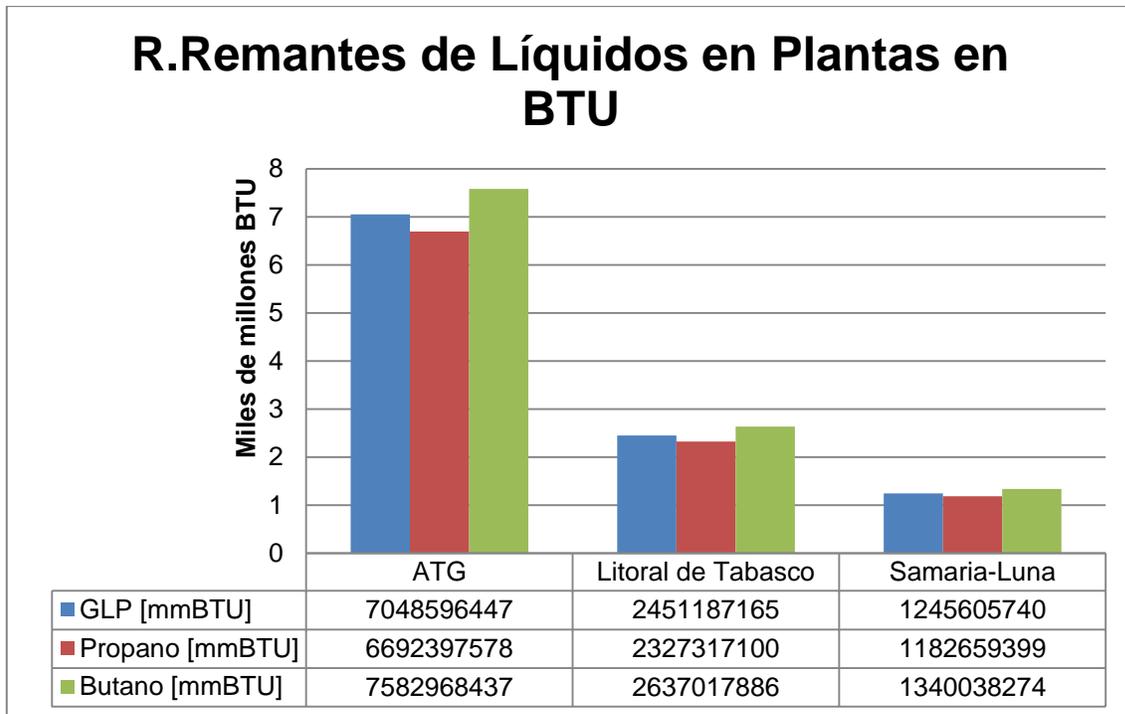


Figura 4.2 Reservas Remanentes de líquido en planta en BTU con factores (1era Estimación) Reservas

Como podemos ver en la **figura 4.2** el poder calorífico cambia considerablemente dependiendo de la conversión utilizada según el tipo de hidrocarburo, y por lo tanto esto incluirá un error que se fue acarreado hasta el final del proceso, como se puede observar en la **figura 4.3** al hacer la misma comparativa de los tres principales activos nos damos cuenta del rango de valores a los cuales estamos expuestos por la utilización de esta forma de conversión.

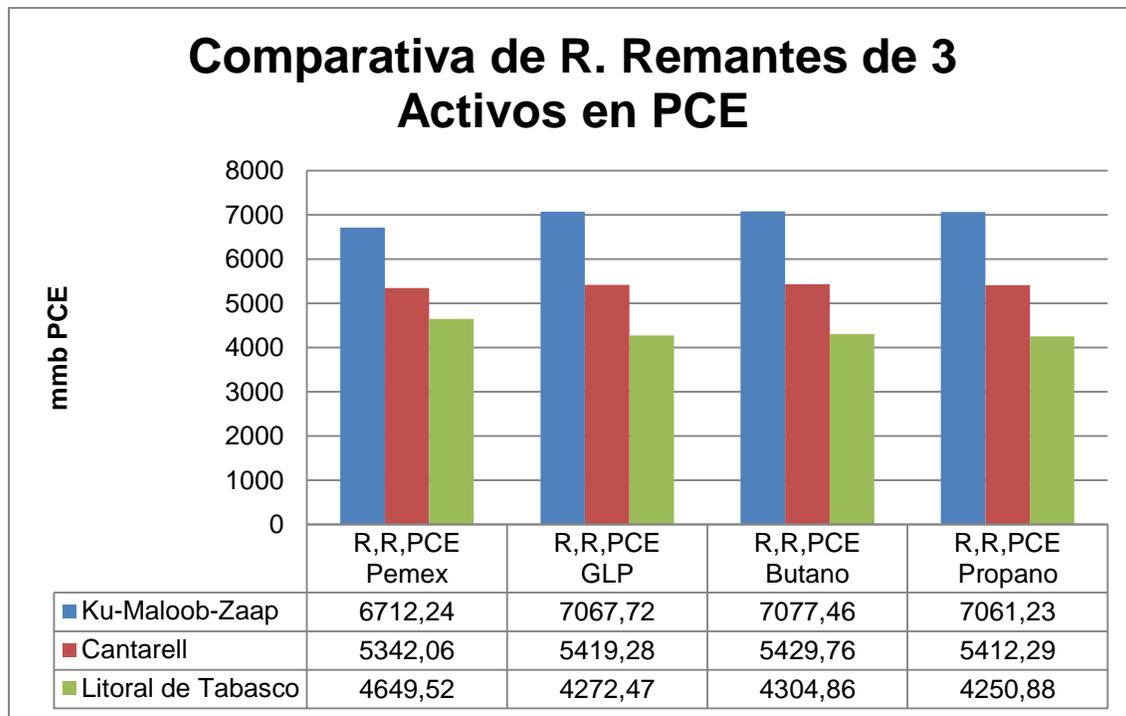


Figura 4.3 Comparativa en PCE de 3 de los principales Activos con la utilización de factores para diferentes Hidrocarburos. Reservas 3P

En cambio cuando se ocupó la segunda metodología para la estimación, los factores se comportaron de una forma menos variable, por esta razón debemos asumir como correcta esta última estimación. Entre otras cosas porque se tomó la conversión de aceite del directo del PRMS y hasta el momento que se hizo este trabajo es considerado como la base teórica de las instituciones reguladoras para reportar las reservas de hidrocarburos en México, además que en la parte del gas no se debe escoger entre varias conversiones, sino que se tiene la conversión exacta para cada yacimiento logrando con esto un resultado más preciso.

Con base en la información presentada por Petroleros Mexicanos, y la información obtenida en este trabajo, se pudo realizar el análisis de los valores de reservas de petróleo crudo equivalente para cada una de las regiones de Pemex Exploración y Producción, además se pudo realizar algunas comparativas de los datos con los que ya se contaban con los calculados por nosotros.

Por ejemplo en la **Tabla 4.12** podemos observar cómo se comportan las reservas dependiendo el tipo de aceite, tanto en los reportes de Pemex, como en nuestra metodología.

Tabla 4.12 Comparativa obtenida entre Pemex y Nuestra Estimación de Reservas según el tipo de aceite.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Aceite Extra Pesado											
Calculado [%]	0.08	0.35	1.25	1.08	1.11	0.85	1.34	2.02	3.30	3.36	3.59
Pemex [%]	0.07	0.30	1.08	0.93	0.95	0.73	1.15	1.74	2.83	2.86	3.09
Aceite Pesado											
Calculado [%]	35.24	34.33	37.85	36.46	36.08	35.55	34.00	32.37	32.21	30.72	31.84
Pemex [%]	34.39	33.73	37.08	35.96	35.20	34.54	33.01	31.27	31.11	29.50	30.58
Aceite Medio											
Calculado [%]	22.68	22.18	20.22	19.94	19.54	19.62	18.41	18.12	21.28	22.11	20.94
Pemex [%]	22.78	22.14	20.57	20.18	19.49	19.83	18.64	18.34	21.29	22.31	21.13
Aceite ligero											
Calculado [%]	27.18	27.44	26.53	27.24	28.25	28.16	27.89	27.59	24.57	24.51	23.42
Pemex [%]	27.10	27.45	26.43	26.83	28.43	28.26	27.94	27.69	24.73	24.79	23.82
Aceite Súper Ligero											
Calculado [%]	14.83	15.70	14.15	15.27	15.02	15.83	18.36	19.90	18.64	19.29	20.21
Pemex [%]	15.66	16.39	14.83	16.10	15.93	16.64	19.26	20.97	20.04	20.53	21.39

Siguiendo por el mismo lado de las comparativa podemos observas en la **figura 4.4** cómo es que se comportan las reservas nacionales y cómo es que nuestra principal fuente de hidrocarburos es el aceite pesado, con más del 30% de las reservas 3P para el año 2014

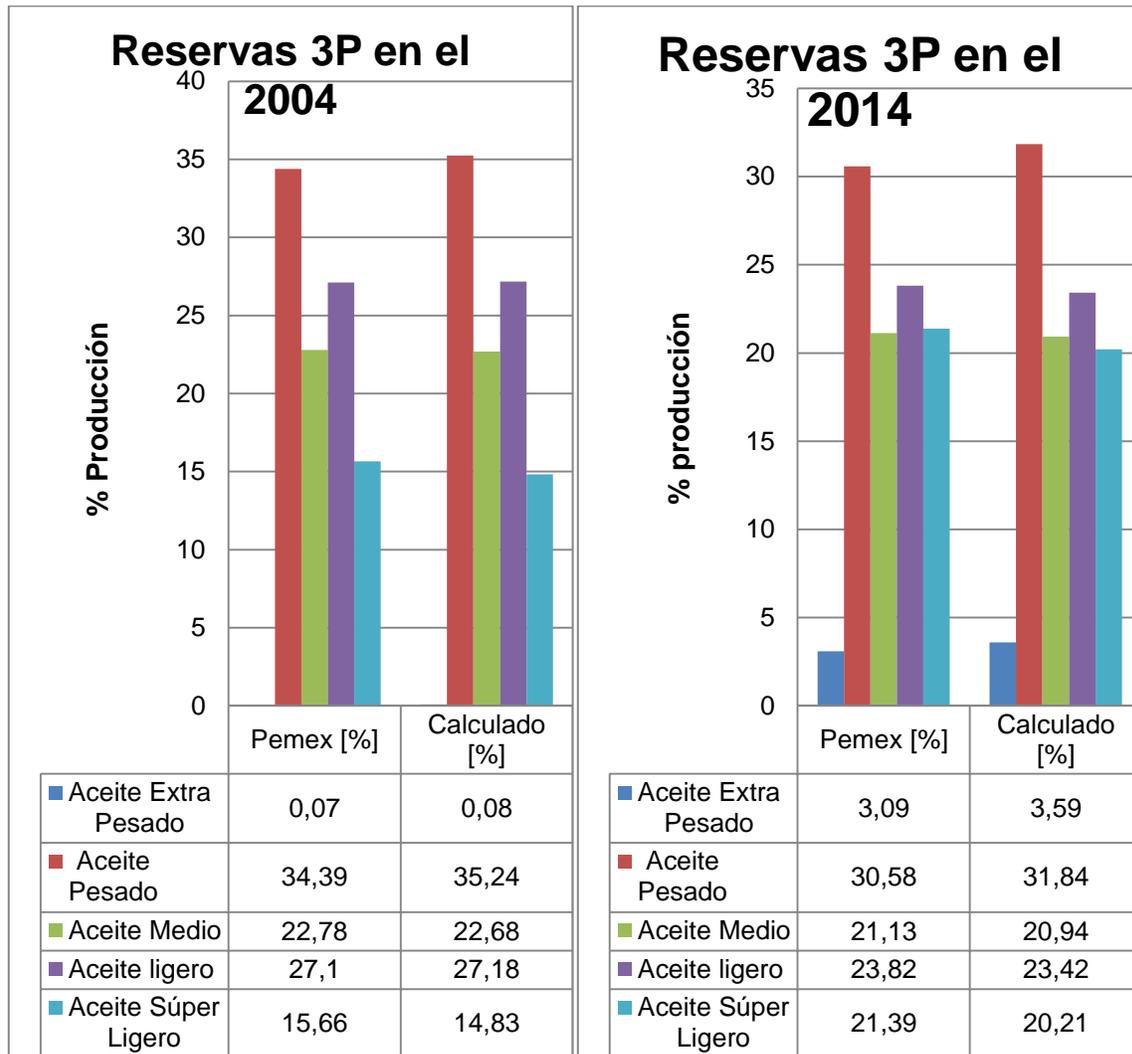


Figura 4.4 Comparativa de las Reservas 3P para los años 2004 y 2014 respectivamente

En Las Siguietes Gráficas realizaremos una comparativa general de cómo se comporta nuestra Propuesta para la cuantificación de hidrocarburos. En comparación con los datos de reservas entregados por Pemex

La estimación de reservas totales 3P que presenta Pemex al 1 de enero 2014, son de 42158.39 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De ese volumen, 13438.48 millones de barriles equivalen a reservas probadas, 11377.18 millones de barriles, a probables, y 17342.73 millones de barriles, a reservas posibles (Integración de las reservas por región (en PCE).

La **tabla 4.13** muestra los valores de reservas por región para cada una de las categorías totales e incrementales. La cual nos ayuda a darnos cuenta en qué región petrolera del país están ubicadas las reservas probadas y en cuál de estas existen más áreas de oportunidad de producción a largo plazo.

Tabla 4.13 Integración de reservas por región (mmbpce) al 1 de enero de 2014. ¹⁷

Región	Probada	Probable	Posible	1P	2P	3P
Marina Noreste	6,049.87	2,865.91	3,295.65	6,049.87	8,915.77	12,211.42
Marina Suroeste	2,168.75	1,865.22	2,657.87	2,168.75	4,033.98	6,691.84
Norte	1,580.88	5,793.18	10,405.07	1,580.88	7,374.06	17,779.13
Sur	3,638.98	852.87	984.15	3,638.98	4,491.85	5,476.00
Total	13,438.48	11,377.18	17,342.74	13,438.48	24,815.66	42,158.39

Para una mejor visualización de lo antes mencionada se presenta la **figura 4.5** en la cual podemos darnos cuenta en las reservas 1P la Región marina es la que cuenta con mayor potencial, mientras que en las 3P la región Norte cuenta con los mayores retos.

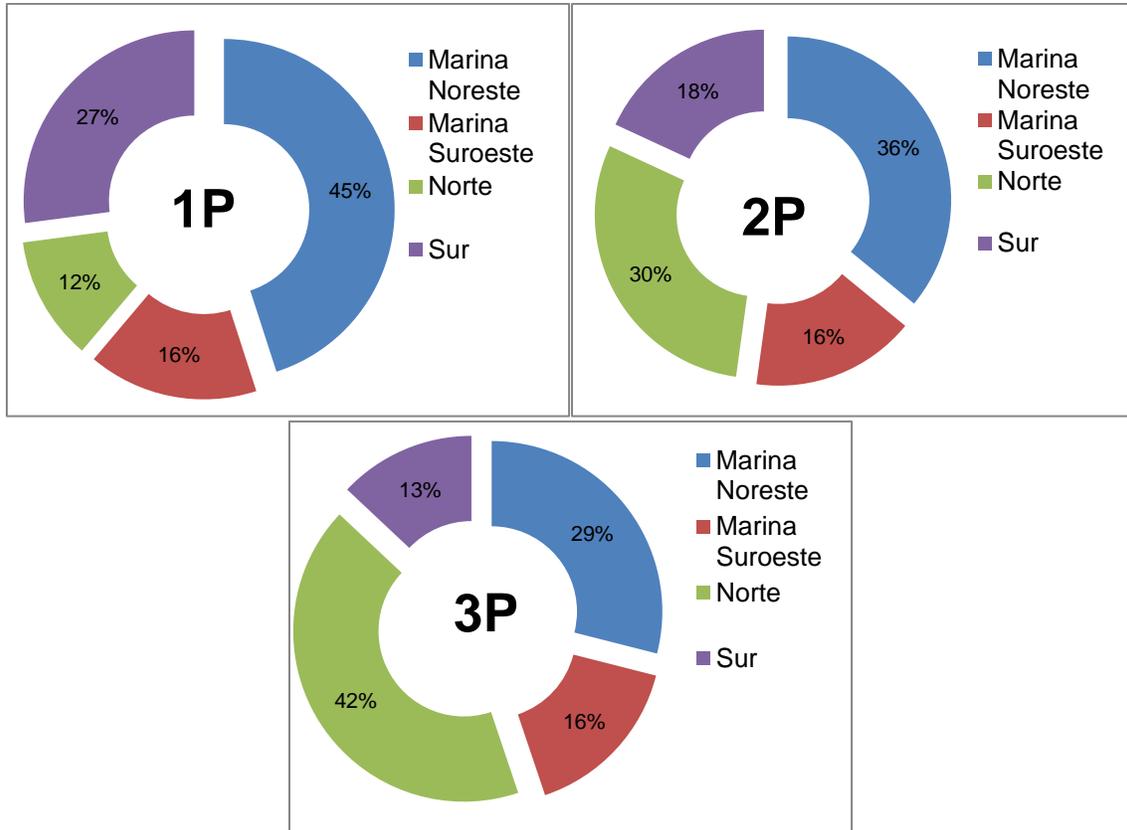


Figura 4.5 Gráfica segregada por tipo de Reservas Vs Región petrolera Reportada por Pemex

Pero Gracias a este estudio nos pudimos adentrar un poco más a las Reservas Nacionales, pudiendo clasificar las reservas por activo de producción, teniendo un mejor panorama de cuáles son los activos más productivos y cuáles son los de mayores retos, en la Tabla 20 aglomeramos las reservas según los activos (dentro de nuestra Clasificación), Integrando las reservas por Activo para el año 2014 en PCE. Con lo cual al igual que en el apartado anterior podemos observar que las mayores reservas están en el Activo Ku-Maloob-Zaap, mientras que en las que se tiene mayor área de oportunidad tanto en reservas 2P como 3P es en el Activo Terciario del Golfo, mejor conocido como Chicontepec.

Tabla 4.14 Integración de reservas por Activo 2014 (pce)

Activo	Probada	Probable	Posible	1P	2P	3P
Abkatún-Pol-Chuc	806,72	539,69	306,84	806,72	1346,41	1653,26
Aceite Terciario del Golfo	833,73	5502,56	9070,93	833,73	6336,29	15407,22
Bellota-Jujo	1246,84	410,82	77,69	1246,84	1657,66	1735,35
Burgos	322,33	175,87	244,18	322,33	498,20	742,37
Cantarell	2304,41	1603,76	1645,99	2304,41	3908,18	5554,17
Cinco Presidentes	273,90	66,04	127,69	273,90	339,94	467,63
Ku-Maloob-Zaap	4168,33	1480,69	1985,23	4168,33	5649,02	7634,26
Litoral de Tabasco	1459,85	1361,76	2395,60	1459,85	2821,61	5217,21
Macuspana-Muspac	446,96	129,15	154,45	446,96	576,11	730,56
Poza Rica-Altamira	293,03	135,75	1124,03	293,03	428,78	1552,81
Samaria-Luna	1657,47	282,38	329,98	1657,47	1939,86	2269,84
Veracruz	144,13	51,62	62,62	144,13	195,75	258,38
Total	13957,71	11740,09	17525,24	13957,71	25697,81	43223,05

En las siguientes ilustraciones (**figuras 4.6 - 4.11**) veremos cómo se comportan las reservas tanto 1P 2P y 3P por activo tanto en los informes que se tienen como con el procedimiento propuesto. Estas gráficas nos enseñaran visualmente los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos dependiendo el tipo de reserva.

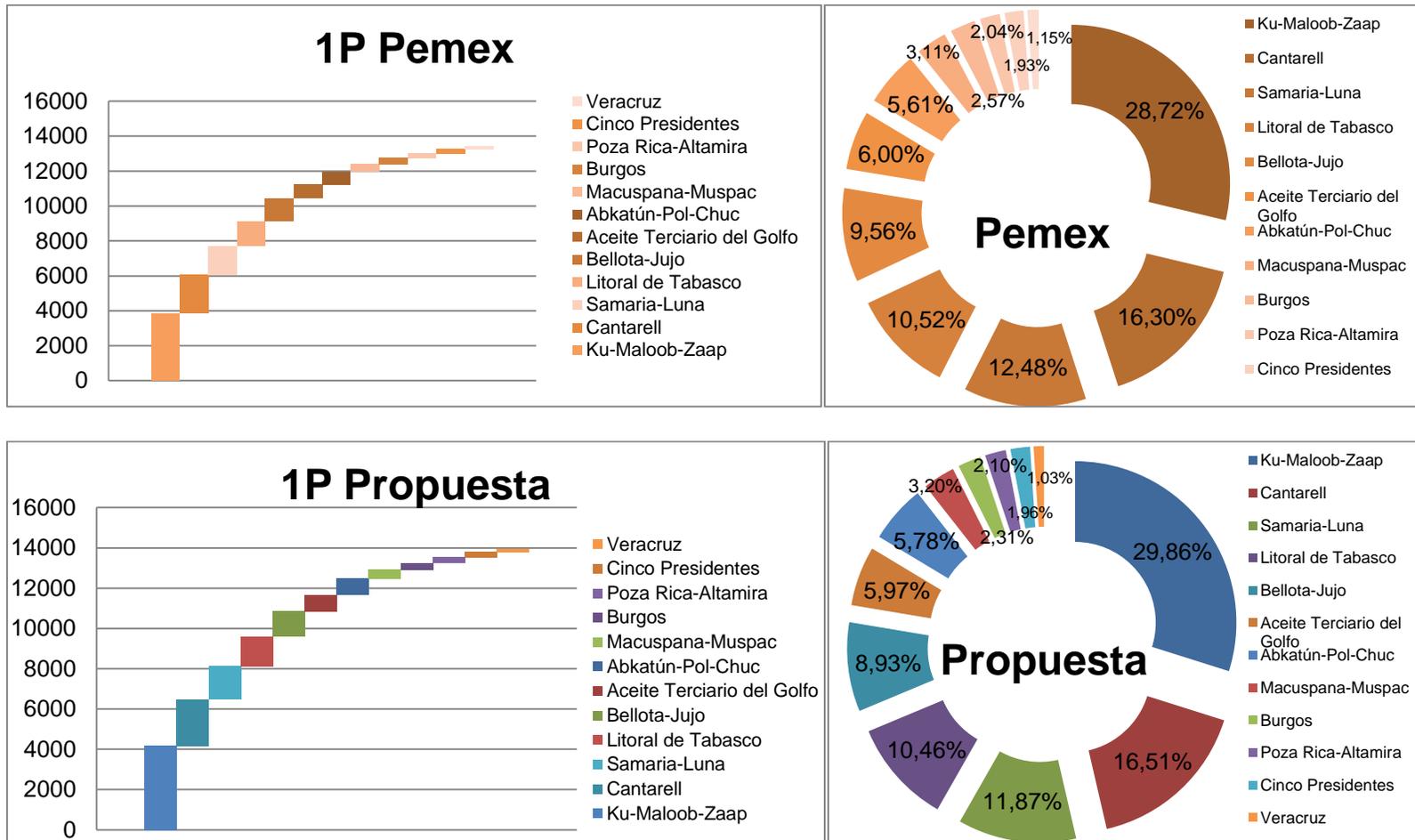


Figura 4.6 Comparativa gráfica de los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos en las reservas 1P, Pemex vs Propuesta.

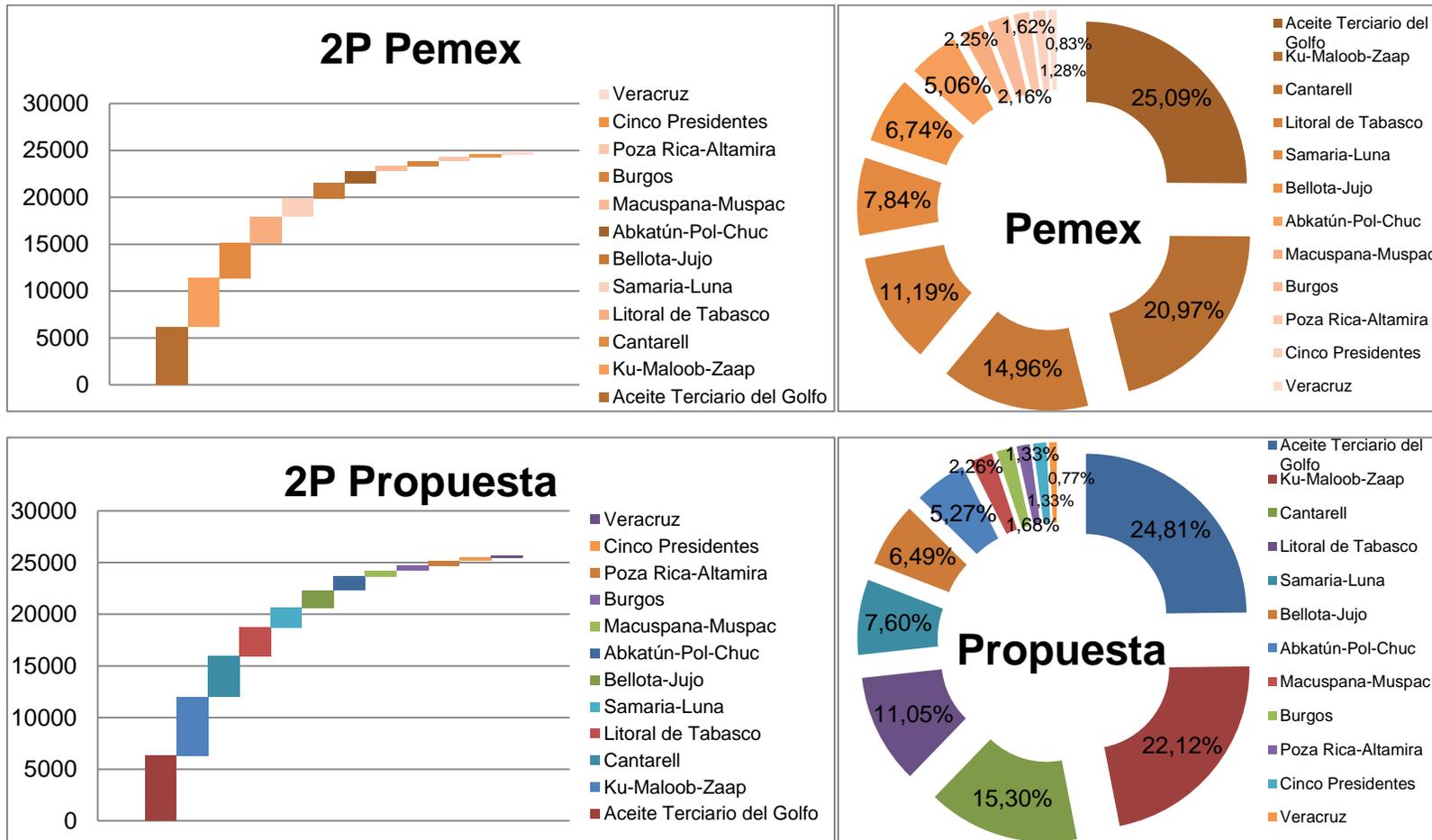


Figura 4.7 Comparativa gráfica de los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos en las reservas 2P, Pemex vs Propuesta.

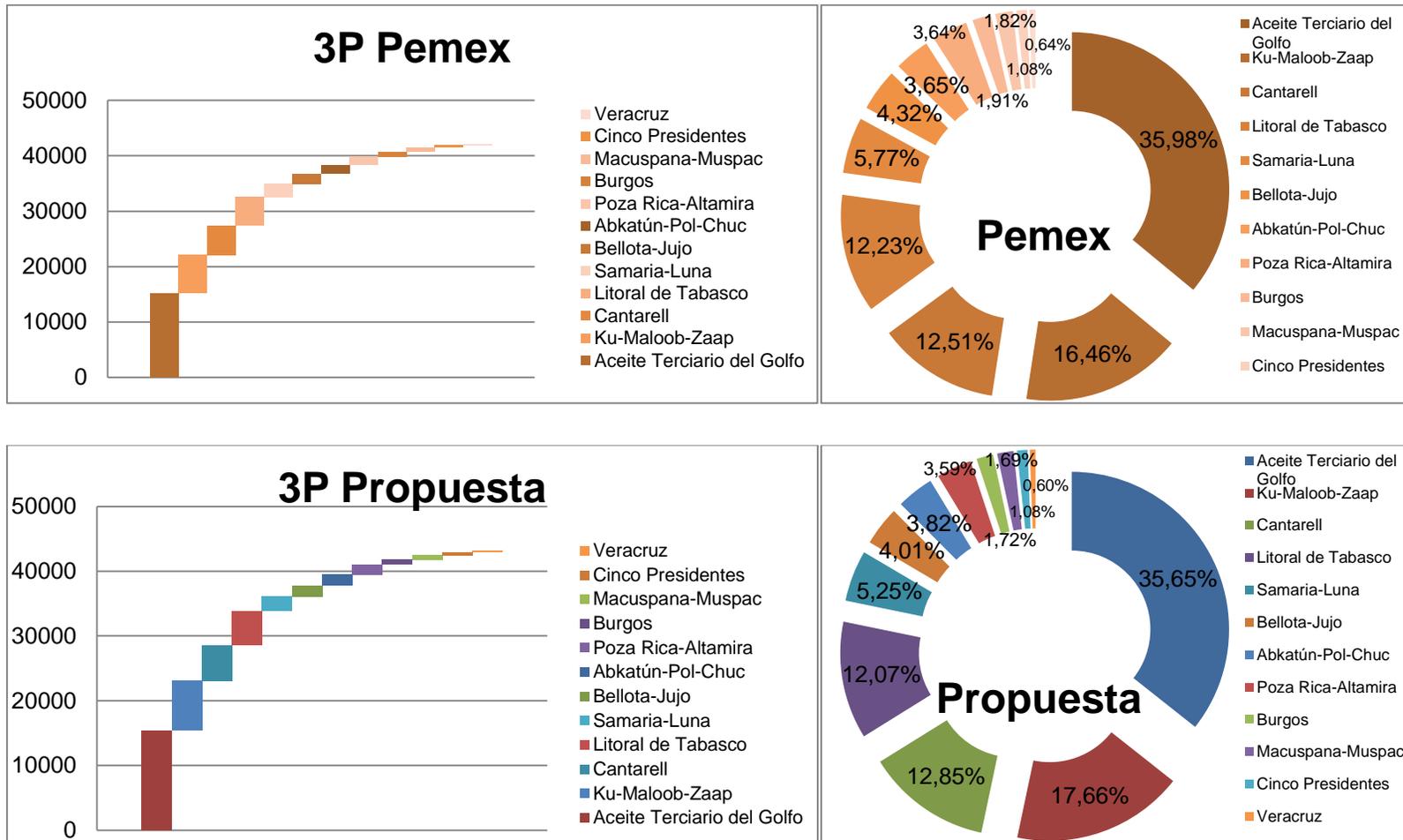
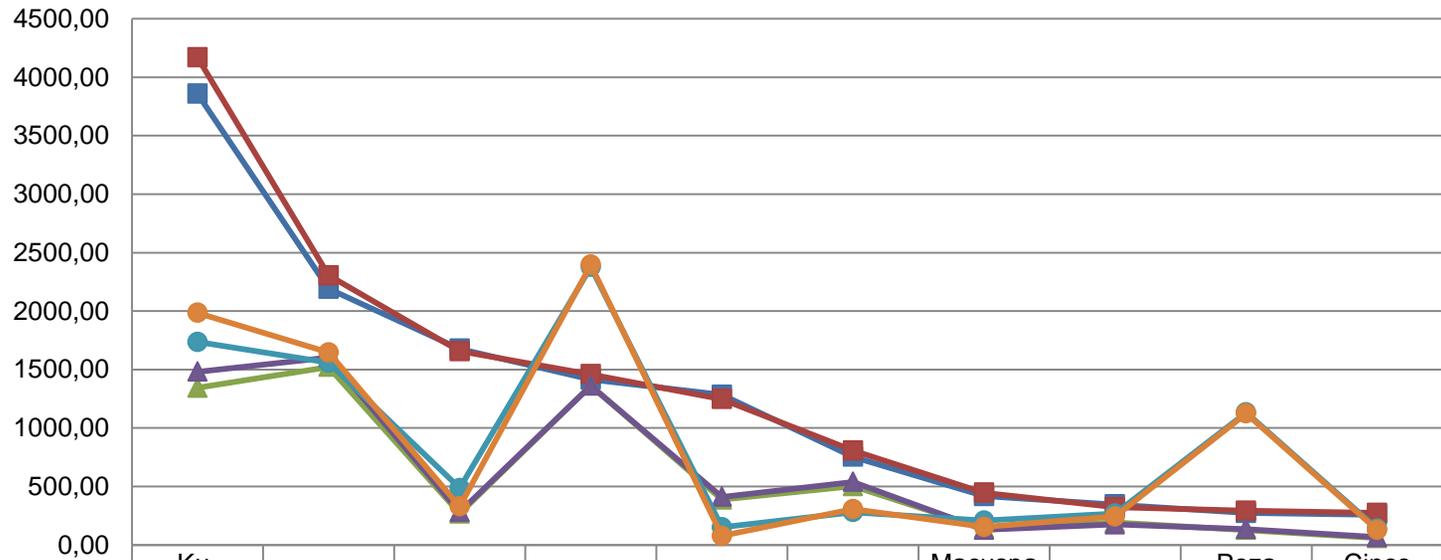


Figura 4.8 Comparativa gráfica de los activos que aportan mayor volumen de hidrocarburos en las reservas 3P, Pemex vs Propuesta.

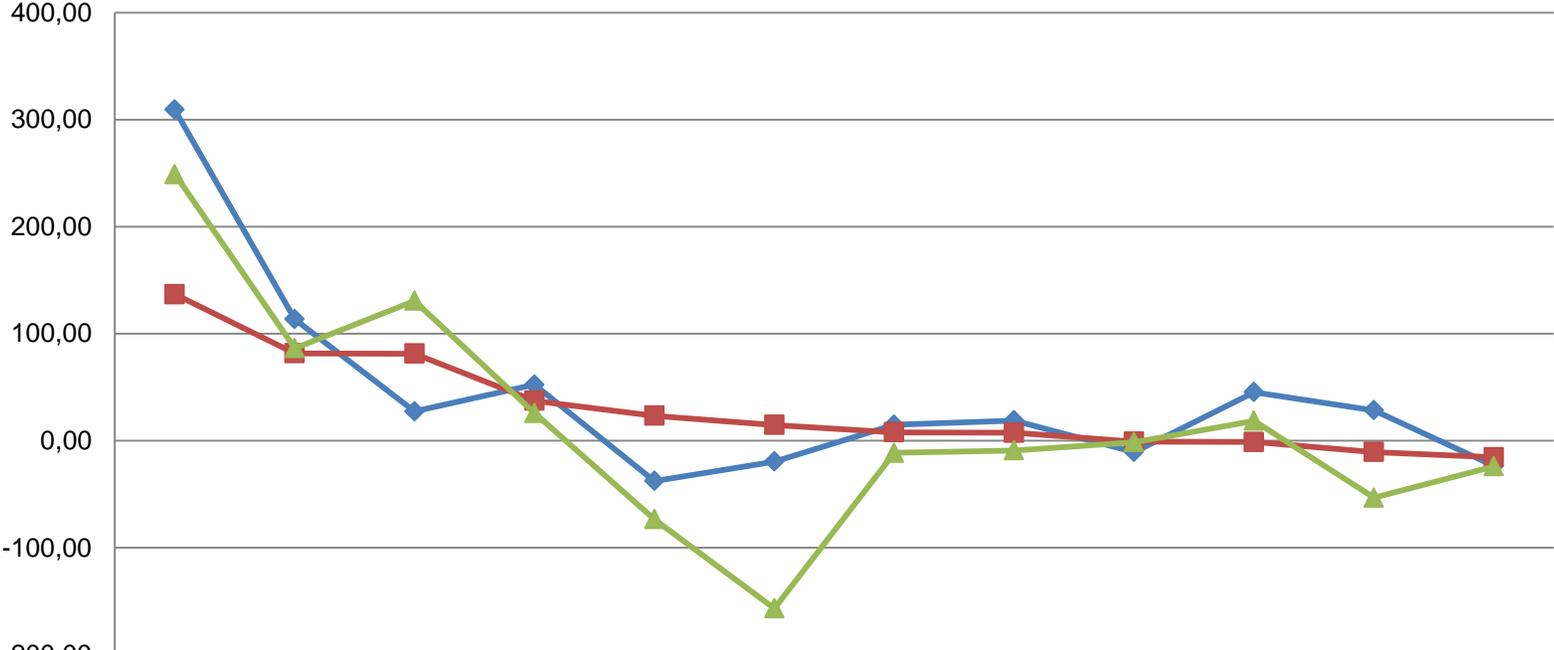
Pemex vs Propuesta



	Ku-Maloob-Zaap	Cantarell	Samaria-Luna	Litoral de Tabasco	Bellota-Jujo	Abkatún-Pol-Chuc	Macuspana-Muspac	Burgos	Poza Rica-Altamira	Cinco Presidentes
—■— PEMEX Probada	3858,94	2190,92	1676,93	1414,38	1284,45	754,37	418,54	345,77	274,12	259,06
—■— Propuesta Probada	4168,33	2304,41	1657,47	1459,85	1246,84	806,72	446,96	322,33	293,03	273,90
—▲— PEMEX Probable	1343,84	1522,07	267,64	1362,98	387,43	502,24	139,64	191,28	128,24	58,16
—▲— Propuesta Probable	1480,69	1603,76	282,38	1361,76	410,82	539,69	129,15	175,87	135,75	66,04
—●— PEMEX Posible	1736,19	1559,46	486,66	2376,99	150,94	280,88	207,63	268,05	1133,10	138,92
—●— Propuesta Posible	1985,23	1645,99	329,98	2395,60	77,69	306,84	154,45	244,18	1124,03	127,69

Figura 4.12 comportamiento de las reservas reportadas por Pemex y por la Metodología Propuesta

Diferencia entre Propuesta y PEMEX



	Ku-Maloob-Zaap	Cantarell	Aceite Terciario del Golfo	Abkatún-Pol-Chuc	Bellota-Jujo	Samaria-Luna	Cinco Presidentes	Poza Rica-Altamira	Veracruz	Litoral de Tabasco	Macuspana-Muspac	Burgos
◆ Probada	309,39	113,49	27,42	52,35	-37,61	-19,46	14,84	18,91	-10,56	45,47	28,42	-23,44
■ Probable	136,85	81,69	81,39	37,45	23,38	14,75	7,88	7,51	-0,87	-1,22	-10,49	-15,42
▲ Posible	249,05	86,54	130,89	25,96	-73,25	-156,67	-11,23	-9,07	-1,26	18,61	-53,18	-23,87

Figura 4.13 comportamiento de la diferencial de las reservas reportadas por Pemex y la Metodología Propuesta.

Capítulo V. Aportaciones del trabajo

Al término de este trabajo tenemos la **tabla 5.1** en la cual podemos observar el comportamiento de los dos métodos de medición aplicados en este trabajo.

Tabla 5.1 Comparativo de los dos métodos aplicados en este trabajo

Activo	1er caso (BTU)	2do caso (BTU)
ATG	87850143112	1,03556E+11
Cantarell	31431811285	32563555770
Ku-Maloob-Zaap	40992771441	42933366269
Litoral de Tabasco	24780317467	27314837519
Samaria-Luna	14278266580	14619596181

Basándonos en la tabla anterior se ofrece una ayuda visual del comparativo anterior aumentándole los valores que nos reporta Pemex para dichos campos (**figura 5.1**), en la cual podemos observar como con el segundo método se obtiene un mayor contenido energético, lo cual es normal debido a que a nuestro parecer este sufre menos errores por la utilización de una ecuación y no de factores fijos por esa razón es más apegado a la realidad.

Por último se presentara la **Tabla 5.2** donde se muestra la variación porcentual que existe en entre nuestra metodología y la presentada por Pemex en valor absoluto.

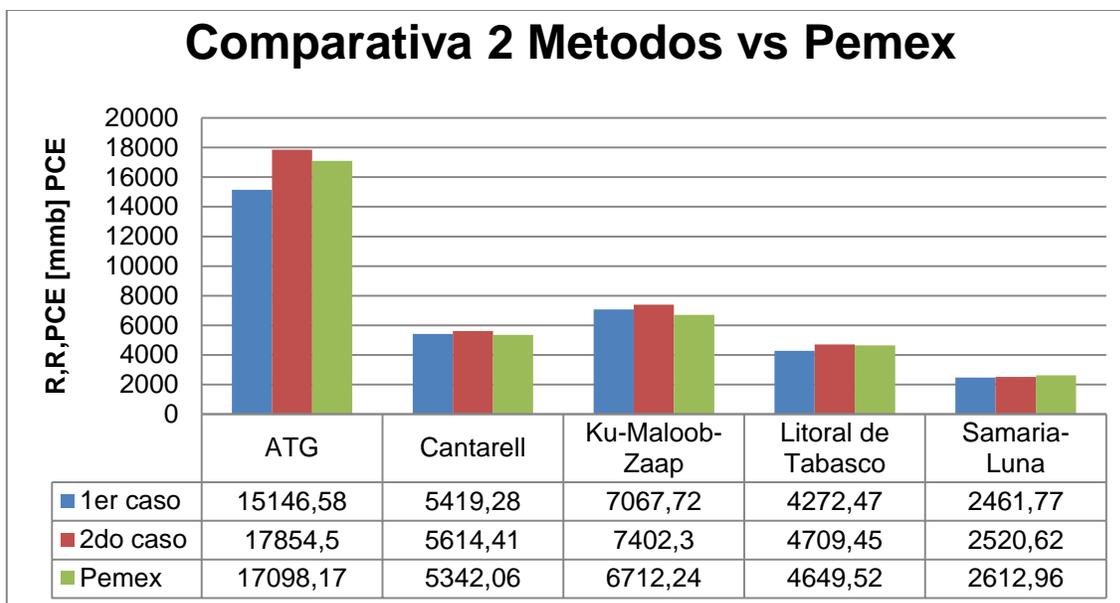


Figura 5.1 Comparativo de los dos métodos aplicados en este trabajo.

Tabla 5.2 Diferencia porcentual entre nuestra Metodología y los valores Reportados por Pemex

Activo	1P	2P	3P
Abkatún-Pol-Chuc Aceite Terciario del Golfo	0,17%	0,18%	0,18%
Bellota-Jujo	0,63%	0,29%	0,31%
Burgos	0,26%	0,23%	0,19%
Cantarell	0,21%	0,25%	0,34%
Cinco Presidentes	0,03%	0,04%	0,00%
Ku-Maloob-Zaap	1,15%	1,02%	1,20%
Litoral de Tabasco	0,07%	0,21%	0,16%
Macuspana-Muspac	0,09%	0,01%	0,13%
Poza Rica-Altamira	0,06%	0,05%	0,05%
Samaria-Luna	0,60%	0,29%	0,52%
Veracruz	0,12%	0,07%	0,05%
Promedio	0,28%	0,26%	0,29%

Al concluir con este trabajo es evidente que existen muchos retos para llevar las reservas a lo recomendado por las Naciones Unidas, pero se puede rescatar que gracias a lo realizado en este trabajo se pueden llevar las reservas a su contenido energético de una manera más confiable y más apegada a la realidad, sin dejar de resaltar que este método no solo es útil para los campos (y en su momento yacimientos) mexicanos sino a todas las partes del mundo que cuenten con hidrocarburos.

La Metodología da un muy buen acercamiento para la medición de los hidrocarburos en una base de contenido energético, abonando a la obtención de un valor nacional único de energía proporcional. Pudiendo a la larga obtener algún crédito mayor dependiendo de este valor.

Conclusiones

Gracias al Servicio Social y las Practicas Profesionales realizadas dentro de la Secretaría de Energía fue posible realizar una adaptación de esta Metodología a la realidad de nuestro país, ayudando a conectar algunos temas vistos en materias de la carrera de ingeniería Petrolera en algo práctico de la industria, logrando amalgamar las diferentes bases de datos públicas a las que tenía acceso, y las diferentes formas que se tendían a la mano para la medición de Reservas Petroleras.

A lo largo de este trabajo pudimos darnos cuenta que seguimos teniendo muchas deficiencias en la toma, medición y reporte de los datos operativos en nuestros campos petroleros y que no existen suficientes datos para realizar un estudio más profundo de esta metodología.

Esta Metodología no se puede llevar a cabo para recursos contingentes, ya que no se tienen los datos necesarios para transformar las reservas a su contenido energético.

Al concluir este estudio pudimos darnos cuenta que sí es posible cuantificar las reservas de Hidrocarburos de México en una base de contenido energético, lo cual facilitara la aplicación de la terminología internacional, no sin recalcar que aun con lo exitoso que pueda llegar a ser este trabajo aún falta mucho trabajo para poder llegar a los lineamientos dictados por las Naciones Unidas, sobre todo en la parte de clasificar las reservas en materia geológica y social. Pero en lo concerniente al tema de Reservas de Hidrocarburos se puede decir que ya se tiene un precedente en este tema.

Recomendaciones

Los dos métodos descritos en este trabajo se pueden transformar las reservas a PCE llegando a la conclusión que el segundo método de estimación es el que se apega mejor a las Normas y recomendaciones del Órgano Regulador (CNH) ya que está basado en el PRMS.

Se recomienda también actualizar los datos de Poder Calorífico de los diferentes campos, tenerlos actualizados para evitar que por lo cambiante del comportamiento de los hidrocarburos a lo largo de la explotación se acarree un error.

Para poder realizar el segregado descrito en el capítulo llamado Documento puente entre el PRMS y la CMNU-2009 al cual se quiere llevar esta Clasificación se necesita definir los criterios de viabilidad económica y comercial, y en su caso extrapolar dicho método a nivel yacimiento para llegar a tener una de certeza mayor. Por lo tanto se recomienda que cualquier persona interesada en la implementación del CMNU se base en este trabajo pero aumente los métodos y las formas para una mejor contabilización de las reservas.

Al utilizar esta metodología podemos trasladar las reservas a su contenido energético de una manera más confiable y precisa debido a la utilización de conversiones específicas a cada uno de los campos mexicanos.

Referencias

1. Adrián Fernández, Julia Martínez y Patricia Osnaya. *Avances de México en materia de cambio climático 2001-2002*. (2003). Instituto Nacional de Ecología. México
2. *Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos relacionados*. (2015). México. Obtenido de:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5403797&fecha=13/08/2015
3. *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. (2012). México. Obtenido de:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109441/An_de_Informacion_de_las_Reservas_de_Hidrocarburos_de_Mex_al_1_de_enero_de_2012.pdf
4. *Portal de Obligaciones de Transparencia*. Portaltransparencia.gob.mx. Obtenido de:
http://portaltransparencia.gob.mx/pot/estructura/showOrganigrama.do?method=showOrganigrama&_idDependencia=00018
5. *Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2010*. (2010). México DF Obtenido de:
http://www.pemex.com/informes/pdfs/reservas_hidrocarburos_2010.pdf
6. *Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2011*. (2012). México DF Obtenido de:
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%20Reservas%202011.pdf>
7. *Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2012*. (2012). México DF Obtenido de:
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%20Reservas%202012.pdf>
8. *Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2014*. (2014). México DF Obtenido de:

- http://www.pemex.com/en/investors/publications/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/140101_rh_00_vcr.pdf
9. SENER | *Sistema de Información Energética*. Sie.energia.gob.mx. Obtenido de: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
 10. Comisión Nacional de Hidrocarburos, C. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). gob.mx. obtenido de: <https://www.gob.mx/cnh/acciones-y-programas/centro-nacional-de-informacion-de-hidrocarburos-cnih>
 11. *Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009 con especificaciones para su aplicación*. (2013). (Anexo IV) Nueva York y Ginebra. Obtenido de: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009_ES39_s.pdf
 12. *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. (2012). (Anexo A5) México. Obtenido de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109441/An_de_Informacion_de_las_Reservas_de_Hidrocarburos_de_Mex_al_1_de_enero_de_2012.pdf
 13. *Resolución Cnh.E.01.001/12 Relativa A Los Reportes De Evaluación O Cuantificación De Las Reservas De Hidrocarburos Elaborados Por Petróleos Mexicanos Y Los Informe Finales De Las Certificaciones De Las Mismas Realizadas Por Terceros Independientes*. (2012). México. Obtenido de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/115273/Resolucion_CNH.E.01.001-12.pdf
 14. Sava, J. *La consistencia del combustible es imperativa*. BsyW. Obtenido de: <https://documents.mx/documents/bsw.html>
 15. *Propiedades y características del gas licuado de petróleo. Gerencia de fiscalización de Hcs. Líquidos división de planeamiento y desarrollo, Unidad de normas y procedimientos*. (2011). Obtenido de:

<https://es.slideshare.net/rgrados/propiedades-y-caractersticas-del-glp-9166571>.

16. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. (2011). Nueva York y Ginebra. Obtenido de:

http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

17. *Estatuto Orgánico De Pemex-Exploración Y Producción*. Dof.gob.mx. Obtenido de:

http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013

18. *Save Time and Improve your Marks with CiteThisForMe*, The No. 1 Citation Tool. Cite This For Me. Obtenido de:

<http://www.citethisforme.com/http://www.citethisforme.com/>

Apéndices

Apéndice A. Glosario

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad expresada en grados API

Activo: Conjunto de instalaciones que están relacionadas con la exploración y explotación de uno o varios yacimientos o campos.

BTU: (British Thermal Unit): Unidad Térmica Británica. La cantidad de calor que se requiere para incrementar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua pura bajo condiciones normales de presión y temperatura

Factores de encogimiento y equivalencia.

Con el fin de obtener el valor de reservas en petróleo crudo equivalente se deberán calcular y reportar los siguientes valores a nivel de campo:

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (*Feem*):

$$Feem = \frac{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmósfera} + \text{Autoconsumo})}{\text{Producción}}$$

Factor de recuperación de condensados (*Frc*):

$$Frc = \frac{\text{Condensado}}{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmósfera} + \text{Autoconsumo})}$$

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (*Felt*):

$$Felt = \frac{\text{Entrega a ductos o al CPG}}{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmósfera} + \text{Autoconsumo})}$$

Factor de recuperación de líquidos en planta (*Frlp*):

$$Frlp = \frac{\text{Líquidos C2+ (salida criogénica)}}{\text{Producción} - (\text{Enviado a la atmósfera} + \text{Autoconsumo})}$$

Factor de encogimiento por impurezas (*Fei*):

$$Fei = \frac{\text{Gas húmedo dulce (salida endulzadora)}}{\text{Gas Humedo amargo (carga endulzadora)}}$$

Factor de encogimiento por licuables en planta (*Felp*):

$$Felp = \frac{\text{Liquidos C2+(salida criogénica)}}{\text{Gas seco dulce (carga criogénica)}}$$

Factor de equivalencia del gas seco a líquido (*Fegsl*):

$$Fegsl = \frac{\text{Poder calorífico del gas seco (residual de plantas)}}{\text{Poder calorífico del aceite (promedio de crudos Producidos)}}$$

Estos factores nos ayudan a poder calcular algunos datos de reservas los cuales se presentaran a continuación

Métodos de cálculo de reservas originales.

Reserva original de gas natural disuelto (ROGND). Se obtiene al multiplicar el volumen original de gas (G) por el factor de recuperación de gas (Frg). Asimismo se puede calcular multiplicando la reserva original de aceite (ROAC) por la relación gas disuelto aceite inicial (Rsi),

$$ROGND = G * Frg ; ROGND = ROAC * Rsi.$$

Reserva original de condensado (ROC) Se obtiene multiplicando la reserva original de gas natural disuelto (ROGND) por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (Feem) por el factor de recuperación de condensado (Frc),

$$ROC = ROGND * Feem * Frc .$$

Reserva original de gas a entregar en planta (ROGEP). Se obtiene multiplicando la reserva original de gas natural disuelto (ROGND) por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (Feem) por el factor de encogimiento por licuables en el transporte (Felt),

$$ROGEP = ROGND * Feem * Felt.$$

Reserva original de líquidos en planta (ROLP). Se obtiene multiplicando la reserva original de gas a entregar a plantas (ROGEP) por el factor de encogimiento por impurezas (Fei) por el factor de recuperación de líquidos en planta (Frlp),

$$ROLP = ROGEP * Fei * Frlp .$$

Reserva original de gas seco (ROGS). Se obtiene con la multiplicación de la reserva original de gas entregable a plantas (ROGEP) por el factor de encogimiento por licuables en planta (Felp) por el factor de encogimiento por impurezas (Fei),

$$ROGS = ROGEP * Felp * Fei .$$

Reserva original de gas seco equivalente a líquido (ROGSEL). Se obtiene multiplicando la reserva original de gas seco por el factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido (Fegsl),

$$ROGSEL = ROGS * Fegsl .$$

Reserva original de petróleo crudo equivalente (ROPCE). Que se reportará como la suma de las reservas originales de aceite crudo, condensado, líquidos en plantas y gas seco equivalente a líquido,

$$ROPCE = ROAC + ROC + ROLP + ROGSEL.$$

Información a ser considerada en el cálculo de reservas remanentes

Las valores de reservas remanentes que deberán ser considerados en los reportes de reservas serán las siguientes de acuerdo a la información descrita

Reserva remanente de aceite (RRAC). Se obtiene restando la producción acumulada a la reserva original:

$$RRAC = ROAC - Np .$$

Reserva remanente de gas natural disuelto (RRGND). Se obtiene restando la producción acumulada de gas a la reserva original:

$$RRGND = ROGND - Gp .$$

Reserva remanente de condensado (RRC). Se obtiene multiplicando la reserva remanente de gas natural por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo y por el factor de recuperación de condensado:

$$RRC = RRGND * Feem * Frc .$$

Reserva remanente de gas a entregar a plantas (RRGEP). Se obtiene multiplicando la reserva remanente de gas natural disuelto por el factor de encogimiento por licuables en el transporte y por el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo:

$$RRGEP = RRGND * Felt * Feem .$$

Reserva remanente de líquidos en plantas (RRLP). Se obtiene del producto de la reserva remanente de gas a entregar a plantas por el factor de encogimiento por impurezas y por el factor de recuperación de líquidos en plantas:

$$RRLP = RRGEP * Fei * Frlp .$$

Reserva remanente de gas seco (RRGS). Es el producto de la reserva remanente de gas a entregar a plantas por el factor de encogimiento por licuables en plantas y por el factor de encogimiento por impurezas:

$$RRGS = RRGEP * Felp * Fei .$$

Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido (RRGSEL). Es el producto de la reserva remanente de gas seco multiplicado por el factor de equivalencia del gas seco a líquido:

$$RRGSEL = RRGS * Fegsl .$$

Reserva remanente de petróleo crudo equivalente (RRPCE). Es la suma de las reservas remanentes de aceite crudo, condensado, líquidos en plantas y de gas seco equivalente a líquido:

$$RRPCE = RRAC + RRC + RRLP + RRGSEL.$$

Gas: Compuestos orgánicos o inorgánicos en estado gaseoso de hidrocarburos que puede contener como principales impurezas cantidades variables de nitrógeno, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono y helio.

Hidrocarburos: Compuesto o mezcla de compuestos de carbono e hidrogeno en sus estados sólido, líquido o gas.

Pemex: Petróleos Mexicanos, y sus organismos subsidiarios.

PEP: Organismo Subsidiario de Pemex responsable de la Exploración y Producción.

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

Producción: es aquella cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperada a una fecha dada. Mientras que todos los recursos recuperables estimados, y la producción medida en términos de las especificaciones del producto para ventas, la producción bruta (ventas más no-ventas), también medida, es necesaria para brindar apoyo a los análisis de ingeniería.

Recursos Contingentes: Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el o los proyecto(s) aplicado(s) aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos

para los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Adicionalmente los recursos contingentes se categorizan de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, y pueden ser sub-clasificados, basados en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Recursos Prospectivos: son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una oportunidad asociada de descubrimiento y una oportunidad de desarrollo. Los recursos prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo al nivel de certeza asociado a estimaciones recuperables, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden sub-clasificarse basándose en la madurez del proyecto.

Recursos No Recuperables: es aquella porción de “petróleo descubierto” o “no descubierto” inicialmente in-situ que se estima, a una fecha dada, no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos; la porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas de la interacción en el subsuelo de fluidos y las rocas del yacimiento.

Región: Área geográfica definida así por Pemex, para efectos de administrar diversos pozos, yacimientos, campos, activos y proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, dentro del territorio nacional.

Reservas: son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar

descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y ser remanentes (a la fecha de la evaluación), basadas en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Adicionalmente, las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, y pueden ser sub-clasificadas, basadas en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos valuado a condiciones atmosféricas que con datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperados en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 90 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor que el calculado.

Reservas probadas desarrolladas. Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y, o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente. Las reservas probadas desarrolladas pueden ser clasificadas como produciendo o no produciendo.

Reservas probadas no desarrolladas. Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. En el caso de inyección de fluidos, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido

efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado.

Reservas probables: Volumen de hidrocarburos estimado a condiciones atmosféricas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos estimado a condiciones atmosféricas cuya información geológica y de ingeniería sugiere que son menos tendientes a ser comercialmente recuperables que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Reservas 1P: Son las reservas probadas.

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

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

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

Apéndice B. Nomenclatura utilizada para los Reportes de Pemex

Para cada uno de los parámetros descritos en estos Lineamientos se deberán considerar la nomenclatura de la **Tabla A.1**, donde se incluyen los conceptos, símbolos, unidades y número de decimales a utilizar:

Tabla A. 1. Nomenclatura utilizada para los reportes de PEMEX.

Concepto	Símbolo	Unidades	No. de Decimales
Área	A	Acres	4
Densidad relativa	D	Adimensional	2
Espesor	H	Pies	2
Espesor neto	hn	Pies	2
Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo	Feem	Adimensional	3
Factor de encogimiento por impurezas	Fei	Adimensional	3
Factor de encogimiento por licuables en el transporte	Felt	Adimensional	3
Factor de encogimiento por licuables en planta	Felp	Adimensional	3
Factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido	Fegsl	m ³ /MM m ³	4
Factor de recuperación del aceite	Fro	Fracción	3
Factor de recuperación de condensado	Frc	m ³ /MM m ³	3

Tabla A. 1. Nomenclatura utilizada para los reportes de PEMEX (continuación).

Concepto	Símbolo	Unidades	No. de Decimales
Factor de recuperación del gas	Frg	Fracción	3
Factor de recuperación de líquidos en planta	Frlp	m ³ /MM m ³	3
Factor de volumen inicial del aceite	Boi	m ³ a CY/m ³ a CA	3
Factor de volumen inicial del gas	Bg	m ³ a CY/m ³ a CA	3
Porosidad	F	Fracción	3
Presión de abandono	Pab	kg/cm ² abs	2
Presión de rocío	Pr	kg/cm ² abs	2
Presión de saturación	Pb	kg/cm ² abs	2
Producción acumulada de aceite	Np	m ³	2
Producción acumulada de gas	Gp	M m ³	2
Relación gas aceite	RGA	m ³ /m ³	2
Relación gas disuelto aceite inicial	Rsi	m ³ /m ³	2
Reserva remanente de aceite crudo	RRAC	m ³	4
Reserva remanente de condensado	RRC	m ³	4
Reserva remanente de gas entregar a plantas	RRGNEP	M m ³	4

Tabla A. 1. Nomenclatura utilizada para los reportes de PEMEX (continuación).

Concepto	Símbolo	Unidades	No. de Decimales
Reserva remanente de gas natural	RRGN	M m ³	4
Reserva remanente de gas seco	RRGS	M m ³	4
Reserva remanente de gas seco equivalente a líquido	RRGSEL	m ³	4
Reserva remanente de petróleo crudo equivalente	RRPCE	m ³	4
Reserva original de aceite crudo	ROAC	m ³	4
Reserva original de condensado	ROC	m ³	4
Reserva original de condensado en el separador	ROCS	m ³	2
Reserva original de líquidos en la planta	ROLP	m ³	2
Reserva original de gas a entregar a plantas	ROGEP	M m ³	2
Reserva original de gas natural	ROGN	M m ³	4
Reserva original de gas seco	ROGS	M m ³	4
Reserva original de gas seco equivalente a líquido	ROGSEL	m ³	2

Tabla A. 1. Nomenclatura utilizada para los reportes de PEMEX (continuación).

Concepto	Símbolo	Unidades	No. de Decimales
Reserva original de petróleo crudo equivalente	ROPCE	m³	2
Riqueza de condensado	Rc	m³/MM m³	2
Saturación de aceite	So	Fracción	2
Saturación de agua	Sw	Fracción	2
Saturación de gas	Sg	Fracción	2
Temperatura atmosférica	Ta	° C	2
Temperatura crítica	Tc	° K	2
Temperatura del yacimiento	Ty	° C	2
Temperatura reducida	Tr	° K	2
Volumen original de aceite @ CA	N	m³	4
Volumen original de aceite @ CY	NBoi	m³	4
Volumen original de condensado @ CA	C	m³	4
Volumen original de gas natural @ CA	G	M m³	4
Volumen original de gas natural @ CY	GBgi	m³	4

¹ Avances de México en materia de cambio climático 2001-2002,

² Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados. Diario Oficial de la Federación, Comisión Nacional de Hidrocarburos, octubre 2015

³ Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012. Comisión Nacional de Hidrocarburos, México 2012

⁴ Portal de transparencia del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales.

http://portaltransparencia.gob.mx/pot/estructura/showOrganigrama.do?method=showOrganigrama&_idDependencia=00018

⁵ Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2010. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción, México 2010.

⁶ Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2011. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción, México 2011.

Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2012. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción, México 2012.

⁷ Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2013. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción, México 2013.

⁸ Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2014. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción, México 2014.

⁹ Sistema de Información Energética, <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>

¹⁰ Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), <http://portal.cnih.cnh.gob.mx/>

¹¹ Tomado íntegro de la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la energía fósil y los recursos y reservas minerales 2009 con especificaciones para su aplicación. Serie CEPA ENERGÍA No 42, Naciones Unidas, Nueva York y Ginebra, 2013. Anexo IV

¹² Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012. Comisión Nacional de Hidrocarburos, México 2012. Anexo A5, Fuente: PEMEX

¹³ Fuente RESOLUCIÓN CNH.07.001/10

¹⁴ Fuel Oil Consistency is Imperative By Jerome P. Sava

¹⁵ Propiedades y características del gas licuado de petróleo. Gerencia de fiscalización de Hcs. Líquidos división de planeamiento y desarrollo, Unidad de normas y procedimientos.

¹⁶ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Noviembre 2011

¹⁷ Estatuto Orgánico De Pemex-Exploración Y Producción.

http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013